

1 概述

1.1 项目概况

从 2019 年 1 月开始至 2020 年 4 月底，温北油田温 7 区块设计并先后完钻 12 口风险探井、预探井和评价井，分别为温 7 井、温 7-1 井、温 8-1 井、温 8 井、温 6 井、温 5 井、温 6-1 井、温 17 井、温 10-1 井、温 18 井、温 16 井、温 20 井、温 19 井、温 21 和温 22 井，其中温 7 井为 F1 断裂带温 7 区块的油气发现井，该井在吉迪克二段 1308.5m~1313.5m 井段、1293.5m~1296.0m 井段和 1293.5m~1303.5m 井段分层试油均获得工业油流，单层平均日产油 4.3m³，发现了吉迪克组二段油藏。此外，该井在吉迪克三段 1438.6m~1440.4m 及 1534m~1535.6m，2 层 3.4m 井段，测试获得平均日产油 4.9m³，进一步证明吉迪克组三段油藏的生产能力。在随后所钻的温 7-1 评价井中，在吉迪克组底砾岩地层 1661.0m~1669.0m，2 层 7m 井段，测试获平均日产油 1.1m³，日产气 10416.3m³，从而发现了吉迪克组底砾岩油气藏。之后在温 7 井附近陆续进行探井和评价井的钻探，温 8-1、温 8 和温 6 井均在吉迪克组二段和三段油层经测试获得工业油气流，同时在震旦系地层发现了稳定的含油气层段，由此发现并确定了温 7 含油气区块。

截止 2020 年 4 月底，区块开井 12 口，日产液量 152.8m³，日产油量 103.3t，综合含水 26.6%；平均单井日产液量 12.7m³，平均单井日产油量 8.6t；累计产液 2.2166×10⁴m³，累计产油 1.5596×10⁴t，累计产天然气 76.0383×10⁴m³。为满足《塔里木盆地温宿凸起温北油田温 7 区块产能建设方案》中油气藏产能开发的需要，根据其要求配套建设地面工程。

1.2 建设必要性

根据《塔里木盆地温宿凸起温北油田温 7 区块产能建设方案》油气藏初步开发方案指标预测，温 7 区块共动用地质储量 3000×10⁴t，地质储量采油速度 1.3%，高峰期年产原油 40~45×10⁴t，对温北油田温 7 区块开发指标进行预测，期限为 21 年，其中上产稳产期 6 年，从第 7 年开始递减，年均自然递减率 22%，综合

递减率为 6.9%，预测期累计产油 $614.3 \times 10^4 \text{t}$ ，动用地质储量采出程度 20.5%。

温北油田温 7 区块的开发建设，一是可以加快中曼石油公司上游产业链升级，实现油气勘探零突破，向油气勘探开发业务转型；二是为中曼石油公司建成国际知名综合性油气公司奠定基础，在新疆一带一路经济带核心区中当好民型企业主力军。因此，本工程的建设是必要的。

1.3 建设项目特点

本项目区块范围内未开展过区块环评。故本项目建设性质属新建，但部分探井已经建设。已建设探井已经履行环评报告表报批手续并已全部验收。

本项目建设地点位于温宿县温北油田，建设内容较多，工艺过程较复杂。工程建设主要包括井场、联合站、集输管道工程及配套的给排水、道路、通讯、自控等多种工程，主要工艺包括钻井、井下作业、采油、注水、注汽、油气集输、采出水的处理及回注、道路建设等。

项目主要污染源为油气集输和联合站内储罐的无组织挥发烃类气体、联合站加热炉废气、污油池废气、危废间废气、食堂油烟；抽油机及联合站内设备运行过程中产生的噪声；采油过程中产生的油田采出水、洗井和修井废水、生活污水；采油过程中的落地油及污水分离罐产生的污泥、废机油、废油桶、生活垃圾等。

本项目环境风险事故类型较多，主要有钻井过程中发生的井漏、井喷；联合站储油罐、分离器等设备发生的溢油、泄露、火灾爆炸；油气集输过程中的溢油、泄露、火灾爆炸等事故。

1.4 环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境影响评价分类管理名录》等相关环保法规、政策要求，阿克苏中曼油气勘探开发有限公司于 2020 年 8 月委托我公司承担《新疆塔里木盆地温宿区块温北油田温七区块产能建设项目》的环境影响评价工作。

我单位接受委托后，项目负责人根据本项目可行性研究报告的初步分析，依据相关技术方法、导则的技术要求，就相关编写内容组建项目主要编写人员。并

于 2020 年 9 月初，我单位组织有关评价人员赴现场进行实地踏勘，收集了项目相关资料进行了归纳分析，并在初步工程分析及评价因子筛选等基础上制定了工作方案，并于 2020 年 10 月进行了环境质量现状监测。依据新颁布的《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）对报告书编辑要求，根据相关环境影响评价的法律法规、技术要求及专项环境影响评价技术导则的章节编写技术要求，编制了本项目的环境影响报告书。

1.5 与相关政策规划相容性及协调性分析

1.5.1 与产业政策符合分析

本项目为油气勘探开发，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，本项目建设符合国家产业政策。本项目已经取得温宿县发改委备案（见附件），项目代码：2020-652922-07-03-035592，本项目建设符合国家产业政策。

1.5.2 与规划符合性分析

项目温北油田规划正在审批过程中，本项目与上层规划的符合性分析见表 1.5-1。

表 1.5-1 与规划的协调性分析

序号	上层规划			本项目情况	符合性
	名称	级别	相关要求		
1	中华人民共和国经济社会发展第十三个五年规划纲要	国家级	十三五期间应推动能源结构优化升级,加强陆上和海上油气勘探开发,有序开放矿业权,积极开发天然气、煤层气、页岩油(气)。推进炼油产业转型升级,开展成品油质量升级行动计划,拓展生物燃料等新的清洁油品来源。	本项目属于油气勘探开发规划,预计建成产油 $50 \times 10^4 \text{t/a}$, 符合“加强陆上和海上油气勘探开发”,有利于提高区域高能源结构优化和升级。	符合
2	全国主体功能区规划		能源和矿产资源富集的地区,往往生态系统比较脆弱或生态功能比较重要,并不适宜大规模高强度的工业化城镇化开发。能源和矿产资源开发,往往只是点的开发,主体功能区中工业化城镇化开发,更多地是片的开发。将一些能源和矿产资	①本项目区域不在《全国主体功能区规划》附件 1 国家重点生态功能区名录及附件 2 国家禁止开发区域名录内; ②本项目实行点上开发,面上保护:设置平台井等尽量减少永久占地,施工运输利用现有公路、	

序号	上层规划			本项目情况	符合性
	名称	级别	相关要求		
			源富集的区域确定为限制开发区，并不是要限制能源和矿产资源的开发，而是应该按照该区域的主导功能定位实行点上开发、面上保护。	小路等尽量减少临时占地，在尽量不破坏周边及更大范围内生态环境的前提下进行节约化、集约化开发，使用地效率达到最高点；采取环保措施保证大气、水、噪声、固体废物污染均得到治理，废气、噪声均能达标排放，废水、固体废物均不排入环境；对规划内耕地、林地、水域等全面保护，维持区域整体生态系统的安全稳定。	符合
3	能源发展“十三五”规划		加强国内勘探开发，促进石油增储稳产。深化精细勘探开发，延缓东部石油基地产量衰减，实现西部鄂尔多斯、塔里木、准噶尔三大石油基地增储稳产。	本项目建设实施后预计产油 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，增加了石油产能，本项目区位于塔里木盆地，有利于促进石油增储稳产。	符合
4	石油发展“十三五”规划		①储量目标：“十三五”期间，年均新增探明石油地质储量 10 亿吨左右。 ②加强基础地质调查和资源评价。深化东（中）部、发展西部、加快海域，重点加强主要含油气盆地的地质勘查。深化成熟勘查区块的精细勘查，加强老油区的新领域深度挖潜。 ③加强勘探实现石油增储稳产。石油企业要切实加强勘探力度，保障“十三五”勘探工作量投入，实现“十三五”期间新增探明地质储量 50 亿吨左右。	①本项目新增探明石油地质储量 $3400 \times 10^4 \text{t}$ ，加速实现石油增储稳产； ②本项目探矿权项目为《新疆塔里木盆地温宿区块油气勘查》，证号为 0200001810145，勘查面积 1086.26km^2 ，有效期限 2018 年 6 月 6 日至 2023 年 6 月 6 日，加强对本项目区域的地质勘查。	符合
5	新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要	省级	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目。将新疆油气资源开发利用作为重点、全面推进的行业。	本项目为塔里木盆地温宿区块油气勘探开发。	符合
		省级	主体功能区按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。	新疆禁止开发区域包括：国家层面禁止开发区域——国家级自然保护区、世界文化自然遗产、国家级风景名胜区、国家森林公园和国家地质公园，新疆国家层面禁止开发区域共 44 处。自治区层	

序号	上层规划			本项目情况	符合性
	名称	级别	相关要求		
6	新疆维吾尔自治区主体功能区规划			面禁止开发区域——自治区级及以下各级各类自然文化资源保护区域、重要水源地、重要湿地、湿地公园、水产种质资源保护区及其他自治区人民政府根据需要确定的禁止开发区域，新疆自治区级禁止开发区共 63 处。新设立的省级以上自然保护区、风景名胜區、地质公园、重要湿地、湿地公园、水产种质资源保护区等，自动进入新疆禁止开发区域名录。本项目区不涉及上述 107 处禁止开发区域。	符合
7	新疆生态环境功能区划		本项目所在区域属于《新疆生态功能区划》中：塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区-塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区-阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区，主要生态环境问题是水资源浪费、土壤盐渍化严重、盲目开荒、土壤环境质量下降、向塔河输水减少、输出农排水增多；主要生态系统服务功能为农产品生产、荒漠化控制、塔里木河水源补给；保护措施与发展方向为降低灌溉定额、大力开发地下水、完善防护林体系、减少向塔里木河的农排水、防治农药地膜污染、防治城市工业污染，发展优质高效农牧业和林果业，建设国家级优质棉基地和南疆粮食基地。	①本项目合理布设油水井及配套工程，合理开发矿产资源，可以最大限度的科学化利用可建设用地，优化土地资源配置，有效提高地上和地下资源的利用率； ②本项目施工机械和人员均在征用的土地上进行活动，不会对征土地外的地表造成扰动，平整土地等施工避免在雨天进行，禁止随意取、弃土，施工结束后及时恢复临时占地地表形态，将水土流失降低到最小程度。	符合
8	新疆“十三五”能源发展规划	省级	“十三五”期间，自治区将按照国家“三基地一通道”的战略定位，坚持资源开发可持续、生态环境可持续发展的基本理念，以西联东进、疆内，实施期间采取环保措施保证能外送、服务全国为发展方向，以改善民生为出发点和落脚点，注重合理安排建设规模，实现能源开发由资源导向到市场导向的转变；注重合理控制年度建设规模，结合市场情况和消纳能力，科学确定年度建设计划；注重规范项目建设基本程序，确保项目合法建设生产。能	①本项目建设实施后预计产油 40×10 ⁴ t/a，增加了原油产量； ②本项目不在生态保护红线区域内，实施期间采取环保措施保证大气、水、噪声、固体废物污染均得到治理，废气、噪声均能达到排放，废水、固体废物均不排入环境；施工结束后及时恢复临时占地地表形态。	符合

序号	上层规划			本项目情况	符合性
	名称	级别	相关要求		
			源领域安排重点项目 55 项,包含煤炭项目、火电项目、电网项目、新能源和可再生能源项目、煤化工项目、石油天然气项目等,围绕建成国家大型油气生产加工和储备基地、大型煤炭煤电煤化工基地、大型新能源基地和国家能源资源陆上大通道发展目标,加快能源重点项目建设,积极培育新动能。		
9	新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划		强化未污染土壤保护,严控新增污染。排放重点污染物(重金属、多环芳烃、石油烃)的建设项目,在开展环境影响评价时,要增加对土壤环境影响的评价内容,并提出防范土壤污染的具体措施,防范建设用地新增污染物。	本项目环评开展了土壤环境影响评价,制定了运营期土壤质量跟踪监测计划。	符合
10	新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划		石油、天然气属于新疆优势矿种,油气资源储量大,具有较大的勘探开发潜力。要提高战略性矿产安全供应能力,加强战略性矿产安全供应能力。石油、天然气是战略性矿产,属于重点监管对象,自治区在资源配置、财政投入、重大项目、矿业用地等方面予以重点保障,提高资源安全供应能力和开发利用水平。	本项目为石油勘探开发,属于新疆优势矿种、战略性矿产和重点监管对象,本工程的建设有利于提高油气资源的安全供应能力和开发利用水平。	符合
11	新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划(2016—2020 年)及其规划环评		将石油天然气列为安全战略资源,需要加强基础地质调查、矿产勘查,提高能源资源保障能力,建成油气、煤炭、铀矿、铁矿、锰矿、铜矿、铅锌矿、金矿、钾盐等 10 个国家级和 14 个自治区级矿产能源资源基地。	本项目位于塔里木盆地油气基地,对油气资源的开发符合规划中“实施矿产资源安全战略,提高能源资源保障能力”以及“落实国家资源安全战略部署”的相关内容,对钻井、油气开采过程中的废气、废水、固体废物采取相应的治理措施和生态影响减缓措施。	符合

序号	上层规划			本项目情况	符合性
	名称	级别	相关要求		
12	新疆维吾尔自治区石油天然气开发“十三五”规划及其规划环评		着力推进油气资源开发、转化、储运以及油气管网的互联互通，同时应加强地方的参与程度，特别是在上下游放开、管网独立、价补分离、引入社会资本、政府监管等方面应进行有益探索，努力降低油气成本、理顺价格形成机制、逐步打破垄断、有序开放竞争性业务、实现供应多元化、严格控制能耗增长、提高能源利用效率，促进公平竞争和节能环保，推动新疆油气产业升级。	中曼石油是一家以钻井工程为核心业务，带动钻机装备制造业务协调同步发展的国际性油服公司。目前，其制定了“井筒技术服务一体化，石油装备制造和工程服务一体化，勘探开发与工程服务一体化”的一体化发展战略。其计划借助资本市场，以资金和技术为基础，逐步参与油气资源的勘探开发业务，与资源所在国之间开展产品分成、增产分成或者大包回购等多种方式的合作，促进和带动当地的经济发展。	符合
13	阿克苏地区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要	地区级	要全面提升能源化工产业发展层次和水平。掌握对煤电油气等生产要素的主动权，支持油气勘探开发，推动东部油田持续增效，力促西部油田实现突破。西面以阿克苏市、温宿县为中心，东面以库车县、沙雅县为中心，培育发展新型建材产业集群，大力支持有实力的企业实施矿产资源勘探、开发、冶炼加工、上下游产业项目，形成一体化产业链，构建多点支撑的工业产业格局。	本项目为塔里木盆地温宿区块油气勘探开发，本项目区位于阿克苏市、温宿县，符合规划中“大力支持有实力的企业实施矿产资源勘探、开发”。	符合
14	新疆维吾尔自治区阿克苏地区矿产资源总体规划（2016—2020年）		加强库车——拜城煤电煤化工基地、塔里木盆地北缘石油天然气煤炭煤层气基地、温宿石墨基地等资源产业基地建设，提升矿业发展水平，稳定资源供应能力。	本项目位于塔里木盆地油气基地，对油气资源的开发符合规划中“提升矿业发展水平，稳定资源供应能力”。	符合

序号	上层规划			本项目情况	符合性
	名称	级别	相关要求		
15	阿克苏地区城镇体系规划（2013-2030）2019年修改		①允许建设区空间主要用途为城镇、工矿、村居民点和重大基础设施、交通廊道及水利工程设施建设，是规划期限内新增城镇、工矿、村居民点和重大基础设施、交通廊道及水利工程设施建设规划选址的区域，除法律、行政法明确的地域范围外，允许建设区的管理属于阿克苏地区政府事权范围。允许建设区的管理范围包括现状建成区、新增开发建设地区和影响区域。 ②限制建设区主要是指为保护生态环境、资源保护、自然和历史文化环境，满足基础设施和公共安全等方面的需要，必须对建设内容、规模、强度、目的等进行引导和控制的地区。规划限建区细分为引导建设区和控制建设区，其中引导建设区是从规划角度适度控制，同时可根据建设行为的类型和影响进行分类引导的区域，根据地区和各县市发展需求可以作为发展备选空间和远景备用地，包括经济林、区域内一般河道蓝线、水源二级保护区、采煤塌陷区和沉陷区、沙漠化地区、水土流失严重地区、历史文化古迹周边、区域交通设施、机场净空、重点旅游景区等。控制建设区是在限建区基础上从城镇体系规划的角度严格控制建设的区域，原则上不安排建设活动和内容，包括地下水源防护区（地下水源防护区本应划为控制建设区，但阿克苏地区各县市主要城镇都在	①本项目区域涉及限制建设区、禁止建设区（基本农田）。 ②本项目为油气勘探开发，实行点上开发、面上保护，避让禁止建设区、地下水源防护区、基本农田保护区。	符合

序号	上层规划			本项目情况	符合性
	名称	级别	相关要求		
			县城附近就近汲取地下水，因此地下水源防护区均包含了现状建成区，所以划为引导建设区）、一般农田保护区、坡度介于 15° -25° 的自然山体、乡村风貌保护区、盐碱化地区、重大污染企业周边等。 ③禁止建设区是指有代表性的自然生态系统、珍惜濒危野生动植物的天然集中分布地、有特殊价值的自然遗迹所在地和文化遗址等，禁止进行工业化城镇化建设的重点生态功能区。		
16	阿克苏地区环境保护“十三五”规划		加强油（气）资源开发区土壤环境污染综合整治。以拜城县、库车县、沙雅县、温宿县为重点，开展油（气）资源开发区土壤环境污染专项调查工作，加强油（气）田废弃物的无害化处理和资源化利用，加强危险废物综合利用和处置水平。开展油（气）资源开发区历史遗留污染场地治理。	本项目环评开展了土壤环境影响评价，制定了运营期土壤质量跟踪监测计划。	符合
17	阿克苏市——温宿县同城规划（2018-2035 年）		①围绕“76331”战略目标要求，阿温城市构筑“一区两城、三轴三园”的同城化发展的空间结构。 一区：位于市、县交界处的阿温特定协调区。 两城：阿克苏市区和温宿县城。 三轴：沿阿克苏河百万亩生态工程形成的城市生态发展轴；沿龙泉水河、多浪河景观带形成的城市人文发展轴；沿机场、公路、铁路和阿温商贸物流产业园、工业园区形成的城市产业发展轴。 三园：阿温商贸物流产业园、阿克	①本项目区涉及同城规划中的一区两城。阿温特定协调区为区域城镇一体化发展的范例区，重点协调阿克苏市与温宿县之间跨行政区域的重大项目、生态环境保护、水资源开发利用和城市空间布局等事项。 ②本项目为石油勘探开发，有利于提高油气资源的安全供应能力和开发利用水平，有利于促进阿温城市成为新疆经济健康发展的区域性中心城市。	符合

序号	上层规划			本项目情况	符合性
	名称	级别	相关要求		
			苏纺织工业城、阿克苏经济技术开发区。 ②阿温城市努力构建以现代服务业和先进制造业为支撑，战略新兴产业培育发展和传统产业改造提升并举的现代产业体系，争做促进新疆经济健康发展的区域性中心城市。		
18	阿克苏地区全域旅游发展三年行动计划（2018—2020年）		着力打造“三核十区二十点”发展布局，构建城乡联动、多元发展、要素聚集、功能完备的旅游产业体系。 三核（三大核心集聚区）：即托木尔世界自然遗产旅游区、龟兹世界文化遗产旅游区、南疆旅游集散中心三大核心集聚区。 十区（十大新兴旅游区）：即阿—温城市休闲旅游区、库车独库公路自然风光旅游区、温宿环天山峡谷自驾游旅游区、拜城铁热克温泉小镇康养理疗度假区、新和汉唐文化和民族风情体验旅游区、沙雅塔河胡杨自然风光旅游区、阿瓦提刀郎文化及沙漠公园旅游区、乌什沙棘康养旅游区、阿克苏河和渭干河两个百万亩生态林观光旅游区、阿拉尔军垦文化旅游区。 二十点（重点打造二十个特色旅游景区）：即阿克苏市多浪河景区、阿克苏市森林公园、阿克苏市丝路古镇奇石文化产业园、阿克苏市湿地公园、阿克苏柯柯牙采摘休闲观光生态旅游园、库车龟兹文化旅游产业园、库车老城历史文化街区、	①本项目区域位于托木尔峰自然保护区（包括托木尔森林公园）以南，距离 18.4km；阿克苏市多浪河湿地公园以北，详见附图 1.10-2。 ②本项目为油气勘探开发，实行点上开发、面上保护，井场、站场从选址上避让旅游景区。	符合

序号	上层规划			本项目情况	符合性
	名称	级别	相关要求		
			库车天山神秘大峡谷景区、库车林基路烈士红色旅游区、库车红山石林景区、沙雅世界胡杨公园、新和汉唐屯田遗址公园、新和沙漠花海景区、拜城克孜尔千佛洞、拜城温泉小镇、温宿托木尔大峡谷景区、温宿天山托木尔森林公园、阿瓦提刀郎部落景区、乌什沙棘林景区、乌什燕泉山景区。		

1.6 与环境保护相关文件符合性分析

1.6.1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》

符合性

《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号文件中提出：“（一）各有关单位编制油气发展规划等综合规划或指导性专项规划，应当依法同步编制环境影响篇章或说明；编制油气开发相关专项规划，应当依法同步编制规划环境影响报告书，报送生态环境主管部门依法召集审查。规划环评结论和审查意见，应当作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据，规划环评资料和成果可与项目环评共享，项目环评可结合实际简化。

（二）油气企业在编制内部相关油气开发专项规划时，鼓励同步编制规划环境影响报告书，重点就规划实施的累积性、长期性环境影响进行分析，提出预防和减轻不良环境影响的对策措施，自行组织专家论证，相关成果向省级生态环境主管部门通报。涉及海洋油气开发的，应当通报生态环境部及其相应流域海域生态环境监督管理局。”

本项目依法开展环境影响评价，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号文件中相关要求。

1.6.2 与《中华人民共和国自然保护区条例》符合性分析

《中华人民共和国自然保护区条例》中要求：①第二十六条禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动，但是法律、行政法规另有规定的除外；②第三十二条在自然保护区的核心区和缓冲区内，不得建设任何生产设施。在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。在自然保护区的外围保护地带建设的项目，不得损害自然保护区内的环境质量；已造成损害的，应当限期治理。限期治理决定由法律、法规规定的机关作出，被限期治理的企业事业单位必须按期完成治理任务。

本项目范围内及评价范围内无自然保护区、风景名胜区、文物保护区。本项目区域仅为矿区划定，规划建设期仅在规划范围内进行钻井工程、地面工程等设施建设。

综上所述，本项目区符合《中华人民共和国自然保护区条例》中相关要求。

1.6.3 与《关于贯彻实施国家主体功能区环境政策的若干意见》符合性分析

《关于贯彻实施国家主体功能区环境政策的若干意见》中提出：按照生态优先、适度发展的原则，着力推进生态保育，增强区域生态服务功能和生态系统的抗干扰能力，夯实生态屏障，坚决遏制生态系统退化的趋势。保持并提高区域的水源涵养、水土保持、防风固沙、生物多样性维护等生态调节功能，保障区域生态系统的完整性和稳定性，土壤环境维持自然本底水平。划定并严守生态保护红线。在重点生态功能区、生态环境敏感区和脆弱区等区域划定生态保护红线，实行严格保护，确保生态功能不降低、面积不减少、性质不改变；科学划定森林、草原、湿地、海洋等领域生态保护红线。

经自然资源厅生态保护红线查询，本项目区不在生态保护红线区域内，建设

实施期间采取环保措施保证大气、水、噪声、固体废物污染均得到治理，废气、噪声均能达标排放，废水、固体废物均不排入环境；施工结束后及时恢复临时占地地表形态，将水土流失降低到最小程度。本项目施工期、运营期均采取生态保护措施、防沙治沙措施、水土保持措施、土壤保护措施、设置土壤跟踪监测点位等保障区域生态系统的完整性和稳定性，维持土壤环境自然本底水平。

综上所述，本项目的建设符合《关于贯彻实施国家主体功能区环境政策的若干意见》中相关要求。

1.6.4 与《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》符合性

根据《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150号）相关内容，本项目与环环评〔2016〕150号相关条款符合性分析见表 1.6-1。

表 1.6-1 项目与环环评〔2016〕150 号符合性分析

序号	相关要求	本项目情况	符合性
1	强化“三线一单”约束作用 （一）生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的，在规划环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项	经自然资源厅生态保护红线查询，本项目区不在生态保护红线区域内（详见附件 2.5-2），建设实施期间采取环保措施保证大气、水、噪声、固体废物污染均得到治理，废气、噪声均能达标排放，废水、固体废物均不排入环境；施工结束后及时恢复临时占地地表形态，将水土流失降低到最小程度。本项目施工期、运营期均采取生态保护措施、防沙治沙措施、水土保持措施、土壤保护措施、设置土壤跟踪监测点位等保障区域生态系统的完整性和稳定性，维持土壤环境自然本底水平。 本项目区域仅为矿区划定，施工期仅在规划范围内进行钻井工程、地面工程等设施建设。	符合

		目的环评文件。		
2		（二）环境质量底线是国家 和地方设置的大气、水和土壤环境质量目标，也是改善环境质量的基准线。有关规划环评应落实区域环境质量目标管理要求，提出区域或者行业污染物排放总量管控建议以及优化区域或行业发展布局、结构和规模的对策措施。项目环评应对照区域环境质量目标，深入分析预测项目建设对环境质的影响，强化污染防治措施和污染物排放控制要求。	经监测本项目附近大气环境、地下水环境、声环境质量能够满足相应的环境质量标准要求；本项目运营期废气主要为油气开采及集输过程中排放的无组织挥发烃类，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，且项目区地域空旷，项目实施后不会对周围大气环境产生明显影响。废水实现零排放，固体废物能够实现妥善处置，符合环境质量底线的要求。	符合
3		（三）资源是环境的载体， 资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。	①能源：规划实施耗能主要为电能，不采用煤炭能源，不会影响区域能源供应。 ②水资源：规划施工用水由水罐车运送，施工期生活用水采用桶装水；运营期用水由新建2口水源井提供。水资源利用量较小。 ③土地资源：严格控制在农田内进行钻井活动，确实无法避让的，需办理相关手续，同时采用“钻井废弃物不落地达标处理技术”对单井的钻井废弃物进行处理后综合利用。严格按照有关规定办理建设用地审批手续，其中涉及占用农田等必须做到占补平衡。经批准占用，按照“占多少、垦多少”的原则，在当地政府指定的区域，执行复垦补偿。严格限定施工范围，农田区井场和集输管道要减少施工扰动范围，减少占地，不会影响区域土地资源消耗。 本项目实施不属于高耗能、高耗水行业，资源消耗量相对区域资源利用总量较小，符合资源利用上限要求。	符合

4	（四）环境准入负面清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定环境准入负面清单，充分发挥负面清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。	本项目区域位温宿县，根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]891 号）和《关于印发新疆维吾尔自治区 17 个新增纳入国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划〔2017〕1796 号）的规定，本项目区不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。	符合
---	--	---	----

1.6.5 与转发《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价的通知》

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》新环环评发【2020】142 号文件中提出：“严格执行规划环境影响评价制度。各有关单位加快推进油气发展（开发）相关规划编制，并依法开展规划环境影响评价。对已经批准的油气发展（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。”

本项目依法开展环境影响评价，符合 转发《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》新环环评发【2020】142 号文件中相关要求。

1.6.6 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符

合性分析

本项目与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性分析见表 1.6-2。

表 1.6-2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》符合性

序号	相关要求	本项目	分析结果
1	第八条 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。	新建井场、站场从选址上避让地下水源、饮用水源、湿地公园、和人群密集区；环评报告提出，将地下水源、饮用水源、湿地公园和人群密集区化为禁采区。	符合
2	第十条 煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	环评报告按条例要求，提出了环境监理的要求。	符合
3	第十一条 煤炭、石油、天然气开发单位应当制定生态保护和恢复治理方案，并予以实施。生态保护和恢复治理方案内容应当向社会公布，接受社会监督。	环评报告中在生态影响章节，提出了生态恢复的相关要求；中曼公司在开发过程中将另行编制生态保护和恢复治理方案。	符合
4	第十六条 煤炭、石油、天然气开发单位应当使用先进技术、工艺和设备，实行清洁生产。禁止使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	根据规划设计相关资料，中曼油田无使用国家和自治区明令淘汰的技术、工艺和设备。	
5	第二十二条 石油开发单位应当建设清洁井场，做到场地平整、清洁卫生，在井场内实施无污染作业。 散落油和油水混合液等含油污染物应当回收处理，不得掩埋。	中曼公司钻井井场施工，有完善的质量环境安全管理体系，能够做到在井场内无污染作业，钻井结束后能够做到场地平整、清洁卫生，污染物分类处置，不会违规掩埋。	符合
6	第二十三条 石油、天然气开发单位应当定期对油气输送管线和油气储存设施进行巡查、检测、防护，防止油气管线或者油气储存设施断裂、穿孔，发生渗透、溢流、泄漏，造成环境污染。	中曼公司关于油气集输管线、储存设施等，有一套完善的管理制度，例行巡检积累了丰富的事故处置经验。	符合
7	第二十四条 石油、天然气开发单位钻井和井下作业应当使用无毒、低毒钻井液。对已使用的有毒钻井液应当回收利用并做无害化处置，防止污染环境。 对钻井作业产生的污水应当进行回收，经处理达标后方可回注。未经处理达标的污水不得回注或者外排。	钻井工程使用水基泥浆体系，水基磺化泥浆体系岩屑分离后运至下一井场循环使用，不外排。 钻井作业产生的污水暂存于井场设置的泥浆罐中，泥浆循环过程中固液分离	符合

	对钻井作业产生的污油、废矿物油应当回收处理。	后，分离出的固相拉运至中曼三废处理站处理达标后用于油田铺路，分离出的液相（废水）用于钻井液的配置，不外排。 钻井作业产生的污油、废矿物油集中收集委托资质单位处置。	
8	第二十五条 石油、天然气开发单位应当采取保护性措施，防止油井套管破损、气井泄漏，污染地下水体。	钻井后，实施固井，在第四系地层段采取水泥固井、布置井筒，从源头杜绝油井泄露污染地下水。	符合
9	第二十七条 煤炭、石油、天然气开发单位应当加强危险废物的管理。危险废物的收集、贮存、运输、处置，必须符合国家 and 自治区有关规定；不具备处置、利用条件的，应当送交有资质的单位处置。	落地油、含油废弃防渗布、废滤料集中收集暂存于红 6 危险废物暂存库，定期委托库车红狮环保科技有限公司拉运处置。含油油泥经减量化处理后定期委托库车畅源环保科技有限公司拉运处置。	
10	第二十八条 煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。	石油开发过程中产生的伴生气经联合站内脱水处理后优先用于站内一体化高效分离装置、相变加热炉、采暖橇和站内燃气发电机做燃料气使用，剩余的天然气用于生产 CNG 对外充装，全部回收利用。	

1.6.7 与石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）相关要求符合性分析结果见表 1.6-3。

表 1.6-3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

序号	文件要求	本项目	分析结果
1	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施	委托编制了规划环评报告，对生态、环境影响进行充分论证。	符合
2	行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和	采用清洁生产工艺和技	符合

	技术，工业废水回用率达到 90% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100% 。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。	术，工业废水经联合站采出水处理系统处理达标后回注，回用率达到 90% 以上；钻井废弃物采用不落地收集技术，泥浆循环过程中固液分离后，分离出的固相拉运至中曼三废处理站处理达标后用于油田铺路，分离出的液相（废水）用于钻井液的配置，不外排；含油污泥 工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%	
3	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	井场、站场选址过程中执行空间管控要求，避让禁止开发区域，合理利用区域现有道路，油气均集输至联合站收集处置。	符合
4	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	钻井期不涉及有毒有害化学剂	符合
5	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100% 。	井下作业配备相关设备，落地原油回收率可达 100%	符合
6	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95% 以上；钻井过程产生的废水应回用。	钻井过程中使用的钻井液体系循环率可达 95% 以上，钻井废水回用于泥浆配置	符合
7	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100% 。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	酸化压裂返排液收集经过废液预处理后进入联合站采出水处理系统处理达标后回注地下，不外排；酸化、压裂作业和试油（气）过程已采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	符合
8	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃	本项目为石油开采项	符合

	类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	目，从井场至联合站采用管道密闭输送，油气在联合站进行分离，联合站设置有 4 座 2000m ³ 多功能储油罐。	
9	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地	油田建设规划布置丛式井组，采用直井、定向井、水平井	符合
10	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80% 以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道	本项目石油开发过程中产生的伴生气经联合站内脱水处理后优先用于站内一体化高效分离装置、相变加热炉、采暖橇和站内燃气发电机做燃料气使用，剩余的天然气用于生产 CNG 对外充装，全部回收利用。	符合
11	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。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本评价提出生态环境影响减缓措施及地下水污染防治措施	符合
12	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。	本项目不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道	符合
13	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。	本项目钻井和井下作业过程中，钻井废水进入生产流程循环利用	符合
14	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	各收集贮存装置按照相关标准采取防渗措施	符合
15	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90% 以上，残余固体废物应按照国家《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	落地原油以及原油处理、废水处理产生的油泥经减量化处理后送有资质单位处置	符合

1.6.8 与“气十条”符合性分析

根据《打赢蓝天保卫战三年行动计划》、《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划》（2018-2020 年）、《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》、《阿克苏地区打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案》中内容，本项目与“气十条”相关要求符合性分析见表 1.6-4。

表 1.6-4 本项目与“气十条”相关要求符合性分析

序号	名称	级别	“气十条”要求	本项目情况	符合性
1	打赢蓝天保卫战三年行动计划	国家级	①加大综合治理力度，减少污染物排放。加强工业企业大气综合治理，推进挥发性有机物污染治理。 ②加快调整能源结构，增加清洁能源供应。	①油田采取油气密闭集输，井口、管线接口、阀门挥发的烃类气体无组织泄漏量控制在0.1%以下。 ②井场厂界、场站厂界	符合
2	自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020年）	自治区级	①推进涉气工业污染源全面达标排放。将烟气在线监测数据作为执法依据，加大超标处罚和联合惩戒力度，未达标排放的企业一律依法停产整治。	非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m ³ ）。	符合
3	新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案		②实施挥发性有机物（VOCs）专项整治方案。开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等行业VOCs 污染调查，按行业明确整治方案和要求。	③场站加热装置采用清洁能源天然气为燃料，SO ₂ 、NO _x 、颗粒物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）相应标准限值，能够达标排放。	符合
4	阿克苏地区打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案	地区级	③控制煤炭消费总量。按照煤炭集中使用、清洁利用的原则，重点削减非电力用煤，继续推进全区电气化工作。 ④实施燃煤锅炉综合整治。制定燃煤锅炉综合整治实施方案，实行清洁供热替代燃煤锅炉。		符合

1.6.9 与“水十条”符合性分析

根据《水污染防治行动计划》、《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》、《阿克苏地区水污染防治工作方案》中内容，本项目与“水十条”相关要求符合性分析见表 1.6-5。

表 1.6-5 本项目与“水十条”相关要求符合性分析

序号	名称	级别	“水十条”要求	本项目情况	符合性
1	水污染防治	国家级	①狠抓工业污染防治。 ②推进污泥处理处置。 ③防治地下水污染。石化生产存贮销售企业和工业园区、矿山开发、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗。	①施工期钻井污水暂存于井场设置的泥浆罐中，泥浆循环过程中固液分离后，分离出的固相拉运至中曼三废处理站处理达标后用于油田铺路，分离出的液相（废水）用于钻井液的配置，不外排。酸化压裂返排液需根据其组分经过废液预处理后进入联合站采出水处理系统，处理达标后回注地下，不外排；施工人员生活污水排入施工现场设置的玻璃钢化粪池，由阿克苏干净环保工程科技有限公司定期抽运清理至阿克苏污水处理厂，不外排。运营期油井作业污水、水井洗井污水、井场采出液分离出的含油污水、伴生气脱水产生的含油污水均经联合站采出水处理系统处理达标后回注地下，不外排；联合站职工生活污水排入玻璃钢化粪池，由阿克苏干净环保工程科技有限	符合
2	新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案	自治区级	①狠抓工业污染防治。 专项整治重点行业。 集中治理工业集聚区水污染。 ②强化城镇生活污染治理。 加快城镇污水处理设施建设与改造。推进污泥处理处置。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，非法污泥堆放点一律予以取缔。	①狠抓工业污染防治。 专项整治重点行业。 集中治理工业集聚区水污染。 ②强化城镇生活污染治理。 加快城镇污水处理设施建设与改造。推进污泥处理处置。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地，非法污泥堆放点一律予以取缔。	符合
3	阿克苏地区水污染防治工作方案	地区级	③调整产业结构。 进一步细化完善自治区重点行业环境准入条件，编制实施生态环境功能区划，划定并严守生态保护红线，实施差别化的环境准入政策。严格执行建设项目环评审批与区域环境质量、污染减排绩效挂钩制度，实行主要污染物总量平衡和替代削减政策。建立全区水资源、水环境承载能力监测评价体系，实行承载能力监测预警，已超过承载能力的地区要实施水污染物削减方案，加	③调整产业结构。 进一步细化完善自治区重点行业环境准入条件，编制实施生态环境功能区划，划定并严守生态保护红线，实施差别化的环境准入政策。严格执行建设项目环评审批与区域环境质量、污染减排绩效挂钩制度，实行主要污染物总量平衡和替代削减政策。建立全区水资源、水环境承载能力监测评价体系，实行承载能力监测预警，已超过承载能力的地区要实施水污染物削减方案，加	符合

		快调整发展规划和产业结构。 ④防治地下水污染。 石化生产存贮销售企业和工业园区、矿山开采区、垃圾填埋场等区域应进行必要的防渗处理。报废矿井、钻井、取水井应实施封井回填。	公司定期抽运清理至阿克苏污水处理厂，不外排。②井场、场站采取分区防渗的措施，涉及防渗的工程，在施工过程中留有影像资料备查。 ③设置地下水跟踪监测井，监控地下水动态变化。	
--	--	--	---	--

1.6.10与“土十条”符合性分析

根据《土壤污染防治行动计划》、《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》、《阿克苏地区土壤污染防治工作方案》中内容， 本项目与“土十条”相关要求符合性分析见表 1.6-6。

表 1.6-6 本项目与“土十条”相关要求符合性分析

序号	名称	级别	“土十条”要求	本项目情况	符合性
1	土壤污染防治行动计划	国家级	①开展土壤污染调查，掌握土壤环境质量状况。深入开展土壤环境质量调查。 ②推进土壤污染防治立法，建立健全法规标准体系。全面强化监管执法。明确监管重点。重点监测土壤中镉、汞、砷、铅、铬等重金属和多环芳烃、石油烃等有机污染物，重点监管有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油开采、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业，以及产粮（油）大县、地级以上城市建成区等重点区域。加大执法力度。将土壤污染防治作为环境执法的重要内容，充分利用环境监管网格，加强土壤环境日常监管执法。严厉打击非法排放有毒污染物、违法违规存放危险化学品、非法处置危险废物、不正常使用污染治理设施、监测数据弄虚作假等环境违法行为。 ③强化未污染土壤保护，严控新增土壤污染。强化空间布局管控。结合区域功能定位和土壤污染防治需要，科学布局生活垃圾处理、危险废物处置、废旧资源再生利用等设施和场所，合理确定畜禽养殖布局和规模。	（1）根据对规划区域内、外农用地土壤监测结果可知，农用地中pH、石油烃（C10-C40）、铅、总铬、汞、砷、铜、锌、镉、镍共10项因子均能满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中风险筛选值，农用地土壤环境质量较好。 （2）根据规划区域内、外建设用地土壤监测结果可知，建设用地中砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、石油烃（C10-C40）	符合

2	新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案	自治区级	①开展土壤污染调查，掌握土壤环境质量状况等 46 项因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）风险筛选值，建设用地土壤环境质量较好。 ②切实加大保护力度。各地要将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，实行严格保护，确保其面积不减少、土壤环境质量不下降，除法律规定的重点建设项目选址确实无法避让外，其他任何建设不得占用。 （3）针对规划实施可能产生的土壤影响，按照源头控制、末端防治、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。 ③明确管理要求，建立调查评估制度。对拟收回土地使用权的土壤环境监管重点行业企业用地，以及用途拟变更为居住和商业、学校、医疗、养老机构等公共设施的上述企业用地进行土壤环境调查评估，按照“谁污染、谁治理，谁使用、谁负责”的原则，土地储备、出让、收回、续期前，应由土地使用权人（含土地储备机构）负责开展土壤环境状况调查评估；已经收回的，由所在地州市、县级政府负责开展调查评估。重度污染农用地转为城镇建设用地的，由所在地州市、县级政府负责组织开展调查评估。	①土壤保护措施：恢复土地生产能力，提高土壤肥力；充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道；在井场作业过程中必须在井场铺设防渗布或者别的防治土壤的措施，从源头控制土壤的污染；场站周边采取绿化措施，以种植具有较强吸附能力的植物为主。 ②跟踪监测：定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告存档，同时对监测结果进行信息公开。
3	阿克苏地区土壤污染防治工作方案	地区级		

1.7 项目大气环境保护距离及卫生防护距离分析

按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的模式计算非甲烷总烃的无组织源的大气环境保护距离。计算出的距离是以污染源中心为起点的控制距离，结合厂区平面布置图，超出厂界以外的范围即为大气环境保护区域。经计算本项目无组织排放废气无超标点，不需设大气环境保护区域。

1.8 区位配套设施分析

温北油田温 7 区块周边道路、电力、通信配套较为齐全，可以满足油田长期开发的需要。阿克苏地区境内 217 线连接南北疆，南疆铁路、国道 314 线横贯全境，阿克苏机场、库车机场直达内地往来便捷，南疆商贸物流中心加快建设，集公路、铁路、民航、管输于一体的综合交通运输体系日趋完善。在油田县道以及铁路，交通依托较好。

1.9 关注的主要环境问题及环境影响

本项目主要运行中污染防治重点是废气、废水、噪声、固体废弃物。

油田开发施工期废气、钻井泥浆、岩屑、钻井废水、油田内部管线及道路施工对区域及周边生态的影响。

运营期项目废气主要为油气集输和联合站内储罐的无组织挥发烃类气体、联合站加热炉、污油池废气、危废间废气等，噪声为抽油机及联合站内设备运行过程中产生的噪声，废水主要为采油过程中产生的油田采出水、洗井和修井废水、生活污水等；固体废物主要为采油过程中的落地油及污水分离罐产生的污泥、废机油、废油桶、生活垃圾等。

根据项目周围环境情况和本工程产生的污染物情况，本项目关注主要的环境问题是废气及噪声的产生和达标排放情况、废水合理的收集及处理、固体废弃物的合理处置措施及可行性、生态环境保护及恢复措施，项目建设对环境的影响及可接受水平等去向。

1.10 环境影响报告书的主要结论

温北油田温 7 区块开发建设项目符合国家现行产业政策；各项清洁生产标准符合要求；通过采取污染防治措施，各类污染物可达标排放。项目实施过程中严格落实生态保护措施后，项目建设不会对区域生态环境产生明显影响。项目实施过程中，在严格落实各项污染防治措施及生态保护措施前提下，从环保角度考虑，本项目建设可行。

在该项目环境影响评价工作中，得到了温宿县生态环境局的大力支持和建设

单位的密切配合，在此一并表示感谢。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（中华人民共和国主席令第九号，2015.01.01 施行）；
- (2) 《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 48 号，2018.12.29 修订）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26 修订）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（中华人民共和国主席令第 87 号，2017.06.27 修订）；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018.12.29 修订）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29 修订）；
- (7) 《中华人民共和国水法》（2016.07.02 施行）；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（2010.12.25 修订）；
- (9) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019.01.01 施行）；
- (10) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018.10.26 修订并施行）；
- (11) 《中华人民共和国可再生能源法》（2010.04.01 实施）；
- (12) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012.07.01 施行）；
- (13) 《中华人民共和国节约能源法》（2018.10.26 修订并施行）；
- (14) 《中华人民共和国矿产资源法》（2009.08.27 修订）；
- (15) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010.10.01 施行）；
- (16) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2017.01.01 施行）。

2.1.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第 682 号）；
- (2) 《中华人民共和国土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第 592

号)；

- (3) 《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2020.01.01 修订）；
- (4) 《中华人民共和国自然保护区条例》（2017.10.07 修订）；
- (5) 《规划环境影响评价条例》（中华人民共和国国务院令第 599 号）；
- (6) 《中华人民共和国基本农田保护条例》（2011 年修订）；
- (7) 《新疆维吾尔自治区环境保护条例》（2018.09.21 修正）；
- (8) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2018.9.21

修正）；

- (9) 《新疆维吾尔自治区湿地保护条例》（2012.10.01 施行）；
- (10) 《新疆维吾尔自治区野生植物保护条例》（2012.03.28 修正）。

(11) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，（2019 年 1 月 1 日施行）；

(12) 《新疆维吾尔自治区地下水资源管理条例》（2017 年 7 月 1 日起施行）。

2.1.3 环境保护相关部门规章及规范性文件

- (1) 《大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37 号）；
- (2) 《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号）；
- (3) 《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号）；
- (4) 《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（环发〔2018〕22 号）；
- (5) 《“三线一单”编制技术指南（试行）》（环办环评〔2017〕99 号）；
- (6) 《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》（环大气〔2017〕21 号）；
- (7) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日起施行）；

(8) 《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）；

(9) 《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》（环发〔2015〕178 号）；

- (10) 《关于规划环境影响评价加强空间管制、总量管控和环境准入的指导意见（试行）》（环办环评〔2016〕14 号）；
- (11) 《关于贯彻实施国家主体功能区环境政策的若干意见》（环发〔2015〕92 号）；
- (12) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号）；
- (13) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（环保部令第 44 号）；
- (14) 《关于修改<建设项目环境影响评价分类管理名录>部分内容的决定（生态环境部部令第 1 号）；
- (15) 《产业结构调整指导目录》（2019 年本）（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号）；
- (16) 《国家危险废物名录》（环境保护部令第 39 号）；
- (17) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）；
- (18) 《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）；
- (19) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2012〕35 号）；
- (20) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号）；
- (21) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号）；
- (22) 《关于切实加强环境影响评价监督管理工作的通知》（环办〔2013〕104 号）；
- (23) 《关于进一步加强规划环境影响评价工作的通知》（环发〔2011〕99 号）；
- (24) 《关于学习贯彻<规划环境影响评价条例>加强规划环境影响评价工作的通知》（环发〔2009〕96 号）；
- (25) 《关于进一步作好规划环境影响评价工作的通知》（环办〔2006〕92

号)；

(26)《关于加强矿产资源勘查开发监督管理工作的通知》(国土资发[2001]272 号)；

(27)《新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件》(修订)，新环发[2017]1 号，2017 年 1 月 1 日施行；

(28)《新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案》(新政发[2016]21 号)；

(29)《新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案》(新政发[2014]35 号)；

(30)《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划(2018-2020 年)》(新政发[2018]66 号)，2018 年 9 月 20 日施行；

(31)《新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案》(新疆维吾尔自治区人民政府办公厅，2017 年 3 月 7 日印发)；

(32)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》新环环评发【2020】142 号。

2.1.4 技术依据

(1)《规划环境影响评价技术导则 总纲》(HJ 130-2019)；

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018)；

(3)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)；

(4)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ 2.3-2018)；

(5)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009)；

(6)《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)；

(7)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2011)；

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)；

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T 349-2007)；

(10)《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》(试行)；

(11)《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T 6276-2014)；

- (12) 《石油化工企业环境保护设计规范》（SH 3024-1995）；
- (13) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB 65/T 3999-2017）；
- (14) 《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3998-2017）；
- (15) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB 65/T 3997-2017）；
- (16) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T 301-2016）。

2.1.5 其它相关依据

- (1) 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》；
- (2) 《全国主体功能区规划》（国发〔2010〕46 号）；
- (3) 《关于印发《全国生态功能区划（修编版）》的公告》（环境保护部公告 2015 年第 61 号）；
- (4) 《能源发展“十三五”规划》（发改能源〔2016〕2744 号）；
- (5) 《石油发展“十三五”规划》（发改能源〔2016〕2743 号）；
- (6) 《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》；
- (7) 《新疆“十三五”能源发展规划》；
- (8) 《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》；
- (9) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016—2020）》；
- (10) 《新疆维吾尔自治区石油天然气开发“十三五”规划》；
- (11) 关于印发《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五规划”》的通知（新环发[2017]124 号）；
- (12) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》；
- (13) 《新疆生态功能区划》（新政函[2005]96 号），2005 年 12 月 21 日施行；
- (14) 《新疆水环境功能区划》（新政函[2002]194 号），2002 年 12 月；
- (15) 《阿克苏地区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》；
- (16) 《阿克苏地区城镇体系规划（2013-2030）》2019 年修改；

- (17) 《阿克苏地区全域旅游发展三年行动计划（2018—2020 年）》；
- (18) 《阿克苏市土地利用总体规划（2010-2020）》；
- (19) 《温宿县国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》；
- (20) 《温宿县县城总体规划（2013-2030）》；
- (21) 《阿克苏市——温宿县同城规划（2018-2035）》；
- (22) 《温宿县土地利用总体规划（2013-2030）》；
- (23) 《温宿县环境保护“十三五”规划》；
- (24) 《阿克苏地区温宿县旅游专项规划》（2020.06）；
- (25) 《温宿区块 2021~2025 年勘探开发规划》（中曼石油天然气集团股份有限公司，2020 年 8 月）。
- (26) 《温北油田温 7 区块地面工程建设规划及设计》；
- (27) 《新疆塔里木盆地温宿区块温北油田温七区块产能建设项目登记备案证》（备案证编码 2020057）；
- (28) 温北油田温 7 区块 14 个勘探井及依托工程环评批复文件及验收意见；
- (29) 危险废物委托协议；

2.2 评价目的与评价原则

2.2.1 评价目的

本次评价拟通过对以下几方面的评价，论证拟建项目在环保方面的可行性，为项目审批部门的决策、项目竣工验收及项目运行后的环境管理提供技术依据。

(1) 查清评价区域内地表水及地下水、大气和噪声、土壤环境等环境质量现状，为环境质量评价和预测提供背景资料；

(2) 分析石油开发过程中排放的污染物种类、数量以及对所在地区地表水和生态环境的影响情况；

(3) 通过环境影响预测，评价石油开发活动对评价区内环境的影响程度和范围；

(4) 对拟采取的污染防治和生态保护措施进行论证，提出区域环境污染和破坏的综合防治对策，为本地区环境管理和石油开发的生产管理提供依据。

(5) 分析项目可能存在的环境风险，预测风险事故可能产生的环境影响，提出环境风险防范措施。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

a) 依法评价

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

b) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影響。

c) 突出重点

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

2.3 环境影响因素识别与评价因子筛选

根据油田开发项目的工程特点及工程所在区域的环境特征分析，工程在施工期环境影响的特点是持续时间短，破坏性强，建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如，对生态环境的破坏。生产运行期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运行期。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之，若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

2.3.1 环境影响因素识别及筛选

根据油田开发项目的工程特点及工程所在区域的环境特征分析，工程建设对周围环境的影响因素有环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤环境、生态环境及固体废物等。

施工期的环境影响主要表现为非污染生态影响。产建工程施工内容主要为钻

井作业和管线敷设等，施工活动将对生态环境产生一定不利影响，主要体现在占用土地及破坏土壤、地表植被等。运行期，正常工况条件下，污染物排放主要集中在修井井场及油气集输。与施工期相比，运行期对环境的污染影响较轻，但持续的时间较长。闭井期原油产量明显下降，油水井相继关闭，因此油田闭井期对各种环境因素的影响范围和程度上均有所降低。闭井期环境的影响主要表现为站场拆除采油设备、井场封井、管道拆除等施工活动，施工活动将造成一定程度的水土流失、产生落地原油等。本工程环境影响因素识别及筛选见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别及筛选矩阵

污染环节 环境要素	施工期			运行期		闭井期	
	工程车辆	井场	道路施工管线敷设	井场	油气集输	井场	集输管线
环境空气	-1	-1	-1	-2	-1	-1	-1
地下水		-1		-1	-1	-1	
声环境	-1	-1		-1		-1	
土壤		-2	-2	-1	-1	-1	-1
植被	-1	-2	-2		-1	-1	-1
固体废物		-2		-1		-1	

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“-”——不利影响

2.3.2 环境影响评价因子筛选

通过对开发建设区域的环境现状调查，结合环境影响识别，对环境影响评价因子进行初步的筛选，评价因子筛选结果见表 2.3-2。

表 2.3-2 评价因子一览表

序号	环境要素	现状调查与评价因子	环境影响评价因子
1	环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、非甲烷总烃	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃
2	地表水	pH、溶解氧、高锰酸盐指数、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、总氮、挥发酚、石油类、硫化物	石油类
3	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、铁、锰、汞、砷、镉、铬（六价）、铅、挥发性酚类（以苯酚计）、耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）、氨氮、总大肠菌群、菌落总数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、石油类等	石油类
4	噪声	等效连续 A 声级（Leq）	等效连续 A 声级（Leq）

5	土壤	pH、土壤本底含盐量、挥发酚、砷、镉、铬（六价）总铬、铜、铅、汞、镍；四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯、对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（C10-C40）	石油烃（C10-C40）
6	生态环境	植被类型、生物量及种群、土壤类型、土地利用状况等	生物量损失、水土流失等

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 环境空气

规划区域内无自然保护区、风景名胜区和需要特殊保护的区域，属于环境空气二类功能区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准及其修改单要求。

2.4.1.2 水环境

（1）地表水环境：区域西侧有阿克苏河，根据实际调查，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类标准。

（2）地下水：执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，其中石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）I类标准。

2.4.1.3 声环境

区域内及周边多为乡村，属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类声环境功能区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准；规划实施后井场、场站厂界外200m范围内执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

2.4.1.4 土壤环境

规划区域内及周边乡村占地性质为第一类建设用地，执行《土壤环境质量建

设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地风险筛选值；其他用地多为耕地，现状土壤适用于《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 中风险筛选值。

规划实施后建设的井场、场站等土地性质变更为工业用地，执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。

2.4.2 环境评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

（1）环境空气

SO₂、NO₂、CO、PM₁₀、PM_{2.5}、O₃ 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准及其修改单要求，非甲烷总烃采用《大气污染物综合排放标准详解》中第 244 页环境浓度 2.0mg/m³，具体标准限值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准限值

环境要素	标准名称及级（类）别	污染物	标准值		
			单位	数值	
环境空气	《环境空气质量标准》 （GB3095-2012）二级标准及其修改单要求	SO ₂	ug/m ³	1 小时平均	500
				24 小时平均	150
		NO ₂		1 小时平均	200
				24 小时平均	80
		CO	mg/m ³	1 小时平均	10
				24 小时平均	4
		O ₃	ug/m ³	日最大 8 小时平均	160
				1 小时平均	200
		PM ₁₀	ug/m ³	24 小时平均	150
	PM _{2.5}	24 小时平均		75	
《大气污染物综合排放标准详解》	非甲烷总烃	mg/m ³	一次值	2	

（2）地表水

地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值。

(3) 地下水

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准限值，其中石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）I 类标准限值，具体标准限值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准限值

序号	项目	单位	标准值	序号	项目	单位	标准值
1	色	度	≤15	17	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0
2	嗅和味	/	无	18	菌落总数	CFU/mL	≤100
3	浑浊度	NTU	≤3	19	亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤1.00
4	肉眼可见物	/	无	20	硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤20.0
5	pH	/	6.5~8.5	21	氰化物	mg/L	≤0.05
6	总硬度	mg/L	≤450	22	氟化物	mg/L	≤1.0
7	溶解性总固体	mg/L	≤1000	23	六价铬	mg/L	≤0.05
8	硫酸盐	mg/L	≤250	24	铁	mg/L	≤0.3
9	氯化物	mg/L	≤250	25	铜	mg/L	≤1.00
10	锰	mg/L	≤0.10	26	锌	mg/L	≤1.00
11	铝	mg/L	≤0.20	27	汞	mg/L	≤0.001
12	挥发性酚类	mg/L	≤0.002	28	砷	mg/L	≤0.001
13	阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.3	29	镉	mg/L	≤0.005
14	耗氧量	mg/L	≤3.0	30	铅	mg/L	≤0.01
15	氨氮（以 N 计）	mg/L	≤0.50	31	石油类	mg/L	0.05
16	硫化物	mg/L	≤0.02	/	/	/	/

(4) 声环境

井场作业区、联合站厂界外 200m 范围内声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，其他区域声环境执行 1 类标准，具体标准值见表 2.4-3。

表 2.4-3 声环境质量标准 单位：dB (A)

类别	适用区域	昼间	夜间
1 类	其他区域居民住宅为主	55	45
2 类	井场作业区、联合站厂界外 200m 范围内	60	50

(5) 土壤

规划实施后井场永久占地内、场站内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值，

规划实施后其他土壤及现状土壤执行《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 中风险筛选值、《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地风险筛选值，具体风险筛选值见表 2.4-4、表 2.4-5。

表 2.4-4 农用地土壤污染风险管控标准 单位：mg/kg

污染物项目		风险筛选值			
		pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
镉	水稻田	0.3	0.4	0.6	0.8
	其他	0.3	0.3	0.3	0.6
汞	水稻田	0.5	0.5	0.6	1.0
	其他	1.3	1.8	2.4	3.4
砷	水稻田	30	30	25	20
	其他	40	40	30	25
铅	水稻田	80	100	140	240
	其他	70	90	120	170
铬	水稻田	250	250	300	350
	其他	150	150	200	250
铜	其他	50	50	100	100
镍		60	70	100	190
锌		200	200	250	300

表 2.4-5 建设用地土壤风险筛选值 单位：mg/kg

序号	污染物项目	筛选值	序号	污染物项目	筛选值
1	砷	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	铬（六价）	5.7	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570

11	1,1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	37	二氯酚	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	54	38	苯并[a]蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并[a]芘	1.5
17	1,2-二氯丙烷	5	40	苯并[b]荧蒽	15
18	1,1,1,2 四氯乙烷	10	41	苯并[k]荧蒽	151
19	1,1,2,2 四氯乙烷	6.8	42	蒽	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a, h]蒽	1.5
21	1,1,1-三氯乙烷	840	44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃（C10-C40）	826

2.4.2.2 污染物排放标准

(1) 废气

①无组织废气

施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值；运营期井场作业区、联合站站厂界外非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值，井场、场站内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 中无组织排放限值，具体见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物排放标准 单位：mg/m³

污染物	无组织排放限值	执行标准	监控点
颗粒物	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值	周界外浓度最高点
	4.0		周界外浓度最高点
非甲烷总烃	10	《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 中排放限值（监控点处 1h 平均浓度值）	周界内浓度最高点

②有组织废气

本项目新建的联合站，加热装置、采暖炉参照执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 大气污染物排放限值中燃气锅炉排放限值，具体见表 2.4-7。

表2.4-7

锅炉大气污染物排放标准

单位: mg/m³

污染物	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度（林格曼黑度，级）
加热装置（大气污染物 排放限值、燃气）	20	50	200	≤1

(2) 噪声

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准限值，运营期井场及场站厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，具体排放限值见表 2.4-8、表 2.4-9。

表 2.4-8

建筑施工场界噪声限值

单位: dB (A)

昼间	夜间
70	55

表 2.4-9

运营期井场及场站厂界环境噪声限值

单位: dB (A)

类别	昼间	夜间
2 类	60	50

(3) 固体废物

①生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令）；

②废纯碱、膨润土包装袋及破损防渗布属于一般工业固体废物，执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及其 2013 年修改单要求；

③废 KOH 包装袋、含油污泥、落地油、含油废弃防渗布、废滤料均属于危险废物，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其 2013 年修改单要求；

④钻井污水、钻井岩屑、废弃钻井泥浆、废射孔液经无害化处理后产生的泥饼执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及其 2013 年修改单要求，泥饼其浸出液中任何一种特征污染物浓度要达到《污水综合排放标准》（GB8978-1996）最高允许排放浓度（第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行），具体标准见表 2.4-10。

表 2.4-10 泥饼浸出液执行标准

序号	项目	单位	指标
1	pH 值	无量纲	6~9
2	COD	mg/L	≤100
3	石油类	mg/L	≤5
4	悬浮物	mg/L	≤70
5	铬（六价）	mg/L	≤0.1
6	总铬	mg/L	≤1.5
7	总砷	mg/L	≤0.5
8	总铅	mg/L	≤1.0
9	全盐量	mg/L	≤2000

（4）含油污水回注标准

油井作业污水、水井洗井污水、油井产液经联合站处理后产生的含油污水均进入联合站采出水处理系统处理达标后回注地下，处理后的出水执行《碎岩屑油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相应标准限值。

表 2.4-11 推荐水质主要控制指标

注入层平均空气渗透率（μm ² ）		≤0.01	>0.01~≤0.05	>0.05~≤0.5	>0.5~≤1.5	>1.5
1	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10	≤30.0
2	颗粒直径（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
3	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30	≤50.0
4	硫酸盐还原菌 SRB（个/ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
5	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
6	腐生菌 TGB（个/ml）	≤n×10 ²	≤n×10 ²	≤n×10 ³	≤n×10 ⁴	≤n×10 ⁴
7	铁细菌 IB（个/ml）	≤n×10 ²	≤n×10 ²	≤n×10 ³	≤n×10 ⁴	≤n×10 ⁴
备注：1<n<10						

2.5 评价工作等级

2.5.1 大气环境

《环境影响评价技术导则 大气环境》根据 HJ2.2-2018 提供的确定大气环境影响评价等级的方法确定本项目大气环境影响评价等级。

根据规划勘探工程污染物排放特点，本次评价选取联合站内一体化高效分离

装置、相变加热炉、采暖橇和站内燃气发电机及逸散非甲烷总烃进行大气评价等级判定，其主要污染物为 NO₂、颗粒物、非甲烷总烃，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率 P_i（第 i 种污染物），及第 i 种污染物的地面浓度达到标准值 10% 所对应的最远距离 D_{10%}，其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i： ---第 i 个污染物的最大地面浓度占标率， %

C_i： ---采用估算模式计算出的 i 个污染物的最大地面浓度， mg/m³

C_{oi}： ---第 i 个污染物的环境空气质量标准， mg/m³， 取 GB3095 二级限值， 其评价等级判据见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级判据一览表

评价工作等级	判定依据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

项目评价标准见表 2.5-2。

表 2.5-2 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值 (mg/m ³)	标准来源
非甲烷总烃	小时值	2.0	《大气污染物综合排放标准详解》
SO ₂	小时值	0.5	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)
NO ₂	小时值	0.2	
PM ₁₀	小时值	0.45*	

备注：“*”表示根据 HJ2.2-2018 规定折算而获取，仅作为参考标准。

根据工程分析，项目联合站天然气燃烧有组织排放源及单井作业区非甲烷总烃无组织排放源，本次评价选用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）推荐的 AERSCREEN 模型进行估算结果，其结果见表 2.5-3。

表 2.5-3 本项目各污染源估算模式计算结果表

污染源	最大落地距离 (m)	污染物	落地浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
一体化加热 高效分离装 置 1#排气筒	146	NO ₂	3.19E-03	1.59
		PM ₁₀	4.91E-03	1.09

一体化加热 高效分离装 置 2#排气筒	146	NO ₂	3.19E-03	1.59
		PM ₁₀	4.91E-03	1.09
一体化加热 高效分离装 置 3#排气筒	146	NO ₂	3.19E-03	1.59
		PM ₁₀	4.91E-03	1.09
加热炉 1#排 气筒	138	NO ₂	2.46E-03	1.23
		PM ₁₀	3.79E-03	0.84
加热炉 2#排 气筒	138	NO ₂	2.46E-03	1.23
		PM ₁₀	3.79E-03	0.84
采暖撬排气 筒	142	NO ₂	5.30E-03	2.65
		PM ₁₀	8.16E-03	1.81
温 22 井场作 业区	61	非甲烷总烃	6.12E-02	3.06

通过预测模式计算可知，本项目最大占标率污染物为温 22 井场作业区无组织非甲烷总烃，最大占标率为 $P_{\max}=3.06\%$ 。根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），当 $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ 时环境空气评价等级为二级评价，判定本次大气评价等级为二级。

2.5.2 地表水环境

本项目生产工艺中废钻井液、废射孔液等进入联合站污水处理设施处理后回用钻井，实现零排放。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ/T2.3-2018）中关于环境影响评价工作分级要求，本项目按三级 B 评价，不进行预测评价，重点分析该污染治理措施可行性、达标性及合理性分析。判定情况见下表。

表 2.5-4 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q /（ m^3/d ）； 水污染物当量数 W /（无量纲）
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	-

2.5.3 地下水环境

(1) 评价工作等级判定

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ 610-2016）导则附录 A 中的划分依据，本项目属于附录 A 中的 F 石油天然气：37 石油开采，地下水环境影响评价项目分类中的 I 类项目。

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.5-5。

表 2.5-5 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它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，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	上述地区之外的其它地区。
注：a “环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

根据现场调查，本项目不涉及以上敏感区，属于地下水不敏感区域。

按照地下水导则中的评价工作等级划分表，确定本项目的地下水评价等级为二级，具体判定情况见下表 2.5-6。

表 2.5-6 地下水环境评价工作等级划分表

项目类别 环境敏感程度	I 类	II 类	III 类
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三
本次评价等级	本项目属于 I 类项目，敏感区域，因此为一级评价		

2.5.4 声环境

规划所在区域属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类、2 类区，

规划实施前后噪声的增加值在 3dB（A）以下（不含 3dB（A）），受影响人口数量变化不大。

根据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中 5.2.3 节“建设项目所处的声功能区为 GB 3096 规定的 1 类、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达 3~5 dB（A）[含 5 dB（A）]，或受噪声影响人口数量增加较多时，按二级评价”，判定本次评价声环境影响评价等级为二级评价。

2.5.5 土壤环境

本项目为油气勘探开发规划，油井套损、管线渗漏等造成的原油泄漏会对土壤产生污染，属于污染影响型。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 A 土壤环境影响评价项目类别表，本项目行业类别为“采矿业 金属矿、石油、页岩油开采”，判定土壤环境影响评价项目类别为I类项目。

规划区域内及周边存在基本农田、未划定准保护区的集中水式饮用水源及分散式饮用水水源，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中 6.2.2.2 节，判定规划所在区域土壤敏感程度为“敏感”，具体见表 2.5-7。

表 2.5-7 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤敏感目标的
不敏感	其他情况

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中 6.2.2.3 节，判定土壤环境影响评价等级为一级，具体见表 1.8-8。

表 2.5-8

污染影响性评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

2.5.6 生态环境

规划区域内地面工程占地面积 0.17km^2 ($\leq 2\text{km}^2$)，规划区域内主要为耕地、公益林、经济林、荒地，规划区范围内包括了阿克苏市国家湿地公园，判定规划区域生态敏感性为重要生态敏感区。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011) 中 4.2.1 节，判定生态影响评价工作等级为三级评价，具体见表 2.5-9。

表 2.5-9

生态影响评价工作级别划分判据

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

2.5.7 环境风险

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 附录 B 对本项目涉及的危险物质进行风险识别。

(1) 危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级

①危险物质数量与临界量比值 (Q)

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。

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

当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

式中：q₁, q₂, ..., q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., Q_n——每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为I。

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

表 2.5-10 本项目环境危险物质统计表

名称	危险物质	类型	数量	存在量 t	备注
2000m ³ 储油罐	原油	储罐	4 座	5696	罐体储存系数按 80%计，原油密度按 890 kg/m ³ 计
集油干线管道 D219×6/20	原油	管线	17.6km	492	原油密度按 890 kg/m ³ 计
套管气干线管道 D114×4/20	伴生气	管线	17.6km	0.32	起输压力 0.3MPa 计

表 2.5-11 建设项目 Q 值确定表

序号	站场、管线	危险物质名称	最大存在量 qn/t	临界量 Qn/t	危险物质 Q 值	备注
1	联合站	原油	5696	2500	2.28	储罐
2	集油干线管道 D219×6/20	原油	492	2500	0.2	管线
3	套管气干线管道 D114×4/20	伴生气	0.32	10	0.032	管线

由表 2.5-11 可知，本项目联合站的 Q 值为 2.512，1<Q（2.512）<10。

②行业及生产工艺 M

本项目所属行业及生产工艺特点，按照表 1.8-12 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目，对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为（1）M>20；（2）10<M≤20；（3）5<M≤10；（4）M=5 分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 2.5-12 行业及生产工艺（M）

行业	工艺	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）

管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 b（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

由表 2.5-12 可知，本项目为石油开采项目，涉及油库、油气输送管线，M=20，以 M2 表示。

③危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照表 5-3 确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 2.5-13 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

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

根据表 2.5-13，危险物质及工艺系统危险性等级为 P3。

（2）环境敏感程度（E）的分级

①大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 2.5-14。

表 2.5-14 大气环境敏感程度分级

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

本项目大气环境敏感程度为 E2。

②地下水环境

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

表 2.5-15 地下水环境敏感程度分级

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

表 2.5-16 地下水功能敏感性分区

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

表 2.5-17 包气带防污性能分级

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

本项目，地下水环境敏感等级为 E2。

③地表水环境

项目运营期无废水排放，施工期井场废水均综合利用，不外排，且项目罐区设有围堰可收纳事故废水，因此，本项目不考虑风险事故泄露对地表水的预测影

响。

(3) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)，建设项目环境风险潜势划分依据表 2.5-18。

表 2.5-18 建设项目环境风险潜势划分

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

注：IV⁺为极高环境风险。

根据以上分析，该项目 P 值为中度危害 P3，大气环境为低度敏感区 E2，地下水为中度敏感区 E2，由表 2.5-18 可以判定：该项目大气环境风险潜势为 III，地下水风险潜势为 III。

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 1.8-19 确定评价工作等级。

表 2.5-19 评价工作等级划分

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

备注：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。

根据上表，该项目大气环境风险潜势为 III，地下水风险潜势为 III。因此项目大气环境风险评价等级二级，地下水环境风险评价等级为二级。

2.6 评价范围

本项目位于新疆维吾尔自治区温宿县，采矿权证申报范围 45.8km²。根据环境影响评价工作等级的要求，结合当地气象、水文地质条件和“三废”排放情况，确定本次评价中环境影响评价范围，具体见表 2.6-1、附图 2.6-1。

表 2.6-1

本项目环境影响评价范围一览表

序号	评价专题	评价范围
1	大气环境	规划区域为中心区域，自规划边界外延 2.5km 矩形区域
2	地表水	不设置评价范围
3	地下水	规划区域为中心区域，自边界外延 1km 范围
4	声环境	规划范围内井场、场站边界外延 200m 范围内
5	土壤	规划区域内及规划边界外延 1km 范围内
6	生态	规划区域内及规划边界外延 1km 范围
7	环境风险	联合站边界外延 5km 范围及外输油管线两侧 200m 范围

2.7 污染控制与环境保护目标

2.7.1 污染控制目标

严格控制各种污染物的产生和排放，减轻因油田开发带来的生态环境影响，达到保护环境的目的，本项目具体控制内容与目标见表 2.7-1。

表 2.7-1

本项目污染及生态影响控制目标一览表

开发阶	控制对象	污染源	污染物	控制措施	控制目标
施 工 期	废气	管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输等	扬尘	①洒水降尘 ②设置料棚 ③临时土方等加盖苫布等遮盖物 ④控制行车速度等	满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值（1.0mg/m ³ ）
	废水	钻井废水	SS、钻井液	暂存于井场设置的泥浆罐中，泥浆循环过程中固液分离后，分离出的固相拉运至中曼三废处理站处理达标后用于油田铺路，分离出的液相（废水）用于钻井液的配置	加强废水资源化利用，实现零排放
		压裂返排液	SS、压裂液、	根据其组分经过废液预处理后进入联合站采出水处理系统，处理达标后回注地下	处理达标后回注地下，实现零排放

		生活污水	SS、COD、BOD ₅ 、氨氮	排入施工现场设置的玻璃钢化粪池，由阿克苏干净环保工程科技有限公司定期抽运清理至阿克苏污水处理厂	加强废水资源化利用，实现零排放
	噪声	施工机械、运输车辆等	噪声	①选用低噪声设备 ②高噪声设备夜间禁止使用	施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准限值，噪声不扰民
	固废	废弃钻井泥浆	SS、钻井液	暂存于井场设置的泥浆罐中，定期拉运至阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站处理后资源化利用。	无害化处置后资源化利用，实现零排放
		钻井岩屑	SS、钻井液		
		废纯碱、膨润土包装袋及破损防渗布	沾染的纯碱、膨润土	一般工业固体废物，统一收集送至工业固废填埋场进行填埋	分类收集，妥善处置，实现零排放
		废 KOH 包装袋	沾染的 KOH	危险废物（HW49 其他废物 900-041-49），暂存于井场设置的带盖 PE 桶内，委托库车红狮环保科技有限公司拉运处置	减量化、资源化、无害化，委托资质单位拉运处置，实现零排放
		施工人员生活垃圾	生活垃圾	统一收集送温宿县生活垃圾填埋场填埋	分类收集，妥善处置，实现零排放
	生态环境	①钻井工程 ②地面工程建设 ③管道敷设和道路修建		①优化选址和选线，尽量减少农田占地 ②控制施工作业面积，临时占地及时恢复 ③丛式井技术开采，减少占地 ④钻井泥浆循环利用，减少占地和土壤污染 ⑤施工结束后，及时平整进行原有地貌恢复	①减少耕地破坏面积，及时复垦 ②采取严格的水保措施，减少水土流失量 ③降低对野生动物的影响 ④井场关井后复垦或绿化

运营期	废气	油气集输挥发烃类气体	烃类气体	①井口安装密封垫 ②密闭集输 ③加强管理，严防“跑冒滴漏”	厂界外满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m ³ ），厂界内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）表 A.1 中排放限值（10mg/m ³ ，监控点处 1h 平均浓度值）
		加热炉烟气	NO _x 、颗粒物	加热装置采用清洁能源天然气为燃料，合理设置排气筒高度	联合站的加热装置均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 大气污染物排放限值中燃气锅炉排放
	废水	油井作业污水	SS、石油类	联合站采出水处理系统进行处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）要求，全部回注油层。	处理达标后回注地下，实现零排放
		水井洗井污水	SS、石油类		
		产液分离出的含油污水	SS、石油类		
		伴生气脱水产生的含油污水	SS、石油类		
		过滤反洗污水	SS、石油类		
		联合站职工生活污水	SS、COD、BOD ₅ 、氨氮	设置玻璃钢化粪池，定期抽运清理至阿克苏污水处理厂	加强废水资源化利用，实现零排放
	噪声	抽油机、场站各类机泵等	噪声	①选用低噪声设备； ②固定设备设置减震基础； ③场站内设备设置在房间内，建筑物隔声	厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，噪声不扰民
	固废	含油油泥	石油类	集中收集暂存于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 6 危险废物暂存库，定期委托库车红狮环保科技有限公司拉运处置	落地油回收率 100%，委托资质单位拉运处置，实现零排放
		落地油	石油类		
		含油废防渗布	石油类		减量化、资源化、无害化，委托资质单位拉运处置，实现零排放
		废滤料	石油类	不暂存，委托库车红狮环保科技有限公司拉运处置	减量化、资源化、无害化，委托资质单位拉运处置，实现零排放

	联合站职工 生活垃圾	生活垃圾	统一收集送温宿县生活 垃圾填埋场填埋	分类收集，妥善处置， 实现零排放
	环境风险		定期检测和实时监控， 系统地管理、合理的风 险防范措施以及积极有 效的应急预案	使得项目风险发生概率 降低，重特大事故坚决杜 绝，一般事故得到有效控 制。

2.7.2 环境保护目标及环境敏感区

2.7.2.1 空气环境保护目标

维持评价范围大气环境质量现有环境功能区划的要求，不因本次评价活动降低区块及周边环境功能区的类别或级别、服务功能。

2.7.2.2 水环境保护目标

地表水保护目标：维持评价范围所在区域地表水现有使用功能，不因本次评价活动影响地表水的水质及使用功能。

地下水环境保护目标：维持评价范围所在区域地下水水质现状，不因本次评价活动影响地下水的水质及使用功能。

2.7.2.3 声环境保护目标

维持评价范围现有声功能区划的要求，不因本次规划评价活动降低周边声环境功能区的类别。

2.7.2.4 生态环境保护目标

符合主体功能区划和生态功能区划的要求，生态敏感目标得到有效保护，生态扰动得到有效恢复、水土流失得到有效控制和治理。

2.7.2.5 环境敏感区

根据《规划环境影响评价技术导则-总纲》（HJ 130-2019）关于生态敏感区的定义，环境敏感区包括各级各类自然、文化保护地，以及对某类污染因子或生态影响特别敏感的区域。

评价区所涉及的环境敏感区有饮用水水源保护区、基本农田保护区等。详见表 2.7-2 及附图 2.7-1。

表 2.7-2

评价区涉及的主要环境敏感区

类别	名称	行政区域	主要保护对象	级别	位置
河流	阿克苏河	温宿县	水质、使用功能	II	西部
饮用水水源保护区	温宿县供水二期地下水水源地	温宿县	水源地	一级、二级	项目区西部
集中居住区	城镇、乡村	温宿县	居民区	/	/
基本农田		温宿县	耕地	/	/

3 工程分析

本工程主要包含新建采油平台 25 座，共计 233 口井（其中采油井 185 口，注水井 48 口），配套新建转油站 1 座，集油区新建集输管线、掺水管线、注水管线、套管气管线。在温北油田温 7 区块新建联合处理站 1 座，原油处理 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，兼顾红旗坡区块油气处理，注水能力为 $6000 \text{m}^3/\text{d}$ ，预留外输设施位置。

3.1 项目概况

3.1.1 工程概况

- 1、项目名称：新疆塔里木盆地温宿区块温北油田温七区块产能建设项目
- 2、建设单位：阿克苏中曼油气勘探开发有限公司
- 3、建设地点：位于温宿县境内，距离温宿县城约 6km
- 4、建设性质：新建
- 5、工程规模： $50 \times 10^4 \text{t/a}$
- 6、行业类别：B071 天然原油开采业
- 7、项目总投资：项目建设总投资共计 4.54 亿元，其中环保投资 3697 万元，占总投资 8.1%。
- 8、劳动定员：劳动定员共 233 人，工作制度为每年 365 天，2 班运转，每班工作 12 小时。

3.1.2 地面工程

温北油田温 7 区块总计部署 25 个井平台，井位 233 口，其中采油井 189 口，采气井 2 口（不在评价范围内），注水井 42 口（含转注），注采井数比 1:4。配套新建转油站 1 座，集油区新建集输管线、掺水管线、注水管线、伴生气管线。在温北油田温 7 区块新建联合处理站 1 座，原油处理 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，兼顾红旗坡区块油气处理，注水能力为 $6000 \text{m}^3/\text{d}$ ，预留外输设施位置。温北油田温 7 区块项目组成及规模一览表见表 3.2-1。温北油田温 7 区块单个井场建设内容一览表见表

3.1-1。

表 3.1-1 温北油田温 7 区块项目组成及规模一览表

工程	项目组成		主要建设内容及规模	备注
主体工程	井场		部署 25 个丛井平台，依据规模每个平台布置 2~13 口井不等，总计 233 口井（含 2 口气井）	已有平台 14 座 待建平台 11 座
	采油井		总井数 189 口，高峰期产油 $40 \times 10^4 \text{t/a}$	含 15 口探转采老井、25 口水平井、149 口定向井
	注水井		注水 42 口，注水能力 $6000 \text{m}^3/\text{d}$	新钻定向井 27 口，转注井 15 口
	联合站	占地规模	新建联合站 1 座，占地 99000m^2	$300 \text{m} \times 330 \text{m}$
		原油处理规模	原油处理能力 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，分两期实施，2021 年实施一期工程，2024 年实施二期工程，兼顾红旗坡区块油气处理，处理合格净化油（1%）罐车拉运销售，待后期外输管网完善后接入外输系统。	/
		伴生气处理规模	$5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$	预留扩建位置
		采出水处理系统	$6000 \text{m}^3/\text{d}$	包括污泥沉降池、污泥暂存场
		掺水规模	$1800 \text{m}^3/\text{d}$	一期 $1000 \text{m}^3/\text{d}$ ，二期 $5000 \text{m}^3/\text{d}$
		注水规模	$6000 \text{m}^3/\text{d}$	
		外输规模	50t/d （含水 1%）	预留
		燃气发电	2 台 $\times 1000 \text{kW}$ 发电机组	1000kW 燃气发电机组由 $4 \times 250 \text{kW}$ 燃气单机组成
		采暖撬站	热源采用 3 台额定供热量为 465kW 的采暖撬，额定供回水温度为 $85/60^\circ\text{C}$ ，单台天然气耗量 $52.1 \text{Nm}^3/\text{h}$	/
	转油站		新建转油站 1 座，占地 900m^2 ，处理规模 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ （原油含水 60%）	
配套工程	卸油台		2 车位	
	装车台		2 车位	
	地磅		80t，1 个	
	外输设施		加热炉、外输泵	

	值班室		/	
	化验室		/	
	工具间		/	
	油管厂		/	
储运工程	原油储存		项目原油储存于联合站内，储罐区布置有2000m ³ 储罐4具	
	管线工程	集油管道	新建单井集油管道 15.5km，集油支线管道 11.7km，集油干线管道 17.6km	/
		掺水管道	新建单井掺水管道 15.5km，掺井支线管道 11.7km，掺水干线管道 17.6km	
		套管气集输管道	新建单井套管气管道 15.5km，单井套管气支线管道 11.7km，套管气干线管道 17.6km	
	外输管线		50t/d	预留
	道路工程	外输干道	新建联合站-温宿县外环干道 1.3km	现有道路翻新
		次干道	新建联合站次干道 1.57km	内部道路
		井场路	各井场道路依托现有农村道路及县道，新建井场进场支路 1.65km。	
公用工程	给水	水源井	新建水源井2口，水源井距联合站约500m，单口水源井供水量按1000m ³ /d计，水源井来水经供水管网进入联合站区新建2座1500m ³ 生活消防合用水罐，该罐作为联合站消防、生产及生活用水。	
		供水管网	1100m	
		闸门井	1.50m×2.0m×1.95m	
	排水	排水管网	900m	
		排水检查井	30座	Φ1000
		化粪池	1座 50m ³	
		污水池	1座 50m ³	
	供电	依托区块周边已建110kV温柯变电站、托乎拉变电站和35kV水稻农场变电站。区块周边有村镇和农田，已有10kV架空线路覆盖。联合站备用电源自区域现有10kV引接，同时利用站内本次建设的燃气发电机供电。		
	供暖	联合站由采暖撬站供暖，各井场办公生活区由电暖气供暖。		
	通信	新建及已建平台井大多位于温宿县周边，运营商无线公网覆盖状况良好。已建平台井均利用运营商4G网络传输数据		
	消防	外部依托	新建联合站距离温宿县消防大队约20km，消防车可以在30min内到达，可以作为本工程的外部消防依托。联合站为三级站场，配备2台单车泡沫容积不小于3000L的消	

			防车。消防车放置在温宿县消防大队。	
		联合站	联合站消防设置固定式消防冷却给水系统及固定式低倍数泡沫灭火系统。	
	废水	生产废水	项目油田采出水进入联合站采出水处理系统，通过“重核—催化强化絮凝-双滤料过滤器过滤-杀菌”工艺，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注水水质的基本要求、控制指标和辅助指标后，回注至项目开发油层。	
		生活污水	项目每个井场劳动定员 3 人，2 班运转，产污量 0.13m³/d；温七区块设置 4 个井队进行故障维修及巡检，每队 8 人，共计 32 人，2 班运转，产污量 1.28m³/d；联合站劳动定员 51 人，2 班运转，产污量 2.18m³/d。项目每个井场配套建设 10m³ 防渗旱厕，收集井场生活污水。联合站配套建设 50m³ 玻璃钢化粪池+50m³ 污水回收池，生活污水经预处理后，由阿克苏干净环保工程科技有限公司定期用吸污车抽运至阿克苏生活污水处理厂处置。	
	废气	井场伴生气	井场伴生气由伴生气集气管道集输至联合站，经天然气处理装置“气液分离-深度脱水”工艺处理后，优先用于站内一体化高效分离装置、相变加热炉、采暖橇和站内燃气发电机做燃料气使用，剩余干气经“低温脱烃-气液分离”工艺后用于生产 CNG 对外充装。	
		储罐	储罐安装气体回收装置，废气进入联合站天然气处理装置处理，油液进入联合站原油处理系统。项目储罐安装泄漏报警系统	
		加热炉	低氮燃烧器+12m 高排气筒排放	
		输油管线	工艺流程采用密闭流程，减少烃类气体排放。	
		饮食油烟	项目井场工作人员餐饮统一配送，联合站食堂油烟由处理效率不小于 75%的油烟净化器处理后，无组织放散。	
	噪声	施工期	加强施工场地管理，合理疏导进入施工区的车辆，严禁运输车辆随意高声鸣笛。在施工过程中应给施工机械加润滑油和减振垫，排气筒上加消声器，对动力机械设备	

	固 体 废 物		定期保养等，减小噪声影响。	
		运营期	在运营期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养；发声源集中统一布置，噪声较大的厂房进行降噪处理，提高隔音效果。	
		生产固废	施工期：废钻屑泥浆 运营期：废防渗油布、含油油泥、废滤料、废机油、废机油桶、集中收集的废劳保用品、废活性炭分类收集后运至项目红 6 井危废物暂存库分区存放，依据危险废物类别，定期交由有危险废物处置资质的库车红狮环保科技有限公司、新疆新能源（集团）准东环境发展有限公司合法处置。	
		生活垃圾	项目井场生活垃圾由各井场垃圾筒集中收集，每天随班车运至联合站生活垃圾周转箱，委托温宿县环卫部门定期清运至温宿县垃圾填埋场处置。	

表 3.1-2 温北油田温 7 区块各井场建设内容一览表

项目	建设内容及规模		备注
钻前工程	放喷池	设放喷池 1 个，50m ³ 。	撬装设施
	应急池	设应急池 1 个，50m ³ 。	撬装设施
	办公区	工程办公用房均为活动房。	
钻井工程	钻井	设备安装，并进行钻井活动。使用 ZJ30 钻机，采用常规旋转钻井工艺，钻井进入目的层后完钻目的层为：新近系吉迪克组。	
	固井、测试和完井	钻井至目的层后，对该井油气产能情况进行测试，测试后进行设备搬迁以及钻井产生的“三废”处理。	
公用工程	供电工程	钻机动力、生活、办公等用电以及油气测试期井场设备均采用区域内已建电网供电，柴油机备用。	
	供热工程	井场设备伴热方式为电伴热，冬季办公区取暖采用电暖气采暖	
	供水工程	钻井作业作水、生活用水就近拉运	
依托工程	废水	1、项目钻井废水同废弃钻井泥浆一道由不落地泥浆罐收集，运至“三废”处理站。经“深锥浓密机+带式压滤机”处理分离后，液相进入清水池，作为钻井队钻井液补充用水全部回用。 2、冲砂废水由项目区应急池收集沉淀后进入罐车，作为各个井场冲砂用水循环使用。	
	固废	①施工弃土：用于进场道路铺垫、管网建设等用途。	

		②钻井泥浆使用环保水基泥浆，使用过后的钻井泥浆及钻井产生的岩屑通过井底排砂管线排出，进入设置在井场的泥浆循环分离回用系统，经振动筛-除砂器-除泥器和离心机，分离出岩屑、砂和泥。分离后的钻井泥浆液回收用于配置钻进泥浆。分离出的废弃泥浆及岩屑采用不落地技术暂存于泥浆罐，定期清运至阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站。 ③项目酸化压裂返排液预处理工序污泥，分类收集后运至项目红 6 井危险废物暂存库分区存放，依据危险废物类别，定期交由有危险废物处置资质单位合法处置。 ④落地油泥集中收集定期委托库车红狮环保科技有限公司拉运处置。 ⑤废防渗油布分类收集后运至项目红 6 井危险废物暂存库分区存放，定期委托新疆新能源（集团）准东环境发展有限公司合法处置。	
	仓储工程	设泥浆不落地罐（4 个，50m ³ /个）、储备罐（2 个，50m ³ /个）、柴油备用罐（1 个，30m ³ ）。	
环保工程	应急池	钢制撬装式设施，不燃实体式材料设置围堰	
	放喷池	钢制撬装式设施，不燃实体式材料设置围堰	
	噪声	产噪设备增加消声器、减振基础减震垫片等	
	固废处置	设置垃圾箱 2 个，对生活垃圾分类收集	

3.1.3 工程占地

温七区块采矿权证申报范围 45.8km²，依据《温北油田温 7 区块地面工程建设规划及设计》（2020.10），项目永久占地 16.98hm²，其中 25 个井场占地面积合计 6hm²，联合站占地面积 9.9hm²，转油站占地面积 0.09hm²，井场道路占地面积 0.99hm²。项目新建集输管支线 11.7km，集输管干线 17.6km，临时占地面积 30.48hm²。

项目占地类型主要为耕地、园地、草地、林地及部分永久基本农田。其中，项目占用耕地面积、草地面积、林地面积、基本农田面积建设项目工程占地一览表见表 3.1-2。建设项目井场平台占地情况一览表见表 3.1-3。

表 3.1-3 建设项目工程占地一览表

工程内容	占地规模		工程占地 (hm ²)		占地类型
	数量	作业带宽度	永久占地	临时占地	
井场	25 个	/	6		耕地、园地、草地、林地、基本农田
联合站	1 座	/	9.9		草地
转油站	1 座	/	0.09		耕地
井场进场道路	1.65km	6m	0.99		耕地、草地、林地、基本农田
集输管线支线	11.7km	8m	/	9.36	
集输管线干线	17.6km	12m	/	21.12	
合计			10.98	30.48	/

表 3.1-4 建设项目各平台井位部署情况一览表

序号	井场平台	坐标		井数	占地 /m ²	设计井深	占地类型	备注
		E	N					
1	温 5			2	1200	1650	园地/果园	
2	温 6			12	3825	1550	耕地/水田	
3	温 7			15	3150	1600	耕地/水田	
4	温 8			9	2250	1770	草地	
5	温 9			6	1800	1752/1640	耕地/水田	
6	温 10			13	2850	1680	耕地/水田	
7	温 11			6	1800	1730	园地/果园	
8	温 12			13	2850		基本农田	需依法取得占地手续
9	温 13			11	2550		基本农田	
10	温 14			7	1950		园地/核桃地	
11	温 15			5	1650		基本农田	需依法取得占地手续
12	温 16			8	2100	1750	林地	
13	温 17			17	3450	1925	林地	
14	温 18			10	2400	1920	园地/果园	
15	温 19			9	2250	1860	园地/果园	

16	温 20			12	2700	1880	园地/果园	
17	温 21			11	2550	1890	园地/果园	
18	温 22			13	4275	1890	园地/果园	
19	温 23			5	1650		园地/果园	
20	温 24			5	1650		园地/果园	
21	温 25			12	2700			
22	温 26			9	2250		核桃园	
23	温 27			10	2400		基本农田	需依法取得占地手续
24	温 28			12	2700		基本农田	
25	温 29			1	1050		基本农田	
合计				233	60000			

3.1.4 地质储量

根据储量计算结果，温北油田温 7 区块吉迪克组油藏探明叠合含油面积 8.39km²，探明原油地质储量 3011.00×10⁴t，石油技术可采储量 644.71×10⁴t，技术可采储量丰度 76.84×10⁴t/km（合 83.52×10⁴m³/km²），油藏埋深 1100m~1700m，为高丰度中浅层中型油田。温 7 区块各断块地质储量表见表 3.1-5。

表 3.1-5 温 7 区块各断块地质储量表

区块	断块	叠合含油面积/km ²	石油地质储量(×10 ⁴ t)	地质储量丰度 (×10 ⁴ t/km ²)
温 7 区块	6 断块	3.72	1489.08	400.29
	8 断块	1.13	257.38	227.77
	17 断块	3.92	1264.54	322.59
	合计	8.39	3011.00	358.88

3.1.5 油气田储藏特征

3.1.5.1 地层层序

根据钻井揭示的地层剖面以及地震层位标定追踪解释结果，温北油田温 7 区块自下而上发育的地层为：阿克苏群（Pt₂ak）、震旦系（Z）、新近系吉迪克组（N_{1j}）、康村组（N_{1-2k}）、库车组（N_{2k}），缺失新生界古近系、中生界和古生界地层，其中阿克苏群、震旦系与新近系地层为区域性不整合接触。温北油田

温 7 区块油（气）藏主要位于新近系吉迪克组。

（1）阿克苏群

中元古界阿克苏群为巨厚层状灰绿色绿泥片岩和灰色石英片岩，在温宿凸起全区均有分布，是温宿凸起最古老的地层，钻井揭示在潜山面阿克苏群地层中局部缝洞含油。

（2）青白口系、震旦系

青白口系、震旦系的沉积厚度在温宿凸起及周边为 100-1000 米之间，自下而上分为下震旦统和上震旦统。红 6 井在红 6 断背斜构造钻探揭露发育一套白云岩、灰质白云岩及砂泥岩剖面，在温北油田温 7 区块尚未有井揭露。

（3）吉迪克组（N₁J）

吉迪克组的沉积厚度在 500-800m 厚度之间，以粉细砂岩和泥岩为主，按照目前的下细上粗的沉积特征将本地区的地层从下至上划分为三段，即吉迪克三段、吉迪克二段、吉迪克一段，平面上连续性好。整个吉迪克组下细上粗，为一套典型的三角洲沉积。

温 7 区块吉迪克组一段尚未有油气发现，主要含油层段为吉迪克二段，这套砂体在平面上分布较稳定。吉迪克组底部（三段）为一套辫状河沉积的底砾岩，底砾岩厚度 7m~15m，底砾岩孔隙度平均小于 12%，渗透率平均小于 50mD，属于低孔中低渗透储层，虽然不是重要的含油层段，但该段储层试油和试采表明有较好的生产能力。

（4）康村组（N₁₋₂K）

康村组的地层厚度在温宿凸起及邻区 900-1100m 之间，以湖湘沉积为主，发育较厚层的泥岩。温 7 区块康村组的地层厚度在 100-150m 之间。

温北油田温 7 区块关键井温 6-1 井和温 17 井综合柱状图，温北油田温 7 区块地层简表见表 3.1-6。

表 3.1-6 温北油田温 7 区块地层简表

层位					层位 代号	厚度/m	岩性岩相描述
界	系	统	组	段			
新生 界	第四 系				Q	180~300	细砾岩、砂砾岩为主夹含砾粗砂岩、中砂岩

	新近系	上新统	库车组		N ₂ K	500~700	细砾岩、砂砾岩为主夹含砾粗砂岩、中砂岩
			康村组		N ₁₋₂ K	100~150	湖相沉积。泥岩、粗砂岩、中砂岩、细砂岩。粉砂岩为主夹粉砂质泥岩和泥质粉砂岩
		中新统	吉迪克组	一段	N ₁ J ₁	150~210	前扇三角洲-扇三角洲前缘沉积，泥岩和细砂岩为主夹泥质粉砂岩
				二段	N ₁ J ₂	300~350	前扇三角洲-扇三角洲前缘沉积，泥岩和细砂岩为主夹泥质粉砂岩
				三段	N ₁ J ₃	200~400	上部为湖相泥岩、滨浅湖相砂泥岩互层，底部为冲积扇或辫状河沉积底砾岩
中上元古界	震旦系				Z	0~300	白云岩、灰岩、砂岩、钙质砂岩和泥岩互层
		阿克苏群			Pt _{2a} K	1500~1800	巨厚层状绿泥片岩、石英片岩互层

(2) 生储盖组合特征

根据温 7 区块已完钻井、录井、试油成果，本区存在 2 套主要储盖组合，以吉迪克组砂岩、粉砂岩为储层，康村组泥岩为盖层的上部储盖组合，以及以潜山面上底砾岩、古潜山碳酸盐岩和变质岩为储层，吉迪克组三段泥岩为盖层的下部储盖组合。

3.1.5.2 油层组划分

温北油田温 7 区块油组划分主要考虑同一油组内沉积环境、分布状况、储层物性等储层特征相似；油组之间有相对较厚且相对稳定的隔层分隔开；同一油组内流体性质及试油试采特征相似，可作为统一开发层系进行开发。

根据以上油组划分依据，温北油田温 7 区块含油层段在纵向上划分为 5 个油组，分别为吉迪克组二段 I 油组、吉迪克组二段 II 油组、吉迪克组三段 III 油组、吉迪克组三段 IV 油组底砾岩及潜山震旦系碳酸盐岩和元古界阿克苏群变质岩（V 油组）。

3.1.5.3 构造特征

温北油田温 7 区块构造位于塔里木盆地柯坪隆起东段温宿凸起北部地区,该区整体构造为北东—南西向的断背斜构造,新近系中新统吉迪克组继承性发育。受喜山中晚期造山运动的影响,温 7 区块位于两条规模较大的逆断层的转换部位,分别为北东—南西向的 F1 断裂和北东—南西向的 F1-1 断裂,这两条断裂自古生界至新生界继承性发育,其中 F1 断裂为控制温 7 区块构造形态的主要断裂,其延伸长度约为 14.0km,从古潜山内部向上一直断穿整个吉迪克组地层,最大断距可达 250m, F1 断裂走向为 NEE,倾向为 NW,断层倾角较陡,为 70~80°。随着 F1 断裂的构造活动同时伴生发育一系列北西—南东向小规模逆断层,同样从古潜山内部向上一直断穿整个吉迪克组地层,但断层断距较小,最大不超过 60m,断层倾角同样较陡,为 70~80°。

通过上述分析可知,温 7 区块构造上受 F1 主断裂控制,形成了温 7 断背斜有利构造圈闭,并受伴生发育的小规模逆断层进一步分割成温 6、温 8 和温 17 断块三个局部有利构造,使温 7 断背斜油藏复杂化。

3.1.5.4 储层分布及特征

温北油田温 7 区块分为温 6、温 8 和温 17 三个断块或断背斜。其中,温 6 断块含油层纵向上划分为 4 个油层组,分别是吉迪克组二段 I、II 油组、吉迪克组三段 III 油组和吉迪克组底砾岩 IV 油组;温 8 断块含油层纵向上划分为 3 个油层组,分别是吉迪克组二段 I、II 油组和吉迪克组底砾岩 IV 油组;温 17 断块含油层纵向上划分为三个油层组,分别是吉迪克组二段 I、II 油组和吉迪克组三段 III 油组。

温 7 区块吉迪克组二段 I、II 油组为高孔、中渗储层;吉迪克组三段 III 油组属于中孔、特低渗储层;吉迪克组三段 IV 油组底砾岩属于低孔、低渗储层。

3.1.5.5 油藏类型

温北油田温 7 区块目前发现的主要含油层段为吉迪克组二段、吉迪克组三段、震旦系和阿克苏群。其中吉迪克组二段储层主要为扇三角洲前缘砂岩,物性好,油气充满程度高;吉迪克组三段上部(III 油组)主要储层为滨浅湖薄层砂体,砂岩颗粒细,束缚水较高,油气充填程度中等;吉迪克组三段下部(IV 油

组)储层为底砾岩,裂缝较发育,生产效果好,油气充填程度高;潜山震旦系碳酸盐岩和元古界阿克苏群变质岩(V油组)主要储集空间为缝和洞,油气充填程度较低。

(1) 吉迪克组二段 I 油组

I 油组主要为构造控制下的层状边水油藏,含油面积受断层和构造控制,油藏埋藏深度 1110~1400m,油藏中部深度 1255m,在温 7 区块温 6 断块和温 17 断块油层厚度较大,划分为 4 个油层段,油柱高度 10m~50m,由于含油面积较小,储层分布相对稳定、横向变化不大,天然驱动类型主要为水压驱动。

(2) 吉迪克组二段 II 油

II 油组主要为构造控制下的层状边水油藏,温 17 断块局部有气藏,油藏埋藏深度 1200~1590m,油藏中部深度 1345m,含油气面积主要受断层和构造控制,局部受岩性控制,主要在温 7 区块温 6 断块和温 17 断块含油,是温 7 区块主力油藏,含油井段长,划分为 4 个油层段,油柱高度 20m~60m,储层分布相对稳定、横向变化不大,天然驱动类型主要为水压驱动。

(3) 吉迪克组三段 III 油组

III 油组主要为构造控制下的岩性油藏,油藏埋藏深度 1370~1770m,油藏中部深度 1570m,油藏受湖相泥岩中所夹的薄层滩坝砂体控制,含油储层纵横向分布变化较大,主要为透镜状油藏,天然驱动类型主要为弹性驱。

(4) 吉迪克组三段 IV 油组

IV 油组为吉迪克组底砾岩储层,为构造背景下的层状边水油气藏,油气藏埋藏深度 1620~1770m,油气藏中部深度 1695m,整体受构造控制,局部受岩性控制。温 7 区块构造高部位底砾岩储层薄,构造较低部位底砾岩储层厚,但底砾岩储层在有效圈闭范围内均含油气,天然驱动类型主要为水压驱动。

(5)阿克苏群 V 油组变质岩阿克苏群 V 油组变质岩为受变质岩缝洞发育程度控制的古潜山油气藏,含油气范围仅局限在温 7 断背斜高部位。据温宿凸起区域资料分析,温宿凸起部分区域古生界地层未被剥蚀,但在中曼石油温宿区块矿权范围内已钻井未钻遇古生界地层。

3.1.5.6 隔夹层发育特征

温北油田温 7 区块吉迪克组二段 I、II 油组主要发育扇三角洲前缘水下分流河道和河口坝砂体，横向广泛分布且连续性好，整体为“砂包泥”特征；吉迪克组三段 III 油组主要发育滨浅湖相滩坝砂体，砂层薄，横向连续性差，整体为“泥包砂”特征；吉迪克组三段 IV 油组主要发育一套风化壳底砾岩，全区广泛分布，温 6 断块高部位变薄。温北油田温 7 区块吉迪克组 I、II、III、IV 油组油气分布受储层控制作用明显。

温北油田温 7 区块吉迪克组二段 I 油组和 II 油组内部隔层不发育，I 油组和 II 油组之间发育一套较稳定的泥岩隔层，温 6 断块、温 8 断块和温 17 断块的泥岩隔层厚度分别 5m、5m 和 10m 左右；吉迪克组三段 III 油组主要发育厚层泥岩隔层，与 II 油组之间也广泛发育一套较稳定的隔层。吉迪克组三段 IV 油组底砾岩在温 6 断块发育一套隔层，温 8 断块不发育隔层，与 III 油组之间发育一套稳定厚层泥岩隔层，其厚度在温 6 断块和温 17 断块为 100m 左右，温 8 断块为 50m 左右。根据以上分析，温北油田温 7 区块 I 油组、II 油组、III 油组和 IV 油组之间的稳定隔层，以及 III 油组内部的稳定隔层对油气分布起到封堵作用。

温北油田温 7 区块吉迪克组区域性盖层为吉迪克组以上的康村组，整体控制着吉迪克组油气的分布；吉迪克组 III 油组底部厚层湖相泥岩控制着 IV 油组底砾岩和 V 油组油气的分布。

3.1.5.7 油层物性

截至 2020 年 5 月 31 日，温北油田温 7 区块共获得地面原油分析样品 12 个。地面原油密度 $0.902\text{g/cm}^3\sim 0.960\text{g/cm}^3$ （ 20°C ），粘度 $43.7\sim 1042.3\text{mPa}\cdot\text{s}$ （ 50°C ），含硫 $0.184\sim 0.316\%$ ，含蜡 $0.32\sim 0.74\%$ ，胶质沥青质 $5.1\sim 5.3\%$ ，凝固点 $-28.00\sim 20.00^\circ\text{C}$ 。

温 7 区块四个油组原油性质均属普通稠油，其中吉迪克三段的 III 油组和 IV 油组地层原油粘度 $<150\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，属于普通稠油的 I-1 类；吉迪克组二段的 I 油组和 II 油组地层原油粘度 $1000\text{mPa}\cdot\text{s}\sim 500\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，属于普通稠油 I-2 类。

表 3.1-7 温 7 区块油层物性参数表

油组	地下原油粘度, 50℃ (mPa.s)		开发单元 (个)	平均孔隙 度 (%)	平均渗透 率 (mD)	井网密度 (口/km ²)	平均采收 率 (%)
III	57.4	≥50,<100	26	25.5	833	21.2	26.9
温 8 断块 IV	90.5						
温 6、温 17 断块 IV	156.9	≥100,<200	10	21.6	565.6	23.0	25.4
II	525.4	≥200,<600	11	24.3	551.8	29.8	24.5
II	1042.3	≥1000,<1200					
合计			47	24.2	710.7	23.6	25.6

3.1.5.8 天然气物性

截至 2020 年 5 月 31 日, 温 7 区块共获得 8 口井 14 个天然气样品分析结果。天然气样品来自吉迪克组二段 II 油组、吉迪克组三段的 III 油组和 IV 油组, 以及阿克苏群 V 油组变质岩。

吉迪克组二段 II 油组共 3 个样品, 性质接近, 平均甲烷含量 87.72%, 平均氮气含量 10.63%, 平均二氧化碳含量 0.04%, 不含氦气和硫化氢。天然气相对密度 0.610g/cm³, 天然气平均高热值为 35.3MJ/m³、低热值为 31.8MJ/m³。

吉迪克组三段 III 油组共 2 个样品, 性质差异较大, 甲烷含量分别为 71.84% 和 93.91%, 氮气含量分别为 2.94% 和 1.94%, 不含氦气、二氧化碳和硫化氢。天然气相对密度分别为 0.767g/cm³ 和 0.583g/cm³, 天然气高热值分别为 47.43MJ/m³ 和 37.55MJ/m³, 低热值分别为 43.09MJ/m³ 和 33.87MJ/m³。

吉迪克组三段 IV 油组共 6 个样品, 甲烷含量 89.0%~94.1%, 平均 91.2%; 氮气含量 0.8%~2.1%, 平均 1.4%; 不含氦气、二氧化碳和硫化氢; 天然气相对密度 0.586g/cm³~0.623g/cm³, 平均 0.596g/cm³。天然气高热值 37.4MJ/m³~40.2MJ/m³、平均 38.64MJ/m³, 低热值 36.3MJ/m³~33.7MJ/m³、平均 34.88MJ/m³。

阿克苏群 V 油组变质岩共 3 个样品, 性质接近, 平均甲烷含量 94.0%、平均氮气含量 1.90%; 不含氦气、二氧化碳和硫化氢; 相对密度均为 0.583g/cm³。天然气平均高热值为 37.56MJ/m³、低热值为 33.87MJ/m³。温北油田温 7 区块地面

天然气分析结果表见表 3.1-8。

3.1-8 温北油田温 7 区块地面天然气分析结果表

序号	井号	天然气组分									
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	氮气	二氧化碳
1	温 7	71.84	14.23	7.00	1.37	1.58	0.49	0.32	0.23	2.94	0.00
2		92.37	0.49	0.04	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	7.03	0.03
3		76.25	1.28	0.86	0.36	0.29	0.06	0.03	0.00	20.82	0.05
4	温 7-1	93.42	4.24	0.12	0.07	0.01	0.01	0.01	0.00	2.12	0.00
5		94.12	3.58	0.11	0.09	0.01	0.01	0.00	0.00	2.08	0.00
6		94.53	1.29	0.07	0.04	0.01	0.02			4.04	
7	温 8-1	91.97	6.57	0.16	0.11	0.01	0.02	0.01	0.01	1.14	
8	温 8	93.51	5.29	0.10	0.07	0.01	0.00	0.00	0.00	1.02	0.00
9	温 6	94.07	3.94	0.10	0.05	0.01	0.01			1.82	0.00
10		93.92	3.98	0.10	0.06	0.01	0.01			1.93	
11		93.91	3.98	0.09	0.05	0.01	0.01			1.94	
12	温 6-1	93.89	3.97	0.09	0.05	0.01	0.01			1.97	
13	温 5	88.97	9.90	0.22	0.07	0.02	0.02			0.80	
14	温 17	89.96	5.62	2.01	0.44	0.36	0.24			1.36	

3.1.5.9 地层水物性

截至 2019 年 11 月底，温宿凸起共取得 7 个地层水分析样品，地层水矿化度随着深度加深而增加，地层水矿化度与深度关系见表 3.1-4，地层水的水型均为 CaCl₂。吉迪克组二段 II 油组(温 7 井)地层水密度 1.064g/cm³，矿化度 9.5×10⁴mg/l，PH 值 5.9。吉迪克组三段 III 油组（温 7 井）地层水密度 1.057g/cm³，矿化度 9.3×10⁴mg/l，PH 值 7.1。吉迪克组三段 IV 油组(温 1 井)地层水密度 1.037g/cm³，矿化度 5.3×10⁴mg/l，PH 值 7.1。

由地层水水质分析结果可知，温北油田采出水为高矿化度、易结垢的水质。温北油田温七区块地层水水质分析结果表见表 3.1-9。

表 3.1-9 温北油田温七区块地层水水质分析结果表

序号	井号	井段	油组	试油结论	取样时间	密度 (g/cm ³)	PH	HCO- 3	Cl-	SO ₂ - 4	Ca ²⁺	Mg ²⁺	K ⁺⁺ Na ⁺	Br-	I-	矿化度	水型
								(mg/L)									
1	温7	1377.5~1380.5	II	水层	2019.05.17	1.064	5.9	66.88	59046.41	0.00	5567.71	1375.26	29328.37	75.00	2.50	95462.1	CaCl ₂
2	温7	1438.6~1440.4 1534.0~1535.6	III	油同层	2019.06.05	1.057	6.5	66.88	56866.223	875.00	5670.82	1375.26	28215.02	0.00	0.00	93069.2	CaCl ₂

3.1.6 开发方案

3.1.6.1 开发层系

综合考虑油藏埋深及类型、储层物性、原油性质、储量规模、单井产能等因素，为了减少油田投入开发后的层间干扰，将温 6 断块、温 8 断块和温 17 断块吉迪克组油层细分为 3 个开发层系。分别是：吉迪克二段 II 油组、吉迪克三段 IV 油组底砾岩、吉迪克二段 I 油组。吉迪克三段 III 油组作为吉迪克二段 II 油组或吉迪克三段 IV 油组的接替层系。

温 6 断块吉迪克二段 II 油组储量占比 57.9%，温 17 断块吉迪克二段 II 油组储量占比 57.9%，作为主力含油层系，开发早期以吉迪克二段 II 油组为基础部署基础井网。

3.1.6.2 开发方式

油田开发方式主要有两类，分别是依靠天然能量开发和人工补充能量开发（如注水、注气等）。开发方式的选择取决于油田地质条件和经济效益。

依据项目试采数据推算，温北油田温 7 区块转入开发后，随着采油井数的增加，单井控制面积的变小，单井产量可能下降更快。因此，为了维持油井产量稳定，提高油田采油速度，需要人工注水补充地层能量。温北油田温 7 区块各开发单元开发方式一览表见表 3.1-10。

表 3.1-10 温北油田温 7 区块各开发单元开发方式一览表

断块	油层组	开发方式
温 6	I 油组	面积注水
	II 油组	面积注水
	III 油组	点状注水
	IV 油组	边部注水
温 8	I 油组	面积注水
	II 油组	面积注水
	IV 油组	边部注水
温 17	I 油组	面积注水
	II 油组	面积注水
	III 油组	点状注水

3.1.6.3 井网与井型

(1) 布置原则

温北油田温 7 区块地表为农田、果园、村庄。由于耕地及环境保护的要求、以及村落的存在，很难用直井进行全油田开发，最佳开发方式是采用小平台布置和丛式定向井来进行开发。基本原则是：兼顾地面条件和钻井总进尺及钻采难度，在保证开发布井要求的前提下，尽量降低钻井难度。

温 6 断块和温 17 断块 I 油组和 II 油组含油面积基本重合，高部位储量丰度高，直井或定向井实施后，根据钻遇情况及中后期生产动态，应便于在不同油组井网间进行调整，或调整成加密井或注入井。

试油、试采资料表明，温 7 区块吉迪克组二段直井/定向井生产时，产压差放的比较大，一些井因出砂问题限制了油井生产能力。可考虑在砂体较厚、分布稳定的油层段部署水平井，既可以通过控制生产压差缓解出砂问题，也可以在储量丰度高的区域起到加密作用，提高采油速度。

因此，综合考虑油藏埋深、储层条件、原油性质、油层分布、储量规模、实施步骤等因素，确定温 6 断块、温 8 断块和温 17 断块 I、II 油组采用正方形直井或定向井井网+水平井局部加密的混合井网形式。

其中以 II 油组正方形井网系统为基础井网，I 油组直井或定向井井排与 II 油组直井或定向井井排相距半个井距。该井网形式如需注水时，可以灵活调整为反九点面积注水系统或边缘注水系统，也为后期加密调整留有余地。特别是对油层层数多、储层横向与纵向变化大的温 7 区块井网适应性强。

温 6 和温 8 断块 IV 油组底砾岩储层相对稳定，易识别和开展储层精细描述，试采效果好，确定部署以水平井为主的井网开发。

温北油田温 7 区块井网与井弄统计表见表 3.1-11。

表 3.1-11 温北油田温 7 区块井网与井弄统计表

序号	平台井	油组			井型	
		I	II	IV	直井/定向井	水平井
1	温 5		2		2	
2	温 6		12		12	
3	温 7		11+4		11	4

4	温 8		3+6		3+6	
5	温 9		4		4	2
6	温 10		11+2	2	11	2
7	温 11		3		3	1+2
8	温 12		11+2	1+2	11	2
9	温 13	3	6+2		6+3	2
10	温 14		1+6		1+6	
11	温 15		3+2		3	2
12	温 16		7	1	7	1
13	温 17	3	10+4		3+7	4
14	温 18		9+1		9	1
15	温 19		9		9	
16	温 20		12		12	
17	温 21		10+1		10	1
18	温 22	2	10+1		10+2	1
19	温 23		5		5	
20	温 24		5		5	
21	温 25	12			12	
22	温 26	9			9	
23	温 27	10			10	
24	温 28	12			12	
25	温 29	1			1	
合计					208	25

（2）井网密度

温 6 断块 I、II、IV 油组单井控制可采储量最大时对应井网密度分别是 30~40 井/km²、20~30 井/km²、15~20 井/km²；温 8 断块 I、II、IV 油组单井控制可采储量最大时对应井网密度分别是 30~35 井/km²、20~25 井/km²、15~20 井/km²；温 17 断块 I、II 油组单井控制可采储量最大时对应井网密度分别是 30~35 井/km²、20~25 井/km²。按单井控制面积比例折算井网密度，水平井井网密度是直井的 0.4~0.6 倍（假设水平段长度 300~400m）。

3.1.6.4 开发预测

依据方案部署结果，对温北油田温 7 区块开发指标进行预测，期限为 21 年。温 7 区块共动用地质储量 3000×10⁴t，地质储量采油速度 1.3%，高峰期年产原油 40~45×10⁴t，上产稳产期 6 年，从第 7 年开始递减，年均自然递减

率 22%，综合递减率为 6.9%，预测期累计产油 614.3×10^4 t，动用地质储量采出程度 20.5%。

表 3.1-12 温北油田温 7 区块各油组单井产量预测结果表（直井/定向井）

油组	产能评价指标			生产条件			产量预测	
	产液强度	产液指数	米产液指数	射开厚度	含水	压差	产液	产油
	m ³ /(d.m)	m ³ /(d.MPa)	m ³ /(d.MPa.m)	m	%	MPa	m ³ /d	m ³ /d
I	1.48	2.28	0.31	8.0	1.09	4.0	9.92	9.13
II	1.58	1.64	0.24	8.0	1.09	5.5	10.56	9.72
III	2.57	0.69	0.24	5.0	1.09	8.0	9.60	8.83
IV	1.75	1.69	0.2	10.0	1.09	8.0	16.00	14.72

表 3.1-13 温北油田温 7 区块各油组单井产量预测结果表（水平井）

油组	油层厚度	井距	水平段长度	生产压差	日产油
	m	m	m	MPa	m ³ /d
II	4	200	300	2.5	25
IV	8	300	300	5	30

表 3.1-14 温北油田温 7 区块平台产量预测结果表

序号	平台井	油组			井型		日产油
		I	II	IV	直井/定向井	水平井	m ³ /d
1	温 5		2		2		19.44
2	温 6		12		12		116.64
3	温 7		11+4		11	4	206.92
4	温 8		3+6		3+6		87.48
5	温 9		4		4	2	98.88
6	温 10		11+2	2	11	2	156.92
7	温 11		3		3	1+2	119.16
8	温 12		11+2	1+2	11	2	156.92
9	温 13	3	6+2		6+3	2	135.71
10	温 14		1+6		1+6		68.04
11	温 15		3+2		3	2	79.16
12	温 16		7	1	7	1	98.04
13	温 17	3	10+4		3+7	4	224.59
14	温 18		9+1		9	1	112.48
15	温 19		9		9		87.48
16	温 20		12		12		116.64

17	温 21		10+1		10	1	122.20
18	温 22	2	10+1		10+2	1	158.72
19	温 23		5		5		48.60
20	温 24		5		5		48.60
21	温 25	12			12		109.56
22	温 26	9			9		82.17
23	温 27	10			10		91.30
24	温 28	12			12		109.56
25	温 29	1			1		9.13
合计					208	25	2664.34

3.2 现有工程分析

3.2.1 工程规模及内容

目前温北油田温 7 区块已建成 14 个采油平台（井场），19 口采油井（探井、评价井），配套建设有井场值班室、加热炉等基础设。并配套建设“三废”处理站，危险废物暂存库，污水处理集成装置。目前已建项目均取得环评批复，已建采油井及“三废”处理站一期通过环保验收。温北油田温 7 区块现有工程组成及规模一览表见表 3.2-1。

表 3.2-1 温北油田温 7 区块现有工程组成及规模一览表

工程	项目组成	主要建设内容及规模	备注
主体工程	井场	建成 14 个采油平台	/
	采油井	总井数 19 口，其中 14 口井处于试采阶段	温 5 井已转注水井，温 7、温 7-1、温 10-1 井关井
	注水井	注水井 1 口	温 5 井已转注水井
配套工程	值班室	19 座，每个井场 1 座	
	加热炉	13 台（除温 8 外，其它井场各 1 台） 200kg/h	项目集输管线建成后，加热炉拆除
	电锅炉	2 台（温 8 井场）	/
	伴生气放空管	1 根（温 8 井场）	高度 3m
储运工	原油储存	项目原油储存于各井场油罐内，每个井场储罐区布置有 50m ³ 储罐 4~6 具。	储罐区底部辅防渗膜防渗，四周设有围堰，围堰采用防渗膜防渗。

程	管线工程	集油/气管道	配套建设单井集油管道、套管气集气管道 10~15m	油气以计量分离后，采出液经单井集油管道进入井场原油储罐，气经套管气集气管道进入加热锅炉作燃料使用（温 8 井套管气产生量较小，直接经放空管放空）
		伴热管道	加热炉热水通过伴热管道用于集油管道及油罐保温	/
	外输管线		项目现有工程采用罐车拉运方式生产，无外输管线	/
	道路工程	井场路	各井场道路依托现有农村道路及县道，新建井场进场支路 60m/井场。	
公用工程	给水	生活用水	饮用水为纯净水，0.13m ³ /d，定期拉运	井场为送餐制、无餐饮废水
		生产用水	锅炉用软化水水车拉运，每井场 1 个月补充 1 次，每次 3m ³	/
		洗井废水	项目采用油洗工艺，无洗井废水产生	/
	排水	防渗旱厕	/	/
	供电	依托区块周边农村电网		/
	供暖	各井场办公生活区由电暖气供暖。		/
环保工程	固废	1、项目钻井泥浆及岩屑运至阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站（钻屑泥浆），经“深锥浓密机+带式压滤机”处理分离后产生的固相，经检测满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）第一类固体废物要求后，拉运至温宿产业园区一般工业固废填埋场填埋。 2、含油泥沙依托阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 6 危险废物暂存库暂存，定期委托库车红狮环保科技有限公司拉运处置。 3、含油劳保用品集中收集，定期交由库车市畅源生态环保科技有限责任公司定期处置。		/
	废水	1、项目生活污水现状排入各井场防渗旱厕内，定期由阿克苏干净环保工程科技有限公司吸污车清运至阿克苏生活污水处理厂处置。 2、含油废水经温 5 井场撬装式污水处理集成装置经“混凝沉淀+过滤”，达到碎屑岩油藏注水水质指标，通过温 5 井回注地层。		/
	废气	井场伴生气用于加热炉燃料使用，井场内集油集气工艺流程采用密闭流程，减少烃类气体排放。		/
	噪声	先用低噪声设备，试采期采用减振、设备定期维护		

		等降噪措施	
--	--	-------	--

3.2.2 井网布设及产能情况

目前温北油田温 7 区块已建成 14 个采油平台，19 口采油井（探井、评价井），目前温 5 井已转注水井，温 7、温 7-1、温 10-1 井关井，试采运行有 14 口井，单井平均产油量约 10t/d。温北油田温 7 区块已建采油井生产情况统计表见表 3.2-2。

表 3.2-2 温北油田温 7 区块已建采油井生产情况统计表

钻井平台	井号	生产层			生产时间	日产量		含水 %	利用现状
		油组	井段/m	厚 m/层数		液/t	油/t		
温 5	温 5	IV V	1661-1673	17.7/5	/	/	/	/	转注
温 6	温 6	I	1192-1209	9/2	24	16.4	15.07	0.1	探转采
	温 6-1	II	1315.5-1330	11/3	24	12.0	11.02	0.2	探转采
温 7	温 7	II	1293.5-1313.5	9.5/3					高含水关井
	温 7-3	III	1274-1382	11.2/5					
温 8	温 8	IV	1688-1702	8.5/4	24	8.2	7.52	0.3	探转采
	温 8-1	II IV	1374.5-1731.4	20.4/4	24	18.4	16.72	1.2	探转采
	温 8-4-H1	IV	1960.42-2340.7	299.7/22	24	13.4	11.53	6.5	探转采
温 9	温 9-1	II	1374.5-1732.4	14.4/5	24	12.2	9.99	11.0	探转采
温 10	温 10-1	IV	1347.5-1517	18.5/4					关井
温 11	温 11	IV	1648-1671.3	19.8/2	24	15.2	13.91	0.5	探转采
	温 11-1	IV	1753.2-1783.7	30.5/1	24	15.2	13.91	0.5	探转采
温 16	温 16	IV	1708.5-1730.5	22/1	24	14.2	12.99	0.6	探转采
温 17	温 17	II	1272.5-1278	6.5/2					作业
温 18	温 18	II	1502-1716	10/3	24	14.6	13.41	0.2	探转采
温 19	温 19		1886-1967	24/4	24	12.2	10.66	5.0	探转采
温 20	温 20	III	1546.6-1632.5	7.5/1	24	12.0	11.00	0.4	探转采
温 21	温 21	III	1546.6-1632.5	3/1	24	10.0	8.74	5.0	探转采
温 22	温 22	III	1546.6-1771.3	4.6/3	24	9.8	9.01	0.1	探转采
	合计					183.8	165.48		

3.2.3 油气处理及集输工艺

目前项目采用罐车拉油方式生产，采出液经单井集油管线输送至采油平台内

6 座 60m³ 油罐，加热自然沉降脱水，脱水合格净化油（1%）拉运至附近的中石化炼厂交油，交油点有 3 个：库车、轮台、和静。

项目试采阶段会有废气、废水及固体废物产生，设备运行也会对项目区周边环境产生不利影响。温北油田温 7 区块现有工程油气处理及集输工艺及产污节点图见图 3.2-1。

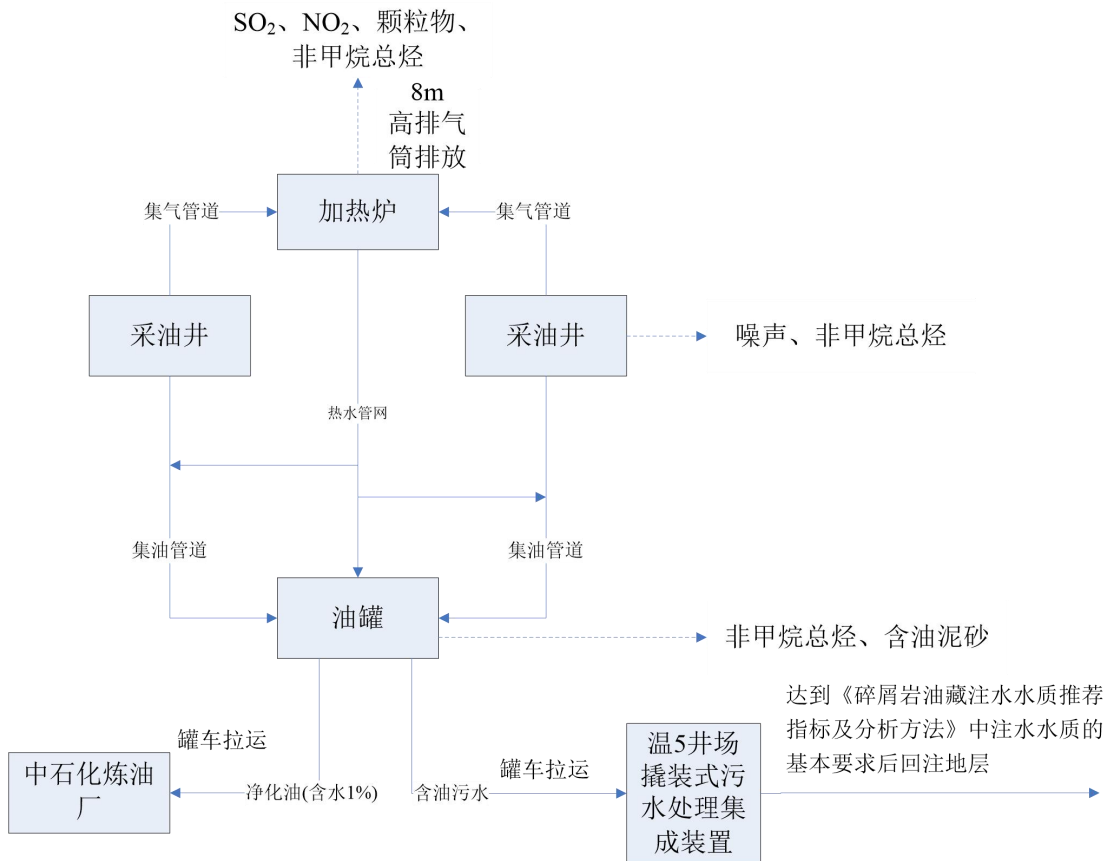


图 3.2-1 温北油田温 7 区块现有工程油气处理及集输工艺及产污节点图

3.2.4 污染物排放情况

3.2.4.1 生产废气

温北油田温 7 区块现有工程伴生气经单井套管气管道收集后，用于井场内加热炉（0.2t/h）的燃料气使用，加热炉热水用于集油管道及油罐保温，加热炉废气经 8m 高排气筒排放。温 8 井开采现状伴生气产量较少，通过放空管无组织放散。

项目废气污染源主要是已建平台燃气锅炉废气、油罐的烃类气体排放、油气集输的无组织挥发烃类气体。

(1) 加热炉废气

依据建设方提供资料，项目建成后单个井场伴生气最大产气量为 36m³/d，依据第二次全国污染源普查工业污染源普查《2511 原油加工及石油制品制造行业》计算，项目加热炉产生的工业废气量为 427.05 万 Nm³/a，SO₂ 产生量 0.025t/a、NO₂ 产生量 0.222t/a，TSP 产生量 0.021t/a，挥发性有机物产生量 0.022t/a。

3.2-2 2511 原油加工及石油制品制造行业

核算环节	产品名称	原料名称	工艺名称	规模等级	污染物指标	系数单位	产污系数	末端治理技术	末端治理效率
工艺加热炉	热量	加热炉燃料气	燃烧	< 14mw	工业废气量	Nm ³ /万 Nm ³ 燃料	2.5×10 ⁵	/	/
					SO ₂	kg/万 Nm ³ 燃料	1.50	/	/
					NO ₂		13.0	/	/
					颗粒物		1.24	/	/
					挥发性有机物		1.3	/	/

(2) 油气集输无组织挥发烃类气体

项目运营期排放的大气污染物为油气采集、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。本项目生产过程中，采油井井口、集输管道、放空管会有烃类无组织挥发。油气集输过程采用密闭流程，井口密封，可有效减少烃类气体的挥发，由国内外有关计算和油田实测数据分析，采用上述集输工艺，其烃类气体的损耗可控制在 1% 以下；根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》附表 5，石油开采过程中挥发性有机物排放系数为 1.4175g/kg。根据井场采油情况，计算项目现有工程非甲烷总烃的最大挥发量 0.84t/a，温北油田温 7 区块各井场非甲烷总烃最大挥发量表见表 3.2-3。

表 3.2-3 温北油田温 7 区块各井场非甲烷总烃最大挥发量表

区块	井场	油井个数	井场最大产油量 (t/a)	井场非甲烷总烃最大挥发量 (t/a)
温 7 区块	温 5	转注水井	/	/
	温 6	2	9752.8	0.138
	温 7	关井	/	/

	温 8	3	13056.05	0.185
	温 9	1	3646.35	0.052
	温 10	关井	/	/
	温 11	2	10154.3	0.144
	温 16	1	4741.35	0.067
	温 17	作业	/	/
	温 18	1	4894.65	0.069
	温 19	1	3890.9	0.055
	温 20	1	4015	0.057
	温 21	1	3190.1	0.045
	温 22	1	3288.65	0.047
	合计	14	60630	0.84

温北油田温 7 区块现有工程废气产生情况表见表 3.2-4。

表 3.2-4 温北油田温 7 区块现有工程废气产生情况表

类别	名称	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放量 (t/a)
加热炉废气	废气量	427.05 万 Nm ³ /a	0	427.05 万 Nm ³ /a
	SO ₂	0.025t/a	0	0.025t/a
	NO ₂	0.222t/a	0	0.222t/a
	颗粒物	0.021t/a	0	0.021t/a
	非甲烷总烃	0.022t/a	0	0.022t/a
无组织挥发	非甲烷总烃	0.84t/a	0	0.84t/a

依据温北油田温 7 区块 19 个单井建设项目验收结论，项目单井所在井场非甲烷总烃均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放标准要求（非甲烷总烃 $\leq 4\text{mg/m}^3$ ）。

3.2.4.2 废水

（1）生产废水

依据表 3.2-1 温北油田温 7 区块已建采油井生产情况统计表，项目现有工程含油废水产生量 18.32t/d（6686.8t/a），石油类 $\leq 300\text{mg/L}$ ，SS $\leq 100\text{mg/L}$ ，由罐车定期拉运至温 5 井场的撬装式污水处理集成装置处理后，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注水水质的基本要求后回注地层。

温 5 井场撬装式污水处理集成装置处理规模 100m³/d，处理工艺为“混凝沉淀+过滤”，设计出水水质为：石油类≤30mg/L，SS≤10mg/L，达到碎屑岩油藏注水水质指标，通过温 5 井回注地层。

（2）生活污水

项目现有工程每个井场劳动定员 3 人，2 班运转，产污量 0.13m³/d（47.45m³/a），14 个井场产污量 664.3m³/a，温七区块设置 4 个井队进行故障维修及巡检，每队 8 人，共计 32 人，2 班运转，产污量 1.28m³/d（467m³/a）。项目各井场生活污水产生量约 1131.5m³/a。生活污水主要污染物为 COD、SS、NH₃-N，项目生活污水排放污染物分别为 COD0.4t/a、SS0.34t/a、NH₃-N0.03t/a。由项目区防渗旱厕收集后，由阿克苏干净环保工程科技有限公司定期用吸污车抽运至阿克苏生活污水处理厂处置。

（3）洗井废水

温北油田原油为低含蜡高含胶，工程现状各井存在井内杆管表面有结胶的现象。为了维持油井正常生产，项目每年热油洗井一次，由洗井车现场作业，无生产废水产生。

（4）压裂废水

温北油田温 7 区块目前阶段尚无迫切压裂的需求，现有工程无压裂废水产生。温北油田温 7 区块现有工程污水产生情况见表 3.2-5。

表 3.2-5 温北油田温 7 区块现有工程污水产生情况

废水量	污染物	产生浓度 (mg/l)	产生量 (t/a)	削减量 (t/a)	排放浓度 (mg/l)	排放量 (t/a)
生产废水 6686.8t/d	石油类	300	2.00	1.8	30	0.2
	SS	100	0.67	0.6	10	0.07
生活废水 1131.5m ³ /a	COD	350	0.40	0	350	0.40
	SS	300	0.34	0	300	0.34
	NH ₃ -N	25	0.03	0	25	0.03

3.2.4.3 噪声

项目现有工程运行期噪声污染源主要为井场运营时产生的设备噪声。依据温北油田温 7 区块 19 个单井建设项目验收结论，项目单井所在井场场界噪声排放

均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值。依据本次环评对具备表征性的敏感点的环境质量现状监测，各敏感目标监测点位噪声值均符合《声环境质量标准》（GB3096—2008）中的 2 类声环境功能区标准限值要求。项目现有工程对项目区周边声环境影响较小。温北油田温 7 区块现有工程噪声监测及评价结果表见表 3.2-6。

表 3.2-6 温北油田温 7 区块现有工程噪声监测及评价结果表

监测点位	监测点位	监测结果 dB (A)			
		昼间	标准	夜间	标准
土完苏勒拉克村（温 6 井场北侧 150m）		44	60	36	50
诺尔贝希买里（位于温 9 井场与温 10 井场区间，距井场最近距离 100m）		45		32	

3.2.4.4 固体废物

温北油田温 7 区块现有工程产生的固体废物主要是钻井阶段产生的废钻井泥浆、岩屑和落地油泥，试采阶段油罐清罐产生的含油油泥，钻采阶段产生的含油废弃防渗布、劳保用品及生活垃圾等。

（1）废钻井泥浆、岩屑。

依据《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站（钻屑泥浆）建设项目竣工环境保护验收监测报告表》，2020 年 4 月~2020 年 11 月，共处置废钻井泥浆、岩屑 13045.6t。为温北油田 34 口探井的钻井固废产生量，温北油田温 7 区块钻井 19 口，废钻井泥浆及岩屑产生量约 7290t。

废弃钻井泥浆成分主要为水基钻井液（非磺化钻井液）钻井中产生钻井废弃物的固体部分，即泥浆不落地技术产生的固体部分。根据《国家危险废物名录》和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）中对于一般工业固废的定义，水基钻井液（非磺化钻井液）钻井中产生钻井废弃物的固体部分固废属性判定为一般固体废弃物。

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，属于一般工业固体废物。

项目钻井泥浆及岩屑运至阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站，经“深锥浓密机+带式压滤机”处理分离后产生的固相，经检测满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）第一类固体废物要求后，拉运至温宿产业园区一般工业固废填埋场填埋。依据《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站（钻屑泥浆）建设项目竣工环境保护验收监测报告表》，项目现有工程产生的废钻井泥浆及岩屑经“三废”处理站处置后，排放量约为558.8t。

（2）落地油泥及含油泥沙

项目钻井作业时会产生落地油泥，试采作业时油罐清罐产生油泥，根据《国家危险废物名录（2021年版）》（部令 第15号），落地油及油罐贮存产生的油泥属于危险废物，废物类别为HW08 废矿物油与含矿物油废物中，废物代码071-001-08。

依据建设方提供资料，项目钻井期落地油泥产生量为280t/井，试采作业产生清罐油泥产生量300t/井·月，项目现有工程钻井阶段产生落地油泥量为5.32t，试采阶段清罐油泥产生量为50.4t/a。

项目现有工程落地油泥及含油泥沙集中收集暂存于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红6危险废物暂存库，定期委托库车红狮环保科技有限公司拉运处置。

（3）废含油劳保用品

依据建设方提供资料，现阶段温北油田温7区块废含油劳保用品量为50kg/井·月（含综合项目部），现有工程废含油劳保用品产生量9t/a。

项目废含油劳保用品由各井场（综合项目部）铁桶集中收集，依据《国家危险废物名录（2021年版）》（部令 第15号）危险废物豁免管理单：废物代码900-041-49 废弃的劳保用品，豁免环节为“未分类收集”，项目废含油劳保用品不在豁免管理清单位内，交由库车市畅源生态环保科技有限责任公司定期处置。

（5）废防渗布

依据建设方提供数据，截止目前，项目现有工程共计产生废防渗布30.12t，其中温北油田温7区块产生废防渗布16.8t，集中收集暂存于阿克苏中曼油气勘

探开发有限公司红 6 危险废物暂存库，定期交由新疆新能源（集团）准东环境发展有限公司处置。

温北油田温 7 区块现有工程固体废物产生情况表见表 3.2-7。

表 3.2-7 温北油田温 7 区块现有工程固体废物产生情况表

类别	名称	产生量（t/a）	削减量（t/a）	排放量（t/a）
一般固体废物	钻井泥浆、岩屑	7290	6731.2	558.8
危险废物	落地油泥	5.32	0	0
	清罐油泥	50.4	0	0
	废劳保用品	9	0	0
	废防渗布	16.8	0	0

3.2.5 环保手续情况

截止目前温北油田温 7 区块已建成 14 个采油平台，19 口采油井（探井、评价井），在温宿县产业园区配套建设油气勘探开发“三废”处理站（钻屑泥浆）1 座，在温北油田红 6 井井场建设危废暂存库 1 座，在温 5 井场配套建设撬装式污水处理集成装置 1 套。温北油田温 7 区块现有工程环保手续统计表见表 3.2-8。

表 3.2-8

温北油田温 7 区块现有工程环保手续统计表

序号	采油平台	环评批复	批准文号及时间	项目坐标	验收情况	勘探情况
1	温 5	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 5 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]451 号 2019 年 8 月 20 号		通过验收	转注水井
2	温 6	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 6 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]315 号 2019 年 6 月 17 号		通过验收	试采
3		关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 6-1 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]488 号 2019 年 9 月 4 号		通过验收	试采
4	温 7	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 7 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]146 号 2019 年 3 月 26 号		通过验收	高含水井关井
5		关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 7-3 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]489 号 2019 年 9 月 4 号		通过验收	试采
6	温 8	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 8 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]313 号 2019 年 6 月 19 号		通过验收	试采
7		关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 8-1 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]586 号 2019 年 10 月 23 号		通过验收	试采
8		关于对温 8-4-H1 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2020]261 号 2020 年 5 月 19 号		通过验收	试采

9	温 9	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 9-1 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]490 号 2019 年 9 月 4 号		通过验收	试采
10	温 10	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 10-1 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]491 号 2019 年 9 月 4 号		通过验收	关井
11	温 11	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 11 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2020]18 号 2020 年 1 月 13 号		通过验收	试采
12	温 16	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 16 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]688 号 2019 年 11 月 29 号		通过验收	试采
13		关于对温 16-1 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2020]262 号 2020 年 5 月 19 号		通过验收	试采
14	温 17	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 17 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]492 号 2019 年 9 月 4 号		通过验收	正在建设
15	温 18	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 18 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]689 号 2019 年 11 月 29 号		通过验收	试采
16	温 19	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 19 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2020]19 号 2020 年 1 月 13 号		通过验收	试采
17	温 20	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 20 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2020]20 号 2020 年 1 月 13 号		通过验收	试采

18	温 21	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 21 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2020]21 号 2020 年 1 月 13 号		通过验收	试采
19	温 22	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 22 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2020]22 号 2020 年 1 月 13 号		通过验收	试采
20	依托工程	油气勘探开发“三废”处理站建设项目（一期暂存站）环境影响报告表的批复	阿地环函字[2018]578 号 2018 年 12 月 28 号		通过验收	已建
21		关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站改扩建建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2020]339 号 2020 年 6 月 20 号		正在验收	已建
22		关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 6 井危废暂存库建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2020]732 号 2020 年 11 月 25 号		正在验收	已建
23		关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 5 井场撬装污水处理设备建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2020]733 号 2020 年 11 月 25 号		正在验收	已建

3.3 勘探期回顾

3.3.1 勘探过程

温北油田温 7 区块勘探历程分为预探和评价两个阶段。温北油田为发现的新油田，2020 年首次提交油气探明储量，油田尚未投入开发。

1941-1956 年，温宿凸起开展地质调查，绘制区域地质构造略图，实施地面构造钻探，完成比例尺为 1:20 万的区域地质调查工作。1958-1988 年，开展地层程序、沉积特征和成藏条件研究，建立了完整的古生界剖面，搞清了地层层序、沉积特征及生储油条件。

1997 年~2009 年，温宿凸起采集二维地震 3200km，进行了大地电磁勘探，基本落实了地层特征和地质结构关系。二维地震采集时间以 1997~1998 年和 2003~2004 年为主，主测线线距 4km~6km，联络线线距 8km~16km。

2018 年 12 月~2019 年 2 月，中曼石油天然气集团股份有限公司在矿权区南部完成满覆盖 377km² 三维地震采集、处理及解释工作。三维地震覆盖次数 255，面元 12.5m×25.0m。

3.3.2 探井布设

2019 年 4 月 22 日完钻温 7 井，在新近系吉迪克组测试获工业油流，为油气发现井，至此发现温北油田。温 7 井为中曼石油天然气集团股份有限公司（以下简称中曼石油）部署在温北油田 F1 断裂带上的第一口探井，于 2019 年 4 月 3 日开钻，2019 年 4 月 22 日完钻，完钻井深 1583.0m，完钻层位吉迪克组。温 7 井岩屑录井在新近系共计发现油气显示 131.06m/42 层，包括油浸 20.15m/8 层，油斑 16.99m/3 层，油迹 18.81m/6 层，荧光 75.11m/25 层。在 1277.37m~1530.47m 井段钻井取心，总进尺 73.51m，心长 67.11m，收获率 91.29%，取得含油岩心长 22.93m。完井测井解释在新近系吉迪克组解释油层 35.0m/16 层。该井从 5 月 12 日至 8 月 22 日分别进行了 6 个试油层段试油工作，试油层位为吉迪克组二段和三段，试油结论多为油层。2019 年 5 月 12 日开始对吉迪克组二段 1377.5m~1380.5m 井段试油，射开 3m，日产水 20.5m³，

见油花，试油结论为含油水层。5月22日对吉迪克组三段 1438.6m~1440.4m 及 1534.0m~1535.6m 井段试油，射开 3.4m，平均日产油 5.15m^3 ，含水 57.4%，试油结论为油层。7月13日开始对吉迪克组二段 1308.5m~1313.5m 井段试油，射开 5.0m，平均日产油 4.07m^3 ，含水 10.3%，试油结论为油层。7月28日开始对吉迪克组二段 1293.5m~1296.0m 井段试油，射开 2.0m，平均日产油 4.25m^3 ，含水 10.8%，试油结论为油层。8月5日补射 1301.0m~1303.5m 井段，共射开 4.5m，与 1293.5m~1296.0m 井段合试，平均日产油 7.56m^3 ，含水 10.0%，试油结论为油层。2019年8月16日开始对吉迪克组二段 1163.0m~1168.4m 和 1171.8m~1173.8m 井段试油，射开 7.4m，平均日产油 8.56m^3 ，含水 24.5%，试油结论为油层。

截至 2020 年 5 月 31 日，温北油田温 7 区块共有 11 口井 15 个油层进行了试采，累积产油 17901.98t。其中 3 口井试采 IV 油组底砾岩，累计采油 4681.24t；3 口井试采 III 油组，累计采油 1769.76t；2 口井试采 II 油组，累计采油 3831.67t；1 口井试采 I 油组，累计采油 437.02t；4 口井分别合采 I 油组+III 油组、I 油组+II 油组、II 油组+III 油组和 II 油组+IV 油组，累计产油 6689.10t；1 口井试采 V 油组，累计采油 493.20t。温北油田温 7 区块试采数据表见附表 17，具体典型试采井在 I、II、III、IV 油组以及跨油组试采情况分析如下：

(1) IV 油组典型试采井：温 8 井 IV 油组射孔井段 1688.0~1702.0m，射开 8.5m/4 层，试采初期日产油 14.6m^3 ，5 月底日产 7.7m^3 ，含水 0.8%。

(2) III 油组典型试采井：温 6 井 III 油组射孔井段 1490.0~1492.5m，射开 2.5m/1 层，试采初期日产油 7.1m^3 ，换层前日产 3.4m^3 ，含水 0.6%。

(3) II 油组典型试采井：温 6-1 井 II 油组射孔井段 1315.5~1330.0m，射开 11m/3 层，试采初期日产油 14.1m^3 ，5 月底日产 10.8m^3 、含水 0.6%；温 18 井 II 油组射孔井段 1502.0~1503.0、1504.0~1511.0m，射开 8.0m/2 层，试采初期日产油 19.0m^3 ，5 月底日产 13.4m^3 ，含水 0.1%。

(4) I 油组典型试采井：温 17 井 I 油组射孔井段 1278.0~1273.50、1272.5~1270.5m，射开 6.5m/2 层，试采初期日产油 9.0m^3 ，试采时间不长产

量无递减，含水 0.8%。

（5）跨油组合采典型试采井：温 8-1 井 IV 油组和 II 油组射孔井段 1370.5~1374.5、1711.5~1731.4m，射开 20.4m/5 层，试采初期日产油 23.2m³，5 月底日产 18.5m³、含水 0.6%（图 4.6）。温 6 井 I 油组和 III 油组射孔井段 1192.0~1197.0、1203.0~1207.0、1490.0~1492.5m，射开 11.5m/3 层，试采初期日产油 18.2m³，试采时间不长产量无递减，含水 0.6%。

3.3.3 原辅材料及能源消耗

工程原辅材料消耗主要为钻井工程中钻井液调配、钻井、固井等工艺消耗的原辅料及能源，主要有柴油、水、水泥、防塌润滑剂以及降失水剂等。

钻井工程原材料除柴油及水外，均为袋装，由汽车拉运进场，堆存于场内原辅材料存放区内。柴油由罐车运输进场暂存于柴油储罐内，水由罐车就近拉运至井区。依据温北油田温 7 区块探井、评价井验收结论，温北油田温 7 区块勘探期原材料及能源消耗表见表 3.3-1。

表 3.3-1 温北油田温 7 区块钻井期原辅材料及能源消耗表

序号	材料名称	单位	数量	备注
原	水泥	t	1729	用于固井
	膨润土	t	342	用于配置泥浆
	烧碱 NaOH	t	57	调节 PH 值
	纯碱 Na ₂ CO ₃	t	28.5	提高粘土造浆率
	生物聚合物 XC	t	28.5	絮凝、粘结性能
	PHPA	t	38	具有抑制性、包被性，包被剂
	KPAM	t	38	具有包被性、防塌性能，包被剂
	复合铵盐	t	57	降滤失剂
	PAC-LV	t	114	降滤失剂
	ZM-MAGICSEAL	t	95	屏蔽暂堵剂
	超细碳酸钙	t	190	加重剂
	液体润滑剂	t	57	/
	石灰石粉 Ca ₂ CO ₃	t	1520	/
	碳酸氢钠 NaHCO ₃	t	9.5	/
能源	新鲜水	t	6555	汽车拉运
	柴油	t	1618	钻井柴油机燃料，汽车拉运，单井

3.3.4 工程占地

依据表 3.2-2 建设项目各平台井位部署情况一览表，项目勘探期各井占地类型耕地、园地、草地、林地，均为临时占地。据统计，温北油田温 7 区块临时占地面积共计 3.66hm²，油田勘探对当地生态系统产生大面积人为干扰，改变了原有土地利用类型。使植被遭到破坏，面积减少，覆盖率下降，同时增加土地风蚀和水蚀的危险性。

3.3.5 勘探期污染物排放情况

温北油田温 7 区块现有工程产生的固体废物主要是钻井阶段产生的废钻井泥浆、岩屑和落地油泥，试采阶段油罐清罐产生的含油油泥，钻采阶段产生的含油废弃防渗布、劳保用品及生活垃圾等。

3.3.5.1 固体废物

(1) 废钻井泥浆、岩屑。

依据《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站（钻屑泥浆）建设项目竣工环境保护验收监测报告表》，2020 年 4 月~2020 年 11 月，共处置废钻井泥浆、岩屑 13045.6t。为温北油田 34 口探井的钻井固废产生量，温北油田温 7 区块钻井 19 口，废钻井泥浆及岩屑产生量约 7290t。

废弃钻井泥浆成分主要为水基钻井液（非磺化钻井液）钻井中产生钻井废弃物的固体部分，即泥浆不落地技术产生的固体部分。根据《国家危险废物名录》和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）中对于一般工业固废的定义，水基钻井液（非磺化钻井液）钻井中产生钻井废弃物的固体部分固废属性判定为一般固体废弃物。

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，属于一般工业固体废物。

项目钻井泥浆及岩屑运至阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站，经“深锥浓密机+带式压滤机”处理分离后产生的固相，经检测满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）第一类固体废物要求后，拉运至温宿产业园区一般工业固废填埋场填埋。依据《阿克苏中曼油气勘探开发

有限公司“三废”处理站（钻屑泥浆）建设项目竣工环境保护验收监测报告表》，项目现有工程产生的废钻井泥浆及岩屑经“三废”处理站处置后，排放量约为558.8t。

（2）落地油泥

项目钻井作业事故状态下会产生落地油泥，试采作业时油罐清罐产生油泥，根据《国家危险废物名录（2021年版）》（部令 第15号），落地油及油罐贮存产生的油泥属于危险废物，废物类别为HW08 废矿物油与含矿物油废物中，废物代码071-001-08。

依据建设方提供资料，项目钻井期落地油泥产生量为280t/井，勘探期项目产生落地油泥量为5.32t，集中收集定期委托库车红狮环保科技有限公司拉运处置。

（3）生活垃圾

项目勘探期生活垃圾由项目区垃圾筒集中收集，委托当地环卫部门定期清运至温宿县生活垃圾填埋场处置，对外环境影响较小。

3.3.5.2 钻井废水

（1）泥浆废水

依据温北油田温7区块探井、评价井验收结论，项目泥浆配置用水量共计6555t，泥浆在井口采用“振动筛+除砂器+除泥器+离心分离”净化后，进入泥浆罐循环使用，据建设方提供信息，项目勘探期泥浆回用率为70%，则项目钻井废水排放量约1967m³；依据《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站（钻屑泥浆）建设项目竣工环境保护验收监测报告表》验收结论，项目钻井废水同废弃钻井泥浆一道由不落地泥浆罐收集，运至“三废”处理站。经“深锥浓密机+带式压滤机”处理分离后，液相进入清水池，作为钻井队钻井液补充用水全部回用。

（2）冲砂废水

项目钻井过种中，需要对套管进行冲砂作业，据建设方提供资料，项目勘探期，冲砂用水量约30m³/井，由罐车拉运至勘探区作业，冲砂废水产生量约3m³/井，主要成份为SS，由项目区应急池收集沉淀后进入罐车，作为各个井场冲砂

用水循环使用。

3.3.5.3 钻井废气

据温北油田温 7 区块探井、评价井验收调查结论，项目勘探期间未发生井喷事故，勘探井建设开发过程由柴油发电机提供动力。项目勘探期废气主要为柴油机燃烧废气，施工车辆尾气、施工扬尘。

由于施工车辆尾气主要为间歇性或流动性污染，且燃料用量不大，污染源较小，在采取洒水抑尘等控制措施后，施工扬尘影响范围有限。柴油机在使用过程中会产生燃烧废气，污染因子为 SO_2 、 NO_x 、烟尘、CO、HC。依据温北油田温 7 区块探井、评价井验收结论，柴油消耗量为 1618t，根据《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》，烟尘按 0.25kg/t 柴油、 NO_x 按 3.41kg/t 柴油计。根据《普通柴油》（GB252-2015）规定，2018 年 1 月 1 日后，柴油中硫含量不大于 10mg/kg（0.01kg/t），据此核算本项目勘探期产生的 SO_2 0.03t、 NO_x 为 5.52t、烟尘为 0.4t。

根据《环境统计手册》，燃烧 1m^3 柴油产生的 CO 0.238kg，HC 0.238kg，发电机采用轻柴油，密度 850 kg/m^3 ，则本项目单口井燃烧柴油废气 CO 0.45t，HC1.41t。燃烧废气直接由机组排气筒排入大气。

项目钻井废气属于局部的、短暂的，项目勘探井单井钻井期约 30 天，施工期较短，因此，项目勘探期废气对项目区周边大气环境的影响也是有限的。

3.3.5.4 勘探期噪声

钻井过程中的噪声主要包括正常生产过程中的机械作业噪声，包括柴油机、电动钻机、泥浆泵以及其他各种机械转动所产生的噪声，项目采取柴油机排气筒安装消声器和安装减振基础，泥浆泵等采取基础减振措施，压风机排气管安装消音器等措施，勘探过程中对外环境的影响较小。

3.3.5.5 生态影响

据温北油田温 7 区块探井、评价井验收调查结论，温北油田温 7 区块各勘探作业区临时占地土地类型为一般农用地，占地主要为井场。项目施工结束后，放喷池、应急池等临时占地完井后进行了平整，经与当地土地管理部门沟通，根据后期滚动开发的部署，动态调整占地规划，开展生态恢复的工作。

3.3.5.6 勘探期验收结论

据温北油田温 7 区块探井、评价井验收调查结论，阿克苏中曼油气勘探开发有限公司各勘探作业区建设项目基本落实了环评及批复提出的环境保护措施，主要污染物达标排放，生态恢复措施合理，符合环境保护验收条件。验收工作组一致同意该项目通过环保验收。

3.4 建设项目工程分析

3.4.1 施工期

3.4.1.1 钻井工程

（1）建设规模

温 7 区块主要为定向生产井，还有水平生产井。细分 3 个开发层系，分别是：吉迪克 II 油组、吉迪克 IV 油组底砾岩、吉迪克 I 油组，III 油组作为 II 油组或 IV 油组的接替层系。

吉迪克组二段 II 油组共部署开发井位 173 口，包括 154 口直井或定向井（含已钻探井、评价井 15 口）和 19 口水平井；温北油田 7 区块吉迪克组三段 IV 油组共部署开发井位 6 口，均为水平井；温北油田温 7 区块吉迪克组二段 I 油组共部署开发井位 52 口，均为定向井。温北油田温 7 区块井位部署统计表见表 3.4-1。

表 3.4-1 温北油田温 7 区块采油井井位部署统计表

开发油层	采油井井数	
	直井	水平井
吉迪克组二段 I 油组	52	
吉迪克组二段 II 油组	154	19
吉迪克组三段 III 油组	0	0
吉迪克组三段 IV 油组	-	6
合计	206	25
总计	231	

（2）设备明细

生产设备主要有钻机、柴油机、发电机、钻井泵等。项目集油区主要工程量

表 3.3-1。温北油田温 7 区块钻具组合表见表 3.3-2。

表 3.3-2 项目单井钻井主要设备见表

序号	名称		型号	规格		数量	备注
				载荷 kN	功率 kW		
1	钻机		ZJ30/1700CT	1800		1	
2	井架		SJJ180/38	1800		1	
3	套管程序	直井/定向井	导管尺寸：直径 339.7mm、钢级 J55、壁厚 8.38mm、扣型 STC				
			表层套管：直径 244.5mm、钢级 J55、壁厚 8.94mm、扣型 LTC				
			生产套管：直径 139.7mm、钢级 J55、壁厚 9.17mm、扣型 LTC				
		水平井	导管尺寸：直径 339.7mm、钢级 J55、壁厚 8.38mm、扣型 STC				
			表层套管：244.5mm 钢级为 J55、壁厚为 8.94mm、扣型为 LTC				
			技术套管：177.8mm 钢级为 J55、壁厚为 9.20mm、扣型为 LTC				
4	提升系统	绞车	JC30		560	1	
		天车	TC180	1800		1	
		游车				1	6×5
		游车大钩	YG180	1800		1	钩速 0.2~1.5m/s
		水龙头	XSL225	1800		1	
		大绳	Φ 32mm			1	
		底座	DZ180/6-Z	2250		1	
5	转盘		ZP-275	4500		1	
6	循环系统配置	泥浆泵	/	/	/	1	配套
		搅拌器				2	配套
		泥浆罐	50m ³			4	
		钻井液罐	50m ³			2	
7	动力系统	柴油罐	30m ³				备用
		柴油机	C01000F/30		1000	2	备用
		钻井泵	F800×2		969	2	
8	钻机控制系统	刹车系统	Disc				
		辅助刹车	DWS40				
		传动系统	液力+机械				
		游动系统	6×5				
9	固控系统	双联震动筛	RSD/2008-B			1	50l/s
		除砂器	ZQJ300×2		55	1	
		离心机	LW600-1200NY			1	70m ³ /h
		液气分离器	QYQ1200			1	280m ³ /h
		仪器仪表	SZJ-1			1	台
10	井控系统	远程控制台	FKQ320-4			/	套
		双闸板防喷器	2FZ28-35			1	35MPa

		试压泵	QST70H-J		1	70MPa
		液动控制阀			1	台
		节流管汇			1	套
		压井管汇			1	套
		钻具内止回（单流）阀/浮阀			2	套
		除气器			1	套
		泥浆总量自动监测和报警装置			1	台
		堵塞器和试压塞			2	只
		连续灌泥浆装置			1	套
		方钻杆上下旋塞			2	套
		钻杆旋塞			1	套
		防喷钻杆或立柱			1	根
		节流控制箱			1	套
		液气分离器			1	台
		司钻控制台			1	台
11	防冻 加热 装置	气路防冻	AC36V		1	套
		柴油防结蜡	AC220V1kW		1	套
		蒸汽锅炉	200kg/h		1	套

表 3.3-3 .温北油田温 7 区块钻具组合表

井型	套管	钻具组合	
直井	一开	Φ311.1mm 井眼钻具组合	
		311.2mm 钻头+双母接头（带浮阀+承托环）+变扣+177.8mm 钻铤×2 根+310mm 扶正器×1 个+变扣+177.8mm 钻铤×13 根+127mm 加重钻杆×3 根+127mm 钻杆	常规钻具
	二开	Φ215.9mm 井眼钻具组合	
		215.9mm 钻头+ 双母接头（带浮阀+ 承托环）+158.8mm 钻铤×2 根+214mm 扶正器 + 158.8mm 钻铤×1 根+214mm 扶正器+158.8mm 钻铤×16 根+158.8mm 随钻震击器+158.8mm 钻铤×5 根+127mm 加重钻杆×15 根+127mm 钻杆	常规钻具
定向井	一开	Φ311.1mm 井眼钻具组合	
		215.9mm 钻头+ 双母接头（带浮阀+ 承托环）+158.8mm 钻铤×2 根+214mm 扶正器 + 158.8mm 钻铤×1 根+214mm 扶正器+158.8mm 钻铤×16 根+158.8mm 随钻震击器+158.8mm 钻铤×5 根+127mm 加重钻杆×15 根+127mm 钻杆	常规钻具
	二开	Φ215.9mm 井眼钻具组合	
		215.9mm 钻头+172 单弯 1.25 度螺杆+短钻铤 1~3m+213 扶正器	定向

		+4A11×4A10 定向接头+165mm 无磁钻挺+165mm 钻挺×2 根 +127mm 加重钻杆×20 根+钻杆	钻具
水平井	一开	Φ311.1mm 井眼钻具组合	
		311.2mm 钻头+双母接头（带浮阀+承托环）+变扣+177.8mm 钻挺×2 根+310mm 扶正器×1 个+变扣+177.8mm 钻挺×16 根+127mm 加重钻杆×6 根+127mm 钻杆	常规钻具
	二开	Φ222.3mm 井眼钻具组合	
		222.3mm 钻头+172 单弯 1.25 度螺杆+GR+ 短钻挺 1 ~ 3m+213 扶正器+4A11×4A10 定向接头+165mm 无磁钻挺+165mm 钻挺×2 根+127mm 加重钻杆×20 根+钻杆	定向钻具
	三开	Φ152.4mm 井眼钻具组合	
		152.4mm 钻头+121 单弯 1.25 度螺杆+GR+短钻挺 1~3m+149 扶正器+定向接头+121mm 无磁钻挺+121mm 钻挺×2 根+88.9mm 加重钻杆×20 根+钻杆	定向钻具

（3）井身结构及套管程序

①常规直井和定向井

导管：下入地层深度约为 35-45m，具体深度可根据实际钻进情况而定，主要是封固地表附近的大块砾石，为表层安全钻进打下基础。

表层套管下入地层深度约为 260m 左右，具体深度可根据实际钻进时第四系地层深度而定，主要目的是封固第四系地层，固井水泥返井口，以保护浅层地下水资源。

油层套管下入地层深度约为 1720m 左右（垂深 1650m 左右），具体深度为实际潜山面深度以下 50m 左右，用于封固油层。常规直井和定向井井身结构图见图 3.3-1。

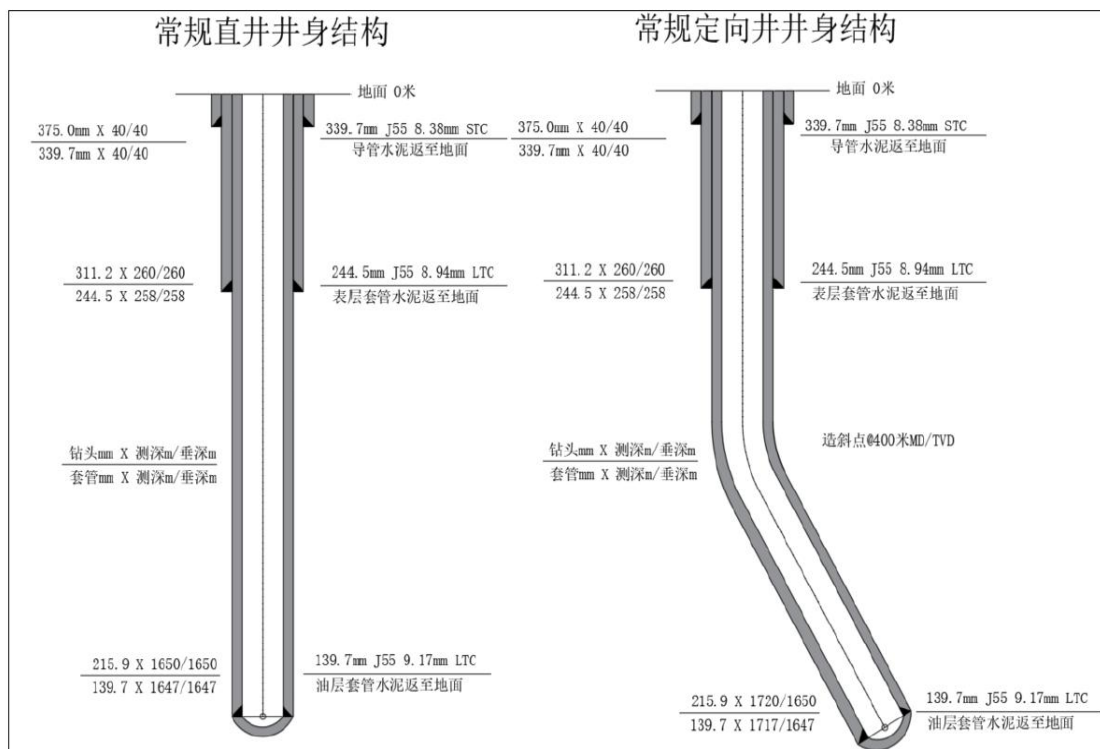


图 3.3-1 常规直井和定向井井身结构图

②水平井

水平井开发根据地层分两种方案，第一种为吉迪克组三段 IV 油组底砾岩水平井，第二种为吉迪克组二段 I、II 油组，由于地层特性，底砾岩地层水平井不需要考虑防砂，吉迪克组二段 I、II 油组需要考虑防砂。

导管：下入地层深度约为 35-45m，具体深度可根据实际钻进情况而定，主要是封固地表附近的大块砾石，为表层安全钻进打下基础。

表层套管：下入地层深度约为 410m 左右，较常规直井和定向井深，主要目的是便于下一开次钻井工作；固井水泥返井口，以保护浅层地下水资源。

技术套管：下入地层深度约为 1940m 左右，具体深度为实际油层深度，水平井着陆后下套管完井。

根据油气层特点，下入尾管或割缝筛管尾管完井。

需要考虑防砂的没组对筛管外进行裸眼砾石充填防砂，或采用 222.3mm 井眼钻至完井深度（包括水平井段）后，下 177.8mm 技术套管固井。对末端部分进行射孔试采，如果在采油过程中出砂，就进行冲砂作业后，并确定射孔段套管是否变形，并根据情况，对剩余水平段进行射孔后，下 114.3mm 筛管进行管外

砾石充填（或下 116mm 滤砂管）防砂。

温 7 区块吉迪克组三段 IV 油组水平井井身结构图见图 3.3-2 和图 3.3-3。

温 7 区块吉迪克二段 I、II 油组水平井井身结构图见图 3.3-4 和图 3.3-5。

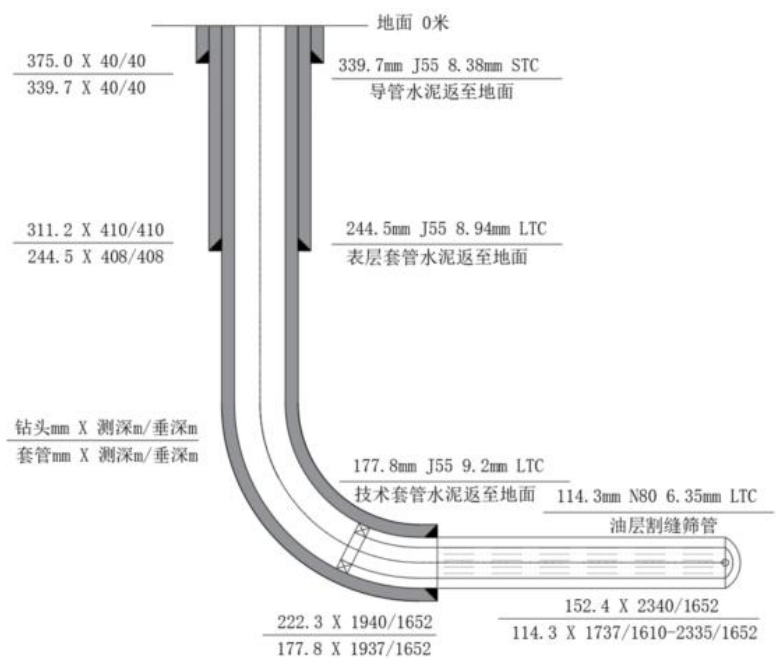


图 3.3-2 吉迪克组三段 IV 油组水平井井身结构图（割缝筛管裸眼完井）

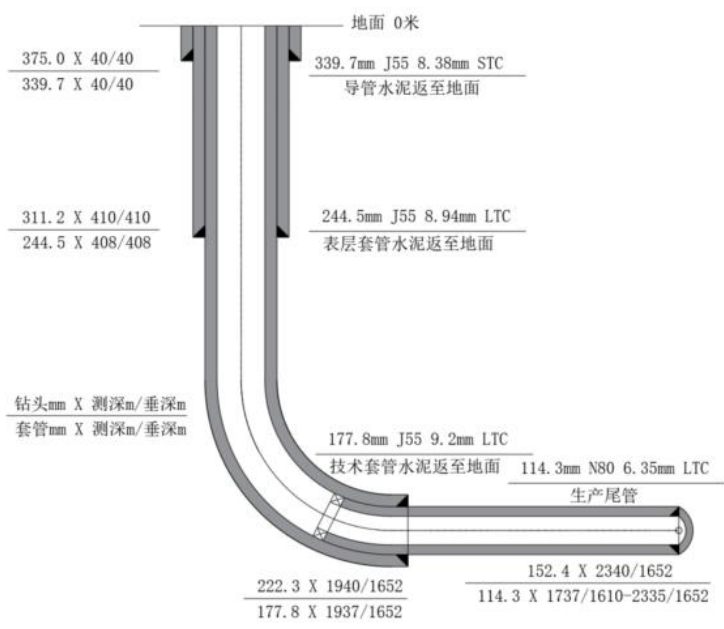


图 3.3-3 吉迪克组三段 IV 油组水平井井身结构图（尾管固井完井）

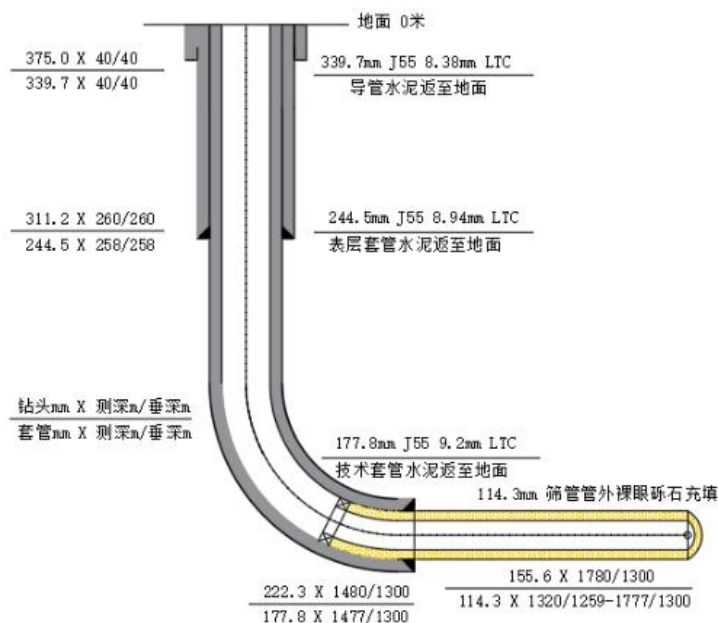


图 3.3-4 吉迪克组二段 I、II 油组水平井井身结构图（筛管管外砾石充填完井）

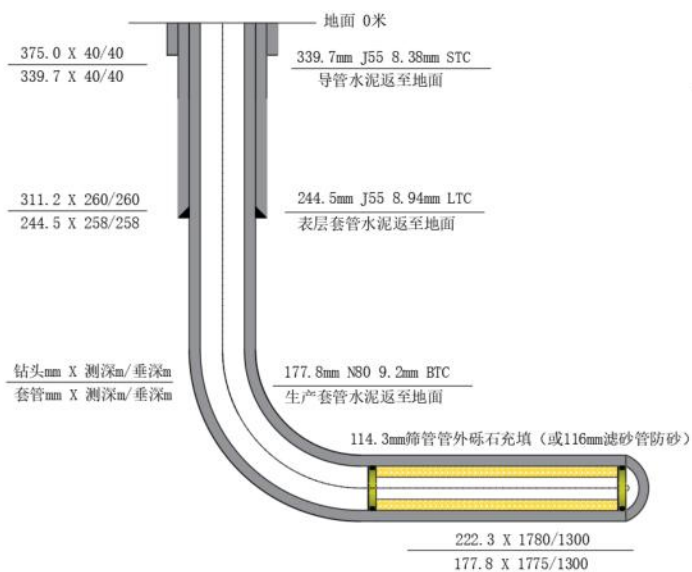


图 3.3-5 吉迪克组二段 I、II 油组水平井井身结构图（套管固井射孔完井）

（4）套管性能

常规直井和定向井套管性能参数表见表 3.3-5，项目水平井套管性能参数见表 3.3-6。

表 3.3-5 常规直井和定向井套管性能参数表

套管程序	井段 m	规范			钢级	抗外挤系数		抗内压系数		抗拉系数	
		尺寸 mm	壁厚 mm	扣型		最大 载荷 MPa	安全 系数	最大 载荷 MPa	安全 系数	最大 载荷 KN	安全 系数
导管	0~45	339.7	8.38	STC	J55	-	-	-	-	-	-
表层套管	0~260	244.5	8.94	LTC	J55	13.9	3.59	24.3	6.04	2020	5.09
生产套管	0~1720	139.7	9.17	LTC	J55	45.6	2.38	43.6	1.42	1350	1.60

表 3.3-6 水平井套管性能参数表

套管程序	井段 m	规范			钢级	抗外挤系数		抗内压系数		抗拉系数	
		尺寸 mm	壁厚 mm	扣型		最大 载荷 MPa	安全 系数	最大 载荷 MPa	安全 系数	最大 载荷 KN	安全 系数
导管	0~45	339.7	8.38	STC	J55	-	-	-	-	-	-
表层套管	0~260	244.5	8.94	LTC	J55	13.9	3.59	24.3	6.04	2020	5.09
技术套管	0~1940	177.8	9.20	LTC	J55	29.9	1.67	34.3	1.16	1630	1.66

(5) 钻井液体系选择

根据地层岩性、井底温度和压力确定各井段钻井液体系，以达到防塌、防漏、防水化膨胀、防卡及安全快速钻进和保持好油气层、保护好环境的要求，通过对温 7 区块探井的钻井数据分析，温北油田地层基本处于原始地层压力系统，无异常高压和异常低压，钻井液密度控制在 1.10g/cm^3 左右。温北油田温 7 区块钻井液体系选择表见表 3.3-7 所示，温北油田温 7 区块钻井液配方表见表 3.3-8

表 3.3-7 温 7 区块钻井液体系选择表

井段 m TVD	钻井液体系	选择依据
0~260	膨润土-聚合物钻井液	采用高浓度预水化膨润土浆配合聚合物增粘剂，稳定井壁，携岩性好。
260~1650	聚合物钻井液	采用聚合物钻井液体系，抑制性强，稳定井壁，控制低固相和提高携岩性能。

表 3.3-8 温北油田温 7 区块钻井液配方表

材料名称及代号	加量 kg/m ³	
	0~260m TVD	260 m MD~1650m TVD
膨润土	50~60	25~30
烧碱	1~2	1~2
纯碱	1~2	1~2
XC	1~2	
PHPA		2~3
KPAM		2~3
复合铵盐		3~5
PAC-LV	2~3	3~5
ZM- MAGICSEAL		5-10
超细碳酸钙		10-20
石灰石粉		根据密度需要
液体润滑剂	根据需要	根据需要

3.4.1.2 固井工程

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，即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，也可以保护浅层地下水资源。

温北油田温 7 区块固井方案具体参数表见表 3.3-9。

表 3.3-9 温北油田温 7 区块固井方案参数表

244.5mm 套管	
水泥浆返高	水泥浆返至地面
水泥类型	“G”级纯水泥
水泥浆密度	水泥浆密度 1.90g/cm ³
附加量	裸眼环空容积的 100%
添加剂	早强剂
固井方法	单级单封
177.8mm 套管	
水泥浆返高	水泥浆返至地面，尾浆返至最上部油气层以上至少 200m。
水泥类型	“G”级纯水泥
水泥浆密度	领浆密度：1.58g/cm ³ ，尾浆密度：1.90g/cm ³
附加量	裸眼环空容积的 100%
添加剂	早强剂
固井方法	单级双封

3.4.1.3 完井工程

温北油田温 7 区块吉迪克组三段 IV 油组底砾岩储层相对稳定，以水平井开发为主，吉迪克组二段 I、II 油组以直井、定向井和水平井相结合进行开发。

直井和定向井推荐采用套管射孔完井。水平井考虑到固井和射孔的作业难度，同时为了增大泄油面积以提高油井产能和降低投资，不同层位的水平井采用不同的完井方式，吉迪克组三段 IV 油组底砾岩水平井采用割缝筛管裸眼完井和尾管固井完井两种完井方式；吉迪克组二段 I、II 油组水平井采用筛管管外砾石充填完井和套管固井射孔完井两种完井方式。

（1）防砂方案

温北油田温 7 区块采用“简易防砂、适度防砂”的技术方案，直井和定向井采用悬挂优质筛管或双绕丝预充填筛管进行防砂，如果筛管防砂不适用于本区，可尝试砾石充填防砂完井。吉迪克组 II 油组水平井采用裸眼下优质筛管砾石充填防砂完井。

（2）射孔工艺

温北油田温 7 区块常规直井和定向井均采用套管射孔完井方式，推荐选择油管输送射孔（TCP）方式或电缆射孔方式。生产套管外径为 7"和 5-1/2"，推荐选用 RDX 无屑屑或低屑屑射孔弹，射孔枪尺寸为 5"，孔径大于 12mm，孔密 16 孔/m，射孔相位 60°。

砾石充填的井选择高孔密和大孔径的射孔弹，压裂充填井要求射孔弹能穿过套管和水泥环进入地层，高速水充填、管内下筛管简易防砂的生产井或者注水井要求射孔弹尽量穿透污染带厚度。

为减小射孔孔道压实程度、消除射孔液侵入地层及清除油气流动通道，油管输送射孔（TCP）方式推荐采用负压射孔，电缆射孔方式不采用负压射孔。

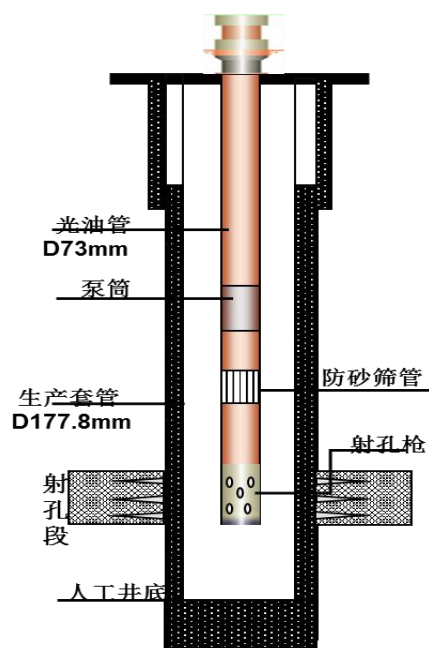


图 3.3-6 射孔、生产一体化管柱示意图

(3) 完井液体系选择

完井液体系应与钻井液优选进行整体考虑，完井液体系不仅要储层特性具有良好的适应性和储层保护效果，而且要求与其它的入井流体（地层水、钻井液、水泥浆）的配伍性好。温北油田温 7 区块直井和定向井推荐采用无固相盐水完井液体系，参考配方为淡水+2.5%粘土稳定剂 HCS+1.0%缓蚀剂 CA101-3；水平井采用无固相盐水完井液体系，参考配方为淡水+5%JPC+2.0%缓蚀剂 CA101-4。具体温北油田完井液体系性能选用参数见表 3.3-10。

表 3.3-10 温北油田完井液体系性能参数表

类型	主要添加剂	密度 (g/cm ³)	塑性粘度 (CP)	屈服值 (lb/100 ft ³)	PH 值	浊度值 (NTU)	矿化度 (mg/L)	腐蚀 速度 (mmpy)
完井液	NaCL 或 KCl	1.1-1.2	4	0	6	30	200	< 0.3

3.4.1.4 钻井工期

经测算，温北油田温 7 区块生产井常规直井钻井工期为 15 天，常规定向井钻井工期为 18.7 天，I、II 油组水平井采用筛管管外砾石充填完井时钻井工

期为 23.1 天，I、II 油组水平井采用套管固井射孔完井时钻井工期为 23.8 天，IV 油组底砾岩水平井采用割缝筛管裸眼完井时钻井工期为 31.0 天，IV 油组底砾岩水平井采用尾管固井完井时钻井工期为 32 天。

3.4.2 采油工程

3.4.2.1 举升方式

根据探井和评价井试油和试采结果，所有油井在生产初期都没有自喷能力，需采用机械采油方式。根据井型、出砂情况和产液情况综合确定具体的举升方式。

表 3.4-1 举升方式选取表

出砂情况	产液情况	直井	定向井（包含水平井）
不出砂井	产液大于 40m ³	抽油机、螺杆泵、电泵	电泵、电潜螺杆泵、同心双管水力排砂喷射泵
	产液小于 40m ³	抽油机、螺杆泵	抽油机、螺杆泵、电潜螺杆泵、同心双管水力排砂喷射泵
出砂井	产液大于 40m ³	抽油机、螺杆泵	电潜螺杆泵、同心双管水力排砂喷射泵
		同心双管水力排砂喷射泵	
	产液小于 40m ³	抽油机、螺杆泵	抽油机、螺杆泵、电潜螺杆泵、同心双管水力排砂喷射泵（根据下泵深度优选）
		同心双管水力排砂喷射泵	

3.4.2.2 增产增注措施

（1）油井清蜡

温北油田原油为低含蜡高含胶，从温 7 井第一次试油生产 41 天的动态看出，该井在第 7 天开始上行程电流 14 安培逐渐上升到 17 安培的过程，又过了 7 天电流上升到 20 安培，说明该井存在井内杆管表面有结胶的现象。

为了维持油井正常生产，建议采用每月热油洗井一次，油温 65℃，洗井液量在开发初期应在泵深对应段深度的井筒体积 1.5~2 倍为宜。实际上，随着开发时间的延长井底附近地带的亏空，热油液量显得不充足，这时应根据地层敏感性为依据考虑用热水洗井。也可以考虑在 600m 以下的抽油杆上安装刮蜡扶正器，安装间距 2 个/根。在开发过程中还可以探索化学清蜡措施，只要比热液洗井经济划算可采用化学清蜡。

（2）油层酸化

温北油田温 7 区块吉迪克组一段、二段、三段储层砂岩类型主要由泥质粉砂岩、粉砂岩和细砂岩组成，泥质含量较高 20%左右，吉迪克组底砾岩层以细砾砂岩为主，阿克苏群在温 7 区块主要岩性为灰绿色、绿泥片岩和灰白色、灰色石英片岩，为岩浆岩变质，地层水的水型为 CaCl_2 ，矿化度最高为 $9.5 \times 104\text{mg/l}$ ，在生产过程中根据对储层污染情况进行的分析，优选适合本区块的酸化解堵工艺。

（3）油层压裂

油田在目前阶段尚无迫切压裂的需求，长远地看，未来应当考虑压裂增产措施。为明确同一区块参数变化对水平井产量影响，研究压裂优化过程中影响水平井产量的水平段长度、布缝间距、砂岩厚度、裂缝长度、裂缝高度、施工排量和施工砂比等 7 项参数。

（4）注水工艺

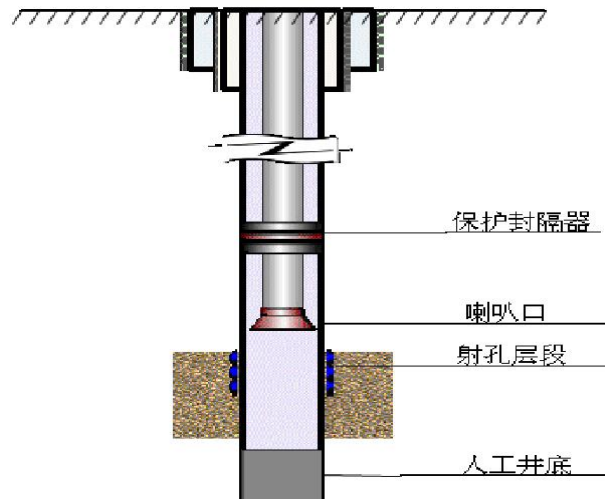
随着采油井数的增加，单井控制面积的变小，单井产量可能下降更快。因此，为了维持油井产量稳定，提高油田采油速度，需要人工注水补充地层能量。不论是注清水还是注污水，水质以保证机械杂质含量及粒径达到水质标准为主，配伍性好，满足水质要求。

①注水井投注前必须彻底排液，洗井至进出口水质一致。

②注水井首先要进行试注，取得油层的吸水指数、启动压力等资料。试注前应进行洗井，洗井合格后才能进行试注。

③注水井要录取油压、套压、泵压、注水量和水质，及时取全取准资料，及时分析，及时调整。

在目前条件下考虑为单层注水。注水管柱应具有经常洗井的功能，因此要采用压缩式可洗井封隔器。以油顶深度为 1500m 的笼统注水设计采用封隔器+喇叭口的笼统注入管柱，管柱结构如下图。



笼统注水管柱

该注入管柱工艺简单、管理方便，能够保护套管。喇叭口下入油层顶界 10m 以上，采用 N80 钢级， $\Phi 73\text{mm}$ 油管。

3.4.3 集输工程

3.4.3.1 集输工艺

根据温北油田油藏开发方案部署，温北油田新建联合站 1 座，主要负责温北油田温 7 区块油气水的处理和外输。油气集输采用“井口（计量）→转油站→联合站”的二级布站方式，采油井口掺水密闭集输工艺。即采油井口单井计量，在井口掺热水集输至联合站，或经转油站增压后至联合站处理，处理合格净化油（1%）罐车拉运销售，待后期外输管网完善后接入外输系统。项目集油区主要工程量表。

表 3.4-2 集油区主要工程量表

序号	项 目	工程量	单位	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年
一	集输工艺部分								
1	新建采油井场 (单座采油井场包括以下内容)	189	座	36	37	35	34	24	23
1)	抽油机 10 型游梁抽油机	151	台	36	30	25	26	14	20
2)	抽油机 10 型螺杆泵抽油机	36	座		7	10	8	8	3
3)	抽油机基础 10 型游梁抽油机	189	座	36	37	35	34	24	23

4)	采油井口工艺安装	189	座	36	37	35	34	24	23
2	单井计量装置（压差式流量计）	36	座		7	10	8	8	3
3	水套炉（150kW）	7	座		1	2	3	1	
4	混输泵撬（单撬含 2 台泵， 单泵规格：螺 杆 泵： Q=100Nm ³ /h， P=1.2MPa，N=50kW	2	座			1	1		
5	集输管道（无缝钢管）								
1)	单井集油管道	15.5	km	1.6	2.3	3.1	4.7	1.6	2.3
2)	集油支线管道	11.7	km	1.2	1.8	2.3	3.5	1.2	1.8
3)	集油干线管道	17.6	km	1.8	2.6	3.5	5.3	1.8	2.6
6	掺水管道（无缝钢管）								
1)	单井掺水管道	15.5	km	1.6	2.3	3.1	4.7	1.6	2.3
2)	掺水支线管道	11.7	km	1.2	1.8	2.3	3.5	1.2	1.8
3)	掺水干线管道	17.6	km	1.8	2.6	3.5	5.3	1.8	2.6
7	套管气管道（无缝钢管）								
1)	单井套管气管道	15.5	km	1.6	2.3	3.1	4.7	1.6	2.3
2)	套管气支线管道	11.7	km	1.2	1.8	2.3	3.5	1.2	1.8
3)	套管气干线管道	17.6	km	1.8	2.6	3.5	5.3	1.8	2.6
8	水准流量计	24.0	套		2.0	7.0	8.0	4.0	3.0
9	阀池 2.0m×2.0m×2.8m	24.0	座		2.0	7.0	8.0	4.0	3.0
二	注水部分								
1	注水井口工艺安装	27.0	座	1.0	3.0	5.0	6.0	6.0	6.0
2	注水管道（无缝钢管）								
1)	单井注水管道	3.6	km	0.1	0.4	0.8	0.9	0.7	0.7
2)	注水干支线管道	15.2	km	0.5	1.5	3.6	4.7	2.4	2.5
3)	注水干线管道	5.5	Km	0.5	0.6	1.4	1.9	0.5	0.6
4)	注水干线管道	5.5	Km	0.5	0.6	1.4	1.9	0.5	0.6

3.4.3.2 集输参数

温北油田温 7 区块集输参数表见表 3.4-3。

表 3.4-3 温北油田温 7 区块集输参数表

序号	项目	设计参数
1	井口集油温度	45~55℃
2	井口回压控制	≤1.0MPa
3	转油站出站温度	50~55℃
4	转油站进站压力	0.3MPa
5	联合站进站压力	0.3MPa

3.4.3.3 集输管网

集输管线部分与油、水线同沟敷设，减少现场土方工程量集输，管沟开挖宽度 $0.8+D$ 。管沟坡比为 1:1，管道在一般地段覆土应高出设计地面 0.5m，形成管堤。管沟开挖原土回填。管沟坡比为 1:1，管道在一般地段覆土应高出设计地面 0.5m，形成管堤。管线护堤左右两侧共 8~12m 范围内采用草方格网进行防风固沙处理。温北油田温 7 区块集输管网设计参数表见表 3.4-4。

表 3.4-4 温北油田温 7 区块集输管网设计参数表

管网类别	项目	管径	材质
集油管网	单井集油管道	D60×3.5/20	无缝钢管
	集油支线管道	D168×5/20	无缝钢管
	集油干线管道	D219×6/20、	无缝钢管
	保温材料	30mm	复合硅酸盐毡
	底管埋深	-1.2m	/
集气管网	单井集气管道	D60×3.5/20	无缝钢管
	集气支线管道	D76×4/20	无缝钢管
	集气干线管道	D114×5/20	无缝钢管
	保温	50mm	复合硅酸盐毡
	底管埋深	-1.4m	/
掺水管网	单井掺水管道	D32×3/20	无缝钢管
	掺水支线管道	D89×4/20	无缝钢管
	掺水干线管道	D114×4/20、D168×5/20	无缝钢管
	保温材料	30mm	复合硅酸盐毡
	底管埋深	-1.2m	
注水管网	单井注水管道	D60×7/20	无缝钢管
	注水支线管道	D114×14/20	无缝钢管
	注水支线管道	D168×20/20、D219×25/20	

3.4.3.4 掺水工艺

项目采用采油井口掺水密闭集输工艺，新建联合站储水罐来污水通过掺水泵输至相变炉加热（55℃）输至各采油平台，通过分水器向各采油井口掺热水，然后集输至转油站或联合站处理、外输。

（1）掺水规模

考虑原油按照 60%进行掺水设计，水源为含油污水，最大掺水量为 1800m³/d，选用 Q=40m³/h，H=250m，N=37kW 掺水泵 3 台，2 用 1 备。

（2）掺水工艺

三相分离器脱出的污水进入 1500m³污水罐，由回掺水泵提升并经相变加热炉加热（温度 60~70℃）后通过管道供至油区采油平台进行掺水，另一部分进入污水处理装置进行处理，处理后净化水输至油区采油平台进行注水，一体化加热高效分离装置脱出的污水进入 1500m³污水罐，以充分利用其热能。

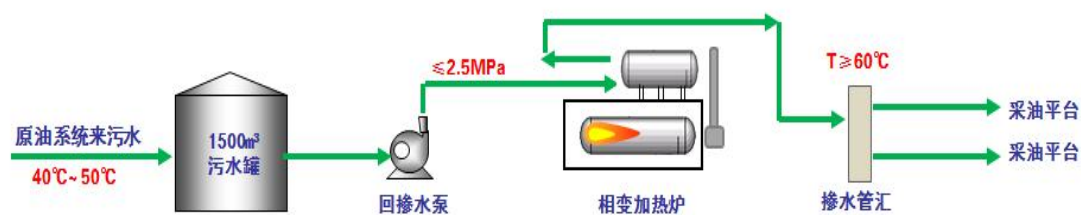


图 3.4-1 掺水部分工艺流程图

3.4.3.5 注水系统

在联合站新建注水系统，采出水处理后的水经相变加热炉加热后输送到注水井口。联合站外注水系统采用单管注水流程，在注水井口上安装高压流量自控仪进行水量计量及控制，注水管道埋地敷设，分支设阀井。

（1）注水规模

根据温北油田开发预测，最大注水量为 7964.9m³/d，考虑到 2025 年之前注水井较少，且注水量最大才能达到 1553.6m³/d，建议注水系统总体考虑，分期实施。2020 年实施一期注水工程，注水压力按照 25MPa 设计，注水规模按照 1000m³/d 考虑，待后期注水开发时机成熟时考虑二期工程。二期工程暂定 2024 年，注水压力按照 16MPa 设计，注水规模按照 5000m³/d 考虑，注水总体规模按

照 6000m³/d。温北油田温 7 区块平台注水井部署及注水量预测结果表见表 3.4-5。

表 3.4-5 温北油田温 7 区块平台注水井部署及注水量预测结果表

序号	井平台	水井数（口）	新钻水井和转注井	日注水量/m ³	
				单井	平台井
1	温 5	1	温 5	132	132
2	温 6	3	温 6、6212、6310	132	396
3	温 7	3	温 7-1、6409、6611	132	396
4	温 8	2	温 8-1、8203	132	264
5	温 9	0		0	0
6	温 10	4	6109、6305、6509、6705	132	528
7	温 11	0		0	0
8	温 12	2	6101、6701	132	264
9	温 13	2	6204、6401	132	264
10	温 14	3	6313、8301、8703	132	396
11	温 15	1	6314	132	132
12	温 16	1	8305	132	132
13	温 17	2	温 17、1785	132	264
14	温 18	3	温 18、1756、1784	132	396
15	温 19	3	1740、1744、1781	132	396
16	温 20	3	温 20、1712、1748	132	396
17	温 21	3	1737、1747、1792	132	396
18	温 22	3	温 22、1715、1751	132	396
19	温 23	2	1752、1796	132	264
20	温 24	1	1789	132	132
21	温 25	0		0	0
22	温 26	0		0	0
23	温 27	0		0	0
24	温 28	0		0	0
25	温 29	0		0	0
合计				7920	

（2）主要设备

温北油田温 7 区块设备明细表见表 3.4-6

表 3.4-6 站区注水部分主要工程量表

序号	项 目	单位	数量
1	出站注水管汇：DN20016MPa	座	1
2	出站注水管汇：DN20025MPa	座	1
3	高压注水泵：Q=60m ³ /h P=25MPa N=630kW	座	2
4	气压罐（1m ³ ∅ 0.8m×2.1m）	座	1

（3）注水水质指标

联合站采出水处理系统处理后出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）中的有关标准后，回注油藏，不外排。温北油田温 7 区块注水水质要求详见表 3.4-7。

表 3.4-7 注水水质指标表

注入层平均空气渗透率（ μm^2 ）		$>0.5\sim\leq 1.5$
1	悬浮固体含量（mg/L）	≤ 10
2	颗粒直径（ μm ）	≤ 4.0
3	含油量（mg/L）	≤ 30
4	硫酸盐还原菌 SRB（个/ml）	≤ 25
5	平均腐蚀率（mm/a）	≤ 0.076
6	腐生菌 TGB（个/ml）	$\leq n \times 10^4$
7	铁细菌 IB（个/ml）	$\leq n \times 10^4$
备注：1<n<10		

（3）注水工艺

注水工艺采用密闭注水工艺，注水水源为联合站采出水系统来净化水，经高压离心泵、柱塞泵增压后输至采油平台分系统注水，各注水井口管道上设置恒流配水装置、在线流量计量远传及压力检测远传。

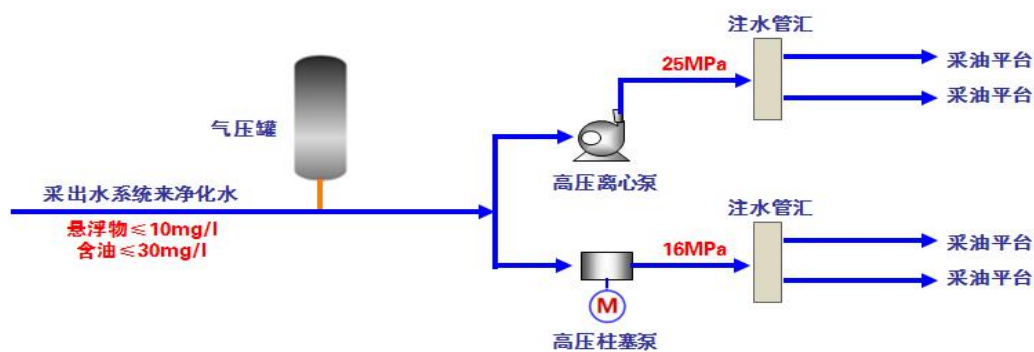


图 3.4-2 温北油田温 7 区块注水工艺流程图

3.4.3.6 采油平台

(1) 计量方式

温北油田温 7 区块主体采油工艺采用游梁抽油机，出砂严重的井采用螺杆泵抽油机。采油平台游梁式抽油机采油井采用功图法计量，螺杆泵采油井采用单井计量装置计量。

①功图法计量

直接在每口抽油机上安装示功图检测仪器，随时采集抽油泵的示功图，以及抽油机的电压、电流、载荷、位移等生产参数。为各井口设计 RTU，将数据以无线的方式上传至新建联合站。通过示功图来计算单井产液量，再通过单井采样分析含水，计算单井产油量。同时设计了软件平台，可对井口抽油机工况监测和诊断，实现智能化、网络化操作，实现 24 小时对油井工况实时监测。

②单井计量

每口单井上设置单井计量装置，该装置将油井来气、液分离后，通过旋进漩涡气体流量计、质量流量计进行气相、液相计量，同时原油含水分析仪将在线实时分析油中含水率测量，计量后气、液混合进入集输管道，进入正常生产流程。该装置可实现数据的自动调控和运行参数现场集中监测或远传等功能。

3.4.3.7 转油站

考虑设置转油站 1 座，设计规模为 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，负责温 17、温 18、温 19、温 20、温 21、温 22、温 23、温 24、温 25、温 26 采油平台采出气液混输至新建联

合站处理。考虑到节约用地，将转油站与温 22 采油平台合建，设置在温 22 采油平台上。

(1) 建设内容及规模

转油站主要建设内容及规模表见表 3.4-8。

表 3.4-8 转油站主要建设内容及规模表

序号	设备材料规格型号	单位	数量	备注
1	进站管汇：DN3501.6MPa	座	1	
2	一体化加热接转装置：Φ3.0m×10m-0.6MPa	座	2	
3	混输泵：Q=250Nm ³ /h，P=1.2MPa，N=75kW	座	3	2 用 1 备
4	DN200 放空火炬，H=20m	座	1	
5	污油回收装置	座	1	
6	撬装值班室（3m×7m）	座	1	
7	60 m ³ 储油罐	座	5	利旧

(2) 工艺流程

油区来气液进入转油站进站汇管，汇管出液进入一体化加热接转装置，通过一体化加热接转装置加热缓冲后油温升至 55℃后，经混输泵增压外输至联合站。

一体化加热接转装置加热缓冲罐分离出的伴生气经除油器进一步处理后分离出的伴生气作为加热缓冲罐燃料气用，剩下的伴生气进入混输泵增压外输。



图 3.4-3 转油站工艺流程图

3.4.4 油气处理工程

3.4.4.1 联合站

根据温北油田油藏开发方案部署，温北油田新建联合站 1 座，主要负责温北油田油田温 7 区块油气水的处理和外输。

(1) 建设内容

新建联合站具有原油处理、外输、注水、掺水、水处理、污泥处理、天然气处理、装车销售等功能，以及配套值班室、门卫、化验室、工具间、油管厂等设施。联合站平面布置图见附图 3.4-1、管网布置示意图见附图 3.4-2。

(2) 建设内容及规模

温北油田温 7 区块联合站建设内容及规模表见下表

表 3.4-9 温北油田温 7 区块联合站建设内容及规模表

序号	设备材料规格型号	单位	数量	备注
A	工艺部分			
一	原油处理部分			
(一)	一期			2021 年
1	进站管汇：DN400 1.6MPa	座	1	
2	三相分离器：φ2.8m×8.8m-0.6MPa	座	2	
3	一体化加热高效分离装置：Φ3.0m×10m-0.6MPa	座	2	
4	除油器：φ1.6m×6.4m-0.6MPa	座	1	
5	2000m ³ 多功能储油罐：D=15.7m H=11.23m	座	3	
6	大罐抽气装置：Q=20m ³ /h	套	1	
7	破乳剂加药装置（加药泵：Q=10L/h，P=1.2MPa）	座	1	
8	缓蚀剂加药装置（加药泵：Q=8L/h，P=1.2MPa）	座	1	
9	阻垢剂加药装置（加药泵：Q=8L/h，P=1.2MPa）	座	1	
10	卸油泵：Q=60m ³ /h、P=0.6MPa N=22kW（1 用 1 备）	座	2	
11	装车泵：Q=60m ³ /h、H=60m、N=22kW（1 用 1 备）	座	2	
12	60m ³ 卸油罐：2m×3m×10m	座	1	
13	装车鹤管：DN200 1.6MPa（1 套装水、1 套装油）	套	2	
14	DN200 放空火炬，高度 H=20m	座	1	

15	火炬除液器：φ1.6m×6.4m-0.6MPa	座	1	
16	80 吨电子地磅	座	1	
(二)	二期			2024 年
1	三相分离器：φ2.8m×8.8m-0.6MPa	座	1	
2	一体化加热缓冲罐：Φ3.0m×10m-0.6MPa	座	1	
3	2000m³ 多功能储油罐：D=15.7m H=11.23m	座	1	
二	注水部分			
(一)	一期			2021 年
1	出站注水管汇：DN200 16MPa	座	1	
2	出站注水管汇：DN200 25MPa	座	1	
3	高压注水泵：Q=60m³/h P=25MPa N=630kW	座	2	
4	气压罐（1m³ ∅ 0.8m×2.1m）	座	1	
(二)	二期			2024 年
1	高压注水泵：Q=80m³/h P=16MPa N=500kW	座	2	
三	掺水部分			2021 年
1	出站掺水管汇：DN250 2.5MPa	座	1	
2	掺水泵：Q=40m³/h H=60m N=17.5kW	座	3	
3	相变加热炉：N=1000kW	座	1	
四	天然气部分			
1	分离计量橇	套	1	
2	螺杆压缩机	套	1	
3	分子筛脱水橇	套	1	
4	丙烷外冷橇	套	1	
5	低温分离及混烃回收橇	套	1	
6	CNG 压缩机	套	1	
7	仪表风橇	套	1	
8	混烃储罐	套	1	
9	污油罐橇	套	1	
10	装车泵橇	套	1	
11	装车鹤管橇	套	1	
12	CNG 加气柱	套	1	
13	气动调压阀 P 进=2.0MPa, P 出=0.2~0.3MPa	套	3	发电机、加热炉和一体化装置

				用
14)	气动调压阀 P 进=2.0MPa, P 出=5~8KPa	套	1	采暖橇用
五	水部分			
一	一期工程			
1	1500m ³ 污水罐 (带内构件)	座	2	
2	500m ³ 反洗水罐	座	1	
3	反应提升泵 Q=50m ³ /h, H=60m, N=15kW	套	2	防爆
4	双滤料过滤器 Q=50m ³ /h N=150 kW 1 橇 2 罐	套	1	
5	污水回收泵 Q=30m ³ /h, P=0.6MPa, N=11kW	台	2	防爆
6	加药橇, 自带电控柜, N=2.2KW	套	3	
7	无缝钢管 D168X6	m	1200	
8	平板闸阀 Z43WF-16C DN150	个	30	
9	止回阀 H41H-16C DN150	个	6	
10	衬塑不锈钢管 DN25	m	500	
11	衬塑不锈钢球阀 DN25	个	10	
12	阀门井 长×宽×高=2.5x2x5m	座	5	钢筋混凝土结构
二	二期工程			
1	反应提升泵 Q=250m ³ /h, H=60m, N=75kW	套	2	防爆
2	污水回收泵 Q=100m ³ /h, P=0.6MPa, N=30kW	台	2	防爆
3	双滤料过滤器 Q=250m ³ /h	座	4	
4	无缝钢管 D325X8	m	800	
六	给排水部分			
1	水源井			
1)	水源井泵 Q=50m ³ /h H=200m N=30kW	台	2	
2)	水源井井口橇	套	2	
3)	无缝钢管 D168×6	m	1000	
1	给水			
1)	无缝钢管 20# D60×3.5	m	600	
2)	铝塑 PP-R 复合管 DN50	m	500	
3)	闸阀 Z41H-16C DN50	个	4	
4)	闸门井 1.50×2.0×1.95m	座	2	

5)	变频给水设备: 1 套; 其中配泵 2 台, 1 用 1 备, 每台泵 Q=5m ³ /h, H=40m。气压罐: 1 台, 变频控制柜 1 台	套	1	
6)	太阳能热水器 N=1.5kw	套	2	
3	排水			
1)	HDPE 双壁波纹排水管 DN300	m	700	
2)	UPVC 建筑排水管 DN100	m	200	
3)	排水检查井 Φ=1000	座	30	
4)	50m ³ 化粪池	座	1	
5)	复合材质井口及井盖 Φ=700	套	31	
6)	50m ³ 污水池	座	1	
7)	蹲便器	套	6	
七	供配电			
1	10kV 开关站 1 座			
1)	10kV 开关柜 KYN28A-12 (含保护、计量装置)	面	12	
2)	直流柜 65Ah (2 面柜)	套	1	
3)	电力监控系统	套	1	
2	变配电室			
1)	油浸式配电变压器 1600kVA 10/0.4kV	台	2	
2)	低压开关柜 GGD2 型 内附: 75kW 变频器 1 台	面	2	
3)	低压开关柜 GGD2 型 内附: 15kW 变频器 1 台	面	1	
4)	低压开关柜 GGD2 型 内附: 11kW 变频器 1 台	面	1	
5)	低压开关柜 GGD2 型 内附: 30kW 变频器 7 台	面	3	
6)	低压开关柜 GGD2 型	面	8	
7)	低压补偿柜 200kvar	面	2	
3	UPS 电源装置 20kVA (后备时间 60min)	套	1	
4	防爆动力配电箱	只	20	
八	仪表			
1	200 万像素星光级红外一体化网络摄像机	套	25	
2	200 万像素高清半球网络摄像机	套	6	
3	200 万像素星光级红外球型防爆网络摄像机	套	8	
4	前端设备箱:	套	35	
	集成电源模块、加热模块、熔纤盒等			
5	光纤收发器	对	35	

6	二合一避雷器	个	33	
7	16 路网络硬盘录像机 NVR（存储 90 天）	台	1	
	32 路网络硬盘录像机 NVR（存储 90 天）	台	1	
8	监控客户端（1 机双屏）	台	2	
9	IP 广播系统：	套	1	
	IP 音柱 10 个，IP 话筒 2 个，IP 广播主机			
10	48 口工业以太网交换机	台	1	
11	机柜及光纤配线架	套	1	
12	4m 成品监控立杆（含基础）	套	33	
13	4 芯铠装光缆	m	15000	
14	铠装屏蔽超五类双绞线	m	1000	
15	大屏			
1)	55 寸 LCD 拼接屏：3x5 共计 15 块屏；	套	1	
	拼接控制器；安装机架及全套附件			
2)	55 寸 LCD 拼接屏：2x3 共计 6 块屏；	套	1	
	拼接控制器；安装机架及全套附件			
九	通信			
(一)	数据接入			
1	网络语音综合接入设备由运营商提供	套	1	
2	4G 数据接入网关由运营商提供	套	1	集油区数据汇聚
(二)	计算机网络及语音系统			
1	办公网汇聚交换机	套	1	
	4 千兆光 48 千兆电			
2	自动化网汇聚交换机	套	1	
	4 千兆光 24 千兆电			
3	100 对 110 语音配线架	套	1	
(三)	火灾自动报警系统			
1	火灾报警控制器（联动型）	套	1	琴台式、3200 点
2	联动电源盘 DC24V 21A	套	1	
3	直接控制盘	套	1	
4	消防火警电话总机	套	1	
5	消防应急广播控制盘	套	1	

	含：广播分区控制器			
6	广播功率放大器 300W	套	1	
	含：应急广播音源			
7	图形显示装置	套	1	
8	双节琴台柜	套	1	
9	单节琴台柜	套	1	
10	总线隔离器	套	10	
11	点型感烟火灾探测器	套	50	
12	缆式线型感温火灾探测器	套	10	
13	手动报警按钮（含电话插孔）	套	20	
14	声光警报器	套	20	
15	防爆型红外三频火焰探测器	套	20	
16	光纤光栅感温火灾探测器	套	6	
17	星型联网集中器	套	1	
18	防爆型手动报警按钮	套	25	ExdIIBT4
19	防爆型声光警报器	套	25	ExdIIBT4
20	2.5m 安装立柱	根	25	
(四)	无线集群通信系统			
1	车载台	套	4	
2	防爆无线对讲机	部	20	优于 ExdIIBT4
十	采暖通风			
1	热源部分			
1)	采暖撬 XTG-CLH450-Q 额定供/回水温度 85/60℃	套	3	
	额定供热量 465kW，耗电量 4.05kW/380V			
	天然气耗量 52.1 Nm ³ /h			
2	供暖、通风、空调部分			
1)	供暖面积 3578.4 m ² 散热器供暖	套	1	
2)	电暖器 电功率 3kW/220V	台	2	
3)	离心电热空气幕 DRM-1200 风量 3500m ³ /h N= (15+0.34) kW U=380V	台	2	
	防爆低噪声轴流风机 DBT35-11№4 α=25° Q=7826m ³ /h, H=353.7Pa, N=1.1kW n=1450r/min, U=380V	台	21	与可燃气体浓度报警装置联锁

4)	防爆低噪声轴流风机 DBT35-11 型№3.55 风量 5484m ³ /h, 全压 278.3Pa 电功率 N=0.55kW, 叶片角度 α=25°, 转速 2900r/min, 电压 380V	台	16	与可燃气体浓度报警装置联锁
5)	低噪声轴流风机 DT35-11 型№3.55 风量 5484m ³ /h, 全压 278.3Pa 电功率 N=0.55kW, 叶片角度 α=25°, 转速 2900r/min, 电压 380V	台	7	
6)	低噪声轴流风机 DBT35-11№2.8 α=30° Q=2921m ³ /h, H=186.2Pa, N=0.18kW n=2900r/min, U=380V	台	9	
7)	卫生间通风器 ST-8-4 Q=1260m ³ /h, N=60W, U=220V	个	4	
8)	分体柜式空调 制冷量 Q=7.0kW, 耗电量 N=2.2kW, U=220V	台	11	
9)	分体壁挂式空调 制冷量 Q=3.5kW, 耗电量 N=1.3kW, U=220V	台	4	
十一	消防部分			
1	无缝钢管 20#			
	D273×7	m	2000	
2	热镀锌钢管			
	D219×6	m	800	
	D89×4	m	800	
	D60×3.5	m	800	
3	三偏心金属密封蝶阀			
	DN250	套	60	
	DN100	套	50	
	DN65	套	50	
4	2000m ³ 油罐固定喷淋冷却水装置	套	4	
5	PC16 型空气泡沫产生器 (配带附件)	套	12	
6	管牙接口加扣盖 KY100 DN100	个	11	
7	管牙接口加扣盖 KY65DN65	个	22	
8	混凝土管支墩	个	80	
9	室外地下室消火栓 SS100/65-1.6	套	20	
10	室外消防水带箱 (箱体材质为碳钢)	套	20	
11	矩形钢筋砼闸门井 3.5×2.5×3.95	座	13	
12	手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MF/ABC8	具	80	

13	手提式二氧化碳灭火器 MT7	具	18	
14	推车式二氧化碳灭火器 MTT20	具	2	
15	1500m ³ 消防水罐	座	2	
16	冷却水泵 Q=90L/s, H=130m, N=160kW	台	2	
17	泡沫泵 Q=70L/s, H=100m, N=132kW	台	2	
18	储罐压力式空气泡沫比例混合装置	座	1	
	储罐容积: 10m ³ ; 混合液流量: 48~90L/s;			
	压力等级: 1.6MPa; 混合比: 6%			
19	平板闸阀 DN250	个	20	
20	泡沫栓	个	6	
21	消防工具架	套	1	
22	消防水炮 SP30	套	2	

(3) 主要设备选型及 参数

1) 三相分离器选型参数:

a 处理油量 1500t/d

b 含水原油含水率 $\geq 60\%$

c 三相分离器出口含水率 $\leq 30\%$

参考新疆同类油田进行类比, 根据吉木萨尔页岩油含水原油脱水试验, 三相分离器出口原油含水率 $\leq 30\%$, 本次设计按照三相分离器内液相停留时间 1h, 新建 3 台三相分离器。一期 2 台, 二期 1 台。因此, 新建联合站内新建 $\phi 2.8\text{m} \times 8.8\text{m}-0.6\text{MPa}$ 三相分离器 3 台。

三相分离器采用模块化设计, 整体露天安装, 设备管道保温采用憎水型复合硅酸盐毡, 外包镀锌铁皮。三相分离器采用卧式重力沉降罐结构, 进口设截断阀门; 出水口设气动调节阀与油水界面连锁, 稳定油水界面; 油出口设截断阀。

2) 一体化加热高效分离装置选型

该装置由两部分组成, 分别由加热段、缓冲沉降段组成, 设备选型如下:

选型参数:

a) 处理油量 1500t/d

b) 含水原油含水率 $\leq 30\%$

- c) 装置进口温度 $\geq 40^{\circ}\text{C}$
- d) 装置出口温度 $\geq 60^{\circ}\text{C}$
- e) 热化学脱水温度 $60\sim 70^{\circ}\text{C}$
- f) 热化学脱水时间 $\geq 45\text{min}$

根据以上参数计算，加热段所需热负荷为 1916kW，因相变加热炉热效率较高 $\geq 91\%$ ，缓冲段按照压力脱水器考虑，考虑液相停留时间 $\geq 45\text{min}$ ，新建 3 座一体化加热高效分离装置。一期 2 座，二期 1 座。因此，新建联合站内新建一体化加热高效分离装置 3 座，单座一体化加热高效分离装置设备规格为 $\Phi 3.0\text{m} \times 10\text{m}-0.6\text{MPa}$ ，单座设备加热负荷为 1000kW。

3) 多功能储油罐

储油罐具有沉降脱水功能，同时兼净化油罐使用。根据《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）中 7.1.5 条第 2 款，原油以铁路或公路外运的油田，应根据运输距离、原油产量及其铁路运输中所处的地位等因素综合确定，储备天数一般不应小于 5d。

根据指标预测数据，进站最大油量 1500t/d，考虑到南疆地区环境恶劣，常年多频次出现冬季冰雪天气下无法运输等极端情况，方案设计整体规划 2000m³油罐 4 座，储存时间为 5.96d，一期 3 座，二期 1 座。同时，配套大罐抽气装置，满足安全环保要求。

多功能储油罐技术参数如下：

- a 容积 $V\ 2000\text{m}^3$
- b 罐底直径 $D\ \Phi 15.7\text{m}$
- c 罐壁总高度 $H\ 11.23\text{m}$

5) 装车泵及鹤管

外输管道建成之前考虑罐车装运外销，一期净化原油设计最大装车量 1000m³/d，选用 $Q=60\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=60\text{m}$ ， $N=22\text{kW}$ 装车泵 2 台，1 用 1 备，装车泵兼做装水泵使用。

原油装车按 8h 装车，每辆车拉油量为 30t，每车装车时间 0.5h，采用自动化装车，选用 DN200，流速为 0.7~1.0m/s，装车鹤管设置 2 套（1 套装油，1

套装水)。

6) 放空火炬

根据现有开发预测，事故状态下最大放空量为 $5 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ，站外设置 DN200 放空立管 1 套，火炬高度为 20m，满足站内设备安全放空要求。

7) 加药装置

结合新疆同类油田（吉木萨尔页岩油）进行方案类比设计，初步选择破乳剂加药量为 100mg/L ，阻垢剂、缓蚀剂加药量为 50mg/L ，加药点设置在联合站进站管汇处。温北油田采出液具有结垢趋势，故在进站管汇添加缓蚀剂和阻垢剂；根据脱水试验数据，破乳剂加药浓度为 50mg/l 方能满足脱水需求，故在进站管汇进口添加破乳剂。加药装置安装单罐双泵形式撬设计，破乳剂加药撬采用规格为 $Q=10\text{L/h}$ $P=1.2\text{MPa}$ 1 座，阻垢剂加药撬采用规格为 $Q=8\text{L/h}$ $P=1.2\text{MPa}$ 1 座，缓蚀剂加药撬采用规格为 $Q=8\text{L/h}$ $P=1.2\text{MPa}$ 1 座，加药罐设液位检测及搅拌器。

8) 卸车设施

方案设计卸油规模为 $600\text{m}^3/\text{d}$ ，主要集中在白天进行卸油，拉油车按 30t 考虑，卸油时间大约每车 30min。因此，本次设计站内新建 1 座两车位卸油台。为减小卸油泵对一体化装置的冲击，保证装置平稳运行，在卸油台旁新建 1 座 60m^3 卸油方罐，配套 $Q=60\text{m}^3/\text{h}$ ， $P=0.6\text{MPa}$ ，卸油泵 2 台（1 用 1 备），满足卸油需求。

9) 相变加热炉选型参数：

a) 含油污水 $1800\text{m}^3/\text{d}$

a) 进口温度 $\geq 40^\circ\text{C}$

b) 出口温度 $\geq 60^\circ\text{C}$

根据以上参数计算，加热炉所需热负荷为 2069kW ，相变加热炉热效率按照 $\geq 92\%$ 考虑，选择 2 台 1500kW 相变加热炉。

10) 排污设备

为满足设备检修及设备排污要求，原油处理装置设置排污系统， 2000m^3 多功能储油罐底水由设置的装车泵提升后进入三相分离前端回到系统中。多功能储

油罐排出的泥砂进入污水池，污水池上清液由提升泵提升进采出水处理部分进行处理，下部含油泥砂属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物中，废物代码 071-001-08。

含油泥沙在联合站晾晒场晾晒后，集中收集暂存于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 6 危险废物暂存库，定期委托库车红狮环保科技有限公司拉运处置。

3.4.4.2 原油处理

根据地面工程建设规划，拟在温 7 区块温 8 平台附近新建 50×10⁴t/a 联合处理站一座（2021 年实施一期 30×10⁴t 原油处理能力，2024 年实施二期扩容至 50×10⁴t 原油处理能力），兼顾红旗坡区块油气处理。

（1）设计参数

联合站原油处理系统设计参数表见表 3.4-10。

表 3.4-10 联合站原油处理系统设计参数表

序号	项目	设计参数
1	最大处理液量	7942m ³ /d
2	最大处理油量	1500t/d
3	进站原油含水率	≥60%
4	原油进站温度	≥40℃
5	原油进站压力	0.3MPa
6	热化学脱水温度	60~70℃
7	热化学脱水沉降时间	45min
8	卸油规模	960m ³ /d
9	净化交油温度	≥55℃
10	净化原油含水率	≤1%
11	破乳剂加药量	100ppm
12	缓蚀剂加药量	50ppm

（2）工艺流程

集油区管输来液与卸油台罐车来液混合后进站（温度≥40℃、含水≥60%），进三相分离器进行油、气、水预分离，分离出的低含水原油（含水≤30%）进入一体化加热高效分离装置进行热化学沉降脱水，分离出低含水原油（温度≥60℃、含水率≤10%）进入 2000m³多功能储油罐（具有沉降脱水功能）沉降脱水，达到交油指标（温度≥55℃、含水率≤1%）后装车外运，后期外输管网建成后管输交油。

三相分离器、一体化加热高效分离装置分出的伴生气去天然气处理系统处理，处理后的干气一部分用作站内采暖炉、加热炉以及燃气发电机用气，剩余的天然气用于生产车载 CNG 对外充装。联合站原油处理工艺流程图见图 3.4-4。

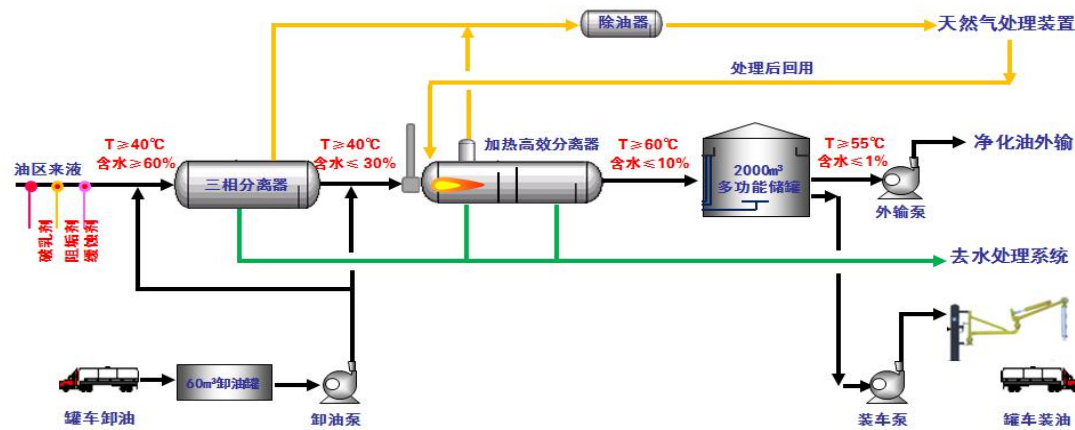


图 3.4-4 联合站原油处理工艺流程图

3.4.4.3 伴生气处理

单井产生的伴生气通过井口计量分离后，将压力大于 2.0MPa 的油井套管气与采出液经集油管道混输至联合站；将压力在 0.2MPa~2MPa 之间的套管气汇合后经套管气集气管道集输至联合站进行回收；将压力低于 0.2MPa 的套管气直接用做各终点平台水套炉燃料气使用。

因套管气出井压力低于 2MPa 的单井分布较为零散，各单井套管气在井口经节流、管线保温后经套管气支线管道汇总至套管气干线管道后统一送至联合处理站内。

（2）处理规模

现阶段仅有试油部分资料，伴生气暂无产量预测。按建设方要求，站内总的伴生气处理规模按照 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 进行考虑，预留扩建位置。

（3）产品流向及指标

集输伴生气经联合站天然气处理装置“气液分离—深度脱水”工艺处理后，优先用于联合站内一体化高效分离装置、相变加热炉、采暖橇和站内燃气发电机做燃料气使用，剩余干气经“低温脱烃—气液分离”工艺后用于生产车载 CNG 对外充装。

表 3.4-11 伴生气去向及气质要求

序号	用气点	供气量/ 10^4Nm^3	供气压/MPa	气质要求
1	一体化加热高效分离装置	0.48	0.2~0.3	/
2	相变加热炉	0.336	0.2~0.3	/
3	采暖撬	0.38	0.005~0.008	脱水后干气
4	燃气发电机组	4.2	0.1~0.3	①甲烷含量>85%; ②杂质粒度<0.005mm; ③杂质含量: $\leq 0.03\text{g/m}^3$
5	CNG	余量	25MPa	①水露点: 操作压力下水露点比环境温度低 5℃; ②烃露点: 操作压力和温度下, 不存在液态烃

(4) 工艺流程

伴生气处理流程图见图 3.4-5。

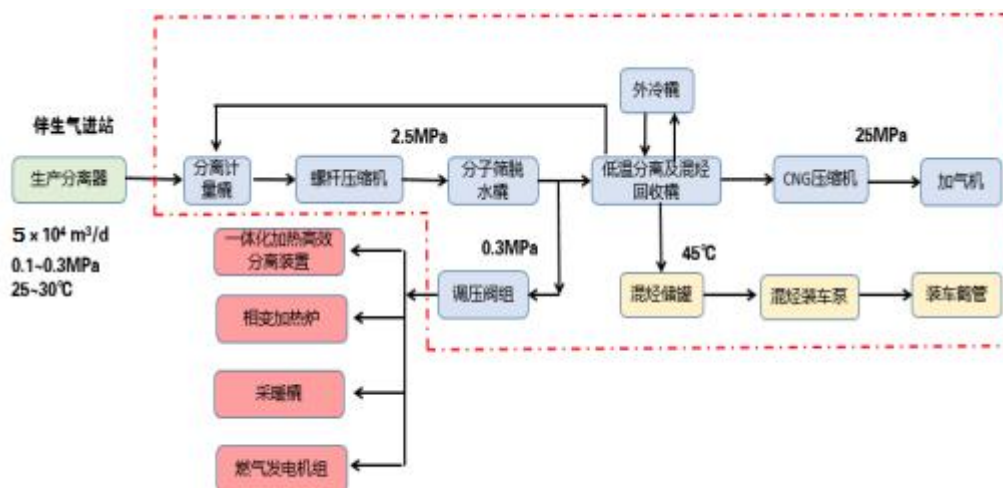


图 3.4-5 伴生气处理流程图

3.4.4.4 采出水处理系统

在联合站新建采出水处理系统，处理开发区块的采出水。

(1) 处理规模

根据产量预测及原油处理建设情况，采出水处理分两期建设。一期工程：2021~2023 年设计规模 1000m³/d，设计能力：50 m³/h；二期工程：2024~2039 年设计规模 5000m³/d，设计能力：250 m³/h；采出水处理最终规模：6000m³/d。

(2) 主要工程内容及参数

表 3.4-12 采出水处理系统主要工程内容主参数

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一	一期工程			
1	1500m3 污水罐（带内构件）	座	2	
2	500m3 反洗水罐	座	1	
3	反应提升泵 Q=50m3/h, H=60m, N=15kW	套	2	防爆
4	双滤料过滤器 Q=50m3/h N=150 kW 1 橇 2 罐	套	1	
5	污水回收泵 Q=30m3/h, P=0.6MPa, N=11kW	台	2	防爆
6	加药橇, 自带电控柜, N=2.2KW	套	3	

(3) 处理工艺

温北油田温 7 区块属高矿化度、易结垢水质，采用“重核—催化强化絮凝技术”，利用罐内微涡旋流反应理论，使重核、催化剂、混凝药剂与含油污水充分混合反应，出水在沉降段进行沉降分离，从而得到油、絮体悬浮物和水分离。

(4) 设计指标

结合注水水质指标，采出水处理设计指标为：

进水水质指标: 含油<1000mg/L 悬浮物<300mg/L

出水水质指标:

含油 $\leq 30\text{mg/L}$ 悬浮物 $\leq 10\text{mg/L}$

硫酸盐还原菌 SRB ≤ 25 (个/mL) 腐生菌 TGB $\leq n \times 10^4$ (个/mL)

铁细菌 IB $\leq n \times 10^4$ (个/mL)

(5) 工艺流程

采出水处理工艺流程如下:

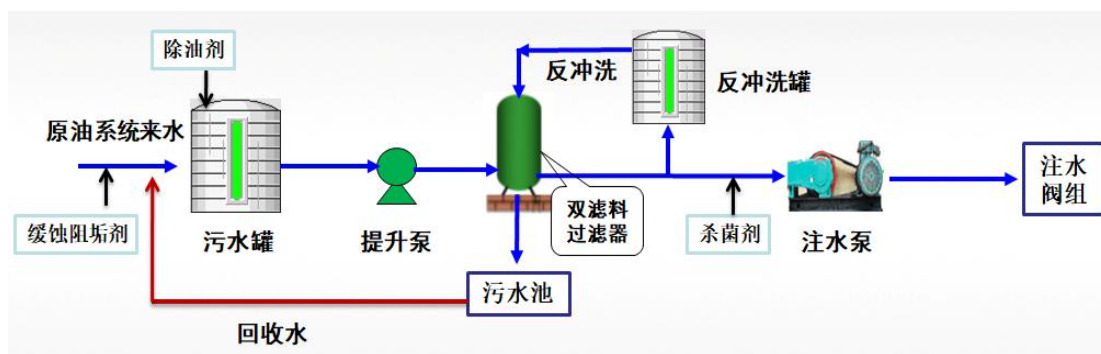


图 3.4-6 污水处理系统工艺流程图

3.4.4.5 污泥减量化方案

含油污泥主要来源于罐排污，原油系统的分离器、沉降罐及采出水处理系统污水罐排污以及采油作业现场遗留的油泥砂。

大罐排污等含油污泥首先进入收油池，收集上层浮油，下层水和泥沙进入沉降池，依靠重力进行自然沉降分离，分离出的上清液进入下一级收水池，通过污水回收泵提升至采出水处理系统处理，底部污泥通过污泥提升泵提升至污泥晾晒场。污泥晾晒场设集水设施，分离出的水回沉降池，晾晒后污泥由有资质的单位定期拉运至指定地点处理。

(1) 污泥处理规模

根据原油处理系统和采出水处理系统设计规模，一期大罐排污量约 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，作业现场油泥砂和清管产生的污泥约 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，合计含油污泥量 $250\text{m}^3/\text{d}$ ，含水率 99%~99.5%，经沉降池浓缩后，污泥量 $125\text{m}^3/\text{d}$ ，含水率 98%，经晾晒后，污泥量 $25\text{m}^3/\text{d}$ ，含水率 90%。

二期大罐排污量约 $400\text{m}^3/\text{d}$ ，作业现场油泥砂和清管产生的污泥约 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，合计含油污泥量 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，含水率 99%~99.5%，经沉降池浓缩后，污泥量 $250\text{m}^3/\text{d}$ ，含水率 98%，经晾晒后，污泥量 $50\text{m}^3/\text{d}$ ，含水率 90%。

(2) 主要工程理及参数

1) 收油池

新建收油池 2 座，钢筋混凝土结构，尺寸：长×宽×高=20×15×3.5m，地上 0.5m，地下 3.0m。

2) 污泥沉降池

新建污泥沉降池 2 座，钢筋混凝土结构，污泥沉降时间按 24h 考虑，两座污泥沉降池交替使用，长×宽×高=20×15×5m，地上 0.5m，地下 4.5m。

3) 收水池

新建收水池 2 座，回收污泥沉降池上清液和采出水处理系统过滤器反洗排污水，采用钢筋混凝土结构，尺寸：长×宽×高=20×15×3.5m，地上 0.5m，地下 3.0m。

4) 污泥晾晒场

污泥晾晒场 1 座，晾晒时间按 5~10d 考虑，钢筋混凝土结构，长×宽=50x30m，地上结构，设置 3 面 1.5m 高挡墙。

5) 污水回收泵及污油回收泵见采出水处理部分。

6) 污泥提升泵

新建污泥提升泵 2 台，1 用 1 备，泵参数：Q=25m³/h，H=30m，N=7.5kW，防爆。

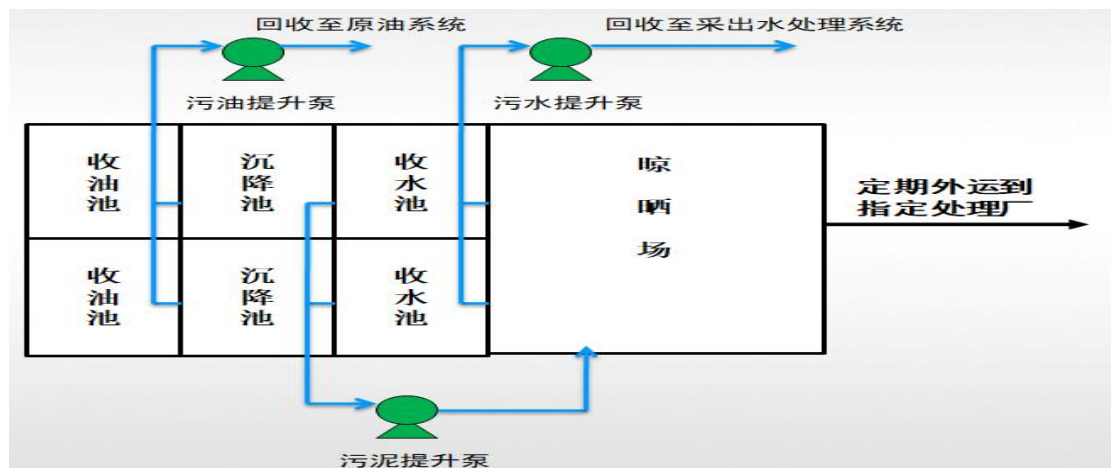


图 3.4-7 污泥减量化流程

3.4.5 闭井期

闭井期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。闭井后作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，井场清理等

施工过程。

随着油水井的关闭，相应的集输管线也将停止使用。另外，管线老化、腐蚀，无法继续承担集输任务时，也会停用，敷设新线替代。对于停用退役的管线，进行扫线清理完管线内的残油或者污水后，两端封死，保留于地下，不做开挖处理。

3.5 公用工程

3.5.1 给排水

本项目用水主要为注水、生活用水、消防用水、洗井用水、修井用水及锅炉补水。

3.5.1.1 给水

（1）水源井供水

本项目新建水源井 2 口，。新建水源井 2 口，（需要办理相关取水证明，水质需满足《生活饮用水卫生标准》GB5749 中的相关要求），水源井距联合站约 500m，单口水源井供水量按 1000m³/d 计，水源井来水经供水管网进入联合站区新建 2 座 1500m³ 生活消防合用水罐，该罐作为联合站消防、生产及生活用水。

（3）油田采出水

为节约水资源，降低开发成本，油田注水使用处理过的采出水，根据温北油田温 7 区块水量平衡表，项目采出水不能完全回注。这部分水经联合站采出水处理系统处理后可用于掺水工艺补水、洗井用水、修井用水及新钻井冲砂用水。温北油田温 7 区块水量平衡表见表 3.5-1。

表 3.5-1 温北油田温 7 区块水量平衡表

时间	日产水量 m ³ /d (1)	日注水量 m ³ /d (2)	水量平衡 m ³ /d { (1) - (2) }
2021 年	152.7	106	46.7
2022 年	501.5	425.1	76.4
2023 年	939.9	862.2	77.7
2024 年	1633	1553.6	79.4
2025 年	2756.8	2677.7	79.1
2026 年	4212.8	4134.4	78.4
2027 年	6203.2	6133.1	70.1

2027 年	7150.5	7086.9	63.6
2028 年	7851	7793.2	57.8
2029 年	8017.9	7964.9	53
2030 年	7579.7	7530.6	49.1
2031 年	7309.4	7263.6	45.8
2032 年	7051.8	7009.2	42.6
2033 年	6774.2	6734.3	39.9
2034 年	6534.2	6496.5	37.7
2035 年	6342.5	6306.9	35.6
2036 年	6145.7	6112.1	33.6
2037 年	5990.3	5958.4	31.9
2038 年	5855.9	5825.5	30.4
2039 年	5755.1	5726	29.1

（3）生产用水

（掺水工艺补水

项目采用掺水集油工艺，依据项目开发利用方案，项目油田最大集液量 1643.8m³/d，虑原油按照 60%进行掺水设计，项目设计掺水量 1800m³/d，损失量按 1%计，项目掺水工艺补水量 18m³/d。来自于联合站采出水处理系统。

（联合站加热炉补水

联合站内有 2 台相变加热炉，3 套一体一体化加热高效分离装置，用水量为 3000m³/a。均由水源井经软水制备后提供。

（井下作业用水

运营期需定期洗井采用油洗工艺，无洗井废水产生，考虑经济性，待项目集输管网建成后，洗井采用热水洗井工艺，洗井用水 30m³/井，依据建设方提供资料，项目单井开采 5 年后，洗井周期为 3 个月 1 次，则项目洗井用水 120m³/井，项目采油井共计 189 口，洗井用水 22680m³/a；修井用水为 30m³/a.口，修井周期约 1 年 1 次，则修井用水 5670m³/a。来自来自于联合站采出水处理系统。

④消防用水

本项目联合站内有 1500m³ 消防水罐 2 具，经计算，扑灭一次火灾消防总用

水量 804m³。消防用水由水源井供给。项目消防用水为间断用水，不参与计算。

5 注井用水

根据温北油田开发预测，最大注水量为 7964.9m³/d，均由采出水处理系统处理后的水提供。

(2) 生活用水

项目每个井场劳动定员 3 人，2 班运转，25 个井场用水量 4m³/d；温七区块设置 4 个井队进行故障维修及巡检，每队 8 人，共计 32 人，2 班运转，产污量 1.6m³/d；联合站劳动定员 51 人，2 班运转，产污量 2.73m³/d。项目生活用水量约 4.49m³/d（3040.45m³/a）。

(3) 消防用水

在温北区块新建水源井 4 口，消防与生产、生活用水共用，联合站配套建设消防 1000m³水罐，消防供量不小于 43m³/h。项目消防用水为间断用水，不参与计算。

3.5.1.2 排水

(1) 生产废水

（油田采出水

采出污水经联合站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注水水质的基本要求、控制指标和辅助指标后，回注油层。依据项目水平衡分析，项目采出水不能完且回注。

（联合站加热炉补水

联合站内有 2 台相变加热炉，3 套一体一体化加热高效分离装置，用水量为 3000m³/a。补水量按用水量的 1.2%计，补充量约为 36m³/a，均来自于软化水系统。

（井上作业废水

运营期洗井采用油洗工艺，无洗井废水产生，后期集输管网建成后，可采用较为经济的水洗工艺；修井用水全部回到集输系统，经联合站水处理装置处理后全部回用于生产。

(2)生活废水

项目每个井场劳动定员 3 人，2 班运转，25 个井场产污量 $3.2\text{m}^3/\text{d}$ ；温七区块设置 4 个井队进行故障维修及巡检，每队 8 人，共计 32 人，2 班运转，产污量 $1.28\text{m}^3/\text{d}$ ；联合站劳动定员 51 人，2 班运转，产污量 $2.18\text{m}^3/\text{d}$ 。项目每个井场配套建设 10m^3 防渗旱厕，收集井场生活污水。联合站配套建设 50m^3 玻璃钢化粪池+ 50m^3 污水回收池，生活污水经预处理后，由阿克苏干净环保工程科技有限公司定期用吸污车抽运至阿克苏生活污水处理厂处置。

3.5.2 供电电源

1) 采油井

温 7 区块西南部油井电源自己建的 10kV 米托线和 10kV 米海线引接，温 7 区块东北部油井电源自己建的 10kV 温托线和 1 本次新建 110kV 温柯至联合站 10kV 线路支线引接。井场内新建 10kV 预装式变电站供电。

2) 联合站

联合站工作电源引自 110kV 温柯变，在温柯变内增加 10kV 开关柜 1 面（含保护计量装置），新建 1 回 10kV 架空线路至联合站，导线采用 1XJKLGYJ-120/20 型，长度 7km；备用电源引接于 10kV 米海线，并利用站内新建 $1\times 500+2\times 1000\text{kW}$ 燃气发电机供电。

3) 水源井

水源井电源自附近的 10kV 油区 10kV 架空线路引接，井口新建 10kV 预装式变电站供电。井场内新建 10/0.4kV，80~250kVA 预装式变电站供电。

3.5.3 消防

（1）外部依托

新建联合站距离温宿县消防大队约 20km，消防车可以在 30min 内到达，可以作为本工程的外部消防依托。联合站为三级站场，配备 2 台单车泡沫容积不小于 3000L 的消防车。消防车放置在温宿县消防大队。

（4）联合站

联合站消防设置固定式消防冷却给水系统及固定式低倍数泡沫灭火系统。

3.5.4 供暖

联合站由采暖热源采用 3 台额定供热量为 465kW 的采暖撬，额定供回水温度为 85/60℃，单台天然气耗量 52.1Nm³/h 撬站供暖，各井场办公生活区由电暖气供暖。

3.5.5 通信

新建及已建平台井大多位于温宿县周边，运营商无线公网覆盖状况良好。已建平台井均利用运营商 4G 网络传输数据。

3.6 生产工艺简介

3.6.1 施工期主要工艺流程

项目施工活动主要有钻井、井下作业、管线敷设及地面井场、转油站、联合站建设及配套工程建设等。

3.6.1.1 钻井工艺

钻井工艺按其顺序包括如下过程：



图 3.6-1 钻井工艺流程图

（1）钻前工程

钻前工程主要包括：场地平整、井场基础建设（泥浆循环系统及设备的基础准备）、钻井设备搬运和安装以及配套设施布置与建设。这些设施建成并经验收合格后进入钻井作业工序。

（2）钻井

钻井工程主要包含钻井、录井、测井、固井等，安装钻井设备，柴油发电机带动钻井设备工作。

水基泥浆常规钻井工艺属过平衡钻井技术，作用于井底的压力大于该处地层孔隙压力情况下的钻井作业：以柴油机为动力，通过钻机、转盘带动钻杆切削地

层，同时由钻井泥浆泵经钻杆向井内注入高压钻井泥浆，冲刷井底，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。钻井中途会停钻，以便起下钻具更换钻头、下套管、测井和后续井身固井作业。本项目全井段采用水基泥浆钻。钻井作业 24h 连续进行。

根据本区域石油埋藏的地理、地质特征及油井产能大小和开发井网设计，探井多为斜井，采用分段钻探方式（一开、二开）钻井。

1) 钻井工艺

①钻井设备与技术

钻井主要设备包括钻机、钻头、钻井液和固控装置等。钻井作业时，依靠钻机的动力带动钻杆和钻头旋转，钻头逐次向下破碎遇到的岩层，并形成一个井筒（井眼）。钻头在破碎岩层的同时，通过空心的钻杆向地下注入钻井液（钻井泥浆），将钻头在破碎地层而产生的大量岩屑由循环的钻井液带到地面。地面的固控装置包括高性能泥浆振动筛和离心机，将钻井液中的岩屑清除后，通过钻井泵再次将钻井液打入井内。钻井液经过钻杆内孔到达钻头水眼处，再从井壁与钻柱的环形空间返回流至地面的。钻进的过程即钻头破碎岩石及钻井液通过循环不断携带出钻屑并形成井筒的过程。

②工艺流程主要过程：

一开作业：组合一开钻具下钻，下钻至设计一开深度。

下表层套管：钻井开孔后钻到表土层以下的基岩，或钻达一定深度，下入表层套管。主要作用：隔离上部含水层，不使地面水和表层地下水渗入井筒；保护井口，加固表土层井段的井壁；对于继续钻下去会遇到高压油气层的，在表层套管上安装防喷器预防井喷。

固井：固井是在井眼内下入套管柱，在套管柱与井壁环形空间注入水泥浆进行封固，目的是封隔疏松、易塌、易漏等底层；封隔油、气、水层，防止互相串通，形成油气通道；安装井口，控制气流，以利于钻井和生产。用水泥封堵表层套管与井壁之间的间隙。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注

水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。水泥浆需返出井口，起到隔离地层和保护井壁的作用。循环处理泥浆（降低完井处理泥浆密度至固井需要泥浆密度）；召开固井现场施工会议；注入前置液（本区块为清水）；注入所需用量及合适密度的水泥浆；注入顶替液（本区块为清水）至碰压；碰压合格后，适当憋压核对数据后固井完成。固井过程中不产生污染物。

钻进：根据需要进行二开等作业，下钻钻至目的层。

录井：钻井到一定深度，用岩矿分析、地球化学、地球物理等方法，观察、采集、记录、分析随钻过程中的固体、液体等井筒返出物信息，以此建立录井地质剖面、发现油气显示、评价油气层，该过程称为录井。

电测：根据地质需要，选用适合的测井项目对钻开地层进行电测，最终根据电测曲线了解地层的特征及地层含油、气情况。

本项目采用 Eclips5700 以上组合测井系列，对全井段进行电传测井，Eclips5700 测井属电传型号成像测井系统，分为地面装备（井下电传信号收集设备、计算机分析终端组成）、电缆（500kb/s 传输速率电缆）、井下仪器（地层微电阻率扫描、偶极横波声波、超声波成像仪、地震成像、地层动态检测仪、方位电阻率成像、核孔隙度岩性仪、自然伽马测井、阵列声波等）。

在阶段性钻进完成后进行固井作业。在井口内下入优质钢管，并在井筒与钢管环空填充水泥，固井使用的混凝土为预拌混凝土。固井作业是钻井达到各段预定深度后，下入套管并注入水泥浆至水泥浆返至地面，封固套管和井壁之间的环形空间的作业。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全设施等。

（3）射孔、压裂、完井：

射孔：是用特殊聚能器材进入井眼预定层进行爆炸开孔，让井下地层内流体进入孔眼的作业活动。本项目采用油管传输射孔方式。

压裂：是利用地面高压泵组，将高粘度液体以大大超过地层吸收能力的排量

注入井中，随即在井底附近憋起高压。当压力超过井壁附近地应力及岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝。继续将带有支撑剂（一般为石英砂）的压裂液注入裂缝，使裂缝向前延伸，并在裂缝中填充支撑剂。这样，在停泵后即可在地层中形成足够长度、一定宽度及高度的填砂裂缝。由于这个裂缝扩大了油气流动通道，改善了地层渗透性，可起到增产增注作用。

完井：根据录井以显示和电测解释确认有油气层存在，采用油层套管完井，若无油气层，则裸眼完井。

完井作业还包括下油管、装油管头和采油树，然后进行替喷、诱导油流使油气进入井眼，为下一步进行采油生产做准备。

完井后，要换装井口装置，安装注水所用的输水泵、反冲洗泵等设备，其余设施将拆除。钻井液全部回收，井场无遗留。钻井过程中产生的废渣、废水进行清理处理。对无开采价值的井用水泥封固，并恢复期原有的土地利用现状。

3.6.1.2 地面工程

地面工程工艺按其顺序包括如下过程：

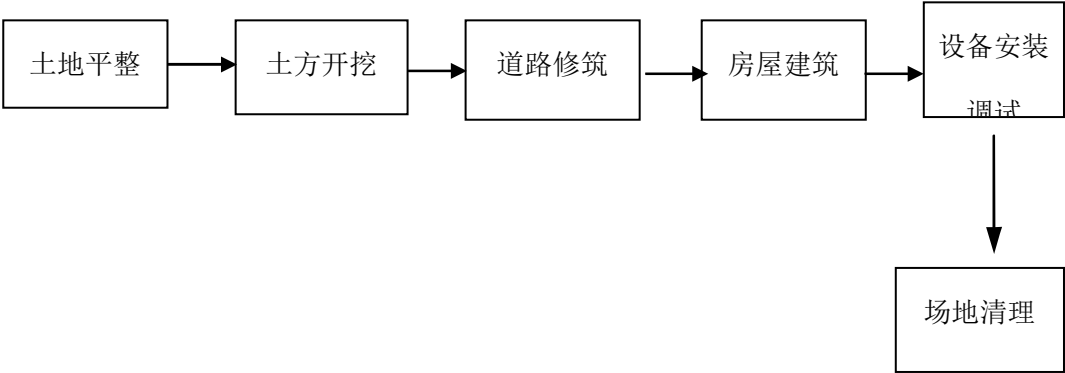


图 3.6-2 地面工程工艺流程图

主要过程：首先平整土地、土方开挖，道路、房屋建筑的基础建设，设备的安装、调试，最后进行场地清理及绿化。本项目地面工程主要进行联合站、倒班楼、井场及道路的建设。

3.6.1.3 线路工程

线路工程的工艺流程图如下所示：

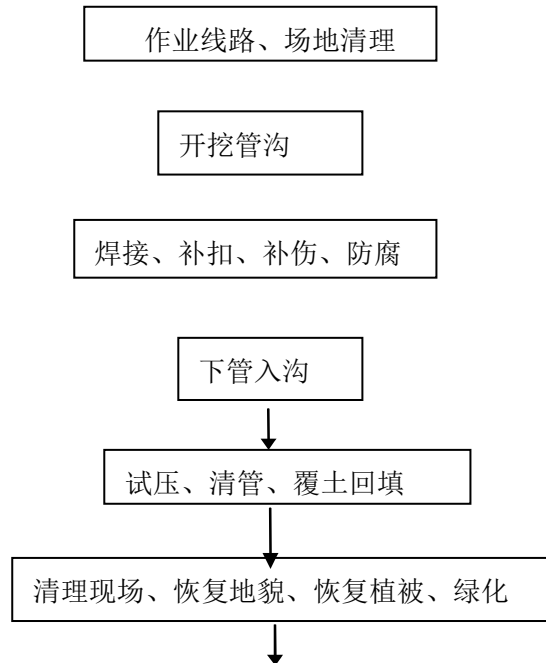


图 3.6-3 线路工程施工工艺流程图

主要过程：首先清理施工现场、平整工作带，管材防腐绝缘后运到现场；开始布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，在完成管沟开挖，道路穿越等基础工作以后下沟。管线分段施工，分段试压。对管沟覆土回填，清理作业现场，恢复地貌、恢复地表，竣工验收。

3.6.2 运行期主要工艺流程

运行期为采油、注水、注气、井下作业、油气集输、油气处理时段。采油段包括采油、注气、注水；井下作业包括修井、洗井过程。

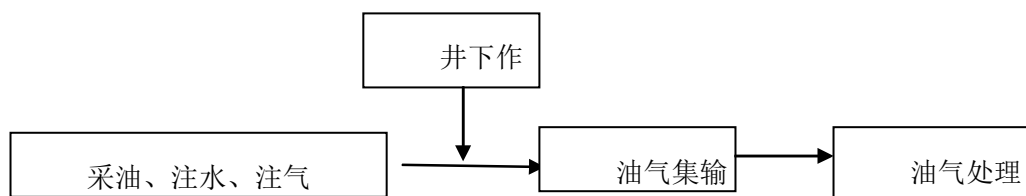


图 3.6-4 运行期工艺流程图

3.6.3 闭井期主要工艺

闭井期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段。

闭井后作业主要包括拆除井场的采油设备、设施,封闭出油层段和采油井口，井场清理等施工过程。

3.6.3.1 油、水井退役封井

具体流程如下

1、拆除井场的采油设备、设施，施工准备。

洗井：用脱油地层水 60m³ 反循环洗井，泵压 20MPa，排量 20m³/h，出口进站，按井深度进行洗井。洗井废水通过罐车拉运至联合站污水处理系统处理达标后回注。

套管溢流，放压，泵罐收水。

拆除油管：上提油管至 45 吨，管柱卡；倒扣起；更换井口大四通和底法兰，升高短节；送反扣钻杆排钻杆。

2、通井：下通井管柱，起出全部通井管柱；反复刮削 3 次，起出全部刮削管柱。

3、封闭井口，分三次进行

（1）第一个灰塞注灰准备；上提管柱，完成注灰深度；洗井；注灰：配灰浆、替灰浆、反洗井、候凝。

（2）第二个灰塞注灰准备；上提管柱；洗井；管柱上提；；注灰：配灰浆、替灰浆、反洗井、候凝。

（3）第三个灰塞注灰准备；上提管柱，完成注灰深度；洗井；注灰。含水层 段都用水泥封井。

4、完井：拆防喷器、拆井口大四通及套管升高短节，装井口防喷防盗装置，井口注钢筋混凝土墩，按标准做好标记，恢复井场。

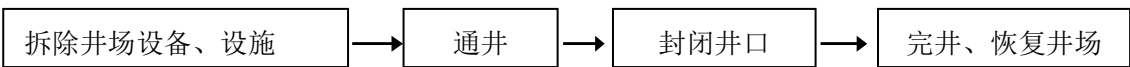


图 3.6-5 油、水井闭井期工艺流程图

3.6.3.2 集输管线退役

随着油水井的关闭，相应的集输管线也将停止使用。另外，管线老化、腐蚀，无法继续承担集输任务时，也会停用，敷设新线替代。对于停用退役的管线，进行扫线清理完管线内的残油或者污水后，两端封死，保留于地下，不做开挖处理。具体的施工程序如下：

（1）扫线。对于输油管线，先用清水顶替，把残油顶驱到站内。再用压风机扫线，把水扫出来；对于注水干线，直接用压风机扫线。

（2）在退役管线的两端进行开挖，露出管线后进行管线截断，然后利用档板焊封管线两端。

3.6.4 产污环节分析

3.6.4.1 施工期

（1）废气

施工期项目钻井设备依托农村电网，无燃料废气产生，废气污染源主要是施工扬尘、运输车辆的汽车尾气。

（2）废水

废水主要污染源为钻井冲砂废水、压裂返排液和生活污水。

（3）噪声

噪声主要包括柴油机、钻机、车辆运输噪声以及各种机械转动所产生的噪声。

（4）固体废弃物

固体废弃物主要是钻井泥浆、钻井岩屑、落地油、压裂污泥及生活垃圾。

（4）生态

道路施工、联合站及倒班楼的建设对周围环境的影响主要是对地表植被的破坏以及永久占地。另外，管线的铺设还会对景观环境产生一定影响，施工过程中将占用土地，且建成后对管线上方地表土地利用有一定限制和要求。

3.6.4.2 运行期

（1）废气

废气污染源主要是联合站加热炉废气、储罐的烃类气体排放、污油池废气、

危废间废气、食堂油烟废气、油气集输的无组织挥发烃类气体。

（2）废水

本项目废水主要为井下作业过程中产生的洗井、冲砂废水，联合站运行过程中的油田采出水以及员工的生活污水。

（3）噪声

主要为联合站运行过程中的设备噪声以及井口处的抽油机、电机等设备噪声。

（4）固体废物

主要为井下作业过程中洗井、修井产生的少量落地油，联合站运行过程中产生的含油污泥、设备维护保养过程中产生的废机油、废油桶、挥发性有机物的吸附用的废旧活性炭、员工产生的生活垃圾。

3、闭井期

闭井期人员全部撤离，生产设备及地面场站全部拆除，主要是进行生态恢复。根据产能单井产能递减量及井的单井产量来决定是否关井（产能替代计划），基本在各油田来平衡。

闭井期有少量的施工废气、清管废水、废弃残渣及拆除设备的噪声。

在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中进行收集，外运至指定的固体废物填埋场填埋处理。

油田开发建设施工、生产运行过程主要产污环节分析详见图 3.6-7。

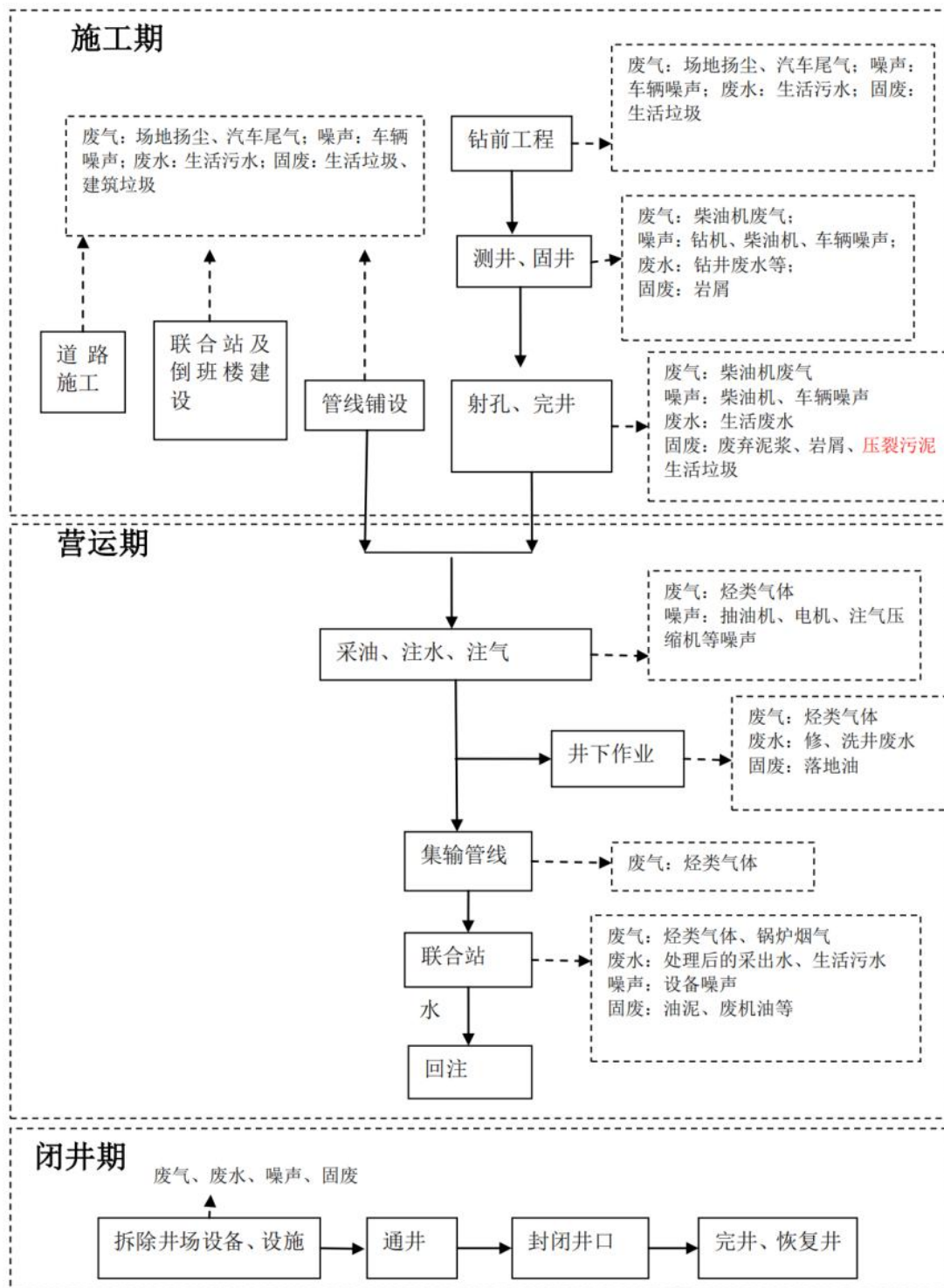


图 3.6-7 油田开发建设施工、生产运行过程主要产污环节分析详

3.7 本工程主要污染源

3.7.1 施工期污染源

3.7.1.1 钻井固废

(1) 废钻井泥浆

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用或钻井完工后剩余的泥浆，其产生量随井深和井径的不同而改变。根据类比油井的调查情况，钻井泥浆产生量可按照经验公式推算：

$$V=0.125\pi D^2h+18(h-1000)/500+116$$

式中：

V—废弃钻井泥浆产生量，m³；

D—钻井的直径；

h—钻井的深度，m。

本项目井深设计为一开钻头 311.2mm（深度为 260m），二开钻头为 215.9mm（至目的井深），温北油田温 7 区块油气藏埋藏深度 1100~1770m，钻井泥浆产生量为约 278m³/井，温 7 区块钻井泥浆产生总量为 64774m³。依据设计规范，项目钻井泥浆循环率需达到 90%，则项目废钻井泥浆产生量约 6477.4m³，项目钻井液密度控制值为 1.10g/cm³，则项目废钻井泥浆产生量为 7125.14t。

(2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50%混入泥浆中，其余经泥浆循环泵带出井口，经岩屑收集传输系统收集后外运集中处置。钻井岩屑的产生量可按经验公式计算：

$$W=\pi D^2hd/4\times 50\%$$

式中：

W—井场岩屑产生量，t； D—钻井直径；

h—钻井深度，m；

d—岩石密度，t/m³，取 2.2t/m³。

根据本项目钻井的直径及深度计算得出，钻井岩屑产生总量为 92t/井，温北

油田温 7 区块钻井岩屑产生总量为 21438t。

废弃钻井泥浆成分主要为水基钻井液（非磺化钻井液）钻井中产生钻井废弃物的固体部分，即泥浆不落地技术产生的固体部分。根据《国家危险废物名录》和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）中对于一般工业固废的定义，水基钻井液（非磺化钻井液）钻井中产生钻井废弃物的固体部分固废属性判定为一般固体废弃物。

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，属于一般工业固体废物。

项目钻井泥浆及岩屑运至阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站，经“深锥浓密机+带式压滤机”处理分离后产生的固相，经检测满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）第一类固体废物要求后，拉运至温宿产业园区一般工业固废填埋场填埋。依据《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站（钻屑泥浆）建设项目竣工环境保护验收监测报告表》，项目现有工程产生的废钻井泥浆及岩屑经“三废”处理站处置后，排放量约为 558.8t。

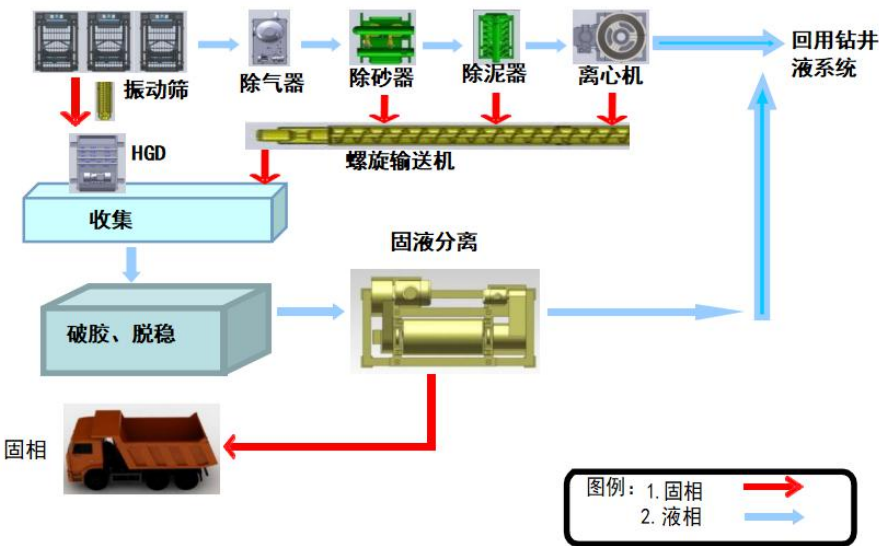


图 3.7-1 钻井泥浆不落地工艺流程图

(3) 落地油泥

本项目采用过平衡或近平衡钻井，在油气井钻井过程中，井筒液柱压力大于地层孔隙压力（有时甚至低于地层孔隙压力），严禁地层流体进入井筒，因此钻井过程中无液体伴随井筒回到地面。项目钻井设备、试采设备、泥浆罐、储油罐下铺设 HDPE 土工膜，同时 HDPE 土工膜敷设外延 0.5m 以上，以防止落地油污染土壤环境，采出液密闭输送至储罐内暂存，因此正常工况不会产生落地油。

若操作不当将产生落地油，如：油井采油树阀门事故状态下泄漏、原油输送管线破损情况将产生落地原油。为了防止事故状态下产生的落地油对环境的影响，油井采油树周围、输油管线下方均铺设防渗膜，利用 1.5mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）防渗/土工膜作为底层，在人工衬层上覆盖一层天然材料，利用机械将衬层压实，最后在衬层上覆盖 5cm 以上厚度的粘土，最后进行压实，将钻井平台安置在上述防渗地面上，同时并覆盖设备底座外边沿 0.5 米以上，防渗膜四周要加设高度为 20cm 的覆土围堰，渗透系数不大于 10^{-10}cm/s 。事故状态下油类将落至防渗膜上。防渗膜将有效收集事故状态产生的落地油，回收的落地油暂存于站场内污油罐内，交有资质的单位处理。事故状态下产生的落地油为 2t/口，因本项目只涉及钻井期，且时间较短，本项目事故状态下产生落地油暂存于污油罐内。污油罐存放区利用 1.5mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）防渗/土工膜作为底层，渗透系数小于 10^{-10}cm/s ，防渗膜四周要加设高度为 20cm 的覆土围堰。

（4）废酸化压裂返排液

温北油田温 7 区块目前阶段尚无迫切压裂的需求，长远地看，未来应当考虑酸化压裂增产措施。项目为低渗透油井，依据第一次污染普查《0790 与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数表》，酸化液为危险废物，低渗透井酸化压裂产污系数为 $18.62\text{m}^3/\text{井次}$ 。

项目后期需增加酸化压裂液预处理设施。酸化压裂返排液经过中和、气浮、沉降、多级过滤处理后进入联合站采出水处理系统处理后全部回注地层，不能处理的污泥，交由有资质的单位处置。

（5）生活垃圾

项目施工人员 32 人，单井完井周期约 30 天，则项目施工期垃圾产生量共计

110.88t, 生活垃圾产生量由项目区垃圾筒集中收集, 委托当地环卫部门定期清运至温宿县生活垃圾填埋场处置, 对外环境影响较小。

3.7.1.2 废水

(1) 生产废水

钻井废水是油田开发初期在油(水)井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等产生的废水, 废水中主要污染物为 SS、COD、石油类等。温北油田单井钻井废水产生量约为 298.8m³。

(2) 生活污水

项目施工期进场施工人员共计 32 人, 2 班运转, 产污量 1.28m³/d (467m³/a)。生活污水主要污染物为 COD、SS、NH₃-N, 项目生活污水排放污染物分别为 COD0.17t/a、SS0.14t/a、NH₃-N0.01t/a。

3.7.1.3 废气

(1) 钻井废气

温 7 区块西南部油井电源自己建的 10kV 米托线和 10kV 米海线引接, 温 7 区块东北部油井电源自己建的 10kV 温托线和 1 本次新建 110kV 温柯至联合站 10kV 线路支线引接。井场动力来源为电力, 无燃料废气产生。

(2) 运输车辆废气

产建工程施工期, 建筑材料堆放及机械的拉运需要的运输车辆较多, 车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。根据类比调查, 每辆车日耗油量约 11.52kg (其中 70%为柴油、30%为汽油), 则每辆车平均日排放烃类物质 0.025kg、NO_x 为 0.034kg。本次产建工程施工期初步估算各类运输车辆约 20 辆, 预计每天可排放烃类物质 0.5kg/d、NO_x 0.68kg/d。

(3) 施工扬尘

本项目施工扬尘主要来自于钻采过程、管线敷设、井场清理、倒班楼、联合站的建设及部分车辆的来往行驶。同时本项目需新建单井管线及部分进场道路, 管线以开挖埋地为主。本工程管道采用全线埋地敷设, 必须埋设于最大冻土深度以下, 因此本工程管顶最小埋深为 1.5m。管沟边坡比为 1: 1, 管沟加宽裕量一般为 0.5m。管线开挖过程及道路施工中也会产生一定扬尘。预计扬尘产生浓度

为 $0.50\text{mg}/\text{m}^3$ 。

3.7.2 运营期污染源

3.7.2.1 废气

温北油田温 7 区块主要废气为联合站加热及发电设备燃料废气，井场无组织放散的挥发性有机物。

(1) 加热炉燃料废气

联合站内有 2 台相变加热炉，3 套一体一体化加热高效分离装置，3 台额定供热量为 465kW 的采暖撬。用气量 $1.196 \times 10^4 \text{Nm}^3$ 。依据第二次全国污染源普查工业污染源普查《2511 原油加工及石油制品制造行业》计算，项目各加热炉产生的工业废气量为 141875.5 万 Nm^3/a ， SO_2 产生量 8.3t/a、 NO_2 产生量 73.75t/a，TSP 产生量 6.98t/a，挥发性有机物产生量 7.31t/a。

(2) 燃气发电机废气

联合站燃气发电机用气量 $4.2 \times 10^4 \text{Nm}^3$ ，伴生气在使用过程会产生燃烧废气，污染因子为 SO_2 、 NO_x 、颗粒物、CO 等。根据第二次全国污染源普查工业污染源普查《4411 火力发电、4412 热电联产行业系数手册》，以天然气作为原料的燃机废气量 $24.55 \text{Nm}^3/\text{m}^3$ ，颗粒物产污系数 $103.9 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 产污系数 $2 \text{Sarmg}/\text{m}^3$ ， NO_x （低氮燃烧器）产污系数 $1270 \text{mg}/\text{m}^3$ 。

目前温 7 区块已勘探油井伴生气未检出 H_2S ，但随着后期区块的开采，伴生气的性质存在不确定性。

全国各地的天然气根据气源地不同，硫含量都不一样，根据《天然气》（GB17820-2018），天然气总硫含量的要求为：1 类 $\leq 20 \text{mg}/\text{m}^3$ ；2 类 $\leq 100 \text{mg}/\text{m}^3$ 。如果作为民用燃料，天然气总硫含量应符合 1 类气或 2 类气的标准。一般城市使用天然气均符合 2 类气的标准，根据建设单位提供的伴生气成分表，未检出 H_2S 。本次评价取 $100 \text{mg}/\text{m}^3$ ，则本次评价天然气中硫含量以 $100 \text{mg}/\text{m}^3$ 计，即上表中 Sar 取 100。

则项目燃气发电机废气量为 $1.03 \times 10^6 \text{Nm}^3$ ，颗粒物 4.36kg/a， SO_2 28.4kg/a， NO_x 53.34kg/a。项目燃气发电机组废气经 12m 高排气筒排放，颗粒物排放浓度

为 4.23mg/m³，SO₂27.57mg/m³，NO_x51.79mg/m³。满足《车用压燃式、气体燃料点燃式发动机与汽车排气污染物排放限值及测量方法（中国Ⅲ、Ⅳ、Ⅴ阶段）》（GB17691-2005）中第五阶段排放标准。

（3）油气集输无组织挥发烃类气体

项目运营期排放的大气污染物为油气采集、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。本项目生产过程中，采油井井口会有烃类无组织挥发。油气集输过程采用密闭流程，井口密封，可有效减少烃类气体的挥发，由国内外有关计算和油田实测数据分析，采用上述集输工艺，其烃类气体的损耗可控制在 1% 以下；根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》附表 5，石油开采过程中挥发性有机物排放系数为 1.4175g/kg。根据井场采油情况，计算各井场非甲烷总烃的排放量如下所示。

表 3.7-1 温北油田温 7 区块各井场非甲烷总烃最大挥发量

区块	井场	油井个数	井场最大产油量（t/d）	井场非甲烷总烃最大挥发量（t/a）
温 7 区块	温 5	2	/	/
	温 6	12	116.64	0.60
	温 7	15	206.92	1.07
	温 8	9	87.48	0.45
	温 9	4	98.88	0.51
	温 10	13	156.92	0.81
	温 11	3	119.16	0.62
	温 12	13	156.92	0.81
	温 13	11	135.71	0.70
	温 14	7	68.04	0.35
	温 15	5	79.16	0.41
	温 16	7	98.04	0.51
	温 17	17	224.59	1.16
	温 18	9+1	112.48	0.58
	温 19	9	87.48	0.45
	温 20	12	116.64	0.60
	温 21	11	122.20	0.63
	温 22	11	158.72	0.82
	温 23	5	48.60	0.25
	温 24	5	48.60	0.25
	温 25		109.56	0.57

	温 26		82.17	0.43
	温 27		91.30	0.47
	温 28		109.56	0.57
	温 29		9.13	0.05
	合计			13.68

(4) 储油罐烃类挥发

本项目联合站原油处理规模 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，在联合站运营过程中原油储罐会有非甲烷总烃的无组织排放，这些烃类气体主要成分为 C1-C5 的烃类物质，这是本工程特征大气污染物。烃类主要产生于原油存储、转运。原油存储于储油罐内，由于罐内气体空间温度差异，引起可挥发烃类气体经呼吸阀排出，被称为“小呼吸”；储罐内在收发油品时，由于油气空间容积的变化，导致油气呼出或外界空气的吸入，也会造成烃类挥发，被称为“大呼吸”；装车时，油品向汽车槽车装油过程会中会造成烃类挥发。

本项目共有 4 个原油储罐，原油储罐的设计参数如下表。

表 3.7-2 原油储罐的设计参数

序号	储罐名称	数量	周转周期	设计压力 kPa		设计温度 (°C)	介质	设备类型	储罐直径 (m)	罐壁高度 (m)	介质密度 (kg/m³)
				正压	负压						
1	2000m³原油储罐	4	61	2	0.5	55	原油	拱顶	15.7	11.23	933

烃类气体排放量根据美国石油学会推荐的计算油罐储存损耗的公式对拟建油罐非甲烷总烃气体挥发进行理论计算。

(小呼吸产生计算)

小呼吸排放是油罐在没有收发油作业的情况下，随着外界气温、压力在一天内的升降周期变化，罐内气体空间温度、油品蒸发速度、油气浓度和蒸汽压力也随之变化。这种变化引起蒸汽的膨胀和收缩而产生的蒸汽排出，它出现在罐内液面无任何变化的情况，是非人为干扰的自然排放方式。

$$LB = 0.91 \times M \left[\frac{P}{(100910 - P)} \right]^{0.68} \times D^{1.73} \times H^{0.51} \times FP \times C \times KC$$

式中：LB 一固定顶罐的小呼吸排放量 (Kg/a)；

M —储罐内蒸汽的分子量；（美国石油学会推荐 64）

P —在大量液体状态下，真实的蒸汽压力（Pa）；按饱和压力计，12290.8Pa；

D —罐的直径；本工程中 D =21m，14.5m，14.5m；

H —平均蒸汽空间高度（m）；H=0.1m；

T —一天之内的平均温度差（℃）； T =10℃；

FP —涂层因子（无量纲）；FP=1.25；

C—用于小直径罐的调节因子（无量纲）；直径大于 9 米的 C = 1 ；

KC —产品因子（石油原油 KC=0.65，其它的有机液体取 1.0）。根据经验公式，饱和蒸汽压 PH 计算方法如下：

计算得 2000m³沉降罐“小呼吸”产生量为 0.19t/a。

（大呼吸产生计算

油罐进油时，由于油面逐渐升高，气体空间逐渐减小，罐内压力增大，当压力超过呼吸阀控制压力时，一定浓度的油蒸气开始从呼吸阀呼出，直到油罐停止收油，所呼出的油蒸气造成油品蒸发的损失。油罐向外发油时，由于油面不断降低，气体空间逐渐增加，罐内压力减小，当压力小于呼吸阀控制真空度时，油罐开始吸入新鲜空气，由于油面上方空间油气没有达到饱和，促使油品蒸发加速，使其重新达到饱和，罐内压力再次上升，造成部分油蒸气从呼吸阀呼出。

可由下式估算固定顶罐的大呼吸排放：

$$L_w = 4.188 \times 10^{-7} \times M \times P \times K_N \times K_C$$

式中： LW —固定顶罐的工作损失（Kg/m³）；

KN —周转因子（无量纲），取值按年周转次数（K）确定 $K \leq 36$ ， $K_N = 1$ ；

$36 < K \leq 220$ ， $K_N = 11.46 \times K^{-0.7026}$ ； $K > 220$ ， $K_N = 0.26$ 。

其它的同呼吸排放计算公式。

计算结果：2000m³ 沉降罐 “大呼吸” 产生量为 13.45t/a

表 3.7-3 储罐呼吸产生量结果表

序号	储罐名称	“小呼吸”产生量 (t/a)	“大呼吸”产生量 (t/a)	挥发烃产生量 (t/a)
1	2000m³储油罐	0.19	13.45	13.64
2	4 个罐	0.76	53.8	54.56

(5) 食堂油烟

油烟废气是指食用油及食品在高温下的挥发物，它是食用油及食品的氧化、裂解、水解而形成的气态有机物，成分较为复杂，其中含有对人体健康与环境有危害的物质。本项目用餐人数为 158 人。根据居民用油情况的类比调查，目前居民食用油用量约 30g/人·d，一般油烟挥发量占总耗油量的 2~4%，平均为 2.83%，据此计算，本项目将产生油烟 134.14g/d (48.96kg/a)。食堂设置 4 个灶头，属中等规模，按使用高峰 4h 计，项目源强约 0.034kg/h，排风机风量为 6000m³/h，则油烟的产生浓度为 5.67mg/m³。采用油烟净化器处理，中等规模餐饮业油烟去除效率取 75%，则油烟排放量为 8.5g/d (3.1kg/a)，油烟排放浓度为 1.41mg/m³。可达《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）中油烟浓度≤2mg/m³要求。

(6) 火炬放空

本项目在生产装置停车或出现突发性事故状态时会开启放空系统，处理放散的可燃气体。联合站放空系统井场放空系统设有放空立管及点火系统。放空气体先通过阻火器进入放空火炬进行点燃放空。

3.7.2.2 废水

(1) 油田采出水

依据温北油田温 7 区块产量预测，项目采出水最大产生量 8017.9t/a，石油类≤300mg/L，SS≤100mg/L，经集输管线输送至联合站采出水处理系统处理后，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注水水质的基本要求后回注地层。

温 5 井场撬装式污水处理集成装置处理规模 100m³/d，处理工艺为“混凝沉淀+过滤”，设计出水水质为：石油类≤30mg/L，SS≤10mg/L，硫酸盐还原菌 SRB≤25（个/mL），腐生菌 TGB≤n×10⁴（个/mL），铁细菌 IB≤n×10⁴（个

/mL) 达到碎屑岩油藏注水水质指标。

(2) 井下作业用水

运营前期需定期洗井采用油洗工艺, 无洗井废水产生, 考虑经济性, 待项目集输管网建成后, 洗井采用热水洗井工艺, 项目洗井用水 22680m³/a, 全部回到集输系统进入联合站采出水处理系统后回注, 末端治理效率 100%, 无洗井废水产生。。

修井用水为 30m³/a.口, 修井周期约 1 年 1 次, 则修井用水 5670m³/a。项目修井用水全部回到集输系统进入联合站采出水处理系统处理后回用。

(3) 生活污水

项目每个井场劳动定员 3 人, 2 班运转, 25 个井场产污量 3.2m³/d; 温七区块设置 4 个井队进行故障维修及巡检, 每队 8 人, 共计 32 人, 2 班运转, 产污量 1.28m³/d; 联合站劳动定员 51 人, 2 班运转, 产污量 2.18m³/d。项目每个井场配套建设 10m³ 防渗旱厕, 收集井场生活污水。联合站配套建设 50m³ 玻璃钢化粪池+50m³ 污水回收池, 生活污水经预处理后, 由阿克苏干净环保工程科技有限公司定期用吸污车抽运至阿克苏生活污水处理厂处置。

3.7.2.3 噪声

项目运行期噪声污染源主要为联合站、生活区及井场运营时产生的噪声。

表 3.7-4 主要声源特征 单位: dB (A)

噪声源位置	主要产噪设备	治理前源强 dB (A)	治理后源强 dB (A)
联合站	压缩机	85~93	71
	分离器	85~93	71
	注水加压泵	90~100	73
	燃气发电机	100	80
	水泵	85	70
生活区	水泵	85	70
油井	抽油机	75	60

由上表可知, 运营期井场处的噪声主要是抽油机噪声, 其声级值约为 75dB (A)。联合站内主要噪声源为注水泵房, 多台泵统一在泵房内, 噪声高达 100 dB (A), 泵房设隔音材料, 泵房外噪声较低, 对周围环境的影响较小。

3.7.2.4 固体废物

(1) 含油污泥

根据原油处理系统和采出水处理系统设计规模，一期大罐排污量约 200m³/d，作业现场油泥砂和清管产生的污泥约 50 m³/d，合计含油污泥量 250m³/d，含水率 99%~99.5%，经沉降池浓缩后，污泥量 125m³/d，含水率 98%，经晾晒后，污泥量 25m³/d，含水率 90%。

二期大罐排污量约 400m³/d，作业现场油泥砂和清管产生的污泥约 100 m³/d，合计含油污泥量 500m³/d，含水率 99%~99.5%，经沉降池浓缩后，污泥量 250m³/d，含水率 98%，经晾晒后，污泥量 50m³/d，含水率 90%。

含油污泥属于危险废物，危险类别为 HW08，危险废物代码为 071-001-08，定期清理经压滤后装入编织袋内，暂存于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 6 危险废物暂存库，定期委托库车红狮环保科技有限公司拉运处置。

(2) 废机油和废油桶

联合站内各设备维修和拆解过程中产生废机油、废油桶，废机油危险类别为 HW08，危险废物代码为 900-214-08，产生量为 0.5t/a；废油桶的危险类别为 HW49，危险废物代码为 900-041-49，其中废油桶产生量 0.05t/a。暂存于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 6 危险废物暂存库，定期交由有资质单位处置。

(3) 废含油劳保用品

依据建设方提供资料，温北油田温 7 区块废含油劳保用品量为 50kg/井场·月（含综合项目部），含油劳保用品产生量 15.6t/a。

项目废含油劳保用品由各井场（综合项目部）铁桶集中收集，依据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令 第 15 号）危险废物豁免管理单：废物代码 900-041-49 废弃的劳保用品，豁免环节为“未分类收集”，项目废含油劳保用品不在豁免管理清单位内，交由库车市畅源生态环保科技有限责任公司定期处置。

(4) 废防渗布

依据建设方提供数据，温北油田温 7 区块产生废防渗布 226.8t/a，集中收集暂存于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 6 危险废物暂存库，定期交由新疆新能源（集团）准东环境发展有限公司处置。

3.7.2.5 生态影响

(1) 土地占用及其功能变化

项目所在区域内主要为其他林地，油田开采对当地生态系统产生大规模的人为干扰，改变了原有土地利用类型。使植被遭到破坏，面积减少，覆盖率下降，同时增加土地风蚀和水蚀的危险性。

(2) 生态环境影响

油田在生产过程中，产生的废气、污水、固体废物和噪声等都会给周围的环境带来不利的影响。生产用水较大，会导致局部地下水位下降，使土壤水分、理化性质发生变化，将影响植被的生长。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

温宿县地处阿克苏地区的西北部，位于新疆西部天山中段托木尔峰南麓、塔里木盆地北缘，地处东经 79°28′~81°28′，北纬 40°52′~42°21′之间，北以天山山脊克尔斯克尔为界与昭苏县相依，东隔木扎提河和拜城县、新和县为邻，南与阿克苏市毗连，西隔托什干河与乌什县相望，西北与吉尔吉斯斯坦和哈萨克斯坦共和国接壤。总面积 1.46 万 km²。

温北油田温 7 区块位于温宿县境内，距离温宿县城约 6km；构造上位于塔里木盆地柯坪隆起温宿凸起 F1 断裂带北侧；位于新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划中的中部区域。

联合站中心地理位置坐标：**，区块拐点坐标见表 4.1-1。

表 4.1-1 温北油田温 7 区块采矿证申报方案拐点坐标

序号	经度	纬度	序号	经度	纬度
1	**	**	10	**	**
2	**	**	11	**	**
3	**	**	12	**	**
4	**	**	13	**	**
5	**	**	14	**	**
6	**	**	15	**	**
7	**	**	16	**	**
8	**	**	17	**	**
9	**	**			

项目地理位置见图 4.1-1、卫星影像图见图 4.1-2。

4.1.2 地形地貌

温宿县位于南天山山地与塔里木盆地西北缘的交汇处，北部为山区，占全县面积的 56.17%。北部山区地形崎岖，峰峦峻拔，冰川伸入峡谷，冰融汇流成河，是温宿县各条河流之源，林木和高山、亚高山、草地分布期间，是传统的畜牧业生产基地。中部为低山丘陵区，南部为姑母别孜冲洪积平原，冲洪积平原可分为山前洪积砾质平原、细土平原和南部的冲积平原。地势北高南低，中部东西走向的中低山丘陵，海拔 1700m 以上。南部的山前洪积平原区，占全县总面积的 43.83%，洪积倾斜砾质平原之上，冲洪沟发育，切割深度一般为 0.2m-0.5m。山前倾斜平原海拔 1200m-1400m，地面坡度 7‰，倾向南东。

温七区块位于温宿县城以北区域，地貌部位属山前冲洪积细土平原区，总体地势北高南低，地面高差 1137-1237m，最大相对高差为 100m，地形坡降率为 5-6‰左右，总体地形平坦开阔。

4.1.3 区域地质背景

4.1.3.1 区域构造位置

温宿凸起位于塔里木盆地西北部柯坪隆起东段，呈北东向展布，西邻阿合奇凸起，东接塔北隆起，北以乌什南断裂及东缘断裂与乌什凹陷和拜城凹陷相过渡，南以沙井子断裂与阿瓦提凹陷相分开。温宿凸起是一个长期发育的残余古隆起，温北油田温 7 区块是温宿凸起的一个三级构造单元。

4.1.3.2 地层层序

根据钻井揭示的地层剖面以及地震层位标定追踪解释结果，温北油田温 7 区块自下而上发育的地层为：阿克苏群（ P_{2ak} ）、震旦系（Z）、新近系吉迪克组（ N_{1j} ）、康村组（ N_{1-2k} ）、库车组（ N_{2k} ），缺失新生界古近系、中生界和古生界地层，其中阿克苏群、震旦系与新近系地层为区域性不整合接触（表 1.1）。温北油田温 7 区块油（气）藏主要位于新近系吉迪克组。

据温宿凸起区域资料分析，温宿凸起部分区域古生界地层未被剥蚀，但在中曼石油温宿区块矿权范围内已钻井未钻遇古生界地层。

（1）阿克苏群（ P_{2ak} ）

中元古界阿克苏群为巨厚层状灰绿色绿泥片岩和灰色石英片岩，在温宿凸起

全区均有分布，是温宿凸起最古老的地层，钻井揭示在潜山面阿克苏群地层中局部缝洞含油。

(2) 震旦系 (Z)

震旦系的沉积厚度在温宿凸起及周边为 0m~1000m 之间，自下而上分为下震旦统和上震旦统。在温北油田邻区有发育，钻遇地层厚度 0~300m，其中红 6 井钻探揭露发育一套白云岩、灰质白云岩及砂泥岩剖面，温 7 区块尚未有井揭露。

(3) 吉迪克组 (N_{ij})

吉迪克组的沉积厚度在 500m~800m 厚度之间，以粉细砂岩和泥岩为主，按照目前的下细上粗的沉积特征将本地区的地层从下至上划分为三段，即吉迪克三段、吉迪克二段、吉迪克一段，平面上连续性好。主要含油层段为吉迪克二段，这套砂体在平面上分布较稳定，整个吉迪克组下细上粗，为一套典型的扇三角洲沉积。

(4) 康村组 (N_{1-2k})

在温宿凸起及邻区，康村组的地层厚度在 900m~1100m 之间，以湖湘沉积为主，发育较厚层的泥岩。温 7 区块康村组的地层厚度在 100m~150m 之间。

(5) 库车组 (N_{2k})

在温宿凸起及邻区，库车组的地层厚度在 600m~800m 之间，主要是冲积扇沉积，岩性以中细砂岩为主，整体上向上变细的正旋回特征。

温北油田温 7 区块关键井温 6-1 井和温 17 井综合柱状图见附图 4-1 和附图 4-2。

表 4.1-2 温宿凸起温北油田温 7 区块地层简表

层位					层位代号	厚度	岩性岩相描述
界	系	统	组	段		(m)	
新生界	第四系				Q	180~300	细砾岩、砂砾岩为主夹含砾粗砂岩、中砂岩
	新近系	上新统	库车组		N _{2k}	500~700	冲击扇沉积，泥岩夹粉砂质泥岩、含砾粉砂岩、含砾细砂岩和粗砂岩
			康村组		N _{1-2k}	100~150	湖相沉积，泥岩、粗砂岩、中砂岩、细砂岩、粉砂岩为主夹粉砂质泥岩和泥质粉砂岩
		中新统	吉迪克组	一段	N _{ij1}	150~210	前扇三角洲~扇三角洲前缘沉积，泥岩和细砂岩为主夹泥质粉砂岩

				二段	N _{ij2}	300~350	前扇三角洲~扇三角洲前缘沉积, 泥岩和极细粒砂岩为主夹泥质粉砂岩
				三段	N _{ij3}	200~400	上部为湖相泥岩、滨浅湖相砂泥岩互层, 底部为冲积扇或辫状河沉积底砾岩
中上元古界	震旦系				Z	0~300	白云岩、灰岩、砂岩、钙质砂岩和泥岩互层
		阿克苏群			P _{2ak}	1500~1800	巨厚层状绿泥片岩、石英片岩互层

4.1.4 气象气候

温宿县地处欧亚大陆腹地, 塔克拉玛干大沙漠的西北缘, 远离海洋, 属典型的暖温带大陆性干旱气候。气候特征是夏热冬寒, 春季风沙天气多伴有浮尘, 秋季凉爽降温快。降水稀少, 年均降水量 62.5mm; 蒸发强烈, 年均蒸发量 1853.9mm; 光照资源充足, 热量丰富, 年均日照时数 2247.3h。历年平均气温 10.3℃, 历年极端最高气温 38.4℃, 历年极端最低气温-27.4℃, 历年最热月(七月)平均气温 23.7℃, 历年最冷月(一月)平均气温-8.7℃, 全年无霜期 189 天。

规划区域位于温宿县境内, 温宿县属于暖温带大陆性干燥气候, 其气候特点是: 日照时间长、降水稀少、蒸发旺盛、空气干燥。

温宿县多年气象参数如下所示:

年平均气温: 10.3℃
 极端最低气温: -27.4℃
 年平均降水量: 71.2mm
 降水量最大月份: (5-8 月份) 占全年降水量的 65.7%
 年平均蒸发量: 1751.4mm
 年平均日照数: 2685.4h
 最大冻土深度: 59cm
 多年平均风速: 1.42m/s
 主导风向: 西北风(NW)

4.1.5 水文水系

4.1.5.1 地表水

温宿县水资源较为丰富，境内有托木尔峰南部冰川 107 条，占托木尔峰冰川 629 条的 31.32%。其东部冰川 144 条也大部分在县境内，其中大型山谷冰川 10 条。冰川面积 1219.68 平方千米，占该地总面积 3849.47 平方千米的 31.68%。总储水量 1582.02 亿立方米，占该地区冰川总储水量 4959.29 亿立方米的 31.9%，并且县境内有大小河流 43 条，总长 889 千米，其中季节性河流有 9 条，主要有库木艾日克河、托什干河、台兰河、喀拉尤勒滚河、木扎提河等，径流量 96.4 亿立方米，其中源于县境内的 32.8 亿立方米，地下水储量 16.18 亿立方米。

温宿县境内共有大小河流 43 条，其中较大的河流有 8 条、泉 5 处，较大泉沟 19 条。年径流总量 $96.4 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中源于县境内的河流量为 $32.8 \times 10^8 \text{m}^3$ 。现将主要河流基本情况介绍如下：

扎特冰川、塔格塔什冰川和温宿县境内的喀拉盖得勒冰川、吐格拜勒齐冰川。为温宿、拜城两县的自然界河，年径流量 $14.5 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(1) 吐孜阿瓦提河：发源于克其克库孜巴依冰川和琼库孜巴依冰川，由琼库孜巴依苏河和克其克库巴依苏河汇流而成，全长 65km，年径流量 $2.17 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(2) 阿其克吉勒尕河：发源于天山林场库孜巴依山谷中，南北流向，全长 61.0km，年径流量 $0.902 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(3) 台兰河：源于西、东琼台兰冰川组成琼台兰河，由塔格拉克苏河、琼台兰河和克其克台兰河汇流而成，全长 82km，年流量 $7.033 \times 10^8 \text{m}^3$ ，是台兰河灌区的主要灌溉水源。

(4) 科克亚尔河：发源于托木尔山南麓的阔乔拉巴什冰川，全长 21km，年径流量 $0.917 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(5) 库木艾日克河：上游在吉尔吉斯斯坦共和国境内，全长 232km，温宿县境内长 105km。下游与托什干河汇流阿克苏河。年径流量 $44.46 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

(6) 托什干河：温宿县与乌什县南段界河。全长 305km，年平均径流量 $25.86 \times 10^8 \text{m}^3$ 。从乌什县流入，经弧线形流经县境 30km 汇入阿克苏河。

(7) 托木尔苏河：源于托木尔苏冰川，东南流入库木艾日克河。全长 28km，年径流量 $2.98 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

区块西距阿克苏河约 4.6km，不与该河发生水力联系。

4.1.5.2 地下水

本项目区域地下水资源较丰富，地下水主要赋存于第四系松散沉积物中，地下水埋深自北向南由深变浅，项目区浅层承压水埋深约为 70~80m，含水层为孔隙水，含水层岩性为粗砂及砂砾石、细砂；隔水层为粘土、亚粘土、粉土。地下水主要由冰川融水、山区降水补给、库玛力克河侧向补给、以及灌溉渗漏补给。

4.1.6 动植物资源

野生动植物资源丰富。有珍稀野生动物 63 种，属国家一级保护动物的有野骆驼、雪豹、中华秋沙鸭、黑颈鹤等 13 种，属国家二级保护动物的有猓狍、马鹿、棕熊、黑熊、盘羊、荒漠猫等 50 种。禽类有 19 目、40 科、161 种，其中鸟类有 65 种 5 亚种，约占托木尔峰山区繁殖鸟类总数的 75.3%；蛇虫类有 10 目、53 科、151 种。牲畜主要有牛、马、绵羊、山羊、猪、骆驼、驴等 10 余种，被列为新疆“百万绒山羊繁育和生产基地”。

植物有高等植物 4 门、59 科、382 种；真菌有 12 目、185 种；地衣有 11 科、26 种；野生药用植物有手掌参、党参、黄芪、甘草、麻黄、独活、当归、雪莲等 200 多种；牧草有 200 多种。采得的生物化石有 5 类、49 属、125 种及亚种。

4.1.7 土壤、植被

(1) 土壤

温宿县主要有以下几种土壤：

草原土、栗钙土、棕钙土、棕漠土、砾质棕漠土、灌淤土、潮土、草甸土、盐土、水稻土、沼泽土、新积土、风沙土。其分布位置如下：

山地土壤：2900~3600m 为草甸土；2600~2900m 为草原土；2200~2600m 为栗钙土；1900~2200m 为棕钙土；1900 以下为棕漠土。

山前冲洪积扇土壤：扇顶部为砾质棕漠土；扇形地上部为棕漠土、灌淤土；扇形地中部为灌淤土、潮土、草甸土、盐土。

细土平原区土壤：主要有灌淤土、潮土、水稻土、沼泽土、草甸土、盐土、新积土、风沙土。

各类土壤所占比例为：潮土 21%、灌淤土 9.4%、水稻土 1.3%、草原土、草甸土 23.3%、棕漠土 12.2%、沼泽土 1.9%、栗钙土、棕钙土 1.06%、新积土 0.06%、

风沙土 2.56%、盐土 27.2%。

（2）植被

温宿县境内可耕地面积 56.15 万亩，其中水稻田 7.88 万亩、水浇地 44.97 万亩、旱地 3.30 万亩。现有天然草场 800.97 万亩，其中夏秋草场 155.62 万亩、冬春草场 294.84 万亩、四季草场 350.51 万亩，夏秋草场主要分布在海拔 2600~3600m 的中山草原带地区、冬春草场主要分布在海拔 1300~2700m 的山前带上部及中山带下部、四季草场零星分布南部平原附近。

野生林 139.8 万亩，其中山区针叶林 26.5 万亩（其中幼林 22.2 万亩、疏林 2.7 万亩、灌木 0.86 万亩、林地 0.74 万亩。针叶林分布于托木尔峰南麓的博孜墩乡、博孜墩牧场和塔格拉克牧场，海拔 1800~3000m 的天山中段。荒漠林 400.0 万亩，分布在海拔 1100m 的降水稀少，无灌溉设施，土壤盐分较高的区段，主要有胡杨林 13.3 万亩、红柳 100 万亩、草场 286.7 万亩。

人工林 14.71 万亩，其中防护林 6.27 万亩、用材林 2.41 万亩、薪炭林 2.93 万亩、经济林 3.1 万亩。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 大气环境质量现状调查与评价

4.2.1.1 基本污染物环境质量现状评价

（1）数据来源

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，选择距离项目最近的国控监测站阿克苏电视台监测站 2018 年的监测数据，作为本工程环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 的数据来源。

（2）评价标准

基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准。

（3）评价方法

基本污染物按照《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ663-2013）中各项的年评价指标进行判定。年评价指标中的年均浓度和相应百分位数 24h 平均

或 8h 平均质量浓度满足 GB3095 中浓度限值要求的即为达标。

(4) 空气质量达标区判定

空气质量达标区判定结果见表 4.2-1。

表 4.2-1 区域空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度	标准限值	占标率%	达标情况
SO ₂	年平均	8μg/m ³	60μg/m ³	13.33	达标
	第 98 百分位数日平均	18μg/m ³	150μg/m ³	12	
NO ₂	年平均	28.7μg/m ³	40μg/m ³	71.75	达标
	第 98 百分位数日平均	66μg/m ³	80μg/m ³	82.5	
PM _{2.5}	年平均	74.2μg/m ³	35μg/m ³	212	超标
	第 95 百分位数日平均	203μg/m ³	75μg/m ³	270.67	
PM ₁₀	年平均	254.8μg/m ³	70μg/m ³	364	超标
	第 95 百分位数日平均	950μg/m ³	150μg/m ³	633.33	
CO	日平均第 95 百分位数	2000μg/m ³	4000μg/m ³	50	达标
O ₃	日平均第 90 百分位数	138μg/m ³	160μg/m ³	86.25	达标

由表 4.2-1 分析结果可见，项目所在区域 SO₂、NO₂、CO 及 O₃ 日平均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；PM_{2.5}、PM₁₀ 的最大年、日均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，区域为非达标区域。

4.2.1.2 其他污染物

本次环评补充监测非甲烷总烃、硫化氢，现状监测工作由阿克苏天鸿检测有限公司负责。于 2020 年 11 月 12 日~11 月 18 日进行了监测，连续监测 7 天。

(1) 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），考虑评价区域地形情况，兼顾主导风向的原则，设置了 2 个现状监测点，分别为拟建联合站及区块下风向。环境空气现状监测布点图见图 4.2-1。

表 4.2-2 环境空气监测点位及其监测因子一览表

监测点 编号	监测点 名称	监测位置描述	监测位置坐标	监测因子
				1 小时平均浓度
1	1#	拟建联合站	**	硫化氢、NMHC
2	2#	区块下风向	**	

(2) 监测频次

采样频次按《环境监测技术规范》（大气部分）执行。

(3) 评价方法

采用单因子污染指数法进行评价，其评价模式为：

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

式中：P_i—i 污染物的单项污染指数；

C_i—i 污染物的监测浓度值，mg/m³；

C_{oi}—i 污染物的评价标准，mg/m³。

当 P_i > 1 时，说明环境中 i 污染物含量超过标准值，当 P_i < 1 时，则说明 i 污染物符合标准。某污染物的 P_i 值越大，则污染相对越严重。

(4) 监测结果与分析

其他污染物监测结果见表 4.2-3。

表 4.2-3 其他污染物监测结果及评价结果

采样日期	采样频次	联合站		下风向	
		非甲烷总烃 mg/m ³	硫化氢 ug/m ³	非甲烷总烃 mg/m ³	硫化氢 ug/m ³
2020.11.12	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				
2020.11.13	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				
2020.11.14	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				

2020.11.15	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				
2020.11.16	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				
2020.11.17	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				
2020.11.18	第一次				
	第二次				
	第三次				
	第四次				
标准限值					
最大浓度占标率%					
超标率					

由表 4.2-3 可以看出：项目区非甲烷总烃监测浓度满足《<大气污染物综合排放标准>详解》中推荐值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求；硫化氢满足《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中推荐值 $0.01\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。

4.2.2 地表水环境现状调查与评价

为更好的了解阿克苏河地表水环境质量，引用阿克苏地区环境保护监测站于 2019 年 8 月 7 日发布的《2019 年 7 月份阿克苏水环境质量月报》，来说明地表水体的环境质量现状。

2019 年 7 月阿克苏地区环境保护监测站对阿克苏河 3 个监测断面水质进行监测。河流水质按照地表水环境质量标准全指标评价（GB3838-2002）表 1 的 24 项指标中水温、总氮、粪大肠菌群不参评）。

（1）地表河流水质状况评价

2019 年 1-7 月 4 条河流断面平均水质类别范围为Ⅱ类-Ⅲ类，其中阿克苏河拦河闸断面平均水质为Ⅲ类，其它河流断面平均水质均为Ⅱ类，详见表 4.2-4。

表 4.2-4 2019 年 1 月-7 月份阿克苏河河流断面水质类别统计表

河流	断面	2018年	2019年	同比	2018年	2019年	同比	2018年	2019年	同比	2018年	2019年	同比	2018年	2019年	同比	2018年	2019年	同比	2018年	2019年	同比
		1月	1月		2月	2月		3月	3月		4月	4月		5月	5月		6月	6月		7月	7月	
阿克苏河	龙口	II	II	持平	II	II	持平	II	II	持平	II	II	持平	II	II	持平	II	II	持平	II	II	持平
	拦河闸	II	II	持平	II	II I	下降	II	V	下降	II	断流	-	II	II	持平	II	II	持平	II	II	持平
	西大桥	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	II	断流	-	-	II	-	-	-	-

(2) 水质变化及原因分析

从 2019 年 1-7 月水质监测结果看，阿克苏河拦河闸断面水质变化波动较大，2 月-3 月断面水质出现连续下降（由 II 类下降到 III 类和 V 类），4 月份出现断流，5 月-7 月变好为 II 类。

原因分析：2019 年年初，阿克苏河来水量严重偏少，加之农田灌溉大量引水，河道水量大幅度减少，水体自净能力明显降低，造成 2 月-3 月断面水质持续下降，5 月-7 月，随着气温升高，河流进入汛期，河道水量逐渐增加，水体自净能力提升，水质改善。

4.2.3 地下水环境质量现状监测及评价

地下水环境现状监测由阿克苏天鸿检测有限公司对区块附近水井进行取样监测，采样日期为 2020 年 4 月 9 日。

4.2.3.1 监测点位布设

地下水现状监测共 4 个点，各监测点名称及相对位置、距离见表 4.2-5。

表 4.2-5 地下水现状监测点的相对位置

序号	监测点名称	方位	与厂址距离 (km)	地理坐标	备注
1	1#	区块内			/
2	项目区上游水井 2#	北侧			/
3	项目区下游水井 3#	南侧			/
4	库尔巴格水厂 4#	西侧			引用规划环评现状监测

4.2.3.2 监测项目及分析方法

监测项目：pH、氨氮、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铅、挥发性酚类、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、铬（六价）、汞、砷、镉、氟、钾、钠、钙、镁、碳酸盐（以 CO_3^{2-} 计）、重碳酸盐（以 HCO_3^- 计）、石油类、总硬度。

本次环评水质现状监测、采样及分析方法按《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）、《环境水质监测质量保证手册》及《水和废水监测分析方法》有关规定和要求执行。

4.2.3.3 地下水环境质量现状评价

（1）评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准对各监测点位地下水水质进行评价。

（2）评价方法

采用单项标准指数法对地下水进行评价。

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

式中： P_i ——水质单项标准指数；

$C_{i,j}$ ——水质评价因子 i 在第 j 取样点的浓度，mg/L；

C_{si} —— i 因子的评价标准，mg/L；

pH 的标准指数为：

$$\text{pH}_j \leq 7.0 \text{ 时: } S_{\text{pH},j} = \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{sd}}$$

$$\text{pH}_j > 7.0 \text{ 时: } S_{\text{pH},j} = \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{su} - 7.0}$$

式中： $S_{\text{pH},j}$ ——pH 标准指数；

pH_j —— j 点实测 pH 值；

pH_{sd} ——标准中的 pH 值的下限值；

pH_{su} ——标准中的 pH 值的上限值。

当 $S_{\text{pH},j} > 1$ 时，表明该水质参数超过了规定的水质标准， $S_{\text{pH},j} < 1$ 时，说明

该水质可以达到规定的水质标准。

4.2.3.4 评价结果

评价结果见表 4.2-6。

表 4.2-6

地下水评价单项因子标准指数结果

单位: mg/L, pH 除外

序号	检测项目	单位	标准值	1#		2#		3#		4#	
				检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	检测结果	标准指数	检测结果	标准指数
1	pH	/	6.5~8.5								
2	总硬度 (以 CaCO ₃ 计)	mg/L	≤450								
3	溶解性总固体	mg/L	≤1000								
4	硫酸盐	mg/L	≤250								
5	氯化物	mg/L	≤250								
6	锰	mg/L	≤0.10								
7	挥发性酚类 (以苯酚计)	mg/L	≤0.002								
8	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	≤3.0								
9	氨氮 (以 N 计)	mg/L	≤0.5								
10	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0								
11	菌落总数	CFU/mL	≤100								
12	亚硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤1.00								
13	硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤20.0								
14	氰化物	mg/L	≤0.05								
15	氟化物	mg/L	≤1.0								

16	六价铬	mg/L	≤0.05								
17	铁	mg/L	≤0.3								
18	汞	mg/L	≤0.001								
19	砷	mg/L	≤0.01								
20	镉	mg/L	≤0.005								
21	铅	mg/L	≤0.01								
22	石油类	mg/L	0.05								
备注	※“<”表示：检测结果低于方法检出限										

表 4.2-7

地下水水化学类型分析

监测点位	单位	检测项目						水化学类型
		钾	钠	钙	镁	碳酸盐（以 CO ₃ ²⁻ 计）	重碳酸盐（以 HCO ₃ ⁻ 计）	
1#	mg/L							
2#	mg/L							
3#	mg/L							
4#	mg/L							

根据上述监测数据可知，项目区水化学类型主要以 HCO₃-Ca-Mg、HCO₃-Ca-Na 为主，除 2#、3#监测点位井水水质监测因子中总硬度、溶解性固体超标外，其他各监测点、各监测因子标准指数均小于 1，满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求。总硬度超标与当地地质、土壤岩性有关，自然背景值偏高所致。

4.2.4 声环境现状监测与评价

4.2.4.1 监测布点

本次评价声环境监测点共布设 4 个，分别位于厂界四周各布设一个监测点位，选择 2020 年 11 月 17 日分昼间和夜间两个时段进行测量，监测公司为阿克苏天鸿检测有限公司。

4.2.4.2 监测方法

本次声环境测量采用 AWA5680 型声级计（035），按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。声环境测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级 L_{eq} 作为评价量。

4.2.4.3 评价标准及方法

评价标准：采用《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区标准。

评价方法：采用监测值与标准值直接比较的方法。

4.2.4.4 监测及评价结果

声环境现状监测及评价结果见表 4.2-8。

表 4.2-8 声环境监测结果与噪声评价结果 单位：dB（A）

测点编号	昼间		标准	夜间		标准
	主要声源	噪声值		主要声源	噪声值	
▲1#	环境噪声		60	环境噪声		50
▲2#	环境噪声			环境噪声		
▲3#	设备噪声			设备噪声		
▲4#	环境噪声			环境噪声		
▲5#	环境噪声			环境噪声		
▲6#	环境噪声			环境噪声		
▲7#	设备噪声			设备噪声		
▲8#	环境噪声			环境噪声		
△9#	环境噪声			环境噪声		
△10#	设备噪声			设备噪声		

4.2.4.5 评价结论

由表 4.2-8 可知，各监测点声环境均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准限值，项目所在区域声环境质量现状较好。

4.2.5 土壤环境现状监测与评价

4.2.5.1 土壤分布类型

区块土壤由西向东为草甸土、灌淤土、潮土、灰棕漠土，土壤类型分布见图 4.2-3。

4.2.5.2 土壤理化性质调查

根据土壤导则要求，特开展土壤理化性质调查，具体以联合站、温 12 井为主，具体内容详见下表。

表 4.2-9 联合站土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次 a
1#联合站：			0-0.5m
			0.5-1.5m
			1.5-3m
			3m 以下
			
注:应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。			
a 根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。			

表 4.2-10

联合站土壤理化特性调查表

点号		1#		时间	2020.11.16
经度				纬度	
层次					
现场记录	颜色				
	结构				
	质地				
	砂砾含量				
	其他异物				
实验室测定	pH				
	全盐量				
	阳离子交换量				
	氧化还原电位				
	饱和导水率				
	土壤容重				

表 4.2-11

温 12 井土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次 a
2#温 12:	 	 	
注:应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。			
a 根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。			

表 4.2-12

温 12 井土壤理化特性调查表

点号		2#温 12 井		时间	2020 年 11 月 16 日
经度				纬度	
层次					
现场记录	颜色				
	结构				
	质地				
	砂砾含量				
	其他异物				
实验室测定	pH				
	全盐量				
	阳离子交换量				
	氧化还原电位				
	饱和导水率				
	土壤容重				
	孔隙度				

4.2.5.3 土壤环境质量现状监测与评价

(1) 监测布点

根据区块开发方案、地面工程布置情况，本次土壤监测在代表性区域现有井场、拟建井场、联合站、输油管线、转油站土壤进行监测，选取 5 个柱状样（0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样），5 个表层样（0-0.2m 取样），在项目占地外选取 4 个表层样（0-0.2m 取样）。

(2) 监测项目

①井场外农田监测 pH 值、铬（六价）、砷、汞、铅、镉、铜、锌、镍和特征因子石油烃共 10 项；

②井场内监测因子为建设用地风险管控标准 45 项：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，蒽，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]

芑、萘、pH 和特征因子石油烃共 46 项。

表 4.2-13 监测布点及监测因子一览表

样点	编号	监测布点	坐标	监测因子	备注
占地范围内柱状样点	1-1	拟建联合站内		45 项+石油烃	
	2-1	拟建转油站内		石油烃	
	3-1	温 12 内		石油烃	
	4-1	输油管线沿线 1 内		石油烃	
	5-1	输油管线沿线 2 内		石油烃	
占地范围内表层样点	1-2	联合站内		建设用地基本项 45 项+石油烃	
	2-2	拟建转油站内		石油烃	
	3-2	温 12 内		石油烃	
	4-2	输油管线 1 内		石油烃	
	5-2	输油管线 2 内		石油烃	
占地范围外表层样点	1-3	联合站外		表层样：农业用地基本项全项+石油烃	土壤为灰棕漠土
	3-3	温 12 外		表层样：农业用地基本项全项+石油烃	土壤为灌淤土
	4-3	输油管线 1 外		表层样：农业用地基本项全项+石油烃	土壤为潮土
	5-3	输油管线 2 外		表层样：农业用地基本项全项+石油烃	土壤为灰棕漠土

(3) 监测时间与频率

采样时间为 2020 年 11 月 16 日，采样一次，委托新疆天辰环境技术有限公司完成。

(4) 采样方法

分别按照《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）进行。

(5) 监测结果

表 4.2-13

土壤环境质量现状监测结果表（建设用地）

序号	检测项目	单位	检测点位及检测日期								标准值	达标判定
			2020 年 11 月 16 日				2020 年 11 月 16 日					
			拟建联合站				温 6 井场					
			0-0.2 m	0-0.5 m	0.5-1.5 m	1.5-3.0 m	0-0.2 m	0-0.5 m	0.5-1.5 m	1.5-3.0 m		
1	氯甲烷	mg/kg										达标
2	氯乙烯	mg/kg										达标
3	1,1-二氯乙烯	mg/kg										达标
4	二氯甲烷	mg/kg										达标
5	反式-1,2-二氯乙烯	mg/kg										达标
6	1,1-二氯乙烷	mg/kg										达标
7	顺式-1,2-二氯乙烯	mg/kg										达标
8	氯仿	μg/kg										达标
9	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg										达标
10	四氯化碳	μg/kg										达标
11	苯	μg/kg										达标
12	1,2-二氯乙烷	μg/kg										达标
13	三氯乙烯	μg/kg										达标
14	1,2-二氯丙烷	μg/kg										达标
15	甲苯	μg/kg										达标

16	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg										达标
17	四氯乙烯	μg/kg										达标
18	氯苯	μg/kg										
19	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg										
20	乙苯	μg/kg										
21	间,对-二甲苯	μg/kg										
22	邻-二甲苯	μg/kg										
23	苯乙烯	μg/kg										
24	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg										
25	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg										
26	1,4-二氯苯	μg/kg										
27	1,2-二氯苯	μg/kg										
28	砷	mg/kg										
29	镉	mg/kg										
30	铬（六价）	mg/kg										
31	铜	mg/kg										
32	铅	mg/kg										
33	汞	mg/kg										
34	镍	mg/kg										
35	硝基苯	mg/kg										

36	苯胺	mg/kg															
37	2-氯酚	mg/kg															
38	苯并[a]蒽	mg/kg															
39	苯并[a]芘	mg/kg															
40	苯并[b]荧蒽	mg/kg															
41	苯并[k]荧蒽	mg/kg															
42	萘	mg/kg															
43	二苯并[a,h]蒽	mg/kg															
44	茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg															
45	蒽	mg/kg															
46	石油烃（C10-C40）	μg/kg															

表 4.2-14

土壤环境质量现状监测结果表（建设用地）

检测项目	单位	检测点位及检测日期																标准值	达标判定
		2020 年 11 月 16 日																	
		温 12 内				输油管线沿线 1 内				输油管线沿线 2 内				拟建转油站内					
		0-0.2 m	0-0.5 m	0.5-1.5 m	1.5-3.0 m	0-0.2 m	0-0.5 m	0.5-1.5 m	1.5-3.0 m	0-0.2 m	0-0.5 m	0.5-1.5 m	1.5-3.0 m	0-0.2 m	0-0.5 m	0.5-1.5 m	1.5-3.0 m		
石油 烃	mg/kg																		达标

表 4.2-15

土壤环境质量现状监测结果表（场地外）

序号	检测项目	单位	检测点位及检测日期				执行标准	达标情况
			2020 年 11 月 16 日					
			联合站外	温 12 外	输油管线 1 外	输油管线 2 外		
1	pH	/						
2	锌	mg/kg						达标
3	镉	mg/kg						达标
4	铅	mg/kg						达标
5	铬	mg/kg						达标
6	汞	mg/kg						达标
7	砷	mg/kg						达标
8	铜	mg/kg						达标
9	镍	mg/kg						达标
10	石油烃	mg/kg						

根据监测数据可知：井场及站场内土壤各点满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 中筛选值（第二类用地）标准。各井场占地范围外土壤中各监测因子均低于《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（pH>7.5），石油烃满足《土壤环境质量工业用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 筛选值标准。

4.2.6 生态环境现状调查与评价

4.2.6.1 土地利用现状与评价

通过现场踏勘及收集资料绘制项目区的土地利用类型示意图，项目区的土地利用类型主要为裸地、耕地、其他林地、居民点。

4.2.6.2 植被现状调查与评价

区块大部分处于农田绿洲区，农田主要种植红枣、苹果、核桃、水稻等，组成项目地区植被的植物生活型主要是半灌木、多年生草本及一、二年生草本等基本类群，其中灌木和半灌木植物占优势。灌木主要为膜果麻黄，半灌木主要为骆驼刺、猪毛菜等。规划区植被类型见图 4.2-3。

表 4.2-16 评价区主要高等植物名录

科	种名	拉丁名
麻黄科 <i>Ephedraceae</i>	膜果麻黄	<i>Ephedra przewalskii</i>
豆科 <i>Leguminosae</i>	铃铛刺	<i>Halimodendron halodendron</i>
	白花苦豆子	<i>Sisymbira alopeuroides</i>
	苦马豆	<i>Sphaerophysa salsula</i>
	疏叶骆驼刺	<i>Alhagi sparsifolia</i>
	锦鸡儿	<i>C. camillischneideri</i> Kom
禾本科 <i>Gramineae</i>	芦苇	<i>Phragmites communis</i>
	赖草	<i>Aelurololopidium secalinum</i>
	猪毛菜	<i>Salsola</i> spp.

4.2.6.3 野生动物现状评价

规划区位于塔里木盆地北部，塔克拉玛干沙漠的西北缘，地貌为山前倾斜戈壁洪积平原和阿克苏河绿洲平原。按中国动物地理区划分级标准，评价区域属于古北界、哈萨克斯坦区、天山山地亚区、中天山小区。通过对区域野生动物的实地调查和有关调查资料的查询，主要动物名录见表 4.2-17。

表 4.2-17 规划区主要动物种类及分布

中文名	学名	居住特性	分布及频度			
			戈壁	绿洲	山地	水域
两栖、爬行类	5 种					
绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		++	++		
南疆沙蜥	<i>Phrynocephalus forsythi</i>		++			

荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++			
鸟类	32 种					
鸢	<i>Milvus korschun</i>	R	+	+	+	
苍鹰	<i>Accipiter gentiles</i>	B	±	±	+	
石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	B			++	
毛脚沙鸡	<i>Syrrhates paradoxus</i>	R	+		+	
原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+	+	+	
欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>	B		+		
灰斑鸠	<i>Streptopelia decaocto</i>	R		++		
大杜鹃	<i>Streptopelia turtur</i>	S		+		
楼燕	<i>Apus apus</i>	B		+	+	
戴胜	<i>Upupa epops</i>	R		+		
白翅啄木鸟	<i>Dendrocopos leucopterus</i>	B		±		
沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	++	±	+	
凤头百灵	<i>Galerida cristata</i>	R	++	±	+	
角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+	±	+	
云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	±	±		
白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	B	+	+	+	
红尾伯劳	<i>Lanius cristatus</i>	B	±	+	+	
喜鹊	<i>Pica pica</i>	R		+	+	
黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	S	++			
寒鸦	<i>Corvus monedula</i>	W	±	++	+	
树麻雀	<i>Passer montanus</i>	R		+	+	
黑顶麻雀	<i>Passer ammodendri</i>	R		+	+	
哺乳类	12 种					
草兔	<i>Lepus capensis</i>	—			++	
小家鼠	<i>Mus musculus</i>	—		++		
灰仓鼠	<i>Cricetulus migratorius</i>	—		++		
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>	—	+			

注：（1）R——留鸟 B——繁殖鸟 W——冬候鸟 S——夏候鸟

（2）±：偶见种类 +：常见种 ++：多见种

5 环境影响预测与评价

5.1 施工期环境影响

5.1.1 大气环境影响

施工期废气污染源主要包括钻井作业废气、运输车辆废气和施工扬尘。

5.1.1.1 钻井作业废气

勘探井建设开发过程由柴油发电机提供动力，柴油机在使用过程会产生燃烧废气，污染因子为 SO₂、NO_x、烟尘（PM）、CO、HC。

依据统计资料，柴油消耗量平均为 5t/d，本项目钻井过程中 882kw 柴油发电机单口井废气中 NO_x0.81g/kwh、烟尘 0.059g/kwh，CO0.066g/kwh，HC0.066g/kwh。燃烧废气直接由机组排气筒排入大气。

施工期随着钻井数量的增加，局部污染物浓度有所增加，但影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同时同地进行，且绝大多数油井所在地有利于烟气的扩散，此外钻井井场选址一般距离村庄较远。因此，柴油机废气对评价区内村庄环境空气质量影响较小。随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低。

5.1.1.2 运输车辆废气

本项目施工期建筑材料堆放及机械的拉运需要的运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。根据类比调查，每辆车日耗油量约 11.52kg，则每辆车平均日排放烃类物质 0.025kg、NO_x 为 0.034kg。本工程施工期初步估算各类运输车辆约 20 辆，预计每天可排放烃类物质 0.5kg/d、NO_x0.68kg/d。

由于施工期施工车辆尾气主要为间歇性或流动性污染，且燃料用量不大，污染源较小，故施工期车辆燃烧尾气对大气环境影响不大。况且该污染属于局部的、短暂的，施工期完成后就会消失，因此，对大气环境的影响也是有限的。

5.1.1.3 施工扬尘

本项目施工扬尘主要是钻前的道路施工、场地平整、井场设备安装，管道施工管沟的开挖回填，站场建设土地平整、设备安装的过程中，由于设备的运输，

少量临时弃土和固体废物的堆积、搬运，水泥、石灰、沙石等材料的装卸、运输、拌合等过程，均会导致部分尘埃散逸到周围环境空气中，增加环境空气中的颗粒物浓度。

施工扬尘对环境造成的不良影响表现为：①导致环境空气中的 TSP 浓度升高；②影响植物的光合作用与正常生长，使局部区域农作物减产；③影响施工沿线附近村民的身体健康。

根据类比调查，施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度 $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。根据现状调查，管线、道路两侧 200m 范围内无村庄，因此管线、道路施工不会对评价区内的居民点产生影响。由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工影响范围有限，施工扬尘对区域环境空气质量影响不大。随着施工期的结束，影响将会消失。项目区块地势开阔，居民点较少，仅有少量牧民散户在区块内居住，在施工过程中，施工单位应严格采取本次环评提出的防治措施，将施工期产生的扬尘对周围环境的影响可降至最低，不会对项目区内居民造成影响。

5.1.2 施工期水环境影响分析

施工期废水主要包括钻井废水、压裂返排液和施工人员生活污水等。

5.1.2.1 钻井废水

钻井废水是油田开发初期在油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等产生的废水，废水中主要污染物为 SS、COD、石油类等。温北油田单井钻井废水产生量约为 298.8m^3 。

本项目用泥浆随钻不落地工艺，经螺旋输送机输送至双联振动筛进行筛分，筛下的废液装入废液储存罐，经破胶脱稳装置后，再进行固液分离后，分离后的钻井废水循环使用，用于钻井液的配置。不能用于配制的废液送至联合站污水处理系统处理后回注，不外排。

5.1.2.2 生活污水

项目施工期产污量 $1.28\text{m}^3/\text{d}$ ($467\text{m}^3/\text{a}$)。生活污水主要污染物为 COD、SS、 $\text{NH}_3\text{-N}$ ，项目生活污水排放污染物分别为 $\text{COD}0.17\text{t/a}$ 、 $\text{SS}0.14\text{t/a}$ 、 $\text{NH}_3\text{-N}0.01\text{t/a}$ 。

项目每个井场配套建设 10m³ 防渗旱厕，收集井场生活污水。由阿克苏干净环保工程科技有限公司定期用吸污车抽运至阿克苏生活污水处理厂处置。

5.1.3 施工期声环境影响分析

本项目的噪声主要是钻前施工、管道施工与站场建设施工作业的机械噪声、钻井噪声。

5.1.3.1 钻井过程声环境影响分析

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，噪声源强在 85~100dB（A），对环境影响较大。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。主要有：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。

由于油区建设具有面广、工程分散的施工特点，采用分区分段施工，因此本评价根据使用数量、时间、频次以及噪声级选取对声环境影响较大的钻机、泥浆机、装载机等进行预测。点源扩散衰减采用半球扩散模型计算，以噪声源为中心，噪声传到不同距离处的强度值采用下式计算：

$$L_p = L_0 - 20 \lg \left(\frac{r}{r_0} \right)$$

式中：LP—距声源 r 处的声压级；L0—距声源 r0 处的声压级。主要施工机械噪声随距离衰减情况见表 5.1-1。

表 5.1-1 主要施工机械噪声不同距离处的噪声级（单位：dB（A））

距离 机械名称	10m	50m	100m	150m	200m	250m	300m	400m	500m
钻机	75	61	55	51.5	49	47	45.5	43	41
泥浆机	80	66	60	56.5	54	52	50.4	48	46
装载机	78	64	58	54.5	52	50	48.5	46	44

按《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的规定，昼间噪声限值为 70dB，夜间限值为 55dB。根据表 5.1-1 的噪声预测结果表明：昼间施工机械噪声在距施工场地 100m 以外可基本达到标准限值；夜间在 300m 以

外才基本达到标准限值。

钻井工程高噪声设备主要在井场、站场施工中使用，本项井/站场周围最近敏感点距离约 100m，本项目施工时间较短，且夜间停止施工，所以施工噪声对周围环境影响不大。

5.1.3.2 基础设施建设噪声影响分析

基础设施建设包括联合站、管线及道路等需要进行土石方填挖作业的工程。这部分噪声主要来自于土石方施工机械设备噪声、物料装卸碰撞噪声及施工人员的生活噪声。基础设施建设噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的，而且一般设备的运作都是间歇性的，因此产生的噪声有间歇性和短暂性的特点。

在此对基础设施建设噪声进行分析评价，以便更好的制定相应的施工管理计划，保护项目施工井点、站点、管线和道路沿线地区居民良好的居住声环境。

根据项目基础设施的施工特点，对噪声源分布的描述如下：①推土机、挖掘机主要用于土地平整、管线、道路修建范围内；②装载机主要集中在土石方调用地区；③混凝土搅拌机主要集中在搅拌站；④自卸式运输车主要行走于施工便道及项目区的周边现有道路。

施工期噪声预测模式同钻井井场点源衰减模式。

根据预测模式，表 5.1-2 列出了距施工机械不同距离处的噪声值。

表 5.1-2 主要施工机械不同距离处的噪声级									单位：dB（A）	
距离 机械名称	1m	10m	20m	40m	80m	100m	200m	400m	标准限值	
									昼间	夜间
挖掘机	94	74	68	62	56	54	48	42	70	55
吊管机	90	70	64	58	52	50	44	38		
电焊机	87	67	61	55	49	47	41	35		
推土机/混凝土翻斗机	92	72	66	60	54	52	46	40		
混凝土搅拌机	97	77	71	65	59	57	51	45		
混凝土振捣棒/柴油发电机	105	85	79	73	67	65	59	53		

根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的规定，施工场界昼间噪声限值为 70dB（A），夜间限值为 55dB（A）。表 5.1-2 结果表明，昼间单台施工机械的辐射噪声在距施工场地 60m 外可达到标准限值，夜间

300m 外可基本达到标准限值。

在施工现场，往往是多种施工机械共同作业，因此，施工现场的噪声是各种不同施工机械辐射噪声以及进出施工现场的各种车辆辐射噪声共同作用的结果，其噪声达标距离要超过昼间 60m、夜间 300m 的范围。因此，昼间施工噪声对周围声环境敏感点将有不同程度的影响，夜间施工将对评价范围内居民的休息造成干扰，特别是对较近的居民点，这些影响将更为突出。

此类噪声存在无规则、强度大、暂时性等特点，由于噪声源为流动源，不便采取工程降噪措施。环评单位现场调查时针对此问题也询问了当地群众，居民要求加强施工管理，加快施工进度，缩短村庄附近道路的施工工期，降低运输车辆车速后，能够理解这种短期噪声的存在。

根据国内此类项目施工期环境保护经验，建议加强施工期间的施工组织和施工管理，合理安排施工进度和时间，环保施工、文明施工，快速施工，并因地制宜地制定有效的临时降噪措施，例如通过降低运输车辆车速来降低车辆噪声，禁止夜间施工等，将施工期间的噪声影响降低到最小程度，声环境保护措施具体见环境保护措施章节。

综上，尽管基础设施建设机械噪声将对附近村民等声环境敏感点造成一定影响，但伴随着施工期结束，其影响将会消失。

5.1.4 施工期固体废物影响分析

油井钻井过程中的废弃物主要有废弃钻井泥浆、钻井岩屑、事故状态下的落地油、废酸化压裂液、施工人员产生的生活垃圾等。

5.1.4.1 废钻井泥浆及岩屑

项目废钻井泥浆产生量为 7125.14t，钻井岩屑产生总量为 21438t。

废弃钻井泥浆成分主要为水基钻井液（非磺化钻井液）钻井中产生钻井废弃物的固体部分，即泥浆不落地技术产生的固体部分。根据《国家危险废物名录》和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）中对于一般工业固废的定义，水基钻井液（非磺化钻井液）钻井中产生钻井废弃物的固体部分固废属性判定为一般固体废弃物。

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，属于一般工业固体废物。

项目钻井泥浆及岩屑运至阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站，经“深锥浓密机+带式压滤机”处理分离后产生的固相，经检测满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）第一类固体废物要求后，拉运至温宿产业园区一般工业固废填埋场填埋。依据《阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站（钻屑泥浆）建设项目竣工环境保护验收监测报告表》，项目现有工程产生的废钻井泥浆及岩屑经“三废”处理站处置后，排放量约为558.8t。

5.1.4.2 落地油泥

本项目采用过平衡或近平衡钻井，在油气井钻井过程中，井筒液柱压力大于地层孔隙压力（有时甚至低于地层孔隙压力），严禁地层流体进入井筒，因此钻井过程中无液体伴随井筒回到地面。项目钻井设备、试采设备、泥浆罐、储油罐下铺设 HDPE 土工膜，同时 HDPE 土工膜敷设外延 0.5m 以上，以防止落地油污染土壤环境，采出液密闭输送至储罐内暂存，因此正常工况不会产生落地油。

若操作不当将产生落地油，如：油井采油树阀门事故状态下泄漏、原油输送管线破损情况将产生落地原油。为了防止事故状态下产生的落地油对环境的影响，油井采油树周围、输油管线下方均铺设防渗膜，利用 1.5mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）防渗/土工膜作为底层，在人工衬层上覆盖一层天然材料，利用机械将衬层压实，最后在衬层上覆盖 5cm 以上厚度的粘土，最后进行压实，将钻井平台安置在上述防渗地面上，同时并覆盖设备底座外边沿 0.5 米以上，防渗膜四周要加设高度为 20cm 的覆土围堰，渗透系数不大于 10-10cm/s。事故状态下油类将落至防渗膜上。防渗膜将有效收集事故状态产生的落地油，回收的落地油暂存于站场内污油罐内，交有资质的单位处理。事故状态下产生的落地油为 2t/口，因本项目只涉及钻井期，且时间较短，本项目事故状态下产生落地油暂存于污油罐内。污油罐存放区利用 1.5mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）防渗/土工膜作为底层，防渗系数小于 10-10cm/s，防渗膜四周要加设高度为 20cm 的覆土围堰。

5.1.4.3 废酸化压裂返排液

温北油田温 7 区块目前阶段尚无迫切压裂的需求，长远地看，未来应当考虑酸化压裂增产措施。依据工程分析，温北油田温 7 区块酸化压裂产污系数为

18.62m³/井次。

项目后期需增加酸化压裂液预处理设施。酸化压裂返排液经过中和、气浮、沉降、多级过滤处理后进入联合站采出水处理系统处理后全部回注地层，不能处理的污泥，交由有资质的单位处置。

5.1.4.4 生活垃圾

项目施工人员 32 人，单井完井周期约 30 天，则项目施工期垃圾产生量共计 110.88t，生活垃圾产生量由项目区垃圾筒集中收集，委托当地环卫部门定期清运至温宿县生活垃圾填埋场处置，对外环境影响较小。

5.2 运营期环境预测与评价

5.2.1 运营期大气环境影响预测与评价

运营期大气污染主要来自联合站一体化加热高效分离装置、加热炉产生的燃烧烟气、采暖炉、燃气发电机烟气，各油井作业区开采过程产生的无组织挥发烃类气体，主要以非甲烷总烃计。

5.2.1.1 污染源调查

本项目联合站污染源点源调查情况见表 5.2-1，面源（选取温 22 井）参数表见表 5.2-2。

表 5.2-1

联合站污染源点源调查参数统计表

名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度 m	排气筒高度 m	排气筒折算内径 m	烟气流速 m/s	烟气温度 °C	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)	
	X	Y								NO _x	颗粒物
联合站一体化加热高效分离装置排气筒			1154	10	0.3	10.7	55	8760	正常	0.187	0.012
			1154	10	0.3	10.7	55	8760	正常	0.187	0.012
联合站加热炉排气筒			1154	10	0.3	7.5	55	8760	正常	0.13	0.008
			1154	10	0.3	7.5	55	8760	正常	0.13	0.008
采暖炉排气筒			1154	10	0.3	8.5	55	8760	正常	0.296	0.019
燃气发电机排气筒			1154	10	0.5	93.75	55	8760	正常	3.27	0.21

表 5.2-2 无组织废气污染源参数

名称		面源中心坐标		面源海拔 高度/m	面源长 度 /m	面源宽 度 /m	与正北方 向夹角/°	面源排放有限 高度/m	年排放小时 数/h	排放工况	污染物排放速率 kg/h	
		经度	纬度									
联合站	罐区	**	**		87.5	81.5	90	16	8760	正常工况	非甲烷总烃	6.23
井场	温 5	**	**		160	50	90	8	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.069
	温 6	**	**		173.22	100	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.122
	温 7	**	**		177.4	100	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.052
	温 8	**	**		170.1	100	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.058
	温 9	**	**		114	50	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.093
	温 10	**	**		69.3	50	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.070
	温 11	**	**		54	50	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.093
	温 12	**	**		100	79.06	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.080
	温 13	**	**		50	40.22	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.040
	温 14	**	**		69.3	50	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.047
	温 15	**	**		54	50	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.058
	温 16	**	**		100	79.06	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.133
	温 17	**	**		50	40.22	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.066
	温 18	**	**		69.3	50	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.052
	温 19	**	**		54	50	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.069
	温 20	**	**		100	79.06	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.072

	温 21	**	**		50	40.22	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.094
	温 22	**	**		69.3	50	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.029
	温 23	**	**		54	50	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.029
	温 24	**	**		100	79.06	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.065
	温 25	**	**		50	40.22	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.049
	温 26	**	**		69.3	50	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.054
	温 27	**	**		54	50	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.065
	温 28	**	**		100	79.06	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.005
	温 29	**	**		50	40.22	90	10	8760	正常工况	非甲烷总烃	0.069

⑤估算模型参数

估算模式见表 5.2-3。

表 5.2-3 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/℃		40.3℃
最低环境温度/℃		-31.4℃
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	考虑
	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	/

5.2.1.2 预测结果及分析

根据估算模式 AERSCREEN 计算各污染物的最大落地浓度和距离及浓度占标率，其估算模式计算结果见表 5.2-4，具体结果见表 5.2-5。

表 5.2-4 估算模式计算结果

污染源名称		评价因子	评价标准（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	Cmax（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	Pmax（%）	D10%（m）
加热炉 1		PM10	450.0	1.6604	0.3690	/
		SO2	500.0	2.3061	0.4612	/
		NOx	250.0	21.7974	8.7189	/
联合站罐区		NMHC	2000.0	143.4500	7.1725	/
井场	温 5	NMHC	2000.0	37.0720	1.8536	/
	温 6	NMHC	2000.0	44.7470	2.2374	/
	温 7	NMHC	2000.0	57.4430	2.8721	/
	温 8	NMHC	2000.0	48.0470	2.4023	/
	温 9	NMHC	2000.0	41.5020	2.0751	/
	温 10	NMHC	2000.0	19.6760	0.9838	/
	温 11	NMHC	2000.0	14.2060	0.7103	/
	温 12	NMHC	2000.0	13.3800	0.6690	/
	温 13	NMHC	2000.0	37.0720	1.8536	/
	温 14	NMHC	2000.0	44.7470	2.2374	/
	温 15	NMHC	2000.0	57.4430	2.8721	/

	温 16	NMHC	2000.0	37.0720	1.8536	/
	温 17	NMHC	2000.0	44.7470	2.2374	/
	温 18	NMHC	2000.0	57.4430	2.8721	/
	温 19	NMHC	2000.0	48.0470	2.4023	/
	温 20	NMHC	2000.0	41.5020	2.0751	/
	温 21	NMHC	2000.0	19.6760	0.9838	/
	温 22	NMHC	2000.0	14.2060	0.7103	/
	温 23	NMHC	2000.0	13.3800	0.6690	/
	温 24	NMHC	2000.0	37.0720	1.8536	/
	温 25	NMHC	2000.0	44.7470	2.2374	/
	温 26	NMHC	2000.0	57.4430	2.8721	/
	温 27	NMHC	2000.0	48.0470	2.4023	/
	温 28	NMHC	2000.0	41.5020	2.0751	/
	温 29	NMHC	2000.0	19.6760	0.9838	/

本项目 Pmax 最大值出现为点源排放的 NOxPmax 值为 8.7189%，Cmax 为 21.7974 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

表 5.2-5 有组织排放大气污染源污染物估算结果

下风向距离	加热炉 1					
	PM10		SO2		NOx	
	浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)
50.0	0.5938	0.1320	0.8248	0.1650	7.7955	3.1182
100.0	0.5977	0.1328	0.8301	0.1660	7.8463	3.1385
200.0	0.5536	0.1230	0.7689	0.1538	7.2677	2.9071
300.0	0.5361	0.1191	0.7446	0.1489	7.0379	2.8152
400.0	0.8055	0.1790	1.1187	0.2237	10.5743	4.2297
500.0	1.6578	0.3684	2.3025	0.4605	21.7632	8.7053
600.0	1.3376	0.2972	1.8578	0.3716	17.5597	7.0239
700.0	1.2144	0.2699	1.6867	0.3373	15.9424	6.3769
800.0	1.1614	0.2581	1.6131	0.3226	15.2466	6.0986
900.0	1.2128	0.2695	1.6844	0.3369	15.9214	6.3685
1000.0	1.1112	0.2469	1.5433	0.3087	14.5876	5.8350
1200.0	0.9745	0.2166	1.3534	0.2707	12.7928	5.1171
1400.0	0.8675	0.1928	1.2049	0.2410	11.3886	4.5554
1600.0	0.7720	0.1716	1.0722	0.2144	10.1345	4.0538
1800.0	0.6940	0.1542	0.9639	0.1928	9.1111	3.6444
2000.0	0.6365	0.1414	0.8841	0.1768	8.3561	3.3424
2500.0	0.5291	0.1176	0.7349	0.1470	6.9460	2.7784

3000.0	0.4434	0.0985	0.6158	0.1232	5.8210	2.3284
3500.0	0.3879	0.0862	0.5388	0.1078	5.0925	2.0370
4000.0	0.3406	0.0757	0.4731	0.0946	4.4713	1.7885
4500.0	0.3055	0.0679	0.4244	0.0849	4.0112	1.6045
5000.0	0.2764	0.0614	0.3839	0.0768	3.6284	1.4514
10000.0	0.1258	0.0280	0.1748	0.0350	1.6517	0.6607
11000.0	0.0956	0.0212	0.1328	0.0266	1.2549	0.5020
12000.0	0.0766	0.0170	0.1064	0.0213	1.0059	0.4024
13000.0	0.0601	0.0134	0.0835	0.0167	0.7890	0.3156
14000.0	0.0934	0.0208	0.1297	0.0259	1.2261	0.4904
15000.0	0.0535	0.0119	0.0743	0.0149	0.7021	0.2808
20000.0	0.1068	0.0237	0.1483	0.0297	1.4022	0.5609

5.2.1.3 大气防护距离

按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的模式计算非甲烷总烃的无组织源的大气环境防护距离。计算出的距离是以污染源中心为起点的控制距离，结合厂区平面布置图，超出厂界以外的范围即为大气环境防护区域。经计算本项目无组织排放废气无超标点，不需设大气环境防护区域。

5.2.1.4 大气环境影响评价结论

本项目位于环境质量不达标区，大气环境影响评价结果如下：

本项目加热炉废气中颗粒物、SO₂、NO_x 排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准要求。

非甲烷总烃无组织厂界浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 企业边界大气污染物浓度限值；同时厂区非甲烷总烃无组织排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准（GB37822-2019）》表 A.1 中非甲烷总烃特别排放限值。

综合以上分析，本项目实施后大气环境影响可以接受。

5.2.2 运营期地表水环境影响分析

5.2.2.1 油田采出水

依据温北油田温 7 区块产量预测，项目采出水最大产生量 8017.9t/a，石油类 ≤300mg/L，SS ≤100mg/L，经集输管线输送至联合站采出水处理系统处理后，

达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注水水质的基本要求后回注地层。

联合站采出水处理系统处理规模 6000m³/d，处理工艺为“混凝沉淀+过滤”，设计出水水质为：石油类≤30mg/L，SS≤10mg/L，硫酸盐还原菌 SRB≤25（个/mL），腐生菌 TGB≤n×10⁴（个/mL），铁细菌 IB≤n×10⁴（个/mL）达到碎屑岩油藏注水水质指标。

5.2.2.2 井下作业用水

运营前期需定期洗井采用油洗工艺，无洗井废水产生，考虑经济性，待项目集输管网建成后，洗井采用热水洗井工艺，项目洗井用水 22680m³/a，全部回到集输系统进入联合站采出水处理系统后回注，末端治理效率 100%，无洗井废水产生。。

修井用水为 30m³/a.口，修井周期约 1 年 1 次，则修井用水 5670m³/a。项目修井用水全部回到集输系统进入联合站采出水处理系统处理后回用。

5.2.2.3 生活污水

项目每个井场劳动定员 3 人，2 班运转，25 个井场产污量 3.2m³/d；温七区块设置 4 个井队进行故障维修及巡检，每队 8 人，共计 32 人，2 班运转，产污量 1.28m³/d；联合站劳动定员 51 人，2 班运转，产污量 2.18m³/d。项目每个井场配套建设 10m³防渗旱厕，收集井场生活污水。联合站配套建设 50m³玻璃钢化粪池+50m³污水回收池，生活污水经预处理后，由阿克苏干净环保工程科技有限公司定期用吸污车抽运至阿克苏生活污水处理厂处置。

5.2.3 地下水环境影响评价

5.2.3.1 调查区域水文地质条件概况

塔里木盆地为一级地下水系统。依据地表水流域特征，结合地下水补径排条件的相对独立性，进一步划分出二、三级地下水系统。二、三级地下水系统边界和地表水流域边界基本吻合。阿克苏河系统Ⅲ包括阿克苏河及其东部小流域，北部古木别孜山前砾质平原及阿克苏新大河一带为单一结构孔隙潜水，南部广大细土平原区为多层结构潜水一承压水。

阿克苏河地下水系统（Ⅲ）与阿克苏河流域具有一致性，北边界为喀拉都维

一带的狭口状输入边界，东边界为扇间活动边界与渭干河—迪那河系统（Ⅱ）相接，西边界北段为扇间活动边界、南段为输入（输出）边界与叶尔羌河—喀什噶尔河系统（Ⅳ）相接，南边界为输出边界与塔里木河系统（Ⅴ）相接。

（1）地下水赋存及分布特征

工作区北部古木别孜背斜及西部音干山的二叠系及新近系（底部为第四系下更新统）构成山丘区透水不含水层，平原区第四系下更新统泥钙质胶结的粘性土层构成平原区第四系孔隙水的隔水底板（图 5.2-1）。

图 5.2-1 南北向水文地质剖面图

平原区第四系孔隙水根据水文地质单元类型及系统边界特征，可划分为包括柯克亚河及台兰河小流域在内的古木别孜冲洪积平原地下水及具有河槽洼地特征的阿克苏冲积平原地下水。古木别孜冲洪积平原地下水以 G314 国道为界又进一步划分为砾质平原单一结构潜水及以南的多层结构潜水-承压水；阿克苏冲积平原区自北部的吐木秀克镇至南部的拜什吐格曼乡的沿库玛里克河、阿克苏新大河形成 Q3-4 单一结构的河谷潜水，多层结构的潜水-承压水分布在该带以南的广大下游平原区。

区内地下水埋深由北向南逐渐变浅。G314 国道至吐木秀克乡以北为地下水深埋区，地下水水位埋深大于 50m；温宿县至阿克苏市一带为地下水中埋区，地下水水位埋深 10~50m；其他区域为浅埋区，其中新大河沿线两侧水位埋深为 5m，其他区域地下水水位埋深 1~5m；五团十八连南侧，宽约 12km，长约 20km 的范围内为自流区，水头高于地表 5.5~6.0m，直至南边缘接近地表。

区内地下水主要来自西北及北部山区降水及融雪水形成的河谷潜流及侧向径流，在沟口及砾质平原一带接受地表河渠水的大量入渗补给，在中下游区接受农灌区田间入渗补给。地下水总体流向由北向南径流，工作区北部的地下水埋深较大，水力坡度 5~8%，运移速度较快，中部区的拜什吐格曼-六团以南含水层

变为潜水-承压水的双层结构，含水层颗粒由粗变细，地下水埋深由深变浅，水力坡度过渡为 0.8~1.3%，地下水运移方式从以水平运移为主过渡到垂直运移为主，工作区中下游区地下水以机井、泉水及潜水蒸发等各种不同的形式排泄。

受地形、河流堆积等的影响，地下水溢出带的分布有明显的规律。库玛拉克河在近隘口上游的水稻农场形成顺河条带状溢出带，北部台兰河在佳木林场一带形成规模较大的溢出带，阿克苏新大河在单一潜水向多层结构承压水带过渡的拜什吐格曼乡形成顺河约 10km 长的溢出带，老大河在音干山的南侧形成艾西曼湖（泉水湖），多浪河在多浪水库的北部入水口上游形成沼泽带。

（2）含水层特征

潜水

①水量极丰富区（单井涌水量 $>5000\text{m}^3/\text{d}$ ）：分布在吐木秀克乡-阿克苏市-拜什吐格曼乡的阿克苏河一带，含水层岩性为砂卵石，结构单一。该带含水层颗粒粗大，地下水径流条件良好，有丰富的地表水补给，渗透系数 $60\sim 100\text{m}/\text{d}$ 。潜水水位埋深在吐木秀克乡-阿克苏一带为 $1\sim 3\text{m}$ ，在阿克苏-拜什吐格曼一带为 $3\sim 5\text{m}$

②水量丰富区（单井涌水量 $3000\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ ）：分布在水量极丰富区外围（库木巴什乡以北）一带，含水层颗粒相对变细，为中砂、粉细砂、砂卵石互层，中砂、粉细砂单层厚度一般在 $2\sim 7\text{m}$ ，砂卵石单层厚度一般为 $10\sim 30\text{m}$ ，渗透系数一般为 $30\sim 40\text{m}/\text{d}$ ，潜水水位埋深在库玛拉克河上游出山口大于 50m ，向下游水位逐渐变浅，在阿克苏一带变为 $3\sim 5\text{m}$ ，在伯什力克以北地带为 $5\sim 10\text{m}$ 。

图 5.2-2 工作区水文地质略图

③水量中等区（单井涌水量 $1000\sim 3000\text{m}^3/\text{d}$ ）：分布在库木巴什乡及佳木镇国道附近。库木巴什乡一带的含水层岩性为卵石、中粗砂，结构单一，渗透系数一般为 $15\sim 25\text{m}/\text{d}$ 。古木别孜山前带的佳木镇-五团以北地段的含水层岩性为砂卵石，渗透系数一般为 $15\sim 20\text{m}/\text{d}$ ，潜水水位埋深 $10\sim 30\text{m}$ ，由北向南水位埋深变浅。

④水量贫乏区（单井涌水量 $<1000\text{m}^3/\text{d}$ ）：分布在古木别孜山前、库玛拉克河-托什干河河间地块地段和西部的艾西曼湖一带。地层结构较为单一，含水层岩性为粉细砂，富水性相对较弱，渗透系数小于 $10\text{m}/\text{d}$ ，潜水水位埋深由北西向南东变浅，渐变为 $5\sim 10\text{m}$ 。

承压水

①古木别孜冲洪积平原承压水水量丰富区（单井涌水量 $3000\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ ）分布于佳木乡向南 12km 一带，向西抵良卡附近，向东出区，阿克苏市东侧亦有分布。潜水含水层由粉土、粉质粘土及含砾砂层堆叠而成，承压水含水层由砂砾石组成。推算单井涌水量潜水 $10\sim 100\text{m}^3/\text{d}$ ，承压水 $1263\sim 6935\text{m}^3/\text{d}$ ，潜水水位埋深自北西 10m 左右递减至南东 1m 左右。承压水层顶板埋深 $10\sim 30\text{m}$ ，承压水位埋深一般 3m 左右。

②阿克苏平原水量中等-丰富区（单井涌水量 $1000\sim 5000\text{m}^3/\text{d}$ ）

阿克苏市区至六团、八团北，含水层岩性北为卵石、卵砾石，往南渐变为中粗砂、细砂，厚 $44\sim 108\text{m}$ ，顶板埋深 $15\sim 26\text{m}$ ，单井涌水量为 $1091\sim 2800\text{m}^3/\text{d}$ ；库木巴什一带单井涌水量也超过 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，含水层为砂砾石，下部为中细砂、厚 $13\sim 30\text{m}$ ，顶板埋深 $63\sim 66\text{m}$ 。

③阿克苏平原水量贫乏区

分布在西部艾西曼湖及东部六团以东远离阿克苏河的地带，含水层岩性为细砂，南部厚 $20\sim 23\text{m}$ 、北部厚 67m 。单井涌水量 $230\sim 622\text{m}^3/\text{d}$ 、北部大于南部。艾西曼湖地带，含水层为夹在厚层粘性土中的细砂层，单井涌水量 $200\text{m}^3/\text{d}$ ，水质差、矿化度 $4\sim 6\text{g}/\text{L}$ 。

（3）地下水化学特征及动态变化

①地下水化学特征

上部潜水

主要受地表水因素的控制，地下水矿化度由北向南，由低变高，水化学类型由 HCO_3 型渐变为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3$ 型、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$ 型至 Cl 型。在库玛拉克河地段，河水水质较好，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型，矿化度 $<1\text{g}/\text{L}$ ，受其补给，地下水水化学类型以 $\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型和 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型为主，地下水矿化度 $<1\text{g}/\text{L}$ 。在台兰河等山前河流冲洪积平原，受水质较好的河水补给，地下

水水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型，矿化度 $<1\text{g/L}$ 。在阿克苏河冲积平原的阿克苏市-阿瓦提县一带，为人类活动集中区，地下水水化学特征同地表水关系密切，受各种作用混合影响，沿主要渠系及河道地下水水质较好，向两侧变差，地下水水化学类型由 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4$ 型过渡为 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型，矿化度也由小于 1g/L 过渡为大于 5g/L 。

潜水-承压水

承压水主要接受北部山前洪积砾质倾斜平原区地下水的侧向补给，相对于其上部潜水来说其水质较好，水质矿化度一般小于 1.0g/L ，水化学类型以 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3$ 型水为主。共青团农场以东承压水呈自流状态，水质矿化度在 $1\sim 2.5\text{g/L}$ 之间，水化学类型为 Cl-Na 。氟含量在整个承压水区均较高，在 $1\sim 2\text{mg/L}$ 之间。

(2) 地下水动态

北部地下水水位动态类型为径流型，水位动态曲线较为平缓，变化幅度一般 $<1\text{m}$ ，高水位期出现在8~9月份，低水位期出现在2~3月份。中部广大地区属渗入-蒸发型动态，主要受人为活动的控制，9~10月引水量减少，水位逐渐下降，11~12月初，进入冬灌期，同时蒸发量减少，水位开始回升，并出现短暂的相对高水位期，1~2月，引水量减少，水位下降，3月春灌，引水量增加，水位逐渐回升，至7~8月份水位升至最高。

在东部及南部地区，受人为活动影响较小，年际水位动态相对较稳定；西部由地下水溢出形成的艾西曼湖，由于水位下降，目前已呈不连续串珠状，年际地下水位总体呈下降趋势。

5.2.3.2 区块水文地质条件

(1) 地下水类型及赋存条件

从含水层介质结构特点、水文地质特征分析，该区在 150m 深度内的地下水属于存在相互水力联系的第四系松散岩类孔隙潜水及承压水。除温宿县县城附近均为承压水外，在勘察区范围内其他大部分区域均为第四系松散岩类孔隙潜水。

水源地勘察区地下水水位埋藏深度为 $0.30\sim 29\text{m}$ 不等，地下水水位埋藏深度 $0\sim 1\text{m}$ ，主要分布在库玛拉克河河东岸岸边附近；地下水水位埋藏深度 $1\sim 2\text{m}$ ，主要分布在水源地勘察区西侧、西南侧及东南侧区域；地下水水位埋藏深度 $2\sim 3\text{m}$ ，主要分布在勘察区中部、中北部、中西部、中东部、中南部及南部区域；地下水

水位埋藏深度3-5米，主要分布在电站退水渠以南区域及水源地勘察区西北部；地下水水位埋藏深度<29米，主要分布在电站退水渠以北区域、坎坡附近及坎坡以东区域。

水源地勘察区地下水自北西向南东、从北向南由高向低处径流，勘察区地下水水力坡度约为 3.08~3.60%。

（2）含水层及富水性划分

勘查区在 150m 深度内地层岩性为粉土、粉质粘土、粗砂、细砂、砂砾石、卵砾石、卵石组成。含水层以粗砂、细砂、卵砾石、卵石为主，地下水水位埋深<5m 的区域占 81.7%，地下水水位埋深>5m 的区域占 18.3%，地下水水位埋深>5m 的区域主要分布在勘察区北侧以及坎坡近和坎坡东侧一带，地下水水位埋深最大为 29m，含水层厚度在 150m 深度内可达 145m。

5.2.3.3 地下水环境影响评价

（1）评价范围

拟建工程所在区域地下水由南向北径流，根据项目所在区域水文地质情况和地形地貌情况，确定地下水调查评价范围为：南—北向为中轴线，以联合站为中心，向北侧外延 2km，其他方向各外延 1km，评价范围面积约 6.0km²。

（2）风险源分析

1) 正常状况下对地下水环境的影响分析与评价

根据工程分析，正常状况下项目运行期可能对地下水产生影响的污染源主要包括废水和固体废物。

运行期废水主要包括油田采出水、井下作业废水（修井废水、洗井废水）、生活污水。

油田采出水、井下作业废水（修井废水、洗井废水）均进入联合站污水处理系统进行处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的标准要求后，回注地层，不外排。

固体废物主要包括落地油、含油污泥、生活垃圾、废机油、废油桶。

该项目落地油 100%进行回收，并暂存于联合站污油池内，定期清理后交有资质的单位处置，不外排。落地原油主要污染表层土壤,由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0~20cm 的表层，及时 100%进行

回收，不会影响到项目区地下水环境。

含油污泥经减量化处理后，放入编制袋内，与废机油、废油桶一起暂存于危废间内，定期交有资质的单位处理，不外排。

综合以上分析，运行期可能对地下水产生污染的污染源（废水、固体废物）按照正常处置方式及工艺均可得到有效处理，不会对环境产生不良影响。

2）非正常状况下对地下水环境的影响分析

本项目非正常状况下主要以井漏事故、井喷事故、原油集输管道泄漏、联合站原油储罐等情景会对地下水造成影响。非正常状况情景下影响地下水的具体分析如下。

①井漏事故对地下水的影响

钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好，密封不严，可能使含油气层与地下水层串层，造成井漏，钻井泥浆漏失到地下水含水层中，引起地下水污染。若一旦产生井漏，就钻井液漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有多种添加剂的钻井液（特别是混油钻井液）在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏可能进入含水层污染地下水。此外，项目钻井液以膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。本工程推广使用清洁无害的泥浆，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时要求操作人员严格按照设计和相关规范进行下钻、开泵的情况下，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，尽量减轻对地下水环境的影响。

②井喷事故对地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，将会造成严重的环境污染。根据相关资料，井喷事故发生后，一般需要 1-2d 才能得以控制。井喷污染范围在半径 50m 左右时，井喷持续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面

分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内。项目区气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。对地下水体的影响概率不大，同时井喷事故为短期大量排放，一般能及时发现，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

③原油集输管道泄漏事故对地下水的影响

a 预测情景及源强

原油集输管道泄漏方式主要分为两种，一种为短期大量泄漏，此种状况下，原油集输管道设有实时监控系統，压力发生变化后会马上采取紧急措施，进行管道修复和污染清理等，可及时控制污染程度，因此短期大量泄漏不会对地下水产生污染；一种为长期小量泄漏，主要表现为因管线法兰老化或管线出现腐蚀小孔条件下发生原油的跑、冒、滴、漏现象。此种状况一般较难发现并处理，长久状态下会对地下水产生影响。因此本次预测主要针对原油集输管道的针孔长期泄漏状况进行预测。

正常工况、无防渗措施条件下，输油管道的跑、冒、滴、漏量（即无组织排放量）按《环境影响评价技术导则地下水环境中》给出的《给排水管道工程施工及验收规范》（GB50268）中压力管道的允许渗水量进行计算。根据调查，温七区块集输管线均采用无缝钢管，管道直径 150mm。本次采用规范中 200mm 的焊接接口钢管的允许渗水量进行计算，其允许渗水量为 0.56L/min*km。此次源强按照 100m 输油管道的污染物泄露量进行计算，则其泄露量为 0.08m³/d。同时，根据研究表明，表层土壤对截留石油类物质作用显著，因此，本次预测按照土壤截留 95%石油类物质计算，最终进入含水层中的污染物的量为 0.004m³/d。预测因子为石油类，石油类浓度参照取值 2000mg/L。

预测时长设为 20 年。预测节点包括事故发生后 30d、100d、1000d、3600d、7300d。

本次评价选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）推荐的一端为定浓度边界的一维半无限长多孔介质解析法公式进行预测，公式如下：

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

模型中所需参数及来源见表 5.2-6。

表 5.2-6 模型所需参数一览表

参数	参数名称	参数数值	数值来源
x	距离定浓度边界的距离	--	--
t	时间	--	--
C	t 时刻 x 处的污染物浓度	--	--
C0	定浓度边界处污染物浓度	21mg/L	污染物浓度为 2000mg/l
u	实际水流速度	0.0986m/d	$u=KI/n$; 根据资料, 场底为碎屑岩类孔隙裂隙承压水, 渗透系数 0.0493m/d; 水力坡度 I 为 20%; n 选取经验数据 0.01
DL	纵向弥散系数	0.986m ² /d	根据类比相同岩性地区的研究成果, 取纵向弥散度为 10m

b 地下水污染情形预测结果及评价

本次模拟预测根据污染风险分析的情景设计, 在选定优先控制污染物的基础上, 分别对地下水污染物在不同时段的运移距离、超标范围进行模拟预测石油类对地下水的污染程度以影响范围、超标范围和最大运移距离来衡量, 影响范围以其检出限进行确定, 检出限以目前科学仪器能检测到的最低浓度值为依据, 石油类的检出限取 0.01mg/L。石油类的超标范围依据《生活饮用水卫生标准》中的污染限值进行确定, 根据《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006) 的限值规定, 石油类的污染限值分别取 0.3mg/L。污染物最大运移距离以污染物可检出位置到污染源位置的最大距离来计算。

模拟结果显示: 在非正常工况下, 污染物持续下渗, 泄漏量在潜水层中的迁移距离、影响范围、超标范围随着时间的推移逐渐扩大。但由于泄漏量有限和地下水水动力对流-弥散作用, 污染物总体影响范围较小。

具体影响范围和超标范围见表 5.2-7。

表 5.2-7 非正常工况下原油储罐泄漏情景地下水污染影响范围表

污染因子	污染时限 d	影响范围 m ²	超标范围 m ²	污染物迁移距离 m
石油类	30	208286.4	120911.9	614.9
	100	257336.7	142566.1	714.7
	1000	385559.5	269405.4	929.3
	3600	587420.8	391623.1	1036.2
	7300	815086.4	519099.1	1280.7

(1) 由预测结果可知, 污染物在水动力条件作用下主要由北向南方向运移。不同预测情景下, 污染物对地下水的影响程度不尽相同。

输油管道正常跑冒滴漏且无防渗的情景下, 污染物长时间持续下渗, 对泄露

区域及下游地下水均造成一定程度的污染,但在预测影响范围内无居民等地下水环境敏感点,因此在预测泄漏点处发生泄漏后,预测时段内不会对居民等地下水环境敏感点产生影响。

由此可见,厂区内的防渗、检漏和定期检测工作一定要做好,及时发现问题,并及时解决,减少对地下水的影响。

根据目前国内对于石油烃类污染物在地下水中自然衰减特性的研究表明,石油化工物料在地下水中的自然衰减是非常缓慢的过程,因此,在风险事故发生后,应及时关闭阀门,将泄漏事故发生和持续的时间控制在最短范围内,并且对泄漏处的污水、污泥及时集中处理,避免污染源扩散。同时对泄漏点附近地下水进行抽水处理,必要时对已被污染的土壤用新鲜土壤进行置换,防止其进一步向下游扩散。

5.2.3.4 地下水环境保护措施与对策

地下水污染防治措施应按照“源头控制、末端防治、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。

(1) 地下水污染防治原则

为防止企业涉及的有毒、有害物料及含有污染物的介质泄漏、渗漏对地下水造成污染,应从物料储存、装卸、运输、生产过程以及污染处理设施等全过程控制有毒、有害物料及含有污染物的介质泄、渗漏,同时对有害物质可能泄漏到地面的区域采取防渗措施,阻止其渗入地下水中,即从源头到末端全方位采取控制措施。防止地下水污染应遵循下列原则:

源头控制措施:本项目对产生的废水、钻井泥浆等进行合理的治理和综合利用,以先进工艺、管道、设备、污水储存,尽可能从源头上减少可能污染物产生;严格按照国家相关规范要求,对原油和污水工艺、管道、储存设备及处理构筑物采取相应的措施,以防止和降低可能污染物的跑、冒、滴、漏,将废水泄漏的环境风险事故降低到最低程度;优化排水系统设计;管线铺设尽量采用“可视化”原则,即管道尽可能地上铺设,做到污染物“早发现、早处理”,以减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染;

分区防治措施:结合企业各生产设备、管廊或管线、贮存与运输装置、污染物贮存与处理装置、事故应急装置等的布局,根据可能进入地下水环境的各种有

毒有害原辅材料、中间物料和产品的泄漏（含跑、冒、滴、漏）量及其他各类污染物的性质、产生量和排放量，划分污染防治区，提出不同区域的地面防渗方案，给出具体的防渗材料及防渗标准要求，建立防渗设施的检漏系统。

污染监控体系：建立开采区块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；

应急响应措施：制定地下水风险事故应急响应预案，明确风险事故状态下应采取的封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。

5.2.3.4.1 源头控制措施

（1）施工期源头控制措施

①钻井作业中，从钻开表面黄土层起，直到钻开基岩 30m 以上，必须采用无毒无害的清水泥浆，避免钻井液对浅层地下水的污染；固井作业中，表层套管进入岩石层 30m 以上，表层使用壁厚不小于 8.94mm×J55API 标准的套管，井口打水泥帽，二开井口不晃动，出口导管不溢泥浆，防止顺表套渗入沙土层；水井水泥返高至地面，水泥浆密度为 1.85-1.90g/cm³。

②严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏，老井钻井液用于新井钻井，减少废钻井液产生量；钻井废水排入防渗泥浆池，用于配制泥浆，提高钻井废水的循环利用率，严禁外排。

③改进钻井泥浆处理处置工艺，改变挖循环池的传统做法，在钻井施工过程中，通过稀释—絮凝—分离等技术，将废弃泥浆变成岩石、泥饼和水三部分；岩屑通过水洗、絮凝分离和化学反应处理；泥浆中的有害物质成分和氯离子被析入水中后，再用真空吸附或挤压方式脱水制成泥饼；将水中含有的大量有机无机杂质，通过预处理—反渗透膜处理达到后回用；以做到钻井泥浆不落地。处理后的钻井泥浆和岩屑运至温宿县固废填埋场填埋。

④试油时在井场铺设防渗布，及时回收落地油，要求落地油 100%回收。试油时产生的含油污水必须进罐，送联合站处理达标后回注，严禁外排、偷排。

（2）运营期源头控制措施

①采出水和其它生产废水经过处理后进行同层回注，回注率必须达到 100%，

严禁以渗坑储存等形式处理含油废水。回注的采出水均需达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》标准后方可注入目的层，以减缓水质对管线的腐蚀速率，严禁采出水外排。

②使用新型防腐管材，减轻对管线的腐蚀速率；逐步以耐腐蚀的新型管材取代原来的钢制管线，新型材料管道从总体上优于钢制管材，主要表现在以下几点：

具有良好的抗腐蚀性，管材不仅对油田注水防腐，而且对于地层周围的土质环境起到防腐作用；

所选用的材质具有等同于或大于钢制管材的抗压性；

具有良好的柔韧性和可塑性，适合于各种复杂的地层结构环境；

减少管线的接头；

不易结垢；

修井、洗井等井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油和含油污水等，含油污水送联合站处理达标后回注地下，严禁外排、偷排。

采用“绿色修井技术和配套设备”，以原油不出井筒为目的，达到“三不沾油”，即“井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油”。具体的技术措施包括：

①油管泄油，使用撞击式泄油器、提杆式泄油器、提管式泄油器（如分体式套管摩擦提管泄油器和剪切式管控泄油器），解决包括抽油杆砂卡和断脱等不利情况在内的油管泄油问题，保证油管内的原油全部泄入井筒而不落地；

②油管和抽油杆外壁刮油回流，使用方便、耐用的油管刮油器和抽油杆刮油器，将管和杆壁上附着的原油刮净，并使原油经装置直接回流返回套管，避免将原油带至地面；

③在原油开发过程中，积极采用新工艺、新技术、开展清洁生产审计，减少污染物的产生量、排放量，提高其回收利用率；在施工和生产过程中，采用综合污染防治措施，使任何污染物不得流出场站，场站残留的污染物要彻底清理，回收后集中处置，全面推进无污染作业。

在原油开采过程中，应定期对开采井套管进行定期监测工作，查明开采井套管情况（有无损坏），若发生损坏，应采用机械整形修复、化学修复技术、波纹

管补贴技术对套管进行修复，必要时采用深部取套技术，将套管取出进行更换。

加强对输油管线和油水井的监测和巡视管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，管线破坏、减少原油泄漏量。

①一旦发生油井出油异常，应及时查明原因，若是套管损坏，应及时采用水泥灌浆等措施封堵套管，防止含油污水泄漏污染地下水；

②对破坏管线、服役期满的管线要及时更换，防止原油对管线浅层地下水的污染。

③对井口装置、集油管线等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑冒滴漏，以及原油泄漏事件的发生。

污油、含油污泥属危险废物，要按照危废处置、储存要求进行严格管理。

采用有针对性的措施，防止管线原油泄漏针对输油管线可能遭遇不同的破坏因素，采用不同的管线防漏和保护措施。

①自然因素所造成的管线破裂主要是冬季管线冻裂；主要措施为不能在顺坡来水方向横向敷设管线，尽可能沿路边黄土坡脚布设，设计铺设线路时避开洪水汇集口；管线埋设时应在冻土层以下即深埋 1.4m，同时还采用管线防腐保温措施，以保证油气畅通；

②人为因素主要是不法分子在利益的驱动下偷油破坏管线及修路平整土地等施工误伤输油管线。主要保护措施为加强巡线，随时做好抢修和工作联系准备，并做好平时抢修队伍训练和工作演练，在最短的时间内把泄漏到外环境中的原油清理干净。

严防各种事故的发生：

①在设备技术上做改进，采用高质量的输送管线和先进的监控手段，防治原油的泄漏，采出水处理系统要具备一定的调节容量（至少 8 小时），避免机械故障下的事故排放；

②严格定期检查各种设备，积极培养工作人员的责任意识，提高工作人员的技术水平。

（3）闭井期地下水污染防治与保护措施

闭井期拆除采油设备，清除回收输油管线内残余的原油，彻底清理回收井场内的落地油，避免对浅层地下水造成污染。

对废弃油井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成对地下水的污染，封井采取的主要措施如下：

①打水泥封井施工；

②根据所封油井尺寸，下配套直径的通井规通井实探井底水泥塞面位置；

③再下斜尖+油管+Y211-114 轨封+正反丝扣接头+反正丝扣接头+工具油管至井口；

④割开表套环空装阀门，用水泥车向表套环空内挤入设计比例的水泥浆，水泥车压力一般不大于 15MPa；

⑤施工收尾。

5.2.3.4.2 分区防渗措施

（1）防渗基础条件

由于石油开采范围内包气带主要岩性为粉土和粉质粘土，天然包气带防污性一般，因此在制订防渗措施时须从严要求。

地面防渗措施，即末端控制措施，主要包括开采区内各站场的地面防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施。通过在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送至污水处理场处理。

（2）地面防渗工程设计原则

采用国际国内先进的防渗材料、技术和实施手段，确保地面公司对区域内地下水影响较小，地下水现有水体功能不发生明显改变。

坚持分区管理和控制原则，根据各站场所在地的工程地质、水文地质条件和可能发生泄漏的物料性质、排放量，参照相应标准要求有针对性的分区，并分别设计地面防渗层结构。

坚持“可视化”原则，在满足工程和防渗层结构标准要求的前提下，尽量在地表面实施防渗措施，便于泄漏物质的收集和及时发现破损的防渗层。

实施防渗的区域均设置检漏装置，其中可能泄漏危险废物的重点污染防治区防渗设置自动检漏装置。

防渗层上渗漏污染物和防渗层内渗漏污染物收集系统与“三废”处理措施统筹考虑，统一处理。

（3）防渗方案设计参照标准及等级划分

根据可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，划分为重点防渗区和一般防渗区。各防渗区防渗技术要求参照《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013）要求进行防渗等。

表 5.2-8 各单元设施地下水污染防治等级划分

序号	防渗等级	单元、设施名称
1	重点防渗区	原油储罐、污泥搅拌罐等罐体；污油池、污泥回收等装置；输油管线、注水管线、井场等。
2	一般防渗区	气液分离器撬等设施装置。
3	简单防渗区	消防水罐、厂区道路等。

5.2.3.5 地下水环境监测与管理

为了及时准确的掌握油田开采区域地下水环境质量状况和地下水中污染物的动态变化，应根据当地地下水流向、污染源分布情况及污染物在地下水中的扩散形式，在开采范围内布设一定数量的地下水污染监控井，同时根据开采范围的变化，重新建设污染监控井，建立地下水污染监控体系，配备先进的监测仪器设备，定期对井内水质进行监测，以便及时发现、及时控制。

本次监测方案布设点位主要围绕本次新建油井及联合站进行监控。

（1）地下水监测方案

①监测布点方案

根据《地下水环境监测技术规范》HJ/T164-2004 的要求及地下水监测点布设原则，结合研究区水文地质条件及预测评价结果，评价范围内共布设地下水水质监测井 3 眼做为浅层地下水长期监测井。地下水监测孔位置、监测频率、孔深、监测层位、监测频率表 5.4-4。监测项目为：石油类、氰化物砷、汞、铬（六价）、镉、挥发性酚类。

②监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送生态环境行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开，满足法律中关于知情权的要求。发现污染时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

（2）地下水监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下

管理措施和技术措施。

①管理措施

防止地下水污染管理的职责属于企业内环境保护管理部门的职责之一。建设单位环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作；

建设单位环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作；

建立地下水监测数据信息管理系统，与企业环境管理系统相联系。

②技术措施

按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）要求，及时上报监测数据和有关表格；

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公司环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。

5.2.4 运营期声环境影响预测与评价

5.2.4.1 站场噪声

本项目运行中噪声影响主要来联合站，主要噪声设备为原油处理装置橇、空气增压机、加热炉以及各类泵类。

表 5.2-9 主要发声设备及声源值

污染源	数量	噪声值	特性	处理措施	降噪效果
空气增压机系统	2	90dB（A）	连续	选用低噪声设备，基础减振	10
注气压缩机系统	2	100dB（A）	连续	选用低噪声设备，基础减振	10
加热炉	2	80dB（A）	连续	选用低噪声设备，基础减振	10
离心泵	2	75dB（A）	连续	选用低噪声设备，基础减振	10
卸车泵	2	75dB（A）	连续	选用低噪声设备，基础减振	10
外输泵	1	75dB（A）	连续	选用低噪声设备，基础减振	10
污油泵	1	75dB（A）	连续	选用低噪声设备，基础减振	10
底水泵（倒油泵）	1	75dB（A）	连续	选用低噪声设备，基础减振	10
热水泵	1	75dB（A）	连续	选用低噪声设备，基础减振	10
柴油发电机组	1	100dB（A）	间断	选用低噪声设备，基础减振，安装消声器	20
燃气发电机	1	100dB（A）	间断		
污泥回收泵	2	75dB（A）	连续	选用低噪声设备，基础减振	10

注水泵	2	90dB (A)	连续	选用低噪声设备, 基础减振	10
注水泵	3	90dB (A)	连续	选用低噪声设备, 基础减振	10
喂水泵	4	80dB (A)	连续	选用低噪声设备, 基础减振	10

5.2.4.2 预测范围、点位及因子

(1) 预测范围及点位

噪声预测范围：厂界外 1m。

噪声预测点位：在四个厂界各选取一点，以现状监测点为预测评价点。

(2) 预测因子

厂界噪声预测因子：等效 A 声级。

5.2.4.3 预测模式及步骤

(1) 预测模式

室外点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式

$$LA(r) = LA_{ref}(r_0) - (A_{div} + A_{bar} + A_{atm} + A_{exc})$$

式中：LA(r)——距声源 r 米处的 A 声级； LA_{ref}(r₀)——参考位置 r₀ 米处的 A 声级； A_{div}——声波几何发散引起的 A 声级衰减量；

A_{bar}——声屏障引起的 A 声级衰减量； A_{atm}——空气吸收引起的 A 声级衰减量； A_{exc}——附加衰减量。

A、几何发散

对于室外点声源，不考虑其指向性，几何发散衰减计算公式为：

$$LA(r) = LA(r_0) - 20Lg(r/r_0)$$

B、遮挡物引起的衰减

遮挡物引起的衰减，只考虑各声源所在厂房围护结构的屏蔽效应。

C、空气吸收引起的衰减

空气吸收引起的衰减按下式计算：

$$A_{atm} = \frac{\alpha(r-r_0)}{1000}$$

式中：r——预测点距声源的距离，m； r₀——参考点距声源的距离，m； α——每 1000m 空气吸收系数。

D、附加衰减

附加衰减包括声波传播过程中由于云、雾、温度梯度、风及地面效应引起的声能量衰减，本次评价中忽略不计。

室内点声源对厂界噪声预测点贡献值预测模式

室内声源首先换算为等效室外声源，再按各类声源模式计算。

A、首先计算出某个室内声源靠近围护结构处的倍频带声压级：

$$L_{oct,1} = L_{w\ oct} + 10 \lg \left(\frac{Q}{4\pi r_1^2} + \frac{4}{R} \right)$$

式中： $L_{oct,1}$ 为某个室内声源在靠近围护结构处产生的倍频带声压级， $L_{w\ oct}$ 为某个声源的倍频带声功率级， r_1 为室内某个声源与靠近围护结构处的距离， R 为房间常数， Q 为方向性因子。

B、计算出所有室内声源的靠近围护结构处产生的总倍频带声压级：

$$L_{oct,1}(T) = 10 \lg \left[\sum_{i=1}^N 10^{0.1 L_{oct,1}(i)} \right]$$

C、计算出室外靠近围护结构处的声压级：

$$L_{oct,2}(T) = L_{oct,1}(T) - (TL_{oct} + 6)$$

式中： TL_{oct} 为围护结构倍频带隔声损失，厂房内的噪声与围护结构距离较近，整个厂房实际起着一个大隔声罩的作用。在本次预测中，利用实测结果，确定以 25dB (A) 作为厂房围护的隔声量。

D、将室外声级 $L_{oct,2}(T)$ 和透声面积换算成等效的室外声源，计算出等效声源第 i 个倍频带的声功率级 $L_{w\ oct}$ ；

$$L_{w\ oct} = L_{oct,2}(T) + 10 \lg S$$

式中： S 为透声面积， m^2 。

E、等效室外声源的位置为围护结构的位置，其倍频带声功率级为 $L_{w\ oct}$ ，根据厂房结构（门、窗）和预测点的位置关系，计算预测点处的声级。

假设窗户的宽度为 a ，高度为 b ，窗户个数为 n ；预测点距墙中心的距离为 r 。预测点的声级按照下述公式进行预测：

$$L_r = L_{\text{室外}} \quad (r \leq a/\pi)$$

$$L_r = L_{\text{室外}} - 10 \lg \frac{\pi r}{a} \quad (b/\pi > r \geq a/\pi)$$

$$L_r = L_{\text{室外}} - 10 \lg \frac{b}{a} - 20 \lg \frac{\pi r}{b} \quad (r \geq b/\pi)$$

②预测步骤

A、以本项目厂区中部为坐标原点，建立一个坐标系，确定各噪声源及厂界预测点坐标。

B、根据已获得的声源参数和声波从声源到预测点的传播条件，计算出各声源单独作用在预测点时产生的 A 声级 L_i ：

C、将各声源对某预测点产生的 A 声级按下式叠加，得到该预测点的声级值

L_1 ：

$$L_1 = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^k 10^{0.1 L_i} \right)$$

C、将厂界噪声现状监测值与工程噪声贡献值叠加，即得噪声预测值。

$$L_{\text{预测}} = 10 \lg \left[10^{0.1 L_{eq}(A)} + 10^{0.1 L_{eq}(A)_{\text{背}}} \right]$$

噪声在传播过程中受到多种因素干扰，使其产生衰减，根据项目噪声源和环境特征，预测过程中对于屏障衰减只考虑厂房等围护结构造成的传声损失，对空气吸收和其它附加衰减忽略不计。预测模式采用点声源处于半自由空间的几何发散模式。

（3）预测评价内容

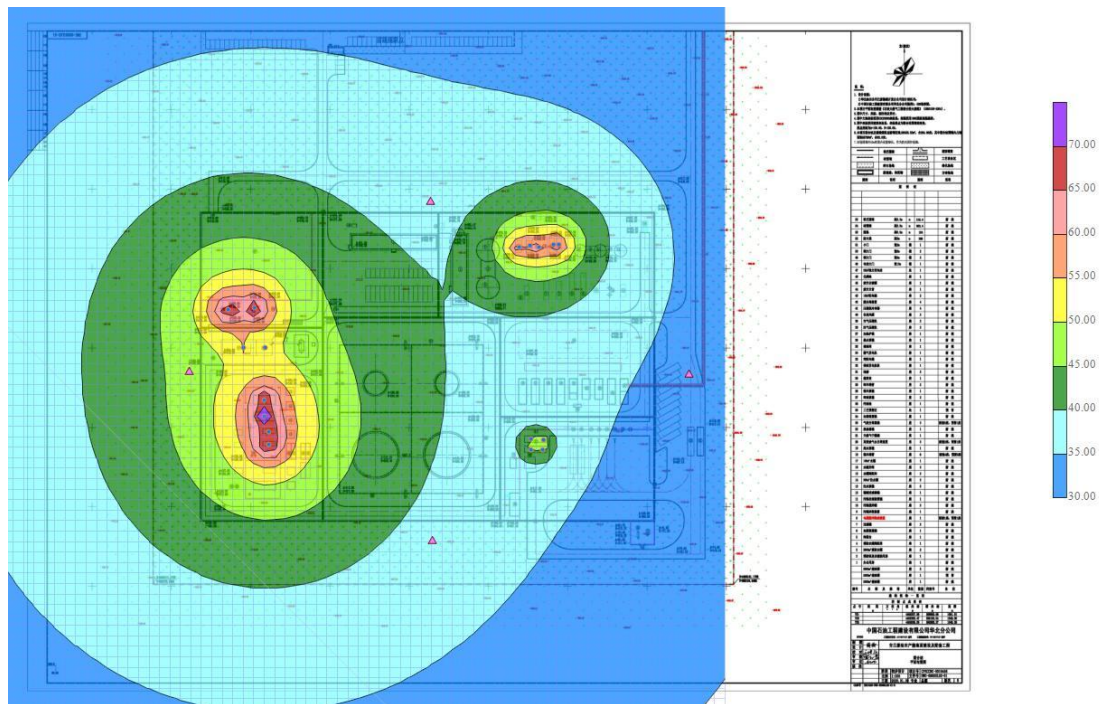
本评价主要预测和评价内容：正常工况下，站场噪声源对厂界声环境的影响，预测厂界噪声值及达标情况；

（4）预测结果与评价

以项目厂址实测噪声值作为本底值，按照上述预测模式及有关参数预测，结合噪声源到各预测点的距离，通过噪声系统软件计算，预测对厂界噪声的贡献值及预测值。

表 5.2-10 联合站厂界噪声预测结果

工况	预测点位	贡献值 dB (A)	现状值 dB (A)	预测值 dB (A)	标准值 dB (A)		达标情况
正常 工况	东厂界	33.52	51.1	51.18	昼间	60	达标
			45.9	46.14	夜间	50	达标
	北厂界	38.66	53.3	53.45	昼间	60	达标
			45.6	46.40	夜间	50	达标
	西厂界	38.29	51.3	52.66	昼间	60	达标
			46.9	46.77	夜间	50	达标
	南厂界	46.95	52.9	53.05	昼间	60	达标
			46.1	49.93	夜间	50	达标



联合站厂界噪声贡献值为 33.52~46.95dB (A)，叠加现状值后，厂界噪声昼间预测值为 51.18~53.05dB (A)、夜间预测值为 46.14~49.93dB (A)，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，即：昼间≤60dB (A)，夜间≤50dB (A)。因此，工程运行采气期噪声对周围声环境影响较小。

2、井场噪声

类比数据，抽油机单台运行噪声约 65dB (A)，多台机组（从式井场）的运行噪声在 71~77dB 之间，皆为低频噪声。

井场噪声预测模式与站场的预测模式一致。

表 5.2-12 井场噪声衰减分布表 单位: dB (A)

井场生源噪声 dB (A)	不同距离处噪声级 dB (A)						
	5m	10m	15m	20m	30m	40m	50m
71~77	57.02~ 63.02	51~57	47.48~ 53.48	44.98~ 50.98	41.46~ 47.46	38.96~ 44.96	37.02~ 43.02

由上表可知,抽油机噪声影响范围在 20m 范围内,根据现场调查,井场周围 100m 范围内无居民,评价认为,井场内抽油机噪声源对周围声环境影响小。

5.2.5 固体废物环境影响分析

5.2.5.1 含油污泥

根据原油处理系统和采出水处理系统设计规模,一期大罐排污量约 200m³/d,作业现场油泥砂和清管产生的污泥约 50m³/d,合计含油污泥量 250m³/d,含水率 99%~99.5%,经沉降池浓缩后,污泥量 125m³/d,含水率 98%,经晾晒后,污泥量 25m³/d,含水率 90%。

二期大罐排污量约 400m³/d,作业现场油泥砂和清管产生的污泥约 100m³/d,合计含油污泥量 500m³/d,含水率 99%~99.5%,经沉降池浓缩后,污泥量 250m³/d,含水率 98%,经晾晒后,污泥量 50m³/d,含水率 90%。

含油污泥属于危险废物,危险类别为 HW08,危险废物代码为 071-001-08,定期清理经压滤后装入编织袋内,暂存于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 6 危险废物暂存库,定期委托库车红狮环保科技有限公司拉运处置。

5.2.5.2 废机油和废油桶

联合站内各设备维修和拆解过程中产生废机油、废油桶,废机油危险类别为 HW08,危险废物代码为 900-214-08,产生量为 0.5t/a;废油桶的危险类别为 HW49,危险废物代码为 900-041-49,其中废油桶产生量 0.05t/a。暂存于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 6 危险废物暂存库,定期交由有资质单位处置。

5.2.5.3 废含油劳保用品

依据建设方提供资料,温北油田温 7 区块废含油劳保用品量为 50kg/井场·月(含综合项目部),含油劳保用品产生量 15.6t/a。

项目废含油劳保用品由各井场（综合项目部）铁桶集中收集，依据《国家危险废物名录（2021年版）》（部令 第15号）危险废物豁免管理单：废物代码900-041-49废弃的劳保用品，豁免环节为“未分类收集”，项目废含油劳保用品不在豁免管理清单位内，交由库车市畅源生态环保科技有限责任公司定期处置。

5.2.5.4 废防渗布

依据建设方提供数据，温北油田温7区块产生废防渗布226.8t/a，集中收集暂存于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红6危险废物暂存库，定期交由新疆新能源（集团）准东环境发展有限公司处置。

根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单（环境保护部公告2013年第36号）相关要求，本项目在红6井场新建危险废物暂存库，危险废物均由专用容器盛装后在危险废物暂存间内临时存放。

本项目危险废物在厂区内暂时贮存期间，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单、《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）的规定暂存，按照危险废物贮存污染控制要求，设置危险废物暂存间，并采用专门密闭容器贮存危险废物，并设立危险废物警示标志，由专人进行管理，做好危险废物排放量及处置记录。存放危险废物容器的地方地面进行防渗处理，防渗层渗透系数小于 $1 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；设计堵截泄漏的裙脚，并设泄漏液体收集装置；临时贮存间配备通讯装置、照明设施等应急防护设施。

项目需设置专人负责危险废物转运，加强人员培训，提高转运人员风险意识，加强危险废物转运车辆及容器的巡查管理，及时发现泄漏情况并及时处理，定期检查各种危险废物转运专用容器，防止泄露，相关车辆及转运容器每班检查一次，可避免危险废物厂内转运过程中散落、泄露对周边环境造成影响。

为防止危险废物临时存储过程中对环境产生污染影响，根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）和《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关内容，危废暂存间需采取了严格的防渗、防漏处理，并设置围堰，暂存间的地面整体进行防渗处理，同时设置泄漏液体的收集装置；危废间采用专门密闭容器贮存危险废物，并设立危险废物警示标志，由专人进行管理，做好危险废物排放量及处置记录，设有堵截泄漏的裙脚，并设泄漏液体收集装置；配备了通讯装置、照明设施等应急防护设施。

项目所在区域不属于溶洞区或易遭受严重自然灾害如洪水、滑坡、泥石流、潮汐等影响的地区，危废暂存间周边无易燃、易爆等危险品仓库、高压输电线路，位于居民中心区常年最大风频的下风向，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）及其修改单中关于危险废物贮存设施的选址原则。

企业需根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求对危险废物暂存间管理制定严格的管理制度，为防止危险废物在厂区内临时贮存过程中对环境产生污染影响，本评价对危险废物管理提出进一步要求：

①按照危险废物贮存污染控制标准要求，废润滑油采用专用容器存放，并置于危险废物暂存间内，防止风吹雨淋和日晒。贮存间设置危险废物警示标志，由专人进行管理，做好危险废物排放量及处置记录。

②危险废物贮存间内按照危险废物类别，不同的危险废物分开存放，并设置隔离间隔段。

③危险废物收集、贮存、运输时应按毒性、易燃性和反应性等危险特性进行分类、包装并设置相应的标志及标签。禁止将不相容（相互反应）的危险废物在同一容器内混装。

④对装有危险废物的容器定期进行检查，容器泄漏损坏时必须立即进行处理，并将危险废物装入完好容器内。

（2）运输过程的污染防治措施可行性分析

企业危险废物车间内转运使用专用车辆及专用容器进行转运，制定危险废物转运车辆及容器的巡查管理制度，及时发现泄漏情况并及时处理，定期检查各种危险废物转运专用容器，防止泄露，相关车辆及转运容器每班检查一次。针对各危险废物危险特性采用不同容器进行盛装，因此本次评价认为本项目危险废物运输方式及运输线路合理可行。

同时本次评价针对本项目危险废物运输过程提出以下要求：危险废物内部转运填写《危险废物厂内转运记录表》；危险废物内部转运结束后，应对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物遗失在转运路线上，并对转运工具进行清洗。危险废物转移应遵从《危险废物转移联单管理办法》及其他有关规定的要求。

本项目产生的固体废物均得以妥善处置，危险废物暂存设施均采取严格的防

渗处理，不会因长期堆存而对周围环境产生影响。

5.2.6 土壤环境影响评价

5.2.6.1 评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，本项目属于采矿业中的石油天然气开采项目，属于 I 类项目；项目永久占地合计为 7.89hm²，占地规模属于中型（5~50hm²）；本项目新建部分井场周边分布有耕地、采气集气管线穿越耕地，属于土壤敏感区；依据污染影响型评价工作等级划分表（见表 2.3-5），通过上述项目类别、占地规模和环境敏感程度判定，拟建项目土壤环境影响评价工作等级为“一级”。

5.2.6.2 现状调查与评价

经现场踏勘，本项目新建井场周边主要多以农田为主。根据土壤监测结果可知，农田监测点土壤中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）中其他类别土壤污染风险筛选值，石油烃监测值低于《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。根据现有井场监测石油烃，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）中第二类用地土壤污染风险筛选值。

5.2.6.3 土壤环境影响分析

本项目从钻井、采油、集输、原油处理到采出水回注，石油开发各环节均可能对土壤环境产生污染，但均发生在非正常状况下。其影响主要是由于石油类污染物排入后造成土壤结构的改变、降低了土壤质量，影响同外界的物质、能量交换，影响植被生长。一定条件下，石油烃中不被土壤吸收的部分还可能渗入地下并污染地下水。开采过程中分离的含油污水处理达标后回注到油层，正常情况下不会对土壤和地下水环境造成污染。事故状态下，泄漏的采出水可能对地下水水质造成一定的不利影响，使水质矿化度增高。但由于评价区地下水埋深较大，且少开采用作农灌用水，实际中通过污染地下水造成大面积土壤盐渍化的风险极小。

石油的流动性较差，泄漏后对土壤的垂直影响范围主要集中在 0~40cm 左右

的表层，通过泄漏事故发生后及时采取应急处置措施，石油开发对土壤的污染影响可基本控制在泄漏点周边小范围内，并主要集中在站场或管线占地范围内。

本项目站场、井场均采取了防洪措施。通过在场内采取分区防渗措施，修建围堰、污油池等事故收集设施，在场外设置截、排水沟，可防止污染物随降水等地表径流进入站外。

本项目的土壤环境影响类型为污染型影响，影响途径主要是发生泄漏后的垂直入渗影响。

5.2.6.4 土壤环境影响识别

本项目建设对土壤环境的影响主要分为施工期和运营期。

施工期影响土壤因素主要包括钻井废水、生活污水、落地油、钻井岩屑及泥浆、井喷、套外返水、井漏等。

运营期影响土壤因素主要包括生产生活废水、油气集输、处理产生的油泥及管线泄漏、储罐泄漏装置爆炸等。

根据石油开采项目特点，本项目土壤影响主要为污染影响型，不涉及生态影响型。石油开发项目建设和运行过程中可能导致土壤污染的事故包括：

- ①联合站油品泄漏对土壤的影响分析；
- ②输油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔、误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使原油泄漏；
- ③在钻井过程及井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷等工程事故；
- ④自然灾害引起的油气田污染事故。

上述污染事故，无论是人为因素还是自然因素造成的事故，主要是石油泄漏后垂直入渗对土壤的污染。土壤环境影响类型及影响途径识别见表 5.2-8。

表 5.2-8 本项目土壤影响类型与途径表

不同时段	污染影响型		
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗
建设期	/	/	√
运营期	/	/	√
服务期满后	/	/	/

综合考虑项目物料及污染物的特性、装置设施的装备情况，井场内不设置储

油罐等储存设施；站场设置事故油箱和集输系统，可能发生泄漏造成土壤污染；输油管线运行过程中，可能发生管线腐蚀穿孔、误操作及人为破坏等造成的管线破裂使原油泄漏。因此，土壤环境影响源及影响因子识别见表 5.2-9。

表 5.2-9 本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
联合站	储油罐	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
	污油池	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
集输管线	集输管线	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

5.2.6.5 土壤环境影响调查评价范围及敏感目标

(1) 调查评价范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018）“表 5 现状调查范围”，根据评价工作等级为一级的污染影响型项目，站场调查范围为厂界外扩 1.0km，管线调查范围为边界外扩 0.2km。

(2) 环境保护目标

根据现场调查，站场及井场周边评价范围土壤敏感目标主要为站场、井场周围以及管线沿线的耕地和林地、居民点。

5.2.6.6 土壤环境现状调查与评价

本次土壤环境调查采用收集资料与现场勘察相结合的方法。

1、土壤理化特性调查

土壤理化特性调查见土壤环境质量现状监测章节。

2、影响源调查

本项目为新建的污染性项目，周围均为耕地，无污染源。

3、土壤环境质量现状监测与评价

土壤环境质量现状监测与评价见土壤环境质量现状监测章节

5.2.6.7 土壤环境影响分析

(1) 站场储罐泄漏对土壤环境的影响

①正常工况

运行期初期随着施工活动的结束，各土地复垦措施的实施，占地区土壤肥力和土壤性质均会得到一定程度的恢复，但运行期井口仍不可避免的有少量落地原油，此外在采油、输油过程中，也可能产生落地原油，落地原油将对土壤造成一

定程度的污染。

②非正常状况

石油开发项目建设和运行过程中可能导致土壤污染的事故工况包括：联合站储罐油品泄漏对土壤的影响分析；

输油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔、误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使原油泄漏；

在钻井过程及井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷等工程事故。

无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田开发区域的土壤而言均存在产生污染的可能。

（2）管线泄漏对土壤环境的影响

管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的原油会造成土壤污染。设计对新建管线采取内表面防腐处理，减缓管线内部的腐蚀速度，降低事故发生概率。此外，环评要求：①输油（或采出水）管线设置防泄漏设施和泄漏监测装置，防止原油或采出水管线泄漏污染土壤；②建设单位应制定土壤污染隐患排查治理制度，定期对原油（或采出水）存储装置、处理设施及其输送管线定期开展隐患排查，发现污染隐患的，应当制定整改方案，及时采取技术、管理措施消除隐患，并如实记录归档；③建设单位应按照相关技术规范要求，委托第三方定期开展土壤监测，重点监测原油（或采出水）存储装置、处理设施及其输送管线周边的土壤。

（3）井喷事故的原油外溢对土壤环境的影响

井喷事故对土壤的影响，是以面源形式的原油渗漏，直接污染地表土壤。据现场调查了解，本区块自勘探过程，未发生过井喷事故，因此预计本次开发钻井发生井喷事故的可能性小。

另外，井喷事故为瞬时排放，短期大量排放，一般能及时发现，并可通过收集被原油污染的土壤等方式加以控制，阻断污染物下渗途径，只要加强生产管理和监督，采取有效的防范措施，就可有效地防止和减轻污染。

5.2.6.8 土壤污染防治措施可行性分析

针对本工程可能发生的土壤污染途径，土壤污染防治措施按照“源头控制、

过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、运移、扩散、应急响应全阶段进行控制。

1、源头控制

本项目将选择先进、成熟、可靠的工艺技术，并且对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对工艺、设备、堆场采取相应的措施，以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏，将环境风险事故降到最低。提出以下污染防治措施：

①钻井过程中，采用环境友好的钻井液体系，钻井液循环率达到 95%以上；钻井废水经泥浆不落地工艺固液分离后循环使用，最后不能回用的钻井废水拉运至联合站采出水处理系统处理合格后回注，不外排；严格把控固井质量，井口安装井控装置，将井喷等环境风险事故发生概率降到最低。

②油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，试采原油及含油污水要求全部进罐，按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，落地原油回收率应达到 100%；井下作业废水应回收利用或全部进罐运至采出水处理系统进行处理、回注。

③输送管线敷设前，应将管沟底部压实、平整；管线埋设时应在冻土层以下即深埋 1.4m，同时还采用管线保温措施；对采油井、注水井、各类管线采取防腐、防腐层联合阴极保护等技术进行防腐处理，预防因腐蚀造成的井管及输油管线破裂事故污染土壤。

④油田采出水经采出水处理设施处理后达到相关标准后，全部回注区块开发油层，处理率和回注率均达到 100%，且必须回注开发油层，严禁回注其他层位，严禁采出水外排。

⑤含油污泥等均属于危险废物，应按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，由有资质单位安全处置。

⑥建设单位应制定土壤污染隐患排查治理制度，定期对原油（或采出水）存储装置、处理设施及其输送管线定期开展隐患排查，发现污染隐患的，应当制定整改方案，及时采取技术、管理措施消除隐患，并如实记录归档。

2、过程控制

本项目采取过程阻断、污染物消减和分区防控措施。

①井场污染防治过程控制

井场在钻井过程中，应做好井场防渗，避免钻井过程中废弃泥浆、岩屑对土壤产生的影响。试油时井场铺设防渗布，采取试油进罐的方式，减少落地油的产生，并及时清理落地油和被原油污染的土壤，阻断污染物下渗的污染途径，以减少对土壤产生的影响。

②站场污染防治过程控制

本项目在建设过程中依照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934）的要求进行防渗，根据生产装置和设施的性质、污染控制难易程度及污染物类型，将井场、站场、等地面设施进行分区防渗，以避免对场区土壤产生影响。防渗布设见表 5.2-10。

表 5.2-10 各单元设施分区防渗

站、场名称	序号	单元、设施名称	防渗等级
联合站	1	储油罐区	重点防渗
	2	污水池、污水管线等	重点防渗
	3	污油池	重点防渗
	4	其他地面	一般防渗
井场	5	开采井、地面储油罐周边的地面	一般防渗
输油管线	7	输油管线	重点防渗
	8	注水管线	重点防渗

③管线污染防治过程控制

输油（或采出水）管线开挖时应将表土分区堆放，避免对土壤肥力产生影响。对管道套管涂层进行防腐处理，或使用新型防腐管材，预防因腐蚀造成的井管及输油管线破裂事故污染周围土壤。

管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统，以及时发现泄漏事故，防止原油或采出水泄漏污染土壤。只要加强生产管理和监督，采取有效的防范措施，就可有效地防止和减轻污染。

项目区土壤主要为荒漠土，其通透性较好，土壤土层较浅，养分含量相对较低，采取的应急措施主要为：由于土壤渗透性强，污染面积一般较小，易于控制和收集，将污染土层挖出后集中处理，并及时覆土恢复。

3、跟踪监测与应急响应

（1）跟踪监测

为了掌握本项目土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，评价要求设

置土壤跟踪监测系统,自行或者委托第三方定期开展土壤监测,重点监测原油(或采出水)存储装置、处理设施及其输送管线周边的土壤,建立完善的跟踪监测制度,以便及时发现并有效控制。本项目土壤跟踪监测计划参见表 5.2-11。

污染监测点的监测频率为每 5 年 1 次。日常监测因子为:石油烃。周边农用地监测频率为两年 1 次,监测因子为石油烃。

表 5.2-11 土壤质量跟踪监测计划表

检测对象	检测项目	监测频次	检测方式
联合站	石油烃	每 5 年 1 次	委托检测
周围土地	石油烃		委托检测

②应急响应

输油管道原油泄漏:一旦发现在原油在输送过程中发生了泄漏,用最快的办法切断管段上、下游的截断阀,同时组织抢修队伍人工开挖集油池,并用砂土、水泥等及时围堵或导流,防止泄漏物向林地、草地、居民点等重要目标或危险源流散,确保泄漏原油不进入地表水体;在原油泄漏险情排除后迅速清理应急现场,回收原油,对少量无法回收的油泥,应在当地环保局的批准下妥善处理;对土壤中的污染物质进行消毒、洗消、清运,最大限度的消除危害。

注水井发生套外返水事故:注水井一旦发生套外返水事故,必须立即停止注水,重新修井、固井,并对已经污染的土壤进行相应的治理。

5.2.6.9 土壤环境影响评价结论

本项目评价等级为污染影响型一级。通过对区域内外现状点位监测,结果表明监测点位各项监测指标均达标,土壤环境质量较好。

施工期井场、输油管线、道路建设对土地的占用,对植被的碾压、挖掘等活动,会引起土壤理化性质的改变、肥力的降低,风蚀程度增加。运营期正常运行一般不会对土壤环境产生影响,事故状态原油、含油污水泄漏会对土壤造成较大影响。通过对本项目施工期废水、废液的集中收集处理,表土的分层堆放、分层覆土,使工程对土壤影响尽可能降到最低。运营期油井作业时采取铺设防渗布等防污设施,避免了污油污水落地,正常生产情况下本项目开发对土壤的危害较小;同时为避免在突发事故情况下产生原油落地,定期检查、维修所有的管线、阀门及收油装置,确保各部分的使用性能。通过以上措施本项目建设对土壤环境影响可以接受。

5.2.7 生态环境影响分析

本项目的建设，必然要占地、开挖动土，产生采坑，扰动破坏植被、土壤等，人为打破现有生态系统的现有平衡状态，影响区域的生态环境。项目区规划中主要工程项目对生态环境造成的影响，见表 5.2-12。

表 5.2-12 项目区对生态环境影响项目表

主要影响活动及项目		运营期影响
油气集输工程	联合站	占用土地，改变自然景观，影响土壤质量，加剧水土流失，减少野生生物的数量；形成新的生态环境。
	油井井场	扬尘影响植物生长，噪声干扰野生动物的生存活动。
	集输管线	占用土地面积，改变已有的自然景观，影响野生生物的生存空间，建立新的系统结构，改变系统的功能。
道路工程	联合站进场道路	汽车尾气、扬尘影响植物生长，噪声干扰野生动物的生存活动。
	井场道路	汽车尾气、扬尘影响植物生长，改变已有的自然景观，影响野生生物的生存空间，建立新的系统结构，改变系统的功能。
	联络线	汽车尾气、扬尘影响植物生长，改变已有的自然景观，影响野生生物的生存空间，建立新的系统结构，改变系统的功能。
	油区干道	改变已有的自然景观，影响野生生物的生存空间，建立新的系统结构，改变系统的功能。

从表中可知，本项目对区域内生态环境的影响为：影响现有的生态景观，使已有的生态结构与功能受到冲击。

1、土壤的影响分析

针对本项目，项目运营期对生态最直接的影响即是永久占地为 10.98hm²，这部分土地由一般农田变为了工矿用地，土地利用性质发生了改变，原有生态服务功能消失。企业在当地政府的协调下正在积极办理相关用地的使用及补偿手续，使项目的占地符合相关法律法规要求，符合地区土地利用规划。

2、对动物影响分析

本项目区所在区域内偶能见到野兔、草原黄鼠、旱獭及麻雀等鸟类。项目运营期间的机械噪声、人为活动、植被破坏等干扰都将对项目区及其附近的啮齿类、爬行类动物、鸟类的栖息、繁殖产生影响。项目区周边无受保护和珍稀、濒危动物和鸟类，总体上而言，对动物和鸟类影响不大，该地区的动物和鸟类在种类和数量上不会发生变化。

3、对植物影响分析

工程在施工期结束之后，在临时占地及部分永久占地区域采用绿化措施。绿化植物配置以乡土树种为主，选择当地优良的乡土植物和先锋植物，将占地恢复

为草地。因而在运行期初期评价区植被相对于施工期有一定程度的提升。另外，绿化工程在配置时尽量符合当地植被结构，有助于评价区生物多样性的恢复。经过一定时间的恢复之后，人工植被演替成次生植被，可进一步恢复项目区生物多样性。

同时，项目运行期仍会产生一定的污染对当地植被造成影响。油田管道集输采用热输方式，所以集输管线的保温措施和敷设质量直接关系到管线运行期对地表植物及植被的影响。如果管线的保温措施和埋设深度不能满足设计要求，管线的热辐射将对地表的植物及植被产生影响，进而影响农作物的生长、发育及产量。

评价认为按照设计要求敷设，管道工程对地表植被的影响小。

站场在运行期间会产生一定量的污水和垃圾，但污水经过处理后用于绿化或农灌，垃圾将运入当地生态环境部门指定的垃圾填埋场，因此对植被的影响相对较小。

4、景观影响分析

本项目是新建项目，在建设初期的景观基质是为农田生态系统。当进入建设期后期阶段，进行了大量的工程后，整个景观基质为人工景观，向着人工化、工业化、多样化的方向发展，对景观的影响较大。在服务期内，随着采油工程的进行，油田采井及场内道路的土地利用类型改变，引起了区域格局的改变，原来的农田景观变为了工矿景观，这些工矿景观的增加，对于局部区域整体景观格局会产生一定影响，但对整体区域景观生态格局和功能的影响较小，可以接受。

5.3 闭井期环境影响分析

进入闭井期后，各种机械设备将停止使用，工作人员将陆续撤离油田区域，站场设备将逐步拆除，井场将被清理，油井闭井废弃后在表层套管（或技术套管）内注 200m 以上的水泥塞封弃井，输油管线不予回收。闭井期油田开发产生的大气污染物、生产废水、生活污水及噪声等对环境的影响将会消失，但站场拆除、井场清理等工作会产生废弃管线、建筑垃圾等固体废物。本评价要求对这些废弃管线、建筑垃圾等进行分类集中处置，管线经清洗后可回收再利用，建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置，采取以上措施可以有效控制闭井期固体废物对区域环境的影响。

油田闭井期并非所有油井都同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井

陆续关闭，直到将所有油井关闭。闭井期一般地下设施保留不动，地面部分如井场、场站、水泥台、电线杆等将拆除。但评价认为闭井期，若不采取有效的生态保护措施，管道中残存的废渣有可能对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此评价认为应当妥善处理管道中残存的废渣，将生态环境影响降低到最低限度。井区开发修建道路，破坏地表植被，加剧水土流失。闭井期气田进场道路在征求当地群众的基础上，能够农业生产利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。根据《石油天然气开采污染防治技术政策》（环保部[2012]年第 18 号），油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行恢复。

6 污染防治及生态保护措施可行性论证

6.1 施工期污染治理措施可行性论证

6.1.1 施工期废气治理措施可行性分析

6.1.1.1 钻井作业废气

钻井作业废气主要来自于柴油机燃料燃烧产生的烟气，其影响范围仅局限于钻井架周围较小范围内。钻井作业的柴油机为流动废气污染源，非同地进行，此外钻井井场选址一般距离居民 100m 以上，本项目井场距周围居区的距离均在 100m 以外。因此，柴油机废气对评价区域内村庄环境空气质量影响较小。并且随着钻井工程的结束，大气中污染物浓度将逐步降低，并逐渐恢复到原有水平。

6.1.1.2 运输车辆废气

产建工程施工期，建筑材料堆放及机械的拉运需要的运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。由于车辆运输间隔较大，车辆排放的尾气对环境空气产生的影响很小，并且随着施工的结束，影响也会相应消失。

6.1.1.3 施工扬尘

根据类比分析，施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大。由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工扬尘影响范围有限，对区域环境空气质量影响小。随着施工期的结束，影响将会消失。

为有效控制施工期间的扬尘影响，本评价要求建设及施工单位严格执行同类施工场地采取的抑尘措施，对道路施工提出扬尘控制要求。通过采取以下抑尘措施后，可较大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响。

表 6.1-1 施工扬尘防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求
1	设置扬尘防治公示牌	必须在施工现场出入口明显位置设置扬尘防治公示牌，内容包括建设、施工、监理及监管等单位名称、扬尘防治负责人的名称、联系电话、举报电话等
2	设置围挡	施工现场设置硬质围挡，围挡应坚固、美观严禁围挡不严或敞开式施

		工。高度不低于 1.8 米；各类管线敷设工程，其边界应设置 1.5m 以上的封闭式或半封闭式路栏
3	施工场地硬化	施工工地地面、车行道路应当进行硬化等降尘处理
4	施工车辆冲洗设施	在施工现场出口处设置车辆冲洗设施并配套设置排水、泥浆沉淀设施，施工车辆不得带泥上路行驶，施工现场道路以及出口周边的道路不得存留建筑垃圾和泥土
5	密闭苫盖措施	1、建筑材料采用密闭存储、设置围挡或堆砌围墙、采用防尘布苫盖等措施； 2、建筑垃圾采用覆盖防尘布、防尘网、定期喷洒抑尘剂、定期喷水压尘等措施，生活垃圾应用封闭式容器存放，日产日清，严禁随意丢弃； 3、施工现场集中堆放的土方和裸露场地必须采取覆盖、固化或绿化等降尘措施，严禁裸露 4、施工现场易飞扬的细颗粒建筑材料必须密闭存放或严密覆盖，严禁露天放置；搬运时应有降尘措施，余料及时回收；
6	物料运输车辆密闭措施	1、进出工地的物料、渣土、垃圾运输车辆， 应尽可能采用密闭车斗，并保证物料不遗撒外漏。若无密闭车斗，物料、垃圾、渣土的装载高度不得超过车辆槽帮上沿，车斗应用苫布遮盖严实； 2、装卸和运输渣土、砂石、建筑垃圾等易产生扬尘污染物料的，应当采取完全密闭措施
7	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时，应辅以洒水压尘，尽量缩短起尘操作时间，遇到四级及四级以上大风天气，应停止土方作业，同时作业处覆以防尘网 1、施工机械在挖土、装土、堆土、路面切割破碎等作业时，应当采取洒水等措施； 2、对已回填后的沟槽，应当采取夯实、洒水覆盖等措施； 3、使用风钻挖掘地面或者清扫施工现场时，应当向地面洒水。
8	建筑垃圾	建筑垃圾、工程渣土等在四十八小时内未能清运的，应当在施工工地内设置临时堆放场并采取遮盖等防尘措施；

采取上述措施后，可有效降低施工扬尘污染，施工场地监测点浓度限值可满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 颗粒物无组织排放浓度限值 1.0mg/m³。

通过采取以上抑尘措施后，可最大限度的降低施工扬尘对周围环境的影响，随着施工期的结束以及厂区地面的硬化，施工扬尘影响也将结束。

6.1.2 施工期废水治理措施可行性分析

施工期钻井污水暂存于井场设置的泥浆罐中，泥浆循环过程中固液分离后，分离出的固相拉运至中曼三废处理站处理达标后用于油田铺路，分离出的液相

（废水）用于钻井液的配置，不外排。酸化压裂返排液需根据其组分经过废液预处理后进入联合站采出水处理系统，处理达标后回注地下，不外排；施工人员生活污水排入施工现场设置的玻璃钢化粪池，由阿克苏干净环保工程科技有限公司定期抽运清理至阿克苏污水处理厂，不外排。

6.1.3 施工期噪声治理措施可行性分析

钻井过程中的噪声源主要是钻机、泥浆泵和柴油发电机等；地面集输管线和管沟开挖和井场道路施工过程中，推土机、挖掘机、运输车辆等都会产生噪声。

本项目主要施工机械产生噪声昼间在 50m 以外，夜间在 350m 以外不超过《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的标准限值（昼间 70dB（A）、夜间 55dB（A））。

根据《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，为减小施工噪声对周边环境敏感目标产生的影响，要求建设单位采取以下措施：

（1）尽量选用先进的低噪声设备，或在高噪声设备周围设置屏障以减轻噪声对周围环境的影响，控制场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523—2011）；

（2）选用低噪声设备和工艺，可从根本上降低源强。同时要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，靠近声环境敏感目标的井位应使用减振机座，柴油机、发电机和各种机泵、压缩机等要安装消音隔、音设施，最大限度地降低噪声源的噪声；

（3）合理安排施工时间，高噪声设备施工时间尽量安排在日间，禁止夜间施工（但需连续作业的除外，夜间施工应告知周围单位或居民）；

（4）加强施工管理，施工现场尽量设置隔声屏障等措施；

（5）车辆进出口位置尽量远离环境敏感目标。运输车辆属移动性污染源，除采取上述降噪措施外，还需对运输路线进行管理，运输路线尽量避开居住区等人群密集的地方，在集中式居民住宅区附近减少喇叭鸣放。钻井施工声影响是暂时的，随着施工期的结束施工噪声将消失。因此，本项目施工噪声经隔声降噪、距离衰减后对周围声环境影响较小。

综上所述，施工期噪声污染防治措施可行

6.1.4 施工期固废治理措施可行性分析

工程施工期固体废物主要包括废弃钻井泥浆、钻井岩屑及施工人员生活垃圾等。

6.1.4.1 废弃钻井泥浆、钻井岩屑

本项目废弃泥浆采用“泥浆不落地工艺”(随钻随治工艺)进行分离钻井固废,钻井废弃泥浆及岩屑运至温宿县工业产业园一般工业固废填埋场填埋。

废弃钻井泥浆、钻井岩屑采用钻井液不落地工艺,工艺过程主要包含以下几方面:

(1) 钻井废弃物收集

在钻井施工过程中产生的废弃物主要来源有钻井过程中的废弃泥浆、在固井、测井过程中产生的废弃泥浆、完井后循环系统中的残留泥浆、从循环系统上振动筛、除泥器、除砂器产生的废弃泥浆以及平时清洗设备产生的污水。

(2) 钻井废弃物药剂处理

钻井废弃物药剂处理主要在泥浆搅拌罐中完成,搅拌罐容积大概在 40m³左右,用泥浆泵和药剂泵分别将地罐中的泥浆和药剂搅拌罐中药剂输送到泥浆搅拌罐中,在泥浆搅拌罐中搅拌均匀。钻井废弃泥浆离开存储单元后,通过化学反应单元完成钻井废弃物药剂处理。每一批次泥浆进入分离单元前,根据泥浆参数配制好药剂比例和浓度并搅拌均匀,然后定量投入化学反应单元与泥浆充分反应。

(3) 固液分离

待泥浆和药剂充分反应后通过压滤机入料泵打入 200m²板框压滤机进行固液分离。分离出来的固态存放到指定区域。分离出的液相尽可能循环利用,最后由罐车拉运至阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站,经“深锥浓密机+带式压滤机”处理分离后产生的固相,经检测满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)第一类固体废物要求后,拉运至温宿产业园区一般工业固废填埋场填埋。

项目采用“泥浆不落地”技术,泥浆全部进入“随钻随治”设备,施工现场不设置泥浆池,因此不存在由于泥浆池渗漏造成地下水环境污染。

钻井废弃物随钻处理系统,对陆上水基钻井液钻井过程中的废弃物(钻屑、泥巴、废弃浆、污水等),可随钻即时处理,达到“不落地”要求。

钻井废弃物随钻处理系统，过程处理和终端处理合为一体，不需修建岩屑池及泥浆池，既有效减小了钻井废物的环境污染隐患，也减少了钻前施工及占地成本，做到了井场清洁化生产，真正实现了陆上钻井“零排放”的目标。

钻井液不落地技术优点：

①钻前减少了挖泥浆池的工作量，钻后免去了处理废弃钻井液及回填泥浆池的工作量；不需挖泥浆池，不需再在泥浆池中铺设防渗布，不会因为渗漏造成污染，解决了泥浆池占地后造成二次污染和难以复耕的问题。

②设备采用模块化、撬装式设计，拆装移动方便，可随井队移动，适应了钻井作业的分散性与流动性。

实现了井场钻井液及分离固相的不落地处理和废弃钻井液的循环利用。

③回收液体可按要求实现钻井液回收利用，转至下一口井循环使用，对环境无污染。

本项目采用水基型钻井泥浆，经核实《国家危险废物名录》（2016年），固液分离后泥饼废弃物不在名录中，因此不属于危险废物。本项目泥饼废弃物属于一般工业固体废物，可以温宿产业园区一般工业固废填埋场填埋。

6.1.4.2 酸化压裂返排液

项目后期需增加酸化压裂液预处理设施。酸化压裂返排液经过中和、气浮、沉降、多级过滤处理后进入联合站采出水处理系统处理后全部回注地层，不能处理的污泥，交由有资质的单位处置。

6.1.4.3 生活垃圾

施工人员生活垃圾集中收集后，清运至当地生活垃圾填埋场所进行处理，对周围环境影响较小。

为了减少施工期固废污染，采取如下措施：

①尽量提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量；

②加强环境管理，为防止对土壤的污染，经泥浆不落地工艺处理后的固体废物存固废存放点做好防雨、防渗、防外溢等措施。经无害化达标处理的固相在井场存放时间不应超过 10 天，及时运至存入点存放。运输途中保证无散落，在运输的地点和终点之间，不进行中转、存放及装卸作业。

③本项目井下作业时带罐铺膜作业，避免落地油产生。

④钻井井场设置生活垃圾箱（桶），分类收集，定期运往环卫部门指定的地点处置。

⑤钻井生产施工中，禁止废水、泥浆、药品及其他废物流失和乱排放，严禁机油、柴油等各种油料落地，擦洗设备和更换的废油品料要集中到废油回收罐，如果发生外溢和散落则必须及时清理。

⑥在钻台、机房、泥浆罐、柴油机、发电房底部等容易造成环保污染的区域应铺设防渗布等防渗隔层，防止油污、泥浆污染土壤。

⑦完井后回收各种原料，清理井场上的落地泥浆、污水、油料和各种废弃物。泥浆药品、泥浆材料及废油品必须全部回收，不随意遗弃于井场。完井后做到作业现场整洁、平整、卫生，无油污，无固废，工完料净场地清。

6.2 运行期污染防治措施可行性论证

6.2.1 废气治理措施可行性分析

6.2.1.1 联合站加热炉废气分析

联合站内有 2 台相变加热炉，3 套一体一体化加热高效分离装置，3 台额定供热量为 465kW 的采暖撬。用气量 $1.196 \times 10^4 \text{Nm}^3$ 。项目各加热炉产生的工业废气量为 141875.5 万 Nm^3/a ， SO_2 产生量 8.3t/a、 NO_2 产生量 73.75t/a，TSP 产生量 6.98t/a，挥发性有机物产生量 7.31t/a。 NO_x 浓度为 $137.37 \text{mg}/\text{m}^3$ ，烟尘浓度为 $10 \text{mg}/\text{m}^3$ ，二氧化硫排放浓度 $14.67 \text{mg}/\text{m}^3$ 。各污染物排放浓度符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准要求，即 SO_2 、 NO_x 、烟尘浓度限值分别为 $50 \text{mg}/\text{m}^3$ 、 $200 \text{mg}/\text{m}^3$ 、 $20 \text{mg}/\text{m}^3$ 。

6.2.1.2 燃气发电机废气

联合站产生的伴生气用于加热炉燃烧，剩余的伴生气作为燃气发电机的燃料，伴生气在使用过程会产生燃烧废气，污染因子为 SO_2 、 NO_x 、颗粒物、CO 等。在 2 台燃气发电机的尾气排气筒处安装三元催化装置，其对 NO_x 、CO 的去除效率分别为 85%、65%以上，满足《车用压燃式、气体燃料点燃式发动机与汽车排气污染物排放限值及测量方法（中国Ⅲ、Ⅳ、Ⅴ阶段）》（GB17691-2005）中第五阶段排放标准。

三元催化器工作原理

尾气通过排气筒排放时，CO、HC 和 NOX 三种气体通过三元催化反应器中的净化剂时，增强了三种气体的活性，进行氧化—还原化学反应。其中 CO 在高温下氧化成无色、无毒的二氧化碳气体。HC 化合物在高温下氧化成水喝 CO₂，NOX 还原成氮气和氧气，使尾气得到净化。

6.2.1.3 油气集输无组织挥发烃类气体

项目运营期排放的大气污染物为油气采集、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃。为防止烃类气体的无组织挥发，本项目拟采取以下措施：

（1）为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，井口设紧急切断阀，集输过程，联合站进口处设置紧急切断阀，集输管线分段设置紧急切断系统，一旦发生事故，紧急切断油源，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

（2）加强井下作业和油井生产管理，减少烃类散失，修井作业前，做好油井的压力监测，并准备应急措施，

（3）对各井场的设备、管线、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。还要定期对原油集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患。

（4）油气井密封性

为了确保油气井密封性，必须确保从钻井到完井投产的每一步使用的工具、完成的工艺都具有密封性。

①油层套管外固井水泥全部返到地面，防止储层气沿水泥环发生气窜；

②井中涉及的工具、设备的橡胶件满足温度、压力，及防腐的要求。

通过采取以上措施，可以确保油气密封性，可最大限度的减少烃类气体的无组织挥发。

因此本项目采取的废气治理措施可行。

6.2.1.4 联合站罐区无组织挥发烃类废气

本项目联合站原油处理规模**t/a，在联合站运营过程中会有非甲烷总烃的无组织排放，这些烃类气体主要成分为 C1-C5 的烃类物质为防止烃类气体的无组织挥发。经预测，罐区无组织排放非甲烷总体的最大落地浓度为 143.45μg/m³，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 无组织排放浓度监控

限值。

为了降低联合站的无组织挥发烃类废气，本项目拟采取以下措施：

a 储油罐采用拱顶罐，并加装油气回收装置，有效降低烃类气体挥发；

大罐挥发气经来气管线输送到活塞气液泵，经活塞气液泵增压后进入气液分离器，分离出的液体积累到一定液位高度后，自动发出报警信号，电动阀打开将液体排至污油污水回收装置，当液位达到限制高度时，报警停机，防止液体进入加热炉；分离出气体进入站场的天然气管线或加热炉燃烧。

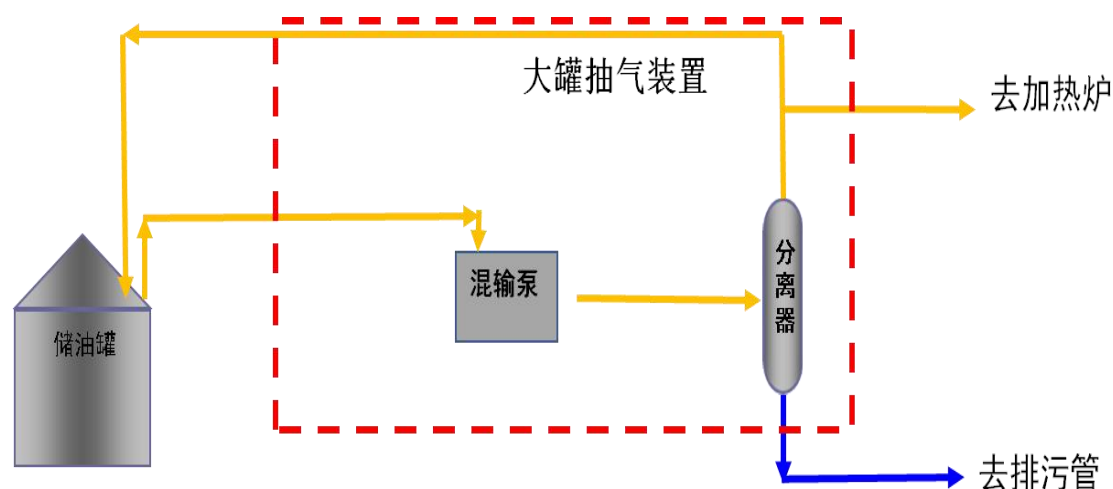


图 6.2-1 大罐抽气装置流程示意图

自控系统：通过可编程控制器，接收由微差压变送器输出的信号，控制变频器，由变频器控制活塞气液泵的运行，活塞气液泵转速对排量进行线性改变，油罐挥发出的气能够得到及时稳定有效抽出，同时使密闭生产油罐保持在微正压下安全运行。

为防止空气进入油罐中，使油罐内始终保持微正压，在储罐压力低时自动开启补气阀门对储罐进行补气。

b 加强原油装车过程管理，在储油罐上安装简易装车流程。装车过程中，单井储油罐中的油水混合物通过储油罐上端的拉油鹤管输送到拉油罐车里，且确保拉油鹤管出口一直延伸至罐车底部，有效地降低烃类气体的挥发。

c 油罐车运输过程中确保油罐全程密闭，减少烃类气体的挥发。

d 对装车系统加装油气回收装置。该油气回收装置为真空辅助式系统，是利用外加的辅助动力（真空泵）在原油装车时产生 1200~1400Pa 的真空压力，再

通过回收管将油罐车逃逸出来的油气回收至油罐中。该项措施即可以减少装车过程中油气的散失，又可以减小卸车过程中罐体大呼吸造成的油气散失。

6.2.1.5 污油池无组织排放废气

运营期污油池主要存放落地油和在设备检修时临时存放污油，在储存期间储存过程中产生的非甲烷总烃和恶臭。本项目污油池上设计钢盖板遮盖，减少非甲烷总烃的排放。

6.2.1.6 食堂油烟

本项目联合站内建设食堂一座，食堂用餐人数为 158 人。食堂油烟经食堂油烟净化器处理后经楼顶排气筒排放。油烟净化器的去除效率为 75%，风机风量 6000m³/h，经预测，本项目油烟排放量为 8.5g/d（3.1kg/a），油烟排放浓度为 1.41mg/m³。可达《饮食业油烟排放标准（试行）》（GB18483-2001）中油烟浓度≤2mg/m³ 要求。废气治理措施可行。

6.2.1.7 火炬放空

本项目在生产装置停车或出现突发性事故状态时会开启放空系统，处理放散的可燃气体。联合站放空系统井场放空系统设有放空立管及点火系统。放空气体先通过阻火器进入放空火炬进行点燃放空。

6.2.2 废水治理措施可行性分析

6.2.2.1 油田采出水

温北油田温 7 区块采出水最大产生量 8017.9t/a，石油类≤300mg/L，SS≤100mg/L，经集输管线输送至联合站采出水处理系统处理后，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中注水水质的基本要求后回注地层。

联合站采出水处理系统处理规模 6000m³/d，处理工艺为“混凝沉淀+过滤”，设计出水水质为：石油类≤30mg/L，SS≤10mg/L，硫酸盐还原菌 SRB≤25（个/mL），腐生菌 TGB≤n×10⁴（个/mL），铁细菌 IB≤n×10⁴（个/mL）。满足碎屑岩油藏注水水质指标。

6.2.2.2 井下作业用水

运营前期需定期洗井采用油洗工艺，无洗井废水产生，考虑经济性，待项目集输管网建成后，洗井采用热水洗井工艺，项目洗井用水 $22680\text{m}^3/\text{a}$ ，全部回到集输系统进入联合站采出水处理系统后回注，末端治理效率 100%，无洗井废水产生。。

修井用水为 $30\text{m}^3/\text{a} \cdot \text{口}$ ，修井周期约 1 年 1 次，则修井用水 $5670\text{m}^3/\text{a}$ 。项目修井用水全部回到集输系统进入联合站采出水处理系统处理后回用。污染防治措施可行。

6.2.2.3 生活污水

项目每个井场配套建设 10m^3 防渗旱厕，收集井场生活污水。联合站配套建设 50m^3 玻璃钢化粪池+ 50m^3 污水回收池，生活污水经预处理后，由阿克苏干净环保工程科技有限公司定期用吸污车抽运至阿克苏生活污水处理厂处置。项目生活污水排放对外环境影响较小，措施可行。

6.2.3 地下水保护措施

本项目油井在施工过程中采用两层套管序列井身结构，采用下套管注水泥固井完井方式进行了水泥固井。根据地下水资料可知，本项目区域浅层地下水深度在 2m，承压水埋深约在 100m，一开钻井采用水泥固井，钻至 400m，对浅水池以及承压水层所在地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。

在固井完井过程中，要按设计规定实施，确保施工质量，不得因固井不合格造成油气窜入地层，污染地下水源；应保证表层套管封固质量完好，防止井漏及油气窜层而污染地下水。防止井漏对区域地下水环境的影响。

综上所述，在采取了相应的保护措施后，本项目不存在污染地下水的可能，不会对地下水产生影响。

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

6.2.4 噪声治理措施可行性分析

项目生产过程噪声源主要为联合站运行过程中的设备噪声以及井口处的抽

油机、电机等设备噪声。主要隔声减噪措施包括：

- (1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。
- (2) 对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。
- (3) 在运营期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

通过采取选用低噪声设备、基础减震等降噪措施后，经预测可知：联合站厂界噪声预测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求，即：昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ ，夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$ 。

经预测，井场抽油机噪声影响范围在 20m 范围内，根据现场调查，井场周围 100m 范围内无居民，评价认为，井场内抽油机噪声源对周围声环境影响小。

因此，工程运行期噪声对周围声环境影响较小，噪声防治措施可行。

6.2.5 固体废物治理措施可行性分析

本次产建运行期固体废物主要为落地油、联合站油罐清理及污水处理系统含油污泥、设备维护产生的废机油、废油桶、废活性炭以及职工生活垃圾。落地油及土壤全部回收，暂存于污油池内，定期送交有资质单位处理；含油污泥定期清理经压滤后暂存于联合站危废暂存间定期清理统一送资质单位处理；废机油和废油桶、废活性炭收集后暂存于联合站危废暂存间内，定期交有资质单位处置。

职工生活垃圾由环卫部门统一收集处理。

综上所述，运行期固体废物均能得到妥善处置，固体废物污染防治措施可行。

6.3 生态保护对策措施

6.3.1 施工期生态保护与恢复措施

6.3.1.1 井场

(1) 控制井场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地和永久占地。

(2) 施工前，必须将占地范围内的地表层土壤先行剥离，单独堆存，以备后期覆土恢复植被。具体措施如下：将拟占地范围内的表层土壤先期剥离，平均剥离厚度约为 20cm。表土剥离后集中堆存于项目临时占地范围内，土堆采用台体形，

边坡为 1: 1, 坡面要平整、拍实, 台体四周坡角处用土袋挡护, 土袋堆砌高、宽为 1m, 土堆表面根据现有植被情况因地制宜的种植当地草本植物。

(3)钻井作业必须采取防止污油外泄和渗漏等有效措施, 污油要及时回收, 废弃污油应当交由有资质单位处置。

(4)施工便道尽量利用现有通道, 禁止随意开路; 车辆应尽量按照原有道路行驶, 禁止随意行驶、碾压; 合理安排施工进度, 尽量缩短施工时间; 规范施工活动, 防止人为对工作区范围外土壤、植被的破坏等。

(5)对钻井过程中产生的废弃泥浆, 应在防渗泥浆池中全部无害化处理后交由有资质单位进行处置, 不得随意堆放、丢弃, 以减少对土壤的影响。

(6)试油作业必须采取防喷、导流等有效措施。

(7)加强对落地原油回收利用、处理。试井、修井过程中产生的落地油要利用油罐车回收主要部分; 井场地面铺上塑料布, 井口及周围设置防溅盒和边沟, 收集试油和井下作业时散落的原油; 钻井时已经进入土壤的落地油要及时回收; 采取上述措施后可大大减轻对井场周围土壤的污染。

(8)临时占地在施工结束后, 要及时将土回填, 平整地面, 覆土植树(草), 栽植树种应保持与建设前植物种类一致。

(9)建设单位对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的, 必须采取有效的修复措施, 所有生态措施在井场投运半年内完成。

6.3.1.2 站场

(1)施工过程中, 加强施工管理, 控制施工活动范围, 严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围, 应根据各种施工作业的要求和环境保护要求, 确定场地的占地面积控制标准。

(2)根据地表植被特征, 因地制宜地选择施工季节, 尽可能避开植物生长期, 以对生态环境的影响较少到最小。

(3)建设临时营地时, 在施工前应注意表土与底层土分开堆放, 表层 0.3m 的土壤单独堆放, 在风大的季节采取适当覆盖和浇灌等措施, 保护土壤成分和结构; 在施工结束恢复地貌时, 分层回填, 尽可能保持植物原有的生存环境, 以利于植被恢复。回填时, 还应留足适宜的堆积层, 防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。回填后及时补种草类植物, 以免植被覆盖度下降。

(4)临时营地场地平整时，不得采用碱性强、影响植被恢复的材料垫底，应在保证承压的前提下，选用适合植被恢复的材料。已经采用石灰等材料的，完钻后全部清除运走。

(5)临时营地施工结束后应对场地平整及植被恢复。

6.3.1.3 管线

(1)对管道施工过程中无法避让必须占用土地，挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

(2)对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

(3)在管线建设过程中，应兼顾线路走向与生态环境保护，以减轻对生态环境的破坏。

(4)施工过程中，加强施工管理，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。对于植被生长较好的地段，尽量不要设置工棚、料场等。

(5)在纵坡上铺设管道，施工应尽量减少施工作业带的宽度，在施工作业带两边修筑临时排水通道，在比较陡的地段设置挡水墙；在横坡上铺设管道，一般是将山坡削掉部分，施工时应设置挡水墙，作为永久性设施保留下来。管道穿越冲沟时，可采用砌护坡的形式进行水工保护。

6.3.1.4 道路

(1)严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。道路干线施工作业带两侧宽度控制在 15m 范围内，油区道路施工作业面宽度控制在 10m 范围内；

(2)施工便道、道路临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种或种植当地适生的品种，尽快复垦并于周围生态景观协调一致；

(3)加强道路边坡防护，边坡植物宜选择种植生长快、郁闭早、根系发达、耐干旱、耐贫瘠、防护作用持久的优良灌木，形成边坡防护体系，防止暴雨冲刷。

6.3.2 运行期生态保护措施

本项目开采为石油井工开采，开采层与地表之间有稳定隔水层，开采过程不

会对潜水地下水造成影响，不会因为地下水抽排造成地面沉降，土地盐渍化等生态问题。油井开采永久占地面积相对整个采取面积占比小，几乎不会对地表生态环境造成影响。

为进一步保护项目所在地周边生态环境，项目运行期采取以下生态保护措施：

6.3.2.1 井场

- (1)井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业规范，及时回收落地油；
- (2)加强对偏远拉油井场的管理，杜绝跑冒滴漏，对拉油装卸平台采取地面硬化和防渗措施，防止落地油进入土壤环境；
- (3)及时回收井下作业过程中产生的落地油，将落地油的污染限制在井场范围内。

6.3.2.2 站场

- (1)本工程事故条件下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。加强站场日常生产监督管理和安全运行检查工作，指定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训；
- (2)对各种设备、管线、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检管线，一旦发生事故应及时采取相应的补救措施，尽量减小影响和损失；
- (3)污染源及环境保护设施应加强管理，保证达标排放；
- (4)加强对绿化植物的管理和维护，减少运营初期因植物未恢复而造成水土流失；
- (5)发生油气泄漏等突发性事件，应当采取应急措施，防止污染面积扩大；落地油污物应当在排除故障后 5 日内予以清除，并对受污染的土壤进行处理。

6.3.2.3 管线、道路

- (1)在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。
- (2)为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填，以使植被得到有效恢复或减轻以后对农作物生产的影响。
- (3)加强宣传教育，提高输油管线沿线居民的环保意识，加强对绿化工程的管

理与抚育，防虫、防火，禁止采伐油区道路沿线两侧裁值的乔（灌）木，禁止在输油管线沿线附近取土，以避免造成输油管线破坏、导致原油泄露污染事件。

(4)建设单位应加强各种防护工程的维护、保养与管理，加强对道路和输油管线沿线生态环境的监测与评估，及时发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患，提前采取防治措施。

(5)加强巡线频次，防止因偷油造成的人为原油污染事故。

(6)道路两侧宜绿化区域实现林草覆盖，有效覆盖面积不低于原有覆盖度水平。

(7)定期对路基边坡进行管理维护，并根据情况不断进行改进，加以巩固和完善，提高其防护能力，防止土壤受到侵蚀。

6.3.3 闭井期生态保护恢复与重建措施

1、生态恢复与重建目标

根据油田生态环境特征，参考《矿山生态环境保护与污染防治技术政策》的要求，确定本项目生态恢复与重建的目标，详见表 6.3-1。

表 6.3-1 生态综合整治目标

项目	目标值
土地恢复治理率	95%
植被恢复系数	90%
地质灾害的治理率	100%

2、生态恢复与重建措施

油田闭井期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1)井场生态恢复与重建措施

①闭井期油井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

②在采油设备拆除过程中产生的落地原油，应统一运往指定地点处置，防止污染周围土壤环境。

③保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不

变，生态环境质量不低于目前现状。

④关闭油井应将封堵油层、封闭井口，并同步实施井场复垦还田或植树种草工程措施。

(2)站场生态恢复与重建措施

①闭井期站场应当在退役后 12 个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对站场土地进行平整、覆土、植被恢复，18 个月内达到土地使用功能。

②与水土保持工程措施相结合，设置截、排水沟等，防止引发大量水土流失。

(3)道路管线生态恢复与重建措施

①对井场道路的永久占地要进行生态恢复，草地要及时恢复原有植被和生态景观，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

②部分道路可以作为当地交通用地，不必恢复；其余道路应恢复为草地等原土地利用类型。

综上所述，项目闭井期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

7 环境经济损益分析

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拟建地区环境的变化。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。

7.1 经济效益分析

本项目的产品为原油，投产后将新增产能**万 t/a，营运期 25 年（2021 年～2045 年）内累产原油**万吨，原油商品率 95%，按阶梯油价（不含税）计算，营运期间累计销售收入 2951596 万元，项目投产后具有可观的经济效益。

7.2 社会效益分析

本项目的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、与时俱进的形势，同时，油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田基础设施的建设。因此本项目具有良好的社会效益。

7.3 环境损失分析

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量的土地，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，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

7.3.1 环境损失分析

油田开发建设对环境造成的损失主要表现在：

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

工程占地主要为井场建设和外输（输油管线）管道占地以及道路建设占地。

工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都有不利影响。本项目地面建设工程区域主要影响是生态影响，包括破坏原有地表植被，地表裸露导致水土流失。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本项目施工期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道、井场区泄露事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

7.3.2 环保投资分析

项目总投资 4.54 亿元，环保投资约 3697 万元，占总投资的 8.1%。本工程环保投资估算见表 7.3-1。

表 7.3-1 项目运行期“三同时”竣工环境保护验收一览表 单位：（万元）

序号	项目	污染源	污染物	环保措施	环保投资
1	废气	加热炉、燃气发电机组、采暖撬	SO ₂ NO _x 颗粒物	低氮燃烧器+12m 排气筒	150
		食堂	油烟	油烟净化装置	5
		厂区内	非甲烷总烃	油气集输密闭；储油罐设置油气回收装置；废气管道收集后经活性炭吸附排放；	800
		厂界	非甲烷总烃		
2	噪声	生产设备、泵类		采取有效隔声、减振、降噪措施	150
3	废水	生活污水	COD、氨氮	项目每个井场配套建设 10m ³ 防渗旱厕，收集井场生活污水。联合站配套建设 50m ³ 玻璃钢化粪池+50m ³ 污水回收池，生活污水经预处理后，由阿克苏干净环保工程科技有限公司定期用吸污车抽运至阿克苏生活污水处理厂处置。	200
		采出水、井下作业废水、修井废水	石油类、SS	采出水处理系统处理后回注采油层	1000

4	固体废物	落地油	暂存于井场备用罐内,定期交由有资质单位处置	500
		含油污泥、废劳保手套、废防渗布	暂存于红 6 危废库,定期交有资质的单位处置。	
		废机油		
		废油桶		
		废活性炭		
			废钻屑泥浆	钻井泥浆及岩屑运至阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站,经“深锥浓密机+带式压滤机”处理分离后产生的固相,经检测满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)第一类固体废物要求后,拉运至温宿产业园区一般工业固废填埋场填埋
	生活垃圾	运至温宿县生活垃圾填埋场填埋	2	
5	生态环境	临时占地	对临时占地进行植被恢复	500
		临时道路	临时道路进行植被恢复	
6	环境风险		完善的应急预案、定期培训和应急演练	20
7	防渗	重点防渗区	防渗层防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1×10 ⁻⁷ cm/s 黏土层的防渗性能	300
		一般防渗	防渗层防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1×10 ⁻⁷ cm/s 黏土层的防渗性能	
		简单防渗区	地面硬化或绿化处理	
8	环境管理		环境管理制度健全	50
			排污口标识齐全准确	20
合计				3697

7.4 环境经济效益分析结论

本项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。

8 环境管理与监测计划

8.1 环境管理计划

8.1.1 环境保护管理的总体指导原则

建设项目环境保护管理是指工程在建设期和运行期必须遵守国家、省、自治区、市的有关环境保护法律、法规、政策与标准，接受地方环境保护主管部门的监督，调整和制订环境规划保护目标，协调同有关部门的关系以及一切与改善环境有关的管理活动。其总体指导原则为：

项目的设计应得到充分论证，使项目实施后尽可能地避免或减少在工程建设和运行中对环境带来的不利影响。当这种影响不可避免时，应采取技术经济可行的工程措施加以减缓，并与主体工程施工同时实行。

项目的不利影响的防治，应由一系列的具体的措施和环境管理计划组成，这些措施和计划用来消除、抵消或减少施工和运行期间的不利于环境的影响。

环境保护措施应包括施工期和运行后的保护措施，并对常规情况和突发情况分别提出不同的保护措施和挽回不利影响的方法。

环境管理计划应制定出机构上的安排以及执行各种防治措施的职责、实施进度、监测内容和报告程序以及资金投入和来源等内容。

8.1.2 环境管理体系

环境管理体系应作为企业管理体系中的一部分，并与之协调统一。项目实施后将实行以“一人主管，分工负责；职能部门，各负其责；落实基层，监督考核”为原则，以公司领导为核心，安全环保部为基础的全员责任制的环境管理体系。使环境管理贯穿于企业管理的整个过程，并落实到企业的各个层次，分解到生产的各个环节，把企业管理与环境管理紧密地结合起来，不但要建立完善的企业管理体系和各总规章制度，也要建立完善的环境管理体系和各总规章制度，使企业的环境管理工作真正落到实处。

8.1.3 环境管理机构

阿克苏中曼油气勘探开发有限公司应设立的安全环保部，全面负责企业的环境保护管理工作。安全环保部内部建立计算机辅助管理系统，使之更好地利用经济、技术、行政和教育手段，对损害环境质量的生产活动加以限制，协调好企业经济发展与环境保护的关系，使经济效益、社会效益与环境效益相协调统一。

8.1.4 环境管理机构职责

环境保护管理机构的基本任务是负责组织、落实、监督本企业的环保工作。其主要职责如下：

(1)施工期

- ①贯彻执行国家环境保护的方针、政策、法律和法规；
- ②组织制定各工程部的环境保护规章制度和标准，并督促检查其执行；
- ③审定、落实并督促实施环境保护和污染治理方案，监督资金和物资的使用；
- ④监督检查防治污染设施与各工程同时设计、同时施工、同时投入使用执行情况；
- ⑤协调处理当地群众在生态环境保护方面的不同意见，调查处理各工程在施工中的环境破坏和污染事故；
- ⑥组织开展各工程针对自身项目施工特点的环境保护宣传教育和培训工作。

(2)营运期

- ①贯彻执行环境保护法规和标准。
- ②组织制定和修改本单位的环境保护管理制度并进行监督执行。
- ③根据项目的特点，制定污染控制及改善环境质量计划，负责组织突发事件的应急处理和善后事宜。
- ④领导和组织本单位的环境监测。
- ⑤对职工进行经常性的环境教育和环保技术培训，严格贯彻执行各项环境保护的法律法规；组织开展本单位的环境保护科研和学术交流。
- ⑥监督“三同时”规定的执行情况，确保环境保护设施与主体工程同时设计，同时施工，同时运行，有效地控制污染；检查本单位环境保护设施的运行。

8.1.5 信息公开

根据环保部发布的《企业事业单位环境信息公开办法》（（2014）部令第31号），参照《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》、“《国家重点监控企业污染源监督性监测及信息公开办法（试行）》的通知”（环发〔2013〕81号），对普通单位及重点排污单位做出相应的信息公开规定。

普通企业事业单位：

- ①应当按照强制公开和自愿公开相结合的原则，及时、如实地公开其环境信息；
- ②企业事业单位应当建立健全本单位环境信息公开制度，指定机构负责本单位环境信息公开日常工作；

③企业事业单位环境信息涉及国家秘密、商业秘密或者个人隐私的，依法可以不公开；法律、法规另有规定的，从其规定。

重点排污单位应公开以下信息：

①基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

②排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

③防治污染设施的建设和运行情况；

④建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

⑤突发环境事件应急预案；

⑥其他应当公开的环境信息；

⑦列入国家重点监控企业名单的重点排污单位还应当公开其环境自行监测方案。

8.2 环境管理制度

建设单位应制定一系列规章制度以促进环境保护工作，使环境保护工作规范化和程序化，并通过经济杠杆来保证环境保护管理制度的认真执行。根据需要，建议制定相应的环境保护工作条例和计划，主要包括：

(1)环境保护工作规章制度及职责管理条例；

(2)污水、废气、固体废物排放与处置管理制度；

(3)环保设施运行操作规程；

(4)环保设施检查、维护、保养制度；

(5)环境保护工作实施计划（含环境监测年度计划）

(6)排污情况报告制度；

(7)污染事故处理制度；

(8)环保教育制度。

建议建设单位环境管理机构根据实际情况和上级主管部门以及环境保护部门的要求分别针对性地制订和完善上述环境管理制度，并严格执行。

8.3 环境监测计划

8.3.1 监测目的

环境监测是企业环境管理必不可少的一部分，也是环境管理规范化的重要手段，

其对企业主要污染物进行监测分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，作为上级环保部门进行环境规划、管理及执法提供依据。

根据建设项目的工程影响分析可知：本项目在运营过程中由于环保设施的运行状况，可能出现大气污染物超标排放、地下水污染等以及事故发生后引发的环境问题，这些都可能对当地环境造成影响，所以，运行期进行定期的监测是很有必要的。

8.3.2 监测计划

本项目环境监测工作由阿克苏中曼油气勘探开发有限公司的安环部门进行，负责全厂的环境管理和环境监测工作。大气、声环境的监测工作由建设单位委托有相应监测资质的单位进行，以利于在指导生产的同时接受当地政府生态环境主管部门的监督和检查。各污染物监测和分析方法按照《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）执行。排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第31号）执行。监测计划详细内容见表8.3-1。

表 8.3-1 主要监测计划一览表

项目		监测项目	监测因子	监测位置	监测频率
废气	加热炉烟气（点源）	排气筒出口污染物浓度	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	加热炉排气筒出口	1 次/季
	食堂油烟	食堂油烟	油烟	油烟净化器出口	1 次/季
	无组织排放烃类气体（站场面源）	场界污染物浓度	场界污染物浓度	站下风向 2～50m 范围内的浓度最高点	1 次/半年
	无组织排放烃类气体（井场面源）	场界污染物浓度	场界污染物浓度	站下风向 2～50m 范围内的浓度最高点	1 次/半年
废水	含油废水	采出水处理系统出口水质	SS、石油类	采出水处理系统出水口	1 次/日
	生活污水	玻璃钢化粪池	COD、BOD ₅ 、SS	玻璃钢化粪池出口	1 次/年
噪声	厂界	站场厂界噪声	等效 A 声级	场界外 1m	1 次/年
		井场厂界噪声	等效 A 声级	场界外 1m	1 次/年
地下水		现有水井，详见地下水监测计划	PH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物亚硝酸盐（以 N 计）、氨氮、氟化物、石油类、硫化物、挥发酚。	监测层位为区域潜水	1 次/年
土壤环境		典型井场	pH、多环芳烃、石油烃	井场内	每 3 年 1 次
生态		植被覆盖率	不低于现有植被覆盖率	/	/

8.3.3 监测数据的管理

对于上述监测结果应该按照项目有关规定及时建立档案，并抄送有关环保主管部门，对于常规监测部分应进行公开，此外，如果发现了污染和破坏问题要及时进行处理、调查并上报有关部门。

8.4 排污口规范化管理

排污口是企业单位排放污染物进入环境的通道，强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一，也是区域环境管理逐步实现污染物排放科学化、定量化的重要手段。

8.4.1 排污口的技术要求

- (1) 排污口应便于采样与计量监测，便于日常现场监督检查；
- (2) 排污口的位置必须合理确定，按《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监〔1996〕470 号）要求进行规范化管理；
- (3) 排放的采样点设置应按《污染源监测技术规范》要求，设置在排气筒等废气排放口。

8.4.2 排污口立标管理

- (1) 各污染物排放口，应按国家《环境保护图形标志》（15562.1-1995）与（GB15562.2-1995）的规定，设置国家环保部统一制作的环境保护图形标志牌；
- (2) 污染物排放口的环保图形标志牌应设置在靠近采样点的醒目处，标志牌设置高度为其上缘距地面 2m。
- (3) 各排气筒设置便于采样、监测的采样口和采样监测平台。废气净化设施的进出口均设置采样口。
- (4) 在固定噪声源对厂界噪声影响最大处设置环境保护图形标志牌。
- (5) 固体废物储存场所要有防火、防扬散、防流失、防渗漏、防雨措施，固体废物贮存场所在醒目处设置一个标志牌。

排放口规范化图标见表 8.4-1。

表 8.4-1 排放口规范化图形标志

序号	提示图形符号 背景颜色：绿色 图形颜色：白色	警告图像符号 背景颜色：黄色 图形颜色：黑色	名称
1			废气排放口
2			一般固体废物储存
3			危险废物
4			噪声源
5			废水排放口

8.4.3 排污口建档管理

- (1)要求使用国家环保部统一印刷的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容；
- (2)根据排污口管理档案内容要求，项目建成后，应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况记录于档案。

8.5 生态管理与监控

8.5.1 生态管理及监控内容

评价根据项目建设的性质、规模、生态影响的程度和范围、项目所在地的自然地理和社会经济等条件提出如下生态监管内容：

- 1、防止区域内生态系统生产能力进一步下降。
- 2、防止区域内水资源破坏加剧。
- 3、防止区域水土流失加剧。
- 4、防止区域内人类活动生态系统增加更大压力。

8.5.2 管理计划

1、管理体系

阿克苏中曼油气勘探开发有限公司设生态环保专人1~2名，负责工程的生态环保计划实施。

2、管理机构的职责

- (1)贯彻执行国家及省市各项环保方针、政策和法规，制定本项目的生态管理办法。
- (2)对项目实施涉及的生态环保工作进行监督管理，制定项目的生态管理与工作计划并进行实施，负责项目建设中各项生态环保措施实施的监督和日常管理工作。
- (3)组织开展本项目的生态环保宣传，提高各级管理人员和施工人员的生态环保意识和管理水平。
- (4)组织、领导项目在施工期、营运期的生态环保科研和信息工作，推广先进的生态环保经验和技術。
- (5)下达项目在营运期的生态监测任务。
- (6)负责项目在营运期的生态破坏事故的调查和处理。
- (7)做好生态环保工作方面的横向和纵向协调工作，负责生态监测和科研等资料汇总整理工作，及时上报各级环保部门，积极推动项目生态环保工作。

8.5.3 监测计划

施工期和营运期各监测项目的内容、监测频率、监测制度、报告制度、实施单位等生态监测计划见表8.5-1。

生态监管是政府环境保护机构依据国家和地方制订的有关自然资源和生态保护的法律、法规、条例、技术规范、标准等所进行的行政工作，应成为本项目日常工作的

一个重要组成部分。

表 8.5-1 生态监测计划

序号	监测项目	主要技术要求
1	施工现场清理	1、监测项目：施工结束后，施工现场的弃土、石、渣等固废处理和生态恢复情况。 2、监测频率：施工结束后 1 次。 3、监测点：各施工区。
2	植被	1、监测项目：植被类型，植被盖度、生物量。 2、监测频率：每年 1 次。 3、监测点：项目实施区 5~10 个点。
3	环保工程竣工验收	1、监测项目：植被恢复和建设等生态环保措施落实情况。 2、监测频率：1 次。 3、监测地点：项目所涉及各区域。

8.6 环境保护措施竣工验收

本项目对“三废”、噪声的防治均通过设置合理可行的环保设施、采取行之有效的防治措施来降低对环境的污染影响及危害，因此为确保本项目环保设施及污染防治措施的顺利进行，本次评价特提出本项目竣工环境保护验收内容见表 8.6-1。

表 8.6-1 项目运行期“三同时”竣工环境保护验收一览表 单位：（万元）

序号	项目	污染源	污染物	环保措施	治理目标	执行标准	环保投资
1	废气	加热炉、燃气发电机组、采暖撬	SO ₂ NO _x 颗粒物	低氮燃烧器+10m 排气筒	烟尘≤20mg/m ³ SO ₂ ≤50mg/m ³ NO _x ≤200mg/m ³	《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014) 表 2 新建锅炉大气污染物排放限值	150
		食堂	油烟	油烟净化装置	油烟浓度 ≤2mg/m ³	《饮食业油烟排放标准（试行）》 (GB18483-2001)	5
		厂区内	非甲烷总烃	油气集输密闭；储油罐设置油气回收装置；废气管道收集后经活性炭吸附排放；	厂内监控点处 1h 平均浓度值 ≤6.0mg/m ³	《挥发性有机物无组织排放控制标准》 (GB37822-2019) 标准	800
		厂界	非甲烷总烃		厂内监控点处 任意一次浓度值： ≤20mg/m ³		
					厂界非甲烷总烃 ≤4.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 表 2 标准	
2	噪声	生产设备、泵类		采取有效隔声、减振、降噪措施	昼间≤60dB(A) 夜间≤50dB(A)	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类标准	150

3	废水	生活污水	COD、氨氮	项目每个井场配套建设10m³防渗旱厕，收集井场生活污水。联合站配套建设50m³玻璃钢化粪池+50m³污水回收池，生活污水经预处理后，由阿克苏干净环保工程科技有限公司定期用吸污车抽运至阿克苏生活污水处理厂处置。	《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的三级标准		200
		采出水、井下作业废水、修井废水	石油类、SS	采出水处理系统处理后回注采油层	回注采油层		1000
4	固体废物	落地油		暂存于井场备用罐内，定期交由有资质单位处置	合理处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单（环境保护部公告2013年第36号），《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）	500
		含油污泥、废劳保手套、废防渗布		暂存于红6危废库，定期交由有资质的单位处置			
		废机油					
		废油桶					
		废活性炭					
		废钻屑泥浆		钻井泥浆及岩屑运至阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站，经“深锥浓密机+带式压滤机”处理分离后产生的固相，经检测满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）第一类固体废物要求后，拉运至温宿产业园区一般工业固废填埋场填埋。		依托	
		生活垃圾		运至温宿县生活垃圾填埋场填埋			
5	生态环境	临时占地		对临时占地进行植被恢复	/	/	500
		临时道路		临时道路进行植被恢复	/	/	
6	环境风险			完善的应急预案、定期培训和应急演练	/	/	20
7	防渗	重点防渗区		防渗层防渗性能不应低于6.0m厚渗透系数为1×10-7cm/s黏土层的防渗性能	渗透系数小于1.0×10-10cm/s	/	300
		一般防渗		防渗层防渗性能不应低于1.5m厚渗透系数为	渗透系数小于1.0×10-7cm/s	/	

			1×10-7cm/s 黏土层的防 渗性能			
		简单防渗区	地面硬化或绿化处理	进行硬化或绿化处 理	/	
8	环境管理	环境管理制度健全				50
		排污口标识齐全准确				20
		合计				3697

9 结论

9.1 项目概况

- 1、项目名称：新疆塔里木盆地温宿区块温北油田温七区块产能建设项目
- 2、建设单位：阿克苏中曼油气勘探开发有限公司
- 3、建设地点：位于温宿县境内，距离温宿县城约 6km
- 4、建设性质：新建
- 5、工程规模：**t/a
- 6、行业类别：B071 天然原油开采业
- 7、项目总投资：项目建设总投资共计 4.54 亿元，其中环保投资 3697 万元，占总投资 8.1%。
- 8、建设内容：温北油田温 7 区块总计部署 25 个井平台，井位 233 口，其中采油井 189 口，采气井 2 口（不在评价范围内），注水井 42 口（含转注），注采井数比 1:4。配套新建转油站 1 座，集油区新建集输管线、掺水管线、注水管线、伴生气管线。在温北油田温 7 区块新建联合处理站 1 座，原油处理**t/a，兼顾红旗坡区块油气处理，注水能力为**m³/d，预留外输设施位置。

9.1 产业政策及规划符合性分析

本项目主要工程内容为石油开采，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中“鼓励类第七、石油、天然气中的第 1 条常规石油、天然气勘探开采，本项目属于鼓励类项目。

工程建设符合《新疆维吾尔自治区能源发展“十三五”规划》等相关规划文件要求。

9.2 环境质量现状

环境空气：本项目所在区域 SO₂、NO₂、CO 和 O₃ 的年评价指标均能够达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准，PM₁₀、PM_{2.5} 的年评价指标均超标。所在区域判定为环境空气质量现状非达标区。本项目已经取得温宿县发改委备案（见附件），项目代码：2020-652922-07-03-035592，项目建设符合国家产业政策。

本项目评价因子为非甲烷总烃、硫化氢，项目共设 2 个监测点位，监测结果显示，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的标准， 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 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的标准。

地下水环境：为调查该区域内地下水水质现状，结合地下水径流方向、水位埋深等水文特征，在地下水评价范围内设 4 个地下水现状监测点，对项目所在区域的地下水质量现状进行评价。根据监测结果，除 2#、3#监测点位井水水质监测因子中总硬度、溶解性固体超标外，其他各监测点、各监测因子标准指数均小于 1，满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准要求。总硬度超标与当地地质、土壤岩性有关，自然背景值偏高所致。

声环境：本次评价共设 10 个监测点位，分别位于拟建联合站、拟建站场-温 12、敏感目标（2 个）。由监测结果可知，监测期间，各监测点位昼间、夜间等效连续声级 A 声级监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类夜间标准限值。

土壤环境：本项目在占地范围内设 5 个表层样、5 个柱状样，占地范围外设取 4 个表层样，根据监测数据可知；井场及站场内土壤各点满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 中筛选值（第二类用地）标准。各井场占地范围外土壤中各监测因子均低于《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（ $\text{pH}>7.5$ ），石油烃满足《土壤环境质量工业用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2 筛选值标准。

9.3 施工期环境影响分析结论

（1）环境空气

施工期产生的扬尘以及钻井柴油燃烧废气对大气环境造成一定的影响，但影响范围仅局限于施工场地周围较小范围内，随施工期的结束而结束，其影响时间短、范围小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，当采取废气防治措施后，施工期对大气环境所造成的影响较轻。

（2）地表水

本项目用泥浆随钻不落地工艺，经螺旋输送机输送至双联振动筛进行筛分，

筛下的废液装入废液储存罐，经破胶脱稳装置后，再进行固液分离后，分离后的钻井废水循环使用，用于钻井液的配置。项目钻井泥浆及岩屑运至阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站，经“深锥浓密机+带式压滤机”处理分离后产生的固相，经检测满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）第一类固体废物要求后，拉运至温宿产业园区一般工业固废填埋场填埋。项目后期需增加酸化压裂液预处理设施。酸化压裂返排液经过中和、气浮、沉降、多级过滤处理后进入联合站采出水处理系统处理后全部回注地层，不能处理的污泥，交由有资质的单位处置。施工期生活废水排入防渗旱厕，定期清运至污水厂，施工期废水对地表水环境影响较小。

（3）地下水

正常状况下，采油井和注水井建设过程中，在严格执行环境保护措施，保证各类废水不外排，各类固体废物得到妥善处理的前提下，不会对地下水环境造成影响。

（4）固体废物

施工期固体废物主要有钻井废弃泥浆、钻井岩屑、事故状态下落地油、压裂污泥及施工人员生活垃圾等。油井钻井过程中的废弃物主要有废弃钻井泥浆、钻井岩屑和生活垃圾。钻井泥浆、钻井岩屑进行泥浆不落地处理，经破胶脱稳装置后，进行固液分离，分离成固相和液相两部分，固相为钻井泥浆、钻井岩屑，属于Ⅱ类一般工业固体废物，运至温宿县固废填埋场填埋。事故状态下产生的落地油、压裂返排液处理产生的污泥属于危险废物，进入井场储备罐内，暂存于阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 6 危险废物暂存库，定期交有资质单位处置。施工期生活垃圾集中收集后定期清运至当地垃圾处理场所进行处理。

9.4 运营期环境影响分析结论

（1）环境空气

废气污染源主要是联合站加热炉废气、燃气发电机尾气、储罐的烃类气体排放、污油池废气、食堂油烟、油气集输的无组织挥发烃类气体。

联合站加热炉采用洁净天然气为燃料，燃烧废气经 12m 排气筒排放，外排烟气中 SO₂、烟尘、NO_x 的浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 标准要求。联合站产生的伴生气用于加热炉燃烧，剩余

的伴生气作为燃气发电机的燃料，伴生气在使用过程会产生燃烧废气，污染因子为SO₂、NO_x、颗粒物、CO等。满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2标准要求。

储罐区安装油气回收装置，可有效减少罐区烃类气体挥发；污油池采用钢板遮盖，缩短存储时间等措施减少烃类气体挥发；食堂油烟采用油烟净化器处理达标后排放；油气集输过程采用密闭流程，井口密封，可有效减少烃类气体的挥发；本项目危废间封闭建设，安装风机及可燃气体报警装置，排放口处采用活性炭吸附，确保烃类废气达标排放。井场无组织排放非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2无组织监控浓度限值；同时厂区非甲烷总烃无组织排放满足《挥发性有机物无组织排放控制标准(GB37822-2019)》表A.1中非甲烷总烃特别排放限值。

综上所述，本项目废气均可达标排放。

(2) 地表水

本工程在运行期废水主要包括生活废水、采出水和井下作业废水。本项目运行期产生的采出水和井下作业废水经联合站采出水处理系统处理达标后回注采油层，因此本项目无生产废水外排；站内人员生活污水排入玻璃钢化粪池，定期由吸污车清运至污水厂，故本项目对地表水影响甚微。

(3) 地下水

在正常状况下，污染物从源头上可以得到控制；根据环境影响预测结果非正常状况下，污染物进入地下水后会对一定范围内地下水环境造成较重污染，随着时间迁移，影响范围逐渐扩大，但污染物最高浓度呈减小趋势直至消失。因此在建设单位采取加强设施的维护和管理，防止原油储罐的阀门非正常状况情况发生、采取相应防渗措施和应急响应措施后，本项目对地下水的影响程度可接受。

(4) 固体废物

本项目产生的固体废物包括危险废物和生活垃圾。其中危险废物包括落地油、含油污泥、废旧活性炭、设备维护检修过程中产生的废机油和废油桶。

落地油及土壤全部回收，暂存于污油池内，定期送交有资质单位处理；含油污泥定期清理经压滤后暂存于联合站危废暂存间定期清理统一送资质单位处理；废旧活性炭、废机油和废油桶收集后暂存于联合站危废暂存间内，定期交有资质

单位处置。

职工生活垃圾由环卫部门统一收集处理。

即本项目实施后，产生的固体废物全部妥善处置，不外排。

（5）噪声

①站场噪声

本项目运行中噪声影响主要来自联合站，主要噪声设备为原油处理装置橇、空气增压机、加热炉以及各类泵类。经预测，联合站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求，即：昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ ，夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$ 。因此，工程运行期噪声对周围声环境影响较小。

②井场噪声

项目井场均采用标准化设计，类比数据，抽油机单台运行噪声约 $65\text{dB}(\text{A})$ ，多台机组（从式井场）的运行噪声在 $71\sim 77\text{dB}$ 之间，皆为低频噪声，经预测，抽油机噪声影响范围在 20m 范围内，根据现场调查，井场周围 100m 范围内无居民，评价认为，井场内抽油机噪声源对周围声环境影响小。

（6）环境风险

本项目涉及物料石油、天然气（油田伴生气），涉及各物料在采收、处理、运输过程中具有高温、高压、操作条件苛刻等特点，在外界因素的破坏下，生产和输送设施具有发生井喷、管线泄漏、火灾爆炸等突发性风险事故的可能性。其中井喷遇到明火进而发生火灾确定为最大可信事故。

本项目在开发过程中，一旦发生原油泄漏事故，泄漏的大量原油将会对周边大气环境、水环境和生态环境造成一定程度的污染，所以本项目在管理上不可掉以轻心，应确保落实并加强各项风险防范措施，定期检测和实时监控，力争通过系统地管理、合理的风险防范措施以及积极有效的应急预案，使得项目风险发生概率降低，重特大事故坚决杜绝，一般事故得到有效控制。

本项目采取了一系列事故防范措施，制定了完备的环境风险应急预案。本项目环境风险的影响是可控的，对环境的影响程度较低。

土壤环境运营期影响土壤因素主要包括生产生活废水、油气集输、处理产生的油泥及管线泄漏、储罐泄漏装置爆炸等。

根据石油开采项目特点，本项目运行过程中可能导致土壤污染的事故主要是

石油泄漏后垂直入渗对土壤的污染。针对本工程可能发生的土壤污染途径，土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、跟踪监测、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、运移、扩散、应急响应全阶段进行控制，本项目对土壤环境的影响是可控的，对土壤环境的影响程度较低。

9.5 闭井期环境影响

进入闭井期后，各种机械设备将停止使用，工作人员将陆续撤离油田区域，站场设备将逐步拆除，井场将被清理，油井闭井废弃后在表层套管（或技术套管）内注 200m 以上的水泥塞封弃井，输油管线不予回收。闭井期油田开发产生的大气污染物、生产废水、生活污水及噪声等对环境的影响将会消失，但站场拆除、井场清理等工作会产生废弃管线、建筑垃圾等固体废物。本评价要求对这些废弃管线、建筑垃圾等进行分类集中处置，管线经清洗后可回收再利用，建筑垃圾外运至指定填埋场填埋处置，采取以上措施可以有效控制闭井期固体废物对区域环境的影响。

9.6 生态环境影响评价结论

项目由钻井和站场建设、道路和输油管线建设等工程组成。工程不同阶段对生态环境的影响略有不同，施工期主要体现在土地利用、土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大；生产期主要体现在土壤、动物及植被、景观、水土流失等方面，但影响相对较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本油区的开发建设对生态环境的影响可以得到有效减缓，不会改变当地的生态环境功能区，在生态系统可接受范围内，对生态环境的影响不大。

9.7 项目可行性结论

本项目的建设符合国家相关产业政策和矿产资源总体规划。本项目在采取相应的污染防治和风险防范措施后，污染物可做到达标排放，满足环境功能区划要求。环境风险能够达到当地环境可以接受的程度。在完善生态保护、恢复和补偿措施后，可有效降低项目对生态环境的影响，不改变评价区生态系统的结构和功能。

在严格执行“三同时”制度，认真落实工程设计和本报告提出的各项污染防治、风险防范与应急措施及生态保护、恢复和补偿措施，确保生产废水全部回注，强化环境管理后，工程对环境的污染和生态影响可降低到当地环境能够容许的程度，可以达到经济效益、社会效益和环境效益的协调统一，从环境保护角度看，该工程建设是可行的。

9.8 建议

- (1) 建立企业环境风险应急机制，强化风险管理。
- (2) 加强工程的安全综合管理，强化对员工的职业素质教育，杜绝违章作业。