

1 概述

1.1 建设项目背景

塔里木盆地拥有丰富的天然气资源，是我国主要的天然气产地。大庆油田新疆塔东区块位于塔里木盆地东部，新疆维吾尔自治区且末县和若羌县境内。该区块原隶属于中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司（简称中石油塔里木油田分公司），中石油塔里木油田分公司于 2012 年 1 月 27 日将 12.6 万平方公里的塔东区块探矿权整体转交给大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司，其中包括英南 2 井的开采权。

英南 2C 井是英南 2 井的侧钻井，位于塔里木盆地东部地区英吉苏凹陷。2001 年 9 月 12 日开钻，2002 年 3 月 23 日钻至 4890m 完钻，本井自上而下钻揭地层为：古近系、新近系、白垩系、侏罗系、志留系，奥陶系尚不确定。该井在 2001 年 12 月 15 日中途测试获高产油气流，标志着英吉苏凹陷油气勘探的重大突破，也展示了包括英吉苏凹陷在内的整个塔东地区近 15 万 km² 广阔地区油气勘探的美好前景。

英南 2C 井于 2002 年完钻，由中石油塔里木油田分公司勘探并录井，2012 年将探矿权转交大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司，但未将环评手续、验收手续一并提交，因此现无法收集环保有关的资料。

目前塔东区块尚处于勘探初级阶段，没有任何井进行生产，目前尚无初步开发方案，待探明储量规模后再进行初步开发方案的编制。

1.2 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》（2015 年 1 月 1 日）、《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）、《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号）和生态环境部《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2018 年 4 月 28 日）等有关法律、法规规定，大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司委托新疆恒升融裕环保科技有限公司承担大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程环境影响评价工作。接受环评委托后，我单位即进行了现场踏勘和资料收集，结合有关资料和当地环境特征，按国家、新疆维吾尔自治区环境保护政策以及环评技术导则、规范的要求，开展了本工程的环境影响评价工作。对本工程进行初步的工程分析，同时开展初步的环境状况调查及公众意见调查。识别本工程的环境影响因素，筛选主要的环境影响评价因子，明确评价重点和

环境保护目标，确定环境影响评价的范围、评价工作等级和评价标准，最后制订工作方案。在进一步工程分析，环境现状调查、监测并开展环境质量现状评价的基础上进行环境影响预测及评价，提出减少环境污染和生态影响的环境管理措施和工程措施。从环境保护的角度确定项目建设的可行性，给出评价结论和提出进一步减缓环境影响的措施，并最终完成环境影响报告书编制。环境影响评价工作一般分为三个阶段，即调查分析和工作方案制定阶段，分析论证和预测评价阶段，环境影响报告书编制阶段，见图 1.2-1（环境影响评价工作程序图）。

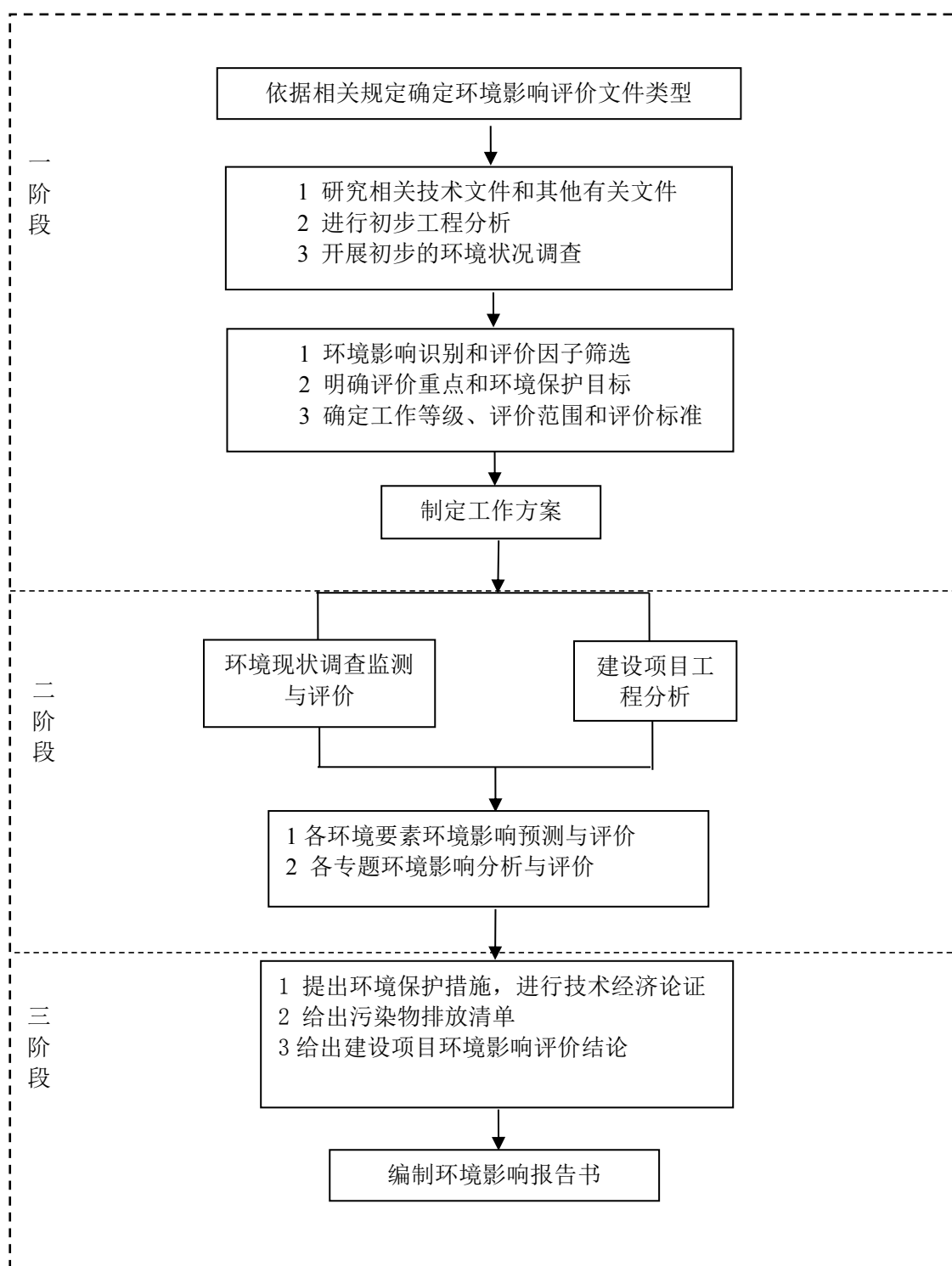


图 1.2-1 环境影响评价工作程序图

1.3 分析判定相关情况

根据《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修改版），本工程属于第一类 鼓励类中的“七、石油、天然气”“1、常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家产业政策。评价范围内无地表水分布，无长期居住人群，选址选线合理。工程符合国家

相关法律法规，符合当地发展规划、环保规划及若羌县矿产资源规划，项目无重大环境制约因素。

1.4 关注的主要环境问题及环境影响

本工程为油气井试采项目，环境影响主要来源于井塞开钻、天然气回收等工艺过程，主要特点为污染与生态影响并存，即项目建设占地、地表扰动等产生的生态影响以及排放的污染物导致的环境污染并存。根据现场调查，罗布泊镇位于本工程以东方向 187km 处，工程评价范围内无地表水，且不在自然保护区和风景名胜区，饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

本工程关注的主要环境问题为试采期废气无组织排放、井塞开钻采出钻井液、废机油、含油污泥及井场永久占地等对周围环境的影响。针对该项目特点，本工程关注的主要环境问题为工程产生的废气、废水、固体废物、噪声、风险以及生态破坏对周围环境的影响，并论证采取的防范措施及处理处置方式的可行性。

1.5 报告书主要结论

本工程属于《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修改版）中的鼓励类，符合国家的相关政策，有利于当地的经济发展。本工程施工活动对占地范围内的土壤、植被等造成扰动和破坏，但采取草方格防风固沙及平整场地后，有利于当地植被恢复。本工程采用先进的工艺技术和设备，井场采用全密闭方式，可减少非甲烷总烃的无组织排放，采出的天然气经天然气回收装置回收，处理后达到工业天然气使用标准后通过 LNG 运输车通过公路运输运送至用户；开井产生的试采废水排至防渗暂存池，待试采工程结束后送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站，由该站配套的污水处理装置净化处理，达到回注水要求后回注地层；发声设备采用隔声垫降噪控制；含油污泥由汽车拉运至轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理，废机油由当地有资质的单位进行无害化处理。采用的各项污染防治措施切实可行，各污染物指标满足“达标排放”要求，工程建成后不会改变当地的环境功能。

工程严格按照《环境影响评价公众参与办法》的规定，进行了三次项目公示，通过网络公示、报纸公示和张贴大字报的方式收集当地公众意见。公众参与调查工作中，未收到公众对该项目的相关意见。

在认真落实本报告中提出的各项环保措施、风险防范措施以及环境管理措施的前提

下，可使本工程对环境造成的不利影响降到最低限度，从环境保护角度考虑，本工程的建设是可行的。

2 总则

2.1 评价目的和原则

2.1.1 评价目的

(1) 通过实地调查与现状监测，了解塔东区块英南 2C 井区域的自然环境、自然资源及土地利用情况，掌握油气井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、试采期主要污染源、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、试采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) 对试采过程中拟采取的环境保护措施进行论证，提出本项目施工期、试采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、区域总体规划、矿产资源规划、环境保护规划、清洁生产、达标排放和污染物总量控制的符合性；

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

2.1.2 评价原则

(1) 严格执行国家和地方有关环保法律、法规、标准和规范，结合地方经济、社会和环境发展规划以及生态建设规划等开展评价；

(2) 贯彻可持续发展方针，坚持“清洁生产、达标排放、总量控制”的原则；

(3) 采用类比分析的方法，分析天然气试采工程可能产生的环境影响，对本工程的环保和生态措施提出完善意见；

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

2.2 编制依据

2.2.1 法律、法规

(1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）；

- (3) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日）；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018 年 12 月 29 日）；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2016 年 11 月 7 日）；
- (7) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；
- (8) 《中华人民共和国节约能源法》（2016 年 9 月 1 日）；
- (9) 《中华人民共和国土地管理法》（2004 年 8 月 28 日）；
- (10) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018 年 10 月 26 日）；
- (11) 《中华人民共和国矿产资源法》（2009 年 8 月 27 日）；
- (12) 《全国生态保护“十三五”规划纲要》（环生态[2016]151 号，2016 年 10 月 27 日）；
- (13) 《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号，2015 年 4 月 16 日）
- (14) 《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 年 6 月 27 日）
- (15) 《土壤污染防治行动计划》（国发〔2016〕31 号，2016 年 5 月 28 日）
- (16) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令〔第 682 号〕，2017 年 10 月 1 日）；
- (17) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部，部令第 1 号，2018 年 4 月 28 日）；
- (18) 《印发<关于加强工业节水工作的意见>的通知》（国家经济贸易委员会、水利部、建设部、科学技术部、原国家环境保护总局、国家税务局，国经贸资源〔2000〕1015 号，2000 年 10 月 25 日）；
- (19) 《工业和信息化部关于进一步加强工业节水工作的意见》（工信部节〔2010〕218 号，2010 年 5 月 4 日）；
- (20) 《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修改版），国家发展和改革委员会令 第 21 号，2013 年 5 月 1 日）；
- (21) 《关于加强西部地区环境影响评价工作的通知》（原环境保护部，环发[2011]150 号，2011 年 12 月 29 日）；
- (22) 《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》（国发[2005]39 号，2005

年 12 月 3 日)；

(23) 《关于加强资源开发生态环境保护监管工作的意见》(原国家环境保护总局,环发[2004]24 号)；

(24) 《关于加快推行清洁生产的意见》(国家发改委、原国家环境保护总局、科技部、财政部、建设部、农业部、水利部、教育部、国土资源部、国家税务总局、国家质检总局,国办发〔2003〕100 号,2004 年 1 月)；

(25) 《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部 部令第 4 号,2019 年 1 月 1 日)

(26) 《国家危险废物名录》(2016 年 8 月 1 日)；

(27) 《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化学品名录的通知》(安监总管三〔2011〕95 号,2011 年 6 月 21 日)；

(28) 《危险化学品安全管理条例》(2013 年 12 月 7 日)；

(29) 《国家突发环境事件应急预案》(2014 年 12 月 29 日)；

(30) 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》(国发〔2011〕35 号,2011 年 10 月 17 日)；

(31) 《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 年 7 月 3 日)；

(32) 《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 年 8 月 7 日)；

(33) 《关于进一步加强环境保护信息公开工作的通知》(环办[2012]134 号,2012 年 10 月 30 日)；

(34) 中共中央办公厅、国务院办公厅印发《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》。

2.2.2 技术规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2) 《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)；

(3) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(4) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(6) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2009)；

- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）；
- (8) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）；
- (9) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (10) 《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2008）；
- (11) 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2010）；
- (12) 《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）
- (13) 《水土保持综合治理技术规范》（GB/T16453.1~6-2008）
- (14) 《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）；
- (15) 《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）；
- (16) 《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T3999-2017）。

2.2.3 相关规范及技术文件

- (1) 《国务院关于印发“十三五”节能减排综合工作方案的通知》（国发[2016]74号）；
- (2) 《新疆维吾尔自治区石油勘探开发环境管理办法》，新疆维吾尔自治区人民政府令第 50 号，1995 年 3 月 1 日；
- (3) 《新疆维吾尔自治区石油建设用地管理办法》，新疆维吾尔自治区人民政府，新政函[1996]35 号，1996 年 3 月 19 日，1997 年修订；
- (4) 《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 年 8 月 27 日；
- (5) 《关于全疆水土流失重点预防保护区、重点监督区、重点治理区划分的公告》，新疆维吾尔自治区人民政府，2000 年 10 月 31 日；
- (6) 《新疆维吾尔自治区水环境功能区划》，新政函[2002]194 号，2002 年 11 月 16 日；
- (7) 《新疆生态功能区划》，2004 年 8 月；
- (8) 《新疆维吾尔自治区危险废物污染环境防治办法》，新疆维吾尔自治区人民政府令第 163 号，2010 年 5 月 1 日。
- (9) 《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 年 11 月 15 日。
- (10) 《新疆维吾尔自治区大气污染防治条例》，新疆维吾尔自治区第十三届人民

代表大会常务委员会，2019 年 1 月 1 日；

(11) 《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 年 9 月 20 日；

(12) 《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 年 1 月 29 日；

(13) 《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 年 3 月 1 日；

(14) 《新疆维吾尔自治区清洁生产审核暂行办法》，2005 年 11 月 1 日；

(15) 《新疆维吾尔自治区煤炭石油天然气开发环境保护条例》，2014 年 7 月 25 日修改。

2.2.4 项目相关文件

(1) “大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程环境影响评价委托书”，2019 年 2 月 15 日；

(2) 《英南 2C 井试采地质设计》，大庆油田有限责任公司勘探开发研究院，2019 年 1 月 2 日）；

(3) 朱海燕，《塔里木盆地英吉苏—罗布泊地区中生界石油地质综合评价[D]》，西南石油学院，2004 年；

(3) 《塔东区块开发概念设计》；

(4) 建设方提供的其他相关资料。

2.3 环境影响因素识别和评价因子筛选

2.3.1 环境影响因素识别

根据试采工程的性质、工程特点、阶段（施工期、试采期）和所在区域的环境特征，识别试采工程建设实施对评价区域自然环境及社会环境可能产生的影响环境因素，为筛选评价因子提供依据。本工程施工期和试采期环境影响因素一览表见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别一览表

影响因素	施工期					试采期				
	占地	废气	废水	固废	噪声	废气	废水	固废	噪声	风险
环境因素		柴油 废气	生活 污水	生活 垃圾	施工 车辆	烃类气 体无组 织挥发	试采 废水 生活 污水	废机油 油泥(砂) 生活垃圾	柴油 机 等 设备	井喷 管线 泄漏 储罐 泄漏 装置 爆炸 等
环境空气	/	○	/	○	/	○	○	○	/	○
地下水	/	/	○	/	/	/	○	/	/	●
声环境	/	/	/	/	○	/	/	/	○	/
生态	●	○	○	○	/	○	○	○	/	●
社会环境	/	○	/	○	○	○	○	○	○	○

注：○短期负效应；●长期负效应；/无相关性

2.3.2 评价因子筛选

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

表 2.3-2 评价因子一览表

分类	环境要素	主要评价因子
环境现状评价因子	环境空气	SO ₂ 、NO _x 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、非甲烷总烃、H ₂ S
	地下水	Na ⁺ 、Cl ⁻ 、总硬度、pH
	声环境	区域环境噪声 L _{Aeq}
	土壤	pH、石油类、汞、铜等
	生态	土地利用类型、植被类型、土壤类型、土壤侵蚀强度
污染评价分析及预测因子	环境空气	烟尘、SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃、H ₂ S
	地下水	COD、氨氮、SS
	噪声	厂界噪声、施工期噪声
	生态	土壤、生物量变化、水土流失状况
	固废	废机油、油泥(砂)、生活垃圾

2.4 环境功能区规划和评价标准

2.4.1 环境功能区规划

(1) 环境空气功能区划

根据《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及 2018 年修改单，项目所在区域为环境空气功能二类区。

(2) 水环境功能区划

项目所在区域无地表水体。工程所在区域地下水较为封闭，根据多年监测数据显示该区域的地下水属《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类。

(3) 声环境功能区划

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）中声环境功能区的划分要求，“居民、商业、工业混杂，需要维护住宅安静的区域”，属于 2 类声环境功能区。

(4) 土壤功能区划

本工程属于《城市用地分类与规划建设用地标准》（GB50137-2011）中规定的二类工业用地（M2），因此土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中的第二类筛选值标准。

(5) 生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，项目区属塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河下游绿洲农业及植被恢复生态功能区（61）。主要生态功能为沙漠化控制、农副产品生产、防风护路。

2.4.2 环境质量标准

根据项目区环境功能区划，确定本次环境影响评价采用的环境质量和污染物排放标准如下：

2.4.2.1 环境空气质量标准

本工程所在地为环境空气二类功能区，故环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及 2018 修改单中的二级标准，其中非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》，H₂S 低于《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，具体标准值见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境空气质量执行标准 (单位: μg/m³)

污染物	平均时段	标准	标准来源
SO ₂	24 小时平均	150	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012) 及 2018 修改单
	1 小时平均	500	
NO ₂	24 小时平均	80	
	1 小时平均	200	
PM ₁₀	24 小时平均	150	
PM _{2.5}	24 小时平均	75	

CO	24 小时平均	4	参考《大气污染物综合排放标准详解》 《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
	1 小时平均	10	
O ₃	24 小时平均	160	
	1 小时平均	200	
非甲烷总烃	1 小时平均	2.0	
H ₂ S	1 小时平均	10	

2.4.2.2 水环境质量标准

项目所在区域属塔里木盆地东部地区英吉苏凹陷处，无天然地表水体，因此评价只对区域内地下水进行现状调查。

项目区地下水主要用于农牧民和牲畜饮用或灌溉。地下水执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中 III 类标准，具体标准值见表 2.4-2。

表 2.4-2 地下水监测数据

项目	单位	标准值
Na ⁺	mg/L	≤200
Cl ⁻	mg/L	≤250
总硬度	mg/L	<450
pH	无量纲	6.5≤pH≤8.5

2.4.2.3 声环境质量标准

本工程依照《声环境质量标准》(GB3096-2008)要求，项目所在区域人烟稀少，按照 2 类标准执行，具体标准限值见表 2.4-3。

表 2.4-3 声环境质量标准 单位：dB (A)

类别	适用区域	昼间	夜间
2 类	以商业金融、集市贸易为主要功能，或者居住、商业、工业混杂，需要维护住宅安静的区域	60	50

2.4.2.4 土壤环境质量标准

本工程属于《城市用地分类与规划建设用地标准》(GB50137-2011)中规定的二类工业用地(M2)，因此土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)中的第二类筛选值标准，具体标准值见表 2.4-4。

表 2.4-4 土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 单位: mg/kg

类别	序号	污染物项目	标准值	执行标准
重金属和无机物				
第二类用地筛选值	1	砷	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》 (GB36600-2018)
	2	镉	65	
	3	铬(六价)	5.7	
	4	铜	18000	
	5	铅	800	
	6	汞	38	
	7	镍	900	
挥发性有机物				
第二类用地筛选值	8	四氯化碳	2.8	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》 (GB36600-2018)
	9	氯仿	0.9	
	10	氯甲烷	37	
	11	1, 1-二氯乙烷	9	
	12	1,2-二氯乙烷	5	
	13	1, 1-二氯乙烯	66	
	14	顺-1, 2-二氯乙烯	596	
	15	反-1,2-二氯乙烯	54	
	16	二氯乙烷	616	
	17	1, 2-二氯丙烷	5	
	18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	10	
	19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	6.8	
	20	四氯乙烯	53	
	21	1, 1, 1-三氯乙烷	840	
	22	1, 1, 2-三氯乙烷	2.8	
	23	三氯乙烯	2.8	
	24	1, 2, 3-三氯丙烷	0.5	
	25	氯乙烯	0.43	
	26	苯	4	
	27	氯苯	270	
28	1, 2-二氯苯	560		
29	1, 4-二氯苯	20		
30	乙苯	28		
31	苯乙烯	1290		

大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程环境影响报告书

	32	甲苯	1200	
	33	间二甲苯+对二甲苯	570	
	34	邻二甲苯	640	
半挥发性有机物				
第二类用地筛选值	35	硝基苯	76	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》 (GB36600-2018)
	36	苯胺	260	
	37	2-氯酚	2256	
	38	苯并[a]蒽	15	
	39	苯并[b]蒽	15	
	40	苯并[k]荧蒽	151	
	41	茚	1293	
	42	二苯并[a, h]蒽	1.5	
	43	芘并[1, 2, 3-cd]芘	15	
	44	萘	70	
其他项目				
第二类用地筛选值	46	石油烃 (C10~C40)	4500	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》 (GB36600-2018)

2.4.3 污染物排放标准

2.4.3.1 废气排放标准

本工程施工时柴油机运作产生的氮氧化物、二氧化硫、颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中的无组织污染物排放浓度限值；根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)：在表征 VOCs 总体排放情况时，根据行业特征和环境管理要求，可采用总挥发性有机物、非甲烷总烃作为污染物控制项目；企业边界及周边 VOCs 监控要求执行 GB16297 或相关行业排放的规定。因此，本项目 VOCs（以非甲烷总烃计）排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中无组织排放监控浓度限值的规定；无组织排放 H₂S 执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表1中二级新扩改建标准限值。具体标准值见表 2.4-5。

表 2.4-5 大气污染物排放限值 单位：mg/m³

序号	污染物项目	排放浓度限值	备注
1	NO _x	0.12	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中的无组织污染物排放浓度限值
2	SO ₂	0.40	
3	颗粒物	1.0	

大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程环境影响报告书

4	非甲烷总烃	4.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值
5	H ₂ S	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1 中二级新扩改建标准限值

2.4.3.2 废水排放标准

钻井废水排至防渗暂存池，待试采工程结束后送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站，由该站配套的污水处理装置净化处理，达到回注水要求后回注地层，回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的有关标准，标准值见表 2.4-6。

表 2.4-6 回注水主要控制指标

注入层平均空气渗透率, μm^2		≤ 0.01	$> 0.01 \sim \leq 0.05$	$> 0.05 \sim \leq 0.5$	$> 0.5 \sim \leq 1.5$	> 1.5
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	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
	TGB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$

2.4.3.3 噪声排放标准

本工程施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的限值；试采期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。详见表 2.4-7。

表 2.4-7 环境噪声排放限值

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

2.4.3.4 固体废物执行标准

根据项目产生的各种固体废物的性质和去向；生活垃圾执行《生活垃圾填埋污染控制标准》（GB16889-2008）、一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存、处置场所污染控制标准》（GB18599-2001）及 2013 年修改单；危险废物贮存执行：《危险废物贮存污染控制标准》（GB18579-2001）及 2013 年修改单，危险废物鉴别执行《危险废物

鉴别标准》（GB5085.1~3-2007）；危险废物的贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18596-2001）、危险废物的转移依照《危险废物转移联单管理办法》（国家环境保护总局令第5号）、《关于加强危险废物转移管理工作的通知》新环发〔2014〕81号进行监督和管理。

2.4.3.5 风险源识别标准

本工程涉及危险物质主要是天然气、凝析油、柴油，本次评价根据《建设项目环境风险评价技术原则》（HJ169-2018），对本工程进行环境风险源潜势判定。

2.5 评价等级和评价范围

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

2.5.1 环境空气评价等级和评价范围

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中大气环境影响评价工作等级划分原则的规定，计算污染物的最大地面浓度占标率 P_i （第 i 个污染物），及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

评价工作等级按表 2.5-1 的分级判据进行划分。

表 2.5-1 评价工作等级划分表

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

选取本项目大气污染物非甲烷总烃、 H_2S ，利用 AERSCREEN 估算模式计算其最大地面浓度占标率，并最终确定评价工作等级。估算模型参数表见表 2.5-2。主要污染源估算模型计算结果见表 2.5-3。

表 2.5-2 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/°C		43.6
最低环境温度/°C		-27.7
土地利用类型		未利用土地
区域湿度条件		22%
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90

表 2.5-3 主要污染源估算模型计算结果表

编号	污染物	粉尘		
		最大浓度值(mg/m ³)	最大占标率(%)	出现距离(m)
1	井口非甲烷总烃	0.0834	6.95	17
2	井口 H ₂ S	0.0000212	0.21	17
3	油气回收非甲烷总烃	0.0014	0.12	10

由表可知，本工程油气回收非甲烷总烃和井口非甲烷总烃、H₂S 中最大地面浓度占标率 6.95%， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，因此确定大气评价等级为二级。

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定和表的估算结果，同时考虑项目建设性质，确定本次环境空气评价范围为边长 5km 的矩形范围内。评价范围见图 2.5-1。

2.5.2 水环境评价等级和评价范围

2.5.2.1 地表水评价等级和范围

本项目周围无地表水体，钻井废水收集至防渗暂存池中，试采结束后送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站；生活污水排入生活污水收集罐中，由罐车送至若羌县污水处理厂处置。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中水污染影响型建设项目评价等级判定表，见表 2.5-4，判定本项目排放方式为间接排放，地表水评价等级为三级 B。

表 2.5-4 水污染影响型建设项目评价等级判定

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/（m ³ /d） 水污染物当量数 W/（无量纲）

大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程环境影响报告书

一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 或 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—

注 1: 水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值 (见附录 A), 计算排放污染物的污染物当量数, 应区分第一类水污染物和其他类水污染物, 统计第一类污染物当量数总和, 然后与其他类污染物按照污染物当量数从大到小排序, 取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。

注 2: 废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计, 没有相关行业排放标准要求的通过工程分析合理确定, 应统计含热量大的冷却水的排放量, 可不统计间接冷却水、循环水以及其他含污染物极少的清净下水的排放量。

注 3: 厂区存在堆积物 (露天堆放的原料、燃料、废渣等以及垃圾堆放场)、降尘污染的, 应将初期雨污水纳入废水排放量, 相应的主要污染物纳入水污染当量计算。

注 4: 建设项目直接排放第一类污染物的, 其评价等级为一级; 建设项目直接排放的污染物为受纳水体超标因子的, 评价等级不低于二级。

注 5: 直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场等保护目标时, 评价等级不低于二级。

注 6: 建设项目向河流、湖库排放温排水引起受纳水体水温变化超过水环境质量标准要求, 且评价范围有水温敏感目标时, 评价等级为一级。

注 7: 建设项目利用海水作为调节温度介质, 排水量 ≥ 500 万 m^3/d , 评价等级为一级; 排水量 < 500 万 m^3/d , 评价等级为二级。

注 8: 仅涉及清净下水排放的, 如其排放水质满足受纳水体水环境质量标准要求的, 评价等级为三级 A。

注 9: 依托现有排放口, 且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目, 评价等级参照间接排放, 定为三级 B。

注 10: 建设项目生产工艺中有废水产生, 但作为回水利用, 不排放到外环境的, 按三级 B 评价。

2.5.2.2 地下水评价等级和范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表 (表 2.5-5), 本工程属石油、天然气勘探项目, 为 II 类项目。因自然地质因素, 水质较差, 不适宜直接饮用, 评价范围内地下水下游及两侧方向 10km 范围内不存在地下水环境敏感点, 区域地下水划分为不敏感, 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及建设项目评价工作等级分级表 (表 2.5-6、表 2.5-7), 确定本工程地下水评价等级为三级。

表 2.5-5 地下水环境影响评价行业分类表

环评类别	行业类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
				报告书	报告表
F 石油、天然气				/	
38、天然气、页岩气开采 (含净化)		全部	/	II 类	

表 2.5-6 地下水环境敏感程度分级

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

表 2.5-7 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

调查评价范围为：以英南 2C 井为中心，周边 6km² 的范围。

2.5.3 声环境评价等级和评价范围

试采工程的噪声影响仅在建设施工期较大，进入试采期后，整个开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在井场井口设施的安裝和井场构筑物的建设，噪声影响范围内无敏感点，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）的有关要求，确定本工程声环境评价等级为三级。

评价范围为井场、道路边界外 200m 范围。

2.5.4 土壤环境评价等级和评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A 土壤环境影响评价项目类别表（表 2.5-8），本项目属于天然气试采，为 II 类项目。根据土壤盐化、酸化、碱化的实际情况判定，区域土壤划分为不敏感，依据《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018）中的土壤环境敏感程度分级表、建设项目评价工作等级分级表（表 2.5-9、表 2.5-10），确定本工程土壤评价等级为三级。评价范围为井场及井场边界外 1km 的范围内。

表 2.5-8 土壤环境影响评价项目类别

行业类别	项目类别		
	I 类	II 类	III 类

采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	化学矿采选；石棉矿采选；煤矿采选、天然气开采、页岩气开采、砂岩气开采、煤气层开采（含净化、液化）	其他
-----	--------------	--------------------------------------------------	----

表 2.5-9 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地下水位平均埋深<1.5m 的地势平坦区域；或土壤含盐量>4g/kg 的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度>2.5 且常年地下水位平均埋深≥1.5m 的，或 1.8<干燥度≤2.5 且常年地下水位平均埋深<1.8m 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度>2.5 或常年地下水位平均埋深<1.5m 的平原区；或 2g/kg<土壤含盐量≤4g/kg 的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他		5.5<pH<8.5

表 2.5-10 生态影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	项目类别		
	I 类	II 类	III 类
敏感	一级	二级	二级
较敏感	二级	二级	三级
不敏感	二级	三级	-

2.5.5 环境风险评价等级和评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，并按照表确定风险工作等级。

分析建设项目生产、使用、储存过程汇总涉及的有毒有害、易燃易爆物质，参见表 2.5-11 确定危险物质的临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M），按表 2.5-12 对危险物质及工艺系统危险性（P）等级进行判断。

物质总量与其临界量比值公式如下：

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

式中： q_1, q_2, \dots, q_n —每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

表 2.5-11 突发环境事件风险物质及临界量

序号	物质名称	CAS 号	临界量/t
1	甲烷	74-82-8	10
2	油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等，生物柴油等）	/	2500

本项目井场处的试采油气经 LNG-1250 型撬装设备回收处理后，通过 LNG 运输车通过公路运输运送至用户，天然气现场最大贮存量为 120m^3 ，试采气密度为 $0.61\text{kg}/\text{m}^3$ ，合计 73.2kg ；凝析油产量为 720m^3 ，油密度为 $0.726\text{g}/\text{mL}$ ，合计 522.72t 。本项目设置 50m^3 、 60m^3 柴油罐各一个，共计柴油贮存量为 94.6t ，则本项目油类物质最大贮存量为 617.32t 。经计算， Q 值为 0.256 ，本项目临界量比值 $Q < 1$ ，因此环境风险潜势为 I。

表 2.5-12 评价工作等级划分

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

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

根据表 2.5-11 可知，本项目环境风险评价工作等级为简单分析，评价范围为以井场为中心，半径为 3km 的圆形区域。

2.5.6 生态环境评价等级和评价范围

本项目评价区域内不涉及自然保护区、风景名胜区、水源保护区等特殊敏感区和重要敏感区，属于一般区域。项目永久占地面积为 0.012km^2 ，占地类型为荒地，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）的有关要求，具体见表 2.5-13，本工程生态环境影响评价工作等级确定为三级。评价范围为井场边界外扩 1km 范围内。

表 2.5-13 生态影响评价工作等级划分表

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

2.6 污染控制和主要环境保护目标

2.6.1 控制污染目标

保护脆弱的生态环境是本工程试采过程中应充分重视的问题，根据施工期和试采期中对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象目标如下：

(1) 控制本项目在施工、试采过程中的各种活动，尽量减少对生态环境的破坏，做好地表恢复与水土保持工作，减少水土流失。

(2) 保证本项目在施工期和试采期，废气达标排放、废水按要求排放，场界噪声达标，固体废物得到合理利用或无害化处置，主要污染物排放符合国家和地方要求。

(3) 保证评价区域空气质量、地下水环境质量、土壤环境质量、生态质量基本维持现有水平，使受影响区域的整体生态环境无明显破坏。

(4) 对本项目试采以及处理试采油气过程实施污染预防和控制，采用先进可靠的工艺技术和环保措施，从源头控制污染物产生量，实现“节能、降耗、减污、增效”。

该建设项目控制污染目标具体见表 2.6-1。

表 2.6-1 本工程污染控制目标

污染控制对象	污染工序	污染控制因子	拟采取控制措施	控制目标
施工期	井场施工	生态破坏	控制占地面积并进行地表恢复	/
		柴油机废气	消烟除尘	达标排放
		生产废水	主要为勘探期封于井塞之内的钻井液，暂存于防渗暂存池中，待施工期结束后送至拉运至轮南塔里木油田绿色环保站进行处理。	严禁外排
		生活污水	生活污水排入生活污水收集罐，试采结束后由罐车送若羌县污水处理厂处置，污水处理厂出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》中一级 A 标准，用于当地治沙站防风固沙林灌溉	严禁外排
		生活垃圾	分类收集，及时清运	避免二次污染
		噪声	降噪隔声	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
		井喷泄漏	严格按照规范操作、配备防护设备	防止对人员及财产造成破坏
试采期	井场试采	试采气	使用 LNG-1250 型撬装设备回收处理	防止对人员及财产造成破坏
		无组织废气	定期巡视，防止井喷、泄露事故发生	

大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程环境影响报告书

污染控制对象	污染工序	污染控制因子	拟采取控制措施	控制目标
		试采废水	试采废水排至防渗暂存池，待试采工程结束后送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站，由该站配套的污水处理装置净化处理，达到回注水要求后回注地层。	避免二次污染
		生活污水	生活污水排入生活污水收集罐，试采结束后由罐车送若羌县污水处理厂处置，污水处理厂出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》中一级 A 标准，用于当地治沙站防风固沙林灌溉	严禁外排
		噪声	降噪隔声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准
		废机油	采用托盘方式收集，防止废机油落地，并于试采结束后交由有资质的单位处理	避免二次污染
		油泥(砂)	汽车拉运至塔里木油田绿色环保站进行无害化处理	避免二次污染
		生活垃圾	分类收集，及时清运	避免二次污染
		防渗公厕底泥	试采结束后，移动防渗公厕底泥同生活垃圾一起送若羌县生活垃圾填埋场处理，不会对环境造成污染	严禁外排
试采结束	井场搬迁	生态破坏	井场周边种植草方格，防风固沙，保持水土	/

2.6.2 环境保护目标

据现场调查，项目区地处塔里木盆地东部地区英吉苏凹陷处，评价范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等敏感区。除井区工作人员外，没有固定集中的人群活动区，主要为荒漠生态系统，主要环境保护目标如下（见表 2.6-2）。

表 2.6-2 环境保护目标

序号	环境要素	环境保护目标	地质与目标的关系	环境保护要求
1	生态环境	荒漠动植物	井区内	防治生态破坏和土壤污染，保护动植物
2	声环境	井区工作人员	井区内	满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准
3	大气环境	井区工作人员	井区内	满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准
4	水环境	地下水源	井区内	确保地下水不因本工程建设影响原有水质
5	环境风险	生态系统	井区内	防止破坏区域荒漠生态系统

	井区工作人员	井区内	避免身体伤害
--	--------	-----	--------

(1) 环境空气保护目标：保护评价区范围内大气环境质量保持《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 及 2018 年修改单的二级标准。

(2) 水环境保护目标：防止油气开采对地下水造成污染，确保地下水不因本工程建设影响原有水质。

(3) 声环境保护目标：控制工程建设产生的噪声，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准。

(4) 生态保护目标：保护评价区的动植物及生态环境，最大限度地减缓项目实施对土壤的扰动和植被破坏，控制荒漠化、防止土壤盐渍化、防风固沙、防治污染等。保护地质开发影响区域内的生态系统结构和功能的稳定，最大限度地减少对植被的破坏和影响，地质影响区域的土壤环境质量符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018) 中的第二类筛选值标准。

2.7 评价时段和评价重点

评价时段包括施工期、试采期、封井期三个时段，其中以施工期和试采期为主。

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

- (1) 工程分析；
- (2) 生态环境影响评价及水土保持；
- (3) 环境风险影响评价及风险管理；
- (4) 环境保护措施技术经济及可行性论证。

3 建设项目工程分析

3.1 工程概况

3.1.1 工程基本情况

3.1.1.1 项目名称和性质

项目名称：大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程

项目性质：新建

3.1.1.2 建设地点

本项目位于塔里木盆地东部地区英吉苏凹陷处，新疆巴音郭楞蒙古自治州若羌县境内，东侧距离罗布泊镇约 187km，在华英参 1 井东北侧约 30km，英南 1 井东侧约 22km。地理坐标：东经 88°28'59.10"，北纬 40°18'51.52"，地面海拔 824.94m。

本项目英南 2C 井是英南 2 井的侧钻井，属于大庆油田塔东区块范围，区地处塔里木盆地东部地区英吉苏凹陷处，交通较为不便，地表被黄沙覆盖，主要地貌为沙丘及沙丘间洼地，沙丘相对高程一般在 100m 左右，气候干旱少雨，多风沙，属于典型的暖温带大陆性极端干旱的荒漠性气候。地理位置图见图 3.1-1，区域位置图见图 3.1-2，井区道路布置图见图 3.1-3。

3.1.1.3 建设规模

本工程为英南 2C 井试采地面工程，试采井 1 口，已于 2002 年 6 月 28 日完钻。本次试采期产气量约为 $20 \times 10^4 \text{m}^3$ ，凝析油产量约为 720m^3 。项目建设试采井场 1 座，主要设备设施包括：LNG-1250 型撬装设备一套（含三相分离）、防渗暂存池、生活区建设等，工程项目组成见表 3.1-1。

表 3.1-1 项目组成表

名称	建设内容		建设规模	备注
主体工程	井场建设	地面基础	井场及生活区占地 1.2hm^2 ($120 \text{m} \times 100 \text{m}$)，利用勘探期已有地面水泥基础	依托
	地面设施	地面安全阀	防止突发事件，在管道破裂或其他情况下控制钻井液注水	依托
		井口	井口设置控制地面各安全阀门，防止突发事件	
		放喷装置	设置在井口，用于防止地下承压水和深层气喷出	
	天然气回收装置	采用 LNG-1250 型撬装设备（含三相分离），处理能力为 $3000 \text{m}^3/\text{d}$	依托	
辅助工程	井口基础		加固井口，方便其他配套设施安装	依托
	柴油罐		井场自备 50m^3 、 60m^3 柴油罐各一个，用于储存柴油。便于钻井柴油机和发电柴油机工作	新建

大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程环境影响报告书

	凝析油储存罐	设置 200m ³ 储存罐四个，用于暂存试采产出的凝析油。	新建	
	防渗暂存池	设置防渗暂存池一座，容积 20m×20m×2.5m，下铺两层 HDPE1.5mm 石油专用防渗膜，采用热熔双层焊接技术防止渗漏。	新建	
	简易进场道路	利用拟修建的油田简易主干道道路 23km（登记表已备案），道路宽度为 6m，与 G218 国道相连。	依托	
	井场内部道路	简易路面硬化约 150m，占地面积为 0.09hm ² 。	新建	
	生活区建设	职工宿舍、办公室、会议室、餐厅等采用可移动营房，占地面积为 0.24hm ² （60m×40m）	新建	
公用工程	供电	自备柴油发电机	新建	
	供水	生活用水通过罐车拉运	新建	
	排水	试采废水	试采废水排至防渗暂存池，待试采工程结束后送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站	新建
		生活污水	排入生活污水收集罐（700m ³ ），试采结束后由罐车送至若羌县污水处理厂处置	新建
	供暖	生产供暖	井筒防冻采用电锅炉（备用）	新建
		生活供暖	电暖气供暖	新建
环保工程	废气	采出气	采用 LNG-1250 型撬装设备回收	新建
	废水	试采废水	试采工程结束后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处理	依托
		生活污水	排入生活污水收集罐（700m ³ ），试采结束后由罐车送至若羌县污水处理厂处置	依托
	噪声	设备噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡	新建
	固废	废机油	采用托盘方式收集，防止废机油落地，并于试采结束后一并交由有资质的单位处置	依托
		油泥（砂）	由汽车拉运轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理	依托
		生活垃圾	集中收集后，运往若羌县生活垃圾场进行填埋处理	依托
		移动防渗公厕	防渗池 300m ³ ，试采结束后底泥送往若羌县生活垃圾填埋场处理	依托
生态	绿化	试采结束井场清除井场污染物，并与井场周边种植草方格	新建	

3.1.1.4 投资估算

本工程总投资 5000 万元，环保投资 455 万元，环保投资占总投资的比例为 9.1%。

3.1.1.5 劳动定员

本项目施工期 60 天，试采期为 250 天，新增劳动定员 40 人。

3.1.2 油气井资源概况

3.1.2.1 区域地质概况

英吉苏凹陷中生代早期的三叠系只分布在开屏及其以东的山前断裂的下盘，厚度约 1500~2000m，主要为一套三角湖泊相的砂泥岩夹煤层，中下侏罗统分布于孔雀河断裂和罗布庄断裂之间的凹陷带内，厚度 500~1200m，主要是扇三角洲前缘水下分流河道、水下天然堤、水下决口扇及氧化性滨浅湖、湖滩沉积。白垩系在该区有广泛的分布，厚度为 164~1033m，按岩性组合特征自上而下可分三段，呈粗-细-粗的沉积特征，三个岩性

段全区分布稳定，可以进行区域性追踪对比。第三系的分布已经扩展到罗布庄以南，并直接覆盖于前震旦结晶基底之上，主要为河流、浅湖相砂砾岩、泥岩和膏岩。其中侏罗系与三叠系，下第三系与侏罗系，上、下第三系之间为区域性角度不整合接触。

英南构造带为一狭长的弧形构造带，位于英东、英西两个洼槽之间，为一“洼间隆”，受阿拉干断裂和阿拉干北断裂控制，构造位置十分有利，虽然侏罗系较薄，但圈闭形成于侏罗纪晚期，是两个洼槽所生油气的长期指向区，后期比较稳定，相关断裂在侏罗纪末已停止活动，保存条件好。

3.1.2.2 储层特征

岩石类型为岩屑砂岩，岩性主要为细砂岩、泥质粉砂岩、灰质细砂岩、含砾细砂岩，次为中砂岩、粉砂岩、砂砾岩。泥质胶结，中等~疏松。镜下颗粒呈次圆状，局部次楞角状发育，分选好~中等，颗粒多呈点~线接触。粒间主要有亮（连）晶方解石，在发育段含量可达 10~20%，一般在 5%左右，有时可见微量的铁方解石及铁白云石；粒间杂基由 2~6%的泥质组成，该段主要粘土矿物组合为高岭石、I/S 间层矿物和绿泥石，伊利石少量。I/S 间层比平均为 60%。

薄片分析：孔隙式类型以改造的粒间孔、粒内溶孔和微孔隙为主，改造的粒间孔占储集空间的 42.1%，粒内溶孔占储集空间的 19.1%，微孔隙占储集空间的 24.4%。胶结类型为孔隙式胶结，岩心比较致密，喉道以弯片状和管束状喉道为主，片状喉道少量。侏罗系储层砂体的排驱压力较低，为 0.07~2.5MPa，孔喉分选中等偏差，主要流通孔喉半径为 0.63~16 μm ，总体上属中小孔~中细喉的孔隙结构特点。

电测解释：孔隙度 23.1%，最小 3.2%，加权平均孔隙度 13.6%。

物性分析：孔隙度最大 25.84%，最小 4.17%，平均为 10.64%，有 51.9%的样品集中于 10%~15%之间，15%~20%为 22.4%；渗透率最大为 395 $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，最小为 0.04 $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，平均为 2.08 $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，(0.1~1) $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的样品占 28.8%，(1~10) $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间占 49.5%，大于 10 $\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的样品占 21.1%。综合评价为中~差储层。

3.1.2.3 储、盖组合评价

英南 2C 井完井地质总结报告分析看，英南 2C 井盖层井段 2922.0~3026.0m，总厚度 104m，盖层厚度 5.0m，但该段砂岩岩性致密，砂岩也作为盖层，故盖层占段厚的 100%，岩性为泥岩、粉砂质泥岩、灰质细砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩；最大单层厚度 12.0m。储层井段 3026.0~3786.5m，总厚度 760.5m，储层厚度 753.0m，占储层段厚的 99.0%；

岩性主要为砾状砂岩、含砾细砂岩、中砂岩、细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩。该套储盖组合盖层厚度较大，储层物性好，但盖层为砂岩；储、盖层横向上分布较稳定。故综合评价为较好的储盖组合。

3.1.2.4 油气性质分析

英南 2C 井在侏罗系、志留系和奥陶系共发现了 59 层累计厚度达 451.5m 的油气显示，在侏罗系井段 3624.80~3667.56m 不仅获得了高产工业气流，而且获得了低产凝析油。研究表明，英南 2C 井天然气是原油裂解气，主要来源于寒武系一下奥陶统烃源岩；凝析油主要来源于侏罗系煤系烃源岩；而且英南 2C 井凝析气藏经历了两期成藏。

(1) 天然气组分特征

根据相关资料分析，英南 2C 井侏罗系一志留系（井段 3470.79~3833.99m）共取得 32 个天然气组分样品。分析化验结果为：烃类气体含量一般为 78.86~87.67%，主峰均值为 83.70%。烃类气体则以甲烷为主，甲烷含量分布范围为 68.92~76.67%，平均值为 73.07%；但重烃气体 C₂⁺含量也较高，一般为 9.17~14.01%，主频为 10.61。N₂ 含量高，均值为 16.00%，另外还含有少量其它气体。干燥系数（C₁/C₁₋₅）基本上都小于 0.95。综合判断认为，英南 2C 井天然气属高氮含量的气体。

(2) 凝析油物性特征

英南 2C 井侏罗系试获低产凝析油。该凝析油的物性具有“五低”的特点，即低密度、低凝固点、低含硫量、低含蜡量和低胶质+沥青质含量。凝析油密度为 0.7462~0.7869；凝固点十分低，低于-30℃，含蜡量为 1.33、5~1.56%。属低含蜡量（<5%）；含硫量为 0~0.17（<5%），是低硫油，详见表 3.1-2。

表 3.1-2 英南 2C 井侏罗系原油物性特征

井段 (m)	比重		运动粘度		凝固点 (°C)
	20°C	50°C	20°C	50°C	
3626.02~3367.56	0.7457	0.7214	0.7402	0.5340	<-30
3626.02~3367.56	0.7473	0.7230	0.7308	0.5284	<-30
3635.02~3367.56	0.7462	0.7219	0.7269	0.5247	<-30
3324.8~3367.56	0.7520	0.7280	0.7790	0.5671	<-30
3324.8~3367.56	0.7524	0.7284	0.7728	0.5629	<-30
3648~3680	0.7612	0.7375	0.8392	0.6189	<-30
3644~3646	0.7708	0.7474	0.9923	0.7416	<-30
3648~3680	0.7591	0.7354	0.8334	0.6129	<-30
3644~3646	0.7744	0.7513	1.0380	0.7798	<-30
3618~3627	0.7867	0.7642	1.1840	0.9048	<-30
3618~3627	0.7869	0.7644	1.2200	0.9326	<-30
3648~3680	0.7721	0.7490	0.9947	0.7450	<-30

3644~3646	0.7721	0.7490	0.9838	0.7369	<-30
-----------	--------	--------	--------	--------	------

(3) 油气成分

英南 2C 井天然气组分中，天然气相对密度 0.72。甲烷含量 71.93%，乙烷含量 6.27%，丙烷含量 2.34%，异丁烷含量 0.46%，正丁烷含量 0.78%，异戊烷含量 0.27%，正戊烷含量 0.21%，氮气含量 16.85%；二氧化碳含量为 0.29%。

原油密度 0.8087g/cm³，粘度 1.502mPa·s，含硫量 0.08%，含蜡量 2.72%，胶质+沥青质 0.83%。

英南 2C 井测试不产水。勘探期各井天然气组分统计见表 3.1-3。

表 3.1-3 天然气组分统计表

井号/层号	天然气相对密度	CH ₄ %	C ₂ H ₆ %	C ₃ H ₈ %	异丁烷%	正丁烷%	异戊烷%	正戊烷%	氮气%	CO ₂ %
英南 2C 井	0.72	71.93	6.27	2.34	0.46	0.78	0.27	0.21	16.85	0.29
	原油密度 g/cm ³		粘度 mPa·s		含硫量%		含蜡量%		胶质+沥青质%	
	0.8087		1.502		0.08		2.72%		0.83	

3.2 塔东区域开发现状

塔东地区气藏为构造-岩性气藏，中缓坡内带控制中-高能滩相分布，云化滩控制储层发育，沿台缘带条带状展布，储层物性控制油气富集，滩体间连通性差，NNE 向断裂是晚期成藏的气源通道，鹰上段致密灰岩盖层条件好，有利于油气保存。奥陶系白云岩滩体，三维区内落实白云岩滩面积 429.7km²/14 个，最大厚度 120~140m。

英南 2C 井射孔后试气获得工业油气流，产量、压力稳定，关井后压力快速恢复，压力恢复双对数曲线表现出双重孔隙介质的特征，从解释结果看，弹性储能比较小，串流系数较大，反映基质具有较好的储集供给能力及稳产能力。

3.2.1 开发方式与开发层系划分

1、设计采用衰竭式开发方式开采

针对油气藏埋藏深且压力高、气体以甲烷为主且低含氮气，低含硫，采用衰竭式开发方式开采。

2、采用一套开发层系开采

塔东区块鹰三段气藏地层厚度 300m 左右，储层厚度 60m 左右，纵向产气井段跨度小，且纵向上没有明显的隔层。

3、井网形式选择

针对塔东地区油气藏的复杂地质条件，总体上采用不规则井网，滩体展布形态不规则，不规则井网有利于控制有效储层，滩体厚度分布变化大，非均质性强，不规则井网部署井产量方式有利于增加钻遇气层厚度、提高单井产量。

4、井型设计原则

直井：有效储层横向局限、纵向分散。

水平井：有效储层连续、纵向有效厚度集中。

5、井距论证

在不考虑钻井风险的条件下，考虑钻井工程、地面工程投资、天然气操作成本、天然气销售价格和贷款利率等因素，总投入与总产出相等时的井网密度就是极限井网密度，依据气藏动态特征和地质认识程度，综合对比分析类比法、经济极限井距方法计算结果，结合国内外气藏开发经验，油气田开发初期不宜采用过密的井网。

6、部署结果

鹰三段三维区内 14 个白云岩滩体扣减边部厚度较薄的 35%面积（并考虑水侵风险），部署水平井 25 口，直井 40 口（含已实施和已部署探井）

3.2.2 油气藏开发概念设计

紧密结合塔东地区勘探形势，超前介入研究，立足于已有试气成果和资料，加快跟踪评价，立足于滩体控藏的认识且英南 2C 井产能特征有代表性为基础。优选认识程度比较高、油气富集的滩体集中建产，通过近期与长远结合，优化产能建设规模，依靠井间接替稳产和区块接替上产。并通过滚动评价来深化气藏认识，在滩体精细刻画的基础上，采用直井+水平井开发，提高单井产量、提高储量动用率。因气藏储层低孔、低渗且孔洞、裂缝发育，应以提高经济效益为核心，积极从钻井、完井、增产改造、采气工艺等环节应用新技术、新工艺，提高单井产能，实现气田的高效开发。

部署思路：立足塔东区块三维区鹰三段白云岩滩体，2018 年证实“滩体控藏”认识，落实滩体含气规模，2019 年加快部署，提交预测储量，开展气井试采，2020 年扩大场面，开发提前介入部署评价井，提交探明储量 1000 亿方。

部署方案：部署探井 16 口，投资 16 亿，到 2020 年提交探明储量 1000 亿方。

结合国内其它油气藏试采的经验，根据油气藏的储层特点和认识程度，若地面管网完备：采用试采前地层压力测试、产能测试、短期试采、关井压力恢复、定产降压、定

压降产的试采模式，在钻井、完井及生产作业等过程中，对储层采取全过程保护措施，按相关施工标准执行，钻井要严格按设计坐标就位，如遇特殊情况，需移动井位，必须提前申请，主要进行开发概念设计要求地质特征再认识和气田动态特征跟踪分析，进一步落实储层地质特征、气田产能、动态储量和储量动用程度，综合分析井网对储层的适应性，为编制区块正式开发方案奠定基础。

目前塔东地区鹰三段气藏试气资料少，仅有少量工业气流井的试气资料，无试采资料，本盆地白云岩滩体无类比的气藏可参考，单井稳定产能、稳产期和稳产期后的递减情况预测面临挑战；建议尽早开展英南 2C 井及后续高产井试采工作。

3.3 工程内容

英南 2C 井为大庆油田新疆塔东区块的预探井，钻井工程完成，因此本项目工程内容为试采工程、环保工程、公用工程等。

3.3.1 钻井工程回顾

英南 2C 井是英南 2 井的侧钻井（英南 2 井是塔里木盆地英吉苏凹陷，维马克—阿拉干低凸起，英南构造带，英南 2 号构造上布置的一口重点预探井）。

英南 2C 井于 2002 年 5 月 25 日于井深 3610.50m 开窗，2002 年 6 月 11 日用油基钻井液于井深 3613.50m 侧钻，2002 年 6 月 21 日完钻，完钻层位：侏罗系。2002 年 6 月 28 日，下 114.30mm 筛管至井段 3615.80—3705.03m 完井。钻井周期 18d。侧钻起始井深 3613.50m，方位 53.25°，井底斜深 3705.03m，垂深 3678.25m，造斜录井段长 91.53m，最大斜度 73.60°，平均 44°，井底位移 47.86m。英南 2C 井完井测试井段 3613.50-3705.03m 为斜井段，测试厚度 91.53m，测井解释成果见表 3.3-1。

表 3.3-1 英南 2C 井 3613.50-3705.03m 测井解释成果表

解释井段 m	厚度 m	伽玛 API	声波 时差 $\mu\text{s}/\text{ft}$	深电 阻率 $\Omega\cdot\text{m}$	浅电 阻率 $\Omega\cdot\text{m}$	孔隙度 %	含油饱和 度%	电测 解释
3616.00-3617.00	1.00	78	76	4.1	4.1	17.1	69	差气层
3620.00-3622.50	2.50	71	76	4.0	4.0	12.0	57	差气层
3623.50-3626.50	3.00	68	75	3.2	3.2	13.7	57	气层
3645.00-3648.50	3.50	64	78	5.0	5.0	16.0	70	气层
3652.50-3661.50	9.00	75	75	5.5	5.5	13.1	66	气层
3662.50-3663.50	1.00	75	70	8.0	8.0	13.1	72	差气层
3664.50-3674.50	10.00	76	74	5.0	5.0	15.5	62	气层
3676.00-3685.00	9.00	75	78	5.0	5.0	12.5	63	气层

钻井工程主要包括钻前工程（井场平整、道路建设、岩屑池、防喷池、钻井平台等

建设)、设备搬运及安装、钻井(固井、录井)、油气测试、完井搬迁及污染治理等,钻井工艺过程见图 3.3-1。

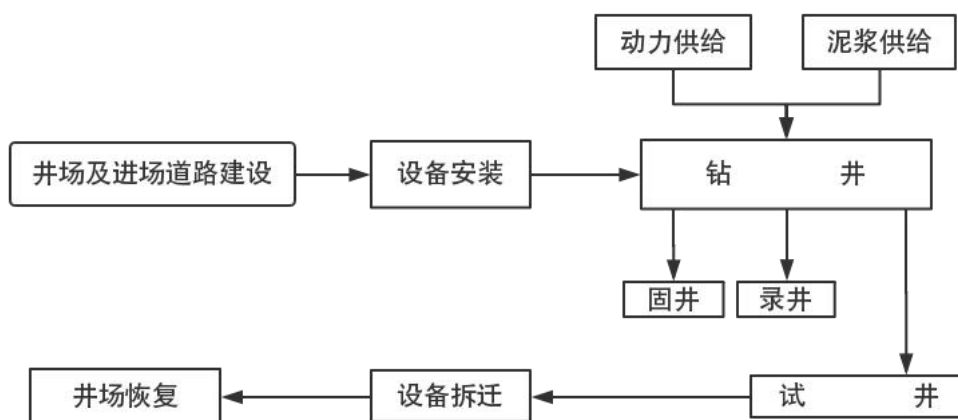


图 3.3-1 钻井作业过程示意图

3.3.1.1 井身结构

英南 2C 井是一口在原英南 2 井基础上开窗的侧钻井,完钻后,下入直径 114.30mm 筛管完井,勘探期井身结构情况见表 3.3-2,图 3.3-2。

表 3.3-2 勘探井钻井井身结构情况一览表

开钻次序	钻头尺寸 mm	套管尺寸 mm	固井方式	设计说明
一开前圆井	/	/	/	为安装井口套管头及井控设备提供空间
导管		720	插入式固井	导管预埋 10m,目的封隔地表流砂层,构成地面循环。
一开	φ444	339.72	双密度固井	表层套管下至第三系稳定泥岩段 502m 处,套管下深与钻头深度尽量接近。
二开	φ311	244.47	尾管固井	技术套管应兼顾二开裸井段长度、地层岩性与压力、井眼净化 and 固井施工等因素,技术套管下深 3200m 处,采用 8 1/2" 钻头钻进二叠系。
三开	φ215	177.8	尾管固井	7" 尾管下至志留系 4890m 处,采用 7" 尾管封固气层顶部地层,采用 6" 井眼进行储层钻进,确保井控安全。

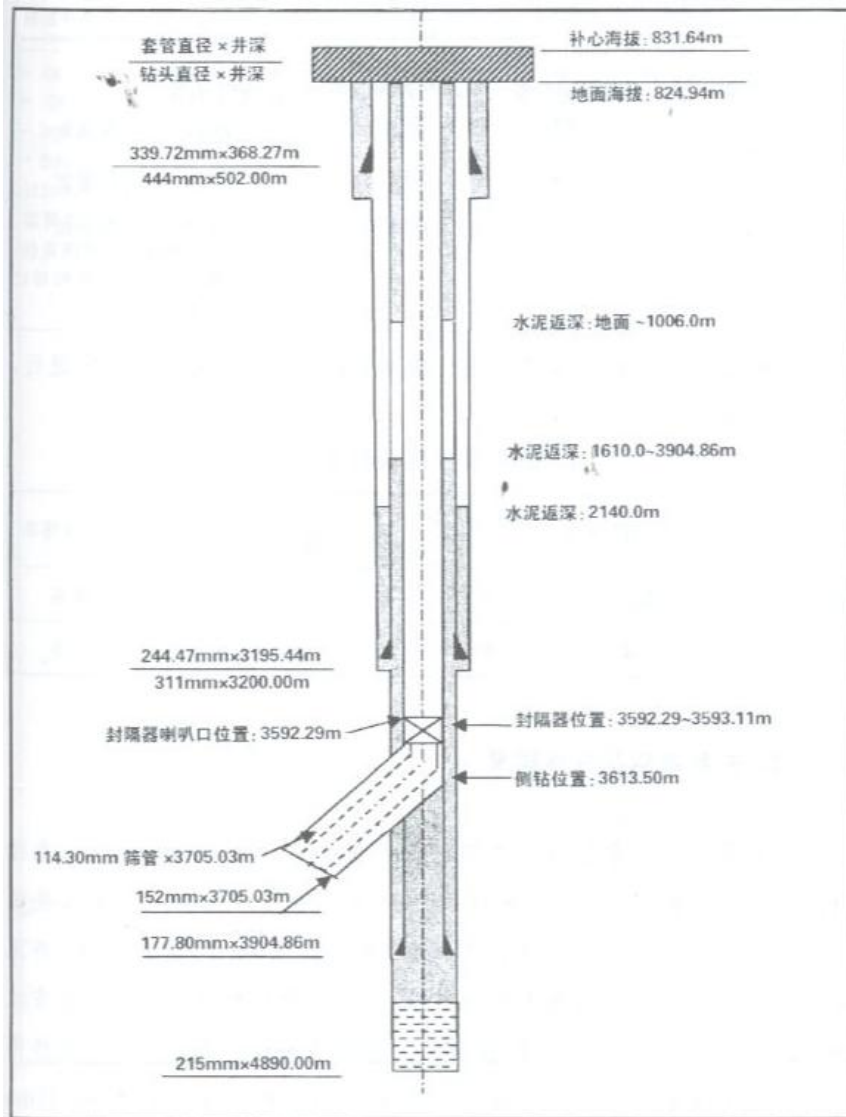


图 3.2.2 英南 2C 井井身结构示意图

3.3.1.2 钻井工艺简介

本工程常规钻井阶段使用的钻机为 ZJ90 钻机，通过钻机、转盘，带动钻杆切削地层，同时由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的井深。钻井中途需要停钻，以便起下钻具更换钻头、下管套、固井、替换洗井液和检修设备。

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后再套管与井壁之间环空内注入水泥浆套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况下保证安全继续钻进下一段井筒。

钻井作业为 24 小时连续作业，钻井期间主要的环境影响因素是柴油发电机组运行时产生的废气，钻进、起下钻和固井作业等产生的废水，井场各机械设备运转时产生的噪声，以及钻井岩屑等固体废物。

3.3.1.3 试井

试井前先安装井口放喷专用管线、各种计量设备、油气两相分离设备，原油回收罐等。产生液经两相分离器分离后，原油进入原油罐回收，天然气经过管线引至放喷池点火，依据具体情况设定时间。

完井测试期间主要环境影响因素是清洗井筒时反排的洗井废水以及射孔压裂后反排的压裂废水，测试放喷时天然气产生的燃烧废气和防喷气流噪声。

3.3.1.4 完井

测试完井后及时封井，同时修建防护墙保护井口装置，其余设施将拆除、搬迁。钻井液材料将全部进行回收。

3.3.1.5 英南 2C 井试气情况

测试日期：2002.6.29~2002.7.13。完井悬挂单封测试，工艺为二开二关。

本次完井测试井段 3613.50~3705.03m，为斜井段，厚度 91.53m，测试层位侏罗系（J）（新划分产层段归到志留系柯坪塔格组），岩性以砂岩、细砂岩为主。测试层数据见表 3.3-3，产量数据见表 3.3-4。

表 3.3-3 英南 2C 井测试层数据

层位	解释井段 m	测试井段 m	厚度 m	孔数/孔密	岩性及油气显示	电测解释
J	3616.00~3686.00	3613.50~3705.03	91.53	裸眼	砂岩，细砂岩	气层，差气层

6.0mm 油嘴，50.8mm 孔板，日产气 79442m³/d，日产油 2.4m³/d，油压 14.5MPa，流压 20.81MPa；

5.0mm 油嘴，47.625mm 孔板，日产气 50101m³/d，日产油 2.88m³/d，油压 14.138MPa，流压 21.553MPa。

采用陈元迁一点法计算无阻流量 9.3×10^4 m³/d。

根据样品分析结果，本次测试结果定位“凝析气层”。

表 3.3-4 英南 2C 井测试层产量

油嘴(mm)	孔板(mm)	油压 (MPa)	流压 (MPa)	产量 (m ³ /d)			生产压差 (MPa)
				油	气	水	
6.00	50.80	14.5	20.814	2.4	79442	0	21.780
5.00	47.625	14.138	21.533	2.88	50101	0	21.141

3.3.2 试采工程

英南 2C 井采用初期地层压力测试、产能试井、短期（延时）试采、压力恢复四个阶

段。整个试采时间约 250 天。

3.3.2.1 试采方式

本次试采工程主要包括井塞开钻、试采工程和天然气回收。试采方式为初期地层压力测试+产能试井+短期试采+压力恢复，详见表 3.3-5。

表 3.3-5 英南 2C 井试采过程安排

序号	测试阶段	开关井顺序	持续时间 h	产气量 q_g
				$10^4\text{m}^3/\text{d}$
1	初期地层压力测试	初始关井	48 (2 天)	0
2	产能试井	开井	24 (1 天)	1.0
		关井	24 (1 天)	0
		开井	24 (1 天)	3.0
		关井	24 (1 天)	0
		开井	24 (1 天)	5.0
		关井	24 (1 天)	0
		开井	24 (1 天)	7.0
3	短期试采	开井	4320 (180 天)	4.0
		关井	1440 (60 天)	0

3.3.2.2 试采设备

试采工程设备一览表详见表 3.3-6。

表 3.3-6 试采工程主要设备一览表

序号	设施名称	规格型号	数量	主要技术参数	备注
1	采气树	/	1 套	/	/
2	井口压力计量装置	/	1 套	/	/
3	热交换器	13720.D×4247S/S×9.5THK	1 台	压力级别: 上游 5000psi, 下游:2000psi 温度:-29℃~204℃	防硫
4	电锅炉	/	1 台	/	/
5	数据采集系统	EDGE-X	1 套	包括含砂检测仪	/
6	地面安全阀	M200	2 套	额定工作压力: 15000psi	防硫
7	多相传感泄压阀	5000PSi	10 套	额定温度-29—82℃/ MR0175 油水气酸性环境	防硫
8	化学注入泵	A2015-M-120	2 台	/	/
9	立式缓冲罐	直径 1900/1.05; 容积: 17.24m ³	2 台	直径 1900/1.05 容积: 17.24m ³	防硫
10	密闭计量罐	8m×2.5m×2.5m	1 台	/	防硫
11	排污管汇	3-1/16"	1	105MPa	防硫
12	油嘴管汇	3-1/16"	1	105MPa	防硫
13	油嘴管汇	3-1/16"	1	105MPa	防硫
14	平板阀	3-1/16"	9	105MPa	防硫
15	针型阀	3-1/16"	2	105MPa	防硫

大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程环境影响报告书

序号	设施名称	规格型号	数量	主要技术参数	备注
16	旋塞阀	2"1502	4	105MPa	防硫
17	活动弯头	2"1502	5	105MPa	防硫
18	L 型弯头	2"1502	13	105MPa	防硫
19	T 型三通	2"1502	1	105MPa	防硫
20	法兰三通	2"1502	4	105MPa	防硫
21	由壬管线	2"1502	20	105MPa	防硫
22	法兰管线	3-1/16"	20	105MPa	防硫
23	由壬变扣短节	3"1502×4"1502	10	105MPa	防硫
24	由壬变扣短节	2"1502	10	105MPa	防硫
25	法兰变扣短节	3-1/16"×3-1/16"	20	105MPa	防硫
26	由壬短节	2"1502	10	105MPa	防硫

3.3.2.3 工程占地

本工程永久占地 1.2hm²，临时占地 0.4hm²，占地情况见表 3.3-7。

表 3.3-7 工程占地情况一览表

序号	工程内容	工程量	临时占地 (hm ²)	永久占地 (hm ²)
1	井场基础	100m×120m	/	1.2
2	防渗暂存池	20m×20m×2.5m	0.04	/
3	天然气回收装置	15m×20m×10m	0.03	/
4	生活区	60m×40m	0.24	/
5	路面硬化	长约 150m	0.09	/
合计			0.4	1.2

3.3.2.4 井塞位置

根据预探井的油气层特点，英南 2C 井采用水泥塞封井方式，试采井水泥塞位置详见表 3.3-8。

表 3.3-8 试采井水泥塞位置

井号	水泥塞位置	水泥塞深度
英南 2C 井	3928.11~3593.11m	335m

3.3.3 公用工程

3.3.3.1 给排水及消防

本项目试采期用水均采用罐车，由若羌县拉运至项目区。

本项目产生的钻井废水，在试采工程结束后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站处

理，生活污水暂存于 700m³ 的生活污水收集罐中，定期由罐车送至若羌县污水处理厂处置。

3.3.3.2 供热与暖通

本工程井筒防冻和生活供暖均采用电暖气供暖。

3.3.3.3 供电

钻井队自备柴油发电机，用于施工期和试采期的生产及生活供电。

3.4 依托设施情况及可依托性分析

3.4.1 道路工程

本项目道路依托拟修建 23km 的油田简易主干道路，道路宽度为 6m，与 G218 国道相连。依托道路工程先于本项目建设，简易道路建成后，本项目开始入场施工。此道路已在若羌县环保局备案，备案号为 201965282400000117，备案表见附件。

3.4.2 环保依托工程

3.4.2.1 天然气回收装置

塔里木油田勘探开发区域遍及塔里木盆地周边五地州二十多个县市，点多面广，随着勘探开发的不断深入，零散单井越来越多。零散单井的典型特点是远离油气集中处理厂，地势偏远，有的零散井距离联合处理厂大于 100km；部分零散井含有高浓度 H₂S，最高可达到 30×10mg/m³，H₂S 一旦进入油气处理装置，将导致腐蚀等严重问题，影响安全生产；零散井大都生产伴生气，而且生产具有不确定因素，建设远距离输气管网投资大、风险高。为节约能源，保护环境，通过反复论证，提出采取 LNG 技术回收零散井的放空天然气。

英南 2C 井试采天然气回收拟采用 LNG-1250 型撬装设备，采用 LNC 回收技术处理，处理能力为 30000m³/d，其主要优点是模块化、占地小、易安装、节能环保。

根据油田伴生气的特点和井场条件，在道路交通状况较好的情况下，采用 LNG 技术回收放空天然气。放空的天然气在井口经过处理后，用压缩机增压至 25.0MPa，再用 LNG 罐车拉运到卸气站，通过卸气工艺将压缩的天然气卸入已建集气管线，从而实现回收利用。井口处理工艺设备全部撬装化，便于按不同的需求进行搬运和组合。

该设备主要由六个模块化撬组成，包括加热减压撬（含三相分离）、脱酸撬（含脱碳脱硫）、脱水撬、液化冷箱、制冷压缩机、公用工程撬，使用柴油发电机为所有设备

提供动力源。试采天然气回收流程示意图见图 3.4-1，建成预测图见图 3.4-2。

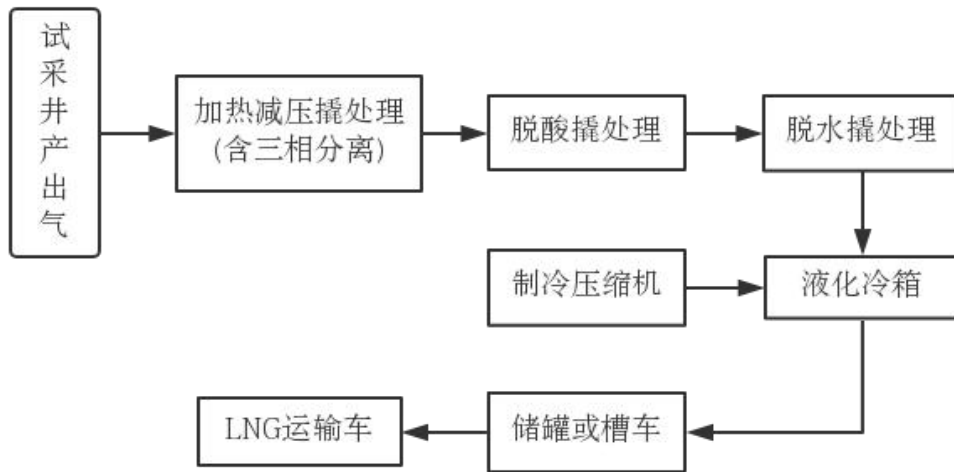


图 3.4-1 试采天然气回收流程示意图



图 3.4-2 试采天然气回收站预测图

工艺流程如下：

1、加气技术

在零散井井口建设 LNG 增压站，天然气需经过分离、调压稳压、脱硫、脱水、脱烃，

再用压缩机增压到 25.0MPa 后装车。根据长输管线对远距离输气气质的要求及零散井放空天然气物料性质差异，各增压站的工艺略有不同，如对于含 H₂S 天然气，需要在增压前设置脱硫工艺。天然气 LNG 回收工艺见图 3.4-3。

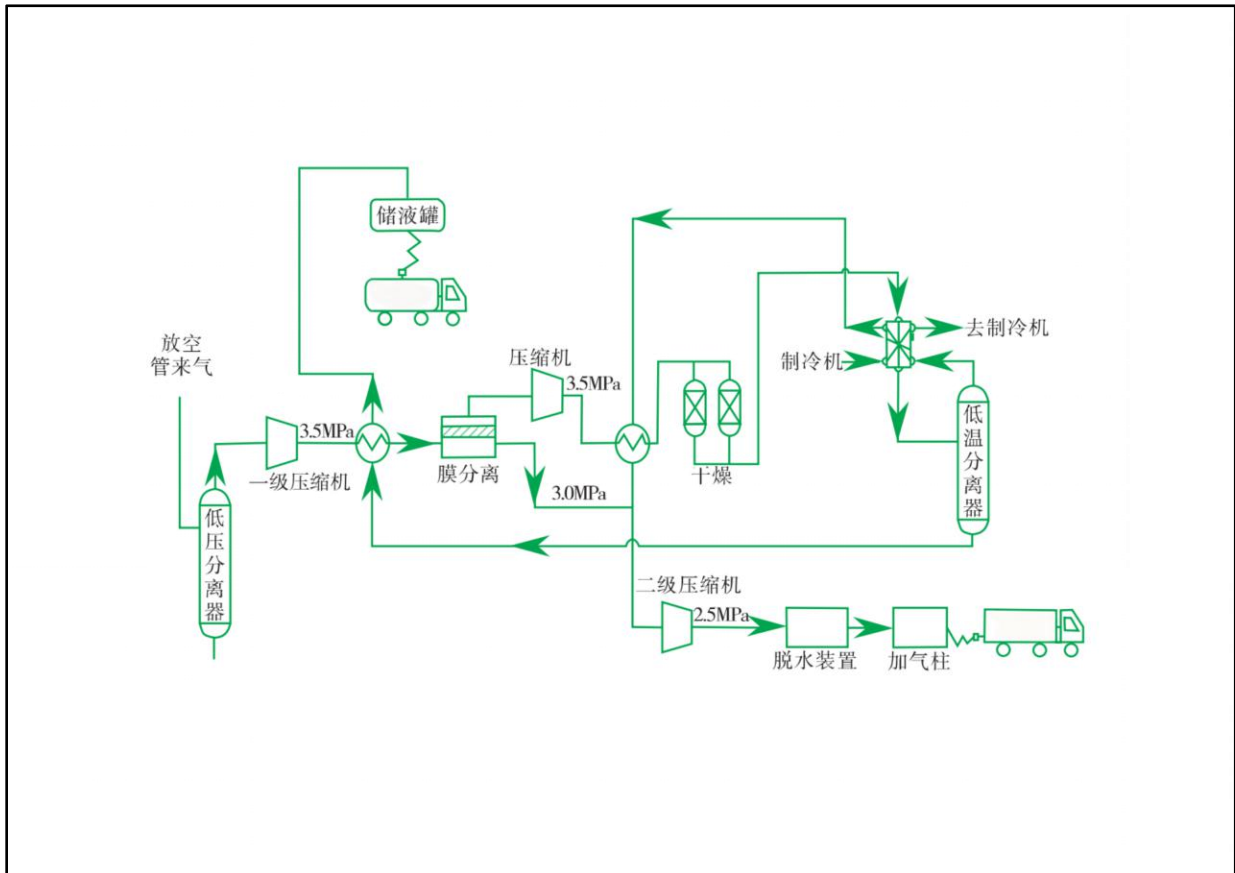


图 3.4-3 LNG 回收工艺图

2、计量装置

来气计量采用智能动差式流量计，并将带有温度压力补偿的流量信号传至值班室显示累计流量和瞬时流量，便于操作人员及时了解设备运行状态。

3、加热减压撬处理（含三相分离）

试采产生的油气经过调压阀调压后进入预闪蒸罐进行油水气三相的初步分离，分离后的油相经过换热器加热并与除盐水混合进入电脱盐罐，除去凝析油中大部分的盐，脱盐后的凝析油分两股进入凝析油稳定塔，一路经空冷器冷却后进入塔顶，另一路经与塔底稳定凝析油换热后进入塔中，这两股凝析油经过稳定塔内的传质传热达到稳定状态，稳定后的凝析油从塔底排出，经过两次换热达到储存要求后输送到凝析油储罐中。

另外从预闪蒸罐、电脱盐罐及凝析油稳定塔分离出的气相集中输往脱酸撬单元脱除 H₂S、CO₂ 后，进入后续脱水撬处理装置。

4、脱酸（含脱碳脱硫）撬处理

天然气含 H_2S ，需要在增压前脱除，脱硫方式分为湿法和干法。湿法脱硫工艺流程长、辅助系统复杂、投资高、能耗大、不适合脱除低压、低含硫天然气。因此本项目采用干法脱硫技术。

干法脱硫包括氧化铁法、活性炭法、分子筛法、离子交换法、电子束照射法、膜分离法、生化法等。干法工艺大多是利用固体脱硫剂的吸收或转化作用，将 H_2S 转变成单质硫或者其他固体化合物。干法工艺通常适用于脱硫剂均不能再生，但具有流程短、辅助系统简单、操作弹性大、脱硫较彻底、能耗小、投资低等优点，特别适用于气体精细脱硫。

对低压、含低硫天然气试采井推荐采用干法脱硫工艺对放空天然气进行脱硫处理。2018-II 脱硫剂硫容较高，可节省设备尺寸，降低生产人员劳动强度，更换脱硫剂时安全。工艺流程图见图 3.4-4。

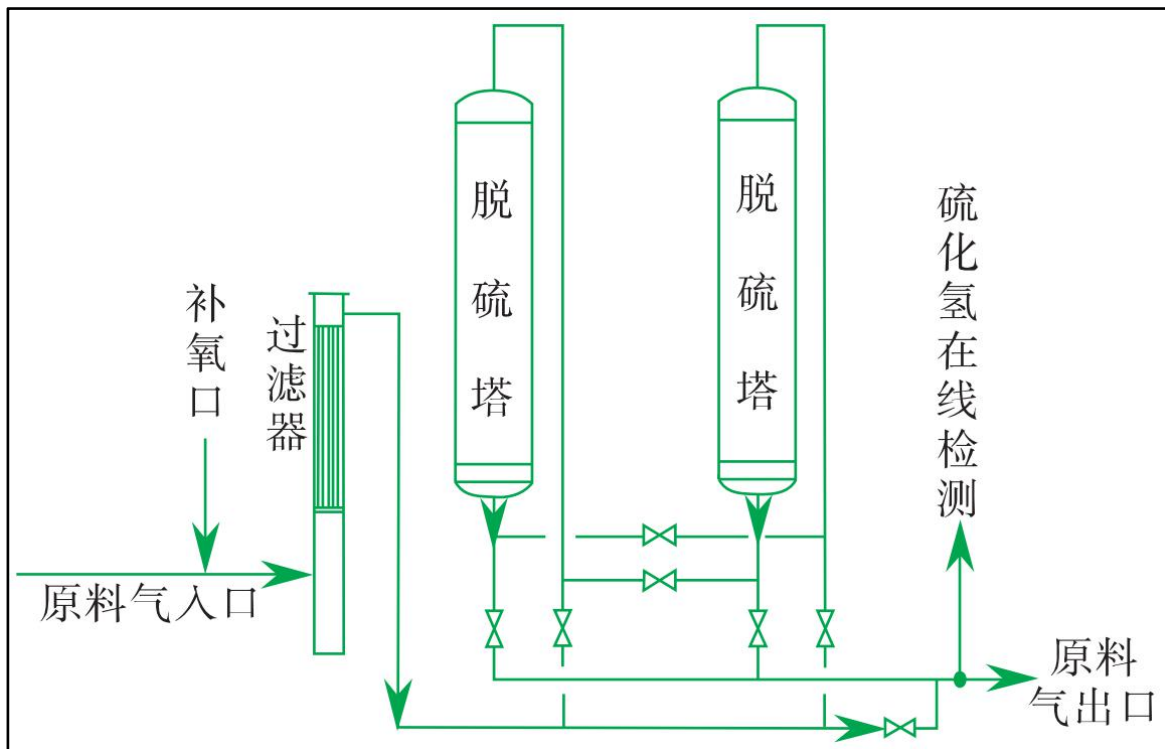


图 3.4-4 脱硫工艺流程

5、脱水撬处理

LNG 压缩工艺需配备脱水装置，深度脱除天然气中的水分，防止在卸气过程中出现冰堵现象。脱水装置可以考虑前置低压脱水撬和后置高压脱水撬。经脱水装置脱水干燥后的成品气中，水分可以达到：在常压下露点温度 $\leq -62^{\circ}C$ 。

6、天然气液化处理

天然气液化是一个低温过程。试采气经预处理后，进入换热器进行低温冷冻循环，冷却至-160℃左右就会液化。迄今已成熟的天然气液化工艺有：节流制冷循环、膨胀机制冷循环、阶式制冷循环、混合冷剂制冷循环和带预冷的混合冷剂制冷循环。本项目采用带预冷的混合冷剂制冷循环。

带预冷的混合冷剂制冷循环，简称 C₃/MR 工艺，是在 MRC 工艺基础上开发出来的新一代液化工艺，采用丙烷、混合冷剂(N₂+C₀₁~C₀₄)、氨制冷等预冷方式。C₃/MR 工艺的基本原理是分两段供冷进行冷却。高温端采用纯丙烷预冷工质进行多级制冷，低温端进行两级换热制冷——高压混合冷剂与较高温度的原料气换热，低压混合冷剂与较低温度的原料气换热。

在 C₃/MR 工艺中有两个独立的循环系统，即丙烷密闭循环系统和混合冷剂与原料气密闭循环系统。在丙烷循环系统中，丙烷蒸气经丙烷压缩机两级压缩并用冷却介质冷却至全凝状态后，通过换热器分别对混合冷剂和原料气进行预冷；蒸发后的丙烷工质返回丙烷压缩机进行再循环。在混合冷剂循环系统中，混合冷剂蒸气经混合冷剂压缩机两级压缩并用冷却介质先后进行中间冷却和后冷却后，再进入丙烷循环系统进行部分冷凝，分离成液体和气体两个馏分；它们再进入主换热器，在各自的换热盘管内得到进一步冷却。然后，采用喷淋方式与原料气物流进行换热。两个馏分以汽相形式在主换热器底部重新混合后，返回混合冷剂压缩机实行再循环。制冷压缩机选用离心式压缩机。

7、压缩机

目前天然气压缩机主要有 L 型、D 型、ZW 型、V 型等型号。考虑本项目地理位置偏远，现场条件恶劣等因素，压缩机大都选用 V 型撬装风冷电驱压缩机。压缩机、净化器、冷却装置、控制系统等都集成在撬装底座上，形成一个整齐系统，具有密封、隔声、保温、防爆等功能。其最大的优点就是拆卸移动方便、现场组装调试简单。

8、LNG 运输车辆选型

压缩后的天然气通过 LNG 运输车进行运输，LNG 由牵引车和半挂车组成，半挂车由 8 只 LNG 管束组成，容积为 2.375m³，可实际运送天然气约 4000Nm³。

3.4.2.2 轮南油田钻试修废弃物环保处理站

塔里木油田在哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南 7 个区块分别设置油田钻试修废弃物环保处理站，实行“点对点”处理方式，各区块均新建一

套撬装化钻井聚磺泥浆体系固废处置装置（高温氧化工艺）和一套撬装化钻井试修废水处理装置（均质除油+絮凝沉淀+过滤工艺），并配套建设固废暂存池、污水暂存池、简易注水站及回注水输送管线等。集中处置区块内的钻井试修废弃物，实现废弃物的无害化、资源化处理。

轮南油田钻井试修废弃物环保处理站工艺路线中物料走向包括固废暂存池——上料装置——输送装置——給料装置——物料预烘——高温氧化窑，烟气走向包括二次燃烧室——烟气急冷（物料预烘）——旋风除尘——水膜（或袋式）除尘——洗涤塔——烟囱排放。主要工艺流程包括备料、物料预烘、高温氧化、烟气净化及飞灰固化等工序。

2016年11月取得新疆维吾尔自治区环保厅关于《塔里木油田钻井试修废弃物环保处理站工程（哈拉哈塘、轮南、克拉苏、英买力、塔中、塔河南岸、塔西南区块）环境影响报告书》的批复（新环评价函[2017]2019号），目前轮南油田钻井试修废弃物环保处理站目前已投运，工程包括钻井聚磺泥浆体系固废处理规模 100m³/d，钻井试修废水处理规模 300m³/d，建设有 15000m³ 聚磺泥浆暂存池，50000m³ 污水暂存池，2000m³ 污油池，可满足本项目的试采废水处理。

3.4.2.3 塔里木油田绿色环保站

本工程的油泥（砂）运至塔里木油田绿色环保站进行无害化处理，距离本项目约 350km。

塔里木油田绿色环保站（已取得环评批复）位于巴音郭楞蒙古自治州轮台县轮南镇轮南供水末站以北、轮南 202 井以东，2011 年投入运营，占地面积 18560m²，设计处理能力 10500m³/a，站内设间歇式三级混合洗涤装置一套，6000m³ 含油污泥储存池一座。由下属公司（新疆沙运环保工程有限公司-危险废物经营许可证的编号 6528220033）总组织承包和运营。轮南绿化环保站没有单独立项，包含在英买力潜山油藏地面工程中，中勘冶金勘察设计研究院有限责任公司编制环评报告，自治区环保厅以新环评价函[2010]251 号进行批复，新疆环境监测总站编制验收报告，自治区环保厅以新环函[2014]376 通过验收。

塔里木油田绿色环保站采用国内领先水平的热洗和萃取法，即采用物理加化学法将含油污泥中的油和泥沙进行分离、萃取出来，并配合先进的间歇式三级混合洗涤工艺，处理后的还原土中重金属等毒性成分低于《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）、《危险废物鉴别标准 毒性物质鉴别》（GB5085.5-2007）中各项毒

性鉴别指标，并达到《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）及《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T3998-2017）规定要求后，由油田公司统一用于油田作业区内道路铺设及井场填坑。

工艺流程如下：

含油污泥由各产生单元送储存池，经抓斗送振动筛进行分选，5cm 以上的石块及其它杂物通过导流槽进入清洗池，清洗后送污泥干化场；筛下物进入粗料池。粗料池中的油泥分别在回旋式混合机与药剂混合粉碎，在一级粗料洗涤机、二级粗料洗涤机中洗涤，在细料分选筛中分选，选出 5mm-0.5mm 的细砂，经检验合格后送污泥干化棚。

冲洗分选过程中产生的浮油进油水分离罐，含水油泥加药剂后进行三相分离和泥浆压滤，泥土经检验合格后送污泥干化棚。上清液回用到工艺中。工艺中回收的浮油全部进油水分离罐，得到的油送联合站外输，产生的废水全部回用于工艺。处理后的泥土达到《危险废物鉴别标准-浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）无害化标准要求后，送处理厂周围无植被平铺堆存。工艺流程简图见图 3.4-3。

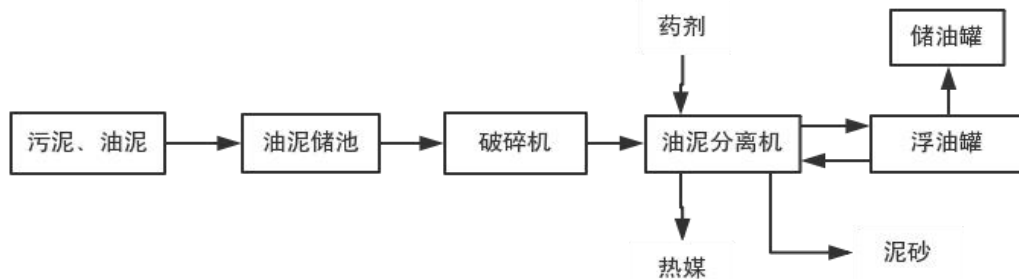


图 3.4-5 绿色环保站处理流程简图

绿色环保站现状满负荷运行，根据生产状况，2017 年在紧邻现有厂区东侧实施“塔里木油田绿色环保站 $3 \times 10^4 \text{m}^3$ 含油污泥资源回收扩建工程”，新增含油污泥资源回收装置一套，采用含油污泥热解处理工艺，包括预处理系统、热解系统、除尘冷凝系统和尾气处理系统。工程实施后，可新增年处理含油污泥 $3 \times 10^4 \text{m}^3$ ($4.5 \times 10^4 \text{t}$)，绿色环保站含油污泥总处理能力达到 $4.05 \times 10^4 \text{m}^3$ ($6.075 \times 10^4 \text{t}$)。2017 年 12 月取得新疆维吾尔自治区环保厅关于《塔里木油田绿色环保站 3 万含油污泥资源回收扩建工程环境影响报告书》的批复（新环评价函[2017]2019 号）。

本工程含油污泥产生量约为 0.5t/a，塔里木油田绿色环保站完全可以满足需求。

3.4.2.4 若羌县污水处理厂

若羌县污水处理厂于 2017 年 4 月开工，目前，已完成调节池主体建设，设备安装、A²O 池钢筋 100%、模板 90%；办公楼一层墙体砌筑，配水井、污泥压缩间、脱水间等钢筋 75%；2017 年 8 月 20 日正式注水进行培菌作业，并于 2017 年 10 月底完工。

若羌县污水处理厂采用格栅+曝气沉沙的预处理工艺，A²O+二沉池作为二级生化处理工艺，三级处理工艺采用滤布滤池的过滤，经过滤和紫外消毒后达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 标准后排放，污泥采用叠螺脱水机脱水后自然干化，最后填埋或者作为农用肥料使用。

3.4.2.5 若羌县垃圾填埋场

若羌县生活垃圾卫生填埋场位于 315 国道附近，距县城 10.8km 处，包括垃圾池、渗沥液池、土方工程、防渗工程、围护工程及零星工程。管理区占地 6750m²。垃圾填埋场消纳垃圾 48t/d；填埋场库容 16 万 m³，填埋场占地 2.4 公顷，本项目生活垃圾总量为 5.6t，可容纳本项目生活垃圾产生量。

3.5 工程分析

3.5.1 环境影响因素分析

油气井在试采过程中对环境的影响主要分为井塞开钻过程、地面工程建设以及油气井试采过程。污染源主要是以油气井试采过程中形成的污染源及处理中的污染源为主体，同时还包括机动车辆污染源和人为生活污染源等。

经现场踏勘，本工程勘探期过程已经发生，因此工程分析对勘探期进行回顾性分析，并以施工期和试采期为重点，进行环境影响因素及产污环境分析，试采结束后侧重于生态环境保护分析。

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。试采期环境影响贯穿于整个试采期。试采工程结束后，如果封井、井场处置和生态恢复等措施得当，环境影响将很小；反之若出现封井不严，可能导致地下油气外溢等事故发生，产生局部环境污染；生态破坏，导致局部地区土壤结皮损坏，沙丘活化。

本工程包括井塞开钻、地面工程建设、试采气等施工作业内容，基本属于施工期和试采期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油气井、采油气等各工艺过程，影响结果包括非生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染，详见表 3.5-1。油气井试采工程主要产物环节见图 3.5-1。

表 3.5-1 环境影响因素识别表

建设活动	主要环境影响因素	环境影响因素主要受体	备注
施工期	排放污水	土壤、地下水	正常工况
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	车辆、设备排放尾气	环境空气	
	井喷爆炸、火灾等	土壤、水、环境空气及生态环境	事故
	设备、车辆排放尾气	环境空气	正常工况
	设备、车辆产生噪声	声环境	
	施工固体废物	土壤	
井场建设占用土地	土壤、植被		
试采期	烃类无组织排放	环境空气	正常工况
	产生作业废水	土壤、地下水	
	试采固体废物、危险废物	土壤、地下水、环境空气	
	产生设备噪声	声环境	
	油气泄露、火灾等	土壤、地下水、环境空气	

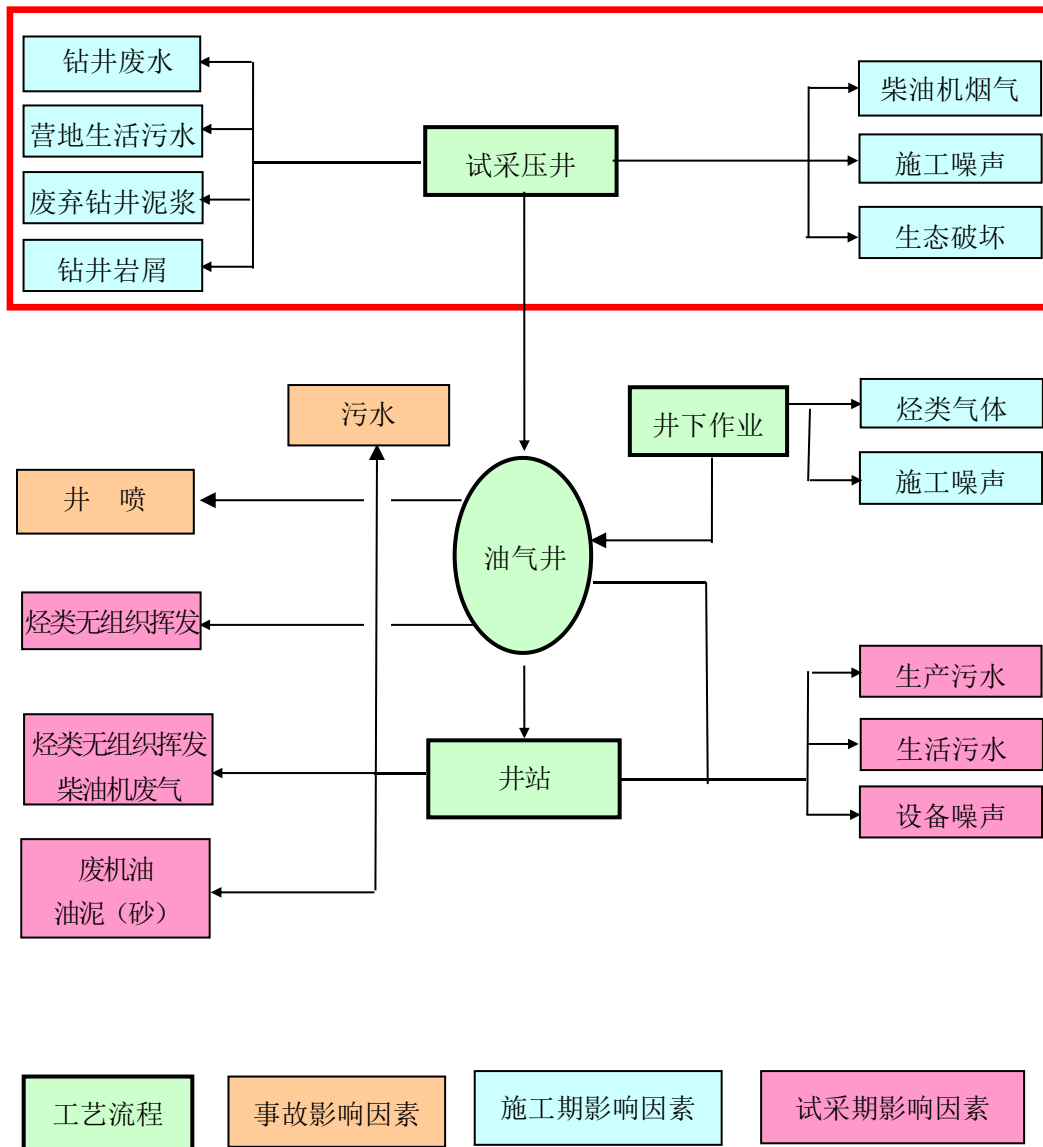


图 3.5-1 主要工艺流程及产物环节图（红色框内不是本次评价内容）

3.5.2 现有工程环境影响回顾

3.5.2.1 环境影响分析

钻井过程中的污染源主要来自钻井设备和钻井施工现场。废气主要来自大功率柴油机燃烧产生的废气机施工扬尘；废水主要为钻井废水和施工营地生活废水；噪声设备主要包括钻井井场内的发电机、柴油机等大型设备；固体废物主要由钻井岩屑、钻井泥浆和施工人员生活垃圾。此外，钻井队员和相关施工车辆活动会对施工范围内的土壤、植被的生态环境造成一定影响。

3.5.2.2 存在的环境问题及整改措施

经现场调查，英南 2C 井为勘探井，钻井作业已结束，污染物排放也随之结束。现有完钻井井场已进行了平整，井口周边区域进行了硬化，并在井口四周设置了铁皮围挡，井区道路采用砂石路面，井场规范。在现场勘查过程中也发现存在的一些问题，主要为井场废弃物未及时清理干净，现场存在纸壳、废旧工具等施工遗迹，因此在本次试采过程中应督促钻井施工单位，对井场临时占地进行恢复。

3.5.3 施工期污染源分析

3.5.3.1 废气污染源

施工期废气污染源主要是施工过程中产生少量扬尘、施工车辆运输产生的扬尘。另外，施工机械（柴油机）和车辆排放一定量的废气。

（1）施工扬尘

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。

通过类别调查，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。而在有防尘措施的情况下，污染范围为 50m 以内的区域，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。类比数据参加表 3.5-2。

表 3.5-2 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（柴油机）和车辆还将排放一定量的废气。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）施工期柴油机废气

施工期设备需使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧将向大气中排放废气，其中主要的污染物为烃类、CO、NO_x、SO₂等。

根据本工程情况，施工期工作队配备钻井柴油机和发电柴油机各一台，柴油消耗量平均 2t/d，柴油消耗量约为 120t；根据《油田开发环境影响评价文集》，柴油机每马力小时消耗柴油 175g，产生 CO₂40g，NO_x10.99g、烃类 4.08g。据此，柴油机运转过程中排

入大气中的 CO、NO_x 和总烃量可用于下式计算：

$$Q_{CO} = 2.40 \times \frac{m}{175} \quad Q_{NO_x} = 10.99 \times \frac{m}{175} \quad Q_{C_nH_m} = 4.08 \times \frac{m}{175}$$

式中：m—柴油机消耗柴油量

我国规定柴油中硫的含量不大于 0.035%。在此按柴油中硫含量为 0.035%估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.70kg。本工程施工期为 60 天，施工期间共向大气中排放烃类：2.80t，NO_x：7.54t，CO：1.65t，SO₂：0.084t。

3.5.3.2 废水污染源

施工废水污染源主要为勘探期封于井塞之内的钻井液以及施工人员生活废水。

(1) 废钻井液

废钻井液主要产生于钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格或因不适于钻井工程和地质要求而被排放的钻井液，以及完井时井筒内被清水替出的钻井液等。废弃钻井液呈碱性，pH 值在 8.5~11 之间，主要成分有烃类、盐类、各种有机聚合物、木质磺酸盐及重晶石中的杂质，还含有一定数量的加重剂和化学处理剂。本项目在井塞开钻过程中会产生勘探期遗留下来的少量废钻井液，暂存于防渗暂存池中，待施工期结束后送至拉运至轮南塔里木油田绿色环保站进行处理。

(1) 生活废水

施工期劳动定员 20 人左右，用水量按每人每天 35L 计，生活用水量为 0.7m³/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 0.56m³/d，施工期按 60d 计算，项目施工期生活污水产生量为 33.6m³。

生活污水排入 700m³ 的生活污水收集罐，试采结束后由罐车拉运至若羌县污水处理厂处置，污水处理厂出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中一级 A 标准后用于当地治沙站防风固沙林灌溉，井场设置可移动式防渗公厕，粪便可排入移动式防渗公厕，自然蒸发后，底泥定期与生活垃圾拉运至若羌县生活垃圾填埋场处理。

3.5.3.3 噪声

施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有：挖掘机、推土机、轮式装载机、电焊机、柴油发电机组等。以上各种施工机械及车辆的噪声情况参见表 3.5-3。施工周期较短，因此，施工产生的噪声只短时间对局部环境造成影响。

表 3.5-3 拟建工程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	柴油发电机组	1	98
2	冲击式钻机	1	87

3.5.3.4 固体废物

施工期产生的主要固体废物为施工废料和施工人员生活垃圾。

(2) 施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料及施工过程中产生的废混凝土等。施工期施工废料部分可回收利用，剩余废料统一收集后拉运至若羌县固废填埋场。

(3) 生活垃圾

以每人每天产生 0.5kg 的生活垃圾计算，施工期施工人数约为 20 人，施工期建设周期为 60d，则本工程在地面工程施工期间产生的生活垃圾为 0.6t，集中收集后运往若羌县生活垃圾填埋场填埋处理。

移动防渗公厕底泥同生活垃圾一并送至若羌县生活垃圾填埋场处理，不会对环境造成污染。

3.5.3.5 污染物排放情况汇总

本工程施工期污染物产生以及排放汇总表见表 3.5-4。

表 3.5-4 拟建工程施工期污染物排放汇总

类别	污染源名称	污染物组成	拟建工程产生量	去向及治理措施
废气	柴油机废气	烃类	2.80t	环境空气
		NO _x	7.54t	
		CO	1.65t	
		SO ₂	0.084t	
	施工扬尘	TSP	-	
废水	钻井	废钻井液	少量	送至拉运至轮南塔里木油田绿色环保站进行处理
	生活污水	COD、氨氮、悬浮物等	33.6m ³	生活污水排入生活污水收集罐，试采结束后由罐车送若羌县污水处理厂处置
固废	生活垃圾	-	0.6t	设置垃圾收集箱，集中收集后送至若羌县生活垃圾填埋场处理

噪声	井场	施工机械	87~98dB (A)	声环境
----	----	------	-------------	-----

3.5.4 试采期污染源分析

3.5.4.1 大气污染物

本工程大气污染物主要源自井口和天然气回收装置等设备产生的无组织泄露烃类气体、柴油机设备产生的废气。主要污染物为非甲烷总烃、H₂S、SO₂、NO_x等。

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。具有挥发性的有机化合物主要包括非甲烷总烃（烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃）、含氧有机化合物（醛、酮、醇、醚等）、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等。对于本项目而言，其排放的VOCs基本可以等同为非甲烷总烃。

（1）井场无组织排放

①非甲烷总烃

工程在试采过程中，会有部分烃类物质逸散损失，造成环境污染，随着试采的结束而停止排放。依照天然气开采经验，一般天然气开采的气损率为0.5%，并结合项目勘探期所探查出的天然气组分（详见表3.1-2）及试采期产气情况，可用下式计算出非甲烷总烃的排放量为：

非甲烷总烃体积百分比

$$V=6.27\%+2.34\%+0.46\%+0.78\%+0.27\%+0.21\%=10.33\%$$

非甲烷总烃的分子量

由天然气组分表可以看出，非甲烷总烃以C₂、C₃、正丁烷、异丁烷、正戊烷和异戊烷为主，他们的分子量分别为30、44、58、58、72、72，则非甲烷总烃的分子量可估算为：

$$(6.27\% \times 30 + 2.34\% \times 44 + 0.46\% \times 58 + 0.78\% \times 58 + 0.27\% \times 72 + 0.21\% \times 72) / 10.33\% = 38.48$$

试采期间非甲烷总烃排放量

$$V=200000 \times 10.33\% \times 0.5\% = 103.3\text{m}^3 = 103300\text{L}$$

$$M=(103300/22.4) \times 38.48 = 117454\text{g} = 0.118\text{t}$$

②H₂S

工程在试采过程中，会有部分H₂S物质逸散损失，造成环境污染，随着试采的结束

而停止排放。依照天然气开采经验，一般天然气开采的气损率为 0.5%，试采期井筒内添加三嗪类衍生物及其他助剂作为脱硫剂脱硫，使井口硫化氢含量低于 20ppm（0.002%），可用下式计算出 H₂S 的排放量为：

$$V=200000 \times 0.002\% \times 0.5\%=0.02\text{m}^3=20\text{L}$$

$$M=(20/22.4) \times 34=30.36\text{g}=0.00003\text{t}$$

因此，本次试采工程实施期间井场共向大气无组织排放非甲烷总烃为 0.178t、H₂S 为 0.00003t。该部分大气污染物将随试采压井工程的结束而停止。

（2）天然气回收过程中的烃类挥发

油气回收采用全密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发量，由国内外有关计算和油气井实测数据看，采用密闭集输工艺，其烃类气体的损耗可控制在 0.2%以下，试采井年产天然气 $2 \times 10^4\text{m}^3$ （取 1000 立方米天然气=1 吨原油）进行计算，VOCs（烃类）挥发量为 0.04t，按甲烷含量 71.93%进行计算，非甲烷总烃 0.011t。

（3）试采期柴油机废气

根据本工程情况，试采期工作队配备发电柴油机一台，柴油消耗量平均 1t/d，柴油消耗量约为 250t；根据《油田开发环境影响评价文集》，柴油机每马力小时消耗柴油 175g，产生 CO2.40g，NO_x10.99g、烃类 4.08g。据此，柴油机运转过程中排入大气中的 CO、NO_x 和总烃量可用于下式计算：

$$Q_{\text{CO}} = 2.40 \times \frac{m}{175} \quad Q_{\text{NO}_x} = 10.99 \times \frac{m}{175} \quad Q_{\text{C}_n\text{H}_m} = 4.08 \times \frac{m}{175}$$

式中：m—柴油机消耗柴油量

我国规定柴油中硫的含量不大于 0.035%。在此按柴油中硫含量为 0.035%估算，燃烧 1t 柴油产生的 SO₂ 为 0.70kg。本工程试采期为 250 天，施工期间共向大气中排放烃类：5.83t，NO_x：15.7t，CO：3.43t，SO₂：0.175t。

（4）油罐储存区废气

本项目柴油、凝析油储存为密闭卧式储罐，为固定顶罐的一种。理论上不存在无组织排放气，但实际生产中不可避免的产生一定的无组织排放，本项目的无组织排放以储罐区挥发中物料的跑、冒、滴、漏等。

固定顶罐蒸发损失分为出罐损失和静储损失，出罐损失即在出罐过程中，粘附在罐壁上的物料暴露在大气中造成的损失。出罐损失估算公式为：

$$W=1.37 \times 10^{-4} V/D。$$

式中：W——损耗量（m³）

V——物料周转量（m³）

D——罐直径（m）。

静储损失是指储罐在装卸料或静置时，由于环境温度的变化和罐内压力的变化，使得罐内溢出的烃类气体通过罐顶的呼吸阀排入大气。储罐呼吸造成的烃类有机物平均排放率为 0.09kg/m³ 通过量。本项目柴油罐、凝析油罐采用密闭卧式储罐，柴油储存量为 110m³，凝析油预计最大储存量为 720m³。经计算，本项目非甲烷总烃出罐损失为 0.25t/a，静储损失为 0.075t/a，本项目无组织排放量为 0.325t/a。

③废气污染源及污染物统计

根据以上分析，本工程生产过程中废气污染源及污染物统计情况见表 3.5-5。

表 3.5-5 本工程废气污染物统计情况表

废气污染源	污染物	污染物产生情况	处理措施	排放情况
出罐损失	非甲烷总烃	0.25t/a	无组织排放	0.25t/a
静储损失	非甲烷总烃	0.075t/a	无组织排放	0.075t/a
合计	-	0.325t/a	-	0.325t/a

3.5.4.2 水污染物

本项目试采期间废水主要包括试采废水和生活污水。

(1) 试采废水

试采废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物等组成。该废水为钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。

根据相关类比资料，试采废水排放系数为 29m³/100m 进尺。本工程区钻井水泥塞 335m，则开钻废水产生量为 97.15m³，据类比资料分析，废水中各污染物的含量分别为：SS：1626.0mg/L、COD：6764.71mg/L、石油类：25.78mg/L、挥发酚：1.16mg/L。预计各污染物的产生量为：SS：0.158t、COD：0.657t、石油类：0.0025t、挥发酚：0.00011t。试采废水排至防渗暂存池，待试采工程结束后送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站，由该站配套的污水处理装置净化处理，达到回注水要求后回注地层。

(2) 生活污水

本工程设置员工 40 人，按每人每天用水量 35L 计算，则生活用水最大量为 1.4m³/d，

则试采期生活用水量为 350m³。生活污水按 80%计，则试采期产生的生活污水为 280m³。生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等；类比其他油田，生活污水浓度 COD 为 350mg/L，BOD₅ 为 170mg/L、氨氮为 6mg/L、SS 为 24mg/L。预计各污染物的产生量为：COD: 0.098t, BOD₅: 0.0476t、氨氮: 0.00168t、SS: 0.00672t。生活污水排入生活污水收集罐（700m³），试采结束后由罐车送若羌县污水处理厂处置，污水处理厂出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》中一级 A 标准，用于当地治沙站防风固沙林灌溉。

3.5.4.3 噪声

本工程试采期的噪声源主要是各类机泵、柴油发电机等，噪声排放情况见表 3.5-6。

表 3.5-6 噪声排放情况

位置	噪声源	声源强 dB (A)
井场	柴油发电机	100~105
	钻机	100~105
	泥浆泵	95~100
	机泵	90-100
	运输车辆	90~95

3.5.4.4 固体废物

(1) 废机油

井场试采整个过程均需要使用柴油机等设备，设备使用过程中均会产生废机油，类比油田公司其他探井试采过程的柴油发电机废机油产生量，工程试采阶段将产生废机油 0.01t，废机油量较小，采用托盘方式收集，防止废机油落地，并于试采结束后一并交由有资质的单位处置。

(2) 油泥（砂）

油泥（砂）是被凝析油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，按照《国家危险废物名录》划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08 071-001-08。根据项目的产量情况和类比相似项目估算，油泥（砂）产生量为 0.50-0.73t/万 t 油，按最大产油量 2.88m³/d (2.329t/d) 计算，本项目试采期为 250 天，则油（砂）产生量约为 0.05t，含油污泥处理满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T 3997-2017）。

根据大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。回收后的原油全部

由汽车拉运轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。

(3) 生活垃圾

井场试采阶段，工作人员为 40 人，试采周期为 250 天，若平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，则试采期产生生活垃圾为 5t，定期拉运至若羌县生活垃圾填埋场填埋处理。移动防渗公厕底泥同生活垃圾一起送若羌县生活垃圾填埋场处理，不会对环境造成污染。

3.5.4.5 污染物排放情况汇总

本工程试采期污染物产生以及排放汇总表见表 3.5-7。

表 3.5-7 试采期污染物产生及排放情况

项目	工程	污染源	主要污染物及产生量		排放去向	
大气 污染 物	井场	无组织挥发	非甲烷总烃	0.118t	环境空气	
			H ₂ S	0.00003t		
	油气回收装置	烃类挥发	非甲烷总烃	0.011t		
	井场	柴油机	烃类	5.85t		
			NO _x	15.7t		
			CO	3.43t		
			SO ₂	0.175t		
储罐区	油罐储存区 废气	非甲烷总烃	0.325t			
水污 染物	井场	生活污水	产生量	280m ³	生活污水排入生活污水收集罐（700m ³ ），试采结束后由罐车送若羌县污水处理厂处置，污水处理厂出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》中一级 A 标准，用于当地治沙站防风固沙林灌溉	
			SS	0.00672t		
			COD	0.098t		
			BOD ₅	0.0476t		
			氨氮	0.00168t		
	井场	废钻井液	废钻井液	少量	拉运至轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。	
			试采废水	产生量	97.15m ³	排入井场内防渗暂存池，待试采结束后，送塔里木油田钻试修废弃物环保处理站处理，由该站配套的污水处理装置净化处理，达到回注水要求后回注地层
				SS	0.158t	
				COD	0.657t	
				石油类	0.0025t	
挥发酚	0.00011t					
固体 废物	井场	废机油	/	0.01t	试采结束后由有危废处置资质的单位处理	
		油泥（砂）	/	0.05t	拉运至轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。	
		生活垃圾	/	5t	试采结束后送若羌县垃圾填埋场处置。	
噪声	井场	柴油发电机	/	100~105dB（A）	声环境	

	钻机	/	100~105dB (A)
	泥浆泵	/	95~100dB (A)
	机泵	/	90-100dB (A)
	运输车辆		90~95dB (A)

3.5.5 试采结束后

英南 2C 井试采结束后，各种机械设备将停止使用，油气井封井后将进行一系列的清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量的扬尘和固体废物。在封井期施工操作中应注意采取降尘措施，同时将产生的固体废物集中进行收集，外运至指定的固体废弃物填埋场进行填埋处理。

3.6 清洁生产工艺与措施分析

3.6.1 井塞开钻过程的清洁生产工艺

井场应最大限度地减少废泥浆的产生量及排放量。具体做法是：

(1) 通过完善和加强钻井液的循环利用，将井场的钻井废液通过气液分离器，固液压滤分离的方式回收液相，再进行利用，提高钻井液中水回收利用率。

(2) 钻井过程中使用小循环，泥浆泵等设备的冷却水循环使用。

(3) 试采完毕封井后的泥浆材料全部送完轮南油田钻试修废弃物环保处理站，废机油由资质单位回收处理，恢复地貌，做到“工完、料尽、场地清”。经与建设方核实，废机油量约为 0.01t。采用托盘方式收集，防止废机油落地，废机油量较小，托盘可容纳。废机油试采结束后由具有相应危废处置资质的单位收运处置。

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

(5) 设置井控装置（防喷器等），以及防止井喷事故对环境造成污染影响。

(6) 试采废水、废钻井液等废物排放均控制在井场范围内，并采取了防渗措施，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

3.6.2 油气输送工艺清洁生产分析

(1) 油气输送采用全密闭输送流程。在输送方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用气藏的自然能量，确定合理的开采方式。在输送流程上，其密闭率达到了 100%，从井口至 LNG-1250 型撬装设备的输送管道全部采用密闭流程，降低了损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

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

(3) 井下作业起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。

(4) 对施工中的运输车辆采取防渗漏、防溢流和防散落措施。

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

(6) 井下作业过程中铺防渗土工膜防止原油落地。

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

3.6.3 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，并减少污染物排放。

主要采取的环境管理措施有：

(1) 落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

(2) 在钻井生产过程中，防止泥浆、污水外溢，发生外溢时及时清理，并恢复原貌。泥浆材料按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生散落要及时清理回收。

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

3.6.4 清洁生产指标分析

清洁生产评价指标应能覆盖原材料、生产过程和产品的各个主要环节，尤其对生产过程，既要考虑对资源的使用，又要考虑污染物的产生。从本工程的工程分析中可以看出：本工程充分考虑了环境保护的要求和清洁生产的原则，利用了一系列先进技术，采取了一切必要的措施。对照《清洁生产标准》（石油天然气开采业 中华人民共和国环境

保护行业标准 HJ/TXX—2004) (征求意见稿) 中的石油天然气开采业有关的清洁生产水平三级技术指标 (表 3.6-1、表 3.6-2), 进行分析评价。本工程试采工程、试采气作业清洁生产指标、管理等方面, 可以达到二级要求。

表 3.6-1 钻井清洁生产指标要求

指标	一级	二级	三级	本工程
1 钻井设备	符合行业甲级队要求	符合行业乙级队要求	符合行业乙级队要求	符合行业甲级队要求
2 使用的钻井液	可生物降解或无毒钻井液	可生物降解或无毒钻井液	微毒钻井液	无毒钻井液
3 钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地	配有收集设施, 且使钻井液不落地	配有收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地
4 固井质量合格率%	100	100	100	100
5 井控措施	具备	具备	具备	具备

表 3.6-2 各专业环境管理要求

标准	一级	二级	三级	本工程
环境法律、法规标准	符合国家和地方有关环境法律、法规, 以及总量控制和排污许可证管理要求; 污染物排放达到国家和地方排放标准			
生产管理	对能源资源消耗和污染物产生实行严格的定额管理, 考核机制健全	能源资源消耗实行定额管理, 考核机制健全	能源资源消耗实行定额管理	能源资源消耗实行定额管理, 考核机制健全
清洁生产审核	由清洁生产管理机构和管理人员; 企业全部通过清洁生产审核	由清洁生产管理机构和管理人员; 企业重要部门通过清洁生产审核	由清洁生产管理机构和管理人员; 企业重要部门通过清洁生产审核	由清洁生产管理机构和管理人员; 企业重要部门通过清洁生产审核
环境管理制度	通过 ISO14001 环境管理体系认证, 建立并运行健康, 安全和环境 (HSE) 管理体系	建立并运行健康, 安全和环境 (HSE) 管理体系	环境管理制度完善、原始记录及统计数据齐全	建立并运行健康, 安全和环境 (HSE) 管理体系

本工程钻井清洁生产指标中可以达到一级水平, 专业环境管理指标可达到二级水平。综上所述, 本工程试采工程、管理等方面均可以达到二级水平。

3.6.5 清洁生产建议

本工程较好地考虑了清洁生产的要求, 但为更好地、持续地进行清洁生产, 提出以下建议供参考:

(1) 在油气井开发运营中应严格执行“三同时”“四到位”等节水制度。“三同时”即工业节水设施必须与工业主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行; “四到位”

即工业企业要做到用水计划到位、节水目标到位、节水措施到位、管水制度到位。

(2) 不断进行清洁生产的审计和改进方案的制定工作。

(3) 要实现清洁生产，除了采用先进的生产工艺和技术外，还需注意以下几点：

①更新观念，寻求生产与环保之间协调统一的新途径。

②提高管理技巧，增强职工的主人翁意识和责任感。

③加强内部管理，减少生产过程中的跑、冒、滴、漏现象。

④加强人员培训，提高职工的清洁生产意识。

⑤加强外部联系，积极与地方环保部门协调，确定合理的管理目标，加强宣传，与地方有关部门合作协作，确保油气井的安全运行。

3.7 污染物排放总量控制分析

3.7.1 总量控制原则

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

3.7.2 总量控制因子

“十三五”规划中，我国主要污染物总量控制指标 4 个，分别为 SO₂、NO_x、COD 和氨氮。

本工程采用钻井柴油机和发电柴油机，在使用过程中会产生 SO₂、NO_x、烃类等废气。试采期产生的试采废水排至防渗暂存池，待试采工程结束后送轮南油田钻试修废弃物环保处理站，由该站配套的污水处理装置净化处理，达到回注水要求后回注地层。生活污水由罐车送若羌县污水处理厂处置，污水处理厂出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》中一级 A 标准，用于当地治沙站防风固沙林灌溉。因此，根据本工程的具体情况，在施工期、试采期过程中总量控制的指标为 VOCs、SO₂、NO_x。

3.7.3 污染物排放总量建议指标

本工程试采期限 250 天，且试采结束后，本工程将进入封井期。根据钻井柴油机和发电柴油机的污染物核算，建议总量控制指标为 VOCs: 8.759t, SO₂: 0.259t, NO_x: 23.24t。

3.8 选址合理性分析

本项目位于塔里木盆地塔东区块，大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司探矿权区域内，根据现场调查和资料收集，项目区不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。

英南 2C 井地处塔里木盆地东部地区英吉苏凹陷处，不占用农田，地表植被稀疏，远离人群居住区，远离河流水体，本工程不存在环境制约地域的因素，项目选址合理。

3.9 与相关规划协调性分析

3.9.1 与国家产业政策协调性分析

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

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

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

石油天然气开采业是当前国民经济的重要基础产业和支柱产业，根据《产业结构调整指导目录（2011年本）》（2013年修改版），本工程属于第一类鼓励类中的“七、石油、天然气”“1、常规石油、天然气勘探与开采”，项目的建设符合国家产业政策政策。本工程的实施，对于保障国家能源安全，促进国民经济健康发展具有极其重要的战略意义。

3.9.2 与国家相关规划协调性分析

本工程涉及国家层面的相关规划主要有《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》、《能源中长期发展规划纲要（2004~2020）》、《全国主体功能区划》、《全国土地利用总体规划（2006-2020 年）》等。

本工程与上述国家相关规划的协调性分析结果详见表 3.9-1。

表 3.9-1 本工程与国家相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本工程	协调性
中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要	优化能源开发布局：统筹规划全国能源开发布局和建设重点，建设山西、鄂尔多斯盆地、内蒙古东部地区、西南地区和新疆五大国家综合能源基地，重点在东部沿海和中部部分地区发展核电。提高能源就地加工转化水平，减少一次能源大规模长距离输送压力。合理规划建设能源储备设施，完善石油储备体系，加强天然气和煤炭储备与调峰应急能力建设。加强路上和海上油气勘探开发，有序开放矿业权，积极开发天然气、煤层气、页岩油（气）。	塔东区块隶属于塔里木油田区域内，本工程建设有利于新疆油气资源的勘探开发。	协调
能源发展“十三五”规划	“十三五”时期，要夯实油气供应基础，着力提高两个保障能力：“一是加大新疆、鄂尔多斯盆地等地区勘探开发力度，加强非常规和海上油气资源开发，提高资源的接续和保障能力，二是有序推进煤制油、煤制气示范工程建设，推广生物质液体燃料，提升战略替代保障能力”。	新疆塔里木盆地天然气储量十分丰富，近年来，大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司不断加大塔东地区天然气的资源开发力度，并提高单井产能，实现气田的高效开发。	协调
能源发展战略行动计划（2014-2020 年）	加快常规天然气勘探开发。以四川盆地、鄂尔多斯盆地、塔里木盆地和南海为重点，加强西部低品位、东部深层海域深水三大领域科技攻关，加大勘探开发力度，力争获得大突破、大发现，努力建设 8 个年产量百亿立方米级以上的大型天然气生产基地。到 2020 年，累计新增常规天然气探明地质储量 5.5 万亿立方米，年产常规天然气 1850 亿立方米。	本工程为石油天然气试采工程，符合用地规划要求。	协调
全国土地利用总体规划（2006—2020 年）	保障能源产业用地。按照有序发展煤炭、积极发展电力，加快发展石油天然气、大力发展可再生能源的要求，统筹安排能源产业用地，优化用地布局，严格项目用地管理重点保障国家大型煤炭、油气基地和电源、电网建设用地	本工程为石油天然气试采工程，符合用地规划要求。	协调
全国主体功能区规划	新疆适度加大石油、天然气和煤炭资源的勘探开发；在不损害生态功能前提下，在重点生态功能区内资源环境承载能力相对较强的特定区域，支持其因地制宜适度发展能源和矿产资源开发利用相关产业。资源环境承载能力弱的矿区，要在区外进行矿产资源的加工利用。	项目不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊敏感区域和重要生态敏感区域。	协调

从表中可知，本工程与上述国家相关规划是协调一致的。

3.9.3 与地方相关规划协调性分析

根据评价区块的地理位置，项目区位于塔里木盆地，若羌县境内，所在地涉及到的相关地方规划包括：《新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展“十三五”规划纲要》、《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》、《新疆维吾尔自治区生态功能区划》、《新疆巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展“十三五”规划纲要》等。

表 3.9-2 本工程与地方相关规划的协调性分析

规划名称	规划要求	本工程	协调性
新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要	油气开发。重点建设西北石油局油气勘探开发项目、新疆油田勘探开发项目、吐哈油田勘探开发项目、塔中西部油气勘探项目、塔里木油田油气勘探开发项目。	本工程属于塔里木油田油气勘探开发项目	协调
新疆维吾尔自治区土地利用总体规划（2006-2020 年）	进一步坚定实施优势资源转换战略，依托丰富的石油、天然气、煤炭、有色金属等资源优势，为做大做强优势支柱产业提供用地保障。	本项目为石油天然气试采项目，符合用地规划要求。	协调
新疆维吾尔自治区矿产资源总体规划（2016-2020 年）、《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》	按矿种将规划区划分为油气、煤炭和煤层气、金属矿产、非金属矿产等 4 类重点开采区。其中油气重点开采规划区为：准噶尔、塔里木和吐哈三大盆地，三塘湖、柴窝堡、伊宁、焉耆等小盆地油气开采区。	本工程属于油气试采项目，试采区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区。	协调
新疆维吾尔自治区主体功能区规划	将新疆国土空间分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类主体功能区。按层级分为国家和自治区级两个层面。重点开发区域主要包括天山南北坡城市或城区以及县市城关镇或重要工业园区，共涉及 59 个县市。限制开发区域是指关系国家农产品供给安全和生态安全，不应该或不适宜进行大规模、高强度工业化城镇化开发的农产品主产区和重点生态功能区。其中农产品主产区分布在天山南北坡 23 个县市，重点生态功能区涉及 53 个县市。禁止开发区域是指依法设立的各级各类自然文化资源保护区域，以及其他禁止进行工业化城镇化开发、需要特殊保护的重点生态功能区，国家和自治区层面禁止开发区域共 107 处。	本项目位于塔里木盆地东部地区英吉苏凹陷处，行政区隶属于若羌县，不在禁止开发区和限值开发区内。	协调
新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划	到 2020 年，大气、水、土壤等重点领域的污染防治和生态环境保护任务得到有效落实，环境质量整体好转；突出环境问题得到逐步解决，生态环境恶化的趋势得到基本遏制，重点污染物排放总量得到下降，污染治理能力和水平显著提升，环境风险得到有效控制，环境安全得到有效保障，群众环境权益得到切实维护。	本工程英南 2C 井在施工期和试采期均根据环境保护法律、法规及规章政策的要求制定了相应的环境保护措施和污染防治措施，试采过程各类污染物按照环境管理部门的要求进行处理，做到污染物达标排放，	协调

大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程环境影响报告书

		避免重大环境污染事故，严格执行环境保护及生态保护管理制度，完成国家及自治区要求的节能减排考核指标。	
新疆维吾尔自治区生态功能区划	新疆共划分了 76 个不同的生态功能区，本规划所属的生态功能区包括：塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河下游绿洲农业及植被恢复生态功能区（61）	本区域是我国重要的天然气能源基地，主要生态功能为沙漠化控制、农副产品生产、防风护路。据此，拟建项目在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。	协调
新疆巴音郭楞蒙古自治州国民经济和社会发展“十三五”规划纲要	把握全面深化油气资源勘探开发体制改革、发展混合所有制经济的重大机遇，在全力支持中石油、中石化油气稳产增产的同时，推动油气资源勘探开发改革，力促塔中（顺南）、塔东、阿探、孔雀河等油气区块列入属地化注册及混合所有制经济试点，鼓励和支持地方国资和社会资本参与塔里木盆地有前景区块油气资源和非常规油气资源勘探开发利用，提高油气产量。深度拓展油地共建和产业合作模式，力争“十三五”期间资源类央企实现本地注册，谋划、实施一批以天然气化工为重点产权多元化的下游精深加工项目，提高油气资源在本地加工的广度和深度。	本项目属于塔东区块，塔东区块是塔里木盆地天然气勘探开发的主力区块之一，位于新疆维吾尔自治区巴音郭楞蒙古自治州若羌县境内。	协调
《新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县(市)产业准入负面清单（试行）》	若羌县地处阿尔金草原荒漠化防治国家重点生态功能区，其类型为防风固沙型，该负面清单未对石油和天然气开采业做出管控要求。	大庆油田新疆塔东区块不属于沙尘源区、沙尘暴频发区域，且大庆油田新疆塔东区块深处大漠腹地，工程所在地并不存在草原等生态敏感区。据本工程的工程分析内容得知，本工程清洁生产水平不低于清洁生产国内先进水平。	协调

根据表 3.7-2 的分析，本工程与新疆的相关规划协调一致。

3.9.4 与大庆油田塔东区块开发概念符合性分析

紧密结合塔东地区勘探形势，超前介入研究，立足于已有试气成果和资料，加快跟踪评价，立足于滩体控藏的认识且英南 2C 井产能特征有代表性为基础。优选认识程度比较高、油气富集的滩体集中建产，通过近期与长远结合，优化产能建设规模，依靠井间接替稳产和区块接替上产。并通过滚动评价来深化油气藏认识，在滩体精细刻画的基础上，采用直井+水平井开发，提高单井产量、提高储量动用率。因气藏储层低孔、低渗且孔洞、裂缝发育，应以提高经济效益为核心，积极从钻井、完井、增产改造、采气工艺

等环节应用新技术、新工艺，提高单井产能，实现油气的高效开发。

本次试采工程正是采用英南 2C 井产能特征有代表性的气井进行试采进一步落实储层地质特征、油气井产能、动态储量和储量动用程度，综合分析井网对储层的适应性，为编制区块正式开发方案奠定基础。本工程符合《塔东区块开发概念设计》要求。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境

4.1.1 地理位置

若羌县地处巴音郭楞蒙古自治州东南部，塔克拉玛干沙漠东南缘，东经 $86^{\circ}45' \sim 93^{\circ}45'$ ，北纬 $36^{\circ}00' \sim 41^{\circ}23'$ 。西接且末县，北邻尉犁县、鄯善县和哈密市，东与甘肃省、青海省交界，南与西藏自治区接壤，行政区面积约 20.23 万平方公里，县城距州府库尔勒公路里程约 444 公里，距乌鲁木齐市公路里程约 894 公里。

塔东区块英南 2C 井试采工程位于新疆维吾尔自治区塔里木盆地东部地区英吉苏凹陷处，东侧距离罗布泊镇约 187km，行政区划隶属于巴音郭楞蒙古自治州若羌县境内，在华英参 1 井东北侧约 30km，英南 1 井东侧约 22km。地理坐标：东经 $88^{\circ}28'59.10''$ ，北纬 $40^{\circ}18'51.52''$ 。

4.1.2 地质特征

英吉苏—罗布泊地区位于塔里木盆地的东北部，是一个前寒武系变质基底的沉降带，即一个大型的基底向斜构造，南翼向塔东低凸起过渡。该区的构造格局是在古生界长期剥蚀形成的古地貌背景上，经过海西末、印支、燕山和喜山初期的构造运动基本定型的。

英吉苏凹陷具有复合叠合盆地的特征，主要可划分为：早古生代具有裂陷（谷）盆地的性质，志留—泥盆纪为昆仑加里东造山代周缘前陆盆地的组成部分，古生代末—中生代为南天山造山带周缘前陆盆地的组成部分，新生代为北塔里木再生/陆内前陆盆地的一部分。

中元古代末——新元古代早期，塔东北地区（包括库鲁克塔格断隆和英吉苏凹陷）和塔里木古陆一起属于古罗迪尼亚超大陆的一部分。

新元古代晚期至早奥陶世，库鲁克塔格断隆作为塔里木古陆的一部分逐渐分离出来，其自身也发生着明显的裂陷作用，从而产生了以大量火山岩为代表的岩浆作用，库满坳拉槽逐步形成。

中—晚奥陶世，进一步的裂陷作用使库鲁克塔格断隆南部—英吉苏凹陷—塔东低凸起地区继续沉降，接受了大套强烈欠补偿饥饿槽盆相沉积，同时伴有一定

的岩浆作用。

志留—泥盆纪，中昆仑岛弧与塔里木古陆的碰撞造山作用使裂陷作用结束，英吉苏凹陷接受了大套碎屑岩建造，这套碎屑岩建造具有前陆盆地沉积体系的性质。

侏罗纪属于区域性构造伸展阶段，当时本地区整体性断陷沉降，库鲁克塔格及其南北均沉积了含煤碎屑岩建造，构成本地区第二套重要的烃源岩。库鲁克塔格断隆南、北两侧都显示出侏罗系向山前楔状加厚的现象。

侏罗纪末—白垩纪，库鲁克塔格—焉耆地区发生明显的构造抬升，造成了沉积间断；英吉苏——罗布泊地区则继续沉降，接受沉积。

新生代（主要是中新世以来），库鲁克塔格断隆大规模隆升，其南北两侧均发育以右行挤压走滑断裂构造为特征。盆地内部则由于刚性基底的存在，变形较弱。

4.1.3 地层特征

英吉苏凹陷探井自上而下钻遇的地层有第四系、第三系、白垩系、侏罗系、志留系、奥陶系和寒武系。中生界仅保留部分下白垩统和侏罗系，是一套陆相碎屑岩和煤系沉积，缺失三叠系及上白垩统。最大残余厚度达 3000 多 m，反映了该区是发育于下古生界剥蚀地貌背景上的中新生代凹陷。

英吉苏凹陷白垩系仅钻遇下统巴什基奇克组，厚层—巨厚层灰褐、褐色砾状砂岩、细砾岩、小砾岩、细砂岩、含砾砂岩夹薄层同色粉砂岩、粉砂质泥岩、泥岩。该组在凹陷内广泛分布，岩性变化不大。厚度分布较稳定，一般厚 549.5~624m。

英吉苏凹陷侏罗系厚度大，层序完整，上、中、下三统发育较全，分别钻遇齐古组—克孜勒努尔组、阳霞组及阿合租。

齐古组—克孜勒努尔组：侏罗系中上统难于细分到组，自上而下划分为红色泥岩段、杂色砾岩段、上煤层段及砂岩段四段。

红色泥岩段：褐、红褐、黄褐、灰褐色泥岩、粉砂质泥岩夹灰褐、褐灰色粉砂岩、细砂岩。凹陷内广泛分布，厚度相差很大，凹陷中部英南 2 井仅 59.3m。

杂色砾岩段：浅灰、浅绿灰色含砾砂岩、砂砾岩夹少量薄层灰色泥岩。凹陷

内分布广泛，厚度一般在 200m 左右。

阳霞组：自上而下划分为下煤层段、灰色砂岩段。

灰色岩石段：上部为灰色巨厚层细砂岩、含砾细砂岩、中砂岩和粉砂岩夹薄层紫色、紫褐色泥质粉砂岩，英南 2 井以细砂岩、含砾细砂岩为主。下部厚层灰色砂岩与紫灰色、紫褐色泥质粉砂岩互层，英南 2 井 2782.5~2992.5m、3109.6~3112.3m 产孢粉组合。该段在凹陷西部较厚，向东逐渐减薄，英南 2 井厚 410m。

阿合租：巨厚层状灰色中砂岩、细砂岩、粉砂岩、含砾细砂岩、中砾岩为主，英南 2C 井伽马曲线电性特征明显分为两段，上段表现为高伽马特征，下段表现为低伽马特征。

高伽马砂岩段：以中厚~巨厚层状灰色灰质细砂岩、灰色灰质粉砂岩、灰紫色、紫褐色细砂岩、粉砂岩互层夹紫褐色泥质粉砂岩和粉砂质泥岩。英南 2 井高伽马特征明显，厚 296m。

低伽马砂岩段：以中一厚层状灰色、绿灰色细砂岩、含砾砂岩、中砂岩、杂色中砾岩为主。英南 2 井厚 215m。

该区块缺失三叠系、二叠系、石炭系及泥盆系，侏罗系与下伏志留系不整合接触。

4.1.4 气候特征

若羌县因在中纬度的欧亚大陆腹地，塔里木盆地东部，地形闭塞，远离海洋，四周为崇山峻岭所环抱，海洋湿润水气难以到达，气候干燥且多大风，属典型的暖温带大陆性荒漠干旱气候，是极端干旱区。

若羌县县气象站近 20 年(1996-2015 年)平均的主要气候统计资料见表 4.1-1。

表 4.1-1 1996-2015 年平均统计资料

序号	项目名称	单位	数值
1	极端最高温度	℃	43.6
2	极端最低温度	℃	-27.7
3	年平均气温	℃	11.5
4	年降水量	mm	23.1
5	年蒸发量	mm	2994
6	年日照时数	h	2500-3600

7	无霜期	d	193
8	全年主导风向	/	东北风
9	冬季主导风向	/	东北风
10	多年平均风速	m/s	2.0
11	冬季平均风速	m/s	1.8
12	最大冻土深度	m	96

4.1.5 水文概况

项目区位于塔里木盆地东部地区英吉苏凹陷处，东侧距离罗布泊镇约 187km，日照时间长，降水量稀少，蒸发强烈，区域内没有可利用的地表水资源，根据对塔东区块的调查，该地地下水水源水质硬度、Cl⁻、SO₄²⁻等指标超标，故本工程选择若羌县水井罐车运水作为本工程的水源。

项目区地下水主要来自周围的高山区发育现代冰川并有常年积雪，降水也较充沛，是盆地内地下水的补给区。山区的河流进入平原后，大量入渗，再加上基岩裂隙水侧向流入，使平原内各种成因类型的第四系松散堆积层中赋存了一定的地下水。

沙漠外围平原区的地下水，冲积平原的南部，有广泛的基岩裂隙水分布，在外围向沙漠的过渡带，在河流的三角洲地带，有丰富的承压水存在。沙漠外围水质矿化度为 0.5~3g/L。

沙漠内沙丘下伏第四系冲积、风积层厚约 200~300m，岩性以粉砂为主。南部粒度较粗，并含小砾石，北部较细。砂层分选良好，微含或不含泥质，结构疏松，透水性好。其中夹不连续分布的亚粘土、亚砂土层，不能形成区域性隔水层。因此在沙漠中不易形成承压水。流入沙漠的地表水大量入渗以及南边地下水流入，使沙漠中赋存潜水。在靠近山前平原的地带，沙漠中的含水层是平原区含水层的延续，沙漠内潜水埋深约 1~3m，水质差，矿化度较高。

4.1.6 地下水开发利用现状

本工程区内无地表水，沙漠中的地下水是项目区的主要水系。根据其他石油钻井剖面资料，塔里木盆地广泛分布有第四系的冲积、洪积和风积层，厚度多在 200~300m。其上部 120~150m 绝大多数为粉细沙层，粒度均匀，不含或微含细颗粒物，渗透系数较大，透水性能较强，单井出水量 20~200m³/d，按地下水的富水性标准，属于水量中等地区。

4.1.6.1 区域地质构造控水作用

(1) 塔里木盆地构造控水条件

地质构造是控制地下水区域储存形成的基础。塔里木盆地在大地构造中称为塔里木地台，其基底（指第四系以前的地质时代的地层）形态特征受南北向天山和昆仑山地槽褶皱带挤压应力场的作用，使塔里木地台的构造格局以南北向分带性、地层系统发育的完整性及强烈的新构造运动的差异性为显著特点，新构造作用使地台缓慢抬升，基底的拗陷，隆起呈波状起伏，断裂发育等为基本形态特征，对地下水储存具有较强的控制作用。

(2) 第四系松散地层赋水介质分布规律

第四系松散地层是地表水流床，也是地下水赋存的主要介质。昆仑山前平原至沙漠区，第四系地层分布广泛，它不仅塑造了盆地现代地貌景观，而且对山前平原和沙漠腹地水资源的形成、运移、储存及水动力循环具有显著的影响作用。昆仑山前倾斜平原由河流冲洪积扇群组成，基底岩层处于民丰—若羌拗陷带内，补偿性岩性主要为巨厚的卵砾石、砂砾石层，通称戈壁砾石带，向扇前缘过渡为冲积平原，由原层砂夹亚砂土，亚粘土互层组成，通称细土带，厚度为 500-800m；向盆地中央延伸，流水作用逐渐减弱，岩性粒度由粗变细，向河湖相和风积相过渡，被子巨厚的粉细砂夹薄层亚砂土或精致粘土层代替。项目区处于中央隆起构造带内，第四系厚度有所变薄，一般沉积厚度小于 300m，最大厚度可达 500m，在较低沙垅间洼地中可见冲、湖积地层出露，其岩性结构粒度同风成沙类同，流水层理清楚，并发现较多的螺壳化石，证明冲湖积的物质来源于风积砂再搬运沉积的结果。

总之，塔里木盆地基底地形，由南向北经过的拗陷—隆起—再拗陷—再隆起的波浪式变化，对第四系的补偿堆积具有很强的控制作用，为地下水的赋存和运移创造了有利的储水构造条件。

4.1.6.2 区域地下水系统特征

区域地下水系统是指地下水环境中，储水介质、径流场，水动力场和水化学场递变规律相一致，具有相互制约和相互联系的水环境系统单元。项目区沙漠地下水同昆仑山前冲洪积平原地下水具有紧密联系并处于同一水环境单元，构成了

区域地下水系统。

(1) 地下水赋存及分布规律

本区从昆仑山前至项目区基底地质构造由两个拗陷和两个隆起组成。直接影响储水介质——第四系松散物质的补偿性沉积厚度和地下水赋存条件。在地貌上山前倾斜平原衔接沙漠覆盖的冲积湖积平原，构成完整的水系统单元，自南向北沿流向水文地质条件呈有规律的变化。

①南部山前平原：据地矿局水文地质普查勘探资料，山前平原处于民丰—若羌拗陷内，由第四系松散卵砾质堆积物充填，厚度近千米，储水条件优越，赋存有丰富的水质良好的潜水，315 国道南侧一带，地下水埋深 10~20m，向山麓方向埋深大于 60m，含水层岩性为单一的卵砾石层，富水性强，水交替条件活跃，单井涌水量大于 2000m³/d。

倾斜平原前缘，处于车尔臣隆起带内，第四系冲积层相变为双层和多层结构的粗中砂、粉细砂和粘土、亚粘土或亚砂土互层，为细土平原带，赋存有上部劣质潜水和下层（深部）优质承压水的储水构造。潜水位埋深 1-10m，富水性时空变化大，以安边尔兰杆边界，东部人莫勒恰河和喀拉米兰河下游平原，富水性较差，单井涌水量约 500m³/d。深部承压水有两层含水层，以中细砂为主，富水性较强，单井涌水量达 1000~2000m³/d。（见图 4.3-1），是建设水源地最佳地段。

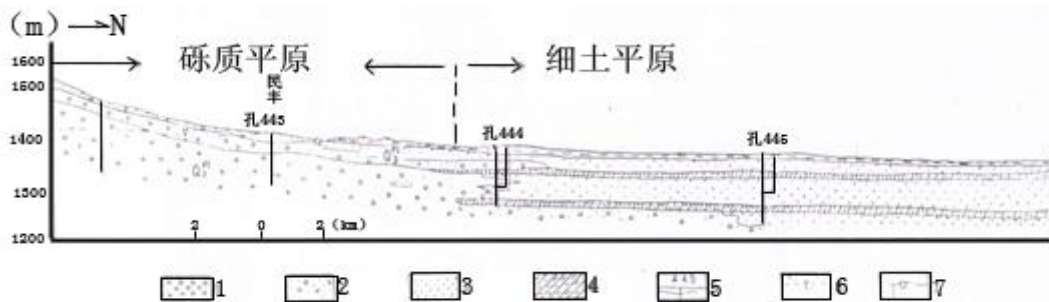


图 4.3-1 水文地质剖面图

②北部古冲积湖积平原：基底由唐古孜巴斯拗陷过渡到中央隆起带。新生代时期随着基底地壳拗陷和隆起的演化，第四绿古水文网异常发育，对风成沙的再搬运，形成当今的厚度大于 300m，以粉细砂为主体，夹有不稳定亚砂、亚粘土层的储水构造，构成广阔的古冲湖积平原，普遍含有地下水。现代风成沙堆积在古冲积平原之上，流动的沙丘、沙垅不含地下水，形成表层风沙地貌。深部大厚

度粉细砂层构成巨大的储水空间。据沙漠中钻井资料分析，沙漠地下水主要分布于更新世中晚期冲积和冲湖积砂层中。石油勘探供水井资料表明垆间洼地地下水位 3~5m，最大深度 15m，井深 100~120m，8 英寸管径单井涌水量达 600~1000m³/d，单位涌水量 1L/s·m 左右，属水量中等的潜水含水层。水质差，矿化度 4~5g/L，不适饮用。据分析第四系含水层之下的新第三系泥岩、砾岩和砂岩有深循环承压地下水分布，有待供水勘探证实。

(2) 地下水补给、径流、排泄条件

昆仑山前平原至沙漠腹地油田区，为一个整体的地下水动力系统，具有良好的储水条件，贮水体积巨大，地下水分布较为普遍，其补给水源主要靠山地流入的七条河流和季节洪流的转化下渗补给。据外业调查，这些地表径流在山前平原区除蒸发消耗和小面积灌溉被作物吸收外约有 90%以上水量渗失地下转换为地下水资源，如安迪尔河和牙通古孜河出山口不到 15 公里，全部渗入地下，河床断流，估测地表水转换为地下水资源约为 5×10⁸m³/a，说明地表水补给地下水作用极为强烈。平原区虽有大气降水，但不足 30mm，其它如灌溉水入渗等，其量甚微，对平原地下水补给不具实际意义。

地下水径流自南向北运动，山前至沙漠油田区地形高差大于 400m，径流交替强烈，向较低的沙漠腹地运移条件良好，地下径流速度由每日数十米向沙漠古冲湖积平原逐渐趋于缓慢，约为 1 米，构成广大沙漠中大面积的滞流集水区，是沙漠普遍分布地下水的基本原因之一。

地下水的排泄，严格受基底构造控制，在车尔臣隆起带附近，倾斜平原前缘地下水位埋深 1.5m，古河道侵蚀谷侧有泉水出露，一般流量小于 5L/s，是地下水排泄迳归地表水，而后又汇集河床向沙漠倾泄，形成局部循环转化过程。但大面积地下水浅埋带垂直蒸发强烈，特别是在埋深小于 1 米地段，地表土层普遍积盐，形成厚达 10~20cm 的白色盐壳，表明该带为地下水排泄地段。深部的大量地下径流仍源源不断地向沙漠中集致，在沙漠中仅占 15%面积的垆间洼地内水位浅埋地段，仅有极少部分蒸发消耗，表现为正均衡状态。沙漠下伏冲湖积层是地下水储存的地下水库，地下水呈长期的滞流状态，靠远距离排泄平衡。

(3) 地下水水化学演变规律

地下水化学特征的形成及演变，是地下水在地质构造、地层岩性及水文地质

条件控制下,在不同介质中运移与围岩进行各种水文地球化学作用的结果。塔里木盆地地下水化学特征,是在极端干旱的气候条件下形成的,在水化学演化作用中从山地到倾斜径流过程中,水文地球化学作用十分复杂强烈。表现为大陆盐化过程,是沙漠地下水最显著的水化学特征。

从山前平原单一的卵砾石带过渡到细土平原和冲洪积平原(沙漠区),地下水化学成份,表现为由上游到下游沿地下水流向的水平演变;而且也有沿河床由近及远方向的水平分带规律,同时大厚度含水层水化学垂直分带规律也普遍存在。

①沿地下水流向自南向北水平变化规律。从山前至沙漠常量阴阳离子转换明显,矿化度不断增高,水质向劣化方向递变,水化学类型由倾斜平原的 SO_4^+Ca (Mg) \rightarrow 细土带 $\text{SO}_4^+ \cdot \text{Cl}^-\text{Ca}$ (Mg) \rightarrow 至沙漠区为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4^+\text{Na} \cdot \text{Mg}$ 水递变;矿化度由 $<1\text{g/L} \rightarrow 1-3\text{g/L} \rightarrow 3-10\text{g/L}$ 递增。特别是大面积的沙漠地下水类型比较稳定,均为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4^+\text{Na} \cdot \text{Mg}$ 水。

②垂直河床方向的水平分带规律。因河水是地下水主要补给源,所以垂直河床两侧的地下水的水质由近及远地表现为水平分带规律。即随着河床向两侧地表水和地下水混合作用由强到弱,水化学成份近河水向原始水型呈分带变化,各带的宽度大小与河水流量大小和所接触的含水层透水性密切相关。

③垂直分带规律

地下水咸下淡的倒置垂直分带性是干旱区潜水化学的普遍特征之一。主要表现在细土带和沙漠区大厚度含水层和上部潜水与下部承压水分布区。这类地区含水层颗粒细,水力坡度小,地下水径流速度滞缓,水位埋深浅,在极端干旱的气候条件下,潜水大量蒸发,盐份自下而上不断迁移,使盐份在潜水上部或地面富集,而下层(或深部)潜水(或承压水)水质相对较好。这种规律在沙漠地下水中反映明显。如塔东区块油田区浅—深部均为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4^+\text{Na} \cdot \text{Mg}$ 水,但矿化度随深度增加而降低,表层水矿化度一般都大于 5g/L , $100-120\text{m}$ 水井矿化度为 $4-5\text{g/L}$, GS3 水井 $263-354\text{m}$ 深度段地下水矿化度为 4.2g/L , GS2 水井 $251-389\text{m}$ 深度矿化度为 3.5g/L 。

4.1.6.3 油气井区域地下水环境

沙漠中地下水的补给主要是来自昆仑山前倾斜平原中地下水的侧向补给和流入沙漠内部河流入渗。沙漠中降水稀少,单暴雨比较集中,一次降水可达 12.7~28mm,可以形成“沙漠径流”,汇集成嘉宾状、片状临时性积水,在丘间洼地潜水位比较高的地方补给地下水,但总量是十分有限的。

沙漠腹地的地下水的流向是由西南向东北,地下水位埋藏深度,如果不计覆盖的沙丘,在丘间低地中一般是 5~10m,南部较深多在 3~5m,北部较浅 1.0~3.0m。沙漠腹地地下水的排泄,主要是在沙漠中的垂直排泄消耗,这种消耗伴随在整个缓慢的径流过程中,垂直排泄量的大小取决于丘间凹地面积的大小和凹地中地下水位的高低。

(1) 地下水矿化度的水平变化

地下水矿化度与水文地质条件、气候、地形部位、介质类型以及补给状况有着直接关系。塔里木盆地由西南向东北,地势由高变低,地下径流的流向由南向北至塔里木河冲积平原转向东流,沙漠的东北部成为地下水汇集和纳泄场所,在沿途不断蒸发、蒸腾浓缩以及受地下水介质地质、地球化学条件的影响,地下水矿化度在盆地的东北部出现最高值。

(2) 地下水矿化度的垂直变化

受塔里木盆地地质结构以及第四纪以来环境变迁的影响,塔里木盆地地下水随埋藏深度的变化,存在不同类型的地下水。包括浅层地下水、浅层承压水和深层承压水。就浅层地下水来说,水质的垂直变化是明显的,埋藏愈深,矿化度愈高,在沙漠腹地,由于受地貌地形和气候的影响,地下水垂直运动和强烈蒸发的结果,盐分随水从下部运移至表层,因而潜层地下水可出现表层矿化度相对增高的现象。

4.1.7 土壤与植物资源

由于在区域气候条件和土壤因素的长期综合作用下,植被组成简单、植被类型单调。植被的分布因地势的高差和气候、水分诸因素的差异而不同。若羌县植被以干旱荒漠、原始天然植被为主,总覆盖率 0.12%。野外调查记录植物共 299 种,分属 43 科,141 属,最大的是黎科、豆科、禾木和菊科。植物区系的主要

成分是中亚区系成分（蒙新成分），最常见的有盐角草、盐地碱蓬、盐生凤毛菊、罗布麻等。亚洲中部成分在境内也有一定比例，如黑刺、泡泡刺、大白刺膜果麻黄、尖叶爪爪等，伴生植物有白沙蒿、沙生针茅、锁阳等。气候特点决定了植物在长期的进化过程，形成了不同于其他地区的六大生态特点，即旱生形态，根系发达、抗风沙性强、具有泌盐功能、植物矮小、耐严寒、耐低温。生态植被类型图见图 4.1-1。

4.1.8 动物资源

塔里木盆地共分布有野生脊椎动物 34 种，其中爬行类 5 种，哺乳动物 14 种，鸟类 15 种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存（仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型。

野生动物主要有：草原斑猫、兔逊、塔里木兔、鹅喉羚、赤狐、鸯、猎隼、红隼。

在物种的水平格局上，奔跑能力较强的物种多分布于沙漠外缘，由于难以获得水源，它们极少进入沙漠纵深区域，如野猪、鹅喉羚等；不依赖水源，仅靠食物中的代谢水即可维持生命的物种，如沙鼠类、跳鼠类及其迁飞能力的鸟类则表现为均匀分布，但就分布地点而言，多集群栖息于有植被分布的小生境。具备长途跋涉能力的双峰驼，可能是躲避沙漠界沙区人群的缘故，它们在沙漠腹地的数量明显高于外缘区，但其饮水仍然依赖沙漠外缘的河流或短暂的雨水积淤地。

4.2 生态环境现状调查与评价

4.2.1 生态功能区划

本工程属于大庆油田塔东区块范围，位于新疆巴音郭楞蒙古自治州若羌县境内，属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河下游绿洲农业及植被恢复生态功能区（61）。具体见表 4.2-1。

表 4.2-1 项目区生态功能区划

生态功能分区单位			隶属行政区	主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感因子、敏感程度	主要保护目标
生态区	生态亚区	生态功能区					

IV 塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区	IV1 塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区	61.塔里木河下游绿洲农业及植被恢复生态功能区	尉犁县、若羌县	沙漠化控制、农产品生产、防风护路	河道断流、水质恶化、地下水位下降、植被衰败、荒漠化发展、土地弃耕、乱挖甘草、沙丘活化、沙漠合拢	生物多样性及其生境中毒敏感，土壤侵蚀高度敏感，土地沙漠化及其敏感，土壤盐渍化轻度敏感	保护绿洲农田、保护绿色走廊植被、保护 218 国道
----------------------	---------------------------	-------------------------	---------	------------------	-------------------------------------------------	--------------------------------------------	---------------------------

4.2.2 土壤环境现状评价

4.2.2.1 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。而本区域土壤类型为流动风沙土，见图 4.2-1 土壤类型图。

流动风沙土：地表光裸无植被，偶见单个的沙生红柳。土壤剖面无发育层次，只有干沙层和湿沙层之分。干沙层表面为沙波纹，疏松，无结构，灰黄色。湿沙层为淡黄色，湿润，疏松。流动风沙土养分含量极低，有机质含量小于 1g/kg。颗粒组成以 0.25~0.1mm 的细砂粒极为为主，干沙层自然含水量 0.6~1.1g/kg，湿沙层 14~15g/kg。

4.2.2.2 土壤环境现状监测及评价

(1) 土壤环境现状监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）和项目区域土壤类型的特点，本次共布设 3 个土壤监测点，分别为项目区占地范围内、占地范围外 1#和占地范围外 2#，监测点位图见图 4.2-2。本次评价委托中测测试

有限责任公司于 2019 年 3 月 26 日对区域内土壤进行土样采集。监测结果见表 4.7-1。

表 4.2-2 土壤污染物监测结果 单位：监测值 (mg/kg)

序号	监测项目	监测值			标准值
		占地范围内	占地范围外 1#	占地范围外 2#	
1	汞	0.017	0.057	<0.002	38
2	砷	3.10	3.41	3.24	60
3	六价铬	<2	<2	<2	5.7
4	铜	5.28	5.60	4.70	18000
5	镍	6.77	16.31	10.71	900
6	镉	0.12	0.12	0.12	65
7	铅	14.4	16.1	13.7	800
8	四氯化碳	<0.70	<0.70	<0.70	2.8
9	氯仿	<0.50	<0.50	<0.50	0.9
10	氯甲烷	<0.50	<0.50	<0.50	37
11	1, 1-二氯乙烷	<0.60	<0.60	<0.60	9
12	1, 2-二氯乙烷	<0.70	<0.70	<0.70	5
13	1, 1-二氯乙烯	<0.50	<0.50	<0.50	66
14	顺-1, 2-二氯乙烯	<0.60	<0.60	<0.60	596
15	反-1, 2-二氯乙烯	<0.70	<0.70	<0.70	54
16	二氯甲烷	<0.70	<0.70	<0.70	616
17	1, 2-二氯丙烷	<0.60	<0.60	<0.60	5
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	<0.60	<0.60	<0.60	10
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	<0.60	<0.60	<0.60	6.8
20	四氯乙烯	<0.70	<0.70	<0.70	53
21	1, 1, 1-三氯乙烷	<0.70	<0.70	<0.70	840
22	1, 1, 2-三氯乙烷	<0.60	<0.60	<0.60	2.8
23	三氯乙烯	<0.60	<0.60	<0.60	2.8
24	1, 2, 3-三氯丙烷	<0.60	<0.60	<0.60	0.5
25	氯乙烯	<0.50	<0.50	<0.50	0.43
26	苯	<1.00	<1.00	<1.00	4
27	氯苯	<0.60	<0.60	<0.60	270
28	1, 2-二氯苯	<0.70	<0.70	<0.70	560
29	1, 4-二氯苯	<0.70	<0.70	<0.70	20
30	乙苯	<0.60	<0.60	<0.60	28
31	苯乙烯	<0.60	<0.60	<0.60	1290

32	甲苯	<0.70	<0.70	<0.70	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	<0.60	<0.60	<0.60	570
34	邻二甲苯	<0.60	<0.60	<0.60	640
35	硝基苯	<0.04	<0.04	<0.04	76
36	苯胺	<0.016	<0.016	<0.016	260
37	2-氯酚	<0.03	<0.03	<0.03	2256
38	苯并[α]蒽	6.77	3.03	3.28	15
39	苯并[α]芘	1.16	1.38	1.48	1.5
40	苯并[b]荧蒽	2.28	6.38	6.72	15
41	苯并[k]荧蒽	8.8	3.15	2.84	151
42	蒽	22.3	374	5.94	1293
43	二苯并[α, h]蒽	0.23	0.92	0.94	1.5
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	5.49	2.06	2.37	15
45	萘	5.3	23.8	8.04	70

(2) 土壤环境现状评价

①评价标准

土壤中重金属执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)标准中的筛选值,本次监测的镉、铅、铜、砷等 45 项目基本因子为该区域的环境背景本底值,可作为以后进行土壤环境监测的标准。

②评价方法

评价方法采用单项污染指数法

$$P=C_i/C_0$$

式中: P—污染指数

C_i —某污染物浓度

C_0 —环境标准

③评价结果

本项目土壤污染物指数评价结果见表 4.2-3。

表 4.2-3 土壤中污染物指数计算结果 单位: 无量纲

序号	监测项目	P 污染指数%
1	汞	0.15
2	砷	5.68
3	六价铬	35
4	铜	0.03

大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程环境影响报告书

序号	监测项目	P 污染指数%
5	镍	1.81
6	镉	0.18
7	铅	2.01
8	四氯化碳	/
9	氯仿	/
10	氯甲烷	/
11	1, 1-二氯乙烷	/
12	1, 2-二氯乙烷	/
13	1, 1-二氯乙烯	/
14	顺-1, 2-二氯乙烯	/
15	反-1, 2-二氯乙烯	/
16	二氯甲烷	/
17	1, 2-二氯丙烷	/
18	1, 1, 1, 2-四氯乙烷	/
19	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	/
20	四氯乙烯	/
21	1, 1, 1-三氯乙烷	/
22	1, 1, 2-三氯乙烷	/
23	三氯乙烯	/
24	1, 2, 3-三氯丙烷	/
25	氯乙烯	/
26	苯	/
27	氯苯	/
28	1, 2-二氯苯	/
29	1, 4-二氯苯	/
30	乙苯	/
31	苯乙烯	/
32	甲苯	/
33	间二甲苯+对二甲苯	/
34	邻二甲苯	/
35	硝基苯	/
36	苯胺	/
37	2-氯酚	/
38	苯并[α]蒽	45.1
39	苯并[α]芘	98.7
40	苯并[b]荧蒽	44.8

序号	监测项目	P 污染指数%
41	苯并[k]荧蒽	5.83
42	蒽	28.9
43	二苯并[α , h]蒽	62.67
44	茚并[1, 2, 3-cd]芘	36.6
45	萘	34

从评价结果可以看出，项目区域土壤中基本污染物的值均低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管理控制标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。

4.2.3 植被环境现状评价

根据《新疆植被及其利用》（中国科学院新疆综合考察队和中国科学院植物研究所主编，1978年，科学出版社）植被区域划分结果。

区域内除局部地段外，地表基本无植被生长。植物物种的分布和水文条件直接有关，沙漠边缘分布有一年生草本植物和依靠水平根系吸收水分的植物，地下水位较深的地区，分布深根型多年生植物，沙漠腹地绝大部分为连绵的流动沙丘，极端干旱的气候和稀疏的植被使得该区域的生物种类贫乏，但区域内除局部地段外，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地，见图 4.2-3 植被类型图。

塔东区块开发后，在油田开发区域内的绿化改善了区域小环境。在沙漠中造就了一个“人工绿洲”，和开发前相比，植被覆盖率都有明显提高，从而改善了开发区域的生态环境。作业区绿化覆盖度的增加，使得以植物为生的鼠类、塔里木兔的数量增加，进而导致肉食动物沙狐数量的增加，在沙漠公路两侧可见沙狐的踪影。在有人群活动的地方有较多的伴人类鸟如麻雀、乌鸦等，所有这些都利于塔东区块油田生态环境的改善。

本工程井场区域目前尚未绿化，主要以草方格进行防风固沙，评价区域内无保护植物。

4.2.4 土地利用现状调查评价

根据新疆土地利用/土地覆盖地图数据 6 大类 25 小类的统计可以看出，本工程所在区域土地利用类型均为低覆盖度草地。见图 4.2-4 土地利用现状图。

4.2.5 野生动物现状评价

塔里木盆地共分布有野生脊椎动物 34 种，其中爬行类 5 种，哺乳动物 14 种，鸟类 15 种，这些动物能够在沙漠环境中相对独立生存（仅能短暂栖息、途经沙漠区域的物种则不计入内）。沙漠中物种区系成分基本为中亚类型。评价区野生动物种类及遇见频度见表 4.2-4。

野生动物的区域分布规律：在物种的水平格局上，奔跑能力较强的物种多分布于沙漠外缘，由于难获得水源，它们极少进入沙漠纵深区域，如野猪、鹅喉羚等；不依赖水源，仅靠食物中的代谢水即可维持生命的物种，如沙鼠类、跳鼠类及具迁飞能力的鸟类则表现为均匀分布，但就分布地点而言，多集群栖息于有植被分布的小生境。具备长途跋涉能力的双峰驼，可能是躲避沙漠界外区人群的缘故，它们在沙漠腹地的数量明显高于外缘区，但其饮水仍然依赖沙漠外援的河流或短暂的雨水积淤地。

工程区地处塔里木盆地东部地区英吉苏凹陷处，除沙漠公路两侧绿化带少量分布有麻蜥、沙鼠、跳鼠、塔里木兔、鸢等，其它区域基本无野生动物出现。

表 4.2-4 评价区野生动物种类及遇见频度

中文名	学名留特征	居留特征	遇见频度
爬行类			
新疆鼠蜥	<i>Agama stloizkana</i>		-
叶城沙蜥	<i>Phrynocephalus axillaries</i>		+
密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		+
荒漠麻蜥	<i>Eremias przewalskii</i>		++
鸟类			
鸢	<i>Milvus korschun</i>	R	+
猎隼	<i>Falco cherrug</i>	B	-
红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	R	-
黑尾地鸦	<i>Podoces hendersoni</i>	R	+
白尾地鸦	<i>Podoces biddulphi</i>	R	-
塔里木兔	<i>Lepus yarkandensis</i>		++
长耳跳鼠	<i>Euchoreutes naso</i>		++
毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>		+++
科氏三趾跳鼠	<i>Phodopus roborovskii</i>		+
子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>		+++

注：（1）R---留鸟 B---繁殖鸟（2）偶见种类 + 一般种类 ++ 常见种类 +++ 多见种类

据统计，该区域共有国家级重点保护动物 7 种，自治区级重点保护动物 1 种，其中地区特有种中塔里木兔被列入保护名录，白尾地鸦是我国新疆的独有物

种，目前的数量已不足 7000 只，虽然在我国仍未被纳入国家和地区的野生动物保护名录中，但是是国际知名的濒危物种。见表 4.2-5。

表 4.2-5 项目区及周围区域重点保护动物

保护级别		兽类	鸟类
国家	二级	塔里木兔	鸢、大鸢、苍鹰、纵纹腹小鸱、燕隼、红隼
新疆	一级	沙狐	

4.3 环境空气现状监测及评价

4.3.1 数据来源

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，选取距离本项目最近的国控监测站环境空气质量自动监测子站逐日监测数据，该站点位于若羌县广场，本项目区以北约 150km，可以作为项目区域环境空气现状评价基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 的数据来源。

4.3.2 基本污染物质量现状监测及评价

(1) 空气质量达标区的判定

根据收集若羌县 2018 年全年逐日环境空气质量数据，对全年 6 项基本监测因子进行统计，根据统计结果，SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO 和 O₃ 各有 365 个数据，基本污染物环境空气质量现状表见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状表

评价因子	平均时段	现状浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准限值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 /%	达标情况
SO ₂	年平均浓度	17.47	60	29.12	达标
	百分位上日平均质量浓度	91.38	150	60.92	达标
NO ₂	年平均浓度	6.04	40	15.1	达标
	百分位上日平均质量浓度	15	80	18.75	达标
CO	百分位上日平均质量浓度	1200	4000	30	达标
O ₃	百分位上 8h 平均质量浓度	98	160	61.25	达标
PM _{2.5}	年平均浓度	95.30	35	272.29	不达标
	百分位上日平均质量浓度	315.5	75	420.67	不达标
PM ₁₀	年平均浓度	277	70	395.71	不达标
	百分位上日平均质量浓度	778	150	518.67	不达标

根据上表基本污染物的年评价指标的分析结果，评价区域监测点环境空气质量指标 CO、O₃、NO₂ 日均浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）

及 2018 年修改单的二级标准，PM₁₀、PM_{2.5} 日平均浓度和年平均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及 2018 年修改单的二级标准，超标原因主要是由于若羌县地处南疆，位于沙漠边缘，背景因素所致。因此，项目所在区域为不达标区域。

4.3.3 补充监测

(1) 监测布点

根据《环境影响评价技术导则—大气环境》（HJ2.2-2018）关于补充监测的要求，结合本次试采区所处位置及周围环境特点，本次补充监测的特征污染物为非甲烷总烃和 H₂S，监测点为项目区上风向及下风向各一个。监测布点图见图 4.2-2。

(2) 监测分析方法

本项目收集常规因子连续监测 7 天的数据，各污染物小时浓度每天测 4 次，时段为 2:00~3:00、8:00~9:00、14:00~15:00、20:00~21:00。日平均浓度监测时间符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及 2018 年修改单中对于数据的有效性规定。

表 4.3-2 环境空气质量现状监测分析方法

监测项目	分析方法	方法来源
H ₂ S	《空气质量 硫化氢、甲硫醇、甲硫醚和二甲二硫的测定 气相色谱法》	GB/T14678-93
非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》	HJ604-2017

(3) 监测单位及时间

监测单位：新疆中测测试有限责任公司

监测时间：2019 年 3 月 22 日~2019 年 3 月 28 日

评价方法：采用单因子指数法进行现状评价，具体公式如下：

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

其中：C_i—为第 i 种污染物的实测浓度，mg/m³；

C_{oi}—为第 i 种污染物的浓度标准值，mg/m³；

P_i—为第 i 种污染物的单因子指数。

(4) 监测数据统计

特征污染物补充监测点位基本信息见表 4.3-3。特征污染物监测结果见表 4.3-4。

表 4.3-3 特征污染物补充监测点位基本信息表

监测点名 称	监测点坐标/°		监测因子	监测时段	相对厂址 方位	相对厂界距 离/m
	X	Y				
项目区上 风向	88.482912	40.314183	非甲烷总烃 H ₂ S	2:00~3:00 8:00~9:00 14:00~15:00 20:00~21:00	SW	16.72
项目区下 风向	88.483698	40.314591			NE	66.50

表 4.3-4 特征污染物监测结果表

监测 点位	监测点坐标/°		污染物	监测 时间	评价标准 /(mg/m ³)	监测浓度 范围/ (mg/m ³)	最大浓 度占标 率/%	超标 率/%	达标 情况
	X	Y							
项目 区上 风向	88.482 912	40.3141 83	非甲烷 总烃	22日	2	0.37~0.41	20.5	0	达标
				23日		0.39~0.49	24.5	0	达标
				24日		0.43~0.53	26.5	0	达标
				25日		0.48~0.59	29.5	0	达标
				26日		0.51~0.57	28.5	0	达标
				27日		0.56~0.60	30.0	0	达标
				28日		0.50~0.59	29.5	0	达标
				H ₂ S		22日	0.01	0.005L	/
			23日		0.005L	/		/	达标
			24日		0.005L	/		/	达标
			25日		0.005L	/		/	达标
			26日		0.005L	/		/	达标
			27日		0.005L	/		/	达标
			项目 下风 向	88.483 698	40.3145 91	非甲烷 总烃	22日	2	0.41~0.47
23日	0.51~0.56	28.0					0		达标
24日	0.45~0.54	27.0					0		达标
25日	0.55~0.63	31.5					0		达标
26日	0.57~0.64	32.0					0		达标
27日	0.63~0.73	36.5					0		达标
28日	0.57~0.68	34.0					0		达标
H ₂ S	22日	0.01					0.005L		/
	23日					0.005L	/	/	达标
	24日					0.005L	/	/	达标
	25日					0.005L	/	/	达标

				26日		0.005L	/	/	达标
				27日		0.005L	/	/	达标
				28日		0.005L	/	/	达标

(5) 评价结果

由监测数据及评价结果可以看出，非甲烷总烃的监测结果均低于《大气污染物综合排放标准详解》的浓度限值 2mg/m³，H₂S 的监测结果均低于《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 10μg/m³。

4.4 水环境质量现状调查与评价

本工程区域内无地表水体，故本次评价不对地表水进行现状监测。

本项目区域不具备监测地下水的条件，因此本次地下水监测数据引用大庆油田新疆油气勘探开发有限责任公司对原水的检测数据，该区域的水质条件不符合生活及生产用水要求，生产及生活用水由若羌县拉运，故本工程不再重复对地下水监测。引用大庆油田新疆油气勘探开发有限责任公司地下水监测报告，水质中 Na⁺、Cl⁻ 超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准，超标主要原因为自然地质因素，属较差水质。

表 4.4-1 井场地下水监测结果

项目	检测水质	单位	标准值	单项标准指数 (P)
Na ⁺	989	mg/L	≤200	4.95
Cl ⁻	1760	mg/L	≤250	7.04
总硬度	336	mg/L	<450	0.75
pH	6.5	无量纲	6.5≤pH≤8.5	1

监测结果表明，塔东区块浅层地下水水质较差、除总硬度、pH 外，Na⁺、Cl⁻ 均出现超标情况，且不满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准，超标主要原因为自然地质因素，属较差水质。

4.5 声环境质量现状调查与评价

目前大庆油田新疆塔东油气勘探区塔东区块处于闭井状态，井场周围无居民敏感点。本次环境声质量现状监测数据由新疆中测测试有限责任公司于 2019 年 3 月 25 日~3 月 26 日两天监测，井场场界噪声测量结果见表 4.5-1。

表 4.5-1 井场场界噪声测量结果

监测点	方位	噪声值 LeqdB (A)	
		昼间	夜间
3 月 25 日			
英南 2C 井四周	东	49.3	39.6
	南	49.9	40.2
	西	51.2	40.5
	北	49.6	39.2
3 月 26 日			
英南 2C 井四周	东	48.9	39.1
	南	49.5	39.9
	西	50.6	40.0
	北	49.2	38.8

监测结果表明，英南 2C 井井场声环境低于《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准限值（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A）），区域声环境良好。

5 环境影响预测与评价

5.1 生态环境影响评价

5.1.1 与区域生态功能区划的符合性

根据《新疆维吾尔自治区生态功能区划》，项目区属于塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区(IV)，塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区(IV₁)。在项目建设的过程中应大力保护地表植被，减少水土流失。据此，工程在保证评价区生态服务功能不发生改变的情况下，与上述的生态功能区划相一致。

5.1.2 生态环境影响特征

本工程包含有井下作业工程、采油气工程以及天然气撬装等多种工艺的系统工程，不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的影响。从本工程工程特点和所处区域的环境特征出发，项目在施工期和试采期对生态环境影响有以下特点：

- (1) 环境影响具有区域性特点，基本局限在开发区域内，开发区域内无人群居住。
- (2) 项目呈点状分布影响范围明确。
- (3) 影响方式主要发生在施工期，施工结束后可逐步恢复。在干旱荒漠背景下，本工程试采期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。油气开发建设过程各个时期对生态环境的影响程度、影响特征和影响时间见表 5.1-1。

表 5.1-1 工程不同开发阶段对生态环境的影响

开发建设阶段		生态环境影响
施工期	井场建设	地表植被破坏
	道路建设	地表植被破坏
	设备运输	野生动物
	土方开挖	地表植被破坏
	井喷事故	土壤植被
试采期	井场	-
	汽车运输及巡检	野生动物
封井期	井场	-

项目对生态环境造成影响的可能途径如下：

(1) 地面工程施工期占地及对地表植被的破坏。

运输、地面工程建设主要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构功能。

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

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

(2) 试采生产过程中的污染物排放对生态环境的影响

由于各环节工作内容差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形十分复杂，主要污染源井下作业过程和天然气撬装过程中形成的，污染源具有广泛分布、排放复杂，影响的全方位性、综合性与双重性，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

(3) 污染物事故排放对生态环境的影响

油气井开采过程中，由于人为因素和自然灾害的影响可能导致泄露事故，火灾、爆炸等，污染物事故排放对生态环境的影响是巨大的。

5.1.3 生态环境影响分析

5.1.3.1 占地影响分析

大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程地面建设工程主要油气井的钻井及撬装设备一套（含三相分离）、防渗暂存池、生活区建设等，该井试采期产气量约为 $20 \times 10^4 \text{m}^3$ 。天然气回收采用 LNG-1250 型撬装设备（含三相分离）、试采废水排至防渗暂存池，永久占地主要是井场和新建道路，临时占地主要为生活区。经核算，本工程新增永久占地面积 1.2hm^2 ，临时占地面积 0.4hm^2 ，总占地面积 1.6hm^2 。全部为裸地，地表植被覆盖度较低，开发区域布局无环境限制性因素，

布局合理。

5.1.3.2 对土壤环境影响

对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

(1) 人为扰动对土壤的影响

工程建设过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是施工场地开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。

在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层土被破坏，改变土壤质地。土方开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

(2) 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在沙地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。井场施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

(3) 各种废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括废弃水泥塞等，以及生活垃圾，如塑料袋等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

5.1.3.3 对植被的影响

试采期由于占地活动的结束，项目基本不会对植被产生影响，临时占地的植被开始自然恢复，一般在 3~5 年内开始发生向原生植被群落演替，并逐渐得到恢复。但事故状态如井喷、撬装设施泄漏或火灾均会致使泄漏或火灾处局部范围内植被死亡。但事故造成的植被破坏是小范围的，在荒漠地带植被损失量很小。

5.1.3.4 对野生动物的影响

(1) 施工期对动物的影响

本工程呈点状分布，占地面积相对较小，就整个区域而言施工对野生动物的影响不大。施工机械噪声和人员活动将影响野生动物的正常生活。施工活动可能影响到野生动物生息繁衍的区域，迫使一些对人类活动影响敏感的动物逃离或迁移，对区域野生动物影响不大。

(2) 试采期对动物的影响

试采期不新增用地，占地对野生动物的影响不再增加。车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。人为活动相对施工也有所减少，人为捕杀野生动物的风险也随之降低。

试采期道路行车主要是井场巡线的自备车辆，车流量很小，夜间无车行驶，一般情况下，野生动物会自行规避或适应，不会对野生动物产生明显影响。

本工程开发区内广泛分布沙质荒漠，绝大部分地段很少或根本无植物生长，为裸地。由于干旱和食物短缺，加上区域内乔灌木植被少，难以给野生动物提供栖息及躲藏之地，大型野生动物分布较少，仅以啮齿类动物的活动痕迹较为多见。再加上区内近年来油气井勘探开发，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。国家、自治区级保护动物极少分布于拟建工程区。因此，本工程不会对野生动物产生明显影响。

5.1.3.5 井场建设对生态环境的影响

在试采期正常生产情况下，天然气回收通过撬装设备，从污染角度看，对土壤和植被环境的影响不大。

但在非正常（事故）状况下会对植被产生影响，事故是指因工程质量低劣、管理方面的疏漏、自然因素（地震、洪水冲刷）及人为破坏等原因造成撬装设备的破损、断裂，致使大量天然气泄漏，造成火灾等。事故发生的可能性是存在的，但只要做好预防工作，事故发生的概率可以下降，造成的危害损失可以减少。由于天然气的主要成分是甲烷，其含量可达 97%以上，甲烷是无色、无味的可燃性气体，比重小于空气，如果发生泄漏，绝大部分很快会扩散掉，在没明火的情况下，不会发生火灾，不会对生态环境造成危害。如有火源，可引起燃烧爆炸事件，可能会引发火灾，导致植被大面积的破坏，对生态环境产生重大影响。

5.1.3 封井期生态环境影响分析

本项目试采期为 250 天，测试完井后及时封井，同时修建防护墙保护井口装置，其余设施将拆除、搬迁。钻井液材料将全部进行回收。当油气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油气井开发工作人员将陆续撤离井场区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

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。

油气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。在闭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产生飞灰、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。

5.1.4 生态影响评价小结

本工程新增永久占地面积 1.2hm²，临时占地面积 0.4hm²，总占地面积 1.6hm²。全部为裸地，地表植被覆盖度较低。施工期、试采期影响途径是地表扰动和植被破坏。工程完成后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地，由油气井开发造成的对动物活动的影响消失。试采结束后，输送管道中的天然气给予抽净，对土壤和植被不会造成污染。因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

5.2 环境空气影响分析

5.2.1 施工期环境空气影响分析

本工程施工过程中，大气污染源主要是建设期施工机械废气、施工和运输产

生的粉尘、车辆运输二次扬尘、地面物料堆放时的遇风扬尘以及施工机械产生的尾气等，主要污染物为烟尘、SO₂和NO_x等。本工程进入试采阶段，井场施工产生的大气环境影响也将消失。

5.2.1.1 施工机械废气的影响分析

在建设施工中使用燃油机动设备和运输车辆，会产生废气，其污染物主要有SO₂及NO_x等。施工机械和运输车辆运行时间一般都较短，从影响范围和程度来看，施工机械废气对周围大气环境的影响是有限的，又因其排放量较小，对评价区域空气环境产生的影响较小。

5.2.1.2 扬尘影响分析

主要来自施工和运输产生的粉尘、车辆运输二次扬尘以及地面物料堆放时的遇风扬尘，施工扬尘的产生及影响程度跟施工季节、施工管理和风力等气候因素有一定关系，如遇干旱大风天气扬尘影响则较为严重。本工程工程主要为井场各类建筑物的施工，若不做好施工现场管理会造成一定程度的施工扬尘。施工期对环境造成不利影响的污染因素持续时间短，故对环境的影响较小，并随试采期结束而消失。

施工期产生的污染对周围环境有一定的影响，只要严格按施工规范文明施工，采取有效的防尘措施，可将施工期污染影响减到最小，施工结束后，所有施工影响即可消除。

5.2.2 试采期环境空气影响分析

5.2.2.1 预测因子与评价标准

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非甲烷总烃、H₂S。

5.2.2.2 大气污染潜势分析

研究、分析污染气象特征的主要目的是为了分析大气污染的潜势，明确污染物进入大气环境后的迁移、扩散及稀释规律。根据前述气象资料分析，对评价区的大气污染潜势总结如下：

(1) 有利于污染物扩散的条件

①评价区大气污染源地处荒漠区，下垫面较为平坦，使大气污染物可在距污

染源较大范围内水平扩散；

②本工程的污染源大部分集中于无人居住的沙漠，所以本工程所产生的大气污染对人群聚集区产生危害的可能性较小。

(2) 不利于污染物扩散的条件

①大气稳定层结以稳定类为主，不利于污染物的扩散。

②评价区逆温频率出现概率较高、强度较大、不利于大气污染物的扩散。

5.2.2.3 试采期环境空气影响分析

试采期本工程产生的大气污染物主要为井口无组织排放的烃类气体、H₂S，天然气回收装置等设备等主要污染物为烃类。

(1) 污染源参数

无组织挥发的非甲烷总烃，本工程烃类挥发量以开井期日产气量最大时的非甲烷总烃量计，临时站场 120m×100m。工程面源排放参数详见表 5.2-1。

表 5.2-1 无组织排放源参数表

无组织排放源强								
编号	名称	面源各中心点坐标		面源海拔 高度	面源有效 排放高度	年排放小 时数/h	排放工况	污染物排放 速率/(kg/h)
		X	Y					
1	井口非甲烷 总烃	626015.40	4463699.80	829	3	6000	正常	0.0197
2	井口 H ₂ S	626015.40	626015.40	829	3	6000	正常	0.000005
3	油气回收非 甲烷总烃	626025.62	4463713.94	829	10	6000	正常	0.0067

预测因子：根据项目区环境特点及项目主要污染因子，确定预测因子为井口非甲烷总烃及 H₂S、天然气回收装置区非甲烷总烃。

根据项目位置及工程规模，大气预测范围综合考虑到评价等级、自然环境条件、环境敏感因素、主导风向、人群密集度等，确定评价范围以井场为中心、边长 5km 的矩形区域，预测范围内的网格点以及区域内最大地面浓度点的影响。

(2) 预测结果

本项目无组织排放估算模式预测结果见表 5.2-2。

表5.2-2 无组织污染物预测结果

编号	污染物			
		最大浓度值(mg/m ³)	占标率(%)	出现距离(m)
1	井口非甲烷总烃	0.0834	6.95	17
2	井口 H ₂ S	0.0000212	0.21	17
3	油气回收非甲烷总烃	0.0014	0.12	10

由估算模式预测结果可知，井口非甲烷总烃最大浓度值为 0.0834mg/m³，占标率为 6.95%，其最大地面浓度出现距离 17m；井口 H₂S 最大浓度值为 0.0000212mg/m³，占标率为 0.21%，其最大地面浓度出现距离 17m；油气回收装置区非甲烷总烃最大浓度值为 0.0014mg/m³，占标率为 0.12%，其最大地面浓度出现距离 10m。

因此，本项目有组织及堆场扬尘无组织排放对近距离环境有一定影响，由于周边无居民点，故对周边人群健康的影响较小。

5.2.3 环境空气影响评价小结

本工程处于沙漠腹地，周围没有居民区与其他环境敏感点，故废气对环境空气质量影响较小。

根据预测情况其最大占标率为 6.95%。本工程实施后环境空气可以满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及 2018 年修改单中的二级标准。非甲烷总烃的预测值叠加背景值后可以满足《大气污染物综合排放标准详解》的要求、H₂S 的预测值叠加背景值后可以满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 的要求。

5.3 声环境影响分析

5.3.1 施工期声环境影响分析

本工程地面工程在建设施工过程中，由于运输、平整场地、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声对施工区周围的环境将产生一定的影响。通过类比分析可知，运输、平整场地、建筑物修建等过程中，昼间施工场 50m 以外均不超过建筑施工场界噪声限值（昼间 70dB（A）），而在夜间则会超标（夜间 55dB（A））。项目区周围 30km 范围内没有固定居民点，并且施工期的这些噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束

后这种影响也随之消失。施工噪声对周围环境造成的影响属可接受范围。

5.3.2 试采期声环境影响分析

试采期间，井场各类机泵、柴油发电机等设备会产生噪声，均为连续发声。类比已投产油井厂界噪声，本工程厂界噪声均能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。本工程试采期的主要噪声源见表 3.4-5。

（1）声环境质量影响预测

①预测因子：等效 A 声级。

②预测模式：采用工业噪声预测模式和声压级叠加模式，预测噪声源对厂界噪声的贡献值及叠加现状值后的预测值。

a、点声源

$$LA(r) = LAref(r_0) - (Adiv + Abar)$$

式中： $LA(r)$ ——距声源 1m 处的 A 声级；

$LAref(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的 A 声级；

$Adiv$ ——声波几何发散的 A 声级衰减量；

$$Adiv = 20Lg(r/r_0) \text{ 或 } Adiv = 10Lg(r/r_0) \quad (\text{当 } r \leq L/\pi \text{ 时, } L \text{ 为声源长度})$$

$Abar$ ——声屏障引起的 A 声级衰减量，本评价只考虑噪声从室内向室外传播的衰减：

$$Abar = TL + 6$$

式中： TL 为隔墙（或窗户）的传输损失。

为简化计算工作，预测计算中只考虑井场内各声源至受声点（预测点）的距离衰减和隔声屏障的屏蔽作用。各声源由于井场其它建筑物的屏蔽衰减、空气吸收引起的衰减以及由于云、雾、温度梯度、风及地面其它效应等引起的衰减，因衰减量不大，本次计算忽略不计。

b、多个设备同时作业的总等效连续声级：

$$Leq(T) = 10lg\left(\frac{1}{T} \sum_{i=1}^m t_i \cdot 10^{0.1L_{pi}}\right)$$

式中： $Leq(T)$ ——总等效连续声级；

t_i ——第 i 个设备在预测点的噪声作用时间（在 T 时间内）；

L_{Pi} ——第 i 个设备在预测点产生的 A 声级；

T——计算等效声级的时间，s。

c、计算预测点的噪声增加值，可将各声源对预测点的声压级进行叠加，按下式计算：

$$L_{P_{总}} = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^m 10^{0.1L_{Pi}} \right)$$

式中： $L_{P_{总}}$ ——预测点处新增的总声压级，dB；

L_{Pi} ——第 i 个声源至预测点处的声压级，dB；

m ——声源个数。

d、将上面的增加值与现状值叠加，即可得到噪声影响叠加值。

③主要噪声源及预测点位

本项目井场试采期噪声源主要为各类机泵、柴油发电机等。井场噪声源情况参见表 3.4-5。

本项目井场 30km 范围内无噪声敏感点，本次声环境影响预测内容为井场厂界环境噪声达标分析，在井场厂界处设 4 个场界噪声预测点。

④预测结果

根据上述预测模式和参数，计算四场界的噪声贡献值与叠加现状值后的预测值，本次预测引用新疆中测测试有限责任公司于 2019 年 3 月 25 日对项目区实测值为现状值，监测噪声预测结果见表 5.3-1。

表 5.3-1 项目噪声预测结果

预测厂界	昼间			夜间		
	现状值	贡献值	叠加值	现状值	贡献值	叠加值
东厂界	49.3	36.2	49.5	39.6	36.2	41.2
西厂界	49.9	48.6	52.3	40.2	48.6	49.2
南厂界	51.2	47.8	52.8	40.5	47.8	48.5
北厂界	49.6	39.0	50.0	39.2	39.0	42.1

预计本工程实施后，井区内声环境质量能满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中 2 类标准，各厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

5.3.3 声环境影响评价小结

项目区内无声环境敏感点，施工期的噪声源均为暂时性的，只在短时期对局部环境和施工人员造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失。施工期噪声对周围环境造成的影响属于可接受范围。

项目试采期噪声污染源主要为井场各类机泵，经预测结果可知，本项目噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，因此项目试采期噪声对周围环境的影响较小。

5.4 水环境影响分析

5.4.1 地表水影响分析

项目区域没有地表水系，生活污水排放量极少，井场生活场地配备移动式环保公厕，生活污水集中收集后送至若羌县污水处理厂处理。生产废水包括试采废水，试采废水排至防渗暂存池，待试采工程结束送轮南油田钻试修废弃物环保处理站，由该站配套的污水处理装置净化处理，达到回注水要求后回注地层，因此对地表水无影响。本次地表水环境影响评价仅进行简要分析。

5.4.2 地下水影响分析

5.4.2.1 施工期水环境影响分析

施工废水污染源主要为主要为勘探期封于井塞之内的钻井液以及施工人员生活废水。

（1）废钻井液

废钻井液主要产生于钻井和完井过程中，包括因部分性能不合格或因不适于钻井工程和地质要求而被排放的钻井液，以及完井时井筒内被清水替出的钻井液等。废弃钻井液呈碱性，pH 值在 8.5~11 之间，主要成分有烃类、盐类、各种有机聚合物、木质磺酸盐及重晶石中的杂质，还含有一定数量的加重剂和化学处理剂。本项目在井塞开钻过程中会产生勘探期遗留下来的少量废钻井液，暂存于防渗暂存池中，待施工期结束后送至拉运至轮南塔里木油田绿色环保站进行处理。

（2）生活废水

施工期施工人数 20 人左右，用水量按每人每天 35L 计，生活用水量为 0.7m³/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

0.56m³/d，施工期按 60d 计算，项目施工期生活污水产生量为 33.6m³。

生活污水排入 700m³ 的生活污水收集罐，试采结束后由罐车拉运至若羌县污水处理厂处置，污水处理厂出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中一级 A 标准后用于当地治沙站防风固沙林灌溉，井场设置可移动式防渗公厕，粪便可排入移动式防渗公厕，自然蒸发后，底泥定期与生活垃圾拉运至若羌县生活垃圾填埋场处理。

5.4.2.2 试采期正常工况下水环境影响分析

正常状况下，由于输气管线是全封闭系统，输送的天然气不会与管线穿越区的地下水水体之间发生联系，正常运行时对管线穿越地区地下水不会造成影响。因此，本项目试采期间废水主要包括试采废水和生活污水。

（1）试采废水

试采废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物等组成。该废水为钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。

试采废水由冲洗钻台、钻具、地面、设备用水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物等组成。该废水为钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液的类型有关，其中主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等。

根据相关类比资料，试采废水排放系数为 29m³/100m 进尺。本工程区钻井水泥塞 335m，则开钻废水产生量为 97.15m³，据类比资料分析，废水中各污染物的含量分别为：SS：1626.0mg/L、COD：6764.71mg/L、石油类：25.78mg/L、挥发酚：1.16mg/L。预计各污染物的产生量为：SS：0.158t、COD：0.657t、石油类：0.0025t、挥发酚：0.00011t。试采废水排至防渗暂存池，待试采工程结束后送至轮南油田钻试修废弃物环保处理站，由该站配套的污水处理装置净化处理，达到回注水要求后回注地层。

（2）生活污水

本工程设置员工 40 人，按每人每天用水量 35L 计算，则生活用水最大量为

1.4m³/d, 则试采期生活用水量为 350m³。生活污水按 80%计, 则试采期产生的生活污水为 280m³。生活污水主要污染物为 COD、BOD₅、氨氮、SS 等; 类比其他油田, 生活污水浓度 COD 为 350mg/L, BOD₅ 为 170mg/L、氨氮为 6mg/L、SS 为 24mg/L。预计各污染物的产生量为: COD: 0.098t, BOD₅: 0.0476t、氨氮: 0.00168t、SS: 0.00672t。生活污水排入生活污水收集罐 (700m³), 试采结束后由罐车送若羌县污水处理厂处置, 污水处理厂出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》中一级 A 标准, 用于当地治沙站防风固沙林灌溉。

5.4.2.3 试采期非正常工况下水环境影响分析

(1) 井喷事故对地下水的影响

本项目井口放喷技术相当成熟, 在严格执行钻井施工 HSE 管理要求的前提下, 发生井喷的可能性极小。但是, 井喷一旦发生, 井下液体向上喷出, 散落在井口周边, 一般会形成明显连片黑色污染痕迹。在完成井口控制后立即回收、清理油污, 井喷现场不会因遗留大量的落地油而成为地下水的污染源。所以, 只要及时有效处理, 井喷事故基本不会对地下水产生明显影响。

(2) 窜层对地下水的污染影响

钻井完井后窜层污染 (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, 表层套管必须严格封闭含水层, 固井质量应符合环保要求。

油气井套管被腐蚀破坏而污染到地下水的现象, 气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。虽然塔东区块岩层中基本不含油成分, 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。

(3) 输送管线泄漏对地下水的影响

输送管线泄漏一般可分为涌漏和渗漏。

涌漏是指管道因外力破坏、地址灾害等原因发生破裂使凝析油大量涌出, 对周边表层土壤环境迅速造成严重污染的事故。涌漏发生后, 管线压力迅速下降,

计量装置也可迅速监测到进出流量差异，从而发出报警提示，抢修人员迅速实施抢修恢复和油品回收。被污染的表层土壤将会得到及时有效清理，一般不会对地下水造成污染。

渗漏一般是因管道老化、焊接缺陷等造成管道表面出现细微裂缝，凝析油少量、缓慢渗出的事故。这种事故初期一般不易被发现，只有到后期泄漏量较大或进行专门的管道检测时才能发现并采取有效的污染控制措施。一般渗漏量很少，由于表层土壤颗粒空隙间毛细力的顶托作用，石油类污染物主要集中在 0~20cm 的表层土内，在 20cm 以下，石油类也可能沿着裂缝、植物根孔等下渗，最大下渗深度不会超过 1m，一般不会影响地下水。同时，目前管道制管、焊接、防腐技术已日臻成熟，因管道材质和腐蚀等问题发生管道渗漏的可能性极小。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 固体废物分类

本项目开发过程中产生的固体废物主要来自于两方面：施工期产生的施工废料和生活垃圾等；试采期产生的废机油、油泥（砂）和工作人员产生的生活垃圾。具体排放情况见表 5.5-1。

表 5.5-1 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
施工期	施工废料	一般废物	少量	0	部分可回收利用，剩余废料统一收集后拉运至若羌县固废填埋场。
	生活垃圾	一般废物	0.6t	0	集中收集后运往若羌县生活垃圾填埋场填埋处理。
试采期	废机油	危险废物	0.01	0	采用托盘方式收集，防止废机油落地，并于试采结束后一并交由有资质的单位处置。
	油泥（砂）	危险废物 HW08	0.05t	0	回收后的原油全部由汽车拉运轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。
	生活垃圾	一般废物	5t	0	定期拉运至若羌县生活垃圾填埋场填埋处理。

5.5.2 施工期固体废物环境影响分析

施工期产生的主要固体废物为施工人员生活垃圾和施工废料。

(1) 施工废料

施工废料主要包括焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料及施工过程中产生的废混凝土等。施工期施工废料部分可回收利用，剩余废料统一收集后拉运至若羌县固废填埋场。

(2) 生活垃圾

以每人每天产生 0.5kg 的生活垃圾计算，施工期施工人数约为 20 人，施工期建设周期为 60d，则本工程在地面工程施工期间产生的生活垃圾为 0.6t，集中收集后运往若羌县生活垃圾填埋场填埋处理。

移动防渗公厕底泥同生活垃圾一并送至若羌县生活垃圾填埋场处理，不会对环境造成污染。

5.5.3 试采期固体废物环境影响分析

本项目试采期产生的固体废物主要是废机油、油泥（砂）、生活垃圾。

(1) 废机油

井场试采整个过程均需要使用柴油机等设备，设备使用过程中均会产生废机油，类比油田公司其他探井试采过程的柴油发电机废机油产生量，工程试采阶段将产生废机油 0.01t，废机油量较小，采用托盘方式收集，防止废机油落地，并于试采结束后一并交由有资质的单位处置。

(2) 油泥（砂）

油泥（砂）是被凝析油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，按照《国家危险废物名录》划分为废矿物油与含矿物油废物类，其危险废物编号为 HW08。根据项目的产量情况和类比相似项目估算，油泥（砂）产生量为 0.50-0.73t/万 t 油，按最大产油量 2.88m³/d (2.329t/d) 计算，本项目试采期为 250 天，则油（砂）产生量约为 0.05t，含油污泥处理满足《油气田含油污泥及钻井固体废物处理处置技术规范》（DB65/T 3999-2017）、《油气田含油污泥综合利用污染控制要求》（DB65/T 3998-2017）和《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》DB65/T 3997-2017。

根据大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收。回

收后的原油全部由汽车拉运轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。

(3) 生活垃圾

井场试采阶段，工作人员为 40 人，试采周期为 250 天，若平均每人每天产生生活垃圾 0.5kg，则试采期产生生活垃圾为 5t，定期拉运至若羌县生活垃圾填埋场填埋处理。移动防渗公厕底泥同生活垃圾一起送若羌县生活垃圾填埋场处理，不会对环境造成污染。

5.5.4 固体废物环境影响评价小结

综合以上分析可知，本项目施工期主要产生的固体废物为施工废料和生活垃圾，施工期施工废料部分可回收利用，剩余废料统一收集后拉运至若羌县固废填埋场。试采期主要产地的固体废物为废机油、油泥（砂）和生活垃圾。试采过程中产生的废机油采用托盘方式收集，防止废机油落地，并于试采结束后一并交由有资质的单位处置；采出的油泥（砂）回收后的原油全部由汽车拉运轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。生活垃圾集中收集后运往若羌县生活垃圾填埋场填埋处理，移动防渗公厕底泥同生活垃圾一并送至若羌县生活垃圾填埋场处理。

5.6 环境风险分析

本项目的环境风险潜势为 I，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）规定，对环境风险进行简单分析，评价的基本内容主要包括风险调查、环境敏感目标情况、环境风险识别、环境风险分析及结论等。

5.6.1 评价依据

本次评价根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，对本项目进行风险潜势判定，见表 5.6-1。

表 5.6-1 风险潜势判定结果表

危险源	危险物质	临界量 (t)	储存量 (t)	是否构成重大危险源
井场、天然气处理装置	天然气	10	0.0732	否
柴油罐	柴油	2500	94.6	否
储油罐	凝析油		552.72	否

5.6.2 环境敏感目标概况

根据现场调查，项目区周边无环境敏感目标。

5.6.3 环境风险识别

5.6.3.1 危险物质识别

根据工程分析可知，本项目涉及的危险物质包括：天然气、凝析油以及柴油。

(1) 天然气

英南 2C 井完井测试分析后表明甲烷含量高，非烃气体含量低，是优质天然气。天然气平均分子量 17.67，相对密度较低，为 0.61，天然气甲烷含量为 71.93%，乙烷及以上含量为 10.33%，氮气含量为 16.85%，二氧化碳含量为 0.29%。天然气理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-1。

表 5.7-1 天然气理化性质、危险危害特征及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	天然气		
	化学品英文名称	Natural gas dehydration		
组分分析	主要有害成分		甲烷	
	分子式	CH ₄	分子量	16.05
危险特性	危险性类别：第 2.1 类 易燃气体。 侵入途径：吸入。 健康危害：空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30% 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化气体可致冻伤。 环境危害：对环境有害。 燃爆危险：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。			
急救措施	皮肤接触：如果发生冻伤：将患部浸泡于保持在 38~42℃ 的温水中复温。不要涂擦。不要使用热水或辐射热。使用清洁、干燥的敷料包扎。如有不适感，就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸心跳停止，立即进行心肺复苏术。就医。			
消防措施	危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触发生剧烈反应。 有害燃烧产物：一氧化碳。 灭火方法：用雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉灭火。切断气源。若不能切断气源则不允许熄灭泄漏处的火焰。消防人员必须佩戴空气呼吸器、穿全身防火防毒服在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。			
泄漏应急处理	消除所有点火源。根据气体扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。建议应急处理人员戴正压自给式呼吸器，穿防静电服。作业时使用的设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。尽可能切断泄漏源。若可能翻转容器使之逸出气体而非液体。喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流			

大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程环境影响报告书

	接触泄漏物。禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。防止气体通过下水道、通风系统和限制性空间扩散。隔离泄露区直至气体散尽。			
操作处置与储存	<p>操作注意事项：密闭操作，全面通风。操作人员必须经过专门培训，严格遵守操作规程。远离火种、热源，工作场所严禁吸烟。使用防爆型的通风系统和设备。防止气体泄漏到工作场所空气中。避免与氧化剂接触。在传送过程中，钢瓶和容器必须接地和跨接，防止产生静电。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。</p> <p>储存注意事项：钢瓶装本品储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。</p>			
接触控制/个体防护	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。</p> <p>呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩戴过滤式防毒面具（半面罩）。</p> <p>眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴一般作业防护手套。</p> <p>其他防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。</p>			
理化特性	外观与性状	无色无臭气体	蒸气压	53.32kPa/-168.8℃
	沸点	-161.5℃	闪点	<-158℃
	熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚
	密度	0.61kg/m ³	稳定性	稳定
	爆炸极限	5.3~15% (V%)	自燃温度	482~632℃
稳定性和反应活性	<p>稳定性：稳定。</p> <p>禁配物：强氧化剂、强酸、强碱、卤素。</p> <p>避免接触的条件：高热，火源和不相容物质。聚合危害：不聚合。</p> <p>分解产物：一氧化碳、二氧化碳。</p>			
毒理学资料	<p>低毒。</p> <p>LD50：LC₅₀：50%（小鼠吸入，2h）。</p> <p>LC50：无资料。</p>			
生态学资料	其它有害作用：温室气体。应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。			
废弃处置	<p>废弃物性质：废有机液体。</p> <p>废弃处置方法：若本产品成为废品，必须由取得许可证的专业工厂进行处理，处理前必须先收集，在空旷安全地带点火充分焚烧。</p> <p>废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。本产品不可排放与下水道，河流，湖泊，大海等。</p>			
运输信息	<p>运输注意事项：采用钢瓶运输时必须戴好钢瓶上的安全帽。钢瓶一般平放，并将瓶口朝同一方向，不可交叉；高度不得超过车辆的防护栏板，并用三角木垫卡牢防止滚动。运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火</p>			

种、热源公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

(2) 凝析油

凝析油属于甲 B 类易燃易爆液体，密度平均为 0.726t/m³。凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施见表 5.7-2。

表 5.7-2 凝析油理化性质、危险危害特性及防护措施表

化学品名称	化学品中文名称	凝析油		
	化学品英文名称	Natural gas conde		
组分分析	凝析油为混合物，主要成分是 C ₄ 至 C ₆ 烃类的混合物，并含有少量的大于 C ₈ 的烃类以及二氧化硫、噻吩类、硫醇类、硫醚类和多硫化物等杂质，其馏分多在 20℃-200℃之间，挥发性好，是生产溶剂油优质的原料。			
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体 与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着自燃			
急救措施	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。			
消防措施	喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。 灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。用水灭火无效。			
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入，切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排水沟等限制空间。小量泄漏用砂土等惰性材料吸收。 大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内回收或运至废物处理场所处置。			
操作处置与储存	操作处置注意事项：密闭操作，局部排风。操作人员必须遵守操作规程，远离火种、热源。作场所严禁吸烟，防止蒸气泄漏到工作场所空气中。搬运时要轻装轻卸防止包装及容器损坏。配备相应品种和数量的消防器材。倒空的容器可能残留有害物。 储存注意事项：大量易燃液体应储存在储罐内，桶装易燃液体应储存在规定要求的库存房内；库房低坪和铺垫不渗油，不会因撞击而发生火花。			
接触控制/个体防护	生产过程密闭，全面通风。 呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴自吸过滤式防毒面具（半面具）。 眼睛防护：一般不需要特殊防护，高浓度接触时可佩戴安全防护镜。 防护服：穿防静电工作服。 手防护：戴耐油防护手套。 其它防护：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。			
理化特	燃烧性	易燃	火灾危险性分类	甲 A 类
	闪点 (℃)		爆炸极限 (%)	1.1~8.7 (V%)

大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程环境影响报告书

性	自燃点 (°C)	482~632	相对密度 (水=1)	0.726g/mL
	稳定性	稳定	燃烧分解产物	一氧化碳、二氧化碳
稳定性和反应活性	稳定性：不稳定。 禁配物：无资料。 避免接触的条件：无。 聚合危害：不聚合。 分解产物：碳化物。			
毒理学资料	毒性：IV（低度危害） LD50：无资料 LC50：无资料			
废弃处置	废弃物性质：危险废物。 废弃处置方法：建议用焚烧法处置。 废弃注意事项：处置前应参阅国家和地方有关法规。把倒空的容器归还厂商或在规定场所掩埋。			
运输信息	包装标志：易燃液体。 包装类别：II。 包装方法：全密闭罐包装。 运输注意事项：运输时运输车辆应配备相应品种和输量的消防器材。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花机械设备和工具装卸。严禁与氧化剂等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光暴晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。			

5.6.3.2 生产设施危险性识别

根据工程内容，结合油气井试采的风险经验分析，项目可能发生风险事故的单元主要为井场和天然气回收装置。

①井场危险性识别

井喷：井喷为井场常见事故。如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动钻井液外溢，此时，如果对地下油、气压力平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成油、气或其他混合物迅速喷到地面，即发生井喷。井喷会引发油气泄露及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

②天然气回收装置危险性识别

天然气回收装置与井口管道相连，经管道输送至撬装设备，天然气经撬装设备回收至 LNG 运输车中，经 LNG 运输车运输至用户。管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，

所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的油气泄露，事故发生时会有大量的油气溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄露的油气遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

5.6.3.3 风险类型识别

根据工程分析中本工程可能涉及的危险物质及危险场所，分析工程的危险特性，主要包括以下几个方面的内容：

(1) 中毒危险性

天然气中甲烷、乙烷属于单纯窒息性气体，对人体基本无毒。其他组分如丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷、正戊烷等都为微毒或低毒物质。发生井喷、管道泄露事故时可能造成烃类气体的蔓延，造成窒息的危险。

(2) 火灾危险性

当凝析油等危险物质和空气等共存，遇到有导致着火的初始点火能源，如：明火、摩擦、撞击、电火花、静电火花、雷电等可能发生火灾事故。

(3) 爆炸危险性

凝析油爆炸多数是混合气体的爆炸，即油气与空气的混合物，其浓度在爆炸极限范围内的化学爆炸。其次，受压容器等由于超压超温或意外情况，泄压装置同时失效发生的高压物理爆炸。此外，本工程中的凝析油注入管道、泡沫剂注入管道和注汽管道均为高压设施，最高工作压力可达到 7MPa 以上，如果系统不畅造成超压，或因材质缺陷、制造质量差，以及安全阀失灵等，可能发生物理爆炸。

(4) 挥发及泄露危险性

本项目正常生产过程中，凝析油是在密闭条件下输送，不具备发生火灾爆炸的条件，发生事故主要是由于管道存在设计缺陷、材料缺陷、施工质量缺陷、长期使用磨损、人员误操作、人为破坏等原因造成易燃易爆介质泄漏，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；泄漏的易燃易爆气体或蒸气浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸、火灾事故。

(5) 其他危险性

此外，工程危险性特征化包括：静电危害、机械伤害、高处坠落危害、高温

低温作业危害、噪声危害等。

5.6.4 风险事故情形分析

5.6.4.1 风险事故情形设定

根据同类项目统计资料，本项目的风险事故情形为天然气回收装置输送管线、柴油罐、储油罐发生泄漏，凝析油、柴油污染土壤和地下水，若遇明火发生火灾、爆炸，火灾、爆炸后的伴生/次生污染物可能污染环境空气。

5.6.4.2 最大可信事件

结合本工程工程状况与当地环境状况，可能发生的事故风险主要包括：

(1) 井喷造成天然气泄漏及火灾爆炸

井塞开钻及试采过程中，发生井喷事故，会引发天然气泄漏及火灾爆炸，对空气环境、水环境及生态环境造成危害，致使人员伤亡、财产损失。

(2) 井场设备油气泄漏及火灾爆炸

本工程气井地层属高压系统的油气藏。通过对本工程油田已钻井压力的监测和完钻井测试，油层压力分布规律已基本掌握，储层物性及基本特征已基本清楚。英南 2C 井试采过程均采用自然压力自喷，因此大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司采取了严格的井控制度和井控措施，发生井喷的机率很小。

(3) 天然气回收装置输送管线油气泄漏及火灾爆炸

本项目采出油气经回收装置回收处理，在油气输送过程中，由于管线原因可能导致油气泄漏，对周围空气环境、水环境及生态环境造成危害。

根据建设项目危险物料：凝析油、柴油及天然气的试采条件、试采设施和装置、贮存设施和装置等的识别，确定本工程最大可信事故为：天然气回收装置输送管线油气泄漏及火灾爆炸，从而引发井场区域周围人群受伤事故。

5.6.4.3 天然气回收装置管线泄漏量分析

若输送管线发生全管径泄漏事故，依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中的柏努利方程计算液体泄漏速率 QL：

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

式中：QL—液体泄漏速率，kg/s；

P—容器内介质压力，50℃饱和蒸汽压， $1.01 \times 10^5 \text{Pa}$ ；

P_0 —环境压力， $1.01 \times 10^5 \text{Pa}$ ；

ρ —液体密度，按凝析油密度为 726kg/m^3 ；

g—重力加速度， 9.8m/s^2 ；

h—裂口之上液位高度，假定为 0.2m；

C_d —液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64；

A—裂口面积，裂口面积为 0.0314m^2 ；

经计算，凝析油泄漏速率为 28.87kg/s ，假定 5min 后泄漏事故得到控制，柴油总泄漏量为 8.66t。

输送管线泄漏会在泄漏点附近形成液池。根据源项分析，输送管线发生全管径泄漏时原油泄漏为 8.66t，假定泄漏的液体无蒸发、地面无渗透，并已充分蔓延，则根据泄漏的液体量和地面性质计算最大池面积：

$$S=W/H_{\min}\rho$$

式中：S——最大池面积， m^2 ；

W——泄漏的液体量，kg；

H_{\min} ——最小油厚度，最小油厚度取 0.025m（粗糙地面）；

ρ ——密度，按凝析油密度为 726kg/m^3 。

由上述公式计算得出：集输管线全管径泄漏 5min 后漫流面积约为 477m^2 。泄漏凝析油会对土壤、植被和地下水环境产生影响。

5.6.4.4 柴油罐、储油罐泄漏量分析

（1）液体泄漏量分析

本项目设置 50m^3 、 60m^3 柴油罐各 1 具， 200m^3 储油罐 4 个，充装系数 0.8，若柴油罐发生储罐全破裂，依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 中的柏努利方程计算液体泄漏速率 Q_L ：

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

式中： Q_L —液体泄漏速率，kg/s；

P—容器内介质压力，50℃饱和蒸汽压， $1.01 \times 10^5 \text{Pa}$ ；

P_0 —环境压力， $1.01 \times 10^5 \text{Pa}$ ；

G —重力加速度， 9.8m/s^2 ；

h —裂口之上液位高度，假定为 3m ；

C_d —液体泄漏系数，此值常用 $0.6 \sim 0.64$ ；

A —裂口面积，假定为半径 0.01m 的圆形裂口，裂口面积为 0.000314m^2 ；

ρ —液体密度，按凝析油密度为 726kg/m^3 ；

经计算，凝析油泄漏速率为 0.02kg/s ，假定 5min 后泄漏事故得到控制，柴油总泄漏量为 5.8kg 。

(2) 泄漏液体蒸发速率

泄漏液体的蒸发分为闪蒸蒸发、热量蒸发和质量蒸发三种，其蒸发总量为这三种蒸发之和。

储罐为常温、常压储存。假定柴储罐罐体 100% 断裂，罐内液体全部泄露进入围堰内形成液池，继而挥发进入大气环境，造成环境风险事故。由于以上液体常温下为液态，且常温常压储存，当泄露事故发生后不会发生闪蒸蒸发；此外以上液体的沸点均大于当地的环境最高温度，因此液体泄露后亦不会发生热量蒸发，所以液体泄露后的质量蒸发量即为总蒸发量。

储罐周围设有围堰，正常情况下，泄漏的物料控制在围堰范围之内，开始蒸发并随风扩散而污染环境。根据风险评价导则（HJ/T169-2018）附录 F1.4.3，以储罐围堰构成的液池表面气流运动使液体蒸发，其质量蒸发速率为：

$$Q = \frac{\alpha \times p \times M}{R \times T_0} \times u^{\frac{2-n}{2+n}} \times r^{\frac{4+n}{2+n}}$$

式中： Q —蒸发速率， kg/s ；

α 、 n —大气稳定度系数，取值 5.285×10^{-3} 、 0.3 （稳定）；

P —液体表面蒸汽分压，取 13330Pa ；

M —物质的摩尔质量， 140.6 ；

R —气体常数，取 $8.314 \text{J/mol} \cdot \text{K}$ ；

T_0 —环境温度，取 298K （ 25°C ）；

u —风速，取年平均风速 2.0m/s ；

r —液池的等效半径， 29m 。

表 5.7-4 大气稳定度系数取值

稳定度条件	n	α
不稳定 (A, B)	0.2	3.846×10^{-3}
中性 (D)	0.25	4.685×10^{-3}
稳定 (E, F)	0.3	5.285×10^{-3}

液池最大直径取决于泄漏点附近的地域构型、泄漏的连续性或瞬时性。有围堰时，以围堰最大等效半径为液池半径；无围堰时，设定液体瞬间扩散到最小厚度时，推算液池等效半径。

按照以上公式计算得出，蒸发速率为 0.364kg/s，假定 5min 后泄漏物料得到处理，蒸发量为 109.2kg。

5.6.4.5 油气井井喷分析

油气井井喷时污染物排放是连续的，排放的主要污染物有伴生气、凝析油、泥浆，伴生气主要组成为轻烃（甲烷、乙烷等）。井喷发生后，有两种可能，一是凝析油和伴生气大量外泄，污染生态环境、水及大气环境；另一种可能是凝析油外泄后，由于其中的伴生气含量较高，短时间内会挥发出大量可燃气体，遇明火容易起火，引燃原油发生火灾，一般为池火灾类型。池火灾发生后，热辐射是主要危害，其灾害严重度评估内容及模型如下：

(1) 目标接受热通量与损伤半径关系

目标接受到的热通量与损伤半径之间的关系如下式：

$$q(R) = q_0(1 - 0.058L_n R)V$$

式中： $q(R)$ ——目标接受到的热通量（kW/m²）；

q_0 ——火焰表面的热通量（kW/m²）；

R ——火焰到液体中心的水平距离（m）；

V ——视角系数。

(2) 热辐射对人员伤害半径估算

伤亡、重伤、轻伤半径内人员接受的热通量分别为 q_1 、 q_2 、 q_3 ，其计算公式为：

$$5 = -36.38 + 2.56 \ln(tq_1^{4/3})$$

$$5 = -43.14 + 3.0188 \ln(tq_2^{4/3})$$

$$5 = -39.83 + 3.01(tq_3^{4/3})$$

式中：t—人员受到热辐射的时间（s）；

q—人员接受到的热通量（W/m²）。

设 R₁、R₂、R₃ 分别为死亡半径、重伤半径、轻伤半径，将上式求出的 q₁、q₂、q₃ 代入公式可求得 R₁、R₂、R₃ 值。

（3）热辐射对建筑物破坏半径的估算

热辐射对建筑物的影响直接取决于热辐射强度的大小及作用时间的长短，以引燃木材的热通量作为对建筑物破坏的热通量，计算公式如下：

$$q = 6730t^{-4/5} + 25400$$

$$t = W / M_c$$

式中：t—热辐射作用时间，即火灾持续时间（s）；

q—引燃木材的热通量（W/m²）；

W——可燃物的质量（kg）；

M_c——单位时间燃烧掉的可燃物量（kg/s）。

设建筑物破坏半径为 R，将 q 值代入以下关系式求得 R 值：

$$q(R) = q_0(1 - 0.058L_n R)^V$$

（4）计算结果

计算结果见表 5.7-4。

表 5.7-4 池火灾的人员伤亡与财产损失估算表

项目	数值					
	可燃物质量 (t)	死亡区外径 (m)	重伤区外径 (m)	轻伤区外径 (m)	安全区外径 (m)	财产损失 外径 (m)
凝析 油	5	84.0	112.0	142.0	>142.0	42.11

注：1) 井喷量按 10 小计时；
2) 表中死亡区外径、重伤区外径、轻伤区外径、财产损失外径都是根据计算公式，用计算机模拟计算得出。

由表 5.7-4 中可见，井喷时一旦发生池火灾，不仅影响生态、大气环境，还

将引起人员伤亡和财产损失，可能造成井口 84.0m 范围内的人员死亡，42.11m 范围内的财产受到损失，142m 以外范围是安全区。

5.6.5 事故风险影响分析

(1) 对土壤的影响

本项目油类物质泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的油体覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油体如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

油罐发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入油体，泄漏的油体进入土壤中后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，油罐泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，凝析油、柴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）。

(2) 对植被的影响

油罐泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏油体直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是油罐污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的油类物质中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

(3) 对地下水环境的影响

油罐泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏的油体下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，定期对天然回收装置的输送管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，加强检

修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，更换破裂管线，并将受污染的土壤全部回收，送至有相应危废处置资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，油体经管线、储罐渗漏，经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90% 以上的泄漏油体。因此，即使发生凝析油、柴油泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油体、被污染的土壤，不会对当地地下水环境产生大的影响。

5.6.6 环境风险评价结论

根据本项目建设内容，工程可能涉及的危险物质为天然气、凝析油、柴油，工程可能发生的风险事故类型主要为井场事故风险、油气管线泄漏事故风险，环境风险最大可信事故为油气管线泄漏事故风险。

凝析油、柴油、天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，及时采取相应处理措施，不会对周围环境产生明显影响，评价区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失。综上所述，本项目环境风险在可接受范围之内。

6 环境保护措施及其可行性论证

项目地面工程建设过程中，会对评价区内的水环境、环境空气、土壤环境等造成不同程度的影响。本章分别对工程在施工期和试采期拟采取的措施及各专题评价提出的措施进行分析和论证。

6.1 生态环境保护措施

6.1.1 施工期生态环境保护措施

6.1.1.1 工程占地生态保护措施

(1) 控制井场占地面积，尽量减少扰动面积。永久占地的地表应压实并覆盖砾石、碎石等，以防风蚀；

(2) 充分利用拟建设的油田简易道路，减少临时占地，道路施工需避开大型流动沙丘；

(3) 井场施工结束后，应及时对现场回填平整，清除残留的废弃物，防渗暂存池及时清理并恢复地貌。

6.1.1.2 土壤、植被、动物等生态保护措施

(1) 施工固废、生活垃圾集中收集，严禁随意丢弃；

(2) 保护沙漠植被，严禁砍伐或滥挖，严禁猎杀野生动物；

(3) 固定行车道路，严禁随意乱开便道，严禁破坏道路两侧植被，减少对沙漠的碾压；

(4) 在道路边、井场区，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，切实提高保护作业区生态环境的意识。

6.1.2 试采期生态环境保护措施

(1) 对于事故情况下造成的天然气外泄事故要做好防火防爆工作。

(2) 在道路边、油气井区设置保护环境的宣传警示牌，从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护油气井区生态环境的意识。

(3) 做好油气井区域的水土保持工作，对公路沿线路基两侧区域内禁止放牧，必要的施工动土需请求相关部门的批准。

(4) 试采结束后应及时做好井场清理平整工作，试采结束后应做到“工完、料净、场地清”。

6.1.3 封井期生态环境保护措施

(1) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃建筑残渣，应集中清理收集。拆除的报废设备和建筑废料等应送地方环保部门指定填埋场处置。

(2) 对完成试采的井口应关闭井阀，井内采用封隔器封堵，清理场地，清除填埋各种固体废物，恢复原有地貌。

(3) 对防渗暂存池内残余物应由汽车拉运轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理，生活垃圾及防渗公厕底泥送若羌县生活垃圾填埋场填埋。

(4) 保证对各类井采取的固井、封井措施有效可行，防止其发生窜层。

6.1.4 生态修复方案

(1) 井场生态恢复

本工程井场占地 $120\text{m} \times 100\text{m}$ ，试采结束后仅有井口附近位置作为永久占地保留，其他均作为临时占地恢复，项目永久占地共计 1.2hm^2 ，临时占地约 0.4hm^2 。

工程试采结束后，应对其占地内的土地进行平整、恢复其原貌，并种植草方格进行防风固沙。施工结束初期，对井场永久占地范围内的地表进行硬化，以减少风蚀量。加强作业人员宣传教育工作，严禁捕杀野生动物，在道路和井场内，设置环境保护警示牌；井场退役后，应及时对永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫及遗留废弃物进行清理，以利于井场植被自然恢复。

本工程井场四周固沙措施一并采用草方格，草方格由施工单位根据现场实际情况补齐，草方格做法即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。具体做法为：芦苇埋入深度约为 $150 \sim 200\text{mm}$ ，露出地面高度约为 $200 \sim 300\text{mm}$ ，草方格边厚为 50mm 左右，草方格大小为 $1\text{m} \times 1\text{m}$ ，密度 $0.75\text{kg}/\text{m}^2$ ；用铁锹拥沙踏实使之牢固。井场四周草方格宽度为 20m （沙丘斜坡上应放大宽度）。

(2) 道路生态恢复

本工程新建砂砾简易道路 23km （此道路已在若羌县环保局备案，备案号为 201965282400000117），道路宽 6m 。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，应设置截排水沟、挡土墙等相应保护措施。永久占地砂砾石覆盖，施工结束后临时占地进行平整，利用保存的表土覆盖，植被恢复以自然恢复为主。

6.2 大气环境保护措施

6.2.1 施工期大气保护措施

(1) 施工期大气污染物主要为柴油机燃油产生的废气，可以通过采用节能环保型柴油动力系列设备，定期对柴油发电机等设备进行维护等措施，使其污染物达标排放。

(2) 施工期间定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，且采用高品质的柴油、添加柴油助燃剂等措施。在很大程度上可降低柴油燃烧污染物的排放，减轻对大气环境的影响。

(3) 为减少因交通运输量的增加而产生的扬尘污染，尽量利用现有公路网络，减少施工道路用地。

(4) 施工设备的放置进行合理优化，尽可能少占土地，对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用，避免造成土地松动。

(5) 装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。不在大风大雨天气进行施工作业。

(6) 对储料场、施工场地内易产生扬尘的建筑施工的粉状材料（水泥、石灰等）应罐装或袋装，砂砾石、卵砾等石料运输应有篷布遮盖。

6.2.2 试采期大气保护措施

(1) 采用技术质量可靠的设备，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 对井场内的设备、阀门等加强密闭措施，进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生，减少污染物无组织排放。

(3) 加强对撬装设备的运行管理，采出气回收，避免采出气直排或事故工况的不充分燃烧。

(4) 井场天然气撬装装置、柴油储罐等装置，在储运、转移、输送过程中，应满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的控制要求。具体如下：①柴油储罐采用固定顶罐，罐体应保持完好，不应有孔洞、缝隙。储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。

定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求。储罐如不符合要求，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天然气撬装应采用密闭管道输送，或采用 LNG 运输车密闭罐车。装载天然气液体应采用底部装载方式；若采用顶部浸没式装载，出料管口距离槽（罐）底部高度应小于 200mm。

根据试采期对环境空气的影响分析结果，其影响在可接受范围内，没有污染物超标现象，烟尘、SO₂和 NO_x、非甲烷总烃、H₂S 均能够满足井场周围环境的要求。因此，所采取的环境空气防治措施基本可行。

6.3 噪声污染防治措施

6.3.1 施工期声环境保护措施

在井场，高噪声污染源主要是：挖掘机、推土机、轮式装载车、电焊机、柴油发电机组等设备噪声。主要隔声减噪措施包括：

①在设备选型上要求采用低噪声的设备，并按设计要求对电焊机、发电机等作业设备采取降噪、隔声措施并达到规定的指标；

②施工设备和机械要限制在施工作业带范围内，远离集中居民点；

③现场如发生噪声投诉，现场施工方及监理方要听取牧民的意见，及时向公司汇报，及时调整施工方案，并向牧民反馈采取的措施，确保他们可以接受；做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时操作。

④对在拌和等强噪声源附近施工的施工人员发放噪声防护用具，以减轻噪声对人体健康的损害。

⑤施工时，要做好良好的施工管理和采取必要的降噪措施以符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相关标准。

6.3.2 试采期声环境保护措施

(1) 提高工艺过程的自动化水平，尽量减少操作人员在噪声源的停留时间。

(2) 对噪声较大的设备设置消音设施和隔声设备。

(3) 在试采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) 设置隔音值班室供操作人员使用，同时配备必要的防噪设施，供操作

人员在巡视检测时使用，以保护操作人员的身体健康。

类比已投产井场，试采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。

6.4 水污染防治措施

6.4.1 施工期水污染防治措施

6.4.1.1 地面工程施工

（1）施工废水主要是施工过程中产生的含有泥浆或砂石的工程废水，经收集后，并且采用沉淀池进行澄清处理，上清液回用。

（2）生活场地配备移动式防渗公厕，生活污水集中收集后送至若羌县污水处理厂处理。

6.4.1.2 管道施工

（1）施工营地应建临时防渗公厕，移动防渗公厕底泥同生活垃圾一起送若羌县生活垃圾填埋场处理，不会对环境造成污染。禁止施工人员生活污水渗坑排入地下。

（2）施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤和地下水。

（3）严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）设计及施工，合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。管道应埋设于最大冻土深度以下且应有足够的埋设深度。

6.4.1.2 生活污水

（1）施工期生活污水产生量较少，生活污水排入生活污水收集罐，试采结束后由罐车送若羌县污水处理厂处置。

（2）合理利用清水，在保证正常作业的情况下，控制清水用量，减少污水排放量。

（3）认真贯彻执行地方供用水管理办法，保护地下水资源，并严格落实地下水安全的防护措施，防止污染地下水资源。

6.4.2 试采期水污染防治措施

本工程试采期废水主要包括生活污水、试采废水。

(1) 生活污水

试采期生活污水排入生活污水收集（700m³），试采结束后由罐车送若羌县污水处理厂处置，污水处理厂出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》中一级 A 标准，用于当地治沙站防风固沙林灌溉。

(2) 试采废水

试采废水排至防渗暂存池，待试采工程结束送轮南油田钻试修废弃物环保处理站，由该站配套的污水处理装置净化处理，达到回注水要求后回注地层。

6.5 固体废物污染防治措施

6.5.1 施工期固体废物污染防治措施

施工期施工废料部分可回收利用，剩余废料统一收集后拉运至若羌县固废填埋场。生活垃圾集中收集后运往若羌县生活垃圾填埋场填埋处理，移动防渗公厕底泥同生活垃圾一并送至若羌县生活垃圾填埋场处理，不会对环境造成污染。

6.5.2 试采期固体废物污染防治措施

(1) 本项目产生的油泥（砂）是被凝析油及其它有机物污染的泥、沙、水的混合物，属危险废物。由汽车拉运轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理。

(2) 本工程所使用的各种化学药剂严格控制落地，残液落地要彻底清理干净，不得向环境排放。

(3) 本工程产生的废机油委托有危险废物处理资质的企业进行回收处理。

(4) 试采期产生的生活垃圾定期拉运至若羌县生活垃圾填埋场填埋处理。

(5) 加大巡井频率，提高巡井有效性，发现对井场安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

根据以上处理措施，只要加强管理，确保措施能够得到落实，该工程运行后的固体废物将不会给环境带来危害。

6.6 环保投资

本工程总投资 5000 万元，环保投资 455 万元，环保投资占总投资的比例为 9.1%。

环保投资主要用于水土保持、生态恢复、环境监理、监测等施工期生态环境保护措施等。环境保护投资项目及费用估算详见表 6.6-1。

表 6.6-1 工程环保投资估算

阶段	投资项目	投资（万元）
施工期	平整、覆土、地面硬化处理，防止侵蚀，井场四周固沙措施采用草方格	60
	废弃施工材料以及生活垃圾清运	5
	环境监理	10
试采期	天然气回收处置	200
	试采废水收集处置	50
	生活污水收集罐	10
	基础减振、隔声	20
	固废外委处置	30
	生活垃圾清运	20
试采结束后	生态恢复	50
合计		455

6.7 事故风险防范措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。对于人为因素引起的事故可以通过提高人员技术素质、加强责任心以及采取技术手段和管理手段等方法来避免；而对于自然因素引起的事故则主要靠采取相应措施来预防。

6.7.1 井场风险防范措施

6.7.1.1 井喷风险预防措施

虽然本项目钻井期间发生井喷的可能性极小，但在预防措施上还应切实做好防止井喷的落实工作。主要措施是安装防喷器和井控装置（简易封井器等），同时采用随时调整泥浆密度，修井采用清水循环压井等技术，以最大限度地降低井喷事故的发生。

在钻井泥浆循环时，如果泥浆液面快速上升，应立即停泵，在阻流管线打开的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。如发现泥浆罐液面在慢速上升，且在一次起下钻之后发生溢流时，应采用旋转头和橡胶阻流器继续钻进，防止井喷发生。

起下钻时，当发现井内液体流出，而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管

内防喷器并关井。若发现流体流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突然发生井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板。如果不下过钻铤，则可用万能防喷器关井。当钻头从井眼中起出后发现井内液体流出时，要立即关闭全封闭闸板。

6.7.1.2 油气输送事故风险预防措施

(1) 油气工艺管道所采用的钢管和管道附件的材质选择应根据使用压力、温度和介质的物理性质等因素，经技术经济比较后确定，采用的钢管和钢材应具有良好的韧性和可焊性。

用于管道上的钢管，应符合 GB9711、GB6479、GB8163、SY/T5037、SY5297 的要求。材料生产单位，应按相应标准的规定提供材料质量证明书；管道选用的阀门应符合 GB4981、GB12234、GB12237、GB12241、GB/T12252 等的要求；管道强度试验和严密性试验应按照设计图纸进行执行，强度试验的介质宜采用水。

(2) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收，输送管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(3) 按规定进行管道的定期检验、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

(4) 输油管道的高、低压泄压阀、减压阀和泄压用的安全阀等各类安全保护设施应保持使用完好，并按规定检测。

(5) 输油管道日常管理应按国务院《石油天然气管道保护条例》、国家经贸委《石油天然气管道安全监督与管理暂行规定》的要求执行。应制定管道重点部位、重点管段的应急预案。

(6) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(7) 在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设

施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(8) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(10) 抢修作业施焊前，应对焊点周围可燃气体的浓度进行测定，并制定防护措施。焊接操作期间，宜用防爆的轴流风机对焊接点周围和可能出现的泄漏进行强制排风，并跟踪检查和监测。

(11) 对于突发性管道断裂事故，应立即启动应急预案，采取减少管道油气外泄的应急措施，防止事故扩大和次生灾害。

6.7.2 重视和加强管理

除采取上述分项防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防治人为因素引发的事故。

(1) 加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

(2) 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断，并严格遵守开、停工规程。

(3) 经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

(4) 对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。对本工程具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、集油管线、原油储罐等）进行必要的定期巡检。

(5) 施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

(6) 提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

(7) 对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

6.7.3 环境风险应急预案

对于重大或不可接受的风险（井喷），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。

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 6.6-2。

表 6.6-2 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	井场区
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，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，涉及跨区域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、参与与后果进行评估，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，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
10	应急培训计划	定期安排有关人员进行培训与演练
11	公众教育和培训	对邻近地区职工及公众开展教育、培训和发布有关信息

7.环境影响经济损益分析

项目的开发建设，除对国民经济的发展起着促进作用外，同时也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。进行环境影响经济损益分析的目的在于分析建设项目的社会、经济和环境损益，评价建设项目环境保护投资的合理性以及环境保护投资的效益，促进项目建设的社会、经济和环境效益的协调统一和可持续发展。

7.1 经济效益分析

本工程总投资 5000 万元，环保投资 455 万元，环保投资占总投资的比例为 9.1%。

环保投资主要用于水土保持、生态恢复、环境监理、监测等施工期生态环境保护措施等。环境保护投资项目及费用估算详见表 7.1-1。

表 7.1-1 工程环保投资估算

阶段	投资项目	投资（万元）
施工期	平整、覆土、地面硬化处理，防止侵蚀，井场四周固沙措施采用草方格	60
	废弃施工材料以及生活垃圾清运	5
	环境监理	10
试采期	天然气回收处置	200
	试采废水收集处置	50
	生活污水收集罐	10
	基础减振、隔声	20
	固废外委处置	30
	生活垃圾清运	20
试采结束后	生态恢复	50
合计		455

7.2 社会效益分析

本工程的实施可以支持国家的经济建设，缓解当前原油供应紧张、价格不断上涨的形势，同时，油田开发对当地工业和经济的发展具有明显的促进作用，能够带动一批相关工业、第三产业的发展，给当地经济发展注入新的活力。本工程

的实施还补充和加快了油田基础设施的建设。

因此本工程具有良好的社会效益。

7.3 环境损失分析

(1) 本工程在建设过程中，由于井场、地面设施建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。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。

本工程试采期总占地面积 1.6hm^2 ，这些区域地表将被建设工程机械完全破坏。地面建设工程完工后将退出部分临时性占地，临时性占地面积约为 0.4hm^2 。油气井进入试采期运行后，一些土地被井场永久性占地等，本项目共产生永久性占地 1.2hm^2 。

油气井所在地为沙漠腹地，土壤为典型的风沙土，植被稀少，自然环境恶劣，属于无人沙漠区。另外，油气井在开发建设过程中，不可避免的会产生一些污染物，包括燃烧天然气产生的大气污染物、各种设备运行时产生的噪声以及生活垃圾、废油泥等固体废物，这些污染物都会对油气井周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，还可能会危害油气井环境。

(2) 长期以来，我国能源消费以煤炭为主，大量燃煤是我国大气污染和酸沉降的主要原因。天然气是当今最清洁的化石燃料，天然气燃烧造成的污染大约为原油的 $1/40$ ，为煤炭的 $1/800$ ，对温室效应的贡献仅为石油的 54% ，煤的 48% 。由此，天然气无疑是解决煤炭污染的最佳选择，且天然气代替煤炭还会带来显而易见的环境经济收益。

7.4 环境经济损益分析结论

综上所述，本工程经济效益和社会效益显著，环保投资比例适宜。在建设过程中，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。因此，本工程从环境经济损益分析角度评价，属较轻污染工程，只要保证必要的生态保护和污染治理投资，可以取得经济与环境的协调发展。

8.环境管理与监控计划

8.1 环境管理机构及管理体系

8.1.1 环境管理机构

本工程由大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司统一管理。

大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司在环境管理机构设置为多级 HSE 管理网络，实行逐级负责制，其环境管理机构设置见图 8.1-1。HSE 最高管理者为公司经理，主要负责制定环境方针和环境目标，为环境管理方案的执行提供必要的支持和物质保障；日常环境管理工作由任 HSE 管理者代表的副经理主持，在环境管理中行使职权，监督体系的建立和实施等；公司安全环保处负责监督 HSE 标准、环境标准的贯彻实施，确保所有有关 HSE 方面的要求能正确、完全的执行；各单位安全环保负责人负责解决油田开发过程中出现的环境问题以及发生污染事故的处理等。

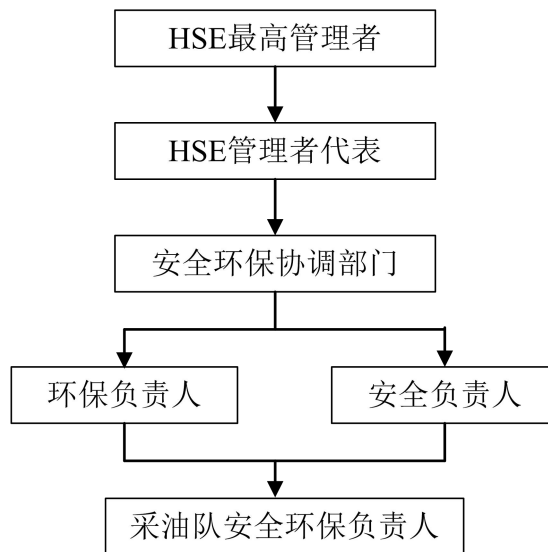


图 8.1-1 大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司环境管理机构设置

8.1.2 环境管理体系

大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司已经建立了环境保护指标体系，对各二级单位的环保指标完成情况按《大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司环境保护管理规定》的各项指标进行考核。推行环境保护目标责任制，明确各单位企业行政一把手为本单位环保第一责任人，并规定了应负的法律

和行政责任，其它行政领导和机关处室也都有明确环保职责，初步形成了领导负责，部门参加，环境保护部门监督管理，分工合作，各负其责的环境管理体制。

大庆油田有限责任公司是有几十年开发经验的老公司，在健康、安全和环境管理方面做了大量工作，已逐步形成完整的 HSE 管理体系。本工程属大庆油田新疆塔东区块勘探开发有限责任公司管辖，在施工期、试采期也必须建立和实施 HSE 管理体系，并纳入大庆油田新疆塔东区块试采工程总的 HSE 管理体系中。该体系应符合《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997）的要求，其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则以及天然气开采等有关标准的要求。

大庆油田新疆塔东区块试采工程的 HSE 管理体系主要包括方针和目标、组织机构和职责、培训、管理体系文件、检查和审核五部分，下面分别就施工期和试采期进行论述。

8.1.2.1 施工期 HSE 管理体系

（1）HSE 方针和目标

本工程施工期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加强施工作业营地管理，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 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。

(2) 组织机构和职责

①组织机构

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 工程师。

②职责

项目经理、HSE 部门经理、HSE 负责人和 HSE 工程师、全体施工人员按照 HSE 管理体系文件和 HSE 作业指导书各负其责，各行其职，认真、彻底、有效地执行 HSE 管理计划。

(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

——学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规及建设单位对环境的要求；

——认清环境保护的目标和指标；

——认识到遵守环境方针与工作程序，以及符合 HSE 管理体系要求的重要性；

——认识到偏离规定的工作程序可能带来的后果。

②从事环境保护工作的能力

——减少、收集和处理废物的方法；

——管理、存放及处理燃油和机油的方法；

——保护及恢复地表的方法；

——处理项目建设可能引起的其它污染情况等。

(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：

——所有文件都必须报建设单位审批；

——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；

——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；

——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；

——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；

——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；

——所有文件都应字迹清楚，注明日期，标识明确，妥善保管；

——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，如现场考察报告；法律、法规、标准、准则和条款；环境危害及有关影响；发现问题的纠正和预防措施；应急准备和响应信息；事故报告；环境审核结果等。

(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，在项目开发建设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。

8.1.2.2 试采期 HSE 管理体系

(1) HSE 方针和目标

试采期管理遵循以下 HSE 方针。

①遵守国家及地主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工程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，认识到油气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 管理体系作为天然气试采、废弃物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试采管理的全过程中，使风险和环境影响降到最低限度。

④有效地处理天然气试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按期检修各种设备、管道，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。

(2) 组织机构和职责

①组织机构

本工程的 HSE 管理机构应实行逐级负责制，受大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司 HSE 管理委员会（设在质量安全环保处）的直接领导，采油厂 HSE 领导小组，下设 HSE 管理员一名。

②职责

- 负责试采期间 HSE 管理措施的编制、实施和检查；
- 负责编写及修改作业区的 HSE 作业指导书，并进行全程监督；
- 对试采期间出现的环境问题加以分析；
- 监督生产现场对 HSE 管理措施的落实情况；
- 协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规、条例及大庆油田有限公司的 HSE 方针；
- 配合上级主客部门组织全体人员进行环境教育和培训；
- 及时向上级主管部门汇报 HSE 管理现状，提出合理化建议，为环境审查和改进提供依据。

HSE 兼职管理员和全体人员的职责：

- HSE 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；
- 执行 HSE 管理规程、标准；
- 了解对环境的影响和可能发生的事故；
- 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。

(3) 培训

为提高全体员工的 HSE 意识和能力，应对本工程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

——学习国家和地方政府有关环境方面的法律、法规，地方政府有关法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；

——了解塔里木油田分公司环境保护的目标和指标；

——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从事环境保护工作的能力

——熟悉有关 HSE 的各种规章制度和操作规程；

——掌握各种 HSE 有关设施的使用、维护方法，按要求处理和处置废水、废气和固体废物等的方法；

——掌握事故的预防和紧急处理方法。

(4) HSE 管理体系文件的控制

试采期 HSE 管理体系文件与开发建设期要求一样，并根据试采期的特点，进行相应补充。

(5) 检查、审核和评审

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，大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限责任公司 HSE 管理委员会（质量安全环保处）要进行不定期的检查和定期的 HSE 审核、评审。

(6) 持续改进

通过审核和评审，把 HSE 检查、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。

8.2 环境监测计划

本工程在施工和试采期间，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，通过定期对各个阶段产生的三废和生态影响进行监测，减少对周围环境的影响。具体环境监测计划见表 8.2-1。

表 8.2-1 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	监测方式
施工	大气	在施工期按施工		TSP	施工现场	委托

期	生态	进展情况根据需要确定	临时占地范围	施工现场	监测
试采期	大气	试采期内一次	TSP、SO ₂ 、NO _x	井场周围	委托监测
			PM ₁₀ 、PM _{2.5}		
			非甲烷总烃、H ₂ S		
	噪声		等效连续 A 声级	井场周围	
	生态		井场占地地貌恢复情况、生态恢复情况	井场周围	
土壤	pH、石油类、铬等	井场周围			

8.3 环境保护行动计划

本工程的环境保护行动计划应贯穿于项目全过程，包括施工期、试采期，其中勘探期已经发生，故本章节对施工期和试采期提出环境保护行动计划，计划内容涉及生态环境、声环境、大气环境、水环境、景观保护以及水土流失等方面不利影响的减缓和保护措施，具体见表 8.3-1、8.3-2。

表 8.3-1 施工期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	施工过程中严格控制占地面积，划定施工活动范围，施工结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工对生态环境的影响降到最低。严禁施工人员采摘植被和猎捕野生动物，侵扰野生动物栖息地。建设完成后，应因地制宜的进行地表原始景观恢复。	工程承包商	施工期	自治区环境监察总队 自治区生态环境厅	纳入工程费用
2	声环境	加强对施工机械和车辆的维修，保持较低噪声水平。				
3	大气环境	粉状材料（石灰、水泥）的运输要袋装或罐装，禁止散装，堆放时设篷盖。 运送建筑材料的卡车须帆布遮盖，严禁物料散落飞扬。				
4	水环境	生活污水排入生活污水收集罐，试采结束后由罐车送若羌县污水处理厂处置。				
5	固体废物	建设规范的防渗移动公厕，并采用“环保防渗膜”防渗，底泥清运至若羌县生活垃圾填埋场填埋				
6	水土流失	严格按规划的施工范围进行施工作业，不得随意开辟施工便道和扩大取土范围，在地形平坦处，施工车辆不得随意驶离便道。施工后期，及时做好施工迹地的清理工作。做好施工后期的迹地恢复工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等。				

表 8.3-2 试采期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	监督单位	资金保证
1	生态环境	试采结束后做好施工迹地的地表恢复工作 培训巡线人员相关的水土保护知识,使之在保护沿线植被的同时,随时观察沿线的水土流失状况,以便能及时的采取补救措施。	大庆油田新疆塔东油气勘探开发有限公司	试采期	自治区生态环境厅 自治区环境监察总队	纳入工程费用
2	声环境	对厂界噪声试采期间进行监测 1-2 次,在噪声超标点位采取必要的隔声降噪措施。				
3	大气环境	对井场大气试采期间进行监测 1-2 次。				
4	水环境	由井场内液气分离器、固液压滤分离后,用于配置下井钻井液,不得外排				
5	景观保护	对项目区域内的环境保护和生态恢复措施的执行和落实情况进行监督				
6	环境管理	建立环境管理体系和事故应急体系。 实施环境监测计划				纳入管理费用中

8.4 环境保护“三同时”验收

本工程环境保护三同时验收内容见表 8.4-1。

表 8.4-1 拟建工程环境保护“三同时”验收一览表

内容	地点	治理对象	处理效果及要求	执行标准
废水	井场	试采废水	试采工程废水排至防渗暂存池,待试采工程结束送轮南油田钻试修废弃物环保处理站,由该站配套的污水处理装置净化处理,达到回注水要求后回注地层。	/
废气	井场	非甲烷总烃、 H ₂ S	达标排放	非甲烷总烃:《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值 H ₂ S《恶臭污染物排放标
	天然气回收装置	非甲烷总烃、 H ₂ S	达标排放	

大庆油田新疆塔东英南 2C 井试采工程环境影响报告书

				准》（GB14554-93）表 1 二级新扩改建标准限值
噪声	井场	各类机泵、设备产生的机械噪声	厂界噪声达标排放	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类标准
固废	井场	生活垃圾	生活垃圾交由若羌县生活垃圾填埋场填埋	/
		废机油	试采结束后一并交由有资质的单位处置	
		油泥（砂）	由汽车拉运轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理	
水土保持	井场	施工期水土保持	防止水土流失	
生态恢复	井场	试采结束生态恢复	检查生态恢复及水土保持措施落实情况。 检查井场周边植被恢复状况； 监测土壤盐类和石油类。	
环境管理			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	

9 结论与建议

9.1 工程概况

英南 2C 井是英南 2 井的侧钻井，属于大庆油田塔东区块范围，位于新疆巴音郭楞蒙古自治州若羌县境内，东侧距离罗布泊镇约 187km，在华英参 1 井东北侧约 30km，英南 1 井东侧约 22km。地理坐标：东经 88°28'59.10"，北纬 40°18'51.52"，地面海拔 824.94m。

本项目区地处塔里木盆地东部地区英吉苏凹陷处，交通较为不便，地表被黄沙覆盖，主要地貌为沙丘及沙丘间洼地，沙丘相对高程一般在 100m 左右，气候干旱少雨，多风沙，属于典型的暖温带大陆性极端干旱的荒漠性气候。

本工程为英南 2C 井试采地面工程，试采井 1 口，已于 2002 年 6 月 28 日完钻。本次试采期产气量约为 $20 \times 10^4 \text{m}^3$ ，产油量约为 720m^3 ，建设试采井场 1 座，井场主要设备、设施包括：液气分离器 1 座，压滤机 1 座，防渗暂存池等。本工程总投资 5000 万元，环保投资 455 万元，环保投资占总投资的比例为 9.1%。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 生态环境质量现状

根据《新疆生态功能区划》，本项目区属塔里木盆地暖温荒漠及绿洲农业生态区（IV），塔里木盆地西部、北部荒漠及绿洲农业生态亚区（IV1），塔里木河下游绿洲农业及植被恢复生态功能区（61）。主要生态功能为沙漠化控制、农副产品生产、防风护路。

据现场调查及资料收集，本工程评价区域内无自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、基本农田等生态敏感区。油田开发区植物种类主要为荒漠植物种类，群落结构比较简单，项目所在区域无植被覆盖。

根据现场调查及全疆土壤类型图，井区分布土壤类型主要为流动风沙土。

根据新疆土地利用/土地覆盖地图数据 6 大类 25 小类的统计，总体上项目区为低覆盖度草地。

9.2.2 环境空气质量现状

本项目最近的国控监测站位于若羌县广场环境空气质量自动监测子站逐日监测数据显示，项目所在区域 PM_{2.5}、PM₁₀ 日均浓度和年均浓度均超标，超标原因主要是由于若羌县地处南疆，位于沙漠边缘，背景因素所致。因此，项目所在区域为不达标区域。评价区域监测点环境空气质量指标 CO、O₃、NO₂ 日均浓度均符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及 2018 年修改单的二级标准；PM₁₀、PM_{2.5} 日平均浓度和年平均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及 2018 年修改单的二级标准；非甲烷总烃能满足《大气污染物综合排放标准详解》的要求；H₂S 低于《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，环境空气现状良好。

9.2.3 水环境质量现状

本工程区域内无地表水体，故本次评价不对地表水进行现状监测。

根据大庆油田新疆油气勘探开发有限责任公司对原水的检测数据，该区域的水质条件不符合生活及生产用水要求，生产及生活用水由若羌县拉运，故本工程不再重复对地下水监测。根据大庆油田新疆油气勘探开发有限责任公司地下水监测报告，除总硬度、pH 指标外，水质中 Na⁺、Cl⁻ 超过《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准，超标主要原因为自然地质因素，属较差水质。

9.2.4 声环境质量现状

评价区域声环境质量监测数据符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准的要求，评价区域声环境质量良好。

9.3 环境影响评价结论

9.3.1 生态影响评价结论

本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，项目对生态环境的影响主要来自施工期占地的影响，本工程永久占地面积 1.2hm²，占地类型为未利用地。由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

项目周围地表为沙漠，主要地貌类型为复合性新月型沙丘、沙垄，几乎无植被，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。由于本区域的野生动物种类少，且现有油田设施已运营多年，已经少有大型野生动物在本区域出现，拟建工程对野生动物的影响较小。

因此总体上看本工程建设对生态环境影响较小。

9.3.2 环境空气影响结论

根据工程分析，本工程施工期废气排放主要是施工机械产生的废气以及施工扬尘，属于阶段性局部污染，工程结束后，其影响也相应消失。

试采期的大气污染源主要是柴油废气、井场和天然气回收装置的烃类及 H₂S 无组织废气。柴油废气达标排放，烃类、H₂S 挥发对项目所在地的环境空气质量影响很小。

9.3.3 水环境影响评价结论

项目评价范围内无天然地表水体。

项目施工期生活污水排入生活污水收集罐，试采结束后由罐车送且末县污水处理厂处置，污水处理厂出水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》一级 A 标准，用于当地治沙站防风固沙林灌溉；试采废水排至防渗暂存池，待试采工程结束送轮南油田钻试修废弃物环保处理站，由该站配套的污水处理装置净化处理，达到回注水要求后回注地层。

项目废水不会对地下水环境产生影响，不存在污染地下水的可能。事故情况对地下水的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，不会造成地下水污染。

9.3.4 声环境影响评价结论

项目建设施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有：压路机、钻机、柴油发电机等。由于钻井工程已完毕，开钻井塞的施工周期较短，因此，施工产生的噪声只短时对环境造成影响。本工程井区周围没有噪声敏感目标，施工期噪声主要对现场施工人员产生影响，不产生噪声扰民现象。而且施工过程为临时性的，对局部环境的影响是暂时的，可以为环境所接受。

试采期噪声源主要集中在井场。预计本工程实施后，厂界噪声能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

9.3.5 固体废物影响评价结论

本工程可能对环境造成影响的主要固体废物包括生活垃圾、防渗公厕底泥、油泥（砂）、废机油。

生活垃圾及防渗移动公厕底泥集中收集后运往若羌县垃圾填埋场填埋处理；试采工程产生的油泥（砂）是被凝析油及其它有机物污染了的泥、沙、水的混合物，属危险废物，由汽车拉运轮南塔里木油田绿色环保站进行无害化处理；产生的废机油委托有危废处理资质的企业进行处理。

综合以上分析，本工程在试采活动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。

9.4 其他评价结论

9.4.1 环境风险分析评价结论

本油气井在试采过程中，由于人为因素或自然因素的影响，可能发生柴油泄漏及井喷事故。一旦发生上述风险事故，应及时采取应急措施，尽可能减少对外环境的危害和影响。

根据以上分析，在严格管理且制订相应风险防范措施的基础上，可将本工程的环境风险控制在可接受的范围之内。但是，即使该建设工程发生风险事故的可能性很小，建设单位也不能因此而忽视安全生产，而是要严格遵守有关安全规定和环境管理要求，防止发生风险事故。

9.4.2 总量控制结论

本工程试采期限 250 天，且试采结束后，本工程将进入封井期。根据钻井柴油机和发电柴油机的污染物核算，建议总量控制指标为非甲烷总烃：8.759t，SO₂：0.259t，NO_x：23.24t。

9.4.3 清洁生产评价结论

拟建工程生产工艺成熟、设备先进，污染物排放达到国家规定的排放标准，环境管理体系（HSE 管理体系）健全，属于清洁生产企业，符合清洁生产要求。

9.5 公众参与结论

本工程严格按照《环境影响评价公众参与办法》的规定，进行三次项目公示，通过网上公示、报纸公示和贴大字报公示。公示期间，未收到当地民众的投诉。

本次环评中开展的公众参与让有关部门和公众了解了本次建设项目，沟通了相关部门和公众与项目的联系，并且使建设单位及管理部门了解了相关部门和公众所关心的问题，充分考虑到公众的意见或建议，为项目今后的建设及管理提供了参考依据，切实采取有效措施消除或降低本工程建设所带来的环境问题，维护群众利益，最大程度的协调当地公众的关系，争取公众的理解和支持。同时，本次公众参与进一步提高了相关部门和公众的环保意识，增强了环保责任感和参与精神。

9.6 综合评价结论

本工程属《产业结构调整指导目录（2011年）》（2013年修正）中的鼓励类，符合国家的相关政策，有利于本地方的经济发展。本工程施工活动对占地范围内的土壤、植被等造成扰动和破坏，但采取草方格防风固沙及平整场地后，有利于当地植被恢复。本工程采用先进的工艺技术和设备。井场采用全密闭方式，可减少非甲烷总烃的无组织排放，采出气经天然气回收装置回收处理；发声设备采用隔声垫降噪控制。采用的各项污染防治措施切实可行，各污染物指标满足“达标排放”要求，工程建成后不会改变当地的环境功能。公众参与公示期间，未收到当地民众的投诉和反对。在认真落实本报告中提出的各项环保措施、风险防范措施以及环境管理措施的前提下，可使本工程对环境造成的不利影响降到最低限度，从环境保护角度考虑，本工程的建设是可行的。

9.7 建议

（1）工程施工前，建设单位和施工单位应充分征求项目所在地相关主管部门的意见与建议，在所有开工手续合法的条件下开工。施工期，定期向相关部门和环保管理部门汇报工程进度和生态防护与恢复情况，主动接受和配合监督检查，建立健全环境管理责任制。

（2）对仪器设备进行定期检查、维修，及时发现问题及时解决，防止跑、冒、滴、漏现象的发生。

(3) 在严格实施各项环境保护措施的基础上, 大力加强对员工的宣传教育, 提高所有工程参与者的生态环保意识, 减少区域生态环境的影响。