

目录

1、总则.....	1
1.1 概述.....	1
1.2 编制依据.....	3
1.3 评价目的、原则及方法.....	9
1.4 评价方法.....	10
1.5 评价重点.....	11
1.6 环境影响识别与评价因子筛选.....	12
1.7 环境功能区划及评价标准.....	13
1.8 评价工作等级.....	20
1.9 评价范围.....	29
1.10 污染控制与环境保护目标.....	29
2、规划分析.....	34
2.1 规划概述.....	34
2.2 油气勘探开发状况.....	51
2.3 规划开发方案.....	68
2.4 规划污染源分析.....	90
2.5 与相关政策规划相容性及协调性分析.....	100
2.6 全程互动.....	101
3、区域环境现状调查与评价.....	103
3.1 自然环境概况.....	103
3.2 社会经济概况.....	108
3.3 环境质量现状调查与评价.....	113
3.4 油田开发回顾性评价.....	130
3.5 环境与资源有利因素和制约因素分析.....	136
4、环境影响识别与评价指标体系构建.....	138
4.1 环境影响识别.....	138

4.2 环境目标与评价指标.....	141
4.3 环境影响评价因子筛选.....	145
4.4 环境影响预测与评价方法.....	145
5、环境影响预测与评价.....	147
5.1 大气环境影响预测与评价.....	147
5.2 地表水环境影响评价.....	157
5.3 地下水环境影响预测与评价.....	159
5.4 声环境影响预测与评价.....	166
5.5 固体废物环境影响分析.....	169
5.6 土壤影响分析.....	172
5.7 生态影响分析.....	174
5.8 人群健康风险分析.....	179
5.9 环境经济损益分析.....	182
6、承载力分析.....	184
6.1 评价指标体系及评价方法.....	184
6.2 区域资源承载力分析.....	185
6.3 区域环境承载力分析.....	189
7、环境风险评价.....	192
7.1 评价依据.....	192
7.2 评价范围.....	199
7.3 风险识别.....	199
7.4 环境风险分析.....	211
7.5 风险预测与评价.....	214
7.6 环境风险管理.....	231
7.7 突发事件应急预案.....	240
7.8 环境风险结论.....	240
8、公众参与.....	241
8.1 公众参与方式.....	241

8.2 调查范围与调查对象.....	242
8.3 调查方式及内容.....	242
8.4 公众参与结论.....	242
9、规划方案综合论证及优化调整建议.....	243
9.1 规划选址合理性分析.....	243
9.2 规划方案的环境合理性分析.....	243
9.3 规划目标的可达性分析.....	243
9.4 规划方案的调整建议.....	245
10、环境影响减缓对策和措施.....	247
10.1 环境保护对策和减缓措施遵循原则.....	247
10.2 污染防治措施.....	247
10.3 土壤保护措施.....	252
10.4 生态环境影响减缓措施.....	253
10.5 资源节约措施.....	256
11、规划实施管理与跟踪评价.....	257
11.1 规划实施管理的目的和意义.....	257
11.2 管理体系的建立和运行.....	257
11.3 环境管理计划.....	260
11.4 排污口规范化要求.....	266
11.5 跟踪评价.....	267
11.6 规划环境保护要求.....	269
11.7 规划环评清单式管理.....	270
12、综合评价结论与建议.....	271
12.1 规划概况.....	271
12.2 相关政策规划相容性及协调性分析.....	271
12.2 环境质量现状.....	272
12.3 规划的环境影响分析.....	274
12.4 承载力分析.....	277

12.5 公众意见采纳情况.....	277
12.6 综合论证及优化调整建议.....	277
12.7 环境管理与跟踪评价.....	278
12.8 综合结论.....	279

1、总则

1.1 概述

1.1.1 规划由来

随着我国经济的快速发展，作为国民经济基础原料的原油天然气消耗量持续走高，导致能源供需缺口不断扩大。2019 年习近平总书记提出大力提升勘探开发力度的重要指示，中曼石油天然气集团股份有限公司作为民营企业在中标温宿项目后，积极落实和贯彻习总书记的重要指示精神，2019 年在温宿项目大力投入勘探工作量，在取得了重大勘探成果后，积极推动温宿项目温北油田、红 6 断背斜构造和赛克鼻状构造原油产能建设项目，履行民营企业应尽的社会责任。

中曼石油天然气集团股份有限公司在新疆阿克苏成立了子公司中曼石油阿克苏公司，中曼石油阿克苏公司 100%持有温宿项目股权，项目产生的所有税收将在当地缴纳，促进和带动了当地的经济的发展。中曼石油获得新疆塔里木盆地温宿区块石油天然气勘查探矿权将有助于公司向上游产业链延伸，符合公司“三个一体化”目标中勘探开发与工程服务一体化的发展战略，有利于公司提升盈利水平。

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。而竞得新疆塔里木盆地温宿区块石油天然气勘察探矿权，正是中曼石油向上游产业链延伸的重大举措。中曼石油在勘探开发与工程服务一体化方面，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。上述一体化的表现是企业产业链条不断向高附加值的环节延伸，努力掌握一定数量的油气资源，以实现企业业务的升级与盈利的增长。

温宿区块位于新疆维吾尔自治区温宿县、阿克苏市，矿权面积 1086.26 km²。地理上东与拜城、新和两县交界，南和阿克苏市毗邻，西隔托什干河与乌什县相

望，北同吉尔吉斯斯坦共和国、哈萨克斯坦共和国及新疆伊犁哈萨克自治州的昭苏县接壤。规划区域范围内主要分布有农田、果园、公路和住宅区，地势平缓，地面海拔平均 1100m 左右。周围交通便利，城市及乡村道路通往井区。

1.1.2 规划环评工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（主席令第九号，2015 年 1 月 1 日起施行）、《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修订）、《规划环境影响评价条例》（国务院令 559 号）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）等法律法规要求，油田开发规划应当进行规划环境影响评价，报送生态环境主管部门依法召集审查，以作为规划审批决策和相关项目环评的重要依据。

受中曼石油天然气集团股份有限公司委托，新疆绿佳源环保科技有限公司承担了新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划的规划环境影响评价工作。我单位接受委托函，成立项目组，按照《规划环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 130-2019）有关规定开展评价工作，通过资料调研、环境质量现状监测、环境影响预测分析等，根据现场调查与对油田勘探开发规划的详细研究，编制完成了《新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划环境影响报告书》，现提交主管部门及专家审查。本规划环境影响评价的具体技术流程见图 1.1-1。

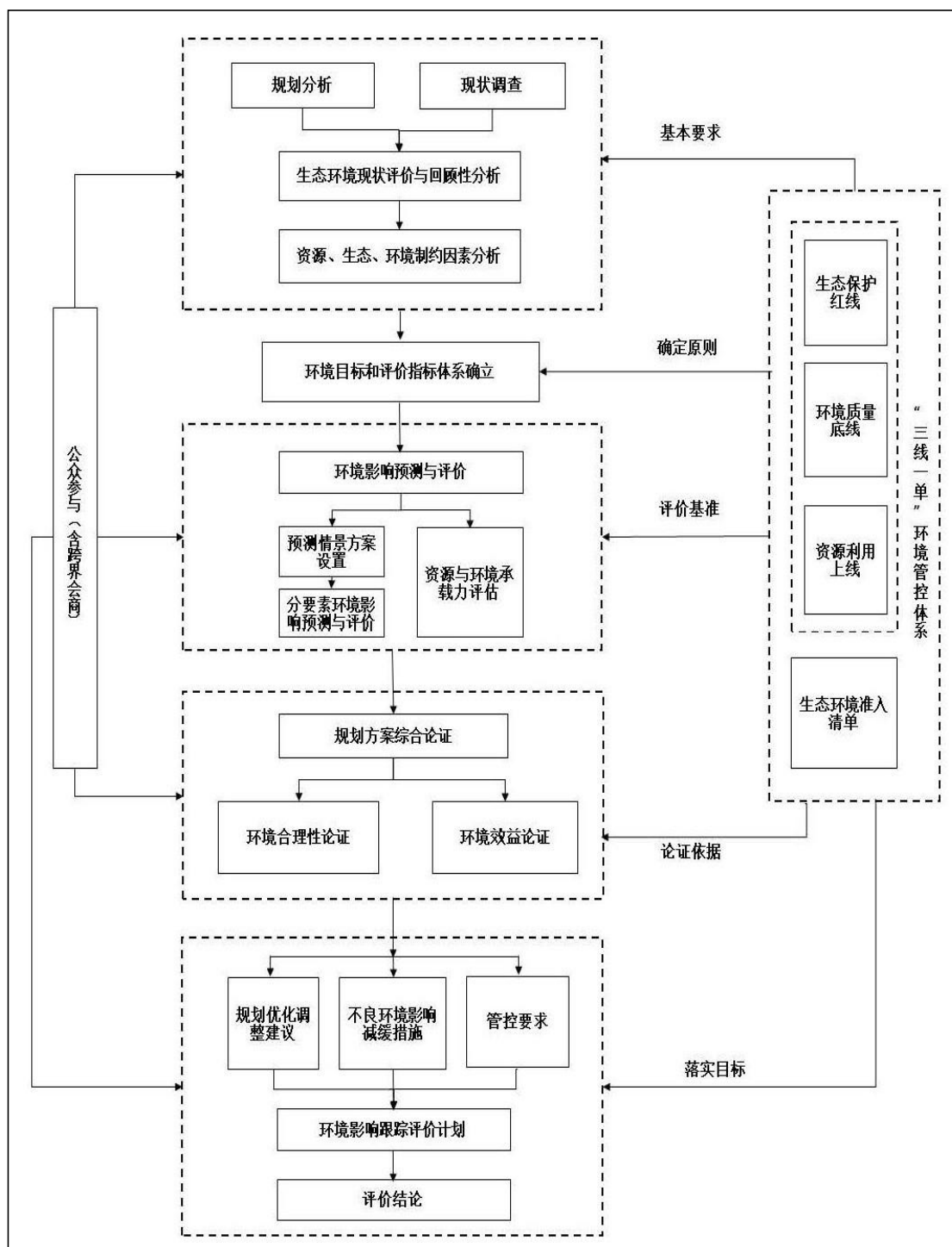


图1.1-1 本规划环境影响评价技术流程图

1.2 编制依据

1.2.1 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)。

1.2.2 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)。

1.2.3 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。

1.2.4 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)。

1.2.5 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)。

1.3 评价目的、原则及方法

1.3.1 评价目的

环境影响评价制度是各级领导机关和环保主管部门强化环境管理的一项重要措施。本次评价的目的是以改善环境质量和保障生态安全为目标，论证规划方案的生态环境合理性和环境效益，提出规划优化调整建议；明确不良生态影响的减缓措施，提出生态环境保护建议和管控要求，为规划决策和规划实施过程中的生态环境管理提供依据。

（1）综合分析规划区域发展优势和资源环境约束条件，明确本规划在资源节约和控制污染方面的目标和指标；

（2）从宏观角度对油田勘探开发活动的选址、规模、性质的可行性进行论证，避免重大决策失误，最大限度地减少对区域自然生态环境和资源的破坏；

（3）调查规划区域资源和环境承载能力及空间分布特征，为油田勘探开发各功能的合理布局、油水井分布、场站分布等提供环境方面的指导和依据；

（4）了解区域环境状况和油田开发带来的环境问题，充分分析和评价油田规划区域的环境影响；

（5）作为油田区块项目的审批依据，减少各区块工作环境影响评价的工作内容，也使区块工程环境影响评价兼顾宏观特征；

（6）预测和分析规划方案对各类环境保护目标的影响程度、性质和范围，以及发生影响积累和环境风险的可能性，并据此提出不利影响的预防和环节措施；

（7）制定详细的后续环境监测和跟踪评价计划。

1.3.2 评价原则

1.3.2.1 规划环评基本原则

（1）早期介入、过程互动

评价应在规划编制的早期阶段介入，在规划前期研究和方案编制、论证、审定等关键环节和过程中充分互动，不断优化规划方案，提高环境合理性。

（2）统筹衔接、分类指导

评价工作应突出不同类型、不同层级规划及其环境影响特点，充分衔接“三

线一单”成果，分类指导规划所包含建设项目的布局和生态环境准入。

（3）客观评价、结论科学

依据现有知识水平和技术条件对规划实施可能产生的不良环境影响的范围和程度进行客观分析，评价方法应成熟可靠，数据资料应完善可信，结论建议应具体明确且具有可操作性。

1.3.2.2 油田开发遵循的其他评价原则

（1）污染防治与生态保护并重原则

油田开发的环境影响因素，既包括污染物排放对环境的影响，又包括生态影响，因此，在环境保护措施方面应当遵循污染防治与生态保护并重的原则。

（2）地上与地下兼顾原则

油田开发既有钻井、射孔、压裂等地下活动，也有井场建设、管线铺设、道路工程等地上活动，因此，应兼顾地上与地下的环境影响。

（3）区域性原则

油田开发涉及范围广，应考虑区域性的环境影响，考虑对区域可持续性发展的影响。

（4）滚动开发与全过程环境监控相结合原则

油田开发具有滚动开发、施工期与运营期相伴且历时较长的特点，因此，应注重生产发展和环境保护规划在规划和建设时序上的匹配和适应，合理规划环境保护措施，以发展、长效的眼光，滚动投入，进行全过程环境监控，实时达到环境保护的目标。同时应加强环境监测与跟踪评价。

1.4 评价方法

（1）规划分析：采用核查表法、叠图分析法、类比分析法。

（2）现状调查与评价：现状调查采用资料收集、现场踏勘、环境监测、生态调查等方法，现状分析与评价采用指数法、叠图分析法、生态学分析法。

（3）环境影响识别与评价指标确定：采用核查表、矩阵分析法。

（4）环境影响预测与评价：采用数学模拟法、情景分析法。

（5）环境风险评价：采用数值模拟法、类比分析法。

1.5 评价重点

规划环境影响评价应体现“科学规划、合理布局、总量控制、集中治理、统一监管”的方针，坚持污染防治与生态保护并重。以油田开发区域环境现状调查为基础，从本规划与其他相关规划的协调性、资源和环境承载力分析等方面分别对规划进行环境合理性分析，科学、客观地预测规划对区域环境要素及环境保护目标产生的主要环境影响和可接受程度，对不合理因素提出调整建议或替代方案，以达到优化规划，协调地区经济可持续发展的最终目标。针对本规划建设特征，确定本次评价重点如下：

1.5.1 规划合理性分析

规划建设中应充分考虑油田开发的总体布局、基础设施建设、环境污染防治等工作，在评价工作中，将重点针对油田勘探开发区域环境功能区划、污染设施建设、污染排放方式与排放途径、排污口优化布局等内容提出环境保护对策与环境保护规划，弥补开发区域总体规划存在的不足。

从本规划与其它相关规划的协调性、资源和环境承载力分析等方面分别对规划进行环境合理性分析，科学、客观地预测规划对区域环境要素及环境保护目标产生的主要影响和可接受程度，对不合理因素提出调整建议或替代方案，以达到优化规划。

1.5.2 区域环境容量分析

通过对规划中新建项目污染物排放量核算，预测各污染物对环境承载力的影响程度，分析其对区域大气环境、水环境容量的影响，并结合区域环境保护规划和环境功能区划，给出规划项目的污染物排放总量控制目标。

1.5.3 环境承载力分析

以分析油田勘探开发过程中环境承载力为评价重点，通过分析油田开发实施对环境的影响，确定区域环境空气、收纳水体的环境容量，提出对本规划的总量控制方案。

1.5.4 环境风险分析

按照规划分析内容，结合行业环境风险源项及风险防范措施与应急预案，类比环境风险后果，评述规划布局的合理性，提出建立防范环境风险的措施要求，减缓环境风险危害。

1.5.5 环境影响减缓影响措施论证

对规划拟采取的环境保护措施和减缓措施、生态修复、补偿措施进行环境经济协调性论证，提出符合发展要求的污染物治理及减缓方案，以实现环境保护的效益化。

1.5.6 制约因素分析

以分析油田开发利用规划建设发展过程中存在的制约因素为评价重点，本次评价将在重点调查开发区域开发建设现状和污染源分布情况的基础上，对现有产业结构、发展布局、基础设施建设、污染物排放种类、排放方式与污染物达标排放和区域环境质量现状进行综合分析，筛查油田开发存在的主要问题和制约开发区域可持续发展的环境因素，并提出具体的改进措施和建设方案。

1.5.7 规划综合论证

对规划方案（产业结构与布局、开发规模、基础配套设施、环境预测）进行环境影响分析比较和综合论证，分析规划实施的环境资源制约因素和环境安全制约因素，提出完善规划的建议和对策。

1.6 环境影响识别与评价因子筛选

1.6.1 环境影响识别

规划实施产生的环境影响主要有以下三种：

- （1）主要生态资源影响-占地及工程建设；
- （2）主要环境污染影响-废气、废水、噪声、固体废物；
- （3）主要社会经济影响-GDP 增加、产业结构变化。

1.6.2 评价因子筛选

根据对油田开发产生污染物排放特点及周围环境情况进行分析，确定本规划

评价因子，详见表 1.6-1。

表 1.6-1 评价因子筛选一览表

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

1.7 环境功能区划及评价标准

1.7.1 环境功能区划

1.7.1.1 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。

1.7.1.2 水环境

（1）地表水环境：规划区域内有多浪河、阿克苏河、昆玛力克河、台兰河

4 条河流，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：规划区域内含城镇集中式饮用水水源井及乡村分散式生活饮用水水源井，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。

1.7.1.3 声环境

规划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。

1.7.1.4 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）》（GB 15618-2018）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。

1.7.3 环境评价标准

1.7.3.1 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 1.7-1。

表 1.7-1 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 1.7-2。

表 1.7-2 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 1.7-4。

表 1.7-3 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 1.7-4、表 1.7-5。

表 1.7-4 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 1.7-5

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

1.7.3.2 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 1.7-6。

表 1.7-6 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
非甲烷总烃	4.0		周界外浓度最高点
	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

本规划新建的联合站，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 1.7-7。

表1.7-7 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 1.7-8、表 1.7-9。

表 1.7-8 建筑施工场界噪声限值 单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

表 1.7-9 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 1.7-10。

表 1.7-10 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/T 5329-2012)中相应标准限值。

表 1.7-11

推荐水质主要控制指标

注入层平均空气渗透率 (μm^2)		≤ 0.01	$>0.01 \sim \leq 0.05$	$>0.05 \sim \leq 0.5$	$>0.5 \sim \leq 1.5$	>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)	$\leq n \times 10^2$	$\leq n \times 10^2$	$\leq n \times 10^3$	$\leq n \times 10^4$	$\leq n \times 10^4$
7	铁细菌 IB (个/ml)	$\leq n \times 10^2$	$\leq n \times 10^2$	$\leq n \times 10^3$	$\leq n \times 10^4$	$\leq n \times 10^4$
备注: $1 < n < 10$						

1.8 评价工作等级

1.8.1 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 NO_2 、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/m^3

C_{oi} : ---第 i 个污染物的环境空气质量标准, mg/m^3 , 取 GB3095 二级限值, 其评价等级判据见表 1.8-1。

表 1.8-1

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 1.8-2。

表 1.8-2 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 1.8-3。

表 1.8-3 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	0.05
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	0.05
加热炉 1#排气筒	138	NO ₂	2.46E-03	1.23
		PM ₁₀	3.79E-03	0.03
加热炉 2#排气筒	138	NO ₂	2.46E-03	1.23
		PM ₁₀	3.79E-03	0.03
采暖炉排气筒	142	NO ₂	5.30E-03	2.65
		PM ₁₀	8.16E-03	0.08
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，本规划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%≤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。

1.8.2 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 1.8-4 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 $Q/(\text{m}^3/\text{d})$; 水污染物当量数 $W/(\text{无量纲})$
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	-

1.8.3 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分级原则见表 1.8-5。

表 1.8-5 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,本规划范围内涉及阿克苏市依干其饮用水源地、温宿县城供

水二期地下水源地、阿亚克其村、库尔巴格、阔依其等 3 个农村饮用水源地，属于地下水敏感区域。

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一级，具体判定情况见下表 1.8-6。

表 1.8-6 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		

1.8.4 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。

1.8.5 土壤环境

本规划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，本规划行业类别为“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 1.8-7。

表 1.8-7 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 1.8-8 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。

1.8.6 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 1.8-9。

表1.8-9 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

1.8.7 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 1.8-10 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 1.8.11 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 1.8-11 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 1.8-12

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 1.8-12 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 1.8-13

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 1.8-13，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 1.8-14。

表 1.8-14

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

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，分级原则见表 5.1-8。

表 1.8-15

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 1.8-16

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 1.8-17

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

根据上表可知本项目大气环境敏感程度为 E2，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容纳事故废水，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 1.8-18。

表 1.8-18 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 1.8-18 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 1.8-19 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。

1.9 评价范围

本规划位于新疆维吾尔自治区温宿县、阿克苏市，勘查矿权面积 1086.264 km²。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 1.9-1、附图 1.9-1。

表 1.9-1 本规划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

1.10 污染控制与环境保护目标

1.10.1 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，本规划具体控制内容与目标见表 1.10-1。

表 1.10-1 本规划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，重特重大事故坚决杜 绝，一般事故得到有效控 制。

1.10.2 环境保护目标及环境敏感区

1.10.2.1 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。

1.10.2.2 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。

1.10.2.3 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。

1.10.2.4 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。

1.10.2.5 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、多浪河湿地公园、基本农田保护区、公益林等。详见表 1.10-2 及附图 1.10-1、1.10-2、1.10-3、1.10-4。

表 1.10-2

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、阿克苏市	水质、使用功能	II	规划区西部
	台兰河	温宿县		II	规划区东北部
	多浪河	阿克苏市		II	规划区南部
	昆玛力克河	阿克苏市		II	规划区中部
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	规划区西部
	阿克苏市地下水水源地保护区	阿克苏市	水源地	一级、二级	规划区西南部
	库尔巴格水厂地下水源地	温宿县	水源地	一级、二级	规划区西部
	阿亚克其村水厂地下水源地	温宿县	水源地	一级、二级	规划区西部
	阔依其水厂地下水源地	温宿县	水源地	一级、二级	规划区中部
阿克苏多浪河湿地公园		阿克苏市	湿地、动植物	国家级	规划区南部
重点公益林		温宿县	林地	国家级、地方级	规划区北部
集中居住区	城镇、乡村	温宿县、阿克苏市	居民区	/	/
基本农田		温宿县、阿克苏市	耕地	/	/

2、规划分析

2.1 规划概述

2.1.1 规划概况

规划名称：新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划；

规划年限：2021~2025；

规划面积：勘查矿权面积 1086.264 km²；

规划位置：温宿区块位于新疆维吾尔自治区温宿县、阿克苏市，地理上东与拜城、新和两县交界，南和阿克苏市毗邻，西隔托什干河与乌什县相望，北同吉尔吉斯斯坦共和国、哈萨克斯坦共和国及新疆伊犁哈萨克自治州的昭苏县接壤（附图 2.1-1）。构造上位于塔里木盆地西北边缘。

2.1.2 规划内容

2.1.2.1 油田勘探规划

（1）三维地震采集部署

温宿区块 2019 年 2 月已完成 I 期 377 km² 三维地震采集，初步计划 2022 年在 I 期三维地震采集区北部进行 II 期三维地震采集。

（2）探井、评价井部署

温宿区块 2021~2025 年计划钻探风险探井、预探井和评价井共 95 口，其中温北油田温 7 区块计划钻探 12 口、温北油田红 11 区块计划钻探 15 口、红旗坡油田红 6 区块计划钻探 9 口、红旗坡油田红 60 区块计划钻探 15 口、赛克油田计划钻探 16 口、三维区外计划钻探 28 口。各区块具体情况如下：

①温北油田温 7 区块 2019~2020 年完成第一轮勘探和评价，并于 2020 年 7 月完成了探明储量申报；2021 年计划开展扩边勘探评价工作，计划钻探探井和评价井 12 口，包括风险探井 2 口（温 31、温 60 井）、预探井 1 口（温 30 井）和评价井 9 口（附图 2.1-2）。

②温北油田红 11 区块 2020 年钻探的风险探井红 11 井和预探井红 26 井均获得工业油气流发现，随后部署 1 口预探井（红 78）和 19 口评价井（红 26-1、红

11-1、红 27、红 27-1、红 28、红 28-1、红 29、红 29-1、红 26-1 井、红 11-2、红 50、红 70、红 71、红 72、红 73、红 74、红 75、红 76、红 77 井），计划在 2020 年下半年完成 5 口评价井钻探，剩余 15 口 2021 年完成钻探。温北油田红 11 区块已部署的探井和评价井钻探完成后，会根据钻探情况决定是否部署新的探井和评价井（附图 2.1-2）。

③红旗坡油田红 6 区块共部署探井评价井 18 口，包括风险探井 4 口（红 66、红 46、红 47 和红 36），预探井 2 口（红 6、红 39），评价井 12 口（红 6-1、红 6-2、红 12、红 12-1、红 12-2、红 12-3、红 16、红 17、红 17-1、红 18、红 18-1、红 18-2 井）。截至 2020 年 7 月 31 日红 6、红 12、红 16、红 17、红 18、红 18-1 井共 6 口井已完钻，剩余 12 口计划 2020 年下半年钻探 3 口，2021 年钻探 9 口（附图 2.1-2）。

④赛克油田 2021~2025 年计划钻探 16 口探井和评价井。截至 2020 年 7 月 31 日中曼石油在赛克油田已钻探探井和评价井 8 口，包括温 1、温 2、赛克 6、赛克 2、赛克 10、赛克 17、赛克 21、红 9 井，除温 1 井和温 2 井外其余井均获得工业油流发现。2021-2025 年计划钻探 16 口评价井（附图 2.1-2）。

⑤红旗坡油田红 60 区块 2021~2025 年计划钻探 15 口探井和评价井。2020 年部署了红 60、红 61 和红 62 共 3 口风险探井，计划 2021 年钻探；如获得发现，计划再部署并钻探 3 口预探井和 9 口评价井，计划 2022 年钻探 3 口预探井和 5 口评价井，2023 年钻探 4 口评价井（附图 2.1-2）。

⑥三维区外 2020 年已部署红 30、红 31、红 32、红 37、红 38 等 5 口风险探井，已钻探红 30 井并获得油层发现。2021~2025 年计划钻探剩余 4 口风险探井，如风险探井获得突破，计划再部署并钻探 6 口预探井和 18 口评价井，即三维区外 2021 年~2025 年计划钻探探井和评价井共计 28 口（附图 2.1-3）。

（3）新增石油天然气地质储量和资源量

温宿区块 2021~2025 年规划新增探明原油地质储量 3400 万吨，新增控制原油地质储量 1500 万吨，新增预测原油地质储量 1700 万吨，新增原油资源量 1000 万吨。温宿区块 2021~2025 年规划新增探明天然气地质储量 3 亿方。各区块具体情况如下：

①温北油田温 7 区块 2020 年已申报探明储量，新增探明原油地质储量 3011 万吨，新增探明天然气地质储量 4.49 亿方；2021 年计划完成探边勘探评价并上报探明石油地质储量，规划新增原油地质储量 400 万吨。

②温北油田红 11 区块计划 2021 年上报探明储量，新增探明原油地质储量 600 万吨，天然气地质储量 3 亿方。

③红旗坡油田红 6 区块计划 2021 年上报探明储量，新增探明原油地质储量 500 万吨。

④红旗坡油田红 60 区块计划 2024 年上报探明储量，新增探明原油地质储量 400 万吨。

⑤赛克油田计划 2025 年上报探明储量，新增探明原油地质储量 500 万吨；2025 年新增控制原油地质储量 1000 万吨，新增预测原油地质储量 1200 万吨。

⑥三维区外计划 2024 年上报探明储量，新增探明原油地质储量 1000 万吨；2025 年新增控制原油地质储量 500 万吨，新增预测原油地质储量 500 万吨，新增原油资源量 1500 万吨。

温宿区块温北油田温 7 区块、温北油田红 11 区块、红旗坡油田红 6 区块、红旗坡油田红 60 区块、赛克油田及三维区外 2021~2025 年新增石油和天然气地质储量和资源量详见表 2.1-1。

2.1.2.2 油田开发规划

温宿区块 2021~2025 年计划投入开发的区块包括温北油田温 7 区块、温北油田红 11 区块和红旗坡油田红 6 区块。温宿区块 2021~2025 年计划钻探开发井 293 口，其中温北油田温 7 区块 179 口、温北油田红 11 区块 69 口、红旗坡油田红 6 区块 45 口。温宿区块 2021~2025 年计划建成高峰原油年产 60 万吨产能，其中温北油田温 7 区块 2022 年建成 40 万吨高峰原油产能、温北油田红 11 区块 2023 年建成高峰原油年产 10-13 万吨产能、红旗坡油田红 6 区块 2023 年建成高峰原油年产 7-10 万吨产能。

温北油田温 7 区块各油组开发部署图见附图 2.1.4~2.1-7。温北油田温 7 区块、温北油田红 11 区块、红旗坡油田红 6 区块 2021~2025 年具体开发规划详见表

2.1-2, 原油产量剖面见附图 2.1-8~2.1-11。

2.1.3 油气资源概况

2.1.3.1 地层特征

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,温宿凸起温宿项目自下而上发育的地层为:阿克苏群(Pt2ak)、青白口系(PtQn)、震旦系(Z)、新近系吉迪克组(吉迪克组)、康村组(N1K)、库车组(N2K),缺失石炭系、奥陶系、寒武系,其中阿克苏群、震旦系与新近系为区域性不整合接触(见表 2.1-3)。温宿项目油藏主要分布于新近系吉迪克组。

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、吉迪克组一段,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,为一套典型的三角洲沉积。

④康村组(N12K)

康村组的地层厚度在温宿凸起及邻区 900-1100 米之间,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 100-150 米之间。

表 2.1-1

温宿区块各油田区块 2021~2025 年勘探评价规划表

区块	年份	勘探、评价规划											
		探井				新增石油和天然气地质储量和资源量							
		风险探井	预探井	评价井	合计	探明地质储量		控制地质储量		预测地质储量		资源量	
		口	口	口	口	原油 万吨	天然气 亿方	原油 万吨	天然气 亿方	原油 万吨	天然气 亿方	原油 万吨	天然气 亿方
温北油田温 7 区块	2021	2	1	9	12	400							
	2022												
	2023												
	2024												
	2025												
	小计	2	1	9	12	400	-	-	-	-	-	-	-
温北油田红 11 区块	2021		1	14	15	600	3						
	2022				-								
	2023				-								
	2024												
	2025												
	小计	-	1	14	15	600	3	-	-	-	-	-	-
红旗坡油田红 6 区块	2021	4	1	4	9	500							
	2022				-								
	2023				-								
	2024				-								
	2025				-								
	小计	4	1	4	9	500	-	-	-	-	-	-	-
红旗坡	2021	3			3					400			

油田红 60 区块	2022		3	5	8			200		-200			
	2023			4	4			200		-200			
	2024					400		-400					
	2025												
	小计	3	3	9	15	400	-	-	-	-	-	-	-
赛克油 田	2021			5	5			700		2,000			
	2022			3	3			200		-200			
	2023			3	3			200		-200			
	2024			3	3			200		-200			
	2025			2	2	500		-300		-200			
	小计	-	-	16	16	500	-	1,000	-	1,200	-	-	-
三维区 外	2021	2	2		4					500		2,500	
	2022	2	4	6	12			500		-		-500	
	2023			6	6			500		-		-500	
	2024			6	6	1,000		-500		-		-500	
	2025					-				-			
	小计	4	6	18	28	1,000	-	500	-	500	-	1,000	-
合计	2021	11	5	32	48	1,500	3	700	-	2,900	-	2,500	-
	2022	2	7	14	23	-	-	900	-	-400	-	-500	-
	2023	-	-	13	13	-	-	900	-	-400	-	-500	-
	2024	-	-	9	9	1,400	-	-700	-	-200	-	-500	-
	2025	-	-	2	2	500	-	-300	-	-200	-	-	-
	小计	13	12	70	95	3,400	3	1,500	-	1,700	-	1,000	-

表 2.1-2

温宿区块各油田区块 2021~2025 年开发规划表

区块	年份	开发规划					
		开发井				产能建设	
		采油井	采气井	注水井	合计		
		井数	井数	井数	井数	原油	天然气
		口	口	口	口	万吨	万方
温北油田温 7 区块	2021	37		3	40	23	-
	2022	35		5	40	39	-
	2023	34		6	40	40	-
	2024	24		6	30	41	2,192
	2025	23		6	29	41	2,192
	小计	153		26	179	183	4,384
温北油田红 11 区块	2021				-	2	
	2022	20			20	5	
	2023	20		5	25	9	
	2024	15		5	20	13	
	2025			4	4	13	
	小计	55	-	14	69	42	-
红旗坡油田红 6 区块	2021				-	2	
	2022	13			13	4	
	2023	13		3	16	6	
	2024	10		3	13	8	
	2025			3	3	9	
	小计	36	-	9	45	29	-
红旗坡油田红 60 区块	2021				-		
	2022				-		

	2023				-		
	2024				-		
	2025				-		
	小计	-	-	-	-	-	-
赛克油田	2021				-		
	2022				-		
	2023				-		
	2024				-		
	2025				-		
	小计	-	-	-	-	-	-
三维区外	2021				-		
	2022				-		
	2023				-		
	2024				-		
	2025				-		
	小计				-		
合计	2021	37	-	3	40	27	-
	2022	68	-	5	73	47	-
	2023	67	-	14	81	55	-
	2024	49		14	63	62	2,192
	2025	23	-	13	36	62	2,192
	小计	244		49	293	254	4,384

⑤库车组（N2K）

库车组的地层厚度在温宿凸起及邻区 600-800 米之间。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。

表 2.1-3 温宿凸起温宿项目地层划分结果表

界	系	统	组	地层代号	底界深度	厚度
				接触关系	(m)	(m)
新生界	第四系			Q	200-400	200-400
	新近系	上新统	库车组	N2K	400-1200	600-800
			康村组	N1-2K	700-2300	900-1100
		中新统	吉迪克组	吉迪克组	1000-3300	900-1000 (温 7: 500-800)
古生界	石炭系			C	缺	失
	奥陶系	中上奥陶统		O2-3	缺	失
		下奥陶统	蓬莱坝组	O1P	缺	失
	寒武系	中上寒武统	下丘里塔格组	∈ 2-3x	缺	失
		中下寒武统	阿瓦塔格组	∈ 1-2a	缺	失
中上元古界	青白口系、震旦系			Z	1000-1300	>100-300
		阿克苏群		Pt2ak	2650-5500	1500-1800

2.1.3.2 沉积特征

温宿凸起在潜山老地层之上主要沉积的是新近系地层，新近系地层由下至上主要有吉迪克组、康村组和库车组组成，温北油田主要含油气层位为吉迪克组。

吉迪克组受南天山、温宿凸起两套物源体系影响，一是北部南天山物源，二是温宿凸起西部物源，受古地貌控制，以扇三角洲前缘沉积为主。由下至上吉迪克组三段为滨浅湖相沉积，以泥岩夹薄层砂岩为主要沉积特征；吉迪克组二段和吉迪克组一段为扇三角洲前缘沉积，由下至上是典型的三角洲前缘反旋回沉积特征，主要是粉细砂。温宿项目温北油田、红 6 断背斜构造和赛克鼻状构造主要储层是扇三角洲前缘砂体。

康村组为湖相沉积，以泥岩为主夹薄层砂岩，区域上可作为温宿凸起吉迪克

组主要含油层位的有效盖层。

库车组为冲积扇沉积，主要是一套砂岩层夹泥岩层，砂岩层单层厚度大，为一套典型的冲积扇沉积体系，在温宿凸起局部地区有油气显示，但油气保存条件差，为非主要含油气层位。

2.1.3.3 构造特征

温宿凸起位于塔里木盆地柯坪隆起东段，呈北东向展布，西邻阿合其凸起，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 7 区块是温宿凸起的一个三级构造单元。

温宿凸起演化史初步可划分为元古界震旦纪前基底形成阶段、震旦纪～泥盆纪古凸起开始形成阶段、石炭纪～古近纪断隆发育阶段以及新近纪～第四纪整体快速沉降发展阶段共四大发展阶段，其中泥盆纪末的构造运动使得早古生界地层由南向北强烈逆冲抬升，凸起顶部地层遭受强烈剥蚀，与上覆地层形成区域性角度不整合，新近系吉迪克组沉积前的由北向南强烈逆冲作用，造就了温宿凸起目三带三凹构造格局，即北部构造带、克拉苏构造带、秋里塔格构造带、乌什凹陷、拜城凹陷、阳霞凹陷，温宿构造样式最终定型（附图 2.1-12）。

元古界震旦纪前形成其基底，基底由变质岩组成。震旦纪-泥盆纪是凸起开始形成阶段，震旦纪早期广泛发育一套粉砂岩和泥岩海陆过渡相沉积，由于泥盆纪末期的构造运动使得早古生界地层由南向北逆冲抬升，凸起顶部地层遭受强烈剥蚀。石炭纪-古近纪断隆发育阶段，温宿凸起持续隆升，古生界-中生界地层向南西逐层剥蚀尖灭，向北东断超剥蚀尖灭。新近纪至第四纪整体快速沉降阶段。新近纪早期温宿凸起停止隆升活动，东南部沉积吉迪克组二段和三段地层。西北部高部位未接受沉积。新近纪晚期温宿凸起西北部局部沉降，接受吉迪克一段和康村组沉积。

①三维区内整体构造特征

本次所使用的三维地震资料为 2019 年新采集的三维地震资料，采集面积 377 平方千米，整体地震资料野外施工管理严格，基础资料齐全，完成工作的各项质量和安全指标均符合行业技术标准。该三维地震资料面元为 25×12.5 米，

资料覆盖次数 255 次（纵 17 次×横 15 次）。

三维区内构造特征可简单概括为“两带一隆”三个构造带，即 F1 断裂带、F2 断裂带和南部隆起带。三个构造带主要断裂方向均为北东-南西向，F1 断裂带和 F2 断裂带断层类型为逆断层，南部隆起带断层类型为正断层。目前 F1 断裂带上落实了温 7 区块断背斜构造圈闭，圈闭面积 35 平方千米；F2 断裂带上落实了红 6 断背斜构造圈闭，圈闭面积 6.0 平方千米；南部隆起带落实了赛克鼻状构造圈闭，圈闭面积约 100 平方千米，有利勘探面积约 40 平方千米。温宿项目三维采集区吉迪克组 II 油组顶面构造图见附图 2.1-13。

② 温北油田温 7 区块构造特征

在三维地震资料的基础上开展精细构造解释分析，发现落实温 7 区块有利构造，并在温 7 井取得了勘探突破，在吉迪克组发现 4 套含油层系，随后温 7-1、温 8、温 8-1、温 6、温 6-1、温 5、温 17、温 10-1、温 18 井等不仅在吉迪克组发现油气，还在古潜山取得勘探突破，获得工业油气流。

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，在区块范围内主要发育一条北东-南西向逆断层，自古生界至新生界继承性发育，为该区块的主要控制性断裂，并伴生发育一系列北西-南东向小规模逆断层。温 7 构造为 F1 主断裂控制并受派生断裂分割形成三个主要断块（表 2.1-4），整体形成了温 7 断背斜油藏。

表 2.1-4 温北油田温 7 区块圈闭要素表

断块名称	圈闭名称	层位	圈闭类型	面积(km ²)	高点埋深(m)	闭合线(m)	闭合度(m)
温 7	温 6 断背斜	吉迪克组 I 油组顶面	断背斜	5.1	60	-80	140
		吉迪克组 II 油组顶面	断背斜	4.5	-50	-180	130
		吉迪克组 III 油组顶面	断背斜	4.1	-110	-250	140
		吉迪克组 IV 油组、古潜山油层顶面	断背斜	3.7	-390	-600	210
温 8	温 8 断鼻	吉迪克组 I 油组顶面	断鼻	1.6	-60	-170	110
		吉迪克组 II 油组顶面	断鼻	2.0	-150	-250	100
		吉迪克组 III 油组顶面	断鼻	2.2	-230	-330	100

		IV 油组、古潜山油层 顶面	断鼻	1.8	-600	-500	100
温 17	温 17 断背斜	吉迪克组 I 油组顶面	断背斜	6.6	-200	-250	50
		吉迪克组 II 油组顶面	断背斜	6.5	-300	-350	50
		吉迪克组 III 油组顶面	断背斜	7.5	-400	-450	50
		IV 油组、古潜山油层 顶面	断背斜	5.1	-620	-700	80

③ 红 6 断背斜构造特征

红 6 断背斜构造为三维区北部 F2 断裂带上落实的断背斜构造，主要发育 1 条北东-南西向控制性主断层，派生若干北东-南西向和北西-南东向小断层，断层类型均为逆断层。控制性主断层为油源断层，起到了沟通油源的作用。红 6 断背斜构造圈闭面积约 4.0 平方千米，截止 2019 年 12 月 31 日，已钻探井红 6 井和评价井红 12 井，在吉迪克组二段均获得了工业油流发现。

④ 赛克鼻状构造特征

赛克鼻状构造由东北向西南逐步抬升形成巨型斜坡构造，主要发育北东-南西向正断层，将赛克鼻状构造切割成若干断块圈闭，形成由若干断块组成的断块圈闭群，圈闭群面积约 100 平方千米，有利勘探圈闭面积约 40 平方千米。截止 2019 年 12 月 31 日，赛克鼻状构造上已钻探井和评价井 8 口，包括地热井、温宿 1 井、新温地 1 井、新温地 2 井、温 1 井、温 2 井、赛克 6 井和赛克 2 井，其中新温地 1 井、新温地 2 井和赛克 6 井在吉迪克组获工业油流发现，其它井在吉迪克组均获油气显示。

2.1.3.4 储层特征

(1) 储层发育特征

整体而言，中新统吉迪克组沉积时期，温宿凸起具有差异沉降、低幅隆升的构造演化特征，控制形成了温宿地区低幅宽缓的古地貌，形成了三角洲与滨浅湖滩坝同生共存、互为消长的沉积体系。吉迪克组一、二段砂体分布范围广，在温北油田温 7 区块、红 6 断背斜构造和赛克鼻状构造砂体分布广，连通性好，为典型的三角洲前缘砂体。吉迪克组三段主要为湖相沉积，以泥岩沉积为主，砂体薄，横向变化大。纵向上形成典型的下细上粗的反旋回特征。吉迪克组受后期温宿凸起掀斜作用的影响，在整个温宿凸起主体部位，吉迪克组一、二、三段地层

厚度差异较大，区块北部吉迪克组三段和二段沉积较薄，区块南部吉迪克组三段和二段沉积变厚。物源来自北部和西部的三角洲砂体，砂体向南部和东部逐渐减薄。

（2）储层岩石学特征

①吉迪克组一段

吉迪克组一段储层砂岩类型主要由泥质粉砂岩和细砂岩组成，以细砂岩为主。砂岩成分以石英为主，长石次之，含少量其他暗色矿物。砂粒以粉粒~细粒为主，其次为中粒，少量粗粒。碎屑颗粒主要为次圆状~次棱角状。分选以中等为主。胶结物以泥质为主，疏松。吉迪克组一段储层物性好，单砂体厚度较大，是重要的含油层段。泥质含量主要分布范围 5.3~41.7%，平均为 15.35%。

②吉迪克组二段

吉迪克组二段储层砂岩主要由粗粉砂质极细粒砂岩、细粒~极细粒岩屑长石砂岩组成。砂粒以粉粒~细粒为主，见部分中粒。碎屑成分以石英为主，长石次之，含少量酸性喷出岩、石英岩、硅质岩、片岩、板岩、碳酸盐岩、方解石单晶碎屑等。其中石英含量主要变化范围为 40~45%；长石含量主要变化范围为 31~32%，斜长石、钾长石含量大致相当。碎屑颗粒主要为次圆状~次棱角状。分选以中等为主。接触方式以点~线接触为主。胶结物以泥质、方解石为主，见少量点状铁质。胶结类型以孔隙型为主，孔隙以粒间孔、粒间溶孔为主，少量颗粒溶孔。泥质含量主要分布范围 4~52%，平均为 16.86%。吉迪克组二段砂岩储层是温 7 区块主要的含油层段，单层较厚，油层段集中，高部位油层油柱高度近百米，是未来开发的主要含油层系。

③吉迪克组三段

吉迪克组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，以粉砂岩和泥质粉砂岩为主。砂岩成分以石英为主，长石次之，含少量其他暗色矿物。砂粒以粉粒~细粒为主，其次为中粒。碎屑颗粒主要为次圆状~次棱角状。分选以中等为主。胶结物以泥质为主，疏松。吉迪克组三段粉细砂岩储层单层薄，横向变化较大，但根据新温地 1、新温地 2 试采和温 7 区块部分井试油结果分析表明，吉迪克组三段储层含油性较好，油质较好，不易出砂，虽然单井产量低，

但可稳定有效生产。泥质含量主要分布范围 5~57%，平均为 27.21%。

④吉迪克组底砾岩层

吉迪克组底砾岩层在温宿凸起接受吉迪克组沉积时沉积的一套辫状河砂砾岩体，为棕褐色、紫红色细砾砂岩，局部含灰质，底砾岩分选中等，孔隙度较差，渗透性较好，全区均有分布，厚度在几米~十几米，虽然底砾岩层厚度不大，但是温 7 区块一个重要的产层。泥质含量主要分布范围 2~44%，平均为 16.83。

⑤阿克苏群变质岩缝洞储层

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，储层中主要为一些高角度裂缝和潜山面风化淋滤所形成的缝、洞，温 7 区块阿克苏群变质岩储层在温 6 井、温 6-1 井构造高部位发育。泥质含量主要分布范围 3~8%，平均为 5.13%。

（3）储层物性特征

①吉迪克组二段

吉迪克组二段储层测井解释孔隙度主要分布范围 10.0%~32.8%，平均 21.2%；渗透率主要分布范围 1.0mD~638.2mD，平均 45.3mD。吉迪克组二段储层岩样分析孔隙度主要分布范围 11.6%~35.3%，平均 25.9%；渗透率主要分布范围 4.5mD~663.0mD，平均 83.0mD。

②吉迪克组三段砂岩

吉迪克组三段储层测井解释孔隙度主要分布范围 5.0%~28.5%，平均 17.3%；渗透率分布范围 1.0mD~122.4mD，平均 14.8mD。

③吉迪克组三段底砾岩

吉迪克组底砾岩储层测井解释孔隙度主要分布范围 6.8%~21.5%，平均 10.7%；渗透率分布范围 0.2mD~34.0mD，平均 2.1mD。

（4）储层含油性特征

温北油田温 7 区块已有取心和岩屑录井资料表明，吉迪克组二段储层含油级别较高，主要为油浸、油斑、油迹和荧光。油浸、油斑以上含油储层的孔隙度一般大于 17%，渗透率一般大于 8mD；孔隙度小于 15%，渗透率小于 4mD 的储层基本不含油。吉迪克组三段储层含油级别较低，主要为油迹和荧光。油迹以

上含油储层的孔隙度一般大于 12%，渗透率一般大于 3mD；孔隙度小于 7.5%，渗透率小于 1mD 的储层基本不含油。吉迪克组底砾岩储层含油级别相对较好，主要为油斑、油迹和荧光。油浸以上含油储层的孔隙度一般大于 10%，渗透率一般大于 0.2mD；孔隙度小于 6.2%，渗透率小于 0.1mD 的储层基本不含油。

（5）储层评价

红 6 断背斜构造和赛克鼻状构造井控不够，需要进一步钻探评价并对储层进行评价，以下主要对温北油田温 7 区块储层进行评价：

①吉迪克组二段 I 油组

吉迪克组二段 I 油组砂层厚度 1 米~7 米，主要为 4 米~5 米左右的粉细砂岩储层，测井解释孔隙度主要变化范围为 11.2%~32.8%，渗透率主要变化范围为 1.0mD~638.1mD，为中高孔中渗 I 类储层，是温北油田温 7 区块主要油组和主要产层。

②吉迪克组二段 II 油组

吉迪克组二段 II 油组含油井段长，砂层厚度 2 米~9 米，主要为 3 米~5 米左右的粉细砂岩储层，测井解释孔隙度主要变化范围为 10.1%~30.6%，渗透率主要变化范围为 0.8mD~433.7mD，为中高孔中渗 I 类储层，是温北油田温 7 区块主要油组和主要产层。

③吉迪克组三段 III 油组

吉迪克组三段 III 油组为大套泥岩中的薄砂岩夹层，砂层厚度多为 1 米~2 米，测井解释孔隙度主要变化范围为 9.8%~28.5%，渗透率主要变化范围为 1.0mD~122.4mD，为中低孔低渗 III 类储层，是温北油田温 7 区块次要产层。

④吉迪克组三段 IV 油组底砾岩

吉迪克组三段 IV 油组底砾岩为一单层砾岩层，厚度 2 米~15 米，主体 7 米~15 米，岩性粗，测井解释孔隙度主要变化范围为 6.8%~21.5%，渗透率主要变化范围为 0.2mD~34.0mD，通过测井解释判断为中低孔低渗 III 类储层。但在温 6 断背斜、温 8 断块和温 17 断背斜均对 IV 油组底砾岩储层进行了试油试采，结果确认该层具有较好产能，渗透性较好，远高于测井解释渗透率，综合评价为中孔中渗 II 类储层。而且底砾岩在全区分布稳定，是温北油田温 7 区块

主要产层。

⑤阿克苏群 V 油组变质岩

阿克苏群变质岩是一套缝洞储层，主要发育在构造高部位和断层较多的破碎带，分布范围局限，测井解释基质孔隙度变化范围主要为 4.1%~7.5%，基质渗透率变化范围主要为 0.1mD~0.4mD，为缝洞型 IV 类储层，是温北油田温 7 区块次要产层。

温北油田温 7 区块在新近系吉迪克组二段、三段和元古界阿克苏群获得油气发现，其中吉迪克组二段油藏细分为 I 油组和 II 油组，吉迪克组三段油藏细分为 III 油组和 IV 油组。

2.1.3.5 油藏特征

(1) 油藏类型

①温北油田温 7 区块油藏类型

吉迪克组二段 I 油组为构造油藏，构造类型为断背斜，含油面积受断层和构造控制，在温 7 区块温 6 井区和温 17 井区油层厚度较大，有两个油层段，油柱高度 25 米左右，为典型的构造油藏，由于含油面积较小，储层相对稳定横向变化不大。

吉迪克组二段 II 油组为构造油藏，构造类型为断背斜，含油面积受断层和构造控制，在温 7 区块温 7 断背斜整体含油，是温 7 区块主力油藏，含油井段长，有 4 个油层段，油柱高度 30~60 米左右，为典型的构造油藏，储层相对稳定横向变化不大。

吉迪克组三段 III 油组为构造背景上的岩性油藏，油藏受湖相泥岩中所夹的薄层滩坝砂体控制，含油层位纵横向变化较大。

吉迪克组三段 IV 油组为吉迪克组底砾岩层，具有地层油藏的特点，但整体应受构造控制。温 7 区块构造高部位底砾岩层薄，构造较低部位底砾岩层厚，但底砾岩层在有效圈闭范围内均含油。

阿克苏群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。

②红 6 断背斜构造油藏类型

红 6 断背斜构造在新近系吉迪克组二段获得油藏发现，暂时未细分油组；吉迪克组三段地层在红 6 断背斜构造变薄，钻探的红 6 井和红 11 井均未在吉迪克组三段获得油藏发现；红 6 井在潜山钻遇碳酸盐岩地层，未获油气发现。

吉迪克组二段油藏类型为构造油藏，含油面积受断层和构造控制。储层主要属于三角洲前缘砂体，横向相对稳定。赛克 6 井在吉迪克组二段测井解释结果为油层 5.1m、差油层 18.6m，油水同层 6.4m。

③赛克鼻状构造油藏类型

赛克鼻状构造在新近系吉迪克组二段、三段和元古界阿克苏群获得油藏发现，暂时未细分油组。

吉迪克组二段油藏类型为岩性-构造油藏，含油面积受断层、岩性和构造综合控制，构造起主要作用。储层主要属于三角洲前缘砂体，横向相对稳定。赛克 3 井在吉迪克组二段测井解释结果为油层 6.4m、油水同层 8.5m，目前赛克 6 井在 718.3-721.3m、782.2-783.7m 层段试油效果较好，日产油 8.0 方/天，含水 20%。

吉迪克组三段油藏分布与温北油田温 7 区块相同。

吉迪克组三段主体层段为构造背景上的岩性油藏，油藏受湖相泥岩中所夹的薄层滩坝砂体控制，含油层位纵横向变化较大。新温地 1、新温地 2 和赛克 6 井在吉迪克三段主体层段均获得了油层发现。

吉迪克组三段底部为底砾岩层，具有地层油藏的特点，但整体应受构造控制。据新温地 1、温 1、温 2、赛克 6 井钻井来看，赛克鼻状构造吉迪克组三段底砾岩层横向变化大。

阿克苏群变质岩为受变质岩缝洞发育程度控制的古潜山油气藏，新温地 1 井已试油证实了阿克苏群变质岩含油性。

(2) 地层水性质

截至 2019 年 11 月底，地层水分析样品数共 6 个。从地层水样分析结果看，地层水的水型均为 CaCl_2 ，随着深度增加，地层水矿化度增加。温 1 井吉迪克组三段地层水平均比重 1.0337、矿化度 $4.5 \times 10^4 \text{mg/l} \sim 5.5 \times 10^4 \text{mg/l}$ ，PH 值 7.0。温 7 井吉迪克组二段和吉迪克组三段地层水比重分别为 1.0064 和 1.057，

矿化度分别为 $9.5 \times 10^4 \text{mg/l}$ 和 $9.3 \times 10^4 \text{mg/l}$, PH 值分别为 5.9 和 6.5。

(3) 流体性质

温北油田温 7 区块截止 2019 年 12 月底共有 10 口井 25 层次进行了试油, 分析地面原油样品 12 个。地面原油密度 $0.902 \sim 0.960$ (20°C), 粘度 $43.7 \text{mPa}\cdot\text{s} \sim 1042.3 \text{mPa}\cdot\text{s}$ (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 $-28.00 \sim 20.00^\circ\text{C}$ 。

吉迪克组三段 IV 油组底砾岩地面原油密度范围 $0.919 \text{g/cm}^3 \sim 0.930 \text{g/cm}^3$ 、平均 0.924g/cm^3 , 含硫 0.21% , 含蜡 0.74% , 凝固点范围 $-22.00^\circ\text{C} \sim 8.00^\circ\text{C}$, 地层原油粘度范围 $90.5 \text{mPa}\cdot\text{s} \sim 187.0 \text{mPa}\cdot\text{s}$ 、平均 $137.7 \text{mPa}\cdot\text{s}$ 。吉迪克组二段 I 油组地面原油密度 0.960g/cm^3 , 含硫 0.316% , 凝固点 20.00°C , 地层原油粘度 $1042.3 \text{mPa}\cdot\text{s}$; 吉迪克组二段 II 油组地面原油密度范围 $0.940 \text{g/cm}^3 \sim 0.949 \text{g/cm}^3$ 、平均 0.945g/cm^3 , 含硫 0.26% , 凝固点范围 $-10.00^\circ\text{C} \sim 10.00^\circ\text{C}$, 地层原油粘度范围 $433.4 \text{mPa}\cdot\text{s} \sim 580.7 \text{mPa}\cdot\text{s}$ 、平均 $502.4 \text{mPa}\cdot\text{s}$; 吉迪克组三段 III 油组地面原油密度范围 $0.902 \text{g/cm}^3 \sim 0.908 \text{g/cm}^3$ 、平均 0.905g/cm^3 , 含硫 0.20% , 含蜡 0.32% 、凝固点范围 $-28.00^\circ\text{C} \sim -16.00^\circ\text{C}$, 地层原油粘度范围 $57.4 \text{mPa}\cdot\text{s} \sim 109.3 \text{mPa}\cdot\text{s}$ 、平均 $83.4 \text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

按照中国稠油的分类标准, 原油性质属普通稠油 I-1 类。按照中国稠油的分类标准, 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。

2.2 油气勘探开发状况

2.2.1 矿权情况

温宿区块油气勘查项目是中曼石油天然气集团股份有限公司 2018 年 1 月 23 日在新疆维吾尔自治区国土资源厅组织的油气勘查项目第 2 轮招标中中标获得。

《新疆塔里木盆地温宿区块油气勘查》号码为: 0200001810145, 有效期限

2018 年 6 月 6 日至 2023 年 6 月 6 日（附图 2.2-1）。法人单位为中曼石油天然气集团股份有限公司，法人持有区块矿权 100% 权益，采矿单位为中曼石油天然气集团股份有限公司。温宿项目目前签订的合同为油气勘查探矿权合同，首次探矿权期限为 5 年，到期后可延期，每次可延期 2 年。探矿权在勘探获得油气发现后可申请转为采矿权。

2.2.2 勘探开发简况

温宿项目选自塔里木盆地油气探矿权空白区，区块内的油气地质工作程度低、资料少、认识有限。截至 2017 年 12 月底，温宿凸起及邻区历史上共完钻 8 口井，包括阿 1 井、温参 1 井、温宿 1 井、新温地 1 井、新温地 2 井、阿苏 2 井、新阿地 1 井和地热井。其中新温地 1 和新温地 2 井为吉迪克组油藏油气发现井，在主要储层吉迪克组二段测试获得工业油流。

中国地质调查局油气资源调查中心 2017 年在塔里木盆地温宿凸起鼻状构造部署实施了新温地 1 井、新温地 2 井两口大口径油气调查井，首次在温宿凸起获得了商业油流发现，发现的油层均位于吉迪克组三段，实现了塔里木盆地西北缘新层系油气调查新突破。

从 2018 年 2 月至今，中曼石油天然气集团股份有限公司（以下简称中曼石油）在温宿项目勘探开发取得以下重要成果：

一是完成三维地震采集处理解释 377 km²，通过叠后及叠前时间和深度偏移处理、各目的层加密精细构造解释、精细储层预测等工作，深化了温宿区块构造和储层的认识，区块内主要目的层吉迪克组构造发育特征可概述为“两带一隆”，即两条北东方向断裂带（F1 和 F2）和隆起区鼻状构造；

二是通过对温宿区块的构造、储层研究和地质综合评价，陆续部署并完钻十几口预探井、探井和评价井，取得了温宿凸起新近系吉迪克组和古潜山油气勘探突破，发现并落实了三个有利勘探领域和三个勘探目标。有利勘探领域分别为吉迪克组构造油藏、潜山面地层油藏和震旦系及阿克苏群古潜山油藏；

三是通过温 7、温 7-1、温 8、温 8-1 等多口井的试油、试采，加强了温 7 区块油藏特征认识，进一步落实了温 7 井区的含油范围；

四是开展了三项重点研究工作取得了一系列油田地质认识，具体包括以三维

地震区构造精细解释为重点的勘探目标研究、以温宿凸起二维地震资料收集与整理为重点的温宿项目地质研究工作、以及温宿凸起周缘区域地质评价（重点研究油源、成藏规律、地层分布、区域构造）等；

五是通过油层四性关系和油层有效厚度标准研究，结合油井的试油、试采情况，建立了油层解释标准。

温北油田温 7 区块是塔里木盆地浅层重要油气勘探发现，中曼石油在获得探矿权仅仅两年多的时间，先后完成高精度三维地震采集处理与解释，开展了区域地质研究和勘探目标研究，优选温 7 断背斜作为首要勘探目标，部署温 7 井实现了油气勘探的重大突破。在此基础上，仅用不到一年的时间，实施了十几口井的钻探工作，开展了精细的地震、地质、油藏、储层、测井等各方面的油田地质研究工作，完成了大量的试油、试采工作。

2.2.2.1 预探阶段（1941~2019 年）

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 3200 km，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。二位地震采集时间以 1997~1998 年和 2003~2004 年为主，主测线线距 4 km~6 km，联络线线距 8 km~16 km。

1965 年~2018 年 6 月，温宿凸起及周边完钻 9 口井，包括阿 1 井、温参 1 井、地热井、温宿 1 井、阿苏 2 井、新温地 1 井、新温地 2 井、新阿地 1 井和古木 1 井。其中 3 口井获得工业发现（新温地 1、新温地 2、古木 1 井），2 口井获得低产油气，4 口获得不同程度油气显示，首次在温宿凸起获得工业油流。温宿凸起及邻区完钻井基本信息详见表 2.2-1。

表 2.2-1

温宿凸起及邻区已完钻井基本信息统计表（截止 2018 年 6 月底）

序号	井号	井型	井别	目的层	开钻时间	完钻时间	完钻井深(m)	完钻层位	气测显示	实施单位
1	阿 1 井	直井	预探井	吉迪克组	1965.7.18	1965.10.26	3236.32	二叠系	弱油气显示	石油部
2	温参 1 井	直井	参数井	寒武~震旦	2005.7.5	2005.10.19	4800	中元古界阿克苏群	吉迪克组二段有气测异常	塔里木油田
3	地热井	直井				2015.8	1100		有低产油流	
4	温宿 1 井	直井	预探井	库车组、吉迪克组	2017.3.16	2017.4.8	1356	中元古界阿克苏群	获低产油气	塔里木油田
5	阿苏 2 井	直井	预探井	吉迪克组	2017.7.2	2017.7.14	635	中元古界阿克苏群	吉迪克组有气测显示	塔里木油田
6	新温地 1 井	直井	地质调查井	库车组、吉迪克组	2017.9.3	2017.10.11	1058	中元古界阿克苏群	油气发现	地调局
7	新温地 2 井	直井	大口径 油气调查井	库车组、吉迪克组	2017.8.29	2017.10.22	998.77	吉迪克组	油气发现	地调局
8	新阿地 1 井	直井		吉迪克组、基岩风化壳	2017	2017			良好油气显示	地调局
9	古木 1 井	直井	预探井	吉迪克组	2018	2018			油气发现	塔里木油田

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 377 km² 三维地震采集、处理及解释工作。三维地震覆盖次数 255，面元 12.5 m×25.0 m。

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 1583.0 m，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 131.06 m/42 层，包括油浸 20.15 m/8 层，油斑 16.99 m/3 层，油迹 18.81 m/6 层，荧光 75.11 m/25 层。在 1277.37 m~1530.47 m 井段钻井取心，总进尺 73.51 m，心长 67.11 m，收获率 91.29%，取得含油岩心长 22.93 m。完井测井解释在新近系吉迪克组解释油层 35.0 m/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 1377.5 m~1380.5 m 井段试油，射开 3 m，日产水 20.5 m³，见油花，试油结论为含油水层。5 月 22 日对吉迪克组三段 1438.6 m~1440.4 m 及 1534.0 m~1535.6 m 井段试油，射开 3.4 m，平均日产油 5.15 m³，含水 57.4%，试油结论为油层。7 月 13 日开始对吉迪克组二段 1308.5 m~1313.5 m 井段试油，射开 5.0 m，平均日产油 4.07 m³，含水 10.3%，试油结论为油层。7 月 28 日开始对吉迪克组二段 1293.5 m~1296.0 m 井段试油，射开 2.0 m，平均日产油 4.25 m³，含水 10.8%，试油结论为油层。8 月 5 日补射 1301.0 m~1303.5 m 井段，共射开 4.5 m，与 1293.5 m~1296.0 m 井段合试，平均日产油 7.56 m³，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 1163.0 m~1168.4 m 和 1171.8 m~1173.8 m 井段试油，射开 7.4 m，平均日产油 8.56 m³，含水 24.5%，试油结论为油层。

2.2.2.2 评价阶段（2019 年~2020 年 5 月 31 日）

中曼石油在温宿凸起矿权范围内共完钻 24 口井，其中 22 口井获得工业油气流；在申报区温北油田温 7 区块共完钻 14 口井，测试均获工业油气流。

通过对温宿区块的构造、储层研究和地质综合评价，中曼石油在温宿凸起矿权范围内陆续部署多轮探井和评价井共计 50 余口；已完钻探井、评价井 24 口，

成功 22 口，成功率高达 92%，完钻井号分别是温 1、温 2、温 5、温 6、温 6-1、温 7、温 7-1、温 8、温 8-1、温 10-1、温 16、温 17、温 18、温 19、温 20、温 21、温 22、赛克 2、赛克 6、赛克 10、红 6、红 9、红 11 和红 12，其中温 1 和温 2 井仅获得油气显示，其余 22 口井均获得工业油气发现。取得了温宿凸起新近系吉迪克组和古潜山油气勘探突破，发现并落实了三个有利勘探领域和三个勘探目标。有利勘探领域分别为吉迪克组构造油藏、潜山面地层油藏和震旦系及阿克苏群古潜山油藏。塔里木盆地温宿凸起温宿区块油气勘探成果图见附图 2.2-2。

2019 年 4 月至 2020 年 4 月，中曼石油在温北油田温 7 区块先后完钻 14 口风险探井、预探井和评价井，按完钻时间排序，分别为温 7 井、温 7-1 井、温 8-1 井、温 8 井、温 6 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 22 井和温 21 井。其中温 7 井为 F1 断裂带温 7 区块的油气发现井，该井在吉迪克组二段试油获得工业油流，包括在 1308.5 m~1313.5 m 井段获平均日产油 4.07 m³、在 1293.5 m~1303.5 m 井段获平均日产油 7.56 m³，从而发现了吉迪克组二段油藏。此外，该井在吉迪克组三段 1438.6 m~1440.4 m 及 1534 m~1535.6 m，2 层 3.4 m 井段，测试获得平均日产油 5.15 m³，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，在吉迪克组底部底砾岩地层 1661.0 m~1669.0 m 井段，测试获平均日产油 1.21 m³、日产气 1.75 万 m³，从而发现了底砾岩油气藏。之后在温 7 井附近陆续完钻温 8-1、温 8、温 6、温 6-1 等 4 口探井和评价井，除证实吉迪克组二段和三段油层外，还在阿克苏群变质岩地层测试发现了稳定的含油气层段，由此确定发现了温 7 含油气区块。之后通过温 17 等井的钻探，进一步扩大了温 7 区块的含油面积，并通过精细构造解释，将温 7 区块划分为温 6、温 8 和温 17 三个含油气断块。温北油田温 7 区块新完钻井基本信息详见表 2.2-2。

表 2.2-2

温北油田温 7 区块完钻新井基本信息统计表

序号	井号	构造圈闭	井型	井别	目的层	开钻时间	完钻时间	完钻井深(m)	完钻层位	油气发现
1	温 5	F1 断裂带	直井	评价井	吉迪克组、古潜山	2019.8.11	2019.08.24	1762.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油流
2	温 6	F1 断裂带	定向井	评价井	吉迪克组、古潜山	2019.7.14	2019.08.02	1700.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油气流
3	温 6-1	F1 断裂带	定向井	评价井	吉迪克组、古潜山	2019.8.16	2019.09.16	1690.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油气流
4	温 7	F1 断裂带	直井	风险探井	吉迪克组	2019.4.3	2019.04.22	1583.0	吉迪克组（未穿）	工业油流
5	温 7-1	F1 断裂带	定向井	评价井	吉迪克组、古潜山	2019.5.5	2019.05.27	1980.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油气流
6	温 8	F1 断裂带	定向井	预探井	吉迪克组、古潜山	2019.7.7	2019.07.18	1807.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油流
7	温 8-1	F1 断裂带	定向井	评价井	吉迪克组、古潜山	2019.6.12	2019.06.25	1803.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油流
8	温 10-1	F1 断裂带	定向井	评价井	吉迪克组、古潜山	2019.9.29	2019.10.17	1818.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油气流
9	温 16	F1 断裂带	直井	评价井	吉迪克组、古潜山	2019.12.23	2020.01.04	1785.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油气流
10	温 17	F1 断裂带	直井	预探井	吉迪克组、古潜山	2019.9.7	2019.09.25	1875.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油气流

11	温 18	F1 断裂带	直井	评价井	吉迪克组、古潜山	2019.10.17	2019.11.02	1892.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油气流
12	温 19	F1 断裂带	直井	评价井	吉迪克组、古潜山	2020.03.24	2020.04.04	2007.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油气流
13	温 20	F1 断裂带	直井	评价井	吉迪克组、古潜山	2020.01.10	2020.01.17	1898.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油气流
14	温 21	F1 断裂带	直井	评价井	吉迪克组、古潜山	2020.03.28	2020.04.09	1930.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油流
15	温 22	F1 断裂带	直井	评价井	吉迪克组、古潜山	2020.03.26	2020.04.06	1890.0	中元古界阿克苏群（未穿）	工业油流

2.2.3 温宿区块温北油田温 7 区块申报简况

温宿区块温北油田温 7 区块本次申报的新增探明石油天然气探明储量位于新疆塔里木盆地温宿凸起温北油田温 7 区块吉迪克组 (N1j) 油 (气) 藏, 申报基准日为 2020 年 5 月 31 日, 储量类别为探明未开发。

温北油田温 7 区块吉迪克组新增探明含油面积 8.39 km^2 , 探明原油地质储量 3011.00 万 t (3176.27 万 m^3), 原油技术可采储量 644.71 万 t (681.63 万 m^3), 原油经济可采储量 551.39 万 t (582.97 万 m^3), 原油剩余经济可采储量 549.45 万 t (580.86 万 m^3); 新增探明溶解气地质储量 3.04 亿 m^3 , 溶解气技术可采储量 0.72 亿 m^3 , 溶解气经济可采储量 0.59 亿 m^3 , 溶解气剩余经济可采储量 0.59 亿 m^3 ; 新增探明天然气含气面积 2.23 km^2 , 天然气地质储量 4.49 亿 m^3 , 天然气技术可采储量 3.60 亿 m^3 , 天然气经济可采储量 2.63 亿 m^3 , 天然气剩余经济可采储量均为 2.63 亿 m^3 (表 2.2-3 和表 2.2-4)。

本次储量评审范围、储量计算范围全部位于矿业权所属范围内, 矿业权与已知毗邻矿业权的关系清楚, 无矿业权属争议, 不涉及生态环境保护区等禁止勘查开采区域。

温北油田温 7 区块吉迪克组 I、II、III、IV 油组叠合含油面积图见附图 2.2-3~2.2-6。

2.2.4 温北油田温 7 区块试油试采情况

2.2.4.1 温北油田温 7 区块试油情况

截至 2020 年 5 月 31 日, 温北油田温 7 区块完钻探井、评价井共计 14 口。共有 14 口井 35 层次进行了试油, 单层试油 31 层次, 合试 4 层次。其中 14 口井 31 层次获工业油气产能, 包括 23 层油层和 8 层气层; 另有低产油水同层 1 层次、含油水层 1 层次、含油水层 1 层次、干层 1 层次。

2.2.4.2 温北油田温 7 区块试采情况

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 17901.98 t。其中 3 口井试采 IV 油组底砾岩, 累计采油 4681.24 t; 3 口井试采 III 油组, 累计采油 1769.76 t; 2 口井试采 II 油组, 累计采油 3831.67

t; 1 口井试采 I 油组, 累计采油 437.02 t; 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 6689.10 t; 1 口井试采 V 油组, 累计采油 493.20 t。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 1688.0~1702.0 m, 射开 8.5 m/4 层, 试采初期产油 14.6 m³/天, 5 月底日产 7.7m³/天, 含水 0.8%。

(2) III 油组典型试采井: 温 6 井 III 油组射孔井段 1490.0~1492.5 m, 射开 2.5 m/1 层, 试采初期产油 7.1 m³/天, 换层前日产 3.4 m³/天, 含水 0.6%。

(3) II 油组典型试采井: 温 6-1 井 II 油组射孔井段 1315.5~1330.0 m, 射开 11 m/3 层, 试采初期产油 14.1 m³/天, 5 月底日产 10.8 m³/天, 含水 0.6%; 温 18 井 II 油组射孔井段 1502.0~1503.0、1504.0~1511.0 m, 射开 8.0 m/2 层, 试采初期产油 19.0 m³/天, 5 月底日产 13.4 m³/天, 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 1272.5~1270.5 m, 射开 6.5 m/2 层, 试采初期产油 9.0 m³/天, 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、1711.5~1731.4 m, 射开 20.4 m/5 层, 试采初期产油 23.2 m³/天, 5 月底日产 18.5 m³/天、含水 0.6%。温 6 井 I 油组和 III 油组射孔井段 1192.0~1197.0、1203.0~1207.0、1490.0~1492.5 m, 射开 11.5 m/3 层, 试采初期产油 18.2 m³/天, 试采时间不长产量无递减, 含水 0.6%。

2.2.4.3 温北油田温 7 区块产能情况分析

根据试油试采成果进行产能评价, 温北油田温 7 区块吉迪克组 IV 油组底砾岩平均单井日产油量 7.0 t~15.0 t 左右, 属中产; III 油组产能差异较大, 薄层粉细砂岩平均单井日产油量主要 3.0 t~5.0 t 左右, 温 20 井和温 22 井在 III 油组试油获得高产油流; I 油组和 II 油组为温北油田温 7 区块主要产层, 油井正常生产平均单井日产在 5.0 t~20.0 t 左右, 属中高产。试油结果分析气层 II 油组单井日产气量约 2.9 万 m³左右, IV 油组单井日产气量约 1.0~2.0 万 m³左右, V 油组单井日产气量约 1.0 万 m³左右, 属低产。

2.2.5 物性参数

2.2.5.1 原油物性

温北油田温 7 区块截止 2019 年 12 月底共有 10 口井 25 层次进行了试油, 分析地面原油样品 12 个。地面原油密度 $0.902\sim 0.960\text{g/cm}^3$ (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。

温北油田温 7 区吉地面原油分析结果见表 2.2-5。

2.2.5.2 天然气物性

温 7 区块截止 2020 年 4 月底共有 8 口井 14 个天然气样品分析结果, 可用的样品 13 个。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, 阿克苏群 V 油组变质岩。

吉迪克组二段 II 油组共 2 个样品, 性质接近, 平均甲烷含量 93.45% , 氮气含量 5.5% , 相对密度 0.583g/cm^3 。天然气平均高热值为 35.3MJ/m^3 、低热值为 31.8MJ/m^3 。

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 71.8% 和 93.9% , 氮气含量分别为 2.94% 和 1.94% , 相对密度分别为 0.767g/cm^3 和 0.583g/cm^3 。天然气高热值分别为 47.43MJ/m^3 和 37.55MJ/m^3 , 低热值分别为 43.09MJ/m^3 和 33.87MJ/m^3 。

吉迪克组三段 IV 油组共 6 个样品, 甲烷含量 $89.0\%\sim 94.1\%$, 平均 91.2% ; 氮气含量 $0.8\%\sim 2.1\%$, 平均 1.4% ; 相对密度 $0.586\text{g/cm}^3\sim 0.609\text{g/cm}^3$, 平均 0.591g/cm^3 。天然气高热值 $37.4\sim 40.2\text{MJ/m}^3$, 平均 38.64MJ/m^3 ; 低热值 $36.3\sim 33.7\text{MJ/m}^3$, 平均 34.88MJ/m^3 。

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% , 氮气含量 1.9% ; 相对密度均为 0.583g/cm^3 。天然气平均高热值为 37.56MJ/m^3 , 低热值为 33.87MJ/m^3 。温北油田温 7 区吉地面天然气分析结果见表 2.2-6。

表 2.2-3

温北油田温 7 区块已有原油储量和申报储量表

原油	储量 状态	含油 面积	地质储量			技术可采储量			经济可采储量			累计产量			剩余经济可采储量			矿 业 权	省 份	生 态 环 境 保 护 区
			原油		溶解 气	原油		溶解 气	原油		溶解 气	原油		溶解 气	原油		溶解 气			
		平方 千米	万吨	万方	亿 方	万吨	万方	亿 方	万吨	万方	亿 方	万 吨	万 方	亿 方	万吨	万方	亿 方	1	新 疆	无 重 叠
已有	未开发	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	√	√	√
申报	未开发	8.39	3011.0 0	3176.2 7	3.04	644.7 1	681.6 3	0.72	551.3 9	582.9 7	0.59	1.94	2.11	0.00	549.4 5	580.8 6	0.59	√	√	√
矿业 权	1	8.39	3011.0 0	3176.2 7	3.04	644.7 1	681.6 3	0.72	551.3 9	582.9 7	0.59	1.94	2.11	0.00	549.4 5	580.8 6	0.59	√	√	√
省份	新疆	8.39	3011.0 0	3176.2 7	3.04	644.7 1	681.6 3	0.72	551.3 9	582.9 7	0.59	1.94	2.11	0.00	549.4 5	580.8 6	0.59	√	√	√
生态 环境 保护 区	无重叠	√																		
序号	矿证 类型	矿证编号																		
1	探矿	0200001810145																		

表 2.2-4

温北油田温 7 区块已有天然气储量和申报储量表

天然气	储量状态	含气面积	地质储量	技术可采储量	经济可采储量	累计产量	剩余经济可采储量	矿业权	省份	生态环境保护区
			天然气	天然气	天然气	天然气	天然气			
		平方千米	亿方	亿方	亿方	亿方	亿方	1	新疆	无重叠
已有	未开发	0	0	0	0	0	0	√	√	√
申报	未开发	2.23	4.49	3.6	2.63	0	2.63	√	√	√
矿业权	1	2.23	4.49	3.6	2.63	0	2.63	√	√	√
省份	新疆	2.23	4.49	3.6	2.63	0	2.63	√	√	√
生态环境保护区	无重叠	√								

序号	矿证类型	矿证编号
1	探矿	0200001810145

表 2.2-5

温北油田温 7 区吉地面原油分析结果表

序号	井号	油组	试油结论	取样深度 (m)	取样时间	密度 (g/cm ³)	运动粘度 (mm ² /s)	动力粘度 (mPa·s)	含蜡量 (mg/L)	含盐 (%)	含硫 (%)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)	馏分 (%)		
						(20℃)		50℃						100℃	200℃	300℃
1	温 7	III	油水同层	1438.6-1535.6	2019.06.07	0.908	63.3	57.4		1026.34	0.22	-16.00	71.00	0.50	8.60	24.20
2		II	油层	1308.5-1313.5		0.946	498.3	471.6		3190.58	0.28	-4.00	187.40		0.25	12.00
3		II	油层	1293.5-1296.0	2019.08.02	0.949	611.8	580.7		434.22	0.27	10.00	160.00		0.80	11.20
4		II	油层	1293.5-1296.0	2019.08.10	0.940	557.4	523.8		106.85	0.26	6.00	224.70			11.20
5		I	油水同层	1163.0-1173.8	2019.08.20	0.960	1085.8	1042.3		3327.91	0.32	20.00	133.80		1.30	4.20
6	温 7-1	IV	油气层	1661.0-1669.0	2019.07	0.924	157.5	145.5		4421.53	0.23	6.00	183.30		0.50	19.00
7		II	油层	1378.0-1400.5		0.944	459.3	433.4	0.01	1293.67	0.26	-10.00	280.20			5.50
8	温 8-1	IV	油层	1711.5-1731.5		0.923	202.6	187.0		1185.01	0.22	-2.00	188.30		1.20	18.00
9			油层	1711.5-1731.5		0.919	150.6	138.3		28.81	0.20	-2.00	154.90		≤ 1.50	17.80

序号	井号	油组	试油结论	取样深度 (m)	取样时间	密度 (g/cm ³)	运动粘度 (mm ² /s)	动力粘度 (mPa·s)	含蜡量 (mg/L)	含盐 (%)	含硫 (%)	凝固点 (℃)	初馏点 (℃)	馏分 (%)		
						(20℃)		50℃						100℃	200℃	300℃
10	温8	IV	油层	1668.0-1702.0		0.930	97.2	90.5		89.97	0.22	8.00	176.20		≤0.50	16.20
11	温6	III	油层	1490.0-1492.5		0.902	109.3	43.7	0.32	97.5	0.18	-28.00	77.90	2.00	16.90	37.80
12	温5	IV	油层	1661.0-1673.0		0.923	137.6	127.0	0.74	689.25	0.21	-22.00	170.20		1.40	17.80

表 2.2-6

温北油田温 7 区吉地面天然气分析结果表

序号	井号	油组	取样深度 (m)	试油 结论	取样时间	天然气组分(%)										相对密度 (g/cm ³)	高热值 (MJ/m ³)	低热值 (MJ/m ³)
						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	III	1438.6~1535.6	油水同层	2019.06.07	71.84	14.23	7.00	1.37	1.58	0.49	0.32	0.23	2.94	0.00	0.767	47.43	43.09
2		II	1293.5~1296.0	油层	2019.08.02	92.37	0.49	0.04	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	7.03	0.03	0.587	34.62	31.19
3		II	1293.5~1303.5	油层	2019.08.10	76.25	1.28	0.86	0.36	0.29	0.06	0.03	0.00	20.82	0.05	0.666	30.79	27.78
4	温 7-1	IV	1661.0~1669.0	油气层		93.42	4.24	0.12	0.07	0.01	0.01	0.01	0.00	2.12	0.00	0.586	37.60	33.91
5		IV	1655.0~1669.0	油气层	2019.08.16	94.12	3.58	0.11	0.09	0.01	0.01	0.00	0.00	2.08	0.00	0.582	37.42	3.74
6		II	1378.0~1400.5	油层	2019.10	94.53	1.29	0.07	0.04	0.01	0.02			4.04		0.579	36.01	32.45
7	温 8-1	IV	1711.5~1731.5	油层		91.97	6.57	0.16	0.11	0.01	0.02	0.01	0.01	1.14	0.00	0.594	38.68	34.91
8	温 8	IV	1688.0~1702.0	油层	2019.08.17	93.51	5.29	0.10	0.07	0.01	0.00	0.00	0.00	1.02	0.00	0.586	38.26	34.52

序号	井号	油组	取样深度 (m)	试油结论	取样时间	天然气组分(%)										相对密度 (g/cm ³)	高热值 (MJ/m ³)	低热值 (MJ/m ³)
						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			
9	温 6	V	1615.0~1621.0	气层	2019.10	94.07	3.94	0.10	0.05	0.01	0.01			1.82		0.583	37.58	33.89
10		V	1604.5~1621.0	气层	2019.10	93.92	3.98	0.10	0.06	0.01	0.01			1.93		0.583	37.56	33.87
11		III	1490.0~1492.5	油层	2019.10	93.91	3.98	0.09	0.05	0.01	0.01			1.94		0.583	37.55	33.87
12	温 6-1	V	1602.2~1631.8	气层	2019.10	93.89	3.97	0.09	0.05	0.01	0.01			1.97		0.583	37.54	33.85
13	温 5	IV	1661.0~1673.0	油层	2019.10	88.87	9.90	0.22	0.07	0.02	0.02			0.80		0.609	39.72	35.88
14	温 17	IV	1818.0~1824.0	气干层	2019.10	89.96	5.62	2.01	0.44	0.36	0.24	0.01		1.36		0.623	40.16	36.29

2.3 规划开发方案

2.3.1 钻井工程

规划区地表为农田、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。

2.3.1.1 定向井方案

定向井在不增加钻完井难度的前提下，考虑到采油方式的可执行性，以总进尺最小为原则。

充分利用 PDC 钻头、井下马达和 MWD 工具，以提高钻井时效，降低钻井风险。

表层套管下深及造斜点均错开并合理安排钻井顺序，以避免磁干扰及窜槽的影响，表层钻井中，应做好防碰措施，直井段取全取准多点数据，确保垂直井段井身质量，施工时严格控制钻速，密切观察，发现异常立即停钻检查，首先考虑是否与邻井相碰，防止钻穿邻井套管，有相碰的特征时实施定向绕障。

直井段长、井距小，必要时采用陀螺测斜仪定向，待井眼钻出磁干扰区域后，再采用导向马达和 MWD 钻进。

密切观察返出钻屑中是否有铁屑，以便及时判断是否与邻井套管相碰。

斜井段时：MWD 仪器 total 值超出正常值 $\pm 2\%$ 时，分析磁干扰的原因并进行防碰计算，若正常继续旋转钻进 10~20m，捞砂观察水泥含量；否则使用陀螺定向绕障钻进。

2.3.1.2 井身结构及套管程序

套管程序设计以平衡地层孔隙压力、防止压漏地层封固易坍塌等薄弱地层和保护储层为原则，考虑套管的抗挤、抗内压、抗拉和抗弯曲强度。钻开储层的井眼尺寸及油层套管的选择应满足完井和采油工程的要求，同时，在安全的前提下，兼顾油田开发的经济性。

井身结构设计是钻井设计的关键，应以井内压力系统平衡为基础，以压力剖

面为依据,同时要参考影响钻井的复杂的地层,对套管下入深度进行合理的设计。

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。

导管尺寸: 直径 339.7mm×壁厚 8.38mm, 钢级: J55, 扣型: STC

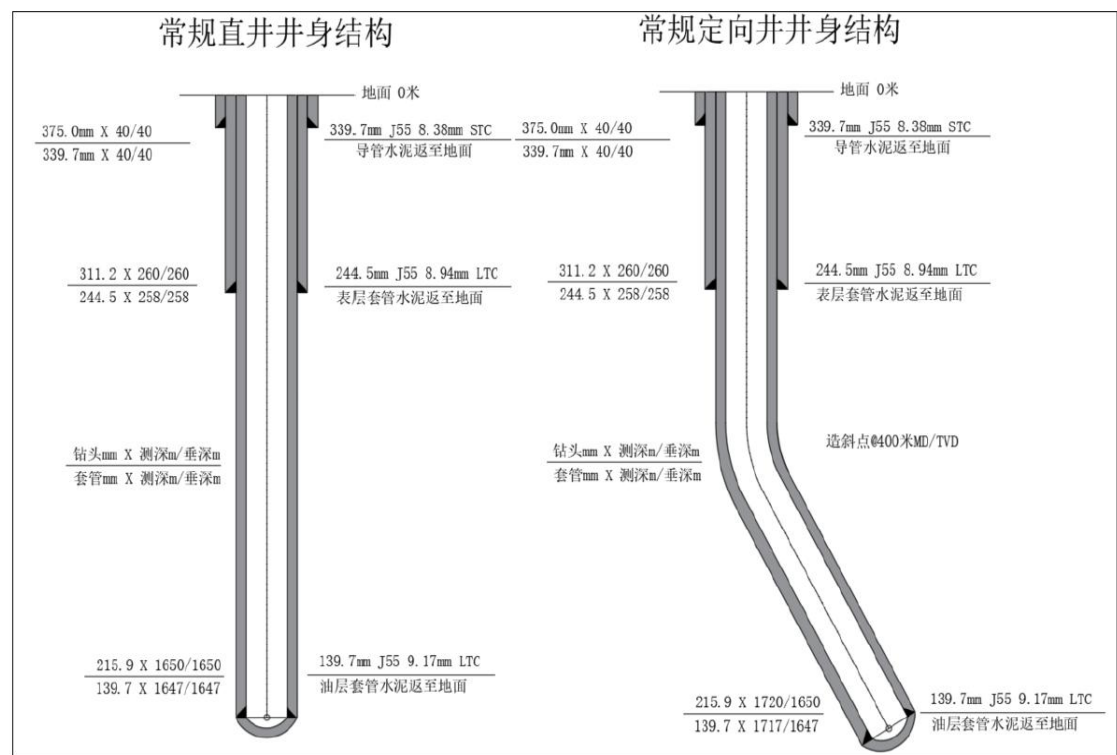
表层套管下入地层深度约为 260m 左右, 具体深度可根据实际钻进时第四系地层深度而定, 主要目的是封固第四系地层, 固井水泥返井口, 以保护浅层地下水资源。

表层套管尺寸: 直径 244.5mm×壁厚 8.94mm, 钢级: J55, 扣型: LTC

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。

油层套管尺寸: 直径 139.7mm×壁厚 9.17mm, 钢级: J55, 扣型: LTC

常规直井和定向井井身结构如下。



2.3.1.3 水平井方案

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。

(1) 吉迪克组三段 IV 油组底砾岩水平井方案

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。

导管尺寸：直径 339.7mm×壁厚 8.38mm，钢级：J55，扣型：STC

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。

表层套管尺寸：直径 244.5mm×壁厚 8.94mm，钢级：J55，扣型：LTC

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。

技术套管尺寸：直径 177.8mm×壁厚 9.20mm，钢级：J55，扣型：LTC

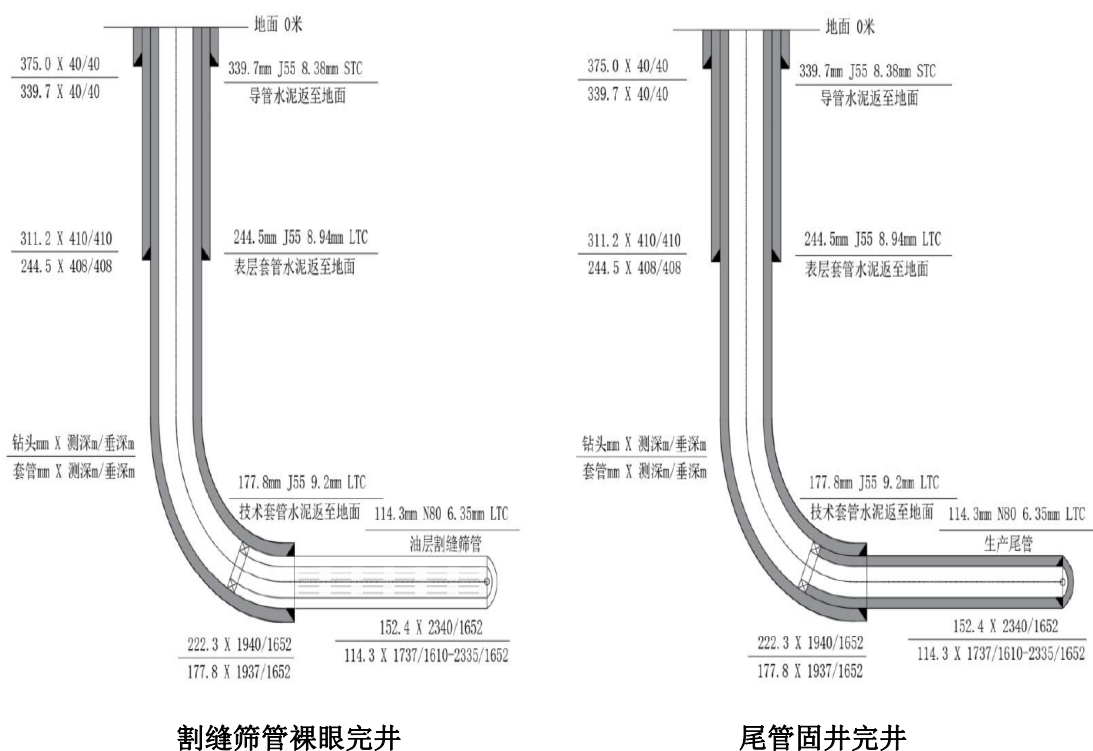
生产尾管，割缝筛管尺寸：直径 114.3mm×壁厚 6.35mm，钢级：N80，扣型：LTC

根据油气层特点，下入尾管或割缝筛管尾管完井。

割缝筛管尺寸：直径 114.3mm×壁厚 6.35mm，钢级：N80，扣型：LTC

尾管尺寸：直径 114.3mm×壁厚 6.35mm，钢级：N80，扣型：LTC

吉迪克组三段 IV 油组水平井井身结构图如下。



（2）吉迪克组二段 I、II 油组水平井方案

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。

导管尺寸：直径 339.7mm×壁厚 8.38mm，钢级：J55，扣型：STC

表层套管下入地层深度约为 410m 左右，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。

表层套管尺寸：直径 244.5mm×壁厚 8.94mm，钢级：J55，扣型：LTC

技术套管下入地层深度约为 1480m 左右，具体深度为实际油层深度，水平井着陆后下套管完井。

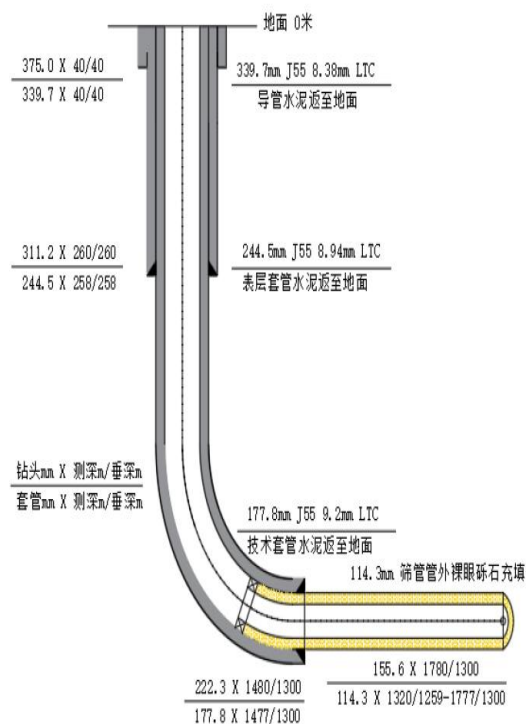
技术套管尺寸：直径 177.8mm×壁厚 9.20mm，钢级：J55，扣型：LTC

生产筛尾管尺寸：直径 114.3mm×壁厚 6.35mm，钢级：N80，扣型：LTC

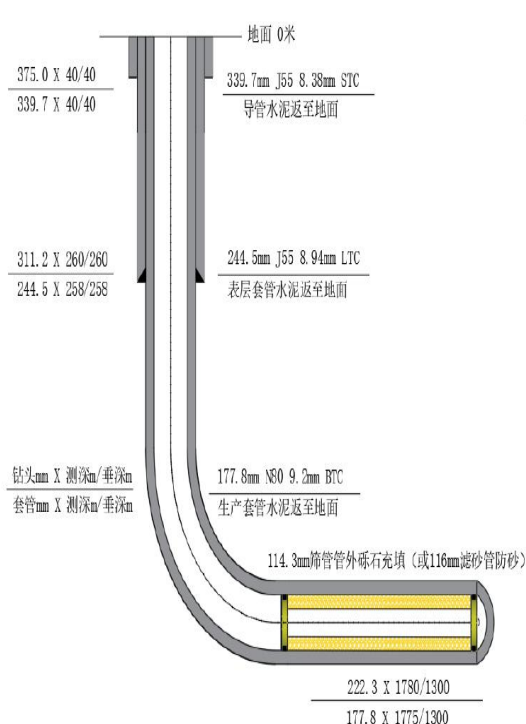
筛管外进行裸眼砾石充填防砂。

在开发试验阶段也可采用 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。

吉迪克二段 I、II 油组水平井井身结构图如下。



筛管管外砾石充填完井



套管固井射孔完井

2.3.1.4 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，在满足这些要求的前提下尽量降低泥浆费用。

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，对于直井的钻井液密度基本控制在 $1.05 \sim 1.15 \text{g/cm}^3$ 。对于水平井，为防止地层垮塌，造斜段可将钻井液密度控制在 $1.10 \sim 1.20 \text{g/cm}^3$ ，水平段可将钻井液密度控制在 $1.10 \sim 1.25 \text{g/cm}^3$ 。

表 2.3-1 钻井液体系选择

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 2.3-2

推荐钻井液基本配方

名称	加量 kg/m ³	
	0~260m TVD	260m 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

2.3.1.5 固井方案

目前执行的固井方案具体参数见表 2.3-3。

表 2.3-3

固井参数表

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	1.90 g/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：1.58 g/cm ³ ，尾浆密度：1.90 g/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

2.3.2 采油工程

2.3.2.1 防砂工艺

目前常见的防砂方法有机械防砂和化学防砂两大类，机械防砂包括筛管防砂、裸眼砾石充填防砂、双绕丝预充填筛管防砂、压裂充填防砂、管内砾石充填防砂等，每种方法都有其自身特点和适应性；化学防砂施工作业条件严格，仅适用于粘土含量低、防砂段较短的油井，同时化学防砂有效期短（3个月～半年），防砂作业频繁。

规划油田防砂应以“简易防砂、适度防砂”的技术思路，防砂可采用由简单至复杂的方式进行多方试验，优选出适合本区的防砂方式。

直井和定向井可试探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 油组水平井可采用裸眼下优质筛管砾石充填防砂完井。

2.3.2.2 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 2.3-4）。

表 2.3-4 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	

2.3.2.3 射孔工艺

规划油田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。

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。

2.3.2.4 注水工艺

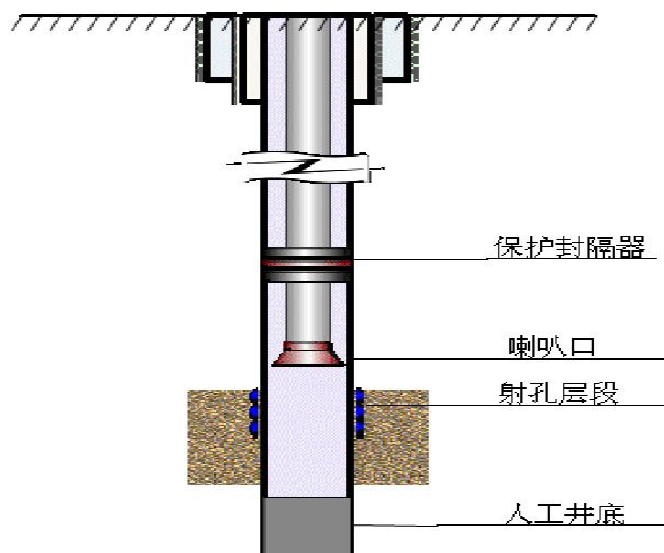
随着采油井数的增加，单井控制面积的变小，单井产量可能下降更快。因此，为了维持油井产量稳定，提高油田采油速度，需要人工注水补充地层能量。不论是注清水还是注污水，水质以保证机械杂质含量及粒径达到水质标准为主，配伍性好，满足水质要求。

（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。

2.3.2.5 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) 油井杆管防磨

规划油田地面绝大多数是耕地、林地,定向井是油田主要井型。在定向井中采用造斜点至拉杆处均匀安装扶正器的方法来防磨,在井内安装扶正器,将抽油杆和油管隔离开,解决偏磨的问题。应用多个扶正器,才能保证抽油杆和油管的分隔效果。在井底安装油管锚定器,将油管固定,减少杆管相对运动距离,减缓偏磨。直井杆管防磨主要有扶正法和加重法。

扶正法为在直井中泵拉杆以上 200m 井段上采用每根抽油杆均匀安装两个扶正器的方法来防磨。

加重法为在直井也可以采用加重杆防磨的方法来防止杆管磨损。可采用 $\phi 38\text{mm}$ 加重杆,并在加重杆对应段采用 $\phi 88.9\text{mm}$ 油管,以便油流畅通无阻。

(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。

2.3.3 地面工程

2.3.3.1 技术路线

(1) 原油集输及处理

油气集输采用“井口（功图法计量）→转油站→处理站”的二级布站方式，采油井口掺水密闭集输工艺。即采油井口采用功图法实现单井计量，在井口掺热水后集输至转油站或者联合站进行处理，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。原油处理采用热化学密闭沉降脱水工艺，站场设备采用模块化设计。

（2）伴生气油集输及处理

套管气压力范围为 0~13.7MPa，压力区间波动较大，按建设方要求，将压力大于 2.0MPa 的油井套管气与采出液混输至处理站；将压力在 0.2MPa~2MPa 之间的套管气汇合后统一集输至处理站进行回收；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。

站内处理的天然气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。

（3）采出水处理

本工程属高矿化度水质，且站场周围多为农田和果园，为减少用地和管线设备腐蚀，采用压力流程，即采用重核—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、絮体悬浮物和水的分离。

2.3.3.2 油气集输方案

（1）原油集输及掺水

采油井口采用功图法实现单井计量，在井口掺热水后（新建平台井掺水后按平均含水 60%）集输至联合站，或者经转油站增压后至联合站处理、外输。

（2）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。

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气相出口设调节阀，检测加热缓冲罐液位，自动调节气相出口调节阀开度，使加热缓冲罐液位稳定在 1.2m~1.6m 范围内。一体化加热接转装置混输泵进口设置压力检测，混输泵的变频控制与泵进口压力连锁，压力控制在 0.3MPa~0.5MPa。

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。一体化加热接转装置除液器当液位达到高液位（0.4m）时打开排污口电动阀，当液位达到低液位（0.1m）时关闭排污口电动阀。



转油站工艺流程图

转油站主要工程量详见下表所示。

表 2.3-1 转油站主要工程量表

序号	设备材料规格型号	单位	数量	备注
1	进站管汇：DN350 1.6MPa	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

（3）天然气集输

天然气优先用于站内设施加热及采暖用气，以及燃气发电机用气，剩余的天然气用于生产 CNG 对外充装，由于目前缺少天然气开发预测指标，根据建设方及现场实地调研要求，新建伴生气处理规模暂时按照 5×10⁴Nm³/d 考虑设计。

井口套管气需统一回收进行处理。套管气压力范围为 0~13.7MPa，压力区间

波动较大，按建设方要求，将压力大于 2.0MPa 的油井套管气与采出液混输至处理站；将压力在 0.2MPa~2MPa 之间的套管气汇合后统一集输至处理站进行回收；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。

因本工程集输进站的均为低压套管气，在满足处理站内生产分离器运行压力的前提下，集输进站压力控制在 0.2~0.25MPa 之间，经 HYSYS 模拟在此压力下伴生气不会形成水合物，但为避免管输伴生气内形成冰堵，进站温度控制在 5℃ 以上。

2.3.3.3 原油处理

（1）站场设计功能

根据地面工程建设规划，拟在温 7 区块温 8 平台附近新建 50×10^4 t/a 联合处理站一座（2021 年实施一期 30×10^4 t 原油处理能力，2024 年实施二期扩容至 50×10^4 t 原油处理能力），兼顾红旗坡区块油气处理。新建联合处理站功能及规模如下：

- 1）原油处理规模： 50×10^4 t/a（其中一期 30×10^4 t/a，二期 20×10^4 t/a）；
- 2）注水规模： $6000 \text{ m}^3/\text{d}$ （其中一期 $1000 \text{ m}^3/\text{d}$ ，二期 $5000 \text{ m}^3/\text{d}$ ）；
- 3）掺水规模： $1800 \text{ m}^3/\text{d}$ ；
- 4）水处理规模： $6000 \text{ m}^3/\text{d}$ ；
- 5）伴生气规模： $5 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ （预留扩建位置）；
- 6）外输规模： 50×10^4 t/a（预留外输位置，适时建设）；
- 7）配套设施：配套卸油台（2 车位）、装车台（2 车位）及 80 吨地磅各 1 座，预留外输设施位置（加热炉、外输泵），站内配套值班室、门卫、化验室、工具间等。

新建集输管线、掺水管线、注水管线、套管气管线。油、气、水流向如下：

- 1）原油：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。
- 2）天然气：伴生气处理合格后优先用于站内加热，以及燃气发电机用气，剩余的天然气用于生产 CNG 对外充装。

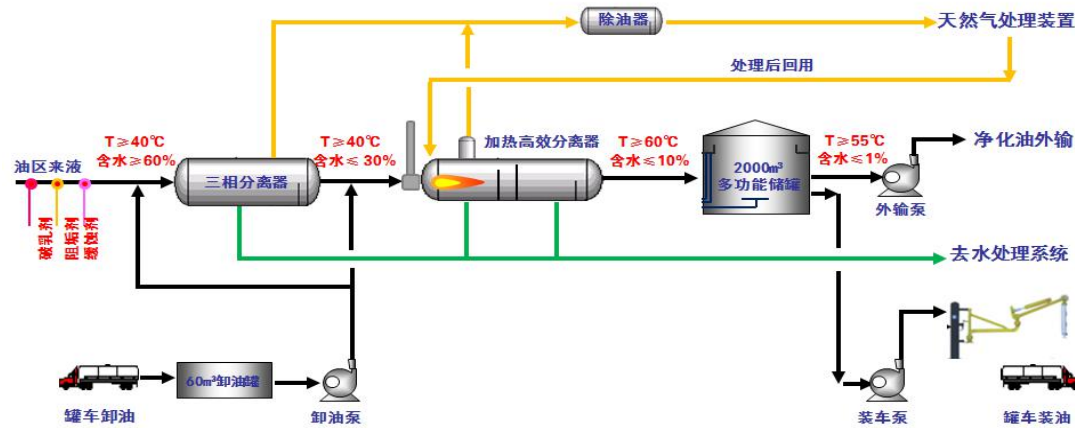
3) 采出水: 采出污水处理合格后用于回注, 不足部分用清水补充 (部署水源井 2 口)。

联合站平面布置图见附图 2.3-1、管网布置示意图见附图 2.3-2。

(2) 工艺流程

1) 主工艺流程

集油区管输来液与卸油台罐车来液混合后进站 (温度 $\geq 40^{\circ}\text{C}$ 、含水 $\geq 60\%$)，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 $\leq 30\%$) 进入一体化加热高效分离装置进行热化学沉降脱水，装置出低含水原油 (温度 $\geq 60^{\circ}\text{C}$ 、含水率 $\leq 10\%$) 进入 2000m^3 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 $\geq 55^{\circ}\text{C}$ 、含水率 $\leq 1\%$) 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、加热炉用气，以及燃气发电机用气，剩余的天然气用于生产 CNG 对外充装。



原油处理部分工艺流程图

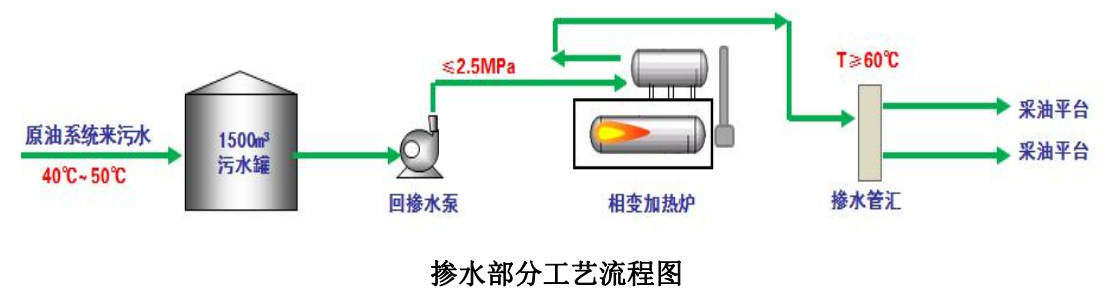
2) 辅助流程

① 掺水工艺流程

由于尚未开展原油转相点试验，原油掺水比例参考新疆同类油田进行类比，原油在含水 60% 出现变相点，所以本次方案设计以此为依据进行方案设计。掺水工艺流程如下：

三相分离器脱出的污水进入 1500m^3 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。



(3) 平面布置

结合站内设备选型，站内设置办公区、原油处理区、天然气处理区、原油罐区、装卸区、污水处理区、污泥晾晒区等。站场处理装置按功能布置，设备均采用橇装化、模块化设计，联合站分两期建设，一期建设时间 2021 年，设计规模 30×10⁴t/a，二期建设时间 2024 年，设计规模 20×10⁴t/a。新建联合站一次性永久征地面积总计 98100m²。新建联合站平面布置见附图 2.3-2。

2.3.3.4 天然气处理

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 5×10⁴ m³/d 进行考虑。

(1) 产品流向及指标

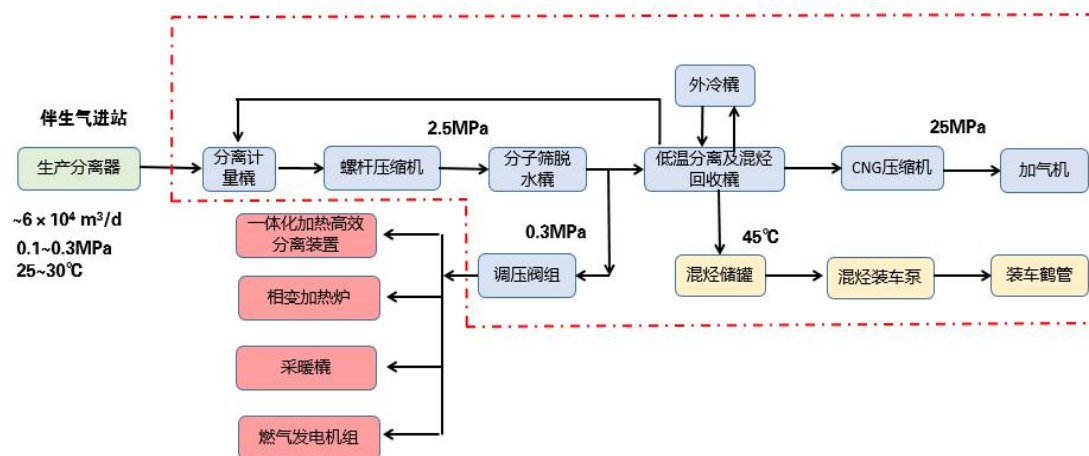
按照建设方对天然气利用及产品方案需求，站内处理的天然气优先用于站内一体化高效分离装置、相变加热炉、采暖橇和站内燃气发电机做燃料气使用，剩余的天然气用于生产 CNG 对外充装。伴生气去向及气质要求见下表 2.3-2。

表 2.3-2		伴生气去向及气质要求	
序号	用气点	供气压力 (MPa)	气质要求
1	一体化加热高效分离装置	0.2~0.3	-
2	相变加热炉	0.2~0.3	-
3	采暖橇	0.005~0.008	脱水后干气

4	燃气发电机组	0.1~0.3	①甲烷含量>85%； ②杂质粒度<0.005mm； ③杂质含量：≤0.03g/m ³
5	CNG	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；

(2) 流程简述

联合处理站内生产分离器来伴生气（约 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ， $25 \sim 30^\circ\text{C}$ ， $0.15 \sim 0.3 \text{MPaG}$ ），经天然气处理装置区内的分离计量橇进行气液分离，分离后的伴生气经螺杆压缩机增压至 2.0MPaG ，空冷至 50°C 后进入分子筛脱水橇预冷至 20°C ，再去分子筛脱水橇进行深度脱水（常压下水露点为 -60°C ）。脱水后的干气一部分经调压阀节流至 $0.2 \sim 0.3 \text{MPaG}$ ，供耗气设施使用，另一部分干气去低温脱烃装置，先经绕管换热器预冷至 0°C ，再去制冷机组冷却至 -25°C ，出外冷的天然气经过低温分离器进行气液分离。分离后的的气相去绕管换热器复热后，经往复式 CNG 压缩机增压至 25MPa ，供槽车充装使用。



伴生气处理工艺流程框图

2.3.3.5 采出水处理

在联合站新建采出水处理系统和注水系统，处理开发区块的采出水，处理后的水输送到注水井口。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) 设计规模

规划采出水处理分两期建设：

一期工程：2021 年

设计规模 $1000\text{m}^3/\text{d}$ ，设计能力： $50\text{ m}^3/\text{h}$

二期工程：2024 年

设计规模 $5000\text{m}^3/\text{d}$ ，设计能力： $250\text{ m}^3/\text{h}$

采出水处理最终规模： $6000\text{m}^3/\text{d}$ 。

(2) 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 $\leq 1000\text{mg/L}$ 悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$

出水水质指标：

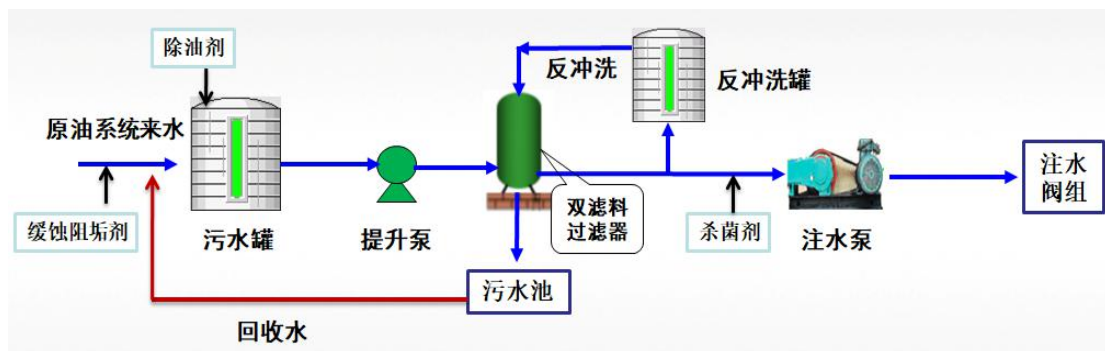
含油 $\leq 30\text{mg/L}$ 悬浮物 $\leq 10\text{mg/L}$

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

铁细菌 $\text{IB} \leq n \times 10^4$ （个/mL）

(3) 工艺流程

采出水处理工艺流程如下：



污水处理系统工艺流程图

流程说明：原油处理系统来水(含油 $\leq 1000\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$)进 2 座污水罐进行油水分离，其中 1 座作为重力除油罐，1 座作为调储罐，除油后对水量、水质进行调节，经初步沉降后可除去部分浮油和悬浮物，保证出水含油 $\leq 100\text{mg/L}$ ， $\text{SS} \leq 100\text{mg/L}$ ，出水经反应提升泵加压进入双滤料过滤器过滤，去除大部分乳化油及悬浮物，出水含油 $\leq 30\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 10\text{mg/L}$ ，过滤后的水在投加杀菌剂后，通过注水泵输送至油田注水。

工程分两期建设，其中污水罐、反洗水罐、污水池等构筑物一次建成，提升泵、过滤器等动设备分期建设。

系统投加 3 种药剂，阻垢剂及缓蚀剂复配后，直接用加药装置投加；为增加除油效果，污水罐内投加除油剂；为达到对细菌指标的要求，在过滤器出口投加杀菌剂。

2.3.3.6 注水方案

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。

（1）注水水质指标

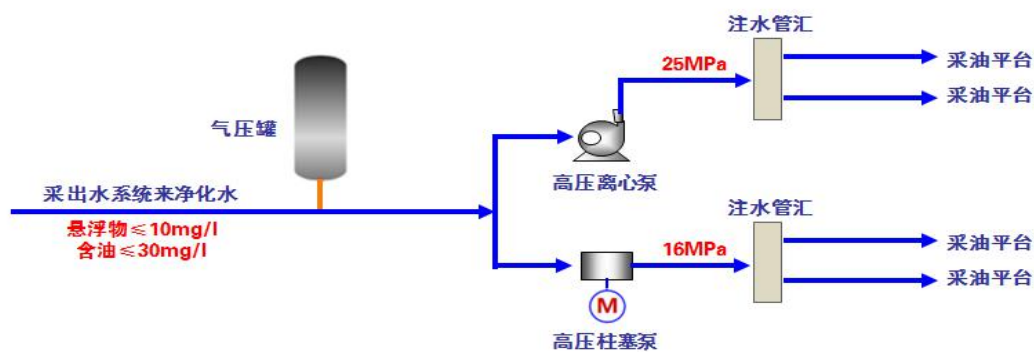
根据温 7 区块油层物性参数，油层属于高渗疏松油藏，平均渗透率为 $0.551\sim 0.833\ \mu\text{m}^2$ ，注水水质要求详见表 2.3-3。

表 2.3-3 注水水质指标表

注入层平均空气渗透率（ μm^2 ）		$>0.5\sim 1.5$
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		

（2）注水工艺

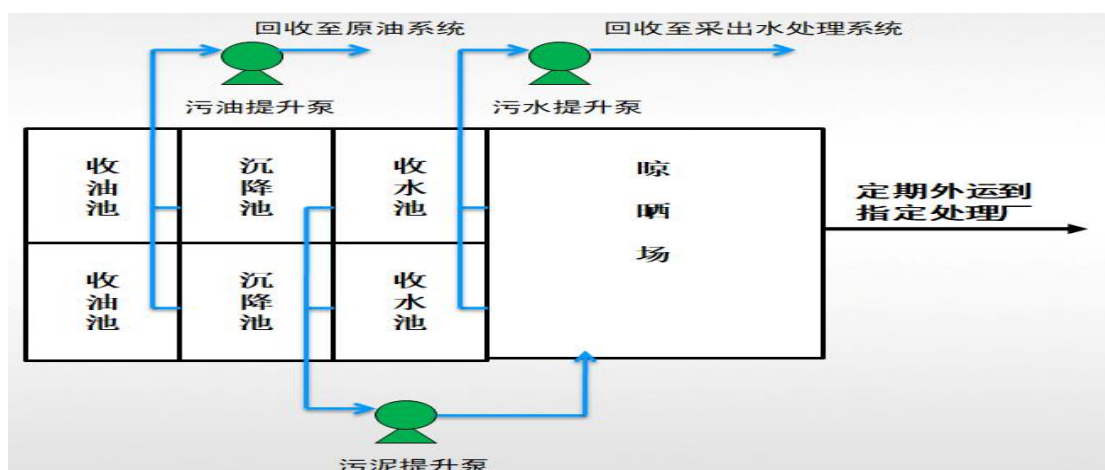
2020 年实施一期注水工程，注水压力按照 25MPa 设计，注水规模按照 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 考虑，待后期注水开发时机成熟时考虑二期工程。二期工程暂定 2024 年，注水压力按照 16MPa 设计，注水规模按照 $5000\text{m}^3/\text{d}$ 考虑，注水总体规模按照 $6000\text{m}^3/\text{d}$ 。注水工艺采用密闭注水工艺，注水水源为联合站采出水系统来净化水（注水指标要求：悬浮物 $\leq 10\text{mg/L}$ ，含油 $\leq 30\text{mg/L}$ ），经高压离心泵、柱塞泵增压后输至采油平台分系统注水。注水工艺流程详见下图。



注水系统工艺流程

2.3.3.7 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。



污泥减量化流程

流程说明：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。

2.3.3.8 主要工程量

主要工程量见表 2.3-4、2.3-5。

表 2.3-4

新建联合站主要工程量表

序号	设备材料规格型号	单位	数量	备注
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： $\phi 2.8\text{m} \times 8.8\text{m}$ -0.6MPa	座	2	
3	一体化加热高效分离装置： $\phi 3.0\text{m} \times 10\text{m}$ -0.6MPa	座	2	
4	除油器： $\phi 1.6\text{m} \times 6.4\text{m}$ -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=8L/h，P=1.2MPa）	座	1	
8	缓蚀剂加药装置（加药泵：Q=10L/h，P=1.2MPa）	座	1	
9	阻垢剂加药装置（加药泵：Q=10L/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 $\times$ 3m $\times$ 10m	座	1	
13	装车鹤管：DN200 1.6MPa（1 套装水、1 套装油）	套	2	
14	DN150 放空火炬，H=20m	座	1	
15	80 吨电子地磅	座	1	
(二)	二期			2024 年
1	三相分离器： $\phi 2.8\text{m} \times 8.8\text{m}$ -0.6MPa	座	1	
2	一体化加热缓冲罐： $\phi 3.0\text{m} \times 10\text{m}$ -0.6MPa	座	1	
3	2000m ³ 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=60m ³ /h P=25MPa N=630kW	座	2	
4	气压罐（1m ³ $\phi 0.8\text{m} \times 2.1\text{m}$ ）	座	1	
(二)	二期			2024 年
1	高压注水泵：Q=80m ³ /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	

序号	设备材料规格型号	单位	数量	备注
2	掺水泵: Q=40m ³ /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、加热炉和一体化加热分离装置用
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=2.5×2×5m	座	5	钢筋混凝土结构

序号	设备材料规格型号	单位	数量	备注
二	二期工程			
1	反应提升泵 Q=250m³/h, H=60m, N=75kW	套	2	防爆
2	污水回收泵 Q=100m³/h, P=0.6MPa, N=30kW	台	2	防爆
3	双滤料过滤器 Q=250m³/h	座	4	
4	无缝钢管 D325X8	m	800	

表 2.3-5 集油区主要工程量表

序号	项目	工程量	单位：台/座
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
1)	抽油机 10 型游梁抽油机	151	台
2)	抽油机 10 型螺杆泵抽油机	36	座
3)	抽油机基础 10 型游梁抽油机	189	座
4)	采油井口工艺安装	189	座
2	单井计量装置(压差式流量计)	36	座
3	水套炉（150kW）	7	座
4	混输泵撬（单撬含 2 台泵，单泵规格如下） 螺杆泵：Q=100Nm³/h, P=1.2MPa, N=50kW	2	座
5	集输管道（无缝钢管）		
1)	单井集油管道 D60×3.5/20	15.5	km
2)	集油支线管道 D168×5/20	11.7	km
3)	集油干线管道 D219×6/20	17.6	km
6	掺水管道（无缝钢管）		
1)	单井掺水管道 D32×3/20	15.5	km
2)	掺水支线管道 D89×4/20	11.7	km
3)	掺水干线管道 D114×4/20	17.6	km
7	套管气管道（无缝钢管）		
1)	单井套管气管道 D60×3.5/20	15.5	km
2)	套管气支线管道 D76×4/20	11.7	km
3)	套管气干线管道 D114×4/20	17.6	km
8	水准流量计	24.0	套

序号	项目	工程量	单位：台/座
9	阀池 2.0m×2.0m×2.8m	24.0	座
二	注水部分		
1	注水井口工艺安装	27.0	座
2	注水管道（无缝钢管）		
1)	单井注水管道 D60×7/20	3.6	km
2)	注水干支线管道 D114×14/20	15.2	km
3)	注水干线管道 D168×20/20	5.5	km
4)	注水干线管道 D219×25/20	5.5	km
备注：由于目前只有温北油田温 7 区块编制有开发方案和地面工程建设规划，此表仅为温北油田温 7 区块集油区的工程量。			

2.3.4 配套工程

2.3.4.1 给排水

（1）给水

规划新建水源井 2 口，消防、生活用水共用，水源井水质满足《生活饮用水卫生标准》GB5749-2006 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，水源井产水通过 DN150 管线输至新建联合站 2 座 1500m³ 消防生活合用水罐。

（2）排水

原油处理系统和采出水处理系统建(构)筑物排出的生产废水等排入污水池，回收至采出水处理系统进行处理，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。

联合站职工生活污水通过排水管线自流汇集排入 1 座 50m³ 玻璃钢化粪池，各井场设置 1 座 6m³ 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至阿克苏污水处理厂。

2.3.4.2 供配电

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。

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 1×500+2×1000kW 燃气发电机供电。

2.3.4.3 消防

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，应配备 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。

2.4 规划污染源分析

2.4.1 污染影响因素分析

本规划施工期及运营期主要环境影响及表现见表 2.4-1。

表 2.4-1 本规划施工期及运营期主要环境影响及表现情况一览表

开发建设活动	施工期		运营期	
	主要活动	影响表现	主要活动	影响表现
井场、集输管线、联合站及配套的道路工程和电网建设	①平整土地 ②工程材料运输 ③建构物建设 ④设备安装 ⑤工程固废外运 ⑥道路建设 ⑦管线铺设	①废气：施工机械及运输车辆废气； ②废水：施工人员生活污水、钻井污水、酸化压裂返排液； ③噪声：施工机械噪声、运输车辆噪声； ④固体废物：废弃钻井泥浆、岩屑、废射孔液、废包装袋及破损防渗布、废旧设备、建筑垃圾、施工人员生活垃圾； ⑤生态：占地、地表植被破坏。	①井场、联合站生产运营； ②联合站职工入驻。	①废气：井场、联合站产生的非甲烷总烃，联合站加热装置燃烧废气； ②废水：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及生活污水； ③噪声：井场抽油机、场站设备运行噪声； ④固体废物：含油油泥、落地油、废滤料、含油废弃防渗布、生活垃圾等。

2.4.2 污染源源强核算

2.4.2.1 施工期污染源源强核算

(1) 大气污染源及污染物分析

施工期主要大气污染源为油田开发阶段各类运输车辆排放的尾气、扬尘等。其中尾气主要染物为 NO_x 、 CO 、 THC 等，均属无组织排放。由于车辆排放的尾气为流动的线源，加之施工所处地区宽阔，地形简单，故其污染不集中且扩散能力相对较快，经大气扩散后，施工车辆尾气对大气环境影响较小。

施工场地扬尘主要来自施工材料的露天堆放、运输车辆的行驶、道路铺设及管线管沟的开挖、铺设、回填、开挖土方等，如遇干旱无雨季节或者大风，施工扬尘将更为严重。一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内，施工场地 100m 外的扬尘浓度值能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放标准限值（ $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

（2）水污染源及污染物分析

施工期用水为钻井过程冲洗用水、施工人员生活用水，生产用水由水罐车运送，生活用水采用桶装纯净水。

施工期废水为钻井污水、压裂返排液及施工人员生活污水。

①钻井污水

钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生废水，主要含有泥浆和岩屑等，平均每钻进 1m，将产生钻井污水 0.02m^3 。本次规划新钻井 388 口（油井 339 口，注水井 49 口），根据温 7 区块完钻井信息，平均井深按 1795m 计，则新钻井总进尺约为 696460m，则钻井污水产生总量为 13929.2m^3 。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。

②酸化压裂返排液

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。酸化压裂作业会产生压裂返排液，主要组成有增稠剂（聚糖类高分子）、各种添加剂（无机盐、表面活性剂、有机物等）、地层中返出的油污、酸化压裂液与地层发生反应后的终端产物、压裂液破胶后产生的较小分子量的有机产物等，主要污染指标包括两部分：由于含有多种难于生化降解的高分子水溶性聚合物及各种添加剂， COD 、 BOD_5 值较高；含固体悬浮物较多，以悬浮油颗粒为主，含有一定的烃类物质。

因此,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。

③生活污水

钻井队单井工作人员一般为 30 人,单井施工时间约 30 天,生活用水量按 20L/人·天计算,井队单井生活用水量为 18m³,生活污水量按用水量的 80%计,则单井钻井期生活污水产生量为 14.4m³,本次规划新钻井 388 口,则钻井期生活污水产生总量为 5587.2m³。

地面工程施工人员 50 人,施工时间按 120 天计,生活用水量按 20L/人·天计算,生活用水量为 120m³,生活污水量按用水量的 80%计,则施工期生活污水产生量为 96m³,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。

本规划施工期废水产生及排放情况见表 2.4-1。

表 2.4-1 施工期水污染物排放量

序号	污染物名称	排放量 (m ³)	处置措施及最终去向
1	钻井污水	13929.2	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
2	酸化压裂返排液	/	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,不外排
3	生活污水	5683.2	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

(3) 声污染源及污染物分析

本规划噪声源主要是抽油机、场站各类机泵产生的噪声,主要噪声源强核算结果见表 2.4-2。

表 2.4-2 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型(频发、偶发等)	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		排放时间 h
				核算方法	噪声值	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值	
采油	采油井	抽油机	频发	类比法	65~75	/	/	类比法	100m 处 44.54	8760

产液处理	联合站	输油泵、注水泵、污水泵、转输泵等机泵	频发		75~90	减震基础，墙体隔声	5~30	厂界最大值 55.5	8760
		加热装置	频发		65~75	低噪电机	30		
		加热装置	频发		65~75	低噪电机	30		
		加热	频发		65~75	低噪电机	30		

(4) 固废污染源及污染物分析

本次规划新钻井 388 口（采油井 280 口，新增勘探井 59 口，注水井 49 口）。

联合站、井场、管线、道路等施工产生的土方用于原地回填，无弃方产生。施工过程产生的固体废物主要为废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、废包装袋及破损防渗布以及施工人员生活垃圾等。废弃钻井泥浆、钻井岩屑暂存在井场设置的泥浆罐中，送阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站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。

A、废弃钻井泥浆

废弃钻井泥浆指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于泥浆池内的泥浆，定期拉运至泥浆无害化处理装置处理，分离出的泥饼用于油田铺路，分离出的废水用于配药、清洗岩屑等，不外排。本规划采用毒性极小的水基泥浆，主要成分为水、膨润土、纯碱以及少量化学助剂，废弃泥浆按一般工业固体废物进行管理。

废弃钻井泥浆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 339.7mm(深度为 260m) ， 二开钻头为 244.5mm(至目的井深 1720m)，根据井深和半径计算，单井钻井泥浆产生总量为 180m³；本项目已确定的 388 口，估算共产生泥浆量为 69840m³。钻井泥浆用量

的 60%循环利用，其余 40%进行送无害化处理装置进行处理，则废弃钻井泥浆最大产生总量为 27936m³。

B、钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，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，暂存于井场设置的泥浆池中，定期拉运至泥浆无害化处理装置进行处理，分离出的泥饼全部用于油田铺路，分离出的废水用于配药、清洗岩屑等，不外排。

$$V=0.125\pi D^2hf$$

式中：

V—钻井岩屑产生量，m³；

D—钻井的直径；

H—钻井的深度，m

f—膨胀系数，无单位 1.5

本项目根据井深和半径计算，单井钻井岩屑产生总量为 127m³；本项目已确定的 388 口，估算共产生钻井岩屑为 49113m³。

C、废包装袋及破损防渗布

本规划油井压裂过程中不进行压裂液配制，由密闭式罐车将配制好的压裂液拉运至施工现场，因此，压裂过程中不产生废过硫酸钾包装袋。

根据油田钻井经验，单井产生的废纯碱、膨润土包装袋及破损防渗布约 0.015t，单井产生的废 KOH 包装袋约 0.005t。本规划 280 口采油井，共产生废纯碱、膨润土包装袋及破损防渗布约 4.2t，废 KOH 包装袋约 1.4t。

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，集中收集，送采油厂工业固废填埋场处理。

废 KOH 包装袋属于危险废物，危废类别为 HW49 其他废物，危废代码为 900-041-49，暂存于井场设置的带盖 PE 桶内，委托有危险废物处置资质的单位拉运处置。

D、生活垃圾

钻井队单井工作人员一般为 30 人，单井施工时间约 30 天，每人产生生活垃

圾 0.2kg/d，井队单井生活垃圾为 0.18t，本次规划新钻井 388 口，则钻井期生活垃圾产生总量为 69.8t，统一收集后拉运至生活垃圾填埋场填埋。

地面工程施工人员 50 人，施工时间按 120 天计，每人产生生活垃圾 0.2kg/d，则施工期生活垃圾共计 1.2t，统一收集后拉运至生活垃圾填埋场填埋。

施工期固体废物产生及排放量情况详见表 2.4-3。

表 2.4-3 施工期固体废物排放量统计表

序号	固废种类	产生量	固废类型	最终去向
1	废弃钻井泥浆	27936m ³	一般工业固体废物	暂存于井场设置的泥浆池中，定期拉运至泥浆无害化处理装置进行处理，分离出的泥饼全部用于油田铺路，分离出的废水用于配药、清洗岩屑等，不外排
2	钻井岩屑	49113m ³	一般工业固体废物	
3	废纯碱、膨润土包装袋及破损防渗布	4.2t	一般工业固体废物	集中收集，送工业固废填埋场处理
4	废 KOH 包装袋	1.4t	危险废物（代码 HW49 其他废物，危险废物编号为 900-041-49）	暂存于井场设置的带盖 PE 桶内，委托有危险废物处置资质的单位拉运处置
5	生活垃圾	70t	一般固体废物	统一收集，送生活垃圾填埋场填埋

2.4.2.2 运营期污染源源强核算

（1）废气污染源及污染物分析

本项目废气污染源主要为联合站内一体化高效加热装置、加热炉、采暖炉及燃气发电机组等，由于未发布行业污染物源强核算技术指南，本次评价参照燃气锅炉源强核算系数。根据建设单位提供相关资料，伴生气不含硫（详见表 2.2-6 温北油田温 7 区吉地面天然气分析结果表），本次主要核算 NO_x 及颗粒物。

根据相关排污系数，燃烧 1 万 m³ 天然气产生烟气量 136259.17 标立方米，产生氮氧化物 18.71kg，颗粒物产生量以 0.12g/m³ 天然气计，根据各用气单元用气量核算产生量详见表 2.4-4。

表 2.4-4

大气污染源核算统计表

用气单元 污染物	一体化加热高效 分离装置 (0.48 万 m ³ /d)	加热炉 (0.336 万 m ³ /d)	采暖炉 (0.38 万 m ³ /d)	燃气发电机组 (4.2 万 m ³ /d)
烟气量	65404.40m ³	45783.08m ³	51778.48m ³	572288.51m ³
NO _x	8.98kg	6.28kg	7.11kg	78.58kg
颗粒物	0.576kg	0.403kg	0.456kg	5.04kg

本项目属石油开采，设计产油 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，烃类气体主要排放地点为井场、联合站等。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，总计产生挥发性有机物（以非甲烷总烃计） 708.75t/a 。

（2）废水污染源及污染物分析

运营期废水主要为油井作业产生的作业污水、水井洗井产生的洗井污水、油井产液分离的含油污水、伴生气除油干燥产生的含油污水及联合站生活污水。

①油井作业污水

井下作业是运营期的污染环节之一，主要对运营了一段时间的油井进行维修或零部件的更换。产污环节主要是拆卸井口和油管起下过程中产生的油污污水、废液的返排、冒溢及滴漏等。

油田修井一般一年一次，根据资料，井下作业废水的产生是临时性的，作业污水产生量为 $4 \text{m}^3/\text{井} \cdot \text{次}$ ，则本规划 339 口油井共产生作业污水量为 $1356 \text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为石油类和悬浮物，由密闭式罐车拉运至联合站采出水处理系统进行处理达标后回注地下，不外排。

②水井洗井污水

根据油田提供的资料，水井洗井周期为一年一次，洗井污水产生量 $20 \text{m}^3/\text{井} \cdot \text{次}$ ，则本规划 49 口注水井共产生洗井污水量为 $980 \text{m}^3/\text{a}$ ，由密闭式罐车拉运至联合站采出水处理系统进行处理达标后回注地下，不外排。

③井场采出液分离出的含油污水

本规划投产后，联合站采出水处理规模及注水规模为 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，井场采出液分离出的含油污水经采出水处理系统处理达标后回注地下，不外排。

④伴生气脱水产生的含油污水

联合处理站内生产分离器分离出的湿天然气进入天然气处理装置脱水，每脱水 10000m^3 湿天然气约产生废水 0.1m^3 。根据规划设计方案，联合站天然气处理规模 $5\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，则产生的含油污水量为 $182.5\text{m}^3/\text{a}$ ，输至联合站采出水处理系统处理达标后回注地下，不外排。

⑤过滤反洗污水

根据设计资料，采出水处理系统二期建成后，产生的过滤器反洗污水量约为 $720\text{m}^3/\text{d}$ ，排入新建污水池，由污水回收泵提升至采出水处理系统前端进行处理，处理达标后回注地下，不外排。

⑥职工生活污水

井场、联合站不设生活区，生活区位于温宿县迎宾路金鑫油脂公司院内，作为中曼公司后勤基地，生活用排水依托原有供排水设施。

各井场工作人员按 12 人计，按 $40\text{L}/\text{人}\cdot\text{天}$ 用水量计，生活用水量为 $175.2\text{m}^3/\text{a}\cdot\text{井场}$ ，生活污水量按用水量的 80% 计，则职工生活污水量为 $140.2\text{m}^3/\text{a}\cdot\text{井场}$ ，排入井场玻璃钢化粪池（ 6m^3 ），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。

新建联合站新增员工 70 人，全年运行，按 $40\text{L}/\text{人}\cdot\text{天}$ 用水量计，生活用水量为 $1022\text{m}^3/\text{a}$ ，生活污水量按用水量的 80% 计，则职工生活污水量为 $817.6\text{m}^3/\text{a}$ ，排入玻璃钢化粪池（ 50m^3 ），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。

废水污染源源强核算结果见表 2.4-5。

表 2.4-5 废水污染源源强核算结果

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生		处置措施及最终去向
				核算方法	废水产生量 m³/a	
油井作业	油井	作业污水	石油类	类比法	1356	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，不外排
洗井	注水井	洗井污水	SS		980	
采油	联合站脱水分离	产液分离出的含油污水	石油类		500000	
伴生气脱水	伴生气脱水橇	伴生气脱水产生的含油污水	石油类		182.5	
采出水处理	双滤料过滤器	过滤反洗污水	/		262800	
井场	职工生活	生活污水	COD		140.2	排入玻璃钢化粪池，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
联合站					817.6	

(3) 声污染源及污染物分析

本规划噪声源主要是抽油机、场站各类机泵产生的噪声，主要噪声源强核算结果见表 2.4-6。

表 2.4-6 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		排放时间 h
				核算方法	噪声值	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值	
采油	采油井	抽油机	频发	类比法	65~75	/	/	类比法	100m 处 44.54	8760
产液处理	联合站	输油泵、注水泵、污水泵、转输泵等机泵	频发		75~90	减震基础，墙体隔声	5~30		厂界最大值 55.5	8760
		加热装置	频发		65~75	低噪电机	30			
		加热装置	频发		65~75	低噪电机	30			
		加热	频发		65~75	低噪电机	30			

（4）固废污染源及污染物分析

运营期产生的固体废物主要为油井作业产生的落地油、含油废弃防渗布，联合站清罐产生的含油油泥、废滤料，以及职工生活垃圾。

①落地油

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢、机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油。

结合运营作业经验，油井作业周期为 1.5 年，最不利状态下一般落地产生量按 50kg/井·次计算，落地油回收率为 100%，则本规划 280 口采油井共产生落地油 3.3t/a，暂存于联合站含油污泥暂存池中，委托资质单位拉运处置。

②含油废弃防渗布

油井作业时，作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，油井作业周期为 1.5 年，油井作业产生含油废弃防渗布 4kg/井·次，则本规划 280 口采油井共产生废弃防渗布 0.7t，不在井场暂存，委托资质单位拉运处置。

③含油油泥

结合油井运营经验，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按 0.3t 计，本规划建成后产油量为 50×10⁴t/a，共产生油泥（砂）15t/a，暂存于联合站含油污泥暂存池中，委托资质单位拉运处置。

④废滤料

结合油田多年运营经验，含油污水滤罐每 4 年更换 1 次滤料。联合站污水处理站滤罐共 6 座，。根据滤罐滤料的填筑高度，单台滤罐单次产生废滤料约 3t，则废滤料产生量为 4.5t/a，委托资质单位更换后直接拉运处置，不在联合站暂存。

⑤职工生活垃圾

联合站新增员工 70 人，全年运行，生活垃圾产生量按每人每天 0.2kg 计，则联合站职工生活垃圾共计 5.1t/a，统一收集，送生活垃圾填埋场填埋。

本规划固体废物污染源源强核算结果及相关参数见表 2.4-7。

表 2.4-7 运营期固体废物污染源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置量	处置方式及最终去向
				核算方法	产生量		
油井作业	油井井场	含油废弃防渗布	危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及含矿物油废物	行业系数	0.7t/a	0.7t/a	不在井场暂存，委托资质单位拉运处置
		落地油	危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物 071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚		3.3t/a	3.3t/a	暂存于联合站含油污泥暂存池中，委托资质单位拉运处置
场站清淤	加热装置及储罐等	含油油泥	危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物 071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚	产污系数	15t/a	15t/a	暂存于联合站含油污泥暂存池中，委托资质单位拉运处置
	滤罐更换滤料	废滤料	危险废物 HW08 废矿物油与含矿物油废物 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及含矿物油废物		4.5 t/a	4.5 t/a	委托资质单位更换后直接拉运处置，不在联合站
场站职工生活		生活垃圾	一般固体废物	行业系数	5.1t/a	5.1t/a	统一收集，送生活垃圾填埋场填埋

2.5 与相关政策规划相容性及协调性分析

2.5.1 与产业政策符合分析

本规划为油气勘探开发，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，本规划建设符合国家产业政策。

2.5.2 与上层规划符合性分析

本规划与上层规划的符合性分析见表 2.5-1。

2.5.3 与环境保护相关文件符合性分析

2.5.3.1 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

2.5.3.2 与《中华人民共和国自然保护区条例》符合性分析

2.5.3.3 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

2.5.3.4 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

2.5.3.5 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

2.5.3.6 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

2.5.3.7 与石油天然气开采业污染防治技术政策符合性分析

2.5.3.8 与“气十条”符合性分析

2.5.3.9 与“水十条”符合性分析

2.5.3.10 与“土十条”符合性分析

2.6 全程互动

2.6.1 全程互动原则

本规划环评全程互动原则主要为：

①早期介入：规划环评于规划编制初期参与编制工作，从环境影响的角度提出各类观点。

②互为补充：环评充分发挥保护环境的原则，以环保为出发点，从规划编制规划区域的产业定位、规模、布局等方面提出建议，有利于规划的采纳。

③取长补短：提出的环保建议充分听取规划编制单位的建议，不断完善关于气、水、声等方面的环保建议，对于规划单位认定的从规划层面看困难较大的，采取取消或继续改进的方式，两方面各取所长，使规划的编制更具科学性、前沿性。

④广泛参与：环评单位和规划单位多次实地考察、充分听取企业员工、环保专家的意见并进行归纳总结，力争规划编制更科学、更合理。

2.6.2 全程互动目的

本次评价在规划纲要编制阶段介入，并与规划方案的研究和规划的编制、修

改、完善过程互动，使规划环评所提建议落实到规划本本的编制中；从环保角度对规划进行各方面对比及类比，从环保方面力争采取最科学的方式、最合理的配置、以“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单”（以下简称“三线一单”）为手段，强化空间、总量、准入环境管理，划框子、定规则、查落实、强基础，不断改进和完善规划的编制。

2.6.3 全程互动的开展

本次规划环评单位与规划设计单位实地踏查现场并对规划钻井设计、地面工程设计等方面多次沟通，双方充分采纳了对方的意见和建议，并落实到规划文本中，取得了一定的成果。

3、区域环境现状调查与评价

3.1 自然环境概况

3.1.1 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。

阿克苏市位于新疆维吾尔自治区西南部，塔里木盆地边缘，天山西段南麓，阿克苏河与台兰河冲积扇上，地理坐标：N41°02′~43°33′、E79°30′~91°54′，平均海拔高度 1050m。阿克苏市南北长 213km，东西宽 199km，全市总面积为 18369km²。阿克苏市北靠温宿县，南临阿瓦提县，西与乌什、柯坪两县毗邻，东与新和、沙雅两县接壤，东南部伸入塔克拉玛干大沙漠与和田地区的洛浦、策勒县交接，距乌鲁木齐市 989km，距喀什市 466km。

阿克苏中曼油气勘探开发有限公司新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划主要位于温宿县及阿克苏市，勘查矿权面积 1086.264 km²，具体由 29 个拐点圈定，扣除区域由 4 个拐点圈定。勘查矿权范围详见下表 3.1-1。

项目地理位置见图 3.1-1、卫星影像图见图 3.1-2。

3.1.2 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。地貌按成因类型分为构造剥蚀地貌、剥蚀堆积地貌。

阿克苏市城区坐落于阿克苏河--台南河冲积洪积扇、天山山地与塔里木盆地西北边缘的交汇处。地貌基本轮廓受天山纬向构造带、北东向构造带、塔里木地块控制；由于第四系以来新构造运动活动强烈，经内外力作用形成区域内形态各异的地貌景观。整个地势北高南低，城区中部有一陡坎横贯南北，东高西低，坎坡以西为老城区，地形由西北向东南倾斜，坡度 2.5‰，坎坡以东为新城，地形由东北向西南倾斜，坡度 4.0‰。小区域地势自东北向西南倾斜，属冲积平原，地势平坦，东西向自然地面略有起伏，多浪河自西北向东南从城市西边缘穿过。

新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划区域地势平缓，地面海拔平均 1100 米左右，主要分布有农田、果园、公路和住宅区等。

3.1.3 工程地质

温宿县大地构造位置跨及天山地槽褶皱带和塔里木地台，温宿县构造单元划分为两个Ⅰ级构造单元、四个Ⅱ级构造单元、六个Ⅲ级构造单元，见表 3.1-2。

表 3.1-2 温宿县构造单元划分表

I级	II级	III级	IV级
天山地槽褶皱带 I ₁	南天山地槽褶皱带 II ₁	库木艾日克复向斜 III ₂	阿依里褶皱束（5）
			阿合奇河褶皱束（8）
			萨瓦甫齐山间（9）
		哈尔克他乌复背斜 III ₃	哈尔克他乌凸起（13）
			阿克牙依利亚克褶皱束（20）
		木扎特边缘隆起 III ₄	克其克台兰凹陷（22）
			木扎特凸起（23）
			满苏尔塔格凸起（24）
			琼台兰凸起（25）
		古木列孜凹陷 III ₁	（27）
塔里木地台 I ₂	库车边缘拗陷 II ₂	库拜褶断带 III ₂	北部单斜带（28）
			拜城凹陷（30）
			布勒塔格褶皱束（31）
			南部缓褶带（32）
	柯坪断陷 II ₃	北塔里木带 III ₃	阿克苏鼻状隆起（36）
	阿满拗陷 II ₅		（38）

阿克苏市地处天山南麓、塔里木盆地北缘，在大地构造上隶属于塔里木地台

(IX) 一级构造单元，分属于柯坪断隆 (IX₁) 和塔里木台坳 (IX₅) 两个二级构造单元，跨越塔东坳陷 (IX₅²) 三级构造单元和阿瓦提断陷 (IX₅²⁻¹) 四级构造单元，构造单元划分表见 3.1-3。

3.1-3 工作区构造单元划分表

一级构造单元	二级构造单元	三级构造单元	四级级构造单元
塔 里 木 地 台 (IX)	柯坪断隆 (IX ₁)		
	塔里木台坳 (IX ₅)	塔东坳陷 (IX ₅ ²)	阿瓦提断陷 (IX ₅ ²⁻¹)

3.1.4 水文情况

阿克苏、温宿县两地地表水资源较为丰富，其中主要河流自西向东分布阿克苏河、柯克亚河、台兰河及喀拉玉尔袞河的四条独立河流，多年平均总径流量为 75.069 亿 m³/a（表 3.1-4）。其中，阿克苏河的上游支流河为托什干河及库玛拉克河，库玛拉克河东支进入平原区后称多浪河；阿克苏河在工作区中上部又分流为老大河和新大河，详见区域水系图 3.1-3。

表 3.1-4 阿克苏、温宿县主要河流特征统计一览表

河流名称	流域面积 (km ²)	径流长度 (km)	水文站点	多年平均径流量 (亿 m ³ /a)
阿克苏河	63100	132	西大桥站，1951 年起水文观测	63.6150
柯克亚河	498	82	巡测	1.7840
台兰河	5800	105	台兰站，1957 年起水文观测	7.3700
喀拉玉尔袞河	740	95.5	喀拉玉尔袞站，1957 起水文观测	2.3000

(1) 阿克苏河

阿克苏河是新疆三大国际性河流之一，也是塔里木河主要源流河（占九大水系输水量的75%），西支的托什干河发源于吉尔吉斯斯坦国阿特巴什山脉的阿克塞河，入境水量占到阿克苏河径流量的68%，北支的库玛拉克河发源于天山汗腾格里峰。由托什干河和库玛拉克河在喀拉都维汇合后始称阿克苏河（库玛拉克河的一条支流未汇合，在以上汇合点后称多浪河），汇合后向南径流12km后又分为新大河和老大河，老大河流至巴吾吐拉克再次汇入新大河，汇合后南流至肖夹克注入塔里木河，干流长132km，境内流域面积6.31万km²，西大桥站多年平均径流量63.6150亿m³/a。其中，老大河水量占42.40%，新大河引水量占57.60%。

(2) 柯克亚河

柯克亚河源于科其卡尔巴西冰川和依什塔尔吉冰川，出山口后过勾尔得坎沟、卡尔斯亚沟，穿多浪渠在乔格塔汇入新大河。全长82km，流域集水面积498km²。柯克亚河属无水文测站控制河流，仅在1956年10月至1958年1月设过水文站，有14个月的不完整实测资料。关于其径流量目前有很多数据、且差异颇大；P=50%时的径流量1.7840亿m³/a和P=75%径流量1.5711亿m³/a。

(3) 台兰河

台兰河亦发源于南天山的托木尔峰南麓，为一独立水系，流域面积5800km²。据水文观测站近32年来的实测资料，台兰河主要以冰川融雪和降雨为补给水来源。台兰河径流年内变化集中在6~8月，占全年67.4%。台兰河径流年际变化较为稳定，径流变差系数Cv值小，Cv=0.12，多年平均径流量为7.37亿m³，最丰年径流量为9.05亿m³（1995年），最枯年径流量为5.77亿m³（1965年）。台兰河流域兴水的形成主要是降雨型，而融雪所产生的洪水不大。

(4) 水利工程现状

流域内已建成大、中型平原水库四座总库容3.9亿m³，控制灌溉面积约467km²（表2-4）。修建引水枢纽11座，其中拦河枢纽4座。已建输水干渠2014km，支渠3587km，斗农渠16960km，全流域渠系水利用系数 0.442，渠系建筑物配套约45%。

表 3.1-5 阿克苏河流域平原水库统计特征一览表

名称	所在灌区	库容（万 m ³ ）	有效库容（万 m ³ ）	坝高（m）	坝长（m）
多浪水库	塔北	4300	4000	6.5	8200
上游水库	塔南	18000	14000	7.5	17000
胜利水利	塔南	10800	8700	7.5	15300
新井子水库	沙井子	5900	5700	3.0	

3.1.5 水文地质

3.1.6 气候、气象

本次评价主要采用阿克苏地区气象资料，阿克苏-温宿县地属暖温带干旱气候地区，降雨量稀少、蒸发量大、气候干燥。无霜期 205~219d，冬季相对暖和，夏季相对凉爽，春季干旱多大风，伴有浮尘扬沙天气。

光热、风能气候资源丰富。年均太阳总辐射量 130~141kcal/cm²，年内四季

均可利用太阳能，年平均风速为 1.7~2.4m/s，全年盛行北风。年平均气温 11.3℃，最热月为 7 月，平均气温 24.2℃；最冷月为 1 月，平均气温-6.6℃。

(1) 气温：年平均气温 9.9~11.5℃，最冷为 1 月份，平均气温为-8.2~9.0℃，极端最低气温-27.6℃；最热为 7 月份，平均气温为 23.8~26.3℃，极端最高气温 40.7℃。气温日较差大，平均日较差 13~15℃。

(2) 风速、风向：阿克苏地区由于天山屏障作用，全年风速较小，年平均风速为 1.7~2.4m/s，全年盛行偏北风；最大风速一般在 20m/s 左右，以西北风和西风为主。春夏季风速大，冬季小。

(3) 降水：降水稀少，年平均降水量为 60.8mm。蒸发量大，年蒸发量为 1896.5mm。

(4) 逆温：冬季多伴有逆温层出现，逆温层顶高在 1200~1300m 之间，一月份最后在 2500m 左右，十二月和二月份在 2000m 左右，三月份逆温层减薄，在 1700m 左，三月下旬以后，不存在逆温层，逆温每到中午前后逐渐减弱至消失。

表3.1-6 项目所在地区域主要气象要素表

气象要素	单位	结果	气象要素	单位	结果
年平均气温	℃	9.9~11.5	年平均降雨量	mm	60.8
最热月平均气温	℃	23.8~26.3	年平均蒸发量	mm	1896.5
最冷月平均气温	℃	-8.2~-9.0	最大冻土深度	cm	62~78
极端最高气温	℃	40.7	年平均日照时数	h	2855~2967
极端最低气温	℃	-27.6	年平均水汽压	MPa	6.6~7.6
气温年较差	℃	32.8~34.5	年平均风速	m/s	1.7~2.4
年主导风向	--	N	年均相对湿度	%	47~57
最大风速极限	m/s	20	历年平均雷暴日数	d	22~34

3.1.7 矿产资源

阿克苏地区由于地质构造和地层特点，为多种矿产的形成提供成矿条件。区域内已发现的矿种有钒、磷、铜、汞、煤、石灰岩、白云岩、玄武岩、陶粒页岩、泥岩、大理岩、片岩、砖瓦黏土、沙石料、冰洲石、玛瑙等 17 种，已开发利用的有磷、石灰岩、石英砂岩、片岩、砖瓦黏土、沙石料等 6 种；拟开发利用的有钒、玄武石等。优势矿产资源有钒、白云岩、玄武岩、石灰岩、磷等。河道、平

原、戈壁以沙石料为主，阿温公路沿线主要以砖瓦黏土为主。

3.1.8 土地、野生动植物

阿克苏市-温宿县地处亚欧大陆腹地，塔里木盆地西北边缘，自然条件差，盐碱荒漠，沙地多，形成土地面积大，总体质量差的特点。土地资源受所处的地理位置的制约，全境干旱少雨，积温多，温差大，地形相对平缓，具有典型绿洲地貌和灌溉农业的特征。区域光热资源丰富，耕地全部为水浇地，农林牧各业生产基础较好，在未利用土地中有大片可垦荒地，水资源相对较丰富，开发潜力大。

阿温地区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”。

3.2 社会经济概况

3.2.1 行政区划及人口

温宿县下辖 8 个镇、5 个乡，分别为温宿镇、吐木秀克镇、克孜勒镇、阿热勒镇、佳木镇、托甫汗镇、共青团镇、柯柯牙镇、托乎拉乡、恰格拉克乡、依希来木其乡、古勒阿瓦提乡、博孜墩柯尔克孜族乡，温宿县人民政府驻温宿镇托乎拉街 283 号。

截至 2018 年末，温宿县总人口 23.55 万人（不含五团、六团），其中：少数民族人口 19.9 万人，占总人口的 84.5%，汉族人口 3.65 万人，占总人口的 15.5%。男性人口 11.9 万人，占总人口的 50.5%，女性人口 11.6 万人，占总人口的 49%。非农业人口 4.7 万人，农村人口 18.8 万人。

阿克苏市辖 7 个街道、2 个镇、4 个乡：栏杆街道、英巴扎街道、红桥街道、新城街道、南城街道、柯柯牙街道、多浪街道、喀勒塔勒镇、阿依库勒镇、依干其乡、拜什吐格曼乡、托普鲁克乡、库木巴希乡；另辖 5 个乡级单位：红旗坡农

场、实验林场、纺织工业城、经济技术开发区、特色产业园区。

截至 2018 年，阿克苏市常住人口 52.89 万人（不含暂住人口，含兵团），常住人口中有 37 个民族，其中非农业人口 33.17 万人，农业人口 19.72 万人。男性人口 26.48 万人，女性人口 26.41 万人，性别比为 100.23：100。

3.2.2 经济发展

2018 年，阿克苏地区实现地区生产总值（GDP）1027.4 亿元（含一师），比上年增长 6.6%。其中，第一产业增加值 259.4 亿元，增长 6.7%；第二产业增加值 388.2 亿元，增长 5.0%；第三产业增加值 379.9 亿元，增长 7.9%。第一产业增加值占国内生产总值的比重为 25.2%，第二产业增加值比重为 37.8%，第三产业增加值比重为 37.0%。地区万元国内生产总值能耗比上年下降 3.72%。

2018 年，阿克苏地区固定资产投资 464.84 亿元，比上年下降 9.24%。其中固定资产投资 416.56 亿元，下降 10.3%。其中，第一产业投资 19.53 亿元，比上年下降 1.4%；第二产业投资 170.33 亿元，下降 3.46%；第三产业投资 274.98 亿元，下降 16.09%。民间固定资产投资 125.25 亿元，增长 28.16%，占固定资产投资的比重为 26.94%。基础设施投资 118.31 亿元，下降 15.51%。六大高耗能行业投资 28.67 亿元，下降 4.16%。

2018 年，阿克苏地区全口径财政收入 242.10 亿元，比上年同期增长 108.2%。地方财政收入 122.73 亿元，增长 19.5%，其中一般公共预算收入 108.88 亿元，增长 15.9%；政府性基金预算收入 13.86 亿元，增长 57.9%。年末地方财政支出 425.02 亿元，同比增长 17.4%。其中，一般公共预算支出 409.06 亿元，增长 15.6%。全年民生财政支出 293.26 亿元，占公共预算财政支出 71.6%。其中教育支出 81.74 亿元，占民生财政支出 27.8%；社会保障和就业支出 30.06 亿元，占民生财政支出 10.3%；医疗卫生与计划生育支出 30.85 亿元，占民生财政支出 10.5%；住房保障支出 40.23 亿元，占民生财政支出 13.72%。政府性基金预算支出 15.96 亿元，增长 91.41%。全年地区共收到自治区转贷的政府债券资金 56.92 亿元，平均利息利率约 3.78%。

2018 年，阿克苏地区城镇居民人均可支配收入 30637 元，比上年增长 8.6%。

农村居民人均可支配收入 11915 元，比上年增长 8.5%。

3.2.3 社会事业

（1）科技事业

2018 年，阿克苏地区组织申报年国家、自治区级科技项目 3 项，共争取资金 35 万元。年内完成全地区科技投入 17148 万元，投入科技项目资金 342 万元。聚焦产业发展重点，推动企业技术改进和创新，共筛选 8 个技术创新项目为企业争取专项资金 80 万元。专利实施计划项目立项 4 个，资金 41 万元。年末专利申请量 856 件、授权量 565 件，有效发明专利总量为 127 件。

（2）教育事业

截止 2018 年底，阿克苏地区有普通高等学校 1 所，全年招生 2277 人，在校生 6107 人，毕业生 1299 人。成人高等学校 2 所，全年招生 647 人，在校生 9692 人，毕业生 1190 人。中等职业教育学校 8 所，全年招生 8976 人，在校生 22939 人，毕业生 6518 人。普通中学 124 所，其中高中 36 所，全年招生 17475 人，在校生 58857 人，毕业生 18761 人。初中 88 所，全年招生 37784 人，在校生 105451 人，毕业生 32817 人。小学 571 所，全年招生 54907 人，在校生 290215 人，毕业生 38934 人。特殊教育 2 所，全年招生 32 人，在校生 332 人，毕业生 0 人。幼儿园 1100 所，全年招生 63327 人，在园幼儿 174963 人。毕业幼儿 52714 人。小学学龄儿童净入学率 99.9%；小学毕业升入初中升学率 97%；初中毕业生升入高中阶段的比例保持在 98.8%以上。

3.2.4 文化事业

2018 年，阿克苏地区共有艺术表演团体 6 个，博物馆 7 个，公共图书馆 10 个，文化馆 10 个；年末广播节目综合人口覆盖率 98.86%，电视节目综合人口覆盖率为 98.2%。年末地区共有档案馆 10 个，已开放各类档案 1749 卷（件）。

3.2.5 体育事业

2018 年，阿克苏地区共建成体育场馆 1 个，足球场 4 个，举办县以上运动会 13 次，获得自治区区级奖牌 26 枚，其中金牌 6 枚，银牌 8 枚，铜牌 12 枚。

3.2.6 医疗卫生

截止 2018 年底，阿克苏地区共有医疗卫生机构 1485 家，其中医院 54 家，在医院中有公立医院 23 家，民营医院 31 家；基层医疗卫生机构 1351 个，乡镇卫生院 93 个，社区卫生服务中心（站）95 个，门诊部（所）7 个，村卫生 1074 个；专业公共卫生机构 80 个，疾病预防控制中心 11 个，卫生监督所（中心）10 个。年末卫生技术人员 16482 人，其中执业医师和执业助理医师 6599 人，注册护士 5002 人。医疗卫生机构床位 11280 张，医院 8257 张，乡镇卫生院 2511 张。

3.2.7 社会保障

截止 2018 年底，阿克苏地区各项社会保险参保 410.41 万人，征缴基金 77.91 亿元，新增发放社会保障卡 44.0971 万张。基本养老保险参保人数 237390 人，征缴养老保险费 37.3 亿元；城乡居民养老保险参保人 1010658 人，征缴养老保险费 4.99 亿元；失业保险参保人数 169911 人，征缴基金 1.03 亿元；城镇职工基本医疗保险 286508 人，城镇职工基本医疗保险 15.89 亿元，城乡居民医疗保险 2028156 人，城镇居民医疗保险 17.35 亿元；生育保险参保人数达 188903 人，征缴基金 0.59 亿元。工伤保险参保人数达 182623 人，工伤保险征缴基金 0.76 亿元。

截止 2018 年底，阿克苏地区各项社会保险基金支出 64.41 亿元。其中，城镇职工基本养老保险发放养老金 34.63 亿元，支付医疗、失业、工伤、生育保险待遇分别为 25.07 亿元、0.65 亿元、7993 万元、5600 万元。城乡养老保险待遇支出 2.70 亿元。

截止 2018 年底，阿克苏地区共有各类提供住宿的社会服务机构 29 个，其中养老服务机构 9 个、民办 2 个，儿童服务机构 2 个，儿童福利部 2 个，救助管理站 9 个。社会服务床位 3667 张，其中养老服务床位 2349 张，儿童服务床位 1088 张。年末共有社区服务中心 11 个，社区服务站 189 个。

3.2.8 邮电事业

截止 2018 年底，阿克苏地区邮政行业业务总量累计完成 2.3 亿件，增长 25.32%。快递业务总量 384.37 万件，增长 50.62%；实现业务收入累计完成 2.72

亿元,同比增长 26.02%;其中,快递业务收入累计完成 0.96 亿元,同比增长 41.9%。全年完成电信业务总量 18.7 亿元,增长 7.94%。电话用户总数 260.32 万户,移动电话用户 233.37 万户。固定互联网宽带接入用户 49.48 万户,增加 12.64 万户,固定互联网光纤宽带接入用户 47.29 万户,增加 12.92 万户;移动宽带用户 123.47 万户,增加 16.29 万户。

3.2.9 交通事业

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。靠边居中的优势明显,邻五地州接吉尔吉斯斯坦、哈萨克斯坦两国,位于乌什县境内的“古丝绸之路”上的重要通道—别迭里口岸距吉尔吉斯斯坦首都比什凯克 300 公里,以此进入欧洲市场,等于将欧亚大陆桥缩短了 1200 公里;地处南疆中心,500 公里半径辐射喀什、和田、克州、巴州、伊犁,是沟通天山南北的关节点、向西开放的前沿地。

2018 年,阿克苏地区全年规模以上服务业企业营业收入比上年增长 9.6%,营业利润下降 12.22%。全年地区公路货运量 7421 万吨,同比增长 13.7%,客运量 2676 万人次,下降 26.2%。全年铁路货运量 1285.7 万吨,同比增长 18.6%,客运量 285.2 万人次,增长 20%。全年机场货邮吞吐量 0.7 万吨,同比增长 9.5%,旅客吞吐量 161.3 万人次,增长 2.7%。

2018 年,阿克苏地区民用汽车保有量 359541 辆(包括三轮汽车和低速货车 3802 辆),比上年末增长 9.67%,其中私人汽车保有量 30447 辆,增长 9.65%。民用轿车保有量 300942 辆,增长 9.59%,其中私人轿车 275865 辆,增长 9.38%。

3.2.10、风景名胜、民俗

阿克苏地区旅游资源丰富。阿克苏地区主要景点有晴川烟树、云悬玉峰、烟笼多浪、沙海胡杨、古寺晨唱、浑河古渡、三熟奇桑、艾湖归舟、古崖幻影、长虹旭日等 10 景。

阿克苏地区是古丝绸之路上的重要驿站,主要景点有大龙池高山湖泊,大草原,盐水沟雅丹地貌,景幽情浓、汨泉,避暑胜地九眼泉,奇泉怪树、古木奇绝

的戈壁魔城天山神木园、国际狩猎场黑英山、老虎台等等。阿克苏地区还有颇具民族特色的人文景观，西域三十六国中的“龟兹古国”遗址在库车县境内，始建于两晋时期著名的中国四大石窟之一的克孜尔千佛洞和库木吐拉千佛洞等石窟群是外来文化与中国传统文化结合的产物，还有著名的昭估喱大寺、汉代烽燧、古代冶炼遗址、伊斯兰教遗址等。

典型的自然风光和人文景观是“一峰（温宿天山托木尔峰）、一河（塔里木河）、一漠（塔克拉玛干大沙漠）、一水（库车大、小龙池）、一山（乌什燕子山）、一泉（拜城铁热克温泉）、一园（温宿天山神木园）、一林（塔里木河沿岸原始胡杨林）、二谷（库车天山神秘大峡谷和温宿托木尔峰神奇大峡谷）”。

龟兹文化与多浪文化，阿克苏是东西方文明的交汇点和古代西域及古丝绸之路文化中心之一。“古丝绸之路”文化和民族文化，孕育了与西方和中原地区迥异的古代龟兹文明和多浪文化，其文化特征主要是以佛教石窟、壁画、音乐、舞蹈著称于世。

龟兹乐舞是中国古代乐舞中的一枝奇葩，早在汉唐就已倾倒长安宫廷内外，被誉为“管弦伎乐、特善诸国”，丰富并发展了中原传统音乐理论，逐渐演变为隋唐燕乐二十八调。

3.3 环境质量现状调查与评价

3.3.1 大气环境质量现状调查

3.3.1.1 基本污染物环境质量现状调查（区域达标判定）

本次评价选择中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统中阿克苏地区 2019 年的监测数据，作为本项目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。

阿克苏地区 2019 年环境空气质量达标区判定结果见表 3.3-1。

表 3.3-1 阿克苏地区 2019 年环境空气质量达标区判定结果表

评价因子	年评价指标	现状浓度 μg/m ³	评价标准 μg/m ³	占标率/%	达标情况
SO ₂	年平均	7	60	11.67%	达标
NO ₂	年平均	31	40	77.5%	超标

PM ₁₀	年平均	101	70	144.28%	超标
PM _{2.5}	年平均	39	35	111.43%	超标
CO	日平均第 95 百分位数	1.9mg/m ³	4mg/m ³	47.5%	达标
O ₃	日平均第 90 百分位数	130	160	81.25%	达标

由上表可知，规划所在区域 PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的年平均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求；SO₂、NO₂ 年均浓度，CO 第 95 百分位数日平均浓度、O₃ 最大 8 小时第 90 百分位数日平均浓度均满足《环境空气质量标准》GB3095-2012 的二级标准要求，故本规划所在区域为不达标区域。

3.3.1.2 其他污染物环境质量现状评价

根据本项目特点，特委托阿克苏天鸿检测有限公司进行非甲烷总烃现状监测，监测时间为2020年9月25-10月1日，连续监测7天。

（1）监测点位布置

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2—2018）中相关要求，结合本项目所在区域地形特点及当地气象特征，本次评价特在温宿县城及规划区下风向布设 2 个监测点位。监测点位置见表 3.3-2，附图 3.3-1。

表 3.3-2 环境空气质量现状监测点位置

点位编号	监测点位置	与场界距离	监测点坐标	
1#	温宿县城	/	N 41°17'9.33"	E 80°12'17.23"
2#	规划区下风向	东南侧 1.5km	N 41°16'17.56"	E 80°22'11.94"

（2）监测项目及分析方法

环境空气采样及分析方法均根据原国家环保总局颁布的《空气和废气监测分析方法》、《环境监测技术规范》中的有关规定执行。环境空气监测项目分析方法见表 3.3-3。

表 3.3-3 环境空气监测项目分析方法

项目名称	分析方法	标准号	检出限(mg/m ³)
非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ604-2017	0.07 mg/m ³

（3）监测频率及要求

非甲烷总烃监测 1 小时平均浓度，每天采样 4 次，连续监测 7 天。监测同时记录风速、风向、气温、气压和天气状况等常规气象要素。

(4) 评价标准及方法

根据《大气污染物综合排放标准详解》，非甲烷总烃质量标准浓度为小时浓度 $2\text{mg}/\text{m}^3$ 。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中其他污染物补充监测数据的现状评价要求，分别对各监测点位不同污染物的短期浓度进行环境质量现状评价，评价方法采用超标率和最大浓度占标率进行评价，计算公式为：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大占标百分比；

C_i —第 i 个污染物的监测浓度值， mg/m^3 ；

C_{oi} —第 i 个污染物的环境空气质量标准， mg/m^3 。

(5) 监测结果统计及评价

监测点环境空气质量现状监测及评价结果见表 3.3-4。

表 3.3-4 非甲烷总烃质量现状监测统计结果

采样 点位	采样时间	单位	检测结果			
			非甲烷总烃			
			1	2	3	4
1#	2020 年 9 月 25 日	mg/m^3	0.14	<0.07	0.32	0.21
	2020 年 9 月 26 日	mg/m^3	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07
	2020 年 9 月 27 日	mg/m^3	<0.07	0.13	<0.07	0.14
	2020 年 9 月 28 日	mg/m^3	0.15	0.24	0.31	0.18
	2020 年 9 月 29 日	mg/m^3	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07
	2020 年 9 月 30 日	mg/m^3	<0.07	0.16	<0.07	0.15
	2020 年 10 月 01 日	mg/m^3	<0.07	<0.07	0.29	<0.07
2#	2020 年 9 月 25 日	mg/m^3	<0.07	<0.07	<0.07	0.18
	2020 年 9 月 26 日	mg/m^3	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07
	2020 年 9 月 27 日	mg/m^3	<0.07	<0.07	<0.07	0.18
	2020 年 9 月 28 日	mg/m^3	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07
	2020 年 9 月 29 日	mg/m^3	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07
	2020 年 9 月 30 日	mg/m^3	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07

	2020 年 10 月 01 日	mg/m ³	<0.07	<0.07	<0.07	<0.07
备注	※“<”表示检测结果低于方法检出限。					

评价结果见下表 3.3-5。

表 3.3-5 环境空气质量评价结果

监测点位	污染物名称	浓度范围	最大占标率%	超标倍数	达标情况
1#	非甲烷总烃	0.07~0.32mg/m ³	16	0	达标
2#		0.07~0.18mg/m ³	9	0	达标

(6) 评价结论

规划区 1#监测点位非甲烷总烃浓度范围为 0.07~0.32mg/m³，最大占标率为 16%，超标率为 0；规划区 2#监测点位非甲烷总烃浓度范围为 0.07~0.18mg/m³，最大占标率为 9%，超标率为 0。非甲烷总烃的现状监测结果浓度均未超过《大气污染物综合排放标准详解》中的环境管理推荐限值，规划所在地大气环境质量状况较好。

3.3.2 地表水环境现状调查与评价

为更好的了解阿克苏地区地表水环境质量，特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》来说明区域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多浪河、阿克苏河、昆玛力克河、台兰河等 4 条河流 8 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，其中阿克苏河塔里木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 3.3-6。

表 3.3-6

2019 年 1 月-7 月份阿克苏地区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	
多浪河	上游	II	II	持平	II	II	持平	II	II	持平	II	II	下降	II	II	下降	II	II	持平	II	II	持平
	中游	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
	下游	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
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	III	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	-	-	-	-
昆玛力克河	协合拉	II	II	持平	II	II	持平	II	II	持平	II	II	持平	I	II	下降	II	II	持平	II	II	持平
台兰河	台兰河闸口	II	II	持平	II	II	持平	II	IV	下降	II	II	持平	II	II	持平	II	II	持平	II	II	持平

（2）水质变化及原因分析

从 2019 年 1-7 月水质监测结果看，阿克苏河塔里木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。

3.3.3 地下水环境现状调查与评价

根据本项目特点，特委托新阿克苏天鸿检测有限公司对规划开发区域地下水进行现状监测，共设置 6 口地下水井，采样监测时间为 2020 年 9 月 25 日~10 月 14 日。同时引用温宿县供排水公司生活新水源地 1# 井深井水水质监测报告，检测时间为 2019 年 3 月 6 日。

（1）监测点位布设

根据规划区域相关水文地质资料、结合现场勘察，区域地下水流向为由北向南，在上游设置 1 个监测点位，下游设置 3 个监测点位，侧向设置 2 个监测点位，引用 1 个下游监测点位。其数据可代表项目区地下水水质现状。具体位置详见表 3.3-7 及图 3.3-1。

表 3.3-7 地下水环境质量现状监测布点一览表

监测点位	相对位置	地理坐标	备注
1#拱拜孜水厂	北侧 4.8km	N 41°28'41.00", E 80°15'56.00"	深井水
2#库尔巴格水厂	规划开发区内下游	N 41°19'22.00", E 80° 5'44.00"	
3#代甫台尔水厂	西侧 8.5km 处	N 41°18'34.00", E 79°57'35.00"	
4#阿亚克其水厂	规划开发区内下游	N 41°14'10.00", E 80° 5'15.00"	
5#吐力米西水厂	西侧 20km 处	N 41°29'16.00", E 79°59'25.00"	
6#提干库如克水厂	东侧 10km 处	N 41°13'7.00", E 80°27'35.00"	
7#新水源地 1#井	规划开发区内下游	N 41°15'13.89", E 80° 7'35.84"	

（2）监测因子

选取色、嗅和味、浑浊度、肉眼可见物、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、铝、挥发性酚类、阴离子表面活性剂、耗氧量、氨氮、

硫化物、总大肠菌群、菌落总数、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氟化物、铬（六价）、铜、锌、汞、砷、镉、铅、钾、钠、钙、镁、碳酸盐(以 CO_3^{2-} 计)、重碳酸盐(以 HCO_3^- 计)、石油类等 37 项。

（3）监测方法及频率

按国家环保总局颁发的《地下水监测规范》和《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的要求执行，监测 1 天、每天一次。

（4）评价方法

根据监测结果采用单项指数评价法对地下水环境现状进行评价，评价标准采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

采用单项标准指数法评价，评价指数定义如下： $S_{ij}=C_i/C_{0i}$

式中： S_i —i 类污染物标准指数；

C_i —i 污染物的实测浓度，mg/L；

C_{0i} —i 污染物的环境空气质量标准浓度限值，mg/L。

pH 的标准指数计算模式为：

$$S_{\text{pH}} = (\text{pH}_j - 7.0) / (\text{pH}_{\text{su}} - 7.0), \text{ 当 } \text{pH}_j > 7;$$

$$S_{\text{pH}} = (7.0 - \text{pH}_j) / (7.0 - \text{pH}_{\text{sd}}), \text{ 当 } \text{pH}_j \leq 7;$$

式中： S_{pH} —pH 标准指数；

pH_j —pH 的实测值；

pH_{su} —pH 的上限标准值；

pH_{sd} —pH 的下限标准值。

（5）监测统计及评价结果

地下水环境现状监测统计及评价结果见表 3.3-8，3.3-9。

表 3.3-8

地下水环境监测统计及评价结果

监测点位			1#		2#		3#		4#		5#		6#		7#	
监测项目	单位	标准值	检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数	检测值	标准指数
色	度	≤15	5	0.33	5	0.33	5	0.33	5	0.33	5	0.33	5	0.33	<5	0.33
嗅和味	/	无	无	/	无	/	无	/	无	/	无	/	无	/	无	/
浑浊度	NTU	≤3	<0.5	0.17	<0.5	0.17	<0.5	0.17	<0.5	0.17	<0.5	0.17	<0.5	0.17	<0.5	0.17
肉眼可见物	/	无	无	/	无	/	无	/	无	/	无	/	无	/	无	/
pH	/	6.5~8.5	7.96	0.64	8.26	0.84	8.24	0.84	8.20	0.80	8.25	0.83	8.02	0.68	7.45	0.30
总硬度	mg/L	≤450	261	0.58	222	0.49	178	0.39	185	0.41	234	0.52	597	1.33	167	0.37
溶解性总固体	mg/L	≤1000	543	0.54	488	0.49	479	0.48	557	0.56	546	0.55	1521	1.52	239	0.24
硫酸盐	mg/L	≤250	34	0.14	84	0.34	87	0.35	124	0.50	48	0.19	460	1.84	58	0.23
氯化物	mg/L	≤250	108	0.43	13	0.05	32	0.13	14	.06	67	0.27	195	0.78	19	0.08
锰	mg/L	≤0.10	<0.01	0.01	<0.01	0.01	<0.01	0.01	<0.01	0.01	<0.01	0.01	<0.01	0.01	<0.004	0.04
铝	mg/L	≤0.20	<0.010	0.05	0.011	0.05	<0.010	0.05	<0.010	0.05	<0.010	0.05	<0.010	0.05	0.008	0.04
挥发性酚类	mg/L	≤0.002	0.0004	0.20	0.0003	0.15	0.0003	0.15	<0.0003	0.15	0.0004	0.20	0.0004	0.20	<0.002	<1
阴离子表面活性剂	mg/L	≤0.3	<0.05	0.17	<0.05	0.17	<0.05	0.17	<0.05	0.17	<0.05	0.17	<0.05	0.17	<0.05	0.17
耗氧量	mg/L	≤3.0	1.03	0.34	0.95	0.32	0.86	0.29	1.23	0.41	1.29	0.43	1.03	0.34	0.44	0.17
氨氮（以 N 计）	mg/L	≤0.50	0.062	0.12	0.016	0.03	0.011	0.02	0.025	0.05	0.009	0.02	0.032	0.06	<0.02	0.04
硫化物	mg/L	≤0.02	<0.005	0.25	<0.005	0.25	<0.005	0.25	<0.005	0.25	<0.005	0.25	<0.005	0.25	/	/
总大肠菌群	MPN/100mL	≤3.0	<2	0.67	<2	0.67	<2	0.67	<2	0.67	<2	0.67	<2	0.67	未检出	/
菌落总数	CFU/mL	≤100	36	0.36	45	0.45	44	0.44	53	0.53	28	0.28	38	0.38	<1	/
亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤1.00	0.014	0.01	0.004	0.004	<0.003	0.003	<0.003	0.003	0.005	0.005	<0.003	0.003	<0.001	0.001
硝酸盐（以 N 计）	mg/L	≤20.0	1.95	0.09	0.85	0.04	0.74	0.04	0.29	0.01	0.97	0.05	0.26	0.01	0.46	0.02

氰化物	mg/L	≤0.05	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.002	0.08
氟化物	mg/L	≤1.0	0.37	0.37	0.39	0.39	0.32	0.32	0.40	0.40	0.45	0.45	0.43	0.43	0.59	0.59
六价铬	mg/L	≤0.05	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08	0.004	0.08	<0.004	0.08	<0.004	0.08
铁	mg/L	≤0.3	<0.03	0.10	<0.03	0.10	<0.03	0.10	<0.03	0.10	<0.03	0.10	<0.03	0.10	<0.05	0.17
铜	mg/L	≤1.00	0.006	0.006	<0.005	0.005	<0.005	0.005	<0.005	0.005	<0.005	0.005	<0.005	0.005	<0.002	0.002
锌	mg/L	≤1.00	<0.05	0.05	<0.05	0.05	<0.05	0.05	<0.05	0.05	<0.05	0.05	<0.05	0.05	<0.005	0.005
汞	mg/L	≤0.001	<0.00004	0.04	<0.00004	0.04	<0.00004	0.04	<0.00004	0.04	<0.00004	0.04	0.00005	0.04	<0.001	<1
砷	mg/L	≤0.001	0.0009	0.90	0.0005	0.50	0.0006	0.60	0.0005	0.50	0.0003	0.30	0.0008	0.80	<0.001	<1
镉	mg/L	≤0.005	0.0007	0.14	<0.0005	0.10	0.0006	0.12	<0.0005	0.10	0.0010	0.20	0.0038	0.76	0.0006	0.12
铅	mg/L	≤0.01	<0.0025	0.25	0.0036	0.36	<0.0025	0.25	<0.0025	0.25	<0.0025	0.25	<0.0025	0.25	<0.002	0.2
石油类	mg/L	0.05	<0.01	0.20	<0.01	0.20	<0.01	0.20	<0.01	0.20	<0.01	0.20	<0.01	0.20	/	/

备注：“<”表示：检测结果低于方法检出限，石油类石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）I类标准，选值 0.05mg/L

表 3.3-9

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	7.04	12.8	29.2	19.4	0	107	HCO_3^- -Ca-Mg
2#	mg/L	2.47	7.07	20.1	14.1	0	125	HCO_3^- -Ca-Mg
3#	mg/L	3.46	13.8	14.3	15.9	0	137	HCO_3^- -Ca-Mg
4#	mg/L	2.26	11.5	25.0	40.5	0	201	HCO_3^- -Ca-Mg
5#	mg/L	3.53	22.8	10.6	17.9	0	153	HCO_3^- -Ca-Na
6#	mg/L	5.69	135	45.0	86.8	0	233	HCO_3^- -Ca-Na

根据上述监测数据可知，项目区水化学类型主要以 $\text{HCO}_3\text{-Ca-Mg}$ 、 $\text{HCO}_3\text{-Ca-Na}$ 为主，除 6#监测点位提干库如克水厂深井水水质监测因子中总硬度、溶解性固体及硫酸盐超标外，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。

6#监测点位提干库如克水厂深井水水质监测因子中总硬度、溶解性固体及硫酸盐超标倍数分别为 0.33、0.52、0.84，超标原因与区域地下水水文地质有关。

3.3.4 土壤环境现状调查与评价

3.3.4.1 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，具体以红 6 井、赛克 6 井为主，具体内容详见下表。

3.3.4.2 土壤环境质量现状监测与评价

根据规划区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。

A. 建设用地

监测布点：对已钻井温 6 井井场采集一个表层样，检测项目：砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷，1,1-二氯乙烯，顺-1,2-二氯乙烯，反-1,2-二氯乙烯，二氯甲烷，1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷，1,1,2,2-四氯乙烷，四氯乙烯，1,1,1-三氯乙烷，1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯，1,2,3-三氯丙烷，氯乙烯，苯，氯苯，1,2-二氯苯，1,4-二氯苯，乙苯，苯乙烯，甲苯，间二甲苯+对二甲苯，邻二甲苯，硝基苯，苯胺，2-氯酚，苯并[a]蒽，苯并[a]芘，苯并[b]荧蒽，苯并[k]荧蒽，蒽，二苯并[a,h]蒽，茚并[1,2,3-cd]芘、萘、pH、石油烃共计 46 项因子，在已钻井红 6 井、温 6 井、红 26 井、赛克 6 井井场的不同采样深度对油田特征污染物石油烃进行了监测；此外在规划区的东南西北四周对油田特征污染物石油烃进行了监测。

监测单位：委托新疆天辰环境技术有限公司完成，监测时间 2020 年 10 月。

评价标准：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)第二类用地风险筛选值标准。

评价方法：对污染物的评价，采用标准指数法。

土壤环境质量评价结果见表 3.3-13。

表 3.3-13

评价区建设用地土壤环境质量评价

序号	污染物项目	单位	温 6 井表层		评价标准（GB36600-2018 第二类用地筛选值）
			监测值	Pi	
1	六价铬	mg/kg	<0.5	-	5.7
2	镉	mg/kg	0.12	0.002	65
3	汞	mg/kg	0.043	0.001	38
4	砷	mg/kg	10.7	0.178	60
5	铜	mg/kg	35.1	0.002	18000
6	铅	mg/kg	10.5	0.013	800
7	镍	mg/kg	31.8	0.035	900
8	氯乙烯	mg/kg	<0.02	-	0.43
9	1,1-二氯乙烯	mg/kg	<0.01	-	66
10	二氯甲烷	mg/kg	<0.02	-	37
11	反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	<0.02	-	54
12	1,1-二氯乙烷	mg/kg	<0.02	-	9
13	顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	<0.008	-	596
14	氯仿	mg/kg	<0.02	-	0.9
15	1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	<0.02	-	840
16	四氯化碳	mg/kg	<0.03	-	2.8
17	1,2-二氯乙烷	mg/kg	<0.01	-	5
18	三氯乙烯	mg/kg	<0.009	-	0.43
19	甲苯	mg/kg	<0.006	-	1200
20	1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	<0.02	-	2.8
21	四氯乙烯	mg/kg	<0.02	-	53
22	氯苯	mg/kg	<0.005	-	270
23	1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	<0.02	-	10
24	乙苯	mg/kg	<0.006	-	28
25	苯乙烯	mg/kg	<0.02	-	1290
26	苯	mg/kg	<0.01	-	4
27	间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	<0.009	-	570
28	邻二甲苯	mg/kg	<0.02	-	640
29	1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	<0.02	-	10
30	1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	<0.02	-	0.5
31	1,4-二氯苯	mg/kg	<0.008	-	20
32	1,2-二氯苯	mg/kg	<0.02	-	560
33	萘	mg/kg	<0.007	-	70
34	1,2-二氯丙烷	mg/kg	<0.008	-	5
35	硝基苯	mg/kg	<0.09	-	76
36	苯胺	mg/kg	<0.08	-	260
37	2-氯酚	mg/kg	<0.06	-	2256
38	苯并（a）蒽	mg/kg	<0.1	-	15

39	苯并（a）芘	mg/kg	<0.1	-	1.5
40	苯并（b）荧蒽	mg/kg	<0.2	-	15
41	苯并（k）荧蒽	mg/kg	<0.1	-	151
42	蒽	mg/kg	<0.1	-	1293
43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg	<0.1	-	1.5
44	茚并（1,2,3,-cd）芘	mg/kg	<0.1	-	15
45	氯甲烷	mg/kg	<0.003	-	37
46	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	mg/kg	<6	-	4500

表 3.3-14 评价区特征污染物石油烃监测结果表

序号	监测点位	监测值	评价结果	评价标准（GB36600-2018 第二类用地筛选值） 石油烃
1	红 6 井(0-0.5m 处土样)	12	0.003	4500 mg/kg
2	红 6 井(0.5-1.5m 处土样)	13	0.003	
3	红 6 井(1.5-3m 处土样)	8	0.002	
4	红 6 井(3m 以下土样)	<6	0.001	
5	温 6 井(0.5-1.5m 处土样)	<6	0.001	
6	温 6 井(1.5-3m 处土样)	<6	0.001	
7	温 6 井(3m 以下土样)	<6	0.001	
8	红 26 井(0-0.5m 处土样)	<6	0.001	
9	红 26 井(0.5-1.5m 处土样)	<6	0.001	
10	红 26 井(1.5-3m 处土样)	<6	0.001	
11	红 26 井(3m 以下土样)	<6	0.001	
12	赛克 6 井(0-0.5m 处土样)	<6	0.001	
13	赛克 6 井(0.5-1.5m 处土样)	<6	0.001	
14	赛克 6 井(1.5-3m 处土样)	<6	0.001	
15	赛克 6 井(3m 以下土样)	<6	0.001	
16	规划区域内东北	<6	0.001	
17	规划区域内西南	18	0.004	
18	规划区南侧	9	0.002	
19	规划区南侧	<6	0.001	
20	规划区外西侧	8	0.002	
21	规划区外西侧	<6	0.001	

从评价结果可以看出，土壤的挥发性有机物和半挥发性有机物均未检出。土壤中石油烃含量较低，满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。重金属元素含量相对较低，场站内土壤满足《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 第二类用地筛选值标准要求。

B.农用地

监测布点：规划区东北部（棕漠土）、规划区南（草甸土）、规划区南（灰漠土）和规划区西（潮土）各布设 1 个表层点位。

检测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌共计 9 项因子。

监测单位：阿克苏天鸿检测有限公司完成，监测时间 2020 年 9 月。

评价标准：土壤基本项目执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准。

评价方法：对污染物的评价，采用标准指数法。

土壤环境质量评价结果见表 3.3-15。

表 3.3-15 土壤环境质量评价结果 单位：mg/kg 干土

监测项目	单位	规划区东北部 (棕漠土)		规划区南 (草甸土)		规划区南 (灰漠土)		规划区西(潮土)		标准值 (pH>7.5)
		监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	
pH	无量纲	8.78	-	8.32	-	8.66	-	7.97	-	——
总铬	mg/kg	38	0.152	45	0.180	53	0.212	49	0.196	250
铜	mg/kg	19	0.190	21	0.210	14	0.140	22	0.220	100
锌	mg/kg	70	0.233	48	0.160	56	0.187	77	0.257	300
镍	mg/kg	13	0.068	17	0.089	8	0.042	11	0.058	190
铅	mg/kg	37	0.218	34	0.200	29	0.171	48	0.282	170
镉	mg/kg	0.25	0.417	0.2	0.333	0.35	0.583	0.43	0.717	0.6
砷	mg/kg	6.03	0.241	9.4	0.376	3.8	0.152	6.94	0.278	25
汞	mg/kg	0.022	0.006	0.049	0.014	0.016	0.005	0.028	0.008	3.4

从评价结果可以看出，项目区域土壤 pH 值均大于 7.5，说明土壤呈碱性；土壤中重金属元素含量相对较低，远小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“表.1 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”的 pH>7.5 所列标准。

3.3.4.4 土壤侵蚀现状调查与评价

3.3.5 声环境现状调查与评价

（1）监测时间及点位布设

根据规划区周边现状，选取赛克 6 井、温 6 井、红 6 井、红 26 井厂界及周边临近村庄进行布点，共计 24 个噪声点位，监测时间为 2020 年 9 月 26~30 日，各监测点位置见噪声监测点位表。

表 3.6-6 噪声监测点位坐标表

测点编号	点位描述	坐标
▲1#	赛克 6 井东侧外 1m	N41°13'23.89", E80°12'20.69"
▲2#	赛克 6 井南侧外 1m	N41°13'22.48", E80°12'19.33"
▲3#	赛克 6 井西侧外 1m	N41°13'22.80", E80°12'17.19"
▲4#	赛克 6 井北侧外 1m	N 41°13'24.20", E80°12'18.56"
▲5#	喀拉木克其村	N41°12'19.58", E80°12'38.87"
▲6#	墩巴格买里	N41°13'53.00", E80°13'53.00"
▲7#	温 6 井东侧外 1m	N41°17'22.52", E80° 9'59.43"
▲8#	温 6 井南侧外 1m	N41°17'20.08", E80° 9'57.37"
▲9#	温 6 井西侧外 1m	N41°17'22.10", E80° 9'54.41"
▲10#	温 6 井北侧外 1m	N41°17'24.28", E80° 9'56.68"
▲11#	托万苏布拉克村	N41°18'15.00", E80° 9'40.00"
▲12#	尤喀克库尔巴格村	N41°19'17.00", E80° 5'52.00"
▲13#	核桃林场一队	N41°18'5.00", E80°14'36.00"
▲14#	英巴村	N41°20'6.00", E80°10'42.00"
▲15#	红 6 井东侧外 1m	N 41°21'38.25", E80°12'52.61"
▲16#	红 6 井南侧外 1m	N41°21'36.23", E80°12'50.26"
▲17#	红 6 井西侧外 1m	N41°21'37.65", E80°12'47.33"
▲18#	红 6 井北侧外 1m	N41°21'39.41", E80°12'50.03"
▲19#	红 26 井东侧外 1m	N41°19'23.90", E80°17'5.49"
▲20#	红 26 井南侧外 1m	N41°19'23.00", E80°17'3.51"
▲21#	红 26 井西侧外 1m	N41°19'23.93", E80°17'1.46"
▲22#	红 26 井北侧外 1m	N41°19'24.92", E80°17'3.37"
▲23#	横地村	N41°19'44.00", E80°18'10.00"
▲24#	萨依尧勒	N41°21'55.00", E80°27'27.00"

（2）监测方法

监测方法按《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的有关规定进行，分别在昼间和夜间进行监测。

（3）评价标准与评价因子

根据声环境功能区划分，项目所在地为 2 类声环境功能区，执行《声环境质量标准》（GB3096—2008）2 类标准。其标准值为：昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

(4) 监测结果及评价

项目区噪声监测结果见表 3.3-7。

表 3.3-7 噪声监测结果 单位: dB (A)

测点编号	昼间		夜间		执行标准 [dB(A)]	
	主要声源	噪声值 L_{eq} [dB(A)]	主要声源	噪声值 L_{eq} [dB(A)]	昼间	夜间
▲1#	环境噪声	47	环境噪声	44	60	50
▲2#	环境噪声	47	环境噪声	45		
▲3#	设备噪声	50	设备噪声	47		
▲4#	环境噪声	46	环境噪声	44		
▲5#	环境噪声	45	环境噪声	45		
▲6#	环境噪声	46	环境噪声	45		
▲7#	设备噪声	49	设备噪声	46		
▲8#	环境噪声	46	环境噪声	44		
▲9#	环境噪声	46	环境噪声	44		
▲10#	设备噪声	52	设备噪声	46		
▲11#	环境噪声	46	环境噪声	44		
▲12#	环境噪声	46	环境噪声	44		
▲13#	环境噪声	46	环境噪声	45		
▲14#	环境噪声	46	环境噪声	44		
▲15#	设备噪声	50	设备噪声	47		
▲16#	环境噪声	46	环境噪声	44		
▲17#	环境噪声	45	环境噪声	44		
▲18#	环境噪声	46	环境噪声	45		
▲19#	设备噪声	50	设备噪声	48		
▲20#	环境噪声	46	环境噪声	44		
▲21#	环境噪声	46	环境噪声	44		
▲22#	环境噪声	46	环境噪声	44		
▲23#	环境噪声	46	环境噪声	45		
▲24#	环境噪声	44	环境噪声	41		

由监测结果可知,本项目声环境质量满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类标准,说明项目所在地环境质量较好。

3.3.6 生态环境现状调查与评价

3.3.6.1 生态环境功能区划

3.3.6.2 生态环境特征

3.3.6.3 规划区生态环境概况

规划区遥感影像见图 3.1-2，区域内地形地貌、地表土壤、植被等生态要素特点见表 3.3-9。

3.3.6.3 土壤分布类型

3.3.6.4 土地利用现状调查

3.3.6.5 区域植被现状调查

3.3.6.6 野生动物现状评价

3.3.6.7 区域生态敏感区现状调查

中曼石油温宿区块隶属新疆阿克苏地区阿克苏市和温宿县，区域自然保护区有托木尔峰国家级自然保护区，森林公园有温宿天山神木园森林公园，湿地公园有多浪河国家湿地公园。根据现场调查和资料收集，规划区距离托木尔自然保护区 18km、规划区距离神木园森林公园 35km，规划区无风景名胜区等特殊和重要保护区。规划区主要生态敏感区是多浪河国家湿地公园、重点公益林和基本农田。

1、新疆阿克苏多浪河国家湿地公园

新疆阿克苏多浪河国家湿地公园北部区域位于中曼石油温宿区块探矿权范围内，规划区与湿地公园位置关系见图 1.10-2。

2、重点公益林

规划区与阿克苏地区重点公益林位置关系见图 1.10-3。

3、基本农田

规划区基本农田分布见图 1.10-4。

3.3.6.8 生态环境现状小结

3.4 油田开发回顾性评价

3.4.1 规划区域开发简况

自 2018 年起，阿克苏中曼油气勘探开发有限公司对规划勘探范围探井作业区、“三废”站进行环境影响评价，具体环保手续落实情况详见下表 3.4-1 统计。

表 3.4-1

阿克苏中曼油气勘探开发有限公司现有项目环境影响评价手续

序号	环评批复	批准文号及时间	坐标	建设情况
1	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 7 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2018]581 号 2018 年 12 月 18 号	N41°21'1.42", E80°5'34.14"	未建设
2	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 1 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2018]579 号 2018 年 12 月 18 号	N41°14'27.16", E80°10'24.51"	未建设
3	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 2 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2018]580 号 2018 年 12 月 18 号	N41°13'5.98", E80°10'6.78"	未建设
4	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	N41°17'47.97", E80°10'59.47"	正在运营
5	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 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]147 号 2019 年 3 月 26 号	N41°14'17.81", E80°11'32.45"	未建设
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	N41°17'23.12", E80° 9'56.58"	运营
7	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	N41°18'6.75", E80°11'25.65"	运营
8	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	N41°17'48.57", E80°9'58.99"	运营
9	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 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]487 号 2019 年 9 月 4 号	N41°21'1.42", E80°5'34.14"	未建设
10	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	N41°17'22.06", E80° 9'56.67"	运营
11	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	N41°17'48.12", E80°10'56.47"	运营
12	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司温 9-1 井作	阿地环函字[2019]490 号	N41°17'39.78", E80°10'46.76"	运营

	业区建设项目环境影响报告表的批复	2019 年 9 月 4 号		
13	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	N41°18'1.36", E80°10'46.52"	运营
14	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	N41°18'18.38", E80°14'25.43"	运营
15	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	N41°18'6.16", E80°11'26.62"	运营
16	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 11 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]695 号 2019 年 11 月 29 号	N41°19'54.68", E80°18'46.15"	建设中
17	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 12 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]691 号 2019 年 11 月 29 号	N41°21'0.53", E80°11'57.92"	未建设
18	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司赛克 2 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]692 号 2019 年 11 月 29 号	N41°13'14.93", E80°12'3.67"	运营
19	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司赛克 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]690 号 2019 年 11 月 29 号	N41°13'23.30", E80°12'18.91"	运营
20	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司赛克 10 井作业区建设项目环境影响报告表的批复	阿地环函字[2019]693 号 2019 年 11 月 29 号	N41°13'12.29", E80°12'24.17"	运营
21	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司赛克 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]694 号 2019 年 11 月 29 号	N41°12'34.61", E80°12'5.48"	运营
22	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	N41°18'17.72", E80°11'32.59"	运营
23	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	N41°18'16.34", E80°13'16.66"	运营
24	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司赛克 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]17 号 2020 年 1 月 13 号	N41°12'21.91", E80°12'9.09"	运营

25	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	N41°18'10.52", E80°10'58.89"	运营
26	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	N41°18'8.27", E80°14'7.14"	运营
27	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	N41°18'10.78", E80°13'42.54"	运营
28	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	N41°18'39.17", E80°14'40.35"	运营
29	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	N41°18'28.82", E80°14'7.98"	运营
30	关于对红 16 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]265 号 2020 年 5 月 19 号	N41°21'17.01", E 80°12'17.57"	未建设
31	关于对红 17 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]264 号 2020 年 5 月 19 号	N41°21'42.32", E80°13'21.88"	未建设
32	关于对红 18 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]263 号 2020 年 5 月 19 号	N41°21'45.77", E80°13'39.69"	未建设
33	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	N41°18'11.02", E80°10'59.38"	运营
34	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	N41°18'17.61", E80°11'33.67"	运营
35	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 26 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]349 号 2020 年 6 月 23 号	N41°19'23.81", E80°17'3.39"	运营
36	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司赛克 9 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]350 号 2020 年 6 月 20 号	N41°11'22.51", E 80°11'58.52"	未建设
37	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司赛克 22 井、	阿地环函字[2020]351 号	N41°12'9.21", E80°11'56.92"	未建设

	赛克 22-1 井（勘探井）作业区建设项目环境影响报告表的批复	2020 年 6 月 20 号		
38	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司赛克 61 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]352 号 2020 年 6 月 20 号	N41°14'9.43", E80°15'50.39"	未建设
39	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司赛克 62 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]353 号 2020 年 6 月 20 号	N41°14'3.18", E80°16'57.01"	未建设
40	关于对阿克苏中曼油气勘探开发有限公司红 30 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]354 号 2020 年 6 月 20 号	N41°23'4.42", E80°16'31.23"	运营
41	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	N41°22'5.90", E 80°41'25.85"	运营
42	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	N41°22'5.90", E 80°41'25.85"	

3.4.2 已开发井位产业政策符合性分析

根据《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），已开发井位属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，本规划建设实施符合国家的产业政策。

3.4.3 原有污染情况及主要环境问题

从现场实际运行情况看，规划区域内已建设试采作业区永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地面进行了平整；在污染治理方面，作业井场比较清洁，油罐区配套防渗膜，地面看不到油污；区域周边大部分为农田、苹果园、核桃园等粮食、经济作物。

井场作业区目前设置旱厕收集值守人员生活污水，温 5 井作业区设计为回注水井，目前水处理设备还未配备。同时项目产生的落地油泥、含油污泥、含油废水、含油防渗膜等危险废物目前由各井场作业区内收集后，统一清运至生活基地临时危废暂存处，经现场调查，临时危废暂存处属租用性质，使用墩布袋收集，未做到“四防”。其中收集的油泥、含油废水委托库车市畅源环保科技有限公司处理，含油防渗膜委托库车红狮环保科技有限公司处理。

项目“三废站”建设 1 号钻屑池 1200m³，2 号钻屑池 1200m³，3 号钻屑池 600m³，清水池 600m³，配套深锥浓密机、带式压滤机两台设备用于对水基泥浆岩屑经一部固液分离，年处理水基泥浆岩屑 66000m³（1.44 万 t/a），处理前后含油率均不高于 2%，站区内不涉及油基泥浆和其他危险废物处理。

经固液分离后液相由钻井公司回收作为钻井液补水，岩屑满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）及《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，送至温宿产业园区一般工业固废填埋场。

3.4.4 回顾性结论

通过回顾性评价，未发现油井试采对所在区域的环境质量有明显改变，对区域内环境空气质量、地表水水质、地下水水质、土壤环境质量均无明显影响。

3.5 环境与资源有利因素和制约因素分析

3.5.1 有利因素

规划区域地形地势平坦，有 S209 国道，在县区主干公路间有乡村公路相连，交通便利，有利于石油勘探开发。

规划区域地下油气资源丰富，有利于矿产资源开发和利用。同时依托中曼石油天然气集团股份有限公司丰富的国内外石油开采经验，方便先进开发技术，可最大限度的降低开发成本。

3.5.2 制约因素

规划所在区域主要为温宿县农村地区，分布大量的农田、核桃园、红枣园、苹果园等，油井作业区施工及开发对周边的农业生态环境造成破坏。

油气资源作为不可再生资源，随着开发的深入和规模的扩大，势必会不断的减少，不利于资源、环境的可持续发展的进行。

规划范围内及评价范围内除基本农田保护区、公益林外、多浪河湿地公园外，无自然保护区、风景名胜区、文物保护区和其他需要特别保护的区域。

①《中华人民共和国自然保护区条例》中第二十条内容“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”，第三十二条内容“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”。

②《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条内容“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”。

③《基本农田保护条例（2011 年修订）》中规定：国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农

田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照“占多少、垦多少”的原则，负责开垦与所占用基本农田数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本规划区域仅为矿区划定，属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性、地质设计要求，规划实施无法避让基本农田保护区，永久占地和临时占地都应按有关土地管理办法的要求逐级上报土地管理部门批准，永久占地应纳入自治区土地利用规划，按照“占多少、垦多少”的原则开垦与永久占用基本农田的数量与质量相当的耕地，没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费用于开垦新的耕地；规划建设期仅在规划范围内进行钻井工程、地面工程、联合站及转油站的建设。本规划实施后，根据环境影响预测结果，联合站、转油站大气污染物均能达标排放，废水经处理达标后回注地下，固体废物零排放，对环境的影响较小。

4、环境影响识别与评价指标体系构建

4.1 环境影响识别

由于资源承载力和环境容量有限，不合理的资源开采，无节制的环境污染和生态破坏，将会制约区域社会经济的发展。尽管本规划提出要发展的产业将采用先进的工艺，满足清洁生产要求，但区域的资源承载力和环境容量是有限的，规划实施仍会排出一定量的污染物，对局部或者整个区域环境造成一定程度的影响，因此，进行环境影响识别很有必要，进而进行科学的预测，然后提出合理的产业布局。

(1) 规划阶段环境影响因素识别 规划阶段确定的产业规划、规划布局等宏观发展战略，将对油田开发的环境产生潜在的影响，该种影响将长期存在，并且由于规划方案的不同，其影响不同并最终体现在区域的可持续发展能力方面。合理规划将使社会、经济和环境效益实现有机的统一，促进区域的可持续发展，反之将造成区域环境的严重污染、破坏，最终将给区域社会经济发展造成不可估量的损失。

(2) 施工期环境影响因素识别 根据规划在实施、运行阶段特点及区域环境特征，分析规划在施工期及将对区域大气环境、水环境、声环境、土地、植被、生态景观等产生影响。规划实施后将部分改变规划区域内现状用地性质，即由耕地转化为工业用地，同时土地平整、土方开挖、回填、表土弃置、土石方作业等土地开发建设活动都会对生态环境和景观产生物理性破坏或者不可逆转的破坏，规划项目建设的施工期可能产生的主要环境问题如下：

①规划施工过程中直接或间接形成临时占地或永久占地，破坏植被，开挖土地、动用土石方、运输中将产生扬尘，对区域环境空气质量产生影响，施工机械和车辆噪声将对声环境产生影响，建设过程中弃置的表土、固体废物及土石方等垃圾要临时性占地，影响堆放地的土壤性质，若处置不当可能引起水土流失和环境污染。

②道路及管道施工过程中由于土方开挖及对植被的破坏，一方面可能造成水

土流失，另一方面也会使区域不透水面积增加，从而改变区域雨水汇流条件，加速降雨汇流过程及雨水冲刷，不透水面积的增加会减少雨水对地下水的补给，对地下水环境产生影响。

③土地平整、挖掘和填埋过程中会破坏原有的景观和生态平衡，直接造成耕地减少，形成永久性建设用地，从而扰动生态系统中原有物流能流平衡，对陆地生态环境产生影响。

（3）运营期主要环境影响因素

①油田开发排放挥发性有机物、联合站加热装置烟气中 SO_2 、 NO_x 及颗粒物的减排措施对区域环境空气质量产生影响。

②规划建设的油水井作业产生的作业污水、洗井污水、井场采出液分离出的含油污水，以及回注对水环境产生的影响。

③井场、联合站设备噪声对区域声环境的影响。

④含油污泥、落地油处理不当时对区域土壤及地下水的环境影响。

⑤规划实施时将使部分土地使用功能发生变化，如果补偿不当时对乡村居民生活产生不良影响。

本次评价采用影响矩阵法对总体规划所产生的环境影响及对经济社会环境的影响进行识别，从宏观规划层次识别总体规划环境影响因素，具体见表 4-1-1。

表 4.1-1 本规划建设期及运营期环境影响性质及程度矩阵分析一览表

时段	环境因子	影响性质								影响程度		
		正面	负面	长期	短期	可逆	非逆	直接	间接	显著	一般	轻微
建设期	环境空气质量		√		√	√		√			√	√
	地表水环境质量		√		√	√		√			√	√
	地下水质量		√		√	√		√			√	√
	声环境质量		√		√	√		√			√	√
	固体废物处置		√		√		√		√		√	√
	生态环境		√	√			√	√			√	√
	地表植被		√	√			√	√			√	√
	生物多样性		√	√			√	√			√	√
	土地资源		√	√			√	√			√	√
	土壤侵蚀		√	√			√	√			√	√
运营期	结构功能协调度	√		√			√	√		√		
	社会经济	√		√			√	√		√		
	资源与能源		√	√			√	√		√		
	水资源		√	√			√	√			√	√
	环境空气质量		√	√			√	√			√	√
	地表水环境质量		√	√			√	√			√	√
	地下水质量		√	√			√	√	√		√	√
	声环境质量		√	√			√	√			√	√
	固体废物处置		√	√			√	√				√
	生态环境		√	√			√	√	√		√	
	地表植被		√	√			√	√	√		√	
	生物多样性		√	√			√	√	√		√	
	土地资源		√	√			√	√			√	
	环境风险		√	√			√	√			√	

由表 4.1-1 可知，规划建设期和运营期对外环境影响程度以一般影响为主。

建设期主要是对环境空气质量、声环境质量、生态环境及土地资源产生影响，除生态环境及土地资源影响属非可逆影响外，其它影响均为可逆影响；运营期以结

构功能协调度、社会经济、资源（含水资源）与能源为显著影响，其余均为一般影响。最终影响受体结构功能协调度、社会经济及城市景观均为正面影响，且影响显著，其它影响程度均为一般至轻微。

4.2 环境目标与评价指标

本规划评价指标需要根据涉及的区域、行业以及发展状况和环境状况来确定，针对本次评价讨论的主要问题，建立评价指标体系，见表 4.2-1。

表 4.2-1 (1)

评价指标体系

类别	序号	环境目标	指标类型	单位	指标或管控要求	依据
生态环境	1	满足空间布局要求	空间布局指标	-	满足全国、新疆主体功能区划及阿克苏地区城镇体系规划、阿克苏市及温宿县土地利用规划中对禁止、限制开发建设区域要求。	《全国主体功能区规划》、《新疆维吾尔自治区主体功能区划》；《阿克苏地区城镇体系规划》
	2		空间管制指标	-	自然保护区、森林公园等生态保护区、生态功能区中禁止和限制开发区区域，饮用水水源保护区，重点流域、库、湖保护区域内禁止石油天然气开采、管道铺设和存储设施建设。	《新疆生态环境功能区划》
	3	生态环境质量改善，生态功能稳定，生态敏感目标得到保护。	水土流失治理度	%	94	《新疆维吾尔自治区国民经济与社会发展十三五规划》；《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》；《新疆维吾尔自治区主体功能区划》
	4		土地荒漠化程度	-	程度降低，面积减少	
	5		景观破碎度	-	减少	
	6		生物多样性	-	不降低	
	7		基本农田	-	面积不减少，质量不降低	
	8		对生态系统功能、景观格局的影响	-	可接受	

表 4.2-1 (2)

评价指标体系

类别	序号	环境目标	指标类型	单位	指标或管控要求	依据
环境 质量	9	环境空气质量总体改善	大气环境质量目标	-	以改善空气质量、保障人民群众身体健康为出发点，坚持新发展理念，坚持全民共治、源头防治、标本兼治，以阿克苏市为重点，以增加空气质量优良天数为主攻方向，以采暖季为重点时段，持续开展大气污染防治行动。	阿克苏地区打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案(2018—2020 年)》
	10				县域空气质量明显改善，优良天数比率在 2017 年 43.7%的基础上逐年提升 2%，2020 年城市空气质量优良天数比率达到 46.3%以上，城市细颗粒物(PM _{2.5})年均浓度控制在 71 μg/m ³ 以下，二氧化硫(SO ₂)、一氧化碳(CO)年均浓度持续优于《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准。	温宿县打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案(2018—2020 年)
	11	地表水环境质量总体改善	水功能区指标	-	满足河流功能区要求；对河流及主要水体不穿越、不扰动，水环境影响可接受	《新疆维吾尔自治区水功能区划》
	12	地下水环境质量不降低	水环境质量目标	-	地下水水质保持稳定	阿克苏地区环境保护“十三五”规划
	13		石油类	mg/L	0.05	《地表水质量标准》
	14	土壤环境质量不降低	土壤环境质量目标	-	土壤环境质量总体保持稳定，农用地和建设用地土壤环境安全得到基本保障。	阿克苏地区环境保护“十三五”规划
	15		石油烃	mg/kg	4500	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》第二类用地筛选值

表 4.2-1 (3)

评价指标体系

类别	序号	环境目标	指标类型	单位	指标或管控要求	依据
污染控制	16	污染物达标排放，总量得到控制	废泥浆无害化处置率	%	75	《工业和信息化部关于石化和化学工业节能减排的指导意见》（工信部节[2013]514 号）
	17		落地油无害化处置率	%	100	
	18		废气达标排放率	%	100	《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》
	19		废水达标排放率	%	100	
	20		生活污水达标排放率	%	100	
资源循环利用	21	合理利用资源，符合清洁生产和循环经济要求	水资源利用		新增用水量不得超出区域总量控制	《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》
	22		土地资源利用		不得污染未利用土地	
	23		含油污泥资源化利用率	%	>90，满足检测指标要求	《石油天然气开采业污染防治技术政策》；《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）；《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017）；《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）
	24		工业废水回用率	%	>90	
	25		固体废物无害化处置	%	100，满足检测指标要求	
	26		落地油回收率	%	100	
	27		钻井液循环率	%	>95	
	28		油气田集输耗损率	%	<0.5	
	29		伴生气体回收利用率	%	>80	
	30		油气企业清洁生产等级	—	至少达到清洁生产企业以上	《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）
环境风险	31	环境风险得到有效控制	管线、存储区域管控要求	—	输油管线两侧 5m 范围内应无城镇居民点、重要公共建筑物、无深根植物	《中华人民共和国石油天然气管道保护法》；《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）

4.3 环境影响评价因子筛选

根据对油田开发产生污染排放特点和周围环境情况进行分析,筛选出总体规划大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境评价因子,见表 4.3-1。

表 4.3-1 评价因子筛选表

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
3	噪声	等效连续 A 声级 (Leq)	等效连续 A 声级 (Leq)
4	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)
5	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

4.4 环境影响预测与评价方法

根据本规划涉及的主要环境因素特性,以及影响源和作用因素之间的相互联系,综合分析确定各环境因子的预测方法和评价方法,见表 4.4-1。

表 4.4-1

规划环境影响预测与评价方法一览表

序号	环境要素	预测评价方法
1	环境空气	最大浓度占标率
2	水环境	数值法
3	声环境	对标法
4	生态环境	统计分析法、类比分析法
5	固体废物	定量计算法、类比分析法
6	社会环境	统计分析法、公众调查法、类比分析法
7	敏感区域	功能区划评判法

5、环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 气象观测资料

规划区域位于阿克苏市、温宿县两地，本次大气环境影响预测引用阿克苏市气象观测资料。

阿克苏气象站位于新疆维吾尔自治区阿克苏地区，地理坐标为东经 80.3833°，北纬 41.1167°，海拔高度 1107.1m。气象站始建于 1953 年，1953 年正式进行气象观测。拥有长期的气象观测资料，阿克苏气象站气象资料整编表如表 5.1-1。

表5.1-1 近20 年主要气候特征统计表

气象要素	单位	观测结果	气象要素	单位	观测结果
多年平均气温	℃	11.6	多年平均沙暴日数	d	2.6
多年平均气压	hPa	891.2	多年平均冰雹日数	d	0.5
多年平均水汽压	hPa	7.7	多年平均大风日数	d	6.2
累年极端最高气温	℃	37.5	多年静风频率（风速<0.2m/s）	%	12.1
累年极端最低气温	℃	-17.2	多年平均水汽压	mPa	7.7
多年平均降雨量	mm	46.7	多年平均风速	m/s	1.7
多年主导风向		N	多年平均相对湿度	%	54.4
最大风速极限	m/s	32	多年平均雷暴日数	d	22.3

（1）气象站风观测数据统计

①月平均风速

阿克苏气象站月平均风速如表 5.1-2，6 月平均风速最大（2.23m/s），12 月风最小（1.13m/s）。

表 5.1-2 阿克苏气象站月平均风速统计（单位 m/s）

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
平均风速	1.2	1.4	1.8	2.1	2.1	2.2	2.2	1.9	1.6	1.3	1.1	1.1

②风向特征

近 20 年资料分析的风向玫瑰图如图 5.1-1 所示，阿克苏气象站主要风向为 N

和C、NNE、NNW，占40.8%，其中以N 为主风向，占到全年10.6%左右，阿克苏气象站年风向频率统计情况见表 5.1-3。

表 5.1-3

阿克苏气象站年风向频率统计（单位 ）

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
频率	10.6	9.8	6.3	3.7	4.8	3.6	5.0	4.7	5.7	3.7	2.9	2.0	3.4	6.3	6.9	8.3	12.1

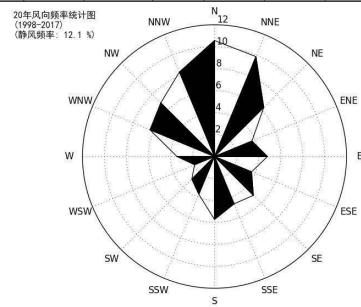


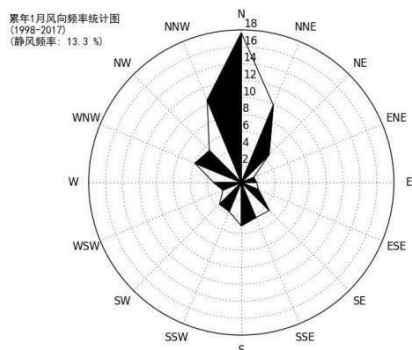
图5.1-1 阿克苏风向玫瑰图（C=12.1%）

各月风向频率见下表5.1-4。

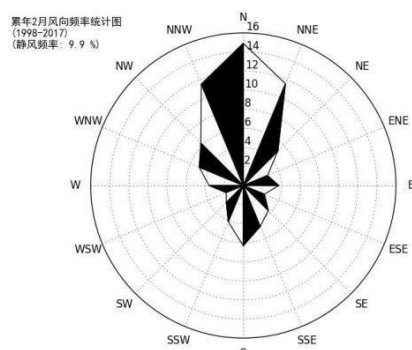
表5.1-4

阿克苏气象站月风向频率统计（单位%）

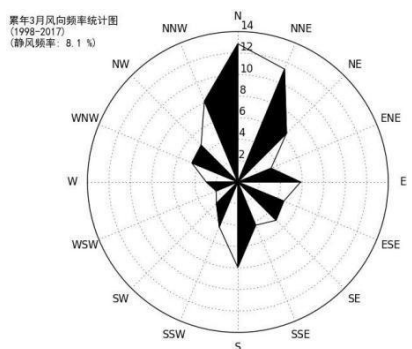
月 份 风 向 频 率	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
01	17.7	9.9	4.6	1.6	1.8	2.2	4.7	4.5	5.1	3.7	3.6	2.3	3.3	5.9	5.3	10.5	13.3
02	14.9	11.5	5.1	2.7	3.7	2.4	3.7	4.6	6.3	4.1	2.5	1.9	3.6	5.0	6.3	11.5	9.9
03	12.9	11.4	6.4	3.3	5.8	4.6	5.0	4.4	7.9	4.5	2.8	2.2	2.9	4.6	4.8	8.1	8.1
04	8.3	9.0	7.9	5.1	8.0	4.9	6.0	4.7	7.2	3.9	2.9	1.4	3.9	6.6	6.2	5.7	8.5
05	6.8	8.3	8.1	5.4	6.9	4.0	5.4	4.5	6.0	3.7	3.5	1.6	4.6	7.7	8.3	5.9	9.2
06	6.3	8.5	7.4	3.7	5.5	3.5	4.1	4.4	5.4	3.8	2.9	2.0	4.5	11.0	10.1	7.9	9.1
07	6.9	8.5	7.1	4.0	3.8	3.2	4.6	6.2	7.4	5.4	4.2	2.2	3.5	9.2	9.1	6.3	8.4
08	6.7	9.1	6.4	4.1	3.7	3.5	4.4	4.8	6.0	4.8	4.0	2.1	3.3	9.0	9.8	7.1	11.3
09	7.8	9.5	7.3	4.4	6.2	3.5	5.7	4.8	4.8	3.5	2.0	1.8	2.9	6.2	7.4	8.7	13.5
10	10.6	11.0	6.7	5.0	5.6	4.9	5.6	4.0	3.9	2.0	1.8	1.5	2.4	3.7	4.9	8.1	18.5
11	14.8	10.9	5.3	2.8	3.9	4.0	5.4	4.7	3.9	2.4	2.0	2.0	2.3	3.2	5.1	8.7	18.6
12	13.5	10.7	3.6	2.1	3.0	2.9	5.4	4.7	4.9	2.9	2.7	2.3	3.6	3.9	5.5	11.6	16.6



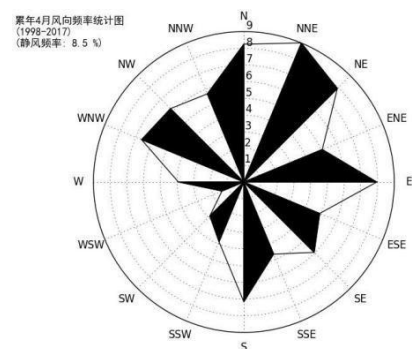
1 月静风13.3%



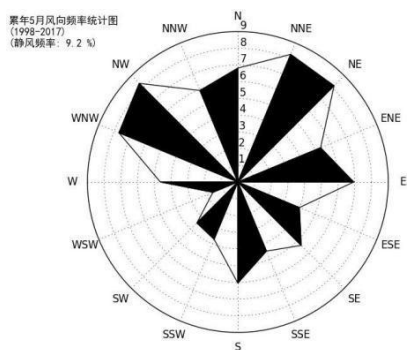
2 月静风9.9%



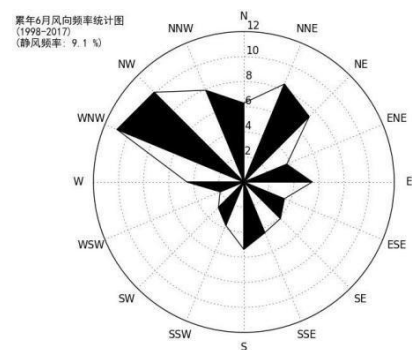
3 月静风 8.1%



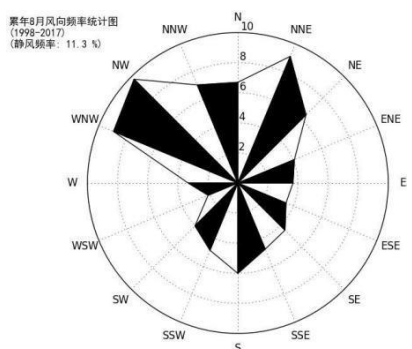
4 月静风 8.5%



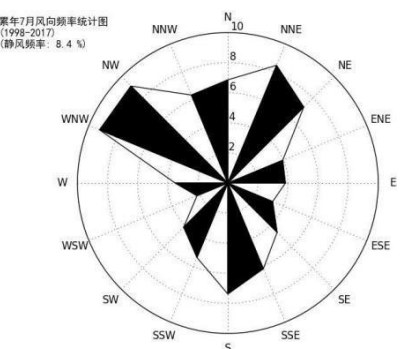
5 月静风9.2%



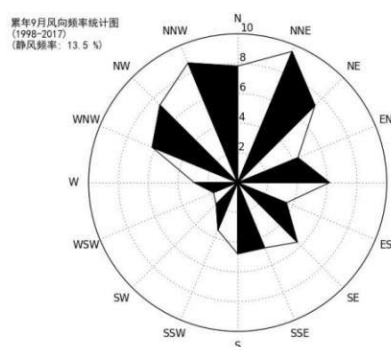
6 月静风9.1%



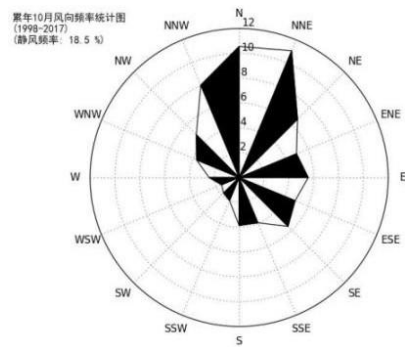
7 月静风8.4%



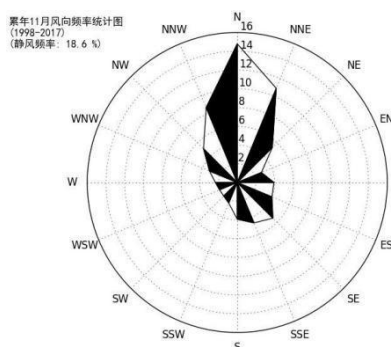
8 月静风11.3%



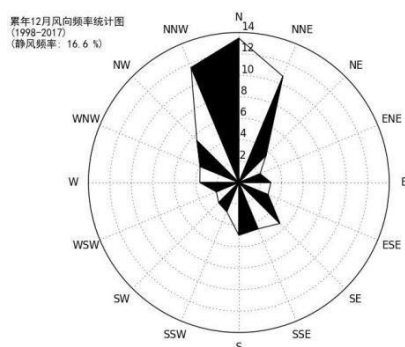
9 月静风13.5%



10 月静风18.5%



11 月静风18.6%



12 月静风16.6%

图 5.1-2 阿克苏月风向玫瑰图

③风速年际变化特征与周期分析

根据近 20 年资料分析,阿克苏气象站风速呈现上升趋势,每年上升 0.03m/s, 2017 年年平均风速最大 (2.10m/s), 1999 年年平均风速最小 (1.50m/s), 周期为 10 年。

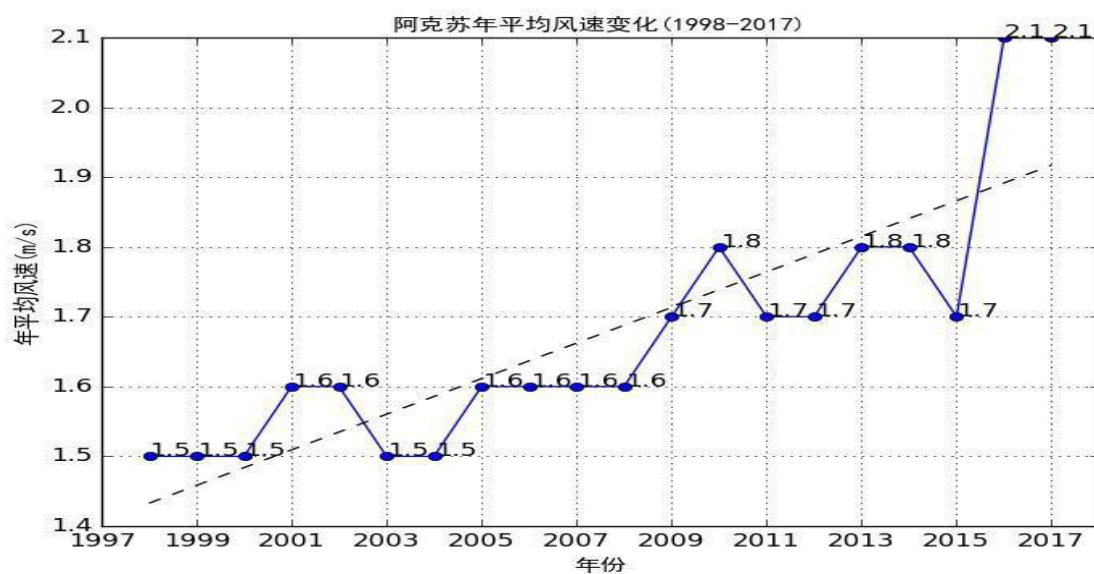


图 5.1-3 阿克苏 (1998) 年平均风速 (单位: m/s, 虚线为趋势线)

(2) 气象站温度分析

①月平均气温与极端气温

阿克苏气象站 7 月气温最高 (24.80℃), 1 月气温最低 (-7.14℃), 近 20 年极端最高气温出现在 2015-07-18(39.7), 近 20 年极端最低气温出现在 2008-01-29 (-22.9)。

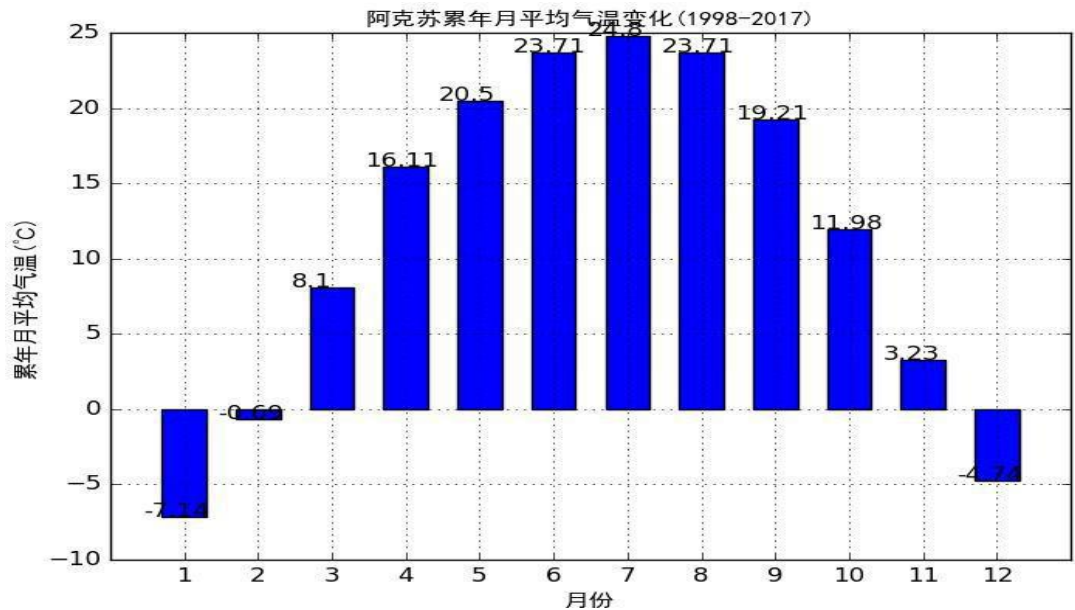


图 5.1-4 阿克苏月平均气温 (单位: °C)

②温度年际变化趋势与周期分析

阿克苏气象站近 20 年气温呈现上升趋势, 每年上升 0.05℃, 2016 年年平均气温最高 (12.30), 2012 年年平均气温最低 (10.60), 无明显周期。

5.1.2 大气环境影响预测与评价

5.1.2.1 施工期大气环境影响评价

施工期产生的废气主要为井场平整、管沟开挖、道路平整等地面工程建设及车辆运输等过程中产生的粉尘、二次扬尘, 以及运输车辆排放的尾气。

(1) 施工车辆尾气

油田开发各类运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染, 排放主要污染物为 NOX、CO、THC 等, 均属无组织排放。由于车辆排放的尾气为流动的线源, 施工所处地区宽阔, 地形简单, 故其污染不集中且扩散能力相对较快, 经大气扩散后, 施工车辆尾气对大气环境影响较小。

（2）地面工程及运输车辆扬尘

施工场地扬尘主要来自施工材料的露天堆放、运输车辆的行驶、道路铺设及管线管沟的开挖、铺设、回填、开挖土方等，如遇干旱无雨季节或者大风，施工扬尘将更为严重。一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。由表 5.1-6 可知，施工场地 100m 外的扬尘浓度值约为 $0.39\text{mg}/\text{m}^3$ ，能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放标准限值（ $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

施工期大气污染物具有一定的时段性，随着施工结束后，这种影响随着施工期的结束而消失。

5.1.2.2 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。

（1）污染源调查

本规划联合站污染源点源调查情况见表 5.1-5，面源（选取温 22 井）参数表见表 5.1-6。

表 5.1-5

本规划实施后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 ℃	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	432149.08	4572611.40	1154	10	0.3	10.7	55	8760	正常	0.187	0.012
	432144.67	4572616.07	1154	10	0.3	10.7	55	8760	正常	0.187	0.012
联合站加热炉 排气筒	432137.66	4572574.60	1154	10	0.3	7.5	55	8760	正常	0.13	0.008
	432131.66	4572579.72	1154	10	0.3	7.5	55	8760	正常	0.13	0.008
采暖炉排气筒	432195.36	4572615.26	1154	10	0.3	8.5	55	8760	正常	0.296	0.019
燃气发电机排 气筒	432107.70	4572674.43	1154	10	0.5	93.75	55	8760	正常	3.27	0.21

表 5.1-6

污染源面源调查表

名称	面源起点坐标		面源海拔高度 m	面源长度 m	面源宽度 m	与正北向夹角	面源有效排放 高度 m	年排放小时数 h	排放工况	排放速率 (kg/h)
	X	Y								非甲烷总烃
温 22 井 作业区	436006.94	4573231.74	1205	88	52	10°	3	8760	连续	0.29

(2) 大气预测

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定,采用附录 A 推荐模型中估算模型计算本规划正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围,根据评价工作分级判据进行分级。

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)规定,采用估算模式计算本项目正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围,然后按评价工作分级判据进行分级,本项目估算模型参数一览表见表 5.1-7。

表 5.1-7 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	-
最高环境温度/°C		40.7
最低环境温度/°C		-27.6
土地利用类型		农田
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是 否 ☒
	地形数据分辨率	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	是 否 ☒
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

项目污染物估算模式计算结果表见表 5.1-8。

表 5.1-8 联合站污染物估算模式计算结果统计表

污染源	最大落地距离(m)	污染物	落地浓度 (mg/m ³)	占标率 (%)
一体化加热装置 1#排气筒	146	NO ₂	3.19E-03	1.59
		PM ₁₀	2.04E-04	0.05
一体化加热装置 2#排气筒	146	NO ₂	3.19E-03	1.59
		PM ₁₀	2.04E-04	0.05
加热炉 1#排气筒	138	NO ₂	2.46E-03	1.23
		PM ₁₀	1.52E-04	0.03
加热炉 2#排气筒	138	NO ₂	2.46E-03	1.23
		PM ₁₀	1.52E-04	0.03
采暖炉排气筒	142	NO ₂	5.30E-03	2.65
		PM ₁₀	3.40E-04	0.08
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，本规划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，二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

根据以上计算结果确定大气环境评价等级为二级，根据导则要求，二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

根据预测结果，本项目产生的非甲烷总烃最大 1h 地面空气质量浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中的环境管理推荐限值，一体化加热高效分离装置、加热燃烧炉、采暖炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 燃气锅炉排放限值。因此，本项目产生的非甲烷总烃对周围环境影响不大。

（3）污染物排放量核算

项目大气污染物有组织排放量核算详见表 5.1-9，项目大气污染物无组织排放量核算详见表 5.1-10，项目大气污染物年排放量核算详见表 5.1-11。

表 5.1-9 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m^3)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
一般排放口					
1	/	NO_x	/	4.2	56.71
2	/	颗粒物	/	6.27	35.52
注 1：本项目不涉及《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）中规定的主要排放口(无单台出力 10t/h 及以上的燃料锅炉或燃气轮机组排放污染物相当的污染源)。					
注 2：本项目排放因子为非甲烷总烃，以 VOCs 形式核算总量。					

表 5.1-10 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m³)	
1	各油井作业区	采油过程	非甲烷总烃	/	《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)	4.0	708.75
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs			708.75
注 1：本项目排放因子为非甲烷总烃，以 VOCs 形式核算总量。							

表 5.1-11 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	NO _x	56.71
2	颗粒物	35.52
3	VOCs	708.75

建设项目大气环境影响评价自查表见附表 5.1-12。

(3) 大气环境保护距离

本次评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)推荐的估算模型 AERSCREEN 计算, 本项目评价等级为二级, 不进行进一步预测, 因此项目不需设大气环境保护距离。

5.2 地表水环境影响评价

5.2.1 施工期地表水环境影响评价

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。

5.2.2 运营期地表水环境影响评价

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公司定期抽运清理至阿克苏污水处理厂, 不外排。

项目废水处理工艺说明: 原油处理系统来水(含油 $\leq 1000\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 300\text{mg/L}$)进 2 座污水罐进行油水分离, 其中 1 座作为重力除油罐, 1 座作为调储罐, 除油后对水量、水质进行调节, 经初步沉降后可除去部分浮油和悬浮物, 保证出水含油 $\leq 100\text{mg/L}$, $\text{SS} \leq 100\text{mg/L}$, 出水经反应提升泵加压进入双滤料过滤器过滤, 去除大部分乳化油及悬浮物, 出水含油 $\leq 30\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 10\text{mg/L}$, 过

滤后的水在投加杀菌剂后，通过注水泵输送至油田注水。

5.2.3 事故状态下地表水环境影响评价

事故状态下对地表水体产生污染的途径主要包括井喷事故、集输管线泄漏，石油类流入地表水体后，会在水面上形成一层油膜，并且向四周散开，并随水流扩散，对地表水水质产生影响，进一步会影响水体中动植物。

①石油在水体中扩散的影响

当水面被油层覆盖时，水下光的强度会减弱，仅为表面光强度的 1%，这影响了水中浮游植物的光合作用，使水中溶解氧减少，水体中动植物出现供氧不足，严重者窒息死亡。

②石油在水体中溶解的影响

石油具有低毒性，对于耐毒性较差的生物可能会死亡，尤其是初级和幼体生物；耐毒性较强的生物也降低了对传染病和外界刺激的抵抗能力；由于某个生物群落中断繁殖，可能破坏食物链的某个环节，导致生态破坏；石油在生物体内可积累，使其进入食物链，最终将影响人类的健康。

规划所在地层压力较低，要靠注水驱动和抽油机采油，并且在井下作业中采取了相应的防喷措施，一般不会发生井喷事故。

规划运营期对集输管线定期进行检测、巡检巡视，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，井场、站场周边距离地表水体较远，不会发生油品进入水体的情况。

5.2.4 地表水环境环保措施

(1) 施工期地表水环境保护措施

建议施工期采取以下措施降低对地表水环境的影响：

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置，施工机械布设位置应尽量在已建的井场和道路的中间位置，尽量远离地表水体。

②施工期间各类固体废物应及时清运，严禁将生活污水直接排入地表水体。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，可以减少对周边地表水环境的影响。

（2）运营期地表水环境保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流污染周围环境，油田生产过程中必须严格管理，杜绝污油污水随意排放；生产过程中的修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少落地油的产生量，一旦发生原油落地，必须及时回收，回收率 100%；

②定期巡检（巡检次数为 1 次/d），设有专职人员对油井、管线及阀门进行检查，确保各部分的使用性能，防止原油泄漏对水稻田及周边地表水体造成污染；

③油水井在进行井下作业时严格按照要求使用污油污水回收装置、并且使用罐车对作业污水进行回收，防止作业时产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

运营期采取了较为完善的地表水保护措施、事故应急措施，能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，不会对周围地表水环境产生不良影响。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 区域水文地质环境

1、地下水赋存条件及分布规律

本项目地下水水文地质资料引用《新疆阿克苏河流域水文地质环境地质调查》报告。阿克苏-温宿地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5.3-1）。

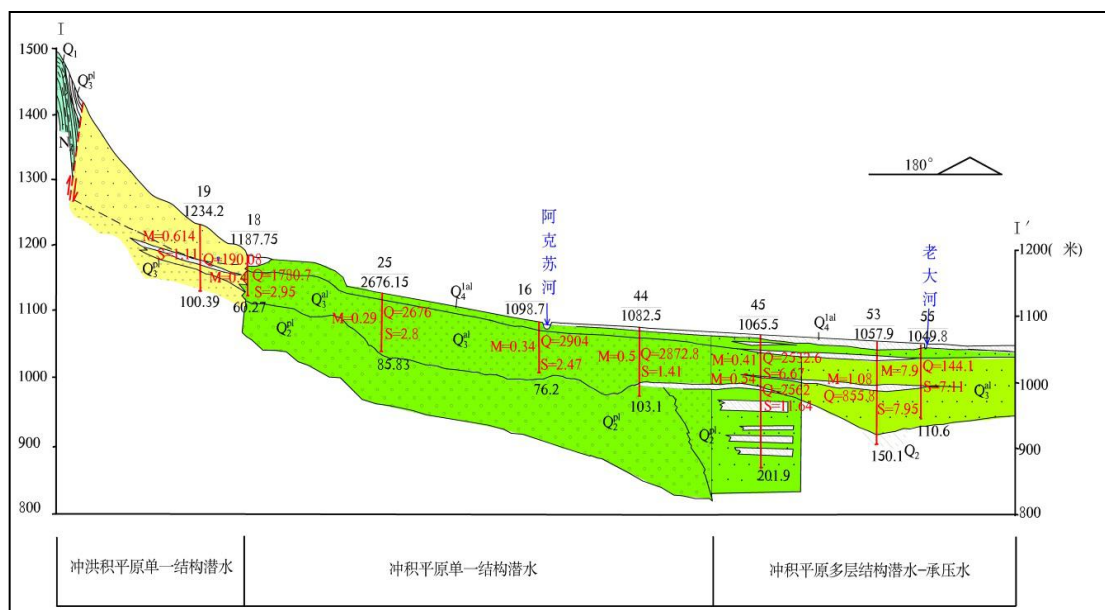


图 5.3-1 南北向水文地质剖面图

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 Q_{3-4} 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泉，北部台兰河在佳木林场一带形成规模较大的溢出泉带，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、地下水类型及富水性特征

（1）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，含水层岩性为砂卵砾石，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 $3\sim 5\text{m}$ （图5.3-2，表5.3-1）。

表 5.3-1

前人钻孔抽水试验参数特征统计一览表

新编号	原井号	井深(m)	类型	井半径(mm)	含水层厚度(m)	降深(m)	涌水量 (m ³ /d)	渗透系数(m/d)	换算涌水量(m ³ /d)
25	A-27	85.83	潜水非完整井	0.068	21.16	1.06	1431.38	83.19	7740.78
					25.35	2.80	2676.15	51.16	5541.96
16	A-204	76.2	潜水非完整井	0.068	24.51	1.32	2301.7	94.18	13784.62
					26.17	2.47	2904.77	61.34	9248.67
44	A-207	103.06	潜水非完整井	0.095	24.07	0.89	2163.456	121.85	12425.33
					26.09	1.41	2872.8	96.4	14323.82
46	A-208	167.12	承压非完整井	0.068	14.47	0.90	527.04	51.48	4725.02
					19.16	2.02	1071.36	36.64	4214.36
					22.19	3.56	1658.88	28.35	2673.59
23	A-202	187.64	潜水非完整井	0.077	18.36	1.42	952.128	44.76	5207.20
					20.47	2.57	1295.136	30.21	3845.80
69 上	A-166 上	207.09	上层承压	0.163	22.08	8.02	1624	9.07	1269.40
					23.69	10.30	2051	8.33	1235.58
69 下	A-166 下	207.09	下层承压	0.109	10.98	1.16	296	22.97	1879.81
					19.05	6.07	1054.08	9.89	1235.03
67	A-150	151.32	潜水完整井	0.110	15.34	3.04	603.33	19.12	1108.00
					19.83	7.44	1181.088	14.2	1146.04
			承压非完整井	0.068	14.79	9.41	554.342	4.54	484.20
					15.47	12.9	616.118	3.44	505.51

②水量丰富区（单井涌水量3000~5000m³/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、砂砾石互层，中砂、粉细砂单层厚度一般在2~7m，砂砾石单层厚度一般为10~30m，渗透系数一般为30~40m/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3~5m，在伯什力克以北地带为5~10m。

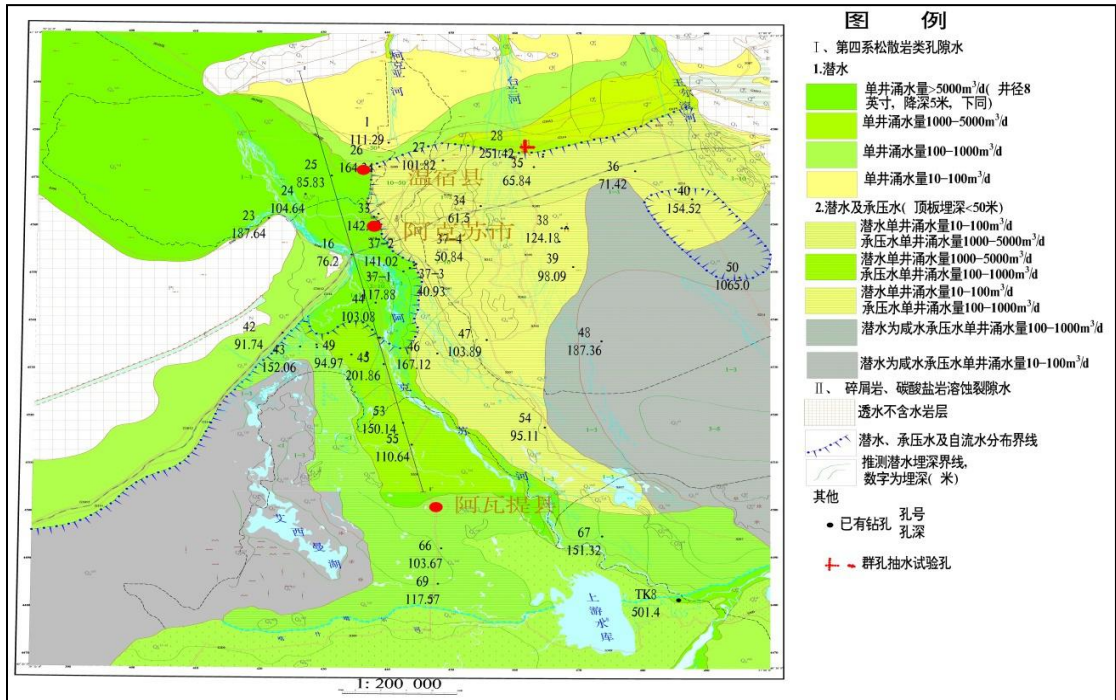


图 5.3-2 工作区水文地质略图

③水量中等区（单井涌水量1000~3000m³/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砾石、中粗砂，结构单一，渗透系数一般为15~25m/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砾石，渗透系数一般为15~20m/d，潜水水位埋深10~30m，由北向南水位埋深变浅。

④水量贫乏区（单井涌水量<1000m³/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10m/d，潜水水位埋深由北西向南东变浅，渐变为5~10m。

（2）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~ 5000m³/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 $4\sim 6\text{g/L}$ 。

3、地下水补径排特征

阿克苏-温宿县降水稀少而蒸发强烈，地下水的补给主要来源于大气降水、台兰河、阿克苏河等河流侧向渗透及侧向径流补给，径流方向为由北向南径流，排泄方式主要为侧向流出及地下水开采。

4、地下水化学特征及动态变化

（1）地下水化学特征

①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。在庫瑪拉克河地段，河水水质较好，水化学类型为 $\text{HCO}_3\text{-Ca}\cdot\text{Mg}$ 型，矿化度 $<1\text{g/L}$ ，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 $<1\text{g/L}$ 。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 。

②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 $\text{Cl}\cdot\text{Na}$ 。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 $8\sim 9$ 月份，低水位期出现在 $2\sim 3$ 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， $9\sim 10$ 月引水量减少，水位逐渐下降， $11\sim 12$ 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， $1\sim 2$ 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 $7\sim 8$ 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、地下水资源及开发利用

(1) 地下水资源量

据2000年阿克苏河流域的地下水资源评价统计结果，工作区地下水资源量为 $38.97\text{亿m}^3/\text{a}$ 。其中，河道水渗漏量 $4.23\text{亿m}^3/\text{a}$ （占 10.85% ），渠系渗漏量 $16.21\text{亿m}^3/\text{a}$ （占 41.59% ），田间入渗量 $8.31\text{亿m}^3/\text{a}$ （占 21.32% ），侧向径流流入量 $9.84\text{亿m}^3/\text{a}$ （占 25.25% ），降水入渗量 $0.31\text{亿m}^3/\text{a}$ （占 0.99% ）。经管理模型进行规划方案计算后的优化地下水可开采量为 $9.56\text{亿m}^3/\text{a}$ 。

(2) 地下水开发利用

规划区对地下水的开发利用程度比较低，自20世纪60年代以来，以机电井与手压井为主要开采工具对其地下水进行了零星的低强度开采。地下水的开采主要用于生活与工业，而农灌用的地下水开发还仍处于起步阶段。

据调查资料统计，工作区有机井695眼（不包括手压井）。其中，防病改水井30眼，工业自备井84眼，农业灌区井581眼。地下水开采量12779万m³/a（表3-2），实验林场还灌引卡尔斯亚泉水1648万m³/a。城镇供水井及工业自备井的深度一般在70~120m，防病改水井可达到200~260m，农灌井多在50~120m。

表 5.3-2 主要水源地地下水开采量统计一览表

开采情况 行政区		开采井数 (眼)	开采井深 (m)	开采量 (万 m ³ /a)
温宿县	阿库木农用水源地	144	80-85	2648
	佳木水源地	70	80-85	1287
	小计	214	80-85	3935
阿克苏市	东岸大区水源地	51	75.5-126	938
	依干其水源地	40	65-87.2	735
	拜什吐格曼水源地	60	77-120	1103
	小计	151	65-126	2776

其中，城镇及工业自备井合计开采量为2879万m³/a，地下水农灌量9900万m³/a。农灌量中，在温宿县灌区开采2975万m³/a，阿克苏市灌区开采1817万m³/a。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期声环境影响分析

施工期噪声源主要包括挖掘机、搅拌机、推土机、压路机等设备噪声及运输车辆的交通噪声。

当声源的大小与预测距离相比小的多时，可以将此声源看作点源，施工场地噪声为半自由声场点声源，其噪声值随距离衰减的计算公式如下：

$$L_A(r) = L_{WA} - 20 \lg r - 8$$

式中：r——距声源的距离（m）；

$L_A(r)$ ——声源相距 r 处的噪声声压级 dB（A）。

根据以上公式可计算出施工噪声随距离衰减后的预测值见表 5.4-1。

表5.4-1

施工机械噪声预测统计表单位：dB（A）

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	50m	100m	150m	200m	300m
挖掘机	70	57	50	46	44	41
推土机	70	57	50	46	44	41
压路机	70	57	50	46	44	41
电焊机	50	36	30	26	24	21
搅拌机	50	37	30	26	24	21
车辆噪声	72	58	52	48	46	42

由表 5.4-1 可知，主要施工机械在 50m 以外均能够达到建筑施工厂界噪声昼间限值不超过 70dB（A）的要求，而在夜间保证不超过标准限值 55dB（A）的距离要远到 100m 左右。

5.4.2 运营期声环境影响评价

运营期噪声源主要包括油井井场、场站设备运行噪声。

（1）井场噪声

运营期主要噪声源为采油井场抽油机，声源强度为 65~75dB（A）。采用《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中推荐的室外声源模式，具体如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A$$

式中：r——距声源的距离（m）；

$L_A(r)$ ——声源相距 r 处的噪声声压级 dB（A）。

噪声在距离 40m 处噪声值可以衰减到 49.95dB（A），能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

（2）联合站厂界噪声

新建联合站内主要噪声设备为原油处理装置系统、采出水处理系统、伴生气处理装置、加热装置以及各类泵类。

表 5.4-2

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
燃气发电机	1	100dB(A)	间断	选用低噪声设备, 基础减振, 安装消声器	
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

多个噪声源对某个受声点上总声级的理论估算方法是多个噪声源 A 声级按照能量叠加后等效为某个噪声源对某个受声点上理论总声级, 噪声叠加计算公式为:

$$L_{\text{合}} = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^n 10^{0.1 L_i} \right)$$

式中: $L_{\text{合}}$: 某个受声预测点上总等效 A 声级, dB(A);

L_i : 第 i 个噪声源对某个受声预测点上等效 A 声级, dB(A);

N: 噪声源总数。

利用上述预测模式和计算公式, 使多个噪声源通过能量叠加变换成某个等效噪声源, 并可计算出不同距离处噪声源产生噪声对项目区厂区边界声级的贡献量, 计算结果见表 5.4-3。

表 5.4-3

项目区边界处噪声预测结果一览表

单位: dB(A)

联合站厂界	东侧		西侧		南侧		北侧	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
贡献值	40.5	40.5	40.8	40.8	49.4	49.4	42.1	52.1
标准值	60	50	60	50	60	50	60	50
达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

由表 5.4-3 可以看出, 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类声环境功能区环境噪声限值,对周边区域声环境影响较小。

5.4.3 声环境保护措施

本规划施工期和运营期不会对周围环境造成噪声污染,为进一步降低噪声影响,建议采取以下措施:

(1) 施工期声环境保护措施

施工噪声随施工结束即消失,为进一步降低施工噪声影响,应采取如下措施:

①合理布置搅拌机等高噪声设备位置,减少推土机等高噪声设备同时施工时间,降低对周围环境的影响;

②注意对设备的维护和保养,合理操作,保证施工机械保持在最佳状态,降低噪声源强;

③合理安排施工进度和施工时间,尽量避免夜间高强度施工。

④为降低运输车辆噪声带来的影响,禁止夜间运输;规划行车路线,行车路线、运输频次、运输时间均通知当地居民;经过村庄时,限速行驶,并禁止鸣笛;定期保养车辆,保持车辆良好工况,尽可能将车辆噪声源强控制到最低。

(2) 运营期声环境保护措施

①噪声较大的声源压缩机、机泵、抽油机等安装时严格按国家规定,按照不同声源的特点采取降噪措施,如加装消声器、隔声罩、管道采用软连接等。

②联合站墙体采用吸声材料,门窗采用隔声门窗,隔声窗的设计应满足《隔声窗》(HJ/T17-1996)中III级标准,即隔声量不得低于35dB。

③联合站厂界内外种植高大树木,以增强噪声衰减。

④注意对设备的维护和保养,合理操作,保证施工机械保持在最佳状态,降低噪声源强。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响分析

施工期产生的固体废物主要为废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废包装袋及破损防渗布以及施工人员生活垃圾等。

(1) 废弃钻井泥浆

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。废弃钻井泥浆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。

（2）钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，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。

钻井岩屑混入废弃钻井泥浆，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。

分离出的固相全部用于油田铺路；分离出的液相存入储存装置，用于配药、清洗岩屑等，全部利用不外排。

（2）废包装袋及破损防渗布

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，集中收集，送采油厂工业固废填埋场处理。

废 KOH 包装袋沾染 KOH，属于危险废物，危废类别为 HW49 其他废物，危废代码为 900-041-49，暂存于井场设置的带盖 PE 桶内，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

施工人员生活垃圾统一收集后拉运至生活垃圾填埋场填埋。

综上所述，施工期产生的固体废物均得到分类收集、有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.2 运营期固体废物影响分析

运营期产生的固体废物主要为油井作业产生的落地油、联合站清罐产生的含油油泥、含油废弃防渗布、废滤料、以及职工生活垃圾。

（1）落地油

根据《国家危险废物名录（2016 年）》，落地油属于 HW08 废矿物油与含

矿物油废物中，071-001-08 石油开采和炼制产生的油泥和油脚，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。

（2）含油油泥

污水处理等产生含油油泥属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物中，251-001-0 清洗矿物油储存、输送设施过程中产生的油/水烃/水混合物，在联合站污泥晾晒场晾晒。污泥晾晒场设集水设施，分离出的水回沉降池，晾晒后污泥定期委托库车畅源环保科技有限公司拉运处置。

（3）含油废弃防渗布、废滤料

油井作业共产生的含油废弃防渗布、废滤料均沾染有害成份石油类。根据《国家危险废物名录（2016 年）》，属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物中，900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及含矿物油废物，含油废弃防渗布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，废滤料检修时直接委托资质单位拉运处理。目前含油废弃防渗布、废滤料协议处置单位是库车红狮环保科技有限公司。

（3）生活垃圾

联合站生活垃圾拉运至生活垃圾填埋场填埋处理。

综上所述，本规划的固体废物均进行了有效控制，零外排，对周围环境产生的影响很小。

5.5.3 危废处置可行性分析

根据《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）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

目前已和阿克苏中曼油气勘探开发有限公司签订危废协议处置的单位有库车红狮环保科技有限公司和库车畅源环保科技有限公司。

根据危险废物经营许可证，库车红狮环保科技有限公司核准经营规模为 10 万 t/a，距本规划联合站 275km，库车畅源环保科技有限公司核准经营规模

为 24700t/a，距本规划联合站 260km，经营范围包括了 HW08-废矿物油与含矿物油废物（详见危险废物经营许可证）等危险废物类别。该公司有能力处理本规划危险废物，能够满足本规划处理需求。

危险废物的运输由资质单位按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理，危险废物的转移过程严格按照《危险废物转移联单管理办法》执行。

5.6 土壤影响分析

土壤是环境的重要组成要素，与水、大气、生物等环境要素之间经常互为外在条件、互相作用、互相影响。该项目油田开发过程中对土壤环境的影响主要表现在两个方面：①投产以前钻井工程、地面工程建设、集输管线、道路建设时对土壤环境的影响，这种影响导致土壤结构发生改变，破坏原始植被，土壤层次、结构发生了改变，在短期内出现了局部裸地，若不及时恢复，可能导致土地沙化；②油田运行期产生的落地油、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境的污染，可对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。

施工期大型和重型机械设备的碾压、施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上井场、管线敷设时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀。施工期对土壤的影响主要表现为：

（1）破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，钻井在开挖时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

（2）混合土壤层次，改变土壤质地

土壤表层质地与地层质地截然不同，管道的开挖和回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

（3）土壤养分流失

在土壤剖面中各个土层中，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。根

据国内外有关资料，即使在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤的有机质还将下降 30%~40%，土壤养分下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。若不实行分层堆放和分层覆土，则土壤养分流失量更大。

（4）水土流失

施工建设会对所征用土地上的植被进行清除，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，可能引起水土流失，新增一定量的土壤侵蚀。

（5）石油烃对土壤的影响

正常情况下，油井采出液采用密闭管线集输至联合站处理，分离出的含油污水处理达标后回注地下，对土壤基本无影响。在规划实施一段时间后，油井会发生腐蚀、结垢、机具磨损和损坏，影响其正常生产，会进行修井、除砂和清蜡等井下作业。由于油井作业时铺设防渗布，落地油回收率 100%，且产生的含油污水经密闭罐车拉运至联合站污水处理站处理达标后回注地下，不外排，不会对土壤产生影响。

石油烃进入土壤的途径主要是套损、集输管线穿孔等事故时产生的落地油。根据对现有油田土壤的类比调查结果可知，在采油井井场附近，离井位越近，土壤中石油烃含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油烃含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油烃集中在离井位 20~30m 的范围内，约占总量 90%以上，在此范围之外，土壤中的石油含量迅速降低，在离井位 100m 处石油烃含量已经接近背景值。

在垂直方向上，土壤石油烃主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。

所以，油田建设土壤环境污染的分布为：污染主要集中在井场附近，各种污染物尤其是石油烃污染物主要集中在土壤上层，迁移深度较浅。

事故时产生的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中，一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地

油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，从而为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

(6) 大气沉降（二氧化硫沉降）对土壤的影响

本规划新建联合站，加热装置燃烧烟气中含有二氧化硫，会通过大气沉降的方式进入周围的土壤，抑制有机物的分解和氮的固定，淋洗钙、镁、钾等营养元素，使土壤酸化、贫瘠化。

5.7 生态影响分析

5.7.1 生态环境影响特征

从温宿区块 2021~2025 年勘探开发规划项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析规划区域建设过程中和规划建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 石油天然气开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在规划开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如井场、站场等）和线状（如管线和道路等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.7-1。

表5.7-1 油田开发建设对生态环境的影响

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

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

规划实施对生态的影响主要来自施工期，属于低频率高强度的局部破坏。施工时，除井场、道路等本身永久占地外，还会因管线施工管沟开挖、机械设备、车辆的碾压、人员的践踏、材料占地等活动，造成土壤板结、植被剥离，植株矮小，群落盖度降低，在原来连续分布的生态环境中，产生生态斑块，造成地貌及地表温度、水分等物理异常，进而影响生态环境的类型和结构。

另外，施工期对土地的占用以及对地表环境的影响导致土壤结构发生改变，破坏原始植被，土壤层次、结构发生了改变，在短期内出现了局部裸地，若不及时恢复，可能导致土地沙化。运营期事故状态散落于井场的落地油、污油污水等污染物可能会对土壤的化学性质、生物性质等方面造成影响。

5.7.2 对植被的影响

（1）临时占地对植被的影响

施工期发生的临时占地是施工期对植被产生影响的一个主要环节。施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏等对地表进行的平整将会对地表造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地进行地表恢复。自然植被演替的规律是先一、二年生的植物，3~5 年后可恢复到杂草类，10 年后可达到原来的顶级群落。

施工对农作物的影响主要表现为临时占地直接造成当年的作物损失，另外，破坏农田土体结构，导致土壤肥力下降，造成今后一段时间的农作物产量下降。为保证施工结束后占地复垦质量、面积与复垦前相当，要求施工时对挖出土进行分层堆放，回填时按层填覆，尽量不破坏土壤结构。

复垦耕地由于土壤自然结构的破坏造成的土壤板结、透气性差、肥力下降，可能对农作物的生长产生影响，这种影响预计 2~3a 可逐渐减弱，并且随着时间的推移最终使农作物恢复到原来的产量。

若农田施工均不在农耕地季节进行，不影响种植，只对产量造成影响。规划临时占用农田 2.634hm²（温 7 区块），损失粮食以玉米计（年产 7500kg/hm²），3 年间共计损失粮食为 59.265t。

在临时占地过程中协调好与当地群众的关系，办理相应临时用地手续，落实经济补偿、复垦措施，可以将征地的不利影响减轻到最低限度。并应严格控制临时占地范围，尽量减小对植被破坏，施工结束后，全部恢复地表形态。

由于本规划临时占地的占用期限很短，在施工结束后可以及时恢复，所以不会对当地植被产生大的影响。

（2）永久占地植被的影响

规划永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度等物理性质发生异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。

规划永久占用农田 14.69hm²（温 7 区块），农田损失粮食以玉米计（年产 7500kg/hm²），20 年间共计损失粮食为 2200.5t。

本规划实施后，永久性占地无法恢复，其影响是长期不可逆的。

（3）油田运营期对植被的影响

油田运营期对植被的影响主要是井下作业过程的占地和作业时排放的污油污水。作业过程的临时占地范围均在井场的永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，且产生的污油污水由密闭罐车拉运至联合站含油污水处理站处理达标后回注地下，防止了污油污水排入外环境，不会对井场周围的植被产生影响。由此可见，油田正常运营时，对植被影响较小。

但如果作业时管理不善，导致大量油、水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，并通过根系吸收，影响其品质，使其生产力下降。因此，井下作业时一定要加强对施工作业队伍监督，严格按照环保规定进行施工。

5.7.3 对动物的影响

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

规划区域人类活动频繁，主要生态系统为农田生态系统，评价区域内野生动物以伴人物种为主。规划实施对野生动物的影响主要发生在施工期。经调查，规划区域不属于国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区域内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。区域开发利用占用的部分土地，会对当地野生动物栖息环境产生有限的影响，栖息地的减少使动物的活动空间减少，且井间道路的阻隔，使一些小型动物的活动范围受限。但本规划临时占地、永久占地面积较小，且区域内主要为小型动物，其领地面积相对较小，土地占用对野生动物的影响较为有限。此外，施工人员的活动、机械噪声、夜间作业灯光等会使一定范围内野生动物的活动和栖息产生影响，待施工结束这种影响随即结束，且对区域哺乳动物、爬行动物影响较小。

规划范围内的地面工程多呈点状分布，占地面积相对较小，就整个区域而言施工对野生动物的影响不很大。

5.7.4 对土地利用的影响

规划实施对土地利用的影响主要是井场、道路、管线等建设占用一定量的土地，占地类型主要为农田，位于典型农业生态区，开发规划占地区域内无珍稀植物。

规划拟开发矿权面积为 1086.26km²，目前确定的温 7 区块其中钻井工程、地面工程建设施工期临时占用土地 2.634hm²，永久占地 14.69hm²。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型及原有植物种类和群落，不会对土地利用结构造成影响，对植物种类和群落造成影响较小。

永久占地在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地。但由于永久占地面积很小，对区域生态环境不会造成较大影响。

5.7.5 生态系统完整性和生态景观影响评价

本规划开发建设，加大了规划区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域由农业生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于规划区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

由于油田的开发植被覆盖度降低，同时油田开发使人类活动加剧，降低了自然生物的生存空间，使物种抗阻能力减弱，从而加剧了区域景观的不稳定性，使油田开发区域连通度增加，破碎度加大，产生一定程度影响。

农业生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。

由以上分析可知，项目开发区的基质主要为单一的农田生态景观。农田生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。油田设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性；生态环境中的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。

地面基础设施建设完成后，井场、道路及各类集输管道处于正常运营状况，不再进一步对环境产生明显的干扰和影响；因而项目油田开发建设不会改变区域内景观生态系统的稳定性及完整性。

5.7.6 生态敏感区环境影响分析

5.7.6.1 对阿克苏多浪河湿地公园的影响

本规划对湿地公园的影响主要产生在施工期，施工期对湿地主要是对大气、野生动物等的轻微影响。在阿克苏河流域湿地内的工程施工期，采取按照规定设置施工场地、施工营地、施工便道，同时提高施工队伍的环保意识，文明施工，营造出与自然环境和谐的施工环境；运行期加强运营单位的环保培训工作，以使职工自觉的保护周围的生态环境和野生动物。通过上述一系列措施，会使项目建设对木阿克苏河流域湿地的影响降至最低程度。

5.7.6.2 对重点公益林的影响

规划区开发可能涉及重点公益林，主要工程内容为钻井、管线。井场和道路占地对森林资源产生的影响很小，管道和施工迹地等临时占地如加强异地的封育管理及人工恢复，在短期内有望恢复。主要是以有林地和灌木林地为主，林种为防风固沙林，地域内风沙危害不重，规划区域周边均为防护林地，对规划区域可起到较好的防护作用，因此规划的实施对区域林地生态效能所产生的影响也很小。

5.7.6.3 对基本农田的影响

目前确定占地面积的温 7 区块临时占用基本农田 2.634hm²，施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用耕地全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。

目前确定占地面积的温 7 区块永久占地占用基本农田 14.69hm²，占地补偿可按基本农田标准给予农民。对于占用的基本农田应按照“占多少、垦多少”的原则，复垦数量和质量相当的基本农田。

规划临时占地、永久占地面积较小，不会对区域基本农田数量产生明显影响。

5.7.7 生态影响评价结论

本规划拟开发油水井 378 口，新建 1 座联合站，并配套油气集输、道路、供配电等地面工程。目前确定的温 7 区块施工期临时占用土地 2.634hm²，永久

占地 14.69hm²，占地类型为农田。永久占地对地貌造成永久性破坏，其影响是长期且不可逆的。临时占地将会对地貌造成暂时性影响，主要体现在施工过程中，机械、运输车辆对植被的碾压、人员践踏、土壤翻出堆放地表等活动将对周围的地表环境造成暂时性破坏，对地面植被会造成一定的破坏。

临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有用地类型，不会对土地利用结构造成影响。施工范围内被破坏或影响的植物均为广布种和常见种，不会使评价区域植物群落的种类组成发生变化，更不会造成某一物种的消失。施工人员的活动、机械噪声、夜间作业灯光等会使一定范围内野生动物的活动和栖息产生影响，施工结束这种影响随之结束，不会使评价区域野生动物物种和种群数量发生变化。

由于本规划建设占地大多属于临时占地，在施工中做到尽量减少影响范围，禁止随意开道及取土，受影响的土壤、植被在工程结束后就能够在较短的时间内恢复。因此，本规划实施对生态环境的影响是可接受的。

5.8 人群健康风险分析

5.8.1 危害因素识别与分析

通过对本项目的工艺过程、生产设备等的分析，本项目职业病有害因素按来源主要分为生产工艺过程中产生的职业病危害因素、特殊情况下的有害因素、生产环境中的有害因素和劳动过程中的有害因素以及建设施工过程中可能存在的职业病危害因素。

(1) 生产情况下危害因素识别

表5.8-1

危害因素分布情况一览表

评价单元	子评价单元	主要生产装置	危害因素	危害因素来源分析
集输系统单元	油井单元	自喷式油井	非甲烷总烃	原油及伴生气中含非甲烷总烃等有害物质
	计量阀组站单元	计量阀组站	非甲烷总烃	原油及伴生气中非甲烷总烃等有害物质
	混输站单元	自动选井计量装置、油气混输泵	非甲烷总烃、噪声	原油及伴生气中非甲烷总烃等有害物质；混输泵站的油气混输泵产生噪声
联合站	原油处理单元	原油稳定、混烃处理、污水处理、一体化高效加热装置、加热炉、采暖炉等	非甲烷总烃、噪声	原油中非甲烷总烃等有害物质；原油提升泵等设备产生噪声
	伴生气处理单元		非甲烷总烃、噪声、高温	轻烃提升泵、压缩机等产生噪声；燃烧炉、换热设备产生高温
	污水处理单元		非甲烷总烃、HCl、NaOH、噪声	污油和污水中含有非甲烷总烃、泵机等设备产生噪声
	加热炉单元		氮氧化物、亚磷酸钠、高温、噪声	加热炉内天然气燃烧时产生氮氧化物；软化水处理使用氢氧化钠和亚硫酸钠；水泵等运行产生噪声

(2) 特殊情况下的有害因素识别

①检维修过程存在的职业病危害因素识别

本项目检维修主要依托作业区内现有检维修人员及设备设施，但检维修人员在对新增设备设施检维修或保温层修复的过程中除接触到电焊或打磨过程中的噪声、手传振动、电焊弧光、电焊烟尘、砂轮磨尘、锰及其无机化合物、一氧化碳、氮氧化物、臭氧、岩棉尘等职业危害因素外，还可能接触到新增作业场所内的固有职业病危害因素，包括非甲烷总烃、氮氧化物等。

②密闭空间作业

人员在进入设备内部进行清扫作业、检维修作业时可能造成人员缺氧窒息，密闭空间在通风不良状况下，下列原因可能导致人员窒息：

1) 氮气吹扫置换后残留比例过大；

- 2) 劳动者在密闭空间中从事电焊、动火等耗氧作业产生高浓度的氮氧化物;
- 3) 工作人员在设备内部滞留时间过长, 自身耗氧导致空间内氧的消耗。

5.8.2 健康风险分析

本项目生产实行完全自动化, 现场无人值守, 故劳动过程和生产环境中存在的危害因素基本不会对运维人员造成影响, 所以本项目重点考虑生产工艺过程中产生的危害因素。

在生产工艺过程中, 原油及伴生气中含非甲烷总烃, 但非甲烷总烃未列入《职业病危害因素分类目录》(国卫疾控发[2015]92 号) 中, 且无相应的接触限值, 故不做重点评价; 加热炉等设备产生高温, 但由于设备外均设置隔热保温层, 其产生高温对外界影响较小, 故不会对人造成危害; HCl 和 NaOH 为污水处理时调节 pH 值时使用的试剂, 本项目为自动加药, 人员不需要接触, 故不做重点评价。

检维修过程中电焊作业接触到噪声、手传振动、电焊弧光、电焊烟尘、砂轮磨尘、锰及其无机化合物、一氧化碳、氮氧化物、臭氧、岩棉尘, 以及场所设备内固有的有害因素, 上述作业涉及作业人员较少, 接触机会和时间有限, 只要严格按照相关法律法规及标准规范作业, 采取必要的个体防护措施, 其危害可以有效控制。

综上所述, 根据类比工程和本项目的特点, 本项目健康风险只进行一般性分析。

5.8.3 拟采取防护设施

(1) 本项目采用远程监控为主的作业方式, 作业人员以视频监控为主, 定期对工作场所进行巡检, 工作人员接触有害物质的机会较少。

(2) 站内油罐的常压放空通过通气立管引至站外, 通气立管距离站围墙不小于 15m。设备安全阀放空及伴生气的事故放空均引至站外放空火炬, 并在放空火炬前设阻火器, 火炬距离围墙不小于 90m。

(3) 站场内建立明显的人员逃生路线图。

(4) 尽量选用低噪声、低振动设备, 对于噪声较高的机、泵等采用隔声罩, 并对于振动较大的设备拟设置防振、减振、隔振等措施。

(5) 建筑设计采取减轻噪声影响的措施, 本工程采用吸声内墙及顶棚设计, 吸声内墙、顶棚用于容易产生噪声的场所, 内墙面为 12mm 厚矿棉吸声板墙面。

吸声材料的平均吸声系数 $\alpha \geq 0.9$ ，并能满足防火、防潮、耐腐等特殊环境需求。

(6) 对高温设备如热介质系统管道、设备设有隔热保温层；对生产中表面温度超过 60℃的不保温设备、管道，操作人员可能接触到的部位均设置防烫隔离层；对距离地面或操作平台高度在 2.1m 以内的设备及管线均设置防烫隔热保护；在距操作平台水平距离在 0.85m 以内的设备和管线均设有隔热防烫保护设施，可以保护操作人员的安全。

(7) 根据工人所在岗位特点，配备个人劳动防护用品，并根据使用情况定期更换。

5.8.4 小结

本规划要求项目实施按照《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2010)、《生产过程安全卫生要求总则》(GB/T12801-2008)、《石油化工采暖通风与空气调节设计规范》(SH/T3004-2011)、《油气集输设计规范》(GB50350-2005)等相关规范开展设计，建立职业卫生管理体系，制定职业病防治计划和实施方案。通过以上措施，人群健康风险在可控范围。

5.9 环境经济损益分析

规划实施对当地的经济、社会、生态影响是多方面的，也是十分长久和深远的。本评价从可能影响的宏观经济、生活环境等方面论述本规划实施的影响。

5.9.1 宏观经济的影响分析

(1) 经济收益增加

本规划建设将带来财政收入增长收益、土地转让收益和国民生产总值增加等直接和间接的经济效益。利用当地资源丰富、运输便利的优势，规划生产的产品具有较强的竞争力，随着土地利用性质的改变，会大幅度提升土地价值。伴随着工业化的基本完成，必然引导产业结构的升级换代。

(2) 凝聚效益加强

在一定地域范围内，由于自然资源的聚集，结果自然会导致产业的集中发展，这种凝聚由最初的优势行业将会逐步转化为综合的人才优势、资金优势、信息优势、政策优势、工业基础优势等等。由于各种优势互补形成更为强劲的综合优势，以此产生了区域开发的特有的凝聚经济效益，同时对国内外资金具有更强的吸引

力，凝聚优势越大。吸引能力也就更强，最终形成了不断增长的惯性凝聚力，直接的表现就是区域内各项事业都将会是蓬勃发展的。就其区域特征来看，随着基础设施的完善，吸引国内外投资的能力更加增强，为进一步改革开放，开拓市场，促进经济发展提供有力保证。

5.9.2 社会影响分析

随着本规划的实施，一系列配套服务设施也将建立起来，从而逐渐形成开放式城市工业系统格局。其对社会环境的影响可以表现在以下几个方面：规划项目的实施为区域新增大量的直接或间接就业机会，有益于当地和谐社会的构建；发展区域各产业，可以统筹城乡经济与社会发展，以工业化带动城镇化，促进城乡共同富裕。

（1）推动区域经济和社会的和谐发展

本规划的开发建设，将有力的带动相关产业的发展，带动区域基础设施及公用设施的建设，改善当地人文环境和自然环境，提高区域人民生活质量，推动区域经济和社会的和谐发展。

（2）城市化水平进一步提高

城市化是经济和社会发展走向现代化过程中一个不以人的意志为转移的客观规律，也是产业结构优化与升级在地域空间的一种必然反映。加快推进城市化，有利于促进生产要素和产业集聚，发挥共聚效益和规模效益，提高基础设施和各种资源的共享度，规划的社会效益主要体现在城市化水平的提高、投资环境的改善、产业结构的优化、人民生活水平的提高和生活环境的改善等方面。区域开发有着不可计量的社会效益。它的建成将促使周围地区经济的发展。将会可控的改变产业结构和经济增长方式，减少土地资源的浪费，提高经济发展质量，增强发展的综合竞争力，以保持区域经济的可持续发展。

（3）生活环境改善

本规划的建设将带来大量的就业机会，提高人民的经济收入。区内功能完善的生活区和良好的城市公用服务设施的建设，使当地的经济建设和环境建设同步进行，完善的服务功能使人们在区内的生活、生活环境和谐，不断提高人们的生活水平和生活环境。

6、承载力分析

规划区块油气勘探开发利用离不开石油、水源、土地等资源和能源的供应与支持，另外，随着规划建设实施，必将产生一定的废气、废水、噪声等，必须考虑所在区域环境对这些废气、废水污染物的可接纳性。

资源或环境承载力指某一时期、某种资源或环境状态或条件下，某区域内现有资源、环境对人类活动支持能力的阈值。分析区域的资源、环境承载能力，需要确定两个概念，一是“发展变量”（或“开发规模”），二是“限制因子”。“发展变量”可用规划区域人口规模和社会经济发展指标等来度量；“限制因子”是指限制一个地区人类活动和社会发展进一步增长的因子，包括环境（如水环境容量、大气环境容量等）、基础设施容纳及资源保证等方面。

本次评价拟从直接影响到区域开发的资源和环境两个方面来论证规划所在区域的承载能力。

6.1 评价指标体系及评价方法

6.1.1 评价指标体系

评价指标体系的建立直接关系到量化结论的正确性，区域开发资源/环境承载力评价应以资源环境承载能力作为目标，以资源/环境承载力单要素承载为基础，具体的指标体系可分为目标层、准则层和指标层。

准则层包括资源承载条件和环境承载条件两个方面，资源承载力指标层选择石油资源、水资源和土地资源指标作为评价指标；环境承载力指标层以大气环境容量和水环境容量作为具体评价指标；另外，还应考虑规划区域内的供热、供电、供气以及污染治理等基础设施的配套能力。

6.1.2 评价方法

本次评价拟采用压力分析方法对区域资源和环境承载力进行定量化计算，计算出各种资源和环境的承压度，具体计算公式如下：

$$CCPS=CCP/CCS$$

式中：CCPS——承载压力度，简称承压度；

CCP——压力度，代表资源/环境压力或资源需求量（污染物排放量）；

CCS——承载度，代表资源/环境承载能力或区域资源可供应量（环境可接纳量）。

CCPS > 1 时，说明区域资源供给能力小于需求量，区域资源供应量不能满足规划建设需要；CCPS < 1 时，说明区域资源供给能力大于需求量，区域资源供应量能满足规划建设需要；CCPS = 1 时，承载压力平衡。

6.2 区域资源承载力分析

6.2.1 土地资源承载力分析

6.2.1.1 阿克苏地区土地利用现状

阿克苏地区土地总面积达 16828316.02hm²，其中耕地 660350.06hm²，占总面积的 3.92%，林地 973738.01hm²，占总面积的 5.79%，园地 182892.72hm²，占总面积的 1.09%，草地 3738372.91hm²，占总面积的 22.21%，水域及水利设施面积 618067.7hm²，占总面积的 3.67%，城镇及交通建设用地 157467.16hm²，占总面积的 0.94%，未利用地面积 10497427.46hm²，占土地总面积的 62.38%。由于受塔里木盆地宏观生态环境影响，阿克苏地区的未利用地面积较大，整个未利用地面积占到了地区总面积的 60% 以上，而整个未利用土地中沙漠面积 4066838.06hm²，占总面积的 24.17%，戈壁、盐碱地等其他类型未利用地面积为 6430589.4hm²，占总面积的 38.21%。

6.2.1.2 规划占地简析

本规划矿权面积 1086.26km²，目前确定占地面积的温 7 区块钻井工程和地面工程实际总占地面积约 177.390hm²，其中永久占地 14.69hm²、临时占地 17.324hm²，永久占地比例 = 永久占地面积 / 规划申请登记面积 = 32.614 / 108626 = 0.016%，永久占地比例远小于规划矿权面积，植被损失面积与所在区域植被总量相比数量较少，如选址合理且施工中采取措施得当，不会对生态系统造成较大的影响。另外，施工结束后，临时占地可采取生态恢复措施及时恢复原有地貌，对永久占地造成的生态影响应采取异地生态补偿。

6.2.1.3 规划实施前后土地类型变化情况

本规划实际占地主要以耕为主,实施后在一定程度上改变了该区域的土地类型,但由于本规划以点地下油藏开发为主,地面建设工程设较小,所以土地改变幅度较小,不会大规模的改变、破坏原有地形、土地组成等土地参数,并最大限度的保护了当地土地类型,对维持原有土地概貌起到积极作用。因此,规划的建设对土地类型的改变相对较小。

6.2.2 水资源承载力分析

6.2.2.1 规划区供水现状

温宿县城现状主要以地下水作为生活饮用水水源,温宿县一水厂目前已经停止使用,现状主要由二水厂供水,随着城市规模的扩大,现有水源地已经不能满足县城供水需求,因此温宿县启动了县城供水二期工程,供水二期工程建成后现有一水厂和二水厂均停用。

温宿县城供水二期工程建成后将替代现有水源地,其服务对象为老城区、新城商贸物流园及拉乎拉乡和水稻农场居民及工业用水,总服务人口约 13.0 万人。温宿县城供水二期地下水源地规划包括 12 眼井,现已建成 4 眼井,均为第四系冲洪积相松散岩类孔隙潜水。

根据《温宿县城供水二期水源地技施设计报告》,规划在 12km^2 的勘查区范围内,通过新打井配套 12 眼地下水开采井,远期设计水平年(2030 年)供水能力为 $0.35\text{m}^3/\text{s}$,地下水开采规模约 $1096.04\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$,较现状水平年新增地下水开采量为 $528.74\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。设计单井出水能力为 $200\text{m}^3/\text{h}$ 。

根据《温宿县新城水源地供水水文地质勘察报告》(2012 年),地下水补给资源量为 $22691.27\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$,地下水可开采量为 $9076.51\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$,现状年地下水实际开采总量为 $1210.30\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。地下水开采潜力 $7866.21\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$,可以满足供水二期项目远期设计水平年(2030 年)地下水年开采 $1096.04\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ (新增地下水开采量 $528.74\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$)的供水需求,地下水可开采资源量有保障。

6.2.2.2 规划用水情况

施工期工业用水主要为钻井用水，采用罐车拉运，单井钻井用水量约为 36m^3 ；生活用水采用桶装水。

运营期联合站消防、生活等用水均采用新建水源井供水，联合站职工生活用水量为 $2.8\text{m}^3/\text{d}$ ，过滤器反洗用水量约为 $720\text{m}^3/\text{d}$ 。

规划新建水源井 2 口，水源井距联合站约 500m，单口水源井供水量按 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 计，水源井产水通过 DN150 管线输至新建联合站 2 座 1500m^3 消防生活合用水罐，能够满足规划区域用水需求。

6.2.3 石油资源承载力分析

6.2.3.1 新疆石油利用现状

根据《新疆维吾尔自治区石油天然气开发“十三五”规划》，新疆石油远景资源量 213 亿 t，占全国主要含油气盆地石油资源量的 20%。2013 年，累积探明石油地质储量为 51.93 亿 t，占全国总储量的 14.8%，居全国第三位。“十二五”期间，自治区累计新增探明原油地质储量 12.88 亿 t，年均新增 2.58 亿 t，保持了原油地质储量的较快增长。2015 年，全区实际完成探明原油地质储量 2.58 亿 t，可采储量 4263 万 t。截止到“十二五”末，全区剩余可采储量（技术）5.53 亿 t。按当前产量水平估算，可稳产 20 年。

新疆石油资源主要分布于准噶尔盆地、塔里木盆地、吐哈盆地、三塘湖盆地、焉耆盆地。其中，准噶尔盆地、塔里木盆地分列全国各油气盆地原油剩余可采储量的第二、三位。

6.2.3.2 规划区域油气勘探开发简况

中曼石油在温宿凸起矿权范围内共完钻 24 口井，其中 22 口井获得工业油气流；在申报区温北油田温 7 区块共完钻 14 口井，测试均获工业油气流。

温宿区块温北油田温 7 区块申报的新增探明石油天然气探明储量位于新疆塔里木盆地温宿凸起温北油田温 7 区块吉迪克组（N1j）油（气）藏，申报基准日为 2020 年 5 月 31 日，储量类别为探明未开发。

温北油田温 7 区块吉迪克组新增探明含油面积 8.39km^2 ，探明原油地质储量

3011.00 万 t (3176.27 万 m³), 原油技术可采储量 644.71 万 t (681.63 万 m³), 原油经济可采储量 551.39 万 t (582.97 万 m³), 原油剩余经济可采储量 549.45 万 t (580.86 万 m³); 新增探明溶解气地质储量 3.04 亿 m³, 溶解气技术可采储量 0.72 亿 m³, 溶解气经济可采储量 0.59 亿 m³, 溶解气剩余经济可采储量 0.59 亿 m³; 新增探明天然气含气面积 2.23 km², 天然气地质储量 4.49 亿 m³, 天然气技术可采储量 3.60 亿 m³, 天然气经济可采储量 2.63 亿 m³, 天然气剩余经济可采储量均为 2.63 亿 m³ (表 2.2-3 和表 2.2-4)。

6.2.4 电力承载率

规划区域已建 110kV 温柯变电站、托乎拉变电站 2 座和 35kV 水稻农场变电站 1 座。区块周边有村镇和农田, 已有 10kV 架空线路覆盖。

温 7 区块总负荷为 5433kW, 其中油区负荷为 1987kW, 区块西南部油井可以考虑采用已建的 10kV 米托线和 10kV 米海线承担, 区块内建设内部 10kV 配网, 自 10kV 米托线和米海线各引接一回作为西南部油区电源接入点, 避免农网频繁停电, 影响油田生产。

规划建设的联合站位于区块中部, 位于目前已建的温 8 井西侧, 距 110kV 温柯变最近, 距离约 7km, 可以考虑自温柯变引接 10kV 线路 1 条向联合站供电, 作为工作电源, 联合站备用电源自 10kV 米海线引接, 同时利用站内本次建设的 1×500+2×1000kW 燃气发电机供电。

区块东北部区块油井负荷考虑目前已建的 10kV 温托线和至联合站 10kV 线路的支线供电。

能够满足规划区用电需求。

6.2.5 天然气承载率

按照建设方对天然气利用及产品方案需求, 站内总的伴生气处理规模按照 5×10⁴ m³/d 进行考虑。站内处理的天然气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。供气能力满足规划区用气需求。

6.3 区域环境承载力分析

6.3.1 大气环境容量及承载力分析

大气环境容量：是指在特定的污染气象条件下，在确定的一定区域内环境空气质量不超过环境目标值的前提下，区域环境所允许的大气污染物最大排放量。它表示空气环境对大气污染物在自然净化过程中允许承受的能力。环境目标值就是该区域所确定的相应等级的国家或地方环境空气质量标准。

在某一确定的区域空间内，大气环境容量并不是唯一的常量。在大气环境目标值确定以后，当污染源的排放量一定时，大气环境容量可以随污染源的位置和排放高度、气象条件、季节、地形条件等的不同而变化。区域大气环境容量核定必须是在保证污染源达标排放的前提下的计算结果。

6.3.1.1 大气环境容量测算因子

本环评确定大气环境容量测算污染因子为： SO_2 和 NO_x 。

6.3.1.2 大气环境容量测算方法

本规划环评采用 A 值法计算规划区 SO_2 和 NO_x 的大气环境容量。A 值法属于地区系数法，根据确定的大气总量控制区的面积，结合总量控制系数 A 值计算污染物允许排放总量。

6.3.1.3 环境空气总量控制区

规划区域总面积 1086.264 km^2 ，作为规划的控制面积。

6.3.1.4 总量核算模型核算过程

(1) 总量控制区内污染物允许排放量计算

总量控制区内污染物允许排放总量，即控制区的环境空气容量，计算公式为：

$$Q_k = \sum_{i=1}^n Q_{ki}$$
$$Q_{ki} = A \times (P_{ki} - P_{ki0}) \times \frac{S_i}{\sqrt{S}}$$

式中： Q_k —总量控制区内第 k 种污染物、年允许排放总量限值， 10^4t/a ；

Q_{ki} —第 i 个控制分区，第 k 种污染物年允许排放量限值， 10^4t/a ；

A—地理区域性总量控制系数， $10^4\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ ；

P_{ki} —第 i 个控制分区环境空气质量标准（年均值）， mg/m^3 ；

P_{ki0} —污染物背景浓度， mg/m^3 ；

S —总量控制区面积， km^2 ；

S_i —第 i 个控制分区面积， km^2 。

（2）总量控制区内低架源允许排放量计算

控制区内排气筒几何源高<15m 的污染物排放源称为低架源，低架源允许排放量由下式计算：

$$Q_{bk} = \sum_{i=1}^n a Q_{bki}$$

式中： Q_{bk} — 总量控制区内 k 种污染物低架源年允许排放量， $10^4\text{t}/\text{a}$ ；

Q_{bki} — 第 i 个控制分区低架源 k 种污染物年允许排放量， $10^4\text{t}/\text{a}$ ；

a — 低架源污染分担率。

6.3.1.5 模型参数选取

（1）总量控制系数和低源分担率

对于不同的城市或地区，总量控制系数 A 值和低源分担率 a 也各不相同，我国各地区总量控制系数 A 值见表 6.3-1。

表 6.3-1 我国各地区总量控制系数 A 值列表

地区序号	省（市）名	A	a
1	新疆、西藏、青海	7.0-8.4	0.15
2	黑龙江、吉林、辽林、内蒙古（阴山以北）	5.6-7.0	0.25
3	北京、天津、河北、河南、山东	4.2-5.6	0.15
4	内蒙古（阴山以南）、山西、陕西（秦岭以北）、宁夏、甘肃（渭河以北）	3.5-4.9	0.20
5	上海、广东、广西、湖北、江苏、浙江、安徽、海南、台湾、福建、江西	3.5-4.9	0.25
6	云南、贵州、四川、甘肃（渭河以南）、陕西（秦岭以南）	2.8-4.2	0.15
7	静风区（年平均风速小于 1m/s）	1.4-2.8	0.25

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012），按照中国环境规划院推荐的 A 值确定原则，以达标率 90%的控制目标，按公式 $A=A_{\min}+0.1(A_{\max}-A_{\min})$ 计算出评价区的总量控制系数 A 值为 7.14；低矮面源排放分担率 a 取 0.15。

(2) 控制因子的年均质量标准与背景浓度

大气总量控制区执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准, 主要污染物排放浓度限值如表 6.3-2 所示。

表 6.3-2 控制因子的年均浓度限值 单位: mg/m^3

污染物	SO ₂	NO ₂
空气质量标准年均浓度限值	0.06	0.04
大气背景浓度	0.007	0.031

6.3.1.6 计算结果与分析

根据以上方法和参数计算大气容量控制区的理想环境容量、低架源允许排放量和采暖期允许排放量, 计算结果见表 6.3-3。

表 6.3-3 大气容量控制区理想环境容量和低架源允许排量 单位: t/a

项目	理想环境容量	低架源允许排放量
SO ₂	2.4×10^5	5.9×10^5
NO _x	1.7×10^5	4.3×10^4

由表 6.3-3 可知, 规划区理想环境容量为 SO₂ $2.4 \times 10^5 \text{t}/\text{a}$, NO₂ $1.7 \times 10^5 \text{t}/\text{a}$ 。计算低架源允许排放量的目的, 是当控制区实际排放量超出允许排放量限值时, 大气污染物削减的原则应是尽量削减低架源排放量, 确保区域 SO₂、NO₂ 排放控制在总量控制指标以内。

本规划实施后废气污染物 CCPS 均 <1 , 说明大气污染物排放量可满足大气环境可接纳量要求。

6.3.2 水环境承载力分析

规划实施后, 油井作业污水、水井洗井污水、产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“含油量 $\leq 30.0 \text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 10.0 \text{mg}/\text{L}$ 、颗粒直径 $\leq 4 \mu\text{m}$ ”标准, 回注地下, 不外排; 联合站职工生活污水排入玻璃钢化粪池, 定期抽运至阿克苏污水处理厂, 不外排。因此, 规划实施不改变区域水环境质量, 涉及总量也不变, 能够满足区域内水环境容量。

7、环境风险评价

根据环境保护部《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)及《建设项目环境风险评价技术导则(发布稿)》(HJ169-2018)的要求,对于涉及有毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、储存等新建、改建和技术改造项目进行风险评价。本次环境风险评价的目的在于识别物料生产、储存过程中的风险因素及可能诱发的环境问题,并针对潜在的环境风险,提出相应的预防措施,以使建设项目的事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

油田开发是复杂、高技术、高风险的系统工程,原料、产品多为易燃易爆、有毒有害的物质,发生事故时可能造成人员伤亡、环境污染和财产损失。油水井开发施工期包括钻井、射孔和压裂过程,涉及的风险为钻井过程中井喷时原油和石油气的排放、套管破损和井漏导致钻井泥浆和射孔液泄漏、压裂过程中管线质量不好或遇阻憋压导致管线爆裂及压裂液外泄。运营过程中涉及的风险为联合站内储油罐和集输管线泄漏造成原油和石油气的泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则(发布稿)》(HJ169-2018),本项目针对运营过程中联合站内储油罐和集输管线泄漏为源项进行环境风险分析,并提出相应的应急处理措施。

7.1 评价依据

7.1.1 建设项目风险源调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则(发布稿)》(HJ169-2018)附录 B,本项目生产过程中涉及的风险物质为原油、伴生气为风险物质。原油、伴生气属于易燃易爆物质。项目主要危险物质数量和分布情况一览表见表 7.1-1。

表 7.1-1 主要危险物质数量和分布情况一览表

物质名称	状态	最大储存量/t	贮存条件	贮存方式
原油	液态	5696	常压储罐	罐装
		492	压力管线	管道
伴生气	气态	0.32	压力管道	管道

注:原油罐体储存系数按 80%计,原油密度按 890 kg/m³计。伴生气管道管径 N150,内长度 300m,

密度按 0.8548 kg/m³计。

7.1.2 环境风险敏感性分析

(1)地理位置

本项目新建联合站设置在温 7 断块，即温 8 采油平台旁边。地理坐标 41°18'7.17"北，80°11'22.68"东。项目四周分布为荒漠草地、林地等。

(2)环境保护目标分布

①地表水环境

本项目采出水经联合站采出水处理系统处理后回注地下油层，生活废水经一体化污水处理设施处理后用于绿化降尘，不外排，因此不涉及地表水敏感目标。

②地下水环境

项目评价范围内地下水敏感目标主要为项目周边饮用水源地。

③居民点分布及主要社会关注区

经调查评价范围内无文物、景观、水源保护地和自然保护区等环境保护目标。根据调查，建设项目环境敏感特征表见表 7.1-2，地下水环境敏感特征表见表 7.1-3。

表 7.1-2 建设项目环境敏感特征表

类别	环境敏感特征					
环境空气	联合站厂址周边 7km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数(户)
	1	温宿县城部分区域	ES	4500	居民区	5000
	2	下喀乃其买里	ES	3800	居民区	50
	3	海力瓦甫买里	ES	3600	居民区	90
	4	海力瓦甫村	ES	3600	居民区	40
	5	多来提巴格	ES	2300	居民区	45
	6	奥依吐格曼村	ES	3800	居住区	60
	7	托乎拉乡	ES	3600	居住区、学校、 行政单位	60
	8	上喀乃其买里	ES	3700	居住区	50
	9	阿热赛克帕其	S	4200	居住区	40
	10	上赛克帕其买里	S	4000	居住区	30
	11	都先巴格	ES	3000	居住区	150
	12	托乎拉乡啤酒花村	ES	2600	居住区	25

	13	苏喀贝希买里	S	2200	居住区	30
	14	三连	S	4000	居住区	20
	15	六连	S	4300	居住区	50
	16	九连	S	4900	居住区	40
	17	土完索姆拉克	W	1100	居住区	30
	18	诺尔贝希买里	WS	900	居住区	50
	19	土完苏勒拉克	WS	1950	居住区	100
	20	喀拉苏博依买里	WS	1900	居住区	50
	21	五大队牧业队	WS	4000	居住区	30
	22	托万克苏布拉克村	W	2350	居住区	35
	23	下买里	WS	3200	居住区	35
	24	托万克库尔巴格村	WS	4000	居住区	40
	25	吉格代巴格	W	3600	居住区	40
	26	叶吐比斯	E	1000	居住区	60
	27	塔格拉克牧场	N	1700	居住区	25
	28	英巴村	N	3800	居住区	65
	29	木本粮油林场	E	2850	居住区	10
	30	核桃林场三队	EN	3800	居住区	22
	31	核桃林场二队	E	3700	居住区	15
	厂址周边 500m 范围内人口数小计					0
	厂址周边 5km 范围内人口数小计					6387(户)
	大气环境敏感程度 E 值					E 2

表 7.1-3 地下水环境敏感特征表

	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	下游方位	与下游厂界距离/m
地下水	1	温宿县供水二期地下水水源地	较敏感	III 类	含水层岩性为砂砾石、含砾中粗砂、中细沙，结构松散分选性差。渗透系数约 11.57-92.22m/d	WS	5200
	2	阿克苏市地下水水源地保护区	较敏感	III 类		S	9000
	地下水环境敏感程度 E 值				站场		E2
					管线		E2

7.1.3 环境风险潜势初判

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。

当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

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

式中：q1, q2, ..., qn——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1, Q2, ..., Qn——每种危险物质的临界量，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 7.1-4 本项目环境危险物资统计表

名称	危险物质	类型	数量	含量 t	备注
2000m³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/m³计
集油干线管道 D219×6/20	原油	管线	17.6km	492	原油密度按 890 kg/m³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 7.1-5 建设项目 Q 值确定表

序号	站场、管线	危险物质名称	CAS 号	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 7.1-5 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 5.1-6 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 7.1-6 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 7.1-6 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 7.1-7 危险物质及工艺系统危险性等级判断(P)

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

根据表 7.1-7，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 7.1-8。

表 7.1-8

大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、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，分级原则见表 7.1-9。地下水功能敏感性分区表见表 7.1-10，包气带防污性能分级见表 7.1-11。

表 7.1-9

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 7.1-10

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 7.1-11 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容纳事故废水，因此，本项目不考虑风险事故泄露对地表水的预测影响。

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 7.1-12。

表 7.1-12 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 7.1-11 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。

④评价等级

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 7.1-13 确定评价工作等级。

表 7.1-13 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

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。

7.2 评价范围

(1) 大气

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)的规定，本项目大气环境风险评价范围为集输管道两侧 200m，联合站为中心半径 7km 的范围。

(2) 地下水

地下水环境风险评价范围同地下水环评影响评价范围。

7.3 风险识别

7.3.1 物质危险性识别

本工程生产过程中所涉及的危险物质有原油、伴生气、火灾爆炸事故次生污染物 CO，工程涉及的危险特性见表 7.3-1 表 7.3-2。

表 7.3-1 原油理化性质

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
	危规号：32003	CAS 号：75-01-04
理化性质	外观与性状：黑色、墨绿色等颜色，有绿色荧光的稠厚性油状液体	
	溶解性：难溶于水，溶于多数有机溶剂	
	凝固点(℃)：-50-35℃	沸点(℃)：120~200℃
	相对密度(水=1)：0.78~0.97	稳定性：稳定
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点(℃)：<28℃	爆炸上限(%)：5.4
	爆炸下限(%)：2.1	燃烧分解产物：一氧化碳、二氧化碳。
	危险特性：其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉。	
毒性	LD50：500~5000mg/kg(大鼠经口)。	
危害	侵入途径：吸入、食入。	
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	

由上表可以看出，原油具有以下特性：

火灾爆炸危险性：原油属中闪点易燃液体，根据石油库设计规范的规定，原油火灾危险性为甲类物质；

易蒸发性：目前，在油田区难以做到全密闭作业，在作业场所不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气；

毒性物质：原油具有一定的毒性；

易积聚静电荷：静电放电是导致火灾爆炸事故的一个重要原因；

易流淌、扩散性：原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸汽一般比空气重，易沿地表扩散；

热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，或者管道输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。

表 7.3-2 伴生气(石油气)的理化性质

标识	中文名：石油气	英文名：liquefiedpetroleumgas
	危规号：21053	CAS 号：68476-85-7
理化性质	外观与性状：无色气体或黄棕色油状液体，有特殊臭味	
	自燃温度：413℃	
	液态液化石油气相对密度为 4℃水的 0.5~0.6 倍	气态液化石油比空重 1.5~2.0 倍
	稳定性：稳定	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点(℃)：-74℃	爆炸上限(%)：2.25
	爆炸下限(%)：9.65	燃烧分解产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。	
危害	侵入途径：吸入。	
	健康危害：有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等；重症者可突然倒下，尿失禁，意识丧失，甚至呼吸停止。可致皮肤冻伤。长期接触低浓度者，可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳以及神经功能紊乱等。	

原油伴生气具有以下特性：

易燃易爆性：极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧

爆炸的危险，燃烧会产生 CO 气体；

易扩散性：其蒸气比空轻，能到相当远的地方遇明火会回燃。

表 7.3-3 一氧化碳理化性质

标识	中文名：一氧化碳	英文名：carbonmonoxide
	分子式：CO	分子量：28.01
	危规号：21005	CAS 号：630-08-0
理化性质	外观与性状：无色无臭气体。	
	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂。	
	熔点(℃)：-199.1	沸点(℃)：-191.4
	相对密度(水=1)：0.79	相对密度(空气=1)：0.97
	饱和蒸汽压(KPa)：	禁忌物：强氧化剂、碱类。
	临界压力(MPa)：3.50	临界温度(℃)-140.2
	稳定性：稳定	聚合危害：
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度(℃)：610	闪点(℃)：<-50
	爆炸下限(%)：12.5	爆炸上限(%)：74.2
	危险特性：是一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	
毒性	LD ₅₀ ：1807ppm(大鼠吸入，4h)。	
危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、肺水肿、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。部分患者昏迷苏醒后，约经 2~60 天的症状缓解期后，又可能出现迟发性脑病，以意识精神障碍、锥体系或锥体外系损害为主。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。	

7.3.2 生产设施风险识别

根据本工程各设施的功能特点和危险物质的分布情况，将本工程分为钻采作业、集输管线(包括单井集油管道、输气集输管道等)、站场(包括各增压点)几个功能单元，分述如下：

(1)钻采作业

在钻井过程中,当钻穿高压油气层时,因处理不当等原因可能造成井喷事故。井喷喷出的大量烃类气体会污染环境空气,原油覆盖植被、污染土壤。据统计,国内油田钻井作业发生井喷的概率小于 0.2%。多数井喷事故的发生属责任事故,由操作者起钻时不注或不按规定注钻井液等造成。

另外注水井套外返水时若发生事故,可能会穿透含水层污染承压水。套外返水事故的主要原因在于固井质量不好、表层套管腐蚀或者固井水泥老化等,可能导致水泥环破裂及脱落,最终造成套外返水,对地下水环境造成影响。

(2)油气集输

本项目油气集输基本上采用密闭管输。集输管线采用埋地敷设方式,同时兼有一定的穿跨越工程。原油集输过程中常见的事故有集油管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏或伴生气泄漏;因超压而引起的紧急放空;冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂;人为破坏导致管道泄漏,特别是窃油现象严重,窃油者在管道上打孔,窃油后引起原油泄漏。

(3)站场

本工程主要站场包括新建联合站 1 座,原油最终集中在联合站进行气液分离和脱水处理。站场处理的介质原油及其伴生气属易燃物质,存在泄漏进而可能引发火灾、爆炸事故的风险。其中联合站是危险性较大的原油储存设施,原油储罐存在破裂泄漏、火灾爆炸的风险。

表 7.3-4

各功能单元潜在的危害性分析

功能单元	主要事故类型	产生原因
钻(完)井	井喷和井喷失控	钻井进入油气层后,因各种原因使井底压力不能平衡地层压力时而造成井喷和井喷失控事故。
	火灾、爆炸	井喷引发的火灾爆炸;钻井井场存放的柴油等油料发生泄漏引起火灾爆炸危险事故。
	井漏	固井施工中可能会因水泥浆对漏失层强烈挤压作用发生漏失。
	钻井泥浆池渗漏	泥浆池防渗膜损坏发生渗漏。
采油及井下作业	井喷	射孔施工中,若压井液失衡,未采取防喷措施或防喷装置损坏抢喷工具和配件未准备好,抢喷失败等原因导致井喷;采油作业时因井控失效发生井喷。
	原油及含油废水泄漏	采油作业中采油井口及注水井口装置泄漏(如阀门盘根、法兰、阀体与前后阀盖连接处等)

	火灾、爆炸	井喷失控可导致火灾爆炸事故。
贮存、集输管道	火灾、爆炸	因储罐、管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误，导致原油泄漏，泄漏原油本身或其中的轻组份挥发在空气中形成的爆炸性气体，遇火源会发生火灾、爆炸事故。
	原油泄漏	因储罐、管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致的管线破裂。

表 7.3-5 油田生产事故风险类型、来源及危害

事故类型	来源	主要危害	可能含有的主要污染物	环境影响
井喷	钻井、井下作业	释放有毒有害污染物，引发火灾污染环境，危及人身及财产安全	原油	污染大气，泄漏的原油可能发生火灾爆炸事故，产生的燃烧烟气造成二次污染。
溢油	钻井、井下作业、油气储运	对环境造成重大污染，引发火灾、爆炸	石油类挥发烃	油品挥发，造成大气污染；油品覆盖地表和渗入地下阻塞土壤孔隙，不利于植物生长；流入地表水体，形成油膜，水质变坏
泄漏	井下作业 油品储运	污染环境，引发火灾、爆炸 损害人身及财产	石油类挥发烃	阻塞土壤孔隙，通透性变差，土壤功能变坏，植被死亡，污染大气、地表水和地下水
火灾爆炸	钻井井喷 油品储运	有害气体，热辐射，抛射物等污染环境损害人身健康及财产安全	CO 轻烃	污染大气，破坏植

7.3.3 油气田开发风险事故类比调查

7.3.3.1 钻井、井下作业风险事故类比调查

(1)事故案例类比统计

钻井、射开油气层及井下作业过程中发生的主要风险事故是井喷，井喷失控将导致油气资源的严重损失，极易酿成火灾、爆炸事故，从而造成人员伤亡、设备损坏、气井报废和自然环境的污染。

除井喷外，钻井过程中其它事故，如卡钻、井壁坍塌及油井报废等，一般不会造成显著的环境污染。从事故原因分析表明，多数井喷的发生是由于操作人员直接原因造成。由于起钻抽吸不浇灌泥浆或灌泥浆不认真，未发现溢流或处理不当，占井喷井 51%；由于井口未安装防喷器或防喷器安装不符合要求以及泥浆密度过低，占井喷失控的 40.5%；其它原因仅占 8.5%。

据不完全统计，各油气田在开发建设过程中，累计发生井喷失控 230 多井次，占完井总数的 0.24%，其中井喷失控又着火的井 78 口，占失控井的 34%，井喷时喷出的油气流可高达数十米，喷出气体(烃类)几万至几十万立方米、原油数百乃至上千吨，造成严重后果。

因地层的复杂多变性，钻井过程中存在井喷事故发生的可能性，但油田已发生的井喷事故多发生在油田勘探开发初期，随着对地层和地质状况的不断深入了解，加之防喷技术的提高，目前油气田勘探开发过程中井喷事故的发生概率在不断降低。

类比调查华北油田近几年来发生的生产事故，发生于钻井阶段的占 65.9%，钻井阶段是油田开发建设的事故多发阶段。华北油田近年来在井场钻井、维修时，采用“井喷控制器”新设备，从而有效的控制了井喷事故的发生。

(2)风险事故因素分析

钻井是为揭开油气层，获得有开采价值的天然气流或原油，因此，当钻井进入高压油气层后，如井控措施不当可能发生井喷事故；井下作业时(射孔、酸化、下泵、洗井、修井等)时技术不过关、措施不利也会导致井喷事故的发生。发生井喷最根本的原因是井内液柱压力低于地层孔隙压力，使井底压力不平衡，防止井喷的关键是及时发现溢流和及时控制溢流。大量实例表明，由于操作者直接的责任而引起的井控措施不当、违反操作规程、井控设施故障是造成井喷失控事故的主要因素，通常井喷可由以下因素引起。

从事故原因分析，导致井喷失控的主要因素涉及以下几个方面：

①当钻井钻至油气层，由于对地层压力预测不准，钻井泥浆的密度偏低，使泥浆液柱压力达不到抑制地层压力的要求，或泥浆密度附加值不够；

②起下钻未及时灌满井筒内的泥浆，或起钻速度过快抽喷；

③对地质情况掌握不够，地质差异认识不足，地层实际压力比预计值大得多；井口设备装置、井身结构、油层套管、技术套管等存在内在质量问题；

④井口未安装防喷器或防喷器的安装不符合要求；

⑤完井固井质量出现问题；

⑥钻井设备受地面、地下流体的侵蚀，而长期生产维护不及时，而出现损坏、破裂渗漏；

⑦井下工具、封隔器胶皮失灵，解封不开，起钻时造成抽汲油气层；

⑧施工组织不严密，违章逾越程序；

⑨井场布置不合理，违反安全管理规定；

⑩作业人员素质差，缺乏应急能力。

(11)钻井过程中可能引发事故的自然因素主要有洪水、地震、大风等，洪水造成的事故多是将泥浆池冲跨，造成泥浆、污水泄漏污染生态环境及水环境，另外大的洪水还可能冲毁储罐及井架，引起油品泄漏污染环境；地震造成的地面震动及断裂可能对井场设备、储罐及井架等造成破坏。

7.3.3.2 管线集输风险事故类比调查

油气集输过程中的事故主要是管线及设备破裂造成的油气泄漏事故，由于管道腐蚀、压力过高、地面挖掘的损坏或自然灾害的破坏等都可能导导致管线破裂事故，事故发生时会有大量的油气溢出，而且泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故，含油污水等对土壤、水环境和农业生态造成污染。

虽然管道输送是一种既安全又可行的输送方式，其每吨公里的事故率远低于水运、铁路或公路运输方式，但存在于环境中的管道受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。

比较各国家、地区输气管道的事故原因，发现尽管事故原因在不同国家所占比例不同，即引起事故的原因排序不同，但结果基本相同，即主要为外力影响、腐蚀、材料及施工缺陷、人为因素(操作失误和人为破坏)、自然灾害的等风险因素。

(1)事故案例类比统计

CONCAWE 事故统计

CONCAWE 是西欧石油工业从事环境、健康与安全的组织，截止 2014 年，该组织已有 77 家成员公司。该组织自 1971 年以来一直在收集欧洲输油管道安

全环保方面的事故统计数据，并编写出版事故调查统计报告。目前统计范围内管道长度约 37619km，输送介质包括稳定后的原油、汽油、柴油、煤油等。

根据 CONCAWE 统计，1971 年至 2014 年，欧洲输油管道共发生 582 起漏油事故。按不同溢油事故原因进行统计，结果见图 7.3-1 所示。

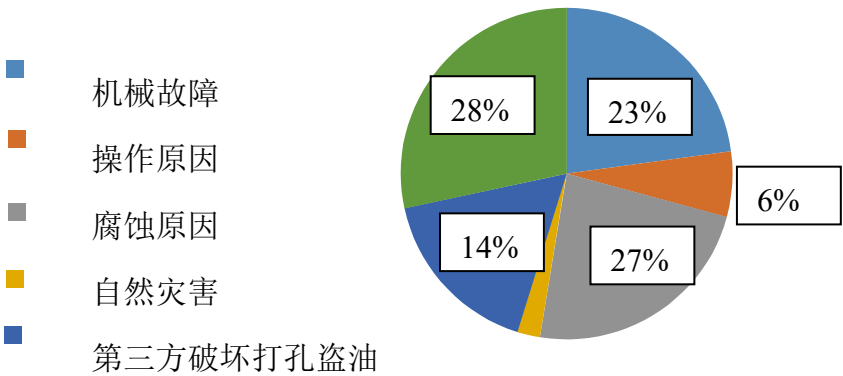


图 7.3-1 CONCAWE1971-2014 年输油管道溢油事故原因统计结果

根据 CONCAWE 统计数据，1971 年至 2014 年间，输油管道事故原因以第三方破坏、腐蚀和机械故障为主，分别为事故总数的 14%，27%和 28%。

输油管道溢油事故泄漏量统计

A 溢油事故频率

按每 1000km 管道发生溢油事故的发生频率来统计，CONCAWE 对 1971 年至 2014 年间管道的年度溢油事故频率、五年溢油事故频率进行了统计，结果见图 7.3-2。

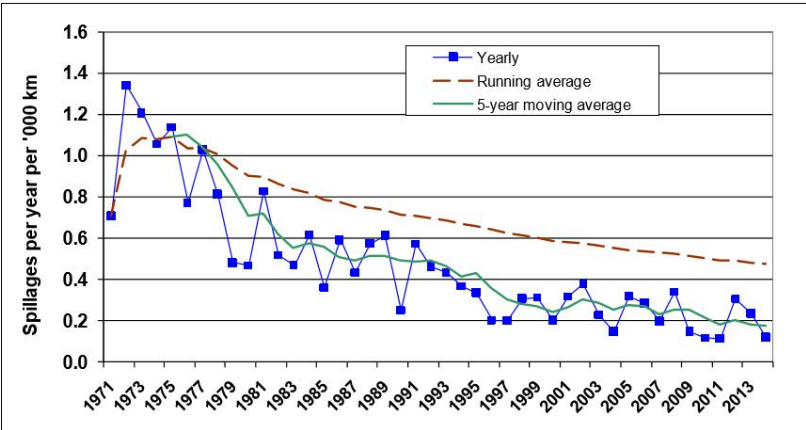


图 7.3-2 CONCAWE1971-2014 年输油管道溢油事故频率统计结果

由上图可知，44 年的输油管道溢油事故频率总体呈现下降趋势，排除打孔

盗油的第三方事故外，每 1000km 管道的五年平均溢油事故频率从上世纪 70 年代中期的 1.1 下降至 2014 年的 0.2。

B 溢油事故泄漏量

按每 1000km 管道发生溢油事故的泄漏量来统计，CONCAWE 对 1971 年至 2014 年间管道的年度漏油事故平均泄漏量、五年漏油事故平均泄漏量进行了统计，结果见图 7.3-3。

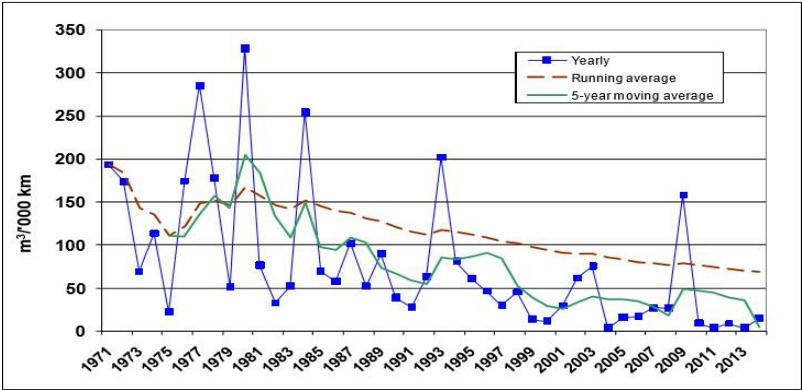


图 7.3-3 CONCAWE1971-2014 年输油管道溢油事故泄漏量统计结果

由上图可知，输油管道溢油事故平均泄漏量总体呈下降趋势，五年平均事故泄漏量为 120m³，明显低于 44 年长期统计平均值 170m³。基于此，可以预期，通过加强对管线的检测和自动检漏系统的广泛应用是降低每起事故泄漏量的关键。

C 不同事故原因导致溢油泄漏量统计

不同事故类型平均泄漏量统计见图 7.3-4。由图可见机械故障、自然灾害和第三方破坏引发的事故漏油量较大，平均为 180m³~220m³ 之间。

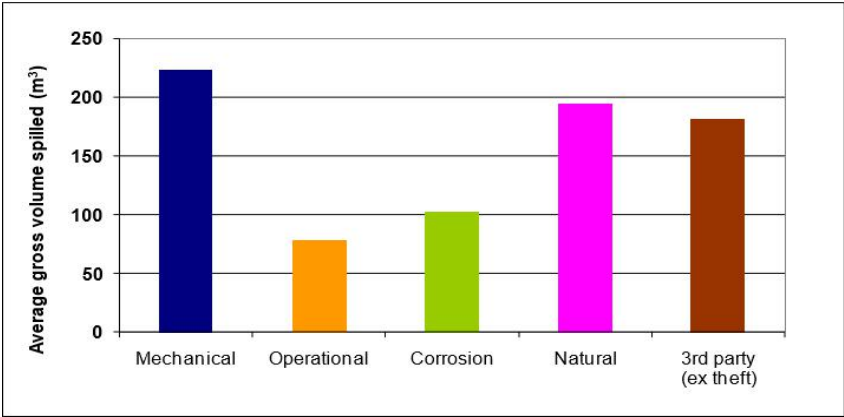


图7.3-4 CONCAWE 输油管道不同事故原因导致溢油事故泄漏量统计结果

CONCAWE 收集的事故案例中，有 322 例事故报有泄漏孔径的数据。根据统计，不同泄漏孔径与事故泄漏量之间的关系见表 7.3-6。可见，事故最常见的裂口为孔洞型，占事故总数的 32%。破裂和断裂两种类型事故平均泄漏量较大，分别为 238m³ 和 354m³。

表 7.3-6 不同泄漏尺寸与事故泄漏量之间的关系

孔洞类型		无孔 ^①	针孔 ^②	裂缝 ^③	孔洞 ^④	撕裂 ^⑤	断裂 ^⑥	合计
事故数		14	34	51	111	52	60	322
占事故总数百分比		4%	11%	16%	34%	16%	19%	100%
事故原因	机械故障	9	4	14	13	17	7	64
	操作失误	2	0	1	2	3	4	12
	腐蚀原因	0	23	11	24	17	5	80
	自然灾害	0	1	2	0	2	2	7
	第三方破坏	3	6	23	72	13	42	159
平均泄漏量, m ³		39	48	217	73	238	354	256

注：①法兰垫片或密封失效，机械磨损；②裂口面积小于 2mm×2mm；③裂口长度 2-75mm，宽度小于 10%D；④裂口长度 2-75mm，宽度大于 10%D；⑤裂口长度 75-1000mm，宽度小于 10%D；⑥裂口长度大于 75mm，宽度大于等于 10%D。

输油管道事故泄漏与管径的关系统计

根据 CONCAWE 统计数据，输油管道泄漏与管径的关系见图 7.5-5，由图可知，输油管道发生事故性溢油的概率随着管径增大而降低。

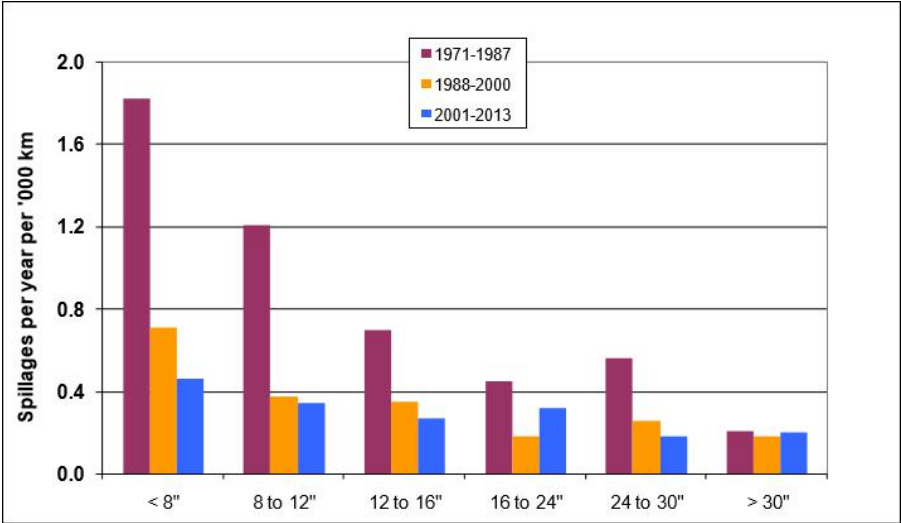


图 7.5-5 CONCAWE 输油管道溢油事故泄漏量与管径的关系统计结果

(2)风险事故因素分析

由类比调查结果可知，油气集输过程中的事故风险因素来自四个方面，即腐蚀、人为因素(操作失误和人为破坏)、自然灾害、施工和材料缺陷等风险因素。

①腐蚀：本工程集输管线存在内外腐蚀两种因素，若管道所采用的防腐材料耐老化性差、防腐施工质量差都可能导致管道的外腐蚀。

②人为因素：导致油气集输管道发生事故风险的人为因素主要包括操作失误和人为破坏两种情况。

误操作包括以下几种情况：

未经培训上岗：操作人员没有培训就上岗，不了解生产工艺过程，不熟悉本岗位操作规程，不懂设备性能，盲目操作，遇到情况判断不准，操作失误。

管理制度不严：规章制度不健全、不落实，劳动纪律松懈，安全管理流于形式，没有完善的检查、监督、复核手续，没有切合实际的操作规程，造成工作马虎、失误等。

责任心不强：个别职工不安心本职工作，责任心不强，操作中疏忽大意、撤离职守、开错阀门、忘关油泵、计量错误等。

人为破坏包括在管道沿线修建违章建筑、建设公路、管道上打孔盗窃油等情况。采油五厂地面设施所在地人员较多，需要严格宣传、贯彻《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，切实加强管理维护工作，以最大限度降低人类活动引起的管道风险事故。

③自然灾害风险因素

自然灾害风险因素主要有洪水、地震、大风、水土流失等，通常在风险事故中自然灾害并不是引起事故的主要原因，其概率一般小于其它因素，但造成的损害往往比较大。

④施工和材料缺陷

设计时考虑不周全或设计失误，导致投产后发生事故；

施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，留下隐患，投产后发生事故。如管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀泄漏；

因选材不当引起设备、管线的腐蚀、侵蚀。设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；

管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏。

7.3.4 扩散途径识别

通过以上物质识别、生产设施识别过程看出，本项目所涉及的危险物质的扩散途径主要有：

油气集输管线发生原油泄漏事故，泄漏原油进入土壤，对土壤、植被的影响；管线穿跨越沟道、水体时泄漏原油对下游地表水的污染，以及泄漏原油对通过包气带进入地下水环境从而对土壤、地下水造成污染。

站场原油泄漏并达到爆炸极限导致火灾爆炸事故后未完全燃烧的有毒有害物质，以及完全燃烧后伴生/次生的 CO 等进入环境空气，从而对大气环境造成影响。站场原油发生泄漏及火灾爆炸事故后产生的消防废水没有及时收集处理，扩散进入地表水，从而对地表水、土壤及地下水环境造成影响。

井场发生井喷对大气环境、水环境、土壤及植被的不利影响。(4)套管返水、井封不严等导致含油水对地下水造成的污染影响。

7.3.5 风险识别结果

根据调查，项目涉及的主要危险物质为原油和伴生气，涉及的生产系统主要是施工钻井工程、管道输送、站场和井场生产工艺等。根据项目的工程资料、类比国内外同行业和同类型事故，项目的主要风险类型为原油泄露以及由此引发的火灾、中毒事故。

项目风险识别结果见表 7.3-7。

表 7.3-7

建设项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	钻采作业	采油井	原油、伴生气	井喷	污染大气；原油覆盖地表和渗入地下后阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长	井场周边居民点及牧草地和林地
			原油	井漏	污染地下水水质	地下水
2	联合站	储油罐、分离器	原油、伴生气、有	溢油	油品挥发，造成大气污染；原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生产	站场、井场周边居民点及牧草地和林地和地下水
3	井组拉油点	储油罐	害气体(爆炸产生)	泄漏	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；地下水	
				火灾爆炸	有害气体污染大气；污染地下水	
4	油气集输	输油管线	原油、伴生气	溢油	油品挥发，造成大气污染；原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生产	管线两侧居民以及草地和林地、地下水
			原油、伴生气	泄漏	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地地下水	
			有害气体	火灾爆炸	有害气体污染大气；污染地下水	

7.4 环境风险分析

7.4.1 环境风险事故情形

通过对本项目物质危险性识别、生产设施风险识别的风险识别，结合《建设项目环境风险评价技术导则》对风险类型的定义，确定本项目的风险类型为：泄漏、火灾、爆炸。本评价根据码头和管线的危险特性，设定风险事故情形为：

(1) 泄漏事故

采油井场发生井喷事故，储罐和原油管线泄漏，原油泄露对周围环境造成污染。

(2) 火灾/爆炸次生污染事故

本评价选择储罐和原油管线泄漏作为管线部分火灾、爆炸事故的风险因子，设定管线截断阀关闭前泄漏对周边环境的影响，泄漏遇明火全部发生燃烧爆炸为最

大可信事故。在事故中，不完全燃烧产生的 CO 和 SO₂ 在大气中扩散，造成 CO 和 SO₂ 污染引发次生污染事故。

7.4.2 最大可信事故概率

本项目在设定最大可信事故概率时，考虑到本工程采用的是先进的工艺技术、装备，在设计、生产及运行中，采取完善的安全措施及先进的监控措施，并且考虑公司丰富的行业经验，风险防范能力很高。

对于储罐罐体破裂等极端事故，除非储罐因内部超压且安全阀和爆破片失效没有起到泄压作用，或是外部撞击或火灾等原因造成，正常情况下罐体破裂等极端事故可能性较小。

本次环评中，泄漏事故的发生概率类比《建设项目环境风险评价技术导则》中附录 A 中提供的事故概率推荐值。用于重大危险源定量风险评价的泄漏概率见表 7.4-1。

表 7.4-1 用于重大危险源定量风险评价的泄漏概率表

部件类型	泄漏模式	泄漏概率
容器	泄漏孔径 1mm	$5.00 \times 10^{-4}/\text{年}$
	泄漏孔径 10mm	$1.00 \times 10^{-5}/\text{年}$
	泄漏孔径 50mm	$5.00 \times 10^{-6}/\text{年}$
	整体破裂	$1.00 \times 10^{-6}/\text{年}$
	整体破裂(压力容器)	$6.50 \times 10^{-5}/\text{年}$
内径≤50mm 的管道	泄漏孔径 1mm	$5.70 \times 10^{-5}/(\text{m} \cdot \text{年})$
	全管径泄漏	$8.80 \times 10^{-7}/(\text{m} \cdot \text{年})$
50mm<内径≤150mm 的管道	泄漏孔径 1mm	$2.00 \times 10^{-5}/(\text{m} \cdot \text{年})$
	全管径泄漏	$2.60 \times 10^{-7}/(\text{m} \cdot \text{年})$
内径>150mm 的管道	泄漏孔径 1mm	$1.10 \times 10^{-5}/(\text{m} \cdot \text{年})$
	全管径泄漏	$8.80 \times 10^{-8}/(\text{m} \cdot \text{年})$

7.4.3 源项分析

(1)原油罐泄漏量计算

原油泄漏量的大小与泄漏点处的运行压力、外压、原油密度、穿孔的大小以及所处位置等参数有关。

考虑到紧急切断可能存在滞后现象，保守起见，本项目按照 10min 内实现紧急切断，则泄漏时间按照 10min 计。

项目储存物料常温下为液体，为常压液体输送，根据环境风险评价导则推荐的液体泄漏速率公式计算泄漏量：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：QL——液体泄漏速度，kg/s；

Cd——液体泄漏系数，取 0.65；

A——裂口面积，m²，管内径为 0.1m，裂口面积 0.00785m²；

P——容器内介质压力，101325Pa；

P0——环境压力，101325Pa；

ρ——泄漏液体密度，890kg/m³；

g——重力加速度，9.81m/s²；

h——裂口之上液体高度，8m；

本次评价假定储油罐破裂裂口面积 0.00785m²，储罐内介质压力为 101325Pa，环境压力为 101325Pa，重力加速度取 9.81m/s²，裂口之上液位高度取 8m，液体泄露系数取 0.65，密度为 890kg/m³，则泄露速率为 56.87kg/s。泄漏量为 34.12t。

(2)火灾伴生/次生污染物产生量估算

依据《温北油田温 7 区块地面工程建设规划及设计》，项目火灾发生后消防 40min 内灭火，火灾事故中考虑最不利影响因素，假设泄漏的原油全部燃烧。

①二氧化硫产生量

油品火灾伴生/次生二氧化硫产生量按下式计算：

$$G_{SO_2} = 2BS$$

式中：G_{SO2}——二氧化硫排放速率，kg/h；

B——物质燃烧量，51180kg/h； S——物质中硫的含量，0.32%。

因此，火灾伴生/次生二氧化硫的速率为 327.55kg/h(0.09kg/s)。

②一氧化碳产生量

油品火灾伴生/次生一氧化碳产生量按下式计算：

$$G_{CO}=2330qCQ$$

式中： G_{CO} ——一氧化碳的产生量，kg/s；

C ——物质中碳的含量，取 85%；

q ——化学不完全燃烧值；参考《大连石化公司油品储罐突发性事故伴生 CO 污染源强实验及影响分析报告》，原油燃烧生成 CO 的不完全燃烧率在 1.56%~4.34%之间。本次评价取上限值 4.34%；

Q ——参与燃烧的物质质量，0.057t/s。

因此，火灾伴生/次生一氧化碳产生量 4.9kg/s。

7.5 风险预测与评价

7.5.1 大气环境风险预测与评价

本项目主要储存原油，油品燃烧过程中会伴生大量的二氧化硫、二氧化氮等污染物，同时由于油罐发生火灾后，油品的急剧燃烧所需的供氧量不足，属于典型的不完全燃烧，因此燃烧过程还将产生大量的 CO，这些污染物均会对周围环境产生影响。

7.5.1.1 预测模型

按照《建设项目环境风险评价技术导则》附录表 G 中采用理查德森数判定烟团/烟羽为轻质气体，经模型计算，项目油品燃烧 SO₂ 和 CO 烟团初始密度未大于空气密度，不计算理查德森数，项目有毒有害物质为轻质气体，选用导则推荐的 AFTOX 模型进行预测。

表 7.5-1

大气风险预测模型主要参数表

参数类型	选项		参数
基本情况	事故源经度/(°)		80°11'22.68"
	事故源纬度/(°)		41°18'7.17"
	事故源类型		泄露、火灾/爆炸
污染源	排放时长/min		40
	排放高度/m		1.2
	排放方式		短时或持续排放
	排放速率 (kg/s)	SO ₂	0.09
		CO	4.9
气象参数	气象条件类型		最不利气象
	风速/(m/s)		1.5
	环境温度/°C		25
	相对湿度/%		50
	稳定度		F
环境参数	侧风处地表粗糙度/cm		3
	事故处地表粗糙度/cm		0.5
	是否考虑地形		否
	地形数据精度/m		90
计算参数	浓度平均时间/min		40
	预测时刻/min		[5, 120]
	计算平均离地高/m		1.5
	廓线的阈值及单位/mg/m ³		380、95
	轴线最远距离/m		10000

7.5.1.2 预测范围与计算点

(1)预测范围：根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)可知，预测范围即预测物质浓度达到评价标准时最大影响范围，依据预测模型计算结果获取。

(2)计算点：本项目大气环境风险评价为二级，计算点包括全部大气环境保护目标等关心点作为计算点。本项目所有的敏感点都作为关心点，其中，特别关注常年主导风向的敏感目标托乎拉乡作为关注点，距风险源最近的诺尔贝希买里及其同一风向上的土完苏勒拉克、喀拉苏博依买里、下买里、托万克库尔巴格，作为有毒有害物质对下风向不同距离敏感目标的风险关心点，同时兼顾人口较为密集的温宿镇为作主要关心点，项目主要关心点与风险源的位置关系表见表

7.5-2。

表 7.5-2 项目主要关心点与风险源的位置关系表

序号	关心点	距源距离(m)	具体方位
1	诺尔贝希买里	900	WSW
2	土完苏勒拉克	1950	WSW
3	喀拉苏博依买里	1900	WS
4	下买里	3200	WSW
5	托万克库尔巴格	4000	WSW
6	托乎拉乡	3600	N
7	温宿镇	4500	ESE

(3)气象参数

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)判定，本项目大气环境风险评价为二级，需选取最不利气象条件进行后果预测。最不利气象条件取 F 类稳定度、1.5m/s 风速；温度 25℃；相对湿度 50%。

(4)大气毒性终点浓度值选取

本项目预测风险物质为 SO₂ 和 CO，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 H，SO₂ 的大气毒性终点浓度 1 级(PAC-3) 为 79mg/m³，大气毒性终点浓度 2 级(PAC-2) 为 2mg/m³。CO 的大气毒性终点浓度 1 级(PAC-3) 为 380mg/m³，大气毒性终点浓度 2 级(PAC-2) 为 95mg/m³。

7.5.1.3 预测结果

(1) 下风向不同距离处有毒有害物质的最大浓度

项目下风不同距离处有毒有害物质的最大浓度分布表见表 7.5-3，SO₂ 不同距离处最大浓度分布图见图 7.5-1、CO 不同距离处最大浓度分布图见图 7.5-2。项目主导风向下风向 CO 阈值区间等值线图见图 7.5-3。

表 7.5-3 下风向不同距离处有毒有害物质的最大浓度分布表

序号	下风向距离/m	出现时间/min	SO ₂	CO
			浓度/mg/m ³	浓度/mg/m ³
1	10	0.1	19396.95	1056056.00
2	60	0.7	1915.80	104305.80
3	110	1.2	877.38	47768.24
4	160	1.8	509.35	27731.48
5	210	2.3	335.89	18287.12
6	260	2.9	240.00	13066.39
7	310	3.4	181.14	9861.90
8	360	4.0	142.24	7744.39
9	410	4.6	115.10	6266.57
10	460	5.1	95.34	5190.92
11	510	5.7	80.48	4381.47
12	610	6.8	59.89	3260.86
13	710	7.9	46.58	2535.92
14	810	9.0	37.42	2037.50
15	910	10.1	30.83	1678.71
16	1010	11.2	25.92	1410.99
17	1110	12.3	22.14	1205.38
18	1210	13.4	19.17	1043.70
19	1310	14.6	16.79	914.02
20	1410	15.7	14.76	803.40
21	1510	16.8	13.47	733.38
22	1610	17.9	12.37	673.38
23	1710	19.0	11.41	621.46
24	1810	20.1	10.58	576.16
25	1910	21.2	9.85	536.33
26	2010	22.3	9.20	501.08
27	2110	23.4	8.63	469.69
28	2210	24.6	8.11	441.58
29	2310	25.7	7.65	416.28
30	2410	26.8	7.23	393.41
31	2510	27.9	6.84	372.66
32	2610	29.0	6.50	353.74
33	2710	30.1	6.18	336.44
34	2810	31.2	5.89	320.56
35	2910	32.3	5.62	305.96
36	3010	33.1	5.37	292.47

37	3110	34.6	5.14	279.99
38	3210	35.7	4.93	268.41
39	3310	36.8	4.73	257.65
40	3410	37.9	4.55	247.61
41	3510	39.0	4.38	238.24
42	3610	47.1	4.21	229.46
43	3710	48.2	4.06	221.24
44	3810	49.3	3.92	213.53
45	3910	50.4	3.79	206.27
46	4010	51.6	3.66	199.43
47	4110	52.7	3.54	192.98
48	4210	53.8	3.43	186.88
49	4310	55.9	3.33	181.11
50	4410	57.0	3.23	175.65
51	4510	58.1	3.13	170.47
52	4610	59.2	3.04	165.55
53	4710	60.3	2.95	160.87
54	4810	61.4	2.87	156.42
55	4910	63.6	2.80	152.18
56	4960	64.1	2.76	150.13
57	5010	64.47	2.72	148.14
58	5510	70.22	2.40	130.46
59	6010	76.78	2.13	116.16
60	6510	83.33	1.92	104.40
60	6960	88.33	1.75	95.48
62	7010	89.89	1.74	94.57
63	7510	95.45	1.58	86.25
64	8010	102.00	1.45	79.13
65	8510	108.56	1.34	72.97
66	9010	114.11	1.24	67.61
67	9510	120.67	1.16	62.90
68	9960	126.67	1.09	59.13

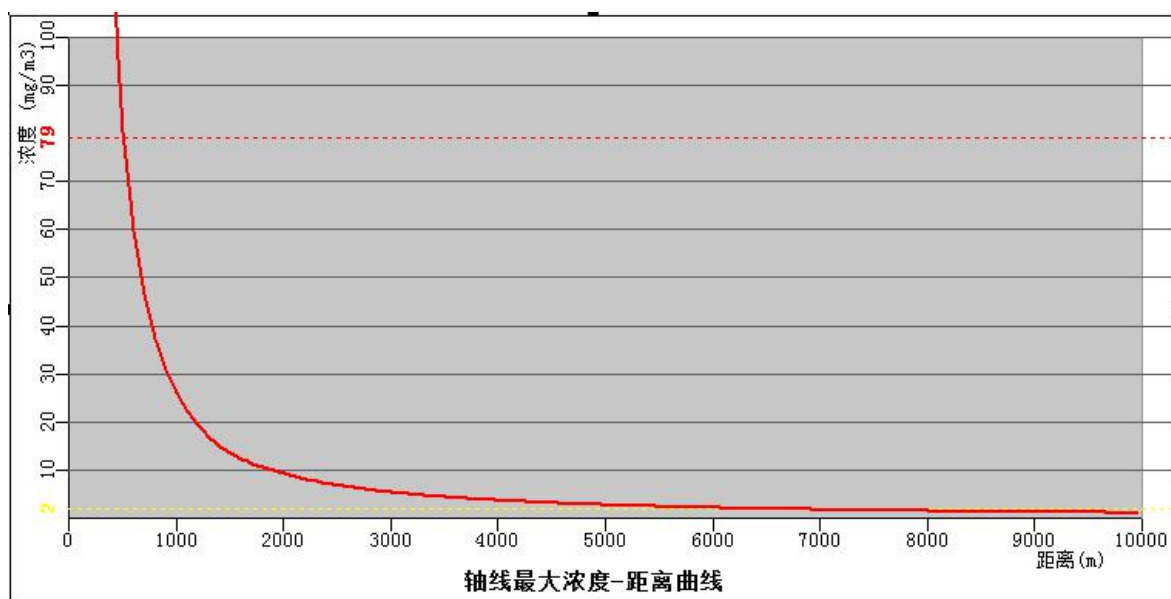


图 7.5-1 SO_2 不同距离处最大浓度分布图

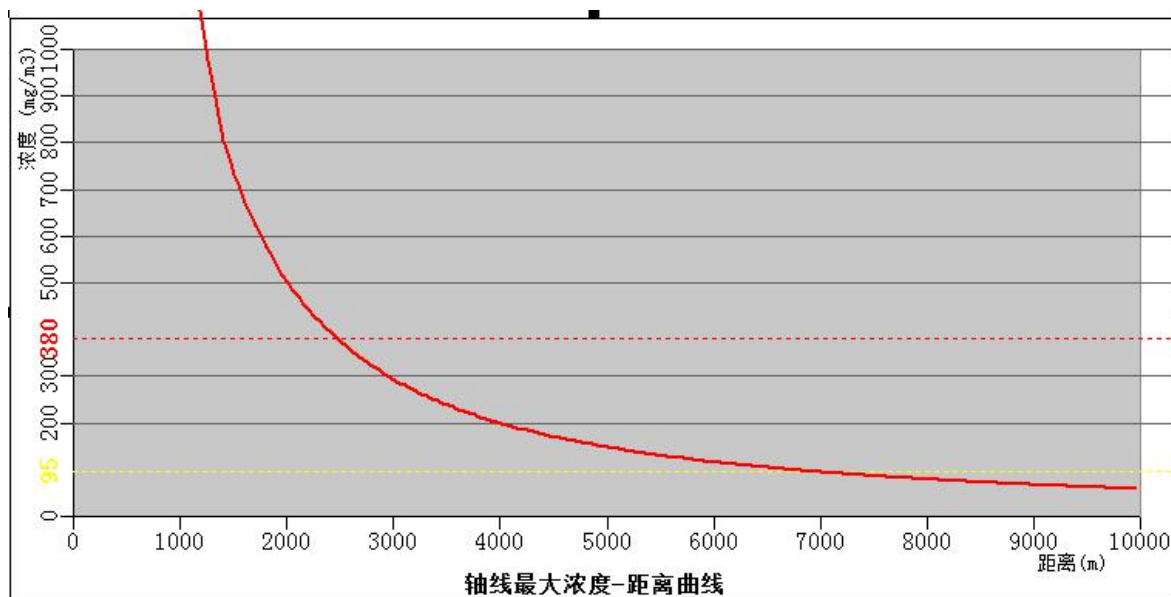


图 7.5-2 CO 不同距离处最大浓度分布图

(2) 不同毒性终点浓度的最大影响范围

依据预测结果，项目环境风险事故发生后，项目有毒有害物质影响对最远距离为下风向 6960m，对大影响区域半宽 182m，对应距离为下风路 3610m 处。各阈值的廓线对应的位置表见表 7.5-4，项目最大影响区域图见图 7.5-4。

表 7.5-4 各阈值的廓线对应的位置表

有毒有害 物质	PAC 数值	阈值(mg/m ³)	起点距离(m)	终点距离(m)	最大半宽(m)	对大半宽对应距 离(m)
SO ₂	PAC-2	2	10	6300	166	3260
	PAC-3	79	10	510	18	210
CO	PAC-2	95	10	6960	182	3610
	PAC-3	380	10	2470	72	1010

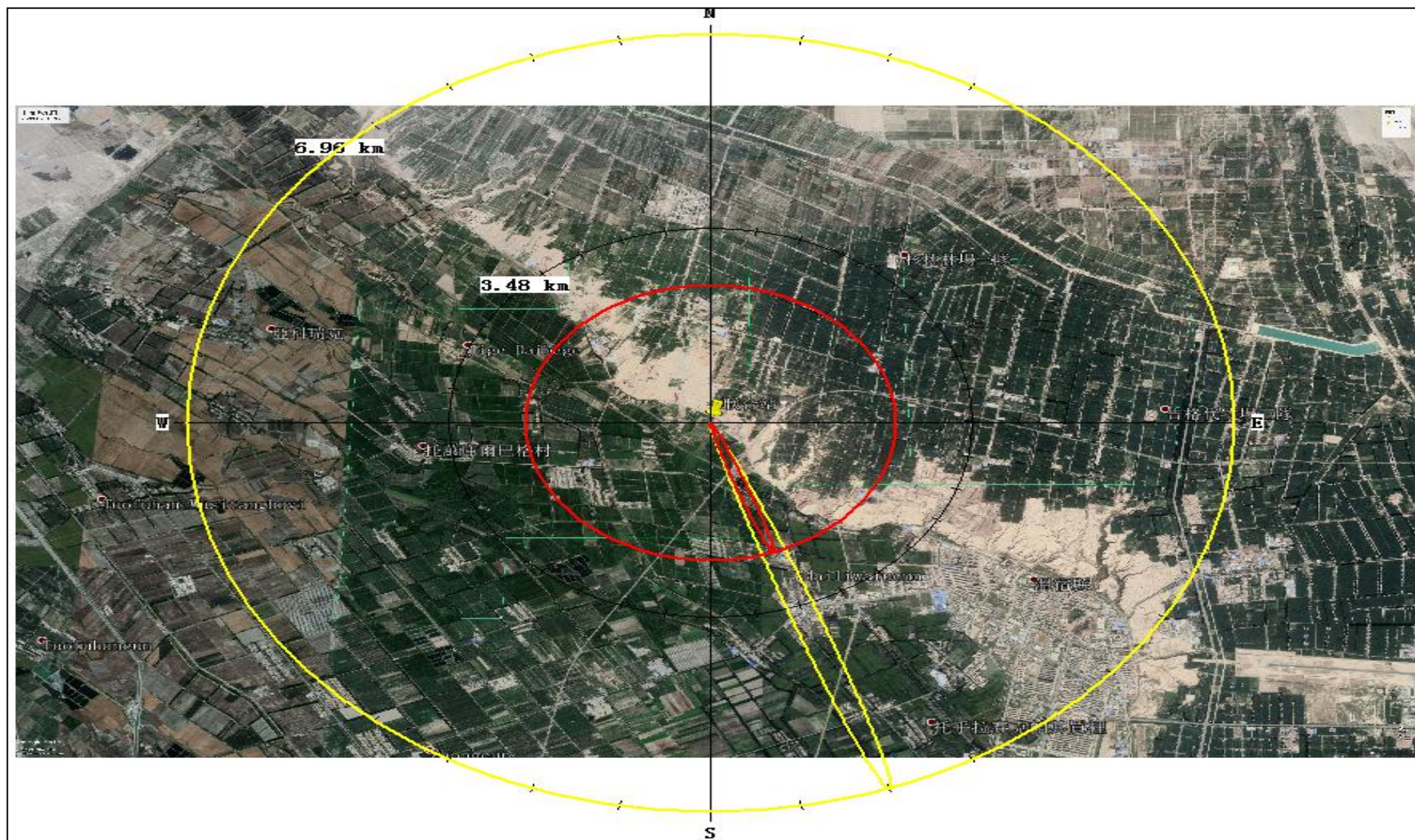


图 7.5-4 项目最大影响区域图

(3) 项目风险事故状态下各关心点有毒有害物质浓度随时间变化情况表见表 7.5-5，关心点 SO₂ 最大浓度随时间变化图见图 7.5-5、7.5-6、7.5-7，关心点 CO 最大浓度随时间变化图见图 7.5-8、7.5-9、7.5-10。

7.5-5

各关心点有毒有害物质最大浓度随时间变化情况表

有毒有害物质	关心点	距源距离(m)	超过阈值持续时间/min	最大浓度(mg/m ³)													
				11min	22min	33min	38min	41	50	52	60	75	80	85	90	101	110
SO ₂	诺尔贝希买里	900	30	29.1	29.1	29.1	29.1	29	25.7	0.02	0	0	0	0	0	0	0
	土完苏勒拉克	1950	19	0	6.83	6.83	6.83	6.83	6.83	6.83	6.82	0	0	0	0	0	0
	喀拉苏博依买里	1900	19	0	5.7×10^{-8}	5.7×10^{-8}	5.7×10^{-8}	5.7×10^{-8}	5.7×10^{-8}	5.7×10^{-8}	5.4×10^{-8}	0	0	0	0	0	0
	下买里	3200	18	0	0	1.3×10^{-20}	1.3×10^{-20}	1.3×10^{-20}	1.3×10^{-20}	1.3×10^{-20}	1.3×10^{-20}	2.9×10^{-21}	0	0	0	0	0
	托万克库尔巴格	4000	3	0	0	0	7.7×10^{-28}	7.7×10^{-28}	7.7×10^{-28}	7.7×10^{-28}	7.7×10^{-28}	7.7×10^{-28}	2.2×10^{-28}	0	0	0	0
	托乎拉乡	3600	3	0	0	0	4.06	4.06	4.06	4.06	4.06	4.05	1.01	0	0	0	0
	温宿镇	4500	3	0	0	0	0	0.04	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	1.58	0.004	0	0
CO	诺尔贝希买里	900	30	1580	1580	1580	1580	1580	1400	1.12	0	0	0	0	0	0	0
	土完苏勒拉克	1950	19	0	372	372	372		372	372	371	0	0	0	0	0	0
	喀拉苏博依买里	1900	19	0	3.1×10^{-6}	3.1×10^{-6}	3.1×10^{-6}	3.1×10^{-6}	3.1×10^{-6}	3.1×10^{-6}	2.93×10^{-6}	0	0	0	0	0	0
	下买里	3200	18	0	0	6.9×10^{-19}	6.9×10^{-19}	6.9×10^{-19}	6.9×10^{-19}	6.9×10^{-19}	3.1×10^{-23}	1.6×10^{-19}	0	0	0	0	0

	托万克库尔巴格	4000	3	0	0	0	4.2×10^{-26}	4.2×10^{-26}	4.2×10^{-26}	4.2×10^{-26}	4.2×10^{-26}	4.2×10^{-26}	1.2×10^{-26}	0	0	0	0
	托乎拉乡	3600	3	0	0	0	221	221	221	221	221	220	127	127	127	82.3	0
	温宿镇	4500	3	0	0	0	0	2.10	182	182	182	182	181	8.61	2.13	0	0

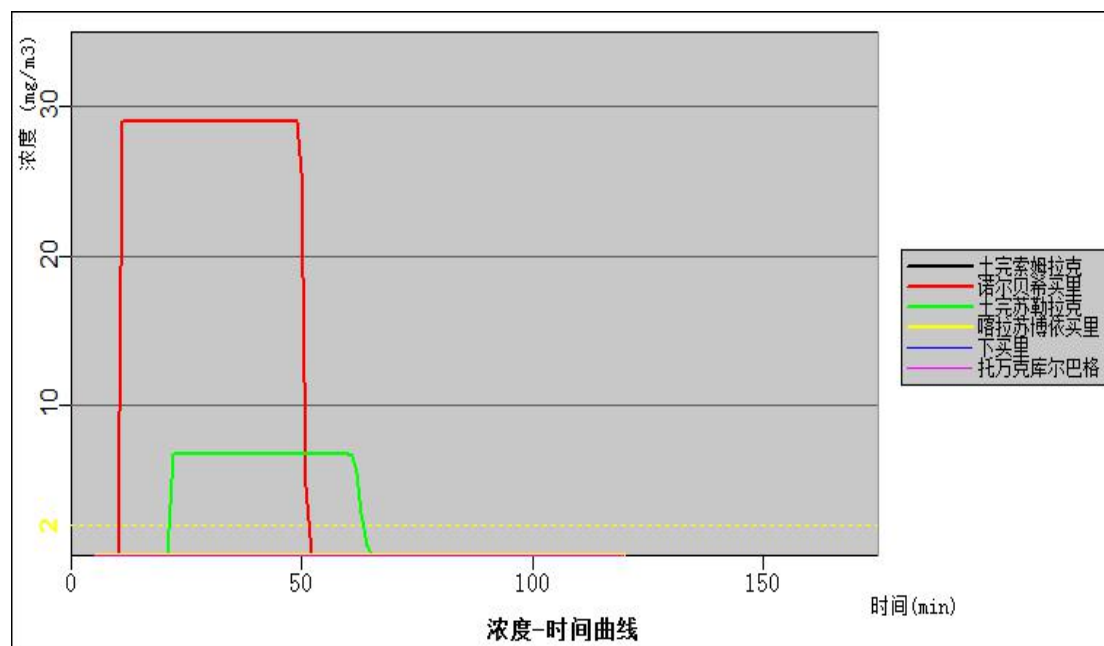


图 7.5-5 风向为 WS 时各关心点 SO₂ 最大浓度随时间变化图

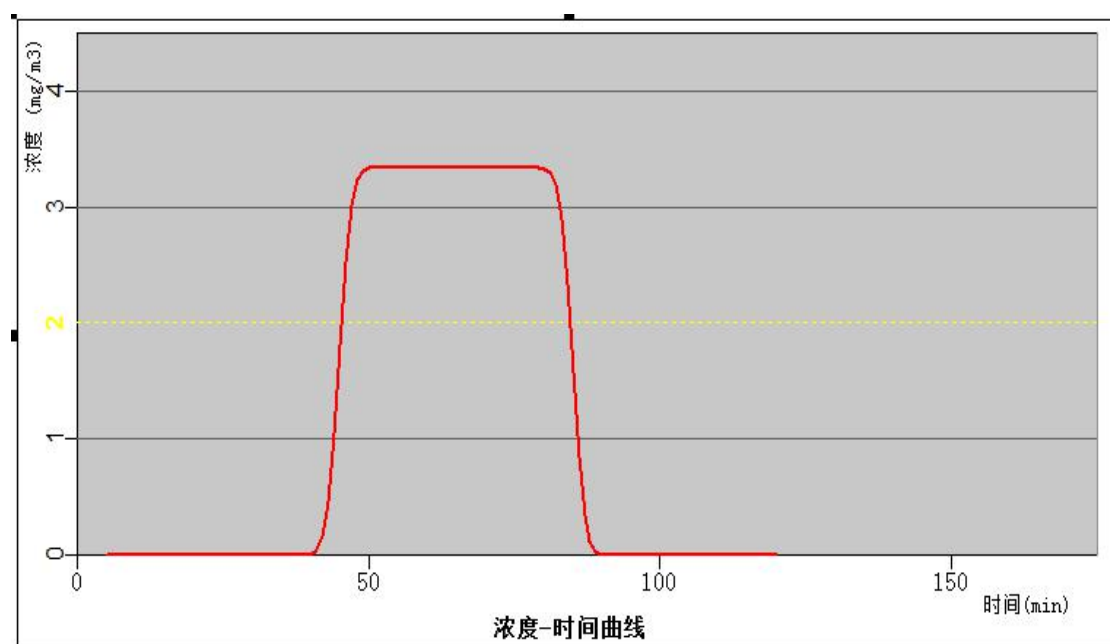


图 7.5-6 风向为 ESE 时温宿镇 SO₂ 最大浓度随时间变化图

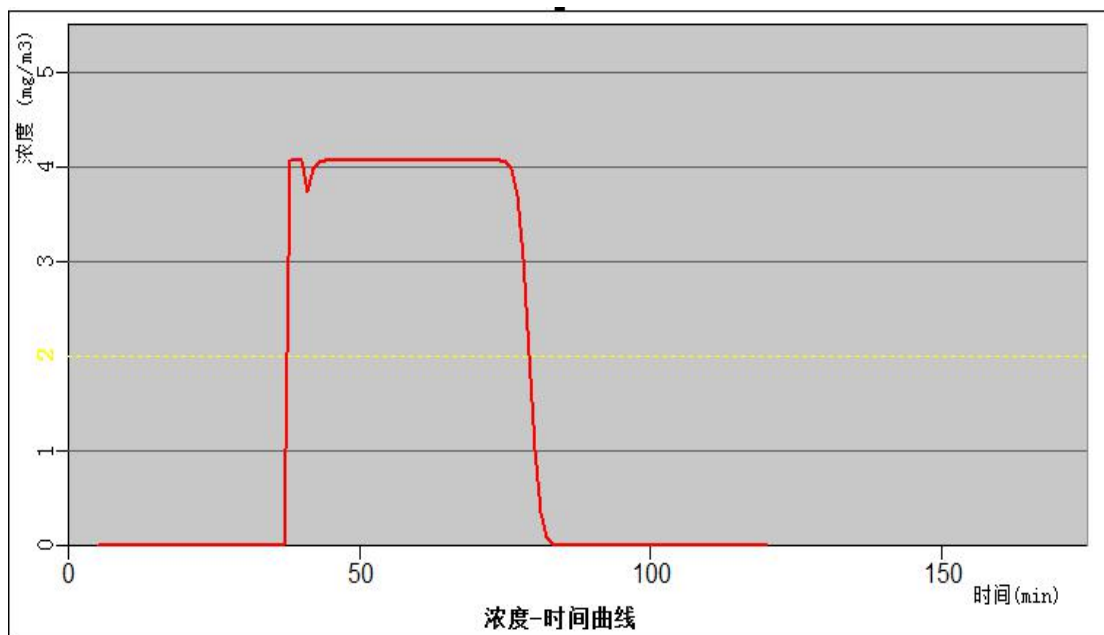


图 7.5-7 主导风向时托乎拉乡 SO₂ 最大浓度随时间变化图

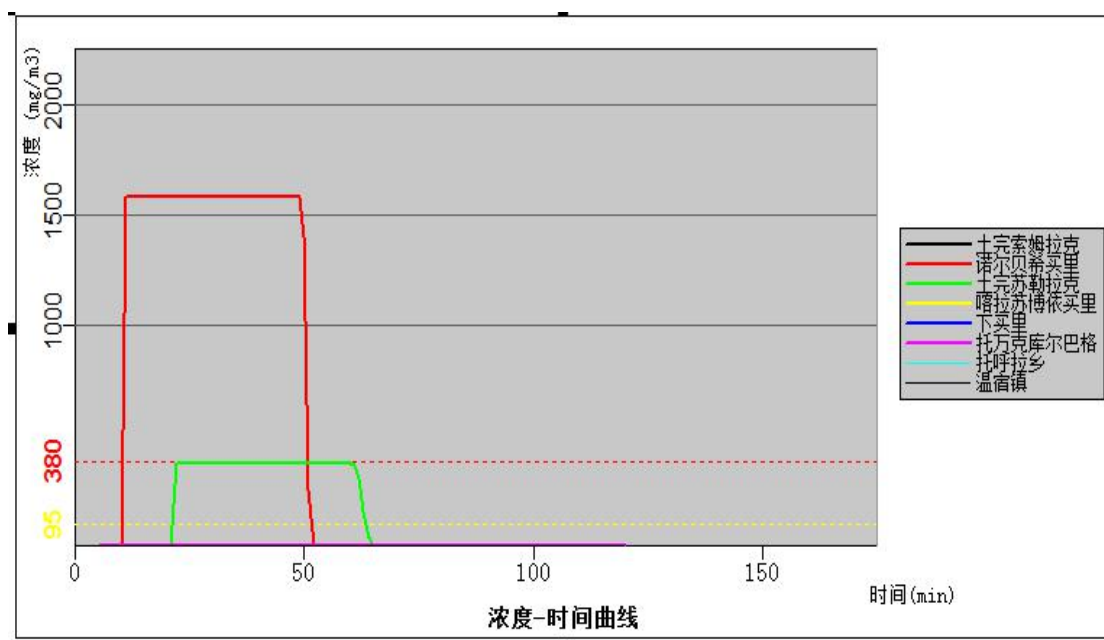


图 7.5-8 风向为 WS 时各关心点 CO 最大浓度随时间变化图

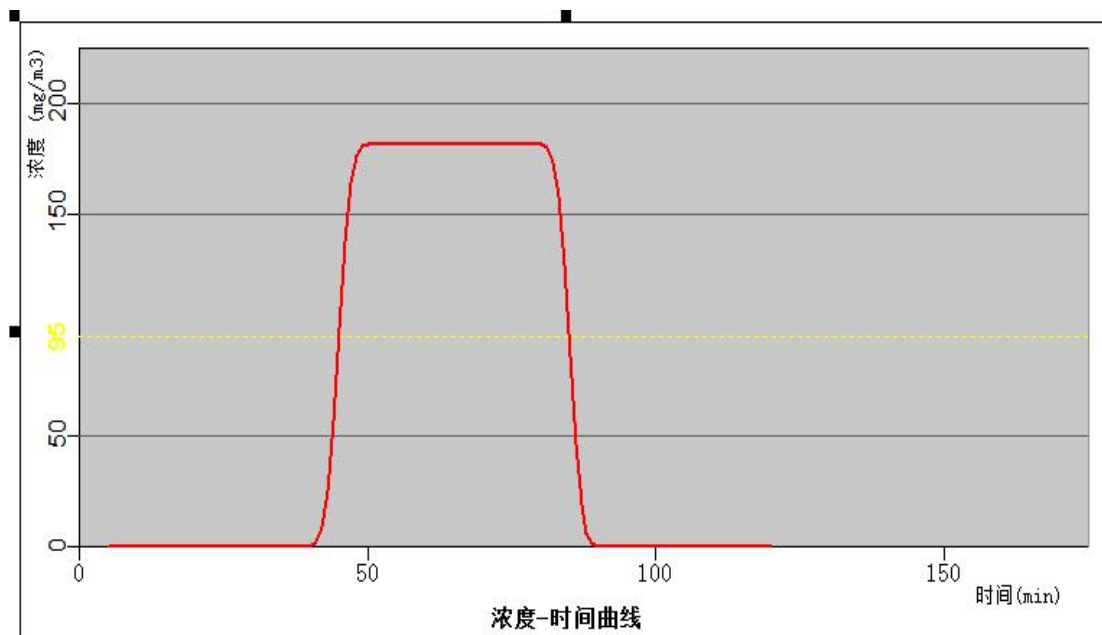


图 7.5-9 风向为 ESE 时温宿镇 CO 最大浓度随时间变化图

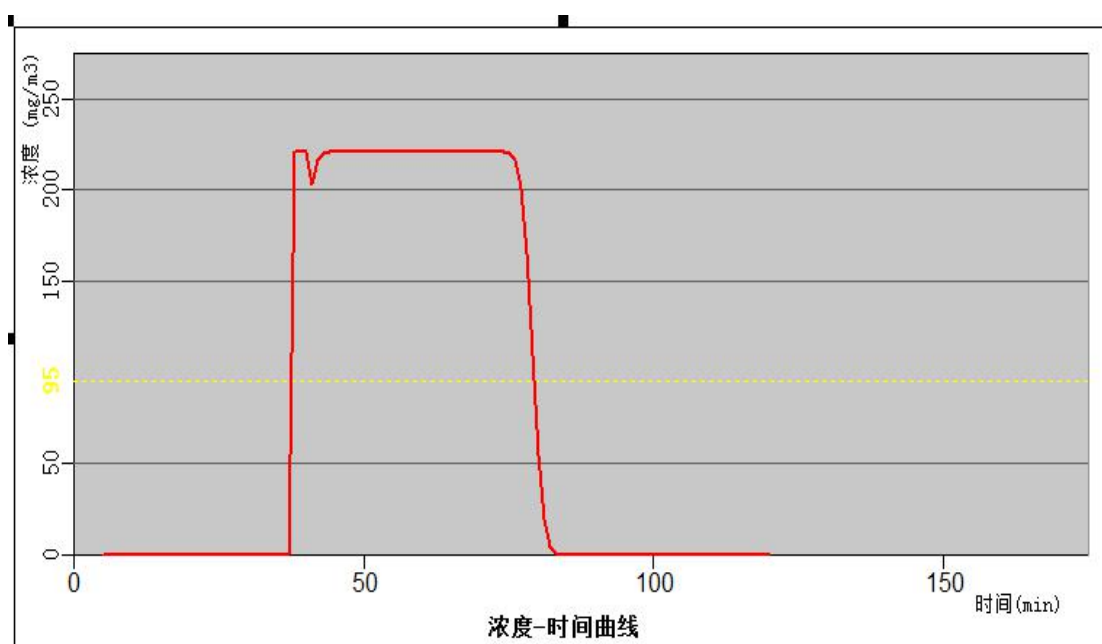


图 7.5-10 主导风向时托乎拉乡 CO 最大浓度随时间变化图

(4) 大气伤害概率

项目大气伤害概率依据导则选择计算参数，大气伤害概率计算参数表见表 7.5-6，通过计算，各关心点有毒有害物质大气伤害概率统计表见表 7.5-7。

表 7.5-6

大气伤害概率计算参数表

序号	有毒有害物质	At	Bt	n
1	SO ₂	-19.2	1	2.4
2	CO	-7.4	1	1

表 7.5-7

各关心点有毒有害物质大气伤害概率统计表

有毒有害物质	关心点	最大浓度(mg/m ³)	超过阈值持续时间/min	大气伤害概率估算 PE(%)
SO ₂	诺尔贝希买里	29.1	49	0
	土完苏勒拉克	6.83	38	0
	喀拉苏博依买里	5.7×10^{-8}	38	0
	下买里	1.3×10^{-20}	46	0
	托万克库尔巴格	7.7×10^{-28}	38	0
	托乎拉乡	4.06	38	0
	温宿镇	3.33	38	0
CO	诺尔贝希买里	1580	49	12.65
	土完苏勒拉克	372	38	0.22
	喀拉苏博依买里	3.1×10^{-8}	38	0
	下买里	6.9×10^{-19}	46	0
	托万克库尔巴格	4.2×10^{-26}	38	0
	托乎拉乡	221	38	0.04
	温宿镇	182	38	0.02

由表 7.5-7 可知,项目风险发生后,距项目 WSW 风向下风向最近距离约 810m 的诺尔贝希买里大气伤害概率最大,约为 12.65%,主导风 NNW 风向下风向托乎拉乡大气伤害概率为 0.04%,依据表 5.1-3 阿克苏气象站年风向频率统计,项目所在区域 WSW 风向频率为 2.0%,NNW 风向风频为 8.3%,依据导则附录 E,储罐全破裂泄漏概率为 $5.00 \times 10^{-6}/a$,项目风险对关心点伤害可能性计算结果为:大气伤害概率 $\times$ 气象条件频率 $\times$ 事故发生概率= $1.27 \times 10^{-6}\%$,计算结果表明,诺尔贝希买里村村民在无防护措施条件下受到伤害的可能性为 $1.27 \times 10^{-6}\%$,托乎拉乡乡民在无防护措施条件下受到伤害的可能性为 $1.66 \times 10^{-10}\%$,均趋近于 0。则项目区域所有敏感点及关注点的居民在无防护措施条件下受到伤害的可能性均趋近于 0。

7.5.2 地表水环境风险预测与评价

原油泄漏或含油污泥遗落到地面对地表水环境的影响一般有两种途径,一种是泄漏后直接进入水体(主要是指雨季);另一种是重油泄漏于地表,由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤一起带入水体造成污染。

本项目事故状态下对水体产生污染途径主要为现有集输系统泄漏和作业落地油。该项目风险评价范围不涉及地表水敏感目标，同时本项目产生的采出水经处理后回注地下油层，不外排；集输管线每天巡线 2 次，若发生泄漏，能够及时报警并采取紧急措施；企业对事故状态下落地油进行回收，可以控制本工程作业过程对水环境的影响。

7.5.3 地下水环境风险预测与评价

油田开发建设过程中对地下水可能产生的潜在的污染源主要有泄露的采出液和采出水以及落地油及，在正常情况下，油田生产建设对区域地下水不会产生大的影响。但在油田开发生产过程中仍存在着一些潜在的事故隐患，具有污染环境、危害工程安全的潜在因素，如联合站泄漏、集输管线泄露等。

根据预测表明，非正常状况下，污染物在水动力条件作用下主要由西北向东南方向运移。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。

原油储罐在发生泄漏且防渗失效的情景下，污染物一次泄漏量较大，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。

7.6 环境风险管理

7.6.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

7.6.2 环境风险防范措施

7.6.2.1 钻采工程事故风险防范措施

钻井、井下作业已采取的事故防范措施如下：

（1）做好地质研究。井眼轨道的设计根据地质目标参数对造斜点、造斜率、井斜角和防碰措施进行优化。做到有利于正常安全钻井、固井质量的保证、测井作业的顺利、完井管柱的安全下入等。

（2）井控是钻井作业安全工作的重要组成部分，作业中严格执行《中国石油天然气集团公司石油与天然气钻井井控规定》、《中国石油天然气集团公司石油与天然气井下作业井控规定》，施工单位严格按 SY/T6283—1997《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》和《华北油田钻井井控实施细则》执行，以确保方案顺利实施。

（3）完井选用液压坐封永久式封隔器。对于下测压装置的注采井选用可取式整体穿越封隔器，以利于将来的维修作业。坐封方式上均选用液压坐封封隔器。永久式封隔器在其上部配套安全装置，在封隔器下部配套磨铣延伸筒。为保证操作安全、运行安全和作业便捷，采用双翼双阀结构，法兰式连接，配套主闸阀两个，测试闸阀一个，所有闸阀均为平板阀。

（4）井场钻井、维修时，在井口处设置“井喷控制器”，由四组阀门组成，井喷时利用液压从不同方向关闭阀门组，从而关闭井口控制井喷，杜绝井喷的发生。敏感地区的抽油机井口加装“井口断脱防喷装置”。

阿克苏中曼油气勘探开发有限公司把严防井喷失控事故作为安全生产管理的重点工作来抓，采取了一系列行之有效的措施。①是加强员工井控培训，井控操作实行持证上岗，将先培训取得井控操作证后再上岗作为一项硬性制度；②是井控装置送井、回收、检修都由专业公司负责，安装、试压由专人负责，确保每

口井的防喷装置符合设计要求；③是每个井队在钻开油气层前向上级部门提出验收申请，待职能部门验收并签发《钻开油气层批准书》后再开钻；④是钻井队技术人员从开钻到完井每天 24h 值班，做到人员落实，职责明确；⑤是对重点井严格监督检查，对一般井实行抽查，对检查出的问题提出整改要求，对被查出问题的单位除在公司范围内通报外，还要按《井控管理奖惩规定》给予经济处罚；⑥是积极筹措资金，为每个钻井队配置井控设备。

做好井控工作抓好“4 个关键环节”：①是开工前井控装置验收关；②是强化井控岗位培训；③是确实抓好坐岗观察；④是规范不同工况下的日常防喷演习。

（5）使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求，在钻井过程中应及时根据设计参数调整好适宜的钻井液。泥浆比重和粘度要经常进行检查，在危险的油气层中钻进时每 30 分钟检查一次，泥浆罐内检查每周至少一次。在钻开油层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力 3~5MPa，井场的重泥浆储备量须为井筒容积的 1.5~2 倍，并储备充足的泥浆加重剂。坚持坐岗观察，视泥浆循环罐内液面变化及时做出正确判断，采取有效处理措施；起下钻时应做到防抽吸和防喷、防卡，加强坐岗及记录，及时通知司钻向井内灌入适宜的钻井液。

（6）储备足量的各种堵漏、加重、润滑剂等材料。钻开油层前要严格检查验收制度，注意防喷和防火。

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

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

柴油储罐设置在井场主导风向上风向，与井口的距离不得小于 50m。在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

按规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

（8）钻井、井下作业时要求带罐操作，泄露物料和落地原油应及时收集、钻井、井下作业时要求带罐操作，泄露物料和落地原油应及时收集后妥善处理。

（9）对抽油机井井口加装防喷装置，井口安装 H₂S 检测仪、可燃气体检测仪。配置固控设备、钻井液流量指示器、液面指示器及油气监测设备。

(10) 钻井阶段及时清理井场周围废弃物，井场不得有油污，避免雨后污染环境。

抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，泥浆池严格按照设计施工，并制订严格的井场岗位责任制，有效防范雨季泥浆池外溢事故的发生。所有的泥浆池须进行防渗处理。

(11) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

(12) 距离敏感建筑较近的井场，在钻井施工过程揭开油气层后应派专人进行警戒，发现异常情况应即时进行警示并阻止车辆继续通行。

(13) 当发生井喷等事故，按公司应急管理手册，启动应急系统。

7.6.2.2 站场风险事故的防范措施

一旦站场原油储罐发生事故，环境风险主要是原油储罐泄漏原油及消防水对水体和土壤的污染，一般防范措施如下：

(1) 平面布局科学合理，平面布置中尽量将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持规定的防火距离；将站场的明火点控制到最少，并布置在站场边缘部位；有油气散发的场所布置在有明火或散发火花地点的当地全年最小频率风向的上风侧。站场与周边环境的安全间距按照《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004)的要求进行严格设计，确保站场与周边环境的安全间距满足规范要求。

(2) 站场安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

(3) 在可能发生原油泄漏或油气积聚的场所应按照《石油化工企业可燃气体和有毒气体检测报警设计规范》(GB50493-2009)的要求设置可燃气体报警装置。

(4) 为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施；

(5) 场站的架空输油管线及油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超

过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

(6)场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

(7)爆炸危险区域所用的设备、电气均采用防爆型，并符合相应的防爆等级。

(8)定期检测设备、收集池的内外腐蚀情况，及时更换或维修。

(8)含油污泥收集池参照《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及《危险废物处置工程技术导则》(HJ2042-2014)进行防渗设计，使重点污染区各单元防渗层渗透系数相当于 6.0m 厚防渗系数 $\leq 10^{-7}$ cm/s 黏土防渗系数。

(9)本项目最大风险源为联合站罐区，联合站内新建 4 座 2000m³ 原油储罐，参照《化工建设项目环境保护设计规范》(GB50483-2009)进行事故应急水池设计

(10)本项目产生的消防废水和事故废水进入联合站内采出水处理系统，经处理达标后回注地下油层。

(11)本项目联合站内采用罐区围堰作为事故水池。

本项目对罐区采取防渗措施，防治事故废水下渗对项目所在地地下水产生影响。要求业主使用 HDPE 防渗膜作为事故池衬里，HDPE 防渗膜厚度应不小于 1.5mm。做防渗前，对池体进行清理刮平。铺设表面垂直深度 25mm 内不得有尖锐杂物：如瓦砾、石子、钢筋头、金属或其他碎屑等足以刺穿 HDPE 防渗膜之杂物；所有拐角、直角部分，均应做成圆角或倒角，避免损坏 HDPE 防渗膜；管道节点、阴阳角、拐角等难处理的地方，可配合热风机和挤出式焊机进行焊接；用膨胀螺栓、压条，进行压边锚固。压完边，再用 HDPE 膜对锚固的部位，进行密封焊接，这样就形成完整的防渗衬里；可采用预埋形式进行锚固。HDPE 锚爪预埋于混凝土墙里，铺设到指定位置，就直接焊接于 HDPE 锚爪上，形成完整的防渗体。也可采用砖墙压边，HDPE 防渗膜铺设到要求位置，返边于墙内，砌砖固定。

(12)防腐防渗

①站内管道、设备、容器防腐

站内地上不保温管道、设备、容器外防腐推荐丙烯酸聚氨酯涂层体系。站内埋地不保温管道外防腐采用无溶剂环氧涂层+增强纤维聚丙烯胶带。站内保温管

道、设备、容器外防腐采用酚醛环氧涂层。站内设备、容器内防腐采用无溶剂环氧涂层。

②储罐防腐

储罐外表面不保温部分防腐采用丙烯酸聚氨酯涂层体系防腐，保温部分采用无溶剂环氧涂层防腐。原油拱顶储罐内防腐采用罐顶及距罐顶 2m 内的罐内壁表面采用无溶剂环氧涂层，罐底板及距罐底板 2m/4m 范围内的罐内壁、内部附件外表面采用无溶剂环氧防腐涂层；储罐罐底板外防腐采用无溶剂环氧涂层；储罐边缘板密封防腐采用 CTPU 弹性胶泥。消防水罐内防腐采用无溶剂环氧涂层；卧式柴油罐保温，外防腐采用无溶剂环氧涂层，内防腐采用浅色环氧导静电防腐涂层。

③管道、设备及储罐保温

地上保温管道、设备、容器及储罐采用憎水型复合硅酸盐保温材料并采用铝合金薄板作保护层。埋地保温管道保温防护层采用硬质聚氨酯泡沫塑料管壳+采用玻璃钢防护层。

(13)阴极保护

本工程站外埋地钢质管道采用强制电流阴极保护，在联合站设置 1 座线路阴极保护站，采用深井阳极地床。交流排流采用固态去耦合器加锌带的排流保护措施。

本工程原油储罐罐底外壁采取强制电流阴极保护，阳极地床采用柔性阳极。

原油储罐内壁及分离器等设备内壁采用牺牲阳极阴极保护，阳极采用铝合金牺牲阳极。

7.6.2.3 罐区风险防范措施

严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

①在路线选择上，尽可能绕避复杂地质段。

②选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

③制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

④集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。

⑤建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，加强检验手段。对焊

接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

⑥在施工过程中，加强监理，确保管道防腐涂层施工质量。

⑦进行试压检验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷，从而增加管道的安全性。

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

按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油水泄漏事故的发生。设置阴极防护以减少管线的腐蚀。

定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

①优化管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通讯畅通，在及时发现管道事故隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免事故隐患发生。

②加强对油田生产设施的保护，防止不法分子对油井和长输干线的破坏，以油田治保中队为中心，加强巡查，特别是夜间巡查，保护油井和干线免遭破坏。对靠近水库、鱼池、村镇敏感地区的油井和管线加密进行巡查。

③强化油井及管道的防护措施。在各油井井口一律安装防盗油取样头进行保护。

根据《石油、天然气管道保护条例》，禁止任何单位和个人从事下列危及管道及其附属设施安全的行为：①在管道中心线两侧及附属设施场区外各 50m 范围内，爆破、燃放爆竹和修筑大型工程；②在管道中心线两侧各 5m 范围内，取土、挖塘、采石、盖房、建温室、垒家畜棚圈和修筑其他建筑物；③在管道中心线两侧各 5m 范围内种植深根植物。

及时清除、处理管线沿途各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

在集输系统运营期间，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。

为防止管线泄漏造成污染面积的扩大，各作业区准备好各种尺寸的管线卡子，一旦发现穿孔和打眼破坏，可及时进行封堵。

7.6.2.4 集输管线事故风险防范措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

①在路线选择上，尽可能绕避复杂地质段。

②选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

③制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录。

④集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。

⑤建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，加强检验手段。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

⑥在施工过程中，加强监理，确保管道防腐涂层施工质量。

⑦进行试压检验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷，从而增加管道的安全性。

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

(3) 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油水泄漏事故的发生。设置阴极防护以减少管线的腐蚀。

(4) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

①优化管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通讯畅通，在及时发现管道事故隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免事故隐患发生。

②加强对油田生产设施的保护，防止不法分子对油井和长输干线的破坏，企业应加强夜间巡查，保护油井和干线免遭破坏。

③强化油井及管道的防护措施。在各油井井口一律安装防盗油取样头进行保护。

(5) 根据《石油、天然气管道保护条例》，禁止任何单位和个人从事下列危及管道及其附属设施安全的行为：

①在管道中心线两侧及附属设施场区外各 50m 范围内，爆破、燃放爆竹和修筑大型工程；

②在管道中心线两侧各 5m 范围内，取土、挖塘、采石、盖房、建温室、垒家畜棚圈和修筑其他建筑物；

③在管道中心线两侧各 5m 范围内种植深根植物。

(6) 及时清除、处理管线沿途各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

(7) 在集输系统运营期间，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。

(8) 为防止管线泄漏造成污染面积的扩大，各作业区准备好各种尺寸的管线卡子，一旦发现穿孔和打眼破坏，可及时进行封堵。

7.6.2.5 罐车运输防范措施

(1) 油罐车应配备专用灭火器、铁钎等灭火器材，并应加装避电杆，行驶过程中确保避电杆接触地面。

(2) 油罐加油孔应密封严密，放油阀门、放油管应无渗漏，油罐通气孔应畅通，油泵进油滤网应经常清洗，送油胶管用完后应立即装上两端接头盖，不得有脏物进入。

(3) 油罐车严禁烟火和动用明火。在运输过程中，运输人员不得吸烟和动用明火，无关人员不得搭车，确保按规定的线路、速度行驶，停放，禁止在公共场所、人员密集的场所和易散发火花的地点停留。

(4) 严禁报废车、自行改装车参与运营；定期对罐体、车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保罐车不带病上路。

(5) 当罐车发生故障时及时靠右停车，打开警示灯，车辆前后设立警示标志，请求救援，避免车辆失控造成风险。

(6) 罐车发生风险事故后，罐车司机或车辆监控员及时向应急管理部门汇报，及时处理。在确保安全的情况下，在事故现场设立警示标志，排除周边明火，检查罐体、阀门等有无破损，采取措施尽量使原油不出罐，罐体发生破裂后，在泄漏区域设置围堰，及时调用罐车进行倒罐清理，防止原油进一步扩散。

(7) 合理安排罐车运输路线，尽量远离环境敏感点。

(8) 加强罐车司机技能及安全培训，避免人为因素造成的风险事故。

7.6.2.6 风险管理人员培训

除采取上述分项防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完

善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

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

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

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

(4) 对事故易发部位、易泄漏地点, 除本岗工人及时检查外, 应设安全员巡检。对本项目具有较大危险因素的重点部位(如: 井控装置、输油管线等)进行必要的定期巡检。

(5) 施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作, 严防不合格设备、材料蒙混过关。

(6) 对各种典型的事故要注意研究, 充分吸取教训, 并注意在技术措施上的改进和防范, 尽可能减少人为的繁琐操作过程。

(7) 建议在每年的费用预算中, 单列教育培训计划与费用, 主要用于下述几方面: 建设期对施工人员教育培训; 对沿程主要敏感点社会成员的教育培训或补偿教育投资; 对岗位人员日常业务培训。

(8) 公众教育计划在缓解第三者对管道的破坏方面起着重要作用。根据报告, 大多数第三者破坏都是没有确切估量其后果而造成的。这种忽视不仅指埋地管道的位置, 也包括对管道所在地的地面标志的忽视。对公众进行有关的管道安全等情况的教育能够降低第三者破坏的危害性。

7.6.2.7 建立完善的风险防范体系

(1) 制定应急计划, 对事故发生时必须采取的行动、措施进行规定。应急计划应该得到地方及油田公司紧急服务部门(例如地方消防队、医院、公安局及交通部门)的同意, 并向他们提供有关物料的化学性质及其他必要资料, 定期进行演习, 做到一旦事故发生有备无患, 忙而不乱。

(2) 成立应急组织管理机构, 对每人的职责有明确分工, 具体到职责、分工、协作关系, 做到人人心中有数。经过处理事故培训的人员要轮流值班, 并建

立严格交接班制度。

(3) 配备全面的应急设备，并定期检查，使设备一直保持能够使用的良好状态。具备畅通的通讯设备和通讯网络，配备必须的通信联络设备。

(4) 制定应急撤离措施，保护事故现场周围可能受影响的职工、居民、周围的设备等。对事故后果进行监测和评价，以确定事故的影响范围和危害程度，为制定应急措施提供依据。

综上所述，只要在设计、施工和生产过程中加强事故防范措施和事故应急措施建设和管理，提高全体职工的安全意识，加强油区居民的法律意识，可使风险事故的发生率及事故的危害程度、范围降至最低。

7.7 突发事件应急预案

《突发事件应急预案》内容包括应急组织机构及人员；预案分级响应；应急救援保障；报警通讯联络方式；应急处置及应急监测；人员紧急撤离、疏散计划；事故应急救援结束与恢复措施；应急培训计划等，内容详尽。并根据应急预案进行应急演练。要求按照区块设置应急办公室及制定《突发事件应急预案》。

7.8 环境风险结论

本项目涉及物料石油、天然气(油田伴生气)、钻井所使用的柴油。本项目涉及各物料在采收、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。

8、公众参与

根据《中华人民共和国环境影响评价法》第二十一条、《建设项目环境保护管理条例》第十五条、《规划环境影响评价条例》（国务院令第 559 号）第十三条及《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部 部令第 4 号，2019 年 1 月 1 日起施行）等相关要求，在环境影响评价过程中，建设单位有责任针对规划进行详细的公众参与调查，征求规划区内各方面人士对本规划的意见与建议。

8.1 公众参与方式

本规划采取以下方式进行公众参与：

①确保环境影响评价信息的有效公开。环境影响评价在信息披露的技术层面上，采取“政府主动公开为主与依公众申请公开为辅”相结合的方式，通过辖区内有较大社会影响力的网络等媒体、政府机关公报发布环境影响评价信息；在特定场所提供环境影响报告书简本；使完整、准确的信息在第一时间覆盖绝大部分公众。为了弥补选择性公开导致信息内容狭窄的缺点，辅之以公众申请公开的方式。采用这种方式，公众可以从自己的切身利益出发，要求政府部门更深入、具体地公开他们最需要了解的信息。

②创新公众参与环境影响评价的方式。在参与方式上应该实现多元化，通过报纸、新闻媒介、互联网信息公布和信息查询等方式，提高公众参与的积极性，增强公众参与的时效性，避免公众参与的形式化，切实发挥公众参与的作用，充分考虑不同的人群对规划的不同看法充分，力争使公众参与在环保、规划、经济、发展等层面起到一定的引导作用。

③扩大环境影响评价中参与公众的范围。本规划公众参与扩大知情者范围，使政府决策更加科学民主，更有利于环保目标的实现。

④适当延长公众参与的时间段。目前，多数环境影响评价的工作参与时间段只停留在环境影响评价的初始阶段，本规划实行在整个评价阶段，凡是有公众提出对规划的意见或建议即立即予以考虑和研究等方式，对公众提出的问题予以最全面的考虑，实现公众参与的作用最大化。

8.2 调查范围与调查对象

公众参与的对象必须具有充分的代表性，公众参与选择的对象为规划区内各层次公众和对本规划关心的各层次公众。本规划调查范围确定为该规划实施地区有关公众等。重点调查该地区内可能受本规划排污影响范围内的人群。公众参与的对象为人大代表、政府工作人员、规划区域内的城乡居民、企业职工等。

8.3 调查方式及内容

规划组织单位已于 2020 年 9 月 2 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了环境影响评价第一次公示，公示主要内容为项目概况、环境影响评价工作程序及主要工作内容、征求公众意见的主要事项、公众提出意见主要方式、建设单位和环评单位信息及联系方式等。

本规划环境影响报告书征求意见稿形成后，规划组织单位于 2020 年 11 月 11 日在新疆维吾尔自治区生态环境保护产业协会网站进行了环境影响评价第二次公示（征求意见稿公示），公示主要内容为建设项目概要、主要影响、防治措施、结论、初步结论、征求意见范围和事项等。同时在新疆法制报进行 2 期报纸公示，在公示期内没有收到反馈意见和建议。公告信息的主要内容包括：规划的主要内容、规划实施可能造成的环境影响及防治措施、环境影响报告书提出的环境影响评价结论的要点、规划组织协调单位及环境影响评价单位的名称及联系方式、征求公众意见的主要事项等。

8.4 公众参与结论

本次公众参与调查显示，公众对本规划总体上是大力支持的。同时也为规划提出了一些建议，例如加强道路升级维修等意见，规划实施单位应高度重视，通过强化管理、依法办事，逐步消除公众存在的疑虑。

9、规划方案综合论证及优化调整建议

9.1 规划选址合理性分析

- (1) 区位优势
- (2) 交通优势
- (3) 资源优势
- (4) 环境容量优势

9.2 规划方案的环境合理性分析

(1) 本规划为石油勘探开采，符合《产业结构调整指导目录（2019 年本）》要求。

(2) 规划区域内无国家、省、市级自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地等环境敏感区。

(3) 规划开发布局充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点。针对本规划的特点，工程设计时充分利用有效空间，合理穿插布置井位，尽量减少占地面积，施工后对生态环境及时进行恢复和补偿。同时，本规划井位拟定位置时也对乡村进行了充分的避让。

(4) 根据环境影响预测与分析，规划实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，规划建设对周围的环境影响均在可接受的范围。

(5) 目前该区域环境容量、区域资源承载力可支持规划的实施，但由于规划区域具体项目工艺技术路线不确定、污染源的位置和排放强度相对不确定的因素，评价难以在规划阶段给予主要污染物总量控制的具体化指标，评价要求按照本规划提出的总量控制原则，在项目环评中加强主要污染物总量控制。

9.3 规划目标的可达性分析

规划期间，中曼公司将严格贯彻《中华人民共和国环境保护法》，持续挖潜污染减排潜力，落实重点减排项目，健全污染减排管理机制；实施主要污染物综

合治理，形成污染防治长效良性推进机制；加大隐患排查与治理，使环保隐患治理常态化；通过人防、物防、技防手段，严控环境风险；强化清洁生产和生态恢复与治理。

评价认为在规划的实施过程中，加强企业生产经营活动的监管，加强企业环境影响评价和三同时管理，实施施工期环境监理，严格按照要求实施竣工环境保护验收、推行清洁生产审核和环境监测计划，保障规划环保目标、节能节水目标的顺利实现以及将油气勘探开发对区域环境质量的影响降到最低。

本规划实施后，环境目标及相关指标预测情况见表 9.3-1。

根据表 9.3-1 内容分析，规划确定的目标大部分属于限制性指标，对于企根据表 9.3-1 内容分析，规划确定的目标大部分属于限制性指标，对于企业有较好的约束性，由于相关“十四五”规划在编制中，本规划仍采用相关“十三五”规划指标。在下一阶段的资源开发利用过程中管理部门应按照“不欠新账，多还旧账”的原则，其治理目标未能实现的应该限制开发，并提出限期整改的要求，并加强监管。

9.4 规划方案的调整建议

根据环境影响识别后建立的规划要素与资源、环境要素之间的动态响应关系，综合各种资源与环境要素的影响预测和分析、评价结果，提出规划方案的优化调整建议，具体如下：

9.4.1 加强与相关规划的衔接

9.4.2 规划区主体功能区划分

9.4.3 其他建议

(1)根据区域水环境功能区划和水源地保护区分布特征，合理规划站场位置，严格禁止废水排放，开发利用不得对区域地表水体，尤其是水源地产生污染影响。

(2)加强对矿产资源开发及建设项目的监管，尽可能减少对生态空间的占用，加强生态修复和环境保护，最大限度地减少人为因素造成新的水土流失。对废弃井场和井区实施生态整治，建设作业井区（点）的生态保护设施，建立油田开发生态保护示范。

(3)建议将地下水监控网络建设纳入环境保护规划中，统一布置地下水污染监控点位。布设中应考虑不同层位地下水的监控需求，尤其应加强地下水饮用水水源径流补给区内对应层位水质的监控。

(4)应重视危险废物的处置，完善场站内危险废物暂存设施的防渗、三防等防护措施。确保危险废物贮存、100%无害化处置。

(5)优先采用处理达标的废水回注地下，节约地下水资源。

(6)研究探索环境风险识别与应急技术，制定环境风险控制管理政策。研究

重大污染事故预防、环境突发事件应急能力提升、污染事故赔偿等配套环境风险管理体系政策。规划区制定详细的风险防范措施和现场处置措施，定期进行应急演练。

（7）按照“新区块产建同步配套”的原则，规划建设配套环保设施。

（8）本规划新建水源井 2 口，建设单位应当依法申请办理取水许可并依照规定取水。

（9）加强跟踪评价的时效性

由于规划的不确定性较大，规划中提出的规划内容、规划范围、规划年限等都可能存在较大的变化，建议在规划实施过程中，每隔五年左右进行一次环境影响跟踪评价，在规划修编时应重新编制环境影响报告书。

10、环境影响减缓对策和措施

10.1 环境保护对策和减缓措施遵循原则

10.1.1“预防为主”原则

规划环境保护对策和环境影响减缓措施应遵循“预防为主”原则，依照预防措施-最小化措施-减量化措施-修复补救措施-重建措施的优先顺序，通过实施环境保护措施，消除不利影响因素，使环境影响最小化。

10.1.2 清洁工艺原则

油田开发坚持“清洁生产、达标排放、总量控制”和“以新带老”原则，满足经济发展和市场需求。

10.1.3 加强环境应急体系和设施建设

阿克苏中曼油气勘探开发有限公司应制定环境风险应急预案，报当地环境保护管理部门备案，并配备相应的环境风险应急设施及物资，定期对环境应急预案进行演练，提高应急反应及组织能力。

10.2 污染防治措施

10.2.1 施工期污染防治措施

10.2.1.1 大气污染防治措施

为保证施工区域周边的大气环境，本规划拟采取以下措施进行大气污染防治：

- （1）施工场地干燥时适当洒水抑尘，洒水频率视天气及具体情况而定；
- （2）施工场地剥离的表土堆放、施工材料堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如遮盖苫布、设置挡风板等；
- （3）大风天气（四级以上）严禁施工；
- （4）管道施工完毕后及时覆土回填，临时占地使用结束后及时恢复地表形态；

(5) 燃油机械使用质量达标的低标号柴油作为燃料，定期对燃油机械进行检查与维护，保持良好运行工况；

(6) 施工材料运输过程中，不超载，尽量采取遮盖、密闭措施，减少沿程抛洒、风刮起的粉尘，同时尽量减小对敏感目标的影响；

(7) 加强对施工机械管理，科学安排运行时间，严格按照施工时间作业，不允许超时间和任意扩大施工路线。

通过采取上述措施之后，规划施工期对大气环境的影响明显降低，处于环境可接受的范围之内。

10.2.1.2水污染防治措施

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。

10.2.1.3噪声污染控制措施

施工噪声随施工结束即消失，为进一步降低施工噪声影响，建议采取如下措施，，切实保证不会出现噪声污染问题。

(1) 合理布置高噪声设备位置，减少施工期高噪声设备同时施工时间，降低对周围环境的影响；

(2) 注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强；

(3) 合理安排施工进度和施工时间，尽量避免夜间高强度同时施工，靠近村庄区段禁止夜间（22:00~6:00）和午休时间（13:00~15:00）施工。

(4) 为降低运输车辆噪声带来的影响，禁止夜间运输；规划行车路线，行车路线、运输频次、运输时间均通知当地居民；经过村屯时，限速行驶，并禁止鸣笛；定期保养车辆，保持车辆良好工况，尽可能将车辆噪声源强控制到最低。

通过采取上述措施之后,规划施工期对声环境的影响降低,能够保证达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)要求,处于声环境可接受的范围之内。

10.2.1.4 固体废物处置措施

施工期固体废物主要为废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、废包装袋及破损防渗布、建筑垃圾以及施工人员生活垃圾等。废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液均暂存于井场设置的泥浆池中,定期拉运至水基钻井泥浆资源化利用设备处理后全部综合利用,分离出的固相全部用于油田铺路,分离出的液相存入储存装置,用于配药、清洗岩屑等,全部利用不外排;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,集中收集,送阿克苏中曼油气勘探开发有限公司“三废”处理站;废 KOH 包装袋沾染 KOH,根据《国家危险废物名录(2016 年)》,属于危险废物 HW49 其他废物,危废代码为 900-041-49,暂存于井场设置的带盖 PE 桶内,委托有危险废物处置资质的单位清运处置;清罐产生的含油污水拉运至联合站含油污水处理站处理达标后回注地下,不外排;联合站施工期产生废弃砖和水泥块等建筑垃圾统一收集拉运至指定地点处理;施工人员生活垃圾统一收集后拉运至温宿县生活垃圾填埋场填埋。

通过采取上述措施之后,施工产生的废弃物均及时拉运,无害化处理,做到工完、料净、场地清,对环境的影响处于环境可接受的范围之内。

10.2.1.5 环境风险防范措施

(1) 为预防井管发生泄漏,保护地下水不受到污染,使用三层套管,进行清洁生产审计,使套管固井水泥浆必须返至井口,确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层;

(2) 在施工过程中,加强监理,确保焊接和涂层等施工质量,管道施工结束后进行试压,避免发生泄漏事故;

(3) 建立施工质量保证体系,提高施工检验人员的水平,强化检验手段;

(4) 制定严格的规章制度,发现缺陷,及时正确修补并做好记录。

10.2.2 运营期污染防治措施

10.2.2.1 大气污染防治措施

(1) 油气集输采用密闭流程，加强对设备和管线的检查和维护，管线连接处的密封点每周进行检查，联合站内的机泵、阀门、法兰等每月检测一次密闭性，防止跑、冒、滴、漏造成烃类气体挥发；

(2) 定期对储油罐进行检查，确保罐体无孔洞、缝隙、浮顶边缘密封且始终漂浮于原油表面、呼吸阀和自动通气阀等的密封性保持良好；

(3) 出现管线维修等工作时，维修结束运行后在 90d 内进行泄漏检测；

(4) 加强井下作业管理，提高落地油回收率；

(5) 落地油、含油污泥暂存于联合站含油污泥暂存池中，建议对含油污泥暂存池进行加盖密闭，收集逸散的烃类气体后高空排放；

(6) 联合站加热装置燃料均采用清洁能源天然气，燃烧烟气经不低于 8m 高排气筒达标排放。

上述措施均为油田开发过程中常用的处置措施，已广泛应用于其他类似工程，取得了较好的大气污染物控制效果，能够明显降低规划实施对大气环境的影响，使其在可接受的范围之内

10.2.2.2 水污染控制措施

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公司定期抽运清理至阿克苏污水处理厂，不外排。

10.2.2.3 噪声污染控制措施

(1) 噪声较大的声源压缩机、机泵、抽油机等安装时严格按国家规定，按照不同声源的特点采取降噪措施，如加装消声器、隔声罩、管道采用软连接等。

(2) 联合站墙体采用吸声材料，门窗采用隔声门窗等降噪措施。

(3) 联合站厂界内外种植高大树木，以增强噪声衰减。

(4) 注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，

降低噪声源强。

10.2.2.4 固体废物处置措施

规划实施后，固体废物主要是含油油泥、落地油、含油废弃防渗布、废滤料等。含油油泥、落地油含有石油类等有害成份，根据《国家危险废物名录（2016 年）》，属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物中石油开采和炼制产生的油泥和油脚，危险废物编号为 071-001-08；含油废弃防渗布、废滤料沾染石油类等有害成分，根据《国家危险废物名录（2016 年）》，属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物中其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及含矿物油废物，危险废物编码 900-249-08。

根据《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）相关规定，规划产生的含油污泥、落地油集中收集暂存于联合站含油污泥暂存池中，委托有危废资质的单位进行拉运处理；废滤料、废弃防渗布委托有危废资质的单位拉运处理，对周边环境的影响较小。

10.2.2.5 环境风险防范措施

规划实施后，采取以下风险防控措施：

（1）在规划投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故；

（2）制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸和场站装置泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与管道操作人员有关的安全问题，并定期演练进行补充完善；

（3）日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为都有记录和建立档案规定；

（4）严格岗位责任制，避免不必要事故的发生，定期对工人进行环境保护意识教育；

（5）对规划区域附近的居民加强教育，进一步宣传贯彻、落实石油天然气相关法律法规，减少、避免发生第三方破坏的事故，进行发生事故时如何应急的

宣传教育，使发生事故时能够将影响减到最小；

（6）对重要的仪器设备有完善的检查项目、维护方法，按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全；

（7）加强油田保卫工作，保证油田的各种生产设施安全运行，杜绝油田生产设施受到破坏、盗窃等发生重大生产事故和环境污染；

（8）配备移动式可燃气体和有毒有害气体检测设备；

（9）建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，确保应急工具和设备齐备完好，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

10.3 土壤保护措施

10.3.1 施工期土壤保护措施

（1）敷设管线时，设定管线线作业面宽 8m，根据实际施工情况尽量缩小施工作业面宽度，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复土地原貌；管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被；

（2）施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

（3）对临时占地进行人工植被恢复；永久占地进行按照相关规定缴纳补偿费，专款专用，将所占土地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦；

（4）加强施工管理，施工活动控制在占地范围内，临时占地剥离表层熟土，施工结束后，恢复临时占地表土；

（5）搬运施工设备利用现有公路、小路，执行“无捷径”原则，确定车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏临时占地外的土地；

（6）严格施工管理，对废水、固体废物进行统一处理，不得随意抛撒。

10.3.2 运营期土壤保护措施

(1) 严格控制运营期油水井作业占地，井下作业不新增临时占地，均在永久占地范围内进行；

(2) 定期对井场进行维护，防止因风蚀等自然因素造成井场土壤沙化等情况的发生；

(3) 油井作业时严格执行环保措施，作业前在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境，控制污染物的外排量；在井场铺设防渗布或者其他防治措施，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场；

(4) 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；

(5) 发生管线泄漏时，及时采取应急措施，启动施工应急预案，减少泄漏量，并及时对泄漏的污染物进行清理，防止污染土壤；

(6) 加强管理，杜绝落地油在清理和运输过程跑、冒、滴、漏，污油回收后做无害化处理，杜绝散排。

10.4 生态环境影响减缓措施

10.4.1 施工期生态保护措施

(1) 开发区域占用农田，建设单位应按相关规定履行审批手续，并且应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占农田的数量与质量相当的耕地，没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地；

(2) 井下作业、管线敷设、道路等建设等过程中，确定施工作业线，尽量避开植被分布区，尽量不破坏地表植被；

(3) 施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层(30cm-50cm)单独堆放，然后挖心、底土层另外堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌施工区域内有植被分布；

(4) 对施工占地上的植被，应在施工挖掘过程中注意保护，尽可能在井场区或计转站内进行复植，减少该区植被损失量；

(5) 井场、场站、道路等地面设施施工中，应按设计要求的范围进行，不能随意扩大取土场、料场范围，尽量减少占地面积；

(6) 管道铺设不随意改线，运送设备、物料的车辆严格在设计道路上行驶，不随意增开便道，在保证顺利施工的前提下，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，以减少对地表的碾压破坏；

(7) 限制施工机具、车辆便道、堆料场、施工队伍临时营地等临时性占地面积，并在施工结束后及时清理现场，清运各种污物，使之尽量恢复原状；

(8) 加强对施工人员的教育，在施工作业带以外，不随意砍伐、破坏树木和植被，不烧灌木，不乱挖、乱采野生植被，不随便破坏动物巢穴；

(9) 注意施工过程中地貌的恢复，挖掘管沟时将表层土与底层土分开堆放，管沟回填时，再分层回填，表层土回填在表面，以恢复原来的土层，回填后多余的土方不随便丢弃；

(10) 严格执行《土地复垦规定》，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都给予及时修整，恢复原貌，被破坏的植被在施工结束后尽快恢复；

(11) 施工期尽量采取定在冬季，降低对植被和土壤的影响，减少水土流失。

(12) 施工组织合理的安排和施工机械的数量，尽量少造成施工机械的窝工发生，从而降低对周围环境的影响。

10.4.2 运营期生态保护措施

为了在运营期控制规划对周围生态环境的影响，保证当地生态环境能够得到较好的恢复，建议应采取如下措施：

(1) 严格控制井下作业施工的占地，普通井下作业不新增临时占地，大修占地不超过 50m×50m。

(2) 井下作业施工中缩小影响范围，提高施工效率，减少井下作业在空间上、时间上对生态的影响。

(3) 井场作业时严格执行环保措施，在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油污污水进入周围环境，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。

(4) 回收落地油后，井场夯实，减少土壤的剥离量。

(5) 加强管理，杜绝落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，杜绝污油污水运输过程跑冒滴漏，回收后做无害化处理，不散排。

(6) 发生套损、管线泄漏等事故时，及时采取应急措施，启动应急预案，减少泄漏量，并及时对泄漏的污染物进行清理，防止污染环境。

10.4.3 多浪河国家湿地公园

10.4.5 公益林保护措施

10.4.6 基本农田保护及补偿措施

10.4.7 保护植被和野生动物措施

10.4.8 水土流失防治及补偿措施

本规划井场、场站、管道、道路等建设将产生临时占地、永久占地，占地类型为基本农田，可能产生的影响主要表现为：

(1) 容易造成水土流失，土地沙化、荒漠化，土壤中的营养成分减少，肥力下降；

(2) 缺少了植被的蒸腾作用和蓄水固土防沙的作用，气候干燥，易形成沙尘大风等天气。

本规划开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地，区域内沙化土地所占的比重较小。为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

(1) 管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(2) 场地施工后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填-平整-覆土-压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

(3) 建设时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，

严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

（4）施工作业避免在大风天施工。

（5）路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

（6）按照《中华人民共和国水土保持法》（2010.12.25 修订）中标准向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用，用于加大水土保持工作力度。

10.5 资源节约措施

10.5.1 石油资源节约措施

（1）加强对设备和管道的检查和维护，防治跑、冒、滴、漏造成烃类气体的无组织逸散，减少事故性石油泄漏，减少资源损失和浪费；

（2）集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体的逸散，减少资源损失；

（3）运营期应在自动化远程管理过程中，应密切注意管线压力变化，及早发现因管线腐蚀穿孔或人为故意偷盗等事故。

10.5.2 土地资源节约措施

（1）埋设各集输气管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

（2）恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm-50cm）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

（3）恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件；

（4）占用农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用农田耕作层的土壤剥离保存，用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良；

（5）尽量减少对土地资源的占用和浪费，严格规范在农田内的施工建设和运营期井场作业活动，限制施工、作业范围和时限，将工程对农田损失降至最小。

11、规划实施管理与跟踪评价

11.1 规划实施管理的目的和意义

规划实施管理的目的是对损坏环境质量的工程活动施加影响，以协调经济与环境的关系，既达到发展经济满足人类的需要，又不超出环境容量的限制。

本规划对环境的影响主要来自施工期、运营期的各种作业活动及运营期的风险事故。无论是各种工程作业活动，还是事故事件，都将会给自然环境和人们的生产生活带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业及生产过程中对环境的影响，确保生产过程环境安全和高效生产，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。通过建立环境管理体系，提高员工环保意识、规范企业管理、推行清洁生产，实现污染预防，以实现环境效益、社会效益、经济效益的统一。

11.2 管理体系的建立和运行

本规划应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997）的要求，结合《中华人民共和国安全生产法》，在施工期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列规定的环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求，健康管理体系符合《职业安全卫生管理体系》（OHS18000）有关要求。施工期、运营期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）施工期 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等。

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等。

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

在规划初步设计中应对施工期和运营期可能产生的健康、安全与环境影响进行论述，对危害的预防进行设计，并对安全和环保措施进行专项投资概算，有效降低规划建设和运营中的健康、安全与环境危害。

油田开发建设对环境主要影响是施工期的各种施工作业活动和运营期产生的污染、风险事故。为最大限度地降低油田生产对区域内环境空气、水环境、声环境、土壤环境及生态环境的影响，减少污染、降低事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

11.2.1 组织结构及管理职责

本规划严格实施 HSE 环境管理体系，环境管理归阿克苏中曼油气勘探开发有限公司，逐级落实岗位责任制；相应基层单位井场作业区管理人员为 HSE 体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

（1）规划施工期的环境管理职责

- ①施工前应指定专人，成立相应机构，负责规划施工期的环境管理工作；
- ②施工组织设计中应对环境保护有明确要求和具体安排；
- ③落实设计中环保工程和行业环保对策和措施。

（2）规划运营期的环境管理职责

①贯彻国家及油田有关部门和地方政府有关环境保护的方针、政策、法律和法规，制定环境保护管理制度，环境保护责任落实到各基层部门，并监督执行；

②根据实际需要，组织和配合编制环境保护规划，制定年度环保工作计划并组织实施；

③认真执行建设项目环境影响评价制度和“三同时”制度，并对执行情况负责。监督项目建设过程中环境工程的实施情况，必要时向上级提出报告；

④领导和组织环境监测，掌握建设项目周边的环境质量状况演变趋势，提出防治建议并上报上级；

⑤监督检查规划开发作业区内各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和学习有关环保知识；

- ⑥建立环境保护档案，进行环境统计工作，及时准确上报环境报表；
- ⑦负责环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告；
- ⑧领导和组织环境保护宣传活动，推广先进技术和管理经验，提高全体职工的环境意识。

11.2.2 规章制度

油田开采过程中环境保护工作必须严格执行国家、省（自治区）、阿克苏地区的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应基层单位、人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 11.2-1。

表 11.2-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省、阿克苏地区相关环保法律法规	国家、省、阿克苏地区颁发的环境保护法律、法规
2	公司制定的相关环保法律法规	公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案
3	环保技术规程及标准	有关油田开发、开采的环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及自治区颁布的相关污染物排放控制标准；公司各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运营期废水、废气、固废及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含烃污水及非甲烷总烃的治理等方面的管理制度
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场作业区、联合站、集油管道及道路的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运营期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的检修，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的措施等内容
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如石油集输所可能存在的突发事件的预防管理措施

11.2.3 管理措施

(1)阿克苏中曼油气勘探开发有限公司应将 HSE 管理体系放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；

(2) 公司各级员工时刻将 HSE 责任放在心中；

(3) 制定和落实一岗一责制；

(4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；

(5) 做好现场审核和整改；

(6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

同时应按 HSE 管理要求，制定准许作业手册。应为各种关键操作制定准许手册，这是 HSE 的关键文件之一，主要包括以下方面的内容：

(1) 当前操作正在进行时的限制；

(2) 在特殊条件下，操作参数的允许变动范围；

(3) 异常状态下应如何处置的指示。本规划施工建设和作业，都要求与有资质的施工作业单位签订《工程服务安全生产合同》，并将本规划有关环保文件，包括环境影响报告书及其批复意见等的有关内容及时传递给相关方。

11.3 环境管理计划

11.3.1 环境监控实施计划

根据油田所处环境特点，施工期应引入工程环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由阿克苏中曼油气勘探开发有限公司安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏，同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除油井作业区设置专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文

件、技术资料的收集建档等。

11.3.2 环境管理工作的重点

本规划投产运行后，油田作业区环境管理工作由阿克苏中曼油气勘探开发有限公司安全环保部负责，在油田生产运营期，环境管理除抓好日常场站各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对石油集输生产和管理情况及井场生产管理、联合站事故、集输及污水管线破裂后含烃污水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常石油集输过程中的检查重点为采出井及集输管道。采出井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如油井有无泄漏及井场是否平整干净等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝石油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

11.3.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和专职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；
- (5) 配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (6) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

11.3.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、场站运行和石油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进

行，检查和核查应形成记录。

本评价分别针对施工期井场作业区建设、联合站建设、管线及道路建设，正常生产情况下的场站设施运行管理，运营期检修及非正常情况下的一些生产事故等过程中相应的环保措施执行情况，提出相应的意见及建议，同时列出不同的环境监控计划检查表，具体见表 11.3-1、表 11.3-2。

表 11.3-1 施工现场环境监控工作重点

场地	监督内容
管沟开挖现场	①是否执行了“分层开挖、堆放、回填”的操作制度； ②施工人员及机械作业是否超越了作业带宽度； ③管沟回填后多余的土方处置是否合理。
联合站建设	各站场的环保设施，施工是否严格按照设计方案执行，施工质量能否达到要求
敏感区段	①在禁止夜间施工地段是否禁止了夜间施工； ②夜间施工的灯光和噪声是否对周围居民产生了影响。
其他共同监督事项	①施工结束后是否及时清理现场，平整土地恢复了原状； ②施工季节及时间是否合适。

表 11.3-2 运营期环境监控检查表

检查划分	检查内容
依托场站	①站内各种管线的运行情况，有无安全隐患存在； ②加热设备烟气排放情况； ③污水处理装置运行状况及运行不正常时污水排放情况； ④污水处理后回注情况； ⑤站内是否保持清洁，无乱扔的废物
井场	①井场有无泄漏； ②井场是否平整干净； ③井场和井场用地内的垃圾或其它废料是否都清理干净，能否做到井场整洁、无杂物、地表土无污染； ④井场周围的植被是否严格按照规定要求进行植被恢复
噪声控制	①对场站内高噪声源是否采取了必要措施保证装置和隔声设备运行良好； ②是否对装置和设备进行定期的维护保养
风险防范	①定期对管线进行检查，防止跑冒滴漏； ②配备可燃气体报警装置，定期对站场加热器天然气管线、阀门等进行定期检查，防止发生天然气泄漏； ③加强燃气压力、温度、排空防超压阀门的记录及检查。
排污口	场站中各排污口规范管理

11.3.5 施工期环境管理与监测计划

11.3.5.1 施工期环境管理

(1) 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- ①在承包方的选择上应优先选择环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- ②在承包合同中应明确有关环境保护条款，如采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- ③各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- ④各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

(2) 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法等。此外，人员培训的内容还包括有国家的法规和规章制度，主要为国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

(3) 实行现场检查

- ①监督施工现场对环境管理方案的落实情况；
- ②及时汇报施工现状，并根据发现的问题提出合理化建议；
- ③及时制止违反环境法律法规和将造成环境污染或隐患的行为。

11.3.5.2 施工期环境监测计划

施工期环境监测包括对井场作业区的控制监测和事故发生后的影响监测，主要监测项目有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。

对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。

11.3.6 运营期环境管理与监测计划

11.3.6.1 运营期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；
- (5) 强化专业人员培训；
- (6) 定期对声环境敏感点达标情况进行监测，如有超标情况，对设备进行维护、更换等，保证村庄等敏感目标声环境质量达标。

11.3.6.2 运营期环境监测计划及信息公开

(1) 监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ 819-2017)及《排污单位自行监测技术指南 石油化学工业》(HJ 947-2018)，结合运营期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，本规划运营期监测计划应与开发区域的产能建设工程统筹考虑，具体见表 11.3-3 至表 11.3-5。

表 11.3-3 运营期污染源监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位	监测频次
1	废气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	联合站加热装置 (设置规范的采样孔和取样平)	1 次/年
		非甲烷总烃	井场作业区、联合站厂界	1 次/季
2	噪声	连续等效 A 声级	井场作业区、联合站厂界外 1m	昼夜各 1 次， 1 次/季
3	事故监测	环境空气：非甲烷总烃 地下水：石油类 地表水：石油类 土壤：石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	环境空气、土壤： 事故地点 地下水：事故地点、下游区域	事故发生 24h 内

表 11.3-4

运营期质量监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位	监测频次
1	环境空气质量	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃	油田开发区域敏感目标	1 次/年
2	地下水	pH、总硬度、高锰酸盐指数、石油类、氨氮、氟化物、挥发酚、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、细菌总数、大肠菌群、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、总氰化物、砷、汞、镉、六价铬、铁、锰、铅、石油类	开发区域及下游	背景监测点：1 次/年 跟踪监测点：1 次/月，如果连续 2 年均低于标准值五分之一，则调整为 1 次/年
3	土壤	pH、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、铅、铬（六价）、汞、砷、铜、镍、镉	开发区域内	1 次/年

表 11.3-5

运营期生态调查方案

序号	调查内容	调查项目	调查位置	调查频次
1	植被	因油田开发而受到影响的植被恢复情况	井场作业区、联合站周围	1 次/年，至植被恢复至原有盖度

（2）信息公开机制

运营期建设单位需要对规划区域进行信息公开，将生产过程中污染物产生及排放情况、污染防治措施运行情况、排污口设置情况等信息向社会公开，规划区域新建联合站，记录污染物（颗粒物、SO₂、NO_x、非甲烷总烃、石油类等）排放种类、数量、浓度，记录油井、场站运行状况，记录油井、场站、输油管线、污水管线跑冒滴漏及维护情况，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果，向社会公开监测内容及监测结果。具体信息公开内容如下：

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。

11.4 排污口规范化要求

排污口是企业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。

11.4.1 排污口规范化管理的基本原则

- (1) 向环境排放污染物的排污口必须规范化。
- (2) 根据本规划的特点，颗粒物、SO₂、NO_x、非甲烷总烃、石油类的排放量为管理重点。
- (3) 排污口应便于采样与计量监测，便于日常现场监督检查。

11.4.2 排污口的技术要求

- (1) 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。
- (2) 排放污染物的采样点设置应按《污染源监测技术规范》要求，设置在企业污染物总排口等处。
- (3) 设置规范的污水便于测量流量流速的测流段。

11.4.3 排污口立标管理

- (1) 企业污染物排放口的标志，应按国家《环境保护图形标志排放口》（15562.1-1995）及《环境保护图形标志固体废物贮存（处置）场》（15562.2-1995）相关规定，设置生态环境部统一制作的环境保护图形标志牌。环境保护图形标志见图 11.4-1。



图 11.4-1 环境保护图形标志

(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。

11.4.4 排污口建档管理

(1) 要求使用生态环境部统一印刷的《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，建成投产后，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。

11.5 跟踪评价

开展跟踪评价，是对规划实施所产生的环境影响进行分析、评价，用以验证规划环境影响评价的准确性和判定减缓措施的有效性，并提出改进措施的过程。

对环境影响事前评价的各种环境要素进行针对性的监测、检查、统计，以确定其实际变化量，并与环境影响报告书中经环保设施处理后的预测变化量进行比较，同时，从整体上比较基地规划实施对环境所造成的实际影响与预测中的影响，并对结果进行分析、评价，进一步分析其原因，最后通过对环境影响评价效果的评价，进一步整改、发展和完善规划方案以及各项措施。另外，预测评价规划项目实施是否产生新的环境问题，并提出更全面的补救措施。

11.5.1 跟踪评价时段

建议规划实施单位结合环境监测结果，每隔 5 年对规划区域环境质量、资源等进行定期跟踪评价。评价时段应根据规划建设情况分段进行，跟踪评价时段见表 11.5-1。

表 11.5-1

跟踪评价时段

评价时段	第一个 5 年	第二个 5 年	第三个 5 年	第四个 5 年
	2025 年	2030 年	2035 年	2040 年

11.5.2 跟踪评价内容

环境监测与评价内容按具体情况确定，并将监测结果报送环保主管部门，监测与评价内容要符合代表性、客观性和可操作性的要求。

(1) 跟踪评价将根据规划实施后实际产生的环境影响与环境影响评价文件预测可能产生的环境影响之间进行分析和评估。

(2) 跟踪评价将根据规划实施中所采取的预防或者减轻不良环境影响的政策和措施有效性进行分析和评估。

(3) 跟踪评价同时调查公众对规划实施所产生的环境影响的意见。

根据本规划涉及的项目类型，并考虑其对环境产生的影响，确定本规划环境跟踪评价内容见表 11.5-2。

表 11.5-2

本规划跟踪评价内容

序号	跟踪评价内容	主要评价因子
1	大气环境影响跟踪评价	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃
2	地下水影响跟踪评价	pH、总硬度、高锰酸盐指数、石油类、氨氮、氟化物、挥发酚、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、细菌总数、大肠菌群、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、总氰化物、砷、汞、镉、六价铬、铁、锰、铅、石油类
3	固体废物环境影响跟踪评价	一般固体废物和危险废物
4	声环境影响跟踪评价	等效连续 A 声级
5	土壤影响跟踪评价	石油烃
6	生态跟踪评价	井场作业区、联合站生态绿化等

11.5.3 跟踪评价方法

11.5.3.1 从环境保护的角度进行评价

对规划评价区域的环境质量状况进行监测,以确定区域环境质量的实际变化量,将本规划对环境所造成的实际影响与预测中的影响进行比较,对结果进行分析、评价,找出其变化的原因。在此基础上,对规划环境影响评价效果进行跟踪评价,从而调整、完善规划中的不确定性的因素,确保规划环境目标实现。

11.5.3.2 从系统的角度进行评价

由于规划区环境、经济、社会是一个复合生态系统,经济发展中有许多不确定性因素,进行跟踪评价,对经济与环境之间的相互影响进行损益分析,对规划区实际造成的环境污染和环境破坏与所带来的实际经济效益进行比较、分析,有利于掌握经济发展与环境之间的关系,保证决策的正确性。

11.5.3.3 从生态的角度进行评价

生态环境具有整体性、区域性的特点,规划实施对规划区生态环境的改变,陆生生态系统的影响、生物多样性的影响等具有长期的不可逆性。从生态环境的角度进行跟踪评价,掌握生态环境的承载力,以及生态系统可维持的规划区企业发展规模信息,可以及时总结规划区发展的经验,吸取发展中的教训,实现环境与生态系统的良性循环以及人与自然协调、社会和经济的可持续发展。

11.6 规划环境保护要求

本报告书提出在总体规划修编和实施过程中满足以下环境保护要求:

(1) 规划内的项目必须符合油田开发的生产工艺,其清洁生产水平达到总体规划中提出的指标要求,进行生产工艺技术可行性和环境保护可行性论证。

(2) 规划内新建油田开发项目必须执行环境影响评价和污染治理措施“三同时”制度,并实施“达标排放”和“主要污染物总量控制”管理,以满足总体规划提出的“增产减污”要求。

(3) 规划内项目建设时,如井场作业区、站场工程、公用工程和环保工程设施无法满足项目建设的要求需要新建,项目环境影响评价阶段必须对新建工程场址选址进行环境影响可行性论证。

11.7 规划环评清单式管理

11.7.1 规划环评清单式管理模式

《“十三五”环境影响评价改革实施方案》（环环评〔2016〕95号）指出：推行规划环评清单式管理。根据改善环境质量目标，制定空间开发规划的生态空间清单和限制开发区域的用途管制清单。制定产业开发规划的产业、工艺环境准入清单。实现重点开发区规划环评全覆盖，强化清单式管理。

11.7.2 “三线一单”管理建议

12、综合评价结论与建议

12.1 规划概况

规划名称：新疆塔里木盆地温宿区块油气勘探开发规划；

规划年限：2021~2025；

规划面积：勘查矿权面积 1086.264 km²；

规划位置：温宿区块位于新疆维吾尔自治区温宿县、阿克苏市，地理上东与拜城、新和两县交界，南和阿克苏市毗邻，西隔托什干河与乌什县相望，北同吉尔吉斯斯坦共和国、哈萨克斯坦共和国及新疆伊犁哈萨克自治州的昭苏县接壤，构造上位于塔里木盆地西北边缘。

规划内容：（1）温宿区块 2021~2025 年计划钻探风险探井、预探井和评价井共 95 口，其中温北油田温 7 区块计划钻探 12 口、温北油田红 11 区块计划钻探 15 口、红旗坡油田红 6 区块计划钻探 9 口、红旗坡油田红 60 区块计划钻探 15 口、赛克油田计划钻探 16 口、三维区外计划钻探 28 口；（2）温宿区块 2021~2025 年计划投入开发的区块包括温北油田温 7 区块、温北油田红 11 区块和红旗坡油田红 6 区块。温宿区块 2021~2025 年计划钻探开发井 293 口，其中温北油田温 7 区块 179 口、温北油田红 11 区块 69 口、红旗坡油田红 6 区块 45 口。温宿区块 2021~2025 年计划建成高峰原油年产 60 万吨产能，其中温北油田温 7 区块 2022 年建成 40 万吨高峰原油产能、温北油田红 11 区块 2023 年建成高峰原油年产 10-13 万吨产能、红旗坡油田红 6 区块 2023 年建成高峰原油年产 7-10 万吨产能。

12.2 相关政策规划相容性及协调性分析

本规划为石油勘探开采，根据《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），本规划属于鼓励“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气 勘探与开采”，符合国家产业政策；井场、站场从选址上避让“禁止开发区域”，符合《中华人民共和国自然保护区条例》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气

开发环境保护条例》等相关政策要求；规划合理开发矿产资源，合理布设油水井及配套工程，预计建成产油 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，符合《能源发展“十三五”规划》、《石油发展“十三五”规划》、《新疆“十三五”能源发展规划》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）》、《阿克苏地区城镇体系规划（2013-2030）2019年修改》等相关规划要求；规划实施后采取“废气、废水、噪声”治理措施、“地下水、土壤”防治措施、生态恢复补偿措施等，符合“气十条”、“水十条”、“土十条”相关要求。

12.2 环境质量现状

12.2.1 环境空气质量现状

根据中国环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统中阿克苏地区2019年的监测数据，项目所在区域 PM_{10} 和 $\text{PM}_{2.5}$ 的年平均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求； SO_2 、 NO_2 年均浓度，CO 第95百分位数日平均浓度、 O_3 最大8小时第90百分位数日平均浓度均满足《环境空气质量标准》GB3095-2012）的二级标准要求，故本项目所在区域为不达标区域。

根据本项目特点，特委托阿克苏天鸿检测有限公司进行非甲烷总烃现状监测，监测时间为2020年9月25-10月1日。规划区1#监测点位非甲烷总烃浓度范围为 $0.07 \sim 0.32 \text{mg/m}^3$ ，最大超标率为16%，超标率为0；规划区2#监测点位非甲烷总烃浓度范围为 $0.07 \sim 0.18 \text{mg/m}^3$ ，最大超标率为9%，超标率为0。非甲烷总烃的现状监测结果浓度均未超过《大气污染物综合排放标准详解》中的环境管理推荐限值，项目所在地大气环境质量状况较好。

12.2.2 地表水环境质量现状

根据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》，2019年7月阿克苏地区环境保护监测站对多浪河、阿克苏河、昆玛力克河、台兰河等4条河流8个监测断面水质进行监测，2019年1-7月4条河流断面平均水质类别范围为Ⅱ类-Ⅲ类，其中阿克苏河塔里木拦河闸

断面平均水质为Ⅲ类，其它河流断面平均水质均为Ⅱ类。

12.2.3 地下水环境质量现状

根据本项目特点，特委托新阿克苏天鸿检测有限公司对规划开发区域地下水进行现状监测，共设置 6 口地下水井，采样监测时间为 2020 年 9 月 25 日~10 月 14 日。同时引用温宿县供排水公司生活新水源地 1#井深井水水质监测报告，检测时间为 2019 年 3 月 6 日。

根据监测数据可知，项目区水化学类型主要以 $\text{HCO}_3\text{-Ca-Mg}$ 、 $\text{HCO}_3\text{-Ca-Na}$ 为主，除 6#监测点位提干库如克水厂深井水水质监测因子中总硬度、溶解性固体及硫酸盐超标外，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。

6#监测点位提干库如克水厂深井水水质监测因子中总硬度、溶解性固体及硫酸盐超标倍数分别为 0.33、0.52、0.84，超标原因与区域地下水水文地质有关。

12.2.4 土壤环境质量现状

根据规划区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，分为建设用地和农用地进行评价。

根据本次土壤环境质量现状监测数据表明，规划区域内农用地土壤各监测指标均能够满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）风险筛选值，建设用地土壤各监测指标均能够满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值，没有出现超标情况，规划区域内新建井场、场站附近及周边农用地的土壤环境质量状况良好。

规划区所在的阿克苏地区属自治区重点监督区，规划区土壤侵蚀类型为水力、风力交错侵蚀，侵蚀强度为中度，侵蚀模数为 $2750 \text{ t/km}^2\cdot\text{a}$ 。

12.2.5 声环境质量现状

根据规划区周边现状，选取赛克 6 井、温 6 井、红 6 井、红 26 井厂界及周边临近村庄进行布点，共计 24 个噪声点位，监测时间为 2020 年 9 月 26~30 日。

根据监测结果可知，规划区声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）

中 2 类标准，说明规划区域环境质量较好。

12.2.6 生态环境现状

根据《新疆生态功能区划》（2005 版），规划区属于乌什谷地绿洲农业生态功能区、托木尔峰和天山南坡中段冰雪水源及生物多样性保护生态功能区、阿克苏河冲积平原绿洲农业生态功能区。规划范围所在阿克苏地区地处塔克拉玛干沙漠边缘，加之以干旱为主体特征的自然条件十分严酷，生态环境脆弱，规划区地势平坦呈北高，南低，海拔在 1700~1100m 之间，地貌从山前丘陵、山前冲洪积倾斜平原，过渡到绿洲平原，地形略有起伏。规划范围不涉及自然保护区、风景名胜区等敏感区域。

规划范围北部大部分土地利用类型为低覆盖度草地和裸岩石砾地，以荒漠草地生态系统为主，规划区中部主要为耕地和城镇，生态系统属于绿洲生态系统，规划范围西南部土地利用类型为戈壁和裸岩石砾地，生态系统较为简单为荒漠生态系统，阿克苏河从区块西南部流过，河流及两岸属于河流湿地生态系统，规划范围总体上生态完整性较好。

项目所在地土壤从北部的山前低山丘陵区向南随着海拔的降低呈条带状分布，自北向南分别为石质土、灰棕漠土、棕漠土，阿克苏河及两岸主要为灌淤土、水稻土、潮土和草甸土。规划范围的山前丘陵区主要是石质土，山前冲洪积倾斜平原主要是灰棕漠土，冲积平原区主要是棕漠土。

12.3 规划的环境影响分析

12.3.1 大气环境影响分析

（1）施工期大气环境影响分析

施工期对大气环境的影响主要是道路、场站、管道施工产生的扬尘，由于这些影响都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。

（2）运营期大气环境影响分析

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。

各燃烧装置大气污染物的排放可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）限值要求，且各大气污染物的贡献值较小，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的环境管理推荐限值，对周围环境影响不大。因此，本规划运营期对周围环境空气的影响很小。

12.3.2 水环境影响分析

本规划在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对水环境影响较小，在事故状态下可能对地下水造成影响，但在各项地下水污染防治措施及应急措施落实到位的情况下，地下水环境影响可接受。

12.3.3 声环境影响分析

本规划施工期能够达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，运营期正常生产情况下能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值要求，对周边区域声环境影响较小。

12.3.4 固体废物环境影响分析

施工期产生的固体废物为钻井泥浆、钻井岩屑、废包装袋及破损防渗布和施工人员产生的生活垃圾等，运营期产生的固体废物主要是作业过程中产生的含油污泥、落地油以及废弃防渗布、废滤料，钻井泥浆、钻井岩屑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，废弃 KOH 包装袋委托库车红狮环保科技有限公司拉运处置，生活垃圾统一收集后拉运至生活垃圾填埋场填埋处理，含油污泥、落地油、含油废弃防渗布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，废滤料检修时直接委托资质单位拉运处理。委托资质单位是库车红狮环保科技有限公司。

本规划固体废物均采取了合理的固废回收、处置方案，不外排，对周围环境影响较小。

12.3.5 土壤环境影响分析

根据土壤环境影响分析结果，规划实施对土壤环境的影响较小。规划按照源头控制、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土壤污染控制，并布设土壤跟踪监测点位及时了解规划区域及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化。因此，从土壤环境影响的角度考虑，本规划建设可行。

12.3.6 生态影响分析

根据对规划区域生态系统结构、功能和生态环境现状评价及规划区开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

（1）集输管线敷设、地面工程建设等过程对土地的侵占，对植被的破坏，将使开发区域内的第一生产者的生物量有一定程度的下降，在施工建设过程中采取必要的保护措施，则能最大程度减小对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

（2）在正常生产过程中无污水外排，不会影响油田区域内植物的生长发育和给生态环境带来危害，但在事故状态下如果不注重对生态环境的保护，将对区域内的生态环境产生影响。

（3）永久占用基本农田使土地利用类型转变为工业用地，但永久占地面积很小，占地后按照占一补一原则开垦与所占用农田的数量与质量相当的耕地，并采用分层剥离的方式保存所占用农田耕作层土壤，用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良等农田保护措施，对区域内农田分布不会造成较大影响。

（4）临时占用农田在一定程度上影响到农田作物生长，建设时分层剥离耕作层的土壤，施工结束后分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有农田质量和产量，不会对农田质量和数量造成影响。

（5）油田开发不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的新的人工生态系统，较之原有环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

综上所述，在制定相应的生态保护及恢复措施，并能够确保其切实执行的前提下，本规划建设不会对现有生态环境造成太大的影响，在生态上是可行的。

12.3.7 环境风险分析

根据本规划的环境风险分析可知，规划实施过程中存在的主要环境风险是钻井泥浆、原油、石油气、含油污水的泄漏，对区域内的地下水质量和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。同时建设单位应保持对员工的环保教育和培训，并定期演练，避免重大污染事故的发生。

12.4 承载力分析

12.4.1 区域资源承载力

12.4.1 区域环境承载力

12.5 公众意见采纳情况

本规划的公众参与由建设单位实施。在开展环评期间，按规定要求分两次征求了公众意见，主要采取报纸、网络公示等方式进行，征求意见的对象主要为评价范围内的村庄和乡镇内的有关团体和个人。

通过公众参与调查，未收到反对意见，说明公众对本规划的建设是支持的。建设单位在施工过程和投产后要把各项环保措施落到实处。在方案设计中采取有效的污染防治措施，加强施工管理，最大限度的控制环境污染和生态破坏，实现经济效益、环境效益和社会效益的三统一。

12.6 综合论证及优化调整建议

12.6.1 规划综合论证

规划选址合理。规划区位于新疆维吾尔自治区温宿县、阿克苏市，矿权面积 1086.26 km²。地理上东与拜城、新和两县交界，南和阿克苏市毗邻西隔托什干河与乌什县相望，北同吉尔吉斯斯坦共和国、哈萨克斯坦共和国及新疆伊犁哈萨克自治州的昭苏县接壤。交通便利，地下油气资源丰富。

规划方案环境合理。根据《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），本规划属于鼓励“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气 勘探与开采”，符合国家产业政策；井场、站场从选址上避让“禁止开发区域”，符合《中华人民共和国自然保护区条例》、《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》、《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》等相关政策要求；规划合理开发矿产资源，合理布设油水井及配套工程，预计建成产油 $50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，符合《能源发展“十三五”规划》、《石油发展“十三五”规划》、《新疆“十三五”能源发展 规划》、《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》、《阿克苏地区城镇体系规划（2013-2030）2019 年修改》等相关规划要求；规划实施后采取“废气、废水、噪声”治理措施、“地下水、土壤”防治措施、生态恢复补偿措施等，符合“气十条”、“水十条”、“土十条”相关要求。规划开发布局充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，减少占地面积，尽量避让周围环境敏感点；规划区域环境容量、区域资源承载力可支持“十三五”规划的实施；规划符合“三线一单”要求。

规划目标可达。规划确定的目标大部分属于限制性指标，对于企业有较好的约束性，在下一阶段的资源开发利用过程中管理部门应按照“不欠新账，多还旧账”的原则，其治理目标未能实现的应该限制开发，并提出限期整改的要求，并加强监管。

12.6.2 规划优化调整建议

12.7 环境管理与跟踪评价

根据油田所处环境特点，施工期应引入工程环境监理制度，推行环保监理和检查制度，施工期环境监测包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测，主要监测项目有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。

规划投产运行后，油田环境管理工作由中曼油田安全环保部负责，环境管理除抓好日常场站各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对石油集输生产和管理情况及井场生产管理、场站事故、集输及污水管线破裂后含烃污水泄

漏等事故的预防和处理上，并根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 石油化学工业》（HJ 947-2018）制定运营期污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果，向社会公开监测内容及监测结果。

由于规划的不确定性较大，规划中提出的规划内容、规划范围、规划年限等都可能存在较大的变化，建议在规划实施过程中，每隔五年左右进行一次环境影响跟踪评价，在规划修编时应重新编制环境影响报告书，并报请上级环保主管部门审批。

12.8 综合结论

本规划符合国家产业政策和当地经济发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，施工过程、生产运行中可能出现的风险事故在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。

综上所述，从环境保护角度分析，本规划是可行的。