

2020 年顺北油气田三区奥陶系油气藏 5
号断裂带第Ⅳ段 SHB53-4H 井评价项目

环境影响报告书

（拟报批稿）

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司

二〇二一年四月

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	1
1.3 分析判定相关情况	3
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	4
1.5 环境影响评价的主要结论	5
2.总则	6
2.1 评价目的和原则	6
2.2 编制依据	7
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	10
2.4 环境功能区划与评价标准	13
2.5 评价等级和评价范围	17
2.6 污染控制目标与环境保护目标	26
2.7 评价时段和评价重点	27
2.8 评价方法	27
3.工程概况与工程分析	29
3.1 工程概况	29
3.2 工程分析	55
3.3 清洁生产水平分析	65
3.4 污染物排放总量控制	71
3.5 相关法规、政策符合性分析	72
3.6 相关规划符合性分析	76
3.7 选址合理性分析	79

3.8“三线一单”符合性分析	80
4 环境现状调查与评价	82
4.1 自然环境概况	82
4.2 生态环境现状调查与评价	85
4.3 环境空气质量现状调查与评价	88
4.4 声环境现状	90
4.5 水环境现状调查与评价	91
4.6 土壤环境现状调查与评价	96
5.环境影响预测与评价	98
5.1 生态环境影响分析	98
5.2 大气环境影响分析	106
5.3 声环境影响分析与评价	112
5.4 水环境影响分析	114
5.5 固体废物影响分析	126
5.6 土壤环境影响分析	128
5.7 环境风险评价	133
6 环境保护措施及可行性论证	155
6.1 施工期环境保护措施	155
6.2 运营期环境保护措施	163
6.3 服役期满后环境保护措施	169
7.环境影响经济损益分析	172
7.1 社会效益和经济效益	172
7.2 环境经济损益分析	172
7.4 环境经济损益分析结论	175
8.环境管理、监测与 HSE 管理体系	176

8.1 环境管理机构	176
8.2 开发期环境管理及监测	177
8.3 运营期环境管理及监测	181
8.4 环境影响后评价	186
9.结论与建议	187
9.1 评价结论	187
9.2 建议	191

1.概述

1.1 建设项目特点

顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，地处塔克拉玛干沙漠北缘，地表主要为沙漠和浮土，地面海拔一般在 950~990m 之间。区内气候条件恶劣，干燥少雨，属于干旱沙漠气候。工区内交通条件差，外围仅有 314 国道、塔中沙漠公路和 2 条省级公路穿过。

根据《2020 年顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带第Ⅷ段 SHB53-4H 井评价项目可行性研究报告》，2020 年顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带第Ⅷ段 SHB53-4H 井评价项目计划部署开发井 1 口（SHB53-4H 井），井场北距沙雅县县城 140km，新建 8 井式撬装计量阀组 1 套（7#阀组站）、内部集输干线 5.3km（6#至 7#阀组站）、单井集输管道 4.8km，同时配套建设供电、通信、自控、土建等公用工程。新建产能天然气 0.2 亿方/年，产油 1.67 万吨/年，单井最大产油 70t/d，产气 8.4 万方/天。动用储量 110 万吨，15 年预测期末累产油 10.15 万吨，累产气 1.22 亿方，原油采出程度 9.23%，最高采油采速 1.49%。SHB53-4H 井钻井工程单独进行环境影响评价，于 2019 年 6 月 18 日取得阿克苏地区生态环境局环评批复（阿地环函字〔2020〕331 号），目前正在钻井，计划 2021 年 7 月完钻。

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

1.2 环境影响评价的工作过程

项目区位于顺北油气田已开发区块内，属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），涉及环境敏感区（含内部集输管线建设）的陆地石油开采、陆地天然气开采行业，需要编制环境影响评价报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》中有关规定，2020 年 12 月，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司委托新疆天合环境技术有限公司编制《2020 年顺北油

气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带第Ⅷ段 SHB53-4H 井开发工程环境影响报告书》。

天合公司接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。委托新疆新疆新环监测检测研究院（有限公司）对本项目区域大气、土壤、声环境质量现状进行了监测。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。

报告书经生态环境主管部门批准后，可以作为本项目建设期、运营期的环境保护管理依据。

环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

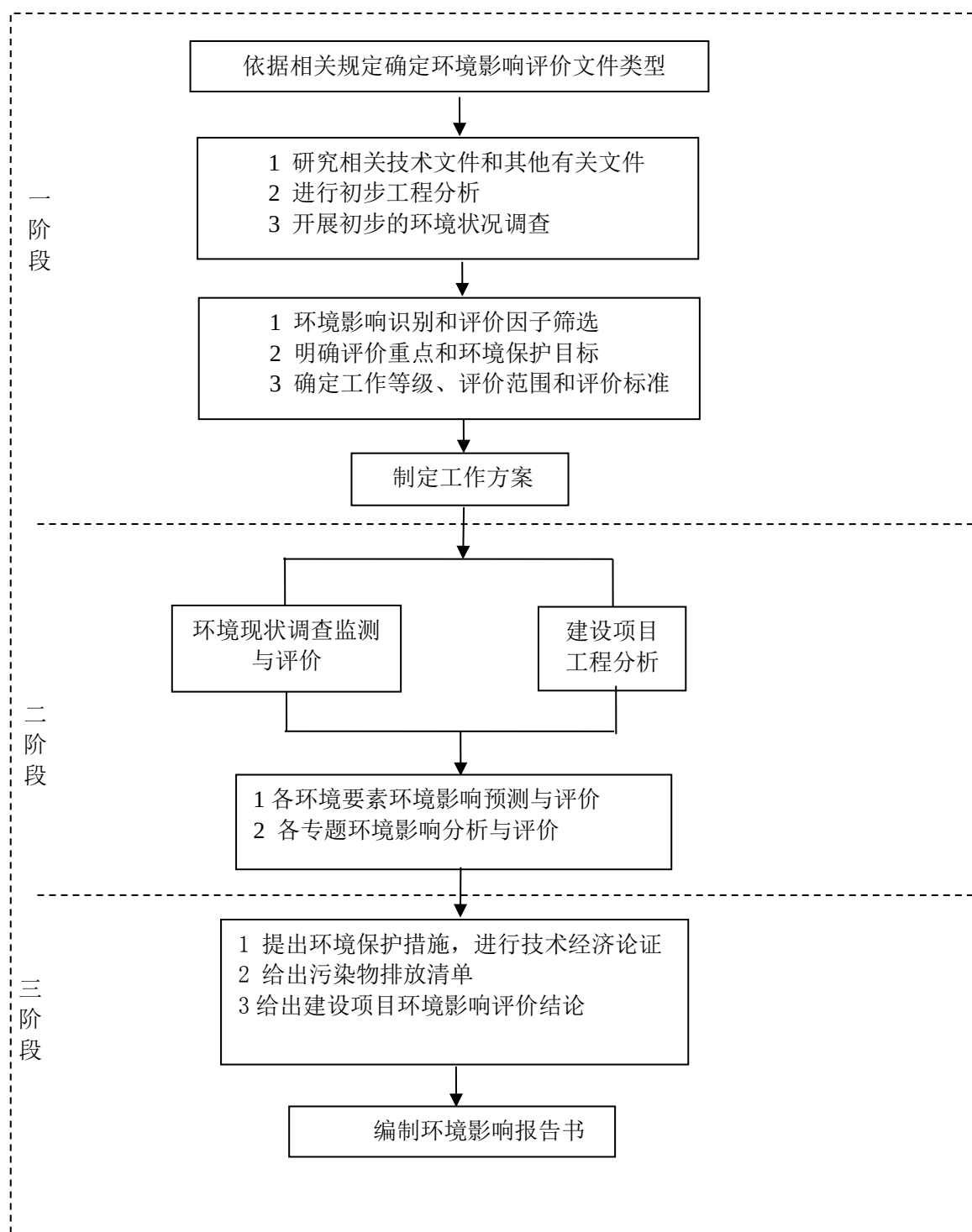


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），“常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”

属鼓励类项目。石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本项目的建设符合国家产业政策。

本项目属于中国石油化工股份有限公司西北油田分公司勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》和《新疆维吾尔自治区第三轮矿产资源规划》（2016-2020）的相关要求。

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

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区，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。本项目占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

本项目不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

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

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为油气开采项目，本次评价对象为地面工程，环境影响因素主要来源于采油（气）、井下作业、集油（气）、输油（气）等各工艺过程，影响因素包括生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。重点保护目标是：评价范围内的水土流失重点预防区和治理区。

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、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，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

1.5 环境影响评价的主要结论

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019 年本）中“石油、天然气勘探及开采”鼓励类项目，项目建设符合国家的相关政策。

本项目符合国家产业政策、相关规划、“三线一单”要求，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围，从环保角度分析，项目是可行的。

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

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

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

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

2.总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

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

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

(3) 对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运行期和闭井期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

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

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

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

2.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点,明确与环境要素间的作用效应关系,根据规划环境影响评价结论和审查意见,充分利用符合时效的数据资料及成果,对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2018 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国城乡规划法（2015 年修订）	12 届人大第 14 次会议	2015-04-24
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
14	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法	13 届人大第 6 次会议	2018-10-26
19	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
5	中华人民共和国自然保护区条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-7
6	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发〔2012〕35 号	2011-10-17
7	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发〔2015〕17 号	2015-04-02
8	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发〔2013〕37 号	2013-9-10

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
9	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发〔2016〕31 号	2016-05-28
10	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	2018-06-27
11	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-16
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）	生态环境部令第 16 号	2020-11-30
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发[2015]4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2021 年版）	生态环境部令第 15 号	2020-11-25
5	产业结构调整指导目录（2019 年本）	国家发展和改革委员会令 第 29 号	2019-10-30
6	危险废物污染防治技术政策	环发[2001]199 号	2001-12-17
7	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发〔2012〕77 号	2012-07-03
8	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发〔2011〕150 号	2011-12-29
9	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发〔2012〕98 号	2012-08-07
10	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发〔2013〕16 号	2013-01-22
11	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办〔2013〕103 号	2014-01-01
12	国家沙化土地封禁保护区管理办法	林沙发〔2015〕66 号	2015-07-01
13	国家沙漠公园管理办法	林沙发〔2017〕104 号	2017-10-01
14	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
15	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
17	关于进一步加强建设项目全过程环保管理的通知	中国石化能评〔2020〕1 号	2020-03-19
18	关于印发<生态保护红线划定指南>的通知	环办生态〔2017〕48 号	2017-05-27
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）	13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
5	关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知	新水水保〔2019〕4 号	2019.01.21
6	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一	新政办发[2007]175 号	2007-08-01

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
	批)》		
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函[2002]194 号	2002-12
8	新疆生态功能区划	新政函[2005]96 号	2005-07-14
9	新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法	11 届人大第 9 次会议	2010-05-01
10	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发[2011]330 号	2011-07-01
11	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发[2011]389 号	2011-07-29
12	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发[2014]35 号	2014-04-17
13	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发[2016]21 号	2016-01-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发[2017]25 号	2017-03-01
15	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件(修订)	新环发[2017]1 号	2017-01-01
16	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发[2017]124 号	2017-06-22
17	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
18	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发(2018) 80 号	2018-03-27
19	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发(2018) 133 号	2018-09-06
20	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发(2018) 20 号	2018-12-20
21	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划(2018-2020 年)》的通知	新政发(2018) 66 号	2018-09-29
22	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战实施方案》	新党发(2018) 23 号	2018-09-04
23	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发(2020) 162 号	2020-09-01
24	新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案	新政发(2021) 18 号	2021-02-22
25	转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》的通知	新环环评发(2020) 142 号	2020-07-30

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2016	2017-1-1
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则 土壤影响(试行)	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01

11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）		2009-02-19
14	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
15	石油化工企业环境保护设计规范	SH/T3024-2017	2018-01-01
16	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术 要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	建设项目危险废物环境影响评价技术指南		2017-10-01

2.2.3 相关文件和技术资料

- （1）委托书，中国石油化工股份有限公司西北油田分公司，2020.12；
- （2）《2020 年顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带第Ⅷ段 SHB53-4H 井评价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，2020.05；
- （3）《西北油田分公司 SHB53-4H 井钻井工程建设项目环境影响报告表》，阿克苏净源环境科技有限责任公司，2019.05；
- （4）《关于西北油田分公司 SHB53-4H 井钻井工程建设项目环境影响报告表的批复》，阿地环函字〔201〕331 号，2019.6.18。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本项目计划部署开发井 1 口（SHB53-4H 井），井场北距沙雅县县城 140km，新建 8 井式撬装计量阀组 1 套（7#阀组站）、内部集输干线 5.3km（6#至 7#阀组站）、单井集输管道 4.8km，油气处理依托顺北油气田五号联合站。

本项目主要包括地面工程、油气开采、集输等作业内容，对环境的影响主要表现在施工期、运营期和退役期。施工期以井场、站场、管线、井场道路等地面工程建设过程中造成的生态影响为主，运营期以油气开采和集输过程中产生的污染为主。

（1）施工期

施工期建设工程包括集输管线、道路、计量阀组建设，以生态影响为主。

①管线和道路敷设

新建内部集输干线 5.3km（6#至 7#阀组站）、单井集输管道 4.8km，修复井场道路 0.5km，管线和道路建设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土保持的影响，以及施工扬尘。

②井场、计量阀组建设

新建井场 1 座，8 井式撬装计量阀组 1 座（7#阀组站），这些构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

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

（2）运行期

运行期环境影响因素主要体现在油气开采、集输过程中无组织排放的挥发性有机物，废水主要为采出水、井下作业废水等，固体废物主要为落地油泥。

（3）闭井期

闭井期，对完成油气开采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。

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油气开发工艺特征，对油气开发过程中的施工期、运行期和闭井期环境影响因子识别见表 2.3-1。

表 2.3-1 影响因素识别

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
		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、硫化氢	生产废水、生活废水	油泥、落地油	设备运转	油气泄漏起火爆炸	构筑物拆卸扬尘	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。

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性	(1) 分析油气开发建设对土地利用结构的影响 (2) 对油田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析； (3) 油气开发建设对评价区域野生动物的影响分析 (4) 油气开发对当地农牧业影响； (5) 油气开发建设对生态景观的影响 (6) 废弃井及废弃管道对生态环境的影响。
土壤	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本因子、表 2 中石油烃	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃
地下水	色度、臭和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发酚、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐氮、硝酸盐、总氰化物、氟化物、汞、砷、硒、镉、六价铬、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类	石油类
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、非甲烷总烃、H ₂ S	非甲烷总烃、H ₂ S
噪声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废弃物	-	油泥、建筑垃圾和生活垃圾
环境风险	-	天然气、H ₂ S、凝析油 (1) 对油田运营期可能发生的井喷事故进行影响分析； (2) 结合当地的气象条件，对油田运行期间集输管道可能发生的天然气及原油泄漏事故进行预测分析。

2.4 环境功能区划与评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本工程油气田所在地位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内,地处塔克拉玛干沙漠北缘的沙漠地区,按照《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单的规定,该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

2.4.1.2 水环境

项目区域内无地表水体,尚未划分水环境功能区划。根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中地下水分类标准,该区域地下水划分为 III 类功能区,地下水水质执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 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。

2.4.1.3 声环境

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大,进入生产期后,整个开发建设期噪声源数量相对较少,主要集中在井场。项目北距沙雅县县城 140km,根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)的声环境功能区分类,属于 2 类声环境功能区要求。

2.4.1.4 生态环境

根据《新疆生态功能区划》,本工程所在区域属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区,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。

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》(新水〔2019〕4 号),项目区属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区。

2.4.2 环境质量标准

2.4.2.1 环境空气

(1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO_2 、 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 CO 、 O_3 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行参照执行《大气污染物综合排放标准详解》 2.0mg/m^3 的标准, H_2S 参考执

行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的 1h 平均浓度限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
2	NO ₂	50	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75	/	
4	PM ₁₀	70	150	/	
5	CO	/	4000	10000	
6	O ₃	/	160	200	
7	非甲烷总烃	/	/	2000	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S	/	/	10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.2.2 水环境

项目区地下水水质评价执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类水质标准,具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 单位: mg/L

序号	项目	标准限值	序号	项目	标准限值
1	pH (无量纲)	6.5~8.5	20	亚硝酸盐氮	≤1
2	色度	≤25	21	硝酸盐	≤20
3	臭和味	无	22	总氰化物	≤0.05
4	浑浊度	≤3	23	氟化物	≤1
5	肉眼可见物	无	24	汞	≤0.001
6	总硬度	≤450	25	砷	≤0.01
7	溶解性总固体	≤1000	26	硒	≤0.01
8	铁	≤0.3	27	镉	≤0.005
9	锰	≤0.1	28	六价铬	≤0.05
10	铜	≤1	29	铅	≤0.01
11	锌	≤1	30	三氯甲烷	≤0.06
12	铝	≤0.2	31	四氯化碳	≤0.002
13	挥发酚	≤0.002	32	苯	≤0.01
14	阴离子表面活性剂	≤0.3	33	甲苯	≤0.7
15	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₃ 计)	3	34	石油类	≤0.05
16	氨氮	≤0.5	35	钠	≤200
17	硫化物	≤0.02	36	硫酸盐	≤250
18	总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3	37	氯化物	≤250
19	菌落总数 (CPU/mL)	≤100			

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

2.4.2.3 声环境

项目区声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准,即昼间 60dB (A), 夜间 50dB (A)。

2.4.2.4 土壤环境

评价范围内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-3。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值

序号	监测项目	单位	标准值	序号	监测项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	-	25	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5
2	砷	mg/kg	60	26	氯乙烯	mg/kg	0.43
3	镉	mg/kg	65	27	苯	mg/kg	4
4	铬（六价）	mg/kg	5.7	28	氯苯	mg/kg	270
5	铜	mg/kg	18000	29	1,2-二氯苯	mg/kg	560
6	铅	mg/kg	800	30	1,4-二氯苯	mg/kg	20
7	汞	mg/kg	38	31	乙苯	mg/kg	28
8	镍	mg/kg	900	32	苯乙烯	mg/kg	1290
9	四氯化碳	mg/kg	2.8	33	甲苯	mg/kg	1200
10	氯仿	mg/kg	0.9	34	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
11	氯甲烷	mg/kg	37	35	邻二甲苯	mg/kg	640
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	36	硝基苯	mg/kg	76
13	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	37	苯胺	mg/kg	260
14	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	38	2-氯酚	mg/kg	2256
15	顺 1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	39	苯并[a]蒽	mg/kg	15
16	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	40	苯并[a]芘	mg/kg	1.5
17	二氯甲烷	mg/kg	616	41	苯并[b]荧蒽	mg/kg	15
18	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	42	苯并[k]荧蒽	mg/kg	151
19	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	43	蒽	mg/kg	1293
20	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	44	二苯并[a、h]蒽	mg/kg	1.5
21	四氯乙烯	mg/kg	53	45	茚并[1、2、3-cd]芘	mg/kg	15
22	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	46	萘	mg/kg	70
23	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	47	石油烃	mg/kg	4500
24	三氯乙烯	mg/kg	2.8				

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

油气开采过程中井场、站场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求，硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）。具体标准限值要求见表 2.4-4。

表 2.4-4 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m ³ ）	标准来源
-----	----	------------------------------	------

NMHC	企业边界污染物控制浓度	4.0	GB39728-2020
H ₂ S	厂界标准	0.06	GB14554-93

2.4.3.2 废水

运行期项目产生的采出水在顺北油气田五号联合站处理达标后回注油层，不向外环境排放，井下作业废水依托顺北油气田环保站处理达标后回注油层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注入层平均空气渗透率 $>1.5\mu\text{m}^2$ 的标准，标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

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

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运行期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，噪声限值见表 2.4-6。

表 2.4-6 环境噪声排放标准

标准来源	类别	噪声限值 dB (A)	
		昼间	夜间
《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2 类	60	50

2.4.3.3 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~7），危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001/XG1-2013）、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第 5 号）及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-201）进行监督和管理。含油污泥的处理需满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017）。

2.5 评价等级和评价范围

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

(1) 评价等级

本项目废气排放源主要为油田非甲烷总烃、硫化氢的无组织排放。根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则-大气环境》

(HJ2.2-2018) 附录 A 推荐的估算模型 AERSCREEN 计算项目污染源的最大环境影响，选取非甲烷总烃为、硫化氢候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 P_i (第 i 个污染物，简称“最大浓度占标率”) 及其地面浓度达标准值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i —采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面环境空气质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

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

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 100\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

估算模式所用参数见表 2.5-2。

表 2.5-2 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市选项时)	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		41.2
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-24.2
土地利用类型		荒漠

区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	☒ 是 ☐ 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	☐ 是 ☒ 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

污染物排放参数见表 2.5-3。

表 2.5-3 污染物面源参数调查清单

污染源名称	坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源		面源高度(m)	年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)	
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)			NMHC	H ₂ S
井场无组织			1017	60	70	8	8760	0.19	0.0009

计算结果见表 2.5-4。

表 2.5-4 估算模式计算结果表

参数名称	单位	NMHC	H ₂ S
下风向最大落地浓度	μg/m ³	95.383	0.463
最大浓度出现距离	m	98	98
评价标准	μg/m ³	2000	10
最大超标率	%	4.77	4.63
D _{10%}	m	0	0

表 2.5-4 的计算结果表明，本工程对周边环境的影响主要来自无组织非甲烷总烃的排放，其最大超标率为 4.77%，其超标率 10%的最远距离 D_{10%}=0m，最大超标率 1%≤P_{max}<10%内，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2008)的要求，因此本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》(HJ2.2-2018)的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定以项目区边界为起点，外扩 2.5km 的范围为大气环境评价范围。大气评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

(1) 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011），评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊和重要敏感区，评价区域内的水土流失重点预防区和重点治理区，不属于重要生态敏感区，属于一般区域。项目新增永久占地面积 1.32hm^2 ，临时占地面积 8.08hm^2 ，总占地面积为 9.40hm^2 ；占地面积 $<2\text{km}^2$ ，管线总长度共计 10.1km ，长度 $<50\text{km}$ ，据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，具体见表 2.5-5，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-5 生态评价等级判定

影响区域生态敏感性	工程占地（水域范围）		
	面积 $\geq 20\text{km}^2$ 或 长度 $\geq 100\text{km}$	面积 $2-20\text{km}^2$ 或 长度 $20-100\text{km}$	面积 $\leq 2\text{km}^2$ 或 长度 $\leq 50\text{km}$
特殊生态敏感性	一级	一级	一级
重要生态敏感性	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境的影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展 500m 范围。生态评价范围见图 2.5-1。

2.5.3 地下水环境评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

本工程属于石油天然气开采，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，属于 I 类项目。

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-6）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-6 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区

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

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

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于 I 类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-7，评价等级为二级。

表 2.5-7 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（4）评价范围

按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于“二级评价”范围的规定，本项目调查、评价范围为 6km^2 ，根据地下水流向为自西向东，选取下游 2km，南北两侧 1km，上游 1km 为评价范围。地下水评价范围详见图 2.5-1。

2.5.4 地表水环境评价等级和评价范围

按照《环境影响评价技术导则—地表水环境》（HJ2.3-2018），项目属于水污染影响型建设项目。在油田正常开采及油气集输过程中，本项目产生的含油污水、井下作业废水不外排，项目区周边无天然地表水体，项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

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

2.5.5 噪声环境评价等级和评价范围

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

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技

术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

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及敏感目标等实际情况适当缩小”，根据项目特点，本次环评声环境评价范围为开发区域边界向外扩 200m 作为评价范围。

2.5.6 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》（HJ169—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。见表 2.5-8。

表 2.5-8 环境风险评价等级划分

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

A 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。

项目运营期涉及的主要危险物质为凝析油、天然气、硫化氢，涉及的风险为运行过程中集输管线破损造成的凝析油泄露和天然气、硫化氢的泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169—2018）本项目风险评价等级判定如下：

（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 2.5-9 确定环境风险潜势。

表 2.5-9 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

①危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q），见表 2.5-10。

表 2.5-10 本项目重大危险源辨识一览表

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	石油气（伴生气）	68476-85-7	10
2	油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等）	/	2500
3	硫化氢	7783-06-4	2.5

本工程不涉及危险物质的存储，工程新建单井集输管道 4.8km，选择低压中温柔性连续复合管（DN100、PN≤6.4MPa），新建集输干线 5.3km（DN350、PN6.3MPa）。凝析油密度按照 0.802t/m³、天然气平均相对密度 0.664，天然气中硫化氢含量约 0.047%。计算得：则管道最大储油量为 438.97t、最大储气量为 9.24t，硫化氢含量约为 0.004t。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的判定方法，当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q₁，q₂，…，q_n--每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n--每种危险物质的临界量，t；

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I；

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本工程辨识结果详见表 2.5-11。

表 2.5-11 辨识结果表

序号	时期	位置	储存装置	物质名称	临界量(t)	最大储存量 (t)	Q	合计
1	运行期	集输管线	集输管线	凝析油	2500	438.97	0.18	1.1056
				天然气	10	9.24	0.924	
				硫化氢	2.5	0.004	0.0016	

根据上表计算结果，本项目 Q=1.1056，1≤Q<10。

②行业及生产工艺（M）

根据附录 C 中表 C.1，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 M3）。

表 2.5-12 行业及生产工艺（M）（附录 C 中表 C.1）

行业	评估依据	分值	评分
石化、化工、医药、轻工、	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、	10/套	0

化纤、有色冶炼等	加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺		
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套	0
	其他高温或高压、且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)	0
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10	0
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化), 气库(不含加气站的气库), 油库(不含加气站的油库), 油气管线 ^b (不含城镇燃气管线)	10	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	0
合计			10

注: a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$, 高压指压力容器的设计压力(P) $\geq 10.0\text{MPa}$; b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

③P 的分级判定

根据 Q 和 M 值, 按照表 2.5-13 确定 P 的分级。

表 2.5-13 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

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

根据本项目各项参数可知, 本项目 P 确定为 P4。

(3) E 的分级确定

①大气环境敏感程度

大气环境敏感程度分级见表 2.5-14。

表 2.5-14 大气环境敏感程度分级

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

本项目的事故情形涉及危险物质泄漏, 危险物质向环境转移的途径为大气扩散对大气环境的影响。本项目边界周围 5km 范围内总人口小于 1 万人, 确定大气环境敏感性为 E3。

②地表水环境敏感程度

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D，地表水环境敏感程度分级依据详见表 2.5-15 和表 2.5-16。

表 2.5-15 地表水功能敏感性分区

分级	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的。
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的。
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区。

表 2.5-16 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜區；或其他特殊重要保护区域。
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域。
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标。

表 2.5-17 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

本项目区周围无地表水体，北距塔里木河约 95m。地表水功能敏感性为低敏感 F3，环境敏感目标等级为 S3，因此本工程区地表水环境敏感程度等级为 E3。

③地下水环境敏感程度

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 2.5-18 和表 2.5-19。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 2.5-18 地下水功能敏感性分区

分级	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。
低敏感 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

项目区位置不在水源地的保护区及准保护区内，也不在水源地的补给径流区内，地下水敏感程度为低敏感。因此，本项目地下水功能敏感性分区为 G3。

表 2.5-19 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土渗透性能
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。

本项目岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件，包气带防污性能分级为 D1。

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 2.5-20。

表 2.5-20 地下水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

综上，本项目地下水功能敏感性分区为 G3，包气带防污性能分级为 D1。因此，本项目地下水环境敏感性为 E2。

根据分析判定可知，本项目危险特性为 P4，大气敏感程度为 E3，地表水敏感程度为 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三级。

环境风险评价范围为：集输管线评价范围设定为管道沿线 100m 的带状区域；本工程不设置大气、地表水环境风险评价范围；地下水环境风险评价范围同地下水评价范围，根据地下水流向为自西向东，选取下游 2km，南北两侧 1km，上游 1km 为评价范围。风险评价范围见图 2.5-1。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

从油田对土壤环境的影响途径来看，本项目属于污染类项目，永久占地 1.32hm^2 ，属于小型项目。占地类型主要为沙地，土壤敏感程度为不敏感。油气开发属于 I 类项目，因此土壤评价工作等级划分为二级。土壤评价等级划分依据见表 2.5-21。

表 2.5-21 土壤污染类项目评价工作等级划分表

敏感程度 评价等级	占地规模	I 类			II 类			III 类		
		大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感		一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感		一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感		一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，集输管线土壤评价范围设定为管道沿线 200m 的带状区域；井场和站场的土壤评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展 200m 范围。

2.6 污染控制目标与环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

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，确定污染控制目标如下：

(1) 项目区属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区，因此要控制建设项目在开发建设过程中的各种施工活动，尽量减少对地表的扰动，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。

2.6.2 环境保护目标

项目区地处塔克拉玛干沙漠北部边缘，现场踏勘结果表明，区域大部分被风沙土所覆盖，北距沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区约 72km，项目区属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区。评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

本工程评价范围及环境保护目标见图 2.6-1 和表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标和生态保护敏感区	与敏感点最近的工程及距离	敏感点环境质量保护要求
1	大气	项目区环境空气	项目区及周边	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
2	声环境	项目区声环境	项目区周边	满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准
3	地下水	评价区地下水	项目区及周边	满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准
4	生态	塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区	项目区	保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化，使项目区现有生态环境不因本工程的建设受到破坏。
5	土壤	项目区土壤	井区及周边	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）第二类用地风险筛选值
6	环境风险	项目区土壤、地下水	项目区及周边	发生风险事故时，可快速采取环境风险防范措施，确保风险事故对土壤、地下水等环境的影响程度可控

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、运行期、闭井期三个时段。

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

- （1）工程分析
- （2）生态环境影响评价及水土保持
- （3）环境风险影响评价及风险管理
- （4）地下水环境影响评价
- （5）环境保护措施技术经济及可行性论证

2.8 评价方法

本工程环境影响评价采用定量评价与定性评价相结合的方法，以量化评价为主。采用环境影响评价技术导则规定的评价方法予以分析。本次评价采用了类比

3.工程概况与工程分析

3.1 工程概况

3.1.1 项目基本情况

3.1.1.1 项目名称和性质

项目名称：2020 年顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带第Ⅷ段 SHB53-4H 井评价项目。

项目性质：改扩建。

3.1.1.2 建设地点

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，距离沙雅县盖孜库木乡南约 106km，沙雅县县城南约 140km，顺北油气田三区 53X 井区内，地处塔克拉玛干沙漠北缘。构造位置位于塔里木盆地东北坳陷区西部，横跨阿瓦提断陷的北斜坡、顺托果勒低隆起西北部与沙雅隆起的西南部倾没端。东邻中石油的果勒 1 区块，西部是阿瓦提北区块，南部为顺托果勒西及塔中 I 号破褶带，北部为中石油的果勒 2 等区块。整个工区南北长 55.8km，东西宽 15.3km。本项目地理位置中心坐标为 。地理位置图见图 3.1-1，区块位置见图 3.1-2。

3.1.1.3 建设内容及规模

本项目新建采油（气）井场 1 座（SH53-4H），8 井式撬装计量阀组 1 套（7# 阀组站）、单井集输管线 4.8km、顺北三区 5 条带内部南段集输干线 5.3km（6# 至 7# 阀组站），配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。新建产能预计凝析油最大产能 70t/d（ $1.67 \times 10^4 \text{t/a}$ ），天然气最大产能 $8.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （ $0.2 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ）。项目建成后生产运行管理由西北油田分公司采油四厂负责。

3.1.1.4 工程组成

本项目 SH53-4H 井钻井工程已单独编制环评报告表（批复文号：阿地环函字（2020）331 号），因此本次环评评价内容不包括钻井工程。SH53-4H 井目前正在钻井，计划 2021 年 7 月完钻。

本项目工程组成包括部署 SH53-4H 井的采油（气）工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。项目工程组成见表 3.1-1。

图 3.1-1 项目区地理位置图

图 3.1-2 区块位置示意图

表 3.1-1

项目组成一览表

工程类别	工程名称		工程内容及规模
	产能		部署新井1口，新建凝析油产能 1.67×10^4 t/a，天然气 0.2×10^8 m ³ /a
主体工程	采气（油）工程		初期自喷开采，停喷或需要提液时采用有杆泵生产。
	地面工程	井场	新建1座采油（气）井场，安装1套140MPa采气树。
		集输管线	新建单井集输管道4.8km，选择低压中温柔性连续复合管。新建顺北三区5条带内部南段集输干线5.3km（6#至7#阀组站），集输干线管道选择L360抗硫钢管，DN350、PN6.3MPa，3PE外防腐。
		阀组站	新建8井式自动选井阀组1座（7#阀组站）。
辅助工程	道路		修复1口井井场路，总长度0.5km，砂石路面。
	供电工程		井场设置离网型光伏电站(20kWp)1座，阀组站设置离网型光伏电站(50kWp)1座，单井和阀组分别配套建设低压配电柜1面，为用电设备供电，并配套建设电力电缆和静电接地设施。
	供水工程		建设运行过程中不用水，无需供水。
	通信工程		单井至阀组站之间敷设8芯光缆4.78km，与单井集输管线同沟敷设，井口设置摄像头和远程喊话设备，视频、音频信号及RTU数据通过视频光端机，经光缆上传相应的站场。同时随顺北三区5条带内部集输干线同沟敷设36芯主干光缆5.3km。
依托工程	顺北油气田五号联合站		本项目油气水通过管道输送至顺北油气田五号联合站进行处理。顺北五号联合站主要包括原油处理系统、天然气处理系统及污水处理系统；原油处理规模 100×10^4 t/a，天然气处理规模 2.6×10^8 m ³ /a，污水处理规模 1500 m ³ /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。顺北油气田五号联合站计划于2021年5月投产运行。
	顺北油气田环保站		本工程运营期井下作业废水和油泥（砂）依托顺北油气田环保站处置。顺北油气田环保站建设内容包括废液处置工程和固废处置工程，其中含1套废液处理装置，1套含油污泥、受侵土壤处理装置，1套磺化泥浆废弃物处理装置等，并配套建设废液接收池、污油池、含油污泥贮存池、受侵土壤贮存池、热解干渣堆放场、干渣临时堆放等。其中废液处理工程采用预处理+破胶沉降混凝+过滤工艺，设计处理能力为 400 m ³ /d，含油污泥及受侵土壤处理工程采用热相分离工艺，设计处理能力为 120 t/d。。顺北油气田环保站废液处理工程已于2021年1月投运，固废处置工程暂未建成。
	西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站		本项目产生的含油污泥和施工期生活垃圾依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处置。绿色环保站含油污泥处置一期工程2012年建成，含油污泥处理装置2套，每套处理能力为 50 m ³ /d，年处理含油污泥的量为 3 万m ³ ；焚烧炉、型煤系统。2015年二期扩建，对含油污泥处理装置扩建，在现有2套含油污泥处置装置的基础上，对油泥处置设施进行扩建，新增2套受浸泥土处置设施，每套设计处理能力 50 m ³ /d，年处理含油污泥的量为 3 万m ³ ；焚烧炉、型煤系统2018年停用。绿色环保站内建有2座 10000 m ³ 生活垃圾填埋场。

3.1.1.5 工程投资

工程总投资 4419 万元，其中采油工程投资 2960 万元，地面工程投资 1158 万元，基础研究费用 300 万元。

3.1.1.6 劳动组织及定员

本项目不新增劳动定员，均依托西北油田分公司采油四厂现有工作人员，井场无人值守。

3.1.2 油气资源概况

3.1.2.1 地层特征

顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带位于顺托果勒低隆北缘，区块内志留系中上统、泥盆系中下统、石炭系上统、二叠系下统和上统、侏罗系、白垩系上统、古近系库姆格列木群存在不同程度缺失，其余地层发育齐全。区块内奥陶系地层发育齐全，自下而上发育有下统蓬莱坝组、中-下统鹰山组、中统一间房组与上统恰尔巴克组、良里塔格组、桑塔木组。其中，奥陶系中统一间房组、鹰山组是主要的目的层段。

顺北地区的沉积演化受控于塔里木盆地区域构造-沉积演化背景，尤其是塔北地区及周缘盆山耦合过程，对研究区的沉积格局影响较大。顺北地区沉积环境经历了早古生代的海相-晚古生代早期的海陆过渡相-晚古生代晚期和中新生代的陆相演化历程。

(1) 二叠系

二叠系以发育火成岩为主要特点，属海陆过渡相及火山喷发岩相沉积产物，自上而下分为火成岩段及下碎屑岩段 2 个岩性组合段。

火成岩段：岩性为灰色凝灰质砂岩、灰褐、灰绿色英安岩、灰褐色凝灰岩夹灰黑色玄武岩、褐色泥岩及砂岩。从实钻资料分析，1 号断裂带二叠系火成岩厚度由东北向西南方向变厚，厚度 25~477.5m，呈东北部向西南部变厚的趋势。5 号断裂带北段和中段厚度差异相对较小，厚度在 400~487m 之间，平均厚度在 440m，中部顺北 5-5H 井最厚 487m。5 号断裂带南段目前钻穿二叠系井 4 口，厚度差异较小，厚度在 450~508m。

下碎屑岩段：岩性为灰色泥岩、砂质泥岩，夹灰色细粒砂岩、浅灰色粉砂岩，底部为褐灰色灰质泥岩。从实钻资料分析，顺北 1 号断裂带下碎屑岩段厚度变

化较大，有北厚南薄的趋势。顺北 5 号带中、北段下碎屑岩段由北向南具有变厚得趋势，北部顺北 5-4H 井厚度 115m，中段南部顺北 5-6 井厚度 234m。5 号断裂带南段目前钻穿二叠系井 4 口，由北向南具有变厚得趋势，北部顺北 53X 井厚度 130m，南部顺北 57X 井厚度 217m。二叠系与下伏地层呈假整合接触。

（2）志留系

志留系下统塔塔埃尔塔格组(S_{1t})，厚度在 890m 左右。上部为棕色泥岩、粉砂质泥岩与灰色粉砂质泥岩夹浅灰色含砾细粒长石岩屑砂岩、细粒长石岩屑砂岩、岩屑石英砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩；下部为棕褐色泥岩、灰色粉砂质泥岩与浅灰色细粒长石石英砂岩，棕色粉砂岩，浅灰色、灰色泥质粉砂岩略等厚互层。与下伏地层呈整合接触。

志留系下统柯坪塔格组(S_{1k})，厚度在 410m 左右，根据邻井岩性、电性特征分为三个岩性段。其中 S_{1k}^3 段厚度在 60m 左右，岩性为浅灰色细粒长石石英砂岩、浅灰色泥质粉砂岩夹棕褐色、灰色泥岩； S_{1k}^2 段厚度在 160m 左右，岩性为棕褐色泥岩、粉砂质泥岩，灰绿色、绿灰色泥岩、粉砂质泥岩夹浅灰色细粒长石石英砂岩、灰色泥质粉砂岩。 S_{1k}^1 段厚度在 190m 左右，岩性为浅灰色细粒长石石英砂岩、灰色粉砂岩、泥质粉砂岩与灰色泥岩、粉砂质泥岩、棕褐色泥岩略等厚互层。与下伏地层呈角度不整合接触。

（3）奥陶系

奥陶系发育齐全，自下而上发育有下统蓬莱坝组、中一下统鹰山组、中统一间房组与上统的恰尔巴克组、良里塔格组、桑塔木组。其中，奥陶系中一下统鹰山组与一间房组是主要的目的层系。

桑塔木组 (O_{3s})：上部为灰褐色泥岩、灰质泥岩不等厚互层；中部为灰色泥岩、灰质泥岩、泥质灰岩；下部为深灰、灰色泥岩、灰质泥岩。根据顺中二期三维地震资料预测工区南部的桑塔木组内部有辉绿岩侵入体，预测南部会钻遇辉绿岩，厚度在 20-30m；顺中二期三维工区中北部无侵入岩。桑塔木组与下伏良里塔格组地层呈整合接触。

良里塔格组 (O_{3l})：岩性为灰色、黄灰色、褐灰色含泥质泥晶灰岩、泥灰岩，厚度较薄，厚度一般在 5~10m 不等。与下伏恰尔巴克组成整合接触。

恰尔巴克组 (O_{3q})：上部为棕褐色灰质泥岩，中下部为黄灰色泥质灰岩、含泥质泥晶灰岩。实钻厚度在 25m 左右。与下伏一间房组地层呈整合接触。

一间房组 (O_{2y})：浅黄灰色、黄灰色泥晶灰岩、砂屑泥晶灰岩。目前仅顺北 53X 井钻穿，实钻厚度 156m。与下伏鹰山组地层呈整合接触。

鹰山组 (O_{1-2y})：岩性为黄灰色泥晶灰岩、砂屑泥晶灰岩，深灰色泥晶灰岩。目前顺中三区仅顺北 53X 井钻至鹰山组遇，且未钻穿。

3.1.2.2 构造特征

顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带整体呈北低南高的隆起+斜坡构造背景，由南向北依次划分为隆起高地、陡坡区、斜坡区、缓坡区四个次级构造单元

顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带即顺中二期三维区所处的构造位置介于南部卡塔克隆起和北部沙雅凸起南倾末端的结合部位，从工区中奥陶统一间房组顶面 (T_{74} 反射波) 构造图分析，中奥陶统一间房组顶面总体呈南高北低的隆起+斜坡形态，南西部位于卡塔克隆起中段构造位置最高，仅在隆起区高差就达 1000m 之多，向北东依次降低，从陡坡区到缓坡区一间房组顶面高差达 550m 左右。平面上分为四个次级构造单元：即南西部隆起构造高地、中南部陡坡区、沿断裂中北部斜坡区、中北部断裂两翼的缓坡区。

隆起构造高地：在工区构造位置最高，整体上向西南凸起，相接于卡塔克隆起，南西部构造相对较高，一间房组顶面 (T_7^4) 深度在 -5240m 至 -6240m 范围内，高差 1000m 左右。

陡坡区：位于工区中南部，沿卡塔克隆起向北东下倾，向北东逐渐变缓，一间房组顶面 (T_7^4) 深度在 -6240m 至 -6540m 范围内，高差 300m 左右。

斜坡区：沿断裂中北部斜坡区整体呈现中北部窄，中部宽的“鼻凸”状形态；中部构造平缓，一间房组顶面 (T_7^4) 深度在 -6540m 至 -6640m 范围内，高差 100m 左右；“鼻凸”基本沿中部断裂展布，向北延伸至工区最北端，主干断裂带内发育断裂凹拉槽，宽度在 400m—2000m 不等，相对纵向高差在 120m 之内，同时局部发育凸起小残丘。

缓坡区：位于工区中北部顺北 5 号断裂两侧，分布面积大，构造平缓，近似于平台，一间房组顶面 (T_7^4) 深度在 -6680m 至 -6760m 范围内，高差 80m 左右。

顺北 53-4H 井位于 5 号主干断裂带第Ⅶ段缓坡区，见图 3.1-3。

图3.1-3 顺北油气田三区奥陶系油气藏5号断裂带

3.1.2.3 断裂特征

顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带经历了多期次构造运动、多种性质构造应力作用，形成了一系列规模大小不等的断裂，研究区断裂较为发育，断裂的性质主要以高角度压扭性走滑断裂为主。

对研究区内的顺中三维 2 期 5 号断裂带实施了高精度的三维地震勘探工作，在此基础上，对 5 号断裂南部主干断裂进行了系统化、精细化的研究。基于三维地震资料的精细解释，进一步深化了顺北 5 号断裂的地质认识：（1）5 号断裂是一条多期活动断层，是顺北走滑断裂体系中独特的一条，以其为界，其西边主体为北西向走滑断裂体系，而断裂东部为似共轭走滑断裂体系和北东向单线性走滑断裂体系，其中以 1 号断裂为界，向北可以划分为似共轭走滑断裂体系，向南为北东向单线性走滑断裂体系；（2）5 号断裂在 T_7^4 界面上的走向存在明显的变化，由南段的北东向 10° 到中段的近南北向，最后过度到北西 15° ，暗示 5 号断裂并未由一条断裂演化而来，在平面上的断裂组合样式也有区别，其北部和中部具有明显的分段性，而南部不具有明显的分段性；同时断裂在剖面上也具有明显的差异性，其北部构造样式以压隆与平移段为主，而中部构造样式以张扭/压扭段交互发育，南部构造样式以似地堑的复合构造和张扭构造组成。

基于前期的断裂的精细解释可知，5 号断裂 T_7^4 界面上呈现似地堑构造，其包络面边界断裂十分清晰，中间断块整体呈现下掉构造样式，但其内部结构与地堑构造存在明显的差异性。5 号断裂不同段的内部断块数不同，通常具有 1 块或 2 块断块，有的表现为地方呈单断块下掉，有呈双断块下掉的特征。其中单掉块也具有两种特征，一种是断块呈平直，呈单一字型，整体表现为 U 字形；另一种是断块中间呈小尖角上挤的特征，表现为 W 型，根据的尖角的不同位置可以再细化为对称性断块和非对称性断块。双掉块的断裂内部结构更加复杂，其中断裂整体呈呈现 W 型，两个断块分别向边界断裂倾斜，向中间上倾汇聚，推测其是单掉块 W 型的进一步演化而成；另外一种构造样式是两断裂呈阶梯状展布，中间略有上挤特征，两个断块根据其断块上挤点也可细化为对称性断块

和非对称性两类。断块的不同构造形态与区域的挤压应力差异性相关，不同的断裂构造形态对断控裂缝的发育程度具有明显的控制性，从构造断裂的简单几何学形态特征，可推测单断控的中间凸起小尖角位置和边界正断层的上盘是裂缝的发育的有利区，而双断块的两个断块间的位置、凸起小尖角位置及边界正断层的上盘都是裂缝发育的有利区。

SHB53-4H 井位于 5 号断裂带的南段弱拉分-平移段，在剖面上 T_7^4 整体表现为地堑构造特征，平面上两条断裂边界内夹杂一条小断裂，预测是油气聚集富集的有利区。

3.1.2.4 油气藏类型及储量

(1) 油气藏类型

结合顺北 53X 井高压物性分析结果：地露压差大，凝析油含量高达 $786.633\text{g}/\text{m}^3$ ，样品预制中，在 100°C ， 50MPa 条件下油气已混相饱和，在气藏温度压力条件下为气态，试验中表现出凝析气流体特征，为高含液烃的凝析气藏。分析认为顺北油气田三区奥陶油气藏为碳酸盐岩缝洞型常温常压的凝析气藏。

(2) 储量

对比 5 号断裂带中北段同类充注体实钻情况，估算凝析气藏地质储量 1455 亿方，其中干气地质储量 1198 亿方、凝析油地质储量 9737 万吨。

3.1.2.3 流体性质参数

(1) 原油性质

顺北 53X 井区原油密度介于 $0.780\text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.818\text{g}/\text{cm}^3$ ，平均密度为 $0.800\text{g}/\text{cm}^3$ ，根据原油物性分类表可知，原油为凝析油～挥发油。顺北 53X 井区原油性质属于低凝固点、高初馏点、低粘度、低硫、高含蜡的凝析油。

表 3.1-2 原油物性分类简表

分类依据	指标及类型				
地面原油密度	<0.825	0.87~0.825	0.87~0.92	$\geq 0.92 \sim <1.0$	≥ 1.000
分类 (g/cm^3)	凝析油~挥发油	轻质油	中质	重质	超重
地下原油粘度	<10	10~50	50~300	100~10000	
分类 (mm^2/s)	低粘油		较高粘度的原油	高粘原油	
含硫量(%)	<0.01	0.01~0.5	0.5~2.0	>2.0	

	微硫原油	低硫原油	含硫原油	高硫原油
含蜡量(%)	<1.0		1.0~2.0	>2.0
	低蜡原油		含蜡原油	高蜡原油

注：我国采用 20℃时原油的密度作为原油的标准状态密度。

(2) 天然气性质

顺北 53X 井区奥陶系天然气平均相对密度 0.659, C₁ 的平均含量为 86.14%, C₂ 的平均含量为 5.18%, C₃ 平均含量为 1.96%, CO₂ 平均含量为 2.60%, N₂ 的平均含量为 2.51%, 硫化氢含量 0.047%, 氦气含量为 0, 总非烃类气体含量为 10.14%。顺北 53X 区天然气为凝析气。

表 3.1-3 顺北 53X 井区奥陶系凝析气藏天然气分析表

判别指标	类型	顺北 53X 井区
C ₂ + (%)法	<15 不带油环凝析气藏 10~30 带油环凝析气藏 20~70 油藏	8.91
C ₃ + (%)法	2~7 凝析气藏 >7 伴生气藏	3.66
C ₂ /C ₃ 法	2.2~6 无油环凝析气藏 1~3 带油环凝析气藏 0.5~1.3 油藏	2.57
100×C ₂ / (C ₃ +C ₄)	170~400 无油环凝析气藏 50~200 带油环凝析气藏 20~100 油藏	235
100× (C ₂ +/C ₁)	5~15 无油环凝析气藏 10~40 带油环凝析气藏 30~600 油藏	10.4
C ₅ + (%)	<1.75 不带油环的凝析气藏 >1.75 带油环的凝析气藏	0.43
C ₁ /C ₅ + 比值法	C ₁ /C ₅ +<52 带油环凝析气藏 C ₁ /C ₅ +>52 不带油环凝析气藏	199
原油相对密度	0.78~0.80 凝析气藏	0.802
气油比(m ³ /m ³)	550~18000 凝析气藏	645
结论		无油环凝析气藏

(3) 地层水性

5 号断裂南段暂未见地层水, 地层水矿化度参考顺北一区。顺北 1 井 (7269.54-7407.08m 井段) 和顺北 2 井测试见地层水, 其中顺北 1 井地层水密度 1.046g/cm³, 总矿化度 67127.30mg/L, CL-含量 40678.88mg/L, Br-含量 25mg/L, I-含量 30mg/L; 顺北 2 井地层水密度 1.124g/cm³, 总矿化度 159608.95mg/L, CL-含量 100395.46mg/L, Br-含量 60mg/L, I-含量 15mg/L。

3.1.3 区块开发现状

截至 2020 年 6 月底，顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带共部署 14 口井，其中勘探井 4 口：顺北 53X、顺北 55X、顺北 56X、顺北 57X，开发井 10 口：顺北 53X-1H、顺北 53X-2H、顺北 53X-3H、顺北 53X-4H、顺北 53X-5H、顺北 53X-6H、顺北 53X-7H、顺北 53X-8H、顺北 53X-9H、顺北 53X-10H。建产探井顺北 53X 井初期(2017.7.26)6mm 油嘴生产，油压 30.2MPa，日产液 143.2t，日产油 125.2t，含水 12.54%，日产气 75958m³，气油比 606m³/t；截止 2020 年 6 月 30 日 9mm 油嘴生产，油压 6.7MPa，日产液 57.4t，日产油 56.3t，含水 1.9%，日产气 4.3×10⁴m³，气油比 761m³/t，累产液 1.6×10⁴t，产油 1.53×10⁴t，产气 1265×10⁴m³，为顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带整体部署提供了支撑。

目前顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂油气集输依托顺北 53X 拉油站，单井油气管输至顺北 53X 拉油站，顺北 53X 拉油站设计原油处理规模为 300t/d，原油经处理合格后汽车拉运外输，天然气脱硫后经火炬放空燃烧。三区现有工程开发过程中产生的含油污泥、生活垃圾等固废以及井下作业废水依托塔河油田绿色环保站处置；采出水拉运至顺北油气田环保站处理。

3.1.4 总体开发方案

3.1.4.1 顺北三区 5 条带整体方案概述

顺北三区 5 条带目前准备规模开发，涉及多个地面方案，本项目属于其中一个地面方案，关于顺北三区 5 条带总体地面工程设计概况如下：

1) 总体布局：五条带单井自南向北呈直线布置，南北边界间距约 60km，自南向北建设集输管线，集输半径 5km，8 座阀组站，其中 1#和 4#阀组站后期扩建为计转站。

2) 单井集输工艺：三区 5 条带原油属于低密度、低粘度、低凝固点轻质原油，天然气 H₂S 含量介于 400-880mg/m³，设计采用不加热集输，单井集输管线均采用柔性复合管。

3) 单井回压：控制最南端单井回压，混输工艺≤4.5MPa；分输工艺≤1.5MPa。

4) 三区 5 条带内部集输管线：按照条带内集输管线等级设计，管道能力满足三区 5 条带整个开发期间内的油气输送需求。以 4#阀组为界，集输管线分为南段和北段。

5) 通信光缆: 管道建设时, 通信光缆同步同沟敷设, 条带内光缆 24 芯, 单井光缆 8 芯。

6) 供配电:

三区输变电工程: 在顺北 53X 附近建设 110kV 变电站 1 座, 主变容量 $2 \times 20\text{MVA}$, 建设一区至三区双回 110KV 供电线路 $2 \times 35\text{km}$ 。

内部电网工程: 沿条带建设三区内部主干 35KV 电力线 53km, 导线 LGJ-150。单井采用 35kV 直配, 导线 LGJ-70。

图 3.1-4 顺北三区 5 条带井位部署图

3.1.4.2 本项目部署方案

本项目计划部署采油(气)井场 1 座(SH53-4H 井钻井环评批复为阿地环函字(2020)331 号, 目前正在钻井, 计划 2021 年 7 月完钻), 新建 8 井式自动选井阀组站 1 座; 新建单井集输管线 4.8km, 顺北三区 5 条带内部南段集输干线 5.3km, 配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。新建产能预计凝析油最大产能 70t/d ($1.67 \times 10^4\text{t/a}$), 天然气最大产能 $8.4 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ($0.2 \times 10^8\text{m}^3/\text{a}$)。动用储量 110 万吨, 15 年预测期末累产油 10.15 万吨, 累产气 1.22 亿方, 原油采出程度 9.23%, 最高采油采速 1.49%。

单井采用井口不加热集输工艺。单井气液进入新建 7#阀组站计量后接入顺北三区 5 条带内部南段集输干线后, 再接入三区至五号联气液混输管道, 最终输送至顺北油气田五号联合站处理。

3.1.4.3 开发指标预测

单井最大产能 70t/d , 动用储量 110 万吨, 建产率 100%; 最高年产量 $1.67 \times 10^4\text{t/a}$, 年产气 $0.2 \times 10^8\text{m}^3/\text{a}$, 15 年预测期末累产油 10.15 万吨, 累产气 1.22 亿方, 原油采出程度 9.23%, 最高采油采速 1.49%。主要指标设计见表 3.1-4、3.1-5。

表 3.1-4 SHB53-4H 井评价方案主要指标设计表

新增动用 储量(10^4t)	设计井数/口	单井能力(t/d)	建产率 (%)	最高年产量(10^4t)	原油采出 程度(%)	最高采 油速度 (%)
	水平井	最大		合计		
110	1	70	100	1.67	9.23	1.49

表 3.1-5 SHB53-4H 井产能预测指标表

生产时间 (年)	总井数 (口)	开井数 (口)	单井日产液 (吨/天)	单井日产油 (吨/天)	单井日产气 (万方)	气油比 (方/吨)	含水率 (%)
2022	1	1	70.71	70.00	8.40	1200	1
2023	1	1	50.47	49.71	5.97	1200	2
2024	1	1	43.33	42.68	5.12	1200	2
2025	1	1	39.09	38.31	4.60	1200	2
2026	1	1	35.66	34.59	4.15	1200	3
2027	1	1	38.32	31.42	3.77	1200	18
2028	1	1	41.01	28.71	3.45	1200	30
2029	1	1	48.12	26.46	3.18	1200	45
2030	1	1	61.35	24.54	2.94	1200	60
2031	1	1	76.50	22.95	2.75	1200	70
2032	1	1	86.23	21.56	2.59	1200	75
2033	1	1	96.85	20.34	2.44	1200	79
2034	1	1	113.19	19.24	2.31	1200	83
2035	1	1	115.45	18.47	2.22	1200	84
2036	1	1	119.45	17.92	2.15	1200	85

3.1.5 主体工程

主体工程包括采油（气）工程和地面工程，其中地面工程包括井场、集输管线、阀组站。

3.1.5.1 井场

本工程新建无人值守采油（气）井场 1 座，主要设置有 1 座采油树，1 座离网型光伏电装置(20kWp)，配套建设低压配电柜 1 面。

井场平面布置详见图 3.1-5。

3.1.5.2 集输工程

采用井口不加热集输工艺。单井气液进入新建 7#阀组站计量后接入顺北三区 5 条带内部南段集输干线后，再接入三区至五号联气液混输管道，最终输送至顺北油气田五号联合站处理。

(1) 集输管线

本项目新建 1 条 SHB53-4H 井场至新建 7#阀组站单井集输管线 4.8km，材质为低压中温柔性连续复合管 RF-Y(S)-II-128×13-6.4；新建三区 5 条带内部南段集输干线 5.3km(6#至 7#阀组站)，材质为 L360NS+HBPE，DN350、PN6.3MPa。

集输管网示意图 3.1-6。

(2) 阀组站

新建 1 座 8 井式撬装计量阀组站（7#阀组站），站内设置 1 座离网型光伏电站（50kWp），配套建设低压配电柜 1 面。

阀组站平面布置详见图 3.1-7。

表 3.1-6 油气集输设计工作量统计表

序号	工 程 内 容	单位	工程量	备注
1	单井集输			
1.1	低压中温柔性连续复合管 RF-Y(S)-II-128×13-6.4	km	4.8	
1.2	8 井式自动选井阀组（带含水监测）	座	1	
1.3	工艺管线、阀门及井口安装	套	1	
2	站间集输			
2.1	L360NS+HBPE, DN350、PN6.3MPa, 3PE	km	5.3	6#至 7#阀组站

图 3.1-6 集输管网示意图

3.1.6 辅助工程

辅助工程包括供配电、自控、通信、防腐等。

3.1.6.1 供配电工程

供配电工程主要为井场和阀组站的用电设备供配电。井场设置离网型光伏电站（20kWp）1 座，阀组站设置离网型光伏电站（50kWp）1 座，单井和阀组分别配套建设低压配电柜 1 面，为用电设备供电，并配套建设电力电缆和静电接地设施。

3.1.6.2 自控工程

单井设置油压、套压、回压、油温、回温、套温，硫化氢气体检测、可燃气体检测，井口设置 RTU，采集仪表信号并上传上级站场。

阀组站设置 PLC 系统，并设置硫化氢、可燃气体检测。生产参数接入 PLC 系统，上传上级站场。

3.1.6.3 通信工程

单井至阀组站之间敷设 8 芯光缆 4.78km，与单井集输管线同沟敷设，井口设置摄像头和远程喊话设备，视频、音频信号及 RTU 数据通过视频光端机，经光缆上传相应的站场。同时随顺北三区 5 条带内部集输干线同沟敷设 36 芯主干光缆 5.3km。

3.1.6.4 道路工程

本项目依托三区内主干路，同时修复 1 口井井场路，总长度 0.5km，砂石路面。

3.1.6.5 防腐设计

本项目新建单井集输管线为柔性连续复合管，采用非金属管材，仅做保温不做防腐；新建三区 5 条带内部南段集输干线，材质为 L360 抗硫钢管，3PE 外防腐。

3.1.7 依托工程

本项目凝析油、天然气、采出水处理依托顺北油气田五号联合站处理，井下作业废水处置依托顺北油气田环保站处理，含油污泥和生活垃圾依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处置，各依托工程简介见表 3.1-7。

表 3.1-7 依托工程情况简介

	名称	规模及运行现状	环保手续
依托工程	顺北油气田五号联合站	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。五号联合站预计于 2021 年 5 月调试运行。	顺北油气田五号联合站包含在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中，自治区生态环境厅 2019 年 8 月 8 日以（新环审（2019）140 号）予以批复（附件 6）。

顺北油气田环保站	站内包括废液处置工程和固废处置工程。建设 1 套钻井作业废液处理装置，1 套磺化泥浆废弃物处理装置，1 套含油污泥、受侵土壤处理装置，1 套建筑垃圾处理装置，并配套建设废液接收池、污油池、磺化泥浆接收池、含油污泥贮存池、受侵土壤贮存池、建筑垃圾贮存场、热解干渣堆放场、干渣临时堆放等。建成后，废液处理工程采用预处理+破胶沉降混凝+过滤工艺，设计处理能力为 400m³/d，磺化泥浆废弃物处理工程采用化学水洗工艺，设计处理能力为 450m³/d，含油污泥及受侵土壤处理工程采用热相分离工艺，设计处理能力为 120t/d，建筑垃圾处理工程采用筛分破碎工艺，设计处理能力为 6.5m³/d。顺北油气田环保站废液处置工程于 2021 年 1 月调试运行，目前固废处置工程还未建成。	2019 年 12 月 9 日，自治区生态环境厅以新环审（2019）317 号文对顺北油气田环保站建设工程环境影响报告书予以批复（附件 8）。
西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站	2019 年初，西北油田分公司成立了西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，该站包含了原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站。绿色环保站含油污泥处置一期工程 2012 年建成，含油污泥处理装置 2 套，每套处理能力为 50m³/d，年处理含油污泥的量为 3 万 m³；焚烧炉、型煤系统。2015 年二期扩建，对含油污泥处理装置扩建，在现有 2 套含油污泥处置装置的基础上，对油泥处置设施进行扩建，新增 2 套受浸泥土处置设施，每套设计处理能力 50m³/d，年处理含油污泥的量为 3 万 m³；焚烧炉、型煤系统 2018 年停用。绿色环保站内建有 2 座 10000m³ 生活垃圾填埋场，目前接收生活垃圾 0.98×10⁴m³，剩余处理量 1.02×10⁴m³。	塔河油田一号固废液处理站扩建工程于 2014 年 6 月 23 日取得环评批复（阿地环函字[2014]236 号，详见附件 7），由于该工程建设规模发生变化，于 2015 年 9 月重新审批，批复文号为阿地环函字[2015]397 号，并于 2015 年 12 月 17 日取得竣工环保验收批复（阿地环函字[2015]501 号）。

3.1.7.1 顺北油气田五号联合站

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；建设原油处理规模 100×10⁴t/a，天然气处理规模 2.6×10⁸m³/a，污水处理规模 1500m³/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。顺北五号联合站平面布局见图 3.1-8。

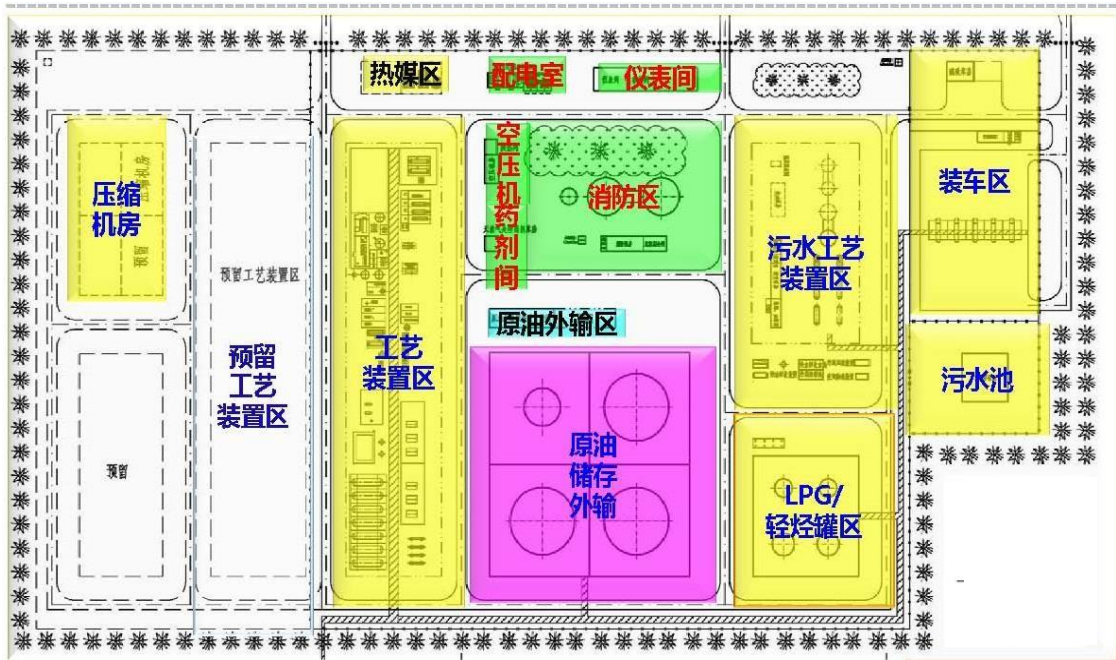


图 3.1-8 五号联合站平面布置示意图

(1) 原油处理

①原油脱水处理

原油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。

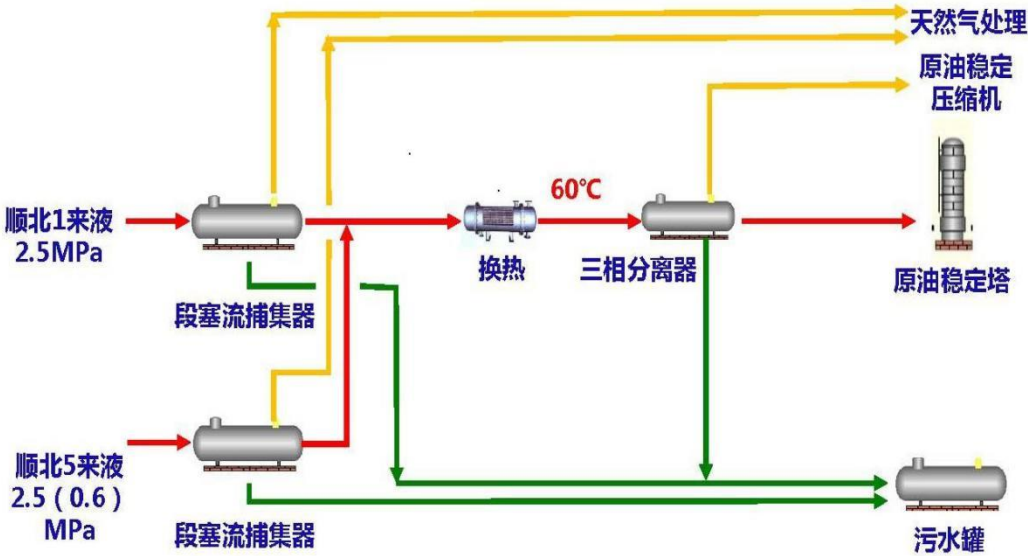


图 3.1-9 五号联合站原油处理工艺

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 H_2S 含量 800mg/kg

稳定后原油 H_2S 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

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汽压为 400kPa，不满足 H_2S 含量 $<20\text{mg/kg}$ ，最高储存温度 40°C 饱和蒸汽压应 $<63\text{kPa}$ (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 3.1-10。

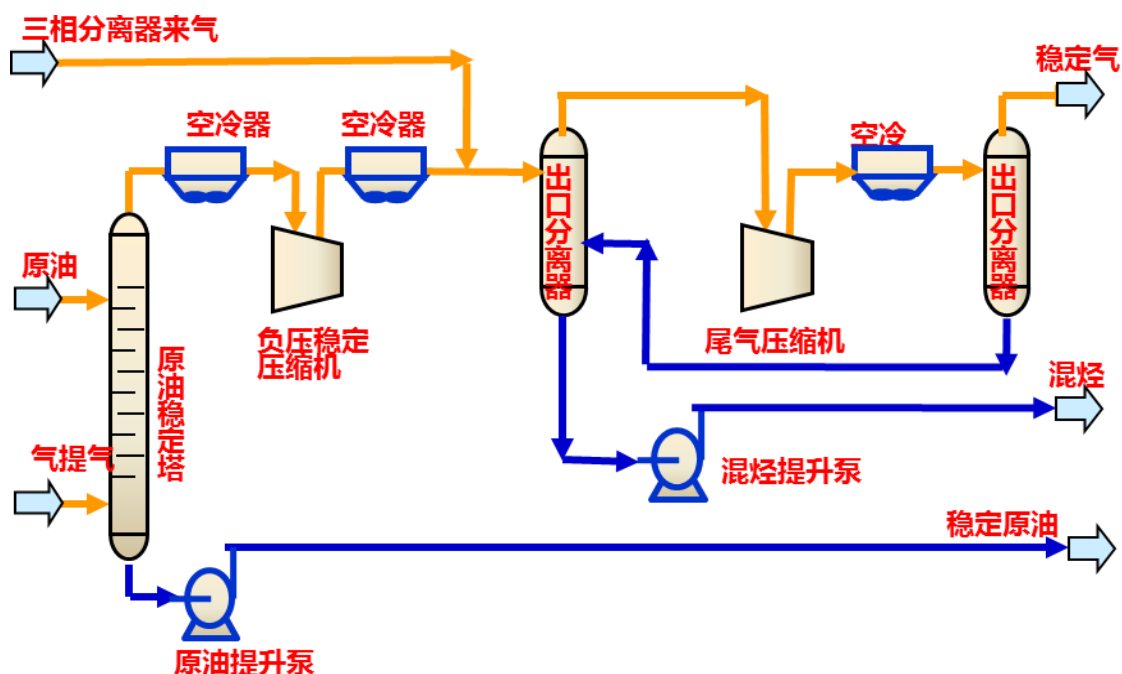


图 3.1-10 原油负压稳定脱硫工艺图

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 $4000\text{m}^3/\text{d}$ 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。

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。

2) 混烃处理工艺

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 H_2S 及大部分 $C_3 \sim C_5$ 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璜。少量 $C_3 \sim C_5$ 及绝大部分 C_5^+ 进入塔底再沸器，绝大部分 C_5^+ 作为轻烃产品经混烃换热器降温后进轻烃储罐。

混烃分馏工艺流程见图 3.1-11。

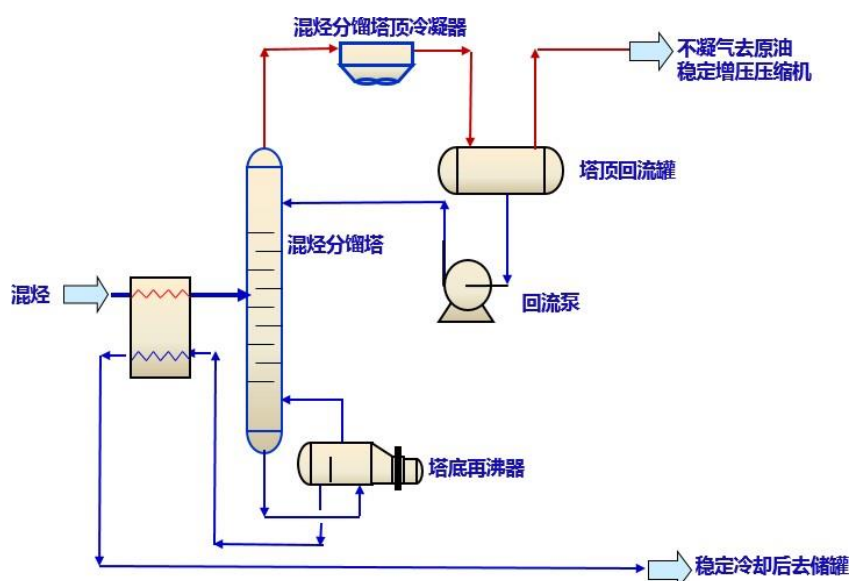


图 3.1-11 混烃分馏工艺流程图

(2) 天然气净化回收

天然气脱硫采用的砵胺法，使用的胺液为 N-甲基二乙醇胺（MDEA），天然气净化后达到（GB/17820-2012）中二类气技术指标（总硫 $\leq 200 \text{ mg/m}^3$ ，硫化氢 $\leq 20 \text{ mg/m}^3$ ）。

天然气脱硫工艺流程：原料气进站后进入原料气分离器脱出气体中的游离水和杂质，然后经一级压缩机增压之后进脱硫单元进行MDEA胺法脱硫。脱硫部分工艺流程见图3.1-12。

硫磺回收工艺流程：硫磺回收部分采用自循环LO-CAT工艺。经脱硫系统处理出的含硫化氢的酸气经酸气分离器分离后，进入吸收氧化塔后进行氧化还原反应，氧化塔得到的硫磺进入硫磺过滤机，制成含水30%的硫饼，滤液经滤液分离器分离、溶液泵增压后进入吸收/氧化塔顶部循环使用。硫磺回收工艺流程见图3.1-13。

天然气脱水及干气外输：天然气脱硫完成后，经二级压缩之后进入脱水单元进行脱水，采用分子筛脱水固体吸附法，将天然气中的水份和杂质脱出，经脱水后的天然气进入冷凝分离部分凝液分馏，最后处理完成的干气由外输压缩机外输。

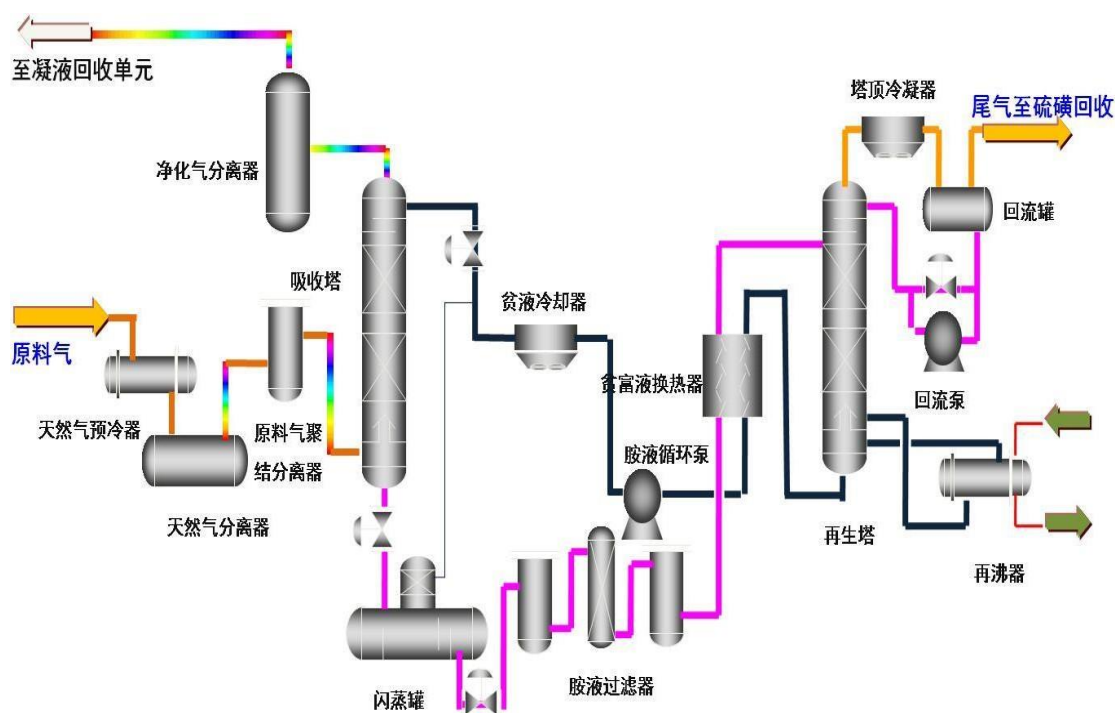


图 3.1-12 脱硫部分工艺流程图

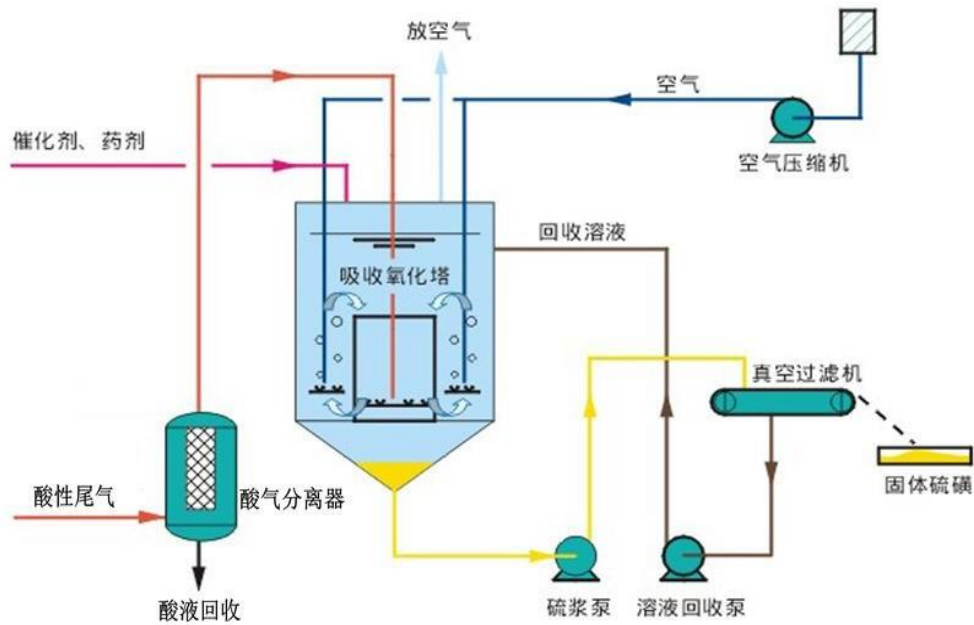


图 3.1-13 硫磺回收部分工艺流程

（3）污水处理系统

顺北油气田五号联合站污水处理系统设计污水处理规模 1500m³/d，设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的生产回注水质指标要求。污水处理工艺流程见图 3.1-14。

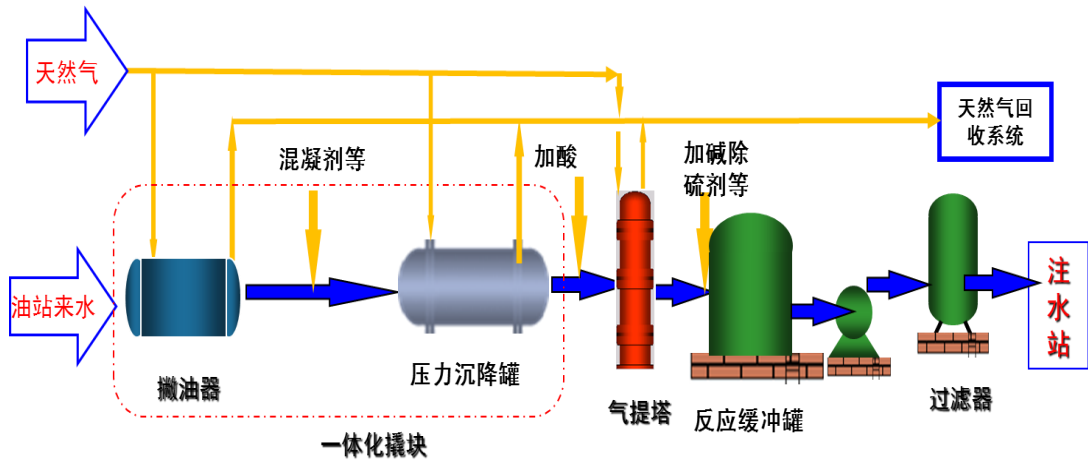


图 3.1-14 污水处理工艺流程

（4）依托可行性分析

顺北油气田五号联合站预计 2021 年 5 月调试运行，本项目建设运行时间约在 2021 年 11 月左右。本项目凝析油、天然气、采出水处理依托顺北油气田五号联合站。

①凝析油依托可行性分析

本项目的凝析油处理依托至顺北油气田五号联合站处理。顺北油气田五号联合站凝析油设计规模 $100 \times 10^4 \text{t/a}$ ，预计处理规模为 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ ，富余量为 $30 \times 10^4 \text{t/a}$ ，大于同期新增处理量和本项目新增量（合计 $13.68 \times 10^4 \text{t/a}$ ），依托可行。

②采出水依托可行性分析

本项目的采出水依托至顺北油气田五号联合站的污水处理站处理。顺北油气田五号联合站污水处理系统设计污水处理规模 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ，预计处理规模为 $1050 \text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $450 \text{m}^3/\text{d}$ ，大于同期新增处理量和本项目新增量（合计 $130.6 \text{m}^3/\text{d}$ ），具有可行性。设计出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的生产回注水质指标要求。

③天然气依托可行性分析

顺北油气田五号联合站年设计天然气处理能力为 2.6 亿 m^3 ，预计处理量为 1.7 亿 m^3 ，富余 0.9 亿 m^3 。顺北 1 号原油处理站旁有五家第三方天然气处理单位（新疆瑞诚源清洁能源有限责任公司、沙雅县雅龙清洁能源有限公司、沙雅县中国吉硕石油科技有限公司、沙雅赛普能源有限责任公司、沙雅县绿环新能源有限公司），年设计处理天然气能力总计为 4.2 亿 m^3 ，目前实际处理量为 2.5 亿 m^3 ，富余 1.7 亿 m^3 。顺北油气田五号联合站不能处理完的天然气，可以通过外输管道（已建）输送至五家第三方天然气处理单位。顺北油气田五号联合站和五家第三方天然气处理单位合计处理规模为 6.8 亿 m^3 ，实际处理量为 4.2 亿 m^3 ，富余量为 2.6 亿 m^3 ，大于同期新增量和本项目新增量之和，总计 1.99 亿 m^3 。本项目天然气处理依托顺北油气田五号联合站和五家第三方天然气处理单位处理是可行的，可行性分析见表 3.1-8、表 3.1-9。

表 3.1-8 本项目凝析油、采出水处理依托顺北油气田五号联合站可行性分析

产能	设计规模	预计处理规模	富余量	同期新增处理规模	本项目新增处理规模	可行性分析结论
凝析油	100×10 ⁴ t/a	70×10 ⁴ t/a	30×10 ⁴ t/a	12.01×10 ⁴ t/a	1.67×10 ⁴ t/a	依托可行
				13.68×10 ⁴ t/a		
采出水	1500m ³ /d	1050 m ³ /d	450m ³ /d	123.7m ³ /d	6.9m ³ /d	依托可行
				130.6m ³ /d		

表 3.1-9 本项目天然气处理依托顺北油气田五号联合站和原料气处理外售单位

可行性分析

单位	设计规模 10 ⁸ m ³ /a	预计处理量 10 ⁸ m ³ /a	富余量 10 ⁸ m ³ /a	同期新增 处理规模	本项目新增 处理规模 10 ⁸ m ³ /a	可行性分 析结论
顺北油气田五 号联合站	2.6	1.7	0.9	1.79	0.2	依托可行
五家第三方天 然气处理单位	4.2	2.5	1.7			
合计	6.8	4.2	2.6	1.99		

3.1.7.2 顺北油气田环保站

顺北油气田环保站位于阿克苏地区沙雅县中部顺北一区内五号联合站东南侧约 1.5km 处。工程总占地面积 6.1758hm^2 ，建设内容包括废液处置工程和固废处置工程。建设 1 套钻井作业废液处理装置，1 套磺化泥浆废弃物处理装置，1 套含油污泥、受侵土壤处理装置，1 套建筑垃圾处理装置，并配套建设废液接收池、污油池、磺化泥浆接收池、含油污泥贮存池、受侵土壤贮存池、建筑垃圾贮存场、热解干渣堆放场、干渣临时堆放等，建成后，废液处理工程采用预处理+破胶沉降混凝+过滤工艺，设计处理能力为 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，磺化泥浆废弃物处理工程采用化学水洗工艺，设计处理能力为 $450\text{m}^3/\text{d}$ ，含油污泥及受侵土壤处理工程采用热相分离工艺，设计处理能力为 $120\text{t}/\text{d}$ ，建筑垃圾处理工程采用筛分破碎工艺，设计处理能力为 $6.5\text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目井下作业废水处置依托顺北油气田环保站。本项目含油污泥前期依托塔河油田绿色环保站处置，待顺北油气田环保站含油污泥处置工程建成运行后，含油污泥依托顺北油气田环保站处置。

(1) 废液处置

环保站处理的废液主要为顺北区块油田钻试修产生的废液（包括水基泥浆分离出的溢流水、酸化压裂废液及采出液分离废水），拟采取“预处理+破胶沉降混凝+过滤”工艺，设计处理能力为 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，即主要通过物理分离作用，将废水中的油类物质、悬浮物等去除，从而达到水质净化的目的，处置后的废水可满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的生产回注水质指标要求，用于顺北区块油田油层回注用水。

该废水处理工艺主要包括预处理、破胶沉降混凝、过滤、外输回注等工序。本工艺处理流程见图 3.1-15。

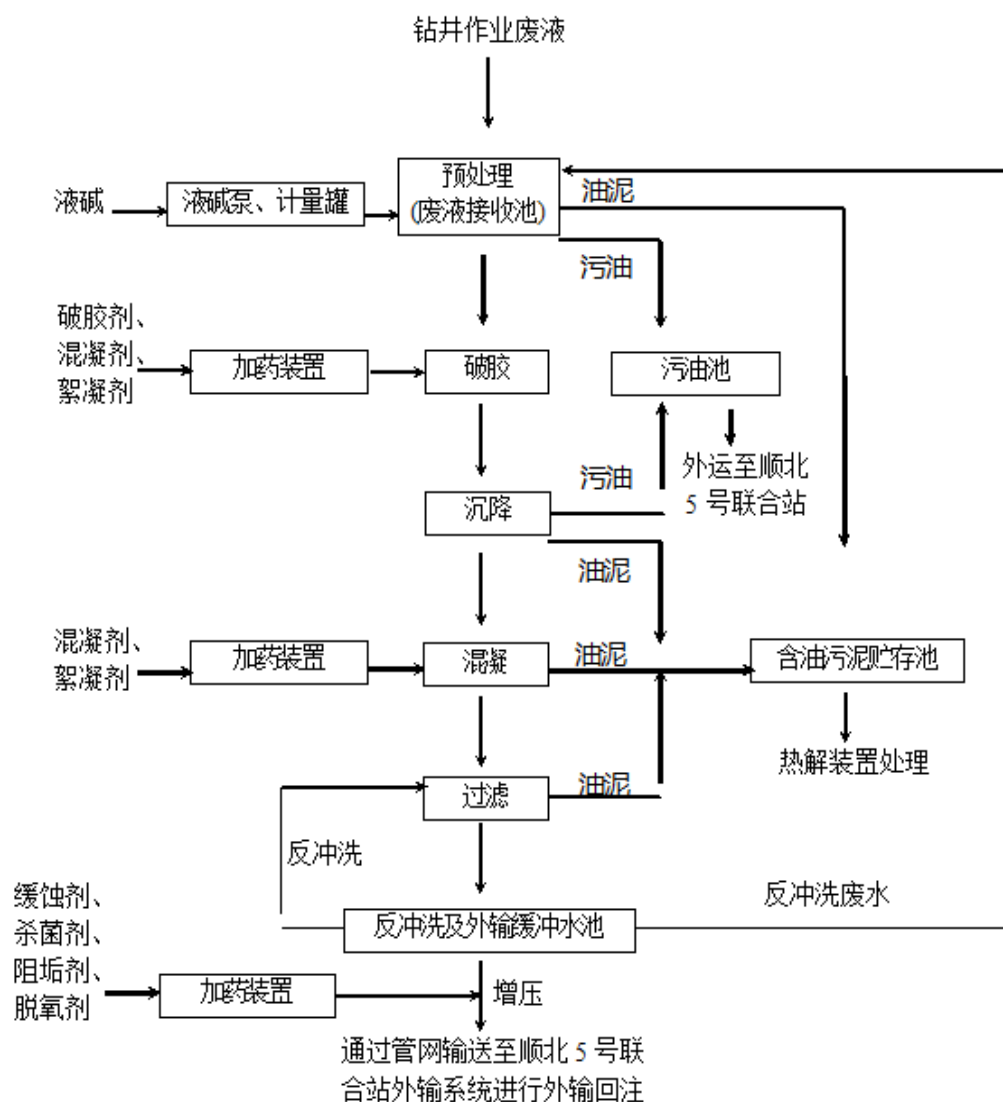


图 3.1-15 废液处理工艺流程

(2) 含油污泥及受侵土壤

设计处理能力为 120t/d 含油污泥及受侵土壤处理采用热解工艺，设计处理能力为 120t/d，对含油污染物进行间接加热，将其中的油、水等成分汽化，热解分离排出的气相喷淋冷凝后进入分离装置，分离回收的油运至酸化油处理站进行处理，分离后的水进入废液处理装置进行处理后综合利用；热相分离产生的不凝气体经净化处理后作为燃料燃烧，燃烧烟气参照执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 3 工艺加热炉大气污染物排放限值；处理后还原土满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T 7301-2016）和《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》

(DB65/T3998-2017) 中表 1 综合利用污染物限值要求后, 外运垫井场、道路等综合利用。

建设 1 套含油污泥及受侵土壤处理装置, 采用热解工艺, 在微负压减氧条件下将含油污泥间接加热 ($400\sim 500^{\circ}\text{C}$), 使其中的烃类及有机物热解气化并加以冷凝形成燃料油进行回收, 处理后剩余的固相物含油量 $<2\%$, 满足《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》(SY/T 7301-2016) 和《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T3998-2017) 中表 1 综合利用污染物限值要求后, 外运垫井场、道路等综合利用。工艺主要包括预处理系统、上料系统、热相分离系统、喷淋冷凝系统和油水分离系统。

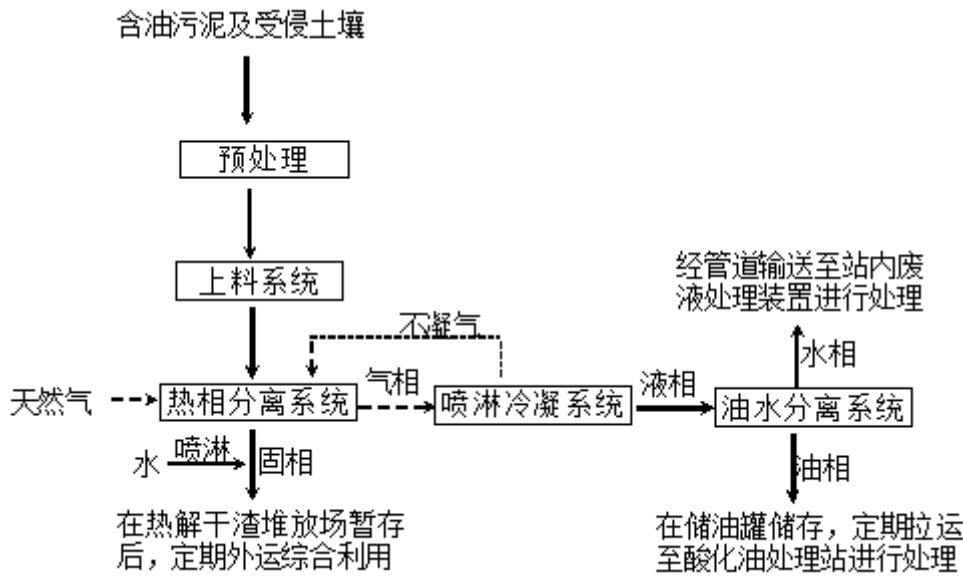


图 3.1-16 含油污泥处理工艺流程

(3) 依托可行性分析

顺北油气田环保站废液处置工程已于 2021 年 1 月调试运行, 本项目建设运行时间约在 2021 年 11 月左右。本项目井下作业废水处置依托顺北油气田环保站可行性分析见表 3.1-10。

表 3.1-10 本工程井下作业废水、含油污泥处理依托顺北油气田环保站可行性分析

处理	设计规模	预计运行处置规模	富余量	本项目新增处理规模	可行性分析结论
井下作业废水	400m ³ /d	280m ³ /d	120m ³ /d	井下作业废水 38.02m ³ /a (一次性)	依托可行

3.1.7.3 西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站

本工程运行产生的含油污泥及施工期产生的生活垃圾依托西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站处置。

2019 年初，西北油田分公司成立了西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站，该站包含了原塔河油田一号固废液处理站和塔河油田污油泥处理站，仅进行了整合和更名，未进行规模、地点、工艺等变化。塔河油田一号固废液处理站扩建工程于 2014 年 6 月 23 日取得环评批复（阿地环函字[2014]236 号，详见附件 7），由于该工程建设规模发生变化，于 2015 年 9 月重新审批，批复文号为阿地环函字[2015]397 号，并于 2015 年 12 月 17 日取得竣工环保验收批复（阿地环函字[2015]501 号，详见附件 8）。塔河油田一号固废液处理站位于库车市与轮台县交界处，行政区划隶属阿克苏地区库车市，距轮台县约 51km，距轮南镇 23.5km，东侧 15km 为沙漠公路，东南侧 3.75km 为塔河油田采油一厂基地。

按处理对象，绿色环保站内主要有污油泥处理、废液处理、生活垃圾处理等 3 个系统。油污泥处理系统，其中受浸土（含油量<5%）入场计量后，依托中石化西南石油工程有限公司巴州分公司、阿克苏塔河环保工程有限公司处理；含油污泥（含油量>5%），自行在绿色环保工作站内处理降低含油后，进一步委托站内塔河环保公司或西南环保公司采取热解析处理处置；废液在站内自行处理；生活垃圾在站内采用填埋处置。

（1）含油污泥处理系统

绿色环保站内油污泥处理系统（主要处理对象为含油量>5%油泥），首期工程始建于 2011 年，处理规模为 50m³/d，采用热化学清洗油泥分离技术；西北油田分公司于 2012 年、2015 年对含油污泥处置设施进行了扩建，原阿克苏环保局、自治区环保厅分别以阿地环函字〔2012〕297 号、新环函〔2015〕811 号文件批复扩建工程，2016 年扩建后，以新环函〔2016〕2005 号批复通过验收。

目前，绿色环保站运行的含油污泥处置装置有 4 套（5 项分离装置），主要处理流体油污泥（含油量>5%），每套处理能力为 50m³/d，处理设施年运行有效天数约 300 天，日处理量约为 200m³，年处理含油污泥的量为 6 万 m³。2019

年，实际年处理含油污泥量 47870.42t/a（约 35198.8m³，折算比重 1.36），富裕 1.48 万 m³/a。本项目含油污泥产生量为 3.8t/a，依托可行。

（2）生活垃圾填埋场

塔河油田绿色环保站内的一号固废液处理站可以填埋处理生活垃圾，现有 2 座 10000m³ 生活垃圾填埋场，目前接收生活垃圾 0.98×10⁴m³，剩余处理量 1.02×10⁴m³，本项目施工期生活垃圾产生量为 0.6t，依托绿色环保站处理可行。

3.2 工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和油气处理等。本项目 SH53-4H 井钻井工程已单独编制环评报告表（批复文号：阿地环函字〔2020〕331 号），因此本次环评评价内容不包括钻井工程，主要包括井下作业、采油（气）、油气集输和油气处理等。

3.2.1 主要生产工艺过程

3.2.1.1 井下作业

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

3.2.1.2 采油

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

根据顺北油气田三区奥陶系油藏目前生产情况看，本次新部署井初期自喷开采，油井停喷或需要提液时采用有杆泵生产，为保持油层压力，采用注水开采。

3.2.1.3 油气集输

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→联合站（处理站）。

油气密闭集输至无人值守计量阀组，计量后油气混输至顺北五号联合站。计量阀组与注水站合建，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 3.2-1 本项目布站工艺流程图

3.2.2 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。

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。

本项目包括地面工程建设、采油（气）、油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于采油（气）、井下作业、油气储运等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。本项目开发过程污染物排放流程见图 3.2-2。

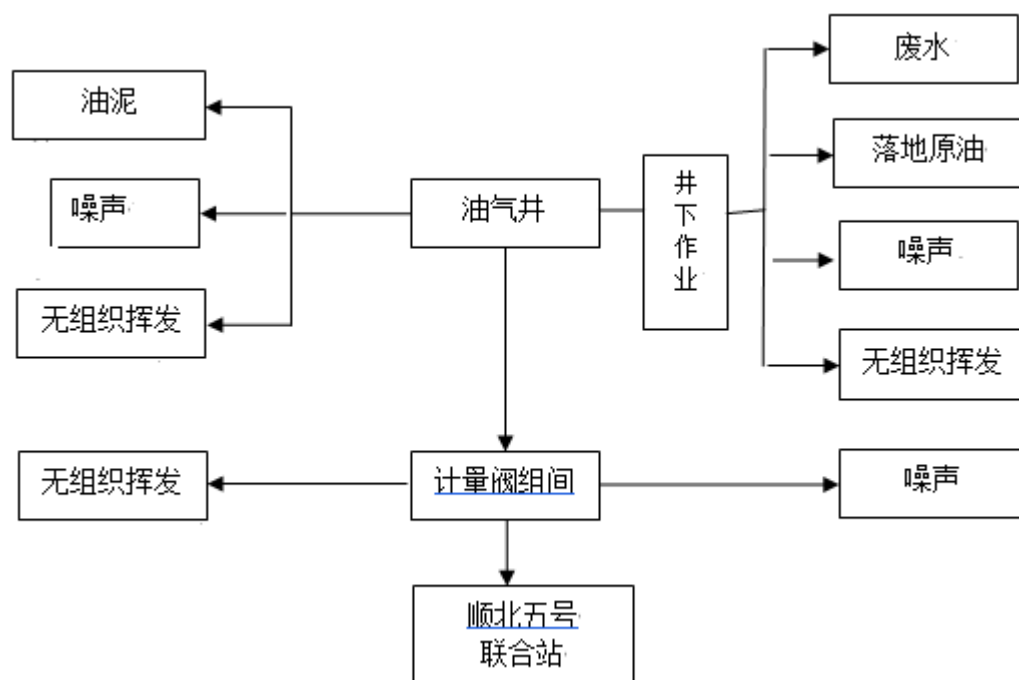


图 3.2-2 本项目开发过程污染物排放流程简图

3.2.3 施工期生态影响及污染源分析

施工期污染主要来自井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等，管道试压废水以及施工人员产生的生活污水，各类施工机械和运输车辆噪声及施工人员生活垃圾等，平整场地和管沟开挖破坏地表等。

3.2.3.1 生态影响因素

本次工程道路主要依托井区原有道路，仅对 SH53-4H 井钻井期的 0.5km 井场道路进行修复，因此，生态影响主要体现在站场、管线建设阶段，如占用土地、施工对地表植被的影响、土壤扰动等。集输管道开挖产生的弃土及时回填至管沟上方，基本可做到土石方挖填平衡。

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

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

本项目占地分为永久占地和临时占地，永久占地主要为井场、阀组站和道路，临时占地为管线。井场占地面积在单井批复占地范围内，根据估算，本项

目总占地面积 9.40hm^2 ，其中永久性占地面积为 1.32hm^2 ，临时占地面积 8.08hm^2 ，工程占地类型主要为沙地，详见表 3.2-1。

表 3.2-1 占地面积统计表

序号	建设项目		面积(hm^2)		备注
			永久占地	临时占地	
1	井场		0.42	0	部署井场 1 座, $60\text{m} \times 70\text{m}$
2	阀组站		0.6	0	部署阀组站 1 座, $60\text{m} \times 100\text{m}$
3	井场道路		0.3	0	0.5km, 砂石路面宽 6m
4	集输管线	单井管线	0	3.84	单井管线长 4.8km, 作业带宽度 8.0m
		集输干线	0	4.24	6#至 7#阀组站集输管道 5.3km, 作业带宽度 8.0m
	合计		1.32	8.08	

3.2.3.2 施工期污染源分析

(1) 废气

本项目施工期废气主要包括井场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

1) 扬尘

①车辆行驶产生的扬尘

据有关调查显示，施工工地的扬尘以运输车辆行驶时产生的量最多，约占扬尘总量的 60%。

表 3.2-2 为一辆载重 5t 的卡车，通过一段长度为 500m 的路面时，不同路面清洁程度、不同行驶速度情况下产生的扬尘量。由此可见，在同样路面清洁度情况下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面清洁度越差，则扬尘量越大。

表 3.2-2 不同车速和地面清洁程度时的道路表面起尘量单位: $\text{kg}/\text{辆 km}$

P 车速	0.1(kg/m^2)	0.2(kg/m^2)	0.3(kg/m^2)	0.4(kg/m^2)	0.5(kg/m^2)	1.0(kg/m^2)
5km/h	0.0283	0.0476	0.0646	0.0801	0.0947	0.1593
10km/h	0.0566	0.0953	0.1291	0.1602	0.1894	0.3186
15km/h	0.0850	0.1429	0.1937	0.2352	0.2841	0.4778
20km/h	0.1133	0.1905	0.2583	0.3204	0.3788	0.6371

②裸露场地产生的扬尘

施工期扬尘的另一个主要来源是露天堆场和裸露场地的风力扬尘。由于施工的需要，一些建材需露天堆放，一些施工点表层土壤需开挖、堆放，在气候干燥又有风的情况下，较易产生扬尘。起尘风速与物料或土壤粒径、含水率等因素有关，减少露天堆放、减少裸露地面面积、缩短地表裸露时间和保证物料或土壤一定的含水率是减少风力起尘的有效手段。

2) 施工机械及运输车辆尾气

施工机械的废气和运输车辆尾气，因施工区废气扩散条件良好，施工过程中产生的废气，仅短时对区域环境空气有影响。

(2) 废水

本项目施工期产生的废水主要包括管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。

①管道试压废水

本工程新建管道试压采用洁净水，管道试压废水中主要污染物为 SS。管道试压分段进行，试压水排出后进入下一段管线循环使用。试压结束后，产生的试压废水按照每千米 2.5m^3 计算，本工程管线总长度为 10.1km，试压废水为 25.25m^3 ，主要污染物为 SS。试压废水可用作场地降尘用水。

②生活污水

本项目施工人员预计 20 人，有效施工天数按 60d 计，生活用水量按 50L/人 d 计算，排水量按用水量的 85% 计算，则本工程施工期间生活污水产生量约为 51m^3 。

本项目施工期不设施工营地，施工单位在五号联附近已建成基础设施完善的生活公寓，生活公寓内建有生活污水一体化装置，处理达标后用于周边荒漠绿化。

(3) 噪声

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。施工场地噪声主要是施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声、施工人员的活动噪声和物料运输车辆产生的噪声。施工期主要噪声源及其源强详见表 3.2-3。

表 3.2-3 施工期主要噪声源及源强

噪声源名称	源强 (dB(A))	噪声源名称	源强 (dB(A))
推土机	90	吊装机	85

挖掘机	92	混凝土搅拌机	95
电焊机	90	运输车辆	78

(4) 固体废物

本项目施工建设过程中产生的固体废弃物主要包括施工废料、弃土，以及施工人员产生的生活垃圾。

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。根据类比调查，施工废料的产生量约为 0.2t/km，本项目施工废料产生量约为 1.56t。施工废料应首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站填埋。

施工期间施工人员生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计算，本工程有效施工期约 60d，施工人员共计 20 人，则生活垃圾总产生量为 0.6t。生活垃圾集中收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站填埋。

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。

(5) 施工期污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物排放情况汇总见表 3.2-4。

表 3.2-4 本工程施工期污染物排放情况汇总表

项目	工程	污染源	污染物	产生量	主要处理措施及排放去向
废气	井场、 管线	施工场地	TSP、SO ₂ 、 NO _x 等	少量	洒水降尘，使用合格燃料
废水	井场、 管线	管道试压 废水	SS	25.25m ³	试压期间循环使用，试压结束后，试压废水可用作场地降尘用水
		生活污水	COD、氨 氮等	51m ³	依托顺北五号联附近生活公寓内生活污水处理装置处理
固体废物	井场、 管线	施工废料	/	1.56t	首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站填埋
		生活垃圾	/	0.6t	集中收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站填埋
噪声	井场、 管线	施工机械、运输 车辆	/	78~90dB(A)	加强施工管理

3.2.4 运营期污染源分析

3.2.4.1 废水

(1) 采出水

根据开发方案，本项目前期采出水量较小，根据方案预测中稳产期间（2024~2027 年）最大采出水量核算为 6.9t/d（2277t/a），采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L，4500mg/L，69.53mg/L，0.15mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 0.1t、10.25t、0.16t、0.0003t。

本项目采出水依托顺北油气田五号联合站的生产废水处理系统处理后，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层，不外排。

(2) 生活污水

运营期不新增劳动定员，工作人员由内部调剂解决，故不新增生活污水。

(3) 井下作业废水

井下作业主要包括油井维修、大修、酸化、压裂等，井下作业废水的主要来源为修井过程产生的压井水和压井液、修井时的循环水及洗井时产生的洗井废水。根据《未纳入排污许可管理行业试用的排污系数、物料衡算方法（试行）》中与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数（见表 3.2-5），计算井下作业废水的产生量。

表 3.2-5 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	单位	产污系数	末端治理技术名称	排污系数
井下作业	洗井液（水）	非低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	76.04	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	104525.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	17645	回收回注	0
		低渗透油井洗井作业	所有规模	工业废水量	吨/井次-产品	27.13	回收回注	0
				化学需氧量	克/井次-产品	34679.3	回收回注	0
				石油类	克/井次-产品	6122.1	回收回注	0

本项目油藏储层为高孔、高渗储层，根据表 3.2-5 计算井下作业废水产生量为 76.04t/井次，化学需氧量产生量为 104525.3g/井次，石油类产生量为 17645g/

井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则单井每年产生井下作业废水 38.02t、化学需氧量 52262.7g、石油类 8822.5g。井下废水集中收集进入顺北油气田环保站废液处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，不外排。

3.2.4.2 废气污染源

本项目运营期间，对大气环境影响主要为油气集输过程中产生一定量的烃类及硫化氢挥发。

（1）无组织排放非甲烷总烃

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

本项目 SHB53-4H 井采用密闭集输，最大产能 $1.67 \times 10^4 \text{t/a}$ ，参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械化工出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，VOCs 产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰~0.4‰。本项目油气集输全程密闭，可有效减少 VOCs 的产生，故产污系数取 0.1‰，则 VOCs 排放量为 1.67t/a。

（2）无组织排放 H_2S

根据顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带所取得的天然气样分析结果，天然气平均相对密度 0.664，天然气 H_2S 平均含量为 0.047%。此次产能建设最大天然气产量 $0.2 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，根据顺北油田现有资料及污染源调查数据分析，油气集输损失按照天然气最大产能的 1‰损失计算，则本项目 H_2S 无组织挥发量为 0.0081t/a。

针对顺北三区奥陶系油藏油井伴生气中含 H_2S ，整个油气处理工艺从井口-计量阀组-处理站均采用密闭流程，并设置腐蚀检测装置，防止 H_2S 的泄漏。

3.2.4.3 固体废物污染源

（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，属于危险废物 HW08 071-001-08。油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据类

比调查，油田开采的油泥（砂）产生量为 1.5~2.2t/万 t 采出液，本项目以 2022 年最大采出液 $1.69 \times 10^4 \text{t/a}$ 计算，油泥（砂）最大产生量为 3.7t/a。本项目产生的油泥（砂）依托顺北油气田环保站处置。

（2）落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后落地油产生量约 0.1t/a，属于危险废物 HW08 071-001-08。

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，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至顺北油气田五号联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

（3）生活垃圾

运营期工作人员由油区内部调剂解决，故不新增生活垃圾。

表 3.5-6 本项目运营期危险废物产排污统计表

编号	固废来源	固废种类	产生量 (t/a)	主要成分	危废类别	性质判定	排放量 (t/a)	固废去向
S ₁	井场	油泥（砂）	3.7	含油污泥	HW08 071-001-08	危险废物	0	依托顺北油气田环保站处置
S ₂	井场	落地原油	0.1	含油污泥	HW08 071-001-08	危险废物	0	作业单位 100%回收，回收后的落地原油运至顺北五号联合站原油处理系统进行处理

3.2.4.4 噪声源

本项目主要噪声源是井场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，噪声级为 70~120dB(A)，见表 3.2-7。

表 3.2-7 噪声源设备

位置	噪声源	声源强 dB (A)	排放规律
井场	井口装置	70~85	连续
	井下作业（压裂、修井等）	80-120	间歇

3.2.4.5 运营期污染物排放情况汇总

本项目运营期三废排放状况见表 3.2-8。

表 3.2-8 运营期污染物排放汇总

工段	污染源	主要污染物	产生量	排放量	排放去向
油气集输	无组织排放	烃类	1.67t/a	1.67t/a	大气
		硫化氢	0.0081t/a	0.0081t/a	大气
采出水		采出水量	2277t/a	0	采出水进入顺北油气田五号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注油层
		SS	0.1t/a	0	
		COD	10.25t/a	0	
		石油类	0.16t/a	0	
		挥发酚	0.0003t/a	0	
井下作业废水		井下作业废水量	38.02t/a	0	罐车拉运至顺北油气田环保站内废液处理系统, 处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准后回注油层
		COD	52262.7g	0	
		石油类	8822.5g	0	
油泥(砂)		石油类	3.7t/a	0	依托顺北油气田环保站进行处置
落地原油		石油类	0.1t/a	0	井下作业时带罐作业, 落地油 100%回收

3.2.4.6 污染物排放三本账

顺北油气田现有工程的污染物产生及排放量参考《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》中关于区域现有工程污染物排放的核算情况, 再结合本项目污染物排放, 对污染物排放“三本账”核算, 见表 3.2-9。

表 3.2-9 运营期主要污染物排放变化情况表

项目 类别	单位	现有工程		本工程		总体工程		
		产生量	排放量	产生量	排放量	“以新带老”消减量	排放量	增减量
一、废气								
SO ₂	t/a	7.358	7.358	0	0	0	7.358	0
NO _x	t/a	44.82	44.82	0	0	0	44.82	0
VOCs	t/a	195.0	195.0	1.67	1.67	0	196.67	+1.67
H ₂ S	t/a	18.3	18.3	0.0081	0.0081	0	18.3081	+0.0081
二、废水								
采出水	万 t/a	1432	0	0.2277	0	0	0	0
作业废水	m ³ /a	3637	0	38.02	0	0	0	0
三、固废								

油泥	t/a	548.6	0	3.7	0	0	0	0
落地原油	t/a	5.4	0	0.1	0	0	0	0

3.5.4 闭井期环境影响分析

闭井期，对完成采油（气）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，可回收利用。

通过采取以上措施，可使闭井期环境影响降到最低。

3.3 清洁生产水平分析

本项目隶属西北油田分公司采油四厂管辖。为贯彻实施《中华人民共和国环境保护法》和《中华人民共和国清洁生产促进法》，进一步推动中国石油天然气开采业的清洁生产，防止生态破坏，保护人民健康，促进经济发展，并为石油天然气开采业开展清洁生产提供技术支持和导向，参照《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》，对采油四厂清洁生产水平作出评价。

3.3.1 清洁生产水平评价

（1）评价指标体系

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

定量评价指标：选取有代表性的、能反映“节约能源、降低消耗、减轻污染、增加效益”等有关清洁生产最终目标的指标，建立评价模式；通过对比各项指标的实际达到值、评价基础值和指标权重值，经过计算和评分，综合考评顺北油气田实施清洁生产的状况和清洁生产水平。

定性评价指标：根据国家有关推行清洁生产的产业发展和技术进步政策、资源环境保护政策规定以及行业发展规划选取，用于定性考核顺北油气田对有关政治法规的符合性及清洁生产工作实施情况。

①评价依据

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

值的依据是：

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

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

c 定量评价指标体系的评价基准值代表行业清洁生产的平均先进水平。

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

②权重分值

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

③评价指标

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

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表3.3-1。

表 3.3-1 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标										
一级指标	权重值	二级指标		单位	权重值	评价基准值	实际值	审核后得分		
(1)资源和能源消耗指标	30	综合能耗		kg 标煤/t 天然气	30	天然气：≤50	≤50	30		
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率		%	10	≥60	≥60	10		
		油井采出气回收利用率		%	10	≥60	≥60	10		
		含油污泥资源化利用率		%	10	≥90	≥90	10		
(3)污染物产生指标	40	石油类		mg/L	5	≤10	超标	0		
		COD		mg/L	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150	超标	0		
		落地原油回收率		%	7.5	100	100	7.5		
		采油废水回用率		%	7.5	≥60	≥60	7.5		
		油井采出气外排率		%	7.5	≤20	0	7.5		
		采出废水达标排放率		%	7.5	≥80	超标	0		
定性指标										
一级指标	权重值	二级指标					指标分值	审核后得分		
(1)生产工艺及设备要求	45	井筒质量			井筒设施完好		5	5		
		采气	采气过程醇回收设施		10	采油	井筒设施完好		10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高		10		套管气回收装置		20	20
		采油方式			采油方式经过综合评价确定		5	5		
		集输流程			全密闭流程，并具有轻烃回收装置		5	5		

(2)环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证	10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收	20	12
		制订节能减排工作计划	5	5
(3)贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况	5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况	5	5
		老污染源限期治理项目完成情况	5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	5

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

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

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_i =$$

式中： P_i —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

②定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指数见表 3.3-2。

表 3.3-2 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

根据清洁生产综合评价指数判定：审核后西北油田分公司采油四厂综合评价指数为 86.3，因此西北油田分公司采油四厂属于清洁生产企业。

清洁生产的主体是企业自身，是提高企业形象、提高市场竞争力的有效手段，是推动企业技术进步，实现资源综合利用，达到“节能、降耗、减污、增效”目标的有力措施。通过实施环境保护目标责任制、建立 HSE 管理体系、推行清洁生产，全面实现环境保护“增产减污”的发展目标。

3.3.2 清洁生产建议

- (1) 建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。
- (2) 做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。
- (3) 需进一步提高清洁生产审核的参与度。
- (4) 对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。
- (5) 加强放空天然气回收研究工作。
- (6) 采油四厂设备和工艺预设计与实际生产状况有较大出入，需根据实际情况调节相关参数、加装节能设备或直接更换设备，节约能耗。

清洁生产首先是将污染消除在生产过程中，因此污染物的产生和排放量将大幅度减少，其次清洁生产使末端治理的污染负荷减少，从而有可能避免或减轻末端处理产生的风险。

因此西北油田分公司采油四厂在今后的生产过程中，还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入到四厂的管理制度当中，只有这样才能真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

3.4 污染物排放总量控制

3.4.1 总量控制原则

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

3.4.2 污染物总量控制因子

根据国家环境保护总量控制要求，结合本项目污染特征，确定本项总量控制及考核因子如下：

- (1) 废气污染物

本项目不新建加热炉（锅炉），主要废气污染物为油气集输过程无组织挥发的非甲烷总烃。

（2）废水污染物：

生产过程中产生的采出水和井下作业废水经处理达标后回注，不外排。

由上可知，本项目总量控制因子：非甲烷总烃。

3.4.3 总量控制建议指标

根据工程分析可知，本项目无组织非甲烷总烃排放量为 1.67t/a。

故本项目投产后非甲烷总烃总量控制建议指标为 1.67t/a。

本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本项目实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

3.5 相关法规、政策符合性分析

3.5.1 与国家产业政策协调性分析

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），“石油、天然气勘探及开采”属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

3.5.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《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。

第二十八条 煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。

本工程位于阿克苏地区沙雅县境内，距离沙雅县盖孜库木乡南约94km，顺北油气田三区53X井区内，地处塔克拉玛干沙漠北缘，项目占地类型为沙地。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；项目区属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区，建设单位将按照水利部门管理要求办理相关手续并积极采取水土流失防治措施。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。油气采用密闭集输，伴生气经处理后回收利用，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。

3.5.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%；油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地；在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。

本工程采出水由顺北五号联合站污水处理系统处理达标后回注；天然气由顺北五号联天然气处理系统处理后外输；井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，产生油泥（砂）等危废依托顺北油气田环保站进行处置。项目建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

3.5.4 与《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》第三十七条规定：各级人民政府应当加强对建设施工、矿产资源开采、物料运输的扬尘和沙尘污染的治理，保持道路清洁、控制料堆和渣土堆放，科学合理扩大绿地、水面、湿地、地面铺装和防风固沙绿化面积，防治扬尘污染。

第四十四条 矿山开采产生的废石、废渣、泥土等应当堆放到专门存放地，并采取围挡、设置防尘网或者防尘布等防尘措施；施工便道应当硬化。

本项目施工期不能回收利用的建筑垃圾集中收集后送至顺北油气田环保站处理。项目施工结束后拟对临时占地进行恢复治理，可减少扬尘影响。项目建设符合《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》要求。

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 3.5-1。

表 3.5-1 与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。	本项目评价了项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施、固废处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行；对现有工程进行回顾评价并针对生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施。	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评。	本项目为产能项目，建成投产后，凝析油最大产能 1.67 万 t/a，天然气最大产能 $0.2 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，报告书进行了产能项目环境影响评价，属于区块环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本项目废水经依托工程处理达标后回注油层，不外排，不涉及水污染物总量控制指标。	符合

4	涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染防治控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息,涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目废水经依托工程处理达标后回用于注水开发,回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)要求,回注到现役油藏;本次评价只包括地面工程建设,钻井工程单独进行环评,已批复(阿地环函字〔2020〕331号),根据环评报告可知,环评中包括了钻井液体系相关信息。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物,应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》(2017年10月1日)要求评价。	本次评价只包括地面工程建设,钻井工程单独评价,已批复(阿地环函字〔2020〕331号)。SHB53-4H井目前正在钻井,计划2021年7月完钻。该井在钻井过程的一开、二开阶段采用水基泥浆,废弃泥浆为一般固废,采用“泥浆不落地”工艺,处理后的钻井固废全部实现资源化利用;从钻井过程的三开以下,采用磺化或油基泥浆,油基泥浆属于危废,按照危险废物进行处置。本项目运营期过程产生的油泥砂为危废,在顺北环保站进行处理,全部回收无害化处置,无外排。	符合
6	涉及高含硫天然气开采的,应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水,应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场H ₂ S的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫黄回收工艺,减少SO ₂ 排放。井场水套加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备,应当优先使用清洁燃料,废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目油气混输至顺北五号联合站进行处理,天然气脱硫采用胺法脱硫+自循环硫磺回收工艺;单井油气采用密闭管输不加热集输工艺。本次评价提出切实可行的环境风险防范措施。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。选用低噪声设备,避免噪声扰民。施工结束后,应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目对施工期环境影响进行了重点分析并提出生态环境保护措施。本次评价对施工期噪声提出相应措施,施工对周边生态环境影响较小。	符合

8	涉及自然保护区和生态保护红线的,应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响,接受生态环境主管部门依法监管。	本项目不涉及生态保护红线区。	符合
9	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求,主动公开油气开采项目环境信息,保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体,按照《环境影响评价公众参与办法》(2019年1月1日)等相关规定,开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作,公示期间未收到公众反馈意见	符合

3.6 相关规划符合性分析

3.6.1 能源发展“十三五”规划

国家《能源发展“十三五”规划》中明确,十三五”时期,要夯实油气供应基础,着力提高两个保障能力:“一是加大**新疆**、鄂尔多斯盆地等地区勘探开发力度,加强非常规和海上油气资源开发,提高资源的接续和保障能力,二是有序推进煤制油、煤制气示范工程建设,推广生物质液体燃料,提升战略替代保障能力”。本项目属于**油气资源开发项目**,符合国家能源规划。

3.6.2 全国矿产资源规划

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

3.6.3 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》

《自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》提出,按照“稳步推进、重点突破、互利共赢、惠及民生”的原则,全面推进新疆油气资源开发利用。

在资源勘探开发利用转化过程中提高地方参与程度，加大石油天然气资源在新疆加工转化力度。推进中央驻疆油气开发企业的就地注册，加快与新疆本地企业合资合作，支持在新疆注册成立公司的企业参与新疆油气区块竞争出让，鼓励和支持各类企业参与石油和非常规油气资源勘探开发。围绕**塔里木**、准噶尔和吐哈三大油气资源，重点建设独山子、乌鲁木齐、克拉玛依、南疆塔河石化等千万吨级大型炼化一体化基地。对于油气开发，重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目。本项目属于**塔里木盆地油气基地**，符合《自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》的要求。

3.6.4 《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）

新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（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、城镇市政工

程设施等一定范围内；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）要求。

3.6.5 《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》

本项目所在的**塔里木盆地油气基地**属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划》（2016-2020 年）确定的 9 个国家级大型油气生产和加工基地，不属于《新疆维吾尔自治区矿产资源规划环境影响报告书》划定的禁采区和限采区，符合规划环评要求。

3.6.6 《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》提出：“到 2020 年，基本建成安全、稳定、经济的矿产资源保障体系，基本形成节约高效、环境友好、矿地和谐的绿色矿业发展格局。矿业经济发展支撑自治区经济中高速增长，资源开发迈向中高端水平。基本建成统一开放、竞争有序的现代矿业市场体系，形成矿产资源开发保护与矿业发展新格局。……强化矿产资源的安全可持续供应与应急保障能力，对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘察开发政策。”《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》将规划分区划分为重点矿区、限制开采区和禁止开采区。重点矿区：全区划分为 9 大矿产资源开发区域。限制开采区：严重供大于求以及下游产业产能过剩、耗能大、污染重的矿产分布区域；具有地方特色且需保护性限量开采矿种的分布区域；虽有可靠的资源基础，但当前市场容量有限，应用研究不够，资源利用方式不合理的区域；在较高技术经济条件与一定外部条件下，才能达到资源合理利用的区域；需要进行矿产资源储备和保护的地块；钨矿分布区域；国家和地方规定的其他限制开采矿产资源的区域。区内要进一步严格矿业权管理，按照现行法律法规加强监督管理。禁止开采区：军事管理区，国家和自治区级自然保护区、重要水源涵养区、风景名胜区、历史遗迹保护区，重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、

省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内，重要工业区、大型水利设施、城镇市政设施等一定范围内，机场、国防工程设施圈定的地区。

本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区，本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》。

3.6.7 《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》，将新疆分为以下主体功能区：按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，属于新疆农产品主产区中的天山南坡主产区，天山南坡主产区涉及 10 个县市，这些农产品主产区县市的城区和重要工业园区是自治区级的重点开发区域，但这些县市以享受国家农产品主产区的政策为主。本项目属于石油天然气开采行业，符合自治区对该区域的功能定位要求。

3.6.8 《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，属于天山南麓产业带，不属于高污染产业、建材行业落后产能、不符合产业准入标准和政策的落后项目、纺织印染项目、水泥行业。因此，本项目符合《新疆环境保护规划（2018-2022 年）》（2018 年 2 月 1 日）的要求。

3.7 选址合理性分析

本项目部署 1 口井的采油（气）工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

项目区占地均在规划的油区内，项目区属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区，项目建设及运行过程中需按照设计及环

评要求采取水土流失防治措施，根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目选址合理。

3.8“三线一单”符合性分析

“三线一单”，是指生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单，是推进生态环境保护精细化管理、强化国土空间环境管控、推进绿色发展高质量发展的一项重要工作。

(1) 生态保护红线

生态保护红线指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线，通常包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。

本项目位于沙县县境内顺北油气田三区53X井区内，根据《新疆生态功能区划》，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。目前新疆生态保护红线未最终划定，根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案〉的通知》（新政发〔2021〕18号），本项目区域不在划定的生态保护红线内。

(2) 环境质量底线

本项目为石油天然气开采项目。采出水依托顺北油气田五号联合站处理达标后回注油藏，不新增生活污水，正常运行期不会对周围地下水环境造成影响。含油污泥等危废依托顺北油气田环保站处置，固废能得到合理规范处置。

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

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

（3）资源利用上线

本项目开发过程中的生产废水进行综合利用，节约了水资源。井场和站场设置离网型光伏电站为用电设备供电，油气集输常温集输，不消化燃料；能源利用均在区域供气、供电负荷范围内，消耗未超出区域负荷上限。本项目用地性质主要是未利用地（沙地），土地资源消耗符合要求。总之，本项目开发符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

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

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]89 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）文规定，本项目所在行政区沙雅县未列入该清单。

综上所述，本项目建设符合“三线一单”要求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

沙雅县位于新疆西南部，阿克苏地区东偏南。处于塔里木盆地北部，渭干河绿洲平原的南端，北靠天山，南拥大漠。地处东经 $81^{\circ} 45' \sim 84^{\circ} 47'$ ，北纬 $39^{\circ} 31' \sim 41^{\circ} 25'$ 之间，东西宽 180km，南北长 220km，总面积 31972.5km^2 。北接天山南缘的库车市、新和县，南辖塔克拉玛干沙漠的一部分，与和田地区的民丰、于田两县沙漠相连，西与阿克苏市毗邻，东南和巴州的且末县接壤。我国最长的内陆河—塔里木河由西向东从境域中偏北部横穿而过。全境海拔 943m~1050m 之间，北高南低，由西向东略有坡降，县城距省府乌鲁木齐市的直线距离 486km，公路里程 832km，距阿克苏市公路里程 252km。

顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带位于新疆维吾尔自治区沙雅县境内，地处塔克拉玛干沙漠北缘，地表主要为沙漠和浮土，地面海拔一般在 950~990m 之间。区内气候条件恶劣，干燥少雨，属于干旱沙漠气候。工区内交通条件差，外围仅有 314 国道、塔中沙漠公路和 2 条省级公路穿过。

本项目位于顺北油气田三区 53X 井区内，距离沙雅县盖孜库木乡南约 106km，项目地理位置中心坐标为 。地理位置图见 3.1-1。

4.1.2 地质构造

顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带构造位置位于塔里木盆地东北坳陷区西部，横跨阿瓦提断陷的北斜坡、顺托果勒低隆起西北部与沙雅隆起的西南部倾没端。东邻中石油的果勒 1 区块，西部是阿瓦提北区块，南部为顺托果勒西及塔中 I 号破褶带，北部为中石油的果勒 2 等区块。整个工区南北长 55.8km，东西宽 15.3km，矿权面积为 853.73km^2 。

项目所在区块发育地层有新生界第四系、新近系、古近系，中生界白垩系、侏罗系、三叠系，古生界二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系、寒武系、震旦系。根据塔河南区块钻探结果显示，本区块位于哈拉哈塘油田南部层间岩溶作用区，奥陶系储层与含油气层段在奥陶系一间房组和鹰山组鹰 2 段分布，构造

图上整体表现为向西南倾没的鼻状构造，北东高、南西低，一间房组顶面埋深 6300m~7500m（海拔-5320~-6520m），构造幅差约 1200m，受断裂改造作用影响，局部沿断裂发育小型背斜或小断鼻。

4.1.3 地形地貌

沙雅县大致可分为沙漠、塔里木河谷平原、渭干河冲积扇平原三大部分。全境海拔 943~1050m 之间，北高南低，由西向东略有坡降，塔里木河自西向东在沙雅县中部偏北横贯全县，将沙雅县分为南北两部分，北部为渭干河冲积扇下游平原区，是沙雅县的农业及人口聚居的地方。面积有 880km²，占总面积的 2.75%，但宜耕地只占此处面积的很小一部分。在河谷平原里，有重盐渍地 2583km²，剩余的宜林宜牧面积只有 2212km²。

项目区地处沙雅县南部的沙漠区，沙丘起伏不大。

4.1.4 水文地质

4.1.4.1 水文

沙雅县境内主要河流有渭干河和塔里木河。渭干河发源于天山南麓哈雷克群山和汗腾格里峰，年径流量 $22.46 \times 10^9 \text{m}^3$ ，沙雅县按 39.5% 分水，实际水量为 $8.87 \times 10^9 \text{m}^3$ ，灌溉面积为 44840km²。

塔里木河干流是典型的干旱区内陆河流，由叶尔羌河、和田河、阿克苏河三源流汇合而成，从肖夹克至台特玛湖全长 1321km，流域面积 1.76 万 km²，属平原型河流，自西向东流动，塔里木河地处我国西北内陆的塔里木盆地，水质表现为矿化度高，水质偏碱性，含氟较高，河水化学类型为 HSO₄ Cl-Ca Mg Na 为主，矿化度枯水期最大。

本项目区周围无地表水体，北距塔里木河约 95km。

4.1.4.2 水文地质

沙漠区地下水的补给主要来源于南部冲洪积平原区的地下水侧向径流补给。由于评价区外南部的河流径流量小，流程短，在一般年份难以到达沙漠腹地便渗失殆尽，故地表水渗入补给在该区内几乎不存在。大气降水和凝结水由于水量有限，一般情况下也无法对该区地下水形成有意义的补给。但 5-8 月间偶尔出现降水量大于 5mm 的较大降雨，对丘间洼地浅埋带地下水有微弱的补给作用。

（1）地下水的赋存条件及分布特征

评价区位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。

(2) 含水层的分布及富水性

评价区地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主，潜水位埋深大于 10m，含水层岩性为第四系细砂，渗透系数 0.40-0.99m/d。

(3) 地下水的补给、径流、排泄条件

评价区位于塔河洪泛冲洪积平原及塔克拉玛干沙漠平原区。地下水的补给来源主要是塔里木河的渗漏补给，其次在靠近塔河南岸地段有部分渠系渗漏补给、田间灌溉水的渗漏补给、水库水的渗漏补给。因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计。评价区内也仅仅在沿塔河南岸地段，潜水的补给来源充分，补给条件较好；而向南远离塔河的地段，因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

评价区地下水的径流方向是从西向东。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水的水力坡度约 0.37‰。

地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄，最终排泄至塔里木河中，塔里木河又一直向东排泄到排泄最低点—台特玛湖。

(4) 地下水水化学特征

评价区远离塔河南岸，几乎无任何补给来源，径流滞缓。因此，区块内的水化学作用以蒸发浓缩作用为主，水化学类型为 $Cl \cdot SO_4-Na$ 型水，矿化度为 10g/L，水质差，为咸水。

4.1.5 气候、气象

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 4.1-1。

表 4.1-1 沙雅县主要气象要素表

序号	项目	单位	数值
1	平均气温	℃	11.4
2	最热月平均气温	℃	—
3	最冷月平均气温	℃	—
4	历年极端最高气温	℃	41.2

5	历年极端最低气温	℃	-24.2
6	年主导风向	—	NE
7	最大风速极限	m/s	28.0
8	静风频率平均值	%	—
9	年降雨量	mm	—
10	年平均风速	m/s	1.37
11	年平均降水量	mm	47.3
12	年均相对湿度	%	49
13	年平均大气压	hPa	956.5
14	年均蒸发量	mm	2044.6
15	最大冻土深度	m	0.77
16	年平均日照时数	h	—
17	年平均逆温层高度	m	—
18	历年平均雷暴日数	d	—

4.2 生态环境现状调查与评价

顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，地处塔克拉玛干沙漠北缘，地表主要为沙漠，地面海拔一般在 950~990m 之间。区内气候条件恶劣，干燥少雨，属于干旱沙漠气候。

4.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，评价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，见图 4.2-1。

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。

4.2.2 土地利用现状

据 TM 遥感影像解译结果，区域土地利用现状见图 4.2-2。

从图中可以看到，本项目所在区域土地利用类型均为未利用土地中的沙地，土地现状以自然状态为主，呈典型的干旱荒漠，人为干扰较小。

图 4.2-1 本项目在生态功能区划中的位置

4.2.3 植被现状调查与评价

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，局部地段零星分布有少量的胡杨、柽柳等植物群落，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。见图 4.2-3 植被类型分布图，项目区主要植物种类见表 4.2-1。

表 4.2-1 项目区主要植物种类

中文名	学名
沙生柽柳	<i>Tamarix taklamakanensis</i>
胡杨	<i>Populus diversifolia</i>

4.2.4 野生动物现状调查

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。

塔克拉玛干沙漠及其边缘地带共分布有野生脊椎动物 11 种，其中爬行类 4 种，哺乳动物 5 种，鸟类 2 种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存（仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型。评价区野生动物种类及遇见频度见表 4.2-2。

野生动物的区域分布规律：在物种的水平格局上，奔跑能力较强的物种多分布于沙漠外缘，由于难获得水源，它们极少进入沙漠纵深区域，如野猪、鹅喉羚等；不依赖水源，仅靠食物中的代谢水即可维持生命的物种，如沙鼠类、跳鼠类及具迁飞能力的鸟类则表现为均匀分布，但就分布地点而言，多集群栖息于有植被分布的小生境。塔里木兔为国家二级保护动物，白尾地鸦是我国新疆的独有物种，目前的数量已不足 7000 只，虽然在我国仍未被纳入国家和地区的野生动物保护名录中，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。

在评价区域生存的野生动物主要是一些荒漠动物，国家和地方保护动物较少，主要是有爬行动物沙蜥、沙鼠、沙狐等。

表 4.2-2 评价区野生动物种类及遇见频度

中文名	学名留特征	居留特征	遇见频度
爬行类			
新疆沙蜥	<i>Agama stloizkana</i>		-
叶城沙蜥	<i>Phrynocephalus axillaries</i>		+
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		+
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++
鸟类			
鸢	<i>Milvus korschun</i>	R	+
白尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	R	+
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>		++
毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>		+++
科氏三趾跳鼠	<i>Phodopus roborovskii</i>		+
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>		+++
塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>		

注：（1）R——留鸟 B——繁殖鸟

（2）-偶见种类 + 一般种类 ++ 常见种类 +++ 多见种类

4.2.5 生态环境现状小结

本项目区位于塔克拉玛干沙漠北缘，评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》，评价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。项目区气候极端干旱，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，野生动物极少。

4.3 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1 区域大气环境质量达标判定

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏区域环境空气中六项基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃ 监测结果，对区域环境空气质量现状进行分析（浓度单位为 μg/m³），区域环境空气质量现状评价表详见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
		μg/m ³	μg/m ³		
SO ₂	年平均	7	60	11.7	达标
NO ₂	年平均	28	40	70	达标
CO	第 95 百分位数日平均	1000	4000	25	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	90	160	56.3	达标
PM _{2.5}	年平均	60	35	171.4	超标

PM ₁₀	年平均	198	70	282.9	超标
------------------	-----	-----	----	-------	----

注：监测数值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为浓度均值，CO 为 24 小时平均浓度第 95 百分位数，O₃ 为日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数；二级标准值中 PM_{2.5}、PM₁₀、SO₂、NO₂ 这四项为年均值，CO 为 24 小时平均值，O₃ 为日最大 8 小时平均值。

由上表可知：2020 年项目所在地阿克苏地区 SO₂、NO₂ 年平均浓度及 CO、O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀ 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。

阿克苏地区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。

4.3.2 特征因子补充监测

（1）监测点位

本次委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）对项目区环境空气中特征污染物进行了监测，监测时间为 2021 年 2 月 25 日~3 月 3 日。

监测点位基本信息见表 4.3-2 和图 4.3-1。

表 4.3-2 补充监测点位基本信息 单位：mg/m³

监测点名称	地理坐标	监测因子	监测时段
SHB53-4H 井场		非甲烷总烃、硫化氢	2021 年 2 月 25 日至 2021 年 3 月 3 日连续监测 7 天、每天采样 4 次。

（2）监测因子

监测项目：非甲烷总烃、硫化氢。

（3）监测时间及频次

监测时间：2021 年 2 月 25 日至 2021 年 3 月 3 日连续监测 7 天。非甲烷总烃、硫化氢采用 1 小时浓度每天采样 4 次，每次采样不少于 45 分钟。

（4）采样及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》

（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 4.3-3。

表 4.3-3 大气污染物采样分析方法及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限 (mg/m ³)
1	H ₂ S	亚甲蓝分光光度法	GB11742-1989	0.005
2	NMHC	气相色谱法	HJ604-2017	0.07

(5) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2.0mg/m³ 作为环境质量标准限值；H₂S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（10μg/m³）。

(6) 评价方法

采用最大值占标率法进行评价区环境空气质量现状评价，计算公式如下：

$$Pi = Ci / C_{0i}$$

式中：Pi—污染物 i 的占标率；

Ci—污染物 i 的实测浓度，mg/m³；

C_{0i}—污染物 i 的评价标准，mg/m³。

(7) 监测及评价结果

由监测结果可知，监测期间评价区非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值，H₂S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值。

4.4 声环境现状

声环境现状委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)进行现场监测。

4.4.1 监测点布设

本次布设 4 个噪声监测点位，位于 SHB53-4H 井场四周厂界外 1m 处。监测工作由新疆新环监测检测研究院（有限公司）完成。监测点位见图 4.3-1。

4.4.2 监测时间

声环境质量现状监测时间为 2021 年 3 月 1 日~2 日，连续监测 2 天，分昼间和夜间两个时段进行。

4.4.3 监测方法

按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 L_{eq} 作为评价量。

4.4.4 评价标准

评价区声环境现状执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

4.4.5 评价方法

评价方法采用直接对标法。

4.4.6 监测及评价结果

监测及评价结果统计见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境现状监测统计结果一览表

监测时间	监测点	昼间			夜间		
		实测值	标准值	达标情况	实测值	标准值	达标情况
2021.3.1	SHB53-4H 井场东		60	达标		50	达标
	SHB53-4H 井场南			达标			达标
	SHB53-4H 井场西			达标			达标
	SHB53-4H 井场北			达标			达标
2021.3.2	SHB53-4H 井场东		60	达标		50	达标
	SHB53-4H 井场南			达标			达标
	SHB53-4H 井场西			达标			达标
	SHB53-4H 井场北			达标			达标

从表 4.4-1 可以看出，SHB53-4H 井场四周昼间噪声值在 41.7~43.2dB(A)之间，夜间噪声值在 38.4~39.7dB(A)之间，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准要求。

4.5 水环境现状调查与评价

项目区 5.0km 范围内无地表水体，油气集输管线沿线无穿越任何地表水体。本项目在正常开采及油气集输过程中，产生的含油污水、井下作业废水不外排，不与周边地表水体发生水力联系，因此，本次环评不进行地表水环境现状调查与评价，仅对地下水环境现状进行调查评价。

4.5.1 地下水环境现状调查及评价

4.5.1.1 调查方法

项目区地处荒漠，经过现场核实，项目区周边人工开采水井分布数量极少，根据导则要求，从实际出发，本次评价引用顺北油气田油区范围内的地下水监控井数据，监测对象为潜水。

4.5.1.2 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》，地下水现状调查评价范围可以根据建设项目所在地水文地质条件确定。本项目所在区域地下水类型为孔隙水，地下水资源小于 $10 \text{ 万 m}^3/\text{km}^2\cdot\text{年}$ ，属于地下水资源贫乏地区。根据项目区综合水文地质图可知，本项目区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。本项目所引用的油区范围内的地下水监控井，与本项目所在地属于同一水文地质单元，监测时间为 2019 年 5 月，监测数据具有代表性、时效性。

本次环评地下水环境质量现状监测共引用 5 个地下水监测点，分别 1#（顺北 1-13 井附近）、2#（顺北 1-15 井附近）、3#(KFOSHB5-18H 井附近)、4#(KFOSHB5-19H1 井附近)、5#(SHB5-9CH 井附近)。具体见地下水监测点统计一览表 4.5-1、点位见图 4.3-1 所示。

表 4.5-1 地下水监测点位及因子一览表

序号	监测点位置	监测对象	所处功能区	监测与调查项目
				监测因子
1	1#（顺北 1-13 井附近）	潜水	III 类	色(铂钴色度单位)、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度(以 CaCO_3 计)、溶解性总固体、铁、锰、铜、锌、铝、挥发性酚类(以苯酚计)、阴离子表面活性剂、耗氧量(COD_{Mn} 法，以 O_2 计)、氨氮(以 N 计)、硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐(以 N 计)、硝酸盐(以 N 计)、化物、氟化物、汞、砷、硒、镉、铬(六价)、铅、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、石油类共 34 项
2	2#（顺北 1-15 井）			
3	3#(KFOSHB5-18H 井附近)			pH、总硬度、耗氧量、溶解性总固体、氟化物、石油类、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、六价铬、挥发酚、氰化物、锰、铁、镉、砷、汞、铅、总大肠菌群、菌落总数、锌、镍、铜、总铬、阴离子表面活性剂、硫化物共 26 项。
4	4#(KFOSHB5-19H1 井附近)			
5	5#(SHB5-9CH 井附近)			

4.5.1.3 监测时间及频率

1#、2#监测点的监测时间为 2019 年 5 月 10 日，3#、4#、5#监测点的监测时间为 2021 年 3 月 3 日，均监测 1 天，每个点位采样 1 次。

4.5.1.4 监测项目及分析方法

采样按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)执行, 监测分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)、《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)有关标准和规范执行。各地下水监测因子和检测分析因子分析方法及检出限情况见表 4.5-2。

表 4.5-2 地下水环境监测因子和检测因子分析及检出限值一览表

序号	监测因子	检 测 方 法	最低检出浓度
1	色度	水质 色度的测定 GB11903-89 (稀释倍数法)	/
2	臭和味	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006	/
3	浑浊度	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006	1 NTU
4	肉眼可见物	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2006	/
5	pH	水质 pH 值的测定 玻璃电极法 GB6920-86	/
6	总硬度	水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-87	/
7	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状 和物理指标 GB/T5750.4-2006	/
8	铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收 分光光度法 GB11911-89	0.03 mg/L
9	锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收 分光光度法 GB11911-89	0.01 mg/L
10	铜	水质 65 种元素的测定 电感耦合 等离子体质谱法 HJ700-2014	0.08 µg/L
11	锌	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子 吸收分光光度法 GB7475-87	0.02 mg/L
12	铝	水质 65 种元素的测定 电感耦合 等离子体质谱法 HJ700-2014	1.15 µg/L
13	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	0.0003 mg/L
14	阴离子表面活性剂	水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法 GB7494-87	0.05 mg/L
15	耗氧量	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 GB/T5750.7-2006	0.05 mg/L
16	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂 分光光度法 HJ535-2009	0.025 mg/L
17	硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝 分光光度法 GB/T16489-1996	0.005 mg/L
18	总大肠菌群	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 GB/T5750.12-2006	/
19	菌落总数	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 GB/T5750.12-2006	/

20	亚硝酸盐氮	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法 GB7493-87	0.003 mg/L
21	硝酸盐	水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ²⁻ 、Br ⁻ 、NO ³⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.016 mg/L
22	总氰化物	水质 氰化物的测定 容量法和分光光度法 HJ484-2009	0.004 mg/L
23	氟化物	水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.006 mg/L
24	汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ694-2014	0.00004 mg/L
25	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ694-2014	0.0003 mg/L
26	硒	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法 HJ694-2014	0.0004 mg/L
27	镉	水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法 HJ700-2014	0.05 µg/L
28	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-87	0.004 mg/L
29	铅	水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法 HJ700-2014	0.09 µg/L
30	三氯甲烷	水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ639-2012	1.4 µg/L
31	四氯化碳	水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ639-2012	1.5 µg/L
32	苯	水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ639-2012	0.4 µg/L
33	甲苯	水质 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ639-2012	0.3 µg/L
34	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 HJ970-2018	0.01 mg/L
35	钙	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-89	0.02 mg/L
36	镁	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法 GB 11905-89	0.002 mg/L
37	钠	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11904-89	0.008 mg/L
38	钾	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法 GB 11904-89	0.013 mg/L
39	碳酸盐	碱度（总碱度、重碳酸盐和碳酸盐）的测定 酸滴定法 SL83-1994	/
40	重碳酸盐	碱度（总碱度、重碳酸盐和碳酸盐）的测定 酸滴定法 SL83-1994	/
41	硫酸盐	水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ²⁻ 、Br ⁻ 、NO ³⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.018mg/L
42	氯化物	水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ²⁻ 、Br ⁻ 、NO ³⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法 HJ84-2016	0.007 mg/L

4.5.2 地下水环境质量现状检测分析因子浓度

各监测点地下水检测分析因子（八大离子）分析结果见表 4.5-3。

4.5.3 地下水环境质量现状评价

4.5.3.1 评价标准与评价方法

(1) 评价标准

石油类参照《地表水质量标准》(GB3838-2002) III 类标准；其他因子执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准。

(2) 评价方法

评价方法采用单因子指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度，mg/L；

C_{si} ——第 i 个水质因子的标准浓度，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子(如 pH 值)，其标准指数计算公式：

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

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

式中： P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值。

4.5.2.2 监测结果

监测结果见表 4.5-4。

4.5.2.3 评价结果

从表 4.5-4 可以看出，各监测点位总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物等有超标现象外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中 III 类标准限值。石油类监测值均低于《地表水质量标准》(GB3838-2002) III

类标准。总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物超标与区域地下水埋深浅，气候干旱，蒸发强烈及土壤盐渍化有关。

4.6 土壤环境现状调查与评价

本项目属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ 964-2018）规定，为 I 类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目，占地规模小，环境敏感程度为不敏感，因此评价工作等级为二级。本次在项目占地范围内布设 3 个柱状样点（S2、S3、S4 点），1 个表层样点（S1 点），在占地范围外，评价范围内布设 2 个表层样点（S5、S6 点），对项目区土壤环境质量现状进行监测。土壤监测采样日期为 2021 年 2 月 28 日，监测单位为新疆新环监测检测研究院(有限公司)。

4.6.1 监测点位

占地范围内：3 个柱状样（S2~S4），1 个表层样（表层 S1）；

占地范围外：井场外 200m 范围内共 2 个表层样（S5~S6）。

监测点位信息详见表 4.6-1，监测点位见图 4.3-1。

表 4.6-1 土壤监测点位信息

监测项目	监测点位			监测时间	监测频率/要求	监测因子
土壤	占地范围内	1	S1: SHB53-4H 井场	1 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样
		2	S2: SHB53-4H 井场	3 个监测点	监测 1 次	柱状样: 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样
		3	S3: SHB53-4H 井场			
		4	S4: 7#阀组			
	占地范围外	1	S5: SHB53-4H 井场 200m 外	2 个监测点	监测 1 次	表层样 0-0.2m 取样
		2	S6: SHB53-4H 井 200m 外			

4.6.2 监测时间

土壤监测采样日期为 2021 年 2 月 28 日。

4.6.3 监测因子

土壤监测因子如下：

基本因子：《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，蒽，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘。

特征因子：石油烃。

4.6.3 评价标准

执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》（GB36600-2018）第二类用地筛选值要求。

4.6.4 评价方法

采用标准指数法：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中： C_i —— i 污染物的监测值；
 S_i —— i 污染物的评价标准值；
 P_i —— i 污染物的污染指数

4.6.5 监测结果与评价

土壤现状监测与评价结果见表 4.6-2、4.6-3。

由监测结果可知：评价范围内监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1，满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）（试行）第二类用地筛选值标准。

5.环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响分析

5.1.1 生态环境影响特征

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

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在工程开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场等）和线状（如集输管线和注汽管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

5.1.2 生态环境影响

5.1.2.1 占地影响分析

本项目占地主要包括新建采油（气）井场 1 座（SH53-4H），8 井式自动选井阀组 1 座，新建单井集输管线 4.8km，顺北三区 5 条带内部南段集输干线 5.3km，修复井场道路 0.5km，占地类型为沙地。

本项目永久占地 1.32hm^2 、临时占地 8.08hm^2 。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

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

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

5.1.2.2 水土流失的影响分析

根据《关于印发新疆自治区级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果的通知》（新水水保〔2019〕4号），本项目位于沙雅县境内，属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在以下施工期和运营期两个方面。

（1）土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随

沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

（3）对油区公路、管线、井场的危害

评价区内春夏两季为多风季节，尤其是春季大风频繁，沙尘暴天气较多，而此时降水稀少，因而干旱沙质地表的沙层易被风力吹扬，风沙活动可以风蚀公路。

在敷设管线下管回填时，回填土高于原地表，由于土质疏松，易被春秋季节的大风扬起的沙尘，从而造成水土流失。此外管线穿越冲沟处，水工防护设施设计不当或没有采取水工防护，可能在洪水季节由于水流的冲刷而剥蚀暴露出管线。

5.1.2.3 对植被的影响分析

根据管道建设的特点，对植被环境影响最大的是管道施工对地表植被的扰动和破坏。项目区域植被稀疏，地表大面积裸露，景观单调，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。对地表植被影响较小。

在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。挖掘区植被全部被破坏，其管线两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

根据工程分析资料，施工作业期间的污染主要来自于扬尘及施工期废弃物。虽然在整个作业期间都有生活废水的产生，但因其量较少，作业期短，因而影响很小。因而在此只从扬尘、施工废弃物对植被的影响进行分析。

（1）扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植被生长产生影响的因素之一，扬尘产生的颗粒物在植物地上器官(叶、茎、花和果实)沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，植物表面上的沉降物覆盖层阻塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物的干物质生产受到影响。一般情况下，大范围内很低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题。但对植物的伤害程度还取决于周围的环境及地形。

结合工程区域具体情况分析：该区域多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，加之工程施工阶段污染源分散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响不大。

（2）施工废弃物对植被的影响

在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的主要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响。其附着在植物体上会阻碍植物叶片呼吸及光合作用；施工废弃物、塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾的胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，这样不仅影响景观，亦影响植物的生长。但这种影响是有可能杜绝的，在施工中只要加强环保宣传，就会使这种影响降到最小程度甚至没有。

（3）施工期人为活动对植被的影响

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、碾压和灌木植物的砍伐等。从沙漠生态系统的脆弱性角度考虑，原始环境中人类活动的介入，荒漠区单位面积上人口活动密度的增大，将导致荒漠区开发范围(施工范围)内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖度减少，初级生产力水平下降，使该区域的局部地带荒漠化的可能性增大，形成次生性沙漠化土地。其造成荒漠化的可能有以下几种途径。

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，从而增加产生沙化的可能性；其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施工作业中大型机械大面积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。

5.1.2.4 植物的生物量损失

本工程区域植被稀少，全部为沙漠地带，植物的生物损失量极少。

5.1.2.5 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的

原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。

一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着建设的各个过程，井区内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

井区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，油田开发过程中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。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要少，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，而施工结束后，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。

5.1.2.6 对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。

一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着建设的各个过程，井区内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

井区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，油田开发过程中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。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要少，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，而施工结束后，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。

5.1.4 退役期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。当油田开发接近尾声时，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、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。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，将会产生少量扬尘和固体废物。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飞灰、扬尘的产生，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。

5.1.5 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

本项目开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、站场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使

区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态环境进一步恶化。

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表 5.1-2。

表 5.1-2 工程所在区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					工程区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度						
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
	物种多样性						
结构	种群结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况						
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差

	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

从表 5.1-2 可以看出工程区生态完整性受本项目影响较小，工程区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于工程占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

5.1.6 小结

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标。本项目位于沙雅县境内，属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木流域水土流失重点治理区。建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本项目永久性占地面积为 1.32hm^2 ，临时占地面积 8.08hm^2 ，占地类型均为沙地。地表植被稀疏，项目地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

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

因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

5.2 大气环境影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

5.2.1.1 污染源分析

施工期废气主要包括井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。

5.2.1.2 施工期大气环境影响分析

本项目在施工期对环境空气的影响主要为管线敷设、道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，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。

(1) 运输车辆扬尘的影响分析

施工期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

(3) 地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本项目的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

5.2.2 运营期大气环境影响分析

5.2.2.1 区域地面污染气象特征分析

本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。本工程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。

（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 5.2-1。平均风速的全年各月变化曲线见图 5.2-1。

表 5.2-1 评价区域各月平均风速统计表

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

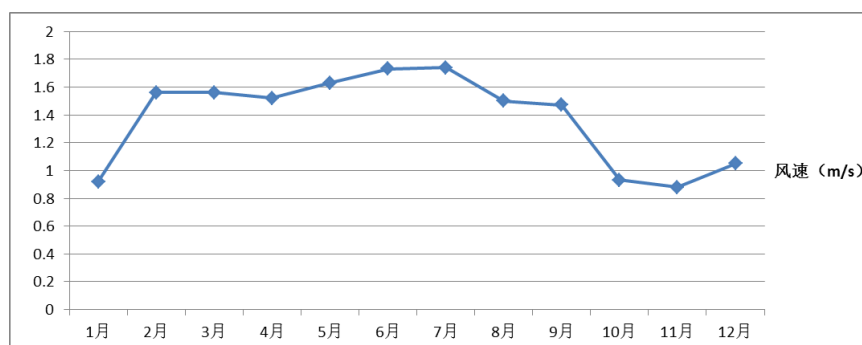


图 5.2-1 评价区全年各月风速变化曲线

（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 5.2-2，风向频率玫瑰见图 5.2-2。

表 5.2-2 沙雅县各月、各季、全年各风向频率

季节	春			夏			秋			冬			年		
项目	风向	平均	污染	风向	平均	污染	风向	平均	污染	风向	平均	污染	风向	平均	污染
风向	频率	风速	指数	频率	风速	指数	频率	风速	指数	频率	风速	指数	频率	风速	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%。

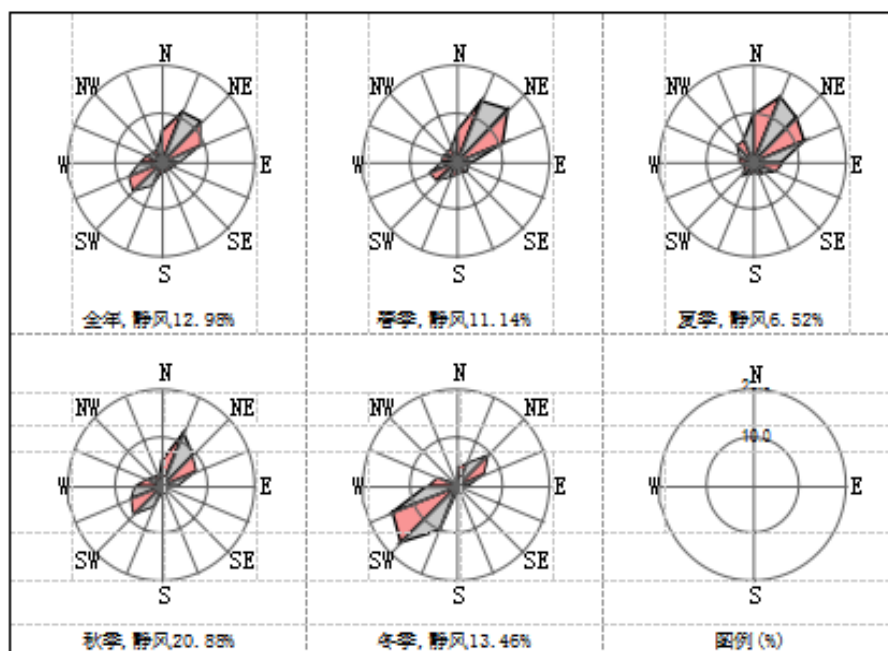


图 5.2-2 沙雅县各季、全年风向玫瑰图

5.2.2.2 大气环境影响预测与评价

(1) 预测因子及标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为无组织排放的 NMHC、H₂S。

(2) 评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，以 2.0mg/m³ 作为环境质量标准限值；H₂S 参照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的浓度限值（10μg/m³）。

(3) 预测模式

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

(4) 污染源参数

运营期间本项目产生的大气污染物主要为油气集输过程中产生一定量的烃类及硫化氢挥发，污染物排放参数见表 5.2-3。

表 5.2-3 运营期大气污染物排放参数一览表

污染源名称	坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源		面源高度(m)	年排放小时数(h)	污染物排放速率(kg/h)	
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)			NMHC	H ₂ S
井场无组织			1017	60	70	8	8760	0.19	0.0009

(5) 预测结果

本项目大气环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污

染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。估算模式预测结果见表 5.2-4。

表 5.2-4 估算模式预测污染物扩散结果

距源中心下风向距离 (m)	单井无组织排放			
	NMHC		H ₂ S	
	下风向预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)	下风向预测浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
10	0.070957	3.55	0.000344	3.44
25	0.085089	4.25	0.000413	4.13
50	0.093625	4.68	0.000454	4.54
75	0.095216	4.76	0.000462	4.62
98	0.095383	4.77	0.000463	4.63
100	0.095369	4.77	0.000463	4.63
125	0.094677	4.73	0.000459	4.59
150	0.092873	4.64	0.00045	4.5
300	0.076113	3.81	0.000369	3.69
500	0.057122	2.86	0.000277	2.77
700	0.045296	2.26	0.00022	2.2
800	0.041323	2.07	0.0002	2
900	0.038326	1.92	0.000186	1.86
1000	0.035654	1.78	0.000173	1.73
1100	0.033389	1.67	0.000162	1.62
1200	0.031464	1.57	0.000153	1.53
1300	0.029785	1.49	0.000144	1.44
1400	0.028258	1.41	0.000137	1.37
1425	0.027896	1.39	0.000135	1.35
1450	0.027542	1.38	0.000134	1.34
最大地面浓度	0.095383mg/m ³		0.000463mg/m ³	
最大地面浓度占标率	4.77%		4.63%	
最大地面浓度距源距离	98m			

根据以上预测结果可知：

①预测范围内，项目生产过程中无组织排放的污染物非甲烷总烃、硫化氢最大落地浓度占标率均小于 10%，其中非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 0.095383mg/m³，最大占标率 4.77%；硫化氢最大地面浓度点预测浓度 0.000463mg/m³，最大占标率 4.63%，最大落地浓度出现距离为 98m。

②无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 98m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，因此对大气环境敏感目标影响不大。

③预测结果表明，本项目正常工况下排放的非甲烷总烃、硫化氢下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值。

(6) 大气环境影响分析

烃类无组织排放是影响油气田区域环境空气的主要污染源之一，本项目油气开采、集输采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体的排

放量。根据现状监测结果,区域环境空气中非甲烷总烃、硫化氢满足标准限值要求。工程实施后,非甲烷总烃最大地面浓度点预测浓度 $0.095383\text{mg}/\text{m}^3$,最大占标率 4.77%。硫化氢最大地面浓度点预测浓度 $0.000463\text{mg}/\text{m}^3$,最大占标率 4.63%。

5.2.2.3 大气污染物排放量核算

本项目无组织排放量核算情况详见表 5.2-5。

表 5.2-5 大气污染物无组织排放量核算结果

污染源	污染物项目	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		核算年排放量 (t/a)	
			标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	非甲烷总烃	硫化氢
井场	非甲烷总烃、硫化氢	日常维护,做好密闭措施	非甲烷总烃排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求,硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)	井场、站场边界无组织挥发产生的非甲烷总烃 1h 平均浓度限值 $4\text{mg}/\text{m}^3$; 厂界硫化氢 1h 平均浓度限值 $0.06\text{mg}/\text{m}^3$	1.67	0.0081

5.2.2.4 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表见表 5.2-6。

表 5.2-6 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目								
评价等级与范围	评价等级	一级□			二级√			三级□		
	评价范围	边长=50km□			边长 5～50km□			边长=5km√		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a□			500～2000t/a□			<500t/a√		
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ） 其他污染物（NMHC、H ₂ S）					包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5√			
评价标准	评价标准	国家标准√			地方标准□			附录 D√		其他标准□
现状评价	环境功能区	一类区□			二类区√			一类区和二类区□		
	评价基准年	（2020）年								
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□			主管部门发布的数据√			现状补充监测√		
	现状评价	达标区□					不达标区√			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源√ 本项目非正常排放源□ 现有污染源□			拟替代的污染源□			其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□
大气环境影响预测	预测模型	AERMOD√	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□		CALPUFF□		网格模型	其他□

与评价							□	
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km□			边长=5km√	
	预测因子	预测因子（非甲烷总烃、硫化氢）					包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5√	
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率≤100%√					C _{本项目} 最大占标率>100%□	
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率≤10%□			C _{本项目} 最大占标率>10%□		
		二类区	C _{本项目} 最大占标率≤30%□			C _{本项目} 最大占标率>30%□		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（） h		c _{非正常} 占标率≤100%□			c _{非正常} 占标率>100%□	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C _{叠加} 达标□					C _{叠加} 不达标□	
区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□					k>-20%□		
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、硫化氢）			有组织废气监测□ 无组织废气监测√		无监测□	
	环境质量监测	监测因子：（）			监测点位数（）		无监测□	
评价结论	环境影响	可以接受√ 不可以接受□						
	大气环境防护距离	距厂界最远（0）m						
	污染源年排放量	SO ₂ : （）t/a		NO _x : （）t/a		颗粒物: （）t/a		VOCs: （1.67）t/a H ₂ S: （0.0081）t/a

5.2.3 退役期大气环境影响分析

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

5.3 声环境影响分析与评价

5.3.1 施工期声环境影响分析

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、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

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

表 5.3-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

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

通过类比分析可知, 运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中, 昼间施工场 50m 以外均不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》(昼间 75dB(A)), 而在夜间则会超标(夜间 55dB(A))。项目区 5km 内无居民, 并且施工期噪声源均为暂时性的, 只在短时期对局部环境和施工人员造成影响, 待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.2 运营期声环境影响分析

5.3.2.1 运营期主要噪声源

本项目运营期噪声源主要为井场机泵等设备噪声, 以及压裂、修井等井下作业噪声, 因井下作业为阶段性作业, 故本次噪声预测仅考虑井场机泵噪声。

5.3.2.2 井场噪声环境影响预测

单井机泵噪声源强在 70~85dB(A) 之间, 设备选用低噪设备, 并采取基础减震等措施, 其运行噪声不高于 70dB(A)。

项目建成后不同距离噪声预测值见表 5.3-2。

表 5.3-2 各种施工机械在不同距离的噪声预测值 单位: dB(A)

距离 (m)	运行噪声	5	10	30	60	80	100
井场机泵	70	56.0	50.2	42.1	38.9	38.2	37.8

井口装置噪声源强较低, 影响范围有限。由预测结果可知, 本项目单井井场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准限值要求, 且周边无声环境敏感点, 因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

5.3.2.3 井下作业噪声环境影响分析

井下作业过程中最强的噪声源为压裂车噪声，最高可达 120dB(A)，导致作业现场周围噪声超出《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，但是由于油井多分布在空旷地带，加上井下作业周期较短，声源具有不固定性和不稳定性，在施工时，对高噪声设备设置临时屏蔽设施，则其对周围环境的影响是可以接受的。

5.3.3 退役期声环境影响分析

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

5.3.4 声环境影响评价小结

综上所述，本项目开发建设区域声环境质量现状较好，工程开发建设及运营噪声满足标准要求，并且不会产生噪声扰民问题。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 水文地质条件

5.4.1.1 区域地层概况

本项目位于塔里木盆地中部，顺北油气田三区西邻阿东区块（一区），东部是顺托果勒区块（二区），南部为顺托果勒西及塔中 I 号破褶带，北部为中石油的果勒 2 等区块，塔里木盆地顺北地区构造图见图 5.4-1，整体而言，顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带位于顺托果勒低隆北缘。

图 5.4-1 塔里木盆地顺北构造单元划分图

区块内自上而下钻遇地层为：新生界第四系、新近系（库车组、康村组、吉迪克组），古近系苏维依组、白垩系（巴什基奇克组、巴西盖组、舒善河组）三叠系（哈拉哈塘组、阿克库勒组、柯吐尔组）、二叠系阿恰群、石炭系（小海子组、卡拉沙依组、巴楚组）、泥盆系（东河塘组、克孜尔塔格组）、志留系（依木干他乌组、塔塔埃尔塔格组、柯坪塔格组）、奥陶系（却尔却克组、恰尔巴克组、一间房组和鹰山组）。据区域背景资料，经地震、钻井资料证实，各层系之

间为角度不整合接触，奥陶系却尔却克组、恰尔巴克组地层直接覆盖在一间房组基岩之上，其中奥陶系一间房组和鹰山组为本次方案研究的目的层。

地层特征分述如下：

（1）第四系

本区第四系地层主要由灰白色粉砂层、细粒砂层夹黄灰色粘土层构成。

（2）新近系

本区新近系地层厚度 639m，从上到下分布为地层为库车组、康村组、吉迪克组。库车组地层岩性为：灰白色粉砂岩、细粒砂岩与黄灰色泥岩略等厚互层、浅灰、灰白色细粒砂岩、粉砂岩与黄灰色泥岩、粉砂质泥岩略等厚互层。康村组岩性为泥岩中含分散状石膏、吉迪克组岩性中上部为蓝灰色泥岩与棕色粉砂岩、细粒砂岩略等厚互层，下部为棕褐色泥岩、膏质泥岩、粉砂质泥岩夹浅棕色粉砂岩、细粒砂岩。

（3）古近系

本区下古近系地层厚度 168.5m。从上到下分布的地层为苏维依组、库姆格列木群。苏维依组岩性为棕褐色泥岩与棕红色粉砂岩略等厚互层、库姆格列木群岩性为棕色细粒岩屑长石砂岩。

（4）白垩系

本区白垩系地层厚度 533.5m，从上到下依次分布巴什基奇克组、巴西盖组、舒善河组。亚格列木组地层缺失。巴什基奇克组岩性为上部为棕色细粒岩屑长石砂岩、浅灰色中粒岩屑长石砂岩与棕褐色泥岩不等厚互层；下部为棕色细粒岩屑长石砂岩与棕色泥岩、粉砂质泥岩不等厚互层。巴西盖组岩性为浅棕色细粒岩屑长石砂岩与棕色泥岩、粉砂质泥岩略等厚互层。舒善河组岩性为上部为浅棕色细粒岩屑长石砂岩与棕色泥岩略等厚互层；下部为浅棕色细粒岩屑长石砂岩与棕色泥岩不等厚互层。

（5）三叠系

本区三叠系厚度 922.5m，从上到下依次分布哈拉哈塘组、阿克库勒组、柯吐尔组。哈拉哈塘组岩性为灰色细粒长石岩屑砂岩、粉砂岩与灰色泥岩、粉砂质泥岩略等厚互层；下部浅灰色细粒长石岩屑砂岩，即“T-I”砂组。阿克库勒组岩性为上部深灰色泥岩、棕褐色泥岩与灰色（泥质）粉砂岩不等厚互层；中下部

(浅)灰色细粒长石岩屑砂岩、中粒长石岩屑砂岩与棕褐色泥岩、粉砂质泥岩不等厚互层,即“T-III”砂组。柯吐尔组岩性为深灰色泥岩、灰色粉砂质泥岩。

(6) 二叠系

本区二叠系厚度 696.5m,主要为阿恰群,地层岩性为上部为灰色、棕色粉砂质泥岩与浅棕色含砾粗粒砂岩、浅棕色粉砂岩、细粒砂岩呈不等厚互层,夹灰色凝灰岩、深灰色玄武岩(预测 3849-3887m 发育玄武岩);底部为棕色、灰色泥岩、粉砂质、灰质泥岩、粉砂岩呈不等厚互层。

(7) 石炭系

本区石炭系厚度 397m,从上到下依次分布小海子组、卡拉沙依组、巴楚组。小海子组地层岩性为灰白色灰岩、浅灰色泥晶灰岩夹灰白色灰质泥岩。卡拉沙依组地层岩性为浅灰色粉砂岩与棕褐色泥岩略等厚互层。巴楚组地层岩性为棕褐色泥岩与浅灰色细粒砂岩、粉砂岩略等厚互层,即“砂泥岩互层段”。

(8) 泥盆系

本区泥盆系厚度 50m,分布东河塘组。东河塘组地层岩性为浅灰色细粒砂岩、粉砂岩夹粉砂质泥岩。

(9) 志留系

本区志留系厚度 1300.5m,从上到下依次分布塔塔埃尔塔格组、柯坪塔格组。依木干他乌组地层岩性为灰白、浅灰色细粒砂岩、泥质粉砂岩夹浅棕、浅灰色粉砂质泥岩。塔塔埃尔塔格组地层岩性为上部棕褐色泥岩、灰色泥岩、粉砂质泥岩夹灰色泥质粉砂岩、粉砂岩;下部泥岩与粉砂岩略等厚互层。柯坪塔格组地层岩性为自上而下分为三段:① S_1k^3 :浅灰色细粒砂岩夹棕褐色、灰色泥岩,即沥青砂岩段;② S_1k^2 :深灰色、绿灰色泥岩、粉砂质泥岩,即暗色泥岩段;③ S_1k^1 :绿灰、棕褐、灰色泥岩、粉砂质泥岩与灰色泥质粉砂岩、细粒砂岩呈等厚~略等厚互层。

(10) 奥陶系

本区奥陶系分为上统和中统。上统分为桑塔木组、良里塔格组、恰尔巴克组,地层厚度为 1065m。桑塔木组,上部为灰褐色泥岩、灰质泥岩不等厚互层;中部为灰色泥岩、灰质泥岩、泥质灰岩;下部为深灰、灰色泥岩、灰质泥岩,良里塔格组为黄灰色泥质灰岩;恰尔巴克组地层岩性上部为棕褐色灰质泥岩,下部为黄灰色泥质灰岩。下统分为一间房组和鹰山组。一间房组地层厚度 168m,岩性为

黄灰色泥晶灰岩，鹰山组为浅黄灰色、浅灰色泥晶灰岩。本项目正钻井目的层岩性为奥陶系一间房组和鹰山组。

5.4.1.2 评价区水文地质条件

(1) 地下水赋存条件

①地下水的赋存条件及分布特征

评价区位于塔克拉玛干沙漠，SHB53-4H 距离塔里木河盖孜库木乡断面距离为 106km，很难得到塔里木河的侧向补给。项目区平均降雨量为 47.3mm，平均蒸发量为 2044.6mm，蒸发量是降雨量的 43 倍，因地下水埋深较深，降水补给地下水的影响微乎其微，因此项目区属于地下水资源贫乏地区（地下水资源小于 $10 \text{ 万 m}^3/\text{km}^2\cdot\text{年}$ ）。

项目所在区域地下水潜水类型为第四系孔隙水，潜水地下水水位埋深大于 10m，含水层厚度 $< 10\text{m}$ ，区域内地下水水化学背景是 $\text{Cl-SO}_4\text{-Na}$ 型高矿化咸水，无供水功能。

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。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。

②含水层的分布及富水性

区域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 $100-1000\text{m}^3/\text{d}$,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 $100\text{m}^3/\text{d}$ 。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 $3-10\text{m}$,富水程度小到中等。

根据资料显示,本项目距离塔里木河较远,位于塔克拉玛干沙漠平原区,区域浅层地下水埋深大于 10m 。

③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 $1-5\text{m}$,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。

有古河道分布的塔河现代冲积平原,地下水位埋深一般在 $1-10\text{m}$ 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 $40-50\%$,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,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。塔河现代冲积平原内地下水径流速度非常缓慢,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 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4-\text{Na}$ 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。

④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 $\text{Cl}-\text{SO}_4-\text{Na}$ 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-SO₄-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 HCO₃⁻ 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 Ca²⁺、Mg²⁺的摩尔百分比则有所增高，地下水化学类型为 Cl-SO₄-Na-Mg 型及 Cl-SO₄-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-SO₄-HCO₃-Na 型或 HCO₃- 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-SO₄-Na 型咸水。

(2) 地下水补径排条件

因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计。评价区因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

评价区地下水的径流方向是从西向东。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水的水力坡度约 0.37‰。

5.4.1.3 评价区水文地质条件

(1) 地下水的赋存条件及分布特征

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。评价区综合水文地质图见图 5.2-1。

(2) 含水层的分布及富水性

评价区地下水类型主要为松散岩类孔隙水，以潜水为主，潜水位埋深大于 10m，钻孔揭露的含水层厚度约 29.86-38.23m，含水层岩性为第四系细砂；换算涌水量为小于 70.43m³/d，水量贫乏；渗透系数 0.40-0.99m/d，影响半径 52.95-91.23m。

(3) 地下水的补给、径流、排泄条件

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区。地下水的补给来源主要为大气降水。因塔克拉玛干沙漠气候异常干燥，因而降水入渗补给微乎其微，可忽略不计，因此项目区属于地下水资源贫乏地区（地下水资源小于 10 万 m³/km²·年）。

评价区地下水的径流方向是从西向东。评价区内含水层是单一结构的潜水含水层，含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂，颗粒较细，渗透性差，径流不够通畅，因而地下水径流条件较差。地下水的水力坡度约 0.37‰。

地下水主要通过潜水蒸发、植物蒸腾、油区的人工开采等方式排泄。

(4) 地下水水化学特征

评价区远离塔河南岸，几乎无任何补给来源，径流滞缓。因此，区块内的水化学作用以蒸发浓缩作用为主，水化学类型为 Cl-SO₄-Na 型水，矿化度为 >10g/l，水质差，为咸水。

5.4.2 水环境影响分析

由于工程区附近无地表水体，工程开发建设、运营产生废水也不排入地表水体，因此，本项目在开发建设、运营对当地区域地表水体不产生影响。

本环评仅对工程开发、运行排放废水对工程区域地下水环境的影响进行分析。

5.4.2.1 正常状况下地下水环境影响分析

(1) 地下水污染源类型

在建设期，对地下水环境可能造成影响的污染源为施工人员生活污水及管道试压废水。

运营期，废水污染源主要为回注的采出水和井下作业废水，污染物主要为石油类。

(2) 废水处置措施及可行性分析

1) 施工期施工人员生活污水

施工期施工人员生活污水依托施工单位在五号联附近已建成生活公寓的生活污水处理设施，处理达标后用于周边荒漠绿化。

管道试压废水主要污染物为 SS，可用作场地降尘用水。

2) 运营期的采出水

本项目最大采出水量核算为 6.9t/d (2277t/a)，采出水中主要污染物为 SS、COD、石油类、挥发酚等，其浓度分别为 44mg/L, 4500mg/L, 69.53mg/L, 0.15mg/L。由此可计算出：本项目 SS、COD、石油类、挥发酚的年产生量分别为 0.1t、10.25t、

0.16t、0.0003t。采出水依托顺北油田五号联合站污水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油层。

顺北油田五号联合站的污水处理规模为 $1500\text{m}^3/\text{d}$ ，顺北油气田五号联合站预计 2021 年 5 月调试运行，预计处理规模 $1050\text{m}^3/\text{d}$ ，富余量为 $450\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目投产后新增最大采出水量为 $6.9\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目采出水处理依托顺北油田五号联合站处理可行。

综合回注井地质资料，回注层为奥陶系一间房组和鹰山组（未穿），回注段 7901-7914m，视厚度 13m。地层水为高矿化的盐水，与项目区所在区域内潜水含水层及有供水意义的含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。奥陶系上统恰尔巴克组为一套泥岩和灰岩地层，区域上比较稳定，厚度为 23m，埋藏深度在 7000m 以下，压实作用较强，岩性致密，是良好的区域盖层，确保回注污水不破坏潜水和承压水的水质，可对回注污水实现有效封堵。且回注井在钻井过程中进行了固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层，可对回注水实现有效封堵。后期随着注水量的不断增加，地层压力也随之不断升高，必须加强监测、观察，避免因水窜层造成地下水的污染。采出水处置措施可行。

3) 运营期的井下作业废水

本项目井下作业废水集中收集后拉运至入顺北油气田环保站进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层，根据上述分析，处置措施可行。

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

5.4.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析

运营期非正常工况下，废水污染源主要为油水窜层、井喷、集输管线的采出液和井下作业废水的泄露，污染物主要为石油类。

包括油田工程生产过程中，各个环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油、输气管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏；油水窜层、井喷、集输管道采出液的泄露。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

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

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

（1）油水窜层对地下水的污染影响

油水窜层一般是由于表层套管和油层套管的固井失误导致油气窜层使地下水受污染。井孔坍塌、埋钻、卡钻处理失效导致油气窜层，对第四系含水层厚度判定不定，误为第三系套管隔离失效；对事故废弃井和终采后的弃井封井失当和未进行封井等等，以及其他不可予见的事故产生，都可能造成上部潜水水质劣变乃至严重污染。

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

根据区域水文地质条件，本项目潜水位埋藏深度大于 10m，含水层厚度小于 10m。项目区的潜水和承压水水质均较差，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-SO₄-Na 型咸水。本项目正钻井目的层岩性为奥陶系一间房组和鹰山组，地层岩性为泥晶灰岩，油藏埋深 7901-7914m，在开采层和取水层之间有 6 个地层分隔，奥陶系上统恰尔巴克组为一套泥岩和灰岩地

层，区域上比较稳定，厚度为 23m，为相对隔水层。根据井身结构，本项目水平井均采用四开井身结构。SHB53-4H 井在钻井过程中采用了双极固井，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离潜水层和承压水层与开采层（埋深 7901-7914m）的交流，有效保护地下水层。

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

（2）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。

（3）泄漏事故对地下水的污染影响

集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。管线发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。贮污设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，应以预防为主。

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

a、地表污染物在包气带土壤中的下渗

由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内积聚，1m 以下土壤中含油量甚少。本项目输油管线一旦发生泄漏，建设单位及当地环境保护部门会组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质。将在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质，因而，石油类污染物进入地下潜水的可能性较小。

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

式中： t —污染物渗透穿过包气带的时间（d）；

h —包气带厚度（m）；

k —垂直渗透系数（m/d）。

由区域地质资料可知，该区域内包气带土壤厚度为大于 10m；土壤垂向饱和平均渗透系数为 0.4-0.99m/d，则由此推算当事故发生，评价区域内污染物达到饱水状态后渗透至潜水含水层的时间大于 25d。

b、集输管道采出液的泄漏对地下水的影响分析

当污染物连续进入土壤包气带时，如果忽略包气带的持水作用及对污染物的滞留作用和净化作用，污染物可到达地下水潜水含水层大于 25d。如果考虑以上作用，污染物穿过包气带到达地下水所需时间会更长一些。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，油溢出的最大浓度按 10mg/L 计，并成为污染地下水的源强浓度。

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

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

$$t^{1/2} = 0.693/k$$

式中： e_i ——预测浓度（被降解后的浓度），按 0.3mg/L 计（该值取自《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)）；

C_0 ——污染源强（mg/l），按 10mg/L 计；

k ——有机物的降解速率常数（/d），根据相关研究，按 0.015 计；

t ——降解发生的时间（d）；

$t_{1/2}$ ——有机物的半衰期（d）；

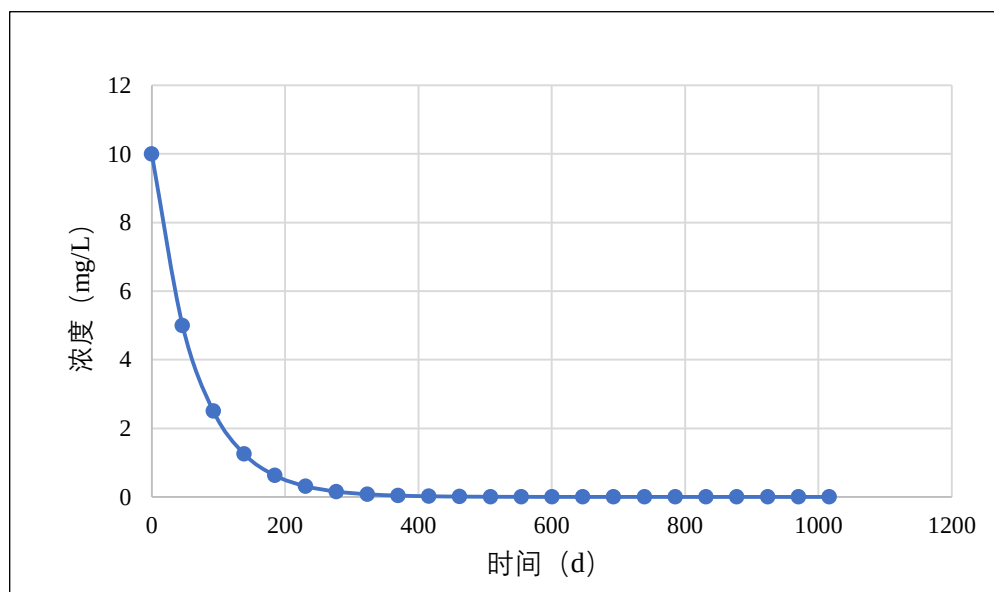


图 5.4-4 有机污染物的一级衰减曲线

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为 50d 左右，经过 231 天的自然降解，污染物浓度才可达到地下水中石油类浓度的标准值 0.3mg/L。故输油管道必须采取必要的防渗和防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。项目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，集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。

非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

5.4.3 小结

（1）评价区水文地质条件

评价区位于塔克拉玛干沙漠平原区,在钻探深度内是以单一结构的潜水含水层为主的沙漠平原区,含水层岩性为细砂、粉砂、粉细砂。大气降水是塔克拉玛干沙漠平原区地下水的主要补给来源,以垂直蒸发和植物垂直蒸腾方式排泄。项目区平均降雨量为 47.3mm,平均蒸发量为 2044.6mm,蒸发量是降雨量的 43 倍,因地下水埋深较深,降水补给地下水的影响微乎其微,因此项目区属于地下水资源贫乏地区,径流条件差。地下水化学类型为 $\text{Cl SO}_4\text{-Na}$ 型水,矿化度为 12.44-14.40g/L,水质差,为咸水。

(2) 地下水环境影响

本项目施工期生活污水依托施工单位在五号联附近已建成生活公寓的生活污水处理设施,处理达标后用于周边荒漠绿化;管道试压废水经沉淀后用于降尘,不会对当地水环境产生大的不利影响。

运营期的采出水依托顺北油田五号联合站污水处理系统处理,井下作业废水依托顺北油气田环保站污水处理系统处理,均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)标准中指标后,回注油层。

正常状况下,污染源从源头上可以得到控制;非正常状况下,由于管线泄漏事故为短期大量排放,污染物的泄漏以地表扩展为主,一般能及时发现,并可很快加以控制,石油烃多属疏水性有机污染物,难溶于水而容易被土壤有机质吸附,其影响范围不大,对地下水环境不易产生不利影响。因项目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,集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下,对地下水的影响属可接受范围。

5.5 固体废物影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响

本项目在开发期产生的固体废物主要包括施工废料、施工人员产生的生活垃圾。

本项目施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等,产生量约为 1.56t。首先考虑回收利用,不可回收利用部分拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站填埋。

施工期间施工人员生活垃圾总产生量为 0.6t,集中收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站填埋。

5.5.2 运营期固体废物影响

5.5.2.1 油泥(砂)

油田污泥是石油勘探开采、油田建设以及油品加工生产过程中产生的废弃物，特别是在油井开采和井下作业施工过程中，会不可避免地有部分原油放喷或被油管、抽油杆、泵及其他井下工具携带至井场，这些原油渗入地面土壤就会形成油田污泥。油田污泥不仅含水率高、含油量大，而且还含有其他有害物质。本项目产生的油泥（砂）最大产生量为 3.7t/a，依托顺北油气田环保站处置，对周边环境的影响较小。

5.5.2.2 落地原油

本项目落地原油产生量约 0.1t/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，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至顺北油气田五号联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

5.5.2.3 生活垃圾

运营期工作人员由顺北油田内部调剂解决，不新增生活垃圾。

5.5.3 小结

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工废料、弃土及施工人员产生的生活垃圾。施工废料首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站填埋。施工人员生活垃圾集中收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站填埋。

本项目运营期产生的固体废物包括油泥（砂）、落地原油。油泥（砂）依托顺北油气田环保站处置。回收后的落地原油拉运至顺北油气田五号联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

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

5.6 土壤环境影响分析

5.6.1 施工期土壤环境影响分析

项目区主要土壤类型是流动风沙土，本项目新建采油井场 1 座（SH53-4H），8 井式自动选井阀组 1 座，新建单井集输管线 4.8km，顺北三区 5 条带内部南段集输干线 5.3km，永久性占地面积为 1.32hm²，临时占地面积 8.08hm²。施工期对土壤质量的影响主要为井场和阀组的永久占地、管道敷设过程中的开挖和回填的人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

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。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℃-3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，将可能形成一条明显的沟带。

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。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

本项目在建设运行过程中可能造成土壤污染，按照《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》(HJ964-2018)的相关要求，本项目土壤环境影响属于污染影响型，土壤环境影响评价工作等级判定为二级，本次采用导则附录 E 推荐的类比分析法并结合定性分析法进行土壤环境影响预测。根据建设项目自身性质及其对土壤环境影响的特点，对运营期项目对土壤环境可能造成的影响，并针对这种影响提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，减轻不良环境影响的目的，为土壤环境保护提供科学依据。

运营期正常工况下，本项目采出水和井下作业废水均得到妥善处置；生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.6.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

本次土壤环境影响主要考虑非正常工况下，井喷的落地油、井下作业废水、集输管道的采出液泄露，垂直入渗对土壤的环境影响。

经查阅相关资料，目前项目区用地性质为建设用地，土壤类型为风沙土。根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段不同环节与不同环境影响防控措施下预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。运营期本工程土壤影响类型与途径见表 5.6-1，影响因子见表 5.6-2。

表 5.6-1 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期								
运营期			√					
服务期满后								

注：在可能产生的土壤影响类型出打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 5.6-2 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子
井喷的落地油、井下作业废水、集输管线	/	垂直入渗	石油类

(1) 溢油污染过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物（NAPLs）。溢油发生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。见图 5.6-1。

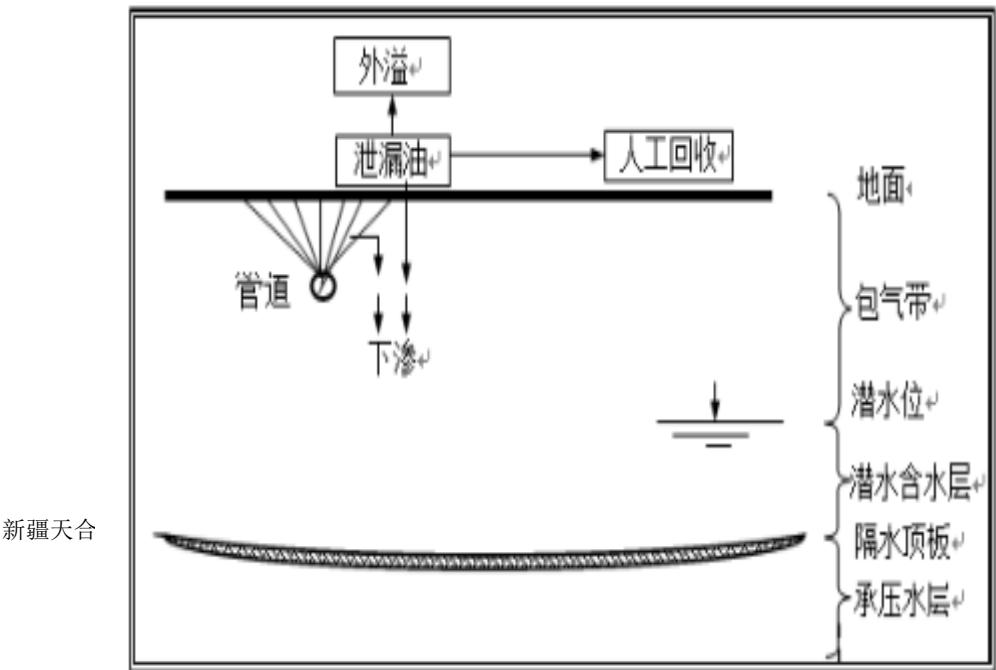


图 5.6-1 溢油污染过程示意图

一溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。油流在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密度、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的粘土或细砂土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下 2m 以内。同时，在污染集中的地表层还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而祛除。

一溢油在潜水含水层中的污染过程分析在潜水位较浅，溢油量大的条件下，溢油有可能达到潜水含水层。到达潜水层后，由于原油在水中溶解性差，原油主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

（2）垂直入渗影响预测

①项目区包气带岩性及厚度

项目区土壤类型为风沙土，项目区浅部地层主要由第四纪全新统(Q)冲、洪积细颗粒沉积物组成，包气带主要以细砂、粉砂和粉细砂为主，根据项目区的地下水调查资料，项目区的潜水埋深大于 10m，即包气带厚度大于 10m。

②预测方法

采用类比分析法进行预测。

③预测情景设定

类比数据来自同类型集输管道在非正常工况下，输油管线事故泄漏情况，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度。

④污染物预测评价因子

污染物预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

⑤预测结果

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土壤中的迁移深度较浅。石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。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。

因此运行期须定期检查管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

5.6.3 土壤环境影响自查表

本项目土壤环境影响评价自查表，见表 5.6-4。

表 5.6-4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		顺北油气田三区奥陶系油气藏 5 号断裂带第Ⅳ段 SHB53-4H 井建设项目				备注
影响识别	影响类型	污染影响型√；生态影响型□；两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地√；农用地□；未利用地□				土地利用类型图
	占地规模	(1.32) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（无）、方位（/）、距离（/）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；其他□				
	全部污染物	采出液、井下作业废水				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I 类□；II 类√；III 类□；IV 类□；				
	敏感程度	敏感□；较敏感□；不敏感√；				
评价工作等级		一级□；二级√；三级□				
现状调查	资料收集	a) √；b) √；c) √；d) √；				
	理化特性	/				同附录 C
	现状监测点位	层位	占地范围内	占地范围外	深度	点位布置

查 内 容		表层样点数	1	2	0-0.2m	图	
		柱状样点数	3	-	0-3m		
现 状 评 价	现状监测因子	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》					
	评价因子	（Gb36600-2018）第二类用地的 45 项基本因子、石油烃					
	评价标准	GB15618□；GB36600√；表 D.2□；其他（）					
	现状评价结论	土壤环境质量较好					
影 响 预 测	预测因子	-					
	预测方法	附录 E√；附录 F□；其他（）					
	预测分析内容	影响范围（事故状态下，井场、站场产生的采出液、井下作业废水进入土壤的 0-3m 土层）影响程度（较小）					
	预测结论	达标结论：a）√；b）□；c）□ 不达标结论：a）□；b）□					
防 治 措 施	防控措施	土壤环境质量现状保障√；源头控制√；过程防控√；其他（）					
	跟踪监测	层位	SHB53-4H		深度	监测指标	监测频次
			厂界内	厂界内外 200m			
		表层	1	1	0-0.2m	石油烃	每 5 年 1 次
	柱状	1	-	0-3m			
	信息公开指标	-					
评价结论	在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受						
注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。 注 2：需要分布开展土壤环境影响评价等级工作的，分别填写自查表。							

5.7 环境风险评价

5.7.1 评价依据

5.7.1.1 评价工作等级

根据 2.5.6 章节关于环境风险评价等级的判定结果，本项目大气环境风险评价等级确定为简单分析、地表水环境风险评价等级确定为简单分析、地下水环境风险评价等级确定为三级。见表 5.7-1。

表 5.7-1 风险评价工作等级划分表

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

5.7.1.2 风险评价范围

集输管线评价范围设定为管道沿线 100m 的带状区域；本工程不设置大气、地表水环境风险评价范围；地下水环境风险评价范围同地下水评价范围，根据地下水流向为自西向东，选取下游 2km，南北两侧 1km，上游 1km 为评价范围。

5.7.2 风险调查

5.7.2.1 建设项目风险源调查

按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，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，筛选本工程环境风险评价因子主要为凝析油、天然气、硫化氢。

（1）天然气

天然气中甲烷、乙烷属单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其它组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。天然气除气态烃外，还有少量二氧化碳、氮气等非烃气体。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-2。

表 5.7-2 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险性特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			

操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个体防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度（水=1）：0.42（-164℃）； 相对蒸汽密度（空气=1）：0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%（V%）	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50：LC₅₀：50%（小鼠吸入，2h）。 LC50：无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

（2）凝析油

凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-3。

表 5.7-3 凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别	易燃易爆
----	------

警示	
理化特性	凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C5 至 C11+ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C8 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃ 之间，挥发性好。 【主要用途】是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩)，戴化学安全防护眼镜，穿防静电工作服，戴橡胶耐油手套。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。 【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输
应急处置原则	【急救措施】 皮肤接触：脱去污染的衣着，用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。 食入：催吐，就医 【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。 【泄漏应急处置】 切断火源：在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下，就地焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

(3) 硫化氢

硫化氢为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

硫化氢的危险、有害特性详见表 5.7-4。

表 5.7-4 硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
% (V)	ppm	mg/m ³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.0215mg/m ³ (0.13ppm) 时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m ³ (4.6ppm) 时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	15	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家协会推荐的阈限值 (8h 加权平均值)。 我国规定几乎所有工作人员长期暴露都不会产生不利影响的最高硫化氢浓度
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家联合会推荐的 15min 短期暴露范围平均值
0.002	20	30	在暴露 1h 或更长时间后，眼睛有烧灼感，呼吸道受到刺激，美国职业安全与健康局的可接受上限值。工作人员在露天安全工作 8h 可接受的硫化氢最高浓度
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失，如果时间超过 1h，可能导致头痛、头晕和 (或) 摇晃。超过 75mg/m ³ (50ppm) 将会出现肺水肿，也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	150	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。5min~20min 过后，呼吸就会变缓、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡，在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状。我国规定对工作人员生命和健康产生不可逆转的或延迟性的影响的硫化氢浓度。
0.03	300	432.4	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注：考虑此浓度定为立即危害生命或健康 (IDLH)，参见 (美国) 国家职业安全与健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事，如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和 (或) 心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失，如果不迅速营救，呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和 (或) 心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉，结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，应用人工呼吸和 (或) 心肺复苏

5.7.2.2 环境敏感目标调查

项目区地处塔克拉玛干沙漠北部边缘，现场踏勘结果表明，区域大部分被风沙土所覆盖，北距沙雅县盖孜库木国家沙化土地封禁保护区约 77km，评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

5.7.3 环境风险潜势初判

5.7.3.1 危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q，计算公式如下：

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

式中：q1、q2、...qn----每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1、Q2、...Qn----每种危险物质相对应的临界量，t。

计算出 Q 值后，当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：(1) 1≤Q<10；(2) 10≤Q<100；(3) Q≥100。

本工程不涉及危险物质的存储，工程新建单井集输管道 4.8km，选择低压中温柔性连续复合管（DN100、PN≤6.4MPa），新建顺北三区 5 条带内部南段集输干线 5.3km（DN350、PN6.3MPa）。凝析油密度按照 0.802t/m³、天然气平均相对密度 0.664，天然气中硫化氢含量约 0.047%。计算得：则管道最大储油量为 438.97t、最大储气量为 9.24t，硫化氢含量约为 0.004t。

本项目的 Q 值的确定见下表：

表 5.7-5 本项目风险单元 Q 值一览表

风险单元	危险物质最大存在量（t）		危险物质临界量（t）	Q 值
集油管线	凝析油	438.97	2500	0.18
	天然气	9.24	10	0.924
	硫化氢	0.0016	2.5	0.0016
合计				1.1056

根据上表计算结果，本项目 Q=1.1056，1≤Q<10。

（2）行业及生产工艺（M）

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

表 5.7-6 行业及生产工艺（M）（附录 C 中表 C.1）

行业	评估依据	分值	评分
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基	10/套	0

冶炼等	化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺		
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套	0
	其他高温或高压、且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)	0
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10	0
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化), 气库(不含加气站的气库), 油库(不含加气站的油库), 油气管线 ^b (不含城镇燃气管线)	10	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	0
合计			10

注: ^a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$, 高压指压力容器的设计压力(P) $\geq 10.0\text{MPa}$; ^b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价

(3) 危险物质及工艺系统危险性(P)

建设项目的危险物质及工艺系统危险性等级(P)的判断见下表确, 分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 5.7-7 危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)

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

本项目 $1 \leq Q < 10$, M3, 危险物质及工艺系统危险性确定为 P4。

5.7.3.2 E 的分级确定

(1) 大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及其人口密度划分环境风险受体的敏感性, 共分为三种类型, E1 为环境高度敏感区, E2 为环境中度敏感区, E3 为环境低度敏感区, 具体分级原则见下表。

表 5.7-8 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人, 或其他需要特殊保护区域; 或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人; 油气、

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

本项目的事故情形涉及危险物质泄漏，危险物质向环境转移的途径为大气扩散对大气环境的影响。本项目边界周围 5km 范围内总人口小于 1 万人，确定大气环境敏感性为 E3。

(2) 地表水环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D，地表水环境敏感程度分级依据详见表 5.7-9 和表 5.7-10。

表 5.7-9 地表水功能敏感性分区

分级	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的。
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的。
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区。

表 5.7-10 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜；或其他特殊重要保护区域。
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景名胜游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域。
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标。

表 5.7-11 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

本项目区周围无地表水体，北距塔里木河约 112km。地表水功能敏感性为低敏感 F3，环境敏感目标等级为 S3，因此本工程区地表水环境敏感程度等级为 E3。

(3) 地下水环境

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 5.7-12 和表 5.7-13。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 5.7-12 地下水功能敏感性分区

分级	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。
低敏感 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	

项目区位置不在水源地的保护区及准保护区内，也不在水源地的补给径流区内，地下水敏感程度为低敏感。因此，本项目地下水功能敏感性分区为 G3。

表 5.7-13 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土渗透性能
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。	

本项目岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件，包气带防污性能分级为 D1。

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 5.7-14。

表 5.7-14 地下水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

综上，本项目地下水功能敏感性分区为 G3，包气带防污性能分级为 D1。因此，本项目地下水环境敏感性为 E2。

5.7.3.3 建设项目环境风险潜势判断

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），建设项目环境风险潜势划分见下表。

表 5.7-15 建设项目环境风险潜势划分

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

注：IV⁺ 为极高环境风险

（1）大气环境

本项目的危险物质及工艺系统危险性为 P4，大气环境敏感性为 E3，环境风险潜势确定为 I 级。

（2）地表水环境

本项目的危险物质及工艺系统危险性为 P4，地表水环境敏感性为 E3，环境风险潜势确定为 I 级。

（3）地下水环境

本项目的危险物质及工艺系统危险性为 P4，地下水环境敏感性为 E2，环境风险潜势确定为 II 级。

5.7.3.4 评价工作等级划分

评价工作等级划分依据详见表 5.7-16。

表 5.7-16 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

注：简单分析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。

根据表 5.7-16，本工程环境风险评价工作等级为三级。

5.7.4 风险识别

5.7.4.1 井下作业危险性识别

（1）井喷事故风险

井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，井喷事故发生时，大量烃类气体随之扩散，当烃类气体在空气中的浓度达到爆炸极限时，遇火可形成爆炸，在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，火灾和爆炸均会造成灾难性的后果。

（2）井漏事故风险

固井套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染等。

5.7.4.2 输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的故事主要为管线破裂造成的原油泄漏，直接污染周围土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.7.4.3 风险类型识别

通过分析中本项目可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本项目可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、油类泄漏、火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放。

运营期管线发生破损造成原油泄漏，会污染土壤和大气，泄漏柴油或者原油有可能通过包气带渗漏进入地下含水层，污染地下水；泄漏的油气若遇明火，发生火灾、爆炸，污染大气环境。

5.7.5 环境风险分析

5.7.5.1 井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，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。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物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。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。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，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

5.7.5.2 井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

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

5.7.5.3 对大气环境的影响分析

凝析油、天然气发生泄漏事故后，进入环境中，释放出的 H_2S 、NMHC 会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区地域空旷，无敏感点分布，大气扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

5.7.5.4 对地下水的环境影响分析

输油管道敷设在地表以下，运营期在正常情况下对地下水无影响，只有在发生事故时才可能影响到地下水。输油管道发生事故时，漏油能否对地下水环境产生影响，取决于油在土壤中的迁移转化、地面污染程度以及泄漏点的地质构造。

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

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

详见 5.4.2.2 非正常状况下地下水环境影响分析。

5.7.5.5 对土壤环境的影响分析

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

原油发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送顺北油气田五号联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位进行处理。

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

5.7.5.6 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组分挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。本工程区域内植被量很小，且发生事故后，及时采取相应的措施，基本不会对周围植被产生明显影响。

5.7.6 环境风险防范措施及应急预案

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取各种措施来预防。采油四厂制定有《西北油田分公司采油四厂突发环境事件应急预案》，并在沙雅县环保局备案（备案编号：652924-2019-005），详见附件 7。

5.7.6.1 井下作业事故风险预防措施

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

（2）井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（3）井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

（4）在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

（5）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。

（6）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。

5.7.6.2 集输事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

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

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(6) 在集输系统运营期间, 严格控制输送油气的性质, 定期清管, 排除管内的积水和污物, 以减轻管道内腐蚀; 定期对管线进行超声波检查, 对壁厚低于规定要求的管段应及时更换, 消除爆管的隐患; 定期对集输管线上的安全保护设施, 如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查, 使管道在超压时能够得到安全处理, 在管道破裂时能够及时截断上下游管段, 以减少事故时油气的释放量, 使危害影响范围减小到最低程度。

(7) 定期对管线进行巡视, 加强管线和警戒标志的管理工作。

(8) 严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程, 在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理, 定期进行环境监测。

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

5.7.6.3 硫化氢泄漏的监控与预防措施

——硫化氢监测与安全防护

硫化氢监测与安全防护应按照《含硫油气田硫化氢监测与人身安全防护规程》(SY6277-2005) 和《含硫化氢的油气生产和天然气处理装置作业的推荐作法》(SY/T6137-2005) 要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢监测仪(第 1 级预警阈值应设置为 15mg/m³或 10ppm), 第 2 级报警阈值应设置为 30mg/m³或 20ppm), 进入上述区域应注意是否有报警信号。

②作业人员在检修和抢险作业时应携硫化氢监测仪和正压式空气呼吸器。

③当监测到空气中硫化氢的浓度达到 15mg/m³或 10ppm)时, 作业人员应检查泄漏点, 准备防护用具, 迅速打开排风扇, 实施应急程序。

④当监测到空气中硫化氢的浓度达到 30mg/m³或 20ppm)时, 作业人员应该迅速打开排风扇, 疏散人员。作业人员应戴上防护用具, 进入紧急状态, 立即实施应急方案。

⑤当监测到空气中硫化氢浓度达到 150mg/m³或 100ppm)时, 应组织周边危险区域内的作业人员有秩序地迅速向上风向撤离到安全区域。

——预防措施

在含硫化氢环境中的作业人员上岗前都应接受 H_2S 危害及人身防护措施的培训，经考核合格后方能持证上岗。

①为避免无风和微风情况下硫化氢的积聚，可以使用防爆通风设备将有毒气体吹往期望的方向。

②应特别注意低洼的工作区域，比如井口方井，由于较重的硫化氢或二氧化硫在这些地点的沉积，可能会达到有害的浓度。

③当人员在达到硫化氢危险临界浓度 $[150mg/m^3(100ppm)]$ 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，同时应备有必要的救护设备，包括适用的呼吸器具。

5.7.6.4 窜层污染事故的防范措施

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

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

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

5.7.6.5 管线安全运行措施

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

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

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

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

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

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

(6) 加强职工安全意识教育和安全生产技术培训，制定安全生产操作规程。

(7) 集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，使事故带来的损失降低到最小。

5.7.6.6 重视和加强管理

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

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

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

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

5.7.6.7 环境风险应急预案

本项目由西北油田分公司采油四厂（原顺北油气管理部）负责管理运营，采油四厂自成立以来，已经稳定生产多年，目前采油四厂已经有 1 套成熟的风险应急预案。

《采油四厂突发环境事件应急预案》包括突发环境事件应急预案、风险评估报告和应急资源调查报告。应急预案内容包含组织指挥体系及职责、预防与预警、应急处置、后期处置和监督管理等。采油四厂的应急预案已取得沙雅县环境保护局的备案，备案编号：652924-2019-005。

本项目生产过程中存在的事故类型主要为：油气管道泄漏、火灾爆炸、井喷。采油四厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

本项目应急预案应急处置措施如下：

1) 井场泄漏处置

(1) 伴有甲烷、二氧化氮等有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场,抢救现场窒息人员,发出甲烷、二氧化氮报警信号,进行交通管制,禁止外人进入现场,控制事态发展;

②监测有害气体浓度,根据现场风向,协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员;

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时,现场应急指挥应立即发出点火指令。

(2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸,应立即阻断引火源,并组织灭火;

②确定警戒范围,撤离无关人员。

2) 站场泄漏处置

(1) 站场设备、储罐泄漏

①若站场设备、储罐出现泄漏,确定泄漏源的位置;

②关断泄漏处两端阀门或关停设备,对泄漏处进行紧急堵漏处理;

③对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处,防止发生火灾、爆炸事故;

④采取围堰堵截的方式,使泄漏物不外流,防止污染物扩散,确保总排口阀门处于关闭状态,如果发生大型泄漏或火灾事故,启用事故应急池导流设施将物料或消防水引致应急池或应急罐;

⑤现场密切监测泄漏物、泄漏点状况,当泄漏无法控制时,人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后,根据风向标的指示,紧急撤离至安全区域;

⑥如果少量泄漏,采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理,杜绝泄漏物流入雨排管网;如果量大,则用工具进行收集;

⑦确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所;

⑧事件发生后,应急监测小组对厂区、周围敏感目标大气污染物浓度进行监测,及时、准确地确定超标的项目及超标量,立即向应急指挥中心汇报监测结果。

(2) 伴有甲烷、二氧化氮等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场,抢救现场窒息人员,发出甲烷、二氧化氮报警信号,进行交通管制,禁止外人进入现场,控制事态发展;

②监测有害气体浓度,根据现场风向,协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员。

③现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（3）引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

3) 管道泄漏处置

（1）输油管道破裂泄漏时

①如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

②切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

③配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

④组织输油管道泄漏的围控、处置；

⑤原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

⑥对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

（2）输气管道破裂泄漏时

①应迅速停运泄漏管道，必要时实行紧急放空。同时，封闭事故现场，发出天然气泄漏报警；

②组织专业医疗救护小组抢救现场中毒人员和受伤人员；

③监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员和公众；

④条件允许时，迅速组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修作业；

⑤放空的天然气应通过放空火炬点燃烧掉，当火炬高度小于 1m 时应立即关闭放空阀门。

（3）油气管道泄漏引发火灾、爆炸时

①立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

②组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

③组织现场消防力量进行灭火；

④组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

⑤对污染物进行隔离，并组织清理；

⑥采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

⑦当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

⑧迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

⑨当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

⑩火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

⑪灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险。

4) 井喷失控

(1) 伴有甲烷、二氧化氮等有毒有害气体逸散时

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化氮报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

②监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

③现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令；

④条件允许时，迅速组织应急救援队伍抢装井口和实施压井作业。

(2) 引发火灾、爆炸时

①现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

②条件允许时，迅速组织抢装井口和压井作业；

③井场四周设置围堤，防止喷出物污染环境；

④依据井喷事件程度确定警戒范围，撤离无关人员。

(3) 遇险人员应急撤离条件

①井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中甲烷、二氧化氮分别达到浓度 25%~30%、3%以上，且无法有效控制时；

③由于各种原因（如油气泄漏）导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

5.7.6.8 现有环境风险防范措施的有效性分析

采油四厂目前采用的环境风险防范措施较为齐全，制定有突发环境事件应急预案及其配套文件并在主管部门进行了备案，配备有应急物资，定期开展应急演练，与当地政府建立了应急联动机制，因此，在严格执行应急预案和应急处置的基础上，现有环境风险防范措施是有效的。

5.7.7 风险评价结论

本项目所涉及的危险物质包括天然气、凝析油、硫化氢，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。本项目环境风险影响评价自查表见表 5.7-17。

表 5.7-17 本项目环境风险影响评价自查表

工作内容		完成情况				
风险调查	危险物质	名称	凝析油	天然气	硫化氢	/
		存在总量/t	438.97	9.24	0.004	/
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 0 人		5km 范围内人口数小于 500 人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			0 人
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3√
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3√
		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3√
			包气带防污性能	D1√	D2□	D3□
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q<1□	1≤Q<10√	10≤Q<100□	Q>100□
		M 值	M1□	M2□	M3√	M4□
		P 值	P1□	P2□	P3□	P4√
环境敏感程度		大气	E1□	E2□	E3√	
		地表水	E1□	E2□	E3√	
		地下水	E1□	E2√	E3□	
环境风险潜势		IV ⁺ □	IV□	III□	II√	I□
评价等级		一级□		二级□	三级√	简单分析□
风险识别	物质危险性	有毒有害√			易燃易爆√	
	环境风险类型	泄漏√			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放√	
	影响途径	大气√		地表水□		地下水√

事故情形分析		源强设定方法	计算法 ☐	经验估算法 ☐	其他估算法 ☐
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB ☐	AFTOX ☐	其他 ☐
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围___m		
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围___m		
	地表水	最近环境敏感目标___，到达时间___h			
	地下水	下游厂界边界到达时间___d			
最近环境敏感目标___，到达时间___d					
重点风险防范措施	应加强对管线进行维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。井下作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地浸染土壤产生的含油污泥交由具备相应危废处理资质的单位进行回收、处置。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。				
评价结论与建议	项目区周围无居民区等环境敏感区，在做好相应的环境风险防范措施的前提下，本工程的环境风险是可以防控的。				

6 环境保护措施及可行性论证

本项目实施过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在建设期、运营期和服役期满拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 施工期环境保护措施

本项目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。

6.1.1 主要生态环境保护措施

6.1.1.1 管线工程生态保护措施

(1) 本项目占地及补偿应按照地方有关工程征地及补偿要求进行，由相关部门许可后方可开工建设。

(2) 合理调整管线走向，应尽可能绕避植被覆盖度较高的区域。管线施工作业宽度应控制在 8m 以内，在植被覆盖度较高的地段，应尽可能缩小施工作业带宽。

(3) 合理规划工程占地，严格控制工程占地面积，对规划占地范围外的区域严禁机械及车辆进入、占用，禁止乱轧乱碾，避免破坏自然植被，造成土地松动。

(4) 管线施工时应根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

(5) 管沟回填后多余的土方禁止大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，避免形成汇水环境，防止水土流失。

(6) 严格落实环评所提环保措施，加强施工管理，杜绝废水固废乱堆乱排的现象，避免施工期废水、固废等对自然植被及土壤造成不良影响。

(7) 施工期充分利用现有油田道路，尽可能减少道路临时占地，降低对地表和植被的破坏，施工机械在不得在道路以外行驶和作业，保持地表不被扰动，

不得随意取弃土。

(8) 加强野生动物保护，对施工人员进行宣传教育，禁止捕杀野生动物。

(9) 结合实际完善水土保持方案并严格落实。施工期严格按规范作业，减少对土壤和植被的扰动和破坏，避免水土流失。

(10) 及时清理施工现场，做到“工完、料净、场地清”。

(11) 工程结束后，建设单位应承担恢复生态的责任，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌，使占地造成的影响逐步得以恢复。

6.1.1.2 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。

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。

6.1.1.3 野生动植物生态保护措施

(1) 合理选择管线走向，应避开植被茂盛的区段，尽量避免砍伐野生植物；管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短。

(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 8m 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。

施工过程中不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。

6.1.1.4 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，在项目建设的过程中，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。

(1) 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。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 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。

6.1.1.5 严格实施防沙治沙措施

由于顺北井区位于沙漠内，按照《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）有关规定以及《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发〔2020〕138 号）文件，在沙化土地范围内从事开发建设活动

的，必须事先就该项目可能对当地及相关地区生态产生的影响进行环境影响评价，依法提交环境影响报告；环境影响报告应当包括有关防沙治沙的内容。

在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被。井场位置应根据场地周边植被分布情况，在满足设计要求的前提下进行适当的调整，以减少占地。尽量避开沙丘，减缓对沙丘活化的影响。土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府。

针对井场、道路采取防沙治沙措施，草方格铺设面积为 75000m²（根据现场踏勘，本工程新建管线均沿路敷设，道路两侧已设置草方格）。草方格通用设置图详见图 6.1-1。

6.1.1.6 水土流失防治措施

顺北地区地处塔里木盆地北缘，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为风沙土所覆盖，植被分布稀疏，主要为怪柳灌丛，属于典型沙质荒漠生态系统。由于顺北地区干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在顺北地区进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

（1）工程防治措施

①道路及输油管线施工时，在胡杨、怪柳分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

②施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场，尽量减少地表植被的破坏。避免再大风、雨天施工，特别是路基修筑、管沟开挖、管道回填作业等。

③为减少风沙危害，线路走向应尽量与沙龙走向一致，尽量绕开植被，并在垄间通过。与道路走向一致的管道建设，恢复后的地面应低于路面，并置于道路背风一侧。

④做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

⑤站场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。在管道施工结束后，要立即对现场进行回填、平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填-平整-覆土-压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡。

（2）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破坏土壤和植被。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，绝对禁止人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

④建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保持管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑥加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

⑦施工营地应选择植被稀疏的地段并减少占地面积。

6.1.1.7 其他生态保护措施要求

（1）在工程施工过程中和施工结束后，及时对施工场地进行平整，以便自然植被后期自然恢复。

（2）工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

（3）加强施工期环境监理，监理的重点内容：管道施工、单井拉油点施工结束后的植被恢复，野生动物保护，以及材料堆放、施工方式等环境保护内容。

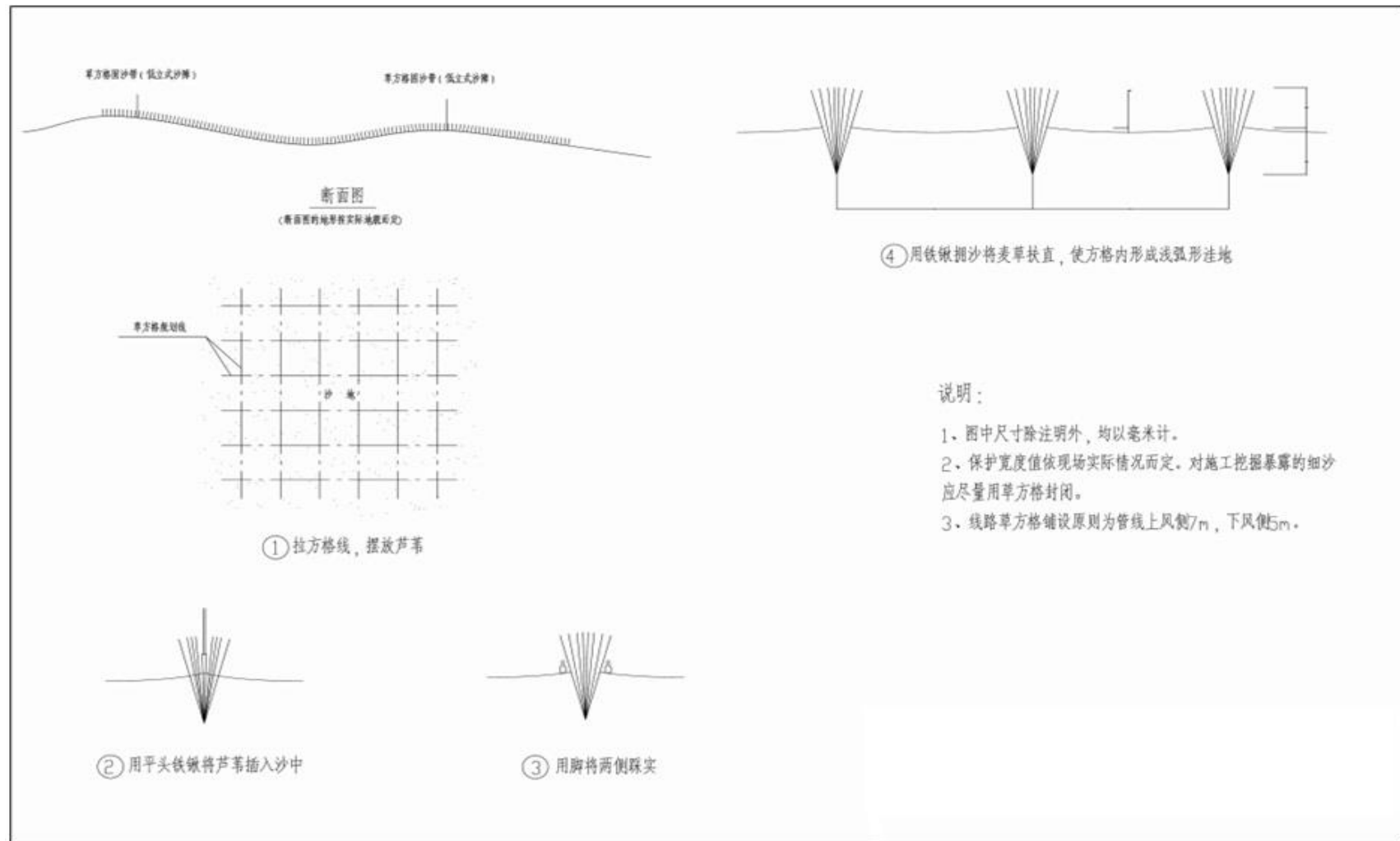


图 6.1-1 固沙草方格设置通用图

6.1.2 大气污染防治措施

本项目施工期废气主要包括井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。提出以下大气污染防治措施：

（1）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（2）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

（3）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（4）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（5）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

（6）加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（7）加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

6.1.3 废水污染防治措施

本项目施工期产生的废水主要包括管道试压废水以及施工人员产生的生活污水。试压废水经沉淀后用作场地降尘用水。生活污水依托施工单位在五号联附近已建成生活公寓的生活污水处理设施，处理达标后用于周边荒漠绿化。

6.1.4 固体废物污染防治措施

本次油田建设在开发期产生的固体废物主要包括施工废料、弃土，施工人员产生的生活垃圾。施工单位不准将各种固体废物随意丢弃和随意排放。

（1）施工废料

施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等。首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作

站填埋。施工单位对固废要进行收集并固定地点集中暂存，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

施工人员生活垃圾集中收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站填埋。生活垃圾应定点存放，由施工单位定时和统一集中处置。

（3）弃土

开挖回填管沟多余的土方沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层自然沉降富裕量，剩余土方用于场地平整和临时施工场地恢复。

6.1.5 噪声防治措施

本项目施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆。为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的不利影响，本评价对施工期噪声控制提出以下要求和建议：

（1）建设单位应要求施工单位使用低噪声、低振动的机械设备类型，并在施工中设专人对其进行保养维护，对设备使用人员进行培训，严格按操作规范使用各类机械；

（2）施工单位可合理安排施工时间，避免长时间使用高噪声设备，使本项目在施工期造成的噪声污染降到最低；

（3）运输车辆进出工地时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛。

6.1.6 土壤污染防治措施

（1）应严格控制施工期临时占地面积，按设计及规划的施工范围进行施工作业，减少土壤扰动。

（2）施工机械及运输车辆应按规定的道路行驶，减少对土壤的碾压，减少碾压造成的土壤紧实度增加及养分流失。

（3）施工产生的建筑垃圾不得随意抛洒，应集中收集并及时清运，防止污染物进入土壤环境造成污染。

（4）项目区处于风蚀区，需要严格采取各项水土流失防治措施，施工完毕后通过对临时占地采取土地平整和防沙治沙措施，地表基本可免受水土流失。

6.2 运营期环境保护措施

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。

6.2.1 生态环境保护措施

6.2.1.1 监督和管理措施

(1) 针对本项目的建设，西北油田分公司安全环保部负责工程建设及运营期间对生态环境的保护工作，落实本项目环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

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

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

6.2.1.2 运营期生态保护措施

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

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

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

(4) 在管线上方设置各种标志，防止各类施工活动对管线的破坏。

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

6.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期的废气排放源主要为无组织排放源。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) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，井场、站场非甲烷总烃无组织排放达到《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中企业边界污染物控制要求，硫化氢无组织排放达到《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)。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。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。

(3) 井场需按照实际生产需要设置可燃气体探测器。

6.2.3 废水污染防治措施

6.2.3.1 采出水和井下作业废水

本项目运营期的主要废水是采出水和井下作业废水。

采出水经顺北油田五号联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的有关标准后回注油层。

井下作业废水用罐车拉运至顺北油气田环保站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的有关标准后回注油层。

为防止污水回注过程中污染表层地下水，要确保回注井套管无破损，固井质量合格，在污水回注的过程中，要加强对注水压力的监控，发现井口压力突然下降应立即停止回注，检查回注井壁套管是否破损。

(3) 地下水环境污染防控措施

本项目依据“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则，对本项目区地下水采取严格的污染防控措施。

①建立和完善本工程的地下水环境监测制度和环境管理体系，制定完善的监测计划。

②在制定全厂环保管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

6.2.3.2 管道的防护措施

(1) 集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，防止因管材质量及焊接缺陷造成泄漏事故的发生。选择有经验的单位进行施工，加强施工过程监理，确保施工质量。

(2) 在集输管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(3) 加强自动控制系统管理和控制，严格控制压力平衡，对管线的运行情况的实时监控。

(4) 定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警戒标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

6.2.4 噪声污染防治措施

(1) 对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。

(2) 提高工艺过程自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对装置区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间。

6.2.5 固体废物污染防治措施

含油污泥依托顺北油气田环保站进行处置或委托有资质的单位进行处置。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。含油污泥临时贮存场所要严格按照《危

险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。

具体管理要求如下：

(1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使落地油回收率达到 100%。

(2) 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。

——含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB 65/T 3998-2017)，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。

6.2.6 土壤环境保护措施

结合本项目特点与调查评价范围内的土壤环境质量现状，在分析土壤污染途径的基础上，根据环境影响预测与评价结果，按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施。

6.2.6.1 源头控制措施

从生产过程入手，在工艺、设备、集输管道等方面尽可能地采取泄漏控制措施，从源头最大限度降低采出液和井下作业废水泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低，一旦出现泄漏等即可由区域内的各种配套措施进行收集、处置。

（1）定期检查 SHB53-4H 的井口区、7#阀组站，是否有采出液泄露的现象发生。

（2）本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的管材作为集输管线，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低管线环境风险事故的发生。

（3）对管道定期检修，将事故发生的概率降至最低，可有效保护土壤和地下水环境不受污染。

（4）由于发生管线泄漏时管线的压力变化明显比较容易发现，可及时采取必要的处理措施，使造成的污染控制在局部环境。

(5) 如果发生井下作业废水渗漏、集输管道的采出液渗漏,建设单位应立即采取切断措施并及时组织专门力量进行污染物的清除工作,在最短的时间内清除地面及地下的石油类物质,委托具有相应 HW08 危废处理资质单位对污染土壤进行转运处置,因而,石油类污染物进入土壤和地下潜水的可能性较小。

具体步骤为:

1) 按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时,按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修,做好安全防范工作,把损失控制在最小范围内。

2) 回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制,会流向低洼地带,应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤,汇集在低洼坑中的地表油,用车及时进行收集,将严重污染的土壤集中处理,交给有资质单位处理。

3) 挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油,减轻土壤污染。

①坑撇油:在漏油点附近挖坑进行撇油。

②挖沟截油:根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点,在漏油点下游的 10m~30m 处,根据漏油量的大小挖 2~3m 深的两条水平截油沟,一撇二排,以加速土壤油浸润体中残油的外泄,减小事故影响范围。

6.2.6.2 过程控制措施

根据本项目特点,从垂直入渗途径,采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施保护土壤环境。

6.2.6.3 跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)土壤二级评价的跟踪监测要求,制定跟踪监测计划,发生事故泄露时对 SHB53-4H 的井口区、7#阀组站可能影响区域跟踪监测,在占地范围内和占地范围外分别设 1 个表层样,在占地范围内设 1 个柱状样,每五年监测 1 次。

综上所述,正常情况下,本项目的各项工程不会污染土壤环境,非正常情况下,采取有效措施后可减轻对土壤环境的影响。在做好源头控制、过程防控等措施的前提下,可避免工程实施对土壤环境产生污染影响。

6.2.6.4 小结

本项目通过采用严格的管理措施，在工艺、设备、集输管道等方面采取源头控制措施，并从垂直入渗途径采取过程阻断、污染物削减和分区防控措施，来尽可能降低项目运营对土壤环境的影响，措施可行。

6.3 服役期满后环境保护措施

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。

6.3.1 退役期大气环境保护措施

(1) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(2) 在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

(3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

6.3.2 退役期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

6.3.3 退役期噪声污染防治措施

(1) 选用低噪声机械和车辆。

(2) 加强设备检查维修，保证其正常运行。

(3) 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

6.3.4 退役期固废及土壤污染防治措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

(2) 对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

(3) 运输过程中, 运输车辆均加盖篷布, 以防止行驶过程中固体废物的散落。

6.3.5 退役期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长, 其储量将逐年降低, 最终进入退役期。当开发接近尾声时, 各种机械设备将停止使用, 站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移, 原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

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应进行清理, 然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复, 使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过宣传教育的形式, 使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在退役期施工过程中, 如遇到保护植物应进行避让, 严禁随意踩踏破坏; 遇到保护动物时, 应主动避让, 不得惊扰、伤害野生动物, 不得破坏保护动物的生息繁衍地, 禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作, 强化保护野生动植物的观念, 让施工人员明确破坏保护植物, 捕猎、杀害保护动物的法律后果, 理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施, 对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用, 可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6.3.6 生态恢复治理方案

(1) 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范(试行)》(HJ651-2013)的相关要求, 本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求:

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。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。

(2) 井场生态恢复治理

①井场生态恢复治理范围

本项目新建采油(气)井场 1 座, 所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

施工结束初期，对场站永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对井场临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。充分利用前期已收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被类型和场地用途确定。

（3）管线生态恢复

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类管线共计 10.1km，管线施工扰动范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

管道施工作业带宽度控制在 8m 范围内，施工过程中保护土壤成分和结构，在管线敷设过程中，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。

（4）植被恢复措施及恢复要求

工程施工结束后，按照林草部门要求进行恢复，井场恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应于原有类型相似，并与周边自然景观协调，不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

7.环境影响经济损益分析

7.1 社会效益和经济效益

7.1.1 社会效益

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

(1) 大力开发油气资源是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证，作为主力油源塔里木盆地蕴藏了丰富的油气资源，油气资源的开发，将把新疆丰富的地下资源变为实实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

7.1.2 经济效益

项目总投资 4419 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

7.2 环境经济损益分析

7.2.1 环境损失分析

油气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) 突发事件状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；
- (3) 其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场、阀组站建设和道路占地。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 70 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。

7.2.2 项目环保投资估算

在项目开发过程中，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 164.8 万元，环境保护投资占总投资的 3.73%。具体环保投资估算见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资估算

环境要素	采取的环境保护措施	费用(万元)	备注
生态恢复	施工迹地平整清理、永久占地硬化	8	
	井场、阀组站、道路草方格防护	25	
生态补偿	土地征购费及复垦费	70	
废水处理	压裂废液拉运与处理	1.3	
	施工期生活污水拉运处理	0.5	
固体废物处置	生活垃圾收集及运输	0.5	
	落地油回收	2	
环境风险	硫化氢、可燃气体报警器	9.5	
环境管理	环境影响评价	15	
	环境保护竣工验收	15	
	环境监测	8	
	施工期环境监理	10	
合计		164.8	

7.2.3 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水通过顺北油气田五号联合站的污水处理系统处理，处理达标后回注油层，节约了使用新鲜水的资金。

(1) 废气

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，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

(2) 废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至顺北油气田环保站处理；采出废水依托顺北油气田五号联合站污水处理系统处理达标后回注。由工程分析可知，本项目每年最多可产生含油废水约 $2315\text{m}^3/\text{a}$ ，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 $2\text{元}/\text{m}^3$ 进行计算，产生的经济效益为 $4630\text{元}/\text{a}$ 。

(3) 固体废弃物

项目产生的油泥（砂）依托顺北油气田环保站进行处置，减少了对环境的影响。

(4) 噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

(5) 生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。井场、阀组站、道路采用草方格防护，防止土壤沙化。

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

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

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 164.8 万元，环境保护投资占总投资的 3.73%。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、监测与 HSE 管理体系

8.1 环境管理机构

8.1.1 决策机构

本项目的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受中国石化股份有限公司西北油田分公司 HSE 委员会的直接领导和监督，项目的环保管理机构中国石油化工股份有限公司西北油田分公司设安全环保质量部，并设专人负责工程开发建设期的环境保护工作。

中国石油化工股份有限公司西北油田分公司负责该项目的组织，协调工作，与自治区有关地方政府协商提供必要支持，并协调勘探部门的分工协作工作，包括生态环境建设和保护的宏观管理和决策。

8.1.2 实施与管理机构

中国石化西北油田分公司安全环保质量部负责全公司环境保护的监督管理，负责制定相关环境保护规划、制度，下发环境保护相关文件，执行上级集团及公司环境保护重大决策，落实政府环境保护管理部门相关要求。中石化集团下发 HSE 考核体系及指标，对公司及各二级单位进行 HSE 考核。

目前，中国石化西北油田分公司项目管理流程为：项目建设立项从二级单位发起，依次报地面建设处（油气勘探管理部、油气开发管理部）、投资发展部，上报总部审批后实施；安全环保项目由安全环保质量部审查后，报投资发展部，上报总部审批；项目经总部批准后，下发投资发展部，依次下发地面建设处建设，竣工后，由采油厂负责运行。

地面工程项目由地面建设处外委设计院设计、勘探研究院负责油藏、地质等方面的研究、设计，工程技术研究院负责钻井方案的设计。相关设计包含环境保护工程的设计。

项目建设由地面建设处组织实施，负责组织开展环评，项目竣工后，由公司安全环保质量部负责组织环境保护验收。

验收合格后，由采油厂负责运行，同时负责运行过程的环境保护管理。

中国石化西北油田分公司对油田“三废”的防治，以属地管理为主，各采油厂产生的生产废水、生活污水均由采油厂自行处置，固废（含油污泥、废弃泥浆）及公共设施“三废”的处理处置交由公司二级单位油田服务中心处理处置，油田服务中心自建或委托第三方建设运行固废环保处置设施，油田服务中心负责对第三方的环境保护监督管理，主要以合同形式约定相关环保责任，公司对油田服务中心下达环境保护考核指标，油田服务中心负责落实、分解管辖区内的相关考核指标。

各采油厂为中国石化西北油田分公司下属二级单位，均设 QHSE 管理科，负责落实集团及分公司环境保护管理要求及规定，本项目建成运营后由西北油田分公司采油四厂负责生产运行管理。

8.1.3 监督机构

新疆维吾尔自治区生态环境厅是新疆维吾尔自治区负责环境管理的最高行政职能机构，负责检查该项目环境影响评价的执行情况，审批该项目的环评执行标准，审查该项目的环境影响评价报告书，指导阿克苏地区生态环境局、沙雅县生态环境分局对该项目在建设期与运营期的日常环境管理工作。

阿克苏地区生态环境局、沙雅县市生态环境分局是具体负责环境管理的职能机构，受自治区生态环境厅业务指导，监督辖区内油田开发单位执行环境监控计划及有关环境管理的法律法规和环境标准。

8.2 开发期环境管理及监测

8.2.1 承包方的环境管理

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

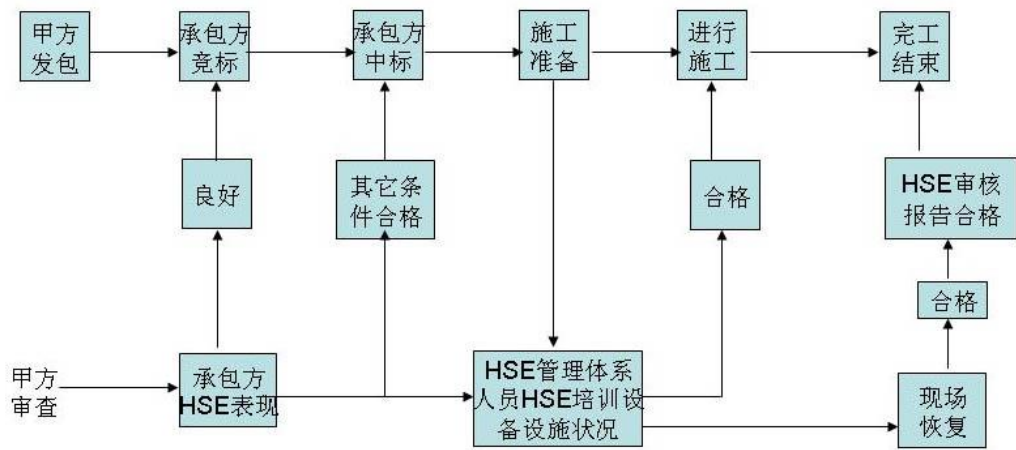


图 8.2-1 分承包方 HSE 管理程序方框图

(1) 分承包方的选择

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

(2) 对分承包方的环保要求

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

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

(3) 对施工人员进行 HSE 培训

在施工作业之前必须对全体施工人员进行 HSE 培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解承包工程的主要环境保护目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

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

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

8.2.2 地面工程建设环境管理

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

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——保护项目区域荒漠生态系统完整性和稳定性，保护土壤环境质量，做好植被恢复与水土保持工作，防止土壤沙化；

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

8.2.3 施工期环境监理

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。

(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，了解当地生态环境管理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：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。

③井场、站场

井场、站场环境监理的范围即为工程扰动的范围：井场 60m×70m，阀组站 60m×100m。

（4）环境监理内容

①施工期环境监理主要内容

针对施工期污水的环境保护处理措施，汽车尾气、施工扬尘的大气环境影响控制措施，运输车辆的声环境控制措施，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、道路等施工期的生态保护措施、防沙治沙措施、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 8.2-1。

表 8.2-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监 督 内 容	监理要求
1	井场、阀组站	①井位布设是否满足环评要求； ②井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； ③施工作业是否超越了限定范围； ④废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	①集输线路是否满足环评要求； ②施工作业是否超越了作业带宽度； ③挖土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； ④施工人员是否按操作规程及相关规定作业； ⑤施工完成后是否进行了清理。	
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、防沙治沙、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 运营期环境管理及监测

8.3.1 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等	建设单位	阿克苏地区生态环境局、沙雅县生态环境分局
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放 ③各废水排污口的排放情况，防止废水漫流或超标排放 ④检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染 ⑤检查噪声排放源治理措施的消声、隔	建设单位	阿克苏地区生态环境局、沙雅县生态环境分局

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位	监督单位
		声效果，防止超标排放		
3	环境监测管理	①组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响 ②组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染 ③组织噪声源、厂界环境噪声监测，防止扰民影响 ④组织危险废物监测	建设单位	阿克苏地区生态环境局、沙雅县生态环境分局
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位	阿克苏地区生态环境局、沙雅县生态环境分局

（1）日常环境管理

——做好环境监测，掌握污染现状

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

在生产过程中，采出水进入联合站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

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

——加强环保设备的管理

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

——落实管理制度

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

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

（2）重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。

在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

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

——加强风险管理

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

——加强监测

应加强对区域地下水、土壤、大气环境（非甲烷总烃、硫化氢）等的监测，对环境污染隐患做到及早发现、及时处理，制定事故状态下环境风险应急预案和应急处理措施，强化环境风险防范和应急处理能力，严防污染事故发生，不定期开展环境突发事件应急演练。

为了监控油田作业开发对地下水（主要为潜层地下水）的影响情况，应设置地下水监控井，并定期检测。结合顺北油气田三区 5 条带整体方案，在三区 5 条带作业区上游地区处设 1 眼地下水背景（或对照）监控井，重点污染防治区附近设置 1 眼地下水污染监控井，三区 5 条带作业区下游布设 1 眼地下水污染监控井，其监测点需根据实际情况而定，呈扇形分布。地下水污染监控井监测层位应选择区域具有开采可能影响到的目标含水层。地下水污染监控井的建设和管理应符合《地下水环境监测技术规范》HJ/T 164 的规定。

8.3.2 运营期环境监测计划

本项目运营期环境监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。环境监测计划见表 8.3-1。

表 8.3-1 运营期环境监测计划

编号	环境要素	地点	监测项目	监测频次
1	废气	井场无组织废气	非甲烷总烃、硫化氢	每年一次
2	生产废水	顺北油气田五号联合站污水处理系统（依托）	pH、石油类、硫化物	每季度一次
3	噪声	井场厂界	厂界噪声监测	每年一次
4	地下水	地下水监控井	石油类	每年 1 次
5	土壤	井场外土壤	石油烃	3 年 1 次

检查管道沿线生态恢复及水土保持措施落实情况。

8.3.3“三同时”验收

（1）环境工程设计

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

②建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环评文件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《建设项目环境保护管理条例》（国务院令 682 号）中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，西北油田分公司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。西北油田分公司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。

西北油田分公司对项目进行自主验收，西北油田分公司或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，西北油田分公司应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，西北油田分公司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

根据建设项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 8.3-2。

表 8.3-2 三同时验收一览表

项目	污染源	产生位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废气	非甲烷总烃	井场、阀组站	密闭输送、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、定期的检查、检修		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准（GB39728—2020）》中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m ³ ）
	H ₂ S				《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准（0.06mg/m ³ ）要求
废水	施工人员	施工营地	施工期生活污水		生活污水用生活污水收集罐收集，定期运至生活基地污水处理系统处理
	采出水	井场	依托顺北油气田五号联合站采出水处理系统处理达标后回注油层		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
	井下作业废水	井场	用罐车拉运至运至顺北油气田环保站废液处理系统处理达标后回注油层		《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
噪声	井口装置、井下作业	井场	选择低噪声设备、加强设备维护，基础减振		《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类区标准
固废	油泥（砂）	井场、管线	依托顺北油气田环保站处置		《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单要求
土壤	采出水、井下作业	井场、管线	井场、站场内		确保评价范围内土壤质量达到《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管

	废水、油泥砂			控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤筛选值要求
生态恢复	项目占地	井场、站场、管线	临时占地植被恢复；集输干线作业带宽度12m，单井管线作业带宽度8m，井场60m×70m，阀组站60m×100m	《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》（HJ612-2011）
环境管理	纳入西北油田分公司采油四厂现有的环境管理规章制度、环境风险事故应急预案			

8.4 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）《关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知》（新环环评发〔2020〕162号）要求，项目正式投产或运营后，每3~5年开展一次环境影响后评价，依法报批生态环境主管部门备案。石油天然气开发建设项目可按照开发区块整体开展环境影响后评价工作。

因此，项目正式投产或运营后，可纳入顺北油气田开发区块整体开展环境影响后评价工作。

9. 结论与建议

9.1 评价结论

9.1.1 项目概况

本项目位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县境内，距离沙雅县盖孜库木乡南约 106km，顺北油气田三区 53X 井区内，地处塔克拉玛干沙漠北缘。项目地理位置中心坐标为 E82°32'43.24"，N39°56'50.08"。

本项目新建油气井场 1 座（SHB53-4H），8 井式自动选井阀组 1 座，新建单井集输管线 4.8km，顺北三区 5 条带内部南段集输干线 5.3km，配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。新建产能预计凝析油最大产能 70t/d(1.67 万 t/a)，天然气最大产能 $8.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ($0.2 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$)。

单井采用井口不加热集输工艺。SHB53-4H 井气液进入新建 7#阀组站计量后接入顺北三区 5 条带内部南段集输干线后，再接入三区至五号联气液混输管道，最终输送至顺北油气田五号联合站处理。

本项目总投资为 4419 万元，环保投资 164.8 万元，约占总投资的 3.73%。

9.1.2 产业政策及规划符合性

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中国家鼓励发展的产业，项目建设符合国家的相关政策，符合自治区主体功能区划、环境保护及污染防治政策。

9.1.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

根据中国空气质量在线监测分析平台的《2020 年逐月及全年阿克苏地区环境空气质量报告》中阿克苏地区 2020 年环境质量监测数据可知：2020 年阿克苏地区 SO_2 、 NO_2 年平均浓度及 CO 、 O_3 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求； $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 年浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值要求，超标主要是由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多。项目所在地属于环境空气质量不达标区域。

特征因子补充监测结果表明,评价范围内监测点非甲烷总烃 1 小时平均浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中参考限值, H_2S 1 小时平均浓度未超过《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中的浓度限值。

(2) 水环境质量现状

地下水环境质量现状监测结果表明:各潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体存在一定程度超标外,其余因子均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准,石油类满足《地表水质量标准》(GB3838-2002) III类标准。总硬度、溶解性总固体等超标主要是由于该地区分布的地下水类型主要为 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型,同时因区域地下水埋深浅,气候干旱,伴随着蒸发和土壤盐渍化的影响,最终导致总硬度、溶解性总固体等超标。

(3) 声环境质量现状

声环境质量监测结果表明,各监测点位噪声值均未超出标准值,声环境现状满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准要求。

(4) 土壤环境质量现状

土壤环境质量监测结果表明,各监测点位的所有监测因子的污染指数均小于 1,满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)第二类用地筛选值标准。

(5) 生态环境质量现状

本项目区位于塔克拉玛干沙漠北缘,评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜區、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区。根据《新疆生态功能区划》,评价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。项目区气候极端干旱,土壤发育较差,类型较为简单,广大地区为风沙土所覆盖,绝大部分地段很少或根本无植物生长,为裸地,野生动物极少。

9.1.4 环境影响预测与分析

9.1.4.1 生态环境影响分析

本项目建设区域没有自然保护区、风景名胜區、基本农田等生态环境敏感目标。项目位于沙雅县境内,属于塔里木河中上游水土流失重点预防区和塔里木流

域水土流失重点治理区，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目对生态环境的影响主要来自占地影响，永久性占地面积为 1.32hm^2 ，临时占地面积 8.08hm^2 ，占地类型为沙地。地表植被稀疏，工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

9.1.4.2 大气环境影响分析

根据工程分析，本项目建设期废气排放主要是井场、站场、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。建设期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

运行期项目对大气环境的影响主要来自油气集输过程中产生一定量的无组织烃类挥发和硫化氢排放，根据工程分析估算，无组织 VOCs 排放量为 1.67t/a ， H_2S 挥发量为 0.0081t/a 。经预测，无组织源对区域环境空气的影响主要集中在污染源下风向 98m 范围内，项目区周边 5.0km 范围内无敏感点，对大气环境敏感目标影响不大。项目正常工况下排放的各种大气污染物下风向地面浓度均低于《环境空气质量标准》二级标准限值，项目正常排放的各污染物对评价区域大气环境质量均不会产生明显影响。

综上所述，项目在施工期和运行期对大气环境的影响在影响时间和影响范围上各不相同，施工期是暂时性小范围影响，随施工的结束而消失，运行时期为持续的长期影响，但各废气污染物均可以得到较好扩散，对大气污染物浓度贡献值小，且项目区地域空旷，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

9.1.4.3 水环境影响分析

项目落地油 100%进行回收，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。

本项目采油目的层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层深度。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，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。不会对所在区域地下水产生影响。

运营期的采出水依托顺北油田五号联合站污水处理系统处理，井下作业废水依托顺北油气田环保站污水处理系统处理，均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后，回注油层。

正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。因项目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，集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

9.1.4.4 声环境影响分析

本项目开发过程中的噪声源主要分为施工期噪声和生产运营期噪声两部分。施工期噪声源主要是各类施工机械和运输车辆，对环境的影响是短暂的，随着施工结束而结束，同时项目区周边无居民等敏感点，因此不存在扰民现象。

本项目运营期噪声源主要为井场机泵等设备噪声，以及压裂、修井等井下作业噪声，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。由预测结果可知，本项目单井井场厂界噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，且周边无声环境敏感点，因此工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

9.1.4.5 固体废物影响分析

施工期施工废料主要包括管材边角料、焊接作业中产生的废焊渣等，首先考虑回收利用，不可回收利用部分拉运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站填埋施工人员生活垃圾总产生量为 0.6t，集中收集后运至西北油田分公司油田工程服务中心绿色环保工作站填埋。

本项目产生的油泥（砂）最大产生量为 3.7t/a，依托顺北油气田环保站处置。井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的落地原油拉运至顺北油气田五号联合站卸油罐，进入联合站原油处理系统进行处理。

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

9.1.4.6 环境风险分析

本项目所涉及的危险物质包括天然气、凝析油、硫化氢，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。综上所述，本项目环境风险程度属于可以防控的。

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

9.1.7 总量控制指标

本项目投产后非甲烷总烃总量控制建议指标为 1.7t/a。本次评价提出的为建议值，供生态环境主管部门对本项目实施环境管理以及下达污染物排放总量控制指标时参考。

9.1.8 总结论

本项目属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本项目对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本项目建设在环境保护方面可行。

9.2 建议

(1) 严格执行环保“三同时”制度，确保各类环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行。

(2) 加强设备维护、维修工作，确保各类环保设施正常运行。

(3) 在各场站储罐、阀门等设备以及原油集输管线进行定期检查、维修，及时发现问题，防止油气跑、冒、滴、漏的发生，对于泄漏的落地油应及时清理，彻底回收，严防污染扩大。