

准中董 701 井区产能建设工程 环境影响报告书

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

编制时间：二〇二〇年九月



地表现状 1



地表现状 2



井区道路



董 701 井

项 目 区 掠 影

1.概述

1.1 项目建设背景

准中董 701 井区位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市境内北部沙漠区（地面海拔 463~483m），距离阜康市中心约 32km，距东南部的阜东采油区约 35km，区域构造位置位于准噶尔盆地中央坳陷阜康凹陷东部的北斜坡，构造区划上属于中央坳陷。根据该区井网情况和气井生产情况，剩余凝析油富集，具有挖潜增效的潜力，因此中石化新疆新春石油开发有限责任公司拟开展准中董 701 井区产能建设工程，开发层系为侏罗系头屯河组 J₂t₃5 砂体。

准中董 701 井区产能建设工程（以下简称“本工程”）计划部署气井 5 口，其中新钻气井 4 口，新井总进尺 15942.16m，平均单井进尺 3985.54m；利用老井 1 口（董 701），均为直井。5 口气井动用凝析油储量 84.83×10^4 t、动用天然气储量 17.45×10^8 m³，采用衰竭开发方式，套管固井负压射孔投产，前三年平均新井年产凝析油能力 1.36×10^4 t，年产气能力 0.39×10^8 m³。20 年评价期内累计产油 8.9×10^4 t、累计产气 4.66×10^8 m³。新建天然气处理站 1 座，处理规模为 13.0×10^4 Nm³/d。新建 $\Phi 89 \times 6$ 单井出油管线 5.3km，新建 $\Phi 114 \times 7$ 集油干线 1.6km，新建 50kW 管道电加热器 4 台。新建天然气处理站至彩乌线 3#阀室的输气管线 17km。配套电力、防腐、通信等工程。

气井采用管输工艺，单井计量方式采用单井示功图远传计量，井口产液经电加热器加热后，通过新建混输管线输至天然气处理站处理。

1.2 环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》以及《建设项目环境影响评价分类管理名录》，本工程为石油开采项目，为新区块开发，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》中第四十二条石油和天然气开采业中 133 天然气、页岩气、砂岩气开采（含净化、液化）中的“新区块开发”，对照名录，应编制环境影响报告书。

2020 年 5 月，中石化新疆新春石油开发有限责任公司委托新疆天合环境技

术咨询有限公司（以下简称“我公司”）承担本工程的环境影响评价工作（见附件 1）。

我公司接受环评委托后，在建设单位的协助下，按照环境影响评价的相关技术导则及有关工作程序，组织专业人员，对项目区现场实地踏勘、开展现状调查工作、收集资料及其他支撑性文件资料，对建设项目进行工程分析，根据各环境要素的评价等级对各要素环境影响进行预测和评价，提出环境保护措施并进行经济技术论证。

受我公司委托，乌鲁木齐京诚检测技术有限公司于 2020 年 4 月对本工程区域大气、地下水、土壤、声环境质量现状进行了监测，在以上基础上，我公司编制完成了《准中董 701 井区产能建设工程环境影响报告书》（以下简称“报告书”）。环境影响评价的工作程序见下图。

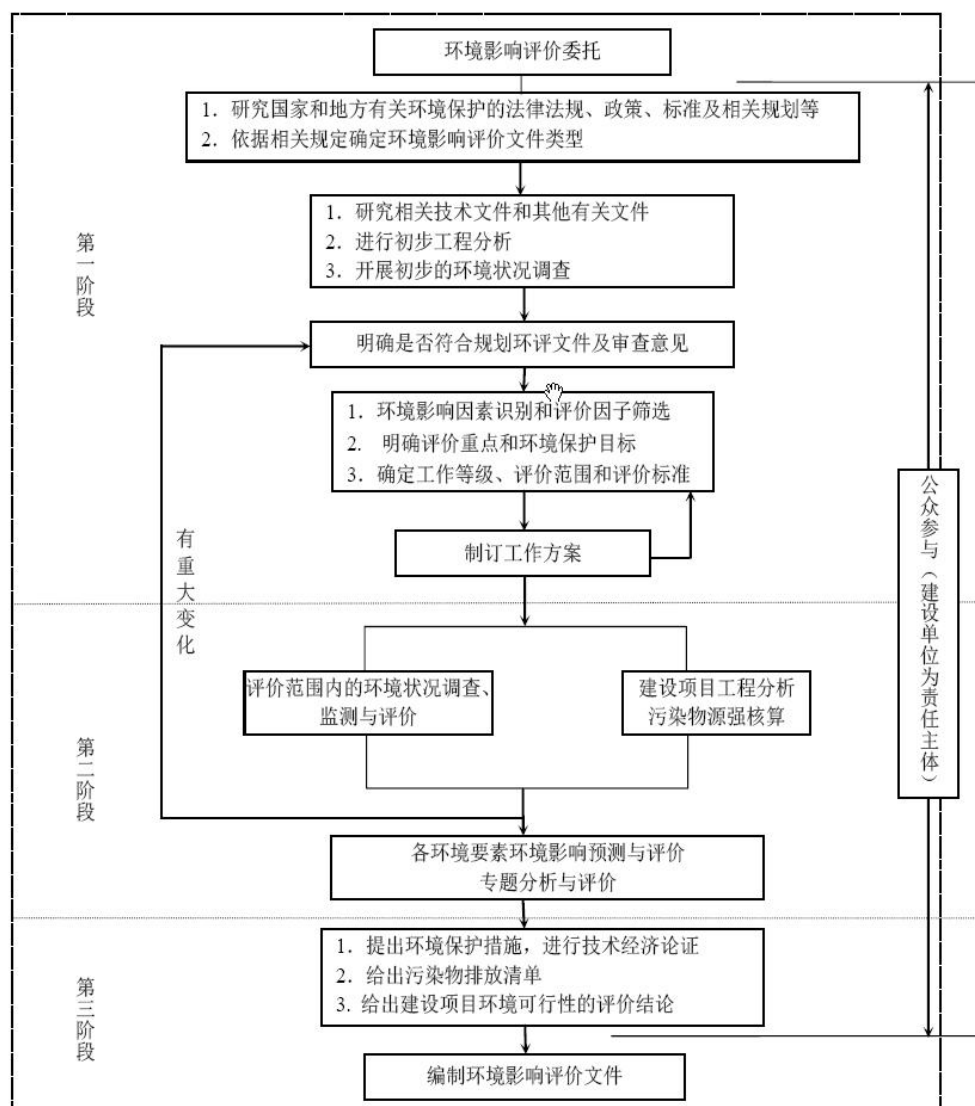


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

报告书经生态环境行政主管部门批准后，可以作为本工程建设期、运营期的环境保护管理依据。

1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，“常规石油、天然气勘探与开采，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”属鼓励类项目。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产业政策。

本工程属于中石化新疆新春石油开发有限公司勘探开发项目，符合《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》、《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》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本工程不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感生态功能区。本工程占地相对较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

本工程符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题

本工程为油气开采项目，环境影响因素主要来源于钻井、采油气、井下作业、油气集输等各工艺过程，影响因素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。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：评价范围内的公益林。

本次评价关注的主要环境问题为气田开发施工期废气、钻井泥浆、岩屑、钻井废水、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期天然气发电机组燃烧废气、烃类无组织挥发、采出水、井下作业废水、含油污泥、落地油、井场（站场）永久占地等对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

1.5 环境影响评价主要结论

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，本工程属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家的相关政策。

本工程符合国家的产业政策和相关规划，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围，从环保角度分析，项目是可行的。

本工程采取了行之有效的环境保护措施，总体布局合理，在坚持“三同时”原则的基础上，严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施后，可以做到达标排放。

本工程生产过程中，钻井、井下作业、油气处理集输等作业的资源（新鲜水）和能源的消耗指标较低，生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE 管理体系）健全。属于清洁生产企业，各工序的生产工艺均达到国内较先进的技术水平。

从环境现状监测结果和环境空气、地下水环境、生态环境和声环境预测及评价结果看，在严格执行国家和自治区的环境保护要求，切实落实报告书中提出的各项环保措施的前提下，区块内的环境质量不会因为本工程的建设而改变。本工程建设后，排放的各种污染物对周围环境造成的影响较小，不会导致本地区环境质量的下降，环境空气质量、水环境质量、声环境质量可以符合相应的环境功能区划要求。

综上所述，本工程开发产生的废水、废气、固废及对局部生态环境带来的影响，在落实报告书中提出的各项环境保护措施后，污染物可实现达标排放，对环境的影响是可接受的，从环境保护的角度看，本工程建设是可行的。

2.总则

2.1 评价目的与原则

2.1.1评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测，了解项目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，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

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

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

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

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

2.1.2评价原则

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析本项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根

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

2.2 编制依据

2.2.1 法律、法规

- (1)《中华人民共和国环境保护法》(2015.1.1);
- (2)《中华人民共和国大气污染防治法》(2018.10.26);
- (3)《中华人民共和国水污染防治法》(2018.1.1);
- (4)《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020.4.29);
- (5)《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(2018.12.29);
- (6)《中华人民共和国环境影响评价法》(2018.12.29);
- (7)《建设项目环境保护管理条例(修订)》(国务院令第 682 号, 2017.10.01);
- (8)《中华人民共和国水法》(2016 年修正)(2016.09.01);
- (9)《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012.7.1);
- (10)《中华人民共和国土地管理法实施条例》(2004.8.28);
- (11)《中华人民共和国野生动物保护法》(2017.1.1);
- (12)《中华人民共和国矿产资源法》(2009.8.27);
- (13)《中华人民共和国水土保持法》(2011.3.1);
- (14)《国家级公益林管理办法》(林资发〔2017〕34 号, 2017.4.28)
- (15)《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, 2013.09.10);
- (16)《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);
- (17)《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);
- (18)《产业结构调整指导目录(2019 年本)》(国家发改委第 29 号令, 2020.1.1);
- (19)《建设项目环境影响评价文件分级审批规定》(国家环境保护部第 5 号令, 2009.3.1)。

- (20)《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010.10.01；
- (21)《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012.03.07；
- (22)《国家危险废物名录》，2016.08.01；
- (23)《环境保护公众参与办法》（环境保护部令第 35 号，2015.09.01）；
- (24)《关于发布<环境影响评价公众参与办法>配套文件的公告》（环办[2018]48 号）；
- (25)《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2010），中国石油天然气总公司，2011.05.01；
- (26)《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》环发[2015]178 号，2016.01.04；
- (27)《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评[2016]150 号），2016.10.27；
- (28)《关于印发《建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）》的通知》环发[2015]163 号，2015-12-10；
- (29)《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》环环评[2018]11 号，2018.01.26；
- (30)《关于印发控制污染物排放许可制实施方案的通知》（国办发[2016]81 号），2016.11.10；
- (31)《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》，环办环评[2017]84 号，2017.11.15；
- (32)《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）。
- (33)《建设项目环境影响评价分类管理名录（2018 年 4 月 28 日修订）》；

2.2.2 地方有关环保法律、法规、规章

- (1)《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（修订），2018.9.21；
- (2)《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》，2006.12.01；
- (3)《关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》，2000.10.31；
- (4)《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》，2005.09.30；

- (5)《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，2002.12；
- (6)《新疆生态功能区划》，2005.12.21；
- (7)《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2015.3.1；
- (8)《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，2010.5.1；
- (9)《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国节约能源法〉办法》，2014.03.01；
- (10)《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》，2014.7.25；
- (11)《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》（新政发[2014]35）号，2014.04.17；
- (12)《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》（新政发[2016]21 号），2016.01.29；
- (13)《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》（新政发[2017]25 号），2017.03.01；
- (14)《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB 65/T 3999-2017），2017.5.30；
- (15)《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017），2017.5.30；
- (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），2017.5.30。

2.2.3 中石化环境保护管理规定

- (1)《关于印发<中国石化应急管理规定>的通知》（中国石化安[2011]655 号）；
- (2)《关于印发<中国石化油气田钻井和作业污染防治管理规定>的通知》（中国石化安[2011]745 号）；
- (3) 关于印发《中国石化建设项目环境保护管理规定》的通知，中国石化安[2011]746 号；
- (4) 关于印发《中国石化建设项目环境保护管理规定》的通知，中国石化安[2011]747 号；
- (5) 关于印发《中国石化石油与天然气气井井控管理规定》的通知，中国

石化安[2011]907 号;

(6) 关于印发《中国石化区域应急联防管理规定》的通知, 中国石化安[2011]1045 号;

(7)《胜利石油管理局 胜利油田分公司钻井固体废物治理管理》(胜油局发[2012]284 号);

(8)《胜利石油管理局 胜利油田分公司油泥砂治理管理规定》(胜油局发[2012]285 号);

(9)《胜利石油管理局 胜利油田分公司钻井和作业废液治理管理规定》(胜油局发[2012]319 号);

(10)《胜利石油管理局 胜利油田分公司环境保护管理规定》(胜油局发[2012]380 号);

(11)《胜利石油管理局 胜利油田分公司环境监测管理办法》(胜油局发[2012]381 号);

(12)《胜利石油管理局 胜利油田分公司建设项目环境保护管理办法》(胜油局发[2012]382 号);

(13)《胜利石油管理局 胜利油田分公司放射防护管理办法》(胜油局发[2012]383 号)。

2.2.4 环评有关技术规定

(1)《建设项目环境影响评价技术导则-总纲》(HJ2.1-2016);

(2)《环境影响评价技术导则-生态影响》(HJ19-2011);

(3)《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018);

(4)《环境影响评价技术导则-地表水环境》(HJ/T2.3-2018);

(5)《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016);

(6)《环境影响评价技术导则-声环境》(HJ2.4-2009);

(7)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018);

(8)《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007);

(9)《水土保持综合治理技术规范》(GB/T16453.1~6-2008);

(10)《开发建设项目水土保持技术规范》(GB50433-2008);

- (11)《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018);
- (12)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行);
- (13)《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013);
- (14)《矿山生态环境保护与恢复治理方案(规划)编制规范(试行)》(HJ652-2013);
- (15)《国家突发环境事件应急预案》, 2014.12.29;
- (16)《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017), 2017.6.1;
- (17)《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法(试行)》(公告 2017 年第 81 号), 2017 年 12 月 28 日。

2.2.5其他

- (1)《准中董 701 井区产能建设工程》环境影响评价委托书, 中石化新疆新春石油开发有限责任公司;
- (2)《准中董 701 井区产能建设工程可行性研究报告》, 中石化新疆新春石油开发有限责任公司。

2.3 环境影响因素识别与评价因子筛选

2.3.1环境影响因素识别

本工程主要包括钻井工程、地面工程、油气开采、集输等作业内容, 对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以钻井工程以及管线敷设, 输电线路架设等地面工程建设过程中造成的生态影响为主, 运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主, 环境影响因素识别详见表 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	井场、站场	永久性占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-

		施工机械和车辆尾气	NO ₂ 、CO、SO ₂ 、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期 (正常 工况)	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		天然气处理站无组织废气排放	非甲烷总烃	-
		燃气发电机组	NO _x	
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、含油污泥	送有资质单位处置	
		凝析油、天然气生产	对当地社会经济的拉动、 使用地区大气环境的改善	++
3	运营期 (事故 工况)	集输管线破损泄漏	污染土壤、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼, 拆除井口装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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 评价因子筛选

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	影响评价因子
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	(1) 分析气田开发建设对土地利用结构的影响 (2) 对气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) 气田开发建设对评价区域野生动物的影响分析 (4) 气田开发对当地农牧业影响； (5) 气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	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中45项基本因子、表2中石油烃	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃
地下水	pH、氨氮、总硬度（以CaCO ₃ ）、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、石油类、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ³⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃	非甲烷总烃、NO _x 、SO ₂

噪 声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废物	-	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 (1)对气田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析； (2)结合当地的气象条件，对气田运营期间管道可能发生的油气泄漏事故进行预测分析；

2.4 环境功能区划

2.4.1环境空气

项目所在区域属于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二类功能区。

2.4.2水环境

项目所在区域无地表水体，根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中地下水分类标准，该区域地下水划分为III类功能区。

2.4.3声环境

项目区为气田开发区，目前暂未进行声环境功能区划，考虑到项目区特点，定为2类声环境功能区。

2.4.4生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本工程开发区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感生态功能区。

2.5 评价因子和评价标准

2.5.1环境质量评价因子及标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

(1) 环境空气

大气常规污染物(SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃)执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)的二级标准，对于其中未作出规定的非甲烷总烃执行

《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)详解中确定的浓度限值 2.0mg/m³。其主要评价指标见 2.5-1。

表 2.5-1 环境空气质量标准限值

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	/	4000	10000	
6	O ₃	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解

(2) 水环境

地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类水质标准。具体标准值见表 2.5-2。

表 2.5-2 地下水质量标准值 单位: mg/L

项目	标准限值	项目	标准限值
pH (无量纲)	6.5~8.5	总硬度	≤450
氨氮	≤0.50	汞	≤0.001
挥发酚类	≤0.002	砷	≤0.01
铬(六价)	≤0.05	镉	≤0.005
氰化物	≤0.05	铅	≤0.01
亚硝酸盐(以N计)	≤1.00	铜	≤1.00
硝酸盐	≤20	锌	≤1.00
氟化物	≤1.0	铁	≤0.3
氯化物	≤250	锰	≤0.10
硫酸盐	≤250	溶解性总固体	≤1000
耗氧量(COD _{Mn} 法)	≤3.0	石油类	0.05
总大肠菌群(MPN/100mL)	≤3.0		

注: 石油类标准引用《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准

(3) 声环境

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)。

(4) 土壤环境

评价范围内土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)第二类用地风险筛选值,见表 2.5-3。

表 2.5-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	筛选值	序号	监测项目	单位	筛选值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5

2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并[1、2、3- α]芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

2.5.2 污染物排放因子及标准

（1）废气

本工程燃烧烟气来源为天然气发电机组燃烧排放的烟气，采用产品气作为燃料。烟气中 NO_x 、 SO_2 和颗粒物参照执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物特别排放浓度限值（颗粒物 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 SO_2 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 、 NO_x $150\text{mg}/\text{m}^3$ ）；采气及集输过程中无组织挥发产生的非甲烷总烃排放执行《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；天然气处理站内非甲烷总烃排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 厂区内无组织排放限值。具体标准限值要求见表 2.5-4。

表 2.5-4 大气污染物排放标准值

污染物	最高允许排放浓度（ mg/m^3 ）	标准来源
NO_x	150	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）

SO ₂	50	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)一次浓度限值		
颗粒物	20			
非甲烷总烃	4.0			
污染物	排放限值	限值含义	无组织排放监控位置	标准来源
非甲烷总烃	10	监控点处1h平均浓度值	在厂房外设置监控点	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)
	30	监控点处任意一次浓度值		

(2) 废水

项目运营期产生的采出水收集进入站内排污罐，定期拉运，依托春风一号联合站进行处理后回注，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准，标准值见表 2.5-5。

表 2.5-5 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)

注入层平均空气渗透率(μm ²)		≤0.01	>0.01-≤0.05	>0.05-≤0.5	>0.5-≤1.5	>1.5
控制指标	悬浮固体含量(mg/L)	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值(μm)	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量(mg/L)	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率(mm/a)	≤0.076				
	SRB(个/ML)	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB(个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴
	TGB(个/mL)	n×10 ²	n×10 ²	n×10 ³	n×10 ⁴	n×10 ⁴

生活污水进入天然气处理站内化粪池进行预处理后，定期运送至阜康市东部城区污水处理厂处理。

(3) 噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)；运营期采用《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 2.5-6。

表 2.5-6 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

(4) 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、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001/XG1-2013);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。油田含油污泥及钻井固体废物处理处置应执行相应的《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》(DB 65/T 3999-2017)、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB 65/T 3998-2017);《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T 3997-2017);

2.6 评价工作等级和评价范围

2.6.1 环境空气

(1) 评价等级

本工程废气排放源主要为天然气发电机燃烧废气。根据工程特点、污染特征及周围环境状况,采用《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中规定的方法,选取NO_x为候选因子核算,计算出其最大地面浓度占标率P_i及其地面浓度达标准值10%时所对应的最远距离D_{10%}。其中P_i定义为:

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

式中:P_i——第i个污染物的最大地面浓度占标率,%;

C_i——采用估算模式计算出的第i个污染物的最大1h地面环境空气质量浓度,μg/m³;

C_{oi}——环境空气质量标准,μg/m³。

注:C_{oi}一般选用GB3095-2012中1小时平均取样时间的二级标准的浓度限值,如项目位于一类环境空气功能区,应选择响应的一级浓度限值;对仅有8h平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年均质量浓度限值的,分别可按2倍、3倍、6倍折算为1h平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表2.6-1。

表 2.6-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

模式所用参数见表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数表

参数	取值
城市/农村选项	城市/农村
	人口数（城市选项时）
	/
最高环境温度/°C	41.1
最低环境温度/°C	-34.4
土地利用类型	荒漠
区域湿度条件	干燥
是否考虑地形	考虑地形 ☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m
	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟 ☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km
	/
	岸线方向/°
	/

估算结果详见表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模式计算结果表

参数名称	单位	NO _x
下风向最大落地浓度	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	21.8
最大浓度出现距离	m	98
评价标准	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	250
最大占标率	%	8.72
D _{10%}	m	0

表 2.6-3 的计算结果表明，天然气发电机燃烧废气 NO_x 最大占标率 P_{max} 为 8.72%， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境评价工作分级判据判别，确定本次环评大气影响评价的工作等级为二级。

（2）评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑气田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定将油区边界外扩 2.5km 作为大气环境评价范围。大气评价范围见图 2.6-1。

2.6.2 地表水

（1）评价等级

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。项目区内无地表水体，油气集输管道、输气管道沿线无穿越

任何地表水体。在气田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的采出水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

(2) 评价范围

项目运营阶段正常情况无废水排放，本次地表水环境影响评价重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

2.6.3地下水

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表(表 2.6-4)，本工程属于 38、天然气、页岩气开采(含净化)项目，为 II 类项目。因自然地质因素，属较差水质，不适宜直接饮用，经脱盐后可以作为生活、生产用水，区域地下水不敏感，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及建设项目评价工作等级分级表(表 2.6-4、表 2.6-5)，确定本工程地下水评价等级为三级。

表 2.6-4 地下水环境影响评价行业分类表

行业类别 环评类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
38、天然气、页岩气开采(含净化)	全部	/	II类	

表 2.6-5 地下水环境敏感程度分级

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

表 2.6-6 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

(2) 评价范围

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)中地下水调查评价范围确定方法,本环评采用查表法确定地下水环境现状调查评价范围,具体见表 2.6-7。

表 2.6-7 地下水环境现状调查评价范围参照表

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

本工程地下水环境影响评价工作等级为三级,评价范围包括本工程开发范围,并适当向外扩大,气田开发评价范围确定为:为南北方向 7.5km,东西方向 6km 的矩形,评价区面积约 45km²。输气管线评价范围为:管线两侧分别向外延伸 200m。

2.6.4 土壤评价等级和评价范围

本工程属于天然气开采类项目,结合实际工程建设内容,项目土壤影响类型属于污染影响型,永久占地规模分为大型(≥50hm²)、中型(5~50 hm²)、小型(≤5 hm²),根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018),评价工作等级划分见表 2.6-5。

表 2.6-5 土壤影响评价工作等级划分表

占地规模 敏感程度	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	二级	三级	三级	—	—

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》(HJ964-2018)附录 A.1,本工程为天然气开采项目,属于 II 类建设项目,永久占地面积 1.064 hm²,占地规模为中型,工程区周边不存在土壤环境敏感目标,土壤环境为不敏感,土壤影响评价等级确定为二级。根据评价工作等级,并结合本项目特点,考虑气田整体开发对区域的影响,确定土壤评价范围为气田开发区域及区域边界向外扩展 200m 范围。

2.6.5 生态评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本工程开发油区面积为 8.02km²,为荒漠戈壁,以荒漠生态系统为主。评价区内无自然保护区、风景名胜区和水源保护区等特殊生态敏感区,为一般区域。

工程永久占地面积约 0.0106 km²，临时占地面积约 0.1462km²，总占地为 0.1568 km²，占地面积小于 2km²，具体见表 2.6-8，本工程生态评价工作等级确定为三级。

表 2.6-8 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

（2）评价范围

气田开发生态影响包括直接影响和间接影响，本工程的生态评价范围为：将区块范围向外围扩展 1km，进行区域性评价，输气管线评价范围为管线两侧各 0.2km 带状区域，评价范围约 35km²，其中对区块内的地面工程，如单井出油管线、集油干线、输气管线两侧各 0.2km 带状区域的范围，进行重点评价。评价范围见图 2.6-1。

2.6.6 环境风险评价等级和评价范围

本工程为石油天然气行业，根据工程分析及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）附录 B，本项目涉及的危险物质包括：凝析油、天然气。根据 HJ169-2018 附录 C，本工程工程区危险物质数量与临界量比值 $Q=0.1063$ ， $Q < 1$ ，判断项目风险潜势为 I。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）评价工作等级划分要求，确定本工程环境风险评价工作等级为简单分析。见表 2.6-9。

表 2.6-9 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录A。				

2.6.7 声环境评价等级和评价范围

本工程噪声源主要包括施工期内钻井机械、管线施工机械噪声、生产运行期站场机泵噪声和井场井下作业噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为三级。

声环境评价范围为各井场、站场、管线及道路周围 200m 范围内。

2.7 评价时段与评价重点

评价时段包括施工期、运营期、退役期三个时段，其中以施工期和运营期为主。

经对项目区域自然地理、环境现状和社会经济的调查研究及工程排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

- （1）生态环境影响评价；
- （2）地下水环境影响评价；
- （3）固体废物影响评价；
- （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 控制污染与环境保护目标

2.8.1 污染控制目标

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

2.8.2 环境保护目标

据现场调查，确定本工程评价范围内主要环境保护敏感目标见表 2.8-1 及图 2.6-1 敏感点及评价范围示意图。

表 2.8-1

环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	相对位置	环境保护要求
1	生态环境	项目区内公益林	井区范围内	避免占用林地茂密区,按规定进行补偿
2	大气环境	项目区环境空气	井区及周边	《环境空气质量标准》及修改单(GB3095-2012)中二级标准
3	水环境	评价范围内地下水	井区及周边	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类
4	声环境	项目区声环境	井区周边	《声环境质量标准》(GB3096—2008)中2类标准
5	环境风险	项目区土壤、地下水	气田内部	发生风险事故时,可快速采取环境风险防范措施,确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

3.项目概况与工程分析

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：准中董 701 井区产能建设工程。

项目性质：新建。

3.1.1.2建设地点

本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市境内北部沙漠区，距离阜康市中心约 32km，距东南部的阜东采油区约 35km，区域构造位置位于准噶尔盆地中央坳陷阜康凹陷东部的北斜坡，构造区划上属于中央坳陷，开发层系为侏罗系头屯河组 J₂t₃5 砂体。

3.1.1.3工程投资

工程总投资 12348.69 万元。

3.1.1.4建设规模

本工程部署气井 5 口，其中新钻气井 4 口，新井总进尺 15942.16m，平均单井进尺 3985.54m；利用老井 1 口（董 701），均为直井（老井钻井工程已取得原阜康市环境保护局的环评批复；本工程新钻 4 口井属于已评价未钻井，4 口井钻井工程已取得昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局的环评批复，见附件 2）。5 口气井动用凝析油储量 84.83×10^4 t、动用天然气储量 17.45×10^8 m³，采用衰竭开发方式，套管固井负压射孔投产，前三年平均新井年产凝析油能力 1.36×10^4 t，年产气能力 0.39×10^8 m³。

新建 $\Phi 89 \times 6$ 单井集油管线共 5.3km，新建 $\Phi 114 \times 7$ 集油干线 1.6km，新建 $\Phi 114 \times 7$ 输气管线 17km；新建天然气处理站 1 座，处理规模 13.0×10^4 Nm³/d，井流物混输至天然气处理站，经处理得到天然气、混烃及凝析油，由胜利油田天然气销售公司负责收购并分销，其中天然气管输至彩乌线 3#阀室，混烃泵送至凝析油储罐与凝析油一起销售。

3.1.1.5 工程组成

本工程组成包括 4 口新井的钻井工程，5 口部署井的采气工程、集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。

主要工程包括实施部署新钻井气井 4 口（均为直井），新井总进尺 15942.16m，平均单井进尺 3985.54m；利用老气井 1 口（董 701），为直井。开发工程组成见表 3.1-1。

表 3.1-1 工程组成一览表

序号	项目名称	内容	单位	总计	备注
1	钻井工程	钻井	口	5	新钻气井4口，利用老气井1口，均为直井，钻井工程均取得环评批复，见附件2
2	采气工程	完井方式	采用尾管固井射孔完井		
		生产套管	导管采用 $\Phi 508 \times 12.7$ J55 套管，一开采用 $\Phi 273.1 \times 10.16$ J55 套管，二开采用 $\Phi 139.7 \times 9.17$ P110 油层套管。		
3	油气集输工程	集油管线	km	5.3	新建 $\Phi 89 \times 6$ 单井集油管线共 5.3km
		集油干线	km	1.6	新建 $\Phi 114 \times 7$ 集油干线 1.6km；
		输气管线	km	17	新建 $\Phi 114 \times 7$ 输气管线 17km；
4	天然气处理站	处理规模 $13.0 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$			
		过滤分离单元	套	1	
		原料气预脱烃单元	套	1	
		分子筛脱水单元	套	1	
		冷剂压缩单元	套	1	
		仪表风、氮气单元	套	1	
		凝析油储存与装车单元	套	1	新建 5 座 40m^3 原油储罐，新建装车泵（ $Q=30 \sim 45\text{m}^3/\text{h}$ $P=0.6\text{MPa}$ $N=37\text{kW}$ ）1 台
		放空火炬	座	1	火炬泄放量： $13.0 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ （考虑装置全放空）。
		排污罐	座	1	站内设 50m^3 排污罐 1 座，收集站内各单元排污
5	配套工程	管道电加热器	台	4	功率：50kW/台
		供配电	在天然气处理站内设自发电系统 1 套，井场电源引自天然气处理站内 0.4/10kV 升压变压器，新建 10kV 架空线路 7.5km。		
		自控	天然气处理站设置 DCS 控制系统 1 套，并在控制室设置可燃气体控制器及火焰报警控制器完成站内可燃气体检测及火焰检测。消防控制室设置独立的消防控制系统完成消防部分仪表信号的检测及消防连锁控制。每座井口设 1 套 RTU（RTU 位于井口抽油机控制柜），共 4 套。		

6	依托工程	通信	天然气处理站的工业电视监控系统、周界防范系统、门禁系统、电话系统、巡线抢修及应急系统等；井场无线传输系统、视频安防监控系统以及井场应急广播系统；通信线路与输气管线同沟敷设光缆至天然气处理站。
		供水	站内饮用水采用罐车拉运，水源来自就近水厂。天然气处理站内新建水源井1个，生活用水和道路浇洒用水、消防用水来源站内水源井。
		排水	生活污水进入天然气处理站内化粪池进行预处理后，定期运送至阜康市东部城区污水处理厂处理。
		采出水	采出水通过排污管线进入50m ³ 排污罐，罐内液位达到一定高度时，由排污泵输至罐车拉运至春风一号联合站进行回注。
6	依托工程	阜康市东部城区污水处理厂	生活污水运往阜康市东部城区污水处理厂处理。
		阜康市垃圾填埋场	生活垃圾运往阜康市垃圾填埋场进行填埋处理
		含油污泥	委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等具有含油污泥处置资质的单位进行处理

3.1.1.6劳动定员

本工程劳动定员 10 人。

3.1.2油气资源概况

3.1.2.1区域构造特征

本工程位于准噶尔盆地腹部，隶属中央坳陷一级构造单元，整体位于阜康凹陷内部，北依白家海凸起，西北为莫索湾凸起，东邻北三台凸起，南与阜康断裂带相接。区域内构造单元划分图见图 3.1-1。

图 3.1-1 区域构造单元划分图

3.1.2.2区域地层特征

根据钻井资料，董 701 井区自上而下钻遇的地层为：第四系西域组（Q_{1x}）、新近系独山子组（N_{2d}）、塔西河组（N_{1t}）、沙湾组（N_{1s}）、古近系安集海河组（E_{2+3a}）、紫泥泉子组（E_{1+2z}）、白垩系上统东沟组（K_{2d}）、下统吐谷鲁群（K_{1tg}）、侏罗系头屯河组（J_{2t}）、西山窑组（J_{2x}）、三工河组（J_{1s}）和八道湾组（J_{1b}）（表 3.1-2）。本次研究的目的层是头屯河组 J_{2t3}5 砂体，目的层埋深-3395~-3545m（海拔深度），目的层厚度 8~12m，地层岩性以棕褐色、灰色含砾细砂岩、粉砂岩，棕褐色泥岩为主。

表 3.1-2 准中董 701 井区地层简表

(1) 白垩系 (K)

白垩系分为上、下白垩统。下白垩统吐谷鲁群：吐谷鲁群与下伏侏罗系呈区域性角度不整合接触。厚度中心位于盆地南缘，厚度达 3500m，地层由南向西、北、东三个方向厚度快速减薄至尖灭。主要岩性为含砾粗砂岩，棕褐、黄绿、灰绿色细砂岩与泥岩互层。该地层在区内均有发育，自下而上又划分为清水河组 (K_{1q})、呼图壁河组 (K_{1h})、胜金口组 (K_{1sh}) 和连木沁组 (K_{1l})。

上白垩统东沟组 (K_{2d})：东沟组分布范围较吐谷鲁群小，厚度中心位于盆地南缘，厚度可达 1000m。岩性主要为灰绿、褐色泥岩夹黄灰色灰质砂岩。该组地层在中部 4 区块全区均有发育。

(2) 侏罗系 (J)

侏罗系可分为下、中、上统，在区内上侏罗统遭受剥蚀，目前残留地层为下统八道湾组 (J_{1b})、三工河组 (J_{1s})，中统西山窑组 (J_{2x})、头屯河组 (J_{2t})。

八道湾组 (J_{1b})：厚度中心主要位于盆 1 井西凹陷和阜康凹陷，沉积厚度可达 1200m。八道湾组为盆地侏罗系发育的第一套煤系地层，也是盆地主要的烃源岩层系，与下伏三叠系呈区域性角度不整合接触。

三工河组 (J_{1s})：准中地区分布广泛，厚度中心主要位于盆地中部地区，厚度约 1200m。岩性下部为灰绿色石英砂岩、中砾岩，中上部为浅灰绿色中砂岩与泥岩互层。该组地层在区内全区均有发育，南部厚度相对较大，北部较薄，地层整体呈西南倾。

西山窑组 (J_{2x})：其分布范围较广，但在马桥凸起等区带遭受剥蚀，厚度中心主要位于盆地南缘东部及阜康凹陷，厚度可达 1000m。岩性为灰绿、黄灰色石英粗、中细粉砂岩、灰绿及灰黑色泥岩、碳质泥岩、煤层互层。

头屯河组 (J_{2t})：其沉积范围与西山窑组相当，但后期剥蚀严重，在盆地腹部的莫索湾、莫北和马桥凸起高部位由于车—莫古隆起的抬升本套地层遭受剥蚀而缺失。厚度中心主要位于盆地南缘东部及乌伦古坳陷，厚度分别可达 2000m 和 1000m。主要岩性为黄灰色细砾岩，粗、中、细砂岩与灰黑、灰绿、紫褐色泥岩不等厚互层。

3.1.2.3 气藏类型及储量

(1) 气藏类型

本工程开发层系为侏罗系头屯河组 J_{2t3} 砂体，目的层埋深-3395~-3545 米，目的层厚度 8~12m，地层岩性以棕褐色、灰色含砾细砂岩、粉砂岩，棕褐色泥岩为主。储层平均孔隙度 15.9%，平均渗透率 $88.8 \times 10^{-3} \mu m^2$ ，控制凝析油储量 191.32 万吨、溶解气 16.94 亿方。根据衰竭实验显示，董 701 井凝析油含量为 452.17g/cm³，气油比 1572m³/m³，根据行业标准及国际通用标准，属于高含凝析油凝析气藏。

(2) 储量

董 701 井区合计圈定含油面积 8.02km²，含油高度 150m。

3.1.2.4 流体性质及温压系统

(1) 气藏性质

原油性质：据董 701 井油样分析，头屯河组原油密度 (20℃) 0.7672t/m³，地面原油粘度 (30℃) 1.77mPa.s，属于轻质油油藏。

天然气性质：据董 701 井气样分析，头屯河组油藏天然气密度为 0.757t/m³。

地层水性质：董 701 井试油为纯油层，未出水；董 7 井该含油层段未试油。

(2) 天然气组分及物性

根据化验报告，董 701 区块天然气中 C₃⁺含量达到 7.43mol%，CO₂ 含量 0.005mol%，同时不含 H₂S，为不含硫化氢的饱和富气。组分详见表 3.1-3。天然气物性见表 3.1-4。

表 3.1-3 天然气组分表

取样站点	取(送)样 日期-2019 年	二氧化 碳	氧气	氮气	甲烷	乙烷	丙烷	异丁 烷	正丁 烷	异戊 烷	正戊 烷
董701	5月29日	0.00	0.11	1.65	73.65	14.61	5.83	1.56	1.63	0.52	0.44

董701	6月14日	0.00	0.19	3.81	79.38	12.23	3.56	0.46	0.32	0.03	0.02
董701	8月6日	0.01	1.22	5.93	71.20	12.31	5.33	1.46	1.56	0.53	0.45
董701	8月6日	0.01	0.68	4.93	78.10	12.66	3.05	0.31	0.21	0.02	0.01
董701	8月6日	0.01	0.00	2.40	74.85	12.94	5.61	1.54	1.64	0.56	0.47
平均		0.005	0.44	3.74	75.44	12.95	4.68	1.06	1.07	0.33	0.28
注：C3+=7.43%；杂质气体=4.18%；C1+C2=88.39%											

表 3.1-4 天然气物性表

取样点	相对气体密度	气体密度 kg/m ³	高位发热量 (20℃) MJ/m ³	低位发热量 (20℃) MJ/m ³	硫化氢含量	总硫
董701	0.72	0.8733	45.06	40.86	未检出	未检出

(3) 凝析油性质

董 701 井凝析油密度、粘度低（表 3.1-5）。

表 3.1-5 董 701 凝析油性质

井 号	董701	分析日期	2015-08-22
井 段m	3898.80-3906.00	采样日期	2015-08-22
层 位	头屯河组	采样地点	井口
含 水	0.00%	20℃时 密 度	0.7594g/cm ³
含 砂	<0.01%		
运动粘度 _{30℃}	2.08mm ² /s	动力粘度 _{30℃}	1.56mPa·s
凝 点	-2℃	含 硫	0.06%
初 馏 点	55℃	200℃馏出量	55.3%

(4) 温度及压力系统

董 701 井目前正在试油，尚未取得压力及温度资料。邻井董 1 井头屯河组 4870-4875.5m 地层压力为 84.81MPa，压力系数为 1.78，属于异常高压系统；地层温度为 119℃，温度梯度为 2.16℃/100m，为常温系统。

3.1.3 井区开发现状

董 701 井区位于新疆昌吉回族自治州阜康市境内北部沙漠区（地面海拔 463~483m），距离阜康市中心约 26km，距离乌鲁木齐市直线距离约 65km。截至目前，董 701 井区已完钻井 1 口，为董 701 井，正在试油。周围无可依托电力系统，最近的供电线路距离井口约 20km。董 701 井场用电设备均为三级负荷，采用单回路供电，通过井场内已建 500kW 天然气发电机组为各用电设备供电。该区地势平坦，道路交通相对便利，井场道路完善。

3.1.4 总体开发方案

3.1.4.1 开发部署

计划部署气井 5 口，其中新钻气井 4 口，新井总进尺 15942.16m，平均单井进尺 3985.54m；利用老井 1 口（董 701），均为直井。5 口气井动用凝析油储量 $84.83 \times 10^4 \text{t}$ 、动用天然气储量 $17.45 \times 10^8 \text{m}^3$ ，采用衰竭开发方式，套管固井负压射孔投产，前三年平均新井年产凝析油能力 $1.36 \times 10^4 \text{t}$ ，年产气能力 $0.39 \times 10^8 \text{m}^3$ 。新建天然气处理站 1 座，处理规模为 $13.0 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ 。新建 $\Phi 89 \times 6$ 单井出油管线 5.3km，新建 $\Phi 114 \times 7$ 集油干线 1.6km，新建 50kW 管道电加热器 4 台。配套电力、防腐、通信等工程。

气井采用管输工艺，井口产液经电加热器加热后，通过新建混输管线输至天然气处理站，单井计量方式采用单井示功图远传计量。

拟新钻井井位坐标见表 3.1-6。

表 3.1-6 拟新钻井井位坐标

序号	井位名称	井口X坐标	井口Y坐标
1	董701-1		
2	董701-2		
3	董701-3		
4	董701-4		

3.1.4.2 开发指标预测

董 701 井区部署新井 4 口，利用老井 1 口，初期日产油 59.9t、日产气 $12.9 \times 10^4 \text{m}^3$ ，20 年评价期内累计产油 $8.9 \times 10^4 \text{t}$ 、累计产气 $4.66 \times 10^8 \text{m}^3$ 前三年平均新井年产凝析油能力 $1.36 \times 10^4 \text{t}$ ，年产气能力 $0.39 \times 10^8 \text{m}^3$ 。直井不压裂衰竭开发 20 年凝析油采出程度为 10.49%，天然气 20 年采出程度为 26.72%（表 3.1-7）。

表 3.1-7 衰竭开发指标预测表

年	井数	单井	单井日产天然气		区块	区块日产天然气		气油比	年产量	年产天然气量		地层压力	采气速度	采油速度	累计	累计产天然气量		凝析油	天然气
		日油	轻烃	干气	日油	轻烃	日气			轻烃	干气				产油量	轻烃	干气	采出程度	采出程度
		t/d	t/d	10 ⁴ m ³ /d	t/d	t/d	10 ⁴ m ³ /d		10 ⁴ t	10 ⁴ t	10 ⁸ m ³				10 ⁴ t	10 ⁴ t	10 ⁸ m ³	%	%
第1年	5	11.97	2.89	2.58	59.9	14.46	12.9	2155	1.80	0.43	0.39	37.26	2.22	2.12	1.80	0.43	0.39	2.12	2.22
第2年	5	9.17	2.89	2.58	45.9	14.46	12.9	2814	1.38	0.43	0.39	34.94	2.22	1.62	3.17	0.87	0.77	3.74	4.44
第3年	5	6.02	2.89	2.58	30.1	14.46	12.9	4286	0.90	0.43	0.39	32.88	2.22	1.06	4.07	1.30	1.16	4.80	6.65
第4年	5	4.58	2.89	2.58	22.9	14.44	12.9	5620	0.69	0.43	0.39	30.99	2.21	0.81	4.76	1.73	1.55	5.61	8.87
第5年	5	4.01	1.98	1.77	20.1	9.90	8.8	4401	0.60	0.30	0.26	29.24	1.52	0.71	5.36	2.03	1.81	6.32	10.39
第6年	5	3.45	1.98	1.76	17.2	9.89	8.8	5114	0.52	0.30	0.26	27.61	1.52	0.61	5.88	2.33	2.08	6.93	11.90
第7年	5	3.08	1.94	1.73	15.4	9.69	8.6	5621	0.46	0.29	0.26	26.08	1.49	0.54	6.34	2.62	2.34	7.48	13.39
第8年	5	2.71	1.90	1.69	13.5	9.48	8.5	6247	0.41	0.28	0.25	24.64	1.45	0.48	6.75	2.90	2.59	7.96	14.84
第9年	5	2.45	1.90	1.69	12.3	9.48	8.5	6897	0.37	0.28	0.25	23.28	1.45	0.43	7.12	3.19	2.84	8.39	16.30
第10年	5	2.18	1.86	1.65	10.9	9.28	8.3	7583	0.33	0.28	0.25	21.98	1.42	0.39	7.44	3.47	3.09	8.77	17.72
第11年	5	1.90	1.77	1.58	9.5	8.86	7.9	8322	0.28	0.27	0.24	20.74	1.36	0.34	7.73	3.73	3.33	9.11	19.08
第12年	5	1.61	1.65	1.47	8.1	8.24	7.3	9114	0.24	0.25	0.22	19.54	1.26	0.29	7.97	3.98	3.55	9.40	20.34
第13年	5	1.44	1.61	1.43	7.2	8.03	7.2	9963	0.22	0.24	0.21	18.39	1.23	0.25	8.19	4.22	3.76	9.65	21.57
第14年	5	1.28	1.56	1.39	6.4	7.82	7.0	10870	0.19	0.23	0.21	17.27	1.20	0.23	8.38	4.46	3.97	9.88	22.77
第15年	5	1.14	1.51	1.35	5.7	7.57	6.8	11843	0.17	0.23	0.20	16.19	1.16	0.20	8.55	4.68	4.18	10.08	23.93
第16年	5	1.04	1.50	1.34	5.2	7.49	6.7	12863	0.16	0.22	0.20	15.52	1.15	0.18	8.71	4.91	4.38	10.26	25.08

第17年	5	0.51	0.79	0.70	2.5	3.95	3.5	13920	0.08	0.12	0.11	15.24	0.61	0.09	8.78	5.03	4.48	10.35	25.69
第18年	5	0.33	0.55	0.49	1.6	2.75	2.4	14921	0.05	0.08	0.07	15.12	0.42	0.06	8.83	5.11	4.56	10.41	26.11
第19年	5	0.26	0.46	0.41	1.3	2.29	2.0	15560	0.04	0.07	0.06	15.07	0.35	0.05	8.87	5.18	4.62	10.46	26.46
第20年	5	0.20	0.34	0.30	1.0	1.71	1.5	15211	0.03	0.05	0.05	15.04	0.26	0.04	8.90	5.23	4.66	10.49	26.72

3.1.5主体工程

主体工程包括钻采工程、油气处理工程、油气集输工程、水处理工程、污水回注工程等，纳入本次工程内容的主要为钻采工程和油气集输工程，其他均依托原有设施。

3.1.5.1钻采工程

(1) 钻井工程

工程新钻井 4 口，均为直井，新井总进尺 15942.16m，平均单井进尺 3985.54m。导管采用 $\Phi 508 \times 12.7$ J55 套管，一开采用 $\Phi 273.1 \times 10.16$ J55 套管，二开采用 $\Phi 139.7 \times 9.17$ P110 油层套管。全部采用尾管固井射孔完井。

(2) 井身结构

本工程均采用导管+二开井身结构。

导管： $\Phi 508\text{mm}$ 导管下深 50m，建立井口，为一开钻井创造条件。导管钻前施工。

一开：采用 $\Phi 346.1\text{mm}$ 钻头，下入 $\Phi 273.1\text{mm}$ 表层套管至井深 1000m 左右，坐入稳定的泥岩段，水泥返至地面。下入本层套管的目的是封隔新近系松散地层，减少下开次裸眼井段长度，降低下开次施工风险，同时提高井控能力，为下一开次安全钻进创造条件。

二开：采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至井底，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管，水泥返至地面。

井身结构数据表见表 3.1-8 和图 3.1-2。

表 3.1-8 井身结构设计表

井号	完钻井深(m)	井身结构
董701-1	3985	$\Phi 508 \times 50$ (钻前施工)+ $\Phi 273.1 \times 1000$ + $\Phi 139.7 \times 3980$
董701-2	3986.08	$\Phi 508 \times 50$ (钻前施工)+ $\Phi 273.1 \times 1000$ + $\Phi 139.7 \times 3980$
董701-3	3997.70	$\Phi 508 \times 50$ (钻前施工)+ $\Phi 273.1 \times 1000$ + $\Phi 139.7 \times 3994$
董701-4	3973.38	$\Phi 508 \times 50$ (钻前施工)+ $\Phi 273.1 \times 1000$ + $\Phi 139.7 \times 3970$

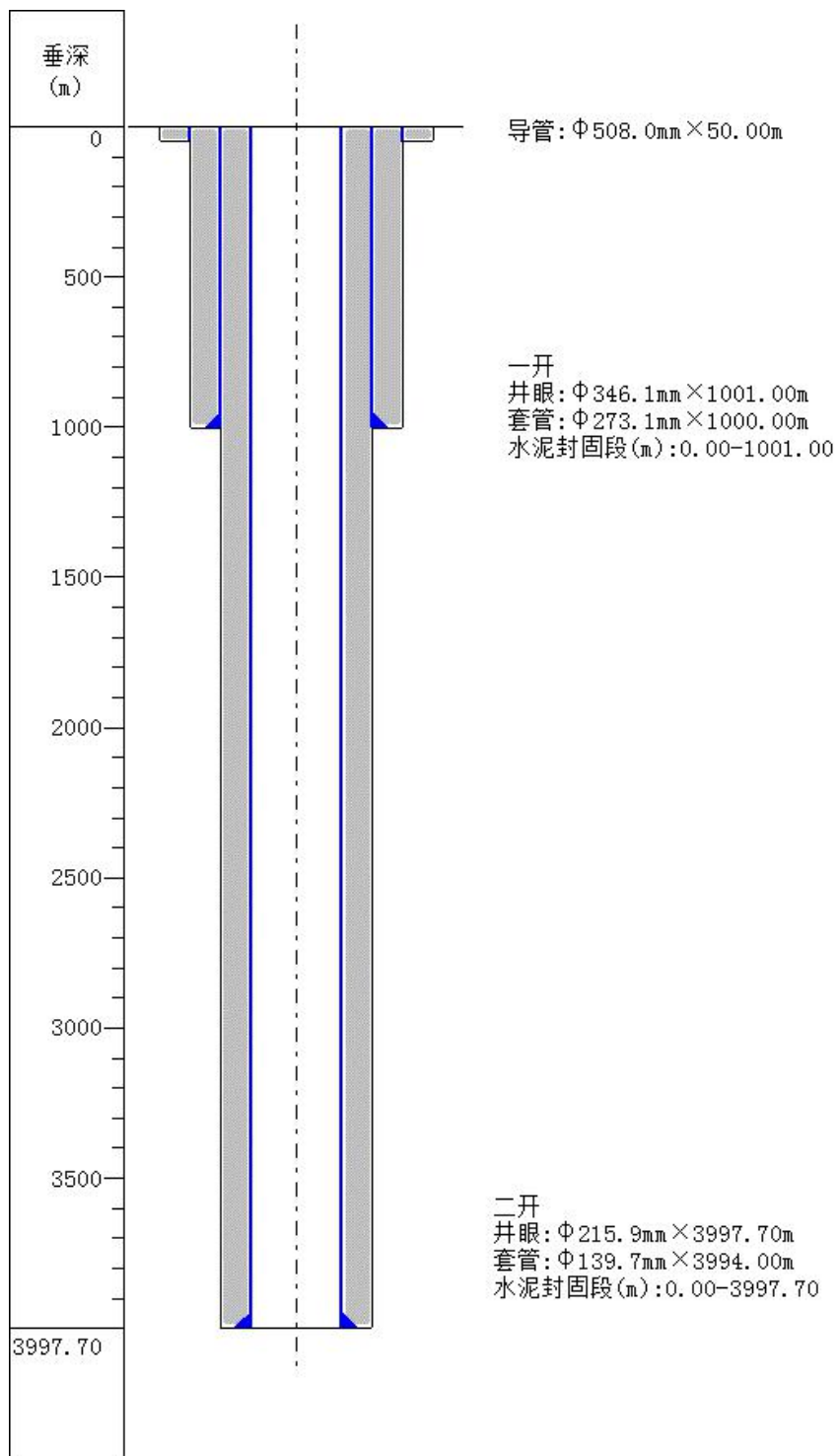


图 3.1-2 井身结构示意图 (以董 701-3 井为例)

(3) 钻井液

钻井分段钻井液体系设计见表 3.1-9。

表 3.1-9 新钻井分段钻井液体系

开钻序号	井型	钻井液体系
一开	直井	膨润土浆
二开	直井	复合盐润滑防塌钻井液

钻井液基本配方见表 3.1-10。

表 3.1-10 新钻井钻井液基本配方及用量设计（直井）

序号	材料名称及代号	加量 (kg/m ³)			备注
		一开	二开上部	二开下部	
1	膨润土	40~60	30~50	80~100	
2	工业用氢氧化钠	2~3	2~3	3~5	
3	碳酸钠	5~6			
4	钻井液用聚丙烯酰胺干粉	3~5	3~5	3~5	
5	钻井液用胺基聚醇	3~5	3~5	5~10	
6	钻井液用羧甲基纤维素钠盐（高黏）	5~10	5~10	5~10	
7	钻井液用天然高分子降滤失剂			10~20	
8	钻井液用磺化酚醛树脂SMP-2			20~30	
9	钻井液用抗温抗盐钙降滤失剂（海水）			20~30	
10	钻井液用磺酸盐共聚物降滤失剂			5~10	
11	钻井液用纳米封堵剂			20~30	
12	钻井液井壁稳定剂			30~50	
13	钻井液用无水聚合醇			20~30	
14	钻井液用承压堵漏剂-4			10~15	
15	钻井液用聚丙烯腈铵盐	5~10	5~10	20~25	
16	有机硅稳定剂			10~20	
17	多级配封堵剂			50~80	
18	氯化钙		10~20		
19	氯化钠			30~50	
20	氯化钾			50~70	
21	防水锁剂			5~10	
22	钻井液用抗温抗盐防塌降滤失剂			20~30	
23	无荧光白油润滑剂			10~20	
24	钻井液用重晶石粉				

(4) 固井设计

一开表层套管采用内插或常规法固井，要求水泥返至地面。

二开油层套管采用常规固井方式，要求水泥返至地面。油层套管采用双密度固井水泥浆体系，油层段以上地层采用粉煤灰低密度水泥浆体系，密度 $1.50\text{ g/cm}^3 \sim 1.70\text{ g/cm}^3$ ，油层段地层采用常规水泥浆，领浆密度： $1.80\text{ g/cm}^3 \sim 1.87\text{ g/cm}^3$ ，尾浆密度： $1.88\text{ g/cm}^3 \sim 1.95\text{ g/cm}^3$ 。

3.1.5.2 油气集输工程

本工程采用管输工艺，井口产液经电加热器加热后，通过新建混输管线输至天然气处理站，单井计量方式采用单井示功图远传计量；天然气处理站处理后的产品为天然气、混烃及凝析油，其中天然气通过新建的输气管线管输至彩乌线 3#阀室，混烃泵送至凝析油储罐与凝析油一起销售。

流程描述：董 701 区块井口产液经电加热器加热后通过新建混输管线输至新建天然气处理站进行处理，集输流程示意如下：

凝析气井→混输管线→天然气处理站。

天然气处理站处理后天然气→输气管线→彩乌线 3#阀室。

彩乌线输气管道，设计压力为 6.3 MPa ，公称直径 $\text{DN}600$ ，年输气量为 20 亿方。距离董 701 井区直线距离 12 km 。

集输管网示意图见图 3.1-3，天然气输气管线示意图见图 3.1-4

图 3.1-3 集输管网示意图

图 3.1-4 天然气处理站新建输气管线示意图

3.1.5.3 天然气处理站

本工程新建天然气处理站 1 座，位于董 701 井附近，设计处理规模 $13.0 \times 10^4\text{ Nm}^3/\text{d}$ 。天然气处理站主要单元包括：原料气气液分离单元、预脱烃单元、天然气脱水单元、丙烷制冷单元、凝析油储存与外销单元等；辅助生产设施主要包括：仪表风单元、放空单元、闭排单元等；配套：供配电系统、自控系统、通信系统、

采暖通风、消防给排水等。天然气处理站对油气混输来液进行处理，处理后的产品为天然气、混烃和凝析油，其中天然气通过新建的输气管线管输至彩乌线 3# 阀室，混烃泵送至凝析油储罐与凝析油一起销售。产品由胜利油田天然气销售公司负责收购并分销。

(1) 成橇方案

本工程按照“模块化、小型化、方便运输、快速安装、灵活搬迁”的原则进行设计，处理装置由各模块标准化设计组合而成，各模块先进行模块化组装、工厂化预制，现场主要进行各模块的管线连通即可，加快建设进度，保证施工质量。

本次成橇以方便运输和搬迁为前提，同时兼顾节约投资，成橇方案详见表 3.1-11。

表 3.1-11 成橇方案

单元名称	橇块数量	备注
过滤分离单元	1	
原料气预脱烃单元	1	
分子筛脱水单元	1	
冷剂压缩单元	1	预冷压缩机橇
仪表风、氮气单元	1	
储存装车单元	/	不成橇
放空单元	/	不成橇
闭排单元	/	不成橇
合计	11	

(2) 工艺流程

井口油气混输来液进站后，经过滤、分离、预脱烃后，分离出的凝析油和混烃进入高架油罐装车外销；分离出的天然气进入分子筛脱水，脱水后的干燥天然气一部分送至燃料气管网供燃气发电机组使用，一部分计量后输至彩乌线 3# 阀室。

处理后的洁净天然气中甲烷含量为 85.36%，乙烷含量 11.96%，C3⁺含量为 2.68%。

1) 气液分离计量单元

气液分离计量单元工艺流程见图 3.1-5。

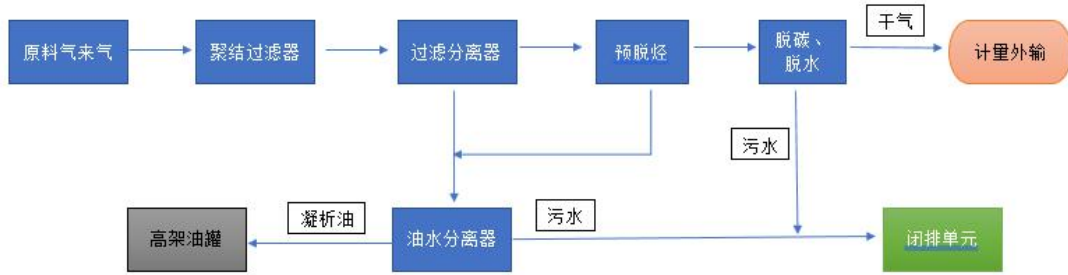


图 3.1-5 气液分离计量单元工艺流程框图

流程描述：进站混输来液（5.3MPa，50℃）首先经过过滤器除去固体颗粒，气液分离器分离后，分离出的天然气进入前置脱烃塔，进行初步冷却脱重烃，然后进入下游脱碳单元；缓冲罐和前置脱烃塔中分离出的油水混合物送至油水分离器中，凝析油进入高架油罐储存，污水进闭排单元。

2) 天然气脱水单元

天然气脱水工艺采用分子筛脱水，等压再生工艺，设置三塔，等压再生分子筛吸附脱水装置一套。脱水单元主要由吸收和再生组成。吸收操作条件为 50℃、4.0MPa；床层再生操作条件为 220℃、0.1MPa，吸附周期 8 小时。

天然气脱水工艺流程见图 3.1-6

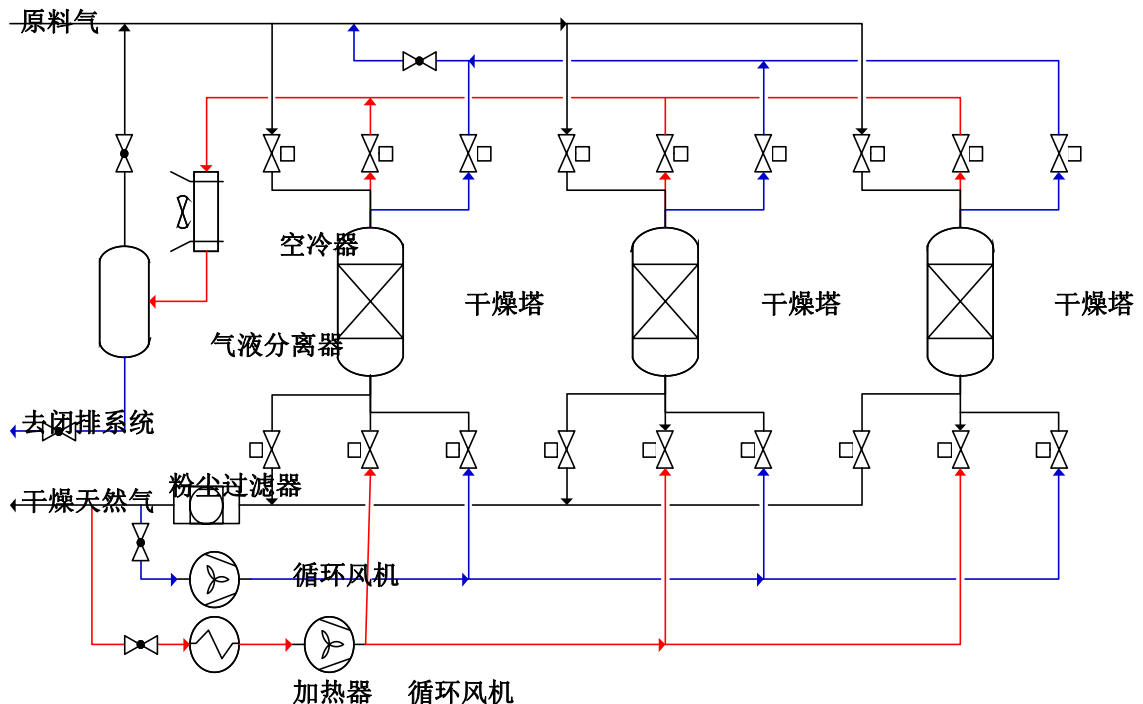


图 3.1-6 分子筛脱水工艺流程示意图

a、吸附流程：

天然气→干燥塔→后置过滤器

流程描述：来自管道的含水天然气，经前置过滤器分离掉游离态水分后，通过阀进入干燥塔，通过吸附床层后被干燥到所要求的露点。然后，经阀门和后置过滤器输出洁净干燥的气体。

b、再生流程：

干燥天然气→循环风机→加热器→干燥塔→冷却器→分离器→吸附塔进口一塔干燥吸附，一塔同时进行再生，一塔进行冷吹，取 A 塔吸附后的干气经循环风机增压后进入再生气加热器进行加热，加热升温后的干气对 B 塔吸附床层进行再生。再生湿气由塔顶排出进入风冷却器及分离器，气体中夹带的液态水被分离后，返回 A 塔重新吸附脱水。当加热再生结束后吸附床层进行吹冷，加热器停止加热。罗茨风机、风冷却器、分离器继续工作，使干燥塔内的吸附床层温度逐步降低，当再生气体出口温度降到设定值时，罗茨风机、风冷却器、分离器停止工作，再生冷却过程结束。

c、主要设备

①干燥塔

干燥塔参数如下：

表 3.1-12 干燥塔参数表

设计压力	MPa	6.3	备注
处理气量	Nm ³ /d	120000	
塔径	mm	800	
塔体容积	m ³	1.5	单塔
吸附剂装填量	kg	850	4A分子筛
吸附床层填充高度	mm	1500	
塔内空塔流速	m/s	0.47	
吸附周期	h	8	
加热再生周期	h	8	
冷吹时间	h	8	
脱水后水露点	°C	≤-60	常压条件下

②再生气加热器

选用 DN300 L=2000mm 加热器 1 台。

③再生气冷却器

选用 80kW 空气冷却器 1 台。

3) 凝析油储存与装车单元

I.凝析油储罐

本工程凝析油产量为 59.9t/d，新建 5 座 40m³ 凝析油储罐，装量系数取 0.9，通过计算，储存时间为 3d。

II.装车泵

凝析油槽车容积为 24m³，装量系数取 0.9，装车时间取 1h，考虑泵的安装高度，沿程摩阻及局部摩阻，本工程新建装车泵（Q=30~45m³/h P=0.6MPa N=37kW）1 台。

主要设备汇总表详见表 3.1-13。

表 3.1-13 装车设备一览表

序号	设备名称	单位	数量	规格尺寸/mm	备注
1	凝析油储罐	座	5	40m ³	
2	装车鹤管	座	1	DN100	
3	装车泵	台	1	Q=20m ³ /h H=40m N=37kW	

4) 天然气处理站主要设备

天然气处理站主要设备见表 3.1-14。

表 3.1-14 天然气处理站主要设备一览表

序号	名称	技术规格	材料	单位	数量	备注
1	原料气过滤器	过滤精度40目		台	2	
2	原料气缓冲罐	Φ=800mm H=3600mm	Q345	座	1	
3	原料气预脱烃塔	Φ=800mm H=7000mm	Q245	台	1	
4	溶液过滤器	Φ=300mm H=1800mm	304	台	1	
5	干燥塔	Φ=1000mm H=2000mm		台	3	
6	干燥再生气加热器	Q=80kw		台	1	
7	干燥再生气分离器	Φ=600mm H=1800mm Pd=5.5MPa		台	1	
8	再生气一级冷却器	风冷		台	1	
9	再生气二级冷却器	板式换热器		台	1	
10	干燥后过滤器	过滤精度 40目		台	2	
11	预冷压缩机			台	1	
12	空压制氮	Q=50Nm ³ /h		台	1	
13	放空汽化器	Q=800Nm ³ /h		台	1	
14	凝析油储罐	V=40m ³		座	5	

15	凝析油装车泵	Q=30~45m ³ /h, P=0.6MPa		台	1	
16	燃料气缓冲罐	$\Phi=1000\text{mm}$ H=3000mm Pd=1.6MPa		座	1	

(4) 辅助生产设施

1) 燃料气调压单元

经分子筛干燥脱水后的天然气，经调压橇调至 0.1MPa，经流量计计量后去各用气单元。

2) 仪表风单元

由于本工程调节阀较多，并且部分设置防爆控制柜和电气接线柜，为了保证控制柜防爆，需要鼓空气维持柜内微正压，综合以上两个方面的因素，确定设置仪表风系统。设计参数如下：

压缩机排量：1m³/min

排气压力：0.85MPa

3) 放空火炬单元

本工程设置放空系统一套，用站上事故放空，设计参数如下：

火炬泄放量：13.0×10⁴Nm³/d（考虑装置全放空）。

主要工艺流程：

放空点泄放气→放空火炬总管→放空火炬分液罐→放空火炬燃烧。

每个泄放点在事故状态下泄放的气体经过放空总管进入放空火炬分液罐，在放空火炬分液罐中分离出携带的液滴后进入放空火炬焚烧。

4) 闭排单元

经分子筛脱水后的采出水通过排污管线进入 50m³ 排污罐，罐内液位达到一定高度时，由排污泵输至罐车拉运至春风一号联合站进行回注。

(5) 平面布置图

天然气处理站站内平面布置图见图 3.1-7。

3.1.6 配套工程

配套工程包括供配电、自控、通信、给排水、防腐等。

3.1.6.1 供配电工程

供配电工程主要为天然气处理站和井场的用电设备供配电。董 701 井区周围无可依托电力系统，本次在天然气处理站内设自发电系统 1 套为本区块负荷供电。站内设发电机房（18m×15m）1 处、高压配电室（8.7m×5.4m）1 处、低压主配电室（8.7m×5.4m）1 处、UPS 室（6.0m×5.4m）1 处。

按发电机 70%带载率计算，站内新建 3 台 10kV 700kW 天然气发电机组（2 用 1 备，满足检修需求）。井场电源引自天然气处理站内升压变压器，新建 10kV 架空线路 7.5km。

3.1.6.2 自控工程

根据胜利油田分公司“四化”建设要求及本工程建设需求，对区块内油气集输及自用设施配套建设数据采集系统，实现生产参数的采集、远传及控制。

天然气处理站设置 DCS 控制系统 1 套，并在控制室设置可燃气体控制器及火焰报警控制器完成站内可燃气体检测及火焰检测。消防控制室设置独立的消防控制系统完成消防部分仪表信号的检测及消防联锁控制。

每座井口设 1 套 RTU（RTU 位于井口抽油机控制柜），共 4 套。RTU 负责采集气井平台管辖井口的生产数据，并可通过通信信道上传至已建天然气处理站控制中心。

3.1.6.3 通信工程

本工程通信部分主要包括天然气处理站的工业电视监控系统、周界防范系统、门禁系统、电话系统、巡线抢修及应急系统等；井场无线传输系统、视频安防监控系统以及井场应急广播系统；通信线路与输气管线同沟敷设光缆至天然气处理站。

3.1.6.4 给排水

（1）给水

①水源

附近无可依托的市政给水管道及地表水，本工程考虑在天然气处理站内新建水源井，水源井产水量不低于 22m³/h。

②供水

1) 生活饮用水：站内饮用水采用罐车拉运，水源来自就近水厂。

2) 生活用水和道路浇洒用水、消防用水来源天然气处理站内水源井, 水源井水经旋流除砂器除砂后, 输至站内生活、消防合用水罐内储存, 然后重力输送至各用水点, 供水压力不低于 0.08MPa。

3) 消防用水: 水源井水经旋流除砂器除砂后, 输至站内生活、消防合用水罐内储存。同时采取可靠的技术措施, 确保水罐内的消防水量不做它用。

(2) 排水

本工程周边无可供依托的市政排水系统, 生活污水进入天然气处理站内化粪池进行预处理后, 定期运送至阜康市东部城区污水处理厂处理。

3.1.6.5 建筑结构

建筑结构部分主要工程量详见表 3.1-15。

表 3.1-15 建筑结构部分主要工程量表

序号	名称	单位	数量	备注
1	工艺装置区基础 (18m×10m)	座	1	C30 钢筋砼 90m ³ /座
2	仪表风橇块基础 (6m×2.6m)	座	1	C30 钢筋砼 12m ³ /座
3	放空火炬基础 (Φ=200mm H=20000mm)	座	1	灌注桩基础 C30 钢筋砼 32m ³ /座
4	污水罐基础 (Φ2600mm L=10000mm)	座	1	C30 钢筋砼 22m ³ /座
5	控制室 (房屋尺寸: 6.0m×6.0m×3.5m)	座	1	一层, 轻钢结构, 基础采用墙下条形基础
6	值班室 (房屋尺寸: 9.0m×6.0m×3.5m)	座	1	一层, 轻钢结构, 基础采用墙下条形基础
7	装车泵房 (房屋尺寸: 3.6m×6.0m×3.5m)	座	1	一层, 轻钢结构, 基础采用墙下条形基础
8	卫生间 (房屋尺寸: 6.0m×6.0m×3.5m)	座	1	基础采用环墙式基础
9	工具间 (房屋尺寸: 6.0m×6.0m×3.5m)	座	1	一层, 轻钢结构, 基础采用墙下条形基础
10	配电室 (房屋尺寸: 17.4m×5.4m×3.5m)	座	1	一层, 轻钢结构, 基础采用墙下条形基础
11	发电机房 (18m×15m×6m)	座	1	砖混
12	围墙 (H=2.2 m)	m	260	
13	6m宽电动大门	樘	1	
14	4m宽大门	樘	2	
15	1.5m宽逃生门	樘	2	

3.1.6.6道路工程

本工程新钻井 4 口，4 口井的钻井工程已取得昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局的环评批复，钻井工程包含通井道路，本次不再考虑通井道路。

3.1.7依托工程

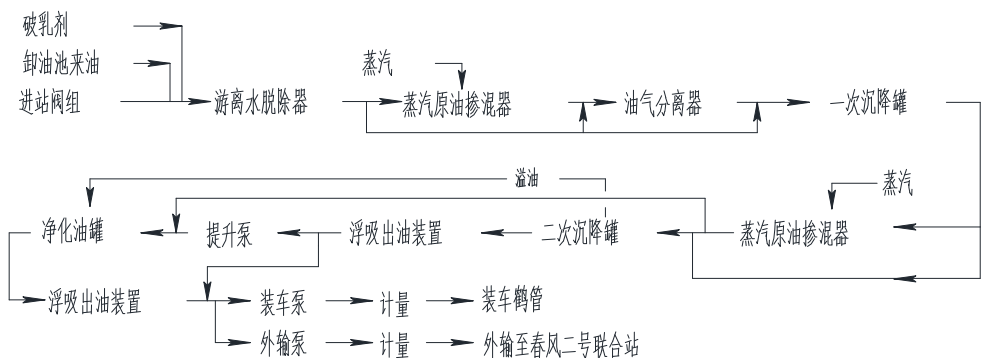
3.1.7.1春风一号联合站

春风一号联合站位于工程区西方 280km 处。春风一号联合站 2010 年投产，二期扩建后，设计原油处理规模 $50\times 10^4\text{t/a}$ ，主要担负着排 601 北区、中区、排 6 南区、排 601 南区四个区块的原油处理任务。

春风联合站设计原油处理规模 $50\times 10^4\text{t/a}$ ，热化学沉降脱水温度 $\geq 90^{\circ}\text{C}$ 。包含于春风油田排 601 块南区产能建设工程中，并已进行验收，见附件 3。

(1) 正常生产流程

春风联合站生产流程如下所示。



设计流程描述：站外来液（约 $7500\text{m}^3/\text{d}$ ，综合含水 80%，进站温度 50°C ），进游离水脱除器分出游离水，出油含水 $\leq 50\%$ ，然后升温至 70°C ，进一次沉降罐沉降，出油含水 30%，之后升温至 85°C 以上，进二次沉降罐沉降，出油含水 $\leq 5\%$ ，经提升泵提升后进净化油罐脱水、储存，装车（外输）含水 $\leq 2\%$ 。

2) 春风联合站站内工艺设备

春风联合站内主要工艺设备见表 3.1-16。

表 3.1-16 春风联合站内主要工艺设备表

序号	名称	单位	数量	备注
1	游离水脱除器 $\Phi 4.0\times 17.6$	座	3	
2	蒸汽原油混掺装置 $\Phi 530\times 7372\text{ PN5}$	台	4	

3	3000m ³ 一次加高沉降罐Φ18.9m H=14.28m	座	2	溢流结构
4	3000 m ³ 二次沉降罐 Φ18.9m H=11.725m	座	2	溢流、浮动出油
5	3000 m ³ 净化油罐 Φ18.9m H=11.725m	座	6	
6	提升（倒罐）泵 Q=25 m ³ /h, ΔP=0.8MPa	台	3	2用1备, N=15kW
7	原油提升泵 Q=65 m ³ /h, ΔP=0.8MPa	台	3	2用1备, N=45kW
8	原油装车泵Q=150 m ³ /h P=0.8MPa	台	4	3用1备, N=150kW
9	抽底水泵Q=50 m ³ /h, H=80m	台	3	2用1备, N=30kW
10	装车鹤管DN100	套	6	
11	电子汽车衡 100t（浅基坑）	台	1	
12	加药装置 V=1 m ³ Q=50L/h P=2.5MPa	套	2	双罐双泵, N=5kW
13	内伸式加热器40 m ³	套	24	
14	装车流量计DN300	套	2	
15	回流流量计DN250	套	2	
16	双螺杆外输泵Q=45 m ³ /h, ΔP=2.4MPa	台	3	2用1备
17	一联-春风二号联合站联络线 DN250 L290	km	8.75	

3) 处理能力校核

表 3.1-17 春风联合站处理能力校核

名称	明细	目前设计能力	目前处理量	剩余能力	新增量	是否满足
春风联合站	液处理能力 m ³ /d	8200	7000	1200	0	√
	油处理能力× t/d	1900	1300	600	0	√
	采出水处理能力m ³ /d	6300	5500	800	6	√

本项目采出水仅仅 6m³/d，春风一号联合站废水最小富裕处理能力 > 800m³/d，故可满足本项目采出水处理要求。

3.1.7.2新疆锦恒利废矿物油处置有限公司

新疆锦恒利废矿物油处置有限公司是以从事石油产品销售、沥青生产和销售
的私营公司，注册资金 200 万人民币。该公司利用油田和石化公司产生的废矿物
油进行沥青生产，年处理加工设计能力达到 7200 吨，企业现有职工 34 人。2018
年 10 月 26 日，新疆生产建设兵团环保局为新疆锦恒利废矿物油处置有限公司颁
发了危废经营许可证（见附件 4），经营规模为：油田污油泥 50000t/a。处置协
议见附件 5。

3.1.7.3阜康市东部城区污水处理厂

阜康市东部城区污水处理厂位于阜康市城区东北方向约 16km、阜康产业园
西北方向约 6km 的戈壁荒地上，于 2018 年进行验收（验收意见见附件 6），目前
实际建设规模为 20000m³/d，实际运行规模为 10000m³/d，目前每天处理水量为

1000m³/d，本项目生活污水可依托其进行处理。

3.1.7.4 阜康市垃圾填埋场

阜康市垃圾填埋场位于阜康市北郊的城关乡头宫村，距离本项目直线距离约 21km。垃圾填埋场为平原型填埋场，防渗处理工艺采用水平防渗与垂直防渗相结合的方式，即填埋场场底及四侧壁均进行防渗处理，防渗材料使用 2.0mm 厚的 HDPE 土工膜；场底纵横坡铺设一层土工布，上敷土工膜，膜上再敷土工布作为保护层，即两布一膜防渗结构，填埋场四周边坡坡度为 1:2，边坡防渗方式与场底相同。该垃圾填埋场目前已使用库容 213 万 m³，剩余库容 10 万 m³。该垃圾填埋场于 2019 年进行验收（见附件 7），本项目生活垃圾可依托其进行处理。

3.2 工程分析

气田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、油气集输和供水、供电、道路、通讯等配套工程。

3.2.1 主要生产工艺过程

3.2.1.1 钻井

钻井是油田勘探开发的主要工艺过程之一，是确定地层油藏构造、采油的唯一手段。钻井因其目的不同而分为资料井、探井、评价井、生产井和注水井等。

其工艺包括钻井、固井（下套管、注水泥）和完井等过程。钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。

钻前准备：包括平整井场和井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等。

井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、泥浆泵）、泥浆罐及泥浆固相控制系统、水罐，柴油机、发电机。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆罐（钻井期间存放钻井岩屑、废泥浆和废水）。

在钻井时，泥浆自井口径钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经泥浆固相控制系统除去岩屑后循环使用（参见图 3.2-1）。

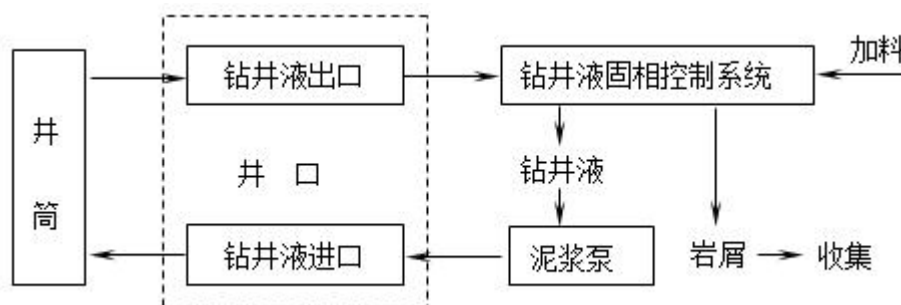


图 3.2-1 钻井液循环示意图

在钻井过程中，根据钻头磨损情况、地层情况、井深设计及控制要求等需更换钻具而进行起下钻操作。钻杆、钻铤等钻具粘附少量的钻井液和钻屑，这部分固体废物排往井场泥浆罐内。

采用双层套管，水泥返高地面方式进行固井。在完成最后一个井段的钻井和固井后，实施完井作业，如果因未钻获油藏等原因而需弃井时，则封堵井眼，切除地面以下 1m 内的套管头。

完井后清理井场，随即可开展采油生产或试采。完井后要清运井场废弃物，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

本工程部署气井 5 口，其中新钻气井 4 口，新井总进尺 15942.16m，平均单井进尺 3985.54m；利用老气井 1 口（董 701）。

3.2.1.2 测井

在钻井过程中需利用电测、声波幅度测进或使用测井仪等方法，测定井斜和固井质量，判断油气层位置等，以便及时采取相应措施，保证钻井质量，即为测井作业。

测井就是在钻井过程中及钻井完成以后，利用测量地层电阻、自然电位、声波、声幅及放射性等方式确定含油层位，检查固井质量并确定射孔层位等。

3.2.1.3 井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一。一般在采气井投产前及投产以后进行，主要包括射孔、酸化、压裂、下泵、试油、洗井、修井、除砂、清蜡等一系列工艺过程。在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，使原油流入井管并用抽油泵采出。酸化、压裂作业是用不同的化学和物理方法对低渗透的油层进行处理，进一步提高原油产量；洗井、修井、除砂和清蜡作业均是在采气井使用一段时间后，

因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等而采取的工艺措施。

3.2.1.4采气

本工程开发方式采用衰竭式开发，开发层系为侏罗系头屯河组 J₂t₃5 砂体，目的层埋深-3395~-3545 米，目的层厚度 8~12m，地层岩性以棕褐色、灰色含砾细砂岩、粉砂岩，棕褐色泥岩为主。储层平均孔隙度 15.9%，平均渗透率 $88.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，控制凝析油储量 191.32 万吨、溶解气 16.94 亿方。根据衰竭实验显示，董 701 井凝析油含量为 452.17g/cm³，气油比 1572m³/m³，根据行业标准及国际通用标准，属于高含凝析油凝析气藏。

3.2.1.5油气集输

新建天然气处理站，气井采用管输工艺，井口产液经电加热器加热后，通过新建混输管线输至天然气处理站，单井计量方式采用单井示功图远传计量。采出水进入站内排污罐。

3.2.1.6环境影响因素分析

本工程建设可分为开发建设期、生产运营期（包括服役期满）二个阶段。

开发建设期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，在本工程建设结束后，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。

本工程包括钻井、地面工程建设、采气、油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于气井及与其相关钻井、采气、井下作业、凝析油储运等各工艺过程，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，详见表 3.2-1。

表 3.2-1 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
钻井	1、排放废弃钻井泥浆、岩屑	土壤、地下水	开发期
	2、排放污水	土壤、地下水	
	3、设备、车辆产生噪声	声环境	
	4、排放车辆、设备尾气	环境空气	
	5、井喷时产生的油气及其引起爆炸、	土壤、地表水、地下水、环	事故状

建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
	火灾等	境空气及生态系统	态
管线敷设	1、平整施工带，开挖管沟，建设施工便道，设备、车辆碾压等	土壤及植被	开发期
	2、排放设备、车辆尾气	环境空气	
	3、设备、车辆产生噪声	声环境	
	4、施工固体废物	土壤	
油品集输及处理	1、排放采出水	地下水、地表水	事故或非正常
	2、天然气处理站排放废气	环境空气	生产期
	3、产生含油污泥	土壤	
	4、产生设备噪声	声环境	
	5、油品泄漏、采出水泄漏	土壤、地表水、地下水	事故
井下作业	1、产生作业废水	土壤、地表水	开发/生产期
	2、产生作业废气	环境空气	
	3、产生设备噪声	声环境	

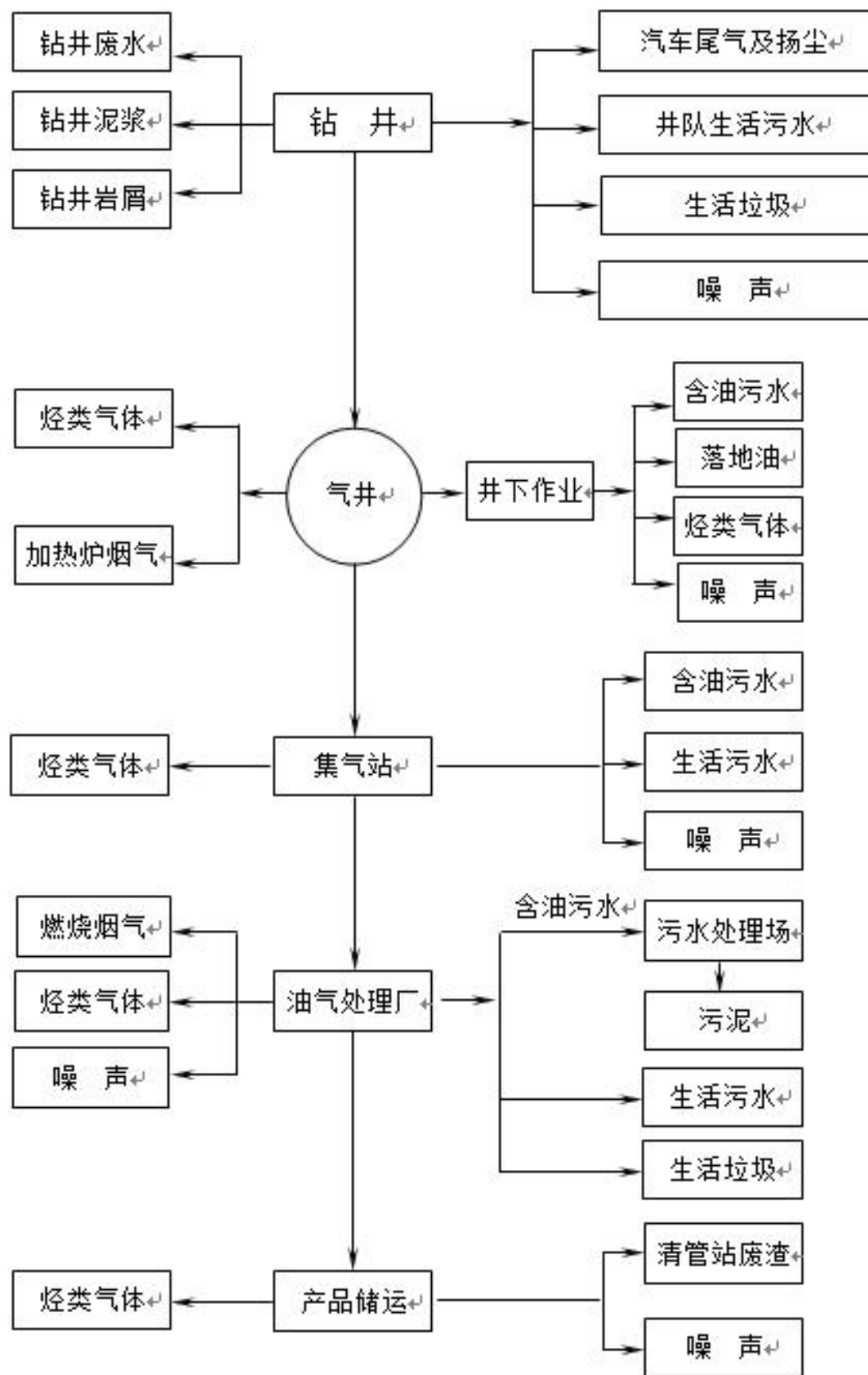


图 3.2-2 气田开发过程污染物排放流程

3.2.2 施工期环境影响因素分析

3.2.2.1 生态影响因素

本工程新钻井 4 口，4 口井的钻井工程已取得昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局的环评批复，钻井工程包含通井道路，本次不再新建道路，因此，本工程生态影响主要体现在站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。

占用土地包括临时占地和永久占地，将暂时或永久改变土地原有使用功能。临时占地包括管线施工便道的临时占地，施工结束后临时占地可恢复原有使用功能。永久占地主要为井场的永久占地。

地面工程施工作业包括站场场地平整、管线敷设等，施工作业直接破坏了地面植被，造成了土壤扰动，容易导致水土流失。

本次董 701 井区开发油区面积 8.02km²，在此范围内进行钻井、站场建设、管线敷设等。根据估算，各项工程的永久性占地面积为 1.064hm²，临时占地面积 14.617hm²，总占地面积 15.681 hm²，工程占地类型为未利用地和林地，详见表 3.2-2。

表 3.2-2

占地面积统计表

序号	建设项目	面积(hm ²)		备注
		永久占地	临时占地	
1	钻井井场	0.75	0	部署井台5座，均为单井井场，永久占地：单井1500m ² ；
2	单井出油管线	0	3.18	5.3km，临时占地宽度6.0m计
3	集输干线	0	0.96	1.6km，临时占地宽度6.0m计
4	天然气处理站	0.314	0.277	1座，天然气处理站面积：40×78.5m，扰动范围按站场边界外扩10m
5	输气管线	0	10.2	17km，临时占地宽度6.0m计
	合计	1.064	14.617	

3.2.2.2 施工期污染源分析

本工程部署气井 5 口，其中新钻气井 4 口，利用老井 1 口（董 701），均为

直井（老井钻井工程已取得原阜康市环境保护局的环评批复；本工程新钻井 4 口井属于已评价未钻井，4 口井钻井工程已取得昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局的环评批复，见附件 2）。

因此本次不对钻井期的污染物进行分析评价，只针对管线和站场施工过程中产生的污染物进行分析。

（1）废气

施工废气主要来自地面开挖、运输车辆行驶产生的扬尘及施工机械(柴油机)排放的烟气。

由于开挖埋管过程为逐段进行，施工期较短，在加强管理的情况下，开挖过程产生的扬尘等污染物对环境的影响较小。

除开挖施工外，管线在顶管穿越等大型机械施工中，由于使用柴油机等设备，将有少量的燃烧烟气产生，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 C_mH_n 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，地形空旷，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性，因此对局部地区的环境影响较轻。

（2）废水

施工期废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、管道安装完后清管试压排放的废水等。

①生活污水

施工人员生活污水产生量按 $100\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，本工程施工期共 100 天，施工人员为 30 人，则整个施工期生活污水产生总量为 300m^3 ，按排污系数 0.85 计算，施工期生活污水排放总量约为 255m^3 。生活污水定期运往阜康市东部城区污水处理厂处理。

②试压废水

管道工程分段试压测试管道的强度和严密性，试压介质为洁净水。本管道试压废水总量约 197m^3 。管道组焊前将对单根管道进行人工清扫，施工完成后将采用清管器对全线进行分段站间清管，直至无污物排出。因此，清管、试压后排出的废水较清洁，主要污染物为悬浮物，处置方式一般为排入铺设防渗膜的集水池，经沉淀后上清液选择合适的地点排放，沉淀物清运。

（3）固体废弃物

施工期还产生少量的生活垃圾、施工废料等固体废物。

施工期产生的固体废物主要为生活垃圾、工程弃土、弃渣和施工废料等。

①生活垃圾

施工人员生活垃圾产生量按 1.0kg/人·日计算。本工程施工期共 100 天，施工人员为 30 人，则整个施工期生活垃圾产生总量为 3t。

本项目施工期施工人员产生的生活垃圾集中收集后，送至阜康市垃圾填埋场处置。

②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为 0.2t/km，本项目施工过程产生的施工废料量约为 4.78t。施工废料部分可回收利用，剩余废料依托当地环卫部门有偿清运。

（3）工程弃土、弃渣

施工过程中土石方主要来自管沟开挖、穿跨越以及天然气处理站站场。本工程在建设中土石方量依据各类施工工艺分段进行调配，按照地貌单元及不同施工工艺分别进行平衡。

本管道工程弃渣包括管道施工作业带、站场施工便道产生的弃渣。

施工营地一般选择在地势平缓、开阔的平地 and 缓坡地上，在施工营地平整过程中，会对原地表植被产生破坏，在施工营地布置过程中会加大原地表水土流失量，在施工结束后临时设施拆除，造成地表裸露，在短期内会产生较严重的水土流失。施工营地属于临时占地，营地建设不会破坏地形地貌，工程结束后可完全恢复原有植被。施工营地在各项施工活动中，对生态环境的不利影响较小。

（四）噪声

在土建施工和管线挖掘过程中，主要施工机械是挖掘机、载重汽车等，基本上都是流动声源，结构施工阶段的主要施工机械是混凝土搅拌机、振捣棒和吊装机械等。主要施工机械噪声级见表 3.2-3。

表 3.2-3 主要施工机械噪声声级表

序号	噪声源	距离 (m)	声级 (dB (A))	声功率 (LWA/dB (A))
1	钻机	3	85-93	97-107
2	混凝土搅拌机	5	83-88	105-110
3	振捣棒50mm	2	87	101

4	挖掘机	5	83-87	105-109
5	装卸机械	3	82-89	99.5-106.5
6	载重卡车	2	85-88	99-102
7	汽车吊	8	73-76	101-102

3.2.3 运营期环境影响因素分析

3.2.3.1 废水污染源

(1) 采出水

本工程井流物经管线混输至天然气处理站，天然气处理站对油气进行分离，分子筛脱水单元产生采出水的量为 $6\text{m}^3/\text{d}$ ($2190\text{m}^3/\text{a}$)，采出水收集进入站内排污罐，定期拉运，依托春风一号联合站进行处理。

(2) 生活污水

运营期新增工作人员 10 人，生活污水产生量按 $100\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，则运营期生活污水产生量为 $1\text{m}^3/\text{d}$ ，按排污系数 0.85 计算，运营期生活污水排放量约为 $0.85\text{m}^3/\text{d}$ 。

生活区的污水经站内化粪池进行预处理后，定期运送至阜康市东部城区污水处理厂处理。

(3) 井下作业废水

井下作业主要包括气井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程中产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。

根据《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中（3）与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（详见表 3.2-4）计算洗井废水的产生量。

表 3.2-4 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗	所有	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0

	透油 井洗 井作 业	规模	化学需氧量	克/井次-产品	34679.3	回收回 注	0
			石油类	克/井次-产品	6112.1	回收回 注	0

根据可研，本工程均为低渗透油井，按每井每年维修 1 次计算，则井下作业废水中各污染物产生情况详见表 3.2-5

表 3.2-5 井下作业废水产生及排放情况一览表

序号	污染物指标	产生量(t/a)	排放量	主要处理措施及排放去向
1	废水量	135.65	0	井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收井下作业废水，依托春风一号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准后回注油层。
2	COD	0.173	0	
3	石油类	0.03	0	

本工程井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收井下作业废水，依托春风一号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准后回注油层。

3.2.3.2 废气污染源

本工程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和燃气发电机组产生的燃烧烟气，其主要污染物为烃类、烟尘、NO₂等。

(1) 燃烧烟气

本工程在天然气处理站配备天然气发电机组 1 套 (2 用 1 备)，单台发电机最大用气量为 0.35×10⁴Nm³/d，则 2 台发电机年用气量为 255.5×10⁴ Nm³/a，燃料为处理后的干气。

天然气燃烧过程产生的污染物主要为颗粒物、SO₂、NO_x。

根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》(HJ991-2018)和《工业污染源产排污系数手册(2010 年修订)》，燃气加热炉污染物排放量可采用产排污系数法计算，计算公式为：

$$E_j = R \times \beta_j \times 10^{-3}$$

式中：E_j——核算时段内第 j 种污染物的排放量，t；

R——核算时段内锅炉燃料耗量，万 m³；

β_j——第 j 种污染物产排污系数，kg/万 m³-燃料，相关产排污系数详见表 3.2-6。

表 3.2-6 燃气工业锅炉的废气产排污系数

燃料名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
天然气	所有规模	工业废气量	Nm ³ /万m ³ -燃料	136259.17	直排	136259.17
		SO ₂	kg/万m ³ -燃料	0.02S	直排	0.02S
		NO _x	kg/万m ³ -燃料	18.71	直排	18.71

注：产排污系数表中 SO₂ 的产排污系数是以含硫量（S）的形式表示的，其中含硫量（S）是指燃气硫分含量，单位为 mg/m³。例如燃料中含硫量（S）为 200mg/m³，则 S=200。本工程按 S=200 计。

每燃烧 1 万 m³ 天然气产生烟尘量按 2.4kg 计。经计算可知，本工程天然气发电机组废气污染物排放情况详见表 3.2-7。

表 3.2-7 天然气发电机组烟气中主要污染物排放情况一览表

来源	燃气量 (10 ⁴ Nm ³ /a)	污染物	排放量	排放浓度	排放方式
2台天然气发电机	255.5	烟气量	3481.42×10 ⁴ Nm ³ /a	--	经12m高排气筒排放
		颗粒物	0.61t/a	17.61mg/m ³	
		SO ₂	1.02t/a	29.35mg/m ³	
		NO _x	4.78 t/a	137.31mg/m ³	

由表 3.2-7 可知，天然气发电机组燃烧烟气中烟尘、NO_x、SO₂ 排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建燃气锅炉大气污染物特别排放浓度限值（颗粒物 20mg/m³、SO₂ 50mg/m³、NO_x 150mg/m³）要求。本工程 2 台燃气发电机产生的废气经 12m 排气筒排放。

（2）烃类

①油气集输

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

本工程油气集输及处理采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。参照《环境影响评价技术指南（第二版）》（机械化工出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，VOCs 产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰。本工程油气集输全程密闭，可有效减少 VOCs 的产生，故产污系数取 0.1‰，

本工程 5 口井采用密闭集输，前三年平均新井年产凝析油能力 1.36×10⁴t，年产气能力 0.39×10⁸m³（取 1000 立方米天然气=1 吨原油），则油气集输过程中

非甲烷总烃的排放量为 5.26t/a。

②储罐

本工程站内设置了 5 座 40m³ 凝析油储罐，根据对国内同类企业原油、储油罐的大、小呼吸过程损失量的类比调查，确定油品在储运过程中蒸发损耗的烃类气体排放系数按原油损耗的 0.044% 计算，凝析油产能按年产量最大 1.36×10⁴t/a 计算，则烃类挥发量为 5.984t/a。评价要求对于油品储运过程油气采用油气回收装置回收，确保油气回收率大于 97%。按回收率 97% 计算，则储罐呼吸 VOCs（即非甲烷总烃）排放量为 0.18t/a。

（3）事故状态火炬放空

另外，天然气处理站放空火炬是本项目非正常工况下的大气污染源。

3.2.3.3 固体废物污染源

（1）油泥（砂）

天然气处理站内凝析油储罐和排污罐会定期产生一定量的油泥，预计年回收油泥 0.5t。含油污泥属危险废物，统一交由新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等有资质的单位处理。

（2）生活垃圾

运营期工作人员 10 人，生活垃圾产生量按 1.0kg/人·日计算，则运营期生活垃圾产生总量为 0.01t/d。生活区的生活垃圾集中收集后送至阜康市垃圾填埋场处置。

3.2.3.4 噪声源

本工程主要噪声源是井场、天然气处理站内的机泵、装置等设备噪声，噪声级为 80~120dB(A)，见表 3.2-8。

表 3.2-8 噪声源设备

序号	位置	时段	噪声源	声源强dB (A)
1	井场	运营期	机泵	90-100
			井下作业（压裂、修井等）	80-120
2	天然气处理站	运营期	分离器等装置	95-105
			各类机泵	90-100
			天然气发电机组	90-95
			火炬	100-110

3.2.3.5 合计

本工程运营期三废排放状况见表 3.2-9。

表 3.2-9 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
油气集输	无组织排放	非甲烷总烃	5.26t/a	5.26t/a	大气
	储罐呼吸	非甲烷总烃	0.18t/a	0.18t/a	
	天然气发电机	烟气量	3481.42×10 ⁴ N m ³ /a	3481.42×10 ⁴ N m ³ /a	经12m高排气筒排放
		颗粒物	0.61t/a	0.61t/a	
		SO ₂	1.02t/a	1.02t/a	
		NO _x	4.78 t/a	4.78 t/a	
采出水		石油类	6 m ³ /d	0	采出水收集进入站内排污罐，定期拉运，依托春风一号联合站进行处理。
井下作业废水		废水量	135.65 t/a	0	作业单位自带回收罐回收井下作业废水，依托春风一号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。
		COD	0.173 t/a	0	
		石油类	0.03 t/a	0	
生活污水		废水量	0.85 m ³ /d	0	生活污水进入天然气处理站内化粪池进行预处理后，定期运送至阜康市东部城区污水处理厂处理。生活污水执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的二级标准。
井场	油泥	-	0.5t	0	拟委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等有资质的单位处理
天然气处理站	生活垃圾	生活垃圾	0.01t/d	0.01t/d	集中收集后送至阜康市垃圾填埋场处置

3.3 清洁生产水平分析

3.3.1 产品的清洁性分析

本项目的产品为天然气，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，不含硫化氢等。天然气、原油与煤燃烧的污染物产生量对比见表 3.3-1。

表 3.3-1 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，天然气、石油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。

3.3.2 钻井过程的清洁生产工艺

(1) 采取小井眼钻井工艺技术，减少固体废物的排放。

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

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

(4) 钻井泥浆循环利用率（重复利用）达到 90% 以上，最大限度地减少废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体规定如下：

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

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

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗件油及其他油品全部

清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少废弃泥浆产生量。

(5) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

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

(7) 钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物排放均控制在井场范围内，并采取了防渗措施，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

(8) 完钻后剩余的泥浆统一回收后供新钻井使用，钻井岩屑采用不落地系统进行处理，处理后的岩屑满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7300-2016）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求后，用于铺设通井路、铺垫井场等。

3.3.3 油气集输及处理清洁生产工艺

(1) 采用自动系统对主要采气和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

(2) 系统采用气液混输工艺，简化流程，方便操作。

(3) 油气集输

气井采用管输工艺，井口产液经电加热器加热后，通过新建混输管线输至天然气处理站，单井计量方式采用单井示功图远传计量。

(4) 优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在集油区将油、水、电、道路等沿地表自然走向敷设，减少占用林地面积，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

3.3.4 运营期井下作业清洁生产工艺

(1) 在井场加强气井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

(2) 原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷

出；另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 采气井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

(4) 在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收井下作业废水，依托春风一号联合站进行处理。

3.3.5 节能及其它清洁生产措施分析

(1) 采用高压管道，可减少管网的维修，延长管道使用寿命。

(2) 选用节能型电气设备。站场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

(3) 集油区采用自动化管理，实现无人值守，提高了管理水平。

3.3.6 建立有效的环境管理制度

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

本工程建设主要采取的环境管理措施如下：

(1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

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

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

通过以上分析可以看出，本工程无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该工程注重源头控制污染物的产生量和废物的重复利用，充分利用了能源和资源，尽

量减少或消除了污染物的产生，并使废物在生产过程中转化为可用资源，最大限度的降低了工程对环境造成的污染。

3.4 选址选线合理性分析

根据现场调查和资料搜集，工程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) 井场选址分析

本工程部署气井 5 口，其中新钻气井 4 口，利用老井 1 口（董 701），目前已建有简易沙石道路通往工程区，各单井道路从就近道路引接，前期钻井路已与已建道路连接，交通便利。2 口井占地土地类型为国家二级公益林，剩余 3 口井占地类型地方公益林，可研设计阶段已尽量减少占用国家二级公益林。建设单位施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。占用国家二级公益林应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。

由于资源开发工程具有特定地域的特殊性，因此董 701 井区从选址分析，整体上具有唯一性。

(2) 天然气处理站选址合理性分析

本工程天然气处理厂选址位于董 701 井附近，地势开阔，占地类型为林地。站场选址远离人群居住区，周围无地表水系，无不良地质现象。

施工前应根据相关要求，办理占地手续后方可开工建设。

(3) 管线选线合理性分析

本工程集输管线采取“单井集气与多井集气相结合”的集气工艺。天然气外输管线选线过程中，管线采用外输至最近的管网，减少管线开挖长度，严格控制管线占地面积；在管线开挖过程中，采取分层开挖、分层堆放、分层回填，减少对地表土壤、植被的扰动范围；在管线选线过程中注意避让植被覆盖度高的区域，减少对植被的生态扰动。

本项目不存在环境制约地域和因素，项目选址选线合理。

3.5 产业政策符合性分析

石油天然气开发是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 本），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。因此，本工程的建设符合国家的相关政策。

3.6 与“三线一单”符合性分析

（1）生态保护红线

根据《新疆维吾尔自治区生态保护红线划定方案》（报批稿），本项目区域不在拟定的生态保护红线内。

（2）环境质量底线

本工程为石油天然气开采项目，运营期采出水收集进入站内排污罐，定期拉运，依托春风一号联合站进行处理。生活污水进入站内防渗化粪池，由吸污车定期清运至阜康市东部城区污水处理厂处理，不外排。正常运行期不会对周围地下水环境造成影响。

项目所在区域的环境空气、声环境、地下水、土壤的环境质量均较好，均可达到相应的环境功能区划要求。

（3）资源利用上线

工程的建设占用土地资源相对区域资源利用较少，项目用地不占用耕地、园地等。

工程运营过程中用水量较小，用电量也较小，符合资源利用上限的要求。

（4）生态环境准入清单

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]891 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）的规定，本项目不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

综上，本项目建设符合“三线一单”要求。

3.7 规划符合性分析

(1) 能源发展“十三五”规划

国家《能源发展“十三五”规划》中明确，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”。本工程属于**油气资源开发项目**，符合国家能源规划。

(2) 全国矿产资源规划

《全国矿产资源规划》第四章第二节指出，“强化东部老油区挖潜，加大中西部油气开发力度，加快海域石油增储上产，力争石油年产量保持在 2 亿吨左右。东部地区以松辽盆地、渤海湾盆地为重点，加强精细勘探开发，积极发展先进采油技术，增储挖潜，努力减缓老油田产量递减。西部以塔里木、鄂尔多斯、**准噶尔**等盆地为重点，探明优质资源储量，实现增储稳产、力争上产。做强渤海、拓展南海、加快东海、探索黄海及其他海域，加快海洋石油勘探开发，保持老油田持续稳产，加快新区产能建设，大力提升海域石油产量。”本工程属于**准噶尔盆地**地区的原油开采项目，符合《全国矿产资源规划》要求。

(3) 《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》

《自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》提出，按照“稳步推进、重点突破、互利共赢、惠及民生”的原则，全面推进新疆油气资源开发利用。在资源勘探开发利用转化过程中提高地方参与程度，加大石油天然气资源在新疆加工转化力度。推进中央驻疆油气开发企业的就地注册，加快与新疆本地企业合资合作，支持在新疆注册成立公司的企业参与新疆油气区块竞争出让，鼓励和支持各类企业参与石油和非常规油气资源勘探开发。围绕塔里木、**准噶尔**和吐哈三大油气资源，重点建设独山子、乌鲁木齐、克拉玛依、南疆塔河石化等千万吨级大型炼化一体化基地。对于油气开发，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**准噶尔盆地油气基地**，符合《自治区国民经济

和社会发展第十三个五年规划纲要》的要求。

(4)《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》(2016-2020 年)

《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》(2016-2020 年)第三章第三节指出“落实国家资源安全战略部署,综合考虑自治区矿产资源禀赋、开发利用条件、环境承载力和区域产业布局等因素,建成油气、煤炭、铀矿、铁矿、锰矿、铜矿、铅锌矿、金矿、钾盐等 10 个国家级和 14 个自治区级矿产能源资源基地,作为国家资源安全供应战略核心区,纳入自治区国民经济和社会发展规划以及相关行业发展规划中统筹安排和重点建设”,其中**准噶尔盆地油气基地**属于该规划确定的 10 个国家级大型油气生产和加工基地,本工程属于**准噶尔盆地油气基地内重点项目**,符合规划要求。

(5)《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

本工程所在的**准噶尔盆地油气基地**属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》(2016-2020 年)确定的 10 个国家级大型油气生产和加工基地,不属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》划定的禁采区和限采区,符合规划环评要求。

(6)《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》提出:“到 2020 年,基本建成安全、稳定、经济的矿产资源保障体系,基本形成节约高效、环境友好、矿地和谐的绿色矿业发展格局。矿业经济发展支撑自治区经济中高速增长,资源开发迈向中高端水平。基本建成统一开放、竞争有序的现代矿业市场体系,形成矿产资源开发保护与矿业发展新格局。……强化矿产资源的安全可持续供应与应急保障能力,对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘察开发政策。”《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》将规划分区划分为重点矿区、限制开采区和禁止开采区。重点矿区:全区划分为 9 大矿产资源开发区域:①阿尔泰山非生态敏感区域黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、宝石开发区域;②塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开发区域;③西准噶尔非生态敏感区域铬、金、膨润土、煤炭、石材开发区域;④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开发区域;

⑤西天山非生态敏感区域黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开发区域；⑥东天山金、黑色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开发区域；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开发区域；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开发区域；⑨阿尔金山非生态敏感区域有色金属、金、石棉、玉石矿产开发区域。限制开采区：严重供大于求以及下游产业产能过剩、耗能大、污染重的矿产分布区域；具有地方特色且需保护性限量开采矿种的分布区域；虽有可靠的资源基础，但当前市场容量有限，应用研究不够，资源利用方式不合理的区域；在较高技术经济条件与一定外部条件下，才能达到资源合理利用的区域；需要进行矿产资源储备和保护的地；钨矿分布区域；国家和地方规定的其他限制开采矿产资源的区域。区内要进一步严格矿业权管理，按照现行法律法规加强监督管理。禁止开采区：军事管理区，国家和自治区级自然保护区、重要水源涵养区、风景名胜区、历史遗迹保护区，重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内，重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施等一定范围内，机场、国防工程设施圈定的地区。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，本工程符合《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》。

（8）《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》

《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》提出：“把新疆建成国内最大的油气勘探开发基地、重要的油气储备和石油化工基地、重要的煤化工升级示范和生产基地、最大的氯碱和硫酸钾生产基地、西部最大的氮肥生产基地”。

本工程油年产能 $1.36 \times 10^4 \text{t}$ ，气年产能 $0.39 \times 10^8 \text{m}^3$ ，符合《新疆维吾尔自治区石油和化学工业十三五规划》。

（9）《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》

《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》指出，“要加大乌鲁木齐-昌吉-石河子区域、奎屯-独山子-乌苏区域、库尔勒区域、克拉玛依市等重点区域的污染防控力度”。

本工程在加强风险事故防范措施的基础上，又针对本工程在施工期和运营期可能发生的各种环境风险事故，制定了详细的风险事故应急预案，当事件一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。工程在控制环境风险防范方面是符合《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》提出的相关要求的。

（10）新疆维吾尔自治区主体功能区规划

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》以《全国主体功能区规划》为依据，结合新疆实际编制的第一个国土空间开发规划，是战略性、基础性、约束性的规划。该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。重点开发区域是指有一定经济基础，资源环境承载能力较强，发展潜力较大，集聚人口和经济条件较好，从而应该重点进行工业化城镇化开发的城市化地区，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域，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。

本工程属于石油开采项目，行政区隶属新疆阜康市管辖，属于重点开发区域，本工程建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

（11）《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发；第十条规定煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大

气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

本工程行政区隶属新疆阜康市管辖，评价范围内没有水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域，工程将占用部分重点公益林，部分公益林保护等级为国家二级公益林，建设单位将按照林业部门管理要求办理相关手续并积极采取恢复措施；工程设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。本工程的建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

4.环境现状调查与评价

4.1 区域自然环境概况

4.1.1 地理位置

阜康市位于新疆维吾尔自治区中北部，天山东段北麓，准噶尔盆地南缘，昌吉回族自治州中部，与乌鲁木齐米东区毗邻，地理坐标为北纬 $43^{\circ}45' - 45^{\circ}30'$ 、东经 $87^{\circ}46' - 88^{\circ}44'$ 。市区西距乌鲁木齐市 57Km。东临吉木萨尔县，西与乌鲁木齐米东区接壤，南至博格达峰与乌鲁木齐市相连，北部伸入准噶尔盆地与富蕴县毗邻。

本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州境内阜康市北部沙漠区，距离阜康市区约 35km。地理坐标位于东经 $87^{\circ}57' \sim 88^{\circ}2'$ ，北纬 $44^{\circ}25' \sim 44^{\circ}29'$ 。

本工程地理位置示意图，见图 4.1-1。

4.1.2 地形、地貌

阜康市地域辽阔，地形地貌具有明显的天山自然垂直带特征，市境南高北低，由东南向西北倾斜，海拔高程 5000-450m，地貌形态从山区过渡为平原、沙漠，构成了典型的干旱自然景观。南部为东西向展布的博格达山脉，北部为辽阔的山前倾斜平原及沙漠。根据区域地形及气候等因素，可将该区分三个地貌单元，即南部山区、中部平原和北部沙漠区。

(1) 南部山区

项目区南部的高山、中高山区海拔 3000-5000m，山高坡陡，沟谷深切，谷底狭窄，河床切割深度在 100m 以上。此段以北的中山、低山区海拔 1500-3000m，水力侵蚀作用强烈，山势陡峻，河床切割深 30-60m，沟谷逐渐宽阔，呈 U 型。该带气候湿润，雨量充沛，岩层裂隙十分发育，径流集中；900-1500m 为低山区，河床切割 10-15m 不等，两岸渐次出现阶地，谷地宽 200-300m 不等。该带相应地势较缓，丘陵起伏，气候干燥，植被稀疏，水土流失严重，一派石漠景观。

(2) 中部平原区

海拔高程 700-450m，其上部由各河系冲洪积而形成，为戈壁砾石带。从东

至西连成一片，呈扇形展布，植被稀疏，古河道突露于地面，土质脊薄，不利于耕种。

冲洪积扇前缘绿洲带为耕作区，土质肥沃，地势较为平坦，日照长，农业人口集中。该带渠系发育，植被覆盖率高，是阜康市主要农业发展区。

北部冲洪积平原地势平坦，土层较厚，但由于干旱缺水不宜开垦，次生盐碱化程度较高。

(3) 北部沙漠区

海拔高程 450-800m，为古尔班通古特沙漠的一部分，约占阜康境内总面积的 53%。区内沙丘在西泉农场以北为宽约 1km，长 4-8km 的垄状复合，新月型沙丘链，沙丘高 15-30m。此带以西沙丘以新月型沙丘为主，以东以蜂窝状沙丘和新月型沙丘为主，沙丘高 5-15m，沙丘表面有沙波纹，沙粒粒径 0.1-0.25cm。

本工程位于古尔班通古特沙漠中，地表为连绵起伏的沙丘覆盖，海拔高度 450-485 米左右，沙丘相对高差一般在 10—70m，地表有梭梭、沙漠娟蒿、驼绒藜、内蒙古旱蒿等植被。

4.1.3 地质构造

董 701 井区区域构造位置位于准噶尔盆地中央拗陷阜康凹陷东部的北斜坡，构造区划上属于中央拗陷。

准中董 701 井区自上而下钻揭的地层有第四系西域组 (Q_{1x})、新近系独山子组 (N_{2d})、塔西河组 (N_{1t})、沙湾组 (N_{1s})、古近系安集海河组 (E_{2+3a})、紫泥泉子组 (E_{1+2z})、白垩系上统东沟组 (K_{2d})、下统吐谷鲁群 (K_{1tg})、侏罗系头屯河组 (J_{2t})、西山窑组 (J_{2x})、三工河组 (J_{1s}) 和八道湾组 (J_{1b}) (表 2.2-1)。本次研究的目的层是头屯河组 J_{2t3} 砂体，目的层埋深-3395~-3545m (海拔深度)，目的层厚度 8~12m，地层岩性以棕褐色、灰色含砾细砂岩、粉砂岩，棕褐色泥岩为主。

4.1.4 气候特征

阜康地处准格尔盆地南缘，远离海洋，属中温带大陆性干旱气候区，境内气温随地貌单元的变化呈垂直地带性分布特征较为显著，日照时间从南向北、从西向东逐渐增多。从季节看，夏季最多，冬季最少，春季多与秋季。四季分明，光

照充足，热量丰富，昼夜温差大。

春季：通常在 3 月中下旬开春持续到 5 月下旬末。升温迅速而不稳，天气多变，平均每月有一到两次强冷空气入侵，使气温变化幅度较大，春季多风。

夏季：6 月上旬到九月上旬。炎热干燥，空气湿度很小，无闷热感。降水较集中，多阵性风雨天气。

秋季：9 月上中旬到 11 月中下旬。秋高气爽，晴天日数最多。平均每月有一到两次强冷空气入侵，使得气温下降迅速。

冬季：11 月中下旬到翌年 3 月中下旬。寒冷漫长，有稳定积雪，空气湿度明显加大。冬季上空多有逆温形成，平均风速为四季最小，多阴雾天气出现。

阜康市气象站近 30 年主要气象参数见表 4.1-1

表 4.1-1 阜康市区域主要气象参数

气象要素	数 据	气象要素	数 据
平均气温	7.3℃	年平均风速	1.9m/s
历年极端最高气温	41.1℃	年平均降水量	237.0mm
历年极端最低气温	-34.4℃	日最大降水量	64.0mm
年平均雷暴日数	7.5天	年均相对湿度	62%
年平均雾日数	27.3天	年平均大气压	956.7hPa
年主导风向	东北	年均蒸发量	1652.2mm
十分钟平均最大风速	15.7m/s	最大冻土深度	1.44m
年最大风速	21m/s	最大积雪深	33cm

阜康市气候大致分为：南部山区、中部平原、北部沙漠三个区域，主要灾害性气候有：旱灾、洪灾、霜冻。阜康地处温带大陆性干旱气候区，但因存在着山地、平原、沙漠的巨大差异，气候也各不相同。在北部的平原、沙漠区呈现出明显的大陆性干旱气候，四季分明，热量丰富，降水稀少，春温高于秋温，年较差、日较差大。在南部山区，不完全具有温带大陆性干旱气候的特征，而表现为冬暖夏凉，无明显的春季和秋季，降水充足，热量不足，冬夏等长的特征。

表 4.1-2 区域常年气温特征表

气 候 特 征		南部山区	中部平原	北部沙漠
年平均气温 (℃)		2.54	6.6	5.9
极限气温	最高气温 (℃)	-	35	-
	最低气温 (℃)	-	-37	-
积温	>5℃	-	3631	-
	>10℃	-	3788	3519
年平均无霜期 (天)		140	174	155

阜康属中温带大陆性干旱气候区域，全年降雨量较少，山区年平均降雨量 545 毫米，平原区年平均降雨量 187.8 毫米，降雨量年际变化较大，年最多降雨

量达 250.5 毫米，最少 106.1 毫米，局部地区容易形成季节性洪涝灾害。地表水蒸发量根据区域不同变化较大，南部山区年均蒸发量约为 1427.3 毫米，平原区年蒸发量约 2064.1 毫米，北部沙漠区蒸发量最大为 2292.3 毫米，因此，从区域来看，阜康属于干旱缺水地区。

4.1.5 水资源

阜康市共有 7 条山溪性河流，自西向东依次为水磨河、三工河、四工河、甘河子河、白杨河、西沟河、黄山河。多年平均地表水径流量 1.9 亿立方米，其中市属水权 1.66 亿立方米；地下水总补给量 1.171 亿立方米，可开采量 1.0033 亿立方米，其中市属可开采量 8229 万立方米，占可开采量的 82%。天池为高山湖泊，湖面海拔高度 1911 米，面积 2.45 平方公里，水深 92 米，库容 1.6 亿立方米，年调节量 0.51 亿立方米。引额济乌一期水利工程为阜康市年配水量 0.5 亿立方米，为饲草饲料开发提供了灌溉水源。

4.2 生态环境质量现状调查与分析

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感生态功能区。

区域主要生态服务功能为：沙漠化控制、生物多样性维护。

主要生态环境问题：人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁。

主要生态敏感因子、敏感程度：生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感。

主要保护目标：保护沙漠植被、防止沙丘活化。

4.2.2 土地利用现状及评价

本工程所利用的土地为阜康市直属土地，根据新疆土地利用/土地覆盖地图数据 6 大类 25 小类的统计，本工程土地利用类型为灌木林地及未利用地。工程

区域土地利用现状见图 4.2-1。

4.2.3 土壤环境质量现状调查与分析

4.2.3.1 土壤类型

根据《中国土壤区划》，本工程位于蒙新干旱/半干旱土壤区域、灰漠土带、准噶尔盆地风沙土/灰漠土/灰棕漠土地区。工程区域土壤类型主要为风沙土，南部彩乌线 3#阀室周边区域有部分林灌草甸土，拟建工程区域土壤类型分布见图 4.2-2。

风沙土是风沙地区风成沙性母质上发育的土壤，它是在风的搬运、堆积下形成的。风沙土的成土过程很微弱，由于风蚀和沙积作用，成土过程经常被中断，成土作用时间短，很不稳定，通常在剖面中看不见成熟土壤的发生层次，一般仅有不明显的结皮和稍紧实的表土层。

风沙土的形成过程大致分以下 3 个阶段：

流动风沙土阶段：植物极少，存在土壤微生物活动，含有一定植物营养元素，但由于风沙流动，植物难以定居，处于成土过程的初级阶段。

半固定风沙土阶段：随着植被继续滋生，覆盖度增大，流沙逐渐成为半固定状态，地表开始形成薄结皮，地面表层变紧实，并被腐殖质染色，土壤剖面稍有分异，成土特征明显。

固定风沙土阶段：半固定风沙土上的植物进一步生长发育，在沙丘上生长各种沙生和旱生植物，形成一定的植被覆盖度；地表结皮增厚，表层沙面变得更紧实，植物的枯枝落叶堆积物和根系成为土壤粗有机质，使表层分异明显，土壤剖面可见雏形发育的 A-C 层。风沙土的土壤颗粒十分均匀，有机质含量低，平均在 4.0~7.2g/kg /kg 左右，重矿物含量低，但种类较多。荒漠地区的风沙土，还往往含有一定的盐分。

林灌草甸土成土母质多河流冲积物或洪积冲积物，局部为风积物。本工程区域林灌草甸土即为风积物在准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区过渡带形成。区域气候属于降水稀少、蒸发强烈的大陆性气候，冬春干寒，夏季干热，冷热较差悬殊，日照强，风大沙暴多，间歇性的地下水补给和漫润，对土壤生物物质循环和矿物元素的迁移与积累有着深刻的影响。在这种特殊的生物气候条件下形成

的林灌草甸土具有明显的阶段发育特征。

林灌草甸土风化成土作用弱，剖面分异不明显，剖面各土层的硅、铁、铝氧化物含量均较高，粘粒硅铝分子比率也高，且层间基本无变化，表明该类土壤在成土过程中，矿物元素未有多大的移动变化，也反映了漠土地区一般土壤风化成土作用均较弱的特点。林灌草甸土的质地以砂质壤土至壤土为主，粘粒含量多小于 15%，底土稍粘重，可到粉砂质粘土或壤质粘土，粘粒含量大于 25%，高者达 30%以上。质地剖面的土层排列以壤砂相间最为常见，均质壤土、砂土或砂粘间层者甚少，沉积层理明显。

林灌草甸土养分的区域变化大。在自然状况下，林灌草甸土的有机质含量一般均较高。表土层以下含量陡然降低，碳氮比值宽，这与其上生长的灌木植被枯枝落叶本质化程度高有关。腐殖质组成以富里酸为主，胡富比值小于 1。具荒漠化和盐化作用的林灌草甸土，有机质及其它矿物营养成分均显著偏低。据剖面统计，表土有机质的平均含量小于 5 克每千克，全氮 0.19 克每千克，全磷和全钾的含量分别为 0.49 克每千克和 19.0 克每千克。林灌草甸土经耕垦后，土壤有机质和速效磷明显下降，且下降的速度快。据新疆、甘肃资料，有机质由 10.9 克每千克下降到 7 克每千克，速效磷由 10 毫克每千克下降到 6 毫克每千克，而全氮和速效钾的含量则略有上升的趋势，这是人为活动改善土壤生境条件和生产条件，促进生物物质循环，加速有机质矿化分解所致，反映了林灌草甸土不同利用条件下土壤营养特性的差异。

4.2.3.2 现状监测点布设

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本工程土壤环境质量评价工作等级为二级，评价范围为气田开发区域及区域边界向外扩展 200m 范围，涉及风沙土、林灌草甸土。

本工程土壤监测数据委托乌鲁木齐京诚检测技术有限公司对评价区域土壤环境质量的监测，采样时间为 2020 年 4 月。

占地范围内：3 个柱状样（柱状 1~3），1 个表层样（表层 1）；

占地范围外：边界外 200m 内，取 2 个表层样（表层 2、表层 4）

监测点位具体位置见表 4.2-1、图 4.4-1。

表 4.2-1 监测点位置说明表

	序号	监测点位	经纬度	备注
占地范围内	柱状1	董701井	88° 2' 10.69101" ,44° 27' 0.11165"	已钻井
	柱状2	董701-4井	88° 1' 13.88001" ; 44° 28' 19.81688"	
	柱状3	董7井	88° 0' 34.67685" ,44° 26' 24.87242"	
	表层1	T4	88° 0' 31.27795" ,44° 28' 20.66661"	
占地范围外	表层2	T5	88° 0' 51.47820" ,44° 25' 29.44726"	
	表层3	T6	88° 3' 22.80628" ,44° 27' 50.15380"	

4.2.3.3监测项目

①占地范围外：表层 2、表层 3 只测石油烃。

②占地范围内：其中柱状 1 的上层样测《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 的 45 项、pH、石油烃。

其余监测点：只测特征因子石油烃。

4.2.3.4采样和分析方法

(1) 采样方法

表层样监测点的土壤监测取样方法一般参照 HJ/T 166 执行，柱状样监测点的土壤监测取样方法还可参照 HJ 25.1、HJ 25.2 执行。具体见表 4.2-3。

(2) 分析方法

土壤污染物分析方法按《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018)中的表 3 进行分析。

4.2.3.5评价方法与标准

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018)，评价区域属于第二类用地，评价标准选用建设用地中的第二类用地的土壤污染风险筛选值。采用标准指数法进行评价，用 P_i 表示， $P_i < 1$ ，说明该监测因子未超标。

4.2.3.6监测结果统计与评价

土壤环境质量监测结果详见表 4.2-2、表 4.2-3。

表 4.2-3 土壤环境质量现状监测数据统计表 单位：mg/kg, pH 无量纲

序号	检测项目	第二类用地筛选值	董701井井场	P_i	达标情况
			(0-50cm)		

	pH	/			/
1	总砷	60			达标
2	镉	65			达标
3	六价铬	5.7			达标
4	铜	18000			达标
5	铅	800			达标
6	总汞	38			达标
7	镍	900			达标
8	四氯化碳	2.8			达标
9	氯仿	0.9			达标
10	氯甲烷	37			达标
11	1,1-二氯乙烷	9			达标
12	1,2-二氯乙烷	5			达标
13	1,1-二氯乙烯	66			达标
14	顺式-1,2-二氯乙烯	596			达标
15	反式-1,2-二氯乙烯	54			达标
16	二氯甲烷	616			达标
17	1,2-二氯丙烷	5			达标
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10			达标
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8			达标
20	四氯乙烯	53			达标
21	1,1,1-三氯乙烷	840			达标
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8			达标
23	三氯乙烯	2.8			达标
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5			达标
25	氯乙烯	0.43			达标
26	苯	4			达标
27	氯苯	270			达标
28	1,2-二氯苯	560			达标
29	1,4-二氯苯	20			达标
30	乙苯	28			达标
31	苯乙烯	1290			达标
32	甲苯	1200			达标

33	间/对二甲苯	570			达标
34	邻二甲苯	640			达标
35	硝基苯	76			达标
36	苯胺	260			达标
37	2-氯酚	2256			达标
38	苯并[a]蒽	15			达标
39	苯并[a]芘	1.5			达标
40	苯并[b]荧蒽	15			达标
41	苯并[k]荧蒽	151			达标
42	蒽	1293			达标
43	二苯并[a,h]蒽	1.5			达标
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15			达标
45	萘	70			达标

表 4.2-3 土壤环境质量现状石油烃监测数据统计表 单位: mg/kg

采样点		筛选值	监测结果	Pi	达标情况
董701井 井场	0-50cm	4500			达标
	50-150cm				达标
	150-300cm				达标
董701-4井	0-50cm				达标
	50-150cm				达标
	150-300cm				达标
董7井	0-50cm				达标
	50-150cm				达标
	150-300cm				达标
T4	0-20cm				达标
T5	0-20cm				达标
T6	0-20cm				达标

根据监测及评价结果，评价区域各土壤监测点各项目评价指数均小于 1，各监测项目其现状监测值低于《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）第二类用地的筛选值标准。

4.2.4 植被环境调查及评价

根据《中国植被区划》，本工程位于干旱荒漠带、温带荒漠区域、温带干旱半灌木/小乔木荒漠地带、准噶尔盆地小乔木、半灌木荒漠区。根据现场勘察和收集资料，工程评价区域内占优势的植被为梭梭，其次还分布有沙漠绢蒿、琵琶柴、驼绒藜、内蒙古旱蒿等自然植被，灌木覆盖度约 30-60%。工程区域植被类型见图 4.2-3。

准中董 701 井区地处准噶尔盆地南缘的荒漠-绿洲交错带，自然地带性植被以为梭梭为主。区域内天然植物种类贫乏，以超旱生、耐盐碱的荒漠成分占优势，主要是梭梭、沙漠绢蒿、琵琶柴、驼绒藜、内蒙古旱蒿等。从历史成分来看，显示出其古老性，梭梭等属的一些种均发生于第三纪。

(1) 主要植被种类及分布

根据实地调查结果统计，评价区内主要物种及分布环境见表 4.2-4。

表 4.2-4 评价区常见高等植物种类及分布环境

中文名	学名	分布
梭梭	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
沙漠绢蒿	——	++
驼绒藜	<i>Ilex regelia</i>	+
内蒙古旱蒿	<i>Artemisia xerophytica</i>	+
琵琶柴	<i>Reaumuria soongorica</i>	+

注：++为多见；+为少见。

1) 梭梭

梭梭高 1~6 米，树冠通常近半球形。木材坚而脆，老枝淡黄褐色或灰褐色，通常具环状裂隙；幼枝通常较白梭梭稍粗，径约 1.5 毫米，往往斜升，具关节，节部长 4~12 毫米，干后通常有皱或小点，叶退化为鳞片状，宽三角形，稍开展，基部连合，边缘膜质，先端钝或尖（但无芒尖），腋间具棉毛。花单生叶腋，排列於当年生短枝上；小苞片舟状，宽卵形；花被片 5，矩圆形，背部生翅状附属物，在翅以上部分稍向内曲并围抱果实；翅膜质，褐色至淡黄褐色，肾形至近圆形，基部心形至楔形，通常平展，少数斜伸。胞果黄褐色。种子黑色；胚陀螺状。花期 6~8 月，果期 8~10 月。

生于海拔 450~1500 米的广大山麓洪积扇和淤积平原、固定沙丘、沙地、砂砾质荒漠、砾质荒漠、轻度盐碱土荒漠。

本种为荒漠地区优良固沙造林植物，也是良好的饲用植物，特别是骆驼喜食。

木材坚实，为优良燃料。

2) 沙漠绢蒿

半灌木状草本。主根稍粗，木质；根状茎粗大，木质，上部常分化出若干部分，并具多枚、木质、短的营养枝，被褐色、开裂、脱落的外皮，并密生营养叶。茎多数，直立或弯曲上升，高 25~35(-45)厘米，下部木质，被褐色，开裂的茎皮，上部半木质，并有多数细长的分枝，枝近平展，长 10~20 厘米，具斜向上弯曲的小枝；茎、枝、叶两面密被灰白色绒毛，花后茎、枝上毛渐脱落。

两性花 3~4 朵，花冠管状，花药线形，先端附属物线形，基部钝，花柱短，开花时稍叉开，叉端截形，具睫毛。瘦果卵形或倒卵形，结实时总苞片与果全脱落。花果期 8~10 月。常生于海拔 1400 米以下沙漠地区的半流动或固定沙丘上。

超旱生半灌木。耐旱、耐高温、抗风沙。主要生于沙地和沙漠中的固定和半固定沙丘，以及沙丘间沙质低平地，在较平缓的固定沙垄上生长最盛。是新疆北部半固定沙丘向固定沙丘发展的先驱植物。能利用早春融雪水和少量春雨迅速萌生，使沙地水分难以下渗，造成半固定沙丘上的深根性植物白梭梭(*Haloxylon persicum*)衰退，草地类型由半流动沙丘上的白梭梭、白皮沙拐枣(*Calligonum leucocladum*)、羽毛三芒草(*Aristida pennata*)演替为固定沙丘上的沙漠绢蒿、蛇麻黄(*Ephedra distachys*)、囊果沙苔草(*Carex physodes*)以及一年生藜科草本植物组成的群落。

沙漠绢蒿富含粗脂肪，花期粗脂肪含量达 4%以上。秋、冬、春季对羊的适口性好，并能提供较多能量，对于冬季保膘，春季恢复膘情均有重要作用，是沙漠中饲用价值较高的牧草。骆驼不喜食。

由于沙漠绢蒿群落促使半固定沙丘向固定沙丘发展。因此，要严格控制放牧强度，春季转场宜早，以保护沙漠绢蒿，使早春生机旺盛，生长良好，并防止对沙丘沙地的破坏，引起草地沙化。

3) 驼绒藜

驼绒藜属灌木或半灌木，茎直立，高 20~80 厘米，茎、枝密被星状毛，枝斜伸或近平展，多集中茎下部。单叶互生，具短柄，叶片条形、条状披针形、披针形或矩圆形，长 1~2 厘米，宽 0.2~0.5 厘米，先端钝或急尖，基部渐狭、楔形或圆形，全缘，有时近基部有 2 条侧脉，极稀为羽状，背腹两面密被星状毛。雄花

序短而紧密;雌花管侧扁,椭圆形或倒卵形,角状裂片较长,其长为管长的 1/3 到近等长,果时外具 4 束长毛。果直立,椭圆形,被毛。花期 6~7 月,果期 8~9 月。

主要生于新疆北部海拔 200~1200 米的平原至低山,在天山南坡则上升到海拔 1800~2000 米,在昆仑山北坡更升到海拔 2500 米,阿克陶及乌恰一带则高达海拔 3200 米。大多见于山前平原、低山干谷、山麓洪积扇、河谷阶地沙丘到山地草原阳坡的砾质荒漠、沙质荒漠及草原地带。为优良牧草,各类牲畜喜食。

本工程区域中主要见于工程区西北部。

4) 内蒙古旱蒿

内蒙古旱蒿是菊科蒿属的植物。一般生于半固定沙丘上、戈壁、局部地区为植物群落的优势种、半荒漠草原以及主要伴生种。

主要性状表现为主根粗大,木质,垂直,伸长,侧根多;根状茎粗短,直径达 2~4 厘米,上部常分化出若干部分,有多数营养枝。茎多数,稀少数,丛生,高 30~40 厘米,木质或下部木质,上部半木质,棕黄色或褐黄色,纵棱明显;上部分枝多,枝细长,初时密被绒毛,后稍稀疏。内蒙古旱蒿花果期为 8~10 月。

内蒙古旱蒿根系粗大,深长,耐干旱,抗风沙,在荒漠与半荒漠地区作防风固沙的辅助性植物。牧区为牲畜营养价值良好的饲料。

本工程区域中主要见于工程区西北部。

5) 琵琶柴

琵琶柴属小灌木植物,高 10~25 厘米。老枝灰棕由叶肉质,圆柱形,长部稍粗,长 1~5 毫米,宽 1 毫米,顶端钝,常 4~6 枚簇生。琵琶柴是我国荒漠地区分布最广的地带性植被类型之一。主要生于海拔 1000~3200 米的山间盆地、湖岸盐碱地、戈壁、砂砾山坡,荒漠植物,常成片生长。

本工程区域中主要见于工程区东南部。

(2) 保护植物

工程区域分布的天然野生植物中,无国家重点保护植物,有自治区 I 级保护植物 1 种,为梭梭,是典型的荒漠植物及优良固沙植物。

4.2.5 重点公益林现状调查

重点公益林是指生态区位极为重要或生态状况极为脆弱,对国土生态安全、

生物多样性保护和经济社会可持续发展具有重要作用，以提供森林生态和社会服务产品为主要经营目的的重点防护林和特种用途林。包括水源涵养林、水土保持林、防风固沙林和护岸林；自然保护区的森林和国防林等。

（1）区域重点公益林现状

阜康市公益林林种为防护林。根据阜康市公益林区划界定成果，阜康市区划林地面积 151654.3 公顷。阜康市林地面积中，生态公益林（地）150852.93 公顷，其中：国家级公益林 34075.77 公顷，占公益林面积的 22.59%；地方公益林 116777.16 公顷，占公益林面积的 77.41%。

林地按工程类别分：三北防护林工程面积 1878.05 公顷，占林地面积的 1.24%；退耕还林工程面积 1315.25 公顷，占 0.87%；重点公益林经营工程面积 34075.77 公顷，占 22.47%；其他林业工程面积 114385.23，占 75.42%。

阜康市林地质量分为Ⅱ级、Ⅲ级、Ⅳ级 3 个等级。Ⅱ级林地，主要分布在阜康市核心区域与绿洲农区交界的部分区域，灌木林林地质量综合评分值在 2~4 之间，主要分布在市直属区域、城关镇、甘河子镇、九运街镇、三工河乡、水磨沟乡、上户沟乡、滋泥泉镇等 7 个乡（镇、场）。林地质量等级为Ⅱ级面积 11604 公顷，占林地面积的 7.65%。Ⅲ等林地主要分布在阜康市绿洲区域农田防护林和农区内部的经济林，包括林地质量综合评分值在 4~6 之间的林地，林地质量等级为Ⅲ级面积 46275.57 公顷，占林地面积的 30.52%。Ⅳ级保护林地是需予以保护并引导合理、适度利用的区域，包括未纳入上述Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ级保护范围的各类林地。全市Ⅳ级保护林地面积 93774.73 公顷，占林地面积的 61.83%。

阜康市灌木林（防护树种）总面积 74077.88 公顷。按起源划分，天然林面积 74019.55 公顷；占灌木林（防护树种）总面积的 99.92%；人工林面积 58.33 公顷，占 0.08%。按林种划分全部为防风固沙林。主要分布在沙漠区域。

（2）区块林地现状

根据《阜康市重点公益林区划界定成果报告》，董 701 井区占用阜康市重点公益林林班号为 2、3、8 林班，气田占用的重点公益林均属于防风固沙林，重点公益林与本工程位置关系见图 4.2-4。

本工程占用林地的林种为防风固沙林；林地权属为国有；林木权属为国有；地类为灌木林地、宜林地；优势树种为梭梭；起源为天然；森林类别为重点公益

林、一般公益林；公益林事权等级为国家级公益林、地方公益林；工程类别为其他林业工程；林地质量为IV级；林业分区为北部荒漠防风固沙林区。工程区属干旱、半干旱荒漠地区，植被组成简单，类型单调，分布稀疏，建群植物主要由旱生、超旱生的灌木、小灌木、半灌木及一年生草本和中短命植物组成，如梭梭、沙漠绢蒿、琵琶柴、驼绒藜、内蒙古旱蒿等，无蓄积。

4.2.6 野生动物现状调查及评价

根据《中国动物地理区划》，本工程评价区域属古北界、蒙新区、西部荒漠亚区、东疆小区。同时，评价区属于极端干旱的大陆性气候控制下的严酷荒漠自然环境，致使评价区所属动物区系组成贫乏，主要为荒漠，距离卡拉麦里山有蹄类自然保护区约 42km。

目前气田开发区及其邻近区域内的野生动物数量不多，以荒漠动物为主。在气田开发区域，因石油开发建设活动早已开展，人类活动频繁，使得对人类活动敏感的野生动物早已离去，已难以再见到大中型野生动物，偶尔可见一些耐旱型荒漠动物，以鸟类、爬行动物和啮齿类动物为主，动物种类和数量较少。

由于准噶尔盆地严酷的气候条件，野生动物分布种类少，没有区域特有种，也无保护动物。

4.2.7 生态环境现状评价小结

根据《新疆生态功能区划》，本工程所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。本区的主要生态服务功能为：沙漠化控制、生物多样性维护；

评价区生态系统为荒漠生态系统，土壤类型主要是风沙土、林灌草甸土；土地利用类型为灌木林地、未利用地；植物群落较为单一，主要植物有梭梭、沙漠绢蒿、琵琶柴、驼绒藜、内蒙古旱蒿等自然植被；涉及的重点公益林均属于防风固沙林；区域野生动物稀少，无国家和自治区重点保护的野生动物及地方珍稀特有野生动物。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 空气质量达标区判定

《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定：“城市环境空气质量达标情况评价指标为 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 和 O_3 ，六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标”。

本次环境空气基本污染物数据引自《2018 年阜康市大气环境质量报告》。

根据《2018 年阜康市大气环境质量报告》，项目所在地阜康市环境空气基本污染物 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 环境空气质量未满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，其余各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，因此区域环境质量不达标。

具体见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价表 单位：除 CO 为 mg/m^3 ，其余均为 $\mu\text{g}/\text{m}^3$

污染物	年评价指标	现状浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%	达标情况
SO_2	年平均质量 浓度		60		达标
NO_2			40		达标
PM_{10}			70		超标
$\text{PM}_{2.5}$			35		超标
CO	第95百分位 数日平均		4		达标
O_3	8 小时平均 质量浓度		160		达标

4.3.2 现状监测点布设

本次常规因子数据本次环境空气基本污染物数据引自《2018 年阜康市大气环境质量报告》，特征因子评价采用现状监测和引用相结合的方式，数据引用《董 701-1 等 5 口探井项目环境影响报告表》中的监测数据，监测点位位于区块内董 701-1 井处，监测单位为新疆新能源（集团）环境检测有限公司；现状监测点布设在董 701 区块下风向，共布设 1 个环境空气质量现状补充监测点，监测单位为乌鲁木齐京诚检测技术有限公司，监测布点满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中对补充监测布点的有关规定，监测点具体位置见图 4.1-1 及表 4.3-2。

表 4.3-2 特征污染物补充监测点位基本信息

监测点名称	监测点坐标	监测因子	监测时段	相对区块方位	相对区块距离
董701-1井	88° 2' 5.27" E; 44° 27' 44.61" N	非甲烷总烃、 H ₂ S	2020年3月17 日~23日	/	/
董701区块下风向	88° 3' 40.997" E; 44° 24' 33.37" N	非甲烷总烃	2020年4月20 日~26日	东南方	/

4.3.3 监测项目

根据本工程大气污染物的排放特点，本次评价进行特征污染因子 H₂S、非甲烷总烃的监测。各监测点在监测的同时记录风速、风向、温度、压力等气象参数。

4.3.4 监测频率

监测频率详见表 4.3-3。

表 4.3-3 环境空气监测频次表

监测项目	取值时间	监测频率	数据有效性规定
非甲烷总烃、H ₂ S	小时值	连续7日，每天4次	一次值

4.3.5 监测分析方法

大气污染物的采样方法按照《空气和废气监测分析方法》第四版的要求执行。大气污染物的分析方法按照《环境空气质量标准》GB3095—1996 表 2、《空气和废气监测分析方法》第四版要求的方法执行，采样及分析方法见大气污染物分析方法一览表。

表 4.3-4 大气污染物分析方法一览表

污染物名称	分析方法
非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法 HJ604-2017
H ₂ S	居住区大气硫化氢卫生检验标准方法 亚甲蓝分光光度法 GB11742-1989

4.3.6 环境空气质量评价方法

采用占标率评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状，计算公式如下：

$$I_i = C_i / C_{i0} \times 100\%$$

式中：I_i——某种污染物的占标率；

C_i ——某种污染物的实际监测浓度， mg/m^3 ；

C_{io} ——某种污染物的环境空气标准浓度， mg/m^3 。

4.3.7 评价标准

大气环境质量评价标准值见表 4.3-5。

表 4.3-5 大气环境质量评价标准值

污染物	取值时间	浓度限值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准来源
H_2S	1小时平均	10	HJ2.2-2018附录D
非甲烷总烃	一次值	$2.0\text{mg}/\text{m}^3$	《大气污染物综合排放标准详解》

4.3.8 监测结果及评价

大气环境质量监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 监测点大气污染物 1 小时平均浓度监测结果统计分析表

监测点位	污染物	小时值			超标率 (%)	达标情况
		标准限值	浓度范围	最大浓度 占标率%		
董701-1井	非甲烷总烃	$2.0\text{mg}/\text{m}^3$			0	达标
	H_2S	$0.01\mu\text{g}/\text{m}^3$			0	达标
董701区块 下风向	非甲烷总烃	$2.0\text{mg}/\text{m}^3$			0	达标

从以上表内数据可以看出，本工程区域非甲烷总烃污染物浓度值范围在 $0.07\text{mg}/\text{m}^3 \sim 1.76\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，硫化氢浓度值 $< 0.005\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

评价结果表明：在监测期内，评价区域环境空气质量中非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 附录 D 的要求。

4.4 地下水质量现状调查与评价

4.4.1 监测点位布设

本次评价共布设 4 个地下水监测点位，由乌鲁木齐京诚检测技术有限公司进行现状监测，具体地下水监测点位见图 4.1-1。

表 4.4-1 地下水监测点位基本信息

监测点名称	监测点坐标	相对区块方位	相对区块距离
三工河哈萨克民族乡	E:88°6'7.24"; N:44°16'50.94"	东南方	15.8km
董7井	E:88°0'45.49"; N:44°26'36.04"	/	/
董2井	E:88°6'33.24"; N:44°25'33.36"	东方	5.7km
222团自来水厂	E:87°55'47.20"; N:44°18'7.14"	西北方	14.7km

4.4.2 监测时间与频率

本次评价监测日期为 2020 年 04 月 20 日—2020 年 04 月 21 日。采样 1 次。

4.4.3 监测项目

监测项目主要包括 pH、氨氮、总硬度、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、砷、汞、六价铬、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、钾、钠、钙、镁、碳酸盐碱度、重碳酸盐碱度。共计 28 项。

4.4.4 监测分析方法

监测要求：采样方法执行《地下水环境技术规范》（监测要求：采样方法执行《地下水环境技术规范》（HJ/T164 HJ/T164-2004 2004）。分析方法按现行国家规定的地下水水质进行。

4.4.5 评价标准

本次地下水环境质量评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的 III 类标准。

4.4.6 评价方法

本报告采用标准指数法进行评价，其单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数为：

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

对于以评价标准为区间值的水质参数（如 pH 为 6-9）时，其单项指数式为：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

式中：Pi——第 i 个水质因子的标准指数；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L；

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。

4.4.7地下水监测结果

地下水监测结果见表 4.4-2。

由监测及评价结果表明：在监测期，评价区域内三工河哈萨克民族乡、222 团自来水厂的各项监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准的要求。董 7 井的 pH、氟化物、溶解性总固体、耗氧量、氯化物、钠的超标；董 2 井的溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、钠超标，2 口井其余的监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准的要求，超标的原因主要是由区域地质因素引起的。

表 4.4-2 地下水现状监测及评价结果

检测项目	单位	标准值	三工河哈萨克民族乡		董7井		董2井		222团自来水厂	
			监测结果	Pi	监测结果	Pi	监测结果	Pi	监测结果	Pi
pH值	无量纲	$6.5 \leq \text{pH} \leq 8.5$	8.12	0.75	9.64	1.76	7.62	0.41	8.08	0.72
氨氮	mg/L	≤ 0.5								
总硬度	mg/L	≤ 450								
亚硝酸盐氮	mg/L	≤ 1								
硝酸盐氮	mg/L	≤ 20								
挥发酚	mg/L	≤ 0.002								
氰化物	mg/L	≤ 0.05								
砷	mg/L	≤ 0.01								
汞	mg/L	≤ 0.001								
六价铬	mg/L	≤ 0.05								
铅	mg/L	≤ 0.01								
氟化物	mg/L	≤ 1								
镉	mg/L	≤ 0.005								
铁	mg/L	≤ 0.3								
锰	mg/L	≤ 0.1								
溶解性总固体	mg/L	≤ 1000								
耗氧量	mg/L	≤ 3								
硫酸盐	mg/L	≤ 250								
氯化物	mg/L	≤ 250								
总大肠菌群	MPN/100mL	≤ 3								
石油类	mg/L	≤ 0.05								
钾	mg/L	/								
钠	mg/L	≤ 200								

钙	mg/L	/								
镁	mg/L	/								
碳酸盐碱度	mg/L	/								
重碳酸盐碱度	mg/L	/								

4.5 声环境质量现状监测与评价

4.5.1 监测点位布设

为了查明本区块声环境质量现状，本次评价在董 701 区块新钻井处布设 1 个噪声监测点位，已建井井场四周各设 1 个监测点，监测点位置详见图 4.1-1。

4.5.2 监测项目

测量各监测点的连续等效 A 声级。

4.5.3 监测方法

监测方法按《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中有关规定测量其连续等效 A 声级。使用 AWA6228 型噪声积分声级计。

4.5.4 监测时段及监测单位

噪声监测时间为 2020 年 4 月 24 日~4 月 26 日，连续监测 2 天，每天分昼间和夜间各监测一次，监测单位为乌鲁木齐京诚检测技术有限公司。

4.5.5 评价标准

声环境质量现状评价采用《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准。

4.5.6 评价方法

评价方法采用实测值与标准值对比法。

4.5.7 监测结果统计

本次评价噪声现状评价结果监测结果见表 4.5-1。

表 4.5-1 噪声现状监测结果统计表 单位: dB(A)

监测日期	监测点位	监测及评价结果					
		昼间	标准值	达标情况	夜间	标准值	达标情况
2020年4月24日~4月25日	1#(董701井东边界)	54	60	达标	49	50	达标
	2#(董701井南边界)	52		达标	49		达标
	3#(董701井西边界)	54		达标	49		达标

	4#(董701井北边界)	55		达标	49		达标
2020年4月25日~4月26日	1#(董701井东边界)	54		达标	48		达标
	2#(董701井南边界)	53		达标	47		达标
	3#(董701井西边界)	54		达标	49		达标
	4#(董701井北边界)	54		达标	49		达标
2020年4月24日~4月25日	董701-4井	34		达标	34		达标
2020年4月25日~4月26日	董701-4井	35		达标	34		达标

由表 4.7-1 可看出，在监测期内，工程所在区域声环境质量现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准，周围无人群集中居住区，区域声环境质量较好。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1生态环境影响特征

从本工程工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 气田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如天然气处理站）和线状（如单井集输管线、集油干线和输气管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

在干旱荒漠背景下，工程开发建设对区内生态体系稳定性影响的主要途径是地表扰动和植被破坏。

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 气田开发建设对生态环境的影响

工程阶段		施工期	开发期（地面工程）	运营期
影响分析	影响程度	重	重	轻
	影响特征	可逆	部分可逆	可逆
	影响时间	短期	中、短期	短期
	影响范围	大、不固定	大、固定	小、固定

5.1.2生态环境影响

5.1.2.1占地影响分析

本工程占地主要包括采气井 5 口，新建 $\Phi 89 \times 6$ 单井出油管线 5.3km，新建 $\Phi 114 \times 7$ 集油干线 1.6km，新建 $\Phi 114 \times 7$ 输气管线 17km，新建天然气处理站 1 座，占地类型主要为灌木林地、未利用地，植被盖度 30%-60%。

本工程永久占地 1.064hm²、临时占地 14.617hm²。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻

底的改变,永久占地使原先土壤-植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代;临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生,也不可避免地对原有地表造成破坏,使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解,在扰动结束后,临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。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。

由于临时占地的扰动、破坏,将增加土壤风蚀量,气田所在区域为稀疏植被区,植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层砾幕或盐壳层具有很强的防风沙的生态功能,其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用,使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀,由于雨水的作用,使砾石与土层紧密地结合,形成了致密而稳定的保护结构,它保护着地下的粉细物质,对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于勘探、钻井机械、运输车辆及施工人员的活动,可使地表砾幕和盐壳层受到破坏,这些保护层一旦被破坏,又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀,使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内,区域内的风蚀量会有所增加,影响空气质量。

当气田转入正常运营期后,人群的活动范围缩小,受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复,工程占地影响也会逐步减弱。

5.1.2.2对土壤环境的影响

本工程所在区域涉及的土壤类型主要为风沙土、林灌草甸土,对土壤的影响主要来源于管线和站场的施工。

本工程新建管线共计约 23.9km,管线施工作业带宽 6m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动,改变土壤的紧密度和坚实度,可能造成土壤板结。土壤表面压实,土壤板结,通透性差,使土壤水量降低,同时加剧了土壤的蒸发作用,导致盐碱化加重。

1) 对工程区土壤养分的影响

土壤质地因地形和土壤形成条件的不同而有较大的变化,即使同一土壤剖

面，表层土壤质地与底层的也截然不同。本工程所在区域涉及的土壤类型主要为风沙土、林灌草甸土，其中，林灌草甸土养分的区域变化大，在自然状况下，林灌草甸土上层的有机质含量一般均较高，表土层以下含量陡然降低，碳氮比值宽。管道的开挖和回填，必定混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育，植被的恢复；土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况。不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言，表土层远较心土层好，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中。施工对原有土体构型势必扰动，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并波及其上生长的植被，甚至难以恢复。

根据有关资料统计，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有有机质将下降 30~40%，土壤养分将下降 30~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。这表明即使在管道施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，管道工程对土壤养分仍有明显的影响，事实上，在管道施工过程中，难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土，因而管道施工对土壤养分的影响更为明显，最后导致土地生物生产量的下降。

2) 对工程区土壤紧实度的影响

风沙土的成土过程很微弱，由于风蚀和沙积作用，成土过程经常被中断，成土作用时间短，很不稳定。工程管道铺设后的回填，一般难以恢复原有的土壤紧实度，施工中机械碾压，人员践踏等都会影响土壤的紧实度。土层过松，易引起土地沙漠化，土体过紧，又会影响地表植被生长。

3) 管线污染物对土壤环境影响

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾以及焊渣、废弃外涂层涂料等废物。这些固体垃圾可能含有难于分解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。另外施工过程中，各种机器设备的燃油滴漏也可能对沿线土壤造成一定的影响。

5.1.2.3对植被的影响分析

本工程评价区域内占优势的植被为梭梭，其次还分布有沙漠绢蒿、琵琶柴、驼绒藜、内蒙古旱蒿等自然植被，灌木覆盖度约 30-60%。董 701 井区工程施工

对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

（1）占地影响

由工程建设的各个影响因素及气田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工占地等行为对植被的影响最严重。

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的灌木林地和未利用地。在站场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本工程的建设生态影响面积约 15.681hm^2 ，占地区域内地表植被基本被毁，其中在投入运营后，有 1.064hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 14.617hm^2 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

（2）生物量损失

本工程永久占地面积 1.064hm^2 ，以天然气处理站、井场占地为主。以每公顷生物量 750kg 计算，生物量损失约为 0.798t 。

本工程临时占地面积 14.617hm^2 ，以井场、管线施工临时占地为主。以每公顷生物量 750kg 计算，生物量损失约为 10.96t 。

（3）管线修建对植被的影响

工程新建 $\Phi 89\times 6$ 单井出油管线 5.3km ，新建 $\Phi 114\times 7$ 集油干线 1.6km ，新建天然气处理站至彩乌线 3#阀室的输气管线 17km 。管道的建设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分。管道建设中管沟部分的植被必须要被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，植物会逐渐恢复。

（4）石油类污染对植被的影响

在气田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是钻井及生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严

重时导致植物的死亡。

根据对以往气田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0~20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物极为稀少，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

（5）人类活动对植被的影响

气田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。但评价区植被覆盖度小，生产区周围植被稀少，因此，人类活动对该区域植被产生的不良影响有限。

（6）大气污染物的影响

气田开发初期，大气污染物主要是来自钻机和发电机作用柴油联动机组产生的废气，废气中主要含有 TSP、NO₂、SO₂、CO 等有害成分，而在生产运营期产生的大气污染物主要有无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO₂、SO₂ 及建设期的空气扬尘。

SO₂ 可通过叶片气孔进入植物体，形成亚硫酸离子，当它超过植物自净能力时，将会破坏叶肉组织，使叶片水分减少失绿，严重时细胞发生质壁分离，叶片逐渐枯萎，植物慢慢死亡。

NO_x 对植物的伤害表现在叶肉组织内部的细胞上。植物通过气孔吸收了大气中的氮氧化物，随后污染物由气态变为液态，改变了细胞及其周围的 pH 值，引起细胞结构变化，光合作用降低，植物的生长活性受到影响。

在气田开发建设中的扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。

大气污染物对植物的损害程度还决定于其环境内风、光、温度、土壤和地形特点，气田区夏季白天气温高，气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。总体来说，多风、

少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程中污染源比较分散，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

(7) 事故排放对植被的影响

气田开发建设项目中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和采出水泄漏，其产生的污染物排放均会对影响范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年会重新发芽生长。

5.1.2.4对野生动物的影响分析

气田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，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、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本工程钻井、站场建设的各个过程，春风油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

该区域已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次气田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

5.1.3对重点公益林的影响

本工程永久占地 1.064hm²，临时占地 14.617hm²，涉及 3 个林班 15 个小班，其中：永久性占地为天然气处理站、井场和管线占地；临时占用林地主要为施工作业和输油管线占地。永久性占用林地中，占用国家级公益林（灌木林地）

2.560hm²、占用地方公益林（宜林地）3.284hm²。临时性占用林地中，占用国家级公益林（灌木林地）7.179hm²，占用地方公益林（宜林地）8.438hm²。目前中石化新春石油开发有限公司正在办理林地占用手续。

工程所在区内分布的重点公益林类型为灌木林地，优势树种为梭梭，植被盖度为 30~60%，主要作用为防风固沙。

管道沿线两侧范围内的林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，占用国家二级公益林，应按《国家级公益林管理办法》第十八条、第十九条的规定实行占补平衡。可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。管道施工穿越林地所造成的林业损失既是一次性的，又是永久性的。因此，要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在 6m 范围内。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

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，可使退役期生态环境影响降到最低。

5.1.5 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荒漠生态景观，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。在气田开发如井场、站场、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。因而气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，目前由于气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。

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为 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。工程区域生态系统完整性等级见表 5.1-2。

表 5.1-2 工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		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	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
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	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
	土壤状况						
	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 5.1-2 可以看出工程区生态完整性受本工程影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。气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；但是由于工程占地面积有限，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。

5.1.6 小结

本工程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，工程对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久占地面积 1.064hm²，临时占地面积 14.617hm²，地表植被稀疏，地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本区域的野生动物种类少，且经过现有气田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 污染源分析

施工期废气污染源主要来自地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘及施工机械（柴油机）、运输车辆排放的烟气，烟气中的主要污染物为

SO₂、NO₂、C_mH_n等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，将不复存在。本次分析主要利用同类项目的建设经验和监测结果，类比分析本工程施工期对沿线周围大气环境的影响。

5.2.1.2 扬尘（粉尘）的影响分析

本工程的扬尘主要产生于三个部分：管沟的地面开挖、填埋、土石方堆放；车辆运输过程产生的扬尘。施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

管道的开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘为无组织面源排放，根据类似工程的实际现场调查：在大风情况下施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达 3mg/m³ 以上，25m 处为 1.53mg/m³，下风向 60m 范围内 TSP 浓度超标。本工程位于荒漠区，施工过程分段进行，同时采取合理化管理、作业面和土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、大风天停止作业等措施时，管道施工扬尘对周围保护目标的影响会大为降低。因此总体而言，管线施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大。

施工阶段汽车运输过程中，也会产生扬尘污染。扬尘量、粒径大小等与多种因素有关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量、天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中，本工程位于沙漠区，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。如果采用硬化道路、道路定时洒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

5.2.1.3 施工机械尾气影响分析

施工期间，运输汽车、管线在顶管穿越等大型机械施工中，由于使用柴油机等设备，将产生燃烧烟气，主要污染物为 SO₂、NO₂、C_mH_n 等。但由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

5.2.2运营期大气环境影响分析

5.2.2.1区域地面污染气象特征分析

本工程核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本工程距离阜康市中心约 32km，故本次评价收集了阜康气象站常规气象观测资料，包括多年累计气象资料统计结果。气象站地理坐标：北纬 44° 10′，东经 87° 55′，海拔高度 554.7m。

（1）风速

阜康市气象观测站全年以 WSW 风较多，频率为 9.04%；其次是（W）为 2.9%，其它风向的出现频率在 2.67%~7.81%。区域各月平均风速统计见表 5.2-1。风向频率玫瑰图见图 5.2-1。

阜康市气象观测站监测的阜康市全年各风向下的平均风速不大，春夏季多风，四季中春夏两季各风向下平均风速有所增大，而秋冬季风较小，四季分布特征与全年各 风向下的平均风速分布基本一致：即风速不大。详见表 5.2-2。

表 5.2-1 阜康市气象站全年及四季风向频率表

月/F	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
1	3.23	2.42	5.65	7.26	9.68	5.65	6.45	4.03	0.00	0.81	3.23	8.87	12.10	11.29	4.84	3.23	11.29
2	4.46	5.36	5.36	9.82	7.14	4.46	7.14	4.46	0.89	1.79	1.79	13.39	11.61	8.04	3.57	3.57	7.14
3	2.42	4.84	7.26	7.26	10.48	1.61	8.06	2.42	5.65	7.26	8.87	12.90	7.26	9.68	2.42	0.81	0.81
4	5.00	3.33	10.00	10.00	9.17	3.33	8.33	5.00	7.50	5.83	3.33	8.33	8.33	5.83	1.67	4.17	0.83
5	2.42	0.81	7.26	6.45	8.87	4.03	4.03	5.65	7.26	13.71	8.06	8.87	7.26	5.65	4.84	1.61	3.23
6	2.50	0.00	0.83	5.00	9.17	2.50	4.17	3.33	9.17	12.50	9.17	8.33	10.00	6.67	6.67	0.83	9.17
7	3.23	1.61	0.81	6.45	7.26	7.26	1.61	5.65	10.48	11.29	7.26	8.06	6.45	7.26	3.23	2.42	9.68
8	4.84	3.23	4.84	2.42	4.03	2.42	4.84	6.45	9.68	8.06	10.48	7.26	8.06	8.06	4.03	4.03	7.26
9	3.33	3.33	7.50	8.33	7.50	1.67	4.17	8.33	3.33	11.67	10.00	5.83	10.00	2.50	0.83	5.00	6.67
10	1.61	10.48	3.23	4.03	4.84	1.61	8.06	7.26	8.06	10.48	10.48	12.10	6.45	2.42	1.61	1.61	5.65
11	0.83	4.17	8.33	10.83	5.83	4.17	0.83	5.00	5.83	6.67	7.50	7.50	7.50	10.00	2.50	2.50	10.00
12	0.00	3.23	6.45	11.29	9.68	8.06	6.45	0.81	0.00	0.81	1.61	7.26	12.10	7.26	7.26	2.42	15.32
年	2.81	3.56	5.62	7.40	7.81	3.90	5.34	4.86	5.68	7.60	6.85	9.04	8.90	7.05	3.63	2.67	7.26
春季	3.26	2.99	8.15	7.88	9.51	2.99	6.79	4.35	6.79	8.97	6.79	10.05	7.61	7.07	2.99	2.17	1.63
秋季	3.53	1.63	2.17	4.62	6.79	4.08	3.53	5.16	9.78	10.60	8.97	7.88	8.15	7.34	4.62	2.45	8.70
夏季	1.92	6.04	6.32	7.69	6.04	2.47	4.40	6.87	5.77	9.62	9.34	8.52	7.97	4.95	1.65	3.02	7.42
冬季	2.50	3.61	5.83	9.44	8.89	6.11	6.67	3.06	0.28	1.11	2.22	9.72	11.94	8.89	5.28	3.06	11.39

表 5.2-2 阜康市气象站四季、年各风向下风速分布特征

月/F	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	平均
1	0.95	0.67	1.03	1.24	1.24	0.94	0.78	0.94	0.00	0.60	0.53	1.45	1.73	1.68	0.82	0.70	1.07

2	0.52	1.03	1.20	1.34	1.56	1.14	1.01	0.92	0.30	0.45	0.85	1.53	1.73	1.93	1.48	0.58	1.21
3	1.13	1.25	1.83	1.83	2.05	2.70	0.79	1.10	0.97	2.20	1.91	2.47	2.08	2.73	1.63	3.20	1.89
4	1.80	1.13	2.20	2.22	1.64	0.58	0.81	0.92	1.29	2.01	1.95	3.11	3.18	3.61	3.75	1.92	2.01
5	1.27	0.60	1.40	2.00	2.05	0.64	0.88	1.13	1.39	1.68	2.55	2.42	3.11	2.16	2.62	2.90	1.85
6	1.53	0.00	1.70	1.57	1.73	0.90	0.96	1.05	1.21	1.42	1.82	2.92	2.25	2.69	1.53	1.20	1.60
7	1.30	0.50	0.30	1.38	0.96	0.60	0.70	1.21	1.25	2.04	1.72	2.59	2.03	1.72	1.48	1.07	1.36
8	1.30	0.98	1.57	1.57	1.52	0.70	0.77	0.68	0.89	1.58	1.69	2.00	2.18	2.00	1.26	0.82	1.32
9	1.10	0.85	1.36	1.72	1.23	0.95	0.66	0.85	0.68	1.27	1.12	2.29	2.23	1.70	4.10	0.57	1.26
10	0.30	0.92	0.80	1.68	0.87	0.45	0.57	0.62	0.85	1.02	1.12	1.58	2.16	1.37	1.10	0.90	1.02
11	0.40	0.74	0.79	1.03	1.11	0.58	0.60	0.63	0.69	0.99	1.18	1.33	1.42	1.63	1.63	0.70	0.96
12	0.00	0.93	0.86	1.13	1.31	0.62	0.64	0.90	0.00	3.60	1.35	1.88	1.35	1.39	0.80	1.13	0.98
年	1.16	0.93	1.36	1.53	1.49	0.79	0.77	0.89	1.05	1.55	1.57	2.10	2.07	2.06	1.54	1.10	1.38
春季	1.50	1.15	1.85	2.04	1.92	0.99	0.82	1.04	1.24	1.89	2.17	2.63	2.80	2.82	2.55	2.33	1.91
夏季	1.35	0.82	1.43	1.48	1.41	0.68	0.83	0.95	1.12	1.68	1.74	2.52	2.17	2.11	1.44	0.94	1.43
秋季	0.77	0.86	1.01	1.39	1.10	0.63	0.60	0.72	0.76	1.11	1.13	1.67	1.96	1.60	1.87	0.66	1.08
冬季	0.71	0.92	1.01	1.23	1.35	0.84	0.81	0.93	0.30	1.28	0.81	1.59	1.60	1.67	0.95	0.77	1.08

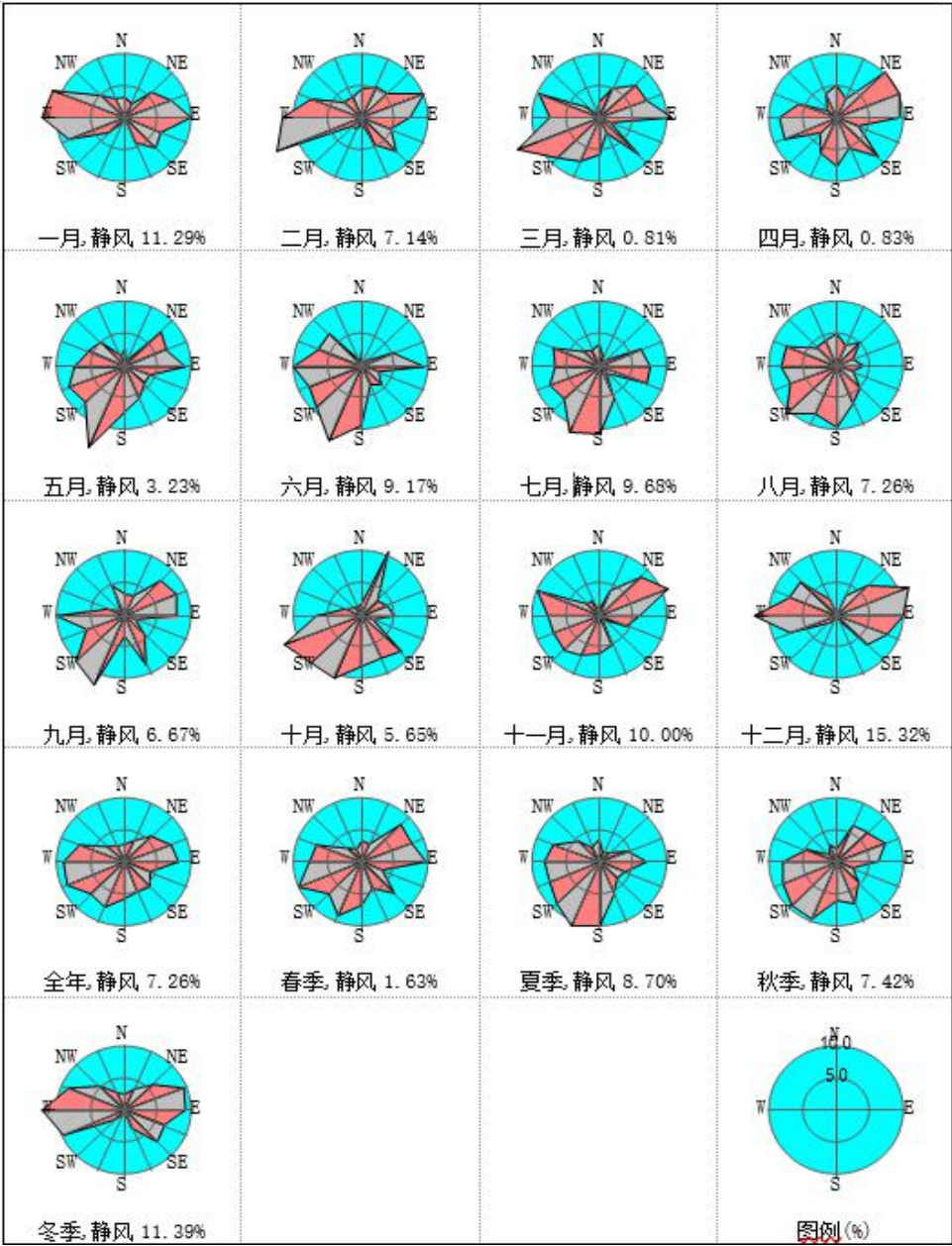


图 5.2-1 风向频率玫瑰图

(2) 平均风速的年变化特征

阜康市平均风速的年变化特征：年平均风速为 1.37m/s，全年各月的平均风速以春季最大(4 月 2.01m/s)，冬季最小(11 月 0.96m/s)，详见表 5.2-3 及图 5.2-2。风速玫瑰图见图 5.2-3。

表 5.2-3 阜康市气象站平均风速统计表

项目\月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年
平均风速	1.07	1.21	1.89	2.01	1.85	1.60	1.36	1.32	1.26	1.02	0.96	0.98	1.38

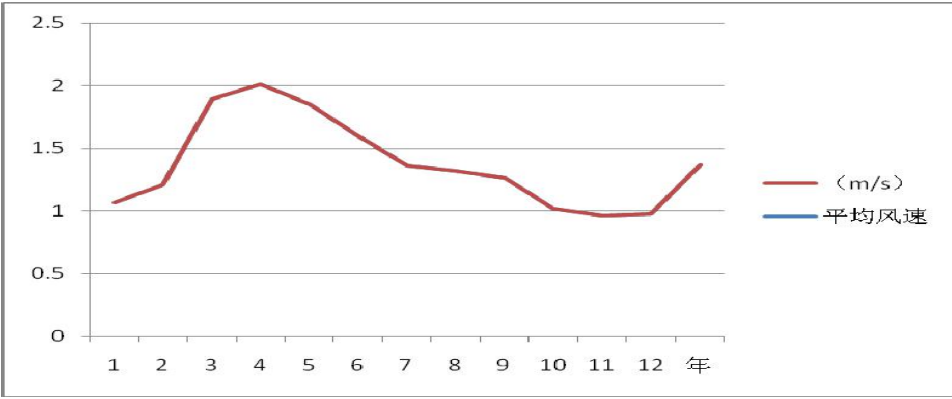
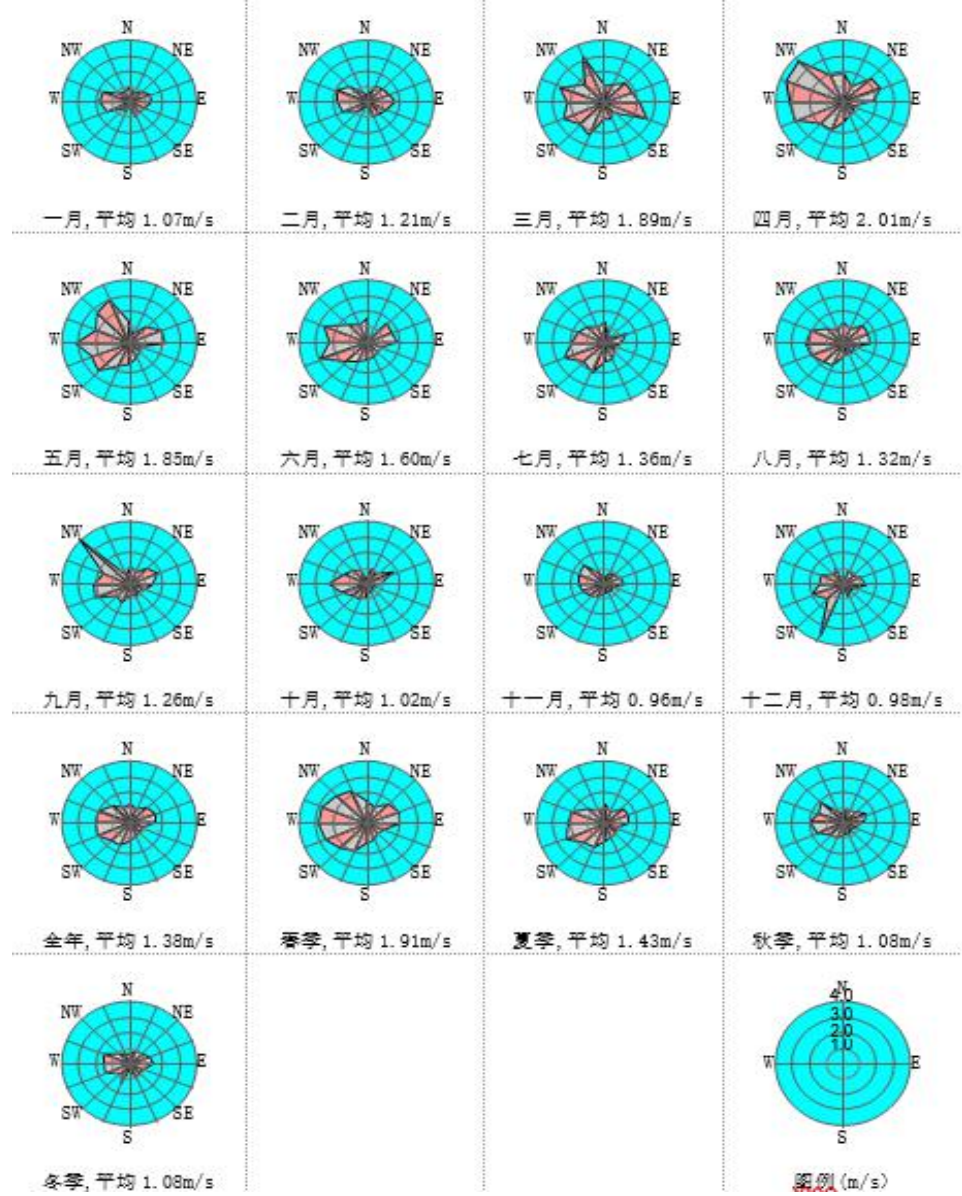


图 5.2-2 阜康市平均风速年际变化图



(3) 温度

对阜康市气象台的气象资料进行统计分析，评价区内年平均气温 5.5℃，全年以 1 月份温度最低，月平均气温为-18.9℃。冬半年平均气温-12℃。

5.2.2.2 大气影响估算

(1) 污染源参数

本项目污染物排放参数见表 5.2-4、表 5.2-5。

表 5.2-4 运营期大气污染物排放参数表(点源)

点源名称	排气筒高度	排气筒内径	烟气出口温度	烟气流量	评价因子源强 (kg/h)		
					颗粒物	SO ₂	NO _x
单位	H (m)	D (m)	T (°C)	V (m ³ /h)	Q颗粒物	QSO ₂	QNO _x
燃气发电机	12	0.3	80	3974.22	0.07	0.12	0.54

表 5.2-5 运营期大气污染物排放参数表(面源)

污染源名称	坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源		年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)		NMHC
矩形面源	88° 2' 5.27" E	44° 27' 44.61" N	477	3700	5500	8760	0.621

(2) 预测内容

①预测因子及标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点,结合环境影响因素分析结果,确定本次评价的大气环境影响预测因子为天然气发电机排放废气中 SO₂ 和 NO_x。

SO₂、NO_x 评价标准执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准。

②预测模式

本次大气环境影响预测等级为二级,根据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)的相关规定,本次环境影响预测采用估算模式 AERSCREEN。

估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式,可计算点源、火炬源、面源和

体源的最大地面浓度,以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件,包括一些最不利的气象条件,在某个地区有可能发生,也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

③估算模型参数

表 5.2-6 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	—
最高环境温度/° C		41.1
最低环境温度/° C		-34.4
土地利用类型		荒地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	否
	地形数据分辨率(m)	/
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

(3) 估算模型计算结果

项目废气污染物占标率和落地浓度估算模型计算结果一览表见表 5.2-7。

表 5.2-7 估算模式预测污染物扩散结果

污染源	主要污染物	最大落地浓度 (mg/m ³)	占标率(%)
天然气发电机组	SO ₂	0.0046	0.92
	NO _x	0.0218	8.72
	颗粒物	0.0027	0.61

根据以上计算结果可知：本工程对周边环境的影响主要来自天然气发电机燃烧废气中 NO_x 和 SO₂，其中 NO_x 最大占标率为 8.72%，最大落地浓度出现距离为 98m，其占标率 10%的最远距离 D_{10%}=0m，最大占标率 1%≤P_{max}<10%内，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2008）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，不进行进一步预测与评价。

本工程正常工况下排放的各种大气污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，燃气发电机正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

5.2.2.3 大气污染物核算

本项目运行期，在各类环保设施正常运行的情况下，本工程大气污染物排放量见表 5.2-8。

表 5.2-8 本工程大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/（t/a）
				标准名称	浓度限值/（mg/m ³ ）	
有组织排放						
1	天然气发电机	颗粒物	采用清洁燃料。	《锅炉大气污染物排放标准》 （GB13271-2014） 特别排放限值	20	0.61
		SO ₂			50	1.02
		NO _x			150	4.78
无组织排放						
2	井场	非甲烷总烃	日常维护，做好密闭措施	《大气污染物综合排放标准》 （GB16297-1996） ； 《挥发性有机物无组织排放控制标准》 （GB37822-2019）	井场内监控点处非甲烷总烃1h平均浓度限值10mg/m ³ 、任意一次浓度限值30mg/m ³ ； 井场外4.0mg/m ³	5.44

5.2.2.4 大气环境影响分析

(1) 天然气发电机废气

本项目发电机采用清洁能源天然气,根据以上计算结果可知,本工程天然气发电机燃烧废气中各污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准限值,项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

(2) 无组织排放挥发性有机物环境影响分析

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

本工程油气集输及处理采用密闭流程,井口密封并设紧急截断阀,可有效减少烃类气体的挥发量。

凝析油在储运过程中,废气主要来源于罐区储罐中自然挥发的油气,属于连续性面源污染,即装油、泄油及油品的储存过程中的呼吸及装运中无组织排放。可采取储罐罐体保温,减少罐内温差的变化,从而大大地降低了气体的蒸发损耗,罐体外表使用浅色涂层,来控制 and 减少 VOCs 的挥发排放。

本项目运营期 VOCs 无组织排放会对区域大气环境质量造成一定影响。类

比其他油田，运营期油田内的 VOCs 一般满足环境质量标准要求，影响在可接受范围内。

(3) 大气环境影响评价结论

本工程大气污染物产生量较少，且项目区大气扩散条件较好，经预测各大气污染物浓度贡献值较小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，类别同类项目，井场无组织排放的挥发性有机物厂界浓度可满足《大气污染物综合排放标准》

(GB16297-1996) 表 2 无组织排放监控浓度限值要求，井场内 NMHC 无组织排放监控点浓度可满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 厂区内 VOCs 无组织排放限值。项目区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

5.2.2.5 大气环境影响评价自查表

表 5.2-8 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级●			二级☑		三级●	
	评价范围	边长=50km●			边长5~50km●		边长=5km☑	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a●		500~2000t/a●			<500t/a☑	
	评价因子	基本污染物（PM _{2.5} 、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、CO、O ₃ ） 其他污染物（非甲烷总烃）				包括二次PM _{2.5} ● 不包括二次PM _{2.5} ☑		
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准●		附录D●	其他标准●	
现状评价	环境功能区	一类区●			二类区☑		一类区和二类区●	
	评价基准年	（2018）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据●			主管部门发布的数据☑		现状补充监测☑	
	现状评价	达标区□				不达标区⚙		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☑ 本项目非正常排放源● 现有污染源●			拟替代的污染源●	其他在建、拟建项目污染源●		区域污染源●
大气环境影响评价与预测	预测模型	AERMOD●	ADMS●	AUSTAL2000●	EDMS/AEDT●	CALPUFF●	网格模型●	其他●
	预测范围	边长≥50km●			边长5~50km●		边长=5km●	
	预测因子	预测因子（ ）				包括二次PM _{2.5} ● 不包括二次PM _{2.5} ●		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100%●				C _{本项目} 最大占标率>100%●		
	正常排放年均	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10%●			C _{本项目} 最大占标率>10%●		

	浓度贡献值	二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ ●		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 30\%$ ●	
	非正常排放1h 浓度贡献值	非正常持续时 长 () h	$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $\leq 100\%$ ●		$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ ●	
	保证率日平均 浓度和年平均 浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标●			$C_{\text{叠加}}$ 不达标●	
	区域环境质量的 整体变化情况	$k \leq -20\%$ ●			$k > -20\%$ ●	
环境监测 计划	污染源监测	监测因子:(颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、 林格曼黑度、非甲烷总烃)		有组织废气监测 ☒	无监测●	
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数 ()	无监测 ☒	
评价结 论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受●				
	大气环境保护 距离	距 () 厂界最远 () m				
	污染源年排放 量	SO ₂ : (1.02) t/a	NO _x : (4.78) t/a	颗粒物: (0.61) t/a	VOCs: (5.44) t/a	
注: “●”为勾选项, 填“√”; “()” 为内容填写项						

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 开发期声环境影响分析

本工程主要为管线、天然气处理站等地面工程的建设。

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
钻机	105	93	87	81	75	73	67	61	55	53

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《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。工程区 2km 内无居民，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 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

气田运营期噪声源主要为井下作业过程中设备噪声，天然气处理站的各类机泵、机泵、井场抽油机，以及交通车辆等，除交通车辆外各声源一般为连续发声。

5.3.2.2 运营期站场噪声环境影响

噪声源主要集中在钻井井场和天然气处理站，机械设备噪声级均小于 90dB(A)。

天然气处理站设备噪声源主要有外输机泵等，这些设备噪声在 85~100dB(A)，并分布于封闭的机房内，可达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB412348-2008）2 类标准限值。

根据对已投产的气井现场调查结果，生产井的噪声很小，外输泵设备影响范围仅在 30m 范围内，对周围声环境不构成影响。

气田投入正常运行后，存在运输凝析油的车辆，从而在油区内还会存在大型油罐车行驶的交通噪声影响。

由于本工程开发区内无集中居民区，本工程运营期不会产生噪声扰民问题。

5.3.2.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于气井多分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不

固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.3 退役期声环境影响分析

气井进入退役期时，噪声源主要源自井场设备拆卸，由于区内声环境影响评价范围内没有居民点，因此，不会产生噪声扰民问题。

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本工程开发建设区域声环境质量现状较好，工程开发建设及运营中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 水文地质条件

5.4.1.1 区域水文地质概况

(1) 地下水赋存和含水层特征

① 潜水埋藏与分布

阜康市山前砾质平原区以扇形相连分布于海拔高程 650~800 m 一带。这里冬季寒冷，夏季干旱炎热，年平均降水量约 200~250 mm，蒸发量约 2000~2300 mm，降水中只有形成雨洪及春季冰雪融水，对地下水才有一定的补给意义。但是该带河床、渠系分布纵横，形成较优越的地表水转化补给条件。因此，地表水是丰富的地下水渗漏补给来源。

由于从第四纪以来长期处于沉降阶段，此区堆积了较厚的冰水相及冲洪积相松散堆积物，在山前呈扇形分布。堆积物后缘为卵砾石粗粒相，前缘为中粒相的砂砾石，砾间孔隙大，是赋存地下水的良好场所，有优越渗漏补给条件，成为储存潜水的地区。

山前砾质平原区含水层岩性及厚度的垂向变化，主要受构造影响。如西部三工河、四工河洪积扇轴部及两侧第四系含水层厚度均大于 200 m，而扇间含水层厚度则较薄，含水层颗粒相对较细，且粗细交错层次较复杂，所以两处潜水埋藏深度及富水程度均有差异。

地下水埋藏深度与各洪积扇地貌形态紧密相关。在扇后缘埋深大于 100 m 或 50~100m, 向前缘渐变为 50~30 m, 即由深藏带过渡到浅藏带。潜水含水层的特征为: 由于分选性不同, 垂向上部含水层富水性、给水能力优于下部; 东部甘河子、白杨河流域, 含水层厚度大于西部三、四工河、水磨河流域。

②承压水埋藏与分布

承压水主要分布在冲洪积扇缘以北的广大平原区内。其含水岩组一般由砾砂过渡为粗砂、细砂、粉细砂。在洪积扇前缘带附近, 含水层岩性多为砾卵石、砂砾石及中粗砂。在 200m 以上深度内多具有两个含水岩组, 其上部为潜水, 下部为承压水。扇缘以北 12~15km, 含水层岩性多为砂砾石及中粗砂, 含水层厚度相对变薄, 层次增多。在 200m 以上深度内一般有 3~4 个含水岩组, 其表层含水岩组多为潜水或弱承压水, 下部为承压自流水。扇缘以北 15km 以外北部沙漠边缘一带, 含水层岩性均为粉细砂层, 最大厚度可达 130m 左右。由于地层沉积环境及补给条件不同, 其含水层的分布及水文地质特征存在一定的差异。

(2) 地下水补径排条件

①补给

南部海拔 3000m 以上的高山带年平均降水量为 700~800mm, 为现代冰川极发达区, 孕育着大小冰川 54 条, 是阜康市各河流的发源地。出山口各河系经戈壁砾石带垂直渗透补给及河床潜水的侧向补给, 每年春季冰雪消融水及大于 10mm 的次降雨量形成的洪水补给, 河床内均覆盖有薄层的冰水相卵砾石层及较为发育的基岩裂隙, 为地下水的补给创造了良好的条件。地下水补给主要有上游侧向补给和过洪时河渠地表水的入渗补给, 其次还有降水入渗补给, 水库、渠道渗漏补给, 以及工业用水、城镇居民用水入渗。

②径流

阜康市第四纪松散堆积物巨厚, 孔隙十分发育, 地下水的补给条件十分优越。阜康市平原区山前地下水径流方向大体由南向北径流, 溢出带以北受地下水开采以及地形影响, 地下水总体向北运动, 滋泥泉子镇以北区域地下水向北东运动; 土墩子农场、六运湖农场以北区域地下水向北西运动, 黄土梁子以北地下水则向北东径流。

③排泄

研究区为广大冲积、洪积细土平原区，气候干燥，植被稀疏。在水资源未大量利用前，地下水排泄途径以强烈的蒸发和植被的蒸腾作用为主，随着区域水资源利用的大幅提高，地下水位大幅下降，主要通过地下水开采为主，其次是少量（埋深<6.0m）区域的潜水蒸发及侧向排泄，主要发生在下游渔尔沟、黄土梁、大泉、小泉及林泉三、四队、兵团 222 团一带。

（3）地下水动态

①年内动态变化

阜康市地下水位年内变化趋势和年内地下水开采量变化有关。以 2015 年潜 11 监测井为例，3~7 月份因地下水集中开采，地下水位持续下降，8~12 月，1~2 月地下水位略有回升。潜 11 观测井 2015 年地下水位变化图见图 5.4-1。

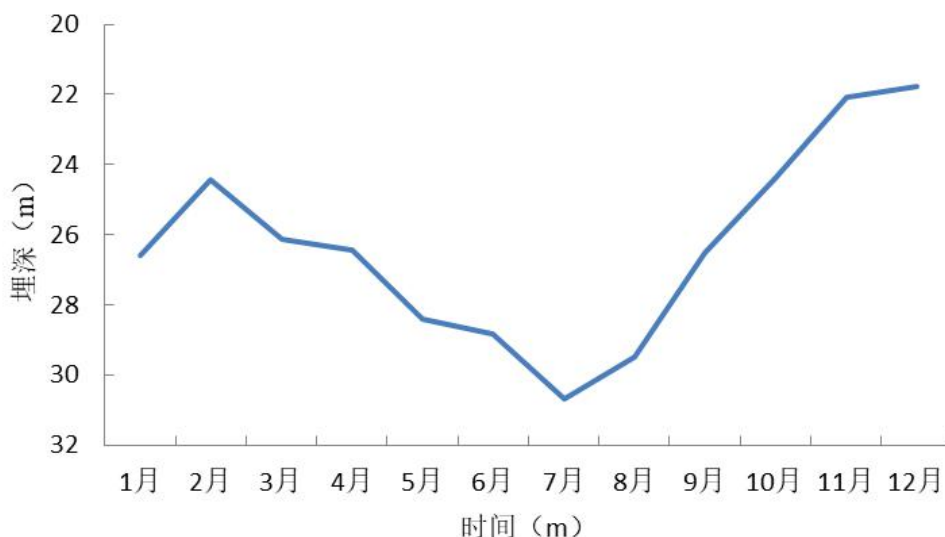


图 5.4-1 阜康市潜 11 观测井 2015 年地下水位变化图

②年际动态变化

阜康市地下水年均利用量已达 $2.27 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下水占总排泄量的 89.4%。显然阜康市平原区地下水位动态主要受机井开采影响较大，地下水动态为人工开采型。根据阜康市平原区地下水动态监测资料，计算 2006 年~2015 年监测井地下水位年平均变化速率，其中有两个观测井埋深年均变化率处于微弱上升区（0.06m~0.07 m/a），主要在阜康市西北部的二二二团（三工河流域）；其他监测井均处于下降状态。阜康市辖区山前中部一线地下水埋深年变化速率相对较大，地下水年变化速率高值区处于九运街镇，潜 13 长观井地下水埋深年均下降速率为 2.2m/a，上户沟乡潜 30 长观井的年均下降速率为 1.14 m/a，0.5~1.0m/a

的下降区域处于山前平原中部，大体呈东西向分布，至淤泥泉子镇东；0.0~0.5m/a 的下降区域处于中西部和东部向北延伸至北部沙漠边缘。

(4) 地下水化学特征

根据 2006~2015 年阜康市监测资料，地下水矿化度 $<500\text{mg/L}$ 的监测井数占比较大，大部分属低矿化度地下水（ $\leq 1500\text{mg/L}$ ）。阜康市地下水监测井矿化度 $\leq 1000\text{mg/L}$ 的监测井数比例由 2006 年的 86.4% 上升到 2015 年的 93.1%，监测区地下水水质矿化度呈下降趋势。阜康市大部监测井地下水矿化度近十年变化较为稳定，略有减小趋势；有 2 眼监测井地下水矿化度趋于增大，主要是六运湖农场四队井水矿化度由 2006 年的 472.9mg/L 递增到 1131mg/L ；水磨沟老场部井地下水矿化度由 2006 年的 665.6mg/L 递增到 1573mg/L 。

5.4.1.2 评价区水文地质概况

评价区内分布有潜水和承压水多个含水层，含水层岩性以中砂、细砂、粉砂为主，潜水埋藏深度 15m。潜水含水层厚度在评价区南部绿洲区为 40~60m，向北至项目区所在沙漠，含水层厚度逐渐变薄以至尖灭，富水性由南向北逐渐变弱。

评价区地下水主要接受大气降水及南部平原区的侧向径流补给，以人工开采及向下游的侧向径流方式排泄为主。地下水总的径流方向为由南向北。区内地下水径流条件差，潜水埋藏相对较浅，地下水蒸发浓缩作用强，氯化钠含量高，在地下水处于滞留状态温度不断增高的情况下，产生脱碳酸作用，使水中 SO_4^{2-} 相应增加，因而潜水多为高矿化的咸水，盐水和卤水，水化学类型较为复杂，主要为 $\text{SO}_4^{2-}\text{-Cl}^-\text{-Na}^+\text{-Ca}^{2+}$ 型，并向 $\text{Cl}^-\text{-SO}_4^{2-}\text{-Na}^+$ 和 $\text{Cl}^-\text{-Na}^+$ 型水发展。

5.4.2 水环境影响分析

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

5.4.2.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 地下水污染源类型

本项目废水污染源主要为施工期及运营期生活污水、采出水、井下作业废水等。钻井工程均已取得环评批复，本次环评仅对钻井废水处置措施进行简单介绍。

(2) 废水处置措施及可行性分析

①钻井废水

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。

本工程计划部署 5 口气井，钻井工程均已取得环评批复，根据《关于对董 701-1 等 5 口探井项目环境影响报告表的批复》（阜环函[2020]127 号），“项目采用水基钻井液，钻井废水连同钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的废水全部回用，不外排。”另外，本项目各气井在钻井期间均采用了套管，采取固井措施，可有效防止钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，一般情况下不会对地下水环境产生影响。

②采出水

本工程井流物经管线混输至天然气处理站，天然气处理站对油气进行分离，分子筛脱水单元产生采出水的量为 $6\text{m}^3/\text{d}$ ($2190\text{m}^3/\text{a}$)，采出水收集进入站内排污罐，定期拉运至春风一号联合站，依托已运行的春风一号联合站污水处理系统进行处理，满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注。本项目新增采出水量很小，远小于联合站剩余污水处理能力和回注能力，可依托春风一号联合站对本工程的采出水进行处理。

回注井排 7 井是中国石化西部新区勘探指挥部部署在准噶尔盆地西北缘区块上的一口回注井，位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市前山涝坝镇南约 11.1km，坐标为 $\text{N}45^\circ 1' 7.72''$ ， $\text{E}84^\circ 42' 3.86''$ ，采用三层井身结构，完钻井深 1230.00m，完井方式为射孔完井，完井时间为 2005 年 10 月 27 日。目前，排 601-20 区块、排 612 区块和本工程的产生的采出水经处理后全部从排 7 井回注。

综合回注井（排 7 井）地质资料，回注层为沙湾组，回注段 719.00~888.00m，视厚度 169.00m。地层水为高矿化的盐水，与项目区所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。上覆塔西河组，岩性以泥岩为主，夹粒度较细的粉砂岩、泥质粉砂岩，上部以灰黄色泥质岩为主，下部为一套以棕红色泥岩为主的氧化环境下的沉积产物，全区稳定分布，可作为回注层直接封盖层，确保回注污水不破坏油田工业及生活淡水水源（取水层段为第四系含水层，水位埋深 20m-200m）；下覆吐谷鲁群，地层厚度 290m，岩性以泥岩为主，可对回注污水实现有效封堵。且

回注井在钻井过程中进行了固井,在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏,有效隔离含水层与井内回注水的交换,有效保护地下水层,可对回注水实现有效封堵。后期随着注水量的不断增加,地层压力也随之不断升高,必须加强检测、观察,避免因水窜层造成地下水的污染。采出水处置措施可行。

③生活污水

运营期新增工作人员 10 人,生活污水排放量约为 0.85 m³/d。生活区的污水经化粪池预处理后,由吸污车定期拉运至当地污水厂处理,不外排,正常状况下,对水环境的影响较小,生活污水处置措施可行。

④井下作业废水

井下作业废水产生是临时性的,平均每次修井排放废液 45m³,按每井每年维修 1 次计算。井下废水中主要污染物为石油类、SS、COD 和 NH₃-N 等,井下废水集中收集进入春风一号联合站内采出水处理系统,处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准后回注油层,根据上述分析,处置措施可行。

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

5.4.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

气田工程生产过程中,各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质,除危害工程本身安全外,同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在钻井过程及井下作业过程中,因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故;自然灾害引起的油田污染事故;输油、输气管线运行过程中,管线腐蚀穿孔,误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏;油田污水处理过程中因操作失误,仪表失灵等原因发生沉降罐、缓冲罐冒罐等污染事故,使含油污水溢流。无论是

人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

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

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

（1）井漏事故的泥浆对地下水的影响

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

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

（2）油水窜层对地下水的污染影响

石油钻井技术要求是，井孔深度大，钻井工艺复杂，施工事故在所难免，一般事故均可以得到技术处理纠正。但事故性质复杂、处理失效引发油气窜层和有 毒性钻井液进入潜水含水层则会污染地下水。一般出现的是由于表层套管和油层

套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可预见的事故发生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

钻井完井后油气窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

根据区域水文地质条件，本工程潜水位埋藏深度 10m~24m，含水层厚 13~19 米。在潜水含水层之下，埋藏有数层承压水，区内的取水层段为第三系上新统砾岩、砂岩及第四系中下更新统砾岩、砂砾石、中粗砂，埋深在 130m 以内。本工程开采层位为新近系中新统沙湾组，油藏埋深 190~240m，在开采层和取水层之间有中新统塔西河组地层分隔，塔西河组为一套灰绿色泥岩，砂质泥岩夹砂岩，泥灰岩并夹有介壳灰岩薄层；下部为紫红色、绿灰色泥岩，底部有灰绿色砾岩，为相对隔水层。根据井身结构，本工程直井均采用二开井身结构：一开水平井采用 $\Phi 244.5\text{mm}$ 表层套管，水泥返至地面；二开直井采用 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管，水泥返至地面。气井在钻井过程中采用双层套管，进行了固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离主要供水层（埋深 130m 以内）与开采层（埋深 190~240mm）的交换，有效保护地下水层。

由废弃的气井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待气田开发到中后期时，废弃的气井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃气井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，稠油不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。

（3）泄漏事故对地下水的污染影响

管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。管线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。贮污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，应以预防为主。

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

a、地表污染物在包气带土壤中的下渗

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；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。本工程输油管线一旦发生泄漏，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物质。将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

考虑最不利情况，地表连续入渗通过包气带土壤进入地下水，其历时时间与包气带的厚度成正比，与土壤的渗透系数成反比，即： $t=h/k$ 。

式中： t —污染物渗透穿过包气带的时间（d）；

h —包气带厚度（m）；

k —垂直渗透系数（m/d）。

由区域地质资料可知，该区域内包气带土壤厚度为 10~24m；土壤垂向饱和平均渗透系数为 8m/d，则由此推算当事故发生，评价区域内污染物达到饱水状态后渗透至潜水含水层的时间约为 $t=30\sim72h$ 。

b、管道泄漏对地下水的影响分析

当污染物连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，污染物在 30~72h 可到达地下水潜水含水层。如果考虑以上作用，污染物穿过包气带到达地下水所需时间会更长一些。

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。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的最大浓度按 10mg/L 计，并成为污染地下水的源强浓度。

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（该值取自《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006））；

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）；

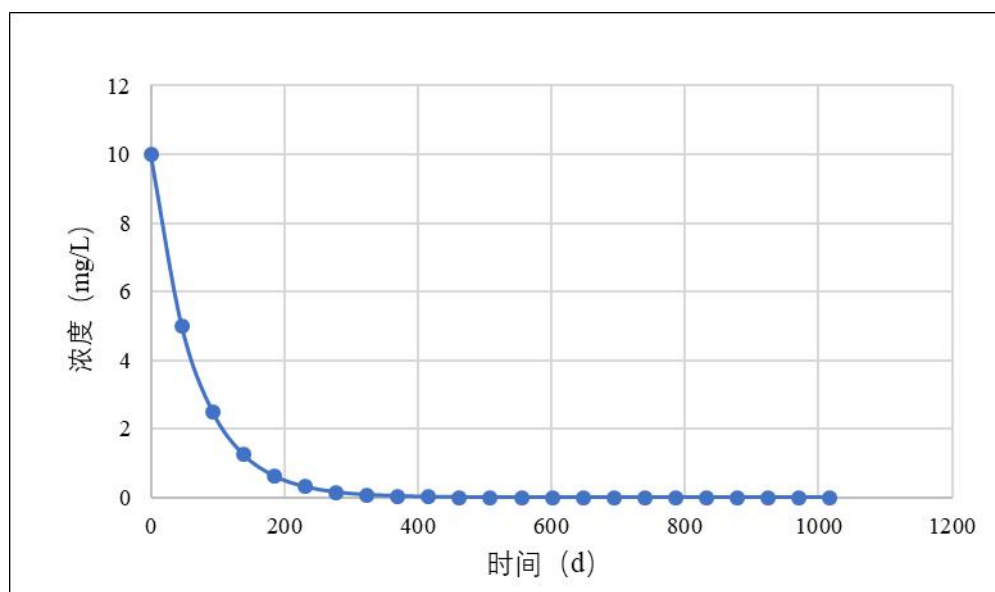


图 5.4-2 有机污染物的一级衰减曲线

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

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

在非正常状况下，建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作，在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可行性较小。只要建设单位和施工单位严格按照拟定的环保措施进行，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.3 小结

(1) 建设期产生的钻井废水全部采用泥浆不落地技术收集处置，不会对地下水环境产生影响；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；生活污水排入移动旱厕内，定期运送至阜康市东部城区污水处理厂处理。对地下水环境影响甚微。

(2) 董 701 井区内无人工及天然地表水体，在正常情况下，本工程产生的废水不会对当地地表水环境产生影响。

(3) 工程运营期的采出水依托春风一号联合站污水处理系统处理，达标采出水回注油层，排放量在排 7 块回注层可容纳范围内。

(4) 在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，严格杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在，本工程对地下水环境基本没有影响；在非正常状况下，在及时采取地下水污染应急控制措施后，本工程运营对地下水的影响属可接受范围。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 钻井期固体废物影响

施工过程中产生的施工弃土、建筑垃圾和施工人员产生的生活垃圾。

(1) 生活垃圾

施工人员生活垃圾产生量按 $1.0\text{kg}/\text{人}\cdot\text{日}$ 计算。本工程施工期共 100 天，施工人员为 30 人，则整个施工期生活垃圾产生总量为 3t。

本项目施工期施工人员产生的生活垃圾集中收集后,送至阜康市垃圾填埋场处置。

(2) 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为 0.2t/km,本项目施工过程中产生的施工废料量约为 4.78t。施工废料部分可回收利用,剩余废料依托当地环卫部门有偿清运。

(3) 工程弃土、弃渣

施工过程中土石方主要来自管沟开挖、穿跨越、修建施工便道和伴行道路以及天然气处理站站场。本工程在建设中土石方量依据各类施工工艺分段进行调配,按照地貌单元及不同施工工艺分别进行平衡。

本管道工程弃渣包括管道施工作业带、修建和整修伴行道路以及修建施工便道产生的弃渣。

施工营地一般选择在地势平缓、开阔的平地 and 缓坡地上,在施工营地平整过程中,会对原地表植被产生破坏,在施工营地布置过程中会加大原地表水土流失量,在施工结束后临时设施拆除,造成地表裸露,在短期内会产生较严重的水土流失。施工营地属于临时占地,营地建设不会破坏地形地貌,工程结束后可完全恢复原有植被。施工营地在各项施工活动中,对生态环境的不利影响较小。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 油泥(砂)的处置及对环境的影响分析

本工程油泥产生量约 0.5t/a。含油污泥属危险废物,统一交由新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等有含油污泥处置资质的单位进行处理。

5.5.2.2 生活垃圾的处置及对环境的影响分析

运营期工作人员 10 人,生活垃圾产生量按 1.0kg/人·日计算,则运营期生活垃圾产生总量为 0.01t/d。生活区的生活垃圾集中收集后送至阜康市垃圾填埋场处置。

5.5.3 小结

本工程的固体废物包括施工弃土、建筑垃圾、生活垃圾和油泥。本工程在

建设中土石方量依据各类施工工艺分段进行调配,按照地貌单元及不同施工工艺分别进行平衡。施工废料部分可回收利用,剩余废料依托当地环卫部门有偿清运。油泥委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等有含油污泥处置资质的单位进行处理;生活垃圾集中收集,定期送往阜康市垃圾填埋场处置。

本工程对开发建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施,只要严格管理,不会对环境产生影响。

5.6 环境风险评价

5.6.1 评价依据

本工程为石油天然气行业,根据工程分析和《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)附录 B,本工程涉及的危险物质包括:凝析油、天然气。

本工程油气集输采用管输工艺运送至天然气处理站,天然气处理站内设置 5 座 40m³凝析油储罐,无天然气存储设施,处理后的气体直接用于管输和发电机组燃料气,天然气采用管线外输至彩乌线 3#阀室。本工程涉及的的危险物质主要存在于管线和凝析油储罐中。

根据 HJ169-2018 附录 C,按下式计算物质总量与其临界量比值 (Q):

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

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量, t。当 $Q < 1$ 时,该项目环境风险潜势为 I。

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

根据工程分析, Q 值的确定见表 5.6-1。

表 5.6-1 本工程 Q 值确定表

风险单元	危险物质最大存在量 (t)		危险物质临界量 (t)	Q 值
Φ89×6 单井出油管线	凝析油	25.04	2500	0.01
Φ114×7 集油干线		12.401		0.005
Φ89×6 单井出油管线	天然气	0.029	10	0.0029
Φ114×7 集油干线		0.014		0.0014
凝析油储罐	凝析油	179.7	2500	0.072
Φ114×7 输气管线	天然气 (甲烷)	0.15	10	0.015

合计	0.1063
----	--------

综上，本工程 $Q=0.1063$ ， $Q<1$ ，判断项目风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）相关要求，本次评价仅对项目可能存在的环境风险进行简单分析。

5.6.2 环境敏感目标概况

本工程位于新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州境内阜康市北部沙漠区，工程区周围没有固定的居民居住、无地表水体。主要环境保护目标为工程周边分布的公益林，工程评价区域内占优势的植被为梭梭，其次还分布有沙漠绢蒿、琵琶柴、驼绒藜、内蒙古旱蒿等自然植被，灌木覆盖度约 30-60%。

5.6.3 环境风险识别

5.6.3.1 物质危险性识别

根据工程分析，本项目涉及的危险物质包括：天然气以及凝析油。

（1）天然气

据化验分析，天然气密度为 0.8733kg/m^3 。经天然气处理站处理后的洁净天然气中甲烷含量为 85.36%，乙烷含量 11.96%， C_3^+ 含量为 2.68%。针对项目天然气特点，分析如下：

1) 易燃、易爆特性

天然气中含有大量的低分子烷烃混合物，属甲 B 类易燃易爆气体，其与空气混合形成爆炸性混合物，遇明火极易燃烧爆炸。其密度比空气小，如果出现泄漏则能无限制地扩散，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。同时，由于伴生气是在压力下输送的，增加了泄漏扩散危险，遇外部火源可能引起火灾和爆炸事故。

同时伴生气中含有一定量的易液化组分，当伴生气泄漏时，一些较重的组分将沉积在低洼的地方，形成爆炸性混合气体，并沿地面扩散，遇到点火源发生火灾爆炸事故。伴生气作为燃料气使用时，因含有一定量的 C_5 、 C_6 组分，会有凝液产生，当加热炉以天然气为燃料时，使加热炉带液，而发生加热炉火灾事故。

2) 毒性

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、

异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.6-2。

表 5.6-2 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

理化常数	危险货物编号	21007（压缩气体）；21008（液化气体）		
	中文名称	天然气		
	分子式	主要成份为CH ₄	外观与性状	无色无臭气体
	分子量	16.04	蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.5℃	闪点	<-158℃
	熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚
	密度	相对密度0.785（本区）	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（体积）	自燃温度	482~632℃
危险特性	危险性类别：第2.1类 易燃气体 易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。			
健康危害	侵入途径：吸入。 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，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。皮肤接触液化本品，可致冻伤。			
毒理学资料	毒性：IV（低度危害）LD ₅₀ ：无资料 LC ₅₀ ：无资料			
环境标准	职业接触限值：MAC（mg/m ³ ）：-- TWA（mg/m ³ ）：25 STEL（mg/m ³ ）：50			
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。应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。			
防护措施	呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。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：若有冻伤，就医治疗。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。			
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。			
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。			

（2）凝析油性质

根据董 701 井凝析油性质，该区块凝析油密度 0.7594g/cm³(20℃)，动力粘度

1.56mPa.s(30°C), 凝固点-2°C, 初馏点 55°C, 含硫 0.06%, 具有密度低、粘度低和含硫低的特点。凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.6-3。

表 5.6-3 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C5至C11+烃类的混合物, 并含有少量的大于C8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 °C -200 °C 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质。 【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°C。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	【急救措施】 皮肤接触: 脱去污染的衣着, 用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触: 立即翻开上下眼睑, 用流动清水或生理盐水冲洗至少15分钟, 就医。 吸入: 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时, 立即进行人工呼吸。就医。 食入: 催吐, 就医 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服, 在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却, 直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音, 必须马上撤离。灭火剂: 雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 【泄漏应急处置】

	切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道等），以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，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。
--	--

5.6.3.2 生产系统危险性识别

根据工程分析，本工程油气田开发建设过程中钻井、试油、采气、井下作业、油气集输及处理等环节均接触到易燃、易爆的危险性物质，而且生产工艺条件较苛刻，多为高温高压操作，因此事故风险较大，可能造成环境危害的风险事故主要包括井喷、溢油、火灾、爆炸、油气泄漏等，具体危害和环境影响可见表 5.6-4(摘自《油田生产环境安全评价与管理》2005.3 李巍、张震等编，化学工业出版社)。

表 5.6-4 油气田生产事故风险类型、来源及危害

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果
钻井阶段	井喷	钻井过程中因各种原因，井内液柱压力不能平衡地层压力时而造成井喷事故。	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故。
	井漏	在钻井过程中，某些区域地质构造较为特殊，砂质岩空隙度大，或工作压力超过地层破裂压力，导致工作液体（如钻井液、固井水泥浆）发生漏失。	井漏事故有可能进一步引起井喷事故；若地层为含水层，钻井液漏失可能对地下水造成污染。
采气阶段	井喷	试油气过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷；采油气阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷。	遇明火有可能进一步引起火灾爆炸事故。
集输管线	天然气管线泄漏	单井出油管线和集输干线由于管道设计缺陷、管材质量缺陷，管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致天然气泄漏事故。	天然气泄漏后，遇火源会发生火灾、爆炸事故。
天然气处理站	天然气管线穿孔、破裂，导致天然气泄漏。		遇火源发生火灾爆炸事故。
	凝析油储罐泄漏	罐体薄破裂、阀门管线泄漏、泵设备故障、操作失误、仪表电器失灵、电线短路、静电、雷击等。	凝析油及蒸汽遇明火，造成火灾、爆炸事故。

(1) 井喷、井漏

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。由于天然气具有密度低、压缩和膨胀性强、易扩散和难以封阻的特性，一旦天然气侵入井内，对井内压力影响大，上窜速度快，比油井井喷事故更难控制，若发生火灾爆炸，井

控难度更大，井喷失控的后果更严重。

井喷时污染物排放是连续的，排放的主要污染物除气相组分外还有凝析油，本工程气田开发天然气不含硫化氢，所以，通常在这类事故状态下，井喷会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标也可能会发生火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

井漏事故风险：钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引起污染地下水事故，如钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染等。

（2）天然气管线事故风险识别

本项目正常生产过程中，天然气是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、第三方破坏等原因等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

（3）天然气处理站事故风险识别

本工程新建 1 座天然气处理站，天然气处理站主要单元包括：原料气气液分离单元、预脱烃单元、天然气脱水单元、丙烷制冷单元、凝析油储存与外销单元等，为了天然气处理站的安全，本工程采取了设置可燃气体、有毒气体检测报警仪，在重点防护区域设置工业电视监视系统，各单元进、出口设紧急关断、压缩机等重要设备设安全阀等安全措施来确保站场的安全运行。在上述安全措施的前提下，站内同时设置了放空系统，在发生异常超压的情况下，超压气体可通过放空总管由放空火炬向外排放。采取上述措施后，可有效降低天然气处理站的事故风险。

本工程在站内设有 5 座 40m³凝析油储罐，主要危险有火灾爆炸、物理爆炸等。本工程储罐的储存量较小，但一旦发生火灾、爆炸事故，危害特别大。

5.6.3.3 风险类型识别

（1）井喷事故

井场涉及的风险事故中，井喷事故是危险性最大，环境污染最大的事故。根据相关资料统计（《油田井喷火灾及扑救措施》，樊恒），我国在油气勘探开发

的 40 多年间，累计发生井喷失控事故 230 井次，占完井总数 2.41%。

本项目气井均为低密度、低粘度、高含凝析油气井，排放的主要污染物除气相组分外还有凝析油，本工程气田开发天然气不含硫化氢，所以，通常在这类事故状态下，井喷会造成局部地区环境空气中烃类污染物超标，喷出的凝析油对周边生态环境造成大面积污染。

（2）管线事故

由于工程所处区域属于干旱的荒漠戈壁，运营期管线发生破损造成天然气和凝析油泄漏，会污染土壤和大气。当泄漏的天然气达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

根据导则附录 E， $75\text{mm} < \text{内径} \leq 150\text{mm}$ 的管道，发生泄露孔径为 10% 孔径的事故泄露频率为 $5.00 \times 10^{-6}/(\text{m} \cdot \text{a})$ ，发生全管径泄露事故泄露频率为 $1.00 \times 10^{-6}/(\text{m} \cdot \text{a})$ 。本工程新建单井管线、集输干线、输气管线等合计 23.9km，管线规格为 $75\text{mm} < \text{内径} \leq 150\text{mm}$ ，则本工程管线发生泄露孔径为 10% 孔径的事故泄露频率为 $1.20 \times 10^{-4}/(\text{m} \cdot \text{a})$ ，发生全管径泄露事故泄露频率为 $2.39 \times 10^{-4}/(\text{m} \cdot \text{a})$ 。

本项目通过管道的巡护及对管道流量的监控，及时发现管线泄漏事故，并将其影响控制在最小范围内。

（3）凝析油储罐事故

根据物质危险性分析的结果，凝析油毒性很低且挥发性较差，其主要危险特性为火灾爆炸。在发生事故情况下，除安全影响外，对周围环境的危害主要体现在火灾时燃烧过程中产生的次生污染影响。

5.6.4 环境风险影响分析

5.6.4.1 对大气环境影响分析

（1）输气管线发生泄漏的甲烷

输气管线发生管道泄漏事故时，会造成泄漏源附近甲烷浓度的显著增加，并在一定范围内形成甲烷聚集区，在不利气象条件下会造成爆炸危险区域，如果遇到明火发生燃爆会造成区域内人员死亡。由于甲烷对人基本无毒，且甲烷密度比空气轻，泄漏后会快速扩散，因此在管道断裂发生大量泄漏时，主要的产生的安全隐患是在空气中短时间内大量聚集，当达到爆炸极限时遇明火会发生爆炸的危

险。董 701 井区气藏的天然气中甲烷含量很高，且气藏产出天然气中不含 H_2S 等有毒有害物质。因此，在发生天然气管道泄漏的安全事故时，散逸到环境空气中的天然气（主要为甲烷成分）在特定气象条件下在尽管会在泄漏点附近的环境空气中形成很高浓度，但其造成的结果是形成可能发生火灾爆炸的区域，这种结果更多的属于安全风险事故；而由于甲烷对人体基本无毒，因此在泄露事故发生后不会造成严重的环境污染灾害事故。

（2）井喷事故油品泄漏影响分析

据气田钻井资料和地质资料分析，该区域地层压力比较大，稍有不慎，就可能引发井喷事故。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，还会造成环境污染。根据本项目的产能，5 口井发生井喷时喷出的天然气气量最大约为 $2.58 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，其中喷出的油量约为 $11.97 \text{t}/\text{d}$ 。由于重力作用，井喷时天然气中伴随喷出的液滴会快速散落至井口周围，类比同类气田井喷事故现场调查结果，预计本项目井喷事故时单井喷出液料造成的污染范围半径应小于 100m。

（3）凝析油储罐泄露

油罐泄漏后，凝析油进入环境空气，其中的轻组分烃类可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.6.4.2 对地下水环境影响分析

（1）储罐/管线泄露

凝析油储罐及管线破裂泄漏的油品下渗可能会导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。天然气处理站凝析油储罐基础为钢筋混凝土基础，底部铺设防渗膜，采取钢制储罐，发生泄漏的概率极小，同时一旦发生泄漏会在较短时间内发现并采取的堵漏措施，出现长期连续性泄漏的可能性很低，发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发

生事故时才可能影响到地下水。输油管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

发生泄漏事故后，若及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，交由有资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，阻断了污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

（2）井漏

井漏事故主要为钻井过程中钻井液漏失和运营期油水窜层。

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

本项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

5.6.4.3对土壤环境的影响分析

凝析油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的凝析油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

凝析油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入柴油/原油，泄漏的凝析油进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微

生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

凝析油储罐区基础采用钢筋混凝土，储罐发生泄漏后，及时清理，不能回收的凝析油以及受污染的土壤应集中收集后交由有相应处置资质的单位处置。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送天然气处理站进行处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

综上所述，本项目施工期和运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.6.4.4对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理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分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。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。

5.6.5环境风险管理措施与对策建议

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。

5.6.5.1钻井、井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

(2) 抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划。

(3) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。

(4) 在钻开油气层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa~5MPa，井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5~2 倍，并且还应储备足够量的泥浆加重剂。

(5) 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经

过井控专业培训。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

(6) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

(7) 定时清除柴油机排气管内的积炭，以防井喷时排气管进出火星引起着火，排气管出口与井口相距不少于 15m。

(8) 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。

(9) 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。

(10) 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。

(11) 钻井井位的确定尽可能避开冲蚀沟、河床等洪水危险性大的区域。

5.6.5.2 集输事故风险预防措施

(1) 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。

(2) 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。

(3) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 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。

(6) 在集输系统运营期间，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。

(7) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(8) 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。

(9) 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。

(10) 建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

(11) 启动火炬放空系统。

5.6.5.3 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、储罐区等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(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) 井场应采取多种防井喷控制措施、防漏措施和固井措施，防止发生井喷等事故；按规范设置安全防火距离，配置相应消防设施。加强工作人员和车辆管理，必须在规定的路线和范围内活动，严禁乱压乱碾，严禁随意进入阜康市重点公益林，并加强防火措施，防止火灾发生。

(7) 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；凝析油储罐区周围设置防火堤；建立消防水收集系统，在油罐区内部设置具有隔油功能的排水阀将雨水和消防水排出罐区，经水封井排到污水处理系统处理后用于回注，避免含油污水污染附近土壤。

5.6.5.4 窜层污染事故的防范措施

(1) 采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，

这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

(2) 利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对气田开发区各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

(3) 及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.6.5.5 管线安全运行措施

为了尽量避免管线破裂事故的发生，减轻管线破裂、泄漏事故对环境的影响，应采取以下安全环保措施：

(1) 管线敷设过程中应严格按设计要求进行，确保埋设深度、防腐和保温质量，防止腐蚀管道。管线敷设线路上方设置永久性标志，提醒人们在管线两侧活动，保护管线的安全。

(2) 为了减轻管线的内外腐蚀，每年定期用超声波检测仪，测量 1-2 次管线内外防腐情况，若管壁厚度减薄，应及时更换管段。

(3) 为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对集输管道的日常巡线检查过程中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管道的安全运行。

(4) 机械失效及施工缺陷是导致事故的重要原因之一。根据我国的经验，管道焊接是最关键的工艺，焊接工应接受专门培训，持证上岗。

(5) 加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，对各种设备、管线、油罐、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡查管线，消除事故隐患。

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

(7) 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；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，防止稠油泄漏事故的发生。①管道敷设做好安全防范及防腐措施。新建管线跨越道路、沟渠等应根据《原油和天然气输送管道穿跨越工程设计规范》要求进行；②每年定期用超声波检测仪，

测量 1~2 次管线腐蚀情况，发现如管壁厚度减小，应及时更换管段，以减小管线的盐碱腐蚀造成事故的几率。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.6.5.6 公益林防火措施

(1) 强化责任，实行森林防火领导负责制。新春公司领导应制定防火操作规程，奖罚分明，提高工作人员森林防火责任意识。

(2) 大力开展宣传教育。新春公司应普遍开展宣传周、宣传月、举办知识竞赛，利用报纸、电视、广播、黑板报、张贴标语等多种形式在各种场合不厌其烦地进行宣传。

(3) 强化野外火源管理，制定办法，严格要求，加强对工作人员管理，严禁携带火种进入公益林区。

5.6.5.7 重视和加强管理

除采取上述安全预防措施外，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) 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。

(2) 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。

(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。

5.6.6 风险事故应急预案

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。

作为事故风险防范和应急对策的重要组成部分，应急组织机构应制定应急计划，其基本内容应包括应急组织、应急设施（设备器材）、应急通讯联络、应急

监测、应急安全保卫、应急撤离措施、应急救援、应急状态终止、事故后果评价、应急报告等。

本工程环境保护应急预案内容见表 5.6-5。

表 5.6-5 本工程环境风险应急预案内容一览表

序号	项 目	主 要 内 容
1	应急计划区	井场、集输管线、相关环保设施，项目生活管理区。
2	应急组织结构	应急组织机构分级，各级别主要负责人为应急计划、协调第一人，应急人员必须为培训上岗熟练工；区域应急组织结构由当地政府、相关行业专家、卫生安全相关单位组成，并由当地政府进行统一调度。
3	预案分级响应条件	根据事故的严重程度制定相应级别的应急预案，以及适合相应情况的处理措施
4	报警、通讯联络方式	逐一细化应急状态下各主要负责单位的报警通讯方式、地点、电话号码以及相关配套的交通保障、管制、消防联络方法，涉及跨区域的还应与相关区域环境保护部门和上级环保部门保持联系，及时通报事故处理情况，以获得区域性支援。
5	应急环境监测	组织专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，专为指挥部门提供决策依据
	抢险、救援控制措施	严格规定事故多发区、事故现场、邻近区域、控制防火区域设置控制和清除污染措施及相应设备的数量、使用方法、使用人员
6	人员紧急撤离、疏散计划	事故现场、罐区邻近区、受事故影响的区域人员及公众对有毒有害物质应急剂量控制规定，制定紧急撤离组织计划和救护，医疗救护与公众健康
7	事故应急救援关闭程序	制定相关应急状态终止程序，事故现场、受影响范围内的善后处理、恢复措施，邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
8	事故恢复措施	制定有关的环境恢复措施（包括生态环境），组织专业人员对事故后的环境变化进行监测，对事故应急措施的环境可行性进行后影响评价
9	应急培训计划	定期安排有关人员进行培训与演练
10	公众教育和信息	对项目邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息

本工程根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求制定环境风险事故应急预案，本预案应纳入到春风油田整体应急预案中。

5.6.6.1 应急计划区

针对本工程可能发生的主要风险事故，结合本工程区域自然条件、环境状况、地理位置等特点，应急计划区域主要包括重大危险源区域和环境保护目标区域。

（1）重大危险源区域主要包括：

- ①各采气井井场、天然气处理站；
- ②气田集输管线。

（2）环境保护目标区域

- ①公益林；

②气田生产管理区。

(3) 隔离区、疏散区设置：

事故发生后，为保障现场应急救援工作的顺利开展，在事故现场周围应设立隔离区和疏散区，无关人员禁止进入事故现场，并及时疏散受威胁人群到安全区域，以保障救援队伍、物资运输和人群疏散等的交通畅通，并避免发生不必要的伤亡。

5.6.6.2 应急组织机构、人员及职责

本工程事故应急组织机构由应急领导小组及下属的各应急救援组构成，列入胜利油田新春采油厂的应急组织机构网。

应急组织机构负责编制各类可能发生的风险事故的应急实施计划，并负责传达到指挥和控制人员、应急服务部门、可能受到影响的员工和其他可能受到影响的相关方，负责对突发性事故进行应急处理。

1) 事故应急救援领导小组

组 长：中石化新疆新春石油开发有限责任公司法人

副组长：中石化新疆新春石油开发有限责任公司其他负责人

成 员：各井场负责人、各管理部门负责人

组长职责：

(1) 审查批准突发事件总体应急预案，确定应对各种突发事件的程序，担负重特大突发事件应急管理的总指挥；

(2) 审定并签发突发事件各专项应急预案；

(3) 当发生突发事件时，按程序启动应急预案，并向当地政府和集团公司应急办公室报告；

(4) 指挥和调度生产作业单位现场抢险救援；

(5) 下达预警指令和解除指令；

(6) 根据突发事件的态势，向集团公司应急办公室提出增援请求；

(7) 贯彻执行集团公司应急领导小组的应急指令；

(8) 下达应急预案启动指令和终止指令；

(9) 组织应急响应结束后的恢复工作和总结评价

(10) 负责组织应急预案的修改、日常培训和演习。

副组长职责：

(1) 协助应急领导小组组长指挥和处理分管业务范围内的突发事件应急工作；

(2) 根据应急领导小组组长的授权，代行组长职责,完成应急指挥工作；

(3) 负责联络工作，负责配合安全环保部门监督、指导、收集事故的现场资料；

(4) 指挥现场设备的抢修及贵重物品的抢救工作；

(5) 组织业务范围内的日常应急工作准备。

成员职责：负责通知并配合检修人员迅速消除漏点和缺陷，使设备尽快恢复投用。负责现场有毒、有害气体的检测工作，确定划定危险区域范围，指导应急组织的消防灭火、伤员抢救、防护措施等现场抢救工作。

2) 各应急救援组构成

(1) 调度组

组长：调度长

职责：负责生产指挥和工艺流程切换。

(2) 警戒组

组长：安全部门负责人

职责：负责现场警卫、隔离和疏散工作。

(3) 抢险抢救组

组长：技术部门负责人

职责：负责火场初期火灾扑救、现场抢修、物资搬运及人员救护工作。

(4) 机动组

组长：办公室主任

成员：办公室及后勤人员

职责：随时准备执行任务或加强某个组工作。

3) 应急指挥

为了减少重大事故造成的损失，应急处理指挥的原则是统一组织、统一指挥、统一行动，组织抢救受火势威胁的人员，协调发挥各种抢险救灾力量，应急指挥权层次为应急救援领导小组组长、应急救援领导小组副组长、应急救援领导小组

成员、公司调度、各班班长，按应急指挥权层次的安排，在发生危害性较大的重特大事故时，按此层次进行行使指挥权，以保证抢险工作顺利进行。

一旦发生危害性较大的重特大事故时，在应急救援领导小组组长未到达现场时，应急指挥权由事故发生现场的最高职务者暂时代为行使，以便达到统一指挥的目的，待应急救援领导小组组长到达现场后及时将指挥权移交，并向应急救援领导小组组长汇报现场情况，以便能够根据现场情况进行及时有效的指挥。对关键设备、要害部位必须制定切实可行的火灾爆炸、人员伤亡、重大泄漏等事故预案，定期组织人员实际演练。重大事故发生后立即实施事故预案。

4) 与地方政府各部门应急组织机构的协调

针对本工程事故应急预案的要求，春风油田应密切联系所在区域的阜康市地方政府主管部门配合建立企业与政府联动的一体化应急反应机制。与各级政府部门成立应急预案指挥与协调领导小组，领导小组以主管安全环保的政府领导为总负责人，成员由安监部门、环保部门、消防局部门、民政部门、公安部门等各相关单位负责人组成，负责事故发生时的应急指挥、协调和救援工作。

5.6.6.3 预案分级响应

(1) 风险事故的分级

根据事故发生的规模以及对环境造成的污染程度可将风险事故分为一般事故、重大事故、特大事故。

一般事故：定义为发生于气田区块内某一个站场或某处设施等小规模泄漏或火灾事故，通过区内应急组织下属的各个救助分队即可处置，不会造成人员伤亡，对周围环境造成的影响很小，一般不会影响到厂外环境。

重大事故：定义为气田区块内的生产装置或设施发生重大火灾，并引起爆炸，造成大量污染物质泄漏，造成人员伤亡。并且事故的发生所产生的大气污染物和废水扩散，影响到气田区块周围人民群众的生命财产安全，有可能造成周围区域大气环境和水域污染，在省内甚至国内产生很大的影响。

特大事故：定义为气田区块内发生特大火灾或者连续爆炸，大量的污染物质扩散，并造成重大人员伤亡。事故所产生的大量大气污染物质和废水迅速扩散，在国内甚至国际上产生恶劣的影响。

(2) 应急预案的级别及分级响应程序

对应于风险事故的分级，应急预案也相应的分为三级响应机制，由低到高为Ⅲ级（一般事故）、Ⅱ级（重大事故）、Ⅰ级（特大事故）。

Ⅲ级（企业下属单位级）：发生Ⅲ级突发事故时，生产人员应该立即报警，企业下属单位应急组织机构迅速反应，并启动应急预案，应急指挥领导小组负责指挥和协调各救助分队统一行动，在生产区域内对所发生的事故采取处理措施。请求上级企业相关应急救助分队实施扑救行动。同时，根据平时的应急反应计划安排，各相关人员迅速转变为应急处理人员，按照预定方案投入扑救行动。

Ⅱ级（企业级）：发生Ⅱ级突发事故时，企业内应急指挥领导小组迅速启动应急预案，并在第一时间上报集团公司应急办公室，启动集团公司应急预案。并及时上报地方政府安监部门和环保部门。划定警戒区域，实施交通管制，紧急疏散警戒区内的人员，立即召集主要负责人召开紧急会议，听取汇报，及时与集团公司专家组取得联系，请求技术支持，同时成立现场操作组、现场警戒组、应急抢救及保障组、并迅速制定出应急处置方案。

Ⅰ级（集团公司级）：发生Ⅰ级突发事故时，应急领导小组应迅速启动企业应急预案，并在第一时间上报集团公司应急办公室，并及时上报政府主管部门、国家环保部、安监部门。此时，应启动集团公司应急预案，协助企业及下属单位处理突发事故。划定警戒区域，实施交通管制，紧急疏散警戒区内的人员，立即召集主要负责人召开紧急会议，听取汇报，及时与集团公司专家组取得联系，请求技术支持，同时成立现场操作组、现场警戒组、应急抢救及保障组、并迅速制定出应急处置方案。

5.6.6.4 应急救援保障

（1）应急救援系统保障

本着应急资源统筹计划、合理布点的原则，分专业分层次的逐步建立和完善应急救援系统，主要包括：

- 1) 井喷失控应急抢险救援系统；
- 2) 区域消防抢险救援系统；
- 3) 环境突发事件应急抢险救援系统；
- 4) 气田集输管道应急抢险救援系统；
- 5) 医疗卫生应急抢险救援系统。

（2）应急救援资金保障

应急救援领导小组负责对日常应急工作所需费用，应急系统和队伍建设的装置配备、物资储备、培训、演练、设备维护所需资金做出预算，财务部门审核，经企业应急领导小组审定后，列入年度预算。根据需要，设立专项应急资金，专款专用，以应对重特大突发事件。

（3）应急救援物资和装备保障

本工程正常营运期间应严格按照消防部门和安监局的要求，根据相关标准，在天然气处理厂内装置区、储罐区、办公区、集气站等配备一定数量的应急设施、设备与器材。主要包括：

- 1) 防火灾、爆炸事故应急设施、设备，主要为消防器材；
- 2) 储罐冷却设备，主要是水幕、喷淋设备等；

同时，依据重特大事件应急处置的需求，以企业为依托，建立健全以区域应急系统为主体的应急物资储备和社会救援物资保障体系，建立应急物资动态管理制度。在应急状态下，由企业应急领导小组统一调配使用。

（4）应急救援通信保障

应建立健全有线、无线相结合的基础应急通信系统，并要大力发展视频远程传输技术，保障救援现场抢险指挥部和集团公司应急领导小组之间的通信畅通。

5.6.6.5报警通讯联络方式

一旦发现突发事故后，现场岗位人员立即报告当班调度，组织工艺处理措施；及时报告应急领导小组，安排相关人员进行自救，事故污染物引导进入事故池或火炬系统；同时拨打 119 报警电话和 120 急救电话，向消防支队、消防站、医院报警，并说明具体位置和现场情况，上述单位进入现场救护时应配备好自身护具，并根据报警情况，选择好救护路线（上风向进入现场）；采用厂区内高架广播通知厂区主要装置在岗人员迅速进入应急状态。

调度接警后，通知企业应急领导小组成员。企业应急指挥领导、成员接到报告后，立即启动应急预案，赶赴现场按照各自的职责分工和应急处理程序进行应急处理。各相关人员及单位接警后应立即做出反应，组织实施救援，并在必要时实施交通管制，保证应急状态下的交通顺畅。

应急领导小组应向项目所在地政府和环保局同步通报事故发生情况及相应

处理结果，建立公共应急报警网络，严密监控各项事故污染物的污染情况，必要时采取适当措施截流、人员撤离，坚决杜绝事故环境污染范围的扩大，程度的加深。

5.6.6.6事故应急控制措施和程序

(1) 发现油品集输管道泄漏等泄漏，应立即佩戴安全防护装备对泄漏点进行紧固或带压非焊堵漏，并立即切断油品来源。

(2) 泄漏事故发生时，在岗人员必须佩戴正压呼吸器及安全防护装备，划定危险区域，根据风向掌握污染物流动方向，无关人员严禁在警戒区停留。事故抢救和救护车合理选定安全位置。

(3) 若泄漏量很大，工艺操作人员迅速切断泄漏点，不能切断的要采取停车工艺处理。无法实现人员控制的，除紧急处理人员外，其他无关人员应紧急疏散、逃离，并立即在安全区域对中毒人员进行抢救。

(4) 事故发生后，应根据现场实际状况和风向划定警戒区域，用警戒绳圈定，并由安全环保科指定人员负责把守，禁止无关人员和车辆进入危险区域，警戒线内人员必须都佩戴安全防护用具。

(5) 严重泄漏事故岗位人员应立即向厂调度及消防队、气防站、急救中心等相关部门报警求救，向毗邻单位提出安全防范要求。同时通知临近事故点人员进行必要的防护和撤离。

(6) 发生泄漏事故后，立即用装置内的高音喇叭通知现场在岗人员，紧急疏散时，由安全环保科指挥，相关装置安全管理人员带队向上风向有序撤离到警戒区以外。

(7) 根据环境空气中 NMHC 监测数据采取处理措施，泄漏严重危机周边居民时，由公安部门组织对附近居民进行紧急疏散。

(8) 在应急处理过程中发现人员伤害或中毒，急救中心未来之前，由岗位人员或救援人员用担架将伤者抬到安全区域，针对不同伤情进行采用胸压挤压法等进行救治，在救治过程中，在急救中心未到之前不可以放弃，救治直到交付医务人员为止。在急救中心到来之后，一切救护听从医务人员的指挥。

5.6.6.7应急环境监测与评估

事态监测与评估在应急决策中起着重要作用。消防和抢险、应急人员的安全、

公众的就地保护措施或疏散、食物和水源的使用、污染物的围堵收容和清除、人群的返回等，都取决于对事故性质、事态发展的准确监测和评估。可能的监测活动包括：事故规模及影响边界，气象条件，对食物、饮用水、卫生以及水体、土壤等的污染，可能的二次反应有害物，爆炸危险性和受损建筑垮塌危险性以及污染物质滞留区等。

工程发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被、野生动物）及大气环境的影响，所以应急监测主要是这几方面的内容。

（1）生态方面

对事故现场及周围区域的土壤、植被、野生动物进行损失及危害监测，并在事故后不定期对生态环境的恢复状况进行监测。

（2）大气环境

应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近区域进行大气采样监测，分析事故影响程度。爆炸燃烧事故应监测影响范围和危害，井喷事故监测相应的气体，如甲烷、总烃等。

事故发生后，应急指挥领导小组应迅速组织阜康市环境监测站等监测部门对事故现场以及周围环境进行连续不间断监测，对事故的性质、参数以及各类污染物质的扩散程度进行评估，为事故应急领导小组提供决策依据。

5.6.6.8 人员撤离疏散计划

（1）警戒疏散

当发生突发事件时，应急救援领导小组应立即指挥组织人员警戒事故现场，并打开事故现场通道，当消防车辆或其他应急队伍到达后，引导车辆及救援队伍进入事故现场，同时，禁止无关人员进入事故现场，组织与施救无关人员到安全地带。

（2）人员急救措施

当发生人员受伤时，现场受伤人员应迅速转移到安全区域，由医护人员实施救护，严重者送到医院抢救。如发生事故时，有员工受伤，首先拨打电话 120 请求救援，如 120 急救车不能及时赶到，应由事故救援领导小组指派车辆（人员）护送伤员到医院进行救治。救治医院选择为距事故现场最近的医院，在遇到紧急情况时，可对伤员进行及时有效的救护。

（3）逃生路线

应根据春风油田厂内生产设施情况，制定出逃生路线图，在突发事故情况下，撤离人员，进行逃生，逃生过程中必须沿消防路逃生，以便在发生意外时，并进行及时有效的救治，缩短抢救人员的救援时间。

5.6.6.9事故应急救援关闭程序与恢复措施

突发事故结束后，由事故应急指挥领导小组协同地方政府相关部门迅速成立事故调查小组，根据事故现场的实际情况，结合环境监测部门的监测结果，适时宣布关闭事故应急救援程序。

（1）只有危险完全消除，生命、财产完全脱险，应急行动已没有必要时，才可以解除应急状态。应急状态的解除令由应急指挥部下达。

（2）各级应急办公室接受和下达的各种应急指令，必须认真记录在案，归档保存。

（3）现场应急状态解除后，由灾害受损鉴定组组织调查事故损失情况，要求有关部门负责事故现场的善后处理及邻近区域解除事故警戒和善后恢复措施：由事故救灾抢修施工组组织现场的抢修施工，由调度组组织开工恢复工作。气田应制定事故后恢复正常工作和生活的措施，并组织实施。

5.6.6.10事故调查与后评价

事故结束后，组织评价单位和有关专家进行事故调查。主要调查内容包括：发生事故的单位、时间、地点、事故原因、事故损失情况、应急抢险预案实施效果、事故环境影响范围、程度及可接受性评价分析，并根据结果提出事故经验总结、应急预案修改方案、环境恢复措施及建议等。

将调查内容上报胜利油田分公司及地方有关环保部门和群众代表，组织有关专家进行讨论、审核，审核通过后事故应急程序关闭，否则应根据环境受损情况提出相应的环境修复措施和限期治理方案。

突发事故结束后 3 个月内，组织有关地方环保局和环评单位对事故后环境影响进行后评价，调查环境修复措施落实情况及事故发生环境遗留问题，并把评价结论对外发布信息。

5.6.6.11 应急培训计划与公众教育

从工程开发整体考虑，上至高层管理人员下至普通岗位员工，必须定期组织安全环保培训，经培训合格，才能正式持证上岗，对于关键岗位应选派熟悉应急预案的有经验技术人员负责。事故应急处置训练内容应当包括事故发生时的工艺技术处置和扑救、安全防护救助措施、环境保护应急处置方法等。事故发生时，油田安全环保部门工作人员和富有事故处置经验的人员，要轮流值班，监视事故现场及其处置作业，直至事故结束。

应根据应急反应方案定期（每季度一次）进行事故应急预案演练，检查和提高应急指挥的水平和队员的反应能力，及时发现组织、器材及人员等方面的问题，及时作出改进，以保证应急反应的有效进行。定期对消防人员进行模拟演练，以检查和提高队伍应急能力，保证应急预案的有效性实施。

5.6.6.12 各级应急预案之间的衔接和应急联动机制

（1）应急预案之间的衔接

集团公司应急预案，以场外指挥与协调为主，着重应急响应的资源协调、技术支持、法律、商务及信息管理。

企业的应急预案，以某一特定范围或某一专业领域的突发事件为对象，着重对现场突发事件的应急处置、抢险、减灾和应急恢复。

企业下属单位的应急预案，以现场设施、活动或场所为对象，针对某一重大危险源、某一工程项目、施工现场或公众聚集活动。强调对具体突发事件现场的应急处置和应急行动。本工程应急预案属于胜利油田分公司下属春风油田应急预案。

（2）应急预案应急联动机制

集团公司建立企业区域应急联动机制。企业在制定应急预案和应急程序时，应明确本企业与合作企业的职责、权限和处置程序。

根据属地管理原则，企业应按照有关法律、法规，参加和配合当地政府突发公共事件的应急处置和救援工作。

5.6.7 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括天然气、凝析油，可能发生的风险事故包括井

场事故、管线泄露、储罐泄露事故。天然气泄露会对大气产生一定的影响，油气集输管线、储罐泄漏时，会对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。本项目环境风险简单分析内容表见表 5.6-6。

表 5.6-6 环境风险简单分析内容表

建设项目名称	准中董701井区产能建设工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区昌吉回族自治州阜康市北部沙漠区			
地理坐标	经度	87° 57′ ~88° 2′	纬度	44° 25′ ~44° 29′
主要危险物质及分布	主要危险物质：天然气、凝析油；分布：集输管线、凝析油储罐			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类物质泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。 凝析油储罐破损造成凝析油泄漏，或者运营期油气集输管线发生破损造成原油泄漏，以及井喷均会污染土壤和大气，泄漏的油品有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。			
风险防范措施要求	①生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生；②制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准；③定期对管线进行巡视，定期进行管道壁厚和防腐情况检测；④制定环境风险应急预案，定期演练。⑤凝析油储罐区周围设置防火堤。			

6.环境保护措施及可行性论证

6.1 建设期环境保护措施

本工程建设期对环境的影响主要来自气井开采、管线敷设、道路和站场建设等方面。

6.1.1主要生态环境保护措施

针对建设期的环境影响，将实施以下主要生态环境保护措施见表 6.1-1。

表 6.1-1 建设期主要环境保护措施

主要环境影响因素		环境保护措施
生态环境	管线敷设	(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) 埋地管线敷设，埋设深度为管顶2.0m。 (3) 按设计标准规定，严格控制施工作业带宽度，井区内单井集输管线为6m，不得超过作业标准规定。 (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渡，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) 管道沿线两侧范围内的灌木林地征用应按照地方有关工程征地补偿标准进行，可研设计中工程征地费用已对上述情况进行了综合考虑。要求管线在选线设计、施工作业时尽量避开灌木茂密区域，在条件允许时，减少砍伐林木的数量，最大程度地保护沿线的林业生态环境。开挖管沟缩短施工作业范围，应将作业带宽度控制在6m范围内。
生态环境	站场建设	合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少的区域布点。

6.1.2生态保护和恢复措施

(1) 施工过程中会产生较大的扬尘，施工现场尽量适时洒水，减少扬尘，施工使用的粉状材料，运输、堆放时应有遮盖，防止扬尘落地影响附近植被的生长。

(2) 尽量减少因施工对植被的破坏，施工中大量建筑材料的调运及人员的流动，会增加作业区内的拥挤度，施工区设置明显的作业区域标志，加强管理，把施工作业严格控制在作业区内。本环评要求，井场在施工过程中，减少对灌木的碾压破坏。尤其对占有灌木的井场，要严格控制扰动面积，施工过程中严格按照施工场地界线范围内施工，并安排专人监察。

(3) 严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线作业带宽度必须控制在 6m 内，减少对地表的碾压。重点保护项目区内的灌木，最大程度减少梭梭占用，选择梭梭生长稀疏地段进行作业。

(4) 管线敷设过程中，应确定施工作业线，不随意改线，尽量减少占用和破坏植被，把破坏和影响严格控制在征地范围内，管线作业带控制在管线两侧 6m，尽可能缩小施工作业宽度，减少占地，尽量避开梭梭，并在道路树立明显标志牌，禁止工作人员在灌木林地践踏，施工取土应单侧堆土，尽量减少占地面积，减少对地表的碾压破坏。施工结束后对破坏和占用的植被及时恢复。

(5) 施工期道路依托井区现有道路，禁止随意增设临时施工道路，各种机动车辆固定线路，禁止随意增开便道，践踏和破坏植被，注意施工过程中地貌的恢复，挖掘管沟时，将表层土与底层土分开堆放，复土回填要保持土壤的基本层次，管沟回填时要分层回填在表面，以恢复原来的土层；回填后多余的土方不随便丢弃，弃土用于平整井场，防止水土流失。对破坏和占用的植被及时恢复。

(6) 钻井过程中严格执行钻井生产环境保护管理规定，钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。待钻井工程结束后由供应商回收或带至下一个钻井井场继续使用。处理后的岩屑必须满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T7300-2016) 和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017) 等国家及有关部门、地方相关标准和生态环境保护要求的后，用于铺设通井路、铺垫井场。污油、药品回收利用，防止污水、污油、泥浆、药品的随意乱丢乱放。

(7) 积极开展工程环境监理工作，在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，定期向当地环保部门提交工程环境监理报告。重点对集输管道施工期进行环境监理，妥善处理处置施工期产生的各类污染物，

防止其对生态环境造成污染，特别是对土壤及地下水环境的影响。做好固井和回注工作，防止污染土壤和地下水环境，进而影响植被和生态环境。

(8) 项目建设完成后，对施工场地的废渣及一切废弃物资、设备应及时清理，对工地、料场、取土等地方，使用后应立即恢复原状，并及时进行人工干预恢复植被，以维持原有生态环境。工程建设完成后要求对施工料场、便道等临时用地进行清理、平整，禁止对野生动植物水源地的污染。严格执行《土地复垦规定》，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都给予及时的修整，恢复原貌，被破坏的植被在施工结束后尽快恢复。

(9) 工程施工占用重点公益林，应向自然资源主管部门办理相关手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复；施工过程中，加强施工人员的管理，确保施工人员和车辆在规定范围内作业，严禁砍伐公益林植被作燃料，做好森林火灾的防范工作。

6.1.3 大气污染防治措施

施工期废气主要为运输车辆及柴油机排放废气。

运输车辆产生的扬尘主要采取洒水降尘，每天洒水 3~4 次。运输车辆减速行使，为减少道路扬尘影响，前期要求对路面用石子覆盖，进入采油阶段主干路全部采用沥青或水泥固化地表，减少扬尘污染。

对于柴油机排放废气，采用优质柴油，提高效率，必要时可对柴油机安装排气净化装置来减少废气对大气的污染。

6.1.4 废水污染防治措施

本工程施工期废水主要为地面设施建设时产生的少量生活污水，生活污水排入施工期防渗移动旱厕内，定期由吸污车拉运至阜康市东部城区污水处理厂处理，不外排，废水污染防治措施可行。

6.1.5 固体废物防治措施

本工程施工期固体废物主要包括施工弃土、建筑垃圾、生活垃圾。本工程在建设土石方量依据各类施工工艺分段进行调配，按照地貌单元及不同施工工艺分别进行平衡。施工废料部分可回收利用，剩余废料依托当地环卫部门有偿清运。

生活垃圾集中收集，定期送往阜康市垃圾填埋场处置。

6.1.6 噪声防治措施

施工期主要噪声为施工机械设备运转噪声和大量的施工车辆行驶产生的交通噪声。

(1) 施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本工程在施工期造成的噪声污染降到最低。

(2) 施工设备选型时，在满足施工需要的前提下，尽可能选取噪声低、振动小、能耗小的先进设备。

(3) 加强施工机械的维护保养，避免由于设备性能差而使机械噪声增大的现象发生。

本工程建设期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

6.2 运营期环境保护措施

6.2.1 生态环境保护措施

(1) 监督和管理措施

①针对本工程的建设，新春公司安全环保科负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

(2) 运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。

②在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③加强对管线、设备的管理和检查，及时发现问题，及时解决，防止泄漏事故的发生；对泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，防止污染扩大蔓延。

④在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

(3) 生态修复方案

本工程新建 $\Phi 89 \times 6$ 单井出油管线 5.3km，新建 $\Phi 114 \times 7$ 集油干线 1.6km，新建 $\Phi 114 \times 7$ 输气管线 17km。临时占地 14.617m²。施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对 14.617hm²临时占地内地貌进行恢复，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

本工程各项生态恢复具体投资见表 6.2-1。

表 6.2-1 生态恢复投资

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 场地恢复	1.064	/	地面硬化	5.7
临时 占地	井场、站场 场地恢复	/	1.277	土地进行平整，恢复原有地貌，充分利用施工前期收集的表土覆盖于井场、站场临时占地表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定	7.3
	管线占地恢 复	/	19.12	施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃	35
合计		1.064	14.617		48

6.2.2 废气污染防治措施

6.2.2.1 运营期废气污染防治措施

根据工程分析，生产运营期废气主要来自天然气站场内的天然气发电机组、火炬等。

(1) 油气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，严格控制天然气泄漏对大气环境影响；

(2) 清管作业和分离器检修废气：采用加强管理措施，减少天然气的泄漏量，对于清管作业及站场异常排放的天然气，使用火炬燃烧后排放；

(3) 天然气处理站内发电机用气均用天然气作为燃料，从而减少有害物质的排放。

(4) 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。

(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。

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。

6.2.2.2 凝析油储罐的环境空气保护措施

(1) 凝析油储罐采用密闭装车工艺

凝析油稳定装置正常生产时来的稳定凝析油，进入稳定凝析油罐储存，稳定凝析油通过稳定凝析油装车泵、鹤管装车外运，采用密闭装车工艺，工艺流程见下图 6.2-1。

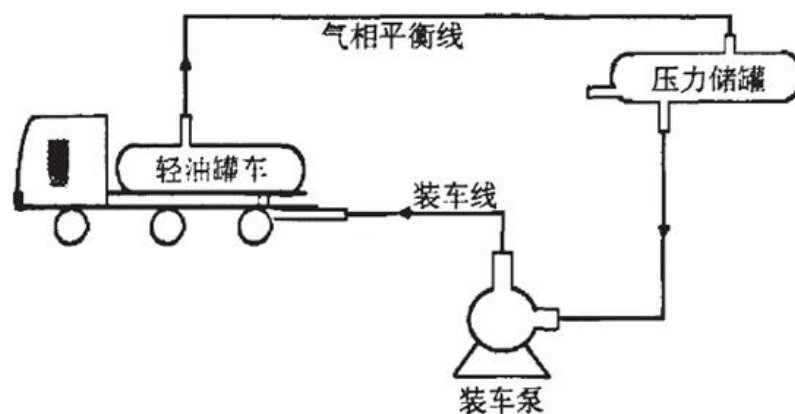


图 6.2-1 凝析油密闭装车流程示意图

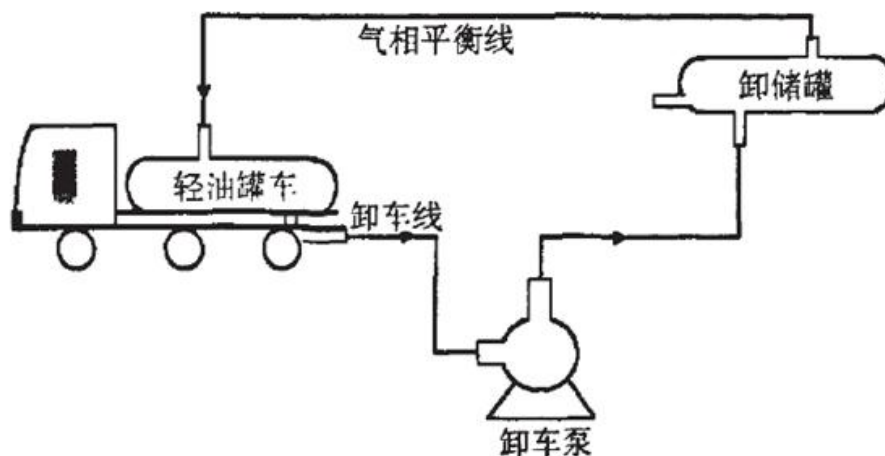


图 6.2-2 凝析油密闭卸车流程示意图

完整的凝析油（轻油）密闭装卸过程应该是全密闭、全压力状态，通过装(卸)车泵从轻油罐车(车载轻油罐)底部注入(抽出)，车载轻油罐与轻油储罐(卸油罐)通过气相平衡线实现两者之间的压力平衡。车载轻油罐、轻油储罐、卸油罐均为压力罐，在装车、卸车和运输过程中为全密闭、全压力状态，从而保证轻油与大气之间的全过程、全方位隔离，避免油气散发，同时防止空气进入轻油储运设施中，实现清洁生产和安全生产。

本项目采用的是凝析油密闭装车设施，可有效地降低轻油损耗，减轻环境污染，保证油气储运设施安全。

(2) 进一步完善无组织排放的污染控制措施，以减少 VOCs 排放。

主要措施如下：

①生产单位应加强管理，合理降低凝析油的储运温度，同时保证正常稳定装置平稳运行，减少使用事故稳定流程。

②对凝析油储罐进行保温，维持凝析油罐中液体温度在 45℃左右，可以有效防止冬季出现冻堵，同时也防止了大量烃类气体溢出。

③加强生产管理，严密组织安全生产，合理调度装油作业。

6.2.3 废水污染防治措施

本工程建成运营期的主要废水是采出水、井下作业废水以及生活污水。

采出水和井下作业废水进入春风一号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，不外排；生活污水进入站内防渗化粪池，由吸污车定期清运至阜康市东部城

区污水处理厂处理，不外排。

另外，为了保护地下水，在生产过程中采取以下措施保护地下水、避免地下水的污染：

(1) 定期巡检。根据周围生产设施分布情况，实行每日巡检的工作制度，对拟建气井、集输管线的运行情况进行查看，从源头进行污染防治，及时发现“跑冒滴漏”现象，并立即采取应急措施，避免造成污染物的下渗，影响地下水水质。

(2) 在生产过程中的采出水，确保处理达标后，回注油气藏层，实现水资源的循环利用。为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

(3) 井下作业按照“铺膜作业，带罐上岗”的作业模式，对生产过程中的修井、洗井、压裂及其它井下作业的落地原油进行回收，控制其对外环境的污染。

(4) 拟建天然气处理站站设施底部进行防渗，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。凝析油储罐、排污罐等产生的废油泥等，委托有危废处置资质的单位定期拉运并进行无害化处理。

综上，本工程废水污染防治措施可行。

6.2.4 噪声污染防治措施

(1) 对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。如：对机械噪声采用弹性材料以减轻噪声，对燃气炉嘴采用技术先进可靠的低噪声火嘴，程序控制点火，巡岗操作。

(2) 站内各类机动设备尽量选用低噪声设备，使站内噪声值控制在《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准。

尽量将发声源集中统一布置，采用吸声、隔声、减振等措施，尽量减少对外环境。

(3) 对产生噪声的场所，为了防止噪声对操作人员的损害，一方面在建筑上采用吸声墙、隔声门等措施，操作人员佩带耳机，对燃煤注气锅炉、阀门等选用低噪声设备，控制流速和配置消声罩。提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

6.2.5 固体废物污染防治措施

含油污泥依托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等具有含油污泥处置资质的单位进行处置。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。含油污泥临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。

6.3 服役期满后环境保护措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理；

(2) 对工业垃圾堆放场，要及时清理覆土填埋、压实，并树立标志；

(3) 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。

7.环境经济损失分析

一个项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。社会影响、经济影响、环境影响是一个系统的三要素，最终以提高人类的生活质量为目的。它们之间既互相促进，又互相制约，必须通过全面规划、综合平衡、正确地把全局利益和局部利益、长远利益和近期利益结合起来，对环境保护和经济发展进行协调，实现社会效益、经济效益、环境效益的三统一。

本工程总投资为 12348.69 万元。项目内部收益率为 15.5%（税后），项目税后主要财务指标达到石油行业基准收益要求，由此可见，本工程可取得较好的经济效益。同时本工程符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业发展战略，可增加我国的石油能源供应量，促进全国的经济的发展。

7.1 环保投资分析

工程占地主要是由井场、站场、管线网等地面工程构成，主要占地类型为林地，这些占地均对评价区的土壤植被造成破坏。工程永久占地面积和临时占地面积分别为 1.064hm² 和 14.617hm²。工程将对林地造成一定程度的损失。本工程总投资为 12348.69 万元，其中环保投资 210.02 万元，占总投资 1.7%。估算见表 7.1-1。

表 7.1-1 主要环保投资估算

项目名称	主要内容	投资（万元）
废水处理	站内污水装置（化粪池、排污罐）	18.74
	可移动旱厕	2
生态恢复与水土保持	平整、覆土、地面硬化处理，防止侵蚀	3.6
	生态恢复	5.68
固体废弃物处理	废弃施工材料以及生活垃圾清运	50
	井场作业落地油回收及地面恢复	10
大气污染防治	临时抑尘覆盖物(草包、帆布等)、洒水（防尘、洒水等）	10
环境管理	环境影响评价、环境保护竣工验收、施工期环境监理、运营期环境监测	80
	HSE应急预案+环保培训，演练	30
合计		210.02

7.2 环境效益、社会效益分析

7.2.1 环境效益分析

开发建设期环境效益分析，油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

- (1) 工程占地造成的环境损失；
- (2) 突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

工程占地主要为站场建设和外输管道占地，输油输气管线系统建设、场站管网建设。

本工程建设对项目区域主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对项目区生态环境和地下水环境产生影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.2.2 社会效益分析

本工程开发的社会效益主要体现在气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。

本工程符合新疆区域经济发展和发展的要求。气田开发建设为当地居民生活水平提高和农业经济发展提供了一个广泛合作的机会与市场，也将进一步促进北疆石油工业的发展，对提高人民生活质量，促进区域的社会、经济的发展有重大意义。

8.环境管理、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石化股份有限公司胜利油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中石化新疆新春石油开发有限公司设安全环保部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中石化新疆新春石油开发有限公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.2 实施与管理机构

中石化新疆新春石油开发有限公司设安全环保部具体负责环保制度的执行和实施，负责组织项目的环境影响评价工作，组织制订环境监控计划，保证各施工单位实施必要的环境不利影响削减措施，协调项目建设管理单位和环保监督部门与各施工单位之间的关系，定期向上级部门报告环境管理的情况。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆自治区负责环境管理的最高行政职能机构。在环保部的业务指导下，接受委托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，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，指导昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。由建设单位对该项目涉及的环保工程进行竣工验收，由昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局对其进行监督管理。

昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田勘探单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 开发期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

本工程开发在对施工承包方管理上应按照 HSE（健康、安全、环保）管理程序进行管理，具体见图 8.2-1。

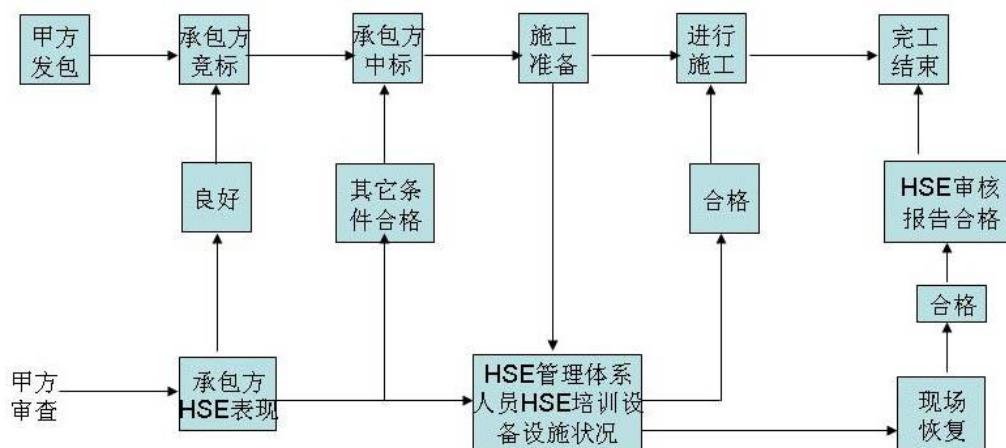


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

开发建设期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系。在承包方的选择上，除实力、人员素质和装备技术等方面外，还要考虑施工承包方的 HSE 表现，应优先那些 HSE 管理水平高、业绩好的单位。

(2) 对分承包方的环保要求

在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如对承包工程的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一。承包方应按照公司 HSE 体系要求，建立相应的 HSE 管理机构。

承包方在施工之前，应按照其承包工程的环保要求，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报公司的 HSE 管理部门以及相关的地方环保部门，批准后方可开工。

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规

定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、保护地表原貌的方法；收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(4) 根据施工中各工种的作业特点和各施工区段的敏感目标，分别提出不同的环境保护要求，制订发生环境事故的应急计划和措施。

8.2.2 管网、站场建设环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

8.2.3 开发期环境监测计划

开发期主要工程活动可以分为钻井过程和地面建设两大部分。

钻井作业环境监测包括钻井废水监测、井场土壤监测。当发生井喷失控事故时，应及时对大气、土壤、植被等环境要素进行事故性监测。监测计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 钻井作业环境监测计划

监测内容	监测地点	监测项目	监测时间或频率
钻井废水	现场	pH、COD、石油类、SS	施工结束后进行控制性监视
井场土壤	现场	石油类	施工结束后进行控制性监视
钻井事故时	现场	大气、土壤、植被等	当时

地面建设主要监测对象是对作业场所及附近的土壤、植被。

8.3 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 建设项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
----	--------	----------	------	------

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各废水排污口的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放	建设单位	昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局
3	环境监测管理	① 组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ② 组织废水污染源、地表水、地下水环境监测，防止水环境污染 ③ 组织噪声源、厂界环境噪声监测，防止扰民影响 ④ 组织危险废物监测	建设单位	昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	昌吉回族自治州生态环境局阜康市分局

(1) 日常环境管理

——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。

在生产过程中，分子筛脱水单元产生的采出水收集进入站内排污罐，定期拉运，依托春风一号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制和环境保护目标。

——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。

——落实管理制度

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

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

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

8.3.2 运营期环境监测计划

本工程运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.3-2。

表 8.3-2

运营期环境监测计划

监测内容	监测地点	监测项目	监测时间或频率
环境	区块内设置1个监测点	非甲烷总烃	1次/年

空气	燃气发电机组	氮氧化物	1次/月
		二氧化硫、颗粒物、林格曼黑度	1次/年
地下水	监控井	pH值、氟化物、氨氮、总硬度、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、铅、镉、砷、汞、硫酸盐、高锰酸盐指数、溶解性总固体、氯化物、石油类	1次/年
噪声	在区块东、南、西、北边界设置监测点	等效连续A声级	1次/年
土壤	区块已钻井井场外10m处	盐类、石油类	1次/年

检查生态恢复及水土保持措施落实情况；

检查井场、站场、管线、道路周边植被恢复状况；

监测土壤盐类和石油类。

8.3.3“三同时”验收

建设单位按照国务院环境保护部门规定的标准和程序，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，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。

8.3.3.1验收调查范围

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394—2007）和《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011），确定本工程竣工环境保护验收调查范围为工程开发建设的气井、站场、各种管网、气田道路等区域。

（1）生态环境

生态环境主要调查范围为 5 口井和站场及其周边 10m、井场道路、气田道路两侧 50m、管线两侧 30m 范围的植被、土壤。

（2）大气环境

大气污染源调查范围：天然气处理站大气污染排放区。

（3）水环境

天然气处理站污水处理设施。

（4）声环境

气田井场、站场等噪声排放区周围 200m 范围。

8.3.3.2 验收调查因子

(1) 生态环境

调查本工程建设范围内井、站场及各种管网占地情况，工程建设对野生动植物的影响、对地表的扰动及恢复情况，路基、边坡、管线及井场的防护情况以及水土流失现状和水土流失影响。植物评价因子为种类、数量、盖度、长势等。

(2) 大气环境

各类污染源监测调查因子：非甲烷总烃、烟尘、二氧化硫、氮氧化物。

(3) 水环境

生产污水：pH、SS、COD_{Cr}、挥发酚、硫化物、石油类；

生活污水：pH、SS、COD_{Cr}、BOD₅、氨氮、石油类、动植物油。

(4) 声环境

连续等效 A 声级 LAeq。

三同时验收调查表见 8.3-3。

表 8.3-3 三同时验收一览表

内容	地点	治理对象	处理效果及要求	执行标准
废水	排污罐	采出水	采出水收集进入站内排污罐，定期拉运，依托春风一号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）
	化粪池	生活污水	生活污水进入天然气处理站内化粪池进行预处理后，定期运送至阜康市东部城区污水处理厂处理。	\
废气	井场、站场	非甲烷总烃	油气密闭集输，达标排放	满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m ³
噪声	井场、站场	各类机泵	等效连续A声级（Leq(A)）达标	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准
固废	油区、站场	含油泥砂、含油污泥	油泥、油砂委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等环保部门认可的有危废处理资质的企业处理。落地油由作业单位100%回收。	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18596-2001）及修改单、《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令 第5号）
	油区	生活垃圾	统一收集后清运至阜康市生活垃圾填埋场填埋	《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2008）

水土保持	井场、集输管线	施工期水土保持	防止水土流失
生态恢复	井场、集输管线	运营期间生态恢复	检查生态恢复及水土保持措施落实情况。 检查井场、管线周边植被恢复状况。 监测土壤盐类和石油类。
环境管理			环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位
			环保设施与措施、环境管理规章制度、施工期环境监理报告、环境风险事故应急预案

8.4 跟踪评价

编制本工程的跟踪评价体系，旨在评价本工程实施后的实际环境影响，并汲取环评的经验和教训。确保项目环境影响评价及其建议的减缓措施得到了有效的贯彻实施，同时也可以确定为提高项目的环境经济效益所需的改进措施。

8.4.1 跟踪评价时段

本工程结合环境监测结果和环境管理成果，对环境质量进行定期跟踪评价。根据工程开发方案，建议跟踪评价时段为 2025 年和 2030 年。

8.4.2 跟踪评价内容

为验证本工程实施后，各项环境减缓措施的有效性，应对本次环境影响评价的主要结论和措施进行回顾跟踪评价。主要回顾和跟踪评价内容见表 8.4-1。

表 8.4-1 准中董 701 井区产能建设工程跟踪评价主要内容

序号	项目	工作内容	主要目的和意义
1	环境监测与回顾评价	(1)大气环境监测与回顾评价 (2)土壤环境监测与回顾评价 (3)噪声环境监测与回顾评价 (4)生态环境监测与回顾评价	掌握环境变化趋势
2	污染源调查	项目污染源调查	掌握基础数据
3	清洁生产水平	项目项目清洁生产水平调查	掌握基础数据
4	环境保护措施回顾	施工阶段 (1)审核环保初步设计和EMP (2)检查施工临时占地的还原、植被还原和环境的恢复 (3)检查粉尘和噪声污染控制措施，决定施工时间 (4)检查空气污染物的排放 (5)检查施工场所生活污水和采出水的处理和排放	(1)严格执行三同时； (2)确保临时占地满足环保要求； (3)减少建设对周围环境的影响，执行相关环保法规和标准； (4)确保水质不被污染； (5)确保景观和土地资源不被严重破坏，避免造成水土流失

		运营阶段	(1) 检查运营期 E M P 的实施 (2) 检查监测计划的实施 (3) 检查有无必要采取进一步的环保措施 (4) 检查环境敏感点的环境质量是否满足其相应质量标准要求。 (5) 加强监督，防止突发事件，预先制定紧急事故应对方案，一旦发生事故能及时消除危险。	(1) 落实 EMA (2) 落实监测计划 (3) 切实保护环境 (4) 加强环境管理，切实保护人群健康 (5) 确保污水排放满足标准。
5	环境管理		总量控制执行情况；在线监测建设；动态管理系统建设；公众意见；环保投资比例	回顾并修改环境管理各项措施

9.结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1项目概况

准中董 701 井区位于新疆省昌吉回族自治州阜康市境内北部沙漠区(地面海拔 463~483m), 距离阜康市区约 32km, 距东南部的阜东采油区约 35km, 区域构造位置位于准噶尔盆地中央拗陷阜康凹陷东部的北斜坡, 构造区划上属于中央拗陷, 开发层系为侏罗系头屯河组 J₂t₃5 砂体。

准中董 701 井区产能建设工程(以下简称“本工程”)计划部署气井 5 口, 其中新钻气井 4 口, 新井总进尺 15942.16m, 平均单井进尺 3985.54m; 利用老井 1 口(董 701), 均为直井。5 口气井动用凝析油储量 84.83×10^4 t、动用天然气储量 17.45×10^8 m³, 采用衰竭开发方式, 套管固井负压射孔投产, 前三年平均新井年产凝析油能力 1.36×10^4 t, 年产气能力 0.39×10^8 m³。新建天然气处理站 1 座, 处理规模为 13.0×10^4 Nm³/d。新建 $\Phi 89 \times 6$ 单井出油管线 5.3km, 新建 $\Phi 114 \times 7$ 集油干线 1.6km, 新建 50kW 管道电加热器 4 台。新建天然气处理站至彩乌线 3# 阀室的输气管线 17km。配套电力、防腐、通信等工程。

气井采用管输工艺, 井口产液经电加热器加热后, 通过新建混输管线输至天然气处理站处理, 单井计量方式采用单井示功图远传计量。

9.1.2产业政策符合性

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, 属于《产业结构调整指导目录》(2019 本) 中国家鼓励发展的产业, 工程建设符合国家的相关政策。

9.1.3规划相符性

工程的建设符合《自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》相关规划。

9.1.4 区域环境质量现状

(1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感生态功能区。

(2) 环境空气质量现状

根据《2018 年阜康市大气环境质量报告》，工程所在区域环境质量为不达标区。

通过对本工程特征因子的监测，在监测期内，评价区域环境空气质量中非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。硫化氢满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 附录 D 的要求。

(3) 地下水环境质量

根据监测及评价结果，在监测期，评价区域内三工河哈萨克民族乡、222 团自来水厂的各项监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准的要求。董 7 井的 pH、氟化物、溶解性总固体、耗氧量、氯化物、钠的超标；董 2 井的溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、钠超标，2 口井其余的监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准的要求，超标的原因主要是由区域地质因素引起的。

(4) 声环境质量现状

在监测期内，工程所在区域声环境质量现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类区标准，周围无人群集中居住区，区域声环境质量较好。

9.1.5 环境影响分析

(1) 生态环境影响分析

本工程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，工程对生态环境的影响主要来自占地影响，工程永久性占地面积为 1.064hm^2 ，

临时占地面积 14.617hm²，占地类型为林地和未利用地，地表植被稀疏，工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本工程建设期废气排放主要是地面开挖、运输车辆行驶产生的扬尘及施工机械(柴油机)排放的烟气。

由于开挖埋管过程为逐段进行，施工期较短，在加强管理的情况下，开挖过程产生的扬尘等污染物对环境的影响较小。

除开挖施工外，管线在顶管穿越等大型机械施工中，由于使用柴油机等设备，将有少量的燃烧烟气产生，主要污染物为 SO₂、NO_x、C_mH_n 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，地形空旷，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性，因此对局部地区的环境影响较轻。

生产运营期的大气污染源主要是天然气发电机组燃烧产生的废气、油气集输处理、外输过程中的烃类挥发、凝析油储罐的呼吸损耗。但工程区扩散条件好，各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，本工程的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

（3）声环境影响分析

本工程开发过程中的噪声源主要分为建设期噪声和生产运营期噪声两部分。建设期的噪声源主要在土建施工和管线挖掘过程中，主要施工机械是挖掘机、载重汽车等，基本上都是流动声源，结构施工阶段的主要施工机械是混凝土搅拌机、振捣棒和吊装机械等，对环境的影响是短暂的。生产运营期即气田的生产过程的噪声主要以站场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本气田开发建设区域声环境质量现状较好，气田开发建设中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。

（4）水环境影响分析

本工程施工期的废水主要来自施工人员在施工作业中产生的生活污水、管

道安装完后清管试压排放的废水等。生活污水定期运往阜康市东部城区污水处理厂处理。清管、试压后排出的废水较清洁，主要污染物为悬浮物，处置方式一般为排入铺设防渗膜的集水池，经沉淀后上清液选择合适的地点排放，沉淀物清运。

本工程进入运营期产生的废水主要有天然气处理站对天然气脱水后产生的采出水、井下作业废水和生活污水。采出水收集进入站内排污罐，定期拉运，依托春风一号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。井下作业废水由作业单位自带回收罐回收井下作业废水，依托春风一号联合站进行处理。处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。生活区的污水进入天然气处理站内化粪池进行预处理后，定期运送至阜康市东部城区污水处理厂处理。生活污水执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的二级标准。

（5）固体废物影响分析

本工程的固体废物包括施工弃土、建筑垃圾、生活垃圾和油泥。本工程在建设中土石方量依据各类施工工艺分段进行调配，按照地貌单元及不同施工工艺分别进行平衡。施工废料部分可回收利用，剩余废料依托当地环卫部门有偿清运。油泥委托新疆锦恒利废矿物油处置有限公司等有含油污泥处置资质的单位进行处理；生活垃圾集中收集，定期送往阜康市垃圾填埋场处置。

本工程对开发建设期和运营期产生的各种固体废物均采取了妥善的处理、处置措施，只要严格管理，不会对环境产生影响。

（6）环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括天然气、凝析油，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露、储罐泄露事故。天然气泄露会对大气产生一定的影响，油气集输管线、储罐泄漏时，会对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故

发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

9.1.6 公众参与

9.1.7 环境影响经济损益分析

本工程经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约 210.02 万元，环境保护投资占总投资的 1.7%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

9.1.8 环境管理与监测计划

中石化新疆新春石油开发有限公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

9.1.9 综合评价结论

准中董 701 井区产能建设工程属于国家产业政策鼓励项目，工程实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。

9.2 报告建议

(1) 建议编制春风油田整体规划和规划环评，指导气田地面工程建设；

(2) 在各场站储罐、阀门等设备以及油气集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大；

(3) 严格实施各项生态保护措施的基础上，大力加强对员工的宣传教育，提高所有工程参与者的生态环保意识，不断改善区域生态环境。