

# 目录

|                     |     |
|---------------------|-----|
| 目录                  | 1   |
| 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     | 2   |
| 1.3 分析判定相关情况        | 4   |
| 1.4 环境影响评价的主要结论     | 4   |
| 2.总则                | 6   |
| 2.1 评价目的和原则         | 6   |
| 2.2 编制依据            | 7   |
| 2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选 | 10  |
| 2.4 评价标准            | 13  |
| 2.5 评价等级和评价范围       | 18  |
| 2.6 污染控制 and 环境保护目标 | 24  |
| 2.7 评价时段和评价重点       | 28  |
| 2.8 环境功能区划          | 28  |
| 3.工程概况和工程分析         | 30  |
| 3.1 工程概况            | 30  |
| 3.2 工程内容            | 36  |
| 3.3 依托设施情况及可依托性分析   | 48  |
| 3.4 工程分析            | 50  |
| 3.5 清洁生产分析          | 60  |
| 3.6 污染物排放总量控制分析     | 69  |
| 3.7 选址选线合理性分析       | 70  |
| 3.8 与相关规划协调性分析      | 71  |
| 4.环境现状调查与评价         | 76  |
| 4.1 自然环境概况          | 76  |
| 4.2 生态环境现状调查与评价     | 85  |
| 4.3 环境空气现状调查与现状     | 92  |
| 4.4 声环境现状调查与评价      | 94  |
| 4.5 水环境现状调查与评价      | 96  |
| 5.1 生态环境影响分析        | 111 |
| 5.2 环境空气影响分析        | 116 |
| 5.3 声环境影响预测与评价      | 126 |
| 5.4 地表水环境影响分析       | 129 |
| 5.5 地下水环境影响分析       | 130 |
| 5.6 固体废物影响及分析       | 194 |
| 5.7 环境风险评价          | 199 |
| 6.环境保护措施及其可行性论证     | 207 |
| 6.1 生态环境保护措施        | 207 |
| 6.1 生态保护措施          | 207 |
| 6.2 水污染防治措施         | 209 |
| 6.3 噪声污染防治措施        | 211 |
| 6.4 固体废物污染防治措施      | 212 |
| 6.5 大气环境保护措施        | 215 |

|                            |            |
|----------------------------|------------|
| 6.6 环境风险防范措施               | 217        |
| <b>7.环境管理、监测及 HSE 管理体系</b> | <b>226</b> |
| 7.1 环境管理制度                 | 226        |
| 7.2 管理体系及体系运行              | 229        |
| 7.3 环境监测计划                 | 232        |
| 7.4 环保设施竣工验收管理             | 232        |
| 7.5 污染物排放的管理要求             | 234        |
| <b>8.环境影响经济损益分析</b>        | <b>235</b> |
| 8.1 项目的社会效益和经济效益           | 235        |
| 8.2 项目环境效益分析               | 236        |
| 8.3 环境经济分析结论               | 238        |
| <b>9.结论与建议</b>             | <b>239</b> |
| 9.1 工程概况                   | 239        |
| 9.2 环境质量现状评价结论             | 239        |
| 9.3 环境影响评价结论               | 240        |
| 9.4 综合评价结论                 | 244        |

# 1.概述

## 1.1 建设项目特点

神泉油田位于新疆维吾尔自治区吐鲁番市境内，位于吐鲁番市高昌区东北方向约 8km；油田地表为平缓戈壁滩，地面海拔 0~100m。神泉侏罗系油藏于 1993 年在神泉潜伏构造上钻探神 1 井试油获得成功，从而得以发现。2014 年，在神 803 井南面断块上钻探的神 7 井投产后获得工业油气流，随后在神 7 块西面断块上钻探的神 8-15 井也获得工业油气流，从而发现了神 8-15 块油藏。

神 8-15 区块所属地理位置比邻神泉油田，神泉油田位于吐鲁番市高昌区东北方向约 8km 处，地处火焰山南麓，北距葡北油田 14km。本项目动用含油面积 1.27km<sup>2</sup>，动用石油地质储量 39.2 万 t。本项目部署新钻井 53 口（未批先建 21 口，已接受处罚并交纳罚款），形成 11 注 42 采的注采方形井网，按照 200-220m 的井距部署。设计单井产能 7.0t/d，预计建成原油生产能力 7.98 万 t。集输管线 15.7km，其中单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7；注水管线 7.18km，其中注水干线 5.7（与站外集输管线同沟敷设），单井注水管线 1km，注水支线 0.48km。井场道路 4km，供配电、通信、土建等配套工程。原油处理依托现有神泉联合站。本次评价包括新钻井 32 口及未批先建的 21 口井。

本项目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。

据现场调查，项目区主要为荒漠生态系统，项目区 1.9km 到 5km 范围内有 16 个村庄和 1 个油田生活区分布，且地下水评价范围内分布有厂区水井和项目区下游坎儿井、机民井，重点保护目标是：坎儿井、机民井、项目区南部的村庄和居民，以及范围内的野生动植物物种及其生境。

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

## 1.2 环境影响评价的工作过程

本项目属于新区块开发，按照《建设项目环境影响评价分类管理名录（2018版）》，应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》（国务院令第682号）中有关规定，2018年9月中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司吐鲁番采油厂委托新疆天合环境技术咨询有限公司对本项目进行环境影响评价。

评价单位接受委托后，即进行了现场踏勘和资料收集，结合当地和吐哈油田有关规划及当地环境特征，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，对本项目进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查，识别本项目的环境影响因素，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《神泉油田神8-15块产能建设项目环境影响报告书》。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）。

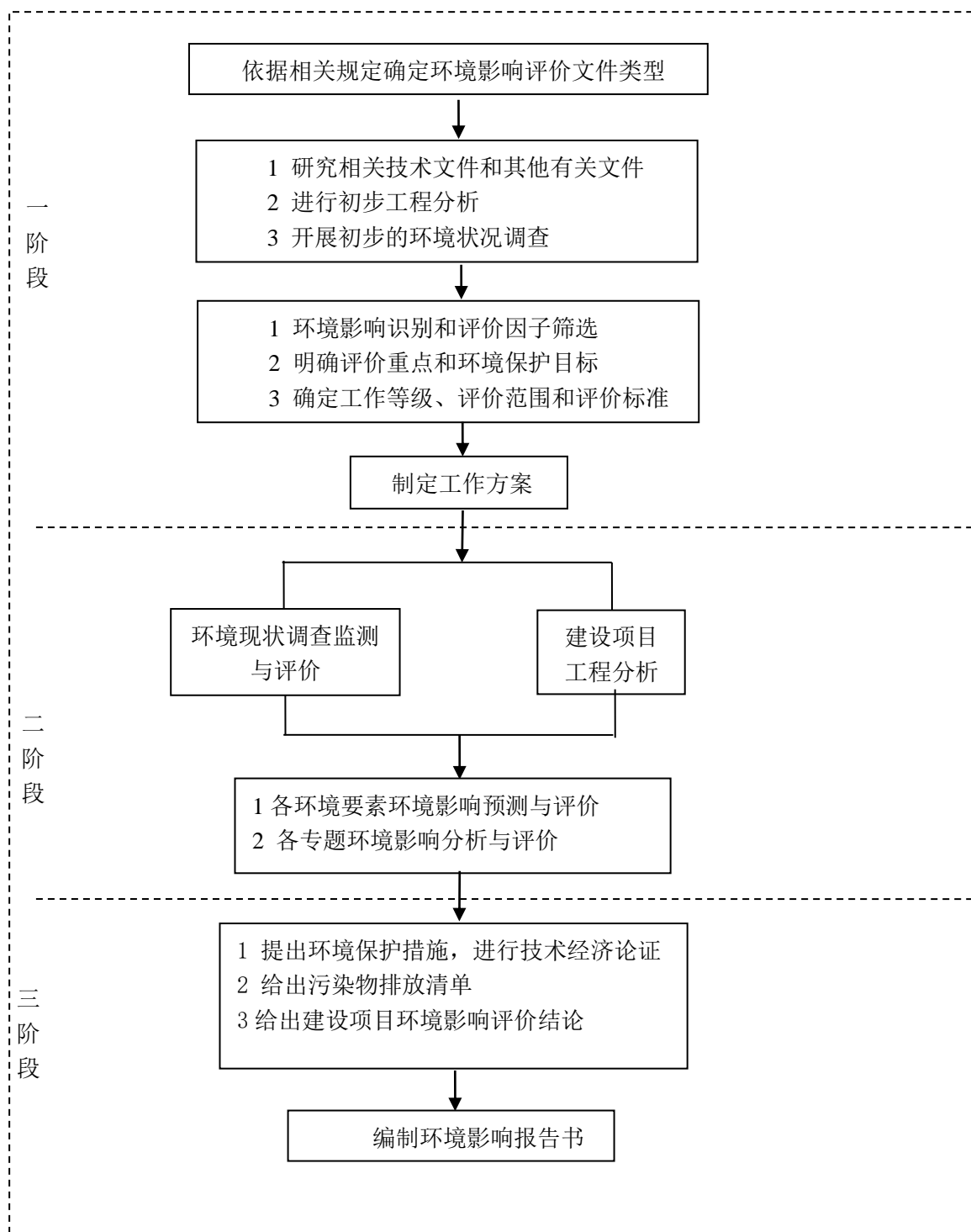


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

### 1.3 分析判定相关情况

本次评价针对施工期和运营期产生的废气、废水、噪声、固体废物的达标排放情况以及提出的生态减缓措施是否将生态影响降至最低进行分析和论述，并针对以上环境影响所采取的环境保护及风险防范措施的可行性进行分析。

关注的主要环境问题有：施工期产生的废气、废水以及施工临时占地造成的生态影响；运营期油气集输过程中的环境影响及风险和油气处理过程中产生的无组织挥发烃类、采出水、井下作业废水和落地原油等环境影响。

因此，项目环境影响评价以工程分析、地下水环境影响评价、生态环境影响评价、环境风险分析、污染防治措施的论证分析作为本次评价的重点。

本项目属于《产业结构调整指导目录（2011年本）（2018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，本项目的建设符合国家的相关政策。本项目位于国土资源部批准的中国石油天然气股份有限公司吐哈油田分公司勘探权区域内，本项目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，本项目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。

本项目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。

### 1.4 环境影响评价的主要结论

本项目的建设符合国家产业政策，符合中国石油天然气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：本项目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，可使本项目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，本项目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，项目建设可行。

## 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，了解神 8-15 块周围的自然环境、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，明确本项目施工期、运营期和退役期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期及退役期对环境的影响程度，并提出采取的污染防治和生态保护措施。

(3) 对油田开发过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出油田开发建设施工期、运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) 评价本项目对国家产业政策、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) 分析本项目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) 严格执行国家和地方有关环保法律、法规、标准和规范，结合地方经济、社会和环境发展规划以及生态建设规划等开展评价；

(2) 贯彻可持续发展方针，坚持“清洁生产、达标排放、总量控制”的原则；

(3) 针对油田开发区域范围大、污染源分散的特点，环评将以剖析典型井场、计转站，采用“以点带面”的方法，辐射整个评价范围；

(4) 采用类比分析的方法，分析油田开发工程可能产生的环境影响，对本项目的环保和生态措施提出完善意见；

(5) 在环境影响评价过程中，鼓励和支持公众参与，充分考虑社会各方面利益和意见；



(6) 重视环境管理，在环境影响评价工作中结合项目区环境特点，针对开发方案提出和落实调整方案，并针对本项目特点提出具有可操作性的环境保护管理方法和建议。

## 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         | 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       | 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       | 13 届人大第 6 次会议  | 2018-10-26 |
| 4  | 中华人民共和国水污染防治法        | 12 届人大第 28 次会议 | 2018-01-01 |
| 5  | 中华人民共和国环境噪声污染防治法     | 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   | 12 届人大第 24 次会议 | 2016-11-07 |
| 7  | 中华人民共和国水法            | 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         | 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       | 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         | 12 届人大第 21 次会议 | 2018-10-26 |
| 11 | 中华人民共和国土地管理法         | 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         | 12 届人大第 14 次会议 | 2015-04-24 |
| 13 | 中华人民共和国防洪法           | 12 届人大第 21 次会议 | 2016-09-01 |
| 14 | 中华人民共和国草原法           | 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       | 12 届人大第 21 次会议 | 2017-01-01 |
| 16 | 中华人民共和国石油天然气管道保护法    | 11 届人大 15 次会议  | 2010-10-01 |
| 17 | 中华人民共和国突发事件应对法       | 10 届人大第 29 次会议 | 2007-11-01 |
| 18 | 中华人民共和国防沙治沙法         | 13 届人大第 6 次会议  | 2018-10-26 |
| 19 | 中华人民共和国土壤污染防治法       | 13 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         | 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      | 国务院令 687 号     | 2017-10-07 |
| 3  | 危险化学品安全管理条例          | 国务院令 591 号     | 2011-12-01 |
| 4  | 中华人民共和国河道管理条例        | 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     | 国务院令 653 号     | 2014-07-29 |
|    | 中华人民共和国自然保护区条例       | 国务院令 687 号     | 2017-10-7  |
| 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  |

| 序号 | 依据名称                                | 会议、主席令、文号                | 实施时间       |
|----|-------------------------------------|--------------------------|------------|
| 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                    | 环境保护部令第 44 号             | 2017-09-01 |
| 2  | 环境影响评价公众参与办法                        | 生态环境部令第 4 号              | 2019-01-01 |
| 3  | 关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知 | 环发[2015]4 号              | 2015-01-08 |
| 4  | 国家危险废物名录（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  | 关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知            | 环发[2012]77 号             | 2012-07-03 |
| 8  | 关于加强西部地区环境影响评价工作的通知                 | 环发[2011]150 号            | 2011-12-29 |
| 9  | 关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知             | 环发[2012]98 号             | 2012-08-07 |
| 10 | 关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见             | 环发[2013]16 号             | 2013-01-22 |
| 11 | 关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知     | 环办[2013]103 号            | 2014-01-01 |
| 12 | 国家沙化土地封禁保护区管理办法                     | 林沙发（2015）66 号            | 2015-07-01 |
| 13 | 国家沙漠公园管理办法                          | 林沙发（2017）104 号           | 2017-10-01 |
| 四  | 地方法规及通知                             |                          |            |
| 1  | 新疆维吾尔自治区环境保护条例（2018 年修订）            | 13 届人大第 6 次会议            | 2018-09-21 |
| 2  | 新疆维吾尔自治区野生植物保护条例（2018 年修订）          | 13 届人大第 6 次会议            | 2018-09-21 |
| 3  | 新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例（2018 年修订）   | 13 届人大第 6 次会议            | 2018-09-21 |
| 4  | 新疆维吾尔自治区自然保护区管理条例（2018 年修订）         | 13 届人大第 6 次会议            | 2018-09-21 |
| 5  | 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 |
| 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环境防治办法                | 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 |

| 序号 | 依据名称                          | 会议、主席令、文号             | 实施时间       |
|----|-------------------------------|-----------------------|------------|
| 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 | 关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知 | 新环发[2016]360号         | 2016-11-15 |
| 18 | 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 |
| 19 | 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 |
| 20 | 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 |
| 21 | 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 |
| 22 | 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 |
| 23 | 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 |
| 24 | 关于含油污泥处置有关事宜的通知               | 新环办发[2018]20号         | 2018-12-20 |
| 25 | 新疆维吾尔自治区坎儿井保护条例               | 第十届人民代表大会常务委员会第二十六次会议 | 2006-12-1  |

## 2.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 2.2-2。

表 2.2-2 环评技术导则依据一览表

| 序号 | 依据名称                     | 标准号                | 实施时间       |
|----|--------------------------|--------------------|------------|
| 1  | 建设项目环境影响评价技术导则 总纲        | HJ2.1-2016         | 2017-01-01 |
| 2  | 环境影响评价技术导则 大气环境          | HJ2.2-2018         | 2018-12-01 |
| 3  | 环境影响评价技术导则 地表水环境         | HJ2.3-2018         | 2019-03-01 |
| 4  | 环境影响评价技术导则 声环境           | HJ2.4-2009         | 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 | 建设项目环境风险评价技术导则           | HJ169-2018         | 2019-03-01 |
| 12 | 危险化学品重大危险源辨识             | GB18218-2018       | 2018-11-19 |
| 13 | 石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行） |                    | 2009-02-19 |
| 14 | 石油天然气工业健康、安全与环境管理体系      | SY/T6276-2014      | 2015-03-01 |
| 15 | 石油化工企业环境保护设计规范           | SH3024-1995        | 1995-07-01 |

|    |                  |               |            |
|----|------------------|---------------|------------|
| 16 | 石油天然气开采业污染防治技术政策 | 2012 年 第 18 号 | 2012-03-17 |
|----|------------------|---------------|------------|

### 2.2.3 相关文件和技术资料

- (1) 委托书，中国石油吐哈油田分公司吐鲁番采油厂，2018.9；
- (2) 神泉油田神 8-15 块产能建设方案，吐哈油田分公司，2015.12；

### 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) 《吐哈油田油气发展十三五规划》
- (5) 《吐鲁番国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》；
- (6) 《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》
- (7) 《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划》（2016-2020）

## 2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

### 2.3.1 环境影响因素识别

本项目部署新钻井 53 口（未批先建 21 口），形成 11 注 42 采的注采方形井网，按照 200-220m 的井距部署。设计单井产能 7.0t/d，预计建成原油生产能力 7.98 万 t。新疆集输管线 15.7km，其中单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7；新建注水管线 7.18km，其中注水干线 5.7（与站外集输管线同沟敷设），单井注水管线 1km，注水支线 0.48km。井场道路 4km，供配电、通信、土建等配套工程。原油处理依托现有神泉联合站。

施工期建设工程包括钻井，集输管线、注水管线敷设及油田内部道路、井场、建设等。

#### (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：确定井位，平整井场，修建井场道路，设备安装。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 钻井工程：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

单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7km；单井注水管线 1km，注水支线 0.48km，注水干线 5.7km（与站外集输管线同沟敷设），井场道路 4km，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

新建井场 53 口（未批先建 21 口），形成 11 注 42 采的注采方形井网，按照 200-220m 的井距部署。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                                      | --   |
|               |             | (2) 钻井废水      | COD、悬浮物、石油类                               | -    |
|               |             | (3) 井喷（事故）    | CH <sub>4</sub> 、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                                    | -    |
|               |             | (5) 生活污水      | COD、BOD <sub>5</sub> 、NH <sub>3</sub> -N  | -    |
|               |             | (6) 施工机械和车辆尾气 | NO <sub>2</sub> 、CO、SO <sub>2</sub> 、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        | 永久性占地、动植物影响 | -             |   |      |

| 序号 | 时段                | 主要影响因素           | 主要环境影响因子                                 | 分析结果 |
|----|-------------------|------------------|--|------|
|    |                   | (10) 建设工程        | 对当地社会经济的拉动                               | ++   |
| 2  | 运营期<br>(正常<br>工况) | (1) 生活污水         | COD、BOD <sub>5</sub> 、NH <sub>3</sub> -N | -    |
|    |                   | (2) 生活垃圾         | 污染土壤环境                                   | -    |
|    |                   | (3) 含油污泥         | 原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物                    | -    |
|    |                   | (4) 设备噪声         | 影响声环境质量                                  | -    |
|    |                   | (5) 采出水          | 污水处理站处理后回注地层                             | -    |
| 3  | 运营期<br>(事故<br>工况) | (1) 管道破损泄漏原油、天然气 | 火灾爆炸危险                                   | -    |
|    |                   | (2) 污水管线泄露       | 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

根据本项目环境影响要素识别、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<br>(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；<br>(3)油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析<br>(4)油田开发对当地农牧业影响；<br>(5)油田开发建设对生态景观的影响<br>(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 <sub>cr</sub> 、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 <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、非甲烷总烃和PM <sub>10</sub> 、PM <sub>2.5</sub> | 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<br>(1)对油田钻井期可能发生的井喷事故进行影响分析；  |

|  |  |   |
|--|--|---|
|  |  | (2) 结合当地的气象条件,对油田运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

##### (1) 环境空气

环境空气质量评价中 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub>、CO、O<sub>3</sub> 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《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m<sup>3</sup>的标准, H<sub>2</sub>S 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/m<sup>3</sup>。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 | 污染物                           | 标准等级 | 标准限值 μg /Nm <sup>3</sup> |     |        | 标准来源  |
|----|-------------------------------|------|--------------------------|-----|--------|---|
|    |                               |      | 年平均                      | 日平均 | 1 小时平均 |   |
| 1  | SO <sub>2</sub>               | 二级   | 60                       | 150 | 500    | 《环境空气质量标准》(GB3095-2012)                             |
| 2  | NO <sub>2</sub>               | 二级   | 50                       | 80  | 200    |   |
| 3  | PM <sub>2.5</sub>             | 二级   | 35                       | 75  |        |   |
| 4  | PM <sub>10</sub>              | 二级   | 70                       | 150 |        |   |
| 5  | CO                            | 二级   |                          | 4   | 10     |   |
| 6  | O <sub>3</sub>                | 二级   |                          | 160 | 200    |   |
| 7  | 非甲烷总烃<br>(mg/m <sup>3</sup> ) |      |                          |     | 2.0    | 参考《大气污染物综合排放标准》详解                                   |
| 8  | H <sub>2</sub> 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

##### (1) 地表水

项目区内的主要地表水体为葡萄沟水库,距离约 3.8km,根据葡萄沟水库现有主要功能,水质执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 II 类标准。西侧农灌渠距离 1.5km,执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 III

类标准，具体标准值见表 2.4-2 和 2.4-3。

**表 2.4-2 地表水环境质量标准 II 类标准限制 单位：mg/L (pH 无量纲)**

| 项目                                | 标准限值   | 项目           | 标准限值     |
|-----------------------------------|--------|--------------|----------|
| 水温, °C                            | /      | 硫化物, mg/L    | ≤0.1     |
| pH (无量纲)                          | 6~9    | 氰化物 mg/L     | ≤0.05    |
| 溶解氧 (以 O <sub>2</sub> 计), mg/L    | ≥6     | 石油类, mg/L    | ≤0.05    |
| 悬浮物 (SS), mg/L                    | /      | 铬 (六价), mg/L | ≤0.05    |
| 高锰酸盐指数 (COD <sub>Mn</sub> ), mg/L | ≤4     | 铜, mg/L      | ≤1.0     |
| 化学需氧量 (COD <sub>Cr</sub> ), mg/L  | ≤15    | 锌, mg/L      | ≤1.0     |
| 五日生化需氧量 (BOD <sub>5</sub> ), mg/L | ≤4     | 镉, mg/L      | ≤0.005   |
| 挥发酚 (以苯酚计), mg/L                  | ≤0.002 | 铅, mg/L      | ≤0.01    |
| 氨氮 (以 N 计), mg/L                  | ≤0.5   | 砷, mg/L      | ≤0.05    |
| 总磷 (以 P 计), mg/L                  | ≤0.025 | 汞, mg/L      | ≤0.00005 |

**表 2.4-3 地表水环境质量标准 III 类标准限制 单位：mg/L (pH 无量纲)**

| 项目                                | 标准限值   | 项目           | 标准限值    |
|-----------------------------------|--------|--------------|---------|
| 水温, °C                            | /      | 氰化物 mg/L     | ≤0.2    |
| pH (无量纲)                          | 6~9    | 石油类, mg/L    | ≤0.05   |
| 溶解氧 (以 O <sub>2</sub> 计), mg/L    | ≥5     | 铬 (六价), mg/L | ≤0.05   |
| 高锰酸盐指数 (COD <sub>Mn</sub> ), mg/L | ≤6     | 铜, mg/L      | ≤1.0    |
| 化学需氧量 (COD <sub>Cr</sub> ), mg/L  | ≤20    | 锌, mg/L      | ≤1.0    |
| 五日生化需氧量 (BOD <sub>5</sub> ), mg/L | ≤4     | 镉, mg/L      | ≤0.005  |
| 挥发酚 (以苯酚计), mg/L                  | ≤0.005 | 铅, mg/L      | ≤0.05   |
| 氨氮 (以 N 计), mg/L                  | ≤1.0   | 砷, mg/L      | ≤0.05   |
| 总磷 (以 P 计), mg/L                  | ≤0.05  | 汞, mg/L      | ≤0.0001 |
| 硫化物, mg/L                         | ≤0.2   |              |         |

项目区地下水主要用于农牧民和牲畜饮用或灌溉。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 2.4-4。

**表 2.4-4 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

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 2.4-5。

**表 2.4-5 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

油气集输过程中无组织挥发产生的非甲烷总烃排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度要求，环境浓度选用值4.0mg/m<sup>3</sup>。

### 2.4.2.2 废水

运营期项目产生的采出废水在神泉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 2.4-6。

**表 2.4-6 《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， $\mu\text{m}^2$ |                              | $\leq 0.01$     | $> 0.01 \leq 0.05$ | $> 0.05 \leq 0.5$ | $> 0.5 \leq 1.5$ | $> 1.5$         |
| 控制<br>指标                    | 悬浮固体含量，<br>mg/L              | $\leq 1.0$      | $\leq 2.0$         | $\leq 5.0$        | $\leq 10.0$      | $\leq 30.0$     |
|                             | 悬浮物颗粒直径中<br>值， $\mu\text{m}$ | $\leq 1.0$      | $\leq 1.5$         | $\leq 3.0$        | $\leq 4.0$       | $\leq 5.0$      |
|                             | 含油量，mg/L                     | $\leq 5.0$      | $\leq 6.0$         | $\leq 15.0$       | $\leq 30.0$      | $\leq 50.0$     |
|                             | 平均腐蚀率，mm/a                   | $\leq 0.076$    |                    |                   |                  |                 |
|                             | SRB, 个/ML                    | $\leq 10$       | $\leq 10$          | $\leq 25$         | $\leq 25$        | $\leq 25$       |
|                             | IB, 个/mL                     | $n \times 10^2$ | $n \times 10^2$    | $n \times 10^3$   | $n \times 10^4$  | $n \times 10^4$ |
|                             | TGB, 个/mL                    | $n \times 10^2$ | $n \times 10^2$    | $n \times 10^3$   | $n \times 10^4$  | $n \times 10^4$ |

生活污水依托神泉联合站生活污水处理装置处理，出水水质应达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级 A 级标准后，回用于荒漠植被生态恢复及降尘用水，见表 2.4-7。

**表 2.4-7 《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002) 单位: mg/L, pH 除外**

| 污染物     | pH  | COD <sub>Cr</sub> | BOD <sub>5</sub> | SS | 动植物油 | 石油类 | 阴离子表面活性剂 | 氨氮 | 总磷  |
|---------|-----|-------------------|------------------|----|------|-----|----------|----|-----|
| 一级 A 标准 | 6-9 | 50                | 10               | 10 | 1    | 1   | 0.5      | 5  | 0.5 |

### 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 2.4-8。

**表 2.4-8 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

结合本项目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

本项目废气排放源主要为油气集输过程烃类废气，排放污染物主要有非甲烷总烃（NMHC）。

依据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，选取本项目主要排放废气污染物 NMHC 污染物为候选因子进行核算，分别计算每一种污染物的最大地面浓度占标率  $P_i$  和地面浓度达到标准限值 10% 时所对应的最远距离  $D_{10\%}$ 。其中  $P_i$  定义为：

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

式中： $P_i$ ——第  $i$  个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

$C_{oi}$ ——第  $i$  个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。一般选用 GB3095 中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择相应的一级浓度限值；对该标准中未包含的污染物，使用 HJ2.2 中 5.2 确

定的各评价因子 1h 平均质量浓度限值。对仅有 8h 平均质量浓度限值、日平均质量浓度限值或年平均质量浓度限值的，可分别按 2 倍、3 倍、6 倍折算为 1h 平均质量浓度限值。

大气评价工作级别详见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价工作等级

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

根据本项目大气污染物排放特点并结合导则要求，按照估算模式 AERSCREEN 计算集输系统排放污染物 NMHC 的最大地面浓度及占标率  $P_i$ ，确定其评价工作等级。

计算参数选取见表 2.5-2。

表 2.5-2 大气污染源估算模式点源参数取值一览表

| 序号            | 污染源         | 污染物名称 | 排放量 (t/a) | 排放参数           |
|---------------|-------------|-------|-----------|----------------|
| 1             | 油区          | NMHC  | 4.07      | 3.3km×2.3km×5m |
| 项目所在地<br>气温记录 | 最低          | -     | -18.3°C   |                |
|               | 最高          | -     | 47.8°C    |                |
| 城市/乡村选项       | 城市/农村       | -     | 农村        |                |
|               | 人口数 (城市选项时) | -     | /         |                |
| 土地利用类型        |             |       | -         | 沙漠化荒地          |
| 区域湿度条件        |             |       | -         | 干燥气候           |
| 是否考虑地形        | 考虑地形        | -     | 是         |                |
|               | 地形数据分辨率/m   | -     | 90        |                |
| 是否考虑<br>岸线熏烟  | 考虑岸线熏烟      | -     | 否         |                |
|               | 岸线距离/km     | -     | /         |                |
|               | 岸线方向/°      | -     | /         |                |

估算结果详见表 2.5-3。

表 2.5-3 估算模式计算结果表

| 序号 | 污染源名称 |      | 方位<br>角度<br>(度) | 离源<br>距离<br>(m) | 相对<br>源高<br>(m) | 最大<br>落地浓度<br>( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ) | 占标率<br>(%) | $D_{10}$<br>(m) |
|----|-------|------|-----------------|-----------------|-----------------|--|------------|-----------------|
| 1  | 油区    | NMHC | 30.0            | 1910            | 0               | 13.562                                     | 0.68       | 0               |

表 2.5-3 的计算结果表明，本项目对周边环境的影响主要来自油气集输产生的 NMHC，其中最大占标率为 0.68%，其占标率 10%的最远距离  $D_{10\%}=0\text{m}$ ，最大占标率  $P_{\max} < 10\%$  内，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三级。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定和表 2.5-3 估算结果，同时考虑项目建设性质，确定本次环境空气评价范围为边长 5km 矩形。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

项目新增永久占地面积 12.2hm<sup>2</sup>，临时占地面积 26.82hm<sup>2</sup>，占地面积 < 20km<sup>2</sup>；单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7；单井注水管线 1km，注水支线 0.48km，注水干线 5.7（与站外集输管线同沟敷设），井场道路 4km，线性工程长度 < 50km，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 2.5-4。本项目土地利用类型为裸土，不属于特殊敏感生态区和重要生态敏感区，仅为一般区域。但本项目距离坎儿井较近。本项目生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 2.5-4 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≥20km <sup>2</sup> 或<br>长度≥100km | 面积 2-20km <sup>2</sup> 或<br>长度 20-100km | 面积≤2km <sup>2</sup> 或<br>长度≤50km |
| 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约 200m，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。本生态评价范围为各井场、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

项目所在区域距离葡萄沟水库约 3.8km，距离最近的农灌渠约 1.4km。项目废水主要包括含油生产水及生活污水，含油生产水处理后回注，生活污水经处理后冬储夏灌，无废水排入地表水体。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）规定，废水排放方式为间接排放，地表水环境评价等级为三级 B。

地表水环境影响评价范围为神泉联合站污水处理设施范围内。

## 2.5.4 地下水环境评价等级和评价范围

### 2.5.4.1 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，本项目属于 F 类“石油、天然气”中的石油开采类，属于 I 类建设项目。

### 2.5.4.2 地下水环境敏感程度

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中地下水环境敏感程度分级表（见表2.5-5），该建设工程位于山前冲洪积平原，地下水类型为第四系松散岩类孔隙水，下游有村庄分布。该区域属坎儿井分布区，目前部分坎儿井仍在使用，主要用于农业灌溉，也有少量用于生活饮用，属分散式供水水源，因此地下水环境敏感程度为“较敏感”。

**表 2.5-5 地下水环境敏感程度分级表**

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

### 2.5.4.3 评价等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目属于 I 类建设项目，地下水环境敏感程度有敏感和不敏感两种，依据表1.5-2，地下水环境敏感程度为较敏感，因此，拟建项目地下水环境影响评价工作等级为一级。详见表2.5-6。

**表 2.5-6 建设项目地下水环境影响评价工作等级分级表**

| 项目类别<br>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       |

#### 2.5.4.4评价范围

按照《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）要求，地下水环境现状调查与评价范围可参考地下水环境现状调查评价范围参照表（表 2.5-7）执行，拟建项目地下水环境影响评价工作等级为一级，调查评价范围应大于或等于 20 km<sup>2</sup>。

**表 2.5-7 地下水环境现状调查评价范围参照表**

| 评价等级 | 调查评价范围 (km <sup>2</sup> ) | 备注                         |
|------|---------------------------|----------------------------|
| 一级   | ≥20                       | 应包括重要的地下水环境保护目标，必要时适当扩大范围。 |
| 二级   | 6~20                      |                            |
| 三级   | ≤6                        |                            |

##### (1) 勘察区范围划定原则

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）导则要求，建设项目地下水环境影响现状调查评价范围可采用公式计算法、查表法和自定义法确定。当建设项目所在地水文地质条件相对简单，且所掌握的资料能够满足公式计算法的要求时，应采用公式计算法确定；当不满足公式计算法的要求时，可采用查表法确定。当计算或查表范围超出所处水文地质单元边界时，应以所处水文地质单元边界为宜。

##### (2) 勘察区范围的确定

利用本次实测数据，采用公式计算法计算污染物下游迁移距离，并在此基础上考虑场地周边和下游地下水敏感点的分布位路，确保勘察区范围能够包含下游重要敏感点，最终综合考虑确定勘察区范围。

本次建设工程位于山前冲洪积平原，地下水类型为第四系松散岩类孔隙水，下游有村庄分布。该区域属坎儿井分布区，目前部分坎儿井仍在在使用，主要用于农业灌溉，也有少量用于生活饮用，属分散式供水水源。经调查，勘察区内坎儿井的出水口主要分布在吐鲁番市原种场至恰特喀勒乡北部村落一带，因此，勘察区范围应向下游外扩至坎儿井出水口，距离为 5km。

最终确定勘察区范围应以场地为中心，向下游外扩 5km，向两侧各外扩 2.5km，上游外扩 1km，外扩后的勘察区面积为 100km<sup>2</sup>。场地及勘察区拐点坐标见表 2.5-8。

**表 2.5-8 场地及勘察区拐点坐标一览表**

| 范围  | 序号 | 经度 | 纬度 | X | Y |
|-----|----|----|----|---|---|
| 项目区 | 1  |    |    |   |   |



|   |     |   |  |  |  |
|---|-----|---|--|--|--|
|   | 2   |   |  |  |  |
|   | 3   |   |  |  |  |
|   | 4   |   |  |  |  |
|   | 5   |   |  |  |  |
|   | 6   |   |  |  |  |
|   | 勘查区 | 1 |  |  |  |
| 2 |     |   |  |  |  |
| 3 |     |   |  |  |  |
| 4 |     |   |  |  |  |

图 2.5-2 地下水调查评价区范围图

### 2.5.6 噪声环境评价等级和评价范围

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

本项目噪声源周边 200m 范围内无居民点。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）的规定，声环境影响评价工作等级定为三级。

声环境评价范围为各井场、管线及道路周围 200m 范围内。

## 2.5.7 环境风险评价等级和评价范围

本项目为石油开采类，其采集、储存和运输的原油属可燃、易燃危险性物质。根据现场调查本项目区南侧1.0km处有坎儿井竖井分布，为坎儿井补给上游区，存在环境敏感区。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中环境风险评价工作等级划分原则，见表2.5-9，判定本项目的环境风险评价等级为简单分析。

表 2.5-9 环境风险评价工作级别划分

| 环境风险潜势 | IV、IV <sup>+</sup> | III | II | I                 |
|--------|--------------------|-----|----|-------------------|
| 评价工作等级 | 一                  | 二   | 三  | 简单分析 <sup>a</sup> |

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

项目区集输管线 15.7km，其中单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7km，通过管径计算，管线集输总油量约为 656t，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJT169-2018）附录 B 可知油类物质的临界量为 2500t，根据导则附录 C 中计算物质的 Q 值为  $0.2624 < 1$ ，根据附录 C 中规定“当  $Q < 1$  时，该项目环境风险潜势为 I”可知：本项目的环境风险潜势为 I。

根据表 2.5-9 规定，本次评价只对环境风险进行简单分析。

## 2.6 污染控制和环境保护目标

### 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，做好生态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。本项目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<br>钻井施工<br>管线施工 | 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   | 进入泥浆不落地系统，处理达标后综合利用    | 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II类和III类标准  |
|        |                      | 井喷天然气泄漏   | 严格按规范操作、配备防护设备         | 防止对人员及财产造成破坏   |
| 运营期影响  | 废水                   | 落地油等      | 严格带罐作业，做到落地油零排放        | 避免污染土壤   |
|        |                      | 生活污水      | 大肠菌群数、BOD5、COD、氨氮等     | 生活污水依托神泉联合站生活污水处理装置处理，出水水质应达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)二级标准后，回用于荒漠植被生态恢复及降尘用水， |
| 生产废水   | 石油类、氨氮等              | 废水集中处理后回注 |                        |  |

|       |    |              |           |                  |               |
|-------|----|--------------|-----------|------------------|---------------|
|       | 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        |
|       | 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 |    | 井场、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

据现场调查, 项目区环境敏感点主要为油田区域周边村庄、坎儿井。主要环境敏感点见表。评价区评价范围及环境保护目标见图 2.5-1 和表 2.6-2。

表 2.6-2 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                    | 环境功能区 |
|----|------|----------------|---------------|-------------------|--------------------------------|-------|
| 1  | 大气   | 托什坎布拉克村        | 10 户, 40 人左右  | 南距神 8-21 井场 1.3km | 满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准 | 二类功能区 |
|    |      | 博孜也儿村          | 8 户, 40 人左右   | 南距神 8-21 井场 1.1km |                                |       |
|    |      | 提衣甫阿吉坎儿孜村      | 20 户, 80 人左右  | 南距神 8-78 井场 260m  |                                |       |
|    |      | 神泉联合站生活区       | 30 人左右        | 北距神 8-4 井场 260m   |                                |       |
|    |      | 托杂依坎儿孜村        | 30 户, 90 人左右  | 南距神 8-78 井场 1.8km |                                |       |
|    |      | 布流克村           | 35 户, 110 人左右 | 南距神 8-78 井场 2.7km |                                |       |
|    |      | 大桥村            | 30 户, 90 人左右  | 南距神 8-78 井场 2.6km |                                |       |
|    |      | 拜什巴拉坎儿孜村       | 50 户, 160 人左右 | 南距神 8-78 井场 3.3km |                                |       |
|    |      | 阔什坎儿孜村         | 50 户, 160 人左右 | 南距神 8-78 井场 3.7km |                                |       |
|    |      | 班希坎儿孜村         | 20 户, 80 人左右  | 南距神 8-78 井场 2.1km |                                |       |
|    |      | 库木坎儿孜村         | 25 户, 80 人左右  | 南距神 8-78 井场 1.7km |                                |       |
|    |      | 哈里马勒坎儿孜村       | 35 户, 110 人左右 | 南距神 8-78 井场 2.2km |                                |       |

|   |         |                |                              |                           |  |  |
|---|---------|----------------|------------------------------|---------------------------|--|--|
|   |         | 米吉提阿吉坎儿<br>孜   | 40 户，120 人左<br>右             | 南距神 8-78 井<br>场 3km       |  |  |
|   |         | 萨依坎儿孜          | 25 户，80 人左右                  | 南距神 8-78 井<br>场 3.7km     |  |  |
|   |         | 牙木坎儿孜          | 30 户，90 人左右                  | 南距神 8-78 井<br>场 1.7km     |  |  |
|   |         | 葡萄沟乡           | 400 户，1200 人左<br>右           | 西北距神 8-303<br>井场 5.0km    |  |  |
|   |         | 吐鲁番市高昌区<br>新区  | 1000 户，3000 人<br>左右          | 西北距神 8-303<br>井场 4.3km    |  |  |
| 2 | 声环<br>境 | 提衣甫阿吉坎儿<br>孜村  | 20 户，80 人左右                  | 南距神 8-78 井<br>场 260m      | 满足《声环境<br>质量标准》<br>(GB3096-20<br>08) 中的 2 类<br>标准        | 3 类区                                   |
|   |         | 神泉联合站生活<br>区   | 30 人左右                       | 北距神 8-4 井场<br>260m        | 满足《声环境<br>质量标准》<br>(GB3096-20<br>08) 中的 2 类<br>标准        |  |
| 3 | 地表<br>水 | 葡萄沟水库          | 主要使用功能为农<br>业用水及部分饮用<br>功能。  | 位于区块西北<br>部，最近距离<br>3.8km | 满足《地表水<br>环境质量标<br>准》<br>(GB3838-20<br>02) 中 II 类标<br>准  | II 类功<br>能区                            |
|   |         | 农灌渠            | 主要使用功能为农<br>业用水              | 位于区块西侧，<br>最近距离 1.4km     | 满足《地表水<br>环境质量标<br>准》<br>(GB3838-20<br>02) 中 III 类标<br>准 | III 类功<br>能区                           |
| 4 | 地下<br>水 | 下游坎儿井、民用<br>机井 | 主要用于农业灌<br>溉，也有少量用于<br>生活饮用， | 距离井场最近<br>250m            | 满足《地下水<br>质量标准》<br>(GB/T14848<br>-2017) 中 III 类<br>标准    | III 类功<br>能区                           |
| 5 | 生态      | 保护荒漠生态         | 保护野生植被、野<br>生动物              | 区块范围内，少<br>见              | 防止植被破坏<br>和土壤污染，<br>保护野生动植<br>物生境                        | 吐鲁<br>番盆<br>地绿<br>洲特<br>色农<br>业与<br>旅游 |

|   |    |            |                      |                    |                                  |       |
|---|----|------------|----------------------|--------------------|----------------------------------|-------|
|   |    |            |                      |                    |                                  | 生态功能区 |
| 6 | 风险 | 葡萄沟水库      | 主要使用功能为农业用水及部分饮用功能。  | 位于区块西北部，最近距离 3.8km | 确保葡萄沟水库不受污染                      | /     |
|   |    | 农灌渠        | 主要使用功能为农业用水          | 位于区块西侧，最近距离 1.4km  |                                  |       |
|   |    | 下游坎儿井、民用水井 | 主要用于农业灌溉，也有少量用于生活饮用， | 距离井场最近 250m        | 满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准 | /     |

## 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。

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

- (1) 工程分析
- (2) 生态环境影响评价。
- (3) 地下水环境影响评价
- (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

本项目位于新疆维吾尔自治区吐鲁番市高昌区境内，位于吐鲁番市东北方向约 8km 处，交通便利。

### (1) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区。根据《新疆维吾尔自治区水土保持建设规划》和《新疆维吾尔自治区人民政府关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》，本项目所在地吐鲁番，属于自治区“三区公告”中的重点治理区。

### (2) 环境空气功能区划

项目区远离吐鲁番规划区，没有划分环境空气功能区划。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

项目区远离吐鲁番规划区，没有划分声环境功能区划。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

项目区内的主要地表水体为葡萄沟水库，距离约 3.8km，根据葡萄沟水库现有主要功能，水质执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准。西侧农灌渠距离约 1.5km，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准，

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.工程概况和工程分析

### 3.1 工程概况

#### 3.1.1 工程基本情况

##### 3.1.1.1 项目名称和性质

项目名称：神泉油田神 8-15 块产能建设项目

项目性质：新建（未批先建）

##### 3.1.1.2 建设地点

神 8-15 区块所属地理位置比邻神泉油田，神泉油田位于吐鲁番市高昌区东北方向约 8km 处，地处火焰山南麓，北距葡北油田 14km。由吐鲁番采油厂管辖。项目区中心地理地理位置见图 3.1-1。

##### 3.1.1.3 建设规模

本项目部署新钻井 53 口（未批先建 21 口），形成 11 注 42 采的注采方形井网，按照 200-220m 的井距部署。设计单井产能 7.0t/d，预计建成原油生产能力 7.98 万 t。集输管线 15.7km，其中单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7；注水管线 7.18km，其中注水干线 5.7（与站外集输管线同沟敷设），单井注水管线 1km，注水支线 0.48km。井场道路 4km，供配电、通信、土建等配套工程。原油处理依托现有神泉联合站。项目组成见表 3.1-1。

表 3.1-1 项目组成表

| 序号 | 项目     |        | 数量               | 备注                                |
|----|--------|--------|------------------|-----------------------------------|
| 1  | 钻井工程   | 采油井    | 42 口             | 新钻井 42 口                          |
| 2  |        | 注水井    | 11 口             | 均为新钻井                             |
| 3  | 集输系统工程 | 单井管线   | 10km             | 20# 无缝钢管 D76×6 (3PE 防腐)           |
| 4  |        | 站外集输管线 | 2.1km            | 20# 无缝钢管 D159×6 (3PE 防腐)          |
| 5  |        |        | 3.6km            | 20# 无缝钢管 D219×8 (3PE 防腐)          |
| 6  |        | 穿路套管   | 0.11km           | 聚乙烯防腐胶带防腐 D219×6                  |
| 7  | 穿坎儿井套管 | 1.56km | 聚乙烯防腐胶带防腐 D325×8 |                                   |
| 8  | 注水工程   | 单井注水管线 | 1km              | Q345C 材质高压无缝钢管 D60×7              |
| 9  |        | 注水支管   | 0.48km           | Q345C 材质高压无缝钢管 D114×12            |
| 10 |        | 注水干管   | 5.7km            | 与站外集输管线同沟敷设, Q345C 材质高压无缝钢管 D76×9 |



|    |          |       |        |        |  |
|----|----------|-------|--------|--------|--|
| 11 |          |       | 穿路套管   | 0.11km | 聚乙烯防腐胶带防腐 D219×6   |
| 12 |          |       | 穿坎儿井套管 | 1.56km | 聚乙烯防腐胶带防腐 D325×8   |
| 13 | 配套<br>工程 | 道路    | 巡检道路   | 4.0km  | 单井巡检路；简易砂石路  |
| 14 |          |       |        |        |  |
| 15 |          | 供电    | 供电线路   | 1.5km  | 10kV 架空线路  |
| 16 |          | 自控系统  |        | -      | 接转站防爆远程 I/O 系统   |
| 17 | 依托<br>工程 | 神泉联合站 |        | -      | 神泉联合站设计原油处理规模为 40×10 <sup>4</sup> t/a，目前实际处理液量约 30×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a；已建神泉联合站三套轻烃处理装置，天然气处理规模为 90×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，目前实际处理量约为 70×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d。神泉污水处理装置设计处理能力 1500m <sup>3</sup> /d，2010 年扩建神泉污水处理装置，设计处理能力 2000m <sup>3</sup> /d，目前处理量 1500m <sup>3</sup> /d。神泉联合站总注水能力为 2000m <sup>3</sup> /d，目前注水量为 1200 m <sup>3</sup> /d。神泉联合站为《吐哈油田指挥部西部油田 40 万吨/年产能建设项目环境影响报告书》内的建设内容 1999 年 9 月 29 日取得自治区环保厅批复（新环监发[1999]17 号），2004 年 5 月通过自治区环保局竣工环保验收（新环监验字 2003-HJY-017）。见附件 2，附件 3 及附件 4。 |
| 18 |          | 葡北废渣场 |        |        | 葡北废渣场于 2007 年 11 月 20 日在吐鲁番市环保局取得环评批复（吐地环监[2007]报告表 20 号），于 2007 年 12 月份建成投入使用，2008 年 11 月 22 日取得验收批复（吐地环监管验[2008]登记表 003 号）。目前废渣场堆存的废弃泥浆已经达到临界量的 90%，已趋于饱和。新建 40000m <sup>3</sup> 葡北废渣场已于 2016 年 4 月投入使用。在废渣场东南角分隔 4000m <sup>3</sup> 危险固废临时堆场，渣场西侧修建一条 300m 简易砂石路到卸车场，并与原废渣场道路相连。见附件 5 和附件 6。  |

#### 3.1.1.4 占地和拆迁

项目永久占地面积12.2hm<sup>2</sup>，临时占地面积26.82hm<sup>2</sup>。项目区无拆迁。详见表3.1-2。

表 3.1-2 工程内容及占地情况

| 序号 | 建设项<br>目 | 面积 (hm <sup>2</sup> ) |     | 备注 |
|----|----------|-----------------------|-----|----|
|    |          | 永久占                   | 临时占 |    |
|    |          |                       |     |    |

|    |      | 地     | 地     |                                     |
|----|------|-------|-------|-------------------------------------|
| 1  | 钻井井场 | 10.60 | 14.84 | 总井数 53 口，单井临时占地 60×80m，永久占地 40×50m。 |
| 2  | 管线   | 0     | 10.38 | 长度 17.18km，临时占地宽度 6.0m 计            |
| 3  | 道路   | 1.60  | 1.6   | 长度 4km，路基宽 4.0m，扰动范围路基外两侧 2.0m      |
| 合计 |      | 12.2  | 26.82 | /                                   |

### 3.1.1.5 投资估算

工程总投资 2.39 亿元，其中钻采工程投资 1.87 亿元，地面工程投资 0.52 亿元。

### 3.1.1.6 组织计划和劳动定员

本项目劳动组织依托吐鲁番采油厂统一管理，日常维护及检修工作由鄯善采油厂负责。不新增劳动定员。

## 3.1.2 油气田资源概况

### 3.1.2.1 油藏地质特征

神泉油田侏罗系构造总体为多条断层切割的轴向近东西向的宽缓穹窿背斜，高点埋深 2329m（神 110 井），海拔-2290m。神泉油田侏罗系构造圈闭面积 18.0km<sup>2</sup>，闭合幅度 190m，南翼陡北翼缓，南翼倾角 15°~20°，北翼倾角 5°~10°。

神泉油田侏罗系为辫状河三角洲沉积相，发育了三角洲平原和三角洲前缘两个亚相，包括分流河道、边滩、决口扇、水下分流河道、河口坝、席状砂、水下决口扇等 12 个微相。

神泉侏罗系油藏储层物性属于中孔中渗，统计样品数 133 块，孔隙度最小 12.4%，最大 26.6%，平均孔隙度为 20.8%；统计样品数 118 块，渗透率最小 2.21×10<sup>-3</sup>μ m<sup>2</sup>，最大 2130×10<sup>-3</sup>μ m<sup>2</sup>，平均渗透率 230.6×10<sup>-3</sup>μ m<sup>2</sup>。

储层亲水，中等水敏，中等酸敏。

侏罗系油藏油层温度 81.00℃，地温梯度 2.86℃/100m，原始地层压力 30.79Mpa，压力系数 1.09。属异常低温、正常压力系统。

### 3.1.2.2 流体性质

#### (1) 原油性质

神泉油田侏罗系油藏地面原油密度 0.798~0.808g/cm<sup>3</sup>，黏度（50℃时）1.1~1.98mPa.s，凝固点-13~11℃，含汽油量（205℃馏出体积）28%~54%；地层原油密度 0.562~0.615g/cm<sup>3</sup>，黏度 0.418~0.834mPa.s，体积系数为 1.656~2.106，

原始气油比 346~451m<sup>3</sup>/t，收缩率 45.5~52.51%；井流物组份 C<sub>1</sub> 占 47.0%~54.5%，C<sub>2-6</sub> 为 24.3%~30.8%，C<sub>7+</sub> 为 19.8~20.9%，相对密度 0.802~0.818，分子量 201.3~210.0。

侏罗系油藏的原油为弱挥发油，具有低密度、低粘度，高饱和压力、高气油比的特点，区块间原油性质差别较大。

地层水矿化度 180889~202155mg/l，氯根 108079~121300mg/l，水型为 CaCl<sub>2</sub>，属于封闭地层水。

### (2) 天然气性质

据设计提供溶解气分析，其相对密度为 0.90，甲烷含量 74.50%，乙烷含量 10.50%，C<sub>7+</sub> 含量 0.17%。

表 3.1-3 油藏溶解气分析数据表

| 区块 | 层位              | 天然气<br>相对密度 | 天 然 气 组 分 (%) |       |      |         |         |         |         |          |      |                 |         |
|----|-----------------|-------------|---------------|-------|------|---------|---------|---------|---------|----------|------|-----------------|---------|
|    |                 |             | 甲烷            | 乙烷    | 丙烷   | 异丁<br>烷 | 正丁<br>烷 | 异戊<br>烷 | 正戊<br>烷 | 己烷以<br>上 | 氮    | CO <sub>2</sub> | 硫化<br>氢 |
| 神泉 | J <sub>2q</sub> | 0.90        | 73.95         | 12.06 | 6.07 | 1.17    | 0.95    | 0.23    | 0.17    | 0.15     | 4.84 | 0.41            | —       |
|    | J <sub>2s</sub> | 0.90        | 74.50         | 10.50 | 5.43 | 1.23    | 1.06    | 0.30    | 1.23    | 0.17     | 4.79 | 0.79            | —       |

### (3) 地层采出水物性

油藏地层水水型为 CaCl<sub>2</sub> 型，矿化度 65000-66000mg/l。

表 3.1-4 油藏地层水分析数据表

| 区块 | 层位              | 地 层 水 离 子 含 量 (mg/l)            |                  |                  |                 |                               |                               |                               |       | 水型                |
|----|-----------------|---------------------------------|------------------|------------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------|-------------------|
|    |                 | 阳离子                             |                  |                  | 阴离子             |                               |                               |                               | 总矿化度  |                   |
|    |                 | K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup> | Ca <sup>2+</sup> | Mg <sup>2+</sup> | Cl <sup>-</sup> | SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> | HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> | CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> |       |                   |
| 神泉 | J <sub>2s</sub> | 24809                           | 858              | 124              | 38251           | 2023                          | 465                           | 86                            | 66616 | CaCl <sub>2</sub> |
|    |                 | 24430                           | 878              | 121              | 37739           | 1989                          | 463                           | 71                            | 65691 | CaCl <sub>2</sub> |
|    |                 | 24453                           | 868              | 115              | 37739           | 1965                          | 451                           | 92                            | 65683 | CaCl <sub>2</sub> |

## 3.1.3 开发方案和总体布局

### 3.1.3.1 开发方案

采用油藏工程方法对神 8-15 块侏罗系油藏 10 年开发指标进行了计算，该块合计动用储量 111.1×10<sup>4</sup>t，预计最高年产油量 3.78×10<sup>4</sup>t，十年末年产油 19.27×10<sup>4</sup>t，采油速度 0.91%，采出程度 17.3%，见表 3.1-5。

表 3.1-5 神泉油田侏罗系油藏神 8-15 块开发指标预测表

| 时间<br>(年) | 动用储量(10 <sup>4</sup> t) |       | 年产<br>液量<br>(10 <sup>4</sup> t) | 年产<br>油量<br>(10 <sup>4</sup> t) | 年注<br>水量<br>(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ) | 累计<br>油量<br>(10 <sup>4</sup> t) | 采油速度(%)  |            | 采出程度(%)  |          | 含水率<br>(%) |
|-----------|-------------------------|-------|---------------------------------|---------------------------------|---|---------------------------------|----------|------------|----------|----------|------------|
|           | 地质                      | 可采    |                                 |                                 |   |                                 | 地质<br>储量 | 剩余可<br>采储量 | 地质<br>储量 | 可采<br>储量 |            |
| 2015      | 111.10                  | 26.66 | 1.00                            | 0.97                            | 1.64  | 1.20                            | 0.87     | 3.65       | 1.1      | 4.5      | 3.0        |
| 2016      | 111.10                  | 26.66 | 4.20                            | 3.78                            | 8.01  | 4.98                            | 3.40     | 14.85      | 4.5      | 18.7     | 10.0       |
| 2017      | 111.10                  | 26.66 | 3.70                            | 3.02                            | 6.81  | 8.01                            | 2.72     | 13.95      | 7.2      | 30.0     | 18.2       |
| 2018      | 111.10                  | 26.66 | 3.47                            | 2.48                            | 6.11  | 10.49                           | 2.23     | 13.29      | 9.4      | 39.3     | 28.6       |
| 2019      | 111.10                  | 26.66 | 3.58                            | 2.06                            | 5.91  | 12.54                           | 1.85     | 12.72      | 11.3     | 47.0     | 42.5       |
| 2020      | 111.10                  | 26.66 | 3.95                            | 1.75                            | 6.37  | 14.29                           | 1.57     | 12.39      | 12.9     | 53.6     | 55.7       |
| 2021      | 111.10                  | 26.66 | 4.34                            | 1.50                            | 6.92  | 15.80                           | 1.35     | 12.16      | 14.2     | 59.2     | 65.3       |
| 2022      | 111.10                  | 26.66 | 4.66                            | 1.31                            | 7.44  | 17.11                           | 1.18     | 12.05      | 15.4     | 64.2     | 71.9       |
| 2023      | 111.10                  | 26.66 | 4.88                            | 1.15                            | 6.76  | 18.26                           | 1.04     | 12.05      | 16.4     | 68.5     | 76.4       |
| 2024      | 111.10                  | 26.66 | 5.02                            | 1.01                            | 5.68  | 19.27                           | 0.91     | 12.06      | 17.3     | 72.3     | 79.8       |

采用油藏工程方法对神 8-15 块西块侏罗系油藏 10 年开发指标进行了计算，该块合计动用储量 102.3×10<sup>4</sup>t，预计最高年产油量 4.2×10<sup>4</sup>t，十年末年产油 20×10<sup>4</sup>t，采油速度 0.89%，采出程度 19.5%，见表 3.1-6。

表 3.1-6 神泉油田侏罗系油藏神 8-15 块西块开发指标预测表

| 时间<br>(年) | 动用储量(10 <sup>4</sup> t) |       | 年产<br>液量<br>(10 <sup>4</sup> t) | 年产<br>油量<br>(10 <sup>4</sup> t) | 年注<br>水量<br>(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ) | 累计<br>油量<br>(10 <sup>4</sup> t) | 采油速度(%)  |            | 采出程度(%)  |          | 含水率<br>(%) |
|-----------|-------------------------|-------|---------------------------------|---------------------------------|---|---------------------------------|----------|------------|----------|----------|------------|
|           | 地质                      | 可采    |                                 |                                 |   |                                 | 地质<br>储量 | 剩余可<br>采储量 | 地质<br>储量 | 可采<br>储量 |            |
| 2016      | 102.30                  | 24.55 | 4.33                            | 4.20                            | 8.49  | 4.20                            | 4.11     | 17.96      | 4.1      | 17.1     | 3.0        |
| 2017      | 102.30                  | 24.55 | 3.57                            | 3.28                            | 6.85  | 7.48                            | 3.20     | 16.10      | 7.3      | 30.4     | 8.2        |
| 2018      | 102.30                  | 24.55 | 3.14                            | 2.62                            | 5.83  | 10.10                           | 2.56     | 15.35      | 9.9      | 41.1     | 16.6       |
| 2019      | 102.30                  | 24.55 | 3.11                            | 2.15                            | 5.41  | 12.25                           | 2.10     | 14.87      | 12.0     | 49.9     | 30.8       |
| 2020      | 102.30                  | 24.55 | 3.25                            | 1.81                            | 5.54  | 14.05                           | 1.76     | 14.67      | 13.7     | 57.2     | 44.5       |
| 2021      | 102.30                  | 24.55 | 3.59                            | 1.53                            | 5.98  | 15.59                           | 1.50     | 14.61      | 15.2     | 63.5     | 57.3       |
| 2022      | 102.30                  | 24.55 | 4.05                            | 1.32                            | 6.63  | 16.91                           | 1.29     | 14.72      | 16.5     | 68.9     | 67.4       |
| 2023      | 102.30                  | 24.55 | 4.50                            | 1.16                            | 6.31  | 18.07                           | 1.14     | 15.19      | 17.7     | 73.6     | 74.2       |
| 2024      | 102.30                  | 24.55 | 4.78                            | 1.02                            | 5.44  | 19.09                           | 1.00     | 15.76      | 18.7     | 77.7     | 78.6       |
| 2025      | 102.30                  | 24.55 | 5.08                            | 0.91                            | 5.68  | 20.00                           | 0.89     | 16.65      | 19.5     | 81.5     | 82.1       |

### 3.1.3.2 总体布局

神 8-15 区块所属地理位置比邻神泉油田，神泉油田位于吐鲁番市高昌区东北方向约 8km 处，地处火焰山南麓，北距葡北油田 14km。本项目动用含油面积 1.27km<sup>2</sup>，动用石油地质储量 39.2 万 t。方案部署神 8-15 块部署新钻井 53 口，形成 11 注 42 采的注采方形井网，按照 200-220m 的井距部署。设计单井产能 7.0t/d，预计建成原油生产能力 7.98 万 t。本项目油藏均为机械采油，采用电网供电。井位坐标见表 3.1-7。总体平面布局图见 3.1-2。

表 3.1-7

井位坐标一览表

| 井号      | 北纬 | 东经 | 备注 |    |
|---------|----|----|----|----|
| 神 7-11  |    |    | 油井 |    |
| 神 7-13  |    |    | 油井 |    |
| 神 7-21  |    |    | 油井 |    |
| 神 7-22  |    |    | 油井 |    |
| 神 8-16  |    |    | 油井 |    |
| 神 8-25  |    |    | 油井 |    |
| 神 8-34  |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 8-35  |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 8-43  |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 8-45  |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 8-47  |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 8-48  |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 8-56  |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 8-68  |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 8-77  |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 8-78  |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 8-79  |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 808   |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 8-303 |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 8-36  |    |    | 油井 | 已罚 |
| 神 8-21  |    |    | 油井 |    |
| 神 802   |    |    | 油井 |    |
| 神 8-6   |    |    | 油井 |    |
| 神 8-2   |    |    | 油井 |    |
| 神 803   |    |    | 油井 |    |
| 神 8-10  |    |    | 油井 |    |
| 神 8-13  |    |    | 油井 |    |
| 神 8-7   |    |    | 油井 |    |
| 神 8-8   |    |    | 油井 |    |
| 神 806   |    |    | 油井 |    |
| 神 173   |    |    | 油井 |    |
| 神 186   |    |    | 油井 |    |
| 神 185   |    |    | 油井 |    |
| 神 172   |    |    | 油井 |    |
| 神 183   |    |    | 油井 |    |
| 神 181   |    |    | 油井 |    |
| 神 8-3   |    |    | 油井 |    |
| 神 801   |    |    | 油井 |    |
| 神 182   |    |    | 油井 |    |
| 神 8-4   |    |    | 油井 |    |
| 神 8-5   |    |    | 油井 |    |

|        |  |  |    |    |
|--------|--|--|----|----|
| 神 8-12 |  |  | 油井 |    |
| 神 7-12 |  |  | 水井 |    |
| 神 8-24 |  |  | 水井 | 已罚 |
| 神 8-26 |  |  | 水井 | 已罚 |
| 神 8-27 |  |  | 水井 | 已罚 |
| 神 8-33 |  |  | 水井 | 已罚 |
| 神 8-46 |  |  | 水井 | 已罚 |
| 神 8-67 |  |  | 水井 | 已罚 |
| 神 8-76 |  |  | 水井 | 已罚 |
| 神 8-15 |  |  | 水井 |    |
| 神 188  |  |  | 水井 |    |
| 神 171  |  |  | 水井 |    |

## 3.2 工程内容

本项目包括钻井工程、采油工程、集输工程、配套工程等。

### 3.2.1 钻井工程

设计部署新井 53 口，形成 11 注 42 采的注采方形井网，按照 200-220m 的井距部署。采用二开井身结构，平均井深 2700m，钻井周期约 28d。总钻井进尺  $14.04 \times 10^4$ m。采用 ZJ40 钻机，35MPa 压力级别井控装备。

#### 3.2.1.1 井身结构

本项目采用二开井身结构。井身结构见图 3.2-1。

##### (1) 定向井

一开用  $\Phi 375$ mm 钻头开钻后，钻至井深 500m 左右，下入  $\Phi 273$ mm 表层套管，采用常规水泥浆固井，水泥返至地面。

二开用  $\Phi 216$ mm 钻头开钻，钻至设计井深后下入  $\Phi 139.7$ mm 套管，采用常规抗盐水泥浆体系，固井水泥返至造斜点以上 200m，封固段长 1400m 左右。

表层套管下深的确定：根据地质资料，表层砾石层（或浅层地表水）的层底深度约为 420m，设计表层套管下深 500m。

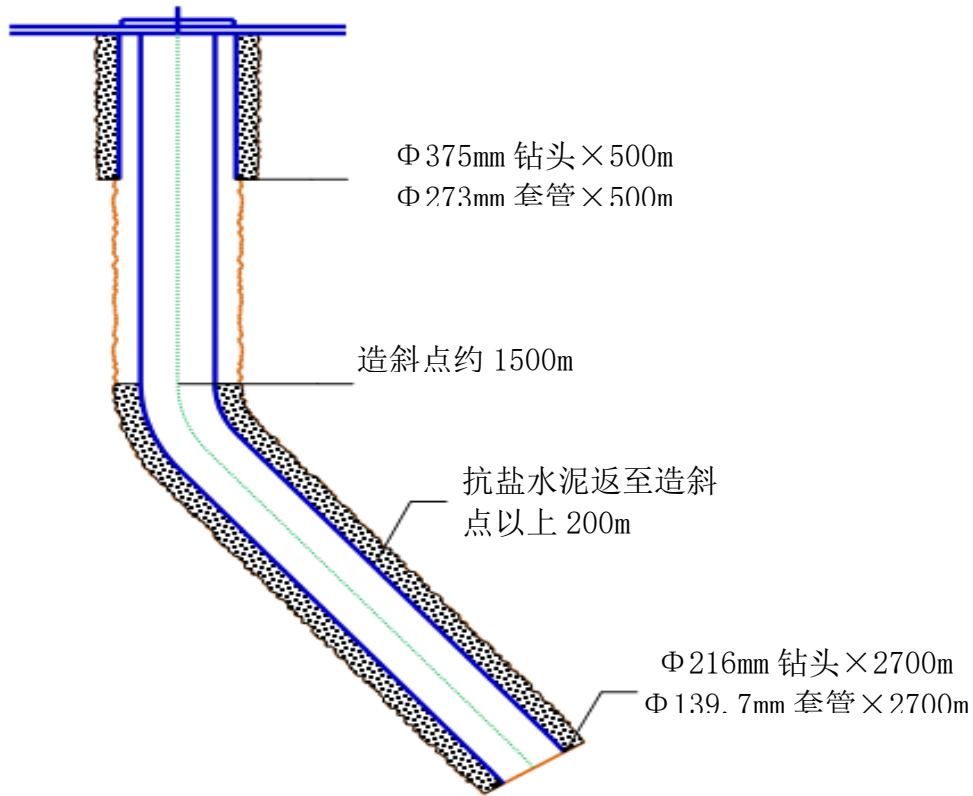


图 3.2-1 井身结构示意图

### 3.2.1.2 钻井液

钻井液体系具体如下：

(1) 一开采用膨润土钻井液（0-500m），密度  $1.05\sim 1.15\text{g/cm}^3$ 。

配方：清水+8-12% 坂土+0.3% $\text{Na}_2\text{CO}_3$ +重晶石

(2) 二开采用环保钻井液，密度  $1.30\sim 1.35\text{g/cm}^3$ ；

配方：井浆

+0.2-0.4%K-PAM/YFKN+0.1-0.3%PAC+0.3-0.5%MV-CMC+0.1-0.2%XY-27+0.2-0.3% $\text{Na}_2\text{CO}_3$ +0.5-1%Na-HPAN+1-2%LY-1/JT-888+1.0%FT-1

本项目钻井废弃泥浆为非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。

### 3.2.1.3 固井设计

(1) 表层使用早强水泥浆体系，采用内插法固井工艺。水泥浆配方为：G级水泥+早强剂+44%水，密度  $1.89\text{g/cm}^3$ 。

(2) 已完钻油层套管固井使用常规抗盐水泥浆体系，采用常规法固井。水泥浆配方为：G级(MSR)水泥+1.5%G33S 抗盐降失水剂+0.40%USZ 减阻剂

+0.50%KQ-B 防气窜剂+0.05%TW302 缓凝剂+0.1% HBF-818+水，密度为 1.90g/cm<sup>3</sup>。

根据神 8-15 区块油藏特性，由于有盐膏层，故采用常规抗盐水泥浆封固与常规套管结合，通过对井口试压，井筒气密封性能够满足要求。

#### 3.2.1.4 钻机

采用 ZJ40 钻机，35MPa 压力级别井控装备。

### 3.2.2 采油工程

#### 3.2.2.1 完井工艺

常用的完井方式主要有套管射孔完井、裸眼完井和割缝衬管完井等。裸眼完井适合岩性坚硬、井壁稳定不坍塌储层，不适合分层处理的储层；割缝衬管完井不适合分层处理的储层；套管射孔完井适合井壁不稳定、准备实施分层处理的储层，该技术配套成熟、在吐哈油田应用广泛。

神 8-15 块侏罗系三间房组为砂岩油藏，考虑发育多个储层、实施注水开发，直井均选择套管固井射孔完井方式。

#### 3.2.2.2 采油工艺

(1) 油井套管优选：采油井生产油管采用  $\phi 73\text{mm}$  油管，压裂管柱采用  $\phi 89\text{mm}$  油管，综合考虑油井举升和压裂改造要求，采用外径  $\phi 139.7\text{mm}$  的生产套管。

(2) 水井套管优选：考虑油藏配注量较小和油田注水工具的配套性，注水井采用  $\phi 73\text{mm}$  油管，根据油、套管尺寸匹配关系，应用外径  $\phi 139.7\text{mm}$  的套管。

(3) 采油井口：神 8-15 块已投产的生产井井口油压较低，自喷井生产时最大油压 7MPa，最大套压 7.6MPa，平均气油比 913m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。综合考虑井口的承压和气密封性能，推荐采用 KY21/65 型采油井口装置。

(4) 人工举升：抽油机。

(5) 注水井口：自喷阶段采用原井井口；机采阶段采用改进后的原井井口。

(6) 清防蜡技术：自喷井采用机械刮蜡，机采井采用电加热方式清防蜡。



### 3.2.3 地面工程

#### 3.2.3.1 设计规模及总体布局

设计规模：本项目部署新钻井 53 口，形成 11 注 42 采的注采方形井网，按照 200-220m 的井距部署。设计单井产能 7.0t/d，预计建成原油生产能力 7.98 万吨。集输管线 15.7km，其中单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7；注水管线 7.18km，其中注水干线 5.7（与站外集输管线同沟敷设），单井注水管线 1km，注水支线 0.48km。井场道路 4km，供配电、通信、土建等配套工程。油气处理依托现有神泉联合站。

总体布局：新钻井 53 口，形成 11 注 42 采的注采方形井网，按照 200-220 米的井距部署。油气处理依托现有神泉联合站。集输管线 15.7km，其中单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7；将油气输送至哈一联统一处理。单井注水管线 1km，注水支线 0.48km，将神泉联合站处理达标后的水回注。

辅助配套工程：集输管线 15.7km，其中单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7；注水管线 7.18km，其中注水干线 5.7km（与站外集输管线同沟敷设），单井注水管线 1km，注水支线 0.48km。井场道路 4km，10kV 线路 1.5km；自控系统控制管理。

#### 3.2.3.2 油气集输工程

##### （1）油气集输工程

按照开发预测，及井网部署情况，地面整体布局以油气集输为主体，统筹考虑注水、供配电、通信等配套工程；结合神 8-15 区块油田面积小、整装开发、井网密、单井产量低的特点，在神 8-15 区块钻井平台设站外标准阀组，撬装计量装置计量；新建神 8-15 区块钻井平台至神泉联合站集输管线，油气混输至神泉联合站。

##### （2）单井集输管网

###### ①单井管线

单井集油管线采用 D76×6 的无缝钢管，井口回压不大于 1.5MPa。

###### ②采油井场

单井井场依托钻井平台，满足工艺设施的布置安装和修井时的作业用地要求，井口安装、标志标识等采用标准化设计。

### ③单井计量

在钻井平台设置 42 井式站外阀组一套，设置撬装计量装置一套，油井产量单井计量采用周期性连续计量，计量时间 8h，计量周期确定为 13 天。

### ④单井计量工艺流程

单井计量汇管来油气，撬装计量装置进行气液分离计量，计量后的气液，重新汇合，接入生产汇管，油气混输至神泉联合站。

### ⑤集输方案

新建钻井平台至神泉集中处理站集输管线，见平面布置图 3.2-2。

图 3.2-2 平面布置示意图

## 3.2.3.3 注水工程

根据神 8-15 区块开发预测配注量，及注水井网部署情况，由神泉联合站中神 3 计注水汇管引接新建注水汇管至神 8-15 区块注水。

### (1) 注水方案

新建神泉联合站神 3 计配站至神 8-15 区块注水管线。注水井数 11 口，单井注水量 45.8m<sup>3</sup>/d。共注水 503.8 m<sup>3</sup>/d。

### (2) 注水管线敷设

① 管线走向：新建注水管线遇地面建构筑物局部调整，管线穿越洪水冲击沟处采用水工保护措施。

② 管线选型及敷设：管线选 Q345C 无缝钢管，埋地敷设，管底埋深-1.5m。

③ 高速路穿越：管线穿越高速公路时，利用已预埋套管穿越。见图 3.2-2。

### (3) 单井注水管线

单井注水管线采用串接管网、井口稳流配水计量。单井注水管线采用 D60×7，采用 Q345C 材质高压无缝钢管，生产标准执行《高压化肥设备用无缝钢管》（GB6479-2013）。管底埋深 1.5m，钢管外防腐采用 3PE 防腐。

## 3.2.4 配套工程

### 3.2.4.1 供配电工程

#### (1) 电力负荷预测

神泉侏罗系神 8-15 块 41 口油井的总负荷为 1406kW，计算负荷为 703KW。  
神泉侏罗系神 8-15 块新建撬装阀组、计量装置的计算负荷为 20KW。

## (2) 配电方案

### ① 电源

新建抽油井电源采用 10kV 架空线路，10kV 电源从已建 10kV 单井架空主干线“T”接。

### ② 动力配电

井场旁设 S<sub>11</sub>-M-63/10，10/0.4kV 型杆上变压器台 1 台，XLW 型杆上动力配电箱（带无功补偿装置）1 台，配电箱至抽油机控制柜采用 YJV<sub>22</sub>-1kV-ZR-3×35+1X16 电缆直埋敷设。RTU 控制柜电源引自抽油机控制柜，采用 YJV<sub>22</sub>-1kV-ZR-2X4 电缆直埋敷设。

## (2) 撬装油阀组供配电

### ① 电源

就近从已建 10kV 单井架空线路“T”接，新建 10kV 单井架空线路，作为新建阀组区的供电电源。

### ② 动力配电

新建撬装阀组、计量装置近设杆上变压器台 S<sub>11</sub>-M-50/10，10/0.4kV 型 1 台，XLW 型杆上动力配电箱（带无功补偿装置）。阀组区值班室设动力照明配电箱 1 面，杆上动力配电箱至阀组区值班室动力照明配电箱电源采用 YJV<sub>22</sub>-1kV-3×25+1X16 电缆直埋敷设。新建阀组区现场设防爆配电箱 1 面作为分离器及阀组电伴热电源，电源引自值班室配电箱，采用 YJV<sub>22</sub>-1kV-ZR-4X16 电缆直埋敷设。

### ③ 照明配电

值班制采用荧光灯照明，电源引自值班室配电箱。厂区照明采用防爆泛光灯，电源引自值班室配电箱，采用 YJV<sub>22</sub>-1kV-ZR-3X4 电缆室外直埋敷设。

## (3) 水井 RTU 供配电

钻井井口设置电加热保温器，采用电加热对井口进行保温。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 I<sub>n</sub>=10A

型断路器 1 只，作为 RTU 箱电源引出回路开关，电缆采用 YJV<sub>22</sub>-1kV-2X6 电力电缆室外直埋敷设。

井口电加热保温器、注水井口 RTU、高压流量自控仪由电专业提供的 220VAC 电源供电；采油井口 RTU 由就近电控柜内 220VAC 电源供电；无线网络示功仪由配套太阳能电池供电；无线压力变送器由自带电池供电。

#### 3.2.4.2 自动化仪表

在每个采油井场设置 1 套 RTU，实现对采油井口油压、套压、抽油井示功图、电机综合电参量（电流、电压、电量、有功功率、无功功率）等参数的采集与处理，并通过 LTE 无线方式接入已建 A11 生产专网，实现数据上传；在每个注水单井保温房内设置 1 套井口 RTU 系统，实现对井口压力、流量等相关工艺参数的采集与处理，并通过 LTE 无线方式接入已建 A11 生产专网，实现数据上传。

#### 3.2.4.3 消防系统

消防房（有警示标志）应配备：35 千克干粉灭火器 4 具，8 千克干粉灭火器 8 具，消防钩、斧各 2 把，消防锹 6 把，消防桶 8 只，总长 100 米的消防水龙带、直径 19 毫米直流水枪 2 支；钻台偏房应配备：8 千克干粉灭火器 2 具。机房应配备：5 千克二氧化碳灭火器 2 具；发电房应配备：5 千克二氧化碳灭火器 2 具；其它位置应配备：5 千克二氧化碳灭火器 3 具。油罐区备用消防砂 4 方。灭火器应是 A、B、C 类灭火器。储水罐要配有消防水龙带接口。

#### 3.2.4.4 土建、道路

本项目土建包括 3×4.5m 仪表间一栋，建筑面积 17.5m<sup>2</sup>，位于新建井场内，撬装设计基础及围墙大门等。

为满足巡检需要，在原有道路网的基础上，新建油田公路至计量站的简易道路 4km，采用砂石路面，路基和路面同宽，宽度为 4m。

### 3.2.6 周边已建设施情况

#### 3.2.6.1 周边区块开发现状概述

1993年在神泉构造上钻探神1井，在其侏罗系试油获得成功，从而发现了神泉油田侏罗系油藏。1993年下半年部署三维地震，经过三维资料解释和早期油藏描述，1994年部署了预探井神2井和两口评价井神101、神102井，完钻试油，

神101井失利，神102、神2井先后获得高产油气流，由此发现并探明了侏罗系神1、神102、神2三个含油断块。

1996年以后，神泉油田滚动勘探不断获得突破，截止2006年神泉侏罗系共发现19个含油区块，储量套改计算探明石油地质储量 $748.74 \times 10^4 \text{t}$ ，探明溶解气地质储量 $26.94 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

2011-2012年，神泉油田侏罗系开展勘探开发一体化工作，发现了神801块、神806块和神285块，新增探明石油地质储量 $60 \times 10^4 \text{t}$ ，天然气地质储量 $17 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

2014年，在神803井南面断块上钻探的神7井投产后获得工业油气流，随后在神7块西面断块上钻探的神8-15井也获得工业油气流，发现了神8-15块油藏。

截止2015年2月底，神泉油田侏罗系油藏采油井开井96口，注水井32口，区块日产油158.9t，综合含水68.8%。采油速度0.77%，采出程度17.45%。

本项目现有未批先建的21口井。目前这21口井已完钻，并停工接受了地方主管部门的行政处罚。目前上述井场存在场地没有平整，施工机械、设备等没有清理。

### 3.2.6.2 现有工程环境影响回顾

#### (1) 废气污染物现状调查

目前神泉油田油井采出油均由管网集输运至神泉联合站处理，无加热废气污染物产生。

烃类气体的挥发（排放）发生于油田生产全过程的各个节点上，主要排放源是采油井口、计量站、集中处理站等。神泉油田管辖范围内目前油气集输及处理均采用密闭流程，由国内外有关资料及类比国内其它油田的实测数据来看，油田总泄漏率可控制在0.05‰以下，即神泉油田现有烃类无组织排放量约为2.90t/a。通过井区周围环境空气质量的监测数据分析，评价区内的PM<sub>10</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>浓度均能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准的要求。周界无组织排放的烃类不超过《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓度选用值2.0mg/m<sup>3</sup>。

#### (2) 废水污染物现状调查

##### ①采出水

神泉油田侏罗系油藏采油井开井 96 口，注水井 32 口，区块日产油 158.9t，综合含水 68.8%。采油速度 0.77%，采出程度 17.45%。神泉油田目前采出水 509.29m<sup>3</sup>/d，经过污水处理装置处理后的水质符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中推荐水质主要控制指标后回注油田。监测结果见表 3.2-1。

表 3.2-1 注水水质监测结果表

| 主要控制指标     | 悬浮固体 mg/L | 粒径中值 μm | 含油量 mg/L | TGB 个/ml | IB 个/ml              | SRB 个/ml             | 总铁 mg/L | 溶解氧 mg/L | 侵蚀性 CO <sub>2</sub> mg/L | 硫化物 mg/L | PH 值 |
|------------|-----------|---------|----------|----------|----------------------|----------------------|---------|----------|--------------------------|----------|------|
| 标准限值       | ≤3.0      | ≤3.0    | ≤5.0     | ≤100     | ≤100                 | ≤25                  | ≤0.5    | ≤0.1     | -1.0≤C≤1.0               | ≤2.0     | 6-8  |
| 三相分离器出口    | 128       | 9.31    | 67.4     | 0        | 2.5                  | 0                    | 13.5    | /        | /                        | 0.517    | 7.52 |
| 200 方沉降罐出口 | 22.8      | /       | 10.5     | /        | /                    | /                    | /       | /        | /                        | /        | /    |
| 一级过滤器出口    | 6.33      | 3.45    | 6.40     | 2.5      | 2.5×10 <sup>2</sup>  | ≥2.5×10 <sup>3</sup> | /       | /        | /                        | /        | /    |
| 二级过滤器出口    | 1.67      | 1.18    | 未检出      | 0        | 0                    | 0                    | 5.81    | /        | /                        | 0.060    | /    |
| 注水泵入口      | 1.76      | 1.20    | 未检出      | 0        | ≥2.5×10 <sup>3</sup> | 2.5                  | 0.795   | 0.05     | 2.11                     | 0.027    | 7.62 |
| 神 3 计配水间   | 1.82      | /       | 未检出      | /        | /                    | /                    | /       | /        | /                        | /        | /    |
| 神 235 井    | 1.54      | 1.14    | 未检出      | 0        | 2.5×10               | 0                    | 3.44    | /        | /                        | /        | /    |
| 神 239 井    | 2.13      | 1.10    | 未检出      | 0        | 2.5×10               | 2.5                  | 4.60    | /        | /                        | /        | /    |

根据吐哈石油勘探开发指挥部技术监测中心对神泉联合站的注水水质的监测可知，注水泵入口的水质监测数据中铁细菌、侵蚀性、总铁出现超标的现象，其余水质监测因子可满足注水需求。在后期过程中调整除氧剂、PAM、

PAC 等药剂的投加量后注水水质指标全部达标，达标后全部注入地下水层，不向外环境排放。

## ②井下作业废水

井下作业废水是井下作业过程中产生的洗井、压井液，其中含有石油类、表面活性剂等物质。井下作业废水中主要污染物为：石油类、SS、COD。根据《第一次全国污染源普查方案》环境统计结果，神泉油田属于低渗透油井，每井次产生压裂液 50.1m<sup>3</sup>、酸化液 18.62m<sup>3</sup>、洗井废水 27.13m<sup>3</sup>，每 2 年进行 1 次作业。单井神泉油田井下作业废水（压裂液 25.05m<sup>3</sup>、酸化液 9.31m<sup>3</sup>、洗井废水 13.56m<sup>3</sup>）年产生量为 47.92m<sup>3</sup>，神泉油田目前井下作业废水产生量为 6133.76m<sup>3</sup>/a(压裂液 3206.4m<sup>3</sup>/a、酸化液 1191.68m<sup>3</sup>/a、洗井废水 1735.68m<sup>3</sup>/a)。井下作业废水的产生是临时性的，各井站作业压裂液、酸化液通过管线输送至神泉废液池处理，洗井废水输送至干化池进行自然蒸发。

## （3）固体废物现状调查

生产过程产生的固体废物主要有落地原油和含油污泥，吐哈油田分公司要求井下作业必须带罐（车）操作，油气集输采用密闭式管道输送，落地油产生量基本为零；油泥（砂）属危险废物（HW08），根据类比调查，油田开采的油泥（砂）产生量为 1.5-2.2t/万 t，现有产能油田产生的油泥为 10.49t/a，通过罐车拉运至葡北废渣场进行暂存，最终运至鄯善污泥厂进行无害化处理。

油田正常生产时，员工主要产生生活垃圾主要在联合站等固定工作场所，现有生活垃圾产生量为 27.38t/a,统一由环卫部门拉运至吐鲁番市生活垃圾填埋场进行卫生填埋。

## （4）噪声现状调查

油田生产阶段，噪声源主要集中在井场抽油机及井场机泵，噪声源源强为 65~70dB（A）。在已运行油田四周布设监测点进行实测，监测结果表明，油田声环境的昼间及夜间噪声强度均达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准限值要求，声环境质量良好。

## （5）生态环境影响回顾

神泉神 8-15 块井区及周围属荒漠生态系统，区内大部分为以棕漠土为主的裸土区，植被稀少。土地利用现状以油田开发、自然荒漠为主，呈典型的干旱荒漠，人为干扰较小。

### ①工程占地

油田开发建设过程中土地占用包括临时占地和永久占地。施工结束后可恢复原有使用功能；永久占地主要是采油井场、站场、道路等。

神泉油田井场及管线占地均为荒漠戈壁。油田采油井占地规模  $40\times 50\text{m}^2$ 。工程结束后，对临时占地进行了平整恢复。油区道路视线范围内不存在取土及取料场，对于公路建设中的少部分弃料，均在公路两侧的低洼处放置，进行地面平整。

### ②土壤环境

油区范围内主要土壤类型是棕漠土。棕漠土剖面中有石灰、石膏岩结晶，还有坚硬的盐盘。当地降水稀少，且由于地质原因易形成坚硬的盐壳、盐盘，不利于原油的下渗，而且落地油一般仅在晒落范围内对表层土壤造成影响。

对已完钻井井场进行调查时发现，井场地面干净整洁，没有见到落地油。在新钻井调查时发现，钻井过程中产生的泥浆和岩屑分别放置在泥浆池中，为防治污染，井场泥浆池敷设防渗系数小于  $1\times 10^{-7}\text{cm/s}$  的 HJHY-1 环保型防渗材料作为防渗底衬，在周围设土堤防止泥浆外泄，完井后清理泥浆池废弃物至葡北废渣场，并恢复地貌。

### ③植被影响

油区位于新疆荒漠区—东疆—南疆荒漠亚区—东准葛尔-东疆荒漠省—东疆荒漠亚省—吐鲁番州，该区域由于气候极为严酷，年降水量只有 20~70mm，因此其植被类型主要为亚洲中部的典型荒漠。干旱缺水是限制植被生存和发展最主要的生态因素，本区块地处荒漠戈壁，地表水系不发育，地表仅发育零星植被，油田建设对自然植被无明显影响。

本项目周围已建成的井场永久性占地范围内已进行了覆以戈壁砾石并压实，永久占地上的植被已完全清除，临时占地范围内的植被正在恢复中。



#### ④野生动物影响

本项目区自然条件严酷，动物种类贫乏。油田开发在施工期和运营期对野生动物的负面影响不大，没有发生捕猎野生动物的现象。根据油田开发对野生动物的影响特征，本次现场调查中着重注意了爬行类及啮齿动物的分布情况。

结果表明：在油田区域内此类动物仍然存在，但其分布受到了限制，在植被状况恢复较好的地段，其活动的痕迹较多，而在井场附近则没有活动的迹象。在整个区域内的分布数量也较原始状态少。

#### (6) 环境保护措施调查

##### ①建设期废物处置措施

神泉油田在开发过程中产生的各种废弃物均得到了有效的处置。

钻井期间使用国家规定的合格的柴油作为钻机燃料，做到了污染物达标排放。钻井期的废气污染物已随钻井期的结束而消失。井场周围钻井期间泥浆实现 80% 以上的循环利用，不能利用的废弃泥浆排入井场防渗泥浆池，完井后清理泥浆池废弃物至葡北废渣场，经现场调查：泥浆池均已平整，未发现泥浆、岩屑及钻井废水散落井场的现象。已开发区域内无生活垃圾乱丢弃现象；管线开挖期间产生多余土方均平撒在管廊上，并实施压实平整。目前已开发油井钻井期间产生的废物均采取了合理的处置措施，未对环境产生不利影响。

##### ②运营期废物处置措施

神泉油田现有设施在运行过程中产生的各种废物均得到了有效的处置。经现场调查：落地原油 100% 进行回收；修井作业过程中采用厚塑料布铺垫井场，不向外环境排放落地原油；含油污泥送至葡北废渣场进行处理；采出水送至神泉联合站内污水处理系统处理达标后全部回注地层；井下作业过程中，作业单位自带回收罐回收作业含油废水，拉运至神泉联合站废液池处理。目前已开发油井运营期间产生的废物均采取了合理的处置措施，未对环境产生不利影响。

##### ③生态保护措施及水土防治措施

神泉油田对井区内的集油干支线、注水干支线、电力设施底部及油田大型公路两侧进行了水土流失防治措施，对于地面工程建设扰动的地表进行了部分

硬化处理，在地表覆以戈壁砾石并压实，以减少风蚀量。另外，在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，不得砍伐野生植被，尤其是保护野生植物，不得猎杀野生动物，从各方面提高油田员工保护生态环境的意识。

### 3.3 依托设施情况及可依托性分析

#### 3.3.1 依托站场

本项目主要依托神泉联合站处理。

##### 3.3.1.1 神泉联合站

###### (1) 基本情况

神泉联合站建有两套天然气处理装置。其中第一套建成于 1999 年，第二套建成于 2003 年。两装置均采用“原料气增压+分子筛脱水+丙烷制冷+双塔精馏”工艺。2012 年，将温米轻烃一套  $70 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  天然气处理浅冷装置搬迁至神泉集中处理站，该套装置采用“原料气增压+丙烷制冷+分子筛脱水”浅冷工艺，三套轻烃处理装置可以满足  $90 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$  天然气处理规模要求，目前实际处理量约为  $24 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

已建神泉联合站设计原油处理规模为  $40 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，目前实际处理液量约  $30 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ；已建神泉联合站三套轻烃处理装置，天然气处理规模为  $90 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量约为  $24 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。本项目神 8-15 块建产，新增产能原油规模约为  $7.98 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，新增天然气产能规模约为  $13.54 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，神泉联合站内原油及天然气处理规模可以满足区块新增产能处理要求。

神泉联合站为《吐哈油田指挥部西部油田 40 万吨/年产能建设项目环境影响报告书》内的建设内容 1999 年 9 月 29 日取得自治区环保厅批复（新环监发[1999]17 号），2004 年 5 月通过自治区环保局竣工环保验收（新环监验字 2003-HJY-017）。

神泉集中处理站污水处理系统原设计规模为  $1500 \text{m}^3/\text{d}$ ，采用“重力沉降+混凝沉降+压力过滤”的流程。2017 年计划扩建至  $3000 \text{m}^3/\text{d}$ ，该扩建项目已取得自治区环保厅批复，见附件（新环函【2016】1720 号）。本项目神 8-15 区块此次建产，未来 10 年最大采出水量  $248 \text{m}^3/\text{d}$ ，神泉污水处理装置可以满足区块新增

采出水处理要求。采出水经站内污水处理装置处理后达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中相关限值要求后回注。

## （2）依托性分析

本项目新开发油井的原油集输将依托神泉联合站，地面工程系统能力平衡分析见表 3.3-1。

**表 3.3-1 神泉联合站系统能力平衡分析表**

| 项目名称 | 单位                                | 设计能力 | 运行现状 | 富余情况 | 本项目   | 备注 |
|------|-----------------------------------|------|------|------|-------|----|
|      |                                   |      |      |      | 新增规模  |    |
| 原油处理 | 10 <sup>4</sup> t/a               | 40   | 30   | 10   | 7.98  | 满足 |
| 天然气  | 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d | 90   | 24   | 66   | 13.54 | 满足 |
| 污水处理 | m <sup>3</sup> /d                 | 3000 | 1592 | 1408 | 248   | 满足 |

综上所述，神泉联合站的原油处理、污水处理能力均可以满足拟建工程新增产能的需求。

## 3.3.2 环保依托设施

### 3.3.2.1 葡北废渣场

#### （1）基本情况

原有葡北废渣场于 2007 年 11 月 20 日在吐鲁番市环保局取得环评批复（吐地环监[2007]报告表 20 号），于 2007 年 12 月份建成投入使用，2008 年 11 月 22 日取得验收批复（吐地环监管验[2008]登记表 003 号）。总容积为 20000 m<sup>3</sup>。投入使用六年多来，先后清理了玉果、葡北、神泉、胜南油田区域的一、二类环保区域的泥浆池。2013 年随着胜南油田 4 个钻井平台的开发上产，神泉 G30 国道南边新钻井增多，泥浆池清理量较大，全部拉运到葡北废渣场堆存，目前废渣场堆存的废弃泥浆已经达到临界量的 90%，已趋于饱和。新建 40000m<sup>3</sup> 葡北废渣场已于 2016 年 4 月投入使用。在废渣场东南角分隔 4000m<sup>3</sup> 危险固废临时堆场，渣场西侧修建一条 300m 简易砂砾石路到卸车场，并与原废渣场道路相连。

#### （2）依托可行性

本项目产生的钻井废弃物等固体废物可由葡北废渣场容纳。

### 3.4 工程分析

#### 3.4.1 影响因素及污染源构成

由于油气田开发项目在实施时，勘探过程已经发生，因此，工程分析对勘探期进行回顾性分析，并以开发期、生产期为重点，进行环境影响因素及产污环节分析，闭井期侧重于环境保护措施分析。

开发建设期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。生产运营期环境影响持续时间长，并随着产能规模的增加而加大，贯穿于整个运营期。服役期满后，如果封井和井场处置等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下残余油水外溢等事故发生，产生局部环境污染。

本项目包括钻井、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，以及排放的污染物质导致的环境污染见表 3.4-1。油田开发过程污染物排放流程见图 3.4-1。

表 3.4-1 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<br>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、<br>压裂液 | 间断性污染源                    |
|             | 噪声                | 间断性污染源                    |
| 采油和油气集<br>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、油气集输等各工艺过程，以及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 3.4-2。

**表 3.4-2 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 |
|      | 集输管道烃类无组织挥发  | 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          |     |

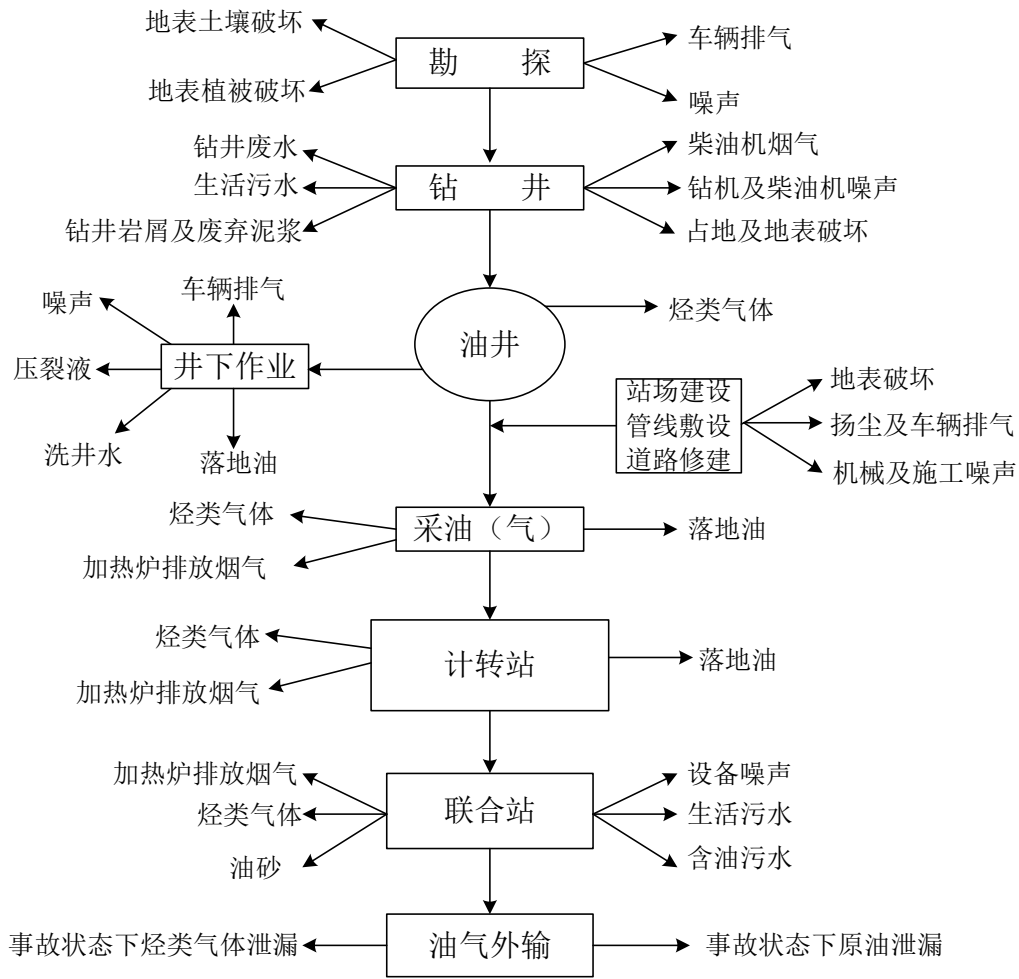


图 3.4-1 油（气）田开发过程污染物排放流程示意图

### 3.4.2 开发期污染源与污染物分析

本次开发期主要污染来自钻井工程产生的燃料燃烧废气及汽车尾气排放、钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、钻井噪声、井队工作人员的生活污水和生活垃圾、设备渗油等，平整场地和堆放设备破坏地表等。

#### 3.4.2.1 开发期污染物

设计部署新井 53 口，形成 11 注 42 采的注采方形井网，按照 200-220m 的井距部署。采用二开井身结构，平均井深 2700m，钻井周期约 28d。总钻井进尺  $14.31 \times 10^4$ m。采用 ZJ40 钻机，35MPa 压力级别井控装备。

##### (1) 废气

钻井期间的废气主要来源于钻井作业时柴油机组的燃烧废气以及无组织排放的烃类物质，其主要污染物为  $\text{NO}_2$ 、CO 和烃类等。

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。

本项目钻井 53 口，单井钻井周期 28d。钻井周期总计 1484d，平均每天消耗柴油 2t，则整个钻井期间共耗柴油 2912t。

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、NO<sub>2</sub> 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 NO<sub>2</sub> 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 SO<sub>2</sub> 为 0.70kg。因此，本项目钻井期间共向大气中排放 CO：40.71t，烃类：69.20t，NO<sub>2</sub>：186.39t，SO<sub>2</sub>：2.08t。

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，NO<sub>2</sub> 为 0.723kg/d，SO<sub>2</sub> 为 0.008kg/d。本项目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，NO<sub>2</sub> 为 5.78kg/d，SO<sub>2</sub> 为 0.064kg/d。本次建设期以有效施工期 28d 计，则建设期施工车辆排放的污染物总量为：CO 0.04t，烃类 0.06t，NO<sub>2</sub> 0.16t，SO<sub>2</sub> 0.02t。

开发期施工机械、车辆大气污染物排放情况详见表 3.4-3。

**表 3.4-3 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(t) |       |                 |                 |
|---------|-----------|-------|-----------------|-----------------|
|         | CO        | 烃类    | NO <sub>2</sub> | SO <sub>2</sub> |
| 柴油机燃料烟气 | 40.71     | 69.20 | 186.39          | 2.08            |
| 车辆尾气    | 0.04      | 0.06  | 0.16            | 0.02            |
| 总和      | 40.75     | 69.26 | 186.55          | 2.10            |

## (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《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法》（试行）统计结果，每百米进尺排放生产废水 21.79m<sup>3</sup>，COD 为每百米进尺排放 3012g，石油类为每百米进尺排放 86g，预计本项目钻井总进尺 14.31×10<sup>4</sup>m，钻井废水产生量为 3.12 万 m<sup>3</sup>，COD：4.31t，石油类：0.12t。

本项目钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，钻井废弃泥浆为非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。本项目钻井期井场内不设防渗泥浆池，其钻井废弃物应采用不落地方式收集后在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，固相运至葡北废渣场集中填埋处置；处置方式符合《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）的要求。

钻井过程中，根据井型，表层套管下至 500m，以保护地下水层。

生活污水单井钻井井场一般人员平均约 30 人，平均钻井周期为 28 天，按每人每天用水量 80L 计算，则生活用水最大量为 2.24m<sup>3</sup>/d，按污水产生量为用水量的 80%计，则每人产生量为 1.792m<sup>3</sup>，单井人员污水平均产生量为 53.76m<sup>3</sup>。钻井 53 口，则钻井期内生活污水总产生量为 2849.28m<sup>3</sup>。

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。油田钻井队均设置了可移动生活污水收集罐，定期清运至神泉集中处理站生活基地污水处理设施处理。不会对环境造成明显影响。

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 2849.28m<sup>3</sup>，其中 COD:1.0t，氨氮 0.17t，SS：0.68t。

管道试压采取分段进行，产生的废水较少，主要含油少量泥沙，无其它污染物，试压结束后用于荒漠绿化。

### （3）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，m<sup>3</sup>；  
 D——井的直径，m<sub>0</sub>；  
 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，m<sup>3</sup>；  
 D——井的直径，m；  
 h——井深，m。

设计部署新井 53 口，形成 11 注 42 采的注采方形井网，按照 200-220 米的井距部署。采用二开井身结构，平均井深 2700m，钻井周期约 28d。总钻井进尺 14.31×10<sup>4</sup>m。通过上述公式计算出本项目钻井废弃泥浆和岩屑产生量见表 3.4-5。

**表 3.4-5 钻井期间单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 <sup>3</sup> ) | 岩屑产生量 (m <sup>3</sup> ) |
|----------|----|----------|--------|-------------------------|-------------------------|
| 神 8-15 块 | 一开 | 0.375    | 500    | 125.6                   | 55.2                    |
|          | 二开 | 0.216    | 2700   | 199.49                  | 80.57                   |
| 合计       |    |          |        | 325.09                  | 135.77                  |

计算得知：本项目单井排放的废弃泥浆量约为 325.09m<sup>3</sup>，岩屑量为 135.77m<sup>3</sup>。52 口井总共排放的废弃泥浆量约为 17229.77m<sup>3</sup>，岩屑量为 7195.81m<sup>3</sup>。

岩屑随钻井泥浆带出，采用单井不落地技术收集，根据设计一开和二开为非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，固相运至葡北废渣场集中填埋处置；处置方式符合《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）的要求。

## ② 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 1484d，则钻井期内生活垃圾总产生量为 22.26t。生活垃圾集中收集后统一清运至吐鲁番市生活垃圾填埋场进行填埋处理。

(4) 噪声

钻井过程中的噪声源主要是钻机（柴油机联动机组）、泥浆泵和柴油发电机，其源强分别为：钻机：100~110dB（A）；泥浆泵：95~100dB（A）；柴油发电机：100~105dB（A）。

(5) 开发期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目各种污染物汇总见表 3.4-6。

表 3.4-6 开发期污染物排放情况汇总表

| 项目   | 工程 | 污染源         | 污染物             | 产生量                   | 主要处理措施及排放去向   |   |
|------|----|-------------|-----------------|-----------------------|---|---|
| 废气   | 井场 | 开发期<br>钻井废气 | CO              | 40.75t                | 环境空气  |   |
|      |    |             | NO <sub>x</sub> | 186.55t               |   |   |
|      |    |             | 烃类              | 69.26t                |   |   |
|      |    |             | SO <sub>2</sub> | 2.10t                 |   |   |
| 废水   | 井场 | 钻井废水        | 水量              | 3.12 万 m <sup>3</sup> | 采用单井不落地技术收集，全部为非磺化水基泥浆。钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，钻井废弃泥浆为非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。本项目钻井期井场内不设防渗泥浆池，其钻井废弃物应采用不落地方式收集后在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，固相运至葡北废渣场集中填埋处置；处置方式符合《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）的要求。 |   |
|      |    |             | COD             | 4.31t                 |   |   |
|      |    |             | 石油类             | 0.12t                 |   |   |
|      |    | 生活污水        | 水量              | 2849.28m <sup>3</sup> |   | 油田钻井队均设置了可移动生活污水收集罐，定期清运至神泉集中处理站生活基地污水处理设施处理。 |
|      |    |             | SS              | 0.68t                 |   |   |
|      |    |             | COD             | 1.00t                 |   |   |
|      |    |             | 氨氮              | 0.17t                 |   |   |
|      |    | 固体废物        | 井场              | 钻井废弃泥浆                |   | /   |
| 钻井岩屑 | /  |             |                 | 7195.81m <sup>3</sup> |   |   |
| 生活垃圾 | /  |             |                 | 22.26t                | 生活垃圾集中收集后统一清运至吐鲁番市生活垃圾填埋场进行填埋处理。  |   |
| 噪声   | 井场 | 柴油发电机       | /               | 100~105               | 声环境   |   |
|      |    | 钻机          | /               | 100~1110              |   |   |
|      |    | 泥浆泵         | /               | 95~100                |   |   |

|    |      |   |        |     |
|----|------|---|--------|-----|
| 管道 | 施工机械 | / | 80-105 | 声环境 |
|----|------|---|--------|-----|

### 3.4.2.2非污染源生态影响因素

油田地面工程建设包括井场的建设、道路的修筑，各类管线的敷设建设等，影响特征为生态影响，即为生态资源（包括植被、土壤、野生动植物资源生境）的占用和破坏。

本项目部署新井 53 口，形成 11 注 42 采的注采方形井网，按照 200-220m 的井距部署。集输管线 15.7km，其中单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7；注水管线 7.18km，其中注水干线 5.7（与站外集输管线同沟敷设），单井注水管线 1km，注水支线 0.48km。井场道路 4km。

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 3.4-7。经核算，新增永久占地面积 12.2hm<sup>2</sup>，临时占地面积 26.82hm<sup>2</sup>，总占地面积 39.02hm<sup>2</sup>。

表 3.4-7 占地面积统计表

| 序号 | 建设项目 | 面积 (hm <sup>2</sup> ) |       | 备注                                  |
|----|------|-----------------------|-------|-------------------------------------|
|    |      | 永久占地                  | 临时占地  |                                     |
| 1  | 钻井井场 | 10.60                 | 14.84 | 总井数 53 口，单井临时占地 60×80m，永久占地 40×50m。 |
| 2  | 管线   | 0                     | 10.38 | 长度 17.18km，临时占地宽度 6.0m 计            |
| 3  | 道路   | 1.60                  | 1.6   | 长度 4km，路基宽 4.0m，扰动范围路基外两侧 2.0m      |
| 合计 |      | 12.2                  | 26.82 | /                                   |

### 3.4.3 运营期污染源分析及污染物排放

#### 3.4.3.1运营期废气污染物

油田生产过程中油气集输过程中大气污染物主要是无组织泄漏烃类气体。其主要污染物为烃类等。

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。对于本项目而言，其排放的 VOCs 基本可以等同为非甲烷总烃。

油气集输及处理采用全密闭流程，可有效减少烃类气体的挥发量，依据《环境影响评价实用技术指南》（机械工业出版社）推荐的烃类无组织排放系数为0.2%，按工程新增产能  $7.98 \times 10^4 \text{t}$  进行计算，烃类挥发量为 15.96t/a。根据设计所提供的天然气分析报告，天然气组份中甲烷含量 74.5%；非甲烷总烃含量为 25.5%，由此可知，本工程集输过程中无组织排放的非甲烷烃挥发量约 4.07t/a。

#### 3.4.4.2运营期废水排放情况

本项目运营期废水主要包括井下作业废水、油田采出水和生活污水。

##### (1) 油气藏采出水

油藏采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，采出液在哈一联经脱水处理，排出油气藏采出水。油田开发初期，采出液中含水率相对油田开发后期较低，但随着开采时间延长，采出液的含水率也会不断加大。

根据开发方案，本次最大产水量 8.18 万  $\text{m}^3/\text{a}$  ( $248\text{m}^3/\text{d}$ )。本项目采出液依托现有的神泉联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》

(SY/T5329-2012) 中的有关标准后回注。

##### (2) 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 3.4-8。

**表 3.4-8 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 |

本项目稳定生产后，井下作业频率按平均每年 1 次，根据《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法》（试行），每井次产生井下作业废水 76.04t，则本项目每年的井下作业废水量最大为 4030.12t/a。

根据油田公司管理规定，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运至神泉联合站处理污水处理系统处理达标后回注地层。

#### 3.4.4.3运营期固体废弃物排放情况

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，本项目最

大产油量  $7.98 \times 10^4 \text{t/a}$  计算，油泥(沙)最大产生量为  $5.83 \text{t/a}$ 。本项目产生的油泥沙运至葡北废渣场暂存后，交由具有相关资质的单位处置，含油污泥处理满足《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）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T 3997-2017。

根据吐哈油田公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。回收后的原油全部送至神泉集中处理站处理。

#### 3.4.4.4运营期噪声排放情况

运营期噪声污染源主要包括：井口装置和各类机泵以及井下作业等。噪声排放情况见表 3.4-9。

表 3.4-9 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 | 机泵           | 65-70      |
|    |    |     | 井下作业（压裂、修井等） | 80-120     |

#### 3.4.4.5运营期污染物排放情况汇总

综上所述，本项目各种运营期污染物汇总见表 3.4-10。

表 3.4-10 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   | 集输管线 | 油气集输及处理过程的烃类挥发 | 非甲烷总烃 | 4.07t/a                | 4.07      |   |
| 废水   | 井场   | 井下废水           | 水量    | 4030.12m <sup>3</sup>  | 0         | 采用专用废液收集罐收集后运至神泉联合站处理   |
|      |      | 采出水            | 水量    | 81800m <sup>3</sup> /a | 0         | 依托已建神泉联合站污水处理系统处理达标后回注地层  |
| 固体废物 | 井场   | 油泥（砂）          | /     | 5.83t/a                | 0         | 交由具有相关资质的单位处置，含油污泥处理满足《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）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T 3997-2017。 |

|    |    |              |   |        |     |
|----|----|--------------|---|--------|-----|
| 噪声 | 井场 | 机泵           | / | 65-70  | 声环境 |
|    |    | 井下作业(压裂、修井等) | / | 80-120 |     |

## 3.5 清洁生产分析

### 3.5.1 产品的清洁性分析

本项目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 3.5-1。

表 3.5-1 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 <sub>2</sub> | 400                             | 700                            |
| NO <sub>2</sub> | 5                               | 10                             |
| CO <sub>2</sub> | 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、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>和 CO<sub>2</sub> 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。

### 3.5.2 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) 本项目钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，钻井废弃泥浆为非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。本项目钻井期井场内不设防渗泥浆池，其钻井废弃物应采用不落地方式收集后在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，固相运至葡北废渣场集中填埋处置；处置方式符合《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）的要求。

(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。

### 3.5.3 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，充分考虑和利用气藏的自然能量，确定合理的开采方式。在集输流程上，其密闭率达到了 100%：从井口至神泉联合站全部采用密闭流程，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

(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，实现集输生产过程采用电能，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。

### 3.5.4 节能及其它清洁生产措施

(1) 优化简化单井集输管网，降低生产运行时间；

(2) 采用井口不加热密闭输送工艺；

(3) 管线均进行保温，减少热量损失；

(4) 采用节能型变压器；

(5) 采用高效加热设备，合理利用能量，降低生产运行能耗损失。

### 3.5.5 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，这主要体现在运行操作和管理上。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) 在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢设置防渗的应急池，并及时清理。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

(3) 井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；加强管理，对管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。



本项目开发以此为依据，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。

### 3.5.6 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，后转机采生产，最后采用注水提高原油采收率。

#### （2）井场占地面积

本项目部署井口 53 座。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。拟建项目新增永久占地面积 12.2hm<sup>2</sup>，临时占地面积 26.82hm<sup>2</sup>，总占地面积 39.02hm<sup>2</sup>。

#### （3）落地油产生量

根据吐哈油田公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。回收后的原油全部送至神泉集中处理站处理。

#### （4）固体废物产生量

钻井过程中一开、二开产生的为非磺化水基泥浆，其主要成份为水和膨润土，泥浆中基本不含铬等有毒有害物质，钻井泥浆 75% 以上进行回收利用；

本项目钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，钻井废弃泥浆为非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。本项目钻井期井场内不设防渗泥浆池，其钻井废弃物应采用不落地方式收集后在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，固相运至葡北废渣场集中填埋处置；处置方式符合《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）的要求。

### 3.5.7 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，以此来说明本项目的清洁生产水平。

#### （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 3.5-2。

表 3.5-2

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<br>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 |
| 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数见表 3.5-3。

表 3.5-3 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   | $75 \leq P < 90$ |

本项目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。本项目在采输气、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 3.6-2 计算得出：本项目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。

### 3.5.8 持续改进清洁生产的建议

区域内目前采出水依托神泉联合站处理，但根据目前回注水的需求情况，无法实现全部回注，油田开发注水量呈增大趋势，尽快完善区域内的注水管网建设，实现废水全部回注。

## 3.6 污染物排放总量控制分析

### 3.6.1 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。

### 3.6.2 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。

项目采用密闭集输工艺，运营期正常工况下大气污染物排放来自烃类挥发。

生产过程中产生的采出水和井下作业废水进入神泉联合站已建的污水处理系统处理，经处理达标后回注地下。

固体废物包括开发期的钻井废弃泥浆、岩屑和生活垃圾。本项目钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，钻井废弃泥浆为非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。本项目钻井期井场内不设防渗泥浆池，其钻井废弃物应采用不落地方式收集后在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，固相运至葡北废渣场集中填埋处置；处置方式符合《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）的要求。

生活垃圾集中收集后统一清运至吐鲁番市生活垃圾填埋场进行填埋处理。

运营期产生的油泥（砂）运至葡北废渣场进行处理。

根据本项目开采处理的工艺特点及本项目具体情况，在生产过程中没有总量控制的指标。

### 3.6.3 工程污染物排放量的确定

由于建设期的钻井作业集中于较短时间内，钻井期间排放的污染物将随钻井工程的结束而消亡，故不考虑对钻井期间产生的污染物进行总量控制。

本项目在运行期产生的采油废水进入神泉联合站污水处理系统处理，经处理达标后回注，不直接排入外环境，因此不对废水污染物进行总量控制。

根据行业特点，运营期间废气污染物主要为 VOCs，“十三五”期间国家废气总量控制因子为 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>，本项目没有排放需要实施总量控制的国家废气总量控制因子，因此本项目仅核算特征因子 VOCs 的污染物排放总量。

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 4.07t/a。

### 3.6.4 污染物排放总量建议指标

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。对于本项目而言，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 4.07t/a。

## 3.7 选址选线合理性分析

本项目位于国土资源部批准的吐哈油田分公司采矿权区域内；根据现场调查和资料搜集，本项目最大限度的减少了集输管网的总长度，靠近道路，选择稀疏植被地带。由于项目所在地分布的 2 条坎儿井且项目集输管线需穿越，无法避让。故拟建管线需在距离坎儿井 10m 以上，并尽量垂直穿越，角度不小于 70 度。同时，穿越坎儿井的管线需再加套管保护，套管规格大于主管两级，并做聚乙烯防腐胶带防腐。穿越坎儿井的管线选无缝钢管，设计压力 1.6MPa，埋地敷设，管底埋深-1.5m，管线在采用 D219×8 规格，增加壁厚。从而加强对坎儿井的保护。

根据《新疆维吾尔自治区坎儿井保护条例》第二十二条规定：“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。”本项目已委托吐鲁番地区水利水电勘测设计研究院编制完成了《神泉油田神 8-15 块产能建设坎儿井保护方案》并实施，根据实际情况，提出有效的加固坎儿井的措施，以保护项目所在地的坎儿井。本项目拟采用二开井深井身结构，并使用表层套管封过第四系潜水层，且保证封固质量完好，防止井漏及油气窜层而污染地下水。同时，固井要按设计规定实施，确保施工质量，不得因固井不合格造成油气窜入地层，污染地下水源。并制定针对地下水事故风险应急预案，在事故发生后及时对污染物进行清除，在最短时间内清除地面及地下的石油类物质，从而使石油类污染物进入地下水的可能性较小。

由此可知本项目的选址、选线符合国家的相关法律法规，符合国家的产业政策和相关规划，项目建成后所在区域的环境功能不会发生改变，对环境敏感目标的影响属可接受的范围。本项目的选址、选线从环保角度认为可行。

## 3.8 与相关规划协调性分析

### 3.8.1 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），本项目属于“鼓励类”。项目的建设符合国家产业政策政策。本项目的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康发展具有极其重要的战略意义。

### 3.8.2 与国家相关规划协调性分析

本项目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。

本项目与上述国家相关规划的协调性分析结果详见表3.8-1。

**表 3.8-1 本项目与国家相关规划的协调性分析**

| 规划名称                       | 规划要求  | 本项目   | 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）。 | 本项目位于国土资源部批准的中国石油天然气股份有限公司，新疆吐哈盆地神泉油田开采区域内，本项目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”。   | 神泉油田是近年来石油勘探的重大发现，是原油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，本项目为石油天然气开发，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、风景名胜区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域                               | 协调  |

从表中可见，本项目与上述国家相关规划是协调一致的。

### 3.8.3 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境内，神8-15 区块所属地理位置比邻神泉油田，神泉油田位于吐鲁番市高昌区东北方向约8km处，地处火焰山南麓，北距葡北油田14km。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。

本项目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 本项目与地方相关规划的协调性分析

| 规划名称   | 规划要求  | 本项目   | 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。                      | 本项目属于吐哈油田勘探开发项目   | 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。                                 | 本项目为石油天然气开发，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； | 本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区。 | 协调  |

|                     |  |   |    |
|---------------------|--|---|----|
| 新疆维吾尔自治区主体功能区规划     | <p>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，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。</p> | <p>本项目不在禁止开发区和限制开发区，本项目位于天山北坡产业带，由于借助良好的交通与区位条件，经济发展基础较好，石油天然气加工业等已形成一定规模</p>   | 协调 |
| 新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划 | <p>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。</p>   | <p>本项目勘探活动、钻井作业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治理，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。</p>     | 协调 |
| 新疆维吾尔自治区生态功能区划      | <p>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：吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区和吐鲁番盆地绿洲外围防风固沙、油气开发生态功能区</p>   | <p>本项目区域的油气资源丰富，油田勘探开发工作开展多年。主要保护对策：实施生态修复，开展禁牧、休牧，推进吐鲁番盆地周边防沙治沙工程，封育保护河岸林和绿洲边缘荒漠林，加大天然植被保护，恢复自然植被，遏制沙漠化趋势，保障绿洲生态安全。据此，拟建项目在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。</p> | 协调 |

|                          |  |   |    |
|--------------------------|--|---|----|
| 新疆维吾尔自治区坎儿井保护条例（发改委令15号） | 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。 | 本项目已委托吐鲁番地区水利水电勘测设计研究院编制完成了《神泉油田神8-15块产能建设坎儿井保护方案》并实施 | 协调 |
|--------------------------|--|---|----|

根据表3.8-2的分析，本项目与新疆的相关规划协调一致。

### 3.8.3 与相关法律法规符合性分析

本项目钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，钻井废弃泥浆为非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。本项目钻井期井场内不设防渗泥浆池，其钻井废弃物应采用不落地方式收集后在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，固相运至葡北废渣场集中填埋处置；处置方式符合《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）的要求。

## 4.环境现状调查与评价

### 4.1 自然环境概况

#### 4.1.1 地理位置

吐鲁番市位于新疆维吾尔自治区的中东部，在北纬  $41^{\circ}12'$ ~ $43^{\circ}40'$ ，东经  $87^{\circ}16'$ ~ $91^{\circ}55'$ 之间，吐鲁番东临哈密，西、南与巴音郭楞蒙古自治州和静县、和硕县、尉犁县、若羌县毗连，北隔天山与乌鲁木齐市及昌吉回族自治州的奇台县、吉木萨尔县、木垒县相接。全市南北宽约 240km，东西长约 300km。总面积 70049km<sup>2</sup>。辖 1 个市辖区（高昌区）、2 个县（鄯善县、托克逊县）。

神 8-15 区块所属地理位置毗邻神泉油田，神泉油田位于吐鲁番市高昌区东北方向约 8km 处，地处火焰山南麓，北距葡北油田 14km。油田地表为平缓戈壁滩，地面海拔 0~100m。油田北邻兰新铁路，312 国道从油田南部通过，交通便利；通讯网络覆盖全油田。本次评价项目地理坐标位于。

#### 4.1.2 地形、地貌

评价区所在地区为吐鲁番盆地，整体地形为南北两侧高，中间低，是典型的“三山夹两盆”的封闭式盆地。吐鲁番盆地北部为博格达山，南部的天格尔山和觉罗塔格山，中部的盐山-火焰山；盆地被盐山-火焰山分隔为吐鲁番北盆地和南盆地。

北部的博格达山，山势高大，冰川发育，海拔最高点为 5445m。南部的觉罗塔格山，山势较缓，地形西部高东部低，平均海拔 1500~2000m。中部的盐山-火焰山，山势较缓，最高海拔 851m，呈近东西向条带状分布，东西向延伸 216km，在吐鲁番市附近，盐山与火焰山不连续，之间的缺口宽度约为 10km。

吐鲁番北盆地平原区海拔高度在 100~1200m 之间，地势北部高南部低，地形坡度在 8%~30%之间。南盆地平原区海拔高度在-154.31~1500m 之间，地势南北高中部低，地形坡度在 3%~20%之间，在海拔 0m 以下的区域，地形以海拔最低点的艾丁湖湖区为中心呈环状分布。

### 4.1.3 气象和气候

吐鲁番盆地地处亚欧大陆腹地，远离海洋，属于典型的大陆性暖温带干旱沙漠气候。其特点是：冬季寒冷，夏季酷热，降水稀少，蒸发强烈，春秋短暂且多风沙，昼夜温差大。由于地势南北差异较大，气候垂直分带性明显，气温、积温、无霜期随地势升高而递减，降水随地势抬升而递增。

#### （一）气温

吐鲁番盆地多年平均气温 11~17℃，年内气温 1 月最低，7 月最高，气温年差 40~47.5℃。春秋两季气温变化剧烈，尤其是春季，月升温速度在 10℃左右。吐鲁番市夏季平均炎热日数（最高气温≥35℃日数）为 98 天；酷热日数（最高气温≥40℃日数）为 34 天，最高气温分别为 47.8℃，冬季最低气温分别为-18.3℃。

#### （二）降水

吐鲁番盆地降水量的年内分配主要受水汽条件和地理位置的影响，多年平均降水量为 16.6mm，多集中在 6~9 月，而 10 月至次年 3 月降水量极少，最大降水量出现在 7 月。吐鲁番盆地平原区最大月降水量占年降水量的 14.6~24.6%。

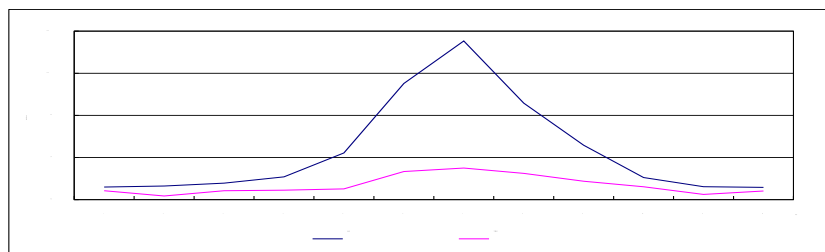


图 4.1-1 吐鲁番盆地多年月平均降水曲线图

#### （三）蒸发

吐鲁番盆地多年平均蒸发量为 3300mm，蒸发量主要集中在 5~8 月，占全年水面蒸发量的 57.7~63.5%。最大月水面蒸发量出现在 6、7 月，占年蒸发量的 16.2~ 17.2%；最小月水面蒸发量出现在 12 月或 1 月，占年蒸发量的 0.7~ 1.5%。

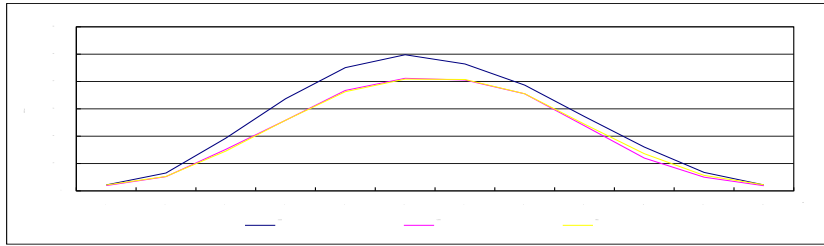


图 4.1-2 吐鲁番盆地多年月平均蒸发曲线图

#### 4.1.4 水文概况

吐鲁番盆地水系均发源于西、北部中高山区，补给来源为冰雪融水和山区降水。径流方向从山区到平原区，最后进入盆地中心（艾丁湖）。吐鲁番盆地内共发育有大小河流 14 条，属于博格达山水系的河流有：白杨河、大河沿、塔尔朗、煤窑沟、黑沟、恰勒坎、二塘沟、柯柯亚和坎儿其等河沟，属于天格尔山水系的河流有：柯尔碱沟、艾维尔沟、阿拉沟，属于觉罗塔格山水系的河流有：祖鲁木图沟、乌斯通沟。

吐鲁番盆地，山区冰川和永久积雪融水与降雨径流共同补给河流，随着夏季气温上升，降水增多，山区冰雪消融，河道进入汛期，丰水期主要集中在 6、7、8、9 月份，占全年流量 60% 左右。最大流量在 7 月份，最小流量在 2 月份。

项目区内的主要地表水体为北侧葡萄沟水库，距离约 3.8km，西侧农灌渠距离约 1.5km。

#### 4.1.5 地下水开发利用现状

根据本次水文地质勘察成果，勘察区内地下水的开发利用设施以机井和坎儿井为主。机井开采地下水主要用于农业灌溉和生态绿化，坎儿井开采地下水主要用于农业灌溉和农村居民生活。勘察区内地下水年开采总量为  $293.3857 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

##### （1）机井开采量

据本次调查，勘察区内目前现有机井 14 眼（见图 4.1-3），主要分布在勘察区南部的恰特喀勒乡和吐鲁番市原种场一带。机井深度一般在 80-150m，单井开采量多为  $40\text{-}60 \text{m}^3/\text{h}$ ，对潜水含水层和承压含水层均有开采，开采期集中在 4-10 月，勘察区的地下水年开采量为  $158.868 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

##### （2）坎儿井开采量



勘察区内坎儿井分布密集,但多数已坍塌废弃,目前仍在使用的共有 6 条(见图 4.1-3)。据本次调查,勘察区内坎儿井开采地下水总量为  $134.5176 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

图 4.1-3 勘察区机井及坎儿井分布图

#### 4.1.6 区域地层岩性

本次勘察区位于吐鲁番盆地中部,新生界在盆地内广泛分布。区域内出露的地层包括:侏罗系、白垩系、新近系和第四系(见图 4.1-4)。现将区域地层由老到新分述如下:

图 4.1-4 区域地质图

##### 4.1.6.1 前第四系

###### (1) 中生界 (Mz)

###### ① 侏罗系 (J)

区域内出露的侏罗系主要为中侏罗统水西沟群 (J2x), 主要分布在七泉湖镇以北的低山区, 分布面积较小, 岩性主要为灰绿色及黄色的砂岩, 细砂岩、砂砾岩、砾岩中夹有粘土岩, 碳质页岩煤层, 菱角矿。

###### ② 白垩系 (K)

区域内出露的白垩系主要为下白垩统三十里大东墩组 (K1s), 分布在盆地中部的火焰山胜金口一带, 厚度约 53-810, 岩性主要为棕红色砂岩、砂质泥岩夹砂砾岩, 底部常见灰绿色砾岩。

###### (2) 新生界 (Cz)

区域内出露的新生界为新近系上新统昌吉河组, 主要分布于吐鲁番盆地出露于火焰山及雁木西一带, 在北部的煤窑沟及塔尔朗有少量分布, 厚度约 498m。该组地层为一套苍棕色、土黄色河湖相砂岩、砂质泥岩和砾岩。

##### 4.1.6.2 第四系

第四系在区域内广泛分布, 尤其是吐鲁番北盆地及南盆地内, 普遍发育着各个不同时期的多种成因类型的堆积物。区域内出露的第四系包括: 下-中更新统冲洪积层 (Qp1-p2al+pl)、上更新统-全新统湖积层 (Qp3-hl)、上更新统-全新

统冲洪积层（Qp3-hal+pl）、上更新统-全新统洪积层（Qp3-hpl），分别描述如下：

#### ①下-中更新统冲洪积层（Qp1-p2al+pl）

下-中更新统冲洪积层主要分布于博格达山前及火焰山两侧。由于被洪水切割，均零星出露在博格达山前分布在海拔 1000m 以上的沟谷两岸。为一套灰、土黄和灰绿色砂砾岩，半胶结，局部具微层理，产状水平，砾石呈棱角状及次圆状。成分各地不一，北部边缘地带主要是安山玢岩、凝灰岩、凝灰砂岩和砂岩等，而火焰山两侧主要是泥岩及砂岩的砾石为主伴砂土，具一定倾角，不整合于侏罗系及新近系之上。

#### ②上更新统-全新统湖积层（Qp3-hl）

上更新统-全新统湖积层分布于环艾丁湖地带。主要是湖相沉积的黄褐色、棕黄色盐渍化砂质粘土、粘土质砂土、粉砂质粘土和粉质粘土，多盐渍化，沼泽发育，含大量腐殖质，地表普遍有 10-35cm 厚的岩壳。据地矿局水文队 1958-1959 年在达都依红星农场钻孔揭露可知：下部为黄褐色、深黄色、灰白色、灰绿色砂质粘土与粘土质砂土，含大量腐殖质，与黄绿色灰绿色细砂岩互层，偶尔夹小砾石，岩性变化复杂，具冲积层特点，厚 125m。125m 以下至 188m 为厚层的棕红色、棕黄色砂质粘土，夹薄层细砂岩。188m 以下为砂质粘土，含大量方解石晶体，并被腐植根穿插，是古代的土壤层。

#### ③上更新统-全新统冲洪积层（Qp3-hal+pl）

上更新统-全新统冲洪积层分布于山前冲洪积平原及火焰山两侧的洼地。该层为松散堆积物，岩性为土黄色的粉砂、粉砂质粘土及含砾石的砂土等，碎屑物砾径一般为 3-5cm，分选良好，组成平坦的地形，厚度 1-10m。现代农业区主要分布于此区域。

#### ④上更新统-全新统洪积层（Qp3-hpl）

上更新统-全新统洪积层主要分布于吐鲁番盆地广大的山前倾斜平原及洪积扇。地表略有起伏，有暂时性流水的切割冲刷作用。岩性为杂色砾石、砂子和黄土等混杂一起，松散无胶结，砾径大小不一，砾径一般为 5-10cm，少量达 60cm 以上，巨砾多堆积在山麓一带，成分因地而异。可见厚度 0.5-1.5m。

### 4.1.6.3 侵入岩

本次勘察区所在区域内无侵入岩出露。

#### 4.1.7 区域地质构造

吐鲁番盆地位于天山褶皱带东段，属北天山地槽褶皱带和西南天山褶皱带，包括博格达复背斜、哈尔力克复背斜、依连哈比尔尕复背斜、觉罗塔格复背斜、吐鲁番山间坳陷、博罗科努复背斜、额尔宾山复背斜。

本次勘察区位于吐鲁番南盆地，周边区域涉及的构造单元包括博格达复背斜和吐鲁番山间坳陷（见图 3-2），下面分别对各构造单元特征进行叙述。

##### 4.1.7.1 褶皱

###### （1）博格达复背斜（II 32）

博格达复背斜为华力西期褶皱带，褶皱形态具明显的分带性：博格达复背斜的核部为典型的线状紧闭型的，而两侧靠近凹陷部位褶皱较为开阔，长 300km，宽 60-80km。岩性对形态的控制作用：由 C3s 和 C3sh 亚构造层碎屑岩构成的褶皱较开阔，而且次一级小褶皱发育；由 C1q 和 C1j 亚构造层的火山岩、火山碎屑岩构成的褶皱则较为紧闭，但次一级褶皱不发育（有时凝灰岩、凝灰砂岩等岩性的小褶皱仍很发育）。不对称褶皱的两翼普遍的规律是向南倾斜的一翼较缓，轴面往北倾倒。由中下石炭统地层所组成的褶皱，后期的侵入岩活动频繁，使博格达复背斜产状零乱。

###### （2）吐鲁番山间坳陷（II 37）

吐鲁番山间坳陷位于博格达山和觉罗塔格二山环抱之中，是以华力西褶皱基础上发展起来的中新生代凹陷。出露地层有三叠系、侏罗系、白垩系、第三系和第四系。该凹陷可分为三带：北部凹陷带，中部凸起带，南部凹陷带。本次勘察区位于北部凹陷带和中部凸起带分界处。

###### ①北部凹陷带（II 37-1）

北部凹陷带位于吐鲁番北盆地，地表全为第四系，主要下伏新近系基岩，中间深，南北浅，呈向斜状；东端浅，西端深，哈巴公路-五道沟基岩埋深 400-500m。北带以平缓的短轴型褶曲为特征，岩层北陡南缓



## ②中部凹陷带（II 37-2）

中部凹陷带位于托克逊、吐峪沟、七克台、三堡、二堡，宽 7 公里，东西长 178 公里。从西向东发育有 2 个主要构造：托克逊冲断构造型，位于地震测线 TP96-174 以西。鄯善伸展构造型位于鄯善县南；中带以北缓南陡单面山地形为特征；明显的构造不整合见于下、中三叠统之间，石炭、二叠系之间，二叠系与侏罗系之间，侏罗系与白垩系之间，上下白垩系之间，白垩系与第三系之间以及上第三系内部的中新统与上新统之间。

### 4.1.7.2 断裂

勘察区周边分布的主要断裂为吐鲁番南盆地隐伏大断裂和博格达山前逆断裂（见图 3-2）。

#### （1）吐鲁番南盆地隐伏大断裂

吐鲁番南盆地隐伏大断裂分布在火焰山-盐山南部，为向北倾的逆断层，总的延伸方向为东西向，延伸长度为 300km。在断裂南侧，布格重力线表现为东西向的密集带，往南缓慢升起，在断裂以北，则重力线形成一系列的局部异常。该断裂对第四系基底有明显的错动作用，断裂南北两侧存在明显的跌水现象。

#### （2）博格达山前逆断裂

博格达山前逆断裂，断层倾向 50°，走向近东西向，中部微向南偏，断层延伸长度 25km，断层切割地层为中石炭统博格多群和新近系中新统桃树园子组。

### 4.1.7.3 新构造运动

吐鲁番盆地新构造运动最大特点是具有受地壳上升和下降所控制的轮回性变化，形成各种类型的地貌形态和沉积物。

早更新世早期，发源于博格达山的各条河流洪水等水量增大，携带大量的侵蚀碎屑物质被搬运到盆地中堆积，形成了广泛的冲洪积平原。

早更新世晚期，形成了火焰山背斜隆起，雁木西背斜隆起，库姆塔格一带丘陵隆起，将吐鲁番盆地分为南北两部分。

中更新世晚期，地形隆起，风力受阻，在西北风盛行和有沙源的条件下，停积了大量风积沙，逐渐演变成了今天的库姆塔格沙漠。在博格达山前各大河谷的谷口都形成了较大的冲洪积扇，在山前各洪沟前还形成有一系列小洪积锥。

晚更新世时期，博格达山麓和山前地带全面隆起，使北盆地成为北高南低的倾斜平原，这一变化使各大河流的水动力条件发生了改变，水利坡度增大，水流侵蚀力和搬运力增强，在北盆地中不再以堆积作用为主，而是切割形成了一系列近南北向的有较固定河道的平原河流，河流切穿火焰山、盐山，将大量侵蚀产物运至南盆地堆积。

全新世时期，盆地成为发源于山区的各条河流及暴雨洪流的最终汇聚地，发育形成了广阔的冲洪积平原和山前地带的冲洪积扇和洪积锥，河流上游也发育了多级侵蚀堆积阶地。随着全球性气候逐渐干旱，河流注入盆地的水量逐渐减少，而蒸发水量大于补给的水量，盆地沉降速度大于搬运堆积速度，因此形成海拔高度-155m 的艾丁湖为中心的湖盆地带。在湖水趋于干涸的湖盆地带，发育了湖相沉积、化学沉积和现代沼泽沉积，从而形成了湖积盐渍平原。至此，吐鲁番盆地地貌轮廓基本形成。

#### 4.1.6 地震

根据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）规定，吐鲁番市抗震设防烈度为 7 度，地耐力约为 200kN，地震动峰值加速度为 0.1g，设计特征周期为 0.35s。

#### 4.1.7 土壤

根据现场调查及全疆土壤类型图，神 8-15 区块土壤类型单一，区块内仅分布有棕漠土，区块南部分布有灌淤土。

#### 4.1.8 植被类型及资源

根据《新疆植被及其利用》（中国科学研新疆综合考察队和中国科学院植物研究所主编，1978 年，科学出版社）植被区域划分结果，拟建项目所在区域为新疆荒漠区—东疆—南疆荒漠亚区—东准葛尔-东疆荒漠省—东疆荒漠亚省—吐鲁番州。该区域由于气候极为严酷，年降水量只有 20-70mm，因此其植被类型主要为亚洲中部的典型荒漠。干旱缺水是限制植被生存和发展最主要的生态因素，本项目区域地表水系不发育，自然植被极其稀疏。

根据现场调查和查阅相关资料，评价范围内植物以疏叶骆驼刺（*Alhagi sparsifolia*）、怪柳（*Tamarix ramosissima*）为主，本次调查未发现在评价范围内有珍稀保护植物，项目破坏和影响的均为当地的广布种。

## 4.1.9 动物资源

从野生动物地理区划上看，神 8-15 区块所在区属于古北界—中亚亚界—蒙新区—西部荒漠亚区—东疆小区。从地理位置上看，这里是蒙古及准噶尔盆地与新疆南部动物的交流通道，但由于极端干旱的大陆性气候控制下的严酷荒漠自然环境条件，致使评价区所属动物区系的野生动物种类组成贫乏，组成简单，分布于该区的动物以北方型耐寒种类和中亚型耐旱种类为主。

根据现状调查和有关资料显示，项目区域共栖息着各种野生脊椎动物 27 种，其中两栖类 1 种、爬行类 8 种、鸟类 8 种、哺乳类 10 种。

## 4.2 生态环境现状调查与评价

### 4.2.1 概述

神 8-15 区块所属地理位置比邻神泉油田，神泉油田位于吐鲁番市高昌区东侧约 8km 处，地处火焰山南麓，本项目部署钻井 53 口，其中注水井 11 口，采油井 42 口，钻井分布在老连霍高速公路两侧。

评价范围：按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2011）中有关规定，现状评价和影响预测以项目占地及影响区域为主，重点为各钻井平台周围外扩 100m 及管线两侧各 200m 范围内。

评价方法：生态环境现状调查与评价采用现场调查和卫星遥感影像图片解译相结合的方法，对评价区生态环境现状作出评价。

### 4.2.2 生态功能区划及评价单元划分

#### 4.2.2.1 生态功能区划

神 8-15 区块地处吐鲁番盆地，位于吐鲁番市高昌区东部，区块位于山前戈壁荒漠，区块南部有居民和葡萄地，主要工程包括钻井 53 口，单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7km；注水管线 7.18km，其中注水干线 5.7（与站外集输管线同沟敷设），单井注水管线 1km，注水支线 0.48km，井场道路 4km。

根据《新疆生态功能区划》，项目区属于天山山地温性草原、森林生态区，北天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区，吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区。具体见表 4.2-1。

表 4.2-1 项目评价区域新疆生态功能区划

| 生态功能分区单元       |                            |                     | 隶属行政区         | 主要生态服务功能   | 主要生态环境问题                | 主要生态敏感因子、敏感程度                    | 主要保护目标                      |
|----------------|----------------------------|---------------------|---------------|------------|-------------------------|----------------------------------|-----------------------------|
| 生态区            | 生态亚区                       | 生态功能区               |               |            |                         |                                  |                             |
| 天山山地温性草原、森林生态区 | 北天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区 | 吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区 | 吐鲁番市、鄯善县、托克逊县 | 特色农产品生产、旅游 | 水资源短缺、地下水超采、风沙灾害严重、干热风多 | 土壤侵蚀极度敏感，土地沙漠化轻度敏感，土壤盐渍化局部地段高度敏感 | 保护文物古迹、保护坎儿井、保护农田、保护荒漠植被和砾幕 |

吐鲁番盆地地势低洼，平均海拔不到百米，气候炎热干燥，降水量仅为 4-26mm，蒸发量却高达 2879-3821mm，平均气温 14℃，极端最高温达 48.9℃，≥10℃年积温 4500-5400℃，年日照 3000-3220 小时，无霜期 268-304 天，是新疆热量最丰富的地区。本区春季多大风，全年≥8 级大风日数 31-72 天，夏季多干热风，可达 40 天。由于炎热和风大，故素有“火洲”和“风库”之称，风沙危害较严重。区域水资源十分缺乏，水资源总量为 9.5×10<sup>8</sup>m<sup>3</sup>，历史上主要靠坎儿井方式开发利用地下水。区内草场缺乏，森林植被少，但农业历史悠久，园艺业发达。

#### 4.2.2.2 评价单元划分

神 8-15 区块地形地貌、地表土壤、植被特征基本相同，但整个项目区北连霍高速分成两部分，高速公路北部的区块位于老的神泉油田区块内，景观属于油田工业景观，高速公路南部属于原始戈壁荒漠，由于高速公路的阻隔项目区可分为两个评价单元，即以油田景观为特征的油田开发区域，以戈壁荒漠为地貌特征的区域，区域生态环境现状差，且十分脆弱，各评价单元生态要素特点见表 4.2-2。

表 4.2-2 生态单元划分

| 序号 | 单元    | 工程内容   | 地形地貌类型 | 土壤类型 | 植被类型                             | 土地利用类型 | 景观类型   |
|----|-------|--|--------|------|----------------------------------|--------|--------|
| 1  | 油田开发区 | 采油井 12 口，注水井 2 口，单井管线 3.38km，集输管线 1.57km，注水管线 1.85km | 戈壁荒漠   | 棕漠土  | 以典型的荒漠植被为主，主要为合头草、骆驼刺。植被覆盖度低于 5% | 工矿交通用地 | 油田工业景观 |
| 2  | 荒漠戈壁区 | 采油井 30 口，注水井 9 口，单井管线 8.43km，集输管线 4.13km，注水管线 5.33km | 戈壁荒漠   | 棕漠土  | 以典型的荒漠植被为主，主要为合头草、骆驼刺。植被覆盖度低于 5% | 戈壁     | 荒漠景观   |

### 4.2.3 土壤环境现状评价

#### 4.2.3.1 土壤类型及分布



根据现场调查及全疆土壤类型图，神 8-15 区块土壤类型单一，区块内仅分布有棕漠土，区块南部分布有灌淤土，项目区土壤类型分布见图 4.2-1。

#### (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。该土壤发育过程缓慢，剖面呈棕黄色、棕色，其土壤剖面特征如下：

0-3cm 棕色，砂壤夹碎石，地表有砾幕，孔状结皮，干，稍松，有大量中细孔，全层多角砾，无植物根系。

3-12cm 棕色，砂壤夹碎石，块状，干，紧，有中量细孔，多石膏结晶，无植物根系。

12-41cm 灰棕色，砂砾层夹砂壤，假块状，干，紧，有少量细孔，无植物根系。

41-120cm 灰棕色，砂砾层，干，紧，有少量中细孔，无植物根系。

#### (2) 灌漠土

项目区灌漠土是在棕漠土的土壤母质上，经过长期农业耕作发育成的土壤类型，由于农业灌溉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。

### 4.2.3.2 土壤环境现状监测及评价

#### (1) 土壤环境现状监测

根据项目区域土壤类型的特点，以及土地利用方式，本次共布设 2 个土壤监测点，1#点位于井区东南侧，2#点位于井区东侧，1#点监测因子为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中的 45 项基本项目及石油烃(C10~C40)。2#点监测因子均为 pH 值、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃(C10~C40)。监测点位图见图 4.3-1 所示。

(2) 土壤环境质量现状

评价标准执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。监测及评价结果见表 4.4-3、4.4-4。

表 4.2-3 1#土壤环境监测结果

| 序号 | 监测项目         | 单位    | 监测结果                  | 是否达标 | 标准限制  |
|----|--------------|-------|-----------------------|------|-------|
| 1  | 砷            | mg/kg | 7.40                  | 达标   | 60    |
| 2  | 镉            | mg/kg | 0.36                  | 达标   | 65    |
| 3  | 铬（六价）        | mg/kg | <2                    | 达标   | 5.7   |
| 4  | 铜            | mg/kg | 42.3                  | 达标   | 18000 |
| 5  | 铅            | mg/kg | 14.7                  | 达标   | 800   |
| 6  | 汞            | mg/kg | 0.0021                | 达标   | 38    |
| 7  | 镍            | mg/kg | 28.4                  | 达标   | 900   |
| 8  | 四氯化碳         | mg/kg | <1.3×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 2.8   |
| 9  | 氯仿           | mg/kg | <1.1×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 0.9   |
| 10 | 氯甲烷          | mg/kg | <1.0×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 37    |
| 11 | 1,1-二氯乙烷     | mg/kg | <1.0×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 9     |
| 12 | 1,2-二氯乙烷     | mg/kg | <1.2×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 5     |
| 13 | 1,1-二氯乙烯     | mg/kg | <1.0×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 66    |
| 14 | 顺-1,2-二氯乙烯   | mg/kg | <1.3×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 596   |
| 15 | 反-1,2-二氯乙烯   | mg/kg | <1.4×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 54    |
| 16 | 二氯甲烷         | mg/kg | <1.5×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 616   |
| 17 | 1,2-二氯丙烷     | mg/kg | <1.1×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 5     |
| 18 | 1,1,1,2-四氯乙烷 | mg/kg | <1.2×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 1     |
| 19 | 1,1,2,2-四氯乙烷 | mg/kg | <1.2×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 6.8   |
| 20 | 四氯乙烯         | mg/kg | <1.4×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 5.3   |
| 21 | 1,1,1-三氯乙烷   | mg/kg | <1.3×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 840   |
| 22 | 1,1,2-三氯乙烷   | mg/kg | <1.2×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 2.8   |
| 23 | 三氯乙烯         | mg/kg | <1.2×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 2.8   |
| 24 | 1,2,3-三氯丙烷   | mg/kg | <1.2×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 0.5   |
| 25 | 氯乙烯          | mg/kg | <1.0×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 0.43  |
| 26 | 苯            | mg/kg | <1.9×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 4     |
| 27 | 氯苯           | mg/kg | <1.2×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 270   |
| 28 | 1,2-二氯苯      | mg/kg | <1.5×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 560   |
| 29 | 1,4-二氯苯      | mg/kg | <1.5×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 20    |
| 30 | 乙苯           | mg/kg | <1.2×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 28    |
| 31 | 苯乙烯          | mg/kg | <1.1×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 1290  |
| 32 | 甲苯           | mg/kg | <1.3×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 1200  |
| 33 | 间二甲苯+对二甲苯    | mg/kg | <1.2×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 570   |
| 34 | 邻二甲苯         | mg/kg | <1.2×10 <sup>-3</sup> | 达标   | 640   |
| 35 | 硝基苯          | mg/kg | <0.09                 | 达标   | 76    |
| 36 | 苯胺           | mg/kg | <0.1                  | 达标   | 260   |
| 37 | 2-氯酚         | mg/kg | <0.34                 | 达标   | 2256  |
| 38 | 苯并（a）蒽       | mg/kg | <4×10 <sup>-3</sup>   | 达标   | 15    |
| 39 | 苯并（a）芘       | mg/kg | <5×10 <sup>-3</sup>   | 达标   | 1.5   |
| 40 | 苯并（b）荧蒽      | mg/kg | <5×10 <sup>-3</sup>   | 达标   | 15    |

|    |                |       |                     |    |      |
|----|----------------|-------|---------------------|----|------|
| 41 | 苯并(k) 荧蒽       | mg/kg | $<5 \times 10^{-3}$ | 达标 | 151  |
| 42 | 蒽              | mg/kg | $<3 \times 10^{-3}$ | 达标 | 1293 |
| 43 | 二苯并(a, h) 蒽    | mg/kg | $<5 \times 10^{-3}$ | 达标 | 1.5  |
| 44 | 茚并(1,2,3-cd) 芘 | mg/kg | $<4 \times 10^{-3}$ | 达标 | 15   |
| 45 | 萘              | mg/kg | $<3 \times 10^{-3}$ | 达标 | 70   |
| 46 | pH             | -     | 8.44                | -  | -    |

表 4.2-4 2#土壤环境监测结果

| 序号 | 监测项目  | 单位    | 监测结果   | 是否达标 | 标准值   |
|----|-------|-------|--------|------|-------|
| 1  | pH    | -     | 8.11   | -    | -     |
| 2  | 汞     | mg/kg | 0.0024 | 达标   | 38    |
| 3  | 砷     | mg/kg | 7.2    | 达标   | 60    |
| 4  | 铅     | mg/kg | 8.8    | 达标   | 800   |
| 5  | 镉     | mg/kg | 0.35   | 达标   | 65    |
| 6  | 铬(六价) | mg/kg | $<2$   | 达标   | 5.7   |
| 7  | 铜     | mg/kg | 45.6   | 达标   | 18000 |
| 8  | 镍     | mg/kg | 32.2   | 达标   | 900   |
| 9  | 石油烃   | mg/kg | 8.45   | 达标   | 4500  |

从评价结果可以看出，项目区域土壤pH值均大于7，说明土壤呈碱性；土壤中重金属元素含量相对较低，远小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求；土壤中石油烃含量较低，没有超过第二类用地筛选值4500mg/kg。

#### 4.2.4 土地利用现状调查及评价

新疆土地利用/土地覆盖地图数据分 6 大类 25 小类，根据项目区遥感影像分析，神 8-15 区块主要土地利用类型为戈壁；连霍高速北部分布有工矿用地。项目区域及周边地区土地利用现状见图 4.2-2。

#### 4.2.5 植被环境现状调查及评价

##### 4.2.5.1 区域自然植被区系类型

根据《新疆植被及其利用》（中国科学研新疆综合考察队和中国科学院植物研究所主编，1978 年，科学出版社）植被区域划分结果，拟建项目所在区域为新疆荒漠区—东疆—南疆荒漠亚区—东准葛尔-东疆荒漠省—东疆荒漠亚省—吐鲁番州。该区域由于气候极为严酷，年降水量只有 20-70mm，因此其植被类型主要为亚洲中部的典型荒漠。干旱缺水是限制植被生存和发展最主要的生态因素，本项目区域地表水系不发育，自然植被极其稀疏。

根据现场调查和查阅相关资料，评价范围内植物以疏叶骆驼刺（*Alhagi sparsifolia*）、怪柳（*Tamarix ramosissima*）为主，本次调查未发现在评价范围内有珍稀保护植物，项目破坏和影响的均为当地的广布种。根据项目区植被调查结果并参照有关资料，整理出项目区主要植物名录，见表 4.2-5 和图 4.2-3。

表 4.2-5 项目区域主要自然植被名录

| 序号 | 中名    | 学名                              | 优势种 |
|----|-------|---------------------------------|-----|
| 1  | 散枝鸦葱  | <i>Scorzonera dibaricata</i>    |     |
| 2  | 狗牙根   | <i>Cynodon dactylon</i>         |     |
| 3  | 疏叶骆驼刺 | <i>Alhagi sparsifolia</i>       | √   |
| 4  | 盐节木   | <i>Hemlocknum strobilaceum</i>  |     |
| 5  | 黑刺    | <i>Lycium ruthenicum</i>        |     |
| 6  | 芦苇    | <i>Phragmites Communis</i>      |     |
| 7  | 甘草    | <i>Glycyrrhiza korshinskyi</i>  |     |
| 8  | 柳树    | <i>Salix wilhelmsiana</i>       |     |
| 9  | 杨树    | <i>Populus pruinosa Schrenk</i> |     |
| 10 | 芨芨草   | <i>Achnatherum splendens</i>    |     |
| 11 | 怪柳    | <i>Tamarix ramosissima</i>      | √   |
| 12 | 羽状三芒草 | <i>Aristida pennata</i>         |     |
| 13 | 盐生木   | <i>Iljinia regelii</i>          |     |
| 14 | 伊林藜   | <i>Iljinia Korov</i>            |     |
| 15 | 白榆    | <i>Ulmus pumila</i>             |     |
| 16 | 合头草   | <i>Sympegma regelii</i>         |     |
| 17 | 霸王    | <i>Zygophyllum xanthoxylon</i>  |     |
| 18 | 泡泡刺   | <i>Nitraria sphaerocarpa</i>    |     |
| 19 | 刺山柑   | <i>Capparis spinosa</i>         |     |

注：√为优势种或建群种

#### 4.2.5.2 区域农业生产现状

项目区区域农耕历史悠久，由于光热条件好，是驰名中外的优质瓜果产区，近年设施农业在吐鲁番地区得到大力推广，蔬菜种植面积逐年扩大，但由于水资源严重短缺，农业发展受到严重制约，发展潜力不足。区域农作物主要有葡萄、棉花、哈密瓜、蔬菜等。神 8-15 区块南部分布有葡萄地。

#### 4.2.6 野生动物现状评价

从野生动物地理区划上看，神 8-15 区块所在区属于古北界—中亚亚界—蒙新区—西部荒漠亚区—东疆小区。从地理位置上看，这里是蒙古及准噶尔盆地与新疆南部动物的交流通道，但由于极端干旱的大陆性气候控制下的严酷荒漠自然环境条件，致使评价区所属动物区系的野生动物种类组成贫乏，组成简单，分布于该区的动物以北方型耐寒种类和中亚型耐旱种类为主。

根据现状调查和有关资料显示,项目区域共栖息着各种野生脊椎动物 27 种,其中两栖类 1 种、爬行类 8 种、鸟类 8 种、哺乳类 10 种。

项目评价区及周围区域主要脊椎动物分布情况见表 4.2-6。从动物栖息种类分析,项目区域内野生动物种类贫乏,主要为荒漠种类。其中人类集中生活的绿洲农田及村庄区动物种类相对较丰富,分布有绿蟾蜍、大耳蝠、小家鼠、戴胜、红尾伯劳等绿洲动物,数量也比较多。而在荒漠戈壁区,野生动物极少分布,仅分布有少量的荒漠动物。项目区由于人类的开发,区域缺乏大型哺乳动物,没有地区特有和珍稀类动物。

表 4.2-6 项目评价区及周围区域脊椎动物名录

| 序号           | 种类   | 学名                               | 分布   |         |
|--------------|------|----------------------------------|------|---------|
|              |      |                                  | 荒漠戈壁 | 绿洲农田及村镇 |
| 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>              |      | +       |
| 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>Psammophis lineolatus</i>     |      | +       |
| 哺乳纲 Mammalia |      |                                  |      |         |
| 10           | 大耳蝠  | <i>Hemiechinus auritus</i>       |      | +       |
| 11           | 大耳蝠  | <i>Plecotus auritus</i>          |      | +       |
| 12           | 伏翼   | <i>Pipistrellus pipistrellus</i> |      | +       |
| 13           | 晚棕蝠  | <i>Eptesicus serotinus</i>       |      | +       |
| 14           | 草兔   | <i>Lepus capensis</i>            |      | -       |
| 15           | 长耳跳鼠 | <i>Euchoueutus naso</i>          |      | +       |
| 16           | 褐家鼠  | <i>Rattus norvegicus</i>         | -    | +       |
| 17           | 小家鼠  | <i>Mus musculus</i>              |      | +       |
| 18           | 子午沙鼠 | <i>Meriones meridianus</i>       |      |         |
| 19           | 灰仓鼠  | <i>Cricatulus miaratorius</i>    |      | +       |
| 鸟纲 Aves      |      |                                  |      |         |
| 20           | 大杜鹃  | <i>Cuculus canorus</i>           |      | +       |
| 21           | 小沙百灵 | <i>Calandrella rufescens</i>     |      | -       |
| 22           | 角百灵  | <i>Eremophila alpestris</i>      |      | +       |
| 23           | 凤头百灵 | <i>Galeruia cristata</i>         |      | +       |
| 24           | 家燕   | <i>Hirundo rustica</i>           |      | +       |

注：“+”常见种，“-”偶见种

#### 4.2.7 小结

根据现场调查及资料收集,本项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊及重要生态敏感区。神 8-15 区块主要土地利用类型为戈壁,

植被以典型的荒漠植被为主，主要为合头草、骆驼刺，植被覆盖度低于 5%，土壤类型为棕漠土。

## 4.3 环境空气现状调查与现状

### 4.3.1 项目所在区域环境质量达标情况

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 SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub>、PM<sub>10</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 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，SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub>、PM<sub>10</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 各有效数据，空气质量达标区判定结果见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价结果一览表

| 评价因子              | 年评价指标        | 现状浓度<br>μg/m <sup>3</sup> | 标准限值<br>μg/m <sup>3</sup> | 占标率<br>% | 达标情况 |
|-------------------|--------------|---------------------------|---------------------------|----------|------|
| SO <sub>2</sub>   | 年平均          | 14                        | 60                        | 23.33    | 达标   |
| NO <sub>2</sub>   | 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 <sub>3</sub>    | 第 90 百分位数日平均 | 142                       | 160                       | 88.75    | 达标   |
| PM <sub>2.5</sub> | 年平均          | 66                        | 35                        | 188.57   | 超标   |
| PM <sub>10</sub>  | 年平均          | 157                       | 70                        | 224.29   | 超标   |

项目所在区域 SO<sub>2</sub> 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；O<sub>3</sub> 日均浓度及 NO<sub>2</sub>、PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub> 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。

### 4.3.2 评价范围环境空气环境质量现状监测

本次项目评价范围环境空气质量现状监测委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）于 2019 年 3 月 15 日-21 日进行连续 7 天的监测。项目周围环境情况及监测点位详见图 4.3-1。现状监测报告见附件。

#### （1）监测项目

根据项目所在区域的环境空气质量特征，结合本项目大气污染物排放特点，确定环境空气质量现状调查监测因子为 H<sub>2</sub>S 和非甲烷总烃。

#### （2）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，共布设大气监测点 4 个，监测点位图 4.3-1。监测点位置见表 4.3-2。

**表 4.3-2 环境空气质量现状监测点位置表**

| 监测要素 | 监测点位<br>(断面)       | 坐标 | 监测项目                           | 监测要求  |
|------|--------------------|----|--------------------------------|---|
| 大气环境 | 1#大气监测点<br>(区域上风向) |    | H <sub>2</sub> S、<br>非甲烷总<br>烃 | 按监测规范要求采样监测，连续监测 7 天，给出每日各点位各污染物监测日均值，记录监测时风向、气温、气压等参数。注明方法检出限。<br>GPS 定位监测点位坐标 |
|      | 2#大气监测点<br>(区域下风向) |    |                                |   |
|      | 3#大气监测点<br>(区域下风向) |    |                                |   |
|      | 4#大气监测点<br>(区域下风向) |    |                                |   |

(3) 监测时间及监测频率

本次现状监测时间为 2019 年 3 月 11 日-17 日进行连续 7 天的监测，连续监测七天。H<sub>2</sub>S 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》(HJ2.2-2008) 的有关要求进行。

(5) 评价标准

H<sub>2</sub>S 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 0.01mg/m<sup>3</sup>，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/m<sup>3</sup>的标准。

(6) 监测结果

环境空气质量现状监测的统计结果列于表 4.3-3~4.3-4。

**表 4.3-3 特征因子 H<sub>2</sub>S 1 小时平均值现状监测结果统计表**

| 编号 | 监测点名称              | H <sub>2</sub> S 1 小时平均值      |                           |              |            |        |
|----|--------------------|-------------------------------|---------------------------|--------------|------------|--------|
|    |                    | 浓度范围<br>(mg/Nm <sup>3</sup> ) | 标准值                       | 最大超标率<br>(%) | 超标率<br>(%) | 最大超标倍数 |
| 1  | 1#大气监测点<br>(区域上风向) | <0.005                        | 0.01<br>mg/m <sup>3</sup> | <50          | 0          | 0      |
| 2  | 2#大气监测点<br>(区域下风向) | <0.005                        |                           | <50          | 0          | 0      |
| 3  | 3#大气监测点<br>(区域下风向) | <0.005                        |                           | <50          | 0          | 0      |

|   |                    |        |  |     |   |   |
|---|--------------------|--------|--|-----|---|---|
| 4 | 4#大气监测点<br>(区域下风向) | <0.005 |  | <50 | 0 | 0 |
|---|--------------------|--------|--|-----|---|---|

表 4.3-4 特征因子非甲烷总烃 1 小时平均值现状监测结果统计表

| 编号 | 监测点名称              | 非甲烷总烃 1 小时平均值                 |                          |              |            |            |
|----|--------------------|-------------------------------|--------------------------|--------------|------------|------------|
|    |                    | 浓度范围<br>(mg/Nm <sup>3</sup> ) | 标准值                      | 最大占标率<br>(%) | 超标率<br>(%) | 最大超<br>标倍数 |
| 1  | 1#大气监测点<br>(区域上风向) | 0.60~1.09                     | 2.0<br>mg/m <sup>3</sup> | 54.5         | 0          | 0          |
| 2  | 2#大气监测点<br>(区域下风向) | 0.30~1.21                     |                          | 60.5         | 0          | 0          |
| 3  | 3#大气监测点<br>(区域下风向) | 0.28~1.03                     |                          | 51.5         | 0          | 0          |
| 4  | 4#大气监测点<br>(区域下风向) | 0.32~1.03                     |                          | 51.5         | 0          | 0          |

### 4.3.3 评价范围环境空气质量现状评价

由以上分析及评价可知，评价区域内各监测点 H<sub>2</sub>S 满足《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 0.01mg/m<sup>3</sup> 要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m<sup>3</sup> 的标准要求。

## 4.4 声环境现状调查与评价

### 4.4.1 声环境调查

#### 4.4.1.1 监测布点

本次评价分别在神 8-15 区块的东南西北及已钻井的东南西北共布设 8 个监测点。监测点位见图 4.3-1。

#### 4.4.1.2 监测时间及频率

噪声监测委托新疆新环监测检测研究院(有限公司)于 2019 年 3 月 12 日-13 日进行监测，监测 2 天，昼夜各一次。

#### 4.4.1.3 监测方法

测量方法按《声环境质量标准》(GB3096-2008)及《环境监测技术规范》噪声部分的相关要求。

#### 4.4.1.4 监测结果

噪声环境质量的现状监测结果见表 4.4-1。

表 4.4-1 声环境监测及评价结果 单位: dB(A)

| 监测地点 | 监测时间 | 监测方位 | 噪声值 |    | 标准 |
|------|------|------|-----|----|----|
|      |      |      | 昼间  | 夜间 |    |



|      |                 |   |      |      |                 |
|------|-----------------|---|------|------|-----------------|
| 项目区  | 3月12日至<br>3月13日 | 东 | 50.4 | 48.4 | 昼间 60,<br>夜间 50 |
|      |                 | 南 | 49.5 | 49.0 |                 |
|      |                 | 西 | 50.1 | 47.7 |                 |
|      |                 | 北 | 51.6 | 47.2 |                 |
|      | 3月13日至<br>3月14日 | 东 | 50.3 | 48.9 |                 |
|      |                 | 南 | 51.2 | 48.3 |                 |
|      |                 | 西 | 50.8 | 47.5 |                 |
|      |                 | 北 | 50.0 | 47.0 |                 |
| 已建井  | 3月12日至<br>3月13日 | 东 | 47.1 | 44.1 |                 |
|      |                 | 南 | 48.2 | 45.4 |                 |
|      |                 | 西 | 48.5 | 46.4 |                 |
|      |                 | 北 | 47.6 | 45.0 |                 |
|      | 3月13日至<br>3月14日 | 东 | 48.3 | 45.0 |                 |
|      |                 | 南 | 47.5 | 44.9 |                 |
|      |                 | 西 | 47.8 | 44.8 |                 |
|      |                 | 北 | 46.9 | 43.8 |                 |
| 达标情况 |                 |   | 达标   | 达标   |                 |

声环境质量现状监测时间为2019年3月15日，由新疆新环监测检测研究院（有限公司）监测，选择昼间和夜间两个时段进行环境噪声的测量。

#### 4.4.1.3 监测方法

本次噪声测量采用 AWA5688 型噪声仪，按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）的要求进行测量。噪声测量值为 A 声级，采用等效连续 A 声级  $L_{eq}$  作为评价量。

#### 4.4.2 声环境现状评价

##### 4.4.2.1 评价标准

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

##### 4.4.2.2 评价结果

本项目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。

## 4.5 水环境现状调查与评价

### 4.5.1 地表水环境调查与评价

环评单位委托新疆新环监测检测研究院（有限公司）进行水质监测，监测时间为2019年3月15日。

项目区内的主要地表水体为葡萄沟水库，距离约3.8km，根据葡萄沟水库现有主要功能，水质执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准。西侧农灌渠距离1.5km，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准。

#### 4.5.1.1 地表水质量现状监测

##### （1）监测因子

评价因子为pH、溶解氧、高锰酸盐指数、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、挥发酚、硫化物、氰化物、氟化物、砷、汞、六价铬、总磷、铜、锌、铅、镉、石油类等19项目。

##### （2）评价方法

采用标准指数法，计算公式为：

对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

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

式中：

$P_i$ —第*i*个水质因子的标准指数，无量纲；

$C_i$ —第*i*个水质因子的监测浓度值，mg/L；

$C_{si}$ —第*i*个水质因子的标准浓度值，mg/L。

对于评价标准为区间值的水质因子（如pH值），其标准指数计算公式：

$$P_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

$$P_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

式中：

$P_{pH,j}$ —第  $j$  个监测点 pH 值标准指数，无量纲；

$pH_j$ —第  $j$  个监测点 pH 值监测；

$pH_{su}$ —水质标准中 pH 值上限值；

$pH_{sd}$ —水质标准中 pH 值下限值。

水质参数的标准指数  $>1$ ，表明该水质参数超过了规定的水质标准。

DO 的标准指数为：

$$S_{DO,j} = \frac{|DO_f - DO_j|}{DO_f - DO_s}, DO_j \geq DO_s$$

$$S_{DO,j} = 10 - 9 \frac{DO_j}{DO_s}, DO_j < DO_s$$

$$DO_f = 468 / (31.6 + T)$$

式中： SDO, j ——溶解氧浓度指数；

T —— 水温，℃；

DOj ——所测溶解氧浓度，mg/L；

DOf ——饱和溶解氧浓度，mg/L；

DOs ——溶解氧的地表水水质标准，mg/L。

### (3) 评价标准

项目区内的主要地表水体为葡萄沟水库，距离约 3.8km，根据葡萄沟水库现有主要功能，水质执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准。西侧农灌渠执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准。

#### 4.5.1.2 地表水环境质量现状评价

监测结果见表 4.5-7。

表 4.5-7 项目区地表水质监测及评价结果 单位：mg/L

| 序号 | 项目      | 标准值<br>(II类) | 葡萄沟水库   |      | 标准值<br>(III类) | 西侧农灌渠   |      |
|----|---------|--------------|---------|------|---------------|---------|------|
|    |         |              | 浓度      | 标准指数 |               | 浓度      | 标准指数 |
| 1  | pH      | 6-9          | 7.43    | 0.22 | 6-9           | 7.52    | 0.26 |
| 2  | 氨氮      | 0.5          | 0.19    | 0.38 | 1.0           | 0.175   | 0.18 |
| 3  | 挥发酚     | 0.002        | <0.0003 | 0.15 | 0.005         | <0.0003 | 0.06 |
| 4  | 六价铬     | 0.05         | <0.004  | 0.08 | 0.05          | <0.004  | 0.08 |
| 5  | 高锰酸盐指数  | 4            | 1.2     | 0.30 | 6             | 1.4     | 0.23 |
| 6  | 溶解氧     | 6            | 8.9     | 0.02 | 5             | 9.2     | 0.02 |
| 7  | 化学需氧量   | 15           | 7       | 0.47 | 20            | 4       | 0.20 |
| 8  | 五日生化需氧量 | 3            | <0.5    | 0.17 | 4             | <0.5    | 0.13 |
| 9  | 总磷      | 0.01         | 0.03    | 0.3  | 0.2           | 0.02    | 0.10 |
| 10 | 氟化物     | 1.0          | 0.76    | 0.76 | 1.0           | 0.79    | 0.79 |

|    |     |         |          |      |        |          |      |
|----|-----|---------|----------|------|--------|----------|------|
| 11 | 硫化物 | 0.1     | <0.005   | 0.05 | 0.2    | <0.005   | 0.03 |
| 12 | 氰化物 | 0.05    | <0.004   | 0.08 | 0.05   | <0.004   | 0.02 |
| 13 | 铜   | 1.0     | <0.05    | 0.05 | 1.0    | <0.05    | 0.05 |
| 14 | 锌   | 1.0     | <0.05    | 0.05 | 1.0    | <0.05    | 0.05 |
| 15 | 汞   | 0.00005 | <0.00004 | 0.80 | 0.0001 | <0.00004 | 0.40 |
| 16 | 镉   | 0.05    | <0.001   | 0.20 | 0.005  | <0.001   | 0.20 |
| 17 | 铅   | 0.01    | <0.0025  | 0.25 | 0.05   | <0.0025  | 0.05 |
| 18 | 砷   | 0.05    | 0.0004   | 0.01 | 0.05   | 0.0004   | 0.01 |
| 19 | 石油类 | 0.05    | <0.01    | 0.20 | 0.05   | <0.01    | 0.20 |

根据表 4.5-7，葡萄沟水库和西侧农灌渠各项监测因子均满足《地表水环境质量标准》中 II 类标准和 III 类标准限值。

## 4.5.2 地下水现状调查与评价

### 4.5.2.1 地下水质量现状监测

本次评价委托新疆地质工程勘察院和新疆大学进行了神泉油田神 8-15 块产能建设项目地下水环境影响评价专项报告。本节中地下水现状监测数据均引自地下水专项报告。

#### (1) 监测地点

监测点类型包括潜水监测点、承压水监测点和坎儿井监测点。本次在勘察区共布置水质监测点 12 个，水样取自本次施工钻孔、周边已有机井以及部分坎儿井。其中，潜水监测点 7 个，承压水监测点 3 个，坎儿井监测点 2 个。（见表 4.5-8、图 4.5-1、表 4.5-9）。

表 4.5-8 勘察区地下水现状监测点一览表

| 监测点类型 | 监测点编号  | 监测点数量 | 监测层位 | 监测项目  | 监测频率  |
|-------|--|-------|------|---|---|
| 水质监测点 | QKT1、<br>QKT2<br>QKT3、<br>QKT4<br>QKT5、<br>QKT6<br>W05 | 7 点   | 潜水   | PH 值、总硬度、溶解性总固体、<br>SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> 、Cl <sup>-</sup> 、Fe、Mn、挥发酚类、<br>COD <sub>Mn</sub> 、NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (以 N 计)、<br>NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> (以 N 计)、NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> (以 N 计)、<br>F <sup>-</sup> 、氰化物、Zn、Hg、As、Cd、<br>Cr <sup>6+</sup> 、Na <sup>+</sup> 、K <sup>+</sup> 、Ca <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、<br>HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> 、CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> 、石油类共 26 项 | 2018 年 10 月<br>(丰水期)<br>2019 年 1 月<br>(枯水期) |
|       | CKT1、<br>CKT2<br>W13                                   | 3 点   | 承压水  |   |   |
|       | K03、K06  | 2 点   | 坎儿井  |   |   |

图 4.5-1 勘察区地下水现状监测点分布图

表 4.5-9 勘察区地下水现状监测点信息表

| 序号 | 编号   | 监测层位  | 监测点类型   | 相对位置  | 经度 | 纬度 | 用途         |
|----|------|-------|---------|-------|----|----|------------|
| 1  | QKT1 | 潜水含水层 | 水位水质监测点 | 场地上游  |    |    | 监测孔        |
| 2  | QKT2 | 潜水含水层 | 水位水质监测点 | 场地内部  |    |    | 监测孔        |
| 3  | QKT3 | 潜水含水层 | 水位水质监测点 | 场地下游  |    |    | 监测孔        |
| 4  | QKT4 | 潜水含水层 | 水位水质监测点 | 场地下游  |    |    | 监测孔        |
| 5  | QKT5 | 潜水含水层 | 水位水质监测点 | 场地东侧  |    |    | 监测孔        |
| 6  | QKT6 | 潜水含水层 | 水位水质监测点 | 场地下游  |    |    | 监测孔        |
| 7  | W05  | 潜水含水层 | 水位水质监测点 | 场地西侧  |    |    | 农业灌溉       |
| 8  | CKT1 | 承压含水层 | 水位水质监测点 | 场地内部  |    |    | 监测孔        |
| 9  | CKT2 | 承压含水层 | 水位水质监测点 | 场地下游  |    |    | 监测孔        |
| 10 | W13  | 承压含水层 | 水位水质监测点 | 场地下游  |    |    | 农业灌溉       |
| 11 | K03  | 坎儿井   | 水质监测点   | 第一竖井  |    |    | 农业灌溉+生活饮用水 |
| 12 | K06  | 坎儿井   | 水质监测点   | 坎儿井龙口 |    |    | 农业灌溉+生活饮用水 |

(2) 监测项目

根据《地下水监测技术规范》(HJ/T 164-2004)并结合《生活饮用水卫生标准》(GB 5749-2006)以及本规划潜在污染特征因子考虑,地下水现状监测因子选取以下项:PH值、总硬度、溶解性总固体、SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>、Cl<sup>-</sup>、Fe、Mn、挥发酚类、COD<sub>Mn</sub>、NO<sub>3</sub><sup>-</sup>(以N计)、NO<sub>2</sub><sup>-</sup>(以N计)、NH<sub>4</sub><sup>+</sup>(以N计)、F<sup>-</sup>、氰化物、Zn、Hg、As、Cd、Cr<sup>6+</sup>、Na<sup>+</sup>、K<sup>+</sup>、Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup>、HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>、CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>、石油类等项目。

(3) 监测时时间和频率

监测于2018年9月25日和2019年1月11日进行。

(4) 评价标准

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）和《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的技术要求及方法，对勘察区地下水水质单项评价因子进行标准指数法评价。

#### （5）评价方法

根据现状监测结果，对各评价因子的最大检测值、最小检测值和超标率进行分析。其中各单项评价因子的标准指数以《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中Ⅲ类水标准限值为准，计算公式如下：对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}} \quad (1)$$

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；

$C_{si}$ —第  $i$  个水质因子的标准浓度值，mg/L。

对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式为：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时} \quad (2)$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时} \quad (3)$$

式中： $P_{pH}$ —pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

$pH_{su}$ —标准中 pH 的上限值；

$pH_{sd}$ —标准中 pH 的下限值。

根据计算结果，标准指数 $>1$ ，表明该水质因子已超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。

#### 4.5.3.2地下水环境质量现状评价

地下水监测结果见表 4.5-10~4.5-15。

表 4.5-10 丰水期潜水水质现状评价结果一览表

| 项目          | pH 值  | 总硬度  | 溶解性  | SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> | Cl <sup>-</sup> | Fe   | Mn   | 酚     | CO<br>D <sub>m</sub> | NO <sub>3</sub> <sup>-</sup><br>(N) | NO <sub>2</sub> <sup>-</sup><br>(N) | NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> | F <sup>-</sup> | 氰    | Zn  | Hg     | As     | Cd     | Cr <sup>6+</sup> | Pb   | Na <sup>+</sup> | K <sup>+</sup> | Ca <sup>2+</sup> | Mg <sup>2+</sup> | HC<br>O <sub>3</sub> <sup>-</sup> | CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> | 石油类 |      |
|-------------|-------|------|------|-------------------------------|-----------------|------|------|-------|----------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|----------------|------|-----|--------|--------|--------|------------------|------|-----------------|----------------|------------------|------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-----|------|
| 标准<br>值(限值) | 6.5-9 | 450  | 1000 | 250                           | 250             | 0.3  | 0.1  | 0.002 | 3                    | 20                                  | 1                                   | 0.5                          | 1              | 0.05 | 1   | 0.001  | 0.01   | 0.005  | 0.05             | 0.01 | 200             |                |                  |                  |                                   |                               |     | 0.05 |
| QK<br>T1    | 检测    | 7.27 | 400. | 731.                          | 211.            | 191. | <0.  | <0.   | 0.008                | 4.37                                | 0.078                               | <0.                          | 0.             | <0.  | <0. | <0.    | <0.    | <0.    | <0.              | <0.  | 910.            | 32.            | 962.             | 389.             | 109.                              | 0                             | <0. |      |
|             | 标准    | 0.18 | 0.89 | 0.73                          | 0.84            | 0.76 | <0.1 | <0.5  | <1                   | 0.27                                | 0.18                                | <0.2                         | 0.             | <0.2 | <0. | <0.1   | <0.5   | <0.6   | <0.1             | <1   | 0.45            |                |                  |                  |                                   |                               |     | <1   |
|             | 类别    | I    | III  | III                           | III             | III  | I    | I     | III                  | I                                   | II                                  | III                          | II             | I    | II  | I      | I      | III    | III              | I    | III             | I              |                  |                  |                                   |                               |     |      |
| QK<br>T2    | 检测    | 7.12 | 200. | 429.                          | 153.            | 780. | <0.  | <0.   | 0.007                | 2.27                                | 0.022                               | <0.                          | 0.             | <0.  | <0. | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.011            | <0.  | 550.            | 19.            | 561.             | 146.             | 732.                              | 0                             | <0. |      |
|             | 标准    | 0.08 | 0.44 | 0.43                          | 0.61            | 0.32 | <0.1 | <0.5  | <1                   | 0.23                                | 0.122                               | <0.2                         | 0.             | <0.2 | <0. | <0.1   | <0.5   | <0.6   | 0.22             | <1   | 0.28            |                |                  |                  |                                   |                               |     | <1   |
|             | 类别    | I    | II   | II                            | III             | II   | I    | I     | III                  | I                                   | II                                  | II                           | II             | I    | II  | I      | I      | III    | III              | III  | III             | I              |                  |                  |                                   |                               |     |      |
| QK<br>T3    | 检测    | 7.59 | 220. | 441.                          | 115.            | 124. | <0.  | <0.   | 0.002                | 3.28                                | 0.035                               | <0.                          | 0.             | <0.  | <0. | <0.001 | <0.005 | <0.003 | <0.005           | <0.  | 640.            | 15.            | 401.             | 292.             | 610.                              | 0                             | <0. |      |
|             | 标准    | 0.39 | 0.48 | 0.44                          | 0.46            | 0.49 | <0.1 | <0.5  | <1                   | 0.27                                | 0.16                                | <0.35                        | 0.             | <0.2 | <0. | <0.1   | <0.5   | <0.6   | <0.1             | <1   | 0.32            |                |                  |                  |                                   |                               |     | <1   |
|             | 类别    | I    | II   | I                             | II              | II   | I    | I     | III                  | I                                   | II                                  | II                           | II             | I    | II  | I      | I      | III    | III              | I    | III             | I              |                  |                  |                                   |                               |     |      |
| QK<br>T4    | 检测    | 7.23 | 120. | 295.                          | 576.            | 709. | <0.  | <0.   | 0.002                | 1.53                                | 0.072                               | <0.                          | 0.             | <0.  | <0. | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.008            | <0.  | 490.            | 19.            | 401.             | 49.              | 854.                              | 0                             | <0. |      |
|             | 标准    | 0.15 | 0.27 | 0.29                          | 0.23            | 0.28 | <0.1 | <0.5  | <1                   | 0.3                                 | 0.076                               | <0.72                        | 0.             | <0.2 | <0. | <0.1   | <0.5   | <0.6   | 0.16             | <1   | 0.24            |                |                  |                  |                                   |                               |     | <1   |
|             | 类别    | I    | I    | I                             | II              | II   | I    | I     | III                  | I                                   | I                                   | II                           | II             | I    | II  | I      | I      | III    | III              | II   | III             | I              |                  |                  |                                   |                               |     |      |
| QK<br>T5    | 检测    | 6.95 | 325. | 729.                          | 217.            | 219. | <0.  | <0.   | 0.002                | 1.49                                | 0.01                                | <0.                          | 0.             | <0.  | <0. | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.006            | <0.  | 760.            | 21.            | 844.             | 535.             | 488.                              | 0                             | <0. |      |
|             | 标准    | 0.10 | 0.72 | 0.73                          | 0.87            | 0.88 | <0.1 | <0.5  | <1                   | 0.33                                | 0.071                               | <0.2                         | 0.             | <0.2 | <0. | <0.1   | <0.5   | <0.6   | 0.12             | <1   | 0.38            |                |                  |                  |                                   |                               |     | <1   |
|             | 类别    | I    | III  | III                           | III             | III  | I    | I     | III                  | I                                   | I                                   | I                            | II             | I    | II  | I      | I      | III    | III              | II   | III             | I              |                  |                  |                                   |                               |     |      |
| QK          | 检测    | 7.22 | 200. | 423.                          | 103.            | 126. | <0.  | <0.   | 0.002                | 3.04                                | 0.063                               | <0.                          | 0.             | <0.  | <0. | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.005            | <0.  | 620.            | 17.            | 401.             | 243.             | 732.                              | 0                             | <0. |      |



|     |        |      |      |      |      |      |      |      |        |      |      |        |      |   |      |        |        |        |        |      |      |      |      |      |      |     |      |
|-----|--------|------|------|------|------|------|------|------|--------|------|------|--------|------|---|------|--------|--------|--------|--------|------|------|------|------|------|------|-----|------|
| T6  | 标准     | 0.14 | 0.44 | 0.42 | 0.41 | 0.50 | <0.1 | <0.5 | <1     | 0.27 | 0.15 | 0.06   | <0.2 | 0 | <0.2 | <0.0   | <0.1   | <0.5   | <0.6   | 0.1  | <1   | 0.31 |      |      |      |     | <1   |
|     | 类别     | I    | II   | II   | II   | II   | I    | I    | III    | I    | II   | II     | II   | I | II   | I      | I      | III    | III    | I    | III  | I    |      |      |      |     | III  |
| W05 | 检测     | 7.25 | 36.0 | 60.0 | 11.5 | 22.3 | <0.0 | <0.0 | <0.002 | 0.8  | 4.26 | <0.002 | <0.1 | 0 | <0.0 | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.05   | <0.0 | 67.1 | 1.2  | 88.2 | 34.0 | 61.0 | 0   | <0.0 |
|     | 标准     | 0.16 | 0.80 | 0.60 | 0.46 | 0.89 | <0.1 | <0.5 | <1     | 0.27 | 0.21 | <0.002 | <0.2 | 0 | <0.0 | <0.0   | <0.05  | <0.06  | 0.1    | <1   | 0.33 |      |      |      |      |     | <1   |
|     | 类别     | I    | III  | III  | II   | III  | I    | I    | III    | I    | II   | I      | II   | I | I    | III    | III    | I      | III    | I    |      |      |      |      |      | III |      |
|     | (检测值)最 | 7.59 | 40.0 | 73.1 | 21.7 | 22.3 | <0.0 | <0.0 | <0.002 | 1.0  | 4.37 | 0.078  | <0.1 | 0 | <0.0 | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.011  | <0.0 | 91.2 | 3.4  | 18.4 | 53.5 | 10.9 | 0   | <0.0 |
|     | (检测值)最 | 6.95 | 12.0 | 29.5 | 57.6 | 78.0 | <0.0 | <0.0 | <0.002 | 0.7  | 1.49 | <0.002 | <0.1 | 0 | <0.0 | <0.001 | <0.005 | <0.003 | <0.005 | <0.0 | 49.0 | 1.1  | 40.1 | 4.9  | 48.8 | 0   | <0.0 |
|     | 超标率(%) | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0      | 0    | 0    | 0      | 0    | 0 | 0    | 0      | 0      | 0      | 0      | 0    | 0    |      |      |      |      | 0   | 0    |

表 4.5-11 丰水期承压水水质现状评价结果一览表

| 项目      | pH 值    | 总硬度  | 溶解性  | SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> | Cl <sup>-</sup> | Fe   | Mn   | 酚     | CO <sub>Dm</sub> | NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (N) | NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> (N) | NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> | F <sup>-</sup> | 氰    | Zn   | Hg     | As     | Cd     | Cr <sup>6+</sup> | Pb   | Na <sup>+</sup> | K <sup>+</sup> | Ca <sup>2+</sup> | Mg <sup>2+</sup> | HC O <sub>3</sub> <sup>-</sup> | CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> | 石油类  |      |
|---------|---------|------|------|-------------------------------|-----------------|------|------|-------|------------------|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------|----------------|------|------|--------|--------|--------|------------------|------|-----------------|----------------|------------------|------------------|--------------------------------|-------------------------------|------|------|
| 标准值(限值) | 6.5-9.0 | 450  | 1000 | 250                           | 250             | 0.3  | 0.1  | 0.002 | 3                | 20                               | 1                                | 0.5                          | 1              | 0.05 | 1    | 0.001  | 0.01   | 0.005  | 0.05             | 0.01 | 200             |                |                  |                  |                                |                               |      | 0.05 |
| CK T1   | 检测      | 7.17 | 70.1 | 20.7                          | 48.0            | 28.4 | <0.0 | <0.0  | <0.002           | 0.8                              | 0.79                             | 0.074                        | <0.1           | <0.0 | <0.0 | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.00             | <0.0 | 38.2            | 1.2            | 16.0             | 7.3              | 85.4                           | 0                             | <0.0 |      |
|         | 标准      | 0.11 | 0.15 | 0.20                          | 0.19            | 0.11 | <0.1 | <0.5  | <1               | 0.27                             | 0.04                             | 0.074                        | <0.2           | 0    | <0.2 | <0.0   | <0.1   | <0.05  | <0.06            | 0.1  | <1              | 0.19           |                  |                  |                                |                               |      | <1   |
|         | 类别      | I    | I    | I                             | I               | I    | I    | III   | I                | I                                | II                               | II                           | I              | II   | I    | I      | III    | III    | I                | III  | I               |                |                  |                  |                                |                               |      | III  |
| CK T2   | 检测      | 7.19 | 18.0 | 38.2                          | 76.8            | 12.0 | <0.0 | <0.0  | <0.002           | 0.9                              | 1.64                             | 0.034                        | <0.1           | <0.0 | <0.0 | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.00             | <0.0 | 55.5            | 1.1            | 48.1             | 14.6             | 73.2                           | 0                             | <0.0 |      |
|         | 标准      | 0.12 | 0.40 | 0.38                          | 0.30            | 0.48 | <0.1 | <0.5  | <1               | 0.3                              | 0.08                             | 0.034                        | <0.2           | 0    | <0.2 | <0.0   | <0.1   | <0.05  | <0.06            | 0.12 | <1              | 0.27           |                  |                  |                                |                               |      | <1   |
|         | 类别      | I    | II   | II                            | II              | II   | I    | I     | III              | I                                | I                                | II                           | II             | I    | II   | I      | I      | III    | III              | II   | III             | I              |                  |                  |                                |                               |      | III  |
| W13     | 检测      | 7.57 | 24.0 | 52.2                          | 15.5            | 12.7 | <0.0 | <0.0  | <0.002           | 0.6                              | 1.91                             | <0.002                       | <0.1           | <0.0 | <0.0 | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.00             | <0.0 | 83.1            | 1.1            | 40.1             | 34.0             | 97.6                           | 0                             | <0.0 |      |
|         | 标准      | 0.38 | 0.53 | 0.52                          | 0.62            | 0.51 | <0.1 | <0.5  | <1               | 0.2                              | 0.09                             | <0.002                       | <0.2           | 0    | <0.2 | <0.0   | <0.1   | <0.05  | <0.06            | 0.16 | <1              | 0.41           |                  |                  |                                |                               |      | <1   |

|        |    |      |      |      |      |      |      |      |        |     |      |        |      |   |      |      |        |        |        |      |      |      |   |      |      |      |   |      |
|--------|----|------|------|------|------|------|------|------|--------|-----|------|--------|------|---|------|------|--------|--------|--------|------|------|------|---|------|------|------|---|------|
|        | 类别 | I    | II   | III  | III  | III  | I    | I    | III    | I   | I    | I      | II   | I | II   | I    | I      | III    | III    | II   | III  | I    |   |      |      |      |   | III  |
| (检测值)最 |    | 7.59 | 24.0 | 52.2 | 15.5 | 12.7 | <0.0 | <0.0 | <0.002 | 0.9 | 1.91 | 0.074  | <0.1 | 0 | <0.0 | <0.0 | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.00 | <0.0 | 83.1 | 1 | 48.1 | 34.0 | 97.6 | 0 | <0.0 |
| (检测值)最 |    | 7.17 | 70.1 | 20.7 | 48.0 | 28.4 | <0.0 | <0.0 | <0.002 | 0.6 | 0.79 | <0.002 | <0.1 | 0 | <0.0 | <0.0 | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.00 | <0.0 | 38.2 | 1 | 16.0 | 7.3  | 73.2 | 0 | <0.0 |
| 超标率(%) |    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0      | 0   | 0    | 0      | 0    | 0 | 0    | 0    | 0      | 0      | 0      | 0    | 0    |      |   |      |      |      |   | 0    |

表 4.5-12 丰水期坎儿井水质现状评价结果一览表

| 项目       | pH 值    | 总硬度  | 溶解性  | SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> | Cl <sup>-</sup> | Fe   | Mn   | 酚     | CO D <sub>mn</sub> | NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (N) | NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> (N) | NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> | F <sup>-</sup> | 氰    | Zn   | Hg     | As     | Cd     | Cr <sup>6+</sup> | Pb   | Na <sup>+</sup> | K <sup>+</sup> | Ca <sup>2+</sup> | Mg <sup>2+</sup> | HC O <sub>3</sub> <sup>-</sup> | CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> | 石油类  |      |
|----------|---------|------|------|-------------------------------|-----------------|------|------|-------|--------------------|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------|----------------|------|------|--------|--------|--------|------------------|------|-----------------|----------------|------------------|------------------|--------------------------------|-------------------------------|------|------|
| 标准值 (限值) | 6.5-8.5 | 450  | 1000 | 250                           | 250             | 0.3  | 0.1  | 0.002 | 3                  | 20                               | 1                                | 0.5                          | 1              | 0.05 | 1    | 0.001  | 0.01   | 0.005  | 0.05             | 0.01 | 200             |                |                  |                  |                                |                               |      | 0.05 |
| K03      | 检测      | 7.20 | 18.0 | 37.7                          | 76.8            | 11.3 | <0.0 | <0.0  | <0.002             | 0.8                              | 2.28                             | 0.038                        | <0.1           | <0.0 | <0.0 | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.00             | <0.0 | 53.7            | 1              | 62.5             | 5.8              | 61.0                           | 0                             | <0.0 |      |
|          | 标准      | 0.13 | 0.40 | 0.37                          | 0.30            | 0.45 | <0.1 | <0.5  | <1                 | 0.27                             | 0.11                             | 0.038                        | <0.2           | <0.0 | <0.0 | <0.1   | <0.05  | <0.06  | 0.12             | <1   | 0.27            |                |                  |                  |                                |                               |      | <1   |
|          | 类别      | I    | II   | II                            | II              | II   | I    | I     | III                | I                                | II                               | II                           | II             | I    | II   | I      | I      | III    | III              | II   | III             | I              |                  |                  |                                |                               |      |      |
| K06      | 检测      | 7.18 | 42.0 | 71.6                          | 19.2            | 22.6 | <0.0 | <0.0  | <0.002             | 0.8                              | 4.31                             | 0.028                        | <0.1           | <0.0 | <0.0 | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.00             | <0.0 | 70.2            | 2              | 11.2             | 34.0             | 73.2                           | 0                             | <0.0 |      |
|          | 标准      | 0.12 | 0.93 | 0.71                          | 0.76            | 0.90 | <0.1 | <0.5  | <1                 | 0.27                             | 0.21                             | 0.028                        | <0.2           | <0.0 | <0.0 | <0.1   | <0.05  | <0.06  | 0.1              | <1   | 0.35            |                |                  |                  |                                |                               |      | <1   |
|          | 类别      | I    | III  | III                           | III             | III  | I    | I     | III                | I                                | II                               | II                           | II             | I    | II   | I      | I      | III    | III              | I    | III             | I              |                  |                  |                                |                               |      |      |
| (检测值)最   |         | 7.20 | 18.0 | 37.7                          | 76.8            | 11.3 | <0.0 | <0.0  | <0.002             | 0.8                              | 2.28                             | 0.038                        | <0.1           | <0.0 | <0.0 | <0.001 | <0.005 | <0.003 | 0.00             | <0.0 | 53.7            | 1              | 62.5             | 5.8              | 61.0                           | 0                             | <0.0 |      |
| (检测值)最   |         | 7.18 | 70.1 | 20.7                          | 48.0            | 28.4 | <0.0 | <0.0  | <0.002             | 0.6                              | 0.79                             | <0.002                       | <0.1           | 0    | <0.0 | <0.0   | <0.001 | <0.005 | <0.003           | 0.00 | <0.0            | 38.2           | 1                | 16.0             | 7.3                            | 73.2                          | 0    | <0.0 |
| 超标率(%)   |         | 0    | 0    | 0                             | 0               | 0    | 0    | 0     | 0                  | 0                                | 0                                | 0                            | 0              | 0    | 0    | 0      | 0      | 0      | 0                | 0    | 0               |                |                  |                  |                                |                               |      | 0    |

表 4.5-13 枯水期潜水水质现状评价结果一览表

| 项目            | pH 值    | 总硬度  | 溶解性总固体 | SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> | Cl <sup>-</sup> | Fe    | Mn    | 酚      | CO <sub>Dm</sub> | NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (N) | NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> (N) | NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> | F <sup>-</sup> | 氰      | Zn    | Hg      | As     | Cd      | Cr <sup>6+</sup> | Pb     | Na <sup>+</sup> | K <sup>+</sup> | Ca <sup>2+</sup> | Mg <sup>2+</sup> | HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> | CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> | 石油类   |
|---------------|---------|------|--------|-------------------------------|-----------------|-------|-------|--------|------------------|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------|----------------|--------|-------|---------|--------|---------|------------------|--------|-----------------|----------------|------------------|------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------|
| 标准值(限值)(mg/L) | 6.5-8.5 | 450  | 1000   | 250                           | 250             | 0.3   | 0.1   | 0.02   | 3                | 20                               | 1                                | 0.5                          | 1              | 0.05   | 1     | 0.001   | 0.01   | 0.005   | 0.005            | 0.01   | 200             |                |                  |                  |                               |                               | 0.05  |
| QK T1         | 检测值     | 7.6  | 150.7  | 261.9                         | 31.9            | <0.1  | <0.05 | <0.001 | 0.4              | 0.61                             | 0.011                            | 0                            | 0.7            | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.0001 | <0.005           | <0.005 | 30.1            | 1              | 32.1             | 17               | 146.4                         | 0                             | <0.05 |
|               | 标准指数    | 0.4  | 0.33   | 0.26                          | 0.21            | <0.33 | <0.5  | <0.5   | 0.13             | 0.03                             | 0.01                             | 0                            | 0.70           | <0.02  | <0.05 | <0.1    | <0.1   | <0.2    | <0.1             | <0.05  | 0.15            |                |                  |                  |                               |                               | <1    |
|               | 类别      | I    | I      | I                             | II              | I     | I     | II     | I                | I                                | II                               | I                            | I              | I      | I     | I       | I      | I       | I                | I      | I               |                |                  |                  |                               |                               |       |
| QK T2         | 检测值     | 7.54 | 150.1  | 266.5                         | 51.9            | 35.4  | <0.1  | <0.05  | 0.4              | 0.59                             | 0.08                             | 0.02                         | 0.6            | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.0001 | 0.005            | <0.005 | 31.5            | 1              | 32.1             | 17               | 146.4                         | 0                             | <0.05 |
|               | 标准指数    | 0.36 | 0.33   | 0.27                          | 0.21            | 0.14  | <0.33 | <0.5   | <0.5             | 0.13                             | 0.03                             | 0.05                         | 0.60           | <0.2   | <0.05 | <0.1    | <0.1   | <0.2    | 0.1              | <0.05  | 0.16            |                |                  |                  |                               |                               | <1    |
|               | 类别      | I    | II     | I                             | II              | I     | I     | II     | I                | I                                | II                               | I                            | I              | I      | I     | I       | I      | I       | I                | I      | I               |                |                  |                  |                               |                               |       |
| QK T3         | 检测值     | 7.49 | 150.1  | 270.2                         | 51.9            | 35.4  | <0.1  | <0.05  | 0.4              | 0.59                             | 0.01                             | 0.04                         | 0.6            | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.0001 | <0.005           | <0.005 | 32              | 1              | 40.1             | 12.2             | 146.4                         | 0                             | <0.05 |
|               | 标准指数    | 0.33 | 0.33   | 0.27                          | 0.21            | 0.14  | <0.33 | <0.5   | <0.5             | 0.13                             | 0.03                             | 0.08                         | 0.60           | <0.02  | <0.05 | <0.1    | <0.1   | <0.2    | <0.1             | <0.05  | 0.16            |                |                  |                  |                               |                               | <1    |

|       |      |      |       |       |      |      |       |       |        |      |      |      |      |      |        |       |         |        |         |        |        |      |     |      |    |       |     |       |
|-------|------|------|-------|-------|------|------|-------|-------|--------|------|------|------|------|------|--------|-------|---------|--------|---------|--------|--------|------|-----|------|----|-------|-----|-------|
|       | 类别   | I    | II    | I     | II   | I    | I     | I     | II     | I    | I    | II   | I    | I    | I      | I     | I       | I      | I       | I      | I      |      |     |      |    |       | III |       |
| QK T4 | 检测值  | 7.51 | 150.1 | 254   | 38.4 | 35.4 | <0.1  | <0.05 | <0.001 | 0.4  | 0.61 | 0.01 | 0.02 | 0.6  | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.0001 | <0.005 | <0.005 | 32.5 | 1.1 | 32.1 | 17 | 146.4 | 0   | <0.05 |
|       | 标准指数 | 0.34 | 0.33  | 0.25  | 0.15 | 0.14 | <0.33 | <0.5  | <0.5   | 0.13 | 0.03 | 0.01 | 0.03 | 0.03 | <0.02  | <0.05 | <0.1    | <0.1   | <0.2    | <0.1   | <0.5   | 0.16 |     |      |    |       |     | <1    |
|       | 类别   | I    | II    | I     | II   | I    | I     | I     | II     | I    | I    | II   | I    | I    | I      | I     | I       | I      | I       | I      | I      | I    |     |      |    |       |     | III   |
| QK T5 | 检测值  | 7.55 | 150.1 | 267.9 | 51.9 | 35.4 | <0.1  | <0.05 | <0.001 | 0.4  | 0.61 | 0.01 | 0.02 | 0.6  | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.0001 | <0.005 | <0.005 | 32.8 | 1   | 32.1 | 17 | 146.4 | 0   | <0.05 |
|       | 标准指数 | 0.37 | 0.33  | 0.27  | 0.21 | 0.14 | <0.33 | <0.5  | <0.5   | 0.13 | 0.03 | 0.01 | 0.03 | 0.03 | <0.02  | <0.05 | <0.1    | <0.1   | <0.2    | <0.1   | <0.5   | 0.16 |     |      |    |       |     | <1    |
|       | 类别   | I    | II    | I     | II   | I    | I     | I     | II     | I    | I    | II   | I    | I    | I      | I     | I       | I      | I       | I      | I      | I    |     |      |    |       |     | III   |
| QK T6 | 检测值  | 7.54 | 150.1 | 268.3 | 51.9 | 35.4 | <0.1  | <0.05 | <0.001 | 0.4  | 0.59 | 0.01 | 0.02 | 0.6  | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.0001 | <0.005 | <0.005 | 33.2 | 1.1 | 32.1 | 17 | 146.4 | 0   | <0.05 |
|       | 标准指数 | 0.36 | 0.33  | 0.27  | 0.21 | 0.14 | <0.33 | <0.5  | <0.5   | 0.13 | 0.03 | 0.01 | 0.03 | 0.03 | <0.02  | <0.05 | <0.1    | <0.1   | <0.2    | <0.1   | <0.5   | 0.16 |     |      |    |       |     | <1    |
|       | 类别   | I    | II    | I     | II   | I    | I     | I     | II     | I    | I    | II   | I    | I    | I      | I     | I       | I      | I       | I      | I      | I    |     |      |    |       |     | III   |
| WO 5  | 检测值  | 7.57 | 150.1 | 274.2 | 67.2 | 31.9 | <0.1  | <0.05 | <0.001 | 0.4  | 0.59 | 0.01 | 0.04 | 0.6  | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.0001 | <0.005 | <0.005 | 33.3 | 1   | 32.1 | 17 | 134.2 | 0   | <0.05 |
|       | 标准指数 | 0.38 | 0.33  | 0.27  | 0.27 | 0.13 | <0.33 | <0.5  | <0.5   | 0.13 | 0.03 | 0.01 | 0.08 | 0.03 | <0.02  | <0.05 | <0.1    | <0.1   | <0.2    | <0.1   | <0.5   | 0.16 |     |      |    |       |     | <1    |
|       | 类别   | I    | II    | I     | II   | I    | I     | I     | II     | I    | I    | II   | I    | I    | I      | I     | I       | I      | I       | I      | I      | I    |     |      |    |       |     | III   |

|          |      |        |        |       |       |      |       |        |      |      |      |      |      |       |       |         |         |        |        |        |       |      |       |       |        |      |       |
|----------|------|--------|--------|-------|-------|------|-------|--------|------|------|------|------|------|-------|-------|---------|---------|--------|--------|--------|-------|------|-------|-------|--------|------|-------|
| 别        |      |        |        |       |       |      |       |        |      |      |      |      |      |       |       |         |         |        |        |        |       |      |       |       |        |      |       |
| (检测值)最大值 | 7.60 | 150.10 | 274.20 | 67.20 | 35.40 | <0.1 | <0.05 | <0.001 | 0.40 | 0.61 | 0.01 | 0.04 | 0.70 | <0.01 | <0.05 | <0.0001 | <0.0001 | <0.001 | <0.005 | <0.005 | 33.30 | 1.10 | 40.10 | 17.00 | 146.40 | 0.00 | <0.05 |
| (检测值)最小值 | 7.49 | 150.00 | 254.00 | 38.40 | 31.90 | <0.1 | <0.05 | <0.001 | 0.40 | 0.59 | 0.01 | 0.00 | 0.60 | <0.01 | <0.05 | <0.0001 | <0.0001 | <0.001 | <0.005 | <0.005 | 30.10 | 1.00 | 32.10 | 12.20 | 134.20 | 0.00 | <0.05 |
| 超标率(%)   | 0    | 0      | 0      | 0     | 0     | 0    | 0     | 0      | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0     | 0     | 0       | 0       | 0      | 0      | 0      |       |      |       |       |        |      | 0     |

表 4.5-14 枯水期承压水水质现状评价结果一览表

| 项目            | pH值     | 总硬度  | 溶解性总固体 | SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> | Cl <sup>-</sup> | Fe   | Mn    | 酚      | CO <sub>Dmn</sub> | NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (N) | NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> (N) | NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> | F <sup>-</sup> | 氰      | Zn    | Hg      | As     | Cd      | Cr <sup>6+</sup> | Pb     | Na <sup>+</sup> | K <sup>+</sup> | Ca <sup>2+</sup> | Mg <sup>2+</sup> | HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> | CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> | 石油类   |
|---------------|---------|------|--------|-------------------------------|-----------------|------|-------|--------|-------------------|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------|----------------|--------|-------|---------|--------|---------|------------------|--------|-----------------|----------------|------------------|------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------|
| 标准值(限值)(mg/L) | 6.5-8.5 | 450  | 1000   | 250                           | 250             | 0.3  | 0.1   | 0.002  | 3                 | 20                               | 1                                | 0.5                          | 1              | 0.05   | 1     | 0.001   | 0.01   | 0.01    | 0.005            | 0.005  | 200             |                |                  |                  |                               |                               | 0.05  |
| CK T1         | 检测值     | 7.53 | 150.1  | 253.1                         | 36.5            | 31.9 | <0.05 | <0.001 | 0.4               | 0.61                             | 0.01                             | 0                            | 0.6            | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.0001 | <0.005           | <0.005 | 30.6            | 1              | 32.1             | 17               | 158.7                         | 0                             | <0.05 |
|               | 标准指数    | 0.35 | 0.33   | 0.25                          | 0.15            | 0.13 | <0.33 | <0.5   | 0.13              | 0.03                             | 0.01                             | 0                            | 0.60           | <0.02  | <0.05 | <0.01   | <0.01  | <0.02   | <0.01            | <0.05  | 0.16            |                |                  |                  |                               |                               | <1    |
|               | 类别      | I    | II     | I                             | I               | I    | I     | II     | I                 | I                                | II                               | I                            | I              | I      | I     | I       | I      | I       | I                | I      | I               |                |                  |                  |                               |                               | III   |
| CK T2         | 检测值     | 7.53 | 150.1  | 266.7                         | 51.9            | 35.4 | <0.05 | <0.001 | 0.4               | 0.61                             | 0.01                             | <0.2                         | 0.6            | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.0001 | <0.005           | <0.005 | 31.5            | 1              | 32.1             | 17               | 146.4                         | 0                             | <0.05 |
|               | 标准      | 0.35 | 0.33   | 0.27                          | 0.21            | 0.14 | <0.33 | <0.5   | 0.13              | 0.03                             | 0.01                             | <0.4                         | 0.60           | <0.02  | <0.05 | <0.01   | <0.01  | <0.02   | <0.01            | <0.05  | 0.16            |                |                  |                  |                               |                               | <1    |

|     |          |      |        |        |       |       |       |       |        |      |      |      |      |      |        |       |         |        |         |        |        |      |       |       |        |       |       |       |     |
|-----|----------|------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|------|------|------|------|------|--------|-------|---------|--------|---------|--------|--------|------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-----|
| W13 | 指数       |      |        |        |       |       | 3     |       |        |      |      |      |      |      |        |       |         |        |         |        |        |      |       |       |        |       |       |       |     |
|     | 类别       | I    | II     | I      | II    | I     | I     | I     | II     | I    | I    | II   | I    | I    | I      | I     | I       | I      | I       | I      | I      |      |       |       |        |       |       |       | III |
|     | 检测值      | 7.58 | 150.1  | 271.3  | 57.6  | 31.9  | <0.1  | <0.05 | <0.001 | 0.4  | 0.61 | 0.01 | <0.2 | 0.6  | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.0001 | <0.005 | <0.005 | 33.9 | 1     | 32.1  | 17     | 146.4 | 0     | <0.05 |     |
|     | 标准指数     | 0.39 | 0.33   | 0.27   | 0.23  | 0.13  | <0.33 | <0.5  | <0.5   | 0.13 | 0.03 | 0.01 | <0.4 | 0.60 | <0.02  | <0.05 | <0.1    | <0.1   | <0.2    | <0.1   | <0.5   | 0.16 |       |       |        |       |       | <1    |     |
|     | 类别       | I    | II     | I      | II    | I     | I     | I     | II     | I    | I    | II   | I    | I    | I      | I     | I       | I      | I       | I      | I      |      |       |       |        |       |       | III   |     |
|     | (检测值)最大值 | 7.58 | 150.10 | 271.30 | 57.60 | 35.40 | <0.1  | <0.05 | <0.001 | 0.40 | 0.61 | 0.01 | <0.2 | 0.60 | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.005  | <0.005 | 33.90  | 1.00 | 32.10 | 17.00 | 158.70 | 0.00  | <0.05 |       |     |
|     | (检测值)最小值 | 7.53 | 150.10 | 253.10 | 36.50 | 31.90 | <0.1  | <0.05 | <0.001 | 0.40 | 0.61 | 0.01 | 0.00 | 0.60 | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.005  | <0.005 | 30.60  | 1.00 | 32.10 | 17.00 | 146.40 | 0.00  | <0.05 |       |     |
|     | 超标率(%)   | 0    | 0      | 0      | 0     | 0     | 0     | 0     | 0      | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0      | 0     | 0       | 0      | 0       | 0      | 0      |      |       |       |        |       |       | 0     |     |

表 4.5-15 枯水期坎儿井水质现状评价结果一览表

| 项目            | pH值     | 总硬度   | 溶解性总固体 | SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> | Cl <sup>-</sup> | Fe   | Mn    | 酚      | CO <sub>Dmn</sub> | NO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (N) | NO <sub>2</sub> <sup>-</sup> (N) | NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> | F <sup>-</sup> | 氰      | Zn      | Hg     | As     | Cd      | Cr <sup>6+</sup> | Pb     | Na <sup>+</sup> | K <sup>+</sup> | Ca <sup>2+</sup> | Mg <sup>2+</sup> | HC <sub>3</sub> <sup>-</sup> | CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> | 石油类   |      |
|---------------|---------|-------|--------|-------------------------------|-----------------|------|-------|--------|-------------------|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------|----------------|--------|---------|--------|--------|---------|------------------|--------|-----------------|----------------|------------------|------------------|------------------------------|-------------------------------|-------|------|
| 标准值(限值)(mg/L) | 6.5-8.5 | 450   | 1000   | 250                           | 250             | 0.3  | 0.1   | 0.002  | 3                 | 20                               | 1                                | 0.5                          | 1              | 0.05   | 1       | 0.001  | 0.001  | 0.005   | 0.005            | 0.001  | 20              |                |                  |                  |                              |                               |       | 0.05 |
| K03 检测值       | 7.44    | 420.3 | 693.2  | 172.9                         | 219.8           | <0.1 | <0.05 | <0.001 | 0.4               | 4.81                             | 0.03                             | 0.05                         | 0.3            | <0.001 | <0.0005 | <0.001 | <0.001 | <0.0001 | <0.006           | <0.005 | 66.8            | 2.2            | 104.2            | 38.9             | 85.4                         | 0                             | <0.05 |      |

|     |          |      |        |        |        |        |       |       |        |      |      |      |      |      |        |       |         |        |         |        |        |       |      |        |       |       |      |       |
|-----|----------|------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|------|------|------|------|------|--------|-------|---------|--------|---------|--------|--------|-------|------|--------|-------|-------|------|-------|
|     | 标准指数     | 0.29 | 0.93   | 0.69   | 0.69   | 0.88   | <0.33 | <0.5  | <0.5   | 0.13 | 0.24 | 0.03 | 0    | 0.30 | <0.02  | <0.05 | <0.1    | <0.1   | <0.2    | <0.1   | <0.5   | 0.16  |      |        |       |       |      | <1    |
|     | 类别       | I    | III    | III    | III    | III    | I     | I     | II     | I    | II   | II   | I    | I    | I      | I     | I       | I      | I       | I      | I      | I     |      |        |       |       |      | III   |
| K06 | 检测值      | 7.47 | 490.4  | 755.8  | 230.5  | 226.9  | <0.1  | <0.05 | <0.001 | 0.4  | 4.90 | 0.02 | 0.02 | 0.2  | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.0001 | <0.006 | <0.005 | 66.6  | 2.1  | 56.1   | 85    | 85.4  | 0    | <0.05 |
|     | 标准指数     | 0.31 | 1.09   | 0.76   | 0.92   | 0.91   | <0.33 | <0.5  | <0.5   | 0.13 | 0.24 | 0.02 | 0    | 0.20 | <0.02  | <0.05 | <0.1    | <0.1   | <0.2    | <0.1   | <0.5   | 0.16  |      |        |       |       |      | <1    |
|     | 类别       | I    | III    | III    | III    | III    | I     | I     | II     | I    | II   | II   | I    | I    | I      | I     | I       | I      | I       | I      | I      | I     |      |        |       |       |      | III   |
|     | (检测值)最大值 | 7.47 | 490.40 | 755.80 | 230.50 | 226.90 | <0.1  | <0.05 | <0.001 | 0.40 | 4.90 | 0.03 | 0.05 | 0.30 | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.0001 | <0.006 | <0.005 | 66.80 | 2.20 | 104.20 | 85.0  | 85.40 | 0.00 | <0.05 |
|     | (检测值)最小值 | 7.44 | 420.30 | 693.20 | 172.90 | 219.80 | <0.1  | <0.05 | <0.001 | 0.40 | 4.81 | 0.02 | 0.02 | 0.20 | <0.001 | <0.05 | <0.0001 | <0.001 | <0.0001 | <0.006 | <0.005 | 66.60 | 2.10 | 56.10  | 38.90 | 85.40 | 0.00 | <0.05 |
|     | 超标率(%)   | 0    | 0      | 0      | 0      | 0      | 0     | 0     | 0      | 0    | 0    | 0    | 0    | 0    | 0      | 0     | 0       | 0      | 0       | 0      | 0      |       |      |        |       |       |      | 0     |

---

## 评价结果

### （一）潜水水质评价结果

潜水水质评价结果显示，勘察区内潜水水质总体较好，各项监测指标均未超过《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中Ⅲ类水标准限值。本次采集的7组潜水样品的水质评价结果均为Ⅲ类，地下水化学组分含量中等，主要适用于集中式生活饮用水水源及工、农业用水（丰水期潜水水质现状评价见表4.5-10、枯水期潜水水质现状评价见表4.5-13）。

### （二）承压水水质评价结果

承压水水质评价结果显示，勘察区承压水水质总体较好，各项监测指标均未超过《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中Ⅲ类水标准限值。本次采集的3组承压水样品的水质评价结果均为Ⅲ类，地下水化学组分含量中等，主要适用于集中式生活饮用水水源及工、农业用水（丰水期承压水水质现状评价见表4.5-11、枯水期承压水水质现状评价见表4.5-14）。

### （三）坎儿井水质评价结果

坎儿井水质评价结果显示，勘察区坎儿井水质总体较好，各项监测指标均未超过《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中Ⅲ类水标准限值。本次采集的2组坎儿井水样的水质评价结果均为Ⅲ类，地下水化学组分含量中等，主要适用于集中式生活饮用水水源及工、农业用水（丰水期坎儿井水质现状评价见表4.5-12、枯水期坎儿井水质现状评价见表4.5-15）。



## 5.环境影响预测

### 5.1 生态环境影响分析

本次评价包括钻井 53 口，单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7km；注水管线 7.18km，其中注水干线 5.7(与站外集输管线同沟敷设)，单井注水管线 1km，注水支线 0.48km，井场道路 4km。

#### 5.1.1 生态环境影响特征

从本项目工程特点和所处区域的环境特征出发分析，项目建设过程中和项目建成运营中对生态环境影响有以下特点：

(1) 油田开发建设工程对生态环境影响具有区域性环境影响特征。

(2) 在项目开发范围内各具体环境影响组份呈点块状（如钻井平台）和线状（如供水、注水、集输管线等）分布，在对生态各具体要素（如土壤、植被、野生动物等）产生影响的同时，也对区内原有景观结构和生态体系完整性产生一定影响。

(3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

油田开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表 5.1-1 油田开发建设对生态环境的影响

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

#### 5.1.2 土壤—植被环境复合体影响分析

由现状评价可知，评价区生态体系各组分中，土壤—植被环境复合体是评价区生态环境控制性组分。本项目开发对区内生态环境的影响程度，主要通过土壤—植被系统的影响来体现。

项目对土壤—植被系统的影响范围，以项目各类占地造成的原有地表破坏和地表形态改变占主导地位。占地主要包括项目永久占地和临时占地，作为一个复合体，占地对土壤环境和植被的影响同时产生。永久占地直接改变原有地表形态

和土地利用现状，使生物生产力永久丢失；临时占地也改变原有地表形态，随着时间进程和具备一定条件，生物生产力和原有土地利用功能可以恢复到一定程度。

管道泄漏、落地油、固体废弃物等集输过程中产生的污染物对土壤—植被复合体的影响也不容忽视。这种影响虽然不直接改变原有地形、地貌等地表形态，但通过影响土壤理化性状而改变原有生产力，污染严重时会导致生产力完全丧失，主要表现为植被衰亡。

### 5.1.2.1 项目占地影响分析

#### (1) 占地情况

针对本次项目内容的占地情况，分别从永久占地和临时占地两方面进行核算，见表 5.1-2。经核算，各项工程的永久性占地面积为 12hm<sup>2</sup>，临时占地面积 26.54hm<sup>2</sup>，总占地面积 38.54hm<sup>2</sup>，占地类型均为戈壁。

表 5.1-2 占地面积表

| 序号 | 建设项目 | 面积 (hm <sup>2</sup> ) |       | 备注                                  |
|----|------|-----------------------|-------|-------------------------------------|
|    |      | 永久占地                  | 临时占地  |                                     |
| 1  | 钻井井场 | 10.60                 | 14.84 | 总井数 53 口，单井临时占地 60×80m，永久占地 40×50m。 |
| 2  | 管线   | 0                     | 10.38 | 长度 17.18km，临时占地宽度 6.0m 计            |
| 3  | 道路   | 1.60                  | 1.6   | 长度 4km，路基宽 4.0m，扰动范围路基外两侧 2.0m      |
| 合计 |      | 12.2                  | 26.82 | /                                   |

#### (2) 占地影响分析

永久占地使原先土壤—植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代；临时占地伴随着永久性占地的工程建设而发生，也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤—植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。

本项目永久占地和临时占地分别为 12.2hm<sup>2</sup>和 26.82hm<sup>2</sup>，施工活动和项目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。

### 5.1.2.2 开发期对土壤环境的影响

#### (1) 钻井作业对土壤环境的影响

---

本项目钻井 52 口，主要土壤类型是棕漠土。钻井作业对土壤的环境影响主要为钻井废水和固体废弃物对周围土壤环境的影响。

#### (1) 钻井废水对周围土壤环境的影响

本项目钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，钻井废弃泥浆为非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。本项目钻井期井场内不设泥浆池，其钻井废弃物应采用不落地方式收集后在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，固相运至葡北废渣场集中填埋处置；正常工况下钻井废水不会进入周围土壤。

#### (2) 固体废弃物对土壤的影响

本项目岩屑随钻井泥浆带出，采用单井不落地技术收集，根据设计一开和二开为非磺化水基泥浆，在井场进行固液分离，分离后的液体回用于钻井液配备，固相运至葡北废渣场集中填埋处置。

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。

### 5.1.2.3 开发期对植被环境影响

本项目植被影响主要表现为永久占地影响和临时性施工对植被的破坏影响，但由于本项目大部分区域地表无植被，因此工程的建设对植被影响较小。

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荒漠。其影响范围同工程临时占地面积相同，这一破坏需经较长时段才能完全恢复。

### 5.1.2.4 运营期对土壤环境的影响

#### (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，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

棕漠土是评价区内的主要土壤类型，其特征是：地表有黑色砾幕，自然植被稀疏，覆盖率低；剖面中有石灰、石膏岩结晶，还有坚硬的盐壳、盐盘，坚硬的盐壳、盐盘不利于原油的下渗，而且当地降水稀少，落地油一般仅在洒落范围内对表层土壤造成影响。

### 5.1.2.5 运营期对植被的影响

#### (1) 污染物对植被的影响

油田开发运行期产生的污染物中，对植被生长产生影响的主要污染物为石油类、生活垃圾、井下作业废水、采油废水、处置后的钻井岩屑和泥浆及各种废气等。根据实地调查，在油田开发建设过程中，生活垃圾集中收集后卫生填埋，各类污水都进行了集中处理；钻井产生的泥浆排放于井场泥浆池中，完井后清运填埋。因此，正常情况下油田开发工程产生的污染物排放对植被的影响较小。

#### (2) 事故状态下污染物排放对植被的影响

事故状态如爆管泄漏致使原油散落地面会有原油直接附着在植物体上，造成局部范围内植被死亡。根据对一些事故现场的调查，爆管原油泄漏造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

---

### 5.1.3 项目建设对野生动物的影响评价

#### 5.1.3.1 开发期对野生动物的影响分析

##### (1) 对野生动物生境的破坏

施工期间的各种人为活动，施工机械、骑车的喧闹，对野生动物有一定的惊吓，破坏了其正常生境。

##### (2) 对野生动物分布及迁徙的影响

在施工建设期，野生动物出于物种保护本能，尽可能远离施工现场，施工沿线出现野生动物分布稀疏带，从而造成其他区域分布密度的增加。施工期间的喧闹，对野生动物的迁徙有一定的影响，这种影响主要是针对在地面活动的哺乳动物，对鸟类而言，影响很小。施工结束后，影响便可随之消失。

#### 5.1.3.2 运营期对野生动物的影响分析

正常生产期间对野生动物的影响不大。项目区域的野生动物组成以鸟类为主，本区域人类开发活动频繁，许多鸟类可能受到人类或机械的干扰而飞离项目区，同样一些体形较大的兽类也会远离项目区。但是由于本区的动物属于伴人种，数量多，适应能力强，很快能在邻近区域建立新的栖息地，所以对其种群生存不会造成影响。

根据油田管理制度，只要加强管理可以杜绝油田职工对野生动物的猎杀，所以，正常生产期间对野生动物影响不大。

### 5.1.4 闭井期生态环境影响分析

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，可使退役期生态环境影响降到最低。

### 5.1.5 管线和道路工程环境影响分析

项目新建单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7km；注水管线 7.18km，其中注水干线 5.7（与站外集输管线同沟敷设），单井注水管线 1km，注水支线 0.48km，井场道路 4km。管线临时占地 10.38hm<sup>2</sup>，道路永久占地 1.6 hm<sup>2</sup>，临时占地 1.6 hm<sup>2</sup>。

### 5.1.5.1 对土壤的影响分析

项目管线和道路临时占地面积约为 11.98hm<sup>2</sup>，占地类型主要为戈壁。现状调查结果来看，沿线主要为戈壁，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。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。在管线施工期间 6m 范围的土体将被扰动，土壤侵蚀模数和侵蚀量增大。

### 5.1.5.2 野生动物现状调查与影响分析

管线和道路施工可能对沿线两侧 100m 范围内的野生动物产生短暂的影响，但总体影响应该不会太大，且管和道路线所经地带大部分为戈壁滩因此在影响区域内存在的野生动物为少数觅食鸟类、荒漠中啮齿类小动物。这些野生动物基本会远离项目施工区域栖息与觅食，所以绝大部分地区施工对野生动物影响不大。

### 5.1.6 生态影响小结

本项目建设区域没有特殊生态敏感区和重要生态敏感区，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本项目永久占地面积 12.2hm<sup>2</sup>，临时占地面积 26.82hm<sup>2</sup>，占地基本为戈壁，由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

## 5.2 环境空气影响分析

### 5.2.1 区域地面污染气象特征分析

本次评价收集了吐鲁番市气象局 2017 年的常规气象观测资料。吐鲁番气象观测站建立于 1951 年，位于吐鲁番市青年路 788 号，东经 89°12′，北纬 42°56′，海拔高度 35.2m，该气象站风速感应器距地高度为 10m。

#### 5.2.1.1 地面气象要素的观测仪器情况

地面气象要素的观测仪器、方法及频率，见表 5.2-1。

表 5.2-1 常规气象站地面气象观测项目及内容

| 观测项目 | 观测方法 | 使用仪器 | 使用仪器的型号 | 精 <sup>o</sup> C | 观测频次               | 观测位置    |       |
|------|------|------|---------|------------------|--------------------|---------|-------|
| 常规   | 气温   | 自动站观 | 干球温度表   | HMP45D           | 0.1 <sup>o</sup> C | 每小时记录一次 | 吐鲁番气象 |

|                     |          |           |                |         |        |         |  |
|---------------------|----------|-----------|----------------|---------|--------|---------|--|
| 地面<br>气象<br>观测<br>站 | 气压       | 自动站观<br>测 | 水银气压表<br>(传感器) | PTB-220 | 0.1hp  | 每小时记录一次 | 观测站位于<br>北纬 42°56',<br>东经 89°12'<br>海拔 35.2m |
|                     | 湿度       | 自动站观<br>测 |                |         | 1%     | 每小时记录一次 |  |
|                     | 降水量      | 自动站观<br>测 | 雨量计<br>(传感器)   | SL3-1   | 0.1mm  | 每小时记录一次 |  |
|                     | 蒸发量      | 人工观测      | 大型蒸发器          | E601B   | 0.1MM  | 每小时记录一次 |  |
|                     | 云量       | 人工观测      |                |         |        | 每小时记录一次 |  |
|                     | 风向<br>风速 | 自动站观<br>测 | 风向风速<br>(传感器)  | EC9-1   | 0.1m/s | 每小时记录一次 |  |

### 5.2.1.2 温度

2017年地面气象资料月平均温度的变化情况，见表 5.2-2，5.2-3 及图 5.2-1。从图中可以看出平均气温 1 月为最冷月，为-6.1℃，7 月为最热月，温度为 32.6℃，从 1 月到 7 月平均气温逐渐升高，从 7 月到 12 月平均气温逐渐下降。年平均气温为 15.4℃。

表 5.2-2 吐鲁番气象站气温的月变化（资料年代：2017 年）

|     |             |     |      |      |      |      |             |      |      |      |     |      |      |
|-----|-------------|-----|------|------|------|------|-------------|------|------|------|-----|------|------|
| 年\月 | 1           | 2   | 3    | 4    | 5    | 6    | 7           | 8    | 9    | 10   | 11  | 12   | 全年   |
| 温度  | <b>-6.1</b> | 0.4 | 12.0 | 19.7 | 25.4 | 30.0 | <b>32.6</b> | 31.3 | 24.4 | 15.2 | 5.0 | -5.7 | 15.4 |

表 5.2-3 吐鲁番气象站气温的月变化（资料年代：1988-2017 年）

|     |             |     |      |    |      |      |             |      |    |      |     |      |      |
|-----|-------------|-----|------|----|------|------|-------------|------|----|------|-----|------|------|
| 年\月 | 1           | 2   | 3    | 4  | 5    | 6    | 7           | 8    | 9  | 10   | 11  | 12   | 全年   |
| 温度  | <b>-6.8</b> | 1.2 | 10.7 | 20 | 26.3 | 31.1 | <b>32.7</b> | 30.7 | 24 | 14.2 | 3.9 | -4.6 | 15.3 |

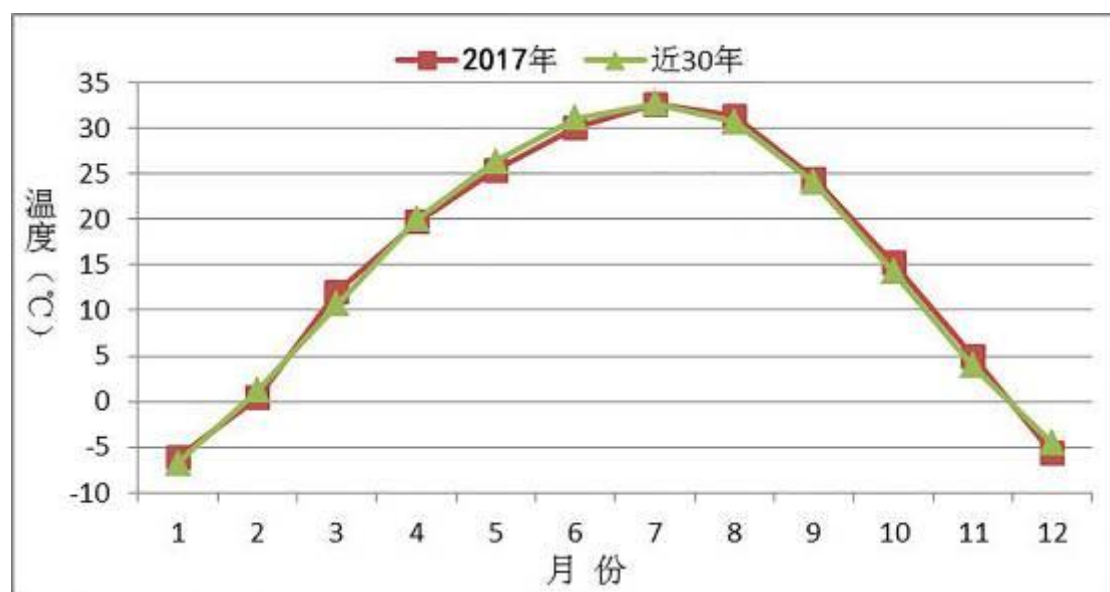


图 5.2-1 吐鲁番气象站气温的月变化曲线图

### 5.2.1.3 风向

表 5.2-4 吐鲁番气象站风频月变化(%) (资料年代: 1988-2017 年)

| 月/F | N | NNE | NE | ENE | E  | ESE | SE | SSE | S | SSW | SW | WSW | W  | WNW | NW | NNW | C  |
|-----|---|-----|----|-----|----|-----|----|-----|---|-----|----|-----|----|-----|----|-----|----|
| 1   | 1 | 1   | 3  | 4   | 4  | 2   | 6  | 3   | 3 | 1   | 2  | 2   | 4  | 3   | 3  | 1   | 56 |
| 2   | 2 | 2   | 4  | 5   | 7  | 4   | 5  | 3   | 3 | 2   | 2  | 3   | 4  | 3   | 3  | 1   | 49 |
| 3   | 2 | 2   | 6  | 6   | 11 | 4   | 7  | 3   | 3 | 2   | 4  | 4   | 4  | 3   | 3  | 2   | 36 |
| 4   | 3 | 2   | 5  | 6   | 11 | 4   | 7  | 3   | 4 | 2   | 4  | 3   | 7  | 3   | 4  | 2   | 31 |
| 5   | 3 | 2   | 5  | 6   | 9  | 3   | 7  | 4   | 4 | 2   | 3  | 3   | 8  | 5   | 4  | 2   | 29 |
| 6   | 3 | 3   | 5  | 6   | 8  | 3   | 7  | 3   | 5 | 1   | 3  | 3   | 10 | 6   | 5  | 2   | 29 |
| 7   | 3 | 2   | 5  | 6   | 7  | 3   | 6  | 4   | 5 | 2   | 4  | 3   | 9  | 4   | 4  | 2   | 28 |
| 8   | 2 | 2   | 5  | 6   | 7  | 4   | 6  | 4   | 4 | 1   | 4  | 3   | 7  | 5   | 4  | 2   | 35 |
| 9   | 2 | 2   | 5  | 5   | 7  | 3   | 5  | 2   | 4 | 2   | 3  | 2   | 5  | 4   | 4  | 2   | 42 |
| 10  | 2 | 2   | 4  | 5   | 6  | 3   | 5  | 2   | 3 | 1   | 1  | 1   | 4  | 3   | 3  | 2   | 56 |
| 11  | 2 | 1   | 3  | 4   | 5  | 3   | 5  | 2   | 2 | 1   | 1  | 2   | 3  | 3   | 3  | 2   | 60 |
| 12  | 1 | 1   | 3  | 4   | 4  | 2   | 5  | 2   | 2 | 1   | 2  | 1   | 4  | 4   | 3  | 2   | 58 |

表 5.2-5 吐鲁番气象站年均风频的季变化及年均风频 (资料年代: 1988-2017 年)

| 风向<br>风频(%) | N | NNE | NE | ENE | E  | ESE | SE | SSE | S | SSW | SW | WSW | W | WNW | NW | NNW | C  |
|-------------|---|-----|----|-----|----|-----|----|-----|---|-----|----|-----|---|-----|----|-----|----|
| 春季          | 3 | 2   | 5  | 6   | 10 | 4   | 7  | 3   | 4 | 2   | 4  | 3   | 6 | 4   | 4  | 2   | 32 |
| 夏季          | 3 | 2   | 5  | 6   | 7  | 3   | 6  | 4   | 5 | 1   | 4  | 3   | 9 | 5   | 4  | 2   | 31 |
| 秋季          | 2 | 2   | 4  | 5   | 6  | 3   | 5  | 2   | 3 | 1   | 2  | 2   | 4 | 3   | 3  | 2   | 53 |
| 冬季          | 1 | 1   | 3  | 4   | 5  | 3   | 5  | 3   | 3 | 1   | 2  | 2   | 4 | 3   | 3  | 1   | 54 |
| 年平均         | 2 | 2   | 4  | 5   | 7  | 3   | 6  | 3   | 3 | 2   | 3  | 2   | 6 | 4   | 4  | 2   | 42 |

表 5.2-6 吐鲁番气象站风频月变化(%) (资料年代: 2017 年)

| 月/F | N   | NNE | NE  | ENE  | E    | ESE  | SE   | SSE | S   | SSW | SW  | WSW | W    | WNW  | NW   | NNW | C    |
|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|-----|------|
| 1   | 1.5 | 1.5 | 4.2 | 7.0  | 6.9  | 5.1  | 8.7  | 7.4 | 2.0 | 1.1 | 1.5 | 3.1 | 16.8 | 13.2 | 3.8  | 1.8 | 14.4 |
| 2   | 2.2 | 2.8 | 7.1 | 10.1 | 14.3 | 12.6 | 7.7  | 3.7 | 1.8 | 0.6 | 1.0 | 2.4 | 13.1 | 10.3 | 3.0  | 1.9 | 5.4  |
| 3   | 1.9 | 2.3 | 4.6 | 7.1  | 14.4 | 12.2 | 10.1 | 5.9 | 1.6 | 0.7 | 0.9 | 2.3 | 13.7 | 11.3 | 3.0  | 1.8 | 6.2  |
| 4   | 2.4 | 2.1 | 5.0 | 7.2  | 14.4 | 8.2  | 9.0  | 5.0 | 1.8 | 1.4 | 1.5 | 2.8 | 16.3 | 10.7 | 3.9  | 1.1 | 7.2  |
| 5   | 2.7 | 3.5 | 2.8 | 4.6  | 9.3  | 7.7  | 10.8 | 5.5 | 2.0 | 1.3 | 0.9 | 1.6 | 17.5 | 16.1 | 4.7  | 2.4 | 6.6  |
| 6   | 2.9 | 2.4 | 2.8 | 5.8  | 9.0  | 10.1 | 16.7 | 4.4 | 1.4 | 0.6 | 1.0 | 1.3 | 13.1 | 14.7 | 6.0  | 3.4 | 4.4  |
| 7   | 3.6 | 2.6 | 2.0 | 4.6  | 9.1  | 10.3 | 16.3 | 5.8 | 1.5 | 0.5 | 0.8 | 1.2 | 10.2 | 18.4 | 5.5  | 3.7 | 3.9  |
| 8   | 2.7 | 2.7 | 2.8 | 4.3  | 9.3  | 10.6 | 14.9 | 3.9 | 1.2 | 1.2 | 0.7 | 1.2 | 11.7 | 15.7 | 7.8  | 4.1 | 5.2  |
| 9   | 2.5 | 2.4 | 2.1 | 6.5  | 8.5  | 12.9 | 10.7 | 4.4 | 1.9 | 0.8 | 0.8 | 0.7 | 10.7 | 17.4 | 6.8  | 2.4 | 8.5  |
| 10  | 1.9 | 1.7 | 2.3 | 3.4  | 10.2 | 8.6  | 9.7  | 4.2 | 1.6 | 0.8 | 0.8 | 0.5 | 10.9 | 24.1 | 6.7  | 3.1 | 9.5  |
| 11  | 3.2 | 1.5 | 2.4 | 4.0  | 9.6  | 7.8  | 10.0 | 3.1 | 0.8 | 0.6 | 1.3 | 1.6 | 7.2  | 23.1 | 9.1  | 4.1 | 10.6 |
| 12  | 2.8 | 2.3 | 2.0 | 4.0  | 7.5  | 6.3  | 10.5 | 6.3 | 1.7 | 1.1 | 0.5 | 1.1 | 5.6  | 23.4 | 10.8 | 3.1 | 11.0 |

表 5.2-7 吐鲁番气象站年均风频的季变化及年均风频(资料年代: 2017 年)

| 风向<br>风频(%) | N   | NNE | NE  | ENE | E    | ESE  | SE   | SSE | S   | SSW | SW  | WSW | W    | WNW  | NW  | NNW | C    |
|-------------|-----|-----|-----|-----|------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|-----|-----|------|
| 春季          | 2.3 | 2.6 | 4.1 | 6.3 | 12.7 | 9.4  | 10.0 | 5.5 | 1.8 | 1.1 | 1.1 | 2.2 | 15.8 | 12.7 | 3.8 | 1.9 | 6.7  |
| 夏季          | 3.1 | 2.5 | 2.5 | 4.9 | 9.1  | 10.4 | 15.9 | 4.7 | 1.4 | 0.8 | 0.8 | 1.2 | 11.6 | 16.3 | 6.5 | 3.9 | 4.5  |
| 秋季          | 2.5 | 1.9 | 2.2 | 4.6 | 9.4  | 9.8  | 10.1 | 3.9 | 1.5 | 0.7 | 1.0 | 1.0 | 9.6  | 21.5 | 7.6 | 3.2 | 9.5  |
| 冬季          | 2.2 | 2.2 | 4.4 | 6.9 | 9.4  | 7.9  | 9.0  | 5.9 | 1.9 | 0.9 | 1.0 | 2.2 | 11.8 | 15.8 | 5.9 | 2.2 | 10.4 |
| 年平均         | 2.5 | 2.3 | 3.3 | 5.7 | 10.2 | 9.3  | 11.3 | 5.0 | 1.6 | 0.9 | 1.0 | 1.6 | 12.2 | 16.6 | 5.9 | 2.8 | 7.8  |



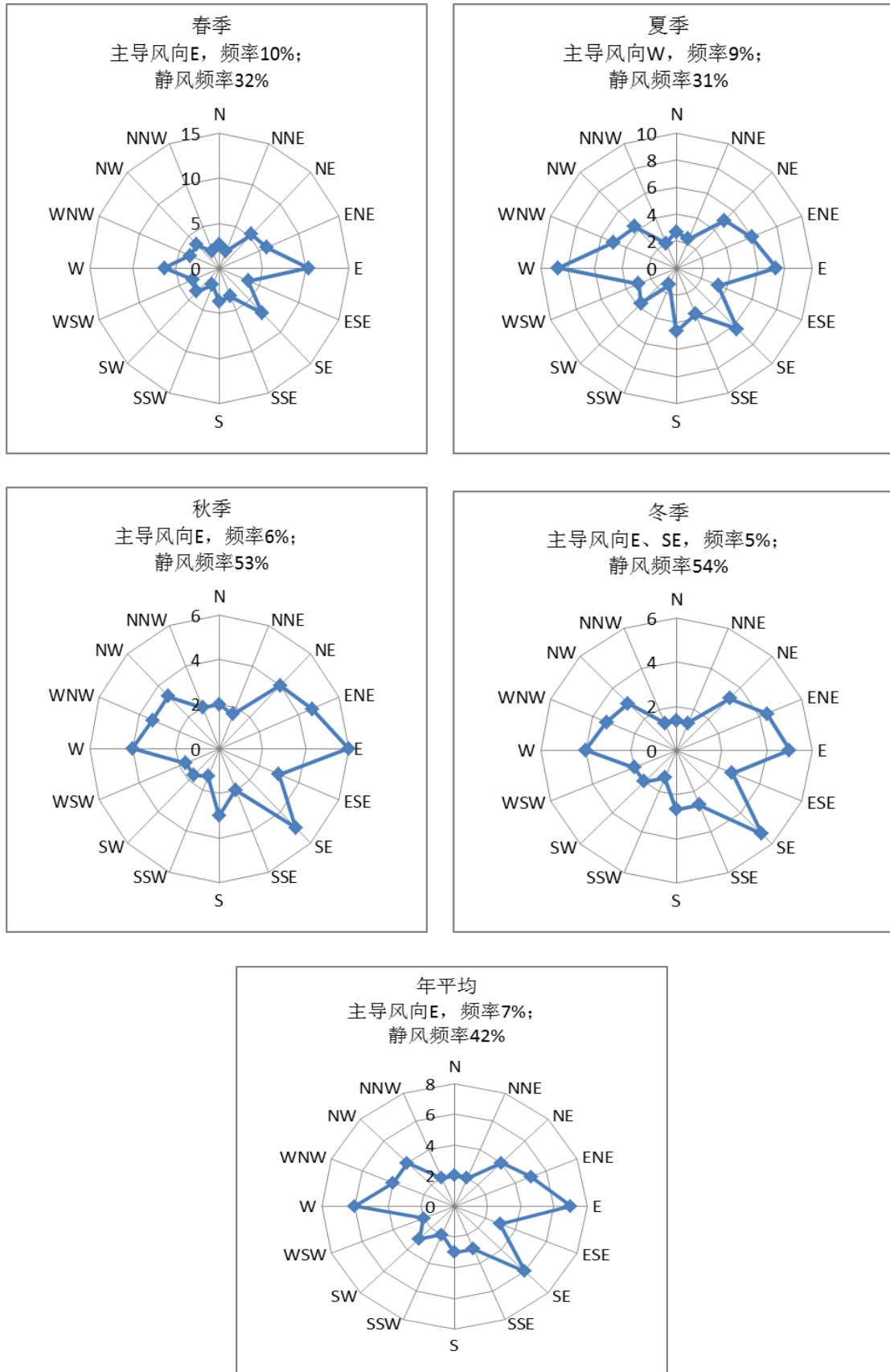


图 5.2-2 吐鲁番气象站近 30 年四季及全年风玫瑰图

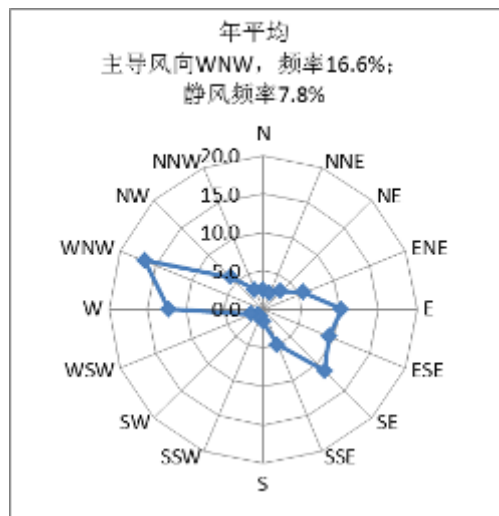
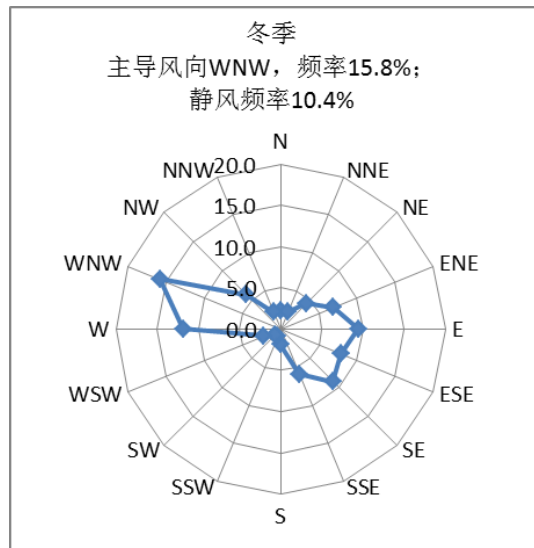
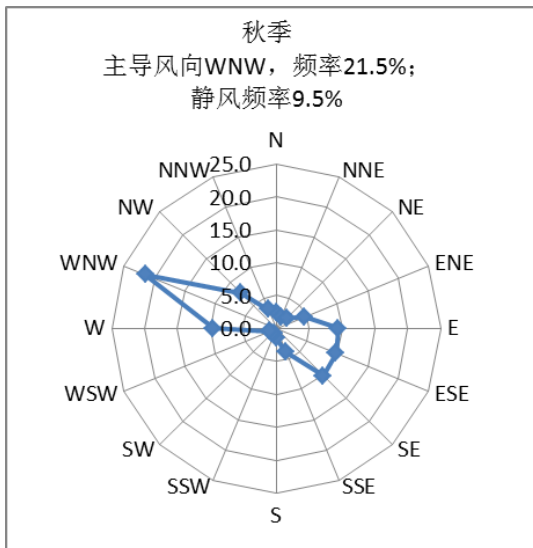
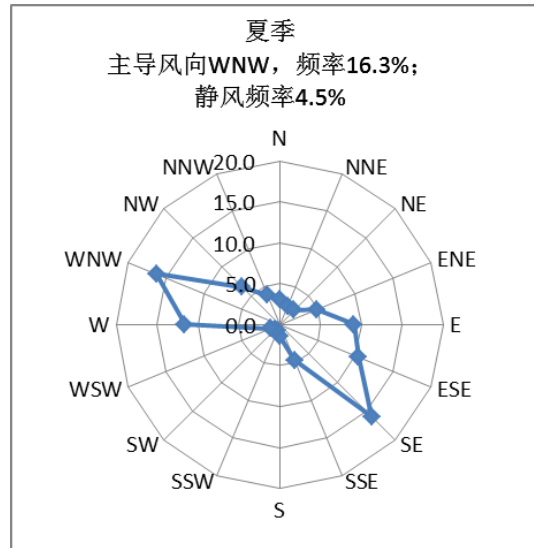
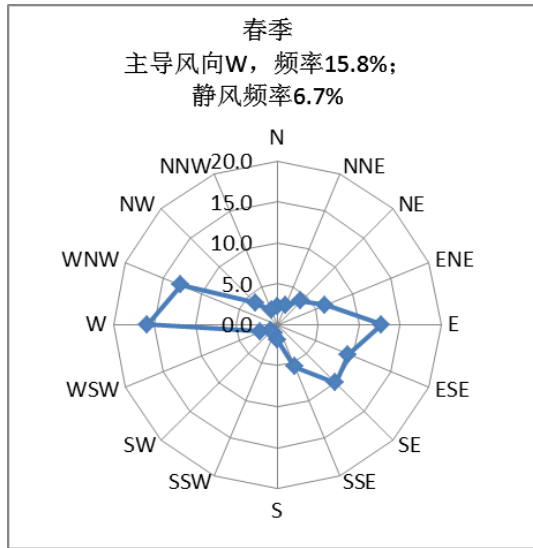


图 5.2-3 吐鲁番气象站 2017 年四季及全年风玫瑰图

长期观测资料显示,吐鲁番主导风向为东风(E),次主导风向为东南风(SE)。近年来气象站周边环境有所改变,受建筑物影响,2017年的主导风向有所差距,为西北偏西风(WNW),次主导风向为东南风(SE)。

#### 5.2.1.4 风速

##### (1) 月、年各风向下风速

表 5.2-8 吐鲁番气象站逐月各风向下风速(m/s)分布特征(资料年代:2017年)

| 月/F | N   | NNE | NE  | ENE | E          | ESE        | SE         | SSE        | S   | SSW | SW  | WSW | W          | WNW | NW  | NNW |
|-----|-----|-----|-----|-----|------------|------------|------------|------------|-----|-----|-----|-----|------------|-----|-----|-----|
| 1   | 0.7 | 0.6 | 0.7 | 0.9 | 1.0        | 1.1        | 1.2        | <b>1.3</b> | 1.0 | 0.9 | 0.9 | 0.9 | 0.9        | 0.7 | 0.7 | 0.6 |
| 2   | 0.7 | 1.1 | 1.1 | 1.1 | <b>1.7</b> | 1.5        | 1.5        | 1.4        | 1.2 | 1.1 | 0.9 | 0.9 | 1.0        | 0.8 | 0.7 | 0.6 |
| 3   | 0.8 | 1.0 | 1.0 | 1.2 | <b>1.6</b> | 1.5        | 1.4        | 1.2        | 1.0 | 1.1 | 0.9 | 1.1 | 1.0        | 0.8 | 0.7 | 0.6 |
| 4   | 1.0 | 1.2 | 1.3 | 1.4 | <b>1.9</b> | 1.8        | 1.6        | 1.5        | 1.1 | 1.1 | 1.0 | 1.2 | 1.7        | 1.5 | 1.2 | 0.8 |
| 5   | 0.9 | 0.9 | 1.4 | 1.8 | 1.9        | 1.9        | 1.7        | 1.4        | 1.1 | 1.0 | 1.1 | 1.2 | <b>2.3</b> | 1.8 | 1.0 | 1.1 |
| 6   | 1.0 | 1.1 | 1.3 | 1.5 | 1.6        | 1.6        | 1.7        | 1.7        | 1.1 | 1.3 | 0.9 | 1.0 | <b>1.9</b> | 1.5 | 1.1 | 0.9 |
| 7   | 0.9 | 1.2 | 0.8 | 1.6 | 1.7        | 1.7        | 1.7        | 1.4        | 1.1 | 1.2 | 1.2 | 1.0 | <b>1.8</b> | 1.7 | 1.0 | 0.9 |
| 8   | 1.0 | 0.9 | 1.1 | 1.4 | 1.6        | <b>1.7</b> | 1.6        | 1.4        | 0.8 | 0.9 | 0.9 | 1.0 | 1.4        | 1.4 | 1.0 | 0.7 |
| 9   | 0.9 | 1.0 | 0.8 | 1.5 | <b>1.8</b> | 1.6        | 1.4        | 1.2        | 0.9 | 1.1 | 1.0 | 0.8 | 1.2        | 1.1 | 0.8 | 0.7 |
| 10  | 0.8 | 0.9 | 1.0 | 1.1 | <b>1.4</b> | <b>1.4</b> | <b>1.4</b> | 1.1        | 0.8 | 1.0 | 0.7 | 0.7 | 0.9        | 0.8 | 0.7 | 0.7 |
| 11  | 0.7 | 0.8 | 0.9 | 1.2 | 1.2        | <b>1.4</b> | 1.3        | 1.0        | 0.9 | 0.9 | 0.7 | 0.7 | 0.8        | 0.8 | 0.7 | 0.7 |
| 12  | 0.7 | 0.8 | 0.8 | 0.8 | <b>1.2</b> | <b>1.2</b> | <b>1.2</b> | 1.2        | 0.8 | 0.7 | 0.6 | 0.6 | 0.8        | 0.8 | 0.7 | 0.7 |
| 年   | 0.8 | 1.0 | 1.0 | 1.3 | <b>1.6</b> | <b>1.6</b> | 1.5        | 1.3        | 1.0 | 1.0 | 0.9 | 1.0 | 1.4        | 1.1 | 0.8 | 0.8 |

吐鲁番气象站2017年逐月各风向下风速分布特征,如表5.2-8所示:除5、6、7月以西风下风速最大,其它月都以偏东风以下风速最大。

##### (2) 年内平均风速随月份的变化

表 5.2-9 吐鲁番气象站年平均风速(m/s)的月变化(资料年代:2017年)

| 月份        | 1   | 2   | 3   | 4   | 5          | 6   | 7   | 8   | 9   | 10  | 11  | 12  | 年   |
|-----------|-----|-----|-----|-----|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 平均风速(m/s) | 0.9 | 1.1 | 1.1 | 1.3 | <b>1.4</b> | 1.3 | 1.3 | 1.2 | 1.1 | 1.0 | 0.9 | 0.6 | 1.1 |

表 5.2-10 吐鲁番气象站年平均风速(m/s)的月变化(资料年代:1988-2017年)

| 月份        | 1   | 2   | 3 | 4   | 5          | 6          | 7          | 8   | 9   | 10  | 11  | 12  | 年   |
|-----------|-----|-----|---|-----|------------|------------|------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 平均风速(m/s) | 0.5 | 0.6 | 1 | 1.2 | <b>1.3</b> | <b>1.3</b> | <b>1.3</b> | 1.1 | 0.9 | 0.6 | 0.5 | 0.5 | 0.9 |

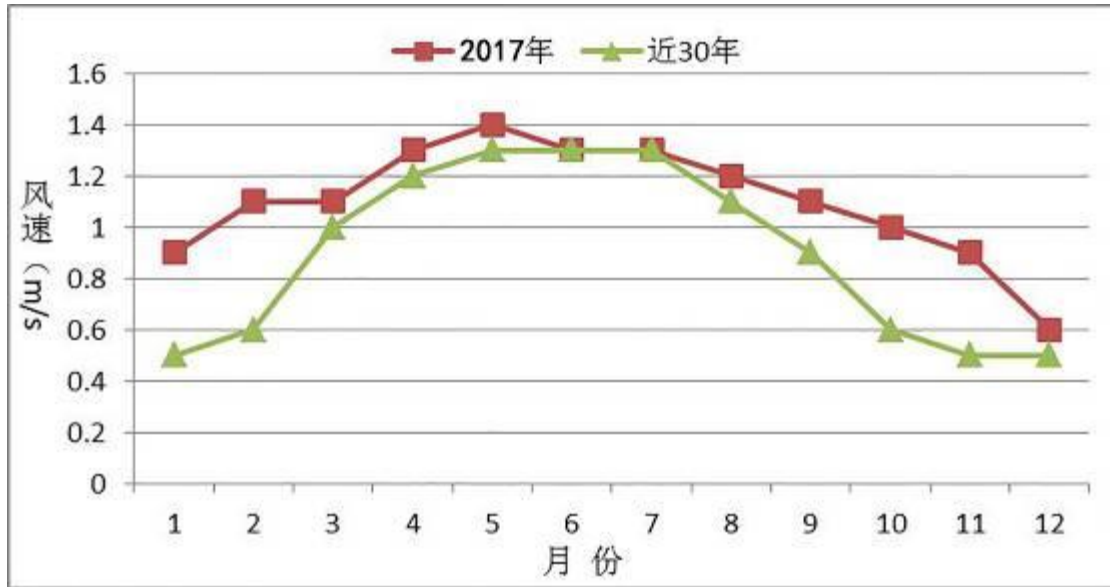


图 5.2-4 吐鲁番气象站近 2017 及近 30 年年月平均风速的变化

从表 5.2-9 和图 5.2-4 不难看出，吐鲁番气象站 2017 年平均风速以 5 月最大，12 月最小，春、夏季风速比秋、冬季大一些。但总体来说全年风速变化不大，2017 年风速大于近 30 年平均风速。

(3) 季平均风速的小时变化特征

表 5.2-11 季平均风速的小时变化 (资料年代: 2017 年)

| 小时<br>季节<br>风速 (m/s) | 21  | 22  | 23  | 24         | 1          | 2          | 3          | 4          | 5          | 6   | 7   | 8   |
|----------------------|-----|-----|-----|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----|-----|-----|
| 春季                   | 1.0 | 1.1 | 1.3 | 1.2        | 1.3        | 1.2        | 1.2        | 1.2        | 1.2        | 1.0 | 0.8 | 1.0 |
| 夏季                   | 1.1 | 1.2 | 1.2 | 1.3        | 1.4        | 1.3        | 1.3        | 1.1        | 1.1        | 1.1 | 1.1 | 1.0 |
| 秋季                   | 0.8 | 0.9 | 1.0 | 1.0        | 1.0        | 0.9        | 0.9        | 0.8        | 0.8        | 0.8 | 0.9 | 0.8 |
| 冬季                   | 0.8 | 0.7 | 0.7 | 0.8        | 0.8        | 0.7        | 0.7        | 0.7        | 0.7        | 0.7 | 0.7 | 0.7 |
| 小时<br>季节<br>风速 (m/s) | 9   | 10  | 11  | 12         | 13         | 14         | 15         | 16         | 17         | 18  | 19  | 20  |
| 春季                   | 1.0 | 1.4 | 1.8 | <b>1.9</b> | 1.7        | 1.8        | <b>1.9</b> | 1.7        | 1.7        | 1.7 | 1.6 | 1.2 |
| 夏季                   | 1.2 | 1.4 | 1.6 | 1.7        | 1.7        | <b>1.8</b> | <b>1.8</b> | <b>1.8</b> | <b>1.8</b> | 1.6 | 1.6 | 1.3 |
| 秋季                   | 0.8 | 0.8 | 1.2 | 1.4        | <b>1.5</b> | 1.4        | 1.4        | 1.3        | 1.2        | 1.0 | 0.7 | 0.6 |
| 冬季                   | 0.7 | 0.7 | 1.0 | 1.3        | 1.7        | 1.8        | <b>1.9</b> | 1.7        | 1.7        | 1.7 | 1.6 | 1.2 |

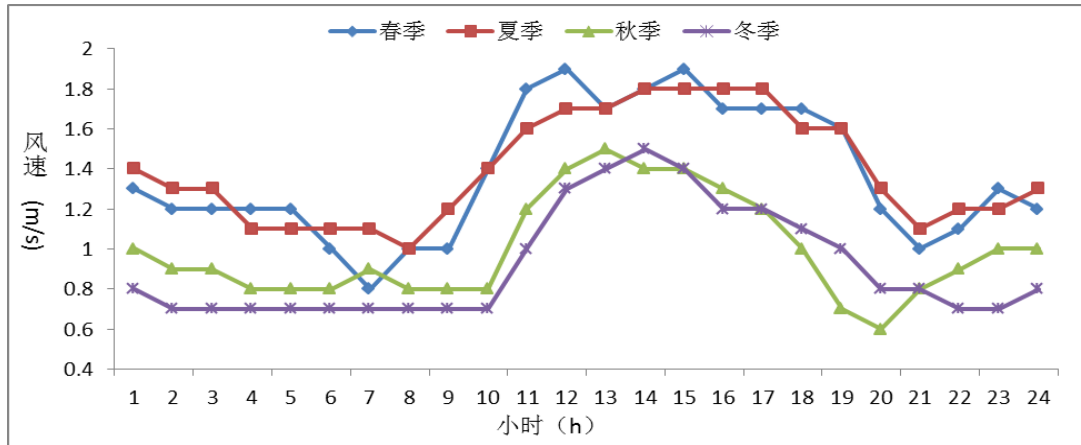


图 5.2-5 2017 年吐鲁番各季平均风速的日变化图

气象站季平均风速的小时变化特征，如表 5.2-11 所示：四季在夜间风速都较小，早晨 9 时开始风速逐渐增大，秋、冬季在 14 时前后风速达最大，春、夏季在 16 时前后达到最大。在 16 时后风速减小，在早晨 7 时前后最小，四季变化规律基本一致。

### 5.2.1.5 2017 年气候特征统计

表 5.2-12 吐鲁番气象站气温、气压、相对湿度、降水量、蒸发量、平均风速统计表  
(资料年代：2017 年)

| 项 目         | 1     | 2      | 3      | 4      | 5      | 6      | 7      | 8      | 9      | 10     | 11     | 12     | 全年     |        |
|-------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 气温<br>(°C)  | 平均    | -6.1   | 0.4    | 12.0   | 19.7   | 25.4   | 30.0   | 32.6   | 31.3   | 24.4   | 15.2   | 5.0    | -5.7   | 15.4   |
|             | 极端最低  | -13.0  | -7.1   | -2.8   | 4.7    | 11.5   | 18.0   | 19.0   | 19.7   | 12.3   | 2.5    | -6.7   | -12.9  | -13.0  |
|             | 极端最高  | 5.9    | 10.8   | 27.4   | 32.2   | 41.2   | 44.0   | 44.8   | 43.7   | 42.1   | 29.2   | 17.4   | 3.3    | 44.8   |
| 气压<br>(hPa) | 平均    | 1028.1 | 1022.1 | 1015.3 | 1009.5 | 1003.9 | 999.4  | 995.6  | 998.6  | 1004.5 | 1014.0 | 1022.0 | 1033.5 | 1012.1 |
|             | 极端最低  | 1007.6 | 1011.8 | 999.1  | 992.4  | 983.2  | 990.7  | 982.4  | 988.7  | 992.3  | 997.4  | 1010.0 | 1017.5 | 982.4  |
|             | 极端最高  | 1043.2 | 1031.4 | 1029.2 | 1024.5 | 1022.7 | 1009.8 | 1004.4 | 1005.8 | 1018.1 | 1032.1 | 1038.0 | 1049.2 | 1049.2 |
| 相对湿度(%)     | 52    | 29     | 19     | 21     | 24     | 29     | 29     | 27     | 33     | 44     | 52     | 45     | 34     |        |
| 降水量<br>(mm) | 平均    | -      | -      | -      | 0.8    | 4.3    | 8.3    | 1.1    | -      | -      | -      | -      | -      | 14.5   |
|             | 最大降水量 | -      | -      | -      | 0.8    | 4.3    | 8.3    | 1.1    | -      | -      | -      | -      | -      | 8.3    |
| 蒸发量<br>(mm) | 平均    | 15.7   | 46.3   | 79.9   | 144    | 192.3  | 199.3  | 226.7  | 198.1  | 134.3  | 65.9   | 46.3   | 16.2   | 1365   |
|             | 月最小   | 15.7   | 46.3   | 79.9   | 144    | 192.3  | 199.3  | 226.7  | 198.1  | 134.3  | 65.9   | 46.3   | 16.2   | 15.7   |
| 平均风速        | 历年平均  | 0.9    | 1.1    | 1.1    | 1.3    | 1.4    | 1.3    | 1.3    | 1.2    | 1.1    | 1.0    | 0.9    | 0.6    | 1.1    |

从表 5.2-12 中可以看出，吐鲁番气象站 2017 年全年平均气温 15.4°C，最高气温达 44.8°C，年最低气温 -13.0°C；月平均气压 1012.1hpa，年最高气压达

1049.2hpa, 年最低达 982.4hpa; 年平均相对湿度 34%; 年总降水量 14.5mm, 年平均风速 1.1m/s。

表 5.2-13 吐鲁番气象站各风速段出现频率统计表 (资料年代: 2017 年)

| 风速段(m/s)<br>风向 | ≤1.5  | 1.6~3.0 | 3.1~5.0 | 5.1~7.0 | >7.0 |
|----------------|-------|---------|---------|---------|------|
| N              | 2.42  | 0.10    | 0       | 0       | 0    |
| NNE            | 2.13  | 0.17    | 0       | 0       | 0    |
| NE             | 2.88  | 0.38    | 0.06    | 0       | 0    |
| ENE            | 4.11  | 1.43    | 0.15    | 0.01    | 0    |
| E              | 5.71  | 4.16    | 0.31    | 0.01    | 0    |
| ESE            | 5.16  | 3.94    | 0.25    | 0       | 0    |
| SE             | 6.46  | 4.77    | 0.05    | 0       | 0    |
| SSE            | 3.62  | 1.37    | 0       | 0       | 0    |
| S              | 1.53  | 0.09    | 0       | 0       | 0    |
| SSW            | 0.84  | 0.05    | 0       | 0       | 0    |
| SW             | 0.91  | 0.07    | 0       | 0       | 0    |
| WSW            | 1.52  | 0.13    | 0       | 0       | 0    |
| W              | 9.68  | 1.52    | 0.79    | 0.15    | 0.09 |
| WNW            | 14.51 | 1.28    | 0.57    | 0.19    | 0.03 |
| NW             | 5.64  | 0.24    | 0.05    | 0.01    | 0    |
| NNW            | 2.64  | 0.10    | 0       | 0       | 0    |
| 静风             |       |         |         | 7.76    |      |
| 合计             | 77.5  | 19.8    | 2.23    | 0.37    | 0.12 |

吐鲁番气象站各风速段出现频率统计表, 见表 5.2-13。从表中可以看出: ≤1.5m/s 风速段以西北偏西 (WNW) 出现频率最多; 1.6m/s 以上风速均以东南风 (SE) 出现频率最多。

## 5.2.2 环境空气影响分析

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)推荐的 AERSCREEN 废气排放估算, 确定确定本次评价等级为三级。

根据工程分析内容, 本项目废气为钻井作业柴油机产生的废气、采油、集输过程中非甲烷总烃挥发及计转站燃气加热炉燃烧废气。

结合项目位置和环境空气质量现状监测结果分析, 该区域大气环境具有两个特点: 地处沙漠地带, 项目评价范围内无环境敏感保护目标; 各监测项目均达到相关环境标准要求。

具体废气环境影响分析如下:

### (1) 钻井作业柴油机烟气排放环境影响分析

钻井作业柴油机烟气排放集中在钻井施工期的短暂时段, 且平均日排放量不大, 加之大气环境影响评价范围内地域辽阔, 扩散条件较好。类比其它相似钻井

---

井场，场界外各项污染物浓度均小于《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和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中浓度限值。

钻井作业柴油机烟气排放及总烃挥发对周围环境影响较小。

#### （2）施工扬尘环境影响分析

本项目施工期内，在站场、管线和道路等地面工程建设过程中产生的扬尘，如细小建筑物料（如水泥、沙土等）的飞扬，及其土壤被扰动后导致的尘土，施工运输车辆排放的少量尾气和运输中产生的扬尘等，对环境空气会造成一定的影响。

但由于施工的扬尘一般比重较大，易于沉降，其影响将限制在较小的范围内，而且要加强管理，可将影响降至较低水平。开发期污染属于阶段性局部污染，随着工程结束，其影响也相应消失。

#### （3）集输烃类排放环境影响分析

本项目采用全密闭管道集输流程，原油处理依托神泉联合站。

通过现场监测结果得出，非甲烷总烃浓度均小于《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。由于本项目所处区域为吐鲁番盆地，地势平坦、开阔，有利于气体扩散，因此，油田开发后对大气环境不会产生不利影响。

同时，井区内非甲烷总烃可以实现达标排放。因此，油田开发后对大气环境质量影响很小。

#### （4）车辆尾气

车辆行驶过程，对该区域产生间断性、不连续排放，并且汽车油料为国家合格产品，其尾气排放的污染物均符合国家标准，对周围环境不产生不利影响。

### 5.2.3 环境空气影响评价结论

本项目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，对周围环境不产生不利影响。项目在生产工艺中采用全密闭流程，可有效减少无组织烃类的排放。车辆消耗的油品属国家合格产品，且车辆排放尾气具有不连续性，对周围环境空气产生影响较小。

综上所述，本项目排放的废气对项目所在区域环境产生的影响较小。

## 5.3 声环境影响预测与评价

本项目总体开发过程中的噪声源主要分为开发建设期噪声和生产运营期噪声两部分。开发建设期主要为钻井、管线施工，对环境的影响是暂时的，影响时间短；生产运营期即油气田的生产过程的噪声主要以井场、站场的各类机泵等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。现对开发施工期和生产运营期中不同设备产生的噪声进行分析。

### 5.3.1 噪声预测模式

按照《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2009)中有关要求，选用以下模式进行噪声预测：

(1) 噪声户外传播声级衰减计算方法

$$L_A(r) = L_{Aref}(r_0) - (A_{dir} + A_{bar} + A_{atm} + A_{exc})$$

其中： $L_A(r)$ ——距声源处的 A 声级，dB；

$L_{Aref}(r_0)$ ——参考位置  $r_0$  处的 A 声级，dB；

$A_{dir}$ ——声波几何发散引起的 A 声级衰减量，dB；

$A_{bar}$ ——遮挡物引起的 A 声级衰减量，dB；

$A_{atm}$ ——空气吸收引起的 A 声级衰减量，dB；

$A_{exc}$ ——附加 A 声级衰减量，dB；

(2) 室外声源在预测点的声压级

$$L_{A(r)} = L_{Aref}(r_0) - 20\lg\left(\frac{r}{r_0}\right) - \Delta L$$

其中： $\Delta L$  各种因素引起的衰减量，dB。

(3) 室内声源向室外传播的计算

若声源所在室内声场近似扩散声场， $L_{P1}$ 、 $L_{P2}$  分别为靠近开口处（或窗户）室内、室外的声级，由  $L_{P2}$  可表示为：

$$L_{P2} = L_{P1} - (TL + 6)$$

其中：TL 为隔墙（或窗户）的传输损失，dB



$L_{P1}$ 可以是测量值或计算值，若为计算值时，有如下的计算公式：

$$L_{P1} = L_W + 10 \lg \left( \frac{Q}{4\pi r_1^2} + \frac{4}{R} \right)$$

式中： $Q$ ——为方向性因素； $R$ ——为房间常数。

(4) 设有  $N$  个室外声源， $M$  个等效室外声源，则预测点处的总声压级：

$$L_p = 10 \lg \left[ \sum_{i=1}^N 10^{0.1 \times L_{Pi}} + \sum_{j=1}^M 10^{0.1 \times L_{Pj}} \right]$$

### 5.3.2 开发建设期声环境影响分析

#### 5.3.2.1 钻井噪声影响分析

(1) 噪声源

主要为钻井过程中钻机、发电机、泥浆泵和柴油机等发出的噪声，声压级一般在 95~105dB(A)，钻井期井场设备及噪声值见表 5.3-1。

表 5.3-1 钻井设备主要噪声源

| 序号 | 设备名称 | 声源强度, dB(A) |
|----|------|-------------|
| 1  | 柴油机  | 105         |
| 2  | 钻机   | 100         |
| 3  | 泥浆泵  | 98          |

(2) 噪声影响分析

钻井期井场设备主要噪声源及衰减情况见表 5.3-2。

表 5.3-2 钻井工程主要噪声源及衰减情况表

| 声源  | 声功率级<br>dB(A) | 等效连续 A 声级 dB(A) |     |     |     |     |     |      |      |
|-----|---------------|-----------------|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|
|     |               | 10m             | 16m | 20m | 40m | 80m | 90m | 100m | 160m |
| 柴油机 | 105           | 74              | 70  | 68  | 62  | 56  | 55  | 54   | 50   |
| 钻机  | 100           | 69              | 65  | 63  | 57  | 51  | 50  | 49   | 45   |
| 泥浆泵 | 98            | 67              | 63  | 61  | 55  | 49  | 48  | 47   | 43   |

由表 5.3-2 可知，昼间距离井场 16m 处，夜间 90m 处噪声值可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 要求。钻井井口距离周边居民住宅均在 260m 以上，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。

#### 5.3.2.2 管线、道路施工噪声影响

(1) 噪声声源分析

在管线和道路建设过程中，推土机、搅拌机等建筑施工机械将产生较大的噪声，噪声强度一般在 90-110 dB(A)间。主要施工机械噪声级见表 5.3-3。

**表 5.3-3 主要施工机械噪声声级表**

| 序号 | 噪声源     | 距离 (m) | 声级 (dB (A)) | 声功率 (LWA/dB (A)) |
|----|---------|--------|-------------|------------------|
| 1  | 钻机      | 3      | 85-93       | 97-107           |
| 2  | 混凝土搅拌机  | 5      | 83-88       | 105-110          |
| 3  | 振捣棒50mm | 2      | 87          | 101              |
| 4  | 挖掘机     | 5      | 83-87       | 105-109          |
| 5  | 装卸机械    | 3      | 82-89       | 99.5-106.5       |
| 6  | 载重卡车    | 2      | 85-88       | 99-102           |
| 7  | 汽车吊     | 8      | 73-76       | 101-102          |

## (2) 噪声影响分析和评价结论

施工噪声随距离衰减后的预测值见表 5.3-4。

**表 5.3-4 不同主要施工机械在不同距离等效声级一览表**

| 主要噪声源   | 距离 (m) | 声级 (dB (A)) | 等效平均声压级【dB (A)】 |           |           |           |
|---------|--------|-------------|-----------------|-----------|-----------|-----------|
|         |        |             | 25m             | 50m       | 100m      | 250m      |
| 钻机      | 3      | 85-93       | 66.6-74.6       | 60.6-68.6 | 54.6-62.6 | 46.6-54.6 |
| 混凝土搅拌机  | 5      | 83-88       | 69.0-74.0       | 63.0-68.0 | 57.0-62.0 | 52.0-54.0 |
| 振捣棒50mm | 2      | 87          | 65.1            | 59.1      | 53.1      | 45.1      |
| 挖掘机     | 5      | 83-87       | 69.0-73.0       | 63.0-67.0 | 57.0-61.0 | 49.0-53.0 |
| 装卸机械    | 3      | 82-89       | 63.6-70.6       | 57.6-64.6 | 51.6-58.6 | 43.6-50.6 |
| 载重卡车    | 2      | 85-88       | 63.1-66.1       | 57.1-60.1 | 51.1-54.1 | 43.1-46.1 |
| 汽车吊     | 8      | 73-76       | 63.1-66.1       | 57.1-60.1 | 51.1-54.1 | 43.1-46.1 |

管线、道路施工噪声主要为挖掘机、搅拌机、载重卡车等设备产生的噪声，根据表 5.3-4 预测结果可知，昼间距离施工点 50m 外，夜间 250m 范围外即可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）标准要求，由于管线、道路施工均成线状分布，施工期较短，对声环境的影响随着施工结束而结束。

### 5.3.3 生产运营期噪声环境影响分析

本项目运营期噪声主要来自各井场噪声。

井场内噪声设备单一，噪声主要为抽油机、井下作业等产生的噪声，井下作业噪声属于短期临时性噪声，抽油机的声压级一般在 65-70dB (A)。

依据本次现场监测，在已经生产井厂界四周监测数据表明，项目井场厂界噪声可以《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。

---

### 5.3.4 噪声环境影响评价小结

本项目开发施工期间钻井、管线敷设都会产生一定强度的噪声，产生的噪声影响随着施工结束而结束，对周围声环境的影响是可以接受的。运营期各井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。

## 5.4 地表水环境影响分析

### 5.4.1 开发期对地表水影响

#### （1）钻井废水对地表水环境的影响

钻井废水基本与废弃泥浆、岩屑一同带出。本项目的钻井废水本项目钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，钻井废弃泥浆为非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。本项目钻井期井场内不设防渗泥浆池，其钻井废弃物应采用不落地方式收集后在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，处置方式符合《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）的要求，不排入外环境。

#### （2）生活污水对地表水环境的影响

单井钻井井场一般人员平均约 30 人，生活污水排放量极少，油田钻井队均设置了可移动生活污水收集罐，定期清运至神泉集中处理站生活基地污水处理设施处理。不会对环境造成明显影响。

### 5.4.2 运营期对地表水环境的影响

运营期产生的废水主要包括井场产生的油气藏采出水、井下作业废水。采出水进神泉联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》

（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注地层，不外排。井下作业严禁废水外排，井下作业废水采用专用废液收集罐收集后运至神泉联合站处理污水处理系统处理达标后回注地层，井下作业废水通过集中收集、暂存、处理，达标净化水用于单井回注。生产及生活废水均不向地表水排放，不会对水环境产生环境影响。

## 5.5 地下水环境影响分析

本次评价委托新疆地质工程勘察院和新疆大学进行了神泉油田神 8-15 块产能建设项目地下水环境影响评价专项报告。本节中水文地质条件相关叙述及数值模拟部分均引自地下水专项报告。

### 5.5.1 区域水文地质条件

#### 5.5.1.1 区域地下水类型及富水性

区域地下水类型以第四系松散岩类孔隙水为主（见图 5.5-1），广泛分布于吐鲁番北盆地、南盆地的山前洪积平原和冲洪积细土平原。按照含水层结构的不同可将松散岩类孔隙水划分为单层结构潜水和多层结构潜水-承压水两类。根据收集的前人钻孔资料，利用换算单井涌水量对第四系松散岩类孔隙水富水性进行划分（见表 5.5-1）。

表 5.5-1 松散岩类孔隙水富水性等级表

| 富水性等级                     | 极丰富   | 丰富        | 中等       | 贫乏     | 极贫乏 |
|---------------------------|-------|-----------|----------|--------|-----|
| 换算涌水量 (m <sup>3</sup> /d) | >5000 | 1000-5000 | 100-1000 | 10-100 | <10 |

注：325mm 井径、5m 降深统一标准下的换算涌水量

#### （一）吐鲁番北盆地

吐鲁番北盆地主要以单层结构潜水分布区为主，多层结构潜水-承压水分布区面积较小，仅在胜金乡一带分布。

##### 1、单层结构潜水

北盆地单层结构潜水主要分布在北盆地的大面积山前洪积平原，按照表 5.5-1 中的富水性等级划分标准，可将北盆地的单层结构潜水富水性划分为两类，分别为：水量极丰富区和水量丰富区。

##### （1）水量极丰富区

北盆地水量极丰富区分布于博格达山南麓的黑沟沟谷地段，富水区呈南北向条带状分布。该区因受北部博格达山区黑沟河水和雨洪水的补给非常充分，含水层为砂卵砾石，颗粒粗大，透水性极好，故水量极丰富。

---

图 5.5-1 区域水文地质图

---

据前人钻孔 TK19 资料可知，该区域潜水位埋深为 19.43m，含水层岩性为第四系砂卵石，含水层厚度约 68.77m；换算涌水量为 5605.59m<sup>3</sup>/d，水量极丰富；渗透系数为 23.47m/d。

## （2）水量丰富区

北盆地水量丰富区分布于博格达山南麓至盐山-火焰山以北区域。水位埋深一般大于 100m，含水层岩性为第四系砂卵石；换算涌水量为 1210.69-4867.36m<sup>3</sup>/d，水量丰富；渗透系数 4.25-55.83m/d。

## 2、多层结构潜水-承压水

北盆地的多层结构潜水-承压水仅分布在胜金乡一带，按照表 5.5-1 中的富水性等级划分标准，可将区域内的多层结构潜水-承压水富水性划分为两类，分别为：潜水丰富-承压水丰富区、潜水丰富-承压水中等区。

### （1）潜水丰富-承压水丰富区

北盆地潜水丰富-承压水丰富区主要呈弧状分布于火焰山以北的吐鲁番市胜金乡一带，该区域潜水位埋深 15-30m，含水层岩性主要为第四系上更新统冲洪积的砂卵石，换算涌水量 1000-5000m<sup>3</sup>/d，水量丰富。承压水水头为-12.32m；承压含水层厚度在 150m 深度内可见 1-3 层，总厚度约 40-70m，含水层岩性主要为第四系上更新统冲洪积的砂卵石和中粗砂，隔水层岩性为粉质粘土、粘土，换算涌水量 1000-5000m<sup>3</sup>/d，水量丰富。

### （2）潜水丰富-承压水中等区

北盆地潜水丰富-承压水中等区主要呈弧形分布于火焰山以北的吐鲁番市胜金乡一带，该区的潜水位埋深小于 15m，含水层岩性主要为第四系上更新统冲洪积的砂卵石，换算涌水量 1000-5000m<sup>3</sup>/d，水量丰富。该区的承压水头为 -12.32—+16.60m；在 150m 深度内揭露 1-3 层承压含水层，总厚度约 77.55 米，含水层岩性主要为第四系上更新统冲洪积的砂卵石，隔水层岩性为粉质粘土、粘土；换算涌水量为 331.41-953.95m<sup>3</sup>/d，水量中等；渗透系数为 3.13-15.82m/d。

## （二）吐鲁番南盆地

吐鲁番南盆地主要以多层结构潜水-承压水分布区为主，单层结构潜水分布区面积较小，仅在火焰山山前地带分布。

### 1、单层结构潜水

---

南盆地单层结构潜水主要分布在火焰山以南的山前地带，在艾丁湖乡西侧也有分布。按照表 5.5-1 中的富水性等级划分标准，可将南盆地的单层结构潜水富水性划分为两类，分别为：水量丰富区和水量中等区。

#### (1) 水量丰富区

南盆地水量丰富区分布于火焰山山前冲洪积平原的大部分地段。主要包括葡萄乡-三堡乡-二堡乡北部一带。该区域潜水位埋深 43.59-65.02m，揭露的潜水含水层厚度为 18.21-39.12m，含水层岩性为第四系砂砾石；换算涌水量为 1056.55-3634.42m<sup>3</sup>/d，水量丰富，渗透系数 14.82-23.89m/d。

#### (2) 水量中等区

南盆地水量中等区分布在艾丁湖乡西侧，该区域潜水位埋深 102.87m，揭露含水层厚度约 97.33m，含水层岩性为第四系砂卵砾石，换算涌水量为 972.56m<sup>3</sup>/d，渗透系数 3.70m/d。

### 2、多层结构潜水-承压水

南盆地的多层结构潜水-承压水在盐山-火焰山以南的冲洪积平原内广泛分布，按照表 5.5-1 中的富水性等级划分标准，可将区域内的多层结构潜水-承压水富水性划分为三类，分别为：潜水丰富-承压水丰富区、潜水中等-承压水中等区和潜水贫乏-承压水贫乏区。

#### (1) 潜水丰富-承压水丰富区

南盆地潜水丰富-承压水丰富区分布于艾丁湖乡中部和二堡乡北部一带。该区域潜水位埋深一般小于 10m，含水层厚度一般小于 15m，含水层岩性为第四系砂砾石，换算涌水量大于 1000m<sup>3</sup>/d，水量丰富。承压水的水头为 24.22m，承压含水层的总厚度约 33.20m，含水层岩性为第四系砂砾石和中粗砂，隔水层岩性为粉质粘土、粘土，换算涌水量为 3052.75m<sup>3</sup>/d，水量丰富，渗透系数为 20.72m/d。

#### (2) 潜水中等-承压水中等区

南盆地潜水中等-承压水中等区分布在艾丁湖乡西南部、恰特喀勒乡、三堡乡-二堡乡南部、吐峪沟乡一带。该区域潜水位埋深小于 10m，潜水含水层厚度小于 20m，含水层岩性为第四系砂砾石，换算涌水量为 100-1000m<sup>3</sup>/d，水量中等。该区的承压水水头为-19.16—+0.55m；在 300m 深度内揭露了多个承压含水层，承压含水层总厚度约 19.80-98.0m，含水层岩性为第四系细砂及少量砂砾石，隔

---

水层岩性主要为粉土、粉质粘土、粘土，换算涌水量 161.15-435.16m<sup>3</sup>/d，水量中等，渗透系数 0.84-3.95m/d。

### (3) 潜水贫乏-承压水贫乏区

南盆地潜水贫乏-承压水贫乏区分布于艾丁湖乡东南部和恰特喀勒乡西南部。该区域的潜水位埋深小于 10m，潜水含水层厚度小于 20m，含水层岩性为第四系砂砾石及粗砂，换算涌水量小于 100m<sup>3</sup>/d，水量贫乏。该区的承压水头为 +1.13—+13.92m；揭露的承压含水层总厚度约 25.57-76.10m，含水层岩性为第四系细砂及少量粉砂，隔水层岩性为粉质粘土和粉土，换算涌水量 14.25-86.36m<sup>3</sup>/d，水量贫乏。

#### 5.5.1.2 区域地下水的补给、径流、排泄特征

吐鲁番盆地的总体地下水循环特征表现为：吐鲁番北盆地地下水径流方向为由北至南，盐山与火焰山之间的吐鲁番构造缺口是北盆地地下水的主要汇流通道，北部地下水通过该通道进入南盆地，向艾丁湖和以艾丁湖为中心的地下水浅埋区汇流。

##### (一) 北盆地地下水的补给、径流、排泄特征

北盆地地下水接受来自博格达山南坡大河沿河、塔尔朗沟、煤窑沟、黑沟、恰勒坎沟、二塘沟、柯柯亚河等 7 条河流的河水在山前戈壁带的渗漏补给、河床潜流侧向补给、暴雨洪流入渗补给、渠系入渗补给、田间入渗补给。

北盆地地下水接受山区河水“龙口”不断的补给，受地形和构造的控制，由山前向南径流，至火焰山受阻而溢出成泉。在吐鲁番构造缺口，直接以地下径流的方式侧向流入南盆地。由于北盆地地形坡度大，含水层以卵砾石为主，地下水径流条件好。

北盆地地下水通过泉流排泄、人工开采、蒸发和侧向排泄的方式在火焰山北侧狭窄条带状区域内排泄。

##### (二) 南盆地地下水的补给、径流、排泄特征

南盆地是一个近东西走向的封闭盆地，地下水以水平运移为主，从盆地四周向艾丁湖区径流。径流条件受地形、岩性和补给条件的控制。地形坡度从盆地边缘的 20‰到中部的 13‰、艾丁湖区的小于 4‰；第四系地层颗粒由环盆地边缘的卵砾石、砂砾石为主，向盆地腹部过渡到砂和粘性土层为主；地下水补给条件西部好于北部，北部又好于南部和东部。因此，地下水的径流条件自盆地边缘



向盆地中心由好变差，且西部径流条件好于北部，北部径流条件又好于南部和东部，对于北部来说，吐鲁番构造缺口带和沟口冲洪积扇又好于扇间地带。

南盆地在盐山—火焰山一线的基岩缺口处接受北盆地的地下水侧向径流补给，并在平原区接受暴雨洪流入渗、河道入渗、渠系入渗、田间灌溉入渗等。

南盆地无外流水系，地下水的排泄最终归结为蒸发排泄和人工开采排泄，其排泄中心在艾丁湖区。人工开采排泄主要集中在吐鲁番葡萄乡至迪坎儿乡一带，除人工开采排泄外，其余地下水均以蒸发的形式在盆地中部地下水浅埋带及艾丁湖区进行排泄。由于艾丁湖西部、北部和东部冲洪积扇中西部强烈开采地下水，开采量大于进入湖区的地下水量，致使艾丁湖区近年来一直呈现干涸的状态。

### 5.5.1.3 区域地下水化学特征

吐鲁番盆地平原区地下水化学类型具带状分布规律。山前洪积平原区以  $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4$  型水为主，向细土平原及湖积平原依次变为  $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3$  型、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$  型、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$  型和  $\text{Cl}$  型水。

吐鲁番北盆地地下水化学类型自北向南呈规律性变化，北部大面积为  $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4$  型水，向南至火焰山北侧绿洲带变为  $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3$  型水，甚至  $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$  型、 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$  型水，溶解性总固体一般小于  $1\text{g/L}$ ，最小  $0.13\text{g/L}$ ，最大  $1.18\text{g/L}$ 。

吐鲁番南盆地地下水化学特征较为复杂，但也具规律性。吐鲁番市至胜金口一带的火焰山南部山前地下水为  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$  型水，溶解性总固体  $0.35\text{-}1.60\text{g/L}$ 。吐鲁番市艾丁湖乡一带，潜水化学类型基本以艾丁湖为中心呈“环状”分带，水化学类型从  $\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3$  型向  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$  型转变，溶解性总固体一般小于  $1\text{g/L}$ 。艾丁湖湖积平原区的水化学作用以强烈的蒸发浓缩作用为主，地下潜水多为  $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$  型水，溶解性总固体达  $3\text{-}50\text{g/L}$ 。向湖心一带，均变为  $\text{Cl}$  型水，溶解性总固体一般大于  $50\text{g/L}$ ，最高可达  $382.1\text{g/L}$ 。

## 5.5.2 评价区水文地质条件

### 5.5.2.1 评价区地层岩性

评价区内分布的地层均为第四系，包括：上更新统-全新统冲洪积层 ( $Q_{p3-h}^{al+pl}$ ) 和上更新统-全新统洪积层 ( $Q_{p3-h}^{pl}$ )，分别描述如下：

(一) 上更新统-全新统洪积层 ( $Q_{p3-h}^{pl}$ )

---

上更新统-全新统洪积层分布于评价区东北部，地表略有起伏，有暂时性流水的切割冲刷作用。岩性为杂色砾石、砂子和黄土等混杂一起，松散无胶结，砾径大小不一，砾径一般为 5-10cm，少量达 60cm 以上，巨砾多堆积在山麓一带，成分因地而异。可见厚度 0.5-1.5m。

(二) 上更新统-全新统冲洪积层 ( $Q_{p3-h}^{al+pl}$ )

上更新统-全新统冲洪积层分布于评价区西南部，为松散堆积物，岩性为土黄色的粉砂、粉砂质粘土及含砾石的砂土等，碎屑物砾径一般为 3-5cm，分选良好，组成平坦的地形，厚度 1-10m。现代农业区主要分布于此区域。

### 5.5.2.2 评价区地质构造

根据本次收集的区域资料及实际调查结果，评价区地表均被第四系覆盖，未见断裂和褶皱的构造形迹。

### 5.5.2.3 评价区水文地质条件

#### ➤ 地下水类型及富水性

评价区位于吐鲁番南盆地北部，地下水类型均为第四系松散岩类孔隙水，按照含水层结构的不同可进一步划分为单层结构潜水和多层结构潜水-承压水两类（见图 5.5-2）。

---

图 5.5-2 评价区水文地质图

### （一）单层结构潜水

单层结构潜水主要分布在评价区北部，为火焰山以南的山前地带。根据本次施工钻孔 QKT1、QKT5、QKT6 资料显示，钻孔控制深度为 110m，均未揭露至潜水含水层底板。潜水水位埋深为 52.91-71.94m，钻孔控制深度内，揭露的含水层厚度为 38.06-47.09m，含水层岩性以卵砾石为主；换算涌水量为 639.69-863.84m<sup>3</sup>/d，渗透系数为 6.28-7.53m/d，水量中等。

### （二）多层结构潜水-承压水

多层结构潜水-承压水分布在评价区南部，属火焰山以南的冲洪积平原，本次施工了 5 眼钻孔对多层结构区的水文地质条件进行了较好控制。

#### 1、上部潜水含水层

根据本次施工钻孔 QKT2、QKT3、QKT4 资料显示，钻孔控制深度为 85m，均揭露至潜水含水层底板。潜水水位埋深为 30.24-41.08m，含水层厚度为 36.19-41.76m，含水层岩性以砂砾石为主；换算涌水量为 189.15-530.27m<sup>3</sup>/d，渗透系数为 1.05-3.14m/d，水量中等。

#### 2、下部浅层承压含水层

根据本次施工钻孔 CKT1、CKT2 及调查机井 W01 资料显示，钻孔控制深度为 120m，均未揭露至承压含水层底板。承压水压力水头为 31.42-42.20m，含水层厚度为 35-40m，含水层岩性以砂砾石、粗砂含砾为主；换算涌水量为 193.21-640.71m<sup>3</sup>/d，渗透系数为 2.07-4.62m/d，水量中等。

### ➤ 含水层结构

在本次水文地质钻探工作的基础上，结合水文地质调查和资料收集成果，基本查明了评价区内的含水层结构分布特征。本次工作中在评价区内布置了 2 条水文地质剖面，其中 A-A'剖面与地下水径流方向基本一致，B-B'剖面与地下水径流方向大致垂直。

#### （一）A-A' 水文地质剖面

根据 A-A' 水文地质剖面图可知，沿地下水流向由北向南，含水层由单层结构逐渐变化为多层结构，规律较为明显（见图 5.5-3）。

评价区北部为单层结构的潜水含水层，岩性以卵砾石为主，据本次施工钻孔 QKT1 资料，潜水水位埋深为 71.94m，钻孔控制深度内，揭露的含水层厚度为 38.06m（照片 1）。

沿剖面向南至 G312 国道以南约 800m 处,含水层结构逐渐转变为多层结构,出现承压水分布区。据本次施工钻孔 QKT2 和 QKT4 资料显示,多层结构区的上部潜水水位埋深为 31.81-41.08m,隔水底板埋深为 70-79m,厚度为 36.19-37.92m,含水层岩性以砂砾石为主。据本次施工钻孔 CKT1、CKT2 及调查机井 W01 资料显示,下部承压含水层压力水头为 31.42-42.20m,钻孔揭露含水层厚度为 35-40m,含水层岩性以砂砾石、粗砂含砾为主。

其中,潜水与承压水之间的相对隔水层,呈现出由北向南厚度逐渐增大的分布规律。在评价区中部的承压水界线附近,CKT1 钻孔揭露相对隔水层厚度为 6m,向南至 CKT2 钻孔处,揭露相对隔水层厚度为 10m,再向南至吐鲁番市原种场机井 W01 一带,相对隔水层厚度增大为 28m,岩性为粉质粘土(照片 2)(见表 5.5-2)。



照片 1 隔水层岩芯



照片 2 隔水层岩性切面

表 5.5-2 A-A' 水文地质剖面含水层结构数据统计表

| 含水层结构 |         | 控制钻孔          | 厚度 (m)      |
|-------|---------|---------------|-------------|
| 单层结构区 |         | QKT1          | 38.06       |
| 多层结构区 | 上部潜水含水层 | QKT2、QKT4     | 36.19-37.92 |
|       | 中部相对隔水层 | CKT1、CKT2、W01 | 6-28        |
|       | 下部承压含水层 | CKT1、CKT2、W01 | 35-40       |

(二) B-B' 水文地质剖面

沿 B-B' 水文地质剖面由西向东,含水层结构变化显著(见图 5.5-4)。该剖面西部为多层结构区。据本次施工钻孔 QKT2 和调查机井 W05 资料显示,上部潜水水位埋深为 36.67-41.08m,隔水底板埋深为 76-79m,厚度为 37.92-38.33m,含水层岩性以砂砾石为主。据本次施工钻孔 CKT1 和调查机井 W09 资料,中部

相对隔水层厚度为 6-10m,岩性为粉质粘土,下部承压含水层压力水头为 42.20m,钻孔揭露含水层厚度为 35-66m,含水层岩性以砂砾石、粗砂含砾为主。

该剖面东部为单层结构区,岩性以卵砾石为主,据本次施工钻孔 QKT5 资料,潜水水位埋深为 70.54m,钻孔控制深度内,揭露的含水层厚度为 39.46m(见表 5.5-3)。

**表 5.5-3 B-B' 水文地质剖面含水层结构数据统计表**

| 含水层结构 |         | 控制钻孔     | 厚度 (m)      |
|-------|---------|----------|-------------|
| 单层结构区 |         | QKT5     | 39.46       |
| 多层结构区 | 上部潜水含水层 | QKT2、W05 | 37.92-38.33 |
|       | 中部相对隔水层 | CKT1、W09 | 6-10        |
|       | 下部承压含水层 | CKT1、W09 | 35-66       |

---

图 5.5-3 评价区 A-A'水文地质剖面图

图 5.5-4 评价区 B-B'水文地质剖面图

---

## ► 地下水补给、径流、排泄条件

### (一) 潜水补给、径流、排泄条件

#### 1、补给来源

评价区位于火焰山以南的冲洪积平原区，北侧的火焰山一带，新近系泥岩大面积隆起，阻断了吐鲁番北盆地和南盆地的地下水径流，而评价区西北侧约10km处为火焰山-盐山一带的构造缺口，是北盆地地下水向南盆地径流的主要通道，因此西北侧的侧向径流是评价区内地下水最主要的补给来源。评价区内虽有部分渠系和农田分布，但由于水位埋深一般大于40m，因此渠系渗漏和田间灌溉入渗对评价区内地下水的补给作用微弱。吐鲁番地区降水量极为稀少，评价区降水入渗补给不予考虑。

#### 2、径流条件

根据本次地下水位统测工作，绘制了潜水等水位线图（见图5.5-5），从图上可以看出，评价区内地下水总体由西北向东南方向径流（约南偏东45°），水力坡度一般为5‰-10‰。

#### 3、排泄方式

评价区地下水接受西北侧向径流补给后，由西北向东南方向径流，至评价区南部的农业灌溉区，以机井开采方式集中排泄，其余地下水继续向东南方向流出评价区。此外评价区内坎儿井分布密集，坎儿井独特的引水方式也是对评价区上游地下水的排泄方式之一。

#### 4、潜水埋藏条件

根据本次地下水位统测工作，绘制了潜水埋深分区图（见图5.5-6），从图中可以看出，评价区地下水埋深由北向南逐渐减小。评价区北部，潜水埋深一般大于70m，向南至G312国道沿线，潜水埋深逐渐减小至50-70m，至评价区中部，潜水埋深逐渐减小至40-50m，而在评价区南部，潜水埋深逐渐减小至30-40m。



---

图 5.5-5 评价区潜水等水位线图

图 5.5-6 评价区潜水埋深分区图

## （二）承压水补给、径流、排泄条件

评价区内的承压水主要接受西北侧的侧向径流补给，由西北向东南方向径流（见图 5.5-7），在评价区南部以机井开采和侧向流出为主要排泄方式。在承压水分布界线附近，相对隔水层厚度较小，承压性较弱，潜水埋深与承压水压力水头仅相差 1m 左右；而在评价区南部，相对隔水层厚度逐渐增大，承压性增强，潜水埋深与承压水压力水头相差近 3m。

## （三）不同含水层间的水力联系

本次在场地内部施工了 1 组潜水钻孔与承压水钻孔，场地下游施工了 1 组潜水钻孔与承压水钻孔，每组潜水钻孔与承压水钻孔之间距离为 20m。根据抽水试验发现，场地潜水钻孔 QKT2 降深至 3.35m 稳定时，承压水钻孔 CKT1 地下水位基本无变化；反之当 CKT1 孔抽水试验降深至 3.89m 稳定时，潜水孔 QKT2 地下水位基本无变化。场区下游潜水钻孔 QKT4 降深至 3.25m 稳定时，承压水钻孔 CKT2 地下水位基本无变化；反之当 CKT2 孔抽水试验降深至 6.72m 稳定时，潜水孔 QKT4 地下水位基本无变化。因此判定潜水与承压含水层之间的水力联系较弱。

### ► 地下水化学特征

评价区内地下水化学类型总体变化不大，阴离子中以氯离子和硫酸根离子为主，阳离子中钙离子、镁离子和钠离子含量相当。

评价区内的地下水化学类型包括 Cl·SO<sub>4</sub>-Ca·Na·Mg 型和 Cl·SO<sub>4</sub>-Na·Mg·Ca 型两种，溶解性总固体均小于 1g/L（见表 5.5-4）。其中，评价区北部地下水化学类型为 Cl·SO<sub>4</sub>-Ca·Na·Mg 型，溶解性总固体为 0.60-0.73g/L；评价区南部地下水化学类型为 Cl·SO<sub>4</sub>-Na·Mg·Ca 型，溶解性总固体均为 0.43-0.52g/L（见图 5.5-8）。

表 5.5-4 评价区地下水化学类型一览表

| 编号   | 溶解性总固体 (g/L) | 地下水化学类型                        |
|------|--------------|--------------------------------|
| QKT1 | 0.73         | Cl·SO <sub>4</sub> -Ca·Na·Mg 型 |
| QKT5 | 0.73         | Cl·SO <sub>4</sub> -Ca·Mg·Na 型 |
| W05  | 0.60         | Cl·SO <sub>4</sub> -Ca·Na·Mg 型 |
| QKT3 | 0.44         | Cl·SO <sub>4</sub> -Na·Mg·Ca 型 |
| QKT6 | 0.43         | Cl·SO <sub>4</sub> -Na·Mg·Ca 型 |
| W13  | 0.52         | Cl·SO <sub>4</sub> -Na·Mg·Ca 型 |

---

图 5.5-7 评价区承压水等水压线图

图 5.5-8 评价区地下水化学类型图

### 5.5.3 场地地质及水文地质条件

#### 5.5.3.1 场地水文地质条件

##### ➤ 地下水类型及富水性

场地地下水类型均为第四系松散岩类孔隙水，按照含水层结构的不同可进一步划分为单层结构潜水和多层结构潜水-承压水两类（见图 5.5-9）。

---

图 5.5-9 场地水文地质图

### （一）单层结构潜水

单层结构潜水主要分布在场地的东北部，为火焰山以南的山前地带。根据本次在场地周边施工的钻孔 QKT1 和 QKT5 资料显示，钻孔控制深度为 110m，均未揭露至潜水含水层底板。潜水水位埋深为 70.54-71.94m，钻孔控制深度内，揭露的含水层厚度为 38.06-39.46m，含水层岩性以卵砾石为主；换算涌水量为 639.69-863.84m<sup>3</sup>/d，渗透系数为 6.28-7.53m/d，水量中等。

### （二）多层结构潜水-承压水

多层结构潜水-承压水分布在场地的西南部，本次在该区域施工了 1 眼潜水监测孔和 1 眼承压水监测孔，对场地多层结构区潜水和承压含水层的富水性均有较好控制。

#### 1、上部潜水含水层

根据本次施工钻孔 QKT2 资料显示，钻孔控制深度为 85m，揭露至潜水含水层底板。潜水水位埋深为 41.08m，含水层厚度为 37.92m，含水层岩性以砂砾石为主；换算涌水量为 530.27m<sup>3</sup>/d，渗透系数为 2.87m/d，水量中等。

#### 2、下部浅层承压含水层

根据本次施工钻孔 CKT1 资料显示，钻孔控制深度为 120m，未揭露至承压含水层底板。承压水压力水头为 42.20m，含水层厚度为 35m，含水层岩性以砂砾石、粗砂含砾为主；换算涌水量为 555.44m<sup>3</sup>/d，渗透系数为 4.62m/d，水量中等。

### ➤ 含水层结构

在本次水文地质钻探工作的基础上，结合水文地质调查和资料收集成果，基本查明了场地内的含水层结构分布特征。本次工作中在场地内布置了 2 条水文地质剖面，其中 C-C'剖面与地下水径流方向基本一致，D-D'剖面与地下水径流方向大致垂直。

#### （一）C-C'水文地质剖面

根据 C-C'水文地质剖面图可知，沿地下水流向由北向南，含水层由单层结构逐渐变化为多层结构，规律较为明显（见图 5.5-10）。

图 5.5-10 场地 C-C'水文地质剖面图

场地东北部为单层结构的潜水含水层，岩性以卵砾石为主，据本次施工钻孔 QKT1 资料，潜水水位埋深为 71.94m，钻孔控制深度内，揭露的含水层厚度为 38.06m。

沿剖面向南至 G312 国道以南约 800m 处，含水层结构逐渐转变为多层结构，出现承压水分布区。据本次施工钻孔 QKT2 资料显示，多层结构区的上部潜水水位埋深为 41.08m，隔水底板埋深为 79m，厚度为 37.92m，含水层岩性以砂砾石为主。据本次施工钻孔 CKT1 资料显示，下部承压含水层压力水头为 42.20m，钻孔揭露含水层厚度为 35m，含水层岩性以砂砾石、粗砂含砾为主。潜水与承压水之间的相对隔水层厚度为 6m，岩性为粉质粘土（见表 5.5-5）。

**表 5.5-5 C-C'水文地质剖面含水层结构数据统计表**

| 含水层结构 |         | 控制钻孔 | 厚度 (m) |
|-------|---------|------|--------|
| 单层结构区 |         | QKT1 | 38.06  |
| 多层结构区 | 上部潜水含水层 | QKT2 | 37.92  |
|       | 中部相对隔水层 | CKT1 | 6      |
|       | 下部承压含水层 | CKT1 | 35     |

(二) D-D'水文地质剖面

沿 D-D'水文地质剖面由西向东，含水层结构变化显著（见图 5.5-11）。

该剖面西部为多层结构区。据本次施工钻孔 QKT2 资料显示，上部潜水水位埋深为 41.08m，隔水底板埋深为 79m，厚度为 37.92m，含水层岩性以砂砾石为主。据本次施工钻孔 CKT1 资料，中部相对隔水层厚度为 6m，岩性为粉质粘土，下部承压含水层压力水头为 42.20m，钻孔揭露含水层厚度为 35m，含水层岩性以砂砾石、粗砂含砾为主。

该剖面东部为单层结构区，岩性以卵砾石为主，据本次施工钻孔 QKT5 资料，潜水水位埋深为 70.54m，钻孔控制深度内，揭露的含水层厚度为 39.46m（见表 5.5-6）。

**图 5.5-11 场地 D-D'水文地质剖面图**

**表 5.5-6 D-D'水文地质剖面含水层结构数据统计表**

| 含水层结构 | 控制钻孔 | 厚度 (m) |
|-------|------|--------|
|-------|------|--------|

|       |         |      |       |
|-------|---------|------|-------|
| 单层结构区 |         | QKT5 | 39.46 |
| 多层结构区 | 上部潜水含水层 | QKT2 | 37.92 |
|       | 中部相对隔水层 | CKT1 | 6     |
|       | 下部承压含水层 | CKT1 | 35    |

► 地下水补给、径流、排泄条件

(一) 潜水补给、径流、排泄条件

场地位于冲洪积平原区，地下水由西北向东南方向径流（约南偏东 45°），水力坡度一般为 5‰-10‰。场地内的地下水主要接受西北侧的侧向径流补给，最终向场地东南边界侧向流出（见图 5.5-12）。场地降水量极为稀少，而蒸发作用强烈，因此降水入渗补给不予考虑。

---

图 5.5-12 场地地下水等水位线图



---

场地内无农田分布，且地下水埋深一般大于 40m，因此不考虑渠系渗漏和田间灌溉入渗对地下水的补给。评价区内坎儿井分布密集，坎儿井独特的引水方式也可看做是对评价区上游地下水的排泄方式之一。

#### （二）承压水补给、径流、排泄条件

场地内的承压水主要接受西北侧的侧向径流补给，由西北向东南方向径流，最终侧向流出场地东南边界。

场地中部有承压水分布界线附近，相对隔水层厚度较小，承压性较弱，潜水埋深与承压水压力水头仅相差 1m 左右。

#### （三）地下水埋藏条件

根据本次地下水位统测工作，绘制了场地潜水埋深分区图（见图 5.5-13），从图中可以看出，场地内地下水埋深由北向南逐渐减小。场地北部，潜水埋深一般为 60-70m，向南场地中部，潜水埋深逐渐减小至 50-60m，至场地南部，潜水埋深逐渐减小至 40-50m-，西南部的小面积范围为 30-40m。

#### （四）含水层的水力联系

本次在场地内部施工一眼潜水与一眼承压水钻孔，钻孔之间距离为 20m。通过抽水试验发现，场地潜水钻孔 QKT2 降深至 3.35m 稳定时，承压水钻孔 CKT1 地下水位基本无变化；反之当 CKT1 孔抽水试验降深至 3.89m 稳定时，潜水孔 QKT2 地下水位基本无变化。因此判定潜水含水层与承压含水层之间的水力联系较弱。

---

图 5.5-13 场地潜水埋深分区图

### ➤ 地下水化学特征

利用本次在场地内施工的监测孔，分别采集潜水和承压水样品，根据水质测试结果分析场地地下水化学类型的分布特征（见表 5.5-7）。

根据场地内潜水监测孔 QKT2 水质测试资料，场地内的潜水水化学类型为  $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{Ca}\cdot\text{Na}$  型，溶解性总固体为 0.43g/L。

根据场地内承压水监测孔 CKT1 水质测试资料，场地内的承压水水化学类型为  $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Na}\cdot\text{Ca}$  型，溶解性总固体为 0.21g/L。

表 5.5-7 场地地下水化学类型一览表

| 编号   | 地下水类型 | 溶解性总固体 (g/L) | 地下水化学类型  |
|------|-------|--------------|--|
| QKT2 | 潜水    | 0.43         | $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}\cdot\text{Ca}\cdot\text{Na}$ 型    |
| CKT1 | 承压水   | 0.21         | $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Na}\cdot\text{Ca}$ 型 |

### 5.5.3.2 场地包气带特征

#### ➤ 场地包气带结构特征

根据本次施工钻孔成果可知，场地包气带结构为单层结构，岩性为砂砾石（见图 5.5-14）。

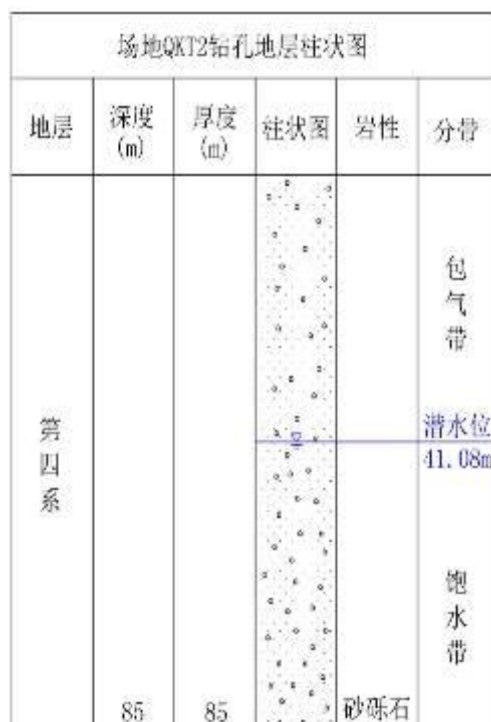


图 5.5-14 场地包气带柱状图

#### ➤ 场地包气带厚度分布特征

场地内包气带厚度为 38-70m，由东北向西南逐渐减小（见图 5.5-15~图 5.5-17）。场地东北部，包气带厚度一般为 60-70m，向南场地中部，包气带厚度

逐渐减小至 50-60m，至场地南部，包气带厚度逐渐减小至 40-50m，西南部的小面积范围为 38-40m。

图 5.5-15 场地包气带厚度等值线图

图 5.5-16 场地 C-C'包气带地质剖面图

图 5.5-17 场地 D-D'包气带地质剖面图

#### ► 包气带渗透性能及防污性能评价

本次在场地内的西部采油区、东部采油区和北部采油区各布置了 1 组渗水试验，包气带岩性均为砂砾石，厚度大于 30m，地层分布连续。根据渗水试验计算结果可知，垂向渗透速度为 0.0019-0.0036cm/s。依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中包气带渗透性能的评判标准可知，场地的包气带渗透性能均为“强”，防污性能为“弱”（见表 5.5-8）。

表 5.5-8 包气带渗透系数计算结果一览表

| 序号 | 编号 | 试验地点  | K (cm/s) | 渗透性能 | 防污性能 |
|----|----|-------|----------|------|------|
| 1  | S1 | 西部采油区 | 0.0023   | 强    | 弱    |
| 2  | S2 | 东部采油区 | 0.0019   | 强    | 弱    |
| 3  | S3 | 北部采油区 | 0.0036   | 强    | 弱    |

### 5.5.4 评价区坎儿井概况及与地下水的关系

#### 5.5.4.1 场地包气带特征

##### ► 坎儿井的来源

坎儿井，是“井穴”的意思，早在《史记》中便有记载，时称“井渠”，而新疆维吾尔语则称之为“坎儿孜”。坎儿井与万里长城、京杭大运河并称为中国古代三大工程。坎儿井是古代干旱地区引取地下潜流进行自流灌溉的一种特殊水利工程，是荒漠地区的一种特殊灌溉系统。新疆的坎儿井历史悠久，现主要分布于吐鲁番盆地和哈密盆地，仍发挥着相当重要的作用。

##### ► 坎儿井用途

坎儿井是干旱荒漠地区，开发利用地下水的无动力吸水设施，通过地下渠道可以自流地将地下水引导至地面，用于农业灌溉和日常生活。坎儿井在吐鲁番盆地历史悠久，分布广泛，长期以来是吐鲁番各族人民进行农牧业生产和人畜饮水

---

的主要水源之一。坎儿井水量稳定水质好，自流引用不需动力，受到的蒸发损失和风沙危害较少，施工工具简单，技术要求不高，管理费用低，便于个体农户分散经营，因此深受当地人民的喜爱。

### 三、坎儿井结构

坎儿井一般分布在干旱地区，是当地居民为了进行农业生产，根据当地水文地质条件，用暗渠引取地下潜流，进行自流灌溉的一种特殊水利工程。坎儿井结构包括暗渠、竖井和龙口三部分（见图 5.5-18）。新疆地区坎儿井的特点鲜明，暗渠的方向一般顺着冲洪积扇的地面坡降，或地下潜流流向，与之相平行或斜交。

#### （一）暗渠

坎儿井的暗渠一般由集水段和输水段组成。集水段分布在坎儿井上游，在潜水位以下开挖，引取地下潜流，长 50 至 100m。集水段一般位于冲洪积扇的上部，地层岩性多为砂砾石，含水层水量较丰富。集水段下游的暗渠为输水段，在潜水位上的干土层内开挖。暗渠的纵坡，比当地潜水含水层的水力坡度要平缓。暗渠的长度，视潜水位的埋藏深度、暗渠的纵坡和地面的坡降而定，一般长 3-5km，最长可超过 10km。

暗渠断面的开挖过程中，除了满足引水流量的需要外，为了节省土方量，并要在当时没有衬砌的条件下保持土层自然拱作用，开挖断面一般采取窄深式。暗渠断面一般宽约 0.5-0.8m，高约 1.4-1.7m，仅能容纳一人侧身前进和弯腰操作。暗渠的纵坡主要取决于土质，在冲洪积扇上部砂砾土层内，纵坡较大，一般为 0.0015-0.005，在灌区的黄土层内，纵坡较小，一般为 0.0008-0.0013。

#### （二）竖井

竖井是开挖暗渠时供定位、进入、出土和通风之用，并方便后期进行检查维修。

#### （三）龙口

暗渠的出水口，称为龙口。其下接明渠，一般建有涝坝或蓄水池，主要用以夜蓄昼放，并便于集中灌溉。

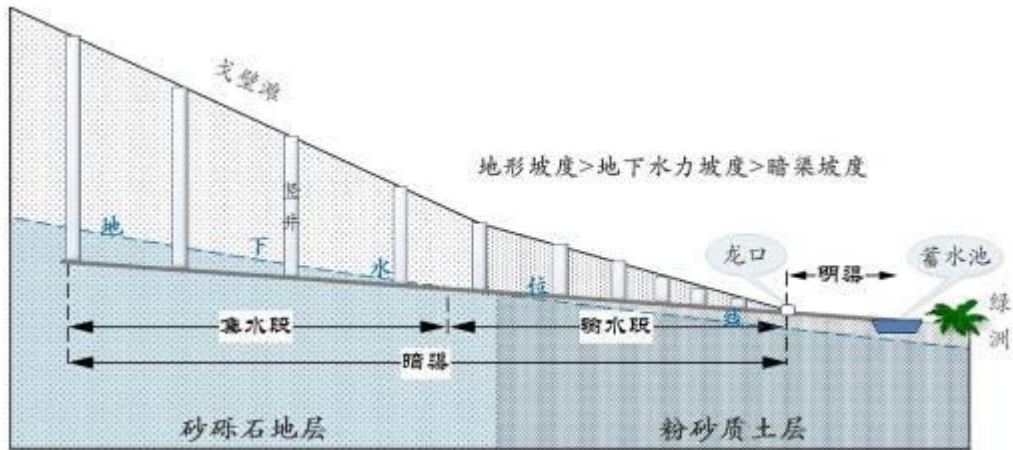


图 5.5-18 坎儿井结构示意图

► 坎儿井的类型与特点

按照坎儿井分布区的水文地质条件，可将坎儿井分为三种类型。第一种是山前潜水补给型，该类坎儿井直接截取山前侧渗的地下水，集水段较短；第二种是山前河流潜水补给型，该类坎儿井集水段较长、出水量较大；第三种是平原潜水补给型，该类坎儿井主要分布在灌溉渠内，富水性较差，出水量较少（见图 5.5-19）。

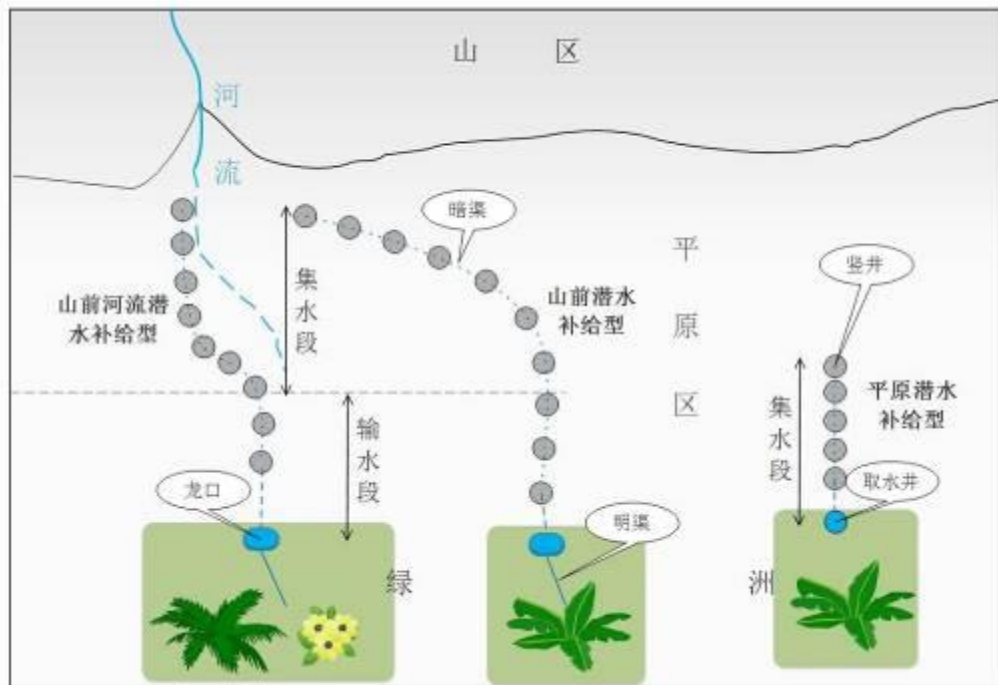


图 5.5-19 坎儿井类型示意图

坎儿井的出现，使得人们不用提水工具，便可引取上游埋深几十米的地下潜流，向下游引出地面，进行农田灌溉和人畜饮用。坎儿井出水流量较为稳定，水质较好，在干旱地区不仅减少了蒸发损失，也节省了动力提水设备和取水成本。

#### 5.5.4.2 评价区坎儿井分布特征

通过本次调查，评价区坎儿井竖井分布平均 1 眼/15-30m。由从出水龙口追溯调查，调查竖井共计 43 眼，目前正在使用的坎儿井主要有 6 条，坎儿井水流总体呈北向南径流方向，为山前潜水补给型（见图 5.5-20），用途均为应急生活用水和农业灌溉用水。其中东侧 3 条坎儿井途经场区。坎儿井系统形态由当地水文地质条件、地形地貌和需水情况共同决定。

据本次调查成果，评价区内现有坎儿井的第一竖井均位于 G312 国道南侧，坎儿井总体呈北西-南东走向，暗渠上游集水段一般与地下水流向一致，呈北西-南东方向，而暗渠下游输水段，一般向下游村庄的方向延伸至地表，呈近南北向。坎儿井龙口主要分布在恰特喀勒乡拜什巴拉村、海勒拜村以及吐鲁番市原种场一带。

通过调查分析，评价区地形坡度在 10‰-18‰，地下水水力坡度 5‰-10‰，坎儿井暗渠坡度为 2‰-3‰。坎儿井各竖井井口周围堆积开挖时所取得土，形成串珠似的环形小土堆，可以防止一般地面水入侵。竖井的间距，一般上游段约 60-100m，中游段约 30-60m，下游段约 10-30m。竖井深度，上游段约 40-70m，中游段约 20-40m，下游段约 3-15m，其断面，一般为矩形 1.2m×0.8m，长边顺暗渠方向。

图 5.5-20 评价区坎儿井分布图

#### 5.5.4.2 评价区内坎儿井与地下水关系

##### ➤ 坎儿井水文地质概况

评价区内各条坎儿井第一竖井的饮水水源均为第四系松散岩类孔隙潜水，含水层岩性卵砾石，水位埋深一般为 50-70m，换算单井涌水量为 100-1000m<sup>3</sup>/d，水量中等（见图 5.5-21）。

坎儿井分布区的地下水总体由西北向东南方向径流，主要接受火焰山-盐山构造缺口处来自于北盆地的地下水侧向径流补给，以侧向径流、机井开采和坎儿井的方式排泄。

图 5.5-21 坎儿井水文地质图

坎儿井在暗渠上游集水段，接受暗渠两侧含水层向暗渠的渗流补给，汇入暗渠后沿暗渠方向向下游径流。坎儿井在暗渠下游输水段，暗渠逐渐延伸至潜水位以上，逐渐接近地表，最终从坎儿井龙口流出地表进入明渠（见图 5.5-22）。

因此，坎儿井与水文地质条件联系密切，当上游地区地下水的人工开采量增大时，地下水位大幅下降，若下降后的地下水位低于集水段暗渠底面，则坎儿井无法接受地下水的渗流补给，下游随之断流。

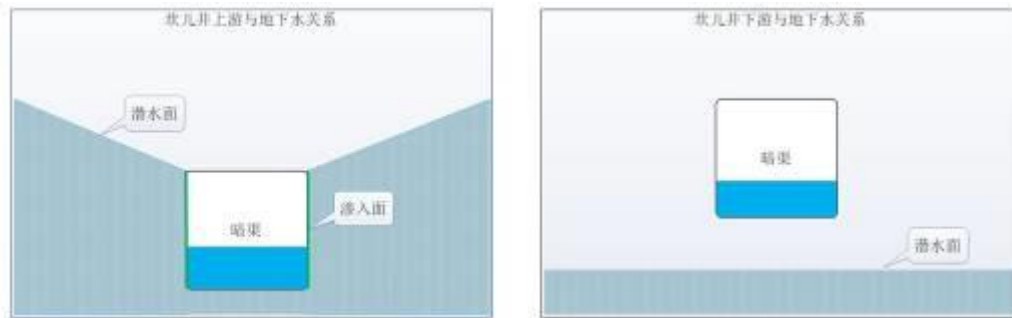


图 5.5-22 坎儿井与地下水关系图

#### ➤ 坎儿井与地下水关系

坎儿井的取水方式是截取浅层地下水，通过现场调查及资料综合研究，对坎儿井流量和地下水位进行分析可知，坎儿井流量增减和地下水位升降呈同步趋势。4月中旬坎儿井流量和地下水位都开始迅速下降，造成二者下降的原因是4月开始的农灌，大量抽取地下水，致使地下水位降低，调查区地下水水位整体呈下降趋势，随着坎儿井集水段地下水位下降，集水段渗流面相应减小，渗流水力差减少，坎儿井水量减少；5-10月初，地下水位持续下降，7月左右开采强度最大，地下水位降到最低，而坎儿井流量在5-10月最小，甚至断流。10月以后，农灌结束，地下水开采强度明显降低，地下水位开始稳步回升，调查区地下水水位整体呈上升趋势，随着坎儿井集水段地下水位上升，集水段渗流面相应增大，渗流水力差增大，坎儿井流量增多。



---

图 5.5-23 评价区坎儿井典型剖面图

---

### 5.5.2.3 坎儿井保护区分布

#### ➤ 坎儿井保护相关法律法规

2006年9月29日新疆维吾尔自治区第十届人民代表大会常务委员会第二十六次会议通过“新疆维吾尔自治区坎儿井保护条例”，自2006年12月1日起施行，其中第十七、十八条分述如下：

第十七条：坎儿井水源第一口竖井上下各2公里、左右各700米，暗渠左右各500米范围内，不得新打机电井；已有的机电井，应当控制并逐渐减少取水量；已经干涸的机电井，不得恢复。

第十八条：坎儿井暗渠地上两侧各30米以内，已有的耕地维持务状，不得扩大耕地面积或者改种高耗水作物；不得修建渠道、房屋等各类建筑物；已有的建筑物对坎儿井造成损害的，应当采取补救措施。

#### ➤ 评价区坎儿井保护区分布

根据评价区正在使用坎儿井分布情况，结合坎儿井保护条例相关内容要求，划分出坎儿井保护区。

评价区及场区坎儿井周边目前无新增抽水机电井，主要构筑物为采油井。采油井开采层位均为千米深度，对坎儿井水文地质条件无影响。此外，在坎儿井结构方面，根据坎儿井保护条例第十八条内容，将坎儿井暗渠地上两侧各30米范围圈定为坎儿井保护区，如图5.5-24；该范围内不得修建渠道、房屋等各类建筑物。通过对场区内采油井位置调查及与坎儿井保护区分布范围对比，采油井均不在坎儿井保护区内，距离坎儿井保护区边界最近距离大于50m，如图5.5-24；符合坎儿井保护条例相关内容。

---

图 5.5-24 评价区坎儿井保护区分布图

## 5.5.5 水文地质参数确定及地下水资源计算

### 5.5.5.1 抽水试验

本次抽水试验工作的主要目的是为了求取评价区内各含水层的水文地质参数，并评价其富水性。

#### ➤ 抽水试验点分布情况

利用本次施工的钻孔及周边已有机井，开展单孔稳定流抽水试验工作（单落程），共完成了 10 组抽水试验，其中利用本次施工钻孔完成了 8 组，利用评价区内已有机井完成了 2 组。

从开展抽水试验的含水层位来看，潜水含水层共开展抽水试验 7 组，其中场地上游 1 组，场地内部 1 组，场地两侧 2 组，场地下游 3 组。承压含水层共开展抽水试验 3 组，其中场地内部 1 组，场地下游 2 组（见表 5.5-9、图 5.5-25）。本次开展的抽水试验较好的控制了评价区水文地质参数分布情况。

表 5.5-9 评价区抽水试验点信息一览表

| 序号 | 编号   | 试验层位  | 控制区域 | 井类型  | 试验类型      |
|----|------|-------|------|------|-----------|
| 1  | QKT1 | 潜水含水层 | 场地上游 | 非完整井 | 单孔稳定流抽水试验 |
| 2  | QKT2 | 潜水含水层 | 场地内部 | 完整井  | 单孔稳定流抽水试验 |
| 3  | QKT3 | 潜水含水层 | 场地上游 | 完整井  | 单孔稳定流抽水试验 |
| 4  | QKT4 | 潜水含水层 | 场地下游 | 完整井  | 单孔稳定流抽水试验 |
| 5  | QKT6 | 潜水含水层 | 场地下游 | 非完整井 | 单孔稳定流抽水试验 |
| 6  | QKT5 | 潜水含水层 | 场地东侧 | 非完整井 | 单孔稳定流抽水试验 |
| 7  | W05  | 潜水含水层 | 场地西侧 | 完整井  | 单孔稳定流抽水试验 |
| 8  | CKT1 | 承压含水层 | 场地内部 | 非完整井 | 单孔稳定流抽水试验 |
| 9  | CKT2 | 承压含水层 | 场地下游 | 非完整井 | 单孔稳定流抽水试验 |
| 10 | W01  | 承压含水层 | 场地下游 | 非完整井 | 单孔稳定流抽水试验 |

图 5.5-25 评价区抽水试验点分布图

#### ➤ 计算公式的选取

依据《供水水文地质勘察规范》GB 50027-2001，根据抽水井类型的不同，选择相应的公式计算水文地质参数。本次抽水试验点中，评价区的 QKT2、QKT3、

QKT4 和 W05 均揭露到潜水含水层底板，属潜水完整井，其余钻孔或机井均未揭露至含水层底板，属非完整井。

(一) 潜水完整井

$$\begin{cases} K = \frac{0.733Q}{(2H-s_c)s_c} \ln \frac{R}{r_w} \\ R = 2s_c \sqrt{KH} \\ \Delta h = s_w - s_c = 0.01\alpha \sqrt{\frac{Qs_w}{KF}} \end{cases} \quad (1)$$

(二) 潜水非完整井 (适用条件:  $h$  平均  $>150r$ ,  $l/h$  平均  $>0.1$ )

$$\begin{cases} K = \frac{Q}{\pi(H^2-h^2)} \left( \ln \frac{R}{r_w} + \frac{\bar{h}-l}{l} + \frac{1.12\bar{h}}{\pi} \right) \\ R = 2s_c \sqrt{KH} \\ \Delta h = s_w - s_c = 0.01\alpha \sqrt{\frac{Qs_w}{KF}} \end{cases} \quad (2)$$

(三) 承压水非完整井

$$\begin{cases} K = \frac{Q}{\pi(H^2-h^2)} \left( \ln \frac{R}{r_w} + \frac{\bar{h}-l}{l} + \frac{1.12\bar{h}}{\pi} \right) \\ R = 10s_c \sqrt{K} \\ \Delta h = s_w - s_c = 0.01\alpha \sqrt{\frac{Qs_w}{KF}} \end{cases} \quad (3)$$

式中:

$K$ —渗透系数 (m/d);

$Q$ —抽水井的单井出水量 ( $\text{m}^3/\text{d}$ );

$s_w$ —抽水试验井中的水位下降值 (m);

$s_c$ —修正降深 (m);

$H$ —自然情况下潜水含水层的厚度 (m);

$h$ —抽水情况下潜水含水层的厚度 (m);

$r_w$ —抽水孔过滤器的半径 (m);

$l$ —过滤器的长度 (m);

$R$ —影响半径 (m);

$\Delta h$ —井损 (m);

$F$ —滤水管的有效面积 ( $\text{m}^2$ ),  $F=2\pi r_w l$ ;

$\alpha$ —阿勃拉莫夫公式系数,砂砾石地层一般取 17-20,砂类地层一般取 21-23。

### ➤ 参数计算结果

根据上述公式,分别计算评价区潜水含水层和承压含水层的渗透系数。

#### (一) 潜水含水层渗透系数计算结果

根据计算结果可知,潜水含水层渗透系数在评价区内,呈现出由北向南逐渐减小的变化趋势。评价区北部为山前洪积砾质平原,地下水类型为单层结构潜水,含水层岩性以卵砾石为主,岩性颗粒较粗,渗透性较好,渗透系数一般大于 5m/d,利用 QKT1、QKT5 和 QKT6 三组抽水试验数据计算结果为 6.28-7.53m/d。而评价区南部逐渐过渡到冲洪积平原,地下水类型为多层结构潜水-承压水,上部潜水含水层岩性颗粒逐渐变细,以砂砾石为主,渗透性逐渐变差,渗透系数一般小于 5m/d,利用 QKT2、QKT3、QKT4、W05 抽水试验数据计算结果为 1.05-3.14m/d (见表 5.5-10)。

**表 5.5-10 潜水含水层水文地质参数一览表**

| 编号   | 水位埋深 (m) | 降深 (m) | 涌水量 (m <sup>3</sup> /d) | 井径 (m) | 渗透系数 (m/d) | 影响半径 (m) |
|------|----------|--------|-------------------------|--------|------------|----------|
| QKT1 | 71.30    | 1.12   | 169.44                  | 0.159  | 7.53       | 38       |
| QKT2 | 41.08    | 3.35   | 338.88                  | 0.219  | 2.87       | 70       |
| QKT3 | 30.24    | 6.73   | 241.78                  | 0.159  | 1.05       | 89       |
| QKT4 | 31.81    | 3.25   | 256.56                  | 0.159  | 3.14       | 61       |
| QKT6 | 53.28    | 1.22   | 157.92                  | 0.159  | 6.42       | 32       |
| QKT5 | 70.72    | 2.26   | 175.44                  | 0.159  | 6.28       | 43       |
| W05  | 37.67    | 14.52  | 986.40                  | 0.40   | 2.37       | 284      |

#### (二) 承压含水层渗透系数计算结果

承压水主要分布评价区中、南部,含水层岩性以砂砾石、粗砂含砾为主,渗透性较差,根据 CKT1、CKT2 和 W01 抽水试验计算结果可知,渗透系数为 2.07-4.62m/d (见表 5.5-11)。

**表 5.5-11 承压含水层水文地质参数一览表**

| 编号   | 水位埋深 (m) | 降深 (m) | 涌水量 (m <sup>3</sup> /d) | 井径 (m) | 渗透系数 (m/d) | 影响半径 (m) |
|------|----------|--------|-------------------------|--------|------------|----------|
| CKT1 | 42.20    | 3.89   | 338.88                  | 0.159  | 4.62       | 84       |

|      |       |      |        |       |      |     |
|------|-------|------|--------|-------|------|-----|
| CKT2 | 32.70 | 6.72 | 241.68 | 0.159 | 2.07 | 97  |
| W01  | 31.42 | 8.99 | 1152.0 | 0.40  | 3.86 | 177 |

### 5.5.5.2 渗水试验

#### ➤ 渗水试验点分布情况

本次勘察工作中，在场地的北部采油区、西部采油区和东部采油区各布置了1组双环法渗水试验（见图 5.5-26），求取场地包气带渗透系数，并评价其渗透性能和防污性能。

图 5.5-26 场地渗水试验点分布图

#### ➤ 计算公式

本次渗水试验采用双环渗水试验确定包气带的渗透性能，其计算公式如下：

$$K=Q/I\omega \quad (4)$$

$$I= (H_k+Z+L) /L \quad (5)$$

式中：K—垂向渗透速度（cm/s）；

Q—入渗的稳定流量（cm<sup>3</sup>/s）；

ω—内环的面积（m<sup>2</sup>）；

I—水力坡度；

Z—试坑内水层厚度（m），包括底砾层厚度；

L—在试验时间内，水由试坑底向地层中渗透的深度（m）；

H<sub>k</sub>—水向干土中渗透时产生的毛细压力，以水柱高度表示（m），取值可参考经验值 0.2。

#### ➤ 计算结果

按照公式（4）、（5）分别计算场地北、西、东三个采油区的包气带垂向渗透系数，计算结果见表 5.5-12。

表 5.5-12 包气带渗透系数计算结果一览表

| 序号 | 编号 | 试验地点  | Q(cm <sup>3</sup> /s) | ω (cm <sup>2</sup> ) | Z (m) | L (m) | H <sub>k</sub> (m) | K(cm/s) |
|----|----|-------|-----------------------|----------------------|-------|-------|--------------------|---------|
| 1  | S1 | 西部采油区 | 1.722                 | 490.87               | 0.1   | 0.57  | 0.2                | 0.0023  |
| 2  | S2 | 东部采油区 | 1.528                 | 490.87               | 0.1   | 0.46  | 0.2                | 0.0019  |
| 3  | S3 | 北部采油区 | 2.972                 | 490.87               | 0.1   | 0.45  | 0.2                | 0.0036  |

各渗水试验点渗透速度 (v) -时间 (t) 曲线见图 5.5-27 至图 5.5-29。

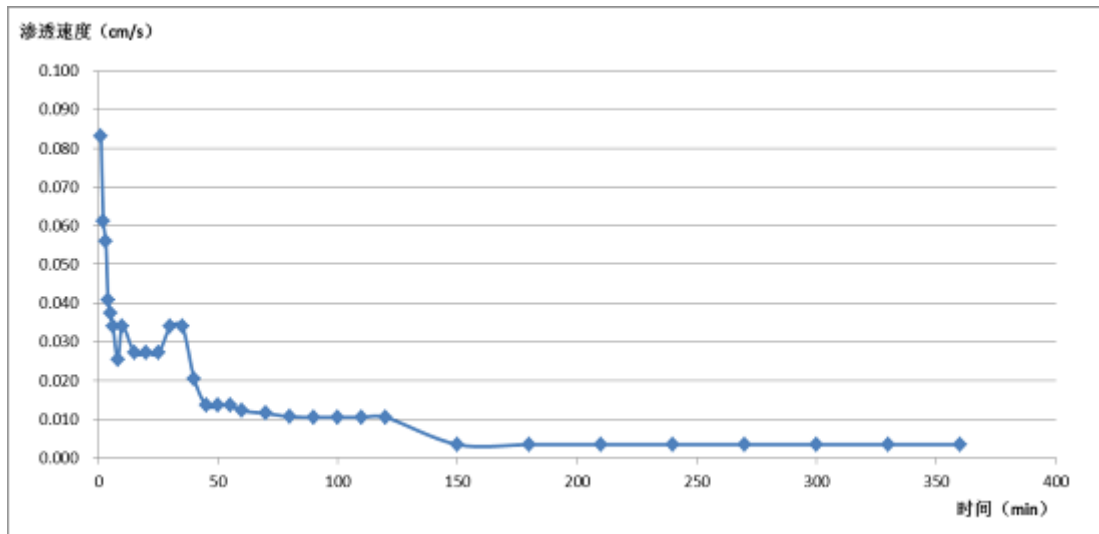


图 5.5-27 S1 渗透速度 (v) -时间 (t) 曲线图

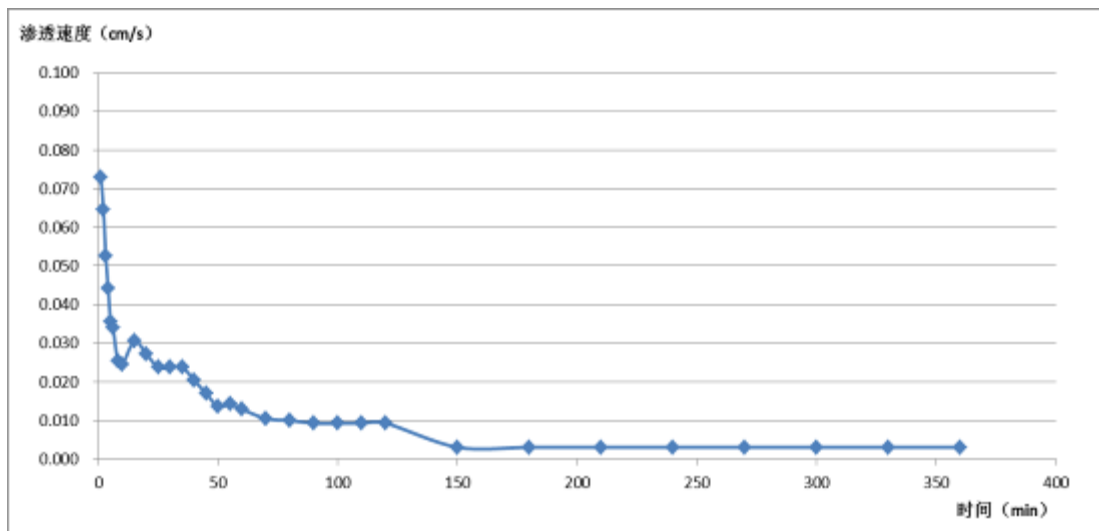


图 5.5-28 S2 渗透速度 (v) -时间 (t) 曲线图

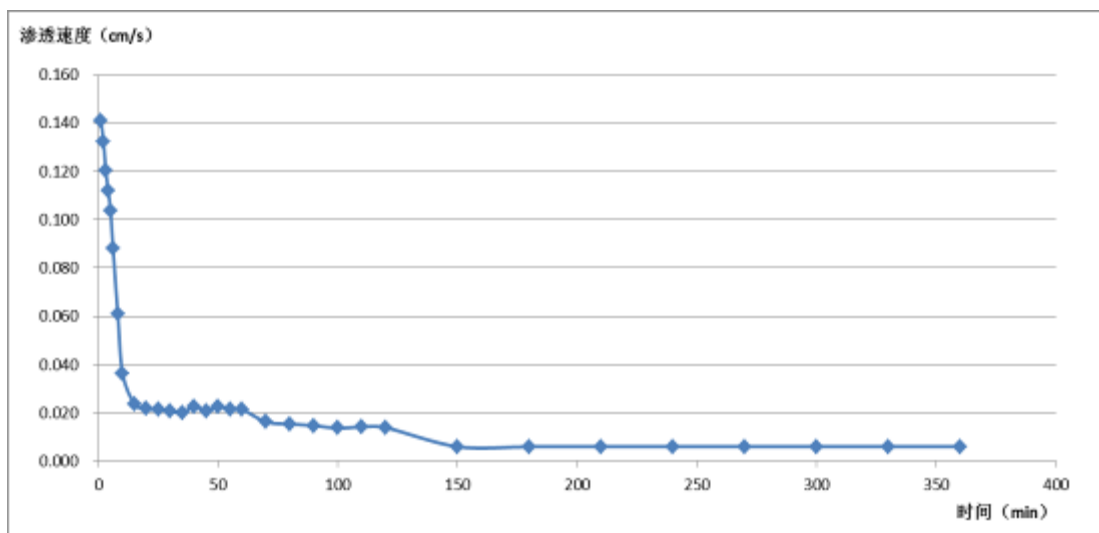


图 5.5-29 S3 渗透速度 (v) -时间 (t) 曲线图



利用本次水文地质测绘及钻探工作成果，基本查明了场地的包气带结构，并通过渗水试验计算包气带垂向渗透系数，综合判定场地包气带渗透性能和防污性能。

场地包气带厚度均大于 30m，地层连续分布，垂向渗透速度为 0.0019-0.0036cm/s。依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中包气带渗透性能的评判标准（见表 5.5-13）可知，场地的包气带渗透性能均为“强”，防污性能为“弱”。

**表 5.5-13 天然包气带防污性能分级参照表**

| 分级 | 包气带岩石的渗透性能   |
|----|--|
| 强  | 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定。                         |
| 中  | 岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定。                  |
|    | 岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6} cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4} cm/s$ ，且分布连续、稳定。 |
| 弱  | 岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件。   |

### 5.5.5.3 地下水均衡计算

#### ➤ 计算原则

在本次勘察成果的分析研究的基础上，充分利用和收集评价区所在区域地下水资源评价取得的最新成果，对评价区地下水资源进行计算。

#### ➤ 计算方法

本次采用均衡法计算评价区地下水资源量。

##### （一）均衡区的确定

以评价区作为本次地下水资源计算的均衡区。侧向边界为西北流入边界、隔水边界为北西边界和西南边界、流出边界为东南边界，底部边界为本次勘察钻孔控制深度的第四系地层。

##### （二）均衡期的确定

依据区内气象、水文、地下水开发利用以及本次的勘查工作情况等的综合分析，确定本次均衡计算的现状年为 2018 年，计算时段长度为 1 年(365 天)。

##### （三）均衡要素的确定

影响本区地下水补、径、排条件的因素包括人为因素与自然因素，在天然条件或地下水开采率较低的情况下，地下水的补排多年基本平衡，储变量为零（动

用储存量及回补储存量并不为零)，水位呈现周期波动；而在地下水开采水平较高的情况下，由于开采产生汇流（即降落漏斗）及开采量逐年增加，造成地下水补排不均衡，以动用储存量为主，储变量为负并导致区域水位逐年持续下降。通过分析建立均衡区的地下水水流系统均衡方程式如下：

$$\Delta Q = \Sigma Q_{\text{补}} - \Sigma Q_{\text{排}} = \pm \mu F (\Delta h / \Delta t)$$

式中：

$\Delta Q$ —含水层储存量的变化量( $10^4\text{m}^3/\text{a}$ )；

$\Sigma Q_{\text{补}}$ —地下水补给量之和( $10^4\text{m}^3/\text{a}$ )；

$\Sigma Q_{\text{排}}$ —地下水排泄量之和( $10^4\text{m}^3/\text{a}$ )；

$\Delta h / \Delta t$ —地下水水位年变幅(m)；

$\mu$ —含水层给水度或释水系数；

$F$ —均衡区内地下水位变化区面积( $\text{km}^2$ )。

评价区所在区域，根据其水文气候特点，常年降雨量稀少，无地表径流，评价区范围无农业灌溉区，并且区内地下水埋深大于 30m。因此其补给项主要包括：侧向流入量( $Q_{\text{侧入}}$ )。排泄项包括：地下水侧向流出量( $Q_{\text{侧出}}$ )、地下水开采量( $Q_{\text{开采}}$ )。

#### (四) 重复量的分析

评价区地下水各补排项相对较为简单，无重复量。

### ➤ 均衡计算

#### (一) 水文地质参数

含水层的渗透系数、导水系数以及贮水系数的确定主要通过抽水试验资料获得。利用本次取得的抽水试验数据，对计算条件进行概化，采用相应的公式计算。对收集到的前人钻孔抽水试验成果进行核算，由此取得符合实际的水文地质参数，计算过程及取值本章第一节由详细介绍。

根据《新疆地下水资源》成果，本区不同岩性潜水变幅带给水度 ( $\mu$ ) 值见表 5.5-14，实际计算时，根据具体情况进行修正。

**表 5.5-14 地下水含水层给水度参照表**

| 岩性      | 亚粘土       | 亚砂土       | 粉细砂       | 砂砾石       |
|---------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| $\mu$ 值 | 0.02~0.04 | 0.04~0.06 | 0.07~0.09 | 0.18~0.24 |

---

图 5.5-30 评价区地下水边界及参数确定确定

图 5.5-31 评价区地下水源汇项分布

## (二) 均衡计算

### 1、地下水补给量计算

评价区地下水补给来源仅为上游地下水侧向径流补给，本次采用断面法进行计算。断面位置如图，计算公式为：

$$Q_{\text{侧入}}=100 \times 365 \times K \times M \times J \times L$$

其中：

$Q_{\text{侧入}}$ —地下水侧向流入量， $10^4\text{m}^3/\text{a}$ ；

$K$ —渗透系数，由本次钻孔抽水试验确定， $\text{m}/\text{d}$ ；

$L$ —流入断面，特指与地下水流向垂直的断面投影， $\text{m}$ ；

$J$ —地下水水力坡度，通过本次统测工作测得，无量纲；

$M$ —含水层厚度，通过本次勘探孔及收集区域资料共同确定， $\text{m}$ ；

通过计算，评价区地下水补给量为  $575.21 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。

表 5.5-15 断面流入量计算成果表

|       | 流入边界长度<br>(m) | 水力坡度   | 断面投影<br>(m) | 含水层厚度<br>(m) | 渗透系数<br>(m/d) | 侧向流入量<br>( $10^4\text{m}^3$ ) |
|-------|---------------|--------|-------------|--------------|---------------|-------------------------------|
| 潜水区潜水 | 3517          | 0.0057 | 3397.16     | 80           | 7.5           | 424.07                        |
| 承压区潜水 | 2610          | 0.0059 | 2608.41     | 45           | 2.8           | 70.78                         |
| 承压水   | 2610          | 0.0063 | 2532.47     | 30           | 4.6           | 80.36                         |
| 合计    |               |        |             |              |               | 575.21                        |

### 2、地下水排泄量计算

评价区地下水排泄量主要为向下游地下水侧向径流排泄和人为开采利用，人为开采利用包括机井开采和坎儿井排泄。

#### (1) 断面流出量计算

断面流出断面位置如图，计算公式为：

$$Q_{\text{侧出}}=100 \times 365 \times K \times M \times J \times L$$

其中：

$Q_{\text{侧出}}$ —地下水侧向流出量， $10^4\text{m}^3/\text{a}$ ；

$K$ —渗透系数，由本次钻孔抽水试验确定， $\text{m}/\text{d}$ ；

$L$ —地下水流出断面，特指与地下水流向垂直的断面投影， $\text{m}$ ；

$J$ —地下水水力坡度，通过本次统测工作测得，无量纲；

$M$ —含水层厚度，通过本次勘探孔及收集区域资料共同确定， $\text{m}$ ；

通过计算，评价区地下水侧向流出量为  $291.63 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

**表 5.5-16 断面流入量计算成果表**

|       | 流出边界长度<br>(m) | 水力坡度   | 断面投影<br>(m) | 含水层厚度<br>(m) | 渗透系数<br>(m/d) | 侧向流出量<br>( $10^4 \text{m}^3$ ) |
|-------|---------------|--------|-------------|--------------|---------------|--------------------------------|
| 潜水区潜水 | 3865          | 0.0034 | 3514.86     | 50           | 5.0           | 119.84                         |
| 承压区潜水 | 8164          | 0.0054 | 2282.76     | 20           | 2.4           | 67.55                          |
| 承压水   | 8164          | 0.0061 | 2137.99     | 20           | 3.5           | 104.23                         |
| 合计    |               |        |             |              |               | 291.63                         |

### (2) 人为开采量计算

人为开采量通过本次工作调查统计得出，评价区人为开采量主要包括机井开采和坎儿井汇流排泄。人为开采总量  $Q_{\text{开采}}$  为  $293.39 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

**表 5.5-17 开采量统计表**

|       | 机井( $10^4 \text{m}^3$ ) | 坎儿井( $10^4 \text{m}^3$ ) |
|-------|-------------------------|--------------------------|
| 潜水含水层 | 97.67                   | 134.52                   |
| 承压含水层 | 61.20                   | -                        |
| 合计    | 293.39                  |                          |

### 3、均衡差计算

通过均衡计算评价区补给量与排泄量均衡差为  $-9.81 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

**表 5.5-18 均衡计算成果表**

|       | 补给项( $10^4 \text{m}^3$ ) | 排泄项( $10^4 \text{m}^3$ ) |        |
|-------|--------------------------|--------------------------|--------|
|       | 侧向流入                     | 侧向流出                     | 人为开采   |
| 潜水区潜水 | 424.07                   | 119.84                   | 134.52 |
| 承压区潜水 | 70.78                    | 67.55                    | 97.67  |
| 承压水   | 80.36                    | 104.23                   | 61.20  |
| 合计    | 575.21                   | 585.02                   |        |
| 均衡差   | -9.81                    |                          |        |

### 4、储变量计算

计算公式如下：

$$\Delta Q = \mu F \Delta h \times 10^{-2}$$

式中：

$\Delta Q$ —地下水储存量的变化量，单位为  $10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ；

$\mu$ —潜水为给水度、承压水为储水系数，通过本次调查成果结合不同岩性潜水变幅带给水度 ( $\mu$ ) 值；

F—水位下降区分布面积， $\text{km}^2$ ；

$\Delta h$ —选用本次实测水位与收集计算水文年同期地下水位数据之差，本次选用实测2019年10月数据与2018年10月数据之差。

计算出评价区的地下水储变量为 $-9.33 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

**表 5.5-19 储变量计算成果表**

|       | 平均水位变幅 (m) | 分布面积 (km <sup>2</sup> ) | 给水度   | 储变量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> ) |
|-------|------------|-------------------------|-------|--------------------------------------|
| 潜水区潜水 | -0.03      | 45                      | 0.008 | -1.08                                |
| 承压区潜水 | -0.1       | 55                      | 0.005 | -2.75                                |
| 承压水   | -0.5       | 55                      | 0.002 | -5.5                                 |
| 合计    |            |                         |       | -9.33                                |

### ➤ 均衡计算分析

为便于对地下水资源量进行补排平衡分析，将各计算区补给量和排泄量列表分析，并与地下水储变量相对比。

评价区的地下水总的补给量为 $575.21 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，总的排泄量为 $585.02 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，均衡差为 $-9.81 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，储变量为 $-9.33 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。表现为负均衡。这与区域地下水均衡状态一致。本次计算数据可靠。

## 5.5.3 开发期对地下水影响

### 5.5.3.1 钻井对地下水的影响

根据工程分析，区块部署新钻井 53 口，钻井总进尺  $14.04 \times 10^4 \text{m}$ ，钻井废水产生量为 3.12 万  $\text{m}^3$ ，其中 SS：76.6t，COD：122.5t，石油类：2.1t，挥发酚：0.006t，硫化物：0.009t。本项目钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，钻井废弃泥浆为非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。本项目钻井期井场内不设防渗泥浆池，其钻井废弃物应采用不落地方式收集后在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，固相运至葡北废渣场集中填埋处置；处置方式符合《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）的要求。

钻井过程中，根据井型，表层套管下至 500m，以保护地下水层，在正常情况下，对地下水的影响很小。

### 5.5.3.2 管线施工对地下水的影响

本项目的共建设集输管线 15.7km，其中单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7；注水管线 7.18km。场地内地下水埋深大于 40m，本项目管道管底埋深-1.5m，在管道施工过程中的辅料、废料等在降水的淋滤作用下产生的浸出液进入地下含

---

水层，其对地下水影响程度决定于下渗量及其饱和地带的厚度、岩性和对污染物的阻滞、吸附分解等自然净化能力。由于本区域降水少，地下水埋深较深，且管道沿线表层土壤有一定的自然净化能力，所以管线施工对地下水的影响较小。

### 5.5.3.3 施工期生活污水对地下水的影响

根据工程分析，则生活用水量为 2849.28m<sup>3</sup>。生活污水主要污染物为 COD、BOD<sub>5</sub>、氨氮、SS 等；类比其他气田，生活污水浓度 COD 为 350mg/l，BOD<sub>5</sub> 为 170 mg/l、氨氮为 6mg/l、SS 为 24mg/l，各污染物的产生量为 COD:1.0t，氨氮 0.17t，SS: 0.68t。

据现场考察，油田钻井队均设置了可移动生活污水收集罐，定期清运至神泉集中处理站生活基地污水处理设施处理。正常情况下，不会对地下水产生明显影响。

## 5.5.4 运营期对地下水影响

### 5.5.4.1 正常状况下对地下水的影响分析

#### (1) 生产废水

本项目运营期间产生的废水主要包括采出水和井下作业废水。

油藏采出水主要来源于油气藏本身的底水、边水，采出液在哈一联经脱水处理，排出油气藏采出水。油田开发初期，采出液中含水率相对油田开发后期较低，但随着开采时间延长，采出液的含水率也会不断加大。根据开发方案，本次最大产水量 8.18 万 m<sup>3</sup>/a (248m<sup>3</sup>/d)。本项目采出液依托现有的神泉联合站处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的有关标准后回注。

井下作业废水产生是临时性的，本项目稳定生产后，井下作业频率按平均每年 1 次，根据《未纳入排污许可管理行业适用的排污系数、物料衡算方法》(试行)，每井次产生井下作业废水 76.04t，则本项目每年的井下作业废水量最大为 4030.12t/a(53 口井)。根据油田公司管理规定，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运至神泉联合站处理，处理达标后作为油田生产用水回注于油层，不排入外环境。

正常状况下生产废水不会对地下水产生不良影响。

#### (2) 落地油

---

油田开发初期，因试油、采油等过程中产生的落地原油，转移到下层的量很少。根据油田的研究资料，土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于表层，只有极少量的落地油最多可下渗到20cm。由于油田气候干旱少雨，无地表径流，无大量降水的淋滤作用，即无迁移原油从地表到地下水的动力条件。根据油田公司作业要求，必须采用带罐进行，井口排出物全部进罐，故无落地油产生。故落地油对开发区域地下水的影响很小。

### （3）生活污水

本项目劳动组织依托吐鲁番采油厂统一管理，日常维护及检修工作由鄯善采油厂负责。不新增劳动定员。

即正常状况下，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，切断了废水进入土壤和地下水的途径，保证了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。

#### 5.5.4.2 非正常状况下对地下水的影响分析

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016），本项目可不进行正常状况情景下的预测，本次模拟预测情景主要针对非正常状况进行设定。本次评价采用数值模拟法对非正常状况下对地下水的影响进行预测分析。

##### ➤ 预测评价因子

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ 610-2016）的要求识别建设项目的特征因子。由于该项目可能造成地下水污染的装置和设施主要为油井、输油管道等，参照其污废水成分、液体物料成分和固废浸出液成分等，确定模拟区的污染特征因子为石油类。

##### ➤ 预测情形分析

根据类比资料分析可知，发生石油类物质泄漏事故后其污染物主要聚集在泄漏点周边土壤剖面1m以内，很难下渗到2m以外。本项目外输油管线的埋深不小于1.4m（管底），即发生油品泄漏事故后的下渗透影响范围将限制在地下3.4m以内，项目区内地下水埋深为40~70m，污染物影响到潜水含水层的可能性很小。但考虑最不利情况及坎儿井的特殊性，结合项目特征及风险物质特征、管道装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价将泄漏情景设定为集输管道穿越坎儿井处和注水管线泄漏。而对于污染泄漏，可能对含水层产生影响，其防护条



件决定于包气带厚度、岩性和渗透性能及其对污染物的阻滞、吸附、分解等自然净化能力。

本次评价对泄漏液在包气带和含水层中的运移进行预测分析。

#### ➤ 水文地质概念模型

建立数学模型之前，需调查模拟区内地下水环境现状，查清模拟区含水层的空间结构，地下水的补径排条件，水文地质边界等。数学模型的建立既要充分描述影响水流和污染物迁移的主要水文地质因素，又要考虑计算的可行性。

#### (1) 计算区范围及边界条件概化

本次模拟计算区范围与均衡计算的的范围一致，以场地为中心，向下游外扩 5km，向两侧各外扩 2.5km，上游外扩 1km，模拟面积 100km<sup>2</sup>

#### ①模拟区的侧向边界概化

依据收集的资料、水文地质钻探等工作成果，从第四系及饱水带厚度分布特征、含水层地下水位埋深以及研究区的地下水流场特征等方面将计算区边界概化如下：西北部边界，由于研究区接受来自上游地下水侧向径流补给，故将西北部概化为流量边界中的补给边界，地下水由西北向东南径流，从研究区东南侧向流出研究区，故东南部概化为流量边界中的排泄边界。根据钻孔资料及初始流场模拟区概化为一个完整的水文地质单元，其东部及西部没有水量交换，故将东部及西部概化为零流量边界。

#### ②模拟区的上、下边界概化

根据水文地质条件，在垂向上模型的上边界为潜水面，在上边界接受补给，同时还以人工开采等方式发生水量交换。下边界根据钻孔揭露深度为 120 米，故本次将下界面设置在 120 米，为隔水边界。具体边界条件概化如**错误!未找到引用源**。为水文地质概念模型图所示。

图 5.5-32 水文地质概念模型图

#### (2) 含水层结构概化

根据野外调查工作的成果，研究区地下水主要接受西北侧的侧向径流补给，总体由西北向东南方向径流，水力坡度一般为 5%-10%，以向东南侧向径流、机井开采和坎儿井的方式排泄。评价区评价区地下水埋深由北向南逐渐减小。研究

区北部，潜水埋深一般大于 70m，向南至 G312 国道沿线，潜水埋深逐渐减小至 50-70m，至评价区评价区中部，潜水埋深逐渐减小至 40-50m，而在评价区南部，潜水埋深逐渐减小至 30-40m。详见 5.5-33、5.5-34。

图 5.5-33 三维含水层结构示意图

图 5.5-34 含水层剖面示意图

### (3) 研究区水力特征的概化

计算区内地下水由西北向东南侧向径流，其内部潜水水位高于承压水位，潜水越流补给承压水。

研究区地下水含水空间为第四系松散岩层，孔隙分布连续，呈渐进式变化，孔隙中的地下水流动状态为层流，符合达西定律，但区内地下水受人工条件影响，地下水呈非稳定状态，因此计算区地下水流态概化为三维非稳定流。

#### ➤ 数学模型

根据计算区水文地质概念模型，对应的数学模型选用非均质各向异性三维非稳定流数值模型，所建立的数学模型可表示为：

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t}(K_{xx} \frac{\partial H}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial t}(K_{yy} \frac{\partial H}{\partial y}) + \frac{\partial}{\partial t}(K_{zz} \frac{\partial H}{\partial z}) + \frac{\varepsilon}{M} = \frac{S}{M} \frac{\partial H}{\partial t} & (x, y, z) \in \Omega, t > 0 \\ H(x, y, z, t)|_{t=0} = H_0(x, y, z) & (x, y, z) \in \Omega \\ -K_{xx} \frac{\partial H}{\partial n} \Big|_{(x,y,z,t) \in \Gamma} = q(x, y, z, t) & t > 0 \\ -K_{yy} \frac{\partial H}{\partial n} \Big|_{(x,y,z,t) \in \Gamma} = q(x, y, z, t) & t > 0 \\ -K_{zz} \frac{\partial H}{\partial n} \Big|_{(x,y,z,t) \in B} = 0 & t > 0 \end{cases}$$

式中， $K_{xx}$ 、 $K_{yy}$  和  $K_{zz}$  分别为 X、Y 和 Z 方向的渗透系数[L/T]， $K_{xx}=K_{yy}$ ；H 为水头值[L]； $\varepsilon$  为源汇项[L/T]；S 为给水度[-]，取重力给水度  $\mu_d$ ， $\Omega$  为模拟范围；n 为边界面的外法线方向； $\Gamma$  为侧边界；B 为底边界。

---

➤ 模拟软件

地下水流数学模型，采用正交网格三维有限差分数值方法求解。为保证计算结果的收敛性，采用交替方向隐式差分格式，利用超松弛迭代法（SSOR）求解差分方程。

本次数值模拟软件采用三维地下水流模拟软件包 Groundwater Modeling system(GMS)进行模拟、计算。模拟计算出的数据导入 Arcgis 制图软件，做出最后的成果图。

➤ 空间离散

对计算区在空间上的离散包括平面上的网格剖分和垂向上的分层。平面上采用等间距矩形网格进行剖分，采用等间距有限差分的离散方法，在地下水模型中进行自动剖分，剖分网格间距为 100m×100m，每个单元面积 0.01km<sup>2</sup>，X 方向上剖分 134 个网格，Y 方向剖分 142 个网格，垂向上剖分为 3 层，共 134×142×3=57084 个网格，网格剖分见图。有效模拟面积为 100km<sup>2</sup>。

图 5.5-35 模型网格剖分图

➤ 时间离散

本次模拟以 2017 年 6 月作为初始时刻，其中利用 2018 年 10 月至 2019 年 1 月作为模型识别期，根据均衡项计算将应力期分为 4 期，根据地下水位的观测时间，时间步长以 30 天为单位，进行模拟及识别。

➤ 边界条件处理

根据上述边界条件概化结果在 GMS 软件组中将底边界处理为隔水边界；上边界作为开放边界，将垂向入渗及人工开采用 Recharge 模块进行处理；将侧边界条件概化为流量边界，包括西北部的补给流量边界、东南部的排泄流量边界及东西侧的零流量边界，用 Specific Flow 模块处理。

➤ 初始流场

模型计算区地下水位初始值，以 2018 年 7 月初始流场进行赋值，对每一个单元赋值见图。

图 5.5-36 2018 年 7 月初始流场图

➤ 模型水位地质参数选用

根据已有抽水试验资料，确定不同岩性的水平、垂向渗透系数和给水度。结合岩性的空间分布规律，采用参数分区的方法确定各单元渗透系数和给水度，分别赋初值（详见表）。参数分区见图。

图 5.5-37 参数分区图

表 5.5-20 初始参数表

| 分区 |     |        | Kx, Ky<br>(m/d) | Kz<br>(m/d) | μ     | μs (1/d) |
|----|-----|--------|-----------------|-------------|-------|----------|
| 1  | 第一层 | 潜水含水层  | 7.8             | 0.7         | 0.2   |          |
|    | 第二层 | 潜水含水层  | 3               | 0.3         | 0.18  |          |
|    | 第三层 | 潜水含水层  | 5               | 0.5         | 0.18  |          |
| 2  | 第一层 | 潜水含水层  | 7               | 0.7         | 0.2   |          |
|    | 第二层 | 弱透水层   | 0.1             | 0.01        | 0.001 | 0.0001   |
|    | 第三层 | 承压水含水层 | 4.8             | 0.5         | 0.18  | 0.0005   |

➤ 源汇项的处理

影响本研究区地下水补、径、排条件的因素包括人为因素与自然因素，在天然条件或地下水开采率较低的情况下，地下水的补排多年基本平衡，储变量为零（动用储存量及回补储存量并不为零），水位呈现周期波动；而在地下水开采水平较高的情况下，由于开采产生汇流（即降落漏斗）及开采量逐年增加，造成地下水补排不均衡，以动用储存量为主，储变量为负并导致区域水位逐年持续下降。通过分析建立均衡区的地下水水流系统均衡方程式如下：

$$\Delta Q = \Sigma Q_{\text{补}} - \Sigma Q_{\text{排}} = +\mu F (\Delta h / \Delta t)$$

式中：

$\Delta Q$ —含水层储存量的变化量( $10^4\text{m}^3/\text{a}$ )；

$\Sigma Q_{\text{补}}$ —地下水补给量之和( $10^4\text{m}^3/\text{a}$ )；

$\Sigma Q_{\text{排}}$ —地下水排泄量之和( $10^4\text{m}^3/\text{a}$ )；

$\Delta h / \Delta t$ —地下水水位年变幅(m)；

$\mu$ —含水层给水度或释水系数；

F—均衡区内地下水位变化区面积( $\text{km}^2$ )。

研究区所在区域，根据其水文气候特点，常年降雨量稀少，无地表径流，并且区内地下水埋深大于 30m。因此其补给项主要包括：侧向流入量( $Q_{侧入}$ )。排泄项包括：地下水侧向流出量( $Q_{侧出}$ )、地下水开采量( $Q_{开采}$ )。

➤ 模型识别与参数率定

(1) 模型识别的依据

①2018 年 10 月水位实测流场图作为模型识别的初始流场。

②采用初始流场进行稳定流模拟，根据稳定流模拟结果调整水文地质参数及均衡项等条件。

③2018 年 10 月、12 月和 2019 年 1 月丰水期、平水期和枯水期的水位动态观测资料，作为率定含水层参数的依据。

④以水均衡计算的地下水补排量作为模型识别的输入，以控制性勘探孔地下水位作为模型识别的检验标准。

(2) 参数率定的方法

采用自动与手动相结合的方法，通过计算水位和实际水位的拟合分析，不断地修改反复调整参数，当两者之间误差“最小时”，即认为此时的参数值代表含水层的参数，识别前后参数对比见**错误!未找到引用源。**。表示计算水头和实测水头误差的目标函数如下：

$$E = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n W_j (H_{ij}^e - H_{ij}^0)^2$$

式中： $m$ —时段总数； $n$ —观测孔总数； $W_j$ —权系数，当目标函数  $E$ “最小”时的参数值即为待求的参数。采用间接法进行人工调试，可以充分发挥和加深模型制作者对水文地质条件的认识。

特别指出的是：在调试过程中，不单纯追求拟合曲线的完全符合，而是综合模拟计算区的水文地质条件，从降速场、梯度场以及区域水量均衡方面综合考虑。

➤ 稳定流验证

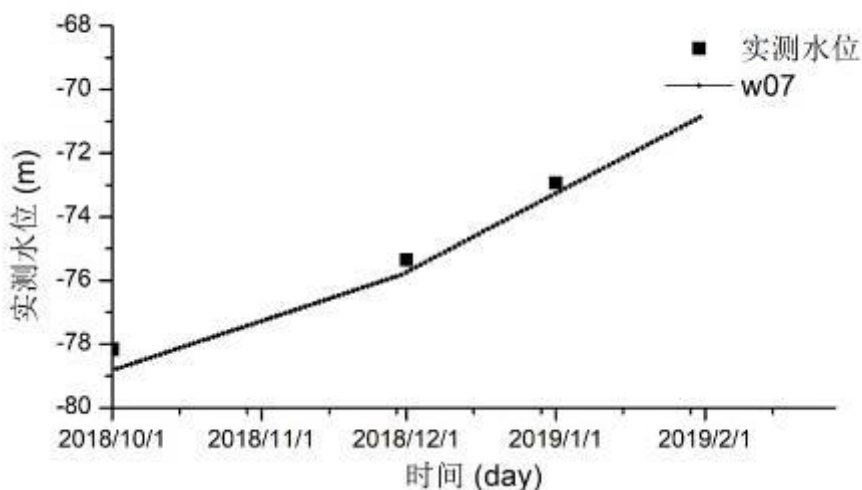
本次计算区选用非均质各向异性三维非稳定流数值模型，为了消除时间的影响，确定水文地质参数及均衡项是否吻合，首先选用稳定流进行初始流场的拟合，通过初始流场的拟合，在调整参数的同时可以判断边界处理的合理性。经反复调试计算，稳定流模拟流场与初始流场拟合效果效果良好，实测水位观测孔共

21 个，控制水位高程范围-36.97~-100.98m，稳定流计算水位与实测水位相关系数为 0.919，拟合流场较接近，并在 20 年内保持稳定。表明所建立模型符合实际情况，水文地质条件、均衡项、参数处理合理，模型可进一步进行预测。具体模拟流场与实测初始流场见图 38。根据稳定流模拟结果，由于地形起伏较大，模型实测流场存在一定不合理性，因此采用稳定流流场作为修正流场，用于模型的识别。

图 5.5-38 稳定流初始流场拟合图

➤ 模型识别

在进行稳定流模拟验证的基础上，依据研究区 2018 年 10 月、12 月和 2019 年 1 月丰水期、平水期和枯水期的地下水位动态资料，选取位于厂区西侧及西南侧、东南侧的观测孔水位资料进行拟合，根据模型预报的观测孔水位埋深及流场与实际观测水位及埋深进行拟合，判断模型预报精度，调整水文地质参数，使模型完全符合水文地质条件，从而用于模型的预报。观测孔拟合水位埋深见下列图。



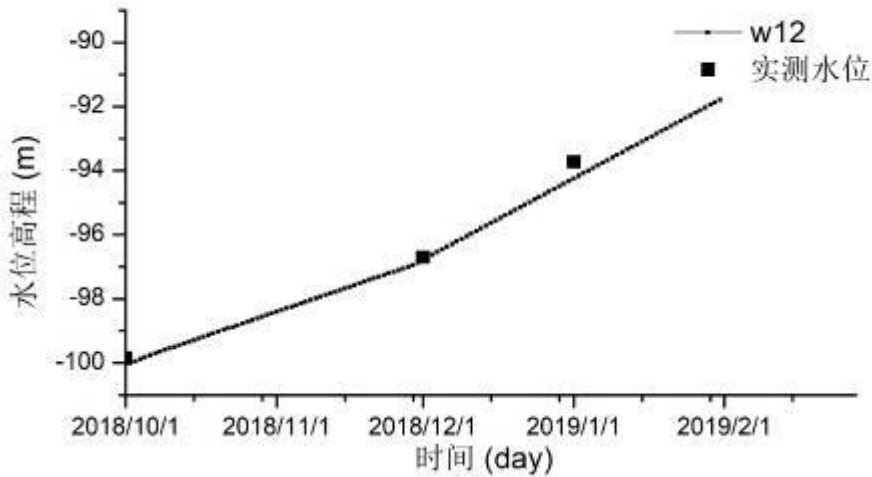
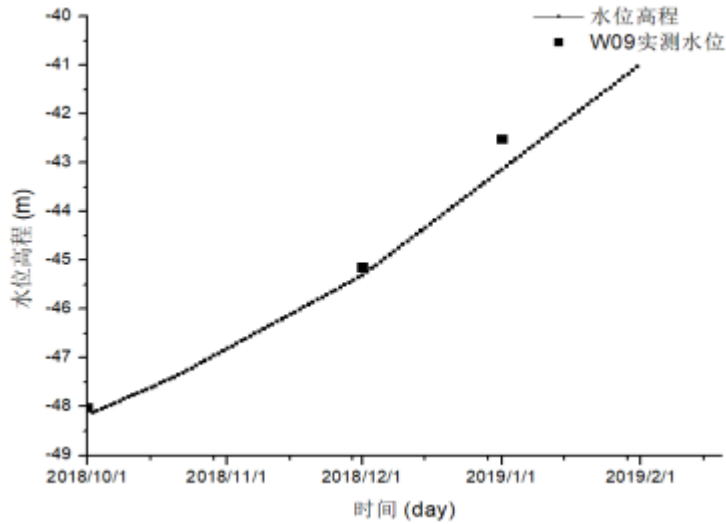


图 5.5-39 观测孔水位高程拟合图

经识别后的水文地质参数见表。

表 5.5-21 识别后水文地质参数表

| 分区 |     | Kx, Ky<br>(m/d) | Kz<br>(m/d) | $\mu$ | $\mu_s$ (1/d) |        |
|----|-----|-----------------|-------------|-------|---------------|--------|
| 1  | 第一层 | 潜水含水层           | 7           | 0.7   | 0.18          |        |
|    | 第二层 | 潜水含水层           | 6           | 0.6   | 0.18          |        |
|    | 第三层 | 潜水含水层           | 5           | 1     | 0.18          |        |
| 2  | 第一层 | 潜水含水层           | 6           | 0.6   | 0.18          |        |
|    | 第二层 | 弱透水层            | 0.1         | 0.01  | 0.001         | 0.0001 |
|    | 第三层 | 承压水含水层          | 4.8         | 0.5   | 0.18          | 0.0005 |

与之相对应地下水资源量的总补给量为  $575.21 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，总排泄量为  $585.02 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

通过上述模型的识别，参数的率定，认为该模型的建立是符合实际的，可用于该区的地下水资源计算、评价和预测。

➤ 地下水溶质运移模型

地下水溶质运移可通过以下方程进行描述。

(1) 控制方程

$$R\theta \frac{\partial C}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_i} \left( \theta D_{ij} \frac{\partial C}{\partial x_j} \right) - \frac{\partial}{\partial x_i} (\theta V_i C) - WC_s - WC - \lambda_1 \theta C - \lambda_2 \rho_b \bar{C}; \text{ 式中: } R \text{ 为}$$

迟滞系数(无量纲),  $R = 1 + \frac{\rho_b \partial \bar{C}}{\theta \partial C}$ ,

$\rho_b$ 为介质密度( $\text{mg}/\text{dm}^3$ );  $\theta$ 为介质孔隙度(无量纲);

$C$ 为地下水中组分的质量浓度( $\text{mg}/\text{L}$ );  $\bar{C}$ 为介质骨架吸附的溶质质量浓度( $\text{mg}/\text{L}$ );  $t$ 为时间( $\text{d}$ );  $x, y, z$ 为空间位置坐标( $\text{m}$ );  $D_{ij}$ 为水力弥散系数张量( $\text{m}^2/\text{d}$ );  $V_i$ 为地下水渗流速度张量( $\text{m}/\text{d}$ );  $W$ 为水流的源汇( $1/\text{d}$ );  $C_s$ 为污染源中组分的质量浓度( $\text{mg}/\text{L}$ );  $\lambda_1$ 溶解相一级反应速率( $1/\text{d}$ );  $\lambda_2$ 为吸附相反应速率( $\text{L}/(\text{mg}\cdot\text{d})$ )。

(2) 初始条件

$$C(x, y, z, t) = C_0(x, y, z) \quad (x, y, z) \in \Omega, t = 0$$

式中:  $C_0(x, y, z)$  已知浓度分布;  $\Omega$  为模型模拟区。

(3) 边界条件

①第一类边界-给定浓度边界

$$C(x, y, z, t) |_{\Gamma_1} = c(x, y, z, t) \quad (x, y, z) \in \Gamma_1, t \geq 0$$

式中:  $\Gamma_1$ 为给定浓度边界;  $c(x, y, z, t)$  为一定浓度边界上的浓度分布。

②第二类边界-给定弥散通量边界  $\theta D_{ij} \frac{\partial C}{\partial x_j} |_{\Gamma_2} = f_i(x, y, z, t) \quad t \geq 0$

式中,  $\Gamma_2$ 为通量边界;  $f_i(x, y, z, t)$ 为  $\Gamma_2$ 边界上已知的弥散通量函数。



---

③第三类边界-给定溶质通量边界  $\theta D_{ij} \frac{\partial c}{\partial x_j} - q_{ic} \Big|_{\Gamma_3} = g_i(x, y, z, t)$

$(x, y, z) \in \Gamma_3, t \geq 0$

式中,  $\Gamma_3$  为混合边界;  $g_i(x, y, z, t)$  为  $\Gamma_3$  上已知的对流-弥散总的通量函数。

应用 GMS7.1 中的 MT3D 模块可以对以上数学模型进行数值模拟。

## ➤ 地下水环境影响评价

根据类比资料分析可知,发生石油类物质泄漏事故后其污染物主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内,很难下渗到 2m 以外。本项目外输油管线的埋深不小于 1.4m(管底),即发生油品泄漏事故后的下渗透影响范围将限制在地下 3.4m 以内,项目区内地下水埋深为 40~70m,污染物影响到潜水含水层的可能性很小。但考虑最不利情况及坎儿井的特殊性,结合项目特征及风险物质特征、管道装置情况以及项目区水文地质条件,本次评价将集输管道泄漏点设定为集输管道穿越坎儿井处。而对于污染泄漏,可能对含水层产生影响,其防护条件决定于包气带厚度、岩性和渗透性能及其对污染物的阻滞、吸附、分解等自然净化能力。故首先需要预报输油管线渗漏至包气带底部即潜水面以及坎儿井顶部的时间。

### (1) 包气带影响预测分析及渗沥液在表层包气带运移预测

#### 一、公式法

据本次施工的监测孔资料,本项目所在区模拟区内包气带厚度为 40m 以上。区域内岩性变化不大,为单一结构的砂卵砾石,包气带天然防渗性能弱,据渗水试验和室内土工试验成果资料,包气带垂向渗透系数取 0.0026cm/s。

渗沥液泄露在包气带中垂直向下饱和推进时,水力梯度等于 1,那么垂向运移所用的时间为:

$$T = \int_0^{\Delta h} \frac{dz}{k_0} + \int_{\Delta h}^{\Delta h+H_1} \frac{dz}{f(z)k_1} + \int_{\Delta h+H_1}^{\Delta h+H_1+H_2} \frac{dz}{f(z)k_2} + L + \int_{\Delta h+H_1+L}^{\Delta h+H_1+H_2+L} \frac{dz}{f(z)k_{n+1}}$$

式中: T 为自地表垂向入渗穿过第 n+1 层的时间; z 为自地表向下的垂向距离;  $\Delta h$  为包气带厚度;  $f(z)$  为水力梯度;  $K_n$  第 n 层的渗透系数;  $H_n$  第 n 层的厚度。根据现场调查,及实际情况分析原油泄漏至坎儿井内为 35m,包气带垂向渗透系数为 0.0026cm/s,则经过计算,原油泄漏点至坎儿井为 15.5d。场区所在区域包气带厚度为 40m 以上,取包气带厚度为 40m,管道埋深为 1.4m,则取管道至含水层厚度为 38.6m,得到污染物从包气带至含水层,所需时间为 17d。

#### 二、数值模拟法

原油污染物以管道泄露处为上边界,底部边界选择包气带厚度 35m 处为下边界。注水管线泄露以地表为上边界,包气带厚度选择地面以下 40m 为下边界,根据实地勘察结果土壤剖面设定为单一结构的砂卵砾石,土壤水分以垂向运动

为主，污染物随水流迁移至地下水中见图、图。运用 hydrus-1d 软件带入经验值。以石油类污染物为例，在上边界处设置污染物浓度值，其下边界浓度值为石油类包气带土壤浸溶液背景值 0.05mg/l，对模型运行得到至 16d 其底部边界浓度逐渐增大，见图。以 Fe 污染物为例，在上边界处设置污染物浓度值，其下边界浓度值为潜水水质检测结果背景值 0.05mg/l，对模型运行得到 17d 其下边界浓度逐渐增大，表明污染物运移至潜水含水层，见图。

结合两种计算方法，原油泄漏运移至坎儿井需 16 天，注水管线泄露污染物在包气带运移 17 天到达含水层。

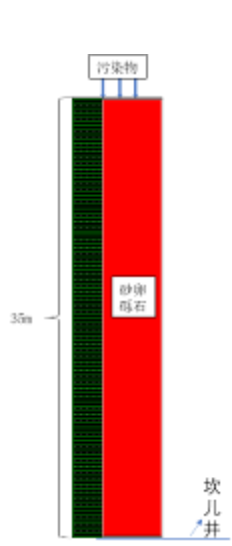


图 5.5-40 污染物泄露至坎儿井示意图

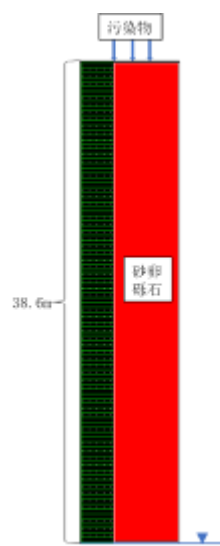


图 5.5-41 污染物泄露至含水层示意图

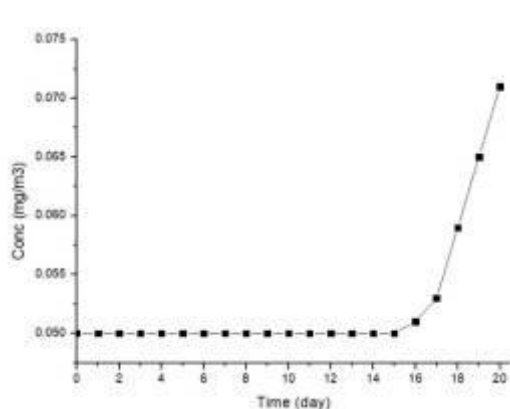


图 5.5-42 情景一下边界浓度变化情况

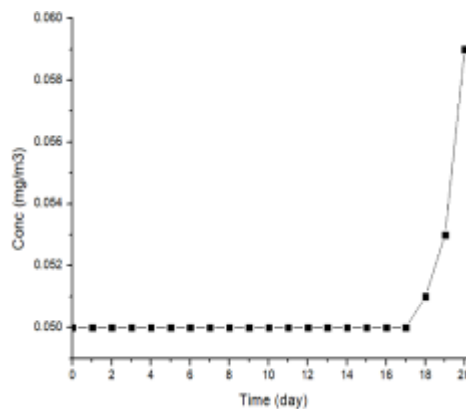


图 5.5-43 情景二下边界浓度变化情况

## (2) 集输管道泄漏对坎儿井环境影响预测

### 泄漏情景一：

根据石油化工企业的实际情况，针对管道泄漏，对地下水造成潜在危害这一现象，按照目前的管理规范，均会及时采取措施，防止原油漫流渗漏，对于泄漏

初期短时间物料暴露而污染的少量土壤，则会通过挖出进行处置，以免其渗入地下水。根据类比资料分析可知，发生石油类物质泄漏事故后其污染物主要聚集在泄漏点周边土壤剖面 1m 以内，很难下渗到 2m 以外。本项目外输油管线的埋深不小于 1.4m（管底），即发生油品泄漏事故后的下渗透影响范围将限制在地下 3.4m 以内，项目区内地下水埋深为 40-70m，污染物影响到潜水含水层的可能性很小。

考虑最不利情况及坎儿井的特殊性，结合项目特征及风险物质特征、管道装置情况以及项目区水文地质条件，本次评价将集输管道泄漏点设定为集输管道穿越坎儿井处。神泉神 8-15 块拟建集输管线 5.7km，需穿越坎儿井，穿越坎儿井的管线采用无缝钢管，管线系统带压运行，压力为 1.6Mpa，管线采用 D219×8 规格，原油密度约为 0.8g/cm<sup>3</sup>。假定管路系统破裂孔径为 20mm，由于集油管道设有实时监控系統，因此该泄漏可在 1h 内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏时间取 1h，以最不利情况考虑，按照泄漏的原油全部经过包气带并进入坎儿井中进行预测。

GMS 软件中将坎儿井暗渠段位于包气带中可近似看成地表河流，采用排水沟模块对其进行定义，则污染物通过包气带后进入暗渠后

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169—2018）中有关液体的泄漏公式进行确定。液体泄漏速率 Q 用伯努利方程计算：

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

式中：

Q<sub>L</sub>——液体泄漏速率，kg/s；

P——容器内介质压力，Pa；

P<sub>0</sub>——环境压力，Pa；

C<sub>d</sub>——液体泄漏系数，此值取 0.6；

A——裂口面积，m<sup>2</sup>；

g——重力加速度；

h——裂口之上液位高度，m；

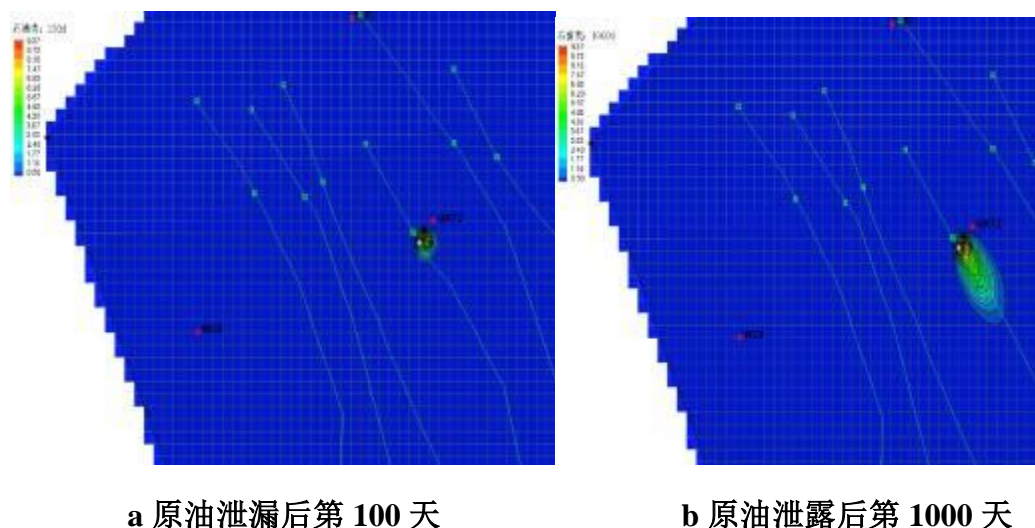
ρ——泄露液体密度，kg/m<sup>3</sup>。

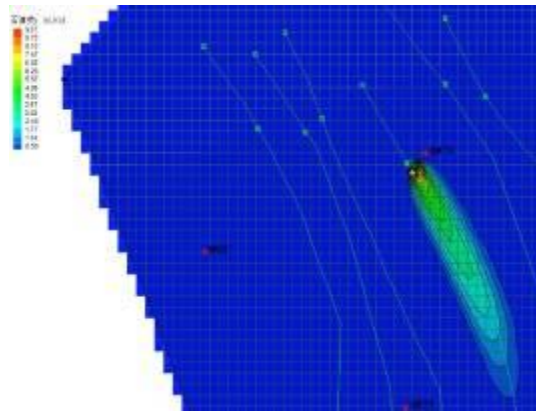
由上述公式求出原油管道的泄漏速度  $Q$  为  $5.89\text{kg/s}$ 。若原油泄漏  $1\text{h}$  后堵漏完毕，则原油泄漏量为  $21.2\text{t}$ 。由于石油类因子是原油污染检测项的常规项目。因此，本次影响预测以石油类进行预测。根据相关资料，在常温下，石油类溶解度为  $10\text{mg/l}$ ，由于《地下水质量标准（GB/T14848-2017）》III类标准中没有对石油类进行说明，参照《生活饮用水卫生标准（GB5749-2006）》，将石油类污染物浓度标准定为  $0.3\text{mg/l}$ 。

在以上预测情景下，污染物排放为非连续排放，相对于项目运行期来说极短，排放时间在时间尺度上设定为瞬时源。且由于污染面积相对于整个模拟区总面积而言很小，可概化为点源。假设事故发生，有足够的石油类污染物进入地下水中，形成一个可溶解的污染晕。由于石油类溶解度为  $10\text{mg/l}$ ，故污染物浓度取最大值为  $10\text{mg/l}$ 。根据标准预测石油类污染物的影响范围，预测时间点分别为  $100\text{d}$ 、 $1000\text{d}$ 、 $3650\text{d}$ 。泄漏点位置参见图。

图 5.5-44 情景一泄漏点位置

根据模拟结果可以得到石油类污染物在坎儿井内运移过程中浓度随时空分布特征。情景一内坎儿井内石油类污染物浓度随时间变化过程如图所示。





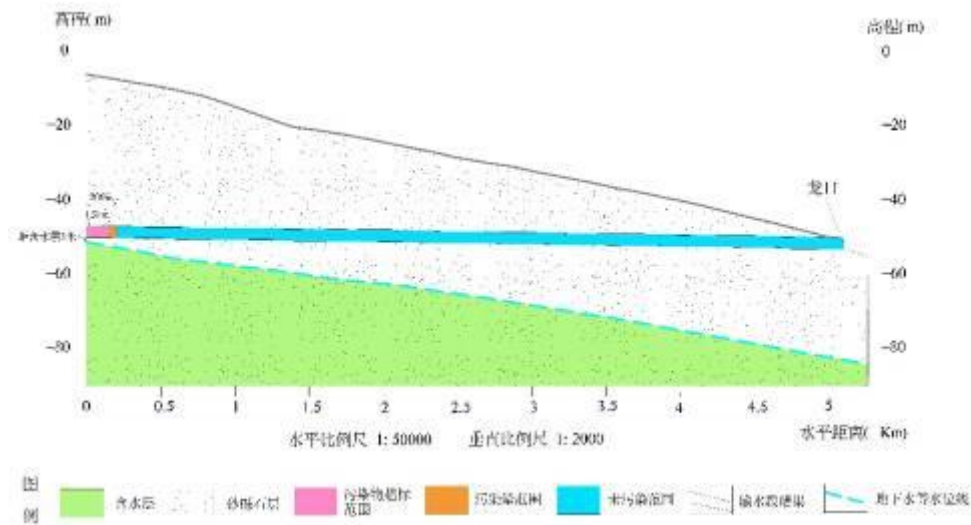
c 原油泄露后第 3650 天

图 5.5-45 污染影响范围预测图

图中 a,b,c 分别为石油类污染物泄露后 100 天, 1000 天, 3650 天 (10a) 后平面浓度分布图, 坎儿井中石油类污染物的迁移特征的统计, 可得表。

表 5.5-22 情景一污染预报计算结果表

| 污染物 | 污染物浓度 mg/l | 污染物标准浓度 | 模拟时间/d | 污染物最大扩散距离 /m | 污染物污染范围 /10 <sup>4</sup> m <sup>2</sup> | 污染物超标范围 /10 <sup>4</sup> m <sup>2</sup> |
|-----|------------|---------|--------|--------------|---|---|
| 石油类 | 10         | 0.3mg/l | 100    | 151          | 5.9                                     | 2.6                                     |
|     |            |         | 1000   | 740          | 26.9                                    | 18.1                                    |
|     |            |         | 3650   | 2315         | 102                                     | 79.8                                    |



a 原油泄漏后第 100 天

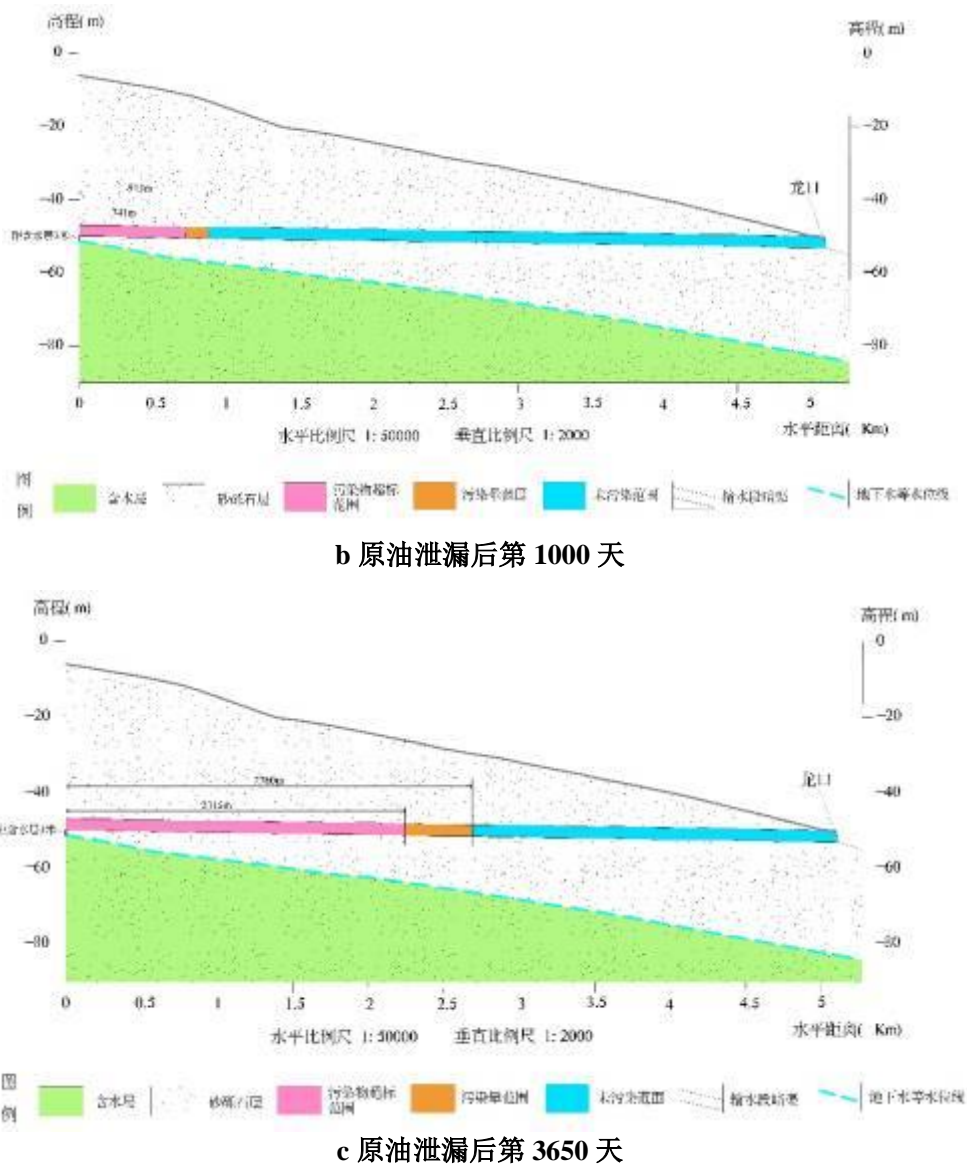


图 5.46 不同时刻原油污染影响范围剖面预测图

由上图表可知，在输油管线发生泄漏的情况下，石油类污染物在坎儿井方向上主要向南迁移扩散。在第 15.5d 石油类污染物通过包气带进入坎儿井内；污染物到达坎儿井的第 100 天石油类污染物污染晕主要控制在距离泄漏点约 151m 处，污染物超标范围为  $2.6 \times 10^4 \text{m}^2$  ( $>0.3 \text{mg/L}$ )；第 1000 天石油类污染物污染晕扩散距离约为 740m，污染物超标范围为  $18.1 \times 10^4 \text{m}^2$  ( $>0.3 \text{mg/L}$ )；第 3650 天石油类污染物污染晕扩散距离约为 2315m。污染物超标范围为  $79.8 \times 10^4 \text{m}^2$  ( $>0.3 \text{mg/L}$ )。

### (3) 注水管线泄漏对地下水环境影响分析

#### 泄漏情景二：

---

运营期项目产生的采出废水在神泉联合站处理达标后回注地层，不向外环境排放，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准。神泉神 8-15 块建设注水管线 5.7km，采用 Q345C 材质高压无缝钢管，管线系统带压运行，压力为 25Mpa，规格为 D76×9。当注水管线发生泄漏时，可能对含水层产生影响，本次评价设定的泄漏情景如下：

当管道出现裂口等破损，该泄漏可在 1h 内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏时间取 1h，由伯努利方程可求出污水的泄漏速度  $Q$  为 41.56kg/s，根据注水水质监测结果可得，污染物浓度为铁 0.795mg/L、硫化物 0.027 mg/L，计算可得铁的泄漏量为 33.04mg/s，硫化物泄漏量为 1.12 mg/s，若污水泄漏 1h 后堵漏完毕，污染物铁的总泄漏量为 0.12kg，硫化物总泄漏量为 0.004kg。

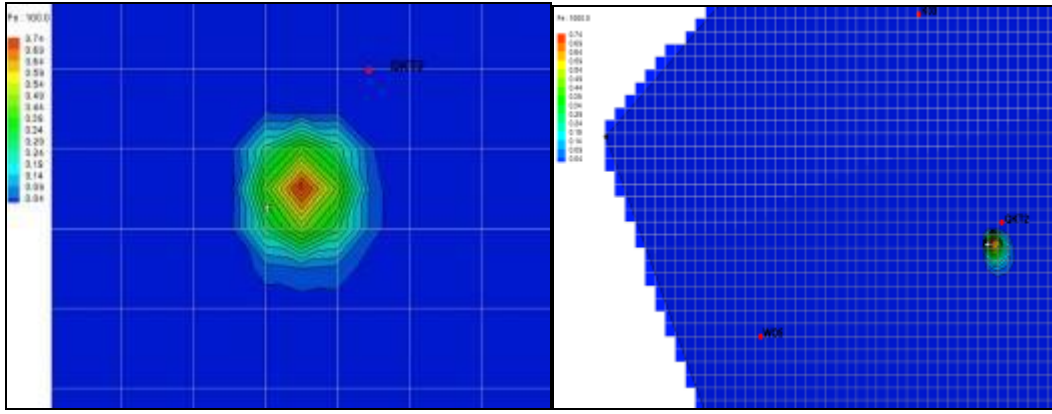
在以上预测情景下，污染物排放为非连续排放，相对于项目运行期来说极短，排放时间在时间尺度上设定为瞬时源。且由于污染面积相对于整个模拟区总面积而言很小，可概化为点源。因此，本次预测评价的情形概化为瞬时点源污染，并假设地下水流速稳定，排放的污染物由包气带进入潜水层并立即与地下水发生完全混合，含水层对污染物无滞留和降解作用。预测时间点分别为泄漏后到达含水层的第 100d、1000d、3650d。泄露点位置参见图

#### 图 5.5-47 情景二泄漏点位置

在调试好的地下水流场模型基础上，通过 GMS 软件的 MT3D 模块进行污染物迁移转化的数值模拟计算，得到事故风险情景下污染物运移的预测结果。预测结果总结见表。

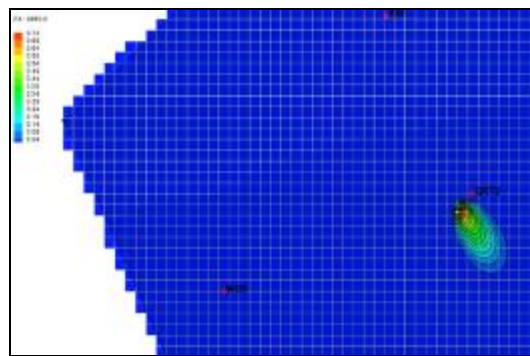
根据模拟结果可以得到 Fe 污染物在含水层内运移过程中浓度随时空分布特征。情景二含水层内 Fe 污染物浓度在泄漏后到达含水层的第 100d、1000d、3650d 污染物在水平方向上的运移范围。变化过程如图所示。





注水管道泄漏后第 100 天

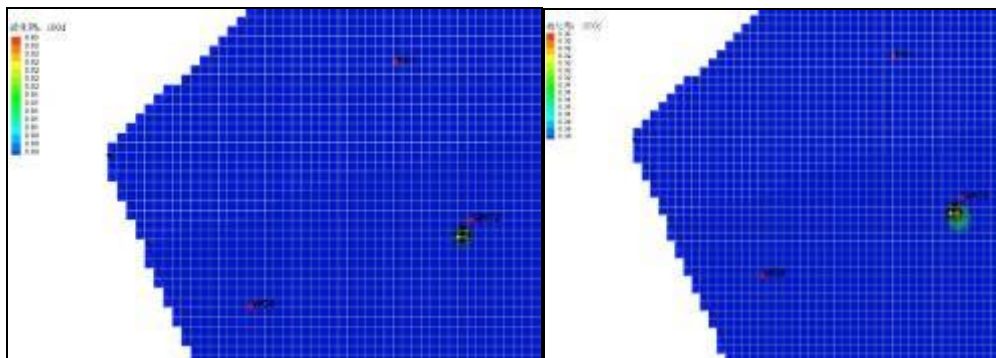
注水管道泄漏后第 1000 天



注水管道泄漏后第 3650 天

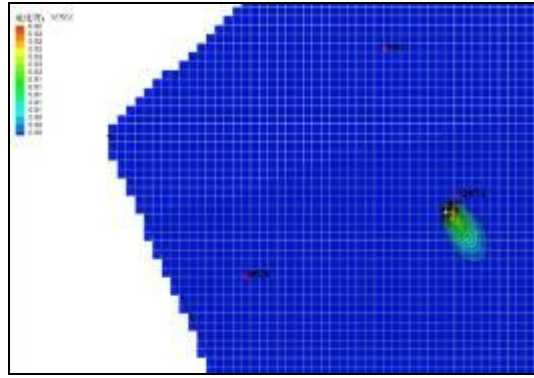
**图5.5-48 Fe污染影响范围预测图**

根据模拟结果可以得到硫化物污染物在含水层内运移过程中浓度随时空分布特征。情景二含水层内硫化物污染物浓度随时间变化过程如图 所示。



注水管道泄漏后第 100 天

注水管道泄漏后第 1000 天



注水管道泄漏后第 3650 天

图 5.5-49 硫化物污染影响范围预测图

图 5.5-49 中 a,b,c 分别为 Fe 污染物泄漏后到达含水层的第 100 天，1000 天，3650 天（10a）后平面浓度分布图，Fe 污染物的迁移特征的统计，图 6-5 中 a,b,c 分别为硫化物污染物泄漏后到达含水层的第 100 天，1000 天，3650 天（10a）的平面浓度分布图，Fe、硫化物污染物的迁移特征的统计可得表。

表 5.5-23 情景二污染预报计算结果表

| 污染物 | 污染物浓度mg/l | 污染物标准浓度mg/l | 模拟时间/d | 污染物最大扩散距离 /m | 污染物污染范围 /10 <sup>4</sup> m <sup>2</sup> | 污染物超标范围 /10 <sup>4</sup> m <sup>2</sup> |
|-----|-----------|-------------|--------|--------------|---|---|
| 铁   | 0.795     | 0.3         | 100    | 162          | 3.7                                     | 1.5                                     |
|     |           |             | 1000   | 303          | 9.5                                     | 2.2                                     |
|     |           |             | 3650   | 675          | 24.7                                    | 5.1                                     |
| 硫化物 | 0.027     | 0.02        | 100    | 162          | 3.5                                     | 1.6                                     |
|     |           |             | 1000   | 303          | 9.4                                     | 1.5                                     |
|     |           |             | 3650   | 675          | 25.0                                    | 1.5                                     |

由上图表可知，在管线发生泄漏的情况下，Fe、硫化物污染物在水平方向上主要向东南迁移扩散。在污染物到达含水层的第 100 天 Fe 污染晕（>0.3mg/L）主要控制在泄露点范围内，扩散距离约 162m，污染物超标范围达到  $1.5 \times 10^4 \text{m}^2$ ；第 1000 天 Fe 污染晕（>0.3mg/L）扩散距离约为 303m，污染物超标范围达到  $2.2 \times 10^4 \text{m}^2$ ；第 3650 天 Fe 污染晕（>0.3mg/L）扩散距离约为 675m 且在此时污染物超标范围达到  $5.1 \times 10^4 \text{m}^2$ ；在污染物到达含水层的第 100 天硫化物污染晕（>0.02mg/L）主要控制在泄露点范围内，扩散距离约 162m，污染物超标范围达到  $1.6 \times 10^4 \text{m}^2$ ；第 1000 天硫化物污染晕（>0.02mg/L）扩散距离约为 303m，污染物超标范围达到  $1.5 \times 10^4 \text{m}^2$ ；第 3650 天硫化物污染晕（>0.02mg/L）扩散距离约为 675m 且在此时污染物超标范围达到  $1.5 \times 10^4 \text{m}^2$ 。

---

通过模拟可知，事故发生后，污染物进入地下水，污染影响范围随着时间推移逐步扩大。在预测期内均有超标现象，但污染物超标范围有减小的趋势。

### 5.5.5 地下水环境影响评价结论

本项目各生产装置在工程设计时均采用防渗或防漏效果很好的设备或贮罐，采出水和井下作业废水经神泉联合站污水处理设施处理达标后，管输至回注井，作为油田生产用水回注于油层，排水管道等均采用密封、防渗材料，对工程区所在区域地下水环境影响不大。

在输油管线发生泄漏的情况下，石油类污染物在坎儿井方向上主要向南迁移扩散。在第 15.5d，石油类污染物通过包气带进入坎儿井内；污染物到达坎儿井的第 100 天石油类污染物污染晕（ $>0.3\text{mg/L}$ ）主要控制在距离泄漏点约 151m 处，污染物超标范围为  $2.6\times 10^4\text{m}^2$ ；第 1000 天石油类污染物污染晕（ $>0.3\text{mg/L}$ ）扩散距离约为 740m，污染物超标范围为  $18.1\times 10^4\text{m}^2$ ；第 3650 天石油类污染物污染晕（ $>0.3\text{mg/L}$ ）扩散距离约为 2315m。污染物超标范围为  $79.8\times 10^4\text{m}^2$ 。

在管线发生泄漏的情况下，Fe、硫化物污染物在水平方向上主要向东南迁移扩散。在污染物到达含水层的第 100 天 Fe 污染晕（ $>0.3\text{mg/L}$ ）主要控制在泄露点范围内，扩散距离约 162m，污染物超标范围达到  $1.5\times 10^4\text{m}^2$ ；第 1000 天 Fe 污染晕（ $>0.3\text{mg/L}$ ）扩散距离约为 303m，污染物超标范围达到  $2.2\times 10^4\text{m}^2$ ；第 3650 天 Fe 污染晕（ $>0.3\text{mg/L}$ ）扩散距离约为 675m 且在此时污染物超标范围达到  $5.1\times 10^4\text{m}^2$ ；在污染物到达含水层的第 100 天硫化物污染晕（ $>0.02\text{mg/L}$ ）主要控制在泄露点范围内，扩散距离约 162m，污染物超标范围达到  $1.6\times 10^4\text{m}^2$ ；第 1000 天硫化物污染晕（ $>0.02\text{mg/L}$ ）扩散距离约为 303m，污染物超标范围达到  $1.5\times 10^4\text{m}^2$ ；第 3650 天硫化物污染晕（ $>0.02\text{mg/L}$ ）扩散距离约为 675m 且在此时污染物超标范围达到  $1.5\times 10^4\text{m}^2$ 。

综上所述，正常生产状况下，油田施工期和运营期对地下水环境的影响较小。非正常状况下，事故发生后，污染物进入地下水，污染影响范围随着时间推移逐步扩大。在预测期内均有超标现象，但污染物超标范围有减小的趋势，要做好监测工作。

## 5.6 固体废物影响及分析

按照《中华人民共和国固体废物污染防治法》的规定，建设项目环境影响报告书必须针对建设项目产生的固体废物对环境的污染和影响作出评价，并且提出相应的防止环境污染的措施，在此对项目所产生的固体废物的处置措施及环境影响进行分析。

### 5.6.1 固体废物分类

#### 5.6.1.1 固体废物的产生量

本项目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和少量生活垃圾；运行期产生的固体废物主要包括生活垃圾等。油田开发期、运行期产生的固体废物排放情况见表 5.6-1。

表 5.6-1 固体废物排放情况汇总

| 开发阶段 | 污染物名称  | 固废性质 | 产生量<br>(m <sup>3</sup> ) | 排放量<br>(m <sup>3</sup> ) | 排放去向  |
|------|--------|------|--------------------------|--------------------------|---|
| 开发期  | 废弃钻井泥浆 | 一般固废 | 17229.77m <sup>3</sup>   | 0                        | 岩屑随钻井泥浆带出，采用单井不落地技术收集，根据设计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，固相运至葡北废渣场集中填埋处置；处置方式符合《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)的要求。            |
|      | 废弃钻井岩屑 | 一般固废 | 7195.81m <sup>3</sup>    | 0                        | 岩屑随钻井泥浆带出，采用单井不落地技术收集，根据设计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，固相运至葡北废渣场集中填埋处置；处置方式符合《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)的要求。            |
|      | 生活垃圾   | 一般固废 | 22.26t                   | 0                        | 生活垃圾集中收集后统一清运至吐鲁番市生活垃圾填埋场进行填埋处理   |
| 运行期  | 含油污泥   | 危险废物 | 5.83t                    | 0                        | 交由具有相关资质的单位处置，含油污泥处理满足《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)、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T 3998-2017)和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T 3997-2017。 |

#### 5.6.1.2 固体废物分类

##### (1) 钻井期固体废物性质

废弃钻井泥浆：钻井泥浆是用水、粘土和填加剂按一定比例配制，用于钻井时洗井、护壁和冷却钻头的悬浮液。目前企业使用坂土浆钻井液、聚合物钻井

---

液等，钻井液中不含铬等有毒有害物质，按照《国家危险废物名录》的划分，属于第Ⅱ类一般工业固体废物。

钻井岩屑：钻井岩屑成分因不同地层成分不一，但大部分是泥岩、砂岩和石灰岩，按照《国家危险废物名录》的划分，属于第Ⅱ类一般工业固体废物。

施工弃土：施工弃土属于一般工业固体废物。

生活垃圾：生活垃圾属于一般固体废物。

## （2）采油期固体废物

含油污泥：按照《国家危险废物名录》的划分落地原油为废矿物油类，其危险废物编号为 HW08。

## 5.6.2 施工期固体废物环境影响分析

### 5.6.2.1 钻井过程产生的主要污染源与污染物

钻井过程中产生的固体废物主要是废弃泥浆、钻屑和钻井期内产生的生活垃圾，本项目在钻井过程中，采用无害化水基泥浆，泥浆循环使用。

### 5.6.2.2 钻井期固体废物特征分析

废泥浆是一种复杂的多相散体，主要成分是水、粘土、重晶石和化学处理剂等，本油田在钻井过程中采用无害化水基泥浆，由固相、液相和化学处理剂三部分组成。处理剂主要有有机物、无机物等，泥浆中不含铬等有毒物质，岩屑成分主要为不同年代的岩层物质及携带的少量泥浆。

### 5.6.2.3 钻井期固体废物处置措施

依据《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）中对于一般工业固废的定义，钻井废弃泥浆属于第Ⅱ类一般工业固体废物。虽然钻井岩屑的成分比较简单，但由于油田生产过程中的惯例是将其与钻井泥浆一并处理，故将其亦认定为第Ⅱ类一般工业固体废物。

作业井场采用泥浆循环系统、废油品回收专用罐等环保设施，泥浆循环利用率（重复利用）达到90%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。主要处置方式如下。

（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) 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。

(4) 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。

(5) 完钻后剩余泥浆统一回收后供新钻井使用，不能回用的废泥浆及岩屑根据井别分别进行相应处置。

(6) 施工期产生的生活垃圾，集中堆放、定期送往环保部门指定地点进行处理。

#### **5.6.2.4 施工期固体废物影响分析**

本项目钻井期的固体废物主要为废弃钻井泥浆、钻井岩屑。钻井废弃泥浆为非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。本项目钻井期井场内不设防渗泥浆池，其钻井废弃物应采用不落地方式收集后在井场进行固液分离，分离后的固相运至葡北废渣场集中填埋处置。

钻井期施工人员产生的生活垃圾约为21.84t。生活垃圾集中收集后统一清运至吐鲁番市生活垃圾填埋场进行填埋处理。

施工期固废满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》

(GB18599-2001)、《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)、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T 3998-2017)和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T 3997-2017和《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号)的要求。

### **5.6.3 运营期固体废物环境影响分析**

#### **5.6.3.1 运营期固体废物处理措施**

##### **(1) 含油污泥处理措施**

本项目在运行期间产生的含油污泥主要来自站场，产生的含油污泥属于《国家危险废物名录》所列的废矿物油类，其危险废物编号为HW08。产生的含油污泥将依托葡北废渣场暂存。

---

葡北废渣场为吐哈油田分公司吐鲁番采油厂自建固废处置场所，占地面积2.1825万m<sup>2</sup>，主要贮存玉果、葡北、神泉、胜南油田区域的钻井泥浆等固体废物和含油污泥。建设内容包含1座库容40000m<sup>3</sup>的废渣场（服务年限10年），长140米，宽120米，深3米，在废渣场东南角设置库容为4000m<sup>3</sup>的危险固体废物临时堆场。堆存池经过严格防渗处理，采用粘土压实并铺设2mm土工膜进行防渗，符合防渗要求。葡北废渣场建设工程境影响评价文件已获得自治区环保厅批复见附件（新环函【2016】259号）。本项目新增废渣及含油污泥能被该渣场所容纳。

本项目产生的油泥沙运至葡北废渣场暂存后，交由具有相关资质的单位处置，含油污泥处理满足《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）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T 3997-2017和《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）的要求。

#### （2）落地原油处理措施

本项目在生产运行期产生的单井落地原油由作业单位100%回收，修井作业时用厚塑料布铺垫井场，带罐作业，修井落地油由作业单位100%回收，不排入外环境中。

### 5.6.3.2 运营期固体废物环境影响分析

生产过程中产生的固体废物主要是油泥(砂)、管道清管作业以及检修产生的少量固体粉末以及工作人员产生的生活垃圾。

#### （1）落地原油

根据吐哈油田公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油100%回收。回收后的原油全部送至神泉集中处理站处理。

#### （2）油泥(砂)

油泥（砂）是被原油及其他有机物污染了的泥、砂、水的混合物，属危险废物。主要来源于修井、清管（罐）和含油污水处理的污泥，油泥（砂）产生总量共5.83t/a。本项目产生的油泥沙运至葡北废渣场暂存后，交由具有相关资质的单位处置，含油污泥处理满足《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）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T

---

3998-2017)和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T 3997-2017和《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号)的要求。

由以上分析可知,本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置,不会对周围环境产生影响。

#### 5.6.4 小结

本项目对环境可能造成影响的主要固体废物包括钻井废弃物(钻井废弃泥浆和钻井岩屑)、落地原油和油泥。

本项目废弃泥浆属于非磺化类水基泥浆,为一般工业固体废物。钻井过程中的废弃泥浆和岩屑在井场进行分离,液相回用于钻井液配备,固相收运至葡北废渣场进行防渗填埋。处置方式符合《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)、《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)、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T 3998-2017)和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T 3997-2017和《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号)的要求。

施工废料部分可回收利用,剩余废料依托当地职能部门有偿清运;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。本项目产生的油泥沙运至葡北废渣场暂存后,交由具有相关资质的单位处置;生活垃圾集中收集后统一清运至吐鲁番市生活垃圾填埋场进行填埋处理。项目建设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,所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置,不会对周围环境产生影响。



## 5.7 环境风险评价

本项目的环境风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）规定，对环境风险进行简单分析，评价的基本内容主要包括风险调查、环境敏感目标情况、环境风险识别、环境风险分析及结论等。

### 5.7.1 风险调查

本次评价根据《危险化学品重大危险源辨识标准》（GB18218-2018）和《关于开展重大危险源监督管理工作的指导意见》（安监管协调字[2004]56号）的要求，对本项目进行重大危险源辨识。辨识结果见表 5.7-1。由表 5.7-1 可知，集输单元及场站单元危险物质在线量均小于临界量，本项目不存在重大危险源。

表 5.7-1 危险源辨识结果表

| 评价单元 | 危险源单元      | 危险物质 | 临界量 (t) | 在线量 (t) | 是否构成重大危险源 |
|------|------------|------|---------|---------|-----------|
| 场站单元 | 单井出油管线 1km | 原油   | 2500    | ≤656    | 否         |

### 5.7.2 环境敏感目标概况

根据现场调查，项目区周边主要分布的环境敏感目标包括：坎儿井和国道 312。各环境敏感目标与项目区的相对位置及距离见表 2.6-2。

### 5.7.3 危险物质识别

根据工程分析，本项目涉及的危险物质包括：原油、天然气以及烃类气体。

#### (1) 原油、天然气

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）以及“关于开展重大危险源监督管理工作的指导意见”（安监管协调字[2004]56号）的有关规定，本项目原料、燃料、介质和产品中主要的危险化学品为原油和天然气，属于易燃品，存在发生火灾、泄漏、爆炸等突发性风险事故的可能性。

原油、天然气的理化性质及危险级别分类情况见表 5.7-2。

表 5.7-2 原油、天然气的理化性质及危险级别分类情况

| 序号 | 名称 | 组分 | 毒性 | 燃烧爆炸特性参数 | 危险级别 |
|----|----|----|----|----------|------|
|----|----|----|----|----------|------|

|   |     |                                  |   |  |                                 |
|---|-----|----------------------------------|---|--|---------------------------------|
| 1 | 原油  | 有各种烃类和非烃类化合物所组成的复杂混合物            | 原油本身无明显毒性。遇热分解出有毒的烟雾，吸入大量可引起危害：有刺激和麻痹作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头晕、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状                           | 热值：41870KJ/kg<br>火焰温度：1100℃<br>沸点：300-325℃<br>闪点：23.5℃<br>爆炸极限 1.1-6.4% (v)<br>自然燃点 380-530℃ | 属于高闪点液体                         |
| 2 | 天然气 | 多种可燃性气体的总称，主要成分包括甲烷、乙烷、硫化氢、二氧化碳等 | 伴生气中主要包括天然气和硫化氢气体，天然气中含有的甲烷，是一种无毒气体，当空气中大量弥漫这种气体时它会造成人因氧气不足而呼吸困难，进而失去知觉、昏迷甚至残废。此外天然气中还有硫化氢是无色有毒气体，它具有强烈的臭鸡蛋气味 | 热值：50009KJ/kg<br>爆炸极限 5-14% (v)<br>自然燃点 482-632℃   | 属于 5.1 类中易燃气体，在危险货物品名表中编号 21007 |

## (2) 生产设施危险性识别

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井场、输油管道。

### ① 井场危险性识别

**井喷事故风险：**井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，即发生溢流。此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、气、水或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

**井漏事故风险：**钻井施工表层套管下入深度不够或固井质量不好可能引发污染地下水事故，如钻井液漏失、油气上窜造成地下水污染等。

### ② 输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄漏，事故发生时会有大量的油气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的油气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

## (3) 风险类型识别

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几方面的内容：

#### ① 中毒危险性

天然气中甲烷、乙烷属于单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。发生井喷、管道泄漏事故时可能造成烃类气体的蔓延，造成窒息的危险。

#### ② 火灾危险性

当原油等危险物质和空气等共存，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。

#### ③ 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，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。此外，本工程中的二氧化碳注入管道、泡沫剂注入管道和注汽管道均为高压设施，最高工作压力可达到 7MPa 以上，如果系统不畅造成超压，或因材质缺陷、制造质量差，以及安全阀失灵等，可能发生物理爆炸。

#### ④ 挥发及泄漏危险性

本项目正常生产过程中，原油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

#### ⑤ 其他危险性

此外，工程危险性特征化包括：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。

### 5.7.4 风险事故情形分析

#### （1）风险事故情形设定

根据同类项目统计资料，本项目的风险事故情形为输油管线发生泄漏，原油污染土壤和地下水，若遇明火发生火灾、爆炸，火灾、爆炸后的伴生/次生污染物可能污染环境空气。

#### （2）泄漏量分析

管道因长期输送油气会发生腐蚀、穿孔而泄漏，或因材料缺陷及施工、焊接质量问题使管道发生泄漏。

若 3.6km 输油管线发生全管径泄漏事故，依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169—2006）中的柏努利方程对泄漏量  $Q_L$  进行计算：

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

式中：

$Q_L$ ——液体泄漏速率，kg/s；

$P$ ——容器内介质压力，kPa；

$P_0$ ——环境压力，kPa；

$C_d$ ——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64；

$A$ ——裂口面积， $m^2$ ，在此取  $0.0314m^2$ ；

$g$ ——重力加速度；

$h$ ——裂口之上液位高度，m，在此取 0.2m；

$\rho$  —— 泄漏液体密度， $kg/m^3$ ，在此取  $830kg/m^3$ ；

根据上述公式计算出该段集输管线发生全管径泄漏时，泄漏速率为 142kg/s。据上节分析，事故应急反应时间为 30min，据此计算液体的泄漏量为 256t。管线输送为油水混合物，项目区块最低含水率为 15.08%，输油管线全管径泄漏最大原油泄漏量为 217.4t。泄漏事故泄漏量见 5.7-3。

**表 5.7-3 泄漏事故泄漏量统计**

| 事故源项      | 裂口形状 | 最大裂口面积<br>( $m^2$ ) | 泄露速率<br>(kg/s) | 原油泄漏量<br>(t) |
|-----------|------|---------------------|----------------|--------------|
| 输油管线全管径泄露 | 圆形   | 0.0314              | 142            | 217.4        |

## 5.7.5 环境风险分析

### 5.7.5.1 输油管线泄漏

输油管线泄漏会在泄漏点附近形成液池。根据源项分析，集输管线发生全管径泄漏时原油泄漏为 217.4t，假定泄漏的液体无蒸发、地面无渗透，并已充分蔓延，则根据泄漏的液体量和地面性质计算最大池面积：

---

$$S=W/H_{\min}\rho$$

式中：S——最大池面积，m<sup>2</sup>；

W——泄漏的液体量，kg；

H<sub>min</sub>——最小油厚度，最小油厚度取 0.025m（粗糙地面）；

ρ——原油密度，kg/m<sup>3</sup>。

由上述公式计算得出：集输管线全管径泄漏 30min 后漫流面积约为 10378m<sup>2</sup>。泄漏原油会对土壤、植被和地下水环境产生影响：

#### （1）对土壤的影响

原油泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。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。

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

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

#### （2）对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，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。

#### （3）对地下水环境的影响

管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能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。故在正常工况下，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，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，更换破裂管线，并将受污染的土壤全部回收，送至有相应危废处置资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

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

#### 5.7.5.2 油区井喷

油田井喷时污染物排放是连续的，排放的主要污染物有原油、泥浆、伴生气，伴生气主要组成为轻烃（甲烷、乙烷等）。

井喷发生后，有两种可能，一是原油和伴生气大量外泄，污染生态环境、水及大气环境；另一种可能是原油外泄后，由于其中的伴生气含量较高，短时间内会挥发出大量可燃气体，遇明火容易起火，引燃原油发生火灾，一般为池火灾类型。池火灾发生后，热辐射是主要危害，其灾害严重度评估内容及模型如下：

##### （1）目标接受热通量与损伤半径关系

目标接受到的热通量与损伤半径之间的关系如下式：

$$q(R) = q_0(1 - 0.058 L_m R)V$$

式中：

$q(R)$ ——目标接受到的热通量（kW/m<sup>2</sup>）；

$q_0$ ——火焰表面的热通量（kW/m<sup>2</sup>）；

$R$ ——火焰到液体中心的水平距离（m）；

$V$ ——视角系数。

##### （2）热辐射对人员伤害半径估算

伤亡、重伤、轻伤半径内人员接受的热通量分别为  $q_1$ 、 $q_2$ 、 $q_3$ ，其计算公式为：

$$5 = -36.38 + 2.56 \ln(tq_1^{4/3})$$

$$5 = -43.14 + 3.0188 \ln(tq_2^{4/3})$$

$$5 = -39.83 + 3.0186 \ln(tq_3^{4/3})$$

式中： $t$ ——人员受到热辐射的时间（s）；

$q$ ——人员接受到的热通量（ $W/m^2$ ）。

设  $R_1$ 、 $R_2$ 、 $R_3$  分别为死亡半径、重伤半径、轻伤半径，将上式求出的  $q_1$ 、 $q_2$ 、 $q_3$  代入公式可求得  $R_1$ 、 $R_2$ 、 $R_3$  值。

### （3）热辐射对建筑物破坏半径的估算

热辐射对建筑物的影响直接取决于热辐射强度的大小及作用时间的长短，以引燃木材的热通量作为对建筑物破坏的热通量，计算公式如下：

$$q = 6730t^{-4/5} + 25400$$

$$t = W / M_c$$

式中： $t$ ——热辐射作用时间，即火灾持续时间（s）；

$q$ ——引燃木材的热通量（ $W/m^2$ ）；

$W$ ——可燃物的质量（kg）；

$M_c$ ——单位时间燃烧掉的可燃物量（kg/s）。

设建筑物破坏半径为  $R$ ，将  $q$  值代入以下关系式求得  $R$  值：

$$q(R) = q_0(1 - 0.058L_n R) \sqrt{V}$$

### （4）计算结果

计算结果见表 5.7-4。

表 5.7-4 池火灾的人员伤亡与财产损失估算表

| 项目 | 数值           |              |              |              |              |               |
|----|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
|    | 可燃物质量<br>(t) | 死亡区外径<br>(m) | 重伤区外径<br>(m) | 轻伤区外径<br>(m) | 安全区外径<br>(m) | 财产损失外径<br>(m) |
| 原油 | 150          | 104.0        | 112.3        | 175.0        | >175.00      | 65.53         |

注：1) 井喷量按 10 小计时；

2) 表中死亡区外径、重伤区外径、轻伤区外径、财产损失外径都是根据计算公式，用计算机模拟计算得出。

---

由表 5.7-4 中可见，井喷时一旦发生池火灾，不仅影响生态、大气环境，还将引起人员伤亡和财产损失，可能造成井口 104m 范围内的人员死亡，65.53m 范围内的财产受到损失，175m 以外范围是安全区。

### 5.7.6 环境风险评价结论

根据本项目建设内容，工程可能涉及的危险物质为原油、天然气，工程可能发生的风险事故类型主要为井场事故风险、油气管线泄漏事故风险，环境风险最大可信事故为集输管线泄露事故。

原油、天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，及时采取相应处理措施，不会对周围环境产生明显影响，评价区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失。综上所述，本项目环境风险在可接受范围之内。



---

## 6.环境保护措施及其可行性论证

### 6.1 生态环境保护措施

本项目生态环境影响集中在施工期永久占地和临时占地范围内对自然植被和野生动物的影响，生态环境保护措施的重点在于避免、消减和补偿施工活动对生态环境的影响和破坏，以及施工结束后对生态环境的恢复。

### 6.1 生态保护措施

#### 6.1.1 开发期生态环境保护措施

##### (1) 钻井平台

①控制井场大小，减少占地面积；

②钻井作业结束后，钻井平台平整硬化，四周围挡。

③井场的临时生活区，可以采用活动式房屋，以便减少对土壤和植被的破坏，也便于迹地恢复，各工程结束后，对临时生活区应当及时清理、平整。

##### (2) 管线敷设

本项目集输管线埋地敷设，平均埋深 1.5m（管底）。

①管线施工应严格限定施工范围，确定作业路线，不得随意改线。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。

②注水管线、油气集输管线同沟敷设，减少占地。

③认真做好开挖土方的堆放及回填，努力恢复原有土壤结构。施工作业时，应分层开挖，单侧堆放，减少临时占地影响，避免因双侧堆放导致回填过程中的土层混乱。

④做好施工后的地表修复，管沟回填时，应尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水、洪流造成地表下陷形成积水洼地，造成局部地表返盐使土壤肥力下降。管沟回填后应恢复原有地表的平整度。

---

### 6.1.2 运营期环境保护措施

本次评价提出，工程施工结束后应采取如下生态恢复措施：

- (1) 及时做好井场清理平整工作，做好泥浆池的平整、恢复工作。
- (2) 管线施工完毕后，进行施工场地的恢复和平整。
- (3) 立即对施工现场进行回填平整。并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。
- (4) 平整施工迹地。对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。
- (5) 管道维修二次开挖回填时，尽量按原有土壤层次进行回填，以使植被得到有效恢复。

### 6.1.3 闭井期生态保护措施

- (1) 服役后期，完成采废弃井，应该彻底封堵，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。应确保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，避免污染地下水。
- (2) 地面设施拆除、井场清理等工作产生的废弃物，集中清运至填埋场处理。
- (3) 保留各类绿化、防洪工程、生态保护措施，使油田开发区生态环境功能不变。

### 6.1.4 生态修复方案

#### (1) 勘探生态恢复

油田勘探爆破、勘察活动结束后，对勘探活动造成的地标土壤破坏进行平整，对地表植被进行恢复，恢复其原有功能。

#### (2) 井场生态功能

本项目钻井52口，永久占地面积10.4hm<sup>2</sup>，临时占地面积14.56hm<sup>2</sup>，工程结束后，对井场的14.56hm<sup>2</sup>临时占地内的土地进行土地平整，恢复地貌。

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。本项目临时占地不具备绿化条件，应采用砂石等材料覆盖临时占地面积，以防止侵蚀加剧。

### (3) 管线和道路生态恢复

本项目新建单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7km；注水管线 7.18km，其中注水干线 5.7（与站外集输管线同沟敷设），单井注水管线 1km，注水支线 0.48km。施工作业带宽度为 6.0m。施工过程中注意保护土壤成分和结构，分层开挖，分层回填管沟，覆土压实。

**表 6.1-1 本项目生态恢复具体投资**

| 恢复对象     |        | 生态恢复方案                     |                            |                            | 投资<br>(万元) |
|----------|--------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|------------|
|          |        | 硬化面积<br>(hm <sup>2</sup> ) | 恢复面积<br>(hm <sup>2</sup> ) | 主要恢复措施                     |            |
| 永久<br>占地 | 井场占地恢复 | 14.84                      |                            | 平整、覆土，进行地面硬化处理，防止侵蚀        | 50         |
|          | 道路     | 1.6                        |                            | 平整、覆土，进行地面硬化处理，防止侵蚀        | 5          |
| 临时<br>占地 | 井场占地恢复 | /                          | 14.56                      | 土地进行平整，恢复地貌，井场砾石覆盖，以防止侵蚀加剧 | 20         |
|          | 管线占地恢复 | /                          | 10.38                      | 工程结束后，回填、平整、夯实             | 100        |
|          | 道路占地恢复 | /                          | 1.6                        | 复垦                         | 10         |
| 合计       |        |                            |                            |                            | 185        |

## 6.2 水污染防治措施

### 6.2.1 开发期水污染防治措施

#### 6.2.1.1 钻井工程

(1) 钻井废水与钻井泥浆、岩屑一同带出，一同处理。

本项目钻井废水基本与钻井泥浆和岩屑一同处理，钻井废弃泥浆为非磺化类水基泥浆，为一般工业固体废物。本项目钻井期井场内不设防渗泥浆池，其钻井废弃物应采用不落地方式收集后在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，固相运至葡北废渣场集中填埋处置；处置方式符合《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）、《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）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T 3997-2017和《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20号）的要求。

（2）井场生活场地配备油田钻井队均设置了可移动生活污水收集罐，定期清运至神泉集中处理站生活基地污水处理设施处理。

（3）开钻前，油罐区、机房等区域采取有效防渗措施，防止成品油落地。

（4）在钻井过程中，重点保护侏罗系下统上、中段的碎屑岩类含水层水源。实施过程中，根据各井地层中水层分布及埋藏深度，使用双层套管保护地下水源，并逐井核实，确保表层套管下至水层底界 200m 以下。同时，表层套管固井水泥浆超量设计，水泥浆必须返出地面，候凝时间大于 12h，保证上部水层不受下步施工污染。油层套管固井采用加砂（SiO<sub>2</sub>）水泥，水泥浆也采用超量设计并返出地面。通过以上措施确保安全封闭潜水层和承压水层，确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井筒内介质的交换，有效保护地下水层。

（5）为确保表层套管固井质量合格，施工部门必须制定出相应的保障措施，同时要求抽查表层固井质量，要求项目经理部安排部分井测声幅，以确保对水源的有效保护。钻井井场采用泥浆循环系统、泥浆泵冷却水喷淋循环系统、钻井污水循环回收罐等环保设施，最大限度减少废水污染物排放量。

（6）本项目建设应满足《新疆维吾尔自治区坎儿井保护条例》的保护要求，坎儿井暗渠地上两侧各 30 米以内，不得新建各类建筑物。

#### **6.2.1.2 管道施工**

（1）禁止施工人员生活污水渗坑排入地下。

（2）施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

（3）新建集输管线遇地面构筑物局部调整，管线穿越洪水冲击沟处采用水工保护措施。管线穿越坎儿井时，需距离坎儿井 10 米以上，并尽量垂直穿越，角度不小于 70 度；穿越坎儿井管线需加套管保护，套管规格大于主管两级，并做聚乙烯防腐胶带防腐。管线穿越高速公路时，利用已预埋套管穿越。

（4）严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度

---

以下且应有足够的埋设深度。管线选无缝钢管，设计压力 1.6MPa，埋地敷设，管底埋深-1.5m。管线需穿越多条坎儿井，采用 D219×8 规格，增加壁厚，并用套管保护。

## 6.2.2 运营期水污染防治措施

本项目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，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，用管线输送至神泉联合站污水处理站进行集中处理，经处理达标后，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) 拟建工程依托的神泉联合站内沉降罐、净化罐、污水罐等产生的油砂、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。

(6) 制定坎儿井污染风险应急预案，在事故发生后及时对污染物进行清除，在最短时间内清除地面及地下的石油类物质，从而使石油类污染物进入地下水的  
可能性较小。

## 6.3 噪声污染防治措施

### 6.3.1 开发期

在井场，高噪声污染源主要是、泥浆泵、振动筛，测试放喷或事故放喷时产生的高压气流噪声，以及压裂车噪声。主要隔声减噪措施包括：

(1) 泥浆泵做好基础减振和设置隔声罩；

(2) 定期维护泥浆泵、钻机、压裂车等高噪声设备；

(3) 根据已钻工程噪声实测数据，钻井期间应特别注意钻井设备噪声影响问题，应在井场周边设置临时围挡屏障。

---

(4) 管道的施工设备和机械要限制在施工作业带范围内。

(5) 现场如发生噪声投诉，现场 HSE 工程师要听取牧民的意见，及时向公司汇报，及时调整施工方案，并向牧民反馈采取的措施，确保他们可以接受；做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作。

(6) 管线施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准。

### 6.3.2 运营期

(1) 运行期各井场内尽量选用低噪声合格的生产设备。

(2) 对噪声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。

(3) 尽量将发声源集中统一布置，采用吸声、隔声、减振等措施。

(4) 切合实际地提高工艺过程自动化水平。

(5) 对生产运行设备进行定期维护、保养，保证其正常生产运行状况。

## 6.4 固体废物污染防治措施

### 6.4.1 开发期固废污染防治措施

#### 6.4.1.1 钻井废弃物处理

应提高泥浆的循环利用率，减少固废产生量，不能回用的废泥浆及岩屑根据井别分别进行相应处置。

本项目钻井期岩屑随钻井泥浆带出，本项目钻井采用非磺化水基泥浆，采用泥浆不落地技术在井场进行固液分离，分离后的液相回用于钻井液配备，分离后的固相收运至葡北废渣场安全填埋，或进行综合利用。

主要工艺如下：

(1) 钻井废弃物不落地达标处理技术

#### ① 不落地达标处理技术原理

钻井废弃泥浆不落地达标处理技术的基本原理是将废弃泥浆经过收集—化学工艺处理—分离成三部分：即岩屑、泥饼和水，对泥浆中的固体物通过水洗、絮凝分离和化学反应处理，使岩屑和泥饼达到排放标准，泥浆中的有害物质成分和氯离子被析入水中后，再用真空吸附或挤压方式脱水制成泥饼，同时将水循环

利用。整套技术包括收集系统；处理系统；除油系统；脱水系统；水处理系统五个部分及相应的配合工艺技术,处理后产生的废弃物为无害化岩屑、泥饼以及水,均达到国家排放标准。其中泥饼、岩屑可供井场建设使用,水则达到国家《污水综合排放标准》中的二级以上标准,可供整套装置自身循环和井队使用。达到无害化处理的目的。

## ② 钻井废弃物不落地达标处理工艺流程

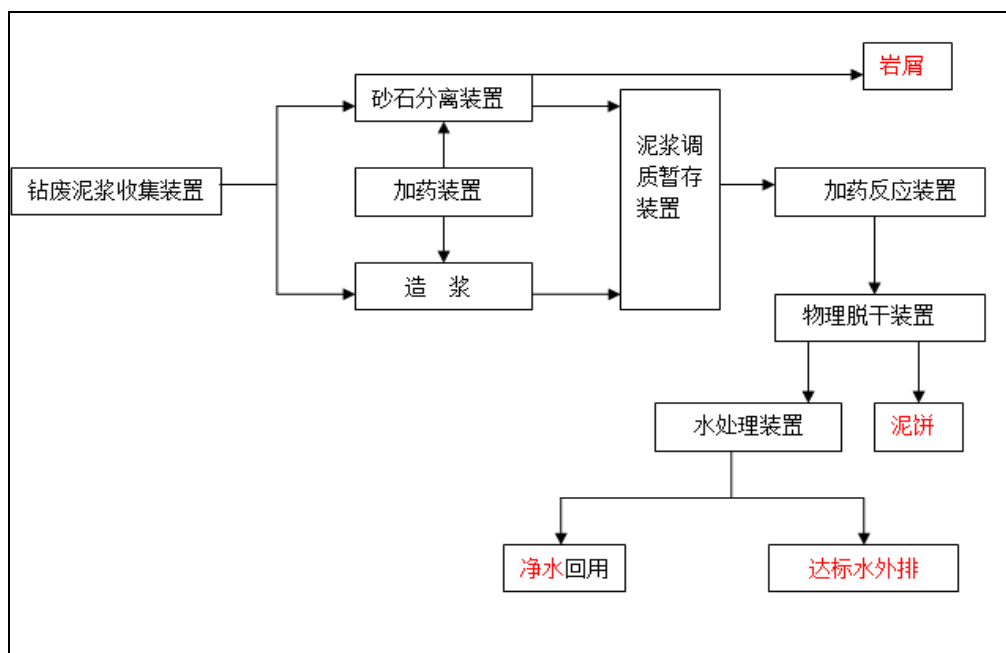


图 6.4-1 不落地处理工艺流程图

第一单元：主要采用螺旋输送器和导流槽全方位收集由钻井泥浆循环罐震动筛、锥形罐、除泥（砂）器、离心机及井场其它的钻井废浆、废水。首先从砂水分离洗涤搅拌装置，通过搅拌洗涤和螺旋分离后，将泥浆中的岩石块、岩屑等分离并萃洗出来，减轻和减少该类物质对后续处理的影响，使泥浆液保持很好的流动性。经过分离处理后的泥浆液由泵提升送入污泥储存搅拌罐，同时投加初处理剂，经过搅拌混合反应后由泵提升送入第二处理单元。

第二单元：主要是化学工艺处理与固、液、油的分离。一般分离出来的泥的含水率及泥中含有的污染物质越低越好，因此处理药剂和多次的搅拌洗涤是不可缺少的。经过药剂处理和多次的搅拌洗涤，可以将泥中含有的污染物质洗到水中去。若有石油类污染物，需先经除油装置处理后，油脂回收，脱油泥浆由泵送入真空脱水机进行固、液分离，泥浆中固体物分离后已经达标，可堆放或填坑铺路。分离出来的水进入水箱收集，然后由泵提升送第三处理单元。

---

第三单元：主要是处理分离出来的废水。一般经过离心分离出来的水悬浮物含量较高，可通过气浮沉淀、过滤系统，去除水中含有的悬浮物和降低废水中的有机物含量，处理出来的达标废水进入回用水箱，用泵提升回用于自身处理系统循环使用或是回用于循环泥浆。

#### (2) 其它固体废物污染防治措施

井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等废物，在油管管桥下等部位铺塑料布，防止原油落地，同时辅以人工收油方式，减少进入环境的落地油数量。建议采用“绿色修井技术和配套设备”，以原油不出井筒为目标，达到“三不沾油”，即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。具体的技术措施可包括：

① 油管泄油。使用撞击式泄油器、提杆式泄油器、提管式泄油器，解决包括抽油杆砂卡和断脱等不利情况在内油管泄油问题，保证油管内原油全部泄入井筒而不落地。

② 油管和抽油杆外壁刮油回流。使用方便、耐用的油管刮油器和抽油杆刮油器，将管和杆壁上附着原油刮净，并使原油经装置直接回流返回套管，避免将原油带至地面。

上述技术措施及设备在实际应用中，对控制落地原油的产生取得了很好的效果。建议建设单位在井下作业时，应结合实际情况，对施工单位提出这一技术要求。

#### 6.4.1.2 生活固废处理要求

井场生活垃圾集中收集后统一清运至吐鲁番市生活垃圾填埋场进行填埋处理。

#### 6.4.2 运营期固废污染防治措施

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

(2) 本项目产生的含油污泥属于危险废物，统一送至葡北渣场填埋场危废临时堆场堆存，最终委托有资质的第三方进行处理。

(3) 井下作业必须带罐(车)操作，所使用的各种化学药剂严格控制落地，残液落地要彻底清理干净，不得向环境排放。



---

(4) 定期对井场进行巡视，减少落地原油量，使危害影响范围减小到最低程度。

(5) 加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

根据以上处理措施，只要加强管理，确保措施能够得到落实，该工程运行后的固体废物将不会给环境带来危害。

### 6.4.3 退役期固体废物污染防治措施

井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废弃物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至吐鲁番采油厂已有处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废弃物散落。

## 6.5 大气环境保护措施

### 6.5.1 开发期大气保护措施

#### 6.5.1.1 施工扬尘

井场场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方作业，定期洒水，作业面要保持一定湿度；

为了控制扬尘，限制井场场地内的车速小于 20km/h；

用标识带或者围栏，标识出井场钻前工程的井场布置，并禁止在井场外作业。

在井场，钻井泥浆料、压裂砂等均储存在罐内，没有散料的露天堆场；

开挖泥浆池的上层表土做好现场的堆存，要加盖篷布。

以上总扬尘防治措施，简单可行，具有可操作性，施工扬尘影响能够减缓到可以接受的程度，以上抑尘措施是可行的。

#### 6.5.1.2 钻井期

钻井期大气污染主要为钻井场柴油机燃油产生的废气，可以通过采用高质量设备，并适当提高排气筒高度，减少污染物影响。

---

钻井期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，并且采用高品质的柴油等措施，在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响，使其污染物达标排放。

### 6.5.1.3 施工期管线、道路和站场工程

管线、道路和站场施工扬尘防治措施包括：

为了减少施工扬尘，对土堆要进行稳定化操作，例如，加盖蓬布；在管线和道路作业带内施工作业；用标识带或者围栏，标识出站场施工范围，禁止在场外作业；场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业，场地平整以后，要尽快场地硬化，防止大风对浮土产生较大的扬尘。

建设单位在施工招投标时，要说明施工扬尘工程措施和管理措施的管理要求。通过现场派驻 HSE 监理，定期检查以上抑尘措施的落实情况。通过以上工程措施和管理措施，管线、道路和站场周围的施工扬尘影响能够减缓到可接受的程度，因此，以上抑尘措施是可行的。

## 6.5.2 运营期大气保护措施

本项目运营期的废气排放源主要为无组织排放源。无组织排放的污染物主要为井口、管线接口、阀门、场站等处产生的无组织挥发烃类。针对以上污染源，油田采取了以下大气污染治理措施：

(1) 采用了技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 在油气集输过程中，为减轻集输过程中烃类的损失，油田开发采用密闭集输流程，非甲烷总烃无组织排放达到《大气污染物综合排放标准》

(GB16297-1996) 中无组织排放监控浓度限值。一旦发生泄漏事故，紧急切断油、气源，实施关井，从而最大限度地减少油气集输过程中烃类及油的排放量。

(3) 对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

---

## 6.6 环境风险防范措施

### 6.6.1 风险事故的预防措施

#### 6.6.1.1 钻井、井下作业事故风险防范措施

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

(2) 抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，废液池严格按照设计施工，并制订严格的井场岗位责任制，有效防范雨季废液池外溢事故的发生。另外，所有的废液池必须进行防渗处理。

(3) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。泥浆比重和粘度要经常进行检查，罐内每周不得少于一次，在危险的油气层中钻进时每 30 分钟检查一次。

(4) 在钻开油气层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力约 3MPa~5MPa，井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的 1.5~2 倍，并且还储备足够量的泥浆加重剂。

(5) 严格执行《中国石油天然气集团公司石油与天然气钻井井控规定》和《中国石油天然气集团公司石油与天然气井下作业井控规定》，进一步加强井控工作，在施工过程中加强技术管理：“三高”油气井一般应由具备甲级资质的队伍施工；对“三高”油气井油（气）层套管的固井质量应使用变密度测井或其它先进有效的测井技术进行质量评价等。在日常管理中，完善管理制度，加强管理和监督：各油气田企业的技术负责人应全面负责钻井和井下作业的井控技术管理及措施的研究制定工作，从设计开始加强井控各环节的技术管理；建立健全井控管理体系和井喷事故责任追究制度。同时加强人员培训，全面提高现场人员素质：从事钻井和井下作业设计、指挥、管理（监督）和操作的各层次、各岗位人员应参加井控培训，做到持证上岗；建设方派驻现场的专业监督人员或建设方指定的施工作业单位的负责人，负责组织、协调现场施工队伍和相关协作方工作人员进行现场防喷演习和应急预案演练。“三高”油气井的施工过程中，每班每月防喷演习不少于 2 次。在有“三高”油气井的地区，建设方应组织进行企地联动的应急预案的演练，每年不少于 1 次。

(6) 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具

---

符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。

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

(8) 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。

(9) 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。

(10) 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。

(11) 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。

#### 6.6.1.2 井喷风险预防措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但在预防措施上还应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

#### 6.6.1.3 油气集输事故风险预防措施

(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。

#### 6.6.1.4 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。

---

### 6.6.1.5 项目三级防控措施

项目三级防控体系主要是指项目设备相对较为集中的联合站三级防控体系，即① 厂区装置和罐区的围堰；② 厂区内配套建设事故池；③ 污水蒸发池。

当项目联合站发生事故时，装置区的溶液罐或储罐遭到破坏，油品全部泄漏后，与事故消防水一同封闭在围堰内，并沿地面坡度（地面采用现浇混凝土，正常情况下具有防渗功能）进入生产污水管道系统，最终进入厂区的生产蒸发池储存，并适时送污水处理系统进行处理。一旦发现事故污水排放量较大时，可通过管线将事故污水收集池与站外的蒸发池连通，将多余污水送至蒸发池，最终保证厂区事故污水不直接外排进入环境。

### 6.6.1.6 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。

对本项目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。

### 6.6.1.8 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，本项目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 6.6-1 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 <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 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，影响范围3km <sup>2</sup> 以上。  | 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，影响范围1km <sup>2</sup> 以上。   | 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 <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> 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       | 人员死亡、被困，生产设施破坏  | 人员受伤，生产活动受到较大的   | 生产活动受到影响；   |



|     |  |   |                    |
|-----|--|---|--------------------|
| 体事件 | 坏, 停工;<br>一项排放物超标 3 倍, 影响范围 3km <sup>2</sup> 以上。 | 影响;<br>一项排放物超标 1 倍, 影响范围 1km <sup>2</sup> 以上。 | 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。

## 6.6.2 应急预案

### 6.6.2.1 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。建立快速应急响应机制, 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。

### 6.6.2.2 突发事件总体应急预案

(1) 环境突发事件专项应急预案。环境突发事故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。

#### 6.6.2.3 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。针对本项目开发特点，本项目应急计划区应包括钻井场、联合站、集气站和集输管道。

#### 6.6.2.4 组织机构与职责

本项目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。

##### ( ) 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。

##### (3) 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。

---

#### 6.6.2.5 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。

#### 6.6.2.6 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。

#### 6.6.2.7 应急预案与当地政府的衔接和联动

本项目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，更好地与当地政府做好衔接和联动。

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。

---

## 7.环境管理、监测及 HSE 管理体系

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。

本项目对环境的影响主要来自开发期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是开发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，本章针对本项目在开发期和运行期的生态破坏和环境污染特征，提出了开发期和运行期的环境管理、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。

### 7.1 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。环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。

中国石油吐哈油田公司依据《健康安全与环境管理体系第一部分：规范》（Q/SY1002）和对照《中国石油天然气集团公司 HSE 管理体系管理手册》及《中国石油天然气股份公司勘探与生产分公司 HSE 管理体系管理手册》的要求，编制并批准了《吐哈油田公司健康、安全与环境管理体系管理手册》。

作业区所属的中国石油吐哈油田公司目前已建立了完善的健康、安全与环境管理体系，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。

---

### 7.1.1 机构设置

中国石油吐哈油田公司在环境管理机构设置上实行逐级负责制。

油田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；日常环境管理工作由安全环保处负责，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保处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。

### 7.1.2 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。本项目分为多个井区以及相关辅助设施，在开发期与运行期对环境造成一定的影响，特别是开发期对周边的生态环境影响较大。为了最大限度地减轻开发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。

### 7.1.3 生产区环境管理

#### 7.1.3.1 日常环境管理

##### (1) 搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

废水管理应按“总体规划、达标排放”的原则，在生产过程中，油田采出水全部处理达标后回注；生活污水依托神泉联合站生活污水处理装置处理。

废气污染源的控制是重点加强对站场油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻对周围环境产生的污染，达到污染物排放总量控制的环境保护目标。

##### (2) 加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备和场所的操作规程及安排专门操作人员进行管理，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

---

### (3) 落实管理制度

除了加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

#### 7.1.3.2 环境污染事故的预防与管理

##### (1) 对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

##### (2) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

##### (3) 加强风险管理

由于本项目不确定潜在事故因素无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运行期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

#### 7.1.4 本项目 HSE 管理工作内容

应结合本项目环评识别的开发期和运行期工艺流程、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。

## 7.2 管理体系及体系运行

本项目建成后由吐哈油田分公司吐鲁番采油厂统一管理。在本次开发建设项目的实施过程中，将依托吐哈油田分公司吐鲁番采油厂在环境管理上建立的质量、健康、安全与环境管理体系（QHSE 管理体系），减少施工期和运行期对周围环境的影响，落实各项环保和安全措施。

吐哈油田分公司吐鲁番采油厂在生产经营管理方面采用精细化管理，强化执行力，关注细节，注重过程管理，形成了具有现代企业经营的管理模式。组织机构图见 7.1-1。

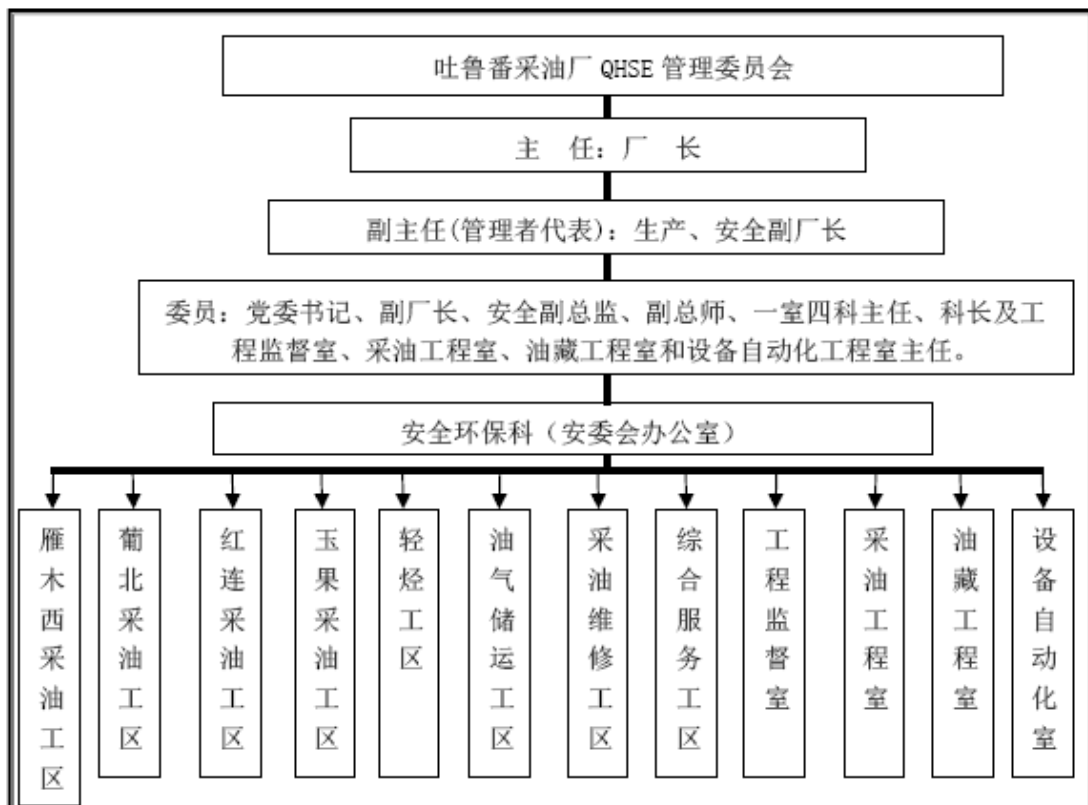


图 7.1-1 吐哈油田分公司吐鲁番采油厂环境管理机构设置

项目的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括开发期、施工期、运行期和闭井期，其中开发期已经发生，故本章节对施工期、运行期和闭井期提出环

境保护行动计划，计划内容涉及生态环境、声环境、大气环境、水环境、土壤环境、景观保护以及水土流失等方面不利影响的减缓和保护措施，具体见表 7.2-1、7.2-2 和 7.2-3。

**表 7.2-1 施工期环境保护行动计划**

| 序号 | 影响因素 | 环保措施  | 实施单位  | 实施时间 | 监督单位                                      | 资金保证   |
|----|------|---|-------|------|---|--------|
| 1  | 生态环境 | <p>·施工过程中严格控制占地面积，划定施工活动范围，减少临时占地和对地表的扰动。站场建设施工前，也要严格规定临时占地范围。施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低。严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地。</p> <p>·施工产生的土方，应合理规划，合理利用。对于开挖管道产生的土方，回填在管堑处，土方不集中产生。对于拟永久使用的伴行道以及各场站等，建设完成后，应因地制宜的进行地表原始景观恢复。</p>  | 工程承包商 | 施工期  | 环境监理公司<br>环境监察总队<br>吐鲁番市生态环境局<br>自治区生态环境厅 | 纳入工程费用 |
| 2  | 声环境  | ·靠近强声源的工人佩戴耳塞，限制工作时间。加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。  |       |      |   |        |
| 3  | 大气环境 | <p>·粉状材料(石灰、水泥)的运输要袋装或罐装，禁止散装，堆放时设篷盖。</p> <p>·运送建筑材料的卡车须用帆布遮盖，严禁散落和随风飞扬。</p>  |       |      |   |        |
| 4  | 水环境  | <p>·以钻井队为单位，核算清水的用水定额，建立奖惩制度，控制和减少清水用量。安装泥浆泵冷却水循环系统、振动筛的污水循环系统，减少用清水冲洗设备，尽量采用擦洗的方式清洁设备。杜绝水的跑、冒、滴、漏现象。钻井结束后，钻井废水在井场进行固液分离后循环利用。</p> <p>·所有污染物排放不出井场范围。</p>   |       |      |   |        |
| 5  | 水土流失 | <p>·合理安排施工时间：挖、填方的施工应尽量避免大风季节，如不能避开大风季节，应将土方单侧堆放，并堆成梯形，尽量减小土方坡度，以减少风蚀引起的水土流失。</p> <p>·油田开发建设，在满足工程对土质要求的前提下，集中在政府指定的地点取土(石料)，尽量不在沟道取石方，以防改变排水流向，引发新的水土流失。取料应减小开挖深度及开挖坡度，做到既方便施工，又利于水土保持，取料后对形成的高陡边坡进行削坡。</p> <p>·管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成土方堆积和过多借土。对于道路及地面建设产生的弃方不得随处堆放。</p> <p>·管线的埋设应尽量采用平埋方式，使地形不发生大的变化。在回填土时，要尽量压实。</p> <p>·严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道和扩大取土范围，在地形平坦处，施工车辆不得随意驶离使道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包</p> |       |      |   |        |



|  |  |                          |  |  |  |  |
|--|--|--------------------------|--|--|--|--|
|  |  | 括土地平整, 创造局部小环境以利于植被的恢复等。 |  |  |  |  |
|--|--|--------------------------|--|--|--|--|

**表 7.2-2 运行期环境保护行动计划**

| 序号 | 影响因素 | 环保措施  | 实施单位              | 实施时间 | 监督单位                             | 资金保证   |
|----|------|---|-------------------|------|----------------------------------|--------|
| 1  | 生态环境 | 继续做好施工迹地的地表恢复工作, 利用冬季融雪和夏季少量的降水使景观慢慢得以自然恢复。<br>培训巡线人员相关的水土保护知识, 使之在保护沿线植被的同时, 随时观察沿线的水土流失状况, 以便能及时采取补救措施。<br>定期维护集输支线、注水支线、电力设施底部等设施的地面固沙草方格。 | 中国石油吐哈油田分公司吐鲁番采油厂 | 运行期  | 自治区环保厅<br>自治区环境监察总队<br>吐鲁番市生态环境局 | 纳入工程费用 |
| 2  | 声环境  | 对站场的厂界噪声进行定期监测, 在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施。   |                   |      |                                  |        |
| 3  | 大气环境 | 对大气进行定期监测。  |                   |      |                                  |        |
| 4  | 水环境  | 对污水的处理设施进行定期维护。   |                   |      |                                  |        |
| 5  | 土壤环境 | 对井场外土壤进行定期监测。   |                   |      |                                  |        |
| 6  | 景观保护 | 对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况监督  |                   |      |                                  |        |
| 7  | 管道保护 | 在施工结束、投入运行之前, 集输干支线要完成永久性标志的设置, 并对易遭车辆碰撞破坏的局部管道采取防护措施, 设置安全标志。<br>对管道设施定期巡查, 及时维修保养。<br>制定事故应急预案, 对安全运行的重大隐患和重大事故能够作出快速反应并及时处理。               |                   |      |                                  |        |
| 8  | 环境管理 | 建立环境管理体系和事故应急体系。<br>实施环境监测计划  |                   |      |                                  |        |

**表 7.2-3 闭井期环境保护行动计划**

| 序号 | 影响因素 | 环保措施   | 实施单位              | 实施时间 | 监督单位                             | 资金保证     |
|----|------|--|-------------------|------|----------------------------------|----------|
| 1  | 生态环境 | 做好闭井期的地表恢复工作, 人工种植地表原有植物, 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。 | 中国石油吐哈油田分公司吐鲁番采油厂 | 闭井期  | 自治区环保厅<br>自治区环境监察总队<br>吐鲁番市生态环境局 | 纳入闭井井管费用 |
| 2  | 声环境  | 闭井期间采用低噪声设备, 操作周期为短期, 对周围环境产生间歇式影响, 伴随闭井期工作结束而终止。                                |                   |      |                                  |          |
| 3  | 大气环境 | 在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘, 故需采取洒水降尘措施, 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。                 |                   |      |                                  |          |
| 4  | 水环境  | 设备排出的废水采用罐车拉走, 不排入周围环境, 避免对周围环境造成影响。   |                   |      |                                  |          |

## 7.3 环境监测计划

本项目在施工和运行期间，施工机械和生产设备均投入使用，故在各个阶段需对生产过程产生的三废和生态影响进行严格监管，定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测，减少对周围环境影响。环境监测计划见表 7.3-1。

表 7.3-1 环境监测计划

| 监测对象 |      | 监测频率         | 实行监测时间 | 监测项目  | 监测地点           |
|------|------|--------------|--------|---|----------------|
| 施工期  | 生态   | 施工结束后进行控制性监视 |        | 临时占地范围  | 施工现场           |
|      | 钻井废水 |              |        | pH、COD、石油类、SS   |                |
|      | 井场土壤 |              |        | 石油类   |                |
|      | 钻井事故 |              |        | 大气、土壤、植被等   |                |
| 运营期  | 大气   | 1次/a         | 竣工验收后  | 非甲烷总烃   | 井场周围           |
|      | 噪声   |              |        | 等效连续 A 声级   | 井场四周           |
|      | 地下水  |              |        | pH 值、氟化物、氨氮、总硬度、亚硝酸盐氮、硝酸盐氮、铅、镉、砷、汞、硫酸盐、溶解性总固体、氯化物、石油类 | 作业区下游水井        |
|      | 生态   |              |        | 临时占地植被恢复类型及覆盖率  | 井场、场站周围管廊、道路两侧 |
|      |      |              |        | 井场、站场永久占地地面硬化处理                                       | 井场、场站          |
|      | 土壤   |              |        | pH 值、石油类、砷、汞、铬、镉                                      | 在项目区井场外 10m 处  |

## 7.4 环保设施竣工验收管理

### 7.4.1 环境工程设计

(1) 必须按照本环评文件及批复要求，落实项目环境工程设计，确保“三废”稳定达标排放；按要求制定环境风险事故应急预案。

(2) 建立健全环境管理组织机构、各项环保规章制度，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，其配套的环保设施也必须与主体工程同时建设投入运行。

### 7.4.2 环境设施验收建议

#### 7.4.2.1 验收调查范围

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》(HJ/T394—2007)和《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ612-2011)，

确定本项目竣工环境保护验收调查范围为工程开发建设的油井、站场、各种管网、油田道路等区域。

(1) 生态环境

生态环境主要调查范围与项目临时占地面积一致。

(2) 大气环境

大气污染源调查范围：注气站大气污染排放区。

(3) 水环境

联合处理站污水处理设施。

(4) 声环境

油田井场、站场等噪声排放区周围 200m 范围。

**7.4.2.2 验收调查因子**

(1) 生态环境

调查本项目建设范围内井、站场及各种管网占地情况，工程建设对野生动植物的影响、对地表的扰动及恢复情况，路基、边坡、管线及井场的防护情况以及水土流失现状和水土流失影响。植物评价因子为种类、数量、盖度、长势等。

(2) 大气环境

各类污染源监测调查因子：非甲烷总烃、烟尘、二氧化硫、氮氧化物。

(3) 水环境

生产废水：pH、SS、COD<sub>Cr</sub>、挥发酚、硫化物、石油类；

生活污水：pH、SS、COD<sub>Cr</sub>、BOD<sub>5</sub>、氨氮、石油类、动植物油。

(4) 声环境

连续等效 A 声级 LAeq。

本项目环境保护验收建议清单见表 7.4-1。

**表 7.4-1 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  | 神泉集中站        | 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   | 落地油  | 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 | 水土流失 | 集油支线<br>注水支线 | 恢复地貌              | 若干  | 恢复地貌             |

| 治理项目 | 污染源                                   | 位置           | 验收清单                      |    | 验收标准        |
|------|---------------------------------------|--------------|---------------------------|----|-------------|
|      |                                       |              | 治理要求                      | 数量 |             |
|      |                                       | 电力设施底部       |                           |    |             |
|      | 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 |              |                           |    |             |

## 7.5 污染物排放的管理要求

本项目污染物排放清单及管理要求见表 7.5-1。

**表 7.5-1 污染物排放清单**

| 类别    |            | 环保措施                                 | 运行参数                                       | 污染物种类 | 排放标准                       | 排放浓度 | 总量指标    |
|-------|------------|--------------------------------------|--|-------|----------------------------|------|---------|
| 无组织废气 | 挥发性有机废气    | 选用质量可靠的管线、设备、仪表、阀门、定期进行检修            | 无组织排放                                      | 非甲烷总烃 | 4mg/m <sup>3</sup> （场界）    | /    | 4.07t/a |
| 废水    | 采出水        | 进入神泉联合站污水处理系统处理满足回注用水水质标准后进入回注系统进行回注 | 废水量<br>8.18×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> | /     | 不外排                        | /    | 0       |
|       | 井下作业废水     |                                      | 废水量<br>4983.16m <sup>3</sup>               | /     | 不外排                        | /    | 0       |
| 噪声    | 设备、车辆噪声    | 采用低噪声设备、基础减振、加强车辆维护保养等               | dB（A）                                      | dB（A） | 昼间 60 dB（A）<br>夜间 50 dB（A） | /    | /       |
| 固体废物  | 落地原油（事故状态） | 排入葡北渣场暂存，后委托有资质单位处理                  | HW08 类危险废物                                 | 石油类   | 无害化处置                      | /    | /       |

---

## 8.环境影响经济损益分析

### 8.1 项目的社会效益和经济效益

#### 8.1.1 社会效益

本项目的建设投产，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实在在的经济收益。同时，资源的开发建设伴随着基础设施的完善，这给新疆地区经济带来了良好的发展机遇。

(2) 为加快新疆地区经济发展，保持新疆地区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。本项目的建设有助于搞好新疆的经济建设，会带来明显的经济效益和社会效益。对于新疆来讲，石油的开发及其相关产业的建设是整个国民经济和社会发展的支柱产业，同时可带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地的经济注入活力。本项目的开发建设可为地方提供就业机会，增加人员收入；工程运行过程每年可提高当地的国税、地税收入。

同时，油田的建成有利于改善当地的燃料和能源结构，提高居民的生活水平，促进当地经济发展和生态环境保护。

#### 8.1.2 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。

## 8.2 项目环境效益分析

### 8.2.1 项目环保投资估算

本项目总投资为 2.39 亿元，环保投资 2370 万元，约占总投资的 9.92%，具体环保投资估算见表 8.2-1。

表 8.2-1 环保投资估算

| 环境要素       |           | 采取的环境保护措施   | 费用（万元） |         |
|------------|-----------|---|--------|---------|
| 水环境        | 施工期废水处理   | 施工期钻井废水、废弃泥浆和岩屑在井场进行分离后，液相回用于钻井液配备，固相在井场进行防渗填埋，并对井场进行整理、平整、压实。  | 520    | 10 万元/口 |
|            | 管线穿越坎儿井套管 | 穿越坎儿井的管线需再加套管保护，套管规格大于主管两级，并做聚乙烯防腐胶带防腐。穿越坎儿井的管线选无缝钢管，设计压力 1.6MPa，埋地敷设，管底埋深-1.5m，管线在采用 D219×8 规格，增加壁厚。 | 20     |         |
|            | 坎儿井加固     | /   | 110    |         |
| 大气环境污染防治措施 |           | 洒水降尘  | 20     |         |
| 固体废物处置     | 生活垃圾收集及运输 |   | 20     |         |
|            | 钻井废弃物处置   |   | 1040   | 20 万元/口 |
| 生态保护       | 井场恢复      |   | 260    | 5 万元/口  |
| 环境风险       | 风险预案及演习   |   | 50     |         |
| 环境管理       | 环境影响评价    |   | 200    |         |
|            | 环境保护竣工验收  |   | 60     |         |
|            | 环境监测      |   | 20     |         |
|            | 施工环境监理    |   | 50     |         |
|            |           | 合计  | 2370   |         |

在上述环保措施得到妥善落实后，能够确保本项目所产生的废液以及废泥浆、岩屑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。

---

## 8.2.2 环保措施效益分析

本项目在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出废水通过神泉联合站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，本项目采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

### 8.2.2.1 环保措施的环境效益

#### (1) 废气

油气集输及处理采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，有效减少烃类气体的挥发量，减少对大气的污染。

#### (2) 废水

井下作业废水和采出水采用专用废液收集罐收集后运至神泉联合站，经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鄯善污油泥处理站无害化处理，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。

本项目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。

本项目选用先进、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。

### 8.2.2.2 环保措施的经济效益

本项目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。

---

### 8.3 环境经济分析结论

综上所述，本项目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，加上本项目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。



---

## 9.结论与建议

### 9.1 工程概况

神 8-15 区块所属地理位置比邻神泉油田，神泉油田位于吐鲁番市高昌区东北方向约 8km 处，地处火焰山南麓，北距葡北油田 14km。项目区中心地理坐标。

本项目部署新钻井 53 口（未批先建 21 口），形成 11 注 42 采的注采方形井网，按照 200-220m 的井距部署。设计单井产能 7.0t/d，预计建成原油生产能力 7.98 万 t。集输管线 15.7km，其中单井集输管线 10km，站外集输管线 5.7；注水管线 7.18km，其中注水干线 5.7（与站外集输管线同沟敷设），单井注水管线 1km，注水支线 0.48km。井场道路 4km，供配电、通信、土建等配套工程。原油处理依托现有神泉联合站。

本项目总投资为 2.39 亿元，环保投资 2370 万元，约占总投资的 9.92%。

### 9.2 环境质量现状评价结论

#### 9.2.1 生态环境质量现状

根据现场调查及资料收集，本项目评价区域内无自然保护区、风景名胜区等特殊及重要生态敏感区。根据《新疆生态功能区划》，项目区属于天山山地温性草原、森林生态区，北天山南坡吐鲁番—哈密盆地戈壁荒漠、绿洲农业生态亚区，吐鲁番盆地绿洲特色农业与旅游生态功能区。神8-15区块土壤类型单一，区块内分布以棕漠土。本项目区域地表水系不发育，主要土地利用类型为戈壁，植被类型以典型荒漠植被为主，主要为骆驼刺、合头草，植被盖度低。整个油田年开发区域受人为干扰较小，为荒漠生态系统。

#### 9.2.2 环境空气质量现状

项目所在区域 SO<sub>2</sub> 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；O<sub>3</sub> 日均浓度及 NO<sub>2</sub>、PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub> 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。

---

评价区域内各监测点 H<sub>2</sub>S 满足《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 0.01mg/m<sup>3</sup> 要求,非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m<sup>3</sup> 的标准要求。

### 9.2.3 水环境质量现状

葡萄沟水库和西侧农灌渠各项监测因子均满足《地表水环境质量标准》中 II 类标准和 III 类标准限值。

潜水水质评价结果显示,勘察区内潜水水质总体较好,各项监测指标均未超过《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中 III 类水标准限值。本次采集的 7 组潜水样品的水质评价结果均为 III 类,地下水化学组分含量中等,主要适用于集中式生活饮用水水源及工、农业用水。

承压水水质评价结果显示,勘察区承压水水质总体较好,各项监测指标均未超过《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中 III 类水标准限值。本次采集的 3 组承压水样品的水质评价结果均为 III 类,地下水化学组分含量中等,主要适用于集中式生活饮用水水源及工、农业用水。

坎儿井水质评价结果显示,勘察区坎儿井水质总体较好,各项监测指标均未超过《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中 III 类水标准限值。本次采集的 2 组坎儿井水样的水质评价结果均为 III 类,地下水化学组分含量中等,主要适用于集中式生活饮用水水源及工、农业用水。

### 9.2.4 声环境质量现状

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。

## 9.3 环境影响评价结论

### 9.3.1 生态影响评价结论

本项目建设区域没有特殊生态敏感区和重要生态敏感区,项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响,本项目永久占地面积 12.2hm<sup>2</sup>,临时占地面积 26.82hm<sup>2</sup>,占地主要为戈壁,由于本区域的野生动物种类少,且经过现有油田设施多年运营后,已经少有大型野生动物在本区域出现,项目对野生动物的影响较

---

小。因此总体上看本项目建设对生态环境影响较小。

### 9.3.2 环境空气影响结论

本项目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，对周围环境不产生不利影响。项目在生产工艺中采用全密闭流程，可有效减少无组织烃类的排放。车辆消耗的油品属国家合格产品，且车辆排放尾气具有不连续性，对周围环境空气产生影响较小。

综上所述，本项目排放的废气对项目所在区域环境产生的影响较小。

### 9.3.3 水环境影响评价结论

本项目各生产装置在工程设计时均采用防渗或防漏效果很好的设备或贮罐，采出水和井下作业废水经神泉联合站污水处理设施处理达标后，管输至回注井，作为油田生产用水回注于油层，排水管道等均采用密封、防渗材料，对工程区所在区域地下水环境影响不大。

在输油管线发生泄漏的情况下，石油类污染物在坎儿井方向上主要向南迁移扩散。在第 15.5d，石油类污染物通过包气带进入坎儿井内；污染物到达坎儿井的第 100 天石油类污染物污染晕（ $>0.3\text{mg/L}$ ）主要控制在距离泄漏点约 151m 处，污染物超标范围为  $2.6\times 10^4\text{m}^2$ ；第 1000 天石油类污染物污染晕（ $>0.3\text{mg/L}$ ）扩散距离约为 740m，污染物超标范围为  $18.1\times 10^4\text{m}^2$ ；第 3650 天石油类污染物污染晕（ $>0.3\text{mg/L}$ ）扩散距离约为 2315m，污染物超标范围为  $79.8\times 10^4\text{m}^2$ 。

在管线发生泄漏的情况下，Fe、硫化物污染物在水平方向上主要向东南迁移扩散。在污染物到达含水层的第 100 天 Fe 污染晕（ $>0.3\text{mg/L}$ ）主要控制在泄露点范围内，扩散距离约 162m，污染物超标范围达到  $1.5\times 10^4\text{m}^2$ ；第 1000 天 Fe 污染晕（ $>0.3\text{mg/L}$ ）扩散距离约为 303m，污染物超标范围达到  $2.2\times 10^4\text{m}^2$ ；第 3650 天 Fe 污染晕（ $>0.3\text{mg/L}$ ）扩散距离约为 675m 且在此时污染物超标范围达到  $5.1\times 10^4\text{m}^2$ ；在污染物到达含水层的第 100 天硫化物污染晕（ $>0.02\text{mg/L}$ ）主要控制在泄露点范围内，扩散距离约 162m，污染物超标范围达到  $1.6\times 10^4\text{m}^2$ ；第 1000 天硫化物污染晕（ $>0.02\text{mg/L}$ ）扩散距离约为 303m，污染物超标范围达到

---

1.5×10<sup>4</sup>m<sup>2</sup>;第 3650 天硫化物污染晕 (>0.02mg/L) 扩散距离约为 675m 且在此时污染物超标范围达到 1.5×10<sup>4</sup>m<sup>2</sup>。

综上所述,正常生产状况下,油田施工期和运营期对地下水环境的影响较小。非正常状况下,事故发生后,污染物进入地下水,污染影响范围随着时间推移逐步扩大。在预测期内均有超标现象,但污染物超标范围有减小的趋势,要做好监测工作。

### 9.3.4 声环境影响评价结论

本项目开发施工期间钻井、管线敷设都会产生一定强度的噪声,产生的噪声影响随着施工结束而结束,对周围声环境的影响是可以接受的。运营期各井场厂界能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准要求。

### 9.3.5 固体废物影响评价结论

本项目对环境可能造成影响的主要固体废物包括钻井废弃物(钻井废弃泥浆和钻井岩屑)、落地原油和油泥。

本项目废弃泥浆属于非磺化类水基泥浆,为一般工业固体废物。钻井过程中的废弃泥浆和岩屑在井场进行分离,液相回用于钻井液配备,固相收运至葡北废渣场进行防渗填埋。处置方式符合《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)、《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)、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》(DB65/T 3998-2017)和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T 3997-2017和《关于含油污泥处置有关事宜的通知》(新环办发〔2018〕20号)的要求。

施工废料部分可回收利用,剩余废料依托当地职能部门有偿清运;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。本项目产生的油泥沙运至葡北废渣场暂存后,交由具有相关资质的单位处置;生活垃圾集中收集后统一清运至吐鲁番市生活垃圾填埋场进行填埋处理。项目建设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，所产生的各类固体废物均能得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。

### 9.3.6 环境风险分析评价结论

本项目在开发过程中，由于人为因素或自然因素的影响，可能导致发生油气泄漏及井喷事故。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，可将本项目的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守油田开发建设、生产过程中的有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

### 9.3.7 总量控制结论

本项目在运行期产生的采油废水进入神泉联合站污水处理系统处理，经处理达标后回注，不直接排入外环境，因此不对废水污染物进行总量控制。

根据行业特点，运营期间废气污染物主要为 VOCs，“十三五”期间国家废气总量控制因子为 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>，本工程没有排放需要实施总量控制的国家废气总量控制因子，因此本工程仅核算特征因子 VOCs 的污染物排放总量。

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 4.07t/a。

### 9.3.8 清洁生产评价结论

本项目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。本项目在采输气、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，通过对标分析，综合评价指数得分 88.02 分，属于清洁生产企业。

### 9.3.9 公众参与

本项目根据《环境影响评价公众参与办法》（部令第 4 号）的要求进行公众参与，公众参与期间无公众反对本项目建设。

---

## 9.4 综合评价结论

根据现场调查和资料搜集，本项目永久占地面积 12.2hm<sup>2</sup>，临时占地面积 26.82hm<sup>2</sup>，占地基本为戈壁，由于本区域的野生动物种类少，且经过现有油田设施多年运营后，已经少有大型野生动物在本区域出现，项目对野生动物的影响较小。

本项目评价范围内坎儿井周边目前无新增抽水机电井，主要构筑物为采油井。采油井开采层位均为千米深度，对坎儿井水文地质条件无影响。此外，在坎儿井结构方面，根据坎儿井保护条例第十八条内容，将坎儿井暗渠地上两侧各 30 米范围圈定为坎儿井保护区。通过对场区内采油井位置调查及与坎儿井保护区分布范围对比，采油井均不在坎儿井保护区内，距离坎儿井保护区边界最近距离大于 50m，符合坎儿井保护条例相关内容。

本项目的建设符合国家产业政策，符合中国石油天然气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：本项目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，可使本项目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，本项目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，项目建设可行。