
吐哈吉南油田萨探1区块二叠系井 井子沟组油藏产能建设项目

环境影响报告书

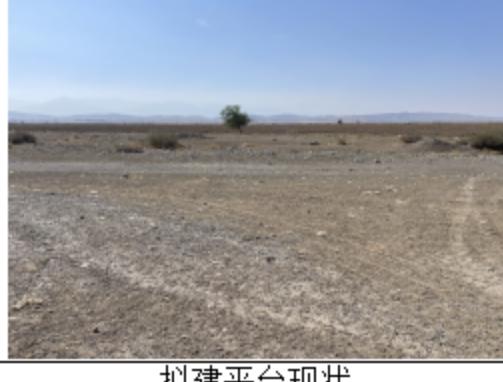
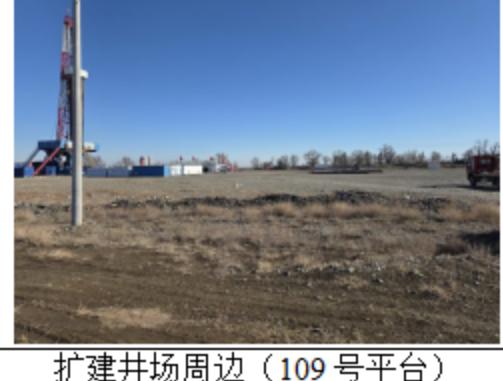
(征求意见稿)

建设单位：中国石油天然气股份有限公司

吐哈油田分公司准东采油管理区

编制单位：陕西德环和润环保科技有限公司

二〇二五年十二月

	
<p>吉康脱水站</p>	<p>吉康脱水站</p>
	
<p>拟建平台现状</p>	<p>拟建平台现状</p>
	
<p>扩建井场现状 (5号平台)</p>	<p>扩建井场周边 (109号平台)</p>
	
<p>管线穿越点</p>	<p>周边道路</p>

现场踏勘照片

1 概述

1.1 项目建设背景

吉南油田位于新疆北部，吉木萨尔县境内，萨探1区块位于吉木萨尔南部吉南凹陷，该凹陷处于博格达山北翼，为叠合盆地，主要发育二叠系芦草沟组烃源岩。萨探1区块行政隶属于昌吉州吉木萨尔县，北距吉木萨尔县城约10km，东距奇台县城约27km。

萨探1区块勘探工作始于20世纪50年代，2020年9月在萨探1块岩性圈闭上钻一口风险探井萨探1井并获工业流油，从而发现了萨探1块井井子沟组油藏。2021年5月萨探1井在井井子沟组获得突破，发现吉南油田提交预测储量10388万吨。2022-2023年，应用280平方千米三维地震，北斜坡申报控制储量5562万吨，编制完成开发先导试验方案。2024年北斜坡集中评价落实含油范围，提交探明储量5761万吨，年产油达到21.3万吨。

2024年实施了吉康油田萨探1块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程，部署78口井（新井65口，利用探评井13口），新建产能19.3万吨，目前，先导试验正在建设中。

截止2024年底，萨探区块合计完钻预探井11口、评价井20口、开发井50口。2024年9月份提交含油面积28.83平方千米，探明地质储量5761万吨。

本次开展产建建设，在萨探1区块萨6块、萨探1块、萨102块采用注水开发，矩形反九点注采井网，边部不规则井网，一类区井距300米×400米，二类区井距250米×350米，总体部署107口，利用老井33口（25口采油井，注水井8口），利用老井产能7.93万吨，新钻井54口（35口采油井、19口注水井），探井转生产井20口，新建产能19.65万吨（包含探井转生产井产能），本次产建总产能27.58万吨。新建4座采油平台，扩建1座采油平台，利用现有9座采油平台，对吉康脱水站进行改扩建。新建合格油外输管线42km，内部集输管线19.95km，注水管线15.9km，配套道路、供电、供热等工程等。项目总投资131172万元，分2年实施，2026年实施萨6块，2026年实施萨探1块、萨102块。

1.2 建设项目特点

（1）与一般建设项目不同，本项目作为油田开发项目，具有分布区域广、污染源分散的特点。从局部看，单个分散的点工程对环境影响并不显著，但从整体看，数量较多的单体工程所构成的面源对环境影响则比较显著。

(2) 本项目建设内容多，工艺过程相对复杂。项目建设内容既包括新建采油平台、管线、道路等工程，也包括现有站场的改扩建，涉及内容较多；工艺流程方面，项目涉及钻前工程、钻井及井下作业、采油、油气集输与处理、污水处理、注水等多个工艺环节，工艺流程复杂。

(3) 项目生态影响与污染影响并存。生态环境影响主要集中在施工期，体现在施工期占地、压占植被、破坏土壤、加剧水土流失等方面；污染影响主要体现在施工期及运行期废水、废气、噪声、固体废物等对各环境要素的不利影响。

1.3 评价工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》的有关规定，本项目应进行环境影响评价。

本项目位于昌吉州吉木萨尔县，项目区块属于“自治区级水土流失重点治理区”，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，本项目属于“五、石油和天然气开采业 07 陆地石油开采 0711”中石油开采新区开开发、涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设），应编制环境影响报告书。

2025年9月18日，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区委托陕西德环和润环保科技有限公司承担“吐哈吉南油田萨探1区块二叠系井井子沟组油藏产能建设项目”环境影响评价工作。接受委托后，我公司随即组织有关技术人员进行了现场实地踏勘，收集和研究了与项目有关的技术资料，并结合项目特点及区域概况委托开展了评价区环境现状调查与监测，通过全面深入类比调查与综合分析，依据国家相关环保法律法规、环境影响评价技术导则的要求，编制完成了《吐哈吉南油田萨探1区块二叠系井井子沟组油藏产能建设项目环境影响报告书》。

本次环境影响评价的工作过程及程序见图 1.3-1。

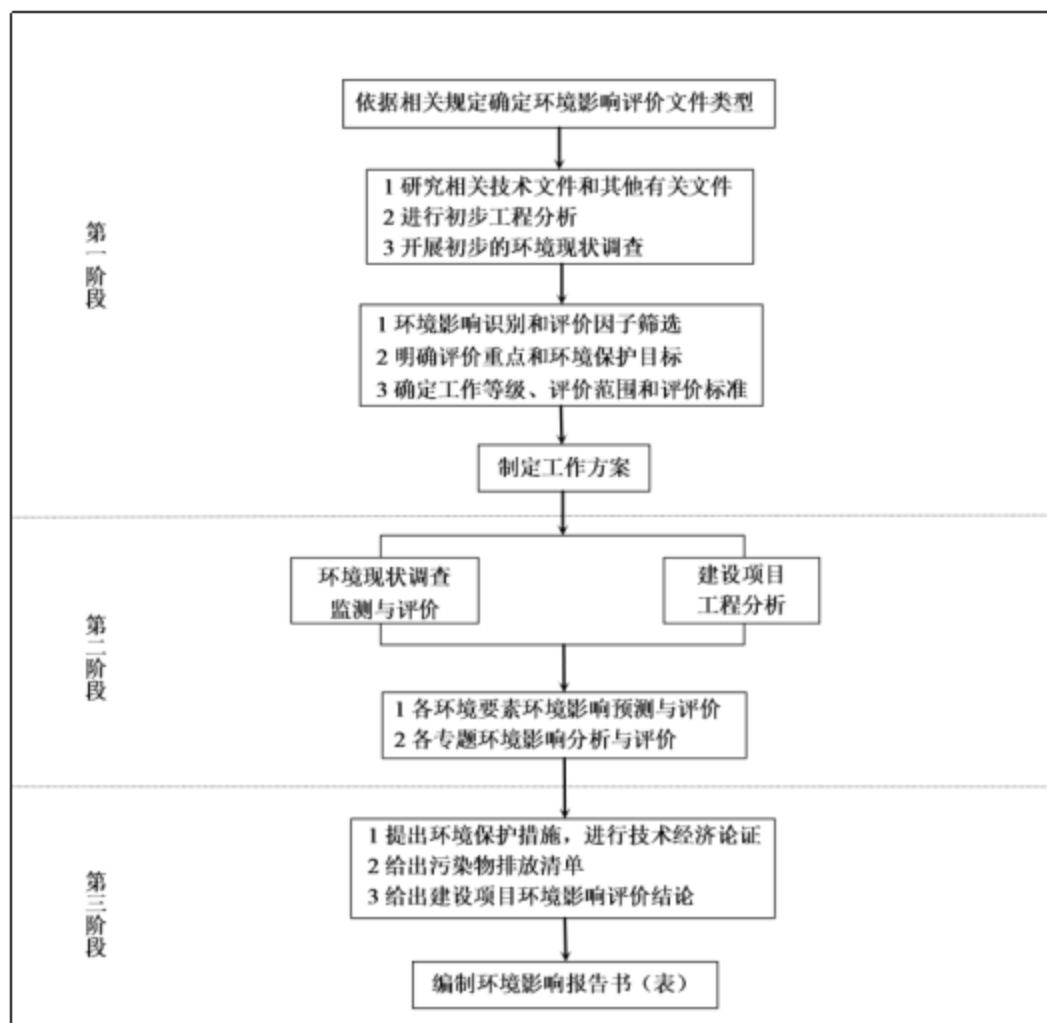


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目建设内容属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》鼓励类中“七、石油、天然气—1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采；2. 油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”，符合国家产业政策。

1.4.2 相关规划符合性

本项目为常规石油开发项目，符合《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》、《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》的相关要求。

项目所在区域属于吉木萨尔县重点管控单元(吉木萨尔县限采区ZH65232720005)，项目的建设符合《关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果的公告》具

体生态环境准入清单要求。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合地方主体功能区规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声、固体废物的达标排放情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。根据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。

关注的主要环境问题有：施工期废气、废水、钻井泥浆、岩屑以及施工临时占地造成的生态影响；运营期油气集输过程中的环境影响及环境风险和油气处理过程中产生的无组织挥发烃类、采出水、井下作业废水、落地原油及含油污泥等环境影响，永久占地生态影响等。

1.6 环境影响报告的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类项目，符合相关规划要求。项目采用的各项污染防治措施切实可行，项目建成后，在落实各项污染防治措施及确保达标排放的前提下，区域环境质量基本保持现状，对区域环境影响较小；项目在运行过程中存在一定的环境风险，但采取相应的环境风险防范措施后，其影响是可防可控的，环境风险水平可以接受；清洁生产水平较高，项目社会效益较好。从生态环境保护要求的角度，项目建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 法律法规与条例

表2.1.1-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一 环境保护相关法律			
1	中华人民共和国环境保护法（2014年修订）	12届人大第8次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018年修订）	13届人大第7次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018年修正）	13届人大第6次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017年修订）	12届人大第28次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国噪声污染防治法	13届人大第32次会议	2022-06-05
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020年修订）	13届人大第17次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016年修订）	12届人大第21次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010年修订）	11届人大第18次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012年修订）	11届人大第25次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016年续订）	12届人大第21次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2018年修订）	13届人大第12次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国城乡规划法（2015年修订）	12届人大第14次会议	2015-04-24
13	中华人民共和国防洪法（2016年修订）	12届人大第21次会议	2016-07-02
14	中华人民共和国草原法（2021年修正）	13届人大第28次会议	2021-04-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-10-26
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11届人大第15次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法	10届人大第29次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法	13届人大第6次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国土壤污染防治法	15届人大第5次会议	2019-01-01
20	中华人民共和国森林法（2019年修订）	13届人大第15次会议	2020-7-1
二 行政法规与国务院发布的规范性文件			
1	建设项目环境保护管理条例（2017年修订）	国务院令682号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017年修订）	国务院令687号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013年修订）	国务院令645号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014年修订）	国务院令653号	2014-07-29
5	中华人民共和国自然保护区条例（2017年修订）	国务院令687号	2017-10-7
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17号	2015-04-02
8	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	2013-9-10
9	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	2016-05-28
10	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	中发〔2018〕17号	2018-06-16
11	地下水管理条例	国务院第149次常务会议	2021-12-1
12	空气质量持续改善行动计划	国发〔2023〕24号	2023-12-7
13	扩大内需战略规划纲要（2022—2035年）	中共中央国务院	2022-12-15
三 部门规章与部门发布的规范性文件			
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）	部令第16号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第4号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2025版）	生态环境部令第36号	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024年本）	国家发展和改革委员会	2024-02-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
		令第六次会议	
6	《危险废物排除管理清单（2021年版）》	生态环境部公告2021年第66号	2021-12-03
7	《危险废物转移管理办法》	生态环境部、公安部、交通运输部令第23号	2021-11-30
8	危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采	公告2021年第74号	2021.12.22
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98号	2012-08-07
10	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150号	2011-12-29
11	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16号	2013-01-22
12	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103号	2014-01-01
13	《固体废物分类与代码目录》	生态环境部2024年第4号	2024-01-19
14	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11号	2018-01-25
15	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25号	2019-03-28
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石油天然气股份有限公司能评〔2020〕1号	2020-03-19
18	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范DZ/T0317-2018	自然资源部	2018-10-01
19	《开发建设建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2018）	住建部2018年第259号公告	2019-04-01
20	国家林业局关于做好沙区开发建设项目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	2013-08-26
21	开发建设项目水土保持技术规范	中华人民共和国建设部	2008-07-01
22	石油天然气开采业污染防治技术政策	公告2012年第18号	2012-03-17
23	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	2021-02-06
24	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2021年第15号	2021-08-7
25	中华人民共和国野生植物保护条例	国务院令第204号及修订	2017-10-07
26	《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》	环办环评〔2017〕84号	2017-11-15
27	中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例	国务院林业部	2016-2-6
28	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	2015-5-8
29	关于印发生态保护红线划定指南的通知	环办生态〔2017〕48号	2017-05-57
30	国家林业和草原局关于印发《建设项目使用林地审核审批管理规范》的通知	林资规〔2021〕5号	2021-09-13
31	自然资源部关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2号	2021-11-04
32	固体废物污染环境防治信息发布指南	环办固体函〔2024〕37号	2024-01-24
33	排污许可管理办法	中华人民共和国生态环境部令第32号	2024-07-01
33	固体废物污染环境防治信息发布指南	环办固体函〔2024〕37号	2024-01-22
四 地方法规及通知			
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	关于印发新疆维吾尔自治区水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知新疆维吾尔自治区水利厅	新水水保〔2019〕4号	2019-01-21
3	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
4	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
5	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例(2018年修订)	13届人大第6次会议	2018-09-21
6	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录(修订)	新疆维吾尔自治区林业和草原局与农业农村厅	2022-03-08
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录(修订)	新疆维吾尔自治区林业和草原局	2021-08-06
8	新疆生态功能区划	新政函[2005]96号	2005-07-14
9	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发[2011]330号	2011-07-01
10	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发[2011]389号	2011-07-29
11	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发[2014]35号	2014-04-17
12	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	2016-01-29
13	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	2017-03-01
14	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(2024年)	新环发[2024]93号	2024-06
15	新疆生态环境保护“十四五”规划	自治区党委、自治区人民政府	2021-12-24
16	新疆维吾尔自治区大气防治条例	13届人大第7次会议	2019-01-01
17	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发(2018)80号	2018-03-27
18	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发(2018)133号	2018-09-06
19	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发(2018)20号	2018-12-20
20	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发(2018)23号	2018-09-04
21	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发(2020)162号	2020-09-11
22	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知	新环环评发(2020)142号	2020-7-30
23	《关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知》	国务院办公厅(2021)47号	2021-05-25
24	《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》	/	2021-11-2
25	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件(2024年)	新环环评发(2024)93号	2024-06-09
26	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发(2018)23号	2018-09-04
27	新疆维吾尔自治区建设项目使用林地审核审批管理办法(试行)	新疆维吾尔自治区林业和草原局	2022-3-23
28	《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)和17个新增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)891号	2017-06-28
29	《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	2021-02-23
30	关于印发《新疆维吾尔自治区七大片区“三线一单”生态环境分区管控要求》的通知	新环环评发(2021)162号	2021-07-26
31	昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要		2021-7
32	《关于发布昌吉回族自治州生态环境分区管控动态更新成果		2025-01-11

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	的公告》		
五 相关规划			
1	新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2021-2025）	新疆维吾尔自治区自然资源厅	2022.1
2	新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划	新疆维吾尔自治区发展和改革委员会	2022.7
3	新疆维吾尔自治区主体功能区规划	新政函〔2005〕96号	2005.12.21
4	《新疆生态功能区划》	新政函〔2002〕194号	2002.12
5	《新疆水环境功能区划》		

2.1.2 评价技术导则及规范

表2.1-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目建设水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012年第18号	2012-03-17
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB65/T3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB65/T3999-2017	2017-05-30
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	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南		2017-10-01
21	矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）	HJ651-2013	2013-07-23
22	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-1
23	排污单位自行监测技术指南 总则	HJ 819-2017	2017-6-1
24	排污许可证申请与核发技术规范 总则	HJ942-2018	2018-2-8
25	排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物（试行）	HJ1200-2021	2021-1-1
26	排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业	HJ 1248-2022	2022-04-27
27	钻前工程及井场布置技术要求	SY/T5466-2004	2004-11-1
28	陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准	GB39728-2020	2021-1-1
	工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南	HJ 1209-2021	2021-11-13

2.1.3 项目文件

(1)《吐哈吉南油田萨探1区块二叠系井井子沟组油藏产能建设项目环境影响评价委托书》，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区，2025年9月；

(2)《吐哈吉南油田萨探1区块二叠系井井子沟组油藏产能建设项目开发方案》，中

国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司, 2025年8月;

- (3) 工程涉及的探井项目、站场项目环评批复及竣工环保验收意见;
- (4) 建设单位提供与建设项目有关的其它技术资料。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测, 了解项目开发区域的自然环境、社会环境和经济状况、自然资源及土地利用情况, 掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

(2) 通过工程分析, 明确本项目各个生产阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度, 分析环境污染的影响特征, 预测和评价本项目施工期、运营期以及服役期满后对环境的影响程度, 并提出应采取的污染防治和生态保护措施; 分析论证施工期对自然资源的破坏程度。

(3) 评述拟采取的环境保护措施的可行性、合理性及清洁生产水平, 并针对存在的问题, 提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

(4) 评价该项目与国家产业政策、区域总体发展规划、清洁生产、达标排放和污染物排放总量控制的符合性。

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

2.2.2 评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法, 科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点, 明确与环境要素间的作用效应关系, 充分利用符合时效的数据资料及成果, 补充必要的现状监测, 结合工程设计和预测数据, 对建设项目建设主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3 环境影响因素识别与评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

根据油田开发项目性质及其污染物排放特点，并结合项目所在区域环境特征分析，采用矩阵法对项目环境影响要素的程度和性质进行识别。根据识别结果，工程在施工期、运行期及退役期主要对周围环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤环境和生态环境等产生影响，具体如下。

(1) 施工期

施工期主要为钻井作业、储层改造和地面油气集输工程建设等，如钻井施工、修路、平整场地、管沟开挖、管线敷设、站场建设等活动，主要环境影响体现在施工扬尘、施工噪声、钻井废水、压裂返排液、钻井岩屑、落地油等对周围环境空气、声环境、地表水环境、土壤环境的影响以及施工期占用土地、形成地表扰动、破坏地表植被、加剧水土流失等对生态环境的影响。

(2) 运行期

运行期正常工况条件下，污染物排放主要集中在各站场，如站场加热炉废气、油气集输过程无组织烃类气体、油田采出水、站场噪声以及落地油、含油污泥、废滤料等对周围环境空气、声环境、水环境、土壤环境等的影响。与施工期相比，运行期对环境的污染影响稍轻，但持续时间较长。

(3) 退役期

油田开发进入退役期，产量明显下降，生产设施陆续关闭，对各环境因素的影响范围和程度上均有所降低。退役期环境影响主要表现为生产设施、管线拆除等施工活动，施工将造成一定程度的水土流失。

本项目施工期、运行期及退役期环境影响因素程度识别及筛选见表 2.3.1-1。

表 2.3.1-1 本项目各阶段环境影响因素程度识别及筛选矩阵

要素			自然环境							生态环境						
工程阶段			环境空气	地表水	地下水	声环境	固体废物	土壤环境	环境风险	物种	生物群落	生境	生态系统	生物多样性	生态敏感区	自然景观
施工期	钻前工程	场地清理、平整	-1	/	/	-1	/	-1	/	-1	-1	-2	-2	/	/	-1
	钻井工程	钻井施工	-2	/	-2	-2	-2	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
	储层改造工程	射孔、压裂返排	-2	-1	-1	-1	/	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
	油气	管沟开	-2	-1	-1	-1	-1	-1	/	-1	-1	-1	-1	/	/	-1

运行期	集输工程	挖、管线敷设												
		场站建设	-1	/	/	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
	交通运输	-1	-1	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/
退役期	油气集输工程	站场运行	-2	/	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/
		管线集输	/	/	-1	/	-1	-1	/	/	/	/	/	/
退役期	工程车辆	-1	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	井场	-1	/	-1	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/
	集输管线	-1	/	/	-1	/	/	/	-1	-1	-1	/	/	/
	站场	-1	/	/	-1	-1	/	/	-1	-1	/	/	/	/

环境影响性质分不利影响和有利影响、长期影响和短期影响、可逆影响与不可逆影响、局部影响与广泛影响，本项目环境影响性质的识别结果见表 2.3.1-2。

表 2.3.1-2 项目建设对环境影响性质的识别

环境资源		不利影响						有利影响			
		短期	长期	可逆	不可逆	局部	广泛	短期	长期	广泛	局部
自然环境	环境空气	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	地表水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	地下水	/	√	/	√	/	/	/	/	/	/
	声环境	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	水土流失	√	/	/	/	√	/	/	/	/	/
生态	物种	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	生物群落	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	生境	√	/	√	√	√	/	/	/	/	/
	生态系统	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	生物多样性	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	生态敏感区	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	自然景观	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/

据表 2.3.1-2，本项目对环境要素的不利影响主要表现在地下水、水土流失、环境空气、声环境等方面，这些影响大部分是短期局部可逆影响，长期影响（运行期）也是相对短期而言，项目服役期满影响基本可以消除。

项目各阶段环境影响因子不同，根据工程分析和开发工艺，施工期、运行期和退役期环境影响因子见表 2.3.1-3。

表 2.3.1-3 环境影响因子识别

开发阶段			主要环境影响因子				
			废气	废水	噪声	固废	生态
施工期	钻前工程	道路建设	扬尘	/	设备噪声	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性
		设备运输	扬尘、车辆尾气	/	交通噪声	/	/
		场地平整土方开挖	扬尘	/	机械噪声	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生

						物量损失、生态系统完整性
	设备安装与拆卸	/	/	设备噪声	/	/
钻井工程	钻井及井下作业	工程设备废气	钻井废水、生活污水、压裂返排液	设备噪声	钻井岩屑、废防渗布、废机油、废油桶等	/
	井喷(事故状况)	烃类气体	/	/	钻井液	/
油气集输工程	场站建设	扬尘、车辆尾气等	生活污水	设备噪声	建筑垃圾、生活垃圾	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、生态系统完整性
	管线敷设	扬尘、焊接烟尘	试压废水	机械噪声	建筑垃圾	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性
运行期	油气集输工程	站场	无组织废气、燃气炉废气	采出水	设备噪声	含油污泥、废润滑油
		管线破裂(事故)	烃类气体	/	/	落地油、油泥
退役期	油气集输工程	井站场	烃类气体、扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾
		管线	扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾、废弃管线

2.3.2 评价因子筛选

根据项目特点、环境影响特征，并结合评价区环境功能要求、环境保护目标、评价标准及环境制约因素，筛选出本项目环境影响评价因子见表 2.3.2-1。

表 2.3.2-1 环境影响评价因子筛选表

环境要素	环境现状评价因子	环境影响评价因子
环境空气	基本污染因子： <chem>SO2</chem> 、 <chem>NO2</chem> 、 <chem>PM10</chem> 、 <chem>PM2.5</chem> 、 <chem>O3</chem> 、 <chem>CO</chem> ；特征因子：非甲烷总烃、 <chem>H2S</chem> 、 <chem>TSP</chem>	<chem>SO2</chem> 、 <chem>NO2</chem> 、颗粒物、非甲烷总烃、 <chem>H2S</chem>
地表水	pH值、 <chem>COD</chem> 、 <chem>BOD5</chem> 、氨氮、硫化物、石油类、挥发酚、悬浮物、总磷、阴离子表面活性剂、汞、砷、总铬、六价铬、镉、铅、镍	废水不外排，对气田采出水等处置利用途径及处理设施的可依托性分析评价
地下水	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发性酚类、氟化物、氰化物、耗氧量、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、铬(六价)、总大肠菌群、菌落总数、 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、石油类、硫化物、钡	石油类、挥发酚
	包气带污染现状：pH值、挥发酚、石油类、六价铬、氯化物、硫化物	/
声环境	等效连续A声级Leq	等效连续A声级Leq
土壤环境	建设用地基本因子：①重金属和无机物：镉、汞、砷、铅、铬、六价铬、铜、镍、锌；②挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯	石油烃 C_{10-C40}

	乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯；③半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,2-cd]芘、萘；农用地基本因子：pH值、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌；特征因子：石油烃C ₆ ~C ₉ 、石油类、石油烃C ₁₀ ~C ₄₀ 、pH、含盐量	
生态环境	土地利用现状、植被类型、植被覆盖度、土壤侵蚀、动植物资源，物种的分布范围、种群结构、生境等，生态系统的类型、生产力、生物量、生态系统功能等，生物多样性物种丰富度、均匀度、优势度等	土地利用、生态系统、水土流失、土壤、动植物、生态系统、生物多样性等
环境风险	/	大气：非甲烷总烃、CO；地下水、地下水：石油类

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

(1) 环境空气

本项目所在地位于吉木萨尔县，依据《环境空气质量标准》(GB 3095-2012)及2018年修改单中的规定，项目所在区域环境空气质量功能区划属二类区。

(2) 地表水环境

集输管网穿越头工干渠和润贡拜沟干渠，主要用于农田灌溉，干渠水质均以《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类水质控制。

(3) 地下水

评价区地下水主要用于生活饮用水水源及工、农业用水。因此，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)规定，评价区地下水环境功能为III类。

(4) 声环境

评价区位于准噶尔盆地，属于城市未建成区，根据《声环境质量标准》(GB 3096-2008)相关规定，项目所在区域声环境质量属2类声功能区。

(5) 生态环境

①生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区-Ⅱ5准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区-28阜康、木垒绿洲农业、荒漠草地生态功能区。具体图2.3.1-1。

②水土流失区划

A.根据《关于划分国家级水土流失重点防治区的公告》《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》，项目区属于“国家级水土流失重点预防区”。见表 2.4.1-1。

表 2.4.1-1 项目区域在国家级水土流失区划中情况

涉及水土流失区划的行政区域	大类	区名称
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

B.根据《新疆维吾尔自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》(新水水保(2019)4号)，项目区属于“自治区级水土流失重点治理区”。见表 2.4.1-2。

表 2.4.1-2 项目区域在自治区级水土流失区划中情况

片区	涉及水土流失区划的行政区域	大类	区名称
东部	吉木萨尔县	自治区级水土流失重点治理区	天山北坡诸小河流域重点治理区

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

(1) 环境空气质量标准

基本因子执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准；特征因子非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值，H₂S执行《环境影响评价技术导则 大气环境》附录D，标准值见表 2.4.2-1。

表 2.4.2-1 环境空气质量标准

标准名称及级(类)别	项目	标准值			
		单位	限值		
《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准	SO ₂	μg/m ³	年平均	60	
			24小时平均	150	
			1小时平均	500	
			年平均	40	
	NO ₂		24小时平均	80	
			1小时平均	200	
			年平均	70	
	PM ₁₀		24小时平均	150	
			年平均	35	
			24小时平均	75	
《大气污染物综合排放标准详解》	TSP		24小时平均	300	
	O ₃		日最大8小时平均	160	
	CO	mg/m ³	24小时平均	4	
	非甲烷总烃	mg/m ³	1小时平均浓度	2.0	
《环境影响评价技术导则 大气环境》附录D	H ₂ S	μg/m ³	1小时平均	10	

(2) 地表水环境质量标准

本项目所在区域地表水执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，

标准值见表 2.4.2-2。

表 2.4.2-2

地表水环境质量标准

标准名称及级(类)别	污染因子	单位	标准限值
《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准	pH 值	无量纲 mg/L	6~9
	化学需氧量		≤20
	BOD ₅		≤4.0
	氨氮		≤1.0
	挥发酚		≤0.005
	硫化物		≤0.2
	石油类		≤0.05
	总磷		≤0.2
	阴离子表面活性剂		≤0.2
	汞		≤0.0001
	砷		≤0.05
	六价铬		≤0.05
	镉		≤0.005
	铅		≤0.05
	镍		/

(3) 地下水环境质量标准

评价区地下水水质执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准, 特征因子石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准限值, 见表 2.4.2-3。

表 2.4.2-3

地下水质量标准

标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
		单位	限值
《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准	pH 值	无量纲 mg/L	6.5~8.5
	总硬度		≤450
	溶解性总固体		≤1000
	耗氧量 (COD _{Mn})		≤3.0
	硫酸盐		≤250
	氯化物		≤250
	钠		≤200
	氨氮		≤0.50
	硝酸盐		≤2.0
	亚硝酸盐		≤1.00
	挥发酚		≤0.002
	氟化物		≤1.0
	氰化物		≤0.05
	铁		≤0.3
	锰		≤0.10
	铅		≤0.01
	汞		≤0.001
	砷		≤0.01
	镉		≤0.005
	铬(六价)		≤0.05
	硫化物		≤0.02

《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) III类标准	钡		≤0.7
	总大肠菌群数	MPN/100mL	≤3.0
	菌落总数	CFU/mL	≤100
石油类	mg/L		≤0.05

(4) 声环境质量标准

执行《声环境质量噪声标准》(GB3096-2008)中2类区标准,见表2.4.2-4。

表 2.4.2-4 声环境质量标准 单位: dB(A)

标准名称及类别	项目	标准值	
		昼间	夜间
《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类区标准	等效A声级	60	50

(5) 土壤环境质量标准

项目建设用地执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中“第二类用地”筛选值和管控值,其他土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)“其他”土壤污染风险筛选值,具体见表2.4.2-5。

表 2.4.2-5 土壤环境质量标准 单位: mg/kg (pH除外)

标准名称及级(类)别	评价因子	单位: mg/kg (pH除外)	
		筛选值	管制值
《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)	重金属和无机物	砷	60
		镉	65
		铬(六价)	5.7
		铜	18000
		铅	800
		汞	38
		镍	900
	挥发性有机物	四氯化碳	2.8
		氯仿	0.9
		氯甲烷	37
		1,1-二氯乙烷	9
		1,2-二氯乙烷	5
		1,1-二氯乙烯	66
		顺-1,2-二氯乙烯	596
		反-1,2-二氯乙烯	54
		二氯甲烷	616
		1,2-二氯丙烯	5
		1,1,1,2-四氯乙烷	10
		1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
		四氯乙烯	53
		1,1,1-三氯乙烷	840
		1,1,2-三氯乙烷	2.8
		三氯乙烯	2.8
		1,2,3-三氯丙烷	0.5
		氯乙烯	0.43
			4.3

	半挥发性有机物	苯	4	40
		氯苯	270	1000
		1,2-二氯苯	560	560
		1,4-二氯苯	20	200
		乙苯	28	280
		苯乙烯	1290	1290
		甲苯	1200	1200
		间二甲苯+对二甲苯	570	570
		邻二甲苯	640	640
		硝基苯	76	760
《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)	pH>7.5	苯胺	260	663
		2-氯酚	2256	4500
		苯并[a]蒽	15	151
		苯并[a]芘	1.5	15
		苯并[b]荧蒽	15	151
		苯并[k]荧蒽	151	1500
		䓛	1293	12900
		二苯并[a,h]蒽	1.5	15
		茚并[1,2,3-cd]芘	15	151
		萘	70	700
石油烃类	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500	9000
		镉	其他	0.6
		汞	其他	3.4
		砷	其他	25
		铅	其他	170
		铬	其他	250
		铜	其他	100
		镍	/	/
		锌	/	/

2.4.2.2 污染物排放标准

(1) 废气

本项目运行期吉康脱水站燃气加热炉有组织排放的 SO₂执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 排放标准; NO_x 执行《关于开展自治区 2021 年度夏秋季大气污染防治(冬病夏治)工作的通知》(新环大气发〔2021〕142 号) 中 NO_x 的排放要求; 非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 排放标准, 采用外推法计算排放速率 $Q=10 \times (8/15)^2=2.84\text{kg/h}$; 具体标准值见表。

吉康脱水站内非甲烷总烃无组织排放监控点浓度执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 限值, 厂界及油气集输过程非甲烷总烃无组织排放浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 企业边界污染物控制要求, H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 表 1 中二级标准限值。污染物排放标准详见表 2.4.2-6。

表 2.4.2-6 大气污染物排放标准 单位: mg/m³

类别		标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
运行期	站场无组织废气	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)厂区无组织排放限值	非甲烷总烃	1h 平均浓度	10
		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)企业边界污染物控制要求	非甲烷总烃	企业边界非甲烷总烃浓度	4.0
		《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1中二级标准	硫化氢	厂界无组织排放浓度限值	0.06
运行期	加热炉废气	《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)	SO ₂	/	50
		《关于开展自治区2021年度夏秋季大气污染防治(冬病夏治)工作的通知》(新环大气发[2021]142号)	NO _x	/	50
		《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2二级排放标准	非甲烷总烃	排放浓度	120
				排放速率	2.84

(2) 废水

①采出水: 本项目采出液管输至吉康脱水站, 三相分离后的采出水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)的相关标准后回注地层, 不向外环境排放, 执行标准见表 2.4.2-7。

②生活污水: 施工期生活污水排入自建化粪池内, 定期拉运至吉木萨尔县污水厂, 污水排放标准执行污水处理厂接管标准, 即《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中表4三级标准。见表 2.4.2-8。

表 2.4.2-7 碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法

标准名称	储层空气渗透率 μm^2	<0.01	[0.01, 0.05)	[0.05, 0.5)	[0.5, 2.0)	≥ 2.0
《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》SY/T5329-2022	水质标准分级	I	II	III	IV	V
	悬浮物固体含量 mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 35.0
	悬浮物颗粒直径 中值 μm	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 5.5
	含油量 mg/L	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 100.0
	平均腐蚀率 mm/a			≤ 0.076		

表 2.4.2-8 生活污水污染物排放标准

评价标准	pH	COD	NH3-N	SS	TP	动植物油
《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 三级	6~9	500	25	400	1.0	100

(3) 噪声

施工期场界噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)相应标准, 运行期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准, 标准值见表 2.4.2-9。

表 2.4.2-9 噪声排放标准 单位: dB(A)

类别	标准名称及级(类)别	污染因子	标准值	
施工期	《建筑施工场界环境噪声排放标准》	噪声 dB(A)	施工场界	昼间 ≤ 70

	(GB12523-2011)			夜间	≤55
运行期	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2类区标准	噪声 dB(A)	厂界	昼间	≤60
				夜间	≤50

(4) 固体废物

一般工业固废参照《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。

危险废物执行《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 中有关规定;《建设项目危险废物环境影响评价指南》(2017年10月1日实施)相关要求;《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);《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017);《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);《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发[2018]20号)。

2.5 评价工作等级及评价范围

2.5.1 生态环境

(1) 评价工作等级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 本项目生态环境评价工作等级判定依据见表 2.5.1-1。

表 2.5.1-1 生态影响评价工作等级划分表

评价工作等级判据	影响区域生态敏感性	评价等级
	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	一级
	涉及自然公园	二级
	涉及生态保护红线	不低于二级
	判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目	不低于二级
	根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目	不低于二级
本项目情况	当工程占地规模大于 20 km ² (包括永久和临时占用陆域和水域), 改扩建项目的占地范围以新增占地 (包括陆域和水域) 确定	不低于二级
	①项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境及自然公园; ②项目集输管线穿越生态红线; ③项目属于水污染影响型建设项目, 评价等级为三级 B; ④项目工程实施不影响地下水水位, 土壤影响范围内无天然林、公益林等生态保护目标分布, 集输管线地下穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园(天山水源涵养与生物多样性维护生态保护红线), 在湿地公园内无永久、临时占地 ⑤项目地面工程在总占地面积约 0.62km ² (包括永久占地和临时占地), 小于 20km ² 。据此判定本项目生态评价等级应不低于二级。	
判定结果	二级	

据此, 判定本项目生态评价工作等级为二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中规定,生态环境影响评价范围为:井场、站场等工程以场界周围50m范围、线性工程两侧外延300m为评价范围。

线性工程穿越生态敏感区时,以线路穿越段向两端外延1km、线路中心线向两侧外延1km为评价范围,并结合生态敏感区主要保护对象的分布、生态学特征、项目的穿越方式、周边地形地貌等适当调整,线性工程以隧道、顶管、定向钻等穿越生态敏感区,且无永久、临时占地时,可从线路中心线向两侧外延300m为评价范围。

本项目评价范围为:各井场、站场边界外扩50m;集输管道线性工程穿越生态红线穿越段两端外延1km、线路中心线向两侧外延1km为评价范围,其他区域集输管线两侧外延300m范围,见图2.5.1-1。

2.5.2 环境空气

本项目运行期废气污染源主要为燃气加热炉、微燃机以及天然气集输过程挥发、泄漏等无组织排放的废气,主要污染物为SO₂、NO_x、非甲烷总烃。

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)要求,采用估算模型AERSCREEN对项目主要大气污染源进行环境空气评价工作等级判定。估算模型所需参数见表2.5.2-1,计算结果见表2.5.2-2,判定依据和判定结果见表2.5.2-3。

根据表2.5.2-3判定结果,本项目废气污染物最大地面环境空气质量浓度占标率P_{max}均小于10%。因此,判定本项目环境空气评价工作等级为二级。

表 2.5.2-1 估算模型所需参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
	最高环境温度/°C	43
	最低环境温度/°C	-40.0
	土地利用类型	草地
	区域湿度条件	干燥
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑海岸线 熏烟	考虑海岸线熏烟	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向°	/

表 2.5.2-2 主要大气污染物最大地面浓度占标率

污染源	污染物	下风向距离/m	最大落地浓度(μg/m ³)	占标率(%)
-----	-----	---------	----------------------------	--------

无组织排放	典型钻井平台	非甲烷总烃	63		
	吉康脱水站	非甲烷总烃	64		

表 2.5.2-3 环境空气影响评价工作等级判定表

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

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，本项目环境空气评价等级为二级，不需设置大气评价范围。

2.5.3 地表水环境

(1) 评价工作等级

本工程采出水由、油田井下作业废水（修井废水和洗井废水）由吉康脱水站污水处理站处理达标后回注油层，不排入地表水体；采油平台无人值守，无生活污水产生。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中“建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。”因此，判定本工程地表水评价工作等级为三级 B。

(2) 评价范围

因本项目无废水排放，故不设地表水评价范围，重点分析依托采出水处理设施的环境可行性。

2.5.4 地下水环境

根据本项目工程内容，结合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ394-2023)及《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)附录 A“地下水环境影响评价行业分类表”，本项目涉及的行业类别为“常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程”及“油类和废水等输送管道”，其中“常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程”按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价，“油类和废水等输送管道”地下水环境影响评价项目类别为 II 类。

(1) 评价工作等级

① 地下水环境敏感性

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.5.4-1。

表 2.5.4-1 建设项目的地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a 。
不敏感	上述地区之外的其它地区
注： ^a “环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

根据收集的资料和现场勘查，项目区域附近村庄饮用水有地表水水源供应，项目区无集中式饮用水水源准保护区，无分散式饮用水水源地，项目区不是二工镇供水地表水水源地（水源东大龙口水库）的补给径流区，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

② 地下水评价等级判定

按照地下水评价等级判定标准（见表 2.5.4-2），本项目属于Ⅰ类建设项目，地下水环境敏感特征为不敏感，由此判定本项目地下水评价等级为二级。

表 2.5.4-2 地下水环境影响评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一级	一级	二级
较敏感	一级	二级	三级
不敏感	二级	三级	三级

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水调查范围的确定的方法，本环评采用查表法确定地下水环境现状调查的评价范围，具体见表 2.5.4-3。

表 2.5.4-3 地下水环境现状评价范围参照表

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

结合上述分享，本次评价按照井场、站场周边区域的 6~20km² 作为调查评价范围，集输管线向两侧外延 200m 作为调查评价范围，见图 2.5.1-1。

2.5.5 声环境

(1) 评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中评价工作分级规定，并结合项目污染特点及周边环境特征，确定本项目声环境评价工作等级为二级，具体判定详

见表 2.5.5-1。

声环境等级判定分级依据分析表			
判别依据	声环境功能	项目建设前后噪声级的变化程度	受噪声影响范围内的人口
一级评价	0类	增高量 $> 5\text{dB(A)}$	显著增多
二级评价	1类、2类	$3\text{dB(A)} \leq \text{增高量} \leq 5\text{dB(A)}$	增加较多
三级评价	3类、4类	增高量 $< 3\text{dB(A)}$	变化不大
本项目	2类	$< 3\text{dB(A)}$	变化不大
评价工作等级	根据现场调查, 本项目所在区域属于2类声环境功能区, 项目运行期噪声影响范围仅限于站场周边, 建设前后评价范围内敏感目标噪声级增量 $< 3\text{dB(A)}$, 通过采取选址避让措施, 受影响的人口变化不大, 因此评价等级定为二级。		

(2) 评价范围

各站场厂界外 200m 范围, 集输管线及道路两侧 200m 范围, 见图 2.5.1-1。

2.5.6 土壤环境

(1) 影响类型

根据本项目土壤环境现状监测结果, 项目所在区域土壤 pH 值为 8.01~8.37, 含盐量为 0.1~1.4g/kg, 依据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018) 附录 D 中土壤盐化、酸化、碱化分级标准, 判定本项目工程所在区域土壤盐化级别为轻度盐化。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T 349-2023), 土壤盐化、酸化和碱化地区, 建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型, 按相应等级分别开展评价工作。因此, 本项目土壤环境影响评价类型为污染影响型和生态影响型。

(2) 评价工作等级

依据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018) 附录 A 土壤环境影响评价项目类别表及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 7.4 节规定, 本项目涉及的行业类别中“常规石油开采井场、站场工程”土壤环境影响评价项目类别为 I 类, “油类和废水输送管道”为 II 类。

① 土壤污染影响型评价工作等级

根据项目占地统计, 本项目各拟建站场、井场工程等永久占地均小于 5hm², 管线不涉及永久占地, 因此占地规模均属于小型; 项目可能产生污染影响的范围内存在牧草地、耕地, 因此敏感程度属于“敏感”(判定依据见表 2.5.6-1)。

表 2.5.6-1 污染影响型敏感程度分级表

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

不敏感	其它情况									
表 2.5.6-2		污染影响型评价工作等级划分表								
评价工作等级 占地规模	I类			II类			III类			
	大	中	小	大	中	小	大	中	小	
敏感程度	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/	
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	/	/	

注：“/”表示可不开展土壤环境影响评价工作

依据污染影响型评价工作等级划分表（见表 2.5.6-2），并结合项目占地规模和环境敏感程度判定结果，确定本项目土壤环境评价污染影响型工作等级为：井场土壤环境污染影响型影响评价等级为一级，集输管道土壤环境污染影响型评价等级为二级。

②土壤生态影响型评价工作等级

项目位于昌吉州吉木萨尔县，根据土壤现状监测结果，项目所在区域土壤 pH 值为 8.01~8.37，其酸、碱敏感程度属于“不敏感”，含盐量为 0.1~1.4g/kg，属于轻度盐化土壤，盐化敏感程度属于“较敏感”，根据表 2.5.6-4 判断土壤生态敏感程度为“较敏感”，结合本项目的生态敏感程度及表 2.5.6-5 确定本项目的土壤生态影响型评价工作等级：井场及站场生态影响型土壤环境影响评价等级为二级，集输管网生态影响型土壤环境影响评价等级为二级。

表 2.5.6-4 生态影响型敏感程度分级表

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

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

表 2.5.6-5 生态影响型评价工作等级划分表

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

（2）调查评价范围

① 土壤污染影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）（HJ964-2018）》，项目土壤环境

调查评价范围为：占地范围内和占地范围外 1km 范围内，（各井场/采油平台占地范围外 1km）；集输管网边界两侧向外延伸 0.2km 范围内。

② 土壤生态影响型评价范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）（HJ964-2018）》，项目土壤生态影响调查评价范围为：占地范围内和占地范围外 2km 范围内，（各井场/采油平台占地范围外 5km）；集输管网边界两侧向外延伸 0.2km 范围内，见图 2.5.1-1。

2.5.7 环境风险

(1) 评价等级

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目环境风险等级划定依据见表 2.5.7-1。本项目新建站场、井场及原油集输管线等危险单元 Q 值均 < 1（详见 12.3.1 节），环境风险潜势均为 I，因此可判定项目环境风险评价工作等级为简单分析，判定情况详见表 2.5.7-2。

表 2.5.7-1 评价工作等级划分依据

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

表 2.5.7-2 项目主要风险源评价工作等级划分

序号	风险源	环境空气	地表水	地下水
1	新建站场、井组拉油点	简单分析	简单分析	简单分析
2	原油集输管线	简单分析	简单分析	简单分析

(2) 评价范围

本项目环境风险评价工作等级为简单分析，不需要设置评价范围。

2.5.8 小结

综上所述，本项目各环境要素评价工作等级及评价范围见表 2.5.8-1。

表 2.5.8-1 各环境要素评价等级及评价范围

环境要素	工作等级		评价范围
生态环境	二级		井场、站场边界外扩 50m 范围，集输管道线性工程穿越生态红线穿越段两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围，其他区域集输管线两侧外延 300m 范围。
环境空气	二级		以项目区块内各井场/采油平台中心区域，边长为 5km 的矩形区域的包络线
地表水	三级 B		/
地下水	二级		以本次开发区块中心为中心，东西方向边长 6km，南北方向边长 8km 的矩形
声环境	二级		各站场厂界外 200m 范围；管线及道路两侧 200m 范围
土壤环境	污染影响	二级	各站场、井场取厂界外扩 1km 范围，回注水输送管线取管线两侧向外延伸 200m 范围
	生态影响	二级	各站场、井场取厂界外扩 2km 范围，回注水输送管线取管线两侧向外延伸 200m 范围

环境风险	环境空气	简单分析	/
	地表水	简单分析	/
	地下水	简单分析	与地下水评价范围一致

2.6 评价时段与评价重点

2.6.1 评价时段及评价内容

项目评价时段包括施工期、运行期和退役期三个阶段。施工期主要是钻井作业和地面工程建设（包括场站建设、管线铺设及道路建设）；运行期主要是天然气开采、集输和处理，采出水处理和回注；退役期主要是设备的拆除等。施工期和运行期是对环境造成影响的主要时期，本次评价重点关注施工期和运行期，兼顾退役期。

2.6.2 评价重点

根据评价区环境特征和项目污染物排放特点，本次评价重点包括以下几个方面：

- (1) 工程概况及工程分析
- (2) 生态环境影响评价
- (3) 地下水环境影响评价
- (4) 环境风险评价
- (5) 环境保护措施论证及可行性分析

2.7 环境保护目标

根据现场调查、遥感影像判断和现场调查，本项目占地范围内无自然保护区、国家公园、水源保护区等。集输管线穿越生态红线，工程沿线涉及村庄。本项目环境保护目标见表 2.7-1 和图 2.7-1~图 2.7-3。

表 2.7.2-1

项目环境保护目标一览表

环境要素	保护对象		坐标	保护对象	与工程相对位置关系	保护要求
环境空气	站场	十八户村	89.26527676,43.94570850	34户/85人		《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)二级标准
		泉子街村	89.24942788,43.94135112	11户/28人		
		上八户村	89.22635867,43.93954119	23户/58人		
		下八户村	89.22468687,43.93049327	8户/24人		
	井场	十八户村	89.26527676,43.94570850	120户/300人		
		苏家庄村	89.26953652,43.90184470	12户/30人		
		墙户十六队	89.29160175,43.92073055	40户/112人		
	管线	下八户村	89.22468687,43.93049327	8户/24人		
		东台子村	89.19757506,43.93825181	3户/9人		
		大有镇	89.17026647,43.96815872	12户/33人		
声环境	管线	下八户村	89.22468687,43.93049327	8户/24人		《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2类标准
		东台子村	89.19757506,43.93825181	3户/9人		
		大有镇	89.17026647,43.96815872	12户/33人		
生态环境	吉木萨尔北庭国家湿地公园 (生态保护红线)				/	国家湿地公园功能不发生改变
	水土流失重点治理区				/	减少施工风蚀、水蚀等造成的水土流失，保护耕地、草地和灌木林地
	基本农田			本项目管线临时占用永久基本农田 14.4849hm ²		按照《基本农田保护条例》，施工结束后尽快进行土地复耕和复肥工作，确保施工前后基本农田保护区产量不降低
地下水	区域地下水水质不受项目建设影响				评价区域内	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 中III类标准
地表水	河流	头工干渠		GB3838-2002III类		《地表水环境质量标准》 (GB3838-2008)中III类水体标准
		二工干渠				

		贡拜沟干渠				
		红畦干渠				
		吾塘沟				/
土壤环境	站场、井场周边 2km 及管线两侧 200m 范围内的耕地、居民区等敏感目标			建设用地满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)第二类用地标准值；农用地满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018)		

3 工程概况

3.1 区块油气资源概况

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区萨探区块位于新疆北部，探矿权区块1个，总面积3390.1635km²，萨探区块位于吉南凹陷，处于博格达山北翼，勘探面积570km²，为叠合盆地，主要发育二叠系芦草沟组烃源岩。

萨探1区块2024年提交含油面积28.83平方千米，探明地质储量5761万吨，共有7个断块构成。本次涉及萨6块、萨探1块、萨102块，三个块合计探明地质储量3765万吨，其中萨6块探明地质储量1021万吨、萨探1块探明地质储量1256万吨、萨102块探明地质储量1488万吨。

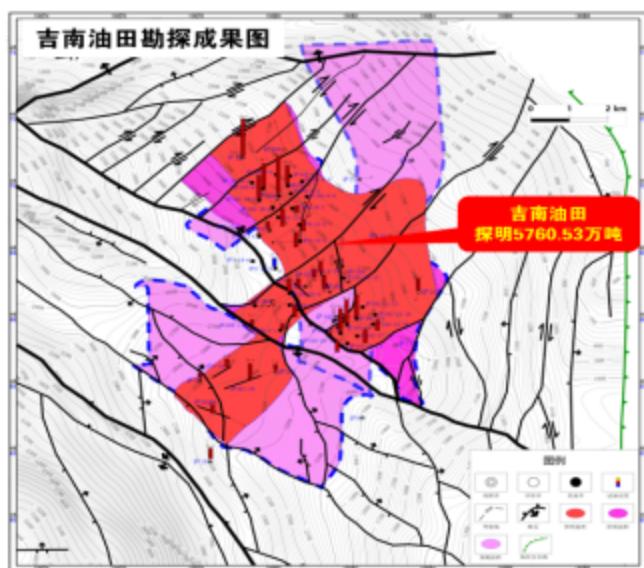


图 3.1-1 萨探区块 2021 年以来上交三级储量分布图

3.1.1 区域地层特征

根据已钻探井揭示和精细地层划分对比，吉南凹陷钻遇的地层有：新生界第四系（Q）、第三系（E）；中生界侏罗系上统齐古组（J₃q），中统头屯河组（J_{2t}）、西山窑组（J_{2x}），下统三工河组（J_{1s}）、八道湾组（J_{1b}），三叠系中上统小泉沟群（T₂₋₃xq），三叠系下统烧房沟组（T_{1s}）、韭菜园组（T_{1j}）；古生界二叠系上统梧桐沟组（P₃wt），中统红雁池组（P_{2h}）、芦草沟组（P_{2l}）、井井子沟组（P_{2jj}），石炭系（C）。详见图3.1-2。

第四系（Q）：黄色、土黄色未成岩粘土、灰色、杂色砂砾石层。与下伏地层不整合接触。

第三系（E）：其与下伏地层为角度不整合接触，反射能量强，连续性好，呈上弱下强的双轨特征，地质分层的底界位于下强反射波的底部，是区域最好的反射层之一。

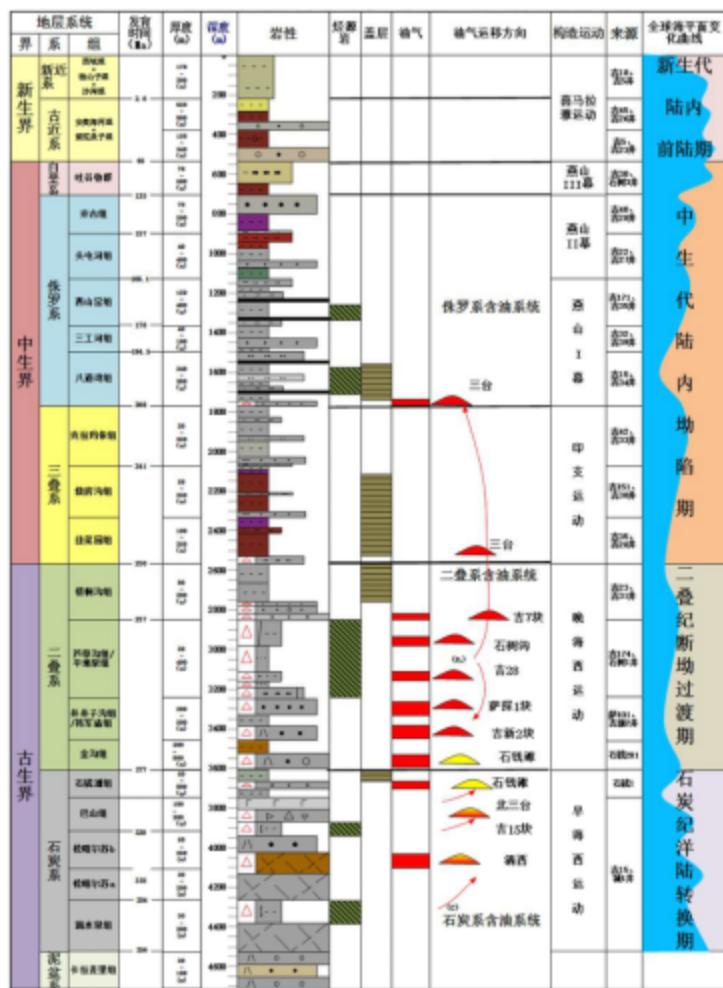


图 3.1-2 准噶尔盆地东部地层发育序列与储盖及油气成藏组合剖面图

侏罗系上统齐古组 (J₃q)：浅黄色泥岩、浅棕色泥岩、黄色泥岩。

中统头屯河组 (J_{2t})：灰色粉砂岩、灰色泥质粉砂岩、棕红色泥岩。

西山窑组 (J₂x)：上部砂砾岩、细砂岩，中下部发育煤层，下部泥岩与砂岩互层。

下统三工河组 (J_{1s})：灰色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩互层。

八道湾组 (J₁b)：八道湾组发育底部扇三角洲平原和前缘河道沉积、中部湖相灰色泥岩、上部湖沼相煤系地层，其中底部河道砂岩和中部泥岩及薄层泥岩形成良好的储盖组合，油气显示和出油层重点在下部，局部表现在湖沼相底部发育一套储盖组合，为后期该层系扩展的有利方向。地层厚度在 129 米~352 米，砂层厚度 4 米~14 米不等，岩性多为细砂岩，局部见到砂砾岩，随古地貌占位不同有所差异。煤系地层和底部砂岩为该套地层的标志层，可以全区追踪对比。

三叠系上中统小泉沟群 ($T_{2-3}xq$)：小泉沟群地层为一套干旱气候条件下物源供应相对匮乏局部发育扇三角洲沉积，整体为褐色泥岩或灰绿色泥岩夹薄层砂岩，地层在三台凸起和吉南 2 号隆区发育，向东萨探 1 井主体凹陷欠发育。地层厚度在 70 米~120

米, 砂层厚度 5 米~12 米, 虽有储盖组合, 只是零星显示, 整体成藏条件差, 无油流井。

下统烧房沟组 (T_{1s}) : 干旱气候条件下发育的泛滥平原沉积, 主体为褐色泥岩和褐红色泥岩夹薄层粉砂岩, 局部见到油气显示, 局部成藏条件有利, 可以作为后期兼探的层系。整体地层厚度在 80 米~365 米, 砂层厚度在 4 米~24 米。

韭菜园组 (T_{1j}) : 半干旱-半湿润气候条件下发育的扇三角洲沉积, 由吉南凹陷向吉南 2 号鼻隆到三台凸起水体逐渐加深, 由扇三角洲平原沉积演变为扇三角洲前缘沉积, 整体为底部河道砂体和上部褐色或灰色泥岩组合, 中下部发育的两套砂岩和泥岩形成优势储盖组合, 配合油源断裂, 油气显示普遍, 是区域勘探的有利层系, 多口井见到良好的油气显示和油流。整体地层厚度 105 米~170 米, 砂岩厚度 3 米~15 米。

二叠系上统梧桐沟组 (P_{3wt}) : 半湿润气候条件下发育的扇三角洲沉积, 由吉南凹陷向吉南 2 号鼻隆到三台凸起水体逐渐加深, 主体以扇三角洲前缘沉积为主, 整体为中下部河道砂体和上部灰色泥岩组合, 共发育两套砂泥储盖组合, 油气显示普遍, 多口井见到良好的油气显示和油流, 构造控藏特点明显。整体地层厚度 197 米~293 米, 砂层厚度 3 米~14 米。

二叠系中统红雁池组 (P_{2h}) : 湿润气候向干旱气候条件转换阶段发育的湖相泥岩沉积、火山岩沉积、扇三角洲沉积, 吉南凹陷萨探 1 块岩性组合为下部灰色泥岩、中部玄武岩、上部灰色或褐色泥岩夹薄层砂岩沉积。其中火山岩可以作为标准层, 更好地识别该套地层, 整体显示微弱, 在底部湖相泥岩见到类似芦草沟组页岩油显示。地层厚度 250 米~418 米左右, 砂层厚度在 4 米~13 米。

二叠系中统芦草沟组 (P_{2l}) : 湿润气候条件下发育的半深湖-深湖相沉积, 以灰色或灰黑色泥岩夹云质砂岩沉积为主, 该层系发育一套高效源岩, 为全区主力源岩, 主要发育源储一体的页岩油藏。地层厚度 240 米~318 米, 云质砂岩厚度为 4 米~8 米。

二叠系中统井井子沟组 (P_{2jj}) : 湿润气候条件下早期发育湖相沉积, 后期发育扇三角洲前缘沉积, 灰色泥岩和褐色泥岩为主夹薄层砂岩组合, 上部扇三角洲前缘河道砂体和泥岩形成良好储盖组合, 显示丰富, 淮东地区多口井见到工业油流, 吉南凹陷萨探 1 井获高产工业油流, 产量稳定, 发育 2~3 套有利储盖组合。该套层系地震追踪全区稳定发育, 是一套主要勘探评价层系, 为淮东油气勘探的重点领域。整体地层厚度 450 米~600 米左右, 单砂层厚度 10 米~30 米左右。

石炭系 (C_{3b}) : 岩性以火山岩及火山碎屑岩为主, 主要有棕褐色玄武岩、深灰色安山岩及蚀变玄武岩及灰色凝灰岩, 在吉木萨尔凹陷其底部发育一套较稳定的碳质泥

岩。电阻率为中、高阻，自然电位曲线平滑，幅差不明显。钻井一般揭示 50 米~200 米，中强振幅，顶面具有典型的风化壳反射特征，在吉南地区由于地震资料普遍较差，很难确定其准确的反射层位。

3.1.2 构造特征

3.1.2.1 区域构造特征

阜康断裂带位于准噶尔盆地博格达山山前，为盆地南缘冲断带的二级构造，是由多条断裂组成的复杂构造带，由一系列的南倾逆冲断裂沿博格达山北缘呈北凸弧形展布。晚古生代阜康断裂带东段呈“四凸三凹”的构造格局，即：北三台凸起、三台凸起、吉南凸起、古西凸起、阜康凹陷、吉木萨尔凹陷和吉南凹陷。吉南凹陷是夹持于博格达山前和吉南凸起之间的一个凹陷，早二叠世，博格达山前的吉南凹陷芦草沟组湖盆面积大，烃源岩厚度大、平面展布稳定；喜山期上盘改造强烈，下盘的吉南凹陷改造弱，构造平缓稳定。吉南凹陷构造简单，呈东高西低的单斜形态，断裂不发育，芦草沟组埋藏深度在 3000 米左右，原生地层保存条件好，有利于页岩油成藏。

萨探区块通过多轮次多手段构造精细解释，构造格局越发清晰，三组断裂形成从北向南四个区：北部斜坡区、中部凹槽区、中部鼻隆区及南部推覆区。

（1）南部推覆区：为喜山期随着天山隆起抬升形成的逆掩推覆带。（2）中部鼻隆区：为南北向应力挤压形成的东南高、西北低的正向鼻状隆起。（3）中部凹槽区：为被两条北西—南东走向的背向逆冲断层夹持的负向凹槽。（4）北部斜坡区：为东北高、西南低的斜坡。

3.1.2.2 断裂特征

研究区主要发育 3 组断裂：

北西—南东走向逆冲断裂以近东西向和北西西向为主，该断裂体系为基底逆断裂，形成于晚海西运动期，活动至燕山期，纵向自基底石炭系断至二叠系，部分切至侏罗系，平面上主要沿北东向展布，伴生形成一系列近南北向展布的小断裂。北西向断裂控制形成北部斜坡带、中部对冲凹槽带、南部掩伏鼻隆带的发育，同时发挥着井井子沟组早期成藏的油气纵向疏导通道作用。伴生形成的近南北向断裂主要断至石炭系，部分切至二叠系井井子沟组，控制着早期断块的发育。

北东—南西走向走滑断裂将北部斜坡区分割为多个断块，形成于印支期，后期活动迹象不明显，纵向自 P_{2jj} 断至 P_{3wt} ，部分切至三叠系，平面上主要沿着北东向展布，发育于北部斜坡区，将北斜坡分割为多个断块，控制着局部低凸、凹槽的边界，同时也具

有油气纵向疏导通道的作用。

伴生断层或调节断层，对局部构造有分割作用。

该区发育逆断层、走滑断层和伴生走滑断层。其中逆断层断开层位为 C~J，断层断距在 10 米-200 米，断层走向为 NW，倾向为 SW，倾角在 70 度-90 度，延伸长度 6 千米-17 千米。走滑断层断开层位为 P~T，断层断距在 10 米-50 米，断层走向为 NE，倾向为 W，倾角在 85 度-90 度，延伸长度 2 千米-5 千米。伴生走滑断层断开层位为 P~T，断层断距在 5 米-60 米，断层走向为 SN 和 NE，倾向为 W，倾角在 80 度-90 度，延伸长度 0.5 千米-2.5 千米。

南北向地震剖面上，南部推覆区、中部鼻隆区、中部凹槽区和北部斜坡区划分清晰，海西期断裂断至侏罗系八道湾组，南部喜山期逆掩推覆断裂规模大、平面推覆距离可达 10 千米，北斜坡地层倾角 11 度-17 度。

东西向地震剖面上，印支断裂是在海西期断裂基础之上形成的走滑断裂，断面倾角较陡，近似直立，北东—南西走向走滑断裂将北部斜坡区分割为多个断块，断距 10 米-50 米。

静态和动态断层封堵性研究表明，北西—南东走向逆冲断裂、北东—南西走向走滑断裂、伴生断层封堵性均较好，断块内部小断层封堵性较差。静态法研究表明断层具有较好封堵性。控制断块形成的主要断层断层泥比率 (SGR) 30.0%-33.3%，均大于经验值 27%，同时相邻断块油水界面不统一，油柱高度也不同，证实断层封堵性较好。动态研究表明断层具有较好封堵性。

3.1.2.3 沉积特征

萨探区位于吉南凹陷东部，吉南凹陷经历了四个盆地演化阶段，依次为湖盆发育、填平补齐、抬升侵蚀及隆升造山阶段。

海西期湖盆发育阶段：北部吉南凸起快速抬升坡度大，西面三台凸起、东面古西凸起抬升幅度小，三个凸起夹持形成湖盆。

稳定期填平补齐阶段：三个凸起活动弱，博格达山未隆升，地貌高低关系不变，随着填平补齐地形落差变小。

表 3.1.2.3-1 构造带活动期次简表

构造阶段	东北部 吉南凸起	东部 古西凸起	西北部 三台凸起	南部 阜康断裂带
现今博格达山隆升阶段	活动弱	活动弱	活动弱	快速隆升造山

中生代沉积后东部侵蚀阶段	抬升	强烈抬升引起东部地层剥蚀	抬升	未隆起
上二叠沉积后填平补齐阶段	活动弱	活动弱	活动弱	未隆起
中二叠沉积后湖盆发育阶段	较强活动北部坡度较大	较强活动至工区范围坡度平缓	抬升作用弱	未隆起为湖泊区

喜山期博格达山隆升阶段：西南博格达山快速隆升，发育山前冲断带，形成现今地貌格局。燕山末期东部剥蚀阶段：古西凸起强烈活动，引起东北部快速抬升，并引起东部地层大范围剥蚀，形成角度不整合。

区域构造演化研究表明，早—中二叠系世，吉南凹陷北侧（吉南凸起）为陡岸、东侧为平缓斜坡（古西凸起），形成以古西凸起、吉南凸起为沉积母源区两大沉积体系。沉积演化特征表明二叠系井井子沟组沉积主要受第一幕构造运动影响，井井子沟组沉积前，古西凸起稳定隆起，控制吉南、吉木萨尔凹陷东部沉积，为周缘凹陷提供物源，吉南凸起仅发育于北东部小范围，基本不控制萨探区块沉积。

井井子沟组沉积时古地貌，发育3个古沟槽和2个坡折带，古沟槽和坡折带控制有利相带，形成东南部古西凸起物源为主、吉南凸起物源为辅的双物源沉积。东南物源体系为缓坡长距离搬运的牵引流沉积，是区内主要沉积模式。

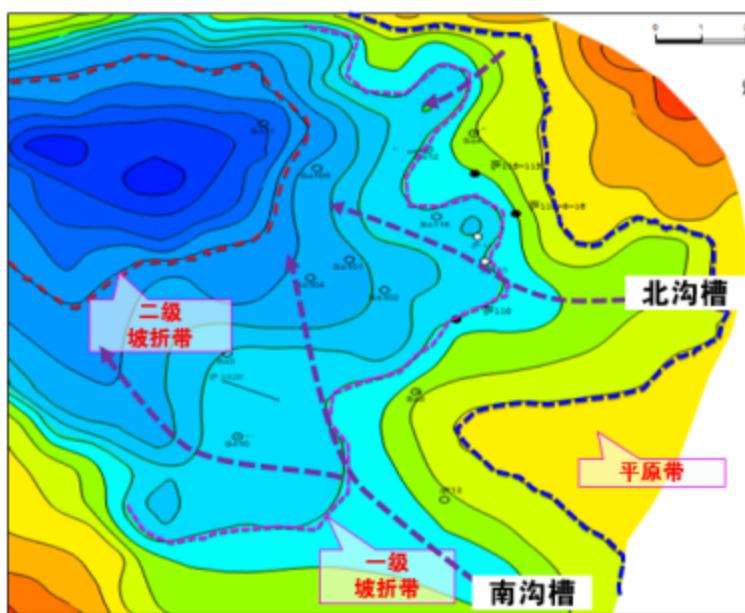


图 3.1-3 萨探区块井井子沟组沉积期地貌形态图

3.1.3 储层特征

区块整体岩性以中细砂岩和细砂岩为主，岩石类型主要为长石岩屑砂岩，含少量混合砂岩，磨圆以次棱角状、次棱角状-次圆状为主。岩石类型三角图版反映储层成分成熟度较低。表现出成分成熟度较低。统计萨探区块井井子沟组储集空间类型， JJ_3^1 、 JJ_3^2

砂组和 JJ_3^3 砂组及内部各小层储层以次生孔为主，微孔次之，少量原生粒间孔。铸体薄片显示孔隙面孔率平均 4.3%-6.9%，其中粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔占比较大（88%以上），孔隙间以小喉道连接。

根据岩心分析，主力油层 JJ_3^1 砂组和 JJ_3^2 砂组的物性明显好于 JJ_3^3 砂组。 JJ_3^1 砂组和 JJ_3^2 砂组测井平均渗透率 1.11 毫达西，属于超低-特低渗透储层。储层压裂改造后，渗透率大幅提高，二流量试井分析结果显示，压裂后试井解释渗透率平均达到 18.2 毫达西，与储层原始渗透率 1.11 毫达西相比大幅度提高，动用能力有大幅改善， KH 值也有大幅改善。

3.1.4 油藏特征

3.1.4.1 控藏要素及油藏类型

吉南凹陷井井子沟组油藏以上覆二叠系芦草沟组湖相泥岩为烃源岩，以井井子沟组扇三角洲前缘水下分流河道砂体为储层，构成了“上生下储式”成藏组合，纵向上断裂疏导，横向上储源对接，形成了早期大型岩性油藏。

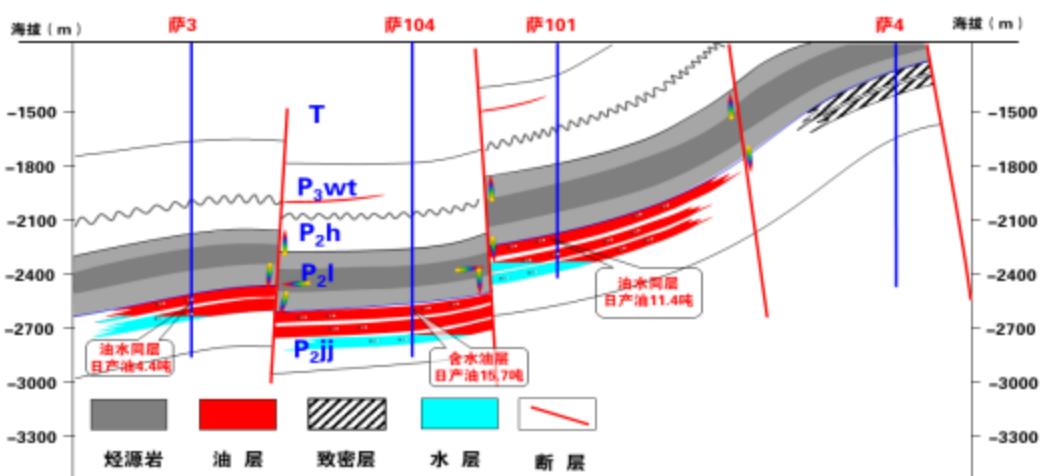


图 3.1-4 过萨 3-萨 104-萨 101-萨 4 井 P_{2jj} 油藏模式图

3.1.4.2 油水关系

油藏整体北翼受岩性尖灭控制；北斜坡萨 6、萨 105、萨 11 断块低部位受构造控制，存在边水；萨 11 块地层倾角 11° - 15° ，萨 105 块地层倾角 12° - 15° ，萨 6 块地层倾角 11° - 14° ，萨探 1 块地层倾角 12° - 17° ，萨 102 块地层倾角 12° - 14° 。东翼受平原相致密层遮挡，向西油层厚度在萨 11 块变薄，向东在萨 102 块油层较厚。

3.1.5 流体性质

3.1.5.1 原油性质

萨探区块 5 口井实际 PVT 分析在地层温度的 80°C ，地层原油密度 0.88 克/立方厘米，

地层原油粘度为 13.63 毫帕·秒，平均饱和压力 6.7 兆帕，气油比和饱和压力萨探 1 块与萨 102 块更低。原油粘温反应敏感，粘温曲线敏感点在 22℃左右。

表 3.1.5-1 萨探区块井井子沟组油藏地层原油性质统计表

序号	井号	取样时间	饱和压力 (MPa)	体积系数	气油比 (m³/t)	地层原油密度 (g/cm³)	脱气原油密度 (g/cm³)	地层原油粘度 (mPa·s)
1	萨探 1 井	2021/6/1	3.22	1.05	10.2	0.837	0.869	12.14
2	萨 105 井	2023/2/6	12.19	1.085	29.1	0.835	0.8792	12.16
3	萨 102-2-H 井	2023/2/9	2.8	1.06	7.98	0.837	0.8796	15.83
4	萨 11 井	2023/11/30	6.88	1.056	13.4	0.8509	0.8852	16.25
5	萨 9-15-9 井	2024/4/28	8.43	1.0712	16.3	0.8307	0.8736	11.75
平均值			6.70	1.06	15.40	0.84	0.88	13.63

地面原油具有中质、低粘、高蜡、中凝特点，呈现区块差异性，北斜坡比南部原油密度、粘度小，北斜坡原油密度 0.884 克/立方厘米，原油粘度 56.1 毫帕·秒。

表 3.1.5-2 吉南油田萨探区块二叠系井井子沟组地面原油性质数据表

区块	密度 g/cm³	粘度 (mPa·s)	含蜡 %	沥青质 %	凝固点 (°C)	初馏点 (°C)	馏分 %		
	20°C	50°C					100°C	200°C	300°C
萨探	0.884	56.1	23.3	1.31	22.7	100.87	1.09	6.17	14.13

3.1.5.2 天然气物性

天然气：统计 2 口井天然气分析组分，井井子沟油藏天然气相对密度 0.916-1.030，甲烷含量 50.47%-59.27%，未见硫化氢。

表 3.1.5-3 萨探区块二叠系井井子沟组天然气分析数据表

井号	取样深度 (m)	取样时间	天然气相对密度	天然气组分 (%)										
				甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	氮	二氧化碳	硫化氢
萨 105-10-6 井	3440.40~3464.80	2024.03.20	0.916	59.270	2.480	2.560	0.430	0.710	0.130	0.150	0.160	32.580	0.010	无
萨探 1 井	3307.60~3312.60	2021.08.13	1.030	50.470	9.240	7.550	0.960	1.660	0.270	0.350	0.370	29.080	0.050	无

3.1.5.3 地层水性质

结合区块油水层测井曲线特征，该区块地层水矿化度在 3110ppm~7681ppm 之间，呈现由东至西逐渐变咸的趋势，水型为 NaHCO_3 型。各断块存在差异，平均总矿化度为 4308 毫克/升。

3.2 区块开发现状及环境影响回顾

3.2.1 勘探开发历程

2021 年萨探 1 井在井井子沟组获得突破，发现吉南油田提交预测储量 10388 万吨。2022-2023 年，应用 280 平方千米三维地震，北斜坡申报控制储量 5562 万吨，编制完成

《吉南油田萨探区块井井子沟油藏开发先导试验方案》，方案动用储量 2256 万吨，开发方式：北斜坡天然能量，后期注水补能；基质储层水平井体积压裂。开发层系：北斜坡 1 套井网层系接替；萨 3 井区， JJ_3^2 砂层水平井提产试验。部署新钻井 65 口，其中直井 57 口，水平井 8 口。产能：直井平均单井产能 9.1 吨/天，水平井平均单井产能 16.0 吨/天，产能 19.3 万吨。

截止 2024 年底，萨探区块合计完钻预探井 11 口、评价井 20 口、开发井 50 口。2024 年 9 月份提交含油面积 28.83 平方千米，探明地质储量 5761 万吨。

北斜坡西部萨 11 块储量仅 JJ_3^1 发育；萨 105 块、萨 6 块储量集中在 JJ_3^1 和 JJ_3^{2-1} ，东部萨探 1 块和萨 102 块储量集中在 JJ_3^{2-1} 和 JJ_3^{2-2} ；南部萨 104 和萨 3 块集中在 JJ_3^{2-1} 和 JJ_3^{2-2} 。本次开发方案建产区块萨 6 块、萨探 1 块和萨 102 块合计储量 3765 万吨。

经过近 3 年评价建产一体化工作，在萨探 1 块北斜坡落实控制储量 5562 万 t，南部隆起带萨 3 块落实预测储量 3420 万吨（表 2.2-1、图 2.2-1）。

3.2.2 区块先导试验工程

2023 年在萨探 1 块动用含油面积 3.35km^2 ，石油地质储量 986 万吨，开展开发先导试验方案建产，方案整体部署 14 座采油平台共 78 口井（新井 65 口，老井利用 13 口），其中 77 口采油井（新井 65 口，老井利用 12 口），1 口注水井。新建产能 $19.3 \times 10^4\text{t/a}$ ，日注水平 45m^3 。

2024 年实施《吉南油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏萨 105、萨 11 断块开发试验方案》，目前正在履行环境影响评价手续

表 3.2.1 萨探 1 先导试验区块前期勘探情况一览表

序号	井号	坐标		实际钻试情况	本次老井利用情况	环保手续情况		
		经度	纬度			项目名称	环评批复	验收情况
1	萨102平台	萨102井	89°15'35.06"	43°54'22.37"	已建成并试油	转注水井	萨102井组、萨104井组 钻试工程 昌州环评(2021)167号 昌吉回族自治州生态环境局, 2021年12月8日	正在组织分批自主验收
2		萨102-16-13	89°15'39.22"	43°54'24.41"	钻井施工	/		
3		萨102-16-9	89°15'37.40"	43°54'25.37"	钻井施工	/		
4		萨102-22-12	89°15'31.10"	43°54'19.45"	钻井施工	/		
5		萨102-22-16	89°15'32.92"	43°54'18.44"	钻井施工	/		
		萨102-2-1H						
		萨102-2-2H						
		萨102-25-14						
		萨102-21-13						
		萨102-23-16						
		萨102-28-14						
		萨102-27-14						
		萨102-26-12						
		萨102-24-16						
		萨102-22-11						
6	萨103平台	萨103井	89°16'01.53"	43°54'51.97"	已建成并试油	转采油井	萨103井组、萨105井组 钻试工程 昌州环评(2021)180号 昌吉回族自治州生态环境局, 2021年12月28日	正在组织分批自主验收
7		萨108井	89°15'39.52"	43°54'54.66"	已建成并试油	转采油井		
8		萨103-15-13	89°16'11.26"	43°54'54.05"	钻井施工	/		
9		萨103-15-9	89°16'01.75"	43°54'51.17"	钻井施工	/		
10		萨103-9-6	89°16'00.90"	43°54'52.66"	钻井施工	/		
11		萨103-9-10	89°16'10.39"	43°54'55.55"	钻井施工			
						/		
12	萨104平台	萨104井	89°14'20.79"	43°54'37.51"	已建成并试油	转采油井	萨102井组、萨104井组 昌州环评(2021)167号	正在组织分批自

13		萨104-22-8	89°14'18.34"	43°54'34.28"	钻井施工	/	钻试工程	,昌吉回族自治州生态环境局, 2021年12月8日	主验收
14		萨104-22-11	89°14'20.37"	43°54'33.26"	钻井施工	/			
15		萨104-13-4	89°14'22.69"	43°54'40.69"	钻井施工	/			
16		萨104-13-7	89°14'24.72"	43°54'40.01"	钻井施工	/			
17	萨105 平台	萨 105	89°16'07.05"	43°55'57.93"	已建成并试油	转采油井	萨 103 井组、萨 105 井组钻试工程	昌州环评(2021)180号,昌吉回族自治州生态环境局, 2021 年 12 月 28 日	正在组织分批自主验收
18		萨 105-1-2	89°15'58.35"	43°55'57.41"	钻井施工	/			
19		萨 105-8-5	89°15'58.65"	43°55'55.81"	钻井施工	/			
20		萨 105-8-9	89°16'07.09"	43°55'56.67"	钻井施工	/			
21	萨 3 平台	萨 3 井	89°12'57.95"	43°53'26.24"	已建成并试油	转采油井	准噶尔盆地吉南凹陷萨 2 块、萨 3 块、台 7 块钻试工程	昌州环评(2021)37 号,昌吉回族自治州生态环境局, 2021 年 4 月 19 日	正在组织分批自主验收
22	萨 6 平台	萨 6 井	89°14'24.70"	43°55'47.53"	已建成并试油	转采油井	萨 6 井、萨 301H 井钻试工程	昌州环评(2022)69 号,昌吉回族自治州生态环境局, 2021 年 4 月 19 日	正在组织分批自主验收
23	7 号平台	萨 7-19-6	89°13'52.413"	43°55'26.207"	已建成并试油	转采油井	准噶尔盆地吉康油田萨探 1 块 4 个平台 20 口井钻试工程	昌州环评(2022)82 号,昌吉回族自治州生态环境局, 2023 年 4 月 3 日	正在组织分批自主验收
24	萨探 1 平台	萨探 1 井	89°15'2.83"	43°54'53.79"	已建成并试油	转采油井	萨探 1 井、吉南 1 井钻试工程	昌州环评(2020)80 号,昌吉回族自治州生态环境局, 2020 年 7 月 14 日	正在组织分批自主验收
25		萨 101 井	89°15'2.20"	43°54'33.97"	已建成并试油	转采油井	吉阜 101H、吉页 6 和萨 101 井钻试工程	昌州环评(2021)103 号,昌吉回族自治州生态环境局, 2021 年 9 月 10 日	正在组织分批自主验收

26	萨 301 平台	萨 301H	89°14'23.99"	43°53'30.94"	已建成并试油	转采油井	萨 6 井、萨 301H 井钻试工程	昌州环评(2022)69号,昌吉回族自治州生态环境局,2021年4月19日	正在组织分批自主验收
27	萨 109 平台	萨 109	89°17'12.258"	43°54'41.432"	已建成并试油	转采油井	萨 109、萨 110 平台钻试工程	昌州环评(2023)39号,昌吉回族自治州生态环境局,2023年4月13日	正在组织验收
28	萨 106 平台	萨 106	88°50'24.190"	44°15'06.712"	已建成并试油	转采油井	吉新 6 井、萨 106 井组 7 口井钻试工程	昌州环评(2023)34号,昌吉回族自治州生态环境局,2023年4月3日	正在组织验收
29	萨 302 平台	萨 302H	89°13'46.987"	43°52'40.838"	已建成并试油	/	萨 8 井组、萨 302 井组 10 口井钻试工程	昌州环评(2022)109号,昌吉回族自治州生态环境局,2022年7月4日	正在组织分批自主验收
30	萨 8 平台	萨 8	89°16'02.319"	43°52'44.840"	已建成并试油	/	萨 4 井、萨 5 井、吉新 401H 井钻试工程	昌州环评(2022)6号,昌吉回族自治州生态环境局,2022年1月4日	正在组织分批自主验收
31	萨 5 平台	萨 5	88°56'57.80"	44°0'18.97"	已建成并试油	/	萨 109、萨 110 平台钻试工程	昌州环评(2023)39号,昌吉回族自治州生态环境局,2023年4月13日	正在组织分批自主验收
32	萨 110 平台	萨 110	89°16'50.344"	43°54'5.927"	已建成并试油	/	萨 9、萨 10、萨 11、萨 12 平台钻试工程	昌州环评(2023)11号,昌吉回族自治州生态环境局,2023年1月30日	正在组织分批自主验收
33	萨 12 平台	萨 12	89°16'23.919"	43°56'37.991"	已建成并试油	/			
34	萨 10 平台	萨 10	89°13'5.532"	43°52'6.562"	已建成并试油	/			
35	萨 11 平台	萨 11	89°14'4.433"	43°56'56.290"	已建成并试油	/			

3.2.3 勘探期环境影响回顾

根据现场踏勘情况及调查结果,对吐哈准东采油管理区分别从生态环境影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。萨探1块内25口油井已完钻,目前油井试采25口,均处于试采阶段。

3.2.3.1 已完钻井勘探期环境影响回顾

(1) 废气

主要为钻井期柴油机、柴油发电机燃料燃烧废气、施工扬尘及试油期的伴生气放空废气。

①钻井期燃料燃烧废气、施工扬尘随施工结束后消散;

②试油期产生的天然气通过井场设置的油气分离器分离后通过排气管线燃烧放空,属于阶段性排放,产生的废气对环境影响较小。随着试油的结束而停止排放。

综上,钻井及试油期均属于阶段性的短暂排放,该井区地域空旷,扩散能力较好,对环境质量影响较小,对周围大气环境影响较小。

(2) 废水

废水主要为施工期生活营地产生的生活污水和试油期的井下作业废水。

①施工生活污水经收集后已清运至吉木萨尔县污水处理厂处置,污水不外排,对环境影响很小。

②井下作业废水(洗井水)主要污染物为石油类、悬浮物等,井场设有专用储罐,该废水已经全部回收,采用专用废液收集罐收集后运至准东页岩油联合站污水处理系统处理,井区现状无废水外排。

已完钻井的井场油罐、发电机、材料堆场、岩屑临时堆放区等关键部位均采用防渗膜防渗,采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井,对含水层进行了固封处理,可有效保护地下水层,项目对水环境影响不大。

(3) 固废

勘探期产生的固体废物主要为钻井岩屑及生活垃圾。

①钻井岩屑:已完钻井均采用水基钻井液钻井,水基岩屑采用“钻井泥浆不落地技术”,进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离,分离后的液相循环使用;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,委托有资质单位清运处置。

②施工生活垃圾:井场营地生活垃圾集中收集至垃圾箱中,拉运至吉木萨尔县

生活垃圾填埋场处置。井区现状无固体废物产生或遗留。

（4）噪声

已完钻井区目前无噪声源，对声环境没有不良影响。

（5）生态环境影响

勘探期对生态的影响主要为占地（井场、探临道路等）对植被和土壤结构的破坏。

根据现场踏勘的情况，井场、道路及其他附属设施均未发生违规占地行为，井场无事故发生污染井场及周边、土壤。井场及井场周围均为裸地，对井场临时占地已进行清理，拆除了临时建筑物，清除废弃材料，结合地形恢复场地并平整了土地，做到工完料净场地清，对生态环境没有不良影响。

（6）环境风险

已钻井场在钻井期施工过程中，在预防措施上切实做好了防止井喷的各项措施，

严格执行各类管理制度。主要措施是安装井控装置（防喷器、简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，采用清水循环压井等技术，以最大限度地防止井喷事故的发生。

经调查，钻井期未有环境风险事故发生。

3.2.3.2 在建工程环境影响回顾

准东？于 202？委托开展了《吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程环境影响报告书》，于 2024 年 9 月取得环评批复。根据现场勘察，萨探 1 区块先导试验部分钻井已开始试油、产油，部分油井还未开始钻井；萨探 1 块内部集输管网基本已覆盖已开采油井，各井场采出原油集输基本实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场加热采用电加热。

3.2.3.3 吉康脱水站环境影响回顾

（1）基本情况

吉康脱水站位于吉康油田萨探 1 块，行政隶属于新疆昌吉州吉木萨尔县，占地面积 85000m²，主要承担萨探 1 块前期勘探井试油阶段原油脱水、储存、外输或外运工作。

（2）环保手续

吉康脱水站于 2022 年 6 月 29 日取得《吉康油田原油脱水站建设工程环境影响报告表》批复（昌州环评〔2022〕104 号），于 2024 年 1 月 22 日进行了竣工环境保护自主验收。

(3) 工艺流程

吉康脱水站主体工程为脱水场站，包括原油加药模块、一级原油加热模块、一段脱水模块（三相分离器）、二级原油加热模块、二段脱水模块（高效电脱水装置）、原油升温模块、原油稳定模块、原油换热模块、站外拉运来液及合格油品储存模块、原油提升模块、原油装车模块、原油卸车模块、污油回掺再处理模块、事故应急模块、伴生气利用及事故放空模块、大罐抽气装置。原油脱水采用“化学沉降+电化学脱水”的两级脱水工艺，采出液处理规模为 $992\text{m}^3/\text{d}$ ，原油处理规模 $11\times 10^4\text{t/a}$ 。目前实际处理原油约 $8.5\times 10^4\text{t/a}$ 。

工艺流程图

(4) 环境影响回顾

根据《吉康油田原油脱水站建设工程竣工环境保护验收调查表》验收意见结论可知，项目建设环保手续完备技术资料齐全，落实了环评及批复提出的生态保护和污染防治措施，符合建设项目竣工环境保护验收条件。

①废气

运营期无组织废气采取密闭卸油工艺，各类原油储罐罐顶安装储罐油气回收系统，采取“大罐抽气技术”，定期对设备、管线、阀门等进行检查检修。验收监测期间，厂界非甲烷总烃无组织浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）标准要求；站场内非甲烷总烃无组织浓度均满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）标准要求。

②废水

运营期采出水采用罐车拉运至页岩油联合站污水处理系统处理后回注油藏。含油污水水质可达到准东页岩油联合站污水处理系统设计进水水质要求，处理后回注水满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油藏。

③噪声

项目运营期噪声源主要为脱水站内各类机泵噪声，采取隔声、减振措施。吉康脱水站厂界噪声监测点昼间、夜间噪声监测值符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。

④固体废物

运营期产生的危险废物为含油污泥，委托有危险废物处置资质的单位转移、处置。生活垃圾定期清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理。

⑤生态环境

站场施工严格控制在征地范围内，施工结束后临时用地清理平整。

⑥环境风险

运营单位编制了《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部突发环境事件应急预案》并于 2023 年 5 月 12 日在昌吉州生态环境局吉木萨尔县分局备案，备案证编号 652327-2023-011-L。运营单位定期进行了突发环境事件应急演练，每年制定应急演练计划。调试运行期间，未发生油气泄漏等环境污染事件。

3.3 现有工程存在的环保问题及整改措施

根据现场调查结果可知：区块内现有已完钻井场及其他附属设施严格按照环评批复进行了占地和平面布置，未发生违规占地行为。现有井场已进行平整，井场及周边均没有污油出现。已完钻井岩屑已按照环评要求清理处置，现场踏勘时岩屑已全部清运完毕，井场未见遗留。

3.4 建设项目工程概况

3.4.1 项目基本情况

项目名称：吐哈吉南油田萨探 1 区块二叠系井井子沟组油藏产能建设项目

建设单位：中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区

建设地点：新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州吉木萨尔县

建设性质：新建

建设规模：产能 27.58 万吨（新建产能 19.65 万吨，老井产能 7.93 万吨）

行业类别：B0711 陆地石油开采

工程投资：项目总投资 131172 万元，环保投资？万元。

3.4.2 开发区域地理位置

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东采油管理区萨探区块位于新疆北部，探矿权区块 1 个，总面积 3390.1635km²，构造单元属于吉南凹陷，处于博格达山北翼，勘探面积 570km²，为叠合盆地。本项目开发范围属于吉康油田萨探 1 区块，开发面积为 16.43km²，本项目开发范围见图 3.4.2-1。

本次产建工程内容均分布在昌吉州吉木萨尔县，地表为低山残丘、山前平原和低缓起伏的沙丘，北距离吉木萨尔县约 10km，东距奇台县城约 27km，西距离乌鲁木齐约 140km。萨探 1 块距鄯善石油基地约 290km，距哈密石油基地 492km，区块内交通较为便利，通讯网络覆盖情况良好。项目地理位置见图 3.4.2-2。

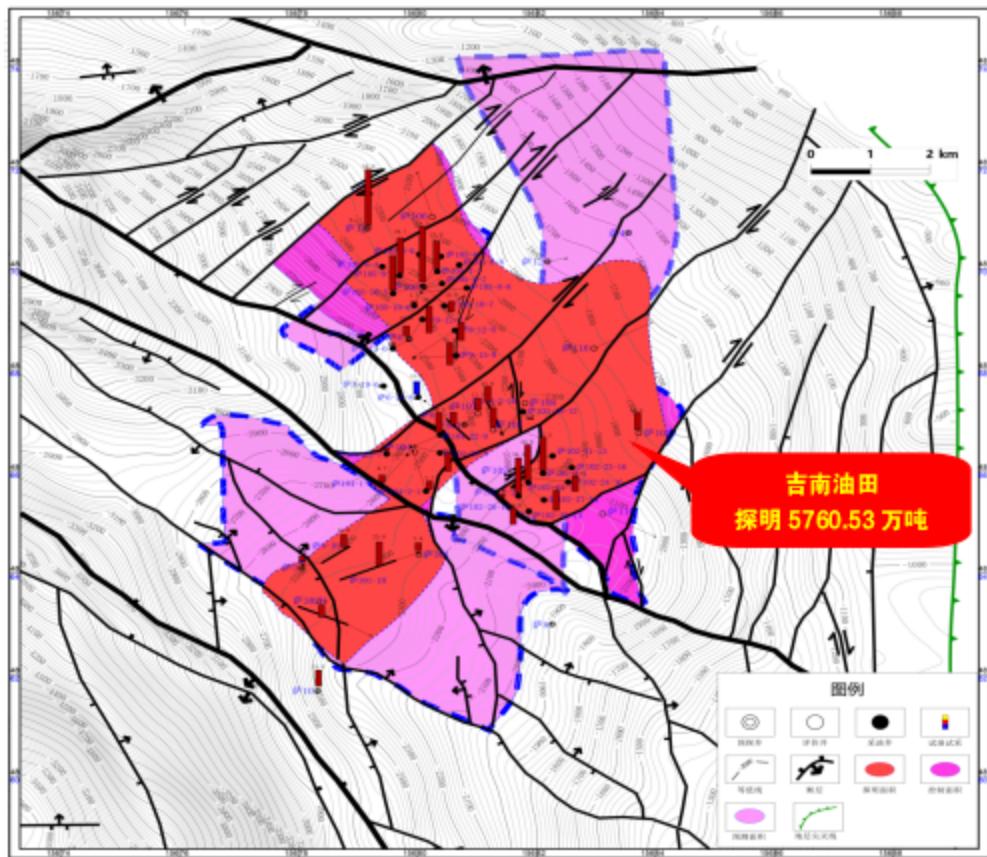
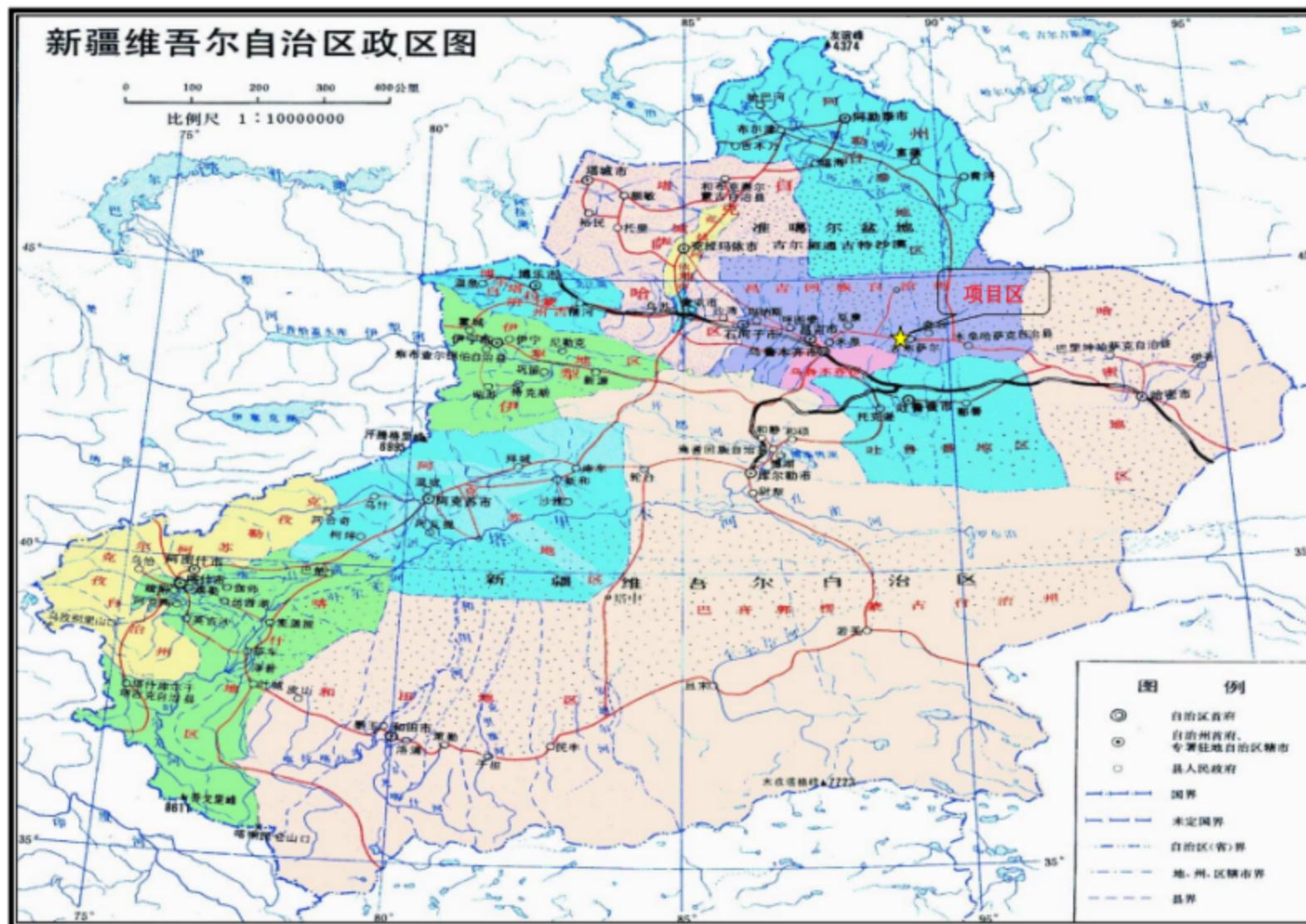


图 3.4.2-1 项目开发范围示意图



3.4.3 主要建设内容及规模

本次开发在萨探 1 块动用含油面积 16.43km^2 ，石油地质储量 3238 万吨，总体部署 107 口井，利用老井 33 口（25 口采油井，注水井 8 口），新钻井 54 口（35 口采油井，注水井 19 口），探井转生产井 20 口。新建产能 19.65 万吨，老井产能 7.93 万吨，总产能 27.58 万吨。产能部署情况表见表 3.4.3-1。

表 3.4.3-1 建设工程产能部署情况表

区块	所属断块	井数(口)				产能($\times 10^4\text{t}$)	实施年度
		定向井	探井转	水平井	注水井		
新钻井+探井转生产井							
萨探 1 区块	萨 6 块	20	5	/	8	9.75	2026
	萨探 1 块	7	10	/	6	6.27	2027
	萨 102 块	8	5	/	5	3.63	
	小计	35	20	/	19	19.65	/
老井口							
	萨 6 块	9		/	2	3.86	利用现有
	萨探 1 块	5		3	3	2.01	
	萨 102 块	8		/	3	2.07	
	小计	22		3	8	7.93	
合计		107				27.58	

3.4.4 项目组成

根据设计方案，本项目建设内容主要包括新建 4 座采油平台，扩建 1 座采油平台，利用现有 9 座采油平台，对吉康脱水站进行改扩建。新建合格油外输管线 42km，内部集输管线 19.95km，注水管线 15.9km，配套道路、供电、供热等工程等，项目组成及主要建设内容见表 3.4.4-1。

表 3.4.4-1 建设工程项目组成及主要建设内容表

类别	工程		主要建设内容
主体工程	钻前工程		主要为井场平整、基础建设等，包括井位测定、施工便道铺设、场地清理、基础施工、井架安装、钻机搬迁与安装、土方工程施工、全套水、电、讯路的铺设，开钻钻具、用料以及开钻井口准备等。
	钻井工程		新钻井 54 口，采油井 55 口（探井转生产井 20 口），注水井 19 口 利用老井 33 口，采油井 25 口，注水井 8 口，本次涉及工程内容
	储层改造工程		对新建的 54 口井采用射孔、压裂等进行储层改造
	采油工程		标准化设计采油井口，配套 55 套采油井井口装置
	站场工程	改扩建站场	吉康脱水站：新建 1 台微燃机，新建一套 1000m^3 高效电脱水装置，新建 2 具 2000m^3 钢制油罐，新建 1 套撬装大罐抽气装置，新建 1 套微燃机热电联产机组，新建 1 座 300m^3 应急排污池
	井场		钻井平台 13 座，其中新建钻井平台 4 座、利用现有钻井平台 9 座
	油气集输工程	合格油外输管线	新建吉康脱水站至计量交接站集输管线 42km，管道规格 $D159 \times 6$ ，采用 L245N 无缝钢管，预制保温，设计压力 6.4MPa。
		内部集输管线	管线总长度 19.95km，管道规格 DN50、DN65、DN150、DN200，采用柔性复合管，设计压力 2.5MPa。

	注水管线	管线总长度15.9km, 管线规格DN125、DN100、DN80、DN60, 采用Q345C 3PE外防腐管道, 设计压力35MPa。
		本项目管线不涉及跨越工程。穿越沥青/水泥路25次, 采用顶管的施工方式; 穿越土路、砂石路68次, 采用大开挖的方式; 穿越干渠共2次, 采用顶管穿越的方式。
公用工程	道路工程	新建井组道路0.962km, 路基宽6m。
	供电通信工程	35kV变电站扩建在35kV吉康变内扩建1台35/10kV主变(10000kVA), 配套建设35kV橇装配电室1座、10kV橇1座、10kV电容器橇(2500kvar, 动态补偿)1座, 并配套扩建电缆沟及场区围墙、道路。新建1回11km35kV架空线路作为已建35kV吉康变二回电源线路, 使用JL/G1A-185/30导线。本项目新建井场设井场电控一体化装置为井场用电设备供电。
	自控仪表工程	新建井场: 设RTU, 实现抽油井油压、套压、示功图、电参量等参数采集和抽油机远程启停。 扩建站场: 对现有已建站控系统进行扩容。
	给排水工程	①给水: 清水水源来自吉木萨尔县当地水务公司市政供水管网; ②排水: 采出水吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达标后回注油藏。
	三桩、标识带	集输管线设置三桩52个, 警示牌14个
临时工程	施工便道	项目新建井组道路, 施工便道依托井组道路。
	施工营地	钻井工程施工过程施工营地位于钻井平台占地范围内。管线施工不设施工营地, 施工人员食宿依托沿线站点及村庄。
环保工程	大气污染防治	施工扬尘: 材料及临时土方采用防尘布覆盖, 逸散性材料运输用苫布遮盖 钻井废气: 采用高效设备, 定期维护, 采用符合国五标准的柴油, 并添加柴油助燃剂等措施
		油气集输: 项目采油井至脱水站采用密闭混合集输工艺; 吉康脱水站: 原油储运、装车采用底部液下装载, 储罐设气相平衡系统, 废气汇入现有大罐抽气装置回收, 回收率≥98%, 处理后无组织排放
		地面设施拆除、封井、场地清理等施工过程中采取洒水抑尘等措施。
	水污染控制	施工生产废水: 施工场地设临时沉淀池, 施工废水经沉淀后回用及洒水降尘, 不外排 施工生活污水: 设置临时生活污水收集防渗池, 施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理 管道试压废水: 管道试压废水结束后用于区域绿化和洒水抑尘
		井下作业废水由罐车拉运至准东页岩油联合站处理; 采出水: 吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达标后回注油藏;
	噪声防治	采用低噪声设备, 定期维护, 装设基础减振和设置隔声罩, 合理安排施工时间, 高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用
		优先选用低噪声设备, 采取基础减振等措施。
	固废控制措施	施工压裂返排液自带回收罐回收, 依托准东页岩油联合站污水处理系统处理 水基岩屑: 经不落地系统处理实现固液分离, 分离后的液相随钻井队用于后续钻井使用, 分离后的固相(岩屑)临时贮存在井场内的岩屑储罐中, 委托第三方合规检测合格后符合标准利用处置; 油基岩屑: 经不落地系统处理实现固液分离, 油基泥浆随钻井队用于后续钻井使用; 分离后的固相(油基岩屑)临时贮存在井场内的岩屑储罐, 委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处理处置 施工土方: 施工结束后回填管堤之上, 实施压实平整水土保持措施 建筑垃圾: 采取回收和综合利用等方法, 充分利用资源; 对不能再利用的建筑垃圾, 可委托当地建筑渣土管理部门统一装运到环卫和城管部门指定地点进行填埋

	运行期	落地油泥、废含油防渗布：暂存于萨探 1 区块 7 号平台新建危废暂存池（50m ³ ），定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置 施工生活垃圾依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理
		含油污泥：委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处理处置 落地油：井下作业时带罐作业，落地油 100% 回收，回收后的落地原油拉运至吉康脱水站卸油缓冲罐内，进入站内原油处理系统进行处理 废弃防渗膜、废润滑油、清管废渣：暂存于萨探 1 区块 7 号平台新建危废暂存池（50m ³ ），定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置 采出水处理污泥：委托有资质的单位处置，不在站内暂存
		废弃设备管线、建筑垃圾、污油泥等分类收集，设备管线经清洗后可回收再利用，废弃建筑垃圾外运至指定的建筑垃圾处置场所，危废交有资质单位安全处置。
	风险措施	结合本项目工程内容，修订完善企业现有环境风险应急预案。
		井口安装防喷器和井控装置等安全措施。
		站场设置紧急截断阀、风向标、灭火器、可燃气体检测和报警系统。
		管线设压力监控设施，专人定期巡线。
	生态保护及水土保持	①项目各集输管线及道路设置草袋截水墙、草袋素土保护、浆砌石保护、浆砌石排水沟、固定推力支墩等水工保护措施。 ②施工期严格控制施工作业带宽度，减少临时占地，施工结束后进行植被恢复并采取相应的水土保持措施等生态治理恢复措施； ③退役期拆除井场采气设备、站场设备，封堵封闭井口，对井场和道路等占地进行生态恢复。
		生活垃圾依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场处理，设计处理规模 100 吨/天，采用卫生填埋工艺
		生活污水暂存于生活污水防渗收集池，定期清运至吉木萨尔县生活污水处理厂处理
	页岩油联合站	井下作业废水依托页岩油联合站污水处理系统处理，设计处理规模 4500m ³ /d，目前的实际处理量为 2000m ³ /d，本项目井下作业废水（洗井废水、废洗井液、压裂返排液）产生量 15833.51m ³ /2a，根据系统负荷分批处理，依托可行。

3.4.5 项目工程总体布局

本次产建工程部署涉及 14 座采油平台，其中 4 座新建平台，1 座扩建平台，8 座现有平台，平台坐标详见表 3.4.5-1。采油井工程开发部署情况见表 3.4.5-2. 本项目工程总体布局见图 3.4.5-1。

表 3.4.5-1 部署钻井平台坐标一览表

序号	钻井平台	坐标		备注
		经度	纬度	
1	新 1 平台	89.249303252	43.931049763	新建
2	新 2 平台	89.287862689	43.926060854	
3	新 3 平台	89.284161241	43.934053837	
4	新 4 平台	89.253691346	43.923711239	
5	萨探 1 平台	89.250665815	43.915482222	利用现有
6	萨 102 平台	89.259731682	43.906974255	
7	萨 103 平台	89.258615883	43.913819252	
8	萨 109 平台	89.286489399	43.912145554	
9	萨 116	89.290416153	43.932659088	

10	萨 12	89.274998815	43.942132650	扩建
11	萨 12	89.272977253	43.944775139	
12	5 号平台	89.255086095	43.937036453	
13	萨 6 平台	89.239507825	43.930298744	
14	9 号平台	89.241020591	43.927959858	利用现有

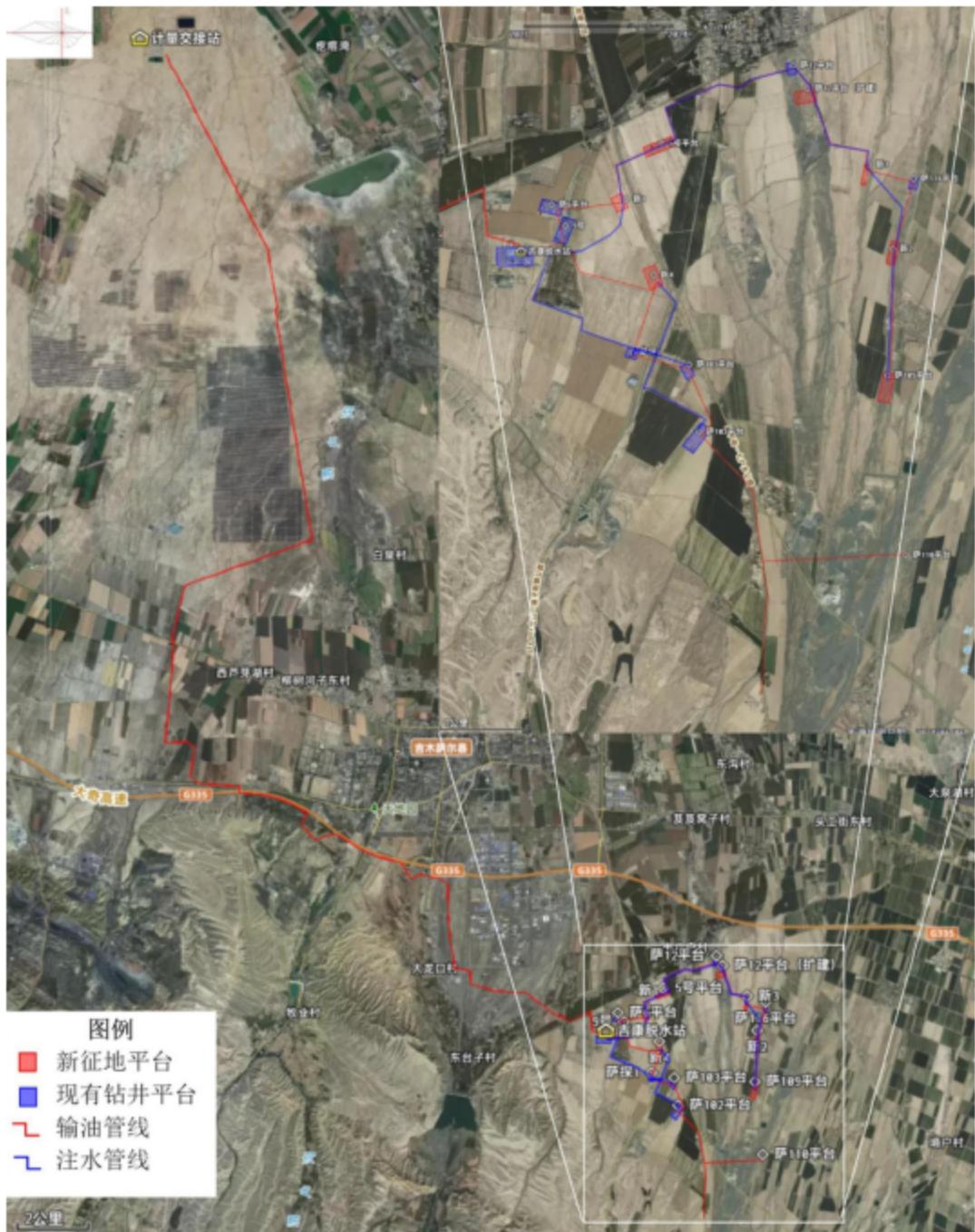


图 3.4.5-1 项目工程总体布局图

表3.4.4-2 萨探1区块二叠系井井子沟组油藏工程开发部署表

序号	区块	所属断块	平台	总井数 (口)	新钻井(口)		探井转 生产井	老井利用(口)		新钻井井号	探井转生产井井号	利用现有老井
					油井	注水井		油井	注水井			
1	萨探1区块	萨6断块	新1平台	8	1	2	5			油井: 萨6-12-11 注水井: 萨6-13-7、萨6-15-7	油井: 萨105-11-7、 萨6-13-6、萨6-12-9、 萨6-16-9、萨6-11-11	
23			萨12	10	7	2		1		油井: 萨101-6-13、萨101-5-14、萨6-6-12、萨6-6-11、萨101-5-13、萨101-4-13、萨101-3-13 注水井: 萨101-6-14、萨101-4-14		油井: 萨12-1-2
4			萨6-5号平台	18	12	4		1	1	油井: 萨6-9-8、萨6-11-9、萨6-9-10、萨6-9-12、 萨6-7-8、萨6-7-9、萨6-10-8、萨6-10-10、萨6-10-12 萨6-8-9、萨6-8-10、萨6-8-11 注水井: 萨6-9-11、萨6-7-12、萨6-10-9、萨6-10-11		油井: 萨5-11-10 注水井: 萨5-9-9
5			萨6平台	4				3	1			油井: 萨6、萨9-11-6、 萨9-9-7 注水井: 萨9-12-7
6			萨6-9号平台	4				4				油井: 萨9-15-9、萨9-13-9、萨9-13-8、 萨9-12-8
7		萨探1断块	新3平台	10	3	2	5			油井: 萨101-7-14、萨101-4-15、萨101-5-16 注水井: 萨101-9-14、萨101-4-16	油井: 萨101-9-13、 萨101-7-13、萨101-6-15、萨101-5-15、萨101-3-15	
8			新4平台	13	4	4	5			油井: 萨6-16-12、萨101-12-13、萨101-11-13、 萨101-12-16 注水井: 萨6-13-11、萨6-15-11、萨101-12-14、 萨101-11-14	油井: 萨6-16-11、萨6-11-12、萨6-13-12、 萨6-15-12、萨6-12-12	
9			萨探1平台	3				1	2			油井: 萨探1 注水井: 萨101、萨101-3
10			萨116	2				2				油井: 萨116、萨116-115

11	萨103平台	6				5	1		油井：萨103-18-12、 萨108、萨103-2-1H、 萨103-1-2H、萨 103-22-9 注水井：萨103
12	萨102断块	新2平台	11	3	3	5		油井：萨102-7-17、萨102-6-17、萨102-6-18、 注水井：萨102-7-18、萨102-7-20、萨101-6-16	油井：萨101-9-16、 萨101-11-16、萨 102-9-18、萨 102-7-19、萨 102-11-17
13		萨109平台	9	5	2		2	油井：萨102-9-21、萨102-11-19、萨102-12-17、 萨102-12-20、萨102-12-21 注水井：萨102-11-20、萨102-12-18、	油井：萨109、萨119
14		萨102平台	9				6	3	油井：萨102-2-2H、 萨102-25-14、萨 102-21-13、萨 102-2-1H、萨 102-23-16、萨 102-27-14 注水井：萨 102-26-12、萨 102-24-16、萨 102-22-11
	合计	107	35	19	20	25	8	/	

3.5 项目工程设计方案

项目主体工程包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程和地面油气集输工程，其中地面油气集输工程主要包括井场工程、集气站工程和集输管网工程等。

3.5.1 钻前工程

钻前工程主要包括：井场平整、修建进场道路、泥浆循环系统机及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备以及施工活动房布置等。钻井队生活区与井场分开布置，通过搭建移动板房保障施工人员临时生活设施，待施工结束后拉至下一座井场使用。

3.5.2 钻井工程

3.5.2.1 布井方案

根据设计，本次产建新钻54口定向井。包括采油井35口，回注井19口。钻井过程中各井井深因实际情况而有所不同，新钻定向井平均单井井深3150m。工程钻井部署表见表3.4.6-1。

表3.4.6-1 工程钻井部署表

区块	井型		所属断块				钻井平台								
	定向井	总数	萨106块	萨探1块	萨102块	总数	新1	萨12	5号	新3	新4	新2	萨109	总数	
萨探1区块	54	54	34	25	15	74	8	9	16	10	13	11	7	74	

3.5.2.2 井身结构及套管程序

项目井身结构均为定向井。用Φ660mm钻头打导眼30m，下入Φ508mm的导管固井，水泥返至地面；Φ375mm钻头一开，钻至井深700m，下入Φ273mm套管，完全封固砾石层及易塌软地层，水泥返至地面；用Φ251mm钻头二开，原则上进入芦草沟地层垂深110-130m，下入Φ193.7mm套管，水泥返至地面；用Φ168mm钻头三开，按设计轨迹钻至完钻井深，下入Φ127mm尾管悬挂固井完井，悬挂尾管与上一层套管重合200-300m，水泥返至喇叭口。定向井井深结构见图3.4.6-1，定向井套管程序见表3.4.6-2。

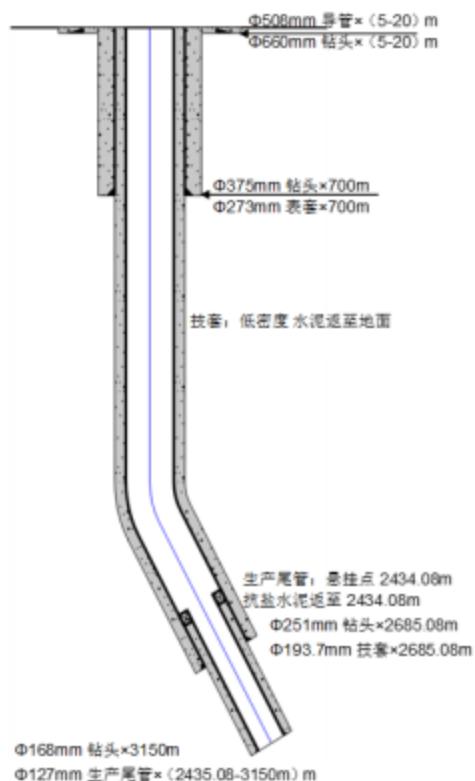


图3.4.6-1 直/定向井身结构示意图

表3.4.6-2 定向井套管程序表

钻探方式	套管程序	钻头尺寸 (mm)	套管尺寸 (mm)	井深 (m)	钻达地层	水泥返高 (m)
三开 定向 井	一开 表层套管	Φ375	Φ273	700	Q	地面
	二开 技术套管	Φ251	Φ193.7	2685	P ₂₁	地面
	三开 生产套管	Φ168	Φ127	3150	P _{2jj}	2435

3.5.2.3 钻井设备

结合完钻井深、钻具组合、下套管负荷、处理复杂事故时余量等因素，优选 ZJ40 型及以上钻机。单井钻井设备见表 3.4.6-3。钻井平台平面布局图见图 3.4.6-2。

表3.4.6-3 单井钻井工程主要设备一览表

序号	名称	型号	规格	数量	备注
一	钻机	ZJ40	2250kN	1套	
二	井架	JJ-225	2250kN	1套	净空高度: ≥4.6m
三	绞车	JC-40	735kW	1套	
	天车	TC-225	2250kN	1套	
	游动滑车	YC-225	2250kN	1套	
	大钩	YG-225	2250kN	1套	
	水龙头	SL-225	35MPa	1套	
四	顶部驱动装置	/			
五	转盘	ZP-275	4500kN	1套	
六	循环系统	钻井泵 1#	969kW	1台	
		钻井泵 2#	969kW	1台	
		钻井泵 3#	/		

序号	名称		型号	规格	数量	备注
	钻井液罐		总容积 $\geq 200\text{m}^3$			含储备罐
七	动力系统	柴油机	12V190	900kW	3台	
八	发电机组	发电机	柴油发电机	400kW	1台	
九	钻机控制系统	自动压风机	2V6.5/12	55kW	1套	
		电动压风机	LS12-50HH	55kW	1套	
		刹车系统	液压盘刹+电磁刹车		1套	
十	固控系统	振动筛	ZS594	140 m^3/h	2台	
		除砂器	WS703	55kW	1台	
		除泥器	ZJ703	55kW	1台	
		中速离心机				
		高速离心机	LW453	55kW	1台	3000r/min
十一	加重装置	加重漏斗	SB8	55kW	1台	
		电动加重泵	JQB6	55kW	1台	

3.5.2.4 钻井液体系

借鉴萨探区块前期多轮次钻井液试验应用情况,明确了各开次钻井液体系及性能维护要求,并补充韭菜园组~芦草沟组大段泥岩易塌地层防塌防卡技术措施,形成了钻井液技术参数模板。

项目钻井液体系成分组成见表 3.4.6-4。

表 3.4.6-4 钻井拟用钻井液体系组成

开钻次序	井段m	密度 g/cm ³	钻井液类型	主要成分
一开	0-700	1.15-1.35	膨润土-聚合物钻井液(水基)	清水+(8-12)%膨润土+(0.2-0.3)%Na ₂ CO ₃ +(0.2-0.3)%CMC-LV+(0.3-0.5)%ZNP-1+(0.3-0.5)%NaOH+重晶石粉
二开	700-2685	1.35-1.75	油基钻井液	白油/柴油:30%CaCl ₂ 水溶液(80:20)+(2-3)%TYODF-301/XZ-OZR+(2-3)%TYODF-401/XZ-OFR+(1-2)%TYODF-501/XZ-ORS+(2-3)%TYODF-601/LH-OC+(2-3)%XZ-OJL+(0.5-2)%CaO+(2-4)%FT-401/LH-LQ/ZK601+(3-5)%超细碳酸钙/ZS-3/ZS-5+(1-3)%YL-XD/XZ-DL5/XZ-DL8+重晶石粉
三开	2685-3150	1.15-1.30	复合盐钻井液(水基)	清水+(3-5)%膨润土+(0.3-0.5)%NaOH+(1-3)%LH-LQ+(0.5-0.8)%IND10+(1-1.5)%CMC/SP-8/NH4HPAN+(3-5)%NaCl+(1-2)%ZS-3+(2-3)%ZS-5+(2-3)%PHT/KR-n+(1-3)%XZ-DL5+重晶石粉

3.5.2.5 固井设计

①表层套管串结构

外管: $\Phi 273\text{mm}$ 引鞋 + $\Phi 273\text{mm}$ 套管 1 根 + $\Phi 273\text{mm}$ 浮箍 + $\Phi 273\text{mm}$ 套管串 + 联

入内管: 插头(带扶正块)+钻杆+方钻杆

②技术套管串结构

$\Phi 193.7\text{mm}$ 浮鞋 + $\Phi 193.7\text{mm}$ 套管 1-2 根 + $\Phi 193.7\text{mm}$ 浮箍 + $\Phi 193.7\text{mm}$ 套管串

③尾管串结构

Φ 127mm 浮鞋 + Φ 127mm 套管 1 根 + Φ 127mm 浮箍 + Φ 127mm 套管 1 根 + Φ 127mm 浮箍 + Φ 127mm 套管 1 根 + Φ 127mm 球座接头 + Φ 127mm 套管串 + Φ 127mm × Φ 193.7mm 悬挂器

3.5.2.6 钻井周期

结合萨探 1 块前期钻完井周期统计, 不断优化钻井参数, 科学制定关键工序, 结合不同完钻井深及井底位移优化设计完井周期, 预测项目钻井周期为 32 天。见表 3.4.6-5。

表3.4.6-5 定向井周期预测结果

开钻次数	钻头尺寸 mm	井段 m	施工项目	井底位移 ≥900m
导眼	Φ660	0-30	导眼钻进、下导管、固井、候凝	0.5
一开	Φ375	0-700	表层钻进	2.5
			下套管固井、候凝、装井口、试压	4.5
二开	Φ251	700-2685	钻进	6.0
			通井、电测、下套管、固井、候凝、中完	7.5
三开	Φ168	2685-3150	钻进	5.0
			通井、电测、下套管、固井	6.0
合计				32

3.5.3 储层改造工程

3.5.3.1 完井工艺设计

(1) 套管选择

综合考虑井筒完整性、油管尺寸、举升方式、杆管匹配及经济性等因素确定油层套管。根据相关技术需求, 注、采井均采用外径 Φ 73mm 油管, 采油井主体采用抽油机有杆泵举升方式, 考虑油管和泵的下入, 并结合前期区块完井工艺应用情况及钻井工程降本需求, 注、采井均设计采用外径 Φ 193.7mm、壁厚 9.53mm 的技术套管, 悬挂外径 Φ 127.0mm、壁厚 9.19mm 的尾管完井, 满足注、采井注采需求。

(2) 套管材质

萨探区块原生天然气不含 H₂S, 含 0.01%-0.05% 的 CO₂, 因此, 根据油层套管选材图版, 该区块完井套管选择碳钢材质。

(3) 固井工艺要求

为满足注、采井长期安全稳定生产需求, 要求油层段固井质量全优, 其它部位必须合格; 水泥环封固段胶结良好, 第一、第二界面一次性合格; 生产井不漏油、不漏水、不漏气, 射孔后油、水、气不窜通; 水泥环抗挤压强度达到 20MPa 以上。

(4) 套管试压要求

根据《SY/T 5467-2007 套管柱试压规范》确定套管试压要求, 针对套管采用清水试压, 要求试压 20MPa , 稳压 30min 压降不超过 0.5MPa 为合格。

3.5.3.2 压裂工艺设计

充分考虑储层特征、井距、井网等因素, 结合前期压裂实践, 优选甜点层段集中射孔, 采用分层/段压裂或暂堵压裂工艺, 同时坚持“一井一策”差异化设计压裂规模, 差异化设计压裂规模。纵向上具备分层改造条件的井, 采用桥塞分层压裂; 纵向上不具备分层改造条件的井, 采用单层/合层压裂、暂堵压裂。

(1) 压裂液选择

① 在线变粘压裂液

结合区块前期应用效果和降本需求, 优选在线变粘压裂液体系, 具有溶解速度快、降阻率高、携砂性能好、浓度调节简单、液体成本低、对储层伤害小等特点, 满足压裂作业大液量、大排量、低成本、连续施工需求。针对萨探 1 区块井井子沟组中强水敏储层, 优选 2% 粘土稳定剂效果最佳, 防膨率达到 80% 以上。

② 干粉 (DRA) 在线混配压裂液

开展“干粉一体化变粘压裂液体系”替代试验, 目前萨探区块已开展 1 井次(萨 11-4-3 井) 现场应用, 取得了较好效果。“干粉一体化变粘压裂液体系”与在线变粘压裂液相比, 成本降低 8.3% , 后期持续推广现场应用规模。

(2) 支撑剂

区块闭合应力为 $35\text{-}50\text{MPa}$, 支撑剂承压为 $25\text{-}40\text{MPa}$, 优选石英砂作为支撑剂。为提高微裂缝、基质储层的导流能力, 增加小粒径石英砂比例, 采用 $70/140$ 目 $+\mathbf{40/70}$ 目 $+30/50$ 目组合粒径石英砂, 比例 $4:4:2$ 。

(3) 分段分簇优化

根据储层物性及含油性精细划分压裂层段, 区块储层平均有效厚度 $49.1\text{-}56.0\text{m}$, 分 $1\text{-}2$ 段压裂, 优化簇间距 $8\text{-}12\text{m}$, 每段 $2\text{-}3$ 簇, 孔密 8 孔/米 (单段总孔数不超过 50 孔), 射孔应用 89 枪、 102 深穿弹, 采用非均匀排布射孔方式, 保证各簇裂缝均匀开启。

(4) 裂缝半长优化

根据储层特性, 利用油藏数值模拟方法模拟优化合理裂缝半长, 优化结果表明, 累积产量随裂缝半长的增加而增加, 同时考虑井网、井距、方位角、主应力方向及防止邻井窜通等因素, 优化裂缝半长为 $120\text{-}160\text{m}$, 从而充分改造储层, 提高缝间剩余油动用。

①甜点射孔：优选目的层甜点段，对中上部进行射孔压裂。

②排量优化：后期坚持变排量施工原则，前置液阶段排量 $10\text{m}^3/\text{min}$ ，低粘液阶段排量 $12\text{m}^3/\text{min}$ ，高粘液阶段排量 $14\text{m}^3/\text{min}$ 。

③压裂液粘度优化：逆混合阶段高粘液体变为中粘液体，造缝阶段形成宽短缝。

④支撑剂优化：提高小粒径石英砂比例，70/140 目石英砂占比 40%。

(5) 压裂规模设计

结合地质认识及储层分类进行整体压裂，为充分改造储层，坚持“一井一策”差异化设计压裂规模。强化优质储层改造参数，油井增大压裂规模，进行充分改造，同时防止井间窜通。

根据储层类型，Ⅰ类储层采用充分改造防止窜通思路，单段入井液量 $1300\text{-}1500\text{m}^3$ ，砂量 $140\text{-}160\text{m}^3$ ；Ⅱ类储层适当改造，单段入井液量 $1100\text{-}1300\text{m}^3$ ，砂量 $120\text{-}140\text{m}^3$ ；裂缝半长 $120\text{-}160\text{m}$ 。

3.5.4 井场工程

本工程新征 4 座采油平台，利用现有 9 座平台，新钻井 74 口，其中采油井 55 口，采用“单井采出液→计量装置→吉康脱水站”集输工艺。各平台单井采出液经单井集油支线，通过各平台数控多通阀选井计量装置计量后，通过集输管线输送进入吉康脱水站进行处理。采油平台井场部署及集输去向见表 3.4.6-5。

表 3.4.6-5 采油平台部署及集输去向一览表

序号	钻井平台	平台性质	井数（新钻/利旧）		集输去向
			油井	水井	
1	新 1 平台	新建	6/0	2/0	吉康脱水站
2	萨 12	扩建+利旧	7/1	2/0	
3	5 号平台	扩建	12/1	4/1	
4	萨 6 平台	利旧	0/3	0/1	
5	9 号平台	利旧	4/0	0/0	
6	新 3 平台	新建	8/0	2/0	
7	新 4 平台	新建	9/0	4/0	
8	萨探 1 平台	扩建	0/1	0/2	
9	萨 116	扩建	0/2	0/0	
10	萨 103 平台	扩建	0/5	0/1	
11	新 2 平台	新建	8/0	3/0	
12	萨 102 平台	扩建	0/6	0/3	
13	萨 109 平台	扩建	5/2	2/0	

采油平台内仅布设井口装置及计量装置，采油平台按照两排井部署，地面井口距离 15m，井口排距 60m。典型采油平台平面布置见图 3.4.6-4。

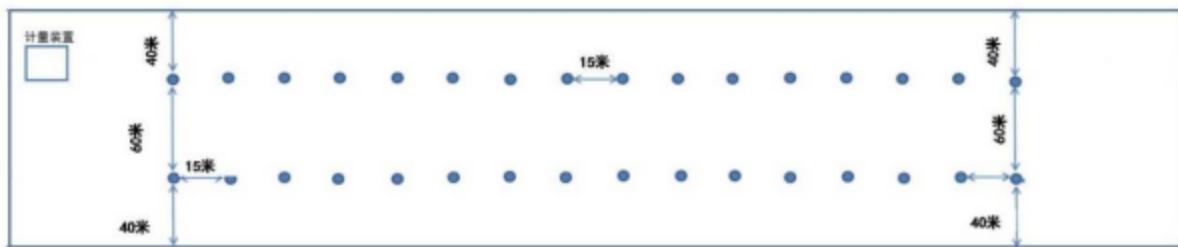


图3.4.6-4 典型采油平台平面布置图示意图

3.5.5 站场工程

吉康脱水站于2024年投运，主要承担萨探1区块原油脱水、储存、外输工作，原油处理能力为 30×10^4 t/a。采用“热化学沉降+电化学脱水”两级脱水工艺。

本项目新建产能19.65万吨，利用老井产能7.93万吨，总产能27.58万吨，根据设计方案系统校核，需对吉康脱水站原油加热、脱水装置、油品存储等进行改扩建。

本次改扩建内容包括新建2台2300kW燃气加热炉，1台微燃机，新建一套 1000m^3 高效电脱水装置，新建2具 2000m^3 钢制油罐，新建1套撬装大罐抽气装置，新建1套微燃机热电联产机组，新建1座 300m^3 应急排污池。详见表3.4.6-7。改扩建后站场总平面布置见图3.4.6-5。

表3.4.6-7 吉康脱水站改扩建基本情况一览表

序号	名称或规格	数量	备注
1	2300kW燃气加热炉	2台	
2	微燃机热电联产机组	1套	额定发电量394kW，供热1597kW，耗气量500Nm ³ /h
3	高效电脱水装置	3具	$1000\text{m}^3/\text{d}$ ；设计压力1.5MPa
4	2000m^3 钢制油罐	2具	/
5	撬装大罐抽气装置	1套	处理量：300~460m ³ /h
6	应急排污池	1座	300m^3

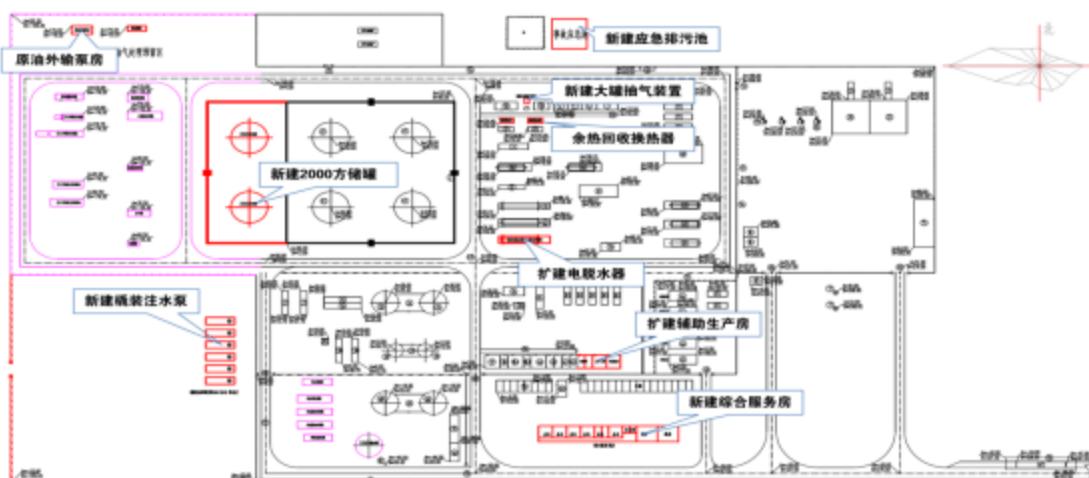


图3.4.6-5 吉康脱水站改扩建工程平面布置图

3.5.6 集输管线

3.5.6.1 管线部署

(1) 输油管线

本次改扩建工程共新建内部集输管线 19.95km, 采用柔性复合管, 设计压力 2.5MPa; 合格油外输管线 42km, 采用 L245N 无缝钢管, 预制保温, 设计压力 6.4MPa。管径及长度见表 3.4.6-8。集输管线示意图详见图 3.4.5-1。

表 3.4.6-8 新建输油管线工程量表

序号	管线起点	管线终点	管线规格	长度 km	压力 MPa	高程差
内部输油管线						
1	萨 109 平台	新 2 号平台	DN200	1.6	1.2	32
2	新 2 号平台	萨 116 平台	DN200	0.92	1.19	19
3	萨 116 平台	新 3 号平台	DN200	0.45	1.17	1
4	新 3 号平台	萨 12 平台	DN200	1.7	1.15	23
5	萨 12 平台	5 号平台	DN200	2.0	1.01	-8
6	5 号平台	新 1 号平台	DN200	1.4	0.73	-18
7	新 1 号平台	萨 6 平台	DN200	1.0	0.57	1
8	萨 6 平台	9 号平台	DN200	0.3	0.46	-7
9	9 号平台	吉康脱水站	DN200	0.65	0.41	-11
10	萨 8 平台	T 接点	DN65	2.3	0.92	53
11	萨 110 平台	T 接点	DN50	1.85	1.1	1
12	T 接点	萨 102 平台	DN65	1.3	0.81	21
13	萨 102 平台	萨 103 平台	DN150	1.05	0.62	19
14	萨 103 平台	萨探 1 平台	DN150	0.61	0.59	6
15	萨探 1 平台	新 4 号平台	DN150	0.82	0.56	13
16	新 4 号平台	吉康脱水站	DN150	2.0	0.51	10
合计				19.95	/	/
合格油外输油管线						
1	吉康脱水站	交接计量站	D159	42	1.16	/
合计				42	/	/

(2) 注水管线

本项目拟新建 15.9km 注水管线, 采用 Q345C 3PE 外防腐管道, 设计压力 3.5MPa。管线规格及长度见下表。

表 3.4.6-9 本项目新建注水管线工程量表

序号	管线起点	管线终点	管线规格	设计长度(km)	备注
1	吉康脱水站	新 1 号平台	D219×26	1.6	与集输管道同沟敷设
2	新 1 号平台	5 号平台	D159×20	1.7	
3	5 号平台	萨 12 平台	D133×17	2.4	
4	萨 12 平台	新 3 号平台	D133×17	2.0	
5	新 3 号平台	新 2 号平台	D89×12	1.3	
6	新 2 号平台	萨 109 平台	D89×12	1.8	
7	吉康脱水站	6 号平台	D133×17	1.1	
8	6 号平台	萨探 1 平台	D133×17	1.2	

9	萨探 1 平台	萨 102 平台	D89×12	1.4	
10	萨探 1 平台	萨 103 平台	D60×8	0.7	
11	萨探 1 平台	新 4 号平台	D89×12	0.7	
合计				15.9	/

3.5.6.2 管道敷设

根据设计说明, 本项目管线全部采用埋地敷设, 管顶覆土厚度不小于 1.5m。管道开挖以机械开挖为主, 特殊地段采取人工开挖, 涉及穿越等级公路、沥青路、水泥路的采用顶管加套管穿越方式作业, 土路、砂石路穿越采用大开挖加套管方式穿越。施工作业带宽度为 6m。

管道完成对接后, 需对管线进行试压检测, 本项目管线均采用清水试压。

本项目管线总里程 77.85km, 管道试压用水量约量一般为充满整个管道容积的 1.2 倍, 管道试压分段进行, 循环使用, 估算本项目管道试压用水量约为 440.45m³, 分散于各管道施工场地, 由于试压阶段管道尚未投用, 且试压介质为洁净水, 试压废水内主要污染物仅为少量悬浮物, 收集沉淀后用于周边施工场地洒水抑尘等。

3.5.6.3 穿跨越工程

本项目管道穿越对象包括道路、干渠、冲沟等自然和人工建(构)筑物, 主要穿越原则如下:

A、道路穿越

a、等级公路、沥青路、水泥路穿越

根据道路的使用情况, 采用顶管加套管穿越方式作业, 并符合当地道路管理部门的要求。

b、砂石道路、土路等穿越

管道穿越砂石路、土路, 采用大开挖加套管穿越方式, 路面以下的管道应加钢筋混凝土套管保护。

B、干渠、冲沟穿越

干渠、冲沟穿越采用定向钻穿越方式。管道穿越冲沟段应敷设在稳定层以下, 并采取相应的稳管措施。

C、管道与其它建(构)筑物交叉

一般情况下, 管道与其它埋地构筑物交叉, 原则上在其下方通过。

管道与其它管道交叉时, 其垂直净距不应小于 0.3m。当小于 0.3m 时, 两管间应设置坚固的绝缘隔离物; 管道在交叉点两侧各延伸 10m 以上的管段, 应采用加强级防腐。

管道与地下光缆、电力电缆、通信电缆交叉时，两者垂直净距不小于 0.5m。交叉点两侧各延伸 10m 以内的管段，应采用加强级防腐。

本项目新建管线主要穿越对象、数量、施工方式等情况统计见表 3.4.6-10。

表 3.4.6-10 本项目新建管线主要穿越工程

序号	管线名称	穿越对象	穿越方式	次数/总长度
1	萨 116 平台 新 3 号平台	冲沟	顶管	1 处/25m
2	萨 12 平台 5 号平台	干渠	顶管	1 处/10m
		土路、砂石路	大开挖	3 处/24m
3	5 号平台 新 1 号平台	沥青路	顶管	1 处/10m
4	新 1 号平台 萨 6 平台	水泥路	顶管	1 处/10m
5	9 号平台 吉康脱水站	水泥路	顶管	1 处/10m
6	萨 110 平台 T 接点	沥青路	顶管	1 处/30m
		土路、砂石路	大开挖	2 处/16m
7	萨 102 平台 萨 103 平台	土路、砂石路	大开挖	2 处/16m
8	萨 103 平台 萨探 1 平台	水泥路	顶管	1 处/10m
9	萨探 1 平台 新 4 号平台	砂石路	大开挖	1 处/8m
10	新 4 号平台 吉康脱水站	水泥路	顶管	1 处/10m
		土路、砂石路	大开挖	1 处/8m
11	吉康脱水站 交接计量站	砂石路	大开挖	3 处/24m
		头贡干渠	顶管	1 处/10m
		二工干渠	顶管	1 处/10m
		小龙口干渠	顶管	1 处/10m
		沥青路	顶管	10 处/100m
		季节性干沟	顶管	2 处/20m

3.5.6.4 护坡工程

管道通过斜坡、陡坎等地段时，由于回填后的管沟已属于扰动土，极易被冲刷，因此，在这些地段管道敷设完毕后，需增设水工保护措施。防止管沟回填处的水土流失及岸坡坍塌，避免因此而产生的管道裸露及破坏。根据设计文件，黄土质坡面采用草袋素土截水墙；砂砾质、卵砾石、碎石土地段，采用浆砌石截水墙；陡坎、陡坡、河流岸坡处，可根据实际地形采取挡土墙类、堡坎类、护岸、护坡类措施。

3.5.7 注水工程

根据设计方案，本项目共新建注水井 19 口，利用现有注水井 8 口，单井配注量 30~80m³/d，注水规模 2000m³/d。注水水源优先采用本区域内处理达标的采出水，采出水量不足的情况下，采用清水水源补充。注水系统采用集中增压、高压管网供水至平台的方式。在吉康脱水站扩建 35MPa 注水系统，站外建高压注水管网，将高压水输送至注水井。注水系统流程示意见图？

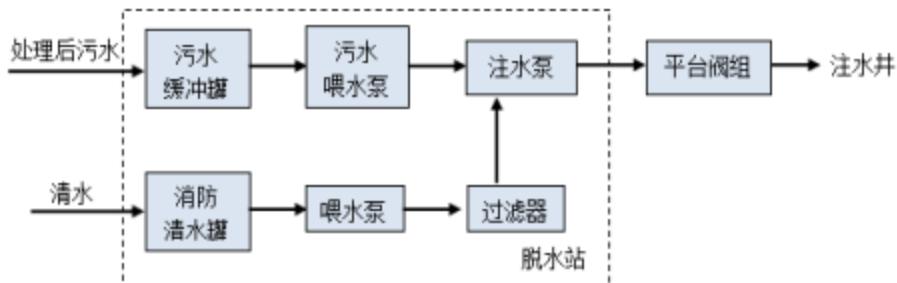


图 5.4.2-1 注水系统流程示意图

3.6 公辅工程

3.6.1 公辅工程

3.6.1.1 供热工程

新1、新2、新3、新4、萨103、萨109、萨116、萨12、5号、9号平台原油加采用CO₂热源泵及电磁加热器，萨探1、萨102、萨6平台原油加采用电磁加热器。

在吉康脱水站分别新建污水源热泵机组，供出75°C高温热水，用于原油加热，降低原油电加热炉负荷。参考产水量预测，为确保项目实际运行效果，吉康脱水站余热回收污水量按1400m³/d考虑，污水源热泵输出热量2604kW，新增运行负荷640kW，年运行时间按330天计算，年节约耗电 $1555.5 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ，产生经济效益637.8万元/年，每年节约能耗1911.7tce，每年碳减排8346.8t/a。

3.6.1.2 供排水系统

(1) 给水工程

项目生产用水由吉木萨尔县当地水务公司市政供水管网供给。为节约清水资源，提高水资源利用率，注水水源优先采用处理后的采出水，不足部分采用清水水源补充。油田已建DN150玻璃钢供水管道1条，引接自市政DN800供水管道，最大供水量80m³/h，供水压力0.5~1.0MPa，可满足本项目消防、注水及其他生产用水需求。

(2) 排水工程

本项目正常生产过程无生产废水外排，油田采出水处理达标后回注油层。根据开发预测数据，未来20年最大产水量为1334m³/d。2025~2026年日采出水量大于日注水量，多余采出水用于压裂液复配，复配比例为15%，即可以替代15%的清水用量。根据本区块近5年压裂用水量预测（下表），每年可以消纳6750~12150m³采出水，多余采出水实现资源化利用。2026年以后，采出水总量小于注水总量，因此采出水可以全部用于注水，不外排。

3.6.1.3 道路工程

依托地方已建公路及勘探井便道，同时新建井场道路 0.962km。

3.6.1.4 供电系统

萨探 1 区块电源引自吉康脱水站吉康变，在 35kV 吉康变内扩建 1 台 35/10kV 主变 (10000kVA)，配套建设 35kV 桩装配电室 1 座、10kV 桩 1 座、10kV 电容器橇 (2500kvar，动态补偿) 1 座，并配套扩建电缆沟及场区围墙、道路。新建 1 回 11km 35kV 架空线路作为已建 35kV 吉康变二回电源线路，使用 JL/G1A-185/30 导线。本项目新建井场设井场电控一体化装置为井场用电设备供电。

3.7 公辅工程

3.7.1 环保工程

3.7.1.1 污（废）水处理工程

项目运行期采出水依托吉康脱水站一体化污水处理撬装装置，该撬装装置设计处理规模 2000m³/d，采用“预除油+GEM 三相涡流混合气浮+石英砂、核桃壳、超滤膜三级过滤”工艺，废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中标准后回注。

根据设计预测，2025~2026 年日采出水量大于日注水量，多余采出水用于压裂液复配，复配比例为 15%，即可以替代 15% 的清水用量。2026 年以后，采出水总量小于注水总量，因此采出水可以全部用于注水。

3.7.1.2 废气处理工程

施工期加强对施工机械和运输车辆的保养及维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，减少机械设施及运输车辆的影响；合理规划运输路线，采取覆盖措施，洒水降尘等控制措施，降低施工扬尘污染。

吉康脱水站新建 2 台燃气加热炉，燃用分离伴生气，并安装低氮燃烧器，燃烧废气经不低于 8m 排气筒排放。

3.7.1.3 噪声防治工程

本项目噪声防治措施主要为采用低噪声设备，通过设备自带减振、消声、隔声等措施降噪。

3.7.1.4 固体废物收集及处理处置工程

本项目施工期钻井泥浆收集至钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施中循环利用，钻井

岩屑暂存于岩屑储存罐内，钻井作业结束后交有处置能力的单位处置；建筑垃圾回用或送至指定地点处置；含油固废交有资质单位安全处置；施工人员生活垃圾集中收集，交到环卫部门指定地点集中处理。

运行期产生的含油污泥、废滤料、废防渗材料等通过专用容器或包装物分类收集后，暂存于7号平台新建危废暂存池（50m³），定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

3.8 公辅工程

本工程井场采出液经管输至吉康原油脱水站，由站内原油脱水系统分离后，合格原油经新建合格油外输管线管输至计量交接站。分离采出水经站内污水处理系统处理达标后，优先用于复配压裂液，剩余部分回注地层；分离伴生气作为新建燃气锅炉燃料用于原油加热；含油污泥委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处理。

3.8.1 吉康脱水站

吉康脱水站于2024年投运，主要承担萨探1区块原油脱水、储存、外输工作，原油处理能力为 30×10^4 t/a。采用“热化学沉降+电化学脱水”两级脱水工艺。见图3.4.9-1。

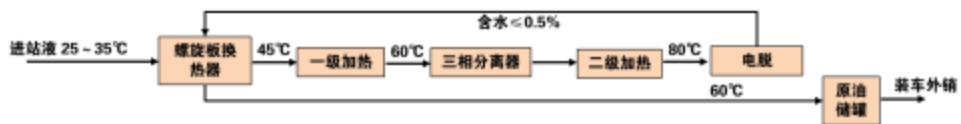


图3.4.9-1 吉康脱水站原油处理流程图

吉康脱水站于2022年6月29日取得《吉康油田原油脱水站建设工程环境影响报告表》批复（昌州环评（2022）104号），于2024年1月22日进行了竣工环境保护自主验收。

本项目新建产能19.65万吨，本次对吉康脱水站进行改扩建，以满足本项目依托。

3.8.2 新疆中建环能北庭环保科技有限公司

(1) 依托工程概况及其环保手续办理情况

新疆中建环能北庭环保科技有限公司位于新疆昌吉回族自治州吉木萨尔县北三台循环经济工业园区东盛路6号。中建环能科技股份有限公司和新疆中建西部建设水泥制造有限公司（原吉木萨尔县天宇华鑫水泥开发有限公司，2017年1月更名）共同出资，建设《中建合资公司利用新疆中建西部建设水泥制造有限公司水泥窑协同处置危险废物项目》，项目采用集中经营模式，即在水泥生产企业厂区对危险废物进行预处理和协同处置的经营模式。

目前新疆中建环能北庭环保科技有限公司工程主要建设内容是进厂废物取样、分析鉴别系统、预处理系统、暂存系统等，利用新疆中建西部建设水泥制造有限公司现有3000t/d熟料新型干法水泥生产线，建设水泥窑协同处置10万t/a危险废物项目，其中液态危险废物2万t/a，半固态危险废物5万t/a，固态危险废物3万t/a。通过高温焚烧及水泥熟料矿物化高温烧结过程，实现水泥窑协同处置危险废物高温解毒和重金属固化的作用，达到危险废物减量化、资源化和无害化。

3.9 施工组织

（1）施工工艺

项目施工过程包括采油平台施工、站场施工、管线和道路施工：采油平台施工包括场地平整、钻井、井下作业等；站场施工包括场地平整，设备基础处理，设备安装等；管线施工包括作业线路清理、管沟开挖、布管焊接、管道入沟、清管试压、覆土回填、植被恢复等；道路施工包括作业线路清理、基底处理、分层填筑、摊铺整平、碾压等。

（2）施工计划

项目预计2026年4月开工建设，建设工期12个月。

（3）施工营地

站场改造及管线施工不设置施工营地，采油平台施工营地位于采油平台占地范围内。

（4）柴油储罐

单个采油平台内设置柴油罐1具，柴油罐采用铁质集装箱橇装方式，容积为30m³，罐区设围堰（10m×10m×0.3m），其有效容积为30m³。

（5）堆管场

为保证施工能正常运行，做到不间断施工，运管和布管同时进行，管材到现场后开始布管，本工程不设置堆管场，依托管线附近站场、采油平台做堆管场。

（6）施工便道

本项目新建平台施工中车辆运输主要依托油田现有道路，局部地段本次增建新建进场道路，用于井场的施工材料运输；项目管线基本沿油区道路及新建井场进场道路敷设，局部地段线路管线两侧无平行的道路，管线敷设时采用人工搬运，本工程不设置施工便道。

3.10 工程占地及土石方平衡

3.10.1 工程占地

本次产建工程部署涉及 14 座采油平台，其中 4 座新建平台，1 座扩建平台，8 座现有平台。工程占地包括永久占地和临时占地。其中，永久占地包括新征钻井平台及道路工程等永久征地，主要占地类型为水浇地、旱地、牧草地等；临时占地包括钻井平台、管线、道路施工等临时用地，主要占地类型为水浇地、旱地等。

(1) 站场及钻井平台占地

本次对吉康脱水站进行改扩建，在现有站场西侧新征占地 2.5278hm²，无临时占地。根据建设单位提供土地勘测定界图，钻井平台新征永久占地 13.4119hm²，临时占地 2.4655hm²。详见表 3.4.10-1。

表 3.4.10-1

本项目新建各类型井场平面设计一览表

类别		井场占地面积 (hm ²)	
		永久占地	临时占地
钻井平台	新 1 平台	2.3033	0.885
	新 2 平台	2.8601	0.5148
	新 3 平台	1.2290	0.2056
	新 4 平台	3.3840	0.5912
	萨 12	3.6355	0.2689
小计		13.4119	2.4655
站场扩建	吉康脱水站	2.5278	/
合计		15.9397	2.4655

(2) 管线占地

本工程管线包括输油管线、注水管线，部分管线同沟敷设。管线占地均为临时占地，施工完毕后应立即恢复地貌。

根据设计资料，项目管线临时作业带宽度为 6m，据此估算管道施工总占地面积 42.99hm²，各管线占地情况见表 3.5.10-2。

表 3.5.10-2

管线施工占地情况一览表

序号	管线名称	管线长度(km)	作业带宽度(m)	占地面积 (hm ²)	备注
1	合格油外输关系	42	6	25.2	6.2km 同沟敷设，开挖长度按 29.65 计算
2	内部输油管线	19.95	6		
2	注水管线	15.9	6		
合计			/	42.99	/

(3) 道路占地

本项目新征钻井平台距离现状道路较近，新建进场道路 0.962km，路基宽 6m，临时占地宽度按 2m 计，则道路永久占地 0.5772hm²，临时占地 0.1924hm²。

综上，工程总占地面积 62.1648hm²，其中永久占地 16.5169hm²，临时占地 45.6479hm²，具体占地情况详见表 3.5.10-3。

表 3.5.10-3

工程占地情况一览表

单位名称	永久占地 (hm ²)	临时占地 (hm ²)	小计
钻井平台	13.4119	2.4655	15.8774
吉康脱水站扩建	2.5278	/	2.5278
管线	0	42.99	42.99
井组道路	0.5772	0.1924	0.7696
合计	16.5169	45.6479	62.1648

3.10.2 土石方平衡

工程建设土方开挖主要产生在新建井场场地平整,道路、管线施工等。根据设计建设内容,项目填方全部来自工程建设过程挖方,挖方将全部用于道路填方及边坡防护治理,不外排。土石方平衡,无弃方,无需设弃土场。

土石方量平衡见表 3.5.11-5。

表 3.5.11-5

工程土石方平衡表

单位: m³

类别	挖方	填方	借方	余方	备注
钻井平台	4.25	4.25			用于场地填方及边坡防护,余方全部用于道路工程填方及边坡防护
管线工程	2.67	2.67			管线工程沟槽开挖土方在道路两旁堆积,管线铺设后全部回填,无弃方
道路工程、边坡防护	0.42	0.42			
合计	7.34	7.34			/

3.11 劳动定员和工作制度

本项目规划场站均为无人值守设计,不新增定员;投产后定期巡检及巡井巡线均依托现有工作人员,不新增劳动定员。本项目生产系统年工作 330d, 7920h。

3.12 投资估算

根据设计方案,本项目总投资为 131172 万元,其中环保投资 1588.19 万元。

3.13 主要技术经济指标

本项目主要技术经济指标见表 3.8-1。

表 3.8-1

项目主要技术经济指标

序号	指标名称		单位	数量	
1	总产能	新建产能规模	10 ⁴ t/a	27.58	19.65
		老井产能	10 ⁴ t/a		7.93
2	设计动用资源储量		10 ⁴ t	3238	
3	采油井数	新钻井数	口		
		探井转生产井	口		
		利用老井	口		
4	注水井数	新钻井数	口		
		利用老井	口		
5	改扩建站场		座	1	
6	管道长度		km	77.85	
7	总投资		万元	131172	
8	环境保护投资		万元	1588.19	

4 工程分析

4.1 原辅材料、能源消耗

4.1.1 原辅材料消耗

本项目钻井工程原辅材料消耗主要为钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的水泥及防塌润滑剂等，钻井期用电通过附近电网引入，柴油发电机作为备用。各材料均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。井场原材料消耗与井身结构有关，钻井主要原辅材料用量见表 4.1.1-1。

表 4.1.1-1 单井钻井主要原辅材料消耗 单位：t

序号	材料名称	主要成分	定向井
1	膨润土	亲水性矿物	40
2	烧碱	NaOH	6
	纯碱	Na ₂ CO ₃	1.2
3	钻井液用高粘羧甲基纤维素	CMC-HVC ₈ H ₁₆ NaO ₃	4
	钻井液用聚合物降滤失剂	聚丙烯酰胺钾盐 SP-8	9
	钻井液用包被抑制剂	剂羧羟基烷烯共聚物 IND10	8
4	氯化钾	工业用 K ₂ O ≥ 62%	50
	工业盐	NaCl	50
	钻井液用封堵防塌剂	FT-401	24
	超细钙	CaCO ₃	60
	堵漏剂	XZ-DL5	14
	轻柴油	0#	350
	氯化钙工业用无水	一级 ≥ 94%	22
5	有机土	TYODF-601	9
6	氧化钙	粉状 优等品 ≥ 85%	14
7	钻井液用乳化剂	脂肪酸衍生物 XZ-OZR/XZ-OFR	16
8	钻井液用表面活性剂	酰胺基聚醚	4
9	油基钻井液用润湿剂	XZ-ORS	4
10	钻井液用封堵剂	碳酸钙 CS-5/CS-3	18
11	钻井液用堵漏剂	惰性材料混合物 XZ-DL5/XZ-DL8	12
12	钻井液用封堵剂	可变型聚合物乳胶 ZK-601	6
13	重晶石粉	/	660

4.1.2 能源消耗

本项目生产所需能源、耗能工质主要为新鲜水、电力、燃气等。根据设计方案，具体动力及能源消耗见表 4.1.2-1。

表 4.1.2-1 动力及能源消耗一览表

序号	阶段	项目	单位	用量	备注
1	施工期	新鲜水	t/口	450	施工场地内循环使用
2		电	10 ⁴ kWh/口	90	钻井周期 30d, 平均耗电量 1250 kW·h/h
3	运营期	电	10 ⁴ kWh/a	9.7	

4.1.3 水平衡

根据设计方案，开采初期采出液平均含水率约 34%~55.5%，开采末期采出液平均含水率将达到 80%。原油采出液分离出的采出水经采出水系统处理达标后全部回注油层；开采初期日采出水量大于日注水量，多余采出水用于压裂液复配，复配比例为 15%，即可以替代 15% 的清水用量。根据本区块近 5 年压裂用水量预测（下表），每年可以消纳 6750~12150m³ 采出水，多余采出水实现资源化利用。吉康脱水站已建有 2 座 1000m³ 玻璃钢污水缓冲罐，可满足压裂用采出水储备。项目开采初期水平衡见表 4.1.3-2。

2026 年以后，采出水总量均小于注水总量，因此采出水可以全部用于注水，不足部分用清水补充，近 10 年最大清水补充量 751m³/d。开采末期水平衡见表 4.1.3-3 和图 5.1.3-2。

表 4.1.3-2 项目实施初期水量平衡表 单位：m³/d

用水工序	来源	投入		循环水	产出		去向
		新鲜水	采出水		损耗	利用	
油田注水	原油采出水	/	164.4	/	6.6	157.8	经采出水系统处理达标回注油层
	新鲜水	/	/	/	/	218.2	通过新建注水井注入油层
压裂液复配	水源井	9.8	/	/	2.3	7.5	经依托的措施返排液处理站处理达标后回注油层
合计	/	228.6	164.4	15.0	9.5	383.5	/

表 5.1.3-3 项目实施终期水量平衡表 单位：m³/d

用水工序	来源	投入		循环水	产出		去向
		新鲜水	采出水		损耗	利用	
油田注水	原油采出液	/	249.8	/	10.0	239.8	经采出水系统处理达标回注油层
	水源井	136.2	/	/	/	136.2	通过新建注水井注入油层
合计	/	146.6	249.8	15.0	12.9	383.5	/

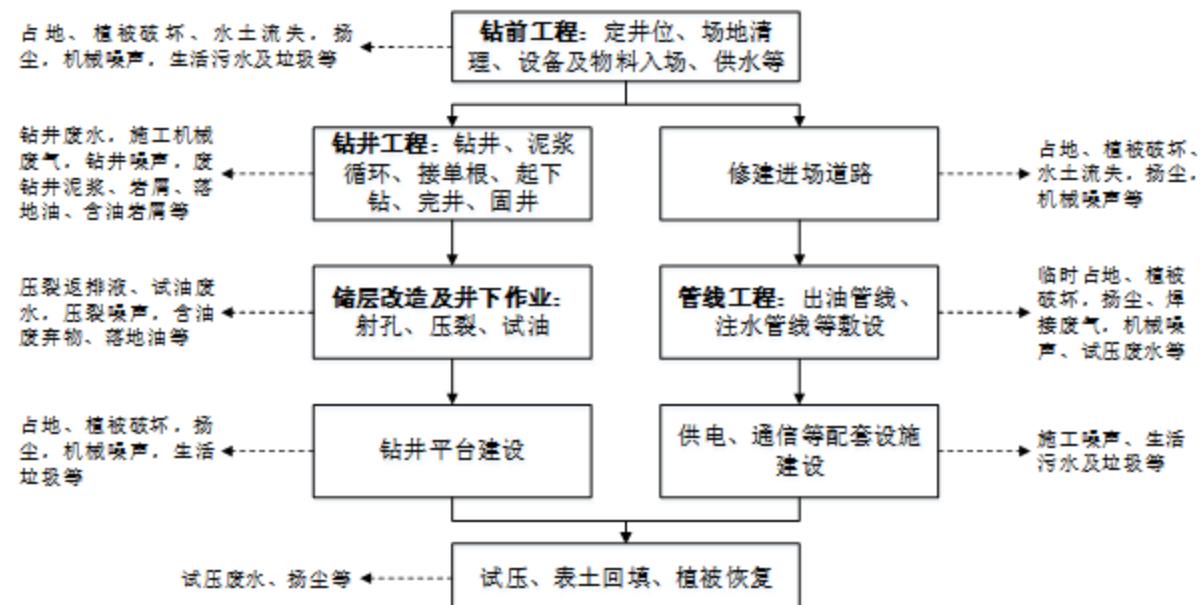
4.2 污染影响因素分析

油田开发是一项从地下到地面，包含多种工艺的系统工程，主要工艺过程有地质勘探与钻井、储层改造及井下作业、采油、油气集输与处理、储运以及配套的供水、道路建设、供电、通讯等辅助工程。油田开发可分为勘探期、施工期、运行期和退役期四个时期。

施工期包括钻前、钻井、储层改造、采油平台建设、站场建设及改造、管线敷设、道路建设等内容。运行期主要包括采油、油气集输，以及不定期进行的洗井、修井等井下作业。退役期主要是油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能。

4.2.1 施工期工艺过程及产污环节

施工期包括钻前、钻井、储层改造、采油平台建设、管线敷设、道路建设等内容。施工期钻前、钻井、储层改造、井场建设、管线敷设及道路建设由建设单位委托第三方施工队伍实施。施工期工艺流程及产污环节见图 4.2.1-1。



4.2.1.1 钻前工程

钻前准备：包括平整井场、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。根据井场平面布置，首先对井场进行初步平整，利用挖掘机对事故应急池、放喷池由挖掘机进行开挖，挖方用于井场平整，同时对各撬装化装置基础进行硬化。

本工序主要污染包括：施工车辆尾气，施工扬尘；设备噪声等。

4.2.1.2 钻井工程

钻井一般包括钻井、录井、固井和完井等工程内容。钻井工艺按其顺序分以下过程：

（1）钻井过程

① 钻进：用足够的压力把钻头压到井底岩石上，使钻头牙齿伸入岩石中并旋转以破碎井底岩石的过程。

② 泥浆循环：在钻柱转动的同时，泥浆泵不断地工作，流经钻柱内孔和钻头喷咀的钻井液冲击井底，随时将井底岩屑清洗、携带到地面。

③ 接单根：随着岩石的破碎，钻柱逐渐下落，直到方钻杆完全落入转盘内，这时一个钻杆长度不能再向深钻，必须增加钻柱长度，即为接单根。

④ 起下钻：如果钻头被磨损，应将井内钻柱全部起出，换新钻头再钻。

（2）录井

录井是指在钻井过程中，记录和分析钻遇的地层信息，包括岩屑描述、钻时记录、气测数据等，以了解地下地质情况，其核心流程包括以下 3 个阶段：①岩屑采集与分析：通过钻井液循环系统携带岩屑至地面，经振动筛分离后，对岩屑进行清洗、烘干及显微镜观察，识别地层岩性及含油性；②气测录井：实时检测钻井液中烃类气体含量（如甲烷、乙烷），结合色谱分析判断油气层位置及活跃程度；③工程参数监测：记录钻压、转速、扭矩等参数，辅助判断井下异常（如井漏、井涌）。

（3）固井

固井是在井眼内下入套管柱，在套管柱与井壁环形空间注入水泥浆进行封固，封隔疏松、易塌、易漏等地层，封隔油、气、水层，防止互相串通，形成油气通道；安装井口，以利于钻井和生产。固井工艺要求如下：

- ① 表层套管固井水泥反至井口，且套管内留有 10~20m 的水泥塞；
- ② 控制好井眼轨迹，降低套管下入摩阻，防止下入过程中因摩阻大造成套管箍螺纹密封失效；
- ③ 至少每根套管加 1 个刚性扶正器，提高套管居中度及水泥浆的顶替效率；
- ④ 优化水泥浆性能，提高水泥石的柔韧性，防止蹿层；
- ⑤ 固井 48 小时后试压，试压压力 15MPa（注水井试压 20MPa），稳压 30min 压降不大于 0.5MPa。

（4）完井

完井方法应能有效封隔油气水层，减少油气流入井的阻力，防止油气层井壁坍塌，保证长期稳定高产。完井方法为套管完井。

本工序主要污染包括：钻井废水、钻井岩屑；施工机械废气、施工扬尘；设备噪声等。

4.2.1.3 井下作业

井下作业是油田开发的重要工艺过程之一，一般在油井投产前和投产后进行，施工期的井下作业内容主要包括射孔、压裂、试油等工艺。

（1）射孔

射孔是指利用专用设备，在岩体内产生孔道，建立地层到井筒内的连通孔道，促使地层流体进入井筒内的工艺过程，通常在固井、试压结束后进行。射孔过程中将射孔枪下入套管中的油层部位，用射孔弹将套管射成蜂窝状孔，使原油流入套管并用抽油泵抽出。

根据钻采工程设计方案，本项目定向井采用电缆传输射孔方式；水平井采用水力喷砂射孔及定面射孔方式。

（2）压裂

压裂是指利用水力作用，使油层形成裂缝的一种方法，又称油层水力压裂。油层压裂工艺过程是利用压裂车，将高黏液体以大大超过地层吸收能力的排量注入井中，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂或陶粒）的携砂液注入裂缝中。停泵后，压裂液粘度在破胶剂的作用下逐渐降低返排至地面，支撑剂则留在地层中，形成具有高导流能力的填砂（或陶粒）裂缝带，以提高油层渗透性，利于原油从地层渗入井筒，从而达到增产的目的。

压裂作业的主要目的是为了扩大含油岩层渗滤面积，提高渗透性，提高单井产量，主要用于低渗透油层的储层改造。压裂工程示意图及工艺流程见图 4.2.1.2 和图 4.2.1.3。

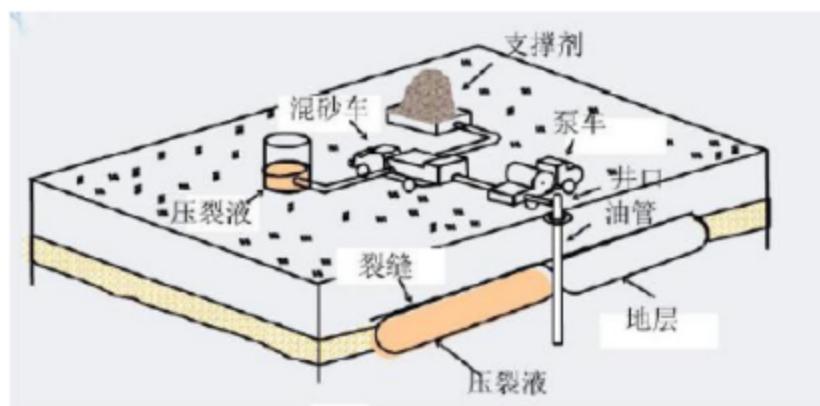


图 4.2.1.2 压裂工程示意图

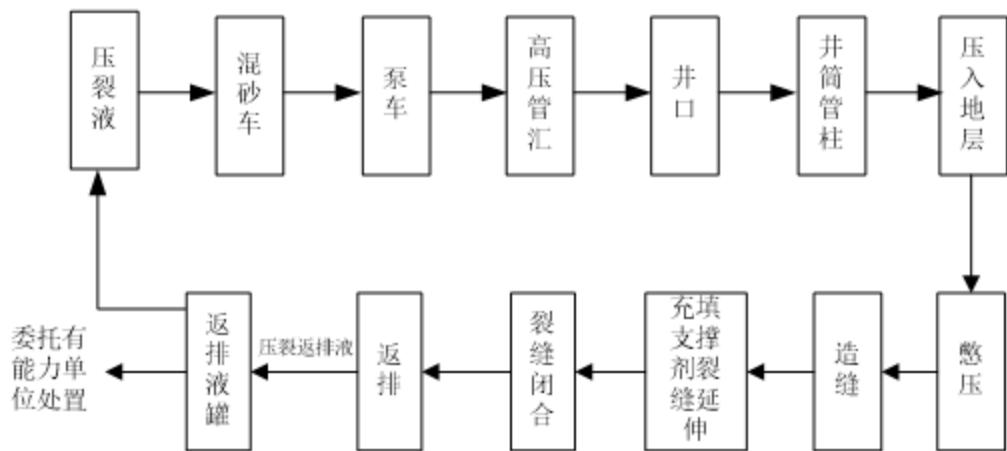


图 4.2.1.3 压裂返排工艺流程

（3）试油

试油是在油井完成后，利用专用的设备和方法，对井下油、气、水层进行直接测试

并取得有关地下油、气、水层产能、压力、温度和油、气、水样物性资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。

本工序主要污染包括：

- ① 压裂及试油作业产生的落地油、废防渗布、钻机更换的废润滑油及其包装桶等；
- ② 压裂作业产生的压裂返排液、噪声；
- ③ 施工机械和运输车辆噪声以及车辆尾气。

4.2.1.4 地面工程

本项目地面工程建设内容主要包括新建采油平台、吉康脱水站改扩建等场站工程建设，以及原油集输管线、注水管线等各类管线工程及井场道路工程等其他辅助工程建设。

(1) 平台施工

本项目共新建采油平台 4 座，扩建采油平台 1 座，平台施工作业场地平面布置见图 4.2.1-3。

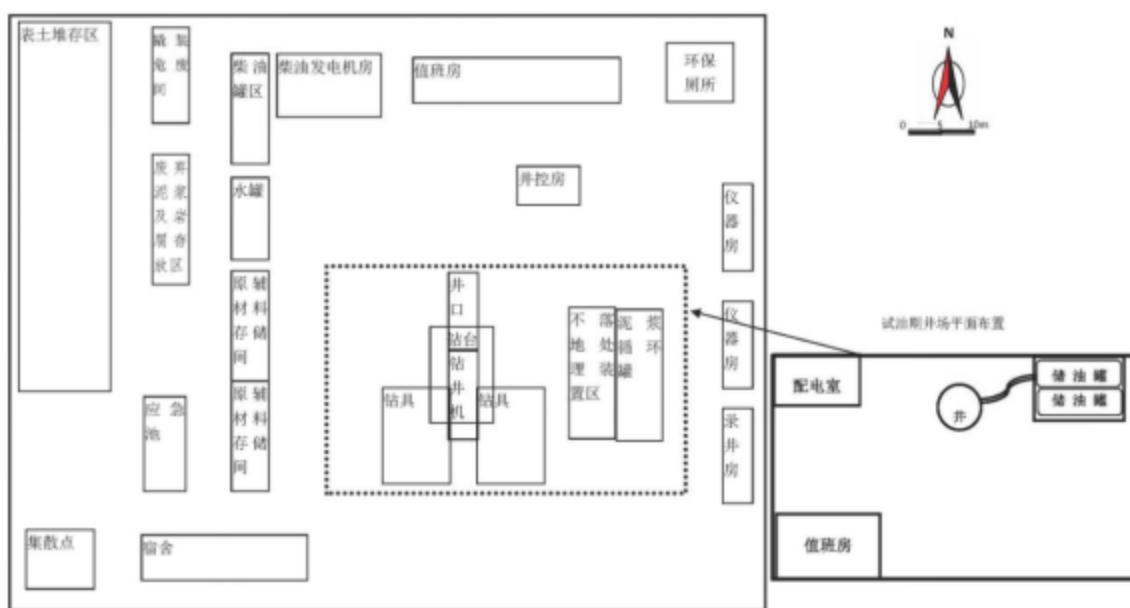


图 4.2.1-3 钻井平台施工作业场地平面布置图

(2) 站场改造施工

本项目对吉康脱水站进行改扩建。施工过程包括场地平整、基础建设、设备安装等。

(3) 管线施工

本项目管线施工首先进行作业带清理，在完成管沟开挖、河流、冲沟、穿越工程穿越等基础工程后，按照施工规范，将运至各施工现场的钢管进行焊接、接口防腐工艺，然后下至管沟内，再对管道进行试压，覆土回填，清理作业现场，恢复植被。根据设计方案，项目各类管线施工作业带宽度均为 6m。管线施工作业场地平面布置示意见图

4.2.1-4。

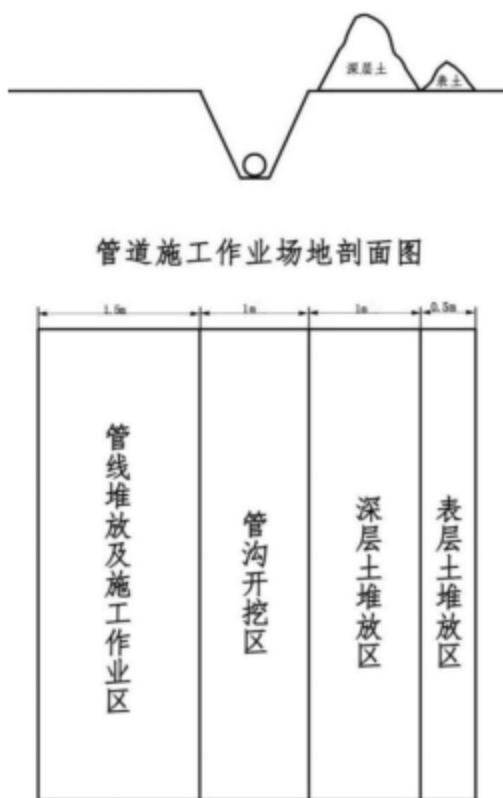


图 4.2.1-4 管道施工作业场地平面布置图

其中，管线施工过程中穿跨越工程施工方式如下：

② 道路穿越

A. 高速公路、省道

本项目集输管线穿越对象大奇高速公路、等级公路穿越，根据设计方案，采用定向钻穿越方式，并采用钢筋混凝土套管进行保护。施工工艺见图 5.2.1-6。

图 5.2.1-6 管道开挖施工工艺示意图

B. 沥青路、水泥路

线路穿越沥青路、水泥路，采用顶管穿越方式，并采用钢筋混凝土套管进行保护。

管道顶管穿越施工方式断面示意图见图 4.1.1-6。

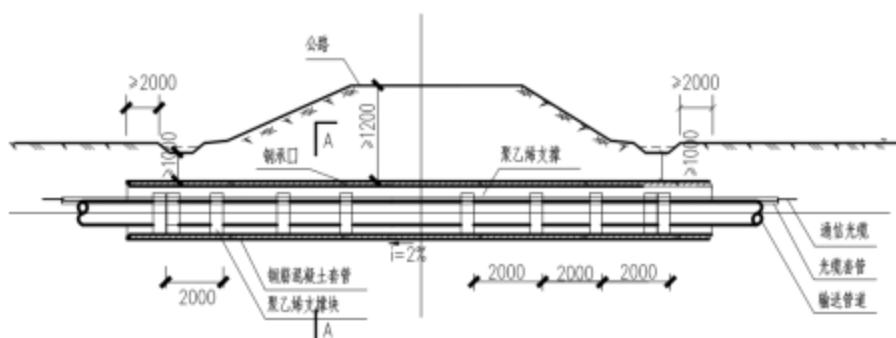


图 4.1.1-5 穿越道路顶管施工工艺示意图

C 土路、砂石路

线路穿越土路、砂石路采用大开挖穿越方式，并采用钢筋混凝土套管进行保护。管道大开挖穿越施工方式断面示意图见图 4.1.1-6。

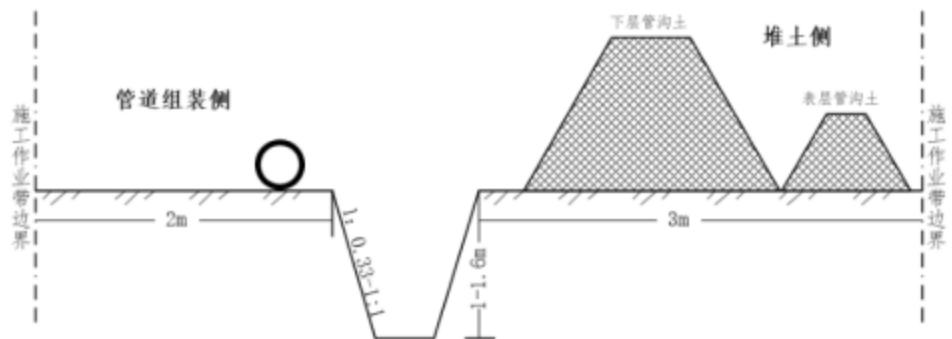


图 4.1.1-6 管道大开挖施工方式断面示意图

(4) 道路施工

本项目新建道路主要为组道路，建设标准为简易道路路面结构简单，工程量相对较小，填方路基采用逐层填筑，分层压实的方法施工，取用挖方土方，本项目无借方。路基工程施工组织设计要考虑降水影响，路基取土、填筑、碾压应尽量避开降水期或采取有效措施减少不良影响。土石方工程应尽早完成，使路基有充分的沉降稳定时间。

井、站场及管线施工工艺流程及产污环节见图 4.2.1-5，道路工程施工及产污环节见图 4.2.1-6，地面工程建设污染影响主要为基础开挖、材料运输和土方回填等产生的施工扬尘、建筑垃圾等。

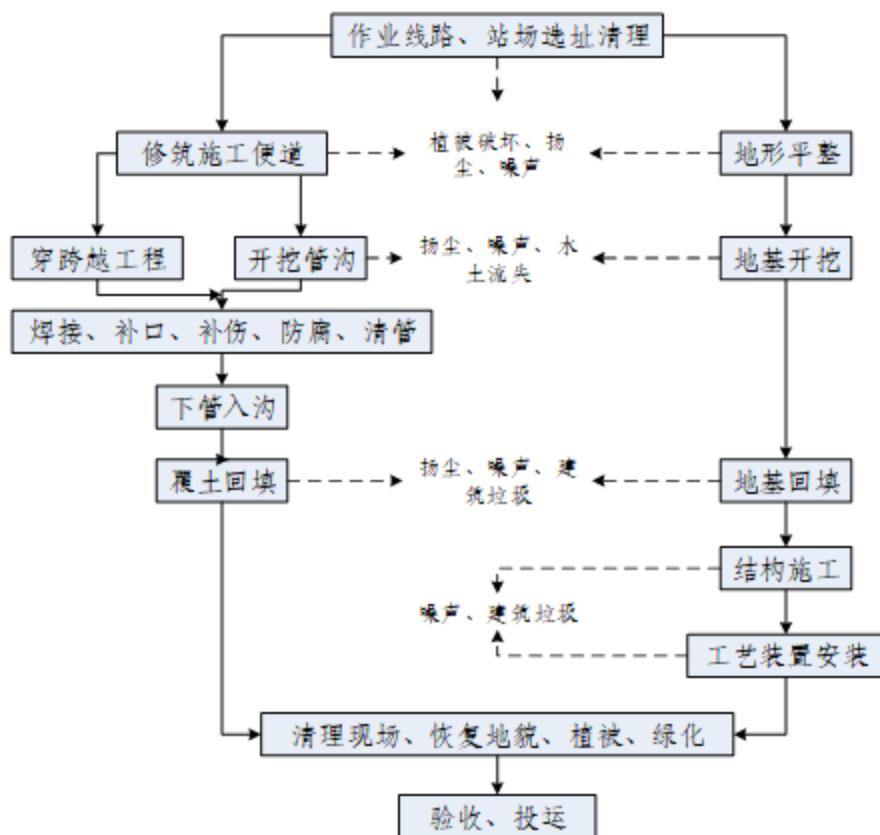


图 4.2.1-5 井、站场及管线工程施工流程及产污环节图

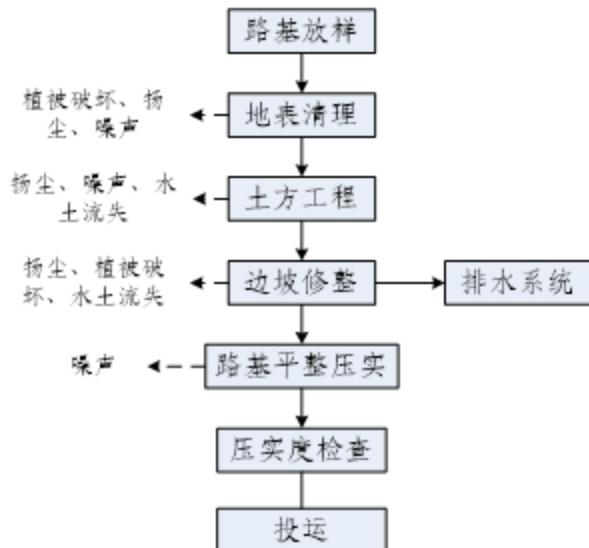


图 4.2.1-6 道路工程施工流程及产污环节图

4.2.2 运行期工艺过程及产污环节

运行期主要工艺过程包括采油、油气集输和处理、注水以及洗井、修井等井下措施作业。运营期工艺流程及产污环节见 4.2.2-1。

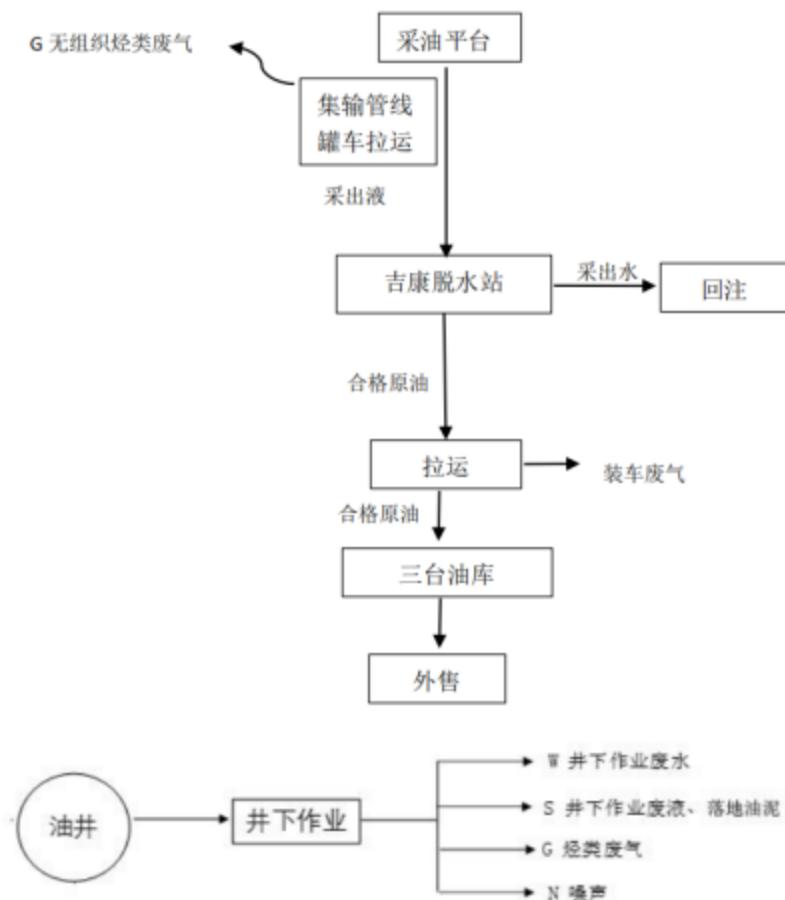


图 4.2.2-1 运营期工艺流程图

4.2.2.1 采油作业

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见有水驱采油和蒸汽驱采油。

根据油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，选择采油方式为：初期自喷开采，当油层压力下降，油井停喷或需要提液时根据部署井不同掺稀比采用有杆泵或电泵、注水采油等。

4.2.2.2 原油集输及处理

采出液通过节流装置节流后再经电加热，最后通过集输管线输送至吉康脱水站，经脱水后的合格原油均通过新建集输管线输至交接计量站，产生的采出水经吉康脱水站污水处理系统处理达标后管输回注。

4.2.2.3 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采油井投产前及投产以后进行，一般包括压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

4.2.2.4 注水

注水是指利用注水井将清水或处理后的油田采出水注入油层，以补充和保持油层压力，提高油藏开采速度和采收率的措施。

根据上述工艺分析，运行期主要产污环节为：

- (1) 油井井口挥发的烃类气体；
- (2) 油气集输过程产生的无组织挥发烃类气体、油田采出水、含油污泥等固体废物及机泵噪声等；
- (3) 采出水处理站运行过程中产生的无组织挥发烃类气体、含油污泥及机泵噪声等；
- (4) 井下作业过程中可能会产生作业废液、落地油以及含油污泥等。

4.2.3 退役期工艺过程及产污环节

闭井期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。闭井期作业内容主要包括拆除井场采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，拆除部分管线等施工内容。其中，封井的主要措施施工序如下：

(1) 井口处理

压井后安装井控井口，井口应具备注入压井、放空循环、总控 3 套控制阀门，且具备取油压、取套压、洗井、压井等条件。要求井口与防喷器、简易防喷控制装置具有良好的统配性能。

(2) 套内处理

套内处理的目的是使射孔井段底界 5m 以上无任何落物存在。通过通井、冲砂、刮套、验窜、热洗 5 套常规程序确保井筒内无落物、砂埋，套管壁无杂质、结垢、油污等，并对井下有故障情况尤其是套损漏失情况进行判断。如遇落物卡阻井，根据井筒内落物、卡阻类型，选取针对性的打捞、解卡工具及管柱进行处理。如遇套管变形井，根据套变具体形式，采取大修冲胀、磨铣等整形或打通道工具管柱实施治套，之后试挤，根据设计要求下入分段或循环封井管柱，实施套内封井。

(3) 套外处理

为避免对地下水产生污染,对固井质量不合格、易发生管外窜槽井,套管外水泥返高未到地面的井实施大修,并采用循环固井方式封堵套外,从而使含水层与生产层段和地表之间形成有效隔离,使其免受地层流体或地表水窜入的污染,实现永久封固。

(4) 封后井口处理

封后井进行定位,建账存档,便于以后调档查阅;封井完成后割掉井口,加装专用的可开启式封井井口帽子,下卧至地下 0.5m 以下;在井口位置做永久标示,注明井号,指示风险,严禁在上面建任何建筑物,并要求周边建筑物必须有一定的安全距离。

4.3 生态影响因素分析

油田开发中生态影响主要来自占地、人为活动导致的景观变化、施工土地扰动及土地利用类型的改变,以及道路、管线等线性工程导致的区域整体景观破碎化程度上升等。

4.3.1 施工期

施工期生态影响因素主要为钻前工程、油气集输工程等施工过程的地面开挖、占地、施工方式、施工时序等对土地利用现状、动植物、生态系统完整性、生物多样性等影响。

(1) 占地对土地利用现状影响

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括站场、道路、管线等施工临时占地。永久占地包括站场、道路等。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能,临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能,但施工结束后,经过 2~3 年后可恢复原有使用功能。

(2) 影响动植物

施工期对植物的影响主要有占地面积原有植物的清理、占压及施工人群的干扰。工程不但造成直接破坏区的植被剥离,还将对间接破坏区的植被造成压占,将造成局部区域生物量的减少。对动物的影响主要为栖息地破坏引起的动物逃离、施工噪声对动物的干扰。

(3) 破坏、污染土壤

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

(4) 扰动地表,引起新的土壤侵蚀、水土流失

工程施工活动将破坏地表植被,改变地表形态,如不及时进行恢复和重建,土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点加重水土流失。

(5)生物多样性

工程施工时的土地开挖、施工噪声等不可避免的会破坏原有地表植被，对周围的动物产生惊扰，改变土壤微生物的生活环境，从而对整个环境内的生物多样性产生一定影响。

(6)生态系统完整性

本项目工程占地以牧草地和水浇地为主，因此施工期对农田生态系统和草地生态系统的结构和功能产生一定影响。土地开挖、施工噪声等会导致区域植被覆盖率、生物量有所降低。由于本项目占地分散且主要为临时占地，仅对局部生态系统的结构和功能产生临时性影响。

4.3.2 运行期

项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，道路两侧及站场周围设防绿化，以降低土壤侵蚀，减少水土流失。

4.3.3 退役期

退役期主要是井、站场陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采气设备、站场设备，封堵封闭井口，对井场和道路等占地进行生态恢复等。设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失。

4.4 污染源分析及源强核算

4.4.1 施工期污染源分析

项目施工期主要污染物为钻井工程施工活动中大功率柴油机和发电机燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井液、施工生产废水、管道试压废水、施工工作人员的生活污水、钻井噪声、钻井岩屑、废弃钻井泥浆、建筑垃圾、废土石方、生活垃圾等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

4.4.1.1 废气

(1) 钻井柴油机废气

根据区域钻井柴油机耗油量调查，每百米进尺消耗柴油量约 3t，经估算本项目施工期钻井过程中柴油使用量为 3307.5t，见表 4.4.1-1。

根据《石油石化工业环境统计方法汇编（废气部分）》，钻井柴油机废气排放系数为 $0.3949 \times 10^4 \text{m}^3/\text{t}$ 柴油，则本项目施工期柴油机废气排放量约 $1306.13 \times 10^4 \text{m}^3$ ，另根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》，工程机械平均排放系数 PM_{10} 、 HC （碳氢化合物）、 NO_x 、和 CO 排污系数分别为 2.09g/kg 柴油、 3.39g/kg 柴油、

32.79kg/t 柴油、10.72g/kg 柴油，柴油硫含量取 10mg/kg 柴油，据此估算整个钻井作业期间污染物排放量，见表 4.4.1-2。

表 4.4.1-1 施工期钻井用柴油量估算

井型	数量(口)	单井进尺(米)	总进尺(米)	柴油使用量(t)
采油井(定向井)	35	3150	110250	3307.5

表 4.4.1-2 施工期钻井柴油机废气污染物排放情况估算表

污染物	排放系数 g/kg 燃料	耗油量 t	总排放量 t
PM ₁₀	2.09	3307.5	6.91
HC	3.39		11.21
NO _x	32.79		108.45
CO	10.72		35.46
SO ₂	0.02		0.07

(2) 车辆排放尾气

施工期各类工程及运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。经调查，平均每辆车日耗油量为 11.52kg/d，平均每辆车日排放 CO 0.157kg/d，烃类物质 0.269kg/d，NO₂ 为 0.723kg/d，SO₂ 为 0.008kg/d。

本项目开发施工期每个单井钻井场各类车辆 8 余驾次/日，预计每天可排放 CO 1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO₂ 为 5.78kg/d，SO₂ 为 0.064kg/d。本次施工期按 2 年计，则施工期施工车辆排放的大气污染物排放情况详见表 4.4.1-3。

表 4.4.1-3 施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放(t)			
	CO	烃类	NO _x	SO ₂
车辆尾气	0.917	1.57	4.22	0.05

(3) 施工扬尘

施工扬尘主要来自井场、站场的土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放等以及施工车辆运输产生的扬尘。本项目施工期土方工程量较小，扬尘产生量也较少，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。

(4) 集输管道焊接烟尘

项目采用无缝钢管，管线连接处、阀池内阀门两端法兰与钢管焊接、长输管道起点和终点连接处等会有少量焊接作业，焊接过程会产生少量焊接烟尘，焊接烟尘中主要含有 MnO₂、Fe₂O₃、SiO₂ 和 HF 等污染因子。

(5) 罐体刷漆废气

项目设 2000m³ 净化油罐 2 具，罐体需对表面喷漆防腐，喷漆面积总计约 1750m²。根据，油罐刷漆量为 0.3kg/m²，则本项目共计使用油漆约 0.53t。

项目使用的油漆为环氧树脂类涂料，其 VOCs 挥发量为 24.6%，则刷漆过程 VOCs 挥发量为 0.13t。

4.4.1.2 废水

(1) 钻井废水

钻井废水主要是在钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、废钻井液等，其主要污染物为 SS、COD 等。这部分废水排入泥浆不落地装置，并实现循环利用。钻井废水主要有以下特征：

- ①偏碱性：pH 值约 8.0~11.0；
- ②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，且钻井液在循环过程中还携带了部分钻井岩屑，这些固体颗粒很容易进入钻井废水造成悬浮物含量高；
- ③有机、无机污染物含量高：由于钻井液中含有各种有机、无机的钻井液添加剂，主要有 CMC、PAM，以及降失水剂等，因此在钻井液循环使用的过程中，钻井液添加剂中的有机、无机污染物易进入钻井废水。

根据类比调查，钻井液中主要污染物浓度见表 4.4.1-4。

表4.4.1-4 钻井废水水质表

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度 (mg/L)	2000~2500	3000~4000	60~70	0.1~0.2	0.2~0.3

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，钻井液按固体废物分析，具体产排情况见下表。

表4.4.1-5 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	排污系数	末端治理技术
钻井作业	钻井液	普通油井	≥3.5千米进尺	固体废物	废弃钻井液	吨/百米	29.73	无害化处理/处置/利用
			2.5~3.5千米进尺			吨/百米	19.5	
			≤2.5千米进尺			吨/百米	18.81	

根据开发方案，本项目共新钻井 35 口，每口油井平均掘进深度 3150m，故钻井作业废水每百米进尺排污系数为 21.42t/百米，新钻井总进尺 11.025×10^4 m，则钻井液产生量约为 22.36×10^4 t。钻井废水回用率可按 90% 计，估算钻井废水产生量约 22360m^3 。

(2) 压裂返排液

油井试油是在油井钻井完成后，把油、气、水从地层中抽到地面并经过专门测试取得试油资料，包括油、气、水产量数据、压力数据、原油物性数据及温度数据等。压裂是利用地面高压泵组，将前置液注入井中，通过井底高压在地层中产生裂缝，将带有支撑剂的携砂液注入缝中，并在缝中填入支撑剂。停泵后，压裂液粘度在破胶剂的作用下

逐渐降低返排至地面，并在地层中形成具有高导流能力的支撑裂缝，有利于原油从地层渗入井筒。压裂结束后，试油废水与压裂液集中返排，井下作业过程产生的废水具有粘度高、COD高等特点，且含有一定的压裂液、支撑剂及石油类等物质，如果返排至地面的试油压裂液不经过处理而外排，将会对周围环境造成污染。

根据设计方案，本项目压裂作业中单井压裂液用量约为1800~2000m³，54口新井采用体积压裂，本次按2000m³计算，压裂液总量约 10.8×10^4 m³。根据建设单位提供资料，压裂返排液的产生量按照用量的20%计算，本项目共产生压裂返排液21600m³，产生的废压裂液由罐车送至吉康脱水站处理，处理达标后用于复配压裂液，不外排。

（3）施工生产废水

施工废水主要包括基础施工中泥浆水，车辆和机械设备冲洗水、场地冲洗等。根据类比调查，SS浓度为1000~3000mg/L。施工废水排入临时沉淀池进行预处理，处理后的生产废水可用于砼搅拌，砂浆用水等，以及洒水降尘，不外排。

（4）管道试压废水

本项目管线工程分段试压以测试管道的强度和严密性。新建 DN200 输油管线 10.02km，DN159 输油管线 42km，DN150 输油管线 4.48km，DN65 输油管线 3.6km，DN50 输油管线 1.85km。管线总里程 61.95km，经估算本项目新建管道试压用水量约为 1107m³，损耗按 40%，则试压废水量约 665m³，分散于各管道施工场地。由于试压阶段管道尚未投用，且试压介质为洁净水，试压废水内主要污染物仅为少量悬浮物，收集沉淀后用于周边施工场地洒水抑尘等。

（5）生活污水

项目单井钻井周期为 32 天，钻井工程施工人数为 20 人，按每人每天生活用水量按 50L/人·d 计，整个钻井期单井新钻井最大生活用水量为 32m³，生活污水产生系数取 0.8，生活污水最大产生量为 61.44m³，本项目共涉及新钻井 54 口，则生活污水最大产生量为 1382.4m³。

生活污水仅为少量盥洗水，主要污染物为 COD：400~560mg/L、BOD₅：150~300mg/L、氨氮：20~50mg/L、SS：100~200mg/L 等，设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水厂处理。

4.4.1.3 噪声

项目施工期噪声影响具有临时性和流动性的特点，主要噪声源包括钻井作业中的钻机、泥浆泵，井下作业过程压裂车，及地面工程建设过程中的装载机、推土机等施工机

械。按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。施工期主要噪声源及源强见表 4.4.1-9，噪声源强一般为 70~105dB (A)，施工期部分装置采取了隔声、减振等降噪措施，有一定的降噪效果。

表4.4.1-9 施工期主要噪声源情况

工序	声源名称	数量(台)	声源类型 (偶发、频 发等)	声源源强 /dB (A)	降噪措施		运行时 段
					工艺	降噪效果	
钻前 工程	挖掘机	根据实际 情况配备	流动声源	89(5m)	减振、合理 布局、设备 良好运转	降低 10~ 20dB(A)	施工期
	推土机		流动声源	86(5m)			
	铲土机		流动声源	85(5m)			
钻井 工程	柴油机	2 台(1 用 1 备)/队	频发	100~105	隔声、消声、 减振、合理 布局、设备 良好运转	降低 10~ 20dB(A)	施工期
	钻机	1 台/队	频发	90			
	发电机	2 台(1 用 1 备)/队	频发	100~105			
	压风机	2 台/队	频发	95			
	泥浆泵	2 台/队	频发	85			
储层 改造 工程	压裂泵	1 台/队	频发	105	降低 10~ 20dB(A)	施工期	施工期
	压裂车	1 辆/队	流动声源	84(10m)			
	射孔专用车	1 辆/队	流动声源	84(10m)			
管线、 站场、 道路 工程	挖掘机	根据实际 情况配备	流动声源	89(5m)	降低 10~ 20dB(A)	施工期	施工期
	推土机		流动声源	86(5m)			
	铲土机		流动声源	85(5m)			
	打桩机		流动声源	92(10m)			
	钢筋切割机		频发	80(10m)			
	砼搅拌机		频发	75(10m)			
	起重机		频发	78(10m)			
	振动碾		流动声源	70(10m)			
	轮式装载车		频发	84(10m)			

4.4.1.4 固体废物

(1) 钻井泥浆

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用的泥浆，主要产生于钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格或因不适于钻井工程和地质要求而被废弃的钻井泥浆，以及完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆等。

废钻井泥浆呈液态细腻胶状，主要成分是粘土，其中含有少量的石油类物质、CMC (羧甲基纤维素) 和少量纯碱等，是指在钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置的泥浆，其产生量与井深和井径的不同密切相关。

钻井泥浆的产生量与井深和井径的不同密切相关，可按照以下经验公式进行推算：

$$V=0.125\pi D^2 h + \frac{18(h-1000)}{500} + 116$$

式中: V —钻井泥浆产生量, m^3 ;

D —井的直径 (0.508), m ;

h —平均井深 (取 3150), m 。

根据上述公式估算, 每口钻井产生的钻井泥浆量约为 $512.46m^3$, 54 口井产生的钻井泥浆量共计 $27673.05m^3$, 通过“钻井泥浆不落地”处理工艺, 可实现井间及井场间钻井泥浆循环利用。根据对现有井场实际钻井施工进行调研, 通过重复利用, 泥浆回收利用率可达到 90% 以上, 则项目钻井结束后共产生废弃钻井泥浆 $2767.3m^3$, 合计 $3182.4t$ ($1.15t/m^3$)。

(2) 钻井岩屑

钻井过程中, 岩石被钻头破碎成岩屑混入钻井泥浆中, 经泥浆循环泵带出井口, 经地面“泥浆不落地”设施分离后暂存于收集罐, 最终交有处理能力的单位进行处置。岩屑产生量可按下式计算:

$$w = \frac{1}{4} \pi D^2 h d$$

式中: W —岩屑产生量, t ;

D —钻头直径, m , 本项目一开为 $0.375m$, 二开为 $0.251m$, 三开为 $0.168m$;

h —井深, m , 本项目一开 $700m$, 二开 $2685m$, 三开 $3150m$;

d —岩石密度, t/m^3 , 取 2.5 。

根据本工程各类井型数量及参数, 结合上述计算公式, 计算项目钻井岩屑产生量详见表 4.4.1-10。

表 4.4.1-10 施工期钻井岩屑产生情况表

井型	井眼直径	进尺深 (m)	单井岩屑量 (t)	总岩屑量 (t)
定向井 54 口	0.375	700	77.27	4172.766
	0.251	2685	132.79	7170.594
	0.168	3150	69.79	3768.708
合计	/	/	279.85	15112.068

本项目新钻井一开采用膨润土-聚合物钻井液, 三开采用复合盐钻井液体系。一开、三开产生的岩屑为水基岩屑, 属一般工业固体废物, 产生量约 $7941.474m^3$, 进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离, 委托新疆盛洁环境技术有限责任公司处理, 分离后的液相回用于钻井液配备, 处理后的合格固相岩屑资源化利用。

二开钻井液为油基钻井液体系, 产生的岩屑为油基岩屑属于危险废物, 废物类别 HW08 (废物代码 071-002-08)。油基岩屑产生量约 $7170.594m^3$, 油基岩屑在振动筛后

经密封储罐集中收集，委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司处置。转运处置过程应严格落实危险废物转运和处理处置的有关法规和规范。

（3）建筑垃圾

施工过程中产生一定混凝土、安装工程的金属废料等，产生量约 5t，采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可委托当地建筑渣土管理部门统一装运到环卫和城管部门指定地点进行填埋。

（4）落地油泥

试油等井下作业过程中会有少量原油散落井场形成落地油，属于《国家危险废物名录（2025 年版）》中 HW08 类危险废物。根据建设单位实际井下作业过程中的数据统计，估算每口油井作业过程中产生的落地油约 280kg/井。本项目新建采油井 35 口，共产生落地油 9.8t。井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，在井场铺设防渗布，将作业过程中的落地油全部收集到储罐中，委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司拉运并进行无害化处置，不在井场内暂存。

（5）含油废弃物

施工期在设备运行、维护、检修和场地清理过程中会产生一些含油废弃物，主要为废防渗布、废机油、废油桶、含油棉纱等，属于危险废物，废物类别 HW08（废物代码 071-001-08）。依据建设方提供资料，项目含油废物产生量约 0.9t/井，本项目新钻井 54 口，则项目废防渗布产生量为 48.6t，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

（6）生活垃圾

项目单井钻井周期为 32 天，钻井工程施工人数为 20 人，按每人每天产生生活垃圾 1.0kg 计算，本项目共涉及新钻井 54 口，则整个钻井施工期间产生的生活垃圾为 34.56t。

本项目施工期固体废物量及处置措施见表 4.4.1-11。

表 4.4.1-11 本项目施工期固废处置情况一览表

固体废物名称	产生环节	产生量 (t)	废物类别	有害成分	处置措施
建筑垃圾	站场改造、场地清理、管线施工等	1.2	一般工业固废	/	用于回填施工场地等综合利用，不能利用的运至当地建筑垃圾填埋场处置
钻井岩屑	钻井环节	13380.4	一般工业固废	/	收集于岩屑收集罐，施工结束后交有处置能力的单位处置
落地油	井下作业环节	1.02	危险废物 HW08 071-001-08	废矿物油	专用容器（包装物）收集后就近运至第四采油厂现有危废暂存点暂存，委托有资质单位转运处置
废防渗材料	场地清理环节	0.8	危险废物 HW08 900-249-08	废矿物油	

废润滑油及 包装桶	钻井及设备维护 环节		危险废物 HW08 900-249-08	废矿物 油	
钻井添加剂 外包装袋	钻井环节	0.5	一般工业固废	/	收集后定期外售至废品回收 公司回收处置
生活垃圾	施工生活区	37.0	生活垃圾	/	环卫部门统一清运

污染物	产生量 (t)	废物类别	产生环节	主要 成分	有害 成分	形态	处置量 (t)	处置去向
钻井岩屑	27921.86	一般工业固 体废物	钻井作业	岩屑	/	固态	27921.86	收集于岩屑收集罐，待 施工结束后交由有处置 能力的单位处置
建筑垃圾	5	一般工业固 体废物	构筑物、管 线等建设	水泥、废 弃设备	/	固态	5	由施工单位综合利用 或送至指定的建筑垃 圾处置场所处置
含油固废	3	危险废物 HW08 900-249-08	设备维护、 场地清理	石油类、 泥砂	石油类	固态、 液态	3	施工结束后交由有资 质单位处置
生活垃圾	34.56	生活垃圾	施工生活区	果皮纸 屑等	/	固态	51.1	集中存放，定期运至环 卫部门指定地点处置

4.4.1.5 生态影响

生态影响主要体现在采油平台、站场改扩建、管线工程的建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

本工程总占地面积 62.1648hm²，其中永久占地 16.5169hm²，临时占地 45.6479hm²，土地利用类型为其他林地、牧草地、其他草地、水浇地等，项目永久和临时占地范围内除农田外，植被类型主要为盐节木。

针对本项目建设内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算，详见表 4.4.1-13。

表4.4.1-13 本项目占地情况一览表

序号	工程内容	占地面积 (hm ²)			占地类型
		永久	临时	总占地	
1	新 1 平台	2.3033	0.885	3.1883	水浇地
2	新 2 平台	2.8601	0.5148	3.3749	内陆滩涂
3	新 3 平台	1.2290	0.2056	1.4346	水浇地
4	新 4 平台	3.3840	0.5912	3.9752	旱地
5	萨 12	3.6355	0.2689	3.9044	其他林地、旱地、牧草地
6	吉康脱水站	2.5278	/	2.5278	水浇地
7	集输管道（埋地）	/	42.99	42.99	
	道路	0.5772	0.1924	0.7696	水浇地、内陆滩涂、牧草地等
	合计	16.5169	45.6479	62.1648	/

4.4.2 运行期污染源分析

4.4.2.1 废气

本项目运行期废气污染源主要为油气集输过程中无组织废气，包括燃气加热炉废

气；吉康脱水站原油储罐、油品装卸等烃类气体无组织挥发；油气集输及处理过程中的阀

（2）油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气

本项目无组织挥发性废气为油气集输过程中的阀门、法兰等部件产生的少量挥发性有机物。该过程的无组织挥发废气尚无相应的污染源强核算技术指南，其产生量参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）5.2中公示（3）进行计算，设备与管线组件密封点中挥发性有机物产生量进行核算。

设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物计算公式：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{TOC,i} \times \frac{WF_{VOCs,i}}{WF_{TOC,i}} \times t_i \right)$$

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

t_i —密封点i的运行时间，h/a，本次取7200h/a；

$e_{TOC,i}$ —密封点i的总有机碳（TOC）的排放速率，kg/h。

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

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

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

本工程为原油开采项目， $WF_{VOCs,i}/WF_{TOC,i}$ 取1。

取值详见表4.4.2.1-3。

表4.4.2.1-3 设备与管线组件 $e_{TOC,i}$ 取值

序号	设备类型	排放系数/(kg/h/源)
1	连接件	0.028
2	阀门	0.064
3	法兰	0.085

根据上述公式，本次评价针对涉及新钻井及探井转生产井平台，计算油气集输处理过程中的无组织挥发性废气产生量，见表 4.4.2.1-4。利用老井无组织挥发影响已在现状监测中体现，本次评价不重复计算。

表4.4.2.1-4 油气集输及处理过程中无组织挥发有机废气排放情况

采油平台	设备类型	排放系数/(kg/h/源)	设备数量(个/套)	污染物排放量(t/a)
新1平台	阀门	0.064	12	0.0166
	法兰	0.085	12	0.0220
	连接件	0.028	36	0.0218
1座6井式采油平台合计				0.0604
新3	阀门	0.064	14	0.0194
	法兰	0.085	14	0.0257
	连接件	0.028	42	0.0254

1座7井式采油平台				0.0705
奇107、奇2扩	阀门	0.064	18	0.0249
	法兰	0.085	18	0.0330
	连接件	0.028	54	0.0327
1座9井式采油平台合计				0.0906
奇201扩、奇6-11	阀门	0.064	26	0.0359
	法兰	0.085	26	0.0477
	连接件	0.028	78	0.0472
1座13井式采油平台合计				0.1309
新2、新3、萨12 平台	阀门	0.064	16	0.0221
	法兰	0.085	16	0.0294
	连接件	0.028	48	0.0290
1座8井式采油平台合计				0.0805
3座3井式采油平台合计				0.2415
合计				0.5938

(3) 新建储罐无组织挥发废气

吉康脱水站新建 2 具 2000m³ 净化油罐，油罐产生的挥发性有机物参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中关于固定顶罐总损耗的核算方法进行核算。

固定顶罐的总损耗是静置损耗与工作损耗的总和：

$$L_T = L_S + L_W$$

L_T ：总损失，lb/a；

L_S ：静置储藏损失，lb/a；

L_W ：工作损失，lb/a。

A. 静置损失

是指由于罐体气相空间呼吸导致的储存气相损耗。

$$L_S = 365V_V K_E K_S$$

$$V_V = \left(\frac{\pi}{4} D^2 \right) H_{vo}$$

$$L_S = 365K_E \left(\frac{\pi}{4} D^2 \right) H_{vo} K_S W_V$$

式中：

V_V ：气相空间容积，ft³；

W_V ：储藏气相密度，lb/ft³；

K_E ：气相空间膨胀因子，无量纲量；

K_S ：排放蒸汽饱和因子，无量纲量。

V_r : 气相空间容积, ft^3 ;

D : 罐径, ft ;

H_{ro} : 气相空间高度, ft 。

B 工作损耗

固定顶罐的工作排放计算如下:

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

式中:

L_w : 工作损失, lb/a ;

M_V : 气相分子量, lb/lb-mol ;

P_{VA} : 真实蒸气压, psia ;

Q : 年周转量, bbl/a ;

K_P : 工作损耗产品因子, 无量纲量; 对于原油 $K_P=0.75$;

K_V : 工作排放周转(饱和)因子, 无量纲量; 周转数= Q/V ;

K_B : 呼吸阀工作校正因子。具体输入参数如下:

具体计算参数见表 4.4.2.1-5。

表 4.4.2.1-5 计算参数

储油罐	油品密度	摩尔分子质量 g/g-mol	真实蒸气压	大气压	日平均最高环境温度($^{\circ}\text{C}$)	日平均最低环境温度($^{\circ}\text{C}$)
	0.85t/ m^3	50	40.16kpa	87.8kpa	39	15.1
	水平面太阳能总辐射($\text{Btu}/\text{ft}^2.\text{day}$)	容积 (m^3)	直径 (m)	罐壁/罐顶颜色	呼吸阀压力设定 (pa)	呼吸阀真空设定(pa)
	1547	2000	15.7	灰色	1000	-500
	罐体高度 (m)	年平均储存高度 (m)	罐半径 (m)	年周转量 (t)		
	11.57	9.5	7.85	420720		

估算结果见表 4.4.2.1-6。

表 4.4.2.1-6 储罐无组织烃类气体损耗估算结果

储罐类型	静置损失 (t/a)	工作损耗 (t/a)	合计 (t/a)
2具 2000m^3 储油罐	31.2	69.36	100.56

故新建储油罐将产生罐顶挥发气 100.56t/a, 项目采取了大罐抽气撬块。大罐抽气撬块用于回收沉降罐和储油罐的罐顶挥发气, 其通过抽气-压缩-分离计量-回收利用的流程来集气, 撬块设有水封装置, 在 VOCs 收集时保证罐内压力, 呼吸阀接人大罐抽气撬块, VOCs 全收集, 仅在 VOCs 集输过程出现少量逸散。

本次评价按照 VOCs 全收集, 集输过程逸散量按照密闭集输 0.2% 计算, 则非甲烷

总烃逸散量为 0.2t/a。

(2) 硫化氢

根据地质方案和采油方案，区块原生天然气中均未发现 H₂S。但由于压裂后压裂液中富含碳源有机质，促进硫酸盐还原菌的滋生，可能会加速生物成因硫化氢的产生。

因此本项目类比《吉木萨尔凹陷昌吉油田 2023 年芦草沟组页岩油调整部署 18 号平台等 6 个平台产能建设环境影响报告书》，同时结合各油田的经验数据并咨询行业专家，硫化氢量计算公式如下：

$$G_{\text{硫化氢}} = M \times \lambda \times \eta \times \gamma$$

式中： $G_{\text{硫化氢}}$ ——硫化氢损耗量， kg/a；

M ——原油产量， t/a；产能 19.65×10^4 t/a；

λ ——气油比， m³/t；项目区气油比按平均 15.4 m³/t 计算；

η ——油气集输系统损耗率，取 5%；

γ ——伴生气中硫化氢的浓度 mg/m³。按最大值取 254 ppm；

根据计算，本项目硫化氢挥发量为 0.004t/a。

4.4.2.2 废水

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水。

(1) 井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。主要是由油井洗井工段产生的。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中的“1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册”，井下作业洗井废水产排情况详见下表。

表 4.4.2.2-1 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物类别	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	末端治理技术去除效率
井下作业	洗井液（水）	低渗透油井洗井作业	所有规模	废水	工业废水量	吨/井	27.13	物理+化学+回注	100
					化学需氧量	克/井次	34679		
					石油类	克/井次	6122		

本项目均为低渗透油井，本次产建油井数 80 口，作业区井下作业每 2 年 1 次，则井下作业废水中各污染物产生情况详见表 4.4.2.2-2。

表 4.4.2.2-2 井下作业废水产生及排放情况一览表

序号	污染物指标	产生量 (t/次)	排放量	主要处理措施及排放去向
1	洗井液废水量	2170.4	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至吉康脱水站污水处理系统处理达标后，上清液回注含油层，底泥定期交由新疆中建环能北庭环保科技有限公司处理进
1.1	COD	2.77	0	
1.2	石油类	0.49	0	

				行无害化处置
--	--	--	--	--------

(2) 采出水

油藏采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，油田开发初期，采出液中含水率相对油田开发后期较低，但随着开采时间延长，采出液的含水率也会不断加大。

根据开发方案预测，本项目新增采出水 $4.31 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，采出液管输至吉康脱水站分离后，经吉康脱水站内采出水处理系统处理，水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后，回注地层。

表4.4.2.2-3 采出水处理前后水质表

采出水水质		污染物						
		pH	SS	COD	氨氮	石油类	挥发酚	硫化物
处理前	污染物浓度(mg/L)	7~8	860	1200	80	200	2.1	1.6
处理后	污染物浓度(mg/L)	7~8	25	150	25	10	0.5	1.0
	污染物排放量(t)	/	1.077	6.463	1.077	0.431	0.021	0.431

4.4.2.3 噪声

运营期间噪声源主要噪声源为井场抽油机噪声以及站场外输泵噪声。项目主要噪声污染源见表4.4.2.2-4。

表 4.4.2.2-4 项目主要噪声源统计表单位:dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	声源性质	排放规律
井场	抽油机	3 机/平台	73~74	低频声源	连续
		6 机/平台	74~75	低频声源	连续
		7 机/平台	76~77	低频声源	连续
		8 机/平台	77~78	低频声源	连续
	洗井作业				
吉康脱水站	输油泵	4 台	80~85	高频声源	连续

4.4.2.4 固体废物

本工程运营期固体废弃物主要为清罐底泥、落地原油、废滤料、含油废物等。

(1) 含油污泥

含油污泥主要来源于井场及集输管网等检修清罐、管线刺漏等，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中07，石油与天然气开采行业中非稠油开采产生的含油废物为 $90.76 \text{t}/\text{万t产品}$ ，本工程新增最大产油量 $19.65 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，则本项目含油废物产生量为 $1783.434 \text{t}/\text{a}$ 。含油污泥属于《国家危险废物名录(2025年版)》中的HW08类危险废物，根据《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)中对含油污泥一般处置要求，含油率大于5%的含油污泥(除废弃油基泥浆岩屑)应回收原油，回

收的原油品质含水率应小于10%，对不符合此要求的含油污泥定期委托新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化处置。

（2）落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约0.1t/a计算，本项目运行后共80口油井，落地油总产生量约8t/a。

根据吐哈油田公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的落地原油拉运至吉康脱水站卸油缓冲罐，进入原油处理系统进行处理。

（3）废机油

井/站场各项装置运转时会产生废机油，属于HW08类危险废物（废物代码：900-214-08），类比同类站场，产生量约2t/a，由新疆中建环能北庭环保科技有限公司进行无害化处置。

（4）油泥包装袋及废防渗材料

在运行过程中由于铺设作业、落地油及油泥装袋，将产生废弃的油泥包装袋及含油防渗布（统称含油废弃防渗包装物），类比现有工程，单井产生量为0.03t，项目合计80口油井，则含油废弃防渗包装物产生量为2.4t/a。油泥包装袋及废弃含油防渗布属于危险废物类别中的其他废物（HW08），废物代码为900-249-08，此类危险废物在现有的污油泥暂存点暂存，定期委托有资质单位外运处置。

本项目运行期危险废物的产生、暂存、处置情况及相关要求见表 4.4.2-6。

表 4.4.2-6 运行期危险废物的产生、暂存、处置情况及相关要求

名称	产生量 (t/a)	废物 类别	危废代码	危险 特性	产生工序 及装置	形 态	主要 成分	污染防治措施
废润滑油	0.1	HW08 废矿物油与含 矿物油 废物	900-249-08	T, I	设备维护	液 态	石油 类	1、采用废润滑油储罐收集， 暂存至依托集气站内危废 暂存间，定期交有资质单位 安全处置；2、严格执行危 险废物转移联单制。

4.4.3 退役期污染源分析

随着气田开采的不断进行，储量逐渐下降，最终进入退役期。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

气井停采、（增压）集气站等退役后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、

封井、场地清理、管线封堵、设备清洗等，其中气井闭井废弃后在表层套管（或技术套管）内注 200m 以上的水泥塞封进行封井，输气管线应按要求拆除或封堵进行封堵；在此过程中将会产生少量扬尘、清洗废水和固体废物等，因此，在退役期施工操作中应注意采取降尘措施；废弃管道和设备的清洗废水经收集后送就近的天然气处理厂处理；退役期产生的固体废物分类收集，设备管线经清洗后可回收再利用，废弃建筑垃圾外运至当地相关部门指定的建筑垃圾处置场所处理，危废交有资质单位安全处置。

4.5 污染物排放情况

4.5.1 项目污染物排放情况汇总

本项目施工期、运行期主要污染物排放及生态影响汇总见表 4.5.1-1 和表 4.5.1-2。

表 4.5.1-1 本项目施工期“三废”排放及生态影响汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	测试放喷废气	NO _x	13.87t	33.25t	井场放喷管线引致放喷罐（池）燃烧排放
		SO ₂	4.184t	11.201t	
		颗粒物	0.876t	2.1t	
	车辆尾气	NO _x	0.551t	0.551t	无组织排放
		烃类	0.405t	0.405t	
	施工扬尘	颗粒物	0.255t	0.255t	无组织排放
废水	钻井废水	COD、石油类、SS	6003.13m ³	0	暂存于可拆卸泥浆循环罐中用于配制泥浆，无法利用部分最终交有处理能力的单位处理
	压裂返排液	COD、石油类、SS	23360m ³	0	收集后优先在井间压裂进行回用，剩余无法利用的交有处理能力的单位处理
	管道试压废水	SS	690m ³	0	收集沉淀后用于周边施工场地洒水抑尘
	生活污水	COD、氨氮、BOD ₅ 、SS	4846.4m ³	0	施工场地设环保厕所，盥洗水用于施工场地洒水降尘
噪声	施工设备噪声	钻机、压裂车、工程机械等，源强 70~105dB(A)			调整施工时间，避让敏感目标，优选低噪设备
固废	钻井工程	钻井岩屑	27921.86t	0	属一般工业固废，暂存于岩屑储存罐内，钻井作业结束后交有处置能力的单位处置
	施工废物	建筑垃圾	5t	0	属一般工业固废，回用或送至指定的建筑垃圾处置场所处置
		含油固废	3t	0	属危险废物，交有资质单位处置
	施工保障	生活垃圾	51.1t	0	统一收集运输至环卫部门指定地点处置
生态	钻井、道路、管线施工；井、站地面工程建设	工程总占地 96.4029hm ² ，其中：永久占地约 13.33hm ² ，临时占地约 83.2729hm ² ，地表、植被破坏，加剧水土流失			施工完成后，临时占地进行植被恢复

表 4.5.1-2 本项目运行期“三废”排放汇总表

污染源		主要污染物	产生量	排放量	拟处理措施及排放去向
废气	天然气集输处理过	总烃	19.403t/a	19.403t/a	无组织排放

	程无组织逸散	非甲烷总烃	0.789t/a	0.789t/a	无组织排放
		H ₂ S	0.0092t/a	0.0092t/a	无组织排放
		甲醇	0.005t/a	0.005t/a	无组织排放
废水	不含醇气田采出水	SS、石油类、COD	4757.875m ³ /a	0	经洲-21 采出水处理及回注站处理后回注
	含醇气田采出水	SS、石油类、COD 甲醇	361.25m ³ /a	0	经第一天然气处理厂含醇废水处理系统处理后回注
噪声	设备噪声	源强 65~80dB(A)			优选低噪设备、基础减振等措施
固废	设备维护	废润滑油	0.1t/a	0	送有资质单位处置

4.5.2 项目污染物排放总量核定

按污染物排放总量控制原则, 评价建议总量控制指标见表 4.5.2-1, 总量控制指标应以当地环保部门下达的指标为准。

表 4.5.2-1 总量控制指标(建议)

类别	污染物种类	运行期(t/a)
大气污染物	非甲烷总烃*	0.789
	H ₂ S*	0.0092
水污染物	COD	0
	氨氮	0

注: *为总量控制指标参考因子

①大气污染物

本项目运行期天然气集输处理装置区无组织排放中主要污染物为非甲烷总烃、H₂S 和甲醇。

②水污染物

本项目产生的采出水均依托处理达标后回注, 不外排, 因此污染物 COD 和氨氮排放总量为 0。

4.5.3 项目实施前后污染物排放量变化情况

本项目建成投产前后污染物排放量变化见表 4.5.3-1。

表 4.5.3-1 本项目投产后三废产生量及排放状况总表 单位: t/a

类别	名称	现有工程(已建+在建)		本项目			本项目建成运行后	
		排放量	以新带老削减量	产生量	削减量	排放量	最终排放量	增减量
废气	颗粒物	1.5842	0	/	/	/	1.5842	/
	SO ₂	5.4966	0	/	/	/	5.4966	/
	NO _x	14.6922	0	/	/	/	14.6922	/
	总烃	110.74603	0	19.403	0	19.403	130.14903	19.403
	非甲烷总烃	3.09497	0	0.789	0	0.789	3.88397	0.789

	H ₂ S	0.05424	0	0.0092	0	0.0092	0.06344	0.0092
	甲醇	0.11866	0	0.005	0	0.005	0.12366	0.005
废水	废水量 (m ³ /a)	0	0	5119.125	5119.125	0	0	/
固废	清管废渣	9.295	0	0	0	0	9.295	/
	废润滑油	8.4	0	0.1	0.1	0	8.5	+0.1
	污油泥	16.5	0	0	0	0	16.5	/
	废过滤介质	0.83	0	0	0	0	0.83	/

4.6 相关法规、政策相符性分析

4.6.1 相关规划相符性分析

4.6.1.1 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》相符性分析

(1) 文件要求

《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》提出：“实施能源资源安全战略”按照“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。加强战略性矿产资源规划管控，提升储备安全保障能力，实施新一轮找矿突破战略行动。”

(2) 相符性分析

本项目属于陆地石油开采建设项目，符合《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》提出的夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产要求。

4.6.1.2 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和 2035 年远景目标纲要》相符性分析

(1) 文件要求

根据《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》：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。

(2) 相符性分析

本项目吐哈吉南油田萨探 1 区块，行政隶属于昌吉州吉木萨尔县，项目建成后将新

建产能 19.65×10^4 吨/年。项目的开发建设与《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符。

4.6.1.3 与《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符合性分析

(1) 文件要求

根据《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中“三、推进油气资源开发利用”：加快推动油气田开发。按照“发展下游、支持中游、协调上游”的原则，加快推进阜康、吉木萨尔油田、奇台天然气田开发力度，延伸石油天然气下游产业链，重点发展聚酯类高分子化工新材料深加工和凝析油深加工，形成与油田开发开采配套服务的产业新业态、新模式，

推动关联深加工产业链规模化发展。

(2) 相符合性分析

本项目属于陆地石油开采建设项目，项目建成后将新建原油产能 19.3×10^4 吨/年。项目的开发建设与《昌吉州国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》相符。

4.6.2 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相符合性分析

(1) 文件要求

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

(2) 划分情况

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的划分，本项目位于吉木萨尔县境内，所在区域属于限制开发区域（国家级农产品主产区），为天山北坡主产区。

这些农产品主产区县市的城区或城关镇及其境内的重要工业园区是国家级重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。

其功能定位是：保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义新农村建设的示范区。

其开发管制原则：要求位于农产品主产区的点状能源和矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，

要严格控制能源和矿产资源开发。

（3）相符合性分析

本项目为石油开采项目，不在主体功能区划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域内，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。

项目所在区域不在生态红线区内，所占土地类型为耕地和草地，不占用基本农田、基本草原、林地、水库水域、河流水面、湖泊水面等。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需要积极采取生态补偿措施，加强对荒漠生态功能区保护和恢复，高度注意保护荒漠植被，保护野生动物，保护地貌，维护自然生态环境，积极落实本次环评提出的各项生态环境保护措施。

综上，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》对于项目区块的开发管制原则，与区域生态功能的保护是协调的。

4.6.3 与《新疆生态环境功能区划》相符合性分析

（1）划分情况

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

（2）相符合性分析

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

4.6.4 与《新疆生态环境保护“十四五”规划》相符合性分析

本项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关要求相符合性如下：

表 4.6.4-1 项目与《新疆生态环境保护“十四五”规划》相符合性分析

相关要求		本项目情况分析
1	第三章坚持创新引领，推动绿色发展第二节持续优化产业结构：推进产业转型升级。支持企业实施智能化改造升级，推动石油开采、石油化工、煤化工、有色金属、钢铁、焦化、建材、农副食品加工等传统产业的重点企业改进工艺、节能降耗、提质增效，促进传统产业绿色化、智能化、高端化发展。	项目为新建项目，选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备，项目使用的能源均为清洁能源。工业废水回用率大于90%；落地油100%回收，可做到节能降耗，提质增效。
2	第五章加强协同控制，改善大气环境第三节持续	油气集输过程废气：采用密闭混合输送工艺，

	推进涉气污染源治理：加强重点行业 VOCs 治理。实施 VOCs 排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源 VOCs 污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控。	井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量；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，严格控制油气泄漏；对各井场内的设备、阀门等进行定期检查、检修。
3	第十章强化风险防控，严守生态环境底线第一节 加强危险废物医疗废物收集处理：引导推进有害废物处理处置能力建设，引导推进含油污泥处置、废矿物油回收利用能力过剩问题化解和布局优化。深入推进油气田开采历史遗留含油污泥、磺化泥浆、黄金选矿行业氯化尾渣、铜冶炼行业砷渣以及石棉矿选矿废渣等调查和污染治理。	项目落地油 100%回收，含油污泥委托有资质的单位进行处置，本项目为新区块开发，无历史遗留含油污泥等

综上，本项目符合《新疆生态环境保护“十四五”规划》的相关要求。

4.6.5 与新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划及规划环评相符性分析

(1) 规划及规划环评要求

根据《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》及规划环评，

加强油气产能建设，提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜一大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。

(2) 相符性分析

本项目属于油气开发项目，位于吉木萨尔凹陷南部，属于《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》中积极推动建设的区域，项目的建设符合《新疆维吾尔自治区石油天然气发展“十四五”规划》及规划环评要求。

4.6.6 与吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划及规划环评相符性分析

(1) 规划及规划环评要求

根据《吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划》及规划环评，加大准东勘探力度，突出规模储量，实现储量快速增长。集中评价吉木萨尔页岩油，主攻吉南、吉北常规砂岩油藏，扩展石树沟页岩油和石钱滩天然气，攻关效益动用技术，为准东加快发展提供资源基础。针对吉木萨尔和石树沟凹陷页岩油，利用新采集高密度三维，重点开展储层甜点反演预测以及区域地质分析评价研究，落实有利区带和目标。开展提高甜点的钻遇率技术攻关和研究，进一步攻关降低单井投资和提高单井产能技术，力争实现二类储量升级动用。吉南凹陷兼探二叠系常规油气藏与芦草沟组成藏组合，探索古城、

大井等石炭系低勘探程度区含油气性，开展石炭系区域整体研究工作，落实有利源岩发育区和有利勘探方向，寻找规模效益勘探新领域。

（2）相符合性分析

本项目属于油气开发项目，位于吉木萨尔凹陷南部，属于《吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划》重点开发的吉南区块，项目的建设符合《吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划》要求。

目前，吐哈油田公司勘探与生产业务“十四五”发展规划环评正组织编制中。

4.6.7 与行业相关政策相符合性分析

(1) 本项目拟采取的环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关污染防治技术政策对比如下，通过对比，本项目能够符合相关规定要求。

表 4.6.7-1 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求（摘录）		本项目情况分析
一、总则		
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。	①本项目施工期施工废水的综合回用率 $\geq 90\%$ ，运行期废水处理率达到 100%；施工期和运行期的固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%； ②建设单位已建立完整的环境管理体系，评价提出了严格、可行的污染防治措施，在严格落实的情况下可以避免重大环境污染和生态破坏事故的发生。
2	石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	①本项目开发区域总体布局基本合理，评价在施工期和运行期提出了严格、可行的污染防治和生态保护措施，建设单位确保严格执行； ②本项目符合清洁生产要求，多方面发展了“减量化、再使用、再循环”的循环经济，拟采取成熟有效的污染防治和生态保护措施。
3	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	项目选址选线对环境敏感区采取了避让、减缓、补偿等措施，评价对本项目所在地环境敏感性进行了充分的调查和论证，建设单位承诺严格执行环评文件及当地环境管理部门的要求。
二、清洁生产		
4	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	建设单位对气田的开采进行了总体规划，制定了合理的实施方案，布局采取优化设计，尽量减少占地。同时，通过数据采集系统完成站场出站气动紧急切断阀前后压力监测及对该阀的状态监测，实现远程开闭控制，降低了运行过程中的天然气损失，实现天然气和废物的集中收集、处理处置。
5	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目钻井过程中使用的化学试剂均属于无毒化学试剂。
6	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻	本项目全井段采用常规水基钻井液体系，钻井泥浆基

	井液体系配备完善的固控设备，钻井过程产生的废水应回用。	本为无毒型泥浆，钻井过程产生的废水循环使用，剩余无法利用部分交有处理能力单位处理，不外排。
7	酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。	压裂液集中配制，采用可回收压裂液体系，压裂返排液可直接作为前置和顶替液用于压裂，优先在井场利用，压裂返排液均暂存于废液收集罐，入罐率 100%，最终无法利用的交有处理能力单位规范化集中处理，不外排。
8	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目天然气集输过程采取密闭流程，最大限度地减少了烃类气体的排放。
三、生态保护		
9	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。	本项目充分利用现有开发区域加密布井，减少了井场新增占地和钻井废弃物的产生。采气过程中采用串接集气工艺，减少了进站采气管线长度。
10	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复；井场周围应设置围堤或井界沟；应设立地下水水质监测井加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	①本项目拟采取减轻生态影响并及使用适地植物进行植被恢复； ②建设单位正逐步在开发区域内按照要求完善监测井设置，对地下水进行日常监控，防止回注过程对地下水造成污染。
四、污染治理		
11	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	①采用泥浆不落地工艺流程，钻井泥浆在钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施中分离出钻井废水，排入泥浆循环罐中用于配置泥浆循环利用，剩余无法利用部分最终交有处理能力的单位处理，不外排； ②采出水由吉康脱水站处理达标后回注
12	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。	采取泥浆不落地措施，钻井泥浆暂存于钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施中，分离出的液相即钻井废水排入泥浆循环罐中用于配置泥浆循环利用，固相岩屑暂存于岩屑收集罐内，钻井结束后交有处置能力的单位处置。上述收集暂存设施均采取防渗措施。
五、鼓励研发的新技术		
13	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	本项目产生的钻井废水通过循环利用提高资源利用效率；无法利用的废弃钻井液及压裂返排液分别委托有处理能力的单位采取相应的资源化利用和无害化处置技术对废水进行综合处置。
六、运行管理与风险防范		
14	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	建设单位已建立了完善的环境管理体系。
15	在开发过程中，企业应加强油气井套管检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	建设单位采取了相应措施以加强油气井套管的检测和维护，进一步防止油气泄漏污染地下水。
16	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染防治设施操作人员应经培训合格后上岗。	建设单位已建立了完善的环境管理人员培训制度，所有人员均培训合格后上岗。
17	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	建设单位已制定了突发环境事件应急预案，并定期演练。环评中提出了运行期跟踪监测计划，建设单位按要求开展特征污染物的跟踪监测，采取消除事故隐患的措施及应急处理办法，防止突发事故。

(2) 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析

《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)中就涉及天然气开发的要求见表 1.4.2-2。根据对比,本项目拟采取的措施要求符合通知相关要求。

表 1.4.2-2 项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性

序号	通知要求(摘录)	本项目情况分析
1	(四) 油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目建设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。	本项目属于滚动开发项目,以陕 295 区块进行评价,评价内容包括新改扩建场站、管线及道路等配套工程。报告将施工期、运行期地下水、生态、土壤、环境风险等要素环境影响和污染防治措施可行性作为评价重点;对依托工程进行了依托可行性分析,并对现有工程影响进行了回顾性评价,针对现有工程存在的问题提出“以新带老”措施。
2	(七) 涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目,应当符合国家和地方污染物排放标准,满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目产生的采出水依托第一天然气净化厂含醇采出水处理系统及洲 21 采出水处理站处理达标后回注地层,不外排;钻井废水和压裂返排液等均交由有能力的单位进行处置后综合利用,不外排。
3	(八) 涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	本项目产生的气田采出水依托第一天然气净化厂含醇采出水处理系统及洲 21 采出水处理站处理达标后回注地层。报告对回注的可行性进行了分析,从源头防控、过程控制、分区防渗等方面提出了地下水污染防治措施。制定了运行期地下水监测计划。采出水回注井建设应严格按照《固井设计规范》(SY/T5480-2016)及《固井技术规范》的要求进行固井;本次涉及的 2 口回注井均为回注至刘家沟组、石千峰组,为气藏枯竭层,评价建议回注井投入使用后,建立回注系统操作规程,记录注水量、水质、泵压变化情况,定期对回注井进行巡检。
4	(九) 油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物,应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究,重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响,分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理	本项目钻井过程采用水基泥浆,并采取泥浆不落地工艺措施进行减量化、资源化处理,含油危险废物与一般固废分类收集处置,符合管理要求。环评报告结合各类固体废物的性质、产生量和产生环节分析了环境影响,明确了处理处置措施,论证了措施的可行性。

	要求, 促进固体废物合理利用和妥善处置。	
5	(十) 陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控, 通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施, 有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备, 应当优先使用清洁燃料, 废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目采气均采用管线密闭集输, 减少挥发性烃类无组织排放。依托站场加热炉均采用自产天然气作为燃料, 根据现有工程企业自行监测, 加热炉排放污染物满足《陕西省锅炉大气污染物排放标准》(DB61/1226-2018) 要求。以上内容符合通知要求。
6	(十一) 施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施, 降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油, 减少废气排放。选用低噪声设备, 避免噪声扰民。施工结束后, 应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目充分利用现有开发区域加密布井、依托现有井场和站场进行扩建, 减少了工程新增占地, 施工结束后通过实施植被和生态恢复措施, 可降低临时占地对生态环境的影响。钻井过程优先采用区域网电, 减少废气排放。工程选址选线远离居民集中区, 施工过程采用低噪设备, 可有效避免噪声影响。以上内容符合通知要求。
7	(十二) 陆地油气长输管道项目, 原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区, 并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险, 尽量远离沿线居民。	项目所有管线工程均为内部集输管线, 管线选线尽可能避让环境敏感区, 远离居民集中区, 环评报告明确了主要管线穿跨越对象、穿跨越方式及位置等, 并提出了相应的风险防范措施。
8	(十三) 油气储存项目, 选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测, 落实地下水污染防治和跟踪监测要求, 采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理。	本项目不新建储气设施, 场站选址远离水源保护区、集中居民区等环境敏感区。项目制定了运行期地下水跟踪监测计划。
9	(十四) 油气企业应当加强风险防控, 按规定编制突发环境事件应急预案, 报所在地生态环境主管部门备案。	第四采油厂已制定较为完善的突发环境事件应急预案, 并按规定报生态环境主管部门备案, 备案文号 610800-2024-14-LT。各生产单位结合各自特点定期开展应急演练。运行期对集输管线和站场定期开展巡线巡查、检测维修。

(3) 与《中华人民共和国湿地保护法》符合性分析

项目与《中华人民共和国湿地保护法》符合性分析见表 1.4.2-4。通过对比分析可知, 本项目符合湿地相关法律、条例中相关要求。

表 1.4.2-4 项目与《中华人民共和国湿地保护法》符合性分析表

序号	法律法规	相关要求(摘录)	本项目情况	符合性
1	《中华人民共和国湿地保护法》	第十九条 国家严格控制占用湿地。建设项目的选址、选线应当避让湿地, 无法避让的应当尽量减少占用, 并采取必要措施减轻对湿地生态功能的不利影响。	陕 295 区块开发范围内有榆林大理河湿地, 工程建设及施工活动范围均不涉及大理河湿地。	符合
		第二十八条 禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为: (一) 开(围)垦、排干自然湿地, 永久性截断自然湿地水源; (二) 擅	本项目工程及施工活动均距离大理河湿地河道最近距离约 1.6km, 无条	符合

		自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土；（三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物；（四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为；（五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	例提出的禁止从事活动。	
--	--	---	-------------	--

(5) 与基本农田相关政策符合性分析

本项目井场、站场永久占地均不涉及基本农田；项目所在地基本农田呈斑块化分布较广，管线选线确实难以避让，故管线建设临时用地部分占用基本农田。本项目与《基本农田保护条例》《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》相符合性分析见表 1.4.2-5。通过对比分析可知，本项目符合基本农田相关政策要求。

表 1.4.2-5 项目与基本农田相关政策符合性分析表

序号	法规政策	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	基本农田保护条例	第十七条 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。	本项目井场、站场永久占地均不涉及基本农田，管线建设临时用地部分占用基本农田。评价要求建设单位在管线敷设完成后及时复垦，不得在基本农田内建设永久性建（构）筑物，同时通过采取耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，使临时用地范围内的耕地经复垦能恢复原种植条件。	符合
2	《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。临时用地确需占用永久基本农田的，必须能够恢复原种植条件，并符合《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中申请条件、土壤剥离、复垦验收等有关规定。 临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。城镇开发边界内临时建设用地规划许可、临时建设工程规划许可的期限应当与临时用地期限相衔接。临时用地使用期限，从批准之日起算。 临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地	本项目井场和站场不涉及永久基本农田，管线铺设因无法避让确需占用少量基本农田，建设单位应办理临时占用手续，并在施工完成后及时恢复。项目临时占地恢复过程中应严格按照要求对临时占用的基本农田进行恢复种植。	符合
			本项目为气田产能建设工程，各单体工程临时施工时间较短，一般不会超过两年，评价要求建设单位应在批准的临时用地使用期限进行建设。	符合
			评价要求建设单位应当严格按照批准的用途使用临时占	符合

	期满之日起一年内完成土地复垦,因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的,经批准可以适当延长复垦期限。	用的土地,不得转让、出租、抵押临时用地,项目临时用地期满之日起一年内完成土地复垦,确因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的,经批准可以适当延长复垦期限。	
	严格落实临时用地恢复责任,临时用地期满后应当拆除临时建(构)筑物,使用耕地的应当复垦为耕地,确保耕地面积不减少、质量不降低;使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地;使用未利用地的,对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目临时用地完成后,应在临时用地期满后拆除临时建(构)筑物,其中临时使用耕地的应当复垦为耕地,确保耕地面积不减少、质量不降低;使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地;使用未利用地的,对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	符合

(6) 与林地相关法规符合性分析

本项目与《中华人民共和国森林法》、《国家级公益林管理办法》相符合性分析见表 1.4.2-5。通过对比分析可知,本项目符合林地相关法规要求。

表 1.4.2-6 项目与林地相关法规相符合性分析

序号	法规	相关要求(摘录)	本项目情况	符合性
1	《中华人民共和国森林法》	矿藏勘查、开采以及其他各类工程建设,应当不占或者少占林地;确需占用林地的,应当经县级以上人民政府林业主管部门审核同意,依法办理建设用地审批手续。占用林地的单位应当缴纳森林植被恢复费。森林植被恢复费征收使用管理办法由国务院财政部门会同林业主管部门制定。	本项目天然气开采项目,根据三线一单识别结果,项目部分井场和管线临时用地涉及国家二级公益林地,不占用一级公益林地,建设单位正在办理相关用地审批手续,评价要求用地手续未办理完成前禁止施工,管线设计施工过程中应采取优化局部施工路线、控制施工作业带宽度等措施,尽量少占用林地,且应在项目建设过程中对占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复。	符合
		需要临时使用林地的,应当经县级以上人民政府林业主管部门批准;临时使用林地的期限一般不超过二年,并不得在临时使用的林地上修建永久性建筑物。临时使用林地期满后一年内,用地单位或者个人应当恢复植被和林业生产条件。	根据三线一单及多规合一检测结果,本项目部分管线路由占用二级国家公益林地和林地,建设单位正在办理相关用地审批手续,项目管线施工采取分段施工方式,周期较短,不会超过 2 年,评价要求建设单位禁止在临时占用林地上修建永久性建筑物,且应在项目建设过程中对占用的林地进行补偿和生态恢复。	符合
2	《国家级公益林管	严格控制勘查、开采矿藏和工程建设使用国家级公益林地。确需使用的,严格	根据三线一单识别结果,项目部分井场、管线占用国家	符合

	理办法》 按照《建设项目使用林地审核审批管理办法》有关规定办理使用林地手续。涉及林木采伐的,按相关规定依法办理林木采伐手续。 经审核审批同意使用的国家级公益林地,可按照本办法第十八条、第十九条的规定实行占补平衡,并按本办法第二十三条的规定报告国家林业局和财政部。	二级公益林地,不占用一级公益林地,本次建设不涉及林木采伐。建设单位正在办理相关用地手续,评价要求用地手续未办理完成前禁止施工,且应在项目建设过程中对占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复。	符合
	二级国家级公益林在不影响整体森林生态系统功能发挥的前提下,可以按照第十二条第三款相关技术规程的规定开展抚育和更新性质的采伐。在不破坏森林植被的前提下,可以合理利用其林地资源,适度开展林下种植养殖和森林游憩等非木质资源开发与利用,科学发展林下经济。		

(7) 与防沙治沙相关法律法规、政策符合性分析

本项目位于榆林市横山区、子洲县境内,通过当地林业主管部门查询,本项目工程内容不涉及国家沙化土地封禁保护区,但应按相关要求落实防沙治沙工作。项目与《国家沙化土地封禁保护区管理办法》、《中华人民共和国防沙治沙法》和《陕西省实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》相符合性分析见表 1.4.2-7。

通过对比分析可知,本项目对沙化土地封禁保护区进行了选址选线避让,工程不涉及沙化土地封禁保护区,符合《国家沙化土地封禁保护区管理办法》及防沙治沙相关法律、法规中要求。

表 1.4.2-7 项目与防沙治沙相关法律、政策符合性分析表

序号	法律法规、政策名称	相关要求(摘录)	本项目情况	符合性
1	国家沙化土地封禁保护区管理办法	除国家另有规定外,在国家沙化土地封禁保护区范围内禁止下列行为。 (一)禁止砍伐、樵采、开垦、放牧、采药、狩猎、勘探、开矿和滥用水资源等一切破坏植被的活动; (二)禁止在国家沙化土地封禁保护区范围内安置移民; (三)未经批准,禁止在国家沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。	本项目对沙化土地封禁保护区进行了选址选线避让,经调查,横山区分布有 1 处国家化土地封禁保护区(横山县黑疙瘩惚沙国家沙化土地封禁保护区),通过向当地横山区林业和草原局进行调查,本项目开发范围及工程建设内容不涉及沙化土地封禁保护区。	符合
2	中华人民共和国防沙治沙法	第十七条 禁止在沙化土地上砍挖灌木、药材及其他固沙植物。 第二十一条 在沙化土地范围内从事开发建设活动的,必须事先就该项目可能对当地及	本项目主要进行气田开发,评价要求工程实施过程中采取有效的防止土地沙化措施,不得在沙化土地上砍挖灌木及其他固沙植物等。 本次评价分析了项目实施过程中可能造成的生态环境影响,	符合

	相关地区生态产生的影响进行环境影响评价,依法提交环境影响报告;环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。	并提出了防沙治沙措施。	
	第二十二条 在沙化土地封禁保护区范围内,禁止一切破坏植被的活动。未经国务院或者国务院指定的部门同意,不得在沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。	本项目工程内容不涉及沙化土地封禁保护区,无法律提出的禁止活动。	符合

(8)与其他法规政策的相符性

本项目与涉及行业和区域的一些天然气开发政策,包括《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点(试行)的通知》等文件要求的相符性分析见表 1.4.2-8。

表 1.4.2-8 项目与相关法规政策的相符性分析

序号	相关政策	相关要求(摘录)	本项目情况	符合性
1	关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点(试行)的通知	项目应符合生态环境保护相关法律法规和政策,符合“三线一单”要求,并与环境功能区划、生态环境保护规划等规划相协调	本项目与生态环境保护相关法律法规和政策、“三线一单”相关要求相符、与当地环境功能区划、生态环境保护规划相协调	符合
		禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区,国家公园,自然保护区,风景名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行石油、天然气开发	本项目永久占地范围内无通知中所述环境保护目标	符合
		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)。滚动开发区块产能建设项目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	本次评价对项目现有工程进行了回顾性评价	符合
		涉及废水回注的油气开采项目,应当论证回注的环境可行性,不得回注与油气开采无关的废水。	本项目开采过程中产生的气田采出水经依托的采出水处理站处理达标后回注,报告中对回注可行性进行了分析。	符合
		油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目采用水基钻井液,施工过程产生的钻井岩屑交有处理能力的第三方处置单位进行处理、废防渗布等危险废物就近在井场临时危废暂存间暂存后,定期交由有资质单位安全处置。	符合
		对挥发性有机物无组织排放进行有效管控。涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。	本项目属于天然气开采项目,全部采用管线密闭集输,减少了挥发性烃类气体无组织排放。项目下古气硫含量较高,评价要求建设单位在建设及运行过程中严格落实环境风险防范措施。	符合

		油气开采企业应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测	建设单位制定了地下水、土壤等跟踪监测计划	符合
		油气开采企业应对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施	本次评价对项目退役期的生态保护措施提出了要求	符合
		选用低噪声工艺和设备，采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等措施有效控制噪声污染	本项目对噪声污染提出了有效的控制措施	符合
		提出合理的环境风险应急预案编制要求和有效的环境风险防范及应急措施	建设单位制定了环境风险应急预案，并按地方政府要求进行了备案	符合
		开展了信息公开和公众参与，公众参与内容、格式、程序满足《环境影响评价公众参与办法》要求。	建设单位按照《环境影响评价公众参与办法》要求开展了信息公开及公众参与。	符合
2	钻前工程及井场布置技术要求	油、气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m。距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m。在地下矿产采掘区钻井、井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m	气井井场选址距高压线及其他永久性设施、居民民居距离均 > 100m，井场选址范围 500m 内无铁路、高速公路、人口密集型或高危型场所，项目气井选址不涉及地下矿产采掘区。气井与地下矿产采掘区在地下矿产采掘区钻井、井筒与采掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m	符合
		在山区、丘陵地区、河床、海滩、湖泊、盐田、水库、水产养殖场钻井场应相应设置防洪、防泥石流、防山体滑坡、防腐蚀、防污染等安全防护设施，在沙漠布置井场应注重防风、防沙	井场建设、施工与后期生态恢复均把防风固沙与防治水土流失作为重点生态保护目标进行并采取了相应的水土保持措施	符合
14	甲烷排放控制行动方案	强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。 推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上，努力逐步减少常规火炬燃放。	本项目为天然气开采项目，天然气采用密闭集输系统，各集气站设火炬系统，生产设备和工艺管道均设有安全阀，事故状态下非正常排放的天然气送火炬系统燃烧处理，保证站场安全生产，避免放空天然气对环境造成污染。	符合

4.6.8 相关规划相符性分析

项目与国家和省级和地市级相关规划的相符性分析见表 1.4.3-1。通过对比，本项目的实施符合相关规划要求。

表 1.4.3-1

项目与相关规划的相符性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	规划符合情况分析
1	“十四五”现代能源体系规划	五、发展目标：能源保障更加安全有力。到 2025 年，国内能源年综合生产能力达 3 亿方/年，推动并保障气田持	本项目为天然气开采，产能为

	<p>到 46 亿吨标准煤以上,原油年产量回升并稳定在 2 亿吨水平,天然气年产量达到 2300 亿立方米以上,.....</p> <p>六、强化战略安全保障:增强油气供应能力。加大国内油气勘探开发,坚持常非并举、海陆并重,强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探,夯实资源接续基础。加快推进储量动用,抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”,推动老油气田稳产,加大新区产能建设力度,保障持续稳产增产。积极扩大非常规资源勘探开发,加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度。石油产量稳中有升,力争 2022 年回升到 2 亿吨水平并较长时期稳产。天然气产量快速增长,力争 2025 年达到 2300 亿立方米以上。</p>	续稳产,有助于增强天然气供应能力。
--	---	-------------------

4.6.9 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符合性

《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018) (以下简称“绿色矿山建设规范”)是由原国土资源部提出的推荐标准,规定了陆上石油和天然气开采行业绿色矿山矿区环境、资源开发方式、资源综合利用、节能减排、科技创新与信息化、企业管理与企业形象方面的要求。适用于陆上油气开采业新建、改扩建和生产矿山的绿色矿山建设。

结合建设单位实际生产情况和规划创建目标,对绿色矿山建设规范中关于开发和环境保护的相关内容进行相符合性分析,见表 1.4.4-1。

表 1.4.4-1 项目与绿色矿山建设规范的相符合性分析

类别	项目	规范内容	生产情况及规划目标
矿区环境	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区,各功能区符合 GB 50187 的规定,建立管理机构,制订管理制度,运行有序、管理规范。	采油厂下设作业区、区块,实行分级管理、分区域管理。新建站场规划布局合理,站场平面布置符合 GB 50187-2012 规定。符合规范内容。
		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、线路示意图牌等标牌,标牌符合 GB/T 13306 的规定。	开发作业范围内有完善的辅助和公用工程配套。站场视觉形象符合中石油集团公司规范要求,站场生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图牌等标牌,标牌符合 GB/T 13306-2011 的规定。符合规范内容。
		执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规范堆放综合利用和处置;矿区废液污物按照《中华人民共和国水污染防治法》规范存储和处置。	开发过程中钻井岩屑等固体废物根据性质分类收集、分类处置。钻井废水、压裂返排液、气田采出水等废水分质分类处理。符合规范内容。
		矿区油气生产、储运过程安全有序,按照 AQ 2012 安全规程执行;在需警示安全的区域设置安全标志,警示标志设置符合 GB 14161、SY 6355 的规定。	对油气生产、储运全过程进行远程管理,符合 AQ 2012 安全规程;站内需警示安全的区域设置安全标志,警示标志设置符合 GB 14161-2016、SY 6355-2017 的规定。符

			合规范内容。
	矿区绿化	因地制宜绿化矿区,绿化应与周边自然环境和景观相协调,绿化植物搭配合理。矿区绿化覆盖率达到 100%。	管线临时占地在施工结束后全部进行植被恢复,站场可绿化面积 100% 进行植被恢复。符合规范内容。
资源开发方式	绿色开发	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理确定开发方案,选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺,推广使用成熟、先进的技术装备,严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备。	采用勘探、开发一体化的滚动开发方案,推广使用成熟、先进的技术装备,推进“电代油”绿色能源项目实施,鼓励采用带压作业技术进行钻井及井下作业。符合规范内容。
		集约节约利用土地资源,土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模。	施工预制化率 $\geq 80\%$,减少临时占地。站场采用标准化、橇装化设计。符合规范内容。
		应实施绿色钻井技术体系,科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施,配备完善的固控系统,及时妥善处置钻井泥浆。	采用环境友好绿色钻井液体系,配备完善固控系统,强化承包商监管,井控工作要求符合率 100%。符合规范内容。
		油气开发全过程应采取措施防止地下水污染,建立动态监测评估、处理及报告机制。	项目建设过程中对工程场地采取分区防渗措施。建设单位正逐步在开发区域内按照要求完善监测井设置,建立动态监测评估、处理及报告机制。符合规范内容。
		既有项目应依据开发动态情况及时调整开发方案,适时进行工艺技术革新改造。	现有站场结合环保要求变化对排放和环保设施进行改造。符合规范内容。
		应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,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。	根据当地天然气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定设计方案,采用成熟、先进、适宜的技术,符合规范内容。
资源开发方式	采收率要求	天然气开采基于气藏不同类型和条件,年度动态法标定的采收率应遵照各类气藏采收率最低指标要求。	将采收率作为考核目标,要求年度动态法标定采收率高于开发方案指标。符合规范内容。
	矿区生态环境保护	应按照矿山地质环境保护与土地复垦方案进行地质环境治理和土地复垦。具体要求如下: a) 矿区井场、联合处理站等相关站场址、矿区专用道路等生态环境保护与恢复治理符合 HJ 651 的规定; b) 矿区压占和损毁土地、相关站场址结余用地、功能废弃地等,应及时按 TD/T 1036 的要求开展土地复垦,复垦率 100%。	项目管线临时占地在施工结束后全部进行植被恢复,站场可绿化面积 100% 进行植被恢复。退役井已根据相关规定封井回填并进行井盖封堵,对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。符合规范内容。
		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。	对气田开发工程定期开展现状监测,积极配合属地政府环境保护部门的工作。符合规范内容。
		应制定突发环境事件应急预案,配备相应的应急物资。	采油厂、作业区、站场制定相应级别应急预案,定期演练;以作业区为单位设置应急物资储备库,应急物资配备率、完好率 $\geq 95\%$ 。符合规范内容。
资源综合利用	废物处置及利	油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理,并清洁化、无害化处置,处置率应达到 100%。	废气达标排放,废水不外排,固体废物安全处置率 100%。符合规范内容。

	用	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式。	采出水处理达标后回注，不排放。符合规范内容。
节能减排	污染物减排	油气生产过程中应采取有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。 矿区 COD（化学需氧量）、氨氮化合物、二氧化碳、二氧化硫和氮氧化合物等排放应符合批复环评报告中指标要求，排放总量低于国家和地方环保主管部门下达的总量限值。	天然气生产过程中采取了有效的污染防治措施，全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。符合规范内容。 气田 COD、氨氮、VOC 和 NOx 等 4 项污染物排放总量满足总量指标要求。符合规范内容。

4.6.10 选址选线布局合理性分析

4.6.10.1 空间布局要求

根据“三线一单”管控单元比对成果，结合“多规合一”控制线检测报告，本项目影响范围内不涉及法定生态保护区域（国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园）、重要生境（重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等）以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。项目部分井场用地涉及二级国家公益林地，部分管线临时用地涉及永久基本农田及二级国家公益林地等，建设单位正在办理相关用地手续，在对占用的二级公益林地进行“占补平衡”、永久基本农田施工结束后进行复垦等生态恢复及补偿措施后，项目总体布局合理。

4.6.10.2 选址的环境敏感性分析

(1) 井场选址合理性分析

本项目井场不涉及生态红线区，不涉及自然保护区、饮用水源保护区、重要湿地等需要特殊保护的敏感区，不涉及永久基本农田的占用。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013) 中规定“气井井口距民宅不小于 100m”，《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014) 中规定“油气井井口距高压线及其它永久性设施不小于 75m；距民宅不小于 100m；距铁路、高速公路不小于 200m；距学校、医院和大型油库等人口密集型、高危性场所不小于 500m。”根据现场调查，本项目井场拟建井口 100m 范围内无居民点分布，满足《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)、《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014) 的相关规定，同时符合《长庆油田石油与天然气钻井井控实施细则》的相关要求。井场按照井场设计规范进行建设，有效减少了工程占地面积，扩建井场不新增占地。因此，井场布置选址合理。

项目实施过程中，部分井位有可能发生位置和编号调整，针对项目实施过程中可能发生的井场位置调整，评价在选址方面提出以下原则要求：

- ① 远离居民点等环境保护目标，按照《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）要求，钻井井口距离民宅不应小于 100m，具备学校、医院、油库、人口密集及高危险场所等不小于 500m。
- ② 布置在沟谷区的井场，不得建于河流最高水位以下，要满足防洪要求。
- ③ 采用丛式井或水平井，控制井场占地范围。
- ④ 尽量占用荒地，少占耕地。
- ⑤ 井场选址尽量选择在平坦地区，减少井场上游汇水面积。
- ⑥ 禁止在水源地保护区及生态环境主管部门划定的禁采区域内建设井场等地面工程设施。
- ⑦ 井场、井口位置发生调整后，应重新进行多规合一核查。
- ⑧ 井场、井口位置发生调整后，导致环境敏感程度增加或环境防护距离变化且新增敏感点的，应重新进行环境影响评价。

(2) 站场选址合理性分析

本项目改扩建站改扩建工程均在站场现有站场占地范围内实施。评价要求建设单位施工期严格控制施工作业范围，尽量减少占地面积，同时做好防风抑尘措施，施工期尽量避开雨季，并采取相应的水土保持措施，将有效降低项目工程引起的水土流失；施工结束后，对站场周边进行绿化。在采取上述措施后，站场选址基本可行。

(3) 管线选线合理性分析

本项目管线主要是新建采气管线、回注水管线，部分管线涉及永久基本农田、公益林等环境敏感区。管线工程涉及穿越河流 8 处，穿越干沟 64 处。

管线选址时尽量避开了各敏感区及敏感目标，管线占地属于临时占地，临时占地涉及基本农田等区域应办理相关临时用地手续，在工程完工后将及时进行复垦；对于二级国家公益林地，应办理林地用地手续，涉及林木采伐的，按相关规定依法办理林木采伐手续，并在项目建设过程中严格控制作业区范围，注重保护森林资源，按照“占补平衡”的原则对永久和临时占用的二级公益林地进行补偿和生态恢复。在采取上述措施后，管线选线基本可行。

项目实施过程中，部分管线选线有可能调整，根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015），管线选线应满足以下要求：

- ① 线路走向应根据工程建设目的和气源、市场分布,结合沿线城镇、交通、水利、矿产资源和环境敏感区的现状与规划,以及沿途地区的地形、地质、水文、气象、地震等自然条件,通过综合分析和多方案技术经济比较,确定线路总体走向;
- ② 线路宜避开环境敏感区,当路由受限需要通过环境敏感区时,应征得其主管部门同意并采取保护措施;
- ③ 线路应避开军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站等区域;
- ④ 除为管道工程专门修建的隧道、桥梁外,不应在铁路或公路的隧道内及桥梁上敷设输气管道。输气管道从铁路或公路桥下交叉通过时,不应改变桥梁下的水文条件;
- ⑤ 与公路并行的管道路由宜在公路用地界 3m 以外,与铁路并行的管道路由宜在铁路用地界 3m 以外,如地形受限或其他条件限制的局部地段不满足要求时,应征得道路管理部门的同意;
- ⑥ 线路宜避开城乡规划区,当受条件限制,需要在城乡规划区通过时,应征得城乡规划主管部门的同意,并采取安全保护措施;
- ⑦ 线路宜避开高压直流换流站接地极、变电站等强干扰区域;
- ⑧ 埋地管道与建(构)筑物的间距应满足施工和运行管理需求,且管道中心线与建(构)筑物的最小距离不应小于 5m。
- ⑨ 线路应避开可能塌方和被洪水冲浸的地段。

(4) 道路选址合理性分析

根据设计方案部署,本项目改扩建站场进站道路均利用现有道路,本次新建井组道路 22.6km。拟建道路设计满足《公路工程技术标准》、《厂矿道路设计规范》等标准或规范要求,选线尽量避让居民点等环境敏感点,以减少施工和运行期噪声影响;道路征地不涉及基本农田,尽量少占用耕地和林地,建设过程中应按照切实保护耕地、节约用地的原则确定用地范围,尽量依托利用井区内现有乡村道路或简易道路,以减少占地。从环境保护角度,项目道路工程选址合理。

4.7 清洁生产分析

4.7.1 清洁生产措施分析与评价

4.7.1.1 建设期清洁生产措施评述

- (1) 工程采用国内较先进的钻井工艺,选用分段钻探方式(一开、二开和三开)钻井,钻井泥浆成分不含有毒化学物质。
- (2) 作业井场采用钻井液循环系统并采取节水减排措施,使钻井废水的循环利用率

达到 95% 以上，控制了新水用量，减少了钻井废弃物的产生量。

- (3) 对含水层采取水泥套管和封堵措施，保护地下水不受污染。
- (4) 钻井废水、压裂返排液、钻井岩屑等钻井废弃物的暂存均控制在井场范围内。
- (5) 完井后，对井场废物全部进行清理和合理处置，做到“工完、料尽、场地清”。
- (6) 在建站、输气、井口管理等各方面分别制定了统一的建设模式，如在集气站改建中，通过统一设备选型、统一施工标准、统一单体安装尺寸等，从而为集气站设备的模块化建设提供了前提条件。

4.7.1.2 运行期清洁生产措施评述

- (1) 本项目采用“井下节流+井间串接”的集气工艺，有效提高节流后天然气温度，同时降低井筒及地面管线压力，防止水合物生成，此外减少进站采气管线长度，实现站场不扩建或少扩建。
- (2) 项目不新建集气站，现有集气站内流程采用全密闭的集输流程，阀门、气泵等设备的密闭性能高，减少了烃类气体的泄漏，从而节约了能源，降低了无组织排放。
- (3) 装载采出水的罐车采用密闭装卸方式，以减少烃类气体挥发。
- (4) 建设火炬及放空系统，避免放空天然气对环境造成污染。
- (5) 整个气田和输气管道采用先进的 SCADA 系统，由中心控制系统对气田生产全过程进行监控、管理、调度、操作及安全保护，并对井场、站场、管线等定期巡检。
- (6) 采用了先进的集输工艺及设备，如井口高低压安全切断阀；自动高中压调节阀；集中注醇；分离器液位显示报警及自动放水装置；集气支（干）线设清管器收发装置，实现不停气密闭清管；进出站管线设紧急切断阀。在集输管道，集气站发生事故时，相应的集气站、井场装置能及时作出反应自动调整气量或关闭有关阀门，尽量维持生产继续进行，将损失减少到最低程度。
- (7) 建设了气田监控中心，配套大屏幕、长时录像机等设备；建设站场防爆扩音对讲系统，实现全厂的集中监控高度管理。
- (8) 第四采油厂现有主要耗能设备与《高耗能落后机电设备（产品）淘汰目录》（第一批）、《高耗能落后机电设备（产品）淘汰目录（第二批）》、《高耗能落后机电设备（产品）淘汰目录（第三批）》进行核对，公司目前不存在明令淘汰的高耗能落后生产设备。

综上所述，第四采油厂气田在标准化设计、模块化建设、数字化管理模式的指导下建设，从原辅材料使用、能源消耗和设备先进性，以及钻井、采输气等生产工艺先进性

方面，均采用了目前国际、国内先进环保技术，符合目前国际上气田开发的清洁生产要求。

4.7.2 清洁生产水平评估

本项目为天然气开采行业，本次评价根据 2009 年 2 月 19 日国家发展改革委、工业和信息化部联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》对项目进行清洁生产水平评价。根据该指标体系，分别对本项目钻井作业、井下作业、采气作业等三个开发阶段进行清洁生产水平分析，详见表 4.6.2-1~表 4.6.2-3。

表 4.6.2-1

钻井作业清洁生产指标分析

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目情况	得分	
(1)资源与能源消耗指标	30	占地面	m ²	15	符合行业标准要求	符合行业标准要求	15	
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	20~25	10	
(2)生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	≥95	5	
(3)资源综合利用指标	30	钻井液循环率	%	10	井深 2000m 以下 ≥40% 井深 2000m-3000m ≥50% 井深 3000m 以上 ≥60%	95	10	
		柴油机效率	%	10	≥80	本项目钻井设备“油改电”，电机效率 ≥80%	10	
		污油回收率	%	10	≥90	本项目使用钻井过程使用水基泥浆，不使用油基钻井液；设备维护等产生的废机油等回收率 ≥90%	10	
(4)污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区 ≤30 乙类区 ≤35	本项目钻井废水产生量为 46.41t/100m 标准进尺，属于乙类区	7	
		石油类	mg/L	5	≤100	符合排放标准要求	5	
		噪声	/	5	符合排放标准要求	符合排放标准要求	5	
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	本项目废弃钻井液产生量为 /100m 标准进尺	10	
		柴油机烟气	/	5	符合排放标准要求	符合排放标准要求	5	
合计							92	
定性指标								
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目情况		得分	
(1)资源与能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	10	本项目钻井过程采用无毒无害的水基钻井液		10	
		柴油消耗	具有节油措施	5	有节油措施		5	
(2)生产技	30	钻井设备	国内领先	5	国内先进		5	

		具备欠平衡技术	具备欠平衡技术	5	具备欠平衡技术	5
		钻井液收集设施	配有收集设施,且使钻井液不落地	5	本项目设置泥浆不落地系统	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	配备完善固控系统	5
		井控措施	具备	5	配备井控装置	5
		有无防噪措施	有	5	具有减震等降噪措施	5
(3)管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		10	建立有 QHSE 管理体系	10
		开展清洁生产审核,并通过验收		20	已开展清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划		5	项目制定有井场闲置土地建设分布式光伏电站,减少外购网电等节能减排工作计划	5
(4)贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	进行不落地收集,在完井后及时交由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至就近专业单位进行集中处置,满足相关法规政策要求	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	评价要求进行污染物排放总量控制与减排措施	5
		满足其他法律法规要求		5	满足其他法律法规要求	5
合计						100

表 4.6.2-2

井下作业清洁生产指标分析

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目情况	得分
(1)资源与能源消耗指标	30	作业液消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	本项目作业液消耗>3.0m ³ /井次	0
		新鲜水消耗	m ³ /井次	10	≤5.0	本项目每井次新鲜水消耗为 6.0m ³	8
		单位能耗		10	行业基本水平	行业先进水平	8
(2)生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	配备废水地上收集罐,对压裂废水进行统一收集,入罐率 100%	20
(3)资源综合利用指标	20	生产过程排出物利用率	%	20	100	本项目生产过程排出的天然气利用达 90%以上,采出水回注率达 90%以上	18

(4) 污染物产生指标	30	作业废液量	m ³ /井次	10	≤3.0	本项目钻井期压裂液采用可回收压裂液体系,回收的压裂返排液可直接作为前置和顶替液用于压裂,作业废液量为>3.0m ³ /井次	0
		石油类	mg/L	5	甲类区≤10 乙类区≤50	依托榆林市源鑫环保科技有限公司、榆林市横山区坚伦环保服务有限公司处置,根据该公司压裂配液处置项目竣工环保验收报告的监测数据,压裂返排液处理后石油类<50mg/L	5
		COD	mg/L	5	甲类区≤100 乙类区≤150	依托榆林市源鑫环保科技有限公司、榆林市横山区坚伦环保服务有限公司处置,根据该公司压裂配液处置项目竣工环保验收报告的监测数据,压裂返排液处理后 COD<150mg/L	5
		含油污泥	kg/井次	5	甲类区≤50 乙类区≤70	不涉及	2
		一般固体废物(生活垃圾)	kg/井次	5	/	100%处置	5
		合计					71

定性指标

一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目情况	得分
(1) 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	井口安装防喷器和控制装置	5
		地面管线防刺防漏措施	按标准试压	5	外部采取防腐涂层,内部涂层或电极保护,设置警示牌等,按标准试压	5
		防溢设备(防溢池设置)	具备	5	在甲醇罐、废水罐等罐区设置围堰防溢	5
		防渗范围	废水、使用液等可能落地处	5	废水、使用液等可能落地处进行防渗	5
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	20	采用可回收压裂液体系,回收后交由第三方公司集中处理	20

(2)环境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	企业建立 HSE 管理体系并通过认证	15
		开展清洁生产审核	20	已开展清洁生产审核	20
		制定节能减排工作计划	5	评价要求进行污染物排放总量控制与减排措施	5
(3)贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求	20	满足其他法律法规要求	20
合计					100

表 4.6.2-3 采气作业清洁生产指标分析

定量指标							
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	本项目情况	得分
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 天然气	30	≤50	仅考虑天然气开采和集输环节, 本项目综合能耗为 75kg 标煤/t 天然气	20
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	15	≥60	未进行余热余能利用	0
		含油污泥资源化利用率	%	15	≥90	不涉及	15
(3)污染物产生指标	40	石油类	mg/L	10	≤100	满足回注标准	10
		COD	mg/L	10	甲类区≤100 乙类区≤150	满足回注标准	10
		采出废水回收率	%	10	≥60	采出水全部暂存于采出水缓冲罐内, 回收率>90%	10
		采出废水有效利用率	%	10	≥80	拉运至相应的采出水设施处理后回注地层, 回注率>90%	10
		合计					75
定性指标							
一级指标	权重值	二级指标	指标分值	本项目情况	得分		
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量	5	进行井筒完整性管理, 保证井筒设施完好	5		
		采气过程醇回收设施	10	本项目含醇采出水拉运至第一采气厂第一天然气净化厂采出水处理站, 该处理站对含醇采出水采用常压精馏工艺进行醇回收	10		

		天然气净化设施先进、净化效率高	20	本项目天然气集输至第一采气厂和第二采气厂，依托的天然气净化厂天然气净化设施先进、净化效率高	20
		集输流程 全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	本项目运行期采气、集输、处理及外输等均采用全密闭工艺	10
(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证	10	企业建立 HSE 管理体系并通过认证	10
		开展清洁生产审核	20	已开展清洁生产审核	20
		制订节能减排工作计划	5	评价要求进行污染物排放总量控制与减排措施	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	项目建设严格执行了环保“三同时”制度	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	本次为项目环境影响评价	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	按计划完成	5
		污染源排放总量控制与减排指标完成情况	5	按计划完成	5
合计					100

通过对钻井作业、井下作业和采气作业三阶段清洁生产指标分析表各项指标分析，对照天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数分析第四采油厂清洁生产水平，石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数见表4.6.2-4。

表 4.6.2-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中：

P ——企业清洁生产的综合评价指数；

P_1 、 P_2 ——分别为定量评价指标中各二级指标考核总分值和定性评价指标中各二级考核总分值。

(1) 钻井作业中二级指标共25项，计算综合评价指数 $P=0.6P_1+0.4P_2=95.2$ ，对照石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数表，第四采油厂钻井作业属于清洁生产先进企业。

(2) 井下作业中二级指标共19项，计算综合评价指数 $P=0.6P_1+0.4P_2=82.6$ ，对照石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数表，第四采油厂井下作业属于清洁生产企业。

(3) 采气作业中二级指标共18项，计算综合评价指数 $P=0.6P_1+0.4P_2=85$ ，对照石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数表，第四采油厂采气作业属于清洁生产企业。

根据以上分析可知：气田在开发全过程较好的按照清洁生产的要求进行了设计，将清洁生产贯穿于建设与生产的全过程，基本符合清洁生产基本要求；但是，资源回收综合利用情况较差，影响企业清洁生产水平。总体看，企业清洁生产水平达到国内同行业先进水平。

4.7.3 清洁生产改进措施建议

4.7.3.1 钻井期清洁生产改进措施建议

(1) 采用高效固液分离系统，进一步提高钻井泥浆循环使用率，减少废弃泥浆的产生量。

(2) 在成批钻井时，将钻井废水循环使用，即用甲井的废弃钻井废水作为乙井钻井

泥浆的配水,剩余无法利用部分最终交有处理能力的单位处理,减少钻井泥浆配置所用新鲜水量,同时减少了新鲜钻井泥浆消耗量。

(3) 节约新鲜水的用量,严格控制地下水开采量,保护地下水水质。

4.7.3.2 生产期清洁生产改进措施建议

(1) 采气、集输系统的阀门、管线经常检修保养,防止天然气跑、冒、漏。

(2) 选用天然气集输处理先进工艺,研究探索最佳技术参数,提高天然气商品化率,减少天然气放空燃烧量。

(3) 甲醇等化学物质使用严格管理,含甲醇废水在回注地下时,充分论证实验,采取相应措施防止污染地下水。

(4) 探索钻井废弃物、含油污泥等的资源回收综合利用途径。

4.7.3.3 清洁生产组织和机构

更新观念,把“预防”真正放在首位,把“末端治理”转向天然气开采全过程的污染控制。在长庆油田第四采油厂建立清洁生产的管理机构,负责制定清洁生产的规划,建立清洁生产激励办法,提高职工清洁生产意识,鼓励全员参与清洁生产,在生产全过程中实施节能、降耗、减污和增效,实现企业的持续清洁生产。

4.8 温室气体排放评价

4.8.1 温室气体排放源分析

根据《中国石油天然气生产 企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》,核算与报告的排放源类别和气体种类主要包括燃料燃烧二氧化碳(CO_2)排放、火炬燃烧 CO_2 和甲烷(CH_4)排放、工艺放空 CO_2 和 CH_4 ^{排放}、设备泄露 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。具体见图 4.7.1.1。

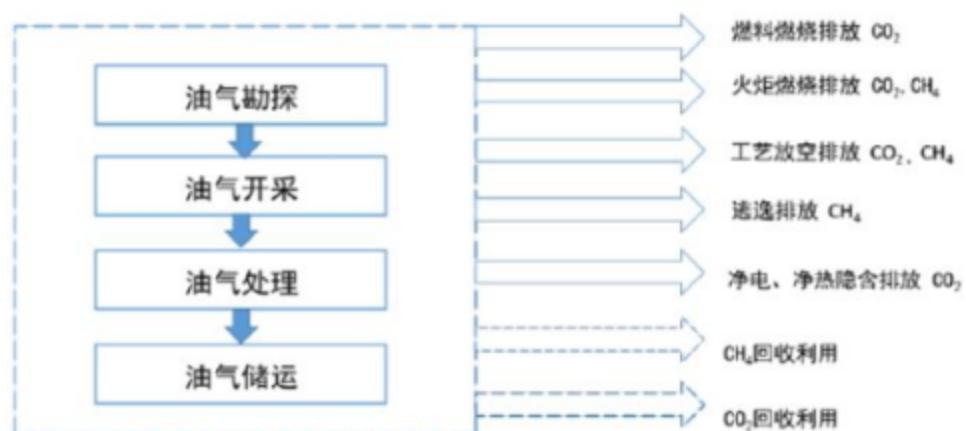


表 4.7.1.1 石油天然气生产业务温室气体排放源及气体种类示意图

本项目主要涉及的核算源包含逃逸排放 CH_4 核算、净电隐含排放 CO_2 核算。

4.8.2 温室气体排放源分析

建设项目温室气体排放总量为燃料燃烧产生的温室气体排放、火炬燃烧温室气体排放、生产过程产生的温室气体排放、净购入电力和热力产生的温室气体排放之和，同时扣除回收且外供的温室气体的量（如果有），计算方法见公式：

$$E_{\text{总}} = E_{\text{燃烧}} + E_{\text{火炬}} + E_{\text{过程}} + E_{\text{净购入电力和热力}} - E_{\text{外供}}$$

式中：

$E_{\text{总}}$ —温室气体排放总量(tCO_2e)；

$E_{\text{燃烧}}$ —燃料燃烧温室气体排放量(tCO_2e)；

$E_{\text{火炬}}$ —火炬燃烧温室气体排放量(tCO_2e)；

$E_{\text{过程}}$ —工业生产过程温室气体排放量(tCO_2e)；

$E_{\text{净购入电力和热力}}$ —净购入电力和热力消耗温室气体排放总量(tCO_2e)；

$E_{\text{外供}}$ —回收且外供的温室气体的量(tCO_2e)。

1、逃逸排放 CH_4 核算

根据工程分析，可得无组织挥发的烃类气体 21.60t/a，其中甲烷的含量为 92.885%~94.247%，计算的甲烷排放量为 20.178t/a。

2、净电隐含排放 CO_2 核算

企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，排放公式如下：

$$ECO_{2\text{电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中：

$ECO_{2\text{电}}$ —为企业净购入的电力消费引起的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$AD_{\text{电力}}$ —为企业净购入的电力消费，单位为 MWh；

$EF_{\text{电力}}$ —为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为吨 CO_2/MWh ；参照《中国区域电网二氧化碳排放因子研究（2023）》中陕西省 2020 年平均排放因子为 0.641tCO₂/MWh。

本项目年用电量约为 97MWh， CO_2 核算量为 62.177t/a。

综上，温室气体排放量核算汇总见表 4.7.2-2。

表 4.7.2-2 温室气体排放量汇总表 单位：t/a

排放环节	本次扩建工程	
	CO_2 排放量	CH_4 排放量
逃逸排放	/	20.178
净电隐含排放量	62.177	/
合计	62.177	20.178

4.8.3 温室气体排放水平评价和减排降污措施建议

1、碳排放水平评价

根据核算，本次产能新增排放 $CO_2 62.177t/a$, $CH_4 20.178t/a$ 。

2、减排降污措施建议

本项目从改进生产工艺、设备改进、建设新能源等方面采取一系列减污降碳措施，具体如下。

① 原料清洁代替

从钻井液的角度分析，钻井液需要稀释和化学添加剂的加入，如果采用钻井液固相控制技术就可以减少水耗和添加剂的使用。井下角度分析主要是通过两方面来体现，一是在井下装入磁性液体控制机，防止井筒结蜡结垢，从而减少修井的次数，很大程度上的减少了人力和物力的消耗；同时在气井井口安装自动装置，出现异常情况时井口就会自动关闭，降低了污染扩散的可能。天然气的采集和输送也是节能减排的一个重要方面，可开发对太阳能技术和风能技术的使用，减少电能和天然气的消耗。

② 设备改进

设备的改进也是实现节能减排的重要手段，通过对设备进行改进或是采用新型的节能设备可以在很大程度上降低能源的消耗以及减少污染物的产生。其中加热炉、压缩机是产生能源消耗的大型设备，应该定期对设备进行检修维护，减少“跑、冒、滴、漏”。

③ 建设新能源

充分利用井场闲置土地建设分布式光伏电站，减少外购网电。

4.8.4 温室气体排放评价结论及建议

1、碳排放评价结论

根据核算，本次产能新增排放 $CO_2 62.177t/a$, $CH_4 20.178t/a$ 。并从原料、节能、设备、新能源建设等方面提出了温室气体减排的前景方向，有利于减少二氧化碳和甲烷排放。

2、碳排放建议

- ① 加强企业能源管理，定期开展能源及温室气体排放管理培训，提升管理水平；
- ② 积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、设备和技术，降低能耗；
- ③ 定期巡检设备及管线，避免“跑、冒、滴、漏”引起的无组织散逸。

5 区域概况及环境现状调查

5.1 自然环境现状调查与评价

5.1.1 地形地貌

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。

准噶尔盆地东部海拔为 1000m 左右，中部海拔在 600m 左右，西部艾比湖最低，海拔为 189m。中部是面积近 $5 \times 104 \text{ km}^2$ 的古尔班通古特沙漠，占盆地面积的 16.3%，是我国第二大沙漠。沙漠区海拔 360~400m，地表形态多表现为蜂窝状固定或半固定沙丘，其次为活动性沙丘和新月形沙丘，沙丘链长度一般有百米至数公里不等，延伸方向随风向而异。准东区地势由东南向西北倾斜，地形平坦宽阔，地质构造条件较好，自然坡度约为 3.8‰。

5.1.2 地质构造

萨探 1 块位于阜康断裂带下盘吉南凹陷，阜康断裂带位于准噶尔盆地博格达山山前，为盆地南缘冲断带的二级构造单元，是一个被多期、多级断裂复杂化的断裂带，一系列近东西向南倾的逆断裂沿博格达山北缘呈北凸弧形展布，区域断裂自南向北为阜康断裂、妖魔山断裂、三工河断裂。准噶尔盆地成盆至今，阜康断裂带经历了海西运动期前陆盆地、印支运动期泛盆、燕山运动期振荡，喜马拉雅运动期类前陆四个演化阶段。其中燕山运动期发生 3 幕强烈运动，是阜康断裂带的主要改造期。喜马拉雅运动南北强大挤压应力使阜康断裂带上盘发生冲断推覆，下盘发育冲断型类前陆盆地的吉南凹陷。

晚古生代阜康断裂带东段呈“四凸三凹”的构造格局，即：北三台凸起、三台凸起、吉南凸起、古西凸起、阜康凹陷、吉木萨尔凹陷和吉南凹陷。吉南凹陷是夹持于博格达山前和吉南凸起之间的一个凹陷，早二叠世，博格达山前的吉南凹陷芦草沟组湖盆面积大，烃源岩厚度大、平面展布稳定，喜山期上盘改造强烈，下盘的吉南凹陷改造弱，构造平缓稳定。

5.1.3 气候特征

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。

春季通常在3月下旬开春。升温迅速而不稳，天气多变，平均每月有一到两次强冷空气入侵，使气温变化幅度较大，降水增多。夏季炎热干燥，空气湿度小，无闷热感，多阵性风雨天气，降水较多。秋季秋高气爽，晴天日数最多。平均每月有一到两次强冷空气入侵，使得气温下降迅速。冬季严寒而漫长，有稳定积雪，空气湿度明显加大。冬季上空多有逆温形成，平均风速为四季最小。

表 5.1.3-1 评价区各县主要气象要素统计值

统计项目	统计值	
多年平均气温 (°C)	8.1	
累年极端最高气温 (°C)	38.9	
累年极端最低气温 (°C)	-26.0	
多年平均气压 (hPa)	933.8	
多年平均水汽压 (hPa)	6.3	
多年平均相对湿度 (%)	55.4	
多年平均降雨量 (mm)	193.5	
灾害天气统计	多年平均沙暴日数 (d)	1.0
	多年平均雷暴日数 (d)	5.4
	多年平均冰雹日数 (d)	0.0
	多年平均大风日数 (d)	10.7
多年实测极大风速 (m/s)、相应风向	24.4WNW	
多年平均风速	1.8	
多年主导风向、风向频率 (%)	WNW12.6%	
多年静风频率 (风速≤0.2m/s) (%)	10.5	

5.1.4 地表水

吉木萨尔县境内主要有河流10条及一个后堡子泉水系，河流由西而东依次是二工河、西大龙口河、大东沟河、新地沟河、渭户沟河、东大龙口河、牛圈子沟、吾塘沟、小东沟、白杨河。河流均发源于天山北坡，流域独立。

河流流向由南向北与山脉走向大体垂直，源头高程一般在3000m以上，出山口高程在1100m以下，河流长一般不超过50km，各河最终汇入平原绿洲为人类所利用。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。吉木萨尔县河流特征见表5.1.4-1。

表 4.1.2 吉木萨尔县河流特征一览表

河流	站名	集水面积 (km ²)	所属县(市)	径流量 (亿 m ³)	备注
西大龙口河	西大龙口	371.0	吉木萨尔县	0.6662	
大东沟	渠首	57.0	吉木萨尔县	0.0843	
新地沟	渠首	80.0	吉木萨尔县	0.2483	

渭户沟	渠首	62.0	吉木萨尔县	0.2426	
东大龙口河	东大龙口	163.0	吉木萨尔县	0.6413	
牛圈子沟	渠首	29.0	吉木萨尔县	0.0270	
吾塘沟	渠首	33.0	吉木萨尔县	0.2390	
小东沟	渠首	33.0	吉木萨尔县	0.0156	
二工河	渠首		吉木萨尔县	0.1584	
白杨河	五圣宫	162.0	吉木萨尔县	0.6706	奇台、吉木萨尔县界

5.1.5 地下水

吉木萨尔县东大龙口河流域，从南部山区—中部平原—北部沙漠，构成一个完整的流域体系。

（1）南部山区

南部山区主要由全新世至上新世的砂、页岩、泥岩、灰色变质碎屑岩及火成岩组成，岩相变化大，厚度从几十米到几千米不等；由于强烈的构造运动，使山区基岩裂隙发育，大气降水入渗后，以裂隙水形式大量出露补给河流和平原区的地下水。

在低山带分布有较厚的第三系地层，由于第三系一般比较松软，易遭受暴雨的冲刷，从而增大了河流的含沙量。

（2）中部平原

在山前坳陷区，由于受山前深大断裂的影响，坳陷带内沉积了较厚的第四系松散沉积物，给地下水的赋存创造了巨大的空间，也是河水散失的主要去向。坳陷带内第四系沉积物厚度，一般为 400-600m。按水文地质分带，由南向北依次为山前冲洪积扇-扇缘潜水溢出带-细土平原，含水层颗粒也依次由卵砾石-砂砾石-中粗砂-中细砂-粉细砂

-亚砂土、亚粘土，平原区地下水主要以潜水和承压水形式广泛分布。

本项目区域位于中部平原区。

①地下水赋存条件及分布规律

该项目分析范围内地层岩性为第四系更新世-全新世的冲洪积相砾石、砂砾石、砂层和冲洪积-湖相和沼泽相粘质砂土、粘性土层。区内第四纪松散堆积物厚度超过 400m，为地下水的赋存、运移提供了良好空间，由于第四纪成因类型的多样性，使得含水层的岩性、粒度和组成结构复杂化。

-单一结构潜水含水层

主要分布在河流出山口至老台-三台-吉木萨尔县城一线，该带第四纪堆积物巨厚，含水层岩性以卵砾石、砂砾石为主，并由南向北颗粒逐渐变细，潜水位埋深由南向北逐

渐变浅。南部潜水位埋深 $>150m$ ，乌奇公路沿线潜水位埋深在 $90m$ 左右，单井涌水量 $2000-3000m^3/d$ ，饱水带厚度 $>100m$ ，属地下水强富水带。

-多层结构潜水-承压含水层

主要分布在老台-三台-吉木萨县城一线以北的广大平原区。上部为潜水含水层，岩性为砂砾石、中粗砂、中细砂，并由南向北颗粒逐渐变细，富水性逐渐变弱，南部富水带单井涌水量 $500-1000m^3/d$ ；北部贫水带单井涌水量 $100-500m^3/d$ 。潜水含水层底板埋深 $50-100m$ ，渗透系数 $2-5m/d$ 。下部为承压含水层，岩性主要为砂砾石、砾石、中细砂，单井涌水量 $1000-3000m^3/d$ ，渗透系数 $5-13m/d$ 。在 $300m$ 以内分布有三个承压含水层组：第一承压含水层组顶板埋深 $50-100m$ ，第二承压含水层组顶板埋深 $70-140m$ ，第三承压含水层组顶板埋深 $110-220m$ 。

项目区含水层类型为单一结构潜水含水层，含水层岩性为砂砾石、中粗砂、中细砂，属地下水强富水带。

②地下水的补给、径流及排泄条件

-地下水的补给

分析范围内地下水的补给来源主要有南部山区冰雪融水、降水一部分形成地表径流，一部分沿基岩裂隙、断裂破碎带及冰水沉积物孔隙垂直入渗，以潜流形式补给山前平原潜水和深层承压水。河流在出山口后，有相当一部分水渗漏于山前砾石带，补给平原区潜水和深层承压水。平原灌区渠系入渗，库（塘）入渗，雨、洪入渗等直接补给平原区潜水。

-地下水的径流

项目区冲洪积松散层厚度大、粒径粗、坡度大、孔隙大、径流条件好，潜水埋藏深、开采难度大。大部分地下水通过径流区流入下游细土平原区。

-地下水的排泄

项目区域内地下水的排泄途径主要有开采，在细土平原水位浅埋地区，潜水可通过蒸发垂直排泄，沿径流方向以潜流方式排出区外，入北部沙漠。

5.1.6 生态环境

评价区域生态环境现状见生态章节。

5.2 环境质量现状调查与评价

5.2.1 环境空气质量现状调查与评价

5.2.1.1 基本污染物环境质量现状

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018),“依据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据可获得性、数据质量、代表性等因素,选择近3年中数据相对完整的1个日历年作为评价基准年”。对于项目所在区判定,导则中指出“优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告书中的数据或结论”。

根据吉木萨尔县环境空气质量监测站点(E89.1765°、N43.9979°)2021年环境质量数据,PM10、PM2.5年均值不满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准,故项目所在区域为不达标区。

环境空气质量达标区判定结果见详见表5.2.1-1。

表5.2.1-1 评价区域各县空气质量现状统计表

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	35.3	60	58.33	达标
NO ₂	年平均质量浓度	10.8	40	27	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	87.7	70	125.29	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	52	35	148.57	超标
CO	日平均第95百分位浓度	1078	4	26.95	达标
O ₃	日最大8小时平均第90百分位浓度	92.4	160	57.57	达标

项目所在区域PM2.5、PM10年平均浓度有超标现象,PM10、PM2.5年平均占标率为125.29%和148.57%,年均值超标倍数为0.78和3.24。超标原因主要与当地风沙季有一定关系。

为切实做好吉木萨尔县环境保护工作,进一步改善环境空气质量,吉木萨尔县人民政府先后制定了《吉木萨尔县建筑施工现场扬尘污染治理工作方案》《关于立即开展道路运输抛洒污染、扬尘专项治理工作实施方案》《吉木萨尔县砂石粘土矿扬尘管控方案》等文件。通过加强工业企业粉尘整治、强化移动源污染治理、综合整治城市扬尘、严格落实巡查监管等一系列措施,吉木萨尔县环境空气质量将会得到改善。

5.2.1.2 特征污染物环境质量现状

(1) 监测点布置

本次评价在项目区内设置了3处环境空气质量现状监测点,考虑项目开发范围面积大且工程布局分散,监测点位主要选择具有代表性的场站拟建地、本次工程部署区域内现有场站、及距离场站下风向较近的居民点。

表5.2.1-2 环境空气现状监测点位及监测项目

编号	监测点	坐标(°)	布点原则及代表性	备注

1	新4平台	89.253866007,43.923490442	拟建钻井平台	实测
2	十八户村	89.267139803,43.947958240	区域上风向居民点	实测
3	堵十六队	89.290880492,43.918576635	区域下风向居民点	引用

(2) 监测项目及分析方法

本次监测项目的选取按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 中附录 B 表 B.1 建设项目环境影响评价因子并结合工程排污特征确定, 监测项目为总烃、非甲烷总烃、硫化氢、TSP 等。采样及监测分析方法均按《环境监测技术规范》进行, 见表 5.2.1-3。

表 5.2.1-3 空气质量监测分析方法及评价标准

检测项目	分析方法	最低检出限 (mg/m ³)
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 HJ 604-2017	0.07
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法 (B) 《空气和废气监测分析方法》(国家环境保护总局 2003)	0.001
TSP	环境空气 总悬浮颗粒物的测定 重量法 HJ 1263-2022	0.007

(3) 监测时间和监测频率

① 监测时间: 2025 年 11 月 10 日~11 月 17 日, 监测单位: 新疆广宇众联环境监测有限公司;

② 监测频次: 监测 7 天; 非甲烷总烃、硫化氢均每天监测 4 次, 取一次值, TSP 监测日均值。

(4) 评价标准

TSP 执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准, 非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中规定的标准限值, 硫化氢参照《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D。

(5) 监测结果与评价

评价区环境空气质量现状监测结果见表 5.2.1-4。

表 5.2.1-4 特征因子环境质量现状监测结果表

监测点位	监测项目		标准限值 (mg/m ³)	监测浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	最大超标倍数
1#	非甲烷总烃	1h平均	2.0			0	0
	TSP	1h平均	0.3			0	0
2#	非甲烷总烃	1h平均	2.0			0	0
	H ₂ S	1h平均	0.01			0	0
	TSP	1h平均	0.3			0	0
3#	非甲烷总烃	1h平均	2.0	0.54~0.86	43.0		
	H ₂ S	1h平均	0.01	0.002~0.006	60	0	0

	TSP	1h平均	0.3	0.097~0.191	63.67	0	0
--	-----	------	-----	-------------	-------	---	---

由监测结果可见,项目所在地环境空气中非甲烷总烃1小时浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中规定的标准限值,硫化氢1小时平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》附录D, TSP 日平均值均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准。

5.2.2 地下水环境现状调查与评价

5.2.2.1 地下水环境现状监测与评价

(1) 监测点布置

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ 610-2016)要求,地下水环境现状监测点应主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源、以及对于确定边界条件有控制意义的地点。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于5个,可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层2~4个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于1个,建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于2个。

具体监测点位见表 5.2.3-1 和图 5.2.2-1。

表 5.2.3-1 评价区地下水质量现状监测点位

编号	监测点位置	坐标	监测点类型
1	十八户村水井	89.268553784,43.945849336	水质水位
2	墙户十六队	89.288364121,43.919081651	水质水位
3	管线沿线村庄	89.269138047,43.901185952	水质水位
4	管线沿线村庄	89.268730351,43.894276582	水质水位
5	泉子街村户	89.245577523,43.942985498	水质水位
6	管线沿线村庄	89.221974084,43.936097585	水位
7	墙户十六队	89.291518399,43.918051683	水位
8	管线沿线村庄	89.272120663,43.899362050	水位
9	十八户村水井	89.267426797,43.949358426	水位
10	东台子村	89.191895792,43.931913339	水质水位

(2) 监测因子及分析方法

本次监测项目的选取按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中附录B表B.1建设项目环境影响评价因子并结合工程排污特征确定,监测项目为:

① 阴阳离子: K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 。

② 基本因子: pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发性酚类、氟化物、氯化物、耗氧量、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、铬(六价)、总大肠菌群、

菌落总数。

③ 特征因子：石油类、硫化物、钡。

④ 水位

各项监测因子、分析方法依据及限值等详见表 5.2.3-2。

表 5.2.3-2 地下水水质监测因子及分析方法

检测项目	分析方法	检出限
pH	《水质 pH 值的测定 电极法》(HJ 1147-2020)	/
石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法》(HJ 970-2018)	0.01mg/L
耗氧量	《生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标》(酸性高锰酸钾滴定法) GB/T 5750.7-2023 (4.1)	0.05mg/L
铅	《生活饮用水标准检验方法 金属和类金属指标》(无火焰原子吸收分光光度法) GB/T 5750.6-2023 (14.1)	0.0025mg/L
镉	《生活饮用水标准检验方法 金属和类金属指标》(无火焰原子吸收分光光度法) GB/T 5750.6-2023 (12.1)	0.0005mg/L
铬(六价)	《生活饮用水标准检验方法 金属和类金属指标》(二苯碳酰二肼分光光度法) GB/T 5750.6-2023 (13.1)	0.004mg/L
氰化物	《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标 (7.1 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法)》(GB/T 5750.5-2023)	0.002mg/L
氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》(GB/T 7484-1987)	0.05mg/L
氯氮	《水质 氯氮的测定 纳氏试剂分光光度法》(HJ 535-2009)	0.025mg/L
亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》(GB/T 7493-1987)	0.003mg/L
硝酸氮	《水质 硝酸盐氮的测定 酚二磺酸分光光度法》(GB/T 7480-1987)	0.02mg/L
挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》(HJ 503-2009)	0.0003mg/L
铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB/T 11911-1989)	0.3mg/L
锰		0.1mg/L
溶解性总固体	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标》(称量法) GB/T 5750.4-2023 (11.1)	/
总硬度	《地下水水质分析方法 总硬度的测定第 15 部分：乙二胺四乙酸二钠滴定法》(DZ/T 0064.15-2021)	3.0mg/L
汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法》(HJ 694-2014)	0.00004mg/L
砷		0.0003mg/L
K ⁺	《水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法》(GB 11904-1989)	0.05mg/L
Na ⁺		0.01mg/L
Mg ²⁺	《水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法》(GB 11905-1989)	0.002mg/L
Ca ²⁺		0.02mg/L
CO ₃ ²⁻	《地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法》(DZ/T 0064.49-2021)	5mg/L
HCO ₃ ⁻		5mg/L
SO ₄ ²⁻	《水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法(试行)》(HJ/T 342-2007)	0.75mg/L
Cl ⁻	《水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法》(GB/T 11896-1989)	/
硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲蓝分光光度法》(HJ 1226-2021)	0.003mg/L
钡	《水质 钡的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》(HJ 602-2011)	0.0025mg/L
总大肠菌群	《生活饮用水标准检验方法 第 12 部分：微生物指标 (5.1 多管发酵法)》(GB/T 5750.12-2023)	/
菌落总数	《水质 细菌总数的测定 平皿计数法》(HJ 1000-2018)	/

(3) 采样时间及频率

2025年11月10日~11月17日，监测单位：新疆广宇众联环境监测有限公司，进行一期水质、水位监测。

(4) 监测结果

① 水位监测结果

本次地下水水位监测结果见表 5.2.3-3。

表5.3.3-3 地下水水位监测结果

序号	监测点位	井深 (m)	水位埋深 (m)	井口标高 (m)	水位标高 (m)	层位	功能
1#	十八户村水井						
2#	墙户十六队						
3#	管线沿线村庄						
4#	管线沿线村庄						
5#	泉子街村户						
6#	管线沿线村庄						
7#	墙户十六队						
8#	管线沿线村庄						
9#	十八户村水井						
10#	东台子村						

② 水质监测结果

本次地下水水质监测点各点的阴阳离子平衡分析见表 5.2.3-4，地下水水质监测结果见表 5.2.3-5。

表 5.2.3-4 地下水阴阳离子平衡表

监测点位 阴阳离子	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Σmc	Σma	E/%
1#											
2#											
3#											
4#											
5#											
6#											
7#											
8#											
9#											
10#											

由监测结果可知，项目所在地地下水各监测点石油类均未检出，满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准，各项监测因子均能满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准限值。

表 5.2.3-5

地下水水质监测结果表

单位: mg/L, pH 值无量纲

点位及时间 监测项目													标准
pH 值	检测结果												6.5~8.5
	标准指数												/
氨氮	检测结果												0.5
	标准指数												/
氟化物	检测结果												0.05
	标准指数												/
硝酸盐	检测结果												20
	标准指数												/
亚硝酸盐	检测结果												1
	标准指数												/
六价铬	检测结果												0.05
	标准指数												/
挥发酚	检测结果												0.002
	标准指数												/
总硬度	检测结果												450
	标准指数												/
溶解性总固体	检测结果												1000
	标准指数												/
氟化物	检测结果												1
	标准指数												/
汞	检测结果												0.001
	标准指数												/
砷	检测结果												0.01
	标准指数												/
铁	检测结果												0.3
	标准指数												/
锰	检测结果												0.1

硫酸盐 (以 SO_4^{2-})	检测结果														250
	标准指数														/

5.2.2.2 现有工程场地包气带污染现状调查与评价

(1) 监测点布设

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ 610-2016)的要求,“对于一、二级的改、扩建项目,应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查”。本项目为改、扩建项目,地下水评价工作等级为二级,故本次评价根据现有工程情况,选取本次改扩建的中26集气站和1座典型井场,分别在场站内污染装置区附近和站外未开发利用地取样进行对比调查,共2组4个包气带污染现状监测点。其中1~2#点位实测,3~4#引用《长庆油田分公司第四采油厂陕295区块2022年产建地面工程环境影响报告书》中的监测数据。取样点位置具体见表5.2.3-6和图5.2.2-1。

表5.2.3-6 包气带污染现状监测点位布置

序号	取样点位	坐标(°)	取样深度	备注
1	5号平台	89.254531195,43.936719097	0-20cm、 20-60cm两层,	实测
2	5号平台外未利用地	89.258114626,43.936858571	每层各取一个样	

(2) 监测项目

监测项目: pH、氯化物、石油类、六价铬、挥发性酚类,共6项。各监测项目分析方法见表5.3.3-7。

表5.2.4-2 监测项目分析方法

分析项目	分析依据及方法	检出限	仪器设备及编号
pH值	水质 pH值的测定 电极法 HJ 1147-2020	-	PXSJ-226 离子计 (E-A-2018-002)
硫化物	水质 硫化物的测定 亚 甲基蓝分光光度法 HJ 1226-2021	0.003mg/L	N4 紫外可见分光光度计 (E-A-2018-050) (有效期: 2026.03.17)
氯化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标(2.1 硝酸银容量法) GB/T 5750.5-2006	-	25mL 酸式滴定管 (E-HC-2020-009)
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行) HJ 970-2018	0.01mg/L	N4 紫外可见分光光度计 (E-A-2018-050)
六价铬	生活饮用水标准检验方法 金属指标(10.1 二苯碳酰二阱分光光度法) GB/T 5750.6-2006	0.004mg/L	L5 紫外可见分光光度法 (E-A-2022-001)
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度 法 HJ 503-2009	0.0003mg/L (萃取法)	L5 紫外可见分光光度计 (E-A-2022-001)

(3) 采样时间

2025年11月10日~11月17日,监测单位:新疆广宇众联环境监测有限公司。

(4) 监测结果与评价

现有场地包气带现状监测结果见表5.2.4-3。

表 5.2.4-3

包气带检测结果表

单位: mg/L

监测项目				
	0~20cm	20~60cm	0~20cm	20~60cm
pH				
硫化物				
氯化物				
石油类				
六价铬				
挥发酚				
甲醇				

从表 5.2.4-3 可以看出, 将现有工程的包气带监测值与背景值对照可以看出无明显差异, 说明已建工程未对包气带土壤环境造成显著影响。

5.2.3 声环境现状监测与评价

(1) 监测点布设

本次声环境现状监测共布设 14 个噪声监测点位, 选取典型站场选址处布设点位, 其中新建工程选址及周边敏感点 3 个, 改扩建工程厂界噪声及周边敏感目标监测点 11 个, 均为实测。详见图 5.2.4-1 和表 5.2.2-1。

表 5.2.4-1

声环境现状监测点位

序号	监测点位		坐标	布点原则
1#	吉康脱水站	东厂界	89.234757950,43.925217784	改扩建站场 厂界噪声
		南厂界		
		西厂界		
		北厂界		
2#	新 2 钻井平台		89.287876418,43.926081456	新建钻井平台背景 噪声
3#	5 号平台	东厂界	89.255105188,43.936842478	扩建钻井平台 厂界噪声
		南厂界		
		西厂界		
		北厂界		
4#	管线沿线居民点		89.288225105,43.919418848	管线敏感点噪声
5#	东台子村		89.195624521,43.936853207	管线敏感点噪声

(2) 监测因子

声环境质量现状监测因子为等效连续 A 声级 L_{Aeq} 。

(3) 监测方法

监测方法按《声环境质量标准》(GB3096-2008)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的有关规定进行。

(4) 采样时间及监测频次

监测时间为 2025 年 11 月 10~11 月 17 日，监测单位：新疆广宇众联环境监测有限公司；连续监测 2 天，每天昼、夜各监测 1 次，每次监测时间不小于 10min。

(5) 监测结果与评价

本项目声环境质量现状监测结果见表 5.2.5-2，改扩建工程现状监测结果见表 5.2.5-3。

表 5.2.5-3 工程现状监测结果

监测点位		监测时间	监测结果		标准限值		超标分贝	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1#					60	50	/	/
					60	50	/	/
2#					60	50	/	/
					60	50	/	/
3#					60	50	/	/
					60	50	/	/
4#					60	50	/	/
					60	50	/	/
5#					60	50	/	/
					60	50	/	/

根据监测结果，区域环境背景噪声值及敏感点声环境监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，改扩建工程厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

6 环境影响预测与评价

6.1 大气环境影响

6.1.1 施工期

6.1.1.1 施工期扬尘

施工扬尘污染主要发生在管沟开挖、基础处理、材料运输、土方回填以及开辟施工场地与便道环节中，对环境造成的不良影响表现为：导致环境空气中的 TSP 浓度升高，影响植物的光合作用与正常生长。

根据类似项目施工期环境空气实测数据，施工场地扬尘影响范围基本在下风向 100~150m 范围内，中心处浓度为 5~10mg/m³；管线施工过程主要对沿线两侧 100m 范围内住户造成一定影响，其影响范围限值在线路两侧。施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度是 1.0mg/m³），在 200m 处基本恢复到背景值。结合环境保护目标表，部分集输管线 200m

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响分析与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为：（1）在管线敷设、道路工程、场站工程等在施工作业过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等；（2）施工期钻井过程中产生的废气，主要来自柴油发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为 NO_x、SO₂、烃类等；（3）各种施工燃油机械及运输车辆的尾气。

5.1.1.1 施工扬尘环境影响分析

本项目在井场、场站地面建设及管道敷设过程中会产生扬尘。扬尘主要产生于钻井设备的运输、临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、砂石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

湿度、施工机械和运输车辆行驶速度、近地面风速是影响道路扬尘污染强度的主要因素，此外风速和风向还直接影响道路扬尘的污染范围。

（1）风力扬尘

建材的露天堆放、裸露场、施工作业产生的风力扬尘，这类扬尘的主要特点是受作业时风速的影响，一般情况下，施工工地在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。

堆场扬尘量的经验计算公式为：

$$Q = 2.1(V_{50} - V_0)^3 e^{-1.023w}$$

式中：Q—起尘量，kg/吨·年；

V₅₀—距地面 50 米处风速，m/s；

V₀—起尘风速，m/s；

W—尘粒的含水量，%。

起尘风速与粒径和含水量有关，粉尘在空气中的扩散稀释与风速等气象条件有关，也与粉尘本身的沉降速度有关。不同粒径粉尘的沉降速度见表 5.1-1。由表可知，粉尘的沉降速度随粒径的增大而迅速增大。当粒径为 250 微米时，沉降速度为 1.005m/s，

因此可认为当尘粒大于 250 微米时，主要影响范围在扬尘点下风向近距离范围内，而真正对外环境产生影响的是一些微小粒径的粉尘。

表 5.1-1 不同粒径尘粒的沉降速度

粉尘粒径 (μm)	10	20	30	40	50	60	70
沉降速度 (m/s)	0.003	0.012	0.027	0.048	0.075	0.108	0.147
粉尘粒径 (μm)	80	90	100	150	200	250	350
沉降速度 (m/s)	0.158	0.170	0.182	0.239	0.804	1.005	1.829
粉尘粒径 (μm)	450	550	650	750	850	950	1050
沉降速度 (m/s)	2.211	2.614	3.016	3.418	3.820	4.222	4.624

施工场地扬尘对大气的影响范围主要在工地围墙外 100m 以内，由于距离的不同，其污染影响程度亦不同，在扬尘点下风向 0~50m 为重污染带，50~100m 为较重污染带，100~200m 为轻污染带，200m 以外对大气影响甚微。据类比调查，在一般气象条件，施工扬尘的影响范围为其下风向 150m 内，被影响的地区 TSP 浓度平均值为 0.49mg/m³ 左右。

参照同类施工场地的一般做法，施工场地可用塑料编织袋布置围栏，场地经常洒水保持表土湿润，物料运输车辆采用密闭的专用车辆等，在采取有效的防尘措施后，施工场地扬尘的影响范围基本可控制在 50m 范围内，随着距离的增加，浓度迅速减小。本项目距离周边敏感点较远，施工扬尘对周边居民影响很小。

（2）车辆行驶扬尘

据文献报道，在施工过程中，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60% 以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况下，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{v}{5} \right) \left(\frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，吨；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 5.1-2 为一辆 10 吨卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.1-2 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；

在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.1-2 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

清洁 车速 \ 地面清洁度	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

施工材料运输车辆进出产生的扬尘量较小，只要控制车速，做到减速慢行，项目建设规模小，施工材料运输量不大，间断的运输车辆道路扬尘对周边环境敏感点环境空气影响总体小。

减少露天堆放和保证一定的含水率及减少裸露地面是减少风力起尘的有效手段。如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70% 左右。表 5.1-3 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 5.1-3 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

因此，限速行驶及保持路面清洁，同时适当洒水是减少汽车扬尘的有效手段。

5.1.1.2 钻井作业柴油发电机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油发电机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段，且平均日排放量不大，加之评价区范围内地域辽阔扩散条件较好。类比其他相似钻井井场，场界外各项污染物浓度均小于《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中新污染源无组织排放监控点浓度限值。因此，钻井作业柴油发电机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

5.1.1.3 汽车尾气环境影响分析

施工期施工作业机械有载重汽车、柴油动力机械等燃油机械，排放的污染物主要有 CO、NO₂。据类似工程监测，在距离现场 50m 处，CO、NO₂1 小时平均浓度分别为 0.2mg/m³ 和 0.13mg/m³，日平均浓度分别为 0.13mg/m³ 和 0.062mg/m³，均可达到《大气

污染物综合排放标准》无组织排放监控浓度限值标准要求，其影响范围在200m以内的范围。

同时，施工单位应使用满足《普通柴油》(GB252-2015)标准现阶段要求的柴油，并定期对柴油发电机进行污染物排放检测，确保其污染物排放达到《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国第三、四阶段)》(GB20891-2014)中的标准要求。

施工期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

综上，施工期大气污染源源强不大，而且施工期较短，施工扰动面积有限，污染属于阶段性的局部污染，施工结束后污染即消失，因此，本项目施工对周围大气环境影响较小。

5.1.2 运营期大气环境影响分析

5.1.2.1 大气环境影响预测

根据工程分析内容，项目运营期单井加热采用电加热，无燃气加热炉废气污染物排放。本项目的废气污染物主要为油气集输、处理及储存过程无组织排放的烃类气体。

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)的相关规定：“二级评价项目可不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”，因此，本次评价仅采用AERSCREEN模式进行预测评价，不进行进一步预测分析。

(1) 污染源参数

结合本项目14个采油平台占地面积及采油井数，选取井数最多的萨105平台进行拟建项目无组织污染面源参数调查清单见表5.1-1。

表5.1-1 矩形面源参数表

编号	名称	面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)	
									污染物	排放速率
A1	采油平台集输废气 (萨105)	828	265	160	0	1.2	7920	正常	NMHC	0.085
A2	吉康脱水站集输废气	882	150	100	0	1.2	7920	正常	NMHC	0.037
A3	拉油平台 (萨106)	786	160	125	0	3	7920	正常	NMHC	0.024

编号	名称	面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/(kg/h)	
									污染物	排放速率
A4	吉康脱水站储罐废气	882	35	35	0	8	7920	正常	NMHC	0.121
A5	吉康脱水站装卸废气	882	100	75	0	8	7920	正常	NMHC	0.01
A6	采出水处理废气	882	85	42	0	5	7920	正常	NMHC	0.009

注：根据部署方案，萨105平台采油井数量最多为14口，远大于其他平台，且占地面积较其他平台相差不大，因此选取萨105平台进行预测，表中排放速率为14口井污染物排放速率。

(2) 估算模型参数

估算模型参数选择见表5.1-2。

表5.1-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-26.0
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

(3) 预测结果

预测结果见表5.1-3。

表5.1-3 估算模型计算结果表

编号	污染源	区域最大落地浓度			评价等级
		浓度值/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%	出现距离/m	
A1	采油平台集输废气 (萨105)	196.8	9.84	186	II
A2	吉康脱水站集输废气	147.73	7.39	134	II
A3	拉油平台(萨106)	30.52	1.52	158	II
A4	吉康脱水站储罐废气	135.06	6.75	62	II
A5	吉康脱水站装卸废气	6.12	0.31	92	III
A6	采出水处理废气	11.38	0.57	63	III

由上表可知，本项目无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度为196.8 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大浓度出现的距离为下风向185m，对周围环境空气的贡献值较小，占标准值的

9.84%。非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求(4.0mg/m³)，井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。

综上所述，项目正常排放的大气污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响，不会使区域环境空气质量发生明显改变，且项目区地域空旷，对区域大气环境影响较小。

5.1.2.2 大气污染物排放量核算

大气污染物排放量核算表见表 5.1-4。

表 5.1-4 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染物防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/(t/a)
				标准名称	浓度限值	
1	油气集输处理	非甲烷总烃	采用密闭混合输送工艺	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求	4.0mg/m ³	4.006
2	吉康脱水站原油储罐	非甲烷总烃	0.9576			
3	吉康脱水站油品装卸	非甲烷总烃	0.08			
4	采出水处理设施	非甲烷总烃	原油储运、装车采用底部/液下装载，设气相平衡系统，废气汇入现有大罐抽气装置回收，回收率≥98%，处理后无组织排放			0.0745
5	单井拉油储罐	非甲烷总烃	/			0.96
6	无组织排放合计(t/a)					6.0781

5.1.3 退役期大气环境影响分析

油井退役后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内人群活动较少，主要为井场清理的油田工作人员。

5.2 地表水环境影响分析

5.2.1 施工期废水影响分析

施工期废水主要为：施工生产废水、管道试压废水及施工人员日常生活污水。

(1) 施工生产废水

施工中混凝土的养护、场地冲洗等过程会产生一定的生产废水，项目配套建有临时沉淀池，施工生产废水排入沉淀池处理后循环使用或用于场地洒水抑尘，不会对周

边环境产生明显影响。本项目集输管线穿越贡拜沟干渠、头工干渠选择非灌溉期施工，管线采用底部穿管保护，不会对干渠水质产生不利影响。

（2）管道试压废水

采用中性洁净水，管道试压分段进行，外输管线试压水排出后进入下一段管线循环使用，试压结束后用于区域绿化和洒水抑尘，不外排，不会对周边环境产生明显影响。

（3）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，运至准东页岩油联合站污水处理系统处理，不外排，对环境影响较小。

（4）生活污水

生活污水主要是施工期间施工人员日常生活产生的一定量的生活污水，主要污染物为 COD、SS、氨氮，生活污水水质简单，产生量少。设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

综上，施工期的废水对环境的影响较小，并且随着施工期的结束而消失。

5.2.2 运营期废水影响分析

项目区附近最近的地表水体为头工干渠和贡拜沟干渠，灌溉期由上游水库引水，非灌溉期干渠内无水。在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、采出水及生活污水。

（1）井下作业废水（洗井废水、废洗井液、废压裂液）：井下作业严禁废水外排，采用专用废液收集罐收集，拉运至准东页岩油联合站污水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，回注含油层，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。

（2）采出水：区块的采出液管输至吉康原油脱水站，分离出的采出水经吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后，用于回注含油层，不外排进入环境，不会对地表水环境产生环境影响。

综上，本项目产生的废水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。

5.2.3 退役期废水影响分析

退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，无废水产生，对环境的影响将会逐步消失。

5.3 地下水环境影响分析与评价

5.3.1 评价区域水文地质特征

(1) 含水层结构

评价区域属于准噶尔盆地东南部细土平原区，受地貌、地层岩性与构造控制，准噶尔盆地含水层结构由山区向平原呈有规律分布。山区以裂隙含水层为主，盆地南部以孔隙含水层为主，盆地北部以上部为孔隙含水层、下部为孔隙—裂隙含水层的混合结构为主。受沉积规律和基底构造的控制，盆地南部以单一结构的孔隙含水层和双层或多层结构的孔隙含水层为主，单一结构的含水层主要分布在环准噶尔盆地南缘的天山山前地带；双层或多层结构的孔隙含水层主要分布于古尔班通古特沙漠南缘以南至天山北麓潜水溢出带以北的大部分地区。

评价区内从南向北分布多层结构的潜水—承压水含水层，纵向上，上部为潜水含水层，埋深<80m，经调查了解，丰水期潜水埋深为2m左右；下部为承压含水层，埋深80-300m之间。

上部潜水含水层，颗粒由山前向下游由粗变细，岩性由山前溢出带的砂砾石向下游渐变为砂，至汇流中心为亚砂土，厚度由上游向下游逐渐变薄，含水底板标高则由东向西逐渐变低，富水性逐渐变弱，地下水径流速度迟缓，富水性强区单位涌水量为6.2L/s·m，富水性中等区分布于天山北麓细土平原区的大部分地段，单位涌水量为1.6-2.4L/s·m，近沙漠一带为富水性极弱区，单位涌水量为0.17L/s·m。潜水含水层底板埋深50-100m，渗透系数5-50m/d。

下部承压含水层，由上游向下游，含水层厚度和单层厚度逐渐变薄，弱透水层增厚，含水层颗粒变细；含水层顶底板标高总体呈现东部和南部高、西部和北部低的趋势；弱透水层岩性主要以亚粘土、粘土为主，部分地段为亚砂土。根据埋藏深度将承压含水层划分为3层：第一层埋藏深度<100m，第二层埋藏深度100-200m之间；第二层埋藏深度200-300m之间。

项目区为单一结构的松散岩类孔隙潜水，水量丰富，潜水含水层底板埋深50-100m，地下水埋深5-10m，渗透系数5-50m/d。

（2）渗透系数的变化

评价区内上部潜水含水层渗透性普遍较弱，渗透系数一般 $<1\text{m/d}$ ，下伏承压含水层渗透性由溢出带向下游减弱，溢出带以北，渗透系数一般 $<10\text{m/d}$ ，至沙漠前缘，渗透性变弱，渗透系数 $<2\text{m/d}$ ，部分地段为 0.08m/d 。

（3）给水度与弹性释水系数

给水度与承压水弹性释水系数变化与含水层岩性和结构变化规律相对应，盆地南部大于北部，环盆地山前地带大于盆地细土平原和沙漠地带，河床带大于河床两侧地带，冲洪积扇轴部向两侧逐渐减小。该区内给水度一般 <0.12 ，弹性释水系数为0.008。

（4）地下水的补径排特征

评价区地下水的补给、径流、排泄条件以山区分水岭到平原、沙漠构成了一个完整的水文地质单元，地下水由南向北流向，按区域地下水的运动规律，基岩山区为补给区，倾斜平原为径流区，红土平原及沙漠为排泄区，各区的地下水因地处不同的气象、水文、地质、地貌、构造条件，再加上人类开采活动的影响，各有其不同的特征。

区内地表水源主要发源于高、中山区的河流，低山区的洪沟及泉水、南部天山山脉中蕴藏着丰富的冰雪资源，充沛的降水和冰雪消融，其中区内发源于高山区的河流有4条，以冰雪消融为主要补给来源，由西向东排列分别是新地沟河、东大龙口河、吾塘沟河和白杨河。上覆潜水含水层为细颗粒或弱含水层，地下水径流条件差，以垂向交替运动为主；下伏承压水属于滞流型，溢出带附近主要以水平径流为主，在细土平原中部及以北区域为垂向交替运动。

（5）地下水动态

①地下水水质动态

根据吉木萨尔县2019年地下水动态监测年报资料表明：地下水矿化度多年变幅均呈上升趋势，上升幅度 69.6mg/L ，上升幅度最大的区域位于吉木萨尔县北侧。目前项目所在区域地下水矿化度水质良好。

②地下水水位动态

根据吉木萨尔县多年浅层地下水水位监测结果表明，项目区地下水水位多年变化

呈下降趋势，平均下降速率0.12m/a，目前地下水水位年平均下降值<0.15m。

(6) 地下水补径排条件

项目区位于博格达山丘陵地带，海拔高程780~1100m，地下水的补给主要来源于上二叠统地下水的远距离径流补给和大气降水和冰川融水的下渗补给，主要补给区域为南部的中高山区，其中暴雨形成的洪水及冰雪融水，特别是春季融雪水，可通过地表岩石风化裂隙、构造裂隙、岩石孔隙或其它途径顺地层渗入到地下补给地下水。

地下水在接受补给后，除少部分沿较大的裂隙向深部补给外，大部分在表层的第四系松散堆积物中和基岩风化带中随地势由高向低径流，项目区地势呈南高北低，地下水流向为由南向北。

区域水文地质图详见图5.3-1。

5.3.2 施工期地下水环境影响分析

本工程施工期对水环境的影响主要为钻井及管线施工、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

本项目一开、三开采用水基钻井液体系，二开采用油基钻井液体系。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，一开采用常规水泥浆体系固井，水泥返至地面；二开采用抗盐水泥浆体系固井，水泥返至1600m，三开采用抗盐或抗盐+抗盐低密水泥浆体系固井，水泥返至套管转换接头以上50m。套管可封隔疏松地层和水层，表层套管的下土深度为700m，技术套管下土深度约3000m，油层套管下土深度约3800m，可有效保护地下水环境不受污染，且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。本项目钻井泥浆采用专用罐体收集，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，钻井阶段结束后进入泥浆不落地系统处理，不外排，无废弃钻井泥浆产生。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

生活污水中的主要污染物为COD、SS、氨氮等，整个钻井期间施工生活污水产生量为3600m³。生活营地设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理，施工结束后，不会对环境造成污染。

5.3.2.3 管线施工对地下水的影响

本工程的管道敷设埋深为-2m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，将对地下水造成不同程度的影响，其影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响很小。因此，正常的管线埋设对地下水造成的影响很小。

5.3.3 运营期正常状况下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，及时清运至准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后回注，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

根据开发方案，本项目采出液进入吉康脱水站处理，分离出的采出水由吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达标后回注油藏。一体化污水处理撬装装置设计污水处理规模为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，萨探1块最大新增采出水 $36.06 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ($987.95\text{m}^3/\text{d}$)，可满足本区块新增采出废水处理要求，采出水经处理后达到回注标准用于油田注水，不排入外环境。根据建设单位提供的先导开发试验方案，将处理后的采出水回注油层，回注层系与本次拟开发含油层位于同一层系，回注深度可达到 $3500\text{m} \sim 3800\text{m}$ ，回注油层与地下水处于不同层系，远远超出含水层的深度，且在钻井过程中已对潜水所在的地层进行了水泥浆固井，固井深度远远超过了承压水埋深，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，因此，采出水回注对地下水环境基本无影响。

本项目采出水处理达标后回注含油层，不存在污染地下水的可能，油田注水不会对地下水产生影响。

5.3.3.3 落地油对地下水的影响

本项目落地原油及时回收，并根据油田环境保护的要求，对落地油必须进行100%的回收。项目区干旱少雨，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。区域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，施工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。

5.3.3.5 开采、回注前后对地下水流场的影响

本项目油井在施工过程中采用三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，本项目区域浅层地下水深度在5-10m，一开钻井采用水泥固井，钻至700m，二开下管深度约3000m，对潜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；三开完井深度约3800m；因此，项目开采前后不会对项目区域地下水流场产生影响。

本项目注水井井口装置结构完整、密封良好，压力级别高于注入压力，材质满足防腐要求，注入井井底压力不会在隔离层产生断裂面，注水井开注前应进行试注，要求注入水与注入层岩性及地层水配伍性好、不会形成二次沉淀堵塞地层，同时本项目开采油藏及注水层位在地下3500m~3800m范围内，远超出项目区地下水含水层深度，注入水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)，可以回注油藏。因此，项目开采、回注前后不会对项目区域地下水流场产生影响。

5.3.4 事故状态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，特别是二开油基钻井液，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黏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。

本项目油井在钻井过程中一开采用 375.0mm 钻头钻至井深 700m，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。二开采用 251mm 钻头钻至 2970m/3080m，下入 193.7mm 技术套管，固井水泥返至 1600m，三开采用 168mm 钻头钻至完钻井深，下入 139.7mm+127mm 复合油层套管固井完井，水泥返至套管转换接头以上 50m。根据地下水资料可知，本项目区域地下水深度在 5-10m，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

本项目运营过程中的主要污染途径是集输管线泄漏。集输管线泄漏会使原油下渗至地下含水层造成污染。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。原油水泄漏后首先被表层的土壤吸附截留, 进入到潜水后, 石油类将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况, 结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件, 本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。渗漏污染物通过饱水包气带全部进入浅层地下水。

由于油品泄漏为偶然事故, 符合自然衰减规律, 根据《石油类有机物对地下水污染的模拟分析》(葛春等, 天津市环境保护开发中心), 在常温下, 石油类溶解度为 10mg/L, 设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准中没有对石油类进行说明, 参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准, 将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。

(1) 泄漏源强

① 管线输送全管径泄漏

本项目自动控制系统采用 SCADA 系统, 系统采用全线调控中心控制级、站场控制级和就地控制级三级控制方式, 并对沿线站场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。

经和本工程设计单位充分沟通，并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，供油及加压泵站立即关闭，管内压力减小，各截断阀可以确保在2min内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间5min考虑。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中：

V_{rel} —集输管线油品泄漏量，bbl（1桶=0.14吨）；

V_{pipe} —管段体积， ft^3 （ $1\text{ft}^3=0.0283\text{m}^3$ ），按最大计算， r 取0.075m，长度取3.8km；

f_{rel} —最大泄漏量，取0.2；

f_{GOR} —压力衰减系数，取0.2；

$V_{pre-shut}$ —截断阀关闭前泄漏量，bbl。

其中管道截断阀关闭前泄漏量（ $V_{pre-shut}$ ）计算公式如下：

$$V_{pre-shut} = \frac{Q \times t}{1440}$$

式中：

Q —管道流量（标准桶/天），流速0.8m/s；

t —关闭阀门时间（分钟），取5min。

根据上述公式计算可知：管线输送全管径泄漏最大原油泄漏量为6.14t，按照表层土壤对污染物截留率90%计算，进入含水层原油为0.614t。

②当油罐发生泄漏，根据伯努利方程进行泄漏量计算泄漏量，计算公式如下：

$$Q_L = C_d A_r \rho_1 \sqrt{\frac{2(P_1 - P_0)}{\rho_1} + 2gh}$$

式中： Q_L ——液体泄漏速率，kg/s；

P ——容器内介质压力，kPa，取1600kPa；

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 ;

g ——重力加速度;

h ——裂口之上液位高度, m , 在此取 1.8m;

ρ ——泄漏液体密度, kg/m^3 , 在此取 $890\text{kg}/\text{m}^3$ 。

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 $0.27\text{kg}/\text{s}$, 假定发现泄漏后 30min 处理完毕, 则单罐泄漏量为 0.48t。按照土壤表层对污染物截留率 90% 计算, 进入含水层原油为 0.048t。

③油井套管破损泄漏

假设油井套管破损发生泄漏, 本项目单油井最大设计产能为 16t/d, 根据中国石油吐哈油田分公司多年统计数据, 泄漏源强以单井产油量的 10% 计, 由于油井泄漏不能实时控制, 因此, 该泄漏是不易被发现的, 只能在井下作业时对油井套管检测等措施进行控制, 泄漏的原油量为 $1600\text{kg}/\text{d}$ 。

(2) 预测因子

选取油田开发项目特征污染物石油类。

(3) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 本项目地下水评价等级为二级, 含水层的基本参数变化很小, 因此可采用解析法进行预测, 预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于管线泄漏时可以及时发现并处理, 因此按瞬时点源计算。

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

式中: x 、 y —计算点处的位置坐标;

t —时间 (d);

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度 (g/L);

M —含水层厚度 (m);

m_M —瞬时注入的质量 (kg);

U —水流速度 (m/d);

n_e —孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数 (m^2/d);

D_T —横向 y 方向的弥散系数 (m^2/d);

π —圆周率。

(4) 参数选取

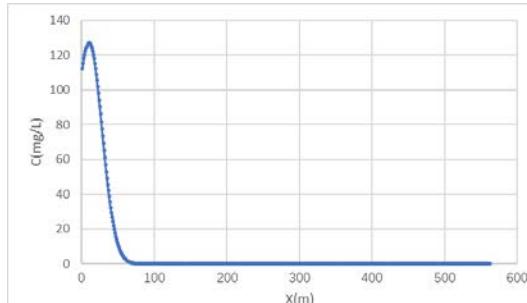
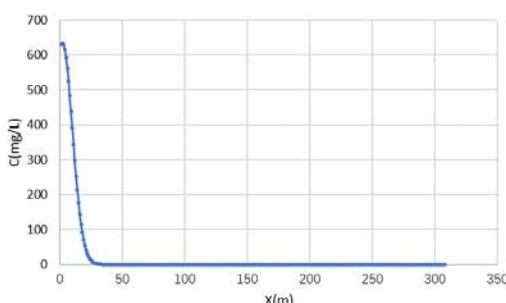
模型中所需参数选取见表 5.3-1。

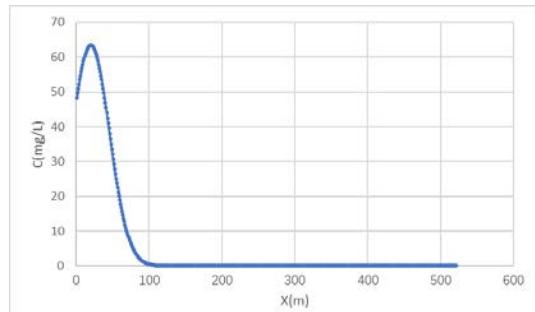
表 5.3-1 模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参考数值	备注
1	U	水流速度	0.02m/d	-
2	n_e	有效孔隙度	0.12	查阅《水文地质手册》取经验值
3	m_M	瞬时注入的质量	614kg、48kg、1600kg	计算值
4	t	时间	100d、500d、1000d	-
5	D_L	纵向弥散系数	0.33m ² /d	根据弥散系数图获取
6	D_T	横向 y 方向的弥散系数	0.05m ² /d	根据弥散系数图获取
7	M	含水层厚度	50	-

(5) 预测结果

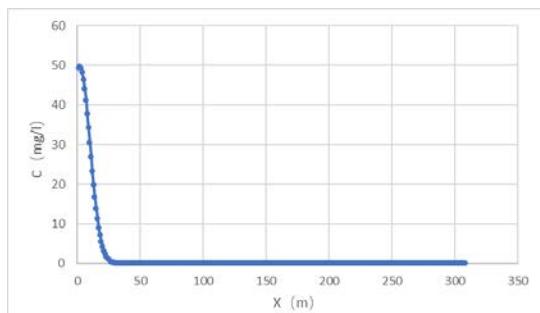
当集输管线全管径泄漏、储油罐、油井井壁破损发生泄漏时, 石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见图 5.3-1~5.3-3。



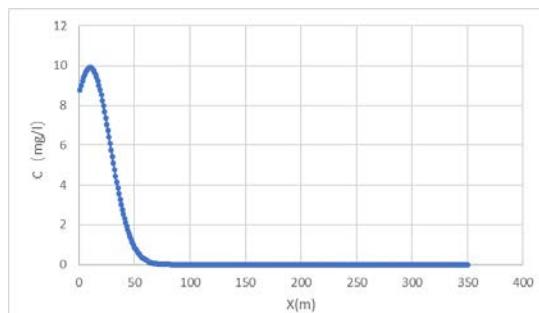


泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

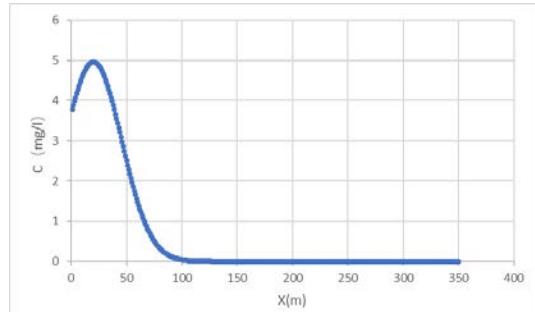
图 5.3-1 集输管线发生全管径泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系

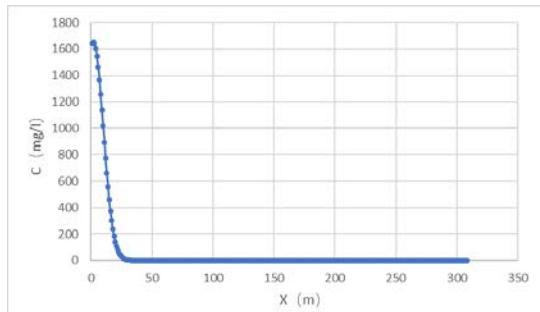


泄漏 500d 石油类浓度随距离的变化关系

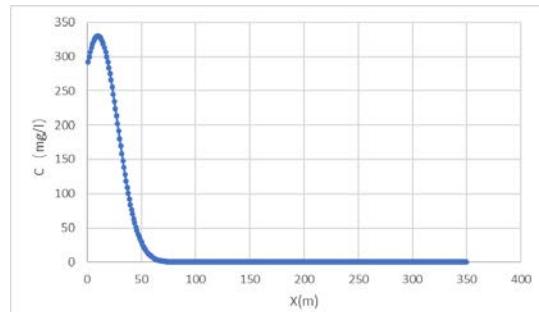


泄漏 1000d 石油类浓度随距离的变化关系

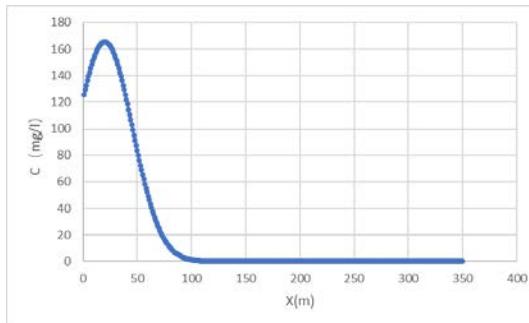
图 5.3-2 储罐泄漏时石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 100d 石油类浓度随距离的变化关系



泄漏 500d 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

图 5.3-3 油井套管破损泄漏时石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可知：随着时间的增加，污染范围有所增加，集输管线发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 37m、81m、117m；储罐发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 32m、69m、115m；套管破损泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物超标最远距离分别为 39m、86m、123m。

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。

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，只有极少量的落地油最多可下渗到 20cm。本项目区域浅层地下水深度在 5-10m，泄漏的原油进入地下水的可能性很小，并定期对设备进行检修，将事故发生的概率降至最低，发生泄漏后做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品及被污染的土壤。因此，发生泄漏后采取相应的措施后不会对地下水环境产生大的影响。

5.3.5 退役期地下水环境影响分析

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

5.4 声环境影响分析与评价

5.4.1 施工期声环境影响分析

施工期的噪声主要为钻井过程中钻机、柴油机、泥浆泵和柴油发电机等发出的噪

声，发电机、泥浆泵、钻机和柴油发电机的声压级一般在80~110dB(A)，地面工程建设过程中推土机、挖掘机等机械噪声，声压级一般在80~100dB(A)。

在环境噪声预测中各噪声源作为点声源处理，选用“无指向性点声源几何发散衰减”预测模式，具体计算公式如下：

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

式中： $L_p(r)$ —距离声源 r 处的倍频带声压级；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的倍频带声压级；

r —预测点距离声源的距离 (m)；

r_0 —参考位置距离声源的距离 (m)；

预测结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 距钻井井场边界不同距离处的噪声预测值

方位 \ 距场界距离	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。根据现场调查评价范围内没有自然保护区、风景旅游区、文物古迹等特殊敏感目标，最近的居民区为萨 106 平台西侧 142m 处的下八户村，噪声影响范围内无居民区，不产生噪声扰民现象，且施工期对局部环境的影响是暂时的，钻井期间产生的噪声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。

5.4.2 营运期声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为井场和站场的各类机泵，本次选取吉康脱水站、井数较多的萨 105 平台(14 口)、距离居民区较近(142m)的萨 106 采油平台及声环

境保护目标下八户村进行噪声预测。

(1) 预测源强

脱水站及采油平台内噪声源主要为各类机泵，噪声源强见表 3.4-27。

(2) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 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

$$L_{eq} = 10 \lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB(A)；

L_{eqb} —预测点的背景值，dB(A)。

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：

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

在预测中考虑声级的指向性校正，几何发散、大气吸收、地面效应、屏障以及多方面引起的衰减影响。

(3) 预测结果

项目建成后，正常工况下，噪声预测结果见表 5.4-2。

表 5.4.2 噪声预测结果 (单位: dB(A))

预测点	测点位置	贡献值	现状监测值		预测值		超标值		标准值	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
吉康脱水站	东	35.61	59.3	31.8	59.32	37.12	——	——	60	50
	南	48.93	52.7	37.5	54.22	49.23	——	——		
	西	48.25	49.1	32.9	51.71	48.38	——	——		
	北	36.80	52.8	38.2	52.91	40.57	——	——		
萨 106 采油平台	东	47.74	/	/	47.74	47.74	——	——	60	50
	南	45.94	/	/	45.94	45.94	——	——		
	西	47.74	/	/	47.74	47.74	——	——		
	北	45.94	/	/	45.94	45.94	——	——		
萨 105 采油平台	东	48.94	/	/	48.94	48.94	——	——	60	50
	南	44.72	/	/	44.72	44.72	——	——		
	西	48.94	/	/	48.94	48.94	——	——		
	北	44.72	/	/	44.72	44.72	——	——		
下八户村	/	37.68	42.6	36.0	43.81	39.93	——	——		

注: 吉康脱水站现状监测值采用《吉康油田原油脱水站建设工程竣工环境保护验收监测报告表》中的监测数据。

由预测结果可知, 脱水站、萨 106 采油平台、萨 105 平台厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求, 敏感点下八户村噪声预测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准, 因此工程实施后不会对周围声环境及敏感点产生明显影响。

5.4.3 退役期声环境影响分析

退役期内, 各种机械设备停用, 工作人员陆续撤离, 无噪声源, 对声环境无不良影响。

5.5 固体废物影响分析

油田开发过程中产生的固体废物主要为: ①施工期钻井过程中产生的钻井岩屑、施工弃土和少量施工生活垃圾等; ②运营期产生的含油污泥及落地原油等。

5.5.1 施工期固体废物影响分析

(1) 岩屑

本项目一开、三开水基钻井泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集, 钻井泥浆和岩屑进入钻井废弃物不落地系统中处理, 实现固液分离, 分离后的液相随钻井队用于后续钻井使用, 分离后的固相(岩屑)临时贮存在井场内的岩屑储罐中, 委托第三方合规处置。水基岩屑本身无污染物, 其主要成分为水和膨润土, 属于一般工业固废, 对

井场周围的环境影响较小。

二开油基钻井泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集，钻井泥浆和岩屑进入钻井废弃物不落地系统中处理，实现固液分离，油基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；分离后的固相（油基岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，对井场周围的环境影响较小。

（2）落地油泥及废含油防渗布

本项目采用过平衡或近平衡钻井，在油气井钻井过程中，井筒液柱压力大于地层孔隙压力（有时甚至低于地层孔隙压力），严禁地层流体进入井筒，因此钻井过程中无液体伴随井筒回到地面。项目钻井设备、试采设备、泥浆罐、储油罐下铺设 HDPE 土工膜，同时 HDPE 土工膜敷设外延 0.5m 以上，以防止落地油污染土壤环境，因此正常工况不会产生落地油。

若操作不当将产生落地油，利用 1.5mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）防渗/土工膜作为底层，在人工衬层上覆盖一层天然材料，利用机械将衬层压实，最后在衬层上覆盖 5cm 以上厚度的粘土，最后进行压实，将钻井平台安置在上述防渗地面上，同时并覆盖设备底座外边沿 0.5m 以上，防渗膜四周要加设高度为 20cm 的覆土围堰，渗透系数不大于 10^{-10} cm/s。事故状态下落地油落至防渗膜上。防渗膜将有效收集事故状态产生的落地油，回收的落地油及废含油防渗布属于危险废物，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

事故状态下产生的落地油只涉及钻井期，且时间较短，合理处置后，对外环境影响较小。

（3）施工土石方

施工土方在管线施工结束后全部用于回填管沟及场地平整，并实施压实平整水土保持措施。本项目不设置集中弃土场。

（4）焊接废渣

项目在管道焊接作业中会产生少量废焊条、焊渣等，在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，废弃物直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

（5）建筑垃圾

主要包括土建工程垃圾、安装工程的金属废料等，采取有效措施及时收集、清理。

采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可送当地建筑垃圾处理场处理。严禁随意丢弃、堆放，造成景观污染。

（6）施工生活垃圾：项目建设施工期施工人员的生活垃圾利用垃圾箱（桶）收集，清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

综上，只要加强管理，并严格按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.5.2 运营期固体废物影响分析

（1）含油污泥

该废物来自吉康脱水站内检修清罐等工艺；该废物属于危险废物，含油污泥采用专用收集罐收集，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

（2）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。

建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，作业单位将落地油 100%进行回收，回收后的落地原油拉运至吉康脱水站的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。因项目区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吉康脱水站原油处理系统处理，无法收集的原油和受侵染的土壤属于《国家危险废物名录》（2021 本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，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。

（3）其他危险废物（废弃防渗膜、废润滑油）

项目在设备生产、检修和废气处理过程中会产生一定量的废弃防渗膜和废润滑油，均属于危险废物，委托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，本项目运营期的固体废物不会对周围环境产生影响。

5.5.3 退役期固体废物影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

（1）人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是管沟开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将下降 30%～40%，土壤养分将下降 30%～50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

（2）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

施工期车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的踩踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（3）水土流失影响

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖及破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，开挖管沟、土方排放、机械作业人员活动等都会加剧

水土流失。

施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在管线的敷设过程中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。油田各种管道的敷设均采用明沟开挖方式，管沟开挖土方在管道一侧临时堆放。施工期内，管沟边堆起一道临时土垄，在大风状态下易发生风力侵蚀，即使在堆土回填后风蚀量会有所减少，但地表仍为疏松地带，需要一个较长的恢复阶段。

5.6.2 营运期土壤环境影响分析

5.6.2.1 正常情况下对土壤环境的影响

本项目污染土壤的途径主要为原油、采出水等输送过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。

本项目生产过程中原油、采出水等输送均为密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄漏等事故情况，可及时发现，及时处理。

综上，本项目采取源头控制，同时采取可视可控措施，若发生泄漏可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，泄漏物质进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.6.2.2 事故状态下污染影响型土壤环境影响分析

(1) 井喷对土壤环境的影响分析

井喷是油田开发过程中的意外事故，钻井和井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。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）集输管线泄漏对土壤环境的影响分析

若本项目集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

根据实际情况分析，本次评价选择项目集输管线泄漏的石油类进行的土壤影响垂直入渗影响。

1) 情形设定

由于本项目输油管线埋于地下，发生破损后较难发现，会通过垂直下渗形式进入废水处理站的土壤，从而使局部土壤环境质量逐步受到污染影响。因此，设定以下污染物泄漏情景：输油管线发生破损后长时间未被发现，采出液连续进入土壤环境中，设定事故持续时间为50天。

2) 预测因子

污染物预测评价因子为石油类，类别同行业，采出液中石油类浓度设置为1000mg/L。

3) 预测方法

管线穿孔泄漏后，采出液首先在包气带中发生垂直和侧向迁移。经资料调研可知，污染物在包气带层中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。且迁移转化过程十分复杂，存在包括吸附、沉淀、生物吸收、化学与生物降解等作用，本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。

一般认为，水在包气带中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层包气带地层岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离。因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在包气带中垂向向下迁移情况，可概括为一维垂向数值模型。本次评价选用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录E中E.2推荐的预测方法。

①水流运行基本方程

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(K(h) \frac{\partial h}{\partial z} + K(h) \right)$$

式中：θ—土壤体积含水率；

h—压力水头[L]，饱和带大于零，非饱和带小于零；

K—非饱和渗透系数 (cm/h)；

T—时间变量 (1/h)；

Z—空间变量 (cm)，地表为原点，向上为正。

②土壤水分运移模型

土壤水分运移模型可用来描述水分在土壤中的运移过程。HYDRUS-1D 软件水流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本文模拟时采用 Van Genuchten- Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象。

$$\theta(h) = \theta_s + \frac{\theta_s - \theta_r}{\left[1 + |\alpha h|^n \right]^m} \quad h < 0, m = 1 - \frac{1}{n}, n > 1$$

$$\theta(h) = \theta_s \quad h > 0$$

$$K(h) = K_s S_e^l \left[1 - \left(1 - S_e^{1/m} \right)^n \right]^2 \quad S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

式中：θr—土壤残余含水率；

θs—土壤饱和含水率；

Se—有效饱和度；

a—土壤水力特征经验参数；

n—土壤孔隙大小分配指数；

Ks—饱和水力传导系数；

l—土壤孔隙连通性参数，通常取 0.5。

③土壤溶质运移模型

a. 一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中: c —污染物介质中的浓度, mg/L;

D —弥散系数, m^2/d ;

q —渗流速率, m/d ;

z —沿 z 轴的距离, m ;

t —时间变量, d ;

θ —土壤含水率, %。

b. 初始条件

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

c. 边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件, 其中 E.6 适用于连续点源情景, E.7 适用于非连续点源情景。

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

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

第二类 Neumann 零梯度边界。

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

4) 软件选用及简介

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

5) 模型构建

包气带污染物运移模型为: 集输管线出现泄漏对特征污染物石油类在包气带中的运移进行模拟。

根据资料调研结果，本项目模型选择自地表向下3m范围内进行模拟。模拟厚度设置为3m，模型剖分按10cm间隔，共301个节点。在模型中设置3个观测点位，编号N1~N3，分别位于-1.5m、-2.2m、-3.0m深处。

本次设定模型运行时间为50d，本次共设置了5个输出时间点，分别为10d、20d、30d、40d、50d。

6) 泄漏源强及参数选取

①参数选取

本项目所在地土壤质地为灰漠土，土壤水力参数见表5.6-1，土壤溶质运移参数见表5.6-2。

表5.6-1 土壤水力参数表

土壤层次(cm)	土壤质地	θ_s	θ_r	$\alpha(cm^{-1})$	n	K_s	I
0~300	灰漠土	0.46	0.034	0.016	1.37	6.0	0.5

注：表中参数引用HYDRUS软件中所推荐的包气带基本岩性参数。

表5.6-2 土壤溶质运移参数表

土壤层次(cm)	土壤质地	土壤密度(g/cm ³)	纵向弥散系数DL(m ² /d)
0~300	灰漠土	1.5	10

注：①土壤质地、密度和纵向弥散系数取自HYDRUS软件中自带数值。

②泄漏源强

集输管线由于开裂或腐蚀磨损等原因，造成采出液少量泄漏。参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录E及附录F.1.1液体泄漏，设定本项目集输管线破裂泄漏孔径为10mm，液体泄漏速率按照F.1公式进行计算，泄漏点隐蔽、泄漏量较少，短期内不易发现。

石油类泄漏源强计算结果见表5.6-3。

表5.6-3 泄漏源强一览表

预测情景	污染物	浓度(mg/L)	泄漏采出液量(t/d)	单位时间渗透通量(cm/d)
集输管线泄漏	石油类	1000	20.55	75.312

7) 边界条件

对于边界条件概化方法，综述如下：

①水流模型

上边界为定通量边界，单位时间渗漏通量为75.312cm/d，设定土壤剖面初始压力水头为-100cm。下边界选择自由排水边界。

②溶质迁移模型

模型上边界概化为污染物变量，下边界为自由排泄边界。

8) 预测结果

本次模型中未考虑污染物自身降解、滞留等作用。石油类在观测点的浓度随时间变化见图 5.6-1，不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线见图 5.6-2。

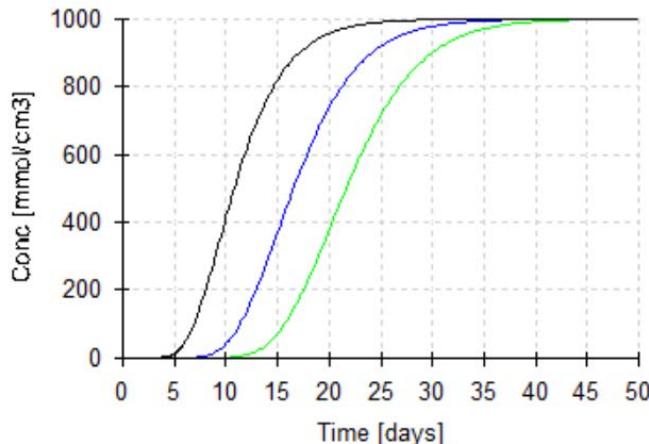


图 5.6-1 石油类在观测点的浓度随时间变化图

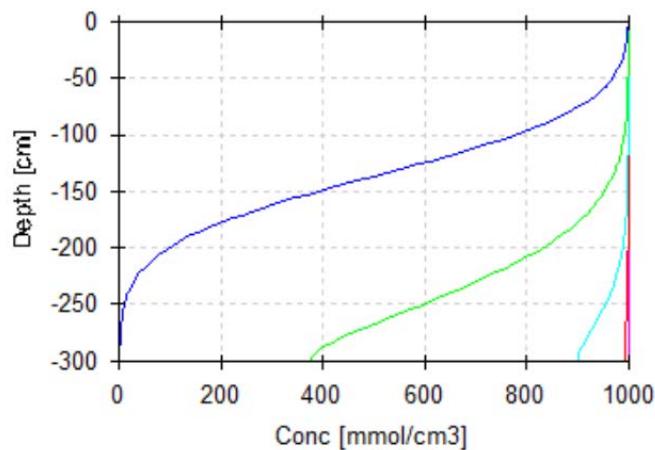


图 5.6-2 不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线图

由图 5.6-2 和图 5.6-2 可知，发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方迁移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重。

因此运行期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

5.6.2.3 事故状态生态影响型土壤影响分析

考虑事故状态下，本次以最不利的输油管线泄漏对土壤环境进行预测分析。输油管线破裂后，采出液进入表层土壤中，输油管道在井场设置有压力和远传信号，当发生管道破裂时，在1天内排查到泄漏点并进行封堵。初步估算，发生泄漏到封堵，预计从输油管道中泄漏的采出液量为20.55m³。采出液中的氯根约为5153.9mg/L，则估算进入土壤中的盐分含量为67745.93g。

本次预测采用HJ964-2018附录E.1.3中预测方法，预测公式如下：

(1) 单位质量土壤中某种物质的增量

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

式中： ΔS ——单位质量表层土壤中某种物质的增量，g/kg；

I_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质的输入量，g；

L_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经淋溶排出的量，g；

R_s ——预测评价范围内单位年份表层土壤中某种物质经径流排出的量，g；

ρ_b ——表层土壤容重，kg/m³；

A ——预测评价范围，m²；

D ——表层土壤深度，一般取0.2m，可根据实际情况适当调整；

n ——持续年份，a。

(2) 单位质量土壤中某种物质的预测值

$$S = S_b + \Delta S$$

式中： S ——单位质量土壤中某种物质的预测值，g/kg；

S_b ——单位质量土壤中某种物质的现状值，g/kg。

项目所处区域气候干燥，年降雨量较小，项目考虑最不利情况， L_s 和 R_s 取值均为0，预测评价范围为以泄漏点为中心20m×20m范围，表层土壤容重根据区域土壤理化特性调查取值为1420kg/m³，根据区域土壤盐分监测结果，单位质量土壤中盐分含量的现状值为2g/kg。预测年份为0.137a(50天)。

根据上述计算结果，在50天内，单位质量土壤中盐分含量的增量为0.082g/kg，叠加现状值后的预测值为2.082g/kg。

从预测结果可知，发生泄漏后，导致泄漏点周边区域土壤中盐分含量有所升高，

增量极小，且在发生泄漏后，油田公司会按照要求将泄漏点周围区域土壤进行清理，且随着雨水淋溶，区域土壤中增加的盐分含量将逐渐降低直至恢复至平均水平。

5.6.3 退役期土壤环境影响分析

退役期井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台被清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，对土壤环境无不良影响。

5.7 生态环境影响分析

5.7.1 生态环境影响因素及类型

本项目开发过程包括钻井工程、油田开采工程、井下作业、油气集输及相应的配套设施建设。除井场、站场、道路为永久性占地外，其他均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大，运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。

从项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目区域建设过程中和建成运营中对生态环境影响的特点。

- (1) 本工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征，局限在不大的范围内，影响区域位于城郊与荒漠交界地带，人烟稀少。
- (2) 在开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（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。
- (3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

项目开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表5.7-1。

表 5.7-1 项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场及站场建设	地表植被破坏
	道路建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	管道敷设	地表植被破坏

开发建设阶段		生态环境影响
	井喷事故	土壤、植被
运营期	井场	——
	站场	——
	管道事故	土壤、植被
	汽车运输及巡检	野生动物
退役期	井场	——
	站场	——
	集输管线	——

5.7.1.1 生态环境影响类型

(1) 占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。

施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

(2) 污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油田开采工程、井下作业工程、油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固体废物的产生量及处置方式。

(3) 系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统（绿化工程），较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

5.7.1.2 生态环境影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从油田开发工程（钻井、地面设施建设、配套设施和道路建设等）、油田内部油气集输管道工程等诸多方面分析环境影响因素。

(1) 钻井

本项目部署新钻井数 65 口，井场的平整会产生土方；钻井过程中废物的排放、钻井机械的运输等施工活动均可对地表原生结构造成破坏，对生态环境带来不利影响。在井场选址过程中，应尽量选择动土作业量小的地段，场地平整所产生的土方随地势进行处置，尽可能填入低洼地带；井场材料整齐堆放，严格管理，不得随地洒落，完井后全部回收外运；施工机械划定运行线路，不得随意开行便道，以减少对地表原生结构的破坏。各种措施的采用，可有效减轻钻井过程对生态环境的影响。

(2) 管线

管道敷设过程中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建各类管线（均为油田内部集输管网）31.63km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

(3) 道路

根据工程分析，在油田区内部需修建道路 10.1km，主要影响因素是修路过程中的施工行为，包括道路修建过程中的土方、路基平整、道路占地及施工机械的运行等。道路建成后的占地为永久性占地，路基两侧影响范围内的占地为临时性占地。

(4) 地面构筑物的修建

本工程新建计量阀组 14 座，吉康脱水站内新建污水处理撬、注水站等，并配套建设供配电、消防等地面建筑。地面构筑物修建过程中土方的产生及堆放、占地为主要

的生态影响因素。设计中已经充分考虑了这些影响，各站场的选址尽可能选在地势平坦，且地表植被较少的地段，最大限度减少土方量，将对植被的影响限制到最小。

生态环境影响因素见表 5.7-2。

表 5.7-2 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
钻井工程	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、钻前施工过程对井场周围植被和土壤产生不利影响。
开挖管沟	1、工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2、开挖过程对周边植被造成破坏。 3、土方处置不当加剧风蚀。
道路建设	1、永久占地改变土地的使用功能。 2、施工过程对道路两侧植被和土壤产生不利影响。
地面构筑物建设	1、永久占地改变土地的使用功能，使未利用土地得以利用。 2、施工过程对四周植被和土壤产生不利影响。

5.7.1.3 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

(1) 永久性占地区域

井场、构筑物、道路等永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

(2) 临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保证的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.7.2 施工期生态环境影响分析

5.7.2.1 工程占地影响分析

根据调查，本工程区块建成后新增占地 91.6429hm²，其中永久占地 13.73hm²，临时占地 77.9129hm²。

由于项目施工和建设改变了土地利用现状，其排放污染物也可间接影响周围区域现有的生态系统。但由于本工程占地所在区域内没有敏感的、受国家重点保护的动、植物，因此，本工程间接影响的区域一般不会造成当地物种的明显变化，自然组分受干扰较小。

5.7.2.2 对植被的影响分析

本项目钻井工程、集输管道、场站建设及道路工程是造成植被破坏的主要原因，其中以钻井工程、道路和管道建设的影响最为显著。

(1) 工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括井场、道路、管道等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。

项目位于荒漠地区，荒漠草地生物生产量按照 $0.75\text{t}/(\text{hm}^2\cdot\text{a})$ 计算，水浇地生物量按照 $1\text{t}/(\text{hm}^2\cdot\text{a})$ 计算，本项目对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响下表 5.7-2。

表 5.7-2 评价区域占地类型及生物量损失一览表

序号	占地类型	永久占地		临时占地		小计	
		面积 (hm^2)	生物量损失 (t/a)	面积 (hm^2)	生物量损失 (t/a)	面积 (hm^2)	生物量损失 (t/a)
1	水浇地	0.1245	0.12	2.9049	2.90	3.0294	3.03
2	天然牧草地	2.1360	1.60	4.4748	3.36	6.6108	4.96
3	其他草地	2.7079	2.03	13.9849	10.49	16.6928	12.52
4	合计	4.9684	3.76	21.3646	16.75	26.3330	20.51

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为 77.9129hm^2 ，永久占地面积为 13.73hm^2 ，其中大部分为工矿用地，基本无植被。在油田开发初期的 3~5 年中，占用的水浇地、天然牧草地及其他草地地表植被破坏后不易恢复，生物损失量约为 20.51t/a (见表 5.7-2)。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

项目区荒漠生态系统植被类型为膜果麻黄荒漠+小蓬荒漠，群落种类组成单调，有

膜果麻黄、针茅、盐节木、盐生草、小蓬等，均为评价区常见种。农田生态系统为人工生态系统，主要农作物以小麦、玉米、马铃薯、甜菜、油葵等为主，伴生有杂草。工程建设过程中临时性占地范围内的植被，在施工过程中虽然会受到不同程度的影响。施工结束后，通过场地平整、绿化，临时占地的植被将逐步恢复。进入正常运营过程以后，由于地表永久性构筑物（井场）全部建设完成，使其永久性占地范围内的植被全部消失。对占用的耕地，应采取避让措施，施工期尽量避开耕种、收获期，尽量减少栽培植物损失，确实避免不了的，应按规定进行经济补偿，管线施工过程中要严格遵守分层开挖、分层堆放、分层回填的施工方式，尽量减少对耕地养分和土壤结构的影响。施工结束后尽快将施工作业带恢复原状，由农民自主恢复耕种。

（2）道路修建对植被的影响

本项目建设过程中需修建油区简易道路 10.1km。在道路修建过程中，除了路基永久性地占用原有土地外，主要影响的是道路两侧的植被。施工完成后，由于区域内有冬季降雪，在融雪季节道路两侧有积水产生，有利于荒漠植被的自然恢复。

（3）管线敷设对植被的影响

集输管线的敷设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道敷设过程中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的集输管线管径较小，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，植物会逐渐自然恢复。

（4）人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区形成次生荒漠化。但评价区植被分布不均匀，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

（5）突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡

率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

5.7.2.3 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源的减少。

井场构筑物建设、管道敷设及道路修建过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和大型哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区30m以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着钻井、开发各个过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。地面建设工程后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站等人员活动较多的区域。

（2）对野生动物分布的影响

本项目开发区位于荒漠边缘及绿洲农业区，原始动物类型中偶有荒漠型动物类群分布，开发建设进入运营期后，由于场站等的建设，改变了原有的动物食物结构，因而在荒漠区会形成伴人型动物（啮齿类及伴人型鸟类）的新动物群落，改变开发区域内野生动物的原有区系分布状况。

（3）对野生动物生境的影响

区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和分布，开发过程中的钻探和地面建设占地将使原有野生动物的分布、栖息活动范围

受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于未干扰时有所减少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩散，而钻井作业结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

（4）对吉木萨尔北庭国家湿地公园的影响

拟建输油管线地下穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园（头工干渠），长度约5m，穿越段采用穿管保护。选择非灌溉期施工，施工废水、废弃物等严禁排入头工干渠，项目对湿地公园影响很小。

5.7.2.4 生态系统结构和功能性影响分析

（1）对生态系统结构、功能的影响

本工程施工期建设活动对原有生态系统结构的完整性有一定的影响，会降低生态系统的生产力，导致生态系统部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，造成的不利影响均在可接受的范围内。

（2）生态系统稳定性分析

项目区内的生态系统主要为农田生态系统和荒漠生态系统。

荒漠生态系统植被类型为膜果麻黄荒漠+小蓬荒漠，群落种类组成单调，有膜果麻黄、针茅、盐节木、盐生草、小蓬等，植被盖度在10%左右。从现场调查来看，目前拟建工程区域内的人为干扰较大，基本从自然荒漠生态环境逐渐变为农田生态系统。拟建工程在油田勘探建设期施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，施工占地、机械碾压及人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

（3）景观影响分析

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

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由农田生态系统和荒漠生态系统、道路、油田设施有规律地相间组成。拟建工程占地面积小，项目实施后可以与现有的油田开发区域景观相协调。

5.7.3 营运期生态影响分析

5.7.3.1 对植被的影响

项目永久占地 13.73hm^2 ，永久占地主要是井场、站场占地。油田开发后，运营期间采出液管输至吉康脱水站，减少了来往车辆的运输，降低了扬尘的扩散，对周边植被影响减小。

5.7.3.2 对野生动物的影响

随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少，仅有少量的工作人员在项目区内定期巡检，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于站场和管线沿线等人员活动较多的区域。野生动物对新环境适应后的活动和分布范围将恢复。油田生产运营期正常的巡检等活动也会对野生动物的生存及栖息造成影响，但是由于作业区加强对环境保护的宣传工作，员工的环保意识。特别是对野生动物的保护意识不断加强，对野生动物不会产生太大影响。

5.7.3.3 突发性事故影响

(1) 突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为井喷和原油、含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

交通事故通常发生在道路两旁，发生的概率及影响范围均极小，仅对路边很小范围的植被产生严重污染。相对于整个开发区域而言，事故均发生于一个较小的范围内，且可通过对原油的及时清理而减轻其影响，不会对整个区域植被产生明显不利影响。

(2) 突发性事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致原油的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动

物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生事故时，井场和处理站周围 200m~500m 范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

（4）突发性事故对吉木萨尔北庭国家湿地公园的影响

拟建输油管线地下穿越吉木萨尔北庭国家湿地公园（头工干渠），长度约 5m，穿越段采用穿管保护，输油管线破损后原油不会泄漏至土壤及地下水中，对湿地公园基本无影响。

5.7.4 退役期生态影响分析

退役期内地面设施拆除、井场清理，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场及其他占地范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5.8 水土流失影响分析

5.8.1 水土流失成因分析

（1）侵蚀类型多样

项目区侵蚀类型分为自然侵蚀和人为侵蚀两个方面。自然侵蚀主要为风力侵蚀，人为侵蚀，人为侵蚀主要是由于油田开发对原生地貌植被破坏而产生的新增侵蚀。

由于地表状况、土壤抗蚀性能、植被类型和植被覆盖程度以及侵蚀引力作用强度与作用时间长短的差异性，导致土壤侵蚀程度、方式和类型的多样化。

（2）侵蚀过程集中

土壤侵蚀的变化因侵蚀类型不同而异。风力作用以春季和夏季最为强烈，这是因为大风天气多出现在此时，加之此时植被枯萎、土壤裸露、土质结构松散，易受风力侵蚀。

（3）人为造成水土流失突出

由于人为开发建设活动扰动和破坏地表，使项目区新增水土流失量急剧增加，且防治难度大。造成该区域新增水土流失增加的原因主要是油田开采、修路等建设活动，这些活动不但使当地原生的生态环境遭到破坏，还加剧了水土流失，如不及时采取防

治措施，对整个区域的生态环境构成危害。

5.8.2 水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、开挖、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期间，开挖管沟、伴行公路路基填筑、土方排放、穿越工程临时占地、机械作业人员活动等都会加剧水土流失。油田开发过程中加剧水土流失的不良影响主要表现在以下几个方面。

5.8.2.1 开发过程

开发车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使荒漠化的过程加剧。

5.8.2.2 地面构筑物建设

在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。对于本项目油田的开发建设来讲，地面构筑物

建设的内容主要包括井场、站场、油气集输管线、道路的敷设及配套工程等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。

5.8.2.3 管线、道路建设

油田道路建设可能引起水土流失的因素较多，如破坏地表结构、砍伐植被、挖取土方等。带来的环境问题是使具有稳定结皮的地表结构被破坏，使其失去原有稳定性，引发流沙的重新分布。如遇起沙风，地表在没有保护的状态下极易被吹蚀，从而引起水土流失。道路施工期间的水土流失影响主要在于动土引起的风沙影响，风沙影响的范围主要集中于油田区域内。施工期结束后，路面风沙影响即告结束，但此时路边作业带的影响还将持续几年，呈逐渐衰减趋势。

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

5.8.3 土地沙化影响分析

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

（1）土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风蚀作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。

在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

5.9 运输过程影响分析

5.9.1 扬尘影响

运输车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥的情况下，可按以下经验公式计算：

$$Q = 0.123 \left(\frac{v}{5} \right) \left(\frac{w}{6.8} \right)^{0.85} \left(\frac{p}{0.5} \right)^{0.75}$$

式中：Q—汽车行驶的扬尘量，kg/km·辆；

V—汽车速度，km/h；

W—汽车载重量，吨；

P—道路表面粉尘量，kg/m²。

表 5.9-1 为一辆 10 吨卡车，通过一段长为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

从上面的公式以及表 5.9-1 可见，在同样的路面条件下，车速越快，扬尘量越大；在同样的车速情况下，路面越脏，扬尘量越大。

表 5.9-1 不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘量（单位：kg/km·辆）

清洁程度 车速	0.1 (kg/m ²)	0.2 (kg/m ²)	0.3 (kg/m ²)	0.4 (kg/m ²)	0.5 (kg/m ²)	1.0 (kg/m ²)
5(km/h)	0.0511	0.0859	0.1164	0.1444	0.1707	0.2871
10(km/h)	0.1021	0.1717	0.2328	0.2888	0.3414	0.5742
15(km/h)	0.1532	0.2576	0.3491	0.4332	0.5121	0.8613
25(km/h)	0.2553	0.4293	0.5819	0.7220	0.8536	1.4355

若在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4~5 次，可使扬尘减少 70% 左右。表 5.9-2 为施工场地洒水抑尘的实验结果，结果表明实施每天洒水 4~5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20~50m 范围。

表 5.9-2 施工场地洒水抑尘实验结果

距离 (m)		5	20	50	100
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.60

综上，项目运输路线两侧无环境敏感点，只要控制车速，做到减速慢行，并定期洒水抑尘，保持路面清洁，运输车辆道路扬尘对环境空气影响总体较小。

5.9.2 噪声影响

井下作业废水运输车噪声源约为 85dB(A)，经计算在道路两侧无任何障碍的情况下，道路两侧 6m 以外的地方等效连续声级为 69.4dB(A)，即在道路两侧 6m 以外的地方，交通噪声符合昼间交通干线两侧等效连续声级低于 70dB(A) 的要求，但超过夜间噪声标准 55dB(A)；在距公路 32mm 的地方，等效连续声级为 54.9dB(A)，符合夜间

交通干线两侧 55.0dB（A）的要求。

综上，运输路线两侧无环境敏感点，运输噪声对整体区域声环境的影响较小。

5.9.3 环境风险影响

要求废水运输过程中使用密闭运输罐车，在采取环评报告提出的风险防范措施（详见第 6 章）的前提下，运输车运输过程风险影响很小。

6 环境风险评价

6.1 风险调查

6.1.1 环境风险调查

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录B、《危险化学品重大危险源辨识》(GB 18218-2018)中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。

本项目涉及的危险物质主要有原油、伴生气、硫化氢、柴油，以及火灾爆炸事故次生污染物 SO₂、CO 等，可能存在的风险单元包括钻采井场、吉康脱水站、原油集输管线、注水管线等。

(1) 井场

①钻采作业

在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的原油覆盖植被、污染土壤，大量烃类气体会污染环境空气。此外，钻井过程中使用的柴油储罐易发生火灾爆炸事故。

②采油注水

采油井由于固井质量差或井管发生井漏事故造成采出液在井管外流动上返污染地下水；依托的回注井发生井管破裂，进而导致套外返水时，可能会穿透含水层污染地下水。

(2) 吉康脱水站

脱水站等油气集输、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。

(3) 原油集输管线

原油集输管线发生泄漏事故后，泄漏原油进入土壤，会对土壤、植被造成影响，遇到明火可能引发火灾、爆炸事故。

(4) 注水管线

注水管线若因管道上方违章施工等第三方破坏、管道腐蚀、管道质量缺陷、施工缺陷以及洪水、滑坡、地震等自然灾害造成管道破裂，导致液体泄漏，会对泄漏点周

边大气环境造成影响。

6.1.2 环境敏感目标调查

本项目环境风险评价范围内环境敏感目标详见表 6.1-1。

表 6.1-1 环境敏感目标一览表

类别						
环境空气	厂址周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数/人
	1	苏家庄村	萨 102 平台东南	670	居住区	150
	2	十八户村	萨 105 平台东北侧	980	居住区	800
	3	上八户村	萨 105 平台东侧/西侧	225/345	居住区	140
	4	西天河坝村	萨 109 平台东北侧	573m	居住区	150
	5	下八户村	萨 106 平台西侧	142m	居住区	200
	6	东梁村	萨 106 平台北侧	1380m	居住区	100
	7	西梁村	萨 106 平台西北侧	2300m	居住区	100
	8	西沟村	萨 106 平台西北侧	2140m	居住区	100
	9	二工村	萨 106 平台西北侧	2780	居住区	100
	10	刘家槽子村	萨 106 平台西北侧	3650	居住区	400
	11	海沿子村	萨 106 平台东北侧	3870	居住区	200
	12	六户地村	萨 106 平台东北侧	4760	居住区	500
	13	上沟村	萨 106 平台东北侧	3460	居住区	100
	14	二工乡	萨 106 平台东北侧	4650	居住区	500
	16	大庄子村	萨 109 平台东北侧	4260	居住区	400
	17	三个庄子村	萨 109 平台东南侧	2600	居住区	300
	18	韩家店村	萨 109 平台东南侧	4100	居住区	100
	19	企业	各采油平台 5km 范围内		办公	2000
厂址周边 500m 范围内人口数小计						340
厂址周边 5km 范围内人口数小计						6340
大气环境敏感程度 E						E3
地表水	1	二工镇供水地表水水源地（水源东大龙口水库）	萨 3 平台西侧	650	地表水饮用水水源地	/
	2	头工干渠	萨 8 平台西北/萨 105 平台至脱水站集输管线	50/地下穿越	农业灌溉用水	/
	3	贡拜沟干渠	萨探 1 平台东侧/萨 102 平台至脱水站集输管线	110/地下穿越	农业灌溉用水	/

6.2 评价等级划分

6.2.1 危险物质及工艺系统危害性 (P) 的确定

根据危险物质数量与临界量比值 (Q) 和行业及生产工艺 (M)，按照表 2.1-1 确定危险物质及工艺系统危险性等级 (P)，分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 6.2-1 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

危险物质数量与临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

(1) Q 值的确定

本项目涉及的风险物质为石油、伴生气、柴油，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 C，Q 按下式进行计算：

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目风险潜势为 I；

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

本次评价按集输管网管径、长度计算管线原油在线量，本项目单井管线 10.22km (DN65)，集输管线 17.58km (DN150, 6.22km; DN125, 3.99km; DN100, 6.81km; DN80, 0.56km)，则管线最大原油储存量为 221.58 吨。本项目吉康脱水站共设置 2000m³ 储油罐 4 座，萨 106 平台、萨 109 平台各设置 2 具 60m³ 油罐，体积充装系数为 0.85，密度取 890kg/m³，则储罐原油最大储存量为 6233.56 吨。

本项目原油最大存在总量为 6455.14 吨。根据项目开发方案，萨探 1 块原油气油比 10.2m³/t，则伴生气最大存在总量为 47.24 吨。

本项目各危险单元 Q 值具体见表 6.2-1。

表 6.2-1 环境风险物质与临界量的比值结果

序号	危险单元	危险物质名称	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
1	集输管线	原油	221.58	2500	0.09
		伴生气	1.62	10	0.16
2	吉康脱水站	原油	6052	2500	2.42
		伴生气	44.29	10	4.43
3	萨 106 平台	原油	90.78	2500	0.04
		伴生气	0.66	10	0.07
4	萨 109 平台	原油	90.78	2500	0.04
		伴生气	0.66	10	0.07
5	钻井平台	柴油	16.7	2500	0.007
项目 Q 值 Σ					7.317

本项目环境风险物质 Q 值为 7.317, $1 \leq Q < 10$ 。

(2) 行业及生产工艺 (M)

分析项目所属行业及生产工艺特点, 按照表 6.2-2 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目, 对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为 (1) $M > 20$; (2) $10 < M \leq 20$; (3) $5 < M \leq 10$; (4) $M = 5$, 分别以 M_1 、 M_2 、 M_3 和 M_4 表示。

表 6.2-2 行业及生产工艺 (M)

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺 (氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解 (裂化) 工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压, 且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采 (含净化), 气库 (不含加气站的气库), 油库 (不含加气站的油库)、油气管线 b (不含城镇燃气管线)	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$, 高压指压力容器的设计压力 $(P) \geq 10.0 \text{ MPa}$; b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

本项目为石油开采项目, $M=10$, 以 M_3 表示。

综上, 项目环境风险物质 $1 \leq Q < 10$, 行业及生产工艺 (M) 为 M_3 。根据表 6.2-1, 项目危险物质及工艺系统危险性等级 (P) 为 P3。

6.2.2 环境敏感程度 (E) 的分级

(1) 大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1为环境高度敏感区，E2为环境中度敏感区，E3为环境低度敏感区。

表 6.2-1 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于5万人，或其他需要特殊保护区域；或周边500m范围内人口总数大于1000人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数大于200人
E2	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于1万人，小于5万人；或周边500m范围内人口总数大于500人，小于1000人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数大于100人，小于200人
E3	周边5km范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于1万人；或周边500m范围内人口总数小于500人；油气、化学品输送管线管段周边200m范围内，每千米管段人口数小于100人
本项目	本项目周边500m范围内无居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口

根据表 6.2-1 及表 6.1-1，判定项目大气环境敏感程度为 E3。

(2) 水环境

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1为环境高度敏感区，E2为环境中度敏感区，E3为环境低度敏感区，分级原则见表 6.2-2。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见表 6.2-3 和表 6.2-4。

表 6.2-2 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 6.2-3 地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为II类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区
本项目	本项目采出水由吉康脱水站内污水处理设施进行处理，处理后废水用于回注，不向外环境排放

表 6.2-4 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标

S1	发生事故时,危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水流向)10km范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内,有如下一类或多类环境风险受体:集中式地表水饮用水水源保护区(包括一级保护区、二级保护区及准保护区);农村及分散式饮用水水源保护区;自然保护区;重要湿地;珍稀濒危野生动植物天然集中分布区;重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道;世界文化和自然遗产地;红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统;珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区;海洋特别保护区;海上自然保护区;盐场保护区;海水浴场;海洋自然历史遗迹;风景名胜区;或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时,危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水流向)10km范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内,有如下一类或多类环境风险受体的:水产养殖区;天然渔场;森林公园;地质公园;海滨风景游览区;具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游(顺水流向)10km范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型1和类型2包括的敏感保护目标
本项目	本项目采出水由吉康脱水站内污水处理设施进行处理,处理后废水用于回注,不向外环境排放

根据表 6.2-2~6.2-4, 本项目产生的采出水经处理后回用, 不向外环境排放, 不与周边地表水体发生水力联系。项目地表水功能敏感性为 F3, 环境敏感目标分级为 S3, 则地表水环境敏感程度为 E3。

(3) 地下水

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能, 共分为三种类型, E1 为环境高度敏感区, E2 为环境中度敏感区, E3 为环境低度敏感区, 分级原则见表 6.2-5。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 6.2-6 和表 6.2-7。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时, 取相对高值。

表 6.2-5 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

表 6.2-6 地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区;除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区,如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源,在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区;未划定准保护区的集中式饮用水水源,其保护区以外的补给径流区;分散式饮用水水源地;特殊地下水水资源(如热水、矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区
本项目	本项目不位于集中式饮用水水源地准保护区及准保护区以外的补给径流区;项目周边无分散式饮用水水井,不涉及特殊地下水水资源(如热水、矿泉水、温泉等)保护区等,地下水功能敏感性判定为不敏感 G3。

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

表 6.2-7 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s} < K \leq 1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定
D1	岩(土)层不满足上述“D2”和“D3”条件
本项目	根据项目所在地及区域水文地质资料, 本项目场地地层主要由第四系细砂、砾砂、细砂组成, $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} \text{cm/s} < K \leq 1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$, 且分布连续、稳定, 判定为 D2

Mb: 岩土层单层厚度。K: 渗透系数。

本项目区地下水功能敏感性为 G3, 包气带防污性能为 D2, 则项目区地下水环境敏感程度为 E3。

6.2.3 风险潜势判定

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度, 结合事故情形下环境影响途径, 对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析, 按照表 6.2-8 确定环境风险潜势。

表 6.2-8 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

注: IV+为极高环境风险。

项目大气环境敏感程度为 E3, 地表水环境敏感程度为 E3, 地下水环境敏感程度为 E3, 风险物质及工艺系统危险性等级 (P) 为 P3, 因此项目环境风险潜势为 II。项目环境风险等级为三级。

6.2.4 评价工作等级

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。本项目环境风险潜势综合等级为 II, 评价工作等级判定为三级。

表 6.2-9 评价工作等级划分

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

^a 是相对于详细评价工作内容而言, 在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措

施等方面给出定性的说明。见附录A。

表 6.2-10 项目各环境要素风险评价工作等级划分表

环境要素	大气环境	地表水环境	地下水环境
环境风险工作评价等级	三级评价	三级评价	三级评价
工作内容	定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	采用解析法进行地下水影响分析与评价

6.3 环境风险识别及分析

6.3.1 物质风险识别

本项目所涉及的危险物质主要有原油、柴油、伴生气以及火灾爆炸事故次生污染物 SO₂、CO 等。

(1) 原油

原油理化性质、易燃性、爆炸性和毒性情况见表 6.3-1。

表 6.3-1 原油危险性一览表

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，具有特殊气味的黏稠性油状液体	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			

	<p>处。灭火剂：二氧化碳、干粉、泡沫。</p> <p>【泄漏应急处置】</p> <p>切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其他惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>
防护措施	<p>工程控制：采用通风装置；</p> <p>呼吸系统防护：无资料；</p> <p>眼睛防护：化学安全防护眼镜；</p> <p>身体防护：橡胶工作服；</p> <p>手防护：防护手套。</p>
安全措施	<p>【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。</p> <p>【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。</p> <p>【运输安全】运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少振荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输。</p>

（2）伴生气

伴生气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。伴生气还有少量二氧化碳、氮气等气体。伴生气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 6.3-2。

表 6.3-2 伴生气体理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	伴生气（天然气）		
	化学品英文名称	<i>Natural gas dehydration</i>		
成分/组成信息	主要有害成分	甲烷		
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	<p>【危险性类别】 第 2.1 类易燃气体。侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30% 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。</p> <p>【环境危害】对环境有害。</p> <p>【燃爆危险】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。</p>			
急救措施	<p>【皮肤接触】如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38℃~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。</p> <p>【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。</p>			

	呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	<p>【危险特性】易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其他强氧化剂接触发生剧烈反应。</p> <p>【有害燃烧产物】一氧化碳。</p> <p>【灭火方法】用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</p>			
泄漏应急处理	<p>消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄漏区直至气体散尽。</p> <p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>【工程控制】生产过程密闭，全面通风。</p> <p>【呼吸系统防护】一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>【眼睛防护】一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。</p> <p>【身体防护】穿防静电工作服。</p> <p>【手防护】戴一般作业防护手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-161.4℃） 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5%～15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LC ₅₀ ：50%（小鼠吸入，2h）。 LD ₅₀ ：无资料。			
生态学资料	<p>【其他有害作用】温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。</p>			
废弃处置	<p>【废弃物性质】危险废物。废弃处置方法：建议用焚烧法处置。</p> <p>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在</p>			

	规定场所掩埋。
运输信息	<p>【运输注意事项】采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</p>

(3) 柴油

柴油是用于柴油机的燃料，主要用于钻井和修井过程，使用比较分散，其主要理化性质见表 6.3-3。

表 6.3-3 柴油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	柴油
	化学品英文名称	Diesel oil
危险特性	<p>【健康危害】皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。</p> <p>【环境危害】对环境有危害，对水体和大气可造成污染。</p> <p>【燃爆危险】本品易燃，具刺激性。</p>	
急救措施	<p>【皮肤接触】立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</p> <p>【眼睛接触】提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。</p> <p>【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p> <p>【食入】尽快彻底洗胃。就医。</p>	
消防措施	<p>【危险特性】遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。</p> <p>【有害燃烧产物】一氧化碳、二氧化碳。</p> <p>【灭火方法】用消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p>	
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。	
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），戴化学安全防护眼镜，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、卤素接触。充装要控制流速，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p>	
接触控制/个体防护	<p>【工程控制】密闭操作，注意通风。</p> <p>【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，建议佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。</p>	

	<p>紧急事态抢救或撤离时，应该佩戴空气呼吸器。</p> <p>【眼睛防护】戴化学安全防护眼镜。</p> <p>【身体防护】穿一般作业防护服。</p> <p>【手防护】戴橡胶耐油手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。</p>			
理化特性	外观与性状	稍有黏性的棕色液体	沸点	282-338°C
	闪点	38°C	熔点	-18°C
	密度	相对密度 (水=1): 0.87-0.9	主要用途	用作柴油机燃料
稳定性和反应活性	禁配物：强氧化剂、卤素。			
毒理学资料	<p>LC₅₀: 无资料。</p> <p>LD₅₀: 无资料。</p>			
生态学资料	【其他有害作用】该物质对环境有危害，建议不要让其进入环境。对水体和大气可造成污染，破坏水生生物呼吸系统。对海藻应给予特别注意。			
废弃处置	【废弃处置方法】处置前应参阅国家和地方有关法规。建议用焚烧法处置。			
运输信息	<p>【运输注意事项】运输前应先检查包装容器是否完整、密封，运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少振荡产生静电。严禁与氧化剂、卤素、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输车船必须彻底清洗、消毒，否则不得装运其它物品。船运时，配装位置应远离卧室、厨房，并与机舱、电源、火源等部位隔离。公路运输时要按規定路线行驶。</p>			

(4) CO

原油、伴生气等发生火灾爆炸时产生次生污染物 CO，其主要理化性质及危险特性见表 6.3-4。

表 6.3-4 一氧化碳理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	一氧化碳
	化学品英文名称	Carbon monoxide
危险特性	<p>【健康危害】一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后，约经 2~60 天的症状缓解期后，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。</p> <p>【环境危害】对环境有危害，对水体和大气可造成污染。</p> <p>【燃爆危险】本品易燃。</p>	
急救措施	<p>【吸入】迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。</p>	
消防措施	<p>【危险特性】是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。二氧化碳。</p> <p>【有害燃烧产物】二氧化碳。</p>	

	【灭火方法】切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。						
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离150m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。						
操作处置与储存	<p>【操作注意事项】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），穿防静电工作服。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、碱类接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>【储存注意事项】储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过30C。应与氧化剂、碱类、食用化学品分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>						
接触控制/个体防护	<p>【工程控制】严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。生产生活用气必须分路。</p> <p>【呼吸系统防护】空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器、一氧化碳过滤式自救器。</p> <p>【眼睛防护】一般不需特殊防护。</p> <p>【身体防护】穿防静电工作服。</p> <p>【手防护】戴一般作业防护手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟。实行就业前和定期的体检。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其他高浓度区作业，须有人监护。</p>						
理化特性	外观与性状	无色无臭气体	沸点	-191.4°C			
	闪点	<-5038°C	熔点	-199.1°C			
	密度	相对密度（水=1）：0.79 相对蒸汽密度（空气=1）：0.97	主要用途	用作柴油机燃料			
	临界温度	-140.2°C	临界压力	3.5MPa			
	引燃温度	610°C	爆炸上限	74.2 (V/V)			
	爆炸下限	12.5 (V/V)	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂			
	主要用途	主要用于化学合成，如合成甲醇、光气等，及用作精炼金属的还原剂					
稳定性和反应活性	禁配物：强氧化剂、卤素。						
毒理学资料	LC ₅₀ ：2069mg/m ³ ，4小时（大鼠吸入）。 LD ₅₀ ：无资料。						
生态学资料	【其他有害作用】该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。						
废弃处置	【废弃处置方法】用焚烧法处置。						
运输信息	【运输注意事项】采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装						

	卸。严禁与氧化剂、碱类、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。
--	--

(5) SO₂

原油泄漏发生火灾时，组分中的有机硫燃烧产生次生污染物 SO₂，其主要理化性质及危险特性见表 6.3-5。

表 6.3-5 二氧化硫理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称 二氧化硫 化学品英文名称 Sulfur dioxide
危险特性	【健康危害】 易被湿润的黏膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道黏膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。慢性影响：长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。少数工人有牙齿酸蚀症。 【环境危害】 对大气可造成严重污染。 【燃爆危险】 本品不燃，有毒，具强刺激性。
急救措施	【皮肤接触】 立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗。就医。 【眼睛接触】 提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 【吸入】 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
消防措施	【危险特性】 不燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 【有害燃烧产物】 氧化硫。 【灭火方法】 本品不燃。消防人员必须佩戴过滤式防毒面具（全面罩）或隔离式呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。切断气源。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。
泄漏应急处理	【应急处理】 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即进行隔离，小泄漏时隔离 150m，大泄漏时隔离 450m，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，用一捉捕器使气体通过次氯酸钠溶液。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
操作处置与储存	【操作注意事项】 严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩），穿聚乙烯防毒服，戴橡胶手套。远离易燃、可燃物。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂接触。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备泄漏应急处理设备。 【储存注意事项】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°C。应与易（可）燃物、氧化剂、还原剂、食用化学品分开存放，切忌混储。储区应备有泄漏应急处理设备。
接触控制/个体防护	【工程控制】 严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。 【呼吸系统防护】 空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（全面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴正压自给式呼吸器。 【眼睛防护】 呼吸系统防护中已做防护。 【身体防护】 穿聚乙烯防毒服。

	<p>【手防护】戴橡胶手套。</p> <p>【其他防护】工作现场严禁吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。</p>			
理化特性	外观与性状	无色气体，特臭	饱和蒸气压	338.42kPa (21.1°C)
	沸点	-10°C	熔点	-75.5°C
	密度	相对密度(水=1): 1.43 相对蒸汽密度(空气=1): 2.26	主要用途	用作柴油机燃料
	临界温度	157.8°C	临界压力	7.87MPa
	溶解性	溶于水、乙醇	主要用途	用于制造硫酸和保险粉等
稳定性和反应活性	禁配物：强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物。			
毒理学资料	LC ₅₀ : 6600mg/m ³ , 1小时(大鼠吸入)。 LD ₅₀ : 无资料。 家兔经眼: 6ppm/4小时/32天, 轻度刺激。			
生态学资料	【其他有害作用】 该物质可严重污染大气, 由其形成的酸雨对植物的危害尤为严重。			
废弃处置	【废弃处置方法】 把废气通入纯碱溶液中, 将次氯酸钙中和, 然后用水冲入废水系统。			
运输信息	<p>【包装方式】钢制气瓶；安瓿瓶外普通木箱。</p> <p>【运输注意事项】本品铁路运输时限使用耐压液化气企业自备罐车装运, 装运前需报有关部门批准。铁路运输时应严格按照铁道部《危险货物运输规则》中的危险货物配装表进行配装。采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放, 并应将瓶口朝同一方向, 不可交叉; 高度不得超过车辆的防护栏板, 并用三角木垫卡牢, 防止滚动。严禁与易燃物或可燃物、氧化剂、还原剂、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输, 防止日光曝晒。公路运输时要按规定路线行驶, 禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。</p>			

6.3.2 生产系统危险性识别

根据工程内容, 结合油田项目的风险经验分析, 项目可能发生风险事故的单元为井场、脱水站、集输管线、注水管线等。

(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。

油气泄漏次生污染物：当发生油气泄漏事故时，若泄漏的原油遇到静电或明火，将会发生火灾事故产生颗粒物、SO₂、CO等次生污染物，影响周围环境空气质量。

泄漏的原油、回注水会渗入土壤，并污染地下水，对土壤和地下水环境造成不利影响。另外，注水井套外返水时若发生事故，可能会穿透含水层污染承压水。套外返水事故的主要原因在于固井质量不好、表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，对地下水环境造成影响。

（2）吉康脱水站危险性识别

吉康脱水站等油气集输、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、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 6.3-5。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 6.3-2 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

吉康脱水站内一体化采出水处理设施事故及非正常工况下，即污水处理设施出现故障或营运系统出现异常会引发环境风险，详见表 6.3-3。

表 6.3-3 采出水处理设施环境风险识别表

主要风险源	主要危险物质	环境风险类型	触发因素	可能环境影响途径
采出水处理过程	H ₂ S、NH ₃ 、非甲烷总烃	有毒有害气体泄漏	设备腐蚀、材质缺陷等引发泄漏	污染物进入环境空气
管道、池体	废水	废水泄漏、防渗层破裂	设备腐蚀、材质缺陷、操作失误、防渗层破损等引发泄漏	泄漏废水进入土壤、地下水
气浮反应、过滤、污泥处理等	废水、污泥、恶臭气体等	超标排放或直排、污泥罐爆满	污泥膨胀	废水超标排放、恶臭进入环境空气

（3）集输管线、注水管线危险性识别

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。

按照长输管道易发事故不同的特点，可将造成事故的危险因素分成以下几类：

①管道腐蚀穿孔：本工程集输管道具有防腐层，然而，如防腐质量差、管道施工时造成防腐层机械损害、土壤中含水、盐、碱及地下杂散电流等因素都会造成管道腐蚀，严峻的可造成管道穿孔，引发事故。

②管道材料缺陷或焊口缺陷隐患：这类事故多数是因焊缝或管道母材中的缺陷在带压输送中引起管道破裂。另外，管道的施工温度与输气温度之间存在一定的温度差，造成管道沿其轴向产生热应力，这一热应力因约束力变小从而产生热变形，弯头内弧向里凹，形成褶皱，外弧曲率变大，管壁因拉伸变薄，也会形成破裂。

③第三方破坏：第三方破坏包括意外重大的机械损害、操作失误及人为破坏等可能。

④自然灾害：地震、洪水、塌陷、雷击等自然灾难都可能对管道造成破坏，引发事故。

⑤设备事故：输气设备、设施等性能不行、质量不高也能够引发事故。

（4）罐车原油泄漏

本项目萨106平台、萨109平台原油由罐车拉运至吉康脱水站，因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，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发生火灾、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。

6.6.3 风险事故类型分析

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

(1) 火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

(2) 爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。

(3) 挥发及泄漏危险性

本工程正常生产过程中，原油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

(4) 污水泄漏危险性

①吉康脱水站内污水管网由于管道堵塞、破裂和接头处的破损，造成大量污水外溢，污染地下水。

②污水泵站由于长时间停电或污水水泵损坏，排水不畅时易引起污水漫溢。

③污水处理站由于停电、设备损坏、污水处理设施运行不正常、停车检修等造成大量污水未经处理直接排入地表水体，造成事故污染。

④由于发生地震等自然灾害致使污水管道、处理构筑物损坏，污水溢流或渗漏于厂区及附近地区和水域，造成严重的局部污染。

⑤污水处理撬装装置非正常运行条件下产生的如污泥膨胀、恶臭加剧、出水水质极端恶化类情况。

(5) 其他危险性

此外，工程危险性特征包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

6.3.4 环境影响途径识别

根据项目物质危险性识别、生产系统危险性识别，本项目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 6.3-4 项目环境风险识别表

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	吉康脱水站	油罐区	原油	泄漏	大气、地下水	周边 3 公里
				火灾	大气	
				爆炸	大气	
		采出水处理撬装装置	含油污水	泄漏	地下水	
2	萨 106 平台	储罐	原油	泄漏	大气、地下水	周边 3 公里
				火灾	大气	
				爆炸	大气	
3	萨 109 平台	储罐	原油	泄漏	大气、地下水	
				火灾	大气	
				爆炸	大气	
4	集输管道	集输管道	原油	泄漏	大气 地下水 生态	周边 3 公里
5	钻井平台	柴油储罐	柴油	泄漏	大气、地下水	
				火灾	大气	
				爆炸	大气	

6.3.5 风险事故情形设定

6.3.5.1 大气风险事故情形设定

- (1) 吉康脱水站原油储罐发生泄漏，无组织烃类挥发对周围环境的影响；
- (2) 吉康脱水站原油储罐火灾产生次生影响；
- (3) 吉康脱水站原油储罐爆炸对周围环境造成的影响。

6.3.5.2 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。
- (2) 吉康脱水站采出水处理撬装装置泄漏对地下水的影响。

6.4 源项分析

6.4.1 大气环境影响事故源强

6.4.1.1 油罐泄漏源强计算

本项目吉康脱水站共设置 4 具 $2000m^3$ 油罐，选取单具原油储罐阀门、接头处破裂导致原油泄漏作为最大可信事故。

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录F中液体泄漏公式计算油罐泄漏事故状态的泄漏量。

伯努利方程计算液体泄漏速度 Q_L :

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

式中: Q_L ——液体泄漏速率, kg/s;

P ——容器内介质压力, kPa, 取 1600kPa;

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 ;

g ——重力加速度;

h ——裂口之上液位高度, m, 在此取 1.8m;

ρ ——泄漏液体密度, kg/m^3 , 在此取 890kg/m³。

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 0.27kg/s, 假定发现泄漏后 30min 处理完毕, 则单罐泄漏量为 0.48t。

6.4.1.2 原油储罐火灾次生危害源强计算

(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:

$$G_{\text{二氧化硫}} = 2BS$$

式中: $G_{\text{二氧化硫}}$ ——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, 本项目取 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:

$$G_{\text{一氧化碳}} = 2330qCQ$$

式中: $G_{\text{一氧化碳}}$ ——一氧化碳排放速率, kg/s;

C ——物质中碳的含量, 本项目取 85%;

q ——化学不完全燃烧值, 本项目取 6.0%;

Q—参与燃烧的物质量, t/s。

经计算, 本项目考虑吉康脱水站内储罐区发生火灾, 假设上述原油泄漏时间为30min, 泄漏原油全部燃烧, 则二氧化硫排放速率为 0.28kg/s, 一氧化碳排放速率为 0.03kg/s。

6.4.1.3 地下水环境影响事故源强

在事故情景下, 集输管线、脱水站或萨 106、萨 109 井场储油罐一旦发生损坏破裂, 会有原油泄漏, 穿过包气带从而进入地下水。

具体源项计算见第 5.3.4.4 节。

6.5 环境风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境的角度对事故后果的影响进行分析。当发生原油泄漏主要会对环境空气、水、生态环境产生不利影响。

6.5.1 对环境空气的影响分析

原油储罐发生泄漏后, 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。由于项目区周围地域空旷, 扩散条件较好, 发生事故后, 及时采取相应的措施, 不会对周围环境空气产生明显影响。

6.5.2 对地下水的影响分析

原油泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后, 及时维修处理, 即使有少量的污染物泄漏, 也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下, 定期对储罐及集输管线上的设置安全保护设施, 如截断阀进行检查, 加大检修力度, 发生泄漏事故及时找到泄漏点, 及时维修, 并将受污染的土壤全部回收, 送至主体装置区进行处理, 污染物从源头和末端均得到控制, 没有污染地下水的通道, 污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时, 泄漏的油品经土层渗漏, 通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》(岳占林文) 中结论: 盐土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大, 但对石油类物质的截留作用是非常显著的, 石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移, 基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层

土壤中，其中表层0cm~5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对当地地下水体环境产生大的影响。

6.5.3 对地表水环境的影响分析

本项目地下穿越头工干渠、贡拜沟干渠，若管线刺漏造成油品泄漏，若未及时发现进入干渠，会影响干渠内水质。本项目穿越干渠段管线底部距离沟渠顶部大于2m，底部穿管保护，管线两端设截断阀，管道发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过保护套管渗入包气带。故在正常工况下，定期及集输管线上的设置安全保护设施，如截断阀进行检查，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将套管内的原油全部回收，污染物从源头和末端均得到控制，污染物不会污染入渠污染地表水，不会经渠污染上游二工镇供水地表水水源地（水源东大龙口水库）。

6.5.4 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、植被和农作物的破坏。

(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) 对植被及农作物的影响

油品泄漏对植被及农作物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。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

6.6 环境风险防范措施

6.6.1 钻井风险防范措施

(1) 建设单位以及施工钻井队结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员，把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节，为防止事故的发生能起到非常积极的作用。现场作业严格按照《健康、安全与环境管理体系第1部分：规范》(Q/SY1002.1-2013)；《健康、安全与环境管理体系第2部分：实施指南》(Q/SY1002.2-2014)；《健康、安全与环境管理体系第3部分：审核指南》(Q/SY1002.3-2015)；《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/SY 08053-2017)的要求执行。建设单位依托项目管理部门负责指导本项目的环境保护和安全工作，建立事故应急领导小组，设置抢险组、消防组、救护组、警戒组和环境保护组，负责整个工程的环境风险管理，建立与地方政府的环境风险应急联动机制。本项目按照一级井控要求落实好环境风险防范、应急措施以及管理措施。

(2) 在井场右侧设置1条放喷管线，1条燃烧管线，放喷伴生气通过液气分离器进行分离，经排气管道输送至点火装置燃烧。本项目要加强对放喷管线、燃烧管线、点火装置的等放喷系统的维护、保养、检查，一旦发现问题，及时整改，放喷过程中若发现管线泄漏、点火装置发生故障等非正常工况，应立即关闭井口，停止放喷作业。

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

(4) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

6.6.2 井下作业风险防范措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在

井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(2) 固井作业时要求选用优质水泥浆固井，保证固井质量合格。固井质量检查以声幅和变密度测井曲线为主，声幅、变密度测井选择最佳时间测井，测深要达到要求。

(3) 钻井、井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地侵染的土壤交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。

(4) 采用质量合格的压裂液罐和废液收集罐。加强日常管理，对压裂液罐和废液收集罐采取监控设施，做好罐体防腐防漏工作，严防压裂液罐和废液收集罐泄漏。

6.6.3 井场事故风险防范措施

(1) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地；井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

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

(3) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于50m。

(5) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃气体浓度检测报警装置，以便及时发现事故隐患。

(6) 依据该区域原油物性，不含硫化氢，但仍应做好硫化氢监测和防范工作。施工井队应配至少3套的便携式硫化氢监测仪，做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案。在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其他适用的装置），并在不同方向上划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。当监测到硫化氢浓度大于 $15\text{mg}/\text{m}^3$ （10ppm）时，立即按照含硫油气井作业规定配置硫化氢监测仪、正压式呼吸器等设施，按照《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）标准规定执行。

6.6.4 油气集输风险防范措施

(1) 油田石油工艺管道和输油管道所采用的钢管和管道附件的材质选择应根据使用压力、温度和介质的物理性质等因素，经技术经济比较后确定，采用的钢管和钢材

应具有良好的韧性和可焊性。

用于管道上的钢管，应符合 GB9711、GB6479、GB8163、SY/T5037、SY5297 的要求。材料生产单位，应按相应标准的规定提供材料质量证明书。

管道选用的阀门应符合 GB4981、GB12234、GB12237、GB12241、GB/T12252 等标准的要求。

管道强度试验和严密性试验应按照设计图纸进行执行，强度试验的介质宜采用水。

(2) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

输油管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(3) 在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(4) 按规定定期对设备进行维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

其中定期检验分为外部检验和全面检验。外部检验除日常巡检外，一年至少一次，有使用单位专职人员进行。全面检验每五年一次，由中国石油天然气总公司质量主管部门认可的专业检验单位承担。管道停用一年后再启用，应进行全面检验。若管道多次发生事故；防腐层损害较严重；修理、修复和改造后；受自然灾害破坏；投用超过15年，全面检验的周期可以缩短。

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

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

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(8) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(9) 抢修作业施焊前，应对焊点周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。

焊接操作期间，宜用防爆的轴流风机对焊接点周围和可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

(10) 对于突发性管道断裂事故，应立即启动应急预案，采取减少管道原油外泄和防止干线凝管的应急措施，防止事故扩大和次生灾害。

6.6.5 场站（脱水站和拉油平台）事故风险防范措施

(1) 吉康脱水站和萨106平台、萨109平台平面布局应科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离。

(2) 在储罐区严格用火管理；站内所有设备、管线应做防雷、防静电接地，必要时可加装消雷器；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 原油储罐应进行防腐，焊接要经过100%探伤，选择刚性不燃的坚固基础，投用前须严格按照《压力容器安全技术监察规程》进行强度和气密性试验。

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

(5) 根据《建筑设计防火规范》《化工装置设备布置设计技术规定》《石油化工企业设计防火规范》等要求，站内原油储罐区设置50cm高围堰，围堰规格为40.3m×14m，围堰区底部用HDPE防渗膜进行防渗，渗透系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s，使储罐漏液时不至于外流。

(6) 场站内的油罐区、装卸区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(7) 安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

(8) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用；定期进行消防培训与实战演练，要求岗位工作人员具有较强的消防安全意识，加强巡检，确保无异常情况出现。

(9) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃气体浓度检测报警装置，以便及时发现事故隐患。

(10) 优化站场自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制，根据压力变化对事故风险迅速做出判断，并及时报告并采取合法程序进行事故控制。

6.6.6 罐车运输过程风险防范措施

- (1) 罐车必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定。
- (2) 车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求。
- (3) 认真执行罐车巡检、回检以及维护、修理管理办法，保持罐车完整性。
- (4) 配备具有危险货物运输资质和经验的驾驶员和押运员，严格执行特车公司反“违章指挥、违章操作、违反劳动纪律的行为”管理规定，并使用 GPS 监控车辆动态。
- (5) 出车前必须对车辆的安全技术状况进行认真检查，确保车辆安全状况和安全性能合格。发现故障排除后方可投入运行。杜绝跑、冒、滴、漏，故障未处置好不得承运。要保持驾驶室干净，不得有发火用具，危险品标志灯、标志牌要完好。
- (6) 采出液装卸参照《汽车运输危险货物规则》(JT617-2004) 配装表中进行，车辆排气管应安装隔热和熄灭火星装置，并配装符合 JT230 规定的导静电橡胶拖地带装置。罐体装采出液时，应预留容积不得少于罐体总容量 5% 的膨胀余量。采出液中的石油类容易污染土地和水源。卸货时尤其要注意。
- (7) 行车要遵守交通、消防、治安等法律法规。控制车速，保持与前车安全距离，严禁违法超车，不能疲劳驾驶，行车途中要勤于检查，当行驶一定时间后要查看车厢底部四周有无泄漏液体，若有原油泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，交由有相应危险废物处理资质的单位回收、处置。
- (8) 检查随车配备的消防器材的数量及有效性。要随车携带不发火的工具、专业堵漏设备、劳动防护用品，不得穿钉子鞋和化纤服装。运输过程中如发生事故时，驾驶员和押运员应立即向安全生产管理部门、环境保护部门、质检部门报告，并应看护好车辆，共同配合采取一切可能的警示、救援措施。
- (5) 加强各类储罐的日常管理及安全检查，要严格按章操作，废水、废液及生活污水装车、卸车时，加强管理，避免跑冒滴漏现象，防止发生泄漏事故。

6.7 风险事故应急处理措施

6.7.1 火灾、爆炸事故应急措施

(1) 火灾爆炸发生后, 岗位人员报火警(119), 并及时向生产调度报告, 生产调度报告应急小组指挥部领导, 并向毗邻单位提出安全防范要求。

(2) 值班调度电话通知应急救援组织机构组长, 应急救援组织机构启动应急救援预案, 迅速拉响火警报警器。

(3) 事故点当班负责人立即通知停止输油、卸油等相关操作, 只有在消防人员的保护下才能进行转、倒油等工艺处理。

(4) 设置警戒区域, 封锁通往现场的各个路口, 禁止无关人员和车辆进入, 防止因火灾或爆炸而造成不必要的损失和伤亡。

(5) 进入现场的人员必须佩戴或使用安全防护装备和穿好防火服。

(6) 根据风险评价结果, 如发生火灾, 附近工作人员应紧急撤离, 防止火灾燃烧中CO和烟尘超标对人体的危害。

(7) 组织环保分析专业人员负责对各个重点部位土壤、环境空气进行实时监测, 及时上报检测结果, 方便应急小组决策。

6.7.2 突发有毒气体扩散事件的处理

(1) 采取有效措施, 尽快切断污染源。

(2) 迅速了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及其分布等情况。

(3) 布点监测, 确定污染物种类、浓度, 以及现场空气动力学数据(气温、气压、风向、风力等)。

(4) 做好可能受污染人群的疏散及中毒人员的救治工作。

(5) 对污染状况进行跟踪监测, 预测污染扩散强度、速度和影响范围, 及时调整对策。

6.7.3 安全防护

(1) 应急人员的安全防护

现场处置人员应根据不同类型环境事件的特点, 佩戴相应的专业防护装备, 采取安全防护措施。

(2) 受灾群众的安全防护

(3) 协助政府现场应急救援指挥部组织群众的安全防护工作, 主要工作内容包括: 告知群众应采取的安全防护措施; 设立紧急避难场所; 组织群众安全疏散撤离。

6.7.4 油气泄漏应急措施

(1) 管道发生断裂、漏油事故时, 按顺序停泵或关井; 在断裂或泄漏点筑堤, 防止泄漏的原油漫流。汇集在堤内的地表油, 用罐车及时收集拉运至吉康脱水站处理, 将受污染的土壤委托有相应处置资质单位进行处理。

(2) 发现站内管线、阀门、法兰、储罐等泄漏, 应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏, 并立即切断油气来源。容器内部有压力时, 对于容器和其连接的进出口管线、接口和第一道阀以内, 不得进行修理、焊接、紧固, 特殊情况需要带压紧固等必须由使用单位经现场评价后制定检修方案和应急方案, 现场请示应急指挥小组并落实好安全措施后, 方可作业。

(3) 泄漏事故发生时, 在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备, 划定危险区域。

(4) 若泄漏量很大, 工艺操作人员迅速切断泄漏点, 不能切断的要采取停车工艺处理。

(5) 事故发生后, 应根据现场实际状况和风向划定警戒区域, 用警戒绳圈定, 警戒线内人员必须佩戴安全防护用具。

(6) 严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、急救中心等部门报警求救, 同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

6.7.5 原油储罐泄漏应急措施

(1) 通用措施: 操作人员在发现原油储罐泄漏后应启动应急流程、关闭泄漏点上下游阀门, 汇报属地单位值班室, 由值班人员向值班领导汇报, 值班领导现场落实安全措施。具体措施可按属地单位制定现场处置方案执行。

(2) 泄漏量较大时, 属地单位启动现场处置方案, 组织人员紧急切换现场工艺流程、关闭相关阀门, 布置警戒区, 监测现场可燃气浓度; 向项目部应急办公室汇报。项目部应急办公室向项目部应急领导小组汇报, 项目部应急领导小组组建现场指挥组赶赴现场, 必要时, 通知消防队伍启动消防警戒程序。

(3) 如泄漏部位无阀门控制, 项目部应急领导小组可决策全面停产或部分停产。

(4) 项目部应急领导小组制定堵漏措施及现场清理方案, 划定警戒区, 消灭警戒区内火源, 禁止车辆行人通行。在落实防护装置、防爆工具后清理现场。

(5) 若发生人员中毒或窒息在医务人员未到现场前，在确保现场其余作业人员自身安全情况下把中毒或窒息人员立即带出现场，到新鲜空气流通处休息，严密观察呼吸、心跳、体温。对呼吸、心跳骤停者立即给予进行人工呼吸和胸外心脏按压，等待医务人员的到来。

(6) 有毒物质扩散时，现场指挥组在组织救援抢险的同时，应安排应急监测组对扩散区域进行监测，并将监测结果情况同时汇报应急办公室，为应急领导小组准确做出下一步行动的决策提供依据。

6.7.6 井喷事故应急措施

项目一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的油泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。事故状态下泄漏的落地油 100% 进行回收，收集的废油运至吉康脱水站处理。受污染的土壤交由有相应处置资质单位转运、处置。

6.8 环境风险管理

环境管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司准东勘探开发项目经理部全面推行 HSE 健康、安全、环境体系，制定了该厂和基层站、队的 HSE 方针、目标、特定工作程序和作业指导书，落实了组织机构、岗位职责及 HSE 安全防护设施资源配置等，逐年形成了自下而上的完整的安全管理网络和管理制度体系。环境风险管理措施情况见表 6.8-1。

表 6.8-1 环境风险管理情况

序号	检查项目	现有状态
1	环境风险评估工作开展，环境风险隐患排查开展情况	已开展系统的风险评估和风险排查工作
2	环境风险隐患排查台账建设及管理情况	已建立环境风险隐患排查台账
3	周边企事业单位签订突发环境事件应急联	已与周边主要单位签订应急联动协议

序号	检查项目	现有状态
	动协议的情况	
4	环境应急组织机构设置和专职人员的配备情况	依托专职消防人员及机构
5	环境应急培训和演练情况	各单位已开展环境应急培训和演练
6	应急物资和装备保障工作情况	应急物资储备满足要求
7	污染防治设施运行情况	污染防治设施运行良好
8	与环保部门联系情况,发生事故信息通报是否及时准确	能够及时与环保部门联系,发生事故时信息通报及时准确
9	企业的事故预防与应急能力建设	拥有比较完善的突发事件应急预案和机构人员,相关制度也比较完善
10	环境风险教育和宣传,环境安全文化建设情况	已开展环境风险教育和宣传,环境安全文化建设
11	消防验收意见及消防检查情况	建设项目严格按照消防要求进行消防设计审核和消防验收,消防检查合格
12	安全生产许可	获得安全生产许可证
13	环境影响评价及批复的其他环境风险防控措施落实情况	建设项目按环保“三同时”要求执行,并严格落实批复中要求的各项环境风险防控措施

6.8.1 消防设施及安全管理

(1) 消防设施

采油井场不设消防水设施。在平台及值班班组房配有灭火器、消防铁锹、镐头、消防毛毡、消防桶等;工具摆放在站门口消防架上,消防砂存放在消防池内。

(2) 消防安全管理

中国石油吐哈油田分公司有较健全的消防安全制度和操作规程,各岗位均设兼职消防安全责任人,并有消防安全教育等记录。疏散通道、安全出口管理符合要求,已建立防火档案,每日进行防火巡查,各站定期进行消防培训,电工操作工等均持证上岗。制定有灭火疏散预案,并定期进行消防演练。

6.8.2 安全生产管理

中国石油吐哈油田分公司有健全的安全管理机构和网络,主要负责人和各级安全管理及监督人员安全生产知识和管理能力基本适应安全管理的需要。制定有内容较为全面具体、操作性较强的安全管理制度、安全生产责任制及安全操作规程,并能较好地执行。新建、改扩建工程“三同时”管理较为规范,压力容器、特种设备、防雷防静电接地、长输管道、工艺管道、安全阀、压力表、气体报警器、职业病危害因素、个体防护用品检验检测工作到位,职工教育培训工作较有成效,各类从业人员按国家有关要求进行了适当的安全教育培训持证上岗,事故应急救援预案体系健全。综

上所述，中国石油吐哈油田分公司安全管理现状总体良好，能够满足企业安全生产的需要。

6.9 突发环境事件应急预案

本工程针对环境风险事故已采取多种防范措施，将风险事故的概率降至较低的水平，但概率不会降为零，一旦发生事故仍需采取应急措施，控制和减少事故危害，根据《突发环境事件应急管理办法》（原环境保护部令第34号）、《危险废物经营单位编制应急预案指南》（原国家环境保护总局公告2007年第48号）、《新疆维吾尔自治区突发环境事件应急预案编制导则（试行）》（新环发〔2014〕234号）、《危险废物经营单位审查和许可指南》（环境保护部公告2009年第65号）等文件要求，以及项目运行过程中存在的风险事故类型，需制定适用于本工程的事故应急预案，以便在事故发生后，迅速有效地采取应急措施，在短时间内使事故得到有效控制。

6.7.1 应急预案编制程序

环境风险应急预案编制程序见图6.7-1。

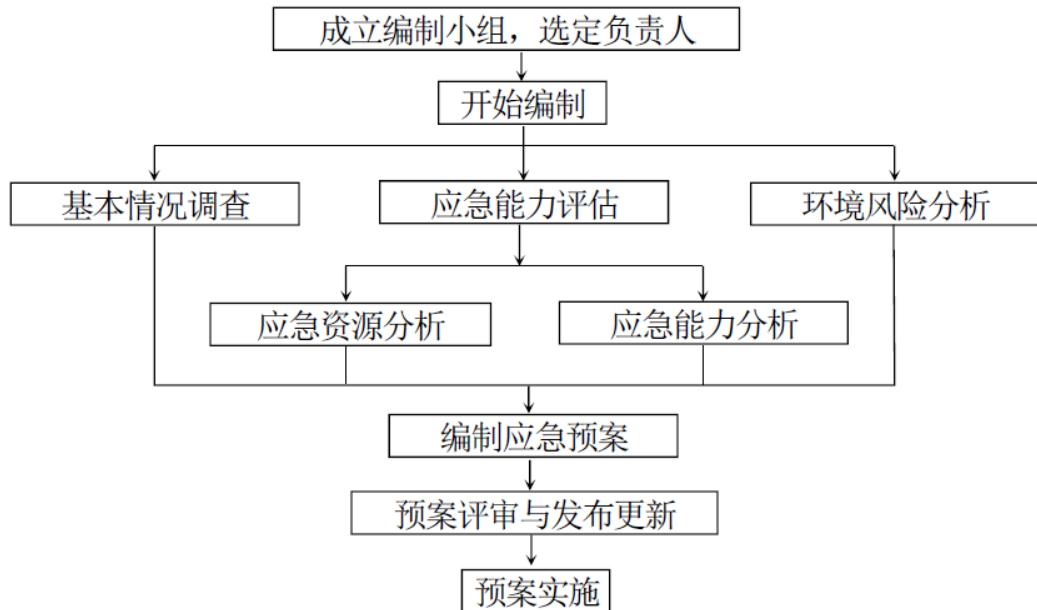


图6.7-1 环境风险应急预案编制工作程序

6.7.2 应急预案主要内容

本工程应根据环境风险特点，制定相应的应急预案，具体应急预案编写内容及要求见表6.7-1。

表 6.7-1 环境风险事故应急预案内容

序号	项目	内容及要求
1	应急预案简介	包括应急预案编制目的、适用范围、文本管理及修订
2	单位基本情况及周围环境综述	包括单位基本情况、危险废物及其经营设施基本情况、周边环境状况
3	启动应急预案的情形	明确启动应急预案的条件和标准
4	应急组织机构	以事故应急响应为主线，明确事故报警、响应、结束、善后处置等环节的主管部门与协作部门及其职责；以应急准备及保障机构为支线，明确各应急日常管理部门及其职责；要体现应急联动机制；明确发生事故时应请求支援的外部应急/救援力量名单及其可保障的支持方式和支持能力，装备水平、联系人员及联系方式、抵达时限等，并定期更新。
5	应急响应程序-事故发现及报警（发现紧急状态时）	规定单位内部发现紧急状态时，应当采取的措施及有关报警、求援、报告等程序、方式、时限要求、内容等；明确哪些状态下（如泄漏、火灾或爆炸可能威胁单位/厂区外的环境或人体健康时）应当报告外部应急/救援力量并请求支援；明确哪些状态下（如在事故可能影响到厂外的情况下）应当自行或协助地方政府向周边邻近单位、社区、受影响区域人群发出警报信息以及警报方式
6	应急响应程序-事故控制（紧急状态控制阶段）	明确接到发生事故后，各应急机构应当采取的具体行动措施。包括响应分级、警戒与治安、应急监测、现场应急处置措施和应急响应终止程序。明确应急预案的启动级别及条件；明确事故应急状态下的现场警戒与治安秩序维护的方案，包括单位内部警戒和治安的人员以及同当地公安机关的协作关系；明确事故状态下的监测方案，包括检测泄漏、压力集聚情况，气体发生的情况，阀门、管道或其他装置的破裂情况，以及污染物的排放情况等；明确各事故类型的现场应急处置的工作方案，包括现场危险区、隔离区、安全区的设定方法和每个区域的人员管理规定，切断污染源和处置污染物所采用的技术措施及操作程序，控制污染扩散和消除污染的紧急措施；预防和控制污染事故扩大或恶化的措施，污染事故可能扩大后的应对措施，有关现场应急过程记录的规定等
7	应急响应程序-后续事项（紧急状态控制后阶段）	明确事故得到控制后的工作内容。如应急协调人必须组织进行后期污染监测和治理，清理事故现场，进行事故总结和责任认定，报告事故，将事故记录生成记录，补充和完善应急装备，修订和完善应急预案等
8	人员安全及救护	明确紧急状态下，对伤员现场急救、安全转送、人员撤离以及危害区域内人员防护等方案
9	应急装备	列明应急装备、设施和器材清单，清单应当包括种类、名称、数量以及存放位置、规格、性能、用途和用法等信息，以利于在紧急状态下使用。规定应急装备定期检查和维护措施，以保证其有效性
10	应急预防和保障方案	包括预防事故的方案、应急设施设备器材及药剂的配备、保存、更新、养护等方案；应急培训和演习方案

序号	项目	内容及要求
11	事故报告	规定向政府部门或其他部门报告事故的时限、程序、方式和内容等
12	事故的新闻发布	明确事故的新闻发布方案，负责处理公共信息的部门，以确保提供准确信息，避免错误报道
13	应急预案实施和生效时间	明确应急预案实施和生效的时间
14	附件	包括组织机构名单、值班联系通讯表、组织应急响应有关人员联系通讯表、危险废物相关方应急咨询服务通讯表、外部应急救援单位联系通讯表、政府有关部门联系通讯表、单位平面布置图及撤离路线、危险废物相关生产环节流程图、危险废物物理化特性及处理措施简表、应急设施配置图、周边区域道路交通示意图和疏散路线、交通管制示意图，周边区域的单位、社区、重要基础设施分布图及有关联系方式，供水、供电单位的联系方式，风险事故评估报告，保障制度等

6.10 环境风险评价小结

本工程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，本项目须加强管理，严格落实本报告提出的各项事故风险防范措施、制定应急预案，尽可能杜绝各类事故的发生和发展，将事故发生概率降低，减小事故造成的损失，避免当地环境受到污染。

综上，在采取评价中提出的风险事故防范措施和工程中应增加的污染事故预防及减轻措施后，能有效预防事故的发生，将建设项目风险降至最低程度，可使项目建设、运营中的环境风险控制在可接受的范围内。因此，该项目建设从环境风险的角度认为风险水平可接受。

7 环境保护措施及其可行性论证

7.1 大气污染防治措施

7.1.1 施工期大气污染防治措施

(1) 钻井过程大气污染防治措施

①钻井期大气污染主要为钻井场柴油发电机燃料产生的废气，可以通过采用高效设备的方式，减少污染物影响。

②钻井期间定期对柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。

(2) 地面施工大气污染防治措施

地面施工过程中对于扬尘，针对不同的产生原因，应采取相应的防治措施。

①在井场建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 $<40\text{km/h}$ ）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成戈壁砾石移动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

③集输管线尽可能沿现有道路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 2m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的水土流失，对开挖土壤及时回填，减少风蚀概率；土方应放置在背风一侧，尽量平摊，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置风障。

④水泥、石灰等建材采用罐装或袋装运输，尽量不采用散装运输。散装运输的车辆应完好，定时检修汽车挡板，凡装载不宜过满，防止建筑材料的抛撒产生运输扬尘。

⑤对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。

⑥风速过大时，应停止施工作业。

7.1.2 运营期大气污染控制措施

7.1.2.1 油气集输挥发性有机物无组织排放控制措施

本工程部署的14座采油平台中，12座采油平台采用密闭管线集输；萨106平台及萨109平台因远离集输管网，受距离和地形条件限制，采用拉油方式生产。油气集输挥发性有机物无组织排放控制措施如下：

- (1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。拉油平台各储罐均为固定顶罐，单罐容积60m³，运输采用密闭的拉油罐车，装载采用底部装载方式，密闭罐车规格一般为27m³，不超过500m³，采出液、净化原油的转移满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中5.2、6.1、6.2的要求。
- (2) 本项目油气集输过程废气主要为无组织挥发性有机物。项目采用“井口加热”工艺，油气集输采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。
- (3) 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。
- (4) 加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，并准备应急措施。
- (5) 设备或管线组件发生了泄漏，应开展修复工作。

7.1.2.2 吉康脱水站废气污染治理措施

(1) 有机废气治理措施

吉康脱水站有机废气治理设施主要是装卸原油采用的密闭卸油工艺、大罐抽气装置。

1) 密闭卸油工艺

工艺流程：油罐车卸油口——防静电卸油软管——密闭卸油箱——卸油泵——质量流量计——储油罐。

装卸油主要采用液下装卸的方式，首先将卸油箱上的防静电卸油软管通过快速接

头连接到罐车底部，当油罐车停放到卸油台后，由PLC控制打开卸油池的进油阀，随后油品进入卸油箱。油罐车、卸油箱、储油罐三者组成一个连通空间，卸油时由于卸油泵的抽吸作用，在罐车内形成负压，卸油箱和储油罐内形成正压。此时由于液位上升压缩了箱体和罐体内上部的空间，造成呼吸阀中的压力阀打开逸出油气。这部分油气损耗通过气平衡系统重新进入油罐车内，少量挥发性气体以无组织形式排入大气中。工艺流程见图7.1-1。

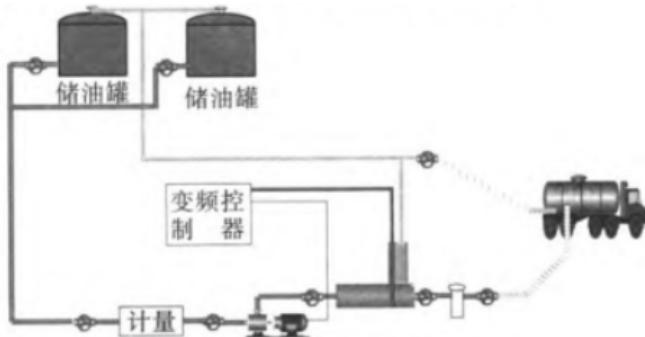


图 7.1-1 密闭卸油工艺示意图

2) 大罐抽气装置

油气回收采用大罐抽气装置，在大罐顶部呼吸阀上引出抽气管路，用螺杆压缩机对大罐进行抽气。大罐抽气装置包括大罐抽气缓冲罐、抽气分离器、抽气压缩机、抽气空冷器和凝液泵，原油储罐与大罐抽气缓冲罐的进口连接，大罐抽气缓冲罐下端出口与凝液泵连接，大罐抽气缓冲罐上端出口依次与抽气分离器、抽气压缩机、抽气空冷器连接。大罐抽气缓冲罐与抽气分离器之间通过一条管线连接，该管线上设置有低压补气阀，抽气分离器上端设有气出口，下端设有液出口。

大罐抽气装置将原油储罐中挥发出的有机气体进行收集、一次分离、压缩、冷凝、二次分离后，分离的气相用于燃气发电机组发电使用。液相（主要成分是轻质油和冷凝水）进入原油脱水系统处理。具体的工艺流程如下：原油储罐中挥发的有机气体首先进入大罐抽气缓冲罐进行缓冲；经过缓冲后，进入抽气分离器分离出凝液，分离掉的凝液经凝液泵增压后送至原油脱水系统处理；其余大罐气进入抽气压缩机增压；增压后，进入抽气空冷器进行冷却，冷却后再进入气液分离装置，分离出凝液后，气相则进入下游装置（燃气发电机组），凝液则直接进入原油脱水系统处理。

压缩机入口分液罐的压力通过变频控制压缩机的抽气量控制在±50Pa，同时在压缩机的进出口管线上设自立式调节阀，当压缩机入口压力≤-50Pa时，自立式调节阀打

开，将压缩机出口气体返回压缩机入口，通过上述两项措施，保证大罐的储存压力在150~350 Pa。

本项目原油装卸、储存过程产污情况与石化工业排污单位石油装卸、储存过程类似，参照《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)表5石化工业排污单位生产装置或设施废气治理可行技术，本项目采取的废气治理措施与其对照分析见表7.1-1。

由表可见，本项目采用的原油装卸、储存过程废气治理措施均为可行技术。本项目采取废气治理措施可行。

表7.1-1 本项目采取的废气污染物防治措施与可行技术对照表

生产装置或设施	污染物	《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》(HJ853-2017)中的可行技术	本项目采用的治理技术	是否为可行技术
储罐	挥发性有机物	油气平衡、油气回收(冷凝、吸附、吸收、膜分离或组合技术等)、燃烧净化(热力焚烧、催化燃烧、蓄热燃烧)	油气回收(大罐抽气装置:压缩、分离、冷却、分离)	是
装载	挥发性有机物	顶部浸没式或底部装载方式+油气回收或燃烧净化	液下装卸+气相平衡系统	是

除密闭卸油和大罐抽气装置，还应按照《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》(环大气〔2021〕65号)和《石化行业挥发性有机物治理实用手册(一)》中的相关要求采取以下措施来减少挥发性有机气体的排放。

①储罐罐体应保持完好，不应有孔洞、缝隙(除内浮顶罐边缘通气孔外)；除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，储罐附件的开口(孔)应保持密闭。

②固定顶罐宜配备压力监测设备，罐内压力低于50%设计开启压力时，呼吸阀、紧急泄压阀泄漏检测值不宜超过2000 $\mu\text{mol/mol}$ 。

③装卸过程中注意检查检测罐车人孔盖、油气回收耦合阀，底部装载有机废气回收快速接头、顶部浸没式装载密封罩、油气回收管线法兰等密封点泄漏情况。

④建立企业密封点档案和泄漏检测与修复计划，泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线、气体/蒸气泄压设备、取样连接系统每3个月检测一次。法兰及其他连接件、其它密封设备每6个月检测一次。

⑤对于放散火炬，在任何时候挥发性有机物进入火炬都应能点燃并充分燃烧，并设置视频监控装置。

⑥制定开停车、检维修、生产异常等非正常工况的操作规程和污染控制措施。

⑦做好检维修记录，并及时向社会公开非正常工况相关环境信息，接受社会监督。非计划性操作应严格控制污染，杜绝事故性排放，事后及时评估并向生态环境主管部门报告。

根据《吉康油田原油脱水站建设工程竣工环境保护验收监测表》，吉康脱水站装卸原油采用的密闭卸油工艺，原油储罐、污水储罐安装螺杆式压缩机型大罐抽气装置，原油脱水站厂界无组织排放的非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，厂区非甲烷总烃无组织排放监控点浓度执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表A.1规定的排放限值。上述在油田应用广泛，经济可行。

（2）采出水处理撬装装置无组织恶臭气体

本项目采出水处理撬装装置为一体化全密闭设施，污泥脱水在密闭空间内进行，产生的污泥及时清理，不在站内贮存，可有效防止臭气外溢。营运过程应加强管理，严禁在运输过程中擅自倾倒、堆放、丢弃和遗撒污泥。

7.1.2.3 采用单井拉油方式可行性分析

萨106平台、萨109平台远离集输管网，受距离和地形条件限制，采用单井拉油方式生产。

由于目前萨探1块为先导实验区块，部署井位较少，集输管网尚未建成，萨106平台距离吉康脱水站3.8km，萨109平台距离吉康脱水站4.4km，且多次穿越干渠及公路，若采用集输管线，工程量较大，且对管材的运行影响较大，能耗较高，综合考虑，目前采用单井拉油的方式生产。

项目所在区域运行过程中随着开采程度的变化，如符合集输条件，应适时采取密闭集输生产工艺。

7.2 地表水环境保护措施

7.2.1 施工期废水防治措施

7.2.1.1 钻井废水防治措施

对钻井废水的污染防治，应从源头减量和处置两方面加以考虑。

（1）节水减少排放量

由于钻井过程中因设备清洗、冷却等需消耗大量清水，如不采取有效节水措施，在浪费水资源的同时，也造成钻井废水大量的产生，给废水存储设施造成容量的负担，并带来后续处理负荷的增加。因此，必须在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

本项目在工程和技术管理上可采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，积累资料，分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量，以此为定额，在保证正常作业的情况下，控制清水用量。

②合理用水，实行用水管理。动力设备等冷却水要循环使用；不得耗用新鲜水冲洗设备，设备冲洗应使用回用水，尽量采用擦洗的方法清洗设备；做好污水循环系统，水的重复利用率要求达到40%~50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，避免水的跑、冒、滴、漏。

（2）废水处置

钻井废水采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排；钻井阶段结束后进入不落地系统，分离后的液相回用于钻井液配制，不外排。

7.2.1.2 施工期生产废水

施工生产废水中主要污染物为泥沙，石油类等。在施工期间内，施工单位必须对施工场所的生产废水应加以管理、控制。

本项目设置临时沉淀池，施工生产废水经沉淀池处理后部分回用，部分喷洒在裸露的表土上。喷洒一方面起到降尘作用，另一方面对场地的压实和沉降起到有利作用，避免施工废水排放造成水环境污染。

7.2.1.3 管道试压废水

管道试压使用清水主要污染物为SS，成分比较简单，试压结束后，用于洒水抑尘，不会对项目区地表水产生明显影响。

7.2.1.4 生活污水

施工生活污水中主要污染物为COD、NH₃-N类等，设置临时生活污水收集防渗池，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

综上，随着上述措施的采取及实施，施工期的废水对环境的影响是可以最大限度

地消除的，并且随着施工期的结束而消失。

7.2.2 运营期废水防治措施

本项目运营期废水主要包括井下作业废水（洗井废水、废洗井液、压裂返排液）、采出水。

7.2.2.1 井下作业废水

（1）井下作业废水的产生是临时性的。井下作业过程中，严格按照吐哈油田分公司环境保护规定的要求，带罐作业，井下作业废水严禁直接外排，作业单位自带回收罐回收作业废水，井下作业废水拉运至准东页岩油联合站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注含油层。

（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。

（3）井下作业施工单位应配备具有足够容量的油水罐，保证施工中产生的废液、废水全部进罐回收。

（4）采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量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）修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

7.2.2.2 采出水

萨探 1 区块采出液管输或拉运至吉康脱水站的原油处理系统，分离出的采出水在吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理，《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注含油层或外运，不向外环境排放。

7.3 地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应

急响应”，重点突出饮用水水质安全的原则确定。

7.3.1 源头控制措施

- ①采取先进、成熟、可靠的工艺技术工艺，良好合格的防渗材料，尽可能从源头上减少污染物泄漏风险，同时，严格按照施工规范施工，保证施工质量
- ②对集输管道、阀门严格检查，有质量问题的及时更换，管道、阀门都应采用优质耐腐蚀材料制成的产品，集输管道采用地下敷设，将污染物跑、冒、滴、漏降至最低限度。
- ③井下作业均带罐作业，采用的专用收集罐集中收集作业废水，外委处置
- ④设备定期检验、维护、保养，定期对采油井的固井质量进行检查，防止发生井漏等事故。

7.3.2 分区防控措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)和《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)的要求，根据每个生产装置，以及布置相应的辅助设施和公用工程设施，将项目区分为污染防治区和非污染防治区，其中污染防治区分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区。分区防渗内容可见表 7.3-1。

表 7.3-1 项目分区防渗内容及技术要求

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井柴油罐区、油水罐区、计量站、集输管线、阀池、岩屑储罐等	重点防渗区	等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或按照 GB16889 执行
吉康脱水站污水罐区、油罐区、原油装卸区、生产装置区、泵房、事故水池及附属管道等		
井场泥浆不落地设施区、材料房、发电机房	一般防渗	等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；或按照 GB16889 执行
吉康脱水站药库、加药间		
油区道路	简单防渗	一般地面硬化
吉康脱水站办公区、消防水罐区、变电站、站内道路等		

各分区应根据《石油化工工程防渗工程技术规范》(GB/T 50934-2013)的要求进行防渗处理：

- ①地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯(HDPE)膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

②当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于200mm的砂石层。

7.3.3 污染监控措施

本工程应建立完善的监测制度，结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中要求，本工程需布设3眼监测井，在监测水质的同时监测地下水水位(监测井位的设置可依托原有水井)。地下水监测计划详见表7.3-2。

表7.3-2 地下水监测计划

孔号	区位	监测频率	主要监测项目
W1	项目区上游布设1个监测点	每年采样1次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD
W2	项目区布设1个监测点		
W4	项目区下游布设1个监测点		

注：监测井位的设置可依托原有水井。

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

为保证地下水监测工作高效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

- a.预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；
- b.工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；
- c.建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；
- d.按突发事故的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制定相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

e.定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；平均注入量大于等于300m³/d的回注井应每年至少进行1次井筒完整性检测，注入量小于300m³/d的回注井应至少每2

年进行1次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

f.油井报废或退役后，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T 6628-2005)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2017)和《废弃井封井回填技术指南(试行)》的相关要求执行。

②技术措施

a.油气井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》(GB/T 17745-2011)要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

b.定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

c.回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)要求。

d.在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据报告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。

7.3.4 应急响应

一旦发生风险事故，大量物料泄漏至地表，首先污染包气带，因此首先要查明污染物污染的范围及深度，尽可能地将污染物控制在包气带的范围内，根据污染情况酌情对污染区域的土壤进行置换处理，以免扩大对土壤和地下水的污染影响。

一旦污染物进入到饱和地下水中，就会较快地在地下水体中迁移，从而威胁地下水的质量。因此，一旦发现渗漏进入地下水饱水带后，应立刻采取如下措施：

(1) 在风险情况下(井喷等)，物料可能大量泄漏至地表，通常物料会控制在一定区域内，风险发生后，只要尽快对物料进行收集处理，对污染的防渗土层进行清理，则可避免物料大量进入地下水。

(2) 如果发生井喷等风险事故，应在井场地下水流向下游30m、50m处设置潜水含水层地下水观测井，并定期进行监测监控油田开采地下水污染情况，掌握地下水污染情况。监测孔便于及时发现地下水污染事故及其影响范围和程度，根据地下水由北东向南西的主导流向，密切监视污染物所到达的范围，为迅速采取地下水应急措施提

供信息保障。

(3) 一旦监测到地下水污染, 及时查清污染范围和程度, 发生事故时, 应该迅速组织环保、消防、安全等部门参与的协调领导小组, 组织有关技术人员赴现场勘查、开展监测, 制定消除污染方案。

(4) 地下水污染应急预案及处理

a 应急预案内容

在制定站场安全管理体制的基础上, 制定专门的地下水污染事故应急措施, 并应与其他类型事故的应急预案相协调。地下水应急预案的具体内容如下:

- ❖ 应急预案的日常协调和指挥机构。
- ❖ 各部门在应急预案中的职责和分工。
- ❖ 确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施, 评估潜在污染可能性。
- ❖ 特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况, 平常的训练和演习。

b 污染事故处理

在发现异常或者事故状态下, 建议采取如下污染治理措施。

- ❖ 如发现异常或发生事故, 加密监测频次, 改为每周监测一次, 并分析污染原因, 确定泄漏污染源, 及时采取应急措施。
- ❖ 查明并切断污染源。
- ❖ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- ❖ 依据探明的地下水污染情况, 合理布置浅井, 并进行试抽工作。
- ❖ 依据抽水设计方案进行施工, 抽取被污染的地下水体, 并依据各井孔出水情况进行调整。
- ❖ 将抽取的地下水进行集中收集处理, 并送实验室进行化验分析。
- ❖ 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后, 逐步停止抽水, 并进行土壤修复治理工作。

7.4 噪声污染防治措施

7.4.1 施工期噪声污染防治措施

(1) 泥浆泵、钻机、柴油发电机等设备采用低噪声设备, 降低噪声源强, 加快施

工进度，避免及减少形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响；

- (2) 定期维护泥浆泵、钻机、柴油发电机、压裂车等高噪声设备；
- (3) 泥浆泵、柴油发电机和钻机等高噪声设备，应装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用；
- (4) 做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作；
- (5) 少量需要测试放喷的井场，采用修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过2m，尽量缩短放喷时间。

7.4.2 运营期噪声防治措施

- (1) 尽量选用低噪声设备。合理布局，尽量将发声源集中统一布置，将污水提升泵、卸油泵等高噪声设备设置在泵房内，利用厂房隔声，并设置基础减震设施。
- (2) 对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。
- (3) 加强生产管理，确保各类防治措施有效运行，各设备均保持良好运行状态，防止突发噪声。
- (4) 切合实际地提高工艺过程自动化水平。对于噪声强度大的作业（例如压裂作业），要合理安排作业时间，避免夜间作业。
- (5) 实行工人巡检制，减少操作工人在该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。
- (6) 定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

7.5 固废污染防治措施

7.5.1 施工期固废污染防治措施

7.5.1.1 钻井岩屑污染防治措施

(1) 钻井岩屑处置

本项目钻井泥浆、岩屑采用临时罐体收集，按泥浆体系不同阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间循环使用，不外排。一开、三开水基钻井泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集，钻井泥浆和岩屑进入钻井废弃物不落地系统中处理，实现固液分离，分离后的液相随钻井队用于后续钻井使用，分离后的固相（岩屑）临时贮存在井场内

的岩屑储罐中，委托第三方合规处置。二开油基钻井泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集，钻井泥浆和岩屑进入钻井废弃物不落地系统中处理，实现固液分离，油基泥浆随钻井队用于后续钻井使用；分离后的固相（油基岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，处置协议见附件。

（2）岩屑收集罐场地需进行防渗处理，罐体与地面接触的部分均铺设防渗膜；岩屑收集罐均采用钢质结构，与收集的岩屑不相互反应；岩屑严禁在井场暂存或长期储存，严格执行收集罐集满即清的要求。

（3）对项目产生的钻井岩屑设台账管理，须记录固体废物的代码、名称、类别、产生量、委托处置方式及处置量、接收单位等信息，建议参照《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》中附表1、附表2、附表3内容设置台账。设立专人负责台账的管理与归档。台账记录表各表单的负责人对记录信息的真实性、完整性和规范性负责。

7.5.1.2 其它固体废物污染防治措施

（1）施工土方

本项目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，不设置集中弃土场。

（2）焊接废渣：在每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，废弃物直接放入容器中，施工结束后集中回收处置。

（3）建筑垃圾

针对施工期施工建筑垃圾应从源头上进行控制，体现在施工管理、材料选购、去向控制等方面，特别应强调以下几点：

①施工过程中合理选购材料和构件。在设计时应尽量运用标准设计，采用标准模数和预制构件，以减少建筑垃圾的产生。在选择建筑材料时，应优先选择建造时产生建筑垃圾少的环保再生建材，并且应尽量采用无包装材料和购买前应先计算好材料用量以免超量。

②加强施工管理。施工招投标阶段，在招标文件中写明投标方案中应包含对建筑垃圾的处理措施，从而迫使施工单位在施工时采取相应措施以减少建筑垃圾，所需费用最好也能纳入概算中；在施工阶段，采用机械化施工、提高施工技术和施工工艺、

加强施工组织管理工作，以避免建筑材料在运输、储存、安装时的损伤和破坏，提高结构的施工精度，避免局部凿除或修补，从而减少建筑垃圾的产生。在施工现场还应对建筑垃圾分类存放，以利处理。严格控制工程变更，以免增加造价和建筑垃圾。

③施工车辆在运送弃土应使用不漏水的翻斗车，渣土不得沿途漏散、飞扬，清运车辆进出施工现场不得带泥污染路面，应严格按环卫和公安部门确定的路线行驶。

④施工垃圾不得随意丢弃，对施工垃圾分类进行综合利用和妥善处置，不得造成二次污染。

（4）施工生活垃圾

施工生活垃圾集中清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

7.5.1.3 危险废物污染防治措施

项目钻井、修井会产生少量的落地油泥（事故状态下）、废含油防渗布等，属于危险废物，暂存于萨探 1 区块 7 号平台新建危废暂存池（50m³），定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置。

综上，项目固体废物在得到分类收集，合理处置后，对外环境影响较小。为进一步减少施工期固废污染，采取如下措施：

①尽量提高泥浆的重复利用率，采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆循环利用，不外排；

②加强环境管理，为防止对土壤的污染，经泥浆不落地工艺处理后的固体废物存固废存放点做好防雨、防渗、防外溢等措施。经无害化达标处理的固相在井场存放时间不应超过 10 天，及时运至存入点存放。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落；在运输的地点和终点之间，不进行中转、存放及装卸作业。

③本项目井下作业时带罐铺膜作业，避免落地油产生。

④钻井井场设置生活垃圾箱（桶），分类收集，定期运往环卫部门指定的地点处置。

⑤钻井生产施工中，禁止废水、泥浆、药品及其他废物流失和乱排放，严禁机油、柴油等各种油料落地，擦洗设备和更换的废油品料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

⑥在钻台、机房、泥浆罐、柴油机、发电房底部等容易造成环境污染的区域应铺

设防渗布等防渗隔层，防止油污、泥浆污染土壤。

⑦完井后回收各种原料，清理井场上的落地泥浆、污水、油料和各种废弃物。泥浆药品、泥浆材料及废油品必须全部回收，不随意遗弃于井场。完井后做到作业现场整洁、平整、卫生，无油污，无固废，做到“工完、料净、场地清”。

7.5.2 运营期固废污染防治措施

运营期正常工况下，固体废弃物主要为含油污泥、落地油、废弃防渗膜、废润滑油。

7.5.2.1 落地原油污染防治措施

(1) 加大监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时严格执行“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，必须带罐（车）操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油 100% 回收。回收的落地原油拉运至吉康脱水站卸油罐，进入原油处理系统进行处理。

(2) 地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油及时回收，使之“不落地”。

(3) 在钻井过程中及完成井后，严格执行井控技术规定和井口装置试压要求，落实好防喷、防漏技术措施。

(4) 加强管理，对井口装置、集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。

7.5.2.2 清罐污泥污染防治措施

本项目原油在处理过程中所产生的清罐污泥属于危险废物，编号为 HW08。定期清理，按照原油处理系统的清淤年限，及时清淤并妥善处置。清罐工作交由有资质的单位进行，产生的清罐污泥直接拉运，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置，不在站场内暂存。

7.5.2.3 废弃防渗膜、废润滑油污染防治措施

采油井场、计量阀组及脱水站内设备检修过程中会产生少量废弃防渗膜和废润滑油属于危险废物，暂存在新建危废暂存池 (50m³) 内，定期委托有资质的单位进行无害化处置。

7.5.2.4 贮存场所污染防治措施

本项目新建危废暂存池 1 座，容积为 50m³，分为 3 个独立分区，用于暂存项目钻

井、修井会产生少量的落地油泥（事故状态下）、废含油防渗布等，新建危废暂存池应先期建设并投运。危废暂存池应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求进行建设，采取有效的防渗措施，防渗层应覆盖整个池体，表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少1m厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少2mm厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。

7.5.2.3 危险废物管理要求

建设单位运营过程中应该对本项目的危险废物从收集、运输、利用、处置各环节进行全过程的监督，各环节管理严格执行《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》《陆上石油天然气开采含油污泥处理处置及污染控制技术规范》（SY/T7300-2016）的相关要求。具体危险废物环境管理要求如下：

- (1) 落实污染环境防治责任制度，建立健全工业危险废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度。
- (2) 落实危险废物识别标志制度，按照《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（GB15562.2）等有关规定，对危险废物的容器和包装物以及收集、贮存、运输、利用、处置危险废物的设施、场所设置危险废物识别标志。
- (3) 落实危险废物管理计划制度，按照《危险废物产生单位管理计划制定指南》等有关要求制定危险废物管理计划，并报所在地生态环境主管部门备案。
- (4) 落实危险废物管理台账及申报制度，建立危险废物管理台账，如实记录有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。
- (5) 落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。
- (6) 落实危险废物转移联单制度，转移危险废物的，应当按照《危险废物转移管理办法》的有关规定填写、运行危险废物转移联单。
- (7) 产生工业危险废物的单位应当落实排污许可制度；已经取得排污许可证的，

执行排污许可管理制度的规定。

(8) 落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

危险废物收集、贮存应当按照其特性分类进行；禁止将危险废物混入非危险废物中贮存。危险废物收集、贮存和运输过程的污染控制执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025)等有关规定。

(9) 落实环境影响评价制度及环境保护三同时制度，需要配套建设的危险废物贮存、利用和处置设施应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

(10) 落实环境应急预案制度，参考《危险废物经营单位编制应急预案指南》有关规定制定意外事故的防范措施和环境应急预案，并向所在地生态环境主管部门和其他负有固体废物污染环境防治监督管理职责的部门备案。

(11) 建设单位应加强危险废物规范化环境管理，按照《危险废物规范化环境管理评估指标》有关要求，提升危险废物规范化环境管理水平。

(12) 对于列入《国家危险废物名录》附录《危险废物豁免管理清单》中的废弃的含油抹布和劳保用品等危险废物，当满足《危险废物豁免管理清单》中列出的豁免条件时，在所列的豁免环节可不按危险废物管理。

7.6 土壤污染防治措施

7.6.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动，尤其应注意减少对周边农田土壤的扰动；

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

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

(4) 项目区处于风蚀区，应严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

7.6.2 营运期土壤污染防治措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

7.6.2.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期检查井场、管线，是否有采出液泄漏的现象发生。

（2）本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效地防止管线腐蚀穿孔，防止管线环境风险事故的发生。

（3）对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

（4）由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

（5）如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置，因而，石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

7.6.2.2 过程控制措施

根据本项目特点，从垂直入渗途径，采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

7.6.2.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）的跟踪监测要求，制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井场、管线可能影响区域跟踪监测，每3年监测1次。

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

7.7 生态环境保护措施

7.7.1 施工期生态环境保护措施

7.7.1.1 井场工程生态保护措施要求

(1) 井场建设前，选址阶段应对施工场地周边进行现场调查，原则上应尽量避开植被长势良好、茂密的区域，避让农田，选择裸地或植被稀疏的区域进行井场建设，如不能避让，尽量少占耕地。

(2) 对油田区域内的临时性占地（井场、道路、管线）等合理规划，严格控制占地面积，采取少占地、少破坏植被的原则，缩小施工范围。严格控制施工区域，将临时占地面积控制在最低。

(3) 钻井废弃物 100%回收，减少对周围土壤、植被的影响。

(4) 岩屑堆放场地必须严格落实防渗处理设施，确保固废不对土壤环境和地下水产生影响。

(5) 一切作业尽量利用原有道路，按原有车辙行驶，若无原有道路，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。

(6) 施工结束后，做到井场整洁、无杂物，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低。

7.7.1.2 管线工程生态保护措施要求

(1) 对油田区域内的临时性占地（管线埋设）合理规划，严格控制临时占地面积，管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大，管道施工作业带宽度控制在 8m，尽量避让植被较多的区域，减少因施工造成的植被破坏，管线建设过程尽量少占耕地，减少对农作物的破坏。

(2) 管沟开挖，做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是耕地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) 管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。
- (5) 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。

(6) 施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

(7) 萨105平台至脱水站集输管线地下穿越湿地公园段施工时选择非灌溉期施工，采用顶管施工工艺，施工临时占地不得占用湿地公园，管线采用底部穿管保护，施工废水及废弃物严禁随意丢弃至湿地公园（头工干渠）。

7.7.1.3 道路工程生态保护措施要求

- (1) 无道路区域作业车辆“一”字型行驶

道路施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆沿原有道路行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(2) 道路选线过程中应尽量利用原有道路，新建巡检道路选线尽量沿管线敷设走向铺设，避让植被密集区域。

- (3) 道路施工作业带宽度控制在6.5m。

- (4) 严禁在道路两侧取弃土。

7.7.1.4 对植物生态保护措施要求

经调查，项目区西部、南部绝大部分地段很少或根本无植物生长，地表大面积裸露，景观单调，项目区的植被利用价值低。项目区东部、北部为农田，主要农作物以小麦、玉米、马铃薯、甜菜、油葵等。

对于荒漠植物及农作物的生态保护要求如下：

- (1) 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物，尽量避

开农田。

(2) 施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围,使之限于在各工区和生活区范围内活动,最大限度减少对荒漠植物生存环境及农田的践踏破坏。

(3) 确保各环保设施正常运行,污水进罐、落地油回收、固体废物填埋,避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的植被及农作物。

(4) 对占用的一般农田,应采取避让措施,施工期尽量避开耕种、收获期,尽量减少栽培植物损失,确实避免不了的,应按规定进行经济补偿。

(5) 井场施工在开挖地表、平整土地时,临时堆土必须进行拦挡,施工完毕,应尽快整理施工现场。

(6) 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荒漠野生植物生存环境造成威胁。

(7) 加强对施工人员和职工的教育,强化保护野生植物的观念,不得随意踩踏野生植物。

(8) 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,避免另行开辟新路、碾压周边农田,不能因本项目的建设导致周边农作物的减产。

(9) 管沟应分层开挖、分层堆放、分层回填,特别是农田区域表层土壤分层堆放,以保护植被生长层,降低对土壤养分的影响,尽快使土壤恢复生产力。

(10) 制定严格的施工操作规范,加强对施工人员保护农田的宣传和教育。

7.7.1.5 对野生动物的生态环保措施要求

经调查,项目评价区域无国家及自治区级保护动物,对于野生动物的生态保护要求如下:

(1) 设计选线过程中,尽量避开植被较丰富的区域,最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

(2) 为了更好地保护野生动物,建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围,使之限于在施工作业带范围内活动,尽量不侵扰野生动物的栖息地。

(3) 对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作,强化保护野生动物的观念,禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

(4) 加强管理,确保各生产设施的正常运行,避免强噪声环境的出现,避免对野

生动物的惊扰。

7.7.1.6 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和道路施工期和钻井期。

监理的重点内容是：表土分层堆放，管道施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

生态监理要求应落实在管线、道路、井工程等项目承包招标书中。

7.7.1.7 其它生态保护措施要求

- (1) 在工程管理和施工人员进场前进行环境教育及相关培训；
- (2) 严禁施工人员进行非石油生产的其他活动，如：严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物；并在施工营地、施工便道及钻井区设置“保护野生动植物”等警示牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。
- (3) 施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。
- (4) 施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到工完料净场地清，以利于植被的自然恢复。
- (5) 按照《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》相关要求，采取以下生态环境保护措施：
 - ①防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏。
 - ②建立危险化学品管理制度，依法取得相应资质，实施全过程管理。
 - ③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。
 - ④应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资。

7.7.2 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护和水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失，抵制沙漠化发展起到了一定的积极作用。

7.7.2.1 井场等永久占地工程生态保护措施要求

永久占地地面硬化：由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量；对油田区及油田公路、集输管线上方、电力设施底部地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量。

7.7.2.2 其它生态保护措施要求

(1) 管线上方设标示桩、警示桩，防止其他工程施工活动对管线造成破坏；定期检查管线，如发生管线老化、接口断裂，及时更换管线。

(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) 定时巡查井场设备设施等，防止“跑冒滴漏”，降低土壤污染。

(4) 加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对野生动物和自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被、破坏农作物。

(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) 加强对道路沿线生态环境的管理、保护、巡护工作。禁止道路维修和检查人员对动物栖息地产生新的破坏，实施维护工作时应尽力避免影响野生动物正常的活动。

(7) 强化项目沿线的固体废弃物污染治理的监督工作，除向司乘人员加强宣传教育工作外，项目沿线的固体废弃物定期进行清理。强化道路沿线固体废弃物污染治理的监督工作，严禁过往车辆乱扔方便袋、饮料罐等固体垃圾。运输含尘物料的汽车要求加盖蓬布。

(8) 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，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。

(9) 严禁捕杀任何野生动物，在井场设置宣传牌，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。

通过上述处理方法，油田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

7.7.3 退役期生态环境保护措施

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终进入退役期。当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

退役期生态环境保护措施如下：

（1）扬沙污染防治措施

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少1m的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等，在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

（2）固体废物污染防治措施

井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、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。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

（3）及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生污染地下水和土壤。

（4）井场地表恢复

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，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。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

（5）加强环保宣传

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。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

7.8 生态恢复方案

7.8.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《陆上石油天然气开采绿色矿山建设规范》和《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，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其它法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

（2）油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

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

（4）矿区井场、联合处理站等相关站场址、矿区专用道路等生态环境保护与恢复治理符合HJ 651-2013的规定。

（5）矿区压占和损毁土地、相关站场址结余用地、功能废弃地等，应及时按TD/T1036的要求开展土地复垦，复垦率100%。

7.8.2 生态环境分区恢复治理

7.8.2.1 勘探期生态恢复治理

油田勘探爆破、探查活动结束后，对勘探活动造成的地表土壤破坏进行平整，对地表植被进行恢复，恢复其原有生态功能。

7.8.2.2 井场生态恢复治理

（1）井场生态恢复治理范围

本项目部署78口井，所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

（2）生态环境恢复治理措施

①施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

②工程施工结束后，应对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。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，临时占地内植被在未来3~5年内通过自然降水及温度等因素得以恢复。农田中临时占地的农作物第二年进行复垦恢复。

7.8.2.3 管线生态恢复治理

(1) 管线生态恢复治理范围

本工程需新建各类管线共计31.63km，该范围内需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在8m范围内，施工过程中保护土壤成分和结构。施工结束后，尽快分层回填管沟，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。

工程施工结束后采用人工播撒种子的方式进行植被恢复，临时占地内植被在未来3~5年内通过自然降水及温度等因素得以恢复。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。

占用耕地段按规定进行经济补偿，尽量避开耕种期施工，尽可能减少作业带范围，施工过程中分层开挖、分层堆放土壤，施工结束后，分层回填管沟，由农民自主恢复耕种。管道标志桩等永久占地不得占用耕地。

7.8.2.4 植被恢复措施及恢复要求

(1) 工程施工结束后荒漠生态系统的植被采用人工撒播种子的方式对区域植被进行恢复，临时占地的植被在未来3~5年内通过自然降水及温度等因素得以恢复。农田中临时占地的农作物第二年进行复垦恢复。

(2) 工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，采油井恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行植被恢复。

7.9 水土保持方案

井场、场站、道路等施工扰动，将使井场、场站及周围的土壤结构和植被遭到破坏，降低水土保持功能，加剧水土流失。不但造成弃土弃渣的直接水土流失加剧，还可能将加剧地表直接破坏区的水土流失，对区域的水土流失有加剧的趋势。

本环评将从开发建设过程中扰动地表地貌、破坏植被等不利水土保持的因素制定合理可行的水土保持措施，防止土壤沙化，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。

7.9.1 指导原则

(1) 严格遵循《中华人民共和国水土保持法》《中华人民共和国水土保持法实施条例》《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国水土保持法〉办法》等有关规定，贯彻执行“预防为主，全面规划，综合防治，因地制宜，加强管理，注重效益”水土保持方针，尽量减少施工过程中造成的人为水土流失。

(2) 根据“因地制宜，因害设防、重点治理与一般防治兼顾”的原则，采取各项水土保持措施，做到工程措施、植物措施相结合，治理与开发利用相结合，形成项目建设水土保持的综合治理体系，保证项目在施工和运营期间的安全，控制和减少水土流失，使项目沿线生态环境得到保护、恢复和改善。

(3) 坚持“谁开发谁保护，谁造成水土流失谁治理”的原则，合理界定本项目水土流失防治的责任范围。

(4) 各项治理措施要符合有关技术规范要求，采取工程措施与植物措施相结合，永久措施与临时措施相结合的原则，对项目造成的水土流失采取适当的防治措施体系进行治理，治理时坚持“三同时”原则。水土保持工作以控制水土流失、改善生态环境、恢复植被为重点。在不影响水土保持效能的前提下尽量减少资金的投入，要做到经济上合理，技术上可行，实施后有明显的生态和环境效益。

7.9.2 防治目标和范围

根据《关于印发自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水水保〔2019〕4号)，项目所在地属于II2天山北坡诸小河流域重点治理区。

总体防治目标是：预防和治理水土流失防治责任范围内的水土流失，减少和控制新增水土流失危害，维持工程施工、运营安全及项目区生态环境的良性循环。为此，

在自然环境调查的基础上，根据工程实际设计合理可行的水土保持工程，达到恢复植被，减少水土流失，改善生态环境的目的，同时也为主体工程安全运行提供环境保障。

7.9.3 水土流失防治责任范围

结合《生产建设项目水土保持技术标准》(GB50433-2018)中的有关规定，根据工程特点和总体布局，确定本项目水土流失防治责任范围包括工程建设区和直接影响区。防治责任范围主体属于吉木萨尔县管辖。

项目建设区：指开发建设单位工程建设征用、占用、租用及管辖等的土地范围，是建设项目直接造成的损坏和扰动的区域。其中用地范围包括井场、管线及道路区。

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。

7.9.4 水土保持措施

根据水土流失防治分区，在分析评价主体工程中具有水土保持功能措施的基础上，针对项目建设施工活动引发水土流失的特点和危害程度，将水土保持工程措施和植物措施有机结合在一起，合理确定水土保持措施的总体布局。对主体工程中具有水土保持功能工程，纳入方案的水土保持措施体系当中，使之与方案新增水土保持措施一起，形成一个完整、严密、科学的水土流失防治措施体系。

(1) 井场、站场区

①为保护土地资源，在施工前，对井场所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在井场周边修筑地边梗；钻井作业结束后，将井场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石(6cm)，防止风蚀现象发生。

②植物措施：项目采油井口及井场、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，尽量避让农田。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。施工期要完善开辟的临时便道，要严格控制占地面积，指定施工期车辆行驶路线，严禁道外行驶。

路基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。

（3）管线区

本项目水土流失主要发生在施工期，本次环评建议对此采用工程措施与植物措施相结合的方式。在工程措施中，要限制施工作业扰动范围，开挖出的土按表层及深层分开堆放。下管后深层土填入下层，表层土覆于上层，然后洒水“封育”。

由于管线敷设地面还形成一条高于地面的土埂，因此若供排水与地表天然排水方向垂直，则要分段设排水沟。

（4）植物措施草树种优选及质量要求

本着“因地制宜、适地适树适草”的原则，根据项目自身特点和所处地区的气候特点，选择耐寒、耐旱、抗盐碱沙生植物种作为场内恢复绿化和造林的骨干植物种，如当地适生的优势免灌植物为多枝柽柳、琵琶柴等。当地有灌溉条件的地方可人工种植的乔木选择适于当地生长的广布种。

（5）编制防洪规划和水土保持规划的要求

建议建设单位必须在项目前期按照《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）的要求，编制符合要求的水土保持方案，以便有效防止水土流失。

7.10 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”。

7.10.1 防治目标

本项目开发涉及到的区域基本为荒漠草地和农用地。

根据《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）要求，提出本项目的防沙治沙措施。

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。

7.10.2 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。

（2）项目所在区域是半灌木、小半灌木荒漠，植被稀疏。为保护土地资源，在施工前，对施工区所处位置进行表土剥离，剥离的表土作为后期生态恢复；在施工区周边修筑地边梗；施工作业结束后，将临时占地进行平整，并覆土压实并恢复原地貌植被，防止风蚀现象发生。

（3）植物措施：项目采油井口、采油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，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。

（4）工程项目所在地采取风沙防护工程，治理结束后，恢复期应在充分利用既有防沙治沙措施的基础上，进一步采取机械治沙和生物治沙等综合整治措施，控制土地沙漠化的扩展。

7.11 温室气体管控措施

油气行业是关系国计民生的基础性、战略性产业，是国民经济的压舱石和驱动器，能够发挥保障国家能源安全和产业链平稳运行的关键作用。随着我国设定“双碳目标”、生态文明建设进入减污降碳新阶段。油气行业全价值链从开采、运输、储存到终端应用都会产生大量碳排放，全链温室气体排放量达到全球总量的40%以上，其中生产阶段的排放占20%，使用阶段的排放占80%。要实现碳中和目标，油气行业势必成为减排主体。

（1）绿色低碳发展要求

在新的历史背景下，油气行业绿色低碳发展应包括绿色产品和服务、绿色生产和

工艺、绿色文化和责任三个维度。

①绿色产品和服务是指优先发展与油气业务相关性强、协同性好的新领域，特别是发挥天然气在能源结构低碳化转型中的重要接替作用，与氢能、太阳能、风能、地热能、生物质能等新能源形成互补，做好社会低碳转型的推动者。同时，发展节能环保、CCUS等新业务，打造绿色供应链，提升绿色低碳产品产业服务水平。

②绿色生产和工艺是指推动节能减排、生态保护和清洁生产，促进从粗放型生产经营向集约高效型转变，统筹温室气体和 VOCs 的协同控制。扩大生产用能清洁替代规模，加大能源资源的节约利用力度，稳步推进绿色制造体系建设，加强生态环境风险控制，激励企业先行先试零碳排放生产转型，持续提升绿色低碳绩效指标。

③绿色文化和责任是指将绿色低碳发展作为企业文化建设的重要内容，构建完善的绿色低碳组织架构和决策考核机制、系统科学的风险评估体系、完整高效的监测核查系统，扩大国际合作，提升绿色低碳治理能力。加强绿色环保公益行动，建立企业绿色和谐沟通交流渠道，主动公开企业绿色低碳发展信息。

（2）碳减排路径分析

根据麦肯锡分析，油气行业的温室气体排放主要包括二氧化碳与甲烷两类，二氧化碳排放主要由供热与供能需求产生，如使用天然气作为燃料供热及产生蒸汽、自备电厂发电等带来的尾气排放等。以 20 年为尺度，甲烷的增温潜势约为二氧化碳的 86 倍，是需要优先控制的一类温室气体。在油气产业链贡献的 15% 温室气体减排量当中，超过 60% 来自甲烷减排，剩下 40% 来自二氧化碳减排；其中上游采油减排占比约 10%，下游炼油减排占比约 30%。

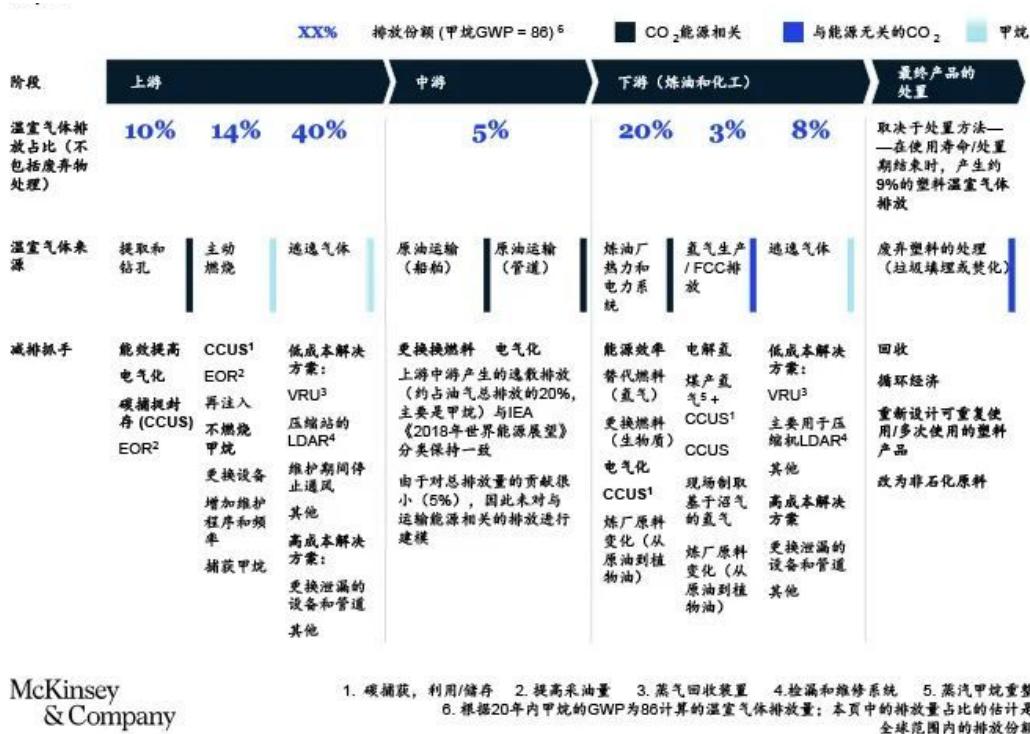


图 7.11-1 碳排放路径示意图

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: 通过安装蒸气回收装置、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，主要以吉康脱水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。

8 环境影响经济损益分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会因子、经济因子、环境因子是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

吉康油田萨探 1 块二叠系井井子沟组油藏开发先导试验工程的开发建设必将带来极大的经济效益，同时可以增加就业机会，提高油气田开发的社会效益，但是任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响，特别是与石油相关的建设工程，在忽视环境保护的情况下，所造成的环境污染和生态破坏是相当严重的，环境遭受的经济损失则是巨大的。为了减少不利环境影响造成的经济损失，该项目在开发建设工程和污染防治方面均采取了一定的措施，投入了一定的资金来减少项目建设对环境的影响。

8.1 社会效益分析

本项目开发的社会效益主要体现在油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

本项目开发是中国石油天然气股份有限公司积极支持西部大开发、支持新疆地区经济发展的一项重大举措。对于提供就业机会，增加部分人员收入，提高当地国税、地税有着显著的作用。因此，本项目具有良好的社会效益。

8.2 环境经济损益分析

8.2.1 环境损失分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- 1) 工程占地造成的环境损失；
- 2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- 3) 其他环境损失。

工程占地主要为井场建设和外输（输油、注水管线）管道占地以及道路建设占地。工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表结构，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且施工期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

8.2.2 环保投资分析

项目总投资 16101.30 万元，环保投资约 2417.6 万元，占总投资的 15.01%。本工程环保投资估算见表 8.2-1。

表 8.2-1 环境保护投资估算

阶段	项目名称	环保措施	投资(万元)
施工期	占地补偿	对占用的耕地、草地实施补偿	145
	临时占地恢复	完工后迹地清理并平整压实、临时占地释放后植被和土壤的恢复	24
	站场、道路和管线施工产生的施工扬尘	粉状材料及临时土方等在井场堆放应采取覆盖防尘布；管线分段施工，缩短施工时间；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整。	5
	柴油发电机燃油燃烧废气	采用高效设备，定期维护，采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施	3
	施工生产废水	临时沉淀池	2
	施工营地生活污水	临时生活污水收集防渗池，定期拉运至吉木萨尔污水处理厂处理	9
	施工噪声	采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	2
	钻井液、钻井固废	回收罐若干	5
		不落地处理系统，撬装式	1290
		罐区防渗措施、围堰	22
		危险废物委托处置	40
		设立宣传牌、标志牌加强生态保护宣传	2
	射孔压裂返排液	回收罐若干	2

阶段	项目名称	环保措施	投资(万元)
	施工土方	表土分层堆放, 分类回填, 严禁大量集中弃置	5
	生活垃圾	清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场	2
	环境风险防范	钻井防喷器、放喷管线、放喷池等风险防范措施	573.6
运营期	油气集输、储存无组织挥发非甲烷总烃	选用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等与站场、管线同步建设	5
	油气回收	大罐抽气装置	依托原有
	防渗膜铺装	修井及井下作业过程中铺设防渗膜	5
	其他危险废物(废弃防渗膜、废润滑油等)	定期委托有资质单位处理处置	5
	落地原油	回收罐若干, 带罐作业, 100%回收, 运至吉康脱水站原油处理系统进行处理	3
	井下作业废水	回收罐若干	2
		罐车拉运	20
	井场、站场噪声	采用低噪声设备、基础减震、隔声等	4
	地下水	设置围堰、分区防渗、地下水监测	150
	环境风险防范	环境风险应急预案编制、应急物资等	30
退役期	地面构筑物、管线拆除产生的施工扬尘	严格按照国家环保部《防治城市扬尘污染技术规范》的要求采取各项防尘抑尘措施	8
	建筑垃圾	由施工单位运至指定位置进行处理	6
	生态保护及恢复	完工后迹地清理并平整压实、施工临时占地和原来站场的永久占地释放后植被和土壤的恢复	48
合计			2417.6

8.3 环境经济损益分析结论

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中, 由于井场、地面设施建设、道路修建、敷设管线等都需要占用一定量的土地, 并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中, 需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等, 经估算该项目环境保护投资约 2417.6 万元, 环境保护投资占总投资的 15.01%。实施相应的环保措施后, 不但能够起到保护环境的效果, 同时节约经济开支, 为企业带来双赢。

9 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加大环境监督管理力度，尽可能地减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本项目对环境的影响主要来自开发期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是开发期的各种作业活动还是运营期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在开发期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了开发期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

9.1 环境管理

9.1.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。

中国石油吐哈油田公司依据《健康安全与环境管理体系第一部分：规范》（Q/SY1002），对照《中国石油天然气集团公司HSE管理体系管理手册》及《中国石油天然气股份公司勘探与生产分公司HSE管理体系管理手册》的要求，编制并批准了《吐哈油田公司健康、安全与环境管理体系管理手册》。

项目部所属的中国石油吐哈油田公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系，为减少运营井和退役井对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施，起到了积极作用。

9.1.1.1 机构设置

中国石油吐哈油田公司在环境管理机构设置上实行逐级负责制。

油田公司管理体系最高管理者负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等；日常环境管理工作由安全环保科负责，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保科负责环境标准的贯彻实施，确保所有有关管理体系方面要求和管理文件能正确、完全地执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的各类环境问题以及发生污染事故的处理等。

9.1.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施 HSE 管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障 HSE 管理体系在本单位的有效运行。本项目在开发期与运营期对环境造成一定的影响，特别是开发期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻开发期作业活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

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。

废水分管理应按“总体规划、达标排放”的原则，在生产过程中，油田采出水全部回注。

废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

2) 加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备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

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接受的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

9.1.1.4 本项目HSE管理工作内容

应结合本项目环评识别的开发期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

- (1) 工艺流程分析；
- (2) 污染生态危害和影响分析；
- (3) 泄漏事故危害和风险影响分析；
- (4) 建立预防危害的防范措施；
- (5) 制定环境保护措施；
- (6) 建立准许作业手册和应急预案。

9.1.2 管理体系及体系运行

萨探 1 块建成后由吐哈油田公司统一管理。在本次开发建设项目的实施过程中，将依托吐哈油田公司在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系），减少施工期和运营期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施。

吐哈油田公司在环境管理机构设置上为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制，其环境管理机构设置见图 9.1-1。

HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保处负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全地执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。吐哈油田公司准东勘探开发项目经理部在生产经营管理方面采用精细化管理，强化执行力，关注细节，注重过程管理，形成了具有现代企业经营的管理模式。

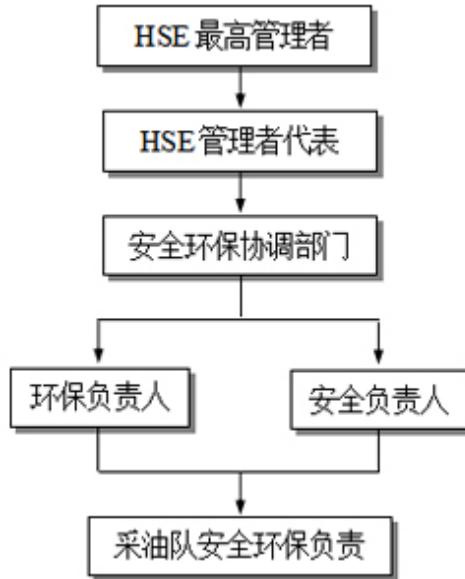


图 9.1-1 吐哈油田环境管理机构设置

9.1.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环

境特征，分施工期、运营期及退役提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督单位
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。施工结束后，施工单位应及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低	施工单位及建设单位	所在行政区生态环境主管部門
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地		
		植被	保护荒漠灌丛植被，避让耕地；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
		重点区段	项目采油井口及井场、道路及集输管线全部避让，尽量少占耕地，减少对荒漠植被和农作物的破坏		
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置；运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬；施工现设置围栏等		
		废水	以钻井队为单位，核算清水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少清水用量。杜绝水的跑、冒、滴、漏现象。钻井废水综合利用		
		固体废物	钻井岩屑按规范处置；施工土方回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		
		噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	生态保护		继续做好施工迹地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复；培训巡线人员相关的水土保护知识，使之在保护沿线植被的同时，随时观察沿线的水土流失状况，以便能及时地采取补救措施。定期维护集输支线、电力设施底部等设施的地面积石	建设单位	所在行政区生态环境主管部門
	污染防治	废水	各项废水合规处置		
		废气	对大气环境进行定期监测		
		固体废物	集中堆放，委外处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
	事故风险	地下水	对地下水环境进行监控		
		事故风险	事故预防及原油泄漏应急预案		
退役期	生态恢复		做好退役期的地表恢复工作，人工种植地表原有植物，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能	建设单位	所在行政区生态环境主管部門
	污染	废气	在对设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避		

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督单位
防治			免对周围空气环境造成污染		
	废水		设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响		
	噪声		采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随退役期工作结束而终止		

9.1.3.1 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

- (1) 宣传国家和地方有关环境方面的法律法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；
- (2) 落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如防止水土流失等；
- (3) 及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；
- (4) 记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与吉木萨尔县环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；
- (5) 制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

9.1.3.2 运营期环境管理

- (1) 日常环境管理
 - 1) 搞好环境监测，掌握污染现状
 - ① 定时定点监测井场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。
 - ② 废水管理应按“总体规划”原则，在生产过程中，油田采出水全部回注，均不外排。
 - ③ 废气污染源的控制是重点加强对油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。
 - 2) 加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

3) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

（2）重大环境污染事故的预防与管理

1) 对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

2) 制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

3) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

4) 加强风险管理

由于在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，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。

9.1.4 其他环境管理要求

9.1.4.1 排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020年修订)，产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》《〈环境保护图形标志〉实施细则》《环境保护图形标志》《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)，建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

9.1.4.2 环境影响后评价要求

根据《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)严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法(试行)》要求。

在本工程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年后，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，推动油气田开发建设绿色高质量发展。

9.2 企业自主验收

（1）建设项目主体工程竣工后，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入生产或者运行。需要进行试生产或试运行的，其配套建设的环境保护设施必须与主体工程同时投入试生产或试运行。

（2）建设项目主体工程竣工后、正式投产或运行前，企业应自行组织开展建设项目竣工环境保护验收，并编制建设项目竣工环境保护验收调查（监测）报告。

（3）建设项目竣工环境保护企业自行验收范围

①环境影响报告书及其批复文件规定的与建设项目有关的各项环境保护设施，包括为防治污染和保护环境所建成或配备的工程、设备、装置和监测手段，各项生态保护设施。

②环境影响报告书及其批复文件和有关项目设计文件规定应采取的其他各项环境保护措施。

③与建设项目有关的各项环境保护设施、环境保护措施运行效果。

（4）建设项目竣工环境保护企业自行验收工作程序

①在建设项目竣工后、正式投入生产或运行前，企业按照环境影响报告书及其批复文件要求，对与主体工程配套建设的环境保护设施落实情况进行查验。

②按照环境保护主管部门制定的竣工环境保护验收技术规范，企业自行编制或委托具备相应技术能力的机构，对建设项目环境保护设施落实情况进行调查，开展相关环境监测，编制竣工环境保护验收调查（监测）报告。

③验收调查（监测）报告编制完成后，由企业组织对建设项目环境保护设施和环境保护措施进行验收，形成书面报告备查，并向社会公开。

④企业自行组织竣工环境保护验收时，应成立验收组，对建设项目环境保护设施及其他环境保护措施进行资料审查、现场踏勘，形成验收意见，验收组成员名单附后。验收意见应经三分之二以上验收组成员同意。

⑤企业应对验收意见中提出的环保问题进行整改。环境保护设施未经验收或者验

收不合格的，建设项目主体工程不得投入生产或者使用。

⑥企业应自验收通过之日起 30 个工作日内，制作竣工环境保护验收意见书，并将验收意见书、验收调查（监测）报告和“三同时”验收登记表上传至建设项目竣工环境保护企业自行验收信息平台，并如实向社会公开。

（5）企业应向社会及时公开建设项目环境保护设施和环境保护措施落实情况、竣工环境保护验收情况，并接受社会监督。

①在施工期间应主动公开下列信息：主要环境保护设施实施情况；施工期环境保护措施落实情况；施工期环境监测情况及监测结果。

②在投入生产或者使用前应主动公开下列信息：各项环境保护设施落实情况；环境保护措施落实情况；环境监测报告；突发环境事件应急预案及备案情况；竣工环境保护验收调查（监测）报告；竣工环境保护企业自行验收意见。

③在运行期间应定期公开下列信息：各项环境保护设施运行情况；主要污染物排放情况；突发环境事件应急演练和应急预案完善情况；环境影响后评价开展情况。

建设单位自主验收的环保设施验收清单见表 9.2-1。

表 8.2-1 拟建项目环境保护“三同时”验收一览表

类别	污染源	位置	治理措施	工程量	处理效果及执行标准
废水	生产废水	施工场地	设置临时沉淀池, 经沉淀后循环使用, 不外排	临时沉淀池	综合利用, 不外排
	管道试压废水	管线	回用于施工现场洒水降尘	/	综合利用, 不外排
	射孔压裂返排液	钻井井场	收集入罐, 统一收集运至准东页岩油联合站污水处理系统处理	回收罐若干, 依托准东页岩油联合站污水处理系统	零排放
	生活污水	施工营地	设置临时生活污水收集防渗池, 施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理	临时生活污水收集防渗池	不外排
废气	施工扬尘	钻井井场、管线施工场地	采取覆盖防尘布, 分段施工, 缩短施工时间; 施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整	—	—
	钻井废气、车辆废气	钻井井场、管线施工场地	采用高效设备, 定期维护, 采用符合国五标准的柴油, 并添加柴油助燃剂等措施	—	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表2中无组织排放监控浓度要求
施工期	噪声	施工噪声	采用低噪声设备, 定期维护, 装设基础减振和设置隔声罩, 合理安排施工时间, 高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用	—	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
固废	水基岩屑	钻井井场	水基岩屑经不落地系统处置后进罐收集, 交由岩屑处置单位合规处置。	回收罐若干 不落地处理系统1套, 搏装式	钻井固体废物预处理后需满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)
	油基岩屑	钻井经常	油基岩屑经不落地系统处置后进罐收集, 油基岩屑为危险废物, 委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司合规处置	回收罐若干 不落地处理系统1套, 搏装式	零排放
	落地油泥、废含油防渗布	钻井井场	暂存于新建危废暂存池, 定期委托有资质的单位拉运并进行无害化处置	—	零排放

	施工土方	管线施工	施工结束后回填管堤之上，实施压实平整水土保持措施	不设集中弃土场	零排放
	焊接废渣	管线施工	集中回收处置	——	零排放
	建筑垃圾	施工营地	采取回收和综合利用等方法，充分利用资源；对不能再利用的建筑垃圾，可委托当地建筑渣土管理部门统一装运到环卫和城管部门指定地点进行填埋	——	零排放
	生活垃圾	钻井井场	集中收集，统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理	依托吉木萨尔县生活垃圾填埋场	零排放
	水土流失	井场、管线	恢复地貌	永久占地：13.73hm ² 临时占地：77.9129hm ²	恢复地貌
生态恢复	植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度		《建设项目竣工环境保护验收技术规范-石油天然气开采》（HJ612-2011）
	工程占地	井场、管线、脱水站、道路	严格控制占地范围		
	土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填；井场泥浆、落地油处理情况		
	风险防范		钻井防喷器、放喷管线、放喷池等风险防范措施	——	严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响
运营期	采出水	吉康脱水站	分离出的采出水在吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达标后回注油藏	——	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）相关标准
	井下作业废水（洗井废水、废洗井液、压裂返排液）	井场	作业单位自带回收罐回收，运至吉准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后，回注含油层	回收罐若干 依托准东页岩油联合站污水处理系统	
	废气	烃类无组织挥发	井场/计量阀组、油气集输过程	若干	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
			吉康脱水站原油储罐、油品装	——	

		卸、采出水处理	≥98%，处理后无组织排放		
		萨106、萨109平台储罐	无组织排放	—	
噪声	各类机泵	井场、吉康脱水站	低噪声设备	若干	设备设在密闭房间内
固废	落地油	井场	回收罐回收，作业单位100%回收，回收后的落地原油运至吉康脱水站原油处理系统进行处理	回收罐若干	井场无落地油痕迹
	含油污泥	井场	定期清罐，委托有资质的单位无害化处置	—	危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)和《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》的相关要求
	废润滑油	机械设备检修	定期委托有资质的单位进行无害化处置	—	
	废弃防渗膜	采油井场作业场地	定期委托有资质的单位进行无害化处置	—	
	污泥	采出水处理	及时清运，委托有资质的单位合规处置，不在站内暂存	—	
地下水污染防治措施	落实分区防渗措施				防止原油泄漏污染站场/井场地下水
环境风险	详细的井场井喷、井漏事故应急预案，并配套井场防喷器等风险防范措施；管道断裂、泄漏、火灾等风险事故应急预案				严格落实风险事故防范措施，有效应对和排除各种突发事故的不利影响
环境监测	发挥其施工期和运营期的监控作用				污染源达标排放 环境质量达标
环境管理	成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员1人				
	环保设施与措施、环境管理规章制度、施工期环境监理报告、环境风险事故应急预案				

9.3 环境信息公开

参考《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》的有关规定，并结合新疆的相关要求，可通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公开内容应包括：

- (1) 基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；
- (2) 排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；
- (3) 防治污染设施的建设和运行情况；
- (4) 建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；
- (5) 突发环境事件应急预案；
- (6) 其他应当公开的环境信息。

9.4 环境监测计划

9.4.1 施工期环境监理计划

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油股份有限公司环保法律法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

9.4.1.1 环境监理人员要求

- (1) 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。
- (2) 必须接受过HSE专门培训，有较长的从事环保工作经历。
- (3) 具有一定的油气田开发和输油管道建设的现场施工经验。

9.4.1.2 环境监理人员主要职责

- (1) 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

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

(3) 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

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

环境监理工作的重点见表 9.4-1。

表 9.4-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各井场	(1) 井位布设是否满足环评要求 (2) 各井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； (3) 施工作业是否超越了限定范围； (4) 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管线管沟开挖现场	(1) 集油气线路是否满足环评要求 (2) 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； (3) 施工作业是否超越了作业带宽度； (4) 挖土方放置是否符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； (5) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； (6) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种。	环评中环保措施落实到位
3	道路建设现场	(1) 道道路由是否满足环评要求； (2) 施工作业是否超越了限定范围； (3) 临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； (4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； (5) 施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被及耕种；	各项环保措施落实到位
4	保护动物和保护植物	(1) 是否有滥捕和滥挖保护动物和植物行为 (2) 是否严格施工作业带宽度，减少占地	环评中环保措施落实到位
5	其它	(1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； (2) 施工季节是否合适； (3) 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	环评中环保措施落实到位

9.4.2 运营期环境监测计划

本工程在施工和运营期间，施工机械和生产设备均投入使用，故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管，定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测，减少对周围环境影响。

本工程在运营期的排污主要集中在井场和吉康脱水站，其在运营期的监测应根据

项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。项目在施工期、运营期若发生井喷等风险事故，则应开展相应的应急监测及跟踪监测，并向相关生态环境部门备案。

根据《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)、《排污单位自行监测技术指南 总则》，并参照《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023) 制定自行监测方案并开展监测。自行监测方案按要求向相关生态环境部门备案。

具体监测计划见表 9.4-2。

表9.4.2 运营期环境监测计划

监测对象	监测频率	监测点位	监测项目	执行标准	监测单位
环境质量	环境空气	1次半年 吉康脱水站 典型采油平台下风向	非甲烷总烃	《大气污染物综合排放标准》中“非甲烷总烃”20mg/m ³ 标准	委托监测或建设单位自行监测
	声环境	1次年 下八户村	等效连续A声级	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2类标准	
	地下水 ^①	1次半年 项目区上游、下游各1个监测点；项目区内吉康脱水站采出水处理撬装装置、危废暂存池附近与退役期的油井井口周围地下水	pH 石油类 挥发酚 硫化物 COD	《地下水质量标准》(GBT14848-2017) III类标准	
	土壤 ^②	1次年 项目区内吉康脱水站采出水处理撬装装置、危废暂存池附近与退役期的油井井口周围	砷 镉 六价铬 铜 铅 汞 镍 石油烃	《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准》(试行) (GB36600-2018) 中第二类用地筛选值	
	生态环境	1次5年 吉康脱水站 典型采油平台周边和集输管线	植被种类 植被覆盖度 生物多样性 生态恢复等	/	
污染源	无组织废气	1次季度 吉康脱水站 采油平台场界	非甲烷总烃	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物排放要求	委托监测或建设单位自行监测
		1次半年 设备与管线组件 泄漏检测 ^③	泵、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏监测值	
		1次年	法兰及其他连接件、其他密封设备	/	
	昼夜噪声	1次季度 吉康脱水站 采油平台边界四侧外1m处	等效连续A声级	《工业企业边界噪声排放标准》(GB12348-2008) 中2类标准	
	废水	1次年 吉康脱水站污水处理撬装装置出水	悬浮物含量、悬浮物颗粒直径中值、含油量、平均腐殖率、硫酸盐还原菌(SRB)、铁细菌(B)、腐生菌(TG)	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 相关标准	

注：①当监测指标出现异常时，应按照HJ164的附录F中石油天然气开采项目开展监测。建设单位可根据现有工程及其他在建、拟建工程等考虑进行地下水监测点位的布设，但须满足本项目监测计划要求。

②当监测指标出现异常时，应按照GB36600的表1中的污染物项目开展监测。

③泄漏监测值的监测方法及其他相关要求按HJ733、GB39728的规定执行。

9.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单及管理要求见表 9.5-1。

表9.5-1 本项目污染物排放清单

污染物类别	生产工序	污染源名称	污染物	治理措施	运行参数	排污参数		排放状况				执行标准
						编号	排污参数	浓度(mg/m ³)	速率(kg/h)	年排放量(t/a)	排放方式	
无组织废气	油气集输	无组织挥发烃类	非甲烷总烃	12个采油平台采用密闭管线集输	/	/	无组织排放	/	/	231	连续	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中无组织排放限值(40mg/m ³)
	吉康脱水站	无组织挥发烃类	非甲烷总烃	原油储罐装车采用底部液下装载,设置平衡系统,废气进入现有大罐油气回收装置回收,回收率≥98%。处理后无组织排放	油气回收率≥98%	/	无组织排放	/	/	0.9576	连续	
	吉康脱水站	无组织挥发烃类	非甲烷总烃			/	无组织排放	/	/	0.08	连续	
	采油污水处理设施	无组织挥发烃类	非甲烷总烃			/	无组织排放	/	/	0.0745	连续	
	单井拉油罐	无组织挥发烃类	非甲烷总烃			/	无组织排放	/	/	0.96	连续	
废水	井下作业	洗井废水	COD, 石油类	作业单位自带回收罐回收,运至佳东页岩油联合污水处理系统处理达标后,回注含油层	/	/	零排放,全部回用	/	/	20890t/次	间歇	《碎屑岩油藏注水水质推荐技术要求及分析方法》(SY/T5329-202)相关标准
		废钻井液				/	零排放,全部回用	/	/	1947.33t/次	间歇	
		压裂液排放				/	零排放,全部回用	/	/	11797.17m ³ /次	间歇	
	吉康脱水站	采出水	COD, SS, 氨氮, 石油类, 挥发酚, 硫化物	吉康脱水站内一体化污水处理装置处理达标后回注油藏	/	/	零排放,全部回用	/	/	36.06×10 ⁴	连续	
噪声	井场, 吉康脱水站	各类噪声	合理布局,隔声,减震,距离衰减等	/	/	/	/	/	/	/	连续	《工业企业噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准
固体废物	吉康脱水站	含油污泥	定期清罐,并委托克拉玛依再生态环保科技有限公司处置	/	/	/	/	/	/	1751.668	间歇	《陆上石油天然气开采含油污泥处置及污染防治技术规范》(SY/T7300-2016)、《危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》的相关要求
	井场	落地油	作业单位100%回收,回收后的落地原油运至吉康脱水站原油处理系统进行处理	/	/	/	/	/	/	7.7	间歇	
	采油场作业场地	废防渗膜	委托有资质的单位进行无害化处置	/	/	/	/	/	/	1925	间歇	
	机械设备检修	废润滑油			/	/	/	/	/	3.85	间歇	
	采出水处理	污泥			/					164.25	间歇	

10 结论

10.1 项目概况

本次开展产建建设，在萨探1区块萨6块、萨探1块、萨102块采用注水开发，矩形反九点注采井网，边部不规则井网，一类区井距300米×400米，二类区井距250米×350米，总井数107口，利用老井33口，探井转生产井20口，新钻井54口（35口采油井、19口注水井），新建产能19.65万吨（包含探井转生产井产能），利用老井产能7.93万吨，总产能27.58万吨。新建4座采油平台，扩建1座采油平台，利用现有9座采油平台，对吉康脱水站进行改扩建。新建合格油外输管线42km，内部集输管线19.95km，注水管线15.9km，配套道路、供电、供热等工程等。项目总投资131172万元，分2年实施，2026年实施萨6块，2026年实施萨探1块、萨102块。

10.2 环境质量现状

(1) 环境空气

根据吉木萨尔县环境空气质量监测站点2021年环境质量数据，吉木萨尔县PM10、PM2.5年均值不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，故项目所在区域为不达标区。

根据特征因子补充监测结果，评价范围内各监测点的非甲烷总烃小时平均浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃的标准要求，未出现超标现象；硫化氢均为未检出，符合《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录D其它污染空气污染物浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，评价区域现状环境空气质量较好。

(2) 声环境

各噪声监测点位均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类声功能区标准限值，说明项目所在区域背景声环境质量现状较好。

(3) 地下水

项目区域地下水水质总体较好，石油类均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准；其他监测项目中除总硬度、硫酸盐有超标现象外，均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准限值的要求。超标原因主要是原生地质、水文地质环境等因素综合影响。

(4) 土壤本底调查

根据监测结果,项目建设场地及占地范围外评价区的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值标准。项目区附近农田的土壤环境质量各监测因子均小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB15618-2018)风险筛选值。土壤污染风险较低,项目区土壤环境现状较好。

10.3 污染物排放情况及环境保护措施

10.3.1 废气

(1) 施工期废气: 主要为管线敷设、道路工程、场站工程等在施工作业过程中产生的施工扬尘、钻井期间发电机、柴油机等设备产生的废气及施工车辆尾气等, 均为无组织排放, 随施工结束而消失, 对周围环境影响较小。

(2) 运营期废气: 主要为油气集输、油品储存、装卸过程无组织排放的烃类气体。经预测, 各井场、吉康脱水站无组织排放的非甲烷总烃最大落地浓度为均小于《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)的场界标准限值(NMHC无组织排放浓度限值4mg/m³), 项目所排放的大气污染预测浓度可满足相关无组织排放浓度排放限值要求, 可达标排放, 对项目周边环境大气敏感目标影响较小。

综上所述, 本项目施工期和运营期排放的废气对区域环境产生的影响较小。

10.3.2 废水

(1) 施工期废水: 主要为施工生产废水、管道试压废水和施工人员日常生活污水。施工生产废水产生量较小, 主要污染物为SS, 配套建有临时沉淀池, 经沉淀后循环使用; 管道试压废水应尽可能重复利用, 试压结束后, 施工现场洒水降尘; 施工生活污水排入设置的临时生活污水收集防渗池集中收集, 施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

(2) 运营期废水: 井下作业废水送至准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后回注油层。采出水由吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达标后回注油藏。

(3) 事故状态下对地下水的污染主要为管道泄漏、井漏、油水窜层等, 管道泄漏是以点源形式污染地下水, 其污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层; 井喷事故是以面源形式的原油渗漏污染地下水, 井漏事故对水环境的污染是油水窜层, 造成地下含水层水质污染。事故发生后, 及时采取相应的措施, 不会对地下水环境产生明显影响。

本项目开发过程中对区域水环境的影响主要来自非正常状态。非正常的状态可通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范，只要加强管理，防患于未然，对水环境可能造成的影响可以避免。

综上所述，正常生产状况下，项目施工期和运营期的废水及固废均得到了有效的处理处置，不会对地表水环境及地下水环境产生不利影响。

10.3.3 噪声

项目钻井期噪声随施工结束而消失。经预测，运营期吉康脱水站、5平台厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类标准限值要求，敏感点下八户村噪声预测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中2类标准，因此工程实施后不会对周围声环境及敏感点产生明显影响。

10.3.4 固体废弃物

(1) 施工期

本项目一开、三开井基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托第三方合规处置。二开油基岩屑临时贮存在井场内的岩屑储罐，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，对井场周围的环境影响较小。

钻井完井时射孔作业产生的射孔压裂返排液自带回收罐回收，依托准东页岩油污水处理系统处理；施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；落地油泥（事故状态下）和废含油防渗布作为危险废物，委托有资质的单位拉运并进行无害化处置；建筑垃圾尽量综合利用，不能回用的集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场；施工人员生活垃圾集中收集统一拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行填埋处理。

(2) 运营期

吉康脱水站清罐含油污泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。井下作业产生的落地油、废弃防渗膜、废润滑油及清管废渣、污水处理污泥属危险废物，委托有资质的单位进行无害化处置；井场落地原油由作业单位100%回收，回收后的落地原油拉运至吉康脱水站进入其原油处理系统进行处理。采取以上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

综上分析，建设单位在建设、处置和运行管理中严格执行防治措施及吐哈油田分公司各项要求的条件下，本项目在开发建设和生产运营过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，不会对周围环境产生影响。

10.4 主要环境影响

10.4.1 施工期环境的影响

本项目钻井、地面工程（脱水站、计量阀组、管线、道路）建设过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。

（1）废气防治措施

①钻井废气：采用高效设备的方式，定期对钻机（电钻）、柴油发电机等设备进行维护，并采用符合国五标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施；

②施工扬尘：首先合理规划、选择最短运输路线，尽量依托油田现有公路网络；其次是对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理，以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁植被的扰动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬；水泥、石灰等建材采用罐装或袋装运输，尽量不采用散装运输；对砂石堆场应定时洒水，使其保持一定的湿度（含水率），减少二次起尘量；材料堆放应有篷布遮盖和防风防雨措施。

（2）废水防治措施：项目施工废水主要为施工生产废水、施工生活污水和管道试压废水。施工生产废水排入临时沉淀池进行预处理，经沉淀后循环使用，不外排；管道试压废水回用于施工现场洒水降尘；生活污水经设置的临时生活污水收集防渗池集中收集，施工结束后由吸污车清运至吉木萨尔县污水处理厂处理。

（3）噪声防治措施：泥浆泵、柴油发电机、钻机等设备采用低噪声设备，定期维护，装设基础减振和设置隔声罩以减少噪声传播，合理安排施工时间，高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用。

（4）固废防治措施：①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，进入钻井废弃物不落地系统；②钻井过程产生的泥浆、岩屑采用钻井不落地技术收集，一开、三开为水基泥浆，进入钻井废弃物不落地系统中处理实现固液分离，分离后的液相随钻井队用于后续钻井使用，分离后的固相（岩屑）临时贮存在井场内的岩屑储罐中，委托第三方合规处置；二开为油基泥浆，进入泥浆不落地系统固液分离，液相循环使用，固相（油基岩屑）委托有资质的单位处置。③射孔作业产生的射孔压裂返排液自带回收罐回收，

运至准东页岩油联合站污水处理系统处理；④施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，并实施压实平整水土保持措施，不设置集中弃土场；⑤施工生活垃圾运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

（5）生态保护措施：①项目采油平台、道路及集输管线在选址选线阶段合理规划，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，尽量避让农田。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；②设计选址选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域及农田，避免破坏荒漠植物和农作物。施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物和公益林生存环境的践踏破坏和避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

做好野生动物的保护工作；③开展施工环境监理；④施工时对开挖土壤进行表土剥离、分层堆放，分层回填压实；⑤施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做到工完料净场地清，以利于植被的恢复。

10.4.2 运营期环境影响

本项目运营期主要包括采油、集输、油气处理、采出水处理等过程，在整个生产过程中，将产生无组织排放的非甲烷总烃、采出水、井下作业废水、含油污泥、落地原油及泵类等设备产生的噪声。

（1）废气防治措施

油气集输过程废气：采用密闭混合输送工艺，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量；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，严格控制油气泄漏；对各井场内的设备、阀门等进行定期检查、检修。

吉康脱水站有机废气：原油储运、装车采用底部液下装载，设气相平衡系统，废气汇入现有大罐抽气装置回收，回收率 $\geq 98\%$ ，处理后无组织排放。

（2）废水防治措施

①井下作业废水：本项目井下作业废水严禁外排，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至准东页岩油联合站污水处理系统处理达标后回注含油层。

②采出水：分离出的采出水由吉康脱水站内一体化污水处理撬装装置处理达标后回注油藏，不外排进入环境。

(3) 噪声：发声设备进行合理的布局，减弱噪声对操作人员的影响，同时针对设备，采用降噪控制，避免不必要的噪声产生。

(4) 固废：落地原油由作业单位100%回收，回收后的落地原油运至吉康脱水站原油处理系统进行处理；其他危险废物（废弃防渗膜、废润滑油等）委托有资质的单位进行无害化处置。

(5) 生态保护措施：①对于永久占地（油田井场、场站、道路）地面上面实施砾石覆盖措施，减少风蚀量；②在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染；③开展生态环境恢复治理工作。

通过采取各类污染防治措施，可以有效降低施工期和运营期油田开发对周围环境的影响。

10.5 总量控制

本项目无需申请总量控制指标。

10.6 公参意见采纳情况

本环评根据《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）等法律法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

在公示期间，未收到任何反馈信息。

10.7 总结论

综上所述，项目属于国家产业政策鼓励项目，项目所在区域环境质量较好，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。

10.8 要求与建议

- (1) 在项目建设运行中, 应积极采用先进的新工艺、新技术, 减少污染物的产生量、排放量, 确保污染物稳定达标。
- (2) 加强管材腐蚀机理研究、推广应用新型防腐管材, 加强作业废水处理系统和输水管线管理, 防止管道腐蚀穿孔。
- (3) 作业废水在环保部门监督下, 处理满足回注标准后方可回注。
- (4) 建立健全地下水动态监控机制, 增设监测点, 加大监测频次, 掌握地下水水质动态变化情况, 为水质保护提供动态信息和科学依据。
- (5) 落地原油等危险废物环境管理执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》的相关要求进行贮存、处置, 禁止随意掩埋或倾倒。