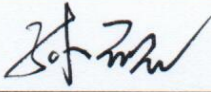

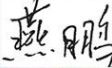




采油一厂高探 1 井地面建设工程 环境影响报告书

中国石油新疆油田分公司采油一厂

2019 年 5 月

编制单位和编制人员情况表

建设项目名称	中国石油新疆油田分公司采油一厂高探1井地面建设工程		
环境影响评价文件类型	环境影响报告书		
一、建设单位情况			
建设单位（签章）	中国石油新疆油田分公司采油一厂		
法定代表人或主要负责人（签字）			
主管人员及联系电话	宋晓龙 09906841358		
二、编制单位情况			
主持编制单位名称（签章）	新疆天合环境技术咨询有限公司		
社会信用代码	91650100313334175L		
法定代表人（签字）			
三、编制人员情况			
编制主持人及联系电话	燕鹏 0991-4182195		
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书编号	签字	
燕鹏	HP 0008239		
2. 主要编制人员			
姓名	职业资格证书编号	主要编写内容	签字
周佳	HP0009324	第1、2、3、6、7章	
尹继娟	HP00016938	第4、5、8、9章	
四、参与编制单位和人员情况			

目录

1.概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	2
1.3 项目可行性分析判定	3
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	3
1.5 环境影响评价的主要结论	3
2.总则	5
2.1 评价目的和原则	5
2.2 编制依据	5
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	9
2.4 评价标准	11
2.5 评价等级和评价范围	15
2.6 污染控制 and 环境保护目标	19
2.7 评价时段和评价重点	21
2.8 环境功能区划	21
3.工程概况和工程分析	23
3.1 工程概况	23
3.2 工程内容	28
3.3 依托设施情况及可依托性分析	36
3.4 工程分析	38
3.5 清洁生产分析	47
3.6 污染物排放总量控制分析	55
3.7 选址选线合理性分析	56
3.8 与相关规划协调性分析	57
4.环境现状调查与评价	61
4.1 自然环境概况	61
4.2 生态现状调查与评价	65
4.3 环境空气现状调查与现状	75
4.4 声环境现状调查与评价	78
4.5 水环境现状调查与评价	79

5.环境影响预测	86
5.1 生态环境影响评价	86
5.2 环境空气影响分析	92
5.3 声环境影响分析	97
5.4 水环境影响分析	98
5.5 地表水环境影响分析	103
5.6 固体废物影响及分析	104
5.7 环境风险评价	106
6.环境保护措施及其可行性论证	123
6.1 生态环境保护措施	123
6.2 水污染防治措施	125
6.3 噪声污染防治措施	130
6.4 固体废物污染防治措施	131
6.5 大气环境保护措施	131
6.6 环境风险防范措施	133
7.环境管理与环境监测	141
7.1 环境管理机构	141
7.2 生产区环境管理	144
7.3 环境管理计划	150
7.4 施工期环境监理制度	154
7.5 环境监测计划	155
7.6 环保设施竣工验收管理	155
8.环境影响经济损益分析	158
8.1 项目的社会效益和经济效益	158
8.2 项目环境效益分析	158
8.3 环境经济分析结论	160
9.结论与建议	161
9.1 工程概况	161
9.2 环境质量现状评价结论	161
9.3 环境影响评价结论	162
9.4 综合评价结论	165

10.附件：

1、委托书

2、乌环字【2016】004号—关于对《中国石油新疆油田分公司勘探公司高泉3井钻探项目环境影响报告表》的审查意见

3、关于高泉3井更名为高探1井的说明

4、博达处置污油泥合同

5、监测报告

1.概述

1.1 建设项目特点

高探 1 井位于乌苏市境内。

本工程为新勘探区块，周边仅有少数探井，距离均较远。附近无可依托的原油及天然气的处理设施。

高探 1 井地面工程主要工程包括：采油井场 1 座，包括拉油部分与天然气处理部分，站内包括中压分离器 1 台、低压分离器 1 台，油嘴管汇 1 台，撬装化 CNG 处理装置 5 套、60m³ 拉油罐 7 座，混烃罐 2 座，天然气加气柱 6 座，撬装化仪表间 5 间，地磅房 1 间，7 座撬装列车房（生活区）。以及供配电、仪表自动化、通讯、消防、道路等配套工程。

本工程属石油天然气开采项目，其建设将提高区域整体开发效益，带动地区经济的发展和人民生活水平提高，具有明显的社会效益。

1.2 环境影响评价的工作过程

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》，高探 1 井属于油田新开发区块，需编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》中有关规定，2019 年 2 月，中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司采油一厂委托新疆天合环境技术有限公司编制《中国石油新疆油田分公司采油一厂高探 1 井地面工程环境影响报告书》。

评价单位接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合当地环境特征，按国家、新疆维吾尔自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查，识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，根据污染源强和环境现状资料进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的建议，并最终完成《中国石油新疆油田分公司采油一厂高探 1 井地面工程环境影响报告书》。环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

1.3 分析判定相关情况

本工程为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于采油气、井下作业、油气集输、处理等各工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响以及排放的污染物导致的环境污染并存。

根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

本工程属于《产业结构调整指导目录（2011 年本）（2013 年修订）》，“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程的建设符合国家的产业政策。高探 1 井位于国土资源部批准的中国石油新疆油田分公司勘探权区域内，本工程建设有利于新疆油气资源的勘探开发。能源行业是经济发展的支柱产业，本工程投产后可在一定程度上支持国家经济建设，符合国家产业导向。

本工程符合国家相关法律法规，符合新疆经济发展规划、环保规划及城镇总体规划，项目无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程的环境影响主要是：运营期的三废排放，地面构筑物的施工占地、植被破坏和水土流失影响。针对该项目特点，本工程关注的主要环境问题为工程产生的废气、废水、固体废物、噪声、风险以及生态破坏对周围环境的影响，并论证采取的防范措施及处理处置方式的可行性。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程的建设符合国家产业政策，符合中国石油股份有限公司新疆油田分公司整体布局，虽然项目开发对当地环境将会产生一定影响，但对于大区域能源结构调整则具有明显的环境效益。建设单位各项管理制度和措施比较完备、有效，通过合理选择施工机械、合理设置施工场地等措施对生态破坏、废水、废气、噪声、固体废物进行有效控制。对环境的影响预测分析表明：本工程建设对各环境要素有一定影响，其主要不利影响是工程施工和生产造成的生物量损失、水土流失和钻井岩屑、废弃泥浆的影响。在采取相应的环境保护措施后，可使本工程对

环境造成的不利影响减缓到最低，使工程开发活动与环境保护协调发展。公众参与调查结果也表明，本工程的建设得到了当地政府和公众的支持。因此，从环境保护角度，本工程建设可行。

2.总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

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

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

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

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

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

2.1.2 评价原则

(1) 结合当地发展规划展开评价工作，评价工作坚持政策性、针对性、科学性和实用性原则，实事求是和客观公正地开展评价工作。

(2) 严格执行国家和地方的有关环保法律、法规、标准和规范。

(3) 贯彻“清洁生产”、“循环经济”、“节约用水”的原则；针对拟建项目存在的环境问题提出污染防治和生态保护补救措施及建议。

(4) 尽量利用现有有效资料，避免重复工作，结合类比调查和现状监测进行评价。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 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（2015 年修订）	12 届人大第 16 次会议	2016-01-01
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	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2015 年修订）	12 届人大第 14 次会议	2015-04-24
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 年修订）	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（2004 年修订）	10 届人大第 11 次会议	2004-08-28
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（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
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	9 届人大第 23 次会议	2007-11-01
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
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（2011 年修订）	国务院令 591 号	2011-12-01
4	中华人民共和国河道管理条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
5	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
6	中华人民共和国水污染防治法实施细则	国务院令 284 号	2003-03-20
7	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
8	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
9	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
10	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
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	环境保护部令第 44 号	2017-09-01
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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
4	国家危险废物名录（2016 版）	环境保护部令第 39 号	2016-08-01
5	产业结构调整指导目录（2011 本）（2013 修订）	国家发展和改革委员会令 [2013]第 21 号令	2013-05-01
6	危险废物污染防治技术政策	环发[2001]199 号	2001-12-17
7	开发建设项目水土保持方案管理办法	水保[1994]513 号	1994-11-22
8	关于涉及水土保持方案的环境影响报告书有关审批问题的通知	环发[2002]129 号	2002-09-17
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发[2012]77 号	2012-07-03
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
12	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
13	关于加强资源开发生态环境保护监管工作的意见	环发[2004]24 号	2004-02-12
14	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
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	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
3	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
4	新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法	新疆维吾尔自治区人民政府令 第 50 号	1995-03-01
5	新疆维吾尔自治区石油建设用地管理办法	新政函[1996]35 号	
6	关于全疆水土流失重点预防保护区、重点治理区、重点治理区划分的公告	新疆维吾尔自治区人民政府	2000-10-31
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发[2007]175 号	2007-08-01
8	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函[2002]194 号	2002-12
9	新疆生态功能区划	新政函[2005]96 号	2005-07-14
10	新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
11	新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价公众参与管理规定(试行)	新环评价发（2013）488 号	2013-10-23
12	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
13	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
14	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
15	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
16	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
17	关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知	新环发[2016]360 号	2016-11-15
18	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发[2017]1 号	2017-01-01
19	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发[2017]124 号	2017-06-22
20	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 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	HJ2.1-2011	2011-09-01
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	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
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	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
10	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
11	石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）		2009-02-19
12	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
13	石油化工企业环境保护设计规范	SH3024-1995	1995-07-01
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
15	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
16	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	2017-05-30
17	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30

2.2.3 相关文件和技术资料

(1) 委托书，中国石油天然气股份有限公司新疆油田分公司采油一厂，2019.02；

(2) 采油一厂高探 1 井地面建设工程方案，中油（新疆）石油工程有限公司设计分公司，2019.3。

2.2.4 其他规划

- (1) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》；
- (2) 《新疆维吾尔自治区能源发展“十三五”规划》；
- (3) 《新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划》（新环发[2017]124 号）；
- (4) 《塔城地区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》；
- (5) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本次主要评价高探 1 井。在井场气液分离后，采出液采用拉油方式运送至独山子石化分公司，本工程拉油部分与天然气处理部分合建。新建输气管道 1.8km；新建井区道路 3.34km。

施工期建设工程包括井场建设，拉油和天然气处理站场建设，天然气外输管线及油田内部道路建设。

(1) 井场、拉油及天然气处理站

工程主要包括井场建设、气液分离器及撬装化 CNG 处理装置、拉油罐等建设等。

站内包括中压分离器 1 台、低压分离器 1 台，油嘴管汇 1 台，撬装化 CNG 处理装置 5 套、60m³ 拉油罐 7 座，混烃罐 2 座，天然气加气柱 6 座，撬装化仪表间 5 间，地磅房 1 间，7 座撬装列车房（生活区）。这些构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

(2) 管线和道路敷设

天然气外输管线 1.8km，道路 3.34km，管线和道路敷设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土保持的影响，以及施工扬尘。

此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工丢弃的固体废物等及施工人员生活污水和生活垃圾等，也将对环境产生一定的影响。

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油田开发工艺特征，对油田开发过程中的施工期、运营期和服务期满阶段环境影响因子识别见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因子识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	(1) 井场、拉油站、天然气处理站建设	永久性占地、动植物影响	-
			破坏土壤和植被	-
		(2) 管道敷设、道路建设	影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		(3) 施工机械和车辆尾气	NO ₂ 、CO、SO ₂ 、烃类挥发	-
		(4) 施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		(5) 施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
		(6) 建设工程	对当地社会经济的拉动	++
2	运营期 (正常 工况)	(1) 生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-
		(2) 生活垃圾	污染土壤环境	-
		(3) 含油污泥	原油及其它有机物污染的泥、 沙、水的混合物	-
		(4) 设备噪声	影响声环境质量	-
3	运营期 (事故 工况)	(1) 站场储罐油气泄漏	CH ₄ 、非甲烷总烃	-
		(2) 管道破损泄漏原油、天然气	火灾爆炸危险	-

注：“-”为负影响较大；“-”为负影响较小；“++”正影响较大；“+”为正影响较小。

2.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响预测因子
生态环境	调查评价区域土地利用、 动植物资源、 土壤侵蚀、 生态景观、和生物多样性沙漠化	(1) 分析油田开发建设对土地利用结构的影响 (2) 对油田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、 植被破坏以及土壤污染等进行影响分析； (3) 油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析 (4) 油田开发对当地农牧业影响； (5) 油田开发建设对生态景观的影响 (6) 废弃井及废弃管道对生态环境的影响。
土壤	pH、含盐量、石油烃、镉、汞、砷、 铅、铬、铜、镍、锌	对土壤环境质量的影响分析
地表水	pH、石油类、COD _{Cr} 、DO、氯化物、 氨氮和挥发酚	石油类
地下水	pH、石油类、氨氮、硫化物、氯化 物、总硬度、溶解性固体、六价铬 和挥发酚	石油类、氯化物
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、 O ₃ 、H ₂ S 和非甲烷总烃	非甲烷总烃
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废弃物	-	废弃钻井泥浆、岩屑、污泥、油泥、建筑垃圾和生活垃圾
环境风险	-	烃类、CO 结合当地的气象条件，对油田运营期间输气管道可能发

生的原油泄漏事故进行预测分析；

2.4 评价标准

2.4.1 环境质量标准

2.4.1.1 环境空气

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 μg/Nm ³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
2	NO ₂	50	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75		
4	PM ₁₀	70	150		
5	CO(mg/m ³)		4	10	
6	O ₃		160	200	
7	非甲烷总烃(mg/m ³)			2.0	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S			10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.1.2 水环境

(1) 地表水

项目区内的主要地表水体为四棵树河，项目区距离四棵树河约 2.3km。项目区地下水主要用于农牧民和牲畜饮用或灌溉。根据《新疆水环境功能区划》，四棵树河水质执行《地表水质量标准》(GB3838-2002) 中 III 类标准。具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 地表水质量标准值 单位：除 pH 外，mg/L

序号	监测项目	标准值(III类)	序号	监测项目	标准值(III类)
1	pH	6~9	11	铅	≤0.05

2	溶解氧	≥ 5	12	镉	≤ 0.005
3	高锰酸盐指数	≤ 6	13	砷	≤ 0.05
4	化学需氧量	≤ 20	14	六价铬	≤ 0.05
5	五日生化需氧量	≤ 4	15	氰化物	≤ 0.2
6	氨氮	≤ 1.0	16	挥发酚	≤ 0.005
7	总磷	≤ 0.2	17	阴离子表面活性剂	≤ 0.2
8	总氮	≤ 1.0	18	硫化物	≤ 0.2
9	铜	≤ 1.0	19	粪大肠菌群	≤ 10000
10	锌	≤ 1.0	20	汞	≤ 0.001

(2) 地下水

根据项目所在区域地下水的使用功能。地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，其中标准中没有的特征因子石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准执行。具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 地下水质量标准值 单位：除 pH 外，mg/L

序号	监测项目	标准值(III类)	序号	监测项目	标准值(III类)
1	pH	6.5-8.5	12	硫酸盐	≤ 250
2	总硬度	≤ 450	13	氯化物	≤ 250
3	高锰酸盐指数	≤ 3.0	14	汞	≤ 0.001
4	氨氮	≤ 0.5	15	铅	≤ 0.01
5	挥发酚	≤ 0.002	16	镉	≤ 0.005
6	硝酸盐氮	≤ 20	17	锰	≤ 0.10
7	亚硝酸盐	≤ 1.0	18	铁	≤ 0.3
8	砷	≤ 0.01	19	铜	≤ 1.0
9	六价铬	≤ 0.05	20	石油类	≤ 0.05
10	氰化物	≤ 0.05	21	硫化物	≤ 0.02
11	氟化物	≤ 1.0			

2.4.1.3 声环境

项目所在区域未进行声环境功能区划，因此项目区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

2.4.1.4 生态环境

项目区土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-4。水土流失评价执行《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中风蚀强度分级指标。

表 2.4-4 土壤环境质量评价标准

序号	污染物名称	第二类用地风险筛选值 (mg/kg)
基本项目（重金属和无机物）		
1	砷	60
2	镉	65
3	铬（六价）	5.7
4	铜	18000
5	铅	800
6	汞	38
7	镍	250
基本项目（挥发性有机物）		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,1,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640

基本项目（半挥发性有机物）		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并（a）蒽	15
39	苯并（a）芘	1.5
40	苯并（b）荧蒽	15
41	苯并（k）荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并（a, h）蒽	1.5
44	茚并（1,2,3-cd）芘	芘
45	萘	70
其他项目		
46	石油烃(C10~C40)	4500

2.4.2 污染物排放标准

2.4.2.1 废气

本工程主要产生废气来自油气集输无组织挥发产生的非甲烷总烃，其排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求。具体标准值如表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放标准

污染物	最高允许排放浓度（mg/m ³ ）	标准来源
非甲烷总烃	4.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）周界外浓度最高点

2.4.2.2 废水

运营期项目产生的分离出的原油（0.5%含水），含水量低，符合中石油交油标准，不需对原油中的含水进行分离处理。

运营期产生的生活污水定期拉运至乌苏市城市下水管网排放。

2.4.2.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值见表 2.4-8。

表 2.4-8 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB（A）	
		昼间	夜间

《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

2.4.2.3 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2008）；一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存、处置场所污染控制标准》（GB18599-2001）；危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~3-2007），危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18596-2001）、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第 5 号）进行监督和管理。其中油气田含油污泥及钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求（DB 65/T 3997-2017）》、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017）、《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）。

2.5 评价等级和评价范围

结合本工程污染源特征分析和所处区域的自然环境状况，按照环境影响评价技术导则，确定各单项环境影响评价工作等级如下：

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

本工程运营期废气为采油气、油气处理过程中非甲烷总烃无组织排放。本工程天然气采用全密闭管道集输流程；原油不在新建站场内进行处理，分离后拉运至独山子石化；天然气通过混烃回收后，进入 CNG 往复式外输压缩机增压到 25MPa 通过加气柱向槽车加气，不能做 CNG 部分的天然气采用管输流程。

根据项目工程分析核算项目 NMHC 的无组织排放量约为 241.73t/a，评价要求对于油品储运过程油气采取活性炭吸附技术，可确保油气回收率大于 97%，有效的减少工程 VOCs 排放量至 7.25t/a。本工程站场无组织排放非甲烷总烃预测浓度完全可以满足标准限值要求，厂界浓度可以达标。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，采用 AERSCREEN 估算模式对污染物落地浓度进行预测，本工程 VOCs 最大占标率为 7.08%，最大浓度落地距离为 201m，最大占标率 $1\% < P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，因此本次环评确定大气影

响评价的工作等级为二级。同时考虑项目建设性质，确定本次环境空气评价范围为边长 5km 矩形。评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊和重要敏感区，属于一般区域。项目新增永久占地面积 8.46hm²，临时占地面积 2.74hm²，占地面积 < 20km²；天然气外输管线 1.8km，道路 3.34km，线性工程长度 ≥ 100km，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）和《环境影响评价技术导则—陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）的有关要求，具体见表 2.5-1，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-1 生态评价等级判定

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

油田天然气开发工程具有分布面积广的特点。但是因为各站场相距较远，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于站场及内部集输管线较近的范围。本生态评价范围为井场、站场边界外扩 1km 范围内，管线、道路两侧各 200m 区域。

2.5.3 地表水环境评价等级和评价范围

项目所在区域距离四棵树河约 2.3km。项目废水主要包括含油生产水及生活污水，含油生产水处理后回注，生活污水定期拉运至乌苏市城市下水管网排放，无废水排入地表水体。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》

（HJ2.3-2018）规定，废水排放方式为间接排放，地表水环境评价等级为三级 B。

2.5.4 地下水环境评价等级和评价范围

(1) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 中的分类标准，勘探评价新区产能建设属于 F 类“石油、天然气”中的石油开采类，属于 I 类建设项目。

(2) 地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-2）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-2 地下水环境敏感程度分级表

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

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

(3) 工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于 I 类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-3，评价等级为二级。

表 2.5-3 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

(4) 评价范围

按照导则要求，调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水的基本流场特征，满足地

下水环境影响预测与评价为基本原则。因此判定本工程地下水评价范围以井场、站场为中心，西、南、东以区块边界外扩约 2.5km。

2.5.6 噪声环境评价等级和评价范围

本工程涉及的噪声源可分为连续稳定噪声源和流动噪声源。噪声源主要包括施工期内施工车辆运输噪声、生产运行期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本工程噪声源周边 200m 范围内无居民点。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）的规定，声环境影响评价工作等级定为三级。

声环境评价范围为井场、站场、管线及道路周围 200m 范围内。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

本工程为石油开采类，其采集、储存和运输的原油属可燃、易燃危险性物质。重大危险源是指长期或临时生产、加工、搬运、使用或贮存危险物质，项目设置 7 座 60m³ 拉油方罐，19m³ 混烃储罐橇 2 座，按正常生产期间充满系数 0.8 进行计算，本工程 Q=1.86，行业及生产工艺属 M3，大气环境敏感程度等级为 E3，地表水环境敏感程度等级为 E3，地下水环境敏感程度等级为 E3。建设项目环境风险潜势划分为 II，见表 2.5-4。

表 2.5-4 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。

根据现场调查本工程周边不存在环境敏感区。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中环境风险评价工作等级划分原则，见表 2.5-5，判定本工程的环境风险评价等级为三级。

表 2.5-5 环境风险评价工作级别划分

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。

本次评价只对环境风险进行定性分析。

2.6 污染控制和环境保护目标

2.6.1 控制污染目标

根据开发建设和运营中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象和防止生态破坏目标如下：

(1) 控制建设工程在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

(2) 保证工程建成后，废气达标排放、废水按要求达到零排放，场站界噪声达标，固体废弃物得到合理利用及无害化处置。

(3) 进一步控制各种污染物排放量，在总体上符合区域环境污染物质量控制目标以及清洁生产的要求。

(4) 保证评价区域空气质量、地表水质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响减到最小并控制在小范围区域内，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

该建设工程控制污染与生态破坏内容具体见表 2.6-1。

表 2.6-1 控制污染与生态破坏内容

控制污染对象	污染(源)工序	控制污染因子	拟采取控制措施	控制目标
施工期影响	道路施工 管线施工、 站场构筑物 施工	生态影响	控制占地面积及进行植被恢复等	控制植被减少 不影响农业生产
		施工扬尘	采取防尘措施	控制扬尘产生
		燃油废气	消烟除尘，采用高质量柴油	达标排放
		生产废水	收集后集中处理	严禁外排
		生产垃圾	分类收集，及时清运	避免二次污染
		噪声	降噪隔声	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)有关规定
		地下水水质	站场防渗	符合《地下水质量标准》(GB/T14848-93)中III类标准
		地表水质	污水不排入地表水体	符合《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中III类标准
落地油等	严格带罐作业，做到落地油零排放	避免污染土壤		

运营期影响	废水	生活污水	大肠菌群数、BOD ₅ 、COD、氨氮等	采用吸污车定期清运至乌苏市市政管网依托处理	严禁外排,防止污染地表水、地下水水质
		生产废水	石油类、SS 等	依托车 89 处理站处理	
	废气	无组织挥发烃类	烃类气体	定期检修,防止泄漏	空气含量达标
	噪声	生产、生活	等效 A 声级	选用低噪声设备、采用吸声建筑材料	声环境达标,不扰民
		固废	工作、生活	生活垃圾	分类收集,集中处理
	生产		油泥砂	由第三方单位安全处理	避免二次污染
闭井期影响		站场、管道等废弃建筑垃圾	水土流失、土地沙化	恢复地表植被,水土保持	恢复站场及管线区域自然植被

2.6.2 环境保护目标

高探 1 井地理位置位于新疆维吾尔自治区乌苏市境内,距乌苏市西南约 31km。区内地面地势较平坦,地表为第四系戈壁、农田,根据环评单位现场踏勘及调查走访,项目区内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区,无环境限制性因素。

评价区评价范围及环境保护目标见图 2.5-1 和表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标和生态保护敏感区	环境特征说明	与敏感点最近的工程及距离	敏感点环境质量保护要求
1	大气	红星服务区	400 人	北偏西 5.0km	满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准
		2#牧民定居新区	200 人	西南 3.4km	
		5#牧定居新区	150 人	南偏东 2.3km	
3	地表水	四棵树河	使用功能为农业用水,规划主导功能为景观娱乐用水	西侧 2.3km	满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III 类标准
2	声环境	-	-	井场、站场、管线 200m 范围内无敏感点	满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类标准
4	地下水	民用机井	民用机井	用于农业灌溉,也有少量用于生活饮用	满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类标准
5	生态	农田	主要种植棉花等作物	西侧 0.05km, 南侧 0.2km, 东侧 1.5km	防止植被破坏和土壤污染,不影响农业生产
5	环境风险	红星服务区	400 人	北偏西 5.0km	防止受到本工程环境风险事故的影响
		2#牧民定居新区	200 人	西南 3.4km	
		5#牧定居新区	150 人	南偏东 2.3km	

	四棵树河	使用功能为农业用水， 规划主导功能为景观 娱乐用水。	西侧 2.3km	确保四棵树河不受污染
	农田	棉花等作物	西侧 0.05km，南侧 0.2km 东侧 1.5km	防止土壤污染、农业生产受 到影响

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括开发建设期、生产运营期、退役期三个时段。

评价区域为高探 1 井勘探评价新区产能建设区域。

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

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、水环境影响评价；
- (4) 环境风险影响评价及风险管理；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 环境功能区划

(1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区。

(2) 环境空气功能区划

项目区距离乌苏市城区规划区约 25km，没有划分环境空气功能区划。按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

(3) 声环境功能区划

项目区距离乌苏市城区规划区约 25km，没有划分声环境功能区划。按《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定，油田开发区执行 2 类声环境功能区要求。

(4) 水环境功能区

根据《中国新疆水环境功能区划》，项目区影响范围内的四棵树河按水域划

分全河段属于乌苏市界段，现状水质类别为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类。现状使用功能为农业用水，规划主导功能为景观娱乐用水。

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中地下水分类标准，该区域地下水划分为Ⅲ类。

3.工程概况和工程分析

3.1 工程概况

3.1.1 工程基本情况

3.1.1.1 项目名称和性质

项目名称：采油一厂高探 1 井地面建设工程。

项目性质：新建。

3.1.1.2 建设地点

高探 1 井区块行政上主体隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市境内，距乌苏市西南约 31km。

3.1.1.3 建设规模

本次部署勘探就井转开发井 1 口，新建地面站场 1 座。原油处理依托独山子炼厂，高探 1 井地面工程主要工程包括：采油井场 1 座，包括拉油部分与天然气处理部分，站内包括中压分离器 1 台、低压分离器 1 台，油嘴管汇 1 台，撬装化 CNG 处理装置 5 套、60m³ 拉油罐 7 座，混烃罐 2 座，天然气加气柱 6 座，撬装化仪表间 5 间，地磅房 1 间，7 座撬装列车房（生活区）。以及供配电、仪表自动化、通讯、消防、道路等配套工程。以及供配电、仪表自动化、通讯、消防、道路等配套工程。

工程项目组成见表 3.1-1。

表 3.1-1 项目组成表

序号	项目	工程内容及规模		备注	
1	地面工程	站场	单井站	新建 1 座。采用自喷的方式生产。采油树沿用目前试油阶段的采油树 DN6520000psi(140MPa) ,节流方式选用地面油嘴管汇撬，前端设除沙撬保护油嘴管汇。采油树设放空管线，排放至新建放喷池。	
			拉油、天然气处理站	新建 1 座，拉油与天然气处理合建。站内包括中压分离器 1 台、低压分离器 1 台，油嘴管汇 1 台，撬装化 CNG 处理装置 5 套、60m ³ 拉油罐 7 座，混烃罐 2 座，天然气加气柱 6 座，撬装化仪表间 5 间，地磅房 1 间，7 座撬装列车房（生活区）。	
		集	天然气	新建一条高探 1 井处理站-朗飞公司分输管道的连接线，	管道沿线穿越道路 1

		输管 管 线	外输管 线	长度 1.8km, 埋地敷设, 采用无缝钢管, 管径 D168。	次和农灌渠 1 次。水渠采用顶管方式穿越。公路穿越加钢筋混凝土套管进行保护通过。
2	配 套 工 程	道路工程		道路设计采用四级公路标准, 设计时速 30km/h。主干道路长度 3.0km, 路基宽 8m, 沥青混凝土路面。 站内道路宽 4m, 长 340m, 路面采用天然砂砾+土基。	
		生活区		位于站场南侧面, 新建一处 3196m ² 的生活区, 距离站场 100m, 作为高探 1 井运行期的员工生活区。	
		供排水		由罐车从北 5.0km 处红星服务站拉运至井场。	
		供热		采用电采暖。	
		供电		电源引自己建 35kV 查干奥瓦变电站, 新建 10/0.4kV 箱式变电站 1 座。	
		消防		设置烟雾灭火系统, 根据要求, 7 座 60m ³ 拉油罐各设置 1 套 ZWW10 烟雾灭火器, 共配置 7 套烟雾灭火器。	
3	依 托 工 程	独山子石化		具备 1000 万 t/a 原油加工能力, 2018 年, 公司加工原油 727 万吨, 目前处理量 750m ³ /d。	
		克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司		克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司经营范围有劳务输出; 收集、处置利用危险废物种类为 HW08 (矿物油); 污水治理及其再生利用, 危货运输; 容器 (储油罐) 清洗等。 博达公司现有 1 套处理能力为 300m ³ /d 的含油污泥处理线, 采用水—助溶剂萃取法对含油污泥进行无害化处理。博达污泥厂设计年处理能力为 12.5×10 ⁴ t/a, 目前该公司的实际处理量约为 6×10 ⁴ t/a, 仍保留 6.5×10 ⁴ t/a 的处理能力, 本工程产生的含油污泥可得到妥善处置。	
		生活垃圾		乌苏市生活垃圾填埋场近期处理能力为 160t, 远期处理能力为 300t, 总库容为 145×10 ⁴ m ³ , 使用年限为 20 年, 目前已使用库容 3.36×10 ⁴ m ³ , 剩余库容为 141.64×10 ⁴ m ³ 。因此, 乌苏市生活垃圾填埋场处理能力可满足本工程生活垃圾卫生填埋的要求。	
		生活污水		乌苏市污水处理厂位于乌苏市西湖道路旁 5 公里处, 设计处理能力为日处理污水 3.00 万 m ³ 。主要建设内容包括厂区土建施工, 工艺设备、工艺管道安装, 电气、自控系统安装, 照明, 防雷接地, 采暖, 通风, 厂区道路施工及绿化等。2018 年 10 月完成扩建, 日处理能力新增 1.5 万吨/日, 出水标准达到一级 A 标准。并于 2019 年 1 月完成自主验收。因此, 乌苏市污水处理厂处理能力可满足本工程生活污水处理的要求。	

3.1.1.5 主要技术经济指标

(1) 产品

产品主要为天然气和原油。原油通过单井拉油运至独山子石化处理。天然气通过新建管道输至乌苏市郎飞末站后，汇入天北能源加气站。

高探 1 井天然气相对密度 0.7411，甲烷含量 74.38%。天然气产品组成见下表。

表 3.1-2 天然气产品组成见表 (v%)

组成	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	iC ₆	CO ₂	N ₂	O ₂
干气	74.38	13.02	6.16	1.337	1.13	0.277	0.227	0	0.42	3.053	0.000

高探 1 井的原油属于高含蜡原油，原油性质参数见表 8.5-9。

表 3.1-3 原油性质参数见表 (v%)

密度 (g/cm ³)	50℃粘度 (mPa.s)	含蜡量 (%)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)
0.8308	2.34	11.4	12	98

(2) 能耗物耗

本工程能耗为电能耗，耗能设备有拉油罐电加热器、电热带以及天然气回收装置压缩机。

3.1.1.6 占地和拆迁

本工程永久占地面积8.46hm²，临时占地面积2.74hm²，项目区无拆迁。

3.1.1.7 投资估算

本工程估算总投资3668.91万元（其中增值税286.21万元）。

3.1.1.8 组织计划和劳动定员

本工程建成后由采油一厂负责管理，按照 SY/T0049-2006《油田地面工程建设规划设计规范》规定，生产人员按 4 班 2 倒设置。

根据本工程特点，安排原油装车、巡检及安保等工作人员，新增定员 16 人，其中单班定员 4 人。

3.1.2 油气田资源概况

3.1.2.1 地质储量

(1) 油气成藏分析

四棵树凹陷有两个圈闭形成期。第一期是侏罗纪末期的燕山运动；第二期是新近纪末期的喜马拉雅期运动。燕山运动末期形成了侏罗系的背斜、断块圈闭，为中下侏罗统的油气提供了原始聚集的场所。其次，喜马拉雅期形成了该区的背斜构造群，成为原生油气藏遭受破坏后，油气二次运移集聚的重要场所。

从圈闭形成史看，高泉北背斜形成时期较早，燕山期就已形成同生性背斜雏形，与四棵树凹陷侏罗系烃源岩的排烃高峰期匹配。高泉东背斜形成于喜山期，但高泉北断裂、高泉南断裂等多条深层断裂构成了油气运移的良好通道。古生代地层生成的油气可沿断裂和裂缝向上运移而形成油气藏。白垩系吐谷鲁群、古近系安集海河组发育的泥岩均为厚度较大的区域性盖层，可对沿断裂和裂缝运移上来的油气起到封堵的作用。

从空间来看，由于高泉背斜群位于四棵树凹陷的生烃中心，是一个典型的凹中隆，油气运移距离短，又有断裂沟通，凹陷中生成的油气，应首先进入这些圈闭，因此无论是时间还是空间条件，这些地区的成藏条件都较为优越。

该区白垩系吐谷鲁群及古近系安集海河组均发育大套区域性厚层泥岩，侏罗系内部发育的泥岩层可作为良好的局部盖层，对本区中深层古近系及侏罗系圈闭油气保存十分有利。另外高泉地区中深层整体构造模式相对简单，圈闭褶皱较平缓、形态完整，断裂规模较小，有利于油气保存。

艾卡构造带已钻井发现高熟侏罗系来源的天然气。西湖 1 井侏罗系头屯河组原油来源于四棵树凹陷侏罗系烃源岩。西湖 1 井侏罗系头屯河组 5992m~6073m 天然气（后效气）和 6139m~6160m 天然气乙烷碳同位素值为-26.76‰和-24.67‰，同时干燥系数 0.96，应是来源于四棵树凹陷生烃中心侏罗系烃源岩生成的高熟气。卡因迪克油田卡 002 井头屯河组天然气甲烷碳同位素-35.85‰，乙烷碳同位素-26.56‰，生产气油比（370~450）m³/m³，天然气应是来自四棵树凹陷侏罗系的高熟气。四棵树凹陷南部的南安 1 井甲烷碳同位素-36.42‰，乙烷碳同位素-21.74‰，干燥系数 0.96，南安 1 井八道湾组烃源岩成熟度 R_o 在 0.5%~0.6%。因此，高熟腐植型天然气只能来自四棵树凹陷烃源岩中心。

依据已钻井地化分析、构造演化、烃源岩条件和成藏特点，预测高探 1 井区侏罗系头屯河组油气产出相态是以气为主，油气藏类型为带油环油底的构造型凝析气藏。

3.1-4 高探 1 井油气成藏特征预测表

圈闭名称	层位	烃源区	烃源层	成藏期	成藏类型	油气藏类型	烃类相态
高泉东背斜	J ₂ t	四棵树凹陷	中下侏罗统	喜马拉雅期	原生	构造型凝析气藏	凝析气
	K ₁ t _g 底	四棵树凹陷	中下侏罗统	喜马拉雅期	原生	构造型凝析气藏	凝析气

(2) 储量估算

采用容积法对高泉东背斜圈闭进行潜在资源量估算：

计算公式为：

$$N=0.01 \times A_o \times H \times \phi \times S_{gi} / B_{gi}$$

式中：N—圈闭资源量， $10^8 m^3$ ； A_o —含气面积， km^2 ；H—平均有效厚度，m； ϕ —平均有效孔隙度，f； S_{gi} —原始含气饱和度，f； B_{gi} —原始天然气体积系数，无因次。

含油气面积：按高泉东背斜东高点单独成圈的圈闭面积计算（由于白垩系吐谷鲁群底砂岩厚度小，圈闭面积按头屯河组顶界圈闭面积计算）。

有效厚度：参考邻井及储层预测结果计算，头屯河组取值 96m，吐谷鲁群底砂岩取值 20m。

有效孔隙度：根据已钻井取心及测井解释孔隙度平均值，头屯河组取值 0.11，吐谷鲁群底砂岩取值 0.12m。

参考玛河气田储量报告：含气饱和度取值 0.65；体积系数取值：0.00307。

根据以上确定的各项储量参数，估算高泉东背斜圈闭资源量，侏罗系头屯河组、白垩系吐谷鲁群底砂岩圈闭合计资源量为 $795.8 \times 10^8 m^3$ 。

表 3.1-5 天然气资源量估算表

圈闭（区块） 名称	层位	A_o km^2	h m	ϕ f	S_{gi} f	B_{gi}	N_G $10^8 m^3$
高泉东背斜	$J_2 t$	29	96	0.11	0.65	0.00307	648.4
	$K_1 t g_{底}$	29	20	0.12	0.65	0.00307	147.4

3.1.2.2 流体性质

本工程采出液不含硫，原油密度 $0.8244 g/cm^3$ ，含水 0.373%，凝点 $-4.7^\circ C$ ，含蜡 7.4~11.4%，析蜡点 $19.2^\circ C$ ，沉淀物 0.8%，20,30,50,80 摄氏度对应粘度 4.214, 3.352, 2.360, 1.644。

表 3.1-6 高探 1 井原油性质统计分析表

层位	井段 m	密度 g/cm^3	粘度 $50^\circ C$	含蜡 %	凝固点 $^\circ C$	试油 结论	取样日期
$K_1 q$	5768-5775	0.8244	2.36	7.42	-4.7	试油中	1.4 日，5mm 油嘴
		0.8160	2.23	6.77	10.6		1.6 日，12mm 油嘴

表 3.1-7 高探 1 井天然气组分统计分析表

分析项目	百分含量	分析项目	百分含量
------	------	------	------

甲烷	CH ₄	74.19	二氧化碳	CO ₂	0.360
乙烷	C ₂ H ₆	12.98	一氧化碳	CO	/
丙烷	C ₃ H ₈	6.10	硫化氢	H ₂ S	/
异丁烷	i-C ₄ H ₁₀	1.33	氧	O ₂	0.000
正丁烷	n-C ₄ H ₁₀	1.13	氢	H ₂	/
异戊烷	i-C ₅ H ₁₂	0.29	氮	N ₂	3.390
正戊烷	n-C ₅ H ₁₂	0.24	/	/	/
异己烷	i-C ₆ H ₁₄	0.00	/	/	/
正己烷	n-C ₆ H ₁₄	/	/	/	/
总量:	/	密度:	0.7415	平衡差:	/
临界压力(绝):	/	MPa	临界温度:	/	°C
备注	相对密度为 20°C, 101.325KPa 条件下的值; 异己烷 i-C ₆ H ₁₄ 表示 C6. 13:00 取样				

3.1.3 开发方案和总体布局

3.1.3.1 开发方案

高探 1 井所在区块为勘探评价新区。

井位部署：部署勘探井转开发井 1 口。

开发层系：侏罗系头屯河组。

开发方式：采用自喷的方式生产。

高探 1 井采用 7mm 油嘴生产：油量为 510m³/d、气量为 16.81×10⁴Nm³/d，含水 0.5%。

3.1.3.2 总体布局

勘探评价新区勘探井转开发井 1 口。原油通过单井拉油运至独山子石化厂处理；天然气通过新建天然气外输管道 1.8km 输至乌苏市郎飞末站后，汇入天北能源加气站。勘探评价新区新建四级公路 3.0km，新建员工生活营地一处。

3.2 工程内容

本工程包括采油工程、采气工程、集输工程、拉油及天然气处理站、配套工程等。

3.2.3 地面工程

3.2.3.1 设计规模及总体布局

本次部署勘探井转开发井 1 口。油气处理采用单井拉油至独山子石化处理。采油井场 1 座，包括拉油部分与天然气处理部分，站内包括中压分离器 1 台、低

压分离器 1 台，油嘴管汇 1 台，撬装化 CNG 处理装置 5 套、60m³拉油罐 7 座，混烃罐 2 座，天然气加气柱 6 座，撬装化仪表间 5 间，地磅房 1 间，7 座撬装列车房（生活区）。以及供配电、仪表自动化、通讯、消防、道路等配套工程。

本工程目前已进入试油期，由于天然气日排放量较大，已拉运 3 台撬装化 CNG 处理装置及配套装置到现场进行天然气收集处理工作。

场区平面布置见图 3.2-1。

3.2.3.2 油气集输及处理

(1) 工艺流程

井口采出液（温度：40-45℃，压力：8.5MPa，0.5%含水）进新建中压分离器进行 1 级分离，分离出的天然气去第三方天然气处理装置，分离出的原油（温度：40-45℃，压力：0.3MPa，0.5%含水）进入新建的低压分离器进行 2 级分离，分离出的天然气去第三方天然气处理装置，分离出的原油（温度：40-45℃，压力：0.1MPa，0.5%含水）进原油储罐，装车拉运至独山子石化处理。工艺流程框图见图 3.2-2。

(2) 采油井口

高探 1 井采用自喷的方式生产。采油树沿用目前试油阶段的采油树 DN65 20000psi(140MPa),节流方式选用地面油嘴管汇撬，前端设除沙撬保护油嘴管汇。

采油树设放空管线，排放至新建放喷池。

表 3.2-1 主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	采油井场	座	1	
2	自力式 ESD 阀 140MPa DN100	套	1	
3	油嘴管汇 140MPa DN65	台	1	
4	除砂撬 140MPa	台	1	
5	新建中压分离器 ϕ 1.6m \times 6.4m 设计压力 10MPa	台	1	
6	新建低压分离器 ϕ 2 \times 8 设计压力 0.6	台	1	
7	新建 60m ³ 方罐	座	7	
8	空压机	台	4	
9	原料压缩机	台	2	

3.2.3.3 天然气处理

高探 1 井前端高压分离器分出的气相经预冷装置预冷后至加气站处理装置区（6.0~8.0 \times 10⁴Nm³/d，5.0~5.6MPa、30~35℃）进入进站分离撬分离后，进入分子筛脱水系统进行脱水，再通过外冷撬进行预冷，将伴生气温度降至-10℃，降温后的低温气体进入混烃回收撬进行气液分离。分离出的气体返回到换热器升温后，进入 CNG 往复式外输压缩机增压到 25MPa 通过加气柱向槽车加气。

高探 1 井前端低压分离器分出的气相经预冷装置预冷后与混烃回收撬脱乙烷塔塔顶来气汇合后 ($5\sim 6\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$, $0.15\sim 0.25\text{MPa}$ 、 $30\sim 40^\circ\text{C}$) 进入原料气压缩机增压至 5.5MPa , 输至进站分离器前端管汇。

本工程设置应急外输流程, 在 CNG 压缩机不能正常运行时, 不能做 CNG 部分的天然气采用管输流程。

混烃回收撬回收的混烃输至混烃罐撬储存。进站分离器撬及各设备的排污输至零位罐撬, 定期拉运。各设备放空分别通过高、低压放空管线输至站内高、低压火炬除液器进行气液分离, 液相输至零位罐撬, 气相通过放空火炬放烧。

3.2.3.4 天然气外输

(1) 建设规模及总体布局

天然气处理装置处理后的天然气, 通过管道进行外输。西二线朗飞公司分输管线从高探 1 井以北 1.8km 由西向东经过, 需新建一条管道连接至该管道。

高探 1 井出站压力 $3.1\sim 4.0\text{MPa}$, 设计输量 $16.8\times 10^4\text{Nm}^3/\text{d}$ 。高探 1 井天然气可通过朗飞公司分输管线输送到朗飞末站。再利用朗飞末站至天北能源管线, 将天然气输送至天北能源加气站。一部分天然气可在朗飞末站和天北能源配送至乌苏市用户, 然后剩余天然气再通过天北能源 D159 供气支线管道将天然气反输至 703 站-独山子 D323 输气管道, 供奎屯和独山子用户使用。

(2) 输气管线工程

新建一条高探 1 井处理站-朗飞公司分输管道的连接线, 管线总体走向从南向北, 管道自高探 1 井处理站东侧围墙外 2m 为起点, 先沿东围墙外 2m 由南向北敷设, 在约 650m 处穿越公路 1 条, 1.42km 处穿越水渠 1 条, 然后继续敷设至已建朗飞公司分输管道拐点后, 与之碰口搭接, 新建进气截断阀池 1 座。

管道全长约 1.8km , 沿线主要为农田和戈壁, 交通较为便利, 沿线地势较平坦。

外输管线走向见图 3.2-3。

管道沿线冻土属季节性冻土, 多年平均最大冻土深度为 1.45m 。管道沿线主要穿越荒漠地段, 地下水深度大于 3m , 通过对管道沿线的工程地质、水文地质条件进行综合分析, 结合线路所经地区的水文、气候特点, 本工程管道采用沟埋式敷设方式。

本工程管道沿线穿越道路 1 次和水渠 1 次。水渠采用顶管方式穿越，水渠为人工控制的农灌渠道，非灌溉季节渠道内无水流。公路穿越加钢筋混凝土套管进行保护通过。

管道主要工程量见表 3.2-2。

表 3.2-2 管道主要工程量表

管段	管长 (km)	输量 ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	管径	材质	设计压力	计算壁厚 (mm)	选用壁厚 (mm)
高探 1 井- 郎飞末站	1.8 (新建)	20	D168	L290	10	4.02	5

3.2.4 配套工程

3.2.4.1 道路工程

本工程拟建道路 1 条，道路设计采用四级公路标准，设计时速 30km/h。起点位于已建的沥青路，终点位于高探 1 井站场拟建大门，道路长度共计 3.0km，其中农田简易道路 2.1km，钻井探临段 0.9km。

路基宽 7.0m，路基挖方边坡 1:1，填方边 1:1.5。路面宽 6.0m，路面两侧设 0.5m 的土路肩。路面结构为：5cm 中粒式沥青砼面层+1.0cm 封层+20cm 级配碎石基层+20cm 天然砂砾底基层+土基。路肩采用 25cm 天然砂砾加固。

站内道路宽 4m，长 340m，路面采用 25cm 天然砂砾+土基。路面面积 1416 m^2 (含交叉口加宽面积)。站内采用 30cm 天然砂砾换填。

表 3.2-7 道路主要工程量表

序号	道路名称	长度 (km)	路面铺筑面积 (m^2)	路基填方 (m^3)	路基换填土 方 (m^3)	清表回填天然 砂砾 (m^3)
1	站外道路	3.0	18000	3600	8400	1350
2	站内 道路	0.34	1416	/	425	

3.2.4.2 生活基地

新建生活基地 1 座，面积 47m×68m，位于站场南侧，距离站场 75m，作为高探 1 井的员工生活区。

3.2.4.3 供排水及消防

(1) 供排水

水源在红星服务站附近取水，运距 10km。

(2) 消防

高探 1 井距离乌苏市消防大队 30km, 乌苏市消防大队位于乌苏市洛河路 001 号, 消防队配备有高喷消防车、云梯式消防车、城市主战式消防车共计 10 台车, 该消防站可作为高探 1 井的消防协作力量。

站区地处偏远缺水地区, 周边没有可依托的消防水源, 该站场又属于偏远五级站场, 根据《石油天然气工程设计防火规范》第 8.4.10 条, 原油罐总储量不大于 4000m³、且储罐直径不大于 12m 的原油罐区, 可不设置消防冷却水系统, 仅设置烟雾灭火系统, 根据要求, 7 座 60m³ 拉油罐各设置 1 套 ZWW10 烟雾灭火器, 共配置 7 套烟雾灭火器。

另外根据相关规范规定, 需设置一定数量不同类型、不同规格的移动式灭火器材, 以及时扑救初期零星火灾。

3.2.4.4 供电

本工程新建高探一井站区供电电压为 10kV, 拟在站内设置 10/0.4kV 箱式变电站 1 座, 为站内 0.4kV 用电负荷供电。变压器 10kV 侧电源引自己建 35kV 查干敖瓦变电站。

3.2.4.5 自控

采油井场设置 1 套 RTU, 原油处理部分设置 1 套 RTU, 伴生气处理采用撬装化设计 (自带 RTU 及配套仪控室撬), 最终此次建设的 RTU 及撬装化 RTU 的监控信号均进撬装化仪控室操作站远程监控。

3.2.4.6 通讯

本次新建高产探井、原油处理及伴生气处理撬各一座, 撬各设置 1 套 RTU, 现场采用无人值守、定期巡检, 集中监控的管理模式。本次通信部分的设计内容将视频监控数据和仪表自动化数据通过预留通道, 传到油田公司采气一厂的视频监控平台和数据管理平台。

根据井场的设计规模, 本次考虑租用运营商的无线网络通道, 通过购置 LTE 的客户终端设备 (CPE), 将视频监控和数据上传到克拉玛依, 从而完成生产和安全的管理。本次设计在原油处理站设一套 CPE 终端和千兆交换设备, 通过光缆和光纤收发器接到高产探井及伴生气处理撬处通信设备, 最终将数据通过租用和新建通道完成上传。

本次在新建仪表中控室内新建一键报警电话，在中控室内设置一键报警按钮，通过设报警器，一旦发生紧急情况，可按压一键报警按钮发出报警发送至乌苏市内统一平台。

3.2.4.7 供热

本工程全部采用电采暖。

3.2.5 周边已建设施情况

3.2.5.1 周边区块开发现状概述

本工程为新勘探区块，周边仅有少数探井，距离均较远。

高泉地区共有钻井 8 口：高泉 1 井、高泉 2 井、四参 1 井、艾 2 井、艾 3 井、艾 4 井、固 1、固 2，其中四参 1 井钻遇白垩系及侏罗系地层；邻区钻遇白垩系及侏罗系地层的有西湖 1 井、独山 1 井、南安 1 井、托 6 井、托浅 1 井。

邻近的独山子油田是准噶尔盆地南缘最早获工业油气流的构造（发现于 1937 年），具有含油层位多，油气显示级别高的特征，多井在沙湾组见饱含油、富含油、油浸等良好的油气显示。其油气开发主要是断裂上盘上部成藏组合新近系沙湾组，其中组合安集海河组、紫泥泉子组及下组合白垩系、侏罗系勘探程度很低，独 62a、独深 1 等 14 口井钻至中组合安集海河组（E_{2-3a}），只有独 62a 井在独山子断裂下盘的安集海河组顶部获得高产油气流，但产量递减很快，后因砂堵停产。独山子油田在沙湾组与塔西河组多层段含工业性油气层，其中沙湾组占总产量的 88%；塔西河组占 12%。1963 年上交 I 类探明含油面积 1.2km²，石油地质储量 239×10⁴t；天然气地质储量 4.88×10⁸m³。套改后，探明含油面积、油、气地质储量均无变化。

西湖背斜西参 2 井在新近系沙湾组 3644.5m~3655.5m 试油，获油 5.034t/d、气 0.096×10⁴m³/d、水 1.82m³/d。西 3 井完钻于 1992 年，在新近系沙湾组 3543.1m~3544.45m 试油，获 0.75m 油迹级岩心，试油 4 层，均为水层。西 4 井完钻于 1998 年 6 月 26 日，钻揭古近系紫泥泉子组，在新近系沙湾组 3889.27m~3833m 试油，获 2.98m 油迹级岩心；在安集海河组 4354.21m~4355.11m，获 0.3m 荧光级岩心；4559m~4560.6m 获 0.16m 油迹级岩心。西 5 井完钻于 2001 年，钻揭白垩系吐谷鲁群，在安集海河组取心，获荧光级岩心，在吐谷鲁群 5068m~

5074m 试油，获油 1.13t/d，水 7.38m³/d，结果为含油水层；紫泥泉子组 4695m~4702m 试油，获油 0.654t/d，水 9.2m³/d，结果为含油水层。

2010 年在西湖背斜针对下组合钻探西湖 1 井，完钻井深 6258m，钻至侏罗系头屯河组，在新近系沙湾组、古近系安集海河组、紫泥泉子组、白垩系东沟组、连木沁组、呼图壁河组、侏罗系头屯河组等多层见不同程度的油气显示，头屯河组显示最好。该井头屯河组气测解释油气层 2 层/8m，气层 1 层/9m，含油层 8 层/22m。对西湖 1 井头屯河组井壁取心 48 颗，17 颗见荧光显示，2 颗含气。2010 年 11 月 22 日~2011 年 5 月 24 日，分别对西湖 1 井侏罗系头屯河组 6139m~6160m、5996m~6018m 试油，获低产油气流。

2005 年在南安集海背斜钻探南安 1 井，完钻井深 2800m，钻揭三叠系小泉沟群，该井在八道湾组见到较丰富的油气显示，气测异常明显，共有气测显示 5 层，该组上部 507m~568m 气测异常值明显，气测全量高达 613440ppm，录井综合解释为可能气层；岩屑荧光显示 2 层。该井在八道湾组 509m~534m 试油，3mm 油嘴，产天然气 2450m³/d；用 16mm 油嘴对 770m~786m 测试，产天然气 15130m³/d，产水 151.23m³/d，试油结论为气水同层。

1958 年在南托斯台背斜上钻了托 2 井和托 3 井，两口井均钻至三工河组顶部完钻。钻进时，在泥浆及岩心、岩屑中均多次见油气显示，完钻试油中见到少量油珠（托 2 井）或少量原油（托 3 井），限于小井眼试油条件而未能得到更好的结果。

2008 年在北托斯台地面背斜钻探托 6 井，该井在浅层头屯河组获良好油气显示。该井侏罗系测井解释气层 7 层，共 53.7m，由于浅层头屯河组的井眼大，试油存在工程限制无法试油。

2017 年在南托斯台背斜钻探了托浅 1 井，完钻井深 1300m，钻揭石炭系。该井在钻进过程中油气显示相对活跃、气测异常明显，岩屑荧光显示 30m/6 层，气测异常 105m/17 层。该井在侏罗系头屯河组 149m~151.9m、156m~158m 和 166m~170m 解释为有利含油气层，试油为水层。

3.2.5.2 周边已建管道现状

西二线朗飞公司分输管道起自西二线乌苏压气站南侧乌苏分输站，终止于乌苏市朗飞末站。线路水平长度为 45km，管径为 DN150，管道材质为无缝钢管 D168.3

×5 (9) /L290N, 设计压力 10.0MPa, 设计输量为 $2.1 \times 10^8 \text{Nm}^3/\text{a}$, 气源来自西二线乌苏压气站, 管道采用沟埋方式敷设。管道沿线设置分输阀室 1 座, 紧急截断阀室 1 座。该管道从高探 1 井以北 1.7km 由西向东经过。目前该管道已经机械完工, 尚未投产进气。

703-独山子输气管道设计压力为 3.0MPa, 管径 D323.9×6.4 (7.1), 设计输量 $70 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。输气管道起于 703 站, 终于独山子, 全长 79km, 隶属于天北能源公司。天北能源乌苏供气支线管道, 起点为 703-独山子输气管道奎屯分输站附近分输阀池, 线路长度 8km, 管径 D159×5, 终点为乌苏市天北能源加气站。目前该管道正在运行, 703 站出站压力 1.9MPa, 天北能源加气站压力约 1.6MPa。

3.3 依托设施情况及可依托性分析

3.3.1 依托站场

3.3.1.1 独山子石化

本工程主要原油处理依托独山子石化。

独山子石化分公司, 是中国西部集炼油化工生产为一体的大型炼化企业, 公司以炼化生产为主导, 兼具工程施工、机电仪修、机械制造、交通运输、供电供水、通讯医疗等业务。独山子石化公司现有职工 1.4 万人, 总资产 434 亿元。具备 1000 万 t/a 原油加工、122 万 t/a 乙烯生产、45 万千瓦/小时发电和 500 万方原油储备能力, 可生产燃料油、聚烯烃、橡胶等 26 大类 600 多种产品。千万吨炼油百万吨乙烯工程获 2015 年度国家优质金奖。2018 年公司加工原油 727 万吨, 生产乙烯 131.8 万吨。

运营期项目产生的分离出的原油 (0.5% 含水), 含水量低, 直接拉运至独山子石化分公司炼油厂进行炼化处理。

3.3.1.2 车 89 处理站含油污水处理系统

采油一厂车 89 处理站污水处理系统于 2011 年投产, 污水处理工程建设规模为 $1000 \text{m}^3/\text{d}$ 的污水处理能力, 采用重力除油工艺, 通过投加催化剂、净水剂、助凝剂去除水中大部分含油及悬浮物, 再经斜板沉降, 两级过滤, 使出水中悬

浮物及含油进一步降低，成为达标污水净化水，用于油田回注，实现污水的循环再利用。

本工程运营期单井井下作业废水每年产生量约为 38m³，检修污水排放量约 35m³/次。目前车 89 处理站污水处理系统现状处理规模为 300m³/d，可以满足本工程的污水处理要求。

3.3.2 环保依托设施

3.3.2.1 克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司

由于本工程的原油处理依托现有设施，产生的油泥(砂)委托博达生态环保有限公司进行处理。

博达生态环保有限公司是一家有危险废物处理运营资质的单位，自主研发了助溶剂体系萃取法。通过助溶剂体系萃取法处理后，油田污泥可分解为土、水和油。分离出的土可以作为绿化用土，水可以达标排放，而油可用于炼化合格原料。可以使油田污泥转化为再生资源，一年可循环利用 12.5 万吨油田污泥。

博达公司于 2006 年开始建设，原设计处理能力为 100m³/d，并履行了环保手续，但由于后期的市场调研将扩大含油污泥的处理规模，追加投资将处理规模扩大至 300m³/d，并委托中勘冶金勘察设计院有限责任公司对其进行了环境影响评价，克拉玛依市环保局于 2007 年 4 月以克环保函[2007]28 号文件对项目进行了批复。根据《建设项目环境保护管理条例》和《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的有关规定及程序，2007 年 11 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对现有工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。2010 年由于生产的需要，建设单位在厂区北侧扩建 2 座 50m×70m×6m 的污水沉降池，作为含油污水进入厂区的预处理分离油水，并于 2010 年 9 月报克拉玛依市环境保护局以克环保函[2010]127 号文件进行了批复，于 2011 年 4 月建设投入使用，2011 年 8 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对污水储池扩量工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。验收监测报告认为，落地油及清罐油泥治理及扩量工程，立项、环评、初步设计及试生产报批手续齐全，环保设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投入使用，环保设施运行基本正常，对环评和初步设计的要求落实到位。

为将油田废弃物这些废弃物进行无害化和资源化处理,克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司污油泥处置装置位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块,经过近 8 年生产运行,已累计为克拉玛依油田回收处理污油泥近 50 万吨。为了达到节能减排,提高生产效率和降低生产运行成本的目的,博达环保公司 2014 年在污油泥处置装置原址,投资 570.26 万元,在不改变原有污油泥生产工艺基础上,对洗涤、分离工序设备进行改造,新增罐区及燃气锅炉等配套设施。

采油一厂已经与克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司签订危险废物处置协议,本工程产生的危险固体废物由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。(见附件)

3.3.2.2 乌苏市生活垃圾填埋场

乌苏市生活垃圾填埋场近期处理能力为 160t, 远期处理能力为 300t, 总库容为 $145 \times 10^4 \text{m}^3$, 使用年限为 20 年, 目前已使用库容 $3.36 \times 10^4 \text{m}^3$, 剩余库容为 $141.64 \times 10^4 \text{m}^3$ 。因此, 乌苏市生活垃圾填埋场处理能力可满足本工程生活垃圾卫生填埋的要求。

3.3.2.3 乌苏市污水处理厂

乌苏市污水处理厂位于乌苏市西湖道路旁 5 公里处, 设计处理能力为日处理污水 3.00 万 m^3 。主要建设内容包括厂区土建施工, 工艺设备、工艺管道安装, 电气、自控系统安装, 照明, 防雷接地, 采暖, 通风, 厂区道路施工及绿化等。2018 年 10 月完成扩建, 日处理能力新增 1.5 万吨/日, 出水标准达到一级 A 标准。并于 2019 年 1 月完成自主验收。因此, 乌苏市污水处理厂处理能力可满足本工程生活污水处理的要求。

3.4 工程分析

3.4.1 影响因素及污染源构成

由于油气田开发项目在实施时, 勘探过程已经发生, 本工程已完成钻井工程环评手续(见附件)。因此, 工程分析对勘探期进行回顾性分析, 并以开发期、

生产期为重点，进行环境影响因素及产污环节分析，闭井期侧重于环境保护措施分析。

开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

高探 1 井钻井工程已完成，本次施工主要包括地面工程建设、采油（气）、油气集输等作业内容，基本属于建设期和生产运营期的建设活动。项目建设污染源构成见表 3.4-1。

环境影响因素主要来源于地面工程建设、采气（油）、井下作业、油气集输等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染见表 3.4-1。油田开发过程污染物排放流程见图 3.4-1。

表 3.4-1 项目建设污染源构成

施工过程	主要污染物	污染源性质
地面工程	施工废水、生活污水	临时性污染源，随作业结束而消除
	施工运输、施工场地扬尘	临时性污染源，随作业结束而消除
	建筑垃圾、生活垃圾	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中
	噪声	临时性污染源，随作业结束而消除
	占地	生态影响
井下作业	落地原油	间断性污染源
	修井废水、洗井废水、压裂液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
采油和油气集输	采油废水、生活污水	持续性影响环境的污染源
	烃类气体	持续性影响环境的污染源
	废油泥砂、落地原油	持续性影响环境的污染源
	噪声	持续性影响环境的污染源
	占地	生态影响

本工程仅有 1 口井（高探 1 井），正生产期间污染源来自井下作业、采油气、油气集输、储运等工艺环节，以及集输管网等设施所组成的局部性污染源。根据现场勘察和类比调查，油田开发环境影响因素识别见表 3.4-2。

表 3.4-2 环境影响因素识别表

建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
站场建设	油田建设施工、车辆碾压等	土壤和景观	施工期
	排放设备、车辆尾气	环境空气	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	施工固体废物	土壤	
道路建设	占用土地	土壤	
管线建设	占用土地	土壤	
	扬尘	环境空气	
	土方、废旧材料	土壤	
生产运营	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
油气处理	排放含油废水	地下水	非正常
	设备噪声	声环境	生产期
	站场站排放废气	环境空气	
油气集输	车辆运输噪声	声环境	
	无组织排放废气	环境空气	
	油气泄漏、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故
井下作业	产生作业废水	土壤、地表水	开发期
	产生作业废气	环境空气	
	产生设备噪声	声环境	

3.4.2 施工期污染源与污染物分析

本次开发期主要污染来自地面工程建设中设备、物料装卸、运输中产生的扬尘、运输车辆尾气排放、施工废水、管线施工土方等，平整场地和施工开挖破坏地表、植被等。施工人员在井区附近的哈图布呼镇租住民宅，因此在施工工地不产生生活污水和生活垃圾。

3.4.2.1 开发期污染物

(1) 废气

① 施工粉尘

建筑施工活动所产生的粉尘与施工面积和施工水平有关，按照类比调查结果，在施工现场下风侧 50m 外，施工所产生的粉尘浓度可降至 $1\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。进出施工场地的运输车辆也会造成施工场所地面粉尘浓度的升高，其引起的扬尘对路边 30m 范围之内影响较大，且形成线源污染，路边 TSP 浓度可达 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 以上。

② 车辆尾气

建设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 $11.52\text{kg}/\text{d}$ ，平均每辆车日排放 CO $0.157\text{kg}/\text{d}$ ，烃类物质 $0.269\text{kg}/\text{d}$ ， NO_2 为 $0.723\text{kg}/\text{d}$ ， SO_2 为 $0.008\text{kg}/\text{d}$ 。本工程开发施工期各类车辆 8 余驾次/日，预计每天可排放 CO $1.26\text{kg}/\text{d}$ ，烃类物质 $2.15\text{kg}/\text{d}$ ， NO_2 为 $5.78\text{kg}/\text{d}$ ， SO_2 为 $0.064\text{kg}/\text{d}$ 。本次建设期以有效施工期 15d 计，则建设期施工车辆排放的污染物总量为：CO 18.9kg ，烃类 32.25kg ， NO_2 86.85kg ， SO_2 0.96kg 。

开发期施工机械、车辆大气污染物排放情况详见表 3.4-7。

表 3.4-7 施工机械、车辆大气污染物排放统计表 (单位:t)

污染源	污染物排放量(kg)			
	CO	烃类	NO_2	SO_2
车辆尾气	18.9	32.25	86.85	0.96

(2) 废水

施工期废水主要来自施工作业中产生的管道安装完后清管试压排放的废水。

管道工程分段试压前应采用清管器进行清管，并不应少于两次。清管扫线应设临时清管器收发设施，并不应使用站内设施。清管使用聚氨脂皮腕型电子定位清管器。清管扫线的合格标准：管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，本工程共产生试压废水 30m^3 ，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放。

(3) 噪声源

施工中使用的施工机械、车辆、电焊机的使用次数及时间不确定，噪声

源的位置也具有不确定性，施工机械、设备和运输车辆的噪声污染，可通过国内相关设备噪声进行确定，噪声情况见表 4.2-2。

表 4.2-2 管道工程施工机械噪声预测值

序号	机械、车辆类型	噪声值 (dB (A))
1	挖掘机	84
2	推土机	86
3	电焊机	87
4	轮式装载机	90
5	吊管机	81
6	压路机	90

工程施工周期较短，施工产生的噪声只产生阶段性的影响，随着施工期的结束，影响随即结束。

(4) 固体废物

施工期产生的固体废物主要为工程弃土和施工废料等。

施工废料主要包括焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料及施工过程中产生的废混凝土等。根据类比调查，施工废料的产生量约 0.2t/km，本工程新建一条高探 1 井处理站-朗飞公司分输管道的连接线，长度 1.8km，产生的施工废料量为 0.36t，施工废料部分可回收利用，剩余废料统一收集后拉运至周边固废填埋场。

(5) 施工期污染物排放情况汇总

综上所述，本工程各种污染物汇总见表 3.4-9。

表 3.4-9 施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	地面工程	建设期废气	施工扬尘	/	环境空气
			车辆尾气	/	
废水	地面工程	管道试压水	水量	30m ³	清净水，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放
固体废物	地面工程	施工废料	施工废料	0.36t	统一收集后拉运至周边垃圾填埋场
噪声	地面工程	施工机械	/	81-90	声环境

3.4.2.2 非污染源生态影响因素

(1) 占地

工程建设包括站场建设、道路的修筑，管线的敷设等，影响特征为生态影响，即为生态资源（包括植被、土壤、野生动植物资源生境）的占用和破坏。

本工程部署勘探井转开发井 1 口，新建站场 1 座，天然气分输管线 1.8km，站外道路 3.0km，生活区一处。

针对本次工程内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算。见表 3.4-10。经核算，新增永久占地面积 8.46hm²，临时占地面积 2.74hm²，总占地面积 11.20hm²。

表 3.4-10 占地面积统计表

序号	工程内容		占地面积 (hm ²)			说明
			永久	临时	总占地	
1	单井	站场 (1 口井)	0.49	0	0.49	1 口，永久占地 70×70m，钻井期已进行了临时征地 85×125m
2	站场		5.25	0	5.25	站场长 250m，宽 210m
3	管线	输气管道	0	1.44	1.44	1.8km，作业带宽 8m
4	道路	站外道路	2.4	1.2	3.6	四级公路标准，设计时速 30km/h。主干道长度 3.0km，路基宽 8m，沥青混凝土路面，扰动范围两侧各 2m
5	生活区	生活区	0.32	0.10	0.42	位于站场南侧，新建
6		合计	8.46	2.74	11.20	

3.4.3 运营期污染源分析及污染物排放

3.4.3.1 运营期废气污染物

本工程根据目前的油气温度确定，不使用加热炉，站场用热采用电加热，因此不存在燃料废气，运营期主要废气污染源来自油气集输、处理过程中产生的无组织非甲烷总烃排放和非正常工况下的放空排放。

(1) 非甲烷总烃无组织排放

根据目前对高探 1 井掌握的情况，本工程预留加热炉，现阶段不用，具体根据后期的生产情况决定，届时单独进行加热炉的环评手续。生产过程中油气集输、处理及外运过程中大气污染物主要是无组织泄漏烃类气体。

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。油气集输及处理过程废气主要为无组织挥发性有机物。根据《关于印发〈挥发性有机物排污收费试点办法〉的通知（财税[2015]71 号）》，VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、

酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》（中华人民共和国环境保护部科技标准司组织，由北京大学、清华大学、华南理工大学起草编制），石油化工行业石油开采工艺过程排放源中VOCs的污染排放系数为0.5g/kg产品（天然气），1.4175g/kg产品（原油），本工程预测VOCs无组织排放量为22.73t/a（天然气）+219t/a（原油）=241.73t/a。

根据指南中的规定“本指南适用的挥发性有机物包括烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃的C₂~C₁₂非甲烷碳氢化合物，醛、酮、醇、醚、酯、酚等C₁~C₁₀含氧有机物，卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等几类152种化合物”可知：依据上述排放系数计算的VOCs量中不包含甲烷，对本工程而言，VOCs的排放量基本等同于非甲烷总烃。

《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020年）》的通知新政发[2018]66号文中要求：“乌-昌-石”区域和“奎-独-乌”区域所有新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准；PM_{2.5}年平均浓度不达标城市禁止新（改、扩）建未落实SO₂、NO_x、烟粉尘、挥发性有机物（VOCs）等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目。

根据“”关于发布《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》指导性文件的公告（环境保护部公告2013年第31号）中第八条在油类（燃油、溶剂）的储存、运输和销售过程中的VOCs污染防治技术措施包括：

①储油库、加油站和油罐车宜配备相应的油气收集系统，储油库、加油站宜配备相应的油气回收系统；

②油类（燃油、溶剂等）储罐宜采用高效密封的内（外）浮顶罐，当采用固定顶罐时，通过密闭排气系统将含VOCs气体输送至回收设备；

③油类（燃油、溶剂等）运载工具（汽车油罐车、铁路油槽车、油轮等）在装载过程中排放的VOCs密闭收集输送至回收设备，也可返回储罐或送入气体管网。

结合《2016年国家先进污染防治技术目录（VOCs）》（环境保护部公告第2016年第75号），评价要求对于油品储运过程油气采取活性炭吸附技术，可确保油气回收率大于97%，有效的减少工程VOCs排放量至7.25t/a。

(2) 非正常工况超压放空

系统超压将排放一定量的天然气。天然气超压放空系统放空次数极少，进入放空火炬，火炬会自动点火，废气经燃烧排放。根据有关资料和类比调查，放空频率为1~2次/年，每次持续时间2~5min。放空排放的天然气中主要成分为甲烷，由本工程输送的天然气性质得知，若点火排放烟气中主要污染物为少量NO_x和CO。

3.4.4.2运营期废水排放情况

本工程运营期废水主要包括井下作业废水和生活污水。

油藏采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，本工程采出液含水0.5%，符合中石油交油标准，不需对原油中的含水进行分离处理。因此，本工程采出液等同于原油，全部拉运至独山子石化进行处理。

(1) 井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。主要是通过酸化、压裂等工序，产生的酸化、压裂作业废水。

根据类比调查，井下作业废水中主要污染物的浓度如表 3.4-11。

表 3.4-11 井下作业废水水质

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度 (mg/L)	1000~2000	160~2600	<200	0.1~0.2	0.2~0.3

本工程稳定生产后，井下作业频率按平均每2年1次，根据《第一次全国污染源普查方案》环境统计结果，每井次产生井下作业废水76m³，单井井下作业废水每年产生量约为38m³。

根据油田公司管理规定，井下作业均带罐作业，井下作业废水为间歇性产生，产生量较少，作业废水通过罐车拉运至车89处理站含油污水处理系统进行处理达标后进行回注，不外排进入环境。

(2) 检修废水

工艺设备检修时会产生检修废水，装置设备检修污水排放量约15m³/次，罐区设施检修污水排放量约10m³/次，每2年检修一次，则检修污水排放量约35m³/次，排放方式为间歇式排放。检修废水中石油类浓度较高。全部回收入罐，拉运至车89处理站污水处理系统进行处理。

(3) 生活污水

本工程新增劳动定员 16 人，按每人每天排生活用水量 100L 核算，全年用水量为 584m³/a，每人每天排生活污水 80L 计，生活污水最大产生量为 467.2m³/a，生活污水定期拉运至乌苏市城市下水管网排放。

3.4.4.3运营期固体废弃物排放情况

(1) 油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。根据类比调查，油泥(沙)产生量为 0.50-0.73t/万 t 油，本工程最大产油量 18.6×10⁴m³/a 计算，油泥(沙)最大产生量为 13.58t/a。本工程产生的油泥沙集中产生于站场清罐、检修环节，由采油一厂委托博达公司集中拉运进行处置。

(2) 天然气处理固废

天然气处理站工业固体废物主要有废弃的分子筛和压缩机废润滑油。分子筛的主要成分是硅铝酸盐，每 3 年更换一次，每次约 1.9t。废弃的分子筛生产厂家回收处理，不会造成环境污染。压缩机会产生废润滑油，属于《国家危险废物名录》中定义的 HW08 类危险废物，产生量约 0.2t/a，由润滑油供应厂家回收处理。

(3) 生活垃圾

按新增劳动定员 16 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，每年可产生的生活垃圾为 2.92t/a。产生的生活垃圾在生活区集中收集后，运至乌苏市生活垃圾填埋场进行填埋处理。

3.4.4.4运营期噪声排放情况

运营期噪声污染源主要包括：井口装置、天然气处理站各类机泵以及井下作业、运输车辆等。噪声排放情况见表 3.4-18。

表 3.4-18 运营期噪声排放情况

序号	位置	时段	噪声源	声源强 dB (A)
1	井场	运营期	自喷井口	60-80
			井下作业（压裂、修井等）	80-120
2	站场	运营期	各类机泵	90-110
3	拉油	运营期	罐车	75-85

3.4.4.5 运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本工程各种运营期污染物汇总见表 3.4-19。

表 3.4-19 运营期污染物排放情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	主要处理措施及排放去向
废气	无组织废气	油气集输及处理过程的烃类挥发	非甲烷总烃	241.73t/a	241.73 t/a	大气
废水	井场	井下废水	水量	38m ³	0	采用专用废液收集罐收集后运至含油污水处理系统进行处理达标后进行回注
	站场	检修废水	石油类	35 m ³ /次	0	依托车 89 处理站处理
	倒班公寓	生活污水	水量	467.2m ³ /a	0	生活污水定期拉运至乌苏市城市下水管网，进入城市污水处理厂处理
固体废物	站场	油泥（砂）	/	13.58t/a	0	
		天然气处理装置 废弃分子筛	/	1.9t/次	0	三年更换一次，由厂家回收
		废润滑油	/	0.2t/a	0	润滑油供应厂家回收
	倒班公寓	生活垃圾	/	2.92t/a	0	乌苏市生活垃圾填埋场
噪声	井场	井口装置	/	60-80		声环境
		井下作业（压裂、修井等）	/	80-120		
	计转站	各类机泵	/	90-110		

3.5 清洁生产分析

3.5.1 产品的清洁性分析

本工程的产品为原油和天然气。石油、天然气与煤相比，是一种洁净能源，热值高，燃烧产生的污染物少。天然气代替燃煤可明显减少二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳等污染物质的排放，采用天然气作为煤炭等替代燃料可有效减少酸雨形成和温室效应。项目天然气原气中甲烷含量高。天然气、原油与煤燃烧的污染物产生量对比见表 3.5-1。

表 3.5-1 天然气与原油、煤燃烧的排污量对比

大气污染物	单位热值条件下，燃烧原油排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值	单位热值条件下，燃烧煤排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值
灰分	14	148
SO ₂	400	700
NO ₂	5	10

CO ₂	1.33	1.37
-----------------	------	------

注：(1)资料引至《四川石油经济》2000 年第一期中“天然气利用之环境效益初探”。

(2) 表中数字为燃烧原油或者煤产生的污染物与天然气燃烧产生的污染物的比值。

从各类燃料燃烧后排污量对比可见，天然气和原油产生的灰分、SO₂、NO₂和 CO₂ 等污染物均远低于煤炭，因此，石油、天然气的清洁性远高于煤炭。在一次能源消费煤炭占 70% 的中国，发展石油、天然气洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。

3.5.2 集输工艺清洁生产分析

(1) 集输采用全密闭集输流程。在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用油气藏的自然能量，确定合理的开采方式。因当地不具备完善的油气集输管网，采用井口不加热直接进入站场进行分离后，原油由车辆拉运，天然气进管网的集输方式。

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

(3) 井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

(4) 对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

(5) 井下作业过程中，对产生的散落原油和废液采用循环作业罐（车）收集。在井场设有应急池，收集的废油等非正常情况下的排污，运至处理厂进入原油预处理流程。

(6) 井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

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

3.5.4 节能及其它清洁生产措施

(1) 采用井口不加热密闭输送工艺；

(2) 站内放空火炬采用高空点火和地面爆燃点火技术，同时微流量开关可以实现火炬放空的自动检测，实现点火自动化；

(3) 采用节能型变压器；

(4) 采用高效电加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失。

3.5.5 建立有效的环境管理制度

除了技术、设备等物化因素外，生产活动离不开人的因素，这主要体现于运行操作和管理上。将环境管理和环境监测纳入油田质量安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。

主要采取的环境管理措施有：

(1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

(2) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；

(3) 加强管理，对井口、站内设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

本工程开发以此为依据，认真落实清洁生产技术和措施，可以最大限度地降低开发建设对环境造成的污染影响。

3.5.6 清洁生产技术指标

(1) 原油采收率

高探 1 井目前采用自喷采油，属该区块的第一口高产井，后续根据对油气藏的认识和数据掌握再确定相应的方案和相关采收率。

(2) 井场占地面积

本工程部署井口 1 座，新建井口站场 1 座，新增永久占地面积 8.46hm²，临时占地面积 2.74hm²，在满足工艺安装和检修需要的同时，井场设备相对集中，布置紧凑，以减少占地面积。

(3) 落地油产生量

新疆油田公司在落地油处理中采取了可行的措施，井下作业必须带罐(车)操作，进入临时设置的贮油罐，交由第三方处理。地面工程完成后，油气集输采用密闭式管道输送和罐车拉运方式，落地油全部回收，零排放。

(4) 固体废物产生量

本工程正常生产期间固废主要为含油泥砂，来自站场清罐、检修环节，全部由第三方有资质的单位进行回收无害化处置，确保不对环境产生污染的同时，回收其中的原油资源。

3.5.7 清洁生产水平

参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）中的石油天然气开采业有关的清洁生产水平技术指标进行对比分析，以此来说明本工程的清洁生产水平。

(1) 评价指标体系

清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

① 评价依据

在定量评价指标体系中，各指标的评价基准值是衡量该项指标是否符合清洁生产基本要求的评价基准。本评价指标体系确定各定量评价指标的评价基准值的依据是：

——凡国家或行业在有关政策、规划等文件中对该项指标已有明确要求的就执行国家要求的数值；

——凡国家或行业对该项指标尚无明确要求值的，则选用国内重点大中型油气勘探开发企业近年来清洁生产所实际达到的中上等以上水平的指标值。

——定量评价指标体系的评价基准值代表了行业清洁生产的平均先进水平。

——在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”、“否”或完成程度两种选择来评定

② 权重分值

清洁生产评价指标的权重值反映了该指标在整个清洁生产评价指标体系中所占的比重。它原则上是根据该项指标对油气勘探开发企业清洁生产实际效益和水平的影响程度大小及其实施的难易程度来确定的。

③ 评价指标

评价指标分为定量指标和定性指标。定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如物料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、含油污泥资源化利用率、余热余能利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。

在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.5-1。

表 3.5-1 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	清洁生产审核		
						实际值	得分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160	25.5	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	30	1.7	
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	150	5	
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5	
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	60	7.5	
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5	
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	清洁生产审核	
							得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	0
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		10	10
		集输流程			全密闭流程,并具有轻烃回收装置		10	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	10	
		开展清洁生产审核,并通过验收				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(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	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	5	

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

企业清洁生产定量评价指标的考核评分，以企业在考核年度（一般以一个生产年度为一个考核周期，并与生产年度同步）各项二级指标实际达到的数据为基础进行计算，综合得出该企业定量评价指标的考核总分值。在计算各项二级指标的评分时，应根据定量评价指标的类别采用不同的计算公式计算。

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{xi} / S_{oi}$$

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

$$S_i = S_{oi} / S_{xi}$$

式中：

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数。如采用手工计算时，其值取小数点后两位；

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 S_i 值就会较大，计算结果就会偏离实际，对其它评价指标的单项评价指数产生较大干扰。为了消除这种不合理影响，应对此进行修正处理。修正的方法是：当 $S_i > k/m$ 时（其中 k 为该类一级指标的权重值， m 为该类一级指标中实际参与考核的二级指标的项目数），取该 S_i 值为 k/m 。

定量评价考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

为了综合考核油气勘探开发企业清洁生产的总体水平，在对该企业进行定量和定性评价考核评分的基础上，将这两类指标的考核得分按不同权重（以定量评价指标为主，以定性评价指标为辅）予以综合，得出该企业的清洁生产综合评价指数。

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.5-2。

表 3.5-2 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	$75 \leq P < 90$

本工程在在集输工艺中采用易于管理的密闭混输和分输模式；采取有效的污染防治措施。本工程在采输气、油气处理等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，能源消耗低，由表 3.6-1 计算得出：本工程进行清洁生产审核前

分数：定量指标得分 86.7 分，定性指标得分 90 分，综合评价指数得分 88.02 分，与表 3.6-2 中相比较， $75 \leq P < 90$ ，属于清洁生产企业。

3.5.8 持续改进清洁生产的建议

高探 1 井目前采用自喷采油，属该区块的第一口高产井，区域内目前尚无完善的集输系统，因此采用设置井口站场，原油拉运，天然气处理后进管网的集输方式。建议尽快掌握该油气藏的物性，确定整体的开发方案，以实现全密闭集输。

3.6 污染物排放总量控制分析

3.6.1 总量控制原则

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

3.6.2 总量控制因子

“十三五”我国主要污染物总量控制指标 4 个，分别为二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量和氨氮。

项目正常生产期间无加热炉；生产过程中井下作业废水依托就近的联合站处理达标后回注地下。

根据本工程开采处理的工艺特点及本工程具体情况，本工程在生产过程中不向外环境排放以上四项污染物。

3.6.3 工程污染物排放量的确定

根据《关于印发〈挥发性有机物排污收费试点办法〉的通知（财税[2015]71 号）》，VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程而言，

其排放的 VOCs 基本可以等同为非甲烷总烃。根据计算，项目运营期集输过程中 VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为 241.73t/a。

结合《2016 年国家先进污染防治技术目录（VOCs）》（环境保护部公告第 2016 年第 75 号），评价要求对于油品储运过程油气采取活性炭吸附技术，可确保油气回收率大于 97%，有效的减少工程 VOCs 排放量至 7.25t/a。

3.6.4 污染物排放总量建议指标

本工程运营期不设置加热炉，采出水依托处理，评价现阶段不对本工程提出总量建议指标，待后期油气藏整体开发方案实施后，再根据具体建设内容确定总量建议指标。

3.7 选址选线合理性分析

本工程位于国土资源部批准的中石油新疆油田分公司采矿权区域内；根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

（1）站场选址

在井场周边布置站场，占地类型为低盖度草地，不占用林地、耕地，选址是合理。

（2）管线和道路

新建输气管线 1.8km，需占用部分耕地，本工程管道采用沟埋式敷设方式，因此管道敷设完毕后可恢复占地。

本工程拟建道路 1 条，道路设计采用四级公路标准，设计时速 30km/h。起点位于已建的沥青路，终点位于高探 1 井站场拟建大门，道路长度共计 3.0km，其中农田简易道路 2.1km，钻井探临段 0.9km。利用已建道路和井场已征地进行道路建设。

综上所述，选址选线基本是合理的。

3.8 与相关规划协调性分析

3.8.1 与国家产业政策协调性分析

国务院发布的《促进产业结构调整暂行规定》(国发〔2005〕40号)第二章第五条规定:加强能源、交通、水利和信息等基础设施建设,增强对经济社会发展的保障能力。实行油气并举,加大石油、天然气资源勘探和开发利用力度,扩大境外合作开发,加快油气领域基础设施建设。

同时,国家发展和改革委员会发布的《产业结构调整指导目录(2013年修订本)》指出:石油和天然气鼓励类项目包括常规石油、天然气勘探及开采,页岩气、油页岩、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发,原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设,油气伴生资源综合利用,提高油气田采收率、安全生产保障技术和设施、生态环境恢复与污染防治工程技术开发利用,放空天然气回收利用与装置制造,天然气分布式能源技术开发与应用,石油储运设施挥发油气回收技术开发与应用,液化天然气技术开发与应用;《能源产业结构调整指导目录》指出,石油、天然气鼓励类包括石油、天然气勘探及开采,天然气水合物勘探开发,油气伴生资源综合利用等。

对国家产业政策的分析可见,石油、天然气勘探属国家鼓励和重点发展的产业方向,与国家产业结构调整的目标、原则、方向和重点一致。

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业,根据《产业结构调整指导目录(2011年本)》(2013年修订),本工程属于“鼓励类”。项目的建设符合国家产业政策政策。本工程的实施,对于保障国家能源安全,促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.8.2 与国家相关规划协调性分析

本工程涉及国家层面的相关规划主要有《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《能源发展十三五规划》、《全国主体功能区划》、《全国土地利用总体规划(2006-2020年)》等。

本工程与上述国家相关规划的协调性分析结果详见表3.8-1。

表 3.8-1 本工程与国家相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本工程	协调性
------	------	-----	-----

中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要	优化能源开发布局：统筹规划全国能源开发布局和建设重点，建设山西、鄂尔多斯盆地、内蒙古东部地区、西南地区和新疆五大国家综合能源基地，重点在东部沿海和中部部分地区发展核电。提高能源就地加工转化水平，减少一次能源大规模长距离输送压力。合理规划建设能源储备设施，完善石油储备体系，加强天然气和煤炭储备与调峰应急能力建设。加强陆上和海上油气勘探开发，有序开放矿业权，积极开发天然气、煤层气、页岩油（气）。	本工程位于国土资源部批准的中石油新疆油田分公司探矿权区域内，本工程建设有利于新疆油气资源的勘探开发。	协调
能源发展“十三五”规划	“十三五”时期，要夯实油气供应基础，着力提高两个保障能力：“一是加大新疆、鄂尔多斯盆地等地区勘探开发力度，加强非常规和海上油气资源开发，提高资源的接续和保障能力，二是有序推进煤制油、煤制气示范工程建设，推广生物质液体燃料，提升战略替代保障能力”。	高探1井是新疆油田分公司近年来石油勘探的重大发现，是原油上产增储的主力区块。	协调
全国土地利用总体规划(2006—2020年)	保障能源产业用地。按照有序发展煤炭、积极发展电力、加快发展石油天然气、大力发展可再生能源的要求，统筹安排能源产业用地，优化用地布局，严格项目用地管理，重点保障国家大型煤炭、油气基地和电源、电网建设用地。	新疆要建成国家大型油气基地，本工程为石油天然气开发，符合用地规划要求	协调
全国主体功能区规划	新疆适度加大石油、天然气和煤炭资源的勘探开发：……在不损害生态功能前提下，在重点生态功能区内资源环境承载力相对较强的特定区域，支持其因地制宜适度发展能源和矿产资源开发利用相关产业。资源环境承载能力弱的矿区，要在区外进行矿产资源的加工利用。	项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域	协调

从表中可见，本工程与上述国家相关规划是协调一致的。

3.8.3 与地方相关规划协调性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》等。

本工程与上述相关规划的协调性分析结果参见表3.8-2。

表 3.8-2 本工程与地方相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本工程	协调性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目。	本工程属于新疆油田分公司油气勘探开发项目	协调

新疆维吾尔自治区土地利用总体规划（2006—2020年）	进一步坚定实施优势资源转换战略，依托丰富的石油、天然气、煤炭、有色金属等资源优势，为做大做强优势支柱产业提供用地保障。	本工程为石油天然气开发，符合用地规划要求	协调
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等4类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐-哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；	本工程属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区。	协调
新疆维吾尔自治区主体功能区规划	将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区。按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。	本工程不在禁止开发区和限制开发区，本工程位于天山北坡产业带，重点开发区域范围内的县市，由于借助良好的交通与区位条件，经济发展基础较好，石油天然气加工业、煤化工、纺织业等已形成一定规模，因此将这些国家农产品主产区县（市）内的城关镇和重点工业园区作为自治区级重点开发区域	协调
新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划	到2020年，大气、水、土壤等重点领域的污染防治和生态环境保护任务得到有效落实，环境质量整体好转；突出环境问题得到逐步解决，生态环境恶化的趋势得到基本遏制，重点污染物排放总量得到下降，污染治理能力和水平显著提升，环境风险得到有效控制，环境安全得到有效保障，群众环境权益得到切实维护。	本工程开发建设均根据环境保护法律、法规及规章政策的要求制定了相应的环境保护措施和污染防治措施，勘探及钻井过程各类污染物按照环境管理部门的要求及集团公司的要求进行处理，做到污染物达标排放，避免重大环境污染事故，严格执行中石油环境保护及生态保护管理制度，完成国家及自治区要求的节能减排考核指标。	协调
新疆维吾尔自治区生态功能区划	新疆共划分了76个不同的生态功能区，项目区所属的生态功能区包括：乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区	主要保护对策：节水灌溉、严格控制地下水开采、污染物达标排放、提高城镇建设规划水平、控制城镇建设用地、荒漠草场禁牧休牧、完善防护林体系、加强农田投入品的使用管理。据此，拟建项目在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。	协调

<p>自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划 (2018-2020年)</p>	<p>“乌-昌-石”区域和“奎-独-乌”区域所以新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准；PM_{2.5}年平均浓度不达标城市禁止新（改、扩）建未落实SO₂、NO_x、烟粉尘、挥发性有机物（VOCs）等四项大气污染物总量指标倍量替代的项目。</p>	<p>主要保护对策：根据项目工程分析核算项目 NMHC 的无组织排放量约为 241.73t/a，评价要求对于油品储运过程油气采取活性炭吸附技术，可确保油气回收率大于 97%，有效的减少工程 VOCs 排放量至 7.25t/a。本工程站场无组织排放非甲烷总烃预测浓度完全可以满足标准限值要求，厂界浓度可以达标。</p>	<p>需执行挥发性有机物(VOCs)总量指标倍量替代。</p>
--	--	--	---------------------------------

根据表3.8-2的分析，本工程与新疆的相关规划协调一致。

4.环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

塔城地区乌苏市地处新疆北部腹地，准噶尔盆地西南缘，位于东经 83°15'—85°08'、北纬 43°29'—45°16'之间。东与克拉玛依市、奎屯市、沙湾县为邻，南至天山山脊与尼勒克县相望，西连精河县，北接托里县，市区距乌鲁木齐市公路里程 268km，火车里程 236km。

本工程位于塔城地区乌苏市哈图布呼镇南侧约 10km 处。

4.1.2 地形、地貌

乌苏市跨准噶尔盆地和北天山山地两大地貌单元，地势南高北低，依次分为高山、中低山、丘陵、平原、沙漠 5 个地形带。东西宽约 180km，南北长约 220 公里。总面积为 20752.46km²，其中山区占 43.6%，平原占 44.6%，沙漠占 11.8%。

4.1.3 气象和气候

乌苏市地处北温带干旱地区，属典型大陆性气候，其特征为：冬夏长，春秋短，降雨稀少，蒸发强烈，相对湿度小，年内温差变幅大。夏季有干热风，冬季常有寒流入侵，由于南北地形高差超过 4000m，因而境内气候由南向北形成明显垂直分布的不同小气候区。乌苏市有记载以来，极端最低气温为-37.5℃(出现于 1956 年 1 月 7 日)，极端最高气温为 42.2℃(出现于 1953 年 7 月 5 日)。据乌苏气象站 1996~2000 年气温统计资料，五年平均气温 8.7℃，月平均最高气温 27.4℃，出现在 7 月，月平均最低气温-17.2℃，出现在 1 月，年内 6~8 月气温最高，1、12 月气温最低。境内降水主要受大西洋和北冰洋冷湿气流的控制，由于南北地形的差异，降水量南部高，北部低，南部海拔 1300m 以上的天山山区，年降水量可达 300~500mm，北部平原区年降水量为 120~200mm。据乌苏气象站 1996~2000 年降水量统计资料，五年平均降水量 189.5mm，最大降水量 304.4mm 最小降水量 113.8mm，5~8 月份为降水最多阶段，占全年降水量的 48~58%。

4.1.4 水文概况

4.1.4.1 地表水

乌苏范围内发育有大小河流 14 条，均发源于天山北坡的高山及中低山区，河流流向为由南向北，地表水资源的地区分布很不均匀，地表径流量主要集中于四大河流，即奎屯河、四棵树河、古尔图河和八音沟河。其中：八音沟河水量流出本市，被沙湾县利用，其他三条主要河流的多年平均年径流量为 $12.78 \times 10^8 \text{m}^3$ ，多年平均引水量为 $9.39 \times 10^8 \text{m}^3$ 。根据 1976 年兵地分水协议，乌苏市在奎屯河、古尔图河以及奎屯水库和柳沟水库均有分水比，四棵树河水属乌苏市专用，但夏、秋冬的余水全部注入农七师柳沟水库。其中，奎屯河是乌苏市最大的一条河流，其水量控制站加勒果拉站多年平均径流量为 $6.623 \times 10^8 \text{m}^3$ 。乌苏市主要地表水系见图 4.1-2。

① 奎屯河

奎屯河是乌苏市最大的一条河流，七十年代中期以前有水量注入艾比湖，归属于艾比湖水系；七十年代后期因兵团农七师在该河上建成多个水库，下游水量剧减，现已无水注入艾比湖，形成独立水系。该河集水面积 1900km²，水文站以上河长 71km，河流发育较为对称，主干奎屯河与支流乌兰萨德克河呈树叉状，均发源于依连哈比尔尕北坡，其冰川面积 201.12km²，该河为乌苏山区冰川作用面积较广的河流，其冰储量丰富，成为该市水量最多的河流。多年平均径流量 6.497×10⁸m³。河流在山区内宽约 100~150m，坡陡水急，河流出山口后水量渗漏损失较大，经奎屯大桥后流入平原区，河道比降趋缓，有部分泉水注入补给，流经车排子后转向西去，接纳四棵树河、古尔图河部分回归水，消失于沙漠。

② 四棵树河

四棵树河为该地区水量较丰富的河流，河流发源于婆罗科努山，受地质构造影响，河流走向自西东向折成南北向。呈羽状水系，集水面积 921 km²，河长 61km。山区流域平均高程较高，为 2976m，河源主干哈夏造廷果勒冰川面积分布广大，最大一条冰川面积达 22.96km²，冰储量 2.87 km²，河流干流两侧河网不对称，右岸较左岸发育，有较大支流东都果勒以及木呼尔吉尔嘎特勒，冰川资源十分丰富。该河因受地质构造作用，河谷狭长并多次弯折，河流比降变化十分突出，河流弯曲，具有良好的封闭性，造成中山带逆温层比天山北坡其它河流深厚，也是引发冬季突发性洪水的重要因素之一，该河多年平均径流量 2.908×10⁸m³，高山区以冰雪融水补给河流为主，中低山区河流以降雨补给为主，此河是乌苏市农业开发重要的地表水资源。

③ 古尔图河

古尔图河是该市较大的一条河流。河流发源于婆罗科努山主要山脉，河网呈多分支树叉状，水网发育，有充足的冰川融水补给。古尔图河有两大支流汇入，一只为阿秀果勒，另一支为东都果勒。阿秀果勒又由阿苏河和西伯担两大支流组成，高山区冰川面积达 176.8km²，冰储量 12.0258km²，虽然山区流域面积较大，冰储量较丰富。其突出特点因强劲的西来水汽沿伊犁河谷上行所导致的朔源侵蚀以及地质构造作用，山区最高点 4691m 位于古尔图河流域东侧，为古尔图河河

源丰富的降水提供了有利的地形条件。该河集水面积 1034km²，河长约 50km，年径流量 3.375×10⁸m³。

④巴音沟河

巴音沟河是乌苏市与沙湾县的界河。河流呈南北走向，以干流哈尔阿特分界，源头海拔较高，降水量丰沛，冰川比较发育，冰储量达 11.206km³，左侧支流阿冬萨拉因背风坡缘故降水较少，小支流我呈羽状水系排列，流程短小。该河出山口以上流域面积 1092km²，在乌苏境内流域面积 855km²。河流在巴音沟牧场一带折向东北，流入沙湾县境内。乌苏市地表水资源，见表 4.1-1。

表 4.1-1 乌苏市地表水资源汇总表 单位：×10⁸m³

分区名称	面积 km ²	地表水年平均流量	入区水量	出区水量	河川径流量	分区径流量 占全市%	不同保证率水资源量				
							50%	75 %	95%	97%	
外 流 区	I	642	0.6129		0.6129	0.6129	3.4	0.611	0.571	0.516	0.503
	II	170	0.0947		0.0947	0.0947	0.5	0.094	0.087	0.078	0.073
	III	1397	2.604	0.3962	3.000	3.000	16.6	2.575	2.363	2.102	1.953
古尔图河区	2189	3.405			3.405	18.8	3.394	3.174	2.875	2.792	
四棵树河区	6017	4.363			4.363	24.1	4.320	3.931	3.436	3.316	
奎屯 河区	6029	6.620			6.620	36.6	6.521	5.908	5.173	4.899	
合计	16444	17.70	0.3962	3.708	18.1	100	17.61	16.22	14.36	14.12	

4.1.4.2 水文地质

乌苏市虽然处于半干旱的大陆性气候带，但由于境内南部海拔高程超过 4000 米，受垂直气候带的影响，相对湿度较大，成为干旱区域的一个“湿岛”。当来自大西洋和北冰洋的湿润气流通过阿拉山口和额敏河谷进入新疆往南运动时，受到天山的阻挡。在湿润气流顺着天山北坡向高处转移的过程中，与“湿岛”的寒湿空气相结合，转化为大气降水，成为乌苏市水的源泉。

依连哈比尔尕山和婆罗科努山在乌苏境内的北坡冰川有 1016.45km²，其中 299.7 km² 融水绝大部分补给安集海河流出，其余融水直接补给市内各河流、溪沟。其中奎屯河、四棵树河、古尔图河 3 条大河为 12.472 亿 m³，11 条无尾小溪沟为 1.186 亿 m³，安集海河上游乌苏境内的 4 条支流为 0.210 亿 m³。降水主要集中在夏季，河水流量随气温升高而增大。境内地下水分为松散岩类孔隙水、基岩裂隙水、碎屑岩类裂隙孔隙水、冻结层地下水和矿水 5 种基本类型。其中松散岩类孔隙水分布范围最广，是开发利用的重点。

4.1.5 地层和地质构造

区域属天山北麓山前拗陷带，第四纪地层。由各种成因类型的沉积物（包括冲积、洪积的泥砂和砾石层、风成细砂和砾石层等）巨厚。在洪积扇带，大多为砂砾，而乌苏至四棵树间的山前隆起带则覆盖 1-20mm 厚的上更新统（Q₃）黄土状粉性土，含透镜状砂，下部有砾石土。在冲积带上部，多分布含砾或不含砾的砂性土；往北（冲、洪积带下游），表层土粒逐渐变细为粉性、粘性土或风积细砂，层厚 10mm 左右。在冲洪积扇相交的低洼地则为粉性土。

4.1.6 地震

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）及《建筑抗震设计规范（2016 年版）》（GB 50011-2010）中规定，本工程所在地区抗震设防烈度为 7 度，设计基本地震加速度值为 0.10g，设计地震分组为第三组。

4.2 生态现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划

勘探评价新区行政上隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市，地处天山北麓洪积冲积平原，是天山北坡经济带的主要组成部分。根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区。项目所在区域生态功能区划见表 4.2-1。

表 4.2-1 项目区生态功能区划表

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区				

II 准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区	II 5 准噶尔盆地南部荒漠绿洲农业生态亚区	26. 乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区	乌苏市、奎屯市、沙湾县、石河子市、玛纳斯县、呼图壁县、昌吉市	工农畜产品生产、人居环境、荒漠化控制	地下水超采、荒漠植被退化、土地荒漠化与盐渍化、大气和水质及土壤污染、良田减少、绿洲外围受到沙漠化威胁	生物多样性及其生境中度敏感, 土壤盐渍化轻度敏感
----------------------	------------------------	---------------------------	--------------------------------	--------------------	--	--------------------------

4.2.2 土壤环境现状评价

4.2.2.1 土壤类型及分布

勘探评价新区天山北麓洪积冲积平原。评价区土壤类型为灰棕漠土和灰漠土, 主要分布在洪积——冲积扇中下部及二级阶地上的老耕作区, 土壤母质主要为第四纪黄土状洪冲积物, 土壤肥力低, 土壤有机质平均含量1.878%, 土壤速效磷、速效氮含量偏低, 氮磷比例失调, 农区土壤多数质地偏轻, 沙性重。项目区基本位于绿洲区, 土壤类型以灰棕漠土和灰漠土为主。项目区土壤类型见图4.2-1。

(1) 灰棕漠土

也称灰棕色荒漠土, 为温带荒漠地区的土壤, 是温带荒漠气候条件下粗骨母质上发育的地带性土壤。有机质含量低, 介于灰漠土和棕漠土之间。

其成土过程表现为石灰的表聚作用、石膏和易溶性盐的聚积、残积粘化和铁质化作用。地表为一片黑色砾漠, 表层为发育良好的灰色或浅灰色多孔状结皮, 厚1-2厘米; 其下为褐棕色或浅紧实层, 厚3-15厘米, 粘化明显, 多呈块状或团块状结构; 再下为石膏与盐分聚积层。腐殖质累积不明显, 表层有机质含量<0.5%, 胡敏酸与富里酸比值为2-4; 表层或亚表层石灰含量达7-9%, 向下急剧减少; 石膏聚积层的石膏含量可达20%以上, 盐分含量达1%以上, 以硫酸盐为主。土壤呈碱性或强碱性反应, pH值8.0-9.5; 交换量不超过10毫克当量; 粘粒硅铁铝率3-3.4, 粘土矿物以水云母为主。

根据土壤发育程度及石膏含量之差异, 可分为灰棕漠土、石膏灰棕漠土二亚类。

(2) 灰漠土

灰漠土是石膏盐层土中稍微湿润的类型, 是温带荒漠边缘细土物质上发育的土壤。灰漠土土壤的砾质化程度很弱, 这主要是它的成土母质大多数是黄土的原因。表土孔状结皮发育得很好, 上边具有不规则或多角形的裂纹, 沿纹生长一些

黑色地衣、藻类低等植物，使附近形成粗糙的黑色薄皮；下边的孔隙像蜂窝，从上到下变小和减少。结皮厚度1~4cm不等，浅灰或棕灰色，干燥松脆，易顺着上边的裂纹开裂散碎。下面的薄片或鳞片状结构厚1~5cm，孔隙更少，松散易碎。

2.2.2 土壤环境现状监测及评价

(1) 现状监测点位

选取高探 1 井井场内、高探 1 井井场外，两个监测点。监测点位图见图 4.2-2。

(2) 监测因子及分析方法

土壤监测因子为六价铬、砷、汞、总石油烃 C10-C40、苯、甲苯、乙苯、间&对-二甲苯、苯乙烯、邻-二甲苯、1,2-二氯丙烷、氯甲烷、氯乙烯、1,1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1,2-二氯乙烯、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、四氯化碳、1,2-二氯乙烷、三氯乙烯、1,1,2-三氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、氯仿、2-氯酚、萘、苯并(a)蒽、蒽、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒽、硝基苯、苯胺、pH、镉、铅、镍、铜。分析及检出限见表 4.2-2。

表 4.2-2 土壤监测因子检测方法及检出限 单位: mg/kg

序号	监测项目	分析方法	检出限
1	半挥发性有机物	HJ 834-2017 气相色谱-质谱法	/
2	汞	GB/T 22105.1-2008 原子荧光法	0.002
3	挥发性有机物	HJ 605-2011 吹扫捕集气相色谱-质谱法	/
4	六价铬	Q/JSSEP 0003S-2018 分光光度法	0.5
5	砷	GB/T 22105.2-2008 原子荧光法	0.01
6	总石油烃	ISO16703:2011 气相色谱	10
7	pH	土壤 pH 值的测定 NY/T 1377-2007	/
8	镉	石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	0.01
9	铅		0.1
10	镍	火焰原子吸收分光光度法 GB/T 17139-1997	5
11	铜	火焰原子吸收分光光度法 GB/T 17138-1997	1

(3) 监测时间

监测时间为 2019 年 3 月 4 日。监测单位为克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司。

(4) 评价方法及标准

土壤环境质量现状评价采用标准指数法（见地表水评价方法）。

《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。

（5）评价结果

土壤监测及评价结果见表 4.2-3。

土壤监测结果表明：该区域土壤 pH 值均大于 7，说明土壤呈碱性；土壤中所检测的金属元素、有机物等含量均符合《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要求。

表 4.2-3 土壤分析测试及评价结果

监测项目	标准筛选值 (mg/kg)	高探一井井场内				高探一井井场外			
		0-20cm (mg/kg)	Si	20-40cm (mg/kg)	Si	0-20cm (mg/kg)	Si	20-40cm (mg/kg)	Si
六价铬	5.7	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
砷	60	13.1	0.218	14.8	0.247	16.6	0.277	14.5	0.242
汞	38	0.019	0.0005	0.016	0.0004	0.028	0.0007	0.015	0.0004
总石油烃 C10-C40	4500	-	-	-	-	14	0.003	17	0.004
苯	4	ND	/	ND	/	-	-	-	-
甲苯	1200	ND	/	ND	/	-	-	-	-
乙苯	28	ND	/	ND	/	-	-	-	-
间&对-二甲苯	570	ND	/	ND	/	-	-	-	-
苯乙烯	1290	ND	/	ND	/	-	-	-	-
邻-二甲苯	640	ND	/	ND	/	-	-	-	-
1,2-二氯丙烷	5	ND	/	ND	/	-	-	-	-
氯甲烷	37	ND	/	ND	/	-	-	-	-
氯乙烯	0.43	ND	/	ND	/	-	-	-	-
1,1-二氯乙烯	66	ND	/	ND	/	-	-	-	-
二氯甲烷	616	ND	/	ND	/	-	-	-	-
反-1,2-二氯乙烯	54	ND	/	ND	/	-	-	-	-
1,1-二氯乙烷	9	ND	/	ND	/	-	-	-	-
顺-1,2-二氯乙烯	596	ND	/	ND	/	-	-	-	-
1,1,1-三氯乙烷	840	ND	/	ND	/	-	-	-	-
四氯化碳	2.8	ND	/	ND	/	-	-	-	-
1,2-二氯乙烷	5	ND	/	ND	/	-	-	-	-

三氯乙烯	2.8	ND	/	ND	/	-	-	-	-
1,1,2-三氯乙烷	2.8	ND	/	ND	/	-	-	-	-
四氯乙烯	53	ND	/	ND	/	-	-	-	-
1,1,1,2-四氯乙烷	10	ND	/	ND	/	-	-	-	-
1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	ND	/	ND	/	-	-	-	-
1,2,3-三氯丙烷	0.5	ND	/	ND	/	-	-	-	-
氯苯	270	ND	/	ND	/	-	-	-	-
1,4-二氯苯	20	ND	/	ND	/	-	-	-	-
1,2-二氯苯	560	ND	/	ND	/	-	-	-	-
氯仿	0.9	ND	/	ND	/	-	-	-	-
2-氯酚	2256	ND	/	ND	/	-	/	-	/
萘	70	ND	/	ND	/	-	-	-	-
苯并(a)蒽	15	ND	/	ND	/	-	-	-	-
蒽	1293	ND	/	ND	/	-	-	-	-
苯并(b)荧蒽	15	ND	/	ND	/	-	-	-	-
苯并(k)荧蒽	151	ND	/	ND	/	-	-	-	-
苯并(a)芘	1.5	ND	/	ND	/	-	-	-	-
茚并(1,2,3-cd)芘	15	ND	/	ND	/	-	-	-	-
二苯并(a,h)蒽	1.5	ND	/	ND	/	-	-	-	-
硝基苯	76	ND	/	ND	/	-	-	-	-
苯胺	260	ND	/	ND	/	-	-	-	-
pH	/	8.64	/	8.32	/	8.24	/	7.97	/
镉	65	0.82	0.013	0.57	0.009	0.48	0.007	0.59	0.009
铅	800	10.6	0.013	3.1	0.004	16.2	0.020	3.6	0.005
镍	900	22	0.024	3	0.003	28	0.031	9	0.01

铜	18000	26	0.001	8	0.0004	32	0.002	7	0.0004
---	-------	----	-------	---	--------	----	-------	---	--------

注：表中“ND”表示低于检出限；“-”表示没检测；“/”表示没值。

4.2.3 土地利用现状调查及评价

项目区所在区域为天山北麓山前洪积冲积平原，绿洲和荒漠相间分布，以耕地为主，主要种植小麦、玉米、棉花等。

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与平面布置图进行叠加，并参照《土地利用现状分类》

(GBT21010-2017)，以确定高探 1 井区评价新区区块内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。项目区土地利用现状图见图 4.2-3。

4.2.4 植被环境现状调查及评价

本工程位于准噶尔荒漠盆地的西南缘，天山山脉的北麓，布线跨越农田绿洲区和低山丘陵区。在农田段梭梭、琵琶柴为其群落的建群种和优势种，在低山丘陵地带和山前洪积倾斜平原段主要以琵琶柴、博洛塔绢蒿为主。项目区植被分布图见图4.2-4植被类型分布图。项目区主要植物种类见表4.2-3。

本工程主要分布在绿洲区，以农业种植为主，主要种植小麦、玉米、棉花等。

表 4.2-3 公路沿线的主要植物名录

序号	植物名称	序号	植物名称
1	琵琶柴 <i>Reaumuria soongorica</i>	9	羽毛三芒草 <i>Aristida pennata Trin.</i>
2	博洛塔绢蒿 <i>Seriphidium borotalense (Poljak.) Ling & Y. R. Ling</i>	10	盐生假木贼 <i>Anabasis salsa</i>
3	东方猪毛菜 <i>Salsola orientalis</i>	11	兔儿条 <i>Rosaceae</i>
4	盐爪爪 <i>Kalidiumfoliatum(Pall.)Moq.</i>	12	羊茅 <i>Festuca ovina L</i>
5	疏叶骆驼刺 <i>Alhagi sparsifolia (B.Keller et Shap.) Shap</i>	13	冷蒿 <i>Artemisia frigida Willd. Sp. Pl.</i>
6	小康草 <i>Agrostis alba L.</i>	14	草原锦鸡儿 <i>Caragana Fabr</i>
7	盐节木 <i>Halocnerrum str</i>	15	针茅 <i>Stipa capillata Linn</i>
8	白皮沙拐枣 <i>Caligonumleucocladum</i>	16	白皮锦鸡儿 <i>Caragana leucophloea Pojark</i>

总体上看，评价区内农田面积大，草原、草甸和灌丛面积有限，景观意义很小。

4.2.5 野生动物现状评价

项目区域野生动物以鸟类为主，主要有家燕、树麻雀、家麻雀、红尾伯劳、戴胜等，两栖类：绿蟾蜍。

区域主要野生动物见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区主要野生脊椎动物名录及分布

纲	目	科	种名	学名	荒漠	草原	绿洲
两栖类	无尾目	蟾蜍科	绿蟾蜍	<i>Rufo virodis</i>			+
鸟类	佛法僧目	戴胜科	戴胜 T	<i>Upupa rrops</i>		+	+
	雀形目	百灵科	角百灵 S	<i>Eremophila alpestris</i>	+		
			凤头百灵 R	<i>Galerida cristata</i>	+		
			短趾百灵 R	<i>Calandrella acatirostris</i>	+		
		燕科	家燕 B	<i>Hirundo rustica</i>		+	
			毛脚燕 B	<i>Delichon urbica</i>			
		鹁鸽科	黄鹁鸽 B	<i>Motacilla flana</i>	+	+	+
			灰鹁鸽 T	<i>Motacilla cinerea</i>			+
			白鹁鸽 T	<i>Motacilla alba</i>		+	+
			田鸫 W	<i>Anthus novaeseelandiae</i>		+	+
		伯劳科	红尾伯劳 B	<i>Lanius cristatus</i>			+
		椋鸟科	紫翅椋鸟 S	<i>Sturnus vulgaris</i>	+	+	+
		鸦科	小嘴乌鸦 W	<i>Corvus corone</i>	+		
			秃鼻乌鸦 B	<i>Corvus frugilegus</i>		+	+
		鶺鴒科	兰点颏 B	<i>Luscinia svecica</i>		+	+
		山雀科	灰兰山雀 R	<i>Parus cyanns</i>	+		+
			煤山雀 R	<i>Parus ater</i>			
			褐头山雀 B	<i>Parus rubidiventria</i>			
		文鸟科	家麻雀 R	<i>Passer domesticus</i>		+	+
			黑顶麻雀 R	<i>Passer ammodendri</i>		+	
			树麻雀 R	<i>Passer montanus</i>	+	+	+
		雀科	金额丝雀 R	<i>Serinus pusillius</i>			
			红额金翅雀 B	<i>Carduelis carduelis</i>		+	
			大朱雀 R	<i>Carpodacus rubucilla</i>			
			白头鹀 B	<i>Emberiza leucocepela</i>		+	
哺乳类	啮齿目	松鼠科	灰旱獭	<i>Marmota bobak</i>		+	
			长尾黄鼠	<i>Citellus undulatus</i>		+	
		跳鼠科	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>	+	+	
			小家鼠	<i>Mus musculus</i>	+		+
			小林姬鼠	<i>Apodemus sylvaticus</i>	+	+	+
		仓鼠科	灰仓鼠	<i>Cricotulus migratorius</i>	+	+	+
			社会田鼠	<i>Microtus socialis</i>	+	+	
			鼯形田鼠	<i>Ellobius talpinus</i>	+	+	

			狭颅田鼠	<i>Microtus gregalis</i>		+	
--	--	--	------	--------------------------	--	---	--

注：B 繁殖鸟，R 留鸟，S 夏候鸟，T 候鸟，W 冬候鸟

4.2.6 小结

勘探评价新区行政上隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市，地处天山北麓洪积冲积平原，是天山北坡经济带的主要组成部分。根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和自然遗产地等特殊和重要生态敏感区域。

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区。项目区基本位于绿洲区，土壤类型以灰棕漠土和灰漠土为主。

4.3 环境空气现状调查与现状

4.3.1 项目所在区域环境质量现状调查及评价

根据《2017 年新疆环境质量报告》，乌苏市 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 8μg/m³、20μg/m³、76μg/m³、45μg/m³，PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度均超标。CO 日均值第 95 百分位数浓度为 2.4mg/m³，O₃ 日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数浓度为 116μg/m³，均达标。空气质量达标区判定结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价结果一览表

污染物	年评价指标	现状浓度 (μg/m ³)	标准值 (μg/m ³)	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	8	60	0%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	20	40	0.4%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	76	70	14.5%	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	45	35	24%	超标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	2.4 mg/m ³	4mg/m ³	0%	达标
O ₃	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	116	160	0%	达标

综上所述，本工程所在区域 PM₁₀ 和 PM_{2.5} 超标，因此区域为不达标区域。

4.3.2 评价范围环境空气环境空气现状补测及评价

本次区域环境空气质量现状调查采用现场监测，现场监测委托克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司进行。项目周围环境情况及监测点位详见图 4.3-1。现状监测报告见附件。

(1) 监测布点

根据评价区的气象条件及自然条件，考虑项目周围地理、环境特征和气象条件等，共布设大气监测点 2 个。

(2) 监测项目

根据项目所在区域的环境空气质量特征，结合本工程大气污染物排放特点，确定环境空气质量现状调查监测因子为 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃、H₂S 和非甲烷总烃。

(3) 监测时间及监测频率

本次现状监测时间为 2019 年 2 月 17 日-23 日进行连续 7 天的监测，连续监测七天，H₂S 于 4 月 27-30 日进行了连续 3 天的监测。其中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 日平均浓度每日至少 20h 采样时间；其中 O₃ 日平均浓度每日至少 6h 采样时间；H₂S 和非甲烷总烃小时平均浓度每天监测 4 次，每小时至少有 45 分钟采样时间。

(4) 采样及分析方法

采样和分析方法均按国家环保局颁发的《环境监测技术规范》(大气部分)、《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018) 的有关要求进行。

表 4.3-2 大气污染物分析方法表

序号	污染物名称	分析方法来源	检出限 (μg/m ³)
1	SO ₂	甲醛吸收—副玫瑰苯胺分光光度法 HJ482-2009	4
2	NO ₂	盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ 479-2009	3
3	PM _{2.5}	重量法 HJ 618-2011	10
4	PM ₁₀		10
5	CO	非分散红外法 GB 9801-1988	/
6	O ₃	靛蓝二磺酸钠分光光度法 HJ 504-2009	10
7	非甲烷总烃	气相色谱法 HJ 38-2017	70
8	H ₂ S	亚甲蓝分光光度法 GB 11742-1989	5

(5) 评价标准

SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 监测结果分析及统计数据评价依据《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 的二级标准要求，H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³，非甲烷总烃参考参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 的标准。

(6) 评价方法

评价方法采用占标率法进行评价，其评价公式为：

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

式中：P_i—i 污染物的质量浓度占标率；

C_i—i 污染物的监测浓度值，ug/m³；

C_{oi}—i 污染物的评价标准，ug/m³。

(7) 监测结果

环境空气质量现状监测的统计结果列于表 4.3-3~4.3-4。

表 4.3-3 基本污染物环境空气质量现状监测与评价结果

点位名称	污染物	评价标准限值 (μg/m ³)	日均浓度范围值 (μg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
G1	SO ₂	150	4-6	4	0	达标
	NO ₂	80	12	15	0	达标
	PM ₁₀	150	66-74	49.3	0	达标
	PM _{2.5}	75	24-25	33.3	0	达标
	O ₃	160	58-79	49.4	0	达标
	CO	4000	100-300	7.5	0	达标
G2	SO ₂	150	6-7	4.7	0	达标
	NO ₂	80	13	16.25	0	达标
	PM ₁₀	150	70-75	50	0	达标
	PM _{2.5}	75	25-27	36	0	达标
	O ₃	160	58-84	52.5	0	达标
	CO	4000	400-1100	27.5	0	达标

从表 4.3-3 可以看出，评价区内的 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 浓度均能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准的要求。

评价区域特征污染物环境质量现状监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-4 特征污染物环境质量现状监测与评价结果

点位名称	污染物	评价标准限值 (μg/m ³)	一小时浓度范围值 (μg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
G1	非甲烷总烃	2000	70-90	4.5	0	达标
	H ₂ S	10	ND	-	-	达标
G2	非甲烷总烃	2000	80-90	4.5	0	达标

		H ₂ S	10	ND	-	-	达标
--	--	------------------	----	----	---	---	----

从表 4.3-4 可以看出，评价区内的各监测点非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准；评价区内的各监测点 H₂S 浓度均符合《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 表中 10μg/m³限值要求。

4.3.3 评价范围环境空气质量现状评价结论

由以上分析及评价可知，评价区域内各监测点 SO₂、NO₂、CO、O₃ 日均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求。各监测点位非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准要求。H₂S 符合《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³ 标准。

4.4 声环境现状调查与评价

本工程评价范围内无声环境敏感点。

4.4.1 声环境质量现状

（1）监测点位及监测单位

高探一井设 4 个监测点位。

监测单位是克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司，监测时间为 2019 年 2 月 20 日至 21 日。

（2）监测项目

连续等效 A 声级 Leq[dB(A)]。

（3）监测及评价方法

依据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的方法进行监测。

声环境质量现状评价采用标准值比对法。

（4）监测结果及评价

声环境监测及评价结果详见表 4.4-1。

表 4.4-1 噪声监测结果统计表 等效连续 A 声级 Leq dB (A)

监测点位	监测时间	昼间	夜间
------	------	----	----

		实测 值	标准 值	达标 情况	实测 值	标准 值	达标 情况	实测 值	标准 值	达标 情况	实测 值	标准 值	达标 情况
高探一井 1#	2019 年 2 月 20 日 ~ 2019 年 2 月 22 日	45	60	达标	46	60	达标	43	50	达标	42	50	达标
高探一井 2#		44		达标	43		达标	43		达标	42		达标
高探一井 3#		42		达标	43		达标	40		达标	43		达标
高探一井 4#		43		达标	42		达标	41		达标	41		达标

由表 4.4-1 可见，本工程所在区域昼间等效声级为 42~46dB（A），夜间等效声级为 41~43dB（A），项目区声环境质量可达到《声环境质量标准》

（GB3096-2008）2 类区标准，项目区声环境质量现状良好。

4.4.2 声环境质量现状评价结论

本工程噪声现状评价计算结果见表 4.4-1。根据噪声监测结果可以看出，评价区域声环境质量符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准的要求，声环境质量良好。

4.5 水环境现状调查与评价

项目区内的主要地表水体为四棵树河，项目区距离四棵树河约 2.3km。项目区地下水主要用于农牧民和牲畜饮用或灌溉。

4.5.1 地表水环境质量现状

4.5.1.1 区域地表水环境质量现状调查及评价

本工程所在地生态环境保护主管部门没有统一发布的地表水环境状况信息结论。

4.5.1.2 区域地表水环境质量现状补充调查及评价

（1）监测断面布设

地表水监测共布设 1 个监测断面，奎屯河四棵树段水管站（E 84°19'38.28"，N44°17'23.58"）。具体地表水监测断面位置见图 4.3-1。

（2）监测时间

克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司于 2019 年 2 月 24 日-3 月 10 日进行了监测。

（3）监测项目与分析方法

监测项目主要包括 pH、高锰酸盐指数、氟化物、溶解氧、化学需氧量、氨氮、总磷、总氮、生化需氧量、铜、锌、铅、镉、砷、六价铬、氰化物、挥发酚、阴离子表面活性剂、硫化物、粪大肠菌群、汞、水温、石油类 23 个项目。按照国家水质监测分析规范的有关规定进行采样、处理和分析。

(4) 评价标准

执行《地表水环境质量标准》(GB 3838—2002) III 类标准。

(5) 评价方法

①一般性水质因子（随着浓度增加而水质变差的因子），采用水质指数法评价，指数计算公式为：

$$S_{i,j} = \frac{C_{i,j}}{C_{si}}$$

式中： $S_{i,j}$ —评价因子 i 的水质指数，大于 1 表明该水质因子超标；

$C_{i,j}$ —评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

C_{si} —评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

②DO 的标准指数为：

$$S_{DO,j} = DO_s / DO_j \quad DO_j \leq DO_f$$

$$S_{DO,j} = \frac{|DO_f - DO_j|}{DO_f - DO_s} \quad DO_j > DO_f$$

式中： $S_{DO,j}$ ——溶解氧浓度指数，大于 1 表明该水质因子超标；

DO_j —— 溶解氧在 j 点实测统计代表值，mg/L；

DO_s —— 溶解氧的水质评价标准，mg/L；

DO_f —— 饱和溶解氧浓度，mg/L；对于河流，

$DO_f = 468/(31.6+T)$ ；对于盐度比较高的湖泊、水库

及入海河口、近岸海域， $DO_f = (491-2.65S)/(33.5+T)$ ；

S——实用盐度符号，量纲为 1；

T —— 水温，℃；

③pH 值的指数计算公式为：

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

式中： $S_{pH,j}$ ——pH 值的指数，大于 1 表明该水质因子超标；

pH_j —— pH 值实测统计代表值；

pH_{sd} ——评价标准中 pH 值的下限值；

pH_{su} ——评价标准中 pH 值的上限值。

(6) 监测及评价结果

监测及评价结果见表 4.5-1。

表 4.5-1 地表水质量监测及评价结果表

监测因子	标准值 (mg/L)	奎屯河四棵树段水管站	
		监测值 (mg/L)	S_i
pH	6-9	8.28	0.64
高锰酸盐指数	6	1.9	0.32
氟化物	1.0	0.481	0.48
溶解氧	5	9.94	0.50
化学需氧量	20	4.4	0.22
氨氮	1.0	0.088	0.088
总磷	0.2	0.039	0.195
总氮	1.0	0.21	0.21
生化需氧量	4	1.7	0.425
铜	1.0	0.039	0.039
锌	1.0	0.04	0.04
铅	0.05	ND	-
镉	0.005	0.002	0.4
砷	0.05	ND	-
六价铬	0.05	0.004	0.08
氰化物	0.2	ND	-
挥发酚	0.005	0.0017	0.34
阴离子表面活性剂	0.2	ND	-
硫化物	0.2	0.005	0.025
粪大肠菌群	10000	<20	<0.002
汞	0.001	ND	-
石油类	0.01	<0.01	<1
水温	-	8℃	-

注：表中 ND 表示低于检出限。

监测结果表明：各监测断面的标准指数均小于 1，奎屯河四棵树段水管站水质符合《地表水环境质量标准》（GB 3838—2002）III 类标准。

4.5.2 地下水环境现状评价

4.5.2.1 区域地下水环境质量现状调查及评价

本次环评未收集到对本工程地下水环境质量现状有代表性的其他井位现状监测数据，因此进行了区域地下水环境质量现状补充调查。

4.5.2.2 区域地下水环境质量现状补充调查及评价

（1）监测点位

地下水监测共布设 5 个，分别为 1#橙槽村（E84° 22'25.60" N44° 22'43.66"）、2#养殖场（E84° 21'30.60" N44° 19'55.17"）、3#牧民定居新村（E84° 18'38.53" N44° 18'34.14"）、4#托古里克莫墩村（E84° 20'56.09" N44° 23'05.04"）、5#滴灌场（E84° 21'42.46" N44° 18'10.07"）。监测布点见图 4.3-1。

（2）监测项目

监测项目主要包括 23 项基本水质因子：PH、高锰酸盐指数、氟化物、硫酸盐、氨氮、氯化物、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、汞、锰、铅、镉、砷、六价铬、氰化物、挥发酚、总硬度、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、铁、溶解性总固体、石油类；4 项地下水环境中的阳离子和阴离子：K⁺、Ca⁺、Na⁺、Mg²⁺。

（3）监测时间

监测时间为 2019 年 2 月 24 日-3 月 10 日。监测单位为克拉玛依钧仪衡环境检测有限公司。

（4）评价标准

工程区域地下水环境质量标准执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准。

（5）评价方法

①对于评价标准为定值的水质因子，评价方法采用标准指数法：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}}$$

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{oi} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于评价因子为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式如下：

$$pH \leq 7.0 \text{ 时: } P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}$$

$$pH > 7.0 \text{ 时: } P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$

式中： P_{pH} ——pH 值的标准指数，无量纲；

pH —— pH 监测值；

pH_{sd} ——标准中 pH 值的下限值；

pH_{su} ——标准中 pH 值的上限值。

标准指数 > 1 ，表明该水质因子已经超标，标准指数越大，超标越严重。

（6）监测及评价结果

地下水环境中阳离子浓度监测结果见表 4.5-2。

表 4.5-2 地下水阳离子浓度监测结果

监测 点 位	阳离子							
	钙 Ca ⁺		镁 Mg ²⁺		钠 Na ⁺		钾 K ⁺	
	mmol/L	mg/L	mmol/L	mg/L	mmol/L	mg/L	mmol/L	mg/L
1#	1.70	68.2	1.02	24.8	3.62	83.3	1.38	53.8
2#	3.40	136.4	1.16	28.1	6.18	142.1	2.26	88.1
3#	1.62	65.4	0.41	9.9	3.96	91.1	1.34	52.3
4#	1.16	46.4	1.22	29.8	4.55	104.6	1.02	39.8
5#	2.11	84.5	0.61	14.9	4.93	113.4	1.10	42.9

地下水基本水质因子监测及评价结果见表 4.5-3。

表 4.5-3 地下水基本水质因子监测及评价结果 单位: mg/L, pH 无量纲

监测项目	评价标准	1#		2#		3#		4#		5#	
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
PH	6.5-8.5	8.22	0.813	8.19	0.793	8.31	0.873	8.23	0.82	8.11	0.74
高锰酸盐指数	≤3.0	2.0	0.67	2.1	0.7	1.9	0.63	2.6	0.87	2.8	0.93
氟化物	≤1.0	0.568	0.568	0.575	0.575	0.365	0.365	0.379	0.379	ND	-
硫酸盐	≤250	1.29	0.005	1.32	0.005	1.68	0.007	1.67	0.007	1.21	0.005
氨氮	≤0.50	0.074	0.148	0.087	0.174	0.064	0.128	0.059	0.118	0.049	0.098
氯化物	≤250	69	0.276	193	0.772	5.1	0.020	10.2	0.040	88	0.352
硝酸盐氮	≤20.0	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
亚硝酸盐氮	≤1.00	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
汞	≤0.001	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
锰	≤0.10	ND	-	0.01	1	0.01	1	ND	-	0.01	1
铅	≤0.20	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
镉	≤0.005	ND	-	ND	-	0.001	0.2	ND	-	0.002	0.4
砷	≤0.01	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
六价铬	≤0.05	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
氰化物	≤0.05	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-

挥发酚	≤0.002	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
总硬度	≤450	226	0.502	319	0.709	181	0.402	119	0.264	256	0.569
硫化物	≤0.02	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
总大肠菌群	≤3.0	<20	6.667	<20	6.667	<20	6.667	<20	6.667	<20	6.667
菌落总数	≤100	1CFU/ml	0.01	2 CFU/ml	0.02	0 CFU/ml	0	0 CFU/ml	0	1 CFU/ml	0.01
铁	≤0.3	0.04	0.133	ND	-	ND	-	ND	-	ND	-
溶解性总固体	≤1000	457	0.457	644	0.644	251	0.251	164	0.164	436	0.436
石油类	≤0.01	<0.01	<1	<0.01	<1	<0.01	<1	<0.01	<1	<0.01	<1

注：表中 ND 表示低于检出限；CFU/ml 表示菌落总数。

监测结果显示，各项指标均达到《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准，区域地下水水质良好。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准，可以达到标准要求。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响评价

本工程部署勘探井转开发井 1 口，新建地面站场 1 座，输气管线 1.8km，道路 3km。

本次主要建设工程包括：井场、站场、集输管线、道路的建设。除井场、站场、道路为永久性占地外，其它均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大，运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被，即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当，失去地表植被保护的土壤，在强风力的作用下可能发生风力侵蚀，造成表层土壤的丧失。

从项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目区域建设过程中和建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 本工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征，局限在不大的范围内，影响区域位于沙漠边缘，人烟稀少。

(2) 在开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（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。

气田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 5.1-1。

表 5.1-1 拟建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 水生动植物扰动
	井喷事故	土壤植被
运营期	井场	-
	站场	-
	管道事故	-

	汽车运输及巡检	野生动物
闭井期	井场	-
	站场	-
	集输管线	-

工程开发对生态环境造成影响的可能途径如下：

(1) 开发建设占地及对地表植被的破坏。

运输、地面工程建设主要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构功能。

在施工期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。站场建设、管线敷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、土地翻出埋放地表等活动占用的土地面积更远远超过工程本身。这些占地属于暂时性影响，使植被遭砍伐、被铲除，野生动物受到惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

开发期工程施工完毕后，高强度的临时性占地和影响将消除，而井场、阀室、道路等地面建设属于永久性占地，将会使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，以及干扰地面植被的繁殖，长久影响生态环境的类型和结构。

(2) 开发生产过程中的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，其情形十分复杂，主要污染源在地面施工过程和油气集输过程中形成的，污染源具有广泛分布、排放复杂，影响的全方位性、综合性与双重性，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

(3) 污染物事故排放对生态环境的影响。

油田开发过程中，由于人为因素和自然灾害的影响可能导致泄露事故，火灾、爆炸等。污染物事故排放对生态环境的影响是巨大的。

(4) 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，较之原有生态环境更为适合人们的生产生活。

工程对生态环境的影响主要表现在施工期对区域生态系统、土壤结构、植被、野生动物的影响。

5.1.1 施工期生态环境影响分析

5.1.1.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场、站场占地，临时占地主要为管道作业带占地等占地。

表 5.1-2 占地面积统计表

序号	工程内容		占地面积 (hm ²)			说明
			永久	临时	总占地	
1	单井	站场 (1 口井)	0.49	0	0.49	1 口, 永久占地 70×70m, 钻井期已进行了临时征地 85×125m
2	站场		5.25	0	5.25	站场长 250m, 宽 210m
3	管线	单井集输管道	0	1.44	1.44	1.8km, 作业带宽 8m
4	道路	站外道路	2.40	1.20	3.60	四级公路标准, 设计时速 30km/h。主干道路长度 3.0km, 路基宽 8m, 沥青混凝土路面, 扰动范围两侧各 2m
5	生活区	生活区	0.32	0.10	0.42	位于站场南侧
6		合计	8.46	2.74	11.20	

经估算, 新增永久占地面积 8.46hm², 临时占地面积 2.74hm²。

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。

5.1.1.2 对植被的影响分析

本工程植被影响主要表现为永久占地影响和临时性施工对植被的破坏影响, 但由于本工程大部分区域地表无植被, 因此工程的建设对植被影响较小。

临时占地中主要是一般耕地、荒漠植被, 影响较小。优化井位、站场、管线和道路设计方案, 避让植被茂盛区, 减少植被破坏。

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等, 主要有以下几种途径。

①由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地, 多集中在临时性占地外围 50m 范围内, 这种影响一般为短期性影响, 且强度不大, 施工结束, 这一影响也逐渐消除。

②施工作业中机械碾压和翻动地表土壤, 造成地表原有结构的破坏, 改变了

十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域形成次生裸地。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

大部分区域为农田区，因此此地无大型野生脊椎动物，油田开发所影响的只是一些鸟类、啮齿类及爬行类野生动物。

项目施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，鸟类将远离施工现场，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，一般在离作业现场 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，随着施工过程的变化，该区域内野生动物的种类和数量将发生一定的变化，原有的鸟类和爬行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。

5.1.1.4 管线和道路的生态环境影响分析

(1) 管线建设对生态环境的影响

根据开发方案，输气管线 1.8km，临时占地面积约为 1.44hm²，占地类型主要为低盖度草地和耕地。现状调查结果来看，沿线主要为耕地和低盖度草地。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。

(2) 道路建设对生态环境的影响

项目道路建设工程包括主干道路和井场道路。主干道路实现站间互通，道路全长 3.0km，采用四级公路标准，路基宽 7m，沥青混凝土路面。道路永久占地面积约为 2.4hm²，临时占地面积可约为 1.2hm²，占地类型为主要为低盖度草地和已有农田简易道路。在道路施工过程中，沿线两侧 4m 范围土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。

5.1.2 运营期生态环境影响分析

5.1.2.1 对土壤环境的影响

(1) 正常情况下对土壤环境的影响

正常生产情况下，对土壤环境的影响主要为对各类土壤的永久性占用，运行

期内将改变土地原有利用方式。

类比其他油田周围污染现状调查结果，正常工况下，油气集输过程中落地油对土壤的污染集中在表层 20cm 以上，仅在采油气井周围 50m 内，一般多呈点片状分布，对土壤的影响仅在局部和表层，影响不大。

(2) 事故状态对土壤环境的影响

运营期对土壤的污染影响，主要是发生在事故条件下，如爆管泄漏致使原油散落地面会有油滴落在地面。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。在评价区内的落地油对土壤环境的影响是局部的，它受发生源的制约，主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距油井越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

5.1.2.2 对植被的影响

永久占地 8.14hm²，永久占地主要是井场、站场和道路占地。油田开发后，对周边植被造成一定的影响。

5.1.3 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

生态系统完整性是资源管理和环境保护中一个重要的概念。生态系统完整性是生态系统在特定地理区域的最优化状态，在这种状态下，生态系统具备区域自然生境所应包含的全部本土生物多样性和生态学进程，其结构和功能没有受到人类活动胁迫的损害，本地物种处在能够持续繁衍的种群水平。它主要反映生态系统在外来干扰下维持自然状态、稳定性和自组织能力的程度。评价生态系统完整性对于保护敏感自然生态系统免受人类干扰的影响有着重要的意义。

本工程开发区的基质主要是人工绿洲生态景观和荒漠生态系统，其中本工程占地区域为荒漠生态系统，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、管线等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在

一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态环境进一步恶化。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性状况划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见表 5.1-3。

表5.1-3 本工程区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					项目区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构 生物量和密度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	恶化
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度 物种多样性	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
结构	种群结构 土壤状况	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

从表 5.1-3 可以看出项目区生态完整性受本工程影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.4 退役期生态影响分析

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态影响降到最低。

5.1.5 小结

井区建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久占地和临时占地分别为 8.46hm² 和 2.74hm²，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

5.2 环境空气影响分析

5.2.1 施工期大气环境影响分析

根据工程分析内容，本工程施工期产生的废气主要是地面工程施工扬尘以及车辆尾气等。

(1) 施工扬尘环境影响分析

本工程施工期内，在站场、管线和道路等地面工程建设过程中产生的扬尘，如细小建筑物料（如水泥、沙土等）的飞扬，及其土壤被扰动后导致的尘土，施工运输车辆排放的少量尾气和运输中产生的扬尘等，对环境空气会造成一定的影响。

但由于施工的扬尘一般比重较大，易于沉降，其影响将限制在较小的范围内，

而且要加强管理，可将影响降至较低水平。开发期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

(2) 车辆尾气

车辆行驶过程，对该区域产生间断性、不连续排放，并且汽车油料为国家合格产品，其尾气排放的污染物均符合国家标准，对周围环境不产生不利影响。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

根据工程分析内容，本工程运营期废气为采油气、油气处理过程中非甲烷总烃无组织排放。本工程天然气采用全密闭管道集输流程；原油不在新建站场内进行处理，分离后拉运至独山子石化；天然气通过混烃回收后，进入 CNG 往复式外输压缩机增压到 25MPa 通过加气柱向槽车加气，不能做 CNG 部分的天然气采用管输流程。

根据项目工程分析核算项目 NMHC 的无组织排放量约为 241.73t/a，评价要求对于油品储运过程油气采取活性炭吸附技术，可确保油气回收率大于 97%，有效的减少工程 VOCs 排放量至 7.25t/a。

本工程大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》

(HJ2.2-2018) 中推荐的估算模型 AERSCREEN 进行估算。

(1) 污染源参数

将高探 1 井及混烃回收站作为面源，对非甲烷总烃进行预测，污染物排放参数如表 5.2-1 所示。

表 5.2-1 非甲烷总烃无组织排放参数一览表

污染物	X 向宽度	Y 向宽度	平均释放高度	排放参数	旋转角度
非甲烷总烃	250m	210m	10m	7.25t/a	无组织排放

(2) 估算模式参数选取

估算模式参数选取见表 5.2-2 所示。

表 5.2-2 估算模式参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村

	人口数（城市选项时）	/
	最高环境温度/	-37.5℃
	最低环境温度/	42.2℃
	土地利用类型	农作地
	区域湿度条件	干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，采用 AERSCREEN 估算模式对污染物落地浓度进行估算，本工程无组织非甲烷总烃预测结果见表 5.2-3。

表 5.2-3 非甲烷总烃预测结果

序号	距离 (m)	NMHC	
		浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
1	10	0.068515	3.43
2	100	0.10929	5.46
3	200	0.1398	6.99
4	201	0.14152	7.08
5	300	0.12648	6.32
6	400	0.11617	5.81
7	500	0.1081	5.41
8	600	0.10448	5.22
9	700	0.10281	5.14
10	800	0.10038	5.02
11	900	0.097488	4.87
12	1000	0.094614	4.73
13	1100	0.093398	4.67
14	1200	0.091933	4.60
15	1300	0.090316	4.52
16	1400	0.088513	4.43
17	1500	0.086689	4.33
18	1600	0.084799	4.24
19	1700	0.082935	4.15
20	1800	0.081047	4.05
21	1900	0.079199	3.96
22	2000	0.07739	3.87
23	2100	0.075594	3.78
24	2200	0.073863	3.69

25	2300	0.072189	3.61
26	2400	0.070556	3.53
27	2500	0.068952	3.45
最大落地浓度		0.14152	7.08
最大浓度落地距离		201m	
浓度占标 10%距源最远距离		0m	

评价要求对于油品储运过程油气采取活性炭吸附技术,可确保油气回收率大于 97%,有效的减少工程 VOCs 排放量至 7.25t/a,采取此措施后,本工程站场无组织排放非甲烷总烃预测浓度完全可以满足标准限值要求,厂界浓度可以达标。同时通过现场监测结果得出,非甲烷总烃浓度均小于《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 限值。由于本工程所处区域为开阔,有利于气体扩散,因此,项目运营期间对大气环境不会产生明显不利影响。

5.2.3 环境空气影响评价结论

本工程运行期间集输过程无组织挥发的非甲烷总烃满足《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,对周围环境不产生不利影响。项目在生产工艺中采用密闭+汽车拉运流程,对于油品储运过程油气采取活性炭吸附技术,可有效减少无组织烃类的排放。车辆消耗的油品属国家合格产品,且车辆排放尾气具有不连续性,对周围环境空气产生影响较小。

综上所述,本工程排放的废气对项目所在区域环境产生的影响较小。

表 5.2-4 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级 与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长=5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价因子	基本污染物 (SO ₂ 、NO ₂)			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
		其他污染物 (NMHC、H ₂ S)			不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>	
现状评价	评价功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2018) 年						
	环境空气质量现状 调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>		现状补充检测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟 建项目污染 源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>		
		本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/>						
		现有污染源 <input type="checkbox"/>						
大气环境 影响预测 与评价 (不适用)	预测模型	AERMOD <input checked="" type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模 型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>			边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子 (NMHC)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
						不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度 贡献值	C 本项目最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>				C 本项目最大占标率>100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度 贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10% <input checked="" type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C 本项目最大占标率≤30% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率>30% <input type="checkbox"/>		
	非正常 1h 浓度贡献 值	非正常持续时长 () h		C 非正常占标率≤100% <input type="checkbox"/>			C 非正常占标率>100% <input type="checkbox"/>	
保证率日平均浓度 和年平均浓度叠加 值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>				C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整 体变化情况	k≤-20% <input type="checkbox"/>				k>-20% <input type="checkbox"/>			
环境监测 计划	污染源监测	监测因子: (SO ₂ 、NO ₂ 、NH ₃ 、H ₂ S、 臭气浓度)			有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子: (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、 CO、O ₃)			监测点位数 (2)		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>						
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 (0) m						
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a		NO _x : (0) t/a		颗粒 物: (0) t/a	VOCs: (7.25) t/a	

注: “□”, 填“√”; “()”为内容填写项

5.3 声环境影响分析

本工程组成主要为井场、站场和集输管线建设，这些设备和设外在建设施工期和营运期产生一定的噪声，现对施工期和生产运营期中不同设备产生的噪声进行分析。

5.3.1 开发期声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

表 5.3-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 5.3-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离 (m)	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
柴油发电机	100	88	82	76	70	68	62	56	50	48

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过建筑施工场界噪声限值（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。项目区无居住居住，钻井工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.2 生产运营期噪声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为各类机泵等。根据对站场内各类噪声源的类比调查结果，各类噪声源在设备间内的噪声强度均小于等于 90dB(A)，在室外 1m 处噪声强度在 65dB(A)~85dB(A)之间，类比项目区其他已建成的计转站噪声值在 48dB(A)-56dB(A) 之间，因此项目运营期噪声对周围环境的影响较小，不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

5.3.3 声环境影响评价小结

项目区施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为站场各类机泵。类比采油一厂其他已建成的处理站噪声值在 48dB(A)-56dB(A) 之间，因此项目运营期噪声对周围环境的影响较小。

5.4 地下水环境影响分析

5.4.1 开发期地下水环境影响分析

根据工程分析，施工期废水主要来自施工作业中产生的管道安装完后清管试压排放的废水。

由天然气处理装置处理后的天然气，需通过新建管道进行外输，本工程新建一条高探 1 井处理站-朗飞公司分输管道的连接线，长度 1.8km，埋地敷设，采用 D168×7.1/L360N 无缝钢管。管线采用环氧粉末内防，40mm 厚泡沫黄夹克保温。管道工程分段试压前应采用清管器进行清管，并不应少于两次。清管扫线应设临时清管器收发设施，并不应使用站内设施。清管使用聚氨脂皮腕型电子定位清管器。清管扫线的合格标准：管道末端排出的水必须是无泥沙、无铁屑的洁净水，清管器到达末端时必须基本完好。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，本工程共产生试压废水 30m³，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放。

管道沿线冻土属季节性冻土，多年平均最大冻土深度为 1.45m，地下水深度大于 3m，本工程管顶埋深 1.6m，在施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含水层，其对地下水影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，因此，正常的管线埋设对地下水造成影响的很小。

综上，管线施工废水对地下水的影响较小。

5.4.2 正常状况下对地下水环境影响分析

本工程运营期废水主要包括井下作业废水、生活污水和检修废水。

5.4.2.1 井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。主要是通过酸化、压裂等工序，产生的酸化、压裂作业废水。本工程稳定生产后，井下作业频率按平均每 2 年 1 次，根据《第一次全国污染源普查方案》环境统计结果，每井次产生井下作业废水 76m³，单井井下作业废水每年产生量约为 38m³。

根据油田公司管理规定，井下作业均带罐作业，井下作业废水为间歇性产生，产生量较少，采用专用废液收集罐收集后，由罐车运至车 89 处理站含油污水处理系统进行处理达标后进行回注，不外排。

5.4.2.2 生活污水

本工程新增劳动定员 16 人，按每人每天排生活用水量 100L 核算，全年用水量为 584m³/a，每人每天排生活污水 80L 计，生活污水最大产生量为 467.2m³/a，生活污水暂存于生活区的生活污水收集池内，定期由吸污车清运至乌苏市城市下水管网。

5.4.2.3 检修废水

工艺设备检修时会产生检修废水，装置设备检修污水排放量约 15m³/次，罐区设施检修污水排放量约 10m³/次，每 2 年检修一次，则检修污水排放量约 35m³/次，排放方式为间歇式排放。检修废水中石油类浓度较高。全部回收入罐，拉运至车 89 处理站进行处理。

正常状况下，建设项目的工艺设备和地下水环境保护措施均达到设计要求条件下的运行状况，防渗系统的防渗能力可达到设计要求，防渗系统完好并验收合格，切断了废水进入土壤和地下水的途径，保证了生活污水和生产废水不会直接渗入地下土壤进而污染地下水，基本不会对地下水环境产生影响。

5.4.3 非正常状况下对地下水影响分析

5.4.3.1 井漏事故的泥浆对地下水的影响

井漏事故对地下水的污染是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分较多，易造成地下含水层水质污染。

本工程在施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对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。

因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格要求套管下入深度，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。

5.4.3.2 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，有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。

5.4.3.3 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，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

5.4.3.4 原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透,并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中,就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常原油泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而原油泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

原油属疏水性有机污染物,难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留,进入到潜水后,原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况,结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件,本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。由于油品泄漏为偶然事故,符合自然衰减规律,根据相关资料,在常温下,石油类溶解度为 10mg/l, 设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准 (GB/T14848-2017)》III类标准中没有对石油类进行说明,参照《生活饮用水卫生标准 (GB5749-2006)》,将石油类污染物浓度标准定为 0.3mg/l。

根据相关研究资料,本次采用解析法,按照一级衰减动力学方程分析石油中有机污染物的衰减规律。

$$e_i = C_0 \cdot e^{-kt}$$

$$t_{1/2} = 0.693/k$$

式中:

e_i ——预测浓度 (被降解后的浓度),按 0.3mg/L 计;

C_0 ——污染源强 (mg/l),按 10mg/L 计;

k ——有机物的降解速率常数 (/d),根据相关研究,按 0.015 计;

t ——降解发生的时间 (d);

$t_{1/2}$ ——有机物的半衰期 (d);

由计算结果可以看出,石油类污染物的半衰期约为 50d 左右,经过 231 天的自然降解,污染物浓度才可达到地下水中石油类浓度的标准值 0.3mg/L。故拉油站的油罐必须采取必要的防渗和防腐措施,并加强巡检,防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于油品泄漏事故一般为短期大量排放,污染物的泄漏以地表扩展为主,能及时发现,并可很快加以控制,石油烃多属疏水性有机污染物,

难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。

井场和站场等地的石油发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。储油设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，可以预防为主。且事故发生后，由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以下。项目区内地下水埋深大于 10m，污染物影响到潜水含水层的可能性很小。

另外，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、耐磨性能好的无缝钢管，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低环境风险事故的发生。同时，区域内气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，原油泄漏事故中泄漏原油基本不会进入地下水环境。一旦发生泄漏，建设单位及当地环境保护部门会组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类污染物。

5.4.4 地下水环境影响评价小结

本工程施工期产生的废水主要为生活污水。生活污水暂存于井场的生活污水收集池内，定期由吸污车清运至乌苏市城市下水管网。池底清出的淤泥与生活区的生活垃圾一起清运至生活垃圾填埋场填埋。对地下水环境影响较小。

本工程各生产装置在工程设计时均采用防渗或防漏效果很好的设备或贮罐，井下作业废水通过罐车拉运至车 89 处理站含油污水处理系统进行处理达标后进行回注，不外排。对工程区所在区域地下水环境影响不大。

本工程开发过程中对区域水环境的影响主要来自于非正常状况。非正常状况可以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，正常状况下，项目建设期和生产运行过程中废水对地下水环境影响甚微。

5.5 地表水环境影响分析

5.5.1 水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价

项目北部 800m 处有一处人工控制的农灌渠道分布，非灌溉季节渠道内无水流。高探 1 井处理站-朗飞公司分输管道的连接线在 1.42km 处穿越该渠 1 处，穿越方式为顶管施工方式。在渠道穿越施工带来的影响表现在施工过程中若处理不当，会产生对渠道的不良影响，如：

- ①堆放的建筑材料散落入水中；
- ②施工人员的卫生场所不齐全，废物排入水中；
- ③弃土和堆积物等堵塞渠道等。

施工期间能严格管理建筑材料，及时收集、清理和转运施工垃圾、生活垃圾、生活废水，则井场、站场、道路和管线工程不会对水环境产生明显影响。施工完毕后及时恢复原有地貌。在做好顶管施工作业井和接收井的围堰，确定顶管施工过程中土方不落入水体的前提下，可保证渠道的水质不受影响。

综上，在严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况下，可大大减少对地表水环境的影响。

5.5.2 依托污水处理设施的环境可行性评价

运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、站场产生少量含油废水及生活污水。井下作业严禁废水外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至车 89 处理站含油污水处理系统进行处理达标后进行回注，不外排进入环境，不会对水环境产生环境影响。

生活污水排放量较少，生活区配备生活污水收集池，生活污水定期拉运至乌苏市城市下水管网排放。对地表水环境的影响很小。

5.6 固体废物影响及分析

5.6.1 固体废物产生与分类

5.6.1.1 固体废物的产生

本工程开发过程中产生的固体废物主要来自于两方面：开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、少量生活垃圾等；运行期产生的固体废物主要为原油处理过程中产生的油泥（砂），主要集中产生于站场新增工作人员产生的生活垃圾。项目开发期、运行期产生的固体废物排放情况见表 5.5-1。

表 5.5-1 固体废物排放情况汇总

开发阶段	固废种类		产生量	排放量	固废种类	处理、处置方式
开发期	施工废料		0.36t	0	/	部分可回收利用，剩余废料统一收集后拉运至周边固废填埋场。
运营期	油泥（砂）		24.09t/a	0	危险废物 HW08	交由博达公司处理
	天然气 处理固 废	废弃分子 筛	1.9t/次	0	/	三年更换一次，由厂家回收
		废润滑油	0.2t/a	0	危险废物 HW08	润滑油供应厂家回收
	生活垃圾		20.08t/a	0	/	统一运至乌苏市生活垃圾填埋场填埋处理

5.5.1.2 固体废物分类

按照《国家危险废物名录》的划分，本工程集中在联合站内储罐和污水处理装置以定期产生一定量的油泥和污泥，为含油废物，属于危险废物；本工程使用的水基泥浆及含有其他物质的废物不在危险废物名录之列，属于第 II 类一般工业固体废物；生活垃圾成分主要为厨余、纸张、塑料等，属于一般固体废物。

5.6.2 开发期固体废弃物环境影响

开发期固体废弃物主要包括：施工人员产生的施工废料。

施工废料主要包括焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料及施工过程中产生的废混凝土等。根据类比调查，施工废料的产生量约 0.2t/km，本工程新建一条高探 1 井处理站-朗飞公司分输管道的连接线，长度 1.8km，产生的施工废料量为 0.36t，施工废料部分可回收利用，剩余废料统一收集后拉运至周边固废填埋场。

5.6.3 运营期固体废弃物环境影响

井区生产过程中的产生的固体废弃物主要是油泥（砂）、废活性炭、废润滑油及员工生活垃圾。

（1）油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。根据类比调查，油泥（砂）产生量为 0.50-0.73t/万 t 油，本工程最大产油量 $18.6 \times 10^4 \text{t/a}$ 计算，油泥（砂）最大产生量为 13.58t/a。本工程产生的油泥（砂）交由具有相关资质的单位处置，含油污泥处理满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T 3997-2017。

（2）天然气处理固废

天然气处理站工业固体废物主要有废弃的分子筛和压缩机废润滑油。分子筛的主要成分是硅铝酸盐，每 3 年更换一次，每次约 1.9t。废弃的分子筛生产厂家回收处理，不会造成环境污染。压缩机会产生废润滑油，属于《国家危险废物名录》中定义的 HW08 类危险废物，产生量约 0.2t/a，由润滑油供应厂家回收处理。

（3）生活垃圾

按新增劳动定员 16 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，每年可产生的生活垃圾为 2.92t/a。产生的生活垃圾收集后，运至乌苏市生活垃圾填埋场进行填埋处理。

5.6.4 固体废弃物环境影响评价小结

综合以上分析可知，本工程施工期主要产生施工废料，统一收集后拉运至周边固废填埋场。运营期本工程产生的含油污泥交由具有相关资质的单位处置，含油污泥处理满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T 3997-2017。项目开发期及运营期产生的固体废物根据其废物属性，按照一般固废和危险固废

要求分类安全处置，不会对区域环境造成不利影响。

5.7 环境风险评价

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）和国家环境保护总局《关于防范环境风险加强环境影响评价管理的通知》，项目实施后环境风险评价的基本内容包括风险调查、环境风险潜势初判、风险识别、风险事故情形分析、风险预测与评价、环境风险管理等，其具体如下：

（1）项目风险调查。在分析建设项目物质及工艺系统危险性和环境敏感性的基础上，进行风险潜势的判断，确定风险评价等级。

（2）项目风险识别及风险事故情形分析。明确危险物质在生产系统中的主要分布，筛选具有代表性的风险事故情形，合理设定事故源项。

（3）开展预测评价。各环境要素按确定的评价工作等级分别预测评价，并分析说明环境风险危害范围与程度，提出环境风险防范的基本要求。

（4）提出环境风险管理对策，明确环境风险防范措施及突发环境事件应急预案编制要求。

（5）综合环境风险评价过程，给出评价结论与建议。

5.7.1 风险潜势初判

5.7.1.1 环境敏感程度（E）的确定

（1）大气环境

本工程周边 5km 范围内无居民区、医疗卫生、文化教育、科研等机构，行政办公机构总人数少于 1 万人，同时，项目周边 500m 范围内人口总数小于 500 人，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 D，项目大气环境敏感程度为环境低度敏感区（E3）。

（2）地表水环境敏感程度

项目西侧 2.3km 为四棵树河，使用功能为农业用水，规划主导功能为景观娱乐用水，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准；项目不排水进入四棵树河，事故状态下也不进入，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 D，项目地表水环境敏感程度为环境低度敏感区（E3）。

(3) 地下水环境敏感程度的确定

项目所在区域无集中式地下水饮用水水源（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）准保护区和准保护区以外的补给径流区，也不属于除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区和其他保护区的补给径流区；同时也不属于未划定准保护区的集中式饮用水水源、分散式饮用水水源地，本工程所在区域地下水功能敏感性为“不敏感”。根据地质勘察结果，项目所在区域包气带厚度大于 10m，且分布连续、稳定，包气带渗透系数大于 10^{-4} cm/s，本工程所在区域包气带防污性能分级为“D1”。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 D，项目所在区域的地下水环境敏感程度分级为“E3”。

5.7.1.2 危险物质及工艺系统危害性（P）的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018），危险物质及工艺系统危害性（P）应根据危险物质数量与临界量的比值（Q）和行业及生产工艺（M）确定。

(1) Q 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）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量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

Q 的确定见表 5.7-1。

表 5.7-1 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 qn/t	该种危险物质 Q 值
1	原油	/	268.8	2500	0.10
2	石油气	68476-85-7	17.63	10	1.76
项目 Q 值 Σ					1.86

(2) 行业及生产工艺 (M)

根据附录 C 中表 C.1, 石油天然气行业 M 值为 10, 以 M3 表示 ($M1 > 20$; $10 < M2 \leq 20$; $5 < M3 \leq 10$; $M4 = 5$)。

表 5.7-2 行业及生产工艺 (M) (附录 C 中表 C.1)

行业	评估依据	分值	评分
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	0
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套	0
	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(罐区)	0
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	0
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	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	0
合计			10

注: ^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

① 险物质及工艺系统危险性等级判定

对照表 5.7-3 (附录 C 中表 C.2), 本工程危险物质及工艺系统危险性等级为 P3。

表 5.7-3 危险物质及工艺系统危险性等级判定表

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

结合项目周边敏感程度确定工程区大气环境风险潜势等级为 II 级, 地表水环境风险潜势等级为 II 级, 地下水环境风险潜势等级为 II 级。因此本工程区环境风险潜势综合等级为 II 级, 评价工作等级为三级, 根据三级评价要求, 定性分析说明影响后果。

5.7.1 项目风险因素识别

结合国内油气田开发风险因素的统计，对可能产生的风险因素进行识别和初步判定。

5.7.1.1 危险物质识别

根据工程分析，根据目前对高探 1 井的油气物性掌握情况，该井油气不含 H₂S，本工程涉及的危险物质包括：凝析油、天然气以及混烃。

各物质理化性质及危害特性详见表 5.7-4~表 5.7-6。

表 5.7-4 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	<p>危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。</p> <p>侵入途径：吸入。</p> <p>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。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。</p>			
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、二氧化氧及其它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</p>			

	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。隔离泄露区直至气体散尽。			
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> <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>			
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它高浓度区作业，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（-164℃）；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	LD50：LC ₅₀ ：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	<p>废弃物性质：危险废物。</p> <p>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指定场所掩埋。</p>			

运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并应将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。
------	--

表 5.7-5 凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C ₅ 至 C ₁₁₊ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃ 之间，挥发性好。 【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输

应急处置原则	<p>【急救措施】</p> <p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。</p> <p>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。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入：催吐，就医</p>
	<p>【灭火方法】</p> <p>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> <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、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>

表 5.7-6 混烃理化性质、危险危害特性及防护措施表

理化常数	危险货物编号	21053		
	CAS 号	68476-85-7		
	中文名称	混烃（参照液化石油气）		
	英文名称	Liquefied petroleum gas		
	别名	液化石油气；压凝汽油		
	主要成分	丙烷、丙烯、丁烷、丁烯等	蒸汽压	<1380kPa (37.8℃)
	分子量	-	闪点	-74℃
	外观与性状	无色气体或黄棕色油状液体，有特殊臭味。	溶解性	不溶于水。
	相对密度	(水=1)：0.5~0.6 (空气=1)：1.5~2.0	稳定性	稳定
	爆炸极限	空气中 5~33% (体积)	引燃温度	426~537℃
主要用途	用作石油化工的原料，也可用作燃料。			
危险性类别	第 2.1 类 易燃气体			
危险特性	<p>燃烧与爆炸特性： 极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。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。</p> <p>燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>			
健康危害	<p>侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。</p> <p>健康危害：本品有麻醉作用。</p> <p>急性中毒：有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等；重症者可突然倒下，尿失禁，意识丧失，甚至呼吸停止。可致皮肤冻伤。</p>			

	慢性影响：长期接触低浓度者，可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳以及植物神经功能紊乱等。
毒理学资料	毒性：IV，轻度危害。 急性毒性：LD50：无资料；LC50：无资料
环境标准	职业接触限值： MAC (mg/m ³)：-- TWA (mg/m ³)：1000 STEL (mg/m ³)：1500
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。不要直接接触泄漏物。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。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。提供良好的自然通风条件。 呼吸系统防护：高浓度环境中，建议佩戴空气呼吸器。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其它防护：工作现场严禁吸烟。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：给饮牛奶或用植物油洗胃和灌肠。就医。
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。
储存注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂、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。

5.7.1.2 工程危险特性

本次工程可能涉及的危险物质和危险特性，主要包括以下几方面内容：

(1) 火灾危险性

当原油、天然气等危险物质和空气等共同存在，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。其次还有受容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效时发生的高压物理爆炸。

(3) 挥发及泄漏危险性

本工程原油转输作业系统为密闭系统，但挥发气体不断地向空气中逸散，不仅造成经济损失，而且还会导致火灾和爆炸事故，污染环境，从而给安全生产带来危害。在石油工业生产过程中，泄漏现象随时都可能发生。含水油品着火还会发生沸溢，燃烧的油品大量外溢，从罐中喷出，引燃造成火灾。根据统计，发生事故中的 40% 是由挥发或泄漏造成的。

(4) 其它危险性

此外，工程危险性特征还包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

5.7.1.3 风险事故类型分析

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输气管道、地面站场和储运过程。

(1) 地面站场风险类型分析

根据国内石油化工系统事故类型及引发原因统计，见表 5.7-6。站场可能产生的风险事故类型主要为储罐引起的火灾爆炸事故，占 28.5%，事故发生的原因主要为明火，占 66%。

表 5.7-6 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	其它	11.0	其它	9

(2) 贮运系统的最大可信事故概率

另据中国石化总公司 1983-1993 年《石油化工典型事故汇编》统计，炼油系统共发生 293 起事故，其中储运系统 74 起，占 25.3%。可见罐区事故发生较多。尽管随着防灾减灾技术的不断提高，目前事故率及作业伤亡人数在不断降

低，以一亿工作小时事故死亡人数比较，远低于建筑业和矿业，但是储运系统事故发生率仍然较高。

5.7.2 最大可信事故及风险原因分析

5.7.2.1 最大可信事故分析

(1) 站场事故分析

项目设置 7 座 60m^3 拉油方罐， 19m^3 混烃储罐橇 2 座，站场存在大量油气储存爆炸的风险。根据国内外储罐事故概率分析，确定本工程站场生产及储存系统最大可信事故类型为储罐事故泄漏后导致的火灾，事故的概率为 8.7×10^{-5} 次/（罐·年）。

(2) 运输事故分析

本工程凝析油采用汽车拉运的方式，运输距离约 58km，每车拉运量按 20m^3 计，本工程原料及产品油运输量为 150m^3 ，参考新疆交通事故频率，取 $Q_1=0.2$ 次/百万辆·km，本工程发生运输风险的概率约为 0.02628 次/年，工程运输途中无地表水、水源地、人群聚集区等敏感点，运输委托具有专业危险品运输资质的沙漠运输公司拉运，车辆配备 GPS、限速监控等措施，可有效的降低运输事故的概率。

(3) 最大可信事故

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的定义，最大可信事故是指基于经验统计分析，在一定可能性区间内发生的事故中，造成环境危害最严重的事故。在风险识别、事故后果和概率分析的基础上可以判断，本工程以储罐泄露事故的后果最严重，因此本工程的最大可信事故确定为泄漏。

5.7.3 环境风险影响分析

5.7.3.1 泄漏量确定

本次环境风险评价主要考虑储油罐发生火灾、爆炸事故时冲击波对周围人员、财产造成的伤害，同时分析泄漏发生的伴生事故及污染。

最大可信事故源项是对所识别选出的危险物质，在最大可信事故情况下的释放率和释放时间的设定。本次评价采取柏努利（Bernoulli）方程计算物料泄漏速率，具体如下：

储存量 60m³储罐 7 具。根据风险导则附录 A2，用柏努利方程计算液体泄漏速率 QL：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L——液体泄漏速率，kg/s；

P——容器内介质压力，50℃饱和蒸汽压，1.01×10⁵Pa；

P₀——环境压力，1.01×10⁵Pa；

G——重力加速度，9.8m/s²；

H——裂口之上液位高度，假定为 3 m；

C_d——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64；

A——裂口面积，假定为半径 0.01m 的圆形裂口，裂口面积为 0.000314m²；

ρ——液体密度，原油油密度为 950.9kg/m³；

经计算，原油泄漏速率为 0.02kg/s，假定 5min 后泄漏事故得到控制，原油总泄漏量为 5.8kg。

5.7.3.2 火灾污染源强

发生火灾时，火焰燃烧温度高、火势蔓延迅速，对火源周围的人员、设备、建筑物构成极大的威胁。由于油品燃烧会产生 CO 等有毒有害物质，这些有毒、有害物质均有可能引起人员中毒、窒息事故的发生，危害人身健康，并随着大气扩散影响下风向环境空气质量。

油品燃烧产生污染物计算具体如下：

(1) 油品燃烧产生 CO 量计算公式

燃烧产生的 CO 量可按下式进行估算：

$$G_{CO} = 2.33 \times q \times C \times Q$$

式中：G_{CO}——燃烧产生的 CO 量 (t)；

C——燃烧中碳的质量百分比含量 (%)，在此取 85%；

q——油品中碳不完全燃烧率 (%)，在此取 25%；

Q——参与燃烧的油品量 (t)。

(2) 油品燃烧产生烟尘量计算公式

燃烧产生的烟尘量按以下公式计算：

$$G_c = Q \times C \times q \times \eta$$

式中：G_c——烟尘的产生量（t）；

Q——参与燃烧的油品量（t）；

C——燃烧中碳的质量百分比含量（%），在此取 85%；

η——燃烧产生烟尘率（%），在此取 50%；

q——油品中碳不完全燃烧率（%），在此取 25%。

经过计算，该项目集输管线的原油发生火灾事故的源强见表 5.7-7。

表 5.7-7 原油发生火灾事故源强

风险类别	污染物名称	源强（t）	排放规律
集输管线泄漏	CO	0.00287	连续排放
	烟尘	0.0003	

5.7.3.3 事故风险影响分析

本次环境风险评价重点从环境的角度对事故后果的影响进行分析。

当发生储罐泄漏主要会对环境空气、水、生态环境产生不利影响。

（1）对环境空气的影响分析

油气泄漏时，其中的轻组分轻烃将逐渐挥发进入大气，会对大气环境造成影响。在油气泄漏并发生火灾时，会因其中重组分原油燃烧不完全引起浓烟，使局部环境空气中 TSP 和烃浓度猛增，造成污染，使局部地区大气污染物超标，但不会导致整个区域大气环境的明显恶化。

（2）对环境水体的影响分析

项目所在区域西侧 2.3km 为四棵树河，中间有大片的农田阻隔，少量的储罐泄漏原油不会进入地表水而造成污染。

当发生油气泄漏事故时，石油类等污染物不会直接进入地表水体，而是通过下渗途径，进入地下水环境。管道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。

本工程区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用；沙漠地下水主要分布于更新世中晚期冲积和冲积湖积砂层中。石油勘探供水井的钻井资料表明，在垅间洼地地下水水位一般在 5-6m 之间，最大深度可达 15m，所以，管道、储

罐原油泄漏可及时发现，事故中长时间泄漏导致原油进入地下水环境的可能性较小。

(3) 对生态环境的影响分析

原油泄漏对生态系统的影响主要表现为对土壤和植被的破坏。

1) 对土壤的影响

本工程位于农田区，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，进而影响植物、农作物的生长，并可影响局部的生态环境。工程为站场建设，常年有人值守，凝析油储罐发生泄漏可及时发现，因此会在泄漏点周围形成“油饼”，影响局部对土壤环境影响，发生大量泄漏而进入农田的可能性较小。

2) 对植物的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理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。本工程位于农田区域，发生此类影响直接导致影响农业生产，造成减产。

5.7.3.4 火灾影响

(1) 预测模式

本工程原油燃烧后涉及的伴生有害物质主要为 CO 和烟尘，其 CO 毒性较大，职业卫生危害程度为 II 级，均在火灾、爆炸燃烧时产生。根据物质特性及可能产生的污染物，选择重大危险源中涉及可能产生毒性较大的 CO、烟尘为预测评价因子。

本次风险评价中火灾产生的烟尘及 CO 的扩散计算，在静风和小风条件下采用变天条件下多烟团预测模式：

$$C(x,y) = \frac{Q}{(2\pi^3)^{1/2} \cdot x \cdot V^* \cdot \sigma_z} \exp\left(-\frac{y^2}{2\sigma_y^2}\right) \exp\left(-\frac{He^2}{2\sigma_z^2}\right)$$

式中：V*——平均水平散布速率，计算时取值为 0.7m/s。

Q——事故期间烟团的排放量；

σ_x 、 σ_y 、 σ_z ——为 X、Y、Z 方向的扩散参数（m）。常取 $\sigma_x = \sigma_y$ 。

（2）预测结果

预测时选取常规静风、小风气象条件：大气稳定度取 E 类，风向取 NW 风向，风速取静风和小风（取年平均风速）时的影响。预测结果列于表 5.7-8、表 5.7-9。

表 5.7-8 烟尘预测浓度分布及影响范围

风向	风速 (m/s)	事故时间 (min)	最大落地点浓度 (mg/m ³)	最大浓度落地点距离(m)
NW	2.54	30	5.3747	970
	0.5	30	26.9298	340

表 5.7-9 CO 预测浓度分布及影响范围

风向	风速 (m/s)	事故时间 (min)	最大落地点浓度 (mg/m ³)	最大浓度落地点距离(m)
NW	2.54	30	7.7068	1150
	0.5	30	23.5473	410

事故状态下原油泄漏，烃类组分挥发进入大气，造成大气环境污染，危害人民群众健康和生命，若引起火灾事故，对大气环境、周围人群、生态环境造成严重的危害。

由事故燃烧烟气预测结果可知，在小风情况下，烟尘的最大落地点浓度为 5.3747mg/m³，影响范围在 0.97km；CO 的最大落地点浓度为 7.7068mg/m³，影响范围在 1.15km。在静风情况下，烟尘的最大落地点浓度为 26.9298mg/m³，影响范围在 0.34km；CO 的最大落地点浓度为 23.5473mg/m³，影响范围在 0.41km。项目区周围 5km 内无固定人口居住，因而基本不会对人造成危害。

5.7.4 风险可接受水平分析

5.7.4.1 风险计算

（1）风险值计算原则

风险值是风险评价的表征量，与事故的发生概率和事故危害程度相关，按下式计算：

$$R=P \times C$$

式中：R——风险值（危害/单位时间），P——最大可信事故概率（事件数

/单位时间)，C——最大可信事故造成的危害（损害/事件）

在具体计算各风险源事故风险值时，具体按照以下公式计算：

风险值（人死亡 $\times a^{-1}$ ）=半致死百分率区人口数 $\times 50\%$ \times 事故发生概率 \times 不利天气出现概率

（2）风险值计算结果

① 概率值

本工程事故的概率为 7.8×10^{-4} 次/年。

② 危害程度

国内近年工矿企业和其它事故的部分死亡统计结果见表 5.7-10。依据表中国内石油化工企业事故死亡率，确定本次评价的事故危害程度为 0.4×10^{-4} （人死亡 $\cdot a^{-1}$ ）。

表 5.7-10 国内部分工矿企业和其他事故死亡率

类别	人死亡	
	行业人数	社会人数
工矿企业		
石油化工	1.41×10^{-4}	-
化工	0.4×10^{-4}	-
铁路运输	1.12×10^{-4}	0.1×10^{-4}
道路交通	-	1.1×10^{-4}

注：表中数据来自《环境风险评价实用技术和方法》（胡二邦）。

③ 风险值计算

集输管线泄漏风险值=泄漏发生概率 \times 死亡人数

$$= 7.8 \times 10^{-4} \times 1.41 \times 10^{-4}$$

$$= 1.1 \times 10^{-7} \text{（人死亡} \cdot a^{-1} \text{）}$$

5.7.4.2 项目风险可接受水平

（1）风险标准值

石油工业为高风险行业，各国石油工业可接受风险值及推荐值见表 5.7-11。

表 5.7-11 石油工业可接受风险值（死亡/a）

行业参考值	建议标准值
美国 7.14×10^{-5}	1.0×10^{-4}
英国 9.52×10^{-5}	
中国 8.81×10^{-5}	

（2）风险可接受水平分析

依据环境风险评价技术导则要求，风险可接受分析采用最大可信事故风险值 R_{\max} 与同行业可接受风险水平 RL 比较：

$R_{\max} \leq RL$ ：认为本工程的环境风险水平是可以接受的；

$R_{\max} > RL$ ：需要进一步采取环境风险防范措施，以达到可接受水平；否则不可接受。

集输管线泄漏风险值： 1.1×10^{-7} （人死亡· a^{-1} ） $< 1.0 \times 10^{-4}$ （人死亡· a^{-1} ）；

由以上分析可得：本工程发生泄漏的风险水平为可接受。

5.7.5 风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为储罐破裂、火灾爆炸等几种类型。工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

表 5.7-12 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况							
危险物质	名称	原油	石油气						
	存在总量/t	268.8	17.63						
风险调查	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 小于 500 人			5km 范围内人口数 小于 1 万 人			
			每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大)						_____人
	地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>		F2 <input type="checkbox"/>		F3 R		
		环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>		S2 <input type="checkbox"/>		S3 R		
	地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>		G2 <input type="checkbox"/>		G3 R		
		包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>		D2 <input type="checkbox"/>		D3 R		
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 <input type="checkbox"/>	1≤Q<10 R		10≤Q<100 <input type="checkbox"/>		Q>100 <input type="checkbox"/>		
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>		M3 R		M4 <input type="checkbox"/>		
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>		P3 R		P4 <input type="checkbox"/>		
环境敏感程度	大气	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>			E3 R			
	地表水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>			E3 R			
	地下水	E1 <input type="checkbox"/>	E2 <input type="checkbox"/>			E3 R			
环境风险潜势	IV ⁺ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>		II R		I <input type="checkbox"/>		
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>		三级 R		简单分析 <input type="checkbox"/>		
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input type="checkbox"/>			易燃易爆 R				
	环境风险类型	泄露 R			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 R				
	影响途径	大气 R			地表水 <input type="checkbox"/>		地下水 <input type="checkbox"/>		
事故情形分析	源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>		经验估算法 <input type="checkbox"/>		其他估算法 R			
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>		其他 <input type="checkbox"/>			
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围_____m						
		大气毒性终点浓度-2 最大影响范围_____m							
	地表水	最近环境敏感目标_____, 到达时间_____h							
地下水	下游厂区边界到达时间_____d								
	最近环境敏感目标_____, 到达时间_____d								
重点风险防范措施									
评价结论与建议	工程发生风险事故的可能性很小, 建设单位也不能因此而忽视安全生产, 而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求, 防止发生风险事故。								
注: “ <input type="checkbox"/> ” 为勾选项, “_____” 为填写项。									

6.环境保护措施及其可行性论证

6.1 生态环境保护措施

本工程生态环境影响集中在施工期永久占地和临时占地范围内对自然植被和野生动物的影响，生态环境保护措施的重点在于避免、消减和补偿施工活动对生态环境的影响和破坏，以及施工结束后对生态环境的恢复。

6.1.1 施工期生态环境保护措施

6.1.1.1 井场、站场生态环境保护措施

(1) 加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。

(2) 施工时对开挖土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(3) 选址尽量少占植被茂密的区域，严格控制占地面积。施工时，要求施工单位在永久占地范围内施工，减少对植被环境和周围野生动物生活环境的干扰。

6.1.1.2 管线施工生态保护工程措施

(1) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(2) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.2m。采油支线就近进入计量阀组间。

(3) 严格控制管线施工作业带宽度，外输管线施工作业带宽 8m。

(4) 施工结束后，应恢复地貌原状。施工时对管沟开挖的土壤做分层堆放，分层回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失。

(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度，不得形成汇水环境，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) 在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。

(7) 禁止施工人员对野生动物尤其是珍稀动物的滥捕滥杀，作好野生动物的保护工作。

6.1.1.3 道路施工生态保护工程措施

(1) 通往井区的简易公路，技术要求较低，建议施工机械活动范围控制在永久占地范围内。

(2) 严禁破坏道路两侧植被，严禁在道路两侧取弃土。

(3) 在道路边设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护作业区生态环境的意识。

(4) 划定施工作业范围和路线，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，见图 6.1-1。

6.1.2 运营期生态环境保护措施

(1) 在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故一要做好防火，二要及时控制扩散面积并回收外泄油。

(2) 定时巡查井场、管线等，及时清理落地油，降低土壤污染。

(3) 日常巡检时应控制车速，减少对野生动物的惊扰。

(4) 加强作业人员宣传教育工作，严禁捕杀野生动物，在道路边和井区内，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等环境保护警示牌；

6.1.3 退役期生态环境保护措施

(1) 拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等应送地方环保部门指定填埋场处置。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生油水层窜层，产生二次污染。

6.1.4 生态修复方案

(1) 井场、站场生态恢复

本工程永久占地 8.46hm²，临时占地 2.74hm²。工程结束后，对井场的临时占地内的土地进行土地平整。

施工结束初期，对永久占地范围内地表进行硬化，以减少侵蚀量。

(2) 管线和道路生态恢复

本工程新建输气管线 1.8km，临时占地面积约为 1.44hm²，施工作业带宽度单井集输管线 8m。项目道路建设工程包括主干道路和井场道路，道路全长 3.0km，采用四级车道标准，路基宽 7m，沥青混凝土路面。道路永久占地面积约为 2.4 hm²，临时占地面积可约为 1.25hm²。管线和道路占地主要为沙地，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，沿线属于极强度风力侵蚀区。集（油）气干线、主干道公路两侧采取草方格和沙障防风固沙。

表 6.1-1 本工程生态恢复具体投资

恢复对象		生态恢复方案			投资 (万元)
		硬化面积 (hm ²)	恢复面积 (hm ²)	主要恢复措施	
永久占地	井场、站场占地恢复	6.06	0.1	平整、覆土，进行地面硬化处理，防止侵蚀	2.01
	道路占地恢复	2.4	/	平整、覆土，进行地面硬化处理，防止侵蚀	0.30
临时占地	管线占地恢复	/	1.44	工程结束后，回填、平整、夯实	0.61
	道路占地恢复	/	1.2	工程结束后，回填、平整、夯实	2.50
合计					5.42

6.2 水污染防治措施

6.2.1 开发期水污染防治措施

(1) 施工废水主要是施工过程中产生的管道安装完成后的清管试压排放废水，经收集后用于后续其他管线试压，不外排。

(2) 施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

(3) 严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB 50423-2013) 设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

6.2.2 运营期水污染防治措施

本工程建成运营期的主要废水是井下作业废水。全部依托已经建成的废水处理设施处理。

本工程运营期废水主要包括井下作业废水和生活污水。

(1) 井下作业废水

井下作业废水包括试油、压裂酸化、修井、洗井等井下作业产生的废液和废水，其中含有一定量的盐类、石油类、酸、碱等污染物。根据油田公司管理规定，井下作业均带罐作业，井下作业废水为间歇性产生，产生量较少，作业废水通过罐车拉运至车 89 处理站含油污水处理系统进行处理达标后进行回注，不外排进入环境。

(2) 生活污水

本工程运营期劳动定员为 16 人，生活污水产生量最大约为 467.2m³/a，主要的污染物为 COD、SS 和 NH₃-N 等。生活污水暂存于防渗生活污水池中，定期拉运至乌苏市城市下水管网排放，依托乌苏市污水处理厂处理。

乌苏市污水处理厂位于乌苏市西湖道路旁 5km 处，设计处理能力为日处理污水 3.00 万立方米。主要建设内容包括厂区土建施工，工艺设备、工艺管道安装，电气、自控系统安装，照明，防雷接地，采暖，通风，厂区道路施工及绿化等。2018 年 10 月完成扩建，日处理能力新增 1.5 万 t/d，出水标准达到一级 A 标准。

本工程生活污水量很少，可依托乌苏市污水处理厂处理。

(3) 其他措施

①输气管道设置阀门，遇到突发事件时阀门能及时关闭，这样能最大限度地减少突发事故对环境的污染

②对管道设施定期巡查，及时维修保养，避免或减轻因建设施工、自然灾害和人为破坏对管道安全运行造成的危害。

6.2.3 地下水污染防控对策

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

6.2.3.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对工艺、管道、设备、高浓度废水储存及处理构筑物采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故；废水管线敷设“可视化”，即管道地上敷设或管沟加盖，做到污染“早发现、早处理”，以减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染。

6.2.3.2 分区防治措施

(1) 防渗分区

对井场、站场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的污染物渗入地下。

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）中表5污染控制难易程度分级参照表、表6天然包气带防污性能分级参照表、表7地下水污染防渗分区参照表，将工程区划分为一般防渗区和简单防渗区。

一般防渗区：根据工程特点，结合水文地质条件，对可能会产生一定程度的污染，划为一般防渗区，包括主要指井场、站场等区域或部位。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。

简单防渗区：指不会对地下水环境造成污染或者可能会产生轻微污染的其它建筑区，如道路、值班室、空冷器区、空压机站、门卫室等，划为简单防渗区。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），简单防渗区内不采取专门针对地下水污染的防治措施，进行一般地面硬化即可。

6.2.3.3 污染监控措施

本工程应建立地下水环境监控体系，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备相应的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。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，本工程需在地下水流向下游方向布设一眼水质监测井，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）。监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6.2-4。上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。

表 6.2-4 地下水监测计划

孔号	区位	监测层位	监测频率	主要监测项目
G1	工程区下游方向布设 1 个	孔隙潜水	每年采样 2 次。发生事故时加大取样频率。	pH、石油类、挥发性酚、硫化物、COD

（3）监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，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。

为保证地下水监测工作巧效有序运行，须明确职责、制定相关规定进行管理；具体管理措施和技术措施如下：

①管理措施

1) 预防地下水污染的管理工作是环保管理部门的职责之一，工程区环境保护管理部门应指派专人负责预防地下水污染的管理工作；

2) 工程区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3) 建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

4) 按突发事件的性质、类型、影响范围、后果严重性分等级制订相应的应急预案，在制定预案时要根据环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，并组织有关部门、人员进行适时演练、不断补充完善预案内容。

②技术措施：

1) 定期对储罐、法兰、阀门、管道等进行检查。

2) 在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况。具体内容如下：了解全井场、站场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因；加大监测密度，如监测频率由每月（季）一次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

6.2.3.4 地下水污染应急预案及处理

(1) 应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到新疆天利高新石化股份有限公司的应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

- ① 应急预案的日常协调和指挥机构；
- ② 各部门在应急预案中的职责和分工；
- ③ 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；
- ④ 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。

(2) 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。

- ① 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。
- ② 一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。
- ③ 查明并切断污染源。
- ④ 探明地下水污染深度、范围和污染程度。
- ⑤ 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。
- ⑥ 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。
- ⑦ 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。

⑧ 当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

6.3 噪声污染防治措施

6.3.1 施工期声环境保护措施

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填等要使用各种车辆和机械产生的噪声。主要隔声减噪措施包括：

(1) 加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，严禁运输车辆随意高声鸣笛；

(2) 在施工过程中应给施工机械加润滑油和减振垫；

(3) 对动力机械设备定期保养等，减小噪声影响；

(4) 管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，输气管道的作业带宽度为 8m；

(5) 现场如发生噪声投诉，现场 HSE 工程师要听取牧民的意见，及时向公司汇报，及时调整施工方案，并向牧民反馈采取的措施，确保他们可以接受；做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作。

(6) 管线施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准。

6.3.2 运营期声环境保护措施

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。

(3) 在运营期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

(4) 设置隔音值班室供操作人员使用，同时，配备必要的防噪设施，如耳塞等，供操作人员在泵房巡视检测时使用，以保护操作人员的身体健康。

类比已投产井场，运营期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

6.4 固体废物污染防治措施

6.4.1 开发期固废污染防治措施

施工期产生的固体废物主要为施工废料,统一收集后拉运至周边固废填埋场。

6.4.2 运营期固废污染防治措施

(1) 井下作业必须带罐(车)操作,所使用的各种化学药剂严格控制落地,残液落地要彻底清理干净,不得向环境排放。

(2) 本工程产生的油泥(砂)委托博达公司进行回收处理。

(3) 定期对井场进行巡视,减少落地原油量,使危害影响范围减小到最低程度。

(4) 加大巡井频率,提高巡井有效性,发现对井场安全有影响的行为,及时制止、采取相应措施并向上级报告。

(5) 运营期天然气处理站产生的废弃的分子筛和压缩机废润滑油,由供应厂家回收处理。

根据以上处理措施,只要加强管理,确保措施能够得到落实,该工程运行后的固体废物将不会给环境带来危害。

6.5 大气环境保护措施

6.5.1 开发期大气保护措施

6.5.1.1 施工扬尘

井场场地平整时,禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业,定期洒水,作业面要保持一定湿度;

为了控制扬尘,限制井场场地内的车速小于 20km/h;

用标识带或者围栏,标识出井场钻前工程的井场布置,并禁止在井场外作业。

在井场,钻井泥浆料、压裂砂等均储存在罐内,没有散料的露天堆场;

开挖泥浆池的上层表土做好现场的堆存,要加盖蓬布。

以上总扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

6.5.1.2 测试放喷废气

在井场投产前的项目初期要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷；

在天然气处理站投产后，测试放喷的天然气将通过管网收集，不再采用燃烧排放。

在测试放喷时要考虑测试放喷对周围环境影响，确保井场测试放喷时周围 500m 范围内无人；由于测试放喷时间较短，测试放喷燃烧天然气排放对周围居民点的环境影响很小，以上措施是可行的。

6.5.1.3 施工期管线、道路和站场工程

管线、道路和站场施工扬尘防治措施包括：

为了减少施工扬尘，对土堆要进行稳定化操作，例如，加盖篷布；

在管线和道路作业带内施工作业；

用标识带或者围栏，标识出站场施工范围，禁止在场外作业；

场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业，场地平整以后，要尽快场地硬化，防止大风对浮土产生较大的扬尘。

建设单位在施工招投标时，要说明施工扬尘工程措施和管理措施的管理要求。通过现场派驻 HSE 监理，定期检查以上抑尘措施的落实情况。通过以上工程措施和管理措施，管线、道路和站场周围少量农牧民居住点的施工扬尘影响能够减缓到可接受的程度，因此，以上抑尘措施是可行的。

6.5.2 运营期大气保护措施

根据工程分析，生产运营期废气主要站场的非甲烷无组织排放。

(1) 集输采用密闭集输工艺，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油气泄漏对大气环境影响；

(2) 采用加强管理措施，减少天然气的泄漏量，对于站场异常排放的天然气，使用火炬燃烧后排放；

(3) 事故时，所有排放气体均密闭放空至火炬系统燃烧后排放，不允许就地排入大气。

(4) 各装置的安全阀及事故紧急放空、采样等气体均采用密闭放空至火炬系统，燃烧后排放。

(5) 提高对风险事故的防范意识，在不良地质地段做好工程防护措施。

(6) 根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》测算本工程 VOCs 无组织排放量为 241.73t/a，工程位于“奎-独-乌”区域，结合《2016 年国家先进污染防治技术目录（VOCs）》（环境保护部公告第 2016 年第 75 号），评价要求对于油品储运过程油气采取活性炭吸附技术，可确保油气回收率大于 97%，有效的减少工程 VOCs 排放量至 7.25t/a。该工艺为环保部公示 18 项挥发性有机物（VOCs）防治先进技术之一，采用活性炭吸附油气，吸附饱和后利用减压解吸，解吸出的油气通过喷淋吸收或进入低温冷凝器直接冷凝，确保出口油气浓度 $< 10\text{g}/\text{m}^3$ ；油气回收率 $> 97\%$ 。采用油气回收专用活性炭，吸脱附速率快；采用干式真空泵减压脱附，安全性好。

从以往同类管道站场的验收评价来看，以上环境空气污染防治措施可行，工程运行后，站场周围的环境空气质量不会低于现有功能。

6.6 环境风险防范措施

6.6.1 风险事故的预防措施

6.6.1.1 井下作业事故风险预防措施

(1) 井场设置明显的禁止烟火标志。

(2) 按消防规定，配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(3) 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。

(4) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

(5) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

6.6.1.2 油气集输事故风险预防措施

(1) 油田石油、天然气工艺管道和输油、输气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。

集输管线敷设前，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) 按规定进行管道的定期检验、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) 输油输气管道的高、低压泄压阀、减压阀和泄压用的安全阀等各类安全保护设施应保持使用完好，并按规定检测。

(6) 输油输气管道日常管理应按国务院《石油天然气管道保护条例》、国家经贸委《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》的要求执行。应制定管道重点部位、重点管段的应急预案。重点穿跨越管段宜设守卫人员。

(7) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(8) 完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全

设施的完好，杜绝火灾的发生。

(9) 在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，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。

(10) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(11) 严禁在管线两侧各 50m 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。

(12) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(13) 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。

(14) 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。

6.6.1.3 站场事故风险预防措施

(1) 平面布局科学合理：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；将全场内的明火点控制到最少，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

(2) 在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 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。

(4) 站场内的装置区、泵房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。

(5) 在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

(6) 优化站场自动化控制系统和紧急停车连锁系统，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。

6.6.1.4 重视和加强管理

除采取上述分项防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

(1) 加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

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

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

(4) 对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。

对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、管线、储罐等）进行必要的定期巡检。

(5) 施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

(6) 提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

(7) 对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

6.6.1.5 完善事故发生后第一时间报告制度

(1) 环境事件分级

参照《国家突发环境事件应急预案》的有关规定，按照突发事件的性质、严重程度和影响范围等因素，突发环境事件分为重大环境事件（I级）、较大环境事件（II级）和一般环境事件（III级）（见表 6.6-1）。

一般环境事件（III级）是指基层作业区或现场就能控制，不需要跨级组织救援的突发环境事件。根据《中国石油新疆油田分公司突发环境事件专项应急预案》的分级原则，本工程应制定突发环境事件专项III级预案。如发生事故超过III

级救援范围，须逐级报告。

表 6.6-1 突发环境事件分级

类别 \ 分级	I 级	II 级	III 级
火灾	涉及易燃易爆区、人员密集区，消防失灵； 一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	未涉及易燃易爆区、人员密集区，消防失灵；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	小范围火灾，作业区可以控制； 排放物未超标，影响范围在作业区内。
爆炸	爆炸涉及易燃易爆区，引起火灾和人员伤亡；一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	爆炸没有涉及易燃易爆区，引起着火；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	作业区内影响，对设施、人身安全没构成危险；排放物未超标，影响范围在作业区内； 排放物未超标，影响范围 1km ² 以下。
油气管线爆裂	主要管线爆裂，造成油气大量泄漏，停输； 一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	集输管线断裂，中间闸阀断裂或失灵； 一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	井、站油气集输管线裂口，闸阀密封不严； 排放物未超标，影响范围在作业区内。
油气泄漏	处理场、集输干线出现泄漏，现场无法控制；一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	处理场、集输管线出现大量泄漏，可以控制；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	处理场、集输管线出现轻微泄漏，可以控制；排放物未超标，影响范围在作业区内。
自然灾害	雨、雪、风、洪水袭击，生产中中断或即将中断；一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	雨、雪、风、洪水袭击，生产受影响，但不中断；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	轻微雨、雪、风、洪水袭击，不引起生产告急；排放物未超标，影响范围在作业区内。
污水蒸发池渗漏 垮坝	含油污水漫流，无法控制； 一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	含油污水漫流，可以控制； 一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	含油污水漫流泄漏，可以控制； 排放物未超标，影响范围在作业区内。
毒物泄漏	控制失灵，继续蔓延，产生环境污染。	控制系统完好，未扩散，未产生环境污染。	有毒物轻微泄漏，可以控制。
社会群体事件	人员死亡、被困，生产设施破坏，停工； 一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	人员受伤，生产活动受到较大的影响； 一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	生产活动受到影响； 排放物未超标，影响范围在作业区内。

(2) 报告程序

一旦发生突发环境事件，事故区必须在第一时间采取措施控制事态发展，全面实行自救，并及时向上级应急机构报告。发生III级以上突发环境事件时，接受上级应急指挥机构的统一领导，与地方政府部门协同合作；当地方政府动用社会救援力量时，严谨、快捷、有序、冷静地应对突发环境事件。

6.6.2 应急预案

6.6.2.1 应急工作原则

(1) 以人为本，减少危害。一切把保障员工和公众的生命和健康作为首要任务，调用所需资源，采取必要措施，最大程度地减少突发事件及其造成的人员伤亡和环境危害。

(2) 统一领导，分级负责。建立健全环境突发事件应急体制，落实应急职责，实行应急分级管理制度，充分发挥各级应急机构的作用。

(3) 依法规范，加强管理。依据国家有关环保法律法规和中国石油管理制度，在应急工作中，本着对国家、社会、员工和公众环境质量以及高度负责的态度，加强应急管理，使应急工作规范化、制度化、法制化。

(4) 快速反应，协同应对。建立快速应急响应机制，充分利用社会应急资源，实现组织、资源、信息的有机整合，形成统一指挥、反应灵敏、功能齐全、协调有序、运转高效的应急管理机制。

(5) 依靠科技，提高素质。利用先进的环境监视、监测、预警、预防和应急处置等技术及装备，充分发挥专家队伍和专业人员的作用，提高处置突发事件的科技含量和指挥水平，避免发生次生、衍生事故；加强宣传和培训教育工作，提高广大员工自救、互救和应对各类突发事件的综合素质。

6.6.2.2 突发事件总体应急预案

(1) 环境突发事件专项应急预案。环境突发事故专项应急预案是为应对发生环境突发事件而制订的应急预案。

(2) 环境突发性事件单项预案。单项预案是针对一些单项、突发的紧急情况所涉及的具体行动计划而制订的应急预案。

(3) 应急预案体系，包括总体应急预案、专项应急预案（环境突发事件应急预案）、二级单位应急预案和基层单位应急预案。

6.6.2.3 应急计划区

从可操作性出发，以联合站为重点，涵盖所有危险区域，再依据危险源各自的特性进行有层次、有针对性地逐一分别进行应急预案的制定。针对本工程开发特点，本工程应急计划区应包括钻井场、联合站、集气站和集输管道。

6.6.2.4 组织机构与职责

本工程应急机构由项目经理为第一负责人，主管环保安全工作的副总为直接责任人，下设办公室、指挥中心、应急保障中心、专业抢险中心、信息联络中心、后勤保障中心和善后处理部门。

在制定预案时，必须明确细化各部门的职责，人员组成，必须保障每一个部门的人员具有足量、专业和参加演练经历，各部门之间的工作必须协调统一，确保工作的时效性。

(1) 应急环境监测、抢险救援及控制措施

发生环境事故时，应由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测、抢救和救援，并配合当地环保、安全监察部门做好事故的定性、可能引起的环境风险事故评估等工作，提出避免进一步环境影响的有效方法，及时疏散可能受环境事故威胁的人员程序方案，供决策部门参考。

(2) 应急检测防护措施

根据事故现场检测结果，划定事故现场区域以及邻近区域、控制区域的范围，根据事故特征制定相应污染防治措施，贮备相应除污措施和防护设施。

(3) 人员撤离疏散

按照事故级别和划定的事故控制区域等，对区域工作人员和临近可能受到影响的公众进行有组织、有秩序的撤离疏散，确定事故撤离疏散通道和方式，确定医疗救护中心位置和救护方案，制定监测人体健康计划。

(4) 事故应急关闭程序

制定事故状态结束后对环境背景值进行必要的监测计划，提供解除事故可靠依据，根据事故级别上报有关部门终止应急状态程序，解除事故警戒。

6.6.2.5 应急培训计划

制定员工和可能受影响人群的风险事故教育和培训计划，不定期按照应急预案内容组织演练，及时修订、补充教育和培训计划内容。

6.6.2.6 公众教育和信息

按照有关要求，对工程环境风险可能影响区域的公众进行信息公开，并组织对附近公众的教育、培训和自我防护措施。在发生事故后，第一时间发布准确信息，使公众了解事故真相，避免不准确信息误导公众和造成不良社会影响。

6.6.2.7 应急预案与当地政府的衔接和联动

本工程风险事故的发生影响主要是以火灾、爆炸和泄漏后对周边环境的影响。为此，在项目投产运营前，企业应与地方政府进行沟通，确认市、县一级政府是否有应急预案，以便在事故发生后，企业在从启动应急预案-事故控制处理-结束的整个过程中，更好地与当地政府做好衔接和联动。

建设单位的环境污染事故的应急预案应报当地各政府部门备案。

7.环境管理与环境监测

7.1 环境管理机构

7.1.1 环境管理机构

中国石油新疆油田分公司下设质量安全环保处，负责中国石油新疆油田分公司范围内的环境保护工作，各二级单位下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。

高探 1 井区的环保工作由新疆油田公司采油一厂领导，并全过程监督该建设工程的环境保护管理，环保设施建设等工作。建设项目经理部设专职环境管理人员，全面负责该油田开发建设期的环境管理工作。高探 1 井区进入生产运行期后，油田主要管理工作均依托采油一厂完成并全面负责该油田生产运行期的环境管理工作。各基层单位设一名专（兼）职环保工程技术人员负责油田建设期的环保工作及站场内外环保设施的运行和检查工作，以及环境污染事故处理和报告。

7.1.2 机构职责

机构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。本工程在施工期与运营期对环境造成一定的影响，特别是施工期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻施工期工程建设活动对项目区生态环境的不利影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

（1）经理（安全生产委员会主任）

公司经理是 HSE 管理的第一责任人，对公司的 HSE 工作负总责。

①执行有关 HSE 法律、法规、标准和上级 HSE 要求，对公司完成 HSE 工作目标和 HSE 考核指标负责；

②负责建立安全管理机构和安全管理体系并保证有效运行；

③负责建立、健全 HSE 责任制，组织制定公司 HSE 规章制度和操作规程；组织制定并实施公司安全生产教育和培训计划

④落实安全技术措施经费和安全奖励基金，保证安全生产投入，及时消除事故隐患；

⑤组织制定并实施事故应急救援预案；

⑥及时、如实报告安全事故。

7.1.3 HSE 管理者代表（安全总监）

①执行有关 HSE 法律、法规、标准和上级 HSE 要求；

②负责 HSE 管理体系的建立、实施、保持和改进；

③组织体系策划与设计、文件评审与批准、体系内部审核、制订与实施纠正措施、

体系修订与换版等；

④定期向经理汇报 HSE 管理体系的运行情况和绩效，提出改进建议；

⑤督查领导、部门、岗位员工执行 HSE 法律法规、标准规范、规定和履行安全生产

责任制情况；

⑥督查 HSE 技术措施、项目执行情况；

⑦定期组织召开 HSE 监督专业会议，分析 HSE 形势、主要问题，提出 HSE 工作

建议及应对措施；

⑧监督新建、改建、扩建工程项目“三同时”的实施情况；

⑨督促重大事故隐患的整改及重大事故的处理；

⑩组织新建、改建、扩建工程项目 HSE 预评价及投产后的验收评价；

7.1.4 主管安全生产副经理

①执行有关 HSE 法律、法规、标准和上级 HSE 要求；

②组织制订生产运行管理及考核办法中完善和落实 HSE 风险管理措施；

③负责新建、改建、扩建及技术引进、技术改造等建设项目执行 HSE“三同时”；

④负责审核重大技术改造项目中 HSE 风险评估及管控措施的落实；

⑤负责组织油田维修工程项目方案 HSE 风险评估；

⑥负责组织编制和完善安全生产操作规程。

7.1.5 总工程师

①负责组织开展 HSE 技术研究；

②负责组织“四新”（新工艺、新技术、新产品、新材料）HSE 风险评估并落实控制措施；

③负责组织制定重大事故隐患整改计划和方案，并组织落实；

④负责组织制订和落实井下作业 HSE 风险控制措施；

⑤负责井控管理工作，督促井控隐患的整改,组织井喷事故的调查、处理；

⑥负责组织清洁生产、节能减排工作；

⑦负责油田增产措施现场施工作业 HSE 风险评估及措施落实。

7.1.6 副总师、副总监、助理

协助总工程师履行分管工作的 HSE 责任。

7.1.7 公司 HSE 管理委员会

公司 HSE 管理委员会是公司 HSE 工作的最高管理组织。

①领导 HSE 管理体系的建立、实施和改进；

②审定公司的 HSE 方针、目标、管理手册和方案；

③审定公司 HSE 年度工作计划并督促落实；

④监督执行安全生产规章制度和督促落实安全生产责任制；

⑤组织安全生产检查，协调、调查和处理安全生产、环境保护事故；

⑥组织重大事故隐患的评估并督促立项整改；

⑦审查公司应急响应预案；

⑧组织公司的 HSE 管理体系审核工作，审定 HSE 管理体系审核计划和报告。

7.1.8 公司各部门

经理办公室、油藏工程部、生产运行部、安全环保部等部门都承担建立和实施 HSE 管理体系的职责。

7.1.9 全体施工人员

- ①每位施工人员应清楚地意识到环境保护的重要性；
- ②执行 HSE 管理规程、标准；
- ③了解对环境的影响和可能发生的事故；
- ④按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

7.2 生产区环境管理

7.2.1 日常环境管理

(1) 搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按达标排放的原则，在生产过程中，运营期的采出水送至预脱水站和陆梁集中处理站污水处理系统，处理达标后用于油田注水。从废水排放方式看，用于生产回用是比较合理的油田废水排放途径，提高了生产用水的重复利用率，充分发挥污水的再次利用价值。防止了环境的再污染，获得污水处理与资源化的最佳效益，具有较高的环境效益、经济效益。

废气污染源的控制是重点加强对站场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

建立环保设备台帐，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

(3) 落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

7.2.2 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，在管理上要强制制度的落实，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

由于本工程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，不断改进识别不利影响因素，从而将项目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。

7.2.3 本工程 HSE 管理工作内容

应结合本工程施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

- ①工艺流程分析；
- ②污染生态危害和影响分析；
- ③泄漏事故危害和风险影响分析；
- ④建立预防危害的防范措施；
- ⑤制定环境保护措施；
- ⑥建立准许作业手册和应急预案。

7.2.4 环境监督机构

塔城地区生态环境局、乌苏市生态环境局监督该项目的环境管理，负责检查该项目环境影响评价的执行情况；新疆维吾尔自治区生态环境厅，审批该项目的环评执行标准，审核该项目的环境影响评价报告书，对该项目涉及的环保工程进行竣工验收。

7.2.5 施工期环境管理

本工程对开发建设全过程进行环保措施和环保工程的监督和检查，施工期实行施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态环境造成的破坏降到最低限度。

在野外施工现场不得乱扔废弃物，乱倒废油、废液；不允许破坏动物巢穴，追杀、捕猎和有意骚扰野生动物；减少施工对当地野生动、植物的影响。

表 7.2-1 地面工程施工准备阶段环保检查指导表

序号	项目	技术要求
1	资料	施工组织设计内环保措施及设施应与环评及批复要求相符。
2		生活垃圾清运协议。
3	固废防治	施工营地、场站应设置垃圾存储设施。上加遮盖防止风吹飘散，严禁抛洒、焚烧、掩埋。
4	废液防治	场站应设置厕所。
5		营地应设置生活污水收集罐。
6	生态保护	严禁施工车辆随意开道，碾压植被、扰动土壤。
7		施工环境保护符合环境影响评价报告及批复要求。
8		施工管线占地宽度符合环境影响评价报告及批复要求。
9	“三同时”制度	环保设施必须与主体工程同时设计。

地面工程日常环保检查指导表

1	固废防治	管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。
2		施工垃圾应分类存储，严禁现场抛洒、掩埋。
3		生活垃圾应运往垃圾处理厂处理。
4	废液防治	严禁生活污水乱排乱放。
5		严禁施工废液乱排乱放。
6	废气防治	进场道路和工程永久占地应平整、防尘。
7		严禁焚烧各类废弃物。
8	生态保护	开挖土方应回填整平。
9		严禁破坏植被、捕杀野生动物。
10		严禁施工车辆随意开道，碾压植被、扰动土壤。
11		严禁在设计文件指定范围外取土。
12		施工占地符合环境影响评价报告及批复要求。
13	“三同时”制度	环保设施必须与主体工程同时施工。

地面工程竣工验收环保检查指导表

1	生态保护	施工结束后，场站应整洁、平整、卫生，无油污，无固废。留存相应影像资料
2		施工结束后，应对旱厕进行填埋。
3		施工结束后，应对临时驻地恢复地貌。
4	“三同时”制度	环保设施必须与主体工程同时投入使用。

建立和实施施工作业队伍的健康、安全与环境（HSE）管理体系。为确保各项环保措施的落实，最大限度的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。

开发建设结束后，会同环境保护行政主管部门开展检查和验收。本工程的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括勘探期、施工期、运营期和退役期，其中勘探期已经发生，报告书在前文已对勘探期进行了回顾，因此本章仅对工程的施工期、运营期和退役期提出环境保护行动计划，计划内容涉及生态环境、声环境、大气环境、水环境以及水土流失等方面不利影响的减缓和保护措施等方面不利影响的减缓和保护措施。

7.2.6 运营期环境管理

- (1) 建立和实施油油田运营期的健康、安全与环境（HSE）管理体系。
- (2) 贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。

(3) 质量安全环保科根据油田公司下达的年度产、排污指标，确定产、排污总量，将指标分解至各单位，并将完成情况纳入年终考核。

(4) 质量安全环保科完成水、电、气、污染物等各种环境保护数据的统计，编制油田公司各类环境月度、季度、年度报表、临时报表。定期组织对环境保护数据进行分析，为环境保护工作的持续改进提供依据。

(5) 编制环境保护长远规划、年度计划，污染物排放削减计划和限期治理项目，对特殊环保设施的引进工作，做好技术论证，并组织实施。

(6) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果。

(7) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 及处理结果，协同有关部门制定防治污染事故措施，并监督实施。

为确保项目环保实施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在运营期管理的主要内容见表 7.2-2。

表 7.2-2 运营期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	继续做好施工地的地表恢复工作，利用冬季融雪和夏季降雨使地貌得到恢复。培训巡检人员相关水土保持知识，更好的保护沿线植被。	中国石油新疆油田分公司采油一厂	运营期	自治区生态环境厅、塔城地区生态环境局、乌苏市生态环境局	纳入工程费用
2	声环境	定期对设备进行检修和维护，使其处于运行良好的状态。对站场的厂界噪声进行定期监测，在噪声超标点采取必要的隔声措施。				
3	大气环境	加强对各井场、站场的设备和管线的巡检，减少油气的跑、冒、滴、漏。对大气进行定期监测。				
4	水环境	对依托的污水设施定期维护。				
5	管道保护	在施工结束后，投入运行前，集输干支线要完成永久标志设置，设置安全标志。对管道设施定期巡查，及时维修保养。				
6	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系，实施环境监测计划。				

7	风险防范措施	制定事故应急预案,对安全运行的重大隐患和重大事故能够快速作出反应并及时处理。				纳入运营期管理费用
8	固体废物处置	含油污泥委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行接收、转运和无害化处理。				

7.2.7 退役期环境管理

本工程在退役期的主要内容见表 7.2-3。

表 7.2-3 退役期的环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	做好退役期的地表恢复工作。	中国石油新疆油田分公司采油一厂	运营期	自治区生态环境厅、塔城地区生态环境局、乌苏市生态环境局	纳入退役期闭井管理费用
2	声环境	退役期间采用低噪声设备,操作周期为短期,伴随退役期的结束而终止。				
3	大气环境	在对原有的设备拆卸、转移过程中会产生一定的扬尘,故需采取洒水降尘措施,同时闭井工作避开大风等恶劣天气,避免对周围空气造成影响。				
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉运,不排入周围环境,避免对周围环境造成的影响。				
5	固体废物	固体废物分类收集,及时清运。				

7.2.8 事故风险的预防与管理

(1) 对风险事故隐患进行监护 对事故隐患进行监护,掌握事故的发展状态,积极采取有效的措施,防止事故的发生。根据国内外油田开发过程中相关设施操作事故统计和分析,工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和失误操作。对以上已确认的重大事故隐患,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理措施,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、国内外油田开发事故统计与分析,制定突发事件的应急预案;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，向上级汇报事故动态，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。其次是利用已有的通讯设备，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，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。日常要经常进行人员训练和实践演戏，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和 处理。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

7.3 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，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期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 7.3-1。

表 7.3-1 本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		生物多样性		建设单位环保部门及当地环保部门
		植被		建设单位环保部门及当地环保部门
		水土保持		建设单位环保部门及当地环保部门
		重点区段		建设单位环保部门及当地环保部门

污 染 防 治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等	建设单位环保部门及当地环保部门		
	固体废物	废弃泥浆按规范处置；利用工程弃土；施工废料回收利用，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	正 常 工 况	废水	污水处理装置和回注系统	建 设 单 位	建设单位环保部门及当地环保部门
	废气	非甲烷总烃			
	固体废弃物	集中堆放，委运处理			
	噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施			
	事故风险	事故预防及原油泄漏应急预案	建 设 单 位	当地环保部门	

7.3.1 项目施工期环境管理

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；负责协调与乌苏市环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

(5) 制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

本工程施工期环境管理监督内容见表 7.3-2。

表 7.3-2 施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
管线道路	1. 是否严格执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”； 2. 施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3. 施工人员是否超越施工作业带施工； 4. 施工人员是否超越施工活动范围；	减少土壤和植被的破坏，减少水土流失

	5. 垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6. 施工结束后临时用地是否彻底恢复。 7. 施工是否利用现有便道。	
--	--	--

7.3.2 营运期环境管理

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，本工程在运营期管理的主要内容是：

(1) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；

对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

(2) 制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中；

(3) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故能及时到位；

(4) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、天然气泄漏着火爆炸、站场事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

7.3.2.1 正常工况的环境管理

(1) 制订必要的规章制度和操作规程，主要包括：

①生产过程中安全操作规程；

②设备检修过程中安全操作规程；

③正常运行过程中安全操作规程；

④各种特殊作业（危险区域用火、进入设备场地等）中的安全操作规程；

⑤不同岗位的规程和管理制度，如输气操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位及巡线、抢维修岗位等；

⑥环境保护管理规程。

(2) 员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括基础培训、技能培训和应急培训三部分。

(3) 加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备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。

(4) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，还需狠抓各项管理制度的落实，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。

7.3.3 事故风险的预防与管理

(1) 对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，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。根据国内外气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和误操作。对以上已确认的重大事故隐患，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，在管理上要强制制度的落实，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，制定突发事件的应急预案；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，收看国内外事故录象资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后

的救助方案。日常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能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

7.4 施工期环境监理制度

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，本工程可以充分借鉴相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

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、供应商按照国家、自治区及地方和新疆油田公司环保法律、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，确保本工程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。

7.4.1 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) 具有一定的油田开发和输气管道建设的现场施工经验。

7.4.2 环境监理人员主要职责

(1) 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

(2) 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

(3) 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

(4) 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 7.4-1。

表 7.4-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各站场、井位	1)站场的环保设施, 施工是否严格按设计方案执行, 施工质量是否能达到要求; 2) 施工作业是否超越了限定范围; 3 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集输管沟开挖现场	1) 集输线路由是否满足环评要求 2) 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度; 3) 施工作业是否超越了作业带宽度; 4)挖土方放置是符合要求, 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。	环评中环保措施落实到位
3	道路建设现场	1) 道路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	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

7.5 环境监测计划

本工程在运营期间, 需对生产过程中产生的“三废”和生态影响进行严格监管, 定期进行监测, 减少对环境的影响。环境监测计划见表 7.5-1。

表 7.5-1 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	井场	非甲烷总烃	每年一次
		天然气处理站	非甲烷总烃	每年一次
2	地下水	周边水源井	pH、氯化物、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、COD _{Mn} 、石油类、硫化物等。	每季度一次
3	噪声	井场、站场	厂界噪声监测	每年一次

7.6 环保设施竣工验收管理

(1) 环境工程设计

① 必须按照本环评文件及批复要求, 落实项目环境工程设计, 确保“三废”稳定达标排放; 按要求制定环境风险事故应急预案。

② 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③ 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

(2) 环境设施验收建议

① 验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环境影响报告表及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

② 验收条件

根据《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

建设单位对大气、水、噪声进行自主验收，建设单位或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，建设单位应组织成立验收工作组；固体废物由当地生态环境保护部门组织验收。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③ 建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 7.6-1。

表 7.6-1 “三同时”验收项目

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
废气	运营期	站场	非甲烷总烃	/	满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度要求
废水	运营期	车 89 处理站 (依托)	生产废水处理装置	-	处理达标后回注地层，执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
					(SY/T5329-2012)中的有关标准
		生活区	生活污水处理装置	-	吸污车定期收集运至乌苏市城市下水管网
固体废物	运营期	博达公司(依托)	油泥处置	-	依托有危险废物处理资质的环保部门认可的企业。
噪声	运营期	井场、站场	厂界噪声	配备防噪设施	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2类区标准。
环境风险	运营期	井场、管道	详细的井漏事故应急预案;管道断裂、泄露、水体污染风险事故的应急预案。	-	有效应对和排除各种突发事件的不利影响。
生态环境	施工期	井场、管线	临时占地的植被恢复	-	植被恢复,恢复程度不低于开发前。
		保护动物和植被	严禁滥捕和滥挖保护动物和植物行为		保护生境和生物多样性
环境监测与管理	施工期和运营期	井场、管线、道路	按照监测计划,委托有监测资质的单位开展监测。		污染源达标排放,环境保护目标处的环境质量达标。

8.环境影响经济损益分析

8.1 项目的社会效益和经济效益

8.1.1 社会效益

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发石油工程是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证作为主力油源的新疆油田分公司所辖区域蕴藏了丰富的石油资源，石油资源的开发及石油产品的发展，将把新疆地区丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆地区经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。原油的开发建设对拉动新疆地区的经济发展将起到重要作用，另外，原油开发和管道运营每年还要按规定向新疆当地政府上缴税费；原油工程的实施还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，势必成为拉动经济发展新的突破口。总之，本工程在实施促进新疆地区的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

8.1.2 经济效益

由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

8.2 项目环境效益分析

8.2.1 项目环保投资估算

本工程总投资为 3668.91 万元，环保投资 287.42 万元，约占总投资的 7.83%，具体环保投资估算见表 8.2-1。

表 8.2-1

环保投资估算

环境要素	采取的环境保护措施	费用(万元)
------	-----------	--------

水环境	营运期井下作业废水处理措施	井下作业废水经车 89 处理站污水处理系统进行处理后回注地层	50
大气环境污染防治措施		洒水降尘	10
		油气回收装置	42
固体废物处置		生活垃圾收集及运输	20
生态保护		站场、管线恢复	5.42
		水土保持	20
环境风险		风险预案及演习	50
环境管理		环境影响评价	20
		环境保护竣工验收	20
		环境监测	10
		施工环境监理	40
		合计	287.42

在上述环保措施得到妥善落实后,能够确保本工程所产生的井下作业废水等废物不会对土壤和地下水造成污染;同时,在生态保护措施和水土保持措施有效落实后,能够使项目对生态环境和水土保持能力的破坏降至最低。这种由环保投资挽回环境和生态损失而产生的经济效益是巨大的,目前难以估价。

8.2.2 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求,严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”,从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出废水通过处理厂的污水处理系统处理,处理达标后回用,节约了使用新鲜水的资金。

由此看来,本工程采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

8.2.2.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

油气集输及处理采用密闭流程,井口密封并设紧急截断阀,有效减少烃类气体的挥发量,减少对大气的污染。

火炬的设置,将事故状态下排出的天然气燃烧后高空排放,减轻了有毒、有害气体对大气的污染。

(2) 废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至车 89 处理站处理;采出废水由已建独石化污水处理系统处理达标后回注地层。

(3) 固体废弃物

项目产生的油泥（砂）及生产污水处理装置污泥运至有危废资质单位处理，减少了对环境的影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；钻井结束后清理井场废弃物，平整场地。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

8.2.2.2 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些设施的经济效益也很可观。

8.3 环境经济分析结论

综上所述，本工程建设符合国家产业政策，同时具备产品市场前景良好和产品价格竞争能力较强的行业优势，加上本工程具有良好的外部条件和采用可靠的工艺技术，可以确保项目实施后的经济效益和环境效益良好，项目可行。

9.结论与建议

9.1 工程概况

高探 1 井区块行政上主体隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市境内，距乌苏市西南约 31km。

本次部署勘探井转产能井 1 口，。原油处理依托独山子炼厂，新建采油井场 1 座，包括拉油部分与天然气处理部分，站内包括中压分离器 1 台、低压分离器 1 台，油嘴管汇 1 台，撬装化 CNG 处理装置 5 套、60m³ 拉油罐 7 座，混烃罐 2 座，天然气加气柱 6 座，撬装化仪表间 5 间，地磅房 1 间，7 座撬装列车房（生活区）。以及供配电、仪表自动化、通讯、消防、道路等配套工程。

本工程总投资为 3668.91 万元，环保投资 287.42 万元，约占总投资的 7.83%。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 生态环境质量现状

勘探评价新区行政上隶属于新疆维吾尔自治区塔城地区乌苏市，地处天山北麓洪积冲积平原，是天山北坡经济带的主要组成部分。根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于乌苏—石河子—昌吉城镇与绿洲农业生态功能区。评价区土壤类型为以灰棕漠土和灰漠土为主，主要分布在洪积—冲积扇中下部及二级阶地上的老耕作区，土壤母质主要为第四纪黄土状洪冲积物，土壤肥力低，土壤有机质平均含量 1.878%，土壤速效磷、速效氮含量偏低，氮磷比例失调，农区土壤多数质地偏轻，沙性重。

9.2.2 环境空气质量现状

根据《2017 年度新疆环境质量报告》，乌苏市乌苏市 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 年均浓度分别为 8μg/m³、20μg/m³、76μg/m³、45μg/m³，均达标。CO 日均值第 95 百分位数浓度为 2.4mg/m³，O₃ 日最大 8 小时滑动平均第 90 百分位数浓

度为 $116\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，均达标。评价区内的各监测点非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准；评价区内的各监测点 H_2S 浓度均符合《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中附录 D 表中 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 限值要求。

9.2.3 水环境质量现状

区域地表水为四棵树河，本次对四棵树河监测断面监测可知各监测因子均符合《地表水质量标准》(GB3838-2002)的III类标准。

对照《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)，区域各项地下水监测项均能够满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)的III类标准，区域地下水良好，石油类参照《地表水质量标准》(GB3838-2002)的III类标准，可以达到标准要求。

9.2.4 声环境质量现状

评价区域声环境质量符合《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准的要求，声环境质量良好。

9.3 环境影响评价结论

9.3.1 生态影响评价结论

井区建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久占地和临时占地分别为 8.46hm^2 和 2.74hm^2 ，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

9.3.2 环境空气影响结论

本工程运行期间集输过程无组织挥发的非甲烷总烃满足《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，对周围环境不产生不利影响。项目在生产工艺中采用密闭流程，可有效减少无组织烃类的排放。车辆消耗的油品属国家合格产品，且车辆排放尾气具有不连续性，对周围环境空气产生影响较小。

综上所述，本工程排放的废气对项目所在区域环境产生的影响较小。

9.3.3 水环境影响评价结论

(1) 地下水

本工程施工期废水主要来自施工作业中产生的管道安装完后清管试压排放的废水。管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，一般试压介质为洁净水，本工程共产生试压废水 30m³，由罐车回收后用于后续其它管线试压，不排放。对地下水环境影响较小。

本工程各生产装置在工程设计时均采用防渗或防漏效果很好的设备或贮罐，井下作业废水通过罐车拉运至车 89 处理站含油污水处理系统进行处理达标后进行回注，不外排。对工程区所在区域地下水环境影响不大。

本工程开发过程中对区域水环境的影响主要来自于非正常状况。非正常状况可以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，正常状况下，项目建设期和生产运行过程中废水对地下水环境影响甚微。

(2) 地表水

运营期产生的废水主要包括井场产生的井下作业废水、站场产生少量含油废水及生活污水。井下作业严禁废水外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后拉运至车 89 处理站含油污水处理系统进行处理达标后进行回注，不外排。生产及生活废水均不向地表水排放，不会对水环境产生环境影响。

9.3.4 声环境影响评价结论

项目区施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为站场各类机泵。类比项目区其他已建成的计转站噪声值在 48dB(A)-56dB(A) 之间，因此项目运营期噪声对周围环境的影响较小。

9.3.5 固体废物影响评价结论

本工程施工期主要产生施工废料，统一收集后拉运至周边固废填埋场。运营期本工程产生的含油污泥交由博达公司处置，含油污泥处理满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T 3997-2017。项目开发期及运营期产生的固体废物根据其废物属性，按照一般固废和危险固废要求分类安全处置，不会对区域环境造成不利影响。

9.3.6 环境风险分析评价结论

本工程在开发过程中，由于人为因素或自然因素的影响，可能导致发生油气泄漏事故。一旦发生上述风险事故，应及时采取应急措施，尽可能减少对外环境的危害和影响。

根据以上分析，在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.3.7 总量控制结论

根据《关于印发〈挥发性有机物排污收费试点办法〉的通知（财税[2015]71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程而言，其排放的VOCs基本可以等同为非甲烷总烃。根据计算，项目运营期集输过程中VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为241.73t/a。

结合《2016年国家先进污染防治技术目录（VOCs）》（环境保护部公告第2016年第75号），评价要求对于油品储运过程油气采取活性炭吸附技术，可确保油气回收率大于97%，有效的减少工程VOCs排放量至7.25t/a。

本工程运营期不设置加热炉，采出水依托处理，评价现阶段不对本工程提出总量建议指标，待后期油气藏整体开发方案实施后，再根据具体建设内容确定总量建议指标。

9.3.8 清洁生产评价结论

高探 1 井目前采用自喷采油，属该区块的第一口高产井，区域内目前尚无完善的集输系统，因此采用设置井口站场，原油拉运，天然气处理后进管网的集输方式。建议尽快掌握该油气藏的物性，确定整体的开发方案，以实现全密闭集输。

9.4 综合评价结论

根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊和重要生态敏感区域。

本工程的建设符合国家产业政策，符合中国石油新疆油田分公司整体布局，虽然项目开发对当地环境将会产生一定影响，但对于大区域能源结构调整则具有明显的环境效益。建设单位各项管理制度和措施比较完备、有效，通过合理选择施工机械、合理设置施工场地等措施对生态破坏、废水、废气、噪声、固体废物进行有效控制。对环境的影响预测分析表明：本工程建设对各环境要素有一定影响，其主要不利影响是工程施工和生产造成的生物量损失、水土流失和钻井岩屑、废弃泥浆的影响。在采取相应的环境保护措施后，可使本工程对环境造成的不利影响减缓到最低，使工程开发活动与环境保护协调发展。公众参与调查结果也表明，本工程的建设得到了当地政府和公众的支持。因此，从环境保护角度，本工程建设可行。