滴南 15 井区上乌尔禾组油藏开发工程

环境影响报告书

（征求意见稿）

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司

编制单位：新疆泰施特环保科技有限公司

编制日期：二 O 二一年十月

目 录

概述.....1

一、建设项目特点.....1
二、环境影响评价的工作过程.....2
三、分析判定相关情况.....1
四、关注的主要环境问题.....2
五、评价主要结论.....2

1 总则.....4

1.1 评价目的和原则.....4
1.2 编制依据.....4
1.3 环境影响识别与评价因子筛选.....8
1.4 环境影响评价等级的划分及评价范围的确定.....10
1.5 环境功能区划.....16
1.6 评价标准.....16
1.7 评价重点.....20
1.8 环境保护目标.....20

2 工程分析.....22

2.1 工程概况.....22
2.2 油气田资源概况.....24
2.3 开发方案.....27
2.4 主体工程.....28
2.5 辅助工程.....30
2.6 公用工程.....32
2.7 依托工程及依托可行性分析.....33
2.8 工艺流程.....37
2.9 污染源分析及核算.....38
2.10 服役期满环境影响分析.....47
2.11 清洁生产分析.....47
2.12 污染物总量控制.....56
2.13 项目建设可行性分析.....56

3 环境现状调查与评价.....71

3.1 自然环境现状调查与评价.....71
3.2 生态环境现状调查与评价.....75
3.3 环境空气质量现状监测与评价.....81
3.4 水环境现状调查与评价.....83
3.5 声环境质量调查与评价.....87
3.6 土壤环境现状调查与评价.....88

4 环境影响预测与评价.....94

4.1 生态环境影响评价.....94
4.2 土壤环境影响.....103

4.3 施工期环境影响评价.....107
4.4 运营期环境影响评价.....109
4.5 环境风险评价.....134
5 环境保护措施及其可行性论证.....141
5.1 施工期污染防治措施.....141
5.2 运营期环境保护措施.....149
6 环境影响经济损益分析.....169
6.1 环保投资估算.....169
6.2 社会效益和经济效益分析.....169
6.3 环境经济损益分析.....170
6.4 结论.....172
7 环境管理与监测计划.....173
7.1 环境管理制度.....173
7.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立.....174
7.3 环境管理计划.....181
7.4 施工期环境监理制度.....186
7.5 污染物排放清单.....187
7.6 环境监测计划.....188
7.7 环保设施竣工验收管理.....189
8 结论及建议.....191
8.1 评价结论.....191
8.2 建议.....195
附件.....196

附件目录：

附件 1：环评委托书；

附件 2：原福海县环境保护局《关于滴南 14、滴南 15 井勘探钻探项目环境影响报告表的批复》（福环函〔2018〕182 号），2018 年 12 月 26 日；

附件 3：《滴南 14、滴南 15 井勘探钻探项目竣工环境保护设施验收意见》，2020 年 9 月 17 日；

附件 4：阿勒泰地区生态环境局福海县分局《关于滴南 18、滴南 19 井勘探钻探项目环境影响报告表的批复》（福环函〔2020〕4 号），2020 年 1 月 21 日；

附件 5：阿勒泰地区生态环境局福海县分局《关于滴南 15 井区二叠系乌尔河组滴南 083 等 4 口油藏评价井工程环境影响报告表的批复》（福环函〔2020〕39 号），2020 年 4 月 20 日；

附件 6：阿勒泰地区生态环境局福海县分局《关于彩南油田滴南 15 井区二叠系上乌尔禾组油藏评价井工程环境影响报告表的批复》（福环函〔2021〕24 号），2021 年 6 月 29 日；

附件 7：原新疆维吾尔自治区环境保护厅《关于中国石油新疆油田分公司彩南油田作业区环境影响后评价报告书的审查意见》（新环评价函〔2011〕1119 号），2011 年 11 月 25 日；

附件 8：原昌吉回族自治州环境保护局《昌吉州环保局关于彩南油田作业区生活污水处理系统改造工程环境影响报告表的批复》（昌州环评〔2017〕42 号），2011 年 11 月 25 日；

附件 9：《彩南油田作业区生活污水处理系统改造工程竣工环境保护验收意见》，2019 年 10 月 19 日；

附件 10：原新疆维吾尔自治区环境保护厅《关于吉木萨尔县生活垃圾处理工程环境影响报告书的批复》（新环评价函〔2010〕452 号），2011 年 11 月 25 日；

附件 11：原昌吉回族自治州环境保护局《昌吉州环保局关于中国石油新疆油田分公司（准东采油厂彩南作业区）彩南污水处理系统改扩建工程环境保护验收意见》（昌州环评〔2017〕66 号），2017 年 7 月 17 日；

附件 12：含油污泥处置合同；

附件 13：中国石油新疆油田分公司准东采油厂突发环境事件应急预案备案表；

附件 14：现状监测报告。

概述

一、建设项目特点

滴南 15 井区属于准东采油厂彩南作业区管辖，位于阿勒泰地区福海县境内，构造上位于准噶尔盆地中央坳陷东道海子凹陷。区内平均地面海拔高度 660~700m，地表为沙漠，有荒漠草本植被覆盖，邻近石-彩公路，交通条件便利。离彩南联合站约为 14km，井区无集输处理配套系统等工程设施。

根据《彩南油田滴南 15 井区二叠系上乌尔禾组油藏开发试验地面工程》，在滴南 15 井区共部署油井 11 口，井号为滴南 15、滴南 083、滴南 19、滴南 085、DN0001、DN0002、DN0003、DN0004、DN0005、DN0006、DNHW15001，单井设计产能 5~25.0t/d，新建产能 5.9×10^4t/a。油井均采用单井拉油方式，新建 D60×3.5 单井出油管线合计 1.1km，新建道路 17752m。配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版），石油开采位于新区块内的需编制环境影响报告书。本项目位于新区块，需编制环境影响报告书。

本项目 11 口井勘探钻探工程均单独进行环境影响评价，其中：

滴南 15 井环境影响报告表批复文号为福环函〔2018〕182 号；

滴南 19 井环境影响报告表批复文号为福环函〔2020〕4 号；

滴南 083 井、滴南 085 井环境影响报告表批复文号为福环函〔2020〕39 号；

DN0001 井、DN0002 井、DN0003 井、DN0004 井、DN0005 井、DN0006 井、DNHW15001 井环境影响报告表批复文号为福环函〔2021〕24 号。

其中滴南 15 井于 2020 年 9 月 17 日取得竣工环境保护验收意见，因此本次环评评价内容不包括勘探钻探工程。根据现场勘查，滴南 15 井、滴南 083 井、滴南 19 井、滴南 085 井、DN0001 井、DN0003 井、DN0004 井、DN0005 井、DN0006 井已开钻，DN0002 井和 DNHW15001 井尚未开钻，计划 2021 年 11 月完钻。

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

二、环境影响评价的工作过程

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》以及国务院令第 682 号《建设项目环境保护管理条例》、环境保护部第 5 号令《建设项目环境影响评价文件分级审批规定》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）等有关规定。中国石油新疆油田分公司开发公司于 2021 年 6 月 3 日委托我单位开展本工程的环境影响评价工作（附件 1）。我公司接受委托后，认真研究了本工程的有关资料，对工程现场进行了多次实地踏勘、调研，搜集区域地表水、地下水、环境空气、土壤监测数据，并委托新疆泰施特环保科技有限公司对工程所在地大气特征污染物、地表水环境、地下水环境、声环境、土壤环境质量现状进行了监测。对建设项目进行了认真细致的工程分析，根据各环境要素的评价等级筛选及其相应评价等级要求，对各环境要素进行了环境影响预测和评价，提出了相应的环境保护措施并进行了技术经济论证，在此基础上，编制完成了《滴南 15 井区上乌尔禾组油藏开发工程环境影响报告书》，报告书报生态环境主管部门审批后，将作为该项目做好响应环保工作及主管部门进行环境保护管理依据。具体评价过程见图 1。

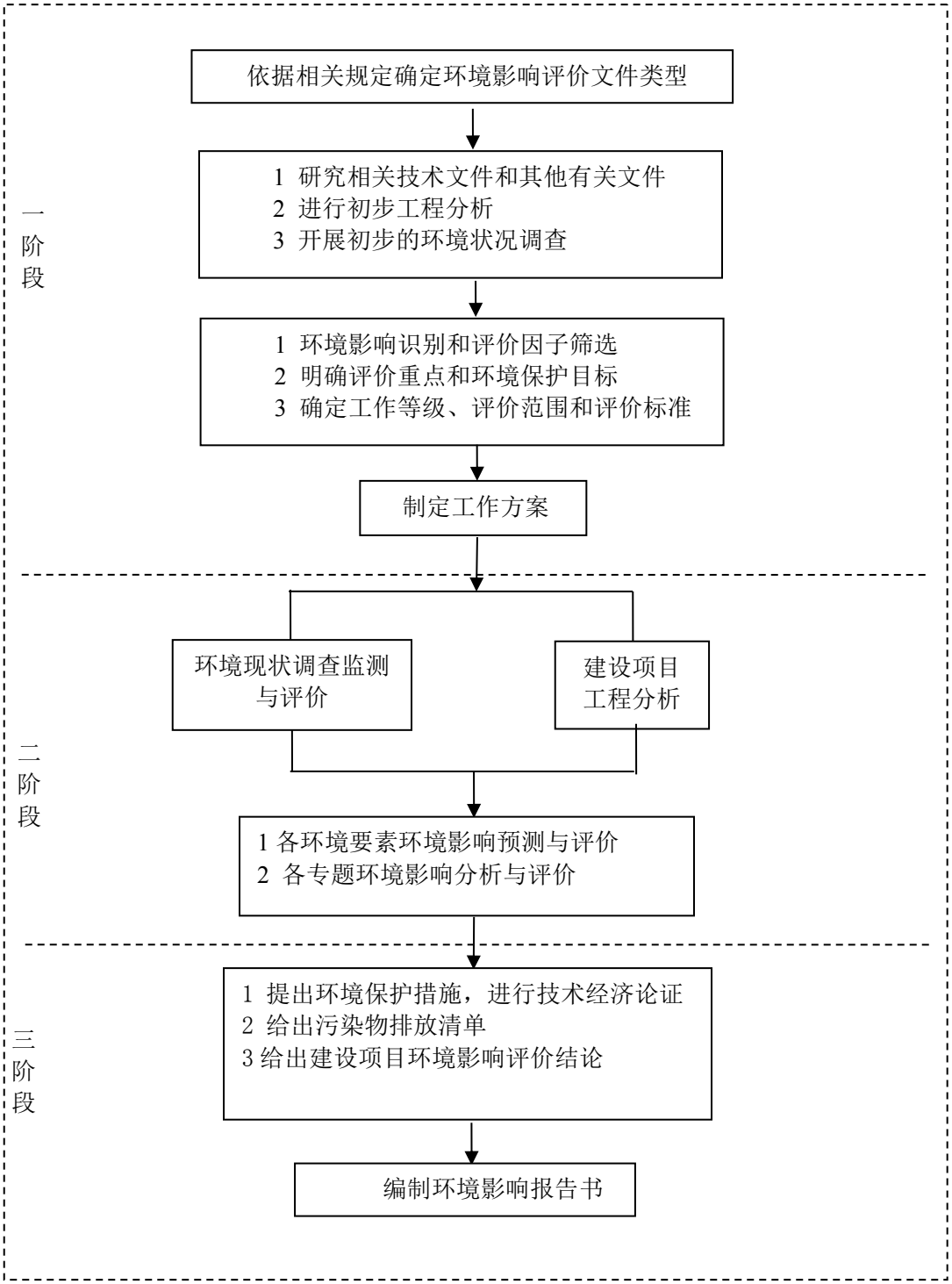

图 1　　环境影响评价工作程序图

三、分析判定相关情况

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

根据《产业结构调整指导目录》（2019 年本），“常规石油、天然气勘探与开采”

属于“鼓励类”项目，本工程建设符合国家产业政策。

对照《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目不属于主体功能区规划中确定的国家和自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油天然气勘探活动符合“全国重要的能源基地”定位。因此本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。

对照《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。本项目占地较小，对于整体的土地利用格局、植被覆盖格局、野生动物活动、土壤不会带来显著影响，项目建设符合区域生态功能定位。

本项目不在拟定的生态红线范围内，项目区环境质量可以达到功能区要求，水耗、电耗较小，不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列，符合“三线一单”要求。

本项目符合国家相关法律法规及产业政策，符合新疆经济发展规划、环保规划及矿产资源开发相关规划，无重大环境制约因素。

四、关注的主要环境问题

本工程为原油开采项目，环境影响因素主要来源于采油、集油等各工艺过程，影响因素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。据现场调查，评价范围内没有自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区，没有固定集中的人群活动区。

本次评价关注的主要环境问题为油田开发施工期废气、施工临时占地及生态破坏对周围环境的影响；运营期烃类无组织挥发、油田采出水、含油污泥、废润滑油等危险废物对周围环境的影响，并论证拟采取的生态保护和污染防治措施的可行性。

五、评价主要结论

根据现场调查和资料搜集，本工程新建井场、单井拉油点及道路不占用农田，周围无居住区。项目所在区域为现有的油田开发区内，选址合理。

本工程的建设符合国家产业政策，符合新疆油田分公司整体布局，虽然项目开发对当地环境将会产生一定影响，但对于大区域能源结构调整则具有明显的环境效益。建设单位各项管理制度和措施比较完备、有效，通过合理选择施工机械、合理设置施

工场地等措施对生态破坏、废水、废气、噪声、固体废物进行有效控制。对环境的影响预测分析表明：本工程建设对各环境要素有一定影响，在采取相应的环境保护措施后，可使本工程对环境造成的不利影响减缓到最低，使项目开发活动与环境保护协调发展。公众参与调查结果也表明，本工程的建设得到了当地政府和公众的支持。因此，从环境保护角度，项目建设可行。

1 总则

1.1 评价目的和原则

1.1.1 评价目的

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

（2）通过工程分析，明确本工程施工期、运行期和封井期主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本工程施工期、运行期及封井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、运行期和封井期污染防治措施及生态保护措施对策及建议。

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

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

1.1.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

1.2 编制依据

1.2.1 法律法规与条例

国家和地方法律法规一览表见表 1.1-1。

表 1. 1-1　　国家和地方法律法规一览表

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
一	**环境保护相关法律**		
1	中华人民共和国环境保护法（2014 年修订）	12 届人大第 8 次会议	2015-01-01
2	中华人民共和国环境影响评价法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
3	中华人民共和国大气污染防治法（2018 年修正）	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（2017 年修订）	12 届人大第 28 次会议	2017-06-27
5	中华人民共和国环境噪声污染防治法（2018 年修订）	13 届人大第 7 次会议	2018-12-29
6	中华人民共和国固体废物污染环境防治法（2016 年修订）	12 届人大第 24 次会议	2016-11-07
7	中华中华人民共和国水法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
8	中华人民共和国水土保持法（2010 年修订）	11 届人大第 18 次会议	2011-03-01
9	中华人民共和国清洁生产促进法（2012 年修订）	11 届人大第 25 次会议	2012-07-01
10	中华人民共和国节约能源法（2016 年续订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
11	中华人民共和国土地管理法（2018 年修订）	13 届人大第 12 次会议	2019-08-26
12	中华人民共和国城乡规划法（2015 年修订）	12 届人大第 14 次会议	2015-04-24
13	中华人民共和国防洪法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2016-07-02
14	中华人民共和国草原法（2012 年修订）	12 届人大第 3 次会议	2013-06-29
15	中华人民共和国野生动物保护法（2016 年修订）	12 届人大第 21 次会议	2017-01-01
16	中华人民共和国石油天然气管道保护法	11 届人大 15 次会议	2010-10-01
17	中华人民共和国突发事件应对法	10 届人大第 29 次会议	2007-11-01
18	中华人民共和国防沙治沙法	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	15 届人大第 5 次会议	2019-01-01
二	**行政法规与国务院发布的规范性文件**		
1	建设项目环境保护管理条例（2017 年修订）	国务院令 682 号	2017-10-01
2	中华人民共和国野生植物保护条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-07
3	危险化学品安全管理条例（2013 年修订）	国务院令 645 号	2013-12-07
4	中华人民共和国土地管理法实施条例（2014 年修订）	国务院令 653 号	2014-07-29
5	中华人民共和国自然保护区条例（2017 年修订）	国务院令 687 号	2017-10-7
6	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
7	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
8	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
9	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
10	国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知	国发〔2018〕22 号	2018-06-27
11	关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案	中发〔2018〕17 号	2018-06-12
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	部令 第 16 号	2021-01-01
2	环境影响评价公众参与办法	生态环境部领第 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（2021 版）	部令 第 15 号	2021-01-01
5	产业结构调整指导目录（2019 年本）	国家发展和改革委员会令第 29 号	2019-10-30
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

序号	依据名称	会议、主席令、文号	实施时间
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
14	关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见	环环评〔2018〕11 号	2018-01-25
15	关于印发地下水污染防治实施方案的通知	环土壤〔2019〕25 号	2019-03-28
16	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	环办环评函〔2019〕910 号	2019-12-13
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	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
6	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
7	新疆维吾尔自治区水环境功能区划	新政函[2002]194 号	2002-12
8	新疆生态功能区划	新政函[2005]96 号	2005-07-14
9	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
10	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
11	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
12	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
13	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
14	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
15	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
16	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
17	新疆维吾尔自治区重点行业环境准入条件（修订）	新环发[2017]1 号	2017-01-01
18	新疆维吾尔自治区环境保护十三五规划	新环发[2017]124 号	2017-06-22
19	新疆维吾尔自治区大气条例防治条例	13 届人大第 7 次会议	2019-01-01
20	转发《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》	新环办发〔2018〕80 号	2018-03-27
21	关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知	新环发〔2018〕133 号	2018-09-06
22	关于含油污泥处置有关事宜的通知	新环发〔2018〕20 号	2018-12-20
23	关于印发《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018-2020 年）》的通知	新政发〔2018〕66 号	2018-09-29
24	自治区党委、自治区人民政府印发《关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚实施方案》	新党发〔2018〕23 号	2018-09-04

1.2.2 环评有关技术规定

环评有关技术规定见表 1.2-1。

表 1. 2-1 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	2017-1-1
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	环境影响评价技术导则 土壤影响（试行）	HJ964-2018	2019-07-01
10	水土保持综合治理技术规范	GB/T16453.1~6-2008	2009-02-01
11	开发建设项目水土保持技术规范	GB50433-2008	2008-07-01
12	危险化学品重大危险源辨识	GB18218-2018	2018-11-19
13	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	SH/T3024-2017	2018-01-01
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
17	油气田含油污泥综合利用污染控制要求	DB65/T3998-2017	2017-05-30
18	油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置控制技术规范	DB65/T3999-2017	2017-05-30
19	陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求	SY/T301-2016	2017-05-01
20	挥发性有机物无组织排放控制标准	GB 37822-2019	2019-07-01
21	建设项目危险废物环境影响评价技术指南		2017-10-01

1.2.3 其它

（1）委托书，中国石油新疆油田分公司开发公司，2021.6；

（2）《彩南油田滴南 15 井区二叠系上乌尔禾组油藏开发试验地面工程》，新疆油田公司工程技术研究院，2021 年 7 月；

（3）《滴南 14、滴南 15 井勘探钻探项目环境影响报告表》，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司，2018 年 12 月；

（4）《滴南 18、滴南 19 井勘探钻探项目环境影响报告表》，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司，2020 年 1 月；

（5）《关于滴南 15 井区二叠系乌尔河组滴南 083 等 4 口油藏评价井工程环境影响报告表的批复》，新疆泰施特环保科技有限公司，2021 年 6 月；

（6）《彩南油田滴南 15 井区二叠系上乌尔禾组油藏评价井工程环境影响报告

表》，新疆泰施特环保科技有限公司，2021 年 6 月。

1.3 环境影响识别与评价因子筛选

1.3.1 环境影响因素识别

本工程主要建设内容包括布置油井 11 口，新建单井拉油点 11 座，单井设计产能 5~25.0t/d，新建产能 5.9×10^4t/a。油井均采用单井拉油方式，新建 D60×3.5 单井出油管线合计 1.1km，新建道路 17752m。配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。施工人员临时生活营地依托彩南公寓，运营期从彩南作业区现有工作人员中调配，本次不新建营地。

（1）管线和道路建设

单井出油管线敷设，油区道路建设，这些过程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。

（2）单井拉油点建设

本工程建设单井拉油点 11 座，井场内的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、施工产生的固体废物等，也将对环境产生一定的影响。

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

表 1.3-1　　环境影响因素识别一览表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	井场	永久性占地、动植物影响	-
		管线和道路建设	破坏土壤和植被	-
			引起水土流失	-
			影响土地利用	-
			声环境	-
			改变自然景观	-
		生活污水	COD、BOD_5、NH_3-N	-
		施工废水	石油类，回用于施工过程	
		管道试压废水	SS，用于施工降尘	-
		施工机械车辆尾气	SO_2、NO_X、烟尘	-
		生活垃圾	集中收集后拉运至吉木萨尔县垃	-

			圾填埋场	
		建筑垃圾	收集后送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理	-
		施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	-
2	运营期（正常工况）	单井拉油点火炬燃烧放空	NO_X、SO_2、烟尘	-
		拉油点和管线集输过程产生的无组织挥发	非甲烷总烃	-
		采出水	化学需氧量、氨氮、总氮、挥发酚、石油类	——
		设备噪声	影响声环境质量	-
		含油污泥、废润滑油等危险废物	石油类等，交有资质单位处置（克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司）	-
		废洗井液	化学需氧量、石油类	
		原油产生	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	++
3	运营期（事故工况）	管线破损泄漏	污染土壤、火灾爆炸危险	-
		拉油点储罐泄漏	污染土壤、火灾爆炸	——

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

1.3.2 评价因子

根据本工程环境影响要素识别、环境影响因子表征和环境影响程度，筛选的评价因子见表 1.3-2。

表 1.3-2 环境影响评价因子筛选表

环境要素	现状评价因子	影响评价因子
生态环境	调查评价区域土地利用类型、植被类型、野生动物种类及分布、土壤类型、生态景观	（1）分析油田开发建设对土地利用结构的影响。 （2）对油田建设可能造成植被破坏影响分析。 （3）油田开发建设对评价区域野生动物的影响分析。 （4）油田开发建设对生态景观的影响。
土壤	pH、石油烃、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、聚乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘	石油烃
地下水	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^+、CO_3^{2-}、HCO_3^-、pH、溶解性总固体、挥发酚、氨氮、氰化物、氟化物、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氯化物、菌落总	石油类、COD、挥发酚

	数、总大肠菌群、铬（六价）、汞、锰、铁、硒、砷、石油类	
环境空气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、O_3、CO、非甲烷总烃和硫化氢	非甲烷总烃、NO_2、SO_2、颗粒物
噪　声	Leq（dB（A））	Leq（dB（A））
固体废物	-	含油污泥、废润滑油、废洗井液
环境风险	-	单井拉油点可能发生的输油管道、储罐泄漏、火灾爆炸事故燃烧烟气进行影响预测分析。

1.4 环境影响评价等级的划分及评价范围的确定

1.4.1 环境空气评价等级确定

本工程废气排放源主要为单井拉油点火炬燃烧烟气和集输、油品储存过程烃类废气，排放污染物主要有 SO_2、NO_X、烟尘、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 5.3 节工作等级的确定方法，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

（1）P_{max} 及 $D_{10\%}$的确定

依据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中最大地面浓度占标率的计算公式：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面浓度，μg/m³；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量标准，μg/m³。

（2）评价工作级别划分的依据

本项目评价等级计算按正常工况下最不利情况考虑，评价等级划分依据见表 1.4-1。

表 1. 4-1　　评价工作等级划分一览表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	P_{max}≥10%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

本项目所有污染源的正常排放的污染物的 P_{max} 和 $D_{10\%}$预测结果如下：

表 1.4-2　　Pmax 和 $D_{10\%}$预测和计算结果一览表

污染源名称（井号）	评价因子	评价标准（μg/m³）	C_{max}（μg/m³）	P_{max}（%）	$D_{10\%}$（m）	最大落地点距离（m）
有组织排放（火炬燃烧）						
滴南 15	SO_2	500.0	2.111	0.422	/	260
	NO_x	250.0	8.862	3.545	/	
	TSP	900.0	3.382	0.376	/	
滴南 083	SO_2	500.0	2.017	0.403	/	144
	NO_x	250.0	8.468	3.387	/	
	TSP	900.0	3.232	0.359	/	
滴南 085	SO_2	500.0	2.395	0.479	/	258
	NO_x	250.0	9.999	3.999	/	
	TSP	900.0	3.772	0.419	/	
滴南 19	SO_2	500.0	1.732	0.346	/	114
	NO_x	250.0	7.276	2.911	/	
	TSP	900.0	2.772	0.308	/	
DN0001	SO_2	500.0	1.721	0.344	/	121
	NO_x	250.0	7.227	2.891	/	
	TSP	900.0	2.753	0.306	/	
DN0002	SO_2	500.0	1.730	0.346	/	117
	NO_x	250.0	7.265	2.906	/	
	TSP	900.0	2.768	0.307	/	
DN0003	SO_2	500.0	1.654	0.331	/	99
	NO_x	250.0	6.947	2.779	/	
	TSP	900.0	2.646	0.294	/	
DN0004	SO_2	500.0	1.653	0.331	/	100
	NO_x	250.0	6.945	2.778	/	
	TSP	900.0	2.646	0.294	/	
DN0005	SO_2	500.0	2.620	0.524	/	144
	NO_x	250.0	11.006	4.402	/	
	TSP	900.0	4.193	0.466	/	
DN0006	SO_2	500.0	1.654	0.331	/	99
	NO_x	250.0	6.946	2.778	/	
	TSP	900.0	2.646	0.294	/	
DNHW15001	SO_2	500.0	1.982	0.397	/	47
	NO_x	250.0	8.326	3.330	/	
	TSP	900.0	3.172	0.352	/	
无组织排放（集输+储油）						
滴南 15	NMHC	2000.0	38.299	1.915	/	218
滴南 083	NMHC	2000.0	34.647	1.732	/	209
滴南 085	NMHC	2000.0	42.535	2.127	/	45
滴南 19	NMHC	2000.0	149.300	7.465	/	45
DN0001	NMHC	2000.0	149.300	7.465	/	45
DN0002	NMHC	2000.0	149.300	7.465	/	45
DN0003	NMHC	2000.0	111.570	5.579	/	45
DN0004	NMHC	2000.0	111.570	5.579	/	45

DN0005	NMHC	2000.0	111.570	5.579	/	45
DN0006	NMHC	2000.0	111.570	5.579	/	45
DNHW15001	NMHC	2000.0	186.200	9.310	/	45

本项目 Pmax 最大值出现为 DNHW150001 井无组织排放的 NMHC，Pmax 值为 9.31%，Cmax 为 186.2μg/m³，Pmax＜10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对大气环境的区域影响，最终确定以油区边界为起点，外扩 2.5km 的矩形范围为大气环境评价范围。大气评价范围见图 1.4-1。

1.4.2 水环境评价等级确定

1.4.2.1 地表水

本项目废水不排入地表水体，故不会对地表水产生影响。因此本项目与地表水没有直接的水力联系。根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）水污染建设型建设项目评价等级判定标准，本项目属于间接排放，评价等级为三级 B。

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中的相关规定，评价范围为：①满足其依托污水处理设施环境可行性分析的要求；②涉及地表水环境风险的，应覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域。本项目不向周围地表水排污，因此不设地表水环境影响评价范围，仅对环境影响进行简单分析。

1.4.2.2 地下水

（1）建设项目类别

本工程属于石油天然气开采，按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 判断，属于Ⅰ类项目。

（2）地下水环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的地下水环境敏感程度分级表（表 2.5-5）和《建设项目环境影响评价分类管理名录》，项目区无集中式饮用水水源准保护区及补给径流区，无分散式饮用水水源地，无特殊地下水资源保护区，地下水环境敏感特征为不敏感。

表 1. 4-3　　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环境敏感区。

（3）工作等级划分

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本工程属于Ⅰ类建设项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 1.4-4，评价等级为二级。

表 1. 4-4　　评价区地下水环境影响评价工作等级划分

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

（4）评价范围

按照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中地下水调查评价范围确定方法，本环评采用查表法确定地下水环境现状调查评价范围，具体见表 1.4-5。

表 1. 4-5　　地下水环境现状调查评价范围参照表

评价等级	调查评价面积（km^2）	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	

本工程地下水环境影响评价工作等级为二级，项目地下水环境现状调查范围6～20km^2，具体范围包括本工程开发范围，并适当向外扩大，调查评价面积不小于6km^2。本项目地下水价范围见图1.4-1。

1.4.3　声环境评价等级

本工程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机械噪声、生产运行期站场机泵噪声和运输噪声。

本工程所在功能区适用于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中规定的 2 类标准，且噪声源周围 200m 没有固定集中的人群活动。依据《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中的规定，本工程声环境影响评价工作等级定为二级。

声环境评价范围为各井场、拉油点周围 200m 范围内。本项目声环境影响评价范围见图 1.4-1。

1.4.4 生态影响评价等级

（1）评价等级

评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊和重要敏感区，属于一般区域。项目新增永久占地面积 12.81hm²，临时占地面积 9.61hm²，总占地面积为 22.42hm²，占地面积＜2km²，出油管线总长度共计 1.1km，道路 17.8km，长度≤50km，据《环境影响评价技术导则　生态影响》（HJ19-2011）和《环境影响技术评价技术导 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 1.4-6，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。

表 1.4-6　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≥20km² 或 长度≥100km	面积 2-20km² 或 长度 50-100km	面积≤2km² 或 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

（2）评价范围

油田开发工程具有分布面积广的特点，且基本呈点状、线状分布，故其对环境影响仅限于各站场及内部输送管线较近的范围。考虑油田整体开发对生态环境的影响，确定生态环境评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展 500m 范围。生态评价范围见图 1.4-1。

1.4.5 风险评价等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本工程突发环境事件风险物质主要是储罐原油，临界量 2500t；天然气（主要成分为甲烷），临界量为 10t。原油密度按照 0.826g/cm³、天然气平均相对密度 0.8652，项目各单井拉油点设 1 座 60m³ 拉油罐，最大储油量 49.58t。产能最大的井场拉油点天然气含量为 0.024t。

危险物质数量与临界量比值 Q=0.22232

本工程 Q＜1，环境风险潜势为Ⅰ。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169－2018）评价工作等级划分要求，确定本工程环境风险评价等级为简单分析。见表 1.4-7。

表 1.4-7　　环境风险评价等级划分

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ+	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a

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

1.4.6　土壤环境评价等级确定

（1）评价等级

从油田对土壤环境的影响途径来看，场站（井场、单井拉油点、管线）属于污染类项目，本工程永久占地 12.81hm^2，属于中型项目。本项目占地类型为沙地，土壤敏感程度为不敏感。油田开发属于Ⅰ类项目。

因此按照《环境影响评价技术导则·土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中表 4 污染影响型评价工作等级划分表，本项目土壤环境影响评价等级为二级。根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），建设项目土壤环境影响评价工作等级划分详见表 1.4-8。

表 1.4-8　　污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	–
不敏感	一级	**二级**	二级	二级	三级	三级	三级	–	–

（2）评级范围

根据评价工作等级，并结合本工程特点，考虑油田整体开发对区域的影响，确定土壤评价范围为油田开发区域及区域边界向外扩展 0.5km 范围。

1.5 环境功能区划

（1）环境空气功能区划

本工程油田所在地位于准噶尔盆地东部，按照《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的规定，该区域的环境空气质量功能区划属于二类功能区。

（2）水环境功能区划

项目区域内无地表水体，尚未划分水环境功能区划。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，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

（3）声环境功能区划

本工程开发建设的噪声影响仅在施工期较大，进入生产期后，整个开发建设期噪声源数量相对较少，主要集中在采油平台和单井拉油点。项目位于福海县滴南 15 井区内，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的声环境功能区划分类，属于 2 类声环境功能区要求。

（4）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目评价区属于“本项目所在区域属于准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区，准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区，古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区。”。

1.6 评价标准

1.6.1 环境质量标准

1.6.1.1 环境空气

根据当地环保部门环境功能区划，评价区域属二类功能区，环境空气质量评价采用《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/m³ 的标准，H_2S 参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中的 1h 平均浓度限值 10μg/m³。详见表 1.6-1。

表 1.6-1 环境空气质量标准 单位：μg/m³（标准状态）

项目	标准值（μg/m³）	标准来源

	1h 平均	日最大 8h 平均	24h 平均	年平均	
SO_2	500	/	150	60	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级
NO_2	200	/	80	40	
PM_{10}	/	/	150	70	
$PM_{2.5}$	/	/	75	35	
CO	10	/	4	/	
O_3	200	160	/	/	
H_2S	10	/	/	/	《环境影响评价技术导则-大气环境》HJ2.2-2018 附录 D
非甲烷总烃	2000	/	/	/	参考《大气污染物综合排放标准》详解

1.6.1.2 水环境

评价区域内地下水质量标准执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准，标准值见表 1.6-2。

表 1.6-2 地下水质量标准 单位：mg/L

项目	标准限值	项目	标准限值
pH（无量纲）	6.5~8.5	总硬度	≤450
氨氮	≤0.50	汞	≤0.001
挥发酚类	≤0.002	砷	≤0.01
铬（六价）	≤0.05	镉	≤0.005
氰化物	≤0.05	铅	≤0.01
亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00	铜	≤1.00
硝酸盐	≤20	锌	≤1.00
氟化物	≤1.0	铁	≤0.3
氯化物	≤250	锰	≤0.10
硫酸盐	≤250	溶解性总固体	≤1000
耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_3 计）	≤3.0	菌落总数（CPU/mL）	≤100
总大肠菌群（MPN/100mL）	≤3.0	石油类	0.05

1.6.1.3 声环境

根据工程所在区域声环境概况，声环境质量评价标准采用《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，具体标准值见表 1.6-3。

表 1.6-3 声环境质量标准 单位：dB（A）

采用级别	标准值		标准来源
	昼间	夜间	
2 类区	60	50	GB3096-2008

1.6.1.4 土壤环境

评价区内建设用地土壤环境执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地风险筛选值和管制值（基本项目），标准限值见表 1.6-4。

表 1.6-4　建设用地土壤污染风险管控标准　（单位：mg/kg）

序号	污染物项目	第二类用地	
		筛选值	管制值
重金属和无机物			
1	铬（六价）	5.7	78
2	镉	65	172
3	铜	18000	36000
4	铅	800	2500
5	砷	60	140
6	汞	38	82
7	镍	900	2000
挥发性有机物			
8	四氯化碳	2.8	36
9	氯仿	0.9	10
10	氯甲烷	37	120
11	1,1-二氯乙烷	9	100
12	1,2-二氯乙烷	5	21
13	1,1-二氯乙烯	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	54	163
16	二氯甲烷	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50
20	四氯乙烯	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	15
23	三氯乙烯	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	5
25	氯乙烯	0.43	4.3
26	苯	4	40
27	氯苯	270	1000
28	1,2-二氯苯	560	560
29	1,4-二氯苯	20	200
30	乙苯	28	280
31	苯乙烯	1290	1290
32	甲苯	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570	570
34	领二甲苯	640	640
半挥发性有机物			
35	硝基苯	76	760
36	苯胺	260	663
37	2-氯酚	2256	4500
38	苯并[a]蒽	15	151
39	苯并[a]芘	1.5	15
40	苯并[b]荧蒽	15	151
41	苯并[k]荧蒽	151	1500
42	䓛	1293	12900

43	二苯并[a,h]蒽	1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	151
45	萘	70	700
石油烃			
46	石油烃	4500	9000

1.6.2 污染物控制标准

1.6.2.1 废气

项目井场无组织挥发产生的非甲烷总烃排放参考执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。单井拉油点燃烧放空废气执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中新污染物源大气污染物排放限值中排放浓度及二级最高允许排放速率要求（火炬高度不足 15m，排放速率标准值按外推法计算结果再严格 50%执行）。具体标准限值要求见表 1.6-5。

表 1.6-5 大气污染物排放标准值

污染物	项目	最高允许排放浓度（mg/m³）	排放速率（kg/h）	标准来源
单井拉油点燃烧放空废气	NO_x	240	0.17	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 标准限值
	SO_2	550	0.58	
	烟尘	120	0.78	
NMHC	企业边界污染控制要求	4.0	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

1.6.2.2 废水

运行期本项目产生的采出水在彩南油田集中处理站污水处理系统处理达标后回注油层，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）中注入层平均空气渗透率>1.5μm² 的标准，标准值见表 1.6-6。

表 1.6-6 《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（μm²）		≤0.01	＞0.01-≤0.05	＞0.05-≤0.5	＞0.5-≤1.5	＞1.5
控制指标	悬浮固体含量（mg/L）	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值（μm）	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量（mg/L）	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0
	平均腐蚀率（mm/a）	≤0.076				
	SRB（个/Ml）	≤10	≤10	≤25	≤25	≤25
	IB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$
	TGB（个/mL）	$n\times10^2$	$n\times10^2$	$n\times10^3$	$n\times10^4$	$n\times10^4$

1.6.2.3 噪声

施工期采用《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准进行评价，

详见表1.6-7；本项目运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的2类标准，详见表1.6-8。

表 1.6-7　建筑施工场界环境噪声排放限值　单位：dB（A）

昼间	夜间
70	55

表 1.6-8　工业企业厂界环境噪声排放标准　单位：dB（A）

类别	标准值		标准来源
	昼间	夜间	
2 类	60	50	GB12348-2008

1.6.2.4　固废

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单中的相关要求、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）及《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-201）进行监督和管理。含油污泥经处理后需满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）。

1.7　评价重点

评价时段包括施工期、运行期、封井期三个时段。

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

（1）工程分析

（2）生态环境影响评价及水土保持

（3）环境风险影响评价及风险管理

（4）地下水环境影响评价

（5）环境保护措施技术经济及可行性论证

1.8　环境保护目标

本项目土地利用类型为沙地，彩南公寓位于本项目区东南侧 12km，卡拉麦里山自然保护区位于本项目东侧 15km，详见图 1.8-1。

本项目评价范围内无自然保护区、风景名胜区等环境敏感目标。根据工程性质和

周围环境特征，评价范围内主要环境保护目标见表 1.8-1。

表 1.8-1　　环境保护目标

环境要素	保护目标	保护内容	环境功能
大气环境	井场及道路周围	不因项目建设，而影响、降低区域大气环境功能等级	《环境空气质量标准》（GB3095—2012）二级标准
声环境	井场及道路周围	不对区域声环境造成污染影响	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准
水环境	井场周围	区域地下水水质不因本项目的建设而恶化	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准
生态环境	井场、道路	井场、管线、道路周边植被、土壤环境	防治生态破坏和土壤污染，保护野生动植物
	土壤环境	项目区内土壤环境	《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
	植被	梭梭及白梭梭	自治区一级保护植物，项目施工尽量避让保护

图1.8-1　　本项目与彩南公寓、卡拉麦里山自然保护区相对位置图

2 工程分析

2.1 工程概况

2.1.1 项目基本情况

项目名称：滴南 15 井区上乌尔禾组油藏开发工程；

建设单位：中国石油新疆油田分公司开发公司；

建设性质：新建；

项目投资：本项目总投资 2960.63 万元。

建设地点：项目位于滴南 15 井区内，构造上位于准噶尔盆地中央坳陷东道海子凹陷。隶属于阿勒泰地区福海县，距离福海县县城西南侧 230km。区内平均地面海拔高度 660~700m，地表为沙漠，有荒漠草本植被覆盖，邻近石-彩公路，交通条件便利。离彩南联合站约为 14km，井区无集输处理配套系统等工程设施，地面工程建设依托条件差。滴南 15 井区属于准东采油厂彩南作业区管辖。地理位置见图 2.1-1，区块位置见图 2.1-2。

劳动定员：施工期新增劳动定员 20 人，施工期 30 天。运营期从彩南作业区现有工作人员中调配，不新增员工，运营期每年有 10 天为检修期，采油期 355 天/年。

2.1.2 建设内容及规模

本项目在滴南 15 井区共部署油井 11 口，井号为滴南 15、滴南 083、滴南 19、滴南 085、DN0001、DN0002、DN0003、DN0004、DN0005、DN0006、DNHW15001，单井设计产能 5~25.0t/d，新建产能 5.9×10^4t/a。新建单井拉油点 11 座，油井均采用单井拉油方式，新建 D60×3.5 单井出油管线合计 1.1km，新建道路 17752m。配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

2.1.3 工程组成

本项目 11 口井钻井工程已单独编制环评报告表（批复文号：福环函〔2018〕182 号、福环函〔2020〕4 号、福环函〔2020〕39 号、福环函〔2021〕24 号，见附件），其中滴南 15 井于 2020 年 9 月 17 日取得竣工环境保护验收意见，因此本次环评评价内容不包括钻井工程。根据现场勘查，滴南 15 井、滴南 083 井、滴南 19 井、滴南 085 井、DN0001 井、DN0003 井、DN0004 井、DN0005 井、DN0006 井已开钻，DN0002

井和 DNHW15001 井尚未开钻。

本项目工程组成包括部署 11 口油井的采油工程、油气集输工程以及配套的供配电、自控、通信、结构、消防等工程。项目工程组成见表 2.1-1。

表 2.1-1　　本工程组成表

名称		建设规模及建设内容
主体工程	采油井口	新建直井采油井口装置 10 座，配套电机功率 37kW；新建水平井采油井口装置 1 座，配套电机功率 37kW。井口设保温盒，配 0.25kW 电加热器，压力表置于保温盒内。设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌
	单井拉油点	单井内各新建 1 座拉油点，共计 11 座拉油点，各拉油点包括一体化自吸式多功能储液罐、气液两相分离器、管汇及放散管
	集输管线	新建 D60×3.5 单井出油管线合计 1.1km，管线采用无缝钢管。保温层采用 30mm 厚保温橡塑海绵，防护层采用 1mm 厚聚乙烯胶粘带，并在管线接头处增设地面标志桩。
辅助工程	道路	新建道路长度 17752m，砂石路面
公用工程	供电	用电依托 110kV 彩南变电站，电源由 10kV 架空线路—井五线引接。每口井设 1 座杆架式变电站，变压器容量为 80kVA，负荷率为 67.6%，变压器均采用二级能效型电力变压器，电源由新建 10kV 架空线路就近引接，采用电缆直埋地敷设至井口配电箱。
	供水	施工期生活用水依托彩南公寓。运营期修井工序用水从彩南联合站拉运。
	供暖	项目冬季不施工，不涉及供热；运营期井口采用电加热
	物联网	在 DN0001、DN0006、滴南 083 井附近配置 LoRa+网关基站与 5.8G 无线网桥（从站）3 座，单井拉油点设防爆无线数据采集箱 1 套，内置 LoRa+无线数据传输模块，并依托彩南作业区前线基地已建通信塔（5.8G 网桥主站）上传至彩南作业区
依托工程	彩南联合站原油处理系统	本项目井口采出液经罐车拉运至彩南联合处理站。彩南联合处理站设计原油处理能力 150×10^4t/a，目前实际处理量为 24.7×10^4t/a。本项目新建产能 5.9×10^4t/a，彩南联合站原油处理系统现正常运行，可满足本项目原油处理需求
	彩南油田集中处理站污水处理系统	采出水、废洗井液依托彩南油田集中处理站污水处理系统。彩南油田集中处理站污水处理系统 2016 年改扩建完成后处理规模为 1.5×10^4m³/d，实际处理量为 8500m³/d；本项目经联合站分离出的采出水量为 418t/d，废洗井液 632.25t/2a，该处理站处理规模满足本项目废水处理需求，依托可行
	彩南公寓生活污水处理系统	彩南公寓生活污水处理系统目前污水实际处理量为 16m³/d，本项目施工期不设施工营地，新增施工人员居住彩南公寓，新增生活污水总计 9.6m³，约 0.32m³/d，依托彩南公寓生活污水处理系统处理可行
	吉木萨尔县生活垃圾填埋场	目前吉木萨尔县生活垃圾填埋场日处理量约 40t 左右，本项目运营期不新增员工，施工期产生生活垃圾 0.3t，因此，吉木萨尔县生活垃圾填埋场可以满足本工程垃圾处理的需求，可以依托
	克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	本项目产生的含油污泥、废润滑油等危险废物交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处置

2.2 油气田资源概况

2.2.1 油藏地质特征

滴南 15 井区地理位置位于新疆维吾尔自治区阿勒泰地区福海县境内，构造上位于准噶尔盆地中央坳陷东道海子凹陷“凹中隆”，为继承性古隆起，下部二叠系平地泉组发育优质烃源岩，南北两侧被滴南 081 井南断裂和滴南 8 井北断裂夹持，油气沿断层向上运移至上乌尔禾组，聚集成藏。结合本区钻试情况，完钻井目的层均见较好油气显示，多井试油获工业油流，滴南 15 井区为构造背景下的岩性油气藏，具有叠置连片分布的特点。

2.2.1.1 地层、构造与圈闭

滴南 15 井区自上而下发育的地层分别为白垩系吐谷鲁群（K_1tg），侏罗系头屯河组（J_2t）、西山窑组（J_2x）、三工河组（J_1s）、八道湾组（J_1b），三叠系韭菜园组（T_1j），二叠系上乌尔禾组（P_3w）、平地泉组（P_2p）、将军庙组（P_2j），石炭系（C）。其中白垩系与侏罗系、侏罗系与三叠系、三叠系与二叠系、二叠系与石炭系间均为角度不整合接触。二叠系上乌尔禾组为本区主要研究目的层。

目的层上乌尔禾组 P_3w 自下而上分为 P_3w_1、P_3w_2、P_3w_3 三段，其中 P_3w_3 岩性为褐色泥岩、粉砂质泥岩，钻揭厚度 94m～132m，平均 116m；P_3w_2 岩性为灰绿色粉细砂岩、砂砾岩与褐色泥岩互层，钻揭厚度 85m～110m，平均 95m；P_3w_1 岩性以灰色砂砾岩为主夹薄层灰色泥岩，钻揭厚度 78m～121m，平均 92m。油层主要分布在 P_3w_2。根据岩性、电性特征，进一步将 P_3w_2 自上而下细分为 $P_3w_2^1$、$P_3w_2^2$、$P_3w_2^3$，三套砂层组均发育出油砂体，见附图 2.2-1。

区域构造整体形态为西倾单斜，地层倾角 2°~3°。区内断裂发育，主要有控制构造及沉积格局的滴水泉断裂、东道海子断裂，均为区域逆断裂。主体区域发育 4 条逆断裂：滴南 8 井北断裂、滴南 081 井南断裂、滴南 085 井断裂、滴南 8 井东断裂，仅滴南 8 井东断裂为南北向的东倾逆断层，被滴南 8 井北断裂切割为南北两部分（见附图 2-3~附图 2-5）。滴南 15 井区断裂要素见表 2.2-1。

表 2. 2-1　　滴南 15 井区断裂要素表

序号	断裂名称	断开层位	断裂长度 km	断层走向	断面倾向	类型	断距 m	形成期次
1	滴水泉断裂	J-C	38.8	NNE	北倾	逆	50-100	海西期

2	东道海子断裂	J-C	45.8	NNE	北倾	逆	100-260	早印支期
3	滴南 8 井北断裂	T-C	17.0	NNE	北倾	逆	20-80	早印支期
4	滴南 081 井南断裂	T-C	43.2	NNE	北倾	逆	30-260	早印支期
5	滴南 085 井断裂	T-P	6.4	NNE	北倾	逆	10-30	早印支期
6	滴南 8 井东断裂	T-C	13.7	NNW	东倾	逆	10-30	早印支期

研究区利用地震波组特征识别、相干及波阻抗反演等多属性分析手段，识别出了$P_3w_2^1$、$P_3w_2^3$岩性圈闭，受资料地震品质影响，未识别出$P_3w_2^2$岩性圈闭，具体圈闭要素见表 2.2-2。

表 2.2-2　　滴南 15 井圈闭要素表

圈闭名称	层位	面积 km^2	闭合度 m	高点海拔 m
滴南 8 井岩性圈闭	$P_3w_2^1$	33.2	300	-3060
滴南 15 井岩性圈闭	$P_3w_2^3$	18.3	300	-3040

2.2.1.2　油藏类型及油水界面

油藏构造高部位受岩性控制，构造低部位受岩性和油水界面控制。结合本区试油情况，其中滴南 081 井在$P_3w_2^1$井段 4022.0m～4026.0m 试油，压裂后 2.5mm 油嘴，日产油 1.8t，日产水 42.43m^3，试油结论为含油水层，以该井射孔底界 4026.0m（海拔-3343.5m）作为$P_3w_2^1$油水界面；滴南 8 井在$P_3w_2^2$井段 4001.0m～4026.0m 井段试油，压裂后 3.5mm 油嘴，日产油 10.54t，日产水 43.9m^3，试油结论油水同层，试油表明$P_3w_2^2$的水层顶界海拔-3330.8m，见图 2.2-2。

综上所述，滴南 15 井区上乌尔禾组P_3w_2油藏类型为带边底水的构造-岩性油藏，具有纵向上多套叠置特征。

2.2.1.3　油气水物性

（1）原油物性

滴南 15 井区上乌尔禾组油藏原油密度 0.820g/cm^3~0.833g/cm^3，原油粘度 2.55mPa·s~6.80mPa·s。滴南 15 井区上乌尔禾组原油物性详见表 2.2-3。

表 2.2-3　　滴南 15 井区上乌尔禾组油藏流体性质数据表

层位	原油密度 （g/cm^3）	50℃原油粘度 （mPa.s）	含蜡量 （%）	凝固点 （℃）	初馏点 （℃）
$P_3w_2^1$	0.826	4.73	7.00	6	102
$P_3w_2^2$	0.820	2.55	6.53	11	92
$P_3w_2^3$	0.833	6.80	6.71	11	126

由表 2.2-3 可知，原油性质属于低粘度轻质原油。

（2）天然气组分

根据天然气资料分析，该油藏天然气相对密度 0.8457~0.9298，甲烷含量 52.57%~66.30%，乙烷含量 9.25%~12.09%，C_3^+含量 6.19%~9.22%，氮气含量 8.94%~18.07%，CO_2含量 0.06%~0.21%。滴南 15 井区油藏天然气物性详见表 2.2-4。

表 2. 2-4　　滴南 15 井区上乌尔禾组油藏天然气性质表

层位	相对密度	组分含量（%）					
		甲烷	乙烷	丙烷	C_3^+	二氧化碳	氮
$P_3w_2^1$	0.9298	52.57	12.09	9.24	9.22	0.10	13.02
$P_3w_2^2$	0.8202	66.30	10.79	7.59	6.19	0.21	8.94
$P_3w_2^3$	0.8457	61.47	9.25	3.96	7.19	0.06	18.07

由表 2.2-4 可知，滴南 15 井区伴生气组分较富。

（3）地层水性质

根据地层水资料分析，$P_3w_2^1$、$P_3w_2^2$地层水为 $CaCl_2$ 型，矿化度 7438.61mg/L~7742.94mg/L。

表 2. 2-5　　滴南 15 井区上乌尔禾组油藏地层水性质统计表

层位	密度（g/cm^3）	HCO_3^-（mg/L）	SO_4^{2-}（mg/L）	Ca^{2+}（mg/L）	Mg^{2+}（mg/L）	K^+和 Na^+（mg/L）	Cl^-（mg/L）	矿化度（mg/L）	水型
$P_3w_2^1$	1.007	362.68	4418.1	641.35	17.36	2256.53	4418.1	7742.94	$CaCl_2$
$P_3w_2^2$	\	267.05	4254.0	613.37	3.86	2198.27	4254.0	7438.61	$CaCl_2$

由表 2.2-5 可知，滴南 15 井区地层水矿化度较低，地层水为 $CaCl_2$ 型。

2.2.2　勘探开发简况

滴南 15 井区上乌尔禾组油藏含油面积 49.9 平方千米，石油地质储量 2880 万吨。该井区隶属于中国石油新疆油田分公司彩南油田作业区管理。2013 年以东道海子凹陷深层三叠系、二叠系具有规模油气的思路为指导，在凹陷内部靠近断裂输导带及低凸带部署滴南 8 井，当年 9 月在井段 3956.0m～3972.0m 未压裂试油，4mm 油嘴日产油 25.4t，日产气 $0.26\times10^4m^3$，发现了二叠系上乌尔禾组油藏。随后 2013 年至 2015 年，为进一步探索凹陷二叠系含油气性，部署了滴南 081、滴南 10、滴南 11、滴南 12、滴南 13 共计 5 口井。其中滴南 13 井地质报废，其余井仅获低产油流，区块未获得突破。2018 年通过对二叠系古地貌恢复与沉积再认识，部署上钻滴南 14 井、滴南 15 井。其中滴南 14 井在井段 4003.0m～4006.5m 试油，压裂后 2.5mm 油嘴日产油 10.3t。

滴南 15 井在井段 3792.0m～3819.0m，压裂后 4mm 油嘴日产油 42t；在井段 3731.0m～3744.0m，压裂后 10mm 油嘴日产油 339.1t，日产气 2.79×10⁴m³，上乌尔禾组获重大突破。

2.3 开发方案

2.3.1 开发部署

根据《彩南油田滴南 15 井区二叠系上乌尔禾组油藏开发试验方案》内容，滴南 15 井区计划共部署油井 11 口，其中直井 10 口，水平井 1 口，单井设计产能 5~25.0t/d，新建产能 5.9×10⁴t/a（直井 5.15×10⁴t/a、水平井 0.75×10⁴t/a）。

（1）直井

在滴南 15 井-滴南 083 井区域采用 600m 井距方形井网部署，共部署开发井 6 口，井号为滴南 15、滴南 083、滴南 085、滴南 19、DN0001、DN0002。单井井深 3920m~3960m，钻井总进尺 0.79×10⁴m，单井产能 5.0t/d~20.0t/d，区块日产油 107t/d，新建产能 3.35×10⁴t。

为进一步提高上乌尔禾组油藏储量控制程度，落实平面、剖面油层展布规律及产能分布差异，优先实施 4 口开发控制井，以便为整体开发部署提供依据，在 620m 井距菱形井网整体部署的基础上，井号为 DN0003、DN0004、DN0005、DN0006。

（2）水平井

计划部署 1 口水平井进行提产试验，试验层位为 $P_3w_2^1$ 主产层，水平井水平段方向与最大水平主应力方向垂直或斜交，试验区域为滴南 083~滴南 8 井间区域及滴南 083 与滴南 15 井连线北部区域，井号为 DNHW15001，新建产能 1.5×10⁴t。

试验部署见表 2.3-1

表 2. 3-1　　滴南 15 井区上乌尔禾组油藏开发试验部署表

类别	井号	总井数（口）	设计产能（井口）（t/d）	新建产能（井口）（10⁴t）	设计井深（m）	钻井进尺（10⁴m）	产能进尺比（t/m）
直井	滴南 15	1	21	0.69	3980	0.40	1.73
	滴南 083	1	21	0.69	4010	0.40	1.72
	滴南 085	1	5	0.17	3954	0.40	0.43
	滴南 19	1	20	0.60	5400	0.54	1.11
	DN0001	1	20	0.60	3920	0.39	1.53
	DN0002	1	20	0.60	3960	0.40	1.52
	DN0003	1	15	0.45	3830	0.38	1.17
	DN0004	1	15	0.45	3820	0.38	1.18

	DN0005	1	15	0.45	3980	0.40	1.13
	DN0006	1	15	0.45	4130	0.41	1.09
水平井	DNHW15001	1	25	0.75	5000	0.50	1.50
	合计	11	/	5.9	/	4.6	/

2.3.2 整体指标预测

整体指标预测见表 2.3-2。根据整体预测表可知 2022 年年产油量达到最大 4.96×10^4t，年产液达到最大 8.17×10^4t，日产气量在 2022 年达到最大 1.85×10^4m^3。

表 2.3-2 滴南 15 井区上乌尔禾组油藏开发试验整体指标预测表（11 口井合计）

年度	年产油（10^4t）	年产液（10^4t）	日产气（10^4m^3）	含水率（%）	气油比（m^3/t）
2021	3.71	6.33	1.34	41.4	108
2022	4.96	8.17	1.85	39.3	112
2023	4.25	7.69	1.59	44.7	112
2024	3.13	6.99	1.16	55.2	111
2025	2.41	6.43	0.9	62.5	112
2026	1.96	5.92	0.72	66.9	110
2027	1.62	5.47	0.61	70.4	113
2028	1.33	5.06	0.49	73.7	111
2029	1.12	4.68	0.41	76.1	110
2030	0.96	4.33	0.34	77.8	106
2031	0.81	4.03	0.3	79.9	111
2032	0.69	3.75	0.25	81.6	109
2033	0.61	3.48	0.22	82.5	108
2034	0.52	3.24	0.19	84.0	110
2035	0.44	3.01	0.17	85.4	116

2.4 主体工程

2.4.1 采油工程

新建直井采油井口装置 11 座，配套电机功率 37kW；新建水平井采油井口装置 1 座，配套电机功率 37kW。井口设保温盒，配 0.25kW 电加热器，压力表置于保温盒内。设置清蜡和热洗接口，同时设置安全标志牌。

2.4.2 油气集输工程

滴南 15 井区已建油井均采用单井拉油方式，周边没有可依托的集输系统，目前拉油至彩南原油处理站处理。根据地质井网部署情况，本项目采用单井拉油方式生产，待后期规模上产后确定合适的密闭集输工艺。滴南 15 井区油气集输部署图详见图 2.4-1。

图 2.4-1 滴南 15 井区油气集输部署图

单井拉油点平面布置图详见下图 2.4-2：

图 2.4-2　　单井拉油点平面布置图

单井来液进生产分离器进行油气分离，分离出来的含水原油进单罐，单罐内含水原油均由汽车拉运至彩南原油处理站进行处理。井口分离出来的伴生气通过带点火装置的放散管进行燃烧放空。

（1）气液分离器

新建Φ800×2400 气液两相分离器 11 台，带点火装置放散管 11 根。分离器能力核算见表 2.4-1。

表 2.4-1　　单井气液分离器规格校核表

分离器	总处理液量（m^3/d）	停留时间（min）	液面位置	长径比	圆整直径（m）	圆整长度（m）
单井拉油点（直井）	29.22	5	0.5	5	0.4	1.9
单井拉油点（水平井）	50.06	5	0.5	5	0.5	2.3

（2）储油罐

根据拉油点总液量及预测指标进行计算，则单井拉油点需新建 60m^3 一体化自吸式储油罐 11 座。

表 2.4-2　　单井拉油罐能力计算表

站场	总液量（m^3/d）	60m^3 储油罐（个数）	储存时间（h）
单井拉油点（直井）	29.22	1	59.1
单井拉油点（水平井）	50.06	1	36.0

（3）集输管线

新建 D60×3.5 单井出油管线合计 1.1km，管线采用无缝钢管。保温层采用 30mm 厚保温橡塑海绵，防护层采用 1mm 厚聚乙烯胶粘带，并在管线接头处增设地面标志桩。管道基本参数表见 2.4-3，主体工程工程量表详见表 2.4-4。

表 2.4-3　　管道基本参数表

采油厂作业区名称	管线名称	输送介质	管线起点	管线终点	管线敷设方式	管线长度	管线埋深	管道外径	壁厚	管线外防腐方式	管线保温材料类型	管线保温层厚度	管线设计压力	管道类型	管道分类
准东采油厂	单井出	采出液	新建油	油罐	埋地	1.1 km	1.8 m	金属 D60×3.5 mm		熔结环氧粉末	聚氨酯泡沫	30mm	2.5MPa	金属	III

	油管线		井											

表 2.4-4　　主体工程量表

序号	项目名称	单位	工程量	备　注
1	井口部分			
1）	采油直井井口装置（14 型节能抽油机，电机功率 37kW）	座	10	设保温盒，配 0.25kW 电加热器
2）	采油水平井井口装置（14 型节能抽油机，电机功率 37kW）	座	1	水平段为 800m；设保温盒，配 0.25kW 电加热器
3）	电热带	km	1.6	/
2	管线部分			
1）	出油管线 D60×3.5	km	1.1	/
3	单井拉油点			
1）	60m^3 一体化自吸式储油罐	座	11	/
2）	Φ800×2400 气液两相分离器	台	11	/
3）	放散管	根	11	带点火装置
4）	阀门及工艺安装	/	/	/

2.5　辅助工程

2.5.1　供配电

根据负荷预测，该井区新增电力负荷 557.09kW·h。用电依托 110kV 彩南变电站，电源由 10kV 架空线路—井五线引接。

采油井采用单变带单井的配电方式。每口井设 1 座杆架式变电站，变压器容量为 80kVA，负荷率为 67.6%，变压器均采用二级能效型电力变压器，电源由新建 10kV 架空线路就近引接，采用电缆直埋地敷设至井口配电箱。

井口配电箱内设无功电容补偿装置，补偿后单井功率因数不低于 0.85。

接地型式采用 TN-S 系统。防雷、防静电、工作及保护接地共用一处接地极，变压器容量大于 100kVA，接地电阻 R≤4Ω，变压器容量小于等于 100kVA，接地电阻 R≤10Ω。由于井区地处沙漠，为确保接地装置可靠，采用接地模块来降低接地电阻，接地模块作为垂直接地体，接地扁钢作为水平接地体。

图 2.5-1　　滴南 15 井区供配电系统现状图

2.5.2　供水

本项目运营期不新增员工。施工期施工队 20 人左右，用水量按每人每天 20L 计，生活用水最大量为 0.4m^3/d，施工期生活用水依托彩南公寓。

修井工序用水从彩南联合站拉运。

2.5.3 供暖

井口设保温盒，配 0.25kW 电加热器，不设置加热炉。

2.5.4 物联网

（1）采油井口

井场采用 LORA+与无线网桥（5.8G）相结合的数据采集模式。井口仪表选用 LoRa+无线通信仪表；其中，在 DN0001、DN0006、滴南 083 井附近配置 LoRa+网关基站与 5.8G 无线网桥（从站）3 座，进行数据汇聚并依托彩南作业区前线基地已建通信塔（5.8G 网桥主站）上传至彩南作业区监控室 SCADA 系统服务器及准东采油厂生产调度中心生产监控云平台。

（2）单井拉油点

根据工艺要求，单井内各新建 1 座拉油点（含一体化自吸式多功能储液罐、气液两相分离器、管汇及放散管）。其中，自吸式储罐配置防盗报警点（清污口、排污孔、人孔、配电柜门）、液位监测报警点等。现场考虑各设防爆无线数据采集箱 1 套，内置 LoRa+无线数据传输模块，将拉油点数据就近上传至附近 LoRa+网关基站汇聚后，并依托彩南作业区前线基地已建通信塔（5.8G 网桥主站）上传至彩南作业区监控室 SCADA 系统服务器及准东采油厂生产调度中心生产监控云平台。

2.5.5 消防

油区外部消防依托新疆油田应急抢险救援中心消防一大队三中队。

根根据《石油天然气工程设计防火规范》的相关要求，油区消防采用移动式消防，油区新建 60m^3 一体化自吸式储油罐 11 座，气液两相分离器 11 台，放散管 11 根，共需配 8kg 手提式干粉灭火器 110 具。

公用工程量见表 2.5-1。

表 2.5-1　　辅助工程量表

序号	设备名称	数量	型号	备注
1	消防			
1）	干粉灭火器	44	MFZ8	11座60m^{3}一体化自吸式多功能储液罐
2）	干粉灭火器	44	MFZ8	11根放散管

序号	设备名称	数量	型号	备注
3）	干粉灭火器	22	MFZ8	11台气液两相分离器 Φ800×2400
2	供配电			
1）	10kV 架空线路	13km	/	/
2）	杆架式变电站	11 座	（80kVA）	/
3）	电力电缆	1.3km	ZB-YJV$_{22}$-0.6/1kV4×50+1×25	/
4）	电力电缆	1.1km	ZB-YJV$_{22}$-0.6/1kV4×35+1×16	/
5）	电力电缆	0.8km	ZB-YJV$_{22}$-0.6/1kV5×6	/
6）	电力电缆	0.6km	ZB-YJV$_{22}$-0.6/1kV3×4	/
7）	井口配电箱	11 只	/	/
8）	井口无功电容补偿装置	11 套	/	/
9）	固沙	30000m^2	/	/
3	物联网			
1）	无线压力变送器（Lora+）	22 套	/	/
2）	无线一体化温度变送器（Lora+）	11 套	/	/
3）	无线电参采集模块（Lora+）	11 套	/	/
4）	LoRa 基站（每座基站含 2 套网关及其它配件）	3 座	/	/
5）	5.8G 无线网桥从站（含天线、馈线、电源及附件）	3 套	/	/
6）	8 口工业级以太网交换机（配电源及附件）	3 套	/	/
7）	RJ45 网络/电源接口二合一避雷器	9 套	/	/
8）	室外设备防护箱（含设备集成及附件）	3 套	/	/
9）	15m 通讯立杆（含基础）	3 套	/	/
10）	防爆数据采集箱（含 LoRa+无线数据传输模块、电源及其配件）	11 套	/	/
11）	电线电缆（含屏蔽双绞线、控制软电缆、绝缘电线）	0.2km	/	/
12）	管材（含 DN25 焊接钢管、扁钢等）	0.2km	/	/

2.6 公用工程

（1）道路工程

新建道路长度 17752m，砂石路面。

（2）防腐与保温

本工程出油管线采用金属管材，防腐层采用熔结环氧粉末，涂层厚度≥0.3mm，保温层为聚氨酯泡沫，保温层厚度 30mm，防护层采用高密度聚乙烯。管线埋至冻土

深度以下。

2.7 依托工程及依托可行性分析

本项目井口采出液经罐车拉运至彩南联合处理站。采出水、废洗井液依托彩南油田集中处理站污水处理系统。施工期生活污水依托彩南公寓生活污水处理系统。施工期生活垃圾定期拉运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。产生的含油污泥、废润滑油等危险废物委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

2.7.1 彩南联合站原油处理系统

（1）原油处理工艺

彩南联合处理站采用“三相分离器+多功能处理器”密闭热化学沉降脱水工艺。

工艺流程：密闭系统来油（T=25~30℃，P=0.2~0.25MPa，含水 99%）与边远区块拉油进已建 3 台三相分离器（φ3.4×20.3m）进行油、气、水三相分离，分离出的低含水原油（含水率≤30%）与边远区块拉油经三相分离器分离出的低含水原油混合，加入 50mg/L 破乳剂，进入已建多功能处理器进行加热与二次沉降脱水（T=50℃，P=0.15-0.2MPa，含水 0.5%），处理合格后的净化原油进压力缓冲罐缓冲 0.5h 进行动态外输交油。工艺流程框图见图 2.7-1。从三相分离器分离出的伴生气经除油器除油后进天然气处理系统处理。从三相分离器、多功能处理器脱出的采出水去水处理系统处理。

图 2.7-1　　彩南联合站原油处理系统流程框图

（2）原油外输

彩-火外输线从彩南联合站输至李晓华站油库，经火-三外输线输至北三台油库，彩-火线全长 54.99km，管道采用 D273×8，设计输量为 210×10^4t/a，设计压力为 6.4MPa，目前运行方式为间歇运行，运行时间为 18h/d；管线参数见表 2.7-1。

表 2.7-1　　彩-火线管道参数

管线	管径（mm）	距离（km）	设计压力（MPa）	设计输量（10^4t/a）	最小输量（10^4t/a）	相关加热/泵站（座）	目前输量（10^4t/a）
彩-火线	D273×8	54.99	6.4	210	50	0	70.5

项目依托可行性：彩南联合处理站设计原油处理能力 150×10^4t/a，目前实际处理

量为 24.7×10⁴t/a。本项目新建产能 5.9×10⁴t/a，彩南联合站原油处理系统现正常运行，可满足本项目原油处理需求。

2.7.2 彩南油田集中处理站污水处理系统

彩南油田集中处理站污水处理系统始建于 1994 年，2003 年进行改造后，处理规模为 1.0×10⁴m³/d，2017 年改扩建完成后处理规模为 1.5×10⁴m³/d，主要处理原油处理系统产生的污水，处理后的净化水全部回注油田。

该站污水处理工艺：彩南油田集中处理站污水处理系统改扩建后，处理工艺为：原油系统来水（T=42℃，含油量≤500mg/L，悬浮物≤200mg/L）进入 2 座 3000m³ 调储罐，对水量、水质进行调节，来水经初步沉降后可除去大部分浮油，保证出水含油≤200mg/L，SS≤150mg/L。污水经除油后提升进反应净水单元。这一单元由 4 座新型反应罐组成，在反应单元按一定顺序和时间间隔连续加入净水剂、助凝剂，在反应罐经过旋流反应，形成的絮体借助污水中释放的溶解气及外加气源上浮至水面凝聚成浮渣，浮渣经反应罐上部收渣设施回收，实现渣水分离，出水含油≤30mg/L，SS≤30mg/L；经 800m³ 过滤缓冲罐，由过滤提升泵提升至一级双滤料（无烟煤+石英砂）过滤器处理，出口水质指标达到：含油≤10mg/L、SS≤10mg/L，最后经二级纤维束过滤器处理，出口水质指标达到：含油≤5mg/L、SS≤3mg/L，粒径中值≤2μm，过滤后的水经投加次氯酸钠杀菌剂后，通过注水泵去油田注水。

彩南油田污水处理系统工艺流程示意图见下图。

图 2.7-2　彩南油田污水处理系统工艺流程图

项目依托可行性：目前彩南油田集中处理站污水处理系统实际处理量为 8500m³/d；本项目经联合站分离出的采出水量为 353.2t/d，修井产生的废洗井液 632.25t/2a，该处理站处理规模满足本项目废水处理需求，依托可行。

2.7.3 彩南公寓生活污水处理系统

彩南公寓生活污水处理系统于 2010 年建成，2017 年进行了改造。改造工程环评报告表于 2017 年 6 月 20 日取得原昌吉回族自治州环保局的批复（文件号：昌州环评【2017】42 号）；2019 年 10 月 19 日完成竣工环境保护验收，验收意见见附件。彩南公寓生活污水处理系统设计处理规模为 500m³/d，污水处理流程为：格栅—调节池

—兼氧池—消毒—除臭—达标后外排（冬储夏灌）。污水处理设施出口水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中二级标准限值。

项目依托可行性：彩南公寓生活污水处理系统目前污水实际处理量为 16m³/d，本项目施工期不设施工营地，新增施工人员居住彩南公寓，新增生活污水总计 9.6m³，约 0.32m³/d，依托彩南公寓生活污水处理系统处理可行。

2.7.4 吉木萨尔县生活垃圾填埋场

吉木萨尔县生活垃圾填埋场位于吉木萨尔县新地乡，距吉木萨尔县城西南约9.5km，北距乌奇南路约2km处，中心地理坐标为：东经89°04′15.8″，北纬43°59′10.1″。整个卫生填埋场占地面积约21.94×10⁴m²，其中近期为7.0×10⁴m²，远期约10.5×10⁴m²。管理站区0.64×10⁴m²，绿化面积3.8×10⁴m²。近期工程设计规模：生活垃圾清运处理量100t/d，总库容63×10⁴m³，服务年限11年。远期工程设计规模：生活垃圾清运处理量130t/d，总库容94.5×10⁴m³，服务年限12年。主要由填埋场、生产管理区、道路、垃圾收集系统等组成。填埋场主要处置城镇生活垃圾，不作为工业固体废物和危险废弃物处置场所。

垃圾填埋场总投资 2352.81 万元。主要采用卫生填埋工艺，推进式填埋法，工艺过程主要包括机械卸料、铺平、压实、覆土、喷水降尘、灭虫等。渗滤液经场底收集系统排至渗滤液收集池，经处理后回喷垃圾堆体；填埋气经导气石笼收集后导出。填埋场底部和边坡采取严格防渗的设计方案。

项目依托可行性：目前该垃圾填埋场日处理量约 40t 左右，本项目施工期产生生活垃圾 0.3t，因此，吉木萨尔县生活垃圾填埋场可以满足本工程垃圾处理的需求，可以依托。

2.7.5 危险废物暂存

本工程产生的危险废物送至彩南联合站污泥暂存场暂存。彩南联合站西南侧建有 1 座污泥暂存场，规格为 40m×20m×1m，有效容积约 2400m³，定期由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司拉运、处置。

本工程产生含油污泥 535.484t/a，废润滑油的产生量约为 0.22t/a，危险废物送至彩南联合站污泥暂存场暂存，定期由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司拉运、

处置，依托该暂存场可行。

2.7.6 危险废物处置

本工程产生的危险废物委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处理，该公司具有处置危险废物经营许可证。

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司于 2006 年开始建设，有《危险废物经营许可证》（6502040007）、《道路运输经营许可证》（新交运管许可克市字 650203002309 号），具有油田污油泥运输及处置的资质，符合国家对危险废物的处置、转运要求。

克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司原设计处理能力为 100m^3/d，追加投资将处理规模扩大至 300m^3/d，并委托中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司对其进行了环境影响评价，克拉玛依市环保局于 2007 年 4 月以克环保函[2007]28 号文件对项目进行了批复。2007 年 11 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对现有工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。2010 年由于生产的需要，建设单位在厂区北侧扩建 2 座 50m×70m×6m 的污水沉降池，作为含油污水进入厂区的预处理分离油水，并于 2010 年 9 月报克拉玛依市环境保护局以克环保函[2010]127 号文件进行了批复，于 2011 年 4 月建设投入使用，2011 年 8 月，克拉玛依市环境科研监测中心站对污水储池扩量工程进行了竣工环境保护验收监测，克拉玛依市环保局进行了竣工环保验收。验收监测报告认为，落地油及清罐油泥治理及扩量工程，立项、环评、初步设计及试生产报批手续齐全，环保设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投入使用，环保设施运行基本正常，对环评和初步设计的要求落实到位。

为将油田废弃物这些废弃物进行无害化和资源化处理，克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司污油泥处置装置位于克拉玛依石化工业园南二路以北、东六街以西之间地块，经过近 8 年生产运行，已累计为克拉玛依油田回收处理污油泥近 50 万吨。为了达到节能减排，提高生产效率和降低生产运行成本的目的，博达环保公司在污油泥处置装置原址多次进行提升改造，于 2018 年将设备升级改造、优化工艺，处理能力提升至 52 万 t/a。

2.7.7 依托工程环保手续

表 2.7-2 依托工程环保手续履行情况一览表

项目名称	环评审批机关、文号及时间	环保竣工验收时间
中国石油新疆油田分公司彩南油田作业区环境影响后评价报告书	原新疆维吾尔自治区环境保护厅《关于中国石油新疆油田分公司彩南油田作业区环境影响后评价报告书的审查意见》（新环评价函〔2011〕1119 号），2011 年 11 月 25 日	/
彩南油田作业区生活污水处理系统改造工程环境影响报告表	原昌吉回族自治州环境保护局《昌吉州环保局关于彩南油田作业区生活污水处理系统改造工程环境影响报告表的批复》（昌州环评〔2017〕42 号），2011 年 11 月 25 日	2019 年 10 月 19 日
吉木萨尔县生活垃圾处理工程环境影响报告书	原新疆维吾尔自治区环保厅《关于吉木萨尔县生活垃圾处理工程环境影响报告书的批复》（新环监函[2008]537 号）	2015 年 9 月 29 日

2.8 工艺流程

油田开发是一项包含多种工艺技术的系统工程，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、原油集输和油气处理等。本项目 11 口井勘探钻探工程已单独编制环评报告表，因此本次环评评价内容不包括钻井及井下作业，运营期主要包括采油（气）、油气集输和油气处理等。

2.8.1 施工期工艺流程

本项目施工工艺较为简单，主要为井场设备安装、出油管线的敷设以及道路的建设。

2.8.2 运营期工艺流程

图 2.8-1 本工程运营期工艺流程及污染物排放示意图

（1）采油

采油井口均采用 14 型游梁式节能抽油机，配套电机功率 37kW。采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。

（2）单井拉油

滴南 15 井区已建油井均采用单井拉油方式，周边没有可依托的集输系统，目前

拉油至彩南原油处理站处理，根据地质井网部署情况，采用单井拉油方式生产，待后期规模上产后确定合适的密闭集输工艺。

单井来液进生产分离器进行油气分离，分离出来的含水原油进单罐，单罐内含水原油均由汽车拉运至彩南原油处理站进行处理。井口分离出来的伴生气通过带点火装置的放散管进行燃烧放空。

图 2.8-2　　本项目拉油工艺流程示意图

2.9　污染源分析及核算

2.9.1　施工期污染源分析

施工期主要污染来自井场、道路、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等，管道试压废水以及施工人员产生的生活污水，各类施工机械和运输车辆噪声及施工人员生活垃圾等，平整场地和管沟开挖破坏地表等。

2.9.1.1　生态影响因素

本工程施工期主要包括新建采油油井 11 口，单井拉油点 11 座，单井集输管线合计 1.1km，新建道路 17752m。

施工期建设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。

本工程总占地面积 22.42hm^2，其中永久占地面积 12.81hm^2，临时占地面积 9.61hm^2，占地类型为沙地。具体内容见下表。

表 2.9-1　　项目占地情况一览表

序号	工程内容	占地面积（hm^2）		合计（hm^2）	备注	占地类型
		永久占地	临时占地			
1	井场区	0.69	5.39	6.08	油井，11 座	沙地
2	管线区	0.00	0.47	0.47	埋地钢管，1.1km	
4	输电线路区	0.02	3.75	3.77	0.4-35kV 架空线路，12.6km	
5	道路	12.1	7.12	19.22	17.8km，道路宽度 6.5~7m，扰动范围路基外两侧 2.0m。	
合计		12.81	9.61	22.42	-	

2.9.1.2　施工期大气污染源

施工期废气污染源主要是施工过程中将产生少量扬尘、施工车辆运输产生的扬尘。另外，施工机械和车辆还将排放一定量废气。

施工扬尘主要来自：土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放等以及施工车辆运输产生的扬尘。

通过类比调查，在一般地段，无任何防尘措施的情况下，施工现场对周围环境的污染约在 150m 范围内，TSP 最大污染浓度是对照点的 6.39 倍。而在有防尘措施（围金属板）的情况下，污染范围为 50m 以内区域，最高污染浓度是对照点的 4.04 倍，最大污染浓度较无防尘措施降低了 0.479mg/m³。类比数据参见表 2.9-2。

表 2.9-2　某施工场界下风向 TSP 浓度实测值（mg/m³）

防尘措施	工地下风向距离（m）						工地上风向（对照点）
	20	50	100	150	200	250	
无	1.303	0.722	0.402	0.311	0.270	0.210	0.204
有（围金属板）	0.824	0.426	0.235	0.221	0.215	0.206	

另外，施工机械和车辆还将排放一定量废气，主要为 SO_2、NO_X、烟尘。施工期排放的大气污染物将随施工期的结束而逐渐消失。

2.9.1.3　施工期水污染源

施工期废水污染源主要为施工人员生活污水、施工废水和少量管道试压废水。

①生活污水

施工期施工队 20 人左右，用水量按每人每天 20L 计，生活用水最大量为 0.4m³/d，生活污水产生量按用水量的 80%计算，则施工人员生活污水产生量为 0.32m³/d，施工期按 30d 算，本工程施工期生活污水产生量为 9.6m³。生活污水主要污染物为 COD、NH_3-N、SS 等。其排水水质与居民生活污水相近似，生活污水浓度 COD 为 350mg/L、NH_3-N 为 30mg/L、SS 为 200mg/L，施工期间废水中各污染物的产生量为 COD：0.0034t、氨氮：0.0003t、SS：0.0019t。本项目施工期不设施工营地，施工单位在彩南联合站附近已建成基础设施完善的彩南公寓，彩南公寓内建有生活污水处理系统，处理达标后达标后外排（冬储夏灌）。

②施工废水

在道路和构筑物施工现场还将产生一定数量的生产废水，主要包括砂石材料的冲

洗废水、机械设备的淋洗废水，这些废水中的主要污染物是悬浮物和少量的石油类，施工单位设置临时沉淀池，将生产废水沉淀处理后回用于施工过程，部分施工废水通过自然蒸发消耗。

③管道试压废水

管道铺设完毕后，需对管道进行压力试验，会产生少量试压废水，主要污染物为悬浮物，浓度在 40mg/L～60mg/L，产生的废水用于施工区域内的洒水降尘。

2.9.1.4　施工期噪声污染源

道路、管道建设施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有：挖掘机、推土机、轮式装载车、电焊机、搅拌机等。以上各种施工机械及车辆的噪声情况参见表 2.9-3。由于道路、管道属于线性工程，局部地段的施工周期较短，因此，施工产生的噪声只短时对局部环境造成影响。

表 2.9-3　　施工期主要噪声设备表

序号	机械、车辆类型	测点位置（m）	噪声值（dB（A））
1	挖掘机	5	92
2	推土机	5	90
3	混凝土搅拌机	5	95
4	混凝土翻斗车	5	90

2.9.1.5　施工期固体废弃物污染源

施工期产生的主要固体废物为施工人员生活垃圾和建筑垃圾。

①生活垃圾

以每人每天产生 0.5kg 的生活垃圾计算，施工队人数约 20 人，建设周期为 30d，则本工程地面工程施工期间产生的生活垃圾 0.3t，集中收集后清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

②建筑垃圾

本工程施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

2.9.1.6　施工期污染物排放情况汇总

施工期污染物排放汇总见表 2.9-4。

表 2.9-4　　施工期污染物排放汇总

类别	污染源名称	污染物组成	排放量	去向及治理措施
废	车辆尾气	SO_2、NO_X、烟尘	少量	环境空气

气	施工扬尘	TSP	-	环境空气
废水	生活污水	产生量	9.6m³	施工单位在彩南联合站附近已建成基础设施完善的彩南公寓，彩南公寓内建有生活污水处理系统，处理达标后达标后外排（冬储夏灌）
		COD	0.0034t	
		氨氮	0.0003t	
		SS	0.0019t	
固废	生活垃圾	-	0.3t	彩南公寓设置垃圾收集箱，集中收集后送至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置
	建筑垃圾	-	少量	集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理
噪声	井场	施工机械	90~95dB（A）	声环境

2.9.2 运营期污染源分析

2.9.2.1 运营期大气污染源分析

本工程采用电加热，不设置燃气加热炉。本项目在油气集输和油品储存过程中大气污染物主要是无组织泄漏烃类气体，以及单井拉油点内伴生气通过火炬放空产生的燃烧废气。废气中主要污染物为烃类、NO_X、SO_2 以及烟尘。

（1）单井拉油点内伴生气放空废气

本项目部署 11 座单井拉油点，单井拉油点设生产分离器，伴生气分离后经火炬放空燃烧（DN50，H=8m）。伴生气是一种与石油共生的天然气，开采初期产生量较大，之后逐年递减，该区已完钻井在钻探中均未检测到 H_2S，本区区块油层中硫化氢含量较低。

本项目 11 口井新建产能 5.9×10^4t/a，根据地面方案预测中最大产能年度，气油比为 112m³/t。火炬燃烧放空时间与伴生气产生量及产生时间有关，按对环境影响最不利条件考虑，火炬燃烧放空时间按 24h/d、355 天/年计。

根据《排污申报登记实用手册》第 231 页的计算实例，完全燃烧 1m³ 的天然气产生的废气量为 10.89m³，每燃烧 10000m³ 的天然气产生的 SO_2 为 1.5kg，每燃烧 10000m³ 的天然气产生的 NOx 为 6.3kg。颗粒物计算参考《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材—社会区域类》中天然气燃烧颗粒物产生系数 2.4kg/万 m³ 原料。

根据上述系数计算如下表所示，本项目 11 座单井拉油点伴生气放空燃烧产生废气量合计 7196.11×10^4m³/a，SO_2 的排放量合计为 991.2kg/a（0.1163kg/h），排放浓度 13.77mg/m³；NO_x 排放量合计为 4163.04kg/a（0.5677kg/h），排放浓度 57.85mg/m³；烟尘排放量合计为 1585.92kg/a（0.1861kg/h），排放浓度 22.04mg/m³。

本项目单井拉油点火炬高度 8m，通过火炬燃烧产生的污染排放速率和排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 标准限值要求（火炬高度不足 15m，排放速率标准值按外推法计算结果再严格 50%执行，即 SO_2 排放速率限值 0.58kg/h，NO_x 排放速率限值 0.17kg/h，烟尘排放速率限值 0.78kg/h；SO_2 排放浓度限值 550mg/m^3，NO_x 排放浓度限值 240mg/m^3，烟尘排放浓度限值 120mg/m^3）。

表 2.9-5　放空火炬燃烧烟气中各污染物排放情况

类别	井号	产能 $10^4t/a$	气油比 m^3/t	伴生气量 $10^4m^3/a$	废气量 $10^4m^3/a$	污染物排放情况								
						SO_2			NO_X			烟尘		
						产生量 kg/a	产生速率 kg/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/a	产生速率 kg/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/a	产生速率 kg/h	产生浓度 mg/m^3
直井	滴南 15	0.69	112	77.28	841.58	115.92	0.0136	13.77	486.864	0.0571	57.85	185.472	0.0218	22.04
	滴南 083	0.69		77.28	841.58	115.92	0.0136	13.77	486.864	0.0571	57.85	185.472	0.0218	22.04
	滴南 085	0.17		19.04	207.35	28.56	0.0034	13.77	119.952	0.0141	57.85	45.696	0.0054	22.04
	滴南 19	0.6		67.2	731.81	100.8	0.0118	13.77	423.36	0.0497	57.85	161.28	0.0189	22.04
	DN0001	0.6		67.2	731.81	100.8	0.0118	13.77	423.36	0.0497	57.85	161.28	0.0189	22.04
	DN0002	0.6		67.2	731.81	100.8	0.0118	13.77	423.36	0.0497	57.85	161.28	0.0189	22.04
	DN0003	0.45		50.4	548.86	75.6	0.0089	13.77	317.52	0.0373	57.85	120.96	0.0142	22.04
	DN0004	0.45		50.4	548.86	75.6	0.0089	13.77	317.52	0.0373	57.85	120.96	0.0142	22.04
	DN0005	0.45		50.4	548.86	75.6	0.0089	13.77	317.52	0.0373	57.85	120.96	0.0142	22.04
	DN0006	0.45		50.4	548.86	75.6	0.0089	13.77	317.52	0.0373	57.85	120.96	0.0142	22.04
水平井	DNHW15001	0.75		84	914.76	126	0.0148	13.77	529.2	0.0621	57.85	201.6	0.0237	22.04
合计		5.9	/	660.8	7196.11	991.2	0.1163	/	4163.04	0.4886	/	1585.92	0.1861	/
《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 标准						/	0.58 kg/h	550 mg/m^3	/	0.17 kg/h	240 mg/m^3	/	0.78 kg/h	120 mg/m^3

建设单位应根据开发过程中伴生气的实际情况，提高油气生产密闭集输率或采取天然气回收装置进行回收。

（2）井场内无组织烃类挥发

本项目新建产能5.9×l0⁴t/a，部署的11口井均采用单井拉油。各井场设单井集输管线0.1km，各单井拉油点设60m³一体化自吸式储油罐1座，在采出液集输及油品储存环节产生的挥发性有机物（VOCs）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs主要为非甲烷总烃。

①集输过程VOC_s排放量

本工程井口采出液通过密闭集输管线输送至单井拉油罐，参照《环境影响评价实用技术指南（第二版）》（机械化工出版社）中提供的无组织排放源强估算系数，VOC_s产生量为原料年用量或产品年产量的 0.1‰～0.4‰。本工程井口至单井拉油罐之间的管线全程密闭，可有效减少 VOC_s 的产生，故产污系数取 0.1‰，则 11 座井场集输过程 VOC_s 排放量合计为 5.9t/a。

②油品储存VOC_s排放量

参照《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》（试行）中工艺过程源—石油化工业—油品储存—原油排污系数0.123g/kg油品，根据计算，11座单井拉油点原油储存过程VOC_s排放量合计为7.257t/a。

表2.9-6　VOCs无组织排放一览表

类别	井号	产能 10^4t/a	VOC_s 排放量（t/a）		
			集输过程	油品储存	合计
直井	滴南 15	0.69	0.69	0.8487	1.5387
	滴南 083	0.69	0.69	0.8487	1.5387
	滴南 085	0.17	0.17	0.2091	0.3791
	滴南 19	0.6	0.6	0.738	1.338
	DN0001	0.6	0.6	0.738	1.338
	DN0002	0.6	0.6	0.738	1.338
	DN0003	0.45	0.45	0.5535	1.0035
	DN0004	0.45	0.45	0.5535	1.0035
	DN0005	0.45	0.45	0.5535	1.0035
	DN0006	0.45	0.45	0.5535	1.0035
水平井	DNHW15001	0.75	0.75	0.9225	1.6725

合计	5.9	5.9	7.257	/
总计		13.157		

根据上述计算结果，本工程采出液集输及油品存储过程中VOC_s排放量为13.157t/a。

2.9.2.2　运营期水污染源分析

本项目运营期依托彩南作业区现有员工，不新增员工。本项目运营期仅对采油期水污染物进行分析，试油期中的井下作业废水不在本评价范围内。因此，产生的废水主要为采出液分离水（称为采出水）。

油藏采出水是从井口采出液中分离出的废水，主要来源于油气藏本身的底水、边水，项目采出液在彩南联合站经脱水处理，排出油藏采出水。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。

根据地面方案，本工程采出液中平均含水率为 68%，项目新增产能为5.9×10^4t/a。项目采出液在彩南联合站内进行脱水处理，联合站分离的污水产生量及水中各种污染物产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》-07 石油与天然气开采行业系数手册进行核算，具体计算参数及产生量见下表。

表 2.9-7　　与石油和天然气开采有关的服务活动产排污系数一览表

原料名称	类型	单位	产污系数		本项目新增产能	本项产生量 t/a
低渗透油田＜80%	采出水	t/t 产品	A/（1-A）	2.13	5.9×10^4t/a	125375
	化学需氧量	g/t 产品	647A/（1-A）	1374.88		81.12
	氨氮	g/t 产品	11.12A/（1-A）	23.63		1.39
	总氮	g/t 产品	8.91A/（1-A）	18.93		1.12
	挥发酚	g/t 产品	0.83A/（1-A）	1.76		0.10
	石油类	g/t 产品	116.56A/（1-A）	247.69		14.61
说明：A 为含水率，本项目取 0.68。						

分离出的采出水量为 125375t/a（353.2t/d），排入彩南油田集中处理站污水处理系统进行处理，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油藏，不向外环境排放。

2.9.2.3　运营期噪声污染源分析

运行期噪声污染源主要包括：井口装置、计量配水站各类机泵、拉油点车辆、以及放空系统产生的噪声。噪声排放情况见表 2.9-8。

表 2.9-8　　运行期噪声排放情况

序号	位置	噪声源	源强 dB（A）
1	井场	机泵	80～90
2	拉油点	放空系统	80
3	运输车辆	车辆发动行驶	90-100

2.9.2.4　运营期固体废物污染源分析

（1）含油污泥（HW08-071-001-08）

含油污泥是被原油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，其排放量与油井的出砂情况有关，其产生量根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》-07 石油与天然气开采行业系数手册中非稠油产污系数（90.76t/万 t 产品）进行核算，该系数包含的工艺名称包括检修清罐、管线刺漏、晒水池隔油池清淤等。本项目新增产能 5.9×10^4t/a，由此计算出含油污泥产生量为 535.484t/a。含油污泥属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，先在彩南联合站污泥贮存场暂存，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，减少运输过程环境污染。项目实际生产过程中含油污泥产生量比上述计算量小。

（2）废洗井液

修井每 2 年 1 次，修井过程产生废洗井液，根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中 1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册中的产排污系数进行核算，具体产污系数及产生量见下表。

表 2.9-10　　本项目废洗井液产生量一览表

污染物名称	产污系数	产生量（11 口井合计）
废洗井液	25.29t/井	632.25t/2a

该废物均集中收集入罐，送至彩南油田集中处理站污水处理系统处置。

（3）废润滑油（HW08-900-214-08）

各类机械设备需要定期保养和维护，会产生一定量的废润滑油，类比同类井

场废润滑油的产生量可知，单井井场产生的废润滑油量为 0.02t/a，本项目废润滑油的产生量约为 0.22t/a。废润滑油属于《国家危险废物名录》（2021 版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，集中收集后临时运至彩南联合站污泥贮存场暂存，后交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。

2.9.3 运行期污染物排放情况汇总

综上所述，本工程建成后，本项目运行期各种污染物汇总见表 2.9-11。

表 2.9-11 运行期污染物排放情况汇总

项目	污染源	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	伴生气燃烧烟气	NO_x（t/a）	4.16304	4.16304	通过 8m 高排气筒燃烧放空
		SO_2（t/a）	0.9912	0.9912	
		烟尘（t/a）	1.5859	1.5859	
	无组织挥发	烃类（t/a）	13.157	13.157	密闭集输
废水	采出水	废水量 t/a	125375	0	经彩南油田集中处理站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后用于回注水
		化学需氧量 t/a	81.12	0	
		氨氮 t/a	1.39	0	
		总氮 t/a	1.12	0	
		挥发酚 t/a	0.10	0	
		石油类 t/a	14.61	0	
固体废物	废洗井液（t/2a）		632.25	0	
	含油污泥（t/a）		535.484	0	委托相应处理资质单位回收处理
	废润滑油（t/a）		0.22	0	

2.10 封井期环境影响分析

服役期满后，对完成采油的废弃井进行封堵内外井眼，拆除井口装置，清理场地工作，基本无废水产生，仅在土壤回填过程中有部分扬尘产生。

井场拆除的抽油机、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。通过采取以上措施，可使封井期生态环境影响降到最低。

2.11 清洁生产分析

2.11.1 产品的清洁性分析

本工程的产品为原油。石油与煤相比，是一种洁净能源，热值高，燃烧产生的有害物质少。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，可有效减少酸雨形成和温室效应。原油与煤燃烧的污染物产生量对比见

表 2.11-1。

表 2.11-1　　天然气与原油、煤燃烧的排污量对比

大气污染物	单位热值条件下，燃烧原油排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值	单位热值条件下，燃烧煤排放污染物与燃烧天然气排放污染物的比值
灰分	14	148
SO_2	400	700
NO_2	5	10
CO_2	1.33	1.37

注：（1）资料引至《四川石油经济》2000 年第一期中“天然气利用之环境效益初探”。
（2）表中数字为燃烧原油或者煤产生的污染物与天然气燃烧产生的污染物的比值。

从各类燃料燃烧后排污量对比可见，天然气和原油产生的灰分、SO_2、NO_2 和 CO_2 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。

2.11.2　集输工艺清洁生产分析

（1）在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用油藏的自然能量，确定合理的采油方式。在集输流程上，采用单井集输+罐车拉运，可有效降低油气的损耗，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，实现集输生产过程少放空，减少天然气燃烧对环境的污染。

（3）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）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，运至彩南联合站进入原油预处理流程。

（6）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。

2.11.3 节能及其它清洁生产措施

（1）优化简化单井集输管线，降低生产运行时间；

（2）采用井口电加热输送工艺；

（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。

2.11.4 采油作业清洁生产工艺

（1）在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。

（2）原油生产过程中起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出；另外，对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

（3）对产生的废液拟采用循环作业罐（车）收集，处理达标后回注地层。

（4）铺防渗土工膜防止原油落地。

2.11.5 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，这主要体现于运行操作和管理上。将环境管理和环境监测纳入油田质量安全环保部门负责，采用 HSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 HSE 管理要求，保护自身的安全和健康。

主要采取的环境管理措施有：

（1）落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

（2）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。

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

2.11.6 清洁生产技术指标

（1）原油采收率

先衰竭式开采，后转机采生产，提高原油采收率。

（2）井场占地面积

本工程部署采油井 11 口，新建单井拉油点 11 座，新建道路 17.8km。工程新增永久占地面积 12.81hm²，临时占地面积 9.61hm²，总占地面积为 22.42hm²，占地类型为沙地。

（3）落地油产生量

根据现场调查，中国石油新疆油田分公司开发公司在落地油处理中采取了得力的措施，采油作业必须带罐（车）操作，进入临时设置的贮油罐，由汽车拉运至指定地点处理。

2.11.7 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，以此来说明本工程的清洁生产水平。

（1）评价指标体系

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

①评价依据

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

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

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

——定量评价指标体系的评价基准值代表了行业清洁生产的平均先进水平。

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

②权重分值

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

③评价指标

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

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

不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见表 2.11-2。

表 2.11-2　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 稠油：≤160	8.4	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	0	0
		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	0	5
		COD	mg/L	5	乙类区：≤150	0	5
		落地原油回收率	%	7.5	100	100	7.5
		采油废水回用率	%	7.5	≥60	100	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	0
			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	10
		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	0
（2）环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					10	10
		开展清洁生产审核，并通过验收					20	20
		制定节能减排工作计划					5	5
（3）贯彻执行环境保护政策法规的执行情况	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况					5	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况					5	5

		老污染源限期治理项目完成情况	5	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	5	5

（2）评价指标体系计算

①定量评价指标的考核评分计算

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

对指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

对指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，其计算公式为：

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

式中：

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

S_{xi}—第 i 项评价指标的实际值（考核年度实际达到值）；

S_{oi}—第 i 项评价指标的评价基准值。

本评价指标体系各二级指标的单项评价指数的正常值一般在 1.0 左右，但当其实际数值远小于（或远大于）评价基准值时，计算得出的 Si 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 Si＞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：

$$P1=\sum_{i=1}^{n} S_i \cdot K_i$$

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：

$$P2=\sum_{i=1}^{n}F_i$$

式中：

P_2—定性评价二级指标考核总分值；

F_i—定性评价指标体系中第 i 项二级指标的得分值；

n—参与考核的定性评价二级指标的项目总数。

③综合评价指数考核评分计算

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

综合评价指数计算公式为：

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P_1—定量评价指标考核总分值；

P_2—定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见表 2.11-3。

表 2. 11-3　　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≥90
清洁生产企业	75≤P＜90

由上表计算得出：

采油（气）作业：定量指标 80 分，定性指标 80 分，综合评价指数 80 分。

清洁生产企业等级为：清洁生产企业。

2.11.8 持续改进清洁生产的建议

本工程采用单井拉油方式生产，建设方应根据开发过程中伴生气的实际情况，提高油气生产密闭集输率或采取天然气回收装置进行回收。

2.12 污染物总量控制

2.12.1 总量控制因子

目前国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物实行总量控制。

（1）废气污染物

本项目运营期大气污染物主要来自拉油点伴生气放空燃烧产生的烟气及项目集输及储存过程中无组织烃类挥发。

（2）废水污染物

本项目生产过程中采出水进入彩南油田集中处理站污水处理系统处理，经处理达标后回注。

2.12.2 工程污染物排放量的确定

本项目单井拉油点污染物排放合计：SO_2 0.9912t/a、NO_X 4.16304t/a、颗粒物 1.58592 t/a。

本工程井场 VOC_s 排放量合计为 13.157t/a。

2.12.3 污染物排放总量建议指标

目前，国家对化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物实行总量控制。本项目不设置加热炉，产生的废气为井场无组织挥发的非甲烷总烃和单井拉油站内火炬燃烧放空废气。废水主要为采出水，废水由彩南油田集中处理站污水处理系统处置，处理后水质达标后回注油藏，不外排。故本项目不对二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量、氨氮进行总量控制。

2.13 项目建设可行性分析

2.13.1 与国家产业政策协调性分析

石油天然气勘探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（2019 年本）》，“七、石油、天然气-常规石油、天然气勘探与开采”为“鼓励类”项目。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。

2.13.2 与《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》中第八条规定：禁止在水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、风景名胜区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域内进行煤炭、石油、天然气开发；

第十条 煤炭、石油、天然气开发项目实行环境监理，其大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

第二十八条 煤炭、石油、天然气开发过程中产生的伴生气、有毒有害气体或者可燃性气体应当进行回收利用；不具备回收利用条件的，应当经过充分燃烧或者采取其他防治措施，达到国家或者自治区规定的排放标准后排放。

本项目位于阿勒泰地区福海县，项目占地为沙地，项目周边2.5km范围无人群居民点。项目占地范围内无水源涵养区、地下水源、饮用水源、自然保护区、森林公园、重要湿地及人群密集区等生态敏感区域；项目设计阶段已经对大气、水体、固体废物等污染防治进行了设计，环评要求项目按照“三同时”，要求项目大气、水体、固体废物等污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用；单井拉油点对分离出的伴生气采取火炬燃烧放空。项目建设符合《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》的要求。

2.13.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》提出：在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别。油气田企业应

制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系；加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理；在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水；建立环境保护人员培训制度；油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故

本项目井场采用单井形式生产，减少占地对生态环境的影响；采出液分离水依托彩南油田集中处理站污水处理系统处理；产生含油污泥等危险废物先在彩南联合站污泥贮存场暂存，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置；本次新建采油井采用单井拉油方式生产，伴生气无法回收，采取火炬燃烧放空方式，放空火炬已避开鸟类迁徙通道；项目实施过程中，将依托中国石油新疆油田分公司开发公司在环境管理上建立的健康、安全与环境管理体系（HSE 管理体系），项目建成后由中国石油新疆油田分公司准东采油厂统一管理，应将项目实施区域纳入中国石油新疆油田分公司准东采油厂突发环境污染事件应急预案，从而对环境风险进行有效防治。同时运营期间需对生产过程产生的“三废”进行严格管理，定期对“三废”进行监测。本项目建设基本符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

2.13.4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）的符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性见下表。

表 2.13-1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析

序号	要求	本项目	相符性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。	本次位于滴南 15 井区，主要建设 11 座单井拉油点，配套单井集输管线、道路等地面工程。	符合
2	项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效	项目环境影响及风险评价详见后文“环境影响分析”章节与环境风险评价。	符合

	的生态环境保护和环境风险防范措施。		
3	依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目依托工程及其可行性分析详见“依托工程及可行性分析”。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	本项目回注水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后经管线回注地层，本项目采取了地下水污染防治和监控措施，防止造成地下水污染。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。	本项目钻井时产生的水基泥浆及岩屑经泥浆不落地系统处理后，泥浆循环使用，岩屑交资质单位处理。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。	施工期严格控制占地面积，施工单位在占地范围内施工，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。	符合
8	油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任，进一步健全生态环境保护管理体系和制度，充分发挥企业内部生态环境保护部门作用，健全健康、安全与环境（HSE）管理体系，加强督促检查，推动所属油气田落实规划、建设、运营、封井等环节生态环境保护措施。	建设单位设置安全环保科室及人员，建有 HSE 管理体系，监督落实建设、运营及封井期各项生态环境保护措施。	符合

2.13.5 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）相符性分析

本工程与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）相符性分析详见下表。

表 2.13-2 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性分析

序号	规范内容		本工程	是否相符
1	总则	矿山企业应遵守国家法律法规和相关产业政策，依法办矿	本工程符合国家产业政策，依法办理相关勘探开发手续	符合
2	基本要求	矿区功能分区布局合理，生产、运输和储存等管理规范有序	功能分区清晰、合理，各分区均按照 SHE 要求规范管理	符合
3	矿容矿貌	矿区按生产区、管理区、生活区等功能区，应运行有序，管理规范	各分区运行有序，按照 SHE 要求规范管理	符合
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。 在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标识牌	项目区域各项供水、供电、依托环保基础设施较为完善；道路、生产区均设置有各类操作提示牌、说明牌、警示牌等	符合
4	资源开发方式	因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求	根据矿区油藏地质情况，选用适宜的开采工艺及装备，符合清洁生产要求	符合
		贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境	本项目开发过程中采取边开采，边治理措施，施工期临时	符合

			用地及时平整、恢复	
5	绿色开发	应遵循油气资源赋存状况，生态环境特征等条件，科学合理地确定开发方案，选择与油气藏类型相适应的先进开采技术和工艺，推广使用成熟、先进的技术装备，严禁使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备	根据油藏勘探情况及地质特征，合理制定区块开发方案，选用先进的开采工艺和技术，未使用淘汰的技术工艺及装备	符合
		合理确定场址、站址、管网、路网建设占地规模	根据油藏分布及环境情况合理布置各井场、站场、道路、出油管线的分布，合理确定占地规模，不扰动占地范围外土地	符合
		实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配套完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆	钻井期已采取了基钻井液；钻井期配备了完善的固井设施；钻井采用泥浆不落地工艺，钻井泥浆循环使用	符合
		对伴生有硫化氢气体的油气藏，硫化氢气体含量未达到工业综合利用要求的，应采取有效的处置方案	本项目伴生气基本不含硫	符合
6	矿区生态环境保护	认真落实矿山地质环境保护与土地复垦方案的要求；应对矿区及周边生态环境进行监测监控，积极配合属地政府环境保护部门的工作	施工期、运营期、封井期落实各项环境保护和生态恢复措施；制定了运营期环境监测方案，建设单位积极配合各级生态环境主管部门监督管理	符合
7	资源综合利用	按照减量化、再利用、资源化的原则，综合开发利用油气藏共伴生资源，综合利用固体废弃物，废水等，发展循环经济	采出水处理达标后回注，不外排；含油污泥等危险固废交由有资质的单位无害化处置	符合 符合
8	节能减排	“三废”排放符合生态环境保护部门的有关标准、规定和要求	各类污染物排放符合环境保护标准	符合
		生产主要环境选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备	选用了先进的工艺、设备，未使用淘汰的、高污染的工艺和装备	符合
		废液、废气、固体废物分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	无组织挥发烃类达标排放；采出水处理达标后回注，不外排；含油污泥等危险固废交由有危废处置资质的单位进行处理，处置率 100%	符合
		油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收	不产生落地油	符合
		油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用	含油污泥 100%委托处置	符合

2.13.6 与《自治区严禁“三高”项目进新疆 推动经济高质量发展实施方案》的相符性分析

《自治区严禁“三高”项目进新疆推动经济高质量发展实施方案》（以下简称“方案”）中“三高”项目是指能（水）耗不符合相关国家标准中准入值要求且污染物排放和环境风险防控不符合国家（地方）标准及有关产业准入条件的高污染（排放）、高能（水）耗、高环境风险的工业项目。“方案”中对石化、有色、钢铁、建材、火

电、煤炭、装备、纺织服装、轻工、电子产品制造等 10 个重点行业提出了转型升级要求。

本工程为石油天然气开发项目，生产过程中用水量很小，能（水）耗符合清洁生产指标要求，污染物排放和环境风险防控符合相关标准及产业准入条件要求，不属于“三高”项目，也不属于“方案”中 10 个重点行业，符合《自治区严禁“三高”项目进新疆 推动经济高质量发展实施方案》要求。

2.13.7 与《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018～2020 年》的符合性分析

根据《自治区打赢蓝天保卫战三年行动计划（2018~2020 年》，重点区域范围，“乌—昌—石”区域，包括乌鲁木齐市七区一县、昌吉市、阜康市、石河子市、五家渠市、玛纳斯县、呼图壁县、沙湾县、生产建设兵团第六师、第八师、第十二师；“奎—独—乌”区域，包括奎屯市、乌苏市、克拉玛依市独山子区、生产建设兵团第七师。“乌-昌-石”区域和“奎-独-乌”区域所有新（改、扩）建项目应执行最严格的大气污染物排放标准。本工程位于福海县，为一般区域，执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 2 标准。

2.13.8 “三线一单”符合性分析

（1）与《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区“三线一单”生态环境分区管控方案》，自治区共划定 1323 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元 465 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、防风固沙区、土沙化防控区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 699 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的工业聚集区等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生

态环境风险高等问题。

一般管控单元 159 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

本项目所在区域位于一般管控单元，项目与自治区环境管控单元位置关系见下图 2.13-1。

图 2.13-1　　本项目与自治区环境管控单元位置关系图

（2）与《阿勒泰地区“三线一单”生态环境分区管控方案》的符合性分析

根据《阿勒泰地区“三线一单”生态环境分区管控方案》，阿勒泰地区共划定 132 个环境管控单元，分为优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，实施分类管控。

优先保护单元 43 个，主要包括生态保护红线区和生态保护红线区以外的饮用水水源保护区、水源涵养区、水土流失防控区等一般生态空间管控区。生态保护红线区执行生态保护红线管理办法的有关要求；一般生态空间管控区应以生态环境保护优先为原则，开发建设活动应严格执行相关法律、法规要求，严守生态环境质量底线，确保生态功能不降低。

重点管控单元 82 个，主要包括城镇建成区、工业园区和开发强度大、污染物排放强度高的区域等。重点管控单元要着力优化空间布局，不断提升资源利用效率，有针对性地加强污染物排放管控和环境风险防控，解决生态环境质量不达标、生态环境风险高等问题。

一般管控单元 7 个，主要包括优先保护单元和重点管控单元之外的其它区域。一般管控单元主要落实生态环境保护基本要求，推动区域环境质量持续改善。

根据《阿勒泰地区区域空间生态环境评价暨“三线一单环境准入清单”》中，本项目所在为主位于福海县一般管控单元，单元编码 ZH65432330001，该单元的管控要求为“1.限制进行大规模高强度工业化城镇化开发，严格控制金属冶炼、石油化工、焦化等‘高污染、高环境风险产品’工业项目，原则上不增加产能，现有‘高污染、高环境风险产品’工业项目持续削减污染物排放总量并严格控制环境风险。原则上禁止建设涉及一类重金属、持久性有机污染物排放的工业项目。加强基本农田保护，严格限制非农项目占用耕地。2.禁止新建 10 蒸吨以下锅炉。”

项目不属于“高污染、高环境风险产品”工业项目，不涉及一类重金属、持久性有机污染物排放，不占用耕地，不建设锅炉，不违背“三线一单环境准入清单”中的管控要求。

项目与阿勒泰地区环境管控单元位置关系见下图 2.13-2。

图 2.13-2　　本项目与阿勒泰地区环境管控单元位置关系

（3）环境质量底线

本项目为石油天然气开采项目，运营期项目油田采出水全部依托彩南油田集中处理站污水处理系统处理，污水不外排，不会对周围地下水环境造成影响。

项目所在区域的声环境、地下水、土壤的环境质量均较好，均可达到相应的环境功能区划要求。评价区 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO 和 O_3 达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，项目所在评价区域为达标区。项目油气集输过程中产生的非甲烷总烃可达标排放，伴生气中基本不含硫化氢，经充分燃烧后放空。故项目建设对区域环境质量现状影响小。

（4）资源利用上线

项目建设过程中会消耗一定量电能及少量新鲜水，资源消耗量总体相对区域资源利用总量较少，各项资源用量在区域的可承受范围内，不逾越资源利用上线。本项目为油气资源开发项目，具有良好的经济效益和社会效益。

（5）生态环境准入清单

本项目属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中的鼓励类，符合国家产业政策。本项目建设符合《阿勒泰地区生态环境总体准入清单》要求。

2.13.9 与相关规划协调性分析

2.13.9.1 与《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》的符合性分析

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》：主体功能区按开发方式，分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家和省级两个层面。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，福海县属于国家级重点生态功能区，阿勒泰山地森林草原生态功能区。其发展方向是：禁止非保护性采伐，合理更新林地。保护天然草原，以草定畜，增加饲草料供给，实施牧民定居。

新疆国家层面和自治区层面禁止开发区域分别为 44 处和 63 处。其中卡拉麦里山自然保护区、吉木萨尔县青松森林公园属于自治区级禁止开发区域。

本项目不在卡拉麦里山自然保护区范围内，不属于主体功能区划中确定的自治区层面的禁止开发区域，所进行的石油开采活动符合“全国重要的能源基地”定位。本项目所在区域不在国家级和自治区级禁止开发区域内，不在生态红线区内。

项目位于福海县属于国家级重点生态功能区。为了实现区域的生态功能，项目对开发活动严格控制，采取单井拉油，减少占地范围，尽可能减少对生态系统的干扰；在项目实施过程中需重点保护野生动物，维护自然生态环境，落实本次环评提出的各项生态环境保护措施，因此，本项目的建设符合《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》。本项目与生态保护红线关系图见图 2.13-3。与新疆维吾尔自治区主体功能区划分图关系见图 2.13-4。

图2.13-3　　本项目与生态保护红线关系示意图

图2.13-4　　项目与新疆维吾尔自治区主体功能区划分图关系示意图

2.13.9.2　与《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）》符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）》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；准东阜康矿区白杨河、准南乌鲁木齐矿区碱沟、库拜矿区拜城煤层气抽采区。

根据《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）》全区划分为9个鼓励开采规划区：①阿尔泰山黄金、有色金属、黑色金属、稀有金属、白云母、宝石矿产开采规划区；②塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区；③西准噶尔铬、金、膨润土、煤炭、石材矿产开采规划区；④东准噶尔金、煤炭、有色金属、建材非金属矿产开采规划区；⑤西天山黑色金属、有色金属、金、煤炭、铀矿产开采规划区；⑥东天山金、黑色金属、有色金属、煤炭、化工、建材非金属矿产开采规划区；⑦南天山黑色金属、金、有色金属、煤炭、化工、特色非金属矿产开采规划区；⑧西昆仑煤炭、黑色金属、有色金属、金、宝玉石矿产开采规划区；⑨阿尔金山有色金属、金、石棉、玉石矿产开采规划区。限制开采规划区：马兰基地军事管理区边缘缓冲区；国家和自治区级6处风景名胜区；国家和自治区14处重要人文历史古迹保护区；26处自然保护区的试验区。

禁止开采规划区：军事管理区、风景名胜、历史遗迹保护等核心区；重要饮用水水源保护区；铁路、高速公路、国道、省道、油气管线等线型工程两侧一定距离内；重要工业区、大型水利工程设施、城镇市政工程设施等一定范围内；机场、国防工程设施圈定的地区、自然保护区的核心区和缓冲区。

本工程属于油气开发项目，位于准噶尔盆地东部，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）》九个鼓励开采规划区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、油砂、煤炭、煤层气、页岩气开采规划区”。本工程符合《新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020年）》及其规划环评要求。

2.13.9.3　与《新疆十四五规划和 2035 年远景目标纲要》的符合性分析

《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》提出“建设国家大型油气生产加工和储备基地。加大准噶尔、吐哈、塔里木三大盆地油气勘探开发力度，提高新疆在油气资源开发利用转化过程中的参与度。加快中石油玛湖、吉木萨尔、准噶尔盆地南缘以及中石化顺北等大型油气田建设，促进油气增储上产。加强成品油储备，提升油气供应保障能力。”本项目符合规划要求。

2.13.10　选址环境合理性分析

本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》、《新疆煤炭石油天然气开发环境保护条例》中的相关要求，根据现场调查，本项目不占用林地、耕地，距离东侧的卡拉麦里山自然保护区约 15km。项目周边无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产、饮用水保护区，无地质公园、重要湿地等。

项目区占地均在规划的油区内，本项目在对单井拉油点的选址以及道路和管线的选线设计中，考虑现场地表植被及土壤分布情况，尽量避开野生植被及保护植物较丰富的区域，减小对野生植物的破坏。严格控制井场、道路、管线临时占地面积，不随意增加临时占地面积，不随意增加道路修建长度和宽度；在满足施工和运营生产要求的前提下，尽量减少占地；道路不允许绕弯增加修建长度。根据项目影响预测分析，项目对周边产生的环境影响在可接受范围内，项目选址合理。

3 环境现状调查与评价

3.1 自然环境现状调查与评价

3.1.1 地理位置

福海县位于新疆维吾尔自治区北部、阿勒泰地区中部，地理坐标为北纬 45°00′～48°10′，东经 87°00～89°04′，东邻富蕴县，西接和布克塞尔蒙古自治县、吉木乃县，南跨准噶尔盆地与昌吉回族自治州毗邻，北靠阿勒泰市，最北端和蒙古人民共和国接壤。边境线长 55.67km，县境南北长 350km，东西宽 25-150km，总面积 3.65 万 km^2。县城南距新疆首府乌鲁木齐市 637km，距克拉玛依市 300km，北距行署驻地阿勒泰市 100km。

滴南 15 井区属于准东采油厂彩南作业区管辖，位于阿勒泰地区福海县境内，构造上位于准噶尔盆地中央坳陷东道海子凹陷。区内平均地面海拔高度 660~700m，地表为沙漠，有荒漠草本植被覆盖，邻近石-彩公路，交通条件便利，离彩南联合站约为 14km，本项目位于滴南 15 井区，距福海县县城东南侧约 230km。

3.1.2 地形地貌

本工程开发区域属于古尔班通古特沙漠滴南凸起的西段，滴南凸起东抵克拉美丽山前，西连石西凸起，南临东道海子凹陷，北接滴水泉凹陷，区域构造位置十分有利。该区地表被第四系沙漠覆盖，在风力的作用下，形成了西北-东南走向、高 10m~50m 不等的树枝状沙垄、蜂窝状沙丘及新月形沙丘等大沙垄带。地貌类型单一，地形起伏不平，平均海拔 695m。

在构造单元上属于准噶尔盆地东部，新构造运动特征以缓慢沉降为主。前第四系地层中中生界及新、老第三系均为陆相沉积，发育完整。第四系地层下部以洪积、湖相沉积为主，上部以风积成因为主。主要地层为中细砂，岩（土）层主要特征描述如下：中细砂，土黄色，干—稍湿，松散－中密状态，上部有植物根系，勘察期间揭露最大厚度 7m（未揭穿）。

3.1.3 气候条件

本工程位于准噶尔盆地东部的古尔班通古特沙漠腹地，属于大陆北温带干旱、半干旱性气候，具有典型的荒漠大陆性气候特征，即冬季寒冷，夏季炎热，干旱少雨，

日照充足，春秋季气温变化快，日较差和年较差可达-35℃~35℃，蒸发量大，风沙日多。区域内气候具有以下几个明显特征：

（1）降水稀少

开发区域处于古尔班通古特沙漠腹地，属于温带干旱荒漠地区，年积温3000℃~3500℃，年平均降水量 70mm~150mm，年蒸发量在 2000mm 以上，年日照时数 2800h 左右，降水的分布具有边缘高并向腹地逐渐减少的趋势。在季节分配上与其它沙漠地区相比较为均匀，各月都有一定数量的降水，尤其是冬季有较稳定的积雪，稳定积雪日数 100 天~160 天，最大积雪深度多在 20 厘米以上。冬春两季降水量合计约占全年的 30%~45%，这一特征使得该区域冬春干旱不明显，为春季短命、类短命植物提供了生存条件。

（2）温度变化大、冬季漫长而寒冷

开发区域年平均气温在 4℃~9℃之间，月平均气温在 0℃以下的时段达 5 个月之久（11 月~3 月）。1 月平均气温在-10℃~-20℃之间，7 月平均最高气温（7~8 月）在 28℃~33℃左右。进入冬季，该地区稳定积雪日数 100 天~160 天，最大积雪深度多在 20 厘米以上。沙漠腹地冻土深度可达 2m 以上。

（3）风大、风频、起沙风向集中

影响开发区域的全年主导风向为西风（W）—西北偏西风（WNW），在强劲西北风侵蚀下形成纵向沙丘，沙丘走向 N-S，每年 9 月至次年 3 月多为东北风，风力最高可达 10 级。大风天气以春季居多。

区域气象气候条件见表 3.1-1。

表 3.1-1　　福海县常规气象资料统计

项目名称		单位	数值
气温	最冷月平均气温	℃	-22.87
	最热月平均气温	℃	17.84
	极端最高气温	℃	36.9
	极端最低气温	℃	-32.3
	年平均气温	℃	6.4
降水量	一日最大值	mm	15.3
	一小时最大值	mm	9.0
	年降水天数平均值/极值	d/a	67d/\
风速	冬季平均风速	m/s	2.0
	夏季平均风速	m/s	2.9

	年平均风速	m/s	2.6
	年最大风速	m/s	21.0
	年主导风向	\	W—WNW
相对湿度	冬季相对湿度	\	85%
	夏季相对湿度		44%
大气压力	冬季	kPa	94.92
	夏季	kPa	93.23
最大积雪厚度厚度	mm		240
最大冻土深度平均值/极值	cm		175/183.25
地下土壤温度	-0.8m 处历年平均值	℃	10.8
	-1.6m 处历年平均值	℃	11.0
雷暴日数	d/a		1
沙暴日数	d/a		5
年蒸发量	mm		2244.0
地震烈度	度		Ⅵ

3.1.4 水文

（1）地表水

工程区地处准噶尔盆地东部的古尔班通古特沙漠腹地，区域内地表水资源匮乏，无天然地表水体。与该地区有补给关系的发育有多条河流。其中南部有乌鲁木齐河、头屯河、呼图壁河、玛纳斯河等；北部有乌伦古河、白杨河、和布克河等。这些河流的径流趋势均为由盆地外围经盆地边缘汇流至盆地中心玛纳斯湖。而实际上，由于各流域灌区大量的引水灌溉，加上河道沿程的渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖，基本是以地下径流的方式汇入盆地，最终流向盆地最低处的玛纳斯湖。

（2）地下水

区域地下水的补给主要有两个来源，一为大气降水，主要来自春季融雪水；二是山区河流及边缘灌区排入沙漠之水。拟开发区域沉积了巨厚的中、新生界地层，地表被第四系风成沙漠所覆盖。根据钻探资料，在该区揭露了第三系两组地层，下部为中新统塔西河组，上部为上新统独山子组。其岩性为石英砂岩、细砂岩与泥岩，互层局部夹有泥质砂岩，底部有少量的泥质小砾岩，具有明显的下粗上细的沉积特征。第四系地层不整合于上新统独山子组上部，基本上是风积成的灰白、灰黄色中细砂，在该地区广泛分布，沉积厚度在 45m 左右，局部夹有亚粘土层。因此，评价区域内埋藏有两种类型的地下水，即第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水和第四系松散岩类孔隙水。

第三系碎屑岩类孔隙—裂隙水广泛分布于准噶尔盆地广大地区，为主要的生产用

水开采水源。其含水层岩性主要是砂岩和泥质砂岩，承压水顶板埋深在 50~100m 以下，矿化度 3~10g/L，水化学类型主要以 Cl-Na 型和 Cl-SO_4-Na 型为主；富水性极不均匀，单井涌水量 90~500m^3/d。

第四系松散岩地层沉积厚度数十米至上百米不等，含水层为一套冲积—湖积的双层结构，上部为潜水，下部为承压水，含水层岩性以粗砂为主，承压含水顶板埋深多＞60m，潜水位埋深较大（10~50m），矿化度＞10g/l，水化学类型主要以 Cl-Na 型和 Cl-SO_4-Na 型为主；水量小，无开采利用价值。

3.1.5 动植物

福海县有林地面积 600.73 万亩、灌木林地面积 277.29 万亩、有林地面积 13.3 万亩，树林地面积 0.52 万亩，沙灌丛林地面积 309.62 万亩。山地自然林多为针叶林、河谷为阔叶林，其中：森林面积 28.76 千公顷。林木蓄积量为 982.29 万 m^3，其中：山区林木蓄积量为 946.6 万 m^3，平原区蓄积量为 35.69 万 m^3。森林覆盖率为 8.64％。野生植物千余种，其中药用植物 200 余种，产量较大的有甘草、党参、大芸、贝母、黄连、虫草、阿魏蘑菇等，列为自治区珍稀濒危保护植物有西伯利亚冷杉、西伯利亚云杉、西伯利亚红松、新疆贝母、新疆阿魏、胡杨、雪莲花等。兽类有 5 目 11 科 34 种，鸟类有 18 目 41 科 97 属 173 种，昆种类有 300 余种，两栖类有林蛙、林中胎晰蜴、北极蝰等。列为珍稀濒危，受到国家和自治区重点保护的有一类保护动物：野驴、赛加羚羊、黑颈鹤、蒙新野马；二类保护动物：马鹿、雪豹、河狸、紫貂、猞猁、天鹅、大头羊、兔狲、岩羊、北山羊、鹅喉羚、驼鹿；三类保护动物：黑琴鸡、雪兔、雪鸡、松鸡、榛鸡、雷鸟、金雕、赤狐、游隼、大鸨、小鸨。

按中国植被自然地理区划划分，开发区域所在区属北方植物界、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、古尔班通古特沙漠洲。地域特征决定了该区域内植被组成简单、类型单一、分布稀疏、种类贫乏。植物种类主要为藜科、十字花科、疾藜科、莎草科、禾本科、菊科、麻黄科、大戟科和蓼科等。藜科各种类基本都为旱生或超旱生的灌木、半灌木和一年生旱生植物；十字花科植物多为一年生短营养期植物（中生性一年生短命植物）；菊科植物包括旱生小半灌木、多年生草本和一年生短命植物。

按中国动物地理区划的分级标准，开发区域属于古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。因该区域地处准噶尔盆地的古尔班通古特沙漠腹地，气候极端干燥，按气候区划为酷热干旱区，野生动物的栖息生境极为单一，主要为沙质荒漠景观。

3.2 生态环境现状调查与评价

3.2.1 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目所在区域生态功能区的主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态环境问题和主要环境保护目标见下表。

表3.2-1 项目区生态功能区划

所属生态功能区	生态区	Ⅱ准噶尔盆地温性荒漠与绿洲农业生态区
	生态亚区	$Ⅱ_3$准噶尔盆地中部固定、半固定沙漠生态亚区
	生态功能区	23 古尔班通古特沙漠化敏感及植被保护生态功能区
主要生态环境问题		人为干扰范围扩大、工程建设引起沙漠植被破坏、鼠害严重、植被退化、沙漠化构成对南缘绿洲的威胁。
主要生态敏感因子、敏感程度		生物多样性及其生境高度敏感，土地沙漠化极度敏感，土壤侵蚀高度敏感、土壤盐渍化轻度敏感。
主要生态服务功能		沙漠化控制、生物多样性维护
主要保护目标		保护沙漠植被、防止沙丘活化
适宜发展方向		维护固定、半固定沙漠景观与植被，治理活化沙丘，遏制蔓延
主要保护措施		对沙漠边缘流动沙丘、活化沙地进行封沙育林、退耕还林（草），禁止樵采和放牧，禁止开荒。

3.2.2 土地利用现状调查及评价

根据遥感调查结果，采用图形叠加法对评价范围内的生态现状进行分析，即将遥感影像与平面布置图进行叠加，并参照《土地利用现状分类》（GBT21010-2017），以确定评价范围内土地利用类型，并统计各类土地利用类型的面积，将成果绘制成土地利用现状图。

根据项目土地利用现状图及现场勘查，项目区所在区域为沙地。项目土地利用类型图见图 3.2-1。

图 3.2-1 土地利用现状图

3.2.3 植被现状调查与评价

按中国植被自然地理区划划分，本项目所在区域属北方植物界、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、古尔班通古特洲。由于单一的地貌类

型及严酷的气候特征，该区域内植被类型少而单一。项目所在区域地表 95%为固定和半固定沙丘，沙丘高度一般为 20-30m，最高可达 50m，成土母质均是风积物。沙丘上的主要植被有梭梭、三芒草、沙拐枣等。

根据《国家重点保护野生植物名录》，项目区域内不存在国家重点保护野生植物，根据《新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录》（第一批），梭梭及白梭梭属于新疆维吾尔自治区一级保护植物。

本工程所在区域内的主要植被类型如下：

（1）梭梭柴+白梭梭群系（Form.Haloxylon ammodendron+H.persicum）

属于小半乔木荒漠，呈不规则条带状分布于区域 5-10m 高的半固定沙丘上，为白梭梭群系和梭梭柴群系之间的过渡类型，群落总盖度 25%-35%，白梭梭和梭梭柴形成高达 1.5-2.0m 的建群层片，其下有白杆沙拐枣（Calligonum leucocladum），从属层片为苦艾蒿（Artemisia santolina）、对节刺（Horaninowia ulicina）、沙米（Agrioplyllum arenarium）等草本植物，伴生植物有刺蓬（Salsolapestifer）、东方旱麦草（Evemopyron orientala）、施母草（Schismus arabicus）、沙生大戟（Euphorbia turczaninowii）等。

（2）白梭梭+沙拐枣+三芒草群系（Form.Haloxylon persium+Calligonum leucocladum+Aristida pennata）

属于小半乔木荒漠，主要分布于沙丘或厚层沙地及固定和半固定沙丘顶部，小面积出现于半流动沙丘，为典型的沙生植物群系。土壤为风沙土，一般无盐化现象，土壤水分来自于天然降水，与地下水无联系。该群系的植被在半固定沙丘上发育最好，形成盖度达 10-20%的建群层片，组成种类约 5-10 种。在 10-50m 高的半流动沙丘顶部，白梭梭与沙丘上的先锋植物沙拐枣、三芒草形成稀疏的植物群落。作为优势种的白杆沙拐枣和羽状三芒草均在植株基部形成不同高度的风植沙堆，群落盖度 15-20%，种类可达 10-18 种，形成从属层片的一年生草本植物均为典型的沙生超旱生植物，如倒披针叶虫实（Corispermum lehmannianum）、荒漠庭荠（Alysssum desertorum）、沙米、对节刺、沙生千里光（Seneao subdentatus）、灰白糖芥（Eygsimum cheiranthoides）、猪毛菜、沙生角果藜（Cerarocarpus arenarius）、螺喙荠（Spirorrhynchus sabulosus）、囊果苔草（Carex physodes）、苦艾蒿（Artemisia santolina）、地白蒿（A.terrae-albae）、

二穗麻黄（Ephedra distachy）、施母草、中麻黄（Ephedra intermedia）、沙生大戟等。

区域内气候干旱，植物群落较为单一，项目区发育着以灌木为建群种所组成的水平地带性荒漠植被，主要组成植物有梭梭、羽毛三芒草、柽柳和猪毛菜。大部分区域植被稀疏，局部覆盖度约为 20%。其中梭梭为新疆维吾尔自治区 I 级保护植物，白梭梭—新疆地方 I 级保护植物。梭梭在项目区分布广泛，是典型的荒漠植物及优良固沙植物。植被类型图见图 3.2-2。

图 3. 2-2　　植被类型图

3.2.4　野生动物现状调查

根据中国动物地理区划分级标准，本工程所在区属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区，地处内陆盆地，气候干燥，植被稀疏，野生动物的栖息生境单一。项目区东侧约 15km 的卡拉麦里山有蹄类自然保护区内野生动物种类则较为丰富，其中生活着蒙古野驴、鹅喉羚等珍贵的有蹄类野生动物和金雕、苍鹰等国家级保护动物。

内蒙古野驴、金雕、玉带海雕、大鸨和小鸨、鹅喉羚等保护动物极少分布于气田开发区，而多集中在位于项目区东侧的卡拉麦里山有蹄类自然保护区内，这些动物仅在适宜的环境条件下才深入沙漠腹地活动。

区域气候条件恶劣，夏季酷热、冬季严寒、极为干旱，保障野生动物生存的饮水、食物及栖息条件非常有限，再加上区内近年来油气田勘探开发，气田公路修建，人为活动频繁，所以野生动物种类分布较少，大型哺乳动物种类更少，基本上没有区域特有种分布。根据《新疆国家重点保护野生动物名录》（2021），项目区域内不存在国家重点保护野生动物及其生境。

3.2.5　土地沙化现状及发展趋势

本项目位于古尔班通古特沙漠。古尔班通古特沙漠面积 48695 平方千米，占全疆沙漠的 11.05%；是我国第二大沙漠，也是我国最大的固定、半固定沙漠。主要由四片沙漠组成，奇台以东为霍景涅里辛沙漠，中部为德佐索腾艾里松沙漠，分布在三个泉干谷以南，西部是索布古尔布格莱沙漠，北部是阔布什和阿克库姆沙漠。

古尔班通古特沙漠中的沙化土地面积 4666222.99hm^2，其中：沙质土地 4532361.18hm^2。沙质土地中，流动沙地 38997.61hm^2，半固定沙地 1215775.51hm^2，固定沙地 3223187.31hm^2，沙化耕地 54400.75hm^2。

项目所在阿勒泰地区地区和福海县属于 II_2 额尔齐斯河流域重点治理区。根据《新疆第五次沙化土地监测报告》，阿勒泰地区沙化土地面积 11693976.77hm^2。本项目占用沙化土地类型为固定沙地，本项目与沙化土地分布位置关系示意图见图 3.2-3。

图3.2-3　　本项目与沙化土地分布位置关系示意图

新疆沙化土地的发展趋势是：土地沙化和风沙灾害仍将持续发生，但在部分地区，随着沙化土地的综合整治与沙害防治工程的逐步实现，土地沙化和风沙灾害会有所减轻，以至基本得到控制；某些局部地区则随着人类社会经济活动的发展，风沙灾害有所增强，但只要在开发过程中注意保护生态环境，并采取有效的防治措施，风沙灾害可以降到最低限度；未受人类活动影响的地区，则将主要在气候的影响下继续其原有自然状态下的沙化演化过程。总体而言，新疆大范围、全方位的生态建设，对沙化土地的扩展起到了遏制作用，但由于极端灾害气候的影响，加之局部区域治理与破坏并存，治理难度也越来越大，沙化趋势亦不容乐观。

3.2.6 水土流失现状

本项目位于阿勒泰地区和福海县，根据《新疆维吾尔自治区阿勒泰地区水土保持规划报告》，阿勒泰地区水土流失重点预防区包括阿尔泰山北部水土流失重点预防区、萨吾尔山南部水土流失重点预防区和乌伦古河额河中下游水土流失重点预防区，阿勒泰地区水土流失重点治理区包括阿尔泰山山前丘陵水土流失重点治理区和萨吾尔山山前丘陵水土流失重点治理区。本项目位于福海县南部沙漠区，不属于“两区”范围内。

（1）水土流失成因

根据新疆维吾尔自治区侵蚀模数等值线图及遥感调查成果，最终确定本区为风力侵蚀区。由于该区降水稀少，无常年性河流，也无明显的汇水冲刷，因此无水力侵蚀。

（2）发展趋势

阿勒泰地区风力侵蚀面积较大，主要原因是阿勒泰地区降水量较小，气候干旱，导致土壤水分含量低，加上大风天气多，极易产生风蚀。另外人类开垦耕地，管理粗犷，大水漫灌的灌溉方式导致土壤肥力下降，水土流失严重，同时由于人类过度放牧，引起荒漠戈壁区的冬牧场退化，植被覆盖度持续下降，保土保水效益逐年降低，使得该区呈现逐渐荒漠化的趋势。

（3）水土流失强度

阿勒泰地区共有水土流失面积 83557.81km^2，占阿勒泰地区总面积的 70.83%，其中轻度流失面积 40131.96km^2，占水土流失面积的 48.03%；中度流失面积 1460.51km^2，

占水土流失面积的 1.75%；强度流失面积 22504.57km^2，占水土流失面积的 26.93%；极强度流失面积 14502.70km^2，占水土流失面积的 17.36%；剧烈流失面积 4958.07km^2，占水土流失面积的 5.93%。

从地区分布来看，水土流失面积最多的是福海县，达 29820.65km^2。

3.3 环境空气质量现状监测与评价

3.3.1 基本污染物

（1）数据来源

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，本环评收集了阿勒泰地区城市点 2020 年空气质量逐日监测数据，所选择的城市点距离项目区 93.5km，引用的该城市点 2020 年环境空气质量逐日监测数据作为本环评的分析数据，数据具有时效性，可反映项目区大气环境质量。

（2）评价标准

评价标准：SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，标准值见表 3.3-1。

（3）评价方法

采用标准指数法，计算模式为：

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

式中：I_i——i 污染物的污染指数；

C_i——i 污染物的浓度（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年平均浓度，CO 取 24 小时平均第 95 百分位数浓度，O_3 取日最大 8 小时平均第 90 百分位数浓度），mg/m³；

C_{oi}——i 污染物的评价标准，mg/m³。

根据评价计算，可以得出污染指数（I_i），依照 I_i 值的大小，分别确定其污染程度。当 $I_i \leq 1$ 时，表示大气中该污染物浓度不超标；当 $I_i > 1$ 时，表示大气中该污染物浓度超过评价标准。

（4）监测及评价结果

大气环境质量现状监测、评价结果见表 3.3-1。

表 3.3-1　　大气环境质量现状监测日均浓度统计及评价结果

监测因子	年评价指标	现状浓度（μg/m³）	标准值（μg/m³）	最大浓度占标率（%）	达标情况
SO_2	24h 平均第 98 百分位数	14	150	9.33	达标
	年平均值	4	60	6.67	达标
NO_2	24h 平均第 98 百分位数	43	80	53.75	达标
	年平均值	14	40	35	达标
PM_{10}	24h 平均第 98 百分位数	35	150	23.33	达标
	年平均值	15	70	21.43	达标
$PM_{2.5}$	24h 平均第 98 百分位数	24	75	32	达标
	年平均值	10	35	28.57	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	0.9（mg/m³）	4（mg/m³）	22.5	达标
O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位数	104	160	65	达标

由表 3.3-1 可知，各项监测因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，本项目所在区域为达标区域。

3.3.2 特征污染物

本次对项目特征污染物环境质量现状采取现场实测，监测因子为非甲烷总烃、硫化氢。

（1）监测点位

本次设置 2 个监测点位：滴南 085 井井场、项目区下风向 2km 处。

监测单位：新疆泰施特环保科技有限公司

监测时间及频率：连续 7 天监测，监测时间 2021 年 9 月 13 日-9 月 19 日。

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）对监测布点的要求：“以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1～2 个监测点。”本项目监测布点合理，点位基本信息详见下表 3.3-2。大气特征污染物现状监测布点图详见图 3.3-1。

表 3. 3-2　　其他污染物补充监测点位基本信息

监测点名称	监测点坐标		检测因子	检测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
	东经	北纬				
滴南 085 井 1#	/	/	NMHC H_2S	2021 年 9 月 13 日-9 月 19 日	/	/
项目区下风向 2 公里处 2#	/	/			东南	2km

◇

图 3.3-1　　大气特征污染物现状监测布点图

（2）采样及分析方法

各监测项目的采样方法按国家环保总局颁布的《环境空气监测技术规范》的规定执行；分析方法按《空气和废气监测分析方法》和《环境空气质量标准》（GB3095-2012）引用标准的有关规定执行。具体见表 3.3-3。

表 3.3-3　　环境空气监测分析方法

监测项目	分析方法	方法来源	最低检出浓度 mg/m³
非甲烷总烃（NMHC）	气相色谱法	HJ/T 38-1999	0.04
硫化氢	亚甲基蓝分光光度法	GB 11742-1989	0.001

（3）监测结果

大气环境质量现状监测结果见表 3.3-4。

表 3.3-4　　环境空气质量现状监测结果统计表

监测点位	监测指标	监测项目	
		H_2S	非甲烷总烃
滴南 085 井 1#	浓度范围（mg/m³）	ND-0.005	0.76-1.04
	最大浓度占标率（%）	50	38-52
	超标率（%）	0	0
	达标情况	达标	达标
项目区下风向 2 公里处 2#	浓度范围（mg/m³）	ND	0.83-1.02
	最大浓度占标率（%）	/	41.5-51
	超标率（%）	0	0
	达标情况	达标	达标
标准值（mg/m³）		0.01	2.0
说明：ND 表示低于方法检出限，即＜0.005mg/m³			

上表结果得：非甲烷总烃小时浓度值符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”2.0mg/m³，硫化氢小时浓度值满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 10μg/m³ 的要求，未出现超标现象，评价区域环境空气质量较好。

3.4　水环境现状调查与评价

3.4.1　地表水环境质量现状调查与评价

项目区域无地表水体。本项目采出水依托彩南油田集中处理站污水处理系统处理，不排入地表水体，项目不与当地地表水发生水利联系，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B，评价只对依托污水处理设施可行性进行分析，未进行地表水环境质量现状评价。

3.4.2 地下水环境现状评价

（1）概述

根据《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016），本次地下水环境质量现状评价委托新疆泰施特环保科技有限公司于 2021 年 9 月 15 日对项目区附近水井的地下水环境进行监测，以作为评价区域地下水环境质量现状的分析资料数据。现状监测共布设 5 个监测点，监测点位置见表 3.4-1。监测布点见图 3.4-1。

表 3. 4-1　　地下水监测点位置

序号	监测点	编号	坐标
1	距滴南 085 井东南侧 11.5km 处　1#	1#地下水井	/
2	距滴南 085 井东南侧 11.9km 处　2#	2#地下水井	/
3	距滴南 085 井东北侧 28.5km 处　3#	3#地下水井	/
4	距滴南 085 井东北侧 30km 处　4#	4#地下水井	/
5	距滴南 085 井东北侧 22.7km 处　5#	5#地下水井	/

图 3. 4-1　　地下水监测布点图

（2）监测项目

监测项目：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg+、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、pH、溶解性总固体、挥发酚类、氨氮、氰化物、氟化物、硝酸盐、亚硝酸盐、硫酸盐、氯化物、菌落总数、总大肠菌群、铬（六价）、汞、锰、铁、硒、砷、石油类；共计25项。

分析方法：采样分析方法依照国家环保局《环境水质监测质量保证手册》与《水和废水监测分析方法》的规定进行。

（3）评价标准

本项目评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准。

（4）评价方法

评价方法：采用标准指数法对地下水现状进行评价，公式如下：

$$S_i = C_i / C_{si_i}$$

式中：Si——i 污染物单因子污染指数；

Ci——i 污染物的实测浓度均值，mg/L；

Csi——i 污染物评价标准值，mg/L；

pH 值的标准指数为：

$$S_{PH,j} = \frac{7.0 - pH_J}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \le 7.0$$

$$S_{PH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

其中：$S_{pH,\ j}$—pH 标准指数；

pH_j—实测 pH 值；

pH_{sd}—标准中的 pH 值的下限值（6.5）；

pHsu—标准中的pH值的上限值（8.5）；

（5）监测及评价结果

地下水监测及评价统计结果见表3.4-2。

表 3.4-2　　地下水水质监测结果

根据上表可以看出，5 座监测井中氯化物、硫酸盐超标，超标原因主要是天然背景值较高。其余监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求。

3.5 声环境质量调查与评价

本工程噪声评价范围内无声环境敏感点。

3.5.1 声环境质量现状

（1）监测点布设

本次监测考虑工程特点，分别每座井场的厂界四周布设噪声监测点，共 44 个监测点。

（2）监测时间及频率

噪声监测委托新疆泰施特环保科技有限公司于 2021 年 9 月 16 日-17 日进行监测，监测 2 天，昼夜各一次。

（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）监测结果

噪声环境质量的现状监测结果见表 3.5-1。

表 3.5-1　声环境监测及评价结果　　单位：dB（A）

3.5.2 声环境质量现状评价

（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）。

（2）评价结果

本工程噪声现状评价结果见表 3.5-1。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。

3.6 土壤环境现状调查与评价

3.6.1 土壤类型及分布

项目区气候极端干旱，植被极为稀疏，土壤发育较差，类型较为简单，广大地区为风沙土所覆盖。这种土壤是在风成沙性母质上发育起来的，质地较粗，物理性粘粒很少。因风蚀风积作用的交替进行，使土壤发育处于不断的复幼状况下，加之植被稀疏生物作用微弱，有机物质积累很少，成土过程十分微弱，剖面层次分化不明显，因此风沙土在很大程度上只具有风积沙沉积物岩性特征而缺乏其它的诊断层和诊断特征。风沙土可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土三个亚类。而本区域土壤类型见图3.6-1 土壤类型分布图。

表3. 6-1 土壤类型分布图

3.6.2 土壤环境现状监测及评价

本次土壤环境质量现状评价委托新疆泰施特环保科技有限公司于2021年9月14日对项目区内的土壤环境进行监测，以作为评价区域土壤环境质量现状的分析资料数据。

本项目属于采矿业的石油开采活动，根据《环境影响评价技术导则 土 壤 环 境（试行）》（HJ964-2018）规定，为Ⅰ类建设项目。项目属于土壤污染影响型项目，占地规模中型，环境敏感程度为不敏感，因此评价工作等级为二级。本次在项目占地范围内布设，1个表层样点（1#），3个柱状样点（2#、3#、4#点），在占地范围外，评价范围内布设2个表层样点（5#、6#点）。监测点位及检测项目见表3.6-1，图3.6-2。

表 3. 6-1 土壤监测点位及监测项目情况一览表

序号	范围	监测位置	监测点名称	监测要求	监测项目	坐标
1	占地范围内	DN0001 井场	1#	表层样 0-0.2m 取样	GB36600-2018 中 45 项及 pH、石油烃、合计 47 项	/
2		滴南 083 井场	2#-1	柱状样 0-0.5m 取样	镉、汞、砷、铅、六价铬、铜、镍、石油烃、pH，合计 9 项	/
3			2#-2	柱状样 0.1-1.5m 取样		
4			2#-3	柱状样 1.5-3m 取样		
5		DN0003 井	3#-1	柱状样		/

		场		0-0.5m 取样		/
6			3＃-2	柱状样 0.1-1.5m 取样		
7			3＃-3	柱状样 1.5-3m 取样		
8		DN0006 井场	4＃-1	柱状样 0-0.5m 取样		
9			4＃-2	柱状样 0.1-1.5m 取样		/
10			4＃-3	柱状样 1.5-3m 取样		
11	占地范围外	DN0004 井东侧 100m	5＃	表层样 0-0.2m 取样		/
12		DNHW0001 井西侧 100m	6＃	表层样 0-0.2m 取样		/

图3.6-2　　土壤监测布点图

通过将所测的数据与表3.6-2中第二类用地土壤污染风险筛选值和管制值要求进行比较，比较结果>1，土壤受到污染；比较结果≤1，土壤环境质量达标。土壤环境质量现状监测结果见表3.6-2。

表3.6-2　　土壤监测结果统计表

根据监测结果可知，项目所在地土壤中污染物的含量低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中第二类用地筛选值和管制值，区域土壤环境良好。

4 环境影响预测与评价

4.1 生态环境影响评价

4.1.1 生态环境影响特征

从本工程工程特点和所处区域的环境特征出发分析工程建设过程中和工程建成运营中对生态环境影响的特点。

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

（3）影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。

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

4.1.2 生态环境影响

4.1.2.1 占地影响分析

计划部署油井 11 口。布置单井拉油点 11 座，单井出油管线合计 1.1km，新建道路 17752m。占地类型主要为沙地，植被盖度 5%-10%。本工程占地面积见表 4.1-1。

表 4. 1-1 占地面积统计表

序号	建设项目	面积（hm^2）		占地类型
		永久占地	临时占地	
1	井场区	0.69	5.39	沙地
2	管线区	0.00	0.47	
3	输电线路区	0.02	3.75	
4	道路	12.1	7.12	
	合计	12.81	9.61	

本工程永久占地 12.81hm^2、临时占地 9.61hm^2。施工结束后，永久占地被永久性构筑物代替，这部分占地的土壤类型、土地利用类型和植被类型将发生彻底的改变，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。施工活动和工程占地在油区范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

由于临时占地的扰动、破坏，将增加土壤风蚀量，油田所在区域为稀疏植被区，植被的防风固沙作用相对较弱。但地表保护层砾幕或盐壳层具有很强的防风沙的生态功能，其作用不容忽视。这种盐壳的形成是由于长期的风蚀或土壤中的盐碱沉积作用，使地表原有的细砂及细粉物质被吹蚀，由于雨水的作用，使砾石与土层紧密地结合，形成了致密而稳定的保护结构，它保护着地下的粉细物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于运输车辆及施工人员的活动，可使地表砾幕和盐壳层受到破坏，这些保护层一旦被破坏，又得经过一年、二年甚至三到五年的吹蚀，使地表粉细物质全部被吹蚀后才能处于稳定状态。因而在近几年内，区域内的风蚀量会有所增加，影响空气环境质量。

当油田转入正常运营期后，人群的活动范围缩小，受到破坏的临时占地逐渐地得到恢复，工程占地影响也会逐步减弱。

4.1.2.2　对土壤环境的影响

本次工程 11 口井均钻井工程的影响已经在评价井环境影响报告表中阐述。本评价主要分析对管线、道路等地面工程对土壤的影响。

（1）管线建设的影响

本工程管线施工作业带宽 6m 内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。

（2）道路建设的影响

从道路途径区域两侧各 200m 评价范围的现状调查结果来看，沿线土地利用类型主要是沙地，植被类型主要为梭梭、羽毛三芒草；沿线土壤侵蚀以风力侵蚀为主。在道路施工过程中，沿线两侧 4m 范围的植被和土体不可避免地遭到破坏和扰动，增大

该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。项目道路永久占地 12.1hm^2，临时占地 7.12hm^2，主要占地类型为沙地，利用率低，是从整个项目建设的评价区域来看可以接受。

4.1.2.3　对植被的影响分析

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。

油田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使其上的荒漠植被消失，整个自然环境中的植被覆盖度减少，地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

（1）占地影响

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

永久占地和临时占地主要影响工程分布区的荒漠植被。在站场和道路一定的情况下，临时占地对生态的影响程度对影响后的植被恢复能力有直接关系。

本工程共占地 22.42hm^2，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有 12.81hm^2 的地表被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。临时占地 9.61hm^2 土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了大的变化：地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

项目区域评价区分布有新疆地方 I 级保护植物包括梭梭、白梭梭。白梭梭在评价区域内为偶见种，其分布范围和种群数量极小，且在评价区域内无集中分布区。项目区梭梭群落的多度、密度、盖度均较高，群落总盖约 10%-25%。项目永久占用梭梭，需按照《新疆维吾尔自治区野生保护植物管理条例》《森林法》《森林法实施条例》及《建设项目使用林地审核审批管理办法》（国家林业局令第 35 条）的规定，依法办理林木采伐许可手续，足额缴纳林地补偿费、地上附着物和林木补偿费等费用，施工及人员活动应尽量避免破坏梭梭等保护植物。

（2）生物量损失

本工程区域植被稀少，全部为沙漠地带，植物的生物损失量极少。

（3）石油类污染对植被的影响

在油田开发过程中石油类对植被的污染途径主要有两种：一是落地油先污染土壤，改变其结构和性状，使生长其上的植被间接的受到影响；二是生产过程中不慎将原油溅落在植物体上，影响其生理功能，使植物生长发育受阻，严重时导致植物的死亡。

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

（4）人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏和自然植被覆盖率减少，使工程区域内局部地带沙漠化的可能性增加，从而形成次生沙漠化。

（5）大气污染物的影响

大气污染物主要是来自罐车尾气以及无组织释放的烃类气体等。在这些污染物中能对植物产生影响的主要为 NO_2、SO_2 及建设期的空气扬尘。

SO_2 可通过叶片气孔进入植物体，形成亚硫酸离子，当它超过植物自净能力时，将会破坏叶肉组织，使叶片水分减少失绿，严重时细胞发生质壁分离，叶片逐渐枯萎，植物慢慢死亡。

NO_x 对植物的伤害表现在叶肉组织内部的细胞上。植物通过气孔吸收了大气中的氮氧化物，随后污染物由气态变为液态，改变了细胞及其周围的 pH 值，引起细胞结构变化，光合作用降低，植物的生长活性受到影响。

在油田开发建设中的扬尘颗粒物降落在植物叶片表面以干粉尘、泥膜的形式积累、堵塞气孔，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化萎缩。

大气污染物对植物的损害程度还决定于其环境内风、光、温度、土壤和地形特点，

油田区夏季白天气温高，气孔易打开，容易吸收有毒物质，因而污染物夏季对植被的危害比冬季大，白天的污染造成的后果比夜间严重。总体来说，多风、少雨、干旱、地形开阔的自然条件使大气污染物易于扩散，工程中污染源比较分散，因此在正常情况下污染物浓度不会太高，大气污染物对植被的影响不大。

（6）事故排放对植被的影响

在采油过程中均可能发生井喷事故。随井喷进入外环境的原油量不同，造成的污染范围、影响程度随不同地层压力而变化。井喷发生时，井场周围半径 500m 范围内的植被将全部由于石油类污染而使其呼吸受阻，不能进行正常光合作用而死亡；原油进入土壤后与土壤结合，渗入土壤孔隙，使土壤透气性和呼吸作用减弱，改变了土壤质地和结构，影响到土壤的生物功能，进而造成生长其上的植物和土壤动物的死亡，这种影响会导致污染地段多年无法生长植物或长势减弱，甚至使这一区域变为裸地。由于这一影响使土壤结构受石油类污染而发生变化，因此，被污染区域的植被不易恢复。若井喷时发生火灾，结果将使燃烧范围内的植被全部死亡。必须采取严格有效的风险防范措施，防止、降低井喷事故风险发生。

4.1.2.4　对野生动物的影响分析

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设项目对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于油田机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦、喜鹊等，一般在离作业区 50m 以远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本工程站场建设的各个过程，油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的荒漠型鸟类和大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

油田已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而此次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

4.1.2.5　水土流失的影响分析

根据《新疆维吾尔自治区阿勒泰地区水土保持规划报告》，阿勒泰地区水土流失重点预防区包括阿尔泰山北部水土流失重点预防区、萨吾尔山南部水土流失重点预防区和乌伦古河额河中下游水土流失重点预防区，阿勒泰地区水土流失重点治理区包括阿尔泰山山前丘陵水土流失重点治理区和萨吾尔山山前丘陵水土流失重点治理区。本项目位于福海县南部沙漠区，不属于“两区”范围内。项目土地利用现状为沙地，建设单位在项目建设和运行过程中要严格按照设计、环评以及水保要求做好水土流失防治措施。

项目区地面建设工程实施中，会使施工带范围内的土体结构遭到破坏，其范围内的植被也会受到严重破坏甚至被彻底清除，导致风沙作用加剧，因此大规模的石油勘探开发可能促使生态环境进一步恶化。其影响主要表现在施工期和运营期两个方面。

（1）土壤粗粒化

在土壤沙化过程中，当风力作用地表产生风蚀时，便产生风选作用，细粒物质被带走，粗粒物质大部分原地保留下来，从而使土壤颗粒变粗，将未沙化的原始土壤和“就地起沙”形成的风沙土颗粒粒级加以比较，沙化后的风沙土较之原始土壤粗砂和细砂粒显著增加，而粉砂和粘粒粒级减少。

（2）土壤贫瘠及含盐量变化

沙化引起土壤贫瘠化的原因，一是积累土壤有机质的表层被风吹蚀；二是在风沙化发展过程中，土壤干旱并在高温影响下，有机物质矿化加强，使原来积累的有机物大量分解；三是土壤粗粒化结果。从未沙化原始土壤与沙化地段土壤肥力对比看，土壤有机质和全氮含量随沙漠化增加有所降低，特别是土壤有机质随沙化强度的变化十分明显。磷素和钾素随沙化程度增加，含量无明显差异。土壤中的易溶性盐分是随土壤水分发生移动的，并随着土壤水分蒸发而在地表聚积。由于沙土毛管上升高度低，因此，通过毛管上升水流到达地表而产生的积盐很微弱，另外在土壤受到风蚀沙化时，表土层的盐分有的被吹蚀，有的和含盐轻的底土层发生混合，因而也降低了风沙土壤

的盐分含量，据邻近油田的调查结果表明，随沙化增强，盐分含量降低。

4.1.2.6　项目实施对周边沙化土地的影响

拟建工程占地类型为沙地，区域以地表植被分布较少，土壤侵蚀强度以风蚀为主，生态环境质量较差，应加强水土保持综合治理工作，减小因拟建工程的建设而产生的水土流失。

本工程总占地面积 22.42hm^2，其中永久占地 12.81hm^2、临时占地 9.61hm^2，其中涉沙工程主要包括井场、道路、管线等工程。本工程场地平整、管沟开挖作业、车辆碾压等工程对扰动原有地貌，将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，加剧局部土地沙化。

本工程管沟开挖作业时会产生土石方，产生的土石方全部用于回填管沟和铺垫井场。本工程共开挖土方均用于回填和场地平整，无弃方。

项目建设过程中对原地貌的扰动将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化；此外，由于项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度低，若项目土石方堆存过程中未采取防尘网苫盖、洒水抑尘等措施，地表沙化的土壤及废土、废渣遇大风天气易产生严重的扬尘，形成沙尘天气。

项目场地平整及井场道路施工过程中，对原有地表土壤造成扰动，造成地表原有结构的破坏。管沟开挖过程中，若未采取分层开挖、分层回填措施，可能导致土壤的蓄水保肥能力降低，影响区域植被生长，造成土壤逐渐沙化。此外，在施工过程中，各种车辆（尤其是重型卡车）在荒漠上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

4.1.3　封井期生态环境影响分析

随着油田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入封井期。当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

封井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和固体废物。在封井施工操作中应注意采取降尘措施，文明施工，防止水泥等的洒落与飘散，同时在清理井场时防止飞灰、扬尘的产生，尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，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指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施封井后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

4.1.4 区域生态系统稳定性及完整性影响分析

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

本工程开发区的基质主要是荒漠生态景观，荒漠生态景观稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性差。在油田开发如井场、站场、管线和道路等建设中，新设施的增加及永久性构筑物的作用，不但不会使区域内异质化程度降低，反而在一定程度上会增加区域的异质性。区域的异质性越大，抵抗外界干扰的能力就越大。因而油田开发建设不会改变区域内景观生态的稳定性及完整性。但如现状所述，目前由于油田开发活动降低了区域生态系统的完整性和稳定性，只有

很好地控制破坏影响范围，并做好生态恢复和后期管理，才能控制生态环境进一步恶化。

根据工程区域生态系统偏离自然状况的程度，将生态系统完整性划分为 5 个等级，分别是高、好、适度、差和恶化。“高”的生态系统完整性状态是完全或者计划全部与没有受到干扰的参考点情况一致。“好”的生态系统完整性有着重要的但是轻微偏离没有受到干扰的状态的特征。在“适度”的生态系统完整性层次，所有的标准都表现出较强的偏离没有受到干扰的状态。“差”的生态系统完整性则受到很强的偏离，而“恶化”则是极度偏离。工程区域生态系统完整性等级见表 4.1-2。

表 4. 1-2　　工程所在区域生态系统完整性等级表

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

从表 4.1-2 可以看出工程区生态完整性受本工程影响较小，工程区生态完整性变

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

4.1.5 小结

根据《新疆维吾尔自治区阿勒泰地区水土保持规划报告》，阿勒泰地区水土流失重点预防区包括阿尔泰山北部水土流失重点预防区、萨吾尔山南部水土流失重点预防区和乌伦古河额河中下游水土流失重点预防区，阿勒泰地区水土流失重点治理区包括阿尔泰山山前丘陵水土流失重点治理区和萨吾尔山山前丘陵水土流失重点治理区。本项目位于福海县南部沙漠区，不属于“两区”范围内。根据现状调查，项目不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区域。项目区距离卡拉麦里山自然保护区 15km。评价区主要生态系统类型为荒漠生态系统。本工程永久占地面积 12.81hm^2，临时占地面积 9.61hm^2。占地均为沙漠，地表植被稀疏，项目地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

由于本工程区人为干扰活动频繁，大型野生动物出没极少，因而极少动物出入油田区域，故本工程对动物区域性生境不产生明显影响。油田开发过程中，施工迹地植被将消失而形成裸地，临时占地一般在 3-5 年或更长时间内向原生植被群落演替。在整个油田开发过程中，临时占地和永久占地的影响范围较小，建设项目对该区域生态系统稳定性及完整性的影响不大。

4.2 土壤环境影响

4.2.1 正常工况下对土壤环境的影响

本项目正常工况下无废水及固废等污染物外排，不会造成土壤环境污染。如果发生井喷、管线及储罐泄漏等事故，泄漏的原油会对土壤环境产生一定的影响，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，进而影响地表植被的生长。根据环境风险分析可知，本项目风险潜势很低，发生泄漏事故的可能性很小，且发生

事故后及时采取相应的治理措施，将受污染的土壤及时收集、处理，不会对土壤环境产生明显影响。

4.2.2 非正常工况下对土壤环境的影响

（1）井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。

井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

（2）集输管线及拉油罐泄漏

若本项目集输管道或拉油罐发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

拉油罐发生泄漏容易发现，可及时采取相应的补救措施，当管线发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；等查漏发现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：泄漏事故发生后，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，影响植被的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，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内部 20cm 左右范围内积聚）。

4.2.3 污染物影响途径

本项目重点预测管线及拉油罐泄漏对土壤环境影响。

（1）预测评价范围

与现状调查评价范围一致。

（2）预测评价时段

重点预测时段为运营期。

（3）主要评价因子

本次预测评价因子为石油类。

（3）预测评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），污染影响型建设项目，其评价工作等级为一级、二级的，预测方法可参见附录 E 或进行类比分析，本次评价采用类比分析。

非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见下表。

表 4.2-1　　非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	20min	1h	2h
石油类	影响深度（m）	全部包气带深度			
	包气带底部石油类浓度（mg/L）	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄漏 2h 的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带中垂直方向上贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

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 0cm～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。

因此，在项目建设过程中须做好相关防渗措施，以及原油收集、输送和暂存等区域的防腐、防渗措施，运营期须定期检查防渗层及管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补；故在项目运营期间，需加强管理和监督检查，减少非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

4.2.4 土壤环境影响评价自查表

本项目土壤环境影响评价自查表见下表。

表 4.2-2 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型√；生态影响型口；两种兼有口				
	土地利用类型	建设用地√；农用地口；未利用地口				沙地
	占地规模	（22.42）hm^2				
	敏感目标信息	敏感目标（ 无 ）、方位（ ）、距离（ ）				
	影响途径	大气沉降；地面漫流口；垂直入渗√；地下水位口；其他（ ）				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	Ⅰ类√；Ⅱ类口；Ⅲ类口；Ⅳ类口				
	敏感程度	敏感口；较敏感口；不敏感√				
评价工程等级		一级口；二级√；三级口				
现状调查内容	资料收集	a）√；b）口；c）口；d）口				
	理化特性					
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	
		表层样点数	1	2	0-20cm	
		柱状样点数	3	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	
	现状监测因子	GB36600-2018 中 45 项、pH、石油烃，共计 47 项				
		GB36600-2018 中表 1 基本项目 pH、石油烃，共计 9 项				
现状评价	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB15618 口；GB 36600√；表 D.1 口；表 D.2 口；其他（ ）				
	现状评价结论	各监测点监测因子均满足 GB36600 中第二类筛选值要求				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E 口；附录 F 口；其他（类比法）				
	预测分析内容	影响范围(落地油一般富集在 0cm～20cm 的土层中)；影响程度（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）。				
	预测结论	达标结论：a）口；b）口；c）口 不达标结论：a）口；b）口				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障√；源头控制√；过程防控√；其他（ ）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次		
		占地范围内 4 个	砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	1 次/3 年		
		占地范围外 2 个				
	信息公开指标					
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受				

4.3 施工期环境影响评价

4.3.1 施工期大气环境影响分析

本工程在施工期对环境空气的影响主要来自于道路建设和地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

（1）运输车辆扬尘的影响分析

建设期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。

在油田区块开发前期，由于主要进行地面建筑、道路等施工，区块内大量出入中型车辆，因此区块内道路主要为砂石路，车辆行驶的扬尘污染较重，要求适当洒水降尘，减轻污染。随油田开发进入产液期，区块道路面硬化，这部分扬尘影响大大减轻。

（2）地面工程施工过程中扬尘的影响

施工扬尘污染主要来自：①地基、路基开挖、土地平整及地基、路基填筑等施工过程，遇大风天气，会造成粉尘、扬尘等大气污染；②水泥、砂石、混凝土等建筑材料的运输、装卸和仓储过程不可避免会产生一定的泄漏，产生扬尘污染少年；③灰土拌和、混凝土拌和加工都会产生扬尘和粉尘；④物料运输车辆在施工场地运行过程中将产生大量尘土。

施工期扬尘最大产生时间将出现在土方开挖阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大。由于本工程的土方运输量较大，比较容易造成物料沿路撒落后风吹起尘，同时随着大型车辆的行驶和碾压，在工程区内和道路上较易带起扬尘，污染环境。因此必须做到施工现场及场外道路泥土及时清理，减少二次扬尘。

工程施工在混合土工序阶段，灰土拌和、混凝土拌和是扬尘的主要来源。必须采取封闭作业或洒水措施，控制扬尘量。

4.3.2 施工期水环境影响分析

本工程不涉及钻井废水。在建设期，对地下水环境可能造成影响的污染源主要是少量生活污水和施工废水。

4.3.2.1 施工废水影响分析

在道路和构筑物施工现场还将产生一定数量的生产废水，主要包括砂石材料的冲

洗废水、机械设备的淋洗废水，这些废水中的主要污染物是悬浮物和少量的石油类，施工单位设置临时沉淀池，将生产废水沉淀处理后回用于施工过程，部分施工废水通过自然蒸发消耗。同时施工过程中要做到严格管理，节约用水，杜绝泄漏，保证施工废水不外排。另外，施工时应特别应该注意对路基进行及时压实，避免冲蚀。在路面施工时，首先避免雨期，其次，施工中应及时碾铺，防止雨水冲刷。

综上，施工期主要可通过加强管理来减缓道路、构筑物建设对水环境影响，尤其是施工场地和筑路材料运输的管理。在采取合理有效的各项措施后，项目施工对水环境的影响较小。

4.3.2.2　生活污水影响分析

本工程施工期生活污水产生量为 9.6m³。本项目施工期不设施工营地，施工单位在彩南联合站附近已建成基础设施完善的彩南公寓，彩南公寓内建有生活污水处理系统，处理达标后外排（冬储夏灌）。因此施工期生活污水对水环境的影响较小。

4.3.3　施工噪声的影响分析

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

表 4.3-1 为地面工程建设过程中主要施工机械在不同距离的噪声影响水平类比调查结果。

表 4. 3-1　　施工主要机械噪声值及衰减情况表

距离，m	强度	10	20	40	80	100	200	400	800	1000
挖掘机	92	80	74	68	62	60	54	48	42	40
推土机	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38
混凝土搅拌机	95	83	77	71	65	63	57	51	45	43
混凝土翻斗车	90	78	72	66	60	58	52	46	40	38

通过类比分析可知，运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等过程中，昼间施工场地 80m 以外噪声值可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（昼间 70dB（A）），夜间施工场地 200m 以外噪声值可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（夜间 55dB（A）。施工期噪声源均为暂时性的，待施工结束后噪声影响也随之消失，并且距离项目最近的居民点为 12km 处的彩南公寓，施工工程噪声不会影彩南公寓人员正常工作生活。

4.3.4 施工期固体废物影响分析

施工期产生的主要固体废物为施工人员生活垃圾和建筑垃圾。

根据工程分析可知，本工程地面工程施工期间产生的生活垃圾约 0.3t，集中收集后清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。本工程地面工程施工期产生的建筑垃圾集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场处理。

4.4 运营期环境影响评价

4.4.1 大气环境影响分析

4.4.1.1 区域地面污染气象特征分析

本工程核定的大气评价等级为二级，按《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）要求只分析常规地面气象资料统计特征量。本次评价采用福海县气象站 2020 年逐日逐次的常规气象观测资料，气象资料可以满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中的相关要求。

（1）温度

年平均温度的月变化情况见表 4.4-1 和图 4.4-1，当地全年中 7 月最热，月平均温度为 22.87℃，12 月份最冷，月平均温度为-17.84℃。

表 4.4-1 年平均温度的月变化

图 4.4-1 年平均温度的月变化曲线图

（2）风速

2020 年平均风速的月变化情况见表 4.4-2 和图 4.4-2。当地季小时平均风速的日变化情况见表 4.4-3 和图 4.4-3。

表 4.4-2 福海县 2020 年平均风速月变化

图 4.4-2 福海县 2020 年平均风速月变化曲线图

表 4.4-3 季小时平均风速的日变化

图 4.4-3 季小时平均风速的日变化曲线图

（3）风向、风频

大气污染物的传输与扩散受地面风向风速的影响，风向决定了污染物被输送的方向以及被污染区域的方位，而风速的大小则影响大气污染物的扩散稀释速度。一般在风向频率较大的方位其下风向的轴线区域污染物浓度较大。

福海县年平均风频的月变化情况见表 4.4-4，年均风频的季变化及年均风频见表 4.4-5，当地 2020 年 1 月至 2020 年 12 月四季及全年风玫瑰见图 4.4-4。

福海县全年及各季节的风向、风速分布有以下特点：全年的主导盛行风向突出，连续风向频率相加最大风向范围为西风（W）—西北偏西风（WNW），达到了 21.77%；其次是东风（E）—东南偏东风（ESE），达到 21.58%，因此该地区主导风向为西风—西北偏西风范围。

表 4.4-4　　年平均风频的月变化

表 4.4-5　　年均风频的季变化及年均风频

图 4.4-4　　福海县全年及各季风向频率玫瑰图

4.4.1.2　大气环境影响预测

根据工程分析内容，本工程进入生产运行期间，单井加热采用电加热，无加热炉废气污染物排放。本工程对大气环境影响主要为油气集输、油品储存过程中产生一定量的烃类挥发和通过火炬燃烧的伴生气产生废气污染物。

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

（1）预测因子及评价标准

根据工程污染源、工程区域环境的特点，结合环境影响因素分析结果，确定本次评价的大气环境影响预测因子为 SO_2、NO_2、烟尘及非甲烷总烃。

表 4.4-6　　评级因子和评价标准表

污染物名称	功能区	取值时间	标准值（μg/m³）	标准来源
SO_2	二类限区	一小时	500.0	环境空气质量标准（GB 3095-2012）
TSP	二类限区	日均	300.0	环境空气质量标准（GB 3095-2012）
NOx	二类限区	一小时	250.0	环境空气质量标准（GB 3095-2012）
NMHC	二类限区	一小时	2000.0	《环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB13/1577-2012）二级标准

（2）预测源强

①火炬燃烧烟气

本项目单井拉油点火炬高度8m，11座单井拉油点伴生气放空燃烧产生废气量合计7196.11×$10^4$$m^3$/a，$SO_2$的排放量合计为991.2kg/a（0.1377kg/h）；NO_x排放量合计为4163.04kg/a（0.5782kg/h）；烟尘排放量合计为1585.92kg/a（0.2203kg/h）。

②无组织排放非甲烷总烃

在单井拉油点内产生的挥发性有机物（VOC_s）主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、芳香烃、炔烃等）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚、酯、酚等）、卤代烃，含氮有机化合物，含硫有机化合物等，对本工程而言，VOCs主要为非甲烷总烃。本工程新建产能5.9×l0^4t/a，部署11口采油平台。

本次评价按照密闭集输井场和单井拉油点分别进行核算VOC_s排放量。

根据前文计算，项目井场内集输过程VOC_s排放量5.9t/a，单井拉油点油品储存VOC_s排放量7.259t/a。因此，本工程产生无组织VOC_s排放量总计13.157t/a。

（3）预测模式

根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018）的相关规定，本次环境影响预测采用 AERSCREEN 估算模式。估算模式 AERSCREEN 是一个单源高斯烟羽模式，可计算点源、火炬源、面源和体源的最大地面浓度，以及下洗和岸边熏烟等特殊条件下最大地面落地浓度。估算模式中嵌入了多种预测的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，在某个地区有可能发生，也有可能没有此种不利气象条件。所以经估算模式计算出的是某一污染源对环境空气重量的最大影响程度和影响范围的保守计算结果。

本项目估算模式参数见表 4.4-7。

表 4. 4-7　　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		36.9
最低环境温度/℃		-32.3
土地利用类型		荒漠
区域湿度条件		干燥
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

（4）污染源参数

本生活垃圾填埋场无组织恶臭污染物排放参数见表 4.4-8。

表 4. 4-8　　本项目估算模式点源参数表

编号	名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度 m	排气筒高度 m	排气筒出口内径 m	烟气流速（m/s）	烟气温度℃	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率（kg/h）
		经度	纬度								
1	滴南 15 火炬	/	/	716	8	0.5	1.65	160	8520	正常排放	$SO_2$0.0136
											NOx0.0571
											烟尘 0.0218
2	滴南 083 火	/	/	710	8	0.5	1.65				$SO_2$0.0136

	炬										NOx0.0571
											烟尘 0.0218
3	滴南 085 火炬	/	/	708	8	0.5	0.41				$SO_2$0.0034
											NOx0.0141
											烟尘 0.0054
4	滴南 19 火炬	/	/	703	8	0.5	1.44				$SO_2$0.0118
											NOx0.0497
											烟尘 0.0189
5	DN0001 火炬	/	/	712	8	0.5	1.44				$SO_2$0.0118
											NOx0.0497
											烟尘 0.0189
6	DN0002 火炬	/	/	705	8	0.5	1.44				$SO_2$0.0118
											NOx0.0497
											烟尘 0.0189
7	DN0003 火炬	/	/	710	8	0.5	1.08				$SO_2$0.0089
											NOx0.0373
											烟尘 0.0142
8	DN0004 火炬	/	/	719	8	0.5	1.08				$SO_2$0.0089
											NOx0.0373
											烟尘 0.0142
9	DN0005 火炬	/	/	713	8	0.5	1.08				$SO_2$0.0089
											NOx0.0373
											烟尘 0.0142
10	DN0006 火炬	/	/	702	8	0.5	1.08				$SO_2$0.0089
											NOx0.0373
											烟尘 0.0142
11	DNHW15001 火炬	/	/	703	8	0.5	1.80				$SO_2$0.0148
											NOx0.0621
											烟尘 0.0237

表 4.4-9　　无组织排放恶臭污染物预测参数

污染源类型（井场及单井拉油点）	面源各顶点坐标	面源海拔高度 m	面源长度 m	面源宽度 m	与正北向夹角°	面源有效排放高度 m	年排放小时数 h	排放工况	排放速率（kg/h）
									NMHC
滴南 15	/	716	30	20	90	3	8520	正常	0.181
滴南 083	/	710	30	20	90				0.181
滴南 085	/	708	30	20	90				0.044
滴南 19	/	703	30	20	90				0.157
DN0001	/	717	30	20	90				0.157
DN0002	/	705	30	20	90				0.157
DN0003	/	710	30	20	90				0.118
DN0004	/	719	30	20	90				0.118
DN0005	/	713	30	20	90				0.118
DN0006	/	700	30	20	90				0.118
DNHW15001	/	703	30	20	90				0.196

（5）预测结果

①无组织面源预测结果分析

采用估算模型 AERSCREEN 计算范围为距离污染源 2500m。计算各井场火炬放空燃烧排放污染物 SO_2、NO_X、烟尘和单井拉油点中非甲烷总烃的最大地面浓度，预测结果见表 4.4-10。

表 4.4-10　　各点源污染物排放估算结果一览表

污染源名称（火炬燃烧）	评价因子	评价标准（μg/m³）	C_{max}（μg/m³）	P_{max}（%）	$D_{10\%}$（m）	最大落地点距离（m）
滴南 15	SO_2	500.0	2.111	0.422	/	260
	NO_x	250.0	8.862	3.545	/	
	TSP	900.0	3.382	0.376	/	
滴南 083	SO_2	500.0	2.017	0.403	/	144
	NO_x	250.0	8.468	3.387	/	
	TSP	900.0	3.232	0.359	/	
滴南 085	SO_2	500.0	2.395	0.479	/	258
	NO_x	250.0	9.999	3.999	/	
	TSP	900.0	3.772	0.419	/	
滴南 19	SO_2	500.0	1.732	0.346	/	114
	NO_x	250.0	7.276	2.911	/	
	TSP	900.0	2.772	0.308	/	
DN0001	SO_2	500.0	1.721	0.344	/	121
	NO_x	250.0	7.227	2.891	/	
	TSP	900.0	2.753	0.306	/	
DN0002	SO_2	500.0	1.730	0.346	/	117
	NO_x	250.0	7.265	2.906	/	
	TSP	900.0	2.768	0.307	/	
DN0003	SO_2	500.0	1.654	0.331	/	99
	NO_x	250.0	6.947	2.779	/	
	TSP	900.0	2.646	0.294	/	
DN0004	SO_2	500.0	1.653	0.331	/	100
	NO_x	250.0	6.945	2.778	/	
	TSP	900.0	2.646	0.294	/	
DN0005	SO_2	500.0	2.620	0.524	/	144
	NO_x	250.0	11.006	4.402	/	
	TSP	900.0	4.193	0.466	/	
DN0006	SO_2	500.0	1.654	0.331	/	99
	NO_x	250.0	6.946	2.778	/	
	TSP	900.0	2.646	0.294	/	
DNHW15001	SO_2	500.0	1.982	0.397	/	47
	NO_x	250.0	8.326	3.330	/	
	TSP	900.0	3.172	0.352	/	

表 4.4-11　　NMHC 无组织排放估算结果一览表

污染源名称（井场及单井拉油点）	评价因子	评价标准（μg/m³）	C_{max}（μg/m³）	P_{max}（%）	$D_{10\%}$（m）	最大落地点距离（m）

滴南 15	NMHC	2000.0	38.299	1.915	/	218
滴南 083	NMHC	2000.0	34.647	1.732	/	209
滴南 085	NMHC	2000.0	42.535	2.127	/	45
滴南 19	NMHC	2000.0	149.300	7.465	/	45
DN0001	NMHC	2000.0	149.300	7.465	/	45
DN0002	NMHC	2000.0	149.300	7.465	/	45
DN0003	NMHC	2000.0	111.570	5.579	/	45
DN0004	NMHC	2000.0	111.570	5.579	/	45
DN0005	NMHC	2000.0	111.570	5.579	/	45
DN0006	NMHC	2000.0	111.570	5.579	/	45
DNHW15001	NMHC	2000.0	186.200	9.310	/	45

（6）评价等级的确定

评价依据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018），结合项目工程分析结果，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中估算模型 AERSCREEN 分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

依据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中最大地面浓度占标率的计算公式：

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面浓度，μg/m³；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量标准，μg/m³。

（2）评价工作级别划分的依据

本项目评价等级计算按正常工况下最不利情况考虑，评价等级划分依据见表 4.4-12。

表 4.4-12　　评价工作等级划分一览表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	P_{max}≥10%
二级评价	1%≤P_{max}＜10%
三级评价	P_{max}＜1%

本项目 P_{max} 最大值出现为 DNHW150001 井无组织排放的 NMHC，P_{max} 值为 9.31%，C_{max} 为 186.2μg/m³，P_{max}＜10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

（7）污染物排放量核算

本项目大气环境影响评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则·大气环境》（HJ2.2-2018）中要求“二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算”。因此，本评价针对污染物排放量进行核算，具体如下：

本项目大气污染物有组织排放量核算见表 4.4-13。

表 4. 4-13　　大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度（mg/m³）	核算排放速率（kg/h）	核算年排放量（t/a）
一般排放口					
1	滴南 15	SO_2	13.77	0.0136	0.11592
		NOx	57.85	0.0574	0.486864
		TSP	22.04	0.0218	0.185472
2	滴南 083	SO_2	13.77	0.0136	0.11592
		NOx	57.85	0.0574	0.486864
		TSP	22.04	0.0218	0.185472
3	滴南 085	SO_2	13.77	0.0034	0.02856
		NOx	57.85	0.0141	0.119952
		TSP	22.04	0.0054	0.045696
4	滴南 19	SO_2	13.77	0.0118	0.1008
		NOx	57.85	0.0497	0.42336
		TSP	22.04	0.0189	0.16128
5	DN0001	SO_2	13.77	0.0118	0.1008
		NOx	57.85	0.0497	0.42336
		TSP	22.04	0.0189	0.16128
6	DN0002	SO_2	13.77	0.0118	0.1008
		NOx	57.85	0.0497	0.42336
		TSP	22.04	0.0189	0.16128
7	DN0003	SO_2	13.77	0.0089	0.0756
		NOx	57.85	0.0373	0.31752
		TSP	22.04	0.0142	0.12096
8	DN0004	SO_2	13.77	0.0089	0.0756
		NOx	57.85	0.0373	0.31752
		TSP	22.04	0.0142	0.12096
9	DN0005	SO_2	13.77	0.0089	0.0756
		NOx	57.85	0.0373	0.31752
		TSP	22.04	0.0142	0.12096
10	DN0006	SO_2	13.77	0.0089	0.0756
		NOx	57.85	0.0373	0.31752
		TSP	22.04	0.0142	0.12096
11	DNHW15001	SO_2	13.77	0.0148	0.126
		NOx	57.85	0.0621	0.529
		TSP	22.04	0.0237	0.2016
一般排放口合计		SO_2			0.9912
		NOx			4.16304

	TSP	1.58592
有组织排放总计		
有组织排放总计	SO_2	0.9912
	NOx	4.16304
	TSP	1.58592

本项目大气污染物无组织排放量核算见表 4.4-14。

表 4.4-14　　大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放源	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量（t/a）
					标准名称	浓度限值（mg/m^3）	
1	井场、单井拉油点	集输、油品储存	NMHC	管线全程密闭	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	13.157
无组织排放总计							
无组织排放总计			NMHC			13.157	

本项目大气污染物年排放量核算见表 4.4-15。

表 4.4-15　　大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量（t/a）
1	SO_2	0.9912
2	NOx	4.16304
3	TSP	1.58592
4	NMHC	13.157

（8）达标排放分析

由估算结果可知，各井场伴生气火炬燃烧气体中SO_2排放浓度为13.77mg/m³，单井最大排放量为0.126t/a（0.0175kg/h）；NO_x排放浓度为57.85mg/m³，单井最大排放量为0.5292t/a（0.0735kg/h）；TSP排放浓度为22.04mg/m³，单井最大排放量为0.2016t/a（0.028kg/h）。本项目单井拉油点火炬高度8m，通过火炬燃烧产生的污染排放速率和排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2标准限值要求（火炬高度不足15m，排放速率标准值按外推法计算结果再严格50%执行，即SO_2排放速率限值0.58kg/h，NO_x排放速率限值0.17kg/h，烟尘排放速率限值0.78kg/h；SO_2排放浓度限值550mg/m³，NO_x排放浓度限值240mg/m³，烟尘排放浓度限值120mg/m³）。

各单井拉油点无组织排放NMHC最大落地浓度186.2μg/m³，占标率为9.31%，最大落地距离为下风向45m处，$D_{10\%}$未出现，NMHC无组织排放浓度可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的标准（NMHC 4mg/m³）。

综上所述，本项目大气污染物能够达标排放，项目周边 2.5km 范围内无环境敏感目标。

4.4.1.3　环境防护距离核算

本工程为油田开发项目，项目建设涉及采油井、管线、单井拉油点多种设施，本次评价对项目单井拉油点无组织挥发的非甲烷总烃的环境防护距离进行核定。

在此根据《石油化工企业卫生防护距离》（SH3093-1999）中的相关规定，将本工程单井拉油点的防护距离参照该标准确定为 150m，即从各站场边界向外 150m 距离。

就目前本区域的现状布局而言，单井拉油点向外 150m 距离内空旷无物，其间无居民区存在，亦不存在建设居民区的可能性，故各拉油点 150m 的环境防护距离可以得以保证。

4.4.1.4　封井期大气环境影响分析

油井封井后各种相关辅助工作均停止，采油造成的环境空气污染源将消失，油井停止后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘。与当地自然条件导致的风沙相比较，清理过程中扬尘造成的环境影响是暂时的，且该区域内活动人群较少，主要为井场清理的油田工作人员。

表 4.4-16　　大气环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价等级与范围</td><td>评价等级</td><td colspan="2">一级</td><td colspan="2">二级☑</td><td>三级□</td></tr>
<tr><td>评价范围</td><td colspan="2">边长=50km□</td><td colspan="2">边长=5~50km</td><td>边长=5km☑</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价因子</td><td>SO_2+NOx 排放量</td><td>≥2000t/a□</td><td colspan="2">500~2000t/a□</td><td colspan="2"><500t/a☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价因子</td><td colspan="3">基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3）</td><td colspan="2">包括二次 $PM_{2.5}$□</td></tr>
<tr><td colspan="3">其他污染物（NMHC、H_2S）</td><td colspan="2">不包括二次 $PM_{2.5}$☑</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="2">国家标准☑</td><td>地方标准□</td><td>附录 D☑</td><td>其他标准□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价功能区</td><td colspan="2">一类区□</td><td colspan="2">二类区☑</td><td>一类区和二类区□</td></tr>
<tr><td>评价基准年</td><td colspan="5">（2020）年</td></tr>
<tr><td>环境空气质量现状调查数据来源</td><td colspan="2">长期例行监测数据☑</td><td colspan="2">主管部门发布的数据□</td><td>现状补充检测☑</td></tr>
</table>

	现状评价	达标区☑				不达标区☐		
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源☐ 本项目非正常排放源 现有污染源		拟替代的污染源□		其他在建、拟建项目污染源□	区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/AEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他（
	预测范围	边长≥50km□			边长 5~50km		边长=5km☑	
	预测因子	预测因子（SO_2、NOx、TSP、NMHC）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$☑		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率≤100%				C 本项目最大占标率>100%□		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10%□			C 本项目最大占标率>10%□		
		二类区	C 本项目最大占标率≤30%			C 本项目最大占标率>30%□		
	非正常 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 （）h		C 非正常占标率≤100%□			C 非正常占标率>100%	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标				C 叠加不达标□		
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□				k>-20%□		
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（SO_2、NO_x、TSP、NMHC）			有组织废气监测☑ 无组织废气监测☑		无监测□	
	环境质量监测	监测因子：（）			监测点位数（）		无监测□	
评价结论	环境影响	可以接受☑				不可以接受□		
	大气环境防护距离	--						
	污染源年排放量	SO_2：（0.9912）t/a	NO_x：（4.16304）t/a	TSP：（1.5859）t/a		VOCs：（13.157）t/a		
注：“□”，填“√”；“（）”为内容填写项								

4.4.2 水环境影响分析

4.4.2.1 地表水环境影响分析

由于井区内无地表水体。在油田正常开采及油气集输过程中，本工程产生的含油污水不直接向外环境排放，不与周边地表水体发生水力联系，根据《环境影响评价技术导则 地面水环境》（HJ/T2.3-2018）相关要求，故不对地表水环境进行评价。地表水环境影响评价自查表见表 4.4-17。

表 4.4-17　　地表水环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="4">自查内容</td></tr>
<tr><td rowspan="6">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="4">水污染影响型√；水文要素影响型□</td></tr>
<tr><td>水环境保护目标</td><td colspan="4">饮用水水源保护区□；饮用水取水口□；涉水的自然保护区□；重要湿地□；重点保护与珍惜水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体□；涉水的风景名胜区□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">影响途径</td><td colspan="2">水污染型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td colspan="2">直接排放□；间接排放；其他（</td><td colspan="2">水温□；径流□；水域面积□</td></tr>
<tr><td>影响因子</td><td colspan="2">持久性污染物√；有毒有害污染物□；非持久性污染物√；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他□</td><td colspan="2">水温□；水位（水深） □；流速□；流量□；其他□</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">评价等级</td><td colspan="2">水污染型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td colspan="2">一级□；二级□；三级 A□；三级 B√</td><td colspan="2">一级□；二级□；三级 A□</td></tr>
<tr><td rowspan="7">现状调查</td><td rowspan="2">区域污染源</td><td>调查项目</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td>已建□；在建□；拟建□；其他□</td><td>拟替代的污染源□</td><td colspan="2">排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放口数据□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">受影响水体水环境质量</td><td colspan="2">调查时期</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="2">丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□</td><td colspan="2">生态环境主管部门□；补充监测（；其他□</td></tr>
<tr><td>区域水资源开发利用状况</td><td colspan="4">未开发□；开发量 40#以下□；开发量 40%以上□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水文情势调查</td><td colspan="2">调查时期</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="2">丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□</td><td colspan="2">水行政主管部门□；补充检测□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">补充监测</td><td>监测时期</td><td>监测因子</td><td colspan="2">监测断面或点位</td></tr>
<tr><td>丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□</td><td>（）</td><td colspan="2">监测断面或点位个数（）个</td></tr>
<tr><td rowspan="5">现状评价</td><td>评价范围</td><td colspan="4">河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（　）km^2</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="4">（　　）</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="4">河流、湖库、河口：I 类□；II 类□；III 类（；IV 类□；V 类□
近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□
规划年评价标准（　　）</td></tr>
<tr><td>评价时期</td><td colspan="4">丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；春季□；夏季□；秋季□；冬季□</td></tr>
<tr><td>评价结论</td><td colspan="3">水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 □：达标 □；不达标 □
水环境控制单元或断面水质达标状况□：达标□；不达标 □
水环境保护目标质量状况 □：达标 □；不达标 □
对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况□：达标□；不达标□
底泥污染评价 □
水资源与开发利用程度及其水文情势评价 □
水环境质量回顾评价 □
流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 □</td><td>达标区 □
不达标区 □</td></tr>
</table>

<table>
<tr><td rowspan="5">影响预测</td><td>预测范围</td><td colspan="5">河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km^2</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="5">（ ）</td></tr>
<tr><td>预测时期</td><td colspan="5">丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□；
春季□；夏季□；秋季□；冬季□
设计水文条件□</td></tr>
<tr><td>预测情景</td><td colspan="5">建设期 □；生产运行期 □；服务期满后 □
正常工况 □；非正常工况 □
污染控制和减缓措施方案 □
区（流）域环境质量改善目标要求情景 □</td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="5">数值解 □：解析解 □；其他 □
导则推荐模式 □：其他 □</td></tr>
<tr><td rowspan="6">影响评价</td><td>水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价</td><td colspan="5">区（流）域水环境质量改善目标 □；替代削减源 □</td></tr>
<tr><td>水环境影响评价</td><td colspan="5">排放口混合区外满足水环境管理要求 □
水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 □
满足水环境保护目标水域水环境质量要求□
水环境控制单元或断面水质达标 □
满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目， 主要污染物排放满足等量或减量替代要求 □
满足区（流）域水环境质量改善目标要求 □
水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 □
对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 □
满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">污染源排放量核算</td><td>污染物名称</td><td colspan="2">排放量/（t/a）</td><td colspan="2">排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td>（ ）</td><td colspan="2">（ ）</td><td colspan="2">（ ）</td></tr>
<tr><td rowspan="2">替代源排放情况</td><td>污染源名称</td><td>排污许可证编号</td><td>污染物名称</td><td>排放量/（t/a）</td><td>排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td>（ ）</td><td>（ ）</td><td>（ ）</td><td>（ ）</td><td>（ ）</td></tr>
<tr><td>生态流量确定</td><td colspan="5">生态流量：一般水期（ ）m^3/s；鱼类繁殖期（ ）m^3/s；其他（）m^3/s
生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m</td></tr>
<tr><td rowspan="6">防治措施</td><td>环保措施</td><td colspan="5">污水处理设施 √；水文减缓设施 □；生态流量保障设施 □；区域削减 □；依托其他工程措施 □；其他 □</td></tr>
<tr><td rowspan="5">监测计划</td><td></td><td colspan="2">环境质量</td><td colspan="2">污染源</td></tr>
<tr><td>监测方式</td><td colspan="2">手动 □；自动 □；无监测 □</td><td colspan="2">手动☑；自动 □；无监测□</td></tr>
<tr><td>监测点位</td><td colspan="2">（ ）</td><td colspan="2">（废水总排放口）</td></tr>
<tr><td>监测因子</td><td colspan="2">（ ）</td><td colspan="2">（流量、PH、SS、BOD_5、COD、氨氮、总磷、总氮）</td></tr>
<tr><td>污染物排放清单</td><td colspan="5">□</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="5">可以接受 √；不可以接受 □</td></tr>
<tr><td colspan="7">注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。</td></tr>
</table>

4.4.2.2 水文地质条件

（1）地表水

项目区地处准噶尔盆地东部的古尔班通古特沙漠腹地，区域内地表水资源匮乏，无天然地表水体。与该地区有补给关系的发育有多条河流，其中南部有乌鲁木齐河、头屯河、呼图壁河、玛纳斯河等；北部有乌伦古河、白杨河、和布克河等。这些河流的径流趋势均为由盆地外围经盆地边缘汇流至盆地中心玛纳斯湖。而实际上，由于各

流域灌区大量的引水灌溉，加上河道沿程的渗漏和蒸发，现已无地表水流入玛纳斯湖，基本是以地下径流的方式汇入盆地，最终流向盆地最低处的玛纳斯湖。

（2）地下水

①地质地貌条件

本项目在准噶尔盆地腹部古尔班通古特大沙漠内，南部为天山，东部为卡拉麦里山低山丘陵区，地貌类型单一，为风积沙漠平原区，地形起伏较大，沉积厚度大，地形东北高，西南低。工程所在区域地势及水系图见图 4.4-5。

图 4. 4-5　　区域地势及水系图

②含水岩组类型

本区主要含水层水文地质特征如下：

③地下水补径排条件

山间断陷盆地中的第四系潜水及中、新生界碎屑岩层间水，主要是受地表水入渗补给。来自邻近山地的常年及季节性水流，一出山口就顺着洪积扇呈散辫状撒开，逐渐消失于盆地。位于本区域的第三系层间水，其外给来源，一是乌伦古河沿途渗漏，据科学院考察队资料，从二台到福海段，每年渗漏量为 0.9 亿立方米；二是经卡拉麦里山区泻出的洪流，进入西部的集水洼地而后下渗。从地下水化学成分可以看山，近河地区水矿化度小于 2 克/升，稍比其他地区为低。再者，从层间水的等势线分析，地下水流向大体自东向西，由北而南，势面最高处临近阔布北一阿克库姆沙莫边缘的大洼地，也说明这里是补给区。

④地下水的化学性质

由于项目区位于沙漠区，地下水补给来源极为贫乏，气候干旱，蒸发浓缩作用十分强烈，地下水多为半咸水及高矿化的盐水。

4.4.2.3　正常状况下地下水环境影响分析

（1）地下水污染源类型

运营期，本工程不新增劳动定员，均依托现有作业区工作人员，不新增生活污水产生。废水污染源主要为采出水。

（2）废水处置措施及可行性分析

本工程采出水量为 125375t/a（418t/d），根据采出水中主要污染物为 COD、NH_3-N、总氮、挥发酚、石油类，年产生量分别为 81.12t、1.39t、1.12t、0.1t 和 14.61t。排入彩南油田集中处理站污水处理系统进行处理，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油藏，不向外环境排放。

油田区域主要埋藏有第四系松散岩类孔隙水和第三系碎屑岩类承压水。第四系干燥松散的风成沙沉积，厚约 200 米左右；第三系碎屑岩类承压水顶板埋深约在 50-100m 之间。回注井优先选择报废的老井，本油田井深在 3500-5600m 范围内，污水回注地层与地下水处于不同层系，远远超出本区域地下水含水层的深度，且本油田在钻井过程中均进行水泥固井，对潜水所在的第四系地层进行了固封处理，可以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。且后期随着注水量的不断增加，地层压力也随之不断升高，必须加强检测、观察，避免因水窜层造成地下水的污染。另外回注的水达到了回注水水质要求，因此污染地下水的可能性较小。采出水处置措施可行。

正常情况下，集输管线是全封闭系统，输送、储存的介质不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时不会对管线穿越地区地下水环境造成影响。综上，正常情况下，本工程的实施对地下水的影响较小。

4.4.2.4　含油污泥对地下水污染分析

本工程地处干旱少雨的荒漠地带，地表干燥，落地原油主要污染表层土壤。由于土壤对石油分子的吸附作用，土壤中石油类污染物大多集中在 0-20cm 的表层，最大下渗一般不会超过 1m，油田区域的气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此，含油污泥没有进入地下水层的途径，不存在污染地下水的可能。本工程产生的含油污泥等危险废物委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置，因而不会对当地地下水产生影响。

综上所述，正常生产状况下，油田施工期和生产运行过程中废水不会对地下水环境产生影响。

4.4.2.5　非正常状况下地下水环境影响分析

油田工程生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本

身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在采油过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使油品泄漏；油田污水处理过程中因操作失误，仪表失灵等原因发生沉降罐、缓冲罐冒罐等污染事故，使含油污水溢流。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

油田开发对地下水产生污染的途径主要有两种方式，即渗透污染和穿透污染途径。

渗透污染：是导致地下水污染的普遍和主要方式。采出水的跑、冒、滴、漏和落地油、套管内上返的采出水等，都是通过包气带渗透到潜水含水层而污染地下水的。包气带厚度愈薄，透水性愈好，就愈造成潜水污染，反之，包气带愈厚、透水性愈差，则其隔污能力就愈强，则潜水污染就愈轻。

穿透污染：以该种方式污染地下水的主要是采油过程中套外返水。采油过程中一但出现套外返水事故，采出水在水头压力差的作用下，可能直接进入含水层，并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

（1）油水窜层对地下水的污染影响

窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：①下入的表层套管未封住含水层；②固井质量差；③工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

根据区域水文地质条件，在潜水含水层之下，埋藏有数层承压水，区内的含水层段为第三系碎屑岩类承压水。滴南 15 井区上乌尔禾组油藏为裂缝-孔隙双重介质油藏，埋深在 3843m，在开采层和含水层之间有中八道湾组、三叠系韭菜园组地层分隔，为相对隔水层。已钻油井在钻井过程中采用双层套管，进行了固井，在固井质量良好的情况下可确保井壁不会发生侧漏，有效保护地下水层。

由废弃的油井、套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象，在前期不会发生，待油田开发到中后期时，废弃的油井、套管被腐蚀破坏，才可能会对地下水有影响：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，

加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会通过越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重视，评价区内的废弃井应全部打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

（2）原油泄漏对地下水的污染影响

罐区、管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏的原因有如下几种：误操作、机械故障、外力作用和腐蚀等，这几种因素的产生都是人为的或人为操控程度很高，发生污染的危害程度也取决于操作人员的处置和控制。

通常泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等多种因素。

（3）地下水影响预测

污水在地下水中的迁移转化是一个复杂的物理化学和生物作用过程，污染物通过包气带下渗进入含水层时，还包括污染物的自净过程。由于泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移及衰减速度较慢，其影响范围不大，对地下水环境一般不易产生不利影响。

污染物进入地下后，污染物向地下水系统的迁移途径为：

入渗污染物→表土层→包气带→含水层→迁移

影响预测与评价：

①预测情景

根据区域水文地质条件，地下水大致流向为由东北向西南，项目范围内地下水为第四系潜水含水层及承压水。当泄漏量很大时，污染物可能通过包气带进入到潜水中，影响潜水水质。污染物泄漏为非连续排放，泄漏后一般可及时发现泄漏状况，排放时间在时间尺度上设定为短时泄漏，泄漏时长最多按 1d 计。考虑最不利情况，按渗漏的污染物穿透包气带污染地下水，不考虑污染物的吸附、生物降解、化学反应等因素。

②预测方法

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中二级评价要求，可采用解析法或数值法进行地下水环境影响分析与评价，本项目所在区域不属于水文地质条件复杂区域，因此本次预测采用解析法对建设项目地下水环境进行分析与评价。

③预测时段

根据项目相关设计，本次预测评价工作以 20 年为模拟总时间，以每 365 天为一时段，同时根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中的相关规定，计算第 100 天和第 1000 天以及服务年限（10 年即 3650 天）的模拟结果，共计 3 个时段。从而得到污染物浓度时空变化过程与规律，为评价本项目建成后对地下水环境可能造成的直接影响和间接危害提供依据。

④预测模型

因此污染物在浅层含水层中的迁移，将预测情形概化为一维短时泄露点源的水动力弥散问题，根据《建设项目环境影响评价技术导则--地下水环境》（HJ610-2016），本次预测采用一维短时泄露点源的水动力弥散问题的解析法（参考《多孔介质污染物迁移动力学》，王洪涛，2008 年 3 月）。

$$c = \frac{c_0}{2}\left[\operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) - \operatorname{erfc}\left(\frac{x-u(t-t_o)}{2\sqrt{D_L t(-t_0)}}\right)\right]$$

以上式中：x—距注入点的距离，m；

t—时间，d；

C（x，t）—t 时刻 x 处的示踪剂浓度，g/l；

C_0—注入的示踪剂浓度，g/l；

u-水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

erfc（ ）—余误差函数。

⑤预测参数

本次评价水文地质参数主要通过收集项目所在区域的成果资料及经验参数来确定。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。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质量标准定为 0.3mg/L。模型中所需参数及来源见表 4.4-18。

表 4. 4-18　　水质预测模型所需参数一览表

序号	参数符号	参数名称	参数数值	数值来源
1	u	水流速度	0.095m/d	地下水的平均实际流速 u=KI/n，渗透系数为 0.1m/d，水力坡度为 1‰
2	D_L	纵向弥散系数	1.14m^2/d	D_L=aLu，aL 为纵向弥散度。参考前人的研究成果，弥散度应介于 1～12 之间，按照最不利的评价原则，本次模拟取弥散度参数值取 12。
3	n	有效孔隙度	7.9%	根据项目所在区域含水层特征，确定区域有效孔隙度 n=0.079。
4	t	时间	计算发生渗漏后 100d、1000d、3650d 后各预测点的浓度	
5	C_0	污染物浓度	根据相关资料，在一般情况下，石油类溶解度为 10mg/L，故石油类污染物浓度取最大值 10mg/L。	

上表中各水文地质参数的确定如下：

u-水流实际流速，场地所在区域地层由以泥岩、砂岩、粉砂岩为主的碎屑沉积物组成，含水层以砂岩为主，根据《彩南油田滴南 15 井区二叠系上乌尔禾组油藏开发试验方案》，渗透系数 K 取值 0.1m/d，有效孔隙度以 0.079 计，水力梯度 I 以 0.075 计，地下水流速度为 0.1*0.075/0.079=0.095m/d。

D—弥散系数，地质介质中溶质运移主要受渗透系数在空间上变化的制约，即地质介质的结构影响。这一空间上变化影响到地下水流速，从而影响到溶质的对流与弥散。通常空隙介质中的弥散度随着溶质运移距离的增加而加大，这种现象称之为水动力弥散尺度效应。其具体表现为：野外弥散试验所求出的弥散度远远大于在实验室所测出的值，相差可达 4～5 个数量级；即使是同一含水层，溶质运移距离越大，所计算出的弥散度也越大。越来越多的室内外弥散试验不断地证实了空隙介质中水动力弥散尺度效应的存在。

据 2011 年 10 月 16 日，环保部环境工程评估中心在北京组织召开了《环境影响评价技术导则地下水环境》专家研讨会，与水文地质专家一致认为弥散试验的结果受试验场地的尺度效应影响明显，其结果应用受到很大的局限性。因此，一般不推荐开展弥散试验工作。

许多研究者都曾用类似的图说明水动力弥散的尺度效应。Geihar 等（1992）将 59 个不同现场所获得的弥散度按含水层类型、水力学特征、地下水流动状态、观测网类别、示踪剂类型、数据的获取方法、水质模型的尺度等整理后，对弥散度增大的规律进行了讨论。Neuman（1991）根据前人文献中所记载的 130 余个纵向弥散度进行了线性回归分析，并综合前人发展的准线性扩散理论，对尺度效应进行了解释与讨论。李国敏等（1995）综合了前人文献中记录的弥散度数值按介质类型（孔隙与非孔隙的裂隙等介质）、模型类别（解析模型与数值模型）等分别作出弥散度与基准尺度的双对数分布，并分别给出了不同介质中使用不同模型所求出参数的分维数。成建梅（2002 年）收集了大量国内外在不同试验尺度下和实验条件下分别运用解析方法和数值方法所得的纵向弥散度资料，纵向弥散度α_L绘在双对数坐标纸上，从图上可以看出纵向弥散度α_L从整体上随着尺度的增加而增大。根据数值模型所计算出的孔隙介质的纵向弥散度α_L及有关资料与参数作出的 lgα_L—lgL_s图示于图 4.2-1。基准尺度 Ls 是指研究区大小的度量，一般用溶质运移到观测孔的最大距离表示，或用研究区的近似最大内径长度代替。

如前述分析，由于水动力弥散尺度效应的存在，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度。依据图 4.4-8，对应的纵向弥散度应介于 1～12 之间，从保守角度考虑，本次模拟取弥散度参数值取 12。

由此计算项目区含水层中的纵向弥散系数 $D_{L=}$=12m×0.095m/d=1.14(m^2/d)。

图4.4-8　　孔隙介质2维数值模型的$\lg \alpha_L - \lg L_s$图

⑥预测结果与分析

将以上确定的的参数代入模型，便可以求出不同时段，石油类在预测情景下，不同天数（100 天、1000 天、3650 天）时，污染物在含水层不同位置的浓度分布情况。具体见表 4.4-19。

表 4.4-19　　石油类在潜水含水层中的浓度迁移预测结果（短时泄露）　　mg/L

时间 d / 距离 m	100	1000	3650
0	10	10	10
10	7.13	9.95	10
20	3	9.84	10
50	0.063	9.04	10
100	0.00	5.51	9.99
150	0.00	1.63	9.91
200	0.00	0.196	9.64

300	0.00	0.00	7.48
500	0.00	0.00	0.465
800	0.00	0.00	0.00000338
1000	0.00	0.00	0.00000000000435
1200	0.00	0.00	0.00
1500	0.00	0.00	0.00
出现最远距离	138	498	1113
最远超标距离	38	189	513

图 4.4-9　　石油类泄露 100d 下游（y=0）石油类轴向浓度

图 4.4-10　　石油类泄露 1000d 下游（y=0）石油类轴向浓度

图 4.4-11　　石油类泄露 3650d 下游（y=0）石油类轴向浓度

根据以上预测结果，在本次设定的预测情形下：预测期间，随着距离的增加，石油类在含水层中沿地下水流向运移，污染物的浓度呈先增大后减小的趋势；随着泄漏后的时间的增加，影响范围呈增加趋势。在本次预测情景下的泄漏对地下水环境的影响很小。100 天时，石油类浓度下游超标距离最远为 38m，影响距离最远为下游 138m；1000 天时，下游超标距离最远为 189m，影响距离最远为下游 498m；3650 天时，下游超标距离最远为 513m，影响距离最远为下游 1113m，无超标范围。在本次预测情景下的影响区无生活饮用水源井，无村庄及常住居民，不存在与地下水相关的敏感点或环境保护目标等，但下渗废水对该地区地下水的潜在影响依然存在。故罐区、输油管道等必须采取必要的防腐措施，并加强巡检，防止其泄漏进而污染到周边区域内的地下水。

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

4.4.2.6　小结

（1）本工程评价范围内无天然地表水体，在正常情况下，本工程产生的废水不会对当地地表水环境产生影响。

（2）运营期，采油井采用了套管，采取固井措施，有效防止了井漏失污染地下水。

（3）运营期的采出水采用专用收集罐收集后拉运至彩南油田集中处理站污水处理系统处理，处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准中指标后回注油藏。

（4）正常状况下，污染源从源头上可以得到控制；非正常状况下，由于管线、储罐泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄漏以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多属疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，其影响范围不大，对地下水环境不易产生不利影响。因项目区地下水循环条件差，径流、排泄基本处于停滞状态，为密闭型地下水，因此，集输管线破裂对地下水环境产生的影响也非常有限。非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

4.4.3 声环境影响分析

4.4.3.1 运营期井场噪声环境影响预测

（1）预测评价方案

本次噪声预测井场机泵、井场抽油机和拉油车辆噪声等。

①井场周边 200m 范围内无噪声敏感点，因此，本次评价不再进行环境敏感点的噪声影响评价。

②本工程运行期噪声源不稳定，且为非持久性间断声源，预测方案将分别预测正常运行条件下，井场场界的昼间和夜间噪声。

③根据井场平面布置情况，分别在井场东南西北四个厂界设置 1 个噪声预测点进行预测。

④本工程为新建，按照导则要求，对厂界噪声贡献值进行评价。

（2）评价标准

根据《声环境质量标准》功能区的划分，按照《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）适用区域划分中的规定，项目区执行 2 类标准，即昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）。

（3）预测方法

本次环评采用点源模式对项目高噪声设备产生的噪声对周围环境产生的影响进行预测。预测公式为：

①噪声衰减公式：

$$L_p=L_w-20\lg r-k$$

式中：L_p—距声源 r（m）处的 A 声级，dB（A）；

L_w—噪声源的 A 声级，dB（A）；

r—距声源的距离，m；

k—半自由空间常数，一般取值为 8。

②多声源叠加模式：

$$L_0=10\lg(\sum_{i=1}^{n}10^{L_i/10})$$

式中：L_O—叠加后总声压级，dB（A）；

n—声源级数；

L_i—各声源对某点的声压值；

（4）预测结果及评价

各噪声源对各站场厂界影响的等效连续声级，见下表。

表 4.4-20　厂界噪声影响预测结果　单位：dB（A）

预测站场	预测厂界	昼间	夜间
		贡献值	贡献值
滴南 15	东厂界	42	39
	南厂界	42	42
	西厂界	42	39
	北厂界	42	41
滴南 083	东厂界	42	39
	南厂界	43	42
	西厂界	42	39
	北厂界	42	42
滴南 085	东厂界	43	39
	南厂界	42	41
	西厂界	41	39
	北厂界	42	41
滴南 19	东厂界	42	39
	南厂界	42	42
	西厂界	43	39
	北厂界	43	42

DN0001	东厂界	43	39
	南厂界	42	41
	西厂界	41	39
	北厂界	42	42
DN0002	东厂界	42	38
	南厂界	41	39
	西厂界	40	38
	北厂界	39	39
DN0003	东厂界	41	39
	南厂界	43	38
	西厂界	42	39
	北厂界	41	38
DN0004	东厂界	41	37
	南厂界	43	39
	西厂界	42	38
	北厂界	40	39
DN0005	东厂界	40	39
	南厂界	41	38
	西厂界	40	37
	北厂界	41	39
DN0006	东厂界	40	39
	南厂界	42	39
	西厂界	41	39
	北厂界	40	39
DNHW15001	东厂界	42	39
	南厂界	40	39
	西厂界	41	41
	北厂界	42	39
2 类标准限值		60	50

由预测结果得：生产运营期井场正常生产时噪声很小，运营期噪声主要来自井场抽油机泵等产生的噪声，对背景噪声的贡献较小，且本项目周边 200m 范围内无固定居民居住，根据上述预测各站场厂界四周噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求，因此本工程实施后不会对周围声环境产生明显影响。

4.4.3.2　拉油车辆交通噪声影响分析

本工程采用油罐车进行原油运输，油罐车正常行驶期间的噪声级约 70-80dB（A），一般每个井场每天仅装油 1 次，并且运输路线沿线无声环境敏感目标，不会产生噪声扰民问题。

4.4.3.3　噪声环境影响评价结论

本工程施工期噪声随施工结束而消失，生产运行期，井场和管线正常生产时噪

声很小，对背景噪声的贡献较小。经预测，本项目运行过程中各井场四周昼间、夜间噪声值均可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，项目井区周围200m范围内无噪声敏感点，故在运行期间本工程不会产生扰民现象。

4.4.4 固体废物影响评价

4.4.4.1 固体废物产生与分类

本工程运行期产生的固体废物主要为含油污泥、废洗井液、废润滑油。项目产生的固体废物排放情况见表 4.4-21。

表 4. 4-21 固体废物排放情况汇总

开发阶段	固废种类	废物特征	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
运营期	废洗井液	/	632.25t/2a	0	经彩南油田集中处理站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）后用于回注水
	废润滑油	危险废物（HW08-900-214-08）	0.22t/a	0	临时运至彩南联合站污泥贮存场暂存，后交委托拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置
	含油污泥	危险废物（HW08-071-001-08）	535.484t/a	0	

4.4.4.2 危废收集过程影响分析

本工程产生的危险废物均为间歇产生，按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求进行收集、运输，并按要求填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。危险废物不在工程区内贮存，在按照规范要求进行危废收集的情况下，对环境的影响很小。

4.4.4.3 危废运输过程影响分析

拟建工程产生的危险废物运输过程由有资质的运输公司进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

综上，本项目产生的危险废物不在工程区内贮存，收集、转移、输运过程中按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）和《危险废物转移联单管理办法》要求进行运输，并由有资质的单位进行处置，对环境的影响很小。

4.4.4.4　封井期固体废物影响分析

本工程服务期满后，井场拆除的井架、集输设施、井构筑物等为钢制材料，清洗油污后可回收利用。

4.4.4.5　固体废弃物环境影响评价小结

本项目产生的危险废物定期交由具有相关资质的第三方单位无害化处置，处置方式符合《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SYT 7301-2016）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017.10.1 实施）、《关于含油污泥处置有关事宜的通知》（新环办发〔2018〕20 号）中的相关要求。通过采取以上措施，本工程产生的固体废物能够得到妥善的处置，不会对周围环境产生影响。

4.5　环境风险评价

对项目建设和运行期间发生的可预测突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害）引起有毒有害、易燃易爆等物质泄漏，或突发事件产生的新的有毒有害物质，所造成的对人身安全与环境的影响和损害，进行评估，提出防范、应急与减缓措施，以使建设项目事故率、事故损失和事故造成的环境影响达到可接受水平。

4.5.1　评价依据

（1）环境风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 进行识别，本项目涉及的危险物质主要是天然气和采出液（含原油），本项目涉及的主要危险物料天然气和原油均属于甲 A 类火灾易燃易爆危险物质，但其毒性较低，对人体健康的急性影响主要是吸入性头晕、呕吐，浓度较高时会引起窒息。

（2）环境风险潜势初判

建设项目环境风险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ/Ⅳ+级。本次评价根据项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，建设项目环境风险潜势划分，见下表。

表 4. 5-1　　建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）

环境高度敏感区（E1）	Ⅳ+	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
环境中度敏感区（E2）	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
环境低度敏感区（E3）	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
注：Ⅳ+为极高环境风险。				

①危险物质数量与临界量比值（Q）

计算本项目所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在 HJ169-2018 附录 B 中对应临界量的比值 Q。

根据 HJ169-2018 附录 C，按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q_1，q_2，...，q_n-每种危险物质的最大存在总量，t；Q_1，Q_2，...，Qn-每种危险物质的临界量，t。当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，本工程突发环境事件风险物质主要是储罐原油，临界量 2500t；天然气（主要成分为甲烷），临界量为 10t。原油密度按照 0.826g/cm^3、天然气平均相对密度 0.8652，项目各单井拉油点设 1 座 60m^3 拉油罐，最大储油量 49.58t。产能最大的井场拉油点天然气含量为 0.024t。

本项目 Q 值计算结果，见下表。

表 4.5-2　　Q 值计算结果表

序号	危险物质名称	最大存在总量 q_n/t	临界量 Q_n/t	该种危险物质 Q 值
1	原油-拉油点	49.58	2500	0.019832
2	伴生气-拉油点	0.024	10	0.0024
项目 Q 值Σ				0.022232

从上表看出：本项目涉及危险物质的 Q 值＜1，根据 HJ169-2018 环境风险潜势判定条件，当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

②评价工作等级划分

风险评价工作级别，见下表。

表 4.5-3　　风险评价工作级别

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析[a]
[a]是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措				

施等方面给出定性的说明。见附录A

由上表可知，本项目风险潜势为Ⅰ，风险评价等级为简单分析。

4.5.2 环境保护目标

根据现场调查，本工程位于古尔班通古特沙漠，所在区域为沙地，评价范围没有自然保护区、水源保护区、文物保护单位等其它特殊敏感目标。

表 4.5-4 环境保护目标

环境要素	保护目标	保护内容	环境功能
大气环境	井场及道路周围	不因项目建设，而影响、降低区域大气环境功能等级	《环境空气质量标准》（GB3095—2012）二级标准
声环境	井场及道路周围	不对区域声环境造成污染影响	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准
水环境	井场周围	区域地下水水质不因本项目的建设而恶化	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准
生态环境	井场、道路	井场、管线、道路周边植被、土壤环境	防治生态破坏和土壤污染，保护野生动植物
	土壤环境	项目区内土壤环境	《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
	植被	梭梭及白梭梭	自治区一级保护植物，项目施工尽量避保护

4.5.3 项目风险因素识别

（1）物质风险识别

本项目涉及的主要风险物质为石油和天然气，其主要物化、毒理性质、危险等级划分见下表。

表 4.5-5 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 火焰温度：1100℃ 沸点：300℃～325℃ 闪点：23.5℃ 爆炸极限 1.1%～6.4%（v）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、乙烷等	伴生气中主要包括天然气，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。	热值：50009KJ/kg 爆炸极限 5%～14%（v） 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

①井场危险性识别

单井井场主要发生的风险事故为井漏和井喷。井漏主要由于生产井固井质量不好，采油作业可能引发油水窜层，污染地下水。井喷主要是在采油过程中发生的事故。本工程中，在采油过程中由于地层压力不稳、封井不严或者井控设备失灵，均可能发生井喷事故。发生井喷事故时，采出水和原油一同冲出井口，很容易发生爆炸和火灾事故。

②输油管线危险性识别

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原油泄漏，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

③拉油罐危险性识别

本项目采用单井拉油生产方式，常见的事故主要是拉油点拉油罐因为腐蚀、损坏或者其他原因等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和爆炸，在影响人身和设备安全的同时，污染环境。本项目拟建 11 座单井拉油点，单罐拉油过程中操作条件要求严格，正常情况下不会有环境风险发生。

④拉油运输风险识别

本项目采用单井拉油方式将采出液拉运至彩南联合站。运输过程中因车辆本身的设计、制造、操作、管理等各环节有存在缺陷的可能性，可能发生原油泄漏事故的风险。事故发生时罐车内采出液溢出，对周围环境造成直接污染，泄漏的油气如遇到明火还可能生火灾、爆炸事故。

4.5.4 环境风险分析

除自然灾害引发事故外，本项目风险事故主要为：井喷、井漏事故及储罐泄露。

4.5.4.1 井喷、井漏事故环境风险分析

（1）井喷事故影响分析

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，据类比资料显示，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。由于项目区人烟稀少，所以井喷对人员的伤害有限，对项目区及周边土壤环境、大气环境、地下水产生影响。

井喷事故发生时对地下水环境的影响主要是原油以面源的形式渗漏进入包气带土壤并污染地下水。污染物迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。石油类污染物主要聚积在土壤表层 1m 以内，一般很难渗入到 2m 以下。同时油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用。

因此，井喷事故中的泄漏原油不会进入地下含水层污染地下水。

（2）井漏事故影响分析

本工程井漏事故主要为运营期油水窜层。

井漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于采出液中含石油类，均会造成地下含水层水质污染。

本项目采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

4.5.4.2　泄露事故影响分析

工程可能涉及的危险物质为天然气和原油，项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、输油管道及储油罐事故风险。

（1）事故源强计算

①拉油点储罐泄漏

本项目单井拉油点原油储罐为 60m^3，储罐原油泄漏速度 Q_L 用柏努利方程计算：

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

式中：Q_L—液体泄漏速度，kg/s；

C_d—液体泄漏系数，取 0.65；

A—裂口面积，m^2；

ρ—泄漏液体密度；

P—容器内介质压力，Pa；

P_0—环境压力，Pa；

g—重力加速度，9.8m/s^2；

h—裂口之上液位高度，m。

经计算，本项目 60m^3 储油罐泄漏孔径为 50mm 时，泄漏速率为 5.64kg/s。石油化工企业泄漏时间一般要控制在 30min 内，据此计算本项目 1 个 60m^3 储油罐 30min 中泄漏量为 10.15t，采出液含水率为 10%，本项目原油泄漏量约为 9.13t。

②单井出油管线泄漏

各井场新建单井出油管道 1.0km，采用 D60×3.5/20 无缝钢管。本次评估主要分析发生概率较大情况，计算管径为 D76×4 管线发生小孔径（10mm）泄漏情况下的泄漏量。

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），液体泄漏速率 Qr 用伯努利方程计算（公式见上节），假设裂口多为圆形和多边形，泄漏系数取 0.65，经计算泄漏速率为 6.25kg/s，假设管线泄漏时间为 30min 情况下泄漏量为 11.25t，采出液含水率为 10%，本项目原油泄漏量约为 10.13t。

（2）对水环境影响分析

当泄漏事故发生时，泄漏的油品经土层渗漏，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》（岳战林文）中结论：石膏灰棕漠土尽管颗粒较粗、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 0～10cm 或 0～20cm 表层土壤中，其中表层 0～5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。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，不会对当地地下水体环境产生大的影响。

（3）对土壤的影响

输油管道腐蚀会造成油品泄漏，这种情况相当于向土壤中直接注入原油。泄漏的大量油品进入土壤环境中后，会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的含量。

根据类比调查结果可知，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；粘重土壤多为表层土，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（落地油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

（4）对植被及农作物的影响

油品泄漏对植被及周边农作物的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物及农作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性化性状变化间接影响植物及农作物生长，严重时会导致死亡；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，也对周围植物及农作物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

4.5.5 结论

根据本项目建设内容，工程可能涉及的危险物质包括：原油及天然气。项目可能发生的风险事故类型主要包括井场事故风险、泄漏事故风险。本项目采取的风险措施有效可行，在严格落实本项目提出的风险防范措施的前提下，本项目环境风险可控。

本项目环境风险评价等级为简单分析，项目环境风险简单分析内容表见下表。

表 4.5-6　建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	滴南 15 井区上乌尔禾组油藏开发工程			
建设地点	新疆维吾尔自治区	阿勒泰地区	福海县	福海县县城西南侧 230km
地理坐标	经度	/	纬度	/
主要危险物质及分布	原油和伴生气，分布在采油井场			
环境影响途径及危害后果	井喷、管线、储罐破损发生油品（原油）和天然气泄漏，污染土壤、地下水和大气			
风险防范措施要求	井场井控严格执行相关规定，防止井喷、井喷失控和井喷着火，安装防喷器和井控装置（封井器等），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；井队配备便携式硫化氢监测仪（司钻或坐岗人员随身携带）做好硫化氢检测工作；井场设立风向标及划定紧急集合点；对储油罐内外表面、油罐区地面、输油管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理；站场设置“危险、禁止烟火”等标志；加强设备维护、保养；加强员工教育培训，实行上岗证制度；运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速；制定井喷事故应急措施、管道事故应急措施、运输罐车泄漏事故应急措施以及制定应急预案。			
结论：在采取严格安全防护和风险防范措施后，环境风险处于可接受的水平。				

5 环境保护措施及其可行性论证

5.1 施工期污染防治措施

本项目施工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。

5.1.1 施工期生态保护措施

5.1.1.1 管线施工生态保护工程措施

（1）按设计标准规定，严格控制施工占地，不得超过作业标准规定。管道开挖时严格按照设计路线施工，严禁乱挖、多挖。施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

（2）管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

（3）尽量避免在大风天气下取土，对于施工挖出的土方，应原地回填并做表面压实处理。

（4）在施工过程中，应加强施工人员的管理，禁止施工人员对野外植被滥砍滥伐，破坏沿线地区的生态环境。

（5）（耐高温）泡沫黄夹克保温管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

5.1.1.2 道路工程生态保护措施要求

（1）对油田内的道路合理规划，道路严格控制施工作业带（开挖）面积，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表破坏，减少土方的暴露面积。

（2）尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶，严格执行先修路，后开钻的原则进行勘探。杜绝车辆乱碾乱轧的情况发生。不随意开设便道。

（3）施工机械在不得在道路以外的行驶和作业，保持地表不被扰动。

（4）施工结束后，临时用地一律平整土地，清除用地范围内的一切固体废弃物。

（5）施工期临时用地禁止扩大面积。

（6）道路施工不得随意取弃土，严格按设计要求，在指定地点堆放工程弃渣。

（7）施工期清理的表土层土壤单独堆放，后期用于临时占地的生态恢复。

5.1.1.3　野生动植物生态保护措施

（1）在施工便道设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对施工作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。车辆行驶过程中不得鸣笛惊吓野生动物。

（2）注意施工后的地表修复，管道回填时，应注意尽量恢复原有紧实度，或留足适宜的堆积层，防止因降水造成地表下陷形成积水洼地。管道回填后应注意恢复原有地表的平整度。

（3）严格界定施工活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，管线作业带宽度必须控制在 6m 内，减少对地表的碾压。重点保护项目区内的灌木，最大程度减少梭梭占用，选择梭梭生长稀疏地段进行作业。

（4）对施工场地的废渣及一切废弃物资、设备应及时清理，对工地、料场、取土等地方，使用后应立即恢复原状，并及时进行人工干预恢复植被，以维持原有生态环境。工程建设完成后要求对施工料场、便道等临时用地进行清理、平整，禁止对野生动植物水源地的污染。严格执行《土地复垦规定》，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都给予及时的修整，恢复原貌，被破坏的植被在施工结束后尽快恢复。施工期和运营期减少项目区地表的扰动，防止水土流失。

（5）项目永久占用梭梭，需按照《新疆维吾尔自治区野生保护植物管理条例》《森林法》《森林法实施条例》及《建设项目使用林地审核审批管理办法》（国家林业局令第 35 条）的规定，依法办理林木采伐许可手续，足额缴纳林地补偿费、地上附着物和林木补偿费等费用。设计选线过程中，管线敷设尽量取直，考虑管线距离最短，施工及人员活动尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏梭梭等沙漠植物，不得将沙生植被尤其是保护植物随意作为薪柴使用。

5.1.1.4　防治沙化措施

根据《新疆第五次沙化土地监测报告》，本工程均位于沙区。永久占地占用固定

沙地面积约 22.42hm^2。

（1）采取的技术规范、标准

①《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 11 月 14 日修订）；

②《关于做好沙区开发建设项目环评中防沙治沙内容评价工作的意见》（林沙发[2013]136 号）；

③《关于加强沙区建设项目环境影响评价工作的通知》（新环环评发[2020]138 号）；

④《防沙治沙技术规范》（GB/T21141-2007）；

（2）制定方案的原则与目标

制定方案的原则：

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

制定方案的目标：通过工程建设，维持现有区域植被覆盖度，沙化土地扩展趋势得到遏制，区域生态环境显著改善。

（3）施工要求

本工程管沟开挖作业、道路施工、车辆碾压等工程对扰动原有地貌，将降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，造成土地沙化。

①管沟施工过程中实施“分层开挖、分层堆放、分层回填”的措施，堆放于管沟一侧的临时堆土区且用苫布覆盖，施工结束后先回填深层土，后回填表土层。沙化防治区内施工场地定时洒水，减少施工过程中因风蚀造成的水土流失。植被覆盖度较低区域，井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土再次扰动，引起土地沙化。道路采用沥青路面及砂石路面，可局部减缓土地沙化。

②严格控制和管理施工期间车辆行驶的范围，减轻对周边区域的扰动。施工期间应划定施工活动范围，施工过程中，对于管线工程，尽可能在植被覆盖度高的地段采取人工开挖，局部降低作业带宽度，减少对植被的破坏；严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行线路和范围，不得离开运输道路及随意行驶，由专人负责，以防破坏土壤和植被，加剧土地荒漠化；

③针对涉沙的部分井场、道路周边若基本无植被覆盖区域，采取防沙治沙措施。

④土地临时使用过程中发现土地沙化或者沙化程度加重的，应当及时报告当地人民政府；在施工过程中，不得随意碾压项目区内其它固沙植被；施工期间严格执行生态保护措施，杜绝破坏植被、造成沙化的行为。

⑤针对道路采取防沙治沙措施，铺设草方格，草方格设置原则为：道路上风向宽度 25m、下风向宽度 20m。

（4）各种措施总量和年度实施计划、完成期限等

各类措施要求在井场建设完成投入运行之前完成，严禁防沙治沙措施未完成即投入运行。

5.1.1.5　水土流失防治措施

（1）项目地处准噶尔盆地，气候干燥，风力强大，地表土质疏松干燥，区域大部分土壤表层为风沙土所覆盖，植被分布稀疏，主要为梭梭灌丛，属于典型沙质荒漠生态系统。由于区域干旱少雨，水资源极度匮乏，植被生长主要靠地下水维持，根据现场调查，在植被遭到破坏的区域，在自然条件下很难得到恢复。由于受到区域土壤、水分等条件的限制，在顺北地区进行植被恢复在经济技术条件下将很难实现，因此，本次水土流失防治主要以工程措施为主。

（1）工程防治措施

①道路及输油管线施工时，在梭梭分布地段，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业方法，走统一车辙，避免加行开辟新路，以减少风沙活动。

②施工中严格按照规定的施工占地要求，划定适宜的堆料场，尽量减少地表植被的破坏。避免再大风、雨天施工，特别是路基修筑、管沟开挖、管道回填作业等。

③为减少风沙危害，线路走向应尽量与沙龙走向一致，尽量绕开植被，并在垄间通过。与道路走向一致的管道建设，恢复后的地面应低于路面，并置于道路背风一侧。

④做好迹地恢复，施工结束后，要做好施工迹地的恢复工作，应结合地形修整成一定形状，与周围环境相协调。

⑤站场建设应尽量利用挖方料，做到土石方平衡。在管道施工结束后，要立即对

现场进行回填、平整、形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填-平整-覆土-压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡。

（3）水土流失分区防治措施

将本项目水土流失防治分区初步划分为 3 个分区：井场、站场防治区、道路防治区、管线防治区。

①道路防治区

井场道路用砾石铺垫，减少扬尘。井场道路经常性洒水降尘，减少扬尘，道路区两侧布置限制性彩旗。项目占地类型为沙地，建议按照水土保持相关规范、管理要求设置草方格。草方格常见做法为：将芦苇直接埋入沙层中，在流沙上扎成方格状半隐蔽式沙障。一般具体做法为：芦苇埋入深度约为 150～200mm，露出地面高度约为 200～300mm，草方格边厚为 50mm 左右，用铁锹拥沙踏实使之牢固。

②管线防治区

i 管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃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。应合理利用，如建设防洪堤等。

ii 管沟回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

iii 管线经过的斜坡、土坎等地段，工程设计中应修筑护坡堡坎的方式来防止水土流失。

（3）水土保持管理措施

对工程措施的管理要纳入生产管理计划之中，专业人员负责施工设计和技术指导，在责任范围内建立相应的管理措施。根据《中华人民共和国水土保持法》，在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目，生产建设单位应当编制水土保持方案，报县级以上人民政府水行政主管部门审批，并按照经批准的水土保持方案，采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的，应当委托具备相应技术条件的机构编制。

①项目选线和拟采用的技术标准，应该充分考虑水土流失因素，尽量避开植被茂盛地段，施工期间严格划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆及重型机械的运行范围，不另辟施工便道，不得离开运输道路及随意驾驶。由专人监督负责，以防破

坏土壤和植被。

②严禁在大风、大雨天气下施工，特别是深挖和回填等作业。

③在管线沿线的植被良好地段，对自然生态环境和自然植被采取封禁，绝对禁止人进入打柴和放牧，并设立警示牌，以提醒施工作业人员。

④建设项目主管部门应该积极主动，加强水土保护管理，对施工人员进行培训和教育，自觉保持水土，保护植被。严禁施工材料乱堆乱放，不随意乱采乱挖沿线植被。

⑤对施工迹地恢复平整，以减少区域水土流失量的增加。

⑥加强施工期管理，加速建设进度，减少施工期水土流失的产生；同时在施工期间，应提前制定严密的交通管理措施。

5.1.1.6　生态修复方案

（1）生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（实行）》（HJ651-2013）的相关要求，本工程生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其他法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采；油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染；坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

（2）生态环境恢复治理范围

本项目所有施工范围需进行生态环境恢复治理。

（3）生态环境恢复治理措施

①管线生态恢复

本项目新建集输管线 1.1km，施工占地面积 4700m^2，均为临时占地。施工过程中注意保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为修路用土，不得随意丢弃。施工结束后应对临时占地内地貌进行恢复，

尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

②道路生态恢复

本项目新建道路 17.8km，其中永久占地面积 121000m^2，临时占地 71200m^2。开挖路基及取弃土工程均应根据道路施工进度有计划地进行表土剥离并保存。工程结束后，取弃土应及时回填、平整、压实，并利用堆存的表土对临时占地进行植被和景观恢复，与原有地貌和景观协调。

5.1.2 施工期大气污染防治措施

本项目施工期废气主要包括道路、管线作业带等施工场地平整清理、管沟开挖、回填、建材运输、露天堆放、装卸等过程产生的扬尘，施工机械及运输车辆产生的燃油废气等。提出以下大气污染防治措施：

（1）避免在大风季节施工，尽可能缩短施工时间，提高施工效率，减少裸地暴露时间。

（2）施工单位必须加强施工区的规划管理。挖方堆放应定点定位，并采取防尘、抑尘措施（洒水、遮盖等措施）。

（3）合理规划、选择最短的运输路线，充分利用油气田现有公路网络，禁止随意开辟道路，运输车辆应以中、低速行驶，减少车辆行驶动力起尘。

（4）合理规划临时占地，控制临时占地范围，对工作区域外的场地严禁机械及车辆进入、占用，避免破坏植被和造成土地松动。

（5）管沟开挖深度不宜过深，及时开挖，及时回填，遇大风天气应停止土方作业。

（6）加强对施工机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟尘和尾气的排放。

（7）加强施工工地环境管理，提倡文明施工，积极推进绿色施工，严防人为扬尘污染。

（8）对使用频率较高，且未做硬化处理的道路进行洒水处理；运输车辆进入施工区域，应以低速行驶（速度＜20km/h）。

5.1.3 施工期废水污染防治措施

（1）场地设沉淀池，将场地施工生产废水及管道试压废水收集沉淀处理后用于施工过程和场地洒水抑尘；工程完工后，尽快对周边进行绿化、恢复或地面硬化。

（2）施工人员统一安排、统一管理，本项目施工期不设施工营地，施工单位在彩南联合站附近已建成基础设施完善的彩南公寓，彩南公寓内建有生活污水处理系统，处理达标后外排（冬储夏灌）。

（3）施工单位对施工场地用水应严格管理，贯彻“一水多用、重复利用、节约用水”的原则，尽量减少废水的排放量，减轻废水排放对周围环境的影响。

（4）加强施工期工地用水管理，节约用水，尽可能避免施工用水过程中的“跑、冒、滴、漏”，减少施工废水外排量。

5.1.4 施工期噪声治理措施

为将施工噪声污染程度降低到最低程度，评价对施工提出以下要求：

（1）建议采用先进的施工工艺和低噪声设备，合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声施工设备同时施工，安排高噪声施工作业在白天完成。夜间（22:00～06:00）禁止进行对周边环境产生噪声污染的施工作业。

（2）施工中严格按《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）施工，防止机械噪声的超标。

（3）施工车辆噪声的防治应选择运载车辆的运行线路和时间，应尽量避开噪声敏感区域和噪声敏感时段。

（4）制定科学的施工计划，合理安排。

（5）加强施工设备的维护保养，发生故障应及时维修，保持润滑、紧固各部件，减少运行振动噪声；施工机械设备应安放稳固，并与地面保持良好接触，有条件的应使用减振机座。加强施工管理、文明施工，杜绝施工机械在运行过程中因维护不当而产生的其他噪声。

（6）为保护施工人员的健康，施工单位要合理安排工作人员，轮流操作高强度噪声的施工机械，减少接触高噪声施工机械的时间，或穿插安排操作高噪声和低噪声施工机械的工作。

（7）建设单位应责成施工单位在施工现场标明施工通告和投诉电话，建设单位

在接到投诉后，应及时与当地环保部门取得联系，以便能及时处理各种环境纠纷。

（8）加强施工期间道路交通的管理，保持道路畅通也是减缓施工期噪声影响的重要手段。

（9）提高施工人员特别是现场施工负责人员的环保意识，施工部门负责人应学习国家相关环保法律、法规，增强环保意识，明确认识噪声对人体的危害。

采取有效措施对项目施工噪声进行控制后，会将本项目施工噪声对周围环境影响控制在最低水平。

5.1.5 施工期固废治理措施

（1）生活垃圾集中收集后清运至吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。

（2）施工土方全部用于回填管沟及场地平整；施工废料等建筑垃圾首先考虑回收利用，不可回收利用集中收集后送至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。

5.1.6 施工期土壤环境保护措施

（1）按设计标准规定，严格控制施工占地，不得超过作业标准规定。

（2）表层土壤集中堆放，用于临时占地复垦；管沟开挖，做到土壤的分层堆放，分类回填，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。

（3）确保施工过程各环保设施正常运行，施工废水回用，避免各种污染物对土壤环境的影响，并进一步影响其上部生长的荒漠植被。

5.2 运营期环境保护措施

5.2.1 运营期生态环境保护措施

（1）监督和管理措施

①针对本工程的建设，落实本工程环保措施的实施并与各施工单位签定详细的环境保护协议，明确各方的责任以及奖惩规定。

②选择信誉良好、素质较高的施工队伍，保证工程建设的质量，避免因质量问题对环境带来不利影响；同时，通过培训和发放宣传手册强化施工人员的环境保护意识，明确施工人员的行为和奖惩制度。

③针对已经发生的破坏生态环境的问题必须认真、及时的解决，并对正在和即将建设的工程提出具体、可行的整改和防治措施。

（2）运营期生态保护措施

①加强管理，确保各项环保措施落实。对主干道路采取沥青或水泥硬化，对施工迹地表面覆以砾石，以减少风蚀量。对井场及站场永久占地地表进行砾石压盖。

②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，切实提高保护生态环境的意识。

③在管线上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管线的破坏。定期检查管线，如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。如发生管线老化，接口断裂，及时更换管线。对于事故情况下造成的油外泄事故应做好防火，及时控制扩散面积并回收外泄油。管线、道路、站场等施工完毕后，对施工迹地进行恢复和平整。道路、井场、站场等永久占地范围内的地表采用砾石铺垫或者其它硬化措施。

④开展生态环境恢复治理工作。

⑤为保护管道不受深根系植被的破坏，在对集输管道的日常巡查中，应将管道上覆土壤中会对管道构成破坏的深根系植被及时清理，确保管道的安全运行。

⑥管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填。

⑦本工程事故状态下对生态环境影响较大，因此必须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故，及时采取相应补救措施，尽量减少影响和损失。

5.2.2 运营期大气污染防治措施可行性分析

本工程油气集输采用单井拉油的生产方式，采油装置、管线接口、阀门、油罐等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

本工程位于新疆维吾尔自治区阿勒泰地区福海县，根据《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，本工程原油储存应符合表 2 规定的储存控制要求，详见表 5.2-1。

表 5. 2-1　　原油和 2 号稳定轻烃储存控制要求

物料	现有或新建储罐	物料真实蒸气压，kPa	单罐设计容积，m^3	排放控制要求
原油	现有	＞66.7	＞100	①
		≥27.6 但≤66.7	＞500	②
	新建	＞66.7	≥75	①

		≥27.6 但≤66.7	≥75	②
2 号稳定轻烃	—		—	②

①符合下列要求之一：

a）采用压力罐或低压罐；

b）采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施；

c）采取其他等效措施。

②符合下列要求之一：

a）采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋

形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；

b）采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%；

c）采用气相平衡系统；

d）采取其他等效措施。

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》附件中石化行业 VOCs 污染源排查参考计算表格中油品理化参数可知，原油真实蒸汽压为 32kPa。本工程单井拉油采用 60m³ 的拉油灌。该灌运行成熟稳定，考虑避免极端天气等突发因素导致溢油、停产情况发生，60m³容积罐出现问题可随时调剂，不影响区块的正常生产，根据“标准化设计的思路”建设 60m³罐，根据区块产液波动可进行罐数量增减吊装调配，施工快捷方便，快速建产，因此单井拉油罐容量确定为 60m³。

根据《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 2（具体见表 5.2-1），本工程真实蒸气压、单罐设计容积等未达到《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中表 2 的控制要求的前提条件，无需执行表 2 规定的排放控制要求。为了进一步减小本工程运营期无组织排放，油田采取了以下大气污染治理措施：

（1）拉油罐挥发性有机物控制措施

①本工程单井拉油点拉油罐为固定顶罐，单罐容积 60m³，设计有呼吸阀。按照《陆上石油天然气开采工业污染物排放标准》（GB39728-2020）中固定顶罐的要求，固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞及缝隙，除计量、检查、维护等正常活动外，罐上开孔应密闭，并定期检查呼吸阀定压是否符合设定要求。

②固定顶罐不符合上述规定的，应在 90 天内完成修复或排空储罐停止使用。若延迟修复或排空储罐，应将相关方案报生态环境主管部门确定。

③编制检查与修复记录并至少保存 3 年。

（2）有组织排放源主要采取措施

①单井拉油点放空火炬不低于 8m。

②采用加强管理措施，减少天然气的泄漏量，严禁伴生气直接放空；

（3）挥发性有机物无组织排放控制措施

本工程油气开采及运输过程应满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）要求。

①储存无组织排放控制要求

拉油点储罐应保持完好，不应有孔洞、缝隙；储罐附件开口（孔），除采样、计量、维护、例行检查和其他正常活动外，应密闭；定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。若储罐不符合上述要求，应记录并在 90d 内修复或排空储罐停止使用。如延迟修复或排空储罐，应将相关方案报生态环境主管部门确定。

②转移和输送无组织控制要求

井场应采用密闭出油管道输送，拉油点拉油过程应采用密闭容器、罐车。拉运过程应采用底部装载方式；若采用顶部浸没式装载，出油管口距离罐底部高度应小于 200mm。

拉油过程采用密闭装车工艺。完整的密闭装卸过程应该是全密闭、全压力状态，通过装（卸）车泵从油罐车（车载油罐）底部注入（抽出），车载油罐与油储罐（卸油罐）通过气相平衡线实现两者之间的压力平衡。车载油罐、油储罐、卸油罐均为压力罐，在装车、卸车和运输过程中为全密闭、全压力状态，从而保证轻油与大气之间的全过程、全方位隔离，避免油气散发，同时防止空气进入油储运设施中，实现清洁生产和安全生产。

③项目所在区域运行过程中随着开采程度的变化，如油品符合集输条件，应采取集输生产工艺。

5.2.3 运营期水污染防治措施可行性分析

本工程运行期的主要废水是油田采出水，依托彩南联合站集中处理站污水处理系统处理。

（1）污水处理装置

采出水依托彩南油田集中处理站污水处理系统处理达标后回注，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。

（2）确保固井质量以确保井壁不会发生侧漏，有效隔离含水层与井内回注水的交换，有效保护地下水层。

（3）落实地下水分区防控。

根据《环境影响技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），根据每个生产装置、以及布置相应的辅助设施和公用工程设施，将项目区分为污染防治区和非污染防治区，其中污染防治区分为重点污染防治区和一般污染防治区。

重点污染防治区为单井拉油点油罐区、集输管线。对储油罐内表面、油罐区地面、输油管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理，防火堤采用钢筋混凝土结构，防渗技术要求达到等效黏土防渗层≥6m，防渗层渗透系数≤10^{-10}cm/s。一般污染防治区为井场基础、提升泵基础，基础采用混凝土结构，防渗技术要求达到等效黏土防渗层≥1.5m，防渗层渗透系数≤10^{-7}cm/s。

非污染防治区为油区道路等区域，采用一般地面硬化。

（5）采用高质量的油气输送管道，防止油水泄漏；管线埋设严格遵守相关规定，埋至冻土层以下，并对管线进行防腐保温等保护措施；定期对输油管道进行检查，一旦发现异常，及时更换，尽量杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

（6）落实地下水污染监控计划和风险防范措施，制定应急预案，避免对地下水环境造成污染。根据重点污染防治区平面布置、地下水流向、环境保护目标及地下水现状监测情况，在油区地下水流向上游、下游分别设置 1 个地下水环境影响跟踪监测点，监测频率不少于每年一次。当发生泄漏事故时，须加密监测。

应急预案内容：

在制定井场、站场安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故应急措施，并应与其它类型事故的应急预案相协调，并纳入到采油厂应急预案中。地下水应急预案的具体内容如下：

①应急预案的日常协调和指挥机构；

②各部门在应急预案中的职责和分工；

③确定地下水环境保护目标和对目标采取的紧急处置措施，评估潜在污染可能性；

④特大事故应急救援组织状况、人员和装备情况，平常的训练和演习。

污染事故处理：

在发现异常或者事故状态下，建议采取如下污染治理措施。

①如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每周监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

②一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

③查明并切断污染源。

④探明地下水污染深度、范围和污染程度。

⑤依据探明的地下水污染情况，合理布置浅井，并进行试抽工作。

⑥依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

⑦将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑧当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水，并进行土壤修复治理工作。

综上，本工程采取的地下水污染防治措施可行。

5.2.4 运营期噪声防治措施可行性分析

（1）提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

（2）对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。

（3）在运行期时应给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

（4）配备必要的防噪设施，如耳塞等，供操作人员在泵房巡视检测时使用，以保护操作人员的身体健康。

类比已投产井场，运行期井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。因此，所采取的工程措施基本可行。

5.2.5 运营期固体废物污染防治措施可行性分析

产生的含油污泥、废润滑油等危险废物委托有资质的单位进行收集，转运至彩南联合站污泥贮存场暂存，定期委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行回收处理。危险废物由专用运输车辆进行运输、转移，危险废物转移转移过程中，需对转移车辆全程 GPS 定位，并保存相关影像资料。并严格按照《危险废物转移联单管理办法》，实施危险废物转移联单管理制度。含油污泥临时贮存场所要严格按照《危险废物贮存污染控制标准》中的有关规范进行设计和管理。

具体管理要求如下：

（1）加强监督力度，最大限度控制落地油产生。

（2）危险废物的管理主要要求如下：

①含油污泥属危险固废，储存、处置要严格执行国家和地方环保部门的环保规定。

②主要管理职责

i 含油污泥产生单位为含油污泥管理责任主体，负责日常管理工作；

ii 含油污泥产生单位应建立交接制度，填写交接单，标明含油污泥产生原因、回收数量和地点，负责与含油污泥处置单位签订合同，明确双方安全环保权利、义务和责任。

③监督管理

i 含油污泥产生和处置单位应建立健全含油污泥管理制度，制定管理计划，健全资料台账。

ii 含油污泥满足《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB 65/T3998-2017），明确泥土去向，满足政府环保部门要求，不准随意抛弃、堆放。

iii 含油污泥产生和处置单位制定相关应急预案，报当地环保部门和公司安全环保处备案。

iv 含油污泥等危险废物在收集、贮存、运送、处置过程中，产生单位于每月底将转移数量报送当地县级以上政府环保部门及公司安全环保处备案。

v 公司安全环保处会同相关部门不定期检查含油污泥收集、贮存、运送、处置过程，结果纳入 HSE 管理考核内容。

vi 禁止将危险废物混入非危险废物进行贮存和处置；非危险废物被危险废物污染的，均按照危险废物进行管理和处置；废弃物经固液分离后产生的废水应严格执行废水的相关标准进行处理和管理。

vii 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。

④贮存、运输、处置主要管理规定

i 含油污泥贮存设施必须满足具备防渗、防外溢、防泄露等基本要求，按照《环境保护图形标志—固体废物贮存（处置）场》危险废物标志牌式样设置明显标志。

ii 固体废物（危险废物）贮存场所必须按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）中的相关要求进行分区和防渗。

iii 含油污泥处置单位采用专用车辆到指定地点收集运输含油污泥，运输过程中不准设置中转储存点，严禁偷排、洒落、泄漏和随意倾倒等。

iv 产生单位向处置单位转移含油污泥时，交接数量必须与环保局批准的转移量相符。

5.2.6 运行期土壤环境保护措施

（1）加强工程生产运行管理，严防井喷事故发生。强化源头控制措施，定期检查井口和集输管线，是否有采出液跑冒滴漏的现象发生。

（2）一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。井喷时，需要对井喷的含油污泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。

（3）管道事故应急措施

管道事故风险不可能绝对避免，这就要求在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序停泵或关井

在管道发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把对土壤的不利影响控制在最小范围内。

②回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤委托有资质单位进行处理。

③挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

i 挖坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

ii 挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m～30m 处，根据漏油量的大小挖 2-3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

（4）强化风险意识，制订切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免井喷、管线泄露等事故可能对植物的破坏。

（5）加强土壤环境质量监控，制定 土壤跟踪监测计划、建立跟踪监测制度，以便及时发现问题，采取补救措施，避免对土壤造成污染。

5.2.7 环境风险防治措施

本项目投产后归属中国石油新疆油田分公司准东采油厂。准东采油厂已制定了完善的突发环境事件应急预案，并已在昌吉回族自治州进行备案，备案号：652302-2020-027-L，备案手续见附件。本项目生产过程中存在的事故类型主要为：油气管道泄漏、储罐泄漏、火灾爆炸、井喷等。

准东采油厂现有应急预案基本可以满足风险应急的需求。

5.2.7.1 风险防范措施

（1）采油事故风险预防措施

①生产中采取有效预防措施，严格遵守安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

②井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

③井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

④在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。

⑤采油之前，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。

（2）硫化氢防护技术要求

①施工井队应至少配 1 套便携式硫化氢监测仪（司钻或坐岗人员随身携带）做好硫化氢检测工作，制定防硫化氢应急预案。

②工作区间保持通风。

③在井场大门口、钻台、振动筛、坐岗房、防喷器液控房等五处设立风向标（风袋、风飘带、风旗或其它适用的装置），并在不同方向上划定两个紧急集合点，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向疏散。

（3）管线泄漏防范措施

①管线敷设前，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。

②在管线的敷设线路上应设置标识，包括里程桩、转角桩、交叉杨志和警示牌等。

③定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患；加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡；定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理；定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

④加强法律法规宣传力度，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止泄漏事故的发生；配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。当有风险事故发生时，立即启动应急预案，将事故带来的损失降低到最小。

⑤制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

⑥加强腐蚀风险高、环境风险高的管线的腐蚀治理，加大管道腐蚀治理资金的投入。

（4）罐区风险防范措施

①对储油罐内外表面、油罐区地面、输油管线外表面做“六胶两布”防渗防腐处理。

②站区严禁存放火种和油脂、易燃易爆物，远离热源。设置“危险、禁止烟火”等标志。

③备有一定数量灭火器材并保持有效状态以及防毒面具等气防设备。

④加强设备（包括各种安全仪表）的维修、保养，杜绝由于设备劳损、折旧带来的事故隐患。

⑤加强对职工的教育培训，实行上岗证制度，增强职工风险意识，提高事故自救能力，制定和强化各种安全管理、安全生产的规程，减少人为风险事故（如误操作）的发生。

（5）拉油运输风险防范措施

①明确运输路线，加强运输过程的全程跟踪，一旦发生环境风险事故，立即启动环境应急预案。

②担任油品储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

③运输、储存原油和含油污泥所用的槽车、储罐必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定。储罐设计应按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）要求进行必要的防火设计。

④运输油品的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、危废临时储罐进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

⑤运输车辆严格按照当地道路限速行车，严禁超速，防范运输过程中环境风险事故发生。

⑥本工程产生的危险废物运输委托有资质的单位进行，并使用专用车辆，有明显标识，同时，运输线路的选择尽量避开敏感点集中的区域。

（6）窜层污染事故的防范措施

①采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

②利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，一个季度采样一次，分析项目为 COD、石油类、挥发酚等石油特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

③及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

5.2.7.2　应急处置措施

（1）井喷事故应急措施

一旦发生井喷，绝大多数井都能通过防喷器关闭，然后采取压井措施控制井喷；最后还可用向事故井打定位斜井等方法处理井喷，并尽快采取措施回收原油。事故处理中要有专人负责，管好电源、火源，以免火灾发生。井喷时，需要对井喷的含油污泥等污染物进行收集，并委托有资质单位进行处理。

事故状态下泄漏的落地油 100%进行回收，收集的废油运至彩南联合站处理。

（2）泄漏事故应急措施

泄漏事故风险不可能绝对避免，这就要求在预防事故的同时，为可能发生的事故制定应急措施，使事故造成的危害减至最小程度。

①按顺序停泵或关井

在管道及拉油罐发生断裂、漏油事故时，按顺序停泵或关井。抢修队根据现场情况及时抢修，做好安全防范工作，把损失控制在最小范围内。

②回收泄漏原油

首先限制地表污染的扩大。油受重力和地形的控制，会流向低洼地带，应尽量防止泄漏石油移动。在可能的情况下应进行筑堤，汇集在低洼坑中的地表油，用车及时进行收集，将严重污染的土壤委托有资质单位进行处理。

③挖坑应急

因地制宜地采取有效措施清除土壤油浸润体中的残油，减轻土壤污染。

——挖坑撇油：在漏油点附近挖坑进行撇油。

——挖沟截油：根据原油以漏油点为点源向下游迁移扩散为主的特点，在漏油点下游的 10m～30m 处，根据漏油量的大小挖 2-3m 深的两条水平截油沟，一撇二排，以加速土壤油浸润体中残油的外泄，减小事故影响范围。

（3）罐区四周设置防火堤。一旦发生储油罐泄漏、火灾或爆炸事故，立即停止相应井场作业。

（4）待泄漏物质得到有效控制后，通过物资供应保障组，调用挖掘机、运输车辆等设备，由应急救援组成员尽快清除防火隔离沟内石油类泄漏物，并委托有资质单位进行进行处置。

（5）发生火灾时，事故现场工作人员立即通知断电，油田停产，并拉响警报。启动突发环境事件应急预案，同时迅速安排抢险人员到达事故现场，火灾事故发生时，消防队灭火完毕后将泄漏物质收集在罐体防火隔离沟内。组织有关人员将污染物质用运输车辆转移至有资质单位处理。

（6）爆炸事故发生时，确保罐体防火隔离沟能够容纳泄漏物质。组织有关人员将防火隔离沟内的污染物质用运输车辆转移至彩南联合站处理。

（7）出现运输罐车泄漏情况，应启动以下应急措施：

①现场运输司机及时上报生产调度室，后勤保障组调集挖掘机、推土机、抽油泵和铁锹物资，由救援组人员使用挖掘机、铲车在事故现场低洼处挖收集池（尽量防渗），将泄漏物收集至池内，用抽油泵将池内泄漏物质抽至拉运车辆内拉走，防止扩散。

②救援组人员使用铁锹、铲车、挖掘机挖出引流渠道，将泄漏物引流集中至收集池内，减少影响范围。

③救援组人员对现场集油区域周围进行围堵（利用麻袋、沙土、铁丝等），限制影响范围扩大。

④待围堵区域内无泄漏物质后，救援组人员使用挖掘机、铲车、铁锹清除被污染地表土层。

⑤在敏感路段发生火灾，首先居民撤离 1.0km 以外安全区域，防止火灾燃烧中 CO 和烟尘超标对人体的伤害。

⑥将清除的污染物用运输车辆转移至当地环保部门指定地点。

⑦对受影响已清除污染物区域进行填土、压实，恢复原有表层地貌。

5.2.7.3　环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（管线泄漏风险），制定应急响应方案，建立应急反应体系，当事故一旦发生时可迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。定期开展环境风险应急培训和演练，落实各项应急环境管理措施以及各项风险防范措施，确保风险事故得到有效控制。制定突发环境事件应急预案，并报环境保护主管部门备案。

作为事故风险防范和应急对策的重要组成部分，应急组织机构应制定应急计划，其基本内容应包括应急组织、应急设施（设备器材）、应急通讯联络、应急监测、应急安全保卫、应急撤离措施、应急救援、应急状态终止、事故后果评价、应急报告等。

根据导则要求，相关环境保护应急预案应包括内容见表 5.2-2 和图 6.6-1。

表 5. 2-2　　本工程环境风险应急预案内容一览表

序号	项目	主要内容
1	应急计划区	井场、输油管线、单井拉油点、运输路线。
2	应急组织结构	应急组织机构分级，各级别主要负责人为应急计划、协调第一人，应急人员必须为培训上岗熟练工；区域应急组织结构由当地政府、相关行业专家、卫生安全相关单位组成，并由当地政府进行统一调度。
3	预案分级响应条件	根据事故的严重程度制定相应级别的应急预案，以及适合相应情况的处理措施
4	报警、通讯联络方式	逐一细化应急状态下各主要负责单位的报警通讯方式、地点、电话号码以及相关配套的交通保障、管制、消防联络方法，涉及地方的还应与相关区域环境保护部门和上级环保部门保持联系，及时通报事故处理情况，以获得区域性支援。
5	应急环境监测	组织专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，专为指挥部门提供决策依据
	抢险、救援控制措施	严格规定事故多发区、事故现场、邻近区域、控制防火区域设置控制和清除污染措施及相应设备的数量、使用方法、使用人员
7	人员紧急撤离、疏散计划	事故现场、罐区邻近区、受事故影响的区域人员及公众对有毒有害物质应急剂量控制规定，制定紧急撤离组织计划和救护，医疗救护与公众健康
8	事故应急救援关闭程序	制定相关应急状态终止程序，事故现场、受影响范围内的善后处理、恢复措施，邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
9	事故恢复措施	制定有关的环境恢复措施（包括生态环境），组织专业人员对事故

		后的环境变化进行监测，对事故应急措施的环境可行性进行后影响评价
11	应急培训计划	定期安排有关人员进行培训与演练
12	公众教育和信息	对邻近地区职工及公众开展教育、培训和发布有关信息

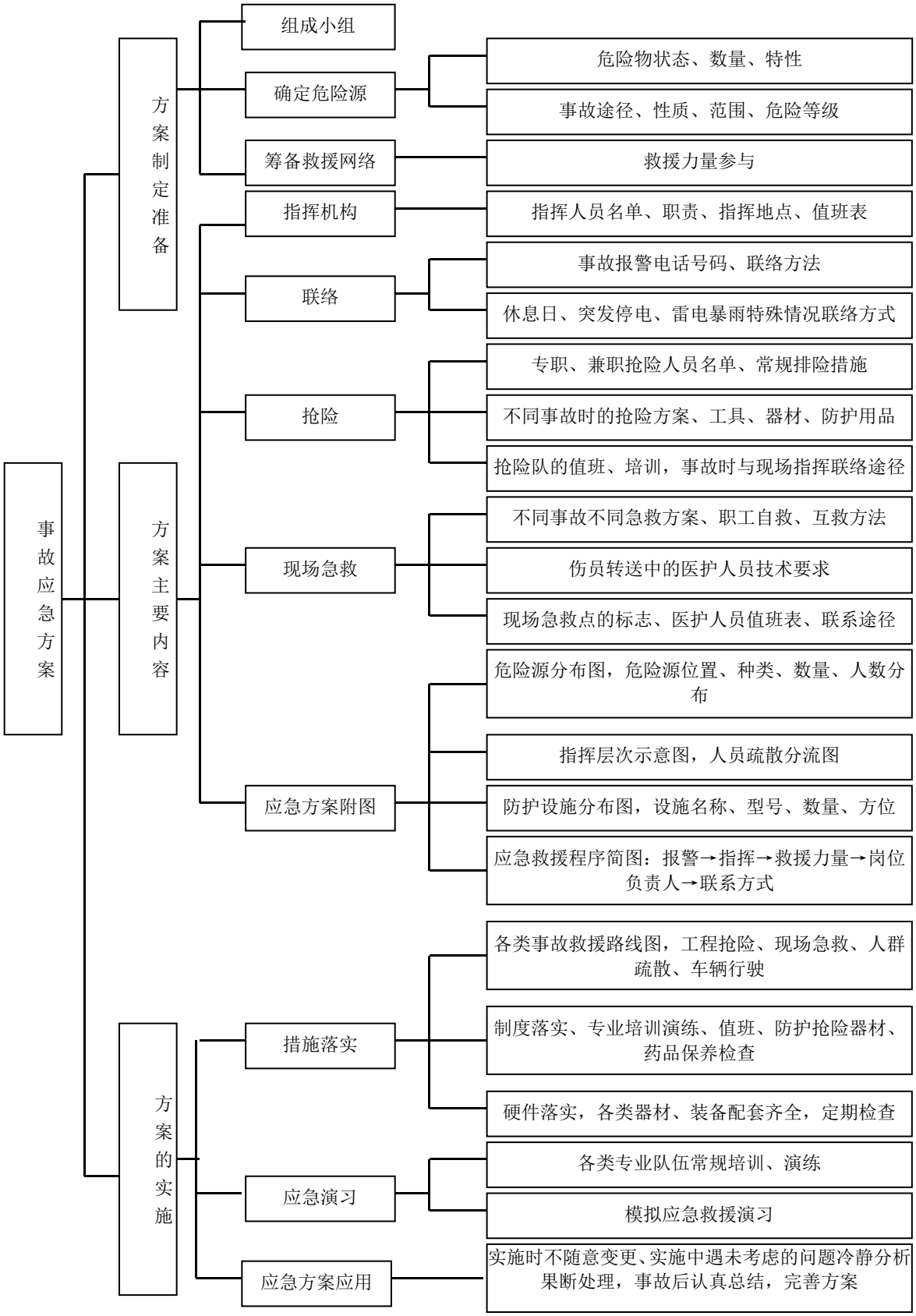

图 5.2-1　　事故应急方案流程图

本工程应急预案包括的井场、单井拉油点、集油管线、运输路线等，在生产运行

中有发生原油等危化品泄漏、着火、爆炸的风险，一旦发生，可能造成财产损失及环境污染事故，给作业区造成严重经济损失和社会影响。预案适用于本工程单井拉油点和出油管道、井场、运输过程中原油泄漏、着火、爆炸突发事件的应急处置工作。

（1）泄漏、着火、爆炸突发事件处置要点：

①救人优先原则：单井拉油点、出油管线、采油井和运输过程中发生原油泄漏、着火、爆炸突发事件，应及时组织人员撤离危险区域，必要时立即组织周边人员疏散；在事发区域有毒有害气体检测合格前，进入人员应配戴正压式呼吸器，落实相应安全措施。

②能量隔离原则：发生原油泄漏、着火、爆炸突发事件，应立即进行紧急停车或流程切换，对事故点或区域进行能量隔离，必要时立即通过火炬放空燃烧。

③灭火、稀释、降温原则：发生泄漏、着火、爆炸突发事件，应立即启动消防系统实施灭火，对泄漏区域进行喷淋稀释，对周边设施进行喷淋降温作业。

④控制污染原则：原油泄漏、着火、爆炸突发事件，应立即采取控制措施，防止污染扩大；若原油进入农灌渠，应立即实施围油等控制措施，避免扩散。

（2）井控抢险原则

抢险中每个步骤实施前，均应进行技术交底，使有关人员心中有数；做好人身安全防护，避免烧伤、中毒、噪音伤害等；

抢险作业尽量不在夜间进行，施工时，不能在施工现场同时进行可能干扰施工的其它作业。

①井喷井控事件处置

A 组织专业人员佩戴安全防护器具，对井场周围进行监测，确定是否存在有毒有害气体；必要时，通知周围施工作业人员和井场切断电源、杜绝明火；

B 根据现场地形及监测结果，在上风方向地势较高的地方确定现场指挥点和医疗点，并尽快组织消防和医护人员到现场；

C 做好井口冷却工作，防止着火；有条件的，应尽快组织由四通向井口连续注水，冷却井口；

D 根据上级部门要求做好现场储水、供水及压井泥浆、压井设备的准备工作；

E 根据上级部门要求组织清障，准备更换井口部件。

（3）应急演练情况

应急演练的目的是进一步熟练掌握应急预案，熟悉应急抢险程序，增强小组之间的配合能力，加深各抢险小组的职责意识，进一步提高应急抢险能力，从而保证以最短的时间、最快的速度处理事故事件。

定期开展应急演练，针对管道泄漏、着火、爆炸现场处置应急演练等。

演练结束要对应急演练进行评估，主要评估内容如下表 5.2-3。

表 5. 2-3　　急演练评估表

序号	项目	内容
1	报 警	报警及时、准确、真实
2	通信联络	通讯系统可靠迅速
3		接警迅速，相关人员及时获取信息
4		上传下达信息准确
5	现场指挥	应急指挥组到达现场迅速
6		应急指挥和调度命令下达正确
7		各应急小组到位迅速，并到指定地点接受等候指挥
8	信息汇报	应急信息汇报及时、准确
9		信息记录准确、完整
10	指令执行	各应急小组执行指令及时、准确
11	事故设定	事故现场模拟真实
12	工艺处理	处理程序按照应急演练方案和操作程序正确采取停工、切断进料、隔离、放空等措施
13		上下游工艺装置正常运行
14	消防灭火	抢险组正确按照预案初期灭火
15		消防车及时赶到现场
16		消防车站位正确
17		消防队按照方案迅速灭火
18		现场各类消防设备设施处于完好状态
19		消防水压满足灭火要求
20		消防控制系统运行状态良好
21	医疗急救	现场模拟受伤人员逼真
22		现场救护人员现场包扎方法正确
23		呼吸器、防毒面具、急救药品等完好充足
24		医疗急救地点设置合理
25	工程抢险	专业抢险队伍迅速直到现场
26		抢险的安全保护措施有效
27		现场的防爆工具等装备齐全完好
28		抢险措施正确有效
29	现场警戒	迅速对模拟现场进行警戒，标识清晰
30		非抢险人员不得进警戒区
31		相关道路进行交通管制
32	现场检测及控制措施	有明确的检测人员进行现场检测，确定危险区域

33		监测设备完好投用（风向观察）
34	人员疏散隔离	确定上风向的集合点，人员疏散及时
35		隔离区域是否覆盖应急区域
36	人员核查	现场清点人数准确无误
37	后勤保障	其他应急物资准备充足
38		应急物资补充及时到位
39	恢复生产	人员分工明确、开工程序正确
40	预案评价	通过演练，检验预案具有针对性、适用性和有效性

5.2.8 封井期环境保护措施

5.2.8.1 封井期大气环境保护措施

（1）运输车辆使用符合国家标准的油品。

（2）在封井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

（3）封井期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

5.2.8.2 封井期水环境保护措施

对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，污染地下水资源。

5.2.8.3 封井期噪声污染防治措施

加强车辆管理，合理规划路线，禁止车辆随意鸣笛。

5.2.8.4 封井期固废及土壤污染防治措施

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集。管线外运清洗后可回收利用，废弃建筑残渣外运至城市建筑垃圾填埋场填埋处理，不得遗留在场地内影响土壤环境质量。

（2）对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

（3）运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

5.2.8.5 封井期生态环境保护措施

随着油井开采时间的延长，其储量将逐年降低，最终进入封井期。当开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，站场和管线等设备设施陆续被拆卸、转移，原有的大气污染物、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐渐减弱甚至消失。

后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。结合《废弃井封井回

填技术指南（试行）》和《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》，采取的生态恢复措施如下：

（1)各种机动车辆固定线路，禁止随意开便道，扩大扰动范围。

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

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

（4）将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。

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

（6）各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。井场水泥平台和砂砾石路面维持现状，避免因拆除作业对区域表层土的扰动，引起土地沙化。

另外，通过宣传教育的形式，使施工工作人员对于在项目区生存的野生动物及植物有基本的认识与了解。在封井期施工过程中，如遇到保护植物应进行避让，严禁随意踩踏破坏；遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

加强对《中华人民共和国野生动物保护法》及《中华人民共和国野生植物保护条例》的普及、教育工作，强化保护野生动植物的观念，让施工人员明确破坏保护植物，捕猎、杀害保护动物的法律后果，理解保护野生动植物的重要意义。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

6 环境影响经济损益分析

环境经济损益分析的目的，就是要通过经济分析的方法来评价该工程的实施可能使周围环境受到污染所引起的经济损失，以及环境工程投资情况和采取相应的污染防治对策后，使被污染的环境得到改善所带来的经济效益等综合评估。

6.1 环保投资估算

本工程总投资为 2960.63 万元，环保投资 341 万元，约占总投资的 11.5%，具体环保投资估算见表 6.1-1。

表 6.1-1 环保投资估算

阶段		环保设施/措施	投资万元
施工期	废气	临时抑尘覆盖物（草包、帆布等）、洒水（防尘、洒水等）	5
		使用达标油品，加强设备维护	2
	废水	施工废水沉淀池	5
	固体废物	建筑垃圾清运	5
	生态	施工迹地清理平整、压实，临时占地恢复原始地貌，水土流失治理，防沙治沙措施，道路设置草方格，生态补偿等	110
运营期	大气	单井拉油点伴生气火炬燃烧放空	11
	水环境	采用专用废液、废水收集罐收集，集中收集至罐中后依托彩南油田集中处理站污水处理系统处理；井场分区防渗措施	40
	固体废物	危险废物委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司	30
	生态	站场地表平整、土壤环境质量监测、防沙治沙	20
	环境风险	单井拉油点罐区防渗，设置灭火器、声光报警器	25
	环境管理	环境影响评价、环境保护竣工验收、环境监理、监测	40
		HSE 应急预案+环保培训，演练	30
封井期	生态	设施拆除后进行地表清理、平整、地貌恢复	18
合计			341

6.2 社会效益和经济效益分析

6.2.1 社会效益

本工程的建设投产，对本地区的经济和社会发展都具有非常重要的意义，主要体现在以下几个方面。

（1）大力开发油气资源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，作为主力油源准噶尔盆地蕴藏了丰富的油气

资源，油气资源的开发，将把新疆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，这给新疆经济带来了良好的发展机遇。

（2）为加快新疆经济发展，保持新疆政治和社会稳定具有重大的战略意义。油气的开发建设对拉动新疆的经济发展将起到重要作用，另外，油气资源开发还可带动当地原油副产品加工利用和相关产业的发展，推动地方发展。总之，本工程在实施促进新疆的经济发展，保持边疆民族团结和社会稳定等方面，具有特别重要的意义。

6.2.2 经济效益

项目总投资 2960.63 万元，经过建设项目可行性研究报告分析，其在经济上可行。

6.3 环境经济损益分析

6.3.1 环境损失分析

油气开发建设对环境造成的损失主要表现在：

（1）工程占地造成的环境损失；

（2）突发事故状态污染物对土壤、植被的污染造成的环境损失；

（3）其他环境损失。

本项目永久占地主要为井场和道路占地。项目永久占地的损失量分为经济损失和生态效益损失两部分，经济损失即为项目土地征购费及复垦费，直生态效益损失难以确定，工程施工与占地对植被、土壤、生态环境都会造成不利影响。

本项目对区域的主要影响是生态影响，包括植被破坏后由于地表裸露导致水土流失和土壤环境质量下降。但在加强施工管理和采取生态恢复等措施后，施工影响是可以接受的。

本工程建设期短，施工“三废”和噪声影响比较轻。不涉及当地居民搬迁，无大量弃土工程。而且建设期的各种污染物排放均属于短期污染，会随着施工的结束而消失。因此，在正常情况下，基本上不会对周围环境产生影响。但在事故状态下，将对人类生存环境产生影响。如由于自然因素及人为因素的影响，引起管道泄漏事故，将对周围环境造成较为严重的影响。由于事故程度不同，对环境造成的损失也不同，损失量的估算只能在事故发生后通过各项补偿费用来体现。

6.3.2 环保措施效益分析

本工程在设计中充分考虑了环境保护的要求，严格执行各项环境保护标准。同时还针对在生产运行过程中产生的“三废”，从实际出发采取多种相应的治理措施。如将采出水通过彩南油田集中处理站污水处理系统处理，处理达标后回注，节约了使用新鲜水的资金。

由此看来，本工程采取的环保措施既保护环境又带来了一定的经济效益。

6.3.2.1 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。

单井拉油点火炬将伴生气充分燃烧后排放，减轻了有毒、有害气体对大气的污染。

（2）废水

采出废水依托彩南油田集中处理站污水处理系统处理达标后回注地层。

（3）固体废弃物

项目产生的含油污泥、废润滑油等危险废物依托有资质单位进行处置，减少了对环境的影响。废洗井液依托彩南油田集中处理站污水处理系统处理达标后回注地层。

（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，严格控制施工单位在施工作业中的占地；施工结束后清理井场废弃物，平整场地。

本工程各项环保措施通过充分有效的实施，可以使污染物的排放在生产过程中得到有效的控制。

本工程选用先进、成熟、可靠、具有节能和环保效果的技术，使各种污染物在排放前得以尽可能大的削减。在生产过程中充分、有效地利用了资源，减少各种资源的损失，大大减低其对周围环境的影响。

6.3.2.2　环保措施的经济效益

本工程通过采用多种环保措施，不仅有重要的环境效益，而且在保证环境效益的前提下，一些设施的经济效益也很可观。

6.4　结论

综上所述，本工程如认真落实本环评提出的各项环境保护措施，保证项目的环境可行性，将具有较为良好的社会效益、经济效益及环境效益。因此，在社会效益、经济效益和环境效益三个方面都是可行的。此外，应当注意在生产过程中加强设备的管理、职工培训、严格操作规程，保证生产设备和环保设施的正常运行，确保环境保护要求的防治措施得到实施。这样，本项目的环境经济效益才能达到预期效果。

7 环境管理与监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治的依据和环境监督管理工作的哨兵，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

本工程对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本工程在施工期和运行期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工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。

7.1.1 机构设置

为对本工程工程进行有效的管理，需要设置相应的生产管理机构、行政管理机构和辅助生产机构。鉴于本工程工程实际建设中的特点，建议建设单位在施工期成立安全环保小组，建立实施 HSE 管理体系，专职负责施工期的环境监理与管理工作以及营运期日常性环保管理工作。

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。为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，最大限度地减轻项目建设对沿线地区环境的影响，

建设单位除自身实施 HSE 管理外，还应完善环境监理制度。

7.2 HSE（健康、安全与环境）管理体系建立

新疆油田分公司在环境保护工作部署中，已明确规定要认真贯彻执行环境保护法律、法规和各项方针政策，紧紧围绕油田分公司改革和发展的总目标，以宣传为先导、以管理为中心、以科技为依托，全面建立和实施 ISO14001 环境管理体系和 HSE 管理体系。在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，新疆油田已形成完整的 HSE 管理体系。

本油田开发建设工程应在施工期、运行期和油田服役后期建立和实施 HSE 管理体系，该体系应该符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，其中环境管理的内容符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则，以及有关石油开采、集输等环境保护的要求。

7.2.1 开发建设期的 HSE 管理计划

7.2.1.1 HSE 方针和目标

参加本工程开发建设的施工作业队伍应遵循以下 HSE 方针和目标：

（1）各项活动都遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条例，同时满足建设单位对健康、安全和环境的有关要求。

（2）参加施工作业的全体员工首先通过教育、培训，提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到项目建设对环境可能造成的影响；通过教育、培训，提高保护环境的能力。

（3）将 HSE 管理体系作为施工单位管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于施工的全过程，使各种环境影响降到最低限度。

（4）在施工期间，尽可能做到不毁坏施工作业面附近的生态环境，施工完后尽快恢复受影响区域的原貌。

（5）作业和生活产生的污水、垃圾、废弃物要集中处理，不乱扔乱排。

（6）对施工单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

7.2.1.2 组织机构和职责

本工程施工期间的 HSE 管理机构实行逐级负责制，上设项目经理，项目经理下

面设置 HSE 部门经理，施工队设置 HSE 负责人和现场 HSE 协调员。

（1）项目经理

①项目经理作为最高管理者负责制定 HSE 方针和 HSE 目标；

②采取相应的措施使 HSE 管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；

③为 HSE 管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；

④坚持进行监视、记录和审查；

⑤负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；

⑥任命 HSE 部门经理。

（2）HSE 部门经理

①在 HSE 事务中代表项目经理行使职权；

②监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；

③宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例、环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；

④组织员工进行 HSE 教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查，并定期组织召开 HSE 管理会议；

⑤在施工过程中，发现问题，及时向项目经理汇报、提出建议，使项目经理对管理体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；

⑥批准任命 HSE 负责人和 HSE 工程师。

（3）HSE 负责人和 HSE 工程师

①负责施工期间 HSE 管理措施的编制、实施和检查；

②对施工期间出现的环境问题加以分析；

③监督施工现场对 HSE 管理措施的落实情况；

④协助 HSE 部门经理宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府关于自然保护区方面的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方

针；

⑤配合 HSE 部门经理组织施工人员进行教育和培训；

⑥及时向 HSE 部门经理汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议，为 HSE 审查和改进提供依据。

（4）全体施工人员

①每位施工人员应清楚地意识到环境保护的重要性；

②执行 HSE 管理规程、标准；

③了解对环境的影响和可能发生的事故；

④按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

7.2.1.3 培训

为提高施工作业人员的环境意识和能力，对参加施工作业的人员进行培训，培训内容如下：

（1）提高各级管理人员和全体施工作业人员的环境保护意识

①学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规及建设单位的各项环境保护要求；

②认清环境保护的目标和指标；

③认识到遵守环境方针与工作程序并符合 HSE 管理体系要求的重要性；

④认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

（2）熟悉各项环境保护工作的基本方法

①减少、收集和处理废弃物的方法；

②管理、存放及处理含油污泥等危险废物的方法；

③保护及恢复地表的方法；

④应急处理项目建设可能引起的其它污染情况等。

7.2.1.4 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

（1）所有文件都必须报建设单位审批；

（2）经批准的文件及时下发给各个施工队，要求他们按照文件执行；

（3）所有文件都要有专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

（4）根据当地政府和建设单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；

（5）凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

（6）文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以执行；

（7）所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

（8）所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，并在工程结束时同其它记录一起交给建设单位，具体如下：

①现场考察报告；

②政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及建设单位、施工单位对环境保护的有关规定；

③HSE 方针；

④环境危害及有关影响；

⑤会议记录；

⑥培训；

⑦检查记录，发现问题的纠正和预防措施；

⑧应急准备和响应信息；

⑨事故报告；

⑩环境审核结果。

7.2.1.5　检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在工程施工期间要进行不定期的检查和 HSE 审核，在工程结束时，不但进行工程质量检查验收，还要进行 HSE 工作审核验收。综上所述，HSE 管理体系的运作方式用图 7.2-1 简示如下：

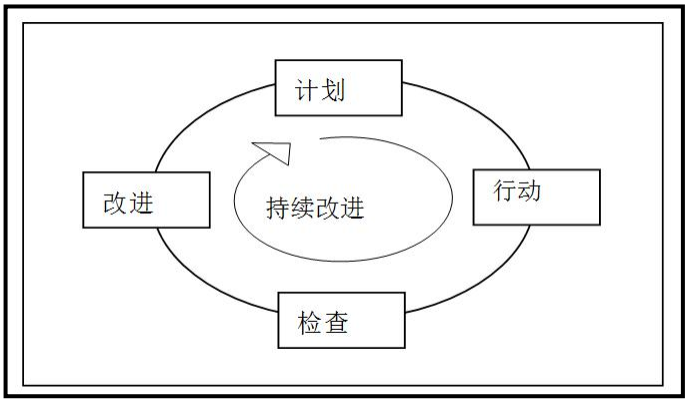

图 7.2-1　　HSE 管理体系的运作方式

此运作方式也适合运行期的 HSE 管理体系。

7.2.2　运行期 HSE 管理计划

7.2.2.1　HSE 方针和目标

运行期管理遵循以下 HSE 方针：

（1）遵守国家及地方政府颁布的各种适用的法律、法规、标准、准则和条款，同时满足上级主管单位对健康、安全和环境的有关要求。

（2）项目运行期的全体员工首先通过教育、培训，不断提高环境意识，认识到健康、安全与环境问题的重要性，认识到石油开采对环境可能造成的影响，通过教育、培训，提高正确使用健康、安全和环境保护设施以及应急处理方面的能力。

（3）将 HSE 管理体系作为石油开采、集输、处理各环节管理制度的重要组成部分，把环境保护管理工作贯穿于油田运行期管理的全过程中，使风险和环境影响降到最低限度。

（4）有效地处理石油开采过程中产生的废水、废气和固体废物，尽最大努力减少对环境的污染。

（5）定期检修各种设备、管线，应急反应程序齐备，尽量预防因泄漏产生的污染事故。

（6）上级主管部门对油田开发运行期管理单位的 HSE 管理情况进行定期检查、审核，发现问题及时纠正，做到 HSE 管理体系的持续改进。

7.2.2.2　组织机构和职责

（1）组织机构

本工程纳入准东采油厂统一进行管理。

目前，新疆油田分公司所属各油气田作业区采用了一种全新的管理模式，实行一体化管理，作业区不设机关科室，管理直接到岗位，下设机关管理职能岗位和采油部、运行部、工程维护部三个基层单位，承担作业区生产经营、HSE 管理、工程维护、后勤保障等工作。

（2）职责

①新疆油田分公司 HSE 管理委员会

i 贯彻并监督执行国家关于环境保护的方针、政策、法令；

ii 作为最高管理部门负责制定 HSE 方针、目标；

iii 采取相应的措施使环境管理措施顺利执行，并检查和监督这些指示的落实情况；

iv 为环境管理方案的执行提供必要的支持和资源保证，如人力、财力、培训和技术；

v 坚持进行监视、记录和审查；

vi 负责确定对方案进行审核的需要，定期对体系进行审核，并根据审核和评审的结果指示负责机构对该方案进行修正和改进；

vii 组织鉴定和推广环境科研成果。

②准东采油厂 HSE 管理

i 在 HSE 事务中代表新疆油田分公司 HSE 管理委员会行使职权；

ii 监督 HSE 管理措施的制定、实施和维护，确保有效的 HSE 管理；

iii 宣传贯彻当地政府关于自然保护区方面的法规、条例，环境方面的法律、法规及中国石油天然气股份有限公司的 HSE 方针；

iv 组织员工进行环境管理教育和培训、不定期应急事件演习、环境例行检查、并定期组织召开环境管理会议；

vi 在生产过程中，发现问题，及时向上级主管部门汇报、提出建议，使上级主管部门对 HSE 体系的总体运行状况和重大问题保持了解，并为体系的评审和改进提出依据；

vi 组织推广和实施先进的污染治理技术。

③HSE 兼职管理员和全体人员

iHSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性；

ii 执行 HSE 管理规程、标准；

iii 了解对环境的影响和可能发生的事故；

iv 按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

7.2.2.3 培训

为提高全体员工的 HSE 意识和能力，应对本区块全体管理及工作人员进行上岗培训，考核合格后方可投入工作，培训内容如下：

（1）提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识

①学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府有关自然保护区的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；

②了解新疆油田分公司环境保护的目标和指标；

③认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。

（2）熟悉各项环境保护工作的基本方法

①熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程；

②掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法，合理处置废水、废气和固体废物等的方法；

③掌握事故的预防和紧急处理方法。

7.2.2.4 HSE 管理体系文件的控制

从下列几个方面对 HSE 管理体系文件进行管理：

（1）所有文件都必须经报上级主管单位的 HSE 管理部门审批；

（2）经批准的文件及时下发给各有关岗位，要求他们按照文件执行；

（3）所有文件都要专人管理，有一定的存放位置，并能迅速查找；

（4）根据政府和上级单位的要求及时修改有关文件，确保现存文件的适宜性；

（5）凡对管理体系的有效运行具有关键作用的岗位，都能得到有关文件的现行版本；

（6）文件失效后，应及时从所有曾经发放的部门和使用场所收回，避免继续使用，如失效的文件不能及时销毁的，应根据其性质规定必要的留存期限并予以注明；

（7）所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管。

（8）所有批准的与 HSE 有关的事务，都应作详细的记录，具体如下：

①政府有关部门颁布的与环境有关的可适用的法律、法规、标准、准则和条款，以及上级主管单位对环境保护的有关规定；

②HSE 方针；

③环境危害及有关影响；

⑤会议、培训、检查记录；

⑥发现问题的纠正和预防措施；

⑦事故报告；

⑧环境审核和评审结果。

7.2.2.5　检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，工程项目经理要进行不定期的检查和定期的 HSE 审核、评审。

7.2.2.6　持续改进

通过审核和评审，把安全专业检查、安全考核与审计工作结合起来，通过审计，不断纠正不符合项，做到持续改进。

7.3　环境管理计划

为了最大限度地减轻施工期作业活动对沿线生态环境的不利影响，减少营运期事故的发生，确保管道安全运行，建立科学有效的环境管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。根据中国石油企业 HSE 管理体系及清洁生产的要求，结合区域环境特征，分施工期和营运期提出本工程的环境管理计划。各个阶段环境管理/监理的内容、实施部门及监督机构见表 7.3-1。

表 7. 3-1　　本工程环境管理和监督计划

阶段	影响因素	防治措施建议	实施机构	监督管理机构

施工期	生态保护	土地占用	严格控制施工占地面积，严格控制井位外围作业范围	施工单位及建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		生物多样性	加强施工人员的管理，严禁对野生动植物的破坏等等		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		植被	保护荒漠灌丛植被；收集保存表层土，临时占地及时清理；地表施工结束后恢复植被		建设单位环保部门、地生态环境管理部门及林草部门
		水土保持	主体工程与水保措施同时施工，并加强临时防护措施，土石方按规范放置，作好防护措施等等		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		重点区段	施工尽量缩小临时占地范围，施工结束立即恢复植被		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
	污染防治	施工扬尘	施工现场洒水降尘，粉质材料规范放置，施工现场设置围栏等等		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		废水	处理达标后回用		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		固体废物	利用工程弃土；施工废料回收利用，不能利用的送建筑垃圾填埋场		建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		噪声	选用低噪声的设备，保持设施良好的运行工况，选择合理的施工时间等		
运营期	正常工况	废水	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油层	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境管理部门
		废气	单井拉油点火炬充分燃烧后排放		
		固体废弃物	集中堆放，委运处理		
		噪声	选用低噪声设备、加消声减振设施		
	事故风险		事故预防及原油泄漏应急预案	建设单位	建设单位环保部门及当地生态环境管理部门

7.3.1 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

（1）宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；负责制定拟建管道施工作业的环境保护规定，并根据施工中各工段的作业特点分别制定相应的环境保护要求；

（2）落实环评报告书及施工设计中的环保措施，如防止水土流失等；

（3）及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；

（4）记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础性资料；负责协调与福海县环保、水利、土地、交通等部门的关系；负责有关环保文件、技术资料的收集建档；

（5）制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收。

本工程施工期环境管理监督内容见表 7.3-2。

表 7. 3-2　　施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
井场	1.建筑垃圾是否按规定堆放在指定地点； 2.井场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 3.施工作业是否超越了限定范围。	减少地下水污染
管线道路	1.是否严格执行了表层土壤保护； 2.施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3.施工人员是否超越施工作业带施工； 4.施工人员是否超越施工活动范围； 5.垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6.施工结束后临时用地是否彻底恢复； 7.施工是否利用现有便道； 8.施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复、防沙治沙、水土保持措施； 9.有无砍伐、破坏施工区以外的作物和植被，有无伤害野生动物等行为。	减少土壤和植被的破坏，减少水土流失

7.3.2　营运期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本工程在运行期管理的主要内容是：

（1）定期进行环保安全检查和召开有关会议；

对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

（2）制订完备的岗位责任制，明确规定各类人员的职责，有关环保职责及安全、事故预防措施应纳入岗位责任制中；

（3）制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

（4）主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向主管领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

环境管理工作重点是：环境管理除了应抓好日常站场各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、天然气泄漏着火爆炸、站场事故排放、着火爆炸等重大事故的预防和处理。重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点。为此，必须制订相应的应急预案。

7.3.2.1　正常工况的环境管理

（1）制订必要的规章制度和操作规程，主要包括：

①生产过程中安全操作规程；

②设备检修过程中安全操作规程；

③正常运行过程中安全操作规程；

④各种特殊作业（危险区域用火、进入设备场地等）中的安全操作规程；

⑤不同岗位的规程和管理制度，如输气操作岗位、计量操作岗位、自动控制操作岗位及巡线、抢维修岗位等；

⑥环境保护管理规程。

（2）员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括基础培训、技能培训和应急培训三部分。

（3）加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的环保运行记录等。

（4）落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，还需狠抓各项管理制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

7.3.2.2　事故风险的预防与管理

（1）对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。根据国内外气田开发过程中相关设施操作事故统计和分析，工程运行风险主要来自第三方破坏、管道腐蚀和误操作。对以上已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

（2）制定事故应急预案建立应急系统

首先根据本工程性质、国内外气田开发事故统计与分析，制定突发事故的应急预案；建立起由治安、消防、卫生、交通、邮电、环保、工程抢险等部门参加的重大恶性污染事故救援指挥中心，救援指挥中心的任务是掌握了解事故现状，向上级报告事故动态，制定抢险救援的实施方案，组织救援力量，并指挥具体实施。一旦接到事故报告便可全方位开展救援和处置工作。其次是利用已有通讯设备，建立重大恶性事故快速报告系统，保证在事故发生后，在最短的时间内，报告事故救援指挥中心，使抢救措施迅速实施。

（3）强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录象资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。日常要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

7.3.4 其他环境管理要求

7.3.4.1 排污口规范化管理及排污许可手续

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年修订），产生工业固体废物的单位应当取得排污许可证。排污许可的具体办法和实施步骤由国务院规定。现暂未出台固体废物排污许可工作申领的具体办法和实施步骤，待后续相关办法

出台后，建设单位需按照相关办法进行固体废物排污许可证的申领。工程实施后，建设单位应建立健全工业固体废物产生、收集、贮存、运输、利用、处置全过程的污染环境防治责任制度，建立固体废物管理台账，如实记录产生工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息，实现工业固体废物可追溯、可查询。应当向所在地生态环境主管部门提供工业固体废物的种类、数量、流向、贮存、利用、处置等有关资料，以及减少工业固体废物产生、促进综合利用的具体措施，并执行排污许可管理制度的相关规定。

另外，本工程需根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》、《<环境保护图形标志>实施细则》、《环境保护图形标志》、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017），建立完善自行监测制度及排污口规范化管理制度。

7.3.4.2 环境影响后评价要求

根据《关于进一步加强和规范油气田开发项目环境保护管理工作的通知》（新环发〔2018〕133 号）严格落实《建设项目环境影响后评价管理办法（试行）》要求。在本工程通过环境影响评价审批并通过环境保护设施竣工验收、且稳定运行满 5 年后，须组织开展环境影响后评价工作，对项目实际产生的环境影响以及污染防治、生态保护和风险防范措施的有效性进行跟踪监测和验证评价，对存在问题提出补救方案或者改进措施，不断完善和提高建设项目环境影响评价的有效性，切实落实各项环境保护措施，推动油气田开发建设绿色高质量发展。

7.4 施工期环境监理制度

为减轻工程对环境的影响，将环境管理制度从事后管理转变为全过程管理，本工程可以充分借鉴相关项目工程环境监理经验，实行工程环境监理。

由建设单位聘请有资质的环境监理机构对施工单位、承包商、供应商按照国家、自治区及地方和新疆油田公司环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，特别是加强施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。

7.4.1 环境监理人员要求

（1）环境监理人员必须具备环保专业知识，精通国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准。

（2）必须接受过 HSE 专门培训，有较长的从事环保工作经历。

（3）具有一定的油田开发和输气管道建设的现场施工经验。

7.4.2 环境监理人员主要职责

（1）监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

（2）及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

（3）协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规。

（4）对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

7.5 污染物排放清单

本工程污染物排放清单见表 7.5-1。

表 7.5-1 污染物排放清单

类别			环保措施		污染源源强	污染物	排放标准
废气	挥发性有机物废气		无组织	选用质量可靠的管线、设备、仪表、阀门，定期进行检查维修	13.157t/a	NMHC	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	伴生气燃烧放空废气		井口设生产分离器，气相通过站内 DN50、高 8m 火炬燃烧放空		0.9912t/a	SO_2	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
					4.16304t/a	NO_X	
					1.5859t/a	颗粒物	
废水	采出水		经彩南油田集中处理站污水处理系统处理后回注		125375t/a	COD、氨氮、总氮、挥发酚、石油类	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
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		80-105dB（A）	等效连续 A 声级	GB12348-2008 中 2 类标准
固体废物	危险废物	含油污泥	收集后暂存至彩南联合站污泥贮存场，委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置		535.484t/a	矿物油	妥善处置
		废润滑油			0.22t/a		
	废洗井液		经彩南油田集中处理站污水处理系统处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》		632.25t/2a	COD、石油类	

		（SY/T5329-2012）后用于回注水			

7.6 环境监测计划

本工程在施工和运营期间，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。本工程在运营期的监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。

各污染物监测和分析方法按照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）执行。排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第 31 号）执行。

本项目在运营期的排污主要集中在井场和单井拉油点，其监测应根据项目开发运行实际情况确定监测项目、频率，并委托具有计量认证资质和环境监测资质的监测单位监测。

环境监测计划见表 7.6-1。

表 7. 6-1　　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	执行标准	监测方式
施工期	生态	在施工期按施工进展情况确定		临时占地范围	施工现场	临时占地恢复	委托监测或建设单位自行监测
运营期	噪声	4 次/年	竣工验收后开始	等效连续声级	拉油点、各井场厂界四周	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准	
	大气	1 次/年		非甲烷总烃	单井拉油点下风向周界外 10m	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	
				NO_2、SO_2、颗粒物	拉油点下风向 2km 处	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准	
	地下水	1 次/年		pH、溶解性总固体、挥发酚、氨氮、氰化物、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐、亚硝酸盐、菌落	项目区上游、下游各 1 个监测点	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水质标准	

				总数、总大肠菌群、铬（六价）、汞、锰、铁、硒、砷、石油类			
	土壤	1 次/3 年		砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	井场及拉油点 200m 内范围	《土壤环境质量标准-建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）中第二类用地筛选值	

7.7 环保设施竣工验收管理

（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。

③项目污染防治设施必须与主体工程“三同时”。

（2）环境设施验收建议

①验收范围

与项目有关的各项环保设施，包括为防治污染和保护环境所配套建成的治理工程、设备和装置，以及各项生态保护设施等；环境影响报告书及批复文件和有关设计文件规定应采取的环保措施。

②验收条件

根据《关于修改<建设项目环境保护管理条例>的决定》中有关规定，编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目竣工后，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门规定的标准和程序，对配套建设的环境保护设施进行验收，编制验收报告。建设单位在环境保护设施验收过程中，应当如实查验、监测、记载建设项目环境保护设施的建设和调试情况，不得弄虚作假。

建设单位对大气、水、噪声进行自主验收，建设单位或者其委托的第三方技术机构应当依照国家有关法律法规及相关技术规范等要求，编制竣工环境保护验收报告，验收报告编制完成后，建设单位应组织成立验收工作组。除按照国家规定需要保密的情形外，建设单位应当依法向社会公开验收报告。编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，其配套建设的环境保护设施经验收合格，方可投入生产或者使用；

未经验收或者验收不合格的，不得投入生产或者使用。

③建设项目环境保护“三同时”验收内容

根据建设单位项目“三同时”原则，在项目建设过程中，环境污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，拟建项目建成运行时，应对环保设施进行验收，验收清单见表 7.7-1。

表 7. 7-1　　“三同时”验收

治理项目	污染源	位置	验收清单治理措施	验收标准
废气	无组织挥发	单井拉油点及井场	全密闭集输进罐	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	火炬	单井拉油点	伴生气燃烧后通过 8m 高排气筒放空	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
废水	采出水	彩南油田集中处理站污水处理系统	采出水经处理达标后回注油藏	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
噪声	各类机泵等	井场、单井拉油点	低噪声设备	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准要求
固体废物	含油污泥	井场	集中收集后临时运至彩南联合站污泥贮存场暂存，后交克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司处置。	应符合危险废物暂存、处置的相关要求
	废润滑油			
	废洗井液		依托彩南油田集中处理站污水处理系统处理达标后回注油藏	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）
生态恢复	植被破坏	临时占地范围	植被恢复情况：种类、优势物种、数量、覆盖度	《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011）
	工程占地	井场、管线、道路	严格控制占地范围施工迹地恢复	
环境管理	成立环保领导小组，安排专职环保管理工作人员 1 人			
	环境管理制度是否建立并完善，环保机构及人员是否设置到位；施工人员是否保留必要的影像资料			

8 结论及建议

8.1 评价结论

8.1.1 项目概况

项目位于滴南 15 井区内，构造上位于准噶尔盆地中央坳陷东道海子凹陷。隶属于阿勒泰地区福海县，距离福海县县城西南侧 230km。

本项目在滴南 15 井区共部署油井 11 口，井号为滴南 15、滴南 083、滴南 19、滴南 085、DN0001、DN0002、DN0003、DN0004、DN0005、DN0006、DNHW15001，其中直井 10 口、水平井 1 口，单井设计产能 5~25.0t/d，新建产能 5.9×10^4t。新建单井拉油点 11 座，油井均采用单井拉油方式，新建 D60×3.5 单井出油管线合计 1.1km，新建道路 17752m。配套建设电气、自控、通信、防腐、消防等工程。

8.1.2 政策和规划符合性

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，属于《产业结构调整指导目录》（2019 本）中国家鼓励发展的产业，工程建设符合国家的相关政策。符合自治区主体功能区划、环境保护及污染防治政策。

8.1.3 环境质量现状

（1）环境空气质量现状

项目所在区域 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、PM_{10} 年平均浓度及 CO、O_3 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，所在区域为环境空气质量达标区。特征因子补充监测结果表明，本工程区域特征污染物非甲烷总烃小时平均值满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值 2.0mg/m³要求；H_2S 小时平均值满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值（0.01mg/m³）的浓度限值要求；各监测点中与油田开发活动相关的特征污染物 H_2S、非甲烷总烃均达标。

（2）水环境质量现状

地下水监测结果表明，项目区周边地下水井中，氯化物、硫酸盐超标，超标原因主要是天然背景值较高。其余监测因子均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求。

（3）声环境质量现状

声环境质量监测结果表明，各监测点位噪声值均未超出标准值，声环境现状满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。

（4）土壤环境质量现状

从评价结果可以看出，项目所在地土壤中污染物的含量低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值和管制值。区域土壤环境良好。

8.1.4 环境影响预测与分析

（1）生态环境影响分析

本工程建设区域没有自然保护区、风景名胜区、基本农田等生态环境敏感目标，工程对生态环境的影响主要来自占地影响，工程永久性占地面积为 12.81hm^2，临时占地面积 9.61hm^2，占地类型主要为沙地，地表植被稀疏，工程区地表植被为本区域广布的荒漠植被，由工程造成的生物量损失较小，不会造成区域的生物多样性下降。

（2）大气环境影响分析

根据工程分析，本工程建设期废气排放主要是施工扬尘，建设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。

生产运营期的大气环境的影响主要来自油气集输及储存过程中产生一定量的烃类挥发和通过火炬燃烧的伴生气产生废气污染物。由估算结果可知，各井场伴生气火炬燃烧气体中SO_2、NO_x、TSP排放速率和排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2标准限值要求。各井场无组织排放NMHC可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的标准。本项目大气污染物能够达标排放，项目周边2.5km范围内无环境敏感目标。

（3）声环境影响分析

本工程开发过程中的噪声源主要分为建设期噪声和生产运营期噪声两部分。建设期为施工噪声、机动车辆噪声等，对环境的影响是短暂的；生产运营期噪声主要以井场的各类机泵噪声、运输车辆噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。本油田开发建设区域声环境质量现状较好，油田开发建设中的噪声对环境有一定影

响，但可达到相应标准要求，不会产生噪声扰民问题。

（4）水环境影响分析

本工程进入采油期产生的废水主要为油田开发过程中的采出水。采出水经彩南油田集中处理站污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

（5）固体废物影响分析

本工程可能对环境造成影响的主要固体废物包括施工期生活垃圾；生产运营期危险废物、废洗井液。

施工期施工队产生的生活垃圾集中收集后运往吉木萨尔县生活垃圾填埋场处置。运营期产生的危险废物委托有危废处理资质的企业进行处理。废洗井液经彩南油田集中处理站污水处理系统处理后回注油层。

综合以上分析，本工程在开发建设过程中所产生的各种固体废物均可以得到有效的处理，对环境所造成的影响可以接受。

（6）环境风险分析

本工程所涉及的危险物质包括原油，可能发生的风险事故包括井场事故、管线泄露事故、储罐泄漏事故。原油发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，在严格落实本工程提出的风险防范措施的前提下，不会对周围环境产生明显影响；当泄漏事故发生时，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。做好事故风险防范措施，将事故发生概率减少到最低。总体来说，本工程环境风险可防可控。

8.1.5 主要环境保护措施

本工程的主要环境保护措施如下：

（1）采出水集中收集进入彩南油田集中处理站污水处理系统，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准后回注油层。

（2）固定顶罐罐体应保持完好，不应有孔洞及缝隙，除计量、检查、维护等正常活动外，罐上开孔应密闭，并定期检查呼吸阀定压是否符合设定要求。原油装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式，采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）

底部高度应小于 200 mm；选用质量可靠的设备、仪表、阀门等；定期对井场、拉油点储油罐、油罐车和管线的设备、阀门等进行检查、检修，确保集输系统安全运行，以防止“跑、冒、漏”现象的发生，确保 NMHC 厂界浓度可满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相应的排放控制要求。

（3）井口密封并设紧急截断阀。

（4）含油污泥、废润滑油等危废委托克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行处理。

8.1.6 公众意见采纳情况

本环评根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）等法律、法规及有关规定，建设单位利用网络、报纸等方式就项目建设的意义、项目情况、对环境可能造成的影响、预防或减轻不良环境影响的对策和措施等问题向公众发布信息，并进行了环境影响评价简本的公示，供公众查阅。

8.1.7 环境影响经济损益分析

本工程具有良好的经济效益和社会效益。

在建设过程中，由于地面设施建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等，经估算本工程环境保护投资约 711 万元，环境保护投资占总投资的 24.02%。实施相应的环保措施后，不但能够起到保护环境的效果，同时节约经济开支，为企业带来经济效益。

8.1.8 环境管理与监测计划

中国石油新疆油田分公司开发公司环境管理机构设置健全，同时拥有完善的管理体系和管理手段。本工程制定了施工期环境监理计划、运营期环境监测计划和环保设施竣工验收管理要求，针对工程的不同阶段提出了具体的环境管理要求。

8.1.9 总量控制结论

本工程建议总量控制指标为：SO_2 0.9912t/a、NO_X 4.16304t/a、颗粒物 1.58592 t/a、VOC_s 13.157t/a。

8.1.10 总结论

滴南 15 井区上乌尔禾组油藏开发工程属于国家产业政策鼓励类项目，项目实施

后可取得较大的经济效益和社会效益。尽管在工程建设和运行中，会对周围的环境产生一定的不利影响，并在今后的建设和运行中存在一定的环境风险，但其影响和环境风险是可以接受的。只要建设单位加强环境管理，认真落实可行性研究报告和本环评报告书中提出的各项污染防治措施、风险防范措施以及生态环境保护和恢复措施，可使本工程对环境造成的不利影响降低到最低限度。

因此，报告书认为，本工程建设在环境保护方面可行。

8.2 建议

（1）在实际开发过程中，单井拉油点须结合油区滚动开发部署情况和开发中实际产生气量，适时启动项目密闭集输工艺或采取伴生气回收装置进行回收利用，减少无组织废气排放。

（2）拉油点采出液拉运车辆及危险废物转运车辆均安装 GPS 全程定位，保存相关影像资料，并存档备查。

（3）危险固体废物应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存、处置，及时交送有资质单位进行处理。

附件