

目录

目录	i
1.概述	1
1.1 建设项目特点	1
1.2 环境影响评价的工作过程	3
1.3 分析判定相关情况	5
1.4 关注的主要环境问题及环境影响	5
1.5 环境影响评价的主要结论	5
2.总则	7
2.1 评价目的和原则	7
2.2 编制依据	8
2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选	11
2.4 评价标准	13
2.5 评价等级和评价范围	17
2.6 污染控制 and 环境保护目标	23
2.7 评价时段和评价重点	25
2.8 环境功能区划	25
3.鄯善采油厂井区开发现状回顾	27
3.1 区域位置	27
3.2 油气资源概况	27
3.3 勘探及建设历程	32
3.4 现有工程环境影响回顾	38
3.5 现存主要环境问题及“以新带老”措施	错误！未定义书签。
4.内部调整及滚动扩边工程分析	46

4.1 工程概况	46
4.2 工程内容	57
4.3 依托设施情况及可依托性分析	85
4.4 工程分析	91
4.5 清洁生产分析	104
4.6 污染物排放总量控制分析	112
4.7 与相关规划协调性分析	113
5.环境现状调查与评价	117
5.1 自然环境概况	117
5.2 生态现状调查与评价	121
5.3 环境空气现状调查与现状	138
5.4 声环境现状调查与评价	144
5.5 水环境现状调查与评价	146
6.环境影响预测与评价	151
6.1 生态环境影响评价	151
6.2 环境空气影响分析	160
6.3 声环境影响分析	166
6.4 水环境影响分析	167
6.5 固体废物影响及分析	173
6.6 环境风险评价	174
7.1 设计单位提出的环境保护措施	190
7.2 开发期环境保护措施	191
7.3 营运期环境保护措施	193
7.4 生态修复方案	197
7.5 环境风险防范措施	198

8.环境管理与监控计划	205
8.1 环境管理制度	205
8.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立	206
8.3 环境管理计划	208
8.4 环境监测	213
8.5 施工期开展环境工程现场监理建议	215
8.6 环保设施竣工验收管理	216
9.环境影响经济损益分析	218
9.1 项目的社会效益和经济效益	218
9.2 项目环境效益分析	218
9.3 环境经济分析结论	220
10.结论与建议	221
10.1 工程概况	221
10.2 环境质量现状评价结论	221
10.3 环境影响评价结论	222
10.4 综合评价结论	225

1.概述

1.1 建设项目特点

鄯善采油厂下辖温米油田、鄯善油田、丘陵油田、巴喀油田、鄯勒油田及丘东和红台油气田，除红台油气田位于哈密市七角井镇外，其他油气田均位于吐鲁番市鄯善县境内。

为了充分挖掘剩余油，提高油田采收率，拟对鄯善采油厂下辖油气田已开发区域进行井网内部调整，同时对滚动扩边新增储量进行滚动建产。本工程拟分别部署油藏工程和气藏工程。

(1) 油藏工程

根据方案部署，鄯善采油厂 2020-2022 年在温米油田、丘陵油田、鄯勒油田、鄯善油田、巴喀油田总共部署钻新井 42 口，均为油井，平均单井设计产能 5.62t/d，平均井深 2801m，新建产能 7.08×10^4 t，总进尺 11.76×10^4 m。42 口油井投产后最高年产油 5.32×10^4 t。从 2020 年开始预测 15 年至 2034 年，累积产油量 40.81×10^4 t，含水率为 77.96%，累计注水量 140.33×10^4 m³。

(2) 气藏工程

根据方案部署，鄯善采油厂 2020-2022 年在丘东、米登、红台油气田和巴喀柯 28、柯 33 气藏总共部署钻新井 34 口，直井 32 口，水平井 2 口，平均单井设计产能 1.22×10^4 m³/d，平均井深 2630m，新建产能 3.04×10^8 m³，总进尺 8.94×10^4 m。从 2020 年开始预测 15 年至 2034 年，累产气量 9.07×10^8 m³，累产油量 2.65×10^4 t。

本工程地理位置见图 1.1-1。

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

图 1.1-1 本工程地理位置图

1.2 环境影响评价的工作过程

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》的规定，本项目开发区块虽为老区块，但开发范围涉及老区块扩边，属于“四十二、石油和天然气开采业—132 石油、页岩油开采—石油开采新区块开发”，需编制环境影响报告书。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》中有关规定，2020年5月，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鄯善采油厂委托新疆广清源环保技术有限公司编制《鄯善采油厂内部调整及滚动扩边产能建设地面工程环境影响报告书》。

评价单位接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合当地环境特征，按国家、新疆维吾尔自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查，识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，根据污染源强和环境现状资料进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的建议，并最终完成《鄯善采油厂内部调整及滚动扩边产能建设地面工程环境影响报告书》。环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

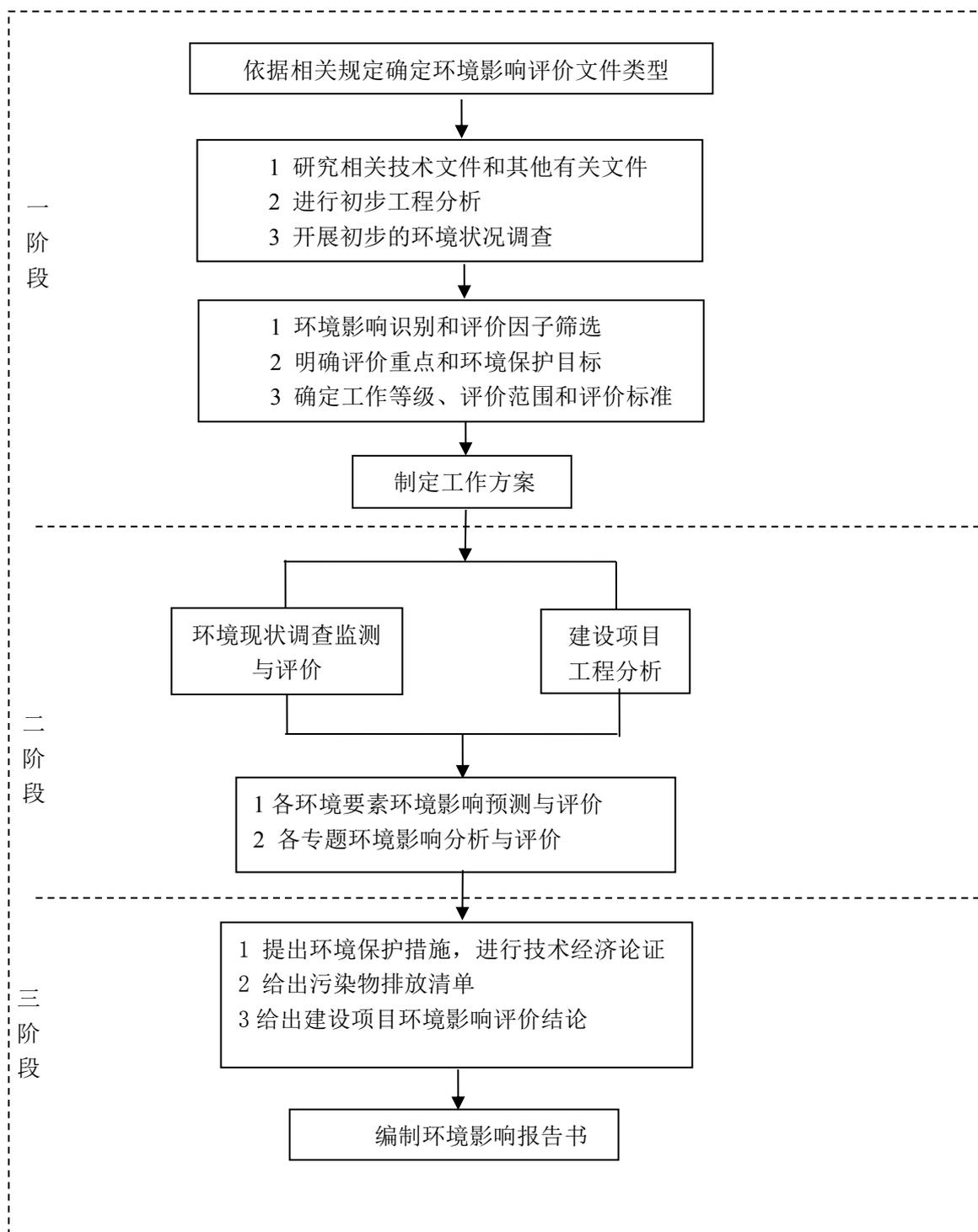


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

本工程为石油天然气开采项目，环境影响主要来源于采油气、井下作业、油气集输、处理等各工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响以及排放的污染物导致的环境污染并存。

根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

本工程属于《产业结构调整指导目录（2011年本）（2013年修订）》，“石油、天然气勘探及开采”列入“鼓励类”项目。可知，石油天然气开发属于国家重点鼓励发展的产业，本工程的建设符合国家的产业政策。本工程位于国土资源部批准的中国石油吐哈油田分公司勘探权区域内，本工程建设有利于新疆油气资源的勘探开发。能源行业是经济发展的支柱产业，本工程投产后可在一定程度上支持国家经济建设，符合国家产业导向。

本工程符合国家相关法律法规，符合新疆经济发展规划、环保规划及城镇总体规划，项目无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程的环境影响主要是：运营期的三废排放，地面构筑物的施工占地、植被破坏和水土流失影响。针对该项目特点，本工程关注的主要环境问题为工程产生的废气、废水、固体废物、噪声、风险以及生态破坏对周围环境的影响，并论证采取的防范措施及处理处置方式的可行性。

1.5 环境影响评价的主要结论

本工程的建设符合国家产业政策，符合中国石油股份有限公司吐哈油田分公司整体布局，虽然项目开发对当地环境将会产生一定影响，但对于大区域能源结构调整则具有明显的环境效益。建设单位各项管理制度和措施比较完备、有效，通过合理选择施工机械、合理设置施工场地等措施对生态破坏、废水、废气、噪声、固体废物进行有效控制。对环境的影响预测分析表明：本工程建设对各环境要素有一定影响，其主要不利影响是工程施工和生产造成的生物量损失、水土流失和钻井岩屑、废弃泥浆的影响。在采取相应的环境保护措施后，可使本工程对

环境造成的不利影响减缓到最低，使工程开发活动与环境保护协调发展。公众参与调查结果也表明，本工程的建设得到了当地政府和公众的支持。因此，从环境保护角度，本工程建设可行。

2.总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

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

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

(3) 对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运营期和服役期满污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

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

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

2.1.2 评价原则

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

(2) 严格执行国家和地方的有关环保法律、法规、标准和规范。

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

(4) 尽量利用现有有效资料，避免重复工作，结合类比调查和现状监测进行评价。

2.2 编制依据

2.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 2.2-1。

表 2.2-1 国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	环境保护相关法律		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2015 年修订）	12 届人大第 16 次会议	2016-01-01
4	中华人民共和国水污染防治法（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2020 年修订）	13 届人大第 17 次会议	2020-09-01
7	中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2004 年修订）	10 届人大第 11 次会议	2004-08-28
12	中华人民共和国城乡规划法（2015 年修订）	12 届人大第 14 次会议	2015-04-24
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
14	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法	9 届人大第 23 次会议	2007-11-01
19	中华人民共和国土壤污染防治法	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
二	行政法规与国务院发布的规范性文件		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2011 年修订）	国务院令 591 号	2011-12-01
4	中华人民共和国河道管理条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
5	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
6	中华人民共和国水污染防治法实施细则	国务院令 284 号	2003-03-20
7	国务院关于加强环境保护重点工作的意见	国发[2012]35 号	2011-10-17
8	国务院关于印发水污染防治行动计划的通知	国发 [2015] 17 号	2015-04-02
9	国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知	国发 [2013] 37 号	2013-9-10
10	国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知	国发 [2016] 31 号	2016-05-28
三	部门规章与部门发布的规范性文件		
1	建设项目环境影响评价分类管理名录（2018 修订）	环境保护部令第 1 号	2018-04-28
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部令 4 号	2019-01-01
3	关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知	环发[2015]4 号	2015-01-08

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
4	国家危险废物名录（2016版）	环境保护部令第39号	2016-08-01
5	产业结构调整指导目录（2011本）（2013修订）	国家发展和改革委员会令[2013]第21号令	2013-05-01
6	危险废物污染防治技术政策	环发[2001]199号	2001-12-17
7	开发建设项目水土保持方案管理办法	水保[1994]513号	1994-11-22
8	关于涉及水土保持方案的环境影响报告书有关审批问题的通知	环发[2002]129号	2002-09-17
9	关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知	环发[2012]77号	2012-07-03
10	关于加强西部地区环境影响评价工作的通知	环发[2011]150号	2011-12-29
11	关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知	环发[2012]98号	2012-08-07
12	关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见	环发[2013]16号	2013-01-22
13	关于加强资源开发生态环境保护监管工作的意见	环发[2004]24号	2004-02-12
14	关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知	环办[2013]103号	2014-01-01
四	地方法规及通知		
1	新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
2	新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
3	新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018年修订）	13届人大第6次会议	2018-09-21
4	新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法	新疆维吾尔自治区人民政府令第50号	1995-03-01
5	新疆维吾尔自治区石油建设用地管理办法	新政函[1996]35号	
6	关于全疆水土流失重点预防保护区、重点治理区、重点治理区划分的公告	新疆维吾尔自治区人民政府	2000-10-31
7	新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录（第一批）》	新政办发[2007]175号	2007-08-01
8	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函[2002]194号	2002-12
9	新疆生态功能区划	新政函[2005]96号	2005-07-14
10	新疆维吾尔自治区危险废物污染防治办法	11届人大第9次会议	2010-05-01
11	新疆维吾尔自治区建设项目环境影响评价公众参与管理规定(试行)	新环评价发(2013)488号	2013-10-23
12	关于下发新疆加强危险废物和医疗废物监管工作实施方案的通知	新环防发[2011]330号	2011-07-01
13	关于做好危险废物安全处置工作的通知	新环防发[2011]389号	2011-07-29
14	关于印发新疆维吾尔自治区大气污染防治行动计划实施方案的通知	新政发[2014]35号	2014-04-17
15	关于印发新疆维吾尔自治区水污染防治工作方案的通知	新政发[2016]21号	2016-01-29
16	关于印发新疆维吾尔自治区土壤污染防治工作方案的通知	新政发[2017]25号	2017-03-01
17	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发[2017]1号	2017-01-01
18	新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划	新环发[2017]124号	2017-06-22
19	新疆维吾尔自治区大气污染防治条例	13届人大第7次会议	2019-01-01

2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

序号	依据名称	标准号	实施时间
1	建设项目环境影响评价技术导则 总纲	HJ2.1-2011	2011-09-01
2	环境影响评价技术导则 大气环境	HJ2.2-2018	2018-12-01
3	环境影响评价技术导则 地表水环境	HJ2.3-2018	2019-03-01
4	环境影响评价技术导则 声环境	HJ2.4-2009	2010-04-01
5	环境影响评价技术导则 生态影响	HJ19-2011	2011-09-01
6	环境影响评价技术导则 地下水环境	HJ610-2016	2016-01-07
7	环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目	HJ/T349-2007	2007-08-01
8	建设项目环境风险评价技术导则	HJ169-2018	2019-03-01
9	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
10	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
11	石油和天然气开采行业清洁生产评价指标（试行）		2009-02-19
12	石油天然气工业健康、安全与环境管理体系	SY/T6276-2014	2015-03-01
13	石油化工企业环境保护设计规范	SH3024-1995	1995-07-01
14	石油天然气开采业污染防治技术政策	2012 年 第 18 号	2012-03-17
15	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB 65/T 3998-2017	2017-05-30
16	油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求	DB 65/T 3997-2017	2017-05-30
17	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB 65/T 3999-2017	2017-05-30

2.2.3 相关文件和技术资料

(1) 委托书，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鄯善采油厂，2020.05；

(2) 鄯善采油厂内部调整及滚动扩边产能建设地面工程方案设计，中国石油吐哈油田勘察设计院，2019.12；

(3) 巴喀油气田柯 28、柯 33 块开发方案，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田公司，2019.10.16；

(4) 丘东、红台气田年度产能建设方案，中国石油天然气股份有限公司吐哈油田公司，2019.10.16。

2.2.4 其他规划

(1) 《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》；

(2) 《新疆维吾尔自治区能源发展“十三五”规划》；

(3) 《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》（新环发[2017]124号）；

(4) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

本工程部署新井 76 口，新建井场 76 口，输油管线 53.4km，输气管线 17km，道路 28.5km。

施工期建设工程包括钻井工程、地面集输工程及油田内部道路建设。

(1) 钻井

钻井工程主要包括井场道路建设、设备搬迁等钻前工程、钻井及洗井等。

① 钻前工程：钻井的井位确定后，平整井场，修建井场道路；井场道路建好后，用汽车将钻井设备运至井场安装。井场道路建设的主要环境影响是施工占地造成的地表土壤和植被的破坏，引起水土流失和扬尘。

② 钻井：钻井期间主要的环境影响因素是柴油机运行时产生废气，钻井作业产生的钻井平台冲洗废水，机械设备运转时产生的噪声，以及钻井产生的废岩屑和泥浆等固体废弃物。

(2) 管线和道路敷设

输油管线 53.4km，输气管线 17km，道路 28.5km。管线和道路敷设将破坏管道和道路沿线的植被，主要的环境影响是对生态环境和水土保持的影响，以及施工扬尘。

(3) 井场建设

新建井场 76 口。这些构筑物建设的主要环境影响是施工占地和对生态环境的扰动。

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

油田开发的各个阶段，环境影响因子不同，根据工程分析和油田开发工艺特征，对油田开发过程中的施工期、运营期期和服务期满废弃阶段环境影响因子识别见表 2.3-1。

表 2.3-1

影响因子识别

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	(1) 岩屑和泥浆	固体废物	—

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
		(2) 钻井废水	COD、悬浮物、石油类	-
		(3) 井喷（事故）	CH ₄ 、总烃	---
		(4) 管道敷设、道路建设	破坏土壤和植被	-
			影响农牧业	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
			影响道路交通	-
		(5) 生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-
		(6) 施工机械和车辆尾气	NO ₂ 、CO、SO ₂ 、烃类挥发	-
		(7) 施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	-
		(8) 施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
(9) 井场、阀组建设	永久性占地、动植物影响	-		
(10) 建设工程	对当地社会经济的拉动	++		
2	运营期 (正常 工况)	(1) 生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N	-
		(2) 生活垃圾	污染土壤环境	-
		(3) 火炬放空	CO ₂ 、NO _x	-
		(4) 含油污泥	原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物	
		(5) 设备噪声	影响声环境质量	-
		(6) 采出水	污水处理站处理后回注地层	-
3	运营期 (事故 工况)	(1) 管道破损泄漏原油、天然气	火灾爆炸危险	-
		(2) 集输管线泄露	石油类	---

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

2.3.2 评价因子

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

表 2.3-2 环境影响因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响预测因子
生态环境	调查评价区域土地利用、动植物资源、土壤侵蚀、生态景观、和生物多样性沙漠化	(1) 分析油田开发建设对土地利用结构的影响 (2) 对油田建设可能造成的土地荒漠化、水土流失、植被破坏以及土壤污染等进行影响分析； (3) 油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析 (4) 油田开发对当地农牧业影响； (5) 油田开发建设对生态景观的影响 (6) 废弃井及废弃管道对生态环境的影响。
土壤	pH、含盐量、石油烃、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌	对土壤环境质量的影响分析

地表水	pH、石油类、COD _{Cr} 、DO、氯化物、氨氮和挥发酚	石油类
地下水	pH、石油类、氨氮、硫化物、氯化物、总硬度、溶解性固体、六价铬和挥发酚	石油类、氯化物
环境空气	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 、H ₂ S 和非甲烷总烃	非甲烷总烃
噪 声	Leq(dB(A))	Leq(dB(A))
固体废弃物	-	废弃钻井泥浆、岩屑、污泥、油泥、建筑垃圾和生活垃圾
环境风险	-	烃类、CO 结合当地的气象条件,对油田运营期间输气管道可能发生的原油泄漏事故进行预测分析;

2.4 评价标准

2.4.1 环境质量标准

2.4.1.1 环境空气

环境空气质量评价中 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 六项指标执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准。对于未作出规定的非甲烷总烃参照执行参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准, H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。指标标准取值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量标准

序号	评价因子	标准限值μg /Nm ³			标准来源
		年平均	日平均	1 小时平均	
1	SO ₂	60	150	500	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
2	NO ₂	50	80	200	
3	PM _{2.5}	35	75		
4	PM ₁₀	70	150		
5	CO(mg/m ³)		4	10	
6	O ₃		160	200	
7	非甲烷总烃(mg/m ³)			2.0	参考《大气污染物综合排放标准》详解
8	H ₂ S			10	参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值

2.4.1.2 水环境

根据项目所在区域地下水的使用功能。地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准，其中标准中没有的特征因子石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准执行。具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水质量标准值 单位：除 pH 外，mg/L

序号	监测项目	标准值(III类)	序号	监测项目	标准值(III类)
1	pH	6.5-8.5	12	硫酸盐	≤ 250
2	总硬度	≤ 450	13	氯化物	≤ 250
3	高锰酸盐指数	≤ 3.0	14	汞	≤ 0.001
4	氨氮	≤ 0.5	15	铅	≤ 0.01
5	挥发酚	≤ 0.002	16	镉	≤ 0.005
6	硝酸盐氮	≤ 20	17	锰	≤ 0.10
7	亚硝酸盐	≤ 1.0	18	铁	≤ 0.3
8	砷	≤ 0.01	19	铜	≤ 1.0
9	六价铬	≤ 0.05	20	石油类	≤ 0.05
10	氰化物	≤ 0.05	21	硫化物	≤ 0.02
11	氟化物	≤ 1.0			

2.4.1.3 声环境

项目所在区域未进行声环境功能区划，因此项目区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

2.4.1.4 生态环境

项目区土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值，见表 2.4-3。水土流失评价执行《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）中风蚀强度分级指标。

表 2.4-3 土壤环境质量评价标准

序号	污染物名称	第二类用地风险筛选值（mg/kg）
基本项目（重金属和无机物）		
1	砷	60
2	镉	65
3	铬（六价）	5.7
4	铜	18000
5	铅	800
6	汞	38
7	镍	250

基本项目（挥发性有机物）		
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
基本项目（半挥发性有机物）		
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并（a）蒽	15
39	苯并（a）芘	1.5
40	苯并（b）荧蒽	15
41	苯并（k）荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并（a, h）蒽	1.5
44	茚并（1,2,3-cd）	芘
45	萘	70
其他项目		
46	石油烃(C10~C40)	4500

2.4.2 污染物排放标准

2.4.2.1 废气

本工程主要产生废气来自油气集输无组织挥发产生的非甲烷总烃，其排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度要求。具体标准值如表 2.4-4。

表 2.4-4 大气污染物排放标准

污染物	最高允许排放浓度 (mg/m ³)	标准来源
非甲烷总烃	4.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）周界外浓度最高点

2.4.2.2 废水

运营期项目产生的采出废水在各区块联合站处理达标后回注地层，不向外部环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准，标准值见表 2.4-5。

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

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

2.4.2.3 噪声

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

表 2.4-6 环境噪声排放标准

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

2.4.2.3 固体废物

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向，生活垃圾执行《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2008）；一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存、处置场所污染控制标准》（GB18599-2001）；危险废物鉴别执行《危险废物鉴别标准》（GB5085.1~3-2007），危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18596-2001）、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第5号）进行监督和管理。其中油气田含油污泥及钻井固体废物执行《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求（DB 65/T 3997-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/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）。

2.5 评价等级和评价范围

结合本工程污染源特征分析和所处区域的自然环境状况，按照环境影响评价技术导则，确定各单项环境影响评价工作等级如下：

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

本次评价依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中 5.3 节评价工作等级的判定方法，结合工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模型计算污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

① P_{\max} 及 $D_{10\%}$ 的确定

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），最大地面浓度占标率 P_i 定义如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

表 2.5-1 评价等级判别表

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

本项目大气污染源正常排放的主要污染物为油气开采和集输过程中无组织排放的非甲烷总烃，本次评价涉及范围较大，因此按区块进行源强估算。

根据导则要求，本次评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 A 推荐的 AERSCREEN 估算模型计算项目污染源的最大环境影响，根据项目工程分析污染源强参数进行估算，计算结果见表 2.5-2。

表 2.5-2 大气污染物最大落地浓度及占标率估算结果一览表

区块	NMHC	
	落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率(%)
温米油田	11.25	0.56
丘陵油田	15.73	0.79
鄯善油田	2.65	0.31
鄯勒油田	53.14	2.66
丘东油气田	46.60	2.33
红台油气田	4.10	0.21
巴喀油气田	123.20	6.16

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的要求，采用 AERSCREEN 估算模式对污染物落地浓度进行预测，本工程非甲烷总烃最大占标率为 6.16%，最大占标率 $1\% < P_{\max} < 10\%$ ，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)的要求，因此本次环评确定大气影响评价的工作等级为二级。同时考虑项目建设性质，分别以拟建单井井口为中心，向井场四周各外延 2.5km 的矩形叠合的包络线作为大气评价范围。评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 生态环境评价等级和评价范围

评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊和重要敏感区，属于一般区域。项目新增永久占地面积 32.2hm²，临时占地面积 138.46hm²，总占地面积 170.76hm²，占地面积 < 20km²；集油管线 53.4km，集气管线 17km，道路 28.5km，线性工程长度 < 100km，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2011)和《环境影响评价技术导则—陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)的有关要求，具体见表 2.5-1，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-1 生态评价等级判定

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

油田天然气开发工程具有分布面积广的特点。但是因为各站场相距较远，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于站场及内部集输管线较近的范围。本生态评价范围为井场、站场边界外扩 1km 范围内，管线、道路两侧各 200m 区域。

2.5.3 地表水环境评价等级和评价范围

《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中规定：间接排放建设项目评价等级为三级 B、建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价。本项目运营期产生的废水主要为井下作业废水和采出水，井下作业废水由罐车拉运至各区块联合站采出水处理系统处理后各污染物浓度均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》

（SY/T5329-2012）中的相关要求后回注油藏，不外排，不与项目周边发生水力联系。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）要求，本项目地表水环境影响评价等级为三级 B。

本项目不与周边地表水发生水力联系，不涉及地表水风险，无需设置地表水评价范围。

图 2.5-1 项目大气评价范围示意图

2.5.4 地下水环境评价等级和评价范围

本工程周边无地表水，故仅对地下水进行等级判定。

(1) 建设项目类别

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 中的分类标准，勘探评价新区产能建设属于 F 类“石油、天然气”中的石油开采类，属于 I 类建设项目。

(2) 地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-2）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 2.5-2 地下水环境敏感程度分级表

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

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

(3) 工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于 I 类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-3，评价等级为二级。

表 2.5-3 评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

(4) 评价范围

按照导则要求，调查评价范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以能说明地下水环境现状，反映调查评价区地下水的基本流场特征，满足地下水环境影响预测与评价为基本原则。因此判定本工程地下水评价范围以井场、站场为中心，西、南、东以区块边界外扩约 2.5km。

2.5.6 噪声环境评价等级和评价范围

本项目所在区域以油田开发为主要功能，属于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类功能区。根据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）的有关要求，确定本项目声环境影响评价等级为二级。

声环境评价范围为井场、管线及道路周围 200m 范围内。

2.5.7 土壤环境评价等级和评价范围

本项目属于石油开采类项目，结合实际工程建设内容，项目土壤影响类型属于污染影响型，永久占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ），根据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），评价工作等级划分见表 2.5-4。

表 2.5-4 土壤环境影响评价工作等级划分表

占地规模 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	—	—

本项目属于 I 类建设项目，永久占地面积约 28.0hm^2 ，占地规模为中型，项目区土壤环境敏感程度为不敏感，由表 2.5-6 可知，本项目土壤环境影响评价等级确定为二级。

土壤环境评价范围为项目占地范围外 200m 范围内。

2.5.8 环境风险评价等级和评价范围

本工程为石油开采类，其采集、储存和运输的原油属可燃、易燃危险性物质。重大危险源是指长期或临时生产、加工、搬运、使用或贮存危险物质，项目主要风险单位为密闭集输单元，本项目危险物质与临界量的比值（Q 值）约为 0.016，

风险单元 Q 值小于 1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018) 相关规定, 本项目风险潜势为 I, 因此, 本次风险评价仅进行简单分析。

表 2.5-5 环境风险评价工作级别划分

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

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

2.6 污染控制 and 环境保护目标

2.6.1 控制污染目标

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

(1) 控制建设工程在开发建设过程中的各种施工活动, 尽量减少对生态环境的破坏, 做好植被恢复与水土保持工作, 防止土壤沙化。

(2) 保证工程建成后, 废气达标排放、废水按要求达到零排放, 场站界噪声达标, 固体废弃物得到合理利用及无害化处置。

(3) 进一步控制各种污染物排放量, 在总体上符合区域环境污染物质量控制目标以及清洁生产的要求。

(4) 保证评价区域空气质量、地表水质量、地下水质量基本维持现有水平; 将工程对生态环境的不利影响减到最小并控制在小范围区域内, 使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

该建设工程控制污染与生态破坏内容具体见表 2.6-1。

表 2.6-1 控制污染与生态破坏内容

控制污染对象	污染(源)工序	控制污染因子	拟采取控制措施	控制目标
施工期影响	道路施工 钻井施工 管线施工、 站场构筑物 施工	生态影响	控制占地面积及进行植被恢复等	控制植被减少
		施工扬尘	采取防尘措施	控制扬尘产生
		燃油废气	消烟除尘, 采用高质量柴油	达标排放
		生产、生活废水	收集后集中处理	严禁外排
		生产、生活垃圾	分类收集, 及时清运	避免二次污染
		钻井泥浆、岩屑	设防渗的泥浆池, 固化后清运至填埋场	避免二次污染
		噪声	降噪隔声	符合《建筑施工场界环

					境噪声排放标准》(GB 12523-2011)有关规定
		地下水水质	钻井过程中采取表层套管和技术套管封堵含水层。		符合《地下水质量标准》(GB/T14848-93)中III类标准
		地表水质	污水不排入地表水体		符合《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中IV类标准
		井喷天然气泄漏	严格按照规范操作、配备防护设备		防止对人员及财产造成破坏
		落地油等	防渗膜软体平台,做到落地油零排放		避免污染土壤
运营 期影 响	废水	生活污水	大肠菌群数、BOD5、COD、氨氮等	采用地埋式生活污水处理装置处理后用于荒漠绿化	严禁外排,防止污染地表水、地下水水质
		生产废水	石油类、氨氮等	废水集中处理后蒸发池处理	
	废气	无组织挥发烃类	烃类气体	定期检修,防止泄漏	空气含量达标
		加热炉等燃烧烟气	CO、NO ₂	采用清洁燃料	达标排放
	噪声	生产、生活	等效 A 声级	选用低噪声设备、采用吸声建筑材料	声环境达标,不扰民
	固废	工作、生活	生活垃圾	分类收集,集中处理	避免二次污染
		生产	油泥砂	安全处理	避免二次污染
	闭井期影响	站场、管道等废弃建筑垃圾	水土流失、土地沙化	恢复地表植被,水土保持	恢复站场及管线区域自然植被

2.6.2 环境保护目标

本工程所在区内地面地势较平坦,地表为第四系戈壁、农田,根据环评单位现场踏勘及调查走访,项目区内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区,无环境限制性因素。

评价区评价范围及环境保护目标见图 2.5-1 和表 2.6-1。

表 2.6-1 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标和生态保护敏感区	环境特征说明	与敏感点最近的工程及距离	敏感点环境质量保护要求
1	大气	火车站镇	人		满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准
		七克台镇	人		
		七角井镇	人		

3	声环境	-	-	井场、站场、管线 200m 范围内无敏感点	满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 2 类标准
2	地下水	坎儿井	坎儿井	温米区块	满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准
4	生态	井区周边	自然植被		防止植被破坏和土壤污染
5	环境风险	火车站镇	人		防止受到本工程环境风险事故的影响
		七克台镇	人		
		七角井镇	人		
		坎儿井	坎儿井	温米区块	确保坎儿井不受污染

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括开发建设期、生产运营期、退役期三个时段。

评价区域为温米油田、鄯善油田、丘陵油田、巴喀油田、鄯勒油田及丘东和红台油气田产能建设区域。

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

- (1) 建设项目工程分析；
- (2) 生态环境影响评价；
- (3) 大气、水环境影响评价；
- (4) 环境风险影响评价及风险管理；
- (5) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

2.8 环境功能区划

(1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目评价区属于吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气勘探开发环境保护生态功能区。

(2) 环境空气功能区划

按《环境空气质量标准》(GB3095-2012)的规定，该区域的环境空气质量功能区划属二类功能区。

(3) 声环境功能区划

按《声环境质量标准》(GB3096-2008)的规定,油田开发区执行2类声环境功能区要求。

(4) 水环境功能区

根据《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中地下水分类标准,该区域地下水划分为III类。

3. 鄯善采油厂井区开发现状回顾

3.1 区域位置

鄯善采油厂下辖温米油田、鄯善油田、丘陵油田、巴喀油田、鄯勒油田及丘东、米登和红台油气田，除红台油气田位于哈密市七角井镇外，其他油气田均位于吐鲁番市鄯善县境内。区域位置见图 1.1-1。

3.2 油气资源概况

3.2.1 区域地质概况

台北凹陷东部各油田钻井揭开的地层从上到下有：新生界第四系西域组（Q）、上第三系葡萄沟组（N_{2p}）和桃树园组（N_{1t}）、下第三系鄯善群（Esh），下白垩统火焰山群（区域上称为吐谷鲁群）（K_{1h}），侏罗系上统齐古组（J_{3q}），中统七克台组（J_{2q}）和三间房组（J_{2s}）、下统西山窑组（J_{2x}）和三工河（J_{1s}），最主要的含油气层段是七克台组、三间房组、西山窑组

七克台组（J_{2q}）：厚度 180-420m。为一上细下粗的正旋回。中上部主要为灰、深灰，灰绿，灰黑色的泥岩夹薄层灰绿、灰色粉砂岩及灰黑色碳质泥岩，是本区良好的盖层。电阻曲线为锯齿状低值段；底部是一套三角洲前缘亚相沉积，主要岩性为灰黑色、深灰色泥岩与灰、深灰色砂岩互层，夹煤层，暗色泥岩是本区的生油岩之一，砂岩分布稳定，是七克台组的主要含油气层，电阻曲线为两组高峰，厚度 20-30m，是全区的对比标准层。

三间房组（J_{2s}）：厚度 230-360m。上部主要为深灰色、灰绿色、棕红色泥岩；中下部为灰色~棕红色泥岩与浅灰、灰色细砾岩、砾状砂岩、砂岩、粉砂岩呈不等厚互层；顶部局部发育薄煤层，三间房组是一套辫状河三角洲沉积。电阻曲线率为指状、掌状高阻与锯齿状或平滑低阻曲线间互，在砂泥岩互层段中部有一套分布稳定的低阻泥岩，厚度 10-25m，是划分上、下油层组的重要的对比标志层。本组是油田的主力含油层段，与下伏西山窑组地层呈整合接触。

西山窑组 (J_{2x})：厚度 190-680m。上部是一套棕红色泥岩，夹薄层灰绿色泥岩及灰白色、灰绿色薄层砂岩、粉砂岩，是西山窑组油气藏的良好盖层，电阻曲线为锯齿状低阻曲线，是全区的对比标志层；下部为灰白色砾状砂岩、粉砂岩与灰绿色、深灰色泥岩呈不等厚互层，中下部夹灰黑色碳质泥岩、薄煤层，电阻曲线为高中峰与锯齿状低阻间互。该组中上部为本区的主力含气层段。

3.2.2 构造特征

丘陵构造带形成于印支期，燕山期和喜山期继承发展，是典型的凹中之隆，具备得天独厚的油气成藏条件，是前侏罗系和侏罗系两套含油气系统亿吨级复式油气聚集带，分布着鄯善、丘陵和巴喀 3 个油田。

构造带呈南东-北西向展布于胜北和丘东洼陷之间，长 42km、宽 6km，面积约 250km²。自东南向西北由鄯善宽缓穹窿背斜、丘陵长轴背斜和巴喀被断层复杂化的陡倾长轴背斜组成。构造带上发育北西走向和北北走向两组断裂。北西向断裂是主断裂，控制着构造带的形成及局部构造的大小和形态，主要发育于陵 4 井以西构造带中西段的南北翼，在不同部位有一组两条或两组四条反向对倾逆断层组成，断距西大东小；与构造走向斜交的北北东向断裂是其调节断层，多为平移性质的逆断层，除陵 4 井平移断层规模较大外，其余规模均较小，但将背斜切割成多个断块，对油气分布有一定控制作用。

丘陵油田三间房油藏构造为一近东西走向的被断层切割复杂化的短轴背斜，轴部地层较平缓，两翼呈南陡北缓不对称形态。构造断层比较发育。丘陵油田三间房油藏构造西高东低，西山窑油藏构造长轴与三间房油藏构造长轴相近，短轴略短，呈瘦条型。三间房油藏与西山窑油藏构造断层都很发育。

鄯善构造是一个完整的北西走向穹窿背斜构造，北翼较缓，南翼较陡，共发育断层 18 条。西山窑油藏北翼较陡，南翼较缓，共发育断层 6 条。

巴喀油田西山窑油藏为长轴背斜构造油藏，是在自北向南的重力滑动作用和博格达山的隆起活动向南的侧向挤压应力作用下形成的长轴背斜构造。构造为南北两翼边界主断层所夹持，呈近北西西向展布。

鄯勒油田西山窑组构造由两个紧临的椭圆形背斜勒 4 断背斜与勒 10 背斜组成。勒 4 断背斜轴向近东西向，被断层切割为南北两半，南面命名为勒 4 块，北面命名为勒 9 块。

温吉桑构造带由三排八个局部圈闭组成。自北向南三排构造逐渐抬高，接圈闭形态可分为三类：背斜、断背斜和断鼻。第一排构造：温西十断鼻和相邻的米登背斜；第二排构造：由温西一、温八断背斜组成；第三排构造：由温西六、温西三、温西七断背斜、温五、红胡断鼻组成。八个局部圈闭都获得工业油流，并已投入开发实施。

红台区块构造位置位于吐哈盆地台北凹陷东部小草湖次陷的红台构造带上，北邻红台1号构造、南邻疙瘩台构造。各砂层组顶面构造图揭示，构造自下而上具有很好的继承性和相似性。红台气田整体为一个南西倾的鼻隆构造，构造型圈闭较为缺乏，在鼻隆的高部位发育红台2号断背斜型圈闭。局部构造具有受多期次构造运动作用，局部构造复杂，均为挤压应力产物的特点。

丘东构造为一近东西向展布的长轴背斜，共发育四条断层，均为逆断层，在构造南翼发育两条近东西走向的断层，是丘东气田与温吉桑油田的分界断层。

米登构造与丘东构造整体是一个向南爬升的断背斜构造，两者以宽缓的鞍部相连，米登油田为一依附于南断层的断背斜圈闭，从目前钻井情况分析该圈闭为一构造岩性圈闭。该构造形态为背斜，高点偏南，地层南翼较缓。温西十块北接米登断背斜构造，这两条断层走向为北东向，断层具有封闭的遮挡作用，不同程度地控制了米登、温西1和温西十构造的油气分布。温西十块南北断层均为逆断层，对油气具有一定的封隔作用。

3.2.3 储层特征

区内各老油田的主要储集层是中侏罗统三间房组以及西山窑组的砂岩，三间房组为主力含油层。

丘陵油田储层砂岩的粒度以中细-中粗粒为主，岩性以长石岩屑砂岩为主，J_{2x}组储层与J_{2s}组储层相比，具有岩性粗，胶结物含量少的特点。胶结物以泥质为主，胶结物含量J_{2s}组为13.2%，J_{2x}组为10.86%。粘土矿物有四种：高岭石（39.1~48.8%）、绿泥石（17.2~30.7%）、伊利石（18.1~21.3%）和伊蒙混层（12.2~12.7%）。

鄯善油田岩石类型主要为长石岩屑砂岩（占75%），次为混合砂岩（15%）和岩屑砂岩（10%）。其中岩屑的含量较高，一般为30-60%，平均为49.3%；石英

含量为 20-40%，平均为 29.8%；长石含量为 20.8%。储集层岩性以中细-中粗砂岩为主，颗粒分选中等-差，磨圆度次棱角状为主，次为次棱角-次圆状，表明其结构成熟度低。

巴喀油田储层岩石岩性以灰色-灰白色细砂岩为主，占总量的 73.6%，其次为含砾细砂岩，占总量的 11.8%，粘土矿物含量在 7.6%左右，以高岭石、绿泥岩、伊利石及伊蒙混层矿物为主。

鄯勒油田储层物性为特低孔特低渗，储层为煤系地层，成岩过程中压实作用强烈，胶结、溶解作用相对较弱，储层多为致密层，物性差，为特低孔渗。

温米油田储层以长石岩屑砂岩为主，碎屑组份中石英含量相对较低，平均 27%；长石含量一般较高，平均 27%；岩屑含量较高，平均 46%，岩石成份成熟度较低。碎屑磨圆度较差，以次棱角状为主，颗粒分选中——差，粒度变化大，单一粒级的砂岩不常见，砂岩常以粉、细、中不等粒砂岩及粉砂岩为主，一般大于 70%，平均粒径 $2-4\Phi$ ，粒度分布曲线为双峰，峰态较平缓，概率曲线一般为 3-4 段式。储层的胶结物以泥质胶结为主，个别层段为灰质胶结。

红台气田中侏罗统储层岩石以长石岩屑砂岩为主，砂岩的成分成熟度低~中。砂岩中石英成分平均含量 19.9~31%，长石成分平均含量 19.9~28.5%，岩屑成分主要为中酸性喷出岩屑、砂岩以及少量中基性喷出岩屑，平均含量为 41~60.1%。齐古组砂岩碎屑颗粒中石英含量一般为 15.0%~29.9%，平均 22.86%，长石含量一般为 18.0%~40.0%，平均含量 29.65%，岩屑含量一般为 38.9%~58.0%，平均含量 46.80%。岩屑以凝灰岩为主。储层的胶结物以泥质胶结为主，含少量碳酸盐和硅质胶结物；齐古组岩石中胶结物主要为高岭石和方解石。

丘东气田储层以岩屑砂岩、长石岩屑砂岩为主，砂岩的成分成熟度低。碎屑组份中 (J_2x) 石英含量 3.8-36.2%，平均 24.3%，长石含量 10.1-25.4%左右，岩石成分成熟度低，岩屑含量高，一般都在 40~60%之间，平均 48.1%。

米登西山窑储层以次生粒间溶孔为主，占储集空间的 60~80%，其孔径 40~80 μm ，原生孔隙以粒间孔隙为主，占储集空间的 2~25%，孔径 50~60 μm ，另外有少数粒内溶孔和极少数微细裂缝。

3.2.4 油气藏特征

鄯善采油厂各老油田油气藏圈闭类型为构造岩性圈闭，总体上以构造控制为主，属于低渗岩性构造圈闭的层状边水油气藏，在圈闭范围内，含油气边界的分布受砂体分布的控制，部分油气藏油气水边界和构造等高线不一致。

本区地温梯度为 $2.5^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ，为异常低温系统。压力系数位于 0.85-1.0 之间，钻井过程中未发现压力异常区块，构造带各油气藏属正常压力系统。

原油性质具有属典型的轻质弱挥发性油藏，原油性质好，地层原油具有“五低、六高、一中”的特点，地面原油密度在 $0.8060\text{-}0.828\text{g}/\text{cm}^3$ 之间变化，地层原油粘度为 $0.26\text{-}0.50\text{mPa}\cdot\text{s}$ (50°C)，凝固点一般在 $6.5\text{-}20^{\circ}\text{C}$ (表 3.2-2)。

表 3.2-2 鄯善采油厂主力油田原油性质参数表

特点	项 目	丘陵	鄯善	温米	变化范围	
五低六 高一 中	密度(地面)(g/cm^3)	0.806	0.815	0.8084-0.8282	0.806-0.828	
	粘度(地层)($\text{M Pa}\cdot\text{S}$)	0.264	0.3879	0.26-0.50	0.26-0.50	
	含硫量(%)	0.016	0.037	0.02-0.03	0.015-0.058	
	含蜡量(%)	7.8	13.46	1.6-12.8	3.6-18.12	
	酸值(%)	0.18	0.2		0.18-0.20	
	中间烃含量(%)	30.75	30.9	26.33-34.79	26.33-34.79	
	饱和压力(M Pa)	22.73	18.2	14.4-21.98	14.4-23.7	
	原油体积系数	1.79	1.5	1.339-1.732	1.339-1.875	
	压缩系数(10^{-4}M Pa^{-1})	32.76	16.75	21.90-30.60	16.75-32.76	
	原始气油比(m^3/m^3)	285	160.3	139-294	139-294	
	含汽油 成分	初馏点($^{\circ}\text{C}$)	56.5		45.2-121	45.2-121
		馏分(205°C)(%)	37.1			34.1-37.1
		凝固点($^{\circ}\text{C}$)	12.0	17.2	6.2-14.0	6.5-20

红台 2 块齐古组气藏为层状砂岩构造-岩性气藏，气水分布主要受岩性、物性控制，气水关系复杂，无统一的气水界面。红台七克台、三间房组为带油环的构造-岩性凝析气藏，油气水分布受构造、岩性、物性多重因素控制，油气水关系较为复杂。红台区块各气藏的地层温度在 $346.26\sim 370.51\text{K}$ 之间。红台 2 块三间房组气藏属于偏低压力系统，压力系数 $0.71\sim 0.98$ 。根据红台区块气样地面分析结果，气体密度在 $0.782\sim 0.897\text{kg}/\text{m}^3$ 之间，平均甲烷含量 $77\sim 86\%$ ，乙烷含量 $6.0\sim 8.8\%$ ，氮气含量 $1.5\sim 6.6\%$ ，二氧化碳含量 $0.1\sim 0.3\%$ ，气体不含硫。红台 2 区块凝析油密度平均为 $0.7149\sim 0.7587\text{g}/\text{cm}^3$ ， 50°C 时的粘度为 $0.52\sim 0.87\text{mPa}$

•s, 凝固点在 $-24\sim-8^{\circ}\text{C}$ 之间, 含蜡量 $0.26\sim7.2\%$, 初馏点 $27\sim121^{\circ}\text{C}$; 凝析油性质好, 具有密度低、粘度低、凝固点低、含蜡低、含气油变化大的特点。

丘东七克台-三间房组气藏为一个构造-岩性凝析气藏, 包括S1、S2、S3三个砂层组, 其东侧、西侧、南侧、北侧均受岩性或物性控制。西山窑组上气藏是构造-岩性凝析气藏, 包括X1、X2两个砂层组, 其东侧、西侧和北侧受岩性或物性控制。西山窑组下气藏是构造-岩性凝析气藏, 包括X3、X4两个砂层组, 其东侧、西侧和北侧受岩性或物性控制。丘东气田共有三套水动力学系统, 分别为 J_2q-s 、 J_2x 上和 J_2x 下, 其平均压力系数分别为1.02、1.002和1.01, 均属于正常的压力系统。

米登区块油气藏具有下气上油的分布特点, 储油层主要集中在三间房组, 其油藏类型为岩性-构造边水层状油藏, 从已经发现的丘东西山窑组上、下气藏和米登西山窑组上气藏分布特点来看, 该区气藏主要受构造和岩性双重控制, 为构造背景上的岩性气藏。

3.3 勘探及建设历程

3.3.1 鄯善区域老油田勘探开发简况

吐哈盆地油气勘探始于二十世纪五十年代, 鄯善构造于五十年代发现, 1961年钻第一口参数井台北1井, 由于当时钻井、试油条件的限制和地质认识水平的局限, 没有试油, 推迟了油田的发现。1984年对该构造进行了30、60次覆盖数字地震工作, 并对台北1井进行重新对比解释评价, 认为中侏罗统七克台组和三间房组砂岩均为油层。1987年9月钻第一口科学探索井台参1井, 1988年12月对西山窑组试油, 1989年1月对三间房组试油获工业油气流, 正式发现了鄯善油田。

丘陵构造于二十世纪五十年代发现, 1963年钻第一口参数井丘1井, 受当时钻井、试油技术条件的限制和地质认识水平的局限, 没有试油, 未能发现该油田。1989年钻第一口预探井陵1井, 工程报废, 1990年钻第二口预探井陵3井, 在中侏罗统三间房组试油获高产油流, 发现了丘陵油田。

巴喀油田的油气勘探工作始于五十年代, 在巴喀构造(原为柯柯亚构造)钻了柯1、柯2、柯3、柯4、柯5共计5口井, 由于受当时技术水平和地质认识程

度的局限性，一直到六十年代都没有在该构造带上获得工业性油气流。1984年重新在该区域开展了地质勘探工作。巴喀油田钻探上的突破始于1991年。1991年5月，巴喀构造上的柯7井开钻，同年9月在中侏罗统发现油气显示，而且于1991年10月7日~18日对西山窑组试油，获得工业油气流，至此发现了巴喀油田。

1992年2月，在该构造的勒1块上钻探井勒1井，在钻探过程中自中侏罗统七克台组到下侏罗统八道湾组见到了大量由荧光至油浸级别的油气显示。同年6月14日，对西山窑组进行原钻机试油，获工业性油气流，由此发现了鄯勒油田。

1989-1991年相继发现鄯善、丘陵、巴喀、鄯勒等油田区块。

温米油田勘探始于二十世纪五十年代，1964年3月在油田北部的丘东背斜钻第一口区域预探井（丘东2井），但受当时认识水平和工艺技术的局限，未能获得突破。1984年重新在该区域开展了以二维地震为主的地质勘探工作，落实了温吉桑地区的几个局部圈闭，1990年在温吉桑I号构造上部署了温1井，同年10月对西山窑组射孔试油，于1991年3月进行求产，随后在三间房组也获得工业油气流，从而发现了温1井含油气构造（现改为温八区块油气藏）。

为了迅速扩大勘探成果，自1991年1月至1992年5月连续钻探，相继发现了温五、温西一、温西三、温西六、温西七、米登等含油气构造，基本掌握了温米油田油藏分布规律和规模，并于1992年上交探明含油面积 36.50km^2 ，石油地质储量 $3005\times 10^4\text{t}$ ，可采储量 $901.50\times 10^4\text{t}$ ；溶解气地质储量 $75.26\times 10^8\text{m}^3$ ，可采储量 $21.68\times 10^8\text{m}^3$ 。

1993-1999年相继发现红胡、温九、温西十、温砂三、温砂一、温西3-52、温南六区块；2002年以后又滚动发现了温西16井块、温5-5井块、温南3块、温南8块、温5东块以及温深1块、温13块、温15块。

截至2019年8月，累计探明含油面积 138.4850km^2 ，石油地质储量 $17008.07\times 10^4\text{t}$ ，开发动用地质储量 $15886.60\times 10^4\text{t}$ （表3.3-1）。

表 3.3-1 鄯善采油厂区域探明及动用储量统计表

油田	区块	层位	累计探明石油储量			动用探明储量		未动用探明储量	
			含油面积 km ²	原油储量		原油储量		原油储量	
				地质储量 10 ⁴ t	技术可采储量 10 ⁴ t	地质储量 10 ⁴ t	技术可采储量 10 ⁴ t	地质储量 10 ⁴ t	技术可采储量 10 ⁴ t
鄯善		J ₂ q-J ₂ s	29.06	3522.96	847.87	3522.96	847.87		
鄯善		J ₂ x	5.00	246.39	33.20	246.39	33.20		
丘陵		J ₂ s	22.54	4129.17	1061.20	4129.17	1061.20		
丘陵		J ₂ x	7.64	703.00	158.39	703.00	158.39		
温米	温五	J ₂ q-J ₂ s	9.53	1241.33	405.87	1241.33	405.87		
温米	温八	J ₂ q-J ₂ s	3.50	269.96	83.70	269.96	83.70		
温米	温西一	J ₂ q-J ₂ s	4.70	544.99	168.29	544.99	168.29		
温米	温西三	J ₂ q-J ₂ s	7.90	1347.29	405.82	1347.29	405.82		
温米	温西六	J ₂ q-J ₂ s	6.10	427.86	93.94	427.86	93.94		
温米	温西七	J ₂ s	1.50	113.10	37.19	113.10	37.19		
温米	温西十	J ₂ q-J ₂ s	2.00	209.47	41.83	209.47	41.83		
温米	温南三	J ₂ s	2.33	290.64	63.94	290.64	63.94		
温米	温深一	J ₂ s	1.40	85.74	18.92	85.74	18.92		
温米	红胡	J ₂ q-J ₂ s	1.30	106.53	29.00	215.76	58.71		
温米	米登	J ₂ q-J ₂ s	4.20	379.88	82.65	379.88	82.65		
温米	温13	J ₂ x	2.55	475.27	70.88	475.27	70.88		
温米	温二	J ₂ s	2.40	90.33	27.10			90.33	27.10
温米	温九	J ₂ s	1.00	52.36	15.71			52.36	15.71
温米	温403	J ₂ q-J ₂ s	2.91	253.72	65.98			253.72	65.98
温米	温15	J ₂ x	1.17	174.10	25.77			174.10	25.77
巴喀	西块	J ₂ x	5.40	709.93	69.43	709.93	69.43		
巴喀	西块	J ₂ s	2.00	225.88	56.47			225.88	56.47
巴喀	东块	J ₂ x	1.80	328.01	82.00			328.01	82.00
鄯勒	勒10	J ₂ x	4.92	367.74	49.28	367.74	49.28		
鄯勒	勒9	J ₂ x	0.87	252.17	33.79	252.17	33.79		
鄯勒	勒1	J ₂ s-J ₂ x	2.56	310.29	41.58	310.29	41.58		
鄯勒	勒3	J ₂ q	2.20	149.96	27.11	43.66	5.85	106.30	21.26
合计			138.48	17008.07	4096.91	15886.60	3832.33	1230.70	294.29

截止 2019 年 8 月底，鄯善采油厂共有油水井总数 1498 口，其中采油井 932 口，开井 468 口，水井 562 口，开井 221 口，日产油 602t，累计产油量 3247.94 × 10⁴t，综合含水 88.64%，采出程度 20.44%，累计注水 12743.34 × 10⁴m³，累计注采比 1.17（表 3.3-2）。

表 3.3-2 鄯善采油厂油田开发现状表（截止 2019 年 8 月）

油井总井数(口)	932	水井总井数(口)	562
油井开井数(口)	468	水井开井数(口)	221
日产油(t/d)	602	日注水量(m ³ /d)	5951

平均单井日产油(t/d)	1.29	平均单井日注(m ³ /d)	26.92		
当年产油量(10 ⁴ t)	18.24	当年注水量(10 ⁴ m ³)	44.52		
累计产油量(10 ⁴ t)	3247.94	累计注水量(10 ⁴ m ³)	12743.34		
日产水(m ³ /d)	4601	阶段注采比	1.26		
月产水(10 ⁴ m ³)	14.26	累计注采比	1.17		
年产水(10 ⁴ m ³)	138.73	累计亏空(10 ⁴ m ³)	-1955.51		
累计产水(10 ⁴ m ³)	4497.93	综合含水(%)	88.64		
采出程度	地质	20.44	采油速度	地质	0.13
(%)	可采	79.28	(%)	剩余可采	0.54

3.3.2 鄯善区域主力气田勘探开发简况

(1) 红台气田

①勘探简况

红台气田地震勘探始于1989年，1992年发现红台2号构造，同年部署钻探的红台2井在J_{2x}组测试获日产气10072方，在J_{2s}组获工业气流，从而发现了红台2块气藏。随后相继部署钻探的红台201、202、203井均获成功。

2001年发现了红台6块和红台8块气藏。2005年红台15块滚动扩边成功。滚动扩边井红台19井在J_{2q}组试油，从而发现了红台15块和红台19块气藏。2006年红台17井滚动扩边成功，在J_{2s}组压裂后获日产油10.76m³、日产气9792m³，在J_{2q}组试油，压裂后日产气36000m³，从而发现了红台17块气藏。2010年红台206井滚动扩边成功，在J_{2s}组2305.2-2430.2m井段试气获得日产气14000m³，日产油30t/d，发现了红台206块油藏。

②开发简况

红台油气藏的开发总体可以划分为4个阶段：

主体开发阶段（2004.12-2010.10）：2004年12月完成方案编制，开始全面建产，截止2010年底共钻探开发井55口，年产气1.74×10⁸m³，累产气9.64×10⁸m³、凝析油9.36×10⁴t，采气速度2.52%。

滚动扩边开发阶段（2010.10-2013.06）：2010年10月红台206井和红台191井相继滚动扩边成功，进一步拓展了J_{2s}组的含气范围和储量规模，后续滚动部署扩边井21口。

加密调整阶段（2013.06-2017.12）：2013年6月，编制了《红台三间房气藏井网加密方案》，截止2018年底共实施55井。

低压低产阶段（-至今）：截止目前，红台气田平均地层压力6.0MPa，总井数157口，开井151口，日产气 $14.75 \times 10^4 \text{m}^3$ ，累产气 $26.0 \times 10^8 \text{m}^3$ ，单井日产气 $0.10 \times 10^4 \text{m}^3$ ，采气速度0.83%（表3.3-3）。

表 3.3-3 红台气田开发现状表（截止2019年8月）

项目		指标	项目		指标
采气井	总井数（口）	157	采气井	开井数（口）	151
产气量	日产气（ 10^4m^3 ）	14.75	产油量	日产油（t）	28.5
	平均单井日产气（ 10^4m^3 ）	0.10		年产量（ 10^4t ）	1.23
	年产量（ 10^8m^3 ）	0.59		累计产油（ 10^4t ）	38.6
	累计产气（ 10^8m^3 ）	26.0		气油比（ m^3/t ）	5177
产水量	日产水（ m^3 ）	81.8	采出程度	地质储量（%）	24.9
	年产量（ 10^4m^3 ）	3.71		可采储量（%）	36.7
	累计产水（ 10^4m^3 ）	63.1	采气速度	地质储量（%）	0.57
	水气比（ $\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$ ）	5.55		可采储量（%）	0.83

（2）丘东气田

①勘探情况

丘东气田勘探始于二十世纪五十年代，1964年3月5日在丘东背斜西翼钻第一口区域预探井（丘东2井），该井完钻井深3000m，完钻层位三间房组。在三间房组、七克台组见到油气显示，受当时认识水平和工艺技术局限，未能获得突破。1989年5月在丘东背斜构造顶部钻探丘东1井，钻至三间房组完钻，因未钻到好的储层失利。1990年10月在温吉桑构造带南面构造的西山窑组获得工业油气流后，认为丘东构造西山窑组储层发育，在构造南翼钻探丘东3井，于1991年8月23日完钻，完钻井深3500m，完钻层位西山窑组。1991年9月21日至11月14日，对丘东3井西山窑组完井试油，获得工业油气流，发现了丘东气田。

1992年3月在距丘东3井北西方向1.9km处钻探丘东7井，完钻井深3500m，完钻层位中侏罗统三工河组。9月对三间房组试油，日产气 $30.8 \times 10^4 \text{m}^3$ 、油 95.87m^3 ，

对七克台组试油，日产气 $0.27 \times 10^4 \text{m}^3$ 、油 0.61m^3 。至此，丘东构造自下而上，在西山窑组、三间房组、七克台组均发现工业油气流。

②开发简况

1999年，丘东气田正式投入开发，至今已经有20余年，可以分为三个阶段，主要有：

建产期（1999年-2002年）：1998年底丘东气田全面投入开发，初期以调峰为主，共钻探开发井17口，截止2002年底，年产气 $0.77 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产气 $2.53 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

稳产期（2003年-2015年）：2003年~2010年以西山窑组气藏为主力开发层系，以调峰开发为主。到2010年9月，共完钻各类井31口，投产24口井，阶段累计产天然气 $22.66 \times 10^8 \text{m}^3$ ，凝析油 $34.25 \times 10^4 \text{t}$ 。2010年以来通过加密开发井，大力动用七克台组和三间房组含气层系，使气田产量迅速回升，并于2012年达到丘东气田产量的最高峰，年产天然气量 $2.93 \times 10^8 \text{m}^3$ 。丘东气田经过13年稳产，产量保持在 $1.9 \times 10^8 \text{m}^3$ 以上。

递减期（2016年-至今）：2016年进入递减期，2018年综合递减18.5%。

截止目前，丘东气田共有气井51口，开井49口，日产气 $22.25 \times 10^4 \text{m}^3$ ，累产气 $37.6 \times 10^8 \text{m}^3$ 。地质储量采出程度31.7%，可采储量采出程度46.6%，采气速度1.04%（表3.3-4）。

表 3.3-4 丘东气田开发现状表（截止 2019 年 8 月）

项目		指标	项目		指标
采气井	总井数（口）	51	采气井	开井数（口）	49
产气量	日产气（ 10^4m^3 ）	22.25	产油量	日产油（t）	28.2
	平均单井日产气（ 10^4m^3 ）	0.45		年产油（ 10^4t ）	1.16
	年产气（ 10^8m^3 ）	0.84		累计产油（ 10^4t ）	49.6
	累计产气（ 10^8m^3 ）	37.6		气油比（ m^3/t ）	7881
产水量	日产水（ m^3 ）	75.5	采出程度	地质储量（%）	31.7
	年产水（ 10^4m^3 ）	3.29		可采储量（%）	46.6
	累计产水（ 10^4m^3 ）	34.0	采气速度	地质储量（%）	0.71
	水气比（ $\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$ ）	3.40		可采储量（%）	1.04

（3）米登气田

①勘探情况

1991年9月4日米登构造米1井开钻，该井于92年4月8日完钻。七克台组-西山窑组地层中见到了大量的油气显示层，该井1992年6月16日射开西山窑组试油，酸化压裂后，日产油6.09吨，日产气15460方，随后1992年3月14日、18日相继开钻米2、米3井。1992年5月9日-5月18日米3井三间房组中途测试获得低产油流，1992年8月11日-9月2日三间房组完井试油，获得工业油流，2002年11月28日到12月15日西山窑下抽汲求产，在钻探中后期，钻井过程中，测试有天然气，最高瞬间产量2000方/天，认为米3井下气藏为气层。研究认为米3井区具备提高西山窑组上气藏储量动用程度及探索西山窑组下气藏储量规模的潜力。

②开发简况

截止目前，米登J_{2x}气田共有气井21口，开井17口，日产气 $8.41 \times 10^4 \text{m}^3$ ，累产气 $6.7 \times 10^8 \text{m}^3$ 。地质储量采出程度31.0%，可采储量采出程度44.9%，采气速度2.23%（表3.3-5）。

表 3.3-5 米登 J_{2x} 气田开发现状表（截止 2019 年 8 月）

项目		指标	项目		指标
采气井	总井数（口）	21	采气井	开井数（口）	17
	日产气（ 10^4m^3 ）	8.41	产油量	日产油（t）	8.4
产气量	平均单井日产（ 10^4m^3 ）	0.49		年产油（ 10^4t ）	0.41
	年产气（ 10^8m^3 ）	0.33		累计产油（ 10^4t ）	9.8
	累计产气（ 10^8m^3 ）	6.7		气油比（ m^3/t ）	10039
产水量	日产水（ m^3 ）	21.5	采出程度	地质储量（%）	31.0
	年产水（ 10^4m^3 ）	1.89		可采储量（%）	44.9
	累计产水（ 10^4m^3 ）	18.3	采气速度	地质储量（%）	1.54
	水气比（ $\text{m}^3/10^4 \text{m}^3$ ）	2.56		可采储量（%）	2.23

3.4 现有工程环境影响回顾

根据鄯善采油厂各个区块最近开发建设工程竣工环保验收意见对现有工程环境影响情况进行回顾。

3.4.1 温米油田

根据《温米油田内部调整及滚动扩边产能建设竣工环境保护验收调查表》和《温米油田内部调整及滚动扩边产能建设竣工环境保护验收意见》，2019年10月~11月对项目进行了环境保护验收监测和现场调查。

(1) 生态环境

验收调查期间，项目落实了各阶段的生态环境保护措施，划定了施工作业范围和路线，施工结束后对施工迹地进行了清理平整，植被自然恢复中。

对井场及周边土壤进行了监测，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地的要求。

(2) 水污染防治情况

项目运营期采出水进入依托的温米联合站污水处理系统进行处理达标后回注地层。验收监测期间，温米联合站污水处理系统回注水质中悬浮物、含油量满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的要求。

(3) 大气污染防治情况

项目主要废气为采油、集输过程中的非甲烷总烃无组织排放，验收监测期间，井场厂界非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放浓度监控限值要求。

(4) 噪声污染防治情况

项目声环境影响主要来自于井场内各类机泵运行时产生的机械噪声。验收监测期间，井场、阀组厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准限值要求。

(5) 固体废物处理情况

验收调查期间，项目钻井期泥浆及岩屑临时堆放在井场防渗泥浆池中，钻井结束后及时清运至南山废渣场处置，并对泥浆池覆土填埋。运营期含油泥砂委托有相应危废处理资质的单位回收处理。

(6) 风险防控情况

钻井期间严格执行中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鄯善采油厂相关规定，未发生井喷事故。建设单位编制了《突发环境事件应急预案》并进行了备案（备案编号：65210020180012）。

（7）验收结论

根据《温米油田内部调整及滚动扩边产能建设竣工环境保护验收 调查表》和现场检查，本项目环保手续完备，技术资料齐全，落实了环评及批复规定的污染防治措施，环保设施运行正常，制定了应急预案并备案，污染物达标排放，符合建设项目竣工环境保护验收条件。

3.4.2 丘陵油田

根据《丘陵油田西山窑油藏下油组框架工程项目竣工环境保护验收意见》，202年3月~4月对项目进行了环境保护验收监测和现场调查，验收意见如下：

（1）生态环境

验收调查期间，项目落实了各阶段的生态环境保护措施，划定了施工作业范围和路线，未随意扩大占用、扰动地表，施工结束后对施工迹地进行了清理平整。

对井场及周边土壤进行了监测，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地的要求。

（2）水污染防治情况

项目运营期采出水进入依托的丘陵联合站污水处理系统进行处理达标后回注地层，井下作业废水运至南山废液池处理。验收调查期间，丘陵联合站污水处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准。

（3）大气污染防治情况

项目运营期集输工程均密闭在管线内，并定期清罐作业和检修设备。，验收调查期间，井场和丘陵联合站厂界非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放浓度监控 4.0mg/m³ 的限值要求。

（4）噪声污染防治情况

运营期验收调查期间，本工程各井场均位于油田生产区，所在地为空旷地带，周围无敏感点。验收调查期间，本工程厂界和丘陵联合站共计 8 个噪声监

测点的昼、夜噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3类标准。

(5) 固体废物处理情况

验收调查期间，项目钻井期泥浆及岩屑临时堆放在井场防渗泥浆池中，钻井结束后及时清运至南山废渣场处置，并对泥浆池覆土填埋。运营期含油泥砂委托有相应危废处理资质的单位回收处理。

(6) 风险防控情况

吐哈油田分公司鄯善采油厂针对本工程可能发生的突发环境事件于2019年编制了《中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鄯善采油厂丘陵油田西山窑油藏下油组框架工程项目突发环境事件应急预案》，2019年11月26日在吐鲁番市生态环境局备案，其备案编号为：6504002019024。

(7) 验收结论

根据《丘陵油田西山窑油藏下油组框架工程项目竣工环境保护验收调查报告表》和现场检查，项目环保手续完备，技术资料齐全，落实了环评及批复规定的污染防治措施，环保设施运行正常，符合竣工环境保护验收要求。

3.4.3 鄯善油田

根据《鄯善油田井网调整及滚动扩边建产项目竣工环境保护验收意见》，2019年4月对项目进行了环境保护验收监测和现场调查。验收意见如下：

(1) 生态环境

经现场调查，项目落实了各阶段的环境保护措施，划定了施工作业范围和路线，未随意扩大占用、扰动地表，施工结束后对施工迹地进行了清理平整，植被自然恢复。

(2) 水污染防治情况

本项目废水主要为依托鄯善联合站处理站油水分离后的含油污水、井下作业废水和生活污水。

含油污水进入鄯善联合站污水处理系统进行处理后回注地层。

在井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至南山废液池、废渣场处理后，上清液返回污水处理系统处理达标后回注地层。底泥由新疆西域北控环境工程有限公司进行回收处理。

验收监测期间，鄯善联合站污水处理站污水处理系统回注水中 pH、SS、石油类及硫化物满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的要求。

（3）大气污染防治情况

本工程废气主要为采油、集输过程中非甲烷总烃无组织排放，验收监测期间，项目区、鄯善联合站厂界无组织排放非甲烷总烃最高浓度低于《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）中标准限值要求。

（4）噪声污染防治情况

本项目声环境影响主要来自于井场内各类机泵等设备运行时产生的机械噪声。各类机泵均集中布置在泵房内，采取隔声降噪措施。

验收监测期间，项目区、鄯善联合站厂界噪声监测点昼间、夜间噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准要求。

（5）固体废物处理情况

本项目井下作业带罐操作，作业范围地表铺设防渗膜，钻井泥浆及岩屑临时堆放在井场防渗泥浆池中，钻井结束后及时清运至南山废液池、废渣场处置并恢复地貌，集输井场采用密闭式管道输送，不产生落地原油。含油泥砂委托有危废处理资质的新疆西域北控环境工程有限公司回收处理。

（6）风险防控

钻井期间严格执行中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司鄯善采油厂相关规定，未发生井喷事故，建设单位编制了《突发环境事件应急预案》并进行了备案。

（7）验收结论

根据《鄯善油田井网调整及滚动扩边建产项目竣工环境保护验收调查报告》和现场检查，项目环保手续完备，技术资料齐全，基本落实了环评及批复规定的

污染防治措施，环保设施运行正常，制定了应急预案并备案，污染物达标排放，符合建设项目竣工环境保护验收条件。

3.4.4 丘东油气田

根据已批复的《吐哈油田吐鲁番区块勘探规划（2017-2020年）环境影响报告书》（“关于吐哈油田吐鲁番区块勘探规划（2017-2020年）环境影响报告书审查意见”，新环函[2017]1094号），对包含丘东油气田的丘东-小草湖规划区进行了现状分析和评价。

环境空气质量现状调查：收集2014、2015、2016年丘东小草湖规划区的空气质量监测数据为参考依据，共布设2个监测点。监测与评价结果可知：规划区各监测点位NO₂、TSP、NMHC、PM₁₀的浓度均达标。

水环境现状调查：地下水监测，收集了2014、2015、2016年丘东小草湖规划区的水环境质量监测数据为参考依据，共布设8个监测点。监测与评价结果可知：丘东-小草湖规划区内地下水监测因子均达标。

土壤环境现状调查：收集2015、2016年丘东小草湖规划区的土壤环境质量监测数据为参考依据，共布设2个监测点。规划区各监测点位监测因子的浓度均达标。

生态环境现状调查：规划区内植被稀疏，大部分区域植物群落单一，主要植被类型零星分布的耐盐植被如骆驼刺、沙拐枣、梭梭等，总覆盖率低于5%。规划区内野生动物，经现场调查目前多为耐旱荒漠种的小型动物，主要为脊椎类动物的兽类、鸟类、爬行类、两栖类等约20多种。

声环境现状调查：规划区声环境现状基本为声环境本底值。井场厂界周围区域噪声未超过《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的3类标准。

3.4.5 红台油气田

根据《关于吐哈油田分公司丘东采油厂红台一疙瘩台凝析油气田地面工程项目竣工环境保护验收意见的函》（吐地环验函[2015]14号，验收意见如下：

（1）项目建成后对厂区地面进行了平整和硬化，对输气管线铺设临时用地进行了清理和平整，基本恢复了原有地貌。项目地处戈壁荒漠，周围地表为沙砾覆

盖层，植被稀少，无水源保护地，附近无国家、自治区及县级文物古迹及自然景观保护对象，试运行以来，无严重生态破坏事件发生，项目基本落实了环评及批复提出的生态环境保护措施。

(2) 项目运营期产生的废水主要为生产废水和生活污水，生产废水隔油处置后，排入于化池蒸发，根据液位情况，拉运部分废水至南山废液池；生活污水主要是冲厕、洗漱、及清洁废水，生活污水排污生活污水氧化塘蒸发，不外排。

(3) 项目运营期主要的大气污染物为有组织烟（粉）尘、二氧化硫、氮氧化物以及无组织非甲烷总烃。因集气站锅炉无法实施监测，通过类比，本项目锅炉有组织（粉）尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度符合标准要求。无组织非甲烷总烃检测结果符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织非甲烷总烃排放浓度标准。

(4) 红台集气站厂界东侧噪声略有超标，集气站距离职工生活区较远，附近无环境敏感点，对周围环境影响不大。

(5) 本项目运营期固体废物主要是生产固废和生活垃圾，生产固废为钻井作业过程中产生的泥浆、岩屑以及集中处理站内的储罐产生的废油泥、油砂、分子筛等，泥浆、岩屑经干化池于化后就地填埋，废油泥、油砂等危险废物定期拉运至南山废渣场填埋。本项目核定工人 72 人，年生活垃圾产生量约 19.44t,生活垃圾定点堆放，定期运至丘陵采油厂废渣场填埋。

本项目落实了环评及环评批复中提出的各项生态保护措施和污染防治措施，基本执行了建设项目“三同时”制度。项目周边无环境敏感植被和景观，无大型野生动物栖息，试运行以来，未发生生态破坏事件和环境污染事件。本工程项目竣工环保验收合格。

3.4.6 巴喀油气田

根据《关于吐哈油田分公司鄯善采油厂巴喀油田下侏罗系天然气产能建设工程竣工环境保护验收意见的函》（新环函[2014]1476号，验收意见如下：

(1) 加热炉外排废气中烟尘、SO₂、NO_x排放浓度均符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2001）中相应标准要求。

厂界无组织排放非甲烷总烃浓度符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中相应标准要求。

（2）丘陵污水处理站污水经处理后各项污染物监测值符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5239-2012）中相应标准要求；生活污水经处理后用于厂区绿化或周边植被灌溉。

（3）巴喀集气站、丘陵联合站厂界噪声监测值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中3类标准。

（4）本项目产生的含油污泥（砂）交由奎屯尤利特种油品有限公司进行处理；生活垃圾运至火车站镇生活垃圾填埋场填埋处理。

吐哈油田分公司鄯善采油厂巴喀油田下侏罗系天然气产能建设项目落实了环评及批复中提出的污染治理设施及环保措施，主要污染物达标排放，符合竣工环境保护验收条件，竣工环境保护验收合格。

3.4.7 小结

根据现场调查结果可知，鄯善采油厂井区现有井场均已平整，井场钻屑储集防渗池上部已经覆土，井场及钻屑储集防渗池上部没有污油出现，油区道路总体规范，较少有车辆乱碾乱轧的痕迹，总体来看，勘探期对环境的影响不大，处于恢复状态。

4.内部调整及滚动扩边工程分析

4.1 工程概况

4.1.1 工程基本情况

4.1.1.1 项目名称和性质

项目名称：鄯善采油厂内部调整及滚动扩边产能建设地面工程。

项目性质：改扩建。

4.1.1.2 建设地点

本工程为鄯善采油厂内部调整及滚动扩边产能建设工程，鄯善采油厂下辖温米油田、鄯善油田、丘陵油田、巴喀油田、鄯勒油田及丘东、米登和红台油气田，除红台油气田位于哈密市七角井镇外，其他油气田均位于吐鲁番市鄯善县境内。

温米油田的中心地理坐标为 43° 2'11.39"北，90°34'24.26"东；鄯善油田的中心坐标为 43° 2'12.54"北，90°25'29.67"东；丘陵油田的中心地理坐标为 43° 2'34.76"北，90°12'10.34"东；巴喀油田的中心地理坐标为 43° 7'4.09"北，90° 8'30.59"东；鄯勒油田的中心地理坐标为 43°10'21.84"北，90°24'20.70"东；丘东气田的中心地理坐标为 43° 4'39.70"北，90°36'10.79"东；红台油气田的中心地理坐标为 43° 7'52.18"北，91°16'49.82"东。区域位置图见图 4.1-1。

4.1.1.3 建设规模

本次部署包括原油产能建设和天然气产能建设两部分。

(1) 原油产能建设方案

根据方案部署，鄯善采油厂 2020-2022 年在温米油田米登、温西十、温五、温二、温八区块、温五西部温西 11 井区、丘陵油田、鄯勒油田、鄯善油田、丘陵鄯善结合部、巴喀油田、温西六、温南三块总共部署钻新井 42 口，均为油井，平均单井设计产能 5.62t/d，平均井深 2801m，新建产能 7.08×10^4 t，总进尺 11.76×10^4 m。42 口油井投产后最高年产油 5.32×10^4 t。从 2020 年开始预测 15 年至 2034 年，累积产油量 40.81×10^4 t，含水率为 77.96%，累计注水量 140.33×10^4 m³。

(2) 天然气产能建设方案

根据方案部署，鄯善采油厂 2020-2022 年在丘东、米登、红台油气田和巴喀柯 28、柯 33 气藏总共部署钻新井 34 口，直井 32 口，水平井 2 口，平均单井设计产能 $1.22 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，平均井深 2630m，新建产能 $3.04 \times 10^8 \text{m}^3$ ，总进尺 $8.94 \times 10^4 \text{m}$ 。

从 2020 年开始预测 15 年至 2034 年，累产气量 $9.07 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产油量 $2.65 \times 10^4 \text{t}$ 。

以及供配电、仪表自动化、通讯、消防、道路等配套工程。

工程项目组成见表 4.1-1。

表 4.1-1 项目组成表

序号	工程内容		单位	数量	备注	
1	钻井工程	油井	口	42	标准化设计采油井口及井场 76 口，配新型节能型抽油机 14 型 76 座，每口井永久占地 $40 \times 50 \text{m}^2$ ，共 152000m^2 。气井老井利用 3 口，不新增占地。	
		气井	口	34		
2	集油工程	新建集输管线	km	3	$\phi 108 \times 4$ ，管线采用 3PE 防腐，埋地弹性敷设，管底埋深 1.6m。	
		新建单井集输管线	km	50.4	$\phi 76 \times 4$ ，采用 3PE 防腐，埋地弹性敷设，管底埋深 1.5m。	
3	集气工程	新建单井集输管线	km	17	$\phi 76 \times 4$ ，采用 3PE 防腐，埋地弹性敷设，管底埋深 1.5m。	
4	配套工程	道路	巡检路	km	28.5	4.5m 宽，20cm 戈壁土，原土碾压。永久占地 285000m^2
		仪表自控	采油井场 RTU 系统	套	42	
			采气井场 RTU 系统	套	34	
供电系统	井场供配电	km	22.8	由就近 10kV 单井架空线路“T”接，新建 10kV 单井架空分支线至井口，单井分支线路导线线径采用 LGJ-70。		
5	依托设施	原油处理	红台拉油站	主要完成红台 2 块及红台 23 块采油井的油气集输及储运任务，主体工艺采用加热分离脱水工艺，各采油井来油气经加热油气水三相分离后，含油污水去污水处理站，天然气经增压后输至红台集气站，原油进原油储罐并经汽车槽车拉运至温米联合站进原油处理系统。		
			丘陵联合站	丘陵联合站建于 1995 年，站内设油气水分离系统、原油稳定系统 $120 \times 10^4 \text{t/a}$ 、伴生气处理系统 $120 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，		
			鄯善联合站	鄯善联合站建于 1992 年，站内设油气水分离系统、原油稳定系统、伴生气处理系统。目前鄯善联合站原油稳定系统及伴生气处理系统停运，鄯善联合站原油、及伴生气管输至丘陵联合站处理。		
			温米联合站	温米联合站始建 1996 年，设计原油处理规模 $70 \times 10^4 \text{t/a}$ 。联合站主要功能为原油脱水、集输、污水处理、注水等。		
	天然气处理	红台集气站	主要完成红台 2 块采气井的油气集输及处理任务，经低温分离、烃水露点控制后的外输气管输至鄯善轻烃二厂进一步处理，经闪蒸后的稳定凝析油通过汽车拉运至鄯善轻烃三厂进凝析油处理装置进一步处理。			
		丘东第二天然气处理厂	丘东第二天然气处理厂（即丘东气处理厂）的设计天然气处理规模为 $120 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d} \pm 20\%$ ，日产干气 $105.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，液化石油气 155.9t/d，处理装置于 2005 年 8 月建成投运。			
污水处理	红台污水处	红台 2 块建有规模为 $600 \text{m}^3/\text{d}$ 的污水处理及注水站 1 座（最大处理量				

		理站及注水站	720m ³ /d)，主要负责红台2块、红台23区块及红台集气站生产的含油污水处理，处理达标后回注至各区块注水井。
		鄯善采出水处理站	建于2000年，位于鄯善联合站内，负责处理鄯善油田污水，设计处理能力4000m ³ /d，处理工艺为混凝沉降处理工艺，由于运行时间长，系统陈旧，同时系统水质一直不达标，于2012年对鄯善采出水处理系统进行了改造，改造后主体处理工艺为生化微生物除油+两级过滤工艺。改造后设计规模为2500m ³ /d，目前实际水量1600m ³ /d，站场负荷率为64%。
		温米采出水处理站	建于1994年，位于温米联合站内，负责处理温米油田污水，设计处理能力3400m ³ /d，处理工艺为“两级沉降+水质静稳+三级过滤”。2012年进行改造，改造后主体处理工艺为生化微生物除油+两级过滤工艺，设计规模为3000m ³ /d，目前实际水量2837m ³ /d，站场负荷率为94.6%。

4.1.1.5 主要技术经济指标

本工程的主要技术指标见表4.1-2。

表 4.1-2 主要技术指标

序号	内容名称	单位	数量	备注
一	建设规模			
1	含水原油集输规模	t/a	15.18×10 ⁴	
2	天然气集输规模	10 ⁸ m ³ /a	3.54	
二	产品			
1	原油	t/a	15.18×10 ⁴	
2	天然气	10 ⁸ m ³ /a	3.54	
三	消耗指标			
1	电力	10 ⁴ kW·h/a	2548.8	
四	能耗			
1	综合能耗	10 ⁴ MJ/a	7500	
2	单位能耗	MJ/t	522.3	
五	占地面积	hm ²	170.66	永久占地面积32.20hm ² ，临时占地面积138.46hm ² 。

4.1.1.7 投资估算

本工程估算总投资24944.82万元。

4.1.1.8 组织计划和劳动定员

本工程地面工程建成投产后，主要依托鄯善采油厂管理，不再另设组织机构。

4.1.2 流体性质

4.1.2.1 鄯善采油厂主力油田

原油性质具有属典型的轻质弱挥发性油藏，原油性质好，地层原油具有“五低、六高、一中”的特点，地面原油密度在 0.8060-0.828g/cm³ 之间变化，地层原油粘度为 0.26-0.50mPa·s（50℃），凝固点一般在 6.5-20℃（表4.1-3）。

表 4.1-3 台北东部凹陷主力油田原油性质参数表

特点	项目	丘陵	鄯善	温米	变化范围	
五低六高一中	密度(地面)(g/cm ³)	0.806	0.815	0.8084-0.8282	0.806-0.828	
	粘度(地层)(M Pa·S)	0.264	0.3879	0.26-0.50	0.26-0.50	
	含硫量(%)	0.016	0.037	0.02-0.03	0.015-0.058	
	含蜡量(%)	7.8	13.46	1.6-12.8	3.6-18.12	
	酸值(%)	0.18	0.2		0.18-0.20	
	中间烃含量(%)	30.75	30.9	26.33-34.79	26.33-34.79	
	饱和压力(MPa)	22.73	18.2	14.4-21.98	14.4-23.7	
	原油体积系数	1.79	1.5	1.339-1.732	1.339-1.875	
	压缩系数(10 ⁻⁴ M Pa ⁻¹)	32.76	16.75	21.90-30.60	16.75-32.76	
	原始气油比(m ³ /m ³)	285	160.3	139-294	139-294	
	含汽油成分	初馏点(℃)	56.5		45.2-121	45.2-121
		馏分(205℃)(%)	37.1			34.1-37.1
		凝固点(℃)	12.0	17.2	6.2-14.0	6.5-20

4.1.2.2红台油气藏

根据红台区块气样地面分析结果，气体密度在 0.782~0.897kg/m³ 之间，平均甲烷含量 77~86%，乙烷含量 6.0~8.8%，氮气含量 1.5~6.6%，二氧化碳含量 0.1~0.3%，气体不含硫。凝析油：红台 2 区块凝析油密度平均为 0.7149~0.7587g/cm³，50℃时的粘度为 0.52~0.87mPa·s，凝固点在 -24~-8℃之间，含蜡量 0.26~7.2%，初馏点 27~121℃；凝析油性质好，具有密度低、粘度低、凝固点低、含蜡低、含气油变化大的特点。

4.1.2.3丘东油气藏

天然气组份中甲烷含量一般为 80.68~85.36%，平均为 82.31%，乙烷含量一般为 8.04~10.10%，平均为 8.74%，气体相对密度一般为 0.82~0.89，平均为 0.86。丘东气田天然气中凝析油地面密度一般为 0.6984~0.8203g/cm³，平均为 0.7552g/cm³，50℃时的粘度一般为 1.0~4.0mPa·s，凝固点一般为 <-20~23℃，具有低密度、低粘度、低凝固点的特点，属于典型的凝析油。

4.1.2.4米登西山窑气藏

天然气相对密度 0.760~0.800，甲烷含量一般 65%~85%，乙烷含量 10%左右。

4.1.2.5 巴喀柯28块、柯33块

(1) 天然气性质

根据柯 28 块、柯 33 块气样地面分析结果，天然气密度 0.90-1.04g/cm³，组分以甲烷为主，含量 67.9%-78.4%。

表 4.1-4 柯 28 块、柯 33 块天然气组分数据表

井号	层位	天然气相对密度	天然气组分 (%)									
			甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	二氧化碳	氮
柯 28	J ₁ b	0.9	78.35	10.21	4.9	1.16	1.36	0.47	0.38	0.94	0.16	2.07
		0.92	76.44	10.28	5.17	1.27	1.5	0.51	0.41	0.64	1.9	1.88
柯 33P	J ₁ b	0.90	77.57	9.22	3.82	0.83	0.95	0.32	0.25	0.5	4.85	1.69
		0.91	76.8	9.25	3.85	0.84	0.99	0.34	0.26	0.51	5.63	1.55
		1.04	67.9	9.24	4.85	1.34	1.52	0.56	0.46	2.14	2.25	9.76
柯 282	J ₁ b	0.97	71.09	10.24	5.46	1.41	1.59	0.6	0.5	1.12	1.08	6.9
		0.93	73.96	11.32	6.28	1.54	1.62	0.47	0.35	0.37	1.14	2.96
		0.92	75.8	10.4	5.42	1.38	1.57	0.54	0.43	0.62	1.1	2.74
		0.91	75.15	10.41	5.29	1.31	1.41	0.48	0.38	0.5	1.12	3.95

(2) 凝析油性质

从表 4.1-4 中可以看出，柯 28 块、柯 33 块凝析油密度介于 0.7855~0.8364g/cm³，50℃时的粘度为 1.465~17.56mPa·s，凝固点在 -2~24℃之间，含蜡量 3.7~27.7%，初馏点 51~98℃；凝析油具有低密、低粘、低凝固点、低沥青质、中等含蜡的特点。

4.1.3 开发方案和总体布局

4.1.3.1 原油开发方案和总体布局

(1) 方案部署

鄯善采油厂 2020-2022 年在温米油田米登、温西十、温五、温二、温八区块、温五西部温西 11 井区、丘陵油田、鄯勒油田、鄯善油田、丘陵鄯善结合部、巴喀油田、温西六、温南三块总共部署钻新井 42 口，均为油井，平均单井设计产能 5.62t/d，平均井深 2801m，新建产能 7.08×10^4 t，总进尺 11.76×10^4 m。

42 口油井投产后最高年产油 5.32×10^4 t。从 2020 年开始预测 15 年至 2034 年，累积产油量 40.81×10^4 t，含水率为 77.96%，累计注水量 140.33×10^4 m³。

表4.1-5 鄯善采油厂2020-2022 年调整挖潜方案油井部署汇总表

油田	区块	类别	总井数 (口)	油井		水井 井数 (口)	水平井 产能 (t/d)	直井产 能 (t/d)	新建 产能 ($\times 10^4$ t)	平均井 深 (m)	进尺 (m)
				水平井 (口)	直井 (口)						
温米	米登	内部调整井	2	0	2	0	0	5.5	0.33	2880	5760
	温西十	内部调整井	2	0	2	0	0	6	0.36	2880	5760
	温五	内部调整井	2	0	2	0	0	6.5	0.39	2560	5120
		温西 11 井区	2	0	2	0	0	6.5	0.39	2500	5000
	温二	内部调整井	4	2	2	0	9.8	6.5	0.98	3100	12200
	温八	内部调整井	2	0	2	0	0	5.5	0.33	2550	5100
丘陵	丘陵	内部调整井	2	0	2	0	0	5.0	0.3	2800	5600
		丘陵鄯善结合部	2	0	2	0	0	6.0	0.36	3300	6600
		滚动扩边井	2	0	2	0	0	6	0.36	3590	7200
鄯勒	鄯勒七克台	滚动扩边井	2	0	2	0	0	3.2	0.19	1300	2600
	鄯勒西山窑	滚动扩边井	2	0	2	0	0	5.0	0.3	2800	5600
	鄯勒三工河	滚动扩边井	2	0	2	0	0	5.5	0.33	3150	6300
鄯善	鄯善	内部调整井	2	0	2	0	0	5.0	0.3	3195	6390
		滚动扩边井	2	0	2	0	0	6	0.36	3430	6900
巴喀	巴喀	滚动扩边井	8	0	8	0	0	5.0	1.2	2600	20800
温西六	温西六	内部调整井	2	0	2	0	0	5.0	0.3	2700	5400
温南	温南三	内部调整井	2	0	2	0	0	5.0	0.3	2580	5160

三											
合计			42	2	40	0	9.8	5.62	7.08	2801	117490

图 4.1-2 鄯善采油厂 2020-2022 年调整挖潜油井开发指标预测图

表 4.1-6 鄯善采油厂 2020-2022 年调整挖潜油井开发指标预测表（15 年）

时间 (年)	油井数 (口)	注水井数 (口)	年产 液量 (10 ⁴ t)	年产 油量 (10 ⁴ t)	年产 气量 (10 ⁴ m ³)	年注 水量 (10 ⁴ m ³)	累计 油量 (10 ⁴ t)	含水率 (%)
2020	14	0	1.28	1.27	379.88	0.44	1.27	1.03
2021	28	0	3.63	3.52	1055.23	9.88	4.78	3.09
2022	42	0	5.67	5.32	1595.52	15.16	10.10	6.19
2023	42	0	5.70	5.17	1551.26	14.97	15.27	9.28
2024	42	0	4.99	4.32	1297.17	12.79	19.60	13.40
2025	42	0	4.54	3.69	1108.06	11.25	23.29	18.56
2026	42	0	4.21	3.17	950.03	10.03	26.46	24.74
2027	42	0	4.02	2.74	821.07	9.13	29.19	31.96
2028	42	0	3.97	2.37	712.21	8.50	31.57	40.21
2029	42	0	4.28	2.08	622.68	8.40	33.64	51.55
2030	42	0	4.54	1.82	546.38	8.31	35.46	59.89
2031	42	0	4.65	1.60	480.81	8.10	37.07	65.52
2032	42	0	4.79	1.41	423.12	7.96	38.48	70.53
2033	42	0	4.85	1.24	372.34	7.77	39.72	74.39
2034	42	0	4.96	1.09	327.66	7.66	40.81	77.96

(2) 总体布局

丘陵油区，共包含丘陵、鄯勒、巴喀三个油田，区域内建有丘陵联合站 1 座，巴喀接转站 1 座、鄯勒接转站 1 座，巴东拉油站 1 座。联合站主要负责处理丘陵、鄯勒、巴喀等 3 个油田来原油，处理后原油管输至鄯善油库。各接转站主要负责各油田原油的收集转运。

鄯善油区，主要处理鄯善油田原油，区域内建有鄯善联合站 1 座，联合站主要负责处理鄯善油田来原油，处理后原油管输至丘陵联合站进行原稳处理，后管输至鄯善油库。区域内建设有 20 座计配站。

温米油区，主要处理温米油田原油，区域内建有温米联合站 1 座，温西十集气站 1 座，26 座计配站。联合站主要负责处理温米油田油气、及红台气田来原油，处理后原油管输至鄯善油库，伴生气管输至丘东处理厂处理。集气站功能主要是收集油田伴生气，增压外输。

4.1.3.2 天然气开发方案和总体布局

(1) 方案部署

①丘东、米登、红台油气田

根据方案部署，鄯善采油厂 2020-2022 年在丘东、米登、红台油气田总共部署钻新井 10 口，均为直井，平均单井设计产能 $1.22 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，平均井深 2630m，新建产能 $0.40 \times 10^8 \text{m}^3$ ，总进尺 $2.63 \times 10^4 \text{m}$ 。

从 2020 年开始预测 15 年至 2034 年，累产气量 $1.15 \times 10^8 \text{m}^3$ ，累产油量 $2.09 \times 10^4 \text{t}$ 。

表4.1-7 鄯善采油厂2020-2022年调整挖潜方案气井部署汇总表

气田	层位	钻井类别	总井数 (口)	油井		水平井产能 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	直井产能 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	新建产能 ($\times 10^8 \text{m}^3$)	平均井深 (m)	进尺 ($\times 10^4 \text{m}$)
				水平井 (口)	直井 (口)					
丘东	三间房	内部调整井	16	1	15	0	1.25	0.21	2600	1.30
米登	西山窑	滚动扩边井	2	0	2	0	1.25	0.08	3200	0.64
红台	齐古组	评价井	2	0	2	0	1.20	0.08	2500	0.50
	三间房	内部调整井	1	0	1	0	1.00	0.03	1900	0.19
巴喀	八道湾	评价井	13	1	12	8.0	2.5	1.62		
合计			37	2	42	0				

图 4.1-3 鄯善采油厂2020-2022年天然气新井开发指标预测图

表 4.1-8 鄯善采油厂2020-2022年天然气新井开发指标预测表（15年）

时间 (年)	天然气地 质储量	天然气可 采储量	凝析油地 质储量	凝析油可 采储量	日产气 (万方)	年产气 (亿方)	日产油 (吨)	年产油 (万吨)	累产气 (亿方)	累产油 (万吨)	气采速度 (%)	油采速度 (%)
-----------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

	(亿方)	(亿方)	(万吨)	(万吨)								
2020	25.69	17.02	49.64	15.33	22.52	0.74	73.95	1.16	0.74	1.16	2.9	2.3
2021	25.69	17.02	49.64	15.33	28.09	0.93	39.39	1.30	1.67	2.46	3.6	2.6
2022	25.69	17.02	49.64	15.33	24.80	0.82	30.64	1.01	2.49	3.47	3.2	2.0
2023	25.69	17.02	49.64	15.33	21.64	0.71	24.08	0.79	3.20	4.27	2.8	1.6
2024	25.69	17.02	49.64	15.33	19.19	0.63	18.73	0.62	3.84	4.88	2.5	1.2
2025	25.69	17.02	49.64	15.33	16.91	0.56	15.27	0.50	4.39	5.39	2.2	1.0
2026	25.69	17.02	49.64	15.33	15.52	0.51	11.93	0.39	4.91	5.78	2.0	0.8
2027	25.69	17.02	49.64	15.33	13.88	0.46	9.60	0.32	5.36	6.10	1.8	0.6
2028	25.69	17.02	49.64	15.33	12.32	0.41	8.00	0.26	5.77	6.36	1.6	0.5
2029	25.69	17.02	49.64	15.33	11.44	0.38	6.49	0.21	6.15	6.58	1.5	0.4
2030	25.69	17.02	49.64	15.33	10.39	0.34	5.56	0.18	6.49	6.76	1.3	0.4
2031	25.69	17.02	49.64	15.33	9.45	0.31	4.44	0.15	6.80	6.91	1.2	0.3
2032	25.69	17.02	49.64	15.33	8.50	0.28	3.71	0.12	7.08	7.03	1.1	0.2
2033	25.69	17.02	49.64	15.33	7.80	0.26	2.80	0.09	7.34	7.12	1.0	0.2
2034	25.69	17.02	49.64	15.33	7.15	0.24	2.40	0.08	7.58	7.19	0.9	0.2

②巴喀油田

采用分层压裂措施，动用地质储量 $57.97 \times 10^8 \text{m}^3$ ，设计井数 16 口，其中利用老井 3 口，钻新井 13 口。期初直井平均单井配产 $2.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，水平井 $4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，后期直井配产 $5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，年产气 $1.62 \times 10^8 \text{m}^3$ 。其中：

柯 28 井区：设计井数 9 口，利用老井 2 口，钻新井 7 口，其中探井 1 口。第一年钻井 2 口，第二年钻井 5 口。

柯 33 井区：设计井数 7 口，利用老井 1 口，钻新井 6 口，其中探井 1 口。第一年钻井 3 口，第二年钻井 3 口。

表 4.1-9 开发指标预测表

时间 (年)	日产气 (10^4m^3)	日产油 (t)	年产气 (10^8m^3)	年产油 (10^4t)	累产油 (10^4t)	累产气 (10^8m^3)	气采出程度 (%)	油采出程度 (%)	地层压力 (MPa)
1	16.50	45.1	0.54	1.49	1.49	0.54	0.94	0.70	36.4
2	49.00	167.6	1.62	5.53	7.02	2.16	3.73	3.28	35.1
3	49.00	159.4	1.62	5.26	12.28	3.78	6.52	5.73	33.8
4	47.94	137.4	1.58	4.53	16.81	5.36	9.25	7.84	32.6
5	42.85	103.6	1.41	3.42	20.23	6.77	11.69	9.44	31.5
6	37.97	78.9	1.25	2.60	22.83	8.03	13.85	10.65	30.5
7	33.48	63.9	1.10	2.11	24.94	9.13	15.75	11.64	29.6
8	29.39	51.7	0.97	1.71	26.65	10.10	17.43	12.43	28.8
9	25.84	41.9	0.85	1.38	28.03	10.96	18.90	13.08	28.2
10	22.66	33.9	0.75	1.12	29.15	11.70	20.19	13.60	27.6

11	19.88	27.7	0.66	0.91	30.06	12.36	21.32	14.03	27.1
12	17.86	23.3	0.59	0.77	30.83	12.95	22.34	14.39	26.6
13	16.09	19.7	0.53	0.65	31.48	13.48	23.25	14.69	26.2
14	14.51	16.6	0.48	0.55	32.03	13.96	24.08	14.95	25.8
15	13.06	14.0	0.43	0.46	32.50	14.39	24.82	15.16	25.5
16	11.74	11.8	0.39	0.39	32.89	14.78	25.49	15.34	25.2
17	10.54	10.0	0.35	0.33	33.21	15.12	26.09	15.50	24.9
18	9.47	8.4	0.31	0.28	33.49	15.44	26.63	15.63	24.6
19	8.52	7.1	0.28	0.23	33.72	15.72	27.11	15.74	24.4
20	7.69	6.0	0.25	0.20	33.92	15.97	27.55	15.83	24.2
21	6.94	5.1	0.23	0.17	34.09	16.20	27.95	15.91	24.0
22	6.25	4.3	0.21	0.14	34.23	16.41	28.30	15.97	23.9
23	5.62	3.6	0.19	0.12	34.35	16.59	28.62	16.03	23.7
24	5.05	3.0	0.17	0.10	34.45	16.76	28.91	16.07	23.6
25	4.55	2.6	0.15	0.08	34.53	16.91	29.17	16.11	23.5
26	4.10	2.2	0.14	0.07	34.60	17.04	29.40	16.15	23.4
27	3.72	1.9	0.12	0.06	34.67	17.17	29.61	16.17	23.3
28	3.35	1.6	0.11	0.05	34.72	17.28	29.80	16.20	23.2
29	2.97	1.4	0.10	0.04	34.76	17.38	29.97	16.22	23.1
30	2.65	1.2	0.09	0.04	34.80	17.46	30.12	16.24	23.0

③丘东气田

对丘东气田的井方案开发指标进行了预测分析。方案布井 11 口井，其中直井 10 口，水平井 1 口，采气速度为 6.2%，稳产期为 3 年，稳产期累产气 2.46 亿方，累产油 3.61 万吨。30 年累产气 11.26 亿方，累产油 8.39 万吨，气采出程度 67.93%，凝析油采出程度 24.30%，地层压力 6.78MPa。

表 4.1-10 丘东气田建产方案开发指标

年	日产气量 (10^4m^3)	日产油量 (t)	年产气量 (10^8m^3)	年产油量 (10^4t)	气油比 (m^3/t)	累产气量 (10^8m^3)	累产油量 (10^4t)	采气速度 (%)	气采出程度 (%)	油采出程度 (%)	地层压力 (MPa)
1	12.40	21.69	0.409	0.716	5716	0.41	0.72	2.47	2.47	2.07	31.47
2	31.00	46.98	1.023	1.550	6599	1.43	2.27	6.17	8.64	6.56	29.14
3	31.00	40.85	1.023	1.348	7588	2.46	3.61	6.17	14.82	10.47	26.81
4	29.45	32.34	0.972	1.067	9106	3.43	4.68	5.87	20.68	13.56	24.60
5	25.33	23.18	0.836	0.765	10927	4.26	5.45	5.04	25.73	15.78	22.70
6	21.78	16.61	0.719	0.548	13113	4.98	5.99	4.34	30.06	17.37	21.06
7	19.17	12.18	0.633	0.402	15735	5.61	6.40	3.82	33.88	18.53	19.62
8	16.87	8.93	0.557	0.295	18882	6.17	6.69	3.36	37.24	19.38	18.36
9	14.84	7.15	0.490	0.236	20770	6.66	6.93	2.96	40.20	20.07	17.24
10	13.36	5.85	0.441	0.193	22847	7.10	7.12	2.66	42.86	20.63	16.24
11	12.02	4.87	0.397	0.161	24675	7.50	7.28	2.39	45.25	21.09	15.34
12	10.82	4.14	0.357	0.137	26156	7.86	7.42	2.16	47.41	21.49	14.52
13	9.96	3.59	0.329	0.118	27725	8.18	7.54	1.98	49.39	21.83	13.77
14	9.06	3.08	0.299	0.102	29389	8.48	7.64	1.80	51.19	22.13	13.09
15	8.33	2.68	0.275	0.088	31152	8.76	7.73	1.66	52.85	22.38	12.47
20	5.49	1.45	0.181	0.048	37887	9.84	8.03	1.09	59.36	23.27	10.01
25	4.25	1.07	0.140	0.035	39820	10.62	8.23	0.85	64.06	23.85	8.24
30	3.65	0.87	0.120	0.029	41851	11.26	8.39	0.73	67.93	24.30	6.78

④红台气田

红台气田本次布井7口井，初期日产气 $17.5 \times 10^4\text{m}^3$ ，日产油 19.4t，15年后累产气 $3.48 \times 10^8\text{m}^3$ ，累产油 $1.54 \times 10^4\text{t}$ 。

表 4.1-11 红台区块加密调整方案指标预测

时间	钻井数 (口)	当年新建产能 (亿方)	日产量		年产量			累计产量		采气速度 (%)	气采出程度 (%)	采油速度 (%)	油采出程度 (%)
			日产气 (万方)	日产油 (吨)	年产气 (亿方)	气油比	年产油 (万吨)	累产气 (亿方)	累产油 (万吨)				
2015年	7	0.32	9.8	10.9	0.10	10000.00	0.10	0.10	0.10	2.9	2.9	2.3	2.3
2016年	0	0	6.9	6.7	0.23	10200.00	0.22	0.32	0.32	6.8	9.7	5.2	7.5
2017年	0	0	5.5	5.3	0.18	10404.00	0.17	0.50	0.49	5.4	15.1	4.1	11.6
2018年	0	0	4.4	4.1	0.14	10612.08	0.14	0.65	0.63	4.3	19.4	3.2	14.8
2019年	0	0	3.5	3.2	0.12	10824.32	0.11	0.77	0.74	3.5	22.8	2.5	17.4
2020年	0	0	2.8	2.5	0.09	11040.81	0.08	0.86	0.82	2.8	25.6	2.0	19.4
2021年	0	0	2.2	2.0	0.07	11261.62	0.07	0.93	0.89	2.2	27.8	1.6	20.9
2022年	0	0	1.8	1.6	0.06	11486.86	0.05	0.99	0.94	1.8	29.6	1.2	22.1
2023年	0	0	1.4	1.2	0.05	11716.59	0.04	1.04	0.98	1.4	31.0	1.0	23.1
2024年	0	0	1.2	1.0	0.04	11950.93	0.03	1.08	1.01	1.1	32.1	0.7	23.8
2025年	0	0	0.9	0.8	0.03	12189.94	0.02	1.11	1.04	0.9	33.1	0.6	24.4
2026年	0	0	0.7	0.6	0.02	12433.74	0.02	1.13	1.05	0.7	33.8	0.5	24.9
2027年	0	0	0.6	0.5	0.02	12682.42	0.02	1.15	1.07	0.6	34.4	0.4	25.2
2028年	0	0	0.5	0.4	0.02	12936.07	0.01	1.17	1.08	0.5	34.8	0.3	25.5
2029年	0	0	0.4	0.3	0.01	13194.79	0.01	1.18	1.09	0.4	35.2	0.2	25.7

(2) 总体布局

丘东气田采气井就近接入丘东区块已建集气阀组预留头，通过已建集气汇管集输至丘东天然气处理厂。

红台 J₂S 气藏采气井，就近接入红台区块已建站外集气阀组预留头，通过已建集气汇管集输至红台集气站。

米登区块采气井就近接入温西十集气站计量后，进温米联合站处理。

巴喀区块单井采气采用站外阀组集气工艺，就近接入已建集气阀组选井后，接入已建集气汇管集输至鄯勒接转站。

4.2 工程内容

本工程包括采油工程、采气工程、集输工程及配套工程等。

4.2.1 钻井工程

4.2.1.1 米登、温西十、巴喀、温西六区块

(1) 井身结构设计

用 $\Phi 311\text{mm}$ 钻头一开，钻至井深 800m（米登区块）、400m（温西十区块）左右，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 表层套管，常规水泥返至地面；采用 $\Phi 206\text{mm}$ 钻头二开，钻至井深 2880m 左右，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管固井完井，采用常规水泥浆体系固井完井，水泥返至 2300m 左右。井身结构示意图见图 4.2-1。

图 4.2-1 米登/温西十区块直井井身结构示意图

巴喀区块平均井深 2600m，温西六区块平均井深 2700m。巴喀和温西六区块井身结构同温西十区块，常规水泥封固段长 600m，井身结构如上图。

(2) 钻井液体系

为了保证安全快速钻进，以及油层保护的要求，针对该区域的相关研究成果和已钻井钻井液统计分析，确定了米登、温西十、巴喀和温西六区块钻井液体系。

①一开：膨润土钻井液

井段：0-800m 配方：清水+8-12% 坂土+0.3%Na₂CO₃+重晶石

②二开：聚合物钻井液体系

800-2880m/400-2880/2600/2700 m 井段，配方：坂土浆+0.25%NaOH+0.5%Na-HPAN+0.3-0.4%ZNP-1+0.3-0.5%HS-1/SP-8+0.2-0.3%CMC-MV
温西十、巴喀和温西六区块设计最大钻井液密度 1.30g/cm³。

(3) 固井

①套管柱设计

a. 表层套管

——套管下深：根据井身结构设计，表层套管下深 800m（米登区块）/400m（温西十、巴喀、温西六区块），选用： $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管：J55 \times 88.94mm

——套管串结构： $\Phi 244.5\text{mm}$ 引鞋+ $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管 1 根+ $\Phi 244.5\text{mm}$ 浮箍+ $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管串+ $\Phi 244.5\text{mm}$ + $\Phi 273\text{mm}$ 套管转换接头+ $\Phi 273\text{mm}$ 套管 1 根+联入。或者： $\Phi 244.5\text{mm}$ 引鞋+ $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管 1 根+ $\Phi 244.5\text{mm}$ 浮箍+ $\Phi 244.5\text{mm}$ 套管串+联入

——套管强度校核：钻井液密度按 1.10g/cm³ 计算。

b. 油层套管

——套管下深：根据井身结构设计，油层套管下深 2880m，选用长圆扣套管。

——套管串结构：Φ139.7mm 浮鞋+Φ139.7mm 套管 1 根+Φ139.7mm 浮箍+Φ139.7mm 套管串+联顶节

——管强度校核：米登钻井液密度按 1.25g/cm³ 计算，抗拉强度按套管在空气中的重量计算，技油层套管抗挤强度按全掏空计算，抗内压强度按井口试压 20MPa。温西十、巴喀和温西六区块钻井液密度按 1.30g/cm³ 计算，抗拉强度按套管在空气中的重量计算，技油层套管抗挤强度按全掏空计算，抗内压强度按井口试压 20MPa。

②水泥浆体系

a 表层套管：早强水泥浆体系，水泥返至地面

配方：G 级水泥+早强剂+44%水

b. 油层套管：

常规法固井 常规水泥浆返至井深 2300m 左右。具体配方如下：

常规水泥浆配方：天山 G 级（MSR）水泥

+1.5%TW200S+0.8%USZ+2%BCE-200S+0.4%KQ-B+0.05%TW302 +0.1%XP-1+44%水

（4）钻机

米登、温西十、巴喀和温西六区块储层深度在 2600-2880m 范围，考虑到可能发生的井下复杂与事故，钻机优选 ZJ40 及以上钻机。

（5）钻井周期

根据米登、温西十、巴喀、温西六区块开发井的井身结构设计，油藏平均深度 2880m，并结合已钻井情况分析，进行了开发井钻井周期预测。

预测区块直井平均钻井周期为 23 天，建井周期为 26 天。

4.2.1.2 温五区块

（1）井身结构设计

用 Φ311mm 钻头一开，钻至井深 400m 左右，下入 Φ244.5mm 表层套管，常规水泥返至地面；采用 Φ206mm 钻头二开，钻至井深 2500m 左右，下入 Φ139.7mm 油层套管固井完井，采用常规水泥浆体系固井完井，水泥返至 1900m 左右。井身结构示意图见图 4.2-2。

图 4.2-2 温五区块直井井身结构示意图

(2) 钻井液体系

为了保证安全快速钻进，以及油层保护的要求，针对该区域的相关研究成果和已钻井钻井液统计分析，确定了温五区块钻井液体系。

①一开：膨润土钻井液

井段：0-400m 配方：清水+8~10%坂土+重晶石

②二开：聚合物钻井液体系

400-2500m 井段，配方：坂土浆

+0.25%NaOH+0.5%Na-HPAN+0.3-0.4%ZNP-1+0.3-0.5%HS-1/SP-8+0.2-0.3%CMC-MV

(3) 固井

①套管柱设计

a 表层套管：

——外管：Φ273mm 引鞋+Φ273mm 套管 1~2 根+Φ273mm 插座+Φ273mm 套管串+联入

——内管：插头+钻杆 1 根（带弹性扶正器 1 只）+钻杆+方钻杆

b. 油层套管：Φ139.7mm 浮鞋+Φ139.7mm 套管 1-2 根+Φ139.7mm 浮箍+Φ139.7mm 套管串+联顶节

c. 表层套管钻井液密度按 $1.10\text{g}/\text{cm}^3$ 计算。油层套管钻井液密度按 $1.25\text{g}/\text{cm}^3$ 计算，抗拉强度按套管在空气中的重量计算，油层套管抗挤强度按全掏空计算，抗内压强度按井口试压 20MPa。

②水泥浆体系

a. 表层套管：早强水泥浆体系 返至地面

配方：G 级水泥+早强剂+44%水

b. 油层套管：

常规法固井 常规水泥浆返至井深 1900m 左右。具体配方如下：

常规水泥浆配方：G 级（MSR）水泥

+1.5%TW200S+0.6%USZ+0.8%KR400+0.4%QJ-625+0.8%TW600S+0.075%TW302+0.1%HB
F-818+44%水

(4) 钻机

钻机优选 ZJ40 及以上钻机。

(5) 钻井周期

根据温五区块开发井的井身结构设计，油藏平均深度 2500m，并结合已钻井情况分析，进行了开发井钻井周期预测。

预测温五区块直井钻井周期为 20 天，建井周期为 23 天。

4.2.1.3 温二区块

(1) 井身结构设计

用 $\phi 311\text{mm}$ 钻头一开，钻至井深 400m 左右，下入 $\phi 244.5\text{mm}$ 表层套管，常规水泥返至地面；采用 $\phi 216\text{mm}$ 钻头二开，钻至井深 3100m 左右，下入 $\phi 139.7\text{mm}$ 油层套管固井完井。直井采用常规水泥浆体系固井完井，水泥返至 2100m 左右。井身结构示意图见图 4.1。

水平井采用低密高强+增韧水泥浆复合固井，低密高强水泥浆固井水泥返至井深 800m，封固段长 1500m；增韧水泥浆固井水泥返至井深 2300m，封固段长 800m。井身结构示意图见图 4.2-3。

图 4.2-3 温二区块直井井身结构示意图

(2) 钻井液体系

为了保证安全快速钻进，以及油层保护的要求，针对该区域的相关研究成果和已钻井钻井液统计分析，确定了温五区块钻井液体系。

(1) 一开：膨润土钻井液

井段：0-400m 配方：清水+8~10% 坂土+重晶石

(2) 二开：

直井：聚合物钻井液体系

400-3100 m 井段，配方：

部分井浆+0.3-0.5% ZNP-1/YFKN+0.5-1%NaHPAN+0.3-0.5%CMC+

0.1-0.3%NaOH

水平井：400m-造斜点

聚合物钻井液体系配方：

部分井浆+0.3-0.5%K-PAM/ZNP-1+1%NaHPAN/HS-1+0.3-0.5%CMC+

0.1-0.3%Na₂CO₃ +0.2%NaOH

造斜点-靶点 B

非磺化 MGE 钻井液体系配方：聚合物井浆+0.1-0.3%K-PAM/ZNP-1

+4-6%MEG+2-3%TRH-1/GHR+2-3%HS-2/KJ-1+0.5%NaOH +2.5-3% 白 沥 青
+3%QCX+0.5%DF-1

(3) 固井

①套管柱设计

a 表层套管：

——外管：Φ273mm 引鞋+Φ273mm 套管 1~2 根+Φ273mm 插座+Φ273mm 套管串+联入

——内管：插头+钻杆 1 根（带弹性扶正器 1 只）+钻杆+方钻杆

b. 油层套管：Φ139.7mm 浮鞋+Φ139.7mm 套管 1-2 根+Φ139.7mm 浮箍+Φ139.7mm 套管串+联顶节

c. 套管强度校核：表层套管钻井液密度按 1.10g/cm³ 计算。直井油层套管钻井液密度按 1.20g/cm³ 计算，水平井油层套管钻井液密度按 1.25g/cm³ 计算，抗拉强度按套管在空气中的重量计算，油层套管抗挤强度按全掏空计算，抗内压强度按井口试压 20MPa。

②水泥浆体系

a. 表层套管：早强水泥浆体系 返至地面

配方：G 级水泥+早强剂+44%水

b. 油层套管：

直井：常规法固井 常规水泥浆返至井深 2100m 左右。具体配方如下：

常规水泥浆配方：天山 G 中水泥+0.3%USZ+1.5%TW200S+

0.6%KQ-B+0.1%TW302+0.1%HBF818+44%水

水平井：复合固井。低密高强+增韧水泥浆复合固井，低密高强水泥浆固井水泥返至井深 800m，封固段长 1500m；增韧水泥浆固井水泥返至井深 2300m，封固段长 800m。

低密高强水泥浆配方：天山 G 级（MSR）水泥

+70%BXE-600S+5%WG+2.25%TW200S+2%BCE-200S+1.0%USZ+0.10%TW302+0.1%XP-1+1
20%水

增韧水泥浆配方：天山 G 级（MSR）水泥+4.0%BCG-300S+2.0%BCF-200S

+2.0%BCE-200S+2.0%微硅粉+0.8%USZ+0.05%TW302 +0.1%HBF-818+44%水（4）钻机
（4）钻机

钻机优选 ZJ40 及以上钻机。

（5）钻井周期

根据温二区块开发井的井身结构设计，油藏平均深度 3100m，并结合已钻井情况
况分析，进行了开发井钻井周期预测。

预测温二区块直井钻井周期为 26 天，建井周期为 29 天。

4.2.1.4 温八区块

（1）井身结构设计

用 $\phi 375\text{mm}$ 钻头一开，钻至井深 600m 左右，下入 $\phi 273\text{mm}$ 表层套管，常规水泥
返至地面；采用 $\phi 206\text{mm}$ 钻头二开，钻至井深 2550m 左右，下入 $\phi 139.7\text{mm}$ 油层套
管固井完井，采用低密高强+常规水泥浆复合固井，低密高强水泥浆固井水泥返至
井深 900m，封固段长 650m；常规水泥浆固井水泥返至井深 1550m，封固段长 1000m。
井身结构示意图见图 4.2-4。

图 4.2-4 温八区块直井井身结构示意图

（2）钻井液体系

（1）一开：膨润土钻井液

井段：0-800m 配方：清水+8-12% 坂土+0.3%Na₂CO₃+重晶石

（2）二开：聚合物钻井液体系

800-2880m/400-2880/2600/2700 m 井段，

配方：坂土浆+0.25%NaOH+0.5%Na-HPAN+0.3-0.4%ZNP-1+0.3-0.5%HS-1/SP-8
+0.2-0.3%CMC-MV

（3）固井

①套管柱

a. 表层套管:

外管: $\Phi 273\text{mm}$ 引鞋+ $\Phi 273\text{mm}$ 套管 1~2 根+ $\Phi 273\text{mm}$ 插座+ $\Phi 273\text{mm}$ 套管串+联入

内管: 插头+钻杆 1 根(带弹性扶正器 1 只)+钻杆+方钻杆

油层套管: $\Phi 139.7\text{mm}$ 浮鞋+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管 1-2 根+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 浮箍+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管串+联顶节

②水泥浆设计

a. 表层套管: 早强水泥浆体系 返至地面

配方: G 级水泥+早强剂+44%水

b. 油层套管:

常规法固井 采用低密高强+常规水泥浆复合固井, 低密高强水泥浆固井水泥返至井深 900m, 封固段长 650m; 常规水泥浆固井水泥返至井深 1550m, 封固段长 1000m。具体配方如下:

低密高强水泥浆配方: 天山 G 级 (MSR) 水泥+70%BXE-600S+5%WG

+2.25%TW200S+2%BCE-200S+1.0%USZ+0.10%TW302+0.1%XP-1+120%水

常规水泥浆配方: 天山 G 级 (MSR) 水泥+1.5%TW200S +2%BCE-200S+0.8%USZ +0.05%TW302 +0.1%XP-1+0.4%KQ-B +44%水

(4) 钻机

钻机优选 ZJ40 及以上钻机。

(5) 钻井周期

根据温八区块开发井的井身结构设计, 油藏平均深度 2550m, 并结合已钻井情况分析, 进行了开发井钻井周期预测。

预测温八区块直井钻井周期为 20 天, 建井周期为 23 天。

4.2.1.5 丘陵区块

(1) 井身结构设计

一开: 用 $\Phi 375\text{mm}$ 钻头一开, 钻至井深 400m 左右, 下入 $\Phi 273\text{mm}$ 表层套管, 常规水泥返至地面。

二开采用 $\Phi 216\text{mm}$ 钻头二开，钻至井深 2800m（调整井）/3300 m（鄯善结合部）左右，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管固井完井。采用常规水泥浆固井，常规水泥浆固井水泥返至井深 2000m。井身结构示意图见图 4.2-5。

图 4.2-5 丘陵区块调整井和鄯善结合部直井井身结构示意图

(2) 钻井液体系

①一开：膨润土钻井液

井段：0-400m 配方：清水+8~10% 坂土+重晶石

二开：400-2800 m 井段，聚合物/GRD 聚合物钻井液体系配方：

聚合物：井浆+0.3-0.5%K-PAM/ZNP-1+1%NaHPAN/HS-1+0.3-0.5%CMC+
0.1-0.3%Na₂CO₃ +0.2%NaOH

(3) 固井

①套管柱设计

——表层套管：

外管： $\Phi 273\text{mm}$ 引鞋+ $\Phi 273\text{mm}$ 套管 1~2 根+ $\Phi 273\text{mm}$ 插座+ $\Phi 273\text{mm}$ 套管串+联入

内管：插头+钻杆+方钻杆

油层套管： $\Phi 139.7\text{mm}$ 浮鞋+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管 1~2 根+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 浮箍+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管串+联顶节

表层套管钻井液密度按 $1.10\text{g}/\text{cm}^3$ 计算，技术套管钻井液密度按 $1.35\text{g}/\text{cm}^3$ 计算，油层套管钻井液密度按 $1.30\text{g}/\text{cm}^3$ 计算（调整井和鄯善结合部直井油层套管钻井液密度按 $1.35\text{g}/\text{cm}^3$ 计算），抗拉强度按套管在空气中的重量计算，油层套管抗挤强度按全掏空计算，抗内压强度按井口试压 20MPa。

②水泥浆体系的优选

a. 一开

表层套管：早强水泥浆体系 返至地面

配方：G 级水泥+早强剂+44%水

b. 二开

——调整井和鄯善结合部直井

采用常规水泥浆固井，常规水泥浆固井水泥返至井深 2000m。

具体配方如下：常规水泥浆配方：

常规：G 级（MSR）水泥+1.2%TW200S+0.6%USZ+0.8%KR400+
0.4%QJ-625+0.8%TW600S+0.075%TW302+0.1%HBF-818+44%水

——滚动扩边井直井

采用低密高强+常规水泥浆复合固井，低密高强水泥浆固井水泥返至井深 1600m，
封固段长 890m；常规水泥浆固井水泥返至井深 2490m，封固段长 500m。

具体配方如下：

低密高强水泥浆配方：天山 G 级（MSR）水泥+2.25%TW200S
+1.0%USZ+0.10%TW302+0.1%XP-1+70%BXE-600S+5%WG+2%BCE-200S+120%水

常规水泥浆配方：天山 G 级（MSR）水泥+1.5%TW200S+0.8%USZ
+2%BCE-200S+0.4%KQ-B+0.05%TW302+0.1%XP-1+44%水

——滚动扩边井水平井

采用常规水泥浆固井，常规水泥浆固井水泥返至井深 1500m，封固段长 1600m。

具体配方如下：

常规水泥浆配方：天山 G 级（MSR）水泥+1.2%TW200S+0.6%USZ+0.8%KR400+
0.4%QJ-625+0.8%TW600S+0.075%TW302+0.1%HBF-818+44%水

（4）钻机

钻机优选 ZJ40 及以上钻机。

（5）钻井周期

根据区块开发井的井身结构设计，预测丘陵区块调整井直井钻井周期为 23 天，
建井周期为 26 天。

4.2.1.6 鄯勒区块

（1）井身结构设计

用 $\phi 311\text{mm}$ 钻头一开，钻至井深 600m 左右，下入 $\phi 244.5\text{mm}$ 表层套管，常规
水泥返至地面；采用 $\phi 206\text{mm}$ 钻头二开，钻至井深 1371m（七克台）/2800m（西山
窑）/3150m（三工河）左右，下入 $\phi 139.7\text{mm}$ 油层套管固井完井，采用常规水泥浆

体系固井完井，水泥返至 600m（七克台）/2200m（西山窑）（三工河）左右。井身结构示意图见图 4.2-8、图 4.2-9。

图 4.2-8 鄯勒区块七克台层位直井和井身结构示意图

图 4.2-9 鄯勒区块西山窑和三工河层位直井井身结构示意图

（2）钻井液体系

①一开：膨润土钻井液

井段：0-600m 配方：清水+8~10%坂土+重晶石

②二开：聚合物钻井液体系

600-1371/2800/3150 m 井段，配方：坂土浆

+0.25%NaOH+0.5%Na-HPAN+0.3-0.4%ZNP-1+0.3-0.5%HS-1/SP-8+0.2-0.3%CMC-MV+3%QCX+1.5%白沥青+1%DF-1

（3）固井

①套管柱

a. 各层次套管串结构

——套管下深：根据井身结构设计，表层套管下深 600m，选用：Φ244.5mm 套管：J55×8.94mm

——套管串结构：Φ244.5mm 引鞋+Φ244.5mm 套管 1 根+Φ244.5mm 浮箍+Φ244.5mm 套管串+Φ244.5mm+Φ273mm 套管转换接头+Φ273mm 套管 1 根+联入。

或者：Φ244.5mm 引鞋+Φ244.5mm 套管 1 根+Φ244.5mm 浮箍+Φ244.5mm 套管串+联入

b. 套管强度校核：表层套管钻井液密度按 $1.10\text{g}/\text{cm}^3$ 计算。油层套管钻井液密度按 $1.15\text{g}/\text{cm}^3$ （七克台层位） $1.30\text{g}/\text{cm}^3$ （西山窑和三工河层位）计算，抗拉强度按套管在空气中的重量计算，油层套管抗挤强度按全掏空计算，抗内压强度按井口试压 20MPa。

②水泥浆体系

a. 表层套管：早强水泥浆体系 返至地面

配方：G 级水泥+早强剂+44%水

b. 油层套管:

常规法固井 采用常规水泥浆体系固井完井, 水泥返至 600m (七克台) /2200m (西山窑) (三工河) 左右。具体配方如下:

常规水泥浆配方: G 级 (MSR) 水泥

+1.2%TW200S+0.6%USZ+0.8%KR400+0.4%QJ-625+0.8%TW600S+0.075%TW302+0.1%HB
F-818+44%水

(4) 钻机

钻机优选 ZJ30 及以上钻机。

(5) 钻井周期

根据本区块开发井的井身结构设计, 油藏平均深度 1371m (七克台) /2800m (西山窑) /3150m (三工河) 左右, 并结合已钻井情况分析, 进行了开发井钻井周期预测。

预测鄯勒区块直井钻井周期为 14 天, 建井周期为 17 天。

4.2.1.7 鄯善、温南三区块

(1) 井身结构设计

用 $\phi 311\text{mm}$ 钻头一开, 钻至井深 400m 左右, 下入 $\phi 244.5\text{mm}$ 表层套管, 常规水泥返至地面; 采用 $\phi 216\text{mm}$ 钻头二开, 钻至井深 3195m (鄯善调整井) /3430m (鄯善滚动井) /3580m (温南三块) 左右, 下入 $\phi 139.7\text{mm}$ 油层套管固井完井。鄯善直井采用常规水泥浆体系固井完井, 水泥返至 2400m 左右。井身结构示意图见图 4.2-10。

温南三块直井采用低密高强+常规水泥浆复合固井, 低密高强水泥浆固井水泥返至井深 900m, 封固段长 1480m; 常规水泥浆固井水泥返至井深 2380m, 封固段长 1200m。井身结构示意图见图 4.2-10。

图 4.2-10 鄯善区块和温南三区块直井井身结构示意图

(2) 钻井液体系

①一开: 膨润土钻井液

井段: 0-400m 配方: 清水+8~10% 坂土+重晶石

②二开：聚合物钻井液体系

400-3195/3430/3580 m 井段，配方：

部分井浆+0.3-0.5% ZNP-1/YFKN+0.5-1%NaHPAN+0.3-0.5%CMC+

0.1-0.3%NaOH

(3) 固井

①套管柱设计

a. 表层套管

——套管下深：根据井身结构设计，表层套管下深 800m（米登区块）/400m（温西十、巴喀、温西六区块），选用：Φ244.5mm 套管：J55×δ8.94mm

——套管串结构：Φ244.5mm 引鞋+Φ244.5mm 套管 1 根+Φ244.5mm 浮箍+Φ244.5mm 套管串+Φ244.5mm+Φ273mm 套管转换接头+Φ273mm 套管 1 根+联入。或者：Φ244.5mm 引鞋+Φ244.5mm 套管 1 根+Φ244.5mm 浮箍+Φ244.5mm 套管串+联入

——套管强度校核：钻井液密度按 1.10g/cm³ 计算。

b. 油层套管

——套管下深：根据井身结构设计，油层套管下深 2880m，选用长圆扣套管。

——套管串结构：Φ139.7mm 浮鞋+Φ139.7mm 套管 1 根+Φ139.7mm 浮箍+Φ139.7mm 套管串+联顶节

c. 套管强度校核：

表层套管钻井液密度按 1.10g/cm³ 计算。直井油层套管钻井液密度按 1.30g/cm³ 计算，抗拉强度按套管在空气中的重量计算，油层套管抗挤强度按全掏空计算，抗内压强度按井口试压 20MPa。

②水泥浆体系

a. 表层套管：早强水泥浆体系 返至地面

配方：G 级水泥+早强剂+44%水

b. 油层套管：

鄯善区块：常规法固井 常规水泥浆体系固井完井，水泥返至 2400m 左右。具体配方如第二章第二节第四条。

温南三区块：采用低密高强+常规水泥浆复合固井，低密高强水泥浆固井水泥返至井深 900m，封固段长 1480m；常规水泥浆固井水泥返至井深 2380m，封固段长 1200m。

低密高强水泥浆配方：35%BYJ-1+30%PZW-A+1.5%CA903S+2%微硅
+2%G302+0.5%USZ+0.1%XP-1+110%水

常规水泥浆配方：天山 G 级（MSR）水泥+1.2%TW200S+0.6%USZ+0.8%KR400+
0.4%QJ-625+0.8%TW600S+0.075%TW302 +0.1%HBF-818+44%水

（4）钻机

钻机优选 ZJ40 及以上钻机。

（5）钻井周期

根据鄯善和温南三区块开发井的井身结构设计，结合已钻井情况分析，进行了开发井钻井周期预测。

预测鄯善区块调整井直井钻井周期为 27 天，建井周期为 30 天。

预测鄯善区块滚动井直井钻井周期为 29 天，建井周期为 32 天。

预测温南三区块直井钻井周期为 30 天，建井周期为 33 天。

4.2.1.8 丘东区块

（1）井身结构设计

用 $\phi 311\text{mm}$ 钻头一开，钻至井深 800m 左右，下入 $\phi 244.5\text{mm}$ 表层套管。三间房调整井二开采用 $\phi 206\text{mm}$ 钻头，钻至井深 2600m 完钻，下入 $\phi 139.7\text{mm}$ 油层套管完井。

三间房调整井采用低密高强+常规水泥浆固井，低密高强水泥上返至 800m；常规水泥上返至 1600m 左右。

井身结构示意图见图 4.2-11、图 4.2-12。

图 4.2-11 丘东气田三间房调整井井身结构示意图

（2）钻井液体系

①表层膨润土钻井液

井段：0-800m

配方：清水+8-12%坂土+0.3%Na₂CO₃+重晶石

②二开钻井液体系

井段：800-井底（聚合物钻井液）

配方：坂土浆+0.25%NaOH+0.5%Na-HPAN+0.3-0.4%ZNP-1+0.3-0.5%

HS-1/SP-8+0.2-0.3%CMC-MV

（3）固井

①套管柱设计

a. 表层套管：

外管：Φ273mm 引鞋+Φ273mm 套管 1~2 根+Φ273mm 插座+Φ273mm 套管串
+联入

内管：插头+钻杆 1 根（带弹性扶正器 1 只）+钻杆+方钻杆

b. 油层套管：

Φ139.7mm 浮鞋+Φ139.7mm 套管 1~2 根+Φ139.7mm 浮箍+Φ139.7mm 套管串

c. 套管强度校核：表层套管钻井液密度按 1.10g/cm³考虑，油层套管钻井液密度按 1.25/1.28g/cm³考虑；油层套管抗挤安全系数按 100%掏空率计算，抗内压安全系数按井口试压 20MPa 计算。

②水泥浆体系

a. 表层套管：早强水泥浆体系 返至地面

配方：G 级水泥+早强剂+44%水

b. 油层套管：

常规水泥浆体系：天山 G 级（MSR）水泥+1.5%TW200S+0.8%USZ+

2%BCE-200S+0.4%KQ-B+0.05%TW302 +0.1% XP-1+44%水

低密高强水泥浆体系配方为：天山 G 级（MSR）水泥

+70%BXE-600S+5%WG+2.25%TW200S+2%BCE-200S+1.0%USZ+0.10%TW302+0.1%XP-1+1
20%水

（4）钻机

钻机优选 ZJ40 及以上钻机。

(5) 钻井周期

根据对已钻井周期的统计分析，预测三间房调整井直井钻井周期为24天，建井周期为27天。

4.2.1.9 米登区块

(1) 井身结构设计

用 $\Phi 311\text{mm}$ 钻头一开，钻至井深 800m 左右，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 表层套管；采用 $\Phi 206/216\text{mm}$ 钻头二开，钻至井深 3200m 完钻，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管完井，采用低密高强+常规水泥浆固井，低密高强水泥上返至套管脚；常规水泥封固 1200m。井身结构示意图见图 4.2-12。

图 4.2-12 直井井身结构示意图

(2) 钻井液体系

①表层膨润土钻井液

井段：0-800m

配方：清水+8-12% 坂土+0.3% Na_2CO_3 +重晶石

②二开钻井液体系

井段：800-井底（聚合物钻井液）

配方：坂土浆+0.25% NaOH +0.5% Na-HPAN +0.3-0.4% ZNP-1 +0.3-0.5%

HS-1/SP-8 +0.2-0.3% CMC-MV

(3) 固井

①套管柱设计

a. 表层套管：

外管： $\Phi 273\text{mm}$ 引鞋+ $\Phi 273\text{mm}$ 套管 1~2 根+ $\Phi 273\text{mm}$ 插座+ $\Phi 273\text{mm}$ 套管串+联入

内管：插头+钻杆 1 根（带弹性扶正器 1 只）+钻杆+方钻杆

b. 油层套管：

Φ139.7mm 浮鞋+Φ139.7mm 套管 1~2 根+Φ139.7mm 浮箍+Φ139.7mm 套管串

c. 套管强度校核：表层套管钻井液密度按 $1.10\text{g}/\text{cm}^3$ 考虑，油层套管钻井液密度按 $1.30\text{g}/\text{cm}^3$ 考虑；油层套管抗挤安全系数按 100%掏空率计算，抗内压安全系数按井口试压 20MPa 计算。

②水泥浆体系

a. 表层套管：早强水泥浆体系 返至地面

配方：G 级水泥+早强剂+44%水

b. 油层套管：

常规法固井 采用低密高强+常规水泥浆复合固井，低密高强水泥浆固井水泥返至井深 900m，封固段长 650m；常规水泥浆固井水泥返至井深 1550m，封固段长 1000m。具体配方如下：

低密高强水泥浆配方：天山 G 级（MSR）水泥+70%BXE-600S+5%WG

+2.25%TW200S+2%BCE-200S+1.0%USZ+0.10%TW302+0.1%XP-1+120%水

常规水泥浆配方：天山 G 级（MSR）水泥+1.5%TW200S +2%BCE-200S+0.8%USZ +0.05%TW302 +0.1%XP-1+0.4%KQ-B +44%水

（4）钻机

钻机优选 ZJ40 及以上钻机。

（5）钻井周期

根据对已钻井周期的统计分析，预测西山窑直井钻井周期为28天，建井周期为31天。

4.2.1.10 红台区块

（1）井身结构设计

用 Φ311mm 钻头一开，钻至井深650m左右，下入 Φ244.5mm 表层套管，常规水泥返至地面。

采用 Φ206mm 钻头二开，钻至井深2500m左右，下入 Φ139.7mm 油层套管，采用常规+低密高强复合水泥浆体系固井。

齐古组直井常规水泥返至1000m，低密高强水泥返至地面。

三间房直井常规水泥返至1500m，低密高强水泥返至650m。

井身结构示意图见图4.2-13。

图 4.2-13 井身结构示意图

(2) 钻井液体系

①表层膨润土钻井液

井段：0-650m

配方：清水+8-10%坂土+重晶石

②二开钻井液体系

红台区块齐古组和三间房组直井（气井）二开钻井液体系采用聚合物，齐古组水平井水平段采用 MEG 钻井液，具体使用情况根据所钻井的实际情况确定。

聚合物钻井液（直井段：650-1900/2500m）

配方：井浆+0.3-0.5%K-PAM/ZNP-1+0.2%CJ-2000+0.5%NaHPAN

+0.15%XY-27+0.2-0.3%LV-CMC+2-3%RN-1

非磺化 MEG 钻井液体系（水平井井段：1700-2950m）

配方：聚合物井浆+0.3-0.5%K-PAM/ZNP-1+0.2%CJ-2000+0.5%NaHPAN

+0.15%XY-27+0.2-0.3%LV-CMC+2-3%RN-1+2.5-3%白沥青+3%QCX+0.5%DF-1

(3) 固井

①套管柱设计

a. 表层套管

——套管下深：根据井身结构设计，表层套管下深 800，选用：Φ244.5mm 套管：J55×δ8.94mm

——套管串结构：

Φ244.5mm 引鞋+Φ244.5mm 套管 1 根+Φ244.5mm 浮箍+Φ244.5mm 套管串+Φ244.5mm+Φ273mm 套管转换接头+Φ273mm 套管 1 根+联入。

或者：Φ244.5mm 引鞋+Φ244.5mm 套管 1 根+Φ244.5mm 浮箍+Φ244.5mm 套管串+联入

b. 油层套管

——套管串结构：

直井：Φ139.7mm 浮鞋+Φ139.7mm 套管 1-2 根+Φ139.7mm 浮箍+Φ139.7mm 套管串

c. 套管强度校核：

根据资料和评估结果，方案设计表层套管钻井液密度为 $1.10\text{g}/\text{cm}^3$ ，油层套管钻井液密度直井为 $1.15/1.20\text{g}/\text{cm}^3$ ，抗拉强度按套管在空气中的重量计算，抗挤强度按全掏空计算，抗内压强度按井口试压 20MPa。

②水泥浆体系

a. 表层套管：早强水泥浆体系 返至地面

配方：G 级水泥+早强剂+44%水

b. 油层套管：

常规水泥浆体系：天山 G 级（MSR）水泥+1.5%TW200S+0.8%USZ+

2%BCE-200S+0.4%KQ-B+0.05%TW302 +0.1% XP-1+44%水

低密高强水泥浆体系配方为：天山 G 级（MSR）水泥

+70%BXE-600S+5%WG+2.25%TW200S+2%BCE-200S+1.0%USZ+0.10%TW302+0.1%XP-1+120%水

(4) 钻机

钻机优选 ZJ40 及以上钻机。

(5) 钻井周期

根据红台区块气田开发井的设计井身结构，预测红台区块直井钻井周期 20 天。

4.2.1.11 巴喀区块

(1) 井身结构设计

直井：用 Φ375/311mm 钻头一开，钻至井深 800m 左右，下入 Φ273/244.5mm 表层套管；采用 Φ216mm 钻头二开，钻至设计井深完钻，下入 Φ139.7mm 油层套管完井，采用低密高强+常规水泥浆固井，低密高强水泥上返至 800m；常规水泥上返至七克台顶以上。井身结构示意图见图 4.2-14。

图 4.2-14 巴喀气田直井井身结构示意图

水平井：用 $\phi 375/311\text{mm}$ 钻头一开，钻至井深800m左右，下入 $\phi 273/244.5\text{mm}$ 表层套管；采用 $\phi 241\text{mm}$ 钻头二开，钻至设计井深完钻，钻穿J1b最后一套煤层，下入 $\phi 193.7\text{mm}$ 技套，采用常规水泥浆体系封固1000m。

采用低密高强+常规水泥浆固井，低密高强水泥上返至800m；常规水泥上返至七克台顶以上。井身结构示意图见图4.2-15。

图4.2-15 巴喀气田水平井井身结构示意图

(2) 钻井液体系

①表层聚合物钻井液

井段：0-800m

配方：3%坂土+0.2-0.3% Na_2CO_3 +0.3-0.5%NaOH+0.3-0.5%ZNP-1
+0.5%-1%CMC/PAC

②二开钻井液体系

井段：800-2500m（复合盐聚合物钻井液）

井浆+0.25% Na_2CO_3 +0.5%NaOH+0.4-0.8%ZNP-1+1%CMC/PAC+1-3%JY-1
+3-5%KCl+5-10%NaCl+0.5%-1%NaHPAN/NH₄HPAN
+1-3%KH-N/DBFT-201/Kr-n/RF-9/NFA-25+重晶石

井段：2500-3700m（复合盐聚合物钻井液）

配方：井浆+0.5%NaOH+0.4-0.8%ZNP-1+2-3%DRGJ-2/DRGJ-1/JY-1
+0.5%-1%NaHPAN/NH₄HPAN+0.5%DRGJN-1+1%-1.5%CMC/PAC+5-7%KCl
+15-20%NaCl+2-3%DRGF-1+0.2%-0.5%CaO+1.5-3%QCX
+3-5%Kr-n/ KH-N/DBFT-201/RF-9/NFA-25+重晶石

井段：3700m-井底（复合盐弱凝胶钻井液）

配方：井浆+0.5%-1%NaOH+0.4-0.8%ZNP-1+2-3%DRGJ-2/DRGJ-1/JY-1
+0.5%-1%NaHPAN/NH₄HPAN+0.5%DRGJN-1+1%-1.5%CMC/PAC+5-7%KCl
+15-20%NaCl+1-2%甲酸钠+0.2%-0.5%CaO+2-3%DRGF-1
+3-6%Kr-n/KH-N/DBFT-201/RF-9/NFA-25+1.5-3%QCX+0.5%TCLT-1+重晶石

(3) 固井

①套管柱设计

a. 表层套管

——套管下深：根据井身结构设计，表层套管下深 800，选用：Φ273mm 套管

——套管串结构：

Φ273mm 引鞋+Φ273mm 套管 1~2 根+Φ273mm 插座+Φ273mm 套管串+联入。

或：Φ244.5mm 引鞋+Φ244.5mm 套管 1 根+Φ244.5mm 浮箍+Φ244.5mm 套管串+联入

b. 油层套管

Φ139.7mm 浮鞋(LTC)+Φ139.7mm 套管 1 根(LTC)+Φ139.7mm 浮箍(LTC)+Φ139.7mm 套管 1 根(LTC)+Φ139.7mm 浮箍(LTC)+Φ139.7mm 套管串(LTC)+转换短接(LTC×气密封扣)+Φ139.7mm 套管串(气密封扣)+转换短接(气密封扣×LTC)

②水泥浆体系

a. 表层套管：早强水泥浆体系 返至地面

配方：G 级水泥+早强剂+44%水

b. 油层套管：

常规水泥浆体系：天山 G 级 (MSR) 水泥+1.5%TW200S+0.8%USZ+

2%BCE-200S+0.4%KQ-B+0.05%TW302 +0.1% XP-1+44%水

低密高强水泥浆体系配方为：天山 G 级 (MSR) 水泥

+70%BXE-600S+5%WG+2.25%TW200S+2%BCE-200S+1.0%USZ+0.10%TW302+0.1%XP-1+120%水

(4) 钻机

钻机优选 ZJ50 及以上钻机。

(5) 钻井周期

根据对已钻井周期的统计分析，预测巴喀气田直井的钻井周期为 54 天，水平井的钻井周期 75 天。

4.2.2 地面工程

4.2.2.1 设计规模

鄯善采油厂 2020-2022 年，部署钻新油井 42 口，平均单井设计产能 5.62t/d，新建原油产能规模为 $7.08 \times 10^4 \text{t/a}$ ；部署钻新气井 34 口，其中直井 32 口，水平井 2 口，平均单井设计产能 $1.22 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，伴生气集输规模为 $3.04 \times 10^8 \text{m}^3/\text{d}$ ；

4.2.2.2 原油集输

(1) 工艺流程

单井采油采用站外阀组集油（选井站集油）工艺，在新建采油井附近新建（扩建）集输阀组，将新建采油井接入鄯善采油厂各区块已建集输系统集输。各区块新建采油井接入已建生产系统情况，见汇总表 4.2-1 所示，各区块集输系统图见示意图所示。

表 4.2-1 新建集油系统介质流向汇总表

油田	区块	井数	介质流向
	温西十	2 口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进温米联合站处理。
温米	米登	2 口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进温米联合站处理。
	温五	4 口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进温米联合站处理。
	温二	4 口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进温米联合站处理。
	温八	2 口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进温米联合站处理。
丘陵	丘陵	2 口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进丘陵联合站处理。
鄯勒	鄯勒七克台	2 口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进鄯勒接转站处理。
	鄯勒西山窑	2 口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进鄯勒接转站处理。
	鄯勒三工河	2 口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进鄯勒接转站处理。
鄯善	鄯善	2 口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进鄯善联合站处理。
	鄯善丘陵结合部	2 口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进鄯善联合站处理。
巴喀	巴喀	8 口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进巴喀接转站处理。
温西六	温西六	2 口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进温米联合站处理。

温南三	温南三	2口	新建单井就近进已建站外阀组集输，利用已建系统进温米联合站处理。
	合计	42口	

图 4.2-18 米登 8 口内部调整井集输系统图

图 4.2-19 温西十 4 口内部调整井集输系统图

图 4.2-20 温五 9 口内部调整井集输系统图

图4.2-21 温二区块 9 口内部调整井集输系统图

图4.2-22 温八区块 6 口内部调整井集输系统图

图 4.2-23 勒三块七克台油藏产能建设井位部署图

图 4.2-24 鄯勒油田西山窑油藏滚动扩边井位部署图

图 4.2-25 鄯勒油田三工河油藏勒 10-84 井区滚动扩边井位部署图

(2) 采油井口

井场采用标准化设计井场，每个井场面积为 40m×50m，满足工艺设施的布置安装和修井时的作业用地要求。

(3) 单井计量

机采井单井计量分离器量油。新建站外选井阀组至就近计量站计量管线，利用站内已建计量分离器进行计量，油井产量单井计量采用周期性连续计量。局部新建阀组采用单井采用撬装计量装置量油，设置撬装计量装置 3 套，单井管线进选井阀组至撬装计量装置计量管线进行计量，计量时间为 12h，计量周期确定为 30 天。

(4) 采集油管道

单井采油及计量管道选用柔性复合高压输送管，管道规格为 DN65 PN6.4MPa 执行标准《石油天然气工业用非金属复合管 第 2 部分：柔性复合高压输送管》SY/T 6662.6-2012。考虑冬季施工需要，部分单井采用 20 无缝钢管，管道规格 D76X4，执行标准《输送流体用无缝钢管》GB/T8163-2008。

集输支汇管选用柔性复合高压输送管，管道规格为 DN100 PN6.4MPa 执行标准《石油天然气工业用非金属复合管 第 2 部分：柔性复合高压输送管》SY/T6662.6-2012。。

(5) 管道敷设及防腐保温

集输管道埋地弹性敷设，管底埋深 1.5m。钢制管线 3PE 防腐，不保温。穿越水渠、道路、坎儿井位置做套管保护，套管采用 D159X5 无缝钢管，做聚乙烯胶带防腐。

(6) 管道连头

非金属管与金属管接头处采用转换接头连接。

表4.2-2 原油集输部分主要工作量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一	单井采油部分			
1	抽油机（含设备安装及抽油机基础）	座	42	设备利旧，大修
2	标准化设计采油井口	座	42	
3	集油阀组	头	42	已建阀组增加接头
4	柔性复合高压输送管 DN100	Km	3	集输支汇管

	PN6.4MPa			
5	柔性复合高压输送管 DN65 PN6.4MPa	Km	50.4	单井管线及计量管线
6	连头措施费	项	1	

4.2.2.3 天然气集输

(1) 集气工艺

单井采气采用站外阀组集气工艺，在新建采气井附近新建（扩建）集输阀组，将新建采气井接入鄯善采油厂各区块已建集输系统集成输。各区块新建采气井接入已建生产系统情况，见汇总表 4.2-3 所示。

表 4.2-3 新建集气系统介质流向汇总表

气田	井数	新建阀组	介质流向	备注
丘东	16 口	丘东集气站 扩建 5 头阀组	新建单井就近进丘东集气站处理。	
米登	2 口	就近接入已建 阀组扩建头，不 再新建阀组	新建单井就近进已建站外阀组集输， 利用已建系统进温西十集气站处理。	
红台	3 口	就近接入已建 阀组扩建头，不 再新建阀组	新建单井就近进已建站外阀组集输， 利用已建系统进红台集气站处理。	
巴喀	13 口	就近接入已建 阀组扩建头，不 再新建阀组	利用已建系统集成输至已建鄯勒接转 站处理	

图4.2-26 丘东气田三间房集输系统图

图 4.2-27 丘东气田西山窑组集输系统图

图 4.2-28 米登区块西山窑组集输系统图

图 4.2-29 红台 J₂s 气藏集输系统图

(2) 采气井井口采用标准化设计井口：

①井口设高低压紧急切断阀(丘东、米登区域 PN25MPa, 红台区域 PN16MPa, 设备利旧), 单井管线发生事故时, 通过检测管线上的压降变化速率, 紧急切断阀自动关闭, 防止阀后系统超压爆管和低压泄漏事故发生。

②井口设事故放空管, 防止井口设备及单井集输管线超压爆管事故发生。

③井口采气管网设计压力分为二级: 切断阀前设计压力为 25MPa/16.0MPa, 切断阀后设计压力为 2.5MPa。

④井口预留甲醇注入口, 必要时采用移动式甲醇注入装置进行注醇解冻。

⑤采气井口按低压集气设计, 不设井口加热炉。

(3) 集气管线

单井采气管道采用 20 无缝钢管, 管道规格 D76X4, 执行标准《输送流体用无缝钢管》GB/T8163-2008, 管线做 3PE 防腐, 弹性敷设, 管底埋深 1.5m。

(4) 管道保护

穿越水渠、道路、坎儿井位置做套管保护, 套管采用 D159X5 无缝钢管, 做聚乙烯胶带防腐。

(5) 排液采气井口改造

采气井开发中后期, 压力降低, 开发方式转变为排液采气开采, 新增抽油机(抽油机利旧, 考虑大修), 并将原采气井口改造为排液采气井口。

表 4.2-4 天然气集输部分主要工作量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一	单井采气部分			
1	标准化设计采气井口及井场 (30×40m)	座	34	
2	20 无缝钢管 D76×4 (3PE 防腐)	Km	17	
3	集气阀组	头	34	
4	连头措施费	项	1	
二	排液采气井口改造部分			
1	14型节能抽油机	台	34	
2	排液采气井口工艺改造	项	34	

4.2.3 配套工程

4.2.3.1 道路工程

单井巡检路采用简易砂石路：宽 4.5m，长度 28.5km，做法采用 200mm 厚级配砂石面层，戈壁土压实。道路排水按道路坡度顺坡纵向排水和道路两侧横坡排水。

4.2.3.2 供排水

供水依托鄯善采油厂各区块供水系统。

单井产生的采出水依托鄯善采油厂各区块联合站污水处理系统处理，处理后的净化水达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的要求后回注油田。

4.2.3.3 供配电

在鄯善前线生产点西边 3.5 公里处建有一座 220kV/110kV/35kV 变电站（楼兰变），该变电站为区域枢纽变电站，是吐哈油田鄯善油区的主供电源。该变电站两回电源进线：一是托克逊通过 220kV 架空输电线路至油田（托楼线），二是哈密通过 220kV 架空输电线路至油田（哈楼线）。主变容量为 2×63MVA，220kV 进出线 4 回，110kV 出线 6 回，35kV 出线 6 回。220kV 和 110kV 开关采用户外六氟化硫断路器，35kV 开关采用户内真空断路器，供电可靠性高。

目前，鄯善油区供电系统以 110kV/35kV/10kV 中心变电站为中心，向鄯善、温米、丘陵、巴喀、神泉、葡北油田放射式供电，中心变电站 2 回 110KV 电源来自楼兰变。鄯善油区共建成了 110kV 变电站 4 座，35kV 变电站 9 座，110kV 线路 4 条约 140 公里，35kV 线路 10 条约 206 公里，10kV 线路 48 条约 490 公里，同时，建成了燃油燃气发电站 1 座，作为油田鄯善油区电网检修和事故停电时的保安电源。各主力区块都建设有 35KV 变电站，负责为区块供电，单井供电线路以 10KV 线路，以串接方式辐射至各井口。

（1）油井（排液采气井）供配电

电源：新增油井（排液采气井）采用杆上变压器供电，10kV 电源从就近 10kV 单井架空主干线上“T”接，新建 10kV 单井分支架空线路，导线采用 LGJ-70/10 钢芯铝绞线。

动力：井场外设 S13-M-63/10, 10/0.4kV 型杆上变压器 1 台, XLW-1 型杆上动力配电箱（带计量及无功补偿装置）1 台, 配电箱至抽油机控制柜采用 YJV22-0.6/1kV-3×35+1×16 电缆直埋敷设。RTU 控制柜电源引自抽油机控制柜, 采用 ZA-YJV22-0.6/1kV-2X4 电缆直埋敷设。

（2）水井 RTU 供配电

水井 RTU 箱电源就近引自附近油井杆上变压器动力配电箱, 在配电箱内新增 C65N/1P In=10A 型断路器 1 只, 作为 RTU 箱电源引出回路开关, 电缆采用 YJV22-0.6/1kV-2X6 电力电缆室外直埋敷设。

（3）接地

新建变压器做工作接地, 接地电阻不大于 4 欧。新建抽油机控制柜做可靠接地, 接地电阻不大于 4 欧, 抽油机与接地装置做可靠连接。新建油气阀组做防静电接地, 接地电阻不大于 10 欧。

新建水井房 RTU 控制柜做工作接地, 工艺管线做防静电接地。在注水井口房内设 LEB 端子板, 仪表控制箱、工艺管线、工艺设备等采用镀锌扁钢与 LEB 端子板可靠连接, LEB 端子板与室外接地装置可靠连接, 接地电阻不大于 4 欧。

4.2.3.4 自控

本工程自控部分数据采集与传输设备材料：温米区域、红台区块油气水井采用已建 4G 网络传输, 按照 A11 示范工程标准进行设备配置；鄯善油田、丘陵油田及红台气田油气水井采用公网传输, 井口设备材料按公网传输配置。实现采油、采气及注水井工艺参数、抽油机电参数、功图数据采集和传输。

4.2.3.5 防腐与保温

场区外管线采用埋地弹性敷设, 焊接连接, 管底埋深 1.5m。场内管线采用沿地面低支架敷设。埋地单井集油管道、集油汇管采用柔性复合管防腐不保温；埋地单井集气, 及单井注水等钢制管道外防腐采用 3PE 加强级防腐, 不保温；地面低支架敷设管线防锈漆防腐, 复合硅酸盐管壳保温。

4.3 依托设施情况及可依托性分析

4.3.1 丘陵油区依托站场

4.3.1.1 丘陵联合站

丘陵油田建设有联合站 1 座、丘陵联合站建于 1995 年，站内设油气水分离系统、原油稳定系统（ $120 \times 10^4 \text{t/a}$ ）、伴生气处理系统（ $120 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），站内脱水工艺采用二段热化学脱水，原稳工艺采用加热闪蒸工艺，伴生气处理工艺采用“原料气增压+分子筛脱水+丙烷制冷+双塔精馏”浅冷工艺。

丘陵油区所有的油田采出水，都集中在丘陵采出水处理站处理。丘陵采出水处理站，建于 2005 年，位于丘陵联合站内，设计处理能力 $2500 \text{m}^3/\text{d}$ ，处理工艺为重力式沉降处理工艺，由于运行时间长，系统陈旧，同时系统水质一直不达标，于 2014 年对丘陵采出水处理系统进行了改造，改造后主体处理工艺为生化微生物除油+两级过滤工艺。设计规模为 $2000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际水量 $1700 \text{m}^3/\text{d}$ ，站场负荷率为 85%。站内主要流程图见图 4.3-1。

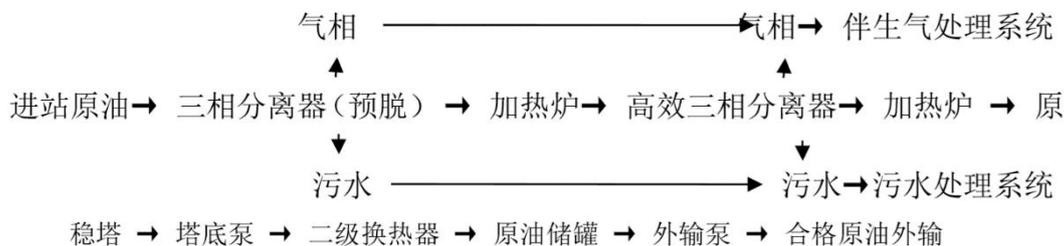


图 4.3-1 丘陵联合站工艺流程框图

4.3.1.2 鄯勒接转站

鄯勒油田建有鄯勒接转站 1 座，接转站设计处理规模为 $25 \times 10^4 \text{t/a}$ ，接转站主要负责处理鄯勒油田的来原油，鄯勒油田各区块来原油，在鄯勒接转站处理后，油气分输至丘陵联合站处理。鄯勒接转站建于 2003 年，站内设气液分离系统、伴生气增压系统、原油加热增压系统、站内主要工艺流程框图见图 4.3-2。鄯勒站目前油气产量：产液 $105 \text{m}^3/\text{d}$ ，气 $6.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，鄯勒站降级使用，站内只保留计量流程，越站运行，通过管道自压油气混输至丘陵联合站。

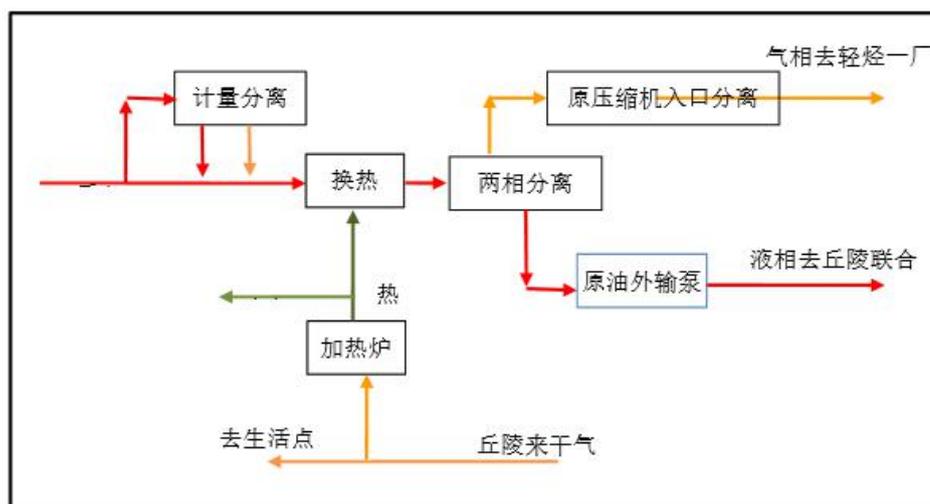


图 4.3-2 鄯勒站集输系统工艺流程图

4.3.1.2 巴喀接转站

巴喀油田建有巴喀接转站 1 座，接转站设计规模 15x104t/a，接转站主要负责处理巴喀油田来油气，巴喀油田各区块来原油，在巴喀接转站处理后，油气分输至丘陵联合站处理。巴喀接转站建于 1996 年，站内设气液分离系统、原油加热系统、原油外输系统，站内主要工艺流程框图见图 4.3-3。巴喀站目前油气产量：产液 100 m³/d，气 1.3×10⁴m³/d。巴喀站降级使用，站内只保留计量流程，越站运行，通过管道自压油气混输至丘陵联合站。

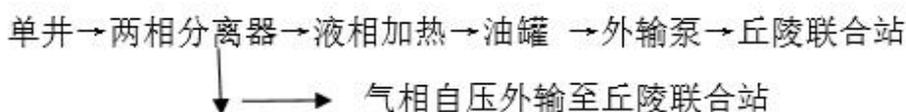


图 4.3-3 巴喀接转站工艺流程图

4.3.1.2 供注水系统

丘陵注水站，始建于 1997 年，2014 年进行扩建，主要负责丘陵油田注水开发，注水工艺采用注水泵集中增压，水井串接管网，井口恒流计量配水工艺。注水压力为 25MPa/35MPa 2 套系统，采用水质为清污混注，清水为第一水源供给，污水为站内污水处理装置来污水。站内主要设施包括注水泵 18 台，及配套喂水泵，加药装置等。设计规模为 5000m³/d，目前实际水量 1800m³/d，站场负荷率为 36%。

4.3.1.3 丘陵油区各系统设计规模及目前运行负荷

丘陵油区各系统设计规模及目前运行负荷见表 4.3-1:

表4.3-1 丘陵油区各系统能力及负荷表

序号	站场	系统名称	设计规模	实际处理量	负荷率%
1	丘陵联合站	原油处理系统	120x10 ⁴ t/a	6.0x10 ⁴ t/a	5.0
2		伴生气处理系统	120x10 ⁴ m ³ /d	50x10 ⁴ m ³ /d	41.66
3		采出水处理系统	2000 m ³ /d	1700m ³ /d	85
4		注水系统	5000m ³ /d	1800m ³ /d	36
5	鄯勒站	集输系统	25x10 ⁴ t/a	0	停用
6		集气系统	10x10 ⁴ m ³ /d	0	停用
7	巴喀站	集输系统	15x10 ⁴ t/a	3x10 ⁴ t/a	20
8		集气系统	50x10 ⁴ m ³ /d	1.3x10 ⁴ m ³ /d	2.6

4.3.2 鄯善油区依托站场

4.3.2.1 鄯善联合站

鄯善联合站建于 1992 年，站内设油气水分离系统、原油稳定系统（70×10⁴m³/d）、伴生气处理系统（70×10⁴m³/d），站内脱水工艺采用二段热化学脱水，原稳工艺采用加热闪蒸工艺，伴生气处理工艺采用“原料气增压+分子筛脱水+丙烷制冷+双塔精馏”浅冷工艺，目前鄯善联合站原油稳定系统及伴生气处理系统停运，鄯善联合站原油、及伴生气管输至丘陵联合站处理。

鄯善采出水处理站，建于2000年，位于鄯善联合站内，负责处理鄯善油田污水，设计处理能力4000m³/d，处理工艺为混凝沉降处理工艺，由于运行时间长，系统陈旧，同时系统水质一直不达标，于2012年对鄯善采出水处理系统进行了改造，改造后主体处理工艺为生化微生物除油+两级过滤工艺。改造后设计规模为2500m³/d，目前实际水量1600 m³/d，站场负荷率为 64%。站内主要流程图见图 4.3-4。

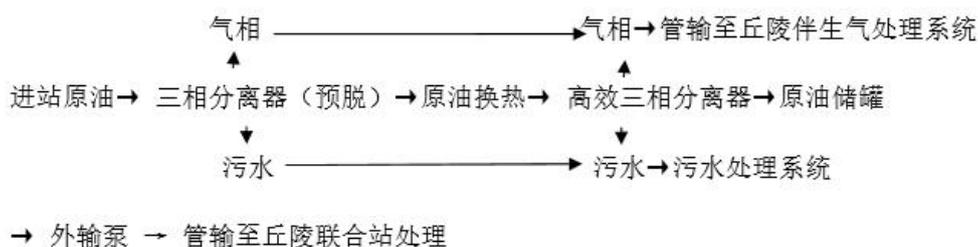


图4.3-4 鄯善联合站工艺流程框图

4.3.2.2 供注水系统

鄯善注水站，始建于1997年，2014年进行扩建，主要负责鄯善油田注水开发，注水工艺采用注水泵集中增压，水井串接管网，井口恒流计量配水工艺。注水压力为27MPa/32MPa 2套系统，采用水质为清污混注，清水为第一水源供给，污水为站内污水处理装置来污水。站内主要设施包括注水泵19台，及配套喂水泵，加药装置等。设计规模为4560m³/d，目前实际水量1550m³/d，站场负荷率为34%。

4.3.2.3 鄯善油区各系统设计规模及目前运行负荷

鄯善油区各系统设计规模及目前运行负荷见表 4.3-2。

表4.3-2 鄯善油区各系统能力及负荷表

序号	系统名称	设计规模	实际处理量	负荷率%
1	原油处理系统	70×10 ⁴ t/a	3×10 ⁴ t/a	4.2
2	伴生气处理系统	70×10 ⁴ m ³ /d	0	停用
3	采出水处理系统	2500m ³ /d	1600m ³ /d	64
4	注水系统	4560m ³ /d	1550m ³ /d	34

4.3.3 温米油区依托站场

4.3.3.1 温米联合站

温米联合站建于1993年，站内设油气水分离系统、原油稳定系统（70×10⁴m³/d）、伴生气处理系统（70×10⁴m³/d），站内脱水工艺采用二段热化学脱水，原稳工艺采用加热闪蒸工艺，伴生气处理工艺采用“原料气增压+分子筛脱水+膨胀机制冷+双塔精馏”浅冷工艺，目前温米联合站伴生气处理系统停运，搬迁至神泉联合站。

温米采出水处理站，建于1994年，位于温米联合站内，负责处理温米油田污水，设计处理能力3400m³/d，处理工艺为“两级沉降+水质静稳+三级过滤”。2012年进行改造，改造后主体处理工艺为生化微生物除油+两级过滤工艺，设计规模为3000m³/d，目前实际水量2837m³/d，站场负荷率为94.6%。站内主要流程图见图4.3-3。

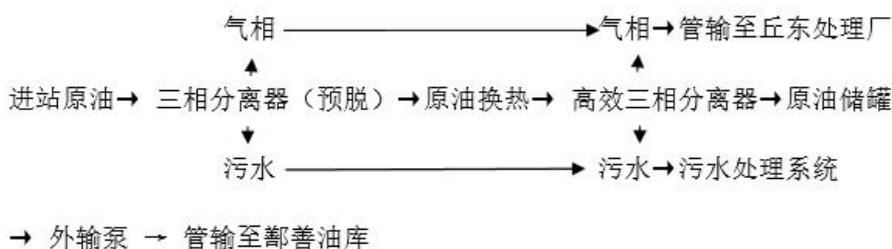


图 4.3-3 温米联合站工艺流程框图

4.3.3.2 温西十集气站

温西十集气站建于 2003 年，距离温米联合站 4km。集气站站内主要包括气液分离，伴生气增压等系统，生产分离器液相管输至温米联合站处理，伴生气通过压缩机增压后，管输至丘东轻烃处理厂处理。站内主要流程图见图 4.3-4。目前产气量约 $12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，产液 105t/d。温西十集气站降级使用，只保留阀组及计量流程，油气自压混输至温米联合站处理。

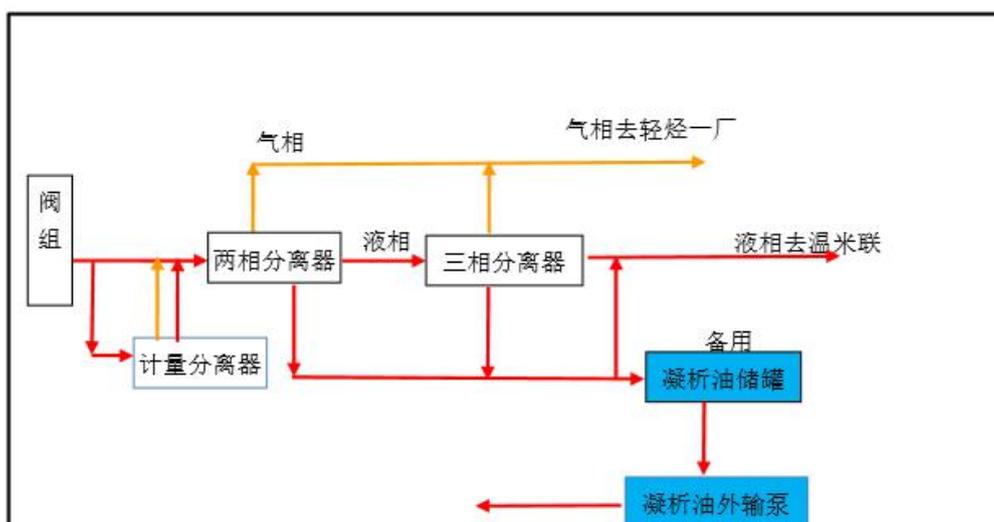


图 4.3-4 温西十集气站集输流程图

4.3.3.3 供注水系统

(1) 温米注水站

温米注水站，始建于 1997 年，2014 年进行扩建，主要负责温米油田注水开发，注水工艺采用注水泵集中增压，水井串接管网，井口恒流计量配水工艺。注水压力为 27MPa，采用水质为清污混注，清水为鄯善第一水源及南湖水源供给，污水为站内污水处

理装置来污水。站内主要设施包括注水泵 17 台，及配套喂水泵，加药装置等。设计规模为 4560m³/d，目前实际水量 2271m³/d，站场负荷率为 49.8%。

(2) 红胡注水站

红胡注水站建于 2007 年，主要负责红胡区块注水开发，注水工艺采用注水泵集中增压，水井串接管网，井口恒流计量配水工艺。注水压力为 35MPa，采用水质为污水，由温米联合站处理后污水管输供给。站内主要设施包括注水泵 3 台，及配套喂水泵，加药装置等。目前站场采用白天值班人员值守，晚上关停的运行模式，设计规模为 550m³/d，目前实际水量 200m³/d，站场负荷率为 36.3%。

4.3.3.4 温米油区各系统设计规模及目前运行负荷

温米油区各系统设计规模及目前运行负荷见表 4.3-3。

表4.3-3 温米油区各系统能力及负荷表

序号	站场	系统名称	设计规模	实际处理量	负荷率%
1	温米联合站	原油处理系统	70×10 ⁴ t/a	15.82×10 ⁴ t/a	22.6
2		伴生气处理系统	70×10 ⁴ m ³ /d	0	停用
3		采出水处理系统	3000m ³ /d	2837m ³ /d	94.6
4		注水系统	4560m ³ /d	2271m ³ /d	49.8
5	温西十集气站	伴生气	75×10 ⁴ m ³ /d	0	停用
6	红胡注水站	注水系统	550m ³ /d	200m ³ /d	36.3

4.3.4 红台、丘东区块依托站场

4.3.4.1 红台集气站

(1) 简介及规模

红台集气站于 2005 年 11 月建成投产，原设计集气规模 50×10⁴m³/d，2007 年经扩容改造，红台集气站可达到 50×10⁴m³/d 处理能力，凝析油处理规模为 130m³/d，最大处理量为 150m³/d。根据鄯善采油厂开发方案，由于采气工艺的改变，至 2011 年末，红台区块总产气量将达到 100×10⁴m³/d，已建红台集气站最大处理量为 70×10⁴m³/d，因此将红台集气站总集气规模扩容至 100×10⁴m³/d，凝析油处理规模 120t/d。红台集气站处理主体工艺采用乙二醇防冻+氨辅助制冷低温分离工艺。站内目前有高、中、低压、及负压 4 套系统同时运行。

(2) 依托性分析

拟建项目每天新增天然气 $15 \times 10^4 \text{m}^3$ ，凝析油 9t/d。经校核，红台集气站处理能力可以满足红台 2 块新建天然气产能要求，详见表 4.3-4。

表 4.3-4 红台集气站处理能力校核表

项目	设计规模	运行规模	剩余处理能力	依托性分析
天然气	$100 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$71 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$29 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$	可以满足
凝析油	120t/d	100 t/d	20 t/d	可以满足

4.3.4.2 丘东气处理厂

单井采气井网，采用站外阀组集气工艺，采气单井进站外集气阀组选井后，通过集气汇管集输至红台 2-1 阀组，进红台集气站处理，处理后干气通过外输气管道外输至丘东气处理厂处理，凝析油运至红台拉油站。

丘东第二天然气处理厂（即丘东气处理厂）的设计天然气处理规模为 $120 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d} \pm 20\%$ ，日产干气 $105.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，液化石油气 155.9t/d，处理装置于 2005 年 8 月建成投运，目前运行规模为 $70 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，可以满足本工程需求。

4.4 工程分析

4.4.1 影响因素及污染源构成

本项目可分为施工期、运营期和退役期三个阶段。对环境的影响主要表现在施工期和运营期，影响结果包括生态影响和污染物排放导致的环境污染。退役期场地清理、设备拆除等施工活动也会对环境产生一定影响。

本项目包括钻井、地面工程建设、采油（气）、油气集输等施工作业内容，基本属于开发建设期和生产运营期的建设活动。项目建设污染源构成见表 3.4-1。

环境影响因素主要来源于单井及与其相关的钻井、采气（油）、井下作业、油气集输等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物导致的环境污染见表 4.4-1。油田开发过程污染物排放流程见图 4.4-1。

表 4.4-1 项目建设污染源构成

开发作业过程	主要污染物	污染源性质
钻井	钻井废水、生活污水	临时性污染源，随作业结束而消除

	柴油机烟气	临时性污染源，随作业结束而消除
	废弃钻井泥浆 钻井岩屑	临时性污染源，作业结束后不再产生，但仍存在于环境中
	噪声	临时性污染源，随作业结束而消除
	占地	生态影响
井下作业	落地原油	间断性污染源
	修井废水、洗井废水、压裂液	间断性污染源
	噪声	间断性污染源
采油和油气集输	采油废水、生活污水	持续性影响环境的污染源
	燃烧烟气、烃类气体	持续性影响环境的污染源
	废油泥砂、落地原油	持续性影响环境的污染源
	噪声	持续性影响环境的污染源
	占地	生态影响

油气田开发的污染源是钻井、井下作业、采油、油气集输、储运等各工艺过程，以及计转站、集输管网等设施所组成的区域性污染源。根据现场勘察和类比调查，油田开发环境影响因素识别见表 4.4-2。

表 4.4-2 环境影响因素识别表

建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
钻井	排放废弃钻井泥浆、岩屑	土壤、地下水	开发期
	排放污水	土壤、地下水	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	排放车辆、设备尾气	环境空气	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、环境空气及生态环境	事故
管线敷设	油田建设施工、车辆碾压等	土壤和景观	开发期
	排放设备、车辆尾气	环境空气	
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	施工固体废物	土壤	
道路建设	占用土地	土壤	开发期
建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
油气集输	排放含油废水	地下水	非正常
	计转站排放废气	环境空气	生产期
	产生设备噪声	声环境	

	油气泄漏、含油污水泄漏	土壤、地下水	事故
井下作业	产生作业废水	土壤、地表水	开发期
	产生作业废气	环境空气	生产期
	产生设备噪声	声环境	

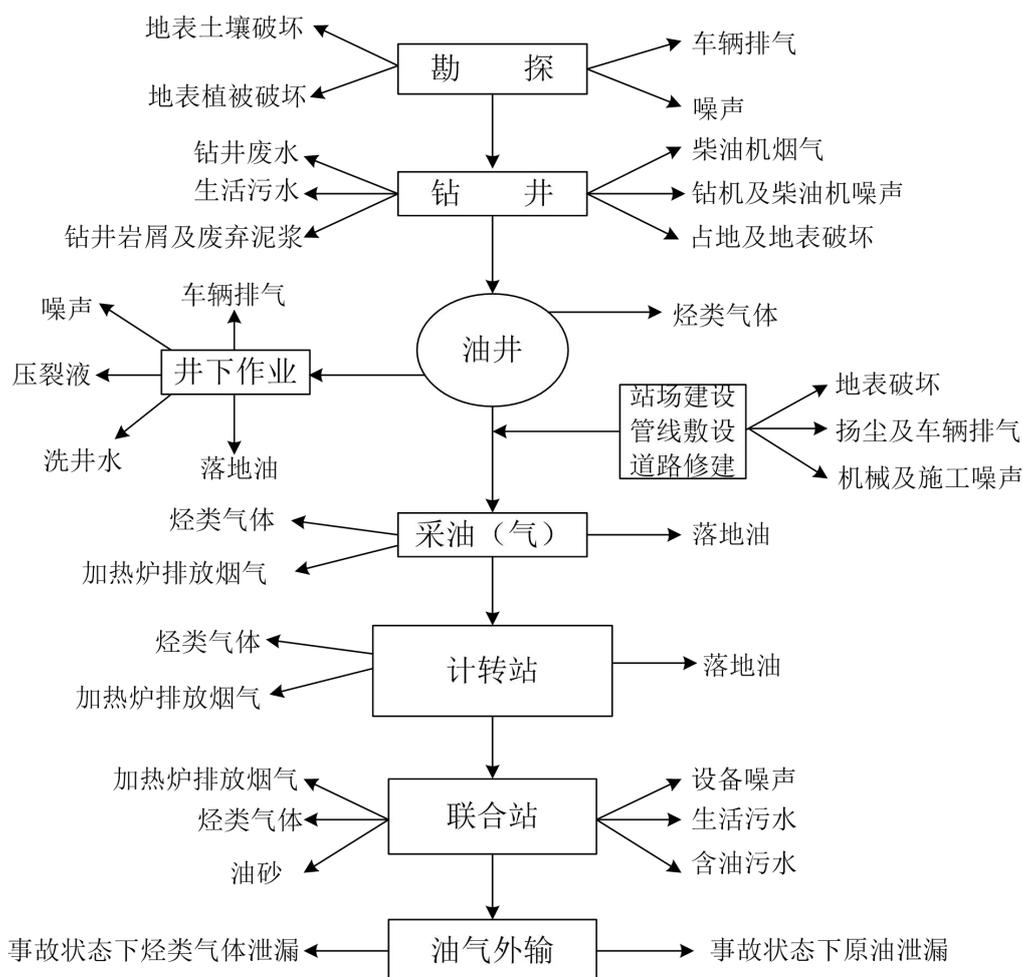


图 4.4-1 油（气）田开发过程污染物排放流程示意图

4.4.2 施工期污染源与污染物分析

施工期环境影响因素主要表现在钻井、管线、站场施工活动中。废气主要来自柴油机、发电机组燃烧产生的废气、管线及站场施工产生的扬尘和施工车辆尾气等；废水主要为施工营地生活污水和管道试压废水；噪声设备主要包括钻井井场内的发电机、柴油机等大型设备及管线施工机械噪声；固体废物主要有钻井岩

屑、生活垃圾和建筑垃圾。此外，钻井队员和相关施工活动会对施工范围内的生态环境造成一定影响。

4.4.2.1 废气

施工期废气主要为施工扬尘、钻井过程中柴油机、柴油发电机组燃烧烟气、施工燃油机械排放废气和汽车尾气。

① 柴油机、发电机燃烧烟气

每个井队配备钻井柴油机 2 台，发电柴油机 2 台，柴油消耗量平均 2t/d。

本工程钻井 76 口，其中温米油田 14 口，钻井周期 350d；丘陵油田 6 口，钻井周期 198d；鄯勒区块 6 口，钻井周期 102d；鄯善区块 4 口，钻井周期 124d；温南三、温西六、巴喀区块共 12 口井，钻井周期 348d；丘东气田 16 口井，钻井周期 480d；米登气田 2 口井，钻井周期 62d；红台气田 3 口，钻井周期 63d；巴喀气田 13 口，钻井周期 723d。钻井周期总计 2450d，平均钻井周期为 32.24d，平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 4900t。

根据《油田开发环境影响评价文集》，柴油机每耗柴油 175g，产生 CO 2.40g、NO₂ 10.99g、烃类 4.08g。据此，柴油机运转过程中排入大气中的 CO、总烃和 NO₂ 量可用下式计算：

$$Q_{CO} = 2.40 \times \frac{m}{175} \quad Q_{CnHm} = 4.08 \times \frac{m}{175} \quad Q_{NO_2} = 10.99 \times \frac{m}{175}$$

式中：m — 柴油机消耗柴油量；175—经验系数。

我国规定柴油中硫的含量不大于 0.035%。在此按柴油中硫含量为 0.035%估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.70kg。因此，本项目钻井期间共向大气中排放 CO: 67.2t，烃类: 111.24t，NO₂: 307.72t，SO₂: 3.43t。

② 施工粉尘

建筑施工活动所产生的粉尘与施工面积和施工水平有关，按照类比调查结果，在施工现场下风侧 50m 外，施工所产生的粉尘浓度可降至 1mg/m³ 以下。进出施工场地的运输车辆也会造成施工场所地面粉尘浓度的升高，其引起的扬尘对路边 30m 范围之内影响较大，且形成线源污染，路边 TSP 浓度可达 10mg/m³ 以上。

③ 车辆尾气

建设期各类工程及运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。经调查，平均每辆车日耗油量为 11.52kg/d，平均每辆车日排放 CO 0.157kg/d，烃类物质 0.269kg/d，NO₂ 为 0.723kg/d，SO₂ 为 0.008kg/d。本工程开发施工期各类车辆 8 余驾次/日，预计每天可排放 CO 1.26kg/d，烃类物质 2.15kg/d，NO₂ 为 5.78kg/d，SO₂ 为 0.064kg/d。本次建设期以有效施工期 100d 计，则建设期施工车辆排放的污染物总量为：CO 126.0kg，烃类 215.0kg，NO₂ 578.0kg，SO₂ 64.0kg。

开发期施工机械、车辆大气污染物排放情况详见表 4.4-3。

表 4.4-3 施工机械、车辆大气污染物排放统计表 (单位:t)

污染源	污染物排放量(kg)			
	CO	烃类	NO ₂	SO ₂
柴油机燃料烟气	67.2	111.24	307.72	3.43
车辆尾气	126.0	215.0	578.0	64.0

4.4.2.2 废水

钻井期间产生的废水主要为钻井废水，包括：

——机械冷却废水：包括柴油机冷却水、泵拉杆冲洗水、水刹车排出水等；

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

——钻井液流失废水：主要是废钻井液中的澄清液、起下钻钻井液的流失、钻井液循环系统漏失产生的废水；

——其它废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水以及管道试压水等。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。

根据类比调查，钻井废水中主要污染物的浓度见表 4.4-4。

表 4.4-4 钻井废水水质表及污染物排放量

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度 (mg/L)	2000~2500	3000~4000	60~70	0.1~0.2	0.2~0.3
产生量 (t)	58.25	93.02	0.16	0.005	0.007

根据《第一次全国污染源普查方案》环境统计结果，每百米进尺排放生产废水 11.28m³，预计本工程钻井总进尺 20.69×10⁴m，钻井废水产生量为 2.33 万 m³，其中 SS: 58.25t，COD: 93.20t，石油类: 0.16t，挥发酚: 0.005t，硫化物: 0.007t。

钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用部分与固相一同运往温米油田南山二期 33 万方固废场。

——生活污水

单井钻井井场一般人员平均约 30 人，按每人每天用水量 80L 计算，则生活用水最大量为 2.4m³/d，按污水产生量为用水量的 80%计，则每人产生量为 1.92m³，平均钻井周期为 32.24d，则单井人员污水平均产生量为 1857.02m³。钻井 76 口，则钻井期内生活污水总产生量为 14.11 万 m³。

由于施工现场分散，每个井场均设置生活污水池 1 个，容积约 100m³，均采用环保防渗膜进行防渗。各井场生活污水集中收集至生活污水池后进行沉降、自然蒸发处理。

生活污水主要污染物为 COD、氨氮、SS 等；类比周围油田，生活污水浓度 COD 为 350mg/l，氨氮为 60mg/l、SS 为 240mg/l。钻井期间共排放生活废水 14.11 万 m³，其中 COD:49.39t，氨氮:8.47t，SS: 33.86t。

4.4.2.3 噪声

施工中使用的施工机械、车辆、电焊机的使用次数及时间不确定，噪声源的位置也具有不确定性，施工机械、设备和运输车辆的噪声污染，可通过国内相关设备噪声进行确定，噪声情况见表 4.4-5。

表 4.4-5 管道工程施工机械噪声预测值

序号	机械、车辆类型	噪声值 (dB (A))
1	挖掘机	84
2	推土机	86
3	电焊机	87
4	轮式装载机	90
5	吊管机	81
6	压路机	90

工程施工周期较短，施工产生的噪声只产生阶段性的影响，随着施工期的

结束，影响随即结束。

4.4.2.4 固体废物

① 钻井泥浆和岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，经泥浆循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来。其量与井身结构以及回收率等有关。

根据对周边石油开发区块情况的调查，泥浆循环利用率在 75%以上。

钻井废弃泥浆的性质由使用的钻井泥浆决定，其产生量随井深改变而变。钻井废弃泥浆的产生量按下式进行计算：

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

式中：V——废弃钻井泥浆排放量，m³；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

钻井过程岩屑经泥浆循环携带出井口。钻井岩屑的产生量可按下式进行计算：

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

式中：W——废弃钻井岩屑排放量，m³；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

本次工程包括 76 口，其中温米油田 14 口，钻井周期 350d；丘陵油田 6 口，钻井周期 198d；鄯勒区块 6 口，钻井周期 102d；鄯善区块 4 口，钻井周期 124d；温南三、温西六、巴喀区块共 12 口井，钻井周期 348d；丘东气田 16 口井，钻井周期 480d；米登气田 2 口井，钻井周期 62d；红台气田 3 口，钻井周期 63d；巴喀气田 13 口，钻井周期 723d。通过上述公式计算出本工程钻井废弃泥浆和岩屑产生量见表 4.4-6。

表 4.4-6 钻井期间钻井废弃泥浆和岩屑产生量

名称	结构	井眼直径 (m)	深度 (m)	泥浆产生量 (m ³)	岩屑产生量 (m ³)	
米登	油井	一开	0.311	800	108.84	60.74
		二开	0.206	2880	183.70	95.94
		小计		3680	212.48	156.68

	气井	一开	0.311	800	108.84	60.74
		二开	0.216	3200	195.22	117.20
		小计		4000	224.00	177.94
温西十	一开	0.311	400	94.44	30.37	
	二开	0.206	2880	183.70	95.94	
	小计		3280	198.08	126.31	
巴喀	一开	0.311	400	94.44	30.37	
	二开	0.206	2600	173.62	86.61	
	小计		3000	188.00	116.98	
温西六	一开	0.311	400	94.44	30.37	
	二开	0.206	2700	177.22	89.94	
	小计		3100	191.60	120.31	
温五	一开	0.311	400	94.44	30.37	
	二开	0.206	2500	170.02	83.28	
	小计		2900	184.40	113.65	
温二	一开	0.311	400	94.44	30.37	
	二开	0.216	3100	191.62	113.54	
	小计		3500	206.00	143.91	
温八	一开	0.375	600	101.66	66.23	
	二开	0.216	2550	171.82	93.39	
	小计		3150	193.40	159.63	
丘陵	一开	0.375	400	94.46	44.16	
	二开	0.216	3230	196.30	118.30	
	小计		3630	290.76	162.46	
鄯勒区块	七克台	一开	0.311	600	101.64	45.56
		二开	0.206	1371	129.37	45.67
		小计		1971	150.96	91.23
	西山窑	一开	0.311	600	101.64	45.56
		二开	0.206	2800	180.82	93.27
		小计		3400	202.40	138.83
	三工河	一开	0.311	600	101.64	45.56
		二开	0.206	3150	193.42	104.93
		小计		3750	215.00	150.49
鄯善区块	一开	0.311	400	94.44	30.37	
	二开	0.216	3313	199.29	121.34	
	小计		3713	213.67	151.71	
温南三区块	一开	0.311	400	94.44	30.37	
	二开	0.216	3580	208.90	131.12	
	小计		3980	223.28	161.49	
丘东气田	一开	0.311	800	108.84	60.74	
	二开	0.216	3050	189.82	111.71	

	小计		3850	218.60	172.45
红台区块	一开	0.311	650	103.44	49.35
	二开	0.206	2450	168.22	81.62
	小计		3100	191.60	130.97
巴喀柯 28、 柯 33 气藏	一开	0.311	800	108.84	60.74
	二开	0.216	3300	198.82	120.86
	小计			307.66	181.60

计算得知：本工程排放的废弃泥浆量约为 16519.82m³，岩屑量为 11035.2m³。废弃泥浆均为非磺化泥浆。

岩屑随钻井泥浆带出，采用单井不落地技术收集，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的岩屑在井场进行防渗填埋。

② 井下射孔压裂返排液

钻井完毕固定后，深孔作业大部分压裂液施工时排出，射孔压裂返排液全部收集入罐中，单井排放的压裂液为 12~15m³，总计排放最大量为 1140m³，完井后拉运至温米南山二期 33 万方固废场进行处理。

③ 钻井期生活垃圾

单井钻井井场一般人员平均约 30 人，平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，钻井周期总计 2450d，则钻井期内生活垃圾总产生量为 36.75t。生活垃圾集中收集后统一清运至温米南山二期 33 万方固废场进行填埋处理。

4.4.2.5 生态影响分析

本工程部署油井 42 口，气井 37 口（老井利用 3 口）。集油工程新建集输管线 3km，单井管线 50.4km；集气工程新建单井管线 17km；新建简易道路 28.5km。

针对本次工程内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算。见表 4.4-7。经核算，新增永久占地面积 32.20hm²，临时占地面积 138.46hm²，总占地面积 170.76hm²。其中老井利用和改扩建阀组不新增占地。

表 4.4-7 占地面积统计表

类型	工程	规模	永久性占地 (hm ²)	临时占地 (hm ²)	备注
钻井	油井	42 口	8.4	23.52	永久占地 40m×50m，施工总占地 70m×80m
	气井	34 口	6.8	19.04	
管线	输油管线	50.4km	0	50.4	作业宽度 10m

	输气管线	17 km	0	17.0	
道路	简易砂石路	28.5km	17.1	28.5	路面宽度 4m, 路基宽 6m, 扰动范围界外各 4m
合计			32.3	138.46	

4.4.3 运营期污染源分析及污染物排放

4.4.3.1 运营期废气污染物

本工程地面集油工艺采用采油井口不加热，因此运营期主要废气污染源来自油气集输、处理过程中产生的无组织非甲烷总烃排放和非正常工况下的放空排放。

(1) 非甲烷总烃无组织排放

本工程油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量。油气集输及处理过程废气主要为无组织挥发性有机物。根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》（中华人民共和国环境保护部科技标准司组织，由北京大学、清华大学、华南理工大学起草编制），石油化工行业石油开采工艺过程排放源中VOCs的污染排放系数为0.5g/kg产品（天然气），1.4175g/kg产品（原油），本工程预测产能油量为 $7.08 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ （5.74万t/a）、气量为 $3.04 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ （26.45万吨），则VOCs无组织排放量为132.25t/a（天然气）+81.36t/a（原油）=213.61t/a。

根据指南中的规定“本指南适用的挥发性有机物包括烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃的 $\text{C}_2 \sim \text{C}_{12}$ 非甲烷碳氢化合物，醛、酮、醇、醚、酯、酚等 $\text{C}_1 \sim \text{C}_{10}$ 含氧有机物，卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等几类152种化合物”可知：依据上述排放系数计算的VOCs量中不包含甲烷，对本工程而言，VOCs的排放量基本等同于非甲烷总烃。

各区块非甲烷总烃无组织排放量见表4.4-8。

表 4.4-8 各区块非甲烷总烃无组织排放量一览表

污染物	原油产能 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	天然气产能 $\times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$	排放量 t/a
温米油田 (26 口)	3.38	/	38.84
丘陵油田 (6 口)	0.66	/	7.59
鄯善油田 (4 口)	1.02	/	11.72
鄯勒油田 (6 口)	0.82	/	9.42
丘东油气田 (18 口)	/	1.31	56.99
红台油气田 (3 口)	/	0.11	4.79
巴喀油气田 (13 口)	1.2	1.62	84.26

(2) 非正常工况超压放空

系统超压将排放一定量的天然气。天然气超压放空系统放空次数极少，进入放空火炬，火炬会自动点火，废气经燃烧排放。根据有关资料和类比调查，放空频率为1~2次/年，每次持续时间2~5min。放空排放的天然气中主要成分为甲烷，由本工程输送的天然气性质得知，若点火排放烟气中主要污染物为少量NO_x和CO。

3.4.4.2 运营期废水排放情况

本工程运营期废水主要包括采出水、井下作业废水和生活污水。

(1) 井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。主要是通过酸化、压裂等工序，产生的酸化、压裂作业废水。

根据类比调查，井下作业废水中主要污染物的浓度如表 4.4-9。

表 4.4-9 井下作业废水水质

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

根据鄯善油田实际生产情况，油井在生产过程中每年仅进行一次井下作业，每井次产生压裂液 87.33m³、酸化液 26.56m³、洗井废水 76.04m³，则一次井下作业废水最大量为 189.93m³/a。本工程共部署油井 42 口，井下作业废水排放量为 7977.06m³/a。井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业废水，运至南山二期 33 万方固废场处理。

根据红台气田实际生产情况，气井井下作业频率按每三年一个作业周期，单井次平均排放修井液 70m³，本工程共部署气井 34 口，井下作业废水排放量为 2590m³。

在井下作业过程中作业单位自带回收罐车收集作业废水、废液拉运至各其他所属区块联合站污水处理及回注系统进行处理，处理达标后回注。

(2) 油气藏采出水

本项目采出水随着开采年限的增加呈逐渐上升趋势。根据开发方案，本项目2034年采出水量最大，为3.87万t/a（见表4.1-6），采出水进入各区块已建联合站污水处理站处理，经处理达标后回注地层。

类比《采油废水治理工程技术规范》（HJ2041-2014）中采油废水水质，具体见表4.4-10。

表 4.4-10 采油废水污染物浓度一览表 单位：mg/L，pH 除外

污染物指标	pH	石油类	化学需氧量 (CODcr)	生化需氧量 (BOD5)	聚合物	氨氮 L	悬浮物 (SS)
浓度范围	6.5-8.5	20-200	100-800	50-150	0-200	6-80	10-150

(3) 生活污水

本工程依托鄯善采油厂管理，不新增劳动定员，运营期无生活废水。

4.4.4.3运营期固体废弃物排放情况

(1) 油泥（砂）

油泥（砂）是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物（HW08）。根据类比调查，油泥(沙)产生量为0.50-0.73t/万t油，本工程预测产能油量 $7.08 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （5.74万t/a）、气量为 $3.04 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ （26.45万吨）计算，油泥(砂)最大产生量为23.50t/a。

本工程产生的油泥（砂）须交由有相应资质的单位进行无害化处置，含油泥砂的收集、贮存、运输须符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求。

(2) 落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下的泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。

根据吐哈油田分公司鄯善采油厂目前采用的防渗膜软体平台，不产生落地油。因此，本项目井下作业时采用防渗膜软体平台，无落地油产生。

(3) 生活垃圾

本工程依托鄯善采油厂管理，不新增劳动定员，运营期无生活垃圾产生。

4.4.4.4运营期噪声排放情况

运营期噪声污染源主要包括：井口装置、天然气处理站各类机泵以及井下作业、运输车辆等。噪声排放情况见表 4.4-11。

表 4.4-11 运营期噪声排放情况

序号	位置	时段	噪声源	声源强 dB (A)
1	井场	运营期	自喷井口	60-80
			井下作业（压裂、修井等）	80-120
2	站场	运营期	各类机泵	90-110
3	拉油	运营期	罐车	75-85

4.4.4.5运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本工程各种运营期污染物汇总见表 4.4-12。

表 4.4-12 运营期污染物排放情况汇总

项目	工程	污染源	污染物	产生量 (t/a)	排放量 (t/a)	主要处理措施及排放去向
废气	无组织废气	油气集输及处理过程的烃类挥发	非甲烷总烃	213.61t/a	213.61 t/a	大气
废水	油井井场	井下废水	水量	7977.06m ³	0	作业单位自带回收罐回收作业废水，运至南山二期 33 万方固废场处理。
	气井井场			2590 m ³		采用专用废液收集罐收集后运至含油污水处理系统进行处理达标后进行回注
	油井井场	采出水	石油类	3.87 万 m ³	0	作业单位自带回收罐回收作业废水，运至南山二期 33 万方固废场处理。
固体废物	站场	油泥（砂）	/	23.5t/a	0	外委处理
噪声	井场	井口装置	/	60-80		声环境
		井下作业（压裂、修井等）	/	80-120		
	阀组	各类机泵	/	90-110		

4.5 清洁生产分析

4.5.1 产品的清洁性分析

本工程的产品为原油和天然气。石油、天然气与煤相比，是一种洁净能源，热值高，燃烧产生的污染物少。天然气代替燃煤可明显减少二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳等污染物质的排放，采用天然气作为煤炭等替代燃料可有效减少酸雨形成和温室效应。项目天然气原气中甲烷含量高。天然气、原油与煤燃烧的污染物产生量对比见表 4.5-1。

表 4.5-1 天然气与原油、煤燃烧的排污量对比

大气污染物	单位热值条件下，燃烧原油排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值	单位热值条件下，燃烧煤排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值
灰分	14	148
SO ₂	400	700
NO ₂	5	10
CO ₂	1.33	1.37

注：(1)资料引至《四川石油经济》2000 年第一期中“天然气利用之环境效益初探”。

(2) 表中数字为燃烧原油或者煤产生的污染物与天然气燃烧产生的污染物的比值。

从各类燃料燃烧后排污量对比可见，天然气和原油产生的灰分、SO₂、NO₂和 CO₂ 等污染物均远低于煤炭，因此，石油、天然气的清洁性远高于煤炭。在一次能源消费煤炭占 70% 的中国，发展石油、天然气洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。

4.5.2 钻井工艺清洁生产分析

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

(2) 作业井场采用泥浆循环系统；钻井污水循环回收罐等环保设施，工业废水回用率达到 90% 以上，钻井液循环率达到 95% 以上最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。具体做法是：

①通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。对泥浆类废液经过简单的沉淀、过滤等祛除有机杂质后再进行利用，使其资源化。

②钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用；井队充分回收利用污水，泥浆泵、水刹车的冷却水循环使用，冲洗钻台等污水经防渗污水池沉淀处理后，打入污水循环回收罐循环使用。

③完井后的泥浆药品等泥浆材料全部回收，废机油、洗件油全部清理、回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

④开钻前对井场废液池等做防渗漏处理，废液池容积大于设计井深的排污容积，且保证完井后废物表面低于地平面 50cm。

⑤ 配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

(3) 采用低固相优质钻井液，尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。

(4) 设置井控装置（防喷器等），防止井喷事故对环境造成污染影响。

(5) 钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物排放均控制在井场范围内，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用部分与固相一同运往温米南山二期 33 万方固废场处理。

(6) 井场设有应急池，为防渗设计，用于事故等非正常工况下泥浆的存放。

(7) 钻井新鲜水使用量低于国家要求的清洁生产标准。

4.5.3 集输工艺清洁生产分析

(1) 集输采用全密闭集输流程。在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用油气藏的自然能量，确定合理的开采方式。因当地不具备完善的油气集输管网，采用井口不加热直接进入站场进行分离后，原油由车辆拉运，天然气进管网的集输方式。

(2) 采用全自动控制系统对主要采油和集输工艺参数进行控制，能够提高管理水平，尽量简化工艺过程，减少操作人员，同时使集输系统的安全性、可靠性得到保证，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

(3) 井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

(4) 对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

(5) 井下作业过程中,对产生的散落原油和废液采用循环作业罐(车)收集。在井场设有应急池,收集的废油等非正常情况下的排污,运至处理厂进入原油预处理流程。

(6) 井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

(7) 优化布局,减少建设用地。为了尽量减少对当地地形地貌的破坏和扰动,充分利用已建道路解决道路交通问题。按工艺流程进行优化组合,布置紧凑。管线、水、电、道路等沿地表自然走向敷设,最大限度地减少了对自然环境和景观的破坏,土方量也大大减少。

4.5.5 节能及其它清洁生产措施

(1) 采用井口不加热密闭输送工艺;

(2) 站内放空火炬采用高空点火和地面爆燃点火技术,同时微流量开关可以实现火炬放空的自动检测,实现点火自动化;

(3) 采用节能型变压器;

(4) 采用高效电加热设备,合理利用能量,降低生产运行能耗损失。

4.5.6 建立有效的环境管理制度

除了技术、设备等物化因素外,生产活动离不开人的因素,这主要体现于运行操作和管理上。将环境管理和环境监测纳入油田质量安全环保部门负责,采用HSE管理模式,注重对员工进行培训,使员工自觉遵守HSE管理要求,保护自身的安全和健康。

主要采取的环境管理措施有:

(1) 落实环保目标责任制,坚持环保指标考核,推行清洁生产。

(2) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法;

(3) 加强管理,对井口、站内设施定期检查,维修,减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

本工程开发以此为依据,认真落实清洁生产技术和措施,可以最大限度地降低开发建设对环境造成的污染影响。

4.5.7 清洁生产技术指标

(1) 原油采收率

根据本项目开发方式：先衰竭式开采，后采用注水提高原油采收率。

(2) 井场占地面积

本工程部署油井 42 口，气井 34 口。集油工程新建集输管线 3km，单井管线 50.4km；集气工程新建单井管线 17km；新建简易道路 28.5km。新增永久占地面积 32.20hm²，临时占地面积 138.46hm²，总占地面积 170.76hm²。在满足工艺安装和检修需要的同时，井场设备相对集中，布置紧凑，以减少占地面积。

(3) 落地油产生量

根据吐哈油田分公司鄯善采油厂目前采用的防渗膜软体平台，不产生落地油。因此，本项目井下作业时采用防渗膜软体平台，无落地油产生。

(4) 固体废物产生量

本工程正常生产期间固废主要为含油泥砂，来自站场清罐、检修环节，全部由第三方有资质的单位进行回收无害化处置，确保不对环境产生污染的同时，回收其中的原油资源。

4.5.8 清洁生产水平

参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系》（试行）中的石油天然气开采业有关的清洁生产水平技术指标进行对比分析，以此来说明本工程的清洁生产水平。

(1) 评价指标体系

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

① 评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表了行业清洁生产的平均先进水平。

——在定性评价指标体系中，衡量该项指标是否贯彻执行国家有关政策、法规的情况，按“是”、“否”或完成程度两种选择来评定

② 权重分值

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

③ 评价指标

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

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 3.5-1。

表 3.5-1 采油（气）作业定量和定性评价指标项目、权重及基准值

定量指标								
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值	清洁生产审核		
						实际值	得分	
(1) 资源和能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	稀油: ≤65 稠油: ≤160	25.5	30	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	30	1.7	
		COD	mg/L	5	乙类区: ≤150	150	5	
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5	
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	60	7.5	
		油井伴生气外排率	%	7.5	≤20	0	7.5	
		采出废水达标排放率	%	7.5	≥80	100	7.5	
定性指标								
一级指标	指标分值	二级指标				指标分值	清洁生产审核	
							得分	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	
		采气	采气过程醇回收设施	10	采油	套管气回收装置	10	10
			天然气净化设施先进、净化效率高	10		防止落地原油产生措施	10	0
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10	10	
		集输流程		全密闭流程, 并具有轻烃回收装置		10	10	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证				10	10	
		开展清洁生产审核, 并通过验收				20	20	
		制定节能减排工作计划				5	5	
(3) 贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况				5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况				5	5	
		老污染源限期治理项目完成情况				5	5	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况				5	5	

(2) 评价指标体系计算

① 定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中：

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

S_{xi} —第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi} —第 i 项评价指标的评价基准值。

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

定量评价考核总分值的计算公式为：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \cdot K_i$$

式中：

P_1 —定量评价考核总分值；

n —参与定量评价考核的二级指标项目总数；

S_i —第 i 项评价指标的单项评价指数；

K_i —第 i 项评价指标的权重值。

由于企业因自身统计原因值所造成的缺项，该项考核分值为零。

② 定性评价指标的考核评分计算

定性评价指标考核总分值的计算公式为：

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

式中：

P_2 —定性评价二级指标考核总分值；

F_i —定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n —参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③ 综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P = 0.6P_1 + 0.4P_2$$

式中： P —清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 3.5-2。

表 3.5-2 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

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

本工程在集输工艺中采用易于管理的密闭混输和分输模式；采取有效的污染防治措施。本工程在采输气、油气处理等生产工艺方面，均采用了目前国际、国内先进技术，能源消耗低，由表 3.6-1 计算得出：本工程进行清洁生产审核前

分数：定量指标得分 86.7 分，定性指标得分 90 分，综合评价指数得分 88.02 分，与表 3.6-2 中相比较， $75 \leq P < 90$ ，属于清洁生产企业。

4.5.9 清洁生产水平结论

根据综合评价指数得分判定，本项目清洁生产企业等级为：清洁生产先进企业。

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备，采用环境友好型钻井液；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井、油气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

4.6 污染物排放总量控制分析

4.6.1 总量控制原则

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

4.6.2 总量控制因子

“十三五”我国主要污染物总量控制指标 4 个，分别为二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量和氨氮。

项目正常生产期间无加热炉；生产过程中井下作业废水依托就近的联合站处理达标后回注地下。

根据本工程开采处理的工艺特点及本工程具体情况，本工程在生产过程中不向外环境排放以上四项污染物。

4.6.3 工程污染物排放量的确定

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知(财税[2015]71号)》, VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃(烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃)、含氧有机化合物(醛、酮、醇、醚等)、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程而言,其排放的 VOCs 基本可以等同为非甲烷总烃。根据计算,项目运营期集输过程中 VOCs(即非甲烷总烃)排放量估算为 213.61t/a。

4.6.4 污染物排放总量建议指标

本工程运营期不设置加热炉,采出水依托处理,评价现阶段不对本工程提出总量建议指标,待后期油气藏整体开发方案实施后,再根据具体建设内容确定总量建议指标。

4.7 与相关规划协调性分析

4.7.1 与国家产业政策协调性分析

国务院发布的《促进产业结构调整暂行规定》(国发〔2005〕40号)第二章第五条规定:加强能源、交通、水利和信息等基础设施建设,增强对经济社会发展的保障能力。实行油气并举,加大石油、天然气资源勘探和开发利用力度,扩大境外合作开发,加快油气领域基础设施建设。

同时,国家发展和改革委员会发布的《产业结构调整指导目录(2013年修订本)》指出:石油和天然气鼓励类项目包括常规石油、天然气勘探及开采,页岩气、油页岩、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发,原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设,油气伴生资源综合利用,提高油气田采收率、安全生产保障技术和设施、生态环境恢复与污染防治工程技术开发利用,放空天然气回收利用与装置制造,天然气分布式能源技术开发与应用,石油储运设施挥发油气回收技术开发与应用,液化天然气技术开发与应用;《能源产业结构调整指导目录》指出,石油、天然气鼓励类包括石油、天然气勘探及开采,天然气水合物勘探开发,油气伴生资源综合利用等。

对国家产业政策的分析可见，石油、天然气勘探属国家鼓励和重点发展的产业方向，与国家产业结构调整的目标、原则、方向和重点一致。

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2011年本）》（2013年修订），本工程属于“鼓励类”。项目的建设符合国家产业政策政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康快速发展具有极其重要的战略意义。

4.7.2 与国家相关规划协调性分析

本工程涉及国家层面的相关规划主要有《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》、《能源发展“十三五”规划》、《全国主体功能区划》、《全国土地利用总体规划(2006-2020年)》等。

本工程与上述国家相关规划的协调性分析结果详见表4.7-1。

表 4.7-1 本工程与国家相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本工程	协调性
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	优化能源开发布局：统筹规划全国能源开发布局和建设重点，建设山西、鄂尔多斯盆地、内蒙古东部地区、西南地区和新疆五大国家综合能源基地，重点在东部沿海和中部部分地区发展核电。提高能源就地加工转化水平，减少一次能源大规模长距离输送压力。合理规划建设能源储备设施，完善石油储备体系，加强天然气和煤炭储备与调峰应急能力建设。加强陆上和海上油气勘探开发，有序开放矿业权，积极开发天然气、煤层气、页岩油（气）。	本工程位于国土资源部批准的中石油吐哈油田分公司探矿权区域内，本工程建设有利于新疆油气资源的勘探开发。	协调
能源发展“十三五”规划	“十三五”时期，要夯实油气供应基础，着力提高两个保障能力：“一是加大新疆、鄂尔多斯盆地等地区勘探开发力度，加强非常规和海上油气资源开发，提高资源的接续和保障能力，二是有序推进煤制油、煤制气示范工程建设，推广生物质液体燃料，提升战略替代保障能力”。	鄯善采油厂是吐哈油田分公司在原油和天然气上产增储的主力区块。	协调
全国土地利用总体规划(2006—2020年)	保障能源产业用地。按照有序发展煤炭、积极发展电力、加快发展石油天然气、大力发展可再生能源的要求，统筹安排能源产业用地，优化用地布局，严格项目用地管理，重点保障国家大型煤炭、油气基地和电源、电网建设用地。	新疆要建成国家大型油气基地，本工程为石油天然气开发，符合用地规划要求	协调
全国主体功能区规划	新疆适度加大石油、天然气和煤炭资源的勘探开发；……在不损害生态功能前提下，在重点生态功能区内资源环境承载能力相对较强的特定区域，支持其因地制宜适度发展能源和矿产资源开发利用相关产业。资源环境承载能力弱的矿区，要在区外进行矿产资源的加工利用。	项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域	协调

从表中可见，本工程与上述国家相关规划是协调一致的。

4.7.3 与地方相关规划协调性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县和哈密市伊州区，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》等。

本工程与上述相关规划的协调性分析结果参见表3.8-2。

表 3.8-2 本工程与地方相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本工程	协调性
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	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目。	本工程属于吐哈油田分公司油气勘探开发项目	协调
新疆维吾尔自治区土地利用总体规划（2006—2020年）	进一步坚定实施优势资源转换战略，依托丰富的石油、天然气、煤炭、有色金属等资源优势，为做大做强优势支柱产业提供用地保障。	本工程为石油天然气开发，符合用地规划要求	协调
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等4类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区；	本工程属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区。	协调
新疆维吾尔自治区主体功能区规划	将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区。按层级分为国家和省级两个层面。重点开发区域主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。	本工程不在禁止开发区和限制开发区，本工程位于天山北坡产业带，重点开发区域范围内的县市，由于借助良好的交通与区位条件，经济发展基础较好，石油天然气加工业、煤化工、纺织业等已形成一定规模，因此将这些国家农产品主产区县（市）内的城关镇和重点工业园区作为自治区级重点开发区域	协调

新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划	到2020年，大气、水、土壤等重点领域的污染防治和生态环境保护任务得到有效落实，环境质量整体好转；突出环境问题得到逐步解决，生态环境恶化的趋势得到基本遏制，重点污染物排放总量得到下降，污染治理能力和水平显著提升，环境风险得到有效控制，环境安全得到有效保障，群众环境权益得到切实维护。	本工程开发建设均根据环境保护法律、法规及规章政策的要求制定了相应的环境保护措施和污染防治措施，勘探及钻井过程各类污染物按照环境管理部门的要求及集团公司的要求进行处理，做到污染物达标排放，避免重大环境污染事故，严格执行中石油环境保护及生态保护管理制度，完成国家及自治区要求的节能减排考核指标。	协调
新疆维吾尔自治区生态功能区划	新疆共划分了76个不同的生态功能区，项目区所属的生态功能区包括：吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气勘探开发环境保护生态功能区。	主要保护对策：节水灌溉、严格控制地下水开采、污染物达标排放、提高城镇建设规划水平、控制城镇建设用地、荒漠草场禁牧休牧、完善防护林体系、加强农田投入品的使用管理。据此，拟建项目在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。	协调

根据表4.7-2的分析，本工程与新疆的相关规划协调一致。

5.环境现状调查与评价

5.1 自然环境概况

5.1.1 地理位置

鄯善县位于天山东部南麓的吐鲁番盆地东侧，北与木垒县、奇台县为邻，东经七克台镇连接哈密市伊州区七角井镇，西部吐峪沟苏巴什村与吐鲁番市胜金乡接壤，南部经南湖戈壁至觉罗塔格与若羌县、尉犁县为界。境域总面积 39800 平方千米，区位优势、交通便利。

本工程大部分区块位于鄯善县七克台镇及火车站镇周边，仅红台气田位于哈密市伊州区七角井镇。见图 3.1-1。

图 5.1-1 项目区地理位置示意图

5.1.2 地形、地貌

鄯善县境三面环山，一面临近世界陆地海平面最低点-艾丁湖，地势东北高，西南低。厂区位于七克台南湖戈壁滩北缘，属山前冲洪积平原，地形平缓，地形总趋势是北高南低，属戈壁荒地，地层单一。

鄯善县位于吐鲁番盆地东部。而鄯善县西北部的天山博格达山脉，属海西宁褶皱带，在喜马拉雅山运动初期强烈上升。项目区所处的觉罗塔格山属古老的基底，其上升缓慢形成一个山间盆地的雏形。新生代的构造运动中，在盆地中央偏北的地方，又隆起一山体即为火焰山。从地质构造上看鄯善县跨越准噶尔地块板块和塔里木板块两个地质构造单元。

本项目区处在塔里木板块的觉罗塔格晚古生代火山型被动陆缘，该构造带位于吐鲁番盆地南缘，呈东西向横贯鄯善中南部，属塔里木板块的北缘，也是典型的火山岛弧带。由早石炭世碱性玄武岩-安山岩-流纹岩组合的钙碱性火山岩和陆缘碎屑建造组成，岛弧北侧发育有浊流沉积，岛弧中常出现中心式喷发的火山机体。在碰撞带附近形成一些残留海盆和碰撞期后的拉伸盆地，同时在恰特卡尔附近还可见到由超基性岩、玄武岩组成的残留洋壳添加楔。

构造带内花岗岩发育，有华力西中斯闪长岩-花岗岩组合，晚华力西期石英闪长岩-花岗闪长岩-花岗岩组合，以及印支期花岗岩和正长花岗岩等。构造以韧性剪切变形为特征，脆性断裂也很发育。

5.1.3 气象和气候

本项目所在的区域属暖温带大陆性干旱气候。

区域属暖温带大陆性干旱气候，冬季干冷，夏季酷热，春季多风，降雨极稀，蒸发量大，热量丰沛，日照充沛，冬夏昼夜温差悬殊，主要气象数据如下：

年平均气温	11.3℃
年平均气压值	97.32kPa
月平均最高气温	37.1℃
月平均最低气温	-16.5℃
极端最高气温	45.2℃
极端最低气温	-26.7℃

年降水量	25.2mm
年蒸发量	2727mm
年平均风速	1.8m/s
年平均相对湿度	43%
最大冻土深度	117cm

5.1.4 水文概况

(1) 地质条件

鄯善盆地是东天山一个封闭型的山间盆地，其北面的天山山地山前出现褶皱带，由中生界陆相沉积杂岩层组成，大多数以背斜构造形式出现，盆地中部的褶皱带由一系列北西—南东走向的背斜构造组成。在褶皱带和天山山脉，北坡褶皱带之间是一个大斜坡，其上沉积了巨厚的第四系松散沉积层。地震烈度 7 度。

评价区域属洪冲积平原，周围地形平坦开阔，地势北高南低。地层主要是由第四纪冲洪积物即碎石土组成，地下水资源较为丰富。

(2) 地表水

评价区域处于坎儿其河洪积扇西侧中下游，地形自北向南倾斜，自然坡度为 8%~10%，地势开阔平坦，地貌形态单一，均为戈壁荒漠。地下水的形成与赋存受区域地形、地貌、气象、水文及地质结构与构造的控制，区域以北的博格达山体，年降水量可达 200mm 之多，其山地不仅是地表水，也是地下水的补给形成区。由于受西北部大地构造格局的影响，评价区域地下水受坎儿其河影响较大，主要出于坎儿其河流域的水系系统单元内。坎儿其流域属于小河流域，年径流量为 $2932 \times 10^4 \text{m}^3$ ，主要靠冰雪融水和山区降水及泉水的补给，出山口后经饮水干渠引入七克台镇东部下游地区。

据钻探资料分析，工程区内地层结构由厚度不等，粒径较大的松散砾石层组成，有砂、亚砂、亚粘土互层沉积，具有强烈的透水性。为地下水的径流和储存创造了良好的条件。受自然地理环境影响，评价区地下水补给源主要为砾质平原与山区接触带附近，地下水的补给主要为山区季节性地表水和临时洪流的入渗补给，河床地下潜流的补给及山区地下水的侧向补给。大气降水对当地的地下水基本上没有补给作用。但总的补给水源来自于山区和融雪水，这是形成地下水的主要来源。平水期地表水在砾质平原内渗湿殆尽，地表水对地下水

的作用强烈，洪水期在砾质平原区大量入渗补给地下水，水量丰富。博格达山是地表和地下径流的主要补给区，高山区的冰雪消融水和较多的大气降水汇入沟谷中，流出山口后，迅速渗入地下补给山前倾斜平原大厚度砂砾石层潜水。河水渗失转化为地下潜流，并沿地形坡度向南流至盆地中央火焰山北麓，由火焰山泥岩的阻挡造成涌水。在火焰山以北呈东西条带状分布形成沼泽湿地，并有泉水出露。

(3) 地下水

根据该地区地下水埋藏条件及径流排泄情况，地下水埋藏深度大于 200m。根据鄯南 3 区块的地质资料可知，该区域浅层第三系碎屑岩孔隙水承压含水层顶板埋深约 50m，所在区域的土壤类型为灰棕漠土，其土壤渗透系数为 3.7~4.3m/d。根据地质资料本项目所在区域透水性为中。

鄯善县地下水资源量 $2.1553 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下水可开采量 $2.0176 \times 10^8 \text{m}^3$ ，重复利用量为 $1.33 \times 10^8 \text{m}^3$ ，泉水年径流量 $0.144 \times 10^8 \text{m}^3$ ，坎儿井年径流量 $0.271 \times 10^8 \text{m}^3$ ，机电井合理开采量 $1.6422 \times 10^8 \text{m}^3$ ，机电井实际开采量 $3.2553 \times 10^8 \text{m}^3$ ，地下水超采量 $1.6131 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

5.1.5 地震

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306-2001)2008 版，场地 50 年超越概率 10%的地震动峰值加速度为 0.20g，相应的地震基本烈度为Ⅷ度。

5.2 生态现状调查与评价

5.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，本项目评价区属于吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气勘探开发环境保护生态功能区。本项目主要为油气勘探开发环境保护生态功能区，行政隶属于新疆吐鲁番地区鄯善县，项目所在区域为荒漠戈壁地区，且植被稀少以荒漠植被为主，属典型的荒漠生态景观。本区域在生态环境敏感性综合评价中，主要敏感因子为：生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化轻度敏感，土壤盐渍化不敏感；主要生态服务功能是：油气资源，荒漠

化控制；主要的生态环境问题是：油气污染、风沙危害、土壤风蚀；主要环境保护目标：保护地下水、保护荒漠植被和砾幕。

5.2.2 土壤环境现状评价

5.2.2.1 土壤类型及分布

项目地处吐鲁番地区鄯善县七克台镇，油区内部无农田分布，但油区边界有农田分布，土壤性质具有吐鲁番盆地土壤地带性质。这类土壤是在暖温带半灌木和灌木荒漠下发育的土壤。土壤母质多砾质，植被盖度很低，土壤剖面厚度一般不超过 50cm，但层次分明，表层为弱度发育的孔状结皮，在结皮之下为红棕色或玫瑰色的铁质染色层，下层为各种形态，含量不等的石膏聚集层。该类土壤的有机质含量不高，一般为 0.1%~0.3%，C/N 值为 3~6，石膏含量高，在聚集层中最高含量可达 25%~30%，剖面下部具有残余盐化特质，含盐量最低也在 0.5%左右。再有盐盘存在的情况下，含盐量最高达 30%~40%，偶尔可达 50%以上。这些特点的形成与极端干旱的气候条件和成土年龄比较古老有关，此外吐鲁番盆地还分布有少量隐域性土壤，如风沙土和绿洲土等。评价区内分布的土壤类型主要为棕漠土、盐土及灌淤土。

见图 5.2-1 土壤类型分布图。

(1) 棕漠土

棕漠土是在广大洪冲积扇上发育的一类土壤，本区域分布的棕漠土多为砾质棕漠土，这种土壤是由该地区特殊的荒漠气候特点下形成的土壤，它的成土母质为洪积冲积物，发育的表土层厚度很小。由于强烈的风蚀作用地表通常是覆盖着砾幕，表层有发育不大明显的孔状荒漠结皮，土层薄，大多数土壤由结皮以下开始有大量的石膏积聚，下部为沙砾层，地下水位很深，植被稀疏，以麻黄、琵琶柴为主，植物种类简单，覆盖度极低，一般小于 5%，甚至为裸地。

(2) 盐土

草甸盐土、典型盐土、残余盐土均为水成型隐域性土壤，是项目区主要土壤类型，主要是盐碱地、戈壁和农业开发年数不多的农田区域，该类土壤地下水位较浅的地带。

(3) 灌淤土

绿洲区土壤以灌淤土为主，灌淤土形成在于引用含有大量泥沙的水流经长期灌溉而形成，由于灌水落淤，逐渐加厚土层，并经种植与施肥消除了淤积层理，改善于土壤结构，从而使灌淤土层逐渐加厚。此外，灌溉水不仅补充土壤水分，也有淋洗作用，对土壤水分与盐分的运动及土壤结构产生一定影响。

图5.2-1 项目区土壤类型图

5.2.2.2 土壤环境现状监测及评价

(1) 现状监测点位

选取各区块井场内、井场外，21个监测点。监测点位见图 5.2-2。

图 5.2-2 土壤监测点位示意图

(2) 监测因子及分析方法

土壤监测因子为六价铬、砷、汞、总石油烃 C10-C40、苯、甲苯、乙苯、间 & 对-二甲苯、苯乙烯、邻-二甲苯、1,2-二氯丙烷、氯甲烷、氯乙烯、1,1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1,2-二氯乙烯、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、四氯化碳、1,2-二氯乙烷、三氯乙烯、1,1,2-三氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、氯苯、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、氯仿、2-氯酚、萘、苯并 (a) 蒽、蒽、苯并 (b) 荧蒽、苯并 (k) 荧蒽、苯并 (a) 芘、茚并 (1,2,3-cd) 芘、二苯并 (a,h) 蒽、硝基苯、苯胺、pH、镉、铅、镍、铜。分析及检出限见表 5.2-2。

表 5.2-2 土壤监测因子检测方法及检出限 单位：mg/kg

序号	检测项目名称	依据的标准名称、代号	检出限
1	四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.03mg/kg

2	氯仿	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
3	1,1-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
4	1,2-二氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.01mg/kg
5	1, 1-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.01mg/kg
6	顺-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.008mg/kg
7	反-1,2-二氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
8	二氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
9	1, 2-二氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.008mg/kg
10	1,1,1,2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
11	1,1,2,2-四氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
12	四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
13	1,1,1-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
14	1,1,2-三氯乙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
15	三氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.009mg/kg
16	1,2,3-三氯丙烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
17	氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
18	苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.01mg/kg
19	氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.005mg/kg
20	1,2-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
21	1,4-二氯苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.008mg/kg
22	乙苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.006mg/kg

23	苯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
24	甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.006mg/kg
25	间二甲苯+对二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.009mg/kg
26	邻二甲苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.02mg/kg
27	2-氯酚	土壤和沉积物 酚类化合物的测定 气相色谱法 HJ 703-2014	0.04mg/kg
28	*苯胺	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1mg/kg
29	*硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.09mg/kg
30	*苯并[a]蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1mg/kg
31	*蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1mg/kg
32	*苯并[b]荧蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.2mg/kg
33	*苯并[k]荧蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1mg/kg
34	*苯并[a]芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1mg/kg
35	*二苯并[a, h]蒽	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1mg/kg
36	*茚并[1、2、3-cd]芘	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1mg/kg
37	*六价铬	固体废物六价铬的测定 碱消融/火焰原子吸收分光光度法 HJ687-2014	2mg/kg
38	萘	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 顶空/气相色谱法 HJ 741-2015	0.007mg/kg
39	PH	土壤检测 第 2 部分 土壤 pH 的测定 NY/T 1121.2-2006	/
40	全盐量	土壤检测 第 16 部分：土壤水溶性盐总量的测定 NY/T1121.16-2006	/
41	铅	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	0.1mg/kg
42	镉	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	0.01mg/kg
43	汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法第 1 部分： 土壤中总汞的测定 GB/T 22105.1-2008	0.002mg/kg

44	砷	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第2部分：土壤中总砷的测定 GB/T 22105.2-2008	0.01mg/kg
45	*铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ491-2019	1mg/kg
46	*镍	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ491-2019	3mg/kg
47	*锌	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ491-2019	1mg/kg
48	*氯甲烷	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ605-2011	1.0ug/kg
49	石油烃	土壤和沉积物 石油烃（C10-C40）的测定 气相色谱法 HJ1021-2019	6mg/kg

(3) 监测时间

监测时间为2020年6月17日-18日。监测单位为新疆国清源检测技术有限公司。

(4) 评价方法及标准

土壤环境质量现状评价采用标准指数法（见地表水评价方法）。

《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）中第二类用地筛选值。

(5) 评价结果

土壤监测及评价结果见表5.2-3。

土壤监测结果表明：该区域土壤pH值均大于7，说明土壤呈碱性；土壤中所检测的金属元素、有机物等含量均符合《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）中第二类用地筛选值要求。

表 5.2-3 土壤分析测试及评价结果

检测项目	标准值	单位	样品编号	WT200 16-T-1# -1-1	WT200 16-T-2# -1-1	WT200 16-T-3# -1-1	WT200 16-T-4# -1-1	WT200 16-T-5# -1-1	WT200 16-T-6# -1-1	WT200 16-T-7# -1-1	WT200 16-T-8# -1-1	WT200 16-T-9# -1-1	WT200 16-T-1 0#-1-1	WT200 16-T-1 1#-1-1	WT200 16-T-1 2#-1-1	WT200 16-T-1 3#-1-1	WT200 16-T-1 3#-1-1	WT200 16-T-1 5#-1-1	WT200 16-T-1 6#-1-1	WT200 16-T-1 7#-1-1	WT200 16-T-1 8#-1-1	WT200 16-T-1 9#-1-1	WT200 16-T-2 0#-1-1	WT200 16-T-2 1#-1-2		
			采样地点	鄯善油 田井场 附近	鄯善油 田拟建 井场内	鄯善油 田空地	温米油 田井场 附近	温米油 田拟建 井场内	温米油 田空地	鄯勒油 田井场 附近	鄯勒油 田拟建 井场内	鄯勒油 田空地	丘陵油 田井场 附近	丘陵油 田拟建 井场内	丘陵油 田空地	巴喀油 田井场 附近	巴喀油 田拟建 井场内	巴喀油 田空地	红台气 田井场 附近	红台气 田拟建 井场内	红台气 田空地	丘东气 田井场 附近	丘东气 田拟建 井场内	丘东气 田空地		
			样品状态	黑潮	黑、潮	黑、潮	黑潮	黑潮	黑潮	黑、潮	黑潮	黑潮	黑潮	黑潮	黑潮	黑潮	黑潮	黑潮								
			采样深度 (cm)	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20	0-20
pH	/	/	/	7.51	7.45	7.52	7.50	7.36	7.51	7.56	7.39	7.46	7.38	7.56	7.46	7.49	7.48	7.50	7.41	7.39	7.50	7.52	7.42	7.41		
四氯化碳	2.8	mg/kg	/	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03	< 0.03		
氯仿	0.9	mg/kg	/	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02		
硝基苯	76	mg/kg	/	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09	< 0.09		
1,1-二氯乙烷	9	mg/kg	/	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02		
1,2-二氯乙烷	5	mg/kg	/	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01		
1, 1-二氯乙烯	66	mg/kg	/	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01	< 0.01		
顺-1,2-二氯乙烯	596	mg/kg	/	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008	< 0.008		
反-1,2-二氯乙烯	54	mg/kg	/	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02		

苯乙烯	1290	mg/kg	/	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02
甲苯	1200	mg/kg	/	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006	< 0.006
间二甲苯+对二甲苯	570	mg/kg	/	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009	< 0.009
邻二甲苯	640	mg/kg	/	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02	< 0.02
2-氯酚	2256	mg/kg	/	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04	< 0.04
萘	70	mg/kg	/	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007	< 0.007
苯胺	260	mg/kg	/	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1
苯并[a]蒽	15	mg/kg	/	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1
苯并[a]芘	1.5	mg/kg	/	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1
苯并[b]荧蒽	15	mg/kg	/	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2	< 0.2
苯并[k]荧蒽	151	mg/kg	/	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1
蒽	1293	无量纲	/	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1
二苯并[a, h]蒽	1.5	mg/kg	/	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1
茚并[1,2,3-cd]芘	15	mg/kg	/	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1	< 0.1
六价铬	5.7	mg/kg	/	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2
铜	1800	mg/kg	/	24.2	28.6	24.7	27.8	28.6	25.7	20	36.1	27.3	28.9	30.6	24.4	29.2	28	25.3	28.5	26.7	24.6	26.5	29.1	24.2

	0																							
镍	900	mg/kg	/	27.2	26.5	27.4	26.8	28	27.2	27.8	24.6	27.5	26.2	26.9	27	28.5	28.6	26.5	27.8	25.4	25.1	27	28.6	23.1
铅	800	mg/kg	/	14	13.8	14.5	13	15.1	14.2	16	15.1	14	13.9	13.5	12.9	14.1	13.8	13	15.1	14.3	14	14.9	15	13.8
镉	65	mg/kg	/	0.09	0.08	0.07	0.1	0.11	0.09	0.09	0.1	0.08	0.11	0.09	0.08	0.09	0.08	0.08	0.1	0.09	0.09	0.08	0.11	0.09
汞	38	mg/kg	/	< 0.002																				
砷	60	mg/kg	/	12	11.9	11.8	12.4	12	11.2	12.3	14.2	11.9	11.9	11	10.8	12.8	11	9.7	11.8	11	10.8	11.8	11	10.5
氯甲烷	37	ug/kg	/	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0	< 1.0
石油烃	4500	mg/kg	/	9	8	10	7	11	9	9	8	7	9	8	7	8	9	7	8	10	8	9	9	7

5.2.3 土地利用现状调查及评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。本项目所在区域土地利用类型主要为戈壁，其次为农村居民点和耕地。项目区土地利用现状图见图 5.2-2。

5.2.4 植被环境现状调查及评价

区域植被区系类型：气候的极端干旱性加上土壤的高含盐性，成为盆地内植物的生长、发育和传播的限制因素，造成区域内植物种类贫乏，植被结构简单。吐鲁番盆地植物区系中的地理成分比较复杂，原因在于该盆地地处中亚、西伯利亚、蒙古等区域的交汇之处。盆地植物区系的基础是亚洲中部成分，但古地中海、南哈萨克斯坦-准噶尔成分也占有相当的比重。吐鲁番地北部天山山地具有明显的植被垂直带带谱，由低到高依次为山地荒漠带、山地草原带、山地森林草原带、亚高山草原带、高山草甸带、高山垫状植被带。

吐鲁番盆地平原及山前地带的植被由超旱生、强旱生灌木、半灌木或盐生、旱生的肉质半灌木类植物组成。这类植被的主要特点是：植物组成贫乏、结构简单覆盖度低。主要植物种类包括，分布于石质低山和剥蚀丘陵台上的琵琶柴、戈壁藜、合头草锦鸡儿、小蓬等。一般植株高 20~50cm，群落盖度低于 10%；分布于山麓洪积扇、砂砾质干河床的泡泡刺、琵琶柴等，植株高度一般 20~50cm，覆盖度 3%~5%；分布于盆地内沙漠地带的沙蒿等；分布于土质荒漠的琵琶柴、蒿类、猪毛菜、假木贼及多种短命植物等。群落植被覆盖度一般为 10%~30%。

项目区生态环境条件较差，荒漠景观决定了该区植被组成简单，类型单一，种类贫乏等特点。根据现场勘查，项目区自然植被分布区域，盖度极低，相当面积区域寸草不生，人工植被依靠灌溉生存。项目区域植被覆盖率小于 5%，仅有零星的假木贼和猪毛菜分布。区域植被类型见图 5.2-3。

表 5.2-4 项目区主要植物种类生物学特征

植物名称	植物生活型					出现度较大的种	优劣势种	备注
	高位芽植物	地上芽植物	地面芽植物	地下芽植物	一年生植物			
假木贼 <i>Anabassis spp.</i>	√					√	√	
猪毛菜 <i>Salsola collina</i>			√			√		

<i>Pall</i>								
盐穗木 <i>Halostachys caspica</i>	√					√		
疏叶骆驼刺 <i>Alhage sparsifolia</i>	√					√	√	
多枝怪柳 <i>Tamarix prjewalskii</i>	√					√		
泡泡刺 <i>Nitraria aphaerocarpa</i>	√							

图 5.2-3 项目区土地利用现状图

图5.2-4 植被类型分布图

5.2.5 野生动物现状评价

按中国动物地理区划的分级标准，项目区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、吐鄯托小区。该区域多为广阔干旱的荒漠，气候干燥，雨量稀少。按气候区划为酷热干旱区，野生动物无论是种类组成还是数量都较为贫乏，野生动物的栖息生境单元类型及为单一，为荒漠型。

(1) 野生动物种类

荒漠区是油田生产的主要区域，植被主要以假木贼为主，盖度极低。严酷的自然环境及地势平坦的地形地貌，导致区域内的主要动物为啮齿类动物（荒漠麻蜥、快步麻蜥、沙鼠等）及鸟类（角白百灵、风头百灵、红尾伯劳等）。

(2) 野生动物现状评价

由于油田区域严酷的气候条件，野生动物分布种类较少。在所分布的野生动物中，以鸟类为主。该区域分布有国家级保护动物，主要为过路飞翔的猛禽类（鸢、草原雕等）。评价区域内没有区域特有种。

由于油田区域的开发建设活动，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已远离其栖息地，隐匿在荒漠深处，有时仅是偶尔进入项目区。因此，评价区域内野生动物种类和种群数量的减少是多年来油田开发所导致的必然趋势。

目前，油田开发力度和范围将逐步加大，进入该区域的人员将逐年增多，人为干扰会进一步使一些大型兽类和鸟类逐渐远离其栖息地，使当地野生动物种类和数量再度减少。从另一方面分析，部分野生动物也会随着人类进入这一区域。因此，由于人类活动，该区域可能会增加一些特殊的伴人型动物物种，使局部地区的动物组成发生一定变化。再者，由于工作人员和旅游人员带入的食物，会改变一些动物的食性，相应增加局部地区的密度，使局部地区动物组成的优势种发生变化，部分啮齿类动物将成为该区域的优势种动物。

表 5.4-2 项目区评价范围及周围区域脊椎动物名录

序号	种类	学名	分布	
			荒漠戈壁	城镇绿洲
	两栖纲 Amphibia			
1	绿蟾蜍	<i>Bufo viridis</i>		+
	爬行纲 Reptilia			
2	变色沙蜥	<i>P. versicolor</i>	+	+
3	叶城沙蜥	<i>P. axillaris</i>		+
4	裸趾虎	<i>C. elongatus</i>		+

序号	种类	学名	分布	
			荒漠戈壁	城镇绿洲
5	密点麻蜥	<i>Eremias multionllata</i>	-	+
6	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>		+
7	荒漠麻蜥	<i>E. przewalskii</i>	+	
8	花脊游蛇	<i>Coluber ravergieri</i>		+
9	花条蛇	<i>P. lineolatus</i>		+
哺乳纲 Mammalia				
10	大耳蝠	<i>H. auritus Gmelin</i>		+
11	大耳蝠	<i>Plecotus auritus</i>		+
12	伏翼	<i>P. pipistrellus</i>		+
13	晚棕蝠	<i>Eptesicus serotinus</i>		+
14	草兔	<i>Lepus capensis</i>		-
15	长耳跳鼠	<i>Euchouetes naso</i>		+
16	褐家鼠	<i>Rattus norvegicus</i>	-	+
17	小家鼠	<i>Mus musculus</i>		+
18	子午沙鼠	<i>M. meridianus</i>		
19	灰仓鼠	<i>Cricatulus miaratorius</i>		+
鸟纲 Aves				
20	灰雁	<i>Anser anser</i>	-	
21	赤麻鸭	<i>Tadorna ferruginea</i>		+
22	欧斑鸠	<i>Streptopelia turtur</i>		+
23	大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>		+
24	小沙百灵	<i>C. rufescens</i>		-
25	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>		+
26	凤头百灵	<i>Galeruia cristata</i>		+
27	家燕	<i>Hirundo rustica</i>		+

5.2.6 小结

根据《新疆生态功能区划》，本项目评价区属于吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气勘探开发环境保护态功能区。项目地处吐鲁番地区鄯善县七克台镇绿洲区，土壤类型主要为盐土和灌淤土，土地利用现状类型为耕地、农村居民点和戈壁，项目区自然植被分布区域，盖度极低，相当面积区域寸草不生，人工植被依靠灌溉生存。项目区域植被覆盖率小于5%，仅有零星的芦苇、假木贼和猪毛菜分布，及其人工种植的柳树、杨树等。

5.3 环境空气现状调查与现状

5.3.1 项目所在区域环境质量现状调查及评价

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）对环境质量现状数据的要求，选择距离项目最近的国控监测站吐鲁番市监测站2017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、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 的数据来源。

根据 2017 年吐鲁番市监测站空气质量逐日统计结果，SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 各有效数据，空气质量达标区判定结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 区域空气质量现状评价结果一览表

评价因子	年评价指标	现状浓度 μg/m ³	标准限值 μg/m ³	占标率 %	达标情况
SO ₂	年平均	14	60	23.33	达标
NO ₂	年平均	43	40	107.50	超标
CO	第 95 百分位数日平均	3600	4000	90.00	达标
O ₃	第 90 百分位数日平均	142	160	88.75	达标
PM _{2.5}	年平均	66	35	188.57	超标
PM ₁₀	年平均	157	70	224.29	超标

项目所在区域 SO₂ 年平均浓度和 CO 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；O₃ 日均浓度及 NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀ 的年均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，本项目所在区域为非达标区域。

5.3.2 评价范围环境空气环境空气现状补测及评价

本次区域环境空气质量现状调查采用现场监测，现场监测委托新疆国清源检测技术有限公司进行。项目周围环境情况及监测点位详见图 5.3-1。现状监测报告见附件。

图 5.3-1 项目区监测点位示意图

(1) 监测布点

根据评价区的气象条件及自然条件，考虑项目周围地理、环境特征和气象条件等，共在 7 个区块布设大气监测点 35 个。

(2) 监测项目

根据项目所在区域的环境空气质量特征，结合本工程大气污染物排放特点，确定环境空气质量现状调查监测特征因子为 H₂S 和非甲烷总烃。

(3) 监测时间及监测频率

本次现状监测时间为 2020 年 6 月 1 日-7 日进行连续 7 天的监测。H₂S 和非甲烷总烃小时平均浓度每天监测 4 次，每小时至少有 45 分钟采样时间。

(4) 采样及分析方法

采样和分析方法均按国家环保局颁发的《环境监测技术规范》(大气部分)、《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018) 的有关要求进行。

表 5.3-2 大气污染物分析方法表

序号	污染物名称	分析方法来源	检出限 (μg/m ³)
1	非甲烷总烃	气相色谱法 HJ 38-2017	70
2	H ₂ S	亚甲蓝分光光度法 GB 11742-1989	5

(5) 评价标准

H₂S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³，非甲烷总烃参考参照执行《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准。

(6) 评价方法

评价方法采用占标率法进行评价，其评价公式为：

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

式中：P_i—i 污染物的质量浓度占标率；

C_i—i 污染物的监测浓度值，ug/m³；

C_{oi}—i 污染物的评价标准，ug/m³。

(7) 监测结果

评价区域特征污染物环境质量现状监测结果见表 4.3-4。

表 5.3-3 特征污染物环境质量现状监测与评价结果

区块	点位	坐标	污染物							
			非甲烷总体				H ₂ S			
			评价标准 限值 (mg/m ³)	一小时浓 度范围值 (mg/m ³)	最大浓 度占标 率 (%)	超标 率 (%)	评价标 准限值 (mg/m ³)	一小时浓 度范围值 (mg/m ³)	最大 浓度 占标 率(%)	超标 率(%)
温米油田	上风向1#监测点	90° 39' 45.29" E, 43° 4' 22.39"N	2.0	0.43~0.58	29	0	0.01	<0.005	0	0
	2#监测点	90° 39' 31.09"E, 43° 4' 7.59"N		0.60~0.78	39	0		<0.005	0	0
	3#监测点	90° 37' 54.25"E, 43° 3' 18.01"N		0.60~0.81	41	0		<0.005	0	0
	下风向4#监测点	90° 37' 5.55"E, 43° 2' 30.46"N		0.58~0.69	35	0		<0.005	0	0
	下风向5#监测点	90° 35' 16.99"E, 43° 1' 47.85"N		0.60~0.65	33	0		<0.005	0	0
鄯善油田	上风向1#监测点	90° 27' 36.62"E, 43° 2' 27.27"N		0.49~0.56	28	0		<0.005	0	0
	2#监测点	90° 24' 49.75"E, 43° 2' 39.31"N		0.68~0.79	40	0		<0.005	0	0
	3#监测点	90° 27' 8.82"E, 43° 1' 57.35"N		0.65~0.8	40	0		<0.005	0	0
	下风向4#监测点	90° 23' 49.77"E, 43° 2' 17.04"N		0.60~0.70	35	0		<0.005	0	0
	下风向5#监测点	90° 26' 59.81"E, 43° 1' 10.73"N		0.60~0.64	32	0		<0.005	0	0
丘陵油田	上风向1#监测点	90° 14' 25.89"E, 43° 3' 3.88"N		0.45~0.50	25	0		<0.005	0	0
	2#监测点	90° 13' 48.38"E, 43° 2' 56.18"N		0.68~0.75	38	0		<0.005	0	0
	3#监测点	90° 14' 20.59"E, 43° 2' 47.24"N		0.65~0.76	38	0		<0.005	0	0
	下风向4#监测点	90° 10' 39.11"E, 43° 2' 26.81"N		0.64~0.69	35	0		<0.005	0	0
	下风向5#监测点	90° 13' 59.80"E, 43° 2' 33.91"N		0.60~0.66	33	0		<0.005	0	0
巴喀油田	上风向1#监测点	90° 8' 11.48"E, 90° 7' 4.71"N	0.50~0.53	27	0	<0.005	0	0		
	2#监测点	90° 7' 4.71"E, 90° 8' 18.65"N	0.69~0.73	37	0	<0.005	0	0		
	3#监测点	90° 8' 18.65"E, 43° 7' 3.82"N	0.67~0.73	37	0	<0.005	0	0		
	下风向4#监测点	43° 6' 58.54"E, 43° 6' 58.54"N	0.63~0.68	34	0	<0.005	0	0		
	下风向5#监测点	90° 7' 48.33"E, 43° 6' 53.45"N	0.61~0.66	33	0	<0.005	0	0		
鄯勒	上风向1#监测点	90° 21' 4.32"E, 43° 9' 17.39"N	0.43~0.49	25	0	<0.005	0	0		

油田	2#监测点	90° 20' 37.49"E, 43° 9' 4.99"N	0.76~0.81	41	0	<0.005	0	0
	3#监测点	90° 20' 55.53"E, 43° 9' 1.89"N	0.68~0.73	37	0	<0.005	0	0
	下风向4# 监测点	43° 8' 53.62"E, 43° 8' 53.62"N	0.64~0.69	35	0	<0.005	0	0
	下风向5# 监测点	90° 20' 30.63"E, 43° 8' 47.31"N	0.60~0.65	33	0	<0.005	0	0
丘东 油 气 田	上风向1# 监测点	90° 39' 13.82"E, 43° 5' 52.83"N	0.52~0.59	30	0	<0.005	0	0
	2#监测点	90° 38' 55.62"E, 43° 5' 34.84"N	0.80~0.98	49	0	<0.005	0	0
	3#监测点	90° 38' 38.28"E, 43° 5' 7.27"N	0.80~0.98	49	0	<0.005	0	0
	下风向4# 监测点	90° 36' 49.90"E, 43° 5' 20.37"N	0.64~0.72	36	0	<0.005	0	0
	下风向5# 监测点	90° 36' 9.48"E, 43° 4' 50.27"N	0.60~0.65	33	0	<0.005	0	0
红台 气 田	上风向1# 监测点	91° 23' 10.12"E, 43° 10' 50.13"N	0.53~0.59	30	0	<0.005	0	0
	2#监测点	91° 22' 57.82"E, 43° 10' 33.70"N	0.79~0.98	49	0	<0.005	0	0
	3#监测点	91° 22' 43.68"E, 43° 10' 18.49"N	0.80~0.98	49	0	<0.005	0	0
	下风向4# 监测点	91° 21' 48.26"E, 43° 9' 24.82"N	0.69~0.74	37	0	<0.005	0	0
	下风向5# 监测点	91° 21' 31.96"E, 43° 9' 7.92"N	0.64~0.71	36	0	<0.005	0	0

从表 4.3-4 可以看出，评价区内的各监测点非甲烷总烃符合《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准；评价区内的各监测点 H₂S 浓度符合《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 表中 10μg/m³ 限值要求。

5.3.3 评价范围环境空气质量现状评价结论

由以上分析及评价可知，评价区内的各监测点非甲烷总烃符合《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 的标准；评价区内的各监测点 H₂S 浓度符合《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 表中 10 μg/m³ 限值要求。

5.4 声环境现状调查与评价

本工程评价范围内无声环境敏感点。

5.4.1 声环境质量现状

(1) 监测点位及监测单位

联合站各设 4 个监测点位，各区块新建井位处布点，共布设 24 个监测点。

监测单位是新疆国清源检测技术有限公司，监测时间为 2020 年 6 月 22 日。

监测点位图见 5.4-1。

图 5.4-1 声环境质量监测点位示意图

(2) 监测项目

连续等效 A 声级 $Leq[dB(A)]$ 。

(3) 监测及评价方法

依据《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中规定的方法进行监测。

声环境质量现状评价采用标准值对比法。

(4) 监测结果及评价

声环境监测及评价结果详见表 5.4-1。

表 5.4-1 噪声监测结果统计表 等效连续 A 声级 $Leq dB(A)$

测点 编号	测试点位	2020 年 6 月 22-23 日						2020 年 6 月 23-24 日					
		昼间			夜间			昼间			夜间		
		测量 值	标准 值	达标 情况	测量 值	标准 值	达标 情况	测量 值	标准 值	达标 情况	测量 值	标准 值	达标 情况
1#	温米油田内	49.8	60	达标	46.5	50	达标	49.7	60	达标	46.0	50	达标
2#	鄯善油田内	48.5	60	达标	45.8	50	达标	48.2	60	达标	45.4	50	达标
3#	丘陵油田内	49.2	60	达标	46.2	50	达标	49.0	60	达标	46.0	50	达标
4#	巴喀油田内	48	60	达标	45.2	50	达标	48.2	60	达标	45.0	50	达标

5#	鄯勒油田内	50.1	60	达标	46.8	50	达标	50.0	60	达标	46.2	50	达标
6#	丘东油气田内	49.2	60	达标	45.9	50	达标	49.0	60	达标	45.7	50	达标
7#	红台油气田内	51	60	达标	46.9	50	达标	51.5	60	达标	46.2	50	达标
8	红台联合站厂界东侧	49.8	60	达标	46.9	50	达标	49.2	60	达标	46.1	50	达标
9	红台联合站厂界南侧	50.1	60	达标	46.5	50	达标	50.0	60	达标	46.0	50	达标
10	红台联合站厂界西侧	50.4	60	达标	46.8	50	达标	50.3	60	达标	46.3	50	达标
11	红台联合站厂界北侧	51.2	60	达标	47	50	达标	51.1	60	达标	47.2	50	达标
12	温米联合站厂界东侧	49.2	60	达标	44.5	50	达标	49.0	60	达标	44.3	50	达标
13	温米联合站厂界南侧	49.8	60	达标	44.9	50	达标	49.6	60	达标	44.2	50	达标
14	温米联合站厂界西侧	48.5	60	达标	45	50	达标	48.2	60	达标	45.1	50	达标
15	温米联合站厂界北侧	48.9	60	达标	45.1	50	达标	48.8	60	达标	45.0	50	达标
16#	丘陵联合站厂界东侧	49	60	达标	46	50	达标	49.5	60	达标	45.8	50	达标
17#	丘陵联合站厂界南侧	48.3	60	达标	45.2	50	达标	48.0	60	达标	45.2	50	达标
18#	丘陵联合站厂界西侧	49.1	60	达标	46.2	50	达标	49.5	60	达标	46.2	50	达标
19#	丘陵联合站厂界北侧	48.2	60	达标	44.8	50	达标	48.1	60	达标	44.5	50	达标
20#	丘东第二天然气处理厂	50.1	60	达标	46.8	50	达标	50.6	60	达标	46.2	50	达标
22#	丘东第二天然气处理厂	49.2	60	达标	45.9	50	达标	49.4	60	达标	45.6	50	达标
23#	丘东第二天然气处理厂	51	60	达标	47	50	达标	51.2	60	达标	47.5	50	达标
24#	丘东第二天然气处理厂	49.8	60	达标	46.3	50	达标	49.5	60	达标	46.1	50	达标

由表 5.4-1 可见，本工程所在区域昼间等效声级为 48.0~51.5，夜间等效声级为 44.2~47.5，项目区声环境质量符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区标准，项目区声环境质量现状良好。

5.4.2 声环境质量现状评价结论

本工程噪声现状评价计算结果见表 4.4-1。根据噪声监测结果可以看出，评价区域声环境质量符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准的要

求，声环境质量良好。

5.5 水环境现状调查与评价

项目区内的无地表水体，故仅对地下水进行监测。

5.5.1 区域地下水环境质量现状调查及评价

本次环评未收集到对本工程地下水环境质量现状有代表性的其他井位现状监测数据，因此进行了区域地下水环境质量现状补充调查。

5.5.2 区域地下水环境质量现状补充调查及评价

(1) 监测点位

地下水监测共布设 8 个，分别为 1#鄯善油田 S1 井、2#鄯善油田 S3 井、3#鄯善油田 S4 井、4#温米油田坎儿井水井、5#温米油田区块坎儿井下游、6#鄯勒区块吐哈供电处 S4 井、7#丘东气田丘东 Q5 水井、8#丘东气田丘东 Q3 水井。监测布点见图 5.3-1。

(2) 监测项目

监测项目主要包括 21 项基本水质因子：pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、挥发酚（以苯酚计）、氟化物、氨氮、高锰酸盐指数（ COD_{Mn} ）、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、铁、锰、铅、镉、汞、铬（六价）、砷、总大肠菌群、石油类。

(3) 监测时间

监测时间为 2020 年 6 月 15 日~16 日。监测单位为新疆国清源检测技术有限公司。

(4) 评价标准

工程区域地下水环境质量标准执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准。

(5) 评价方法

①对于评价标准为定值的水质因子，评价方法采用标准指数法：

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

式中： P_i ——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i ——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{0i} ——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于评价因子为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式如下：

$$pH \leq 7.0 \text{ 时: } P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}$$

$$pH > 7.0 \text{ 时: } P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$

式中： P_{pH} ——pH 值的标准指数，无量纲；

pH —— pH 监测值；

pH_{sd} ——标准中 pH 值的下限值；

pH_{su} ——标准中 pH 值的上限值。

标准指数 > 1 ，表明该水质因子已经超标，标准指数越大，超标越严重。

(6) 监测及评价结果

地下水基本水质因子监测及评价结果见表 5.5-1。

表 5.5-1 地下水基本水质因子监测及评价结果 单位：mg/L, pH 无量纲

样品编号			WT-1	WT-2	WT-3	WT-4	WT-5	WT-6	WT-7	WT-8								
采样地点			1#鄯善油田 S1 井; 90°25' 19.19" E, 43°1' 51.19" N	2#鄯善油田 S3 井; 90°23' 43.980" E, 43°2' 34.04" N	3#鄯善油田 S4 井; 90°25' 49.85" E, 43°2' 18.12" N	4#温米油田坎儿井水井; 90°25' 49.85" E, 43°0' 2.34" N	5#温米油田区块坎儿井下游; 90°31' 18.59" E, 43°0' 1.46" N	6#鄯勒区块吐哈供电处 S4 井; 90°21' 37.54" E, 43°4' 11.44" N	7#丘东气田丘东 Q5 水井; 90°32' 4.18" E, 43°4' 38.92" N	8#丘东气田丘东 Q3 水井; 90°32' 26.36" E, 43°4' 41.95" N								
检测项目	评价标准	单位	无色、无味、透明															
			监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi	监测值	Pi
pH	6.5~8.5	无量纲	7.45	0.30	7.46	0.31	7.35	0.23	7.32	0.21	7.12	0.08	7.73	0.49	7.25	0.17	7.42	0.28
总硬度	≤450	mg/L	230	0.51	238	0.53	235	0.52	232	0.52	212	0.47	218	0.48	245	0.54	231	0.51
溶解性总固体	≤1000	mg/L	150	0.15	155	0.16	153	0.15	160	0.16	152	0.15	155	0.16	153	0.15	160	0.16
硫酸盐	≤250	mg/L	138	0.55	135	0.54	131	0.52	210	0.84	105	0.42	135	0.54	120	0.48	125	0.50
氯化物	≤250	mg/L	98	0.39	101	0.40	120	0.48	118	0.47	109	0.44	119	0.48	108	0.43	110	0.44
挥发酚(以苯酚计)	≤0.002	mg/L	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/	<0.0003	/
氟化物	≤1.0	mg/L	0.32	0.32	0.28	0.28	0.39	0.39	0.42	0.42	0.48	0.48	0.2	0.20	0.28	0.28	0.42	0.42
氨氮	≤0.50	mg/L	0.106	0.21	0.115	0.23	0.114	0.23	0.11	0.22	0.118	0.24	0.115	0.23	0.121	0.24	0.129	0.26

高锰酸盐指数 (COD _{Mn})	≤3.0	mg/L	0.7	0.23	0.9	0.30	0.8	0.27	0.6	0.20	0.7	0.23	0.8	0.27	0.7	0.23	0.6	0.20
硝酸盐	≤20.0	mg/L	0.78	0.04	0.88	0.04	0.75	0.04	0.91	0.05	0.85	0.04	0.88	0.04	0.76	0.04	0.81	0.04
亚硝酸盐	≤1.00	mg/L	<0.016	/	<0.016	/	<0.016	/	<0.016	/	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/
氰化物	≤0.05	mg/L	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/
铁	≤0.3	mg/L	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/
锰	≤0.10	mg/L	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/
铅	≤0.20	mg/L	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/	<0.01	/
镉	≤0.005	mg/L	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/	<0.003	/
汞	≤0.001	mg/L	<0.0001	/	<0.0001	/	<0.0001	/	<0.0001	/	<0.0001	/	<0.0001	/	<0.0001	/	<0.0001	/
铬(六价)	≤0.05	mg/L	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/	<0.004	/
砷	≤0.01	mg/L	<0.005	/	<0.005	/	<0.005	/	<0.005	/	<0.005	/	<0.005	/	<0.005	/	<0.005	/
总大肠菌群	≤3.0	个/L	<2.00	/	<2.00	/	<2.00	/	<2.00	/	<2.00	/	<2.00	/	<2.00	/	<2.00	/
石油类	≤0.05	mg/L	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/	<0.05	/

监测结果显示，各项指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准，区域地下水水质良好。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，符合标准要求。

6.环境影响预测与评价

6.1 生态环境影响评价

本工程部署新井 76 口,新建单井站 76 座,输油管线 53.4km,输气管线 17km,道路 28.5km。

本次主要建设工程包括:井场、集输管线、道路的建设。除井场、道路为永久性占地外,其它均为临时性占地。该建设工程在施工期对生态环境影响较大,运行期一般影响较小。其对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、破坏植被,即打破了地表的原有平衡状态。若恢复治理措施不当,失去地表植被保护的土壤,在强风力的作用下可能发生风力侵蚀,造成表层土壤的丧失。

从项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析项目区域建设过程中和建成运营中对生态环境影响的特点。

(1) 本工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征,局限在不大的范围内,影响区域位于成熟油区内。

(2) 在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(如集输管线和井场道路等)分布,影响范围明确。

(3) 影响方式主要发生在施工期,施工结束后可逐步恢复。

油气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 6.1-1。

表6.1-1 拟建项目不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场及站场建设	地表植被破坏
	钻井作业	地下室破坏
	道路建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	管道敷设	地表植被破坏 水生动植物扰动
	井喷事故	土壤植被
运营期	井场	-
	站场	-
	管道事故	-

	汽车运输及巡检	野生动物
闭井期	井场	-
	站场	-
	集输管线	-

工程开发对生态环境造成影响的可能途径如下：

(1) 开发建设占地及对地表植被的破坏。

运输、地面工程建设主要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构功能。

在施工期工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。站场建设、管线敷设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土地翻出埋放地表等活动占用的土地面积更远远超过工程本身。这些占地属于暂时性影响，使植被遭砍伐、被铲除，野生动物受到惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

开发期工程施工完毕后，高强度的临时性占地和影响将消除，而井场、阀室、道路等地面建设属于永久性占地，将会使原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被的繁殖，长久影响生态环境的类型和结构。

(2) 开发生产过程中的污染物排放对生态环境的影响。

油田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形十分复杂，主要污染源在地面施工过程和油气集输过程中形成的，污染源具有广泛分布、排放复杂，影响的全方位性、综合性与双重性，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

(3) 污染物事故排放对生态环境的影响。

油田开发过程中，由于人为因素和自然灾害的影响可能导致泄漏事故，火灾、爆炸等。污染物事故排放对生态环境的影响是巨大的。

(4) 系统重建。

油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较之原有生态环境更为适合人们的生产生活。

工程对生态环境的影响主要表现在施工期对区域生态系统、土壤结构、植被、野生动物的影响。

6.1.1 施工期生态环境影响分析

6.1.1.1 占地影响分析

本工程占地分永久占地、临时占地；永久占地主要是井场、站场占地，临时占地主要为管道作业带占地等占地。

表 6.1-2 占地面积统计表

类型	工程	规模	永久性占地 (hm ²)	临时占地 (hm ²)	备注
钻井	油井	42 口	8.4	23.52	永久占地 40m×50m，施工总占地 70m×80m
	气井	34 口	6.8	19.04	
管线	输油管线	50.4km	0	50.4	作业宽度 10m
	输气管线	17 km	0	17.0	
道路	简易砂石路	28.5km	17.1	28.5	路面宽度 4m，路基宽 6m，扰动范围界外各 4m
合计			32.2	138.46	

经估算，新增永久占地面积 32.2hm²，临时占地面积 138.46hm²。

由于项目施工和建设改变了土地利用现状，其排放污染物也可间接影响周围区域现有的生态系统。但由于本工程占地所在区域内没有敏感的、受国家重点保护的动、植物，因此，本工程间接影响的区域一般不会造成当地物种的明显变化，自然组分受干扰较小。

6.1.1.2 对土壤的影响分析

本工程永久占地面积 32.2hm²，临时占地面积 138.46hm²，主要土壤类型是棕漠土。

(1) 钻井影响

钻井作业产生的固体废弃物主要是排出的泥浆、钻井岩屑等。根据工程分析，本工程新钻井 76 口，钻井期内生活污水总产生量为 14.11 万 m³，本工程排放的废弃泥浆量约为 16519.82m³，岩屑量为 11035.2m³。

岩屑对土壤的影响较小，对土壤产生影响的主要是粘附在钻屑上的泥浆。

本工程全部采用泥浆不落地技术，井场内不设置岩屑池和泥浆池。岩屑随钻井泥浆带出，为非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的岩屑在井场进行填埋。

综上所述，只要对钻井作业产生废弃泥浆、钻井岩屑，进行妥善的处置，对地表土壤的影响范围和程度都将降到最小。

(2) 管线临时占地对土壤环境的影响

本工程新建输油管线 53.4km，输气管线 17km，管线开挖临时占地面积共 70.4hm²。本项目区的土壤类型主要是棕漠土。

①对土壤结构和质地影响

土体结构是土壤剖面中各种土层组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：

——破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一经破坏将需要长时间培育才能恢复和发展。

——改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，管沟下挖回填改变了土壤层次和质地。

②对土壤紧实度的影响

管道埋设后的回填，一般难以恢复其原有的紧实度。表层过松时降水易造成水分下渗，使土层明显下陷形成凹沟；过紧实时，会影响植物根系的下扎。管道施工期间，车辆和重型机械也会造成管道两侧表层过于紧实，给植物生长造成不良环境。

③固体废弃物对土壤的影响

在管道建设过程中，管道外层保温材料的包扎、防护涂层的抹刷等都将可能有固体物质落入土壤中，这些固体物质在土壤中一般难于分解。因此在施工中应教育工作人员不要乱丢弃施工废料，做到文明施工。

④对土壤物理性质的影响

在施工中由于打乱土层，改变土壤容重，地表植被受到破坏，使得表层填筑物对太阳热能的吸收量增加。类比调查表明：管道在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高出 1~3℃，蒸发量加大，土壤水分减少，冬季土表面积雪提前融化，将可能形成一条明显的沟带。

6.1.1.3 对植被的影响分析

(1) 占地

由影响因素分析和油田建设的特点决定了在诸多对自然植被的影响因素中，施工期的建设占地等行为最严重，只有勘探对地表扰动和工程施工占地对影响区段植被的一次性破坏较大。

(2) 污染物对植物的影响

① 扬尘对植被的影响

工程开发建设中的扬尘是对植物生长产生影响的因素之一，但由于该区域多风、地形开阔的自然条件使得大气中扬尘易扩散，因此在正常情况下扬尘浓度低，工期短，对植被影响很小。

② 施工期废水对植被影响

施工期由于只产生少量生活废水，不产生含油污水，所以不会对植被产生影响。

(3) 人为活动对植被的影响

人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对草本植物的践踏、碾压等，主要有以下几种途径。

① 由于开发及施工过程中人类践踏形成的小面积局部地段的次生裸地，多集中在临时性占地外围 50m 范围内，这种影响一般为短期性影响，且强度不大，施工结束，这一影响也逐渐消除。

② 施工作业中机械碾压和翻动地表土壤，造成地表原有结构的破坏，改变了十分脆弱的原有自然生态型，造成施工区外缘区域沙漠化。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

根据现场实地调查，本项目大部分区域没有车辆乱压碾土地，未有随意破坏植被的现象。同时拟建工程选择在裸地或植被盖度低的区域，使破坏的植被数量和面积降到了最小程度，因此对植被的影响非常有限。

(2) 施工期生物量损失

参考奥德姆 (Odum, 1956) 对地球上生态系统植物生物量的统计结果，并根据工程区所属的生态系统的类型，对此项目建设占地所造成的生态系统生物量的损失进行预测，具体内容见表 6.1-2。新增永久占地面积 32.2hm²，临时占地面积 138.46hm²。

表 6.1-2 评价区施工期植物生物损失量

占地类型	工程内容	面积 hm ²	生态系统类型	平均生物量 kg/m ²	损失生物量 t
未利用地	井场、站场、管线及道路	32.2	荒漠	0.67	21.57

预测结果表明，此工程施工期所造成的生物量损失为 21.57t，对评价范围内的生物量有着一定的影响。

(3) 人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，人为活动对植被的影响主要表现为施工人员和作业机械对地表草本植物的踩踏、碾压，以及对灌木的砍伐，原有的植被在外力的影响下，特别是受到汽车和机械的反复碾压时，会遭到毁灭性的破坏，形成次生裸地，使原生植被生境发生较大变化，从而将导致项目开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少、多度降低，使项目区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。这种破坏需要很长时间才能恢复，甚至难以自然恢复。

总之，该项目施工作业对植被有较大的影响，需要在施工时尽量减少施工用地，同时在施工结束后，及时采取必要的恢复和重建措施，恢复被破坏的植被。

(4) 石油类污染对植被的影响

在油田开发过程中石油对植被的污染途径主要有两种：一是钻井及生产过程中不慎有原油落地先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是若原油不慎溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

根据对以往油田资料的分析及实地勘察，石油类在土壤中 0~20cm 土层中残留量最大，污染源对植被影响范围在 50m 左右，50m 以外植物体内石油类含量接近背景值，植被生长良好。该区植物根系较深，所以地表石油类污染不会使植被受到明显伤害。

6.1.1.3 对野生动物的影响分析

油田勘探建设期施工过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，使区域内单位面积上的动物种群数量下降。但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大，它们能很快适应当地的环境，并重建新栖息地。

地面建设工程后期仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站和井场等人员活动较多的区域。

6.1.1.4 管线和道路的生态环境影响分析

(1) 管线建设对生态环境的影响

根据开发方案，输油管线 53.4km，输气管线 17km 临时占地面积约为 70.4hm²，占地类型主要为棕漠土。现状调查结果来看，沿线主要为戈壁和少量葡萄地。在管道敷设过程中，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次、改变土壤质地；影响土壤养分；影响土壤紧实度；土壤污染；影响土壤物理性质。穿越水渠、道路、坎儿井位置均做套管进行保护。

(2) 道路建设对生态环境的影响

项目道路建设工程主要为单井巡检路，道路全长 28.5km，路基宽 4.5m，做法采用 200mm 厚级配砂石面层，戈壁土压实。道路永久占地面积约为 17.1hm²，临时占地面积可约为 28.5hm²，占地类型主要为戈壁和少量葡萄地。在道路施工过程中，沿线两侧 4m 范围土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。

6.1.2 运营期生态环境影响分析

6.1.2.1 对土壤环境的影响

(1) 正常情况下对土壤环境的影响

正常生产情况下，对土壤环境的影响主要为对各类土壤的永久性占用，运行期内将改变土地原有利用方式。

类比其他油田周围污染现状调查结果，正常工况下，油气集输过程中落地油对土壤的污染集中在表层 20cm 以上，仅在采油气井周围 50m 内，一般多呈点片状分布，对土壤的影响仅在局部和表层，影响不大。

(2) 事故状态对土壤环境的影响

运营期对土壤的污染影响，主要是发生在事故条件下，如爆管泄漏致使原油散落地面会有油滴落在地面。另外各类机械设备也可能出现跑、冒、漏油故障，对外环境造成油污染。在评价区内的落地油对土壤环境的影响是局部的，它受发生源的制约，主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距油井

越远，土壤中含油量越少，从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

6.1.2.2 对植被的影响

永久占地 32.2hm²，永久占地主要是井场、站场和道路占地。油田开发后，对周边植被造成一定的影响。

6.1.3 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

本工程开发区的基质主要是人工绿洲生态景观和荒漠生态系统，其中本工程占地区域为荒漠生态系统，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、管线等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态环境进一步恶化。

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

统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。项目区域生态系统完整性等级见表 6.1-3。

表6.1-3 本工程区域生态系统完整性等级表

标准		生态系统完整性					项目区域
		高	好	适度	差	恶化	
指示物种	指示种	没有或者几乎没有指示植物死亡	一些草本植物死亡	大量草本和少量灌木死亡	大量灌木死亡	大量乔木树种开始死亡	好
	物种结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	高
	生物量和密度		高				
压力	气候干旱程度	较湿润	适中	较干旱	很干旱	干旱加剧	差
	地下水位/水质	小于 1.5m/很好	1.5-3m/好	3-5m/中	5-9m/差	9m/很差	差
	土壤盐分	较低	一般低	较高	高	很高	差
响应	生物个体响应	生长很好	能正常生长	生长缓慢	停止生长	濒临死亡	好
	种群相对多度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	好
	物种多样性		好				
结构	种群结构	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	适度
	土壤状况		适度				
	空间异质性/斑块大小/破碎度	没有或者几乎没有变化	轻微变化	重大变化	完全变化	完全变化	适度
功能	种群适应性	好	好	一般	较差	很差	适度
	种群生物量	大量增加	有所增加	不变	减少	急剧减少	差
	群落演替	正向演替	正向演替	演替方向不明显	逆向演替	被新的群落所取代	适度
	对小尺度干扰	没有或几乎没有影响	轻微影响	重大影响	剧烈影响	过度影响	差
	斑块连接性	很好	较好	一般	较差	很差	适度
	营养循环速率	很大	较大	一般	较小	很小	差
组成	丰度/频度/重要性/生物量/密度	没有或几乎没有变化	轻微变化	重大变化	剧烈变化	过度变化	好
	物种多样性						
	同一性/分布						

从表 6.1-3 可以看出项目区生态完整性受本工程影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，同时也加剧局部区域有自然荒漠生态系统向人工生态系统演替的趋势；但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

6.1.4 退役期生态影响分析

退役期内，对完成采油气的废弃井，封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下1m管头，清理场地，清除、填埋各种固体废弃物；对工业垃圾填埋场，及时清理覆土填埋、压实，并立警示标志。

通过采取以上措施，可使退役期生态影响降到最低。

6.1.5 小结

井区建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程新增永久占地面积32.2hm²，临时占地面积138.46hm²。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

6.2 环境空气影响分析

6.2.1 施工期大气环境影响分析

根据工程分析内容，本项目施工期产生的废气主要为施工扬尘、钻井过程中柴油机、柴油发电机组燃烧烟气、施工燃油机械排放废气和汽车尾气。

(1) 施工扬尘

在站场、管线及供电线架空敷设等地面工程建设过程中会产生扬尘，如建筑材料堆积、土壤扰动及施工运输车辆行驶等，均会对环境空气造成一定的影响。类比同类工程，本项目施工过程中产生的扬尘不会对环境空气产生明显影响。

(2) 柴油机、柴油发电机组燃烧烟气

钻井过程中柴油机、柴油发电机组均使用符合国家标准的燃料，钻井周期短暂、周边无居民区、地域空旷，大气扩散条件良好，随着钻井工程的结束而停止排放，不会对周围环境产生明显影响。

(3) 施工燃油机械排放废气和汽车尾气

施工运输车辆燃料燃烧产生的汽车尾气会对环境空气造成影响，各施工机械及车辆均采用合格油品，对周围大气环境影响较小。。

6.2.2 运营期大气环境影响分析

(1) 相关判定

本项目大气环境影响评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定：“二级评价项目不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算”。故本次只对采用 AERSCREEN 模式预测的结果进行评价，不进行进一步预测。

(2) 模型选用

采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模型 AERSCREEN 进行估算。

(3) 估算模型使用数据来源

①地形数据

估算模型使用的原始地形数据为美国 NASA 和 NIMA 联合测量并公布的全球 90×90m 地形数据，自 CSI 的 SRTM 网站获取 (<http://srtm.csi.cgiar.org>)，符合导则要求。

②地表参数

项目大气评价范围占地类型为戈壁，地表特征参数为该类型土地的经验参数，见表 6.2-1。

表 6.2-1 本项目地表特征参数一览表

扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
0~360	全年	0.3275	7.75	0.2625

③气象数据

以下资料为项目区内近 20 年气象数据统计分析，具体详见表 6.2-2。

表 6.2-2 气象数据一览表

统计时间	最低温度	最高温度	最小风速	测风高度
20 年	-26.7℃	45.2℃	0.5m/s	10m

(4) 估算模式参数选取

估算模式参数选取见表 6.2-3 所示。

表 6.2-3 估算模式参数一览表

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/	-26.7℃
	最低环境温度/	45.2℃
	土地利用类型	戈壁
	区域湿度条件	干燥气候
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

(5) 预测结果

运营期产生的废气主要为油气开采及集输过程中无组织排放的挥发性有机物，按照各区块进行分别预测，污染物排放参数见表 6.2-3。

表 6.2-3 污染物排放参数表

污染源	区块	污染物	排放速率 (t/a)	排放形式	排放参数
无组织挥发的非甲烷总烃	温米油田	NMHC	38.84	无组织排放	面源 12000m×3000m×5m
	丘陵油田		7.59	无组织排放	面源 5000m×600m×5m
	鄯善油田		11.72	无组织排放	面源 5600m×2300m×5m
	鄯勒油田		9.42	无组织排放	面源 1100m×400m×5m
	丘东油气田		56.99	无组织排放	面源 7400m×1300m×5m
	红台油气田		4.79	无组织排放	面源 2400m×2400m×5m
	巴喀油气田		84.26	无组织排放	面源 3500m×1000m×5m

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，采用 AERSCREEN 估算模式对污染物落地浓度进行预测，预测结果见表 6.2-4。

表 6.2-4 非甲烷总烃预测结果

区块	NMHC	
	落地浓度 (μg/m ³)	占标率(%)
温米油田	11.25	0.56
丘陵油田	15.73	0.79
鄯善油田	2.65	0.31
鄯勒油田	53.14	2.66
丘东油气田	46.60	2.33
红台油气田	4.10	0.21

巴喀油气田	123.20	6.16
-------	--------	------

由预测结果可知，项目区无组织挥发的非甲烷总烃在巴喀油气田开发区块呈现最大浓度，最大浓度占标率为 6.16%，对应的为最大落地浓度为 123.2 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，项目区无组织挥发的非甲烷总烃的占标率小于 10%，则项目运营期排放的污染物对周边环境空气影响较小。

(6) 与《挥发性有机物无组织排放控制标准》符合性分析

运营期采出液含 VOCs，应符合《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 中“VOCs 物料转移和输送无组织排放控制要求”，本次评价根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 提出的厂区内 VOCs 无组织排放监控要求对井场 NMHC 浓度进行预测。

①模型及预测参数

本次井场内 NMHC 浓度预测所用模型及相关参数与大气环境影响预测相同。

②源强核算

本工程采油井单井平均产能 5.62t/d，采气井平均 1.22 $\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》(中华人民共和国环境保护部科技标准司组织，由北京大学、清华大学、华南理工大学起草编制)，石油化工行业石油开采工艺过程排放源中 VOCs 的污染排放系数为 0.5g/kg 产品(天然气)，1.4175g/kg 产品(原油)。本工程采油井开采和密闭集输过程中无组织排放的 VOCs 约 0.07kg/h，采气井开采和密闭集输过程中无组织排放的 VOCs 约 0.61kg/h。

③厂区界定

根据本工程实际建设情况，将单井井场井口装置作为无组织排放源，井场作为厂区，面积位 40m \times 50m。

④预测结果

井场内 NMHC 排放浓度预测结果见表 6.2-5。

表 6.2-5 厂区内 NMHC 无组织预测结果一览表

厂区	污染源	1h 最大浓度值 (mg/m^3)	最大浓度位置与 单井井口(污染源)距离(m)	标准值
采油井场	井口装置	0.05	137	1h 平均浓度值: 10 mg/m^3 任意一次浓度
采气井场	井口装置	0.41	137	

				值：30 mg/m ³
--	--	--	--	------------------------

根据预测结果可知，井场内 NMHC 无组织排放 1h 浓度最大值位 0.41mg/m³，最大浓度出现位置距单井井口（污染源）距离为 137m，可满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内 VOCs 无组织监控限值要求。

6.2.3 环境空气影响评价结论

本工程运行期间集输过程无组织挥发的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值，井场内 NMHC 无组织排放监控点浓度可满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）厂区内 VOCs 无组织排放限值。工程区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

表 6.2-5 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长=5~50km <input checked="" type="checkbox"/>	边长=5km <input type="checkbox"/>
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>	<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>	
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ ）		包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>	
		其他污染物（NMHC、H ₂ S）		不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input checked="" type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>
现状评价	评价功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>	一类区和二类区 <input type="checkbox"/>
	评价基准年	(2018) 年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input type="checkbox"/>	现状补充检测 <input checked="" type="checkbox"/>
	现状评价	达标区 <input type="checkbox"/>			不达标区 <input checked="" type="checkbox"/>
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染	区域污染源 <input type="checkbox"/>
		本项目非正常排放源 <input type="checkbox"/>			

		现有污染源 <input type="checkbox"/>			源 <input type="checkbox"/>			
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERMOD <input checked="" type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AEDT <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	网格模 型 <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>			边长 5~50km <input checked="" type="checkbox"/>		边长 = 5km <input type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子 (NMHC)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
						不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度 贡献值	C 本项目最大占标率 ≤ 100% <input checked="" type="checkbox"/>				C 本项目最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度 贡献值	一类区	C 本项目最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C 本项目最大占标率 ≤ 30% <input checked="" type="checkbox"/>			C 本项目最大占标率 > 30% <input type="checkbox"/>		
	非正常 1h 浓度贡献 值	非正常持续时长		C 非正常 占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>			C 非正常 占标率 > 100% <input type="checkbox"/>	
() h								
保证率日平均浓度 和年平均浓度叠加 值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>				C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
区域环境质量的整 体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>				k > -20% <input type="checkbox"/>			
环境监测 计划	污染源监测	监测因子: (H ₂ S、NMHC)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
					无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	环境质量监测	监测因子: (SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃)			监测点位数 (2)		无监测 <input type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/>				不可以接受 <input type="checkbox"/>		
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 (0) m						
	污染源年排放量	SO ₂ : (0) t/a		NO _x : (0) t/a		颗粒 物: (0) t/a	VOCs: (213.61) t/a	
注: “ <input type="checkbox"/> ”, 填 “ <input checked="" type="checkbox"/> ”; “()” 为内容填写项								

6.3 声环境影响分析

本工程组成主要为井场、站场和集输管线建设，这些设备和设外在建设施工期和运营期产生一定的噪声，现对施工期和生产运营期中不同设备产生的噪声进行分析。

6.3.1 开发期声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。

表 6.3-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 6.3-1 施工主要机械噪声值及衰减情况表

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

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过建筑施工场界噪声限值（昼间 75dB(A)），而在夜间则会超标（夜间 55dB(A)）。项目区无居住居住，钻井工程噪声不影响当地居民正常生活，施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

6.3.2 生产运营期噪声环境影响分析

本工程运营期噪声污染源主要为各类机泵等。根据对井场内各类噪声源的类比调查结果，各类噪声源在设备间内的噪声强度均小于等于 90dB(A)，在室外 1m 处噪声强度在 65dB(A)~85dB(A)之间，类比项目区其他已建成的井场噪声值在 48dB(A)-56dB(A) 之间，因此项目运营期噪声对周围环境的影响较小，不会导致所在区域声环境质量超出相应功能区要求。

6.3.3 声环境影响评价小结

项目区施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为井场各类机泵。类比鄯善采油厂其他已建成的井场噪声值在 48dB(A)-56dB(A) 之间，因此项目运营期噪声对周围环境的影响较小。

6.4 水环境影响分析

项目区域内无地表水系。

项目废水主要包括采出水、井下作业废水及生活污水。采出水经污水处理回注装置处理后水质符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》

(SY/T5329-2012) 中的有关标准后全部回注油层，不向外环境排放；井下作业过程中作业单位自带回收罐车收集作业废水、废液拉运至各区块已建联合站污水处理系统处理，经处理达标后回注地层；生活污水集中收集于可移动环保厕所，自然蒸发。钻井结束后，钻井期结束后于生活垃圾一同清运至垃圾填埋场。。

本次水环境影响评价仅对地下水影响分析。

6.4.1 施工期地下水环境影响分析

本项目钻井过程水环境污染源有：钻井废水、钻井岩屑、废弃泥浆和钻井队生活污水。

(1) 钻井废水

根据工程分析，本项目钻井废水产生量为 2.33 万 m³，其中 SS: 58.25t, COD: 93.20t, 石油类: 0.16t, 挥发酚: 0.005t, 硫化物: 0.007t。

钻井过程中，根据井型，表层套管下至 400~800m，以保护地下水层。

钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用部分与固相一同运往温米南山二期 33 万方固废场暂存，之后由鄯善采油厂委托有资质的单位进行处理。

(2) 生活污水

根据工程分析，钻井期内生活污水总产生量为 14.11 万 m³。

由于施工现场分散，生活污水呈面源排放，均散排于施工现场周围。据现场考察，油田钻井队均设置了可移动环保厕所，生活污水和粪便均排入移动环保厕所内，钻井结束后与生活垃圾均及时清运至火车站镇生活垃圾填埋场填埋，加强清运中的管理，禁止散漏，不会对环境造成明显影响。

6.4.2 正常状况下对地下水环境影响分析

本工程运营期废水主要包括井下作业废水、采出水和生活污水。

6.4.2.1 井下作业废水

井下作业废水的产生是临时性的。主要是通过酸化、压裂等工序，产生的酸化、压裂作业废水。本工程稳定生产后，井下作业频率按平均每2年1次，根据《第一次全国污染源普查方案》环境统计结果，每井次产生井下作业废水76m³，单井井下作业废水每年产生量约为38m³，本工程部署76口井，共产生井下作业废水约2888 m³/a。

根据管理规定，井下作业均带罐作业，井下作业废水为间歇性产生，产生量较少，采用专用废液收集罐收集后，由罐车运至各区块处理站污水处理系统进行处理达标后进行回注，不外排。

6.4.2.2 采出水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，采出液在各区块已建联合站污水处理系统处理，采出水经处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后全部回注油层，不向外环境排放。

6.4.2.3 生活污水

本工程建成投产后，由鄯善采油厂统一管理，不再另设组织机构，不新增加定员，不新增生活污水产生量。

正常状况下，建设项目的工艺设备和地下水环境保护措施均达到设计要求条件下的运行状况，防渗系统的防渗能力可达到设计要求，防渗系统完好并验收合格，切断了废水进入土壤和地下水的途径，保证了生活污水和生产废水不会直接渗入地下土壤进而污染地下水，基本不会对地下水环境产生影响。

6.4.3 非正常状况下对地下水影响分析

6.4.3.1 井漏事故的泥浆对地下水的影响

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

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

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

6.4.3.2 油水窜层对地下水的污染影响

钻井完井后原油窜层污染(包括生产井的窜层)的主要原因是:①下入的表层套管未封住含水层;②固井质量差;③工艺措施不合理或未实施。因此,为预防污染的发生和污染源的形成,表层套管必须严格封闭含水层,固井质量应符合环保要求。由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象,在前期不会发生,待油田开发到中后期时,废弃的油井、套管被腐蚀破坏,有可能会对地下水有影响:废弃油井在长期闲置过程中,在地下各种复合作用下,固井水泥被腐蚀,套管被腐蚀穿孔,加上只封死井口,原油物质失去了释放通道,会通过越流管道进入潜水含水层,参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力,原油不大可能进入到含水层污染地下水,但这一现象仍应引起重视,评价区内的废弃井应全部打水泥塞,并经严格的试压以防窜漏污染地下水。_

6.4.3.3 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生,大量的油气喷出井口,散落于井场周围,除造成重大经济损失外,还会造成严重的环境污染。根据测算,井喷发生后,一般需要1-2d才能得以控制。

据类比资料显示,井喷污染范围在半径300m左右时,井喷持续时间2d,井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物,井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析,井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面1m以内,石油类污染物很难下渗到2m以下,井喷事故对水环境的影响主要表现为

对其周围土壤的影响，对地下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，井喷不会造成地下水污染。

6.4.3.4 原油泄漏对地下水的影响

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常原油泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而原油泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。泄漏后首先被表层的土壤吸附截留，进入到潜水后，原油将随着地下水运移和衰减。考虑最不利情况，结合项目特征及风险物质特征、装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价对泄漏的原油全部经过包气带并进入含水层中进行简单预测分析。由于油品泄漏为偶然事故，符合自然衰减规律，根据相关资料，在常温下，石油类溶解度为10mg/l，设为石油类在地下水的源强浓度。由于《地下水质量标准(GB/T14848-2017)》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《生活饮用水卫生标准(GB5749-2006)》，将石油类污染物浓度标准定为0.3mg/l。

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

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

$$t_{1/2} = 0.693/k$$

式中：

e_i ——预测浓度（被降解后的浓度），按0.3mg/L计；

C_0 ——污染源强（mg/l），按10mg/L计；

k ——有机物的降解速率常数（/d），根据相关研究，按0.015计；

t ——降解发生的时间（d）；

$t_{1/2}$ ——有机物的半衰期（d）；

图 6.3-6 有机污染物的一级衰减曲线

由计算结果可以看出，石油类污染物的半衰期约为 50d 左右，经过 231 天的自然降解，污染物浓度才可达到地下水中石油类浓度的标准值 0.3mg/L。故拉油站的油罐必须采取必要的防渗和防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。由于油品泄漏事故一般为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。

井场和阀组等地的石油发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。储油设施的泄漏是由基座渗漏引起的，污染危害取决于防污工程质量，因此这类污染发生的可控性很高，故一般发生在局部，可以预防为主。且事故发生后，由于各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力，石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0~20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以下。项目区内地下水埋深大于 10m，污染物影响到潜水含水层的可能性很小。

另外，本工程选用耐腐蚀性能好、抗老化性能、耐热性能好、抗冻性能好、耐磨性能好的无缝钢管，可有效的防止管线腐蚀穿孔，降低环境风险事故的发生。同时，区域内气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。因此，原油泄漏事故中泄漏原油基本不会进入地下水环境。一旦发生泄漏，建设单位及当地环境保护部门会组织专门力量进行污染物的清除工作，将在最短的时间内清除地面及地下的石油类污染物。

6.4.4 对坎儿井的影响

6.4.4.1 施工期对坎儿井影响分析

(1) 施工车辆在坎儿井周围碾压，导致井身承压能力降低而坍塌。

(2) 在井口附近取土将导致大量的泥土落入坎儿井中，如不采取保护措施，严重的将有可能造成坎儿井的坍塌。

- (2) 建筑材料随意堆放在井口，在施工过程中落入坎儿井中。
- (3) 工人在施工过程中向坎儿井竖井中乱扔杂物。
- (4) 施工废水以及工人的生活废水流入坎儿井中。

根据新疆维吾尔自治区交通规划勘察设计研究院编制的《坎儿井计算报告书》，进行了外荷载对坎儿井影响深度和其保护方式的结构验算。验算时，主要计算公路建成通车后所产生的外荷载对已有坎儿井的影响，外荷载主要为路基填土以及汽车荷载。同时，又分别选择标准荷载和超载两种情况进行计算。从计算结果中可以看出，标准荷载和超载两种情况下计算的数值较为接近。计算结果表明：最不利情况，外荷载的附加应力影响深度为 20m，汽车荷载及路基填土对 20m 以下对土层几乎没有影响。区域内仍在利用的坎儿井埋深均大于 20m，所以，路基施工和汽车荷载对其几乎没有影响。

6.4.4.2 运营期主要影响

运营期主要影响为井身（暗渠）和竖井的影响。

(1) 对井身（暗渠）的影响分析

项目在运营期对坎儿井井身的影响主要表现在车辆运行过程中对路基的不断碾压，所产生的压力日积月累间接影响到坎儿井井身，若采取的措施不当可能会引起坎儿井井身坍塌，产生严重影响。根据新疆维吾尔自治区交通规划勘察设计研究院编制的《坎儿井计算报告书》，参照已运营穿越坎儿井高速路经验值计算，外荷载的附加应力影响深度为 20m，汽车荷载及路基填土对 20m 以下对土层几乎没有影响。本项目评价范围内的坎儿井埋深大部分大于 20m，埋深在 20-26m，公路运营期车辆的碾压对坎儿井井身的影响较小。油田公司应对其暗渠采取加固措施，增加其承压能力，或合理规划汽车行驶路线，避让潜在受影响区，本环评建议采用卵形涵的保护方式，加固暗渠。

(2) 对竖井井口的影响

温米油田所在区域北高南低，地表为戈壁，油田区域内坎儿井分布呈南北走向，每条坎儿井相隔 500-1000 米不等，各竖井之间的间距 50-80 米不等，最大的竖井口封土堆高约 2 米，直径 25-35 米，呈圆状分布在各竖井口周边，地表下有黄土和沙石岩层，井口基本为长方形，最大的长为 1.1 米，宽为 70 公分，也有极少竖井口为圆形的，井口大都用树枝或纸板遮盖，上面用土封住。

竖井主要是用来对坎儿井进行清淤、疏通等维护工作，运营期主要环境影响为事故状态下，尤其是原油泄漏、井喷等事故条件下，污染物可通过竖井进入干枯的坎儿井，进而污染暗井中的土壤。

根据《关于吐哈油田吐鲁番区块勘探规划（2017-202年）环境影响报告书审查意见》（新环函[2017]1094号）提出的要求，禁止在坎尔井两侧500米内、地下水源涵养区、居民聚集区1000米以内等红线范围进行勘探和钻井作业。对本次工程涉及的距离坎儿井500m范围内的所有油气井应按照文件要求进行调整。

6.4.5 地下水环境影响评价小结

本项目附近内无地表水体，正常情况下不会对地表水产生影响，事故状态下，由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入地表水体的可能性也很小。

本工程在施工期和运营期，只要建设方严格按照拟定的环保措施进行，对生产和生活废水进行妥善处置，对地下水环境造成的影响很小。

6.5 固体废物影响及分析

6.5.1 固体废物产生与分类

本工程开发过程中产生的固体废物主要来自于两方面：开发期钻井过程中产生的钻井废弃泥浆和岩屑、少量生活垃圾等；运行期产生的固体废物主要为原油处理过程中产生的油泥（砂）和落地油。根据吐哈油田分公司鄯善采油厂目前采用的防渗膜软体平台，不产生落地油。因此，本项目井下作业时采用防渗膜软体平台，无落地油产生。

项目施工期、运行期产生的固体废物排放情况见表6.5-1。

表 6.5-1 固体废物排放情况汇总

开发阶段	固废种类	产生量	废物特性	主要成分	处理、处置方式
开发期	钻井岩屑	11035.2m ³	一般废物	岩层物质和少量泥浆	排入防渗泥浆池内，完钻后，清运至南山二期33万方固废场处置并恢复地貌。
	钻井泥浆	16519.82m ³	一般废物	水、粘土、化学处理剂	排入防渗泥浆池内，完钻后，清运至南山二期33万方固废场处置并恢复地貌。
	生活垃圾	36.75t	一般废物	厨余、纸张、塑	集中收集，定期清运至环卫部门

				料等	指定地点处置。
运营期	油泥(砂)	23.5t/a	危险废物 HW08	原油、泥、砂、 水的混合物	南山二期 33 万方固废场临时储存

6.5.2 施工期固体废弃物环境影响

6.5.2.1 钻井期固体废弃物影响分析

井场泥浆池均采用环保防渗材料做防渗处理，以防止油田污染物污染土壤及地下水环境。由于本区域降雨量极小，相反，蒸发量极大，所以形成的渗滤液下渗影响地下水的概率性很小，二层防渗层的采用，可以有效保护地下水环境和周边土壤环境。钻井泥浆、岩屑排入防渗泥浆池内，完钻后，清运至南山二期 33 万方固废场处置。井场防渗泥浆池进行平整、覆土压实，并使其上部恢复自然原貌，以利植被的恢复，不会对周围环境产生大的影响。

6.5.2.2 运营期固体废弃物影响分析

本项目生产过程中产生的固体废物主要是油泥。油泥运至南山二期 33 万方固废场临时储存。通过采取以上措施，本项目产生的固体废物能够得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。

6.5.3 固体废物环境影响分析小结

本项目在开发建设和运营过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境造成的影响在可接受范围之内。

6.6 环境风险评价

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）和国家环境保护总局《关于防范环境风险加强环境影响评价管理的通知》，项目实施后环境风险评价的基本内容包括风险调查、环境风险潜势初判、风险识别、风险事故情形分析、风险预测与评价、环境风险管理等，其具体如下：

（1）项目风险调查。在分析建设项目物质及工艺系统危险性和环境敏感性的基础上，进行风险潜势的判断，确定风险评价等级。

（2）项目风险识别及风险事故情形分析。明确危险物质在生产系统中的主要分布，筛选具有代表性的风险事故情形，合理设定事故源项。

(3) 开展预测评价。各环境要素按确定的评价工作等级分别预测评价，并分析说明环境风险危害范围与程度，提出环境风险防范的基本要求。

(4) 提出环境风险管理对策，明确环境风险防范措施及突发环境事件应急预案编制要求。

(5) 综合环境风险评价过程，给出评价结论与建议。

6.6.1 风险潜势初判

6.6.1.1 环境敏感程度（E）的确定

(1) 大气环境

本工程周边 5km 范围内无居民区、医疗卫生、文化教育、科研等机构，行政办公机构总人数少于 1 万人，同时，项目周边 500m 范围内人口总数小于 500 人，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 D，项目大气环境敏感程度为环境低度敏感区（E3）。

(2) 地表水环境敏感程度

项目周边 5km 范围内无环境地表水体，距离地表水体较远。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169—2018）附录 D，项目地表水环境敏感程度为环境低度敏感区（E3）。因此，本项目不考虑风险事故泄露危险物质对地表水体的影响。

(3) 地下水环境敏感程度的确定

项目所在区域无集中式地下水饮用水水源（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）准保护区和准保护区以外的补给径流区，也不属于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和其他保护区的补给径流区；同时也不属于未划定准保护区的集中式饮用水水源、分散式饮用水水源地，本工程所在区域地下水功能敏感性为“不敏感”。根据地质勘察结果，项目所在区域包气带厚度大于 10m，且分布连续、稳定，包气带渗透系数大于 10^{-4}cm/s ，本工程所在区域包气带防污性能分级为“D1”。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 D，项目所在区域的地下水环境敏感程度分级为“E3”。

6.6.1.2 危险物质及工艺系统危害性（P）的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018），危险物质及工艺系统危害性（P）应根据危险物质数量与临界量的比值（Q）和行业及生产工艺（M）确定。

（1）Q 值的确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）附录 C，Q 按下式进行计算：

$$Q = \frac{q1}{Q1} + \frac{q2}{Q2} + \dots + \frac{qn}{Qn}$$

式中：q1, q2.....qn—每种危险物质的最大存在量，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。

Q 的确定见表 6.6-1。

表 6.6-1 建设项目 Q 值确定表

序号	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn/t	临界量 qn/t	该种危险物质 Q 值
1	原油	/	268.8	2500	0.10
2	石油气	68476-85-7	17.63	10	1.76
项目 Q 值Σ					1.86

（2）行业及生产工艺（M）

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

表 6.6-2 行业及生产工艺（M）（附录 C 中表 C.1）

行业	评估依据	分值	评分
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	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	0
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套	0

	其他高温或高压、且涉及危险物质的工艺过程 ^a 、 危险物质贮存罐区	5/套(罐区)	0
管道、港口 /码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10	0
石油天然 气	石油、天然气、页岩气开采(含净化), 气库(不 含加气站的气库), 油库(不含加气站的油库), 油气管线 ^b (不含城镇燃气管线)	10	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5	0
合计			10

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

① 风险物质及工艺系统危险性等级判定

对照表 6.6-3 (附录 C 中表 C.2), 本工程危险物质及工艺系统危险性等级为 P3。

表 6.6-3 危险物质及工艺系统危险性等级判定表

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

结合项目周边境敏感程度确定工程区大气环境风险潜势等级为 II 级, 地下水环境风险潜势等级为 II 级。因此本工程区环境风险潜势综合等级为 II 级, 评价工作等级为三级, 根据三级评价要求, 定性分析说明影响后果。

6.6.2 项目风险因素识别

结合国内油气田开发风险因素的统计, 对可能产生的风险因素进行识别和初步判定。

6.6.2.1 危险物质识别

根据工程分析, 根据目前对本工程的油气物性掌握情况, 该区域开采井油气不含 H_2S , 本工程涉及的危险物质包括: 凝析油、天然气以及混烃。

各物质理化性质及危害特性详见表 6.6-4~表 6.6-6。

表 6.6-4 天然气理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品 名称	化学品中文名称	天然气
	化学品英文名称	Natural gas dehydration

成分/组成信息	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤，将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸、心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氯及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
操作处置与储存	操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。 储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。			
接触控制/个人防护	工程控制：生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。 身体防护：穿防静电工作服。 手防护：戴一般作业防护手套。 其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度			

	区作业，须有人监护。			
理化特性	外观与性状	无色无味气体	饱和蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.4℃	闪点	-218℃
	熔点	-182.6℃	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、乙醚、苯、甲苯等。
	密度	相对密度(水=1):0.42(-164℃); 相对蒸汽密度(空气=1):0.6	稳定性	稳定
	爆炸极限	5~15%(V%)	引燃温度	537℃
稳定性和反应活性	稳定性：稳定；禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素；避免接触的条件：高热，火源和不相容物质；聚合危害：不发生；分解产物：一氧化碳、二氧化碳。			
毒理学资料	LD50: LC ₅₀ : 50% (小鼠吸入, 2h)。 LC50: 无资料。			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢，防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

表 6.6-5 凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

特别警示	易燃易爆
理化特性	凝析油是指从凝析气田或者油田伴生天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是 C ₅ 至 C ₁₁ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃ 之间，挥发性好。 【主要用途】 是生产溶剂油优质的原料。
危害信息	【燃烧和爆炸危险性】 其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 【健康危害】 蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
安全措施	【操作安全】 密闭操作，注意通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。建议操作人

	<p>员佩戴自吸过滤式防毒面具(半面罩),戴化学安全防护眼镜,穿防静电工作服,戴橡胶耐油手套。远离火种、热源,工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止蒸气泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂、还原剂、碱类接触。灌装时应控制流速,且有接地装置,防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸,防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。倒空的容器可能残留有害物。</p> <p>【储存安全】 储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。保持容器密封。应与氧化剂分开存放,切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。</p> <p>【运输安全】 运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好早晚运输。运输时所用的槽(罐)车应有接地链,槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、食用化学品等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋,防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置,禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶,勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。严禁用木船、水泥船散装运输</p>
<p>应急 处置 原则</p>	<p>【急救措施】 皮肤接触:脱去污染的衣着,用大量流动清水彻底冲洗。 眼睛接触:立即翻开上下眼睑,用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟,就医。 吸入:迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时,立即进行人工呼吸。就医。 食入:催吐,就医</p> <p>【灭火方法】 消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服,在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却,直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音,必须马上撤离。灭火剂:雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。</p> <p>【泄漏应急处置】 切断火源:在确保安全情况下堵漏。禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等),以避免发生爆炸。喷水雾可减少蒸发。用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收,然后收集运至废物处理场所。或在保证安全情况下,就地焚烧。如大量泄漏,利用围堤收容,然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。</p>

表 6.6-6 混烃理化性质、危险危害特性及防护措施表

<p>理化 常数</p>	<p>危险货物编号</p>	<p>21053</p>			
	<p>CAS 号</p>	<p>68476-85-7</p>			
	<p>中文名称</p>	<p>混烃(参照液化石油气)</p>			
	<p>英文名称</p>	<p>Liquefied petroleum gas</p>			
	<p>别名</p>	<p>液化石油气; 压凝汽油</p>			
	<p>主要成分</p>	<p>丙烷、丙烯、丁烷、丁烯等</p>	<p>蒸汽压</p>	<p><1380kPa(37.8℃)</p>	
	<p>分子量</p>	<p>-</p>	<p>闪点</p>	<p>-74℃</p>	
	<p>外观与性状</p>	<p>无色气体或黄棕色油状液体,有特殊臭味。</p>	<p>溶解性</p>	<p>不溶于水。</p>	

	相对密度	(水=1): 0.5~0.6 (空气=1): 1.5~2.0	稳定性	稳定
	爆炸极限	空气中 5~33% (体积)	引燃温度	426~537℃
	主要用途	用作石油化工的原料, 也可用作燃料。		
危险性类别:	第 2.1 类 易燃气体			
危险特性	<p>燃烧与爆炸特性:</p> <p>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, 遇火源会着火回燃。</p> <p>燃烧(分解)产物: 一氧化碳、二氧化碳。</p>			
健康危害	<p>侵入途径: 吸入、食入、经皮吸收。</p> <p>健康危害: 本品有麻醉作用。</p> <p>急性中毒: 有头晕、头痛、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等; 重症者可突然倒下, 尿失禁, 意识丧失, 甚至呼吸停止。可致皮肤冻伤。</p> <p>慢性影响: 长期接触低浓度者, 可出现头痛、头晕、睡眠不佳、易疲劳、情绪不稳以及植物神经功能紊乱等。</p>			
毒理学资料	<p>毒性: IV, 轻度危害。</p> <p>急性毒性: LD50: 无资料; LC50: 无资料</p>			
环境标准	<p>职业接触限值:</p> <p>MAC(mg/m³): --</p> <p>TWA(mg/m³): 1000</p> <p>STEL(mg/m³): 1500</p>			
泄漏应急处理	<p>迅速撤离泄漏污染区人员至上风处, 并进行隔离, 严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器, 穿防静电工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方, 防止气体进入。合理通风, 加速扩散。喷雾状水稀释。漏气容器要妥善处理, 修复、检验后再用。</p>			
防护措施	<p>工程控制: 生产过程密闭, 全面通风。提供良好的自然通风条件。</p> <p>呼吸系统防护: 高浓度环境中, 建议佩戴空气呼吸器。</p> <p>眼睛防护: 一般不需要特殊防护, 高浓度接触时可戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护: 穿防静电工作服。</p> <p>手防护: 戴一般作业防护手套。</p> <p>其它防护: 工作现场严禁吸烟。避免高浓度吸入。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业, 须有人监护。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触: 立即脱去污染的衣着, 用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。</p> <p>眼睛接触: 立即提起眼睑, 用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。就医。</p> <p>吸入: 迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难, 给输氧。如呼吸停止, 立即进行人工呼吸。就医。</p> <p>食入: 给饮牛奶或用植物油洗胃和灌肠。就医。</p>			
灭火方法	<p>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。</p> <p>灭火剂: 雾状水、泡沫、二氧化碳。</p>			

储存注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂、卤素分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。
--------	--

6.6.2.2 工程危险特性

本次工程可能涉及的危险物质和危险特性，主要包括以下几方面内容：

(1) 火灾危险性

当原油、天然气等危险物质和空气等共同存在，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可发生火灾事故。

(2) 爆炸危险性

油品爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次还有受容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效时发生的高压物理爆炸。

(3) 挥发及泄漏危险性

本工程原油转输作业系统为密闭系统，但挥发气体不断地向空气中逸散，不仅造成经济损失，而且还会导致火灾和爆炸事故，污染环境，从而给安全生产带来危害。在石油工业生产过程中，泄漏现象随时都可能发生。含水油品着火还会发生沸溢，燃烧的油品大量外溢，从罐中喷出，引燃造成火灾。根据统计，发生事故中的 40%是由挥发或泄漏造成的。

(4) 其它危险性

此外，工程危险性特征还包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温低温作业危害、噪声危害等。

6.6.2.3 风险事故类型分析

根据工程内容，结合油田项目的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元为输气管道、地面站场和储运过程。

(1) 地面站场风险类型分析

根据国内石油化工系统事故类型及引发原因统计，见表 6.6-6。站场可能产生的风险事故类型主要为储罐引起的火灾爆炸事故，占 28.5%，事故发生的原因主要为明火，占 66%。

表 6.6-6 国内石油化工系统事故类型及原因统计

序号	事故类型	比例 (%)	引发事故原因	比例 (%)
1	火灾爆炸事故	28.5	明火	66
2	人身伤亡事故	20.8	电气及设备	13
3	设备损坏事故	24.0	静电	8
4	跑、冒油事故	15.7	雷电	4
5	其它	11.0	其它	9

(2) 贮运系统的最大可信事故概率

另据中国石化总公司 1983-1993 年《石油化工典型事故汇编》统计，炼油系统共发生 293 起事故，其中储运系统 74 起，占 25.3%。可见罐区事故发生较多。尽管随着防灾减灾技术的不断提高，目前事故率及作业伤亡人数在不断降低，以一亿工作小时事故死亡人数比较，远低于建筑业和矿业，但是储运系统事故发生率仍然较高。

6.6.3 最大可信事故及风险原因分析

6.6.3.1 最大可信事故分析

(1) 井喷事故分析

井场涉及的风险事故中，井喷事故是危险性最大，环境污染最大的事故。根据相关资料统计（《油田井喷火灾及扑救措施》，樊恒），我国在油气勘探开发的 40 多年间，累计发生井喷失控事故 230 井次，占完井总数 2.41%。

本项目气井均为低密度、低粘度、低含硫、低凝固点、低含蜡、不含或微含低含胶质和沥青质的原油自喷井，喷出的原油对周边生态环境造成大面积污染。

(2) 管线事故

《环境风险评价实用技术和方法》（胡二邦主编）一书中推荐了用于重大危险源定量风险评价的泄露概率，见表 5.7-7。

表 5.7-7 重大危险源定量风险评价的泄露概率表

部件类型	泄露模式	泄露概率
50mm<内径≤200mm	泄露孔径 1mm	$2.00 \times 10^{-6}/(\text{m} \cdot \text{a})$
	全管径泄露	$2.60 \times 10^{-7}/(\text{m} \cdot \text{a})$

本项目新建管线合计 166km，管线规格为 50mm<内径≤200mm，根据上表，发生全管径泄露的概率为 0.0431 次/a。

(3) 最大可信事故

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的定义，最大可信事故是指基于经验统计分析，在一定可能性区间内发生的事故中，造成环境危害最严重的事故。在风险识别、事故后果和概率分析的基础上可以判断，本工程以储罐泄漏事故的后果最严重，因此本工程的最大可信事故确定为泄漏。

6.6.4 环境风险影响分析

（1）对大气环境影响分析

柴油/油气泄漏后，柴油/油气进入环境空气，其中的非甲烷总烃可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无大气环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

（2）对土壤环境影响分析

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

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

施工期柴油储罐区铺设防渗膜，储罐发生泄漏后，及时清理，不能回收的柴油以及受污染的土壤应集中收集后交由有相应处置资质的单位处置。

运营期管线破裂，采出液泄漏后，将能回收的原油回收，送各区块联合站原油处理系统处理，不能回收的以及受污染的土壤集中收集后交由有相应处置资质的单位处置。

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

（3）对植被的影响

柴油/原油泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏物直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是柴油/原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的柴油/原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

(4) 对地下水环境的影响

柴油储罐及管线破裂泄漏的油品下渗可能会导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。施工期柴油储罐底部铺设防渗膜，采取钢制储罐，发生泄漏的概率极小，同时一旦发生泄漏会在较短时间内发现并采取的堵漏措施，出现长期连续性泄漏的可能性很低，发生渗漏污染地下水的风险事故概率较低。

(5) 对坎儿井的影响

本工程属油藏开发项目，事故状态对坎儿井的影响主要表现在油气集输管线的泄漏。

根据设计方案，集输管线敷设在地表以下 1.5m，只有发生泄漏事故才有可能影响到坎儿井。假设管道露天铺设，未进行地下填埋，油品泄漏后漫流面积为 39.3m²。根据《关于吐哈油田吐鲁番区块勘探规划（2017-202 年）环境影响报告书审查意见》（新环函[2017]1094 号）提出的要求，禁止在坎儿井两侧 500 米内、地下水源涵养区、居民聚集区 1000 米以内等红线范围进行勘探和钻井作业。因此，在保证管线穿越与坎儿井井口相距 500m 前提下，本工程集输管线泄露造成油品漫流对坎儿井基本无影响。因此本工程温米油田布井需确保距离坎儿井 500m 以外。

在集输管线泄露石油类垂向下渗方面，通常污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而管道泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于泄漏物质的泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征、含水率及地下水位埋深等因素。项目区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。同时据类比资料显示，集输管线泄露后石油类污染物主要聚集在泄露点土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以下。而本工程管道最大埋深在 1.5m 以上，管道沿线经过的坎儿井分布区地下

水水位埋深均在 18-20m 以下，管沟深度及石油类下渗深度远小于坎儿井分布区地下水水位埋深，因此本工程集输管线泄露石油类垂向下渗对坎儿井影响很小。

总之，做好管线安全监测及处理泄漏事故的应急方案是减少污染物排放、保护土壤和地下水环境的最佳方法。在管线泄漏事故状态下若能尽快关闭进出阀门，缩短油品泄漏时间，则可大大减少油品泄漏量，同时及时组织专门力量进行污染物的清除工作，可将事故状态下原油泄漏对地下水环境尤其是坎儿井的影响控制在最小程度。

6.6.5 风险可接受水平分析

6.6.5.1 风险计算

(1) 风险值计算原则

风险值是风险评价的表征量，与事故的发生概率和事故危害程度相关，按下式计算：

$$R=P \times C$$

式中：R——风险值（危害/单位时间），P——最大可信事故概率（事件数/单位时间），C——最大可信事故造成的危害（损害/事件）

在具体计算各风险源事故风险值时，具体按照以下公式计算：

风险值（人死亡 $\times a^{-1}$ ）=半致死百分率区人口数 $\times 50\%$ \times 事故发生概率 \times 不利天气出现概率

(2) 风险值计算结果

① 概率值

本工程事故的概率为 7.8×10^{-4} 次/年。

② 危害程度

国内近年工矿企业和其它事故的部分死亡统计结果见表 5.7-10。依据表中国内石油化工企业事故死亡率，确定本次评价的事故危害程度为 0.4×10^{-4} （人死亡 $\cdot a^{-1}$ ）。

表 5.7-10 国内部分工矿企业和其他事故死亡率

类别	人死亡	
	行业人数	社会人数
工矿企业		
石油化工	1.41×10^{-4}	-
化工	0.4×10^{-4}	-

铁路运输	1.12×10^{-4}	0.1×10^{-4}
道路交通	-	1.1×10^{-4}

注：表中数据来自《环境风险评价实用技术和方法》（胡二邦）。

③ 风险值计算

集输管线泄漏风险值=泄漏发生概率×死亡人数

$$=7.8 \times 10^{-4} \times 1.41 \times 10^{-4}$$

$$=1.1 \times 10^{-7} \text{ (人死亡} \cdot \text{a}^{-1}\text{)}$$

6.6.5.2 项目风险可接受水平

(1) 风险标准值

石油工业为高风险行业，各国石油工业可接受风险值及推荐值见表 5.7-11。

表 5.7-11 石油工业可接受风险值（死亡/a）

行业参考值	建议标准值
美国 7.14×10^{-5}	1.0×10^{-4}
英国 9.52×10^{-5}	
中国 8.81×10^{-5}	

(2) 风险可接受水平分析

依据环境风险评价技术导则要求，风险可接受分析采用最大可信事故风险值 R_{\max} 与同行业可接受风险水平 RL 比较：

$R_{\max} \leq RL$ ：认为本工程的环境风险水平是可以接受的；

$R_{\max} > RL$ ：需要进一步采取环境风险防范措施，以达到可接受水平；否则不可接受。

集输管线泄漏风险值： 1.1×10^{-7} （人死亡·a⁻¹） $< 1.0 \times 10^{-4}$ （人死亡·a⁻¹）；

由以上分析可得：本工程发生泄漏的风险水平为可接受。

6.6.6 风险评价小结

本工程发生风险事故的类型主要为储罐破裂、火灾爆炸等几种类型。工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

表 6.6-12 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况								
风险调查	危险物质	名称	原油	石油气						
		存在总量/t	5.74	26.45						
风险调查	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 小于 500 人				5km 范围内人口数 小于 1 万 人			
			每公里管段周边 200m 范围内人口数 (最大)				_____人			
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input checked="" type="radio"/>		F2 <input checked="" type="radio"/>		F3 R		
			环境敏感目标分级	S1 <input checked="" type="radio"/>		S2 <input checked="" type="radio"/>		S3 R		
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input checked="" type="radio"/>		G2 <input checked="" type="radio"/>		G3 R		
			包气带防污性能	D1 <input checked="" type="radio"/>		D2 <input checked="" type="radio"/>		D3 R		
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="radio"/>	1≤Q<10 R		10≤Q<100 <input checked="" type="radio"/>		Q>100 <input checked="" type="radio"/>			
	M 值	M1 <input checked="" type="radio"/>	M2 <input checked="" type="radio"/>		M3 R		M4 <input checked="" type="radio"/>			
	P 值	P1 <input checked="" type="radio"/>	P2 <input checked="" type="radio"/>		P3 R		P4 <input checked="" type="radio"/>			
环境敏感程度	大气	E1 <input checked="" type="radio"/>	E2 <input checked="" type="radio"/>			E3 R				
	地表水	E1 <input checked="" type="radio"/>	E2 <input checked="" type="radio"/>			E3 R				
	地下水	E1 <input checked="" type="radio"/>	E2 <input checked="" type="radio"/>			E3 R				
环境风险潜势	IV ⁺ <input checked="" type="radio"/>	IV <input checked="" type="radio"/>	III <input checked="" type="radio"/>		II R		I <input checked="" type="radio"/>			
评价等级	一级 <input checked="" type="radio"/>		二级 <input checked="" type="radio"/>		三级 R		简单分析 <input checked="" type="radio"/>			
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="radio"/>				易燃易爆 R				
	环境风险类型	泄露 R			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 R					
	影响途径	大气 R			地表水 <input checked="" type="radio"/>		地下水 <input checked="" type="radio"/>			
事故情形分析	源强设定方法	计算法 <input checked="" type="radio"/>		经验估算法 <input checked="" type="radio"/>		其他估算法 R				
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input checked="" type="radio"/>		AFTOX <input checked="" type="radio"/>		其他 <input checked="" type="radio"/>			
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围_____m 大气毒性终点浓度-2 最大影响范围_____m							
	地表水	最近环境敏感目标_____, 到达时间_____h								

地下水	下游厂区边界到达时间_____d
	最近环境敏感目标__坎儿井____，到达时间_____d
重点风险防范措施	
评价结论与建议	工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。
注：“●”为勾选项，“_____”为填写项。	

7.环境保护措施及其可行性论证

7.1 设计单位提出的环境保护措施

根据拟建工程的地面建设工程方案设计、钻井工程方案及采油工艺实施意见，设计单位及建设单位已对地面工程、钻井工程、采油工程提出的环境保护措施摘录如下：

7.1.1 大气污染控制措施

- (1) 钻进中发现地层有可燃或有害气体，应立即采取有效措施防止井涌井喷，并把可能产生的气体引入燃烧装置烧掉。
- (2) 井场内严禁燃烧可能产生严重烟雾或刺鼻臭味的材料。
- (3) 井场应采用密闭下料系统，防止粉尘污染井场环境。
- (4) 对输油管线连接处阀门及设备进行定期检查，防止油气跑、冒、滴、漏。采用油气密闭集输和密闭处理流程。

7.1.2 水污染控制方案

- (1) 防止地表下水层被地层流体及钻井液污染。
- (2) 井场应设钻井废水循环利用系统，以便减少钻井废液的排放量。
- (3) 修建泥浆池必须进行防渗漏和防垮塌处理，经钻前验收合格后投入使用。
- (4) 生产中产生的含油污水经各区块联合站污水处理系统处理达标后回注油层。

7.1.3 噪声污染控制方案

- (1) 对声源强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，采用不同的控制手段。如：对机械噪声采用弹性材料以减轻噪声。
- (2) 尽量将发声源集中统一布置，采用吸声、隔声、减振等措施，尽量减少对外环境和岗位工人的噪声污染。

7.1.4 固废污染控制方案

- (1) 防止钻井液原材料及化学处理剂破损和遭雨水淋湿或流失。
- (2) 井内返出钻屑，应结合现场具体情况妥善处理，不得随意乱放。
- (3) 废弃物（工业垃圾、生活垃圾）拉运至指定点处置。

7.2 开发期环境保护措施

本工程开发期对环境的影响主要来自井场钻井施工、管线敷设、道路和站场建设等方面。

7.2.1 主要环境保护措施

针对开发期的环境影响，将实施以下主要环境保护措施（见表 7.2-1）。

表 7.2-1 开发期主要环境保护措施

主要施工活动	主要环境影响因素	环境保护措施
钻井过程	废水	(1) 节水减排 ①以钻井队为单位，核算新鲜水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少新鲜水用量。 ②安装泥浆泵冷却水循环系统、振动筛的污水循环系统，减少用新鲜水冲洗设备，尽量采用擦洗的方式清洁设备，水的重复利用率达到 40%~50%。 ②做好供水阀门和管线的安装、试运行工作，杜绝水的跑、冒、滴、漏现象。
		(2) 废水处理 钻井废水与泥浆和岩屑一同处理，采用不落地技术固液分离后回用于钻井液的配备。 (3) 钻井过程中，根据井型，表套下至 400-800m，以保护地下水层。
	生活污水	生活污水集中收集于可移动环保厕所，自然蒸发。钻井结束后，钻井期结束后于生活垃圾一同清运至垃圾填埋场。
	废气	钻井动力机械采用合格的柴油，添加柴油助燃剂；定期对钻机、柴油发电机等设备进行维护，使其污染物达标排放；禁止焚烧原油、废油品产生废气污染。
固体废物	废弃钻井泥浆和岩屑	(1) 提高泥浆的循环利用率，减少废弃钻井泥浆产生量 采用泥浆循环系统，配备固控设备（振动筛、除砂器），并要求其开动率为 100%。通过固液分离、除砂、沉降、加药处理，在满足泥浆性能的前提下，最大限度地提高泥浆循环使用率。 (2) 废弃物处置。 采用单井不落地技术收集，全部为非磺化水基泥浆，在井场进行固

			液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的岩屑在井场进行防渗填埋。
		钻井队 生活垃圾	集中收集清运至火车站镇垃圾填埋场处理进行填埋处理。
	生态环境	占地	(1) 控制井场占地面积，使单井永久占地面积不大于 40×50m，减少扰动面积； (2) 做好钻井废渣池填埋和恢复工作，机械设备的检修维护，尽量减少污染物排放量对生态环境的影响。 (3) 加强井区的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁施工人员猎杀野生动物。 (4) 钻井作业结束后，对井场和站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。
管线道路 敷设	生态环境	管线敷设	(1) 根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。 (2) 管线采用埋地敷设，埋设深度为管顶 1.5m。控制集气干线集油干线施工作业带宽度 10m。 (3) 施工机械和车辆应严格按照规定在设计场地及便道上作业和行驶，防止扩大对地表扰动和土壤破坏范围。在保证顺利施工的前提下，应尽可能缩小施工作业宽度，以减少临时占地影响，将施工期对环境不利影响降到最低限度。
		道路建设	(1) 在工程施工过程中，严格控制施工占地，控制机械及施工人员的活动范围，做到尽量少占地。 (2) 道路施工完后，为安全考虑，要进行防风固沙。
站场建设	生态环境	井场等建设	站场建设尽量选择平坦地形，严格控制占地面积，以减少占地。

7.2.2 措施可行性分析

7.2.2.1 钻井废水处理

钻井过程产生的废水主要为钻井废水和施工生活污水。

钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，采用泥浆不落地技术进行固液分离后，液相回用于钻井液配备，不能回用部分与固相一同委托具有处理资质的单位进行处理。

钻井施工的少量的生活污水设置移动旱厕，干化后和生活垃圾一起拉运至火车站镇垃圾填埋场处理。

7.2.2.2 岩屑、废泥浆的处理

钻井过程中将产生废泥浆、岩屑等固体废物。

本工程采用膨润土-聚合物泥浆为非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的岩屑在井场进行防渗填埋。

7.2.2.3 生态保护和恢复措施

本工程开发期要严格遵守国家和地方有关野生动物保护、水土保持法、防沙治沙等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少地表破坏，减缓水土流失，抑制荒漠化发展起到了一定的积极作用。

——对油气田开发区内的永久性占地（井场、站场、道路等）合理规划，严格控制占地面积。

——对井场和站场地表进行砾石压盖，防止由于地表扰动造成的水土流失。

——施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

——勘探作业尽量利用原有公路，沿已有车辙行驶，若无原有公路，严格执行先修路，后开钻的原则进行勘探。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

——施工机械在不得在道路、井场及场站以外的区域行驶和作业，保持地表不被扰动。

——施工作业结束后，在站场、主干道路、集气干线两侧应采取戈壁土压实。

——岩屑填埋池必须将池底和池体用混凝土压实后再进行防渗。做到掩埋、填平、覆土、压实。

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

本工程开发期环境保护措施切实可行，对周围环境实施了有效的保护。

7.3 营运期环境保护措施

7.3.1 主要环境保护措施

7.3.1.1 生态环境保护措施

(1) 严格划定施工范围，及时做好井场清理平整工作，掩埋废液池做到掩埋，填平、覆土、压实。

(2) 井场、管线、道路施工完毕，进行施工迹地的恢复和平整。

(3) 在站场周围和干线道路、集气干线两侧采用戈壁土压实。

7.2.1.2 废气污染防治措施

(1) 加强管理，确保各装置的安全阀及事故紧急放空、采样等气体均采用密闭放空至火炬系统，燃烧后排放。

(2) 及时准确调整操作，缩短开停工时间，采用先进的 DCS 系统控制减少误操作，尽量减少天然气放空量。

(3) 采用成熟可靠的工艺和设备，减少事故率。设计有安全联锁系统，避免紧急事故的发生。

(4) 事故时，所有排放气体均密闭放空至火炬系统燃烧后排放，不允许就地排入大气。

7.2.1.3 废水污染防治措施

本工程建成运营期的主要废水是油气藏采出废水、生活污水、及井下作业废水。全部依托已经建成的废水处理设施处理。

本工程运营期废水主要包括井下作业废水和采油废水，为了保护地下水源，鄯善采油厂在生产过程中采取了以下措施保护地下水、避免地下水的污染。

(1) 定期巡检。根据水源井周围油田生产设施分布情况，实行每日巡检的工作制度，对拟建油井、集输管线的运行情况进行查看，及时发现“跑冒滴漏”现象，立即采取应急措施，避免造成污染物的下渗，影响地下水水质。

(2) 在生产过程中的原油采出水，经处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后全部回注油层，不向外环境排放，回注油田，实现了水资源的循环利用。

(3) 井下作业按照“铺膜作业，带罐上岗”的作业模式，对生产过程中的修井、洗井、压裂及其它井下作业的落地原油进行回收，控制其对外环境的污染。

(4) 洗井作业采用双管循环洗井流程，对洗井水进行循环回收处理，不外排进入水环境。

(5) 拟建工程依托设施等产生的油砂、废油泥等，委托有危废处置资质的单位定期拉运并进行无害化处理。

7.2.1.4 坎儿井保护措施

本工程温米油田区块内坎儿井基本走向为南北走向，区域坎儿井埋深在 18-26m 之间。鉴于国家重点保护的坎儿井明细尚未出台，根据《新疆维吾尔自

治区坎儿井保护条例》有关规定，本次环评将对沿线所有跨越的坎儿井采取保护措施，具体如下：

(1) 根据《新疆维吾尔自治区坎儿井保护条例》第二十二条有关规定：新建、改建、扩建公路、铁路、输油输气管道以及石油、天然气开采等各类工程，需要穿越、跨越坎儿井的，应当对工程建设期间、运行过程中可能给坎儿井造成的危害进行论证，并制定坎儿井保护方案。坎儿井保护方案应当征得坎儿井所有者的同意。坎儿井所有者可以委托坎儿井所在地的水行政主管部门对保护方案组织审查，并进行监督。

(2) 施工期前应详细探明坎儿井的位置，在管线附近有坎儿井处设置警示标牌。并将坎儿井竖井周围 50m 范围作为保护范围，严禁在此区域附近进行任何取弃土行为。

(3) 坎儿井暗渠地上两侧各 30m 以内，不得修建施工营地等各类建筑物；保护坎儿井的特有景观，不得破坏附属于坎儿井竖井的堆土

(4) 禁止向坎儿井水源、竖井、明渠、蓄水池倾倒废污水、垃圾等废弃物。

(5) 根据《关于吐哈油田吐鲁番区块勘探规划（2017-202 年）环境影响报告书审查意见》（新环函[2017]1094 号）提出的要求，禁止在坎儿井两侧 500 米内、地下水源涵养区、居民聚集区 1000 米以内等红线范围进行勘探和钻井作业。对本次工程涉及的距离坎儿井 500m 范围内的所有油气井应按照文件要求进行调整。

7.2.1.5 固体废物污染防治措施

(1) 井下作业必须带罐（车）操作，进入临时设置的贮油罐，由汽车拉运至指点地点处理。地面工程完成后，油气集输采用密闭式管道输送，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油，使之“不落地”。

(2) 对产生的油泥砂进行及时回收，并加强监督力度，最大限度控制油泥砂的产生。井下作业时带罐操作，且在作业井场地面铺设防渗膜，使油泥砂回收率达到 100%。

(3) 根据《国家危险废物名录》（环发[2008]1 号）的规定，本项目所产生的油泥（砂）属于危险废物，全部收集后用专用罐车集中拉运至温米南山南山二

期 33 万方固废场暂存，后委托有资质单位，其处理要求要符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修订（环保部公告 2013 年第 36 号）的有关规定。

7.2.1.6 噪声控制措施

（1）提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。设备采用巡检的方式，由操作人员定期对生产区进行检查，尽量减少人员与噪声的接触时间，操作人员配带耳机等防护措施，对噪声较大的设备设置消音设施。

（2）尽量将发声源集中统一布置，采用吸声、隔声、减振等措施，尽量减少对外环境和岗位工人的噪声污染。

7.3.4 闭井期环境保护措施

闭井期的环境影响主要为油气田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘、地表废弃建筑、不可移动的废弃设施、废弃管线等固体废物。

（1）污染治理措施

随着油气田开采的不断进行，其储量将逐渐下降，最终进入退役期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的开发工作人员将陆续撤离油气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

闭井期的环境影响以环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

油田停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中进行收集，外运至固体废物填埋场处理。

（2）闭井期生态环境保护措施

① 各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

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

④ 凡需排污油、污水，必须配备足够容量的容器，收集排出的污油、污水等，施工场地要铺设防渗地膜，确保排出物不污染井场、不渗入地下。

⑤ 拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土(拉运并填埋具有原来特性的土质)，恢复原有生态机能。

⑥ 在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。

⑦ 设备排出的废水、固体废物采用车辆拉运至废水蒸发池和固废填埋场处理，避免对周围环境造成影响。

⑧ 保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道。

7.4 生态修复方案

(1) 井场、站场生态恢复

本工程新钻总井口数 76 口。工程结束后，对井场的 138.46hm² 临时占地内的土地进行土地平整，防风固沙。

施工结束初期，对井场永久占地范围内地表进行硬化，以减少侵蚀量。

(2) 废弃池生态恢复

本工程岩屑填埋池池底和池体用混凝土压实。然后用环保型防渗膜进行防渗。本工程在限定的井场范围内修筑废液池，填埋非磺化泥浆分离后的岩屑，现场进行固液分离后，液相回用于钻井液配备。施工结束后并对井场岩屑填埋池进行整理、平整、压实。

(4) 管线和道路生态恢复

根据开发方案，本次管线施工作业带宽度管线两侧 10m，管线和道路占地全部为戈壁，未利用地，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，沿线属于极强度风力侵蚀区。集（油）气干线、干线公路两侧采取平整、覆土，进行地面硬化处理，防止侵蚀。

7.5 环境风险防范措施

7.5.1 风险事故的预防措施

7.5.1.1 井下作业事故风险防范措施

(1) 井场设置明显的禁止烟火标志。

(2) 按消防规定，配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

(3) 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。

(4) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

(5) 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。

7.5.1.2 油气集输事故风险防范措施

(1) 油田石油、天然气工艺管道和输油、输气管道所采用的钢管和管道附件的材质选择应根据使用压力、温度和介质的物理性质等因素，经技术经济比较后确定，采用的钢管和钢材应具有良好的韧性和可焊性。

用于管道上的钢管，应符合 GB9711、GB6479、GB8163、SY/T5037、SY5297 的要求。材料生产单位，应按相应标准的规定提供材料质量证明书。

管道选用的阀门应符合 GB4981、GB12234、GB12237、GB12241、GB/T12252 等标准的要求。

管道强度试验和严密性试验应按照设计图纸进行执行，强度试验的介质宜采用水。

(2) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

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

(3) 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。

(4) 按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

其中定期检验分为外部检验和全面检验。外部检验除日常巡检外，一年至少一次，有使用单位专职人员进行。全面检验每五年一次，由中国石油天然气总公司质量主管部门认可的专业检验单位承担。管道停用一年后再启用，应进行全面检验。若管道多次发生事故；防腐层损害较严重；修理、修复和改造后；受自然灾害破坏；投用超过 15 年，全面检验的周期可以缩短。

(5) 输油输气管道的高、低压泄压阀、减压阀和泄压用的安全阀等各类安全保护设施应保持使用完好，并按规定检测。

(6) 输油输气管道日常管理应按国务院《石油天然气管道保护条例》、国家经贸委《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》的要求执行。应制定管道重点部位、重点管段的应急预案。重点穿跨越管段宜设守卫人员。

(7) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

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

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

(10) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

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

(12) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(13) 抢修作业施焊前，应对焊点周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。焊接操作期间，宜用防爆的轴流风机对焊接点周围和可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

(14) 对于突发性管道断裂事故，应立即启动应急预案，采取减少管道原油外泄和防止干线凝管的应急措施，防止事故扩大和次生灾害。

7.5.1.3 站场事故风险预防措施

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

(2) 在建、构筑物区域内设置接地装置，必要时可加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置；变压器等采用避雷器作为防雷保护。

(3) 按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

(4) 站场内的装置区、泵房等均为爆炸火灾危险区域，区域内的配电设备均应采用防爆型；根据各建筑物的不同防爆等级采取相应的防爆措施。

(5) 在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故隐患。

(6) 优化站场自动化控制系统和紧急停车连锁系统，采用电脑自动监测和报警机制，根据压力变化对事故风险迅速做出判断，并及时报告并采取合法程序进行事故控制。

7.5.1.4 重视和加强管理

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。

对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、管线、储罐等）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）提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

（7）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。

7.5.1.5 完善事故发生后第一时间报告制度

（1）环境事件分级

参照《国家突发环境事件应急预案》的有关规定，按照突发事件的性质、严重程度和影响范围等因素，突发环境事件分为重大环境事件（I级）、较大环境事件（II级）和一般环境事件（III级）（见表 6.6-1）。

一般环境事件（III级）是指基层作业区或现场就能控制，不需要跨级组织救援的突发环境事件。根据《中国石油吐哈油田分公司突发环境事件专项应急预案》的分级原则，本工程应制定突发环境事件专项III级预案。如发生事故超过III级救援范围，须逐级报告。

表 7.5-1 突发环境事件分级

分级类别	I 级	II 级	III 级
火灾	涉及易燃易爆区、人员密集区，消防失灵；一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	未涉及易燃易爆区、人员密集区，消防失灵；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	小范围火灾，作业区可以控制；排放物未超标，影响范围在作业区内。
爆炸	爆炸涉及易燃易爆区，引起火灾和人员伤亡；一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	爆炸没有涉及易燃易爆区，引起着火；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	作业区内影响，对设施、人身安全没构成危险；排放物未超标，影响范围在作业区内；排放物未超标，影响范围 1km ² 以下。
油气管线爆裂	主要管线爆裂，造成油气大量泄漏，停输；一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	集输管线断裂，中间闸阀断裂或失灵；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	井、站油气集输管线裂口，闸阀密封不严；排放物未超标，影响范围在作业区内。
油气泄漏	处理场、集输干线出现泄漏，现场无法控制；一项排放物超标 3 倍，	处理场、集输管线出现大量泄漏，可以控制；一项排放物超标 1 倍，影响范	处理场、集输管线出现轻微泄漏，可以控制；排放物未超标，影响范围在作

	影响范围 3km ² 以上。	围 1km ² 以上。	业区内。
自然灾害	雨、雪、风、洪水袭击，生产中断或即将中断；一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	雨、雪、风、洪水袭击，生产受影响，但不中断；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	轻微雨、雪、风、洪水袭击，不引起生产告急；排放物未超标，影响范围在作业区内。
污水蒸发池渗漏垮坝	含油污水漫流，无法控制；一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	含油污水漫流，可以控制；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	含油污水漫流泄漏，可以控制；排放物未超标，影响范围在作业区内。
毒物泄漏	控制失灵，继续蔓延，产生环境污染。	控制系统完好，未扩散，未产生环境污染	有毒物轻微泄漏，可以控制。
社会群体事件	人员死亡、被困，生产设施破坏，停工；一项排放物超标 3 倍，影响范围 3km ² 以上。	人员受伤，生产活动受到较大的影响；一项排放物超标 1 倍，影响范围 1km ² 以上。	生产活动受到影响；排放物未超标，影响范围在作业区内。

(2) 报告程序

一旦发生突发环境事件，事故区必须在第一时间采取措施控制事态发展，全面实行自救，并及时向上级应急机构报告。发生III级以上突发环境事件时，接受上级应急指挥机构的统一领导，与地方政府部门协同合作；当地方政府动用社会救援力量时，严谨、快捷、有序、冷静地应对突发环境事件。

7.5.2 应急预案

7.5.2.1 应急工作原则

(1) 以人为本，减少危害。一切把保障员工和公众的生命和健康作为首要任务，调用所需资源，采取必要措施，最大程度地减少突发事件及其造成的人员伤亡和环境危害。

(2) 统一领导，分级负责。建立健全环境突发事件应急体制，落实应急职责，实行应急分级管理制度，充分发挥各级应急机构的作用。

(3) 依法规范，加强管理。依据国家有关环保法律法规和中国石油管理制度，在应急工作中，本着对国家、社会、员工和公众环境质量以及高度负责的态度，加强应急管理，使应急工作规范化、制度化、法制化。

(4) 快速反应，协同应对。建立快速应急反应机制，充分利用社会应急资源，实现组织、资源、信息的有机整合，形成统一指挥、反应灵敏、功能齐全、协调有序、运转高效的应急管理机制。

(5) 依靠科技，提高素质。利用先进的环境监视、监测、预警、预防和应急处置等技术及装备，充分发挥专家队伍和专业人员的作用，提高处置突发事件的科技含量和指挥水平，避免发生次生、衍生事故；加强宣传和培训教育工作，提高广大员工自救、互救和应对各类突发事件的综合素质。

7.5.2.2 突发事件总体应急预案

(1) 环境突发事件专项应急预案。环境突发事件专项应急预案是为应对发生环境突发事件而制订的应急预案。

(2) 环境突发性事件单项预案。单项预案是针对一些单项、突发的紧急情况所涉及的具体行动计划而制订的应急预案。

(3) 应急预案体系，包括总体应急预案、专项应急预案（环境突发事件应急预案）、二级单位应急预案和基层单位应急预案。

7.5.2.3 应急计划区

从可操作性出发，以联合站为重点，涵盖所有危险区域，再依据危险源各自的特性进行有层次、有针对性地逐一分别进行应急预案的制定。针对本工程开发特点，本工程应急计划区应包括钻井场、联合站、集气站和集输管道。

7.5.2.4 组织机构与职责

本工程应急机构由项目经理为第一负责人，主管环保安全工作的副总是直接责任人，下设办公室、指挥中心、应急保障中心、专业抢险中心、信息联络中心、后勤保障中心和善后处理部门。

在制定预案时，必须明确细化各部门的职责，人员组成，必须保障每一个部门的人员具有足量、专业和参加演练经历，各部门之间的工作必须协调统一，确保工作的时效性。

(1) 应急环境监测、抢险救援及控制措施

发生环境事故时，应由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测、抢救和救援，并配合当地环保、安全监察部门做好事故的定性、可能引起的环境风险事故评估等工作，提出避免进一步环境影响的有效方法，及时疏散可能受环境事故威胁的人员程序方案，供决策部门参考。

(2) 应急检测防护措施

根据事故现场检测结果,划定事故现场区域以及邻近区域、控制区域的范围,根据事故特征制定相应污染防治措施,贮备相应除污措施和防护设施。

(3) 人员撤离疏散

按照事故级别和划定的事故控制区域等,对区域工作人员和临近可能受到影响的公众进行有组织、有秩序的撤离疏散,确定事故撤离疏散通道和方式,确定医疗救护中心位置和救护方案,制定监测人体健康计划。

(4) 事故应急关闭程序

制定事故状态结束后对环境背景值进行必要的监测计划,提供解除事故可靠依据,根据事故级别上报有关部门终止应急状态程序,解除事故警戒。

7.5.2.5 应急培训计划

制定员工和可能受影响人群的风险事故教育和培训计划,不定期按照应急预案内容组织演练,及时修订、补充教育和培训计划内容。

7.5.2.6 公众教育和信息

按照有关要求,对工程环境风险可能影响区域的公众进行信息公开,并组织对附近公众的教育、培训和自我防护措施。在发生事故后,第一时间发布准确信息,使公众了解事故真相,避免不准确信息误导公众和造成不良社会影响。

7.5.2.7 应急预案与当地政府的衔接和联动

本工程风险事故的发生影响主要是以火灾、爆炸和泄漏后对周边环境的影响。为此,在项目投产营运前,企业应与地方政府进行沟通,确认市、县一级政府是否有应急预案,以便在事故发生后,企业在从启动应急预案-事故控制处理-结束的整个过程中,更好地与当地做好衔接和联动。

建设单位的环境污染事故的应急预案应报当地各政府部门备案。

8.环境管理与监控计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本工程在开发期和运营期的生态破坏和环境污染特征，提出了开发期和运营期的环境管理、施工环境监理、HSE（健康、安全与环境）管理和环境监测计划的内容。

8.1 环境管理制度

开展企业环境管理的目的是在项目施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。

环境管理的内容包括：机构设置及职责、管理制度、管理计划和环保责任制等内容。

8.1.1 机构设置

本工程为油田滚动开发扩建项目，依托吐哈油田公司现有的管理体制，实施HSE管理体系，施工期的环境监理与管理工作以及运营期日常性环保管理工作。

8.1.2 机构职责

主要职责是在本单位组织实施HSE管理体系程序文件相关规定，编写相关作业指导书，保障HSE管理体系在本单位的有效运行。本工程包括井场、油气集输

系统、处理厂、外输系统以及相关配套设施，在施工期与运营期对环境造成一定的影响，特别是施工期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

8.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立

HSE 管理体系是国际石油石化企业通用的一种管理模式，具有系统化、科学化、规模化的特点，被国外大石油公司广泛采用。

8.2.1 HSE 管理概述

拟建项目所属的中国石油吐哈油田分公司目前已经建立了完善的健康、安全与环境管理体系，并对各二级单位的环保指标完成情况按《吐哈油田分公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核，为减少运营井和退役井对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施，起到了积极作用。

中国石油吐哈油田分公司在环境管理机构设置上实行逐级负责制。吐哈油田分公司下设质量安全环保处，负责吐哈油田分公司范围内的环境保护工作。各二级单位（采油厂等）下设环保科，各生产单位设专职环保员，负责生产单位的环保工作。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律责任和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

公司管理体系最高管理者负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障等；温八区块井区的日常环境管理工作由安全环保科负责，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保科负责环境标准的贯彻实施，确保所有有关管理体系方面要求和管理文件能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的各类环境问题以及发生污染事故的处理等。

本工程所属鄯善采油厂依据《质量管理体系要求标准》、《健康安全与环境管理体系第 1 部分：规范》和中国石油吐哈油田分公司的《HSE 管理体系管理手册》、《吐哈油田公司作业安全许可管理规定》的要求，并结合鄯善采油厂生产

经营实际编制完成了鄯善采油厂《HSE 管理分册》（SS/FC-2016）。该管理手册阐明了鄯善采油厂健康、安全与环境承诺、方针、目标及各单位（部门）在健康、安全与环境管理方面的管理职责和权限，是鄯善采油厂健康、安全与环境方面的内部纲领性指导文件。本工程在 HSE 管理体系的过程中，应严格执行《HSE 管理分册》的要求。

8.2.2 HSE 组织机构的建立

本工程设立一个环境管理体系领导小组，组员由行政主管、安全环保和技术人员担任，并任命 1~2 名兼职的 HSE 现场监督员，由熟悉 HSE 技术、经过专门 HSE 管理培训并有一定管理能力的人员担任。HSE 管理小组成立后，公司赋予 HSE 管理人员权利和责任，并为管理小组 HSE 管理的各项活动提供必要的物质条件和支持。

8.2.3 HSE 管理文件编写

本工程建立 HSE 管理体系时，应编制 HSE 管理手册、各种程序管理文件、管理作业文件和各类操作规程。本工程施工期和投入运行后，HSE 管理小组应在管理体系框架下，为本工程的 HSE 管理和安全操作选定必要的规章制度和操作规程。包括：

- (1) 施工期的安全操作规程；
- (2) 生产过程安全操作规程；
- (3) 设备检修过程安全操作规程；
- (4) 正常运行过程安全操作规程；
- (5) 非正常运行过程安全操作规程；
- (6) 应急处理故障、事故过程安全操作规程；
- (7) 各种特殊作业（吊管起重、动土、危险区域用火、进入设备场地）的安全操作规程；
- (8) 施工期、运行期的环境保护管理规程。

这些制度和规程是本工程建设和生产过程行之有效的管理文件，有些是针对本工程施工期和运营期的特点建立的。这些文件应及时下发到岗位，并在员工正式上岗前通过专门培训或专门讲解，使员工了解；需专门为本工程不同岗位制度

的制度或规程，如生产装置操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位及抢修岗位等，应尽快制度适用这些岗位的规程和管理制度，并培训岗位人员熟练掌握。

8.2.4 员工的培训和能力评估

应确保从事本工程健康、安全与环境工作和任务的人员具有良好的个人素质及通过实践提高其技能和不断更新知识的能力。为确保企业员工具备称职资格，应建立相应的培训保证体系，并对员工完成任务的能力进行定期的评审和评价。

(1) 员工的培训

培训工作包括上岗前的 HSE 培训及上岗后的定期 HSE 培训，培训的方式可采取理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括基础培训、技能培训和应急培训三部分。

(2) 能力评估

应通过正规程序对员工的能力进行定期评估，形成文件。公司应建立针对不同职责人员的评估程序，程序内容主要包括资历、工作表现、理论考核和操作考核等。评估合格者，发给上岗证书。评估不合格者，或调离本工作岗位，或安排进一步的培训使其达到上岗要求。评审应每二年一次。

8.2.5 本工程 HSE 管理工作内容

应结合本工程环评识别的施工期和运营期工艺流程、污染和风险源项、危害和影响程度识别和评价的结果，侧重在以下方面开展工作：

- (1) 工艺流程分析；
- (2) 污染生态危害和影响分析；
- (3) 泄漏事故危害和风险影响分析；
- (4) 建立预防危害的防范措施；
- (5) 制定环境保护措施；
- (6) 建立准许作业手册和应急预案。

8.3 环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少运营期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环

保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 8.3-1。

表 8.3-1 本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素		防治措施建议	实施机构	监督管理机构
施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围，钻井现场严格管理，尽量少占地，施工结束后及时清理废弃泥浆等	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地环保部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		植被	保护当地植被；临时占地及时清理；		建设单位环保部门及当地环保部门
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		重点区段	各站场、管线和道路要做好防风固沙措施，管道施工尽量缩小临时占地范围		建设单位环保部门及当地环保部门
	污染防治	施工扬尘	施工现场粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地环保部门
		废水	处理达标后回注		建设单位环保部门及当地环保部门
		固体废物	废弃泥浆经干化处理，按规范处置；利用工程弃土；施工废料回收利用，不能利用的弃渣送弃渣场		建设单位环保部门及当地环保部门
		噪声	选用低噪声的设备、加消声设施，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		建设单位
		正常	废水		化粪池和蒸发池
	废气	处理后含硫率低的燃料			

期	工 况	固体 废弃物	集中堆放，及时处理		保 部门
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
	事故风险	事故预防及天然气 (硫化氢) 泄漏应急预案		建设单 位	当地环保部门

8.3.1 项目施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

(1) 宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

(2) 落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如保护生态环境、防止水土流失等；

(3) 及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

(4) 记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与省、市（县）环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

(5) 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。

本工程施工期环境管理监督内容见表 8.3-2。

表 8.3-2 施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
井位钻井	弃渣是否按规定堆放在指定弃渣场； 地下水位的变化； 对地下水采取的保护措施是否合理。	减少地下水流失、 污染
管线道路沿线植被	1. 减少管道穿越对植被造成的损坏； 2. 是否超越施工作业带施工； 3. 垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 4. 施工是否利用现有便道。	保护植被， 减少损失。

8.3.2 营运期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在营运期管理的主要内容是：

(1) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

(2) 制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中；

(3) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故能及时到位；

(4) 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污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、天然气（硫化氢）泄漏着火爆炸、站场事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

8.3.2.1 正常工况的环境管理

(1) 制订必要的规章制度和操作规程，主要包括：

- ① 生产过程中安全操作规程；
- ② 设备检修过程中安全操作规程；
- ③ 正常运行过程中安全操作规程；
- ④ 各种特殊作业（危险区域用火、进入设备场地等）中的安全操作规程；
- ⑤ 不同岗位的规程和管理制度，如输油操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位、罐区工作岗位及巡线、抢维修岗位等；
- ⑥ 环境保护管理规程。

(2) 员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括：基础培训、技能培训和应急培训三部分。

(3) 加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的环保运行记录等。

(4) 落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，还需狠抓各项管理制度的落实，制定相应考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

8.3.2.2 事故风险的预防与管理

(1) 对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。根据国内外油气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故应急预案。

(2) 制定事故应急预案和建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外油气田开发事故统计与分析，制定突发事件的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

(3) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。日常要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

8.4 环境监测

8.4.1 监测计划

(1) 开发期

① 生态环境及水土保持：根据钻井计划及管线施工计划，在整个油气田开发建设区域内进行生态调查，调查的内容主要有：各钻井井场占地、管线、道路施工期的占地情况，是否按照水土保持的要求去做，井场应急池是否防渗等。

② 土壤环境：对在钻井和完钻一年后的井，在应急池底以下取土壤样一次，监测项目为石油类、重金属。

③ 事故状态监测：工程施工单位未落实环境保护措施发生污染事故或公众举报与投诉，以及风险事故发生时，当地环保部门均应迅速赶赴事故现场进行调查，并及时通知当地环境监测站进行现场监测，做到及时向吐鲁番市环保局和吐哈油田分公司提供事故监测分析报告。吐鲁番市环保局出具处罚及整改条例，由当地环保局监督执行。

施工期的监测计划见表 8.4-1。

表 8.4-1 钻井作业环境监测计划

监测内容	监测地点	监测项目	监测时间或频率
生态环境及水土保持	现场	井场、管线、道路占地、井场防渗等	施工结束后进行控制性监视，每年调查两季
井场土壤	现场	石油类、重金属	施工结束后进行控制性监视
钻井事故时	现场	大气、地表水、地下水、土壤等	即时

(2) 营运期

① 环境监测

——生态调查：检查生态恢复及水土保持措施落实情况，每年一次。

——地下水环境：在区域内现有地下水井设置监测井。每年进行 2 次采样监测（枯水期、丰水期各一次），监测项目为 pH、总硬度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐、氨氮、氟化物、石油类、挥发酚等 9 项。

——大气监测：本次井场、集气站常年主导风向上风向及下风向各布设 1 个点位，一年 2 次，采用 24 小时连续采样，采样 7 天。监测项目为非甲烷总烃、SO₂、NO₂、PM₁₀、TSP 五项。

② 污染源监测

一、废气

对拟建工程井、站周围采取 24 小时采样，连续监测 7 天，每年监测 1 次，监测安排在正常生产时进行。

事故状况或非正常工况排放时，要增加监测次数。监测项目为：非甲烷总烃、H₂S 两项。

一、废水

废水处理后用于注水，注水水质每年监测 1 次，事故状况或非正常工况排放时要增加监测次数。监测项目为：pH、石油类、COD。

一、噪声

监测点位：设备噪声、厂界噪声。

监测项目：等效声级 dB (A)。

监测频次：每季度监测一次。

运行期的监测计划见表 8.4-2。

表 8.4-2 运行期环境监测计划

监测内容		监测地点	监测项目	监测频率
环境监测	生态环境	井区开发区域	生态恢复及水保措施落实情况	1 次/年
	地下水环境	地下水	pH、石油类、硫化物、挥发酚	2 次/年
	大气环境	拟建工程井、站周围	非甲烷总烃、SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、TSP	1 次/年
污染源监测	废气	拟建工程井、站周围	非甲烷总烃、SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、TSP	1 次/年
	废水	生产废水	pH、石油类、COD	1 次/年
		生活污水	pH、COD、SS、氨氮	1 次/年
	噪声	设备噪声、厂界噪声	等效声级 dB (A)	1 次/年

(3) 油气田服役后期

生态环境调查：检查服役结束的井场是否按照要求恢复，封固的废井是否有安全保护措施。

8.4.3 监测数据的管理

对于上述监测结果应该按照项目有关规定及时建立档案，并抄送有关环保主管部门，对于常规监测部分应该进行公开。此外，如果发现了污染和破坏问题要及时进行处理、调查并上报有关部门。

8.4.4 环境监督

(1) 本工程 HSE 部门在油田开发建设、运行中的环保工作，除受吐哈油田分公司 HSE 的指导、管理外，还应受当地环保部门的监督。在工程建设区内开展对环境和自然生态可能产生不利影响的活动时，必须经当地环保部门批准后方可进行。

(2) 在施工期，本工程 HSE 部门应将建设期进度报告地方环保行政主管部门，以便对环保措施实施和恢复情况进行施工期的监督管理。

(3) 吐哈油田分公司 HSE 部门对本环评报告书中提出的污染治理和生态保护恢复措施的执行情况和完成情况，必须在有审批权的环保行政主管部门确认后上报验收。

(4) 在吐哈油田分公司质量安全环保处协调下，本工程的环保工作要接受吐鲁番市环保局的定期和不定期检查。

8.5 施工期开展环境工程现场监理建议

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商沿线地区和中国石油天然气股份有限公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位外聘环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

(1) 环境监理人员要求

① 环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

② 必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

③ 具有一定的油气田开发和输油气管道建设的现场施工经验。

(2) 环境监理人员主要职责

① 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

② 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③ 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

④ 对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作的重点见表 8.5-1。

表 8.5-1 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各站场、井位	1) 井位布设是否满足环评要求 2) 各站场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3) 施工作业是否超越了限定范围； 4) 站场绿化是否达到要求； 5) 废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	集输管沟开挖现场	1) 集气线路由是否满足环评要求 2) 施工作业是否超越了作业带宽度； 3) 挖土方放置是符合要求，回填后的土方处置是否合理； 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5) 施工完成后是否进行了清理。	环评中环保措施落实到位
3	道路建设现场	1) 道路路由是否满足环评要求 2) 施工作业是否超越了限定范围； 3) 临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； 4) 施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 5) 施工完成后是否进行了清理。	各项环保措施落实到位
4	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取了生态恢复和水土保持措施； 2) 施工季节是否合适； 3) 有无破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	

8.6 环保设施竣工验收管理

8.6.1 环境工程设计

(1) 必须按照本环评文件及其批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案；

(2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，施工期实行环境监理；

(3) 项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”；如需进行试生产，其配套的环保设施必须与主体工程同时建设投入运行。

8.6.2 环境设施验收建议

(1) 验收范围

①与项目有关的各项环保设施,包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备、装置和监测手段,以及各项生态保护设施等,温八区块的滚动开发工程,建议验收范围将现有井场也纳入其中。

②环境影响报告书及其批复文件和有关设计文件规定应采取的相应的环保措施。

(2) 验收清单

建设单位在项目建成后正常生产工况下达到设计规模 75%以上时,建设单位应组织成立验收工作组,依照国家有关法律法规、建设项目竣工环境保护验收技术规范、建设项目环境影响报告书(表)和审批决定等要求,如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况,同时还应如实记载其他环境保护对策措施“三同时”落实情况,编制竣工环境保护验收报告。本工程环境保护验收建议清单见表 8.6-1。

表 8.6-1 环保设施验收清单(建议)

治理项目	污染源	位置	验收清单		验收标准
			治理要求	数量	
废水	采出水	温米联合站	保持正常运行,处理达标后回注地层	1套	SY/T5329-2012标准
噪声	各类机泵	采油井场	低噪声设备	若干	设备设在密闭房间内
固废	散落原油	井场	保证原油不落地,回收率达100%	若干	井场无落地油痕迹
生态恢复	植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况:种类、优势物种、数量、覆盖度	若干	HJ 612-2011
	工程占地	井场、管线、计量站、道路	严格控制占地范围	若干	HJ 612-2011
	土壤	管线	开挖时分层开挖、分层回填;井场泥浆、落地油处理情况	若干	HJ 612-2011
环境管理	成立环保领导小组,安排专职环保管理工作人员 1 人				
	环保设施与措施、环境管理规章制度、建设期环境监理报告、环境风险事故应急预案				

9.环境影响经济损益分析

9.1 项目的社会效益和经济效益

9.1.1 社会效益

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

(1) 大力开发石油工程是贯彻和落实西部大开发战略的重要举措，是把西部地区资源优势转变为经济优势的有力保证作为主力油源的吐哈油田分公司所辖区域蕴藏了丰富的石油资源，石油资源的开发及石油产品的发展，将把新疆地区丰富的地下资源变为实在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆地区经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。原油的开发建设对拉动新疆地区的经济发展将起到重要作用，另外，原油开发和管道运营每年还要按规定向新疆当地政府上缴税费；原油工程的实施还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，势必成为拉动经济发展新的突破口。总之，本工程在实施促进新疆地区的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

9.1.2 经济效益

由于涉及国家能源商业机密，故对项目本身的经济效益在本环评报告中不作描述。

9.2 项目环境效益分析

9.2.1 项目环保投资估算

本工程总投资为 24944.82 万元，环保投资 2059 万元，约占总投资的 8.25%，具体环保投资估算见表 9.2-1。

表 9.2-1 环保投资估算

环境要素	采取的环境保护措施	工程投资费用（万元）	备注

水污染防治措施	钻井废水等处置措施	泥浆不落地系统 井场应急池	1264	类比估算，单井投资费用8万元 ×158口井
固体废物处置	清运	油泥（砂）、磺化泥浆、压裂液、生活垃圾的拉运费	79	0.5万元×158口井类比估算
	泥浆、岩屑	泥浆不落地系统	316	类比估算，单井租用费用 2万元×158口井
生态环境保护	生态恢复		300	类比估算
环境保护管理	环境影响评价、水土保持评价		100	类比估算
合计			2059	

在上述环保措施得到妥善落实后，能够确保本工程所产生的井下作业废水等废物不会对土壤和地下水造成污染；同时，在生态保护措施和水土保持措施有效落实后，能够使项目对生态环境和水土保持能力的破坏降至最低。这种由环保投资挽回环境和生态损失而产生的经济效益是巨大的，目前难以估价。

9.2.2 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出废水通过处理厂的污水处理系统处理，处理达标后回用，节约了使用新鲜水的资金。

由此看来，本工程采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

9.2.2.1 环保措施的环境效益

(1) 废气

油气集输及处理采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

火炬的设置，将事故状态下排出的天然气燃烧后高空排放，减轻了有毒、有害气体对大气的污染。

(2) 废水

井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至各区块处理站处理；采出废水由已建各区块处理站污水处理系统处理达标后回注地层。

(3) 固体废弃物

项目产生的油泥（砂）及生产污水处理装置污泥运至有危废资质单位处理，减少了对环境的影响。

（4）噪声

通过采取选用低噪声设备、隔音、减振等措施，减低了噪声污染。

（5）生态保护措施

在施工期间，采取严格控制地表扰动范围，严格控制乙方单位在施工作业中的占地；钻井结束后清理井场废弃物，平整场地。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

9.2.2.2 环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些设施的经济效益也很可观。

9.3 环境经济分析结论

综上所述，本工程建设符合国家产业政策，同时具备产品市场前景良好和产品价格竞争能力较强的行业优势，加上本工程具有良好的外部条件和采用可靠的工艺技术，可以确保项目实施后的经济效益和环境效益良好，项目可行。

10. 结论与建议

10.1 工程概况

本工程为鄯善采油厂内部调整及滚动扩边产能建设工程，鄯善采油厂下辖温米油田、鄯善油田、丘陵油田、巴喀油田、鄯勒油田及丘东、米登和红台油气田，除红台油气田位于哈密市七角井镇外，其他油气田均位于吐鲁番市鄯善县境内。

本工程共部署 76 口井，其中油井 42 口，气井 34 口，新建单井站 76 座，输油管线 53.4km，输气管线 17km，道路 28.5km，以及供配电、仪表自动化、通讯、消防、道路等配套工程。

本工程总投资为 24944.82 万元，环保投资 2059 万元，约占总投资的 8.25%。

10.2 环境质量现状评价结论

10.2.1 生态环境质量现状

勘探评价区行政上隶属于新疆维吾尔自治区吐鲁番市鄯善县和哈密市伊州区，根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

根据《新疆生态功能区划》，本项目评价区属于吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气勘探开发环境保护生态功能区。本项目主要为油气勘探开发环境保护生态功能区，行政隶属于新疆吐鲁番地区鄯善县，项目所在区域为荒漠戈壁地区，且植被稀少以荒漠植被为主，属典型的荒漠生态景观。本区域在生态环境敏感性综合评价中，主要敏感因子为：生物多样性和生境不敏感，土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化轻度敏感，土壤盐渍化不敏感；主要生态服务功能是：油气资源，荒漠化控制；主要的生态环境问题是：油气污染、风沙危害、土壤风蚀；主要环境保护目标：保护地下水、保护荒漠植被和砾幕。

9.2.2 环境空气质量现状

根据 2017 年吐鲁番市监测站空气质量逐日统计结果，SO₂、NO₂、CO、O₃、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 各有效数据，项目所在区域 SO₂ 年平均浓度和 CO 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；O₃ 日均浓度及 NO₂、

PM_{2.5}、PM₁₀的年均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的二级标准要求，本项目所在区域为非达标区域。

评价区内的各监测点非甲烷总烃符合《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³的标准；评价区内的各监测点 H₂S 浓度符合《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D 表中 10μg/m³限值要求。

10.2.3 水环境质量现状

本次环评未收集到对本工程地下水环境质量现状有代表性的其他井位现状监测数据，因此进行了区域地下水环境质量现状补充调查。监测结果显示，各项指标均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准，区域地下水水质良好。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准，符合标准要求。

10.2.4 声环境质量现状

本工程噪声现状评价计算结果见表 4.4-1。根据噪声监测结果可以看出，评价区域声环境质量符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准的要求，声环境质量良好。

10.3 环境影响评价结论

10.3.1 生态影响评价结论

井区建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久占地和临时占地分别为 32.2hm² 和 138.46hm²，施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

10.3.2 环境空气影响结论

本工程运行期间集输过程无组织挥发的非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源无组织排放监控点浓度限值，井场内 NMHC 无组织排放监控点浓度可满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》

(GB37822-2019) 厂区内 VOCs 无组织排放限值。工程区地域空旷，无集中固定人群居住，项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围内。

10.3.3 水环境影响评价结论

项目区域内无地表水系。本项目产生的采出水进入已建温米集中处理站污水处理系统处理，经处理后的水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中主要指标后经管线回注地层，不外排进入环境，因此对环境不会造成不利影响。正常情况下，管套未发生破裂，由于地下水的相对稳定性，废水回注油井对地下水影响很小。

项目区内仍在利用的坎儿井分布区地下水水位埋深均在 26m 以下，而管道最大埋深在 1.5m 以上，管沟深度远小于地下水水位埋深，未阻断坎儿井流水，本项目施工过程中对坎儿井基本不会产生影响。

10.3.4 声环境影响评价结论

项目区施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

项目运营期噪声污染源主要为站场各类机泵。类比项目区其他已建成的计转站噪声值在 48dB(A)-56dB(A) 之间，因此项目运营期噪声对周围环境的影响较小。

10.3.5 固体废物影响评价结论

本工程开发期采用单井不落地技术收集，开发全部采用非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，分离后的岩屑在井场进行防渗填埋；运营期产生联合站内储罐和污水处理装置产生一定量的油泥和污泥属于危险废物，油泥砂依托温米南山渣场进行处理，项目开发期及运营期产生的固体废物根据其废物属性，按照一般固废和危险固废要求分类安全处置，不会对区域环境造成不利影响。

10.3.6 环境风险分析评价结论

本工程在开发过程中，由于人为因素或自然因素的影响，可能导致发生油气泄漏事故。一旦发生上述风险事故，应及时采取应急措施，尽可能减少对外环境的危害和影响。

根据以上分析，在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

10.3.7 总量控制结论

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本工程而言，其排放的VOCs基本可以等同为非甲烷总烃。根据计算，项目运营期集输过程中VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为213.61t/a。

本工程运营期采用不加热密闭集输工艺，不设置加热炉，采出水依托处理，评价现阶段不对本工程提出总量建议指标，待后期油气藏整体开发方案实施后，再根据具体建设内容确定总量建议指标。

10.3.8 清洁生产评价结论

本项目采用的清洁生产技术遵循“减量化、再利用、资源化”的原则。开发各阶段、各作业环境均采取了避免和减缓不利环境影响的措施，高效利用并节约使用各类能源、资源（水、土地等）；使用油气开发效率高的先进工艺技术与设备，采用环境友好型钻井液；制定了合理有效的废物管理方案，采用源削减技术，减少了钻井、油气开采过程中固体废物、废水、废气等污染物的产生量，实现了废物的循环利用与资源化利用。

10.4 综合评价结论

根据现场调查和资料搜集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊和重要生态敏感区域。

本工程的建设符合国家产业政策，符合中国石油吐哈油田分公司整体布局，虽然项目开发对当地环境将会产生一定影响，但对于大区域能源结构调整则具有明显的环境效益。建设单位各项管理制度和措施比较完备、有效，通过合理选择施工机械、合理设置施工场地等措施对生态破坏、废水、废气、噪声、固体废物进行有效控制。对环境的影响预测分析表明：本工程建设对各环境要素有一定影响，其主要不利影响是工程施工和生产造成的生物量损失、水土流失和钻井岩屑、废弃泥浆的影响。在采取相应的环境保护措施后，可使本工程对环境造成的不利影响减缓到最低，使工程开发活动与环境保护协调发展。公众参与调查结果也表明，本工程的建设得到了当地政府和公众的支持。因此，从环境保护角度，本工程建设可行。