



中国石化西北油田分公司顺北区块 2018 年
新建产能建设项目

环境影响报告书



二〇一九年六月

单 位：中国石油大学（华东）
通讯地址：中国 山东省青岛市经济技术开发区长江西路 66 号
联系电话：0532-68972726
传 真：0532-68972726
邮 编：266580

EIA—报告
UPCEIA-2018-

国环评证字
甲字第 2406 号

中国石化西北油田分公司顺北区块2018年新建产能建设项目

环境影响报告书

中国石油大学（华东）
二〇一九年六月



SHB5-2H 井附近



SHB5-13H 井附近



SHB5-14H 井附近



SHB5-16 井附近



顺北 1 井区植被概况



顺北 5 井区植被概况



塔河油田一号固废液站



顺北 1 处理站

现场勘查图

目 录

概 述.....	1
1 总论.....	1
1.1 评价依据.....	4
1.2 评价目的与原则.....	6
1.3 环境影响及评价因子分析.....	6
1.4 环境功能区划及相关规划及环保政策符合性分析.....	7
1.5 评价标准.....	12
1.6 评价等级和评价范围.....	14
1.7 控制污染与环境保护目标.....	20
1.8 评价区域及评价时段.....	23
1.9 评价重点.....	23
2 建设项目概况及工程分析.....	24
2.1 工程开发现状与环境影响回顾.....	24
2.2 建设项目概况.....	32
2.3 工程分析.....	84
3 建设项目区域环境概况.....	105
3.1 自然环境概况.....	105
3.2 环境空气现状调查与评价.....	108
3.3 水环境质量现状调查与评价.....	111
3.4 声环境现状调查与评价.....	113
3.5 生态环境现状调查与评价.....	114
4.环境影响分析与评价.....	124
4.1 环境空气影响分析与评价.....	124
4.2 水环境影响分析与评价.....	140
4.3 声环境影响分析与评价.....	151
4.4 固体废物影响分析与评价.....	154
4.5 生态影响分析与评价.....	157
4.6 油田产能闭井期环境影响分析.....	169
5 环境风险评价.....	170
5.1 环境风险因素识别.....	170
5.2 源项分析.....	176
5.3 风险后果预测分析.....	180
5.4 风险可接受水平分析.....	185
5.5 风险防范措施.....	187
5.6 应急预案.....	194

5.7 小结.....	199
6 污染防治措施分析.....	200
6.1 大气污染防治措施.....	200
6.2 水环境保护措施.....	202
6.3 噪声污染防治措施.....	206
6.4 固体废物污染防治措施.....	206
6.5 生态环境保护措施.....	210
6.6 生态恢复方案.....	214
7 环境经济损益分析.....	220
7.1 经济效益分析.....	220
7.2 社会效益分析.....	220
7.3 环境经济损益分析.....	220
7.4 环境经济损益分析结论.....	221
8 环境管理和环境监测计划.....	223
8.1 管理体系及体系运行.....	223
8.2 环境管理机构.....	225
8.3 环境监测计划.....	226
8.4 环保设施竣工验收管理.....	229
9 评价结论.....	231
9.1 工程分析结论.....	231
9.2 环境质量现状评价结论.....	233
9.3 环境影响预测评价结论.....	233
9.4 公众意见采纳情况.....	235
9.5 环境影响经济损益分析.....	235
9.6 环境管理与监测计划.....	235
9.7 综合评价结论.....	236

- | | |
|---------------------|---------------|
| 附件：1、基础信息表 | 2、委托书 |
| 3、监测资料 | 4、相关环评批复 |
| 5、塔河油田污油泥处理站二噁英监测报告 | 6、泥浆不落地技术监测报告 |
| 7、含油污泥监测报告 | 8、污染物排放清单 |
| 9、大气环境影响评价自查表 | 10、环境风险评价自查表 |

概述

一、项目特点

顺北油田位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，北距沙雅县城约 65km。自然地理位置介于东经 81°30'-82°00'、北纬 40°20'-40°50'，地处塔克拉玛干沙漠北缘的戈壁沙漠区，地形较为平坦，大体呈东高西低、北高南低的趋势，地面海拔 950~985m 左右。顺北油田奥陶系油藏构造位置位于塔里木盆地北部坳陷中西部，处于阿瓦提坳陷北斜坡、顺托果勒低隆西北部与沙雅隆起西南倾没端的过渡部位，东临中石油的跃满、富源区块，西部是阿瓦提北区块，南部为顺托、顺南等区块，北部为中石油跃进以及中石油的英买、哈拉哈塘及等区块。整个工区东西长 126.9km，南北宽 59.5km，矿权面积为 4452.55km²。

顺北油田为西北油田分公司近几年开发的新油区，现处于前期的勘探开发阶段，主要工作为探勘收集地层资料，了解区域的油气性质及规律，开发形势为边勘探，边开发。截至 2017 年 12 月 31 日，顺北油田一区共部署井 44 口，完钻 13 口（建产 12 口）、正钻井 15 口、待钻井 16 口。

为满足顺北油田的快速稳定的发展，本次在两个区域分别建设顺北原油产能以及生产科研基地两个项目。其中位于沙雅县顺北井区的原油产能项目为本次项目主要工程内容，位于沙雅县城的生产科研基地项目是为满足顺北油田后续生产及生活需求的配套工程。

本次原油产能共部署井 54 口，新建五号联合站 1 座，其中包括原油处理系统、天然气处理系统、污水处理系统，工艺装置区及预留扩建位置；新建 5 座计量阀组和 2 座混输泵站以及配套工艺管线、阀件及供配电等系统工程设施。新建单井管线共计 102km，集输管线 99.0km，伴生气、供气管线 65km。新建主干道路 37km、支线道路 7km、改造支线道路 46km；单井简易道路共计 156.91km。新建占地面积 54600m²的生产应急指挥中心 1 座。顺北一井区配套的 10/35kV 升压站 1 座，并建设 35kV 主干线路（LGJ-120/20）14.5km，支线路（LGJ-70/10）6km。

为进一步加快顺北区块（含跃进区块）油气勘探开发一体化进程，提升工作效率，解决以顺北油气项目部为主的管理人员生产办公、生活食宿的需求，西北油田公司着手在沙雅县城开展生产科研基地的建设工作。本次项目在沙雅县城建设占地面积约 100000m²（约 150 亩），建筑面积为 9980m²的生产科研基地。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》中有关石油天然气开采业的规定：“石油开采新区块开发；页岩油开采”需编制环境影响报告书。本项目建设的顺北油田属于近几年开发的新区块，油田内部配套设施还不完善，仍处于初期的钻探建设阶段。

根据本次建设的内容及区块的现状，本次建设项目需编制完成环境影响评价报告书。

二、环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，本次建设的内容及区块的现状，本次建设项目需编制完成环境影响评价报告书。为此中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托我单位承担《中国石化西北油田分公司顺北区块 2018 年新建产能建设项目》的环境影响评价

工作。

本次环境影响评价工作分三个阶段完成，即前期准备、调研和工作方案阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响文件编制阶段。接受委托后，根据建设单位提供的相关文件和技术资料，我单位组织有关评价人员进行了现场踏勘和资料收集，结合新疆维吾尔自治区及西北油田分公司的有关规定和当地环境特征，按国家、新疆维吾尔自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本项目的的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，根据污染源强和环境现状资料进行环境影响预测及评价，并对井区周边及沙雅县民众开展公众意见调查，结合公众意见提出可行的环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施，并对措施进行技术经济论证，在此基础上编制完成《中国石化西北油田分公司顺北区块 2018 年新建产能建设项目环境影响报告书》，并提交环境主管部门和专家审核。

三、分析判定相关情况

本项目所在区域环境空气、水环境、声环境、土壤等环境要素现状质量符合环境功能区划（即环境质量目标）要求。本项目实施后，将采取各项污染防治措施和生态保护措施，不会对项目区周边空气、水环境、声环境和生态环境造成显著影响。本项目符合环境质量底线的要求。

本项目运营过程中仅消耗一定量的电能资源，项目资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源利用上线要求。

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》（2011 年本，2013 年修正），将“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目属于油田开发及配套工程，建设符合国家的相关政策。

本项目属于中国石化西北油田分公司油气勘探开发项目，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》。

本项目符合《全国主体功能区规划》；不在确定的 63 个全国重要生态功能区范围内，符合《全国生态功能区划（修编版）》；本项目位于天山南坡产业带，不在划定的新疆重点生态功能区范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

综上所述，本项目建设符合各项国家政策及各项规划要求。

四、关注的主要环境问题

在本次评价中关注的主要环境问题有：油田开发施工期废气、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；运营期燃料燃烧废气排放、非甲烷总烃无组织挥发、污水处理站废气的无组织排放、油田采出水、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，并论证采取的防范措施及处理处置方式的可行性。

五、环境影响评价结论

本项目的建设符合国家政策及各项规划要求。顺北原油产能建设钻井期间采用合格的柴油，加强车辆的管理可减少了对大气环境的影响；钻井施工过程中采用中国石化西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”，产生的钻井废水经处理达标后可循环使用，废水不外排；各井场生活污水均集中收集至移动旱厕内，最终运输至顺北 1 处理站内的生活污水处理装置进行处理；发声设备合理布局，采用降噪控制措施后，对周边环境的影响甚微；产生的岩屑、废弃泥浆、生活垃圾、施工土方均能得到有效的处置，对环境的影响较小。生产科研基地施工期产生的扬尘、施工废水、生活废水、施工垃圾、生活垃圾均可得到有效处置，施工期间对周围环境的影响甚微。

顺北原油产能建设运营期间井口至计量站油气集输均采用密闭流程，可减少非甲烷总烃的无组织排放；污水处理系统采用密闭流程，在设施内加入天然气可减少硫化氢及非甲烷总烃的挥发；采出水由管线输送至五号联合站及顺北 1 处理站内的污水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)后回注油层；生活废水及餐饮废水经一体化设备处理后用于绿化；含油污泥前期运至塔河油田受浸泥土无害化处置装置进行处理，后期顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理；发声设备合理布局，采用降噪控制措施。

生产科研基地供热锅炉采用清洁的天然气可降低对周围环境的影响，食堂油烟采用油烟净化器进行处理，汽车尾气通过自由扩散的方式进行排放；生活污水经收集后排入市政污水系统；生活垃圾收集后交由市政环卫部门进行处理。

根据报告分析，本项目环境风险在可接受范围内。项目周围没有固定人群居住，仅有油田作业区的工作人员，当发生井喷 H₂S 污染事故时，站内工作人员应根据风向标指示及时向上风向撤退，在采取相应应急措施的情况下不会发生致死事故。

根据《建设项目环境影响评价技术导则-总纲》(HJ 2.1-2016)规定，公参由建设单位自行开展，本报告仅为结论引用。本项目严格按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的规定，进行两次项目公示，通过发放调查问卷收集当地公众意见。起初被调查公众中 100%对工程持支持态度。

综上所述，项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标排放的前提下，项目建设对区域环境影响较小；环境风险水平可以可控。从环境保护角度考虑，该项目可行。

1 总论

1.1 评价依据

1.1.1 法律法规与条例

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015-01-01;
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2016-09-01;
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2016-01-01;
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018-01-01;
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，1997-03-01;
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2016-11-07;
- (7) 《中华人民共和国水土保持法》，2011-03-01;
- (8) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012-07-01;
- (9) 《中华人民共和国节约能源法》，2016-07-02;
- (10) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2017-01-01;
- (11) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010-10-01;
- (12) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2009-01-01;
- (13) 《中华人民共和国防沙治沙法》，2002-1-1;
- (14) 《建设项目环境保护管理条例》，2017-10-01;
- (15) 《中华人民共和国野生植物保护条例》，1997-01-01。
- (16) 《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》，2005-12-03;
- (17) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》，2018-04-28;
- (18) 《国家危险废物名录》，2016-08-01;
- (19) 《危险废物污染防治技术政策》，2001-12-17;
- (20) 《产业结构调整指导目录》（2013 年修订），2013-05-01;
- (21) 《环境保护公众参与办法》，2015-09-01;
- (22) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，2012-07-03;
- (23) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》，2012-03-07;
- (24) 《国家沙化土地封禁保护区管理办法》，2015-07-01;
- (25) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，环发〔2012〕77 号，2012 年 07 月 03 日发布;
- (26) 关于印发《突发环境事件应急预案管理暂行办法》的通知，环发[2010]113 号，2010 年 9 月 28 日发布;
- (27) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》，环发[2012]98 号，2012 年 8 月 8 日印发;
- (28) 《企业突发环境事件风险评估指南（试行）》，2014 年 4 月 4 日;
- (29) 《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》，2018 年 8 月 1 日起施行;
- (30) 《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》国发〔2018〕22 号;

- (31) 《建设项目环境影响评价政府信息公开指南》(试行), 环办[2013]103 号;
- (32) 《建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)》(环发[2015]163 号)。

1.1.2 地方有关环保法律法规

- (1) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》, 2017-01-01;
- (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) 《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》, 新疆维吾尔自治区人民政府令第 50 号, 1995-3-1;
- (6) 《新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价公众参与管理规定》(试行), 新疆维吾尔自治区环保厅新环评价发[2013]488 号;
- (7) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》, 2015-03-01;
- (8) 《新疆污染环维吾尔自治区危险废物污染防治办法》, 2010-05-01;
- (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》, 2014-07-25;
- (11) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T 3997-2017)。

1.1.3 相关规划

- (1) 《全国主体功能区划》, 2010 年;
- (2) 《全国生态功能区划(修编)》, 公告 2015 年 第 61 号;
- (3) 《全国生态保护“十三五”规划纲要》(环生态〔2016〕151 号);
- (4) 《新疆生态功能区划》, 2005-12-21;
- (5) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》, 2002-12;
- (6) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》(2016-2020 年);
- (7) 《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》;
- (8) 《沙雅县城镇总体规划》(2011-2030 年)。

1.1.4 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》(HJ 2.1-2016);
- (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-地面水环境》(HJ/T2.3-93);
- (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/T 349-2007);
- (9) 《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018);

- (10) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）；
- (11) 《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（实行）》（HJ651-2013）；
- (12)《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)；
- (13) 《国家突发环境事件应急预案》，2014-12-29；

1.1.5 其它

- (1) 委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2017.12；
- (2) 《顺北油气田一区奥陶系油气藏产能建设项目可行性研究报告》，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2018.03；
- (3) 《顺北 1 井区供电线路建设工程可行性研究报告》2018.01；
- (4) 建设单位提供的相关工程资料。

1.2 评价目的与原则

1.2.1 评价目的

(1) 通过实地调查和现状监测，了解本项目所在区域的自然环境、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状。

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

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

(4) 评价该项目对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，为建设项目的目的设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为环境保护主管部门提供决策依据。

1.1.2 评价原则

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

(2) 严格执行国家和地方的有关环保法律、法规、标准和规范。

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

1.3 环境影响及评价因子分析

本项目分为施工期、运营期、闭井期三个时段。施工期以钻井、管线敷设、构筑物建造、设备安装过程中造成的生态破坏影响为主，运营期污染源以油气集输和处理过程中的污染为主。建设项目环境影响因素识别见表 1.3-1。

表 1.3-1 环境影响因素识别一览表

影响因素	施工期					营运期					闭井期	
	占地	废气	废水	固体废物	噪声震动	废气	废水	固体废物	噪声	风险事故	废气	固体废物
环境因素		车辆废气 施工扬尘	生活污水	弃土弃方 建筑垃圾	施工车辆	无组织挥发 烃类燃烧 烟气、污 水处理站 废气	生产废 水、生活 废水	油泥、落 地油、不 合格泥浆	设备运 转	油品泄 漏起火 爆炸井 喷事故	构筑物 拆卸扬 沙	拆卸后 的建筑 垃圾
环境空气	○	+	○	+	○	++	○	+	○	+	+	+
地下水	○	○	○	○	○	○	++	○	○	+	○	○
声环境	○	○	○	○	+	○	○	○	++	+	○	○
土壤	++	+	+	+	○	+	+	+	○	++	+	+
植被	+	+	+	+	○	+	○	+	○	++	+	+
动物	+	+	○	+	+	++	○	+	○	+	+	+

注：○：无影响；+：短期不利影响；++：长期不利影响。

根据上表，筛选出本项目环境影响评价因子见表 1.3-2。

表 1.3-2 环境影响评价因子一览表

类别	评价因子		
大气环境	现状评价因子	常规因子	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5}
		特征因子	NMHC、H ₂ S
	预测因子	SO ₂ 、NO ₂ 、颗粒物、NMHC	
地下水	现状评价因子	检测因子	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ³⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻
		常规因子	pH 值、氨氮、总硬度、溶解性总固体、高锰酸盐指数、氯化物、硫酸盐、挥发酚、六价铬、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮
		特征因子	石油类
	预测因子	石油类	
声环境	现状评价因子	等效 A 声级	
	预测因子	等效 A 声级	
土壤	现状评价因子	pH、铬	

1.4 环境功能区划及相关规划及环保政策符合性分析

1.4.1 环境功能区划

本项目所在区域的环境功能区划如下：

1.4.1.1 环境空气

本项目油田产能项目所在地位于塔克拉玛干沙漠北缘，由于区域项目区域内未进行环境空气的功能区划，因此按照《环境空气质量标准》(GB3095-2012)的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

生产科研基地位于沙雅县城内，由于区域项目区域内未进行环境空气的功能区划，因此按照《环境空气质量标准》(GB3095-2012)的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

1.4.1.2 水环境

根据现场调查，项目区块内无地表径流经过。塔里木河位于顺北井区以北约 25km 处。根据《新疆水环境功能区划》，项目区段塔里木河水环境现状水质类别为Ⅲ类。由于评价区域内均无地下水水源地，且当地政府未对区域地下水进行功能划分，根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017），评价区域地下水功能确定为Ⅲ类。

1.4.1.3 声环境

由于顺北油田产能项目区域声环境未做功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中声环境功能区分类可知，项目区声功能区划为 2 类区。

生产科研基地位于沙雅县城内，由于项目所在城区声环境未做功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中声环境功能区分类可知，本项目属于“居民住宅、医疗卫生、文化教育、科研设计、行政办公为主要功能，需要保持安静的区域。”由于判定，项目区声功能区划为 1 类区。

1.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》，本次顺北油田产能评价区属于塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。

根据《新疆维吾尔自治区水土保持建设规划》和《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》，项目区属于自治区“三区公告”中的重点监督区。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 国家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”。

本项目为位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，项目属于油田勘探开发项目，因此符合《能源发展“十三五”规划》的规划要求。

1.4.2.2 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

《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》指出：把深入实施西部大开发战略放在优先位置，更好发挥“一带一路”建设对西部大开发的带动作用。加快内外联通通道和区域性枢纽建设，进一步提高基础设施水平，明显改善落后边远地区对外通行条件。大力发展绿色农产品加工、文化旅游等特色优势产业。设立一批国家级产业转移示范区，发展产业集群。依托资源环境承载力较强地区，提高资源就地加工转化比重。加强水资源科学开发和高效利用。强化生态环境保护，提升生态安全屏障功能。健全长期稳定资金渠道，继续加大转移支付和政府投资力度。加快基本公共服务均等化。加大门户城市开放力度，提升开放型经济水平。

本项目符合《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》。

1.4.2.3 区域发展规划

《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》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。

本工程的建设符合新疆维吾尔自治区的发展规划。

1.4.2.4 新疆维吾尔自治区主体功能区规划

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中规划，主要分为重点开发、限制开发和禁止开发三类主体功能区。

通过与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》对比，本项目不在禁止开发区、不在重点保护区内以及限制开发区内，项目符合规划要求。

1.4.2.5 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。

本项目位于塔里木盆地北缘的顺北油田内，距离北侧盖孜库木乡约 30km，行政区划隶属新疆维吾尔自治区沙雅县管辖，项目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、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目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，环评要求项目按照“三同时”，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。

项目建设符合《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。

1.4.2.6 新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020 年）》按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；准东阜康矿区白杨河、淮南乌鲁木齐矿区碱沟、库拜矿区拜城煤层气抽采区。

根据《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020 年）》全区划分为 9 个鼓励开采规划区：①阿尔泰山黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、宝石矿产开采规划区；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、页岩气开采规划区；③西准噶尔铬、金、膨润土、煤炭、石材矿产开采规划区；④东准

噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开采规划区；⑤西天山黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开采规划区；⑥东天山金、黑色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开采规划区；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开采规划区；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开采规划区；⑨阿尔金山有色金属、金、石棉、玉石矿产开采规划区。限制开采规划区：马兰基地军事管理区边缘缓冲区；国家和自治区级 6 处风景名胜区；国家和自治区 14 处重要人文历史古迹保护区；26 处自然保护区的试验区。禁止开采规划区：军事管理区、风景名胜、历史遗迹保护等核心区；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、自然保护区的核心区和缓冲区。

本项目属于油气开发项目，位于塔里木盆地北端，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020 年）》九个鼓励开采规划区中的“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、页岩气开采规划区”。

本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020 年）》及其规划环评要求。

1.4.2.7 沙雅县城镇总体规划（2011-2030 年）

本项目生产科研基地位于沙雅县法院对面，团结路以东，英格街以南。根据沙雅县城市总体规划可知，生产科研基地所在区域用地类型为 C2C6（商业办公科研综合用地）。本项目生产科研基地属于科研类型，项目占地符合县城总体规划要求。沙雅县城镇规划见图 1.4-1。

1.4.3 环保政策符合性分析

1.4.3.1 石油天然气开采污染防治技术政策

本项目与《石油天然气开采污染防治技术政策》的符合性分析见表 1.4-1。

表 1.4-1 石油天然气开采污染防治技术政策

序号	《石油天然气开采污染防治技术政策》要求	本项目	是否符合
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上	本项目油田产生的废水主要为采出水，经过废水系统处理后全部回注油层	符合
2	工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	本项目钻井期产生的废弃泥浆及钻井液经泥浆不落地技术处理；运营期间产生的含油污泥运至塔河油田污油泥处理站进行无害化处理	符合
3	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	由于本项目油区还属于勘探开发阶段，地层油藏资料还不完善，无法开展总体规划工作	不符合
4	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目未采用有毒油气田化学剂	符合
5	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	本项目对落地原油进行 100%回收	符合
7	配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；	本项目钻井液循环在 95%以上	符合

8	钻井过程产生的废水应回用	本项目采用泥浆不落地技术处理废弃泥浆及钻井岩屑，处理后的废水进行循环利用	符合
9	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目钻井完后采取相应的放喷措施，管线铺设时采取相应的防刺、防漏、防溢等措施	符合
10	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目总体工程采用密闭集输流程	符合
11	新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	本项目五号联合站大于 3000m ³ 的储罐均采用浮顶形式	符合
12	新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%，	本项目油气集输损耗率小于 0.5%；	符合
13	在天然气净化过程中，应采用两级及以上克劳斯或其他实用高效的硫回收技术，在回收硫资源的同时，控制二氧化硫排放。	本项目采用自循环硫磺回收工艺，可收集天然气中 99% 以上的硫	符合
14	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80% 以上；站场放空天然气应充分燃烧。	本项目处理后的天然气交由第三方收集单位进行收集处理	符合
15	在油气开发过程中，应采取措​​施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。	由于本项目位于沙漠内，植被分布稀疏，在油气开发过程中尽量避免即可	符合
16	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本项目在监测计划中提到相关的地下水监测计划	符合
17	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	本项目钻井过程中的废水全部循环利用；井下作业产生的废水采用储罐收集后运输至塔河油田绿色环保站进行处理达标后回注油层	符合
18	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90% 以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目落地原油进行 100% 回收；原油处理及废水处理产生的含油污泥运输至塔河油田含油污泥处理站进行处理。	符合
19	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	本项目钻井废弃泥浆采用不落地技术进行处理；井下作业产生的废水采用储罐收集后运输至塔河油田绿色环保站进行处理达标后回注油层；含油污泥运输至塔河油田含油污泥处理站进行处理。	符合
20	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	中国石化西北油田分公司建立有健全的健康、安全与环境管理体系。	符合
21	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	中国石化西北油田分公司各作业区设有巡检制度，油气泄漏污染地下水。	符合
22	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	中国石化西北油田分公司各作业区工作人员均为持证上岗	符合
23	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	中国石化西北油田分公司设有相应的应急预案，并且定期进行环境应急演练。	符合

根据上述可知，本项目符合《石油天然气开采污染防治技术政策》。

1.4.3.2 产业政策

本项目顺北原油产能建设属于《产业结构调整指导目录（2011 年本）（2013 年修订）》（发展改革委令 2013 第 21 号）“石油、天然气勘探及开采”类项目，为国家“鼓励类”项目。

本项目生产科研基地不属于《产业结构调整指导目录（2011 年本）（2013 年修订）》（发展改革委令 2013 第 21 号）中鼓励类、限制类、淘汰类项目，可视为允许类项目。

因此，本项目符合国家产业政策。

1.5 评价标准

1.5.1 环境质量标准

根据项目所在区域的自然环境特点，采用以下环境标准。

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5} 四项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 中的二级标准；对于其中未作出规定的非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 的浓度限值。H₂S 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》HJ2.2-2018 附录 D 表 D.1 的浓度限值 0.01mg/m³ 的标准。指标标准取值见表 1.5-1。

表 1.5-1 环境空气质量标准 (单位: mg/Nm³)

常规因子				
污染物	取值时间	二级标准	标准来源	
SO ₂	年平均	0.06	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)	
	日平均	0.15		
	1小时平均	0.50		
PM ₁₀	年平均	0.07		
	日平均	0.15		
NO ₂	年平均	0.04		
	日平均	0.08		
	1小时平均	0.20		
PM _{2.5}	年平均	0.035		
	日平均	0.075		
特征因子				
污染物	取值时间	标准浓度		标准来源
非甲烷总烃	一次浓度	2.00	参考《大气污染物综合排放标准详解》	
H ₂ S	一次浓度	0.01	《环境影响评价技术导则 大气环境》HJ2.2-2018 附录 D 表 D.1	

(2) 地下水环境

项目区地下水水质执行《地下水质量标准》(GB14848-2017) 中 III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III 类标准值，具体标准值见表 1.5-2。

表 1.5-2 地下水质量标准限值单位: mg/L (除 pH 外)

序号	监测项目	监测标准值	标准来源
1	pH 值	6.5 ~ 8.5	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准
2	氨氮	≤0.2	
3	总硬度	≤450	
4	溶解性总固体	≤1000	
5	耗氧量	≤3	
6	氯化物	≤250	
7	硫酸盐	≤250	
8	挥发酚	≤0.002	
9	六价铬	≤0.05	
10	硝酸盐氮	≤20	

序号	监测项目	监测标准值	标准来源
11	亚硝酸盐氮	≤0.02	
12	石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准

(3) 声环境

声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1、2 类标准。具体标准值见表 1.5-3。

表 1.5-3 声环境质量标准（GB 3096-2008）单位：dB（A）

功能区类别	昼间	夜间	标准来源	备注
1 类	55	45	《声环境质量标准》（GB3096-2008）	生产科研基地执行
2 类	60	50		顺北原油产能项目执行

(4) 土壤环境

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）中第二类用地要求，具体见表 1.5-4。

表 1.5-4 土壤环境质量标准（pH 无量纲，其余 mg/kg）

序号	项目	标准值（mg/kg，pH 除外）	标准来源
1	pH	>7.5	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地要求
2	石油烃	≤4500	
3	铬	≤78	

1.5.2 污染物排放标准

(1) 废气

加热炉废气排放执行《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排放浓度限值。非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放浓度限值 4.0mg/m³。H₂S 污染物排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准。具体标准值如表 1.5-5。

表 1.5-5 大气污染物排放标准（单位：mg/m³）

污染物	最高允许排放浓度	标准来源
NO _x	200	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中燃气锅炉标准限值
SO ₂	50	
颗粒物	20	
非甲烷总烃	4.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值
H ₂ S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准

(2) 废水

顺北油田产能生产废水主要包括钻井废水、井下作业废水、含油废水等，生产废水经处理后回注油区，回注水水质指标执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）。

井区生产应急指挥中心生活废水满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的二级标准。县城生产科研基地的生活废水满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中三级标准。

表 1.5-6 回注水水质指标

污染物	标准值 (mg/L)	标准来源
悬浮固体含量, mg/L	≤30.0	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》 (SY/T5329-2012), 注入层平均空气渗透 率>1.5μm ²
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤5.0	
含油量, mg/L	≤50.0	
平均腐蚀率, mm/年	≤0.076	
SRB, 个/mL	≤25	
IB, 个/mL	n×10 ⁴	
TGB, 个/mL	n×10 ⁴	

(3) 噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011), 见表 1.5-7; 运营期顺北油田产能项目执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准; 生产科研基地执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)1 类标准。具体见表 1.5-3、表 1.5-8。

表 1.5-7 建筑施工场界环境噪声排放标准

标准来源	主要噪声源	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)	推土机、挖掘机、装载机等	70	55

表 1.5-8 工业企业厂界环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《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

固体废物处置执行:

《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001/XG1-2013);

《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001/XG1-2013);

《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/T7031-2016);

《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB 65/T 3997-2017)。

1.5.3 重大危险源识别标准

本项目涉及危险物质主要是原油、天然气、硫化氢及液化石油气, 其具体风险性执行中华人民共和国国家标准《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)相关标准。

1.6 评价等级和评价范围

1.6.1 环境空气评价等级和评价范围

1.6.1.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)规定, 选择导则推荐的估算模式对项目的大气环境评价工作进行分级。评价工作等级判定依据见表 1.6-1。

表 1.6-1 评价工作等级

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

根据工程分析，本次项目顺北原油产能项目大气污染源主要来自联合站加热炉、混输泵站、计量阀组以及单井的加热炉燃烧产生的烟气；石油开采、集输过程中无组织挥发的非甲烷总烃；采出水处理过程中产生的废气。排放污染物主要有 SO_2 、 NO_x 、颗粒物、非甲烷总烃（NMHC）、 H_2S 。由于生产科研基地大气污染物主要为食堂产生的油烟废气及汽车产生的尾气，属于生活污染源，影响范围及程度相对于原油产能及末站扩建等工业污染项目甚微。因此，本次项目大气评价范围判定主要以顺北原油产能产生的大气污染物进行分析判定。

依据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，利用 AERSCREEN 估算模式估算单源在简单平坦地形、全气象组合条件下的每种污染物的最大地面质量浓度占标率 P_i （第 i 个污染物）及第 i 个污染物的地面质量浓度达标准限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。根据分析可知，本项目污染物占标率最大见表 1.6-2。

表 1.6-2 全气象组合条件下污染物落地浓度及距离

参数名称	单位	NO_x	SO_2	颗粒物	NMHC	H_2S
项目	顺北原油产能项目					
产生设备	/	加热炉			油气集输	污水处理系统
C_i	ug/m^3	20.32	9.36	6.68	37.4	0.788
最大浓度出现距离	m	100	100	100	41.0	350
C_{0i}	ug/m^3	250	500	450	2.0	0.01
P_{\max}	%	8.13	1.87	1.48	1.87	7.82
$D_{10\%}$	m	0	0	0	0	0

从表 1.6-2 估算的结果可以看出，污染源所排放的污染物最大地面浓度均不超过其环境质量标准，最大落地浓度占标率 P_i 为 8.13%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）中评价工作等级确定方法，最大占标率 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，因此确定本次大气环境影响评价工作等级为二级。

1.6.1.2 评价范围

根据确定的评价等级，按照《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本项目特点，考虑大气环境的区域影响，确定以油井、计量阀组、联合站为中心点，边长为 5km 的矩形区域为大气环境评价范围。大气评价范围见图 1.6-1。

1.6.2 生态环境评价等级和评价范围

1.6.2.1 评价等级

表 1.6-3 生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	评价等级		
	面积 $\geq 20km^2$ 或长度 $\geq 100km$	面积 $2km^2 \sim 20km^2$ 或长度 $50km \sim 100km$	面积 $\leq 2km^2$ 或长度 $\leq 50km$

特殊生态敏感区	一级	一级	一级
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19—2011)中的规定,本项目原油产能项目总占地为 5.51km², 占地范围在 2km²~20km², 且属于一般区域。本项目评价等级判定为三级。

本次项目生产科研基地,总占地面积为 0.1km², 占地范围在 2km²~20km², 且属于一般区域。本项目评价等级判定为三级。

本项目新建单井管线 102km, 集输管线 99km, 伴生气、供气管线 65km, 污水管线 91km, 新建主干道路 37km, 支线道路 7km, 改造支线道路 46km; 单井简易道路共计 156.91km, 长度 > 100km, 项目敏感性属于一般区域, 判定生态影响评价工作等级定为二级。由上述可知, 本项目生态影响评价工作等级为二级。

1.6.2.2 评价范围

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2011)的要求, 本项目生态评价范围确定为各井区开发区域边界并外扩 0.5km。生态评价范围见图 1.6-1。

1.6.3 水环境评价等级和评价范围

1.6.3.1 地下水评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ 610-2016)的附录 A 分级标准, 本项目顺北原油产能属于 F 类“石油、天然气”中的石油开采类项目, 为 I 类建设项目; 生产科研基地属于 U 类“城镇基础设施集房地产”中的办公用房类项目, 为 IV 类项目。

表 1.6-3 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区; 除集中式引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, 其保护区外的补给径流区; 分散式饮用水水源地; 特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区

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

表 1.6-4 评价工作等级分级表

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

经调查, 项目区内无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区, 无分散式饮用水水源地, 无特殊地下水资源保护区, 不涉及《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区, 本项目地下水环境敏感程度为不敏感。

根据表 1.6-3、表 1.6-4 判定，本项目顺北原油产能区域地下水评价等级为二级；生产科研基地可不对地下水进行评价。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中地下水调查范围确定的方法，本项目采用查表法确定地下水环境现状调查的评价范围，具体见表 1.6-5。

表 1.6-5 地下水环境现状评价范围参照表

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

由上述分析可知，本项目地下水环境影响评价工作等级为二级，项目地下水环境现状调查评价范围为 6-20km²；由于本项目地下水环境不敏感，评价范围为 < 6km²，且 > 20km²。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中公式，

$$L = \alpha \times K \times I \times T / n$$

式中： α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；本次取值为 2。

K —渗透系数，m/d；本次取值为 5.0。

I —水力坡度，无量纲；0.015。

T —质点迁移天数，取值不小于 5000d，本次取值为 5000d。

n —有效孔隙度，无量纲；本次取值为 0.28。

由上述公式计算可得， L 约为 2640m。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中规定，污染物下游迁移距离确定后，场地两侧的调查评价距离 < 1320m。

本次井区内管线的评价范围为管线两侧 200m。

根据上述判定，本项目地下水评价范围以井场、站场等为中心，东、西侧各延伸 1.3km，北侧延伸 0.4km，南侧延伸 2.6km。由于管线均位于井区内，管线评价范围均在井区评价范围内，因此，本次地下水评价范围只体现井区地下水评价范围

1.6.4 声环境影响评价等级和评价范围

根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)及《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009)的规定，顺北原油产能所在区域为 2 类声环境功能区，项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量在 3dB(A)以下，并且受影响人口数量变化不大，根据《环境影响评价技术导则声环境》，确定上述区域声环境影响评价工作等级为三级。

生产科研基地所在区域为 1 类声环境功能区，项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量在 3dB(A)以下，并且受影响人口数量变化不大，根据《环境影响评价技术导则声环境》，确定上述区域声环境影响评价工作等级为二级。

本次生产科研基地属于房地产项目，项目总建筑面积为 8000m²。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》要求，本项目建筑面积 < 50000m²，且项目所在地不属于

管理名录中所罗列的环境敏感区内。本项目环评类别属于登记表。

由于本项目属于房产项目，噪声影响只存在施工期间，运营期噪声影响对周围区域带来的影响较小。因此，本次项目噪声评价只进行简单描述。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）要求，“满足一级评价的要求，一般以建设项目边界向外 200m 作为评价范围；二、三级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区划类别及敏感目标等实际情况适当缩小”。根据项目特点，本次噪声评价以井场边界及联合站厂界向外扩 100m 作为噪声评价范围。

1.6.5 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）评价项目的物质危险性和功能单元重大危险源判定结果以及环境敏感程度等因素，将环境风险评价工作划分为一、二、三级，评价工作等级划分见表 1.6-6。

表 1.6-6 评价工作等级一览表

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

本项目涉及的易燃易爆、有毒有害物质包括原油、天然气、硫化氢、液化石油气。根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），本项目单井、集输管线在生产过程中的原油、天然气、硫化氢均不超过临界量，因此本项目的单井、集输管线不属于重大危险源；联合站储存内的原油、天然气、液化石油气超过储存临界量。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）本项目风险等级判定如下：

（1）环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV⁺级。

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 1.6-7 确定环境风险潜势。

表 1.6-7 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境轻度敏感区（E3）	III	III	II	I

注：IV⁺为极高环境风险

（2）P 的分级确定

根据报告“5 环境风险评价”章节分析可知，本项目临界量比值 $Q=16.2$ ，本项目属于石油天然气开采业，其行业及生产工艺 $M=10$ （即本项目生产工艺为 M2）。

表 1.6-8 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

危险物质数量与临界量比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 < Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

根据本项目各项参数可知, 本项目 P 确定为 P2。

(3) E 的分级确定

① 大气环境敏感程度

表 1.6-9 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人, 或其他需要特殊保护区域; 或周边 500 m 范围内人口总数大于 1000 人; 油气、化学品输送管线管段周边 200 m 范围内, 每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人, 小于 5 万人; 或周边 500 m 范围内人口总数大于 500 人, 小于 1000 人; 油气、化学品输送管线管段周边 200 m 范围内, 每千米管段人口数大于 100 人, 小于 200 人
E3	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人; 或周边 500 m 范围内人口总数小于 500 人; 油气、化学品输送管线管段周边 200 m 范围内, 每千米管段人口数小于 100 人

本项目距离最近的居民点大于 5km 以上, 且本项目管线均分布在油田作业区内, 由此判断, 本项目大气敏感程度为 E3。

② 地下水环境敏感程度

表 1.6-10 地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源 (包括已建成的在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源) 准保护区; 除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区, 如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源 (包括已建成的在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源) 准保护区以外的补给径流区; 未划定准保护区的集中式饮用水水源, 其保护区以外的补给径流区; 分散式饮用水水源地; 特殊地下水资源 (如热水、矿泉水、温泉等) 保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a
不敏感 G3	上述地区之外的其他地区

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

根据上表与本项目水文地质情况判定, 本项目区域地下水敏感度属于不敏感 (G3)。

表 1.6-11 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	$Mb \geq 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定
D2	$0.5m \leq Mb < 1.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-6} cm/s$, 且分布连续、稳定 $Mb \geq 1.0m$, $1.0 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1.0 \times 10^{-4} cm/s$, 且分布连续、稳定
D1	岩 (土) 层不满足上述 “D2” 和 “D3” 条件

Mb: 岩土层单层厚度。
K: 渗透系数。

根据上表与本项目水文地质情况判定, 本项目包气带防污性能为 D1。

表 1.6-12 地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

根据上述参数分析可知，本项目地下水敏感特性为 E2。

根据分析判定可知，本项目危险特性为 P2，大气敏感程度为 E3，地下水敏感程度为 E2，由此判定本项目环境风险评价工作等级定为二级，项目单井、计量阀组间、混输泵站、联合站等环境风险评价范围为站场周围 3km 的范围，管线评价范围为管线两侧 200m。风险评价范围见图 1.6-1。

1.7 控制污染与环境保护目标

1.7.1 控制污染目标

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

(1) 本项目部分井位于胡杨林周边，因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对乔灌木（尤其是胡杨林）的破坏，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化。

(2) 保证项目建成后，废气达标排放，废水达标回注，固体废物得到合理利用及无害化处置，主要污染物总量符合国家和地方控制要求。

(3) 保证评价区域空气质量、地下水质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响降低到最小程度，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

该建设项目控制污染内容具体见表 1.7-1。

表 1.7-1 本项目控制污染目标

控制污染对象	项目内容	污染(源)工序	控制污染因子	拟采取控制措施	控制目标
工程开发期影响	顺北原油产能	道路施工、 钻井施工、 管线施工	生态破坏	控制占地面积及进行植被恢复等	控制植被（尤其是胡杨）减少，野生动物等得到保护，生态系统趋于稳定。
			施工扬尘	采取洒水降尘及避开大风天气作业等措施	控制扬尘移动
			燃油废气	采用合格的柴油	达标排放
			生产、生活废水	集中处理	严禁外排
			生产、生活垃圾	分类收集，及时清运	避免二次污染
			噪声	减少夜间施工	GB12523-2011 中有关规定
			井喷	严格按规范操作、配备防护设备	防止对人员及财产造成破坏
	落地油等	严格规范操作	避免污染土壤		
生产科研基地	施工建设活动	施工扬尘	采取洒水降尘及避开大风天气作业等措施	控制扬尘移动	

控制污染对象	项目内容	污染(源)工序	控制污染因子	拟采取控制措施	控制目标
			燃油废气	采用合格的柴油	达标排放
			生产、生活废水	集中处理	严禁外排
			生产、生活垃圾	分类收集, 及时清运	避免二次污染
			噪声	减少夜间施工	GB12523-2011 中有关规定
工程建成后废水	顺北原油产能	生产废水	石油类等	采出水处理达标后回注油藏	达标回注, 防止污染地下水
			H ₂ S	排入污水处理系统进行处理	
	生活废水	COD、SS、动植物油	排至一体化污水处理装置	用于周边绿化	
	生产科研基地	办公生活	生活废水	排入市政污水管网	达标排放
工程建成后废气	顺北原油产能	井站逸散	烃类气体	经常检修, 防止泄漏	减少烃类挥发
		井场加热炉	颗粒物、NO _x 、SO ₂	采用清洁燃料天然气	达标排放
		联合站自循环硫磺回收工艺	恶臭	采用臭氧的离子除臭装置	达标排放
		污水处理系统	非甲烷总烃 H ₂ S	采用密闭系统	达标排放
	生产科研基地	燃气锅炉	颗粒物、NO _x 、SO ₂	采用清洁燃料天然气	
		食堂	油烟	采用油烟净化器	
工程建成后固体废物	顺北原油产能	生产	油泥砂	前期依托塔河油田受浸泥土无害化处置装置, 后期顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处置	避免二次污染
			不合格泥浆	运至塔河油田绿色环保站	
	生活办公	生活垃圾			
	生产科研基地	办公生活	生活垃圾	交由市政环卫部门	
工程建成后井场	顺北原油产能	生态破坏	土地沙化	恢复地表原貌, 水土保持	恢复程度不低于钻井前

1.7.2 环境保护目标

现场踏勘结果表明, 本次原油产能距离东北方向的新疆塔里木河上游湿地自然保护区约 20km。项目区域内无文物古迹、固定集中的人群活动区等特殊敏感目标。

顺北原油产能项目区地处塔克拉玛干沙漠北部边缘, 区域大部分被风沙土所覆盖, 根据调查, 本项目部分井场周围分布有少量胡杨林, 在油田开发过程中, 需特别注意对胡杨林保护, 避免砍伐胡杨林。根据收集资料可知, 本项目距离北侧的沙雅县地方公益林约 30km。

本项目顺北 1 井区北侧为新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区。根据项目初步井位坐标可知, 本项目新钻井未在沙化土地封禁保护区内, 距离封禁保护区最近的井 (SHB1-17H) 为 220m。顺北油田敏感点见图 1.7-1。

生产科研基地位于沙雅县县法院对面, 团结路以东, 英格街以南。项目区域内主要的敏感点为北侧 40m 处的县法院, 东侧 200m 处为分散英巴格村居民。本次只针对建设地点周围 200m 的敏感点进行统计。生产科研基地敏感点见图 1.7-2。

本项目环境敏感目标见表 1.7-2。

表 1.7-2 建设项目环境敏感目标

序号	环境要素	项目名称	环境保护目标	工程与敏感目标的关系	敏感点环境保护要求	备注
1	环境空气	顺北原油产能项目	临时撬装生活区	井区内部	使之符合《环境空气质量标准》中的二级标准	/
		生产科研基地	县法院	40m		
			分散居民	200m		
			温馨花园小区	570m		
			金桥现代城	520m		
康普小区	450m					
2	生态环境	顺北原油产能项目	油区内胡杨林等沙漠植被和野生动物；沙化土地封禁保护区	永久占地面积 171.06hm ² ，临时占地面积 385.92hm ²	防止生态破坏和土壤土壤，保护野生动物，土壤环境符合《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）二级标准	生态敏感脆弱区
			新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区	（SHB1-17H）为 220m	不得在保护区内进行钻井及勘探工作	
		生产科研基地	/	占地面积 10hm ²	/	
3	声环境	顺北原油产能项目	生产应急指挥中心	位于五号联合站北侧	使之符合声环境质量标准》（GB3096-2008）中的二类标准	/
		生产科研基地	县法院	40m		
			分散居民	200m		
			温馨花园小区	570m		
			金桥现代城	520m		
康普小区	450m					
4	社会环境	顺北原油产能项目	占用荒地、疏林地	井区内部	减少占地，办理相关补偿手续	/
		生产科研基地	县法院	40m		/
			分散居民	200m		/
5	水环境	顺北原油产能项目	地下水	集输管线穿越区和井场道路区地下水	防止事故状态下漏油对地下水影响，使地下水符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准	/
6	环境风险	顺北原油产能项目	沙漠植被	输油管线 200m 范围 井场 3km 范围 联合站 5km 范围	防止油田风险事故对环境空气、沙漠生态环境产生影响	/
			临时撬装生活区	井区内部		/

1.8 评价区域及评价时段

1.8.1 评价区域

根据工程内容和环境现状调查，本次评价的对象包括本项目所涉及到的井区、单井出油管线、联合站、计量阀组、混输泵站以及道路；生产科研基地。

1.8.2 评价时段

根据本项目实施的不同阶段和环境影响特点，评价时段包括勘探建设期、生产运营期和退役期，以勘探建设期和生产运营期两个时段为评价重点。

1.9 评价重点

经对本项目区域自然地理、环境现状的调查研究及项目排污特点的分析，确定评价工作的重点如下：

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 环境风险影响评价及风险管理；
- (4) 环境保护措施及技术经济可行性论证。

2 建设项目概况及工程分析

2.1 工程开发现状与环境影响回顾

2.1.1 顺北油田开发历程及现状

2.1.1.1 顺北油田区块

顺北区块勘探程度较低，二维地震测网较稀。工区内已有二维地震测线 15 条，约 762km，区块测网密度为 4×4km。顺北区块进行过 1:100 万重磁测量。该工区内无完钻井，邻近区块钻井有伊敏 1、跃南 1、顺 8 井等。

顺北油田总面积 19979km²，包含顺托果勒北（1 区块）、顺托果勒（2 区块）、顺托果勒西（3 区块）、阿瓦提东（4 区块），行政区划隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区。

顺北井区现开发只位于一区块内，顺北油田区块位置见图 2.1-1。

2.1.1.2 开发历程

1992 年中国石油塔里木石油勘探开发指挥部在顺北三维区块北部构造带钻探了跃南 1 井，完钻井深 6227m，完钻层位志留系下统柯坪塔格组沥青砂岩段，柯坪塔格组顶深 6156m。该井在志留系录井发现气测异常 9.5m/2 层、发现沥青质砂岩累计 39.5m。1992 年 11 月 20 日-21 日，采用 MFE 测试工具对井段 6167.56~6227m（柯坪塔格组）进行中途测试，折算日产水 41.96m³，测试结论：水层。

2000 年中石油塔里木油田分公司在顺北三维区块南部钻探了伊敏 4 井，完钻井深 5250m，完钻层位泥盆系东河塘组。全井无油气显示。2001 年 3 月 31 日-4 月 2 日，采用 MFE 工具对井段 5193.54m-5250.00m（东河塘组）进行中途测试，折算日产水 173.16m³，测试结论：水层。

2005 年原西北新区勘探指挥部在顺北二维区块内钻探了顺 8 井，完钻井深 6500m，完钻层位志留系。该井在古近系发现气测显示 14.3m/4 层，测井解释含油水层 6.2m/1 层。在古近系 2866.6-2872.8m 井段射孔测试，折算日产水 24.7m³，结论为水层。在泥盆系发现气测显示 1.7m/1 层。在志留系气测解释氧化油层 20.8m/3 层。志留系 6123.9-6335.2m 井段内发现干沥青 30.5m/5 层。

由于顺北地区二维地震资料采集早、资料品质较差，为拓展勘探评价工作，2012 年西北油田分公司在顺北地区 1 号构造带上部署三维地震，采集面积 708.48km²，满覆盖面积 302.4km²，2012 年 9 月完成了三维地震的采集、处理、解释等工作。在此基础上，2013 年部署了探井顺北 1 井，主要评价目的层为奥陶系中-下统，2014 年该井在钻进一间房组时发生漏失，中途测试结论：含气水层，由此表明该区域有油气充注成藏史。为了评价落实顺北 1 区块沿主干断裂上的含油气性和储层发育规模，2014 年底跟踪顺北 1 井，在 F1 主干断裂带上部署了基于断溶体理论的 SHB1-1H 油藏评价井，该井于 2015 年 9 月获得稳定的高产工业油气流，顺北 1 井区进入勘探评价阶段。之后在 F1 主干断裂部署 SHB1-2H、SHB1-3、SHB1-4H、SHB1-5H、SHB1-6H、SHB1-7H 井等 6 口

井相继获得高产，证实断裂带核部整体含油，实现了顺北油气重大突破，真正拉开了顺北油田整体规划、分评价、集中开发的序幕。

2.1.1.3 区块开发现状

截至 2017 年 12 月 31 日，顺北井区目前共完钻 13 口井，其完钻井如下：

表 2.1-1 顺北油田完钻井建产情况统计表

井别	井数	建产井	未建产井	建产井数	未建产井数	建产率
勘探井	2	顺北 2	顺北 1	1	1	50%
评价与开发井	11	顺北 5、SHB1-1H、SHB1-2H、SHB1-3、SHB1-4H、SHB1-5H、SHB1-6H、SHB1-7H、SHB1-8H、SHB1-9H、SHBP3H	/	11	0	100%
合计	13	/	/	12	1	92.3%

顺北三维区完钻井 13 口，目前平均产能 904t/d 左右，日产气 $33 \times 10^4 \text{m}^3$ ；现共计产油 $24.4 \times 10^4 \text{t}$ ，产气 $1.09 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

2.1.1.4 区域设施现状

(1) 原油处理站

顺北 1 井区现设有顺北 1 处理站 1 座，位于 SHB1-1 井附近，于 2016 年 10 月 25 日投产。站内设计原油处理能力 $12 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理能力 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，站内主要设备包括 1000kW 加热炉 2 台、一级三相分离器 1 座、二级三相分离器 1 座、天然气分离器 1 台、负压稳定撬 1 座、净化油罐 2 座等。

站内工艺流程图：

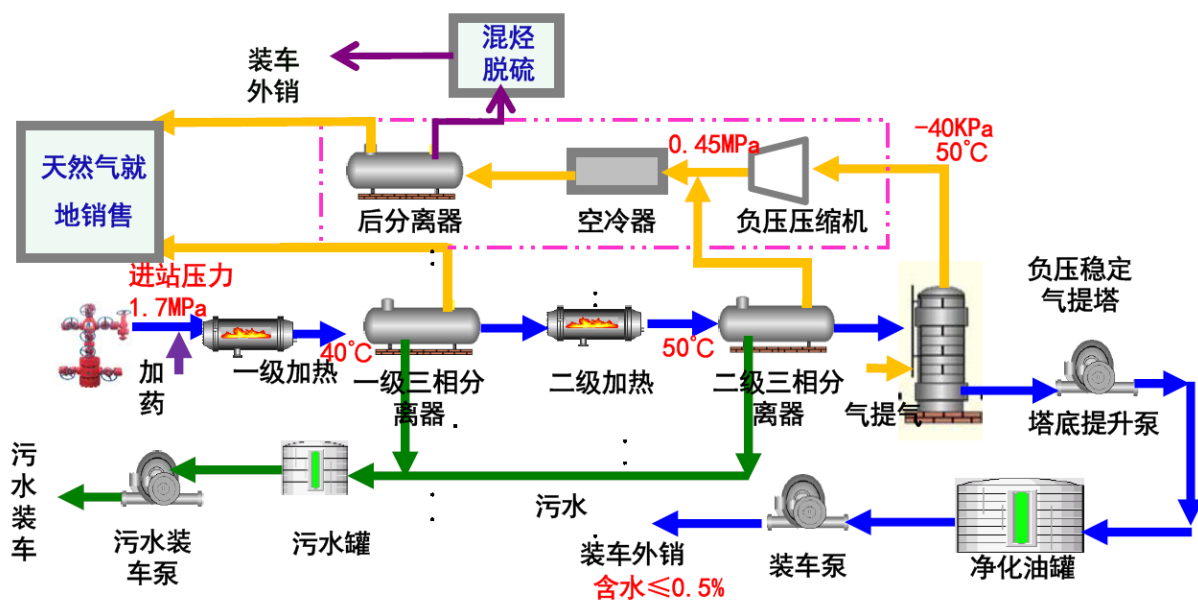


图 2.1-4 顺北 1 处理站工艺流程图

表 2.1-2 顺北 1 处理站主要设备一览表

序号	工程内容	单位	数量	备注
1	1000kW 相变加热炉 YHJ1.0-0.4-YS/4.0-Q	台	2	/

2	一级三相分离器 Φ3000*11456PW-0.022MPa 容积 76.9m ³	座	1	/
3	二级三相分离器 Φ3000*11456PW-0.022MPa 容积 76.9m ³	座	1	/
4	伴生气分离器 Φ2000*H=7850PW2.5MPa 容积 19.9m ³	座	1	/
5	净化油罐 2000m ³ Φ15700×H=11590	座	1	/
6	混烃储罐 Φ2600×8404 PW0.25MPa 容积 42.4m ³	座	2	/
7	碱液缓冲罐 Φ2000×H=7850 PW0.5MPa 容积 19.84m ³	台	1	/
8	碱渣缓冲罐 Φ2000×H=7850 PW0.5MPa 容积 19.84m ³	台	1	/
9	碱洗罐 Φ1200×6270 PW0.5MPa 容积 6.9m ³	台	1	/
10	水洗罐 Φ1200×6270 PW0.5MPa 容积 6.9m ³	台	1	/
11	加药泵	台	5	脱硫剂、破乳剂

(2) 计量阀组

① 顺北 1 站-1#计量阀组

1#计量阀组位于顺北 1 处理站东北方向并在距部署井 SHB1-6 东北侧约 1.9km 处，计量阀组站设计处理液量 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，气处理能力 $8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。站内主要设备包括 8 井式自动选井计量阀组 1 座、单盘管加热炉 1 座、发球筒 1 个等。

② 顺北 1 站-2#计量阀组

2#计量阀组位于顺北 1 处理站西南方向并在距 SHB1-2 井约 1.6km 处处，计量阀组站设计处理液量 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，气处理能力 $8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。站内主要设备包括 8 井式自动选井计量阀组 1 座、单盘管加热炉 1 座、发球筒 1 个等。

(3) 油气集输系统

——单井集输系统

目前顺北井区的单井采出液由管线输送至已建的计量站进行计量输送，最终集输至顺北 1 处理站。单井管线长度总计 21.2km，规格为柔性复合管 DN75-6.4MPa。

——站间集输系统

1#计量阀组油气混输进顺北 1 处理站混输管线：规格柔性复合管 DN150-6.4MPa，长度 7.8km；

2#计量阀组油气混输进顺北 1 处理站混输管线：规格柔性复合管 DN150-6.4MPa，长度 6.2

2.1.2 区域环保工作开展情况

根据调查及收集资料可知，中国石化西北油田分公司于 2016 年委托新疆兵团勘测设计院环境保护工程院对顺北 1 井区开展了环境影响评价工作，编制了《顺北地区产能建设项目环境影响报告书》，并于 2016 年 9 月取得自治区的批复(新环函[2016]846 号)；2017 年委托中国石油大学(华东)对顺北 1 井区及顺北 5 井区开展环境影响评价工作，编制了《中国石化西北油田分公司顺北井区 2017 年一期产能建设项目环境影响报告书》(还未施工建设)，并与 2017 年 12 月 14 日取得自治区的批复(新环函[2017]2055 号)，相关编制批复见附件 4。

表 2.1-3 顺北油田环保工作开展情况

序号	年限	项目	文号	验收情况
1	2016 年	《顺北地区产能建设项目环境影响报告书》	新环函[2016]846 号	正在验收
2	2017 年	《中国石化西北油田分公司顺北井区 2017 年一期产能建设项目》	新环函[2017]2055 号	/

2.1.3 现状开发污染源回顾性分析

本项目污染物回顾性分析数据来源为《顺北地区产能建设项目环境影响报告书》报告。

(1) 开发期环境影响回顾分析

油田在钻井过程中，将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。污染物的排放仅发生在钻井期内，随着钻井作业的结束，污染物的排放即告结束。

① 大气环境影响回顾分析

钻井过程中的废气主要来自于带动钻机的柴油和发电机运转时产生的烟气以及无组织排放的烃类物质，其主要污染物为烃类、NO_x、颗粒物和 SO₂ 等。该废气直接排入大气环境，并随着钻井期的结束而消失。

② 水环境影响回顾分析

钻井过程中产生的废水主要包括：

——机械废水：柴油机冷却水、钻井泵拉杆冲洗水、水刹车排水的等；

——冲洗废水：包括冲振动筛用水、冲洗钻台和钻具用水、清洗设备用水、泥浆罐定期清洗废水；

——钻井液流失废水：主要是起下钻钻井液的流失、钻井液循环系统流失产生的废水；

——生活废水：钻井队工作人员生活排放废水；

——其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

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的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、SS 和 COD 等，其水质特征如下：pH 值高，一般在 8.5-9.0 之间；有机污染物含量高，因钻井液含有多种有机钻井液添加剂，混入钻井废水造成其较高的 COD 浓度；悬浮物含量高，钻井废水中的悬浮物包括钻井液中的胶态粒子（主要是膨润土及有机高分子处理剂）、粘土、加重剂材料、分散的岩屑及废水流经地面时所携带的泥砂、表层土等。

钻井废水临时排入各井场废泥浆池中，待钻井结束后，将泥浆池进行固化填埋。

生活污水均排入生活污水池内进行自然沉降、蒸发处理。

③ 固体废物环境影响回顾

本油田在钻井期间固体废物主要有钻井废弃泥浆、岩屑及生活垃圾等。

——钻井废弃泥浆

钻井废弃泥浆是钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于泥浆池内的泥浆，钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随井深增加而增加。

油田采用水基泥浆，其主要成份为水和膨润土，泥浆中不含金属铬等有毒物质，废弃泥浆在井场泥浆池中进行自然蒸发，固化后就地进行覆土填埋处理。

——钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，进入泥浆池中，岩屑本身无污染物，在井场废液池中进行固化后填埋处理。

——生活垃圾

钻井期间生活垃圾集中后运往塔河油田绿色环保站处理。

④声环境影响回顾分析

钻井期间的噪声源主要集中在柴油发电机、钻机、柴油机噪声、机动车辆噪声，噪声值一般为 90—120dB(A)之间，钻井噪声将随着钻井结束而消失，由于本项目周围无居民，因此，对周围环境影响不大。

⑤工程占地影响回顾分析

油田地面工程建设包括井场的建设、油田道路的修筑、各类管线的敷设和各站场的建设，影响特征为生态影响，即对生态资源（包括植被、土壤、野生动植物生境）的占用和破坏。

顺北井区开发建设工程各项占地包括采油（气）井、计量站、集中处理站、道路及集输管线占地。

表 2.1-4 顺北井区开发建设工程占地情况

序号	工程内容		占地面积 (hm ²)		备注
			永久占地	临时占地	
1	井场		2.60	10.11	13 口，单井临时占地 115×85m，其中永久占地 40×50m
2	站场	顺北 1 原油处理站	1.99	0.32	1 座，221×90m，扰动范围 5m
		1#计量阀组站	0.13	0.05	1 座，征地面积 1250m ²
		2#计量阀组站	0.13	0.05	1 座，征地面积 1250m ²
3	管线	站间混输管线	/	11.2	油气混输管线 14km，扰动宽度 8m
		单井集输管线	/	16.96	单井集输管线 21.2km，扰动宽度 8m
4	道路	井场道路	15.62	5.21	简易沙石路面，路基宽 6m，长度 26.03km，施工带宽 8m。
5	钻井队临时生活营地		/	5.76	井队生活区占地按 40×60m 计

(2) 运营期环境影响回顾分析

①大气环境影响回顾分析

油气集输、处理及外运过程中的大气污染源主要是锅炉烟气及烃类挥发。

——锅炉烟气

顺北井区所用燃料全部为油区自产天然气，主要为顺北 1 处理站加热炉、单井拉油流程加热炉等用气。锅炉产生的燃烧烟气为有组织的排放，根据调查可知，油田作业区内锅炉排放的烟气中，各污染物均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中的标准要求，可实现达标排放，因此其对环境的影响在可接受范围之内。

根据调查，顺北井区天然气消耗量为 315.4×10⁴m³/a，排放的燃烧烟气为 3311.3×10⁴m³/a，排放的 SO₂ 为 0.13t/a，NO_x 为 1.67t/a，颗粒物为 0.38t/a。

——烃类挥发

烃类气体的挥发（排放）发生于油田生产全过程的各个节点上，由于油田的集输工艺采用密闭流程，正常运行条件下油气损耗较小。顺北井区烃类无组织排放量为 52.8t/a。

②水环境影响回顾分析

油田生产过程中产生的废水主要是油田采出水、井下作业废水及生活污水等。

——采出水

油田滚动开发过程中的采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，以及原油掺水。油藏本身的底水、边水随着开采年限的增加呈逐渐上升状态。油田水随原油一起从井中采出来，输送至顺北 1 原油处理站进行油水分离，分离后的污水经拉运至跃进 2 号原油脱水站污水处理系统处理达到油田注水水质标准后回注，回注水水质指标执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）。

——井下作业废水

井下作业废水是井下作业过程中产生的洗井、压井液，其中主要污染物种类和浓度为：石油类 200mg/L、SS 2000mg/L、COD 2600mg/L。井下作业频率按每 2 年一个作业周期，产生量为 3760m³/a。井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水拉运至集中处理站进行处理。

——生活污水

正常运营期间，目前油田现有在岗人员 38 人，生活污水排放量约为 1387m³/a。生活污水中的主要污染物为 COD、SS 和氨氮，其浓度分别为 200mg/L、300mg/L 和 25mg/L，则每年排放 COD 0.49t/a，SS 0.42t/a，氨氮 0.03t/a。生活污水经地理式一体化污水处理设施处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中二级标准后，用于厂外周围沙漠植被绿化。

综上所述，井区各类废水污染物排放情况见表 2.1-5。

表 2.1-5 顺北油田作业区废水污染物排放表

序号	污染源	产生量	处置去向
1	采出水	131m ³ /a	原油处理站进行油水分离，分离后的污水经拉运至跃进 2 号原油脱水站污水处理系统处理后回注地层
2	井下作业废水	3760m ³ /a	采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站处理
3	生活污水	1387m ³ /a	经地理式一体化污水处理设施处理后用于沙漠植被绿化

③固体废物环境影响回顾分析

井区生产过程产生的固体废物主要有落地原油、含油污泥以及生活垃圾。生产油井在修井过程中会产生一定量的落地油，集中处理站内的污水处理装置以及罐区清罐会不定期产生一定量的含油污泥。

——落地原油

单井落地原油产生量约 0.1t/a。修井作业前，作业单位采用“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，可将产生的落地油 100%回收，不向外环境排放。

——含油污泥

含油污泥主要来自集中处理站内污水装置以及储油罐罐底沉淀，主要成分为水、石油类和泥沙。根据调查，井区含油污泥的产生量为 0.9t/a，产生的油泥（砂）经集中收集后拉运至塔河油田受浸泥土无害化处置装置进行处理。

——碱渣废液

混烃碱洗脱硫工艺在脱硫过程中，产生碱渣废液约 0.5m³/d，主要成分为硫化钠废液。碱渣废液经碱渣装车泵装车拉运至二号联碱渣处理系统处理。

——生活垃圾

油田工作区现有员工 38 人，产生生活垃圾约 8.3t/a，生活垃圾集中收集后运往塔河油田绿色环保站处理。

④运营期声环境影响回顾分析

——主要噪声源

油田正常生产阶段，噪声源主要集中在油田集中处理站、计量站等。噪声源为锅炉、各类机泵、空压机、压缩机等，详见表 2.1-6。

表 2.1-6 油田作业区生产阶段主要噪声源

设备	源强 dB (A)
锅炉	90~95
空压机	90~95
机泵	90~100
压缩机	90~100

——厂界噪声

《顺北地区产能建设项目》中顺北 1 处理站的厂界四周噪声监测结果，具体见表 2.1-13。

表 2.1-7 顺北 1 处理站噪声监测结果单位: Leq[dB(A)]

监测时间	方位	昼间	夜间	标准
2016 年 3 月 28 日	东	41.0	37.5	昼间: 60 夜间: 50
2016 年 3 月 29 日		47.5	39.2	
2016 年 3 月 28 日	南	39.5	35.5	
2016 年 3 月 29 日		44.4	37.9	
2016 年 3 月 28 日	西	40.3	35.7	
2016 年 3 月 29 日		44.2	38.4	
2016 年 3 月 28 日	北	41.5	37.9	
2016 年 3 月 29 日		45.4	38.6	

将监测结果与评价标准对比可知，顺北 1 处理站的厂界噪声昼间、夜间监测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准，表明集气站运行期间产生的噪声对周围环境影响较小。

⑤运营期生态环境影响回顾

油田开发导致整个井区的破碎度明显增加，尤其是区块内线性工程的建设，对区块造成了阻隔影响，导致物种之间交流受到了一定影响。由于工程建设改变了原有土地利用方式，造成目前占地中油田建设用地镶嵌分布的土地利用格局。

井区已建成的井场永久性占地范围内井场、道路地面进行了硬化处理，此范围内的永久占地上的植被已完全清除。临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地。评价区域内的植被主要以耐旱、耐碱的沙漠类植物为主，种类单一，郁闭度小，分布不均匀，生物量低，植被群落稳定性差。

1、采取的生态恢复措施

根据调查，建设单位为了保护生态环境，采取的生态恢复措施有：

——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修整，恢复原貌，被破坏的植被在施工结束后尽快恢复。

——管道开挖回填时，尽量按原有土壤层次进行回填，以使植被得到有效恢复。

——考虑站内的性质、特点、污染情况等具体条件，因地制宜地进行站内绿化设计，充分发挥绿化的环保功能和美化功能。

——在井场（站）、道路附近开展草方格等生态恢复措施。

2、生态恢复措施的有效性

根据塔河油田其他区域建设项目的竣工环境保护验收意见：在前期工程的施工过程中，建设单位严格控制施工作业带，未对周围林地、灌木和草地滥砍滥伐，同时对野生动物的栖息地采取了避让措施，减少了对野生动物栖息、活动场所的干扰和破坏。在钻井、井下作业、管线敷设、道路建设等过程中，确定了施工作业线，避开了胡杨林及保护植物。建设单位也按要求对工程占用的生态用地向上级政府上报，并依法进行了补偿。

根据调查：影响迹地的恢复情况与所处的局地生态环境背景状况有直接关系。顺北 1 井区分布的钻井均位于风沙土地带内，几乎没有植被迹象。建设单位在建设过程中注意了生态保护，井场采用地面硬化，道路周围采用草方格等措施，没有发现沙化加剧现象。因此，在油田开发过程中建设单位所采取的生态恢复措施基本有效可行。



道路周围草方格



井场硬化

现有工程的生态保护措施

（3）环境保护措施调查

油田现有设施在运行过程中产生的各种废物均得到了有效的处置。经现场调查：落地原油 100% 进行回收；修井作业过程中采用厚塑料布铺垫井场，未向外环境排放落地原油；含油污泥经集中收集后拉运至塔河油田污油泥处理站处理，未向外环境排放；采出水经集中处理站污水处理系统处理达标后回注油层。井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至塔河油田绿色环保站处理。目前已开发油井运营期间产生的废物均采取了合理的处置措施，对环境产生的影响较小。

2.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

(1) 环境问题

①顺北井区存在的主要环境问题为项目区地处塔里木盆地东北缘，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，管线、站场建设等开发活动对地表植被和土壤造成扰动，使原本自然地貌遭到破坏，根据现场调查，本项目均位于沙漠内，在区域环境造成碾压破坏时，较难恢复至原有地貌，并在风力作用下极易起尘。

另外，油区部分井场道路属于简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大。

②在井区前期的钻井过程中采用泥浆池处理钻井过程中的岩屑及废弃泥浆。采用上述技术在发生突发环境事故时容易对周围土壤环境造成影响。

(2) “以新带老”措施

针对上述现有的环境问题提出以下措施。

①修复井场道路，利用现有道路，减少对区域环境的影响。在本次部署的单井、井场道路、管线沿线沙化严重的地段，采用草方格固沙工程措施进一步降低沙漠化程度。

②本次项目在钻井期间采用泥浆不落地工艺，大大降低钻井施工过程中施工废弃物对周围环境的影响。

2.2 建设项目概况

2.2.1 工程基本情况

2.2.1.1 项目名称和性质

项目名称：中国石化西北油田分公司顺北区块 2018 年新建产能建设项目

项目性质：新建。

2.2.1.2 建设地点

本项目产能建设地处塔克拉玛干沙漠北缘，位于阿克苏地区沙雅县境内的顺北油田内，北距沙雅县盖孜库木乡约 30km，东、南、西三面均为沙漠。构造位置位于顺托果勒低隆的北缘，阿克库勒突起沙雅隆起的西南倾没端，北部紧邻塔河油田跃进区块，西部是阿瓦提北区块。井区内分布有油田简易道路，交通较为便利。本项目均位于顺北油田的一区块内，井区地理坐标为东经 82°10′-83°00′，北纬 40°25′-40°50′。

生产科研基地位于沙雅县城内，位于县城西侧。北侧为英格巴街，西侧为团结路。项目中心坐标为东经 82°45′22.88″，北纬 41°12′22.44″。

本项目地理位置见图 3.1-1。

2.2.1.3 项目工程组成

(1) 顺北油田产能建设

根据《顺北油气田一区奥陶系油气藏产能建设项目可行性研究报告》，本项目共部署 69 口井，其中 15 口井已在顺北井区 2016 年、2017 年产建项目中批复，54 口井为本次项目新钻。本次只对新钻的 54 口井进行分析评价。

本次新钻 54 口井中直井 31 口，水平井 18 口，斜井 5 口；总进尺 432051m，新建产能 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ 。地面工程：主要包括五号联合站的建设，其中联合站主要有原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；新建 5 座计量阀组和 2 座混输泵站以及配套工艺管线、阀件及供配电等系统工程设施。

新建单井管线共计 102km，集输管线 99.0km，伴生气、供气管线 65km，污水管线 91km。

新建主干道路（三级公路）37km、支线道路（四级公路）7km、改造支线道路（四级公路）46km；单井简易道路共计 156.91km。

为满足区块开发及生产建设需要，在联合站附近建设占地面积 54600m^2 的生产应急指挥中心一座。生产应急指挥中心功能为中控指挥、应急消防、气防站、职工办公住宿、活动中心、应急物资储存等。

本次在顺北 1 处理站北约 300m 处建设 0.4/35kV 升压站 1 座；建设 35kV 主干线路（LGJ-120/20）14.5km，支线路（LGJ-70/10）6km；建设 35kV 终端变压器 4 台，改造已建杆塔 4 基，跨越已建 35kV 线路 14 处，并配套建设配电、土建等配套设施。本次顺北一区产能建设工程供配电系统设计建设燃气发电站 1 座，发电能力 14.4MW；建设 10/35kV 升压站 1 座，升压变压器容量为 $2 \times 6300 \text{kVA}$ ；建设 35kV 配电线路 3 条。由于供电为第三方进行投资建设，需投资方进行单独委托进行环境影响评价工作，本次项目不对此部分内容进行评价。工程组成见表 2.2-1、表 2.2-2。

表 2.2-1 项目工程组成（顺北原油产能）

序号	项目名称	内容	建设规模	备注		
主体工程	1	钻井工程	钻井	54 口	井型：直井 31 口，水平井 18 口，斜井 5 口；	
	2	站场工程	五号联合站	原油处理规模： $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ； 天然气处理规模： $2.6 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ； 污水处理规模： $1500 \text{m}^3/\text{d}$	包括原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；工艺装置区列装化布置，预留整列扩建位置；	
	3	油气集输工程	计量阀组站	5 座	新建 5 井式自动选井计量阀组 5 座	
			混输泵站	2 座	新建 5 井式自动选井混输泵站 2 座	
			单井拉油流程	2 座	由于油井周围没有可依托的集输设施，因此采用拉油的方式进行集输。	
			集输 管线	单井 管线	102.0km	DN100, PN6.4MPa, 柔性复合管
				集输 管线	31.0km	顺北 7 至 8#计量阀组计量阀组集输管线：DN250 6.4MPa
					32.8km	顺北 5-1 至 8#计量阀组集输管线：DN250 6.4MPa
					11.0km	8#计量阀组至联合站集输管线：DN350 6.4MPa
					0.2km	顺北 5-3 集输管线接入 8#计量阀组集输管线：DN250 6.4MPa
					8.0km	顺北 5-4 至联合站集输管线：DN250 6.4MPa
	8.0km	顺北 1-5 至联合站集输管线：DN250 6.4MPa				
	8.0km	顺北 1-4 至顺北 1 处理站集输管线：DN200 4.0MPa				
伴生气 管线	15.0km	顺北 1 处理站至联合站伴生气管线：DN250 4.0MPa				
供气	8.0km	联合站至顺北 1-5 供气管线：DN100 1.6MPa				

序号	项目名称	内容	建设规模	备注
		管线		与集输管线同沟敷设
			14.0km	联合站至顺北 1 处理站供气管线: DN100 1.6MPa 与伴生气管线同沟敷设
			8.0km	顺北 1 处理站至顺北 1-4 供气管线: DN100 1.6MPa 与集输管线同沟敷设
			12.0km	联合站至 8#计量阀组供气管线: DN100 1.6MPa 与集输管线同沟敷设
			8.0km	联合站至顺北 5-4 供气管线: DN100 1.6MPa 与集输管线同沟敷设
		原油外输	外输能力 120×10 ⁴ t/a	/
4	注水工程	污水管线	91.0km	低压污水管线 DN150 1.6MPa
		水泵	5 台	离心式注水泵 Q=20m ³ /h P=32MPa N=315kW
5	防腐与保温	单井管线 集油支线	/	保温层: 30mm 硬质聚氨酯泡沫塑料 防腐层: 2mm 高密度聚乙烯塑料管线采用地下敷设, 埋至冻土层以下。
6	生产应急指 挥中心	综合楼、食堂、 活动室、化验室 用房、物资供应 库房等	/	总占地面积54600m ² , 建筑面积5970m ² ; 主要为井 区的生活办公场所。
7	泥浆回收	泥浆回收站	1座	18000m ²
8	供水			五号联合站的附近没有供水设施, 考虑在站内打水源井来满足站场的供水 需求。根据消防补充水需求, 在站内打3口水源井
9	排水			五号联合站及生产应急指挥中心生活废水采用一体化处理装置 Q=2.5m ³ /h 采出水、联合站及处理站内产生的生产废水排入污水处理系统进行处理
10	消防			五号联合站附近新建1座二级消防站
11	供配电			依托第三方建设的1座17.2MW天然气发电站
12	供热及暖通			地面工程联合站及生产应急指挥中心供热由新建五号联合站内的燃气锅 炉提供
13	道路	单井道路	156.91km	道路宽 6m, 砂石路面
		主干道路	37.0km	道路路基全宽 8.5m, 路面宽度为 7.0m (三级公路)
		支线道路	7.0km	道路路基全宽 5.0m, 路面宽度为 4.0m (四级公路)
		支线道路 (改造现有道路)	46.0km	道路路基全宽 5.0m, 路面宽度为 4.0m (四级公路)
14	防风固沙设施	道路	3520000m ²	草方格宽度为30~50m (1m×1m)
			88km	固沙范围外采用尼龙网阻沙栅栏
			90km	整修边坡 (两侧)
		联合站	128820m ²	联合站围墙外采用草方格防风固沙, 固沙宽度为 40m
		集输管线	3.5km	固沙范围外采用尼龙网阻沙栅栏
			12200000m ²	草方格宽度为30~50m (1m×1m)
15	通信工程			区内光缆与油气集输管线同沟铺设
16	仪表自动化工程			在处理站设置PLC控制系统, 在计量阀组站各设置1套PLC控制系统
17	事故应急			100m的天然放空气火炬、酸性气火炬各一根
依托 工程	原油处理			本项目原油进站采用“就近进站”原则, 其中有11口井产生的原油 (15 × 10 ⁴ t/a) 输送至顺北1处理站进行处理; 其余经计量阀组及混输泵站输送至 五号联合站进行处理。
	井下作业废水			前期运输至塔河油田绿色环保站, 后期待顺北油气田环保站建设工程建设

序号	项目名称	内容	建设规模	备注
			完成后交由其进行处置	
20	油泥		塔河油田受浸泥土无害化处置装置，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处置	

(2) 生产科研基地

本次生产科研基地主要建设内容为建筑面积 8000m²的综合楼 1 栋，综合楼内主要为办公区、职工宿舍、食堂及设备用房；建筑面积 1330m²的活动中心 1 栋；建筑面积 1050m²的辅助配套用房。

2.2.1.4 投资估算

项目总投资200077万元，环境保护投资13392.76万元，占总投资的6.69%。

2.2.1.5 劳动组织及定员

(1) 顺北油田产能建设

根据《油田地面工程建设规划设计规范》SY/T 0049-2006，本项目共需配备劳动定员 98 人。本项目顺北井区隶属于西北油田分公司顺北项目部管理，本项目所需人员由西北油田分公司进行调配管理，不新增定员。

(3) 生产科研基地

根据《顺北油气田一区奥陶系油气藏产能建设项目可行性研究报告》，本项目生产科研基地入驻人员具体见表 2.2-2。

表 2.2-2 生产科研基地入驻总人数情况一览表

序号	单位	主要开展业务	常驻人数	
1	西北分公司	顺北油气项目部	顺北、跃进生产运行、安全环保、油气田开发管理等	33
		综合管理支撑	企业管理、财务管理、党建宣传、信息化支撑各 3 人	12
		安全生产支撑	安全专家 2 人，监督 4 人	6
		开发技术支撑	/	6
		两院支撑	/	29
		油气运销部	/	2
		小计	/	68
2	顺北作业区生产技术管理人员	代运行	18	
3	跃进作业区生产技术管理人员	代运行	12	
4	后勤（含保安）	/	30	
5	司机	/	12	
6	接待预留	/	30	
	合计	/	190	

2.2.1.6 能耗物耗

能耗详细分析见表 2.2-3。

表 2.2-3 综合能耗表

序号	能源名称	年能源实际消耗量		折标系数		能耗		百分比
		单位	数量	单位	数量	单位	数量	
1	电力	10 ⁴ kWh/a	5227.7	kgce/(kW.h)	0.1229	10 ⁴ kgce/a	642.4	21.70
2	天然气	10 ⁴ Nm ³ /a	1731.1	kgce/m ³	1.33		2302.36	78.01

序号	能源名称	年能源实际消耗量		折标系数		能耗		百分比
		单位	数量	单位	数量	单位	数量	%
3	新鲜水	10 ⁴ m ³ /a	13.5	kgce/t	0.4857		6.56	0.29
生产总能耗 (10 ⁴ kgce/a)		2951.32						

能耗分析:

由上表可以看出,本工程能源消耗中电力和天然气分别占 21.70%和 78.01%,天然气消耗较大。因此新建燃气加热炉设计时需选用效率 < 90%。

2.2.2 顺北油田油气资源概况

2.2.2.1 地层特征

顺北油气田一区位于顺托果勒低隆西北部,沙雅隆起西南倾没端,地层特征与塔河、跃进地区基本相似。自上而下发育第四系、新近系、古近系、白垩系、三叠系、二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系、寒武系。缺失侏罗系。白垩系、二叠系、石炭系、泥盆系、志留系存在不同程度缺失。奥陶系中-下统碳酸盐岩是主要目的层。目的层上覆地层为奥陶系上统的恰尔巴克组、良里塔格组、桑塔木组,一间房组与恰尔巴克组为平行不整合接触。目的层下伏寒武系,与奥陶系下统蓬莱坝组为整合接触。奥陶系中-下统一间房组厚度 160-170m,鹰山组厚度 900m 左右。一区东部低隆区一间房组顶面埋深 7200-7500m,斜坡区 7500-8000m,洼地区 8000-9000m,北部顺 8 北三维区 7200-7700m。

顺北油气田一区发育两类火成岩。一类是火山喷发岩,发育在二叠系。另一类是侵入岩,目前在奥陶系、志留系、泥盆系、石炭系已经钻遇。

顺北油气田一区二叠系火山岩有火山熔岩和火山碎屑岩两大类。目前在二叠系钻遇的火山熔岩岩性有玄武岩和英安岩,钻遇的火山碎屑岩岩性为凝灰岩。根据二叠系实钻资料分析,二叠系厚度约 500-600m,包括两个岩性组合段。上部主要为玄武岩、英安岩夹凝灰岩、红棕色泥岩、粉砂质泥岩,下部主要为凝灰岩夹红棕色泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩、砂岩。二叠系火山岩从下至上分为 3 个期次,第一个期次以凝灰岩为主,第二个期次以玄武岩-凝灰岩-英安岩-凝灰岩或英安岩-凝灰岩结构为主,第三个期次为顶部的玄武岩;地震剖面上,底部凝灰岩表现为杂乱弱反射,中部杂乱强反射,见玄武岩时可见连续强反射,顶部为玄武岩时表现为单轴连续强反射。二叠系火山岩地震反射特征与岩性组合有关,不同的岩性组合有不同的地震反射特征。二叠系火山岩地震反射特征比较复杂,仍需进一步研究。

顺北油气田一区的侵入岩岩性主要为辉绿岩、辉长岩,目前钻井揭示的厚度在 40 米以内,局部地区分布,发育在二叠系以下层位,地震反射特征为“两谷夹一峰”连续强反射,大多与地层内部反射结构不协调。

本项目钻井层位主要为奥陶系鹰山组。

2.2.2.2 储层特征

根据顺北 2、顺北 5、SHB1-3、SHB1-7H 井 4 口井所获得的岩心资料,以及对 SHB1-3、顺北 2 井奥陶系碳酸盐岩层段岩屑 (2m/个) 鉴定结果来看,一间房组岩石类型主要包括 (含颗粒) 泥晶灰岩类、泥晶颗粒灰岩类和亮晶颗粒灰岩类以及二者之间的过渡类型,

其中颗粒以生屑和砂屑、极细砂屑、粗粉屑等为主，另外可见砾屑、藻团块、球粒等。其次可见生物灰岩类，主要为藻粘结灰岩，以葛万藻为主夹杂生物碎屑；另可见极少量（含）云质灰岩类和（含）硅质灰岩类，生物组合特征上一间房组主要以棘皮类、腕足类、葛万藻等藻类为主，少量介形虫、三叶虫及苔藓虫。鹰山组目前仅顺北 2 井获得岩心实物资料，经过薄片鉴定的岩性主要为泥（微）晶灰岩，亮晶-微晶颗粒灰岩，偶见亮晶藻粘结灰岩，白云石化普遍，可形成云质灰岩和灰质云岩。

顺北 5 井主要以亮晶砾屑-砂屑灰岩、泥晶颗粒灰岩为主，裂缝较为发育，取心段顶部可见绿色泥质和黑色有机质充填裂缝，泥质内发育有黄铁矿。另可见硅质结核发育。顺北 2 井岩性以微晶-亮晶生屑-（藻）砂屑灰岩为主，上部藻砂屑和微晶较多，下部亮晶较多，藻砂屑少见。可见硅化，沿缝合线白云石化作用比较明显。顺北 1-3 井以含生屑微晶灰岩为主，可含有粉砂，夹有泥岩、硅质岩、少量微晶生屑-砂屑灰岩。7286.00m 井段以下以亮晶-微晶生屑-砂屑灰岩为主，可含有砾屑，往下逐渐变为亮晶为主。可见硅化、少量白云石化和明显重结晶作用。顺北 1-7H 井以亮晶-微晶生屑（藻）砂屑灰岩为主，局部可见含有球粒、核形石、团块，填隙物中亮晶含量较少。偶见硅化的微晶生屑-藻砂屑灰岩，少见白云石化。从实钻资料分析，一间房组和鹰山组岩性有颗粒灰岩类、微晶灰岩类、藻粘结灰岩类、白云岩类、硅质（含硅）岩类。

2.2.2.3 油气物性

（1）原油性质

根据顺北井区原油分析资料，原油密度分布在 $0.7895 \sim 0.846 \text{ g/cm}^3$ ，对照原油物性分类，该井区原油总体属挥发原油和轻质油。

原油粘度：原油粘度与原油密度关系密切，一般地说原油密度大，其粘度亦大。顺北井区原油粘度均在 30°C 测定，原油粘度较小。该井区原油动力粘度在 $2.18\text{mPa}\cdot\text{s} \sim 2.82\text{mPa}\cdot\text{s}$ 之间变动，跨度不大，较稳定，平均值为 $2.58\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，为低粘原油。顺北 5 井区原油粘度平均值为 $4.85\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，为低粘原油。

原油凝固点：原油的凝固点是原油开始流动时的最低温度，与原油含蜡量的高低有关，含蜡量越高其凝固点越高。顺北井区原油凝固点在 $-6.7 \sim -26^\circ\text{C}$ ，平均 $< -17.2^\circ\text{C}$ ，属于低凝油。顺北 5 井区原油凝固点 $< -34^\circ\text{C}$ ，属于低凝油。

原油含硫量：顺北 1 井区原油含硫量在 $0.097\% \sim 0.129\%$ ，平均值 0.11% 。顺北 5 井区含硫量在 $0.196\% \sim 0.214\%$ ，平均值 0.203% 。根据原油含硫量分类表判别，总体属于低含硫原油。

原油含蜡量：原油中的蜡主要由 C16 以上的固态烃组成，含蜡量的多少是原油中这部分烃类所占比例的反映。顺北 1 井区原油含蜡量在 $3.19 \sim 9.89\%$ ，平均为 5.45% ，属于高含蜡原油。顺北 5 井区原油含蜡量在 $2.06 \sim 4.38\%$ ，平均为 3.24% ，属于中含蜡原油。

原油初馏点：顺北 1 井区原油初馏点数值介于 $56.9 \sim 80.0^\circ\text{C}$ 之间，原油初馏点平均值 69.26°C ，属高初馏点原油。顺北 5 井区原油初馏点数值介于 $56.3 \sim 66.5^\circ\text{C}$ 之间，原油初馏点平均值 62.43°C ，属高初馏点原油。

综上所述，顺北井区内地面原油属于低凝固点、高初馏点、低粘度、高含蜡、低含

硫的挥发原油和轻质油。

表 2.2-4 顺北区块生产井原油物性表

分带	分区	井号	原油		
			比重	含蜡%	含硫%
1 号断裂带	南部	顺北 1-2H	0.796	4.5	0.097
		顺北 1-4H	0.8008	0.64	0.108
		顺北 1-5H	0.798	9.89	0.098
	中部	顺北 1-1H	0.791	2.8	0.105
		顺北 1-7H	0.799	4.38	0.129
		顺北 1-6H	0.79	4.07	0.102
	北部	顺北 1-3	0.795	7.89	0.108
	/	顺北 1	0.831	3.95	0.08
次断裂	/	顺北 2	0.8	4.88	0.117
5 号断裂带	北部	顺北 5	0.829	3.318	0.211

表 2.2-5 顺北区块原油物性表

井号	密度 (g/cm ³)	粘度 (MPa.s)	含硫 (%)	含蜡 (%)	凝固点 (°C)	初馏点 (°C)	气油比 (Nm ³ /t)
顺北 1 井区	0.795	2.58	0.11	5.45	< -17.2	69.26	450
顺北 5	0.829	5.45	0.196	2.06	< -34	64.5	64

(2) 伴生气性质

顺北油气田天然气性质和组成主要受烃类成熟度的控制及后期油气藏生物降解破坏的影响。甲烷含量、干燥系数 (C₁/C₂+C₃)、甲烷系数 (C₁/C₂⁺) 由南向北、由东南而西北呈依次降低; 重烃气含量依次增加的趋势。

根据顺北 1 井区 7 口井的天然气分析数据结果, 天然气相对密度分布在 0.680~0.750 之间, 平均 0.710; 甲烷含量分布在 75.60%~83.10% 之间, 平均 79.58%; 重烃气 (C₂⁺) 平均 14.99%, >10%, 干燥系数 (C₁/C₁⁺) 为 0.841 (<0.95), 甲烷系数 (C₁/C₂⁺) 5.309。N₂ 含量分布在 2.0~4.09% 之间, 平均 2.57%; CO₂ 含量分布在 1.735~2.665% 之间, 平均 2.52%。顺北 1 井区天然气具有湿气特征, 为油藏伴生气。

根据顺北 5 井区 1 口井的天然气分析数据结果, 天然气相对密度分布在 0.85~0.93 之间, 平均 0.88; 甲烷含量分布在 46.64%~52.51% 之间, 平均 50.63%; N₂ 含量分布在 15.45~18.16% 之间, 平均 17.24%; CO₂ 含量分布在 1.77~2.37% 之间, 平均 2.15%。顺北 5 井区天然气为油藏伴生气。

顺北 1 井区硫化氢含量分布在 1.921-14.595g/m³ (0.304%-2.307%) 之间, 平均为 7.8548g/m³ (1.242%)。顺北 5 井区硫化氢含量分布在 1.99-47.61mg/m³ (0.00033%-0.008%) 之间, 平均为 22.4mg/m³ (0.004%)。

表 2.2-6 顺北井区伴生气性质参数表

井号	相对密度	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	i-C ₅	n-C ₅	2,3-二甲基丁烷	2-甲基戊烷	3-甲基戊烷	正己烷	N ₂	CO ₂	H ₂ S (mg/m ³)
顺北 1-1H 加权组分	0.710	77.73	7.91	4.26	1.30	1.12	0.32	0.31	0.07	0.01	0.07	0.07	2.57	2.52	1921~14595

井号	相对密度	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	i-C ₅	n-C ₅	2,3-二甲基丁烷	2-甲基戊烷	3-甲基戊烷	正己烷	N ₂	CO ₂	H ₂ S (mg/m ³)
顺北 5 加权组分	0.88	46.64	18.09	11.22	1.51	3.21	0.63	0.78	0.12	0.03	0.05	0.16	15.45	2.11	22.4

(3) 地层采出水物性

顺北 1 井取得 4 个油田水分析数据，地层水密度平均为 1.05g/cm³，矿化度分布在 67127.3 ~ 70417.3mg/L，平均 68474.57mg/L，属于封闭环境下的较低矿化度、氯化钙型地层水。由于顺北 1 井具有定容特征，因此定义为定容封存水，不代表顺北地区地层水特征。

表 2.2-7 顺北污水物性表

井号	井段	层位	水型	密度 g/cm ³	pH 值	总矿化度 mg/L	CL ⁻ mg/L	Br ⁻ mg/L	I ⁻ mg/L
顺北 1	7269.54-7407.08	O ₂ yj	氯化钙	1.05	7.5	68474.57	40679	25	30

2.2.3 顺北油田开发方案和总体布局

2.2.3.1 开发方案

顺北井区新建产能建设在 2 个区块开展，共部署井 54 口（直井 31 口，水平井 18 口，斜井 5 口），新建产能 70×10⁴t。油藏开发总体指标预测表见表 2.2-8。

表 2.2-8 顺北井区新建产能开发方案预测指标

生产时间 (年)	总井数	区块日产量能力 (t/d)	区块日产量能力 (t/d)	单井日产量能力 (t/d)	单井日产量能力 (t/d)	日产气 (10 ⁴ m ³ /d)	气油比 (m ³ /t)	年产液 (10 ⁴ t/a)	年产油 (10 ⁴ t/a)	年产气 (10 ⁸ m ³ /a)	含水率 (%)
2019	54	4235	3600.0	71	60	93.60	260	104.2	88.6	2.30	15.0
2020	54	4385	3420.0	73	57	88.92	260	128.5	100.2	2.60	22.0
2021	54	4516	3161.2	77	54	82.19	260	131.0	92	2.38	30.0
2022	54	4064	2641.5	70	46	68.68	260	117.9	77	1.99	35.0
2023	54	3231	1938.3	58	35	50.40	260	90.5	54	1.41	40.0
2024	54	2700	1457.9	50	27	37.91	260	72.9	39	1.02	46.0
2025	54	2496	1123	48	22	29.20	260	63.6	29	0.74	55.0
2026	54	2377	903	47	18	23.48	260	57.0	22	0.56	62.0
2027	54	2450	735	49	15	19.11	260	55.1	17	0.43	70.0
2028	54	2221	600	46	12	15.59	260	44.4	12	0.31	73.0
2029	54	2023	506	44	11	13.15	260	40.5	10	0.26	75.0
2030	54	1936	445	43	10	11.58	260	38.7	9	0.23	77.0
2031	54	1801	396	41	9	10.30	260	36.0	8	0.21	78.0
2032	54	1740	348	41	8	9.05	260	34.8	7	0.18	80.0
2033	54	1622	308	41	8	8.01	260	32.4	6	0.16	81.0

2.2.3.2 总体布局

根据顺北井区的地理位置、油井分布、原油物性及产能规模，井区采用两级布站方式，即：油井→计量阀组（混输泵站）→联合站（处理站）。项目总体布局见图 2.2-1。本项目油井方案布局见表 2.2-9。

表 2.2-9 本项目单井进站部署情况表

序号	井号	进站站场名称		
		阀组间及混输泵站	联合站及处理站	
1	SHB1-17H	顺北 1-4 计量阀组	顺北 1 处理站	
2	SHB1-18H			
3	SHB1-19H			
4	KFOSHB1-20			
5	SHB1-26			
6	SHB1-20H			/
7	SHB2CH			/
8	SHB3CX			/
9	KFOSHB1-2-sc			/
10	SHB1-13			/
11	SHB1-15-ta			/
12	SHB1-11	顺北 1-5 计量阀组	五号联合站	
13	SHB1-12			
14	SHB1-14			
15	SHB1-15			
16	SHB1-16H			
17	KFOSHB1-17H			
18	SHB7-1H	顺北 7 混输泵站		
19	SHB7-2H			
20	SHB7CX			
21	SHB7-3H			
22	KFOSHB5-17	顺北 5-1 混输泵站		
23	KFOSHB5-31-1			
24	SHB5-7-tak			
25	SHB5-11H			
26	SHB5CX			
27	SHB5-12H			
28	FKOSHB5-32-2			
29	SHB1-13H			
30	KFOSHB5-19	8#计量阀组		
31	SHB51X			
32	KFOSHB5-31			
33	KFOSHB5-21			
34	SHB5-7			
35	KFOSHB5-22	顺北 5-3 计量阀组		
36	SHB5-8			
37	KFOSHB5-30			
38	KFOSHB5-23			
39	KFOSHB5-13			
40	SHB5-5H			
41	KFOSHB5-29			
42	KFOSHB5-27			
43	SHB5-14	顺北 5-4 计量阀组	五号联合站	

序号	井号	进站站场名称	
		阀组间及混输泵站	联合站及处理站
44	KFOSHB5-33		
45	SHB5-10		
46	KFOSHB5-25		
47	SHB5-9		
48	SHB5-15H		
49	KFOSHB5-28		
50	KFOSHB5-11		
51	SHB52X		
52	SHB5-6H		

注：顺北 53H、顺北 8H 两口井位于塔克拉玛干沙漠中心地带，距离顺北 1 处理站及五号联合站距离较远无法采用集输工艺，本次项目采用单井拉油流程，待后续管线铺设至井位处后在进行管线集输。

2.2.4 选址和总图布置合理性分析

2.2.4.1 选址选线合理性分析

(1) 井场、站场选址合理性分析

①本工程井场、站场选址明确，选择在植被稀疏的地点，尽量避开植被茂密区、减缓对植被的破坏，并避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。

②本工程区域周边无固定人群居住，无社会敏感点及环保目标。

③本工程区域周围也无其他工矿企业，不存在周围企业对本工程的影响。

④本工程周围分布有沙雅县沙漠封禁保护区和沙漠公园，不得将井场及站场分布在沙雅县沙化土地封禁保护区和沙漠公园内，根据调查 SHB1-18H、SHB1-19H 位于沙漠公园内，由于上述钻井已完成前期环保手续，禁止在沙漠公园内进行钻探工作。

⑤本项目 SHB7-1H、SHB7-2H、SHB7-3H、SHB7CX 井以及顺北 7 混熟泵站位于新疆初步设定的生态保护红线范围内，在生态红线未最终确定前不得进行施工作业；在后期生态红线确定后，落实上述内容是否涉及生态红线问题，若上述内容落于生态红线范围内，则禁止在生态红线内建设。

(2) 管线、道路选线合理性分析

①由于管线施工区地处自然荒漠中，管线敷设距离较短，沿线无人群居住。管线、道路所处地区土壤和生态类型相对单一，管线方案无需采用避让、比选或替代方案。

②本工程道路尽量依托现有公路，减少对土地的占用。

③本工程管线的布设尽量避开植被良好的地段，减少对生态环境的影响。

④本工程 SHB1-18H、SHB1-19H 配套的单井管线位于沙雅县沙漠公园内，需重新调整井位及配套管线，若无法调整则禁止在沙漠公园内建设管线内容。

⑤本工程集输管线已避让沙雅县沙化土地封禁保护区。

⑥本工程涉及在生态红线内 SHB7-1H、SHB7-2H、SHB7-3H、SHB7CX 井以及顺北 7 混熟泵站的配套管线在生态红线未确定前，不得进行开工建设；在后期生态红线确定后，若上述内容确定落于生态红线内，则禁止建设。

通过以上分析,从环境保护的角度来说,本工程井场、站场、管线和道路在进行重新调整后对周围环境的生态影响较小,重新调整的井场、站场、管线、道路选址选线方案可行。

2.2.4.2 站场平面布置的环境合理性分析

(1) 本工程站场的平面布置按照现行的规范和标准的要求布设。站场使用的工艺设备管道相对集中,在满足工艺安装和检修需要的同时,布置较为紧凑,最大限度的减少对土地的占地。

(2) 站场周围环境对站场的布置基本无限制,各站场的平面布置合理。

(3) 平面布置中,各区域、装置及建构筑物之间防火安全间距均满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)的要求,配套设置有消防道路和消防设施。

综上所述,站场的平面布置合理。

2.2.5 平面布置合理性分析

(1) 联合站总平面布置

联合站平面布置执行《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183-2004 中二级站的防火间距。放空火炬区单独布置在站场南侧,放空火炬至站场围墙距离为 120m。

联合站呈矩形布置,根据不同生产功能分为工艺装置区、辅助生产区、原油储存外输区、污水工艺装置、LPG/轻烃罐区、装车区、污水池(事故),共 7 个功能区。辅助生产区主要包括加热炉、空压机房、配电室、仪表间、药剂间、消防区、压缩机房等。

工艺装置区布置在站场中间偏西位置,西侧为压缩机房,东南侧是原油罐区、外输泵房及计量间;工艺装置区和原油罐区北侧,站场北侧中间位置是辅助生产区;站场东侧布置 LPG/轻烃罐区、污水工艺装置区,站场东北侧布置装车区、事故污水池。本项目平面布置图见 2.2-6。

(2) 合理性分析

根据平面布置可知,联合站内无生活办公区域。

本工程站场的平面布置按照现行的规范和标准的要求布设。站场使用的工艺设备管道相对集中,在满足工艺安装和检修需要的同时,布置较为紧凑,最大限度的减少对土地的占地。站场周围环境对站场的布置基本无限制,各站场的平面布置合理。平面布置中,各区域、装置及建构筑物之间防火安全间距均满足《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)的要求,配套设置有消防道路和消防设施。

综上所述,站场的平面布置合理。

2.2.6 顺北油田主体工程

本项目主体工程包括钻井工程、采油工程、集输工程。

2.2.6.1 钻井工程

(1) 钻井规模

根据开发方案,本次新部署开发采油井数共 54 口。

表 2.2-10 本项目新钻钻井资料

序号	井号	井型
1	SHB1-11	直井
2	*SHB1-13	直井
3	*SHB1-17H	水平井
4	*SHB1-18H	水平井
5	*SHB1-19H	水平井
6	*SHB1-20H	水平井
7	SHB2CH	水平井
8	SHB3CX	斜井
9	KFOSHB1-20	直井
10	KFOSHB1-17H	水平井
11	SHB1-15_ta	直井
12	KFOSHB1-2_sc	直井
13	SHB1-26	直井
14	SHB5CX	斜井
15	SHB7CX	斜井
16	*SHB5-11H	水平井
17	*SHB5-13H	水平井
18	*SHB5-12H	水平井
19	SHB7-1H	水平井
20	SHB7-2H	水平井
21	SHB7-3H	水平井
22	SHB5-7_tak	直井
23	KFOSHB5-17	直井
24	KFOSHB5-31-1	直井
25	KFOSHB5-32-2	直井
26	SHB51X	斜井
27	SHB52X	斜井
28	SHB1-12	直井
29	*SHB1-14	直井
30	*SHB1-15	直井
31	*SHB1-16H	水平井
32	*SHB5-10	直井
33	*SHB5-14	直井
34	*SHB5-15H	水平井
35	SHB5-5H	水平井
36	SHB5-6H	水平井
37	*SHB5-7	直井
38	*SHB5-8	直井
39	*SHB5-9	直井
40	KFOSHB5-19	直井
41	KFOSHB5-31	直井
42	KFOSHB5-32	直井
43	KFOSHB5-29	直井

序号	井号	井型
44	KFOSHB5-30	直井
45	KFOSHB5-23	直井
46	KFOSHB5-27	直井
47	KFOSHB5-33	直井
48	KFOSHB5-28	直井
49	KFOSHB5-11	直井
50	KFOSHB5-13	直井
51	KFOSHB5-21	直井
52	KFOSHB5-25	直井
53	顺北 53H	水平井
54	顺北 8H	水平井

注：标注“*”的井为现已单独进行单井环评，且已完成审批的井位。

(2) 井身结构

顺北一区储层埋藏深，复杂地层多，致使井身结构类型也相应较多，为了便于铭记和区分，对于不含火成岩侵入体的井身结构取名顺标 1 井身结构；对于发育火成岩侵入体的井，设计桑塔木顶至良里塔格组合揭的井身结构。设计完钻井眼为 143.9mm 四级井身结构，取名顺标 2 井身结构。

① 顺标 1 直井井身结构

表 2.2-11 顺标 1 直井井身结构设计表

序号	钻头尺寸 mm	井深 m	套管尺寸 mm	下深 m	管鞋 位置	水泥返深 m	备注
导管	660.4	50	508	50	N	地面	
一开	444.5	1000	339.7	999	N _{1k}	地面	一级固井
二开	311.2	5258	250.88+244.5	5256	C ₁ KL	地面/3900	中完原则：进石炭系 100m 双级固井，分级箍位置 4000m±
三开	215.9	7507	177.8	7504	O ₂ yj	5056	中完原则：进一间房 4m 悬挂器位置 5156m
四开	149.2	7968	/	/	/	/	裸眼完井

说明：

- 1) $\Phi 508$ mm 导管下深 50m，建立一开井口。
- 2) 一开采用 $\Phi 444.5$ mm 钻头钻深 1000m，下 $\Phi 339.7$ mm 表层套管，封隔第四系与上新近系地层，水泥浆返至地面，建立二开井口。
- 3) 二开采用 $\Phi 311.2$ mm 钻头钻进，钻穿二叠系进入下部石炭系地层 100m 中完，即井深 5258m，下入 $\Phi 250.88$ mm+ $\Phi 244.5$ mm 技术套管，设计双级固井方式，双级箍位置设计井深 4000m±。
- 4) 三开采用 $\Phi 215.9$ mm 钻头钻进，进入一间房组顶界 4m 中完，即井深 7507m，下入 $\Phi 177.8$ mm 尾管与上部套管重叠 100m。
- 5) 四开采用 $\Phi 149.2$ mm 钻头钻至设计井深 7968m 完钻，先期裸眼完井。

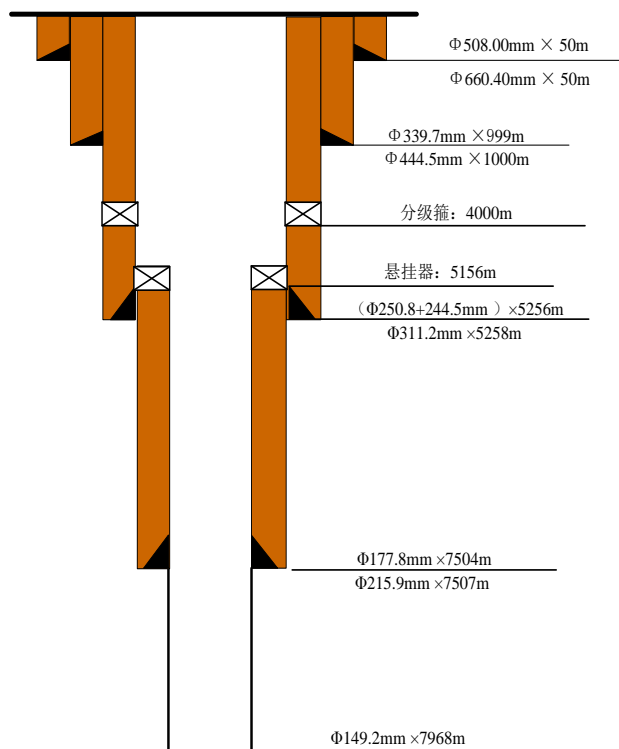


图 2.2-2 顺标 1 直井井身结构示意图

②顺标 1 水平井井身结构

表 2.2-12 顺标 1 水平井身结构设计表

序号	钻头尺寸 mm	井深 m	套管尺寸 mm	下深 m	管鞋 位置	水泥返深 m	备注
导管	660.4	50	508	50	N	地面	
一开	444.5	1000	339.7	999	N _{1k}	地面	一级固井
二开	311.2	5258	250.88+244.5	5256	C ₁ KL	地面/3900	中完原则：进石炭系 100m 双级固井，分级箍位置 4000m±
三开	215.9	7507	177.8	7504	O ₂ yj	5056	中完原则：进一间房 4m 悬挂器位置 5156m
四开	149.2	8009/7650	/	/	/	/	四开定向造斜、裸眼完井

说明：

- 1) $\Phi 508\text{mm}$ 导管下深 50m，建立一开井口。
- 2) 一开采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻深 1000m，下 $\Phi 339.7\text{mm}$ 表层套管，封隔第四系与上新近系地层，水泥浆返至地面，建立二开井口。
- 3) 二开采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻进，钻穿二叠系进入下部石炭系地层 100m 中完，即井深 5258m，下入 $\Phi 250.88\text{mm}+\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管，设计双级固井方式，双级箍位置设计在井深 4000m±。
- 4) 三开采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻进，进入一间房组顶界 4m 中完，即井深 7507m，下入 $\Phi 177.8\text{mm}$ 尾管与上部套管重叠 100m。
- 5) 四开采用 $\Phi 149.2\text{mm}$ 钻头定向钻至设计井深 8009m 完钻，先期裸眼完井。

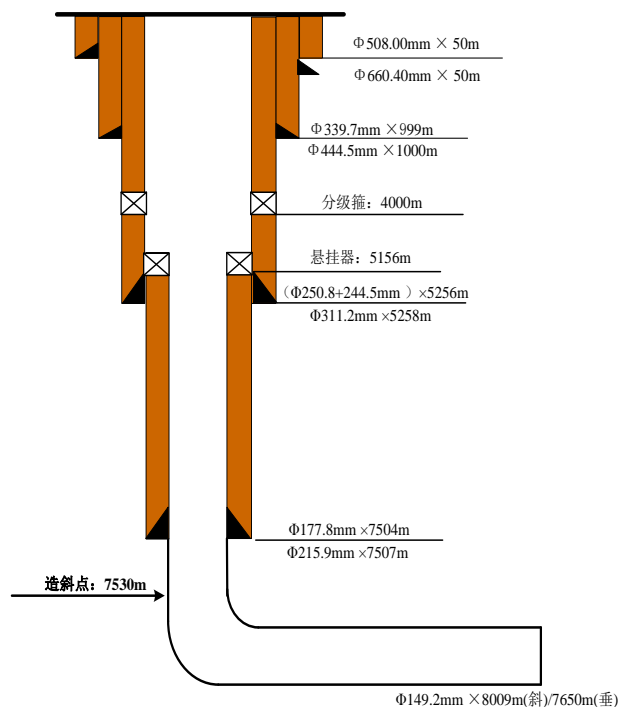


图 2.2-3 顺标 1 水平井井身结构示意图

③顺标 2 直井井身结构

表 2.2-13 井身结构设计表

序号	钻头尺寸 mm	井深 m	套管尺寸 mm	下深 m	管鞋 位置	水泥返深 M	备注
导管	660.4	50	508	50	/	地面	
一开	374.65	2000	298.5	1999	N ₂ k	地面	一级固井
二开	269.9	6622	219.1	6620	O ₃ S	地面	中完原则：桑塔木顶界 双级固井，分级箍位置 4000m±
三开	190.5	7557	168.3	7554	O ₂ yj	6370	中完原则：进一间房 4m 悬挂器位置 6470m
四开	143.9	8010		/			裸眼完井

说明：

- 1) Φ508mm 导管下深 50m，建立一开井口。
- 2) 一开采用 Φ374.65mm 钻头钻深 2000m，下 Φ298.5mm 表层套管，封隔第四系与上新近系地层，水泥浆返至地面，建立二开井口。
- 3) 二开采用 Φ269.9mm 钻头，进入桑塔木组 5m 即井深 6622m 中完，下入 Φ219.1mm 技术套管，设计采用双级固井方式，双级箍位置设计 4000m±。
- 4) 三开采用 Φ190.5mm 钻头钻进，距离恰尔巴克底 5m 中完，即井深 7557m，下入 Φ168.3mm 尾管与上部套管重叠 150m。
- 5) 四开采用 Φ143.9mm 钻头钻至设计井深 8010m 完钻，先期裸眼完井。

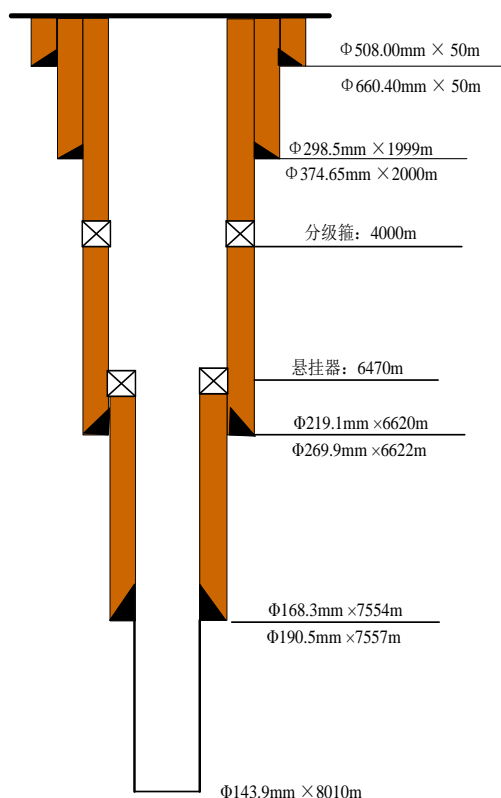


图 2.2-4 顺标 2 直井井身结构示意图

④顺标 2 水平井井身结构

表 2.2-14 井身结构设计表

序号	钻头尺寸 mm	井深 m	套管尺寸 mm	下深 m	管鞋 位置	水泥返深 M	备注
导管	660.4	50	508	50	/	地面	
一开	374.65	2000	298.5	1999	N ₂ k	地面	一级固井
二开	269.9	6622	219.1	6620	O ₃ S	地面	中完原则：桑塔木顶界 双级固井，分级箍位置 4000m±
三开	190.5	7557	168.3	7554	O ₂ yj	6370	中完原则：进一间房 4m 悬挂器位置 6470m
四开	143.9	8117/7680		/			四开定向造斜、裸眼完井

说明：

- 1) Φ508mm 导管下深 50m，建立一开井口。
- 2) 一开采用 Φ374.65mm 钻头钻深 2000m，下 Φ298.5mm 表层套管，封隔第四系与上新近系地层，水泥浆返至地面，建立二开井口。
- 3) 二开采用 Φ269.9mm 钻头，进入桑塔木组 5m 即井深 6622m 中完，下入 Φ219.1mm 技术套管，设计采用双级固井方式，双级箍位置设计 4000m±。
- 4) 三开采用 Φ190.5mm 钻头钻进，距离恰尔巴克底 5m 中完，即井深 7557m，下入 Φ168.3mm 尾管与上部套管重叠 150m。
- 5) 四开采用 Φ143.9mm 钻头定向钻至设计井深 8117m 完钻，先期裸眼完井。

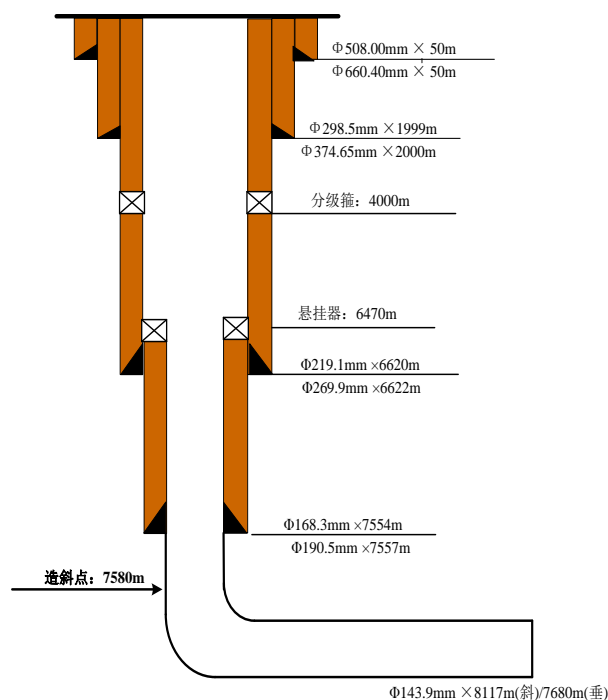


图 2.2-5 顺标 2 水平井井身结构示意图

⑤斜井井身结构

表 2.2-15 斜井井身结构设计表

序号	钻头尺寸 mm	井深 m	套管尺寸 mm	下深 m	管鞋 位置	水泥返深 m	备注
导管	660.4	50	508	50	/	地面	/
一开	374.65	2000	298.5	1999	N1k	地面	一级固井
二开	269.9	6521	219.1	6519	O3s	地面	双级固井, 分级箍位置 4000m±
三开	190.5	7387	168.3	7385	O2yj	6269	中完原则: 进一间房 4m; 悬挂器位置 6369m
四开	143.9	8220.57/7833	/	裸眼完井	/	/	/

说明:

1) Φ508mm 导管下深 50m, 建立一开井口。

2) 一开采用 Φ374.65mm 钻头钻深 2000m, 下入 Φ298.5mm 表层套管, 封隔第四系与上新近系地层, 水泥浆返至地面, 建立二开井口。

3) 二开采用 269.9mm 钻头钻至井深 6521m(确认钻遇侵入体)中完, 下入 219.1mm 技术套管封隔上部不稳定地层, 设计采用双级固井方式, 双级箍位置选择相对稳定、具有一定抗压强度的泥岩层位, 设计位置 4000m±, 根据实钻地层情况可对双级箍位置作适当调整。

4) 三开采用 190.5mm 钻头钻进, 进入奥陶系一间房组顶界 4m 即井深 7387m 中完, 下入 168.3mm 尾管, 确保与上层套管重叠 150m。

5) 四开采用 143.9mm 钻头钻至造斜点 7692.63m 后换定向钻具组合, 钻至设计井深 8220.57m/7833m 完钻, 采用先期裸眼完井。

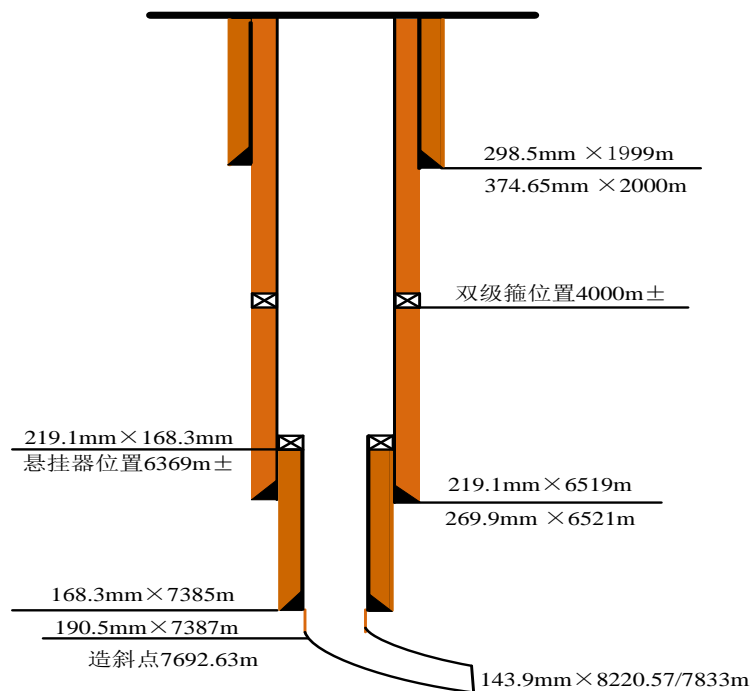


图 2.2-6 斜井井身结构示意图

(3) 钻井液

① 无火成岩侵入体钻井液体系

表 2.2-16 顺标 1 直井钻井液体系

井段, m	钻井液体系	选择依据
50 ~ 1000	膨润土-聚合物	地层疏松、易垮塌, 采用高粘度钻井液
1000 ~ 4000	聚合物	地层易造浆, 聚合物体系抑制性强
4000 ~ 5258	钾胺基聚磺	体系抑制性能进一步加强, 具有较强的封堵防塌性和抗高温能力
5258 ~ 7507	钾胺基聚磺	体系抑制性能进一步加强, 具有较强的封堵防塌性和抗高温能力
7507 ~ 7968	聚磺	聚磺体系具有良好的高温稳定性

表 2.2-17 顺标 1 水平井钻井液体系

井段, m	钻井液体系	选择依据
50 ~ 1000	膨润土-聚合物	地层疏松、易垮塌, 采用高粘度钻井液
1000 ~ 4000	聚合物	地层易造浆, 聚合物体系抑制性强
4000 ~ 5258	钾胺基聚磺	体系抑制性能进一步加强, 具有较强的封堵防塌性和抗高温能力
5258 ~ 7507	钾胺基聚磺	体系抑制性能进一步加强, 具有较强的封堵防塌性和抗高温能力
7507 ~ 8009	聚磺混油	聚磺混油体系具有良好的高温稳定性和储保性能

② 有火成岩侵入体钻井液体系

表 2.2-18 顺标 2 直井钻井液体系

井段, m	钻井液体系	选择依据
50 ~ 2000	膨润土-聚合物	地层疏松、易垮塌, 采用高粘度钻井液
2000 ~ 4000	聚合物	地层易造浆, 聚合物体系抑制性强
4000 ~ 6622	钾胺基聚磺	体系抑制性能进一步加强, 具有较强的封堵防塌性和抗高温能力
6622 ~ 7557	钾胺基聚磺	体系抑制性能进一步加强, 具有较强的封堵防塌性和抗高温能力
7557 ~ 8010	聚磺	聚磺体系具有良好的高温稳定性

表 2.2-19 顺标 2 水平井钻井液体系

井段, m	钻井液体系	选择依据
50 ~ 2000	膨润土-聚合物	地层疏松、易垮塌, 采用高粘度钻井液
2000 ~ 4000	聚合物	地层易造浆, 聚合物体系抑制性强
4000 ~ 6622	钾胺基聚磺	体系抑制性能进一步加强, 具有较强的封堵防塌性和抗高温能力
6622 ~ 7557	钾胺基聚磺	体系抑制性能进一步加强, 具有较强的封堵防塌性和抗高温能力
7557 ~ 8117	聚磺混油	聚磺混油体系具有良好的高温稳定性和润滑性能

表 2.2-20 斜井钻井液体系

井段, m	钻井液体系	选择依据
50 ~ 2000	膨润土-聚合物	地层疏松、易垮塌, 采用高粘度钻井液
2000 ~ 4000	聚合物	地层易造浆, 聚合物体系抑制性强
4000 ~ 6521	KCl聚磺	强化抑制防塌性能和抗高温能力
6521 ~ 7387	钾胺基聚磺	体系抑制性能进一步加强, 具有较强的封堵防塌性和抗高温能力
7387 ~ 8220.57	聚磺	聚磺体系具有良好的高温稳定性

(4) 固井设计

顺北一区部署井固井面临二叠系和志留系地层漏失、封隔段长、上下温差大、窄间隙水泥环完整性难以保障、环空带压等问题, 提高固井质量的技术措施有:

①表层套管采用双塞固井, 以提高顶替效率和固井质量。

②技术套管采用双级固井工艺, 以提高水泥浆返高和固井质量。

③优化管柱结构设计, 井口以下 1500m 生产套管设计气密扣, 封固二叠系技术套管双级箍位置安放在二叠系顶以上 500m, 二叠系及以下地层设计旋流刚性扶正器, 生产尾管采用旋流刚性扶正器与弹性扶正器复合使用。

④漏失井段应采用不同抗温能力的低密度水泥浆体系, 应强化体系沉降稳定性和失水; 技术套管和生产尾管管鞋以上采用抗高温短候凝水泥浆体系。

⑤窄间隙固井应采用弹韧性水泥浆体系, 应强化水泥弹性模量和交变载荷后水泥浆结构密封完整性。

(5) 套管柱设计

①在满足各工况作业过程中强度要求的条件下, 套管串设计合理、成本经济。

②参照 SY/T 5724-2008《套管柱结构与强度设计》, 设计抗外挤安全系数 ≥ 1.10 ; 抗内压安全系数 ≥ 1.10 ; 抗拉安全系数 ≥ 1.60 。

③参照 SY/T5087-2017《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》, 4500m 以上井段技术套管及固井附件设计抗硫材质。

④该区气油比高, 技术套管井口 1500m 设计气密扣套管。

2.2.6.2 采油工程

完井方式: 根据岩石力学分析试验可知, 该区块基岩垮塌压力为 43MPa, 酸压(化)后强度降低。塔河油田碳酸盐油藏基本采用了先期裸眼完井, 顺北油田前期完井方式同样裸眼完井, 目前生产均正常。酸压采用深度酸压工艺, 酸压前进行小型压裂测试。

生产管柱: 本工程采用井下油套管材质为碳钢和低合金钢, 均需考虑硫化物应力开

裂腐蚀，4500m 以上油管选择 110S 抗硫材质，4500m 以下选择普通 P110 材质，入井工具需选择抗硫材质。

采油方式：根据顺北井区奥陶系油气藏目前生产情况、油藏原油性质和配产情况，选择采油方式为：初期自喷开采，油井停喷或需要提液时采用有杆泵生产，在后期开采压力下降的情况下采用保压生产。

2.2.6.3 工艺站场

(1) 五号联合处理站

五号联合站拟选址在顺北 5、顺北 1 井区之间，其主要包括原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；工艺装置区列装化布置，预留整列扩建位置；建设原油处理规模 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理规模 $2.6 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，污水处理规模 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ；原油脱水采用两级热化学沉降脱水工艺；原油稳定采用负压稳定+气提脱硫一体化工艺；天然气脱硫采用胺法脱硫+自循环硫磺回收工艺；凝液回收采用深冷凝液回收工艺。联合站平面布局见图 2.2-7。

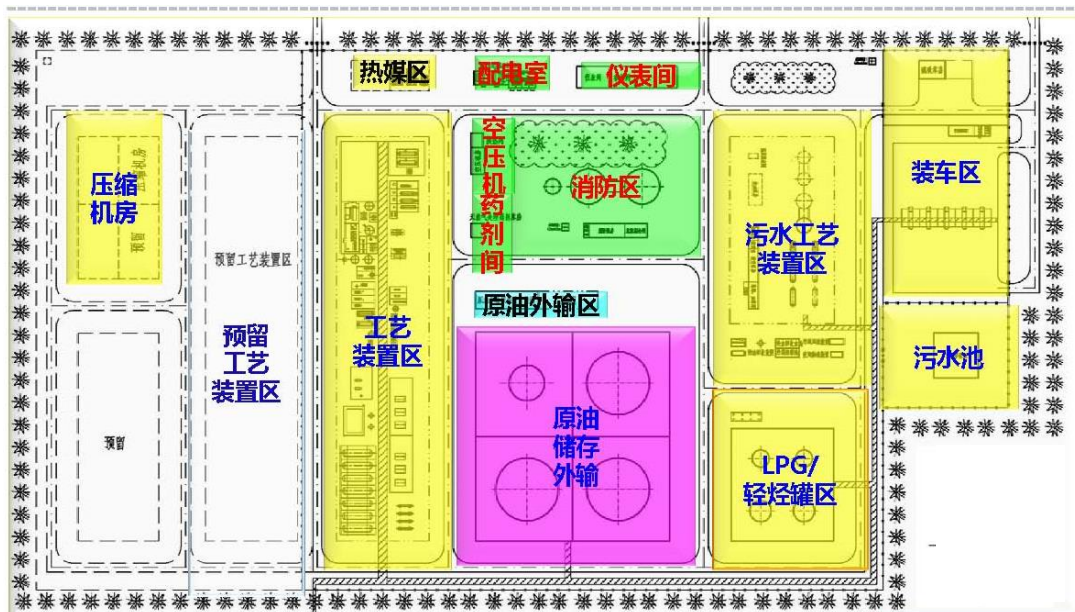


图 2.2-7 五号联合站平面布置示意图

① 原油处理

已建顺北 1 处理站采用两级热化学沉降脱水工艺，适应了目前油田开发初期产液量变化的处理需求。该工艺因流程相对简单、处理效率高，已在国内外油田得到广泛应用，属于成熟技术，具有运行稳定，管理方便，后期维护容易的特点。由于新建联合站原油物性同已建顺北 1 处理站相似，本次新建联合站采用两级热化学沉降脱水工艺。

为消除油气混输段塞流对站内生产造成的冲击、脱除游离水，一级热化学沉降脱水具备段塞流捕集、游离水脱除、伴生气分离等功能。处理工艺见图 2.2-8。

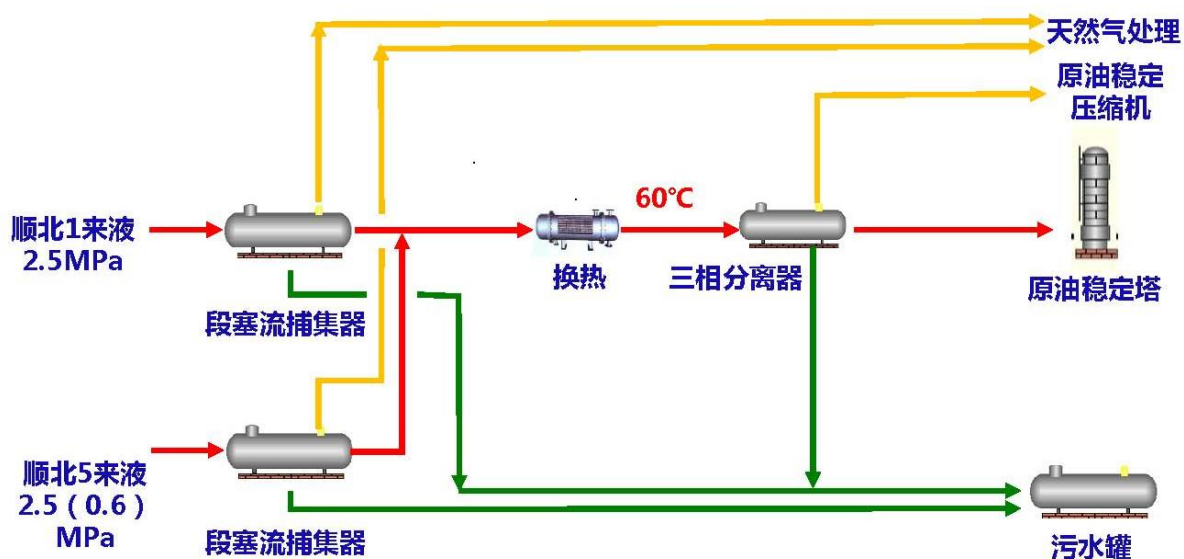


图 2.2-8 五号联合站原油处理工艺

表 2.2-21 原油处理主要工程量

序号	名称及规格	单位	数量
原油处理			
1	段塞流捕集器 Φ3600×20000 4.0MPa	台	2
2	三相分离器 Φ3600×20000 1.6MPa 处理规模 1920m ³ /d	台	4
热媒单元			
1	换热器 单台换热负荷 1350kW	台	2
2	导热油炉 额定热负荷 9500kW	套	2
3	燃气燃烧器	套	2
4	循环泵 Q=271m ³ /h, H=70m N=45kW	台	2
5	注油泵 Q=2.5m ³ /h, H=33m	台	1
6	储油罐 30m ³	具	1
7	膨胀罐 30m ³	具	1
8	氮气调压阀组	套	1

②原油稳定处理

1) 设计参数

来油温度 60℃

来油量 3600t/d

稳定前原油 H₂S 含量 800mg/kg

稳定后原油 H₂S 含量 20mg/kg

稳定后原油饱和蒸气压 < 0.7 倍当地大气压

2) 原油稳定处理工艺

本工程原油中硫化氢含量平均为 0.38% (800mg/kg)，三相分离器出口原油饱和蒸气压为 400kPa，不满足 H₂S 含量 < 20mg/kg，最高储存温度 40℃饱和蒸气压应 < 63kPa (当地大气压为 90kPa) 的原油外输条件，因此三相分离器出口原油不符合直接外输条

件，应进行原油稳定及脱硫。本阶段采用负压稳定气提脱硫工艺。流程见图 2.2-9。

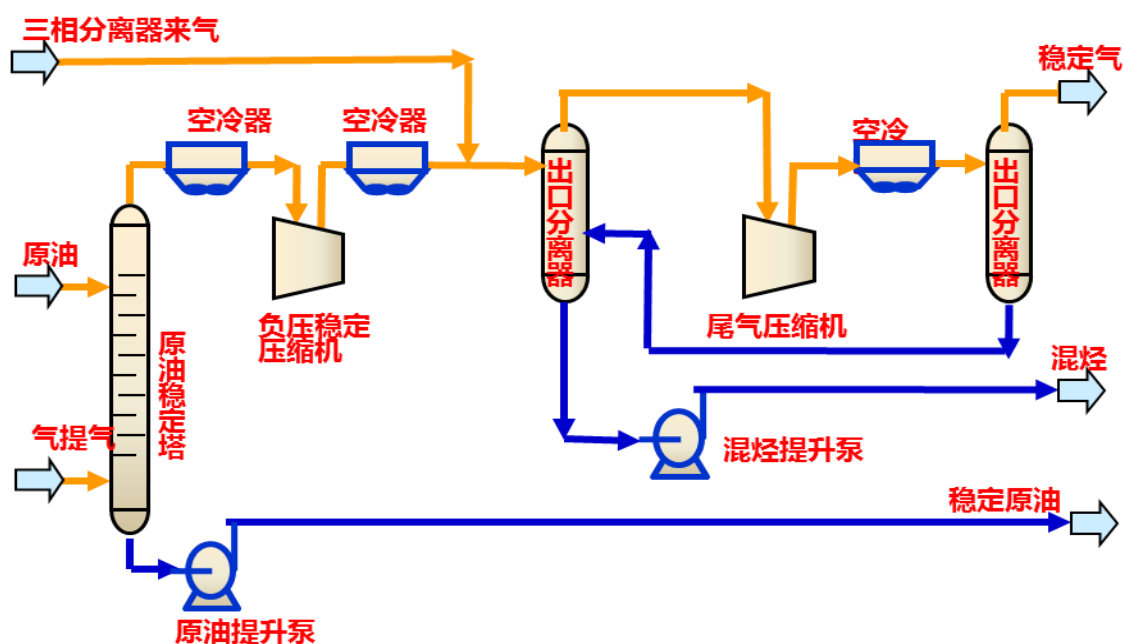


图 2.2-9 原油负压稳定脱硫工艺图

流程描述：三相分离来油（含水率 < 2%）进入原油负压稳定气提塔中部，塔顶气相通过负压压缩机抽气。来自天然气外输压缩机入口 4000m³/d 天然气进入稳定塔底，天然气自下而上与自上而下的原油在塔板上逆流接触，脱出气经前置空冷器冷却后进入负压压缩机增压至 0.4MPa，增压后的伴生气经冷却器冷却，进入稳定气三相分离器。分离后高含硫化氢的伴生气与污水处理气提气汇合后进入增压压缩机入口。增压压缩机为 2 级压缩，1 级增压后压力为 1.0MPa，与三相分离器分离后的伴生气汇合后进行 2 级增压，增压至 2.4MPa 进入天然气脱硫系统。分离出的混合轻烃通过提升泵提升至混烃脱硫系统。

脱硫稳定后的原油经提升泵提升后进入净化油罐进行储存。

原油稳定脱硫化氢系统主要设备见表 2.2-22。

表 2.2-22 原油稳定脱硫化氢系统主要设备表

序号	设备名称	规格及型号	单位	数量
1	负压稳定（脱硫）塔	PN-0.1MPa Φ2400 H=24300	座	2
2	原油负压稳定压缩机	排量：70 m ³ /min P=0.4MPa (a) N=280kW	套	3
3	前置空冷器	Q=900kW	台	1
4	压缩机就冷凝器	Q=1040kW	台	1
5	增压压缩机	排量：70 m ³ /min P=2.2MPa (a) N=450kW	台	2
6	增压压缩机空冷器	Q=790kW	台	1
7	混烃提升泵	排量：5m ³ /h 扬程：175m N=7.5kW	台	2
8	原油提升泵	排量：200m ³ /h 排压：0.5MPa N=45kW	台	3
9	稳定气三相分离器	PN0.6MPaΦ1600 H=5600	台	1
10	增压气三相分离器	PN2.5MPaΦ1200 H=4500	台	1
11	混烃分水缓冲罐	PN0.6MPaΦ1600 H=5600	台	1
12	污油回收装置	PN0.6MPa 1m ³	套	1

③混烃处理

1) 设计参数

含硫化氢的混烃来自原油稳定系统，混烃中硫化氢所占气体体积分数为 0.5%，混烃流量为 42t/d。

脱硫后的混烃可以减轻硫化氢对设备、管线的腐蚀，生产合格的高附加值产品，提高经济效益。

2) 工艺流程

混烃分馏工艺流程见图 2.2-10。

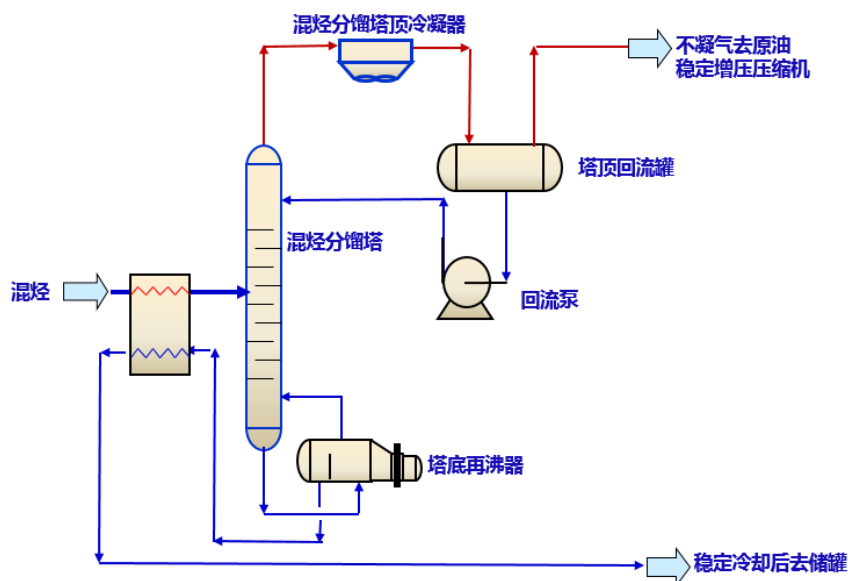


图 2.2-10 混烃分馏工艺流程图

3) 混烃处理部分流程描述:

来自联合站原油稳定单元的混烃，压力为 0.9MPa，温度 46℃。含硫混烃经换热器加热后进入混烃脱硫稳定塔的中部，与塔下部进塔的净化天然气及塔底再沸器返塔气体逆流接触，混烃中的 H₂S 及大部分 C₃~C₅ 进入塔顶气相，塔顶气相经塔顶冷凝器冷却后进塔顶回流罐，凝液经塔底回流泵提升回到混烃脱硫稳定塔上部，塔顶回流罐富含硫化氢气相进入天然气脱硫装置。少量 C₃~C₅ 及绝大部分 C₅⁺ 进入塔底再沸器，绝大部分 C₅⁺ 作为轻烃产品经混烃换热器降温后进轻烃储罐。

4) 混烃处理主要设备

混烃处理部分主要设备见表 2.2-23。

表 2.2-23 混烃脱硫主要设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸 mm	数量	材质	备注
1	混烃分馏塔	Φ800 H=22000	1 座	Q245R (正火)	/
2	混烃分馏塔顶回流罐	Φ1000×3600	1 座	Q245R (正火)	/
3	混烃分馏塔塔底重沸器	热负荷 300kW Φ800/1200×7000	1 座	Q245R (正火)	/
4	混烃分馏塔回流泵	Q=6m ³ /h H=60m	2 台		1 用 1 备
5	混烃进料加热器	热负荷 200kW	1 台		/
6	混烃塔顶空冷器	热负荷 250kW	1 台		/

序号	设备名称	规格尺寸 mm	数量	材质	备注
7	稳定轻烃后空冷器	热负荷 150kW	1 台		/

④天然气净化

原料气中含有 H₂S 气体，为了保证产品质量，需要对原料气进行脱硫处理。

天然气脱硫工艺根据所用脱硫剂形态的不同，一般可分为干法脱硫和湿法脱硫两大类：采用溶液或溶剂作脱硫剂的脱硫方法习惯上称为湿法，采用固体作脱硫剂的脱硫方法称为干法。

目前天然气脱硫工业中采用的砒胺法（Sulfinol-D、Sulfinol-M）具有物理吸收法和化学吸收法两者的优点，其操作条件、脱硫效果与醇胺法基本相当，并能脱除有机硫，因此，在需要脱除有机硫的场合得到了普遍的应用。本项目使用的胺液为 N-甲基二乙醇胺（MDEA），

天然气净化后需达到《天然气》（GB/17820-2012）中二类气技术指标（总硫 ≤ 200mg/m³，硫化氢 ≤ 20 mg/m³）。

本工程天然气脱硫工艺路线：

工艺路线：砒胺法+再生气处理。

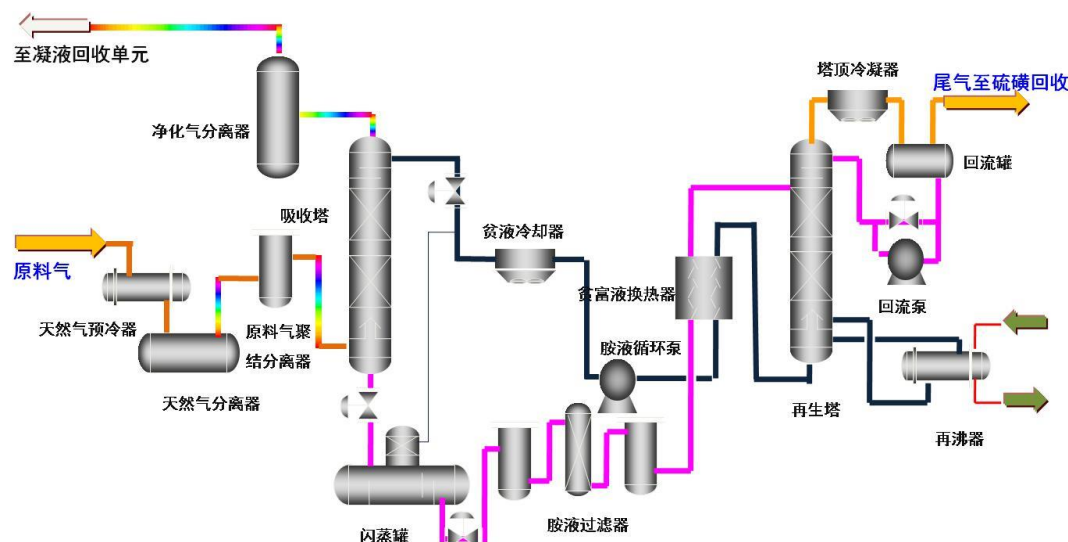


图 2.2-11 砒胺法脱硫部分工艺流程图

1) 胺法脱硫流程描述

原料气换热流程：来自联合站的原料气进入原料气净化气换热器进行换热，换热后进入原料气聚结过滤分离器。

天然气流程：原料气进入聚结过滤分离器进行精细过滤，过滤后的天然气进入吸收塔脱除 H₂S。脱硫后的天然气升温至 45℃，再进入净化气分离器气液分离，分离出的胺液排至富液闪蒸罐，分离出的天然气进入凝液回收单元。

胺液循环再生流程：富胺液自吸收塔底排出，调压至 0.5MPa 后进入闪蒸罐进行闪蒸分离，闪蒸后的胺液进入贫富液换热器进行换热，换热升温后的富液进入再生塔顶部，再生后的热贫液从塔底重沸器排出，依次经贫富液换热器冷却、热贫液泵增压、贫液空冷器冷却，冷却至吸收温度的贫胺液由循环泵增压至 2.3MPa 进入吸收塔。

再生塔顶气经塔顶冷凝器冷凝至 50℃，进入塔顶回流罐进行气液分离，气相至再生气处理单元，液相经塔顶回流泵增压后重新注入再生塔塔顶。

砵胺法脱硫工艺部分主要设备见表 2.2-24。

表 2.2-24 砵胺法脱硫主要设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸 mm	数量	材质	备注
1	原料气聚结过滤分离器	Φ600×5458	2 台	Q345R	
2	胺液吸收塔	Φ1600×25000	1 座	Q245R	
3	胺液再生塔	Φ1800×25000	1 座	S31603	
4	胺液过滤器	Φ800×3200	3 台	Q345R	
5	塔顶回流罐	Φ1400×4200 (卧式)	1 台	S31603	
6	塔顶回流泵	Q=5m ³ /h, H=50m	2 台		1 用 1 备
7	再生塔底再沸器	Q=7500kW	1 台	Q245R/S31603	
8	胺液溶液配制罐	Φ1800 H2200 (埋地)	2 座	Q235B	
9	胺液溶液配制泵	N=2.2kW	2 台		
10	胺液溶液储罐	Φ2800 H3800 (立式)	2 座	Q235B	
11	富液闪蒸罐	Φ1400×7200 (卧式)	1 台	Q245R	
12	胺液循环泵	Q=35m ³ /h, H=240m	3 台		2 用 1 备
13	胺液贫富液换热器	Q=3390kW	1 台		
14	胺液贫液空冷器	Q=2450kW	1 台		
15	再生塔顶空冷器	Q=4830kW	1 台		
16	净化气分离器	Φ1800×7200 (立式)	1 台	Q345R	
17	胺液消泡剂加注罐	Φ600 H1200 (立式)	1 台	S30408	

砵胺法脱硫技术现在我国属于较为成熟的技术，根据国内各天然气处理站使用的情况，例如中国石油西南油气田分公司重庆天然气净化总厂采用砵胺法脱硫技术对天然气中的总硫的回收率可达到 99.2%。

根据顺北油田的天然气的总含硫量为最高为 14595mg/m³，采用砵胺法脱硫技术可将天然气中的总硫降低至 200mg/m³ 以下，净化后的天然气可达到《天然气》(GB/17820-2012) 中二类气技术指标 (总硫 ≤ 200mg/m³，硫化氢 ≤ 20 mg/m³)。

⑤再生气处理

来自脱硫装置再生气内所含硫量较高，需进行进一步处置。

再生气处理的方式有酸气回注和硫磺回收两种方法，本次采用自循环硫磺回收法对再生气进行处理，其主要工艺如下：

1) 自循环硫磺回收流程工艺

来自胺液脱硫部分的酸性尾气经过聚结过滤分离器分离后气相进入吸收氧化塔的吸收区 (内筒)。在吸收氧化塔吸收区域，酸气由特别设计的酸气分布器分布，冒出的气泡进入脱硫溶液。当酸气向上流动时，与来自于氧化剂部分的浓度为 500 ppm 的铁离子催化剂循环溶液接触，在吸收氧化塔吸收区域 (内筒) 和氧化区域 (环形外筒) 里，H₂S 被三价铁离子 (Fe³⁺) 转化成单质硫，同时三价铁离子变成二价铁离子 (Fe²⁺)。

为了让催化剂再生，来自于鼓风机的空气通过喷头被均匀分布到氧化区横截面上。气泡在上升的过程中，遇到催化剂配比溶液，在此过程中 Fe²⁺被 O₂ 重新充分氧化为 Fe³⁺。内筒和外筒由于密度差的原因，一直循环流动，硫磺在脱气区沉淀并进入锥形部位。

鼓风机为吸收氧化塔提供空气，鼓风机气量可通过变频电机进行调节。空气进入吸收氧化塔的氧化区域，其总量要求能够再生全部的脱硫富液。除再生脱硫溶液外，来自鼓风机的空气还可以使吸收氧化塔内外筒产生密度差，给液体循环提供驱动力。

硫磺浆泵把硫磺浆从氧化塔锥形底部抽出，被输送至真空带式过滤器，真空泵通过真空抽动和过滤机马达驱使滤布滚动，同时空气将硫磺浆吹干，形成硫磺饼。过滤后的配比溶液由滤液分离罐收集，并通过滤液增压泵打回氧化塔内。含有催化剂配比溶液的硫磺饼，在滚动的传送带上被脱水时还需要淋水洗清以除去催化剂和盐分残余。真空过滤器处理后的硫磺采用间歇熔硫釜工艺进行处理。

自循环硫磺回收部分工艺流程详见附图 2.2-11。

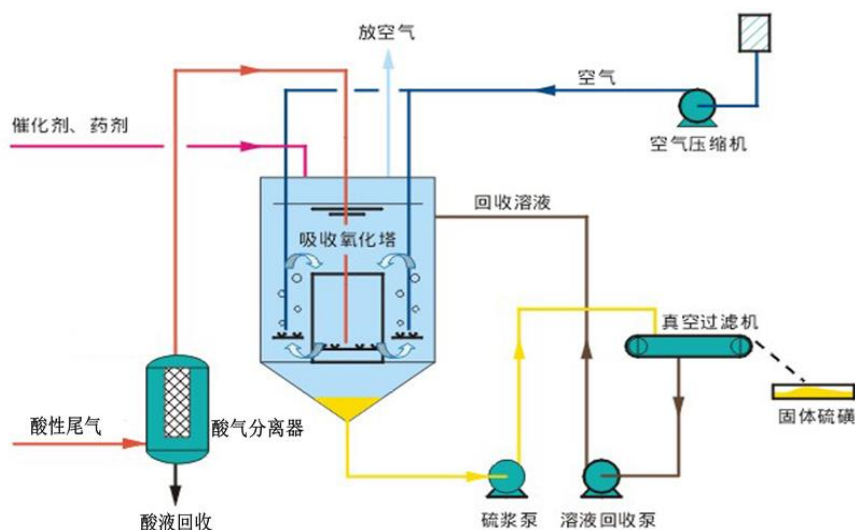


图 2.2-12 自循环硫磺回收部分工艺流程图

2) 熔硫工艺

当硫磺介质加热到 $65 \sim 90^{\circ}\text{C}$ 时，泡沫破裂，微小颗粒状的单质硫迅速聚集增大，与脱硫液分离；持续加热，硫颗粒不断聚集，加热温度至 $120 \sim 140^{\circ}\text{C}$ 时，硫颗粒转变为易于流动的熔融状态的硫，此时浓硫中含硫量不低于 98%，冷却后，得到的块状硫磺呈淡黄色（视杂质成分而定），不易碎，有特殊臭味，此处的臭味采用臭氧的离子除臭装置进行处理。

熔硫釜是加热熔融硫泡沫的常用设备，本项目采用间歇熔硫釜，其主要用于处理含水较少的硫膏，工艺流程图见图 2.2-13，经过真空转鼓过滤器过滤得到的硫膏（含水 30%~40%）进入熔硫釜顶部的料斗，当硫膏量达到熔硫釜处理量时，关闭加料阀，打开蒸汽热源，同时打开釜上部的排液阀；对釜内硫膏加热约 5h 后，釜内硫膏全部熔融为浓硫液体，此时关闭排液阀，保温 1h，放硫即可。加热过程中过热蒸汽进入熔硫釜顶部排液管线，产生的少量污水排入污水处理系统。

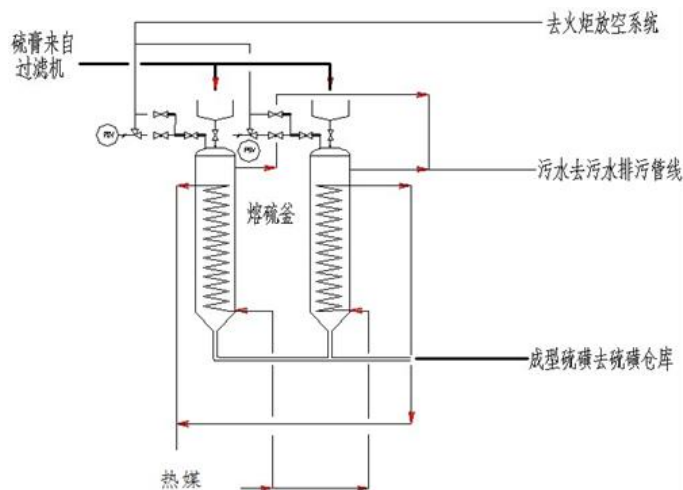


图 2.2-13 间歇熔硫釜工艺流程图

3) 主要设备

表 2.2-25 再生气处理主要设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	数量	材质
1	吸收氧化塔	Φ11200mm×8000mm	1 座	S30408
2	罗茨鼓风机	Q=73Nm ³ /min,N=160kW	3 台	球墨铸铁
3	硫磺浆泵	Q=25m ³ /h, H=25m, N=5.5kW	2 台	316 (接触液体部分)
4	喷射泵	Q=210m ³ /h, H=30m, N=45kW	2 台	316 (接触液体部分)
5	溶液空冷器	Q=225kW, N=22kW	3 台	304L (管道) 铝 (散热片)
6	空气空冷器	Q=65kW, N=9kW	3 台	CS (管道) 铝 (散热片)
7	药剂罐 1	Φ1000×1500 (立式)	3 台	CS (内衬 PE)
8	药剂罐 2	Φ2500×3000 (立式)	2 台	CS (内衬 PE)
9	消泡剂罐	Φ400×1200 (立式)	3 座	304L
10	铁离子泵	Q=1.1L/h N<1kW	1 台	316
11	螯合剂泵	Q=21.2L/h N<1kW	1 台	316
12	细菌抑制剂泵	Q=0.056L/h N<1kW	1 台	316
13	表面活性剂泵	Q=1.8L/h N<1kW	1 台	316
14	KOH 泵	Q=9.37L/h N<1kW	1 台	316
15	真空过滤系统	N=5.5kW	1 套	
16	尾气除臭系统	Q=6.25m ³ /min	1 套	
17	熔硫釜	Φ1200/Φ1300*4800	2 台	S30408
18	液硫脱气塔	Φ1200/Φ1000×5700	1 台	
19	硫封罐	Φ406/Φ325×5131	2 台	
20	硫封罐	Φ406/Φ325×5331	1 台	

⑥ 天然气凝液回收

本工程净化气中 C₃⁺组分含量 > 7.5%，为进一步提高工程的经济效益，本次采用深冷凝液回收工艺对天然气中的凝液进行回收。

深冷凝液回收主要是创造低温条件，在低温下进行天然气凝液回收，通过凝液分馏将回收的低温凝液加工成液化石油气、稳定轻烃等副产品。为防止冷凝分离过程中出现结冰、冻堵设备造成事故，天然气需要进行脱水处理。主要工程内容如下：

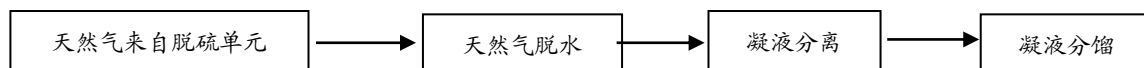


图 2.2-14 天然气凝液回收工艺

1) 天然气脱水部分

为减少单塔吸附剂装填量，降低设备投资及加热和冷却负荷，减少再生加热能耗，本工程选取 3 塔等压再生分子筛脱水流程。流程简图见 2.2-15。

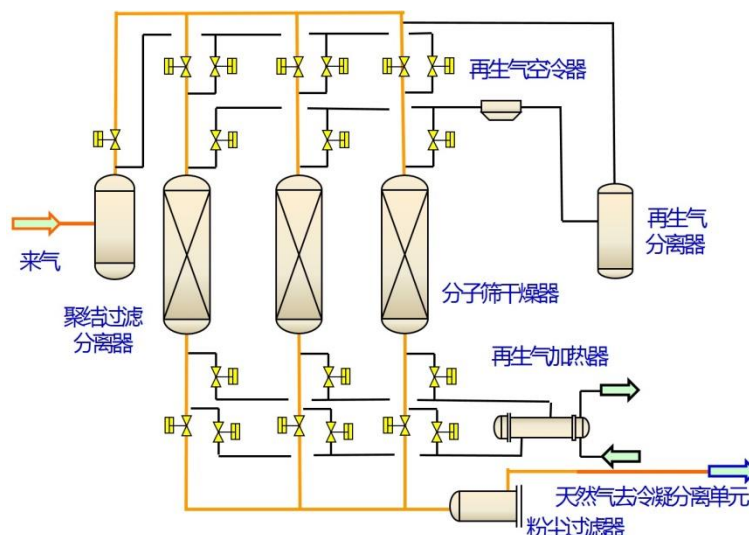


图 2.2-15 分子筛脱水工艺流程简图

流程描述：

进入等压脱水的气体经过流量调节回路分成两路。

其中一路直接去 A 吸塔，分子筛将气体中的水分吸附下来，使气体得以脱水。在一台吸附塔处于吸附的状态下，另两台吸附塔处于再生过程。

吸附塔的再生过程包括加热再生和吹冷两个步骤。当 B 塔处于在吹冷再生过程时，C 塔处于加热过程。循环再生气对 B 塔吹冷降温后的气体经过加热器升温至 290℃ 后加热 C 吸附塔，使吸附剂升温、其中的水分得以解吸出来，控制吸附床出口温度为 270℃，该气体经空冷器冷却后，经过气液分离器分离 H₂O 后再与另一路气体汇合，然后去处于吸附状态的 A 吸附塔进行吸附。

A 塔吸附时间完成，自动转为 B 吸附塔，这时对 C 吸附塔吹冷，对 A 吸附塔加热。B 塔吸附时间完成，自动转为 C 吸附塔，这时对 A 吸附塔吹冷，对 B 吸附塔加热。C 塔吸附时间完成，自动转为 A 吸附塔，这时对 B 吸附塔吹冷，对 C 吸附塔加热。

三个吸附塔分别进行不同的工作状态，循环工作，始终有 1 个吸附塔处于吸附脱水状态。其主要设备如下：

表 2.2-26 脱水部分工艺设备一览表

设备名称	数量	规格/mm	材质	重量 (t)
干燥塔	3 座	Φ2500×6000	Q245R	20.5
导热油加热器	1 台	F=80 m ²	组合件	3.5
再生气分离器	1 座	Φ800×2800	Q345R	2.5

3) 凝液分馏部分

低温吸收塔底的凝液经低温泵提升压力后与低温分离器得到的凝液分别进入脱乙烷塔顶部和中部。在塔内进行精馏脱除 C₁ 和 C₂ 组分。脱乙烷塔底得到的凝液与产品稳定轻烃换热后进入液化气塔，在液化气塔内继续精馏，得到合格的产品液化气和稳定轻烃。液化气和稳定轻烃经储罐储存后装车外运。为控制塔顶液化气产品指标，液化气塔采用塔顶全冷凝、部分回流的方式。主要工艺设备见表 2.2-28。

表 2.2-28 凝液分离部分工艺设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	数量	材质	备注
1	脱乙烷塔	Φ1400×20000 立式	1 座	16MnDR/Q345R	
2	液化气塔	Φ1600×22500 立式	1 座	Q345R	
3	低温泵	Q=10m ³ /h, H=300m	2 台		屏蔽泵
4	脱乙烷塔底再沸器	釜式: Φ1200mm L=7000mm	1 台	Q345R	
5	液化气塔底再沸器	釜式: Φ1400mm L=7000mm	1 台	Q345R	
6	凝液轻烃换热器	浮头式: Φ1000 H=6000mm	1 台	Q345R	
7	液化气塔顶冷凝器	空冷器 Q=786kW	1 台		
8	液化气塔顶回流罐	卧式 Φ2000×8000	1 座	Q345R	
9	液化气塔顶回流泵	Q=24m ³ /h, H=80m	2 台		屏蔽泵

4) 产品储存及装车

本工程液化石油气产量 113.64t/d (232.9m³/d)，设置 1000m³ 球罐两座，储存时间 7.3 天；凝液回收装置稳定轻烃产量 12.6t/d (20.6m³/d)，混烃处理装置稳定轻烃产量 46.91t/d (73.44m³/d)，设置 650m³ 球罐两座，储存时间 11.7 天。液化石油气新建 2 台装车泵及 2 套定量装车系统，稳定轻烃装车新建 2 台装车泵及 2 套定量装车系统。产生的液化天然气作为产品进行外售。

液化气储罐储存压力 1.55MPa，储存温度≤45℃，稳定轻烃储罐储存压力 0.3MPa，储存温度≤45℃。

产品储存及装车单元主要设备包括：液化气储罐、稳定轻烃储罐、液化气装车泵等，详见表 2.2-29。

表 2.2-29 产品储存装车部分设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸/mm	单位	数量	设备材质	备注
1	液化气储罐	球罐 1000m ³	座	2	Q345R	/
2	稳定轻烃储罐	球罐 650m ³	座	2	Q345R	/
3	液化气装车泵	Q=50m ³ /h; H=50m	台	2	/	/
4	稳定轻烃装车泵	Q=50m ³ /h; H=50m	台	2	/	/
5	液化气装车鹤管	DN100	台	2	/	/
6	稳定轻烃装车鹤管	DN80	台	2	/	/
7	不合格液化气回炼泵	Q=10m ³ /h, H=150m	台	1	屏蔽泵	20
8	不合格轻油回炼泵	Q=10m ³ /h, H=300m	台	1	屏蔽泵	21

⑦污水处理工程

1) 处理工程

根据顺北区块的开发方案，顺北区块污水产生预测量见表 2.2-30。

表 2.2-30 顺北区块污水量预测表

生产时间 (年)	区块日产液能力 (t/d)	区块日产油能力 (t/d)	产水量 (t/d)
2018	2779	2640.0	138.95
2019	4235	3600.0	635.29
2020	4385	3420.0	964.62
2021	4516	3161.2	1354.81
2022	4064	2641.5	1422.34
2023	3231	1938.3	1292.21
2024	2700	1457.9	1241.90
2025	2496	1123	1372.69
2026	2377	903	1473.71
2027	2450	735	1714.98
2028	2221	600	1621.55
2029	2023	506	1517.37
2030	1936	445	1490.84
2031	1801	396	1404.82
2032	1740	348	1391.86
2033	1622	308	1313.89

根据上表可知，顺北区块前期污水量少，最大污水量 1423m³/d。污水处理方案采用就地分水、就地回注。本次污水系统分两处建设，分别建设于五号联合站和顺北 1 处理站。整个污水处理方案分期实施：先建处理规模 1500m³/d（在五号联合站按 900m³/d，顺北 1 处理站 600m³/d）；在五号联合站预留处理规模：1500m³/d（二期建设）。

根据对顺北井区原油脱水系统来水水质的预测，见表 2.2-31。

表 2.2-31 来水水质

序号	项目	数量
1	总矿化度 (mg/L)	67127.30
2	pH	7.5
3	Cl ⁻ (mg/L)	40678.88
4	H ₂ S (mg/L)	290(模拟数据)

根据污水的水质特性污水中含大量 H₂S，为此本工程采用密闭工艺的压力流程对顺北区块产生的采出水进行处理，工艺处理过程中对污水处理设备内填充天然气增加设备的压力，使设备处于一个密闭的处理环境，以减少硫化氢气体的挥发，最终的天然气经管线输送至天然气进化单元进行脱硫处理，其具体工艺流程见图 2.2-17。

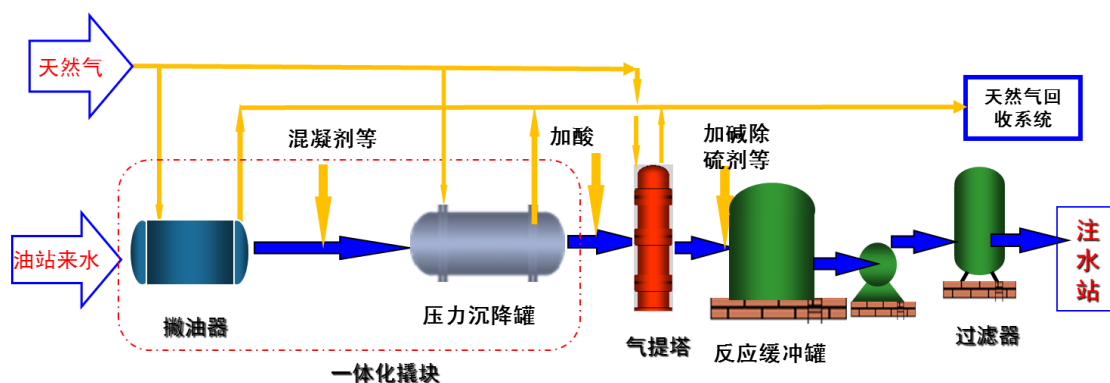


图 2.2-17 污水处理压力流程示意图

2) 辅助流程

A、反冲洗流程:

注水罐→反冲洗泵→过滤器→污水回收池

B、污水回收流程:

```

    撇油器 →
    压力沉降罐 →
    反应缓冲罐 →
    过滤器反冲洗水 →
    ───────────┬─── 污水回收池 → 污水回收泵 → 撇油器进水管
    
```

C、污泥处理流程:

各构筑物排泥 → 污泥浓缩池 → 污泥提升泵 → 压滤机 → 装车外运

D、污油回收流程:

各构筑物收油 → 污油回收装置 → 油站

污水处理部分主要工程量见附表 2.2-32。

表 2.2-32 污水处理部分主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量
一	五号联合站污水部分		
1	撇油器 (钢制) Φ3.0m×12.0m	座	1
2	压力沉降罐 (钢制) Φ3.0m×12.0m	座	1
3	700m ³ 反应缓冲罐 (玻璃钢)	座	1
4	加药装置	套	5
5	污水提升泵 Q=75m ³ /h H=30m	台	2
6	事故污水回收泵 Q=25m ³ /h H=50m	台	2
7	污水回收泵 Q=25m ³ /h H=50m	台	2
8	污泥提升泵 Q=10m ³ /h H=60m	台	2
9	金刚砂过滤器 Φ2.4×3	套	1
10	空间除硫装置	套	1
11	污泥压滤机 处理量: 10m ³ /h	套	1
12	污油回收装置	套	1
13	700m ³ 罐内式刮泥机	套	1
14	管网 (包括管道和阀门等)	套	1
15	400m ³ 外输罐 (玻璃钢)	座	1
16	污水外输泵 Q=50m ³ /h H=100m	台	2

序号	名称及规格	单位	数量
17	污水回收池 16m×6m×3m	座	1
18	污泥浓缩池 16.0m×6m×3m	座	1
19	污水事故池 30.0m×30m×4m	座	1
二	顺北 1 处理站污水部分		
1	撇油器 (钢制) Φ2.6m×10.0m	座	1
2	压力沉降罐 (钢制) Φ2.6m×10.0m	座	1
3	300m ³ 反应缓冲罐 (已建改造)	座	1
4	加药装置	套	5
5	污水提升泵 Q=30m ³ /h H=30m	台	2
6	污水回收泵 Q=15m ³ /h H=50m	台	2
7	污泥提升泵 Q=10m ³ /h H=20m	台	2
8	金刚砂过滤器 Φ2.0×3	套	1
9	空间除硫装置	套	1
10	污油回收装置	套	1
11	300m ³ 罐内式刮泥机	套	1
12	管网 (包括管道和阀门等)	套	1
13	200m ³ 外输罐 (玻璃钢)	座	1
14	污水外输泵 Q=30m ³ /h H=100m	台	2
15	污泥浓缩池 6.0m × 6m × 4m	座	1

⑧联合站原油外输

根据顺北区块按照近期的总体产能，净化原油设计外输能力按照 120×10^4 t/a 计。

原油外输正常压力 3.0MPa、最大压力 4.0MPa，联合站内配置 Q=200m³/h、H=600m、N=560kW 外输泵 2 台 (离心泵，1 用 1 备，预留 2 台位置)。

站内油气集输部分主要工程量见表 2.2-33。

表 2.2-33 油气处理部分主要工程量表

序号	工程内容	单位	数量	备注
1	20000m ³ 内浮顶罐	座	3	原油罐
2	5000m ³ 拱顶罐	座	1	凝析油罐
3	外输泵 Q=200m ³ /h、H=600m、N=560kW	台	2	
4	倒罐泵 Q=500m ³ /h、H=50m、N=110kW	台	1	
5	底水罐及底水泵 Q=50m ³ /h、H=250m、N=90kW	台	2	
6	发球筒 DN400 PN63	台	1	

(2) 顺北 5 井区天然气处理

因顺北 5 井区天然气组分与顺北 1 井区天然气组分主要差别为含氮量高且 C₃⁺含量高。为降低产品天然气中氮气含量，同时最大程度脱除顺北 5 井区天然气中轻烃，采用单独处理，在五号联合站增加以下设备。

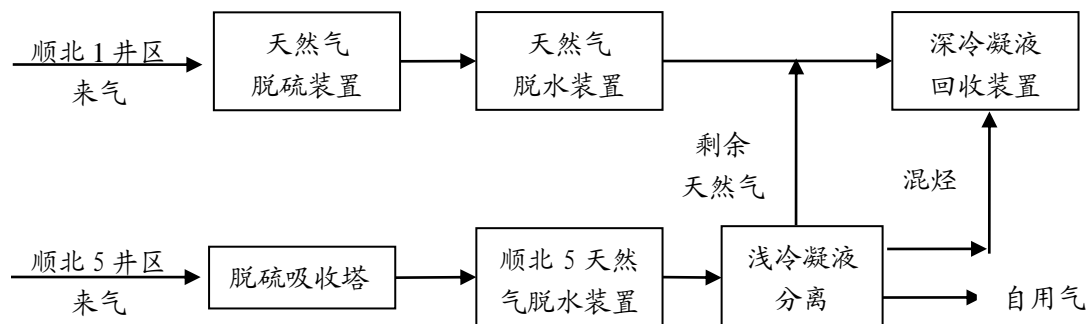


图 2.2-18 顺北 5 井区天然气处理

表 2.2-34 顺北 5 井区主要工艺设备一览表

序号	设备名称	规格尺寸	数量	材质	备注
1	顺北 5 低压气增压压缩机	Q=12×10 ⁴ Nm ³ /d N=700kW	1 台		
2	顺北 5 吸收塔	Φ800×18000	1 台	Q245R (正火)	
3	顺北 5 低温分离器	Φ1200 H3600	1 套	Q345R	
4	天然气分子式脱水装置	处理量 12×10 ⁴ Nm ³ /d	1 套		

2.2.6.4 油气集输工程

顺北区块地面集输系统布站采用二级布站方式：油井→计量阀组（混输泵站）→联合站（处理站）。

油气密闭集输至无人值守计量阀组（混输泵站），计量后油气混输至联合站（处理站）。计量阀组（混输泵站）与注水站合建，设注采一体阀组，预留注水模块扩建位置。工艺装置列装化设计，加热模块与增压模块成列布置，预留整列扩建位置。



图 2.2-19 本项目布站工艺流程图

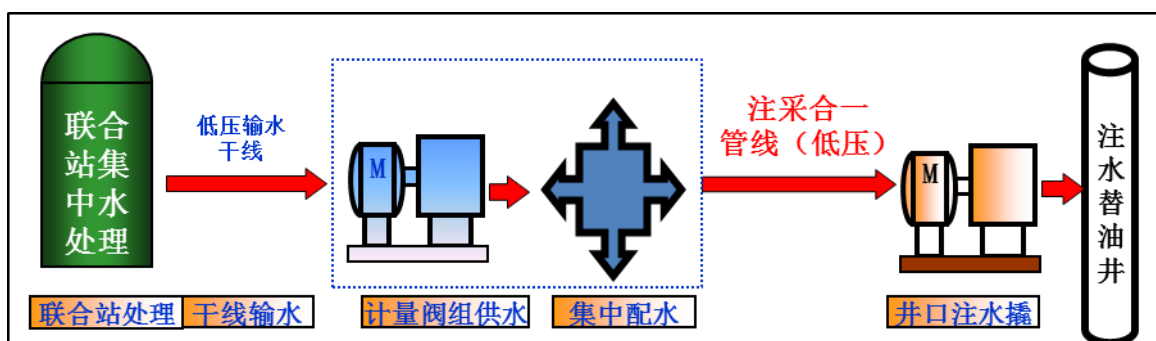


图 2.2-20 注采合一模式

本次的顺北 53H、顺北 8H 井距离联合站且周围无可依托的集输工程，因此，在井区开采前期采用单井拉油流程，待后续场站完善后，再进入场站处理。

(1) 混输泵站及计量阀组

根据顺北油田的区块分布本次在顺北井区内新增 5 座计量阀组和 2 座混输泵站。

——混输泵站及计量阀组处理规模

①顺北 5-1 混输泵站:

设计井数	10 口
设计液量	$24 \times 10^4 \text{t/a}$
设计气量	$5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
进站温度	30°C
外输压力	$\leq 4.0 \text{MPa}$

②8#计量阀组计量阀组站、顺北 5-3 计量阀组站、顺北 5-4 计量阀组站:

设计井数	8 口
设计液量	$20 \times 10^4 \text{t/a}$
设计气量	$4 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
进站温度	30°C

③顺北 1-4 计量阀组站、顺北 1-5 计量阀组站:

设计井数	10 口
设计液量	$30 \times 10^4 \text{t/a}$
设计气量	$25 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
进站温度	30°C

④顺北 7 混输泵站:

设计井数	8 口
设计液量	$15 \times 10^4 \text{t/a}$
设计气量	$3 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$
进站温度	30°C
外输压力	$\leq 4.0 \text{MPa}$

——混输泵站及计量阀组处理工艺

①混输泵站

单井来液→10 井式选井计量阀组→油气混输泵→电加热器→CPRS 防蜡装置→外输

流程描述：各单井来采出液通过自动选井计量装置，经过滤器进入油气分离器，分离出的气体经集气管，进入气体流量计，计量单井日产气量，液体经集液管进入质量流量计，计量出单井日产液量、日产油量及含水，最后气液经分管汇合进入油气输出管线。在开发后期天然输送压力不能满足正常输送时，可经油气混输泵增压加热后外输。开发初期，单井油压高，来液可越过油气混输泵直接加热外输。

②计量阀组间

油井来油→自动选井计量装置→加热炉→外输。

采出液通过自动选井计量装置，经过滤器进入油气分离器，分离出的气体经集气管，进入气体流量计，计量单井日产气量，液体经集液管进入质量流量计，计量出单井日产液量、日产油量及含水，最后气液经分管汇合进入油气输出管线，然后经加热炉升温后外输。

计量阀组及混输泵站运行参数见表 2.2-35。

表 2.2-35 各计量阀组及混输泵站运行参数表（低压进站）

序号	计量阀组及混输泵站	油量 (t/d)	计量阀组出站压力 (MPa)	出站温度 (°C)	最远井回压 (MPa)	处理站进站压力 (MPa)	处理站进站温度 (°C)
1	顺北 1-4	337.5	1.55	30	2.28	1.0	18.9
2	顺北 1-5	540.0	1.95	35	2.57	0.6	23.6
3	顺北 5-1	536.4	2.80	30	3.28	0.6	24.6
4	8#计量阀组	357.6	1.67	30	2.36		
5	顺北 5-3	417.2	1.55	30	2.27		
6	顺北 5-4	357.6	1.78	30	2.44		
7	顺北 7	298.0	3.25	35	3.68		

(2) 集输管线

本次新建单井管线共计 102km，集输管线 99km，伴生气、供气管线 65km。

本次集输部分工程量见表 2.2-36。

表 2.2-36 油气集输部分主要工程量表

序号	工程内容	单位	数量	备注
一	计量阀组（以下为单座工作量）	座	5	/
1	8 井式撬装计量装置 PN64	套	1	/
2	注采一体化阀组 PN64	套	1	/
3	发球筒	套	1	/
4	收球筒	套	1	
5	加药撬	套	1	
6	800kW 加热炉 PN64	座	1	
7	含水分析仪	套	1	
二	混输泵站（以下为单座工作量）	座	2	/
1	10 井式撬装计量装置 PN64	套	1	
2	注采一体化阀组 PN64	套	1	

序号	工程内容	单位	数量	备注
3	发球筒	套	1	
4	收球筒	套	1	
5	螺杆泵撬 Q=150m ³ /h H=3.5MPa	台	3	变频控制(2用1备)
6	污油回收装置 2m ³ 1.2MPa	套	1	电机功率 4kw
7	撬装加药装置	套	1	
8	仪表间撬块	套	1	
9	4×100kW 电磁加热装置	套	1	
10	含水分析仪	套	1	
三	集输管线	km	251.2	/
1	顺北 7 至 8#计量阀组集输管线: DN250 6.4MPa	km	31	20#+内穿插 HTPO
2	顺北 5-1 至 8#计量阀组集输管线: DN250 6.4MPa	km	18	20#+内穿插 HTPO
3	8#计量阀组至联合站集输管线: DN350 6.4MPa	km	11	L245NS+内穿插 HTPO
4	顺北 5-3 集输管线接入 8#计量阀组集输管线: DN250 6.4MPa	km	0.2	20#+内穿插 HTPO
5	顺北 5-4 至联合站集输管线: DN250 6.4MPa	km	8	20#+内穿插 HTPO
6	顺北 1-5 至联合站集输管线: DN250 6.4MPa	km	8	L245NS+内穿插 HTPO
7	顺北 1-4 至顺北 1 处理站集输管线: DN200 4.0MPa	km	8	L245NS+内穿插 HTPO
8	顺北 1 处理站至联合站伴生气管线: DN350 4.0MPa	km	15	L245NS+内穿插 HBPE
9	联合站至顺北 1-5 供气管线: DN100 1.6MPa	km	8	20#无缝钢管
10	联合站至顺北 1 处理站供气管线: DN100 1.6MPa	km	14	20#无缝钢管
11	顺北 1 处理站至顺北 1-4 供气管线: DN100 1.6MPa	km	8	20#无缝钢管
12	联合站至 8#计量阀组供气管线: DN100 1.6MPa	km	12	20#无缝钢管
13	联合站至顺北 5-4 供气管线: DN100 1.6MPa	km	8	20#无缝钢管
14	单井管线 DN100 6.4MPa	km	102	柔性复合管

2.2.7 生产科研基地

生产科研基地建设采用集中建设,基地主入口、次入口均位于场地北侧。场地分为三部分,西侧、中部为运动区,东侧为办公区,南部为绿化备用地。综合楼位于办公区东侧,正对场地主入口,活动中心位于综合楼南侧。生产科研基地建设内容见表 2.2-37、表 2.2-38。

表 2.2-37 生产科研基地经济技术指标

名称	数值	备注
1、总征地面积	10hm ² (150 亩)	一次征地,预留发展
建设用地	4hm ² (60 亩)	参与指标计算
预留用地	6hm ² (90 亩)	包括运动场及预留绿化用地
2、总建筑面积	10380m ²	
3、建筑基底总面积	5300m ²	
4、建筑密度	13%	
5、容积率	0.26	
6、绿地率	53%	

表 2.2-38 生产科研基地建设一览表

建筑单体	层数	建筑高度(m)	建筑面积(m ²)	备注
综合楼	地上 10 层 地下 1 层	40.05	8000	集中建设综合体,包含办公、宿舍、食堂综合楼和活动中心,通过连廊连接。综合楼地下一层为设备用房,地上一层为食堂,二至四层为办公,五至十层为公寓

建筑单体	层数	建筑高度(m)	建筑面积(m ²)	备注
活动中心	1	9.3	1330	主要包括室内篮球场(含2个羽毛球场)、乒乓球室、健身房、棋牌室、台球室、图书室、库房、管理用房
辅助配套用房	1	4.4	1050	主要包括车库、洗衣房、配电室、换热间、空调机房、门卫
合计			10380	

2.2.8 顺北原油产能配套工程

2.2.8.1 生产应急指挥中心

为满足区块开发及生产建设需要，在联合站附近建设生产应急指挥中心一座。生产应急指挥中心功能：中控指挥、应急消防、气防站、职工办公住宿、活动中心、应急物资储存等。

表 2.2-39 经济技术指标一览表

序号	名称	面积(m ²)	备注
1	总征地面积	54600	/
2	总建筑面积	5970	/
3	建筑基底总面积	4250	/
4	建筑密度	17.8%	不含预留场地
7	容积率	0.24	不含预留场地
5	道路及场地面积	14500	/
6	道路面积	3800	沥青道路
	场地面积	10700	透水砖
7	绿化面积	6250	/
8	绿地率	25%	不含预留场地
9	地面停车位	70个	沥青场地

表 2.2-40 基地建筑面积

序号	建筑单体名称	建筑功能	建筑面积(m ²)	层数	备注
1	指挥中心	办公、应急指挥	1540	2	K=65%
2	宿舍	职工宿舍、盥洗	2120	2	K=65%
3	餐厅	餐厅	400	1	K=70%
4	应急物资库房	应急物资库房	650	1	K=70%
5	化验用房	化验用房	980	1	/
6	门卫	门卫	40	1	/
7	连廊	/	240	1	/
合计			5970	/	/

2.2.8.2 泥浆回收站

泥浆回收环保站选址在顺北五号联合站北侧，回收站位置基本位于顺北区块中心。站外道路可依托油区主干路，交通便利，同时站内公用工程可依托顺北五号联合站。

根据顺北区块建设及后期区块开发的需要，规划泥浆站总能力 4000 m³，分两期建设，一期 2000m³能力，二期 2000m³。

泥浆回收站主要回收的泥浆为各井场经过处理后的泥浆。泥浆回收站工艺流程：井场→泥浆罐车→检测→收浆地罐→泥浆储存罐→装车外输

钻井施工单位有泥浆回收要求时，调派泥浆罐车将钻井泥浆从井场回收，送至泥浆回收环保站，对泥浆的密度和粘度等指标进行检测，合格后卸入收浆地罐内，再从收浆地罐分配到相应的泥浆罐中分类储存。经检测不具备回收价值的泥浆，由泥浆罐车送至特种工程管理中心下属的塔河油田绿色环保站进行处理。泥浆回收站主要为收集暂存井场施工结束处理后的泥浆。

回收的泥浆在站内分类储存后，为保持泥浆中的固相颗粒均匀悬浮在泥浆中，使泥浆的性质稳定，需利用搅拌器和泥浆枪对泥浆进行日常维护。待钻井施工单位有使用要求时，可从泥浆回收环保站内调出种类和性质满足需求的泥浆，作为基浆运送至钻井现场，由井队调制成符合钻井要求的泥浆，进行循环利用。工艺流程见图 2.2-26。



图 2.2-25 泥浆站工艺流程图

2.2.8.3 注水工程

顺北油气田采出污水按照“就地处理、就地注水、措施增油”的工艺进行利用，采出污水初期处理水量 1500m³/d，考虑用于就近计量站的单井注水替油（当油井压力降低时采用注水替油，当油井压力条件允许时再进行采油工作，不单独新建注水井）。对应污水处理量，总注水规模确定 1500m³/d（5-2 计量阀组处注水规模 900m³/d，3 号计量阀组处注水规模 600m³/d）。

注水部分主要工程量见表 2.2-41。

表 2.2-41 注水部分主要工程量

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一	顺北 5 条带			
1	离心式注水泵 Q=20m ³ /h P=32MPa N=315kW 工艺安装	台	3	
2	低压污水管线 DN150 1.6MPa	km	66.0	钢骨架复合管
二	顺北 1 条带			
1	离心式注水泵 Q=25m ³ /h P=32MPa N=350kW 工艺安装	台	2	
2	低压污水管线 DN100 1.6MPa	km	25.0	钢骨架复合管

2.2.9 辅助工程

2.2.9.1 防腐

(1) 顺北产能建设

① 集输系统防腐

防腐涂层：对保温的单井管线和集输干线外防腐可选用无溶剂液体环氧涂料，对不

保温的伴生气管线可采用三层 PE 防腐层结构，补口采用无溶剂液体环氧涂料+热收缩带。对伴生气管线采用无溶剂液体环氧涂料内防腐层。

阴极保护：鉴于本工程新建单井管线和集输管线长度管径各异且较分散，建议采用牺牲阳极法对新建单井管线和集输干线进行保护。阴极保护采用镁合金牺牲阳极组，每组 2 支镁阳极，阳极组通过测试桩与管线相连。

②联合站内管线、设备防腐

防腐涂层：对站内设备及管线，为延长工程新建储罐、设备工艺管线的使用寿命，减少维修次数，提高生产运行的安全性，保证其长期安全有效的运行，结合储罐、设备及工艺管线面临的腐蚀环境特点，制定经济适用、安全有效的防腐措施。对保温管线外表面（温度范围：20~60℃）采用无溶剂双组份液体环氧涂料；对保温管线外表面（温度范围：80~260℃）采用有机硅耐热涂料；对地上不保温管线选择环氧富锌底漆+环氧云铁中间漆+丙烯酸聚氨酯面漆的防腐涂层结构。对埋地不保温管线外表面采用无溶剂+缠绕聚丙烯带结构；对适合工厂预制的埋地主消防管道外表面：采用加强级三层 PE，补口采用无溶剂液体环氧涂料+聚乙烯热收缩补口带。

新建油罐、段塞捕集器、三相分离器、开式、闭式排放罐、撇油罐、压力沉降罐对其内壁水相部分采用涂层加阴极保护联合保护的方式。

由于容器内壁实施强制电流阴极保护技术难度较大，投资较高，因此为便于施工安装和管理，选择工艺成熟、技术难度小的牺牲阳极法进行阴极保护，牺牲阳极选用铝合金牺牲阳极（35kg/支）。

对于站内埋地管网和新建净化油罐、事故油罐、消防水罐底板外壁和站内新建埋地管网采取阴极保护措施。

2.2.9.2 供排水及消防

(1) 供水

①顺北原油产能建设

本工程给水包括顺北井区的生产用水、生活用水以及其他用水。生产用水主要包括消防补充水、冲洗储罐用水、化验用水等。生活用水主要包括职工饮用水、卫生器具用水等。五号联合站的附近没有供水设施，考虑在站内打水源地来满足站场的供水需求。根据消防补充水需求，在站内打 3 口水源地（水源地环评需单独进行立项编制环境影响评价报告表，不在本次评价范围）。

由于当地地下水为苦咸水，主要给水处理技术是采用反渗透脱盐技术，给水处理装置包括板式过滤装置、加压泵、保安过滤器、反渗透膜等。处理规模按 15m³/h 考虑。

水处理主要流程如下：

└→消防水罐

水源地井水→原水箱→提升泵→板式过滤装置→中间水箱→加压泵→保安过滤器→反渗透膜→接收水箱→气压供水装置→各用水点

给水部分主要工程量见表 2.2-42。

表 2.2-42 给水部分工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	PE 给水管 1.6MPa DN150	m	2500	
2	PE 给水管 1.6MPa DN100	m	1600	
3	太阳能热水系统 (80 人) N=55kW	套	1	
4	700m ³ 消防置换水罐	座	1	
5	注水泵 Q=36m ³ /h H=194m	台	2	

②生产科研基地

本次生产科研基地用水主要为生活办公用水，生活用水依托沙雅县市政供水设施。为满足生产科研基地的需求，考虑在基地新建消防水池 1 座，兼做备用生活水池；新建恒压供水装置供基地生活用水，生活日用水量 34m³/d。

(2) 排水

①顺北原油产能建设

生活污水（主要为应急指挥中心产生的废水）经管道系统收集后，先进入化粪池，经消化处理后，进入一体化生活污水处理装置处理，其出水水质将达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的二级标准后，用于荒漠植被生态恢复及降尘用水。

联合站的排水（主要为撇油器、压力沉降罐、反应缓冲罐以及过滤器产生的污水）经管道系统收集后，进入污水系统的污水回收池，经污水回收池收集后排入联合站内的污水处理系统进行处理，处理达标的污水进行回注。

排水部分主要工程量见表 2.2-43。

表 2.2-43 原油产能区域排水部分工程量表

序号	名称及规格	单位	数量
1	钢筋混凝土化粪池 有效容积: 20m ³	座	1
2	一体化生活污水处理装置 Q=2.5m ³ /h	套	1
3	PVC 排水管 DN200	m	1000
4	PVC 排水管 DN100	m	150
5	污水提升泵 Q=5m ³ /h H=30m	台	2
6	排水用 PVC-U 管 DN300	m	1600

②生产科研基地

生产科研基地产生的废水主要为生活办公废水，各建筑物生活废水经排水管收集后，统一排至市政污水系统。

(3) 消防

根据《油气田消防站建设规范》SY/T 6670-2006 要求，本工程拟在生产应急指挥中心建设 1 座二级消防站。消防站部分主要工程量见表 2.2-44。

表 2.2-44 顺北井区消防部分工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
1	消防综合楼 3306m ²	栋	1	
2	通信指挥车	辆	1	
3	重型水罐消防车	辆	2	
4	重型泡沫消防车	辆	2	
5	干粉消防车	辆	1	

6	气防设施	套	1	
7	室外地上式消火栓 SS100-1.6	套	2	
8	无缝钢管 DN150	m	1100	
9	无缝钢管 DN100	m	200	
10	闸阀 1.6MPa DN150	个	6	

五号联合站属于二级站场，混输泵站和计量阀组都属于五级站场，其主要消防设备见表 2.2-45。

表 2.2-45 站场消防部分工程量表

序号	名称及规格	单位	数量
一	联合站		
1	3000m ³ 加高消防水罐 Φ18.9m×13.5m	座	2
2	XBD9/200 消防冷却泵 Q=200L/s,H=90m	台	1
3	XBC9/200 柴油机消防冷却泵 Q=200L/s,H=90m	台	1
4	XBD11/60 消防泡沫泵 Q=60L/s,H=110m	台	1
5	XBC11/60 柴油机消防泡沫泵 Q=60L/s,H=110m	台	1
6	消防稳压装置 Q=5l/s,H=80m	套	1
7	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	70
8	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50	具	40
9	移动式干粉灭火装置 YGF500	套	2
二	座计量站（单站工程量）		
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	10
2	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50	具	4
三	座混输泵站（单站工程量）		
1	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	12
2	推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFT/ABC50	具	6

2.2.9.3 供配电工程

(1) 顺北原油产能建设

在顺北 1 处理站北约 300m 处建设 0.4/35kV 升压站 1 座（SH15-M-1250kVA 35/0.4kV 变压器 2 台、35kV 断路器间隔 2 套）；建设 35kV 主干线路（LGJ-120/20）14.5km，支线路（LGJ-70/10）6km，起点为升压站，东北侧终点为 SHB1-3 井，西南侧终点为 SHB1-2H 井；建设 35kV 终端变压器 4 台，改造已建杆塔 4 基，跨越已建 35kV 线路 14 处，并配套建设配电、土建等配套设施。

(2) 生产科研基地

生产科研基地供电总负荷为 800kW，本次项目依托当地已有的市政 10kV 电力线。本次在基地内设置高、低压配电室一座。选择两台 10/0.4kV 1000kVA 变压器为基地提供低压电源。

2.2.9.4 供热及暖通

(1) 顺北原油产能建设

① 联合站及应急指挥中心

本工程为顺北一区建设地面工程联合站及生产应急指挥中心内各供暖单体提供供

热热源，热源为联合站热煤炉。换热间换出热水为各供暖单体提供热水。

② 计量阀组及混输泵站

新建计量站及混输泵站热源由站内 400kW 加热分离装置进行提供。

③ 单井拉油

本项目新建单井拉油流程供热采用 1 台 400kW 双盘管加热炉提供。

(2) 生产科研基地

生产科研基地，采用新建 1 台 580KW 的常压燃气热水锅炉为建筑采暖和提供生活热水，并对应配置循环水泵、水箱等装置。

2.2.9.5 道路工程

(1) 顺北油田产能建设

顺北油田地面建设主要以“十三五”勘探开发部署为依据，根据总体规划要求，立足油气田开发规律，统筹规划油、气、电、信、路等地面配套工程，紧密结合勘探开发进程，分步分项实施。

因此本次顺北一区百万吨产能建设地面工程道路部分，综合顺北油田总体规划、产能部署、已建顺北 1 井区产能基地、在建顺北 5 井区产能项目、拟建五号联合站项目以及地方路网等多方面因素，结合顺北油田目前生产运输需求，初步拟定了路线方案。

本次拟建顺北一区百万吨产能建设地面工程道路部分的主要功能为：建设两条顺北一区的主要运输通道（顺北 1 处理站至五号联合站、五号联合站至顺北 5 条带南部边界）以及一条支线道路（五号联合站至顺北 5 条带北部边界），成为顺北一区内部各井区和站场的重要道路，为下一步顺北油田的勘探开发提供重要的交通依托。

本项目所在区域位于顺北井区范围内，具体工程量如下：

本方案新建主干道路 37km、新建支线道路 7km、改造支线道路 46km，路线全长 90km。沿途依次经过的地貌以沙漠、荒漠地区为主。

表 2.2-46 顺北道路及沿线地貌一览表

序号	地貌描述	路线长度(km)	等级	备注
1	荒漠、沙漠	37.0	三级	新建
2	荒漠、沙漠	7.0	四级	新建
3	荒漠、沙漠	46.0	四级	改造
	小计	90.0		

表 2.2-47 道路主要技术标准

项目名称	单位	技术指标	技术指标
道路等级		三级公路	四级公路
路面设计使用年限	年	12	10
设计速度	km/h	40	30
行车道	m	2×3.5	1×4.0
路面宽度	m	7.0	4.0
路基宽度	m	8.5	5.0
不设超高的最小圆曲线半径	m	600	350
停车视距	m	40	30

最大纵坡	%	5	8
最小坡长	m	120	100
汽车荷载等级		公路—II级	公路—II级
路基设计洪水频率		1/25	1/25

2) 断面设计

路基标准根据《公路工程技术标准》，结合公路所处地区的特殊性，并考虑道路沿线植被的保护，确定道路路基全宽 8.5m，路面宽度为 7.0m，两侧土路肩各 0.75m。行车道采用 1.5% 直线型路拱横坡，土路肩采 2% 的直线型路拱横坡。道路土方路基边坡为 1:1.5，挖方路基边坡为 1:2。

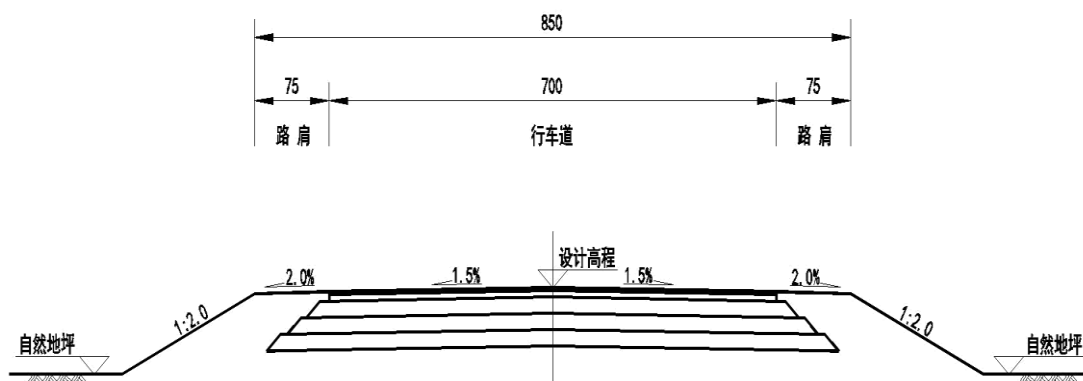


图 2.2-27 道路横断面图一（沙漠地区填方段）

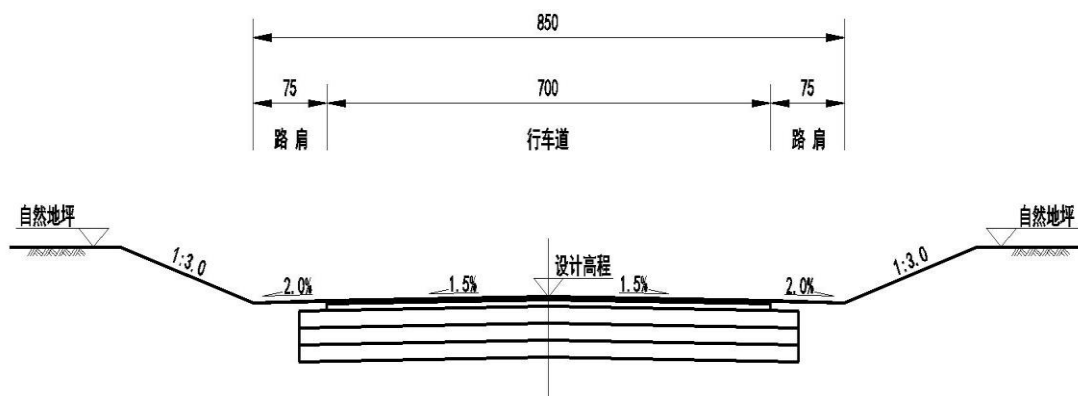


图 2.2-28 道路横断面图二（沙漠地区挖方段）

3) 路面结构结构如下:

a、新建道路路面结构自上而下依次为:

4cm 中粒式沥青混凝土+20cm 级配砂砾+40cm 天然戈壁砂砾+路基压实。

b、由于油田生产车辆通行频繁，对地方道路破坏严重，考虑对地方道路进行罩面修补工程量。

改造道路路面结构自上而下依次为:

中粒式沥青混凝土面层厚 4cm+已建路面结构。

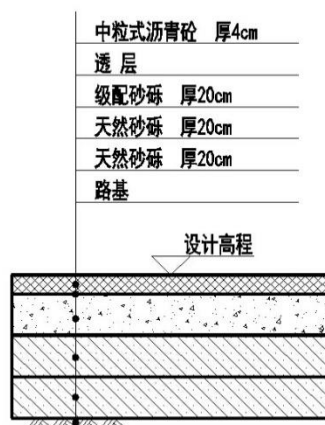


图 2.2-29 新建路面结构图

4) 路面设计参数

路面设计弯沉值 L_d (1/100mm) : 58.3;

一个车道累计当量轴次 N_e : 300.0 万次/车道;

路基回弹模量值: $E_0=100\text{MPa}$;

中粒式沥青混凝土抗压模量: $E=1200\text{MPa}$ (15℃);

细粒式沥青混凝土抗压模量: $E=1400\text{MPa}$ (15℃);

级配砂砾抗压模量: $E=270\text{MPa}$;

天然戈壁砂砾抗压模量: $E=200\text{MPa}$;

5) 路基设计

本次工程充分贯彻因地制宜、就地取材的原则。工程主体位于沙漠地区，由于风积沙具有水稳定性好、易振动压实、整体抗压强度高特点，考虑充分利用其做路基材料。路基采取流线型横断面，不在路边设置取土坑，在路基两侧 300~500m 外沙丘、沙包处考虑设置取土场。在沙漠路基顶部设置土工布加固，土工布采用聚丙烯编织布，以增加路基稳定性。路肩采用厚度 15cm 天然戈壁砂砾硬化。

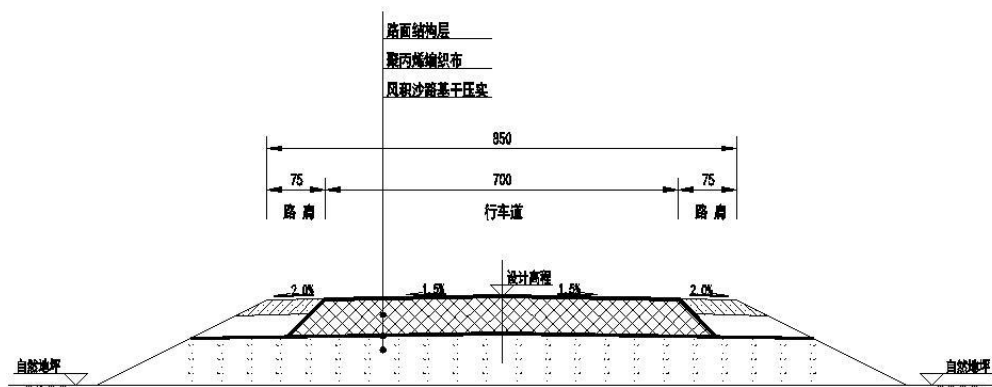


图 2.2-30 一般路基断面图

②单井道路

本次新建单井道路长度为 156.91km，道路宽 6m，砂石路面。

2.2.9.7 通信及自动化工程

(1) 通信

本工程采用自建光纤网络方式做为油区通信专网的主要传输模式；在数据量小、光缆建设成本较高的偏远井场、站场，可采用自建无线宽带网络方式；另外可租用公网光纤专线作为备用传输通道。

(2) 自动化

设置 PLC 控制系统 1 套，采集站内压力、温度、液位、流量信号，实现站场生产检测和自动控制。

单井设 RTU 系统 1 套，监测井口压力、温度、原油在线含水参数，并安装视频监控+远程喊话等技术，实现单井无人值守。

2.2.9.8 燃气供应

(1) 顺北油田产能

本次原油产能消耗天然气主要为混输泵站、计量阀组间、联合站内的各加热炉。加热炉用气主要以井区处理后的天然气做为气源。

(2) 生产科研基地

生产科研基地用气主要为基地厨房和燃气锅炉。生产科研基地依托当地已有的市政燃气管网，为基地提供气源。

2.2.10 联合站原辅材料使用情况

本项目在天然气处理及污水处理过程中使用少量的药剂进行辅助处理，其主要药剂其用量见表 2.2-48。由于生产应急指挥中心内的化验房使用的年药剂用量较少，本报告不进行统计。

表 2.2-48 天然气及污水处理过程药剂使用情况

序号	药剂使用处	药剂名称	单位	使用量
1	胺法脱硫阶段	MDEA (甲基二乙醇胺)	m ³ /a	30.0
2		消泡剂	m ³ /a	0.0175
3	再生气处理阶段	铁离子催化剂	m ³ /a	8.15
4		螯合剂	m ³ /a	236.88
5		细菌抑制剂	m ³ /a	1.93
6		表面活性剂	m ³ /a	19.32
7		KOH (45%)	m ³ /a	151.20
8	污水处理阶段	PAC	t/a	2.70
9		PAM		
10		HCL	t/a	1.08
11		H ₂ SO ₄		
12		NaOH	t/a	0.54

2.2.11 依托工程

本次顺北地区产能建设项目 15 × 10⁴t/a 的原油依托顺北 1 处理站进行处理；运营过程

中产生的井下作业废水、一般固废、不合格泥浆前期经统一收集后送往塔河油田一号固废废液处理场；含油污泥统一运往塔河油田受浸泥土无害化处置装置进行处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后本项目产生的固体废物均交由其进行处置。根据调查可知，本项目开发同期无同区域开发的项目。

2.2.11.1 顺北 1 处理站

顺北 1 处理站位于 SHB1-1 井附近，于 2016 年 10 月 25 日投产。现有站内设计原油处理能力 $12 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理能力 $20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，站内主要设备包括 1000kW 加热炉 2 台、一级三相分离器 1 座、二级三相分离器 1 座、天然气分离器 1 台、负压稳定撬 1 座、净化油罐 2 座等。其工艺及设备见 2.1.2 章节。

根据现场调查可知，顺北 1 处理站现有处理设备已达到满负荷运行状态，无法满足本次项目的处理要求。中国石化西北油田分公司计划于 2018 年年初对顺北 1 处理站进行扩建，以满足近期顺北 1、顺北 5 井区对原油及天然气的处理的需求。扩建后原油处理规模为 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ ，天然气处理能力 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，并与 2017 年 12 月委托中国石油大学（华东）编制《顺北油田顺北 5 井区奥陶系油藏 2017 年产能建设工程一站场部分》，并与 2018 年 1 月 8 日取得阿克苏地区批复（阿地环函字[2018]9 号）。

根据方案资料可知，进入顺北 1 处理站的原油量为 $15.0 \times 10^4 \text{t/a}$ ，顺北 1 处理站扩建后剩余能力可以满足本项目处理要求。顺北 1 处理站正在进行环保验收工作。

2.2.11.2 塔河油田绿色环保站

(1) 基本概况

塔河油田绿色环保站（原名为：塔河油田一号固废液处理站）位于塔河油田 S61 井西北侧 1km 处，距轮台县城东北约 55km。该处理站于 2002 年建成运行，2014 年进行了扩建，扩建后的处理能力达 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

塔河油田绿色环保站主要处理塔河油田废液、洗井废液、压裂酸化液等工业固体废物以及生活垃圾。站场内对各单位产生的一般固废和危险废物进行集中分类存放处置。本项目生活垃圾、一般固废、井下作业废水主要依托塔河油田绿色环保站进行处理。

(2) 平面布置

塔河油田绿色环保站平面布置图见图 2.2-30。

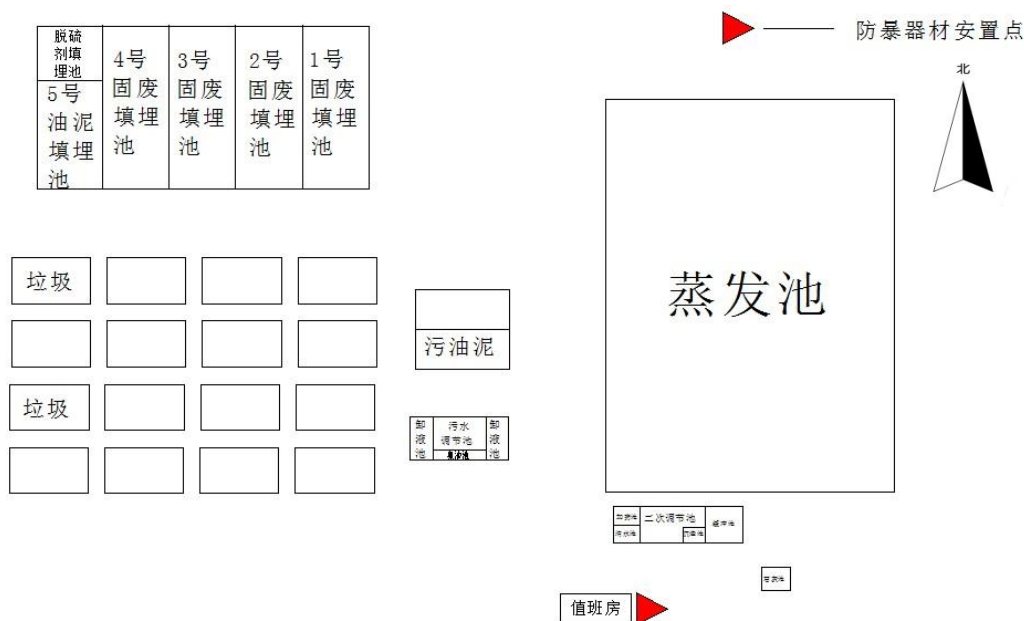


图2.2-31 塔河油田绿色环保站平面布置示意图

(3) 处理流程

各单位生产、生活过程中产生的固废、液废运送至塔河油田绿色环保站集中分类存放处置。

(4) 主要设备

塔河油田绿色环保站主要建筑见表 2.2-49。

表 2.2-49 塔河油田绿色环保站主要建筑表

序号	名称	结构型式	数量	规模 (m ³)	材料等级	备注
1	污油泥接收池	池底和坝体铺设 1.5mm 厚 HDPE 高密度聚乙烯防渗膜、规格为 600g/m ² 的土工布, 上铺 0.1m 的黄土平整	3 座	12000/16000/8000	-	-
2	固体垃圾池		6 座	100000	-	-
3	工业垃圾池		2 座	10000	-	-
4	生活垃圾池		2 座	10000	-	-
5	废脱硫剂暂存池		1 座	5000	-	-
6	药渣暂存池		1 座	5000	-	-
7	蒸发池	填土面铺 100mm 厚混凝土, 下设防水土工膜。	1 座	120000	C30 混凝土	池深 3m, 四周设护栏。
8	废水接收池, 包括卸液池、沉降池、隔油池		-	9000	C30 混凝土	四周设护栏
9	一体化设备配套设施 (缓冲沉降池、二次调节池、加药调节池)		-	1430	C30 混凝土	四周设护栏

(5) 环保措施

处理场内接收固废、液废的池子均做防渗措施, 避免废液或渗滤液污染土壤或地下水。

(6) 依托可行性

根据现场调查, 目前 2 个 5000m³ 生活垃圾池 (其中一个余量 2500m³)、2 个 5000

m³ 工业垃圾池（其中一个余量 1000m³）、4 个 5000m³ 固体废物池（其中 1 个已满）、1 个 12000m³ 空的危废池、1 个 8000m³ 危废池（余量 7500m³）、1 个 5000m³ 脱硫剂池（余量 2000m³）、4 个 5000m³ 泥浆池（含油泥砂已满）。

根据调查，同期项目进入塔河油田绿色环保站的情况见表 2.2-50。

表 2.2-50 同期项目依托固废液处理场情况一览表

项目名称 进站情况	2017 年各区块产生量	本项目	剩余能力
生活/建筑垃圾	158.48m ³ (88.24t)	208.16m ³ (104.08t)	7061.36m ³
井下作业废水	8839.8m ³	2587.41m ³	25.89×10 ⁴ m ³ /a

注：生活垃圾按 0.5t/m³ 计

依据塔河油田绿色环保站剩余处置能力完全可以满足本项目固废、废液处置要求。

塔河油田绿色环保站于 2002 年建成运行，2014 年进行了扩建。扩建工程于 2014 年 6 月取得阿克苏地区环保局批复（阿地环函字[2014]236 号）。2015 年通过竣工环境保护验收（阿地环函字[2015]501 号）（见附件）。处理站内接收固废、液废的池子均做防渗措施。垃圾接收池、污油泥接收池的池底和坝体采用 0.4m 砾石和 0.1m 的沙土铺垫压实，池底和坝体铺设 1.5mm 高密度聚乙烯土工膜防渗，上铺 0.1m 的黄土平整，防渗系数 < 1.0×10⁻⁷cm/s。垃圾接收池设渗滤液集排水设施，周边设导流渠，符合《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）、《危险废物贮存污染物控制标准》（GB18597-2001）中对贮存场的建设要求。

废液接收池、加药调节池、废液沉降池、石灰搅拌池填土面铺 100mm 厚混凝土，下设防水土工膜，防渗系数 < 1.0×10⁻⁷cm/s，符合《危险废物贮存污染物控制标准》（GB18597-2001）中对危险废物堆放场地的要求。

塔河油田绿色环保站对塔河油田作业过程中产生的钻井、酸化、压裂等作业废水，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）后进行回注地层。根据《关于西北油田分公司塔河油田一号固废液处理站扩建工程竣工环境保护验收的批复》：塔河油田绿色环保站污水处理设施出口和蒸发池中的悬浮物、石油类排放浓度最大日均值均符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率 > 1.5 情况下的有关标准限值。

因此，塔河油田绿色环保站符合环保要求。

井下作业废液应进行处理达到相关标准后优先地质回注利用或达标外排或达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后用于地面增湿作业或绿化，处置过程中产生的污泥符合综合利用标准的可用于通井路修路和铺垫井场。所以本项目井下作业废水经绿色环保站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）后进行回注地层的做法是符合文件要求的。

综上所述，本项目的生活垃圾和井下作业废水可以依托该处理站进行处理。

2.2.11.3 塔河油田受浸泥土无害化处置装置

(1) 基本情况

塔河油田受浸泥土无害化处置位于西北油田分公司绿色环保站西北侧。主要处理塔河油田落地油、污油泥、管线刺漏油泥等受原油污染的废油泥。其现有两套装置，其中一套为阿克苏塔河环保工程有限公司建设的设计规模为年处理 15×10^4 t受浸泥土生产线；另一条为中石化西南石油工程有限公司巴州分公司建设的设计规模为年处理 7×10^4 t受浸泥土生产线；合计年处理规模为 22×10^4 t。

(2) 工艺流程

塔河油田受浸泥土无害化处置先导试验采用热相分离技术。将经过预处理的物料，用工程车辆将物料运送到进料撬，输送进入核心热相分离设备，通过高温加热反应，使物料中的液相气化，经过冷凝液化收集，得到的油水混合物进行油水分离，分离出的油相输送并储存在 50m^3 油罐中，由采油厂收集运输；水相除部分回用外，其余部分全部送至绿色环保站污水处理单元内进行处理。工艺流程图如下：

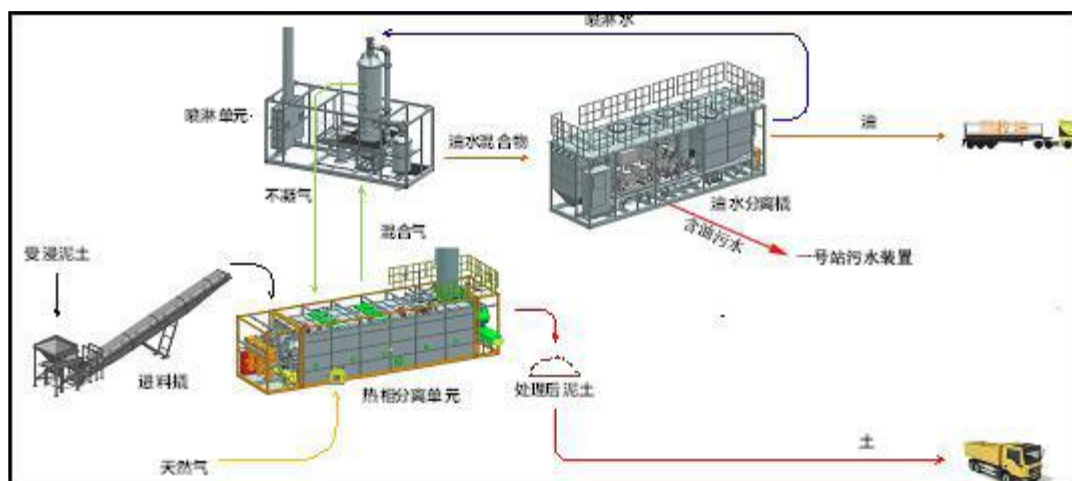


图2.2-32 塔河油田受浸泥土无害化处置工艺流程简图

(3) 依托可行性

阿克苏塔河环保工程有限公司塔河油田受浸泥土无害化处置项目已于 2016 年 9 月取得自治区环保厅的批复（新环函[2016]1395 号）（见附件），于 2017 年 1 月通过自治区环保厅的验收（新环函[2017]58 号）（见附件）；中石化西南石油工程有限公司巴州分公司塔河油田受浸泥土无害化处置项目已于 2017 年 5 月 11 日取得自治区环保厅的批复（新环函[2017]677 号）（见附件）；于 2018 年 9 月 27 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会进行了项目验收报告的公示。

根据对还原土中石油类的检测可知，其含量均小于 2%，符合《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）的要求，可用于铺路或填埋处置，泥沙用于铺路或填埋处置。

根据上述可知，塔河油田受浸泥土无害化处置装置可满足本项目含油污泥、聚磺混油泥浆的处置。

根据与建设单位沟通可知，由于现有依托的固废处理场所距离顺北区域较远，处理运输较为不便，为实现顺北油气田钻井废液、作业废液、酸化压裂废液及固体废物：包

括钻井、生产阶段产生的含污油泥、受侵土壤、磺化泥浆、建筑垃圾、生活垃圾等集中回收并得到及时有效处理，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司拟投资 4957.77 万元在阿克苏地区沙雅县中部顺北一区内 5 号联合站东 3km 处(东经 82° 46′ 55.14″、北纬 40° 34′ 31.80″)实施“顺北油气田环保站建设工程”，项目总占地面积 164.3 亩，建设废液处置工程和固废处置工程，其中废液处置工程主要建设废液接收池 2 座、污油池 1 座、一次沉降池 1 座、过滤器反冲洗水池 1 座、液碱罐 1 座、酸剂罐 1 座、破胶器 2 座、装置间 1 间（包含压力斜板混凝沉降罐 2 套、核桃壳过滤器 2 套、双滤料过滤器 2 套）、加药间 1 间（包括加药撬块 9 套）等；固废处置工程主要建设含油污泥贮存池 1 座、受侵土壤贮存池 1 座、磺化泥浆贮存池 2 座、建筑垃圾贮存场 1 座、生活垃圾贮存池 1 座、热清洗装置 1 套、热脱附装置 1 套、热解干渣堆放场 1 座、干渣临时堆放场 1 座、集中式可移动撬装设备 1 套、生物修复装置 1 套、破碎筛分一体机 1 台等。本项目中国石化西北油田分公司已委托环评单位开展绿色环保站进行环境影响评价工作，本次只对其工艺及规模进行简单介绍，在本项目未投入使用前，仍然依托塔河油田绿色环保站和塔河油田受浸泥土无害化处置装置对产生的固废进行处理。

项目建设完成后其初步设计的处理规模及处理工艺如下：

(1) 废液处理

根据《顺北油气田环保站建设工程可行性研究报告》中的设计，预建设的废液站以压力工艺流程为主，废液站日处理能力为 400m³/d (14.6×10⁴m³/a)，工艺流程如下：

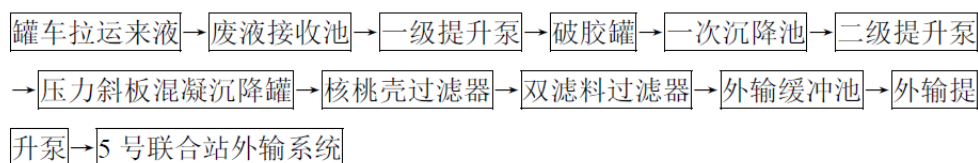


图 2.2-33 顺北绿色环保站废液处理工艺流程示意图

废液经过罐车拉运至废液站各类废液首先卸入废液接收池，接收池设置多格可实现分质接收、沉砂处理，中和（酸化废液）、氧化除硫（含硫废液）处理，废液接收池出水经一级提升泵提升进入破胶罐进行破胶处理，出水自流至一次沉降池进行沉降分离后，上清液经二级提升泵提升依次进入压力斜板混凝沉降罐、核桃壳过滤器、双滤料过滤器进一步净化处理，过滤后废液经缓冲后，经外输提升加压管输至 5 号联合站。

(2) 磺化水基钻屑、泥浆

根据《顺北油气田环保站建设工程可行性研究报告》中的设计，废弃磺化水基钻屑、泥浆设计处理规模日处理能力为 13.0×10⁴m³/a，工艺流程如下：

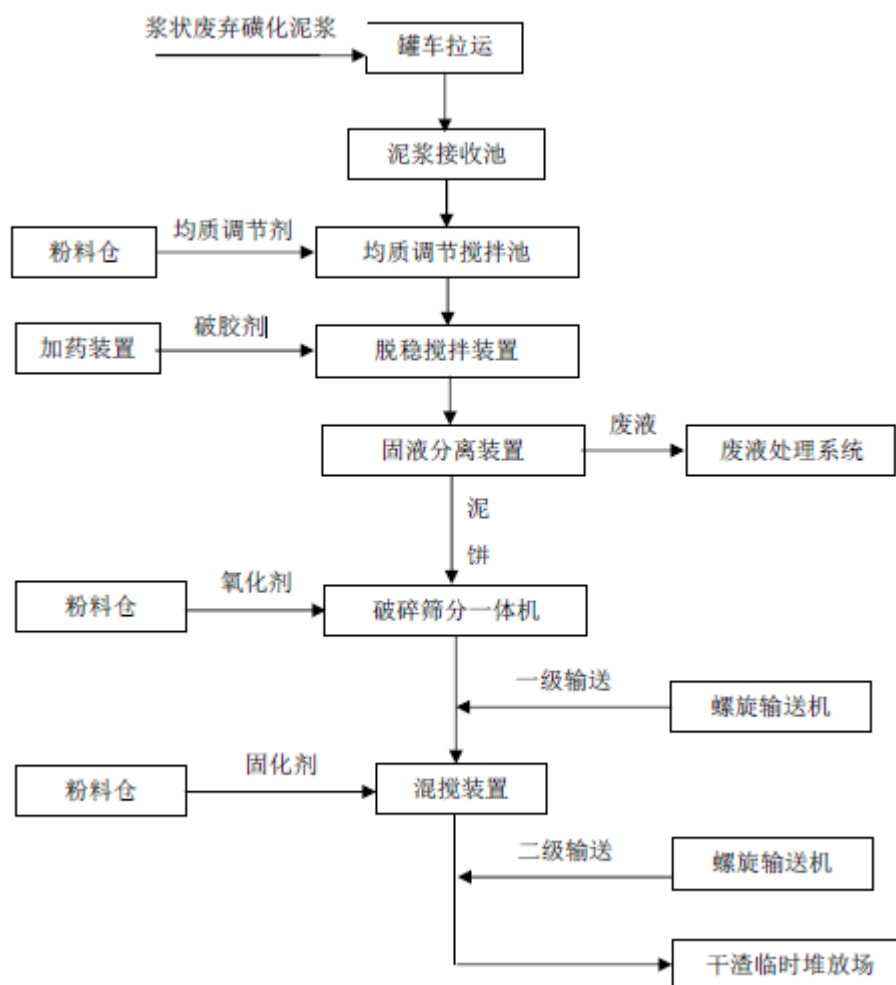


图 2.2-34 磺化泥浆处理工艺流程图

罐车将废弃磺化泥浆拉运至集中处理站，进入泥浆接收池储存，对于不同性状的原料采取不同的处置工序。

对于含水率高的流化泥浆，进入均质调节搅拌池，通过投加均质调节剂进行均质处理后，利用渣浆泵将泥浆提升至脱稳搅拌装置，投加破胶剂并充分搅拌后，经泵提升进入固液分离装置，经固液分离装置分离出来的废液进入废液处理系统，泥饼经铲车输送至破碎筛分一体机，投加氧化剂，进行筛分破碎，经螺旋输送机一级输送至混搅装置，投加固化剂混合搅拌后，经螺旋输送机二级输送至干渣临时堆放场进行养护。

对于泥饼状磺化泥浆，泥饼经铲车输送至破碎筛分一体机，投加氧化剂，进行筛分破碎，经螺旋输送机一级输送至混搅装置，投加固化剂混合搅拌后，经螺旋输送机二级输送至干渣临时堆放场进行养护。

(3) 含油污泥

根据《顺北油气田环保站建设工程可行性研究报告》中的设计，含油污泥、受侵土壤日处理能力为 120t/d (4.38×10^4 t/a)，其采用的工艺如下：

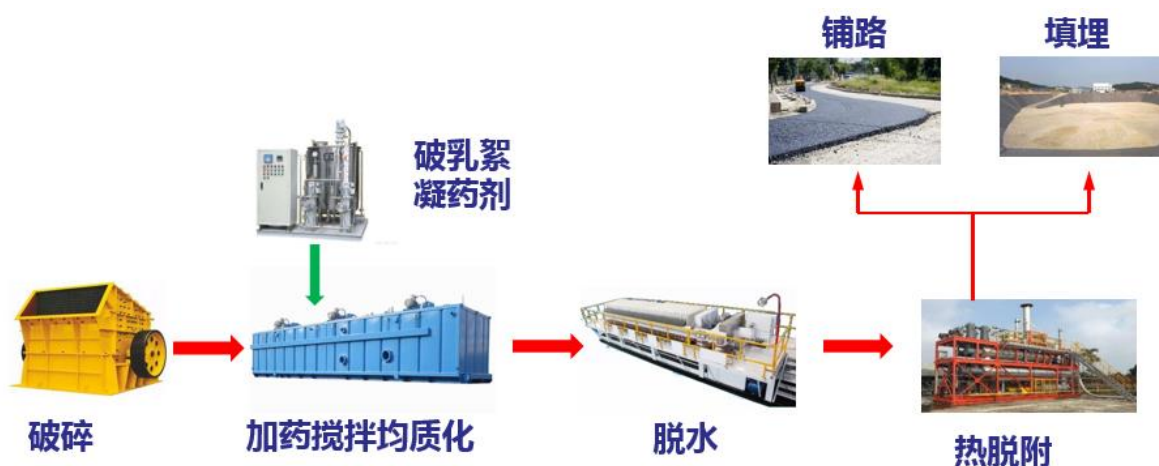


图 2.2-35 磺化泥浆处理工艺流程图

(4) 建筑垃圾及生活垃圾

建筑垃圾日处理能力为 $2400\text{m}^3/\text{d}$ ($87.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)，生活垃圾贮存能力 $1000\text{m}^3/\text{a}$ 。

根据工程分析可知，本项目井下作业产生的废液为 2587.41m^3 ，含油污泥产生量为 $515.4\text{t}/\text{a}$ ，生活垃圾为 $17.88\text{t}/\text{a}$ ，磺化泥浆携带的钻井岩屑量约为 9148.79m^3 ，聚磺混油携带的钻井岩屑量为 1310m^3 ；磺化水基泥浆约为 16611m^3 ；聚磺混油为 2423m^3 。

由上述分析可知，后期预计建设的“顺北油气田环保站建设工程”的处理能力可满足顺北井区的近期发展需求，在后期顺北的建设过程中具有依托性。

2.2.11.5 原油外输

本项目顺北井区产生的原油经过五号联合站处理以后，依托《中国石化西北油田分公司顺北油田原油外输管道工程环境影响报告书》（下文简称“原油管道项目”）中的原油管道将五号联合站内处理后的原油输送至雅克拉末站进行存储。原油管道项目主要建设内容为：245km 压力为 6.3Mpa 的原油管线，1 座中间清管站，监控阀室 8 座。顺北 1 处理站扩建原油外输泵房 1 座；原油总体设计输送能力 $180 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ 。

本项目顺北井区产能为 $70 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，井区现有产能为 $30 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ 。本项目建设完成后顺北井区的产能达到 $100 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，原油外输管道输送能力可满足井区发展的需求。

2.3 工程分析

2.3.1 环境影响因素分析

本项目油田建设可分为开发期、生产运营期和服役期满三个阶段；生产科研基地分为施工期和运营期两个阶段。

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

油田开发过程污染物排放流程见图 2.3-1。

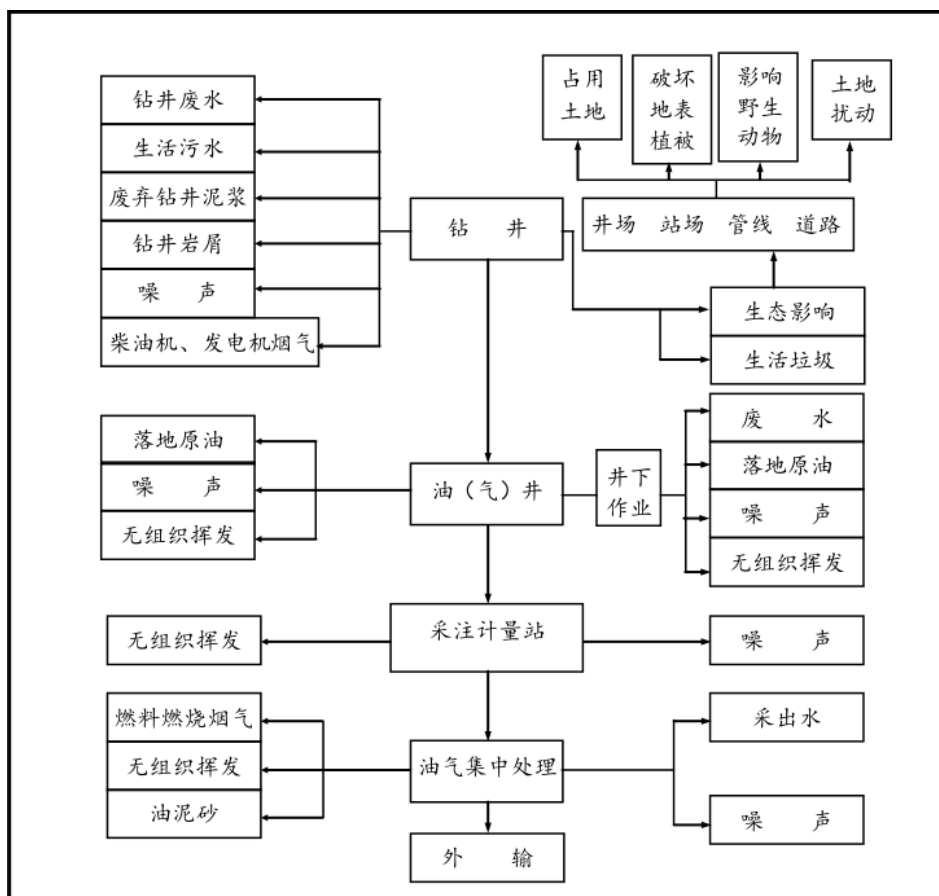


图 2.3-1 油田开发过程污染物排放流程

2.3.2 开发期污染源分析及污染物排放

2.3.2.1 顺北油田产能建设

钻井阶段排放的主要污染物为：柴油发电机产生的烟气、钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队钻井人员的生活污水和生活垃圾等，平整场地和堆放设备破坏地表土壤、植被等。

①大气污染物排放量

1) 柴油发电机

开发期钻井过程中钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_x、SO₂等。

每个井队配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d，预计顺标 1 直井平均钻井周期为 170d，水平井平均钻井周期为 180d；顺标 2 直井平均钻井周期为 205d，水平井平均钻井周期为 215d；斜井平均钻井周期为 210d；钻井期间共耗柴油 20240t。

根据调查类比资料可知，柴油发电机耗油 235g/kW·h，产生烃类 5.55g、CO3.24g、NO_x14.95g；自 2015 年 7 月 1 日起采用新的柴油标准，规定柴油中硫的含量 >0.005%。在此按柴油中硫含量为 0.005%估算，假设柴油充分燃烧，则整个柴油联动机运转过程中排入大气的烃类、CO、NO_x、SO₂ 的量可用下式计算：

$$Q_{CnHm}=5.55 \times m / 235$$

$$Q_{CO}=3.24 \times m / 235$$

$$Q_{NOx}=14.95 \times m / 235$$

$$Q_{SO2}=2 \times 0.00005 \times m$$

式中：Q—污染物排放量，kg；m—柴油机消耗柴油量，kg。

钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

钻井期大气污染物排放情况详见表 2.3-1。

表 2.3-1 钻井期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放 (t)			
	烃类	CO	NO _x	SO ₂
柴油机燃料烟气	478.0	279.05	1287.59	2.02

2) 钻井期扬尘

本项目施工期内，在泥浆池开挖和道路等地面工程建设过程中产生的扬尘，如水泥、沙土等的飞扬，及其土壤被扰动后导致的尘土，对环境空气会造成一定的影响。但由于施工的扬尘一般比重较大，易于沉降，其影响将限制在较小的范围内，对周围环境影响较小。

3) 车辆尾气

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

钻井期间排放的大气污染物将随钻井工程的结束而消失。

②水污染物排放量

——钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及下钻时泥浆流失物、泥浆循环系统渗透物组成。根据类比调查，钻井废水中主要污染物浓度见表 2.3-2。

表 2.3-2 钻井废水水质表

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

根据中石化西北油田公司塔河油田钻井污染物产生的统计结果，每百米进尺排放生产废水 5m³。本项目新钻油井 54 口，总进尺 432051m，则钻井废水产生量约为 21625.05m³。

本项目在钻井施工过程中采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”，产生的钻井废水经处理达标后可循环使用，废水不外排(具体工艺及效果见 6.4.1 小节)。

——生活污水

单井钻井场一般人员为 20 人，每人每天用水量约 60L，生活用水量为 12144m³，生活废水按用水量的 85%计，则钻井期间产生生活污水 10322.4m³。本次环评建议井场配置移动式环保厕所，集中收集后运输至顺北 1 处理站内的生活污水处理装置进行处理。

③ 噪声

钻井过程中的噪声源主要是发电机、钻机和各类泵的噪声。噪声排放情况见表 2.3-3。

表 2.3-3 钻井期噪声排放情况

位置	噪声源	声源强 dB (A)
井场	柴油发电机	100~105
	钻机	100~105
	泥浆泵	95~100

④ 固体废物排放量

——钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面。本项目新钻油井 54 口，钻井岩屑按照最深的四开井身结构估算，单井岩屑可用下式计算：

$$W=1/4\times\pi\times D^2\times h$$

式中：W - 钻井岩屑排放量，m³；

D—井的直径，m；

h - 井深，m。

表 2.3-4 顺标 1 直井单井钻井岩屑估算表

结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 岩屑量 (m ³)
导管	660.4	50	17.12
一开	444.5	950	147.34
二开	311.2	4258	323.71
三开	215.9	2249	82.29
四开	149.2	461	8.06
合计	/	7968	578.52

表 2.3-5 顺标 1 水平井单井钻井岩屑估算表

结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 岩屑量 (m ³)
导管	660.4	50	17.12
一开	444.5	950	147.34
二开	311.2	4258	323.71
三开	215.9	2249	82.29
四开	149.2	502	8.77
合计	/	8009	579.23

表 2.3-6 顺标 2 直井单井钻井岩屑估算表

结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 岩屑量 (m ³)
导管	660.4	50	17.12
一开	374.65	1950	214.86
二开	269.9	4622	264.30
三开	190.5	935	26.64
四开	143.9	453	7.36
合计	/	8010	530.28

表 2.3-7 顺标 2 水平井单井钻井岩屑估算表

结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 岩屑量 (m ³)
导管	660.4	50	17.12

结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 岩屑量 (m ³)
一开	374.65	1950	214.86
二开	269.9	4622	264.30
三开	190.5	935	26.64
四开	143.9	560	9.10
合计	/	8117	532.02

表 2.3-8 斜井单井钻井岩屑估算表

结构	D 井眼直径 (m)	h 深度 (m)	W 岩屑量 (m ³)
导管	660.4	50	17.11
一开	374.65	1950	214.86
二开	269.9	4521	258.53
三开	190.5	866	24.67
四开	143.9	833	13.54
合计	/	8220	528.71

根据上述表 2.3-4~表 2.3-8 计算可知, 工程设计井口全部完钻后, 岩屑为 30320.89m³ (其中非磺化泥浆携带的钻井岩屑量约为 19862.10m³, 磺化泥浆携带的钻井岩屑量约为 9148.79m³, 聚磺混油携带的钻井岩屑量为 1310m³)。

本项目在钻井施工过程中的膨润土-聚合物-磺化水基废弃泥浆携带的岩屑采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”, 井场不设防渗泥浆池, 产生的钻井废弃泥浆经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理(具体工艺及效果见 6.4.1 小节), 进行分离后用于井场、道路铺设。聚磺混油泥浆携带的岩屑在钻井结束后由车辆拉运至塔河油田绿色环保站内的受浸泥土无害化处装置进行热解析处理。

——钻井泥浆

钻井泥浆的排放量随井的深度而增加, 其排放量计算采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式:

$$V = \frac{1}{8} \pi D^2 h + 18 \left(\frac{h-1000}{500} \right) + 116$$

式中: V - 排到地面上的泥浆量 (m³)

D - 井眼的平均直径 (m)

h - 井深 (m)

计算得知:

根据钻井液体系表可知, 本项目 4000m 以上采用非磺化水基泥浆, 其废弃产生量为 338.26m³; 4000m~7500m 采用磺化水基泥浆, 其废弃产生量为 308.41m³; 7500m 以下采用聚磺混油钻井泥浆体系, 其废弃产生量约为 44.05m³。

本项目单井产生最大的废弃泥浆产生量合计为 690.72m³, 本项目废弃泥浆总产生量约为 37300m³, 其中非磺化水基泥浆约为 18266m³, 磺化水基泥浆约为 16611m³; 聚磺混油为 2423m³。

本项目钻井的膨润土-聚合物-磺化水基废弃泥浆, 采用西北油田分公司“钻井废弃

物不落地达标处理技术”，井场不设防渗泥浆池，产生的钻井废弃泥浆经“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理（具体工艺及效果见 6.4.1 小节）后压成泥饼最终运输至塔河油田绿色环保站进行处理；聚磺混油的废弃泥浆在钻井结束后由车辆拉运至塔河油田绿色环保站内的受浸泥土无害化处装置进行热解析处理。

——施工土方

管线施工土方主要由于埋地敷设管线开挖造成。管道施工过程中将开挖 1.2m 深的管沟，共产生施工土方量为 $5.3 \times 10^4 \text{m}^3$ ，管线敷设完工后，土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上，并实施压实平整水土保持措施。

本项目道路工程在施工过程中会产生 $0.94 \times 10^4 \text{m}^3$ 的弃土，此部分土主要为道路修建时清理的表层土，主要为沙土。可用于井场的铺设。

综上所述，本项目不产生集中弃土。

——施工队生活垃圾

井场开发建设阶段，将有一部分人驻留在钻井、生产及建筑营地，常住井场人员按 20 人计算，顺标 1 直井平均钻井周期为 170d，水平井平均钻井周期为 180d；顺标 2 直井平均钻井周期为 205d，水平井平均钻井周期为 215d；斜井平均钻井周期为 210d；每人每天产生生活垃圾 0.50kg，本项目钻井期间共产生的生活垃圾为 86.20t，统一收集后定期拉运至塔河油田绿色环保站进行填埋处理。

2.3.2.2 生产科研基地

建设项目施工期间会产生生活污水、生活垃圾、扬尘、建材运输车辆的尾气、噪声以及临时占地等，以上各种因素均会对环境造成一定的影响。但施工期的环境影响为阶段性影响，工程建设完成后，除部分永久性占地为持续性影响外，其余环境影响均会消失。施工期产污工艺流程图见图 2.3-2。

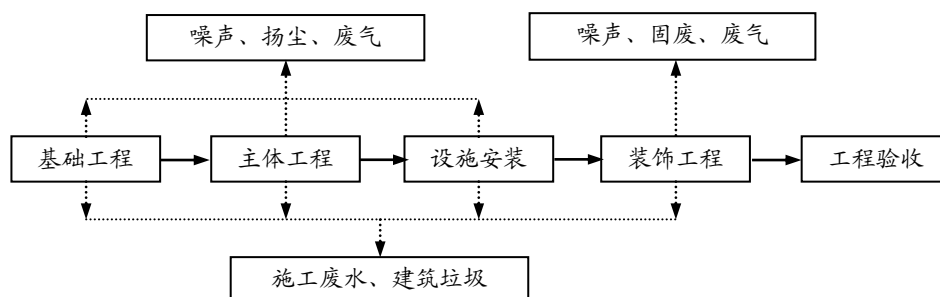


图 2.3-2 施工期产污工艺流程图

(1) 废气

施工阶段，需频繁使用机动车辆运输建筑原材料、施工设备、器材及建筑垃圾，排出的机动车尾气主要污染物是 HC、CO、NO_x 等，同时车辆运行、装卸建筑材料时将产生扬尘。

施工扬尘污染主要造成大气中 PM₁₀ 值增高，根据类比资料，施工扬尘的起尘量与许多因素有关。影响起尘量的因素包括：基础开挖起尘量、施工渣土堆场起尘量、进出车辆带泥砂量、水泥搬运量、以及起尘高度、采取的防护措施、空气湿度、风速等。

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

本项目施工期各类车辆 5 余驾次/日，预计每天可排放 CO 为 7.08kg/d，烃类物质 12.12kg/d，NO₂ 为 32.55kg/d。本项目建设期按 240 天计，则建设期各类车辆排放的污染物总量为：CO 为 1.70t，NO₂ 7.81t，烃类为 2.90t。

(2) 废水

施工期废水主要为工地建筑工人产生的生活污水和工程废水。

——生活污水

施工期废水主要是施工人员产生的生活污水，本项目施工期人员 100 人，施工周期 240 天，生活用水按照每人每天消耗 50L 计，产生的生活污水按用水量的 80% 计，本项目施工期产生生活污水 960m³，主要污染物为 COD、SS 及氨氮，COD、SS 及氨氮的产生量分别为 0.36t、0.24t 及 0.061t。生活污水依托市政污水系统进行处理。

——工程废水

工程废水包括进出施工场地车辆清洗废水及打桩阶段产生的泥浆水、水泥构件养护水等废水，主要污染物是 SS，水量较少，排放量极少。本环评建议采用收集池进行收集，将收集后的工程废水经过简单沉淀后，将上清液用于施工场地的降尘。

(3) 固体废物

施工期会产生建筑垃圾、生活垃圾等固体废物。

生产科研基地总建筑面积为 10380m²，按单位面积垃圾量为 0.03t/m² 进行计算，将会产生 311.4t 建筑垃圾。主要包括砂石、石块、碎砖瓦、废木料、废金属、废钢筋等杂物，收集后堆放于指定地点，由施工方统一清运。

施工期固体废弃物有建筑垃圾和施工人员产生的生活垃圾，其中建筑垃圾定点堆放，施工完成后由施工方拉运处理；本项目施工期劳动定员 100 人，施工周期 240 天，按照每人每天产生 0.5kg 生活垃圾计算，施工期共产生 12.0t，生活垃圾集中拉运至就近的生活垃圾集中收集点进行处理。

(4) 施工噪声

施工期噪声主要来自施工机械噪声、施工作业噪声和运输车辆噪声。施工机械噪声由施工机械产生，如挖土机械、打桩机械、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸建材的撞击声、焊接电焊声、施工人员的吆喝声、拆装模板的撞击声等，多为瞬间噪声；运输车辆的噪声属于交通噪声。这些施工噪声中对声环境影响最大的是施工机械噪声。

综上所述，本项目各种污染物汇总见表 2.3-9。

表 2.3-9 开发建设期污染物产生情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	井场	开发期 钻井废气	CO	279.05t	环境空气
			NO _x	1287.59t	
			烃类	478.0t	

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
	生产科 研基地	施工期	SO ₂	2.02t	
			CO	1.70t	
			NO _x	7.81t	
			烃类	2.9t	
废水	井场	钻井废水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	21625.05m ³	采用钻井废弃物不落地达标处理技术，废水循环利用不外排
		生活污水	SS、COD、BOD ₅	10322.4m ³	生活污水集中收集移动旱厕内，运输至顺北 1 处理站内的生活污水处理装置进行处理。
	生产科 研基地			960m ³	依托沙雅县市政污水处理系统
固体废物	井场	钻井泥浆	/	20432.52m ³	水基泥浆采用钻井废弃物不落地达标处理技术制成泥饼定期拉运至塔河油田绿色环保站处置；聚磺混油的废弃泥浆在钻井结束后由车辆拉运至塔河油田绿色环保站内的受浸泥土无害化处置先导试验装置进行热解析处理。
		钻井岩屑	/	30320.89m ³	采用钻井废弃物不落地达标处理技术进行分离后用于井场、道路铺设
		施工土方	/	6.2×10 ⁴ m ³	施工结束后回填管廊之上，实施平整水土保持措施；道路施工弃土可用于井场的铺设。
		生活垃圾	/	86.20t	集中收集统一拉运至塔河油田绿色环保站
	生产科 研基地	施工垃圾	/	311.4t	施工垃圾拉运至沙雅县垃圾填埋场
		生活垃圾	/	12.0t	生活垃圾集中收集后交由市政环卫部门
噪声	井场	柴油发电机	/	100~105dB(A)	声环境
		钻机	/	100~105dB(A)	
		泥浆泵	/	95~100dB(A)	
	站场 管道	构筑物施工 机械	/	80-105dB(A)	
			/		

2.3.3 运营期污染源分析及污染物排放

2.3.3.1 运营期废气污染物

(1) 顺北油田原油产能建设

生产运营期的大气污染源主要是联合站内的加热炉、计量阀组的加热炉以及单井加热炉燃料烟气排放、油气集输过程中的烃类挥发、污水处理站各处理装置的废气排放以及酸气火炬放空。

① 燃烧烟气

燃烧烟气主要来自联合站内的加热炉、计量阀组的加热炉以及单井加热炉燃料烟气排放以及酸气放空火炬。根据《第一次全国污染源普查-工业污染源产污系数手册》（下册）中“44 电力、热力的生产和供应量”“4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-常压工业锅炉”表可知，燃烧天然气产生废气量为 13.98m³/m³，NO_x 产生

量为 18.71kg/万 m³，颗粒物产生量为 2.8 kg/万 m³。大气污染源见表 2.3-10。

表 2.3-10 大气污染源

序号	废气来源	规格	数量	燃料	排气筒高度 (m)	排放口内径 (m)	排烟气温度 (°C)	燃气量 (10 ⁴ m ³ /a)	主要污染物	排放方式
1	五号联合站站	9500kW 加热炉	2	天然气	8	0.8	100	1117.1	NO _x SO ₂ 颗粒物	连续
2	计量阀组	800kW 加热炉	5			0.8		453.0		
3	顺北 51X 井	400kW 加热炉	1			0.2		45.5		
4	顺北 52X 井	400kW 加热炉	1			0.2		45.5		
合计		/	/	/	/	/	/	1661.1	/	/

本项目使用的天然气为净化脱硫后的天然干气，总含硫量 < 200mg/m³，本项目天然气用量为 1661.1 × 10⁴m³/a。

表 2.3-11 燃烧天然气污染物排放估算表

序号	废气来源	用气设备 (装置)	燃料	废气量 (10 ⁴ m ³ /a)	SO ₂ (t/a)	NO _x (t/a)	颗粒物 (t/a)
1	五号联合站站	9500kW 加热炉	天然气	15617.10	4.47	20.87	3.20
2	计量阀组	800kW 加热炉		6332.90	1.81	8.50	1.30
3	顺北 51X 井	400kW 加热炉		636.09	0.18	0.85	0.13
4	顺北 52X 井	400kW 加热炉		636.09	0.18	0.85	0.13
合计		/	/	23222.18	6.64	31.07	4.76

根据燃烧的天然气产生量 NO_x、SO₂ 和颗粒物排放系数估算本项目燃烧天然气排放的废气量为 23222.18×10⁴m³/a，SO₂: 6.64t/a，NO_x: 31.07t/a，颗粒物: 4.76t/a；排放浓度为 NO_x 134mg/m³、SO₂ 28mg/m³，颗粒物 20mg/m³，均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中燃气锅炉标准限值要求。

② 油气集输过程中的烃类挥发

本项目井口至计量阀组油气集输均采用密闭流程，井口密封，可有效减少烃类气体的挥发量，由国内外有关计算和油田实测数据看，采用密闭集输工艺，其原油损耗可控制在 0.01% 以下，按照原油最大产量 70×10⁴t 计算，烃类挥发量为 70t/a。

除油气集输过程中产生的烃类挥发外，五号联合站储罐区内储罐存储原油时也会因大小呼吸产生部分的无组织挥发烃类，根据《挥发性有机物排污收费试点办法》中“中石油化工业 VOCs 排放量计算办法”中计算公式，计算大小呼吸损失量约为 85t/a。

本项目合计产生的无组织烃类物质约为 155t/a。

③ 油气处理中的 H₂S 排放

本项目井区天然气平均含硫量为 7854.8mg/m³。根据开发方案，本项目高峰期天然气为 26100×10⁴m³/a，则采出 H₂S 为 2050.10t/a (最大量)。含 H₂S 伴生气输送至五号联合站经除油器除油，进入脱硫塔脱硫，脱硫工艺采用砷胺法+再生气处理，此工艺可将 99.2% 的 H₂S 气体转换成硫磺，其排出的 H₂S 气体排放量约为 16.40t/a。本次回收的硫

磺最终制成含水 30% 的硫饼。

④ 污水处理站废气

本工程采用压力流程对顺北区块产生的采出水进行处理，在采出水处理的过程中污水处理各单元有极少量非甲烷总烃及硫化氢的挥发的排放。根据类比同区块采出水处理工艺可知，非甲烷总烃的挥发量按采油废水中含油量的 0.04% 计， H_2S 的挥发量按含油量的 0.1% 计。

本项目处理的采油废水为 $1500m^3/d$ ($54.8 \times 10^4m^3/a$)，根据《顺北油气田一区奥陶系油气藏第一期开发方案（地面方案）》提供的采出水水质可知，石油类浓度平均为 $213mg/L$ ， H_2S 的浓度为 $290mg/L$ 。

根据上述计算可得：污水含油量为 $0.32t/d$ ($116.73t/a$)， H_2S 含量为 $0.43t/d$ ($158.92t/a$)。则非甲烷总烃的挥发量为 $0.128kg/d$ ($0.047t/a$)， H_2S 的挥发量为 $0.00043t/d$ ($0.16t/a$)。

⑤ 汽车尾气

本项目生产应急指挥中心设有车位 70 个，且以大中型机动车辆为主，机动车辆在道路、停车场怠速或慢速行驶时会产生尾气污染，其主要污染物为 CO 、 NO_x 、 HC 等，会对区域大气环境造成一定影响，但由于汽车尾气排放量少、为间歇、无组织排放，停车场所位于室外，露天环境有利于机动车辆尾气扩散。

⑥ 恶臭气体

本项目自循环硫磺回收部分在最终得到块状呈淡黄色的硫磺，其会产生少量的特殊臭味，其产生量约为 $16.40t/a$ 。此处采用产生的臭味采用臭氧的离子除臭装置进行处理，臭氧的离子除臭装置处理效率约为 95%，处理后的排放量为 $0.82t/a$ ，排放速率为 $0.094kg/h$ ，排放浓度为 $0.04mg/m^3$ ，处理后的废气经过不低于 15m 的排气筒排入大气中，且排气浓度中的 H_2S 气体在厂界处需满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）（ $0.06mg/m^3$ ， $0.33kg/h$ ）。

⑦ 天然气脱水部分

在天然气凝液回收单元中，需对天然气进行脱水处理，在处理过程中会产生少量的粉尘，由于天然气较为清洁，且天然气内所含的粉尘量较少，在粉尘过滤器处理后对周围环境影响甚微。

⑧ 事故及非正常工况条件下天然气燃烧排放废

本工程在五号联合站建设高度为 100m 火炬 1 套，并且配套高低压火炬分液罐、相关设施，高低压放空火炬泄放量为 $70 \times 10^4 Nm^3/d$ ，事故及非正常工况条件下最大放空量按 2h 计，放空量按 $3.0 \times 10^4 Nm^3/h$ 计。

在事故及非正常工况下，放空气体通过天然气放空管线进入天然气放空分液罐分离后，进入天然气放空火炬进行燃烧，废气中 SO_2 排放量约 $0.023t$ ， NO_x 排放量约 $0.101t$ ，颗粒物排放量约 $0.0161t$ 。

⑨ 事故及非正常工况条件下酸性气体排放

本项目在天然气净化阶段会产生大量的再生酸气，在采用硫磺回收工艺后将硫处理成固体硫磺。

在事故及非正常工况下酸性气体未能进行回收处理。此部分酸性气体通过管线进入酸气放空分液罐，在进入高度为 100m 的酸性气体火炬进行燃烧。

根据地面开发方案的预测，酸性气体的废气量约为 2m³/h，其中 H₂S 的含量约占气体总量的 47%。事故及非正常工况条件下最大放空量按 2h 计，则酸性气体燃烧量为 4m³，酸性气体放空燃烧后的废气量约为 60m³，SO₂ 的产生量约为 5.4kg。

(2) 生产科研基地

本项目生产科研基地运营期产生的大气污染物主要为厨房和锅炉房产生的天然气燃烧废气、进入车辆产生的汽车尾气和厨房产生的食堂油烟废气。

① 天然气燃烧废气

生产科研基地厨房、燃气锅炉的总用气量约为 70 × 10⁴m³/a。

表 2.3-12 大气污染源

序号	废气来源	规格	数量	燃料	燃气量 (10 ⁴ m ³ /a)	排气筒 高度	排气筒 内径	排气 温度	主要污 染物	排放方 式
1	生产科研基地厨房、燃气锅炉	/	/	天然气	70.0	8m	0.5m	100℃	NO _x SO ₂ 颗粒物	连续

本项目生产科研基地使用的天然气为净化脱硫后的天然干气，总含硫量 < 200mg/m³，本项目天然气用量为 70 × 10⁴m³/a。

表 2.3-13 燃烧天然气污染物排放估算表

序号	废气来源	用气设备(装置)	燃料	废气量 (10 ⁴ m ³ /a)	SO ₂ (t/a)	NO _x (t/a)	颗粒物 (t/a)
1	生产科研基地厨房、燃气锅炉	/	天然气	923.74	0.20	1.29	0.19

根据燃烧的天然气产生量 NO_x、SO₂ 和颗粒物排放系数估算本项目燃烧天然气排放的废气量为 923.74 × 10⁴m³/a，SO₂: 0.20t/a，NO_x: 1.29t/a，颗粒物: 0.19t/a；排放浓度为 NO_x 134mg/m³、SO₂ 28mg/m³，颗粒物 20mg/m³，均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中燃气锅炉标准限值要求。

② 车辆废气

汽车在项目内行驶以及出入车库怠速和慢速行驶时会产生尾气污染，该尾气包括排气管尾气、曲轴箱漏气及油箱的泄漏气等，其主要污染成分是 CO、NMHC、NO_x，根据汽车尾气监测数据统计及有关资料，汽车在低速行驶时各污染物的排放系数如表 2.3-14。

表 2.3-14 汽车(汽油)大气污染物排放系数(kg/L汽油)

污染物种类	CO	NMHC	NO _x
污染物	0.191	0.0241	0.0223

本项目生产科研基地规划地上停车位共计约 100 个，按每天车位占满，全天有车辆进出计，各污染物的源强由以下公式可得。

$$G = QTCF$$

式中：G—污染物排放量，kg/h；

Q—汽车进出车库流量，辆/h。本环评车流量按每天 85 辆/d 计算；

T—车辆在车场内运行时间，min。一般车辆泊位时需 2min，场内运行需 1 min，共计 3 min；

C—每辆车燃油耗量，L/min。根据统计资料及类比调查，车辆速度小于 5 km/h 时，平均耗油量约为 0.10 L/min；

F—大气污染物排放系数，kg/L 汽油。

计算出本小区停车场产生的汽车尾气排放量，见表 2.3-15。

表 2.3-15 汽车尾气排放量

污染物种类	CO	NMHC	NOx
年排放量 (t/a)	2.41	0.31	0.28

③食堂油烟

据对相关项目类比调查，人均食用油用量约 30g/人·d，本项目食堂就餐人数为 190 人，估算本项目食用油总用量为 2.08t/a。根据餐饮业类比调查，油烟挥发量一般占食用油用量的 2-4%（平均为 2.83%），厨房油烟挥发量按 2.83% 计算。食堂油烟废气通过油烟净化器进行处理（油烟去除率按 60% 计）后通过专门的管道排放。本项目食用油用量、油烟废气产生量及排放量估算结果见表 2.3-16。

表 2.3-16 本项目食用油用量、油烟废气产生量及排放量估算结果

类型	规模	耗油量 (t/a)	油烟挥发系数	油烟产生量 (t/a)	油烟排放量 (t/a)
就餐人数	190 人	2.08	2.83%	0.059	0.024

2.3.3.2 运营期废水排放

(1) 顺北原油产能建设

运营期废水主要包括井下作业废水、采出水、间歇熔硫釜工艺流产生的废水以及生产应急指挥中心产生的生活废水。

①井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。主要是洗井作业废水。

根据《第一次全国污染源普查方案》环境统计结果，废压裂液产生量为 50.1m³/井次，废酸化液产生量为 18.6m³/井次，洗井工业废水产生量为 27.13m³/井次。本项目共部署油井 54 口井，每 2 年进行 1 次井下作业（包括酸化、压裂、洗井），每年井下作业废液废水产生量见表 2.3-17。

根据类比调查，井下作业废水中主要污染物的浓度见表 2.3-18。

表 2.3-17 井下作业污染物指标统计

序号	污染物指标	产生量 (m ³ /a)	排放量 (m ³ /a)	主要处理措施及排放去向
1	废压裂液	1352.7	0	酸化压裂液采用专用废液收集罐收集后运往塔河油田绿色环保站
2	废酸化液	502.2	0	
3	洗井废水	732.51	0	

表 2.3-18 井下作业废水水质

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

②采出水

根据开发方案，顺北区块前期污水量少，最大污水量 1423m³/d。污水处理方案采用就地分水、就地回注的原则，在五号联合站和顺北 1 处理站分别建有污水处理设施，整个污水处理方案分期实施：先建处理规模 1500m³/d（在五号联合站按 900m³/d，顺北 1 处理站 600m³/d）；污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注油层。

③间歇熔硫釜工艺流产生的废水

本项目在再生气阶段间歇熔硫釜工艺产生的废水主要为加热过程中过热蒸汽冷却后产生的废水以及石膏中压滤出来的水分，其废水的产生量合计约为 30m³/d，废水中主要污染物为少量的 H₂S 气体及微量的处理药剂。此部分废水排入联合站内的污水处理系统进行处理。

④生活污水

本项目运营期间废水主要为生产应急指挥中心的食堂餐饮废水以及生活废水。

本项目劳动定员共计 98 人，每人每天用水量约 120L，用水量为 4292.4m³/a，废水按用水量的 0.8 计，则运营期间产生的生活污水 3433.92m³/a。

本项目餐饮废水需经隔油处理后方可与生活污水一同排入一体化污水处理系统进行处理，处理至《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的二级标准后，用于荒漠植被生态恢复及降尘用水。

⑤五号联合站事故状态下的消防废水

根据《顺北油气田一区奥陶系油气藏产能建设项目可行性研究报告》对五号联合站内原油罐区的消防水计算可知，在单个 2 × 10⁴m³ 原油储罐发生火灾事故时，消防冷却水用量约为 904m³，消防泡沫混合液总量为 62.08m³，消防用水合计约为 966.08m³。收集的消防废水暂存在五号联合站污水系统的事故池内，最终由五号联合站内的污水处理系统进行处理，最终回注油层。

(2) 生产科研基地

本项目生产科研基地废水主要为生活办公产生的生活废水和食堂餐饮废水。生活用水按 120L/人·d 计，生产科研基地生活办公人员约为 190 人，办公生活用水量为 22.8m³/d（8322m³/a），生活废水产生量按 0.8 计，则废水量约为 6658m³/a。污水水质经类比，各污染物浓度及产生量见表 2.3-19。

表 2.3-19 运营期污水中污染物产生及排放情况

废水量	污染物	处理前浓度 mg/L	排放量 t/a	三级标准
6658m ³ /a	COD _{Cr}	400	2.66	500
	BOD ₅	200	1.33	300

	SS	220	1.46	400
	NH ₃ -N	35	0.23	/
	动植物油	10	0.066	/

生活污水和隔油沉淀处理的餐饮废水经化粪池处理后可达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)表 4 中的三级标准,一并排入市政排水系统,最终排入沙雅县污水处理厂进行最终处理。

2.3.3.3 运营期固体废物排放

(1) 顺北油田产能建设

① 油泥(砂)

油泥(砂)是被原油及其它有机物污染了的泥、砂、水的混合物,属危险废物。根据类比调查,油田开采的油泥(砂)产生量为 1.5-2.4t/10⁴t 采出液,以最大采出液 131×10⁴t/a 计算,油泥(砂)最大产生量约为 314.4t/a。

除原油系统产生的油泥外,污水处理系统也会产生含油污泥。污水处理系统各单元处理设施的污泥约为 15.0m³/d(含水率 99%),脱水后的干污泥量为 0.5m³/d(含水量 70%),全年污泥产生量为 182.5m³/a,以密度 1.1t/m³进行计算,则含油污泥的产生量约为 201t/a。

本项目产生的油泥(砂)经集中收集后前期拉依托塔河油田受浸泥土无害化处置进行处理,后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。

② 落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算,本项目运行后共 54 口油井,落地油总产生量约 5.4t/a。

根据西北油田分公司环境保护管理制度规定,不允许产生落地油。因此,本项目井下作业时带罐作业,并铺设合格的防渗膜,落地油 100%回收。

③ 不合格的泥浆

本次建设的泥浆回收站在检测阶段会产生少量的不合格泥浆。根据地面方案可知,本次泥浆回收处理站近期的泥浆最大储存及处理规模为 2000m³,由于泥浆站处理站年流转泥浆量无法确定,因此只对其进行定向分析。

④ 生活垃圾

本项目劳动定员共计 98 人,每人每天产生生活垃圾 0.50kg 计,运行期间共产生的生活垃圾为 17.88t,经统一收集后定期拉运至塔河油田绿色环保站进行填埋处理,后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。

(2) 生产科研基地

本项目生产科研基地建成运营后固体废弃物主要为日常生活过程产生的生活垃圾,日常生活办公人员共计 190 人,生活垃圾按人均产生系数 1.0 kg/d 计,产生量约 69.35t/a。

2.3.3.4 运营期噪声排放

运营期噪声污染源主要包括井场抽油机泵等。噪声排放情况见表 2.3-20。

表 2.3-20 运营期噪声排放情况

序号	位置	噪声源	源强 dB (A)
1	井场	机泵	90-100
2		井下作业	80-120
3	场站	各类机泵	90-100
4		加热炉	90-95
5		放空火炬	100-115
6	生产科研基地	车辆	70
7		水泵房	90-95
8		变电室	85-95

2.3.3.5 运营期污染物排放“三本帐”

综上所述，本项目运营期污染物汇总见表 2.3-21。

表 2.3-21 本项目运营期产排污情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	现有产生量	现有排放量	本项目产生量	本项目排放量	建成后总排放量	排放增减量	主要处理措施及排放去向	
废气	顺北油田采油集输工程	无组织挥发	VOCs (t/a)	4.54	4.54	155.0	155.0	159.54	+155	无组织排放自由扩散	
		加热炉	废气量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	4780	4780	23222.18	23222.18	28002.18	+23222.18	通过烟囱进行有组织排放，排放至空气中进行自由扩散	
			SO ₂ (t/a)	0.18	0.18	6.64	6.64	6.82	+6.64		
			NO _x (t/a)	2.41	2.41	31.07	31.07	33.48	+31.07		
			颗粒物 (t/a)	0.55	0.55	4.76	4.76	5.31	+4.76		
		污水处理系统	VOCs (t/a)	/	/	0.047	0.047	0.047	+0.047	无组织排放自由扩散	
			H ₂ S (t/a)	/	/	0.16	0.16	0.16	+0.16		
		天然气处理	H ₂ S (t/a)	/	/	16.05	0.82	0.82	+0.82	采用臭氧的离子除臭装置进行处理，最后采用 15m 以上的排气筒进行排放	
		生产科研基地	燃气锅炉	废气量 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	/	/	923.74	923.74	923.74	+923.74	通过烟囱进行有组织排放，排放至空气中进行自由扩散
				SO ₂ (t/a)	/	/	0.20	0.20	0.20	+0.20	
	NO _x (t/a)			/	/	1.29	1.29	1.29	+1.29		
	颗粒物 (t/a)			/	/	0.19	0.19	0.19	+0.19		
	汽车尾气		CO (t/a)	/	/	2.41	2.41	2.41	+2.41	无组织排放自由扩散	
			NMHC (t/a)	/	/	0.31	0.31	0.31	+0.31		
			NO _x (t/a)	/	/	0.28	0.28	0.28	+0.28		
食堂	油烟 (t/a)	/	/	0.024	0.024	0.024	+0.024				
废水	井场	井下作业废水	废水量 (m ³ /a)	2600	0	2587.41	0	0	+2587.41	严禁直接外排，采用专用废液收集罐收集后前期送至塔河油田绿色环保站处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。	
	联合站及集中处理站	采出水	废水量 (m ³ /d)	93.0	0	1423.0	0	0	+1423.0	原油处理站进行油水分离，分离后的污水分别输送至五号联合站及顺北 1 处理站污水处理系	

项目	工程	污染源	污染物	现有产生量	现有排放量	本项目产生量	本项目排放量	建成后总排放量	排放增减量	主要处理措施及排放去向
		再生气处理	废水量 (m ³ /a)	/	/	30.0	0	0	+30.0	排入五号联合站污水处理系统
		生活废水	废水量 (m ³ /a)	1387	0	3433.92	0	0	+3433.92	经地理式一体化污水处理设施处理后用于沙漠植被绿化
		生产科研基地	生活废水	废水量 (m ³ /a)	/	/	6658	0	0	+6658
	固体废物	联合站及集中处理站	含油泥沙 (t/a)	47.43	0	314.4	0	0	+314.4	前期运至塔河油田受浸泥土无害化处置装置进行处理, 后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。
含油污泥 (污水系统) (t/a)			/	0	201	0	0	+201		
泥浆回收站		不合格泥浆 (m ³ /a)	/	0	/	0	0	/	前期收集后运至塔河油田绿色环保站处理, 后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。	
生产应急指挥中心		生活垃圾 (t/a)	/	0	17.88	0	0	+17.88	带罐作业, 落地油 100%回收。	
井场		落地原油 (t/a)	1.3	0	5.4	0	0	+5.4	前期收集后运至塔河油田绿色环保站处理, 后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。	
顺北 1 处理站		生活垃圾 (t/a)	8.3	0	/	/	/	/	集中收集后交由市政环卫部门	
生活科研基地		生活垃圾 (t/a)	/	/	69.35	0	0	+69.35		
噪声	井场	机泵	/	/	/	90-100	/	/	/	
		井下作业 (压裂、修井等)	/	/	/	80-120	/	/		
	站场	加热炉	/	/	/	90~95	/	/		
		各类机泵	/	/	/	90-100	/	/		
		放空火炬	/	/	/	100-115	/	/		
	生产科研基地	车辆	/	/	/	70	/	/		
		水泵房	/	/	/	90-95	/	/		
变电室		/	/	/	85-95	/	/			

2.3.4 油田服务期满环境影响分析

服役期满后, 对完成采油的废弃井, 进行封堵内外井眼, 拆除井口装置, 清理场地工作, 基本无废水产生, 仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料, 清洗油污后可回收利用。

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。

2.3.5 生态影响

本项目分为顺北原油产能建设、生产科研基地两部分。由于生产科研基地位于沙雅县城内，占地面积相对顺北原油产能项目甚微，且基地周围已无植被分布。因此，本次生态环境影响主要针对顺北原油产能项目。

原油产能的生态影响主要体现在井场、站场、道路、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。

针对本项目建设内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算。见表 2.3-22。经核算，项目新增永久占地面积 197.16hm²，新增临时占地面积 336.22hm²。

表 2.3-22 本项目占地面积表

序号	项目工程	工程内容		占地面积 (hm ²)			说明	
				永久	临时	总占地		
1	顺北原油产能	井场	采油井 (新钻 54 口)	10.60	41.21	51.81	永久占地 50m×40m 施工总占地 115m×85m	
2			五号联合站	35.95	0	35.95	/	
3			混输泵站 (2 座)	3.00	0.21	3.21	/	
4			计量阀组 (5 座)	7.50	0.53	8.03	/	
5		管线	单井出油管线	0	81.60	81.60	102km, 作业宽度 8m	
6			集输管线	0	79.20	79.20	99km, 作业宽度 8m	
7			伴生气管线	0	12.0	12.0	15.0km, 作业宽度 8m	
8		管线	供气管线	0	0	0	50.0km, 作业宽度 8m 其中 14km 与伴生气管线同沟敷 设; 36km 与集输管线同沟敷 设。	
9			污水管线	0	72.8	72.8	91.0km, 作业宽度 8m	
10		道路	主干道 (三级道路)	25.90	5.55	31.45	37km, 路面宽 7m, 路基 8.5m	
11			支线道路 (四级公路)	2.8	0.7	3.5	7km, 路面宽 4m, 路基 5m	
12			简易道路	94.15	31.38	125.53	156.91km, 路面 6m, 路基 8m	
13			钻井对临时生活营地		0	11.04	11.04	井队生活区占地按 40×60m 计
14			生产应急指挥中心		5.460	0	5.460	/
15			泥浆回收站		1.80	0	1.80	/
16			小计		187.16	336.22	523.38	
17		生产科研基地		10.0	0	10.0	合计约 150 亩	
		合计		197.16	336.22	533.28	/	

2.3.6 清洁生产与循环经济

本节对本项目钻井过程、运行期、原油集输及处理过程、天然气处理过程、管理等方面进行清洁生产分析。

2.3.6.1 钻井过程的清洁生产工艺

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

(2) 作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施，泥浆循环利用率（重复利用）达到 90% 以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体做法如下。

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。

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。

③ 配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

(3) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4) 设置井控装置（防喷器等），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。

(5) 钻井废水、废钻井泥浆等采用钻井废弃物不落地达标处理技术，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

2.3.6.2 运行期清洁生产工艺

(1) 在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发；计量站及管汇撬阀门、油泵等设备采用密闭性能可靠的装置，杜绝跑、冒、滴、漏现象发生。

(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。

(3) 采油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，对产生的废液采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站。

(5) 井场加热炉燃料采用清洁燃料天然气，减少废气的产生量。

(6) 本项目采出水由管线输送至新建的五号联合站污水处理系统处理，经处理达标后回注地层，节约了新鲜水的同时减少的外排。

2.3.6.3 原油集输及处理清洁生产工艺

(1) 原油集输采用密闭集输流程

油田集输充分利用油井本身的压力能从井口至计量阀组至集中处理站采用单管密闭集输流程，降低了原油的损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

(2) 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，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

2.3.6.4 天然气处理清洁生产工艺

本项目天然气脱硫采用典型工艺为砷胺法脱硫，主要是通过高压、低温条件下胺溶液与天然气发生逆流接触，使天然气中酸性组分转入液相，然后在常压、高温下将胺液中的酸性组分解吸出来，再生后的胺溶液继续循环使用，装置检修后，只是向系统补充部分损失的脱硫溶液，可最大限度的减少周围环境的影响。

在后续的再生气处理环节采用自循环硫磺回收流程，可进一步提高对总硫的处理效

率，经过砷胺法脱硫+自循环硫磺回收流程对天然气的处理，其总硫处理效率可达到 99.2%。

2.3.6.5 节能及其它清洁生产措施分析

(1) 充分利用地层能量，先自喷采油，后机械采油，在满足工艺条件情况下尽量降低出油管道摩阻。

(2) 充分利用油田生产的天然气作为井场加热炉的燃料，节省其它燃料的消耗。

(3) 采用先进、可靠的自动控制技术，提高生产运行参数的安全性、准确性。

(4) 采用高效节能的泵类、燃气设备，以节省电能和燃料。

(5) 输变电工程采用无功综控技术，以高频率多步不等容量电容的投切确保系统功率因数 ≤ 0.9 。

2.3.6.6 建立有效的环境管理制度

本项目将环境管理和环境监测纳入西北油田分公司安全环保部门负责，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。

本项目主要采取的环境管理措施如下：

(1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

(2) 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，本项目无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是该项目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。

2.3.6.7 循环经济的体现

石油天然气是不可再生资源，在油田开发过程中要以资源为基础，通过产业创新、制度创新和技术创新，提高资源的开发效率和资源的利用率，减少其它资源的消耗，拉长产业链条，使废料和余能多次回收复用，物质合理循环，价值逐级增值，形成互为资源、协同高效发展的发展模式。

(1) 先进的生产工艺技术、清洁的产品和能源

本项目开发建设在采油、集输及油气处理等各生产环节，都非常重视“清洁生产”、“循环经济”理念的落实。

①提高自动控制水平，确保生产运行平稳，实现集输生产过程少放空，减少天然气对环境的污染。

②合理利用地层压力，油气集输均采用密闭流程，减少烃类挥发。

③场站采用先进的工艺，简化流程，减少占地和损耗，降低风险。

④石油产品作为一种清洁能源通过管道输送到下游，为企业和社会提供了优质的燃料或原料，优化和调整了地区的能源消费结构，从根本上降低了污染物的产生量和排放量，发挥出显著的经济效益和社会效益。

(2) 资源的回收利用

①钻井过程中的泥浆循环使用

进入钻柱的泥浆由钻柱外环形空间上返到井口后首先经振动筛清除掉大尺寸的砂粒，然后通过泥浆槽进入泥浆循环系统，再由泥浆泵经泥浆管线将泥浆打入套管内循环使用。

②完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收。

③废机油、洗件油及其它油品全部回收利用。

④钻井过程中产生的污水经沉淀澄清后回收利用（用于冲洗平台、设备、配制和补充泥浆用水等）。

⑤油藏采出水由管线输送至五号联合站污水处理系统处理，经处理达标后回注油层。

⑥钻井过程废弃泥浆和钻井废水采用钻井废弃物不落地达标处理技术，钻井废水经处理达标循环使用。

(3) 严格的管理

循环经济是一门集经济、技术和社会于一体的系统工程，科学、严格地管理是发展循环经济的重要条件。因此，需要建立一套完备的办事规则和操作规程，并且有督促其实施的管理机制和能力。从清洁生产角度看，工业污染物排放的 30%-40% 是管理不善造成的。只要强化管理，不需要很多投资，便可获得削减物料和污染物的明显效果。

本项目在开发建设和生产过程中，西北油田分公司积极推行 HSE 管理体系，对本项目实施 HSE 管理，同时对全体员工进行相应的 HSE 培训，使公司的员工自觉遵守 HSE 管理体系以保护其人身安全和周围环境。

完善现有的各项规章制度，以法规、行政、经济等手段，规范油田开发建设行为，把环保工作纳入企业生产管理之中，建立健全油田开发生产、防治污染的一系列环保规章制度，推行清洁生产，重视环保宣传教育和培训，依靠广大职工搞好污染防治、清洁生产工作。

2.3.7 污染物排放总量控制

2.3.7.1 总量控制原则

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

2.3.7.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染物排放的具体特点，参考《国家环境保护“十三五”规划基本思路》，本项目污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：SO₂、NO_x。

废水污染物：COD、氨氮。

2.3.7.3 本项目污染物排放总量

(1) 大气污染物

项目正常运行期间，大气污染源主要为油气集输和储罐产生的非甲烷总烃无组织挥发；原油产能的加热炉、生产科研基地厨房和燃气锅炉的燃烧烟气。本项目排放的 VOCs 基本可以等同于非甲烷总烃；加热炉、燃气锅炉采用清洁原料天然气为燃料，燃料气总含硫量 < 200mg/m³，因此本项目需控制的大气污染物指标为 VOCs、SO₂、NO_x。

(2) 水污染物

本项目运营期油藏采出水由管线输送至五号联合站污水处理系统，经处理达标后回注地层；井下作业废水运至塔河油田绿色环保站处理，不排入外环境；生产科研基地产生的办公生活废水排入市政污水系统内。

因此不对废水污染物进行总量控制。

2.3.7.4 总量控制建议指标

由于开发期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对钻井期间产生的污染物进行总量控制。

根据行业特点，并考虑区域环境质量功能要求，本项目建议总量控制指标为：

废气污染物：VOCs: 155.047t/a；SO₂: 6.84t/a（其中顺北产能为 6.6t/a，生产科研基地为 0.2t/a），NO_x: 32.36t/a（其中顺北产能为 31.07t/a，生产科研基地为 1.29t/a）。

本项目总量控制指标纳入中石化西北油田分公司总量控制指标内。

本次评价提出的为建议值，供环境保护行政主管部门对本项目实施环境管理 SO₂: 6.64t/a，NO_x: 31.07t/a，以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3 建设项目区域环境概况

3.1 自然环境概况

3.1.1 地理位置

顺北油田主要位于新疆沙雅县境内，构造位置位于塔里木盆地北部拗陷的中西部，顺北 1 井区面积约 302km² (18×18.5km)，地理位置：北纬 41°00′~41°20′，东经 84°24′~84°54′。顺北地区顺北 1 井区与塔河油田跃进区块南边界线最近距离约 24.1km，距离沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区最近距离约 20km。

生产科研基地位于沙雅县城内，位于县城西侧。北侧为英格巴街，西侧为团结路。项目区地理位置见图 3.1-1。

3.1.2 地形、地貌

顺北区块地处天山南麓，塔克拉玛干沙漠北部边缘，塔里木河以南的冲积平原，地表沉积物以粉细沙为主，地势平坦，海拔高度在 930m 左右，该区域为典型的沙漠生态系统，区内大部分地区土壤表层被风沙土所覆盖，植被以柽柳灌丛为主。

3.1.3 气象和气候

项目区地处欧亚大陆腹地，为典型的温带大陆性干燥气候。其显著气候特点是：降水稀少，夏季炎热、冬季干冷。年温差和日温差均较大，光照充足，热量丰富，蒸发强烈，风沙活动频繁。沙雅县主要常规气象要素统计资料见表 3.1-1。

表 3.1-1 沙雅县主要气象要素表

气象要素	单位	沙雅县
平均气温	℃	11.4
最热月平均气温	℃	-
最冷月平均气温	℃	-
历年极端最高气温	℃	41.2
历年极端最低气温	℃	-24.2
年主导风向		NE
最大风速极限	m/s	28.0
静风频率平均值	%	-
年降雨量	mm	-
年平均风速	m/s	1.37
年平均降水量	mm	47.3
年均相对湿度	%	49
年平均大气压	hPa	956.5
年均蒸发量	mm	2044.6
最大冻土深度	m	0.77
年平均日照时数	h	-
年平均逆温层高度	m	-
历年平均雷暴日数	d	-

3.1.4 地质构造与地震

塔里木盆地是天山和昆仑山两个强烈褶皱带之间的大型地块凹陷，盆地中央分布有第三纪背斜褶隆起带（即中央隆起带），并将盆地分割成构造形式上接近对称的大型单向断褶盆地，但并未完全封闭，两个大型单向断褶盆地构成了统一的塔里木盆地。塔河油田地处塔里木盆地北缘，构造上处于塔北断裂隆起带和塔中凹陷带的边缘交汇地带，构造条件较为复杂，塔北隆起带呈 NNE 向延伸约 300km，南北宽 8~40km，面积约 6000km²，断裂和局部构造较为发育。

项目区由于地处顺托果勒低隆的北缘，第四纪沉积物厚度较薄，第四纪沙土层厚约 50m 较为疏松，下部有巨厚的第三纪泥岩粉砂岩和细砂岩。依据该区工程勘察报告场区以粉砂、粉土为主，结构松软。塔河油田位于南天山地震带东段，地震基本烈度为 7 度，地基承载力标准为 110-140kPa。

3.1.5 水文及水文地质

评价区地处塔克拉玛干沙漠北缘，塔里木河冲积泛滥平原区。根据相关资料研究表明，塔里木河是一条在先成平原上河道多变迁的游荡性河流，河流改道频繁，使得现塔里木河以南冲积泛滥平原的大片区域留下许多羽状分布的干枯河道。一般来讲，不同的古河道由于过水流量的不同，含水层岩性有一定的差异，地下水的赋水性也不相同。但从整体上看，与河间地相比，沿古河道沉积物颗粒相对较粗，地下水的径流条件相对较好，其地下水的富水性也相对较好。与次同时，矿化度较低的河水的淡化作用，在高矿化水化学背景中，形成了以干枯河道为轴线的浅层淡化水体带。

根据塔河三源汇流资料：昆仑山北麓及天山南麓是塔河冲积平原的沉积物质来源地。因其气候环境的差异，使塔河所携带的沉积物中包含透水性能好的砂土及透水性能差的粉质粘土或粘土不稳定层，粉质粘土或粘土一般呈薄层状或透镜体状（见下图）。在塔河中段的第四系松散沉积层，以松散粉砂、细砂为主，夹薄层透镜体状粉质粘土、粘土。地下水类型为第四系松散岩类孔隙潜水。

（1）含水层特征

评价区地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主。在评估区塔里木河南岸的冲积泛滥平原区和古河道内广泛分布，冲积泛滥平原区潜水含水层组成含水层的岩性主要为冲积细砂、粉细砂，夹粉质粘土、粘土透镜体，地下水位埋深一般 1-5m，在评价区南侧区域地下水埋深多大于 5m。受塔里木河径流以及洪流期补给，地下水越是靠近塔里木河流域地下水富水性越好，涌水量为 100-1000m³/d，富水等级中等；距离塔里木河流域较远的地段，受地下水补给源相对匮乏，地下水富水性相对较差，涌水量多在小于 100m³/d。组成古河道潜水含水层的地层岩性为细砂、粉细砂，地下水位埋深 3-10m，富水程度小到中等。根据资料显示，本项目区域浅层地下水埋深为 3m。

（2）地下水的补给、径流、排泄条件

在塔里木河以南地区，大气降水量稀少。虽降水过程短，但多以暴雨形式集中降落，且分布不均。在塔河南岸冲积泛滥平原区，地下水位埋深一般 1-5m，地下水可以直接

得到降水的补给，在其他地区，因地下水位埋深较大，降水只能形成一定深度的半饱和砂地水份，对沙漠地下水的补给作用很微弱。塔河是塔河冲洪积泛滥平原区地下水的主要补给来源，它以沿途渗漏方式补给地下水。此外，地下径流的侧向补给以及洪水泛滥都直接、间接地补给地下水。

地下水主要以地下径流的形式由西向东向下游排泄，在塔河现代冲积泛滥平原，地下水位埋深较浅，地下水受垂直蒸发作用的影响比较大。在古河道分布的塔河现代冲积平原，地下水位埋深一般在 1-10m 之间，地下水受垂直蒸发作用的影响基本可以认为不存在。在塔河两岸及古河道两岸地段，分布有疏密不等的深根系耐盐、耐旱的胡杨林及红柳林地，植被的覆盖率高大 40-50%，在干旱、炎热的环境中，植物的垂直蒸腾作用也是详查区地下水的排泄方式之一。因此，详查区地下水的排泄方式主要为地下径流的形式由西向东向下游排泄；其次为垂直蒸发和蒸腾方式垂直排泄；此外，随着区内油田建设的日益发展，油区开采地下水也是地下水排泄的一个途径。

区域内地下水径流方向总体上是由西向东，由两侧向塔里木河径流，但在局部地段地下水的流向并不一致。塔河冲洪积泛滥平原区内地下水迳流速度非常缓慢，以浅层潜水为主的地下水在强烈的蒸发蒸腾作用下浓缩，形成了一个水化学类型以 $Cl \cdot SO_4 - Na$ 型为主的高矿化背景地下水。评价区地下水的径流方向与区域内地下水的径流方向基本一致。

(3) 地下水水化学特征

评价区属典型的内陆干旱气候，干燥炎热、降水稀少、蒸发强烈、光照充足，夏季干热、冬季干冷，春季干旱多风，昼夜温差大，日照时间长。区域内地下水水化学背景是 $Cl-SO_4-Na$ 型高矿化咸水。受塔里木河的影响，形成了塔河南岸一定范围内河水泛滥区及古河道分布地段的是地下淡水与淡化水带，这些地区内的水化学特征与区域地下水水化学背景的 $Cl-SO_4-Na$ 型咸水不同。

塔河南岸冲积及河水泛滥区地下水矿化度与距离塔里木河相对位置相关联，距离塔河近的地段地下水矿化度 1-3g/L，与塔河河水水质成分相近，但浅层潜水的化学类型和组分稍有变化，地下水的 HCO_3^- 占阴离子摩尔总量的百分比明显增高； Na^+ 所占的百分比相应有所降低，而 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 的摩尔百分比则有所增高，地下水化学类型为 $Cl-SO_4-Na-Mg$ 型及 $Cl-SO_4-Na-Ca$ 型水；古河道及淡化带地下水的矿化度一般小于 5g/L，水化学类型一般为 $Cl-SO_4-HCO_3-Na$ 型或 $HCO_3^- - Cl-Na$ 型。而距离塔里木河较远的地段，受强烈蒸发蒸腾作用，地下水矿化多大于 10g/L，地下水类型多为 $Cl-SO_4-Na$ 型咸水。

表 3.1-2 塔河南岸潜水水化学分带情况表

淡化带	距河距离 (m)	矿化度 (g/l)	pH 值	水化学类型	备注
塔河南岸淡化带	300	1.01	7.4	$Cl-SO_4-Na-Mg$	井水，井深 35m
	360	1.3	7.4	$Cl-SO_4-Na-Ca$	井水，井深 60m
	550	2.41	7.6	$Cl-SO_4-Na-Ca$	人工浅井
	1000	6.93	7.3	$Cl-SO_4-Na-Ca$	人工浅井
	1600	7.94	7.6	$Cl-SO_4-Na-Mg$	人工浅井
	1750	30.28	7.4	$Cl-SO_4-Na$	人工浅井

备注：资料引自《塔克拉玛干沙漠北缘淡水资源》

3.1.6 新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区

根据《中华人民共和国防沙治沙法》(中华人民共和国主席令第五十五号)《国家沙化土地封禁保护区管理办法》(林沙发〔2015〕66号)有关规定,2016年12月28日,国家林业局正式将沙雅县盖孜库木南部2.1万公顷的沙化土地划分为国家级沙化土地封禁保护区(国家林业局公告(2016年第22号)),距离沙雅县城约46km,地处塔里木河南岸,塔克拉玛干沙漠北缘。四至地理坐标N40°39′04″,E82°34′22″;N40°48′19″,E83°02′20″;N40°48′45″,E82°34′36″;N40°38′38″,E83°02′02″。

封禁意义:对封禁区人为活动频繁地段采取全封方式修建围栏,对风沙流动频繁地段采取机械固沙埋设草方格沙障,通过采取固沙压沙、生态修复等方式,促进封禁保护区内植被的自然恢复和地表皮的形成,拯救现有天然荒漠植被,环保生态环境,遏制沙化扩展趋势。

2016年开始实施沙化土地封禁保护试点补助项目(新林计字[2016]385号),主要包括刺丝围栏40.34km,维修刺丝围栏3.2km,草方格沙障69.03公顷,建设护管站1座,建筑面积289.21平方米,检查哨卡1座,建设输电线路4.638公里,维修薰互道路4.43公里,设置警示牌147个,安装监控设备1套,购置相关检测、保护等设施设备。

封禁期限:永久。

3.1.7 新疆沙雅国家沙漠公园

沙漠公园是以沙漠景观为主体,以保护荒漠生态、合理利用沙漠资源为目的,在促进防沙治沙和维护生态服务功能的基础上,开展公众游憩休闲或进行科学、文化和教育活动的特定区域。

2014年9月,沙雅国家沙漠公园成为全国首批国家级沙漠公园之一。沙雅国家沙漠公园位于新疆阿克苏沙雅县,面积为27800公顷。建于沙雅县盖孜库木乡,于塔里木古河道范围内,距离沙雅县城60公里。规划面积27800公顷,建设期限为2014年-2020年,规划有沙地保育区、宣教展示区、沙漠体验区、服务管理区等。

3.2 环境空气现状调查与评价

3.2.1 达标区域判定

根据沙雅县2017年全年空气质量监测数据,2017年的SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO及O₃的年度监测数据如表3.2-1所示。

表 3.2-1 2017 年沙雅县年度监测数据

监测项目	2017 年度监测年均值 (ug/m ³)			日最大超标 倍数	年达标率 (%)	二级标准 (ug/m ³)	
	日最小值	日最大值	年均值			日均值	年均值
SO ₂	1	43	13	0	100	150	60
NO ₂	1	73	22	0	100	80	40
PM ₁₀	29	688	169	3.58	51.1	150	75
PM _{2.5}	22	754	89	9.05	43.2	75	35
CO	1	5196	/	0.30	97.5	4000	/

O ₃	3	122	/	0	100	160(8 小时)	/
----------------	---	-----	---	---	-----	-----------	---

根据《沙雅县环境质量分析报告书（2017 年）》，2017 年沙雅县大气自动监测站一共采集有效日均数据 1998 个，其中采集 SO₂ 有效日均值数据 324 个，日均浓度范围为 1~43ug/m³，超标率为 0.0%，最大值出现在 2017 年 3 月 11 日；采集 NO₂ 有效日均值数据 324 个，日均浓度范围为 1~73ug/m³，超标率为 0.0%；采集颗粒物 PM₁₀ 有效日均值数据 324 个，日均浓度范围为 29~688ug/m³，超标率为 22%；采集颗粒物 PM_{2.5} 有效日均值数据 324 个，日均浓度范围为 22~754ug/m³，超标率为 34.8%；采集 CO 有效日均值数据 324 个，日均浓度范围为 0.001~5.196mg/m³，超标率为 1.2%；采集臭氧 8 小时有效日均值数据 324 个，日均浓度范围为 5~122ug/m³，超标率为 0%。

沙雅县环境空气质量指数中全年达到优良天气总计 139 天，即满足环境空气质量指数二级标准天数总计为 139 天，占全年有效监测天数的 42.9%。SO₂、NO₂、年均浓度值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，SO₂、NO₂ 达标率为 100%；PM₁₀ 和 PM_{2.5} 年均浓度值均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，日均值达标率分别为 51.1%，43.2%；CO 日均值达标率为 97.5%，O₃ 达标率为 100%。与《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准相比，2017 年 PM₁₀ 及 PM_{2.5} 年均值分别超标 1.13 和 1.19 倍，属于未达标区。

沙雅县通过落实大气污染防治行动计划，采取综合措施，可降低工业粉尘排放，但自然原因引起的扬尘污染受气候干燥、降水少的现实情况限值，短期内不会有明显改善。同时，为进一步说明项目所在区域环境质量状况，本次评价引用项目周边环境空气历史监测数据，具体分析如下。

3.2.2 数据来源

本项目顺北油田建设环境质量现状监测引用《中国石化西北油田分公司顺北井区 2017 年一期产能建设项目》（批复文号：新环函[2017]2055 号），监测时间为 2017 年 3 月 1 日~3 月 7 日；《顺北地区产能建设项目》（批复文号：新环函[2016]846 号）中的大气数据，引用监测数据的监测时间为 2016 年 3 月 26~4 月 1 日。

本项目 PM_{2.5} 引用《中国石化西北油田分公司顺北原油管道外输项目环境影响报告书》2018 年 4 月 10 日至 16 日对顺北 1、顺北 5 井区的监测数据。

引用数据位于顺北 1 井区范围内，监测数据引用时间及距离符合相关的引用要求，具有有效性。

3.2.3 采样及监测

（1）监测项目、监测频率和时间

综合考虑区域环境质量现状及项目污染物排放特点确定大气环境质量现状监测因子，根据相关技术规范要求确定本项目大气监测时间及监测频率见表 3.2-2。

表 3.2-2 大气监测项目、时间及频率

项目	常规因子	特征因子
监测因子	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、PM _{2.5} 、	NMHC、H ₂ S
监测时间	2016 年 3 月 26 日~4 月 01 日，连续监测 7d 2017 年 3 月 01 日~3 月 07 日，连续监测 7d 2018 年 4 月 10 日~4 月 16 日，连续监测 7d	
监测频率	PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO ₂ 、PM _{2.5} 日均值：20h/d 采样。NMCH、H ₂ S：一次采样。	

（2）监测点位布设

结合评价范围、环境功能区划分布，在评价区内共布设 5 个环境空气采样点对项目

因子进行评价。

监测点位及方位距离见表 3.2-3 和图 3.2-1。

表 3.2-2 环境空气现状监测点位相对位置

序号	监测点位	测点相对本项目方位	备注
1#	SHB5-4H 井附近	1.0km	顺北油田区域
2#	SHB5-2 井附近	1.0km	
3#	顺北 1-1H 井附近	1.0km	
4#	顺北 1-3 井附近	1.0km	

(3) 监测分析方法

监测分析方法均按国家有关标准、规定执行，见表 3.2-4。

表 3.2-4 环境空气监测分析方法

监测项目	分析方法	最低检出限		方法来源
二氧化硫	甲醛吸收-副玫瑰苯胺分光光度法	24h 均值	0.004mg/m ³	HJ482-2009
二氧化氮	盐酸萘乙二胺分光光度法	24h 均值	0.006mg/m ³	HJ479-2009
PM ₁₀	重量法	0.010mg/m ³		HJ 618-2011
PM _{2.5}				
非甲烷总烃	气相色谱法	0.04mg/m ³		国家环保总局（2003）第四版（增补版）
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	0.003mg/m ³		GB11742-1989

3.2.4 监测与评价结果

评价区环境空气质量现状监测与评价结果见表 3.2-5—表 3.2-10。

表 3.2-5 PM₁₀ 浓度监测及评价结果

监测点位	24h 平均浓度				
	浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况	浓度限值 (mg/m ³)
1#	0.171-0.285	190.0	100	超标	0.150
2#	0.177-0.284	189.0	100		
3#	0.227-0.281	187.0	100		
4#	0.239-0.279	186.0	100		

表 3.2-6 PM_{2.5} 浓度监测及评价结果

监测点位	24h 平均浓度				
	浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况	浓度限值 (mg/m ³)
顺北 5 井区	0.112-0.141	188	100	超标	0.075
顺北 1 井区	0.104-0.150	200	100		

表 3.2-7 SO₂ 现状监测及评价结果

监测位	24h 平均浓度				
	浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况	浓度限值 (mg/m ³)
1#	0.004-0.009	6.0	0	达标	0.150
2#	0.004-0.010	6.7			
3#	0.007-0.013	9.0			
4#	0.007-0.012	8.0			

表 3.2-8 NO₂ 现状监测及评价结果

监测位	24h 平均浓度				
	浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况	浓度限值 (mg/m ³)
1#	0.009-0.013	12.5	0	达标	0.080
2#	0.010-0.013	12.5			
3#	0.019-0.028	35.0			
4#	0.019-0.025	31.0			

表 3.2-9 非甲烷总烃现状监测及评价结果

监测位	小时平均浓度				
	浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况	浓度限值 (mg/m ³)
1#	0.73-1.26	63.0	0	达标	2.0
2#	0.90-1.19	60.0			
3#	0.27-0.44	22.0			
4#	0.18-0.52	26.0			

表 3.2-10 硫化氢现状监测及评价结果

监测位	小时平均浓度				
	浓度范围 (mg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况	浓度限值 (mg/m ³)
1#	未检出	/	0	达标	0.01
2#	未检出	/			
3#	未检出	/			
4#	未检出	/			

根据环境空气质量现状监测结果可以看出：

从表 3.2-5—表 3.2-8 可以看出，评价区内的 SO₂、NO₂ 浓度均能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准的要求。项目区处于塔里木盆地北缘地区，当地特殊的干燥气候条件，使得 PM₁₀、PM_{2.5} 监测值超标现象比较普遍，超标倍数分别在 0.86-0.90 和 0.78-1.0 之间。

从表 3.2-9 可以看出，各监测点非甲烷总烃浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 的浓度限值。

从表 3.2-10 可以看出，各监测点 H₂S 浓度均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》HJ2.2-2018 附录 D 表 D.1 的限值 0.01mg/m³。

3.3 水环境质量现状调查与评价

本项目所在区域无地表径流及人工渠系。为说明本项目所在区域水环境质量现状，本次评价对区域内的地下水水源井进行了监测。

3.3.1 地下水采样及监测

(1) 监测点布设

本项目在顺北井区周围设置共计 5 个地下水监测点，根据水文地质图可知，本项目监测的水井均属于同一地质单元。监测点位见图 3.2-1。

表 3.3-1 监测点位布设一览表

序号	监测点区域	测点相对本项目方位	备注
1#	顺北 5 井区	北侧 21.0km	距离五号联合站
2#		北侧 19.0km	
3#		北侧 19.5km	
4#	顺北 1 井区	东侧 11.0km	
5#		东侧 10.5km	

(2) 监测项目

根据区域环境水文地质特征和项目排污特点,地下水监测项目为: K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、总硬度、溶解性总固体、高锰酸盐指数、石油类、氨氮、挥发酚、六价铬、硝酸盐、亚硝酸盐等共 18 项。

(3) 监测时间

2017 年 3 月 5 日对各监测点位水质进行采样监测(顺北井区监测时间)。

(4) 采样及监测分析方法

采样及监测方法均按照国家环保局出版的《环境水质监测质量保护手册》及《水和废水监测分析方法》(第四版)执行。

3.3.2 监测与评价结果

表 3.3-2 地下水水质监测及评价结果单位: mg/L (pH 除外)

序号	监测项目	1#	指数	2#	指数	3#	指数	4#	指数	5#	指数	III类标准
		顺北井区										
1	钾	117	/	74.0	/	131	/	74.2	/	59.6	/	/
2	钠	8.85×10^3	/	7.12×10^3	/	7.69×10^3	/	5.99×10^3	/	6.06×10^3	/	/
3	钙	937	/	818	/	494	/	926	/	844	/	/
4	镁	859	/	640	/	820	/	598	/	575	/	/
5	CO_3^{2-}	<0.5	/	25.0	/	<0.5	/	<0.5	/	<0.5	/	/
6	HCO_3^-	96.2	/	26.0	/	74.6	/	97.9	/	81.8	/	/
7	Cl^-	1.46×10^4	/	1.10×10^4	/	1.26×10^4	/	9.71×10^3	/	1.12×10^3	/	/
8	SO_4^{2-}	5.96×10^3	/	5.01×10^3	/	5.90×10^3	/	4.84×10^3	/	5.24×10^3	/	/
9	pH 值	8.07	0.71	8.57	1.05	8.27	0.85	7.95	0.63	8.30	0.87	6.5~8.5
10	总硬度	5.35×10^3	11.8	4.19×10^3	9.3	4.57×10^3	10.1	4.26×10^3	9.47	4.66×10^3	10.4	≤450
11	溶解性总固体	2.60×10^4	26.0	2.11×10^4	21.1	2.44×10^4	24.4	1.94×10^4	19.4	2.23×10^4	22.3	≤1000
12	好氧量	0.36	0.12	1.03	0.33	0.74	0.25	0.61	0.20	0.64	0.21	≤3
13	氨氮	<0.05	<0.25	0.02	0.1	<0.02	<0.1	<0.02	<0.1	0.02	0.1	≤0.2
14	挥发酚	0.0005	0.25	<0.0003	0.15	0.0007	0.35	0.0006	0.3	<0.0003	0.15	≤0.002
15	六价铬	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08	≤0.05
16	硝酸盐氮	8.19	0.41	0.19	0.01	2.28	0.11	0.45	0.022	0.12	0.006	≤20
17	亚硝酸盐氮	0.005	0.25	0.003	0.15	0.033	1.65	0.029	1.45	<0.001	<0.05	≤0.02
18	石油类	<0.05	<1	<0.05	<1	<0.05	<1	<0.05	<1	<0.05	<1	≤0.05

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

地下水监测结果表明:顺北井区 5 个监测点中总硬度、溶解性总固体均超标, pH 2#

地下水监测点出现超标，亚硝酸盐氮 3#、4#地下水监测点出现超标；其余各项指标均可达到《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准要求。石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准值。

各监测点氯化物、硫酸盐、总硬度、溶解性总固体、硝酸盐氮不同程度的超标可能是由地下水本身所处的地质与水文地质环境所导致的。2#地下水监测点周围分布有碱土，可能是 pH 超标的原因。

3.4 声环境现状调查与评价

3.4.1 采样及监测

(1) 监测项目、监测频率和时间

根据相关技术规范要求确定监测项目及监测时间见表 3.4-1。

表 3.4-1 声环境监测项目及监测时间

项目	声环境
监测因子	等效连续 A 声级
监测时间	2017 年 3 月 2 日~3 月 3 日，连续监测 2 天
监测频率	2 次/天，昼间、夜间各 1 次

(2) 监测点位布设

结合评价范围、环境功能区划分布，本项目在顺北井区设 4 个监测点进行实测，监测点位图见图 3.2-1。

(3) 监测分析方法

监测分析方法均按国家有关标准、规定执行。

3.4.2 监测与评价结果

声环境质量的现状监测与评价结果见表 3.4-2。

表 3.4-2 顺北井区声环境监测及评价结果单位：dB(A)

监测点位	昼间				夜间			
	3 月 2 日		3 月 3 日		3 月 2 日		3 月 3 日	
	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况	监测值	达标情况
1#	36.9	达标	36.3	达标	35.6	达标	35.5	达标
2#	36.1	达标	36.5	达标	35.3	达标	35.4	达标
3#	36.6	达标	36.7	达标	35.2	达标	35.5	达标
4#	36.8	达标	36.4	达标	35.5	达标	35.2	达标
标准值	60				50			

根据上表可以看出，井区的背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准限值要求，周围声环境质量良好。

3.5 生态环境现状调查与评价

3.5.1 生态系统调查与评价

3.5.1.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，顺北原油产能项目区域属于塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区，塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区。

本区域主要敏感因子为土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤盐渍化轻度敏感。主要生态服务功能是：沙漠景观、风沙源地、油气资源开发。

主要的生态问题是：风沙威胁绿洲和公路以及油田设施、石油开发区环境污染。

3.5.1.2 生态系统评价

(1) 天然降水稀少

环境水分稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀。由于降水稀少和蒸散强烈，少量天然降水远不能满足中生植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的沙生植物才能得以生存，由此形成内陆干旱沙漠生态景观。

(2) 沙漠包围绿洲

评价区域沙漠面积大，且分布广，是一个典型的“盐化沙漠广布，壤土隘狭，边缘镶嵌分布”的地区。区域内绿洲面积相对较小，绿洲常面临着风沙危害和土壤侵蚀（风蚀）的威胁。

(3) 植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的灾害性影响。

(4) 生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。沙漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

3.5.2 植被现状调查与评价

3.5.2.1 区域植被类型

顺北井区在塔里木河流域的植被区划中属暖温带灌木、半灌木沙漠地带，塔里木盆地沙漠、稀疏灌木、半灌木沙漠区。该区域气候极端干旱，但热量丰富，又受塔里木河水的影响，非地带性的水热条件又丰富了一些植被类型。

该区域的植被类型在中国植被区划中属塔里木荒漠省、塔克拉玛干亚省、塔里木河谷洲。

该区域的植被除塔里木河沿岸分布有胡杨及人工植被外，基本均属于荒漠类型的灌木、低河漫滩盐化草甸。评价区高等植被有 43 种，分属 16 科，（详见表 4-4-3）。根

据《国家重点保护野生植物名录》（第一批）和《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），评价区有保护植物 6 种，胡杨、灰杨和肉苁蓉为国家 II 级保护植物，膜果麻黄、胀果甘草、罗布麻为自治区 I 级保护植物。

表3.5-1 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
杨柳科 <i>Salicaceae</i>	胡杨	<i>Populus diversifolia</i>
	灰杨	<i>P.pruinosa</i>
	线叶柳	<i>Salix wilhelmsiana</i>
蓼科 <i>Polygonaceae</i>	沙拐枣	<i>Calligonum mongolicum</i>
	盐穗木	<i>Halostachys caspica</i>
藜科 <i>Chenopodiaceae</i>	圆叶盐爪爪	<i>K.Schrenkianum</i>
	刺蓬	<i>Salsola pestifer</i>
	细叶虫实	<i>Corispermum heptapotamicum</i>
	星状刺果藜	<i>Echinopsilon divaricatum</i>
	假木贼	<i>Anabassis spp.</i>
毛茛科 <i>Ranunculaceae</i>	东方铁线莲	<i>Cleamatis orientalis</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sqpbora alopecuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	光甘草	<i>Glycyrrhiza korshinskyi</i>
	胀果甘草	<i>Gindlata Batal</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Althagi sparsifolia</i>
蒺藜科 <i>Zygophyaceae</i>	骆驼蓬	<i>Peganum barmat</i>
	西伯利亚白刺	<i>Nitraria sibirica</i>
怪柳科 <i>Tamaricaceae</i>	多枝怪柳	<i>Tamarix ramosissima</i>
	刚毛怪柳	<i>T.hispida</i>
	短穗怪柳	<i>T.axa</i>
	多花怪柳	<i>T.hahcmakeri</i>
	长穗怪柳	<i>T.clongata</i>
胡颓子科 <i>Elacagnaceae</i>	尖果沙枣	<i>Elacagnus oxycarpa</i>
	大沙枣	<i>E.Moorcroftii</i>
夹竹桃科 <i>Apocynaceae</i>	大花罗布麻	<i>Poacynum hendersonii</i>
	茶叶花	<i>Trachomitum lancifolium</i>
萝藦科 <i>Aschepiaceae</i>	牛皮消	<i>Cynanchum sibiricum</i>
旋花科 <i>Cohvolvulaceae</i>	打碗花	<i>Calystegia spium</i>
茄科 <i>Selanaceae</i>	黑刺	<i>Lycium ruthelcum</i>
列当科 <i>Orobanchaceae</i>	肉苁蓉	<i>Cistanche tubulosa</i>
菊科 <i>Compositae</i>	分枝鸦葱	<i>Scorzonera divaricata</i>
	盐生鸦葱	<i>S.Salsula</i>
	新疆绢蒿	<i>Seriphidium boratalense</i>
	小薊	<i>Ciriium setosum</i>
	花花柴	<i>Karelinia caspica</i>
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	假茅拂子茅	<i>Calamagrostis pseudophramites</i>

科	种名	拉丁名
	拂子茅	<i>Cepigejos</i>
	獐毛	<i>Aeluropus litoralis</i>
	赖草	<i>Aneurolepidium seealinud</i>

根据现场调查可知，本项目部分区域内分布有少量的胡杨（国家 II 级保护植物）。

3.5.2.2 群落类型及分布

顺北井区及其周边的自然植被主要有 2 种植被类型，即灌丛植被和森林；2 个群系，即灌丛沙丘柽柳灌丛群系、胡杨群系（见表 3.5-2）。项目区植被类型见图 3.5-2。

表 3.5-2 评价区植被类型

植被型	植被亚型	群系纲	群系	群从组
灌丛植被	落叶阔叶灌丛	杜加依灌丛	多枝柽柳群系	—
森林	落叶阔叶林	杜加依林	胡杨群系	多枝柽柳+胡杨群从组

各群系主要的群落特征如下：

(1) 灌丛沙丘柽柳灌丛群系

该群系分布于塔里木盆地河漫滩，是向盐化草甸过渡的类型。群落中优势种为多枝柽柳，在评价区范围内多数呈单优群落出现，灌木层高度 2-3m，盖度 20% 左右，群落中偶有零星胡杨出现。灌木层下草本很少，只有在水分条件较好的部分地段，灌木层下的草本较丰富，主要有花花柴、疏叶骆驼刺、胀果甘草、盐爪爪、碱蓬、鹿角草等。在盐渍化较强的地段，灌木和草本层有稀疏的多浆半灌木层片，主要为盐穗木，盖度 1% 左右。

(2) 胡杨群系
该群系是胡杨林内相对稳定的群落类型，分布较广，面积较大，是河漫滩胡杨林发育的成熟阶段。主要分布在顺北地区北部区域。群落内胡杨为优势种，生长较为茂盛，高度 6-12m 不等，每公顷株数 100-150 株左右，盖度多在 15% 以上，部分地段盖度可达 20%。林下灌木层主要是多枝柽柳，其盖度水林冠郁闭度而变化，在密林中较稀疏，在疏林中，灌木层盖度可达 15%，其下偶有黑果白刺等。草本也非常稀疏，常见的有胀果甘草、花花柴、芦苇、疏叶骆驼刺等。胡杨林内由于土壤表层，通常十分干旱和有盐结皮，在天然情况下，胡杨的更新已不能进行，但在部分水分较好处，尚能发生根蘖幼树，数量不多。

3.5.2.3 自然植被现状分析及评价

(1) 群落分布状况分析

评价区地处塔里木河南岸冲洪积细土平原，但属干旱沙漠地区，植物群落类型单一，结构简单，种群集群分布，郁闭度不高，生物量低，生物多样性单一，群落稳定性差。群落中除胡杨一种乔木外，主要是超旱生地多枝柽柳灌丛和一些伴生种。

(2) 植被群落样方分析

本次环评在顺北 1 井区共布置调查样方 2 个。

①样方 1

调查地点 SHB1-19H 附近

土壤类型：流动风沙土



调查时间：2017 年 12 月 5 日

调查地点：40° 37'2.20"北，40° 37'2.20"北；

样方大小：10m×10m 总盖度：5%，统计结果见表 3.5-3。

表 3.5-3 样方 1 统计表

植物种	盖度% (郁闭度)	平均高 (m)	其他
盐穗木	1	0.5	柽柳群系，总盖度 5%。
柽柳	3	0.5-1.5	
盐爪爪	1	0.2	

②样方 2

调查地点：SHB5-14 附近

土壤类型：漠土化灰色草甸土



调查时间：2017 年 12 月 5 日

调查地点：40° 45'38.00"北，82° 39'38.16"东；

样方大小：10m×10m 总盖度：20%，统计结果见表 3.5-4。

表 3.5-4 样方 2 统计表

植物种	盖度% (郁闭度)	平均高 (m)	其他
胡杨	10	5.5	灌丛沙丘柽柳灌丛群，总盖度 20%。
多枝柽柳	6%	2.4	
疏叶骆驼刺	3%	0.38	
盐爪爪	1%	0.2	

经过对评价区进行详细的植被调查，由植物样方调查以及现场踏勘，其中广泛分布的种类是胡杨和多枝桤柳群落，其他植物物种在样方中基本呈均匀分布，属多度小频率也小的类型。

(3) 植被利用现状评价

评价区属典型沙质荒漠生态系统，植物组成结构简单，多数都具有耐旱和耐盐碱的特性。胡杨和多枝桤柳是该区域的主要建群种，随着距河道距离的增加，地下水趋于下降，土层越加干燥，地表积盐草本植物锐减，林相趋简单，逐步转化为荒漠。据调查，该区域植被覆盖度较低，整体利用价值不大。

3.5.2.3 植被利用情况

油区所在地属于沙漠生态系统。沙生植被作为一种饲养牲畜获得畜产品的主要自然生物资源，在生态系统中起着决定性的作用。

评价区内草场分类系统以新疆维吾尔自治区畜牧厅资源办公室印发的有关新疆草场分类原则与系统为依据，项目区属平原沙质温性荒漠亚类草场，主要发育在固定、半固定沙丘、丘间洼地及壤质荒漠带。植被主要由小半乔木、灌木和半灌木组成，下层分布有多年生和一年生草本植物及大量短命和类短命植物。植被随沙丘固定程度、高低、大小、沙垄走向等不同生境而形成多种复合体。主要建群种和优势植物有白梭梭、梭梭柴、沙拐枣等。

该类沙质荒漠草场因处于沙漠区，夏季炎热干燥，地表水缺乏，一般只能在春季或冬季稳定积雪后才能利用，放牧季节中其利用水平均在 0.2% 以下，植被盖度 10-20% 不等。在确定草群品质优劣时，主要以组成草群植物的适口性特点为依据，通过野外的实地考察，并参考《新疆草地资源及其利用》和《新疆主要饲用植物志》，按其适口性的优劣划分出不同的等级，具体标准如下：

- 一等草地：优等牧草占 60% 以上；
- 二等草地：良等牧草占 60% 以上，优等及中等占 40%；
- 三等草地：中等牧草占 60% 以上，良等及低等占 40%；
- 四等草地：低等牧草占 60% 以上，中等及劣等占 40%；
- 五等草地：劣等牧草占 60% 以上。

各级的划分标准如下：

- 第 1 级草地每公顷产鲜草 12000kg 以上；
- 第 2 级草地每公顷产鲜草 12000-9000kg；
- 第 3 级草地每公顷产鲜草 9000-6000kg；
- 第 4 级草地每公顷产鲜草 6000-4500kg；
- 第 5 级草地每公顷产鲜草 4500-3000kg；
- 第 6 级草地每公顷产鲜草 3000-1500kg；
- 第 7 级草地每公顷产鲜草 1500-750kg；
- 第 8 级草地每公顷产鲜草 750kg 以下。

本项目区域内属于五等八级草场，说明草场质量不高，利用价值低。

3.5.3 野生动物现状调查与评价

评价区位于塔河以南，气候极端干旱，生态系统极为脆弱，油田建设工程势必会对脆弱的沙漠生态环境造成一定的影响，同时也会不同程度地影响到建设项目周围的野生动物活动。

3.5.3.1 野生动物区系与分布

在评价区生存的野生动物主要有爬行动物叶城沙蜥 (*Phrynocephalus axillaris*)；哺乳动物有长耳跳鼠 (*Euchoreutes naso*)、子午沙鼠 (*Meriones meridianus*)、沙狐 (*Vulpes corsac*) 三种，另外根据调查和了解，塔河油田周边区域还有鹅喉羚 (*Gazella subgutturosa*)、马鹿 (*Cervus claphus*) 和鹅喉羚 (*Procapra gutturosa*) 偶尔出没；本地鸟类有白尾地鸦 (*Podoces biddulphi*)、红隼 (*falco tinnunculus*)、小沙百灵 (*Calandrella cinerea*)。

3.5.3.2 油田及周围区域野生动物现状评价

该区域野生动物数量极少，主要栖息分布着一些耐旱的荒漠动物，种类十分单调，国家和地方保护动物较少，其中红隼是国家二级保护动物，沙狐是新疆二级保护动物，白尾地鸦是我国的特有鸟种，仅分布于新疆的塔克拉玛干沙漠，虽然还未列入国家或地方保护名录，但已被列为“世界濒危鸟种”和“全球狭布鸟种”，被编入“亚洲鸟类红皮书”之中。该鸟经常在油田区活动，到采油区的宿舍区觅食，很容易被人捕捉。

从表 3.5-5 可知，该区域及其邻近区域中野生动物数量不多，主要是一些耐旱的荒漠动物，统计共有各种野生脊椎动物 47 种，其中两栖类 1 种，爬行类 4 种，鸟类 30 种，哺乳类 10 种。主要为鸟类居多，占有动物的 63.83%，区域内兽类动物相对较少，占 12.76%。

该区域内大中型兽类是鹅喉羚、马鹿和野猪。按大中型兽类粪堆技术统计，推算出塔河油田周围的鹅喉羚相对密度约为 0.11 只/km²，马鹿、鹅喉羚和野猪数量更少。小型野生动物中，塔里木兔是该区域的优势动物，多集中在灌丛中，并以灌丛的根基为食，因其繁殖能力特别强，种群数量较大，已对自然植物和人工绿化植物造成了破坏。

据统计，鹅喉羚、马鹿、红隼、苍鹰、鸢、塔里木兔也属国家二级重点保护动物，沙狐和环颈雉是新疆维吾尔自治区二级重点保护动物。塔里木兔是塔里木盆地特有种；白尾地鸦是我国的特有鸟种，仅分布于新疆的塔克拉玛干沙漠，虽然还未列入国家或地方保护名录，但已被列为“世界濒危鸟种”和“全球狭布鸟种”，被编入“亚洲鸟类红皮书”之中。

表 3.5-5 评价区主要及脊椎动物名录及其种类和分布

序号	种名	拉丁学名	留居特性	分布及频度			
				I	II	III	IV
两栖类							++
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>					
爬行类							
2	新疆鬣蜥	<i>Agama stoliczkana</i>		±			
3	南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		±	±		
4	密点麻蜥	<i>Eremisa multiocellata</i>		+	++		

序号	种名	拉丁学名	留居特性	分布及频度			
				I	II	III	IV
5	荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>			±	±	
鸟类							
6	鸬鹚	<i>Phalacrocorax carbo</i>	B				++
7	凤头鸊鷉	<i>Podiceps cristatus</i>	B				+
8	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i>	B				+
9	绿头鸭	<i>Anas platyrhynchos</i>	B				±
10	鸢	<i>Milvus korschum</i>	R	+	+	+	
11	苍鹰	<i>Accipiter gentilis</i>	B	±	±	±	
12	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	R	+	+	+	
13	环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R		±		
14	银鸥	<i>Larus argentatus</i>	B				++
15	红嘴鸥	<i>Larus ridibundus</i>	B				++
16	原鸽	<i>Columba livia</i>	R			+	
17	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B	+	+		
18	灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R	+	+		
19	戴胜	<i>Upupa epops</i>	R		±		
20	白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucopterus</i>	B	±			
21	沙百灵	<i>Calandrella rugescens</i>	R		+	++	
22	凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R		+	++	
23	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B		+		
24	红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	+	+	±	
25	紫翅椋鸟	<i>Sturnus vulgaris</i>	S	++	++	+	
26	喜鹊	<i>Pica pica</i>	R	+	+		
27	白尾地鸦	<i>Podoces hiddulphi</i>	R			+	
28	寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	++	++		
29	小嘴乌鸦	<i>Corvus corone</i>	B	++	++		
30	沙鸥	<i>Oenanthe isabellina</i>	B		±	++	
31	漠鸥	<i>Oenanthe deserti</i>	B		±	++	
32	沙白喉莺	<i>Sylvia minula</i>	B	+	++		
33	树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	+	++		
34	巨嘴沙雀	<i>Rhodopechys obsoleta</i>	B	+		+	
35	漠雀	<i>Rhodopechys githagineus</i>	B	+		+	
哺乳类							
36	塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>	—	+	++	+	
37	三趾心颅跳鼠	<i>Salpingotus kozlovi</i>	—			+	
38	长耳跳兔	<i>Euchoreutes naso</i>	—			+	
39	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—			+	
40	大耳猯	<i>Hemiechinus auritus</i>	—			±	
41	沙狐	<i>Vulpes corsac</i>	—			±	
42	狗獾	<i>Meles meles</i>	—	±		+	
43	野猪	<i>Sus scrofa</i>	—	±	±		
44	马鹿	<i>Cervus claphus</i>	—	±			
45	鹅喉羚	<i>Gazella subgutturosa</i>	—	+		+	

注：(1) R—留鸟； B—繁殖鸟； W—冬候鸟； S—夏候鸟；(2) ±：偶见种； +：常见种； ++：多
见种；(3) I 胡杨林区； II 柽柳灌丛区； III 半灌木荒漠区； IV 塔里木河水域区；

3.5.4 土壤现状调查与评价

3.5.4.1 土壤类型及结构特征

根据野外实地调查及新疆生物土壤沙漠研究所调查资料,评价区的土壤主要为流动风沙土和漠土化灰色草甸土等,土壤类型详见图 3.5-3。

(1) 风沙土

风沙土质地粗,细砂粒占土壤矿质部分重量的 80~90%以上,而粗砂粒、粉砂粒及粘粒的含量甚微。干旱是风沙土的又一重要性状,土壤表层多为干沙层,厚度不一,通常在 10~20 厘米左右,其下含水率也仅 2~3%。有机质含量低,约在 0.1~1.0%范围内;有盐分和碳酸钙的积聚,前者由风力从他处运积而来,后者是植物残体分解和沙尘沉积的结果。

根据植被生长的疏密和沙性母质流动性的大小,风沙土可分为 3 个亚类,①流动风沙土:多半是仅生长有极为稀疏的固沙先锋植物的流动沙丘。成土过程微弱,风蚀作用严重,土壤剖面的层次分化不明显。植物难以定居其上,基本上无利用价值。多见于荒漠地区。②半固定风沙土:由流动风沙土发育而来。随着流动风沙土着生植物的增多,沙面植物的覆盖度增大,风蚀作用趋于和缓,土壤表面变为紧实并出现薄层结皮,流动性变小而呈半固定状态。同时,土壤有机质含量也因植物残体的增多而有所增加,土壤剖面层次有所分化。③固定风沙土。由半固定风沙土发展而成,除生长有沙生植物外,还常掺入一些地带性植物种。沙丘的外貌更加平缓,地表结皮进一步增厚,沙面更加紧实,剖面分化明显,且有团块状结构出现,抗风能力增强,土壤理化性质发生风沙土地区的林网明显变化。在流动风沙土向半固定和固定风沙土演变过程中,土壤表层粉砂和粘粒含量增加,持水性能提高,有机质和盐分积累明显。

(2) 草甸土

草甸土发育于地势低平、受地下水或潜水的直接浸润并生长草甸植物的土壤,属半水成土。其主要特征是有机质含量较高,腐殖质层较厚,土壤团粒结构较好,水分较充分。草甸土的形成有潜育过程和腐殖质积累过程,有腐殖质层、腐殖质过渡层和潜育层。草甸土可分为暗色草甸土、草甸土、灰色草甸土和林灌草甸土 4 个亚类。

①林灌草甸土

林灌草甸土是荒漠地区沿河岸分布的胡杨林、灰杨林、灌木林、草甸等乔、灌、草多层植被发育着的偏远森林土壤。塔里木河平原分布着大面积的胡杨林和灰杨林,林下发育和分布着林灌草甸土。其典型剖面特征是:表层有厚 4-5cm 的枯枝落叶层,在林木茂密处,可厚达 20cm 或更多;以下为厚 10-15cm 的粗腐殖质层,颜色多呈暗灰棕色,该层下部与下层过渡处有时可以看到白色盐结晶;再下为腐殖质层,厚度不大,一般为 10cm 左右,颜色呈暗灰棕带褐,多有白色盐分;腐殖质层下的过渡层不明显,厚度更小,有时也含有少量盐分,已具有弱潜育特征。

在化学性质方面,林灌草甸土有如下特点:有机质含量一般为 1-2%,在个别情况下也可达 3%以上,从地表以下 20-30cm 开始即逐渐减少;表层含氮量一般在 0.02-0.07% 之间,C:N 在 14-20 之间;易溶性盐在表层下部含量最高,可达 1-2%,但在缺乏枯枝落叶层覆盖的情况下,盐分即多积聚于表层最上部,就 0-30cm 的平均含盐量来看,盐分

含量并不很高，一般在 0.5-1.0% 之间，属氯化物-硫酸盐盐渍化类型。

项目区林灌草甸土主要分布在塔里木河北岸的河滩地上，除主要生长胡杨和灰杨外，林下植被多为怪柳、野麻、甘草等，也有稀疏的禾本科植被，如芦苇、拂子茅等。

② 灰色草甸土

灰色草甸土常与栗钙土和棕钙土共存。土壤有机质含量较低，呈灰色；一般都发生盐化，局部有碱化现象。

3.5.4.2 土壤元素背景值

根据“七五”攻关项目《新疆土壤元素背景值》研究成果，评价区主要元素背景值见表 3.5-6。

表 3.5-6 准噶尔盆地及全疆土壤元素背景值对照单位：mg/kg

元素	层次	准噶尔盆地	全疆	全疆风沙土	GB15618-1995 二级标准(pH > 7.5)
Cu	上层	28.16	25.5	12.80	200
	下层	27.13	25.9	14.97	
Pb	上层	18.44	19.0	15.73	350
	下层	17.16	18.2	14.88	
Zn	上层	67.30	66.9	43.80	300
	下层	62.90	65.7	43.95	
Cd	上层	0.103	0.101	0.053	0.60
	下层	0.066	0.082	0.045	
Ni	上层	25.97	26.7	13.64	60
	下层	23.75	25.4	16.73	
Hg	上层	0.01	0.014	0.007	1.0
	下层	0.008	0.010	0.005	
As	上层	9.32	10.1	5.24	25
	下层	10.17	10.5	5.75	
Cr	上层	48.43	47.6	32.98	250
	下层	46.63	48.4	34.69	

从表 3.5-6 中可以看出，评价区域所在的准噶尔盆地土壤各微量元素背景值低于全疆土壤微量元素背景值水平。

3.5.4.3 土壤现状监测与评价

本次评价在顺北区内进行土壤采样，监测点土壤类型均为风沙土。本次收集了引用《中国石化西北油田分公司顺北井区 2017 年一期产能建设项目》（批复文号：新环函[2017]2055 号）与 2017 年 3 月对区域的土壤监测，以及新疆天合环境技术咨询有限公司 2019 年 3 月编制完成的《哈拉哈塘油田塔河南奥陶系油气藏百万吨开发概念设计环境影响报告书》（引用数据位于本项目区位于同一区域）中的土壤监测数据。根据引用的监测结果说明完钻井对土壤环境造成的影响程度及影响范围。监测结果见表 3.5-7、3.5-8。

表 3.5-7 土壤分析测试结果（顺北井区 2017 年）

编号	监测点	采样深度	pH	石油类 (mg/kg)	铬 (mg/kg)
1	1#	0—20cm	8.40	<0.5	48.9
		20—40cm	8.64	<0.5	46.1
2	2#	0—20cm	8.40	<0.5	71.4
		20—40cm	8.46	<0.5	71.3
标准值				4500	78

表 3.5-8 土壤分析测试结果（哈拉哈塘油田）

监测项目	单位	拟建鹿场计转站 (3#)		拟建的 LC4-3X (4#)		拟建富源 II 计量站 (5#)		标准值
		监测值	pi	监测值	pi	监测值	pi	
pH	—	8.5	/	8.44	/	8.54	/	/
含盐量	mg/kg	17.12	/	10.90	/	10.67	/	/
汞	mg/kg	24.9	0.66	23.7	0.62	33.2	0.87	38
砷	mg/kg	17.9	0.30	12.8	0.21	15.4	0.26	60
铅	mg/kg	23.5	0.03	20.4	0.03	25	0.03	800
镉	mg/kg	0.19	0.003	0.14	0.002	0.18		65
总铬	mg/kg	57.7	/	46.4	/	63.8	/	/
铜	mg/kg	25.2	0.001	18.4	0.001	28.8	0.002	18000
锌	mg/kg	71.6	/	57.1	/	78.9	/	/
镍	mg/kg	26.2	0.04	21.2	0.02	29.3	0.03	900
石油烃	mg/kg	8.58	0.002	8.45	0.002	7.3	0.001	4500

由表 3.5-7、3.5-8 可以看出各监测因子的监测值满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地要求。说明钻井和采油活动过程中，对井场外围的土壤环境影响较小。

3.5.5 土地利用现状调查与评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态环境现状进行分析，即将遥感影像与线路进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2007），以确定顺北区块内的土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。土地利用现状图见图 3.5-4，项目区的主要土地类型为沙地、疏林、低盖度草地、中盖度草地、盐碱地。

4.环境影响分析与评价

4.1 环境空气影响分析与评价

4.1.1 区域地面污染气象特征分析

本项目核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本项目顺北原油产能、生产科研基地位于阿克苏地区沙雅县境内。本次收集了沙雅县常年的地面观测数据进行统计分析。

4.1.1.1 风速

沙雅县气象站的年平均风速为 1.37m/s，春夏季风速最大，其中以 6 月份和 7 月份风速最大（1.74m/s），以 11 月份风速最小（1.2m/s），区域各月平均风速统计见表 4.1-1。平均风速的全年各月变化曲线见图 4.1-1。

表 4.1-1 评价区域各月平均风速统计表单位：m/s

位置	月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
沙雅县	风速	0.92	1.56	1.56	1.52	1.63	1.73	1.74	1.50	1.47	0.93	0.88	1.05

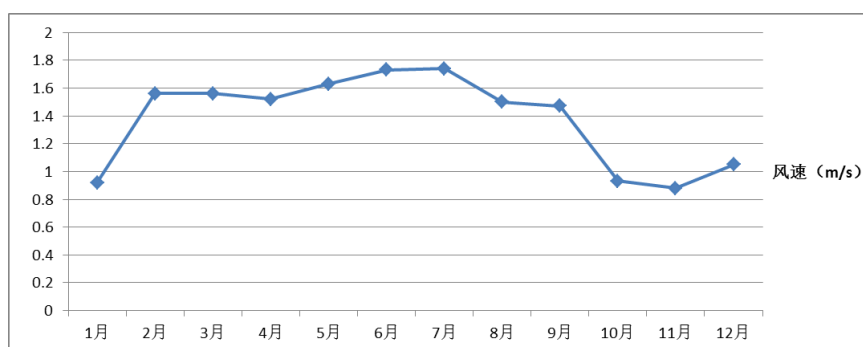


图 4.1-1 沙雅现全年各月风速变化曲线

4.1.1.2 风向、风频

大气污染物的传输与扩散受地面风向风速的影响，风向决定了污染物被输送的方向以及被污染区域的方位，而风速的大小则影响大气污染物的扩散稀释速度。一般在风向频率较大的方位其下风向的轴线区域污染物浓度较大。

沙雅县各季及全年各风向频率统计情况见表 4.1-2，风向频率玫瑰见图 4.1-2。

表 4.1-2 沙雅县各月、各季、全年各风向频率

季节	春			夏			秋			冬			年		
	风向频率	平均风速	污染指数	风向频率	平均风速	污染指数	风向频率	平均风速	污染指数	风向频率	平均风速	污染指数	风向频率	平均风速	污染指数
N	6.52	2.08	6.21	9.78	2.07	6.43	5.22	1.84	8.21	3.85	1.85	10.28	6.35	1.95	7.73
NNE	13.59	1.84	4.20	14.67	1.73	3.85	11.81	1.54	3.92	5.22	1.56	5.88	11.34	1.67	4.36
NE	15.49	1.55	2.54	13.04	1.79	2.58	9.07	1.68	1.06	9.07	1.24	3.13	11.68	1.56	2.28
ENE	10.33	2.60	2.40	11.68	2.77	1.03	7.97	2.14	1.86	6.04	2.10	3.24	9.02	2.36	2.11
E	3.26	3.22	2.15	5.98	2.79	1.02	3.3	2.64	1.88	2.2	1.83	3.42	3.69	2.62	2.0
ESE	2.72	3.26	1.92	4.89	3.82	0.82	1.37	2.46	1.89	0.82	1.75	1.90	2.46	2.86	1.52

SE	3.26	2.57	1.06	2.99	3.11	0.83	1.37	2.28	1.50	1.37	1.39	1.0	2.25	2.45	1.03
SSE	2.72	2.50	1.19	2.72	2.63	1.34	1.92	1.56	1.41	1.65	1.17	1.18	2.25	2.16	1.63
S	2.99	2.24	2.06	2.17	2.51	1.85	1.65	1.75	1.26	1.37	1.60	0.96	2.05	2.18	1.52
SSW	3.8	2.47	1.87	2.72	2.66	2.04	4.67	2.12	3.37	9.89	1.86	0.83	5.26	2.35	1.99
SW	5.98	2.77	3.68	3.8	2.78	3.27	8.79	1.98	4.78	16.76	1.97	1.69	8.81	2.46	3.27
WSW	6.25	2.69	1.71	2.17	2.18	2.12	7.42	2.16	2.99	14.84	1.99	2.23	7.65	2.25	2.24
W	2.99	2.03	1.20	3.26	1.95	1.05	6.04	1.87	1.98	6.59	1.62	2.14	4.71	1.84	1.58
WNW	2.99	1.81	1.88	3.26	2.20	1.98	3.57	1.72	1.44	4.67	1.35	2.78	3.62	1.80	1.94
NW	2.72	2.83	1.78	5.16	2.62	3.89	2.75	2.05	2.01	1.1	1.58	3.08	2.94	2.36	2.57
NNW	3.26	2.95	4.09	5.16	2.70	5.68	2.2	2.04	6.33	1.1	1.81	5.98	2.94	2.41	5.31
C	11.14	-	-	6.52	-	-	20.88	-	-	13.46	-	-	12.98	-	-

由图表可以看出，本地区全年及各季节的风向、风速分布有以下特点：

由各季、全年风向玫瑰图可以看出：全年盛行以 NNE-NE-NNE 方向的风向，其风向角合计频率达 32.04%。全年静风频率为 12.98%，其中，秋季最高，20.88%，其次为冬季，为 13.46%，夏季最少，为 6.52%。

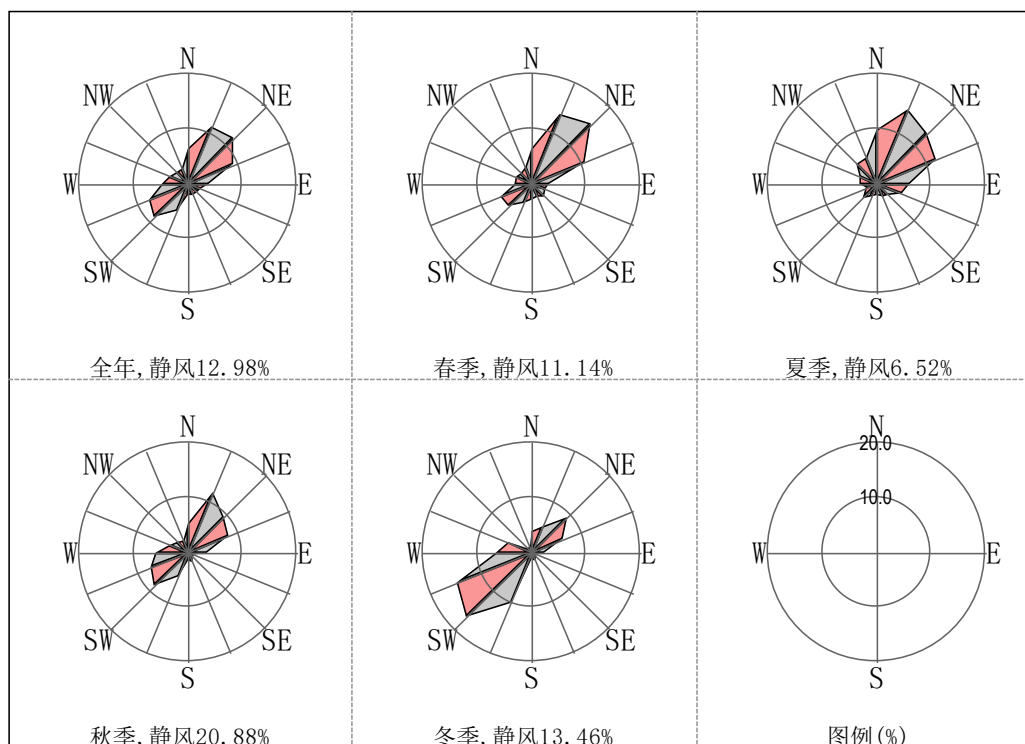


图 4.1-2 沙雅县各季、全年风向玫瑰图

4.1.2 环境空气影响分析

4.1.2.1 施工期环境空气影响分析

本项目开发期对环境空气的影响主要来自两个方面：一是在管线敷设、道路和地面工程建设等过程中产生的扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬等；二是开发期钻井过程中产生的废气，主要来自于钻机（柴油机）和发电机运转时产生的烟气，其主要污染物为非甲烷总烃、NO_x、CO 和 SO₂ 等。

(1) 施工扬尘

本项目在井场地面建设及构筑物建设过程中，扬尘主要由钻井设备的运输，临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程。

据有关研究，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60% 以上。扬尘的产生量及扬尘污染程度与车辆运输方式、路面状况、天气条件等因素关系密切，影响可达 150-300m。速度愈快对路面的扰动越大，其扬尘量势必愈大，会对周围环境产生一定的影响。所以应对进入施工区的车辆必须实施限速行驶，一方面是减少扬尘产生量，降低对周边环境的影响，另一方面也是出于施工安全的考虑。

(2) 钻井作业柴油机烟气排放环境影响分析

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

(3) 车辆尾气

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

施工期间排放的大气污染物将随施工期的结束而消失。

4.1.2.2 运营期环境空气影响分析

本项目顺北井区生产运营期的大气污染源主要是联合站内的加热炉、计量阀组的加热炉、单井加热炉燃料烟气排放、油气集输过程中的烃类挥发、污水处理站各处理装置的废气排放以及酸气火炬放空的废气排放。

生产科研基地运营期的大气污染物主要为厨房、供热锅炉的天然气燃烧废气、食堂油烟、进出基地的车辆尾气（油烟、汽车尾气影响相对燃烧废气影响较小，本次只对燃烧废气进行分析）。

本次大气环境影响评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)的要求，采用导则推荐的 AERSCREEN 估算模式估算污染物的最大落地浓度。（本次采用 <http://cal.ihamodel.com/> 环安科技模型在线计算平台进行预测计算）

(1) 预测因子和预测源强

本项目有组织污染源主要为联合站内的加热炉、计量阀组的加热炉、单井加热炉、燃气锅炉燃烧天然气产生的颗粒物、SO₂、NO_x 作为预测因子，无组织污染源主要为集输过程中、储罐排放的非甲烷总烃，以及污水处理站内的非甲烷总烃、H₂S。

污染源参数见表 4.1-4~表 4.1-6。

表 4.1-4 估算模式计算参数

参数名称	单位	取值	参数名称	单位	取值
城市/乡村	/	乡村/城市	最小和最大计算点距离	m	30-25000
是否考虑建筑物下洗	/	N	是否计算离散点	/	N
是否选择全部的稳定性及风速组合	/	Y	气温	K	281.55
是否使用计算点的自动间距		Y	计算点离地面高度	m	10

参数名称	单位	取值	参数名称	单位	取值
土地利用类型	/	荒漠	区域湿度条件		干燥
最低环境温度	℃	-24.2	最高环境温度	℃	41.20
最小风速	m/s	1.2			

表 4.1-5 本项目有组织废气污染源参数表

污染源名称	排气筒高度 m	等效内径 m	烟气出口温度 ℃	年排放小时数 h	排放工况	预测因子源强		
						SO ₂	NO _x	颗粒物
						t/a		
五号联合站	8	0.8	100	8760	正常	2.21	10.44	1.60
计量阀组(单台)		0.8				0.36	1.7	0.26
顺北 51X 井		0.2				0.18	0.85	0.13
顺北 52X 井		0.2				0.18	0.85	0.13
生产科研基地燃气锅炉		0.3				0.26	1.29	0.19

根据计算可知，产能区域最大的产污单位为五号联合站内的2套9500kW的加热炉，区域内计量阀组加热炉及单井加热炉功率较小，产生的污染物较少，且排放的污染物相同，所在区域地形相似，气候类型相同。因此，顺北井区的有组织废气预测只针对五号联合站内的加热炉进行。由于生产科研基地位于沙雅县城内，本次对基地内的燃气锅炉的有组织废气进行预测。

表 4.1-6 本项目无组织排放污染源参数表

污染源名称	面源有效高度 m	环境温度 ℃	排放 工况	预测因子	源强 t/a
石油开采、集输过程的烃类挥发	10	20	正常	非甲烷总烃	155.0
污水处理系统	5				0.047
				H ₂ S	0.16

(2) 天然气燃烧烟气影响分析

本项目各场站加热炉使用的燃料气为净化脱硫后的天然气干气，总含硫量 < 200mg/m³，属清洁能源。预测结果见表 4.1-7~表 4.1-10。

表 4.1-7 五号联合站加热炉估算模式计算结果表

下风向距离(m)	SO ₂		NO _x		颗粒物	
	下风向预测浓度 Ci (ug/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)	下风向预测浓度 Ci (ug/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)	下风向预测浓度 Ci (ug/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)
50	7.92	1.58	8.40	3.36	5.65	1.26
75	8.92	1.78	17.18	6.87	6.37	1.42
100	9.36	1.87	20.32	8.13	6.68	1.48
150	5.93	1.19	18.28	7.31	4.23	0.94
200	4.77	0.95	15.28	6.11	3.41	0.76
250	3.84	0.77	13.38	5.35	2.74	0.61
300	3.08	0.62	11.55	4.62	2.20	0.49
350	2.69	0.54	9.96	3.98	1.92	0.43
400	2.38	0.48	8.76	3.50	1.70	0.38
450	2.14	0.43	7.97	3.19	1.53	0.34

下风向距离(m)	SO ₂		NO _x		颗粒物	
	下风向预测浓度 Ci (ug/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)	下风向预测浓度 Ci (ug/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)	下风向预测浓度 Ci (ug/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)
500	1.95	0.39	7.26	2.90	1.39	0.31
550	1.78	0.36	6.68	2.67	1.27	0.28
600	1.65	0.33	6.34	2.54	1.17	0.26
650	1.52	0.3	5.99	2.39	1.08	0.24
700	1.41	0.28	5.74	2.30	1.01	0.22
750	1.36	0.27	5.6	2.24	0.97	0.22
800	1.31	0.26	5.43	2.17	0.93	0.21
850	1.25	0.25	5.25	2.10	0.89	0.20
900	1.2	0.24	5.06	2.02	0.86	0.19
950	1.15	0.23	4.87	1.95	0.82	0.18
1000	1.10	0.22	4.68	1.87	0.78	0.17
1100	1.01	0.20	4.32	1.73	0.72	0.16
1200	0.96	0.19	3.99	1.6	0.69	0.15
1300	0.93	0.19	3.87	1.55	0.66	0.15
1400	0.9	0.18	3.78	1.51	0.64	0.14
1500	0.87	0.17	3.68	1.47	0.62	0.14
1600	0.84	0.17	3.58	1.43	0.60	0.13
1700	0.81	0.16	3.47	1.39	0.58	0.13
1800	0.78	0.16	3.35	1.34	0.56	0.12
1900	0.75	0.15	3.24	1.3	0.54	0.12
2000	0.75	0.15	3.13	1.25	0.54	0.12
2100	0.75	0.15	3.02	1.21	0.54	0.12
2200	0.75	0.15	2.92	1.17	0.54	0.12
2300	0.75	0.15	2.82	1.13	0.53	0.12
2400	0.74	0.15	2.73	1.09	0.53	0.12
2500	0.74	0.15	2.70	1.08	0.53	0.12
2600	0.73	0.15	2.66	1.07	0.52	0.12
2700	0.73	0.15	2.63	1.05	0.52	0.12
2800	0.74	0.15	2.59	1.04	0.53	0.12
2900	0.76	0.15	2.55	1.02	0.54	0.12
3000	0.78	0.16	2.51	1.00	0.56	0.12
3100	0.78	0.16	2.46	0.99	0.56	0.12
3200	0.78	0.16	2.42	0.97	0.56	0.12
3300	0.78	0.16	2.38	0.95	0.56	0.12
3400	0.78	0.16	2.34	0.93	0.56	0.12
3500	0.78	0.16	2.31	0.92	0.55	0.12
3600	0.77	0.15	2.3	0.92	0.55	0.12
3700	0.77	0.15	2.35	0.94	0.55	0.12
3800	0.76	0.15	2.4	0.96	0.54	0.12
3900	0.76	0.15	2.44	0.98	0.54	0.12
4000	0.75	0.15	2.49	0.99	0.54	0.12
4100	0.75	0.15	2.51	1.00	0.53	0.12
4200	0.74	0.15	2.51	1.00	0.53	0.12
4300	0.73	0.15	2.50	1.00	0.52	0.12

下风向距离(m)	SO ₂		NO _x		颗粒物	
	下风向预测浓度 Ci (ug/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)	下风向预测浓度 Ci (ug/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)	下风向预测浓度 Ci (ug/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)
4400	0.73	0.15	2.50	1.00	0.52	0.12
4500	0.72	0.14	2.50	1.00	0.51	0.11
4600	0.71	0.14	2.49	1.00	0.51	0.11
4700	0.7	0.14	2.48	0.99	0.50	0.11
4800	0.7	0.14	2.47	0.99	0.50	0.11
4900	0.69	0.14	2.46	0.98	0.49	0.11
5000	0.69	0.14	2.45	0.98	0.49	0.11
6000	0.66	0.13	2.30	0.92	0.47	0.1
7000	0.62	0.12	2.16	0.87	0.44	0.1
8000	0.58	0.12	2.09	0.84	0.41	0.09
9000	0.53	0.11	2.00	0.80	0.38	0.08
10000	0.49	0.10	1.90	0.76	0.35	0.08
11000	0.46	0.09	1.79	0.72	0.33	0.07
12000	0.42	0.08	1.69	0.68	0.3	0.07
13000	0.40	0.08	1.59	0.64	0.29	0.06
14000	0.39	0.08	1.50	0.60	0.28	0.06
15000	0.37	0.07	1.42	0.57	0.27	0.06
16000	0.36	0.07	1.34	0.54	0.26	0.06
17000	0.34	0.07	1.27	0.51	0.25	0.05
18000	0.33	0.07	1.23	0.49	0.24	0.05
19000	0.32	0.06	1.20	0.48	0.23	0.05
20000	0.30	0.06	1.17	0.47	0.22	0.05
21000	0.29	0.06	1.14	0.45	0.21	0.05
21800	0.28	0.06	1.11	0.44	0.2	0.04
22000	0.28	0.06	1.10	0.44	0.2	0.04
23000	0.27	0.05	1.06	0.42	0.19	0.04
24000	0.26	0.05	1.03	0.41	0.19	0.04
25000	0.25	0.05	1.01	0.4	0.18	0.04
下风向最大距离	9.36	1.87	20.32	8.13	6.68	1.48

由表 4.1-7 可知，本项目五号联合站内的加热炉排放的 NO_x 下风向最大落地浓度为 20.32ug/m³，最大浓度出现的距离为下风向 100m，对周围环境空气的贡献值较小，占标准值的 8.13%。SO₂ 的下风向最大落地浓度为 9.36ug/m³，最大浓度出现的距离为下风向 100m，对周围环境空气的贡献值较小，占标准值的 1.87%。颗粒物下风向最大落地浓度为 6.68ug/m³，最大浓度出现的距离为下风向 100m，对周围环境空气的贡献值较小，占标准值的 1.48%。根据现场调查可知，油区周围评价范围内无居民点分布。

表 4.1-8 生产科研基地燃气锅炉估算模式计算结果表

距原中心下风向距离 (D) (m)	SO ₂		NO _x		颗粒物	
	下风向预测浓度 Ci (mg/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)	下风向预测浓度 Ci (mg/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)	下风向预测浓度 Ci (mg/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)
50	1.61	0.32	0.0193	8.03	0.00298	0.33
100	1.51	0.3	8.94	3.57	1.34	0.3

距原中心下 风向距离 (D) (m)	SO ₂		NO _x		颗粒物	
	下风向预测浓度 Ci (mg/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)	下风向预测浓度 Ci (mg/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)	下风向预测浓度 Ci (mg/m ³)	贡献浓度占标率 Pi (%)
200	1.3	0.26	7.05	2.82	1.06	0.24
300	0.9	0.18	6.06	2.42	0.91	0.2
400	0.7	0.14	4.2	1.68	0.63	0.14
500	0.53	0.11	3.26	1.3	0.49	0.11
600	0.43	0.09	2.47	0.99	0.37	0.08
700	0.36	0.07	2.01	0.81	0.3	0.07
800	0.32	0.06	1.67	0.67	0.25	0.06
900	0.27	0.05	1.49	0.6	0.22	0.05
1000	0.24	0.05	1.26	0.5	0.19	0.04
1200	0.19	0.04	1.11	0.44	0.17	0.04
1400	0.16	0.03	0.88	0.35	0.13	0.03
1600	0.13	0.03	0.76	0.31	0.11	0.03
1800	0.12	0.02	0.63	0.25	0.09	0.02
2000	0.1	0.02	0.56	0.22	0.08	0.02
2500	0.08	0.02	0.48	0.19	0.07	0.02
3000	0.06	0.01	0.35	0.14	0.05	0.01
3500	0.05	0.01	0.29	0.11	0.04	0.01
4000	0.04	0.01	0.23	0.09	0.03	0.01
4500	0.03	0.01	0.19	0.08	0.03	0.01
5000	0.03	0.01	0.16	0.06	0.02	0.01
10000	0.01	0.0	0.14	0.05	0.02	0.0
11000	0.01	0.0	0.06	0.02	0.01	0.0
12000	0.01	0.0	0.06	0.02	0.01	0.0
13000	0.01	0.0	0.05	0.02	0.01	0.0
14000	0.01	0.0	0.05	0.02	0.01	0.0
15000	0.01	0.0	0.04	0.02	0.01	0.0
20000	0.01	0.0	0.04	0.02	0.01	0.0
25000	0.0	0.0	0.03	0.01	0.0	0.0
下风向最大 浓度 (50m)	1.51	0.3	8.94	3.57	1.34	0.3

由表 4.1-9 可知，生产科研基地锅炉排放 NO_x 的下风向最大落地浓度为 3.57ug/m³，最大浓度出现的距离为下风向 155m，对周围环境空气的贡献值较小，占标准值的 8.71%。SO₂ 的下风向最大落地浓度为 0.00441mg/m³，最大浓度出现的距离为下风向 155m，对周围环境空气的贡献值较小，占标准值的 0.88%。颗粒物下风向最大落地浓度为 0.00323mg/m³，最大浓度出现的距离为下风向 155m，对周围环境空气的贡献值较小，占标准值的 0.36%。

(3) 无组织烃类挥发影响分析

本项目无组织排放源主要为原油产能项目油气集输过程中挥发的烃类及污水处理系统产生的废气。

由于本项目顺北原油产能油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发；污水处理设备均为密闭设备，可减少处理过程中产生

的废气。

油气集输无组织排放非甲烷总烃估算结果见表 4.1-9，污水处理系统产生的废估算结果气见表 4.1-10。

表 4.1-9 油气集输非甲烷总烃估算模式计算结果表

下方向距离(m)	非甲烷总烃	
	下风向预测浓度 C_i (mg/m ³)	贡献浓度占标率 P_i (%)
25.0	31.65	1.58
41.0	37.40	1.87
50.0	36.15	1.81
75.0	33.06	1.65
100.0	30.94	1.55
150.0	27.69	1.38
200.0	25.09	1.25
250.0	22.57	1.13
300.0	20.28	1.01
350.0	18.34	0.92
400.0	17.13	0.86
450.0	16.02	0.80
500.0	15.01	0.75
550.0	14.09	0.70
600.0	13.30	0.66
650.0	12.60	0.63
700.0	11.97	0.60
750.0	11.37	0.57
800.0	10.82	0.54
850.0	10.31	0.52
900.0	9.84	0.49
950.0	9.40	0.47
1000.0	8.99	0.45
1100.0	8.31	0.42
1200.0	7.65	0.38
1300.0	7.08	0.35
1400.0	6.57	0.33
1500.0	6.12	0.31
1600.0	5.71	0.29
1700.0	5.35	0.27
1800.0	5.03	0.25
1900.0	4.74	0.24
2000.0	4.48	0.22
2100.0	4.24	0.21
2200.0	4.02	0.20
2300.0	3.82	0.19
2400.0	3.63	0.18
2500.0	3.47	0.17
2600.0	3.31	0.17

下方向距离(m)	非甲烷总烃	
	下风向预测浓度 C_i (mg/m ³)	贡献浓度占标率 P_i (%)
2700.0	3.17	0.16
2800.0	3.03	0.15
2900.0	2.91	0.15
3000.0	2.80	0.14
3100.0	2.69	0.13
3200.0	2.59	0.13
3300.0	2.49	0.12
3400.0	2.40	0.12
3500.0	2.32	0.12
3600.0	2.24	0.11
3700.0	2.17	0.11
3800.0	2.09	0.10
3900.0	2.03	0.10
4000.0	1.97	0.10
4100.0	1.91	0.10
4200.0	1.85	0.09
4300.0	1.80	0.09
4400.0	1.74	0.09
4500.0	1.70	0.08
4600.0	1.65	0.08
4700.0	1.61	0.08
4800.0	1.56	0.08
4900.0	1.52	0.08
5000.0	1.49	0.07
6000.0	1.18	0.06
7000.0	0.97	0.05
8000.0	0.81	0.04
9000.0	0.7	0.03
10000.0	0.61	0.03
11000.0	0.54	0.03
12000.0	0.48	0.02
13000.0	0.43	0.02
14000.0	0.39	0.02
15000.0	0.36	0.02
16000.0	0.33	0.02
17000.0	0.30	0.02
18000.0	0.28	0.01
19000.0	0.26	0.01
20000.0	0.24	0.01
21000.0	0.23	0.01
22000.0	0.21	0.01
23000.0	0.20	0.01
24000.0	0.19	0.01
25000.0	0.18	0.01

下风向距离(m)	非甲烷总烃	
	下风向预测浓度 C_i (mg/m^3)	贡献浓度占标率 P_i (%)
下风向最大距离	37.4	1.87

由表 4.1-19 可知, 本项目集输过程中无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 $37.4\mu g/m^3$, 最大浓度出现的距离为下风向 41.0m, 对周围环境空气的贡献值较小, 占标准值的 1.87%。根据现场调查可知, 油区周围评价范围内无居民点分布。

根据环境现状监测结果可知, 本项目区域非甲烷总烃 $1.26mg/m^3$, 占标率大于 50%, 环境容量相对较小。由上述可知, 本项目非甲烷总烃最大贡献值为 $0.0374mg/m^3$, 占标率为 1.87%。由此可知, 本项目建设对区域贡献值较低, 环境容量可满足需求。

表 4.1-10 污水处理站非甲烷总烃、 H_2S 估算模式计算结果表

距源中心下风向距离 D (m)	非甲烷总烃		H_2S	
	下风向预测浓度 C_i ($\mu g/m^3$)	贡献浓度占标率 P_i (%)	下风向预测浓度 C_i ($\mu g/m^3$)	贡献浓度占标率 P_i (%)
25	0.266	0.013	0.492	4.92
50	0.281	0.014	0.520	5.19
75	0.295	0.015	0.547	5.46
100	0.310	0.015	0.573	5.73
150	0.337	0.017	0.624	6.24
200	0.364	0.018	0.673	6.73
250	0.389	0.019	0.721	7.20
300	0.414	0.021	0.766	7.66
350	0.426	0.021	0.788	7.88
400	0.415	0.021	0.769	7.68
450	0.390	0.019	0.721	7.21
500	0.366	0.018	0.679	6.78
550	0.346	0.017	0.640	6.39
600	0.327	0.016	0.605	6.05
650	0.310	0.015	0.574	5.73
700	0.294	0.015	0.545	5.45
750	0.280	0.014	0.519	5.19
800	0.268	0.013	0.496	4.95
850	0.256	0.013	0.474	4.74
900	0.245	0.012	0.454	4.54
950	0.235	0.012	0.436	4.35
1000	0.226	0.011	0.418	4.18
1100	0.208	0.010	0.386	3.86
1200	0.194	0.010	0.359	3.58
1300	0.181	0.009	0.335	3.34
1400	0.169	0.008	0.314	3.13
1500	0.160	0.008	0.295	2.95
1600	0.151	0.008	0.279	2.79
1700	0.143	0.007	0.264	2.6
1800	0.136	0.007	0.251	2.51
1900	0.129	0.006	0.239	2.38

距源中心下风向距离 D (m)	非甲烷总烃		H ₂ S	
	下风向预测浓度 C _i (ug/m ³)	贡献浓度占标率 P _i (%)	下风向预测浓度 C _i (ug/m ³)	贡献浓度占标率 P _i (%)
2000	0.123	0.006	0.228	2.27
2100	0.117	0.006	0.217	2.17
2200	0.112	0.006	0.208	2.07
2300	0.107	0.005	0.199	1.98
2400	0.103	0.005	0.190	1.90
2500	0.099	0.005	0.183	1.82
2600	0.095	0.005	0.176	1.75
2700	0.091	0.005	0.169	1.68
2800	0.088	0.004	0.162	1.62
2900	0.085	0.004	0.157	1.56
3000	0.082	0.004	0.151	1.51
3100	0.079	0.004	0.146	1.45
3200	0.076	0.004	0.141	1.40
3300	0.074	0.004	0.136	1.36
3400	0.071	0.004	0.132	1.31
3500	0.069	0.003	0.128	1.27
3600	0.067	0.003	0.124	1.23
3700	0.065	0.003	0.120	1.19
3800	0.063	0.003	0.116	1.16
3900	0.061	0.003	0.113	1.12
4000	0.059	0.003	0.110	1.09
4100	0.058	0.003	0.107	1.06
4200	0.056	0.003	0.104	1.03
4300	0.055	0.003	0.101	1.01
4400	0.053	0.003	0.098	0.98
4500	0.052	0.003	0.096	0.95
4600	0.050	0.003	0.093	0.93
4700	0.049	0.002	0.091	0.91
4800	0.048	0.002	0.089	0.88
4900	0.047	0.002	0.087	0.86
5000	0.046	0.002	0.085	0.84
6000	0.037	0.002	0.068	0.67
7000	0.030	0.002	0.056	0.56
8000	0.026	0.001	0.047	0.47
9000	0.022	0.001	0.041	0.40
10000	0.019	0.001	0.036	0.35
11000	0.017	0.001	0.032	0.31
12000	0.015	0.001	0.028	0.28
13000	0.014	0.001	0.025	0.25
14000	0.013	0.001	0.024	0.23
15000	0.012	0.001	0.022	0.21
16000	0.011	0.001	0.020	0.19
17000	0.010	0.000	0.018	0.18
18000	0.009	0.000	0.017	0.16

距源中心下风向距离 D (m)	非甲烷总烃		H ₂ S	
	下风向预测浓度 C _i (ug/m ³)	贡献浓度占标率 P _i (%)	下风向预测浓度 C _i (ug/m ³)	贡献浓度占标率 P _i (%)
19000	0.008	0.000	0.016	0.15
20000	0.008	0.000	0.015	0.14
21000	0.007	0.000	0.014	0.13
22000	0.007	0.000	0.013	0.12
23000	0.007	0.000	0.012	0.12
24000	0.006	0.000	0.011	0.11
25000	0.006	0.000	0.011	0.18
下风向最大浓度 (350m)	0.426	0.021	0.788	7.82

由表 4.1-10 可知, 本项目污水处理系统处理过程中无组织排放的非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 0.426ug/m³, 最大浓度出现的距离为下风向 350m, 对周围环境空气的贡献值较小, 占标准值的 0.021%; H₂S 下风向最大落地浓度为 0.788ug/m³, 最大浓度出现的距离为下风向 350m, 对周围环境空气的贡献值较小, 占标准值的 7.882%。根据现场调查可知, 油区周围评价范围内无居民点分布。

4.1.2.3 事故及非正常工况条件下燃烧废气对环境空气的影响

五号联合站建设有 100m 的火炬 2 套, 一套为天然气燃烧放空火炬, 一套为酸性气体燃烧放空火炬。经采用 AERSCREEN 模型进行计算, 有关计算参数见表 4.1-11。

表 4.1-11 有关计算有关参数

项目	点源排放速率 Q (kg/h)		烟气量 Q _v (m ³ /h)	烟囱高度 (m)	排烟温度 (k)	环境温度 (k)	烟囱出口直径 (m)
	SO ₂	NO _x					
燃气放空火炬	11.55	50.5	408900	100	325	281.5	0.2
酸性气体放空火炬	2.7	/	30	100	325	281.5	0.2

根据大气预测估算模式进行预测结果见表 4.1-12:

表 4.1-12 事故及非正常工况条件下污染物浓度分布 (天然气燃烧放空火炬)

下方向距离 (m)	SO ₂		NO _x	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
50	0.01	0	0.03	0.01
100	1.12	0.22	4.88	2.44
150	3.05	0.61	13.33	6.66
200	4.59	0.92	20.10	10.05
250	5.76	1.15	25.19	12.59
300	6.65	1.33	29.08	14.54
350	6.85	1.37	29.97	14.98
400	6.87	1.37	30.07	15.03
450	6.80	1.36	29.78	14.89
500	6.53	1.31	28.56	14.28
550	6.16	1.23	26.94	13.47
600	6.88	1.38	30.09	15.04
650	7.46	1.49	32.66	16.33
700	7.88	1.58	34.48	17.24

下方向距离 (m)	SO ₂		NO _x	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
750	8.15	1.63	35.68	17.84
800	8.32	1.66	36.41	18.21
850	8.40	1.68	36.76	18.38
877	8.41	1.68	36.83	18.41
900	8.40	1.68	36.76	18.38
950	8.34	1.67	36.49	18.24
1000	8.25	1.65	36.12	18.06
1100	8.05	1.61	35.22	17.61
1200	7.81	1.56	34.18	17.09
1300	7.56	1.51	33.10	16.55
1400	7.31	1.46	32.00	16.00
1500	7.08	1.42	30.98	15.49
1600	6.87	1.37	30.05	15.03
1700	6.66	1.33	29.13	14.57
1800	6.73	1.35	29.46	14.73
1900	6.85	1.37	29.97	14.99
2000	6.92	1.38	30.27	15.13
2100	6.94	1.39	30.36	15.18
2200	6.93	1.39	30.32	15.16
2300	6.85	1.37	29.96	14.98
2400	6.75	1.35	29.56	14.78
2500	6.65	1.33	29.12	14.56
2600	6.55	1.31	28.66	14.33
2700	6.44	1.29	28.19	14.09
2800	6.33	1.27	27.71	13.85
2900	6.22	1.24	27.22	13.61
3000	6.11	1.22	26.74	13.37
3100	6.00	1.20	26.25	13.13
3200	5.89	1.18	25.78	12.89
3300	5.78	1.16	25.31	12.66
3400	5.68	1.14	24.85	12.43
3500	5.58	1.12	24.4	12.20
3600	5.48	1.10	23.97	11.98
3700	5.38	1.08	23.54	11.77
3800	5.28	1.06	23.12	11.56
3900	5.19	1.04	22.72	11.36
4000	5.10	1.02	22.33	11.16
4100	5.01	1.00	21.94	10.97
4200	4.93	0.99	21.58	10.79
4300	4.86	0.97	21.28	10.64
4400	4.80	0.96	21.01	10.50
4500	4.74	0.95	20.74	10.37
4600	4.68	0.94	20.47	10.23
4700	4.62	0.92	20.2	10.10

下方向距离 (m)	SO ₂		NO _x	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
4800	4.55	0.91	19.93	9.97
4900	4.49	0.9	19.67	9.84
5000	4.44	0.89	19.41	9.71
6000	3.90	0.78	17.09	8.54
7000	3.49	0.7	15.27	7.63
8000	3.16	0.63	13.81	6.91
9000	2.89	0.58	12.63	6.31
10000	2.66	0.53	11.64	5.82
11000	2.47	0.49	10.81	5.40
12000	2.31	0.46	10.09	5.04
13000	2.16	0.43	9.46	4.73
14000	2.04	0.41	8.92	4.46
15000	1.93	0.39	8.43	4.21
16000	1.83	0.37	7.99	4.00
17000	1.74	0.35	7.60	3.80
18000	1.66	0.33	7.24	3.62
19000	1.58	0.32	6.92	3.46
20000	1.51	0.30	6.63	3.31
21000	1.45	0.29	6.35	3.18
22000	1.39	0.28	6.10	3.05
23000	1.34	0.27	5.87	2.93
24000	1.29	0.26	5.65	2.83
25000	1.25	0.25	5.45	2.73
下风向最大距离	8.41	1.68	36.83	18.41

由表 4.1-12 可知，最大落地浓度出现在烟囱下风向 877m 处，SO₂ 最大落地浓度 8.41ug/m³，占标率 1.68%；NO_x 最大落地浓度 36.83ug/m³，占标率 18.41%；污染物最大落地浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，因此，本工程事故条件下废气排放对项目区的空气环境影响不大。

表 4.1-13 事故及非正常工况条件下污染物浓度分布（酸性气体燃烧放空火炬）

下方向距离(m)	SO ₂	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
50.0	0.02	0.0
75.0	0.36	0.07
100.0	0.97	0.19
150.0	2.33	0.47
200.0	3.93	0.79
250.0	4.29	0.86
300.0	4.14	0.83
350.0	5.05	1.01
400.0	5.55	1.11
450.0	5.73	1.15

下方向距离(m)	SO ₂	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
500.0	5.67	1.13
550.0	5.48	1.10
600.0	5.22	1.04
650.0	5.00	1.00
700.0	5.27	1.05
750.0	5.43	1.09
800.0	5.50	1.10
850.0	5.49	1.10
900.0	5.44	1.09
950.0	5.34	1.07
1000.0	5.23	1.05
1100.0	4.97	0.99
1200.0	4.72	0.94
1300.0	4.47	0.89
1400.0	4.25	0.85
1500.0	4.04	0.81
1600.0	3.86	0.77
1700.0	3.70	0.74
1800.0	3.55	0.71
1900.0	3.42	0.68
2000.0	3.29	0.66
2100.0	3.18	0.64
2200.0	3.07	0.61
2300.0	2.97	0.59
2400.0	2.88	0.58
2500.0	2.79	0.56
2600.0	2.71	0.54
2700.0	2.64	0.53
2800.0	2.57	0.51
2900.0	2.50	0.50
3000.0	2.44	0.49
3100.0	2.38	0.48
3200.0	2.33	0.47
3300.0	2.27	0.45
3400.0	2.22	0.44
3500.0	2.17	0.43
3600.0	2.13	0.43
3700.0	2.09	0.42
3800.0	2.04	0.41
3900.0	2.00	0.40
4000.0	1.97	0.39
4100.0	1.93	0.39
4200.0	1.90	0.38
4300.0	1.86	0.37

下风向距离(m)	SO ₂	
	浓度 (ug/m ³)	占标率 (%)
4400.0	1.83	0.37
4500.0	1.8	0.36
4600.0	1.77	0.35
4700.0	1.74	0.35
4800.0	1.71	0.34
4900.0	1.69	0.34
5000.0	1.66	0.33
6000.0	1.45	0.29
7000.0	1.29	0.26
8000.0	1.16	0.23
9000.0	1.06	0.21
10000.0	0.98	0.20
11000.0	0.90	0.18
12000.0	0.84	0.17
13000.0	0.79	0.16
14000.0	0.75	0.15
15000.0	0.71	0.14
16000.0	0.67	0.13
17000.0	0.64	0.13
18000.0	0.61	0.12
19000.0	0.58	0.12
20000.0	0.56	0.11
21000.0	0.53	0.11
22000.0	0.51	0.10
23000.0	0.49	0.10
24000.0	0.48	0.10
25000.0	0.46	0.09
下风向最大距离	5.73	1.15

由表 4.1-15 可知：最大落地浓度出现在烟囱下风向 450m 处，SO₂ 最大落地浓度 5.73ug/m³，占标率 1.15%；污染物最大落地浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准，因此，本工程事故及非正常工况条件下废气排放对项目区的空气环境影响不大。

(4) 井场 H₂S 无组织挥发环境空气影响分析

本次评价采用“顺北地区产能建设项目环境影响报告书”SB1-1 井监测结果（表 4.1-14）分析说明 H₂S 对空气环境的影响范围和程度。

表 4.1-14 SB1-1 井井场 H₂S 监测结果单位：mg/m³

监测地点	日期	井场	生活区
SB1-1 井	2016 年 3 月 25 日	≤0.005	≤0.005
	2016 年 3 月 26 日	≤0.005	≤0.005
	2016 年 3 月 27 日	≤0.005	≤0.005

由表可知，H₂S 浓度呈现随距井场距离的增加，浓度值递减的趋势。井厂界 H₂S 的

监测浓度可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)新改建项目厂界二级标准限值要求。井场厂界外均满足《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2002)居住区大气中有害物质最高容许浓度限值要求。因此,本项目单井向大气挥发的 H₂S 对周边环境产生的影响甚微。

4.1.3 环境空气影响评价结论

本项目运行期间加热炉及燃气锅炉以清洁的天然气为燃料,燃烧排放的 SO₂、NO_x 和颗粒物符合国家《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中的相关标准,对周围环境造成的影响较小。本项目集输过程、储罐挥发的无组织非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控点浓度限值,对周围环境产生影响甚微。顺北原油产能项目在生产工艺中井口至计量站油气集输均采用密闭流程,可有效减少无组织烃类的排放。污水处理系统采用密闭流程,且在设施内加入天然气以减少硫化氢及非甲烷总烃的挥发,及对周围环境的影响。间歇熔硫釜工艺在收集固体硫时会产生少量的臭味,其采用臭氧的离子除臭装置进行处理。车辆消耗的油品属国家合格产品,且车辆排放尾气具有不连续性,对周围环境空气产生影响较小。天然气脱水环境会产生微量粉尘,由于天然气较为清洁,且天然气内所含粉尘量较少,在粉尘过滤器处理后对周围环境影响甚微。

生产科研基地采用清洁的天然气做为锅炉原料,对周围环境影响甚微;食堂油烟采用油烟净化器,可大大降低油烟对周围环境的影响。

综上所述,本项目排放的废气对项目所在区域环境产生的影响较小。

4.2 水环境影响分析与评价

4.2.1 地下水环境影响分析与评价

4.2.1.1 地下水环境概况

本项目水文地质状态见 3.1.5 章节

4.2.1.2 开发建设期地下水环境影响分析

(1) 原油产能建设

本项目开发建设期间,主要废水来源于钻井过程中产生的钻井废水。本项目在钻井施工过程中采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”,井场不设防渗泥浆池,产生的钻井废水经处理达标后循环使用,废水不外排。因此钻井废水不会对地下水产生影响。

钻井期各单井生活污水量少,且较分散,各井场生活污水集中收集后运输至顺北 1 处理站内的生活污水处理装置进行处理;生活垃圾集中收集,统一拉运至塔河油田绿色环保站进行填埋处理。

钻井过程中的钻井废水、井队生活污水、生活垃圾、废弃钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置,可有效的防范钻井作业对地下水的影响。同时,钻井过程中采取水泥固井及下放油管表层套管的措施,可有效的防止井漏事故对地下水的影响。

(2) 生产科研基地建设

施工期建设废水主要为工地建筑工人产生的生活污水和工程废水。

工程废水包括进出施工场地车辆清洗废水及打桩阶段产生的泥浆水、水泥构件养护水等废水，主要污染物是 SS，水量较少，排放量极少。施工建设时在施工场地设置废水收集池，废水经简单沉降处理后，用于施工降尘。

施工期废水主要是施工人员产生的生活污水，依托站内现有生活污水处理设施进行处理。

4.2.1.3 正常运行废水排放对地下水环境的影响分析

(1) 顺北原油产能建设

① 井下作业废水

井下作业废水严禁直接外排，作业单位自带回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站进行处理，不对地下水产生不利影响。

② 油田采出水

根据开发方案，前期日产水约 1423m³，本次在五号联合站和顺北 1 处理站分别建污水处理设施，整个污水处理方案分期实施：先建处理规模 1500m³/d（在五号联合站按 900m³/d，顺北 1 处理站 600m³/d）；污水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注油层。

项目区地下水主要为第四系松散岩类孔隙潜水，厚度在 4-10m 左右，本项目回注的地层深度远大于地下水埋深，可见，污水回注地层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度，且回注井在钻井过程中进行了水泥固井，对第三系碎屑岩类承压水地层进行了水泥固井，水泥返至地面，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。而注水层地层中的水是与原油混合在一起的，无开采利用的可能及价值，同原油一起开采后经过处理达到回注水水质要求回注至开采层位，不存在污染地下水的可能，采出水回注不对地下水产生不利影响。

运营期间，由表层套管、技术套管、注水管及其间水泥防护层构成的回注井安全防护系统将井筒与地层隔离，使注入水安全进入回注层。运营期间即使发生井筒破裂，由于注水压力的迅速下降，注入水无法上返至浅层，且因压力速降，会自动停止注入，此外，回注采用封隔器，在注水管射孔段以上套管内无污水，上部井管破裂污染浅层地下水的可能性很小。正常情况下，由于地下水的相对稳定性，达标回注的采出水对地下水影响很小。

③ 间歇熔硫釜工艺流产生的废水

本项目在再生气阶段间产生的废水的产生量合计约为 30m³/d，废水中主要污染物为少量的 H₂S 及微量的处理药剂，经管线排入五号联合站污水处理系统进行处理。

④ 生活污水

本项目生活污水为 3433.92m³/a。餐饮废水需经隔油处理后方可与生活废水一同排入五号联合站一体化污水处理装置进行处理，达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的二级标准后，用于荒漠植被生态恢复及降尘用水。

(2) 生产科研基地

生活污水与隔油后餐饮废水经化粪池处理后达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)表 4 中的三级标准,一并排入市政排水系统,最终排入沙雅县污水处理厂进行最终处理。

4.2.1.4 落地油对地下水环境的影响

本项目钻井过程中产生的落地原油及时回收,并根据油田环境保护的要求,对落地油进行 100%回收。本项目地处干旱少雨的沙漠地带,地表干燥,落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用,土壤中石油类污染物大多集中在 0-20cm 的表层,最大下渗一般不会超过 1m。油田区域的气候干旱少雨,不存在大量降水的淋滤作用,因此,落地原油没有进入地下水层的途径,不存在污染地下水的可能。

综上所述,正常生产状况下,油田建设期和生产运行过程中废水及落地原油不会对地下水环境产生影响。

4.2.1.5 含油污泥对地下水环境的影响

本项目顺北油田产能建设产生的含油污泥前期运至塔河油田受浸泥土无害化处置装置进行处理,后期待顺北油气田绿色环保站建设完成后均交由其进行处置,因而不会对当地地下水产生影响。

4.2.2 取水对地下水环境影响

根据《顺北油气田一区奥陶系油气藏第一期开发方案》可知,本项目建成后,生产及生活用水量为 198m³/d。

根据现场勘查可知,本项目位于沙漠区域,前期的油田开发建设采用车拉水的形式为处理站及钻井工程进行提供用水,项目区内未打水源地。本项目建设完成后使用水量较小,本项目的取水不会造成区域地下水的过度开采。

4.2.3 事故状态下对地下水环境影响

本项目事故主要发生在顺北原油产能建设中。顺北原油产能建设事故状态下主要以输油管线泄漏、井漏事故的泥浆、油水窜层事件以及井喷等事故会对地下水造成影响。事故影响地下水的具体分析如下。

4.2.3.1 输油管道原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透,并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中,就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常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。

本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的玻璃钢管作为集油管线及注水管线,可有效的防止管线腐蚀穿孔,降低管线环境风险事故的发生。同时,油田区域气候干旱少雨,不存在大量降水的淋滤作用。因此,管道原油泄漏事故中泄漏原油不会进入地下水环境。

4.2.3.2 井漏事故的泥浆对地下水的影

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

本项目在施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井，对潜水所在的地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。因此污染地下水的可能性较小，对地下水产生影响较小。

因此，推广使用清洁无害的泥浆，严格要求套管下入深度，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

4.2.3.3 油水窜层对地下水的污染影响

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

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，有可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，原油物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

4.2.3.4 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制。据类比资料显示，井喷在污染最大范围在半径 200m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

4.2.3.5 泄漏事故对地下水环境影响预测与评价

本次评价针对集油管道泄漏、储罐泄漏以及污水处理装置泄漏对地下水产生的影响进行预测。

(1) 集油管道泄漏

① 泄漏源强

工程管道埋深为地面下 1.2m，管道所在区域地下水埋深为 3m 左右，管线埋深位于水位埋深以上。本工程集油管道发生破裂时，将对四系潜水造成影响。本工程单口油井最大产油量为 42t/d，拟建油井集油管道发生泄漏，根据西北石油局多年统计数据，同时考虑油田现有污染防治水平、事故应急措施及管理因素，泄漏源强以单井产油

量的 10%计，由于集油管道设有实时监控系統，因此该泄漏可在 0.5h 内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏时间取 0.5h，故其泄漏的原油量为 175kg。

②预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)，本工程地下水评价等级为二级，污染物的排放对地下水流场没有明显影响，且评价区内含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

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

式中：

x, y —— 计算点处的位置坐标；

t —— 时间，d；

C(x, y, t) —— t时刻点 x,y 处的浓度，g/L；

M —— 含水层的厚度，m；

m_M —— 瞬时注入的质量，kg；

u —— 水流速度，m/d；

n —— 有效孔隙度；

D_L —— 纵向弥散系数，m²/d；

D_T —— 横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

④参数选取

参数含义见表 4.2-1。

表 4.2-1 模型参数含义表

序列	参数	含义	单位
1	x	距渗漏点的距离	m
2	t	时间	d
3	C	t 时刻 x 处的特征因子浓度	mg/L
4	C ₀	特征因子初始浓度	mg/L
5	u	水流速度	m/d
6	DL	纵向弥散系数	m ² /d
7	Dt	横向 y 方向上的弥散系数	m ² /d
8	Erfc ()	余误差函数	/
9	π	圆周率	/

根据本地区的水文地质条件，评价时各参数的选取：潜水地层为粉砂，渗透系数为

5.0m/d, 有效孔隙度 n 为 0.28; 纵向弥散系数 $0.5\text{m}^2/\text{d}$, 横向弥散系数 $0.05\text{m}^2/\text{d}$, 含水层厚度取 50m, 水力梯度 0.015, 渗透系数 5.0m/d, 有效孔隙度 0.28, 流速 $0.003\text{m}/\text{d}$ 。

⑤ 预测结果

当集输管线发生泄漏时, 石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见图 4.2-1, 图 4.2-2 和图 4.2-3

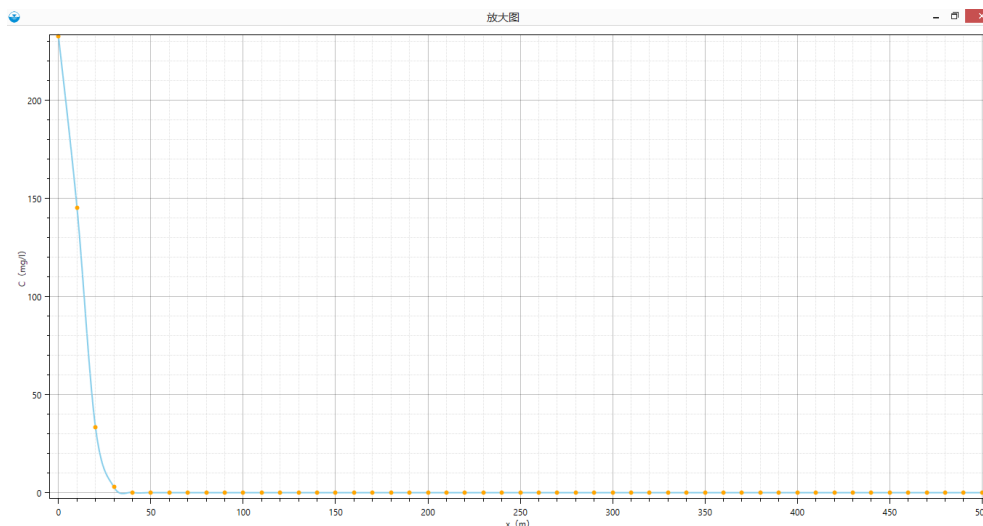


图 4.2-1 集输管线泄漏 100d 后石油类浓度随距离的变化关系

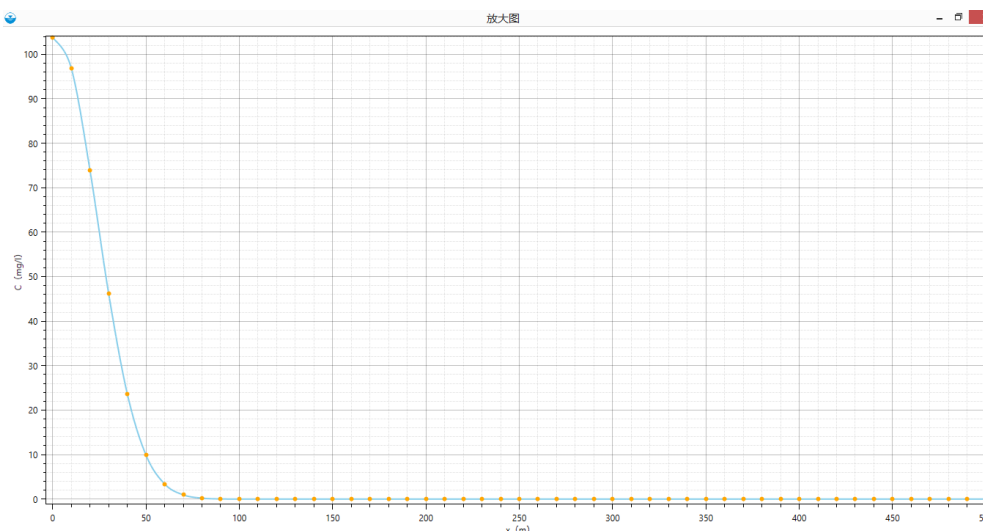


图 4.2-2 集输管线泄漏 500d 后石油类浓度随距离的变化关系

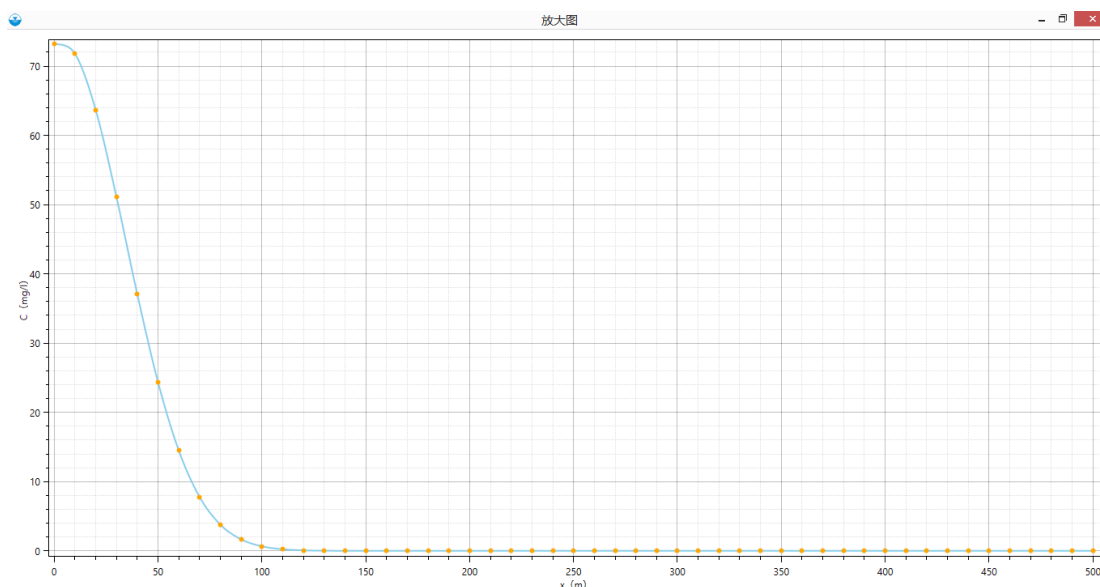


图 4.2-3 集输管线泄漏 1000d 后石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可以看出，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物运移距离分别为 30m、72m 和 101m，由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

(2) 污水处理装置泄漏

① 泄漏源强

本工程污水系统发生破裂时，将对四系潜水造成影响。根据污水处理系统的处理规模，最大事故排放情况下，处理设备出故障至修好按 1h 计，预计最大事故污水排放量为 30m³，污水中石油类含量为 13.3kg/h。

② 预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

③ 预测模型

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)，本工程地下水评价等级为二级，污染物的排放对地下水流场没有明显影响，且评价区内含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳态流动二维弥散点源模型进行预测。由于污水处理装置泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

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

式中：

x, y —— 计算点处的位置坐标；

- t —— 时间, d;
- $C(x, y, t)$ —— t 时刻点 x,y 处的浓度, g/L;
- M —— 含水层的厚度, m;
- m_M —— 瞬时注入的质量, kg;
- u —— 水流速度, m/d;
- n —— 有效孔隙度;
- D_L —— 纵向弥散系数, m^2/d ;
- D_T —— 横向 y 方向的弥散系数, m^2/d 。

④参数选取

参数含义见表 4.2-2。

表 4.2-2 模型参数含义表

序列	参数	含义	单位
1	x	距渗漏点的距离	m
2	t	时间	d
3	C	t 时刻 x 处的特征因子浓度	mg/L
4	C_0	特征因子初始浓度	mg/L
5	u	水流速度	m/d
6	DL	纵向弥散系数	m^2/d
7	Dt	横向 y 方向上的弥散系数	m^2/d
8	Erfc ()	余误差函数	/
9	π	圆周率	/

根据本地区的水文地质条件, 评价时各参数的选取: 潜水地层为粉砂, 渗透系数为 5.0m/d, 有效孔隙度 n 为 0.28; 纵向弥散系数 $0.5m^2/d$, 横向弥散系数 $0.05m^2/d$, 含水层厚度取 50m, 水力梯度 0.015, 渗透系数 5.0m/d, 有效孔隙度 0.28, 流速 0.003m/d。

⑤预测结果

当污水系统发生泄漏时, 石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩散结果见图 4.2-4, 图 4.2-5 和图 4.2-6。

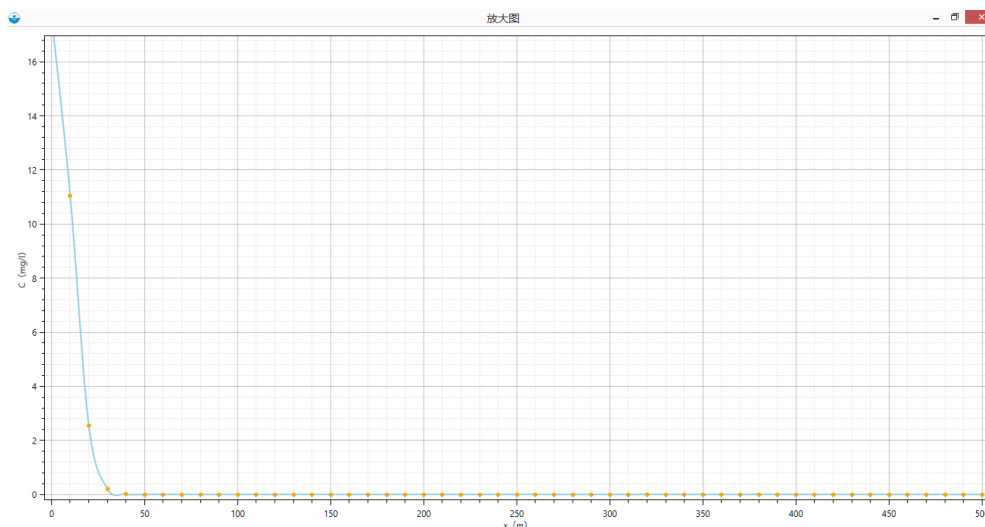


图 4.2-4 污水设备泄漏 100d 后石油类浓度随距离的变化关系

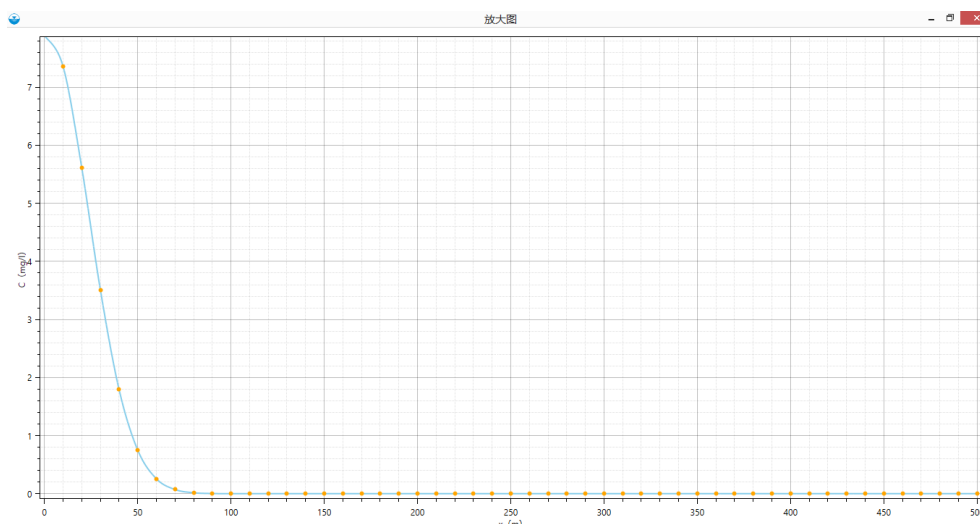


图 4.2-5 污水设备泄漏 500d 后石油类浓度随距离的变化关系

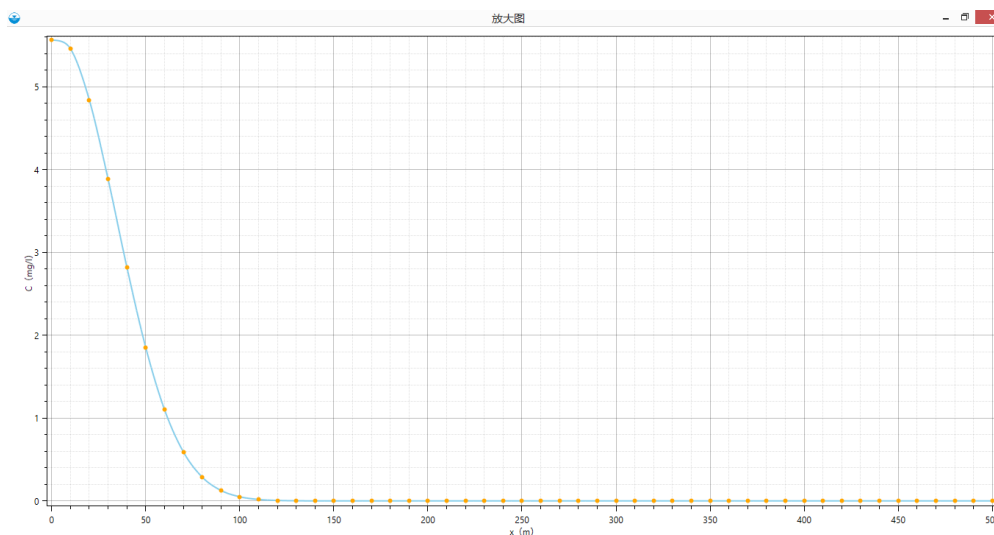


图 4.2-6 污水处理设备泄漏 1000d 后石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可以看出，随着时间增加，污染范围有所增加，污水系统泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物运移距离分别为 36m、76m 和 101m，由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

(3) 储罐泄漏

① 泄漏源强

由于本次五号联合站内的最大储罐为 $2 \times 10^4 \text{m}^3$ 内浮顶罐，因此，本次储罐事故状态下对地下水的分析，采用站内的 $2 \times 10^4 \text{m}^3$ 内浮顶罐发生事故的状态进行分析。

根据风险预测章节可知，当储罐发生 10mm 裂口时，储罐泄漏的原油量为 2160kg。根据类比资料，同时考虑油田现有污染防治水平、事故应急措施及管理水平等因素，储罐发生泄漏进入土壤的源强以泄漏量的 10% 计，则泄漏进入土壤的原油量为 216kg。

② 预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），本工程地下水评价等级为二级，污染物的排放对地下水水流场没有明显影响，且评价区内含水层的基本参数变化很小，因此可采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

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

式中：

x, y —— 计算点处的位置坐标；

t —— 时间，d；

C(x, y, t) —— t时刻点 x,y 处的浓度，g/L；

M —— 含水层的厚度，m；

m_M —— 瞬时注入的质量，kg；

u —— 水流速度，m/d；

n —— 有效孔隙度；

D_L —— 纵向弥散系数，m²/d；

D_T —— 横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

④参数选取

参数含义见表 4.2-3。

表 4.2-3 模型参数含义表

序列	参数	含义	单位
1	x	距渗漏点的距离	m
2	t	时间	d
3	C	t 时刻 x 处的特征因子浓度	mg/L
4	C ₀	特征因子初始浓度	mg/L
5	u	水流速度	m/d
6	D _L	纵向弥散系数	m ² /d
7	D _T	横向 y 方向上的弥散系数	m ² /d
8	Erfc ()	余误差函数	/
9	π	圆周率	/

根据本地区的水文地质条件，评价时各参数的选取：潜水地层为粉砂，渗透系数为 5.0m/d，有效孔隙度 n 为 0.28；纵向弥散系数 0.5m²/d，横向弥散系数 0.05m²/d，含水层厚度取 50m，水力梯度 0.015，渗透系数 5.0m/d，有效孔隙度 0.28，流速 0.003m/d。

⑤预测结果

当原油储罐发生泄漏时，石油类物质经过 100d、500d 和 1000d 后在地下水中的扩

散结果见图 4.2-7，图 4.2-8 和图 4.2-9。

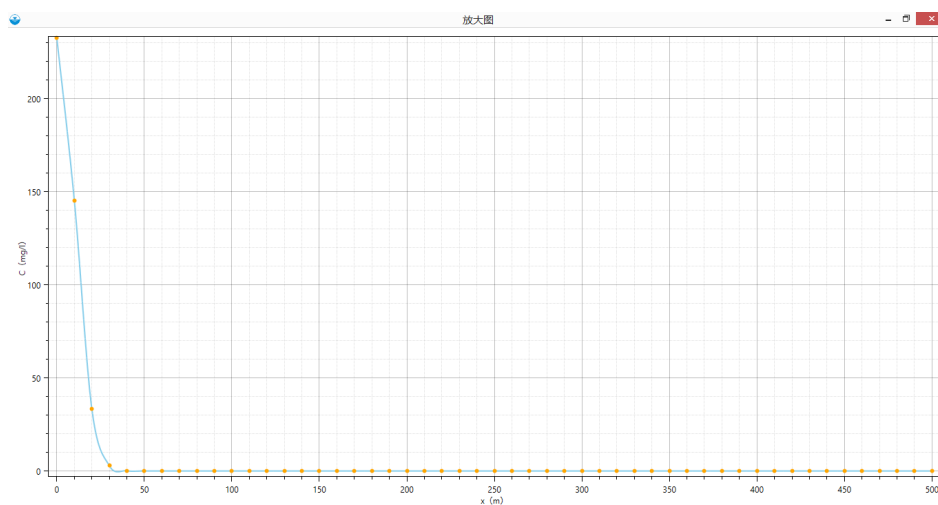


图 4.2-7 储罐泄漏 100d 后石油类浓度随距离的变化关系

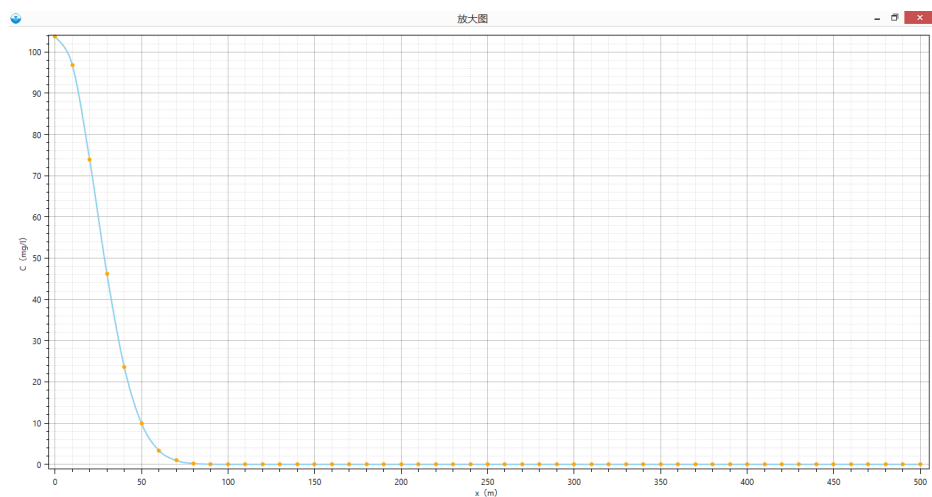


图 4.2-8 储罐泄漏 500d 后石油类浓度随距离的变化关系

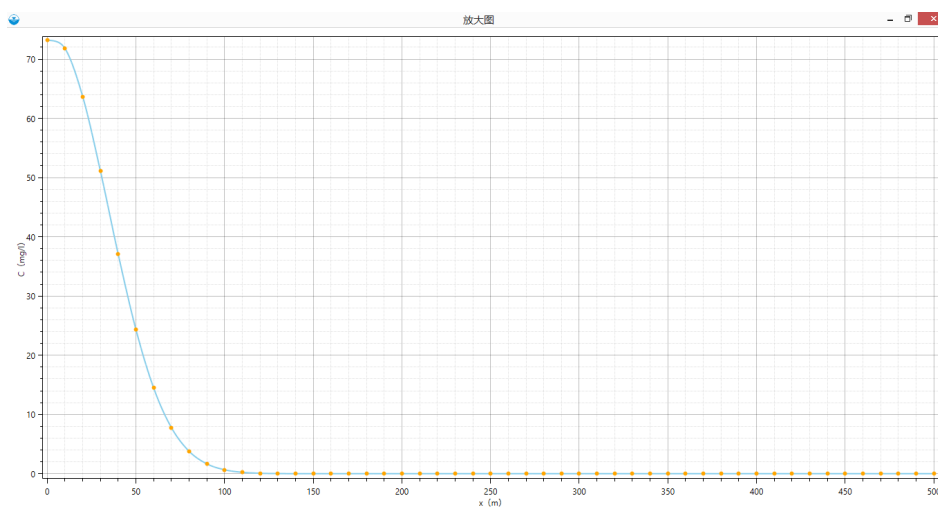


图 4.2-9 储罐泄漏 1000d 后石油类浓度随距离的变化关系

从预测结果可以看出,随着时间增加,污染范围有所增加,储罐发生泄漏后 100d、500d 和 1000d 的污染物运移距离分别为 35m、78m 和 105m,由于地下水层自净能力有限,几乎不存在自然降解,进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

本次输油管线泄漏、污水处理系统泄漏、原油储罐泄漏预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。实际上,地表土层中含有各种离子、有机物和微生物,项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时,污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。为了将项目运行期对地下水的影响尽可能地减小,本项目对物料运送、储存过程中各设施采取有效地防渗措施,对设备定期检修,将事故发生的概率降至最低,保护地下水环境不受污染。

4.2.4 洪水期对井区的影响

塔里木河是一条游荡型内陆河,周围古河道较多,洪枯水量变化极大,洪水期水量是枯水期水量的 43 倍,洪水期主要集中在 7-9 月,枯水期为 3-6 月,水量极少。塔河发洪水时,河水水量漫溢,一些河流岔道普遍灌水,此时油田区古河道和一些冲沟则会形成临时较小的地表径流。该过程多发生在 7 月中旬至 11 月初,11 月底大部分洪水消退殆尽。根据实地调查,顺北地区范围内冲沟及古河道不发育,且顺北距离塔里木河较远约 25km,多年来洪水很少有进入本区,对本区影响较小。

4.2.5 水环境影响评价结论

本项目严格要求套管下入深度、保证固井质量等措施,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。钻井过程中的钻井废水、井队生活污水、废弃钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置,正常情况下对地表水和地下水的影响较小。

本项目运营期间产生的采出水、井下作业废水、间歇熔硫釜工艺流产生的废水以及生产应急指挥中心产生的生活废水均得到有效的处理,可有效防范对地表水和地下水的影响。

根据分析,本次生产科研基地产生的废水均可得妥善、有效的处置,对区域地下水环境影响的可能性甚微。

本项目开发过程中对区域水环境的影响主要来自于事故及非正常工况状态。事故及非正常工况的状态可以通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范,只要加强管理,防患于未然,对水环境可能造成的影响可以避免。

综上所述,正常生产状况下,项目建设期和生产运行过程中废水及固废对周围水环境影响甚微。

4.3 声环境影响分析与评价

4.3.1 主要噪声源分析

项目总体开发过程中的噪声源主要分为开发建设期噪声和生产运营期噪声两部分。开发建设期为钻井施工和构筑物建设过程,主要是钻井用钻机、柴油发电机、泥浆泵噪

声、机动车辆以及施工机械噪声等，对环境的影响是暂时的，影响时间短；生产运营期即生产过程的噪声主要以运行设备产生的噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。

本项目钻井及构筑物建设的主要噪声源见表 4.3-1。

表 4.3-1 噪声源情况统计表

序号	设备名称	噪声强度 (dB(A))	序号	设备名称	噪声强度 (dB(A))
1	钻机	100-120	7	推土机	90-105
2	柴油机	95-100	8	挖掘机	80-95
3	柴油发电机	100-105	9	电焊机	90-100
4	发电机	100-105	10	各类机泵	90-100
5	泥浆泵	95-100	11	井下作业 (修井)	80-120
6	运输车辆	80-95			

4.3.2 开发建设期声环境影响分析

(1) 钻井过程噪声影响预测结果

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)，选用室外传播声级衰减模式预测钻井噪声对周围环境的影响水平。

根据塔河油田其它井区的钻井资料，钻井井场边界附近 (1m 处) 昼夜间噪声均值按 79dB(A) 计，声源距离钻井井场场界按 20m 计，钻井过程噪声影响据此进行预测。

钻井期间，钻井井场场界噪声预测结果见表 4.3-2。

表 4.3-2 距钻井井场场界不同距离处的噪声预测值

离井场场界距离 (m)	1	10	30	50	80	100	150	200	250	350
离声源距离 (m)	21	30	50	70	100	120	170	220	270	370
噪声值 (dB(A))	79	75.9	71.5	68.5	65.4	63.9	60.8	58.6	56.8	54.1

从钻井噪声预测结果可以看出，钻井过程中所产生的噪声会对周围一定范围内造成影响。钻井井场边界附近 (1m 处) 昼夜间噪声为 79dB(A) 左右，超出建筑施工场界噪声限值 (昼间 70dB(A)) 的要求。但是，经过距离衰减后，在距井场场界 200m 处的噪声级为 58.6dB(A)，能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 标准的要求。

由于项目区附近均未有人群居住，开发建设期产生的噪声主要是对施工人员产生影响。

另外，开发建设的施工过程为临时性的工程，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，工程完工后噪声源即不存在。

(2) 工程建设期声环境影响分析

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

下表是管线敷设、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 4.3-3 施工主要机械噪声值

机械名称	离施工点不同距离处的噪声强度 (dB(A))			
	5m	50m	100m	150m
推土机	90	70.5	63.5	61.5
挖掘机	84	69.0	58.0	54.5
电焊机	90	70.5	63.5	61.5

通过类比分析可知,运输、平整场地、管沟开挖及回填等过程中,昼间施工场 100m 以外均不超过建筑施工场界环境噪声排放限值(昼间 70dB(A)),而在夜间则会超标(夜间 55dB(A))。由于周围没有人群居住,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。

4.3.3 生产运营期声环境影响分析

4.3.3.1 预测模式

本次评价对于设备间的噪声只考虑五号联合站噪声源所在厂房结构的屏蔽而造成的衰减,对于其它因素造成的衰减(如空气吸收衰减、地面效应以及声波几何发散引起的衰减等),均忽略不计。噪声衰减预测采用《环境影响评价技术导则——声环境》(HJ/T2.4-2009)中推荐的噪声预测模式,公式如下:

① 噪声衰减公式

$$L_r = L_0 - 20 \lg(r/r_0)$$

式中: L_r ——距离声源为 r 米处预测点噪声预测值, dB(A);

L_0 ——距离声源为 r_0 米处声源的总声级值, dB(A);

r ——预测受声点距声源的预测距离, 米。

② 噪声叠加公式

$$L_g = 10 \lg(\sum 10^{0.1L_i})$$

式中: L_g ——声源在预测点的贡献值, dB(A);

L_i ——第 i 次采样读取的 A 声级, dB(A);

n ——声源个数。

③ 预测点的预测声级计算公式

$$L = 10 \lg(10^{0.1L_g} + 10^{0.1L_b})$$

式中: L ——预测点的预测声级, dB(A);

L_g ——声源在预测点的贡献值, dB(A);

L_b ——预测点的背景值, dB(A)。

4.3.3.2 主要噪声源

本项目运营期发声设备源强资料调查结果,各噪声源噪声值见表 4.3-4。

表 4.3-4 项目主要发声设备源强单位: dB(A)

噪声源强点	装置或车间名称	噪声值	备注	备注
机泵	泵房	75	室内	顺北井区建设
压缩机	压缩机房	90	室内	

噪声源强点	装置或车间名称	噪声值	备注	备注
罗茨鼓风机	再生气处理阶段	80	室外	
增压膨胀机	天然气凝液回收装置	90	室外	
脱水装置	天然气处理装置	85	室外	
加热炉	加热车间	65	室外	
车辆	/	70	室内	生产科研基地
水泵房		90-95	室内	
变电室		85-95	室内	

4.3.3.3 噪声影响预测评价

根据以上提到的计算噪声建筑物隔声及衰减量方法，可以预测出该工程建成后的厂界噪声值。厂界各监测点的噪声贡献值和叠加背景值后预测结果见表 4.3.5。

表 4.3-5 噪声预测结果 等效声级 $Leq[dB(A)]$

监测点位	现状值		营运期厂界贡献值	叠加值	
	昼间	夜间		昼间	夜间
北	36.9	35.6	38.6		
西	36.1	35.3	30.7		
南	36.6	35.2	41.5		
东	36.8	35.5	31.9		

由噪声预测结果可以看出，项目建成后各类噪声设备运行时产生的噪声对厂界噪声的贡献不大，其噪声贡献值与现状值叠加后可达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准的要求。因此，项目建成后各类噪声源产生的噪声对项目区周围声环境影响不大。

4.3.4 油田服务期满后声环境影响分析

油田服务期满后，由于井架拆除过程中会产生一定的施工噪声。施工噪声主要可分为机械噪声、施工作业噪声和施工车辆噪声。机械噪声主要由施工机械所造成，如挖土机械、升降机等，多为点声源；施工作业噪声主要指一些零星的敲打声、装卸车辆的撞击声、拆卸模板的撞击声等，多为瞬时噪声。本项目井场周边 200m 范围内无居民居住，因此项目施工对场区周围声环境质量影响不大。

4.3.5 声环境影响评价结论

本项目开发建设施工时的噪声随施工结束而消失。生产运行期，井场、场站及管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。本项目噪声预测点昼间、夜间噪声强度均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，对项目区周边环境影响较小，故在运行期间本项目不会产生扰民现象。同时，本项目各类发声设备均采用低噪声设备，同时确保设备在各种工况下达到最佳运行状态，可降低噪声影响。

4.4 固体废物影响分析与评价

按照《中华人民共和国固体废物污染防治法》的规定，建设项目环境影响报告书必须针对建设项目产生的固体废物对环境的污染和影响作出评价，并且提出相应的防止环

境污染的措施。在此对项目所产生的固体废物的处置措施及环境影响进行分析。

4.4.1 固体废物产生与分类

本项目开发建设期、运营期产生的固体废物产生量及属性情况见表 4.4-1。

表 4.4-1 固体废物产生情况汇总

开发阶段	项目	固废种类	产生量	属性	处理、处置方式
开发期	顺北原油产能建设	废弃泥浆	20432.52m ³	一般固废	采用钻井废弃物不落地达标处理技术，钻井废弃泥浆制成泥饼工程前期拉运至塔河油田绿色环保站进行处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。
				危险废物	聚磺混油的废弃泥浆前期由专用车辆运输至塔河油田受浸泥土无害化处置装置进行处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。
		岩屑	30320.89m ³	一般固废	采用钻井废弃物不落地达标处理技术，钻井岩屑经分离后可用于井场、道路铺设。
		施工土方	6.2×10 ⁴ m ³	一般固废	管线施工结束后回填管廊之上，实施压实平整水土保持措施； 道路施工弃土，可用于井场铺设。
		生活垃圾	86.20t	一般固废	前期统一运至塔河油田绿色环保站处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。
	生产科研基地	施工垃圾	311.4t	一般固废	收集后堆放于指定地点，由施工方统一清运。
		生活垃圾	12.0t	一般固废	生活垃圾集中收集后交由市政环卫部门进行处理。
运营期	顺北原油产能建设	不合格泥浆	/	一般固废	前期运输至塔河油田绿色环保站进行处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。
		生活垃圾	17.88t/a	一般固废	生活垃圾集中收集后交由市政环卫部门进行处理。
		含油污泥	515.4t/a	危险废物	前期运至塔河油田受浸泥土无害化处置装置进行处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。
		落地原油	5.3t/a		带罐作业，落地油 100% 回收
	生产科研基地	生活垃圾	69.35t/a	一般固废	生活垃圾集中收集后交由市政环卫部门进行处理

4.4.2 固体废物处理处置方式

4.4.2.1 开发建设期固体废物的处理措施

(1) 顺北原油产能建设

依据《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001/XG1-2013)中对于一般工业固废的定义，钻井废弃泥浆属于第 II 类一般工业固体废物。虽然钻井岩屑的成分比较简单，但由于油田生产过程中的惯例是将其与钻井泥浆一并处理，故将其亦认定为第 II 类一般工业固体废物。

本项目作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施，泥浆循环利用率(重复利用)达到 90% 以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。主要处置方式如下。

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。

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沉淀处理后，循环回收使用。

③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。

④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。

⑤废弃钻井泥浆和岩屑采用钻井废弃物不落地达标处理技术，钻井废弃泥浆经制成泥饼前期拉运至塔河油田绿色环保站，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理，钻井岩屑经分离后可用于井场、道路铺设。

⑥施工期产生的生活垃圾，集中堆放、前期送往塔河油田绿色环保站处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。

(2) 生产科研基地

生产科研基地在施工建设期主要产生的固体污染物均为施工建筑垃圾与施工人员产生的生活垃圾。

施工建设产生的施工建筑垃圾需由施工建设单位进行集中收集运至指定的地点进行处理；施工产生的生活垃圾由施工单位进行收集后运送至施工地点周围最近的垃圾收集点进行处理。

4.4.2.2 运营期固体废物的处理措施

(1) 顺北原油产能建设

①油泥处理措施

本项目运营期产生的油泥前期全部运至塔河油田受浸泥土无害化处置装置进行处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。

②落地油处理措施

本项目在生产运行期产生的单井落地原油由作业单位 100%回收，修井作业时用厚塑料布铺垫井场，带罐作业，修井落地油 100%回收，回收后的落地原油运至顺北 1 处理站以及五号联合站进行处理。

③不合格泥浆

本项目将井场处理过后的泥浆回收至泥浆回收站进行检测及暂存处理，其检测出的不合格泥浆将前期统一运输至塔河油田绿色环保站进行处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。

④生活垃圾

本项目运行期间共产生的生活垃圾统一收集后前期拉运至塔河油田绿色环保站进行填埋处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。

(2) 生产科研基地

生产科研基地运营期间主要的固体废物为基地内办公、生活人员产生的生活垃圾。生活垃圾集中收集后交由县内的环卫部门进行处理。

4.4.3 固体废物环境影响分析小结

本项目顺北原油产能建设主要固体废物包括钻井废弃物（钻井废弃泥浆和钻井岩屑）、钻井期生活垃圾、运营期产生的油泥、落地原油、生活垃圾、不合格泥浆；生产科研基地建设主要固体废物包括施工期建筑垃圾和生活垃圾，运营期产生的生活垃圾。

一般钻井废弃物采用不落地达标处理技术，废弃泥浆制成泥饼前期拉运至塔河油田绿色环保站；聚磺混油的废弃泥浆由专用车辆运输至塔河油田受浸泥土无害化处置装置进行处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。

钻井废弃物采用上述处理技术，可以有效减缓工程建设对井场周围环境影响。

生产科研基地施工期建筑垃圾和生活垃圾，由施工单位进行收集后处理。

顺北油田产能产生的油泥前期运至塔河油田受浸泥土无害化处置装置，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。

单井落地原油由作业单位 100%回收。不合格泥浆、生活垃圾前期运至塔河油田绿色环保站处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处；落地原油回收至联合站及处理站进行处理。生产科研基地产生的生活垃圾集中收集后交由县环卫部门处理。

综合以上分析，若在建设、处置和运行管理中严格执行西北油田分公司各项要求，则本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境造成的影响在可接受范围之内。

4.5 生态影响分析与评价

4.5.1 对生态环境影响的途径

由于本项目对生态影响最大的工程为顺北原油产能建设，其余两个工程对生态环境影响相对与油田建设相对较小。因此，本项目生态影响主要针对油田产能项目进行分析。

油田开发一般为网状布局，不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。

4.5.1.1 生态环境影响类型

(1) 占地对地表土壤、植被影响

钻井、运输、地面工程建设要占用土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、道路建设、管线铺设作业本身要占用土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

油田工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，如集输管线等可覆土后栽种浅根植物，井区安全防护距离以外（永久占地以外）可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、场站、道路等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

(2) 污染物排放对生态环境的影响

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况

多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在钻井工程、油气开采工程、井下作业工程、原油集输工程，其污染源分布广、排放源强小，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

(3) 系统重建

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

4.5.1.2 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

(1) 永久性占地区域

井场、构筑物、道路等永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

(2) 临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保证的地段（如低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

4.5.2 对土壤、植被的影响分析

由现状评价可知，评价区生态体系各组分中，土壤、植被是评价区生态环境的控制性组分。本项目对区内生态环境的影响程度，主要通过土壤、植被系统的影响来体现。

工程对土壤、植被系统的影响范围，以工程各类占地造成的原有地表破坏和地表形态改变占主导地位。占地主要包括工程永久占地和临时占地，占地对土壤环境和植被的影响同时产生。永久占地直接改变原有地表形态和土地利用现状，使生物生产力永久丧失；临时占地也改变原有地表形态，随着时间进程和具备一定条件，生物生产力和原有土地利用功能可以恢复到一定程度。

管道泄漏、落地油、固体废物等集输过程中产生的污染物对土壤、植被的影响也不容忽视。这种影响虽不直接改变原有地形、地貌等地表形态，但通过影响土壤理化性质而改变原有生产力，污染严重时会导致生产力完全丧失，主要表现为植被衰亡。

由于本项目井位大部分位于沙漠地区内，植被覆盖度较小，项目施工对植被的影响较小。距离胡杨较近的作业时需主要对周围植被的避让，减少施工对区域环境造成较小的影响。

4.5.2.1 项目占地影响分析

(1) 占地情况

顺北原油产能建设占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场、道路、场站

占地，临时占地主要为管道作业带占地、道路等占地。

表 4.5-1 顺北井区植被类型占用情况及生物量损失 单位: hm²

类型	工程内容		占用植被类型及面积			
			合计	沙丘	胡杨	灌丛沙丘怪柳
永久占地	井场	井场 (54 口)	10.60	8.8	0.40	1.40
	站场	五号联合站	35.95	35.95	0	0
		混输泵站	3.00	0	1.50	1.50
		计量阀组	7.50	7.50	0	0
	道路	主干道路	25.9	25.9	0	0
		支线道路	2.8	2.8	0	0
		简易道路	94.15	71.64	8.18	14.33
	生产应急指挥中心		5.46	5.46	0	0
	泥浆回收站		1.80	1.80	0	0
	小计		187.16	159.85	10.08	17.23
临时占地	井场	井场 (54 口)	41.21	34.22	1.55	5.44
	站场	混输泵站	0.21	0	0.10	0.11
		计量阀组	0.53	0.53	0	0
	管线	单井出油管线	81.60	65.60	3.64	12.36
		集输管线	79.20	66.04	2.93	10.23
		伴生气管线	12.0	12.0	0	0
		供气管线	0	0	0	0
		污水管线	72.8	72.8	0	0
	道路	主干道路	5.55	5.55	0	0
		支线道路	0.7	0.7	0	0
		简易道路	31.38	25.25	1.36	4.77
钻井队临时生活营地		11.04	8.88	0.48	1.68	
小计		336.22	294.01	10.06	29.15	
生物损失量 (t/a)		50.84	/	16.06	34.78	

表 4.5-2 顺北原油产能项目土壤类型占用情况 单位: hm²

类型	工程内容		占用植被类型及面积		
			合计	流动沙土	漠土化灰色草甸土
永久占地	井场	井场 (54 口)	10.6	9.2	1.40
	站场	五号联合站	35.95	35.95	0
		混输泵站	3.00	1.50	1.50
		计量阀组	7.50	7.50	0
	道路	主干道路	25.90	25.90	0
		支线道路	2.8	2.8	0
		简易道路	94.15	79.83	14.32
	生产应急指挥中心		5.46	5.46	0
	泥浆回收站		1.80	1.80	0
	小计		187.16	169.94	17.22
临时占地	井场	井场 (54 口)	41.21	36.77	5.44
	站场	混输泵站	0.21	0.21	0
		计量阀组	0.53	0.53	0
管线	单井出油管线	81.60	69.18	12.42	

类型	工程内容		占用植被类型及面积		
			合计	流动沙土	漠土化灰色草甸土
		集输管线	79.20	72.51	6.69
		伴生气管线	12.0	12.0	0
		供气管线	0	0	0
		污水管线	72.80	72.80	0
	道路	主干道路	5.55	5.55	0
		支线道路	0.7	0.7	0
		简易道路	31.38	26.61	4.77
	钻井队临时生活营地		11.04	9.36	1.68
	小计		336.22	305.22	31

表 4.5-3 顺北原油产能项目土地利用类型占用情况 单位: km²

类型	工程内容		占用植被类型及面积					
			合计	沙地	疏林	低盖度草地	盐碱地	中盖度草地
永久占地	井场	井场 (54 口)	10.6	7.20	1.80	0.60	0.80	0.20
	站场	五号联合站	35.95	35.95	0	0	0	0
		混输泵站	3.00	0	0	0	1.50	1.50
		计量阀组	7.50	6.0	0	1.50	0	0
	道路	主干道路	25.9	25.9	0	0	0	0
		支线道路	2.8	0.7	0	0	0	0
		简易道路	94.15	59.36	18.42	6.14	8.18	2.05
	生产应急指挥中心		5.46	5.46	0	0	0	0
	泥浆回收站		1.80	1.80	0	0	0	0
	小计		187.16	142.37	20.22	8.24	10.48	3.75
临时占地	井场	井场 (54 口)	41.21	28	7	2.33	3.11	0.77
	站场	混输泵站	0.21	0	0	0	0.1	0.11
		计量阀组	0.53	0.42	0	0.11	0	0
	管线	单井出油管线	81.6	51.68	16.04	5.34	7.13	1.41
		集输管线	79.20	52.40	10.78	9.16	0.87	5.99
		伴生气管线	12	12	0	0	0	0
		供气管线	0	0	0	0	0	0
		污水管线	72.8	72.8	0	0	0	0
	道路	主干道路	5.55	5.55	0	0	0	0
		支线道路	0.7	0.7	0	0	0	0
		简易道路	31.38	19.79	6.14	2.04	2.73	0.68
	钻井队临时生活营地		11.04	11.04	9.96	2.16	0.72	0.96
	小计		336.22	254.38	49.92	21.14	14.66	9.92

经估算, 顺北原油产能建设占地面积 523.38hm², 其中永久占地 187.16hm², 临时占地 336.22hm²。

(2) 占地影响分析

永久占地使原先土壤、植被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。顺北原油产能建设永久占地和临时占地分别为 187.16hm² 和 336.22hm²，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。

根据表 4.5-1~4.5-3 可知，顺北原油产能建设大部分主要建设内容位于沙漠中，植被较少，占地对植被的影响甚微。

4.5.2.2 开发期对土壤环境的影响

(1) 钻井作业对土壤环境的影响

本次新钻井 54 口，主要土壤类型是流动风沙土和漠土化灰色草甸土。钻井作业对土壤的环境影响主要为落地油和固体废弃物对周围土壤环境的影响。为了减轻工程建设对周围土壤、植被的影响，本次 54 口新井在钻井施工过程中采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”。

(2) 管线临时占地对土壤环境的影响

本次顺北原油产能建设新建单井集油管线 102km、集输管线 99.0km、伴生气、供气管线 65km、污水管线 91.km。管线开挖临时占地面积共 285.60hm²。

管线穿越主要土壤类型为流动风沙土和漠土化灰色草甸土。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：

① 破坏土壤原有结构

土壤结构是经过较长的历史时期形成的，管沟开挖和回填必将破坏土壤的结构。尤其是土壤中的团粒结构，一旦遭到破坏，必须经过较长的时间才能恢复。除管道开挖的部分受到直接的破坏外，开挖土堆放两边占用土地，也会破坏土壤结构，此外，土层的混合和扰动，同样会改变原有土壤层的性质。因此在整个施工过程中，对土壤耕作层的影响最为严重。

② 混合土壤层次、改变土壤质地

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。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。

③ 影响土壤养分

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，适耕性强。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。

④影响土壤紧实度

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，易引起水土流失，土体过紧，又会影响作物生长。

⑤土壤污染

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。

⑥土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得地表填筑物由于太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1°C - 3°C ，蒸发量加大，土壤水分减少，将可能形成一条明显的沟带。

⑦工程对土壤沙化的影响

管道施工活动可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。

(3) 主要道路施工对生态环境的影响

本次井区主要道路均分布在沙漠地区内，道路施工活动可能破坏地表保护层，土壤表层受干扰强烈，降低风沙区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能使流动风沙土移动速度增加，加快该区域沙漠化进程。为保证道路施工不对周围沙漠生态系统造成影响，本次井区主干道路、支线道路建设在道路周围设置草方格、阻沙栅栏等减缓道路周围风沙土的移动速度，减缓道路施工对周围沙漠生态系统的影响。

4.5.2.3 开发期对植被的影响

(1) 占地

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

①占地对植被的影响

本项目占地主要是管线临时、以及道路，面积为 434.24hm^2 。临时占地中主要是影响项目分布区的沙丘、胡杨林以及灌丛沙丘怪柳灌丛。

顺北地区大部分位于沙漠区，植被的存在对降低流动风沙土的流动速度起着一定的作用，但沙漠腹地干旱炎热、降水稀少、有机质贫乏的特点造成区域植被生长难、恢复更难的特性。油田无论临时性占地还是永久性占地都会对区域植被产生不同程度的影响，所不同的是临时性占地影响范围虽然广，但影响时间短，只要在施工期间注意不要任意破坏植被，一般的损伤、碾压或生境临时的改变在施工结束后的一定时间内都可以得到恢复；而永久性占地虽然影响时间长，但影响范围相对较小，除建设项目选址地的植被由于建筑的占用而永远无法恢复外，人为建筑周边的残余植株在经历一定时间对扰动、改变后的生境进行适应后，植被的生长仍然可以得到一定程度的恢复。

②生物量损失

本项目顺北原油产能建设的管线大部分占地为流动沙丘，植被覆盖度较低，可忽略不计。其余分布的植被为胡杨林和灌丛沙丘怪柳灌丛。其损失量为 50.84t/a。

(2) 人类活动对植被的影响

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

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

②施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

本项目顺北原油产能建设大部分占地位于沙漠地区，植被覆盖度小于 5%，植被覆盖度较低，开发施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

(3) 污染物排放对植被的影响

①大气污染物对植被的影响

油田开发初期，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，废气中主要含有颗粒物、NO_x、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 NO_x、SO₂ 及建设期的扬沙。

NO_x 进入植物体后，可以伤害植物叶肉组织细胞，改变细胞及其周围的细胞组织液的 pH 值，引起细胞结构发生变化，使植物的光合作用能力降低，生长活性受到严重影响。

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。

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。

总体来说：项目区多风、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，大气污染物的排放量相对较少，因此在正常情况下大气污染物的浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

②石油类污染对植被的影响

在油田开发过程中石油类物质对天然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。

根据对油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 30m 左右，30m 以外植物体内石油类含量基本接近背景值，植被生长

良好。该区植物稀少，所以地表石油类污染不会使区域内天然植被受到明显影响。

(4) 突发性事故对植被的影响

在勘探钻井、采油和井下作业过程中均可能发生井喷事故。随井喷进入外环境的原油量不同，造成的污染范围、影响程度随不同地层压力而变化。井喷发生时，井场周围半径 300m 范围内的植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。

4.5.2.4 运营期对土壤环境的影响

(1) 正常情况下对土壤环境的影响

正常生产情况下，对土壤环境的影响主要为对各类土壤的永久性占用，运行期内将改变土地原有利用方式。

当进入正常运营期后，人为活动的范围缩小，将使受到破坏的地表逐渐得到回复，风蚀和沙漠化影响将随着天然植被的恢复和人工绿化措施的实施逐渐得到控制。

(2) 事故状态对土壤环境的影响

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

4.5.2.5 运营期对植被的影响

本项目顺北原油产能建设永久占地 187.16hm²。永久占地主要是井场、道路占地、联合站、计量阀组以及混输泵站。永久占地内的植被完全被清除。

(1) 正常工况下植被影响分析

管线采用埋地敷设，管底埋深 1.2m。管线施工结束，施工迹地及管线填埋迹地植被受到破坏，形成裸地，此带与周围植被没有明显的隔离作用，管线两侧一般在 3-5 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。

运营期正常工况情况下，工程对植被的影响不大。井场、道路等永久占地范围内的植被清除，不可恢复。临时占地在施工结束后的 3-5 年内，植被的生产能力会逐渐恢复至施工前的水平。

(2) 事故状态下污染物排放对植被的影响

埋于地下的输油管线发生破裂，原油在地下 1.2m 的土层中扩散，致使土壤环境污

染，进而影响其附近生长的植物。但其影响仅局限于管道破裂处半径 5m 左右的深根系植物。经现代化监测系统及时发现事故并处理，可使得此类影响的程度和范围更小。油品（或天然气）散逸到地面，挥发进入空气中，会对大气环境造成影响，当大气中的浓度达到爆炸极限时，遇明火会发生爆炸，或者引起火灾，其影响范围内的植被地上部分会全部被烧毁。

4.5.3 对野生动物影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源的减少。由于项目区各种施工作业干扰活动频繁，野生动物出没较少。

4.5.3.1 施工期对野生动物的影响

由于工程的占地和人类的活动，占用土地，特别是占用分布胡杨林和灌丛沙丘怪柳灌丛群落的土地，破坏野生动物赖以生存的环境。

区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、栖息活动范围和分布，油田开发过程中的钻探和地面建设占地将使原有的野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩，而钻井结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。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。

4.5.3.2 运营期对野生动物的影响

正常生产期间对野生动物的影响不大。工程区域的野生动物组成以爬行类为主，本区域人类开发活动频繁，许多爬行类可能受到人类或机械的干扰而远离工程区。但是由于本区的动物属于伴人种，数量多，适应能力强，很快能在邻近区域建立新的栖息地，所以对其种群生存不会造成影响。

根据油田管理制度，只要加强管理可以杜绝油田职工对野生动物的猎杀，所以，正常生产期间对野生动物影响不大。

4.5.3.3 事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致原油及天然气的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生井喷事故时，井场周围的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围动物的分布数量下降。

4.5.3.4 对野生动物生境的影响

区域内各种野生动物经过长期的适应已形成较稳定的取食、饮水、栖息活动范围和

分布，开发过程中的钻探和地面建设占地将使原有野生动物的分布、栖息活动范围受到压缩。人为活动的干扰使得开发区域上空活动的鸟类相对于人类未干扰区减少，而使得局部地段二、三级营养结构中的爬行类（啮齿类）和昆虫类数量有所增加或活动频度增大。这些占地影响对地面活动的野生动物种类产生隔离作用，使原分布区内的种类向外扩散，而钻井作业结束后，随着人类活动和占地的减少，原有生境将逐步恢复，野生动物对新环境适应后其活动和分布范围亦将恢复。

4.5.4 对沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区影响分析

根据项目初步井位坐标可知，本项目最近的井距离新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区约为 220m。本项目地面铺设的各类管线均未分布在新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区内。

根据《国家沙化土地封禁保护区管理办法》的文件内容，本项目涉及相关内容如下：

第十四条规定：

除国家另有规定外，在国家沙化土地封禁保护区范围内禁止下列行为。

（一）禁止砍伐、樵采、开垦、放牧、采药、狩猎、勘探、开矿和滥用水资源等一切破坏植被的活动；

（二）禁止在国家沙化土地封禁保护区范围内安置移民；

（三）未经批准，禁止在国家沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动。

第十五条规定：

确需在国家沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动的，应当按照“在沙化土地封禁保护区范围内进行修建铁路、公路等建设活动审核”的行政许可要求，报国家林业局行政许可。

根据本项目选址选线方案可知，本次项目所建设的内容均未在新疆维吾尔自治区沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区内。

4.5.5 对新疆沙雅国家沙漠公园影响分析

根据项目初步井位坐标可知，本项目 SHB1-18H、SHB1-19H 井位于新疆沙雅县国家沙漠公园的沙地体验区内。

根据《国家沙漠公园管理办法》的文件内容，本项目涉及相关内容如下：

国家沙漠公园管理办法（林沙发〔2017〕104号），2017.10.1，包括十七条第十二条 国家沙漠公园建设要合理进行功能分区，发挥保护、科研、宣教和游憩等生态公益功能。功能分区主要包括生态保育区、宣教展示区、沙漠体验区、管理服务区。

（一）生态保育区应当实行最严格的生态保护和管理，最大限度减少对生态环境的破坏和消极影响。生态保育区可利用现有人员和技术手段开展沙漠公园的植被保护工作，建立必要的保护设施，提高管理水平，巩固建设成果。对具有植被恢复条件和可能发生植被退化的区域，可采取以生物措施为主的综合治理措施，持续提高沙漠公园的生态功能。生态保育区面积原则上应不小于国家沙漠公园总面积的 60%。

(二) 宣教展示区主要开展与荒漠生态系统相关的科普宣教和自然人文景观的展示活动。可修建必要的基础设施, 如道路、展示牌及科普教育设施等。

(三) 沙漠体验区可在不损害荒漠生态系统功能的前提下开展生态旅游、文化、体育等活动, 建设必要的旅游景点和配套设施。沙漠体验区面积原则上不超过国家沙漠公园总面积的 20%。

(四) 管理服务区主要开展管理、接待和服务等活动, 可进行必要的基础设施建设, 完善服务功能, 提高服务水平。管理服务区面积应不超过国家沙漠公园总面积的 5%。

第十三条 国家沙漠公园应当按照总体规划确定的范围进行建设, 任何单位和个人不得擅自更改建设范围。建设范围的变更, 须经国家林业局同意。

第十六条 除国家另有规定外, 在国家沙漠公园范围内禁止下列行为:

(一) 开展房地产、高尔夫球场、大型楼堂馆所、工业开发、农业开发等建设项目。

(二) 直接排放或者堆放未经处理或者超标准的生活污水、废水、废渣、废物及其他污染物。

(三) 其他破坏或者有损荒漠生态系统功能的活动。

根据上述可知, 在沙漠公园内不能开展“其他破坏或者有损荒漠生态系统功能的活动”, 因此 SHB1-18H、SHB1-19H 需重新调整井位调出沙漠公园, 严禁在沙漠公园内进行钻井工程。

4.5.6 自治区生态红线影响分析

根据自治区初步划分的新疆生态红线范围, 本项目位于初步划分的新疆生态红线可知, 本项目 SHB7-1H、SHB7-2H、SHB7-3H、SHB7CX 井以及顺北 7 混熟泵站可能位于新疆生态红线内。由于现阶段生态红线还未最终确定, 在新疆生态红线未确定前涉及位于生态红线内的单井、混输泵站以及配套的管线及道路工程不得进行开工建设, 在生态红线确定后, 若本项目涉及新疆生态红线, 届时必须全部禁止勘探开发及管网布设, 对涉及敏感区的建设内容进行重新规划设计, 做到对环境敏感区的避让。

4.5.7 生态系统结构和功能完整性影响分析

本项目开发区的基质为主要是沙漠生态景观。沙漠生态景观的稳定性较差, 异质化程度低, 生态体系的稳定性和抵御干扰的柔韧性较差。在油田开发如井场、站场、管线和道路等的建设中, 新设施的增加及永久性构筑物的作用, 在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大, 抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述, 目前由于油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。

根据项目区域生态系统偏离自然状况的程度, 将生态系统完整性状况划分为 5 个等级, 分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部

与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见表 4.5-3。

表 4.5-3 本项目区域生态环境完整性等级表

标准		生态系统完整性					项目区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	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	被新的群落所替代	适度
	对小尺度干扰	没有或者几乎没有影响	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	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好

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

4.5.7 生态环境影响评价结论

本工程永久占地和临时占地分别为 187.16hm² 和 336.22hm²，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。

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

因此，从总体上看，本项目建设对生态环境的影响较小。

4.6 油田产能闭井期环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入闭井期。

4.6.1 油田产能闭井期环境影响识别

当油井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

4.6.2 油田产能闭井期环境影响分析

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会引起扬沙、产生少量建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会引起扬沙、产生少量固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止扬沙的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

5 环境风险评价

石油工业开发生产最显著的特点是进行区域性大范围露天作业和地下开采，钻井、采油、原油处理和集输等生产过程决定了污染物的产生、分布及排放的特点。油田污染物排放以正常生产排放为主，但也存在危害工程安全和环境的危险因素，这些危险因素的存在有可能引起突发性环境事故，造成人员伤亡或环境污染。

在油田开发过程中，由于人为因素或自然因素的影响，可能导致发生原油或含油污水的泄漏事故，甚至发生火灾、爆炸等，给环境带来严重的污染。

自然灾害的影响主要包括雷击、暴雨、洪水、地震等。虽然发生频率较低，但具有突然性和猛烈性，造成的污染破坏较为严重。

除自然灾害引发事故外，油田开发过程中的风险事故主要有：

- 钻井过程中发生的原油泄漏（包括井喷）；
- 井喷及输油管发生漏油；
- 井下作业中压井液泄漏；
- 原油集输过程中的原油、含油污水的泄漏；
- 由于施工质量和操作不当引起的原油泄漏及爆炸；
- 储罐储运过程中发生的原油泄漏及火灾爆炸。

本项目事故风险评价的主要内容是对油田开发、原油集输等工艺过程中存在的各种事故风险因素进行识别，并针对可能发生的主要事故对环境（包括自然环境和社会环境）可能造成的影响进行分析、评价，以此有针对性地提出切实可行的事故应急处理计划和应急预案，以指导设计和生产，减少或控制本项目的事故发生频率，减轻事故风险对环境的危害。

5.1 环境风险因素识别

5.1.1 危险物质风险识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 A、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）、《职业性接触毒物危害程度分级》（GB50844-85）中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。对于中度危害以上的危险性物质应予以识别，按照物质危险性，结合受影响的环境因素，筛选环境风险评价因子。

①有毒有害物质识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）和《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）等判定项目原辅料及产品中无有毒有害的重大危险源。

②易燃、易爆物质识别

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）和《关于开展重大危险源监督管理工作的指导意见》（安监管协调字[2004]56号），判定本项目易燃、易爆物质主要为：原油（稀油）、天然气、硫化氢、液化石油气，其理化性质见表 5.1-1。

表 5.1-1 主要物物理化性质表

类别	项目	原油（稀油）	天然气	硫化氢	液化石油气（LPG）
理化性质	外观及性状	深黄棕色或墨绿色液体,无刺激性气味	无色无臭的气体	无色有恶臭的气体	无色气体或黄棕色油状液体,有特殊臭味
	组分	主要有烷烃、环烷烃和芳香烃组成	多种可燃性气体的总称,主要成分包括甲烷、乙烷、二氧化碳、氮气等	-	丙烷、丁烷、丙烯、丁烯等轻烃组成的混合物
	分子量	-	-	34.08	-
	密度 (kg/m ³)	874.4	-	914.9 (液); 1.539 (气)	-
	熔点/沸点 (°C)	-60/>500	-182.6/-161.5	-60.4	-161
	闪点 (°C)	-6.7-32.2	-188	-	-74
	饱和蒸汽压 (kPa)	-	53.2	2026.5	4053
燃烧爆炸危险性	活泼性	Nr=0			
	溶解性	不溶于水,溶于多数有机溶剂	微溶于水,溶于乙醇和乙醚	溶于水、乙醇	微溶于水
	危险性类别	-	第 2.1	第 2.1	第 2.1
	爆炸极限 (vol%)	1.1-6.4	5-14	4-46	1.63-9.43
	稳定性	稳定	稳定	稳定	不稳定
	燃烧热 (kJ/kg)	41870	50009	136kJ/mol	121389
	危险特性	其蒸气与空气形成爆炸性混合物,遇明火、高热或极易燃烧爆炸,与氧化剂能发生强烈反应,若遇高热,容器内压增大,有开裂和爆炸的危险。	能与空气形成爆炸性混合物。遇明火有燃烧爆炸危险,与氢、氯等接触会发生剧烈的化学反应。	易燃,与空气混合能形成爆炸性混合物,遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其它强氧化剂剧烈反应,发生爆炸。气体比空气重,能在较低处扩散到相当远的地方,遇火源会着火回燃。	与空气混合能形成爆炸性混合物,遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重,能在较低处扩散到相当远的地方,遇明火会引着回燃。若遇高热,容器内压增大,有开裂和爆炸的危险。液化石油气与皮肤接触会造成严重灼伤。
灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土		雾状水、抗溶性泡沫、干粉	雾状水、泡沫、二氧化碳	
储运主要事项	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施,禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速(不超过 3m/s),且要有接地装置,防止静电积聚。	储存于阴凉处、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂分开存放,切忌混储。采用防爆照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应有泄漏应急处理设备。	储存于阴凉、通风的库房。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂、碱类分开存放,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。储区应有泄漏应急处理设备。	储存于阴凉、干燥、通风良好的不燃库房。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素(氟、氯、溴)、氧化剂等分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型;罐储应有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。槽车运送时	

中国石化西北油田分公司顺北区块 2018 年新建产能建设项目环境影响报告书

类别	项目	原油 (稀油)	天然气	硫化氢	液化石油气 (LPG)
					要灌装适量, 不可超压超量运输。搬运时轻装轻卸, 防止钢瓶及附件破损。
	毒性	LD ₅₀ : 500-5000mg/kg (哺乳动物吸入)	-	MAC: 10mg/m ³	MAC: 1000 mg/m ³
毒理	健康危害	稀油中的烷烃成分可影响人的神经系统, 引起神经系统功能紊乱, 胃肠道发病率增高, 机体抵抗力下降等症状。人的皮肤长期接触稀油, 可造成外皮脱脂、皮肤裂口、刺激疼痛。稀油还可对人的眼睛、口腔黏膜产生刺激作用, 甚至造成黏膜出血、萎缩。	天然气中含有的甲烷, 是一种无毒气体, 当空中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难, 进而失去知觉、昏迷甚至残废。	本品是强烈的神经毒物, 对粘膜有强烈刺激作用。短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、眼内异物感、畏光、视物模糊、流涕、咽喉部灼热感、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度(1000mg/m ³ 以上)时可在数秒钟内突然昏迷, 呼吸和心跳骤停, 发生闪电型死亡。	本品有麻醉作用。急性中毒: 有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等; 重症者可突然倒下, 尿失禁, 意识丧失, 甚至呼吸停止。可致皮肤冻伤。慢性影响: 长期接触低浓度者, 可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳以及植物神经功能紊乱等。
急救措施	皮肤接触	脱去污染的衣着, 用肥皂水及清水彻底冲洗。	-	脱去污染的衣着, 立即用流动清水彻底冲洗。	脱去并隔离被污染的衣服和鞋。接触
	眼睛接触	立即提起眼睑, 用流动清水冲洗。	一般不需特殊防护, 高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。	立即提起眼睑, 用流动清水冲洗 10min 或用 2% 碳酸氢钠溶液冲洗。	液化气体, 接触部位用温水浸泡复温。注意患者保暖并且保持安静。确
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处, 注意保暖, 呼吸困难时给输氧, 呼吸停止时, 立即进行人工呼吸、就医。	-	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。呼吸停止者, 立即进行人工呼吸 (勿用口对口, 可用单向阀小型呼吸器或其他适当的医疗呼吸器)。	保医务人员了解该物质相关的个体防护知识, 注意自身防护。迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖, 呼吸困难时给输氧。呼吸停止时, 立即进行人工呼吸。就医。
	食入	误服者给充分漱口、饮水、就医	-	-	
	泄漏处置	疏散泄漏区人员至安全区, 禁止无关人员进入污染区, 切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器, 穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸汽, 但不能降低泄漏物在受限空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收, 然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏, 应利用围堤收容, 然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。	迅速撤离泄漏区人员至上风处, 并进行隔离, 严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员佩戴自给正压式呼吸器, 穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风, 加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生大量废水。如有可能, 将泄漏出气用排风机送至空旷地方或装适当喷头烧掉。也可将泄漏容器移至空旷处, 注意通风。泄漏容器要妥善自理修复、检验后再用。	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处, 并进行隔离, 小泄漏时隔离 150m, 大泄漏时隔离 300m, 严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器, 穿防静电工作服。从上风处进入现场。尽可能切断泄漏源。合理通风, 加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能, 将残余气或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液, 管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器要妥善处理, 修复、检验后再用。	泄漏处理 迅速撤离泄漏污染区人员至上风处, 并进行隔离, 严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器, 穿防静电工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方, 防止气体进入。合理通风, 加速扩散。喷雾状水稀释。漏气容器要妥善处理, 修复、检验后再用。

5.1.2 工程危险特性

根据本项目可能涉及的危险物质，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面内容：

(1) 中毒危险性

本次开发项目北部的油井伴生气中硫化氢含量较高，发生井喷、管道泄漏事故时可能造成毒性硫化氢气体的蔓延。同时，硫化氢气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引起回燃。

(2) 火灾危险性

当原油、天然气等危险物质和空气等共同存在，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

(3) 爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次还有受容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效时发生的高压物理爆炸。

(4) 挥发及泄漏危险性

本工程集输过程中会挥发气体，不仅造成经济损失，而且还会导致火灾和爆炸事故，污染环境，从而给安全生产带来危害。在石油工业生产过程中，泄漏现象随时都可能发生。根据统计，发生事故中的 40% 是由挥发或泄漏造成的。

(5) 其它危险性

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

通过类比事故调查及国内外油田开发的类比资料分析，结合本项目开发建设的油藏地质情况、开发工艺、管理水平等因素，生产过程中的事故风险主要来自于钻井、采油、油气集输、原油处理及储存等工艺环节，危害其安全的潜在危险因素主要有自然灾害、腐蚀环境、管线及储罐泄漏、错误操作、设备缺陷、设计及施工问题。

依据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018) 物质品名及其临界量，对本工程主要生产设施进行危险源辨识。本项目重大危险源辨识的结果见表 5.1-2。

表 5.1-2 重大危险源辨识结果

评价单元	危险源单元	危险物质	临界量 (t)	在线量 (t)	是否构成重大危险源
钻井单元	柴油储罐	柴油	5000	32	否
集输单元	单井集油管线	原油	5000	41.69	否
		天然气	50	1.5	否
	集油支线	原油	5000	540.0	否
		天然气	50	19.43	否
联合站	储罐	原油	2500	17488	是
		天然气	50	51.2	是
		液化石油气	50	580	是

注：管线在线量为最长截断阀之间的介质量。

由表 5.1-2 可知，本项目联合站储罐区属于重大危险源。由于原油储量最高，因此本次主要针对原油储罐发生的事故进行影响预测分析。

5.1.3 环境保护目标识别

本项目原油产能所在区域为沙漠地区，干旱少雨，当物料发生泄漏时应保护区域内土壤和地下水环境质量维持现有状况，不因本项目的风险事故而发生较大变化。如泄漏物料遇明火发生火灾或爆炸，仅对现场工作人员造成影响，因此应保护现场工作人员的人身安全，及时撤离，不因本项目的风险事故而遭受人身伤害。

5.1.4 自然灾害

自然灾害风险因素主要有洪水、地震、大风、水土流失、土壤盐渍化、高温差等。通常在风险事故中自然灾害并不是引起事故的主要原因，其概率一般小于其它因素，但造成的损害往往比较大。本项目区可能存在的自然灾害为因天气变化出现的融雪和暴雨而导致洪水发生。经现场调查，本项目地处沙漠地区，年平均降雨量为 47.3mm，而本区域年平均蒸发量为 2044.6mm，由此可见，该区域蒸发量远远大于降雨量，因天气变化而发生洪水的可能性极小，项目区内历年从未发生过洪水事件，因此，各井场及管线的正常运行不会受到洪水的影响。

5.2 同类项目事故统计及典型事故案例

5.2.1 地面场站风险

集气站设油气储罐和分离器等有压容器，且站场工艺设备集中，操作条件要求严格，处理介质属易燃易爆物质，因此火灾、爆炸的事故风险较大。

国内石油化工系统所发生的事故类型及引发原因的统计结果列于表 5.2-1。石油化工系统所发生的事故中，火灾爆炸事故占 28.5%，而引发事故的原因中明火占 66%，由此可见，火灾爆炸事故是石油化工系统潜在危险性较大、需要进行重点防范的事故，而明火是导致事故发生的主要因素。

表 5.2-1 国内石油化工系统事故类型及原因统计

序号	事故类型	比例(%)	引发事故原因	比例(%)
1	火灾爆炸事故	28.5	明火	66
2	人身伤亡事故	20.8	电气及设备	13
3	设备损坏事故	24.0	静电	8
4	跑、冒油事故	15.7	雷击	4
5	其它	11.0	其它	9

5.2.2 输油管道风险

根据有关统计资料，在我国以往的天然气和石油管道泄漏事件中，由外部人员或管道操作者导致的事故约占 80%以上，而地震、洪水或滑坡等自然因素造成的事故只占 20%以下。管道事故案破裂程度大小可以分为 3 类：针孔/裂纹（损坏处直径 $\leq 20\text{mm}$ ）；穿孔（损坏处直径 $\geq 20\text{mm}$ ，但小于管道直径）；断裂（损坏处直径等于管道直径）。各

种事故发生的频率见表 5.2-2。

表 5.2-2 油气管线泄漏事故发生频率 单位: 10^{-3} 次· $\text{km}^{-1}\text{a}^{-1}$

序号	事故原因	针孔/裂纹	穿孔	断裂	总计
1	外部原因	0.073	0.168	0.095	0.336
2	带压开孔	0.02	0.02	/	0.04
3	腐蚀	0.088	0.001	/	0.098
4	施工缺陷和材料缺陷	0.073	0.044	0.01	0.127
5	地移动	0.01	0.02	0.02	0.050
6	其他	0.044	0.01	0.01	0.064
7	合计	0.308	0.272	0.135	0.715

5.2.3 井喷事故

油田最常见事故为井喷事故。钻井过程中遇到地下油、气、水层时，油、气或水窜进井内的泥浆，加快泥浆流动和循环的速度，如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动泥浆外溢，即发生溢流。此时如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、气、水或其混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

据统计，“一五”到“八五”期间，全国共钻各类油气井 1690398 口，累计发生井喷 271 口，占完成井的 0.016%。其中井喷失控后又着火的 81 口，占井喷井的 30%，占完井的 0.005%。

据调查，井喷事故中 60%是在完井作业过程中发生的，40%发生在钻井过程中，事故原因主要是人为因素所致。

5.2.4 典型事故案例

本次评价收集了部分油区开发的典型事故案例，详见表 5.2-4。

表 5.2-4 典型事故案例资料

项目	事故概况	事故原因
案例 1	2003 年 10 月 28 日，吐哈油田分公司采油厂在 14 井安装单井罐时，由于罐内留有残液，残液在罐内挥发形成了爆炸性混合气体，并且达到了爆炸极限，在焊接过程中爆炸性气体顺排气管排出时，遇焊接明火，引爆了罐内爆炸性气体，发生了油罐爆炸着火事故，造成 5 人死亡、2 人重伤、1 人轻伤。	事故原因为作业人员严重违反安全操作规程。
案例 2	2009 年 12 月 30 日零点 30 分，中石油值班人员发现刚开通的兰郑长成品油输油管道的渭南直线流量异常变化。经巡线员出站巡线，发现在距站约 2.75km 处发生成品柴油泄漏事故。由于事故发生地点距离渭河一级支流赤水河仅 40m。泄漏的成品柴油通过河畔砂质土壤渗入赤水河内对黄河下游三门峡市群众饮水构成直接威胁。事故抢险共动用了十六七家石油维修抢险队、机械设备 180 多套、工程车辆近 200 余量在赤水河及渭河共设置拦油带 20 道，参与抢险人员总计达到 700 余人。在相关部门协力配合下，至 2010 年 1 月 4 日，如黄段面石油类指标恢复正常水平。	事故中公约有 100m ³ 柴油泄漏，经对泄漏点开挖检查，初步分析事故原因为第三方施工破坏所致。
案例 3	2007 年 8 月 29 日，第四采油厂靖边云盘山作业区罗一拉油站因连日降雨山体滑坡导致管线断裂，外泄原油沿河支流杏子河流扩散，造成榆林市靖边县、延安市志丹县境内部分可被污染。	因洪水、泥石流、山体滑坡等灾害引发输油管道断裂、原油泄漏污染事故。
案例 4	2003 年 7 月 13 日，库车县劳改农场在东湖作业区 DH5 井输油管线上进行水渠改线施工，推土机将输油管线刺穿 50mm 引起穿孔，造成 8m ³ 原油泄漏的污染事故。事故发生后油田工作人员及时到达现场进行抢险，在污染源周围有 60m×40m 的地带受到石油类物质的污染，道路、渠道、棉田和防	施工单位管理存在问题导致原油管线破裂，造成原油污染事故。

项目	事故概况	事故原因
	护林带均有原油；经紧急抢修修复穿孔，将落地原油及时清除，但仍然造成约有 2 亩棉花减产，棉花地 10m×30m 面积内的植株全部死亡。	
案例 5	2010 年 8 月 28 日下午，第四采油厂车道湾集油站输油管线因腐蚀破裂，至泄漏原油沿红石沟河道流了 4km 长。接到泄漏报告后，安塞县环保局和第四采油厂连夜组织 300 余人排污抢险，29 日将泄漏原油清理完毕。	因管道腐蚀导致原油泄漏事故。
案例 6	2013 年 7 月 28 日，西北油田分公司完井测试管理中心在 BK6H 井进行完井作业，中石油西部钻探公司 70513 钻井队配合施工。3 时 54 分，在经过反潜钻井液作业、连接正替管线并试压合格后，打开套管右翼闸门、准备用油嘴套管进行正替时，发现采油四通右侧的法兰刺漏，先后采取了推压井、正压井，注入泥浆等措施，7 时 30 分天然气（浓度 33%，不含硫化氢）大量扩散，井口失控。7 月 31 日压井成功。从失控到压井成功，历时 58 小时 58 分。事故没有造成人员伤亡。	直接原因：一是四通法兰泄漏；二是测试施工管理存在严重漏洞；三是违章使用无资质队伍。 间接原因：一是设计存在严重缺陷；二是相关人员认识不到位。
案例 7	1998 年 10 月 10 日，YH23-1-14 井钻井时卡钻，在处理卡钻事故时造成套管破裂引起井喷事故。事故发生时间为 10 月 10 日 15 时 05 分，于 10 月 12 日 15 时 45 分压井成功解除井喷事故。经地方环保部门现场勘察测定，此次事故凝析油、泥浆散落面积为 15.31×10 ⁴ m ² ，喷出的气液总量为 266×10 ⁴ m ³ 。现场调查结果表明事故发生后，在井场及井场周围 300m 范围内的土壤均都受到不同程度的石油类污染。	

5.3 源项分析

源项分析是将一个工程项目的大系统分解成若干子系统，识别其中哪些物质、装置或部件具有潜在的危險来源，判断其危險类型，了解发生事故的概率，确定毒物释放量及其转移途径等。

风险评价中的源项分析是通过系统存在的潜在危險识别及其事故概率计算，筛选出最大可信事故，进而计算事故可能的危害，确定本系统的风险值，与相关标准比较，评价能否达到可接受风险水平。

根据风险识别结果，对泄漏、火灾、爆炸及毒物泄漏事故进行源项的分析确定。

(1) 泄漏量计算模型

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)规定的泄漏量计算公式进行计算项目风险源事故状态的泄漏量。

根据风险导则附录 F，用柏努利方程计算液体泄漏速度 Q_L ：

$$Q_0 = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L —液体泄漏速度，kg/s；

C_d —液体泄漏系数，取值 0.62（裂口形状圆形）；

A —裂口面积，m²；

ρ —泄漏液体的密度；

P —容器内介质压力；

P_0 —环境压力，1.01×10⁵ Pa；

g —重力加速度，取值 9.8 m/s²；

h —裂口之上液位高度。

(2) 泄漏时间

项目事故应急反应时间确定主要从以下几个方面考虑:

① 国内石油化工企业的事故应急反应时间

通过调查发现,目前国内石油化工企业事故反应时间一般在 10-30min 之间。最迟在 30min 内都能作出应急反应措施,包括切断通往事故源的物料管线,利用泵等进行事故源物料转移等。

② 导则推荐的相关资料的应急反应时间

参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)中推荐的胡二邦主编的《环境风险评价实用技术和方法》一书,有关石油化工企业事故泄漏案例中选用的石油化工企业事故泄漏反应时间也在 30min 内。

③ 国外石油化工企业的事故应急反应时间

依据美国国家环保总署推荐的有关石油化工企业风险事故物料泄漏时间的规定,美国国际环保总署认为,石油化工企业泄漏时间一般要控制在 10min 内,储罐内物料在参与风险事故,特别是爆炸事故时物料的量要控制在总量的 10% 以内。

考虑到事故发生时,需要的应急反应时间要留有一定的余量。本项目确定的事故应急反应时间为 30min。

(3) 泄漏物质形成的液池面积以自由漫流面积计。

5.3.1 最大可信事故

(1) 井喷事故分析

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%。

本项目油井为低粘度、高含蜡、低含硫的常规原油自喷井,其伴生气中含有 H_2S 气体,一旦发生井喷, H_2S 毒性气体将对周边人员安全造成威胁,同时,喷出的原油对周边生态环境造成大面积污染。

(2) 管线事故

通过对新疆石油管线 20 多年运行资料统计,共发生管线事故 32 次,其事故概率为 0.64 次/1000km·a。本工程新建管线合计约 342.2km,则管线发生事故的的概率为每年 0.2 次。

本工程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。本项目输油管线发生泄漏后产生的烃类挥发量相对较少,影响较小。由井场输至站场的管线内含有 H_2S 气体,管线如果泄漏将产生有毒 H_2S 气体,但其泄漏造成的污染远远小于井喷造成的污染。

(3) 储罐事故

由工程分析可知,新建五号联合站内设有 20000m³ 的原油内浮顶罐 3 个,5000m³ 的原油拱顶罐 1 个;1000m³ 的液化石油气球罐 2 个,650m³ 的稳定轻烃球罐 2 个。依据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)可知,五号联合站内的储罐区属于重大危

险源。

根据 LASTFIRE (1997) 的事故资料, 原油储罐火灾发生频率的统计数据见表 5.3-1, 属于小概率事件。

表 5.3-1 原油储罐火灾发生频率统计表

储罐类型	密封圈火灾频率 (每罐每年)	防火堤内流散火灾频率 (每罐每年)
原油罐	$2 \times 10^{-3}/a$	$6 \times 10^{-5}/a$

(4) 最大可信事故的确定

根据重大危险源辨识结果、物质危险性辨识结果以及国内外石油化工风险事故的调查分析, 同时结合本工程所在区域环境敏感点的特征及分布, 确定本工程环境风险最大可信事故的预测源项为: 五号联合站内的储罐发生泄漏, 形成液池, 发生火灾, 次生 CO 对周边环境产生影响。

根据对顺北区块调查, 顺北区块含 H_2S 浓度较高, 一旦发生井喷事故, 则会对周边人员安全造成严重威胁, 喷出的原油将会对周边环境造成大面积污染。尤其以“重庆开县 12·23 特大井喷”事件为警醒。

综上所述, 本次评价将井场及油气集输过程以井喷发生时的 H_2S 污染影响为主; 五号联合站储罐以形成液池, 发生火灾, 次生 CO 对周边环境产生影响为主。

5.3.2 泄漏源强分析

依据《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018) 和《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 中规定的易燃物质临界量, 结合装置中驻留危险、易燃物料的主要工艺设备的工艺参数、危险物料驻留量及其危险类型, 采用《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 中推荐的有关方法确定最大可信事故的源强。

储罐发生泄漏主要是罐体产生裂缝, 泄漏孔径按 10mm 计, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 中的柏努利方程计算可知此时的泄漏速率为 1.2kg/s, 在 30min 内泄漏得到控制, 则五号联合站 20000m³ 储罐发生泄漏时的原油量为 2160kg。

5.3.3 火灾污染源强分析

发生火灾时, 火焰燃烧温度高、火势蔓延迅速, 对火源周围的人员、设备、建筑物构成极大的威胁。由于油品燃烧会产生 CO 等有毒有害物质, 这些有毒、有害物质均有可能引起人员中毒、窒息事故的发生, 危害人身健康, 并随着大气扩散影响下风向环境空气质量。此处计算按储罐发生 10mm 孔径泄漏计算。

油品燃烧产生污染物计算具体如下:

(1) 油品燃烧产生 CO 量计算公式

燃烧产生的 CO 量可按下式进行估算:

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

式中: G_{CO} ——燃烧产生的 CO 量 (kg/s);

C——燃烧中碳的质量百分比含量 (%), 在此取 85%;

q——油品中碳不完全燃烧率 (%), 在此取 25%;

Q——参与燃烧的油品量 (kg/s)。

(2) 油品燃烧产生颗粒物量计算公式

燃烧产生的颗粒物量按以下公式计算:

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

式中: G_c ——颗粒物的产生量 (kg/s);

Q——参与燃烧的油品量 (kg/s);

C——燃烧中碳的质量百分比含量 (%), 在此取 85%;

η ——燃烧产生颗粒物率 (%), 在此取 50%;

q——油品中碳不完全燃烧率 (%), 在此取 25%。

经过计算, 该项目储罐的原油发生火灾事故的源强见表 5.3-2。

表 5.3-2 原油发生火灾事故源强

风险类别	污染物名称	源强 (kg/s)	排放规律
储罐泄漏引发火灾	CO	0.59	连续排放
	颗粒物	0.13	

5.3.4 罐车风险影响

油罐车事故主要有倾翻、撞击等, 机体倾翻事故的原因主要有露天作业的油罐车制动失效; 超载; 超速运行等这种事故主要是由于超载、机构及零部件的缺陷、违章操作和自然灾害等原因造成的。

企业应对自身油罐车的安全状况进行实际评价并应对灾害影响的地理范围和人口数量等因素予以考虑。司机受伤, 同时危害附近作业人员和其他设备。

5.3.5 井喷风险源强及事故原因分析

井喷事故发生的事故树分析, 见图 5.2-1。

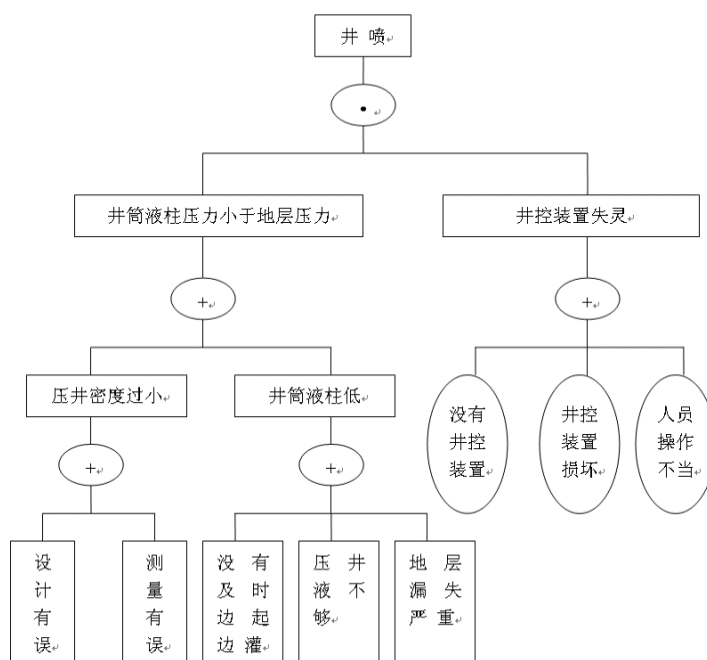


图 5.3-1 井喷事故发生事故树分析

根据井喷事故树分析，事故发生主要原因有：

A、井筒液柱压力小于地层压力

造成井筒液柱压力小于地层压力的原因很多，大致均可归结为两类：压井密度过小和井筒液柱低。由于井筒液柱压力小于底层压力，产生溢流，对油井来说由溢流发展到井喷存在一个渐变得过程，只要安装有井控装置，能迅速安全控制井口，就可以避免或减小井喷事故造成环境污染。

B、井控装置失灵

根据多年井喷事故井控装置失灵经验总结，井控作业中的一些错误做法，会带来不良后果，应尽量避免，这些井控作业错误做法见表 5.3-3。

表 5.3-3 井控作业中应尽量避免的错误做法

序号	错误做法	序号	错误做法
1	发现溢流后不及时关井，仍继续观察	11	储能器的隔离阀处于关闭状态
2	发现溢流后起钻	12	储能器没有打压力
3	在关井的情况下活动钻具	13	没有随着井口压力的升高而调节防喷器的关井环空
4	起下钻中途发现溢流，仍继续起下钻作业	14	在钻杆敞开下关闭环空
5	关井后长时间不进行压井作业	15	回压阀或方钻杆接不上
6	压井钻井液密度过大或过小	16	方钻杆上、下旋塞的扳手不适用或者找不到
7	敞开井口压井	17	防喷器控制管线装反
8	所有防喷闸板与钻具外径规范不配套	18	防喷系统工作压力不足
9	把闸板关在钻杆接头上	19	固井时忽略井控工作
10	全封闸板或剪切闸板的控制手柄被锁	20	灌钻井液管线在防喷器组合上

类比附近油气田调查资料，该井区一旦发生井喷事故，天然气喷出速率约 550Nm³/h，原油喷出速率约 1.5t/h，根据天然气中硫化氢平均含量最大值 7854.8mg/m³，硫化氢泄漏速率为 4.32kg/h。一般井喷事故可在 2 h~24 h 内得到控制，本次风险评价假设井喷事故在 4 h 内得到控制，天然气泄漏量为 0.39t，原油泄漏量为 6.0t，硫化氢泄漏量为 0.017t。

5.4 风险后果预测分析

5.4.1 原油泄漏

(1) 储罐泄漏

根据源项分析，五号联合站内 20000m³ 储罐发生泄漏事故时，泄漏的原油量为 2160kg。假定发生泄漏，泄漏的液体无蒸发，并已充分蔓延、地面无渗透，则根据泄漏的液体量和地面性质计算最大池面积：

$$S = \frac{W}{H_{\min}\rho}$$

式中：S——最大池面积，m²；

W——泄漏的液体量，kg；

H_{min}——最小油厚度，取 0.025m（粗糙地面）；

ρ——油的密度，kg/m³。

由上述公式计算得出：储罐中油品泄漏后漫流面积为 98.85m²。根据设计可知，本

项目罐区周围设有三级防控设施，泄漏油品均位于防火堤内，且罐区严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的要求进行了分区防渗，原油储罐在发生泄漏后对区域范围内的植被、土壤、大气影响有限。

（2）管线原油泄漏

根据源项分析，集输管线的泄漏量为 54kg。假定发生泄漏，泄漏的液体无蒸发，并已充分蔓延、地面无渗透，则根据泄漏的液体量和地面性质计算最大池面积：

$$S = \frac{W}{H_{\min} \rho}$$

式中：S——最大池面积，m²；

W——泄漏的液体量，kg；

H_{min}——最小油厚度，最小油厚度取 0.025m（粗糙地面）；

ρ——油的密度，kg/m³。

由上述公式计算得出：集输管线中油品泄漏后漫流面积分别为 2.52m²。

5.4.1.1 原油泄漏对土壤的影响

油品泄漏对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，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。泄漏到土壤中的原油对环境的污染将受到物理分散作用的影响。原油沿土壤表面横向散开会增大污染面积，但同时将有助于低分子量的烃类挥发。由重力和毛细管力引起的垂直渗透作用会妨碍蒸发，减少生物降解的可利用养分，而且可能引起地下水的污染。

泄漏的原油进入土壤中后，会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。直观的油品泄漏，若不及时处理，会在短时间内导致泄漏区域的大面积污染，而当小量的隐性泄漏发生时，在泄漏初期由于泄漏的油量少而不易被发现，等查漏发现后，往往已造成大面积污染，所以，需要加强设备的检测，及时避免这一类小量的隐性泄漏事故。

5.4.1.2 原油泄漏对植被的影响

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份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对事故区附近的植被将产生灾害性影响。

综上所述，联合站内储罐中油品泄漏后漫流面积为 98.85m²，罐区周围设有三级防控设施，泄漏油品均位于防火堤内，且罐区严格按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的要求进行了分区防渗，原油储罐在发生泄漏后对区域范围内的

植被、土壤、大气影响有限。

本项目集油支线发生管线泄漏时，30min 泄漏量为 54kg，最大池面积为 2.52m²。所以漫流范围内的植被、土壤将受到不同程度的影响，因此需采取相应措施进行恢复。

5.4.1.3 原油泄漏对地下水的影

储罐泄漏对地下水的影响，是以面源形式的渗漏污染地下水，管道泄漏是以点源形式渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。

项目区土壤母质由细沙、粉沙构成，属于中渗透性土壤。原油泄漏发生后，产生的原油进入土壤环境中，开始下渗，将有可能进一步导致对地下水环境的污染。发生泄漏事故时，如果有足够的油泄漏到疏松的土壤中，它就会下渗至潜水带，并在潜水带顶面扩展形成“油饼”，从而对地下水环境产生影响。一般情况下原油的泄漏不会直接影响到深层地下水，而是通过土壤渗透影响浅层地下水。由于石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，很难渗入到 2m 以下，对地下水体直接影响不大。

由于发生泄漏时储罐、管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境，加之工程区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，对地下水环境产生的影响也非常有限。

5.4.2 火灾影响

5.4.2.1 预测模式

有毒有害气体事故排放时间短，且具有烟团排放的特点，故采用计算公式进行环境空气影响预测。

$$R_i = \frac{\left[\frac{g(Q / \rho_{rel})}{D_{rel}} \times \left(\frac{\rho_{rel} - \rho_a}{\rho_a} \right) \right]^{\frac{1}{3}}}{U_r}$$

式中： ρ_{rel} —排放物质进入大气的初始密度，kg/m³；

ρ_a —环境空气密度，kg/m³；

Q —连续排放烟羽的排放速率，kg/s；

D_{rel} —初始的烟团宽度，即源直径，m；

U_r —10m 高处风速，m/s。

5.4.2.2 预测内容及评价标准

(1) 预测内容

本次风险预测评价主要给出最大可信事故工况下，污染物扩散超过半致死浓度、伤害浓度（IDLH）和最高允许浓度（MAC）的范围。

(2) 评价标准

事故污染物的浓度评价参考指标，取自《工作场所有害因素接触限值化学有害因素》（GBZ2.1-2007）及《呼吸防护用品的选择、使用和维护》（GB/T18664-2002），见表 5.4-1。

表 5.4-1 本项目相关毒物的评判限值 单位：mg/m³

名称	LC ₅₀ ①	IDLH②	MAC③	环境空气质量标准
CO	2069 (大鼠吸入 4 小时)	1700	30	10(1h 平均)
颗粒物	/	/	8.0	0.15(24h 平均)

注：①：半致死浓度；

②：立即危及生命或健康的浓度，是指任何一种有毒的、腐蚀性或窒息性物质，在 30min 内构成对生命的威胁，或能导致不可逆的或迟发的有害健康的效应，或能干扰人们从危险环境中逃生能力的这样一种空气中的浓度；

③：最高允许浓度，指工作地点、在一个工作日内、任何时间均不应超过的有毒化学物质的浓度。

5.4.2.3 预测结果

根据事故状态排放模式，预测储罐原油燃烧后在不同气象条件下下风向轴线不同距离处污染物浓度。

表 5.4-2 原油火灾事故次生污染 CO、颗粒物环境风险影响预测结果

预测因子	阈值名称	浓度阈值 (mg/m ³)	最大影响范围 (m)			
			D/0.5	D/2.54	F/0.5	F/2.54
CO	半致死浓度 (LC ₅₀)	2569	/	10.3	4.4	27.6
	伤害浓度 (IDLH)	1800	/	10.1	3.8	21.7
	MAC	30	18.5	81.8	27.9	216.8
	环境空气质量影响范围	10	32.1	148.5	48.3	412.0
颗粒物	MAC	8.0	16.1	70	24.2	183.1
	环境空气质量影响范围	0.15	116.2	606.2	171.3	1032.9

由上表预测结果可以看出，发生火灾事故时，次生污染物 CO 超 LC₅₀ 的最远距离为 27.6m，超 IDLH 的最远距离为 21.7m，超 MAC 的最远距离为 216.8m，在 412.0m 处环境质量达标；颗粒物超 MAC 的最远距离为 183.1m，在 1032.9m 处环境空气质量达标。在半致死浓度范围内无常驻居民。

根据工程分析可知，五号联合站内单个 $2 \times 10^4 \text{m}^3$ 的原油储罐产生的消防废水产生量 966.08m^3 。根据收集资料可知，五号联合站内设有规格为 $30.0\text{m} \times 30\text{m} \times 4\text{m}$ 容积为 3600m^3 的事故池。

根据上述分析可知，在单个储罐发生火灾事故时，五号联合站的事故池可满足单个原油储罐的消防废水。

5.4.3 井喷影响

5.4.3.1 对大气的影

根据井喷发生后扑救的具体情况，可大致分为“H₂S 持续排放”和“关井后 H₂S 削减”两个阶段。井喷时 H₂S 的持续排放，随着时间推移，将在下风向形成稳定的污染带。

由于 H₂S 主要通过吸入接触发生危害，环境风险评价主要分析其有毒有害物质的最大危害的可接收水平，因此，评价选取最不利气象条件 F 类稳定度进行预测。本次评价选取 N 风向、风速为 1.37m/s 的气象条件，对位于含硫区的井喷事故发生后 H₂S 气体的挥发扩散进行预测。

① 预测模式

对于瞬时或短时间事故，采用烟团模式中的连续排放计算：

$$R_i = \frac{\left[\frac{g(Q/\rho_{rel})}{D_{rel}} \times \left(\frac{\rho_{rel}-\rho_a}{\rho_a} \right) \right]^{\frac{1}{3}}}{U_r}$$

式中： ρ_{rel} —排放物质进入大气的初始密度， kg/m^3 ；

ρ_a —环境空气密度， kg/m^3 ；

Q —连续排放烟羽的排放速率， kg/s ；

D_{rel} —初始的烟团宽度，即源直径， m ；

U_r —10m 高处风速， m/s 。

② 预测结果

井喷事故 H_2S 环境空气影响预测结果见表 5.3-3。

表 5.4-3 事故状态下各浓度出现距离（风速 1.37m/s；F 稳定度）

预测时刻 [min]	最大落地浓度 (mg/m^3)	出现距离 (m)	半致死浓度范围 (m)	短时间接触容许浓度范围 (m)
5	647.541	243.8	296.5	466.5
10	647.541	243.8	296.5	894.3
30	647.541	243.8	296.5	3006.8

由表 5.4-3 可知：

F 稳定度下，井喷事故发生后， H_2S 最大落地浓度为 647.541mg/m^3 ，出现距离为井喷处 243.8m。5min、10min、30min 时半致死浓度范围为 296.5m，在此范围内没有环境保护目标分布，预计发生井喷事故后，30min 内不会造成环境保护目标内的人员伤亡，主要影响对象是井场周围的施工人员，需要及时撤离现场。

5min、10min、30min 短时间接触容许浓度范围分别为 466.5m、894.3m、3006.8m，此范围内无村庄分布，主要影响对象为处理站内及周边的工作人员，在发生井喷事故后场站的工作人员需要及时疏散撤离。

因此，评价提出，本项目油井发生井喷时，应及时通知上级领导部门，并上报当地环保部门，在事故现场附近设立临时监测点，监测周围的 H_2S 浓度值，一旦发现 H_2S 超过车间空气中有毒物质的最高容许浓度标准限值时，应及时对场站内工作人员进行撤离。

关井后， H_2S 排放源消失，区域 H_2S 浓度将逐渐削减，最终消除影响，根据周边临时环境监测点 H_2S 指标监测结果，判断 H_2S 影响是否消除，并在监测浓度满足“居住区大气中有害物质的最高容许浓度限值”要求 24h 后，可陆续组织工作人员返回工作场所。

5.4.3.2 对生态环境的影响

通过以上分析可知，本项目发生井喷事故发生后，原油可直接进入土壤，也可通过汛期洪沟中的临时地表径流间接进入土壤。石油类物质进入土壤后，易与土壤成分结合，渗入到土壤空隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，从而使土壤质地和结构发生变化，影响到土地功能及植被的生长，影响局部的生态环境。在井喷事故发生后，排放的污染物可危及野生生物，造成发育障碍，引起野生生物自下而上环境的恶化。

项目区域内野生动植物资源缺乏，生物多样性低，环境承载力低，生态恢复功能较弱，区域生态系统稳定性较差。原油对土壤和现有植被的破坏会直接导致原有生态系统恶化甚

至崩溃。

在勘探钻井、采油和井下作业过程中均可能发生井喷事故。随井喷进入外环境的原油量不同，造成的污染范围、影响程度随不同地层压力而变化。井喷发生时，井场周围半径 300m 范围内的植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。

5.4.3.3 对地下水环境的影响

井喷事故对地下水的影响，是以面源形式的渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。

据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，原油通过地表土壤渗入地下水，导致地下水污染。根据本项目的产能情况表，单口井发生井喷时喷出液量最大为 20.5t/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，类比塔里木油田分公司同类油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造成的污染范围半径应 < 200m。

项目区土壤母质由细沙、粉沙构成，属于中渗透性土壤。井喷发生后，产生的原油进入土壤环境中，开始下渗，将有可能进一步导致对地下水环境的污染。

发生井喷事故时，如果有足够的油泄漏到疏松的土壤中，它就会下渗至潜水带，并在潜水带顶面扩展形成“油饼”，从而对地下水环境产生影响。

一般情况下原油的泄漏不会直接影响到深层地下水，而是通过土壤渗透影响浅层地下水。井喷事故后，石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，很难渗入到 2m 以下，对地下水体直接影响不大。

由于污染物以点源形式渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水，加之工程区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，对地下水环境产生的影响也非常有限。

5.5 风险可接受水平分析

5.5.1 风险计算

(1) 风险值计算原则

风险值是风险评价的表征量，与事故的发生概率和事故危害程度相关，按下式计算：

$$\text{风险值} \left(\frac{\text{后果}}{\text{时间}} \right) = \text{概率} \left(\frac{\text{事故数}}{\text{单位时间}} \right) \times \text{危害程度} \left(\frac{\text{后果}}{\text{每次事故}} \right)$$

在具体计算各风险源事故风险值时，具体按照以下公式计算：

风险值(人死亡·a⁻¹) = 半致死百分率人口数×50%×事故发生概率×不利天气出现概率。

(2) 风险值计算结果

① 概率值

本次评价中, 该项目发生的最大可信事故主要为联合站储罐泄漏以及井喷事故。储罐发生事故的的概率为 2.00×10⁻³/a; 单井井喷概率为 2.41‰。

② 危害程度

国内近年工矿企业和其它事故的部分死亡统计结果见表 5.5-1。依据表中国内石油化工企业事故死亡率, 确定本次评价的事故危害程度为 0.40×10⁻⁴ (人死亡·a⁻¹)。

表 5.5-1 国内部分工矿企业和其他事故死亡率 单位: 人死亡·a⁻¹

类型	行业人数	社会人数
工矿企业	1.41×10 ⁻⁴	-
石油化工	0.40×10 ⁻⁴	-
化工	1.12×10 ⁻⁴	-
铁路运输	-	0.10×10 ⁻⁴
道路交通	-	1.10×10 ⁻⁴
上海工矿企业	0.59×10 ⁻⁴	-
上海道路交通	-	0.52×10 ⁻⁴

注: 表中数据来自《环境风险评价实用技术和方法》(胡二邦)。

③ 风险值计算

储罐泄漏风险值 = 泄漏发生概率×死亡人数

$$= 2.00 \times 10^{-3} \times 0.40 \times 10^{-4}$$

$$= 0.8 \times 10^{-7} \text{ (人死亡} \cdot \text{a}^{-1}\text{)}$$

5.5.2 项目风险可接受水平

(1) 风险标准值

石油工业为高风险行业, 各国石油工业可接受风险值及推荐值见表 5.5-2。

表 5.5-2 石油工业可接受风险值 (死亡/a)

行业参考值	建议标准值
美国 7.14×10 ⁻⁵	1.0×10 ⁻⁴
英国 9.52×10 ⁻⁵	
中国 8.81×10 ⁻⁵	

(2) 风险可接受水平分析

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

R_{max} ≤ R_L: 认为本项目的环境风险水平是可以接受的;

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

储罐泄漏风险值: 0.8×10⁻⁷ 人死亡·a⁻¹ < 1.0×10⁻⁴ 死亡·a⁻¹。

由以上分析可得: 本项目发生泄漏的风险水平为可接受。

5.6 风险防范措施

5.6.1 储罐泄漏事故的风险防范措施

5.6.1.1 总图布置和建筑安全防范措施

(1) 总图布置

储油罐建设以及所配套的安全、消防设施的平面布局等均需符合《石油库设计规范》(GB50074-2002)及《石油化工企业设计防火规范》(GB50160-2008)中的相关标准要求,所有建、构筑物之间或与其它场所之间留有足够的防火间距,防止在火灾或爆炸时相互影响;严格按工艺处理物料特性,将库区进行危险区划分。

(2) 建筑安全防范

项目储罐区有良好的通风,装车区也应有良好的通风措施,以利可燃气体的扩散,防止爆炸。

根据火灾危险性等级和防火、防爆要求,建筑物的防火等级均采用国家现行规范要求的耐火等级设计,满足建筑防火要求。凡禁火区均设置明显标志牌,储罐区不允许非工作人员随便入内,安全出口及安全疏散距离应符合《建筑设计防火规范》(GB50016-2006)的要求。在装置区设置救护箱,工作人员配备必要的个人防护用品。

5.6.1.2 安全防范措施

(1) 储罐区储存防范措施

该项目储存的原油属可燃物质,若储罐出现溢漏将可能造成吸入和接触风险危害,甚至引起火灾以及污染土壤、水体等风险危害。因此,采取以下防范措施减少风险事故:

①对于进出罐区的物料管道,除起讫点设有阀门外,全线均采用钢管焊接密闭输送,以确保正常情况下无油气泄漏。

②储罐区为相对独立的区域,储罐区域将设置 1.2m 高的防火堤。

③在有可能散发易燃易爆气体的场所,如罐区、装车区等,均设有监控系统,并有控制室进行监控;另外在项目入口设立明显标志,禁止使用手机等通讯设施。五号联合站在罐区、装车区安装可燃气体检测报警仪,同时引入控制室进行监控。

④储罐按《石油库设计规范》(GB50074-2002)及《石油化工企业设计防火规范》(GB50160-2008)中的相关标准要求进行设计、施工,项目地上储罐区与周边各建筑的距离均需符合《石油库设计规范》(GB50074-2002)及《石油化工企业设计防火规范》(GB50160-2008)中的相关标准要求。

罐区四周设置 1.2m 高的防火堤,罐区防火堤内利用水泥进行硬底化处理后,采用沙子填充平铺,一旦发生泄漏,围堰可用于收集部分油品,同时泄漏油品可通过专用管道引流至应急事故池暂存。储罐顶部设有放空管,同时为防雷击、防静电还要安装接地装置。

⑤每隔两个小时通过储罐检测口用试纸进行检测油品中的含水率,同时通过试纸的长度变化情况与自动监控系统的液位情况进行相比对,可及时发现是否发生泄露情况。

⑥储罐区地表铺设防油渗透扩散的材料。

(2) 监控防范措施

①根据罐区的日常监控管理制度，罐区内各储罐内均配备液位自动监测仪，储罐外设置有视频监控，上述液位数据和视频资料均可在总控室获取，总控室内设有专职人员 24 小时监视。

②罐区内部实行专职人员巡视管理制度，每 2h 巡视一次，专职人员需在每次检查过程中在相应签到点中签名，并填写巡视情况。

③项目油品装车平台、泵区设置有视频监控，各操作人员的操作过程均由总控室内设有专职人员在线监控，确保操作过程符合规范。

(3) 火灾、爆炸事故预防措施

①储罐区设备安全管理和火源管理对策

- A. 根据规定对设备进行分级；
- B. 按分级要求，确定检查频率，记录保存；
- C. 建立完备消防系统；
- D. 防止机械（撞击、磨擦）着火源；
- E. 控制高温物体着火源，电气着火源及化学着火源。

②燃料管理对策

- A. 了解熟悉各种油品的性能，控制在安全条件下；
- B. 采用通风等手段，去除油品蒸气，并建议项目安装可燃气体检测报警仪，使其控制在爆炸下限。

③防爆对策

- A. 油罐顶设安全膜等防爆装置；
- B. 防爆检测和报警系统；
- C. 设置可燃气体检测报警装置。

④抗静电对策

- A. 油品中添加抗静电剂，增加燃料的电传导性；
- B. 油罐设备良好接地，设永久性接地装置；
- C. 装罐输送中防静电限制流速，禁止高速输送，禁止在静电时间进行检查作业，禁止用空气搅拌，采用惰性气体搅拌；
- D. 油罐内不安装金属性突出物；
- E. 作业人员穿戴抗静电工作服和具有导电性能的工作鞋。

5.6.2 井喷事故的风险防范措施

为防止、降低井喷事故风险影响，应采取以下措施：

(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，并制订严格的井场岗位责任制。另外，54 口钻井采用钻井废弃物不落地达标处理技术。

(3) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。泥浆比重和粘度要经常

进行检查，罐内每周不得少于一次，在危险的油气层中钻进时每 30min 检查一次。

(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。

(6) 定时清除柴油机排气管内的积炭，以防井喷时排气管迸出火星引起着火，排气管出口与井口相距 $\leq 15\text{m}$ 。

(7) 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。

(8) 柴油储罐设置在井场主导风向上风向，与井口的距离不得 $< 50\text{m}$ 。在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

(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。

5.6.3 站场风险防范措施

(1) 平面布局科学合理：在平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离。

(2) 各工艺单元及建筑物依据相关规范设置防雷、防静电设施，抽油机及油气集输设施均设置防静电接地设施。

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

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

5.6.4 H₂S 气体泄漏风险事故预防和处置措施

(1) 严格规范高含 H₂S 井的钻井施工操作

①合理布置井场

根据《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)规定：

——钻前工程前，从气象资料中了解当地季节的主要风向。

——井场内的引擎、发电机、压缩机等容易产生引火源的设施及人员集中区域部署在井口、节流管汇、放喷管线、液气分离器、钻井液罐、备用池和除气器等容易排出或聚集天然气的装置的上风方向。

——对可能遇有硫化氢的作业井场设有明显、清晰的警示标志，并遵守以下要求：

a.井处于受控状态,但存在对生命健康的潜在或可能的危险[H_2S 浓度 $< 15\text{mg}/\text{m}^3$ 时 (10ppm)],挂绿牌;

b.对生命健康有影响[H_2S 浓度 $15\text{mg}/\text{m}^3$ (10ppm)- $30\text{mg}/\text{m}^3$ (20ppm)],挂黄牌;

c.对生命健康有威胁[H_2S 浓度大于或可能大于 $30\text{mg}/\text{m}^3$ (20ppm)],挂红牌。

——在确定井位任一侧的临时安全区的位置时,考虑季节风向。当风向不变时,两边的临时安全区都能使用。当风向发生 90° 变化时,则应有一个临时安全区可以使用。当井口周围环境 H_2S 浓度超过安全临界浓度时,未参加应急作业人员应撤离至安全区内。

——测井车等辅助设备和机动车辆尽量远离井口,宜在 25m 以外。未参加应急作业的车辆撤离到警戒线以外。

——井场值班室、工程室、钻井液室、气防器材室等设置在井场主导风向的上风方向。

——将风向标设置在井场及周围的点上,一个风向标应挂在工地上的人员以及任何临时安全区的人员都能容易地看得见的地方。

——在钻台上、井架底座周围、振动筛、液体罐和其他硫化氢可能聚集的地方使用防爆通风设备(如鼓风机或风扇),以驱散工作场所弥散的硫化氢。

——钻入含硫油气层前,应将机泵房、循环系统及二层台等处设置的防风护套和其他类似的围布拆除。在冬季施工时,对保温设施可采取相应的通风措施,以保证工作场所空气流通。

——确保通信系统 24h 畅通。

②开钻前,应向所有人员进行地质、工程、应急预案和防 H_2S 设施等技术措施交底,使员工清楚了解所处环境的危害和突发事件的可能性;应将可能钻遇 H_2S 层位的时间及危害、安全事项、撤离程序等告知 3km 范围的人员;对井控装置、防 H_2S 设施和加重泥浆储备等关键设施进行检查,不合格不准打开油气层;开发井从打开油气层 100m 前,探井从安装防喷器到完井,均应有专人负责 24h 坐岗观察溢流情况。

③在钻井作业期间,比如放喷、拆卸井口设备和起下管柱、循环钻井液等,应采取特别预防措施,避免残存其中的 H_2S 释放出来造成危害。

④为避免无风和微风情况下 H_2S 的积聚,可使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

⑤特别注意低洼的工作区域,比如井口方井,由于较重的 H_2S 氢或 SO_2 在这些地点的沉积,可能会达到有害的浓度。

⑥当人员在达到 H_2S 危险临界浓度[$150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm)]的大气环境中执行任务时,应有接受过救护技术培训的值班救护人员,同时应具备有必要的救护设备,包括适用的呼吸器具。

⑦在含硫油气井的钻井作业前,与钻井相关各单位制定各级防硫化氢的应急预案。钻井各方人员都应掌握应急预案的相关内容。上井前,各施工队伍应了解井场附近的医院和消防部门所在地、距井场里程、通讯及交通信息,并反映在相应应急救援预案中。

⑧若发生井喷事故,在井口及井控装置完好无损,井喷未失控的情况下,防喷降压,井口压力得到成功控制后,关闭井口。若井喷失控,立即实施井口点火,防止 H_2S 中毒

死亡。油气井点火决策人宜由生产经营单位代表或其授权的现场总负责人来担任。点火后应对下风方向尤其是井场生活区等人员聚集场所的 SO_2 浓度进行监测。

(2) 含 H_2S 油井井下作业的事故预防和控制措施

①制定施工方案，确保其符合所有相应规范和公认的作法。在进行井下作业之前，作业公司、承包公司、专业服务公司、以及其他相关代表宜一起讨论有关井的数据和资料。

②作业人员宜至少每周进行一次预防井喷演练，确保井控设备能正常运行，作业队人员明确自己的紧急行动责任同时达到训练作业人员的目的。

③操作时宜按要求配备基本人员，采用必要的设备进行安全施工。现场应配置呼吸保护设备且能迅速而方便的取用。采用适当的 H_2S 检测设备实时监测空气状况。

④所有产出气都应以确保人身安全的方式排放或燃烧。储罐中测试液分离出的气体也宜进行安全排放。

⑤严格执行“禁止吸烟”的规定。

⑥在修井过程中，如排液、拆卸井口和管线、循环修井液、起泵和起封隔器以及酸化后抽汲等，宜采取特殊预防措施，避免 H_2S 聚集气释放造成危险。所有修井作业人员宜进行有关 H_2S 的潜在危险性以及遇 H_2S 时应采取的防护措施等培训。如果在修井作业过程中 H_2S 浓度有可能达到有害浓度，宜使用 H_2S 监测仪或检测仪。呼吸保护设备应位于作业人员能迅速容易地取用的地方。在无风或风力较弱的情况下，可使用机械通风设备将蒸气按规定方向排出。在低洼作业区，如井口方井， H_2S 或 SO_2 极易在该区域沉降，容易达到有害浓度，在这些区域作业时宜特别小心，并做好防护措施。

(3) 含 H_2S 的油气生产和天然气处理装置的事故预防和控制措施

①在含 H_2S 的油气生产和气体处理中，要加强对 H_2S 相关知识的培训，制定相应的应急预案，并定期进行演练。

②在有油气可能散发、泄漏的场所设置可燃、有毒气体监测报警器，及时发现有害气体泄漏情况，以便及时处理。

③在 H_2S 浓度被认为是对生命或健康有即时危险的浓度(IDLH)的场所，配备合适的救援设备，如自给式正压式空气呼吸器、救生绳及安全带等。

④在油气生产和天然气的加工装置操作场地上，应遵循有关风向标的规定，设置风向袋、彩带、旗帜或其他相应的装置以指示风向。风向标应置于人员在现场作业或进入现场时容易看见的地方。

⑤在加工和处理含 H_2S 采出液的设施的适当位置(例如进口处)，可能会遇到 H_2S 气体时，遵循设置标志牌的规定，在明显的地方(如入口)张贴如“ H_2S 作业区—只有监测仪显示为安全区时才能进入”，或“此线内必须佩戴呼吸保护设备”等清晰的警示标志。

⑥降低腐蚀是防止 H_2S 气体泄漏的关键。对场站应定期监测设备、管道腐蚀情况。

⑦加强岗位巡检，严格执行岗位操作规程，按照规定的巡检路线、巡检时间和巡检部位要求，及时认真地排查生活场所和生产工艺设施。

⑧当生产场所 H_2S 浓度达到 $15\text{mg}/\text{m}^3$ 时，开始进入“临战”状态。场所人员的主要任务是密切观察，严阵以待。当生产场所 H_2S 浓度达到 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 时，开始进入“实战”状态。

所有与应急行动无关的人员立即撤离现场，应急人员穿戴空气呼吸器等气防器具，按照应急预案或操作规程要求，进行应急处理和应急处置。当生产场所 H_2S 浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ 时，开始进入“撤退”状态。现场的所有作业人员立即撤离井场，等待专业应急抢险队伍进行应急抢险救援。

⑨配置固定式 H_2S 监测仪，24h 连续监测现场 H_2S 浓度；监测仪探头置于现场 H_2S 易泄漏区域，主机应安装于远离现场的控制室。

(4) 含硫化氢的管道事故预防和控制措施

①延用并完善现有的各项安全生产规章制度。

②对操作人员进行安全技术培训（包括硫化氢防护措施），考核合格者方可持证上岗。

③针对硫化氢中毒和腐蚀破坏，制定切实可行的事故应急预案，并组织好抢险队伍，配备好抢修用的设备和各种安全设施（保护防护用品和药品）。

④对职工及沿线群众进行安全宣传和教育。

⑤在通球、置换及试压的升压过程中，无关人员不得进入管线两侧 50m 以内。

⑥设置硫化氢监测和报警系统。当装置报警后，对操作人员需要进入的场所进行硫化氢浓度检测，只有在安全浓度以下时，操作人员方可进入。当在硫化氢含量超过安全临界浓度的污染区进行必要的作业时，应佩戴防护器具，且至少应有两人在一起工作，以便相互救援。

⑦硫化氢监测和报警系统应每年进行一次检验；焊缝硬度和焊缝裂纹抽检应每五年进行一次；若管道多次发生事故，腐蚀损害较严重或受自然灾害破坏等应缩短全面检验的周期。

⑧制定事故应急预案，并定期进行演习。

(5) 树立“三级应急联防”意识。所谓“三级应急联防”，分别是指场站应急自救、区块应急联防和区域应急联防，并依次确定为一、二、三级。突发事件发生时，应根据突发事件的严重程度，按序投入应急行动。

针对本工程井喷、管道泄漏事故可能造成的硫化氢污染影响，评价提出以下措施加以防范：

①建议本工程 54 口井周边 3000m 范围内，不得规划建设施工生活区。

②做好地质调查工作，在设计时充分考虑井喷、管道泄漏防范措施，尤其要考虑高浓度硫化氢气体对管道、设备的腐蚀问题，保障管道、设备的安全可靠性。

③井场设备的安放位置应充分考虑风向问题，尽量能保障让季节性风畅通。

④在井场，可能产生硫化氢的场所设立有防硫化氢中毒的警示标志，在生产区和生活区安装风向标，要求风向标安装在人员易于看到的地方。

⑤固定式 H_2S 监测仪应定期检查，注意养护。

⑥在井场及周边敏感点配备有因硫化氢中毒而进行医治的药品和氧气瓶。

⑦作业员工应尽可能在上风向位置作业，在有可能产生硫化氢的场所作业时，应有人监护；一旦发生硫化氢急性中毒，立即实施救护。

⑧加强宣传、教育，使工作人员了解硫化氢的性质及其危害特征，切实提高工作人

员的安全意识。对高硫化氢井工作人员、附近工作人员及居民，都要掌握必要的硫化氢中毒的早期抢救措施，并定期进行宣传、教育，设置专人负责防硫化氢安全教育及监督检查工作。

⑨对工作人员及周边居民，进行定期硫化氢防护演习，包括配戴防护器具及人员救护工作，做到发生紧急情况时，能够高效应付硫化氢泄漏，人员能迅速向上风向疏散。

⑩完善事故应急预案。预案中应充分考虑硫化氢的风险事故影响，保障应急措施实施的有效性。

5.6.5 管道泄漏事故的风险防范措施

为防止、降低管道泄漏对穿越区段的影响，应采取以下措施：

(1) 集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

(2) 在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡。

(4) 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；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

(5) 在发生洪水的情况下，应特别注意对管线的运行情况的实时监控。

(6) 制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

另外针对管道运营过程中发生的管道刺漏风险，西北油田分公司也制订了相关的管道刺漏污染环境风险控制措施：

①加强腐蚀风险高、环境风险高的单井管线的腐蚀治理，重点解决环境敏感地区的单井管道腐蚀问题，同时加大管道腐蚀治理资金的投入。

②加强防腐规划工作，制定防腐治理中长期（三年）滚动规划，明确目标，逐年消减。

③建立腐蚀治理项目常态化管理机制，将集输干线和处理站场等腐蚀治理项目纳入分公司年度改造或治理项目中统一申报、实施。

④严格规范污染治理措施，落实事发及时报告（所属地方环保部门）、处理及时有效（污染治理现场处置）、过程及时反馈（治理进度情况报告至所属地方环保部门）、治理后申报（治理结果报告至所属地方环保部门）、治理效果验证（申请地方环保部门现场验收）。

⑤加大管线巡查力度，并对环境敏感区的管线运行情况进行动态跟踪，制定有效防治措施，如添加缓蚀剂、动态监测等手段，降低管道刺漏引发的环境污染风险。

5.6.6 汽车运输防范措施

①罐车进入装油台时，排气管上必须装设火花灭火器。装油时，车辆应停车熄火，接好接地线。

②罐车应以中速行驶，严禁超速、超车、抢路。在行驶、停车期间与车辆、高压线、仓库、建筑物、人口稠密地等应保持一定安全距离。汽车上必须备有灭火器。

③罐车驾驶员及有关人员必须具有国家规定的资质与岗位证书上岗作业。驾驶证和危化品货运从业资格证，装卸人员必须熟悉所装卸物料的危险特性及应急处理措施。

④驾驶人员应当随身携带相关证件，在驾驶与装卸油过程中不得抽烟，接打电话，严禁疲劳驾驶，严禁超速，严禁酒后驾驶。

⑤坚持做到出车前、行车中、收车后的车辆检查工作，发现问题必须及时汇报，及时整改，杜绝车辆带病运行。

⑥在运输过程中，当罐车发生泄漏时，应迅速构筑围堰，尽可能防止泄漏源的扩散，小量泄漏用活性炭或其它惰性材料吸收，大量泄漏构筑围堤或挖坑收容，再用防爆泵将泄漏物转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置；迅速将污染的土壤收集起来，转移到安全地带。在采取应急处理的同时，迅速报告公安机关和环保等有关部门，防止事态进一步扩大。

5.6.7 其他风险防范措施

日常的环境管理措施也是防范环境风险事故的必要措施。具体如下：

(1) 在整体布局、厂站平面布置及站内工艺装置布置时，严格执行国家和行业的安全环保标准规范、法律法规及相关规定。在油田地面开发建设的同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面综合考虑。

(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) 对施工单位及人员定期进行环保安全教育，增强职工的环保意识和安全意识。对全体员工进行 QHSE 培训教育、制定 QHSE 管理目标。

(4) 在施工、选材等环节严守质量关，加强技术工人培训，提高操作水平。严格岗位责任制，上岗职工一定要达到上岗技术要求，否则不准上岗。

(5) 在作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全和环保问题。

(6) 地面建设设施选择在地势较高处。

5.7 应急预案

5.7.1 应急工作原则

应急工作原则如下：

(1) 坚持以人为本，预防和应急相结合，常态与非常态相结合。

加强对环境事故危险源的检测、监控并实施监督管理。建立环境污染事故风险防范体系，积极预防、及时控制、消除隐患，提高突发环境污染事故的防范和处置能力，把保护员工健康和人身安全作为突发环境污染事故应急工作的出发点和落脚点，做好应对突发环境污染事件的各项准备工作，最大可能地避免和减少突发环境污染事件及其造成的人员伤害和社会影响。

(2) 坚持统一领导、分级管理、快速反应

接受各级政府安全、环保部门的指导，使油田作业区的突发环境污染事故应急系统成为区域系统的有机组成部分，并确保油田作业区各部门之间的协同与合作，增强快速反应能力。针对不同污染源所造成的危害特点，实行分类管理，确保采取的应急救援措施与突发环境污染事故造成的危害范围和社会影响相适应。

(3) 坚持平战结合，专兼结合，充分利用现有资源

积极做好应对突发环境污染事故的思想准备、组织准备、行动准备、物资准备、技术准备、处置准备。结合培训演练，使应急处置做到常备不懈，确保为油田作业区和其它部门以及社会提供服务，在应急救援时快速有效。

5.7.2 应急响应程序

油田作业区应急预案应急响应程序如下：

- (1) 作业区应急领导小组组长下达启动应急预案的命令；
- (2) 应急办公室负责通知领导小组成员及各职能部门的主要负责人，立即赶往现场；
- (3) 应急办公室通知专家组成员赶赴现场；
- (4) 应急办公室通知应急抢险组、调度组和综合保障组赶赴现场；
- (5) 应急办公室向作业区应急领导小组组长报告现场情况；
- (6) 解除应急状态。

5.7.3 风险事故防范及应急处理措施

5.7.3.1 风险事故防范措施

(1) 井喷预防措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但在预防措施上还应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

钻井、井下作业事故防范措施：

- ① 在生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。
- ② 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。在油层钻进过程中，每班进行一次防喷操作演习。

③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。

④在井架、井场路口等处设风向标，发生事故时人员迅速向上风向疏散。

⑤按消防规定配备灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

⑥钻开目的层后提下钻操作要平稳，减小井底压力激动，避免井漏及井喷事故发生。快速钻穿目的层，提高裸眼井段电测一次成功率，快速完井。

(2) 站场风险防范措施

①各站场严格按防火规范进行平面布置，站场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。

②站内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

③安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

④加强设计单位相互间的配合，做好衔接，减少设计失误。

(3) 管道风险防范措施

①施工阶段的事故防范措施

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。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

按施工验收规范进行水压及密闭性试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

②运行阶段的事故防范措施

严格控制油品质量，定期清管。

加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

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。

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。

③管理措施

在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案(包括维护记录档案)，文件齐全。

(4) 原油泄漏事故防范措施

①所有风险敏感目标区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》(GB50253-2003)的要求。

②加强《石油天然气管道保护条例》的宣传力度，普及原油管道输送知识，发现问题及时报告。

③按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

④完善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。

⑤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。

⑥操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑦制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

(5) 储罐泄露应急措施

①紧急切断进出油阀门；

②防火措施；

③项目储罐区设置防火堤，一旦发生泄漏，可用于收集部分泄露出的油品，同时用专用油泵将泄露的油品抽至项目事故池暂存。

(6) 硫化氢中毒防范措施

硫化氢具有高毒性且比空气略重，易在有限空间和低洼处集聚，如果人员无防护贸然进入这些场所，存在硫化氢中毒风险。该工程的油井井口、管汇撬、计量撬、配水撬等场所，硫化氢中毒风险较大。采取控制硫化氢中毒的风险措施如下：

①为采油、维护工，按规定配置便携式硫化氢监测报警仪。

②为硫化氢监测人员和应急抢险人员，配置正压式空气呼吸器(备用配套压缩空气瓶)。

③对井场、管汇撬、计量撬、配水撬等等硫化氢可能超标的场所，人员只有先检测合格(小于 10ppm)才能从事相应作业，并做好过程硫化氢检测。

④制定硫化氢中毒应急处置预案，确保硫化氢中毒事故发生后能够及时、有序和有效处置，防止事故损失扩大。

④对相关人员进行硫化氢理化性质、危害性、预防措施和应急措施的培训，提高防硫化氢的意识和技能。

5.7.3.2 风险事故应急处理措施

(1) 应急处置原则

①加强日常安全防范，制定切实可行的应急救预案，并积极采取预防性的保护措施；

②加强日常监控，通过污染源在线监测设施的安装、使用切实落实对油田作业区辖区内集中处理站、集油管线等各环境风险点的实时监控；

③事件发生后及早报告，及早采取初期处置措施；

④遵循“以人为本、救人第一”的原则，积极抢救已中毒人员，立即疏散受有毒物质威胁的群众；

⑤做好现场应急人员的个人防护，制定现场安全规则，禁止抢险现场的不安全操作；

⑥采取一切措施，迅速阻止有毒物质泄漏、蔓延；

⑦提早采取一切措施控制和消除污染影响。在保证人员安全的前提下，积极实施扩散、稀释、降解、吸附等人工干预，迅速降低毒气浓度；

⑧及时、准确发布信息，消除群众的疑虑和恐慌，积极防范污染衍生的群体性事件，维护社会稳定。

(2) 火灾爆炸污染事件的应急处置措施

①事发单位采取有效措施，尽快切断引发火灾爆炸的泄漏源；

②事发单位立即组织危险源附近的相关人员撤离，应急处置人员使用现有消防设备进行灭火，并开启消防泵房内的消防泡沫和消防水管线，当作业区应急救援队伍到达后进一步采取措施控制影响范围；

(3) 固液泄漏事件的处理

①事发单位采取有效措施，尽快切断固液泄漏源；

②事发单位立即采取围、堵、吸附等措施控制影响范围，作业区应急救援队伍到达后进一步采取措施控制影响范围；

③采用机械回收，吸附降解等方法，将固液最大限度地进行回收；

④评估泄漏对生态保护目标的破坏程度，形成报告。

(4) 有毒气体泄漏燃烧扩散事件的处理

①事发单位采取有效措施，尽快切断污染源；

②迅速了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及其分布等情况；

③布点监测，确定污染物种类、浓度，以及现场空气动力学数据(气温、气压、风向、风力等)；

④做好可能受污染人群的疏散及中毒人员的救治工作；

⑤对污染状况进行跟踪监测，预测污染扩散强度、速度和影响范围，及时调整对策；

⑥采取积极的处置措施，利用现有的消防应急设备对有毒有害气体尽可能多的进行吸收降解回收处理。

(5) 水体污染事件的应急处置措施

①事发单位采取有效措施，尽快切断污染源，同时严防饮水中毒等次生事件发生；

②应急救援队伍到达现场后全面了解突发事件情况；

③应急办召集应急抢险组、调度组和综合保障组人员现场开会，部署警戒、监测、抢险等工作；

④专家组制定抢险方案；

⑤抢险救援组迅速了解事发地及下游一定范围的地表及地下水文条件、重要保护目标及其分布等情况，针对特征污染物质，采取有效措施使之被有效拦截、吸收、稀释、分解，降低水环境中污染物质的浓度；

⑥综合保障组在事件发生地附近布置警戒；

⑦迅速在事件发生水域布点监测，在第一时间确定污染情况，出具监测数据；测量水体流速，估算污染水体转移速率。对污染状况进行跟踪调查，根据监测数据和其他相关数据，预测污染水体的迁移速度和影响范围，及时调整对策。

⑧抢险调度组，负责抢险人员的后勤生活保障；

⑨《新闻媒体突发事件应急预案》做好启动准备。

5.8 小结

(1) 重大危险源的类别及其危险性主要分析结果

本项目各站场涉及重大危险源的主要为五号联合站储罐区的原油储罐，主要风险事故类型为火灾、爆炸及原油物质泄漏。由于顺北井区 H_2S 含量较高，井喷事故产生的 H_2S 也是本次项目的重大风险源之一。

为做好风险源的管控，企业应健全和完善重大危险源档案，加强风险源的监控和管理，建立科学有效的监控系统，确保一旦发生险情，能够迅速响应、快速处置。

(2) 环境风险后果预测结果

通过分析，本建设项目发生环境风险事故的最大可信事故为井喷 H_2S 污染事故。

F 稳定度下，井喷事故发生后， H_2S 最大落地浓度为 $647.541\text{mg}/\text{m}^3$ ，出现距离为井喷处 243.8m。5min、10min、30min 时半致死浓度范围为 296.5m，在此范围内没有环境保护目标分布，预计发生井喷事故后，30min 内不会造成环境保护目标内的人员伤亡，主要影响对象是井场周围的施工人员，需要及时撤离现场。

F 稳定度下，发生火灾事故时，次生污染物 CO 超 LC_{50} 的最远距离为 27.6m，超 IDLH 的最远距离为 21.7m，超 MAC 的最远距离为 216.8m，在 412.0m 处环境质量达标；颗粒物超 MAC 的最远距离为 183.1m，在 1032.9m 处环境空气质量达标。在半致死浓度范围内无常驻居民。

本项目周围没有固定人群居住，仅有油田作业区的工作人员，当发生井喷 H_2S 污染事故时，站内工作人员应根据风向标指示及时向上风向撤退，在采取相应应急措施的情况下不会发生致死事故。

(3) 环境风险防范措施和应急预案

本工程设置环境风险事故应急监测系统，可在发生环境风险事故时与地方环境保护监测站的应急监测系统联动，对环境风险事故造成的影响进行实时监控，为应急指挥中心迅速、准确提供事故影响程度和范围的数据资料，保证应急指挥中心准确实施救援决策。

在日常管理中制定各类环境风险事故应急、救援措施，与此同时明确各级预案的职责、启动机制、联动方式，为控制项目可能发生的各类、各级环境风险事故、降低并最终消除其环境影响，提供有效的组织保障、措施保障，可将环境风险事故造成的影响控制在可接受范围内。

(4) 环境风险评价结论

综上所述，本项目建设环境风险是可以接受的。

6 污染防治措施分析

6.1 大气污染防治措施

6.1.1 开发期大气污染防治措施

(1) 钻井过程大气污染防治措施

①钻井期大气污染主要为钻井场柴油机燃料产生的废气，可以通过采用高效设备及符合环保要求的排气筒高度（8m 以上）等方式，减少污染物影响。

②钻井期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用符合标准的柴油，并添加柴油助燃剂等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，使污染物达标排放，减轻对大气环境的影响。

(2) 井区地面施工大气污染防治措施

地面施工过程中针对扬尘，产生的原因不同，应采取相应的控制措施。

①在井区建设初期，为防止因交通运输量的增加产生扬沙污染，首先应合理规划、选择最短的工区道路运输路线，尽量利用油田现有公路网络；运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度 < 40km/h）。

②井场设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

③集输管线尽可能沿公路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工、安全的前提下，管沟开挖深度控制 1.5m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的土地沙漠化和水土流失，及时开挖，及时回填，防止土方风化失水而起沙，土方应放置背风一侧，尽量平摊，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛。

(3) 生产科研基地施工期扬尘污染防治措施

生产科研基地施工期大气污染物主要为施工扬尘。施工扬尘产生量主要取决于风速及地表干湿状况。若在干燥天气施工，风速较大，地表干燥，扬尘量必然很大，将对项目周围特别是下风向区域空气环境产生一定程度污染。而潮湿天气施工，因地表较湿，不易产生扬尘，对区域空气环境质量的影响也相对较小。针对施工期扬尘的问题，本工程在施工期拟采取如下控制措施：

①土方工程防尘措施。土方工程包括土的开挖、运输和填筑等施工过程，有时还需进行排水、降水、土壁支撑等准备工作。遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间。遇到五级或五级以上大风天气，应停止土方作业。

②建筑材料和建筑垃圾的防尘管理措施。施工过程中使用水泥、砂石、涂料、铺装材料等易产生扬尘的建筑材料，应采取采用防尘布苫盖。施工过程中产生的弃土、弃料及其他建筑垃圾，应及时清运。若在工地内堆置超过一周的，则应采取定期洒水压尘，防止风蚀起尘及水蚀迁移。

③在施工场地安排员工定期对施工场地洒水以减少扬尘量，若遇到大风或干燥天气可适当增加洒水次数。

④进出工地的物料、渣土、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实。苫布边缘至少要遮住槽帮上沿以下 15cm，保证物料、渣土、垃圾等不露出。车辆应按照批准的路线和时间进行物料、渣土、垃圾的运输。

⑤施工工地道路防尘措施。施工期间，施工工地内及工地出口至铺装道路间的车行道路，保持路面清洁，防止机动车扬尘。

6.1.2 运营期大气污染控制措施

6.1.2.1 顺北原油产能建设

(1) 无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

①采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

②在原油集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，井口至计量站油气集输均采用密闭流程，非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》(GB 16297 - 1996) 中无组织排放监控浓度限值。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

③对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

(2) 联合站、各计量阀组、混输泵站以及单井的加热炉可采取以下大气污染治理措施减少污染物的排放：

①加强对锅炉燃烧废气的环境管理，采用高效的燃烧设施，提高燃烧效率，定期监测废气的排放量及主要污染物的排放浓度。

②生产运行期采用天然气为燃料，作为一种清洁燃料，油田在原油集输和原油处理过程中，产生的大气污染物得到了较大幅度的减少，可最大限度地降低对区域大气环境的污染。锅炉燃料燃烧排放的 SO_2 、 NO_x 和颗粒物浓度均可达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271 - 2014) 中的对应标准限值。

(3) 污水处理站废气

污水处理设备采用密闭工艺的压力流程，工艺处理过程中对污水处理设备内填充天然气增加设备的压力，使设备处于一个密闭的处理环境，以减少硫化氢气体的挥发。

(4) 恶臭气体

本项目自循环硫磺回收部分在最终得到块状呈淡黄色的硫磺时，会产生极少量的特殊臭味，此处采用产生的臭味采用臭氧的离子除臭装置进行处理。

离子除臭装置由高能电子、正负离子、自由基和中性粒子组成。离子除臭装置净化模块是利用高能电子击发电子、自由基和中性粒子，以及离子等不间断轰击、氧化、分解、电离、激化废气中的异味分子，废气中的有机物分子链被断开，电离，氧化还原，从而生成二氧化碳和水等无害物质。

离子除臭装置能高效去除挥发性有机物 (VOC)、苯、甲苯、二甲苯的分子、无机物、硫化氢、氨气、硫醇类等主要污染物，以及各种恶臭味，净化、脱臭效率较高可达

99%以上，净化、脱臭效果可达到《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)。

由于本次项目自循环硫磺回收部分产生的浓度相对较小，经离子除臭装置处理后由不低于 15m 的排气筒排至大气中，可满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 相关标准。

(5) 天然气脱水粉尘

在天然气凝液回收单元中，需对天然气进行脱水处理，在处理过程中会产生少量的粉尘，由于天然气较为清洁，且天然气内所含的粉尘量较少，在粉尘过滤器处理后对周围环境影响甚微。

6.1.2.2 生产科研基地

生产科研基地运营期间产生的大气污染物主要为食堂油烟和供热锅炉的燃烧废气。

(1) 供热锅炉燃烧废气

生产科研基地供热锅炉采用清洁的天然气，可最大限度地降低对区域大气环境的污染。锅炉燃料燃烧排放的 SO_2 、 NO_x 和颗粒物浓度均可达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 中的对应标准限值。

(2) 食堂油烟

食堂油烟排放量不大且为间歇、不定量、无组织排放，对环境影响不大，油烟废气经油烟净化器处理后可通过排烟管道排放，可达到《饮食业油烟排放标准》(GB18483-2001) 中油烟最高允许排放浓度为 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的限值。

(3) 汽车尾气

对于项目区内道路运行的机动车尾气，由于其污染物排放量较小，通过限制其运行速度等措施可使其污染物排放量减小。停车场周围种植一定面积的绿化草坪，不仅能美化环境，且对降低大气污染物浓度具有一定作用。

6.2 水环境保护措施

6.2.1 开发期废水防治措施

6.2.1.1 顺北原油产能建设

对钻井废水的污染防治，应从源头减量和处置两方面加以考虑。对钻井、试油修井作业的临时排污池，须按照油田公司的要求采用环保防渗材料进行防渗处理，以满足环保要求。

(1) 节水减少排放量

由于钻井过程中因设备清洗、冷却等需消耗大量清水，如不采取有效节水措施，在浪费水资源的同时，也造成钻井废水大量的产生，给废水存储设施造成容量的负担，并带来后续处理负荷的增加。因此，必须在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。

本项目在工程和技术管理上采取以下节水减排措施：

①以钻井队为单位，积累资料，分析研究在各种气候、各类施工作业条件下的合理用水量，以此为定额，在保证正常作业的情况下，控制清水用量。

②动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛

的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。水的重复利用率要求达到 40%-50%。

③做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

(2) 废水处置

①施工废水主要是施工过程中产生的含有泥浆或砂石的工程废水，采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”处理后的废水经处理达标后可循环使用，废水不外排。

②各井场、施工营地生活污水集中收集至移动旱厕，最终拉运至顺北 1 处理站生活污水处理装置进行处理。

(3) 井喷地下水保护措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

①制定具体井控措施及防止井喷预案。

②开钻前由建设方地质监督或受委托的相关单位地质员，对相应的停注、泄压等措施进行检查（检查结果记录在井队井控专用本上）落实，直到相应层位套管固井候凝完为止。

③钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，对储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀。

④送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要检查闸板心尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。

⑤钻开油、气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压。

⑥测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

⑦要严格控制提下钻速度，防止抽汲压力过大造成井涌、井喷，激动压力过大造成井漏。提钻按规定灌好钻井液，下钻过程中注意观察井口返出钻井液情况并安排中间洗井，起下钻过程中操作要连续，减少钻具静止时间。

⑧要求做好固井前的通井、循环钻井液、调整钻井液性能等工作。控制下套管速度，以防蹩漏地层。

⑨下套管要操作平稳，严禁猛刹、猛放，防止溜钻、顿钻，按规程下套管，双大钳紧扣，以保证套管连接强度。

⑩目的层钻进时预防井漏和井喷，并做好油气层保护工作。

(4) 井漏地下水保护措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

① 制定具体井控措施及防止井喷预案。

② 开钻前由建设方地质监督或受委托的相关单位地质员，对相应的停注、泄压等措施进行检查（检查结果记录在井队井控专用本上）落实，直到相应层位套管固井候凝完为止。

③ 钻井液密度及其它性能符合设计要求，并按设计要求储备压井液、加重剂、堵漏材料和其它处理剂，对储备加重钻井液定期循环处理，防止沉淀。

④ 送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要检查闸板心尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。

⑤ 钻开油、气层后，每次起下钻（活动时间间隔超过 5d）对闸板防喷器及手动锁紧装置开关活动一次，定期对井控装置进行试压。

⑥ 测井、固井、完井等作业时，要严格执行安全操作规程和井控措施，避免发生井下复杂情况和井喷失控事故。

⑦ 要严格控制提下钻速度，防止抽汲压力过大造成井涌、井喷，激动压力过大造成井漏。提钻按规定灌好钻井液，下钻过程中注意观察井口返出钻井液情况并安排中间洗井，起下钻过程中操作要连续，减少钻具静止时间。

⑧ 要求做好固井前的通井、循环钻井液、调整钻井液性能等工作。控制下套管速度，以防蹩漏地层。

⑨ 下套管要操作平稳，严禁猛刹、猛放，防止溜钻、顿钻，按规程下套管，双大钳紧扣，以保证套管连接强度。

⑩ 目的层钻进时预防井漏和井喷，并做好油气层保护工作。

6.2.1.2 生产科研基地

生产科研基地在施工建设期间的废水主要为施工废水和生活废水。施工产生的废水可在施工场地内建设废水收集池，经过简单的沉淀处理后用于厂区的施工降尘；生产科研基地建设的生活废水可依托县城内的市政排水系统。

6.2.2 运营期废水防治措施

6.2.2.1 顺北原油产能建设

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、采出水。

(1) 井下作业废水

井下作业废水产生是临时性的。井下作业过程中，严格按照西北油田分公司环境保护规定要求，带罐作业，井下作业废水严禁直接外排，作业单位自带回收罐收集后运至塔河油田绿色环保站。

(2) 采出水

本项目采出水经管线输送至五号联合站和顺北 1 处理站的污水处理设施，集中处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后回注油层，不外排进入环境。

日常运行时应保证回注系统的安全正常运行，为保证回注安全顺利进行，需要对回注水水质进行日常监测，对回注系统进行日常或定期检测与监控，加强运行管理，严格

按操作规程操作，杜绝回注水外泄，避免对地表水和地下水的污染。

(3) 间歇熔硫釜工艺流产生的废水

本项目在再生气阶段间歇熔硫釜工艺产生的废水合计约为 $30\text{m}^3/\text{d}$ ，此部分废水排入联合站内的污水处理系统进行处理。

(4) 生活废水

本项目生产应急指挥中心的餐饮废水需经隔油处理后方可与生活废水一同排入五号联合站一体化污水处理装置进行处理。

(5) 五号联合站分区防渗要求

为了有效的避免项目在运营过程中地下水受到污染，因此本项目按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的要求进行了分区防渗：

1、分区原则

——非污染防治区主要指没有污染物泄漏的区域或部位，不会对地下水环境造成污染。如石油化工企业的管理区、集中控制室等辅助区域，装置区以外的系统管廊区（除集中阀门区外）等。

——一般污染防治区主要指地面、明沟、雨水监控池、事故水池等区域或部位。架空设备、管道发生泄漏后，首先落在地面上，很容易发现和处理且处理时间较短；明沟、雨水监控池、事故水池中的水在沟或池中停留时间较短，且容易得到及时处理。因此，在这些区域或部位只需采取一般防渗措施。

——重点污染防治区主要指地下管道、地下容器、储罐及设备、（半）地下污水池、油品储罐的环墙式罐基础等区域或部位。这些设备和设施发生物料和污染物泄漏很难发现和处理，如处理不及时会对地下水造成污染，因此，在这些区域或部位需采取重点防渗措施。

2、防渗要求

——非污染防治区一般不采取防渗措施，因此，污染防治区为了防治污染物漫流到废污染防治区，需采取有效措施，如设置一定高度的围堰，边沟等。

——一般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；

——重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能；

——地面防渗层可采用黏土、抗渗混凝土、高密度聚乙烯（HDPE）膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料；

——当建设场地具有符合要求的黏土时，地面防渗宜采用黏土防渗层，防渗层顶面采用混凝土地面或设置厚度不小于 200mm 的砂石层。

——混凝土防渗层可采用抗渗钢纤维混凝土、抗渗合成纤维混凝土、抗渗钢筋混凝土和抗渗素混凝土。

6.2.2.2 生产科研基地

生产科研基地废水主要为生活废水和食堂餐饮废水。生活污水和隔油沉淀处理的餐

饮废水经化粪池处理后达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)表 4 中的三级标准,一并排入市政排水系统,最终排入沙雅县污水处理厂进行最终处理。

6.3 噪声污染防治措施

6.3.1 开发建设期噪声污染防治措施

(1) 泥浆泵、柴油机采用低噪声设备,降低噪声源强,合理安排施工时间,加快施工进度,避免及减少形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下,对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材,消除噪声污染影响。

(2) 钻井场柴油机装设消声装置。

(3) 高噪声施工设备减少夜间使用。

(4) 施工部门应合理安排施工时间和施工场所。制订科学的施工计划,尽可能避免大量高噪声设备同时使用,并对设备定期保养,严格操作规范。

(5) 合理布局施工现场,避免在同一地点安排多个高噪声设备。

(6) 尽量选用低噪声机械设备或带隔声、消声的设备。设备选型上尽量采用低噪声设备,如以液压机械代替燃油机械,低频振捣器代替高频振捣器等。固定机械设备与挖土、运土机械,如挖土机等,可以通过排气管消音器和隔离发电机振动部件的方法降低噪声。对动力机械设备应进行定期的维修、养护。闲置不用的设备应立即关闭,运输车辆进入现场应减速,并减少鸣笛。

(7) 降低人为噪声。按照规定操作机械设备,在挡板、支架拆卸过程中,应遵守作业规定,减少碰撞噪声。

(8) 施工运输车辆进出应合理安排,尽量避开噪声敏感区,尽量减少交通堵塞。

6.3.2 运营期噪声防治措施

(1) 尽量选用低噪声设备。

(2) 对噪声强度较大的设备进行降噪处理,根据各种设备类型所产生噪声的特性,采用不同的控制手段。

(3) 尽量将发声源集中统一布置。

(4) 切合实际地提高工艺过程自动化水平。

6.4 固体废物污染防治措施

6.4.1 开发建设期固废污染防治措施

6.4.1.1 顺北原油产能建设

(1) 提高泥浆的循环利用率,减少废弃钻井泥浆产生量

提高泥浆的循环利用率,减少固废产生量。本项目新部署 54 口钻井,在钻井施工过程中采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”,井场不设防渗泥浆池,产生的钻井废弃泥浆经钻井废弃物不落地达标处理技术制成泥饼定期拉运至塔河油田绿色环保站。

废弃磺化类水基泥浆、岩屑,应采用不落地方式收集后集中处置或采用橇装化处置

设施现场处置，处置后产生的废水应尽可能回收利用，无法回收利用的剩余废水，须处理达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后用于地面降尘、场站绿化；废弃磺化类水基泥浆、岩屑处置残渣的 COD 浓度应满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准后可直接用于通井路修路、铺垫井场、填坑等用途，也可进入一般工业固体废物填埋场填埋。

本项目新部署的 54 口油井在钻井过程中使用的是聚合物体系+聚磺体系+磺化防塌钻井液体系（不使用油泥泥浆），因此，根据上述文件要求本次全部采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”。

“钻井废弃物不落地达标处理技术”是通过絮凝、破稳等物理化学方法，处理钻井废弃泥浆，实现钻井废弃物减量化的一项系统化技术。其工艺原理为：将废弃泥浆经过稀释—絮凝—分离，使之成固相（岩屑和泥饼）和水两个部分。其中，固相部分中的岩屑可直接排放，余者则经过水洗、絮凝分离、化学反应处理以及物理脱干后成为无害化泥饼并达到排放标准，其有害物质成分和氯离子则被析入水中。对无害泥饼进行收集，可直接抛洒，亦可用于井场建设。水进入水处理单元，通过复合过滤、精密过滤、二段式反渗透相结合的工艺除去其中的盐分和其它化学物质，得到符合《污水综合排放标准》（GB8978-1996）二级标准的净水并供整套装置自身和井队回用（工艺流程图见图 6.4-1）。

该项技术于 2011 年 6 月通过自治区环保厅组织的验收（验收意见附件）。

根据验收意见：

①“钻井废弃物不落地达标处理技术”适用于对钻井废弃物进行随钻处理、全程控制。随钻即时处理钻井废弃物（泥浆、废水、钻屑），能够达到“不落地”要求。

②经过振动筛过滤出的废弃物不再被存放于泥浆池中，而是直接进入处理系统处理，对于聚合物体系、聚磺体系及磺化防塌钻井液体系，全年不同季节条件下均能显示出良好的处理效果。

③随钻处理出的钻井废水及泥饼（包括岩屑在内）均可达到国家《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的二级标准及《危险废物鉴别—浸出毒性标准》（GB5085.3-2007）标准要求。

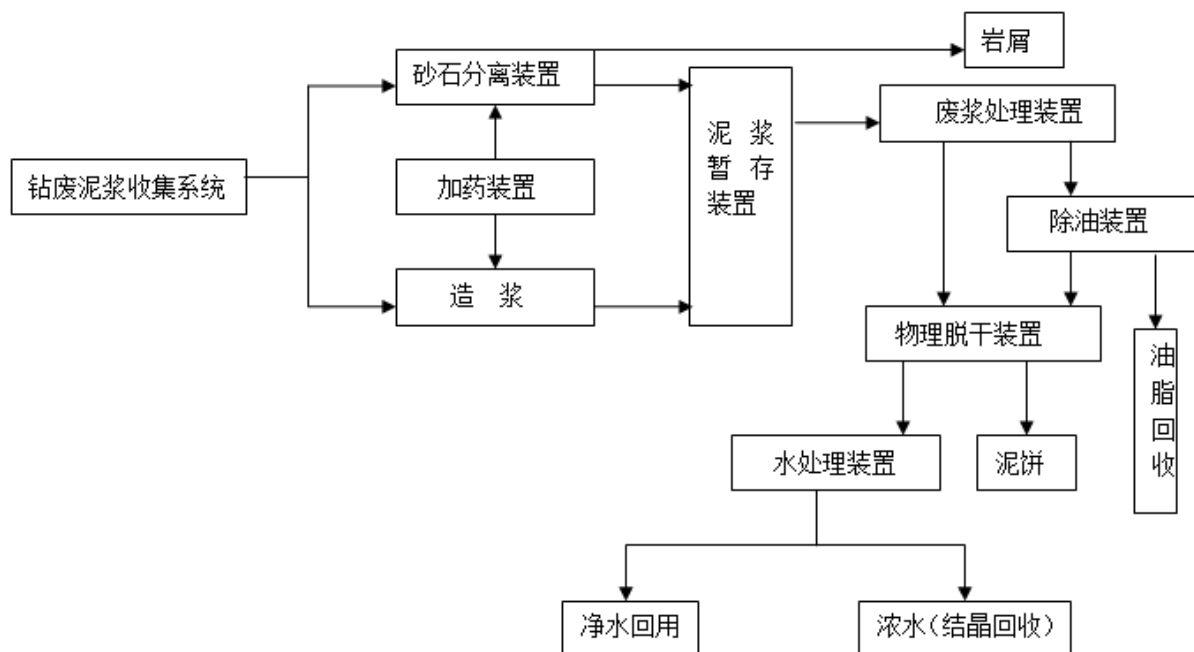


图 6.4-1 “钻井废弃物不落地达标处理技术” 工艺流程图

目前此技术在西北油田分公司的应用已成熟完善，处理工艺和装备通过不断改进和优化，已实现标准化和撬装化（见现场照片）。

根据企业提供资料：

①该系统最大设计处理量为 $20\text{m}^3/\text{h}$ ，设备生产能力能够满足一开、二开钻井时段排浆量大的处理要求，处理连续、及时，并且相对稳定。

②经过井队固控系统排出的废弃物不再被存放于泥浆池（未建）中，而是直接进入处理系统处理，对于聚合物体系、聚磺体系和磺化防塌钻井液体系尤其是在冬季条件下均能显示出良好的处理效果，随钻处理出的钻井废水及泥饼（包括岩屑在内）均得到有效处理，基本达到国家相应的标准要求。

③处理后的出水均被处理装置自身及井队循环使用，废水资源得到有效利用，节约了井队用水，整个钻井过程未产生外排废水。

④处理后的泥饼达标，且减少了固废体积。钻井废弃物体积减小约 59%，均堆放于井场外侧，拟用于铺垫井场及填埋。传统固化方法所加入的固化物要比在原泥浆排放量的基础上增加 30% 的体积，由此可见，经该技术处理后的钻井泥浆达到了减量化要求。同时，也大大消减了环境污染风险。

所以本工程 54 口钻井施工作业过程中，在井场不设置井场泥浆池，通过分批、分期采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，可以有效减缓钻井作业产生废弃泥浆、钻井岩屑对周围环境的影响。

（2）钻井岩屑经钻井废弃物不落地达标处理技术进行分离后用于建设施工中的基础铺垫。

（3）钻井固体废物综合利用场地选址需满足以下条件

①场地应选择油田作业区内。

②场地应距离城镇、行政村 5km 以上，距离省级公路 10km 以上。

③场地应避开湿地、低洼汇水处、泄洪道、泥石流易发区及自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、水源涵养区、生态公益林、基本草原、基本农田和其他需要特别保护的区域。

④场地常年地下水稳定潜水位应在 3m 以下，距离地表水多年平均水位线 5km 以上，当地多年平均降水量在 200mm 以下，蒸发量在 1500mm 以上，土地类型属于荒漠、戈壁的区域。

⑤场地不得位于已经被政府或行政管理部门规划进行开发利用的区域。

(4) 其它固体废物污染防治措施

井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等废物，在油管管桥下等部位铺塑料布，防止原油落地，同时辅以人工收油方式，减少进入环境的落地油数量。建议建设单位在井下作业时，结合实际情况，对施工单位提出统一技术要求。

6.4.1.2 生产科研基地

①施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，争取日产日清。同时要做好固废暂存点的防护工作，避免风吹、流失。

②生活垃圾应定点存放，由施工单位定时和统一集中处置。

③施工单位不准将各种固体废物随意丢弃和随意排放。

6.4.2 运营期固体废物污染防治措施

6.4.2.1 顺北油田产能建设

(1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时应带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到 100%。

(2) 本项目原油在集中处理站处理过程中产生的含油污泥属于危险废物，前期统一运至塔河油田受浸泥土无害化处置装置进行处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。

(3) 危险废物的管理主要要求如下：

① 含油污泥属危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方环保部门的环保规定。

② 主要管理职责

——含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常管理工作；

——含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点，负责与含油污泥处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③ 监督管理

——含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

——含油污泥要满足《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011)要求，处理后泥土中含油率应 < 2%。明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放。

——含油污泥产生和处置单位制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保

处备案。

——含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案。

——公司安全环保处会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

——禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

④ 贮存、运输、处置主要管理规定

——含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》、《危险废物标志牌式样》设置明显标志。

——固体废物（危险废物）贮存场所必须按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的相关要求分区和防渗。

——含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

——产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

——处置单位应为从事含油污泥收集、运送、贮存、处置人员配备必要的防护用品。

6.4.2.2 生产科研基地

本项目生产科研基地运营期固体废弃物主要为日常生活过程产生的生活垃圾，集中收集后交由市政环卫部门，基地内的生活垃圾需要到日产日清。

6.5 生态环境保护措施

生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设造成的水土流失和风蚀沙化。由于本项目对生态影响最大的工程为顺北原油产能建设，生产科研基地位于沙雅县城西侧建城区内，基地建设的生态保护措施主要为基地内的绿化建设，本次建设占地面积中绿化面积约 53%，可有效的改善现有建设区域的生态环境建设。

因此，本项目生态保护措施主要针对油田产能项目。

6.5.1 开发期生态环境保护措施

6.5.1.1 站场工程生态保护措施

(1) 对油田区域内的永久性占地（井场、道路、集输管线等）合理规划，严格控制占地面积，减少扰动面积，减少林木砍伐。

——单井永久占地 40m×50m。

——单井施工占地 115m×85m。

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

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

(4) 位于沙漠中的井场，在四周设置草方格。

6.5.1.2 管线工程生态保护措施

(1) 对油田区域内的临时性占地（集输管线）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域。

——单井集油管线、燃料气管线施工作业带宽度不得超过 8m。

(2) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(3) 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。

(4) 对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表面形成平滑过渡，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。

(5) 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。

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

(7) 位于沙漠中的单井管线地面上方铺设草方格。

6.5.1.3 道路工程生态保护措施

(1) 无道路区域不得随意开辟新路

道路和集输管道施工时，注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，按照划定的道路行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(2) 管道沿已有道路平行建设

管线敷设施工宽度应控制在设计标准范围内，并尽量沿已有道路纵向平行布设。在满足有关安全规范的基础上，减少占用土地。道路选线过程中应尽量利用原有道路，避让灌丛等敏感区段。

(3) 主干道路施工占地宽度不得超过 8.5m，支线道路施工占地宽度不得超过 5.0m，单井道路施工不得超过 7m。

(4) 本项目主体区道路、支线道路两侧上风向设置宽度 50m，高度为 25cm 的草方格；下风向设置宽度为 30m，高度为 25cm 的草方格。

(5) 由于本项目单井道路穿越部分地段为胡杨林，在道路实施工程中需避让胡杨树木，不得砍伐胡杨等林木。

6.5.1.4 对沙漠植物的生态保护措施

(1) 设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏沙漠植物。

(2) 施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区

范围内活动，最大限度减少对沙漠植物生存环境的践踏破坏。

(3) 确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物填埋，避免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。

6.5.1.5 其它生态保护措施

(1) 严禁施工人员进行非石油生产的其它活动，如：狩猎、采集动植物、砍柴等。车辆在有野生动物的地区行驶时，禁鸣喇叭。

(2) 施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

6.5.1.6 野生保护动植物生态保护措施

(1) 合理选择管线走向，应避免植被茂盛的区段，尽量避免砍伐梭梭、白梭梭等野生保护植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。在林木茂密的地方，限制开挖宽度，采用人工开挖方式。

(2) 管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。管线施工若遇到保护植物应当采取避让的措施，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

(3) 管线施工范围应严格限制在 10m 范围内。施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对土壤和植被的破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。

(4) 在施工便道及钻井区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

(5) 注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

(6) 站场建设选址尽量少占植被茂密的地块，尤其不得铲除保护植物。若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。同时，严格控制占地面积，以减少占地和保护野生植物。

(7) 施工过程不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。

6.5.1.7 自然景观保护措施

本项目油田开发区的基质以沙漠生态景观为主。沙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。油田开发建设后，其原始的沙漠背景变成了以沙漠、油田道路、抽油机共同存在的自然与人工相互共存的景观格局。

从整体上看，沙漠拼块虽然出现破碎化的倾向，但总体上连通程度仍然维持了较好的状态，仍是区域的景观模地。但如果任凭油田建筑和道路的景观发展，不进行生态治理和保护，也将会使生态环境的演变发生逆转，破坏原有生态环境的稳定性。因此，在项目的建设过程中，必须采取相应的景观保护措施，以保证减缓和避免生态环境恶化的趋势。

——对现有的自然资源，包括植被、散落生长的胡杨，直至现有的地形、地貌等都要尽可能的加以保护。

——在管线、道路的选线、敷设过程中，合理的规划布局，根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工。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，减缓对原始自然景观的破坏。

——严格遵守各项规程、规范、施工时限和范围，施工结束后立即对地表等环境景观进行恢复，并实施防风固沙工程和绿化措施，使油田开发与周围景观环境协调发展。

——油田退役后必须完全恢复地貌，彻底封闭油井，及时清除井场残留的固体废物。

6.5.2 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护、水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失起到了一定的积极作用。

6.5.2.1 站场工程生态保护措施要求

由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

6.5.2.2 井场工程生态保护措施要求

由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

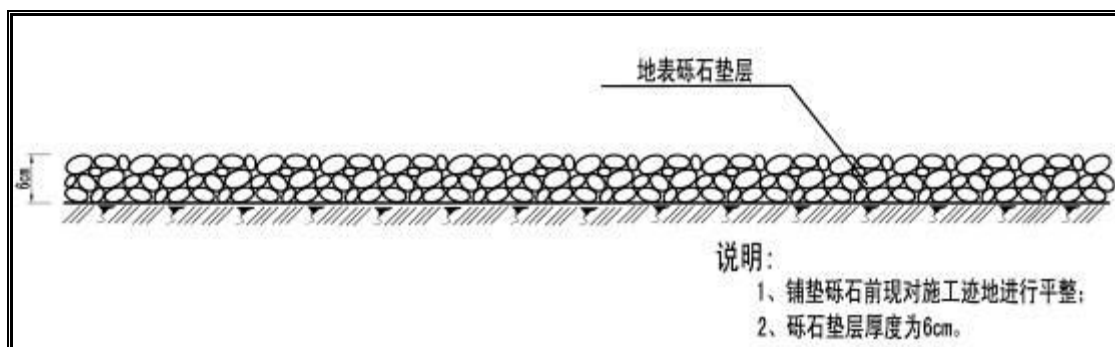


图 6.5-1 井场砾石压盖措施典型设计图

6.5.2.3 其它生态保护措施要求

(1) 提高拉运人员技术素质、加强责任心，贯彻安全驾驶机动车辆的行为规定，严格遵守交通法规，杜绝疲劳驾车等行为，减少对道路两侧植被的破坏。一切作业尽量利用原有公路，按原有车辙行驶，若无原有公路，要严格执行先修道路，后施工的原则。不得随意开设便道，杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。

(2) 加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。严禁在施工场地外砍伐植被，严禁捕杀任何野生动物并在施工现场设置宣传牌，通过宣传和严格的检查管理措施，达到保护生态环境的目的。

(3) 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。

通过上述处理方法，油田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

6.6 生态恢复方案

6.6.1 生态环境保护与恢复治理的要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（实行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求。

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其它法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

（2）油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

（3）坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（4）在管线施工的范围内设置草方格，减少由于施工扰动造成的沙丘及植被的影响。

（5）在油区范围内动物经常出没的地方设置标示牌，以保护野生动物的自由活动。

6.6.2 生态环境恢复治理目标

6.6.2.1 总体目标

本项目生态环境恢复治理方案的总体目标是：到 2025 年，油田开发区生态环境破坏趋势得到有效控制，油田开发区环境质量有明显改善。主要表现在如下几个方面：油田污染得到安全处置，生态环境质量明显改善；植被破坏区域覆盖率稳步增长，站场绿化率逐步提高，环境风险发生率得到有效控制，杜绝跑冒滴漏危害；油田区域生态功能基本稳定；公众生态环保意识得到提高；油田开发区域生态环境监测范围达到 100%，建立生态安全应急系统。

6.6.2.2 近期目标

近期为 2015 年~2019 年，主要目标如下：建立油田生态环境恢复治理的监督管理机制，油田开采生产污染得到有效治理，生态环境得到初步改善。管线、道路等临时占地进行植被恢复，油田开发做到边开发边恢复，生态环境监测范围达到 50%，建立油田区生态安全应急系统。

6.6.2.3 中期目标

中期为 2020 年~2022 年，主要目标如下：

深化油田生态环境恢复治理机制，逐步改善油田区生态环境，严格执行油田生态环境治理工程质量验收标准，实现油田生态环境恢复治理与油气资源开发利用的可持续协调发展。

油田资源开发和建设项目严格执行环境影响评价和环保“三同时”制度，建立全过程监管体系，加大生态破坏行为的惩处力度，到 2022 年，生态破坏的恢复治理率得到有效改善。生态安全管理和履约能力得到强化。临时占地植被恢复率达 100%，钻井废弃

物处置率达到 100%，全面恢复油田区自然生态环境功能，油田区生态环境监测范围达到 100%，建立油田生态安全应急系统，实现项目区生态系统的良性循环。

6.6.3 生态环境分区恢复治理

6.6.3.1 井场、站场生态恢复治理

(1) 井场、站场生态恢复治理范围

本项目部署井 54 口，临时占地 0.4121km²；混输泵站 2 座，临时占地 0.0021km²；计量站 5 座，临时占地 0.0053km²，合计 0.4195km²需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①永久占地治理措施

施工结束初期，对井场、站场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。临时占地范围不具备植被恢复条件的，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止风蚀加剧。

②临时占地治理措施

工程施工结束后，应对井场、站场内共计 0.4195km²临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。

钻井开始前应先对井场占地范围内进行平整，弃土集中专门堆放，将弃土装入编织袋堆放在外侧，形成拦挡，并做好排水引流，钻井结束后，应对临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌，充分利用前期收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。工程施工结束后采用自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3—5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

③植被恢复要求

井场、站场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.6.3.2 管线生态恢复治理

(1) 管线生态恢复治理范围

本项目新建单井管线 102km，临时占地约 0.816km²；集输管线 99.0km，临时占地约 0.792km²；伴生气、供气管线 65km，临时占地约 0.52km²；污水管线 91.km，临时占地 0.728km²；共计临时占地 2.7376km²，该范围内需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①工程保护措施

施工作业带宽度控制在 10m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式进行区域植被恢复，临时占地内植被在未来

3—5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

(3) 植被恢复要求

井场、站场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.6.3.3 道路生态恢复治理

(1) 道路生态恢复治理范围

本项目新建主干道路 37km，支线道路 7km，改建现有支线道路 46km，简易油田公路 156.91km，施工范围控制在 8-8.5m 范围内，新增占地 1.6048km²，该范围内需进行生态环境恢复治理。

(2) 生态环境恢复治理措施

①工程保护措施

主干道路路宽控制在 7.0m；支线道路路面控制在 4.0m；简易砂石路宽控制在 6m，不设路肩及路基。开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存，必要时应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。

工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对 0.3438km²临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和沙漠景观协调。

②植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式对区域内的植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3—5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

(3) 植被恢复要求

井场、站场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

6.3.3.4 防风固沙措施

由于顺北油田原油产能项目位于沙漠内，为防止油田建设对沙漠区域的生态破坏，本项目利用麦秆、稻草、沙蒿、芦苇或其他草类，设置草方格。以层铺形式覆盖沙面，厚度约为 10cm。阻沙防护采用阻沙栅栏，设置在草方格固沙带外侧，阻沙栅栏采用芦苇栅栏，孔隙度 20%~40%，栅栏沿沙丘主梁或副梁，设置在迎风坡距脊线 1~1.5m 处。

本项目五号联合站周围铺设宽度为 40m 的芦苇草方格。集输管线、主干道路、支线道路两侧，上风向设置宽 50m，下风向设置宽 30m 的芦苇草方格。井区具体的防风固沙措施见表 6.6-1。

表 6.6-1 井区防风固沙措施一览表

序号	防风固沙位置	内容	规格
1	道路	3520000m ²	草方格宽度为 30~50m (1m×1m)
2		88km	固沙范围外采用尼龙网阻沙栅栏
3		90km	整修边坡(两侧)
4	联合站	128820m ²	联合站围墙外采用草方格防风固沙，固沙宽度为 40m

序号	防风固沙位置	内容	规格
5		3.5km	固沙范围外采用尼龙网阻沙栅栏
6	集输管线	12200000m ²	草方格宽度为 30m (1m×1m)

草方格在油田正常运行过程中，如有破坏及时修建，保证草方格固沙的作用，削弱近地表的沙粒流动，防止沙丘向油田设施移动，保证井区的正常生产。

6.6.3.5 闭井期生态恢复治理

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会引起扬沙、产生少量建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

(1) 扬沙污染防治措施

油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井等。在这期间，将会引起扬沙。在闭井施工操作中应采取洒水措施进行降尘；做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；避开大风天气进行作业。

(2) 固体废物污染防治措施

井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至塔河油田绿色环保站进行填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物散落。

(3) 井场地表恢复

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

6.6.3.6 生物多样性保护

(1) 加大生态环境保护管理力度，各施工单位和承包商必须严格执行各项环境保护管理规定和措施。

(2) 高度重视原有地表保护层对维护本区生态系统稳定的重要性。加强对各施工队伍的宣传教育和管理工作，严格控制地表扰动范围。尤其要按设计要求控制在施工作业中的占地，必须在签定的环境保护责任书中明确具体要求，建立经济处罚制度。

(3) 由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复较困难，因而对于地面工程建设扰动的井场及站场永久占地范围内应进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

(4) 一切作业尽量利用原有道路形式，沿已有车辙行驶，若无原有道路，则要严格执行先修道路，后设点施工的原则。杜绝车辆在井区内乱碾乱轧的情况发生。不得随意开设便道。

(5) 施工作业结束后，恢复地貌原状，尽快减少水土流失。

(6) 道路选线应尽量利用原有的道路，对灌木等大型植被进行避让。

(7) 道路施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严

格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆在规定的路线行驶，不得并行开辟新路，以减少风蚀范围。

(8) 野生植物保护措施

- ①设计选线过程中，尽量避免植被较丰富的区域，避免破坏野生植物。
- ②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，最大限度减少对野生植物生存环境的破坏。
- ③加强管理，确保各环保设施正常运行，确保各项环保措施落实到位。
- ④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。
- ⑤强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生植物生存环境造成威胁。

(9) 野生动物保护措施

- ①设计选线过程中，尽量避免植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。
- ②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。
- ③加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。
- ④加强对施工人员和员工的教育，强化保护野生动物的观念，不随意捕猎。
- ⑤强化日常管理，确保各种废弃物得以妥善的处理。
- ⑥强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对野生动物的生命及生存环境造成威胁。

(10) 在道路边和井区内，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等环境保护警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高员工保护区域生态环境的意识。

(11) 应严格限制施工活动范围，对原料堆场、机械设备、运输车辆的行走路线做好规划工作，减少临时占地数量。

6.6.4 生态环境恢复进度安排与费用计划

(1) 生态环境恢复时间计划

生态环境恢复计划将贯穿油田开采及生产的全过程，从钻井至地面设施建设、生产运行期及闭井期。

(2) 各阶段生态恢复措施环保投资

本项目生态恢复措施投资估算见表 6.6-1。

表 6.6-1 生态恢复措施环保投资估算

阶段	对象	环保措施	验收标准	投资 (万元)
钻井期	施工地貌整理	临时占地平整压实	井场周围临时占地平整	660
	井场、站场永久占地	硬化处理	井场及站场永久占地范围内地表水泥或砂石硬化处理	310
	井场	泥浆不落地技术	井场内无泥浆池残留痕迹	3180
	芦苇草方格	防风固沙	草方格面积合计为 15848820m ²	1687.2

中国石化西北油田分公司顺北区块 2018 年新建产能建设项目环境影响报告书

阶段	对象	环保措施	验收标准	投资 (万元)
		生态恢复		
生产 运行期	井场作业落地油回收 及地面恢复	井下作业场地铺膜作 业, 回收落地油	井下作业场地范围内无落地油散落	92
闭井期	地面恢复	固废拉运 地面清理	井场及站场清理临时占地平整 井场及站场清理固体废物无遗留	230
合 计				6239.2

7 环境经济损益分析

7.1 经济效益分析

项目总投资 200077 万元，环境保护投资 13392.76 万元，占总投资的 6.69%。经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

7.2 社会效益分析

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、价格不断上涨的形势，同时可带动地方经济的发展。

本项目的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境经济损益分析

7.3.1 环境损失分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

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

本项目占地主要为井场建设和道路占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费直接费用约 2260 万元。生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本项目对区域的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。

本工程建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.3.2 环保措施投资估算

在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 13392.76 万元，环境保护投资占总投资的 6.69%。环境保护投资项目及费用见表 7.3-1。

表 7.3-1 工程环保投资估算

项目名称	主要内容	单价	投资 (万元)	备注
废水处理	钻井废液处理	2 万元/口	106	顺北原油产能
	施工期废水处理	/	20	
	压裂废液拉运与处理	1.3 万元/口	68.9	
	采出水处理系统	/	2049.06	
	污水收集	/	391.2	
	一体化污水处理装置	/	38.5	
	生活污水收集及污水管线	/	40.0	生产科研基地
噪声	减震垫、隔声门窗等消声装置	/	310	/
生态恢复	水土保持	/	985	顺北原油产能
	防风固沙措施	/	1687.2	
生态补偿	临时占地平整压实	/	660	
	井场硬化处理	/	310	
	闭井期场地清理及垃圾清运	/	230	
固废处理	钻井垃圾清运	2 万元/口	106	
	落地油回收	/	106	
	钻井废弃物不落地达标处理技术	60 万/口	3180	
	含油污泥处理	600 元/t	30.9	
	道路清表及外运		354	
	生活垃圾清运	/	10.0	生产科研基地
环境风险	五号联合站内储罐区设置可燃气体检测设备	/	200	
征地补偿	土地征购费及复垦费	/	2260	/
环境监测	硫化氢、非甲烷总烃动态监测	/	250	/
其他	修建放喷池	2 万元/口	106	/
合计			13392.76	

7.3.3 环保年收益

(1) 污水回注油层

本项目采出水经管线分别输送至五号联合站及顺北 1 处理站内污水处理系统进行处
理，处理合格后回注油层，不外排进入环境。由工程分析可知，本项目每年最多可产生
含油废水约 $39 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，全部处理后回用，相当于节省了同样数量的清水，不但节省了
水资源，保护了环境，还可以产生可观的经济效益。按水资源费 2 元/ m^3 进行计算，产生
的经济效益为 78 万元/a。

(2) 钻井泥浆回收

回收剩余钻井泥浆，不仅可以减少环境污染，而且还可以降低钻井成本。一般每口
井完钻后可回收泥浆约 144m^3 ，共计可回收利用泥浆 6624m^3 ，每吨价值 250 元计算，则
可节省资金 165.6 万元。

7.4 环境经济损益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于项目在建设过程中都需要占用一定量的土地，并因此带来一定

的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 13392.76 万元，环境保护投资占总投资的 6.69%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

8 环境管理和环境监测计划

8.1 管理体系及体系运行

运行期间本项目可分为两个部分：钻井由各钻井公司、地面建设投标招揽；油气生产及集输由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司生产运行管理部门主管。所以，项目运行期的 HSE 管理体系从钻井及油气生产两个方面进行说明。

8.1.1 钻井 HSE 管理体系

8.1.1.1 组织机构

(1) 钻井承包开发商设立 HSE 管理委员会，由中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会（设在安全环保处）领导、主任委员由钻井承包商经理担任，委员由健康、安全与环境部门负责人组成。

(2) 钻井队设立 HSE 管理小组，组长由平台经理担任，成员由健康、安全与环境管理员、营地服务管理员、井队医师和班组兼职监督员组成。

(3) 其他施工队伍也设立 HSE 管理小组。

组织机构如图 8.1-1 所示。

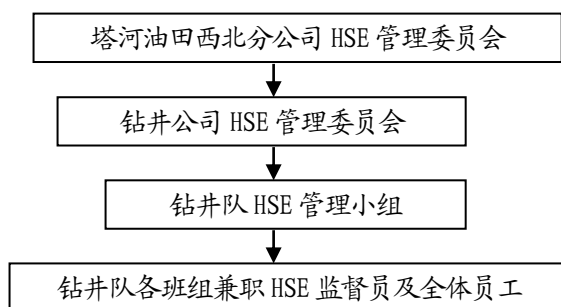


图 8.1-1 钻井 HSE 管理机构

8.1.1.2 职责

(1) HSE 管理委员会

——宣传贯彻国家和当地政府有关安全、健康、环保方面的法律、法规和上级与作业者的方针、规定。

——制定本单位 HSE 管理的方针、规定和实施方案。

——监督检查下级单位 HSE 管理的执行情况。

——组织对员工进行健康、安全与环境教育和培训。

——组织对员工定期体检，并建立健康档案。

——定期组织召开 HSE 管理会议，审议工作报告，评估工作完成情况，表彰和奖励有功人员，审查事故处理事宜。对员工定期体检，并建立健康档案。

(2) HSE 管理小组

——贯彻执行管理委员会和作业者有关 HSE 管理的方针、规定和实施方案。

——定期召开会议，研究确定本队 HSE 的执行计划和措施。

- 监督落实 HSE 计划和措施的执行情况。
- 组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。
- 对员工进行 HSE 教育培训。
- 负责事故调查、分析和统计上报工作。

(3) HSE 兼职监督员和全体人员

- HSE 兼职监督员和全体人员应清楚地认识 HSE 的重要性。
- 执行 HSE 管理规程。
- 严格执行岗位安全生产标准、规定和操作规程。
- 精心维护保养本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证性能良好、有效、安全可靠。
- 积极参加队、班组开展的安全活动和培训教育，努力提高生产技能和安全防护能力。积极向领导提出搞好 HSE 工作的措施建议。
- 有权拒绝一切违章指挥命令。发现 HSE 问题应积极排除，无法解决的，要立即报告领导予以处理。

8.1.2 油田生产 HSE 管理计划

8.1.2.1 组织机构和职责

本工程建设项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会（设在安全环保处）的直接领导，下设中国石油化工股份有限公司西北油田分公司开发公司 HSE 管理委员会、顺北井区 HSE 管理委员会，各设专职 HSE 管理员一名。

8.1.2.2 职责

- (1) 中国石油化工股份有限公司西北油田分公司 HSE 管理委员会
- 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令。
 - 作为最高管理部门负责组织制定 HSE 方针、目标和管理实施细则。
 - 每季召开一次 HSE 例会，全面掌握 HSE 管理工作动态，研究、部署、布置、总结、表彰本单位的 HSE 工作，讨论、处理本单位 HSE 工作中存在的重大问题。
 - 组织本单位 HSE 工作大检查，每季度至少一次。
 - 负责对方案和体系进行定期审核，并根据审核结果对方案进行修正和改进。
 - 组织开展本单位清洁文明生产活动。
 - 组织开展本单位环境宣传、教育工作。
 - 直接领导开发公司管理委员会。
- (2) 开发公司 HSE 管理职责
- 负责组织职工完成 HSE 工作任务。
 - 适时召开会议，研究、分析 HSE 工作动态，及时制止（处罚）、纠正“违规”行为和现象，整改不合格因素，无法解决的问题及时向 HSE 管理委员会汇报。
 - 如发生环境污染与破坏事故，必须及时采取有效措施进行抢救，及时向上级部

门汇报，配合有关组织对事故的调查处理。

——组织整改影响健康、安全与环境的隐患，批评、纠正违章行为。

——开展清洁文明生产活动，组织推广和实施先进的污染治理技术。

(3) 顺北井区 HSE 管理委员会职责

——负责运行期间 HSE 管理措施的制定、实施和检查。

——对运行期间出现的问题加以分析，监督生产现场对 HSE 管理措施的落实情况。

——协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境保护方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法律、条例，环境保护方面的法律、法规及中国石油化工股份有限公司西北油田分公司的 HSE 方针。

——配合上级主管部门组织全体员工进行环境保护知识的教育和培训。

——及时向上级主管部门汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议，为环境审查和改进提供依据。

(4) HSE 兼职管理人员和全体人员

——HSE 兼职管理人员和全体人员应清楚意识到环境保护的重要性。

——严格执行 HSE 管理规程和标准。

——了解工程建设对环境的影响和可能发生的事故。

——严格按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

8.2 环境管理机构

8.2.1 环境管理机构设置

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司下设质量安全环保处，负责西北油田分公司的环保工作，各二级单位下设安全环保科，各生产单位设专职环保员，负责本单位的环保工作。

8.2.2 环境管理主要任务

8.2.2.1 施工期的环境管理任务

(1) 建立和实施施工作业队伍的 HSE 管理体系。

(2) 工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

(3) 实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业队生态环境造成的破坏降到最低限度。

(4) 工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

8.2.2.2 运营期的环境管理任务

(1) 本项目运行期的 HSE 管理体系纳入中石化西北油田分公司 HSE 系统统一管理。

(2) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律、法规。

(3) 负责原油集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生

态恢复、环境监测等。

(4) 编制各种突发事故的应急计划。

(5) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

(6) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

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

8.2.3 环境管理手段

采用行政、经济、技术、教育等环境管理手段进行本项目的环境管理工作。

(1) 行政手段：制定环境保护目标责任制，将环境保护列入岗位责任制及生产调度当中，不定期检查环境保护状况，以行政手段督促、检查、奖惩，促使生产岗位按要求完成环保任务。

(2) 技术手段：从项目设计、施工到运营全过程采取先进的工艺、设备，同环境保护措施密切结合，积极推广应用新技术，解决环境问题，实现清洁生产。

(3) 经济手段：制定并严格按照《环境保护奖惩办法》开展工作，促进环保工作的定量考核，切实将防治污染和保护环境落实到油田生产管理建设的各个环节，做到奖优罚劣，将环境保护与经济效益结合起来。

(4) 教育手段：油藏开发、生产过程中造成的环境污染部分与人为因素有关，所以要加强教育，通过环境保护宣传和教育提高全体职工的环保意识，做到自觉保护环境。

8.3 环境监测计划

8.3.1 施工期环境监理计划

为减轻国家重点工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，建议本项目充分借鉴同类相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工单位、承包商、供应商和中国石化西北油田分公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位聘用环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

(1) 环境监理人员要求

① 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

② 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③ 具有一定的油田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

① 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

- ② 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状,并根据发现的问题提出合理化建议。
- ③ 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。
- ④ 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查,评价其责任,并提出改进意见。

(3) 环境监理范围

① 管道工程

本项目管道工程环境监理的范围即为工程扰动的范围: 各类管线作业带宽度 8m。

② 道路工程

本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区及文物保护区等特殊保护目标,环境监理范围为工程扰动范围,即道路施工的作业带 2m 的范围内。

(4) 环境监理内容

① 施工期环境监理主要内容

针对施工期钻井废水、生活污水的环境保护处理措施,钻井柴油机燃料燃烧烟气、汽车尾气、施工扬沙的大气环境影响控制措施,钻井柴油机、钻机、机泵及运输车辆的声环境控制措施,废弃泥浆及岩屑、施工土方量等固体废物主要处置措施,进行环境监理,必要时采取旁站的形式完成监理工作。另外,还应对管道、场站、公路等施工期的生态保护措施及恢复方案进行监理。

② 试运行期环境监理主要内容

按照竣工环境保护验收有关要求逐项核查环保措施、设施落实情况、效果,重点关注生态保护措施及作业带地貌恢复的情况。

环境监理工作计划及重点见表 8.3-1。

表 8.3-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建井场	① 井位布设是否满足环评要求; ② 各井场的环保设施,施工是否严格按设计方案执行,施工质量是否能达到要求; ③ 施工作业是否超越了限定范围; ④ 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。 ⑤ 钻井施工过程是否做到: 施工过程中采用钻井泥浆不落地技术,井场不设防渗泥浆池,产生的钻井岩屑经分离后可用于井场、道路的铺设等;产生的钻井废弃泥浆经“钻井泥浆不落地技术”处理后循环使用。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	① 集输线路是否满足环评要求; ② 是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度; ③ 施工作业是否超越了作业带宽度; ④ 挖土方放置是符合要求,回填后多余的土方处置是否合理; ⑤ 施工人员是否按操作规程及相关规定作业; ⑥ 施工完成后是否进行了清理。	
3	道路建设现场	① 施工作业是否超越了限定范围; ② 临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施; ③ 施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	各项环保措施落实到位
4	其它	① 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌,是否及时采取生态恢复和水土保持措施; ② 施工季节是否合适; ③ 有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被,有无伤害野生动物等行为。	各项环保措施落实到位

8.3.2 运行期环境监测计划

本项目在运行期间，需对生产过程产生的“三废”和生态影响进行严格监管，定期进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划见表 8.3-2。

表 8.3-2 环境监测计划

监测对象		监测频率	监测时间	监测项目	监测地点	监测方式
运营期	废气	1 次/a	竣工验收后开始	非甲烷总烃、硫化氢	井场周围、污水处理站场界	委托监测
				SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	联合站、计量阀组、混输泵站的加热炉；生产科研基地燃气锅炉	
	噪声			等效连续 A 声级	井场、站场边界	
	废水			污水处理系统出水口（顺北 1 处理站及五号联合站污水处理系统）	pH、悬浮物、石油类	
	地下水			石油类、挥发酚	设置顺北井区现有应急水源井	

为了监控油田作业开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况应建立地下水动态监测网络，结合地下水保护目标的分布及影响情况，提出地下水动态观测的计划及要求，绘制地下水动态监测图。主要包括监测布点、监测层位、监测内容、监测频率等。主要定期对水井等进行动态监测，观测水位变化，对于场地周围的水质监测孔定期监测水质变化。

（1）监测内容

主要监测区域开发对地下水污染的情况。地下水监测分析项目为高锰酸盐指数、挥发酚、氨氮、硫酸盐、氟化物、石油类、铬（六价）等。样品的采集、运输、保存及分析方法执行《环境水质监测质量手册》和《水和废水监测分析方法》中的相关内容。

（2）地下水监控井布设规定：

①油田作业区上游地区处设 1 眼地下水背景（或对照）监控井，下游布设 2 眼地下水污染监控井，其监控点需设置在油田作业区评价范围内，其监测点需根据实际情况而定，呈扇形分布。

②地下水污染监控井应靠近重点污染防治区内的主要潜在泄漏源，并布设在其地下水水流的下游，本项目主要考虑集中处理站下游及油区下游。

③地下水污染监控井监测层位应选择区域具有开采可能影响到的目标含水层。

④地下水污染监控井的建设和管理应符合《地下水环境监测技术规范》HJ/T 164 的规定。

（3）地下水质量监控计划规定：

①监测项目应根据反映当地地下水功能特征的主要污染物以及国家现行标准《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中列出的项目综合考虑设定。

②项目区域上游及下游的水质监测频率为每年 1 次；当项目区内发生液体物料泄漏事故或发现地下水污染现象时，应加大取样频率。

③地下水监测采样及分析方法应符合国家现行标准《地下水环境监测技术规范》HJ/T 164 的规定。

8.4 环保设施竣工验收管理

8.4.1 环境工程设计

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

(2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度, 施工期实行环境监理。

(3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”; 如需进行试生产, 其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

8.4.2 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施, 包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段, 以及各项生态保护设施等。

②环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

(2) 验收条件

根据国务院《关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》(自 2017 年 10 月 1 日施行), 编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后, 建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序, 对配套建设的环境保护设施进行验收, 编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中, 应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况, 不得弄虚作假。除按照国家规定需要保密的情形外, 建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目, 其配套建设的环境保护设施经验收合格, 方可投入生产或者使用; 未经验收或者验收不合格的, 不得投入生产或者使用。

(3) 建设项目环境保护“三同时”验收内容

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

本项目环境保护验收建议清单见表 8.4-1。

表 8.4-1 环保设施验收清单 (建议)

环境要素	工期	地点	“三同时”验收项目	工程量	效果
废气	运营期	井场场站	设置联合站、混输泵站、计量阀组、单井井场加热炉, 排气筒高度 < 8m。	每个加热炉配备 1 个排气筒	NO _x 和 SO ₂ 排放浓度和排放速率可以满足《锅炉大气污染物排放标准》新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。
		生产科研基地	燃气锅炉排气筒高度 < 8m。		
			食堂油烟净化器	/	
		五号联合站	厂界非甲烷总烃	/	满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 中规定非甲烷总烃的无组织排放监控浓度限值。
废水	施工期	井场	采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	废水循环利用, 不外排。

	运营期	五号联合站	采出水处置	/	是否满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
		生产应急指挥中心	生活废水	/	废水满足《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中二类标准
固体废物	施工期	井场	采用西北油田分公司“钻井废弃物不落地达标处理技术”	钻井不落地	落实《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》的有关规定要求。
	运营期	集中处理站	油泥处置	515.4t/a	依托塔河油田污油泥处理站或塔河油田受浸泥土无害化处置先导试验项目。
环境风险	运营期	管线储罐	SCADA 自动控制系统, 腐蚀在线监测系统, 可燃气体检测报警仪。	-	可以满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)中规定非甲烷总烃的无组织排放监控浓度限值。
		井场管线	详细的井场井喷、井漏事故应急预案; 管道断裂、泄漏、水体污染风险事故的应急预案。	-	有效应对和排除各种突发事件的不利影响。
生态环境	施工期	井场管线	临时占地的植被恢复	-	自然植被恢复
环境监测与管理	施工期和运营期	井场管线道路	按照监测计划(见第 8.3 章节), 委托有监测资质的单位开展监测。	-	污染源达标排放, 环境保护目标处的环境质量达标。

9 评价结论

9.1 工程分析结论

9.1.1 工程概况

(1) 顺北原油产能

顺北原油产能建设地处塔克拉玛干沙漠北缘，位于阿克苏地区阿克苏市和沙雅县境内的顺北油田一区内，北距沙雅县盖孜库木乡约 30km，东、南、西三面均为沙漠。

本次新钻 54 口井中直井 31 口，水平井 18 口，斜井 5 口；总进尺 432051m，新建产能 70×10^4 t。地面工程：主要包括五号联合站的建设，其中联合站主要有原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；新建 5 座计量阀组和 2 座混输泵站以及配套工艺管线、阀件及供配电等系统工程设施。

新建单井管线共计 102km，集输管线 99.0km，伴生气、供气管线 65km，污水管线 91km。

新建主干道路 37km、支线道路 7km、改造支线道路 46km，路线全长 90km；单井简易道路共计 156.91km。

为满足区块开发及生产建设需要，在联合站附近建设占地面积 54600m^2 的生产应急指挥中心一座。生产应急指挥中心功能为中控指挥、应急消防、气防站、职工办公住宿、活动中心、应急物资储存等。

本次在顺北 1 处理站北约 300m 处建设 0.4/35kV 升压站 1 座；建设 35kV 主干线路（LGJ-120/20）14.5km，支线路（LGJ-70/10）6km；建设 35kV 终端变压器 4 台，改造已建杆塔 4 基，跨越已建 35kV 线路 14 处，并配套建设配电、土建等配套设施。本次顺北一区产能建设工程供配电系统设计建设燃气发电站 1 座，发电能力 14.4MW；建设 10/35kV 升压站 1 座，升压变压器容量为 $2 \times 6300\text{kVA}$ ；建设 35kV 配电线路 3 条。由于供电为第三方进行投资建设，需投资方进行单独委托进行环境影响评价工作，本次项目不对此部分内容进行评价。

(2) 生产科研基地

本次生产科研基地主要建设内容为建筑面积 8000m^2 的综合楼 1 栋，综合楼内主要为办公区、职工宿舍、食堂及设备用房；建筑面积 1330m^2 的活动中心 1 栋；建筑面积 1050m^2 的辅助配套用房。

9.1.2 污染物排放

(1) 顺北原油产能建设

运营期油气集输过程中 VOCs 挥发量为 70.0t/a。燃烧天然气产生 SO_2 6.58t/a， NO_x 31.07t/a，颗粒物 4.76t/a；污水处理系统产生的 VOCs 挥发量为 0.047t/a， H_2S 挥发量为 0.16t/a。

运营期井下作业废水最大产生量为 $2587.41\text{m}^3/\text{a}$ ，新增最大采出水量 $1423\text{m}^3/\text{d}$ ，再生气阶段的废水量为 $30\text{m}^3/\text{a}$ ，生活废水 $3433.92\text{m}^3/\text{a}$ 。

运营期油泥(砂)最大产生量为 515.4t/a, 油井落地油总产生量约 5.4t/a, 生活垃圾 17.88t/a。根据西北油田分公司环境保护管理制度规定, 不允许产生落地油。因此, 本项目没有落地油排放。

(2) 生产科研基地

运营期间燃气锅炉燃烧天然气产生 SO_2 0.20t/a, NO_x 1.29t/a, 颗粒物 0.19t/a; 汽车尾气排放 CO 2.41t/a, NMHC 0.31t/a, NO_x 0.28t/a; 食堂油烟 0.024t/a。

运营期间产生的生活废水量为 6658m³/a。产生生活垃圾 69.35t/a。

9.1.3 环境保护防治措施

(1) 施工期

本项目开发建设过程中, 将产生一定量的废水、废气、固体废物和噪声。污染物的排放仅发生在施工期内, 钻井作业结束后, 污染物的排放即告结束。

(2) 运行期

①原油产能建设

本项目顺北原油产能建设集输过程无组织挥发的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控点浓度限值, 对周围环境产生影响甚微。项目在生产工艺中井口至计量站油气集输均采用密闭流程, 可有效减少无组织烃类的排放。污水处理系统采用密闭流程, 且在设施内加入天然气以减少硫化氢及非甲烷总烃的挥发, 及对周围环境的影响。间歇熔硫釜工艺在收集固体硫时会产生少量的臭味, 其采用臭氧的离子除臭装置进行处理。车辆消耗的油品属国家合格产品, 且车辆排放尾气具有不连续性, 对周围环境空气产生影响较小。天然气脱水环境会产生微量的粉尘, 由于天然气较为清洁, 且天然气内所含的粉尘量较少, 在粉尘过滤器处理后对周围环境影响甚微。

本项目井下作业废水严禁直接外排, 采用专用废液收集罐收集后运至塔河油田绿色环保站; 产生的采出水输送至五号联合站及顺北 1 处理站污水系统经处理后回注油层; 生活废水排入一体化污水处理装置进行处理达标后用于绿化; 间歇熔硫釜工艺流产生的废水排入五号联合站污水处理系统内进行处理。

单井落地原油、修井落地原油由作业单位 100%回收, 不对周围环境产生不利影响; 含油污泥运至塔河油田污油泥处理站无害化处理或依托塔河油田受浸泥土无害化处置先导试验项目, 对周围环境不产生不利影响; 不合格泥浆与生活垃圾统一收集后定期拉运至塔河油田绿色环保站进行处理。

发声设备进行合理的布局, 减弱噪声对操作人员的影响, 同时针对设备, 采用降噪控制, 避免不必要的噪声产生。

②生产科研基地

生产科研基地供热燃气锅炉采用清洁的天然气作为原料, 降低了对周围环境的影响; 食堂产生的油烟采用油烟净化器进行收集处理; 汽车尾气采用加强进出基地的管理和合格的燃油降低对环境的影响。

产生的生活废水经过集中收集后排入市政管网, 最后排入县污水处理站进行处理。

产生的生活垃圾经过集中收集后交由县环卫部门进行处理。

通过采取各类污染防治措施,可有效降低施工期和运行期油田开发对周围环境的影响。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 环境空气

根据监测结果表明:评价区内的 SO₂、NO₂ 浓度均能够满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准的要求。项目区处于塔里木盆地北缘地区,当地特殊的干燥气候条件,使得 PM₁₀、PM_{2.5} 监测值超标现象比较普遍,超标倍数分别在 0.86-0.90 和 0.78-1.0 之间。各监测点非甲烷总烃浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0mg/m³ 的浓度限值。各监测点 H₂S 浓度均满足《《环境影响评价技术导则 大气环境》HJ2.2-2018 附录 D 表 D.1 浓度限值 0.01mg/m³。

9.2.2 水环境

根据检测结果表明:顺北井区 5 个监测点中总硬度、溶解性总固体均超标,pH 2# 地下水监测点出现超标,亚硝酸盐氮 3#、4#地下水监测点出现超标;其余各项指标均可达到《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准要求。石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的 III 类标准值。

各监测点氯化物、硫酸盐、总硬度、溶解性总固体、硝酸盐氮不同程度的超标可能是由地下水本身所处的地质与水文地质环境所导致的。2#地下水监测点周围分布有碱土,可能是 pH 超标的原因。

9.2.3 声环境

根据检测结果表明:项目区周围的背景噪声监测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准限值要求,周围声环境质量良好。

9.2.4 生态环境

从该区整体情况来看,区域生态环境的结构和功能属于中度脆弱区,生态脆弱性体现在生态系统抗干扰能力差和自然恢复能力极弱。项目开发区内分布的土壤以风沙土为主,生物累积作用微弱。随着油田开发力度和范围的逐步加大,人为干扰活动会使大型兽类和鸟类逐渐远离其栖息地,会使野生动物的种类和种群数量逐渐减少。该区域水土流失以风力侵蚀为主,风蚀主要发生在春季。因此,决定了评价区域主要表现为贯穿全年的风蚀作用过程。

9.3 环境影响预测评价结论

9.3.1 环境空气

项目开发建设工程对环境空气的影响主要来自于钻井过程中使用的柴油机、柴油发电机在运行过程中因柴油燃烧而产生燃烧烟气以及油田运输车辆排放的少量尾气和运输中产生的扬尘。根据类比同类钻井井场周围大气环境质量现场监测的数据表明,钻井井场周围大气环境质量良好。整个油田的开发周期是短暂的,钻井期污染属于阶段性局

部污染，完钻后投入正常生产则无此项污染。从影响时间、范围和程度来看，钻井废气对周围大气环境质量影响是有限的。

项目在生产工艺中井口至计量站油气集输均采用密闭流程，可有效减少无组织烃类的排放。污水处理系统采用密闭流程，且在设施内加入天然气以减少硫化氢及非甲烷总烃的挥发，及对周围环境的影响。间歇熔硫釜工艺在收集固体硫时会产生少量的臭味，其采用臭氧的离子除臭装置进行处理。车辆消耗的油品属国家合格产品，且车辆排放尾气具有不连续性，对周围环境空气产生影响较小。天然气脱水环境会产生微量的粉尘，由于天然气较为清洁，且天然气内所含的粉尘量较少，在粉尘过滤器处理后对周围环境影响甚微。

生产科研基地采用清洁的天然气做为锅炉原料，对周围环境影响甚微；食堂油烟采用油烟净化器，可大大降低油烟对周围环境的影响。

9.3.2 水环境

顺北原油产能建设严格要求套管下入深度、保证固井质量等措施，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。钻井过程中的钻井废水、井队生活污水、废弃钻井泥浆和钻井岩屑等均可得到有效的处置，正常情况下对地表水和地下水影响较小。

顺北原油产能建设运营期间产生的采出水、井下作业废水、间歇熔硫釜工艺流产生的废水、生活废水均得到有效的处理，可有效防范对地表水和地下水的影响。

顺北原油产能开发过程中对区域水环境的影响主要来自于非正常状态。非正常的状态可以通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范，只要加强管理，防患于未然，对水环境可能造成的影响可以避免。

根据分析，本次生产科研基地产生的废水均可得妥善、有效的处置，对区域地下水环境影响的可能性甚微。

综上所述，正常生产状况下，项目建设期和生产运行过程中废水及固废对周围水环境不会产生不利影响。

9.3.3 声环境

本项目开发建设期噪声随施工结束而消失。生产运行期，井场、场站和管线正常生产时噪声很小，对背景噪声的贡献较小。本项目噪声预测点昼间、夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中相关标准限值要求，对项目区周边环境影响较小，故在运行期间本项目不会产生扰民现象。同时，本项目各类发声设备均采用低噪声设备，同时确保设备在各种工况下达到最佳运行状态，可降低噪声影响。

9.3.4 固体废物

钻井期间钻井废弃物采用钻井废弃物不落地达标处理技术，可以有效减缓工程建设对井场周围环境的影响。

生产科研基地施工期建筑垃圾和生活垃圾，由施工单位收集后处理。

运营期顺北原油产能建设产生的油泥前期运至塔河油田受浸泥土无害化处置装置进行处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。单井落地原油

由作业单位 100%回收。不合格泥浆、生活垃圾前期运输至塔河油田绿色环保站进行处理，后期待顺北油气田环保站建设工程建设完成后交由其进行处理。

运营期雅生产科研基地产生的生活垃圾集中收集后交由县环卫部门处理。

采取以上措施后，运营期固体废物不会对周围环境产生影响。

综合以上分析，若在建设、处置和运行管理中严格执行西北油田分公司各项要求，则本项目在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境造成的影响在可接受范围之内。

9.3.5 生态环境

钻井、集输、地面工程建设占用土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。本项目临时占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。油田工程施工完成后临时性占地和影响将消除，并进行适当的平整，清理施工造成的污染，避免污染土壤。

顺北原油产能永久占地和临时占地分别为 187.16hm² 和 336.22hm²，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。

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

因此，从总体上看，本项目建设对生态环境的影响较小。

9.4 公众意见采纳情况

本项目严格按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的规定，进行两次项目公示，通过发放调查问卷收集当地公众意见。公众中 100%对工程持支持该项目建设。

9.5 环境影响经济损益分析

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场、地面设施建设、道路修建、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算该项目环境保护投资约 13392.76 万元，环境保护投资占总投资的 6.69%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来双赢。

9.6 环境管理与监测计划

中国石油化工股份有限公司西北油田分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。本项目制定了施工期环境监理计划、运行期环境监测计划和环

保设施竣工验收管理要求，针对项目的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

9.7 综合评价结论

中国石化西北油田分公司顺北区块 2018 年新建产能建设项目属于国家产业政策鼓励项目，项目实施后可取得一定的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定风险性，但其影响和风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，本报告书认为，该项目建设在环境保护方面可行。