塔里木富满油田富源304H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整

生态环境影响报告书

（征求意见稿）

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

编制单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

2026年11月

1 概述

1.1 建设项目特点

塔里木盆地是世界上最大的内陆盆地之一，总面积 $56\times10^4km^2$，石油资源储量约为 107.6×10^8t，天然气资源储量约为 $8.39\times10^{12}m^3$。中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称“塔里木油田分公司”）油气产量当量已突破 3000 万吨，是中国特大型油田之一。

作为塔北-塔中大油气区的主力区块，富满油田 2025 年建成产油 $400\times10^4t/a$、产气 $400\times10^4Nm^3/d$ 的规模，稳产 7 年，主要涵盖区块有跃满、玉科、哈得、富源、鹿场、果勒、果勒西、西部空白区、果勒东、东部空白区等。富满油田富源区块位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠北缘，行政区划隶属于新疆维吾尔自治区阿克苏地区沙雅县，距离沙雅县城约 120km。

富源 304H 井区采用氮气驱替开发方式实现原油增产增效，设计老井利用 10 口，部署新井 5 口（2 口侧钻井），分三年实施。区块峰值年产原油 7.07×10^4t、伴生气 $0.29\times10^8Nm^3$，年度最大注氮规模 $0.56\times10^8Nm^3$。

塔里木油田分公司为加快富源 304H 井区建产，加速产能释放，拟实施塔里木富满油田富源 304H 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整（以下简称“本项目”）。本项目建设内容如下：（1）部署 5 口采油井，其中新钻 3 口（FY304-H13、FY304-H14、FY304-H15），老井侧钻 2 口（FY302-H16C、FY302-H22C）；（2）老井利旧 10 口，其中利旧采油井 2 口（FY304-H7、FY302-H16），注气井 8 口（FY302-H18、FY302-H8、FY304-H5、FY304-H11、FY304-H14、FY304-H1、FY304H、FY304-H9），采用第三方 PSA 井口制氮+注氮服务；（3）新建标准化常温抗硫采油井场 3 座（FY304-H13、FY304-H14、FY304-H15），2 座侧钻井依托原有已建井场现有设施；（4）新建 DN80 集油管道 8.3km；（5）新建 FY304-H14 至 FY304H 阀组站管道沿线施工便道 2.6km；（6）新建 35kV 架空线路 1.5km、35kV 柱上式变电站 3 座。配套仪表自控、通信、道路、防腐及消防等公用工程。新建产能为平均单井配产 27.6t/d，总计年产油 4.14×10^4t。

本项目建设性质为改扩建，项目建设能够加快单井产能释放，创造良好经济效益，并深化富源区块油气藏认识和储量评价，对进一步优化区块后续整体开发具有

重要意义。

1.2 环境影响评价的工作过程

本项目为陆地油气开采项目，所有工程均呈点线状分布在已开发油区范围内；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030 年）》和《自治区级水土流失两区复核划分成果的通知》，项目所在区域属于塔里木河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）》，拟建项目属于分类管理名录“五 石油和天然气开采业 077 陆地石油开采 0711”中的“涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）”，应编制生态环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境保护管理条例》，2025 年 8 月 21 日，塔里木油田分公司油气工艺研究院委托新疆天合环境技术咨询有限公司（以下简称“天合公司”）承担本项目的环境影响评价工作（委托书见附件 1）。

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

受天合公司委托，新疆齐新环境服务有限公司对本项目区域环境空气、土壤、声环境质量现状进行了监测，在此基础上，编制完成了《塔里木富满油田富源 304H 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整生态环境影响报告书》（以下简称“报告书”），环境影响评价的工作程序，见图 1.2-1。

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。

1.3 分析判定相关情况

（1）产业政策符合性判定

本项目属于石油开采项目，结合《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展和改革委员会令第7号），拟建项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油与天然气开采”中的“常规石油、天然气勘探与开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

（2）政策、法规符合性分析

本项目属于石油开采项目，选址选线不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、自然公园、世界自然遗产、生态保护红线、重要生境等生态敏感区。运营期废水、固废处置措施得当。符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》《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）等相关政策、法律法规的相关要求。

（3）规划符合性判定

拟建项目位于富满油田，不涉及生态保护红线及水源地、风景名胜区等环境敏感区，不在划定的禁止开发区域范围内，符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》相关要求，符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求。

（4）选址符合性分析判定结论

项目选址符合生态环境分区管控要求，不涉及法律法规明令禁止建设的区域，不在生态保护红线范围内，远离居民集中区、医院、学校等环境敏感区。项目区周边无长期居住人群。

本项目土地利用类型为沙地。本项目在选址、选线过程中注意避让项目区植被，尽量减少对植被的生态扰动；运营期废气主要为油气开采、集输等工艺过程中无组织排放的挥发性有机物、温室气体，产生的废气为持续的长期影响，但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，项目实施后不会对周围环境产生明显影响；废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，综上所述，本项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境的影响属于可接受的范围，项目的选址从环保角度认为可行。

（5）生态环境分区管控符合性判定结论

根据《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）、《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 版）的通知》，本项目位于 ZH65292430001 沙雅县一般管控单元，不位于生态保护红线范围内，项目区地下水、土壤、声环境质量可以达到功能区要求，环境空气质量不达标，超标污染物为颗粒物，超标主要由于当地气候条件干燥、自然扬尘较多，本项目符合生态环境分区管控要求。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为石油开采项目，环境影响主要来源于施工期的井场、站场、集输管线建设以及运营期油气开采、集输过程。环境影响包括：施工期和运营期污染物排放造成的环境污染和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本项目不占用国家公园、自然保护区、自然公园、世界自然遗产、生态保护红线、重要生境等敏感区，主要环境敏感保护目标为塔里木河流域重点治理区。重点关注施工过程中的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；施工过程中产生的扬尘、运输车辆尾气、生活污水、施工废料、生活垃圾等；运营期无组织挥发的非甲烷总烃、温室气体、采出水、井下作业废水、落地油、油泥（砂）、废防渗材料、清管废渣等对环境产生的影响。

1.5 环境影响评价的主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策；符合《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）》（新环发〔2024〕93 号）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》等法规和政策要求；符合区域国土空间规划及生态环境保护规划等相关要求；项目不涉及依法划定的自然保护区、饮用水水源保护区、风景名胜区、森林公园等环境敏感区；项目符合生态环境分区管控方案要求；本项目在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。

评价认为：本项目在施工期、运营期和退役期认真落实报告中的各项污染防治措施、生态保护措施及风险防范措施，各项污染物做到达标排放及无害化处置，其生态影响可有效降低，环境风险及生态安全影响可以接受，从生态环境保护角度看，本项目建设是可行的。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护法律

表 2.1-1 环境保护法律一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
1	中华人民共和国生态环境法典	主席令 2026 年第 70 号	2026-08-15
2	中华人民共和国水法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
3	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
4	中华人民共和国能源法	14 届人大第 12 次会议	2025-01-01
5	中华人民共和国土地管理法（2019 年修正）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
6	中华人民共和国防洪法（2016 年修正）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
7	中华人民共和国草原法（2021 年修正）	13 届人大第 28 次会议	2021-04-29
8	中华人民共和国森林法（2019 年修订）	13 届人大第 15 次会议	2020-07-01
9	中华人民共和国野生动物保护法（2022 年修正）	13 届人大第 38 次会议	2022-12-30
10	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大第 15 次会议	2010-10-01
11	中华人民共和国突发事件应对法（2024 年修订）	14 届人大第 10 次会议	2024-11-01
12	中华人民共和国矿产资源法（2024 年修订）	14 届人大第 12 次会议	2025-07-01

2.1.2 环境保护法规、规章

表 2.1-2 环境保护法规、规章一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**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 年修正）	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 年修正）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修正）	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（2021 年修订）	国务院令 743 号	2021-09-01
5	国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知	国发〔2023〕24 号	2023-12-17
6	地下水管理条例	国务院令 748 号	2021-12-01
7	生态保护补偿条例	国务院令 779 号	2024-06-01
8	排污许可管理条例	国务院令 736 号	2021-03-01
9	突发事件应急预案管理办法	国务院办公厅	2024-01-31
10	国务院关于印发《固体废物综合治理行动计划》的通知	国发〔2025〕14 号	2025-12-27

二	**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	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令第 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发〔2015〕4 号	2015-01-08
4	国家危险废物名录（2025 年版）	生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号公布	2025-01-01
5	产业结构调整指导目录（2024 年本）	国家发展和改革委员会令第 7 号	2024-02-01
6	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
7	石油天然气开采业污染防治技术政策	环保部公告 2012 年第 18 号	2012-03-17
8	关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见	林沙发〔2013〕136 号	2013-09-01
9	危险废物转移管理办法	生态环境部公安部交通运输部 23 号令	2021-11-30
10	建设项目危险废物环境影响评价技术指南	生态环境部公告 2017 年 第 43 号	2017-10-01
11	危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采	生态环境部公告 2021 年 第 74 号	2021-12-21
12	关于在南疆四地州深度贫困地区实施〈环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）〉差别化政策有关事宜的复函	环办环评函〔2019〕590 号	2019-06-30
13	危险废物排除管理清单（2026 年版）	国办函〔2021〕47 号	2026-1-7
14	挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策	生态环境部公告 2013 年第 31 号	2013-05-24
15	关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知	环大气〔2021〕65 号	2021-08-04
16	石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）	国家发展改革委公告 2009 年第 3 号	2009-02-19
17	国家重点保护野生植物名录（2021 年）	国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 15 号	2021-09-07
18	国家重点保护野生动物名录	国家林业和草原局农业农村部公告 2021 年第 3 号	2021-02-05
19	关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告	国环规环评〔2017〕4 号	2017-11-20
20	关于规范临时用地管理的通知	自然资规〔2021〕2 号	2021-11-04
21	关于印发 2025 年《国家污染防治技术指导目录》的通知	环办科财函〔2025〕197 号	2025-05-29
三	**地方性法规及通知**		
1	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修正）	自治区 13 届人大第 6 次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水法》办法	自治区十四届人大五次会议	2024-03-01

3	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国土地管理法》办法	自治区第 13 届人大 34 次会议	2022-11-01
4	新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例（2025 年修订）	自治区 14 届人大第 24 次会议	2025-10-15
5	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国防沙治沙法》办法（2024 年修订）	自治区第 14 届人大 16 次会议	2025-01-01
6	新疆维吾尔自治区实施《中华人民共和国水土保持法》办法	2013 年 7 月 31 日修订	2013-10-01
7	关于《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告	生态环境部公告 2021 年第 24 号	2021-06-11
8	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》的通知	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
9	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
10	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环办发〔2018〕20 号	2018-12-20
11	关于加强建设项目环境影响后评价管理的通知	新环环评发〔2020〕162 号	2020-09-11
12	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
13	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	2020-09-04
14	自治区强化危险废物监管和利用处置能力改革工作方案	新政办发〔2021〕95 号	2021-10-29
15	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
16	新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024 年）	新环环评发〔2024〕93 号	2024-06-09
17	关于印发《新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果》的通知	新环环评发〔2024〕157 号	2024-11-15
18	关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知	阿地环字〔2024〕32 号	2024-10-28
19	关于在南疆五地州实施建设项目大气主要污染物和重金属削减指标差别化政策的通知	新环办环评〔2024〕20 号	2024-03-25
20	新疆维吾尔自治区国土空间规划（2021-2035 年）	国函〔2024〕70 号	2024-05-17
21	新疆生态功能区划	新政函〔2005〕96 号	2005-07-14
22	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函〔2002〕194 号	2002-12
23	关于印发《新疆国家重点保护野生植物名录》的通知	/	2022-03-09
24	关于印发《新疆国家重点保护野生动物名录》的通知	/	2021-07-28
25	关于发布《新疆维吾尔自治区重点保护野生动物名录（修订）》的通知	新政发〔2022〕75 号	2022-09-18
26	新疆维吾尔自治区人民政府关于公布《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》的通知	新政发〔2023〕63 号	2023-12-29
27	关于《中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司“十四五”规划环境影响报告书》的审查意见	新环审〔2022〕147 号	2022-07-25

28	新疆第六次沙化监测报告	新疆第六次荒漠化和沙化监测领导小组办公室、新疆维吾尔自治区林业规划院	2021-10
29	新疆维吾尔自治区 2025 年空气质量持续改善行动实施方案	新政办发〔2024〕58 号	2024-12-10

2.1.3 环境保护技术规范

环境保护技术规范见表 2.1-3。

表 2.1-3 环境保护技术规范一览表

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	2017-01-01
2	环境影响评价技术导则大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则声环境	HJ2.4-2021	2022-07-01
5	环境影响评价技术导则生态影响	HJ19-2022	2022-07-01
6	环境影响评价技术导则地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目	HJ349-2023	2024-01-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	环境影响评价技术导则土壤环境（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	危险废物收集贮存运输技术规范	HJ2025-2012	2013-03-01
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	危险废物贮存污染控制标准	GB18597-2023	2023-02-03
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB65/T3998-2017	2017-05-30
18	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法	SY/T5329-2022	2022-11-04
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	陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范	DZ/T0317-2018	2018-10-01
21	油田注水工程设计规范	GB50391-2014	2015-05-01
22	石油天然气工业套管和油管的维护和使用	GB/T17745-2011	2011-10-01
23	石油化工工程防渗技术规范	GB/T50934	2014-06-01
24	油田注水工程施工技术规范	SY/T4122-2020	2021-02-01

25	陆上石油天然气生产环境保护推荐做法	SY/T6628-2005	2005-11-01
26	废弃井及长停井处置指南	SY/T6646-2017	2018-03-01
27	生物多样性观测技术导则	HJ710.1~13-2014	2015-01-01
28	污染源源强核算技术指南准则	HJ884-2018	2018-03-17
29	排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业	HJ1248-2022	2022-07-01
30	危险废物管理计划和管理台账制定技术导则	HJ1259-2022	2022-10-01
31	石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范	GB/T43936-2024	2024-08-01
32	陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范	SY/T7784-2024	2025-03-24
33	石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）	HJ1461-2026	2026-07-01

2.1.4 相关文件及技术资料

（1）《塔里木富满油田富源304H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整（地面工程）可行性研究报告》（塔里木油田分公司）；

（2）《关于塔里木富满油田富源304H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整可行性研究报告的批复》（塔油开发事业〔2026〕176号）；

（3）《环境质量现状监测报告》；

（4）塔里木油田分公司提供的其他技术资料；

（5）环评委托书。

2.2 评价目的和评价原则

2.2.1 评价目的

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

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

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

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

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为本工程的设计、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。

2.2.2 评价原则

（1）坚持环境影响评价为项目建设服务，为环境管理服务，为保护生态环境服务。

（2）严格执行国家、地方环境保护相关法律法规、规章，认真遵守标准、规划相关要求。

（3）全面贯彻环境影响评价导则、总纲，科学分析项目建设对环境质量的影响。

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

（5）严格贯彻执行“达标排放”“总量控制”“以新带老”“排污许可”等环保法律法规。

（6）推行“清洁生产”，从源头抓起，实行生产全过程控制，最大限度节约能源，降低物耗，减少污染物的产生和排放。

2.3 环境影响因素和评价因子

2.3.1 环境影响因素识别

根据本项目主要污染源污染因子及区域环境特征，对项目实施后的主要环境影响要素进行识别，结果见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响要素识别结果一览表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场	占地、动植物影响	-
		管线建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		钻井废水	悬浮物、石油类、COD	-
		施工机械和车辆尾气	NO_2、CO、SO_2、烃类挥发	-
		施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
		钻井泥浆、岩屑	污染土壤环境	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	采出水	石油类	-
		井下作业废水	石油类	-
		井场无组织废气排放	非甲烷总烃、H_2S	-
		设备噪声	影响声环境质量	-
		落地油、废防渗材料、废润滑油桶、废润滑油、废分子筛	土壤、地下水	-
		原油生产	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期（事故工况）	集输管线破损泄漏	污染土壤环境、水环境、火灾爆炸危险	-
4	退役期	封堵井眼，拆除地面装置	固废	-
		场地恢复	生态	+

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

2.3.2 评价因子

根据环境影响因素识别结果，结合区域环境质量现状，以及本项目特点和污染物排放特征，确定的工程评价因子见表 2.3-2。

表 2.3-2 本项目评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/
钻井工程	施工期	H_2S、NMHC	/	pH值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH值、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、汞、砷、六价铬等	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	昼、夜间等效声级
储层改造工程	施工期	颗粒物、SO_2、NO_x、NMHC	/			/	
油气开采、集输工程	施工期	颗粒物	/	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	H_2S、NMHC	/		石油烃（C_{10}~C_{40}）	土壤肥力或林地立地条件、生物多样性、生态系统完整	昼、夜间等效声级

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
						性等	

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态环境

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地中部塔克拉玛干流动沙漠生态亚区（IV3），塔克拉玛干东部流动沙漠景观与油田开发生态功能区（71）。

根据新水水保〔2019〕4 号文件，工程所在的阿克苏地区沙雅县属于塔里木河流域水土流失重点治理区。

2.4.1.2 环境空气

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2026）及修改单的要求，项目所在区域属于二类功能区。

2.4.1.3 水环境

本项目距离塔里木河最近约 32km，本次不对其进行评价。

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。

2.4.1.4 声环境

项目区目前暂未进行声环境功能区划，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）7.2 中 b“村庄原则上执行 1 类声环境功能区要求，工业活动较多的村庄以及有交通干线经过的村庄（指执行 4 类声环境功能区要求以外的地区）可局部或全部执行 2 类声环境功能区要求”的规定。本项目所在地井场及站场工业生产设施区域工业活动较多，因此划定为 2 类声环境功能区。

2.4.2 环境质量标准

根据工程所在区域的自然环境特点，采用以下评价因子及环境标准。

2.4.2.1 环境空气

环境空气质量评价中 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10}、CO、O_3六项指标执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行《大气污染物

综合排放标准详解》2mg/m³的标准，标准取值见表2.4-1。

表2.4-1　环境空气质量标准

序号	污染物	取值时	标准限值	单位	标准来源
1	二氧化硫	年平均	60	μg/m³	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二级标准及其修改单要求
		24小时平均	150	μg/m³	
		1小时平均	500	μg/m³	
2	二氧化氮	年平均	40	μg/m³	
		24小时平均	80	μg/m³	
		1小时平均	200	μg/m³	
3	一氧化碳	24小时平均	4	mg/m³	
		1小时平均	10	mg/m³	
4	臭氧	日最大8小时平均	160	μg/m³	
		1小时平均	200	μg/m³	
5	PM_{10}	年平均	60	μg/m³	
		24小时平均	120	μg/m³	
6	$PM_{2.5}$	年平均	30	μg/m³	
		24小时平均	60	μg/m³	
7	非甲烷总烃	/	2.0	mg/m³	《大气污染物综合排放标准详解》

2.4.2.2 水环境

区域地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的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。地下水水质评价标准值，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	单位	标准值	序号	项目	单位	标准值
1	钾	/	/	15	挥发性酚类(以苯酚计)	mg/L	≤0.002
2	钠	mg/L	≤200	16	氰化物	mg/L	≤0.05
3	钙	/	/	17	氟化物	mg/L	≤1.0
4	镁	/	/	18	硝酸盐(以N计)	mg/L	≤20
5	CO_3^{2-}	/	/	19	亚硝酸盐(以N计)	mg/L	≤1.0
6	HCO_3^-	/	/	20	铬(六价)	mg/L	≤0.05
7	硫酸盐	mg/L	≤250	21	砷	mg/L	≤0.01

8	氯化物	mg/L	≤250	22	铅	mg/L	≤0.01
9	pH	无量纲	6.5~8.5	23	镉	mg/L	≤0.005
10	总硬度	mg/L	≤450	24	铁	mg/L	≤0.3
11	溶解性总固体	mg/L	≤1000	25	汞	mg/L	≤0.001
12	耗氧量(COD_{mn}法，以O_2计)	mg/L	≤3.0	26	锰	mg/L	≤0.1
13	氨氮	mg/L	≤0.5	27	总大肠菌群	CFU/100mL	≤3.0
14	石油类	mg/L	≤0.05	28	菌落总数	CFU/mL	≤100
注：根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中8.4.1.1“对于不属于GB/T 14848-2017水质指标的评价因子，可参照国家（行业、地方）相关标准”，石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准。							

2.4.2.3 声环境

工程区声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准，即昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)。

2.4.2.4 土壤环境

根据工程所在区域环境特征，工程占地范围内外均执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）表1 第二类用地筛选值，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	砷	mg/kg	60	25	氯乙烯	mg/kg	0.43
2	镉	mg/kg	65	26	苯	mg/kg	4
3	铬（六价）	mg/kg	5.7	27	氯苯	mg/kg	270
4	铜	mg/kg	18000	28	1,2-二氯苯	mg/kg	560
5	铅	mg/kg	800	29	1,4-二氯苯	mg/kg	20
6	汞	mg/kg	38	30	乙苯	mg/kg	28
7	镍	mg/kg	900	31	苯乙烯	mg/kg	1290
8	四氯化碳	mg/kg	2.8	32	甲苯	mg/kg	1200
9	氯仿	mg/kg	0.9	33	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570
10	氯甲烷	mg/kg	37	34	邻二甲苯	mg/kg	640
11	1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	35	硝基苯	mg/kg	76
12	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	36	苯胺	mg/kg	260
13	1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	37	2-氯酚	mg/kg	2256
14	顺1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	38	苯并〔a〕蒽	mg/kg	15

15	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	39	苯并〔a〕芘	mg/kg	1.5
16	二氯甲烷	mg/kg	616	40	苯并〔b〕荧蒽	mg/kg	15
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	41	苯并〔k〕荧蒽	mg/kg	151
18	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	42	䓛	mg/kg	1293
19	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	43	二苯并〔a、h〕蒽	mg/kg	1.5
20	四氯乙烯	mg/kg	53	44	茚并〔1、2、3-cd〕芘	mg/kg	15
21	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	45	萘	mg/kg	70
22	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	46	石油烃	mg/kg	4500
23	三氯乙烯	mg/kg	2.8	47	pH	无量纲	-
24	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5				

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气

施工期颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放监控浓度限值要求。

运营期井场非甲烷总烃无组织排放执行《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；H_2S 无组织排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准。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	最高允许排放浓度（mg/m³）	标准来源
颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的新污染源无组织排放监控浓度限值
非甲烷总烃（厂界）	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
H_2S（厂界）	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中新建项目二级标准

2.4.3.2 废水

本项目施工期生活污水依托富源联公寓生活污水处理装置处理，水质执行《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表 2 中 C 级排放限值（COD 为 200mg/L、悬浮物为 100mg/L）要求，冬储夏灌。

项目运营期产生废水主要为井下作业废水。后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V

类水质标准后回注地层，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中注入层平均空气渗率>2.0μm²的标准。标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

储层空气渗透率（μm²）	<0.01	〔0.01，0.05)	〔0.05，0.5)	〔0.5，2.0)	≥2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0
平均腐蚀率mm/a	≤0.076				

2.4.3.3 噪声

施工期执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）；运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）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
《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）	/	70	55
《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	2类	60	50

2.4.3.4 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2024）；一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

2.5 评价工作等级和评价范围

2.5.1 生态影响评价等级和评价范围

2.5.1.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），本项目生态评价等级判定过程见表 2.5-1。

表 2.5-1 生态评价等级判定过程

序号	生态评价等级判定要求	本项目情况	生态影响评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级；	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及	/

c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及	/
d	根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
e	根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
f	当工程占地规模大于20km²时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本项目占地面积＜20km²	/
g	除本条a~f以外的情况，评价等级为三级；	不涉及	/
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	/	三级

由上表可见，本项目生态环境影响评价工作等级确定为三级。

2.5.1.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目以新建井场、扩建阀组等场界周围50m范围，新建集输管线工程两侧外延300m为评价范围，面积约15.11km²。

生态评价范围见图2.5-1。

图2.5-1 生态评价范围图

2.5.2 地下水环境影响评价等级和评价范围

（1）建设项目地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)附录A和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)，本项目采油井场类别为I类；集输管线类别为II类。

（2）地下水环境敏感程度

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），建设项目的地下水环境敏感程度分级原则见表2.5-2。

表2.5-2 地下水环境敏感程度分级表

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

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

本项目井场所在区域均不涉及集中式及分散式饮用水水源，不属于集中式饮用水水源准保护区和准保护区以外的补给径流区，不涉及国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区及保护区以外的分布区，不涉及未划定准保护区的集中式饮用水水源及其保护区以外的补给径流区，项目区域地下水环境敏感程度分级为“不敏感”。

（3）评价工作等级判定

地下水评价工作等级划分依据见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-4 本工程地下水评价工作等级一览表

工程内容	项目类别	和周边水源地关系	环境敏感程度	评价等级
采油井场	I	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	二
集输管线	II	不涉及集中式及分散式饮用水水源地等	不敏感	三

本项目井场建设内容类别为I类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境污染影响评价工作等级为二级；集输管线建设内容类别为II类项目、环境敏感程度为不敏感，地下水环境污染影响评价工作等级为三级。

（4）评价范围确定

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目土壤环境影响评价范围为各井场边界外扩 200m 范围，采油管线边界两侧向外延伸 200m 范围。

2.5.3 地表水环境影响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）和《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目属于水污染影响型建设项目。工程产生的采出水、井下作业废水经处理后进行回注，不外排，因此本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。

2.5.4 土壤环境影响评价等级和评价范围

（1）建设项目类别

据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），项目井口改造、阀组建设属于“采矿业”中的“石油开采项目”，项目类别为I类，集输管线为II类项目。

（2）影响类型

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）以及现状监测数据，工程所在区域属于干旱、半荒漠和荒漠地区，且土壤盐分含量在 1.8g/kg~3.7g/kg 的范围内（属盐化地区），区域 pH 范围为 7.79~8.81（属轻度碱化地区），属于较敏感地区，本工程同时按照生态影响型项目和污染影响型项目考虑，并根据不同项目类型分别判定评价等级。

（3）占地规模

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》（HJ 964-2018）中“建设项目占地规模分为大型(≥50hm²)、中型(5～50hm²)和小型(≤5hm²)”，本项目永久占地面积约 17.857hm²（5～50hm²），占地规模为中型。

（4）建设项目敏感程度

拟建工程井场周边 1km 范围及管线边界两侧 200m 范围内不涉及耕地等敏感点，土壤环境敏感程度为“不敏感”。

（5）评价工作等级判定

本工程土壤评价等级及范围见表 2.5-6，本项目按照最高评价等级二级评价进行

综合评价。

表 2.5-5 土壤污染类项目评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	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	-	-

表 2.5-6 生态影响型土壤环境评价工作等级划分依据一览表

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

表 2.5-7 本工程土壤评价等级及评价范围一览表

序号	建设内容	生态影响型评价等级	调查评价范围	污染影响型评价等级	调查评价范围
1	井场	二级	占地范围外扩 5km	二级	占地范围外扩 1km
2	管线	二级	管线两侧延伸 200m 范围	三级	管线两侧延伸 200m 范围

2.5.5 环境空气评价等级和评价范围

（1）评价等级

本工程伴生气中含硫，废气排放源主要为生产集输流程中的无组织气体挥发，污染物主要为非甲烷总烃、硫化氢。

根据工程特点、污染特征及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取非甲烷总烃（NMHC）、硫化氢为候选因子核算，计算出其最大地面浓度占标率 Pi 及其地面浓度达标准值 10%时所对应的最远距离 D10%。其中 Pi 定义为：

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

式中：Pi——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

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

Coi—环境空气质量标准，μg/m³。

注：Coi 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，应选择相应的一级浓度限值；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 2.5-7。

表 2.5-7 评价工作等级

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	Pmax≥10%
二级评价	1%≤Pmax＜10%
三级评价	Pmax＜1%

估算模式所用参数见表 2.5-8，估算结果见表 2.5-10。

表 2.5-8 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市人口数）	/
最高环境温度（℃）		41.2
最低环境温度（℃）		-24.2
土地利用类型		沙地
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率（m）	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离（km）	/
	海岸线方向（o）	/

表 2.5-9 无组织废气排放参数一览表

面源名称	面源起点坐标/m		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	评价因子	排放速率/(kg/h)
	经度(°)	纬度(°)									
FY304-H13井场	83.837337	40.644018	956	40.00	40.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.017
										硫化氢	0.000003
FY304-H14井场	83.808976	40.610594	953	40.00	40.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.017
										硫化氢	0.000003
FY304-H15井场	83.845094	40.653631	953	40.00	40.00	0	6	8760	正常	非甲烷总烃	0.017
										硫化氢	0.000003

注：面源选取项目的北侧与南侧各 1 个井场

表 2.5-10 估算模式计算结果表

名称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
FY304-H13 井场	非甲烷总烃	21.593	2000	1.08	1.08	24
	硫化氢	0.017	10	0.17		24
FY304-H14 井场	非甲烷总烃	21.593	2000	1.08	1.08	24
	硫化氢	0.017	10	0.17		24
FY304-H15 井场	非甲烷总烃	21.593	2000	1.08	1.08	24
	硫化氢	0.017	10	0.17		24

经计算可知，本工程最大占标率为：1.08%（来自井场排放的非甲烷总烃），最大占标率 1%＜Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，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），并结合本工程特点，最终确定将以各井场为中心，边长 5km 的矩形区域作为大气环境评价范围。

2.5.6 声环境影响评价等级和评价范围

2.5.6.1 声环境影响评价等级

（1）声环境功能区类别

本项目位于富满油田区域，周边区域以油气开采为主要功能，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），属于其规定的 2 类声环境功能区。

（2）敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

项目周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

（3）评价工作等级判定

综合以上分析，按照《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响评价等级划分原则，确定本项目声环境影响评价工作等级为二级。

2.5.6.2 声环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则•声环境》（HJ2.4-2021），项目声环境影响评价范围为各井场边界外 200m 范围。

2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

（1）风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程涉及的主要环境风险物质为原油、天然气、硫化氢，主要存在于新建的集输管线内。本次新建管线主要为单井之间的集油管线，集输管线两端均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照管线的最大在线量进行计算。

根据区域油气资源流体性质，考虑最不利因素，本工程所在区域原油密度取 0.8068g/cm³，天然气相对密度取 0.7764，硫化氢浓度为 9.77mg/m³。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

本工程危险物质分布情况见表 2.5-11。

表 2.5-11 本工程危险物质分布情况一览表

风险单元	危险物质类型	存储装置参数	最大存在量（t）
FY304-H13 井至富源东 2 接转站油气混输管线	原油	3.5km，DN80，5.5Mpa	14.1938
	天然气（甲烷）		0.7857
	硫化氢		0.0001499
FY304-H14 井至 FY304H 阀组站油气混输管线	原油	2.7km，DN80，5.5Mpa	10.9495
	天然气（甲烷）		0.6061
	硫化氢		0.0001157
FY304-H15 井至富源东 2 接转站油气混输管线	原油	2.1km，DN80，5.5Mpa	8.5163
	天然气（甲烷）		0.4717
	硫化氢		0.00009

（2）环境风险潜势初判

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本工程涉及的危险物质总量与其临界量比

值（Q）：

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

式中：q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，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。

表 2.5-12 本工程风险单元 Q 值一览表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
1	FY304-H13 井至富源东 2 接转站油气混输管线	原油	--	14.1938	2500	0.00568	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.7857	10	0.07857	
		硫化氢	7783-06-4	0.0001499	2.5	0.00006	
		Q 值Σ				0.08431	
2	FY304-H14 井至 FY304H 阀组站油气混输管线	原油	--	10.9495	2500	0.00438	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.6061	10	0.06061	
		硫化氢	7783-06-4	0.0001157	2.5	0.000046	
		Q 值Σ				0.06504	
3	FY304-H15 井至富源东 2 接转站油气混输管线	原油	--	8.5163	2500	0.00341	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.4717	10	0.04717	
		硫化氢	7783-06-4	0.00009	2.5	0.000036	
		Q 值Σ				0.05061	

根据上表计算结果，本工程 Q＜1，判断项目风险潜势为I。

（3）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

表 5.8-3 环境风险评价等级划分

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

2.6 环境保护目标

根据工程现场踏勘，本项目不涉及依法划定的国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园、生态保护红线等生态保护区。除油区工作人员外，工程区无人居住。

与生态敏感区距离：距离塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区 12.8km、距离库车塔南沙化土地封禁保护区 19.7km、距离塔里木河 32km、距沙雅县塔里木河上游湿地自然保护区 37.9km、距离沙雅塔里木河胡杨林自然保护区 41.7km、距离盖孜库木沙化土地封禁保护区和沙雅国家沙漠公园 65km。

拟建项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层、土壤环境评价范围内土壤环境作为地下水、土壤保护目标；本工程评价范围内不涉及依法划定各类保护地，不涉及生态保护红线，将生态影响评价范围内植被、动物、“水土流失重点预防区”和“水土流失重点治理区”作为生态保护目标。本工程不涉及《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）中提到的饮用水水源保护区、饮用水取水口，涉水的自然保护区、风景名胜区，重要湿地、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体，以及水产种质资源保护区等地表水环境保护目标。

环境保护目标见表 2.6-1。

表 2.6-1 生态保护目标一览表

环境要素	保护目标	相对区块方位	功能要求	备注
地下水	评价范围内潜水含水层	评价范围内	GB/T14848-2017 III类	不因项目建设，对评价区域地下水产生污染影响
生态环境	塔里木河流域水土流失重点治理区。	各井场周围 50m 范围，管线中心线两侧 300m 范围	—	不改变生态功能

2.7 评价内容和评价重点

2.7.1 评价内容

根据本项目特点及周围环境特征，将本次评价工作内容列于表 2.7-1。

表 2.7-1 评价内容一览表

序号	项目	内容
1	概述	建设项目特点、环境影响评价工作过程、分析判定相关情况、关注的主要环境问题及环境影响、主要结论
2	总则	编制依据、评价目的和评价原则、环境影响因素和评价因子、环境功能区划及评价标准、评价工作等级和评价范围、环境保护目标、评价内容和评价重点、评价时段和评价方法
3	建设项目工程概况和工程分析	区块开发现状及环境影响回顾：富满油田开发现状、富满油田“三同时”执行情况、富满油田环境影响回顾性评价、富满油田污染物排放情况、存在环保问题及整改措施 现有工程：现有工程概况、现有工程“三同时”执行情况、现有工程污染物达标情况、现有工程污染物年排放量、现有工程环境问题及“以新带老”改进意见。 本项目：项目概况、油气资源概况、主要技术经济指标、工程组成。 工程分析：工艺流程及产排污节点、施工期环境影响因素分析、运营期环境影响因素分析、退役期环境影响因素分析、非正常排放、清洁生产水平分析、污染物排放“三本账”、污染物总量控制分析。 相关政策法规、规划符合性分析、选址合理性分析
4	环境现状调查与评价	自然环境概况、生态现状调查与评价、地下水环境现状调查与评价、地表水环境现状调查与评价、土壤环境现状调查与评价、大气环境现状调查与评价、声环境现状调查与评价
5	环境影响预测与评价	生态影响评价、地下水环境影响评价、地表水环境影响评价、土壤环境影响评价、大气环境影响评价、声环境影响评价、固体废物影响分析、环境风险评价
6	环保措施可行性论证	针对本项目拟采取的污染防治、生态保护、环境风险防范等环境保护措施，分析论证其技术可行性、经济合理性、长期稳定运行和达标排放的可靠性、满足环境质量改善和排污许可要求的可行性、生态保护和恢复效果的可达性
7	温室气体排放影响评价	温室气体排放分析、减污降碳措施、温室气体排放评价结论
8	环境影响经济损益分析	从项目实施后的环境影响的正负两方面，以定性与定量相结合的方式，对工程的环境影响后果进行经济损益核算，估算建设项目环境影响的经济价值
9	环境管理与监测计划	按项目建设阶段、生产运行阶段，提出具体环境管理要求；给出污染物排放清单，明确污染物排放的管理要求；提出应向社会公开的信息内容；提出建立日常环境管理制度、组织机构和环境管理台账相关要求；提出环境监测计划
10	结论	对建设项目环境影响评价各章节结论进行概括总结和综合分析，结合环境质量目标要求，明确给出建设项目的环境影响可行性结论

2.7.2 评价重点

结合项目的排污特征及周围环境现状，确定本项目评价重点为工程分析、大气环境影响评价、地下水环境影响评价、土壤环境影响评价、生态影响评价和环境保护措施可行性论证。

2.7 评价时段和评价方法

2.7.1 评价时段

本项目评价时段分为施工期、运营期、退役期三个时段。

2.7.2 评价方法

本项目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。本次评价采用了物料衡算法、实测法、类比法、产污系数法等。

3 建设项目工程概况和工程分析

3.1 区块开发现状及环境影响回顾

3.1.1 富满油田开发现状

3.1.1.1 勘探开发进程

富满油田整体处于北部坳陷地构造斜坡位置，位于阿瓦提坳陷和满加尔坳陷之间。矿权面积 $1.6\times10^4km^2$，有利区面积 $1.1\times10^4km^2$。

富满油田自 2014 年发现以来，连续 8 年实现勘探持续突破，含油范围向南、向西、向东不断扩大，是塔里木油田近期最大的原油增储上产区块，该区奥陶系油气勘探开发经历阶段如下：

预探阶段(2014-2016 年)：2014 年，跃满区块沿断裂带部署的跃满 3 井钻探获得高产。

评价阶段(2017-2023 年)：2017 年～2019 年部署的跃满 20、富源 210H 井相继获得成功。2020 年满深 1 井获得战略突破，发现了 F_I17 超级富油气断裂带，南段满深 1 井区提交了亿吨级探明储量，富满油田进入快速增储上产阶段。同时，围绕满深 1 井区向东部油气富集区整体部署实施了大面积三维地震，2021～2023 年，果勒 3、富源 3、满深 7、满深 8 等井相继获得高产油气流，发现了 F_I5、F_I16、F_I19、F_I20 富油气断裂带，富源 218、满深 505、富源 6、富源 4 等井相继试油投产成功，实现了次级断裂带的突破，富东 1、富东 2 井的试油成功推进了断控高能滩体的勘探突破，实现了断控区全面发现，含油气规模向南、向东持续扩大，形成新的规模增储区。

开发阶段（2018 年至今）：2022 年，富满油田年产量突破 250 万吨，以每年 50 万吨的速度净增。按照勘探开发程度，富满油田平面上分为 3 个区：

I区：正在建产，包含哈得、跃满、富源、富源II、玉科等已开发区块，目前已形成 160×10^4t 产能规模；

II区：新建产，含果勒、果勒西、满深、果勒东、富源III、富源IV等区块，果勒 301H、果勒 302H、满深 1 和满深 3 等井已获得高产；

III区：正在探索，已部署阿满 3 井。

富满油田采用“衰竭式开发+注水开发”和“衰竭式开发+注气开发”的开采方式，

富源2号计转站、富源3号计转站、哈得1号计转站、哈得2号计转站、跃满西1号计转站、满深1号计转站、满深2号计转站、满深3号计转站、满深4号计转站、满深5号计转站、富源东1号计转站、富源东2号计转站、满深8号计转站)，区域内油气通过计转站、转油站油气分离、增压后，经油气分输管道输至哈一联进行油气处理及外输，油气外输管道搭接至已建塔轮线。

3.1.1.3 公用工程建设情况

①给排水

生产过程中不涉及用水，本项目主要产生井下作业废水，后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。

②供电

富满油田周边相关的电源点有110kV变电站4座：哈一联变电站、哈四联变电站、富源变电站、满深变电站；35kV变电站3座：满深变电站、满深3号变电站、满深5号变电站；35kV线路3条：35kV哈玉线、35kV骨架电网、35kV玉满线。

3.1.1.4 辅助工程建设情况

①集输管线及运输情况

按照富满油田整体规划，富满油田已形成东、西两条集输干线。2023年底富源联合站建成前油气处理依托哈一联，2024年起南区油气处理依托富源联合站，北区油气处理依托哈一联。

②内部道路建设情况

富满油田地面骨架已形成“一横二纵一中心”布局，该区域主干道路总体满足该布局，重要控制点以已建计转站及拟建计转站进行布设。目前道路已基本形成路网。该区块主干道路路网包括：

该区块已建成沥青道路：富源联-富源3号计转站主干道路，富源3号计转站-哈一联主干道路，哈四联-满深3号计转站主干道路，满深3号计转站主干道路，满深1号计转站主干道路，满深3号计转站-满深3井区主干道路，满深1井-满深4井主干道路，满深6计转站主干道路，满深7计转站主干道路。

已建成砂石道路：富源联-满深 2 号计转站-满深 4 计转站主干道路，满深 3 号计转站-满深 8 计转站主干道路。

其余计转站之间连接道路、各井场道路均为砂石路面，路面修建均符合油田内部建设标准。

3.1.2 富满油田“三同时”执行情况

目前富满油田已开展的工程环保手续履行情况、环境风险应急预案、排污许可等手续情况如表 3.1-1 所示。

表 3.1-1 富满油田环保手续履行情况一览表

序号	类别	项目名称	环评文件			验收文件		
			审批部门	文号	审批日期	验收单位	验收文号	验收时间
1	环评及验收情况	哈拉哈塘油田外围区块地面骨架工程	原新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函〔2016〕1264 号	2016 年 8 月 31 日	已于 2020 年 12 月完成自主验收工作		
2		富满油田跃满-富源-富源III区块产能建设方案	新疆维吾尔自治区生态环境厅	新环审〔2022〕20 号	2022 年 2 月 9 日	2024 年 3 月完成自主验收		
3		富源II区块 2021 年产能建设项目（一期）	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2022〕24 号	2022 年 1 月 25 日	2022 年 7 月完成自主验收		
4		富满油田富源 3-富源 303H 井区试采地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2022〕213 号	2022 年 4 月 24 日	2024 年 8 月完成自主验收		
5		富源区块 12 口井地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2022〕596 号	2022 年 12 月 14 日	2023 年 3 月完成自主验收		
6		富满油田富满II区东部初步开发方案	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2023〕113 号	2023 年 2 月 21 日	2025 年 4 月完成自主验收		
7		富满油田富源 302H 井区开发地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2023〕290 号	2023 年 5 月 26 日	2024 年 9 月完成自主验收		
8		富满油田富源 304H 井区开发地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2023〕274 号	2023 年 5 月 15 日	2024 年 9 月完成自主验收		
9	环境风险应急预案	塔里木油田分公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案	2025 年 2 月对《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》进行了修编并取得备案证，备案编号为 652924-2025-004-L					
10	排污许可执行情况	哈得采油气管理区	跃满油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023 年 8 月 19 日，登记编号：91652800715549l1XG053Y) 满深油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023 年 9 月 3 日，登记编号：91652800715549l1XG052Y) 富源油气运维中心固定污染源排污登记回执(2023 年 9 月 3 日，登记编号：91652800715549l1XG051W)					

			综合管理部固定污染源排污登记回执(2023 年 8 月 19 日，登记编号：916528007155491lXG054W)

3.1.3 油田区块环境影响回顾性评价

根据现场踏勘情况及调查结果，结合竣工环保验收报告、例行监测报告、排污许可执行报告等资料，对富满油田分别从生态影响、土壤环境影响、水环境影响、大气环境影响、固废环境影响、声环境影响、环境风险进行回顾性评价。

3.1.3.1 生态影响回顾

（1）占地影响回顾分析

开发建设对生态的影响主要表现为占地影响，分为临时占地和永久占地。施工期临时占地会造成占地范围内植被破坏、土壤扰动及水土流失等影响，永久占地会改变土地利用类型，造成生态景观破碎化等影响。

通过对富满油田各区块不同开发期卫星影像图解译数据分析可见，油田开发区域荒漠面积较大，总体上植被盖度较低，因油田开发引起土地利用类型变化不大，变化主要发生在荒漠生态系统内部，大部分保持原有荒漠景观，局部新增工矿用地。

单井永久占地 40m×40m，临时占地 120m×100m，单井和站场永久占地范围内无植被，地表平整压实，铺垫砾石层。各类管线临时影响范围均在管道两侧各 6m 的范围之内。工程完工后覆土回填，除管廊上方回填土高于原地表，其余临时占用地方清理平整并恢复地表。道路临时影响范围均在道路中心线两侧各 6m 范围之内，工程完工后对公路两侧的施工迹地进行平整。

（2）植被环境影响回顾分析

油田开发建设工程对植被的影响主要表现在钻井期，根据油田开发特点，对植被产生重要影响的阶段为施工期的占地影响、油田公路修建及管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。

①永久占地植被影响回顾

永久占地是指井场占地。根据现场调查情况，富满油田各区块的井场永久性占地范围内进行砾石铺垫处理，油田内部永久占地范围的无植被覆盖。

②临时占地植被影响回顾

临时占地主要是修建道路、敷设管线、井场施工时占用的土地，施工结束后对临时占地进行清理平整和恢复。根据现场调查，本项目井场位于富满油田富源区块

内，属于荒漠地区，植物群落类型单一，结构简单，生物量低，植被盖度5%～10%，群落稳定性差，施工期间对周围植被影响有限，并且随着施工结束影响也随之结束。

油气田进入正式生产运营期后，地表土壤、植被也将不再受到扰动，不会再对区域内的自然植被产生新的和破坏的影响，正在逐步的自然恢复过程中。

（3）野生动物影响回顾分析

根据现场踏勘和走访调查，富满油田内野生动物种类、数量均不丰富，主要为爬行类、小型鸟类等，油田开发建设施工期对动物的影响，主要是运输、施工噪声和人为活动，迫使动物离开场站和管道沿线区域，其适应性较强，较容易在油田开发后找到替代生境；对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。油田进入生产期，人为影响程度趋于平稳，部分对栖息地分割和人类活动影响相对不太敏感的种类，如沙蜥、麻雀等，又可重新返回油田区影响较弱的地带生存。同时油田开发在施工过程中加强对施工人员活动区域的控制，减少对野生动物的干扰，未发生捕猎野生保护动物的现象。因此，油田开发活动对野生动物种群和数量影响较小。

（4）已采取的生态保护措施有效性评价

①井场和站场

钻井工程结束后，对井场永久占地范围内地表结合富满油田富源区块地表特点，铺设了水泥板，采取了必要的硬化措施，以减少侵蚀量。井场永久性占地面积在40m×40m，施工完成后，地面均进行了砾石铺垫处理，井场四周敷设草方格固沙。因沙地生态环境极其脆弱，永久用地的硬化地面起到了防风固沙的作用，且优于铺设沙障措施效果。

②道路

富源区块内至各单井为独立的探临路，砂石路面，井场周围和进场道路两侧采用草方格防沙。

③职工培训计划

对员工进行了健康安全环保培训，加强了员工环保意识，项目实施过程中没有发生乱砍滥伐、捕猎野生动物的现象。

综上所述，据现场调查，井场严格控制占地，永久性占地范围内进行砾石铺垫处理；道路临时占地以自然恢复为主，恢复缓慢，道路两侧采用草方格防沙。环评及环评批复提出的生态保护要求基本得到落实。

3.1.3.2 土壤环境影响回顾

根据油气田开发建设的特点分析，富满油田各区块开发建设对土壤环境的影响主要是地面建设施工如井场、道路、管线等占用土地和造成地表破坏。工程占地改变了原有土壤结构和性质。在进行地面构筑物施工时，将对施工范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构将受到影响。

此外，运营过程中，来自井场产生的污染物对土壤环境可能产生一定的影响，如废水和固废进入土壤造成土壤的污染，但这些影响主要是发生在事故条件下，如单井管线泄漏致使污油进入土壤。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。这些污染主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距漏油点越远，土壤中含油量越少。加强站场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”等泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地

油，受污染的土壤应交由塔里木油田绿色环保站或库车畅源生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

根据现场调查及收集相关资料，哈得采油气管理区主要采取了以下措施防治土壤污染：

（1）“大气沉降”途径阻断措施

各井场油气集输基本全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。

（2）“地面漫流”途径阻断措施

①采出水在联合站处理后，直接回注单井或者通过增压站回注到单井。

②重点罐区、设置了围堰、地面硬化等措施。

（3）“垂直入渗”途径阻断措施

①站场内储罐区、原辅料储藏区、加热装置区等区域均采取了防渗措施，油气密闭集输；场地内设备运行正常，场地内裸露土壤未发现明显颜色异常、油渍等污染痕迹，且无异常气味。

②对管线刺漏造成的土壤污染进行了及时清运，减少扩散范围，降低土壤污染风险。

③哈得采油气管理区产生的含油污泥、压滤泥饼、废矿物油等危险废物均第一时间转运至塔里木油田绿色环保站或库车畅源生态环保科技有限责任公司接收并进行达标处理。含油污泥收集、贮存、运送、处置过程中，严格执行国家《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）。通过采取上述措施，大大降低了含油污泥暂存对土壤的污染风险。

以富满油田历年的环评土壤监测数据及本次评价土壤环境质量现状监测数据为依据，各监测点均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，区域土壤环境质量保持稳定，土壤中的石油烃和重金属的含量并未因富满油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.3 水环境影响回顾

施工期钻井全部采用钻井废弃物不落地技术，钻井废水同泥浆进入泥浆不落地系统固液分离后，废水全部回用，不外排；管道试压废水试压结束后用于洒水抑尘；

生活污水依托富源联公寓生活污水处理装置处理。

项目运营期产生废水主要为井下作业废水。后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1 第V类水质标准后回注地层。根据塔里木油田分公司的规定，落地原油100%进行回收；目前生产过程中产生的含油污泥和罐底油泥均委托库车畅源生态环保科技有限责任公司进行处理，未对水环境产生不利影响。

本次评价搜集富满油田历年的环评中地下水环境质量现状监测数据，与本次评价期间实地进行的地下水环境质量监测数据进行比对，存在溶解性总固体、总硬度、氯化物和硫酸盐、氟化物等有不同程度的超标，其余各项满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，超标的主要原因与当地水文地质条件有关；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

综上所述，富满油田在实施油气开发的过程中基本落实了地下水污染防治措施，采取的污水处理设施等各项环保设施基本起到了相应的污染防治效果，采取的水污染防治措施基本有效；富满油田开发未对当地浅层地下水环境产生明显不良影响。

3.1.3.4 大气环境影响回顾

（1）现有污染源达标分析

根据现场调查，富满油田内现有的各井场油气集输全部实现了密闭集输工艺，选用先进的生产工艺及设备，井口密封并设置紧急截断阀，在正常生产情况下尽可能地减少非甲烷总烃逸散排放。运营期站场、井场真空加热炉燃用处理后的返输天然气，从运行现状情况看，天然气气质稳定，各设备运行正常，排放废气中各项污染物浓度较低。

①有组织废气监测结果分析

据《哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状有组织废气污染物达标情况分析。有组织监测结果见表3.1-2。

表3.1-2 富满油田井场、站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度	主要处理	标准	达标

			(mg/m³)	措施		情况
YUKE401H 井真空加热炉	真空加热炉烟气	颗粒物 二氧化硫 氮氧化物 烟气黑度	2.4～2.7 6～20 81～96 <1 级	使用净化后的天然气作为燃料	《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值	达标

由表 3.1-2 可知，富满油田站场及井场真空加热炉烟气中颗粒物、SO_2、NO_x、烟气黑度，均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物浓度排放限值要求。

②无组织废气监测结果分析

根据《哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》《哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状无组织废气污染物达标情况分析。无组织废气结果见表 3.1-3。

表 3.1-3 富满油田井场、站场废气污染物达标情况一览表

名称	污染源	污染物	排放浓度 (mg/m³)	主要处理措施	标准	达标情况
YUKE401H 井	无组织废气	非甲烷总烃	0.24～0.39	日常维护，做好密闭措施	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	达标
满深 1 井	无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.18～0.25		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	
满深 2 井	无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.19～0.24		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	
满深 1 号计转站	站场无组织废气	硫化氢	未检出	日常维护，做好密闭措施	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 标准限值要求	达标
		非甲烷总烃	0.20～0.25		《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求	

各井场、站场监测点场界无组织非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中边界污染物控制要求，H_2S 排放浓

度满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中表 1 新扩改建项目二级标准。

（2）环境空气质量变化趋势与分析

以富满油田历年的环评中环境空气质量监测数据及本次评价环境空气质量环境质量现状监测数据为依据。富满油田区域 SO_2、NO_2、PM_{10}监测值仅在小范围内上下波动，变化不大，SO_2、NO_2日均值全部满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单中二级标准的要求，PM_{10}日均值全部超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及其修改单中二级标准的要求，PM_{10}超标主要是由于当地气候条件干燥、季节性沙尘天气影响。历次监测中，非甲烷总烃、H_2S 上下波动，变化不大，非甲烷总烃全部满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准要求，H_2S 满足《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值。

综上所述，说明各井场无组织废气污染防治措施基本适用、有效，废气污染防治措施均基本按照环评及批复落实；区域环境空气质量保持稳定，环境空气中的非甲烷总烃、硫化氢并未因富满油田的开发建设而明显增加。

3.1.3.5 固体废物影响回顾

固体废物产生源主要为施工期的钻井废弃物、生活垃圾；运营期主要来自集输过程中产生的含油污泥及废矿物油，还有少部分的生活垃圾。钻井废弃物影响集中在井场内，各阶段均按照相关的环保规范进行了管理，现场未发现废弃泥浆遗留。钻井废弃物中废弃膨润土泥浆及岩屑在井场泥浆池自然干化后达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》(DB65/T3997-2017)标准中相应指标要求，用于铺垫井场和井场道路；钻井废弃物中废弃磺化泥浆及岩屑拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理；含油污泥由库车畅源生态环保科技有限责任公司负责接收、转运和处置；建筑垃圾等一般工业固废及生活垃圾送附近固废填埋场工业固废池进行填埋。废机油一般来自机泵等机械设备维修、维护产生的润滑、更换机油，维修检修期间交第三方有资质单位处理。富满油田各区块各井场及站场在选址、建设、处置和运行管理中严格执行塔里木油田分公司各项要求，严格落实《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597)和《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599)中的相关要求，开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效

的处理。

根据评价期间现状调查结果部分井场遗留废弃物，没有及时清运，本次评价已提出整改方案，要求按计划清理井场遗留废弃物，平整恢复。综上所述，项目区内已有工程生产活动和生活产生的固体废物没有对周围环境产生重大不利影响。

3.1.3.6 声环境影响回顾

油田钻井过程中所产生的噪声会对周围一定区域造成影响。但随着距离的增大，钻井施工噪声有一定程度的衰减，钻井过程为临时性的，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，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于可接受范围。根据《哈得逊油田玉科区块碳酸盐岩油气藏开发方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》《哈拉哈塘油田满深区块试采方案地面工程竣工环境保护验收调查报告表》中开展期间进行的污染源监测数据进行区块现状噪声达标情况分析。

表 3.1-4 富满油田井场、站场噪声排放情况一览表

站场	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
YUKE401H 井	昼间	40～48	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	38～46			达标
满深 1 井	昼间	43～44	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	41～43			达标
满深 2 井	昼间	40～41	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	38～40			达标
满深1号计转站	昼间	43～48	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
	夜间	42～46			达标

运营期富满油田内油气开发活动产生的噪声主要来自井场、计转站的各类机泵。由上表可知，富满油田井场、计转站场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准值。因此油田落实了设计及环评提出的噪声污染防治的相关措施，在采取有效声污染防治措施后未导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

3.1.3.7 环境风险回顾

富源区块隶属于哈得采油气管理区管理，《塔里木油田公司哈得油气开发部突发环境事件应急预案》于 2025 年 2 月修编完成应急预案并取得备案证，备案编号

为备案编号 652924-2025-004L。采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，应急物资储备充足，应急保障措施完善，且未发生过重大风险事故。综合评价认为哈得采油气管理区的风险事故管理和安全生产现状良好，现有的风险防范措施和事故应急预案能够满足油气田生产的要求。

3.1.3.8 与排污许可衔接情况

塔里木油田公司哈得采油气管理区按照法律法规规定申领排污许可证工作，先后取得跃满油气运维中心固定污染源排污登记回执(登记编号:91652800715549l1XG053Y)、满深油气运维中心固定污染源排污登记回执(登记编号:91652800715549l1XG052Y)、哈得采油作业区固定污染源排污登记回执(2022年2月16日，登记编号:91652800715549l1XG051W)；根据《排污口规范化整治技术要求(试行)》(环监〔1996〕470 号)、《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)，哈得采油气管理区建立并逐步完善自行监测制度及排污口规范化管理制度，并严格执行。

3.1.4 区块污染物排放情况

根据哈得采油气管理区例行监测进行的污染源监测数据，环境影响评价及竣工环境保护验收调查报告、监测结果分析及验收结论，富满油田污染物年排放情况见表3.1-6。

表 3.1-6 富满油田污染物排放情况一览表单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
富满油田现有污染物排放量	8.47	33.89	60.68	249.69	3.30	0	0

3.1.5 环境问题及“以新带老”改进意见

根据评价期间及现状调查结果以及现行法律法规文件要求，区块内现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，井区的巡检道路采用砂石路面，井场规范。具体存在的问题如下：

油区部分道路属于简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大；道路沿线草方格出现破损的情况。

整改方案：

按相关要求修复井场道路并定期洒水，减少车辆碾压和行驶扬尘；进一步加强富满油田生态恢复工作，针对防沙治沙、水土保持措施，尤其是固沙草方格加强巡查，发现破损缺失，及时修补。

3.2 现有工程

富满油田富源304H井区位于塔里木盆地北部坳陷阿满过渡带中部FI16断裂带，目前生产井9口，核实日产油水平327t，综合含水0.87%，核实累产油37.34×10⁴t，平均单井核实累产油3.39万吨。

3.2.1 现有工程概况

（1）老井基本情况

现有老井9口，涉及接转站1座，站外阀组1座。井站关系情况见表3.2-1，现有工程图如3.2-1所示

表3.2-1 本次利用井现状表

序号	井场	所属阀组或站场	产油量	产水量	产气量	备注
			t/d	t/d	m³/d	
1	FY302-H16	富源东2接转站	0	0	0	关停井
2	FY302-H18	富源东2接转站	0	0	0	关停井
3	FY302-H8	富源东2接转站	25.95	0.05	8268	采油井，生产中
4	FY304-H1	FY304H阀组站	0	0	0	关停井
5	FY302-H22	富源东2接转站	0	0	0	关停井
6	FY304-H5	富源东2接转站	0	0	0	关停井
7	FY304-H7	富源东2接转站	21.96	0.04	6018	采油井，生产中
8	FY304-H9	FY304H阀组站	11.98	0.02	10029	采油井，生产中
9	FY304H	FY304H阀组站	1.97	0.03	6987	采油井，生产中

4	可燃气体检测报警仪	/	台	9
5	放喷池	/	座	9
6	视频监控系统	/	套	9

3.2.2 现有工程“三同时”执行情况

本项目现状 9 口老井环评及验收情况见表 3.2-3 所示。

表 3.2-3 现有工程基本情况一览表环评及验收情况一览表

序号	包含内容	建设项目名称	环评文件		验收文件	
			审批单位	批准文号	验收时间	验收文号
1	FY302-H8	富源区块 12 口井地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2022〕596 号	2023.3.19	自主验收
2	FY302-H16					
3	FY302-H18	富源II区块 2021 年产能建设项目	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2024〕24 号	2022.7.13	自主验收
4	FY304H	富满油田富源 3-富源 303H井区试采地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环审〔2022〕213 号	2024.8.9	自主验收
5	FY304-H1	富满油田富源 304H井区开发地面工程	阿克苏地区生态环境局	阿地环函〔2023〕274 号	2024.8.9	自主验收
6	FY302-H22				2024.8.9	自主验收
7	FY304-H5				2024.8.9	自主验收
8	FY304-H7				2024.8.9	自主验收
9	FY304-H9				/	正在验收

3.2.3 现有工程污染物达标情况

现有工程废气主要为井场无组织废气，废水污染源为采出水，噪声污染源为采油树、抽油机、泵等设备噪声，固废主要为落地油、废防渗材料等。

根据验收监测及企业自行监测数据，现有井场四周厂界无组织废气中无组织排放非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求；无组织排放 H_2S 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 二级新扩改建项目标准；现有井场、站场四周厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准。

现有井场、站场现场踏勘期间，无历史遗留废弃物产生，结合塔里木油田公司现场工作人员反馈，各井场、站场产生的含油废物和修井过程中产生的废防渗材料均妥善处置，委托有资质单位接收处置，未发生随意丢弃现象。

3.2.4 现有工程周边生态恢复情况

现有工程老井已运行多年，集输管线在埋地敷设后进行了生态恢复措施，根据现场踏勘，井场、站场周围及管线沿线植被正在逐步恢复中。

图 3.2-1 现有工程周边植被恢复情况图

3.2.5 现有工程环境问题及“以新带老”改进意见

根据现场踏勘结果，现有工程稳定运行，各污染物均能达标排放，现场调查过程中未发现环境问题。

3.3 拟建工程

3.3.1 工程概况

3.3.1.1 工程基本情况

（1）项目名称：塔里木富满油田富源 304H 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整

（2）建设性质：改扩建

（3）建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

（4）项目投资：6256.80 万元。

（5）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，由塔里木油田分公司哈得采油气管理区管辖。

工程地理位置图，见图 3.3-1。

3.3.1.2 建设内容及规模

（1）部署 5 口采油井，其中新钻 3 口（FY304-H13、FY304-H14、FY304-H15），老井侧钻 2 口（FY302-H16C、FY302-H22C）；（2）老井利旧 10 口，其中利旧采油井 2 口（FY304-H7、FY302-H16），注气井 8 口（FY302-H18、FY302-H8、FY304-H5、FY304-H11、FY304-H14、FY304-H1、FY304H、FY304-H9），采用第三方 PSA 井口制氮+注氮服务；（3）新建标准化常温抗硫采油井场 3 座（FY304-H13、FY304-H14、FY304-H15），2 座侧钻井依托原有已建井场现有设施；（4）新建 DN80 集油管道 8.3km；（5）新建 FY304-H14 至 FY304H 阀组站管道沿线施工便道 2.6km；（6）新建 35kV 架空线路 1.5km、35kV 柱上式变电站 3 座。配套仪表自控、通信、道路、防腐及消防等公用工程。拟建项目基本情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目基本情况一览表

项目			基本情况
项目名称			塔里木富满油田富源 304H 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整
建设单位			中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司
建设地点			新疆阿克苏地区沙雅县境内
建设性质			改扩建
建设周期			滚动开发
总投资			项目总投资 6256.80 万元，其中环保投资 318 万元，占总投资的 5.08%
占地面积			占地面积 17.857hm²(永久占地面积 0.489hm²，临时占地面积 17.368hm²)
建设规模			新建产能 4.14×10⁴t
劳动定员			依托哈得采油气管理区现有工作人员，不新增劳动定员
工作制度			年工作 8760h
工程内容	主体工程	钻井工程	部署 5 口采油井，其中新建采油井 3 口（FY304-H15、FY304-H13、FY304-H14），老井侧钻 2 口（FY302-H22C、FY302-H16C）。
		采油井场	新建 3 座采油井场（FY304-H15、FY304-H13、FY304-H14），2 座侧钻井依托原有已建井场现有设施。
		注气工程	部署 8 口注氮井，其中，4 口老井转注气井（FY302-H18、FY302-H8、FY304-H5、FY304-H11），1 口新井 FY304-H14 井为先采油后注气，3 口老井为吞吐井（FY304-H1、FY304H、FY304-H9），注气与采油定期转换。采用第三方 PSA 井口制氮+注氮服务，通过整机移动至井口进行注气，不再建设单井注气管线，各井口轮换注气
	地面工程		新建 DN80 集油管道 8.3km。
	公辅工程	供电工程	新建 35kV 架空线路 1.5km、35kV 柱上式变电站 3 座。
		给排水工程	施工期：钻井废水全部回用，管线试压废水泼洒抑尘，施工人员生活污水排入

			生活污水池，定期拉运至富源联公寓生活污水处理装置处理，酸化压裂废水运至哈一联合站采出水处理系统处理。施工期用水由附近站场拉运。 运营期：后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层； 退役期：管道、设备清洗废水输送至哈一联合站处理，达标后回注地层。
		道路工程	新建 FY304-H14 至 FY304H 阀组站管道沿线施工便道 2.6km，井场道路宽约 4.5m，用砂石路面结构。
		供热工程	施工期生活区采取电采暖，设备伴热方式为电伴热。运营期井场不加热
	环保工程	废气	施工期：采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，机械、车辆定期检修，燃烧合格油品，不超负荷运行；测试放喷废气点燃放空； 运营期：采出液密闭输送； 退役期：采取洒水抑尘的措施
工程内容	环保工程	废水	施工期：钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；酸化压裂废水运至哈一联合站采出水处理系统处理；管道试压废水循环使用，结束后用于洒水降尘；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至富源联公寓生活污水处理装置处理； 运营期：运营期废水包括采出水和井下作业废水，采出水随油气混合物一起进入哈一联合站处理达标后回注地层；井下作业废水拉运至哈四联隔油池处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层； 退役期：管道、设备清洗废水输送至哈一联合站采出水处理系统处理，达标后回注地层。
		噪声	施工期：选用低噪声施工设备，合理安排作业时间； 运营期：采取基础减振措施； 退役期：合理安排作业时间
		固体废物	施工期：施工土方全部用于管沟和井场回填；生活垃圾定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置；钻井泥浆进入泥浆罐循环使用；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；磺化泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理；废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废贮存点内，由钻井队委托有危废处置资质单位接收处置。 运营期：运营期产生的落地油、废防渗材料、废润滑油桶均属于危险废物，分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用。 退役期：建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置；废弃管线维持现状，管线内物质应清空干净，管线两端使用盲板封堵。
		生态	施工期：严格控制施工作业带宽度；填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；临时堆土防尘网苫盖；设置限行彩条旗； 运营期：管道上方设置标志；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌；从管理上对作业人员加强宣传教育，切实增强保护生态的意识；

			退役期：洒水降尘，地面设施拆除
		环境风险	施工期：井场设置放喷池、火炬； 运营期：管道上方设置标识，定期对管道壁厚进行超声波检查，井场设置可燃气体报警仪，完善突发环境事件应急预案； 退役期：保证采取的固井、封井措施有效可行。

本项目部署 5 口采油井，其中新井 3 口、老井侧钻 2 口，老井利旧 10 口，按“采油、注气”功能分类利用，具体如下：

表 3.3-2 井型一览表

类别		序号	井号	备注
新井 5 口	新钻井 3 口	1	FY304-H13	采油井
		2	FY304-H14	采油井
		3	FY304-H15	采油井
	老井侧钻 2 口	1	FY302-H16C	采油井
		2	FY302-H22C	采油井
老井利旧 10 口	采油井 2 口	1	FY304-H7	采油井
		2	FY302-H16	采油井，2027 年侧钻
	注气井 8 口	1	FY302-H18	采油井转注气井
		2	FY302-H8	先采油，2030 年转注气井
		3	FY304-H5	采油井转注气井
		4	FY304-H11	先采油，2029 年转注气井
		5	FY304-H14	先采油，2031 年转注气井
		6	FY304-H1	吞吐井，采油、注气定期轮换
		7	FY304H	吞吐井，采油、注气定期轮换
		8	FY304-H9	吞吐井，采油、注气定期轮换
总井数		15 口		

3.3.2 油气资源概况

3.3.2.1 地层特征

富满油田自上而下钻遇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、志留系和奥陶系，其中奥陶系为主要目的层。根据已钻井钻遇地层可细分为上奥陶统铁热克阿瓦提组、桑塔木组、良里塔格组及吐木休克组，中奥陶统一间房组，中-下奥陶统鹰山组，其中一间房组区内厚度 150m 左右，岩性以浅褐灰、灰褐色亮晶砂屑灰岩、亮晶鲕粒灰岩、亮晶

藻砂屑灰岩、泥晶灰岩、生屑泥晶灰岩为主，夹瓶筐石生物障积岩和藻粘结岩，电性跟上覆地层相比，具有较低的自然伽玛和较高的电阻率值，是本区主要的储层段和油气产层段。

3.3.2.2 构造特征

富满油田整体位于阿瓦提凹陷和满加尔凹陷之间的低梁位置，富源 304H 井区位于富满油田东部，奥陶系一间房组构造整体表现北西高、南东低的平缓斜坡，海拔-5550m~-5720m，高差 170m。区内井位沿 FI16 断裂带部署，该断裂为北东向 I 级走滑断裂，自塔北隆起活动至北部坳陷，根据走向可划分为北部轮古-塔河段、中部玉科段和南部富源 3 段，活动强度总体表现为北强南弱。其中富满油田包括中部玉科段末端和南部富源 3 段，进一步根据走滑断裂样式划分为三段，自北向南依次为马尾段、叠覆段、线性段。富源 304H 井区位于线性段，断裂活动弱，天然能量弱。

3.3.2.3 储层特征

富满油田区域沉积研究表明，奥陶系鹰山组-桑塔木组沉积期间，共识别开阔台地、台底边缘、淹没台地、混积陆棚和斜坡 5 个沉积相类型。富满油田奥陶纪沉积期间整体经历了从鹰山组开阔台地相，一间房组台地边缘相，吐木休克组沉没台地-斜坡相，到桑塔木组沉积时期混积陆棚相的沉积演化历程。富源 304H 油藏主力产层位为奥陶系一间房组和鹰山组，一间房组储层厚度约 160m，主要发育灰褐色亮晶砂屑灰岩、亮晶砂砾屑灰岩、亮晶生屑灰岩、亮晶藻砂屑灰岩、亮-泥晶生屑灰岩、泥晶棘屑藻砂屑灰岩，反映一间房组形成于开阔台地水动力强的鲕粒滩、生屑滩、粒屑滩的沉积环境。鹰山组储层厚度约 290m（未钻穿），主要发育褐灰色亮晶砂屑灰岩、亮晶砂砾屑灰岩、泥晶灰岩、泥晶砂屑灰岩等，反映鹰山组形成于开阔台地砂屑滩和滩间海交互的沉积环境。油藏沿着 F_I16 断裂带发育，储集空间主要以机械破碎形成的裂缝、裂隙为主，储层发育且非均质性极强。

3.3.2.4 油藏特征

（1）油藏类型

富源油田富源 304H 井区主要含油层系为一间房组~鹰山组。从测试和试油结果分析，构造高、低部位均有油井分布，无统一油水界面。油藏油柱高度大，油柱高

度普遍在 800m 以上。油藏整体油气充注好，目前未有井见水。综上认为，F_I16 断裂带奥陶系碳酸盐岩油藏是富满油田的一部分，是受断裂机械破碎形成的碳酸盐岩缝洞型轻质油藏。

（2）温度、压力系统

富满油田 F_I16 断裂带方案区温压参数，根据实测油藏温度与压力资料回归分析，油藏中深压力 93.15MPa，压力系数 1.2；油藏中深温度 149.69℃，温度梯度 1.17℃/100m，属于正常的温度压力系统。

（3）流体性质

富源 304H 井区原油具有“轻质、低粘度、低含硫、低胶质＋沥青质、高含蜡”的特点，具体性质详见下表。

表 3.3-3 原油性质统计表

地面原油密度 (g/cm^3)(20℃)		动力粘度 (mPa.s)(50℃)		凝固点 (℃)	含硫量 (%)		胶质+沥青质(%)	
范围	平均	范围	平均	范围	范围	平均	范围	平均
0.80~0.8135	0.8068	1.556~1.946	1.751	-30~-20	0.0483~0.121	0.0847	0.03~0.52	0.28

富源 304H 井区天然气相对密度平均 0.7764，硫化氢含量平均 0.0126%（平均浓度为 191.7mg/m^3），甲烷平均含量 71.94%。

表 3.3-4 天然气性质统计表

相对密度		甲烷(%)		乙烷+(%)		CO_2(%)		N_2(%)		H_2S(%)	
范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均	范围	平均
0.6796~0.9512	0.7764	56.96~81.1	71.94	8.42~14.71	11.57	0.49~13.91	7.2	0.135~4.57	2.35	0.0001~0.025	0.0126

富源 304H 井区地层水以 $CaCl_2$型为主，相对密度 1.05~1.16，氯根平均含量 7.67×10^4mg/L，总矿化度介于 7.01×10^4~23.72×10^4mg/L。

3.3.2.5 储量概况

随着开发程度提高及动静态资料增加，对本次方案动用储量按照油藏单元划分结果分单元、分储层类型进行了重新评价，4 个油藏单元合计雕刻储量 705.04×10^4t，其中洞穴 248.27×10^4t、孔洞 362.09×10^4t、裂缝 94.71×10^4t。

3.3.4.1 钻前工程

钻前工程施工内容包括建设井场、井场道路、设备基础施工、池体开挖与防渗以及配套的营地建设等，营地一般建设在井场周边 500m 至 1km 处，主要分布在主干道周边，营地建设主要为场地平整、撬装房安装等内容。主要工程内容及工程量见表 3.3-6。

表 3.3-6 单座井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	规格参数	单位	数量	备注
1	井场面积	长×宽	m^2	1	新建，120m×100m
2	岩屑池	1000m^3	个	1	环保防渗膜+撬装组合钢板池
3	主放喷池	100m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
	副放喷池	100m^3	个	1	环保防渗膜+混凝土
4	生活污水池	300m^3	个	1	生活污水暂存；“环保防渗膜+混凝土”防渗
	活动房	--	座	42	人员居住；撬装装置
5	生活区	长×宽	m^2	1	新建，50m×70m
6	施工便道	--	km	2.6	井场道路宽约 4.5m，平整后压实

3.3.4.2 钻井工程

（1）井位部署

本项目部署 5 口油井，其中新钻 3 口（FY304-H13、FY304-H14、FY304-H15），老井侧钻 2 口（FY302-H16C、FY302-H22C）。井位部署详情见表 3.3-2，总体布局图见图 3.3-4。

（2）井身结构

新井采用塔标III三开井身结构。一开 135/8″钻头钻至 1200 米，103/4″套管封固上部疏松地层；二开 91/2″钻头钻揭一间房组 5~10 米中完，若钻遇辉绿岩，则钻穿辉绿岩 2~4 米中完，77/8″技术套管封目的层以上地层；三开 6″或 65/8″钻头钻至完钻井深，5″套管+筛管完井。裸眼加深井侧一开 6″钻头钻至目的层完钻，5″套管+筛管完井；开窗加深井，侧一开 63/4″钻头钻至一间房组辉绿岩以下 4 米，下入 51/2″套管中完，侧二开 43/4″钻头钻进至完钻井深，下 27/8″油管支撑完井。

新井一开采用膨润土聚合物体系；二开上部采用聚合物体系，白垩系底转换为氯化钾聚磺体系；三开采用聚磺体系。

裸眼加深井侧一开井采用聚磺体系。开窗加深井侧一开采用氯化钾聚磺体系，侧二开采用聚磺体系。

（4）固井方案

一开单级固井，二开封隔式双级固井。

（5）钻机选型

采用ZJ70及以上钻机。

（6）钻井周期

新井预测井深7700米，钻井周期97天，筛管完井周期110天。加深井加深准备16天，钻井49天，完井5天，共计70天。

（7）主要设备设施

钻井工程主要施工设备为机械钻机、运输车、装载机及配套设施，设备设施情况见表3.3-7。

表3.3-7 单座井场钻井施工所用机械一览表

项目组成	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
钻井工程	机械钻机	ZJ80钻机	—	—	1套
	井架	JJ450/45-X	4500	kN	1套
	底座	DZ450/10.5-X	4500	kN	1套
	绞车	JC70LDB	1470	kW	1套

3.3.4.3 地质与油藏工程

（1）动用石油地质储量605.04×10⁴t。

（2）开发层系：奥陶系一间房组、鹰山组。

（3）开发方式：“衰竭+注氮气”开发。

（4）井网井型：以“水平井+斜井”为主。

（5）单井配产、配注：采油井配产25t/d~30t/d，平均27.6t/d；注气井配产5×10⁴Nm³~15×10⁴Nm³。

（6）开发指标：总井数15口，其中利用老井10口，设计新钻井5口（含新钻井3口，老井侧钻2口），新建产能4.14×10⁴t、总进尺1.79万米。设计注气井8

口、峰值年注气 7150×10⁴Nm³，累计注气 6.57×10⁸Nm³。预测 15 年期末累产油 91.95×10⁴t，动用地质储量采出程度 20.16%，平均单井累产油 8.13×10⁴t。

3.3.4.4 采油工程

（1）完井工程

1）完井方式

采用筛管完井，可根据实钻地质力学认识优化调整。

2）完井管柱

采用 31/2″管柱组合，抗硫低合金钢材质，110 钢级；注气井扣型推荐气密封扣，采油井推荐普通扣，管柱结构可根据酸压改造排量进行调整。封隔器均采用可回收式永久封隔器；封隔器位置井斜不大于 30°，封隔器耐压差≥70 兆帕。

3）井口装置

采用 105MPa 井口，材质为 EE-NL 级，规范级别 PSL2 及以上，性能级别 PR1 及以上。注气井规范级别 PSL3（注气压力 32MPa~41MPa，选择 PSL3G），性能级别 PR2，井口安装液控安全阀或配套紧急切断阀。

（2）储层改造

若钻遇储层良好，直接放喷，若放喷低产，则采用疏通酸压；若钻遇储层差，则采用深度酸压工艺。改造液体采用低成本变粘压裂液、变粘酸体系。

1）储层改造工艺

新钻水平井储层改造工艺采用常规酸化解堵改造工艺，前期酸化增产增注效果较好，有必要进行储层改造，采取酸化解堵改造工艺，提高地层渗流能力，使堵塞物在较小压差下排出地层，从而疏通地层孔喉，提高产能。

2）改造液体系设计

酸化液使用浓度 10%～12%的 HCl，酸化作业时施工排量为 0.9～1.3m³/min，井口最大施工压力不超过 76mPa。

3）排液措施

采用自喷返排，根据油压选取 5～8mm 油嘴逐级增大至敞放排液；严格执行塔里木油田分公司 QHSE 要求，酸化废水全部入罐回收做无害化处理，不得出现跑、冒、滴、漏等污染事故，要求做到不落地、零污染。

4）主要设备设施

储层改造主要施工设备为加压泵组、酸罐车及配套设施，设备设施情况见表 3.3-8。

表 3.3-8 单座井场储层改造施工所用机械一览表

设备或部件名称	主参数	单位	数量
运输车辆	—	—	5 辆
电缆绞车	—	—	1 辆
设备或部件名称	主参数	单位	数量
供液系统	—	—	1 套
酸罐车	20	m^3	6 辆
加压泵组	—	—	2 套
废液收集罐	30	m^3	5 个
钻采一体化井口装置	—	—	1 套
三相计量分离器	—	—	1 套
原油储罐	50	m^3	4 个
放空火炬	—	—	1 个

（3）采油工艺

依据地质配产参数预测，方案期在不含水时，推荐自喷采油，含水率 30%以上需配套人工举升，产液量＜50 方/天时。推荐采用有杆泵采油工艺，产液量＞50 方/天时推荐潜油电泵工艺。

本项目新建井场 3 座。井口采出液经节流后去集输管道，采油树设有地面安全截断阀，该阀在压力超高或超低时可自动关闭，具备远传接口，可实现远程关井；井场设置有 RTU 控制器，井口采集数据通过 RTU 控制器无线传输至上级站场；井场无人值守，定期巡检。井场主要工程内容见表 3.3-9。

表 3.3-9 本项目单座采油井场主要工程内容一览表

分类	序号	设备名称	型号	单位	数量
采油井场	1	采油树	—	座	1
	2	电控信一体化撬	—	座	1
	3	多相流流量计	DN80	套	1
	4	可燃气体检测报警仪	—	台	1
	5	智能压力变送器	—	台	2
	6	智能一体化温度变送器	—	台	2

	7	在线通球清管装置	—	套	1

（4）注气工艺

采用油管内无水工况注气方式，氮气纯度不低于 99.2%或氧气含量不高于 0.8%，具体见“3.3.4.7 注气工程”。

（5）封井工程

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终采油井将进入退役期。严格按照《废弃井封井回填技术指南(试行)》(环办土壤函〔2020〕72 号)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)要求进行施工作业，对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性。采用固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井，避免发生油水串层；对废弃井应封堵内井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌；临时占地范围具备植被恢复条件的，应将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，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。

（6）配套工艺

清防蜡采用“机械清蜡+扩嘴吐蜡”工艺；沥青防治主体沿用正挤稀油的治理工艺。

（7）动态监测

采用油田在用成熟监测工艺，重点开展气质监测、井口腐蚀监测、多臂井径测井等 5 项项目。动态监测严格按照相关标准施工，保障绳缆测试井控安全。

3.3.4.5 集输工程

（1）集输井场

本项目新建 3 座标准化常温抗硫集输井场。采用“采油井口→井场阀组→接转站→联合站”的布站工艺。根据塔里木油田公司发布的标准化设计“塔里木油田常规采油井场标准化定型图（2026 版）采油井场（自喷/常温/抗硫）-DN80-6.3MPa”进行设计，设计压力 6.3MPa，管径为 DN80，每个井口设置 40W/m 电伴热对阀门及管线进行伴热，设取样口、温度压力、检测等。根据原油平均凝点-19℃，析蜡点最高 13℃~14℃，采用井口不加热集输工艺。同时为了防管道结蜡，在井场设置手动通球装置。

在油井井场设摄像头远程监控。所有的油井套压、油井回压、出油温度集成控制信号、井口紧急切断阀（阀门由钻井工程提供）信号均上传新建井场 RTU，再传至联合站、运维中心。井场用地范围为 40m×40m。

（2）集输管线

本项目新建 DN80 集油管道 8.3km，由 3 条单井集输管道组成，其中，新建 FY304-H13、FY304-H15 至富源东 2 接转站单井集油管线，混输至富源东 2 接转站计量处理，新建 FY304-H14 至 FY304H 阀组单井集油管线，在 FY304H 阀组站计量后混输至富源东 2 接转站处理，每口单井设置 1 套手动通球装置。

FY304H 阀组站为 8 井式阀组，目前剩余 6 个空头，富源东 2 接转站为 8+8+4+4+3 井式阀组，目前剩余 10 个空头，均满足接入需求。单井集输管道充分利用已建油田地面设施的剩余处理能力，具体见表 3.3-10 和图 3.3-8。老井利用现有管线，利旧管道统计见表 3.3-11，现有管线质量可以满足本项目。

表 3.3-10 集输系统工程量表

编号	集输方案	管线直径(mm)	管道长度（km）	设计压力（MPa）
1	FY304-H13 井新建集输管线，接入富源东 2 接转站	DN80	3.5	5.5
2	FY304-H14 井新建集输管线，接入 FY304H 阀组站	DN80	2.7	5.5
3	FY304-H15 井新建集输管线，接入富源东 2 接转站	DN80	2.1	5.5

表 3.3-11 富源 304 井区利旧管道明细表

序号	管道起点	管道终点	计算数据取值年份	液量(t/d)	油量(t/d)	气量($10^4Nm^3/d$)	含水率(%)	管道长度(m)	管道规格(mm)	起点温度(℃)	终点温度(℃)	起点压力(MPa)	终点压力(MPa)	最大流速液(m/s)	最大流速气(m/s)
1	FY302-H18	富源东 2 接转站	/	0	0	0	0	1840	DN80	/	/	/	/	/	/
2	FY302-H8		2027	35.56	35.56	1.33	0	3125	DN80	21	13.29	2.39	2.04	0.49	1.65
3	FY302-H22		2030	35.56	35.56	1.34	0	4440	DN80	11.25	9.08	2.84	2.04	0.48	1.61
4	FY304-H5		/	0	0	0	0	5700	DN100	/	/	/	/	/	/
5	FY304-H7		2031	23.61	23.61	0.9	0	6250	DN80	27	8.08	2.54	2.04	0.28	1.14
6	FY302-H16		2032	36.94	36.94	1.44	0	8240	DN100	13.15	8.59	3.44	2.04	0.52	1.71
7	FY304-H11	FY304H 阀组站	2029	8.33	8.33	0.31	0	6000	DN80	20	5.04	2.46	2.23	0.07	0.40
8	FY304-H1		2029	37.78	37.78	1.11	0	1550	DN80	20	15.85	2.39	2.23	0.43	1.32
9	FY304H		2029	30.56	30.56	0.91	0	200	DN80	2	2.12	2.27	2.23	0.31	1.06
10	FY304-H9		2029	23.33	23.33	0.74	0	1488	DN80	7	6.14	2.39	2.23	0.23	0.89
11	FY304H 阀组站	富源东 2 接转站	/	145.00	144.91	4.60	0.06	11000	DN200	10.06	7.08	2.23	2.04	0.22	1.00

3.3.4.6 注气工程

项目新建注氮井数 8 口（长注井 5 口，注气吞吐井 3 口），其中老井转注气井 7 口、新井转注气井 1 口、规划累计总注氮气 6.57×10⁸Nm³。注氮井位部署统计见表 3.3-12。

表 3.3-12 注氮井统计表

序号	井号	井类别	井用途	转注气时间（年）	注气模式	注气量（10⁴Nm³）	注气压力（MPa）
1	FY302-H18	老井	先采油，后注气	2027	单元注气	5	32~41
2	FY302-H8	老井	先采油，后注气	2030	单元注气	5	32~41
3	FY304-H5	老井	先采油，后注气	2027	单元注气	5	32~41
4	FY304-H11	老井	先采油，后注气	2029	单元注气	5	32~41
5	FY304-H14	新井	先采油，后注气	2031	单元注气	5	32~41
6	FY304-H1	老井	先采油，后注气，再采油	2027-2035	单井注气吞吐	5	32~41
7	FY304H	老井	先采油，后注气，再采油	2027-2036	单井注气吞吐	5	32~41
8	FY304-H9	老井	先采油，后注气，再采油	2028-2036	单井注气吞吐	5	32~41

（1）注氮设计参数

1）制氮装置氮气浓度：99.2%；

2）注气压力：32~41MPa（设计：70MPa）；

3）制氮装置产量：5×10⁴Nm³/d（单套）；

4）井口注氮规模：5×10⁴Nm³/d~15×10⁴Nm³/d（单井）；

5）干燥吸附水露点控制：≤-20℃。

（2）注氮规模

根据油藏地质预测注氮规划和排井周期情况，本工程油藏推荐方案总注氮量达到 5.94×10⁸Nm³，峰值年度注气量为 5441.9×10⁴Nm³。全年注井按 300 天/年计算日最大注氮规模 13.6×10⁴Nm³/d，考考虑到单元注气井按照长连续注气+短间歇式停注方式实施（注 30d、停 10d）。故障停运、生产余量和不均衡性等因素推荐日最大注氮规模 15×10⁴Nm³/d，3 口注气吞吐井规划注气新增 1 套 5×10⁴Nm³/d 移动注氮设备辅助完成。

（3）注氮方式

本项目注氮方式为分散移动制氮注氮方式分阶段由第三方配套实施。

单井移动分散式注氮主要是采用多台组合橇装式设备，包括空压机橇+空气净化处理橇+PSA 制氮橇+增压机橇等在单井井口安装并运行。完成注氮任务后拆除并移动到下一口注氮井口进行生产。

本项目规划最大注氮规模 5441.9×10⁴Nm³，共配置 4 套 5×10⁴Nm³/d 的 PSA 制氮橇。

（4）注氮井场改造工程

本次改造在已建井场东侧新增注气功能区，平面布置包括机柜间 1 座、箱式变电站 1 座、空压机橇 1 座、PSA 制氮橇 1 座、压缩机橇 1 座、污水箱 1 座，距离井口不小于 20m；在井场西侧新增临时放喷坑 1 座，距离井口不小于 90m。装置间内部防火间距满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）五级油气站场规定，井场进站道路依托已建井场道路，新增用地面积为 1760m²。

3.3.4.7 公辅工程

（1）供电工程

FY304-H13、FY304-H14、FY304-H15 等 3 座井场总计新建 35kV 架空线路 1.5km，主线采用 JL/G1A-185/30，分支线路导线规格采用 JL/G1A-120/20，在分支线路 T 接杆均设置 35kV 户外智能断路器、户外隔离开关、接地故障指示器及避雷器。井场钻井及后续生产依托 35kV 哈玉线。每口采油井在防火分区外建设柱上式变电站 1 座，油浸式电力变压器 1 台，变压器装机容量均为 50kVA，在柱上式变电站设一级配电箱 1 面，为井场的工艺装置提供电源。

（2）给排水

施工期：钻井废水全部回用，管线试压废水泼洒抑尘，施工人员生活污水排入生活污水池，定期拉运至富源联公寓生活污水处理装置处理，酸化压裂废水运至哈一联合站采出水处理系统处理。施工期用水由附近站场拉运。

运营期：后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层；

退役期：管道、设备清洗废水输送至哈一联合站处理，达标后回注地层

（3）自控工程

各井场设置 1 套 RTU，集输井场参照油田标准化井场（工艺流程、平面布置）进行建设；油井井场设摄像头远程监控；所有的油井套压、油井回压、出油温度集成控制信号、井口紧急切断阀（阀门由钻井工程提供）信号均上传新建井场 RTU，再传至转油站直至中控室。

（4）道路工程

本项目 FY304-H14 至 FY304H 阀组站管道沿线无道路，施工期间设置需要修建施工便道。施工便道与管线并行，道路分两段，合计长 2.6km，道路纵坡坡度为 1%~10%，路面宽为 3.5m，路基宽度为 4.5m，边坡坡度 1:1.5，路基压实 94%。

（5）危废贮存点

本项目钻井期井场设置有一座撬装式危废贮存点，危废贮存点的设置严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定进行防渗防腐处理，防渗层为至少 2mm 厚高密度聚乙烯，渗透系数≤10^{-10}cm/s。危废贮存点内部主要存放钻井期间产生的危险废物，废机油、废防渗材料及废烧碱包装袋收集后暂存在井场危废贮存点内，由有危废处置资质单位接收处置。

3.3.4.8 环保工程

富满油田现有环保设施比较齐全，运营期后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层，区域还建有塔河南岸钻试修废弃物环保处理站。钻井施工期间，钻井产生的磺化钻井岩屑拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站进行无害化处置。运营期采出水处理，落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集

后运至有危废处置资质的单位接收处置。废润滑油进入原油处理系统资源回用。

3.3.4.9 依托工程

3.3.4.9.1 哈一联合站

（1）基本情况

哈一联集黑油处理、轻质油处理及含硫天然气处理为一体的综合性站场，哈一联于2005年建成投产。哈一联合站于2005年4月26日取得原新疆维吾尔自治区环境保护局批复（新环自函〔2005〕161号），2007年10月16日通过原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收。哈一联设计原油处理规模150×10⁴t/a，天然气处理规模200×10⁴Nm³/d，含油污水处理规模5000m³/d，注水规模3050m³/d。

（2）工艺流程

哈一联合站采用单管集油一级布站与二级布站相结合的密闭集输工艺流程，油气处理采用两段分离沉降、热化学脱水原油处理工艺：单井来油进站后经过计量进入三相分离器，进行油、气、水三相沉降分离，脱去大部分的伴生气和游离水；一段脱出的原油经换热器进行预热后进相变加热炉加热，然后进入原油脱水器进行热化学沉降分离，脱出原油中的乳化水和部分伴生气，最后进入原油缓冲罐进行油气分离缓冲，合格原油经外输泵外输至轮南。

天然气处理采用低压脱硫、脱水脱烃+增压外输处理工艺：外围区块产气、哈得一联合站、哈得四联合站产气一并进入装置，经过增压预分离单元初步分离杂质与液滴后，进入压缩机增压进入湿法脱硫吸收塔进行吸收脱硫后，净化天然气进入脱水脱烃预冷单元与冷却干气进行两级换热预冷，随后进入丙烷蒸发器制冷至-10℃到-15℃，再进入低温分离器分离脱水、脱烃，从低温分离器出来的干气经过脱水脱烃预冷单元与湿净化气换热升温后进入压缩机增压至外输气管线，外输至塔轮管线。

采出水处理采用一级压力除油、二级压力过滤的污水处理工艺：生产污水经加热后进入污水接收罐，然后经升压泵升压进入污水除油器除去污水中原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，采出水处理装置出口可达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)表1第V类水质标准后回注地层。

（3）依托可行性分析

本项目采出液与压裂废水进入哈一联合站处理。

表3.3-13 哈一联合站运行负荷统计表

项目内容	设计规模	实际处理量	富余能力	拟建工程需处理量	依托可行性
原油×10⁴t/a	150	99.4	50.6	4.14	可依托
含油污水m³/d	5000	4500	500	0	可依托

3.3.4.9.2 塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站

（1）基本情况

塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站位于沙雅县南部，站址西部由北向南依次为2座10000m³生活垃圾填埋池、20000m³污水蒸发池、污水处理设施兼注水设施区、1500m³隔油池、注水系统等；东部由北向南依次为2座10000m³工业固废填埋池、固废处理装置区、循环水池、15000m³聚磺泥浆暂存池。目前站内建有一套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处理装置，采用高温氧化处理工艺，处理规模为400m³/d。塔河南岸区块钻试修废弃物环保处理站于2016年11月7日取得原新疆维吾尔自治区环境保护厅批复(新环函〔2016〕1626号)，并于2019年4月通过了企业自主竣工环境保护验收(油质安〔2019〕6号)。现有工业固废填埋池2座，单座容积10000m³，生活垃圾填埋池2座，单座10000m³，现状工业固废填埋场富余量在5000m³以上，生活垃圾填埋池富余量在5000m³以上，可以满足本项目一般工业固体废物和生活垃圾填埋需求。

（2）钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑处理工艺

采用高温氧化处理技术对钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑进行无害化处置，即通过高温氧化窑内的高温环境(850℃以上)使钻井固废中的有机质等有毒有害物质氧化、分解，彻底破坏其毒害性，从而达到无害化处理的目的。处理后的固体废物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，同时满足含油率≤0.45%要求。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。

（3）依托可行性

塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站运行负荷见表3.3-14。

表3.3-14 塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站依托可行性分析表

环保处理站情况			本项目最大需处理量	依托可行性
名称	设计规模	现状富余处理量		
钻井聚磺体系泥浆钻井岩屑处理装置	400m³/d	180m³/d	5.53m³/d	可行

3.3.4.9.3 哈四联

哈四联位于哈得油田中部，占地约 8.2hm²，是哈得油田第 1 座联合站，于 2000 年投产。原新疆维吾尔自治区环境保护局 2000 年 9 月 28 日以（新环自函〔2000〕194 号）予以批复（附件），于 2001 年 10 月 22 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收。哈四联一次扩建工程包含于 2005 年 4 月 26 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅的《中石油塔里木石油分公司哈德 4 油田新增 90 万吨产能开发建设工程环境影响评价报告书》中，于 2007 年 10 月 22 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护局竣工环境保护验收；哈四联二次扩建工程包含于 2015 年 5 月 4 日通过原新疆维吾尔自治区环境保护厅的《中国石油塔里木油田分公司哈得逊油田开发调整方案环境影响报告书》中，于 2025 年 3 月 12 日通过自主验收。哈四联已建成集原油处理、清污水处理、注水、伴生气回收及生活供水，供热的大型联合站。

哈四联目前的规模：原油处理能力 100×10⁴t/a，清水处理能力 2000m³/d，污水处理能力 9100m³/d，注水能力 7000m³/d，伴生气处理能力 10×10⁴Nm³/d，淡化水处理能力 240m³/d。哈四联合站按功能分成十大系统，主要包括：原油处理系统、清污水处理系统、注水系统、伴生气处理装置、消防系统、仪表风系统、淡化水处理系统、锅炉供热系统、装卸油系统和 DCS 控制系统。

污水处理系统采用一级压力除油、两级双滤料过滤的污水处理工艺。生产污水加药后进入 2500m³来水接收罐缓冲，然后经升压泵升压，进入污水除油器除去污水中的原油，出水进入一级、二级双滤料过滤器过滤掉污水中的悬浮物，过滤合格的污水进入 1000m³净化水罐或 2000m³污水注水罐。

工艺流程见图 3.3-8。

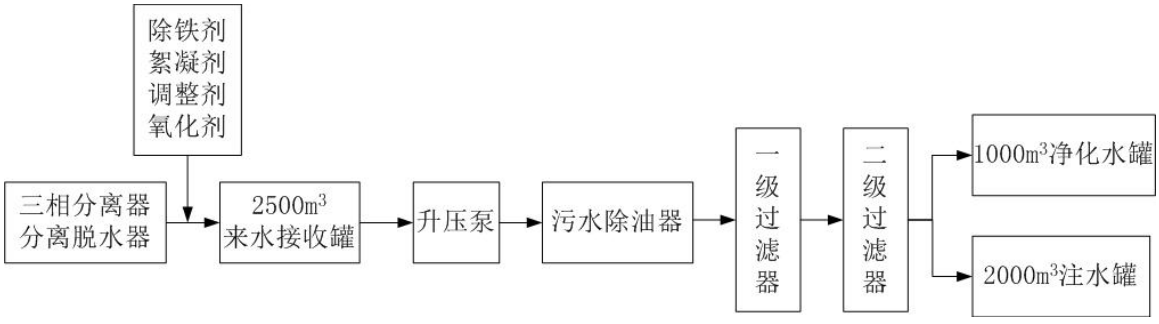


图 3.3-8 哈四联污水处理系统工艺流程简图

本项目每年产生井下作业废水 257.685t，依托哈四联污水处理系统处理可行。

3.3.4.9.4 富源联公寓生活污水处理站

富源联公寓生活污水处理站包含在《富满油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地面骨架工程环境影响报告书》内，该项目已于 2022 年 4 月 24 日由新疆维吾尔自治区生态环境厅以新环审〔2022〕71 号文予以批复，并于 2024 年 10 月 20 日通过了企业自主竣工环境保护验收，东距富源联制氮站 0.5km。富源联公寓生活污水处理站处理规模为 $72\times10^4m^3/d$，采用“调节+生物接触氧化+二沉+消毒”工艺对生活污水进行净化处理，处理后的生活污水可满足《农村生活污水处理排放标准》（DB654275-2019）表 2 中 C 级标准，用于荒漠灌溉。

富源联公寓生活污水处理站运行负荷见表 3.3-14。

表 3.3-14 富源联公寓生活污水处理站运行负荷表

富源联公寓生活污水处理站	设计规模	实际处理量	富余能力	本项目需处理量	依托可行性
生活污水 m^3/d	72	40	32	1.92	可依托

由上表可知，本项目生活污水依托富源联公寓生活污水处理站处理可行。

3.4 工程分析

3.4.1 工艺流程及产排污节点

3.4.1.1 施工期

本项目施工期分为钻前工程、钻井工程、地质与油藏工程、采油工程、集输工程等，工艺流程及排污节点分述如下：

3.4.1.1.1 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设井场道路和井场建设。

（1）道路建设

首先确定道路中心线，并对其进行详细放样，对重要坐标点进行标识和增加控制点，基准高程标桩的坐标控制点位和水准点位。采用推土机、挖掘机清除道路范围内的表土，保证基底土的密实，挖出的表土集中堆存于施工作业带内，并进行必要的苫盖及挡护措施。按照路面结构设计厚度进行路基填筑，砂砾外购于沙雅县周边砂石料厂，采用自卸卡车运至施工现场，摊铺机摊铺，采用推土机压实，平地机整平，再用压路机碾压，确保底基层成活后顶面高程和压实度符合设计要求。

本项目油气田内部充分利用现有干线道路，修建从井场至干线道路的井场道路合计约 4.62km，井场砂石路路基宽度为 6m。

（2）井场建设

根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对岩屑池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

钻前工程主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为生活污水，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至富源联公寓生活污水处理装置处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为井场建设期间产生的土方、生活垃圾。井场建设期间产生的土方用于场地平整；生活垃圾定点收集，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。

3.4.1.1.2 钻井工程

钻井工程主要为设备搬运及安装、钻井、录井、测井等。

钻井工程采用常规旋转钻井工艺，使用的钻机为电钻机，钻井期间供电从附近电网引入，柴油发电机作为备用电源。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性和密度将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。

钻井采用随钻泥浆不落地及减量化处置工艺，钻井泥浆为水基泥浆，钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统，在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+甩干机+离心分离”工艺分离出岩屑和泥浆，同时减少钻井岩屑的产生；液相经调节后排入泥浆罐循环利用，一开、二开上部固相收集后排入岩屑池干化，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值；二开下部磺化钻井岩屑拉运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站处理。

钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液和检修设备。钻井用泥浆在泥浆罐内配制，在钻井过程中根据地层对泥浆性能的要求不同在循环泥浆中添加不同量原料，配制泥浆用原料暂存于井场泥浆罐区旁材料区内，配制时由人工破袋加入泥浆罐中。

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

钻井工程使用放射源用于测井，提供服务的主要为克拉苏气田服务的乙方单位，均已编制了测井用密封型放射源项目环境影响报告表，并取得环评批复及新疆维吾尔自治区生态环境厅《辐射安全许可证》。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。

钻井工程表层钻井液为膨润土泥浆，钻井时泥浆会粘附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

本项目钻井期间主要废气为施工扬尘、施工机械尾气，通过洒水抑尘减少扬尘产生量。废水主要为钻井废水及生活污水，钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用；生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至富源联公寓生活污水处理装置处理。噪声为施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为钻井期间产生的生活垃圾、钻井泥浆及岩屑、机械检修时会产生少量废机油等；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；磺化泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸油田钻试修环保站处理；废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料收集后暂存于撬装式危废贮存点中，由区域具有危废处置资质的公司接收处置；生活垃圾定点收集，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。

3.4.1.1.3 储层改造工程

储层改造工程主要为射孔、酸化压裂、测试放喷等工艺。

（1）射孔

钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹将井管射成蜂窝状孔，使油气自喷流入井管采出。

（2）酸化压裂

酸化压裂主要用于油层的改造。经按比例配制好的压裂液、酸化液由压裂车及酸罐车拉运至井场暂存，通过混砂车将压裂液及支撑剂按一定比例混合后，利用地面加压泵组，向地层注入高于地层破裂压力的前置液，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂、陶粒）的压裂液注入裂缝中，支撑剂留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带。造成人工裂缝后，继续泵注酸液，依靠酸液和地层的不均匀溶蚀，把裂缝壁面刻蚀成凹凸不平的表面，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。停泵后，酸化压裂废水自喷返排至地面专用废液收集罐中，运至哈一联合站采出水处理系统处理。

（3）测试放喷

测试放喷是对初步确定的油气水层进行直接测试，取得目的层产能、压力、温度和流体性质等资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。测试放喷采取防喷、导流等有效措施。

测试放喷前安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，计量罐、储液罐（油罐）、油气水进出口管线等设备。油气经井口装置节流、降压，进入油气计量分离器，分离后的液相（包括油和水）通过管线输送至凝析油储罐，再由油罐车拉走；天然气通过管线输送至放喷池，放空时通过电点火装置点燃放空天然气。依据具体情况设定放喷时间，一般为 1～2d。

储层改造工程主要废气为放喷期天然气燃烧产生的废气及施工机械尾气。废水主要为生活污水及酸化压裂废水，生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至富源联公寓生活污水处理装置处理；酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，运至哈一联合站采出水处理系统处理。噪声为酸压设备噪声及测试放喷高压气流噪

声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高。固体废物为生活垃圾，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。

3.4.1.1.4 油气集输工程

（1）井场站场建设

对占地进行场地平整，设置施工车辆临时停放场地，将电控信一体化撬、泵等设备拉运至井场、站场，进行安装调试。地面工程施工结束后，对施工场地临时占地进行平整恢复。

地面工程废气污染源主要为施工车辆尾气，设备运输和装卸时产生的扬尘，通过洒水抑尘减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；固体废物主要为生活垃圾，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。

（2）管线敷设

管线敷设主要施工内容包括施工准备、管沟开挖及下管、管道连接与试压、连头、配套设备安装、收尾工序等。施工方案见图 3.4-2。

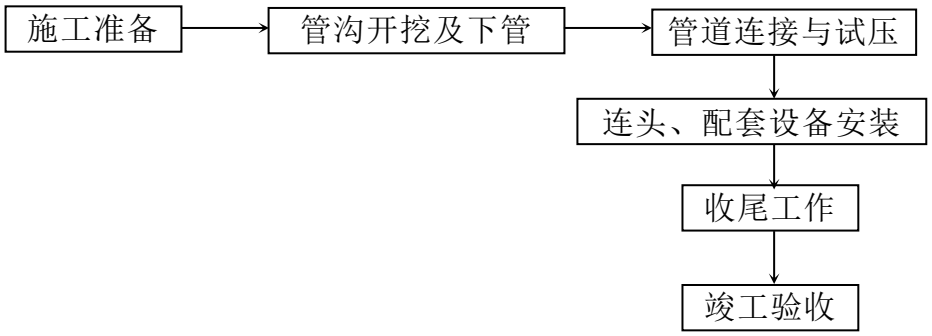


图3.4-2施工方案工艺流程图

①施工准备

施工前需对场地进行平整，设置施工车辆临时停放场地。机车施工期间可依托已有道路进行作业，沿设计的管线走向设置宽度约8m的作业带并取管沟一侧作为挖方存放点，在合适地点设置车辆临时停放场地。

②管沟开挖及下管

沿管线设计路线进行开挖管沟，并根据现场情况适当调整，保证新铺设管线与已建输送管线及天然气管线保持一定距离：距离地下现有原油天然气管线水平距离

≥6m，距离外输管线水平距离≥2m。管沟底宽0.8m，沟深1.6m，管沟边坡比为1:1，开挖过程中对管沟区挖方单侧堆放，以机械开挖为主，人工为辅。管沟开挖采用机械开挖与人工开挖相结合的方式。管线与电（光）缆交叉时，净距不小于0.6m，并对电(光)缆采取角钢围裹的保护措施;与管线交叉时,两管线之间净距不小于0.3m。开挖到设计深度位置，并对管沟底进行夯实、铺小颗粒原土、下管。管线连接完毕后，将管线分段吊装至管沟内。管线下沟后，管道与沟底表面贴实且放置在管沟中心位置。

③管道连接与试压

玻璃钢管现场常采用扣压接头或螺纹连接，连接完成后进行吹扫，吹扫介质采用压缩氮气，吹扫完成后进行注水试压。集输管线试压介质采用中性洁净水，管道试压分段进行，集输管线试压水由管内排出后进入下一段管线循环使用，试压完成后用于洒水抑尘。

④井场站场配套设备安装及连头

将配套设备和井场设备拉运至井场、站场，并完成安装工作。管线施工完成后在井场、站场将管线与配套阀门连接，并安装RTU室等辅助设施，管线与站内阀组连接。

⑤收尾工作

收尾工作包括管沟回填、场地平整和临时场地恢复。管线连接成功并检验合格后进行管沟回填。对管沟实施土方回填，回填时分二次回填，回填土应与管沟自然土相似，首先距管壁300mm范围先用较小粒径的原土进行小回填，最大回填粒径不超过10mm，然后采用原土进行大回填，管顶距自然地坪不小于1.2m且管沟回填土高出自然地面300mm，沿管线铺设方向形成垄，作为管道上方土层沉降富余量，且可以作为巡视管线的地表标志，剩余土方用于场地平整和临时施工场地土地恢复。管沟回填后，在管线沿线设置管道标识、里程桩、转角桩、标志桩、警示牌和警示带等标识。

管线施工过程中废气污染源为施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气和焊接烟气，土方开挖和倾卸时产生的扬尘，通过控制倾卸高度减少扬尘产生量；噪声污染源为施工机械产生的噪声，通过选取低噪声设备、加强设备维护保养降低噪声；废水污

染源主要为试压废水，由管内排出后循环使用，试压结束后用于洒水抑尘；固体废物为管沟开挖产生的土方及生活垃圾，土方施工结束后用于回填管沟及场地平整；生活垃圾定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。

3.4.1.2 运营期

本项目工艺流程主要包括油气开采、集输及井下作业。

（1）油气开采

根据富满油田奥陶系油藏目前生产情况、油气藏性质和配产情况，选择开采方式为：衰竭式+注气开发。

①衰竭式开采

地下油气通过井场采油树节流后，通过单井集输管线输至就近阀组/计转站，最终输送至哈一联合站进行处理。

②注气

地层能量降低后本项目将根据注气开发指标选取 8 口注氮井进行注气开采。本项目通过制氮装置在井场制造氮气，再通过注氮装置增压后通过井口注入地层。本项目井场注气时仅注气，不采油，目的为增加地层能量，有助于临近井场油气开采。

本项目采用第三方服务井口注气，选择变压吸附制氮法进行制氮，工作原理如下：变压吸附制氮是基于吸附剂对空气中不同组分的吸附选择性以及吸附量随压力变化而变化的特性。空气中主要成分是氮气（约 78%）、氧气（约 21%）、氩气（约 0.93%）和其他微量气体。吸附剂在较高压力下对氧气、二氧化碳等杂质气体有较强的吸附能力，而对氮气的吸附能力相对较弱。当空气在一定压力下通过装有吸附剂的吸附塔时，氧气、二氧化碳等杂质被吸附在吸附剂表面，氮气则穿过吸附床层被收集起来，从而实现氮气和其他气体的分离。当吸附剂吸附达到饱和后，通过降低压力使吸附剂解吸再生，排出被吸附的杂质气体，然后吸附塔可以进行下一轮的吸附过程。

井口移动注氮橇通过电能驱动，吸附剂为碳分子筛，正常运行过程中污染物主要为设备运行噪声及设备定期维护产生的废润滑油、废润滑油桶及定期更换的废分子筛，无废气、废水等产生及排放。

（2）油气集输

FY304-H14 井场采出液通过井口模块油嘴节流后由新建集输管线油气混输至 FY304H 阀组，在 FY304H 阀组站计量后混输至富源东 2 接转站处理。

FY304-H13、FY304-H15 等 2 座井场采出液通过井口模块油嘴节流后由新建集输管线油气混输至富源东 2 接转处理。

（3）井下作业

井下作业主要包括压裂、酸化、洗井、修井、清蜡、除砂、加深等。压裂、加深工艺过程与施工期相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后，因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具；洗井采用活动洗井车密闭洗井。

油气开采及集输过程中废气污染源主要为采油井场无组织废气（G_1），采取密闭集输工艺；废水污染源主要为采出水（W_1）和井下作业废水（W_2），后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层；噪声污染源主要为采油树（N_1）、油气生产分离橇（N_2）、移动注氮橇（N_3）运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为油气开采、集输、井下作业产生的落地油（S_1）、井下作业产生的废防渗材料（S_2）、设备定期维护产生的废润滑油桶（S_3）及废润滑油（S_4）、注氮井场产生的废分子筛（S_5），其中落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用；废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置；



图 3.4-3 井场油气开采及集输工艺流程图

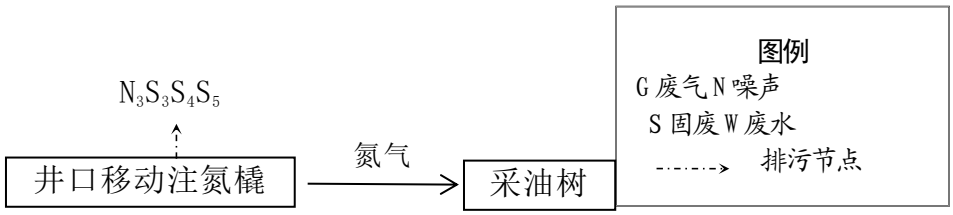


图 3.4-4 注气井场工艺流程图

表 3.4-1 本项目运营期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	产生特点	治理措施
废气	G_1	井场无组织废气	非甲烷总烃、H_2S	连续	密闭输送
	G_2	站场无组织废气	非甲烷总烃、H_2S	连续	密闭输送
废水	W_1	采出水	石油类、SS	连续	后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。
	W_2	井下作业废液	pH、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层
噪声	N_1	采油树	$L_{Aeq,T}$	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N_2	油气生产分离橇			
	N_3	移动注氮橇			
固废	S_1	落地油	含油废物	间歇	落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置
	S_2	废防渗材料	含油废物	间歇	
	S_3	废润滑油桶	含油废物	间歇	
	S_4	废润滑油	含油废物	间歇	进入原油处理系统资源回用
	S_5	废分子筛	废分子筛	间歇	定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置

3.4.1.3 退役期

随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。

将固化剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占

地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。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。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，成为污染地下水的通道。

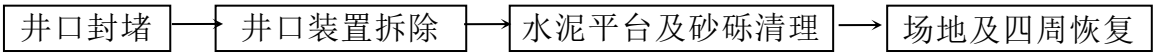


图 3.4-7 退役期工艺流程图

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为封井过程中产生的废弃管道、建筑垃圾等，建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

3.4.2 施工期环境影响因素分析

本项目施工内容主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程等，施工过程中占用土地，对地表植被及土壤环境造成一定的扰动。同时施工期间将产生废气、废水、噪声、固废等，对区域大气环境、声环境、地下水环境等产生一定的影响。

3.4.2.1 生态影响因素

钻井施工以及管线开挖过程中需要占用土地，占用过程中需要对区域植被进行清理，在这个过程中，对原有地表进行了扰动，造成了区域植被覆盖度的降低和造成生物量的损失；施工过程中由于车辆运输、机械设备噪声等，造成区域野生动物受到惊吓，导致区域生物多样性发生了微弱变化。施工过程中对地表的扰动，破坏了原有生态系统的平衡，对区域生态系统造成了一定的影响。

3.4.2.2 废气

本项目施工过程中废气包括测试放喷废气、储层改造废气、施工扬尘、施工机械设备、车辆尾气和焊接烟气。

（1）测试放喷废气

本工程测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放空火炬点燃。据此，测试放喷期间大气污染物主要来自放空天然气燃烧产生的废气。

测试放喷期间油气通过分离器分离，油水混合物进入油水罐储存，分离出的气体燃烧放喷，当伴生气含有硫化氢时，通过燃烧转化成二氧化硫，可有效降低毒性气体的毒性。天然气放空产生的废气量取决于该井目的层天然气含量和测试放喷期间释放量，依据具体情况设定测试放喷时间，一般为1d～2d。

（2）施工扬尘

施工扬尘主要来自管沟开挖、场地平整、池体开挖、车辆运输过程中产生，井场施工过程中池体开挖、管沟开挖周期较短，且井场采取洒水抑尘，运输车辆采取减速慢行和苫盖措施，可有效降低扬尘对周围大气环境的不利影响。

（3）储层改造废气

储层改造过程压裂液为外购已配置好的压裂液，废气主要来源于压裂液现场暂存过程、压裂液注入过程以及压裂返排液暂存过程中产生的废气，主要成分为HCl等，采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放。

（4）机械设备、车辆尾气和焊接烟气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，其污染物主要有颗粒物、SO_2、NO_2、C_mH_n等；燃油机械设备废气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单中排放限值要求；金属材质管线连接过程中会产生一定量的焊接烟气，污染物主要为金属氧化物。施工机械和运输车辆运行时间和管线焊接时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的。

3.4.2.3 废水

（1）钻井废水

钻井废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物组成。根据类比目前富满油田钻井实际情况，井场产生的钻井废水约为0.06m³/m，本项目钻井总进尺为17900m，产生的钻井废水约为1074m³。钻

井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排。

（2）生活污水

井场工程井队人数约60人，单座新井钻井完井周期110天，加深周期70天，按生活用水量100L/d人计，生活用水量总计约2400m³。生活污水产生量按用水量的80%计算则总产生量为1920m³。生活污水中主要污染物为COD、BOD_5、NH_3-N、SS等。生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至富源联公寓生活污水处理装置处理。

（3）管线试压废水

本项目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2.6m³计算，本项目新建各类集输管线8.3km，试压废水为21.6m³，主要污染物为SS。试压废水可用作场地降尘用水。

（4）酸化压裂废水

钻井固定完毕后，需进行压裂完井，在储层改造过程中排出的酸化压裂废水中主要含有石油类、SS等。根据区域现有井场历史钻井数据，酸化压裂废水返排率为60%左右，项目钻井过程中单井井场改造液量为1000m³，则本项目酸化压裂废水产生量为3000m³。酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，见油气显示后随油气运至哈一联合站处置，未见油气显示作为二次改造液对富满油田内老井储层进行深度改造资源化利用。

3.4.2.4 噪声

在不同的施工阶段将使用不同的施工机械，如挖掘机、钻机、吊机、泥浆泵等，产生噪声级在90～110dB(A)之间，对周围声环境产生一定的影响，工程采取选用低噪声施工设备，合理控制施工作业时间，控制施工噪声对周围的不利影响。

3.4.2.5 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的施工土石方、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工人员生活垃圾、施工废料。

（1）土石方

本项目部署标准化集输井场 3 座，新建各类集输管线 8.3km，井场道路 2.6km。

井场工程区土石方工程量主要来自井场找平、砾石压盖等施工过程。井场工程区土石方开挖量 1.43 万 m³，土石方回填量 1.6 万 m³，借方 0.17 万 m³。根据主体设计，井场根据地形地貌及地面标高需进行不同程度的地面平整工作，地面平整工作的挖方量经统计为 1.43 万 m³，该部分挖方全部用于原地面的平整，无弃方产生；井场工程施工完成后需对裸露地面进行砾石压盖措施的处理，根据主体工程设计，砾石压盖厚度约 10cm，合计需砾石 0.17 万 m³，所有砾石均外购自周边砂石料场。

本项目改造注气井场 8 座，土石方工程量主要来自井场场地平整，单座井场土石方开挖量 2000m³，土石方回填量 2000m³，总计土石方开挖量 1.6 万 m³，土石方回填量 1.6 万 m³

新建井场道路 2.6km、宽 4.5m，挖方量 0.38 万 m³，填方量 0.38 万 m³。

新建集输管线 8.3km。开挖宽度 2m、开挖深度 1.6m，挖方量 3.4 万 m³，填方量 3.4 万 m³。

预计本项目挖方量约为 4.63 万 m³，外借土石方量（砂石料）1 万 m³，填方总量为 5.63 万 m³，无废弃土方量。施工土方在管线施工结束后回填在管堤上，井场、站场及道路施工过程中产生的土方回填至挖方处或回填至周边低洼场地，并实施压实平整水土保持措施。本项目土石方平衡表见下表 3.4-2。

表 3.4-2 土方挖填方平衡表单位：万 m³

工程分区	挖方	填方	借方量		弃方量	
			数量	来源	数量	去向
井场工程	1.43	1.6	0.17	周边砂石料厂	0	—
注气井场改造	1.6	1.6	0.00	--	0	—
道路工程	0.38	0.38	0.00	--	0	—
管道工程	3.4	3.4	0.00	--	0	—
合计	4.63	5.63	1	--	0	—

（2）钻井泥浆

工程使用膨润土泥浆及水基聚磺体系泥浆、水基聚磺体系泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。工程膨润土泥浆、水基聚磺体系泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，

由罐车拉走用于下一口钻井使用；废弃聚磺钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站妥善处理。非磺化泥浆钻井经处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路。

（3）钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，送入井场内泥浆池中。

钻井岩屑产生量按以下经验公式计算：

$$W=\frac{1}{4}\times\pi\times D^2\times h\times 2$$

式中：W——钻井岩屑产生量，m^3；

D——井眼的平均直径，新井取平均值 0.3m，加深井取平均值 0.16m；

h——井深，单座新钻井平均进尺为 7700m、单座加深井为 2500m。

利用上述公式计算，钻井岩屑膨胀系数取 2，本项目 3 座新钻井、2 座老井侧钻井。本项目钻井过程中新井一开和二开上部（3000m 以上）采用膨胀土聚合物泥浆，新井二开下部（3000m 以下）采用聚磺泥浆，加深井全部使用聚磺泥浆。本项目钻井期内产生的岩屑量最大为 1090m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 424m^3，聚磺泥浆钻井岩屑 666m^3。

钻井期产生的岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配置；废弃膨润土泥浆钻井岩屑经干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路；磺化泥浆钻井岩屑拉运至钻试修废弃物环保处理站进行处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃达到《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 2 第二类用地风险筛选值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

（4）废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废贮存点中，防止废机油落地污染土壤和地下

水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为 0.3t/口，本项目共布设 5 口钻井，废机油产生量为 1.5t，废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（5）烧碱废包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量烧碱废包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废贮存点中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的烧碱废包装袋约为 0.1t/口，本项目新钻井 5 口，烧碱废包装袋产生量为 0.5t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（6）废防渗材料

工程钻井期产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为 0.2t/口，本项目新钻井 5 口，废防渗材料产生量为 1.0t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

（7）生活垃圾

单座新井钻井完井周期 110 天，加深周期 70 天，单井施工人数约 60 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg。整个钻井过程生活垃圾产生量共计 8.7t。在井场和生活区设置生活垃圾收集桶，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。

综上所述，本项目钻井期各种污染物产生和排放情况见表 3.4-3。

表3.4-3本项目施工期各种污染物产生和排放情况一览表

项目	污染源	污染物	污染物排放速率/浓度	污染物产生量	主要处理措施	排放量	排放去向
废气	测试放喷废气	SO_2、NO_2、C_mH_n	—	—	测试放喷期间分离出的天然气经管线引至放喷池点燃	—	环境空气
	储层改造废气	HCl	—	—	采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放	—	
	施工扬尘	粉尘	—	—	洒水抑尘	—	
	施工机械、运输车辆尾气和焊接烟气	颗粒物、SO_2、NO_2、C_mH_n	—	—	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行；焊接使用无毒低尘焊条	—	
废水	钻井废水	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总	—	1074m³	钻井废水临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段用于配制相应体系泥浆，在钻井期间综合利用，不外排	0	不外排

		固体					
	试压废水	SS	—	26m³	洒水抑尘	0	
	酸化压裂废水	SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	—	3000m³	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，见油气显示后随油气运至哈一联合站处置，未见油气显示作为二次改造液对富满油田内老井储层进行深度改造资源化利用	0	
	生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N、SS	—	1920m³	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至富源联公寓生活污水处理装置处理	0	
固体废物	废弃膨润土泥浆及钻井岩屑	—	—	424	废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫	0	不外排
	废弃磺化泥浆及钻井岩屑	—	—	666	废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理	0	不外排
	废机油	—	—	0.9t	收集后由区域具有危废处置资质的公司接收处置	0	不外排
	废烧碱包装袋	—	—	0.3t		0	不外排
	废防渗材料	—	—	0.6t		0	不外排
	生活垃圾	—	—	8.7t	收集后清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置	0	不外排
噪声	钻机	—	—	110dB(A)	合理安排施工时间，基础减振、利用距离衰减	100dB(A)	声环境
	吊装机	—	—	98dB(A)		88dB(A)	
	泥浆泵	—	—	109dB(A)		99dB(A)	
	挖掘机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	
	压路机	—	—	104dB(A)		94dB(A)	

3.4.3 运营期环境影响因素分析

3.4.3.1 废气污染源及其治理措施

本项目新建采油井场 3 座，老井侧钻不新增地面设施，不再核算废气污染物排放量，仅核算 3 座新建井场废气污染物排放量。

结合《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）、《污染源源强核算技术指南准则》（HJ884-2018）等要求对无组织废气进行源强核算，本项目实施后废气污染源及其治理措施见表 3.4-4。

表 3.4-4 本项目废气污染源及其治理措施一览表

污染源名称	污染因子	产生浓度（mg/m³）	治理措施	排气筒高度（m）	废气量（m³/h）	排放浓度（mg/m³）	排放速率（kg/h）	有效工作时间	年总排放量（t/a）
采油井场无组织废气	非甲烷总烃	--	密闭输送	--	--	--	0.017	8760	0.147×3=0.441
	H_2S	--			--	--	0.000003		0.00003×3=0.00009

源强核算过程：

（1）无组织非甲烷总烃核算

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。本项目运营过程中井场无组织废气主要污染物为从阀门等部分逸散的非甲烷总烃，参照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）“5.2.3.1.2 设备与管线组件密封点泄漏挥发性有机物年许可排放量”中公式及取值参数对本项目无组织废气进行核算。

挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物量按以下公式计算。

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

式中：$E_{设备}$——设备与管道组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量，kg/a；

t_i——密封点i的年运行时间，h/a；

$e_{TOC,\ i}$——密封点 i 的总有机碳排放速率，kg/h；

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

根据设计文件取值；

$WF_{TOC,\ i}$——流经密封点i的物料中总有机碳平均质量分数，

根据设计文件取值；

n——挥发性有机物流经的设备与管道组件密封点数。

表 3.4-5 设备与管道组件 $e_{TOC,\ i}$ 取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{TOC,\ i}$/（kg/h 排放源）
石油炼制工业	连接件	0.028
	开口阀或开口管线	0.03
	阀门	0.064
	压缩机、搅拌器、泄压设备	0.073
	泵	0.074
	法兰	0.085

$WF_{VOCs,\ i}$ 和 $WF_{TOC,\ i}$ 比值取 1。根据设计单位提供的数据，项目井场涉及的阀门、法兰数量如表 3.4-6 所示。

表 3.4-6 本项目无组织废气核算一览表

序号	设备名称	密封点数量（个）	单个设备排放速率（kg/h）	排放速率（kg/h）	年运行时间（h）	年排放量（t）
单座采油井场采出液流经的密封点						
1	阀门	24	0.064	0.005	8760	0.040
2	法兰	48	0.085	0.012	8760	0.107
合计				0.017	--	0.147

经核算，本项目单座采油井场无组织排放废气中非甲烷总烃排放速率为0.017kg/h，按年有效工作时间 8760h 计算，本项目单座采油井场无组织非甲烷总烃年排放量为0.147/a。则本项目 3 座采油井场无组织非甲烷总烃年排放总量为 0.441t/a。

（2）无组织硫化氢核算

项目井场无组织硫化氢主要通过阀门、法兰、泵连接处泄漏，参照大连市环境科学设计研究院张秀青发表的《石化企业废气无组织排放源及排放量估算简介》计算出气体泄漏速率后，根据硫化氢在气体中的比例折算。

$$G_C=KCV\times（M/T）^{0.5}$$

G_C 为设备或管道不严密处的散发量，kg/h；

K 为安全系数，一般取 1～2，本项目取 2；

C 压力系数，取 0.016；

V 为设备和管道内部容积，m^3，井场核算值为 2；

M 为设备和管道内气体分子质量，本项目取 22；

T 为设备和管道内部气体绝对温度，K，本项目取 333。

经过核算，井场 G_C 取值为 0.017kg/h，硫化氢在天然气中占比平均为 0.0126%，则单座井场无组织硫化氢排放速率为 0.000003kg/h，年排放 0.00003t；本项目 3 座采油井场无组织硫化氢年排放量共计为 0.00009t/a。

3.4.3.2 废水污染源及其治理措施

（1）采出水

采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，且随着开采年限的增加呈逐渐增加上升状态。根据项目预测开发指标，项目采出液不含水。后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。

（2）井下作业废水

根据《关于发布<排放源统计调查产排污核算方法和系数手册>的公告》（环保部公告 2021 年第 16 号）中与石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中产排污系数，计算井下作业废水的产生量。

表 3.4-7 石油和天然气开采专业及辅助性活动产排污系数一览表

产品名称	原料名称	工艺名称	污染物指标项	产物系数	末端治理技术	排放量
井下作业	压裂液	非低渗透油井加砂压裂	废压裂液（压裂返排液）	119.94m^3/井	无害化处理/处置/利用	0
	酸化液	非低渗透油井酸化压裂	废酸化液（酸化返排液）	26.56m^3/井	无害化处理/处置/利用	0
	洗井液	修井	废洗井液	25.29t/井	无害化处理/处置/利用	0

本项目油藏储层为非低渗透储层，根据上表计算井下作业废水中压裂液产生量为 119.94t/井次、酸化液产生量为 26.56/井次、洗井液产生量为 25.29t/井次。按井下作业每 2 年 1 次计算，则每年产生井下作业废水 85.895t。本项目新建采油井场 3 座，则每年产生井下作业废水 257.685t。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满

足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层。

本项目运营期井场废水产生情况见表 3.4-8。

表 3.4-8 本项目运营期废水产生情况一览表

类别	序号	污染源	产生量	排放量（t/a）	主要污染物	产生特点	治理措施
废水	W_1	采出水	0t/a	0	SS、石油类	连续	后期如出现采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层
	W_2	井下作业废水	257.685t/a	0	pH、SS、挥发酚、COD、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、溶解性总固体	间歇	井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层

3.4.3.3 噪声污染源及其治理措施

本项目产噪设备主要为采油树、油气生产分离撬、井口移动注氮橇（主要产噪设备为压缩机）噪声，根据《天然气长输管道工艺场站噪声的治理》（电子设计工程，施纪卫、吕莉、武玉双，2013 年 2 月）：采油树噪声属气流噪声，噪声源强范围为 85～90dB(A)；参照《污染源源强核算技术指南石油炼制工业》（HJ982-2018）中机泵噪声源强范围为 85～90dB(A)、压缩机噪声源强范围为 90～98dB(A)；故本项目采油树噪声参考取 85dB(A)，井口移动注氮橇噪声取 95dB(A)。

表 3.4-9 井场噪声污染源强一览表

序号	噪声源名称		数量/（台/套）	源强（dB(A)）	降噪措施	降噪效果（dB(A)）
1	采油井场	采油树	1	85	基础减振	15
2	注气井场	井口移动注氮	1	95	基础减振	15

3.4.3.4 固体废物及其治理措施

本项目运营期采油井场产生的固体废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶、废分子筛。

（1）落地油

落地油主要为阀门、法兰等设施油品渗漏及井下作业油品溅溢产生的落地油。类比同类型采油井场落地油产生量约 0.2t/a，本项目共部署 3 座新井场，运行后井场落地油总产生量约 0.6t/a，定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油后桶装收集，运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存或直接运至有危废处置资质单位接收处置。

（2）废防渗材料

工程运行期采油井场井下作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，目前油田使用的防渗布均可重复利用，平均重复利用 3 年左右。单块防渗布重约 250kg（12m×12m），每口井作业用 2 块，则本项目采油井场井下作业 1 次共产生废弃防渗布约 0.5t，油井作业频次为 1 次/2 年，则工程产生废防渗材料约 0.75t/a，属于危险废物。井下作业施工结束后，废防渗材料人工打包收集后，运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存或直接运至有危废处置资质单位接收处置。

（3）废润滑油、废润滑油桶

本项目井场泵类定期维护保养会产生一定量废润滑油、废润滑油桶，类比同类型井场、站场，本项目废润滑油产生量约为 0.5t/a，废润滑油桶产生量约为 0.03t/a，定期维护保养结束后，废润滑油桶收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，由有危废处置资质单位接收处置，废润滑油进入原油处理系统资源回用。

（4）废分子筛

本项目注氮井场移动注氮橇为保持设备制氮效率会定期更换碳分子筛，类比同类型井场，本项目废分子筛产生量约为 0.12t/a，定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置。

表 3.4-10 本项目主要固体废物及治理措施一览表

序号	污染源名称	产生量	固废类别	处置措施	排放量（t/a）
1	落地油	0.6t/a	危险废物（HW08071-001-08）	落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置	全部妥善处置，不外排
2	废防渗材料	0.75t/a	危险废物（HW08900-249-08）		
3	废润滑油桶	0.03t/a	危险废物（HW08900-249-08）		
4	废润滑油	0.5t/a	危险废物（HW08900-214-08）	进入原油处理系统资源回用	
5	废分子筛	0.12t/a	一般工业固体废物（SW12900-009-S59）	定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置	

3.4.3.5 运营期生态恢复措施

运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主，在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线及周边生态恢复情况，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线，以防管线泄漏破坏周边生态。

3.4.4 退役期环境影响因素分析

3.4.4.1 退役期环境空气保护措施

（1）退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（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。

3.4.4.2 退役期水环境污染防治措施

退役期无废水污染物产生，要求在闭井作业过程中，严格按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）要求进行施工作业，首先对井场进行环境风险评估，根据评估等级分别采用不同的固井、封井方式，确保固井、封井措施的有效性，避免发生油水窜层。

3.4.4.3 退役期噪声防治措施

（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。

3.4.4.4 退役期固体废物处置措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中清理收集。建筑垃圾收集后送区域工业固废填埋场妥善处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，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。

3.4.4.5 退役期生态恢复措施

油气田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

（1）施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，严禁人为破坏作业带以外区域植被；各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

（2）闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物等。

（3）经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

3.4.5 非正常排放

非正常生产排放包括设备检修、工艺设备运转异常等非正常工况的污染物排放，如工艺设备和环保设施不能正常运行时污染物的排放等。

本项目油气集输过程中，若井口压力过高，此时利用防喷器迅速封闭井口，打开放喷管线阀门泄压，采出液通过放喷管线直接进入放喷池，事故放喷一般时间较短。本项目井场非正常排放见表 3.4-11。

表 3.4-11 井场非正常排放情况一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	污染物排放速率/（kg/h）	单次持续时间/h	年发生频次/次
放喷口	井口压力过高	非甲烷总烃	0.8	1	1
		硫化氢	0.003		

本项目运行过程中，项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周边土壤造成一定的污染。发生事故后应及时维修，将周围污染的土壤收集置于密闭容器中，委托有资质单位进行接收处置。现哈得采油气管理区具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线，可以大大降低事故的发生概率。

3.4.6 清洁生产水平分析

本工程隶属哈德采油气管理区管辖。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。

3.4.6.1 清洁生产技术和措施

①本工程所在区块具备完善的油气集输管网，本工程集输全过程密闭集输，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量。

②采用全自动控制系统对集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证。

③优化布局，减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动，充分利用已建道路解决道路交通问题。

3.4.6.2 节能及其他清洁生产措施

①管线均进行保温，减少热量损失；

②集输采用自动化管理，提高了管理水平。

3.4.6.3 环境管理措施

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

本工程主要采取的环境管理措施如下：

①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

②在集输过程中加强管理，对集输管线定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

通过以上分析可以看出，本工程无论是在生产工艺、设备的先进性、合理性，还是在原材料及能量的利用以及生产管理和员工的素质提高等各方面均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产的技术运用到了开发生产的全过程中。特别是本工程注重源头控制污染物的产生量，充分利用了能源和资源，尽量减少或消除了污染物的产生，最大限度地降低了工程对环境造成的污染。

3.4.6.4 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。

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。

因此哈得采油气管理区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哈得采油气管理区的管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

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。

3.4.7 污染物排放“三本账”

本项目实施后富满油田“三本账”的情况见表 3.4-15。

表 3.4-15 本项目实施后富满油田“三本账”情况一览表单位：t/a

序号	影响类别	污染物	现有工程产生量（t/a）	本工程产生量（t/a）	总体工程		
					产生量（t/a）	以新带老削减量（t/a）	排放增减量
1	废气	NMHC	251.972	0.441	252.413	0	+0.441
		硫化氢	0.013816	0.00009	0.013906	0	+0.00009
2	废水	生产废水	0	0	0	0	0
		生活污水	0	0	0	0	0
3	固体废物	含油污泥	0	0	0	0	0
		生活垃圾	0	0	0	0	0

3.4.8 污染物总量控制分析

3.4.8.1 总量控制因子

根据《“十五五”污染减排综合工作方案编制技术指南》，污染物排放总量控制因子如下：

废气污染物：VOCs、NO_x。

废水污染物：COD、TP。

3.4.8.2 本项目污染物排放总量

（1）废水

项目运营期产生废水主要为井下作业废水。后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层。本项目无废水外排，因此建议不对废水污染物进行总量控制。

（2）废气

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），挥发性有机物（VOCs）是参与大气光化学反应的有机化合物，或者根据有关规定确定的有机化合物。本项目采用密闭集输工艺，在油气处理环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要为非甲烷总烃，故建议非甲烷总烃作为 VOCs 排放控制因子。根据计算，本次无组织 VOCs 排放量为 0.441t/a。

综上所述，本项目总量控制指标为：NO_x 0t/a，VOCs 0.441t/a，COD 0t/a，TP 0t/a

3.5 相关政策法规、规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目，属于“常规石油、天然气勘探与开采”项目，结合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号），本项目属于第一类“鼓励类”第七条“石油天然气”第一款“石油天然气开采”，为鼓励类产业，符合国家当前产业政策要求。

3.5.2 相关法规、政策、规范、规划符合性分析

3.5.2.1 主体功能区划符合性分析

本项目位于富满油田内，不占用生态保护红线及水源地、风景名胜区等，不在新疆维吾尔自治区主体功能区规划划定的重点开发区和禁止开发区，属于主体功能区中的限制开发区域（农产品主产区）。《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》中限制开发区域（农产品主产区）功能定位：新疆农产品主产区的功能定位是：保障农牧产品供给安全的重要区域，农牧民安居乐业的美好家园，社会主义新农村建设的示范区。农产品主产区发展方向和开发原则是：位于农产品主产区的点状能源和

矿产资源基地建设，必须进行生态环境影响评估，并尽可能减少对生态空间与农业空间的占用，同步修复生态环境。其中，在水资源严重短缺、环境容量很小、生态十分脆弱、地震和地质灾害频发的地区，要严格控制能源和矿产资源开发。

本项目主要建设井场和管线，报告中已提出相关生态环境减缓措施，项目施工过程中严格控制施工占地，井场建设和管线敷设完成后，采取措施及时恢复临时占地，尽可能减少对区域生态环境的影响；运营期采取完善相应的污染防治措施，污染物均可达标排放。综上所述，项目与区域主体功能区中限制开发区域发展方向和开发原则相协调，符合主体功能区划。

3.5.2.2 相关规划符合性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，所在地涉及的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等。

本项目与相关规划符合性分析结果参见表3.5-1。本项目与塔里木油田“十四五”发展规划符合性分析见表3.5-2。

表3.5-1 相关规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度	本项目属于塔里木油田分公司富满油田油气开采项目	符合
《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》	积极支持两大油田公司加大油气资源勘探开发力度，推动顺北、塔河主体、博孜—大北等区块油气开采取得重要成果，新增油气资源全部留用当地加工转化，加大地区天然气管网、储备和运营设施建设及互联互通工作，重点联通博孜、克深、英买力等气田至温宿产业园区及西部县（市）天然气管网，集中在温宿发展天然气化工产业，辐射至阿克苏市、柯坪县	本项目属于塔里木油田分公司富满油田油气开采项目	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	加强重点行业VOCs治理。实施VOCs排放总量控制，重点推进石油天然气开采、石化、化工、包装印刷、工业涂装、油品储运销等重点行业排放源以及机动车等移动源VOCs污染防治，加强重点行业、重点企业的精细化管控；全面推进使用低VOCs含量涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等；加强汽修行业VOCs综合治理，加大餐饮油烟污染治理力度，持续削减VOCs排放量	本项目井场无组织废气排放涉及VOCs排放，报告中已针对无组织排放提出密闭集输措施	符合

	加强企业自行监测管理。全面履行排污单位自行监测及信息公开制度，加强帮扶指导和调度监督，督促取得排污许可证的排污单位按要求开展监测	报告中已提出环境监测计划，详见：“9.4.3 监测计划”	符合
《新疆生态环境保护“十四五”规划》	强化危险废物全过程环境监管。建立健全各类危险废物重点监管单位清单，全面实行危险废物清单化管理。督促各类危险废物产生单位和经营单位依法申报危险废物产生处置情况，报备管理计划，做好信息公开工作，规范运行危险废物转移联单。	本项目产生的危险废物严格落实《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关管理要求	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	以石化、化工等行业为重点，加快实施 VOCs 治理工程建设。石化、化工行业全面推进储罐改造，使用高效、低泄漏的浮盘和呼吸阀，推进低泄漏设备和管线组件的更换，中石化塔河炼化有限责任公司对火车装卸设施开展改造，新建油气回收装置和 VOCs 在线监控设施；中石油、中石化、中曼石油等针对储罐、装载、污水集输储存处置和生产工艺过程等环节建设适宜高效的 VOCs 治理设施，对采油作业区采出水罐、工艺池、卸油台、晾晒池等开展 VOCs 治理，加快更换装载方式	本项目井场无组织废气排放涉及 VOCs 排放，报告中已针对无组织排放提出密闭集输措施	符合
	持续开展地下水环境状况调查评估，以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段对地下水造成污染。统筹区域地表水、地下水生态环境监管。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源地表、地下协同防治与环境风险管控。划定地下水型饮用水水源补给区并强化保护措施，开展地下水污染防治重点区划定及污染风险管控。健全分级分类的地下水环境监测评价体系。实施水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区开展污染综合防治试点。杜绝污水直接排入雨水管网，推进城镇污水管网全覆盖，落实土壤污染和地下水污染的协同防治，切实保障地下水生态环境安全	项目运营期产生废水主要为井下作业废水。后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610–2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进	符合

		行分区防渗；制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	
	按照生态环境部统一部署，建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动	本项目不占用自然保护地	符合
《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》	建立生态保护红线管控体系，明确管理责任，强化用途管制，实现一条红线管控重要生态空间，确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变。开展生态保护红线基础调查和人类活动遥感监测，及时发现、移交、查处各类生态破坏问题并监督保护修复情况	本项目不占用及穿越生态保护红线，可确保生态功能不降低，面积不减少，性质不改变	符合
《新疆维吾尔自治区油气发展“十四五”规划》	加强油气产能建设。提高老油田采收率，加大塔里木盆地和老油区深层超深层、外围油气资源开发力度，减缓吐哈、准东、塔河等老油区产量递减。积极推动天山北坡万亿方大气区勘探开发，加快准噶尔盆地南缘、玛湖、吉木萨尔以及塔里木盆地顺北、库车博孜—大北、哈拉哈塘碳酸盐岩油藏等大型油气田建设，促进油气增储上产，实现资源良性接替。	本项目为塔里木盆地石油开采项目，促进油气增储上产	符合
《阿克苏地区国土空间规划（2021 年-2035 年）》	严守生态保护红线。以资源环境承载力为硬约束结合“双评价”中生态保护极重要区评价，强调生态涵养，落实生态红线保护要求，切实做到应划尽划，应保尽保，实现一条生态保护红线管控重要生态空间。	本项目距离生态保护红线最近约 12.8km，不在生态保护红线范围内	符合
	加强矿产资源保护与利用落实国家级能源基地、规划矿区，保障战略能源安全。建成 3 个油气能源资源基地，拜城-库车油气能源资源基地，塔里木盆地塔河油气资源基地，塔里木盆地塔中油气资源基地	本项目位于塔里木盆地油气资源基地，属于石油开采项目	符合
	坚决落实最严格的耕地保护制度，严守耕地保护红线，将达到质量要求的优质耕地依法划入永久基本农田，实施特殊保护。已经划定的永久基本农田全面梳理整改，有序推进永久基本农田划定成果核实，确保永久基本农田数量不减少、质量不降低、生态有改善。	本项目占地范围内不涉及基本农田	符合

表 3.5-2 塔里木油田分公司“十四五”规划符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《塔里木油田“十四五”发展规划》	“十四五”期间持续上产，着力推进“库车山前天然气、塔北-塔中原油”两大根据地，实施老油气田综合治理、新油气田效益建产和油气田精益生产，努力实现原油产量稳中上升和天然气快速上产。	本项目为石油开采项目，可保证富满油田持续稳产	符合
《塔里木油田“十四五”发展规划环境影响报告书》及审查意见	（三）严格生态环境保护，强化各类污染物防治。针对规划实施可能出现的累积性、长期性生态环境问题，采取积极有效的生态复垦和生态恢复措施，确保实现《报告书》提出的各项生态恢复治理要求，有效减缓规划区生态环境退化趋势。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平，对油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻液及其他固体废物，提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置，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。根据油气开采产业政策和生态环境保护政策要求，严格落实资源环境指标要求，进一步控制污染物排放以及能源消耗水平。油气开采、输送、储存、净化等过程及非正常工况应加强挥发性有机物等污染物排放控制，确保满足区域环境空气质量要求。加强开采废水污染控制，涉及回注的应经处理满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。油气开采过程中产生的固体废物应当遵循减量化、资源化、无害化原则，合规处置。加强伴生气、落地油、采出水等回收利用，提高综合利用水平。 （四）加强生态环境系统治理，维护生态安全。坚持节约优先、保护优先、自然恢复为主，统筹推进山水林田湖草沙一体化保护和系统治理，守住自然生态安全边界。严格控制油气田开发扰动范围，加大生态治理力度，结合油气开采绿色矿山建设等相关要求，落实各项生态环境保护措施，保障区域生态功能不退化，油气开发应同步制定并落实生态保护和修复方案，综合考虑防沙治沙等相关要求，因地制宜开展生态恢复治理工作	本项目废气主要为井场无组织废气，采取密闭集输，定期巡检措施；废水主要为井下作业废水，项目运营期产生废水主要为井下作业废水。后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第Ⅴ类水质标准后回注地层；同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；固废主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶、废分子筛。落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置，废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置，废润滑油进入原油处理系统资源回用。项目井场采取分区防渗措施，同时提出相关防沙治沙措施	符合

综上所述，本项目符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《阿克苏地区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《新疆生态环境保护“十四五”规划》《阿克苏地区生态环境保护“十四五”规划》《塔里木油田“十四五”发展规划》等相关规划要求。

3.5.2.3 相关法规、政策文件符合性分析

本项目与相关法规、政策文件符合性分析见表 3.5-3。

表 3.5-3 相关文件符合性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目	符合性
《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）	加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已批准的油气发展（开发）规划在实施范围、适用期限、规模、结构和布局等方面进行重大调整或修订的，应当依法重新或补充进行环境影响评价。油气开发规划实施满 5 年的应当及时开展规划环境影响跟踪评价	塔里木油田分公司已开展《塔里木油田“十四五”发展规划》	符合
《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）	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目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。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目已在报告中提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施，并在报告中对现有区块开发情况及存在的问题进行了回顾性评价，同时针对废水、固废处置的依托进行了可行性论证	符合
	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	本项目报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响	符合
	油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民	本项目油气集输管线采取埋地敷设方式，敷设管线未穿越红线，不在生态保护红线范围内，在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施后，环境风险可防控	符合
	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案	哈得采油气管理区制定有《塔里木油田公司哈得采油气管理区突发环境事件应急预案》（备案编号 652924-2025-004-L），后续应根据本项目生产过程中存在的风险事故类型，完善现有的突发环境事件应急预案	符合
《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。应贯彻“边开采，边治理，边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	项目提出施工期结束后，恢复井场周边及管线临时占地，符合“边开采，边治理，边恢复”的原则	符合
	应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的	本项目开发方案设计考虑了富满油田油气资源赋存状况、生态环境特征等条件，所选用的技术和工艺均成熟、先进	符合

	限制和淘汰的技术工艺及装备		
	集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。合理确定站址、场址、管网、路网建设占地规模	项目井场永久占地和管线临时占地规模均从土地资源节约方面考虑，尽可能缩小占地面积和作业带宽度	符合
《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）	对于受理的涉及沙区的建设项目环评文件，严格按照《环境影响评价技术导则生态影响）》要求，强化建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性和防沙治沙生态环境保护措施的可行性、有效性评估	报告中已提出有效可行的防沙治沙措施，具体见“6.1.1.10 章节”	符合
	对于位于沙化土地封禁保护区范围内或者超过生态环境承载能力或对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，不予批准其环评文件，从源头预防环境污染和生态破坏	本项目不在沙化土地封禁保护区范围内，不属于对沙区生态环境可能造成重大影响的建设项目，项目在采取有效的生态保护、避让、减缓等措施，不会超过区域生态环境承载能力	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制	本项目运营期废水主要为井下作业废水，后期如存在采出水，则随油气混合物输送至哈一联合站处理，处理达标后进行回注；井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层；落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用；废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置。同时采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；无石油类污染物排放	符合
《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目建设布局合理，已在设计阶段合理选址，合理利用区域现有道路，减少项目占地；油气采取密闭集输工艺，输送至哈一联合站集中处理；落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存或直接运至有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用；废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置。	符合
	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目油气集输过程为密闭流程	符合

	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复		本评价已提出生态影响减缓措施	符合
	位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地		本项目不占用湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	符合
	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排		本项目钻井废水按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用，不外排；运营期井下作业废水送哈一联合站处理	符合
《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地		本项目临时用地严格落实“用多少、批多少、占多少、恢复多少”	符合
	油气资源探采合一开发涉及的钻井及配套设施建设用地，可先以临时用地方式批准使用，勘探结束转入生产使用的，办理建设用地审批手续		严格按照有关规定办理建设用地审批手续	符合
《国务院关于印发空气质量持续改善行动计划的通知》（国发〔2023〕24 号）	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。汽车罐车推广使用密封式快速接头。污水处理场所高浓度有机废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）有机废气要密闭收集处理。重点区域石化、化工行业集中的城市和重点工业园区，2024 年年底前建立统一的泄漏检测与修复信息管理平台。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施		本项目采用密闭集输工艺	符合
《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》	生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，主要包括：零星的原住民在不扩大现有建设用地和耕地规模前提下，修缮生产生活设施，保留生活必需的少量种植、放牧、捕捞、养殖；因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查，公益性自然资源调查和地质勘查；自然资源、生态环境监测和执法包括水文水资源监测及涉水违法事件的查处等，灾害防治和应急抢险活动；经依法批准进行的非破坏性科学研究观测、标本采集；经依法批准的考古调查发掘和文物保护活动；不破坏生态功能的适度参观旅游和相关的必要公共设施建设；必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施建设、防洪和供水设施建设与运行维护；重要生态修复工程		本项目距生态保护红线最近约 12.8km，不占用生态保护红线，项目建设内容未在生态保护红线范围内施工，报告中已对生态保护红线周边施工作业活动提出相关要求	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024	选址与空间布局	1.石油、天然气开发项目的选址与布局应符合自治区或油气企业相关油气开发专项规划及规划环评要求，原则上应当以区块为单位开展环境影响评价工	项目符合《塔里木油田“十四五”发展规划》及规划环评要求，项目为现有富满油田改扩建项目	符合

年）》		作。		
		2.在符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求的前提下，经环境影响比选论证后，适宜在矿区开展的页岩油、页岩气开采、加工一体化项目可在矿区内就地选址。	项目符合产业政策、满足区域生态环境空气质量改善和污染物总量控制要求	符合
		3.涉及自然保护地的石油天然气勘探、开发项目按照国家和自治区有关油气安全保障政策要求执行。	本项目不涉及	--
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响	1.施工期应当尽量减少施工占地、严格控制施工作业面积、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，有效降低生态环境影响。	本项目施工期严格控制施工作业面积、缩短施工时间，提出水土保持、防风固沙、生态修复的要求，有效降低生态环境影响	符合
		2.陆地油气开发项目应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水集输和处理系统、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放，油气集输损耗率不得高于 0.5%；工艺过程控制措施、废气收集处理措施以及站场边界非甲烷总烃排放浓度应满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728）要求。锅炉、加热炉、压缩机等装置应优先使用清洁燃料或能源，燃煤燃气锅炉、加热炉废气排放应达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271）要求，有地方标准的按地方标准执行。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。高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硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应采用先进高效的硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。	本项目废气主要为井场无组织废气，井场采取密闭 集输，定期巡检措施；废水主要为井下作业废液，后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，废水均不向外环境排放；本项目油气集输采用管输方式，损耗率不高于 0.5%；井场边界非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求	符合
		3.油气开发产生的伴生气应优先回收利用，减少温室气体排放，开发区块伴生气整体回收利用率应达到 80%以上；边远井，零散井等产生的伴生气不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。鼓励油气企业将碳捕集、利用与封存（CCUS）技术用于油气开采，提高采收率、减少温室气体排放。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合
		4.陆地油气开发项目产生的废水应经处理后优先回用，无法回用的应满足国家和地方相关污染物排放标准后排放，工业废水回用率应达到 90%以上。钻井及	本项目钻井及储层改造采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、钻井液，配备完善的固控设备。运营期后期如存在采出水，	符合

		储层改造应采用环境友好的油田化学助剂、酸化液、压裂液、钻井液，配备完善的固控设备，钻井液循环率应达到95%以上，压裂废液、酸化废液等井下作业废水应100%返排入罐。	则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。	
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响	5.涉及废水回注的，应采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染；在相关行业污染控制标准发布前，回注水应满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）和《气田水注入技术要求》（SY/T6596）等相关标准要求。对于页岩油、油注汽开采，鼓励废水处理后回用于注汽锅炉。	根据开发预测指标，本项目采出液不含水，后期如存在采出水，则随油气混合物输送至哈一联合站污水处理系统处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层	符合
		6.废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率应达到100%。废弃水基钻井泥浆及岩屑经“泥浆不落地”设备处理后，固相优先综合利用，暂时不利用或者不能利用的，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599）处置；废弃油基钻井泥浆及岩屑、落地油、清罐底泥、含油污泥、含油清管废渣、油气处理厂过滤吸附介质、废脱汞剂等危险废物，应按照国家有关规定制定危险废物管理计划，建立危险废物管理台账，依法依规自行处置或委托有相应资质的单位无害化处置。固体废物无害化处置率应达到100%。	本项目废弃钻井泥浆及岩屑应采取“泥浆不落地”工艺，勘探、开发过程产生的落地原油回收率达到100%；膨润土泥浆钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；磺化泥浆钻井岩屑拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理；运营期产生的落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存或直接运至有危废处置资质单位接收处置；废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用。哈得采油气管理区已按照有关规定制定了危险废物管理计划，建立了危险废物管理台账。	--
		7.噪声排放应达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）要求。	本项目井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求	符合
《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》	污染防治与环境影响	8.对拟退役的废弃井（站）场、管道、道路等工程设施应进行生态修复，生态修复前应对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复应满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》	退役的废弃井场、管道、道路等工程设施进行生态修复，生态修复前对废弃油（气）井、管道进行封堵或设施拆除，确保无土壤及地下水环境污染遗留问题、废弃物得到妥善处置。生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治	符合

		（HJ651）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T0317)等相关要求。	理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求。	

综上所述，本项目符合《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）、《新疆维吾尔自治区重点行业生态环境准入条件（2024年）》等相关法规、政策文件要求。

3.5.3 生态环境分区管控符合性分析

2024年11月，新疆维吾尔自治区生态环境厅发布了《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157号）；2024年10月，阿克苏地区生态环境局发布了《关于印发阿克苏地区生态环境分区管控方案（动态更新）的通知》。本项目与上述文件中生态环境分区管控要求的符合性分析见表3.5-4至表3.5-6。

表3.5-4 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求			本项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-1】禁止新建、扩建《产业结构调整指导目录（2024年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022年版）》禁止准入类事项。	本项目为石油天然气开采项目，属于“石油天然气开采”项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委令2023年第7号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025年版）》（发改体改规〔2025〕466号）中禁止准入类项目	符合
			【A1.1-2】禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本项目执行标准符合国家和自治区环境保护标准	符合
			【A1.1-3】禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	本项目不涉及相关内容	—
			【A1.1-4】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。	本项目占地范围内不涉及水源涵养区、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	符合
			【A1.1-5】禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为：	本项目不涉及自然湿地	—

			（一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源； （二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。		
			【A1.1-6】禁止在自治区行政区域内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
			【A1.1-7】①坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。 ②重点行业企业纳入重污染天气绩效分级，制定“一厂一策”应急减排清单，实现应纳尽纳；引导重点企业在秋冬季安排停产检修计划，减少冬季和采暖期排放。推进重点行业深度治理实施全工况脱硫脱硝提标改造，加大无组织排放治理力度，深度开展工业炉窑综合整治，全面提升电解铝、活性炭、硅冶炼、纯碱、电石、聚氯乙烯、石化等行业污染治理水平。	本项目不属于高耗能高排放低水平项目；不属于重点行业企业	符合
			【A1.1-8】严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	本项目不属于新建危险化学品生产项目	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A1空间布局约束	A1.1禁止开发建设的活动	【A1.1-9】严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。在塔里木河、伊犁河、额尔齐斯河干流及主要支流岸线1公里范围内，除提升安全、环保、节能、智能化、产品质量水平的技术改造项目外，严格禁止新建、扩建化工项目，不得布	本项目占地范围内不涉及基本农田，不占用生态保护红线	符合

			局新的化工园区（含化工集中区）。		
			【A1.1-10】推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及	--
			【A1.1-11】国务院有关部门和青藏高原县级以上地方人民政府应当建立健全青藏高原雪山冰川冻土保护制度，加强对雪山冰川冻土的监测预警和系统保护。青藏高原省级人民政府应当将大型冰帽冰川小规模冰川群等划入生态保护红线，对重要雪山冰川实施封禁保护采取有效措施，严格控制人为扰动。青藏高原省级人民政府应当划定冻土区保护范围，加强对多年冻土区和中深季节冻土区的保护，严格控制多年冻土区资源开发，严格审批多年冻土区城镇规划和交通、管线、输变电等重大工程项目。青藏高原省级人民政府应当开展雪山冰川冻土与周边生态系统的协同保护，维持有利于雪山冰川冻土保护的自然生态环境。	本项目不涉及相关内容	--
		A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-1】严格控制缺水地区、水污染严重区域和敏感区域高耗水高污染行业发展。	本项目不属于高耗水高污染行业	符合
			【A1.2-2】建设项目用地原则上不得占用永久基本农田，确需占用永久基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目占地范围内不涉及基本农田	--
	A1空间布局约束	A1.2限制开发建设的活动	【A1.2-3】以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控，未依法完成土壤污染状况调查或风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。	本项目不涉及相关内容	--
			【A1.2-4】严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	本项目不涉及占用湿地	符合
			【A1.2-5】严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	塔里木油田分公司已于 2019 年底完成保护区退出工作，并完成复垦	符合

		A1.3不符合空间布局要求活动的退出要求	【A1.3-1】任何单位和个人不得在水源涵养区、饮用水水源保护区内和河流、湖泊、水库周围建设重化工、涉重金属等工业污染项目；对已建成的工业污染项目，当地人民政府应当组织限期搬迁。	本项目不属于重化工、涉重金属等工业污染项目	符合
			【A1.3-2】对不符合国家产业政策、严重污染水环境的生产项目全部予以取缔。	本项目不属于严重污染水环境的生产项目	符合
			【A1.3-3】根据《产业结构调整指导目录》《限期淘汰产生严重污染环境的工业固体废物的落后生产工艺设备名录》等要求，配合有关部门依法淘汰烧结-鼓风炉 5 炼铅工艺炼铅等涉重金属落后产能和化解过剩产能。严格执行生态环境保护等相关法规标准，推动经整改仍达不到要求的产能依法依规关闭退出。	本项目不涉及	--
			【A1.3-4】城市建成区、重点流域内已建成投产化工企业和危险化学品生产企业应加快退城入园，搬入化工园区前企业不应实施改扩建工程扩大生产规模。	本项目不涉及相关内容	--
		A1.4 其它布局要求	【A1.4-1】一切开发建设活动应符合国家、自治区主体功能区规划自治区和各地颁布实施的生态环境功能区划、国民经济发展规划、产业发展规划、国土空间规划等相关规划及重点生态功能区负面清单要求，符合区域或产业规划环评要求。	本项目与区域主体功能区划目标相协调，符合塔里木油田“十四五”发展规划及规划环评	符合
			【A1.4-2】新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	本项目不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目	符合
			【A1.4-3】危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目必须进入国家及自治区各级人民政府正式批准设立，规划环评通过审查，规划通过审批且环保基础设施完善的工业园区，并符合国土空间规划产业发展规划和生态红线管控要求	本项目不属于危险化学品生产企业搬迁改造及新建化工项目	--
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.1 污染物削减/替代要求	【A2.1-1】新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求。重点区域的新、改、扩建重点行业建设项目应遵循重点重金属污染物排放“减量替代”原则。	本项目属于石油天然气开采项目，不属于重点行业建设项目	符合
			【A2.1-2】以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替	本项目实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合

			代工程。		
			【A2.1-3】促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。开展工业、农业温室气体和污染减排协同控制研究，减少温室气体和污染物排放。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接促进大气污染防治协同增效。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	--
			【A2.1-4】严控建材、铸造、冶炼等行业无组织排放，推进石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业项目挥发性有机物（V0Cs）防治。严格有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化等行业项目的土壤、地下水污染防治措施要求。推进工业园区和企业集群建设涉 V0Cs“绿岛”项目，统筹规划建设一批集中涂装中心、活性炭集中处理中心、溶剂回收中心等，实现 V0Cs 集中高效处理。	本项目实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
		A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-1】推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本项目不属于能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域	--
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-2】实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。 钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	本项目不涉及相关内容	--

			【A2.2-3】强化重点区域大气污染联防联控，合理确定产业布局，推动区域内统一产业准入和排放标准。实施水泥行业错峰生产，推进散煤整治、挥发性有机污染物综合治理、钢铁、水泥、焦化和燃煤工业锅炉行业超低排放改造、燃气锅炉低氮燃烧改造、工业园区内轨道运输（大宗货物“公转铁”）、柴油货车治理、锅炉炉窑综合治理等工程项目。全面推行绿色施工，持续推动城市建成区重污染企业搬迁或关闭退出。	本项目不涉及相关内容	--
			【A2.2-4】强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A2.2-5】持续推进伊犁河、额尔齐斯河、额敏河、玛纳斯河、乌伦古湖、博斯腾湖等流域生态治理，加强生态修复。推动重点行业重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维等企业综合治理和清洁化改造。	本项目不涉及相关内容	--
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-6】推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A2.2-7】强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估加强风险管控。	本项目后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层，废水均不向外环境排放；严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）“11.2.2 分区防控措施”相关要求进行分区防渗；制定完善的地下水监测计	符合

				划；切实保障地下水生态环境安全	
			【A2.2-8】严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	富满油田已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A2 污染物排放管控	A2.2 污染控制措施要求	【A2.2-9】加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	本项目不涉及相关内容	--
	A3 环境风险防控	A3.1 人居环境要求	【A3.1-1】建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预报预警应急机制和会商联动机制。“乌一昌一石”区域内可能影响相邻行政区域大气环境的项目，兵地间、城市间必须相互征求意见。	本项目不涉及相关内容	--
			【A3.1-2】对跨国境河流、涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本项目不涉及相关内容	--
			【A3.1-3】强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本项目不涉及相关内容	--

续表 3.5-4 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求			本项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-1】提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到2025 年完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本项目不涉及相关内容	--
			【A3.2-2】依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及受污染耕地	—
			【A3.2-3】加强新污染物多环境介质协同治理。排放重点管控新污染物的企事业单位应采取污染控制措施，达到相关污染物排放标准及环境质量目标要求；按照排污许可管理有关要求，依法申领排污许可证或填写排污登记表，并在其中载明执行的污染控制标准要求及采取的污染控制措施。排放重点管控新污染物的企事业单位和其他生产经营者应按照相关法律法规要求，对排放（污）口及其周边环境定期开展环境监测，评估环境风险，排查整治环境安全隐患，依法公开新污染物信息，采取措施防范环境风险。土壤污染重点监管单位应严格控制有毒有害物质排放，建立土壤污染隐患排查制度防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散。	本项目不涉及相关内容	--

新疆维吾尔自治区总体管控要求	A3 环境风险防控	A3.2 联防联控要求	【A3.2-4】加强环境风险预警防控。加强涉危险物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入哈得采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-5】强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入哈得采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
			【A3.2-6】强化兵地联防联控联治，落实兵地统一规划、统一政策统一标准、统一要求、统一推进的防治管理措施，完善重大项目环境影响评价区域会商、重污染天气兵地联合应急联动机制。建立兵地生态环境联合执法和联合监测长效机制。	本项目不涉及相关内容	--
	A4 资源利用要求	A4.1 水资源	【A4.1-1】自治区用水总量 2025 年、2030 年控制在国家下达的指标内。	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
			【A4.1-2】加大城镇污水再生利用工程建设力度，推进区域再生水循环利用，到 2025 年，城市生活污水再生利用率力争达到 60%。 【A4.1-3】加强农村水利基础设施建设，推进农村供水保障工程，农村自来水普及率、集中供水率分别达到 99.3%、99.7%。	本项目不涉及相关内容。	--

续表 3.5-4 本项目与新疆维吾尔自治区总体管控要求符合性分析一览表

名称	管控要求			本项目	符合性
新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4 资源利用要求	A4.1 水资源	【A4.1-3】地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小，管道试压废水进行综合利用，节约了水资源；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		A4.2 土地资源	【A4.2-1】土地资源上线指标控制在最终批复的国土空间规划控制指标内。	本项目各井场永久占地面积较小，对土地资源占用较少，土地资源消耗符合要求	符合
		A4.3 能源利用	【A4.3-1】单位地区生产总值二氧化碳排放降低水平完成国家下达指标。 【A4.3-2】到 2025 年，自治区万元国内生产总值能耗比 2020 年下降 14.5%。 【A4.3-3】到 2025 年，非化石能源占一次能源消费比重达 18%以上	本项目核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
			【A4.3-4】鼓励使用清洁能源或电厂热力、工业余热等替代锅炉炉窑燃料用煤。	项目不涉及	--
			【A4.3-5】以碳达峰碳中和工作为引领，着力提高能源资源利用效率。引导重点行业深入实施清洁生产改造，钢铁、建材、石油化工等重点行业以及其他行业重点用能单位持续开展节能降耗。	本项目核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
			【A4.3-6】深入推进碳达峰碳中和行动。推动能源清洁低碳转型，加强能耗“双控”管理，优化能源消费结构。新增原料用能不纳入能源消费总量控制。持续推进散煤整治。	本项目核算了温室气体排放量，整体温室气体排放量相对较小	符合
		A4.4 禁燃区要求	【A4.4-1】在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施。已建成的，应当在规定期限内改用清洁能源。	本项目不涉及煤炭的消耗，不涉及燃用高污染燃料的设施	符合

新疆维吾尔自治区总体管控要求	A4 资源利用要求	A4.5 资源综合利用	【A4.5-1】加强固体废物源头减量、资源化利用和无害化处置，最大限度减少填埋量。推进工业固体废物精细化、名录化环境管理，促进大宗工业固废综合利用、主要农业废弃物全量利用。加快构建废旧物资回收和循环利用体系，健全强制报废制度和废旧家电、消费电子等耐用消费品回收处理体系，推行生产企业“逆向回收”模式。以尾矿和共伴生矿、煤矸石、炉渣、粉煤灰、脱硫石膏、冶炼渣、建筑垃圾等为重点，持续推进固体废物综合利用和环境整治不断提高大宗固体废物资源化利用水平。推行生活垃圾分类，加快建设县（市）生活垃圾处理设施，到 2025 年，全疆城市生活垃圾无害化处理率达到 99%以上。	运营期产生的落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存或直接运至有危废处置资质单位接收处置；废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用。	符合
			【A4.5-2】推动工业固废按元素价值综合开发利用，加快推进尾矿（共伴生矿）、粉煤灰、煤矸石、冶炼渣、工业副产石膏、赤泥、化工废渣等工业固废在有价组分提取、建材生产、市政设施建设、井下充填、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。着力提升工业固废在生产纤维材料、微晶玻璃、超细化填料、低碳水泥、固废基高性能混凝土、预制件、节能型建筑材料等领域的高值化利用水平。	本项目不涉及相关内容。	--
			【A4.5-3】结合工业领域减污降碳要求，加快探索钢铁、有色、化工、建材等重点行业工业固体废物减量化路径，全面推行清洁生产全面推进绿色矿山、“无废”矿区建设，推广尾矿等大宗工业固体废物环境友好型井下充填回填，减少尾矿库贮存量。推动大宗工业固体废物在提取有价组分、生产建材、筑路、生态修复、土壤治理等领域的规模化利用。	本项目不涉及相关内容。	--
			【A4.5-4】发展生态种植、生态养殖，建立农业循环经济发展模式促进农业固体废物综合利用。鼓励和引导农民采用增施有机肥秸秆还田、种植绿肥等技术，持续减少化肥农药使用比例。加大畜禽粪污和秸秆资源化利用先进技术和新型市场模式的集成推广，推动形成长效运行机制。	本项目不涉及相关内容。	--

表 3.5-5 本项目与《阿克苏地区生态环境准入清单更新情况说明（2023 年）》符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.1 禁止新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中淘汰类项目。禁止引入《市场准入负面清单（2022 年版）》禁止准入类事项。	本项目为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
		1.2 国家重点生态功能区内禁止新建、改扩建产业准入负面清单中禁止类项目。	本项目为石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令 2023 年第 7 号）中的鼓励类项目，符合国家当前产业政策要求；不属于《市场准入负面清单（2025 年版）》（发改体改规〔2025〕466 号）中禁止准入类项目	符合
		1.3 禁止建设不符合国家和自治区环境保护标准的项目。	本项目符合国家和自治区环境保护标准	符合
		1.4 禁止新建、改建、扩建列入淘汰类目录的高污染工业项目。禁止使用列入淘汰类目录的工艺、设备、产品。	本项目不属于列入淘汰类目录的高污染工业项目	符合
		1.5 禁止在饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区的核心区和缓冲区、城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域以及法律、法规规定的其他禁止养殖区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	本项目不涉及	-
		1.6 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。	本项目占地范围内不涉及水源涵养区、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	符合
		1.7 禁止向沙漠、滩涂、沙地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质。	本项目不涉及	-
阿克苏地	空间	1.8 禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物。	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-

区总体管控要求	布局约束	1.9 禁止在地区范围内引进能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。	本项目不属于高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目	符合
		1.10 坚决遏制高耗能高排放低水平项目盲目发展。严把高耗能高排放低水平项目准入关口，严格落实污染物排放区域削减要求，对不符合规定的项目坚决停批停建。依法依规淘汰落后产能和化解过剩产能。	本项目不属于高耗能高排放低水平项目	符合
		1.11 引导化工项目进区入园，促进高水平集聚发展。推动化工园区规范化发展，依法依规利用综合标准倒逼园区防范化解安全环境风险，加快园区污染防治等基础设施建设，加强园区污水管网排查整治，提升本质安全和清洁生产水平。引导园区内企业循环生产、产业耦合发展，鼓励化工园区间错位、差异化发展，与冶金、建材、纺织、电子等行业协同布局。鼓励化工园区建设科技创新及科研成果孵化平台、智能化管理系统。严格执行危险化学品“禁限控”目录，新建危险化学品生产项目必须进入一般或较低安全风险的化工园区（与其他行业生产装置配套建设的项目除外），引导其他石化化工项目在化工园区发展。	本项目不属于化工项目	符合
		1.12 严禁新建自治区《禁止、控制和限制危险化学品目录》中淘汰类、禁止类危险化学品化工项目。坚决遏制“两高”项目盲目发展，石化、现代煤化工项目应纳入国家产业规划。严格执行生态保护红线、永久基本农田管控要求，禁止新（改、扩）建化工项目违规占用生态保护红线和永久基本农田。	本项目不涉及	-
		1.13 推动涉重金属产业集中优化发展，禁止新建用汞的电石法（聚）氯乙烯生产工艺，新建、扩建的重有色金属冶炼、电镀、制革企业优先选择布设在依法合规设立并依法开展规划环境影响评价的产业园区。	本项目不涉及	-
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.14 永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求。	本项目占地范围内不涉及基本农田。本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
		1.15 河湖岸线生态红线保护区实施最	本项目不占用生态保护红线	符合

		严格的保护政策，严禁一切与保护无关的开发活动，滨岸带缓冲区以维系地表径流污染拦截功能为重点，严格岸线用途管制，严控畜禽养殖业。严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染、尾矿库等项目环境风险。制定河湖岸线开发利用负面清单，禁止不符合水体功能定位的涉水开发活动。强化河湖岸线建设项目管理，严禁以各种名义侵占河道、围垦湖泊。		
		1.16 原则上禁止曾用于生产、使用、贮存、回收、处置有毒有害物质的工矿用地复垦为种植食用农产品的耕地。	本项目不涉及	-
		1.17 对自然保护区、森林公园、湿地公园、沙漠公园、饮用水源地等特殊类土壤应严格保护，严格执行保护区管理规定，禁止各类开发建设活动污染保护区土壤。	本项目不涉及	-
		1.18 严禁在天然水体进行网箱养殖和将规模化畜禽养殖场产生的污水和粪便排入河道。加强对畜禽养殖及屠宰企业污染物排放的监管，在水源地保护区内不允许进行畜禽养殖。	本项目不涉及	-
		1.19 限制新建、改（扩）建《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中限制类项目。国家重点生态功能区内限制新建、改（扩）建产业准入负面清单中限制类项目。	本项目为石油天然气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类项目	符合
		1.20 严格控制建设项目占用湿地。因国家和自治区重点建设工程、基础设施建设，以及重点公益性项目建设，确需占用湿地的，应当按照有关法律、法规规定的权限和程序办理批准手续。	本项目不涉及占用湿地	符合
阿克苏地区总体管控要求	空间布局约束	1.21 在河湖管理范围外，湖泊周边、水库库边建设光伏、风电项目的，要科学论证，严格管控，不得布设在具有防洪、供水功能和水生态、水环境保护需求的区域，不得妨碍行洪通畅，不得危害水库大坝和堤防等水利工程设施安全，不得影响河势稳定。	本项目不涉及	-
		1.22 严格管控自然保护地范围内非生态活动，稳妥推进核心区内居民、耕地有序退出，矿权依法依规退出。	本项目不涉及	-

		1.23 新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。各级生态环境部门和行政审批部门要严格把关，对于不符合相关法律法规的，依法不予审批。	本项目不涉及	-
		1.24 在河湖管理范围内布局岸线整治修复类、体育和旅游类、水产养殖类及其它活动类规划，应征求水行政部门意见，办理相关手续。河湖管理范围内违法违规建筑物、构筑物不符合补救消缺要求的存量问题拆除腾退；对于坑塘养殖类、耕地种植类存量问题复核洪水影响，不能够满足要求的逐步退出。	本项目不涉及	符合
	污染物排放管控	2.1 新、改、扩建重点行业建设项目应符合“三线一单”、产业政策、区域环评、规划环评和行业环境准入管控要求，应遵循重点重金属污染物排放“等量替代”原则。	本项目符合生态环境分区管控、产业政策、规划环评和行业环境准入管控要求	符合
		2.2 积极遏制臭氧浓度增长趋势，推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷、油品储运销等行业领域为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理，实施原辅材料和产品源头替代工程。	本项目实施后油气采取密闭集输工艺，生产设施密闭，加强设备管理，减少 VOCs 排放对大气环境的影响	符合
		2.3 加强能耗“双控”管理，合理控制能源消费增量，优化能源消费结构。合理控制煤电装机规模，有序淘汰煤电落后产能，推进燃煤电厂灵活性和供热改造。	本项目不涉及	符合
		2.4 完成自治区下达的“十四五”重点工程污染物减排指标，制定年度减排计划。	本项目不涉及	-
		2.5 推动能源、钢铁、建材、有色、电力、化工等重点领域技术升级，控制工业过程温室气体排放，推动工业领域绿色低碳发展。积极鼓励发展二氧化碳捕集利用与封存等低碳技术。促进大气污染物与温室气体协同控制。实施污染物和温室气体协同控制，实现减污降碳协同效应。强化污水、垃圾等集中处置设施环境管理，协同控制氢氟碳化物、甲烷、氧化亚氮等温室气体。加强节约能源与大气污染防治协同有效衔接，促进大气污染防治协同增效。	本项目提出了相关降碳措施，具体见“7.2 减污降碳措施”	符合

阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.6 实施重点行业氮氧化物等污染物深度治理。持续推进钢铁、水泥、焦化行业超低排放改造。推进玻璃、陶瓷、铸造、铁合金、有色、煤化和石化等行业采取清洁生产、提标改造、深度治理等综合措施。加强自备燃煤机组污染治理设施运行管控，确保按照超低排放标准运行。针对铸造、铁合金、焦化、水泥、砖瓦、石灰、耐火材料、金属冶炼以及煤化工、石油化工等行业，严格控制物料储存、输送及生产工艺过程无组织排放。重点涉气排放企业逐步取消烟气旁路，因安全生产无法取消的，安装在线监控系统。	本项目不涉及	-
		2.7 深入实施清洁柴油车（机）行动，基本淘汰国三及以下排放标准机动车，加快淘汰报废老旧柴油公务用车，全面实施国六排放标准。积极推广新能源汽车，提高城市公交领域新能源车辆占比。因地制宜持续提升新增及更新公务用车新能源汽车配备比例。大力推广“公转铁”运输组织模式，力争长距离公路货物运输量占比逐年递减，铁路发送量占比持续增加。推进重点工业企业和工业园区的原辅材料及产品由公路运输向铁路运输转移，降低大宗货物公路运输比重，减少重型柴油车使用强度。持续强化货运车辆燃油消耗量限值标准管理。积极推广新能源汽车，加快充电桩建设，建设高速公路沿线、物流集散地充电桩，鼓励开展充电桩进小区相关工作。	本项目不涉及	-
		2.8 提升城市精细化管理水平，强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。加大餐饮油烟污染、恶臭异味治理力度。强化秸秆综合利用和禁烧管控。	本项目不涉及	-
		2.9 严守水资源开发利用控制、用水效率控制和水功能区限制纳污“三条红线”，严格实行区域用水总量和强度控制，强化用水定额管理。推进地下水超采综合治理。开展河湖生态流量（水量）确定工作，强化生态用水保障。	本项目采取节水措施，管线试压废水属于清净废水，试压完成后用于区域降尘。运营期无用水工序	符合
		2.10 全面落实河（湖）长制，实施水陆统筹的水污染减排机制，严格执行污染物排放总量控制，整体推进水功能区水质稳中向好。巩固提升城市黑臭水体治理成效，推动实现长治久清。	本项目不涉及	-

阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.11 推进地表水与地下水协同防治。以傍河型地下水饮用水水源为重点，防范受污染河段侧渗和垂直补给对地下水污染。加强化学品生产企业、工业聚集区、矿山开采区等污染源的地表、地下协同防治与环境风险管控。加强工业污染防治。推动重点行业、重点企业绿色发展，严格落实水污染物排放标准和排污许可制度。加强农副食品加工、化工、印染、棉浆粕、粘胶纤维、制糖等企业综合治理和清洁化改造。支持企业积极实施节水技术改造，加强工业园区污水集中处理设施运行管理，加快再生水回用设施建设，提升园区水资源循环利用水平。	本项目严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610–2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934–2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，对井场进行分区防渗，地下水污染风险得到有效防范	符合
		2.12 强化重点区域地下水环境风险管控，对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控。	本项目制定完善的地下水监测计划，已建立地下水监测网络，切实保障地下水生态环境安全	符合
		2.13 严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程。	本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
		2.14 加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局。	本项目不涉及	-
		2.15 因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用。	本项目不涉及	-

阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.16 聚焦秋冬季细颗粒物污染，加大产业结构调整和污染治理力度，强化联防联控联治。进一步深化工业污染源深度治理，钢铁、有色金属、化工等行业执行重污染天气应急减排措施。持续开展防风固沙生态修复工程，加强沙尘天气颗粒物防控。建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，实施重污染天气重点行业绩效分级和应急减排差异化控制。	本项目不涉及	-
		2.17 建立健全自然保护地生态环境监管制度。组织开展自然保护地人类活动遥感监测疑似问题实地核查，实现自然保护地类型全覆盖。加强自然保护地管理，严控自然保护地内各类开发建设活动。	本项目不涉及	-
		2.18 实施塔里木河重要源流区（阿克苏河流域）山水林田湖草沙一体化保护和修复工程。推行草原森林河流湖泊休养生息，对生态严重退化地区实行封禁保护。巩固提升退耕还林还草成果，推进草原禁牧和草畜平衡制度落实。健全耕地休耕轮作制度，推进荒漠化和水土流失综合治理。根据区域水资源条件科学开展国土绿化行动，全面保护修复天然林，深入实施以农田防护林为主的防护林体系修复建设工程。加强湿地保护和修复，推进重点湿地综合治理，强化湿地用途管制和利用监管。	本项目不涉及	-
		2.19 全面提升城镇污水处理能力。所有县级以上城市及重点独立建制镇均应建成污水处理设施，对现有城镇污水处理设施因地制宜进行提标改造。加强污水处理设施运行管理及配套管网建设，进一步提高县城、城市污水处理率，提升污泥处理处置水平。建立污泥生产、运输、处置全过程监管体系，实现污泥稳定化、无害化和资源化处理处置。加强城镇污水处理及再生利用设施建设。	本项目不涉及	-
		2.20 提升生活垃圾处理处置水平。规范化建设生活垃圾卫生填埋场，发展垃圾生物堆肥、焚烧发电和卫生填埋相组合的综合处置，减少原生垃圾直接填埋量。推行生活垃圾分类收集和回收体系，加强对垃圾填埋场封场后的环境管理。开展餐厨垃圾资源化利用与无害化处理试点以及生活垃圾分类示范试点。	本项目不涉及	-

阿克苏地区总体管控要求	污染物排放管控	2.21 加强矿山地质环境保护与恢复治理力度。建立健全矿山生态环境保护修复监管信息系统，完善矿山地质环境动态监测体系建设。加强对矿山企业依法履行矿山地质环境保护与土地复垦义务的监督管理。	项目生态修复满足《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）、《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）等相关要求	-
	环境风险防控	3.1 对涉及县级及以上集中式饮用水水源地的河流、其他重要环境敏感目标的河流，建立健全流域上下游突发水污染事件联防联动机制，建立流域环境应急基础信息动态更新长效机制，绘制全流域“一河一策一图”。建立健全跨部门、跨区域的环境应急协调联动处置机制，强化流域上下游、兵地各部门协调，实施联合监测、联合执法、应急联动、信息共享，形成“政府引导、多元联动、社会参与、专业救援”的环境应急处置机制，持续开展应急综合演练，实现从被动应对到主动防控的重大转变。加强流域突发水环境事件应急能力建设，提升应急响应水平，加强监测预警、拦污控污、信息通报、协同处置、基础保障等工作，防范重大生态环境风险，坚决守住生态环境安全底线。	本项目不涉及	-
		3.2 强化重污染天气监测预报预警能力，建立和完善重污染天气兵地联合应急预案、预警应急机制和会商联动机制，加强轻、中度污染天气管控。	本项目不涉及相关内容	--
		3.3 严格危险化学品废弃处置。对城镇人口密集区现有不符合安全和卫生防护距离要求的危险化学品生产企业，进行定量风险评估，就地改造达标、搬迁进入规范化工园区或关闭退出。	本项目不涉及相关内容	--

阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.4 提升饮用水安全保障水平。以县级及以上集中式饮用水水源地为重点，推进饮用水水源保护区规范化建设，统筹推进备用水源或应急水源建设。单一水源供水的重点城市于 2025 年底前基本完成备用水源或应急水源建设，有条件的地区开展兵地互为备用水源建设。梯次推进农村集中式饮用水水源保护区划定，到 2025 年，完成乡镇级集中式饮用水水源保护区划定与勘界立标。开展“千吨万人”农村饮用水水源保护区环境风险排查整治，加强农村水源水质监测，依法清理饮用水水源保护区内违法建筑和排污口，实施从水源到水龙头全过程监管。强化饮用水水源保护区环境应急管理，完善重大突发环境事件的物资和技术储备。针对汇水区、补给区存在兵地跨界的，建立统一的饮用水水源应急和执法机制，共享应急物资。	本项目评价范围内无县级及以上集中式饮用水水源地；本项目不涉及相关内容	--
		3.5 有序实施建设用地风险管控和治理修复。推动重点行业企业用地土壤污染状况调查成果应用，提升土壤环境监管能力。严格落实建设用地土壤污染风险管控和修复名录制度。以用途变更为住宅、公共管理与公共服务用地的地块为重点，严格建设用地准入管理和风险管控。	本项目不涉及涉重金属行业污染防控与工业废物处理处置，本项目制定土壤污染防治措施，切实保障土壤环境安全	符合
		3.6 在高敏感性县市配备专职环境应急管理人员，配备必要的物资装备。完善多层级环境应急专家管理体系，建立对口帮扶模式和远程非现场会商调度机制，指导地方提升应急能力、规范应急准备与响应、分类分级开展基层环境应急人员轮训。加强各地应急监测装备配置，定期开展应急监测演练，增强应急实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，详见“5.8.6 环境风险管理”章节	符合
		3.7 依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用。	本项目不涉及受污染耕地	—

阿克苏地区总体管控要求	环境风险防控	3.8 加强环境风险预警防控。加强涉危险废物企业、涉重金属企业、化工园区、集中式饮用水水源地及重点流域环境风险调查评估，实施分类分级风险管控，协同推进重点区域、流域生态环境污染综合防治、风险防控与生态修复，形成一批生态环境综合整治和风险防控示范工程，在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度。推动重要水源地水质在线生物预警系统建设。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入哈得采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
		3.9 强化生态环境应急管理。实施企业突发生态环境应急预案电子化备案，完成县级以上政府突发环境事件应急预案修编。完善区域和企业应急处置物资储备系统，结合新疆各地特征污染物的特性，加强应急物资储备及应急物资信息化建设，掌握社会应急物资储备动态信息，妥善应对各类突发生态环境事件。加强应急监测装备配置，定期开展应急演练，增强实战能力。	本项目已提出一系列环境风险防范措施及应急要求，本次建设内容纳入哈得采油气管理区现有应急预案中，定期按照应急预案内容进行应急演练，逐步提高应急演练范围与级别，出现风险事故时能够及时应对	符合
	资源利用效率	4.1 地区用水总量控制在自治区下达的指标范围内。	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.2 地下水资源利用实行总量控制和水位控制。取用地下水资源，应当按照国家和自治区有关规定申请取水许可。地下水利用应当以浅层地下水为主。	本项目施工期中采取节水措施，用水量较小；运营期不新增用水，不会超过用水总量控制指标	符合
		4.3 土地资源利用上线指标执行批复后的《阿克苏地区国土空间规划（2021-2035 年）》。	本项目管线埋地敷设，敷设完成后回填管沟，对土地资源占用较少，土地资源占用符合要求	符合
		4.4 到 2025 年，单位地区生产总值二氧化碳排放较 2020 年下降 12%，单位地区生产总值能耗强度较 2020 年下降 14.5%，非化石能源消费比重增长至 18%以上。	本项目整体温室气体排放量相对较小	符合
		4.5 高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的项目和设施，已建成的应逐步或依法限期改用天然气、电或其他清洁能源。	本项目不涉及	-

表 3.5-6 本项目与“沙雅县管控单元”管控要求符合性分析一览表

名称	文件要求		本项目	符合性
ZH65292410002 沙雅县土地沙化生态保护红线	空间布局约束	1、生态保护红线原则上按禁止开发区域的要求进行管理。严禁不符合主体功能定位的各类开发活动，严禁任意改变用途。生态保护红线划定后，只能增加、不能减少，因国家重大基础设施、重大民生保障项目建设等需要调整的，由省级政府组织论证，提出调整方案，经环境保护部、国家发展改革委会同有关部门提出审核意见后，报国务院批准	本项目不占用生态保护红线，避让生态保护红线	符合
		2、生态保护红线内自然保护地核心保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。生态保护红线内自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区等区域，依照法律法规执行。允许的有限人为活动包括：（1）管护巡护、保护执法、科学研究、调查监测、测绘导航、防灾减灾救灾、军事国防、疫情防控等活动及相关的必要设施修筑。（2）原住居民和其他合法权益主体，允许在不扩大现有建设用地、耕地、水产养殖规模和放牧强度（符合草畜平衡管理规定）的前提下，开展种植、放牧、捕捞、养殖等活动，修筑生产生活设施。（3）经依法批准的考古调查发掘、古生物化石调查发掘、标本采集和文物保护活动。（4）按规定对人工商品林进行抚育采伐，或以提升森林质量、优化栖息地、建设生物防火隔离带等为目的的树种更新，依法开展的竹林采伐经营。（5）不破坏生态功能的适度参观旅游、科普宣教及符合相关规划的配套性服务设施和相关的必要公共设施建设及维护。（6）必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设和船舶航行、航道疏浚清淤等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造。（7）地质调查与矿产资源勘查开采。包括：基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作；铀矿勘查开采活动，可办理矿业权登记；已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围，继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立的矿泉水和地热采矿权，在不超出已经核定的生产规模、不新增生产设施的前提下继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立和新立铬、铜、镍、锂、钴、锆、钾盐、（中）重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查活动，可办理探矿权登记，因国家战略需要开展开采活动的，可办理采矿权登记。上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求。（8）依据县级以上国土空间规划和生态保护修复专项规划开展的生态修复。（9）根据我国相关法律法规和与邻国签署的国界管理制度协定（条约）开展的边界边境通视道清理以及界务工程的修建、维护和拆除工作。（10）法律法规规定允许的其他人为活动	本项目不占用生态保护红线；同时采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，尽可能缩窄施工作业带，避让生态保护红线	符合

ZH65292410002 沙雅县土地沙化生态保护红线	空间布局约束	3、上述允许的有限人为活动之外，确需占用生态保护红线的国家重大项目，按照以下规定办理用地用审批。报批农用地转用、土地征收使用权时，附省级人民政府基于国土空间规划“一张图”和用途管制要求出具的不可避让论证意见，说明占用生态保护红线的必要性、节约集约和减缓生态环境影响措施。占用生态保护红线的国家重大项目，应严格落实生态环境分区管控要求，依法开展环境影响评价。生态保护红线内允许的有限人为活动和国家重大项目占用生态保护红线涉及临时用地的，按照自然资源部关于规范临时用地管理的有关要求，参照临时占用永久基本农田规定办理，严格落实恢复责任。国家重大项目范围：党中央、国务院发布文件或批准规划中明确具体名称的项目和国务院批准的项目；中央军委及其有关部门批准的军事国防项目；国家级规划（指国务院及其有关部门正式颁布）明确的交通、水利项目；国家级规划明确的电网项目，国家级规划明确的且符合国家产业政策的能源矿产勘查开采、油气管线、水电、核电项目；为贯彻落实党中央、国务院重大决策部署，国务院投资主管部门或国务院投资主管部门会同有关部门确认的交通、能源、水利等基础设施项目；按照国家重大项目用地保障工作机制要求，国家发展改革委会同有关部门确认的需中央加大建设用地保障力度，确实难以避让的国家重大项目	本项目不占用生态保护红线；同时采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，尽可能缩窄施工作业带，避让生态保护红线	符合
		4、生态保护红线经国务院批准后，对需逐步有序退出的矿业权等，由省级人民政府按照尊重历史、实事求是的原则，结合实际制定退出计划，明确时序安排、补偿安置、生态修复等要求，确保生态安全和社会稳定。鼓励有条件的地方通过租赁、置换、赎买等方式，对人工商品林实行统一管护，并将重要生态区位的人工商品林按规定逐步转为公益林。零星分布的已有水电、风电、光伏、海洋能设施，按照相关法律法规规定进行管理，严禁扩大现有规模与范围，项目到期后由建设单位负责做好生态修复	本项目不占用生态保护红线；同时采用小型施工机具或必要时考虑采用人工开挖回填管沟等一系列手段，尽可能缩窄施工作业带。	符合

ZH65292430001沙雅县一般管控单元	空间布局约束	1.建设项目用地原则上不得占用基本农田，确需占用基本农田的建设项目须符合《中华人民共和国基本农田保护条例》中相关要求，占用耕地、林地或草地的建设项目须按照国家、自治区相关补偿要求进行补偿。	本项目不涉及	符合
		2.对违反资源环境法律法规、规划，污染环境、破坏生态、乱采滥挖的露天矿山，依法整治；对污染治理不规范的露天矿山，依法责令停产整治，对拒不停产或擅自恢复生产的依法强制关闭；对责任主体灭失的露天矿山，要加强修复绿化、减尘抑尘。	本项目不涉及	--
		3.永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，提出并落实土壤和地下水污染防治要求	本项目占地范围内不涉及基本农田，属于富满油田规划范围内，为现有富满油田的改扩建项目，项目建设符合《塔里木油田“十四五”发展规划》，满足富满油田产能开发的需要，可增大整体开发效益。项目采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染；本项目在正常状况下不会造成土壤环境质量超标，不会增加土壤环境风险	符合
		4.严格执行畜禽养殖禁养区规定，根据区域用地和消纳水平，合理确定养殖规模	本项目不涉及	--
		5.禁止向沙漠、滩涂、沙地、沼泽地等非法排污、倾倒有毒有害物质	本项目不涉及	-
		6.禁止利用渗坑、裂隙、溶洞或者采用稀释等方法处置危险废物	本项目危险废物均交由具有危险废物处置单位处置	-
	污染物排放管控	1.强化畜禽粪污资源化利用，改善养殖场通风环境，提高畜禽粪污综合利用率，减少氨挥发排放。鼓励和支持散养密集区实行畜禽粪污分户收集、集中处理	本项目不涉及	--
		2.严格控制林地、草地、园地农药使用量，禁止使用高毒、高残留农药	本项目不涉及	--
ZH65292430001沙雅县一般管控单元	污染物排放管控	3.加强种植业污染防治。深入推进化肥农药减量增效，全面推广测土配方施肥，引导推动有机肥、绿肥替代化肥，集成推广化肥减量增效技术模式，加强农药包装废弃物管理。实施农膜回收行动，健全农田废旧地膜回收利用体系，提高废旧地膜回收率。推进农作物秸秆综合利用，不断完	本项目不涉及	--

		善秸秆收储运用体系，形成布局合理、多元利用的秸秆综合利用格局		
		4.对化学品生产企业、工业集聚区、尾矿库、矿山开采区、危险废物处置场、垃圾填埋场等地下水污染源及周边区域，逐步开展地下水环境状况调查评估，加强风险管控	本项目制定完善的地下水监测计划；切实保障地下水生态环境安全	符合
		5.严控土壤重金属污染，加强油（气）田开发土壤污染防治，以历史遗留工业企业污染场地为重点，开展土壤污染风险管控与修复工程	富满油田已开展历史遗留污油泥清理工作，已完成受污染土壤清理工作	符合
		6.因地制宜推进农村厕所革命，分类分区推进农村生活污水治理，全面提升农村生活垃圾治理水平，建立健全农村人居环境长效管护机制。实施化肥农药减量增效行动和农膜回收、秸秆综合利用行动。加强种养结合，整县推进畜禽粪污资源化利用	本项目不涉及	--
	环境风险防控	1.加强对矿山、油田等矿产资源开采影响区域内未利用地的环境监管，发现土壤污染问题的，要坚决查处，并及时督促有关单位采取有效防治措施消除或减轻污染	富满油田已对区域存在的历史遗留污染场地进行治理	符合
		2.对排查出的危库和病库以及风险评估有严重环境安全隐患的尾矿库，要求企业完善污染治理设施、进行治理和修复。全面整治历史遗留尾矿库，完善覆膜、压土、排洪、堤坝加固等隐患治理和闭库措施	本项目不涉及	--
		3.依法推行农用地分类管理制度，强化受污染耕地安全利用和风险管控。因地制宜制定实施安全利用方案，鼓励采取种植结构调整等措施，确保受污染耕地全部实现安全利用	本项目不涉及	--
	资源利用效率	1.全面推进秸秆综合利用，鼓励秸秆资源化、饲料化、肥料化利用，推动秸秆还田与离田收集	本项目不涉及	--
		2.减少化肥农药使用量，增加有机肥使用量，实现化肥农药使用量负增长	本项目不涉及	--
		3.推广渠道防渗、管道输水、喷灌、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。推进规模化高效节水灌溉，推广农作物节水抗旱技术。建立灌区墒情测报网络，提高农业用水效率，降低农业用水比重	本项目不涉及	--

本项目符合《关于印发〈新疆维吾尔自治区生态环境分区管控动态更新成果〉的通知》（新环环评发〔2024〕157 号）中新疆维吾尔自治区总体管控要求、《阿克苏地区生态环境准入清单（2023 年）》中阿克苏地区总体管控要求、所在管控单元沙雅县一般管控单元要求。

3.6 选址选线合理性分析

（1）项目总体布局合理性分析

本项目开发区域位于富满油田内，位于城市建成区以外，除位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围以外，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等其他环境敏感区；从现状调查结果看，项目永久占地和临时占地的土地利用类型为沙地，评价范围内植被覆盖度较低，拟建井场及管线沿途所经区域生态系统为荒漠生态系统。周边几乎无野生动物分布。建设过程中将严格执行各项水土保持措施，以减小因工程建设带来的不利影响，从而减少水土流失。

本项目管线避让城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点，总体布局合理。本次评价要求油田开发要严格按照开发方案划定区域进行，认真落实环评提出的环境保护措施，项目与其他建构筑的距离要严格满足相关设计技术规范要求。

（2）井场布置的合理性分析

根据《钻前工程及井场布置技术要求》中井场选址中相关要求，根据现场调查，井口距高压线及其他永久性设施大于76m，距村庄最为15km，周边无铁路及高速公路，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所大于500m。同时井场不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、居民区、文物保护单位等；根据《新疆维吾尔自治区水土保持规划（2018-2030年）》和《关于印发〈全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果〉的通知》（办水保〔2013〕188号），项目位于塔里木河流域水土流失重点治理区范围，井场布置无法避让，通过采取严格的水土保持措施，可有效降低因项目引起的水土流失，维护项目区域的生态功能；综上所述，井场布置合理。

（3）管线选线可行性分析

①本项目管线敷设区域无城市规划区、自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等环境敏感点；管线走向全线避让生态保护红线，敷设管线未穿越红线；管线周边无居民集中区域。

②管线施工结束后，对临时占地及时恢复，减少占地影响。

③本项目充分利用区域现有道路。

综上所述，本项目合理优化管线选线方案，减少管线的长度。管道两侧 10m 范围内无居民等敏感目标，敷设区域无城市规划区、水源保护地、森林公园等敏感目标，管线占地类型主要为沙地，均为临时占地。从环境保护角度看，管道选线可行。

4 环境现状调查与评价

略。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态影响评价

5.1.1 施工期生态影响分析

5.1.1.1 地表扰动影响分析

本项目占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场及道路占地，临时占地主要为井场、施工营地、管道、电力线路占地等。

表 5.1-1 本项目占用土地情况表

序号	工程内容	占地面积（hm^2）		备注
		永久占地	临时用地	
1	井场工程	0.48	5.2	单座井场永久占地为 40m×40m，新建 3 座；钻井期井场临时占地面积为 120m×100m，新建 3 座，老井侧钻 2 座
	注气井场改造工程	0	1.408	单座井场东侧新增注气功能区，临时占地面积为 55m×32m，共部署 8 座
2	施工营地	0	1.75	5 个，生活区占地面积 50m×70m
3	管线工程	0	6.64	新建集输管线 8.3km，作业宽度按 8m 计
4	道路工程	0	1.17	新建施工便道 2.6km、宽 4.5m
5	供电工程	0.009	1.2	新建 35kV 供电线路 1.5km，35kV 柱上式变电站 3 座
合计		0.489	17.368	——
		17.857		——

本项目施工过程中对地表的扰动主要来源于以下方面：①井场土地平整；②管道管沟开挖及两侧临时堆土、车辆运输临时道路；③井场通井道路施工开辟新道路。上述施工过程中，井场施工因单个井场占地面积小，且影响范围主要集中在井场周围，对地表扰动相对较小；道路施工过程中，由于在原有地表的基础上通过填方进行铺路，导致原有的地表植被全部破坏，导致区域水土流失加剧；管线施工过程中，对地表扰动面积最大，对地表的破坏程度较严重，施工过程中，管沟开挖将造成区域的土壤结构发生局部变化，同时管线沿线植被将全部损失。同时，在回填后，由于地表的扰动，导致土壤松紧程度发生变化，区域水土流失程度将有一定程度的加剧。

5.1.1.2 对植被的影响分析

（1）植被覆盖度的影响分析

本项目植被影响主要表现为永久占地影响和临时性施工对植被的破坏影响，但由于本项目区域地表基本无植被覆盖，仅零星分布柽柳等植物，因此工程的建设对植被覆盖度影响较小。

（2）生物量损失

本项目施工区域均为沙地，施工占地会导致生物量损失。临时占地范围内植被类型以多枝柽柳灌丛为主，伴生少量芦苇、疏叶骆驼刺等。柽柳灌丛多呈斑块状分布，形成典型的柽柳沙包，灌丛高度 1~3m，灌丛冠幅直径 1~5m 不等。根据样方调查（布设样方 10 个，每个样方面积 10m×10m），临时占地范围内植被盖度为 5%~15%，局部柽柳灌丛集中区域可达 20%，植被稀疏区域（如流动沙地边缘）盖度不足 5%。柽柳沙包分布密度约为 8~15 个/公顷，单个沙包占地面积 5~25m²。

生物量损失按下式计算：

$$Y = S_i \cdot W_i$$

式中：*Y*——生物量损失，t；

Si——占地面积，hm²；

Wi——单位面积生物量，t/hm²。

项目区域内生态以荒漠生态环境为主要特征，区域地表基本无植被覆盖，仅零星分布柽柳等植物，平均生物量参考《中国区域植被地上与地下生物量模拟》中西部荒漠、半荒漠地区生物量数据，得出占地范围内不同植被类型平均单位面积生物量指标。生物量损失见表 5.1-2。

表 5.1-2 项目建设各类型占地的生物量损失

类型	平均生物量(t/hm²)	占地(hm²)	植被损失(t)
沙地	0.3	17.857	5.36
合计		17.857	5.36

拟建项目的实施，将造成 5.36t 植被生物量损失。本项目区域地表植被覆盖度较低，以零星分布的柽柳、芦苇等荒漠植物为主，施工活动（尤其是管沟开挖、井场平整和道路建设）将直接清除占地范围内的现有植被，造成不可逆的生物量损失。由于区域生态环境脆弱，植被恢复能力差，这种损失在短期内难以自然补偿。参考同类项目验收调查经验，项目在施工结束后对临时占地进行了回填和迹地平整，但受限于干旱缺水的气候条件，植被自然恢复过程极为缓慢，主要依赖原有的柽柳灌

丛的萌蘖能力，但整体盖度恢复至施工前水平需要较长时间。因此，在施工期必须对作业范围严格控制，最大限度地减少对占地范围外植被的碾压和破坏。

5.1.1.3 对野生动物的影响分析

（1）对野生动物生境的影响

工程占地直接占用了南疆沙蜥、密点麻蜥等爬行类以及子午沙鼠、长耳跳鼠等啮齿类动物的部分生境。本项目占地面积有限，不会破坏物种生态位，但会造成局部生境的破碎化和质量下降。参考同类验收调查，区域及其邻近区域中野生动物数量本身不多，主要为耐旱的荒漠动物，且经过周边已有油田设施的多年运营，大中型野生动物已较为少见。本项目施工将进一步使小型动物暂时离开施工区。

（2）对野生动物分布的影响

在施工生产过程中，由于油气田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对荒漠生态系统中的爬行类（沙蜥等）动物的干扰不大。一些伴人型鸟类（麻雀等），一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本项目建设的各个过程，野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的鸟类和爬行类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其他区域，随着施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。

（3）对重要物种的影响

根据现场调查、走访及资料收集，该区域分布特有种南疆沙蜥。对于重要物种，要重点加强保护。本次评价要求项目建设应严格落实本次评价提出的各项环境保护措施、环境管理要求等。在此基础上，可将项目实施对重要物种的影响降到最低。

5.1.1.4 对生态系统的影响分析

本项目对生态系统的影响主要是对地表植被的破坏、土地的占用等，本项目永久占地主要为井场占地，临时占地主要为施工营地占地。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对荒漠生态系统植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造

成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

从整个评价区来看，本项目不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的荒漠生态系统和生态系统服务功能的影响较小。

5.1.1.5 水土流失影响分析

项目区位于塔里木河流域水土流失重点治理区，土壤以风沙土为主，结构松散，抗侵蚀能力极弱，且区域风力强劲，使得水土流失以风力侵蚀为主。施工期水土流失影响主要体现在：

（1）加剧风力侵蚀：施工活动（如场地平整、管沟开挖）将彻底破坏地表原有的、极为脆弱的结皮或植被覆盖，使下层松散沙土直接暴露于大风之下。类比同区域油气开发项目经验，若不采取有效防护措施，裸露地表在风季的风蚀模数将数十倍甚至百倍于原地貌，极易形成新的风蚀破口，加剧区域沙化进程。

（2）临时堆土成为风沙源：管沟开挖产生的临时堆土，结构松散，含水量低，是施工期最主要的风沙源之一。如不进行苫盖和拦挡，在大风天气下将产生严重的风蚀和扬尘，不仅造成水土流失，还会影响施工区和周边的环境空气质量，对油田设施和人员健康构成威胁。

（3）降低土壤抗蚀性：车辆反复碾压会破坏土壤团聚体结构，使土壤变得更加细碎、松散，进一步降低了其抗风蚀的能力。即便在施工结束后，这些区域的土壤抗蚀性也需要较长时间逐步恢复。

因此，水土流失防治必须贯穿施工全过程，重点在于对临时堆土的防护、对施工扰动面的及时固结以及对施工活动的严格约束。

5.1.1.6 防沙治沙分析

按照《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2024年12月3日发布，2025年1月1日起施行）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）中相关要求，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。

（1）项目背景说明

①项目名称（主体工程、附属工程）、性质、规模、总投资等要素

本项目性质属于改、扩建项目，项目总投资6256.80万元（含税）。主要建设内容包括：新钻井3口、老井侧钻2口，新建井场3座，新建集输管线8.3km、施工便道2.6km，配套相关公辅生产设施。

②项目区地理位置、范围和面积(附平面图)

本项目位于阿克苏地区沙雅县境内，项目总占地面积17.857hm²（永久占地面积0.489hm²，临时占地面积17.368hm²）。

③项目区地形、地质地貌、植被、水文等基本情况

本项目位于塔克拉玛干沙漠北部，地形简单，地貌单一。分布有柽柳群系、胡杨群系、芦苇群系等植被群系。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。区域内包气带岩层主要为第四系松散岩类细砂等，天然包气带防污性能为“弱”。

④项目区沙化土地现状及防沙治沙工作情况

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化监测报告》，项目位于塔克拉玛干沙漠。塔克拉玛干沙漠是世界第二大流动性沙漠，是我国最大的沙漠，沙漠面积362366平方千米，占全疆沙漠的82.25%，占我国沙漠总面积的一半以上。它位于塔里木盆地的中心地带，属暖温带干旱、极干旱气候区。塔克拉玛干主体沙漠中的沙化土地面积3435.59万公顷，其中：流动沙地2618.66万公顷，半固定沙地549.82万公顷，固定沙地247.10万公顷，沙化耕地11.83万公顷，非生物工程治沙地8.18万公顷。

区域防沙治沙工作已实施“塔里木河流域近期综合治理项目”，在流域节水改造和河道治理的基础上，通过实施退耕封育和荒漠林封育恢复，治理沙化土地，保护和恢复荒漠林草植被，改善流域生态环境建设工程。

（2）项目实施过程中对周边沙化土地的影响

①占用和影响的沙漠、戈壁、沙地等其他沙化土地的面积等情况

根据《新疆维吾尔自治区第六次沙化监测报告》，项目位于塔克拉玛干半固定沙漠区，占用沙地 17.857hm²。项目将直接改变原地貌形态和地表稳定性。施工扰动会破坏地表稳定层，使下伏的流动沙粒活化，在风力作用下可能引发周边区域的沙丘活化或风蚀加剧。参考同类项目，在未设防区域，施工便道和扰动区边缘常出现明显的风蚀沟槽和积沙现象，表明项目建设对局地风沙地貌有一定影响。

②项目实施过程中的弃土、石、渣地等对当地土地沙化和沙尘天气的影响。

由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表基本无植被覆盖，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土等遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

③损坏的防沙治沙设施（包括生物、物理或化学固沙等措施）。

本项目占地范围不涉及已建设的防沙治沙设施。

④可能造成的土地沙化和沙尘等生态危害。

在施工期，若土方作业未采取洒水、苫盖等措施，极易产生大量扬尘，成为局地沙尘天气的策源地。同时，扰动区土壤抗风蚀能力下降，可能导致风沙流活动加剧，对附近集输管线、道路等设施造成风蚀或沙埋危害。类比满深 7 井区验收调查，项目完工后，通过及时铺设草方格等防沙措施，有效抑制了风蚀，表明工程措施对控制局地沙化效果显著。因此，必须在施工结束后、投入运行前，全面落实防沙治沙措施，以恢复和提升区域的防风固沙功能。

5.1.1.7 防沙治沙保护措施

5.1.1.7.1 防沙治沙措施方案

（1）采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

②《新疆维吾尔自治区实施〈中华人民共和国防沙治沙法〉办法》（2024 年 12 月 3 日发布，2025 年 1 月 1 日起施行）；

③《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〕38 号）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）。

（2）制定方案的原则与目标

制定方案的原则：①科学性、前瞻性与可行性相结合；②定性目标与定量指标相结合；③注重生态效益与关注民生、发展产业相结合；④节约用水和合理用水相结合；⑤坚持因地制宜的原则。

制定方案的目标：采取铺设草方格等工程措施进行防沙治沙。

（3）工程措施

针对井场及阀组施工过程，提出如下措施：

①井场及阀组建设位置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，选择在植被稀少的地段建设。施工过程采取少占地、少破坏植被的原则，避让区域分布的胀果甘草、肉苁蓉、黑刺、膜果麻黄、罗布麻、灰胡杨等保护植物。

②施工过程中不得随意碾压区域其他固沙植被，严格控制施工活动范围，严禁乱碾乱轧，避免对占地范围外的区域造成扰动。

③严禁施工人员在荒漠地段随意踩踏、占用，破坏地表植被和稳定的结皮层。施工结束后，对施工场地及时进行清理、平整，减少沙物质来源。采取自然恢复的方式对区域植被进行恢复。

④本工程位于荒漠区域，为保护土地资源，在钻井工程作业结束后及阀组施工完成后对场地进行平整，覆土压实并覆盖砾石，防止风蚀现象发生。

⑤施工期间划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

5.1.5.7.2 方案实施保障措施

（1）组织领导措施

防沙治沙是维护生态安全，促进经济发展和人与自然和谐相处的重要举措。本项目防沙治沙工程中塔里木油田分公司为第一责任人，施工单位作为措施落实方，属于主要责任人。塔里木油田分公司应在施工单位施工过程中，提出具体的目标及要求，并落实到具体人员。

（2）技术保证措施

①邀请各级林业部门组织开展多层次、多形式的技术培训，加强参与防沙治沙工程的人员的培训工作，使其掌握防沙治沙工程建设、管理的基本技术要求，增强人员主动参与防沙治沙能力和积极性。

②塔克拉玛干沙漠条件恶劣，水资源短缺，项目建设的各个环节过程中，加强人员的节水意识，提高水的重复利用性，管线试压废水综合利用就地泼洒抑尘。

（3）防沙治沙措施投资概算及资金筹措情况

本项目防沙治沙措施投资概算预计 20 万元，由塔里木油田分公司自行筹措，已在本项目总投资中考虑。

（4）生态、经济效益预测

本项目防沙治沙措施实施后，有效减缓项目区域沙丘流动、沙化土地扩张，区域生态环境有所改善。

5.1.2 运营期生态影响分析

项目运营期对生态的影响主要表现在对野生动物、植物、生态系统完整性等影响。

（1）对野生动物的影响分析

运营期项目不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，并加强管理禁止油气田职工对野生动物的猎杀。

运营期主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放；并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实增强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，进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

（2）植被影响分析

运营期由于占地活动的结束，主要影响集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置，对地表植被无不良影响。

（3）生态系统完整性影响分析

在油气田开发如井场等建设中，新设施的增加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，同时由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因而项目开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。

5.1.3 退役期生态影响分析

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。各种机械设备将停止使用，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场经过清理后，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，有助于区域生态的改善。

5.1.4 生态影响评价结论

本项目对生态环境的影响主要在施工期，主要为永久占地平整及临时施工营地等的建设带来的生态环境影响。临时性工程占地仅在施工阶段对沿线土地利用产生短期影响，且在施工结束后能恢复原有的利用功能。总体而言，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，临时性工程占地影响将逐渐消失。

运营期影响主要集中在井场内，运营期废水合理处置，厂界噪声达标排放，危险废物委托有资质单位接收处置；同时加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现。

退役期的环境影响以生态的恢复为主，井场经过清理后，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，有助于区域生态的改善。

综上，从生态影响的角度，本项目建设可行。

5.1.5 生态影响评价自查表

表 5.1-3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他☑
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量、种群结构） 生境☑（地表扰动） 生物群落☑（物种组成、群落结构等） 生态系统☑（植被覆盖度、生态系统功能等）

		生物多样性□（） 生态敏感区□（） 自然景观□（） 自然遗迹□（） 其他☑（土地沙化、水土流失、土壤盐渍化等）
评价等级		一级□二级□三级☑生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（0.17857）km²；水域面积：（）km²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑
	调查时间	春季□；夏季□；秋季☑；冬季☑ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失☑；沙漠化☑；石漠化□；盐渍化☑；生物入侵□；污染危害□；其他☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；其他☑
生态影响预测与评价	评价方法	定性☑；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑
生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓☑；生态修复□；生态补偿□；科研□；其他☑
	生态监测计划	全生命周期□；长期跟踪□；常规☑；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他☑
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。		

5.2 地下水环境影响分析

5.2.1 水文地质条件

本次评价区域内水文地质资料引用《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》中相关资料。

（1）地下水的赋存条件及分布特征

项目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。

（2）含水层的分布

根据地下水的赋存条件、水理性质和水力特征，评价区内仅存在一种类型的地下水：第四系松散岩类孔隙水。本工程位于塔里木河以南，塔克拉玛干沙漠平原区，在钻探深度内是以单一结构的第四系松散岩类孔隙潜水含水层为主的沙漠平原区。水文地质图见图 5.2-1。

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，在 60m 钻探深度内，在南北方向上，主要分布有一层单一结构的潜水含水层，潜水位埋深 5m~7m，含水层平均厚度约 30m，含水层岩性为第四系粉砂、细砂，渗透系数 1.15～2.44m/d。含水层的岩性、结构、厚度在空间分布上基本保持连续性、稳定性，变化不大。

（3）含水层的富水性

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》，工程所在区域富水性为潜水水量中等（换算成 8 英寸口径、降深 5m 时的单井涌水量为 100~1000m³/d）。

（4）地下水的补给、径流、排泄条件

项目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是塔里木河的渗漏补给。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。评价区远离塔河的地段，因缺少充足的补给来源，补给条件较差。

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。

当丰水年份塔河径流量变大时，塔河对塔南沙漠区的地下水补给量有所增加，距离塔里木河近的井场地下水的补、径、排条件变好，而对距离塔里木河远的井场影响较小。当枯水年份塔河径流量变小时，塔里木河对塔南沙漠区的地下水补给量有所减少，距离塔里木河近的井场地下水的补、径、排条件变差，而对距离塔里木河远的井场影响较小。

（5）地下水水化学特征

评价区潜水的水化学类型较为单一，均为 $Cl\cdot SO_4$-Na 型水。矿化度则变化较大，总体大于 10g/L 不等，水质较差，为咸水。

（6）包气带

根据《哈拉哈塘新区地下水环境调查服务项目地下水环境影响评价报告》中勘探孔 MS1、MS3 的钻孔柱状图，地表出露的地层比较简单，均为第四系全新统风积物，钻孔揭露的包气带岩性单一，均为细砂，厚度 1.46～1.8m，包气带渗透系数为 2×10-3cm/s，综合判定项目场地内天然包气带防污性能为“弱”。

（7）地下水开发利用现状

评价区随着油田的勘探开发，需水量呈逐年增长之势，而且主要靠开采地下水加以解决。目前，评价区内的油田勘探井和油田开采井旁都建有钻前供水井开采地下水供给施工用水，而部分钻前供水井在油井施工完成后即已停止开采地下水。

（8）区域地下水污染源调查

根据地下水监测结果，监测点除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠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；各监测点中石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。

5.2.2 施工期地下水环境影响分析

（1）施工期间废水对地下水影响分析

根据工程分析，施工期废水、生活污水不外排，对地下水环境影响很小。

（2）管道施工对地下水影响分析

本工程管道全线采用埋地敷设方式，管线埋深一般为管顶覆土深度 1.2m，管道敷设工作主要在浅层地表进行，一般不会直接穿越地下含水层，且施工时间短，影响范围小，只在管线附近几米的范围，对地下水影响极微，管线施工结束就可恢复正常，对地下水影响很小。

（3）钻井过程对地下水影响分析

项目钻井过程中采用套管与土壤隔离，并在套管与地层之间注入水泥进行固井，水泥浆返至地面，封隔疏松地层和水层；本工程井身的表层套管的下入深度 1200m，采用水泥浆进行固井，水泥浆返至地面，可满足本工程的地下水保护需要，可有效地保护地下水环境不受污染。本工程使用水基钻井液，钻井过程中，严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。由于本工程油藏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，在施工过程中采用下套管注水泥固井、完井方式进行水泥固井，对含水层进行了固封处理，有效保护地下水层。项目在钻井过程中产生的废水不与当地水体发生水力联系，同时对产生的废水排放进行严格管理，因此基本不会对所在区域水环境产生影响。

施工期间钻井井场内的钻井平台、泥浆不落地系统、柴油机、发电机房、材料堆场、柴油罐等均铺设 HDPE 防渗膜，可对土壤及包气带起到良好的防护。

（4）钻井过程井漏事故泥浆对地下水的影响评价

井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中，钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中，造成地下含水层水质污染。就钻井源漏失而言，发生在局部且持续时间较

短。

拟建项目一开钻井泥浆主要成分为膨润土浆，不含有毒有害物质，一开基本涵盖了上部第四系松散岩层类含水层。二开以下井段的施工时，表层套管已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的二开以下井段的范围内，二开以下井段范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。

井漏主要发生于具有特殊地质结构的油藏区，如具有溶洞、裂隙等不稳定的地层构造区域。富满油田自开发以来，在油气资源勘探过程中未发现不稳定地质因素。另外，施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取添加桥堵剂、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。井漏事故发生概率较低，拟建项目钻井液采用无毒泥浆，不含重金属等有毒物质，且项目开发区域地下水不具备饮用水功能。

综上，本工程施工期间无废水外排，施工过程中产生的废水和固体废物均得到妥善处理。故施工期对地下水环境的影响很小。在严格执行环境保护措施的前提下，项目施工期废水不会对周围地下水环境产生明显影响。

5.2.3 运营期地下水环境影响分析

5.2.3.1 正常状况下地下水环境影响分析

（1）废水

根据工程分析，本工程产生的各类废水不外排，正常情况下不会对地下水产生污染影响。另外，本工程井下作业废液和后期可能产生的采出水均经处理达标后综合利用，结合回注井地质和结构资料，回注层与工程所在区域内第四系含水层无水力联系，在正常情况下不会对其产生影响。

（2）油泥（砂）

油气开采、管道集输、井下作业过程中阀门、法兰等处非正常及事故状态下的泄漏、管线破损产生的落地油属于危险废物。根据中国石油天然气股份有限公司塔里木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，本工程落地油100%回收，回收后的落地油专用桶收集后交由有危废处置资质的单位处置。并且由于油气田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。含油废物一旦产生须及时、彻底进行回收在措施落实、管

理到位的前提下，可最大限度减少含油废物量，故含油废物对开发区域地下水的影响很小。

（3）输送管线

本工程输送管线是全封闭系统，采取严格防腐防渗措施。正常状况下，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，不会对区域地下水环境产生污染影响。

（4）采油井场、站场

本工程正常状况下，井口区、站场装置区采取严格的防渗，定期开展井筒完整性检查，泵体完整性检查等，避免“跑、冒、滴、漏”的发生，不会对区域地下水环境产生污染影响。

综上，正常情况下，本项目运营期对地下水的影响较小。

5.2.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

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；集输管线、阀组运行过程中，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。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。

（1）情景1：穿透污染（油水窜层）

污染物沿着裂隙或孔隙直接到达含水层从而污染地下水的方式称为穿透污染。以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。一旦出现套外返水事故，采出液在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，发生油水串层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

油气窜层污染的主要原因一般是由于表层套管和油气层套管的固井效果变差导致油气窜层使地下水受污染。由废弃井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油井开发到中后期时，废弃井、套管被腐蚀破坏，才可能会对

地下水有影响：废弃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，会通过径流进入潜水含水层，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。

本次地下水环境影响评价主要考虑最不利的极端情况下，油水窜层后对工程区下游第四系含水层水质的影响，针对污染物进入第四系孔隙水含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

当发生窜层时，污染物进入含水层中。考虑最不利情况，污染物泄漏为连续排放，发生窜层后，工程区内的污染物通过孔隙、裂隙径流至下游第四系含水层的水质。因此污染物在含水层中的迁移，可将预测情形概化为一维连续泄漏点源的水动力弥散问题。

②预测方法

本项目地下水环境影响评价级别为二级，按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的规定，预测方法可以采用数值法或者解析法，由于评价区水文地质条件较简单、评价区内含水层的基本参数变化很小、污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测因子

油井套管发生泄漏，采出液中污染物主要有石油类等污染物。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数较大的因子作为预测因子。根据采出液污染物特征，本次选取石油类作为预测特征因子。

④预测模型

本次地下水污染模拟仅考虑污染物随地下水发生对流、弥散作用，对污染物与液体介质（地下水）、固体介质（包气带介质和地下水含水介质）等的化学反应（如酸碱反应、氧化还原反应、吸附、交换、挥发及生物化学反应）等可能存在的环境消减因素做保守考虑。这样选择的理由是：

1）对于长期持续的污染事件，环境自净作用属于次要因素，而水体的对流、

弥散作用是污染物迁移的主要因素。

2）污染物在地下水中的反应运移非常复杂，物理、化学、微生物等环境自净作用往往会使污染浓度衰减。忽略这些环境自净因素可以模拟出污染的最大（或潜在）影响范围，符合保守性评价原则。

3）对这些化学、生物化学作用进行精确模拟还属于国际性难题，一些模拟参数还存在很大争议，精确模拟还需要大量的实验支持。

4）在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

污染物在含水层中的迁移，特别是泄露点的连续泄漏，造成的水环境污染会更加严重。本次按照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 中一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界预测模型进行预测，计算公式如下：

$$\frac{C}{C_0}=\frac{1}{2}erfc(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}})+\frac{1}{2}e^{\frac{ux}{D_L}}erfc(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}})$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C0——注入的示踪剂浓度，g/l；

u——水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m^2/d；

erfc()—余误差函数。

⑤预测参数

根据区域水文地质条件，评价区内第四系含水层岩性主要为细砂。本次评价水文地质参数主要通过油田区域的勘察资料及经验值等综合确定。模型中所需参数及来源见表 5.2-1。

表 5.2-1 水质预测模型所需参数一览表（情景 1）

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.025 m/d	地下水的平均实际流速 u=KI/n，评价区内含水层主要岩性为第四系粉砂、细砂，根据导则中附录 B，粉砂的渗透系数为

				1~1.5m/d，细砂渗透系数为 5～10m/d，考虑最不利因素，本次评价取较大值 10m/d，根据区域历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，I 为 0.65‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.25 m^2/d	$D_L=\alpha Lu$，aL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，结合工程区水文地质条件、生态环境部发布的《地下水污染模拟预测评估工作指南》附录 C 中经验数值及《地下水溶质运移理论及模型》（中国地质大学出版社），本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	n	有效孔隙度	26.4 %	依据《水文地质手册》（第二版），细砂孔隙度为 0.42，《水文地质手册》中未明确粉砂的孔隙度。本次参考北京市地方标准《城市轨道交通工程浅埋暗挖法施工技术规程》(DB11/T2154-2023 中表 6.3.14 孔隙率范围表，粉砂的孔隙度为 33%~49%，本次评价保守起见取 0.33。根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%，因此本次取各类岩性中相对最小的有效孔隙度 0.33×0.8=0.264。
4	t	时间	计算发生渗漏后 1d、100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	参照美国石油协会石油烃标准化工作组 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，作为本次预测的源强。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类，将石油类污染物浓度标准定为 0.05mg/L。检出限为 0.01mg/L。	

⑥预测结果与分析

将以上确定的参数代入模型，便可以求出不同时段，在预测情景下，泄露了不同天数（1 天、100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 5.2-2，图 5.2-2。

表 5.2-2 预测结果统计表（情景 1）

污染物	预测时间	超标距离(m)	影响距离（m）	影响范围内水环境敏感点
石油类	1d	2m	2m	无
	100d	23m	26m	无
	1000d	90m	100m	无
	3650d	214m	235m	无

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。

当区域地层压力增大，就可能引发井喷事故。管线与法兰连接处、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。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，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。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。

通常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、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。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，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

为了评价污染物入渗对评价区内地下水水质的影响，故本次地下水环境影响预测采用解析法，针对石油类污染物进入含水层后的运移进行重点预测、评价。

①预测情景

本项目集输管线输送的物质主要为原油，非正常状况下，阀门、集输管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油等下渗而可能导致地下水污染风险的发生。设备阀门、管线等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。

综合考虑生产装置设施情况以及所在区域水文地质条件，非正常状况泄漏点设定为：集输管线截面 100%断裂泄漏，如不及时修复，原油可能下渗对地下水造成影响。本次评价对非正常状况下集输管线截面 100%断裂泄漏情景运用解析模型进行模拟预测，以评价对地下水环境的影响。集输管线两端设有紧急切断阀，一旦检测到异常（如压力骤降、流量突变或泄漏报警），系统会自动触发阀门关闭，迅速

切断气液流动，防止泄漏扩散，一般应急响应时间控制在 10 分钟以内，本次预测按照 10 分钟计算。

②预测方法

本次评价采用解析法对地下水环境影响进行预测。

③预测范围及时间

本次影响预测范围与调查评价范围一致，根据地表渗透污染特点，预测层位为第四系潜水含水层。

根据项目特点，预测时段选取污染发生后 1d、10d、100d、1000d。

④预测因子

结合前文分析，集输管线泄漏，根据污染指数，选取泄漏后影响相对最大的特征污染物石油类作为代表性污染物进行预测。

⑤预测源强

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

根据设计资料并结合建设单位多年来同类管道的运营经验，一旦发生漏油事故，管内压力减小，各截断阀可以确保在 10min 内响应并关闭，管道断裂处油品继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。本次评价以泄漏事故发生至关闭阀门时间 10min 考虑。管道泄漏时，选取最不利情形即管道截面 100%断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$Vrel=0.1781\times Vpipe\times frel\times fGOR+Vpre-shut$$

式中：

Vrel—集输管线油品泄漏量，bbl（1 桶=0.14 吨）；

Vpipe—管段体积，ft3（1ft3=0.0283m³），根据前文集输系统工程量表，本次建设的 FY304-H13 井至富源东 2 接转站管线的全管径泄漏后影响最大，根据该管线设计参数，长度 3.5km，直径 80mm，管道体积为 17.59m³；

frel—最大泄漏率，取 0.2；

fGOR—压力衰减系数，取 0.2；

Vpre−shut—截断阀关闭前泄漏量，bbl。

截断阀关闭前泄漏量：根据可研，输量按 30t/d 计算，管线发生泄漏时，10min 内原油泄漏量为 0.208t。

计算可得阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量为 4.43bbl，合 0.620t。

则非正常状况下，总泄漏量为 0.828t。

包气带中的土壤颗粒可以通过吸附、分配、离子交换、生物作用等多种作用机制截留有机污染物。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》等，污水中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 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。本次考虑较不利情况，按照泄漏的污染物 10%（0.0828t）通过地表连续入渗通过包气带土壤全部进入到地下水含水层中，针对污染物进入到含水层后的运移进行重点预测、评价。

⑥预测模型

非正常状况下，污染物运移通常可概化为两个相互衔接的过程：①污染物由地表垂直向下穿过包气带进入潜水含水层的过程；②石油类污染物进入潜水含水层后，随地下水流进行迁移的过程。污染物在潜水含水层中随着水流不断扩散，根据拟建项目非正常状况下污染源排放形式与排放规律，本次模型可概化为一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入污染物—平面瞬时点源的预测模型，其主要假设条件为：

a.假定含水层等厚，均质，并在平面无限分布，含水层的厚度、宽度和长度比可忽略；

b.假定定量的定浓度的污水，在极短时间内注入整个含水层的厚度范围；

c.污水的注入对含水层内的天然流场不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），一维稳定流动二维水动力弥散问题的瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源的预测模型为：

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

式中：x，y——计算点处的位置坐标；

t——时间，d；

C（x，y，t）——t 时刻点 x，y 处的污染物浓度，mg/L；

M——含水层厚度，m；评价区域含水层厚度；

m_M——长度为 M 的线源瞬时注入污染物的质量，kg；

u——地下水流速度，m/d；

n——有效孔隙度，无量纲；

D_L——纵向弥散系数，m^2/d；

D_T——横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；

π——圆周率。

表 5.2-3 水质预测模型所需参数一览表（情景 2）

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.025m/d	地下水的平均实际流速 u=KI/n，评价区内含水层主要岩性为第四系粉砂、细砂，根据导则中附录 B，粉砂的渗透系数为 1~1.5m/d，细砂渗透系数为 5～10m/d，考虑最不利因素，本次评价取较大值 10m/d，根据区域历史水文地质勘察报告，区内地下水基本处于停滞状态，水力坡度很小，I 为 0.65‰。
2	D_L	纵向弥散系数	0.25m^2/d	D_L=αLu，aL 为纵向弥散度。由于水动力弥散尺度效应，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，结合工程区水文地质条件、生态环境部发布的《地下水污染模拟预测评估工作指南》附录 C 中经验数值及《地下水溶质运移理论及模型》（中国地质大学出版社），本次模拟取弥散度参数值取 10。
3	D_T	横向弥散系数	0.025m^2/d	依据美国环保署（EPA）提出的经验数据：横/纵向弥散度比（D_T/D_L）一般为 0.1，则横向弥散系数为 0.025m^2/d。
4	n	有效孔隙度	26.4%	依据《水文地质手册》（第二版），细砂孔隙度为 0.42，《水文地质手册》中未明确粉砂的孔隙度。本次参考北京市地方标准《城市轨道交通工程浅埋暗挖法施工技术规程》(DB11/T2154-2023 中表 6.3.14 孔隙率范围表，粉砂的孔隙度为 33%~49%，本次评价保守起见取 0.33。根据以往生产经验，有效孔隙度一般比孔隙度小 10%~20%，因此本次取各类岩性中相对最小的有效孔隙度 0.33×0.8=0.264。
5	M	含水层厚度	30m	根据评价区水文地质资料，含水层厚度按平均厚度 30m 进行预测。

本工程井场、站场采取了必要的防渗措施，管线采用无缝钢管，发生泄漏后，建设单位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，建设单位可在 1 天内清除地面及地下的污染物，尽量避免出现泄漏的污染物进入地下水并随地下水中迁移，使影响范围控制在油区内。建设单位和施工单位严格按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，采取地下水污染防控措施的情况，在非正常状况下，对地下水的影响属于可接受范围。

5.2.4 退役期地下水环境影响分析

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，退役期拆除设备时所用的时间较少，施工人员产生的生活污水量较少，产生的生活污水依托周边生活设施处理，不外排，对环境影响较小。退役期井场拆除采油设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，对地下水环境影响很小。退役期各采油井均使用水泥灌注进行封井，将井筒与地下水含水层彻底隔离，有效避免了污染物进入地下水含水层造成水质污染。

综上，退役期无废水外排，在加强环境管理的情况下，一般不会造成周边地下水环境污染。

5.2.5 地下水环境评价结论

（1）在正常状况下，本工程各阶段的废水均不外排，各类废水及固废均得到了妥善处置，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，尽量杜绝事故性排放源的存在，本工程对地下水环境的影响较小；钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水。

（2）本次地下水评价，对项目运营期在非正常情况的情景进行了预测分析，结果显示：若发生非正常状况，污染物一旦发生泄漏，将会对项目附近区域地下水造成一定影响，发生事故后建设单位及时启动应急预案，切断废水下渗污染源，采取补救措施，可将地下水环境影响降到最低，对地下水环境产生的影响较小。

本工程需采取地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防渗、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，并定期开展地下水跟踪监测，在严格按照地下水污染防护

措施后，本工程对区域地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响评价

按照《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中表 1 水污染影响型建设项目评价等级判定，判定本工程地表水环境评价等级为三级 B。重点论证项目废水综合利用不外排的可行性和可靠性。

5.3.1 施工期地表水环境影响分析

根据工程分析，在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为钻井废水、酸化压裂返排液、管线试压废水和生活污水。

（1）钻井废水

本项目钻井施工过程中采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”，钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同进入不落地处理系统处理，处理后的液相全部回用于配备钻井液，不外排。本工程钻井采用了套管，采取固井措施，有效防止了钻井液漏失污染地下水；钻井废水由泥浆不落地系统收集，不外排，对地表水环境影响很小。

（2）酸化压裂废水

根据工程分析，本项目酸化压裂废水采用专用罐收集，拉运至哈四联合站处理，不外排。

（3）生活污水

根据工程分析，本工程施工期生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至富源联公寓生活污水处理装置处理，不外排。

（4）试压废水

本工程管道分段试压，一般采用无腐蚀性的清洁水。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压结束沉淀后用于施工场地洒水降尘，不外排。

综上，本工程施工期间废水全部妥善处理，项目开发建设产生的废水不排入地表水体，因此，本工程在施工期间对区域地表水体不产生影响。

5.3.2 运营期地表水环境影响分析

根据工程分析，本工程运营期产生的废水主要为井下作业废水。

根据产能预测结果，运营期采出液不含水，后期如存在采出水，则随采出液经密闭集输管道进入哈一联合站污水处理系统；井下作业废水量为 257.685t/a，采用专用罐收集后送哈四联合站污水处理系统，均经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排。根据前文

依托工程章节，哈一联合站、哈四联合站污水处理系统运行正常，富余能力可满足本工程采出水处理需求，依托处理设施可行。

采取上述水污染控制措施后，项目废水不外排，本工程采出水及井下作业废水均能妥善处置，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.3 退役期地表水环境影响分析

项目退役期拆除设备、封井和清理井场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，对周围水环境影响较小。

5.3.4 地表水环境评价结论

拟建工程施工期、运营期、退役期产生的各类废水不外排，不会对周边地表水环境产生影响。水污染控制和水环境影响减缓措施有效，本工程的实施对地表水环境整体可接受。

5.3.5 地表水环境影响评价自查表

表 5.3-1 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型☑；水文要素影响型□	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区□；饮用水取水□；涉水的自然保护区□；重要湿地□ 重点保护珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他☑	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放□；间接排放☑；其他□	水温□；径流□；水域面积□
	影响因子	持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物□；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他☑	水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□
评价等级		水污染影响型	水文要素影响型
		一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑	一级□；二级□；三级□

5.4 土壤环境影响分析

5.4.1 施工期土壤环境影响分析

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）人为扰动对土壤的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。

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

（2）水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。工程施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。建设期间，施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏，使风蚀荒漠化的过程加剧；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为钻井工程、站场建设、道路等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其它硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

（3）钻井作业对土壤环境的影响

钻井过程会产生钻井泥浆及岩屑，一开及二开上部钻井泥浆主要含有重晶石、防塌剂、膨润土等，二开下部钻井泥浆及岩屑含有重晶石、防塌剂、磺化酚醛树脂等，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土壤理

化性质等。因此钻井时必须对钻井泥浆及岩屑进行不落地收集和无害化处置。

拟建项目膨润土泥浆岩屑经不落地收集系统，依次经振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备将固液分开，得到液相输送至泥浆循环罐内暂存，经调节泥浆密度、pH 值后进行循环利用；分离后的固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼；聚磺体系泥浆钻井岩屑经不落地收集系统，依次经振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备将固液分开，得到液相输送至泥浆循环罐内暂存，经调节泥浆密度、pH 值后进行循环利用，固相清运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理。泥浆不落地装置实现了泥浆收集、固液分离、液相回用，实现了对钻井废弃物的减量化及无害化处理目的。因此，正常情况下钻井泥浆及岩屑不会对土壤环境产生影响。

（4）管线施工对土壤环境的影响

本项目管线施工作业带宽 8m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

5.4.2 运营期土壤环境影响分析

5.4.2.1 正常工况下土壤环境影响分析

运营期正常工况下生产过程中各类物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄漏情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，不会对土壤环境产生影响。

5.4.2.2 非正常工况下土壤环境影响分析

（1）预测情景

本项目实施后，由于严格按照要求采取防渗措施，在正常工况下不会发生油品渗漏进入土壤。因此，垂直入渗造成土壤污染主要为非正常泄漏工况，根据企业的实际情况分析，结合前文“影响源及影响因子”。综合考虑本项目物料特性及土壤特征，本次评价对集油管线破损泄漏及套管发生破损泄漏的石油烃对土壤垂直下渗的

污染，作为预测情景。

（2）预测模型

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 中预测方法对本工程垂直入渗对区域土壤环境影响进行预测，预测公式如下：

①一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

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

式中：c--污染物介质中的浓度，mg/L；

D--弥散系数，m^2/d；

q--渗流速度，m/d；

z--沿 z 轴的距离，m；

t--时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

②初始条件

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

③边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

a.连续点源：

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

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

b.非连续点源：

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D\frac{\partial c}{\partial z}=0 \qquad t>0, z=L$$

（3）预测参数选取

根据现场土壤采样及水文地质调查结果，预测模型参数取值见表 5.4-1。

表 5.4-1 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度（m）	渗透系数（m/d）	孔隙度	土壤含水量（%）	弥散系数（m^2/d）	土壤容重（kg/m^3）

的油类物质覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本工程风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，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。

5.4.5 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 5.4-5。

5.5 大气环境影响评价

5.5.1 施工期环境空气影响分析

5.5.1.1 施工扬尘

在整个施工期，产生扬尘的作业有土地平整、开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸和搅拌等过程，如遇干旱无雨季节，加上大风，施工扬尘将更严重。

据有关调查，施工工地的扬尘主要由运输车辆的行驶产生，约占扬尘总量的60%，并与道路路面及车辆行驶速度有关，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 50m 以内，如果在施工期间对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4～5 次，可使扬尘减少 70%左右，表 5.5-1 为施工场地洒水抑尘的试验结果，结果表明实施每天洒水 4～5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20～40m 范围。另外，为控制车辆装载货物行驶对施工场地的影响，可在车辆离开施工场地时在车身相应部位洒水清除污泥与灰尘，以减少粉尘对外界的影响。

表 5.5-1 施工场地洒水抑尘试验结果

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

施工扬尘的另一种情况是建材的露天堆放和搅拌作业，这类扬尘的主要特点是受作业时风速影响，因此，禁止在大风天进行此类作业及减少建材的露天堆放是抑制这类扬尘的有效手段。

此外，在建筑材料运输、装卸、使用等过程中做好文明施工、文明管理，尽量避免或减少扬尘的产生，防止区域环境空气中粉尘污染。

5.5.1.2 焊接、打磨废气

在设备、管道对接工序过程中产生少量焊接废气、打磨废气，污染物主要为颗粒物。设备、管道对接工序作业时间一般都较短，从影响范围和程度来看，对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，项目所在区域扩散条件良好，焊接、打磨废气很快被空气稀释，且大气污染物随设备、管道对接工序的结束而消失，其对评价区域空气环境产生的影响可为环境所接受。

5.5.1.3 施工机械及运输车辆排放的废气

在油田地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和

名称	评价因子	C_i	评价标准	P_i	P_{max}	最大浓度出现距离
单位	--	μg/m³	μg/m³	%	%	m
FY304-H13 井场	非甲烷总烃	21.593	2000	1.08	1.08	24
	硫化氢	0.017	10	0.17		24
FY304-H14 井场	非甲烷总烃	21.593	2000	1.08	1.08	24
	硫化氢	0.017	10	0.17		24
FY304-H15 井场	非甲烷总烃	21.593	2000	1.08	1.08	24
	硫化氢	0.017	10	0.17		24

根据预测结果可知：NMHC 最大地面浓度点预测浓度 21.593μg/m³，最大占标率 1.08%；H_2S 最大落地浓度为 0.017μg/m³、占标率为 0.17%，D10%均未出现。本工程正常工况下排放的 NMHC 下风向最大落地地面浓度均低于《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）详解中的浓度限值（2000μg/m³），硫化氢低于《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³ 的要求。

烃类无组织排放是影响油田区域环境空气的主要污染源之一，本工程生产过程采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体和硫化氢气体的影响。

5.5.2.3 大气环境影响小结

烃类和硫化氢的无组织排放是影响油田区域环境空气的主要污染源之一，本工程生产采用密闭流程，井口密封并设紧急切断阀，可有效减少烃类气体和硫化氢的排放量。根据现状监测结果，区域环境空气中 NMHC 和硫化氢满足标准限值要求。根据预测结果可知，污染物的最大落地浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小，因此本工程运营期无组织排放的 NMHC、硫化氢对周围环境空气影响较小。

5.5.2.4 大气污染物核算

本工程运营期大气污染物排放量见表 5.5-8。

表 5.5-8 大气污染物无组织排放量核算表

序号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量（t/a）
				标准名称	浓度限值（mg/m³）	
无组织排放						
1	井场	非甲烷总烃	密闭集	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》	井场外 4.0mg/m³	0.441

			输，日常维护，做好密闭措施	（GB39728-2020）		
		硫化氢		《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）新建项目二级标准的厂界标准限值	厂界硫化氢 1h 平均浓度限值 0.06mg/m³	0.00009

建设项目大气环境影响评价自查表见表 5.5-9。

表 5.5-9 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级☐		二级☑		三级☐		
	评价范围	边长=50km☐		边长5~50km☐		边长=5km☑		
评价因子	SO_2+NO_x排放量	≥2000t/a☐		500~2000t/a☐		＜500t/a☑		
	评价因子	基本污染物（$PM_{2.5}$、PM_{10}、SO_2、NO_2、CO、O_3） 其他污染物（NMHC、硫化氢）				包括二次$PM_{2.5}$☐ 不包括二次$PM_{2.5}$☑		
评价标准	评价标准	国家标准☑		地方标准☐		附录D☑	其他标准☐	
现状评价	环境功能区	一类区☐		二类区☑		一类区和二类区☐		
	评价基准年	（2025）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	本工程正常排放源☑ 本工程非正常排放源☐ 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☐	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD☐	ADMS☐	AUSTAL2000☐	EDMS/AEDT☐	CALPUFF☐	网格模型☐	其他☑
	预测范围	边长≥50km☐		边长5~50km☐			边长=5km☐	
	预测因子	预测因子（NMHC）				包括二次$PM_{2.5}$☐ 不包括二次$PM_{2.5}$☑		
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%☑				$C_{本项目}$最大占标率＞100%☐		
	正常排放年均浓度贡献值	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	$C_{叠加}$达标☐				$C_{叠加}$不达标☐		

工作内容		自查项目			
	加值				
	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：（NMHC、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（井场）厂界最远（）m			
	污染源年排放量	SO_2:(0）t/a	NO_x:(0）t/a	H_2S:(0.00009)t/a	VOCs:(0.441)t/a
注：“☐”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

5.5.3 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，采油气生产活动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、管线拆除等，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，主要为油田工作人员。

5.6 声环境影响评价

5.6.1 施工期声环境影响分析

（1）施工机械噪声衰减模式

本评价采用点源衰减模式，预测计算施工机械噪声源至受声点的几何发散衰减，计算中不考虑声屏障、空气吸收等衰减，预测公式如下：

$L_r=L_{ro}-20lg（r/r_o）$（公式 1）

式中：L_r——距声源 r 处的 A 声压级，dB(A)；

L_{ro}——距声源 r_o 处的 A 声压级，dB(A)；

r——预测点与声源的距离，m；

r_o——监测设备噪声时的距离，m。

（2）钻井噪声影响分析

①钻井噪声源强

钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要为在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约 10dB(A)左右。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中钻井工程实际情况，项目钻井期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-1。

表 5.6-1 施工期钻井噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	声压级/距离〔dB(A)/m〕	声源控制措施	运行时段
1	钻机	ZJ80	90/5	基础减振	昼夜
2	泥浆泵	--	90/5	基础减振	昼夜
3	泥浆泵	--	90/5	基础减振	昼夜
4	振动筛	--	90/5	基础减振	昼夜
5	振动筛	--	90/5	基础减振	昼夜
6	绞车	JC70LDB	70/5	基础减振	昼夜
7	离心机	--	75/5	基础减振	昼夜

②钻井噪声衰减预测

利用（公式 1），预测计算主要钻井机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-2。

表 5.6-2 钻井机械噪声衰减预测值

声源名称	离施工点不同距离处的噪声强度（dB(A)）				
	5m	50m	100m	200m	300m
钻机	90	70	64	58	54.4
泥浆泵	90	70	64	58	54.4
泥浆泵	90	70	64	58	54.4
振动筛	90	70	64	58	54.4
振动筛	90	70	64	58	54.4
绞车	70	50	44	38	34.4
离心机	75	55	49	43	39.4

③影响分析

根据表 5.6-2 可知，昼间距各类钻井设备 50m，夜间 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求。钻井过程为临时性的工程，噪声源为不固定源，对局部环境的影响是暂时的，工程完工后噪声源就不复存在；另外，项目评价范围内无声环境保护目标，钻井产生的噪声对周边环境影响较小。

（3）储层改造噪声影响分析

①储层改造噪声源强

压裂、测试放喷主要来源于压裂车、测试放喷时产生的高压气流噪声，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中储层改造工程实际情况，项目储层改造期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-3。

表 5.6-3 施工期储层改造噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	声压级/距离〔dB(A)/m〕	声源控制措施	运行时段
1	压裂车	--	80/5	基础减振	昼夜
2	加压泵	--	90/5	基础减振	昼夜
3	测试放喷	--	90/5	--	昼夜

②储层改造噪声衰减预测

利用（公式 1），预测计算储层改造各机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-4。

表 5.6-4 储层改造机械噪声衰减预测值

声源名称	离施工点不同距离处的噪声强度（dB(A)				
	5m	50m	100m	200m	300m
压裂车	80	60	54	48	44.4
加压泵	90	70	64	58	54.4
测试防喷设备	90	70	64	58	54.4

③影响分析

根据表 5.6-4 可知，昼间距噪声源 50m，夜间 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求。由于井场周边及邻近区域无居民区、村庄等声环境敏感点，储层改造不会产生扰民影响，同时一般压裂作业、测试放喷周期短，仅为几天，施工结束后，噪声影响随之消失。

（4）井场、站场施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括建构筑物结构施工、设备吊运安装等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油田开发工程中井场、站场施工实际情况，工程施工期井场拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-5。

表 5.6-5 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	型号	声压级/距离〔dB(A)/m〕	声源控制措施	运行时段
1	运输车辆	—	90/5	—	昼夜
2	吊装机	—	84/5	—	昼夜

②施工噪声衰减预测

利用（公式 1），预测井场、站场各施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-6。

表 5.6-6 井场、站场施工机械噪声衰减预测值

声源名称	离施工点不同距离处的噪声强度（dB(A)				
	5m	50m	100m	200m	300m

运输车辆	90	64	58	52	48.4
吊装机	84	70	64	58	54.4

③影响分析

各种施工机械噪声预测结果可以看出，昼间距施工机械 50m，夜间 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求。项目周边无声环境保护目标，施工期间通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。从声环境影响角度，项目可行。

（5）管线施工噪声影响分析

①施工噪声源强

项目施工期噪声主要包括土方施工、管沟开挖、管线铺设等过程中各种机械和设备产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 和类比油田同类油气集输工程中管线铺设实际情况，项目施工期拟采用的各类施工设备噪声参数见表 5.6-7。

表 5.6-7 施工期噪声源参数一览表（室外声源）

序号	声源名称	声压级/距离〔dB(A)/m〕	声源控制措施	运行时段
1	挖掘机	90/5	基础减振	昼夜
2	推土机	88/5	基础减振	昼夜
3	运输车辆	90/5	基础减振	昼夜
4	吊装机	84/5	基础减振	昼夜
5	焊接机器	84/5	基础减振	昼夜

②施工噪声衰减预测

利用（公式 1），预测计算项目主要施工机械在不同距离处的贡献值，预测计算结果见表 5.6-8。

表 5.6-8 主要施工机械在不同距离处的噪声贡献值

序号	机械	不同距离处的噪声贡献值〔dB(A)〕							施工阶段
		40m	60m	100m	200m	300m	400m	500m	
1	推土机	70.0	66.4	62.0	56.0	52.5	50.0	48.0	土石方

2	挖掘机	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	
3	运输车辆	72.0	68.4	64.0	58.0	54.5	52.0	50.0	物料运输
4	吊装机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	安装
5	焊接机	66.0	62.4	58.0	52.0	48.5	46.0	44.0	

③影响分析

根据表 5.6-8 可知，昼间距施工机械 60m，夜间 300m 即可满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）场界噪声限值要求。施工场地周边 300m 范围内无声环境敏感目标，施工期从声环境影响角度项目可行

5.6.2 运营期声环境影响评价

本项目集输管道埋设在地下，埋深大于 1.2m，油气集输不会对周围声环境产生影响；本项目产噪设备主要为井场采油树；注气井场产噪设备主要为井口移动注氮橇。

5.6.2.1 预测模式

a）应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级：

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

L_w—由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

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

式中：$L_p(r)$—预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的声压级，dB；

D_c—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

b）预测点的 A 声级 L_A（r）可按下式计算：

$$L_A(r) = 10\lg\left\{\sum_{i=1}^{8} 10^{0.1[L_{pi}(r)-\triangle L_i]}\right\}$$

式中：$L_A(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$—预测点（r）处，第 i 倍频带声压级，dB；

$\triangle L_i$—第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

c）在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中：$L_A(r)$—距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$—参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

d）工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj}，在 T 时间内该声源工作时间为 t_j，则本项目声源对预测点产生的贡献值（L_{eqg}）为：

$$L_{eqg} = 10\lg[\frac{1}{T}(\sum_{i=1}^{N} t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^{M} t_j 10^{0.1L_{Aj}})]$$

式中：L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

t_i—在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

t_j—在 T 时间内 *j* 声源工作时间，s。

e）噪声预测值计算

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

式中：L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb}—预测点的背景噪声值，dB。

（3）噪声预测点位

本评价预测工程噪声源对四周场界噪声贡献值，并给出场界噪声最大值的位置。

5.6.2.2 噪声源参数的确定

本项目噪声源噪声参数见表 5.6-9。

表 5.6-9 井场站场噪声源参数一览表（室外）

序号	声源名称		型号	空间相对位置/m			声源源强（声功率级）〔dB(A)〕	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	采油井场	采油树	--	332	310	1	85	基础减振	昼夜
2	注气井场	井口移动注氮撬	--	112	108	1	90	基础减振	昼夜

5.6.2.3 预测结果及评价

本项目老井侧钻不新增地面设施，利旧原有设备设施，无新增产噪设备，现有老井厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准要求，故对老井侧钻不再进行预测；本项目注气井场改造后，现有井场设备不运行，故对注气井场不再叠加现状贡献值；按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本项目噪声源对四周场界的贡献声级值见表 5.6-10。

表 5.6-10 噪声预测结果一览表单位：dB(A)

场地	场界	贡献值	标准值		结论
采油井场	东场界	34.9	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	31.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	23.4	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	24.3	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
注气井场	东场界	30.5	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	南场界	40.8	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	西场界	36.1	昼间	60	达标
			夜间	50	达标
	北场界	29.0	昼间	60	达标
			夜间	50	达标

由表 5.6-10 可知，井场噪声源对场界的噪声预测值为 23.4～40.8dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求。

5.6.3 退役期声环境影响分析

项目退役期噪声主要包括设备拆除等过程中各种机械和设备产生的噪声及物料运输车辆交通噪声，本项目周边无声环境保护目标，在设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

5.6.4 声环境影响评价结论

施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。退役期设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

综上，本项目实施后从声环境影响角度，项目可行。

5.6.5 声环境影响评价自查表

表 5.6-11 声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	200m☑大于 200m□小于 200m□					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级☑最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准☑地方标准□国外标准□					
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区☑	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□	近期☑	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法☑现场实测加模型计算法□收集资料□					
	现状评价	达标百分比	100				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测☑已有资料☑研究成果□					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型☑其他□					
声环境影响预测与评价	预测范围	200m☑大于 200m□小于 200m□					
	预测因子	等效连续 A 声级☑最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
	厂界噪声贡献值	达标☑不达标□					
	声环境保护目标处噪声值	达标□不达标□					
环境监测计划	排放监测	厂界监测☑固定位置监测□自动监测□手动监测□ 无监测□					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（）			监测点位数（）		无监测☑
评价结论	环境影响	可行☑不可行□					
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。							

5.7 固体废物影响分析

5.7.1 施工期固体废物影响分析

本项目主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程及油气集输工程等，施工期产生的固体废物主要为施工过程中产生的钻井泥浆、钻井岩屑、施工土方、废机油、废烧碱包装袋、废防渗材料、施工人员生活垃圾、施工废料。

①施工土方

本项目挖方量约为 4.63 万 m^3，外借土石方量（砂石料）1 万 m^3，填方总量为 5.63 万 m^3，无弃方，开挖土方主要为管沟开挖产生土方，回填土方主要为管沟回填。新建井场和道路工程区需进行压盖，借方主要来源于沙雅县周边砂石料厂，本项目不设置取土场。

②钻井泥浆

工程使用膨润土泥浆及水基聚磺体系泥浆、水基聚磺体系泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+处理器+离心分离机”分离岩屑后，进入泥浆罐循环使用。工程膨润土泥浆、水基聚磺体系泥浆使用过程中根据地层情况循环使用，泥浆钻井结束后回收，由罐车拉走用于下一口钻井使用；废弃聚磺钻井泥浆经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站妥善处理。非磺化泥浆钻井经处理达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路。

③钻井岩屑

本项目产生的岩屑量最大为 1090m^3，其中膨润土泥浆钻井岩屑 424m^3，磺化泥浆钻井岩屑 666m^3。钻井期产生的岩屑随泥浆一同进入泥浆不落地系统在井场进行固液分离，液相回用于钻井液配置；废弃膨润土泥浆钻井岩屑经干化达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中污染物限值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路；磺化泥浆钻井岩屑拉运至钻试修废弃物环保处理站进行处理，达到《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中综合利用污染物限值要求，同时石油烃达到《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 2

第二类用地风险筛选值要求后，用于铺垫油区内的井场、道路等。

④生活垃圾

本项目产生生活垃圾8.7t，施工人员生活垃圾集中收集后，定期清运至塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置。

⑤废机油

钻井施工过程中机械检修时会产生少量废机油，检修期间地面应铺设防渗膜，采用钢制铁桶收集后暂存于撬装式危废贮存点中，防止废机油落地污染土壤和地下水。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废机油量约为1.5t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑥废烧碱包装袋

钻井施工过程中配制钻井泥浆时会产生少量废烧碱包装袋属于危险废物，及时回收烧碱废包装袋，暂存于撬装式危废贮存点中。类比同类钻井工程，钻井期间产生的废烧碱包装袋约为0.5t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

⑦废防渗材料

工程钻井期间产生少量废防渗材料属于危险废物，类比同类钻井工程，钻井期间产生的废防渗材料约为1.0t，由区域具有危废处置资质的公司接收处置。

5.7.2 运营期固体废物影响分析

5.7.2.1 固体废物产生种类及数量

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017第43号），本项目运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶，一般工业固体废物为废分子筛。落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用。

本项目一般工业固体废物情况见表5.7-1，危险废物情况见表5.7-2。

表5.7-1 本项目一般工业固体废物及治理措施一览表

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施

1	废分子筛	SW12 900-009-S59	制氮环节	固态	0.12t/a	一般工业固体废物	--	定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置

表 5.7-2 危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.6	油气开采、管道集输	固态	油类物质、泥砂	油类物质	/	T, I	分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，或直接运至有危废处置资质单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.75	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.03	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T, I	
废润滑油	HW08	900-214-08	0.5	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T, I	进入原油处理系统资源回用

5.7.2.2 一般工业固体废物环境影响分析

本项目一般工业固体废物主要为废分子筛，由厂家定期更换回收。综上，本项目一般工业固体废物全部妥善处置，可避免对周围环境产生不利影响。

5.7.2.3 危险废物环境影响分析

（1）危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

本项目运营期产生的落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，或直接运至有危废处置资质单位接收处置；该项目于 2022 年 6 月 14 日取得阿克苏地区生态环境局批复〔阿地环函字〔2022〕311 号），并于 2024 年 7 月 5 日完成自主验收。哈得采油气管理区危废贮存库距本项目最近距离为 13.6km，地面进行防渗处理，防渗层为防渗钢筋混凝土+防渗膜，渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s，满足防渗要求；本项目落地油产生量为 0.6t/a、废防渗材料产生量为 0.75t/a、废润滑油桶产生量为 0.03t/a，哈得采油气管理区危废贮存库中含油污泥年最大储存量 60t、废润滑油桶年最大储存量 4t，目前尚有较大暂存余量。因此，哈得采油气管理区危废贮存库可容纳项目危险废物，暂存能力满足相关要求，依托可行。

（2）危险废物收集

本项目运营期定期巡检过程中及井下作业施工结束后发现产生落地油后桶装收集，分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置；井下作业施工结束后，废防渗材料人工打包收集后，运至哈得采油气管理区危废贮存场暂存，或直接运至有危废处置资质的单位接收处置；泵类定期维护保养结束后，废润滑

②运输单位具有运输危险货物资格的证明材料；

③接收单位具有利用和处置危险废物资格及同意接受的证明材料。

④危险废物运输转移处理的运输由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，承担危险废物运输的单位应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。转移危险废物的，应当执行危险废物转移联单制度，应当通过国家危险废物信息管理系统填写、运行危险废物电子转移联单。危险废物转移联单实行全国统一编号。危险废物电子转移联单数据应当在信息系统中至少保存十年。因特殊原因无法运行危险废物电子转移联单的，可以先使用纸质转移联单，并于转移活动完成后十个工作日内在信息系统中补录电子转移联单。

（4）危险废物委托处置环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

综上，本工程固体废物处置措施可行，对周边环境影响较小。

（4）危险废物综合利用环境影响分析

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）中相关要求，落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置；禁止混合收集、贮存、运输、处置性质不相容或未经安全性处置的危险废物。

本项目废润滑油进入原油处理系统资源回用，目前哈一联已建设完成并投入运行，设计原油处理规模145×10⁴t/a，富余处理量为45.6×10⁴t/a。因此，本项目废润滑油进入原油处理系统资源回用可行。

5.7.3 退役期固体废物影响分析

本工程退役期井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

井场清理等工作还会产生部分废弃管道、建筑垃圾等固体废物，对建筑垃圾等进行集中清理收集，收集后送至有资质的单位处置；废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集，收集后送至周边固废填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

综上所述，固体废物均妥善处理，可有效控制对区域环境的影响。

5.8 风险环境影响分析

5.8.1 评价依据

（1）风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，本工程井场涉及的主要环境风险物质为原油、天然气、硫化氢，主要存在于新建的集输管线内。本次新建管线主要为单井之间的集油管线，集输管线两端均有控制（截断）阀，发生泄漏时，可通过控制（截断）阀进行紧急切断。故本工程危险物质最大存在量按照管线的最大在线量进行计算。

根据区域油气资源流体性质，考虑最不利因素，本工程所在区域原油密度取 0.8068g/cm³，天然气相对密度取 0.7764，硫化氢浓度为 9.77mg/m³。

根据克拉伯龙方程，计算管道带压运行状态下的气体质量：

$$pV=nRT$$

p：气体压强，标况压强 0.101325Mpa；

V：气体体积，管道体积；

n：气体的物质的量，单位 mol；

T：绝对温度，293.15K；

R：气体常数。

本工程危险物质分布情况见表 5.8-1。

表 5.8-1 本工程危险物质分布情况一览表

风险单元	危险物质类型	存储装置参数	最大存在量（t）
FY304-H13 井至富源东 2 接转站油气混输管线	原油	3.5km，DN80，5.5Mpa	14.1938
	天然气（甲烷）		0.7857
	硫化氢		0.0001499
FY304-H14 井至 FY304H 阀组站油气混输管线	原油	2.7km，DN80，5.5Mpa	10.9495
	天然气（甲烷）		0.6061
	硫化氢		0.0001157
FY304-H15 井至富源东 2 接转站油气混输管线	原油	2.1km，DN80，5.5Mpa	8.5163
	天然气（甲烷）		0.4717
	硫化氢		0.00009

（2）环境风险潜势初判

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算本工程涉及的危险物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q_1，q_2，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，…，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。

表 5.8-2 本工程风险单元 Q 值一览表

序号	危险单元	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	q/Q 值	Q 值划分
1	FY304-H13 井至富源东 2 接转站油气混输管线	原油	--	14.1938	2500	0.00568	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.7857	10	0.07857	
		硫化氢	7783-06-4	0.0001499	2.5	0.00006	
		Q 值Σ				0.08431	
2	FY304-H14 井至 FY304H 阀组站油气混输管线	原油	--	10.9495	2500	0.00438	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.6061	10	0.06061	
		硫化氢	7783-06-4	0.0001157	2.5	0.000046	
		Q 值Σ				0.06504	
3	FY304-H15 井至富源东 2 接转站油气混输管线	原油	--	8.5163	2500	0.00341	Q＜1
		甲烷	74-82-8	0.4717	10	0.04717	
		硫化氢	7783-06-4	0.00009	2.5	0.000036	
		Q 值Σ				0.05061	

根据上表计算结果，本工程 Q＜1，判断项目风险潜势为I。

（3）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）相关要求，风险潜势为I的建设项目可开展简单评价，不定评价等级。因此，本次评价仅对建设项目可能存在的环境风险进行简单分析，不设置评价范围。

表 5.8-3 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。

5.8.2 环境敏感目标概况

据现场调查，本工程环境敏感目标见表 2.6-1。

5.8.3 环境风险识别

5.8.3.1 危险物质风险识别

本工程涉及的主要风险物质为原油、天然气（甲烷）、硫化氢，存在于集输管线内。风险物质危险特性见表 5.8-4。

表 5.8-4 风险物质危险特性和分布一览表

序号	危险物质名称	危险特性	分布
1	甲烷	易燃气体	集输管线
2	原油	可燃液体	
3	硫化氢	有毒气体，易燃气体	

①原油

原油理化性质及危险危害特性详见表 5.8-5。

表 5.8-5 原油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	原油
	化学品英文名称	Grudloil
组成/组分信息	烷烃、环烷烃、芳香烃和烯烃等多种液态烃的混合物。主要成分是碳和氢两种元素，分别占 83%～87%和 11%～14%；还有少量的硫、氧、氮和微量的磷、砷、钾、钠、钙、镁、镍、铁、钒等元素。	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点液体。侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。健康危害：液体有强烈刺激性。食入可引起恶心、疼痛和呕吐，引起黏膜水肿和溃疡症状，包括口腔和咽喉灼烧感；较大的剂量可引起恶心、呕吐、麻醉、无力、头晕、呼吸表浅、腹痛、抽搐和意识丧失；可引起心律失常、室颤和心电图改变；可发生中枢神经系统抑制。眼睛接触本品可引起刺激，长期接触引起炎症。皮肤长期或持续接触液体可引起脱脂，伴随干燥、破裂、刺激和皮炎。蒸汽对上呼吸道有刺激性。高温时吸入伤害加重。吸入高浓度蒸气的急性影响是肺部刺激症状，包括咳嗽伴有恶心；中枢神经抑制表现为头痛、头晕、兴奋、视力模糊、反应迟钝、疲乏和共济失调。长时间暴露于高浓度蒸气中可导致麻醉、神志不清，甚至昏迷和死亡。吸入高浓度的油雾可引起油性肺炎。慢性影响：长时间接触可引起支气管炎和肺水肿。长期皮肤接触可造成皮肤干燥、皲裂和发红。影响神经系统、骨髓机能等。环境危害：造成大气，河流，湖泊，海洋，土壤等污染。燃爆危险：易燃。遇到高热，火星或火苗极易引起燃烧爆炸。	
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。如有不适感，就医。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水冲洗。如有不适感，就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。	

<table>
<tr><td></td><td colspan="4">吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。静卧、保暖。开始急救前，取出假牙等，防止阻塞气道。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。
食入：饮水，禁止催吐。保持呼吸道通畅，防止吸入呕吐物。禁止给嗜睡症状或知觉降低即正在失去知觉的病人服用液体。如有不适感，就医。</td></tr>
<tr><td>消防措施</td><td colspan="4">危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，沿地面扩散并易积存于低洼处，遇火源会着火回燃。
有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。
灭火方法：用泡沫、干粉、二氧化碳、砂土灭火。</td></tr>
<tr><td>泄漏应急处理</td><td colspan="4">消除所有点火源。根据液体流动和蒸气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。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或限制性空间。小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在限制性空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td>操作处置与储存</td><td colspan="4">操作注意事项：密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人员佩戴过滤式防毒面具，穿防静电工作服。远离火种、热源。工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。灌装时应控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。在清除液体和蒸气前不能进行焊接、切割等作业。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和泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。
储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃，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、通风设备。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。</td></tr>
<tr><td>接触控制/个体防护</td><td colspan="4">工程控制：工作现场严禁吸烟，避免长期反复接触，进入罐、限制性空间或其他区域作业，须有人监护。
呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可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，但建议在特殊情况下，戴化学安全防护眼镜。
身体防护：穿防静电工作服。【工程控制】：生产过程密闭，加强通风。提供安全淋浴和洗眼设备。
手防护：戴一般作业防护手套。
其他防护：工作现场禁止吸烟、进食和饮水。工作完毕，淋浴更衣。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">理化特性</td><td>外观与性状</td><td>黑色的可燃性黏稠液体</td><td>蒸气压</td><td>无资料</td></tr>
<tr><td>沸点</td><td>自常温至 500℃以上</td><td>闪点</td><td>-6~155℃</td></tr>
<tr><td>熔点</td><td>-60℃</td><td>溶解性</td><td>不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂</td></tr>
<tr><td>密度</td><td>相对密度（水=1）
0.7365-1.0724g/cm³</td><td>稳定性</td><td>稳定</td></tr>
</table>

	爆炸极限	1.1%~8.7%（V%）	自燃温度	280℃~380℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定。 禁配物：氧化剂。 避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。 聚合危害：不聚合。 分解产物：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物、硫氧化物等有毒烟雾。			
毒理学资料	有毒。原油中芳香烃以及杂原子化合物具有一定的毒性。 LD50：>4300mg/kg（大鼠经口） LC50：无资料			
生态学资料	生态毒理毒性：原油中的芳香族化合物以及杂原子具有一定的毒性。 生物降解性：自然界中的部分厌氧菌，硫化菌以及部分绿色植物能将原油的大部分物质降解。 非生物降解性：原油中的沥青质等高分子物质具有很难的生物降解性。 生物富集或生物积累性：/。 其他有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	性质：危险废物。 处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放于下水道，河流，湖泊，大海等。			
运输信息	运输注意事项：环境密封放置，防止热源和日光暴晒，与强氧化剂隔离。			
法规信息	《危险化学品安全管理条例》中华人民共和国国务院令第 591 号（自 2011 年 12 月 1 日起施行），中华人民共和国国务院令第 645 号修订（自 2013 年 12 月 7 日起施行）、《危险化学品目录（2015 版）》（自 2015 年 5 月 1 日起施行）。			
其他信息	表格内数据来源于本工程方案提供的物料特性数据、《危险化学品目录（2015 版）》和《危险化学品安全技术全书》。			

②天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183）标准，天然气属于甲 B 类火灾危险物质。具有易燃性、易爆性、低毒性。

易燃性：天然气属于甲类火灾危险物质。天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集，在空气中只需较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

易爆性：天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，遇火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为 5%～15%，爆炸浓度极限范围越宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

毒性：天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合

征。

A.甲烷

天然气主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，当空气中甲烷浓度达到 10%时，就使人感到氧气不足；当空气中甲烷浓度达到 25%～30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中，呼吸和心跳加速、精细动作障碍等；当空气中甲烷浓度达 30%以上时可能会因缺氧窒息、昏迷等。

其危险性和危害特性见表 5.8-6。

表 5.8-6 甲烷的危险性和危害特性

毒性及健康危害	接触限值	中国 MAC	未制定标准	
		苏联 MAC	300mg/m³	
	侵入途径	吸入		
	健康危害	当空气中甲烷浓度达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速等；当甲烷浓度更高时，可能使人出现窒息、昏迷等		
燃烧爆炸危险性	燃烧性	易燃	建筑火险等级	甲
	闪点（℃）	-188	爆炸下限（V%）	5
	自燃温度（℃）	538	爆炸上限（V%）	15
	危险特性	甲烷与空气混合能形成爆炸性混合物，当在爆炸极限范围内遇明火、高热时引起燃烧爆炸；甲烷若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险，甲烷与氟、氯等发生剧烈的化学反应		

B.H_2S

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，经人体黏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。

其危险性和危害特性见表 5.8-7。

表 5.8-7 硫化氢对人的生理影响及危害

标识	中文名称：硫化氢		英文名称：Hydrogensulfide	
	危险性类别		易燃、有毒气体	
物化特性	沸点（℃）	-61.8	比重（水=1）	
	饱和蒸汽压（kPa）	无资料	熔点（℃）	-82.9
	蒸气密度（空气=1）	无资料	溶解性	易溶于水，易溶于醇类、石油溶剂和原油中

<table>
<tr><td></td><td>外观与气味</td><td colspan="6">无色气体。具有臭蛋气味</td></tr>
<tr><td rowspan="4">火灾爆炸危险数据</td><td>闪点（℃）</td><td></td><td>爆炸极限</td><td colspan="4">爆炸上限%(V/V)：46.0；爆炸下限%(V/V)：4.0</td></tr>
<tr><td>灭火剂</td><td colspan="6">抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水</td></tr>
<tr><td>灭火方法</td><td colspan="6">尽可能将容器从火场移至空旷处。上风向喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。</td></tr>
<tr><td>危险特性</td><td colspan="6">易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起危险特性燃烧爆炸的危险。与浓硝酸、发烟硝酸发生剧烈反应，易爆炸。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。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">反应活性数据</td><td rowspan="2">稳定性</td><td>不稳定</td><td></td><td>避免条件</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>稳定</td><td>√</td><td></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">聚合危险性</td><td>可能存在</td><td></td><td>避免条件</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>不存在</td><td>√</td><td></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>禁忌物</td><td>强氧化剂</td><td colspan="2">燃烧（分解）产物</td><td colspan="3">无资料</td></tr>
<tr><td rowspan="2">健康危害数据</td><td>侵入途径</td><td>吸入</td><td>√</td><td>皮肤</td><td>√</td><td>口</td><td>√</td></tr>
<tr><td>急性毒性</td><td>10</td><td>无资料</td><td>LC50</td><td>大鼠吸入</td><td colspan="2">16000mg/m³，4 小时</td></tr>
<tr><td>急救措施</td><td colspan="7">吸入：如果吸入本品蒸气或其燃烧物，迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。
食入：饮水，禁止催吐。如有不适感，就医。
眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗 15 分钟，立即就医。眼睛受伤后，应由专业人员取出隐形眼镜。
皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</td></tr>
<tr><td>急性中毒</td><td colspan="7">职业接触：由于硫化氢可溶于水及油中，有时可随水或油流至远离发生源处，而引起意外中毒事故。硫化氢经黏膜吸收快，皮肤吸收甚少。误服含硫盐类与胃酸作用后产生的硫化氢可经肠道吸收而引起中毒。
中毒后的临床表现
硫化氢是一种神经毒剂。亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和黏膜接触部位。
硫化氢的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时黏膜刺激作用明显。人吸入 70～150mg/m³/1～2 小时，出现呼吸道及眼刺激症状，吸 2～5 分钟后嗅觉疲劳，不再闻到臭气。吸入 300mg/m³/1 小时，6～8 分钟出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。吸入 760mg/m³/15～60 分钟，发生肺水肿、支气管炎及肺炎，头痛、头昏、步态不稳、恶心、呕吐。吸入 1000mg/m³数秒钟，很快出现急性中毒，呼吸加快后呼吸麻痹而死亡。
急性硫化氢中毒一般发病迅速，出现以脑和（或）呼吸系统损害为主的中毒后的临床表现，亦可伴有心脏等器官功能障碍。中毒后的临床表现可因接触硫化氢的浓度等因素不同而有明显差异。</td></tr>
<tr><td>泄漏</td><td colspan="7">撤离并进行隔离。根据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</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td>紧急处理</td><td colspan="4">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。
防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。
小量泄漏：用砂土或其他不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。
大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用飞尘或石灰粉吸收大量液体。用泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">/</td><td>工程控制</td><td colspan="3">生产过程密闭，全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</td></tr>
<tr><td>呼吸系统防护</td><td>空气中浓度超标时，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）</td><td>身体防护</td><td>穿防静电工作服</td></tr>
<tr><td>手防护</td><td>戴橡胶耐油手套</td><td>眼防护</td><td>戴安全防护眼镜</td></tr>
<tr><td>其他</td><td colspan="3">工作现场严禁吸烟。工作完毕，淋浴更衣。注意个人清洁卫生。</td></tr>
</table>

根据区域油气资源概况，本工程所在区域油气中硫化氢浓度较低，正常情况下，井场周围空气中硫化氢浓度低于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，但要注意防漏、防喷工作。

5.8.3.2 生产系统风险识别

（1）井喷

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故，包括井喷时井口的铁件或井内钻具与井架碰撞起火，在井场进行带电作业或使用明火操作，井口装置设备失灵和处置不当造成压井破坏地层，引起四周冒气着火。

井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。富满油田区域已开发多年，对区域的油气藏情况已基本掌握，在采取合格防喷措施后，井喷的可能性很小，但也并非绝对不可能，从最不利的角度，本次评价依然将其作为一种风险事故考虑。

（2）井漏

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

（3）集输管线

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都

可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，直接污染周围大气和土壤，还可能对区域地下水造成污染。

5.8.3.3 环境风险类型及危害分析

通过分析本工程可能涉及的危险物质及危险场所及危险特性，本工程可能发生的环境风险主要包括井喷、井漏、集输管线发生油气泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等，井喷、集输管线发生泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对地下水造成影响。具体危害和环境影响可见表 5.8-8。

表 5.8-8 危险物质事故类型以及向环境转移的途径识别

功能单元	事故类型	事故原因	事故后果	环境影响途径
采油过程	井喷	油气开采过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷；采油气阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷。	油气中的天然气、硫化氢泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、土壤、地下水
	井漏	长期开采，产层能量未及时补充，固井套管下入深度不够或固井质量不好。	可能引起污染地下水事故，如油气上窜造成地下水污染	地下水
管线	集输管线泄漏	管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致油品泄漏、火灾、爆炸事故	油气中的天然气、硫化氢泄漏后可能会引发中毒事故，泄漏的油品会污染土壤，进而渗流至地下水，如遇明火会发生火灾、爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件	大气、土壤、地下水

5.8.4 环境风险分析

5.8.4.1 井喷事故影响分析

井喷时最容易受到污染的是大气环境、土壤以及生态环境。

（1）对大气环境及人群监控的影响

井喷时喷出大量气体，可使短时间内使局部大气环境中的轻烃含量激增，根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 4-5km，地面总烃的最大浓度可达到 1300mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量，另外本工程为油气含油硫化

氢，一旦发生井喷，可能会造成硫化氢中毒事件，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，并组织附近人员进行疏散。由于井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷会造成短期局部大气环境中污染物超标，但不会对整个评价区的大气环境质量造成长久的明显的恶化。本工程所在区域人烟稀少，区域地势平坦，扩散条件较好，所以井喷对人员的伤害有限。

（2）对土壤、地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，造成大面积的土壤污染，井喷时大量泄漏的原油覆盖在地表层可使土壤透气性下降，抑制土壤中酶的活性，土壤理化性质发生变化。原油泄漏区形成局部土壤污染，根据前面土壤专题的分析，原油影响深度一般为 0～20cm，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。

5.8.4.2 井漏事故影响分析

拟建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水漏失于地下水含水层中，由于采出水中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。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，钻井过程中采用双级固井，固井质量应符合环保要求，可确保井壁不会发生侧漏，可有效隔离含水层与开采层的交换，有效保护地下水层，将事故风险降低到最低。

5.8.4.3 对大气环境的影响分析

本工程集输管线内主要为原油、天然气、硫化氢，在管道压力下，加压集输油气泄漏时，油气从裂口流出后，泄漏的原油会挥发非甲烷总烃对周边大气环境造成污染，油气中天然气、硫化氢气体扩散至环境空气中，甲烷的密度比空气的密度小得多，稀释扩散很快，随着距泄漏点距离的增加，甲烷浓度下降非常快，一个泄漏点泄漏的甲烷对环境、人和动物的影响是局部影响。本工程油气含有硫化氢，硫化氢可通过吸入、食入、经皮吸收等方式误入体内，对中枢神经系统有麻醉作用。轻度中毒症状有头晕、头痛、恶心、呕吐、步态不稳、共济失调。高浓度吸入出现中毒性脑病。极高浓度吸入引起意识突然丧失、反射性呼吸停止，进而可能引发员工硫化氢中毒事件。本工程的油气发生泄漏遇明火燃烧，会发生火灾爆炸事故，燃烧产生的次生 CO 引发周围人员 CO 中毒事件。

本工程一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过 0.15MPa/min 时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

5.8.4.4 对地下水的环境影响分析

本工程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有可能影响到地下水。本工程环境风险最大可信事故为集输管线泄漏事故事故。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。

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：油田环境非敏感区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仍然是非常显著的。污水中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 0~10cm 或 0~20cm 表层土壤中，其中表层 0~5cm 土壤截留了 90%以上的输入原油。由此可以推断，油田环境非敏感区其他颗粒较细、质地比较黏重的土壤类型，如盐土、林灌草甸土、龟裂土等，对石油类的截留作用更大，在相同实验条件下，石油类污染物在这些土壤中则更不易下渗迁移，其下渗迁移范围也不超过 20cm；对于颗粒较粗、结构较松散、空隙比较多的棕漠土，在消除土体裂隙和根孔影响的实验条件下，石油类下渗迁移的深度也不超过 30cm。本工程评价区土壤类型主要为草甸土、潮土，因此区域土壤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 20cm 表层土壤中。

故在正常工况下，加大检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部集中收集，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。

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

5.8.4.5 对土壤环境的影响分析

集输管线泄漏的原油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长，并有可能危害人体健康。

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化，影响土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

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

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及黏重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；黏重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

运营期管线破裂，将能回收的原油回收，送联合站处理，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。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。综上所述，本工程运营期发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.8.4.6 对植被的影响

管线泄漏对植被的影响主要为原油污染土壤造成的土壤理性化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；

另外，如果原油泄漏的同时发生火灾爆炸事故，导致植被燃烧，则对植被将产生灾害性影响。

A.接触毒性危害

接触毒性主要是低沸点烃类物质对植物细胞的类脂膜结构的溶解作用，每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大，随着分子量的增大而减小。油品低沸点组分较易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好土壤中的生物活性表层中清除掉，所以

这些组分的影响是短期的。油类物质中的低沸点成分对植物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。

B.间接有害影响

土壤中油类物质污染对植被的间接影响一般为植物根系中氧缺乏（因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧）。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物，微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

5.8.5 环境风险防控措施

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。

对于重大或不可接受的风险（主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤害等），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期按照应急预案内容进行应急演练，应急物资配备齐全，出现风险事故时能够及时应对。

5.8.5.1 井喷事故风险防范措施

（1）严格按照设计规范安装防喷器和井控装置，以最大限度地防止井喷事故的发生。

（2）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制井筒和地层的压力平衡。

（3）按规定进行井场设备维修、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）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。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，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.8.5.2 井漏事故风险防范措施

（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，定期对油田区域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。

（4）在固井工艺上，为防止采出水从井管串入其它地层，对油气井采取防坍塌、防斜、防漏措施，固井完成后，对固井质量进行严格检测，满足固井相关标准、规范。

（5）油气井通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝天然气开采过程中与非油气层和地下含水层的联系，阻止采出水对非油气层和地下含水层的污染；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了有作为采出水进入钢管内的通道。

（6）油管内外壁防腐处理，避免采出水和套管表面直接接触，防止腐蚀。

5.8.5.3 井场风险防范措施

（1）平面布局科学合理：平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将全场内的明火点控制到最小，并布置在油气生产区场地边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。

（2）井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求；井场内所有设备、管线均应做好防雷、防静电接地；井场安装探照灯。

（3）在井架上、井场路口处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

（4）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材，

并定期进行检查，保持完好可用。

（5）在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照规范设置可燃气体浓度监测报警装置，以便及时发现事故隐患。

5.8.5.4 管线事故风险预防措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集油管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查。严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在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）完善管线两端井场的环境保护工程，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）在管线运营期间，严格控制输送油气的性质；定期对管线进行超声检查，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，加强管线和警示标志的管理工作。

（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。

5.8.5.5 硫化氢泄漏的监控与预防措施

（1）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做法》（SY/T6137-2005）要求进行。

①作业人员巡检时应携带硫化氢检测仪第 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带硫化氢检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。

（2）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，比如油气泄漏点，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/m³（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。

5.8.5.6 与交叉管线风险防范措施

与其他管道并行、交叉应符合相关规定的要求，并征得相关管理部门同意，采取一定的管道保护措施。与已建管道的并行间距一般不应小于 6m；对于受限制的地段，考虑保护措施及周边限制因素情况，并行间距可小于 6m，管道并行交叉段施工考虑如下工程措施：

（1）在并行已建管道敷设且利用已建管道伴行路时，本项目选择在伴行路另一侧，避免施工时占压已建管道；

（2）并行管段管道施工时，管沟开挖土石方堆放在已建管道侧，防止施工机具频繁碾压已建管道；

（3）与已建管线并行、交叉段施工前与管道管理单位充分沟通，并确定管道位置，除采取必要的支护、保护等安全措施外，应采用连续施工的作业方式尽快完成管道组焊，同时应及时回填，尽量减少原有管线的暴露时间以及对已建管线的影响；

（4）管道交叉位置的管沟，采用人工开挖，尽可能保护原有管线防腐层，交叉段管沟回填前对已建管道进行电火花检漏，如有破损修复后再进行回填管沟，确保已建管道的防腐层完成，保证管道本体的安全；

（5）交叉段管道尽量采用弹性敷设通过，管道交叉处设置交叉桩或警示牌，并标明管道埋设深度；

（6）管道并行、交叉处阴极保护设置，考虑管道间的相互影响，进行优化设计；

（7）并行已建管道段管道施工对已建管道防护设施破坏时，需根据现场地形地貌情况对已建管道和新建管道统一考虑防护措施，防护措施需征求已建管道管理单位意见并认可。

5.8.5.7 森林火灾防范措施

对于森林防火要采取有效措施，针对工程沿线植物资源分布的特点，对不同的保护对象提出如下保护措施：

（1）尽量把能够移植的植物进行移栽。对于木本植物的较小（胸径 10cm 以下）植株进行移植。

（2）管线施工过程中，尽可能不破坏地形、地貌；施工完毕后，尽可能将施工地带地形、地貌恢复至施工前的地形地貌。

（3）加强施工人员的环保意识。在开挖过程中，不随意砍伐植物，如发现有国家重点保护植物，要报告当地环保部门，立即组织抢救，应进行异地移栽保护。

（4）加强环境管理。加大宣传力度，采取各种方式，如宣传栏、挂牌等，让

施工人员了解植物的显著特征，识别分布在此地的国家重点保护植物。对已经发现的保护物种，环境监理的工作就显得十分重要，尤其是在施工期，工程单位与环保部门要合作，建立完善的管理体系，使之有法可依，执法有效，确保国家重点保护植物资源的安全。

（5）发生火灾启动场站和集输管道专项应急预案时多伴生发生溢油、有毒有害气体扩散、水环境污染事件，在现场应急处置中应结合溢油、有毒有害气体扩散、水环境污染事件应急处置措施，减少对环境污染。

（6）当发生突发环境事件时，质量健康安全环保部负责确定环境事件所需应急物资装备的种类、规格和数量，确定最小储备定额，生产运行部根据定额清单（管理区二级应急物资库：包含正压式呼吸器10套、毛毡100张、吸油棉3袋、围油绳500米等）落实环境事件应急物资储备。

（7）强化野外火源管理，制定办法，严格要求，加强对工作人员管理。

5.8.5.8 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）加强干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，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。

（4）本工程实施后，将本工程相关工程纳入各采油厂环境风险应急预案中。

（5）需建立风险隐患排查台账，做到“月度自查、季度抽查”，对问题及时整改。

5.8.5.9 应急联动

本项目位于阿克苏地区沙雅县，属于现有哈得采油气管理区富满油田内的改扩建项目，建设单位应根据项目区域各油气管道规划建设情况，推动建立环境风险应急联防联控体系，应急预案应进行有效的衔接，应急资源共享，建议区域应急体系从以下几个方面开展。

（1）本项目区规划建设油气管道相对集中，空间范围适宜构建专业联防联控体系，便于应急设施在短时间内到达事故现场，为事故应急节约宝贵时间。

（2）整合现有应急资源，建立区域联动协调机制，加强与沿线相关油田公司、消防、公安、安全等部门的沟通和联系，加强交流与合作，不断提高应急队伍素质，也能为应急联防联控机制节约资源。

（3）与当地政府形成应急预案的联络和联动，建立站场、相关油田公司、消防、公安、环保、卫生等部门联动机制，开展联合演练，提高装备水平。

（4）本项目还应建立本单位与国家及地方相关机构用于应急响应的电话网络和传真网络，确保应急状态下信息传递畅通，在风险事故下，及时向当地政府应急办报告，请求企地联动，启动地方政府突发事件应急预案，请求地方关系协调、消防支援、交通管制、环境监测、人员疏散。应急电话网络和传真网络信息的更新要及时，并以附件的形式附在预案的后面，并保存在各级应急指挥系统内。

5.8.5.10 环境风险应急处置措施

井喷失控事故应急措施

（1）伴有硫化氢、甲烷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，发出硫化氢、甲烷报警信号，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，应立即切断火源，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，危及设施及人民生命安全或引起重大火灾无法控制时；

②空气中硫化氢、甲烷浓度较高，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，危及设施及人民生命安全时；

④由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人民生命安全时。

泄漏的应急措施

（1）井场泄漏处置

1）伴有硫化氢、甲烷等有害气体逸散时：

①应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出硫化氢、甲烷报警信号，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至安全处，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至应急池或应急罐；

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，采取用砂石填埋、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，应急监测小组对周围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。

⑨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；

⑩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，应立即切断引火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

（2）管道泄漏处置

1）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）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检测；

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。

5.8.5.11 风险应急预案

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田哈得采油气管理区已编制环境风险应急预案并备案（备案编号 652924-2025-004-L），设置了环境风险事故应急监测系统等，本工程建成后，应及时修订、更新现有应急预案。本工程建成后，应对油田现有应急预案进行修订、更新，将本工程纳入哈得采油气管理区现有突发环境事件应急预案中，并定期开展演练，发生事故立即启动。

结合企业实际，拟建工程事故应急预案的主要内容见表 5.8-9。

表 5.8-9 事故应急预案

序号	项目	内容及要求
1	应急计划区	确定井场、管线等为重点防护单元
2	应急组织机构、人员	设立应急救援指挥部
3	预案分级响应条件	可分为井场突发事故处理预案、管线突发事故处理预案等。
4	应急救援保障	每座井场配备手提式磷酸铵盐干粉灭火器 6 具、灭火器箱 3 具等；管理区二级应急物资库配备正压式呼吸器 10 套、毛毡 100 张、吸油棉 3 袋、围油绳 500 米等。
5	报警、通讯联络方式	常用应急电话号码：急救中心：120，消防大队：119。由生产部负责事故现场的联络和对外联系，以及人员疏散和道路管制等工作。
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	委托当地环保监测站进行应急环境监测，化验室主任负责协助进行毒物的清洗、消毒等工作。设立事故应急抢险队。
7	应急监测、防护措施、清除泄漏措施和器材	井场站场设置可燃气体浓度检测报警装置、管线两端设置截断阀、安全阀，加强巡视，配备足够的应急设施。
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	当发生泄漏时，应通知附近的村庄撤离、疏散，特别是紧急撤离半径内的村庄进行撤离，同时设立医疗救护队，对事故中受伤人员实施医疗救助、转移，同时负责救援行动中人员、器材、物资的运输工作。由办公室主任负责，各部门抽调人员组成。
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	当事故无法控制和处理时，生产部门应采取果断措施，实施全厂紧急停车，待事故消除后恢复生产。
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练。
11	公众教育和信息	对项目邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息。

5.8.6 风险评价结论

本工程所涉及的危险物质包括原油、天然气（甲烷）、硫化氢。可能发生的风险事故包括井喷、井漏发生泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏后遇明火引发的火灾、爆炸次生污染物等。井喷、管线发生油气泄漏会对大气、土壤、地下水产生的直接影响以及遇明火后发生火灾、爆炸等引发的伴生/次生污染物排放，井漏会对区域地下水产生影响。本工程所在区域地势平坦，扩散条件较好，发生事故后，及

6 环境保护措施可行性论证

6.1 生态保护措施可行性论证

6.1.1 施工期生态保护措施

6.1.1.1 地表扰动生态环境保护措施

（1）严格遵守国家和地方有关动植物保护和防止水土流失等环境保护法律法规，最大限度地减少占地产生的不利影响，减少对土壤的扰动、植被破坏，减少水土流失。

（2）严格按照有关规定办理建设用地审批手续，贯彻“优化设计、动态设计”的设计理念，避免大填大挖，减少后期次生灾害的发生，充分体现“最大限度地保护，最小程度的破坏，最大限度地恢复”的原则。施工在开挖地表、平整土地时，临时堆土必须进行拦挡，施工完毕，应尽快整理施工现场。

（3）对井场地表进行砾石压盖及硬化处理，防止由于地表扰动造成的水土流失。

（4）充分利用区域现有道路，施工机械和车辆应严格按照规定路线行驶，禁止随意开辟道路，防止扩大土壤和植被的破坏范围。施工期间，施工车辆临时停放尽可能利用现有空地，并严格控制施工作业带，采用拉设彩条方式限定运输车辆行驶范围，严禁人为破坏作业带以外区域植被；施工结束后进行场地恢复。

（5）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，管线、井场道路沿线采用草方格防风固沙措施，减少水土流失。

类比富满油田同类项目采取的地表扰动保护措施，本项目采取的地表扰动保护措施可行。

6.1.1.2 动植物保护措施

（1）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

（2）加强环境保护宣传工作，增强环保意识，特别是对自然植被的保护。严禁在场地外砍伐植被；对施工人员进行《中华人民共和国野生动物保护法》的宣传

教育，严禁施工人员惊扰、猎杀野生动物。施工活动中发现重要物种（南疆沙蜥）活动踪迹要给予高度关注，保护其正常活动不受人为影响。

（3）强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免事故泄漏和火灾爆炸事故可能对植物和野生动物的影响。

类比富满油田同类项目采取的动植物保护措施，本项目采取的生态环境保护措施可行。

6.1.1.3 维持区域生态系统完整性措施

（1）施工应严格限定作业范围，严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的破坏。

（2）施工结束后，对井场永久占地范围内的地表实施砾石覆盖等措施，以减少风蚀量。

（3）工程施工结束后，应对施工临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌。

6.1.1.4 水土流失防治措施

（1）井场工程区

①砾石压盖：新建井场采取砾石压盖，砾石压盖能有效减少风力侵蚀，降低水土流失风险。

②限行彩条旗：为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，本方案设计在井场施工区四周拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

（2）管道工程区

①场地平整：管道工程区需挖沟槽，施工后回覆，对管道工程区施工扰动区域采取场地平整措施，降低地面粗糙度，增加土壤抗蚀性。

②防尘网苫盖：单独敷设管道管沟开挖一侧临时堆放开挖土方，本项目对临时堆土布设一定的防尘网苫盖防护措施。

③限行彩条旗：为严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动，在施工作业区两侧拉彩条旗以示明车辆行驶的边界，以避免增加对地表的扰动和破坏。

类比富满油田同类项目已采取的水土流失防治措施，本项目采取的水土流失防治措施可行。

6.1.1.5 防沙治沙措施

（1）井场周边采用草方格防风固沙措施，减少水土流失，防止土地沙漠化。草方格设置原则为：新建井场四周宽度为 20m，管线上风向 8m，下风向 4m。

草方格采用芦苇制作,方格尺寸 1.0m×1.0m,规划好草方格的位置后，先进行沿主风向的草方格埋设，然后再进行沿管线方向的草方格埋设。为确保草方格能固住流沙，及不被风吹走，草方格的埋设能按设计规定进行施工，施工时采用平头铁锹插入沙中，插入深度应在 25～30cm 之间，地表留 15～20cm 之间，草方格成形后将其根部压实，并在方格内填沙。用脚将芦苇根部沙子踩紧，并用铁锹将方格中心沙子向外扒一下，使之形成弧形洼地。

（2）施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被。

（3）井场平整后，采取砾石压盖及硬化处理；施工土方全部用于井场平整及管沟回填，严禁随意堆置。遇到易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘时间，同时作业处覆以防尘网。在施工过程中，不得随意碾压区域内其他固沙植被；施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化。

（4）相关防沙治沙措施要求在项目建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

类比富满油田同类项目施工采取的防沙治沙措施，本项目采取的防沙治沙措施可行。

6.1.2 运营期生态保护措施

本项目实施后，运营期生态恢复措施以保持和维持施工期结束时采取的措施为主。并从管理上对工作人员加强宣传教育，切实增强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，进行野生动物保护法的宣传教育，严禁惊扰、猎杀野生动物。

类比富满油田同类项目采取的生态保护措施，本项目采取的生态保护措施可行。

6.1.3 退役期生态保护措施

单井进入开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013），项目针对退役期生态恢复提出如下措施：

（1）废弃井采取先封堵内外井眼，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管，清理场地，清除各种固体废物，及时回收拆除采油（气）设备过程中产生的落地油，经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、

无垃圾。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。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，成为污染地下水的通道。

（2）将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，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。

（3）建议保留井口水泥底座，以防止沙化，起到防沙固沙作用。

（4）退役期井场集输管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

（5）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

6.2 地下水环境保护措施可行性论证

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。运营期要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

针对项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、污水产生及储存构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

分区防治：结合建设场区生产设备、管道、污染物储存等布局，实行重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区防渗措施有区别的防渗原则。主要包括生产区地面和设备的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施；

污染监控体系：实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

应急响应：包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

6.2.1 施工期地下水环境保护措施

6.2.1.1 源头控制措施

（1）禁止使用列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的设备，或列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备。采取节水措施，提高水的重复利用率：以钻井队为单位，在保证正常作业的情况下，确定各类施工作业条件下的合理用水量，以控制清水用量。动力设备、水刹车等冷却水要循环使用，要安装泥浆泵冷却水循环系统；振动筛的污水循环系统，以减少用清水直接冲洗设备，尽量采用擦洗的方法清洗设备。

（2）污染物防控措施

①禁止沿途倾倒、排放废水。含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等，并应设篷盖和围栏，防止雨水冲刷进入外环境。井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②拟建项目采用水基钻井液，并采用泥浆不落地工艺，钻井废水随钻井固废一同委托专业单位综合处置，不直接外排。

③泥浆不落地工艺无须设置泥浆池，最大限度地降低了泥浆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。

④设计、施工时对泥浆储存、收集、处理、排放设备等应采用优质、稳定、成熟的产品，做好质量检查、验收工作，防止设备破损和“跑、冒、滴、漏”现象。

⑤对集油管线采用无缝玻璃钢管，采取防腐+保温措施，具有较强的耐化学腐蚀性能、耐温耐压性能好，粘结力强并具有良好的韧性等性质，有效地减小了管线腐蚀穿孔造成地下水污染的情况。

⑥定期对泥浆罐、埋地管道等隐蔽设施的渗漏性进行检查，观察是否有渗水、漏水现象，发现问题及时解决。

⑦对现有工程防渗设施进行排查，杜绝设备老化，防渗不达标。

⑧钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害钻井泥浆。钻井泥浆循环利用，钻井完毕后，废弃泥浆和一般岩屑采用“泥浆不落地”工艺处理。

（3）其他

①标准化建设，具备监控系统，管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

②表层套管的固井水泥必须返高至地面，防止浅层含水层受到钻井泥浆污染。完井后固井水泥必须返高至地面，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

③施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境，施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。施工期固体废物等拉运车辆须在转运过程中做好转运台账，严

格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避开环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。禁止利用渗井、渗坑、裂隙以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物。

④严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。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。做好阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏。

⑤井的设计、建造应按照 SY/T6596 的要求保证其完整性。钻井过程中严格按照钻井施工工艺，施工规范进行操作，防止钻井过程中，由于施工不当，导致井喷、原油泄漏以及油水地层窜层等事故污染地下水。钻井过程中产生的钻井废水，废弃泥浆、岩屑等按照规范统一集中处理。保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层。

针对以上措施的实施，实际施工期井队对机械设备做检修保养记录，并制定环境保护管理制度，设环保专员负责检查井场内废水、固废等处置情况，保证废物得到有效处理，从而达到减少对周围地下水环境污染的预期效果。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.2.1.2 过程防控措施

防渗措施

建设单位须做好场区分区防渗措施。按重点防渗区、一般防渗区分别采取不同等级的防渗措施，防渗层尽量在地表铺设，防渗材料可根据具体防渗区域拟选取 HDPE 或其他防渗材料，按照污染防治分区采取不同的设计方案。

为防止对地下水污染，针对井场施工期间工程特点，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开

发建设项目》（HJ349-2023），将钻井期井场进行分区防渗，其中钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台、危废贮存点等划分为重点防渗区，柴油发电机油罐区为一般防渗区，采取相应的防渗措施可有效避免发生渗漏事故。分区防渗方案见表 6.2-1。

表 6.2-1 分区防渗方案

污染源名称	防治分区	防渗技术要求
钻井工程基础区域、钻井液循环系统、清洁生产操作平台等	重点防渗	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB18598 执行
危废贮存点	重点防渗	GB18597-2023
柴油发电机油罐区	一般防渗	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s，或参照 GB16889 执行

（2）严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。加强施工管理，发现问题及时解决。

（3）钻井架底座表面应有导流槽，保证钻井废水全部入泥浆不落地装置中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

在落实以上废水处理措施的情况下，施工期不会对地下水产生影响，措施可行。

6.2.2 运营期地下水环境保护措施

地下水环境保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》和《中华人民共和国环境影响评价法》及地下水导则的相关规定，按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

基于前文的地下水环境影响预测和评价，拟建项目在正常工况下，对当地地下水环境影响较小；在非正常工况下，对当地地下水环境构成潜在威胁，可能会对地下水水质产生不良影响。因此，为确保当地地下水环境安全，需采取一些保护管理措施。

为有效保护拟建项目区的地下水环境，除了按项目可研报告中设计的方案处理各类废水，还需要建设地下水跟踪监测方案和定期信息公开。下面结合拟建项目特点和当地自然环境特征，提出地下水环境保护管理的原则和措施。

6.2.5.1 源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术，对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对井场、站场、管道

的装置等采取相应措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，降低风险事故，尽量减少地下水污染。

①根据项目预测开发指标，项目采出液不含水。后期如存在采出水，则随采出液一起输送至哈一联合站污水处理系统处理，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表1第V类水质标准后回注地层。

②定期对井场、站场的设备、阀门等进行检查，一旦发现异常，及时采取措施，防止原油“跑、冒、滴、漏”的发生。

③采用高质量的集输管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

④油气水井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。定期对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故；发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑤修井作业时，要严格加强防污染措施。起油管前要打开泄油器，管内油水进入废液罐，蒸汽吹扫油管、油杆的污油、污水等全部回收至废液罐回收，严禁流入井场。

6.2.5.2 分区防治措施

对井场可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，并及时将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，可有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），分区防控措施应满足以下要求：

①已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如GB16889、GB18597、GB18598、GB18599、GB/T50934等。

②未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求或根据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，提出防渗技术要求。

本工程不属于已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，分区防控措施应根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录，油气集输过程中主要关注的污染物为耗氧量、氨氮、石油类等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区、简单防渗区。

一般防渗区：根据项目特点，结合水文地质条件。主要指对可能会产生一定程度的污染、但建（构）筑物基础落在泥岩裸露区或填方区的工艺区域或部位，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），一般防渗区防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10-7cm/s 的黏土层的防渗性能。

简单防渗区：指不会对地下水环境造成污染或者可能会产生轻微污染的其他建筑区。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），简单防渗区内不采取专门针对地下水污染防治措施，进行一般地面硬化即可。

根据污染控制难易程度分级参照表（表 6.2-1）、天然包气带防污性能分级参照表（表 6.2-2）、地下水污染防渗分区参照表（表 6.2-3），提出防渗技术要求。

表 6.2-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理

表 6.2-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土的防污性能
强	岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 0.5m≦Mb<1.0m，渗透系数 K≦1×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定；岩（土）层单层厚度 Mb≧1.0m，渗透系数 1×10^{-6}cm/s<K≦1×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定；
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

表 6.2-3 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效粘土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s，或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		

简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 6 及前文分析，项目区内包气带防污性能为“弱”，生产过程中产生的污水中主要污染物为石油类及 COD、盐分等，不属于重金属和持久性有机物类，为“其他类型”。故运营期将工程区域整体划分为一般防渗区和简单防渗区。具体划分方案如下：

表 6.2-4 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗要求
一般防渗区	井口区、井场/站场工艺装置区	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期间应留存施工影像。
简单防渗区	撬装设备间	简单硬化

6.2.5.3 管道刺漏防范措施

（1）各井场设置现场检测仪表，并由 RTU 箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站 SCADA 管理系统通信，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

（2）在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

（3）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，应加强管线和警示标志的管理工作，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。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

（4）一旦管道发生泄漏事故，井场内设置有流量控制仪及压力变送器，当检测到压力降速率超过设定值时，由 SCADA 系统发出指令，远程自动关闭阀门。

6.2.5.4 地下水环境监测与管理

根据本工程特点建立和完善区域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，环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。根据《环境

影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），结合工程区所在区域的水文地质条件和《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中要求，二级评价的建设项目一般需在建设项目场地、上、下游各设置1个跟踪监测点，监测井位的设置可依托已有水井。根据区域水文地质条件，结合《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）和《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022），本工程监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见表6-2-5。

表6.2-5 地下水监测点布控一览表

孔号	区位	监测层位	功能	监测频率	主要监测项目
G1	项目区周边	孔隙潜水/单管单层	地下水环境影响跟踪监测井	每年采样2次。发生事故时加大取样频率。	耗氧量、氨氮、石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬等。当监测指标出现异常时，可按照HJ164的附录F中石油和天然气开采业特征项目开展监测。
G2	地下水上游				
G3	地下水下游				

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向采油厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

另外，井场设置现场检测仪表，并由RTU箱中的控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，上传井场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

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

①管理措施

1）预防地下水污染的管理工作是生态环境管理部门的职责之一，油田公司环境保护管理部门应指派人员负责预防地下水污染的管理工作；

2）建设单位应委托具有监测资质的单位按时、按质、按量完成地下水监测工作，并按要求分析整理原始资料、编写监测报告；

3）建立与工程区环境管理系统相联系的地下水监测信息管理系统；

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

②技术措施

1）定期对法兰、阀门、管道等进行检查。

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

6.2.5.5 地下水污染应急预案及处理

（1）应急预案内容

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其他类型事故的应急预案相协调，并纳入哈得采油气管理区应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

（2）污染事故处理

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。可采用阻断污染物向周边环境迁移扩散的技术，如泥浆墙、灌浆墙、土工膜阻断、板桩、原位土壤搅拌阻断、可渗透反应墙等，通过在污染源周围构筑低渗透屏障，来隔离污染物，同时操控地下水的流场。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

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

⑨对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

综上，本工程运营期采取的地下水污染防治措施可行。

6.2.3 退役期地下水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，采油设备拆除区域地面铺设 HDPE 防渗膜，防止污油进入外环境，对周围水环境影响较小。

油气井报废或退役后，按照《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对完成采油的废弃井封堵，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，污染地下水环境。

6.3 地表水环境保护措施可行性论证

6.3.1 施工期地表水环境保护措施

在施工期，对地表水环境可能造成影响的污染源为钻井废水、管线试压废水及生活污水。

（1）钻井废水

①钻井过程采用无毒无害的水基非磺化钻井液。

②钻井废水在井场固液分离，去向分两部分，溢流上清液排入井场泥浆罐中用于配制泥浆，循环使用，不外排。

③钻井过程中设备清洗、冷却等需消耗大量清水，采取有效节水措施，不仅节约了水资源，同时也减少了钻井废水的产生量，减少了废水存储设施的负担和后续处理的负荷，符合清洁生产的要求。因此，要在源头上节水降污，使钻井废水予以减量。钻井液循环使用过程中应严格操作程序，提高泥浆循环利用率，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

（2）试压废水

本工程管道试压以测试管道的强度和密闭性，试压介质为清洁水，管道试压用水重复利用。管道试压过程会产生一定量的试压废水，清管试压废水主要污染物为悬浮物。试压水由管道排出由罐收集后，进入下一段管道循环使用，试压废水水质相对简单，以悬浮物为主，试压结束沉淀后用于施工区域洒水降尘，不外排。因此，本工程管道试压废水可得到妥善处置，不外排，污染防治措施可行。

（3）生活污水

施工期生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至富源联公寓生活污水处理装置处理。不外排。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2 运营期地表水环境保护措施

根据工程分析，本工程建成后无新增定员，不新增生活污水，井场采出水、井下作业废水分别依托哈一联合站、哈四联合站污水处理系统处理达标后综合利用。

对营运期废水拉运建立管理台账，台账记录内容包括污水拉运量、罐车车号、

到站时间、离站时间、进出场站登记记录等，必须定点装卸车，按照规定路线限速行驶，禁止沿途倾倒、泄放废水。

在正常状况下，本工程在设计、施工和运行时，严把质量验收关，杜绝因管道材质、制管、防腐涂层、焊接缺陷及运行失误而造成管线泄漏。在生产运行过程中，强化监控手段，定期检查检验，检漏控漏，杜绝长期事故性排放点源的存在；在非正常状况下，应及时采取水污染应急控制措施。

在采取以上措施，本工程运营期废水均能妥善处置，不外排。措施可行。

6.3.3 退役期地表水环境保护措施

项目退役期拆除设备、清理站场时，施工时间较短，施工人员产生的生活污水量较少，依托施工区域周边生活设施处理，不外排，措施可行。

6.4 土壤环境保护措施可行性论证

6.4.1 施工期土壤环境保护措施

（1）施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面。

（2）产生的挖填方尽量实现自身平衡，开挖土方集中堆放并采取保护措施，在临时堆放场周围采取必要的防护措施。

（3）钻井井场严格执行《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610–2016）“11.2.2 分区防控措施”和《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934–2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将钻井平台、危废贮存点、放喷池等设置为重点防渗区，重点污染防治区防渗层的防渗性能等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K \leq 1.0\times10^{-7}$cm/s。

（4）钻井过程采用无毒无害的水基钻井液，钻井废水用于配制泥浆，在井场内循环使用，钻井岩屑采用泥浆不落地收集系统收集并对其无害化处置。

（5）加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、渗、漏，减少设备破损和泄漏发生。

6.4.2 运营期土壤环境保护措施

（1）源头控制

①定期检修维护井场压力、流量传感器，确保发生泄漏时能及时切断阀门，减少泄漏量；

②人员定期巡检，巡检时应对管线沿线进行仔细检查，出现泄漏情况能及时发现；

③加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生；

④加强井场及管线巡检，避免因“跑、冒、滴、漏”或泄漏事故发生造成油品进入土壤，发生泄漏事故时应及时清理落地油，受污染的土壤应交由具有相应危险废物处置资质的单位负责接收、转运和处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

（2）过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934–2013）“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求，将井口区划分为一般污染防治区，一

般污染防治区防渗层的防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为1.0×10^{-7}cm/s的黏土层的防渗性能。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

（3）跟踪监测

根据项目特点及相关要求结合哈得采油气管理区现有监测计划，制定监测计划，详情见表6.4-1。

表6.4-1 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	建设项目区块联合站	表层样	石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、砷、六价铬、盐分含量、pH	执行《土壤环境质量建设用地污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表2第二类用地筛选值	每5年1次

类比现状哈得采油气管理区采取的土壤环境保护措施，拟建工程采取的土壤环境保护措施可行。

6.4.3 退役期土壤环境保护措施

退役期对永久停用、拆除或弃置的设施，经土壤污染状况调查，确保无土壤环境污染遗留问题后，进行生态恢复工作，并依法进行分类管理。

6.5 大气环境保护措施可行性论证

6.5.1 施工期大气环境保护措施

（1）扬尘防治措施

①施工场地四周设置围栏，当起风时，可使影响距离缩短；

②开挖等过程，应洒水使作业面保持一定的湿度；对施工场地内松散、干涸的表土，经常洒水防止扬尘；

③加强回填土方堆放场的管理，采取土方表面压实、定期喷水、覆盖等措施；不需要的泥土、建筑材料弃渣应及时运走；

④施工前对现有进场应限制车速，减少行驶产生的扬尘；

⑤加强运输管理，如散货车不得超高超载、使用有盖的运输车辆，以免车辆颠簸物料洒出；水泥使用密封罐装运输车，装卸应有除尘装置，防止扬尘污染；化学物质的运输要防止泄漏；坚持文明装卸；

⑥施工单位必须加强施工区域的管理。建筑材料的堆场应定点定位；根据风速，

采取相应的防尘措施，对散料堆场采用篷布遮盖散料堆；

⑦合理安排施工计划，根据平面布局，可以对厂址局部提前进行绿化，改善生态景观，减轻扬尘环境影响。

（2）废气防治措施

①加强对施工车辆的检修和维护，严禁使用超期服役和尾气超标的车辆。

②对施工期间进出施工现场车流量进行合理安排，防止施工现场车流量过大。

③尽可能使用耗油低，排气小的施工车辆，选用优质燃油。

④在焊接作业时使用无毒低尘焊条，减少有害废气排放。

⑤在集输管网投产前的项目初期，井场要进行测试放喷。为了点火安全和控制热辐射范围，需修建地面放喷池，通过水平火炬进行测试放喷。

⑥采用防喷器组(环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器)等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生。

6.5.2 运营期大气环境保护措施

本工程运营期的废气排放源主要为井口、管线接口、阀门等处产生的无组织挥发烃类；温室气体的污染物主要为井场开采过程中产生的甲烷等逃逸。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；本工程采用密闭集输，定期巡检，确保集输系统密闭运行。

（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，厂界无组织非甲烷总烃排放满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求，硫化氢排放满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 二级厂界标准值，厂区内非甲烷总烃排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）。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）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃、硫化氢例行监测，确保井场无组织废气中非甲烷总烃可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，硫化氢可满足《恶臭污染物排放标准》

（GB14554-93）表 1 标准限值要求。

（4）温室气体管控：①进一步开展节能减排工作，加强质量控制和技术研发，降低抽油机井工作能耗，加强油气集输和管道密闭性能；②大力推广应用零散天然气回收和电力系统无功补偿及新能源利用等开采技术，开发清洁能源替代现有能源；③选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；④加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复；⑤加强油井生产管理，减少温室气体的跑、冒，做好油井的压力监测，并准备应急措施，从而减少温室气体排放。

综上，本工程采取的废气污染防治措施可行。

6.5.3 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。

6.6 声环境保护措施可行性论证

6.6.1 施工期声环境保护措施

在井场高噪声污染源主要是钻机、泥浆泵等产生的噪声。主要减噪措施包括：

（1）合理安排施工

①根据《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）确定工程施工场界，合理科学地布局施工现场。

②施工现场设置施工标志，对可能受施工噪声影响的村庄或住户进行公开，取得谅解。

③施工运输车辆在通过村庄和学校时控制车速、禁鸣，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

④合理安排施工时间，在敏感点附近施工采取变动施工方法措施和控制施工时间，靠近敏感点一侧设置围挡。避免强噪声设备集中施工，尽量降低施工噪声对居民生活的影响。

（2）采取噪声控制措施

①在距离村庄较近时对泥浆泵做好减振基础，减少噪声传播，合理安排施工时间，倡导科学管理和文明施工；加强施工机械的保养维护，使其处于良好的运行状态。

②修建地面放喷池，周边用砂土作堆，堆高超过 2m，尽量缩短放喷时间；

③施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声对周围声环境的影响。

④管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，管线的作业带宽度为8m。

类比富满油田现有钻井井场采取的井场噪声防治措施，本项目采取的噪声防治措施可行。

6.6.2 运营期声环境保护措施

（1）提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。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。

（2）采取基础减振措施。

类比富满油田同类型井场场界噪声监测数据。监测数据见下表。

表 6.6-1 富满油田井场噪声排放情况一览表

项目	站场	监测值 dB(A)		主要处理措施	标准	达标情况
噪声	YUKE401H 井	昼间	40～48	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
		夜间	38～46			达标
	HD23-3-2C	昼间	40～41	基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区昼间、夜间标准要求	达标
		夜间	38～40			达标

根据噪声预测结果并类比富满油田同类型井场场界噪声监测，井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，因此本项目采取的噪声污染防治措施可行。

6.6.3 退役期声环境保护措施

退役期噪声主要为车辆噪声等，合理控制车速，施工运输车辆在驶经声敏感点时应低速行驶，少鸣笛或不鸣笛，加强车辆维护，合理安排运输路线，来减轻噪声

对周围声环境的影响。

6.7 固体废物处理措施可行性论证

6.7.1 施工期固体废物污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议建设单位采取以下防范措施：

（1）钻井废弃物处理方案

严格执行《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）标准等相关要求。废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，固相收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫，不得用于填充自然坑洼，检测不合格固相工程结束后送塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处置，直至满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的综合利用限值后再进行综合利用；废弃磺化泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，固相转运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理或在井场进行无害化达标处置，在各项指标满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，，同时石油烃达到《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 2 第二类用地风险筛选值要求后，用于铺垫油区内的井场或道路，不得用于填充自然坑洼。

（2）其它要求或方案

①工程土方施工应对挖方单侧堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

④完井后，井场内废物必须全部进行清理、回收处理，做到“工完、料尽、场地清”。

（3）危险废物处置

废机油、烧碱废包装袋、废防渗材料暂存于撬装式危废贮存点中，由具有资质的单位接收，钻井队与之签订危废转移协议，运输过程严格按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部部令第23号）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）执行。危险废物转移过程应采取防扬散、防流失、防渗漏措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒；钻井队结合自身的实际情况，与生产记录相衔接，建立危险废物管理台账记录，如实记载产生危险废物的种类、数量、流向、贮存、利用处置等信息，并填写、运行危险废物转移联单。钻井队禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

综上，拟建工程施工期产生的固体废物均得到综合利用或妥善处置。

类比富满油田同类项目采取的固体废物处理措施，拟建工程采取的固体废物处理可行。

6.7.2 运营期固体废物污染防治措施

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号）、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告2021年第74号）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告2017第43号），拟建工程运营期产生的危险废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶，一般工业固体废物为废分子筛。落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，由有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用；废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置。

拟建工程一般工业固体废物情况见表6.7-1，危险废物处理处置情况见表6.7-2。

表6.7-1 拟建工程一般工业固体废物及治理措施一览表

序号	固体废物名称	代码	产生环节	物理性状	产生量（t/a）	属性	贮存方式	处理措施
1	废分子筛	SW12 900-009-S59	制氮环节	固态	0.12t/a	一般工业固体废物	--	定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置

表6.7-2 拟建工程危险废物产生、处置及防治措施情况一览表

危险废物名称	废物类别	废物代码	产生量（t/a）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危废特性	污染防治措施
落地油	HW08	071-001-08	0.6	油气开	固态	油类物	油类	/	T，I	分类收集后运至有

				采、管道集输		质、泥砂	物质			危废处置资质的单位接收处置
废防渗材料	HW08	900-249-08	0.75	场地清理环节	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废润滑油桶	HW08	900-249-08	0.03	设备维护	固态	废矿物油	油类物质	/	T，I	
废润滑油	HW08	900-214-08	0.5	设备维护	液态	废矿物油	油类物质	/	T，I	进入原油处理系统资源回用

本工程产生的危险废物运输委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，沿线避让水体、重要敏感目标，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）、《危险废物转移管理办法》（生态环境部令第 23 号）中相关要求，落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。并严格按照《危险废物转移管理办法》（2021 年 11 月 30 日生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号）、《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等相关要求制定危险废物管理台账。

因此，本项目危险废物处置措施可行。

6.7.3 退役期固体废物污染防治措施

拟建工程退役期固体废物主要为废弃管道、建筑垃圾等，废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵；建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置。

类比富满油田现有退役井采取的固体废物处置措施，拟建工程退役期采取的固体废物处置措施可行。

7.温室气体排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本次评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

7.1 温室气体排放分析

7.1.1 温室气体排放影响因素分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH_4 逃逸排放、CH_4 回收利用量、CO_2回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2排放。

（1）燃料燃烧 CO_2排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2排放。

拟建工程不涉及燃料燃烧 CO_2排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2和 CH_4 排放。

拟建工程不涉及火炬燃烧装置，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2气体排放量。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放到大气中的 CH_4 或 CO_2气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程主要为井场建设内容，不涉及计转站或联合站，不再核算该部分 CH_4 或 CO_2气体排放量。

（4）CH_4逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织CH_4排放，如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。

拟建工程井场法兰、阀门等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

（5）CH_4回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的CH_4从而免于排放到大气中的那部分CH_4。CH_4回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。

拟建工程未实施甲烷回收利用。

（6）CO_2回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的CO_2作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分CO_2。CO_2回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑CO_2地质埋存或驱油的减排问题。

拟建工程未实施CO_2回收利用。

（7）净购入电力和热力隐含的CO_2排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。

拟建工程实施后，需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

综上所述，拟建工程碳排放核算边界及核算内容见表7.1-1所示。

表7.1-1 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	塔里木富满油田富源304H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整	包括基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括： （1）CH_4逃逸排放 （2）净购入电力和热力隐含的CO_2排放量

7.1.2 温室气体排放量核算

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》本工程碳排放源如下：

（1）CH_4逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，本工程运营期无燃料燃烧和工艺放空装置，主要排放的温室气体为开采过程中井口装置逃逸排放的 CH_4。

（2）净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。本工程年使用电量为 9.3 万 kW·h/a。项目主要用电负荷为井场采油装置。

根据以上条件，本项目温室气体排放量核算过程如下：

（1）CH_4 逃逸排放

本工程主要排放的温室气体为开采过程中逃逸排放的 CH_4。《中国石油和天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）中“油气开采业务 CH_4 逃逸排放”计算公式进行计算：

$$E_{CH_4_开采逃逸} = \sum_j \left(Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}\right) + \sum_j \left(Num_{gas,j} \times EF_{gas,j}\right)$$

式中：$E_{CH4_开采逃逸}$——原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH_4 逃逸排放，单位为吨 CH_4；

j——不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$——原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；新建井场 3 座，取 3。

$EF_{oil,j}$——原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）。采油井口装置取 0.23。

$Num_{gas,j}$——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；取 0。

$EF_{gas,j}$——天然气开采业务所涉及的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子，单位为吨 CH_4/（年·个）。天然气井口装置取 2.5

本工程开采逃逸的 CH_4 为：0.69t，折算成 CO_2 排放量为 19.32t。

（2）净购入的电力和热力消费引起的 CO_2 排放

①计算公式

主要为净购入电力，计算公式：

$$E_{CO_2\text{-净电}}=AD_{\text{电力}}\times EF_{\text{电力}}$$

式中：$E_{CO_2\text{-净电}}$——企业净购入的电力消费引起的 CO_2排放，吨 CO_2；

AD 电力——企业净购入的电力消费量，MWh；

EF 电力——电力供应的 CO_2排放因子，吨 CO_2/MWh。

②活动水平数据

拟建工程实施后，净购入的电力和热力消费引起的 CO_2排放活动水平数据详见表 7.1-2。

表 7.1-2 净购入的电力和热力 CO_2排放活动水平数据一览表

项目	类别	名称	单位	活动数据
本工程	电力	电力消耗量	MWh	93
		自发电量	MWh	0
		净购入电力	MWh	93

③排放因子数据

净购入的电力和热力消费的 CO_2排放因子数据根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》选取饱和蒸汽的热焓，项目采用国家最新发布值，取值来源于《关于做好 2023-2025 年发电行业企业温室气体排放报告管理有关工作的通知》中，明确了 2022 年度全国电网平均排放因子为 0.5703tCO_2/MWh。

④计算结果

根据净购入的电力和热力消费的 CO_2排放计算公式，拟建工程实施后，净购入的电力和热力消费引起的 CO_2排放量核算结果详见表 7.1-3。

表 7.1-3 净购入的电力和热力消费的 CO_2排放量核算结果一览表

项目	类别	单位	CO_2排放量 t
本工程	净购入电力	吨 CO_2	53.0379

（3）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，化工企业的 CO_2排放总量计算公式为：

$$E_{GHG}=E_{CO_2_燃烧}+E_{GHG_火炬}+\sum_S\left(E_{GHG_工艺}+E_{GHG_逃逸}\right)_S-R_{CH_4_回收}\times GWP_{CH_4}-R_{CO_2_回收}+E_{CO_2_净电}+E_{CO_2_净热}$$

式中，EGHG-温室气体排放总量，单位为吨 CO_2；

ECO_2-燃烧-核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2排放量，单位为吨 CO_2；

EGHG-火炬-企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2当量；

EGHG-工艺-企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2当量；

EGHG-逃逸-企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2当量；

S-企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

RCH_4-回收-企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4；

$GWPCH_4$-CH_4 相比 CO_2的全球变暖潜势值。取值 21；

RCO_2-回收-企业的 CO_2回收利用量，单位为吨 CO_2；

ECO_2-净电-报告主体净购入电力隐含的 CO_2排放量，单位为吨 CO_2；

ECO_2-净热为报告主体净购入热力隐含的 CO_2排放量，单位为吨 CO_2。

按照上述 CO_2排放总量计算公式，则拟建工程实施后 CO_2排放总量见表 7-1-4 所示。

表 7.1-4CO_2排放总量汇总一览表

项目	源类别	排放量(吨 CO_2)
拟建工程	燃料燃烧 CO_2排放	0
	火炬燃烧排放	0
	工艺排放	0
	CH_4 逃逸排放	19.32
	CH_4 回收利用量	0
	CO_2回收利用量	0
	净购入电力、热力隐含的 CO_2排放	53.0379
	合计	72.3579

由上表 7.1-4 分析可知，拟建工程 CO_2总排放量为 72.3579 吨。

7.2 减污降碳措施

拟建工程从工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

7.2.1 清洁运输

本工程采油井场新建集输管道，采用“采油井口→井场阀组→接转站→联合站”的布站工艺。项目油气集输采用全密闭集输流程，减少了油气输送过程中挥发性有机物的无组织排放。

7.2.2 挥发性有机物与甲烷协同控制

拟建工程井场开采采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少集输过程无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

7.2.3 节能降耗技术

本工程在电气设备设施上采用了多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的CO_2排放量。具体措施主要有：

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

管理区建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

7.3 温室气体排放评价结论

本工程实施后，CO_2总排放量为 72.3579 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本工程吨产品 CO_2排放强度相对较低。

本次评价建议在今后生产过程中加强企业能源管理，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平。在生产过程中积极探讨新工艺、新方法，进一步减污降碳。

8 环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

8.1 环境效益分析

本项目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。由此看来，本项目采取的环保措施保护了环境，但未产生明显的经济效益。

8.1.1 环保措施的环境效益

（1）废气

本项目采取管道密闭输送，加强阀门的检修与维护，从源头减少烃类气体的挥发量，通过采取相关治理措施有效减少了废气中污染物的排放量，减少对大气的污染，污染物能达标排放，对周围环境的影响可接受。

（2）废水

本项目运营期产生废水主要为井下作业废水。后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层。

（3）固体废物

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶和废分子筛，落地油、废防渗材料和废润滑油桶分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，或直接拉运至有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源化利用；废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、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，严格控制施工作业带，采用拉设

彩条旗方式限定运输车辆行驶范围；井场地表采取砾石压盖，减少水土流失。

本项目各项环保措施通过充分有效地实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效地控制。本项目选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，最大限度减少污染物排放。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，大大降低其对周围环境的影响。

8.1.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性等造成的环境经济损失。

施工期结束后，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态的破坏程度较小，时间较短。只有在油气田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为沙地，拟建项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，这些污染物都会对油气田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油气田开发区域内的环境。

项目的开发建设中对土地的占用产生一定程度的生态负效应。在数年内辅之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.1.3 环保措施的经济效益

本项目通过采用多种环保措施，具有重要的环境效益，但整体对经济效益影响较小。

8.2 社会效益分析

本项目投资 6256.80 万元（含税），环保投资 318 万元，环保投资占总投资的比例为 5.08%。由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

8.3 社会效益分析

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张的形势，同时，油气田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本项目的实施还补充和加快了油气田基础设施建设。

因此本项目具有良好的社会效益。

8.4 环境经济损益分析结论

本项目具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于井场地面设施建设、敷设管线等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油气田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和生态恢复等，经估算该项目环境保护投资约 318 万元，环境保护投资占总投资的 5.08%。实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

9 环境管理与监测计划

9.1 环境管理

管理是对人类生产、生活和社会活动实行控制性的影响，使外界事物按照人们的决策和计划方向进行发展。随着我国环保法规的完善及严格执法，环境污染问题将极大地影响着企业的生存与发展。因此，环境管理应作为企业管理工作中的重要组成部分，企业应积极并主动地预防和治理，增强全体职工的环境意识，避免因管理不善而造成的环境污染风险。

9.1.1 管理机构及职责

9.1.1.1 环境管理机构

本项目日常环境管理工作纳入哈得采油气管理区现有QHSE管理体系。塔里木油田分公司建立了三级环境保护管理机构，形成了管理网络，油田分公司QHSE管理委员会及其办公室为一级管理职能机构，各单位QHSE管理委员会及其办公室为二级管理职能机构，基层单位QHSE管理小组及办公室为三级管理机构。油田所属各单位及一切进入塔里木油田公司市场作业与服务的单位，必须建立健全环境保护管理职能机构，设置专（兼）职环保工作人员，有效开展工作。企业各单位及下属各基层单位的行政正职分别是本企业、单位、基层单位环境保护第一负责人，负责建立其QHSE管理委员会及办公室，领导环境保护工作。

9.1.1.2 环境管理制度

按照油田公司QHSE管理制度体系建设要求，建立了富满油田QHSE制度管理体系，并将各项环境管理制度作为QHSE制度管理体系重要建设内容，制定了建设项目“三同时”管理、污染防治设施运行管理、污染源监测管理、排污口标识标牌规范管理、危险废物全过程管理等环境管理制度，基本建立了源头预防、事中管理、事后考核的环境管理制度体系。

9.1.1.3 环境管理职责

哈得采油气管理区QHSE管理委员会办公室（质量安全环保科）是环境保护的归口管理部门，主要职责是：

（1）贯彻落实国家、地方、集团公司、油田公司环境保护相关法律法规、制度、标准和规划，制修订环境保护规章制度；

（2）分解落实油田公司下达的环境保护目标和指标，监督各单位环境保护目标和指标完成情况并进行考核；

（3）监督、检查采油气管理区生产运行、建设项目施工、试修井作业过程中环保管理情况；

（4）组织环保隐患排查与治理，组织制定突发环境事件应急预案，参与环境事件应急演练、应急处置、事件调查；

（5）组织开展环境风险评估、环境隐患排查与治理；

（6）组织开展排污许可办理、污染源普查、环境信息统计工作；

（7）组织开展建设项目环境影响评价、竣工环境保护验收。

9.1.2 施工期的环境管理任务

（1）建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。

（2）工程建设单位应将项目建设计划表呈报环境管理部门，以便对工程建设全过程进行环境保护措施和环境保护工程的监督和检查。

（3）实施施工作业环境监理制度，以确保施工作业对生态造成的破坏降到最低限度。

（4）工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

9.1.3 运营期的环境管理任务

（1）本项目运行期的 QHSE 管理体系纳入哈得采油气管理区 QHSE 系统统一管理。

（2）协助进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律法规。

（3）负责集输管线的日常环境保护管理工作及定期进行环保安全检查，如生态恢复、环境监测等。

（4）编制各种突发事故的应急计划。

（5）组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果，对全体员工组织开展环境保护培训。

（6）强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

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

9.1.4 退役期的环境管理任务

根据油田开发规律，一般生产设施设备在投产运行一定周期后，不可避免地面临停产、设备报废等过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废设施采取安全、环境友好的处置方式。对于报废管线应及时回收，并采取措施不得造成管线内含油物质的外溢污染。永久建筑在开发结束停用后进行拆除，设备收回，恢复原地貌。

9.1.5 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据 QHSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和运营期提出本项目的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 9.1-1。

表 9.1-1 本项目环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，施工现场严格管理，施工结束后尽快恢复临时性占用	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		动物	加强对施工人员的管理，严禁对野生动物的捕猎等		
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；施工过程中严格规定车辆和各类工作人员的活动范围，使之限于在施工区范围内活动，严禁破坏占地范围外的植被		
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，做好防护措施等		
		防沙治沙	主体工程与防沙治沙措施同时施工，并加强临时防护措施，做好防护措施等		
	污染防治	施工扬尘	避免大风天作业等；施工结束后尽快对施工场地进行恢复平整，减少风蚀量		
		废水	钻井废水按泥浆体系不同分阶段用于配制钻井液，不外排；试压结束后，试压废水用于洒水抑尘；施工人员生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至富源联公寓生活污水处理装置处理		
		固体废物	施工过程中产生的土方全部用于管沟回填；废机油由区域具有危废处置资质的公司接收处置；废弃膨润土泥浆及钻井岩屑经不落地收集系统收集后排入岩屑池，经检测各污染物满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）中的相关限值，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫；废弃磺化泥浆及钻井岩屑拉运至塔河南岸	施工单位、环境监理单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门

			钻试修废弃物环保处理站处理		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		废气	密闭集输		
		固体废弃物	落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，或直接拉运至有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用，废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置。		
		噪声	选用低噪声设备、基础减振设施		
	事故风险		事故预防及油气泄漏应急预案	建设单位	当地生态环境主管部门
退役期	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水抑尘	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境主管部门
		固体废物	废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。建筑垃圾委托周边工业固废填埋场合规处置		
		噪声	选用低噪声的设备、保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
	生态恢复		退役后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物；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		

9.1.6 环境监理

本项目施工期对周边环境造成一定影响，在施工阶段应积极开展环境监理工作。建设单位应在项目实施之前与监理单位签订合同，并要求监理单位按照合同文件要求在施工期介入环境监理。可采取巡视、旁站等环境监理方式对施工期污染防治措施、项目建设内容、配套环保设施、生态保护措施、环境管理制度、环境敏感目标等与环评及批复文件的符合性进行监理。

9.1.7 环境影响后评价

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（中华人民共和国主席令第九号）、《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》（环境保护部部令第 37 号）、《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）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》（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，油气田开发业主单位对区域内通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收且稳定运行满 5 年的建设项目，须组织开展环境影响后评价工作。

本项目实施后，区域井场、管线等工程内容发生变化，应在 5 年内以区块为单位继续开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施接受生态环境部门的监督检查。

9.2 企业环境信息披露

9.2.1 披露内容

（1）基础信息

企业名称：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

法人代表：王林生

生产地址：新疆阿克苏地区沙雅县境内

主要产品及规模：（1）部署 5 口采油井，其中新钻 3 口（FY304-H13、FY304-H14、FY304-H15），老井侧钻 2 口（FY302-H16C、FY302-H22C）；（2）老井利旧 10 口，其中利旧采油井 2 口（FY304-H7、FY302-H16），注气井 8 口（FY302-H18、FY302-H8、FY304-H5、FY304-H11、FY304-H14、FY304-H1、FY304H、FY304-H9），采用第三方 PSA 井口制氮+注氮服务；（3）新建标准化常温抗硫采油井场 3 座（FY304-H13、FY304-H14、FY304-H15），2 座侧钻井依托原有已建井场现有设施；（4）新建 DN80 集油管道 8.3km；（5）新建 FY304-H14 至 FY304H 阀组站管道沿线施工便道 2.6km；（6）新建 35kV 架空线路 1.5km、35kV 柱上式变电站 3 座。配套仪表自控、通信、道路、防腐及消防等公用工程。

（2）排污信息

本项目拟采取的环境保护措施、排放的污染物种类、排放浓度见表 3.4-1～表 3.4-10。

本项目污染物排放标准见表 2.4-3。

本项目污染物排放量情况见表 3.4-15。

本项目污染物总量控制指标情况见“3.4.8 污染物总量控制分析”章节。

（3）环境风险防范措施

本项目环境风险防范措施见塔里木油田分公司哈得采油气管理区现行突发环境风险应急预案。

（4）环境监测计划

本项目环境监测计划见表9.4-1。

9.2.2 披露方式及时间要求

披露方式：通过公司网站、信息公开平台或当地报刊等便于公众知晓的方式公开。

披露时间要求：企业可以根据实际情况对已披露的环境信息进行变更；进行变更的，应当以临时环境信息依法披露报告的形式变更，并说明变更事项和理由；企业应当于每年3月15日前披露上一年度1月1日至12月31日的环境信息；哈得采油气管理区在企业名单公布前存在《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部 部令第24号）第十七条规定的环境信息的，应当于企业名单公布后十个工作日内以临时环境信息依法披露报告的形式披露本年度企业名单公布前的相关信息。

9.3 污染物排放清单

本工程运营期污染物产生及排放情况详见表9.3-1。

表9.3-1 污染物排放清单

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
废气	油气集输	无组织排放废气	非甲烷总烃	0.441	0.441	大气
			H_2S	0.00009	0.00009	
废水	采出水		废水量	0	0	根据预测结果，采出液不含水，后期如存在采出水，则随采出液一起进入哈一联合站处理达标后回注地层
	井下作业废水		井下作业废水	257.685	0	井下作业废水拉运至哈四联或富源7注水井西侧废液处理站处

类别	工段	污染源	主要污染物	产生量（t/a）	排放量（t/a）	排放去向
						理达标后回注地层
固体废物	井下作业、油气开采和集输与处理环节	落地油	-	0.6	0	落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至有危废处置资质的单位接收处置
	场地清理环节	废防渗材料	-	0.75	0	
	井下作业、油气开采和集输与处理环节	废润滑油桶	-	0.03	0	
		废润滑油		0.5		进入原油处理系统资源回用
	注气环节	废分子筛	-	0.12	0	定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置
噪声	采油树、分离器、机泵	机械噪声	-	60~95dB(A)	厂界达标	选用低噪声设备，采取减振、隔声、消声等降噪措施

9.4 环境及污染源监测

9.4.1 监测目的

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，可以为上级生态环境主管部门和地方生态环境主管部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废水、噪声等污染源情况进行监测、对固体废物处置按照法规文件规范进行记录。

通过对本项目运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放标准的要求，做到达标排放，同时对噪声防治设施进行监督检查，保证正常运行。

9.4.2 环境监测机构及设备配置

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。本项目的环境监测工作由塔里木油田分公司的质量检测中心承担，亦可以委托当地有资质的环境监测机构。

9.4.3 监测计划

根据本项目生产特征和污染物的排放特征，依据《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）、《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610–2016）、《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，结合哈得采油气管理区现有监测计划，制定本项目的监测计划。本项目投入运行后，各污染源监测因子、监测频率情况见表 9.4-1。

表 9.4-1 本项目监测计划一览表

监测类别		监测项目	监测点位置	监测频率
地下水	潜水含水层	石油类、石油烃(C_6-C_9)、石油烃(C_{10}-C_{40})、砷、汞、六价铬	3 口地下水环境跟踪监控井	每半年 1 次

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

9.5 环保设施“三同时”验收

本项目投产后环保设施“三同时”验收一览表见表 9.5-1。

表 9.5-1 环保设施“三同时”验收一览表

类别	序号	污染源	环保措施	治理效果	环保投资（万元）	验收标准
施工期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖	--	3	--
	2	施工机械及运输车辆尾气和焊接烟气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行，焊接使用无毒低尘焊条	--	3	--
	3	储层改造废气	采取压裂液和压裂返排液密闭罐存放措施，有效降低酸性废气排放	--	--	--
	4	放喷废气	试放喷期间分离出的天然气经管线引至放喷池点燃	--	3	--
废水	1	管道试压废水	循环使用，试压结束后用于洒水抑尘	--	--	--
	2	钻井废水	钻井废水由临时罐体收集，按泥浆体系不同分阶段全部用于配制钻井液，在钻井期间综合利用	不外排	--	--
	3	施工期生活污水	生活污水排入防渗生活污水池暂存，定期拉运至富源联公寓生活污水处理装置处理	不外排	5	--
	4	酸化压裂废水	酸化压裂废水采取不落地直接排入回收罐中，见油气显示后随油气运至哈一联合站处置，未见油气显示作为二次改造液对富满油田内老井储层进行深度改造资源化利用	不外排	3	--
噪声	1	钻机、吊机、装载机、运输车辆	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间	--	--	--
固废	1	废弃膨润土泥浆及钻井岩屑	经不落地收集系统收集后排入岩屑池，经检测达标后，可用于油气田内部道路铺设、井场铺垫	妥善处置	35	--
	2	废弃磺化泥浆及钻井岩屑	拉运至塔河南岸钻试修废弃物环保处理站处理	妥善处置	45	--
	3	废机油	收集后暂存于井场危废贮存点内，定期委托有资质单位接收处置	妥善处置	6	--
	4	废防渗材料				
	5	废烧碱包装袋				
	6	生活垃圾	收集后送塔河南岸油田钻试修废弃物环保处理站内生活垃圾填埋池填埋处置	妥善处置	3	--
生态		生态恢复	严格控制作业带宽度，管道填埋所需土方利用管沟挖方，做到土方平衡；工程结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复，使占地造成的影响逐步得以恢复	临时占地恢复到之前状态	20	落实生态恢复措施
		水土保持	水土流失补偿、防尘网苫盖、限行彩条旗、洒水降尘	防止水土流失	25	落实水土保持措施

		防沙治沙	-	防止土地沙化	25	落实防沙治沙措施
防渗		钻井区、放喷池、危废贮存点、泥浆罐区等，按重点防渗区考虑	防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层防渗性能；地面进行防腐硬化处理，保证表面无裂痕	--	15	按要求防渗
		泥浆罐区、泥浆泵、岩屑池，按一般防渗区考虑	防渗层的防渗性能不应低于 1.6m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能	--	6	按要求防渗
环境监理		开展施工期环境监理	--	--	6	—
运营期						
废气	1	井场无组织废气	密闭加强管道、阀门的检修和维护	场界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m³	--	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中边界污染物控制要求
				场界硫化氢 ≤0.06mg/m³	--	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表1新扩改建项目二级标准
废水	1	采出水	后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。	不外排	--	--
	2	井下作业废水	井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层	不外排	3	--
噪声	1	采油树、井口移动注氮橇	基础减振	厂界达标：昼间 ≤60dB(A) 夜间 ≤50dB(A)	—	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类排放限值
固废		落地油	分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，或直接拉运至有危废处置资质单位接收处置	妥善处置	15	--
		废防渗材料				
		废润滑油桶				
		废润滑油	进入原油处理系统资源回用			
		废分子筛	定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置			
防渗		分区防渗	具体见“分区防渗要求一览表”		—	—
环境监测		废气、土壤、地下水、生态	按照监测计划，委托有资质单位开展监测	污染源达标排放	6	--

风险防范措施		井场	设置可燃气体检测报警仪和硫化氢检测报警仪、消防器材、警戒标语标牌	风险防范设施数量按照消防、安全等相关要求设置	25	—
退役期						
废气	1	施工扬尘	洒水抑尘	--	--	--
噪声	1	车辆	合理安排作业时间	--	--	--
固废	1	建筑垃圾	委托周边工业固废填埋场合规处置	妥善处置	18	--
	2	废弃管线	管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵	妥善处置	--	--
生态	1	生态恢复	对井口进行封堵，地面设施拆除，恢复原有自然状况	恢复原貌	57	--
合计				--	318	--

10 结论

10.1 建设项目情况

项目名称：塔里木富满油田富源 304H 井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整

建设单位：中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司

建设内容：（1）部署 5 口采油井，其中新钻 3 口（FY304-H13、FY304-H14、FY304-H15），老井侧钻 2 口（FY302-H16C、FY302-H22C）；（2）老井利旧 10 口，其中利旧采油井 2 口（FY304-H7、FY302-H16），注气井 8 口（FY302-H18、FY302-H8、FY304-H5、FY304-H11、FY304-H14、FY304-H1、FY304H、FY304-H9），采用第三方 PSA 井口制氮+注氮服务；（3）新建标准化常温抗硫采油井场 3 座（FY304-H13、FY304-H14、FY304-H15），2 座侧钻井依托原有已建井场现有设施；（4）新建 DN80 集油管道 8.3km；（5）新建 FY304-H14 至 FY304H 阀组站管道沿线施工便道 2.6km；（6）新建 35kV 架空线路 1.5km、35kV 柱上式变电站 3 座。配套仪表自控、通信、道路、防腐及消防等公用工程。

建设规模：新建产能为平均单井配产 27.6t/d，总计年产油 4.14×10^4t。

项目投资和环保投资：项目总投资 6256.80 万元（不含税），其中环保投资 318 万元，占总投资的 5.08%。

劳动定员及工作制度：新建井场为无人值守站，不新增劳动定员。

10.2 产业政策、选址符合性

10.2.1 项目选址

本项目位于新疆阿克苏地区沙雅县境内。本项目位于新疆阿克苏地区沙雅县境内，区域以油气开采为主。本项目新建井场、站场及管线区域周边及邻近区域无居民区、村庄等人群较集中的区域。本项目距生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）约 12.8km，不在保护区内，不占用自然保护区、风景名胜区、水源保护区、文物保护单位等敏感目标，工程选址符合相关要求，工程选址合理。

10.2.2 产业政策符合性

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（2024 年本）》（国家发展改革委令第 7 号）相关内容，“石油天然

气开采”属于“鼓励类”项目。因此，本项目的建设符合国家产业政策要求。

10.2.3 生态环境分区管控符合性判定

本项目距生态保护红线区（塔里木河流域土地沙化防控与生物多样性维护生态保护红线区）约 12.8km，不占用生态保护红线；本项目采出液密闭输送，从源头减少泄漏产生的无组织废气；后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层；本项目已提出持续改善、防风固沙、生态修复的要求，项目实施后不断强化大气污染源防治措施，改善区域环境空气质量；工程在正常状况下不会造成土壤污染，不会增加土壤环境风险；水资源消耗、土地资源、能源消耗等均能够达到自治区下达的总量和强度控制目标；满足生态环境准入清单中空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合新疆维吾尔自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求。

10.3 环境质量现状

10.3.1 环境质量现状评价

地下水环境质量现状监测结果表明：潜水监测点中除总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、钠外，其余监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求。超标原因与区域原生水文地质条件有关。

土壤环境质量现状监测表明：根据监测结果，占地范围内各土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值，同时占地范围内各监测点土壤存在轻度碱，轻度盐化、中度盐化的情况；占地范围外土壤监测点监测值均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值限值。

环境空气质量现状监测结果表明：项目所在区域属于不达标区；根据监测结果，硫化氢 1 小时平均浓度满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附

录 D 其他污染物空气质量浓度参考限值；非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³的标准。

声环境质量现状监测结果表明：新建井场声环境背景值监测值昼间为 45dB(A)，夜间为 39dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类区标准要求；现有井场厂界噪声监测值昼间为 45～46dB(A)，夜间为 38～39dB(A)，项目区阀组厂界噪声监测值昼间为 44～46dB(A)，夜间为 38～39dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008）中 2 类区标准。

10.3.2 环境保护目标

拟建项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区和其他需要特殊保护的区域，以及居住区、文化区和农村地区中人群较集中的区域等，不设置环境空气保护目标；将地下水评价范围内潜水含水层作为地下水保护目标；项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，因此不再设置声环境保护目标；土壤评价范围内不存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或村庄、学校等敏感点及其他土壤环境敏感目标，不设置土壤环境保护目标；将生态影响评价范围内塔里木河流域水土流失重点治理区、重要物种作为生态保护目标；本项目风险评价为简单分析，因此不再设置风险环境保护目标。

10.4 污染物排放情况

本项目污染源经治理后，排放的废气污染物均低于相应的排放标准；废水经处理达标后回注地层；固体废物按照减量化、资源化、无害化的方式处理后避免对周边环境造成不良影响；对生产中产噪设备加强治理后，确保厂界噪声达标排放。本项目各主要污染物具体排放见表 10.4-1。

10.4-1 本项目污染物年排放量一览表单位：t/a

类别	废气					废水	固废
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	非甲烷总烃	硫化氢		
本项目排放量	0	0	0	0.441	0.00009	0	0

10.5 主要环境影响

10.5.1 生态影响

本项目不同阶段对生态影响略有不同，施工期主要体现在地表扰动、土壤肥力、植被覆盖度、生物损失量、动物、生态系统完整性、生态敏感区、水土流失、防沙

治沙等方面，其中对地表扰动、植被覆盖度、生物损失量、水土流失及防沙治沙的影响相对较大；运营期主要体现在动物、植物、生态系统完整性等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本项目建设对生态影响可得到有效减缓，对生态影响不大；从生态影响的角度看，该项目是可行的。

10.5.2 地下水环境影响

本项目采取了源头控制、分区防渗、监控措施和应急响应等防控措施，同时制定了合理的地下水污染监控计划。因此，在加强管理并严格落实地下水污染防控措施的前提下，从地下水环境影响的角度分析，本项目对地下水环境影响可接受。

10.5.3 地表水环境影响

施工期废水不外排。本项目运营期废水主要为井下作业废水，后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层。本项目废水不外排，实施后对地表水环境可接受。

10.5.4 土壤影响

本项目占地范围内土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值；占地范围外土壤监测点各监测因子监测值均低于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤污染风险筛选值，石油烃低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地土壤污染风险筛选值。同时根据土壤垂直入渗预测结果可知石油烃在土壤中随时间不断向下迁移，石油烃主要积聚在土壤表层 50cm 以内，其污染也主要限于地表，土壤底部石油烃浓度未检出。采出液泄漏时，将导致泄漏点周边土壤盐分含量升高。因此，本项目需采取土壤防治措施按照“源头控制、过程防控”相结合的原则，并定期开展土壤跟踪监测，在严格按照土壤污染防护措施后，从土壤环境影响的角度，本项目建设可行。

10.5.5 大气环境影响

本项目位于环境质量不达标区，污染源正常排放下非甲烷总烃、硫化氢短期浓

度贡献值的最大浓度占标率均小于 10%，污染物的贡献浓度较低，且出现距离较近，影响范围较小。本项目废气污染源对井场四周的贡献浓度均满足相应标准要求。本项目实施后大气环境影响可以接受。

10.5.6 声环境影响

施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且项目评价范围内无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。运营期井场场界噪声贡献值可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。退役期设备拆除等过程中通过采取对设备定期保养维护、距离衰减等措施可减少噪声对周边环境的影响，随着设备拆除等施工结束，对周边声环境影响将逐渐消失。

综上，本项目实施后从声环境影响角度，项目可行。

10.5.7 固体废物环境影响

本项目运营期固体废物主要为落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶、废分子筛。落地油、废防渗材料、废润滑油桶分类收集后运至哈得采油气管理区危废贮存库暂存，或直接拉运至有危废处置资质单位接收处置；废润滑油进入原油处理系统资源回用；废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置。

10.5.8 环境风险

塔里木油田分公司哈得采油气管理区制定了应急预案，本项目实施后，负责实施的哈得采油气管理区将结合项目新增建设内容适时修订现行环境风险应急预案。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减少事故造成的损失，在可接受范围之内。在采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。

10.6 环境保护措施

10.6.1 废气污染源及治理措施

（1）油气进行汇集、处理、输送至油气稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境影响。

（2）定期对井场的设备、阀门等检查、检修，以防止跑、冒、漏现象的发生；加强对密闭管线及密封点的巡检，一旦发生泄漏立即切断控制阀，并尽快完成修复。

（3）加强油井生产管理，减少烃类的跑、冒、滴、漏，做好油井的压力监测，

并准备应急措施。

（4）在日常生产过程中，加强非甲烷总烃无组织排放例行监测，确保满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）无组织排放监控限值要求。

10.6.2 生态环境保护措施

施工期进一步优化井场和管线选址选线，严格控制占地面积；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；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；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；施工结束后，及时对临时占地区域进行平整、恢复原貌。运营期，对于永久占地地面采取砾石覆盖措施，减少风蚀量；在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏；定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油；开展生态环境恢复治理工作；设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌。退役期，拆除地面设施、清理井场等，拆除的报废设备和建筑废料等由施工单位运至指定位置进行处理；及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌；按规范要求对废弃井采取固井、封井措施。

10.6.3 地下水环境保护措施

按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”原则采取措施。

10.6.4 地表水环境保护措施

本项目后期如存在采出水，则随采出液一起进入联合站处理达标后回注地层。井下作业废水拉运至哈四联隔油池，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 第 V 类水质标准后回注地层。

10.6.5 噪声环境保护措施

合理布局噪声源，采用基础减振、隔声等措施，并加强日常维护，减轻设备对外环境和岗位工人的噪声污染。

10.6.6 固体环境保护措施

落地油、废防渗材料、废润滑油桶等，均属于危险废物，委托有危废处置资质

的单位处置。废润滑油进入原油处理系统资源回用。废分子筛定期由厂家更换回收或进入固废场填埋处置。

10.6.7 土壤污染防治措施

加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生管线阀门连接处泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。严格执行地下水章节分区防控措施要求。制定跟踪监测计划，发生事故泄漏时对井口区及集输管线铺设范围可能影响区域进行跟踪监测。

10.6.8 风险防治措施

做好井喷、井漏发生泄漏、管线破损发生泄漏以及油气泄漏风险防范措施，制定切实可行、有效的应急预案，加之项目发生事故的概率较低，项目建设环境风险水平是可以接受的。

10.7 公众意见采纳情况

环评期间，建设单位根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号）的有关要求，中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司通过网络公示、报纸公示征求公众意见。根据塔里木油田分公司提供的《塔里木富满油田富源304H井区奥陶系油藏产能建设项目开发调整公众参与说明》，本项目公示期间未收到公众反馈意见。

10.8 环境影响经济损益分析

本项目经分析具有良好的环境效益和社会效益。在建设过程中，由于井场建设需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在石油开采过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，实施相应的环保措施后，可以起到保护环境的效果。

10.9 环境管理与监测计划

中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本项目制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

10.10 项目可行性结论

本项目的建设符合国家相关产业政策和自治区、阿克苏地区生态环境分区管控方案要求，符合《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》《塔里木油田分公司“十四五”发展规划》等。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响可接受；采取严格的生态恢复、水土保持、防沙治沙措施后，项目建设对区域生态影响可行；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。