



证书编号：国环评证甲字第 1604 号  
项目编号：2014BG23 号

英台油田方 75 区块  
2014 年大修侧钻水平井建设工程  
**环境影响报告书**  
(报批版)

吉林省环境科学研究院

2014 年 12 月



# 建设项目环境影响评价资质证书

机构名称：吉林省环境科学研究院

住所：吉林省长春市红旗街 1547 号

法定代表人：梁冬梅

证书等级：甲级

证书编号：国环评证甲字第 1604 号

有效期：至 2015 年 5 月 5 日

评价范围：环境影响报告书类别 — 甲级：交通运输\*\*\*乙级：轻工纺织化纤；化工石化医药；冶金机

电；采掘；社会区域\*\*\*

环境影响报告表类别 — 一般项目环境影响报告表\*\*\*



二〇一四年七月二十九日

经国家环境保护总局环境影响评价工程  
师职业资格登记管理办公室审查，赵力  
具备从事环境影响评价及相关业务的能力，准  
予登记。

职业资格证书编号：0002343

登记证编号：A16040030800

有效期限：2006年12月15日至2009年12月14日

所在单位：吉林省环境科学研究院

登记类别：采掘类环境影响评价



1074

### 再次登记记录

时间	有效期限	签章
2010.1.15	延至 2012年12月14日	赵力 用章
2013.1.6	延至 2015年12月14日	赵力 用章
	延至 年 月 日	
	延至 年 月 日	

# 英台油田方75区块 2014年大修侧钻水平井建设工程 环境影响报告书

项目委托单位：吉林油田公司英台采油厂

项目编制单位：吉林省环境科学研究院

评价单位法定代表人：梁冬梅

审 定：

审 核：

项目负责人：

报告书编写分工：

项目负责人		环评工程师证书	环评工程师 A16040030800	
编写人员	编写内容	职 称	证书号	签字
赵 力	1、8、9、15	高 工	环评工程师 A16040030800	
陈铁楠	4、5、6、7	工程师	环评工程师 A16040240800	
江 伟	10、11、12、13	助 工	环评上岗证 A16040041	
刘文龙	2、3、14、制图	助 工	环评上岗证 A16040044	

## 修改备忘录

- 1、P38 进一步说明方 75-4 井相关道路、管线、井场布置情况。
  - 2、P33 对照《建设项目竣工环境保护验收管理办法》有关规定结合现有工程调查，进一步说明现存环境问题。
  - 3、P15、P52、P53、P54、P80、P115、P117、P131 依据现有方 75-4 井场占地情况，复核本工程占地面积。
  - 4、P8 补充《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中氨氮标准限值；
  - 5、P7 补充监测点位在莫莫格保护区内的评价标准；P57 补充监测点位来源。
  - 6、P62 完善地下水监测数据。
  - 7、P39 复核污水处理设施处理量及能力；P115 细化废压裂液处理措施分析。
  - 8、P173、进一步明确生态恢复措施。
  - 9、P27、P54 进一步明确“三本帐”核算范围及数据。
  - 10、P120 完善危险废物处置措施及协议（协议建设单位说有，目前本人还没收到）。
  - 11、P83 明确现有工程是否发生过环境风险事故、P116 细化泥浆池防渗等防治地下水污染措施，P90 细化针对莫莫格自然保护区的风险事故防范措施。
  - 11、P2 进一步明确《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性。
  - 12、P141 依据《钻井井控技术规程》（SY-T\_6426-2005）、P138《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》有关规定、充实选址合理性分析内容；
  - 13、P131-P134 根据吉林油田公司及英台采油厂现行环境管理机构设置特点，完善环境管理内容。
- 其他：
- 1、P1、P2 充实、完善编制依据，补充《吉林省危险废物污染防治条例》《中华人民共和国基本农田保护条例》等；
  - 2) P107、P111-113 规范公众参与、复核公众意见统计结果。

# 目 录

<b>第一章 总论</b> .....	<b>1</b>
1.1 项目由来.....	1
1.2 编制依据 .....	1
1.2.1 相关法律与文件.....	1
1.2.2 相关导则与规范.....	2
1.2.3 相关资料.....	3
1.3 评价目的、评价原则与评价重点 .....	3
1.3.1 评价目的.....	3
1.3.2 评价原则.....	4
1.3.3 评价重点.....	4
1.4 环境影响因素与评价因子 .....	4
1.4.1 环境影响因素.....	4
1.4.2 评价因子.....	5
1.5 环境功能区划、评价标准、等级及评价范围 .....	6
1.5.1 环境功能区划 .....	6
1.5.2 评价标准.....	7
1.5.3 评价工作等级及范围.....	12
1.6 环境保护与污染控制目标 .....	15
1.6.1 区域环境敏感性分析 .....	15
1.6.2 环境保护目标.....	16
1.6.3 污染控制目标.....	16
<b>第二章 区域自然和社会环境概况</b> .....	<b>18</b>
2.1 自然环境概况 .....	18
2.1.1 地理位置.....	18
2.1.2 区域地形、地貌 .....	18
2.1.3 地质、水文地质特征 .....	18
2.1.4 气候、气象 .....	19

2.1.5 区域水文特征 .....	19
2.1.6 土壤类型与植被分布 .....	20
2.1.7 野生动物 .....	21
2.2 评价区社会环境概况.....	21
2.2.1 地区发展状况 .....	21
2.2.2 行政区划与人口 .....	21
2.3 莫莫格国家自然保护区概况.....	22
<b>第三章 现有项目概况 .....</b>	<b>23</b>
3.1 现有项目概况.....	23
3.2 本项目依托的联合站和接转站概况 .....	23
3.2.1 联合站（油气处理二站） .....	23
3.2.2 接转站（方 52 接转站） .....	24
3.3 现有污染源调查 .....	26
3.3.1 废气排污现状分析.....	26
3.3.2 废水排污现状分析.....	27
3.3.3 固体废物排污现状分析.....	28
3.3.4 噪声排污现状分析.....	28
3.4 现有工程环保措施、主要环境保护问题.....	29
3.4.1 本项目涉及区块验收情况 .....	29
3.4.2 已采取的环保措施.....	29
3.4.3 现有工程达标排放分析 .....	30
3.4.4 现存的主要环境问题.....	31
<b>第四章 拟建项目概况及工程分析 .....</b>	<b>32</b>
4.1 拟建项目概况 .....	32
4.1.1 项目名称、建设性质、建设规模及地点 .....	32
4.1.2 工程总投资、建设期及施工计划 .....	32
4.1.3 油藏地质特征 .....	33
4.2 油田开发方案 .....	33
4.2.1 开发部署情况 .....	33

4.2.2 方侧平 75-4 动用情况 .....	33
4.2.3 侧钻水平井工艺.....	33
4.2.4 开发预测指标.....	33
4.2.5 地面建设方案.....	33
4.2.6 拟建项目依托英台油气处理二站可靠性分析.....	34
4.3 拟建项目工程分析 .....	35
4.3.1 生产工艺流程概述 .....	35
4.3.2 开采原油排污环节分析.....	36
4.3.3 原辅材料消耗.....	38
4.3.4 生产用热.....	39
4.3.5 污染物排放分析.....	39
4.3.6 占地分析.....	49
4.4 污染物排放“三本帐”核算.....	50
<b>第五章 环境现状调查与评价 .....</b>	<b>51</b>
5.1 环境空气质量评价.....	51
5.1.1 环境空气质量现状监测 .....	51
5.1.2 环境空气质量现状评价 .....	53
5.2 地表水环境质量评价.....	53
5.2.1 地表水环境质量现状监测.....	53
5.2.2 地表水环境质量现状评价.....	54
5.3 地下水环境质量评价.....	55
5.3.1 区域地质 .....	55
5.3.2 水文地质条件 .....	57
5.3.3 地下水环境质量现状监测 .....	58
5.3.4 地下水环境质量现状评价 .....	59
5.4 噪声环境质量现状评价.....	60
5.4.1 噪声环境质量现状监测 .....	60
5.4.2 环境噪声现状评价 .....	60
5.5 生态环境质量现状评价.....	61

5.5.1 项目评价区土壤生态系统评价 .....	61
5.5.2 项目评价区土地利用结构及变化分析 .....	64
5.5.3 项目评价区农业生态系统评价 .....	64
<b>第六章 环境影响预测与评价 .....</b>	<b>66</b>
6.1 环境空气影响分析.....	66
6.1.1 污染气象特征分析.....	66
6.1.2 施工期.....	67
6.1.3 运行期.....	68
6.1.4 闭井期.....	69
6.2 地下水环境影响分析与评价 .....	70
6.2.1 施工期.....	70
6.2.2 运行期.....	70
6.2.3 闭井期.....	71
6.3 声环境影响预测与评价 .....	71
6.3.1 施工期.....	71
6.3.2 运行期.....	73
6.3.3 闭井期.....	73
6.4 固体废物影响分析 .....	74
6.4.1 施工期.....	74
6.4.2 运行期.....	74
6.4.3 闭井期.....	75
6.5 生态环境影响分析与评价 .....	75
6.5.1 油田开发对土壤侵蚀的影响分析.....	75
6.5.2 占地对农田生态系统的影响分析.....	76
6.5.3 莫莫格国家级自然保护区生态影响分析.....	77
6.5.4 闭井期生态环境影响分析.....	77
6.6 地表水环境影响分析 .....	78
6.6.1 施工期地表水环境影响分析.....	78
6.6.2 运行期地表水环境影响分析.....	78

<b>第七章 环境风险分析</b> .....	<b>79</b>
7.1 风险识别 .....	79
7.1.1 物质风险识别.....	79
7.1.2 风险因素识别.....	80
7.1.3 本项目可能发生的风险事故.....	80
7.2 风险事故环境影响预测与分析 .....	81
7.2.1 井喷对生态环境影响分析.....	81
7.2.2 原油和伴生气泄漏对环境的影响分析.....	81
7.2.3 井下作业物料泄漏对环境的影响分析.....	82
7.2.4 套外返水对地下水的影响预测与评价.....	82
7.3 风险事故预防和处置措施 .....	85
7.3.1 施工期间采取的安全措施.....	85
7.3.2 运营期采用的预防措施.....	85
7.3.3 莫莫格国家级自然保护区风险防范措施 .....	86
7.4 风险事故应急预案 .....	86
7.4.1 应急预案制定原则.....	87
7.4.2 事故分类及应急预案分级.....	88
7.4.3 事故分类.....	88
7.4.4 危害形式.....	89
7.4.5 应急预案响应分级.....	89
7.4.6 应急组织机构与职责.....	89
7.4.7 应急响应启动程序.....	89
7.4.8 应急管理建议 .....	91
<b>第八章 清洁生产分析</b> .....	<b>92</b>
8.1 清洁生产分析 .....	92
8.1.1 原辅材料及能源利用分析.....	92
8.1.2 生产工艺技术及设备先进性分析.....	93
8.1.3 清洁生产措施.....	94
8.1.4 废弃物处理/处置.....	95

8.1.5 项目产排污分析.....	95
8.1.6 环境管理.....	95
8.1.7 清洁生产指标.....	96
8.2 节能措施 .....	98
<b>第九章 公众参与 .....</b>	<b>99</b>
9.1 公众参与的目的和作用 .....	99
9.1.1 公众参与的目的.....	99
9.1.2 公众参与的作用.....	99
9.2 公众参与的方法、对象及具体内容 .....	99
9.2.1 公众参与的方法.....	99
9.2.2 公众参与的对象.....	100
9.3 公示及公示反馈情况 .....	100
9.3.1 第一次公示及反馈情况.....	100
9.3.2 第二次公示及反馈情况.....	102
9.4 公众参与调查表内容及调查结果 .....	104
9.4.1 公众参与的具体内容.....	104
9.4.2 公众参与调查结果.....	106
<b>第十章 污染防治措施 .....</b>	<b>109</b>
10.1 废气（扬尘）污染防治措施 .....	109
10.2 废水污染防治措施 .....	110
10.2.1 废水污染防治措施 .....	110
10.2.2 地下水污染防治措施.....	111
10.3 噪声防治措施 .....	112
10.4 固体废弃物防治措施 .....	112
10.5 生态减缓措施与水土保持方案 .....	115
10.5.1 生态减缓措施 .....	116
10.5.2 水土保持与绿化方案 .....	118
10.6 环保投资.....	118
10.7 “三同时”环保验收一览表 .....	119

<b>第十一章 总量控制</b> .....	<b>121</b>
11.1 污染物总量控制目标 .....	121
11.2 总量控制原则 .....	121
11.3 总量控制因子 .....	121
11.4 总量指标建议值 .....	121
11.5 总量控制保证措施 .....	122
<b>第十二章 环境管理与环境监测</b> .....	<b>123</b>
12.1 油田开发 HSE 管理体系.....	123
12.1.1 HSE 管理内容 .....	123
12.1.2 组织机构.....	123
12.1.3 HSE 管理员的职责 .....	123
12.1.4 培训.....	124
12.1.5 检查和审核.....	124
12.1.6 风险处理方案.....	124
12.2 环境监测 .....	125
12.2.1 环境监测计划.....	125
12.2.2 监测内容.....	125
12.3 环境管理 .....	126
12.3.1 环境管理机构.....	126
12.3.2 环境管理主要任务.....	127
12.4 施工期环境监理.....	128
12.4.1 环境监理计划 .....	128
12.4.2 环境监理的内容 .....	129
12.4.3 环境监理工作要点 .....	129
<b>第十三章 环境经济损益分析</b> .....	<b>130</b>
13.1 项目的社会效益分析 .....	130
13.2 项目的经济效益分析 .....	130
13.3 项目环境经济损益分析 .....	130
13.3.1 项目内部环境保护措施效益分析.....	130

13.3.2 项目外部环境损失.....	131
13.4 综合效益分析 .....	131
<b>第十四章 项目建设环境可行性论证分析.....</b>	<b>132</b>
14.1 产业政策的符合性分析.....	132
14.2 区域发展规划符合性分析.....	132
14.3 建设项目选址合理性分析和敏感性分析 .....	133
14.3.1 项目选址占地合理性分析.....	133
14.3.2 选址的环境敏感性分析.....	133
14.3.3 污染物达标及污染防治措施有效性分析.....	133
14.3.4 环境影响可接受性分析.....	134
14.3.5 地面工程合理性分析.....	134
14.3.6 清洁生产分析.....	135
14.3.7 总量控制指标的可达性分析.....	135
14.3.8 综合效益的显著性分析.....	135
14.3.9 公众参与的认同性分析.....	135
14.3.10 本项目建设与《钻井井控技术规程》的符合性分析 .....	136
<b>第十五章 结论与建议 .....</b>	<b>137</b>
15.1 工程概况 .....	137
15.2 现有污染物排放分析 .....	137
15.3 拟建项目排污分析 .....	137
15.4 环境质量现状评价结论 .....	138
15.5 环境影响分析与预测评价 .....	139
15.5.1 环境空气影响分析.....	139
15.5.2 地下水环境影响分析.....	139
15.5.3 噪声环境影响预测.....	140
15.5.4 固体废物影响分析.....	140
15.5.5 生态影响分析.....	140
15.5.6 地表水环境影响分析.....	140
15.6 环境风险分析 .....	141

15.7 环境影响的可接受性分析 .....	141
15.8 项目建设环境可行性分析 .....	142
15.9 环保措施及达标排放分析结论 .....	142
15.10 清洁生产分析结论 .....	143
15.11 总量控制分析 .....	143
15.12 环保投资 .....	143
15.13 公众参与结论 .....	143
15.14 综合评价结论 .....	143

**附件:**

1、附图:

图 1-1 本项目大气、生态评价范围图

图 1-2 本项目与莫莫格自然保护区相对位置关系图

图 2-1 拟建项目地理位置图

图 4-2 本项目各区块油气集输管线布设图

图 5-1 本项目现状监测点位置示意图

图 5-2 区域土壤类型分布图

图 5-3 区域土地利用现状图

图 6-3 大气防护区域图

图 10-1 拟建项目典型生态保护措施布局图

2、关于英台油田放 75 区块一口侧钻水平井的情况说明;

3、关于英台油田方 75 区块 2014 年大修侧钻水平井建设工程环境影响评价委托书;

3、镇赉县鑫海危险废物经营许可证;

4、关于《英台油田方 75 区块 2014 年大修侧钻水平井建设工程》依托英台采油厂油气处理二站相关情况的说明;

5、关于《英台油田方 75 区块 2014 年大修侧钻水平井建设工程》项目环评文件的确认函;

6、《英台油田 2013 年产能加密建设工程 (105 口)》的环境监测报告;

7、《吉林油田公司白城地区 2014 年第二批探井工程》的环境监测报告;

- 8、公众参与调查表；
- 9、吉林省环境保护厅《英台油田 2014 年大修侧钻水平井建设工程》备案表；
- 10、建设项目环境影响评价审批公示表；
- 11、建设项目管理表；
- 12、建设项目环境保护审批登记表。

# 第一章 总论

## 1.1 项目由来

本次项目在白城市镇赉地区方 75 区块计划部署生产井 1 口油井。

侧钻水平井是在原有的井眼轨迹的基础上，使钻头的钻进轨迹按照预先的设计偏离原井眼轨道的过程。侧钻利用原井眼，利用油井侧钻加深层位，获取新的油流；或使部分停产井恢复生产，提高油井利用率及开发效果；侧钻作为井下作业大修主要工艺措施，有利于老区改造挖潜，有利于提高井下作业工艺技术水平。从方 75 区块的砂体分布来看，本项目具备利用原有油井 75-4 通过钻水平井开采空白区地质储量的条件。

根据国务院第 253 号令《建设项目环境管理条例》和国家环保部第 2 号令《建设项目环境影响评价分类管理名录》的有关规定，受中国石油天然气股份有限公司吉林油田公司英台采油厂的委托，吉林省环境科学研究院承担了本项目的环境影响评价工作。我单位通过对现场勘察和调查，以及对工程相关资料和区域环境资料的分析，按照环评技术导则编制完成了本环境影响报告书。

## 1.2 编制依据

### 1.2.1 相关法律与文件

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，(2014.4.24 修订，2015.1.1 起施行)；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，(2003.9.1)；
- (3) 《建设项目环境保护管理条例》，(国务院 1998 年第 253 号令，1998.11.29)；
- (4) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》，(国家环境保护部第 2 号令，2008.9.2)；
- (5) 《中华人民共和国水法》，(2002.10.1)
- (6) 《中华人民共和国水污染防治法》，(2008.6.01)；
- (7) 《中华人民共和国大气污染防治法》，(2000. 4.29)；
- (8) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，(1996.10.29)；
- (9) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，(2005.4.1)；

- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，(2012.3.2);
- (11) 《中华人民共和国水土保持法》，(2010.12.25);
- (12) 《中华人民共和国基本农田保护条例》，(1999.1.1)
- (13) 《中华人民共和国土地管理法及实施条例》，(1998.12.29);
- (14) 《产业结构调整指导目录（2011 年本）》，(国家发展和改革委员会第 9 号令，2011.6.1);
- (15) 《吉林省西部地区生态环境保护与建设若干规定》，(2003.6);
- (16) 《建设项目环境影响报告书简本编制要求》，2012 年中华人民共和国环境保护部第 51 号公告;
- (17) 《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;
- (18) 《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;
- (19) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(国家环境保护部 2012 第 18 号公告，2012.3.7 实施);
- (20) 《吉林省环保厅关于进一步加强建设项目环境影响评价公众参与的通知》吉环管【2013】1 号;
- (21) 《吉林省环保厅关于进一步加强建设项目环境影响评价公众参与的通知》吉环管【2013】1 号;
- (22) 《吉林省耕地质量保护条例》，(2010.6.1);
- (23) 《吉林省危险废物污染防治条例》，(2005.12.1);
- (24) 《钻井井控技术规程》SY-T6426-2005;
- (25) 《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》(2010.9)

## 1.2.2 相关导则与规范

- (1) 《环境影响评价技术导则 总纲》HJ2.1-2011;
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》HJ2.2-2008;
- (3) 《环境影响评价技术导则 地面水环境》HJ/T2.3-93;
- (4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》HJ610-2011;
- (5) 《环境影响评价技术导则 声环境》HJ2.4-2009;
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》HJ19-2011;

- (7) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》 HJ/T349—2007;
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》 HJ/T169—2004;
- (9) 《开发建设项目水土保持技术规范》 GB50433—2008;
- (10) 《石油天然气工程设计防火规范》 GB50183-2004;
- (11) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》 HJ612-2011;

### 1.2.3 相关资料

(1) 吉林省环境保护厅关于本项目的备案表 (2014 年 9 月 4 日);

(2) 关于《英台油田方 75 区块 2014 年大修侧钻水平井建设工程》环境影响评价委托书;

(3) 吉林油田公司英台采油厂提供的《英台油田 75 区块 2014 年大修侧钻水平井实施方案 (油藏工程部分)》(2014.6);

(4) 吉林油田公司英台采油厂提供的《英台油田 75 区块 2014 年大修侧钻水平井实施方案 (地下方案)》(2014.6);

## 1.3 评价目的、评价原则与评价重点

### 1.3.1 评价目的

(1) 通过对本项目所涉及区域的环境现状调查与评价, 搞清评价区域的环境质量现状。

(2) 针对本工程为大修侧钻水平井建设工程, 找出产生污染的环境问题, 并对英台采油厂存在的环境问题提出整改要求和环保措施建议。

(3) 通过工程分析, 搞清本工程的“三废”排放特征及源强, 采用合理的预测模式, 预测或分析工程对周围环境的影响程度和范围。

(4) 通过对工程的开发和生产运行过程中可能发生的风险事故进行分析、预测, 并提出切实可行防范措施, 使发生风险事故的几率降到最低限度。

(5) 通过环境经济损益分析, 论证油田开发的经济、社会与环境效益的统一性。

(6) 针对本工程可能对区域环境的影响程度, 提出切实可行的污染防治措施和生态恢复措施, 使其对环境和生态的影响降至可接受程度。同时为项目的设计及环境管理

提供科学依据。

### 1.3.2 评价原则

- (1) 严格执行国家和地方有关环保法规、法令、标准及规范。
- (2) 贯彻国家及地方关于清洁生产原则、污染物达标排放、总量控制的原则。
- (3) 遵照(88)环建字第 117 号文精神，为适应工程建设进度要求和缩短评价工作周期，在满足评价技术要求的前提下，本次评价工作将尽可能利用现有有效时限内的成果资料。
- (4) 坚持经济与环境协调发展，不以牺牲环境为代价来换取经济的发展，做到社会效益、经济效益、环境效益相统一。
- (5) 评价工作坚持有针对性、科学性和适用性原则。

### 1.3.3 评价重点

根据油田开发的特点，结合本项目所在区域环境现状，确定本次评价是在工程分析的基础上，以生态环境影响评价（尤其是莫莫格国家级自然保护区的生态环境保护上）、施工期及运行期污染防治措施和生态减缓措施为重点，对其他专题予以一般性分析。

## 1.4 环境影响因素与评价因子

### 1.4.1 环境影响因素

根据本项目生产特点及项目所在区域的环境特征分析，本项目在施工期、运行期影响周围环境的因素有环境空气、地表水、声环境、土壤、生态环境、固体废物等。本项目建设的环境影响因素识别及筛选见表 1.4-1。

表 1.4-1 环境影响因素一览表

污染 环节 环境 因素	施工期					
	钻井	工程车辆	生产井	油气集输	站场	道路
环境空气	—	—	—	—	—	—

英台油田方 75 区块 2014 年大修侧钻水平井建设工程

地表水	—		+	+		
地下水	+		+		—	
声环境	—	—	—		—	
土壤	—		+	+		
植被	—	—	—	+	—	—
固体废物	—					

运行期

环境要素	钻井	工程车辆	生产井	油气集输	站场	道路
环境空气		—	—	—	—	
地表水			+	+		
地下水			+	+		
声环境		—	—			
土壤			—			
植被		—	—	+	—	
固体废物			—			

闭井期

环境要素	钻	工程车辆	生产井	油气集输	站场	道路
环境空气		—	—	—		—
地表水			—			
地下水			+			
声环境		—	—			—
土壤			—			
植被			—	—		—
固体废物			—			

注：表中“—”代表对环境的负影响及影响程度；“+”代表事故状态下的环境影响

### 1.4.2 评价因子

本项目各环境因素的评价因子详见表 1.4-2。

表 1.4-2 环境影响评价因子一览表

环境空气	评价因子	TSP	SO <sub>2</sub>	NO <sub>2</sub>	非甲烷总烃			
	现状调查	√	√	√	√			
	影响预测							
地表水	评价因子	高锰酸盐指数	BOD <sub>5</sub>	石油类	挥发酚	硫化物	NH <sub>3</sub> -N	pH
	现状调查	√	√	√	√	√	√	√
	影响预测							
地下水	评价因子	高锰酸盐指数	石油类	挥发酚	pH	Cl <sup>-</sup>	总硬度	NO <sub>3</sub> -N
	现状调查	√	√	√	√	√	√	√
	影响预测							
	评价因子	NO <sub>2</sub> -N	NH <sub>3</sub> -N					
	现状调查	√	√					
	影响预测							
声环境	评价因子	L <sub>Aeq</sub>						
	现状调查	√						
	影响预测	√						
生态	评价因子	植被	动物	土壤	土地利用	生物量		
	现状调查	√	√	√	√	√		
	影响预测	√	√		√	√		

## 1.5 环境功能区划、评价标准、等级及评价范围

### 1.5.1 环境功能区划

#### 1、环境空气功能区划

本工程 75 区块分布于镇赉县四方坨子境内，属于典型的农村地区，故环境空气属于二类功能区。

#### 2、地表水环境功能区划

本项目评价范围内为嫩江，距离项目约 3000m，距离嫩江直流牛轭湖约 1100m。根据根据 DB22/388—2004《吉林省地表水功能分区》中对嫩江功能区划，嫩江：省界至三岔河河段为Ⅲ类水体功能区。

#### 3、地下水环境功能区划

评价区域地下水主要是生活饮用以及工、农业用水，以人体健康为基准，由此确定评价区域地下水环境为Ⅲ类功能区。

#### 4、声环境功能区划

工程所在区域属农村环境，环境现状评价中村屯的声环境功能区为 1 类。运行期独立于村庄、集镇之外的井场执行声环境 3 类功能区。

#### 5、土壤生态功能区划

工程所在区域位于吉林省西部地区，其生态环境具有一定的脆弱性。工程所在区域地表植被主要为农田、盐生草甸等，土壤环境确定为二类土壤区（一般耕作土壤）。按吉林省生态功能区划的三级区划，该区属嫩江湿地保护与洪水调蓄生态功能区（I<sub>1-1</sub>），见图1-1。

### 1.5.2 评价标准

#### 1.5.2.1 环境质量标准

##### 1、环境空气评价标准

根据本项目所在地环境空气属二类功能区，其环境空气质量标准应执行《环境空气质量标准》（GB3095—1996）中的二级标准，对于标准中未规定的非甲烷总烃采用《大气污染物综合排放标准详解》中 2.0 mg/m<sup>3</sup> 小时标准。详见表 1.5—1。

表 1.5-1 环境空气质量标准

污 染 物	执 行 标 准(mg/m <sup>3</sup> )			标准来源
	年平均浓度	日平均浓度	1 小时平均浓度	
SO <sub>2</sub>	0.02	0.05	0.15	GB3095—1996 中一级标准
NO <sub>2</sub>	0.04	0.08	0.12	
TSP	0.08	0.12		
	年平均浓度	日平均浓度	1 小时平均浓度	
SO <sub>2</sub>	0.06	0.15	0.50	GB3095—1996 中二级标准
NO <sub>2</sub>	0.04	0.08	0.12	
TSP	0.2	0.3		
非甲烷总烃			2.0	《大气污染物综合排放标准详解》

##### 2、地表水评价标准

嫩江在评价江段为III类水体功能区，其地表水水质评价执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，见表 1.5-2。

表 1.5-2 地表水环境质量标准

项目	单位	III类标准限值	标准来源
pH	无量纲	6~9	GB3838—2002
高锰酸盐指数	mg/l	≤20	
BOD <sub>5</sub>	mg/l	≤4	
石油类	mg/l	≤0.05	
硫化物	Mg/l	≤0.2	
挥发酚	mg/l	≤0.005	
氨氮	mg/l	≤1.0	

## 3、地下水评价标准

本区地下水应用功能主要为生活饮用水及工农业用水，执行《地下水质量标准》GH/T14848—93 中的 III 类标准（石油类选用 GB5749-2006《生活饮用水卫生标准》附录 A 中石油类限值），见表 1.5-3。

表 1.5-3 地下水质量标准 注：pH 无量纲

序号	项 目	单位	标准限值	标准来源
1	石油类	mg/l	≤0.3	GB5749—2006  GB/T14848—93
2	pH		6.5~8.5	
3	高锰酸盐指数	mg/l	≤3.0	
4	挥发性酚类（以苯酚计）	mg/l	≤0.002	
5	Cl <sup>-</sup>	mg/l	≤250	
6	NH <sub>3</sub> -N	mg/l	≤0.2	
7	NO <sub>3</sub> -N	mg/l	≤20	
8	NO <sub>2</sub> -N	mg/l	≤0.02	
9	总硬度（以 CaCO <sub>3</sub> 计）	mg/l	≤450	

## 4、声环境评价标准

本项目所在地处于 1 类声环境功能区，其声环境现状执行 GB3096-2008《声环境质量标准》中 1 类区标准；工程所在区域独立于村庄、集镇之外井场执行声环境 3 类功能区。项目扩建完成后执行 GB3096-2008《声环境质量标准》中 1 类和 3 类标准，见表 1.5-4。

表 1.5-4 声环境评价标准

序号	声环境功能区类别	噪声限制值（dB(A)）		标准来源
		昼	夜	
1	1 类	55	45	GB3096—2008
2	3 类	65	55	

## 5、土壤评价标准

评价区内的土壤采用 GB15618-1995《土壤环境质量标准》中的二级标准，考虑油田开发过程中对土壤的影响主要来自落地原油，针对《土壤环境质量标准》中没有规定的石油类，采用油区以外未受污染的土壤的对照点监测值作为评价标准。本项目土壤评价标准见表 1.5-5。

表 1.5-5 土壤评价标准

序号	项目	标准值 (mg/kg)			备注
		pH<6.5	6.5<pH<7.5	pH>7.5	
1	Cu	50	100	100	GB15618-1995 二级标准
2	Pb	250	300	350	
3	As (水田)	30	20	20	
4	Cd	0.3	0.3	0.6	
5	Cr	150	200	250	
6	石油类	油区外未受污染的农田土壤对照值			—
7	硫化物	油区外未受污染的农田土壤对照值			—

## 6、土壤侵蚀标准

本项目所在区域土壤为风力侵蚀类型，执行 SL190-2007《土壤侵蚀分类分级标准》中相关标准，详见表 1.5-6。

表 1.5-6 风蚀强度分级标准表

级别	平均侵蚀模数 (t/km <sup>2</sup> .a)	年风蚀厚度 (mm/a)	植被覆盖度 (%)
微 度	<200	<2	>70
轻 度	200~2500	2~10	70~50
中 度	2500~5000	10~25	50~30
强 度	5000~8000	25~50	30~10
极强度	8000~15000	50~100	<10
剧 烈	>15000	>100	<10

### 1.5.2.2 污染物排放标准

#### 1、废气

在用和新建加热炉排放的烟气执行 GB13271-2014《锅炉大气污染物排放标准》中

的标准（燃气炉），见表 1.5-7；运行期井场、站场挥发的无组织烃类气体执行 GB16297-1996《大气污染物综合排放标准》中的表 2 中新污染源二级标准，见表 1.5-7；柴油机燃烧柴油排放的污染物执行 GB20891-2014《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国 III、IV 阶段）》中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”（第 III 阶段），见表 1.5-7。

**表 1.5-7 本项目废气排放标准**

排放标准	在用炉大气污染物		新建加热炉大气污染物	单位: mg/m <sup>3</sup>
污染源	污染物	最高允许排放浓度	最高允许排放浓度	标准来源
联合站加热炉	颗粒物	30	20	GB13271-2014
	SO <sub>2</sub>	100	50	
	NO <sub>x</sub>	400	200	

**大气污染物综合排放标准**

污染源	污染物	最高允许排放浓度 (mg/m <sup>3</sup> )	最高允许排放速率 (kg/h)	标准来源
无组织烃类 气体	非甲烷 总烃	无组织排放监控浓度限值—周界外浓度最高 点为 4.0mg/m <sup>3</sup>		GB16297—1996

**非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值（III 阶段）**

额定净功率（P <sub>max</sub> ） (kw)	CO (g/kwh)	HC (g/kwh)	NO <sub>x</sub> (g/kwh)	HC +NO <sub>x</sub> (g/kwh)	PM (g/kwh)
P <sub>max</sub> >560	3.5	-	-	6.4	0.2
130≤P <sub>max</sub> ≤560	3.5	-	-	4.0	0.2
75≤P <sub>max</sub> ≤130	5.0	-	-	4.0	0.3

## 2、废水

回注水属于油田生产的工艺指标，其排放目的层为采出原油的油层，虽然其中规定了石油类、悬浮物、细菌等指标，但其主要是为了减少原油的损失和对井下设备的堵塞和腐蚀，并非环境指标。本工程含油污水最终油气处理站处理后回注地下，油田注水水质指标符合《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标》SY/T5329-2012 的 >0.05~≤0.5 中规定的标准，见表 1.5-8。

**表 1.5-8 推荐水质主要控制指标**

注入层平均空气渗透率 μm <sup>3</sup>		≤0.01	>0.01~≤0.05	>0.05~≤0.5	>0.5~≤1.5	>1.5
控制 指标	悬浮固体含量,mg/l	≤1.0	≤2.0	≤5.0	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤1.0	≤1.5	≤3.0	≤4.0	≤5.0
	含油量, mg/l	≤5.0	≤6.0	≤15.0	≤30.0	≤50.0

注 1:  $1 < n < 10$

注 2: 清水水质指标中去掉含油量。

### 3、噪声

施工期噪声执行 GB12523-2011《建筑施工场界环境噪声排放标准》中标准限值，见表 1.5-9；根据 GB3096-2008《声环境质量标准》中关于乡村声环境功能的确定—独立于村庄、集镇之外的工业、仓储集中区执行 3 类声环境功能区要求。确定本项目运行期的井场场界噪声排放标准执行 GB12348-2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》中 3 类区标准，见表 1.5-9。

**表 1.5-9 本项目噪声标准**

建筑施工场界环境噪声排放限值			
昼间		夜间	
70		55	
井场场界噪声排放标准			
声环境功能区类别	噪声限制值 (dB(A))		标准来源
	昼	夜	
3 类区	65	55	GB12348—2008

### 4、固体废物

钻井泥浆排放的泥浆坑执行 GB18599-2001《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》中 II 类场标准及修改内容，见表 1.5-10。

**表 1.5-10 一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准**

	场址选择环境保护要求	贮存、处置场设计环保要求
I 类 场和 II 类 场的 共同 要求	符合当地城乡建设总体规划要求； 符合当地城乡建设总体规划要求； 应依据环境影响评价结论确定场址的位置及其与周围人群的距离，并经具有审批权的环境保护行政主管部门批准，并可作为	贮存、处置场的建设类型，必须与将要堆放的一般工业废物的类别相一致； 环评中应设置贮存、处置场专题评价； 应采取防治粉尘污染的措施； 为防止雨水径流进入贮存、处置场内，避免渗滤液量增加和滑坡，贮存、处置场周边应设置导流渠； 应设计渗滤液集排水设施； 为防止一般工业固体废物和渗滤液的流失，应构筑堤、坝、

	<p>规划控制的依据。</p> <p>满足承载力要求的地基上；</p> <p>避开断层、断层破碎带、溶洞区，以及天然滑坡或泥石流影响区</p> <p>禁止选在江河、湖泊、水库最高水位线以下的滩地和洪泛区；</p> <p>禁止选在自然保护区、风景名胜区和需要特别保护的区域。</p>	<p>挡土墙等设施；</p> <p>为保障设施、设备正常运营，必要时应采取防止地基下沉，尤其是防治不均匀或局部下沉；</p> <p>为加强监督管理，贮存、处置场应按 GB15562.2 设置环境保护图形标志。</p>
II 类场的其他要求	<p>应避开地下水主要补给区和饮用水源含水层；</p> <p>应选在防渗性能好的地基上，天然基础层地表距地下水位的距离不得小于 1.5m。</p>	<p>当天然基础层的渗透系数大于 <math>1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}</math> 时，应采用天然或人工材料构筑防渗层，防渗层的厚度应相当于渗透系数 <math>1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}</math> 和厚度 1.5m 的粘土层的防渗性能；</p> <p>必要时设计渗滤液处理设施，对渗滤液进行处理；</p> <p>为监控渗滤液对地下水的污染，贮存、处置场周边至少应设置三口地下水水质监控井。一口沿地下水流向设在贮存、处置场上游，作为对照井；第二口沿地下水流向设在贮存、处置场下游，作为污染监视监测井；第三口设在最可能出现扩散影响的贮存、处置场周边，作为污染扩散监测井。</p> <p>当地址和水文地质资料表明含水层埋藏较深，经论证认定地下水不会被污染时，可以不设置地下水水质监控井。</p>

### 1.5.3 评价工作等级及范围

#### 1.5.3.1 环境空气

本项目废气排放源主要为采油八队方 52 接转站加热炉排放的烟气、油气集输过程中挥发损失的烃类气体以及钻井时柴油机排放的烟气等。经初步工程分析，本项目主要废气污染源为加热炉排放的烟气，烟气中主要污染物为  $\text{NO}_x$ 。根据 HJ2.3-2008《环境影响评价技术导则（大气环境）》中推荐的估算模式分别计算其  $\text{D}_{10\%}$  值，如下。

根据工程分析结果选择烟尘、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_2$  作为主要污染物，按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008）规定，以 SCREEN3 模型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  $i$  个污染物的地面浓度达标准限值 10% 时所对应的最远距离  $\text{D}_{10\%}$ ，其中  $P_i$  定义为：

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

式中： $P_i$ —第  $i$  个污染物的最大地面浓度占标率，%；

$C_i$ —采用估算模式计算出的第  $i$  个污染物的最大地面浓度， $\text{mg}/\text{m}^3$ ；

$C_{0i}$ —第  $i$  个污染物的环境空气质量标准， $\text{mg}/\text{m}^3$ ；

评价工作等级的判定依据见表 1.5-11。

**表 1.5-11 评价工作等级**

评价工作等级	评价工作等级判据
一级	$P_{\max} \geq 80\%$ ，且 $D_{10\%} \geq 5\text{km}$
二级	其他
三级	$P_{\max} < 10\%$ 或 $D_{10\%} < \text{污染源距厂界最近距离}$

经计算拟建项目中  $\text{NO}_2$  的  $P_{\max}$  为 2.31%，考虑到本项目评价范围内包括莫莫格国家级自然保护区，为一类环境空气质量功能区，根据 HJ2.2-2008《环境影响评价技术导则—大气环境》规定，如果评价范围内包含一类环境空气质量功能区，评价等级一般不低于二级，因此确定其评价等级为二级，评价范围取以为半径 2.5km 的圆形区域， $19.625\text{km}^2$ 。详见图 1-2。

### 1.5.3.2 地表水

本项目生产废水全部回用不外排，生活污水采用旱厕形式外排，本项目附近的河流为嫩江，距离本次扩建井位约 3km；距离嫩江支流牛轭湖约为 1100m（牛轭湖属于季节性河流），且建设项目与嫩江间有国堤相隔。依据 HJ/T2.3-93《环境影响评价技术导则--地表水环境》中判据，确定地表水评价工作等级为三级。

### 1.5.3.3 地下水

根据 HJ610-2011《环境影响评价技术导则 地下水环境》中第 4.1 条建设项目分类标准，本项目开发应属于 I 类项目，见表 1.5-12。

**表 1.5-12 建设项目分类**

建设项目分类	对地下水环境影响的特征	本项目分类
I 类	指在项目建设、生产运行和服务期满后的各个过程中，可能造成地下水水质污染的建设项目	√
II 类	指在项目建设、生产运行和服务期满后的各个过程中，可能引起地下水水流场或	

建设项目分类	对地下水环境影响的特征	本项目分类
	地下水水位变化，并导致环境水文地质问题的建设项目	
Ⅲ类	指同时具备 I 类和 II 类建设项目环境影响特征的建设项目	

本项目的地下水环境影响评价工作等级的判别依据详见表 1.5-13。

**表 1.5-13 本项目地下水评价工作级别判据**

评价级别	序号	判别依据	本项目评价区特征	判定结果
I 类建设项目地下水环境影响评价工作等级划分依据	1	包气带防污性能分级	中	I 类建设项目，地下水环境影响评价工作等级应为三级
	2	建设项目场地的含水层易污染特征分级	不易	
	3	地下水环境敏感程度分级	较敏感	
	4	污水排放量分级	小	
	5	污水水质复杂程度分级	简单	
综合判定结果	综上所述，本项目地下水环境影响评价工作等级应为三级。			

地下水评价范围—根据导则要求，以废水渗入地下与地下水发生水力、水质联系，经稀释扩散后，地下水水质可能达标的范围为本项目的地下水评价范围。

#### 1.5.3.4 噪声

本项目各开发区块地处农村环境，距离莫莫格自然保护区约 280m，所处声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类区，虽然钻井时噪声对附近居民会产生一定影响，但影响时间较短，钻井阶段的短期噪声源随着钻井过程的结束而消失；运行期噪声值增加较小，对周边乡镇和村屯的影响程度较小，故环境噪声评价等级确定为二级。

噪声评价范围确定为井场附近 200m 范围。

#### 1.5.3.5 生态环境

根据 HJ19-2011《环境影响评价技术导则-生态影响》，依据影响区域的生态敏感性和评价项目的工程占地范围，包括永久占地和临时占地，将生态影响评价工作等级划分为三级，详见表 1.5-14。

**表 1.5-14 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 $2\text{km}^2\sim 20\text{km}^2$ 或长度 $50\text{km}\sim 100\text{km}$	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

本项目区块位于白城市镇赉县境内，井位东临莫莫格国家级自然保护区实验区约 280m，西南侧距离十三公里约 1100m。本项目无新增永久占地，临时占地为  $3400\text{m}^2$ ，远小于判据中要求的  $2\text{km}^2$ 。因此，本项目生态影响评价等级拟定为三级。

生态评价范围—根据 HJ19-2011 相关规定，评价范围为建设项目全部活动的直接影响区和间接影响区域，即拟开发井平台外扩 1km，评价范围约为  $3.14\text{km}^2$ 。

## 1.6 环境保护与污染控制目标

### 1.6.1 区域环境敏感性分析

#### 1.6.1.1 本项目开发区域与吉林莫莫格国家级自然保护区敏感性分析

莫莫格自然保护区始建于 1981 年，1997 年经国务院批准，将莫莫格自然保护区升格为国家级自然保护区。本次开发项目位于吉林莫莫格国家级自然保护区实验区外约 280m，且井位地下水平段均不在莫莫格保护区内，占地类型主要为农田。油田开发过程中产生的风险可能会对自然保护区生态系统产生一定的影响。因此，本项目开发区域生态环境具有一定敏感性。本项目开发区域与吉林莫莫格国家级自然保护区的相对位置关系见图 1-3。

#### 1.6.1.2 开发区周围居民村屯分布

根据实地踏查，本项目周边 3km 范围内没有村屯，距离最近的后八家子村约 3300m，因此本项目对周围村屯影响不敏感。具体见表 1.6-1。

表 1.6-1 拟建井周边环境概况介绍表

序号	区块	平台	井号	地面描述
1	方 75 区块	单井	方 75-4	该井东临莫莫格自然保护区约 280m，距井间道路约 70m，距后八家子 3300m

## 1.6.2 环境保护目标

本项目环境保护目标见表 1.6-2。

表 1.6-2 环境保护目标一览表

环境要素	环境保护目标	保护等级	与保护目标距离	方位
环境空气	莫莫格国家自然保护区	一类	项目位于保护区试验区外约 280m	工程评价区
地表水	嫩江	Ⅲ类	3000m	东侧（有坝堤间隔）
	牛轭湖		1100m	
噪声	莫莫格国家自然保护区	1 类	项目位于保护区试验区外约 280m	工程评价区
生态	农田、保护区内的湿地、鸟类	较敏感	项目位于保护区试验区外约 280m	工程评价区

## 1.6.3 污染控制目标

### 1.6.3.1 废气污染控制目标

(1) 控制井场、站场等场所挥发的非甲烷总烃等污染物的排放，使其达到 GB16297-1996《大气污染物综合排放标准》中的表 2 中新污染源二级标准要求。

(2) 控制柴油机燃烧柴油排放的污染物，使其达到 GB20891-2007《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国Ⅲ、Ⅳ阶段）》中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”（第Ⅲ阶段）要求。

(3) 控制站场加热炉排放的烟气污染物，使其达到 GB13271-2014《锅炉大气污染物排放标准》中表 1 的标准（燃气炉）要求。

### 1.6.3.2 废水污染控制目标

(1) 避免油井在运行期套外返水，加强落地油和废弃泥浆的处理和处置，避免污染地下水及地表水。

(2) 保证本项目产生的生产废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标标准》中的标准后及时回注地层。

### 1.6.3.3 噪声污染控制目标

(1) 采取切实可行的噪声防护措施，降低施工噪声，使其满足 GB12523-2011《建筑施工场界环境噪声排放标准》中标准限值。

(2) 控制抽油机噪声，使井场场界噪声满足 GB12348-2008《工业企业厂界环境噪声排放标准》中 3 类区标准要求，区域声环境满足《声环境质量标准》中 1 类区标准要求。

### 1.6.3.4 生态影响控制目标

(1) 在工程施工期主要控制钻井井场、道路等临时占地面积，尽量减少永久占地面积，以减少对评价区内农田生态环境的影响，减缓对莫莫格国家级自然保护区的生态不利影响。

(2) 在运行期主要控制原油不落地，使评价区内石油对土壤污染程度降至最低。同时还要控制施工期和运行期水土流失。

## 第二章 区域自然和社会环境概况

### 2.1 自然环境概况

#### 2.1.1 地理位置

英台采油厂位于吉林省白城市镇赉县境内。镇赉县位于吉林省西北部、白城市东北部，地理坐标为东经  $122^{\circ}47'06.3''$ — $124^{\circ}04'33.7''$ ，北纬  $45^{\circ}28'14.3''$ — $46^{\circ}18'15.8''$ 。县境东靠嫩江与黑龙江省杜尔伯特蒙古族自治县、肇源县隔江相望，西连内蒙古自治区科尔沁右翼前旗，北与黑龙江省泰来县、内蒙古自治区扎赉特旗接壤，南和西南分别与大安市、洮南市、洮北区为邻。

本项目所在地—四方坨子位于镇赉县东北部，距镇赉县城 75 公里，地处东经  $123.46'$ ~ $123.57'$ ，北纬  $46.00'$ ~ $46.22'$ ，东临嫩江与黑龙江杜尔伯特蒙古自治旗相望，北与镇赉县嘎什根交接，西与五棵镇镇毗邻，南与镇赉县大屯镇接壤，土地面积 234.5 平方公里。拟建项目地理位置详见图 2-1。

#### 2.1.2 区域地形、地貌

本项目所在地镇赉县地处松嫩平原西部边缘，北与大兴安岭外围台地相连，中部漫岗连绵起伏，东部和南部有嫩江、洮儿河环绕，沿江河畔是广阔的冲积平原，地势自西北向东南由高渐低，西北部为台地，海拔 180—232.5m 之间，中部为沙丘，海拔 130—197.2m，东部、南部为河谷平原。在广阔的河漫滩带中，湖泊、泡沼星罗棋布，海拔 129—149m，是镇赉县的主要地貌类型。

本项目所在地东临嫩江，地势低洼，多为农区和沼泽区，地面海拔 130~140m。

#### 2.1.3 地质、水文地质特征

该区域为一向东斜的单斜区，由于近南北向断裂的发育，形成了近南北走向的垒堑相间的基本构造格局，同时形成了构造单斜背景下的断垒、断块区的基本构造面貌。

项目所在地在大地构造上属松辽台地斜坡带及中央拗陷带西缘，因长期凹陷，基岩

埋藏很深。地面未见古生代地层出露。出露于表面的均系第四系松散岩类。第四系岩类地层有白垩系、上第三系。

本区域属于松嫩低平原越流系统地下水区，地下水大气降雨可直接渗入补给，地势低平，入渗条件好，是下部半承压水的良好越流补给层，在丰水期接受江水补给。该区赋存三种类型地下水，即第四系孔隙潜水、第四系孔隙承压水、碎屑岩类孔隙裂隙层间水，含水层顶板埋深分别为 2.5m、33m、80m。前者含水层系统与外部环境关系密切，含水层埋藏浅，易污染，后者含水系统受外部环境影响较弱，含水层埋藏较深，不易污染。孔隙潜水是目前农村主要供水水源，区域地下水自西流向东。饱气带岩性为灰黑色亚粘土。

#### 2.1.4 气候、气象

评价区属温带大陆性季风气候。其特点是春季干燥多风，夏季温热多雨，秋季凉爽多晴，昼夜温差较大，冬季漫长而寒冷，四季分明。年平均气温 4.9℃，1 月最冷，平均气温—17.1℃，7 月最高，平均气温 23.3℃；年平均降雨量为 402mm，多集中于 5~9 月份，占全年降雨量的 89%。年平均日照时间 2891.5h，日照百分率 65%；年平均蒸发量为 1757.6mm；年平均湿度为 62%。全年盛行北风，年平均风速 3.1m/s。

#### 2.1.5 区域水文特征

该区水利资源十分丰富，皆属嫩江水系。发源于大兴安岭伊勒呼里山的嫩江，流经鄂伦春自治县、齐齐哈尔市、白城市等 15 个县市，于肇源的三岔河汇入松花江。自本区白沙滩入境，经坨子、大屯至沿江乡大箔口出境，流经本区 111.50km，流域面积达  $3 \times 10^4 \text{km}^2$ 。据江桥水文站 1935~1980 年统计，年平均流量 647.36m<sup>3</sup>/s。嫩江在 11 月 10 日左右开始结冰，12 月封江，翌年 4 月上旬开江；南部界河洮儿河发源于大兴安岭索尔齐山，由岔台乡的棉西流入本区，经沿江镇汇入月亮泡后注入嫩江，流经 60km，流域面积逾  $7 \times 10^4 \text{km}^2$ 。年均流量为 14.47m<sup>3</sup>/s；二龙涛河是洮儿河流域的一条无尾河，属季节性河流。发源于大兴安岭东侧浅山区，由西向东流进平原区后水流大量渗入地下，其小水时逐渐消失在大面积低洼湿地中，大水时流经内蒙古自治区扎赉特旗、黑龙江省泰来县、吉林省镇赉县入洮儿河。

因一江两河是经流，特别是洮儿河进入该区后，失去明显河床，其流域内形成星罗

棋布的泡沼、湖泊，其中较大约有月亮湖、鹅头泡、索伦泡、哈尔挠水库等。月亮湖水面保护区境内面积为  $2.00 \times 10^4 \text{hm}^2$ ，哈尔挠水库水面面积为  $0.4 \times 10^4 \text{hm}^2$ 。

### 2.1.6 土壤类型与植被分布

镇赉县土壤分为以下四区：

1、西北部栗钙土区域：位于西北台地上，南起葛莲泡、老山头，东至东葛莲昭、大岗、金边湖一线，北部和西北与内蒙古自治区栗钙土区相连接。土壤类型单一，以栗钙土为主。2、西部淡黑钙土区：东起保民乡、东屏镇和岔台村，南至县种猪场、前嘎海、来明、西乃力、老田贵，西北与栗钙土区相连接。土类以淡黑钙土为主，低洼地多为草甸土，盐碱化现象较普遍。碱化淡黑钙与草甸碱土、碱化草甸与草甸碱土多呈复区分布。局部散在沙丘为风沙土。3、中部碱土、风沙土区主要包括莫莫格、哈吐气乡和坦途镇中部地区，沙丘覆盖冲积平原上，沙丘均为风沙土，沙丘之间地势低洼，多泡沼，盐碱化现象严重，以碱化草甸土与草甸碱土呈复区分布，面积较大。4、东部和南部草甸土区：分布在嫩江西侧和洮儿河北岸沿江河一带，地势较低洼，以草甸土为主，在江河沿岸有大面积的草甸土及冲积土，一级阶地上零星分布沿河风沙土，漫岗上多为黑钙土。

镇赉县属松嫩平原草甸草原区。天然植被类型以根茎禾草草甸草原为主。境内生长 460 余种野生草本植物，羊草为优势建群种。由于受地形、地下水等多因素的综合影响，境内各地的植被类型也不尽相同，经草场资源调查，共分为四类植被。

1、台地草原类植被区：分布在西北部台地上。生长的植物为中旱生、中生及早生灌木丛林和禾草并存的植物群落。有贝加尔针茅—兔毛蒿—羊草草原型、山呆贝加尔针茅—兴安胡枝子草原型。发育土壤为暗栗钙土类。2、平原草甸草原类植被区：主要分布在坦途、哈吐气、莫莫格以西的平原区，以羊草草甸为主，是县内典型优势种部落。常见的类型有羊草草甸草原型、羊草加杂类草草甸草原型、羊草—角碱蓬—黄蒿草甸草原型、羊草—阿氏旋花加苕巴加碱葱草甸草原型。发育土壤有淡黑钙土、黑钙土、草甸土、盐土、碱土等。3、沿江河低温草甸类植被区：主要分布在东部嫩江和南部洮儿河沿岸。生长的植物为小叶樟、芦苇—香蒲—三棱草—水葱草甸型。发育土壤是草甸土、沼泽土、冲积土、黑钙土。4、坨甸沙丘疏林灌木类植被区：分布在中、西部的沙丘上，生育着榆树天然次生林和呆林、叶底珠灌木，灌丛间生长着稀疏的杂草类，主要类型有榆树—羊草—兴安胡枝子草原型、叶底珠—狼尾巴—羊草杂类草原型。发育土壤为各类

风沙土。

### 2.1.7 野生动物

本区包括莫莫格国家级自然保护区，保护区内有珍贵的野生动植物，其中鸟类种类繁多，保护区内有白鹤、丹顶鹤、白头鹤、白枕鹤、灰鹤、蓑羽鹤等珍贵鹤类，其中丹顶鹤、蓑羽鹤、白枕鹤在本区繁殖。白鹤属鹤类之中的优势种，在此迁徙数量达 550 多只，停歇时间约 70 天左右。保护区有鹤类两种，即东方白鹤和黑鹤。莫莫格保护区野生动物资源丰富多样，其中，两栖类有 1 目 3 科 6 种。爬行类有 2 目 4 科 8 种。鱼类有 4 目 11 科 52 种。兽类有 4 目 11 科 29 种。鸟类有 298 种，分属于 17 目 50 科，其中雀形目 126 种，非雀形目鸟类 172 种，非雀形目鸟类占全区鸟类的 57.72%，其中湿地水鸟 120 种。

## 2.2 评价区社会环境概况

### 2.2.1 地区发展状况

四方坨子镇位于吉林省西北部、镇赉县东北部，距镇赉县城 75 公里，归白城地区镇赉县管辖，地处东经 123.46'~123.57'，北纬 46.00~46.22'，东临嫩江与黑龙江杜尔伯特蒙古自治旗相望，北与镇赉县嘎什根交接，西与五棵山镇毗邻，南与镇赉县大屯镇接壤，土地面积 234.5 平方公里。主要以公路为主，已经开通四方坨子至到保镇、镇赉县、白城市、松原市、长春市、吉林市等长途客运。四方坨子也叫新生农场，古时为蒙古科尔沁草原一部分。

四方坨子有丰富的渔业资源和农业资源，是个名副其实的鱼米之乡。特产为大米，而且地下富有大量的石油和天然气资源。四方坨子也在不断地发展，近年来新建了公园，抗洪纪念塔，交通也更加便利。

### 2.2.2 行政区划与人口

本次开发区块主要涉及的是镇赉县四方坨子境内。四方坨子土地面积 234.5 平方公里，人口约 2 万，耕地面积 7913 公顷，其中水田 3913 公顷，旱田 4000 公顷。农业收入主要以种植业为主，主要粮食作物为玉米和水稻，其中玉米产量为 4557 吨，水稻产

量为 23348 吨。

## 2.3 莫莫格自然保护区概况

莫莫格自然保护区始建于 1981 年，建区初期成立保护区管理处，隶属镇赉县林业局。该保护区是以鹤、鹳类和天鹅等珍稀水禽及其栖息环境为主要保护对象的湿地保护区。其主体功能区为：

核心区（A）——根据重点保护对象资源总量与分布特征，以及实施有效保护的可行性，核心区划分为嫩江—洮儿河沿岸、西北部碱草甸两个区域。核心区总面积 52340hm<sup>2</sup>，占保护区总面积的 36.6%。核心区分为嫩江—洮儿河沿岸草本沼泽与东方白鹳、丹顶鹤保护核心区（A1）（包括嫩江小叶章苔草沼泽及东方白鹳保护核心区 A1-1 子区、洮儿河芦苇与丹顶鹤保护核心区 A1-2 子区）和哈拉塔碱草甸白鹤保护核心区（A2）。

缓冲区——缓冲区设置在核心区的外围地带，面积 54805hm<sup>2</sup>，占保护区总面积的 38.5%。该区内主要生产活动为农耕、放牧与捕鱼。

实验区（C）——该区位于保护区北部“U”形区界向区内延伸部分，主要包括了互不连接的两个区域，即保护区嫩江北段（C1）和保护区中部区域（C2），总面积 36855hm<sup>2</sup>。其中英台油田生产区位于 C1 实验区和 C2 实验区东部及西部，其他区域为农业区。

## 第三章 现有项目概况

### 3.1 现有项目概况

从 1986 年英台采油厂投入开发以来，大体经历了三个阶段：第一阶段，开发初期在莫莫格自然保护区内的英台地区和保护区外的一棵树地区进行了第一次大规模开发，本次开发为今后英台油田稳定产能迈出了第一步。

### 3.2 本项目依托的联合站和接转站概况

本项目开发涉及 1 座联合站（油气处理二站）、1 座接转站（方 52 接转站）和 1 座计量间（采油八队 5#计量间）。

#### 3.2.1 联合站（油气处理二站）

油气处理站是油田地面集输系统的核心部分，担负着接受接转站来液、原油处理和净化、原油外输等任务。油气处理二站（英二联）原液设计处理能力为  $200 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油设计处理能力  $80 \times 10^4 \text{t/a}$ ，2013 年实际来液量约  $22 \times 10^4 \text{t/a}$ ，处理原油量约  $8.1 \times 10^4 \text{t/a}$ 。油气处理站处理工艺见图 3-1。

油气处理站内污水处理系统：油气处理二站（英二联）污水处理能力为 4000m<sup>3</sup>/d，实际处理量为 1600 m<sup>3</sup>/d。其处理工艺流程简述如下：

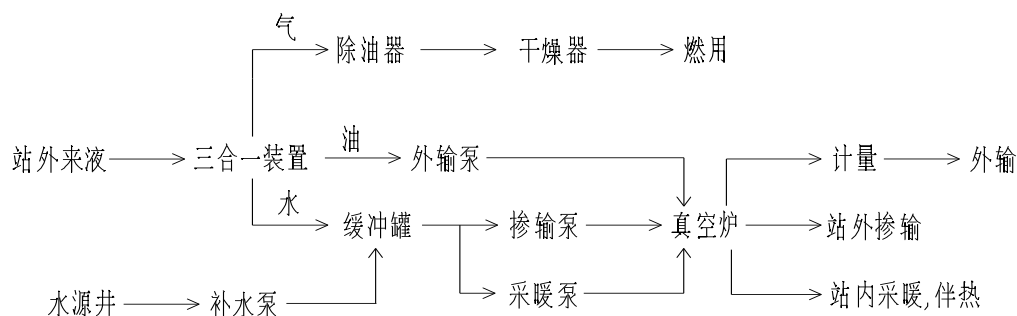
集输系统来含油污水首先进缓冲水罐，缓冲水罐内的水经加压泵加压后，通过污水泵进入水力旋流器，再经过蜂窝斜管沉降罐及双核桃壳生物过滤器处理后废水满足《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标》中的标准，再外输各中转站进行回注。

### 3.2.2 接转站（方 52 接转站）

本项目涉及 1 座接转站，即方 52 站。

#### 1) 接转站集输流程（站内部分）

接转站的功能是将各区块之间的油井全部代入生产系统。方 52 接转站无原油处理能力，主要工作是完成油气水初分离、含水原油外输、站外掺输等任务，根据接转站的功能和站外流程的需要，站内采用密闭集输流程。本项目涉及的各接转站集输流程都完全相同。接转站集输工艺见下图：

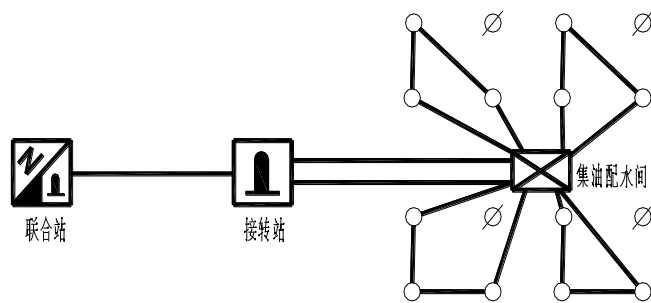


#### 2) 站外部分

集输工艺流程为：地面集输系统采用三级布站的布站，环状掺输流程。

单管小环状掺水流程具有投资相对较低、运行费用少、管理方便的特点，这种流程是通过一根掺水管线将站外的 3~8 口油井串联到一起，单井环状计量采用翻斗计量，每个计量环上水表计量掺输水校正。

三级布站环状掺输流程见下图：



接转站集输系统现状见下表：

接转站	辖总井数（口）	辖油井（口）	辖水井（口）	现状
方 52	70	70	0	日产液 450 m <sup>3</sup> /d, 日产油 42 m <sup>3</sup> /d; 内设 3 台加热炉, 12 台泵。

### 3.3 现有污染源调查

#### 3.3.1 废气排污现状分析

本项目现有废气主要为本项目涉及到的油气集输过程中挥发的烃类气体、油气处理二站、采油八队方 52 接转站的加热炉烟气。

##### 1、集输及井场排放废气

油气集输过程烃类气体挥发主要来自采油井场、计量间、油气处理二站、接转站、集输系统等。根据调查，采油井场总烃挥发损耗约在 0.5%左右，油气处理二站和接转站以及计量间总烃挥发损耗为 0.2%左右。目前联合站实际处理原油量为  $8.1 \times 10^4 \text{t/a}$ ，均采用管道集输工艺，无单井罐。现有各站场的烃类气体排放量为 162t/a。

##### 2、油气处理二站、接转站内加热炉排放烟气

本项目共涉及油气处理二站（英 2 联）、采油八队方 52 接转站，其中英 2 联日燃气量为  $10700 \text{ m}^3$ ，方 52 接转站日燃气量为  $3100 \text{ m}^3$ ，各站场加热炉及燃气情况详见表 3.3-1。

表 3.3-1 油气处理二站及接转站加热炉情况统计表

站场名称	锅炉运行情况	锅炉总数	燃气量 ( $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ )
八队方 52 接转站	良好	3 台炉	93
油气处理二站	良好	8 台炉	321
合计			414

由上表可见，本项目涉及到的接转站及油气处理二站加热炉，目前年燃气量  $414 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。加热炉烟气中主要污染物为烟尘、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ 。类比松原市环境监测站 2007 年对吉林油田分公司新立采油厂下辖锅炉烟气中各污染物的监测浓度，即烟尘  $15 \text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2$   $2.86 \text{mg}/\text{m}^3$ ；根据《工业污染源产排污系数手册》中的相关数据计算可知，燃烧天然气的加热炉排放  $\text{NO}_x$  浓度  $137 \text{mg}/\text{m}^3$ 。另根据环境统计手册等资料，核算出本项目涉及接转站及油气处理二站加热炉烟气排放情况，详见表 3.3-2。

表 3.3-2 涉及接转站及油气处理二站加热炉烟气污染物排放统计表

污染源	烟气量 (万 m <sup>3</sup> /a)	污染物排放浓度(mg/m <sup>3</sup> )			污染物排放量(t/a)		
		烟尘	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	烟尘	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
油气处理二站	3370.5	15	2.86	137	0.51	0.1	4.6
方 52 接转站	976.5	15	2.86	137	0.15	0.03	1.33
合 计	4347				0.66	0.13	5.93

### 3.3.2 废水排污现状分析

现有联合站废水产生源主要包括采油废水、污水处理站反冲洗水和站场生活污水等。

#### (1) 采油废水

根据油气处理二站现状调查，本项目依托的联合站目前年处理废水 480000t。

#### (3) 油气处理二站反冲洗水

油气处理二站内污水处理系统平均 1 天反冲洗一次，反冲洗强度约为 50t/次。每年反冲洗废水产生量为 1.83 万 t。

#### (4) 站场生活污水

本项目涉及的接转站、英台油气处理二站工作人员共约 100 人，室内厕所，生活污水主要来自于室内厕所污水。

综上，涉及到的各区块及联合站废水排放情况见表 3.3-3。

表 3.3-3 接转站及油气处理二站现有废水产生及排放情况表

污染源	废水量 (t/a)	污染物浓度(mg/l)				污染物产生量(t/a)				排放去向
		COD	石油类	SS	氨氮	COD	石油类	SS	氨氮	
采油废水	480000	4730	1200	1500		2270.4	576	720		油气处理二站处理达标后回注，不外排
反冲洗水	18300	900	400	1500		16.5	7.32	27.5		
生活污水	1500	380	0	330		0.57	0	0.50		防渗坑自然蒸发不外排
合计		废水排放量为 0								

### 3.3.3 固体废物排污现状分析

本项目涉及联合站现有固体废物主要来自联合站污水处理装置产生的油泥、废滤料以及生活垃圾等。

#### (1) 油泥

油泥主要是联合站沉降罐和净化油罐产生的油泥。根据调查数据，平均油泥产生量  $2.2\text{t}/10^4\text{t}$  采出液。本项目油气处理二站现有采出液为 5.4 万 t/a，油泥的产生量为 11.88t/a。经统一收集后送至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理。

#### (2) 油气处理站废滤料

主要是油气处理二站污水处理系统过滤污水定期更换下来的废核桃壳和废纤维球滤料，根据使用情况确定更换时间，1~2 年补充一次滤料，平均 4 年对全部滤料更换一次，每次更换废滤料产生量约为 4t，更换的废滤料送回生产厂再生利用。

#### (3) 生活垃圾

本项目接转站及油气处理二站站场人员的生活垃圾约 30t/a。送往附近垃圾填埋点进行处理。

现有固体废物排放情况见表 3.3-4。

表 3.3-4 现有固体废物排放情况一览表 单位：t/a

污染物	产生量 (t/a)	处置措施	排放量 (t/a)	主要成份
油泥(砂)	11.88	定期送至有资质公司处理回收，不外排	0	原油和杂质
废滤料	4	返回原厂回收利用	0	废核桃壳和废纤维球滤料
生活垃圾	30	集中填埋处理	30	

### 3.3.4 噪声排污现状分析

油田现有噪声源主要来自油气处理站、中转站的加热炉、机泵以及抽油机、系统超

压放空噪声等。现有噪声源见表 3.3-5。

**表 3.3-5 现有主要噪声设备一览表**

声源位置	设备名称	声源强度 dB (A)
油气处理二站和接转站	加热炉	80
	掺水泵	85
	污油泵	80
	注水泵	97

### 3.4 现有工程环保措施、主要环境保护问题

#### 3.4.1 本项目涉及区块验收情况

本区块暂无环保验收。

本项目井位在 2002 年做了环境影响评价大纲，并通过审查，由于当时正处于莫莫格国家级自然保护区功能区调整阶段，待保护区功能调整完后，此井位于保护区外，但初次开采无油，于 2002 年 3 月封井，没有再次进行环境影响评价，因此本项目没有环保验收。

#### 3.4.2 已采取的环保措施

英台采油厂已开发多年，其各项环保措施落实情况较好。主要表现为：

##### 1) 废水

(1) 采出液首先在中转站内经初步脱水后，部分废水经站内加热炉加热后作为站外掺输用水；剩余采出液输送至联合站进行油水分离，分离出的含油废水经站内污水处理装置处理合格后回注油层；油井洗井时由联合站或中转站用槽车拉来的热水运至井场，经加压后进入油管进行清洗，洗井返排液再通过集输管线返回至中转站最终输送至联合站处理；修井时产生的少量废水排入井场内的贮污池中，修井结束后再用罐车运至联合站进行处理；联合站内污水处理装置反冲洗时产生的废水返回至缓冲罐，再进入污水处理装置进行处理。处理后的各类废水可以满足回注水标准要求。

(2) 生活污水主要来自联合站，生活污水均排入防渗旱厕，定期由附近村民清掏，不外排。

## 2) 废气

(1) 联合站加热炉所使用的燃料为天然气和油田伴生气，其排放的污染物浓度低于《锅炉大气污染物排放标准》或《工业炉窑大气污染物排放标准》，直接经 15m 高的排气筒排放。

2) 所有油井均采用密闭集输流程。

## 3) 固体废物

(1) 钻井泥浆采取了无害化处理技术。

(2) 修井时采取井场铺垫防渗厚塑料布，使落地油 100% 回收，不再向环境排放落地油；废防渗塑料布、少量落地油和联合站产生的油泥属于危险废物，经统一收集后送至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司进行处理（危险废弃物处理资质见附件）。

生活垃圾定期送附近垃圾填埋场卫生填埋；开发期产生的所有废弃泥浆均进行了无害化处理，基本没有对井场外的土壤环境造成明显破坏和污染。

## 4) 噪声

根据现场调查，各类泵采取了安放在室内以及加减震垫等措施；加热炉采用消声罩。抽油机属于连续稳态低频噪声，60m 外基本可满足 1 类声环境功能区标准要求，未采取防治措施。

### 3.4.3 现有工程达标排放分析

#### 1、废气

加热炉气源均来自于接转站或油气处理二站分离出的天然气，属于清洁能源。烟气中主要污染物的类比浓度为烟尘  $15\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2$   $2.86\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x$   $137\text{mg}/\text{m}^3$ ，由此可见，燃气加热炉所排烟气污染物浓度均满足 GB13271-2001《锅炉大气污染物排放标准》中的 II 时段标准（燃气炉）。

#### 2、废水

现有区块的采油废水、井下作业废水、反冲洗水等生产废水，最终均进入英台油气处理二站的污水处理系统处置，处理达回注标准后回注地层，不外排；接转站生活污水采用室外防渗旱厕处置如厕及打扫卫生废水，废水自然蒸发，不外排；油气处理二站生活污水采用室内管道，不外排。

#### 3、固体废物

涉及区块修井时少量落地油与废塑料布、油气处理二站产生的油泥均属于危险废

物，经统一收集后送至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理回收；生活垃圾定期送附近垃圾填埋场填埋；施工期产生的所有废弃泥浆均进行了无害化处理，基本没有对井场外的土壤环境造成明显破坏和污染。

#### 4、噪声

根据现场调查，各类泵采取了安放在室内以及加减震垫等措施；加热炉采用消声罩。抽油机属于连续稳态低频噪声，未采取防治措施，但 60m 外基本可满足 1 类声环境功能区标准要求，不会对周围敏感点造成影响。

#### 5、生态

根据调查，涉及区块临时占地植被恢复良好，农田复垦。

### 3.4.4 现存的主要环境问题

结合英台采油厂现状，本报告认为，涉及区块存在如下环境问题：

(1) 油田地面建筑如油井、计量间、道路、电网等影响保护区的景观，造成景观的破碎化和人工异质性的提高，干扰鸟类的栖息环境。

(2) 开发期间的临时占地通过复垦和植被修复后仍有部分土地成为永久占地，虽然占地绝对面积不大，但占用的面积比较分散，从而破坏区域内的生态环境。

(3) 英台油田从 2000 年之后的两次大规模开发的项目，目前均未进行环保竣工验收。

## 第四章 拟建项目概况及工程分析

### 4.1 拟建项目概况

#### 4.1.1 项目名称、建设性质、建设规模及地点

项目名称：英台油田方 75 区块 2014 年大修侧钻水平井建设工程

建设性质：扩建。

建设规模：本项目拟利用方 75-4 井套管进行侧钻水平井一口井。

建设地点：本项目拟扩建井位位于白城镇賚地区十三公里附近。本项目地理位置详见图 2-1，项目组成内容详见表 4.1-1。

表 4.1-1 本工程建设项目组成表

项目	工程内容	规模
储运工程	单井集输管线	采用集输流程，单井管线利旧，不新建管线
公用工程	井间支路	利用原有井间道路，不新建道路
占地		不新增永久占地

#### 4.1.2 工程总投资、建设期及施工计划

本项目总投资约 395.49 万元，全部由吉林油田公司自筹。

本项目建设期为 2014~2015 年，2015 年以后为稳定生产运行期，生产服务年限为 15 年。

### 4.1.3 油藏地质特征

## 4.2 油田开发方案

### 4.2.1 开发部署情况

### 4.2.2 方侧平 75-4 动用情况

### 4.2.3 侧钻水平井工艺

据统计，一口水平井的造价是一口直井的 1.5-2 倍，而在相同的地质条件下，一口水平井的产量是一口直井的 3-7 倍。侧钻水平井的井身示意图见图 4-1：

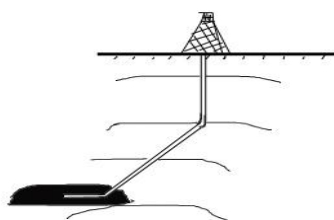


图 4-1 侧钻水平井示意图

### 4.2.4 开发预测指标

根据英台油田 2014 年产能建设规划部署情况，按英台油田实际开发经验计算，对本工程产能建设的开发指标进行预测。

本工程具体开发指标预测情况详见表 4.2-1。

### 4.2.5 地面建设方案

#### 4.2.4.1 采油系统

钻机钻井后，通过压裂、固井等一系列成井工艺后，形成采油井。本项目利用原有井场部署侧钻水平井 1 口，为采油单井平台。本项目拟建油井平台建设、占地类型、平

台性质、依托计量间情况详见表 4.1-5。

**表 4.2-2 拟建油井平台布设及依托现有地面设施情况表**

平台序号	平台类型	井号	占地类型	所属区块	平台性质	依托计量间
1	单井	方侧平 75-4	水田	方 75 区块	利旧平台	5#计量间

#### 4.2.4.2 原油管线集输方案

#### 4.2.4.3 道路系统

本项目为工程，进入油区主干道路均利用现有乡路或油田干道，无新增道路。现有道路幅宽 3.5m，均为砂石路，能够满足车辆的正常通行。

### 4.2.6 拟建项目依托英台油气处理二站可靠性分析

#### 1、油气处理系统

本项目开发油气处理涉及 1 座油气处理站，即油气处理二站（英二联）。

根据调查，英台采油厂油气处理二站（英二联）原液设计处理能力为  $200 \times 10^4 \text{t/a}$ ，原油处理设计能力为  $80 \times 10^4 \text{t/a}$ ，目前实际处理原油量约  $8.1 \times 10^4 \text{t/a}$ ，剩余原油处理能力  $71.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

本项目在运行期采出液量最大值约为  $0.48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，产油量在  $0.12 \times 10^4 \text{t/a}$ 。考虑拟建其他项目即英台加密 105 口井工程中有一部分井也需要依托油气处理二站（英二联）的处理，其产油量在  $4.38 \times 10^4 \text{t/a}$ 。故油气处理二站（英二联）原油处理能力能够满足本项目生产要求。

#### 2、污水处理系统

油气处理二站（英二联）设计污水处理能力  $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量  $1600 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目依托油气处理二站（英二联）污水处理系统，新增的生产废水产生量仅为  $7.4 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目一口井产生的污水量较少，油气处理二站（英二联）剩余污水处理能力能够保证本项目生产运行期污水处理需要，处理后的废水全部回注地层，不外排。

#### 3、压裂液处理

压裂液采用的是常规水基胍胶压裂液，其主要成分是胍胶、防膨剂、交联剂、加重剂、破胶剂、助排剂和杀菌剂等。油气处理二站（英二联）没有单独的压裂液处理装置，以往的废压裂液由污水处理岗进行分离、过滤、沉降，和污水一同处理。本项目施工期

新增废压裂液最大产生量约为 100m<sup>3</sup>/d，仍由污水处理岗采用原工艺进行处理，联合站剩余压裂液处理能力能够保证本项目开发施工期废压裂液处理需要。若废压裂液过多，不能一并由污水处理岗同时处理，可先将废压裂液暂存在污水暂存池。

### 4.3 拟建项目工程分析

#### 4.3.1 生产工艺流程概述

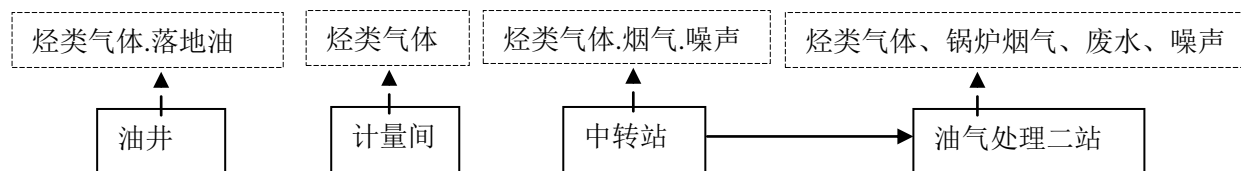
**钻井：**钻井是开发的主要工艺过程之一，是确认地下含油构造，进行采油生产的唯一手段。

**井下作业：**井下作业是进行采油生产的重要手段之一，一般在采油井投产前及投产之后进行，主要工艺过程包括射孔、酸化、压裂、下泵、修井、清蜡、除砂。

**采油：**就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。根据注入介质的不同，常见的有水驱采油和蒸汽驱采油。本项目采用水驱采油的方法。

**原油集输：**就是把油井生产的油气收集、输送和处理成合格原油的过程。这一过程从油井井口开始，将油井生产出来的原油和伴生的天然气产品，在油田进行集中和必要的处理或初加工，使之成为合格的原油后，再送往长距离输油管线的首站外输，或者送往矿场油库经其它运输方式送到炼油厂。

本项目原油集输采用管输密闭流程方式，其集输流程及“三废”排放见下图：



**闭井期工艺：**分为临时闭井和永久闭井，临时闭井即在井口部分灌注高密度水泥进行临时封闭；永久闭井采用对整口井灌注高密度水泥进行永久封闭。

本项目原油集输采用管输密闭流程方式，其集输流程见图 4-2。

### 4.3.2 开采原油排污环节分析

油田开发项目从开发建设到生产，污染物排放较为复杂，对环境影响主要集中在施工期，由于钻井，产生的钻井柴油机烟气、钻井废水、压裂液返排液、钻井废弃泥浆、岩屑以及噪声及烃类气体挥发、对地表植被的破坏等对区域环境的影响比较显著，但持续时间较短。在生产期，主要是采油、井下作业、油气集输、储运等工艺过程所产生的含油污水、落地油、井下作业废水、烃类气体、方 52 接转站、油气处理二站（英二联）、和噪声等污染物，将会对周围环境产生一定的影响，这一阶段持续时间较长。生产后期，随着原油产量下降和原油含水量上升，排放污染物相应增加，同时设备陈旧老化等原因也对环境带来了潜在影响。闭井期随着油井逐步关闭，排放的污染物逐渐减少直至消失，周围环境将逐渐恢复。油田开发过程污染源见图 4-3。



### 4.3.3 原辅材料消耗

本项目钻一口井原材料消耗见表 4.3-1。

表 4.3-1 钻井源辅材料消耗量

序号	材料名称	规格型号	单位	直井	定向井
				数量	数量
1	钠基膨润土	一级	t	20	20
2	纯碱	一级 99%	t	1.5	1.5
3	重晶石	一级 325 目	t	30	30
4	NH <sub>4</sub> -HPAN		t	5	5
5	KPA		t	1	1
6	有机硅		t	4.5	4.5
7	防塌润滑剂		t	4.5	6
8	随钻堵漏剂		t	4	4
9	迪塞尔		t	3	3
10	桥塞堵漏剂		t	3	3
11	油井水泥	A 级	t	16	16
12	油井水泥	G 级	t	20	22
13	降失水剂	G302	t	0.30	0.33
14	减阻剂	USZ	t	0.06	0.07
15	缓凝剂	GH-1	t	0.06	0.07
16	隔离液		t	4	4
17	扶正器	Φ139.7mm	只	47	47
18	表套	Φ273mm×J55×8.89mm	t	5.59	5.59
19	油层套管	Φ139.7mm×J55×7.72mm	t	46.41	46.41
20	油层套管	Φ139.7mm×P110×9.17mm	t	11.27	12.80
21	套管胶塞	Φ273mm	只	1	1
22	套管胶塞	Φ139.7mm	只	1	1
23	短套管	Φ139.7mm×P110×9.17mm	个	1	1

24	联顶节	Φ139.7mm	只	0.5	0.5
25	联顶节	Φ273mm	只	0.5	0.5
26	套管头	Φ273mm×139.77mm		1	1
27	防盗井口帽	Φ139.7mm		1	1
28	套管浮箍、浮鞋	Φ273mm	套	1	1
29	套管浮箍、浮鞋	Φ139.7mm	套	1	1
	合计				

#### 4.3.4 生产用热

经调查，现有英台油气处理二站以及依托的接转站内加热炉运行情况见表 4.3-2。根据接转站和油气处理站现有加热炉燃气量、目前处理来液量、以及本项目建成后处理来液的情况，核算出本项目建成后接转站和油气处理站加热炉需增燃气约 15.69 万 m<sup>3</sup>/a。据调查，接转站及油气处理站分离出的油田伴生气可以满足本项目要求。

表 4.3-2 本项目各站场锅炉运行情况及新增燃气量

站场	锅炉运行情况	热源说明	新增燃气量(万 m <sup>3</sup> /a)
油气处理二站 (英 2 联)	良好	油气处理二站分离出的油田伴生气	4.76
采油八队方 52 接转站	良好	接转站分离的油田伴生气	10.93
合计			15.69

#### 4.3.5 污染物排放分析

##### 4.3.5.1 施工期

##### 1、废气

##### (1) 施工扬尘

施工期扬尘污染主要来自平整土地、开挖土方，材料运输、装卸等过程。其污染范围和程度与施工工艺、施工管理、土方含水率、气象条件等以及土方项目量等多种因素

有关，故本次评价不对其定量分析。

扬尘影响主要集中在风力较大的不利天气情况下，本报告建议当出现上述不利天气时，应暂停施工作业或者用洒水车洒水抑尘。

### (2) 钻井时柴油机排放的大气污染物

钻井时钻机和其他设备动力源均由柴油机提供，根据建设单位提供的资料，钻井队一般配备 3 台柴油机(型号为 PZ8V190)以及配套的 3 台发电机组(型号为 CW-600GF)。一般情况下，井深 2500m 左右时柴油机和发电机组采用一开二备。钻井时基本都是 24 小时连续钻。本项目所采用的柴油机为济柴生产的 PZ8V190 型，该柴油机标定功率为 588kw，额定净功率为 529kw，其燃油消耗量为 200g/kwh，则每台柴油机消耗柴油量为  $2.38 \times 10^{-4}$ kl/kwh。

根据《建设项目环境保护实用手册》提供的排污系数，可计算出本项目每口井（平均每口井运行 1 台柴油机与发电机组）钻井期间柴油机所排各污染物的排放速率，详见表 4.3-4，由该值与《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值（第三阶段）”相比较，每台柴油机的排放速率均远低于排放标准要求。

由以上分析可计算出，每台柴油机每天消耗的柴油量约为 2.5t。根据本项目一口井的井深，钻井时间按 30d 计，则完钻一口井需消耗柴油约 75t，即 89285.7L。从而可计算出，施工期间钻完 1 口井排放 CO56.25kg、碳氢化合物 10.71kg、氮氧化物 250kg 和烟尘 22.32kg 等。

表 4.3-3 柴油机烟气中污染物排放一览表

污染物	CO	HC	NO <sub>x</sub>	烟尘
排污系数 (kg/kl 柴油)	0.63	0.12	2.80	0.25
每台柴油机排放速率 (g/kwh)	0.15	0.03	0.67	0.06
排放标准 (g/kwh)	3.5	HC+NO <sub>x</sub>		0.2
		4.0		
达标分析	达标	达标	达标	达标
污染物排放量 (kg/施工期)	56.25	10.71	250	22.32

注：柴油密度以 0.84t/ m<sup>3</sup> 计

### (3) 车辆排放的尾气

油田开发时各类运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。但由于车辆数量与每辆车行驶里程不易确定，因此本次评价不对其定量分析。

## 2、废水（水污染排放分析）

施工期排放的废水主要为钻井废水、压裂液返排液和施工人员排放的生活污水。

### （1）钻井废水

钻井废水是油田开发初期在油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地下水、冲洗钻井设备和井筒等排放的废水。在此需要说明的是，英台油田属于低渗透油田，岩层致密，钻井时在不压裂的情况下，钻井井筒内不会有石油产生，此外，本项目开发钻井采用水基泥浆，因此钻井废水中不含石油类。

根据调查，吉林油田钻井每钻进 1m 平均产生钻井废水量约  $0.1\text{m}^3$ 。本项目总进尺约 2900m，则钻井废水产生量约  $290\text{m}^3$ 。施工期按 30 天计，则每天产生钻井废水约  $9.67\text{m}^3$ 。这些废水随泥浆排于泥浆池中自然蒸发，不向外环境排放。该废水中各污染物产生及排放情况详见表 4.3-4。

吉林油田钻井队冲洗钻井设备、检修等目前均采用蒸汽冲洗，清洗废水产生量极少，均排于防渗泥浆中自然蒸发，因此不存在钻井废水外排的问题。

### （2）压裂液返排液

油田开发过程中一般采用扩大含油岩层的孔隙度，提高原油的渗透性来提高原油产量，为此对完钻井需要射孔、压裂。本项目压裂液采用的是常规水基胍胶压裂液，其主要成分是胍胶、防膨剂、交联剂、加重剂、破胶剂、助排剂和杀菌剂等。据调查，压裂液返排液产生量约  $70\sim 100\text{m}^3/\text{口}$ ，本项目设计开发一口井，则钻井期压裂液返排液最大产生量约  $100\text{m}^3$ 。每次压裂由一个施工队施工，则压裂液产生最大量为  $100\text{m}^3/\text{d}$ 。该废水中各污染物产生及排放情况详见表 4.3-4。该压裂液经井口密封管线直接收集于罐车内，并送英台油气处理二站的污水处理系统装置处理，不外排。

### （3）生活污水

钻井队按 30 人计，每人每天产生废水按  $0.05\text{m}^3/\text{d}$  计，则钻井队施工期间排放的生活污水量约为  $1.5\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目有 1 个钻井队钻井，1 口井完钻需 30 天，则钻井施工期间产生生活污水约  $45\text{m}^3$ 。生活污水主要污染物为 COD、BOD<sub>5</sub>、氨氮、SS 等。本报告建议该废水排放于井场内移动旱厕内自然蒸发，施工期废水排放情况详见表 4.3-4。

表 4.3-4 施工期废水产生及排放统计一览表

废水源	废水产生量 (m <sup>3</sup> /施工期)	污染物产生浓度 (mg/l)		废水排放量 (m <sup>3</sup> )	废水处理方式
		CODcr	SS		
钻井废水	290	CODcr	400	0	排入井场内泥浆池自然蒸发, 不外排
		SS	1500		
生活污水	45	CODcr	300	0	排入钻井井场内移动旱厕自然蒸发, 不外排
		BOD	170		
		氨氮	25		
		SS	400		
压裂液返排液	100			0	送英台油气处理二站污水处理装置处理达标后回注地层, 不外排
合计	435				

### 3、固体废物

施工期产生的固体废物主要有钻井过程中产生的废泥浆、废岩屑和施工人员生活垃圾等。

#### (1) 钻井泥浆

主要来自钻井完成后泥浆池的残余泥浆。根据调查, 吉林油田泥浆的产生量约每万 m 进尺约在 800m<sup>3</sup> 左右, 泥浆密度 1.15t/m<sup>3</sup>。本项目进尺 0.29×10<sup>4</sup>m, 则废泥浆产生量约 266.8t, 该泥浆在泥浆池中进行无害化处理后填埋, 处理后的废泥浆中污染物满足 II 类一般工业固体废物限值要求, 且结构近似于土壤结构, 可进行植被恢复。

#### (2) 钻井岩屑

钻井岩屑是钻头破碎岩层产生的, 根据《油气田开发建设与环境影响》中的排放系数, 钻井过程中每钻进 1m 产生岩屑约 0.018~0.023m<sup>3</sup>, 平均为 0.021m<sup>3</sup>, 岩屑密度为 2.8t/m<sup>3</sup>。本项目进尺 0.29×10<sup>4</sup>m, 则废岩屑产生量约 170.52t, 其中 50%混入泥浆中, 其余经泥浆循环泵带出井口, 经地面的振动筛分离, 堆置于井场用于铺垫井场及道路。

#### (3) 生活垃圾

施工期间, 每个钻井施工现场施工人员最多可达 30 人。根据类比调查, 每人每天生活垃圾产生量约为 0.5kg, 则每个施工队每天产生生活垃圾约 0.015t。本项目有 1 个钻井队钻井, 施工期约 30 天, 则钻井施工期钻井队产生的生活垃圾约 0.45t。统一收集后

送至附近的垃圾收集点填埋处理，避免任意排放。

综上，本项目施工期固体废物产生及排放情况见表 4.3-5。

**表 4.3-5 施工期固体废物产生及排放一览表**

废物名称	产生量 (t/施工期)	排放量 (t/施工期)	排放去向
钻井泥浆	266.8	266.8	在泥浆池中进行无害化处理后填埋
钻井岩屑	170.52	85.26	铺垫井场及道路
生活垃圾	0.45	0.45	收集后送至附近的垃圾收集点

#### 4、噪声分析

施工期噪声源主要是钻井噪声和施工车辆噪声。钻井噪声主要由钻机联动柴油机、泥浆泵和钻机等产生，声源强度在 70~105dB(A)之间。油田施工期噪声影响较明显，流动声源较多，本报告建议采取控制措施来降低其噪声级，详见表 4.3-6。

**表 4.3-6 施工期噪声源产生一览表** 单位：dB(A)

序号	设备名称	声源强度	声源性质	降噪措施
1	柴油机	105	连续稳态声源	安装在活动板房内，排气管 安消声器
2	柴油发电机	95	连续稳态声源	
3	钻机	93	连续稳态声源	雇用钻机源强小的钻井队钻井
4	泥浆泵	90	连续稳态声源	安装减震垫
5	车辆	70~82	流动声源	经过村屯，减少鸣笛

#### 4.3.5.2 运行期

##### 1、废气

运营期的大气污染源排放分为有组织点源排放和无组织面源排放两种形式，其中有组织点源主要为涉及接转站和油气处理二站内加热炉排放的烟气，无组织面源主要有各井场挥发的烃类气体等。

##### (1) 加热炉烟气

本工程建成后，英台油气处理站、接转站的加热炉新增油田伴生气约  $15.69 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。类比松原市环境监测站 2007 年对吉林油田分公司新立采油厂下辖锅炉烟气监测资料，各污染物类比浓度为烟尘  $15 \text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2$   $2.86 \text{mg}/\text{m}^3$ ，另外，根据《工业污染源产排污系

数手册》，燃天然气锅炉的  $\text{NO}_x$  产生浓度为  $137\text{mg}/\text{m}^3$ 。由此可见，由于采用较清洁的油田伴生气为燃料，加热炉烟气中各污染物的产生浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》中相关标准要求。

本项目油气处理二站及各接转站加热炉的新增烟气中污染物排放见表 4.3-7。

**表 4.3-7 运行期加热炉新增烟气情况一览表**

污染源	燃气量 ( $\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ )	烟气量 ( $\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ )	污染物排放浓度( $\text{mg}/\text{m}^3$ )			污染物排放量( $\text{t}/\text{a}$ )		
			烟尘	$\text{SO}_2$	$\text{NO}_x$	烟尘	$\text{SO}_2$	$\text{NO}_x$
油气处理二站加热炉	4.76	49.98	15	2.86	137	0.0075	0.0014	0.068
八队 52 接转站加热炉	10.93	114.77	15	2.86	137	0.0172	0.0033	0.157
总计	15.69	164.75				0.0247	0.0047	0.225

## (2) 油气集输过程中挥发烃类气体

油气集输过程烃类气体挥发主要来自采油井场、计量间、接转站、联合站等。根据调查，采油井场总烃挥发损耗约占原油量的 0.5% 左右、计量间、接转站和联合站总烃挥发损耗为 0.2% 左右。

本项目原油产能最大量约为  $0.12 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ 。则烃类气体排放见表 4.3-8。

**表 4.3-8 运行期集输过程中烃类气体排放情况一览表**

项目	系数(%)	总烃 ( $\text{t}/\text{a}$ )	排放去向
采油井场	0.5	6	大气环境
站场	0.2	2.4	
合计		8.4	

## 2、废水

运行期废水产生主要为采油废水和井下作业废水（修井废水、洗井废水），项目不新增劳动定员，不新增生活污水。

### (1) 采油废水

采油废水主要来自运行期的采油作业。它包括油层本身所含的边水、底水及驱采油时注入的水，废水中含有石油类及少量表面活性剂。含油废水量随油田开发时间的增加而不断增加。根据产能预测表（见表 4.2-1），本项目整个运行期废水最大产生量为  $1970\text{t}/\text{a}$ ，全部依托油气处理二站污水处理设施。

### (2) 修井废水

修井废水是指在油田生产期修井作业后反排时产生的废水。修井为不定期流动进行，吉林油田平均修井一年一次，每次修井每口井可产生废水 5~10m<sup>3</sup>，平均 7.5m<sup>3</sup>。本工程完钻油井 1 口，每年修井共产生修井废水 7.5m<sup>3</sup>，产生的废水进入油气处理二站的污水处理系统处理后回注油层。

### (3) 洗井废水

油井长时间运行后，抽油杆易于结蜡，需热水清洗，洗井水主要来源于英台油气处理二站处理后的水，加热后用罐车运至井场。洗井废水中主要含有石油类、表面活性剂和酸碱等化学药剂。吉林油田洗井周期一般为 90 天，洗井强度为 60m<sup>3</sup>/口，整个建设项目生产运行期油井 1 口，平均每年产生废水量约 243.3m<sup>3</sup>/a，全部依托油气处理二站处理。废水中污染物与井下作业废水基本相同。该废水随着采出液一并最终经英台油气处理二站处理达标后回注地下。

本项目运行期废水产生量详见表 4.3-9。

表 4.3-9 运行期各种废水产生及排放情况表

污染源	废水量 (t/a)	污染物产生浓度 (mg/l)			污染物产生量 (t/a)			污染物排放量 (t/a)		
		COD	石油类	SS	COD	石油类	SS	COD	石油类	SS
采油废水	1970	4730	1200	1500	9.32	2.36	2.96	0	0	0
井下作业废水	250.8	2760	700	2000	0.69	0.18	0.50	0	0	0
合计	2220.8				10.01	2.54	3.46	0	0	0

### 3、固体废物

生产期固体废物主要有修井产生的落地原油、铺垫井场的废塑料布和生产过程中产生的油泥，本项目不新增加生产人员，因此不增加生活垃圾的产生量和排放量。

#### (1) 修井落地油

油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要把油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油。根据对本工程各区块调查，运行期修井平均一般一年一次。近年来吉林油田通过在修井前实施压井技术（即修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管）以及安装井下卸油器，修井时落地油产生量大幅度下降，每口井每次产生落地油约 0.05t，则本工程产生的落地油约为 0.05t/a。该落地油直接由镇赉县鑫海石油技术开发有限公司进行回收处理。

## (2) 废防渗布

修井时井场铺垫防渗布只用于一次修井作业，不重复利用。根据调查，每次修井塑料布使用量约为 10kg/口，本次开发工程的 1 口油井修井废防渗布产生量约 0.01t/a。处理方式同落地油。

## (3) 油泥

油泥主要是油气处理二站和的污水处理系统产生的油泥。根据调查数据，污水处理系统产生的油泥量为 1.8~2.6t/10<sup>4</sup>t 采出液，平均油泥产生量 2.2t/10<sup>4</sup>t 采出液。本项目在整个生产运行期最大产液量在 0.48×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a，则油泥最大产生量约为 1.06t。定期送至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司进行回收处理。

综上，运行期固体废物均可得到有效处置，不会造成二次污染。运行期固体废物排放情况见表 4.3-10。

表 4.3-10 运行期固体废物产生及排放情况

废物名称	产生量 (t/a)	处置方式	排放量 (t/a)	备注
落地油	0.05	定期送至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司（有处理危险废物资质）处理回用，不外排	0	属于危险废物的“HW08 废矿物油”类别
油气处理站油泥（砂）	1.06		0	
废防渗布	0.01		0	
合计	1.12		0	

## 4、噪声

本项目运行期噪声源主要来自抽油机和运输车辆噪声。按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。

## (1) 抽油机噪声

各采油平台的抽油机产生噪声，拟建项目采用抽油机噪声为 68~80dB(A)，为连续稳态低频噪声。

## (2) 车辆噪声

运输车辆产生的噪声在 70~82dB(A)之间，车辆噪声属于流动噪声，影响是瞬时的。

综上，运行期本项目主要噪声设备及噪声源见表 4.3-11。

表 4.3-11 运行期主要设备噪声源 单位：dB(A)

噪声源	设备名称	声源强度	噪声特征
-----	------	------	------

采油井场	抽油机	68~80	连续稳态低频噪声；裸露
交通噪声	各种车辆	70~82	流动噪声

#### 4.3.5.3 闭井期

随着油田原油产量的下降，采油井将陆续关闭，油田进入了闭井期。在这一阶段，原油产量下降，但采出水量却急剧增加，污水站的污水处理负荷将会增加；而且随着地层水压力的不断提高，回注水将越来越困难，有可能会出采出水外排的现象，对区域地表水环境有可能造成不利影响。

在闭井期间由于原油的产量下降，油区内井场的烃类气体挥发量将下降，这些将有利于油区内环境空气质量的恢复。

由于油区内生产设备的减少，运行噪声将会明显降低；但运输车辆有可能增加，仍将对区域声环境产生不利的影

闭井期主要进行的是生态恢复，对于废弃的井场和道路需要进行复垦或原有植被的恢复，这是闭井期间大量、繁重的工作。

#### 4.3.5.4 非正常工况及事故时“三废”排放分析

(1) 输油管线破裂：因管线腐蚀穿孔造成原油泄漏，其泄漏量与发现时间有直接关系，但由于管线压力变化异常比较容易发现，一般不会超过 1 小时，通过采取停止采油和关闭阀门等措施抢修，在雨天来临之前及时回收原油，可避免原油的损失和造成的污染。

(2) 套外返水：运行期，由于套管外固井水泥老化等原因，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，对地下水和土壤造成影响。

#### 4.3.5.5 拟建项目达标排放分析

##### 1、废气达标排放分析

由于站场锅炉所使用的燃料为天然气本身即属于清洁能源，其排放的烟气中各种污染物均能够满足 GB13271-2014《锅炉大气污染物排放标准》中表 1 的标准（燃气炉）；工艺废气送燃料气系统燃烧后，可以达标排放。

##### 2、废水达标排放分析

本项目产生的各类生产废水运至各油气处理站内的污水站处理，处理后能够满足《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标》中的标准要求后回注油层；生活污水排入室外旱厕，不外排。

### 3、噪声达标排放分析

施工期钻机噪声强烈，在采取降噪措施后，昼间距井场外 10m 左右，夜间距井场 80m 左右可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》的限值；昼间 25m 和夜间 80m 处可以满足《声环境质量标准》中 3 类标准限值。运行期间，抽油机产生的噪声在昼间 10m、夜间 40m 内超过了 GB3096-2008《声环境质量标准》中 1 类标准，但距抽油机 60m 以外噪声可以满足标准要求。

### 4、固体废物达标排放分析

钻井期间产生的废弃泥浆经无害化处理后，其成分和结构接近于土壤，3 个月后可生长植被，对区域土壤环境和地下水环境基本不会造成不利影响；钻井岩屑用于铺垫井场和回填站场施工工地，一般都能消耗掉；施工期的生活垃圾定期清运至周边城镇的垃圾填埋场处理，基本不会对周边环境产生显著影响。运行期间固体废物主要是落地油土、废防渗塑料布以及油气处理二站的油泥等，统一送至有资质单位进行处理。

### 5、生态环境分析

拟建项目施工期占用的临时占地，一般在施工期后需要进行植被恢复或农田复垦。本项目临时占地为 3400m<sup>2</sup>，占地类型主要为农田，需要对井场占地以外的地方进行农田复垦。

#### 4.3.5.6 污染物排放总量汇总

综合以上，施工期各污染物排放汇总见表 4.3-12，运行期污染物排放见表所示 4.3-13。

**表 4.3-12 施工期污染物排放汇总表**

空气	项目	污染物排放量 (kg/施工期)			
		CO	HC	NO <sub>x</sub>	烟尘
	柴油机烟气	56.25	10.71	250	22.32
废水	项目	污染物排放量(m <sup>3</sup> /施工期)			
		钻井废水	废压裂液	生活污水	
	产生量	290	100	45	
	排放量	0	0	0	
固废	项目	钻井泥浆	钻井岩屑	生活垃圾	
		(t/施工期)	(t/施工期)	(t/施工期)	

	产生量	266.8	170.52	0.45		
	排放量	266.8	85.26	0.45		
噪声	项目	柴油机	钻机	柴油发电机	泥浆泵	车辆
	声源强度 dB(A)	105	93	95	90	70~82
临时占地	项目	井场	管线	道路	合计	
	占地面积 (hm <sup>2</sup> )	0.34	0	0	0.34	

表 4.3-13 运行期各种污染物排放汇总表

分类	污染源	污染物排放量(t/a)			
		总烃	烟尘	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
废气	加热炉烟气	—	0.0247	0.0047	0.225
	油气烃类挥发	8.4	—	—	—
废水		修井废水	洗井废水	采油废水	
	产生量 (t/a)	7.5	243.3	1970	
	排放量 (t/a)	0	0	0	
固废		落地油	废防渗布	油气处理站油泥	
	产生量 (t/a)	0.05	0.01	1.06	
	排放量 (t/a)	0	0	0	
噪声		抽油机		交通噪声	
	声功率级 dB(A)	68~80		70~82	

### 4.3.6 占地分析

#### 1、临时占地

本项目临时占地主要为钻井井场占地。根据调查，钻井井场每个单井井场临时占地约 3400m<sup>2</sup>。本次项目规划的一口油井属单井井场，因此，本项目临时井场总占地面积为 0.34hm<sup>2</sup>。综上，各区块临时占地情况见表 4.3-14。

表 4.3-14 工程临时占地统计一览表 单位：hm<sup>2</sup>

占地部门	占地面积
井场	0.34
合计	0.34

## 2、永久占地

本项目运行期利用原有老井场，无新增永久占地，临时占地将全部恢复原有植被。

## 3、占地类型分析

根据临时占地分析，确定本项目临时占地面积为 0.34 hm<sup>2</sup>，占地类型为水田，本项目占用的农田非基本农田。

## 4.4 污染物排放“三本帐”核算

本项目建设成后，运行期污染物的“三本帐”核算结果详见表 4.3-1。

表 4.4-1 项目建设成后运行期污染物排放“三本帐”一览表

分类	污染物	现有联合站排放量	本项目产生量	自身削减量	本项目排放量	排放总量	排放增量
废气	SO <sub>2</sub> (t/a)	<u>0.13</u>	<u>0.0041</u>	<u>0</u>	<u>0.0041</u>	<u>0.1341</u>	<u>0.0041</u>
	NO <sub>x</sub> (t/a)	<u>5.93</u>	<u>0.195</u>	<u>0</u>	<u>0.195</u>	<u>6.125</u>	<u>0.195</u>
	烟尘 (t/a)	<u>0.66</u>	<u>0.0215</u>	<u>0</u>	<u>0.0215</u>	<u>0.6815</u>	<u>0.0215</u>
	总烃 (t/a)	<u>162</u>	<u>8.4</u>	<u>0</u>	<u>8.4</u>	<u>170.4</u>	<u>8.4</u>
废水	废水量 (m <sup>3</sup> /a)	0	2220.8	2220.8	0	0	0
	COD (t/a)	0	10.01	10.01	0	0	0
	石油类 (t/a)	0	2.54	2.54	0	0	0
	SS (t/a)		3.46	3.46	0	0	0
固体废物	落地油 (t/a)	0	0.05	0.05	0	0	0
	油泥 (砂) (t/a)	0	1.06	1.06	0	0	0
	废防渗布 (t/a)	0	0.01	0.01	0	0	0

## 第五章 环境现状调查与评价

遵照（88）环建字第 117 号文精神，在满足环评工作需要的前提下，环境现状调查，充分利用已有资料，避免重复工作，缩短评价周期。本项目监测点位除噪声外，全部利用以往的数据，包括吉林省环境科学研究院 2014 年编写的《吉林油田公司英台油田 2013 年产能加密建设工程（105 口）》、《吉林油田分公司白城地区 2014 年第二批探井工程监测报告》《吉林油田公司英台气田 2014 年产能建设工程监测报告》的监测数据，应用这些数据进行环境现状评价。

利用这些数据原于这些点位与本项目的建设地点距离较近；从监测时间至今评价区域内新开发的井位不多，区域污染源及环境质量变化不大；监测时间至今均不超过三年；原监测点位的布设基本可以满足本项目现状布点要求。

为了解项目所在区域环境质量现状，本监测数据布设了 6 个环境空气监测点位、2 个地表水监测点位、3 个地下水监测点位、3 个土壤监测点位和 2 个噪声监测点。各监测点位能够较好的反应出区域内环境质量的变化情况。

### 5.1 环境空气质量评价

#### 5.1.1 环境空气质量现状监测

##### 1) 监测点布设

本次评价在拟开发的各区块布设 6 个监测点。监测点布设见表 5.1-1，监测点布设见图 5-1。

表 5.1-1 环境空气监测点布设情况

监测点号	监测点位置
A1	大屯镇
A2	后少力村
A3	英台村
A4	哈尔挠渔场
A5	他哈吐村

A6	王家岗子
----	------

## 2) 监测项目

监测项目：TSP、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、非甲烷总烃四项。

## 3) 监测时间

监测时间：2014 年 7 月 2 日~7 月 9 日。由白城市环境监测中心站承担(以下均同)。

## 4) 监测结果

环境空气质量现状监测统计结果列于表 5.1-2。

**表 5.1-2 环境空气质量现状监测统计结果**

监测点	监测因子	日均浓度范围(mg/m <sup>3</sup> )	日均值(mg/m <sup>3</sup> )	最大污染指数	超标率 (%)
A1	TSP	0.083~0.11	0.11	0.92	0
	SO <sub>2</sub>	0.012~0.020	0.018	0.4	0
	NO <sub>2</sub>	0.012~0.021	0.020	0.26	0
	非甲烷总烃	1.39~1.46	1.42	0.73	0
A2	TSP	0.085~0.11	0.11	0.92	0
	SO <sub>2</sub>	0.015~0.022	0.020	0.44	0
	NO <sub>2</sub>	0.012~0.022	0.019	0.28	0
	非甲烷总烃	1.39~1.47	1.42	0.74	0
A3	TSP	0.082~0.11	0.087	0.92	0
	SO <sub>2</sub>	0.014~0.021	0.020	0.42	0
	NO <sub>2</sub>	0.012~0.021	0.019	0.15	0
	非甲烷总烃	1.40~1.45	1.43	0.73	0
A4	TSP	0.081~0.11	0.11	0.92	0
	SO <sub>2</sub>	0.014~0.021	0.019	0.42	0
	NO <sub>2</sub>	0.013~0.022	0.019	0.28	0
	非甲烷总烃	1.38~1.45	0.265	0.73	0
A5	TSP	0.080~0.11	0.10	0.92	0
	SO <sub>2</sub>	0.013~0.021	0.019	0.42	0
	NO <sub>2</sub>	0.013~0.021	0.019	0.15	0

	非甲烷总烃	1.39~1.45	0.12	0.73	0
A6	TSP	0.073~0.13	0.087	0.43	0
	SO <sub>2</sub>	0.014~0.021	0.025	0.14	0
	NO <sub>2</sub>	0.013~0.023	0.023	0.19	0
	非甲烷总烃	1.00~1.49	0.265	0.75	0

注：A1-A5 数据来源：《吉林油田公司英台油田 2013 年产能加密建设工程（105 口）》；A6 点位于保护区外执行二级标准，数据来源《吉林油田分公司白城地区 2014 年第二批探井工程监测报告》。

## 5.1.2 环境空气质量现状评价

### 1) 评价标准

环境空气质量评价标准执行《环境空气质量标准》(GB3095—1996)中一级标准，对其中未做规定的非甲烷总烃，参考《大气污染物综合排放标准详解》。

### 2) 评价方法

采用单项污染指数法。

### 3) 环境空气质量现状评价结果

从表 5.1-2 可以看出，评价区域附近各污染物一次值和日均值的评价指数均小于 1，满足 GB3095—1996《环境空气质量标准》中一级标准值（满足本项目二级标准）。此外，非甲烷总烃也满足《大气污染物综合排放标准详解》中的小时浓度标准，说明区域内空气环境相对良好。本次各监测点 TSP 虽然满足标准但已接近标准值，分析原因为各监测点位均位于建设项目周边乡镇内，由于人类活动及来往车辆等因素造成 TSP 值偏高，与油田活动关系不大。

## 5.2 地表水环境质量评价

### 5.2.1 地表水环境质量现状监测

#### 1) 监测断面布设

本次地表水环境质量现状监测在嫩江设两个监测断面，监测断面布设见表 5.2-1，监测点布设见图 5-1。

表 5.2-1 地表水监测断面布设

监测断面代号	监测断面名称
W1	嫩江白沙滩断面
W2	哈尔挠提升泵站处

## 2) 监测项目

监测项目：PH、高锰酸盐指数、BOD<sub>5</sub>、石油类、挥发酚、硫化物、氨氮等共计七项。

## 3) 监测时间

监测时间：2014 年 7 月 2 日~7 月 4 日。

## 4) 监测结果

地表水环境质量现状评价结果见表 6.2-2。

表 5.2-2 地表水环境质量现状监测结果

监测点	pH	高锰酸盐指数	氨氮	石油类	挥发酚	硫化物	BOD <sub>5</sub>
W1	8.11	4.9	0.32	0.01L	0.0003L	0.005L	2.46
W2	7.90	5.8	0.42	0.01L	0.0003L	0.005L	2.64

注：数据来源《吉林油田分公司白城地区 2014 年第二批探井工程监测报告》。

## 5.2.2 地表水环境质量现状评价

## 1) 评价方法

本次评价采用单因子标准指数法（pH 除外）。

单因子标准指数公式：

$$S_{ij} = \frac{C_{ij}}{C_o}$$

式中：S<sub>ij</sub>—单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数；

C<sub>ij</sub>—第 i 种污染物监测结果，mg/l；

C<sub>o</sub>—第 i 种污染物评价标准，mg/l。

pH 的标准指数为：

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad (pH_j \leq 7.0) ; \quad S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad (pH_j > 7.0)$$

式中：S<sub>pH,j</sub>—pH 在第 j 点的标准指数；

pH<sub>j</sub>—j 取样点水样 pH 值；

pH<sub>sd</sub>—评价标准规定的下限值。

$pH_{su}$ —评价标准规定的上限值

当评价水质标准指数  $S_{ij} > 1$  时，表明该水质参数超过了规定的水质标准，已不能满足使用要求。

## 2) 评价标准

地表水环境质量现状评价标准选用 GB3838-2002《地表水环境质量标准》中 III 类标准。

## 3) 评价结果

表水环境质量现状评价结果见表 5.2-3。

**表 5.2-3 地表水环境质量现状评价结果（标准指数）**

监测点	pH	高锰酸盐指数	氨氮	石油类	挥发酚	硫化物	BOD <sub>5</sub>
W1	0.56	0.25	0.32	未检出	未检出	未检出	0.62
W2	0.45	0.29	0.42	未检出	未检出	未检出	0.66

## 4) 评价结果分析

从评价结果可知，各项监测因子标准指数均小于 1，满足 GB3838-2002《地表水环境质量标准》中 III 类标准要求，且有较大容量，表明附近水体水质较好且未受油田开发活动影响。

## 5.3 地下水环境质量评价

### 5.3.1 区域地质

#### 1) 地层

中生代以来，本区沉积了巨厚的粘土岩、碎屑岩和松散堆积物，据勘探资料：前第四系地层见有白垩系、上第三系，上覆第四系松散岩类。由老至新分述如下：

##### (1) 白垩系 (K)

区内仅见上统，按区域地层资料可划分为四方台组和明水组。

##### ①四方台组 (K2S)

为一套砖红、灰绿、灰黑、灰白色泥沙质沉积，由泥岩、砂岩、砂砾岩组成正向韵律层，钙质胶结，成岩作用较好，厚 700 余 m。

##### ②明水组 (K2m)

顶板埋深 200m 以下，由棕红、灰黑色泥岩、粉砂质泥岩与灰绿、灰白色粉细砂岩

组成韵律层，成岩较好，层理发育，据石油勘探资料，该组地层厚度 200 余 m，与上覆地层不整合接触。

## (2) 上第三系 (N)

按区域资料：本区第三系地层包括中上新统大安组、泰康组。

### ① 中新统大安组 (Nd)

顶板埋深 120-130m，为一套灰、灰绿色泥、砂质沉积层。上部为泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩；下部为砂岩、含砾砂岩和砂砾岩，韵律明显，泥岩多呈灰绿、灰黑色，成岩作用较好。砂岩、砂砾岩成岩作用差，泥钙质胶结，疏松易碎，厚 70-90m。与上覆泰康组平行不整合接触。

### ② 上新统泰康组 (Nt)

为灰、灰绿色为主的泥砂质沉积层，埋藏深度一般 70~90m，由泥岩、粉砂质泥岩、砂砾岩组成两个以上不完整的正向韵律层，上部为灰绿、暗灰色厚层泥岩，致密块状，夹薄层砂岩或透镜体，下部为灰白色砂岩，砂砾岩及薄层泥岩，厚度 40 余 m，与上覆第四系不整合接触。

## (3) 第四系 (Q)

区内颇为发育，为多种成因的松散堆积层，总厚度 70~80m。由老至新分述如下：

### ① 下更新统白土山组 (Q1bfgl)

一般埋藏于地面下 60~70m，岩性为灰黄、灰白色冰水砂砾石，成份较复杂，以花岗岩、火山碎屑岩为主，砾石多呈半浑园或次棱角状，厚 10~20m。

### ② 中更新统大青沟组 (Q2d1)

埋藏于地面下 8~12m，为以湖相为主的沉积层，上部为灰色亚粘土与粉细砂互层，单层厚 1~5m，中下部为厚层灰色亚粘土间夹细砂薄层或透镜体，底部亚粘土层常具铁质浸染现象和微层理，厚 50 余 m。与下伏白土山组呈侵蚀不整合接触。

### ③ 上更新统顾乡屯组 (Q3gal)

以残丘岗地状分布于嫩江西侧漫滩区，具上细下粗的二元结构特征，上部以黄土状亚砂土为主，厚 3~5m，下部由粉细砂及细砂组成，厚 4~7m，黄土状亚砂土多呈浅黄、浅棕黄色，疏松块状，具大孔隙和垂直节理，含钙质结核。粉细砂、细砂呈米黄、灰黄色，松散。与下伏大青沟组地层呈平行不整合接触。

### ④ 全新统冲积层 (Q4al)

沿嫩江西侧漫滩呈带状分布，主要岩性为灰黑、灰黄色亚粘土、亚砂土、砂及砂砾

石，具明显二元结构，表层岩性为亚砂土、亚粘土、淤泥质亚粘土，下部为细砂、砂砾石。厚 5~8m。

## 2) 构造

评价区位于松辽盆地中央坳陷带西部边缘，燕山期以来，在各次运动影响下，产生了次一级北西向英台隆起构造。分布于(东径 123°45'~124°00'、北纬 45°53'~45°57')英台大队附近，长轴 4~9km，短轴 3~6km、轴向 NW303°30'~312°，轴部、两翼均为 K2m 地层。本区新构造运动颇为强烈，表现形式多样，如地层明显不对称、河流蜿蜒、侵蚀陡崖、漫滩的发育和不对称等。

### 5.3.2 水文地质条件

该区地下水以接受大气降水和侧向迳流补给为主，以蒸发、迳流和分散开采形式排泄，总体流向自北西向南东，从含水层内部结构看，区内垂向上分布 3 个含水系统，即第四系上部松散岩类孔隙潜水和下部孔隙承压水、第三系孔隙裂隙承压水系统。

#### 1) 第四系孔隙潜水

全区分布广泛，赋存于大青沟组上部薄层砂、砂砾石层及全新统冲积层中。含水层厚 5~8m，水位一般埋深 2~5m，残丘岗地水位埋深 5~10m，渗透系数 1.34~14.75m/d，单井涌水量 10~100m<sup>3</sup>/d，上覆岩性为黄土状亚砂土、亚粘土、淤泥质粘性土等。水化学类型为重碳酸钙型，PH 值 6.04~7.4，局部地段偏酸性。

#### 2) 第四系孔隙承压水

分布于第四系孔隙潜水含水层下部，含水层为下更新统白土山组砂砾石层，埋深 60~70m，厚 10~20m，承压水位远远高于隔水顶板，表现出压力大、水头高的特点，水位埋深 4~7m，渗透系数 4.1~6.9m/d，单井涌水量 500~1000m<sup>3</sup>/d，水化学类型为重碳酸钙型。

#### 3) 第三系孔隙裂隙承压水

埋藏于第四系白土山组孔隙承压水之下，含水层岩性为砂岩、砂砾岩，岩层厚、层位稳定，厚 40 余 m，水位埋深 5~7m，渗透系数 2.1~5.28m/d，单井涌水量 500~1000m<sup>3</sup>/d，水化学类型为重碳酸钠钙型。

### 5.3.3 地下水环境质量现状监测

#### 1) 监测点布设

在评价区内布设了 3 个监测点，监测点布设见表 5.3-1 和图 5-1。

表 5.3-1 地下水监测点布设

监测点编号	监测点名称	井深 m	数据来源
U1	大屯镇人民政府	60	《英台油田 2013 年产能加密建设工程》
U2	老房身村	47	《吉林油田分公司白城地区 2014 年第二批探井工程》
U3	王家岗子村坨子六监狱	100	

#### 2) 监测时间

监测时间:2014 年 6 月 24 日到 7 月 9 日。

#### 3) 监测项目

pH、石油类、NO<sub>3</sub>-N、NO<sub>2</sub>-N、NH<sub>4</sub>-N、挥发酚，COD<sub>Mn</sub>、Cl<sup>-</sup>、总硬度等 9 项。

#### 4) 监测结果及分析

评价区内地下水监测结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 地下水监测结果统计

监测点位	评价因子	监测值 (mg/l)	评价指数
U1	pH	7.61	0.41
	高锰酸盐指数	2.8	0.93
	石油类	0.01L	未检出
	挥发酚	0.0003L	未检出
	NO <sub>3</sub> -N	0.08L	未检出
	NO <sub>2</sub> -N	0.003L	未检出
	NH <sub>3</sub> -N	0.025L	未检出
	Cl <sup>-</sup>	13.0	0.052
	总硬度	389.8	0.87
U2	pH	7.63	<u>0.42</u>
	高锰酸盐指数	2.9	<u>0.97</u>
	石油类	0.01L	未检出

	挥发酚	0.0003L	未检出
	NO <sub>3</sub> -N	0.08L	未检出
	NO <sub>2</sub> -N	0.003L	未检出
	NH <sub>3</sub> -N	0.025L	未检出
	Cl <sup>-</sup>	5.0	0.02
	总硬度	198.89	0.44
U3	pH	7.48	0.32
	高锰酸盐指数	2.7	0.9
	石油类	0.01L	未检出
	挥发酚	0.0003L	未检出
	NO <sub>3</sub> -N	0.08L	未检出
	NO <sub>2</sub> -N	0.003L	未检出
	NH <sub>3</sub> -N	0.025L	未检出
	Cl <sup>-</sup>	2.0	0.008
	总硬度	175.94	0.39

注：U1 数据源于《吉林油田公司英台油田 2013 年产能加密建设工程（105 口）》，U2、U3 数据源于《吉林油田分公司白城地区 2014 年第二批探井工程监测报告》。

### 5.3.4 地下水环境质量现状评价

#### 1) 评价方法

采用单项污染指数法。

#### 2) 评价标准

评价标准采用《地下水质量标准》中 III 类标准，石油类选用 GB5749-2006《生活饮用水卫生标准》附录 A 中石油类限值(0.3mg/l)。

#### 3) 评价结果

地下水质量现状评价结果见表 5.2-2。

从评价结果可以看出，各项监测因子的污染指数均小于 1，均未超过《地下水质量标准》中 III 类标准值要求；其中石油类、NO<sub>3</sub>-N、NO<sub>2</sub>-N、挥发酚未检出，表明油田的开发活动对区域内地下水水质的影响有限。

## 5.4 噪声环境质量现状评价

### 5.4.1 噪声环境质量现状监测

#### 1) 监测点布设

在评价区块内布设了 2 个噪声监测点。监测点布设见表 5.4-1 及图 5-1。

表 5.4-1 噪声现状监测点布设

监测点编号	监测点名称
N1	方 75-4 井场厂界
N2	堤坝东侧 20m

#### 2) 监测时间

噪声监测时间为 2015 年 1 月 2 日。

#### 3) 监测结果

噪声环境质量现状监测结果见表 5.4-2。

表 5.4-2 噪声环境质量现状监测与评价结果

监测点编号	监测结果 Db(A)		评价结果 Db(A)	
	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间
N1	42.2	39.0	未超标	未超标
N2	41.8	38.4	未超标	未超标
评价标准	--	--	55	45

### 5.4.2 环境噪声现状评价

#### 1) 评价标准

环境噪声执行《声环境质量标准》（GB3096—2008）中 1 类标准。

#### 2) 评价方法

评价方法采用噪声实测值与噪声标准值比较的方法，以确定噪声的污染程度。

#### 3) 评价结果

从表 5.4-2 中可见，监测点昼夜间噪声值均符合 GB3096-2008《声环境噪声质量标

准》中 1 类标准的要求。说明评价区域声环境质量良好。

## 5.5 生态环境质量现状评价

根据本项目开发的特点，评价中“生态环境”主要包括土壤生态系统和以种植业为主体的农业生态系统。土壤生态系统包括了土壤的类型及分布、土壤的有机质含量、土壤的环境质量和污染状况等；农业生态系统包括了农业生产条件、农业种植业水平以及土地利用状况等。

### 5.5.1 项目评价区土壤生态系统评价

#### 5.5.1.1 土壤类型及分布

本项目评价区内土壤类型主要以草甸土为主要土壤类型。详见图 5-2。

#### 5.5.1.2 土壤有机质

根据本区土壤中养分状况和吉林省土肥站土壤普查规程，我们将评价区内土壤划分为 6 个等级，以表示土壤养分的丰缺，见表 5.5-1。

表 5.5-1 土壤养分含量分级表

级别	有机质 (%)	全氮 (%)	全磷 (%)	全钾 (%)	碱解氮 (ppm)	速效磷 (ppm)	速效钾 (ppm)	丰缺等级
1	>4	>0.2	>0.2	>3.0	>150	>40	>200	极丰
2	3-4	0.15-0.2	0.15-0.2	2.0-3.0	120-150	20-40	150-200	丰富
3	2-3	0.1-0.15	0.1-0.15	1.5-2.0	90-120	10-20	100-150	适量
4	1-2	1-2	0.075-0.1	1.0-1.5	60-90	5-10	50-100	缺少
5	0.6-1	0.05-0.075	0.04-0.07	0.5-1.0	30-60	3-5	30-50	甚缺
6	<0.6	<0.05	<0.04	<0.05	<30	<3	<30	极缺

评价区内不同地段各类土壤中各种养分含量见表 5.5-2。

表 5.5-2 评价区内土壤中各种养分含量

土壤类型	有机质 (%)	全氮 (%)	全磷 (%)	全钾 (%)	碱解氮 (ppm)	速效磷 (ppm)	速效钾 (ppm)	PH	深度 (cm)
草甸土	1.73	0.06	0.05	3.91	51.0	3.1	130.2	7.3	0—65
风砂土	2.05	0.09	0.06	3.96	92.3	24.4	456.4	7.6	0—53

从表 5.5-1 和表 5.5-2 中可以看出，本区土壤中 K 元素含量较高，属于丰富级，P 含量普遍偏低，属极缺级。总的来看，本区土壤除 K 元素比较丰富外，其他养分均显不足。

### 5.5.1.3 土壤环境质量现状监测

#### (1) 土壤现状监测

为了解区内土壤环境质量现状，本次评价共布设 4 个土壤监测点，即旱田和水田。采样点位置与布设目的见表 5.5-3 及图 5-1。

**表 5.5-3 土壤监测点位置**

编号	位置	采样深度(cm)	数据来源
S1	丹岱乡西侧 400m 旱田	0~20、20~40	《吉林油田分公司白城地区 2014 年第二批探井工程监测报告》
S2	后八家子 800m 农田	0~20、20~40	
S3	镇赉县三门召村北侧水田（气田）		《吉林油田公司英台气田 2014 年产能建设工程监测报告》

采样方法为梅花法采样，即每个采样点取梅花式分布的 5 个土样，混合后为一个土样，农田、湿地土壤取样深度为 0~20cm 和 20~40cm 的耕层土壤；采油井场取样深度为 0~20cm 和 20~40cm，并在距井场 5m、20m、40m、80m、100m 不同距离上取样。

#### (2) 分析项目及时间

pH、石油类、Cu、Pb、As、Cd 共计 6 项。时间为 2014 年 7 月 3 日和 2014 年 2 月 24 日。

#### (3) 分析结果

分析结果见表 5.5-4。

**表 5.5-4 土壤监测结果** 单位：mg/kg

监测点	位置	深度 (cm)	项 目					
			pH	Cd	石油类	Cu	Pb	As
S1	丹岱乡西侧 400m 旱田	0~20	7.94	0.081	0.24	18	15.7	7.470

		20~40	8.04	0.088	0.16	22	17.1	7.007
S2	后八家子 800m 农田	0~20	7.76	0.095	0.22	22	9.6	11.258
		20~40	7.85	0.080	0.19	23	7.9	8.541
S3	镇赉县三门召村北侧水田		7.85	0.01L	0.85	14	17.5	2.838

### (5) 评价方法

对照标准和区外背景值，利用单项污染指数法进行评价。评价公式如下：

$$Pi = \frac{Ci}{Si}$$

式中：Pi-土壤中 i 种污染物污染指数；

Ci-土壤中 i 种污染物污染实测值 (mg/kg)；

Si-土壤中 i 种污染物评价标准 (mg/kg)。

### (6) 评价标准

评价标准采用 GB15618—1995《土壤环境质量标准》的二级标准，该标准中未规定的石油类标准采用油区外土壤值作为标准。

### (7) 评价结果

评价区土壤评价结果见表 5.5-5。

**表 5.5-5 土壤质量现状评价结果表 (标准指数和背景点对照值)**

监测点		项目					
		pH	石油类	Cu	Pb	Cd	As
S1	0-20cm	7.94	0.24	18	15.7	0.081	7.470
	20-40cm	8.04	0.16	22	17.1	0.088	7.007
S2	0-20cm	7.76	0.22	22	9.6	0.095	11.258
	20-40cm	7.85	0.19	23	7.9	0.080	8.541
S3		7.85	0.85	14.00	17.50	0.01L	2.838

从上表可以看出，监测区域各项污染物与《土壤环境质量标准》相比，均在二级标准限值内，土壤环境质量良好。特征污染物石油类，本次以 S1、S2 为背景值，S3 为已开发油井附近水田；本次将 S3 石油类与 S1、S2 点位进行对比分析，各监测点位中的石油类含量较低，可见油田开发对土壤环境影响较小。

### (5) 区域土壤侵蚀现状

根据调查，本项目评价区内东部、南部湿地植被覆盖度较高，土壤侵蚀相对较轻；

保护区西部盐碱地分布较多，尤其在旱季和春季，强风作用下，土壤风力侵蚀比较明显；中部属于农区，耕地在非种植季节裸露，风力侵蚀也比较严重。

### 5.5.2 项目评价区土地利用结构及变化分析

本项目涉及方 75 区块一口井，评价区面积为 3.14km<sup>2</sup>，土地利用结构大体分为：

**耕地**—位于评价区内的广大农村地区，主要为旱田和水田，包括自然保护区内的旱田和水田，本项目占用的农田非基本农田。

**水域及水利设施用地**—主要分布在评价区内的西北部的小型无名泡沼。

**工矿仓储用地**—油田用地。

**交通运输用地**—乡道和堤坝。

本项目评价范围内土地利用现状结构见图 5-3 和表 5.5-6。

表 5.5-6 本项目评价范围现状土地利用结构

序号	用地类型	面积 (hm <sup>2</sup> )	比例 (%)	分布
1	耕地	308.4	91.41	区内广大农村地区，分为水田、旱田
2	水域及水利设施用地	2.26	5.65	主要分布在区内西部地区
3	工矿仓储用地	0.72	0.21	零星分布在评价区内
4	交通运输用地	2.62	2.73	主要为评价区内居民点间的乡村道路、井场间道路
合计		314	100	

评价区所处的地理位置及自然环境决定了本区土地利用的特点。从表中可以看出，本区耕地面积所占比例最大，耕地类型包括水田和少部分的旱田。

### 5.5.3 项目评价区农业生态系统评价

#### (1) 农田类型与分布

本项目评价范围内农田非基本农田，主要为水田，极少部分为旱田。

#### (2) 农作物产量及生物量

据调查，当地水稻单产量平均为 9.1t/hm<sup>2</sup>。

农田产量详见表 5.4-7。

表 5.4-7 评价区农田生物量统计

作物品种	面积(hm <sup>2</sup> )	单产量(t/hm <sup>2</sup> )	总产量(t/a)
水稻	0.4	9.1	3.64

### (3) 农田动物

评价范围内农业生产活动频度和强度都比较高，地域原有的野生动物基本消失，伴之而来的地域物种主要与农业生产活动有关，较大型哺乳类动物基本绝迹，但小型哺乳类特别是鼠类仍为常见种。野生动物主要有普通刺猬 (*Erinaceus amurensis Schrenk*)、东北兔 (*Lepus mandschuricus Radde*)、黄鼬 (*Mustela sibirica Pallas*)、褐家鼠 (*Rattus nitidus*)、小家鼠 (*Mus musculus L.*)、大仓鼠 (*Cricetulus triton*)、东方田鼠 (*Microtus fortis Buchner*)、普通田鼠 (*Microtus arvalis*) 等 10 余种啮齿目、兔形目和食肉目动物。

由于农业区内人类活动干扰较大，躲避天敌的条件较差，因此鸟类一般不会在此繁殖。区内鸟类主要为村栖型等伴人鸟类，如喜鹊 (*P. pica sericea Gould*)、小嘴乌鸦 (*C. corone orientalis Evers*)、麻雀 (*P. montanus montanus*)、家燕 (*H. rustica gutturalis Scopoli*) 等。但由于本区域距保护区及嫩江相对较近，亦有鹤鹑类鸟类来往游荡于保护区内嫩江与区外沼泽之间。

## 第六章 环境影响预测与评价

### 6.1 环境空气影响分析

#### 6.1.1 污染气象特征分析

##### 1) 气象条件概述

本区属于北温带大陆性季风气候，四季分明，其主要特点是：春季干燥多风，升温快，夏季高温，降水集中，秋季晴暖，降温快、霜来早；冬季漫长、干燥而寒冷。

平均气温为 4.5℃，年极端最高气温为 40℃，极端最低气温为-29.3℃。

该区平均年日照时数为 3035h，无霜期平均为 157d，最大积雪深度为 24cm，历年最大冻土深度 2.03-2.43m，冻土时间大约 184d。

年平均降水量 407.9mm，多集中在夏季，采暖期降水量为 7.7mm，非采暖期为 442.7mm；水面蒸发量 1200mm。年均相对湿度 57%。

##### 2) 污染气象特征

###### (1) 风向

根据气象资料统计结果表明，该地区年主导风向为 WNW，平均频率为 8.6%。

###### (2) 风速

本区年平均风速为 3.04m/s，每年 4 月份风速最大，最大风速为 5.3m/s，7 月份最小为 2.5m/s。

###### (3) 污染系数

近年白城市风向频率及其平均风速、污染系数统计结果见表 6.1-1，风频玫瑰图见图 6-1，污染系数玫瑰图见图 7-2。

表 6.1-1 风向频率、平均风速、污染系数统计结果一览表

风向	N	NNE	EN	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
平均风速 (m/s)	3.9	4.0	3.1	2.8	2.7	2.8	2.6	3.0	3.8	4.5	3.7	4.0	3.9	4.0	4.0	3.0	
风向频率 (%)	8.4	6.4	4.6	2.3	2.0	2.2	3.0	4.2	7.0	7.3	6.4	7.1	8.5	8.6	7.5	5.8	8.8
污染系数	2.2	1.6	1.5	1.0	0.7	0.8	1.2	1.4	1.8	1.6	1.7	1.8	2.2	2.2	1.9	1.9	

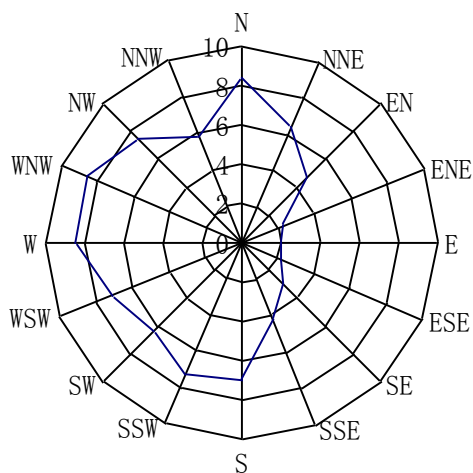


图 6-1 风频玫瑰图

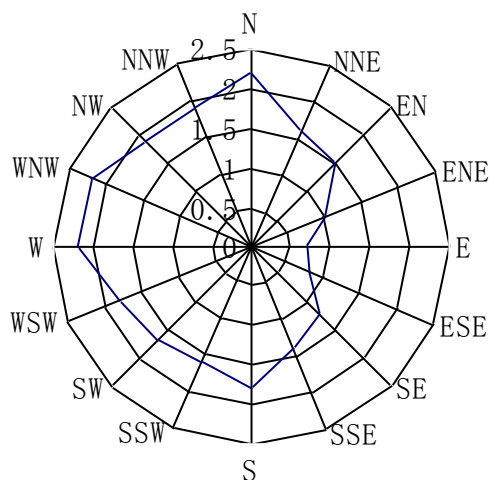


图 6-2 污染系数玫瑰

#### (4) 大气稳定度

本区以中性 D 类稳定度为主，其发生频率为 46%，其次是 E 类稳定度，年发生频率占 20%，A 类稳定度没有发生。各类稳定度出现频率详见表 6.1-2。

表 6.1-2 白城市各类大气稳定度出现频率统计表 (%)

稳定度	采暖期	非采暖期	年均
A	0	0	0
B	10	7	3
C	17	16	15
D	46	46	46
E	16	20	24
F	11	11	12
合计	100	100	100

## 6.1.2 施工期

本项目施工期废气主要来源于钻井时柴油机和柴油发电机排放的烟气、油气集输挥发损失的烃类气体和各种车辆排放的尾气以及施工期产生的扬尘等，废气中主要污染物为非甲烷总烃、NO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、TSP 和扬尘等。

### 6.1.2.1 施工扬尘对环境空气影响分析

本项目施工期扬尘主要来自平整井场、修建道路和挖管沟以及堆放、装卸建筑材料过程中产生的扬尘。

施工扬尘的产生与粉尘含水率、粉尘粒度、风向、风速、空气湿度及垃圾堆存时间等密切相关。据类比实测调查，在风速为 4.5m/s 时，施工现场下风向不同距离的扬尘浓

度见表 6.1-3。

**表 6.1-3 施工现场下风向 TSP 浓度（风速为 4.5m/s）**

距施工现场距离	1m	25m	50m	80m	150m
TSP 度 (mg/m <sup>3</sup> )	3.744	1.630	0.785	0.496	0.246

从上表可以看出，在有风条件下施工扬尘影响范围较大，距施工场地近距离处，扬尘严重超标，对施工现场周围近距离区域空气质量造成不利影响。随着距离的增加，扬尘浓度迅速降低，在 150m 范围外，TSP 浓度可降至 0.246mg/m<sup>3</sup>，满足《大气环境质量标准》（GB3095—1996）中的二级标准要求。

根据拟规划的井场可以看出，附近 3km 内无村屯。因此，本工程施工期间产生的扬尘对附近村屯环境空气质量影响很小，扬尘影响主要集中在风力较大的不利天气情况下，当出现上述不利天气时，应暂停施工作业。

#### 6.1.2.2 钻井时柴油机排放的烟气对环境空气的影响分析

钻井时柴油机排放的大气污染物属无组织排放，根据工程分析可知，钻井期间，柴油机排放的各类污染物分别为：NO<sub>x</sub> 为 0.25t，CO 为 0.056t，HC 为 0.01t，TSP 为 0.02t；各污染物每小时排放速率分别为 NO<sub>x</sub>2.2g/kw、CO0.53g/kw、HC0.09g/kw、TSP0.19g/kw，满足 GB20891—2014《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”。

#### 6.1.2.3 车辆排放的尾气对环境空气的影响

施工期油田开发时各类运输车辆较多，车辆频繁往返，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对局部区域环境空气的影响不大。

### 6.1.3 运行期

油田生产运行期废气主要来源于联合站和接转站加热炉烟气、油气集输过程中挥发损失的烃类气体以及各种车辆排放的尾气。废气中主要污染物为烃类气体、NO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、烟尘和 CO 等。

#### 6.1.3.1 加热炉排放的烟气对环境空气的影响

本工程各占场加热炉采用的燃料为油田伴生气，属清洁能源。加热炉排放的烟气中各污染物浓度和排放速率均满足 GB13271-2014《锅炉大气污染物排放标准》中的标准，

对环境空气质量影响不大。

### 6.1.2.2 油气集输过程中挥发损失的烃类气体对环境空气的影响评价与分析

本项目油田利用已建成的集输系统，烃类气体挥发主要来自采油井场、计量间、联合站和接转站。根据工程分析，本工程生产运行期烃类气体挥发总量约为 8.4t/a，

由于项目涉及到的计量间、联合站和接转站与其他井场共同使用，因此本报告只评价井场的烃类气体对环境空气的影响。本项目井场烃类气体挥发总量为 6t/a，排放标准为 2.0mg/m<sup>3</sup>，评价结果见表 6.1-7。

表 6.1-7 本项目井场烃类气体无组织挥发预测

距离 (m)	占标率	距离(m)	占标率
10	57.55%	200	11.80%
20	98.25%	300	5.77%
30	129.25%	400	3.50%
40	119.15%	500	2.39%
<b>50</b>	<b>98.50%</b>	600	1.76%
60	80.65%	700	1.37%
70	66.30%	800	1.10%
80	54.85%	900	0.91%
90	45.90%	1000	0.78%
100	38.84%		

由预测结果可知，大气的防护距离为 50m，因此确定其大气防护区域为以井场为中心，50m 为半径的圆（除去井场占地面积），大小约为 1700m<sup>2</sup>，见图 6-3。井场的挥发环节挥发量可满足《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的规定，同时油田开发区域较空旷，扩散稀释能力强，因此对区域环境空气质量影响不大。

### 6.1.2.3 车辆排放的尾气对环境空气的影响

油田运行期由于修井、洗井等作业，仍有少量车辆在油区内运行，汽车排放的尾气会对大气环境造成一定污染。由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对局部地区环境的影响不大。

综上所述，各区块在开发施工期和运行期对空气环境的影响程度较小，范围不大，对区域空气环境质量不会产生大的影响。

## 6.1.4 闭井期

在闭井期间由于原油的产量下降，井场、计量间、联合站和接转站的烃类气体挥发

量将明显下降，排入环境空气中的废气也将逐渐减少，并随着油井的全部关闭影响将逐渐消失，这些将有利于油区内环境空气质量的恢复；各类工程车辆和运输车辆为流动的线源，污染物扩散较快，将随着各井的拆除而移动，对环境的影响是暂时的。在各油井完全关闭后，该地区的空气环境将恢复到未开发前的状态。

## 6.2 地下水环境影响分析与评价

### 6.2.1 施工期

#### 6.2.1.1 废弃泥浆对地下水环境影响分析

钻井井场产生的废弃泥浆呈点状分布。无害化处理后的废泥浆属于第Ⅱ类一般固体废物（详见污染防治措施篇章），同时泥浆池在采取了防渗措施，则废泥浆经无害化处理后对地下水环境基本不会产生影响。

#### 6.2.1.2 钻井废水对地下水影响分析

英台油田属于低渗透油田，岩层致密，钻井时在不压裂的情况下，钻井井筒内不会有石油产生，同时，油田开发钻井采用水基泥浆，因此钻井废水中不含石油类。

钻井废水对地下水产生污染途径是开发井施工到含水层位时、废水和泥浆以“井”为中心、以渗流和溶质弥散规律向四周扩散。目前吉林油田钻井过程中加设高强度表层套管，并且套管下至地下水层以下，固井水泥套管上返高度至地面井口，即全井四周均为水泥套管所包裹，同时，固井水泥中加入防窜降失水剂，有效控制了水泥浆的失水。保证固井质量。经采取上述措施后，钻井废水不会对地下水环境产生明显影响。

#### 6.2.1.3 生活污水对地下水影响分析

施工期由于各施工现场分散，生活污水均散排于施工现场周围，自然蒸发。考虑到生活污水的主要污染物浓度较低，这些污染物经土壤中的微生物净化，对潜层地下水的影响甚微，对承压水不会产生影响。

### 6.2.2 运行期

#### 6.2.2.1 井下作业废水对地下水环境影响

洗井时产生的废水经管线全部回到联合站，再经站内污水处理系统处理达标后用于回注驱油或者洗井，不外排，正常情况下不会对地下水造成不利影响。

### 6.2.2.2 落地油对地下水的影响分析

修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油。近年来吉林油田通过在油井修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管）以及安装井下卸油器，修井时落地油产生量大幅减少，每口井每次产生落地油不超 0.05t。结合井场铺垫塑料布的清洁生产方式，可将落地油（土）全部回收。因此，修井落地油正常情况下不会对地下水产生影响。

### 6.2.2.3 事故状态下对地下水的影响分析

事故状态下油田开发对地下水环境的影响，主要是采出的含油水在管线爆裂时，原油泄漏后对地下水的影响；采油井套外返水事故时，串透含水层污染承压水。

一般情况下原油或含油污水的泄漏不会直接影响深层地下水，而是通过土壤渗透影响浅层地下水，但对深层地下水具有潜在性的影响，使本该注入地下油层的含油污水窜入地下水层造成对地下水污染，深层地下水一经污染不易恢复，尽管这种事故不易发生，但发生的可能还是存在的。污染物主要来自套外返水事故中的含油污水。事故状态下地下水风险预测详见环境风险章节。

## 6.2.3 闭井期

闭井后，一般地下设施保留不动，但需对油井进行封井（用水泥把整个油井进行封堵），若能严格按照相关要求封井，则不会对地下水产生影响。

## 6.3 声环境影响预测与评价

### 6.3.1 施工期

#### 6.3.1.1 噪声源强

##### （1）钻井井场混响噪声

本项目施工期噪声源主要为钻井井场噪声。经类比实测，钻井井场内混响噪声值为 103 dB(A)，当井场内柴油发电机和柴油机排气管安装消声器并放置到活动板房内，测得钻井井场内混响噪声值为 93dB(A)，故以此作为钻井井场噪声源。

##### （2）车辆噪声

在油田开发建设期，运输油料、设备的车辆较多，在整个油区到处都可见到大型的

运输车辆，其噪声可达 70~82dB(A)，是油区环境噪声的主要来源之一。

### 6.3.1.2 预测模式

(1) 距离衰减公式：

$$L_{PA} = L_{PB} - 20\lg \frac{r_a}{r_b} - A_e$$

式中： $L_{PA}$ —预测点距声源 A 处的声压级，dB(A)；

$L_{PB}$ —声源 B 处的声压级，dB(A)；

$r_a$ —预测点距声源 A 处的距离，m；

$r_b$ —测点距声源 B 处的距离，m；

$A_e$ —环境衰减值，dB(A)。

$A_e$  取值受地面吸收、空气温度、物体阻挡的屏蔽等环境因素影响。

(2) 多声源理论叠加公式：

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

式中： $L_p$ —n 个声源叠加后的总声源级，dB(A)；

$L_i$ —第 i 个声源对某点的声压级，dB(A)；

n—声源个数。

### 6.3.1.3 预测结果及评价

(1) 钻井噪声预测评价计算结果见表 6.3-1。

表 6.3-1 钻井井场不同距离的噪声预测值 单位：dB(A)

离声源距离(m)	1	10	20	30	40	50	80	100	150	200	250
噪 声 值	93	73	67	63.5	61	59	55	53	49.5	47	45

本项目钻井井场宽度与长度在 30m 之内。由预测结果可知，30m 处噪声值为 63.5 dB(A)，能够满足 (GB12523-2011)《建设施工场界环境噪声排放标准》中限值 (钻井噪声参考打桩施工噪声限值)；此外，钻井井场噪声预测值昼间 30m、夜间 80m 外可满足 GB3096-2008《声环境质量标准》中 3 类标准。

钻井井场噪声预测值昼间 80m、夜间 250m 外可满足 GB3096-2008《声环境质量标准》中 1 类标准。根据本工程规划的井场部署情况看，本次开发工程规划的井场距离附近村屯最近距离也在 3000m 以上，因此，本工程钻井期间产生的噪声对附近村屯声环境

基本无影响。

## (2) 车辆噪声影响分析

油田开发施工期，各种项目车辆较多，项目车辆的单车噪声可达 70~82dB(A)，平均在 75dB(A)左右。所以车辆在夜间经过村屯时，应严禁鸣笛，并减少夜间行车次数，以降低车辆噪声对周边居民点的影响。但随着开发施工期的结束，运输车辆将逐渐减少，其噪声危害程度亦会大大降低。

## 6.3.2 运行期

本项目运行期噪声源主要来自抽油机和车辆噪声。

### 6.3.2.1 抽油机噪声影响分析

抽油机分布整个油区内本次抽油机运行期源强噪声类比吉林油田现有各采油井场的现状监测数值，以距离抽油机 10m 处为 60db(A)为源强进行预测，其预测结果见表 6.3-2。

表 6.3-2 抽油机对噪声环境影响预测结果 单位：dB(A)

场界外距离 (m)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
噪声值	60.0	53.9	50.5	48.0	46.0	44.4	43.1	41.9	40.9	40.0

由上表可知，抽油机产生的噪声在昼间 20m、夜间 60m 以外可以满足 GB3096-2008《声环境质量标准》中 1 类标准。本工程拟规划的井场距离居民区的最近距离也在 3000m 以上，因此抽油机产生的噪声对附近居民基本无影响。

### 6.3.2.2 车辆噪声对环境的影响分析

车辆噪声属流动性线源。进入运行期后，各种工程车辆大为减少，虽然单车源强没有变化，但影响范围及强度均较施工期大为降低。同时进入运行产期后道路系统不断完善，车辆噪声也相对降低，因此不会对附近居民产生大的影响。

## 6.3.3 闭井期

伴随着油田的逐年开发，地下原油将逐渐枯竭，服务年限的到来，采油井将相继关闭。油井的关闭对环境的噪声影响主要为交通噪声和施工噪声，但影响是暂时的，随着闭井，井场和站场将逐步恢复到未开发前的原有声学环境。

## 6.4 固体废物影响分析

### 6.4.1 施工期

施工期产生的固体废物主要有钻井废弃泥浆、钻井岩屑、生活垃圾等。

#### 6.4.1.1 钻井废弃泥浆环境影响分析

##### (1) 泥浆成分

泥浆是钻井过程中的主要污染物，其主要成分是膨润土、纯碱聚丙烯酸钾、铵盐及树脂，含水量在 85% 左右。

(2) 根据泥浆成分可知，废弃钻井泥浆中含有一定量的化学品，若泥浆池发生渗漏，废弃泥浆可能对土壤和地下水造成污染。

对于钻进过程中产生的废弃泥浆最好的处理办法首先就是提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆的排放。为防止钻井泥浆对地下水和土壤的污染，首先对废弃泥浆采取无害化处理，实验研究表明，采用泥浆无害化处理技术，浸出液各污染物浓度低于毒性鉴别标准，属于第 II 类一般固体废物，同时通过对泥浆池采取防渗漏措施后，钻井产生的废弃泥浆对地下水和土壤基本无影响。

#### 6.4.1.2 钻井岩屑环境影响分析

钻井过程中产生的钻井岩屑所含污染物的量很低，一般不会对环境产生不利的影响，其中一部分较大岩屑还可用于铺垫井场及油区内道路，将其转化为一种可以利用的资源。较小的岩屑可与泥浆一起经固化处理后填埋。经此处理后对环境影响不大。

#### 6.4.1.3 生活垃圾环境影响分析

施工人员生活垃圾产生量较少，可在施工现场设置集中的垃圾堆放点，将垃圾定期清运至周边城镇的垃圾填埋场卫生填埋，经此处理后不会对周边环境产生显著影响。

### 6.4.2 运行期

#### 6.4.2.1 落地油土

运行期在修井作业时，会产生一定量的落地油。因吉林油田采取了清洁生产工艺，如在修井前采取压井技术、井下安装卸油器以及井场铺垫防渗塑料布，基本上不会有原油进入井场土壤中。待修井结束后，对少量可能散落在井场内的落地油土（如防渗塑料布破裂造成落地油进入土壤）必须予以清除。运行期产生的落地油土和废防渗塑料布统

一送至在镇赉县鑫海石油技术开发有限公司进行处理。通过采取上述措施后，修井时产生的落地油对井场附近土壤造成影响不大。另外还应加强管理，提倡文明作业，提高修井效率，减少修井次数，延长修井周期，降低污染风险。

#### 6.4.2.2 油泥（砂）

油泥（砂）是污水处理装置和沉降油罐产生的沉淀物，部分为原油，部分为泥土等杂质。新增的油泥（砂）一并送至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司进行处理。

#### 6.4.2.3 废塑料布

废塑料布直接送至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司进行处理。

### 6.4.3 闭井期

在油田进入服务末期后，油田各种采油井设备开始老化，修井次数明显增加，落地原油的产生量将逐渐增多，但由于这一时期关闭的油井也是逐渐增多，因此，落地油的总趋势将呈逐渐减少，对井场附近的土壤的污染也逐渐减轻。最终，在油井全部关闭后，将不会再有落地油的排放。

## 6.5 生态环境影响分析与评价

油田开发对生态环境的影响因素较多，但主要集中在开发施工期，开发活动带来的占地影响是最主要的生态影响因素。虽然井区的井场实际占地面积较小，但占用土地使原来的土地结构发生变化，因而带来一系列的影响。进入生产运行期后，临时占地等逐渐得以恢复，对区域生态环境的影响相对较小。在闭井期主要是对油田开发生态影响的恢复过程，有利于生态环境改善。因此本次评价主要评价施工期对生态环境的影响，对生产运行期和闭井期生态影响仅作简单分析。

### 6.5.1 油田开发对土壤侵蚀的影响分析

油田开发建设过程中，对土壤将会产生一定的扰动，土壤侵蚀量可按下式计算：

$$W = \sum_i^1 (F_i M_i K T_i)$$

式中：W—预测的土壤侵蚀量 t；

Ft—预测的土壤侵蚀面积 km<sup>2</sup>；

Mt—背景土壤侵蚀模数 t/km<sup>2</sup>.a;

K—土壤侵蚀模数加速系数;

Tt—预测时段 a。

工程分析可知，本项目利用老井场侧钻 1 口水平井，无新增永久占地。

施工期临时占地扰动土壤面积 0.34hm<sup>2</sup>，占地全部为水田。这些地区易发生土壤侵蚀，特别是井间支路占地面积较大，且彼此相通，易发生地表径流造成水土流失；井场占地使植被破坏，为防火常将平台整治成裸露地面，也会造成土壤侵蚀。

本项目水土流失侵蚀模数为：背景土壤侵蚀模数取 1000t/km<sup>2</sup> a，施工期取 2500t/km<sup>2</sup> a。

预测结果及施工前后土壤侵蚀量变化情况见表 6.5-1。

**表 6.5-1 本项目土壤侵蚀预测**

时间	预测区	侵蚀面积 (hm <sup>2</sup> )	背景侵蚀模数 (t/km <sup>2</sup> .a)	背景侵蚀量 (t/a)	侵蚀模数 (t/km <sup>2</sup> .a)	加速侵蚀量 (t/a)	增加量 (t/a)
施工期	水田	<u>0.34</u>	<u>1000</u>	<u>3.4</u>	<u>2500</u>	<u>8.5</u>	<u>5.1</u>

综上所述，本项目开发造成的土壤侵蚀量很小，且主要表现在施工期。本项目土壤侵蚀程度较轻，不会对区域土壤侵蚀和水土流失形成大的危害，影响可为环境所接受。

### 6.5.2 占地对农田生态系统的影响分析

油田开发建设过程中临时占地主要集中在油田开发施工期内，主要表现在钻井井场、原油集输、注水管道敷设、道路建设等方面。当钻井完成后，钻井的临时占地将有一部分转变为永久占地，而管道铺设完成后，临时占地将全部恢复原貌。根据工程分析可知，本项目占用的农田非基本农田，农田类型主要为水田，施工期占用水田 0.34hm<sup>2</sup>。农作物以水稻为主。

本工程占地对农作物产量的影响分析见表 6.5-2。

**表 6.5-2 本工程占地对农作物影响分析表**

	施工期				
	占地 (hm <sup>2</sup> )	单产量 (t/hm <sup>2</sup> )	收购价 (元/t)	损失量 (t/a)	经损(元/a)
水稻	<u>0.34</u>	<u>9.1</u>	<u>2830</u>	<u>3.094</u>	<u>8756.02</u>

由上表可见，施工期如果安排在作物生长期，临时占地可使农作物减产 3.094t/施工期，减少农业收入 8756.02 元/施工期；如果施工期安排在播种前、秋后和冬季封冻期间进行，则不会对农作物造成产量和经济的直接影响。临时占地复垦后当年仍可使粮食减产 30%左右，临时占用的农田要在施工期结束后的 2-3 年内才会得到完全恢复，但这种影响是暂时的，可逐渐得到恢复。

### 6.5.3 莫莫格国家级自然保护区生态影响分析

本项目的 1 口井位于保护区大坝西侧约 280m，且井位地下水平段均不在保护区范围内，大坝东西两侧为耕地，多为水田，对保护区的影响不大。

本项目可能对莫莫格国家级自然保护区产生影响的区域为保护区的实验区，远离区域重点保护的鸟类（鹤类）生长繁殖的活动领域，因此，珍稀鸟类在此出现的几率不大。

湿地是莫莫格国家级自然保护区保护的重点之一，本项目可能造成影响的保护区内，大部分湿地被农田侵占，湿地环境破碎，且距离嫩江有一定距离，因此项目施工后，对保护区内湿地的影响不大。

项目施工期所产生的噪声可能会对游荡的散鸟产生一定影响，施工期结束后，对鸟类的影响甚微。综上，本项目对莫莫格国家级自然保护区的生态有一定的影响，但影响程度不大。

### 6.5.4 闭井期生态环境影响分析

油田闭井期并非所有油井都同时关闭，而是将那些产能低或者无续采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭，油田运行结束。闭井后，一般地下设施保留不动，将地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等拆除，井间支路废弃等等。对废弃的井场、道路应采取生态恢复措施，使开发区块恢复到原来的自然景观。

在恢复时应遵循恢复原土地地貌，恢复其原有土地功能的原则。首先应由建设单位进行土地的平整，再交给当地村镇及相关部门进行复垦及恢复原有地貌。对于因复垦而带来的影响 2~3 年内农作物的减产，应考虑对农民进行适当补偿。

闭井期进行土地植被恢复后，站场、井场、道路均恢复了原来的植被，人工建筑物拆除，使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

## 6.6 地表水环境影响分析

### 6.6.1 施工期地表水环境影响分析

施工期的钻井废水、压裂液返排液等均用罐车送至英台油气处理二站和的污水处理系统处理达到回注标准后回注地层，不外排，对地表水环境影响甚微。

施工场地的生活污水经移动防渗旱厕自然蒸发，不排向附近地表，对地表水环境影响也不大。

### 6.6.2 运行期地表水环境影响分析

本项目正式运行后，新增的生产废水均经英台油气处理二站和的污水系统处理达回注标准后回注地层不外排。因此，项目运行期，正常生产时对周围地表水影响不大。

本项目附近较大的地表水体为项目东侧自然保护区内的牛轭湖约 1100m，距离嫩江 3km，之间有堤坝阻隔。地面散落的落地油在一般的雨季通过地表径流，汇集到嫩江的可能性也不大，除非是在特大洪水期，洪水将本项目平台与嫩江之间都淹没，成一片汪洋之时，本项目平台散落的落地油有可能污染他嫩江水域，对其水质产生一定负面影响。

## 第七章 环境风险分析

通过对吉林油田的事故调查资料类比分析可知，油田开发的环境风险事故与油藏情况、开发工艺、管理水平密切相关。

开发初期，事故以井喷为主，主要发生在钻井、井下作业、完井等过程中，事故成因一般是地下压力过大；油田开发中后期，原油泄漏是主要风险事故，事故成因是腐蚀、设备老化、检修不及时、操作失误等。

吉林油田公司自开发初期至今已有四十多年的历史，已完钻的探井和生产井近万口，根据调查了解，将吉林油田公司各采油厂历年发生的主要风险事故情况列于表 7.1-1。

表 7.1-1 吉林油田主要风险事故调查表

发生时间	事故类型	发生地点	产生原因	危害
1973 年 4 月开发初期	钻井井喷	红岗采油厂	地下气压过大	井架焚毁，污染大气
1992 年 6-7 月，开发运行中后期	输油管线泄漏	新立—长山输油管线	管线腐蚀穿孔	附近鱼池被污染
1993 年 5 月，开发运行期	修井井喷	扶余采油三厂	疏于观测导致冲出一股原油	附近林带被污染
1994 年 9 月开发初期	投产井井喷	英台采油厂	井内蓄压力过大	附近稻田被污染
2003 年 8 月开发初期	管线泄漏	新木采油厂	操作失误造成输油管线断裂	污染附近土壤
2005 年开发初期	井喷引起火灾	四家子油田	地下气压过大	严重污染大气

注：四家子油田井喷事故为东北石油管道公司钻井发生的事故。

本项目井位在 2001 年 6 月压裂投产，初产无油，并于 2002 年 3 月封井，没有发生过风险事故。

### 7.1 风险识别

#### 7.1.1 物质风险识别

##### (1) 石油

石油主要是由烃类组成的一种复杂液态混合物，同时还含有少量的氧、氮、硫等其他化合物。其主要特性包括：易燃性、流动性、易挥发性、易积聚静电、腐蚀性、毒性。

## (2) 烃类物质

根据伴生天然气性质可知,本项目伴生天然气主要以甲烷为主,其含量达到 74.2%,其他 C<sub>2</sub>~C<sub>6</sub> 含量在 25.8% 左右。烃类物质的毒性较低,主要具有麻醉和刺激作用,对呼吸道粘膜和皮肤有一定的刺激作用,但较长时间接触后会有头痛、眩晕、呕吐、眼角膜充血等人身危害。

### 7.1.2 风险因素识别

(1) 本次开发区块属于低渗透油藏,属正常压力系统,地下能量较低,基本不会发生井喷事故。

(2) 本项目输油管线埋深位于冻土层以下,发生凝管现象较低。

(3) 输油管线的腐蚀原因一是埋地土壤对管道的腐蚀,二是管道内液体对管道壁的腐蚀。管线腐蚀是油田开发存在的主要风险因素。输油管线所输送的原油含有一定量的水份,水中含有的各种盐类容易对管壁造成腐蚀;回注水管线所输送的处理后的含油污水盐分较高,也容易对管壁造成腐蚀,导致管线的内腐蚀。本项目采用耐腐蚀性强、使用寿命长、介质流动性好的高压玻璃钢管线和无缝钢管,管线服务寿命长达 20~30 年,可以保证油田施工期、生产期的输油任务。

(4) 人为因素包括操作失误、无意破坏和有意破坏。

(5) 自然灾害如雷击、暴雨、洪水,地震等也是引发事故的原因之一。

### 7.1.3 本项目可能发生的风险事故

结合本项目建设特点,本项目风险事故主要来自油田地面建设项目中的油气集输管线泄漏对地表水及地下水的风险。

#### (1) 井下作业泄漏

井下作业包括酸化、压裂、洗井、修井等工艺过程。井下作业时的压裂液、酸化液泄漏会造成井场附近的局部环境污染。设备腐蚀、操作失误是造成此类事故的主要成因。由于污染范围小、程度轻,井下作业物料泄漏往往不被操作者重视,因此本项目应采取严格管理措施,避免此类事故的发生。

#### (2) 集输管线泄露

拟建项目敷设的管线均采用防腐玻璃钢管材,使用寿命一般在 20 年以上,且集输

管线全程采用埋地敷设，可以确保在运行期间不至因腐蚀而造成泄漏。由于地质灾害或施工质量等原因可能发生输油管线等断裂，造成原油或含油污水泄漏，将影响附近土壤和地表水以及地下水。

### (3) 套外返水

本项目回注水中石油类污染物含量较低，但套外返水事故时污染物进入地下含水层，则可能造成深层地下水的污染，地下水一旦污染则很难恢复。

根据上述分析，本次风险评价将对集输管线泄漏事故对土壤环境和地表水环境的影响以及套外返水风险事故对地下水的影响分别予以预测和分析。

## 7.2 风险事故环境影响预测与分析

### 7.2.1 井喷对生态环境影响分析

#### (1) 对土壤环境的影响

发生井喷事故时，大量原油外泄，散落在钻井井场，泄漏原油对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的原油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。但原油对土壤的污染仅限于有原油覆盖或洒落的地区，而且主要对表层 0~20cm 土层构成污染。一般来说，土壤对石油有自净作用，但其浓度超过临界土壤容量时，则对植被造成危害性影响。

#### (2) 对植物的影响

原油泄漏后，当土壤石油类浓度超过临界土壤容量时，对植物的影响也较显著。泄漏原油粘附于植物叶片表面将阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；土壤污染造成的土壤理化性状变化往往也会影响植物生长，严重时可导致植物死亡。但由于植物生长范围较固定，因此影响仅限于直接有落地原油覆盖地区。

### 7.2.2 原油和伴生气泄漏对环境的影响分析

原油或伴生气泄漏事故会直接对环境空气造成影响。原油泄漏对大气环境的影响主要指原油中较轻组分（包括各种烃类气体）逐渐挥发进入大气造成烃类污染。如果泄漏的原油得不到及时处理，则烃类组分的挥发过程将持续较长时间，直到剩下较重的多环芳烃及沥青等物质。经查，多环芳烃在空气中超过一定浓度范围则会致人与动物癌变，

通常苯并芘在空气中的浓度为  $0.01 \sim 100 \mu\text{g}/1000\text{m}^3$ ，超过这个范围时，则对在其环境中工作的人员有致癌作用。因原油泄漏而造成的大气污染的程度，一般取决于原油成份、泄漏量、覆盖面积、气温及持续时间等。原油泄漏量越多、覆盖面积越大、气温越高、持续时间越长，则造成的烃类气体污染也越严重。反之，则污染相对较轻。原油、伴生气泄漏时局部大气中非甲烷总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时间的严重污染。

本项目开发过程中会产生一定量的油田伴生气，该伴生气通过集输管线进入接转站经分离器分离后作为加热炉的热源。因此本项目的伴生气没有储存问题，风险问题相应要小得多。

### 7.2.3 井下作业物料泄漏对环境的影响分析

井下作业包括酸化、压裂等工艺过程。井下作业时的压裂液、酸化液泄漏会造成井场附近的局部环境污染。设备腐蚀、操作失误是造成此类事故的主要成因。由于污染范围小、程度轻，井下作业物料泄漏往往不被操作者重视，因此本项目应采取严格管理措施，避免此类事故的发生。

### 7.2.4 套外返水对地下水的影响预测与评价

#### 1) 废水源强

根据《吉林省前扶油田开发区环境地质勘察报告》和《中石油吉林分公司扶余油田八家子示范区地下水环境勘察评价报告》有关污染源资料，油井套外返水石油类浓度在  $1237 \sim 7170 \text{mg}/\text{l}$ ，均值为  $4203.5 \text{mg}/\text{l}$ 。预测源强可采用平均值为计算数值。

#### 2) 套外返水污染地下水环境影响预测

##### (1) 返水穿透（径流）扩散预测模型

根据评价工作等级和水文地质条件等因素选择地下水溶质运移解析法，一维无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界。

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right) + \frac{1}{2} e^{\frac{ux}{D_L}} \operatorname{erfc}\left(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

式中：

x —距注入点的距离；m；

t—时间, d;

C—t 时刻 x 处的示踪剂浓度, mg/L;

C<sub>0</sub>—注入的示踪剂浓度, mg/L;

u—水流速度, m/d;

DL—纵向弥散系数, m<sup>2</sup>/d;

erfc ( ) —余误差函数 (可查《水文地质手册》获得)。

式中, 当 x 很大时, 第二项与第一项相比非常小, 可以忽略, 因此模型可以简化为:

$$\frac{C}{C_0} = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}}\right)$$

### (2) 参数选取

式中参数采用类比资料选取, 项目所在区域环境水文地质研究程度较高, 根据油田地质勘察、综合水文地质测绘和扶余县农田供水水文地质勘察, 以及针对油田污染调查与防治的《吉林省前扶油田开发区环境地质勘察报告》、《石油吉林分公司扶余油田八家子示范区地下水环境勘察评价报告》等成果, 提供了较为可信的数据资料, 综合后用于模型计算的参数见表 7.2-2。

表 7.2-2 平均渗速及实际流速值表

项目 层位	孔隙度 (n)	平均渗速 v (m/d)		实际流速 u=Vmax/n (m/d)
		区间	Vmax	
大安组承压水	0.1	0.01-0.03	0.03	0.30
下更新统承压水	0.3	0.07-0.12	0.12	0.40
潜水	0.2	0.03-0.07	0.07	0.35

### 3) 预测结果

污染物石油类源强取自扶余油田示范区实测值, 浓度为 4203.5mg/l (均值), 预测结果见表 7.2-3~7.2-5。

表 7.2-3 潜水石油类污染预测结果 (单位: mg/l)

距离(m) 时间(年)	100	150	200	500	600	700	1000	1300	1500
1	4203.5	75.59	0.91	0	0	0	0	0	0
5	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	3986.7	18.90	0	0	0
10	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	1044.4	0

表 7.2-4 下更新统承压水石油类污染预测结果 (单位: mg/l)

距离(m) 时间(年)	100	200	300	600	800	900	1000	1400	1600	1700
1	4203.5	9.95	0	0	0	0	0	0	0	0
5	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	217.8	0.59	0	0	0	0
10	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	3527.21	49.74	0.52

表 7.2-5 大安组承压水石油类污染预测结果 (单位: mg/l)

距离(m) 时间(年)	100	200	300	400	500	600	700	1000	1200	1300	1400
1	3177.07	9.95	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	3950.95	188.9	0.05	0	0	0	0
10	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	4203.5	4137.95	32.83	0.069	0

通过对套外返水的预测可知,油井类套外返水在 10a 时间内,可影响距返水油井 1500m 远的潜水层,1800m 远的下更新统承压水层和 1400m 远的大安组承压水层。10a 内水质超标范围分别为 1400m、1700m 和 1300m。

由以上预测可结果知,本项目若发生套外返水事故时,会对本区块附近 1800m 内的地下水带来严重的石油类污染。尽管距离本项目周边最近的村屯在 3000m 以上,但地下水带来的严重影响不可忽视,所以油田开发要保证钻井,固井施工质量,对采油井要下置表层套管,严格执行固井有关规定,做好分层止水、强化措施,必须严格防止套外返水事故发生。

本项目为了避免在风险工况下通过套外返水的污染物持续进入地下水含水层,采取了相应的工程措施和管理措施,如表层套管全部选用高强度套管,穿透流沙层至泥岩层,保证油层中流体与水层和其他地层隔绝,防止对水层污染,有效保证地下水层的封闭性;固井时水泥套管应上返至地表井口,并保证固井质量,防止套外返水。通过上述措施的防控,可降低风险工况下对上述村屯地下水饮用水源的影响。

此外,油田在开发运行过程中应加强对可能发生的风险事故进行监控,及时发现可能出现的套外返水事故,并采取有效的防治措施的情况下,1 年时间内套外返水影响范围在 200m 左右,可见在及时发现套外返水的情况下,石油类对地下水环境的风险影响较小,基本不会对附近村屯用水产生影响。一旦发生套外返水等事故时,除立即对油井止水封井外,还应停止受污染水源井的使用,采取有效的防治措施,使其污染过程转化为不连续的排放,可减轻污染程度,重要的是“源强”减少,遏制排放污染,加强科学管理,则有可能完全避免。设立临时地下水监测点,在水质满足饮用标准后再供水。

## 7.3 风险事故预防和处理措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都必须采取必要的预防措施，避免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强化环境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各种措施来预防。

### 7.3.1 施工期间采取的安全措施

1) 井喷：钻井过程中要密切注意钻井液参数的变化，及时做好观察和工程预报。该区地层压力若发现有异常情况及时汇报，以便采取措施或调整钻井液密度，防止井喷等事故发生；当钻遇油气层段时，应严密监控地层压力，及时调整钻井液密度，保证施工安全；井口安装防喷器和控制装置，做好井控工作；井喷事故发生后，在不失火的情况下可强行加装井口阀控制井喷；井喷发生后应立即在油井周围设土堤以防止原油任意流淌，进而污染土壤或地表水。

2) 固井：容易破坏地下水水层的封闭性，使油层污染地下水，为了防止地下水窜水层，保证地下水的封闭性，每口井的套管均下深至水层以下，并上返至地面，可以解决应固井质量不稳定可能带来的油层串槽污染水层问题。表层套管全部选用高强度套管，穿透流沙层至泥岩层，保证了油层中的流体与水层和其它地层隔绝，防止污染第四系水层，有效的保证了地下水层的封闭性，确保油气水不上串，不污染地表水层。

### 7.3.2 运营期采用的预防措施

1) 注水管线或设备按照规定定期检测维修，防止含油污水泄漏。若发生泄漏事故，要首先停泵，及时维修或更换设备。

2) 原油或含油污水泄漏：应进行腐蚀监测并定期检漏，一旦发现问题及时处理；应提高固井质量并对油田区内的地下水定期监测以检查是否受其污染。

3) 对施工人员进行专业培训，提高施工质量，杜绝因人员操作失误而造成的事故发生，特别时对于管线衔接处的焊接质量应该格外注意，杜绝假焊、开焊等现象。

4) 在集输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。加强管道巡检，防止人为破坏。严禁在管道上方及近旁动土开挖和修建建

筑物，除农业种植外，不得在管道上方及近旁从事其它生产活动。

5) 当出现原油集输因各种原因而泄漏时，必须采取必要的处理措施：

(1) 日常要加强巡视，发现问题及时处理；

(2) 尽快清理泄漏后产生的油土，特别要避免油土在雨季放置时间过长；

(3) 烃类气体泄漏：为减少烃类气体的漏失应采用密闭集输流程，强化环境管理，加强油气集输设备管理，合理使用、定期检查、计划检修，发现事故苗头及时处理、扼制。

(4) 钻井队应配备相应的收油或吸油装置，一旦发生漏油事故时，可及时进行回收；同时本环评要求在钻井期间，施工现场周围要修建临时围堰。

### **7.3.3 莫莫格国家级自然保护区风险防范措施**

本项目拟建井位于莫莫格国家级自然保护区以西约 280m，东侧有嫩江国堤与保护区相隔，国堤与周围地表间存在 3-5m 高差，且国堤东西两侧为农田。

本项目的风险因素主要包括两个方面，一方面是由于管线泄漏造成井场原油外泄，存在落地油随地表径流进入莫莫格保护区的可能，但由于本项目东侧有嫩江大坝阻隔，进入保护区的可能性极小；此外，即使有落地油形成的径流，由于周边均为农田，含油径流也将被土壤—植物系统大部吸收，因此进入保护区的可能性微乎其微。另一种风险因素是洪水携带的原油可能对莫莫格保护区产生的影响，但由于 1998 年特大洪水后，嫩江大坝国堤加固，多年来嫩江洪水已经不能进入国堤以西。

为了更好的防范本项目对莫莫格保护区的影响，采油厂工作人员加强对集输管线的日常巡视，及时发现问题，当问题发生时，工作人员要及时赶到，并迅速解决问题。采油厂及时收集清理井场的落地油土，防止落地油随地表径流汇入莫莫格自然保护区。特别是在汛期，增加清理落地油土的频率，与此同时，积极与当地水文局联系，联合预警汛期每天的水文情况，采油厂配备了拦油绳、拦油栅、带内膜防渗编织袋、竹杆等应急物资，以确保平稳度过汛期。

## **7.4 风险事故应急预案**

吉林油田分公司按照 HSE 体系要求，将风险预案分为三级，即公司级、厂级、站级，并分别编制了《环境风险应急预案》，对各级环境风险预案进行模拟演练、修订并

制定应急计划，对事故发生时必须采取的行动、措施进行规定。

针对本工程施工特点，本环评提出以下环境风险事故应急计划预案内容：

(1) 施工前，应根据井位部署情况并结合周围敏感目标制定具体应急计划，对事故发生时必须采取的行动、措施进行规定。做到一旦事故发生有备无患，忙而不乱。

(2) 要求每个钻井队建立应急组织管理机构，对每人的职责有明确分工，具体到职责、分工、协作关系，做到人人心中有数。经过处理事故培训的人员要轮流值班，并建立严格交接班制度。

(3) 配备全面的应急设备，并定期检查，使设备一直保持能够使用的良好状态。具备畅通的通讯设备和通讯网络，配备必须的通讯联络设备。

(4) 制定应急撤离措施，保护事故现场周围职工、周围的设备等。

综上所述，只要在设计、施工过程中加强事故防范措施和事故应急措施建设和管理，提高全体职工的安全意识，可使风险事故的发生率及事故的危害程度、范围降至最低。

#### 7.4.1 应急预案制定原则

1) 以人为本，减少危害。切实履行企业的主体责任，把保障员工和人民群众健康和生命财产安全作为首要任务，保证人、财和物资源充分并及时到位，最大程度地减少突发事件及其造成的人员伤亡和危害。

2) 居安思危，预防为主。一危险一预案，每一危险设施都应有一个应急预案；对重大安全隐患进行评估、治理，坚持预防与应急相结合，常态与非常态相结合，做好应对突发事件的各项准备工作。

3) 统一领导，分级负责。在国家和政府部门的统一领导下，在公司应急领导小组指导下，建立健全分类管理、分级负责、条块结合、属地管理为主的应急管理体制，落实行政领导责任制，切实履行公司机关的管理、监督、协调、服务职能，充分发挥专业应急机构的作用。

4) 依法规范，加强管理。依据有关的法律法规和管理制度，加强应急管理，加大宣传和培训力度，定期演习和评估，确保预案可行性和适用性；使应急工作程序化、制度化、法制化。

5) 整合资源，联动处置。实行区域应急联防制度，整合内部应急资源和外部应急资源，加强应急处置队伍建设，形成统一指挥、反应灵敏、功能齐全、协调有序、运转高效的应急管理机制。

## 7.4.2 事故分类及应急预案分级

中国石油集团公司将应急范围内的突发事件分为四类，分别为：

1) 突发事故灾难事件。主要包括井喷失控、装置爆炸、火灾、海难、海(水)上溢油、危险化学品(含剧毒品)事故、油气管线泄漏、交通运输事故、公共设施和设备事故、作业伤害、突发环境污染和生态破坏事件等。

针对本管道工程，主要是站场、管线的火灾、爆炸以及泄漏事故。

2) 突发自然灾害事件。主要包括洪汛灾害，破坏性地震灾害，地质灾害，气象灾害，海洋灾害等。

针对本管道工程，除海洋灾害外，其他自然灾害类型都存在。

3) 突发公共卫生事件。主要包括突发急性职业中毒事件、重大传染病疫情、重大食物中毒事件和群体性不明原因疾病，以及严重影响公众健康和生命安全的事件等。

这些公共卫生事件，都有可能在管道的生产运行过程中存在。

4) 突发社会安全事件。主要包括群体性事件、恐怖袭击事件和涉外突发事件、油气产品供应事件等。

## 7.4.3 事故分类

根据中国石油《中国石油天然气集团公司突发事件总体应急预案》中的关于集团公司突发事件的分级，并结合本工程实际运行过程中可能发生的输油管道事故的严重程度和造成的影响范围，将本工程事故分为 A、B、C 类。

### 7.4.3.1 A 类事故

由于自然灾害、工程隐患或第三方破坏(含恐怖袭击)等引发管道产生较大裂纹或断裂，导致天然气泄漏、爆炸着火并对人员造成严重伤害、对周边环境产生严重影响或管道严重扭曲变形而必须中断供天然气的事故。

### 7.4.3.2 B 类事故

由于腐蚀或人为破坏引起的管道穿孔(主要是腐蚀穿孔)或微小裂纹，导致天然气少量泄漏，或由于自然灾害而导致的管道裸露、悬空或漂浮，可以在线补焊和处理事故。

### 7.4.3.3 C 类事故

因设备、设施故障或其它原因造成的站场、阀室通讯故障、电力中断等，但可以通过站场内工艺调整和其它临时措施处理而不对管道运行和输油造成影响事故。

#### 7.4.4 危害形式

本工程输送的介质为石油，发生泄漏后的危害形式有：火灾、爆炸等。

#### 7.4.5 应急预案响应分级

本工程分三级管理。第一级为中国石油天然气股份有限公司管道分公司。第二级为管道公司下设的地区分公司。第三级为各输油站场。

建议本管道公司应急预案可按其职能部门的所属关系及能力将应急预案分成三级，即为管道分公司为一级（重大事故），地区分公司为二级（较大事故），站场、抢维修队为三级（一般事故）。

本工程除制定企业级应急预案外，还应与管线所经地区的相关部门进行预案的衔接，配合上级各级主管部门相应分别制定县区级应急预案和地市级应急预案。

对应前面所述事故的分类，A 类事故为危害最严重的事故，须分别制定一、二、三级预案；B 类事故应编制二级和三级预案；C 类事故只有三级预案。一旦 A 类事故识别成立，一至三级预案均须启动。预案的启动顺序自下而上为三级、二级、一级。

#### 7.4.6 应急组织机构与职责

由吉林油田分公司成立 A 类事故应急指挥中心(以下简称应急指挥组)，作为应对 A 类事故时负责应急预案的执行、相关单位的联系的组织机构，为非常设机构，在应急状态下立即组成。应急指挥中心总指挥由吉林油田分公司领导担任，成员由相关专业工程师共同组成。

应急指挥中心设生产抢修组、安全监护组、通讯联络组、后勤保障组，负责事故应急状态下的应急工作。

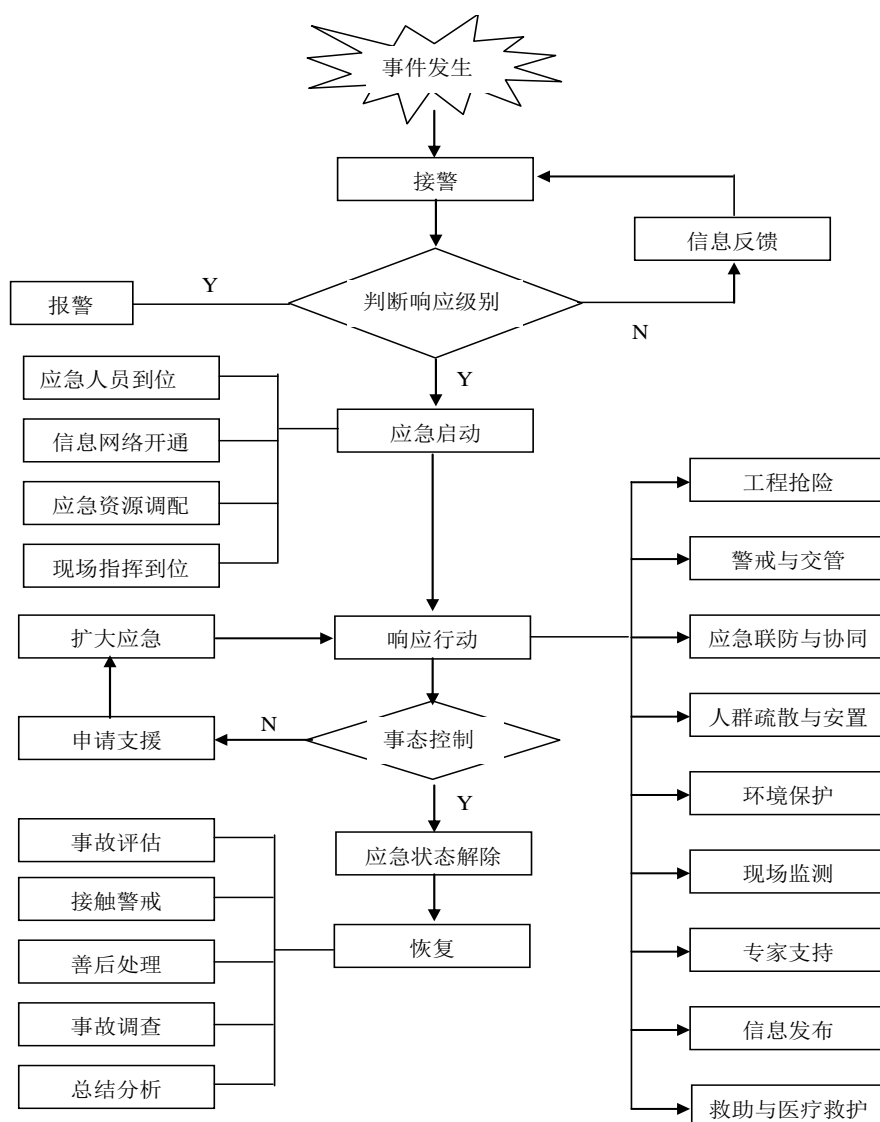
#### 7.4.7 应急响应启动程序

本项目应急响应程序详见表 7.5-1，本项目的应急响应程序见下表：

表 7.4-1 应急响应程序

序号	程序	应急程序
1	报告和接警	接到报警后向单位应急领导小组和应急办公室汇报。情况紧急时，事发单位可越级直接向上级应急领导小组报告，同时向当地政府主管部门报告。

2	预警	单位应急领导小组或应急办公室接警后，应立即做好以下工作： (1) 立即向应急领导小组副组长报告。 (2) 通知有关职能部门。 (3) 跟踪事发单位应急处置动态。
3	预警解除	当环境突发事件危险已经消除，经过评估确认不再构成威胁，应急领导小组或应急办公室可适时下达预警解除指令，并将指令信息及时传达至各相关职能部门。
4	应急行动	(1) 立即召开首次会议，宣布进入应急响应状态； (2) 通报事件情况，研究部署应急救援工作，审定应急有关事项； (3) 向事发单位派出现场工作组； (4) 协调应急专家、专（兼）职队伍和物资装备等应急资源，判断是否请求协调外部应急资源； (5) 向上级应急领导小组报告事件有关信息； (6) 贯彻落实应急领导小组的应急工作指令；
5	响应解除	突发事件得到有效控制，经过评估确认后，由现场应急指挥部提出解除现场应急状态的建议。
6	恢复	按照法律法规要求支付赔偿或补偿，并对遭受污染的生态环境进行恢复



应急响应程序

## 7.4.8 应急管理建议

1) 建议加强公众教育、培训

2) 建议风险事故可能危及社会公众状态时，除通知上一级预案启动外，采取通过无线电、电视、电话等方式发布事故有关信息

3) 建议危及社会公众的事故终止后，采取相应的无线电、电视、电话等方式发布事故应急状态终止有关信息

4) 建议工程建成投产运行后，根据工程实际运行参数，对工程各装置环境风险预案进行进一步的修订、完善。

综上所述，只要在设计、施工和生产过程中加强事故防范措施和事故应急措施的建设和管理，提高全体职工的安全意识，加强油区及站场周边居民的法律意识，可使风险事故的发生率降至最低，亦可使一旦发生事故危害降至最小。

## 第八章 清洁生产分析

### 8.1 清洁生产分析

《中华人民共和国清洁生产促进法》中明确提出：“本法所称清洁生产，是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理工作、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。”

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号 2012-03-07 实施），油田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。

在清洁生产实施过程中应“对原料使用、资源消耗、资源综合利用以及污染物产生处置等进行分析论证，优先采用资源利用率高以及污染物产生量少的清洁生产技术、工艺和设备。”

清洁生产追求的目标是在生产过程、产品的设计 and 开发以及服务过程中，充分提高效率，减少污染物的产生，从而达到环境效益和经济效益“双赢”。那些落后的技术工艺，陈旧的设备因不符合清洁生产的要求而被否定。

针对拟建项目开发区块开发建设的特征及项目分析，从采用工艺技术与设备的先进性与合理性、使用原辅材料的清洁性、地面建设项目的合理性、全过程采取的清洁生产措施、废弃物处理、环境管理等方面对该项目的建设进行清洁生产分析。

#### 8.1.1 原辅材料及能源利用分析

原辅材料本身所具有的特性，如毒性、难降解性等，在一定程度上决定了产品及其过程对环境的危害程度。因而选择对环境无害的原辅材料是清洁生产要考虑的重要方面。同样，作为动力基础的能源也是企业所必须有的，有些能源使用过程中直接产生废弃物，因而节约能源、使用清洁能源也将有利于减少污染物的产生。本项目开发建设采用了如下措施：

1) 钻井液: 在钻井过程中, 鼓励采用环境友好的钻井液体系; 配备完善的固控设备, 钻井液循环率达到 95% 以上, 优化与储层配伍的钻井液体系。 钻井过程中, 一开采用水基膨润土钻井液, 二开采用聚合物钻井液。选用两性离子聚合物钻井液体系, 具有良好的抑制性, 能有效防止井壁泥页岩水化膨胀和分散, 降低有害固相的含量和含砂量, 并能充分发挥该体系钻井液的油层保护作用。

2) 压裂液: 使用无毒水基菁胶压裂液, 减少了对环境的危害。

3) 油气处理站(即联合站)、接转站加热炉燃料全部用油田伴生气作为燃料, 污染物排放量较少, 对环境影响小。油田伴生气的利用率达 100%, 超过了中石油集团规定的套管气利用率 $\geq 80\%$ 的清洁生产指标。

4) 化学剂: 油田开发未使用含有国际公约禁用化学物质的油田化学剂, 逐步淘汰微毒及以上油田化学剂, 鼓励使用无毒油田化学剂。

### 8.1.2 生产工艺技术及设备先进性分析

(1) 采油工艺: 由于英台油田属低渗透油田, 油层压力低, 因此区块开采采取了早期注水工艺, 不仅可以提高单井产量, 而且可减少油层渗透率损害, 有利于提高油相相对渗透率和提高最终采收率。

(2) 钻井工艺: 采用高压喷射钻井新工艺, 提高了钻井速度, 缩短了钻井周期, 减少了钻井液浸泡油层的时间。

(3) 固井工艺: 为了减少对地下水的影响, 钻井过程中加设高强度表层套管, 并且套管下至地下水层以下, 固井水泥套管上返高度至地面井口, 即全井四周均为水泥套管所包裹, 极大的减少了套外返水事故时对各层地下水的污染。同时, 固井水泥中加入防窜降失水剂, 有效控制了水泥浆的失水, 保证固井质量。

(4) 防喷井口: 抽油井口采用双密封调心井口盘根盒, 回收盒和光杆密封器组合的多功能安全环保防溢井口, 大大减少了井喷事故发生的概率; 在井场, 加强油井井口的密闭, 加装密封垫, 减少井口烃类的无组织挥发。

(4) 油井完井: 射孔前用清水洗井, 返出液配备容器进行回收, 以防止污水排放; 油井压裂时产生的压裂液返排液送联合站污水处理装置处理, 不外排。

(5) 井下作业: 酸化液和压裂液宜集中配制, 酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置, 压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。修井作业时采取井场铺垫防渗厚

塑料布，且在修井前采取压井技术，即油井修井前向其注入高压水，冲刷油管 and 套管，减少在起出抽油杆带出的原油量；井下安装泄油器，使修井作业从井内起出抽油杆外壁上的原油刮到油管内，减少了原油带到地面量。修井作业结束后，产生的落地油土送至有资质单位集中处理。

(6) 本报告建议不对井场全部硬化，仅对井台采取局部硬化，这样修井时产生的少量散落在井场土壤中的落地油在修井结束后可及时清除，再用未被污染的土壤平整场地。可杜绝修井产生的落地油对井场土壤的污染。

(7) 站外集输流程：本项目实现了密闭流程。将采用现有区块的冷输流程，含水原油经外输泵加压后，管输至油气处理二站（联合站），大大减少了烃类气体的无组织挥发。本项目方 75 区块一口生产井所产原油直接进入接转站，实现管线集输生产，符合清洁生产要求。

(8) 污水处理工艺：采油废水采用密闭处理的压力除油工艺流程，经二级过滤处理后可达中低渗透油藏注水水质要求，处理后的废水作为回注水回注油层。

(9) 管线防腐：针对本项目所处地理位置及自然环境，土壤腐蚀性及其采出液性质，选择高压玻璃钢管（玻璃衬里）管材，防腐性能更好。

### 8.1.3 清洁生产措施

(1) 钻井采用高压喷射钻井新工艺，选用与储层配伍的钻井液体系和无毒水基压裂液。

(2) 钻井井场采用泥浆泵冷却水喷淋循环系统、废品油回收专用罐、泥浆罐车等环保设施。

(3) 为了减少对地下水的影响，固井水泥套管均下至水层以下，上返至地面井口。

(4) 井口安装防喷器和密封垫，防止井喷和减少井口烃类的无组织挥发。

(5) 采油井场选用密闭性能高的阀门、油气泵等设备装置，减少烃类气体跑、冒等无组织的排放。

(6) 钻井产生的废弃泥浆采用无害化处理技术进行处理，杜绝了在井场就地掩埋的方式，减少对土壤环境的污染，同时作好泥浆池的防渗处理。

(7) 在修井前采取压井技术，并采取安装井下卸油器以及在修井时在井场铺垫防渗塑料布等清洁生产措施，使井场落地油回收率达到 100%。

(8) 临时占地在钻井结束后，及时恢复原有植被，以减轻对脆弱的生态系统的长

时间破坏。

(9) 钻井期间应对钻井井场四周设置临时土围堰，以阻隔钻井井场产生的各种污水、污油、钻井液等流入附近农田。

#### 8.1.4 废弃物处理/处置

废弃物本身所具有的特性和所处的状态直接关系到它是否可现场再利用和循环使用。因此加强废弃物的现场再利用和循环使用是清洁生产的重要一环。

(1) 循环利用后的废弃泥浆采用无害化处理技术，经无害化处理三个月后，可以覆土还田，由于泥浆循环利用率，节约泥浆池占地，该处理技术处于国内领先水平。本工程的废弃泥浆无害化处理率达 100%。

(2) 运营期通过采用压井技术以及采用安装井下泄油器并结合井场铺垫塑料布等措施，修井时产生的落地油基本可 100% 得到回收，不再向井场的土壤中排放落地油。

(3) 钻井过程中产生的废岩屑与废泥浆一同经无害化处理后填埋。

(4) 废滤料核桃壳和改性纤维球更换后，送至原生产厂更新处理，不外排。

(5) 油气处理二站（联合站）的沉降罐和污水处理装置产生的油泥以及修井时产生的落地油（包括防渗布）定期送有资质单位进行处理。

#### 8.1.5 项目产排污分析

(1) 接转站、联合站的加热炉采用油田伴生气作为燃料，烟气中各类污染物均可达标排放。

(2) 含油废水送往联合站集中处理，处理达标后回注油层。生产废水对环境的影响降至最低。

(3) 冲洗钻台、钻具等采用蒸汽清洗，因此不存在冲洗废水外排的问题。

(4) 井场铺垫防渗厚塑料布等措施可使生产运行期修井产生的落地油回收率达到 100%，避免了对井场土壤的污染。

#### 8.1.6 环境管理

加强管理是企业发展的永恒主题，任何管理上的松懈均会严重影响到废弃物的产生。另外任何生产过程无论自动化程度多高，从广义上讲均需人的参与，因而员工素质

的提高及积极性的鼓励也是有效控制生产过程和废弃物产生的重要因素，也是清洁生产的重要方面。

把环保工作纳入企业生产管理之中，建立健全适合本项目开发生生产和污染防治的一系列环保规章制度，层层落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。

加强对职工的职业技术教育和环保意识教育，提高广大油田职工的素质，以此推动清洁生产的顺利进行。

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。泥浆药品按照标准化管理规定妥善存放，如在装卸过程中发生失散及时清理回收。

钻井完钻后，及时组织专门的回收作业队对废弃泥浆进行无害化处理，处理达标后覆土，恢复原地貌。

井下作业系统积极推行无污染作业法，采油及注水过程中加强管理，对输油管线，注水管线及井口设施定期检查、维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

通过以上分析可以看出，英台油田滚动开发无论在生产工艺、设备的先进性和合理性还是在污染物的控制和回收利用以及生产管理和员工素质的提高上均考虑了清洁生产的要求，将清洁生产技术运用于生产的全过程中，充分利用了能源和资源，减少或消除了污染物的产生，并使废弃物在生产过程中转化为可用资源，从而消除污染。本项目从整体规划到生产过程基本符合清洁生产原则和要求。

### 8.1.7 清洁生产指标

油田开发不同于一般工业建设项目，其单耗、物耗和水耗随着地理环境、地质构造、钻井深度的不同而有较大的差异，因此不能简单的进行比较。但油田开发中有一些指标是可以量化的。本报告书依据 HJ/T349-2007《陆地石油天然气开发建设项目环境影响评价技术导则》要求的分析指标，参考了《清洁生产技术要求-石油天然气开采业-稠油开采》(HJ/T××-2002 征求意见稿)中提出的清洁生产技术要求，本项目清洁生产技术达标情况见表 8.1-1。

表 8.1-1 本项目清洁生产技术指标分析

清洁生产 指标等级	一级	二级	三级	本项目
一、生产工艺与装备要求				

1.使用的钻井液	可生物降解的钻井液	水基钻井液	油基钻井液	水基钻井液
2.井控装置	具备	具备	具备	具备
3.防止井场落地原油产生的措施	井口具备油回收设施	具备防止原油落地设施	具备落地原油回收措施	具备防止原油落地设施
4.原油集输流程	密闭, 并具备轻烃回收设施	密闭	半密闭	密闭, 并具备轻烃回收设施
二、资源能源利用指标				
1.采油耗新鲜水, t/t 原油	≤3.0	≤5.0	≤7.0	4.4
2.采油综合能耗, kg 标煤/t 采出液	≤20	≤60	≤130	40.5
三、污染物产生指标(末端处理前)				
1.钻井废水, t/100m 进尺	≤10	≤30	≤70	10
2.钻井废弃泥浆, t/100m 进尺	≤1.0	≤2.0	≤6.0	1.8
3.落地原油, kg/t 原油	≤1.0	≤2.0	≤5.0	0.18
四、废物回收利用指标				
1.采油废水回用率, %	≥95	≥70	≥40	100
2.钻井泥浆循环率, %	≥95	≥80	≥50	80
五、环境管理要求				
1.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
2.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	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

由上表可见, 在五项大指标共计 13 项分项指标中, 本项目有 4 项指标可达到一级水平, 9 项指标为二级, 可见本项目的清洁生产水平处于国内先进水平。由于清洁生产是一个不断改进的过程, 因此, 吉林油田应在今后设计、生产中不断发现清洁生产的机

会，不断提高本项目乃至整个吉林油田的清洁生产水平。

## 8.2 节能措施

地面集输系统按上述方案实施后，可实现油气的密闭集输，油气实现密闭集输和处理，可减少原油蒸发损耗，减少了大气污染，改善了环境。

依据节能降耗，降低成本的原则，项目设计时需采取必要的节能措施，具体如下：

- (1) 站外采用冷输流程，降低油气集输的热能消耗。
- (2) 在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放；
- (3) 地下设备及管线均采用保温措施，减少热损失；
- (4) 在抽油机控制箱内安装低压无功补偿电容器，降低低压线路网损；
- (5) 根据油田油井分散、负荷不集中、供电线路长的实际情况，在 10KV 供电线路上采用高压无功分散补偿技术，提高线路的功率因数；
- (6) 选用高效节能设备，输油泵、节能电机、高效变压器、开关柜、节能照明设备，以节约电能消耗。

## 第九章 公众参与

### 9.1 公众参与的目的和作用

#### 9.1.1 公众参与的目的

环境影响评价的公众参与，就是使建设项目的环境影响评价更加民主化、大众化，让受本项目直接影响的广大公众参与环境影响评价，并提出自己对本项目建设所持的态度和意见，从自身利益和公众利益出发，发表自己就本项目建设对周围环境影响的看法和意见，以达到环境影响评价工作的完善与公正。

公众参与是环评工作中的一项主要内容，是项目建设单位和环评单位同当地公众之间的一种双向交流。建设方向公众介绍项目的类型、规模和与项目有关的环境影响问题，让公众真正了解项目的实情，并了解周围居民对新建项目的态度、意见和要求，得到公众的体谅和支持，尽量把建设方与建设项目周边地区之间的矛盾在项目实施之前解决或缓解，把不利影响减少到最低限度。

#### 9.1.2 公众参与的作用

通过公众参与，使项目业主和环评单位直接与公众交流，倾听公众对项目的各种意见和建议，在项目的设计中，充分尊重公众的意见，使项目的规划和设计更趋合理，协助有关部门制定出切合本地实际，有效的环保措施，有利于最大限度发挥项目的综合效益和长远效益。

### 9.2 公众参与的方法、对象及具体内容

#### 9.2.1 公众参与的方法

本项目公众参与第一次公示是在项目所在村屯张贴有关本项目建设公告（见照片），内容包括项目简介、可能产生的环境影响及拟采取的污染防治措施，以及可达到的预期效果，提请当地居民将对本项目的意见反馈给建设单位和环评单位，第一次公示

时间在 2014 年 8 月 10 日。第二次公示采用网上与报纸同时公示，公示时间为 2014 年 9 月 4 日，公示了项目概况、环评单位、建设单位、提意见的时限、查阅简本的方式，以及本项目可能产生的环境影响和治理措施等内容（见图片）。

在两次公示之后，环评报告书编制近尾声阶段，环评单位项目组又对当地公众进行了问卷调查。环评单位首先向当地公众详细介绍本项目的有关情况，包括项目的概况、建设单位、环评单位、项目拟采取的污染防治措施和生态减缓措施，并将问题列于公众参与调查表中，采用问卷形式访问后填写。倾听公众意见和回收调查表，环评单位通过分析调查结果，并将公众意见汇总并与建设单位进行沟通，解决公众关心的问题。

### 9.2.2 公众参与的对象

公众参与的对象为距离项目地点较近的前八家子村、后八家子村。本次公众参与共计发放公众参与调查表 32 份，回收 32 份，回收率 100%。调查结果表明，被调查者支持该项目的建设，无反对意见。公众参与对象详见表 9.2-1。

## 9.3 公示及公示反馈情况

### 9.3.1 第一次公示及反馈情况

建设单位委托环评单位后第 3 个工作日环评单位在现场进行了第一次公示，具体日期为 2014 年 8 月 10 日，公示期为公示之日起的 10 个工作日，可见附件的图片。公示内容如下：

**英台油田方 75 区块 2014 年大修侧钻水平井建设  
工程环境影响评价  
第一次公众参与公告**

根据国家环保总局 2006 年 2 月发布的《环境影响评价公众参与暂行办法》（环发[2006]28 号）文件精神，现开展《英台油田方 75 区块 2014 年大修侧钻水平井建设工程》环境影响评价公众参与，公告如下：

## 一、建设项目的名称及概要

项目名称：英台油田方 75 区块 2014 年大修侧钻水平井建设工程

建设性质：扩建

项目简介：本项目拟在白城镇赉地区四方坨子境内利用方 75-4 井套管进行侧钻水平井，设计水平段长度 809m，完钻井深预计 2900m，预测日产油 4.0t/d，建产能  $0.12 \times 10^4$ t。

## 二、建设项目的建设单位名称和联系方式

单位名称：英台采油厂

单位地址：白城市镇赉县                      联系电话：13894696736

联系人：王 工                      电子邮箱：wangdt@petrochina.com.cn

## 三、承担评价工作的环境影响评价机构的名称和联系方式

单位名称：吉林省环境科学研究院

单位地址：长春市红旗街 1547 号                      联系电话：0431-85959365

传真：0431-85939365

联系人：张 工                      电子邮箱：jlshkyhp2009@126.com

## 四、环境影响评价的工作程序和主要工作内容

### 1、环境影响评价的工作程序：

(1) 准备阶段：这是第一阶段，主要工作为研究有关文件，进行初步的工程分析和环境现状调查，确定环境影响评价工作方案；

(2) 正式工作阶段：这是第二阶段，主要工作为环境现状调查和详细的工程分析，并进行环境影响预测和评价环境影响；

(3) 报告书编制阶段：这是第三阶段，主要工作为汇总、分析第二阶段工作所得到的各种资料、数据，得出结论，完成环境影响报告书的编制。

### 2、主要工作内容

包括以下几个方面：

(1) 进行项目建设区域的环境现状调查与评价，分析区域环境影响源，确定项目建设的主要环境问题；

(2) 进行工程分析，对项目实施的环境影响进行预测分析与评价；

(3) 对项目的清洁生产水平进行分析，并提出相应的清洁生产措施建议；

(4) 进行总量控制分析；

- (5) 分析项目建设所带来的生态环境影响，提出生态建设措施；
- (6) 进行环境风险评价，提出风险防范措施；
- (7) 进行环境影响的经济损益分析；
- (8) 进行公众参与；
- (9) 提出环境管理和环境监测计划方案。

#### 五、征求公众意见的主要事项

本次环境影响评价主要针对以下事项征求公众意见：对环境质量现状的满意程度、对本项目的了解程度、对本项目建设支持与否的态度、对本项目环保措施的建议和要求等。

#### 六、公众提出意见及反馈主要方式

在本次信息公示后，在环评过程中将在网上发布环境影响评价信息，公众可通过填写公众参与调查表、指定地址发送电子邮件、电话、传真、信函或者面谈等方式发表意见看法。

[注]：请公众在发表意见的同时尽量提供详尽的联系方式，以便我们及时向您反馈相关信息。

发布单位：英台采油厂、吉林省环境科学研究院

发布时间：2014 年 8 月 10 日

第一次公示过后，网上、电话、信件均没有接到公众的反馈意见，这也与后来去现场进行公众参与调查时的情形相一致，百姓们都支持油田的建设。

### 9.3.2 第二次公示及反馈情况

项目进行工程中，依据环境影响评价公众参与暂行办法(环发 2006[28]号)中的相关规定，环评初稿完成后，于吉林省《城市晚报》和“镇赉百姓网网站”进行了第二次公示，并向公众公布了索取环境影响评价报告书简本的方式，网站公示日期和报纸公示日期为 2014 年 9 月 4 日起的 10 个工作日。第二次公示内容详见下表，网上及报纸上公示详见报告书附图。

## 吉林油田公司英台油田方 75 区块 2014 年 大修侧钻水平井建设工程

根据国家环保总局 2006 年 2 月发布的《环境影响评价公众参与暂行办法》（环发[2006]28 号）文件精神，现开展《吉林油田公司英台油田方 75 区块 2014 年大修侧钻水平井建设工程》环境影响评价公众参与，公告如下：

项目简介：本项目拟利用方 75-4 井套管进行侧钻水平井一口井，设计水平段长度 809m，设计完钻井深 2900m，日产油 4.0t/d，建产能  $0.12 \times 10^4$ t。

本项目对环境的影响及措施：施工期及运行期产生的大气污染物扩散能力较快，因此对局部地区环境的影响较小；采油废水、废压裂液、生活污水运至联合站内的污水处理站处理达到回注水标准后回注地下，不向地表水环境排放；废泥浆采取无害化（固化）处理后填埋、钻井岩屑经筛分机分离后部分填垫井场，余下的与废泥浆一起固化处理、废油土进行油土分离后回收；施工期的施工车辆、钻机噪声防治措施包括将柴油机等放置在活动板房内，钻井井场设可移动声屏障，采用低噪声设备、泵底加减振垫等措施降低噪声源强。

环境影响报告书评价结论要点：本项目符合产业政策、吉林省“十二五”规划及吉林油田发展规划。施工期和运行期排放的各类污染物对区域内环境可能造成一定程度的负面影响。但在实施过程中能够落实本报告书中所提出的各项污染防治措施、生态减缓措施，可为环境所接受。从环境保护角度讲，本项目可行。

目前环境影响报告书已基本编制完成，根据环境影响评价《公众参与暂行办法》（环发【2006】28 号）要求，公众可以通过电话索取的方式查询环境影响评价报告书简本。联系方式如下：

建设单位及环评单位联系方式：

建设单位：中石油吉林油田公司英台采油厂 联系人：王 工

联系电话：13894696736

环评单位：吉林省环境科学研究院 联系人：张 工

联系电话：0431-85954783 E-mail:jlshkyhp2009@126.com

在此公示期间无反馈信息。

## 9.4 公众参与调查表内容及调查结果

### 9.4.1 公众参与的具体内容

#### (1) 发放公众参与调查表

根据工程建设特点和周围村民的文化水平、生活方式，调查方法采取深入本工程附近的后八家子村和前八家子村等附近农村居民区，向公众发放公众参与调查表，同时与接受调查表的村民说明调查内容，并协助村民填写公众参与调查表，征集公众的意见和建议。公众参与的具体内容见表 9.4-1。

表 9.4-1 英台油田方 75 区块 2014 年大修侧钻水平井建设工程环境影响评价公众参与调查表  
2014 年 月 日

被调查者 基本情况	姓名		性别		年龄		文化程度	
	职业		身份证 号码			联系电话		
	居住地			与本项目的 距离及方位				
代填表人 情况	代填写人 姓名			工作单位				
				联系电话				
调 查 内 容	1	您在本地的居住情况： A、临时住户      B、长期住户						
	2	您认为本区域主要的环境问题是： A、地表水 B、地下水 C、环境空气 D、固体废物 E、噪声 F、生态 G、电磁辐射						
	3	您对本项目了解程度： A、很了解      B、一般      C、不清楚						
	4	您认为本项目建设对当地的主要影响为： A、经济      B、环境      C、社会      D、其它						
	5	您认为本项目的�主要环境问题是： A、占地      B、植被      C、野生动物      D、水土流失      E、景观						
	6	您对本项目建设的意见： A、支持      B、无所谓      C、有条件支持      D、反对 选 C 或 D 请简要陈述支持的条件或反对的理由：						
	7	您对建设单位或环境管理部门有何要求、建议？						

项目建 设单位	吉林油田公司英台采油厂	联系人	王科长	联系电话	0438- 6232166
评价机构	吉林省环境科学研究院	联系人	张工程师	联系电话	0431-85939365
调查单位	项目建设单位 <input type="checkbox"/> 环评机构 <input type="checkbox"/>				

- 注：1.该调查须在第二次公示之后进行；  
 2.此表须建设单位及其委托的环评机构同时加盖单位公章；  
 3.调查对象在相应的栏内填写√，部分内容应根据实际情况进行阐述；  
 4.非本人亲自填写此表的，被调查者本人须按手印。

工程简介及主要环境影响	<p>(包含:工程简介、主要环境影响、拟采取的生态保护与污染防治措施及可能存在的环境风险，涉及选线的须陈述其合理性)</p> <p>项目简介：本项目拟利用方 75-4 井套管进行侧钻水平井一口井，设计水平段长度 809m，设计完钻井深 2900m，日产油 4.0t/d，建产能 0.12×104t。</p> <p>本工程对环境的影响主要表现为：钻井期间产生的钻井废水和生活污水对地下水的影 响；钻井柴油机、柴油发电机排放的废气对空气环境的影 响；钻机和发电机产生的噪音对声环境的影响；钻井产生的废气泥浆和岩屑对地下水 和土壤的影响；施工期、运行期占地对农作物和草地植被生物量的影响。</p> <p>钻井废水排入泥浆池，用于调节泥浆浓度，循环使用，并随泥浆排入泥浆池内 自然蒸发，不向地表排放，其中针对本项目规划的开发井均位于盐碱草地和农田范 围内。钻井结束后，对钻井场地内受到污染的土壤集中收集外运处理，同时对试油 产生的少量附着在井场内土壤中的落地油土也必须及时外运处理。井场产生的生活 污水和粪便均排入移动旱厕内，钻井结束后及时就地填埋或作为农家肥；柴油机和 柴油发电机所用燃油采用标号高、污染物排放量小的清洁柴油，此外本项目各钻井 现场较为分散，且地处平原地区，大气扩散条件好，故钻井排放的烟气对局部环境 空气有一定的影响，但随着施工结束，其对环境空气的影响也随之消失；本项目正 常情况下不会对附近村屯的带来不利影响；本工程在安排施工时尽可能避开农作物 和植被生长季节，且施工结束后及时复垦，故本项目施工期临时占地对农田生态系 统的环境造成的影响甚微。</p>
-------------	---

## 9.4.2 公众参与调查结果

在公众参与过程中，评价单位主要针对评价区内可能受到项目影响的村屯居民进行走访，共发放公众参与调查表 32 份，回收 32 份，回收率 100%。受访人员基本情况见表 9.4-2。

表 9.4-2 公众参与调查走访对象统计情况

调查对象	性 别		职 业
	男	女	农民
人 数 (人)	27	5	32
比 例 (%)	84.4	15.6	100

本次公众调查男性 27 人，占 84.4%，女性 5 人，占 15.6%，参加调查主要为男性村民。从接受问卷调查的人员为附近村民，农民是此次调查主要对象，符合调查对象生活的地区是以农民为主的特征，因此，此次公众参与对调查对象的选择较为合理。

公众参与内容的统计结果详见表 9.4-3。

表 9.4-3 公众参与调查结果统计

序号	调查内容	选项	人数 (人)	比例 (%)
1	您在本地的居住情况	临时住户	0	0
		长期住户	32	100.00
2	您认为本区主要环境问题	地表水	19	59.4
		地下水	7	21.2
		环境空气	5	21.9
		固体废物	4	12.5
		噪声	0	0.0
		生态	2	6.3
3	您对本项目的了解程度	很了解	3	9.3
		一般	18	56.3
		不清楚	12	37.5
4	您认为本项目的建设对当地的影响	经济	9	28.1
		环境	16	50
		社会	1	3.1

		其它	9	<u>28.1</u>
5	您认为本项目的 主要环境问题	占地	28	<u>87.5</u>
		植被	3	<u>9.3</u>
		野生动物	0	<u>0.0</u>
		水土流失	2	<u>6.3</u>
		景观	0	<u>0.0</u>
6	项目建设所持的 态度	支持	18	<u>56.3</u>
		无所谓	14	<u>43.7</u>
		有条件支持	0	0
		反对	0	0.00

由该表可见如下统计结果：

(1) 对本地区的居住情况的调查结果

从表 9.4-3 可以看出本次调查对象全部为长期居住村民，说明本次调查较为合理。

(2) 对本地区的主要环境问题的调查

通过调查，在调查结果中显示，有 19 人选择了“地表水”，有 7 人选择了“地下水”，有 5 人选择了“环境空气”，有 4 人选择了“固体废物”，选择“生态”的人数为 2 人，噪声和电磁为 0。通过调查可以体现出来：当地村民多数人认为当地水环境状况和空气状况问题有影响，少数人认为对固体废物和生态影响较小。

(3) 当地居民对本项目的了解程度

在回收的调查表中可以看出，被调查对象选择了解的人数为 3 人，一般为 18 人，12 人不清楚本项目。从而可以看出当地公众对于项目有近一半不是很了解，建设单位应继续对当地群众应该加大宣传力度，让公众对项目建设的内容多多了解，从而使得项目建设与当地居民的关系和谐发展。

(4) 被调查对象认为本项目建设对当地的主要影响

调查显示，有 9 人认为本项目的建设对当地经济有正面的影响，这表明一部分人还是认识到了油田项目的开发对经济有着促进作用，同时也知道油田的开发是一个可以带动当地经济发展的一个途径；有 16 人认为本项目的建设对当地的环境有影响；另外还有 9 人选择其他。

(5) 项目的主要环境问题的调查结果

通过调查显示，认为项目的建设的主要环境问题为占地的人数为 28 人，占总调查

人数的 87.5%；3 人选择了植被，2 人选择了水土流失。

调查分析表明，公众还是比较关心自家生活，同时村民主要以耕种为经济来源，这也是他们所关心的问题。多数人认为无论在施工期和运行期，建设单位都要采取一定的污染防治措施，降低污染对村民生活环境的影响。这表现出公众较强的环境保护意识，也反映了公众对环境问题的担忧，部分公众希望在建设项目实施过程中加强环境管理。

#### （6）村民对项目建设的 support 情况

参与调查的对象全部进行了回复，被调查的民众 56.3% 支持，有 43.7% 选择了无所谓。造成如此结果的原因可能是本项目建设位置距离居民区远，因此关注度不是特别高。

## 第十章 污染防治措施

油田开发的影响主要集中在施工期，由于钻井产生的钻井泥浆、钻井污水、钻井烟气、岩屑以及噪声，对地表植被的破坏等去区域环境的影响比较显著。因此，针对本项目实际情况，报告书提出以下污染防治措施。

### 10.1 废气（扬尘）污染防治措施

#### 1、施工期

(1) 本项目施工期扬尘主要来自平整站场、井场、挖管沟以及堆放、装卸材料过程中产生的扬尘。

在施工过程对平整场地、挖管沟时可采取对作业面适当洒水，使其保持一定湿度；在有风天气下对可在土方上面覆盖一层土工布；施工期间可将重晶石粉、水泥等材料集中堆存在活动板房内。

(2) 施工时各种机械设备应选用尾气达标设备，钻机燃油采用标号高、污染物排放量小的清洁柴油（或汽油），严格控制钻机烟气的产生量及产生浓度。

(3) 施工车辆定期进行汽车尾气监测，应选择尾气达标排放车辆。

#### 2、运行期

##### (1) 加热炉烟气

加热炉是油田生产运行期间的主要空气污染源。本项目加热炉是以油田伴生气为热源。采用油田伴生气为燃料的加热炉排放的烟气中各类污染物排放浓度可以满足排放标准的要求，不需要治理。

##### (2) 烃类气体

烃类无组织挥发是油田开发造成区域空气污染的主要因素之一，针对烃类无组织挥发所产生的大气污染，主要的防治措施就是实现油气密闭集输。同时，本项目采油井井口应加强密闭性，经常检查和更换井口密封垫，最大限度地减少油气泄漏和溢出。

## 10.2 废水污染防治措施

### 10.2.1 废水污染防治措施

#### 1、施工期

(1) 钻井废水和洗井废水一同排入泥浆池，调节泥浆浓度，循环使用，并在泥浆池中自然蒸发，因此钻井废水不外排。泥浆池应做好防渗，避免钻井废水对地下水造成污染。

泥浆池防渗主要是复合衬层，利用机械将天然材料衬层压实；然后用人工合成材料衬层作为底层，采用高密度聚乙烯，其防渗系数不大于  $10^{-7}\text{cm/s}$ ；最后在人工衬层上覆盖 5cm 的粘土，进行机械压实。本工程各井场的泥浆坑经以上处理后，其渗透系数要小于  $1\times 10^{-7}\text{cm/s}$ ，因此其防渗可以满足要求。此外，泥浆池除了要作好防渗措施外还应有足够的容积，施工期按井场泥浆排放量确定其容积，防止雨天造成废水外溢。

(2) 施工时吉林油田钻井队冲洗钻井设备、检修等目前均采用蒸汽冲洗，不再用水冲洗，因此不存在冲洗废水外排的问题。

(3) 本工程井场位于农田内，距离莫莫格国家级自然保护区约 280m，所处环境相对敏感，为了防止钻井期间产生的污油、废水对土壤的污染，本报告要求钻井井场四周设置临时土围堰。

(4) 泥浆池除了要作好防渗措施外还应有足够的容积，应按废弃泥浆产生量确定其容积，防止雨天造成废水外溢，对地表水造成威胁。

(5) 可在施工场地内设置可移动旱厕，生活污水和粪便均排入移动旱厕内，施工结束后及时填埋。

(6) 压裂液：油气处理二站（英二联）以往废压裂液由污水处理岗进行分离、过滤、沉降，和废水一同处理。本项目施工期新增废压裂液最大产生量约为  $100\text{m}^3/\text{d}$ ，仍由污水岗采用原工艺进行处理，联合站剩余压裂液处理能力能够保证本项目开发施工期废压裂液处理需要。若非压裂液过多，不能一并由污水处理岗同时处理，可先将废压裂液暂存在污水暂存池。

#### 2、运行期

##### (1) 采油废水

采出液首先在接转站内经初步脱水后，分离出的废水回注地层；剩余采出液输送至

油气处理二站进行油水分离，分离出的含油废水经站内污水处理装置处理合格后回注井下。

### (2) 井下作业废水

油井洗井时一般由油气处理二站或接转站用槽车拉来的热水运至井场，经加压后进入油管进行清洗，洗井返排液再通过集输管线返回至接转站或油气处理二站；修井时产生的少量废水直接排入井场内的贮污池中，修井结束后再用罐车运至油气处理二站进行处理。

(3) 因本项目距离莫莫格国家级自然保护区约 280m，为了防止在洪水期间或丰水期降低油田开发对湿地和地表水的影响，本报告提出以下具体防范措施：

施工前建设单位应向当地水利部门了解嫩江历史水文、水位情况，根据掌握的情况设计井台高度（抽油机架设在水泥墩上），同时对平台实施局部硬化。

井场四周修建不低于 30cm 土围堰，以避免雨水冲刷淹没井场。

在井场内修建防渗贮污池，每个井场贮污池容积在 2-5m<sup>3</sup>，修井产生的废水可先排至贮污池中，待修井后用罐车运至油气处理二站处理。

围堰要定期培土维护，特别是在修井、洗井等井下作业完成后，围堰易受到破坏，应及时修补。

制定有针对性的污染事故应急预案，并且适当配备一些必备的应急物资。

## 10.2.2 地下水污染防治措施

1、泥浆池的防渗层应按要求认真施工，确保泥浆池的防渗功能可靠，对废弃的泥浆和落地油土应进行及时处理，避免泥浆池的负荷堆积，造成污染物在雨天淋溶的作用下进入地下水而对水体产生影响。

2、由于钻井作业容易破坏地下水层的封闭性，为防止串槽，保证地下水封闭性，施工中应确保每口井都下表层套管，表层套管深度应达到地下水层以下，用以解决因固井质量不稳定可能带来的油层串槽污染水层问题。表层套管全部选用高强度套管，穿透流沙层至泥岩层，保证油层中流体与水层和其他地层隔绝，防止对水层污染，有效保证地下水层的封闭性；固井时水泥套管应上返至地表井口，并保证固井质量，防止套外返水。

3、配制无毒化学泥浆、选用无毒水基胍胶压裂液、井口防喷器、井口自封器，防止油套环形空间液体外溢。

4、为防止在钻井过程中泥浆渗漏、流失污染地下水，第一次开钻用清水钻井，下入金属套管后，第二次开钻可改用泥浆钻进。

5、固井过程中，采用声幅曲线检测技术，全程监控固井质量，保证固井过程中发生事故时，能够及时发现，并采取一定的措施进行控制。

6、加强井场的环境管理工作，杜绝各种废水、废油就地倾倒。

7、吉林油田应与地方相关部门保持联系，加强巡视和监督，一旦发生套外返水等事故时，除立即对油井止水封井外，还应停止受污染水源井的使用；设立临时地下水监测点。

### 10.3 噪声防治措施

1) 钻机的噪声是油田开发过程中最主要的噪声污染。钻机柴油机和发电柴油机机组排气管应安装消声器，并将柴油机组安装在活动板房内。

2) 科学安排钻井时间，避开鸟类在此栖息、繁殖或迁徙停歇的春秋两季；减少钻井噪声对保护区鸟类的影响。

3) 正确选择放空管管径，降低噪声，集气站在总图布置时考虑足够的安全距离，以保证对操作人员和周围公众不受噪声影响。必要时人员配个人听力防护用品如耳塞、耳罩等。

### 10.4 固体废弃物防治措施

#### 1 施工期

##### 1) 钻井废弃泥浆

(1) 对于钻井过程中产生的废弃泥浆最好的处理办法就是提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆的排放。据调查，采用丛式钻井技术可使泥浆的重复利用率达到 80% 以上，大大减少了废弃泥浆的排放量，本项目丛式井平台数目占总平台数的 22.6%。

(2) 采用先进的钻井泥浆体系，增加钻井液的无害化和环境可接收性。据调查，吉林油田现采用“双保”聚合物不分散、高密度钻井泥浆体系，添加剂无毒无害，生物降解性良好等特点，是一种具有环境可接受性的新型钻井液，使用该种泥浆，可大大降低泥浆对环境的有害影响。

(3) 最终产生的废弃泥浆还需要采用泥浆无害化处理技术进行处理。该技术是指

对废弃泥浆的化学组成、浸出毒性和生物毒性，利用一种无害化处理药剂，通过机械方式在泥浆中搅拌均匀发生化学反应处理泥浆一种方法。

吉林省环科院曾对农安、蛟河、伊通、梅河等 5 口探井废弃泥浆进行过分析，详见表 10.5-1、表 10.5-2 (1) 和 10.5-2 (2)。

**表 10.5-1** 钻井废弃泥浆无害化处理效果(平均值) 单位: mg/l

序号	测定项目	监测结果 (mg/l)				
		农安 1#	蛟河 2#	伊通 2#	伊通 3#	梅河 3#
1	As	0.167	0.031	0.007	0.147	0.057
2	氰化物 (以 CN <sup>-</sup> 计)	<0.004	0.008	0.008	<0.004	0.006
3	Cu	0.033	0.017	0.013	0.035	0.043
4	Zn	0.021	0.008	<0.006	0.036	0.087
5	Ni	<0.015	<0.015	<0.015	0.020	0.024
6	总 Cr	<0.0071	<0.0071	<0.0071	<0.0071	0.016
7	Cr <sup>+6</sup>	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004
8	Cd	<0.0027	<0.0027	<0.0027	<0.0027	<0.0027
9	Pb	<0.042	<0.042	<0.042	<0.042	<0.042
10	pH	6.90	7.09	6.15	9.67	8.51
11	土壤浸出液石油类含量	0.40	7.97	0.20	0.42	0.14

注: pH 无量纲; 汞、砷的单位为  $\mu\text{g/l}$

**表 10.5-2 (1)** 以浸出毒性鉴别值 (GB5085.3-2007) 为标准的评价结果

序号	测定项目	浸出液最高允许浓度 (mg/l)	评价指数				
			农安 1#	蛟河 2#	伊通 2#	伊通 3#	梅河 3#
1	As	5.0	0.0334	0.0062	0.0014	0.0294	0.0114
2	氰化物	5.0	0.0008	0.0016	0.0016	0.0008	0.0012
3	Cu	100	0.00033	0.00017	0.00013	0.00035	0.00043
4	Zn	100	0.00021	0.00008	0.00006	0.00036	0.00087
5	Ni	5	0.003	0.003	0.003	0.004	0.0048
6	总 Cr	15	0.000473	0.000473	0.000473	0.000473	0.001067
7	Cr <sup>+6</sup>	5.0	0.0008	0.0008	0.0008	0.0008	0.0008

序号	测定项目	浸出液最高允许浓度 (mg/l)	评价指数				
			农安 1#	蛟河 2#	伊通 2#	伊通 3#	梅河 3#
8	Cd	1.0	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027	0.0027
9	Pb	5.0	0.0084	0.0084	0.0084	0.0084	0.0084

由评价结果可以看出, 废弃泥浆浸出液中各项污染物除 pH 个别点位超过《污水综合排放标准》(GB8978-1996) 中最高允许排放浓度外, 其他均可满足标准要求。表明无害化处理后的废泥浆属于第 II 类一般固体废物。

通过以上分析可知, 钻井泥浆经无害化处理后, 不属于危险废物, 但属于第 II 类一般固体废物。本项目对泥浆池采取了防渗措施, 因此对地下水与地表水环境影响不大; 此外, 无害化处理后的废泥浆理化性质接近土壤。短时间内可以覆土并恢复地表植被, 因此对土壤影响也较小。泥浆坑要足够大, 防止雨天外溢; 加药要搅拌混合均匀; 防渗层的防渗系数不小于  $10^{-7}$  cm/s。

表 10.5-2 (2) 以《污水综合排放标准》GB8978 为标准的评价结果

序号	测定项目	最高允许排放浓度 (mg/l)	评价指数				
			农安 1#	蛟河 2#	伊通 2#	伊通 3#	梅河 3#
1	As	0.5	0.33	0.06	0.01	0.29	0.11
2	氰化物	1.0	0.004	0.008	0.008	0.004	0.006
3	Cu	2.0	0.017	0.009	0.007	0.018	0.022
4	Zn	5.0	0.0042	0.0016	0.0012	0.0072	0.017
5	Ni	1.0	0.015	0.015	0.015	0.020	0.014
6	总 Cr	1.5	0.0047	0.0047	0.0047	0.0047	0.011
7	Cr <sup>6+</sup>	0.5	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008
8	Cd	0.1	0.027	0.027	0.027	0.027	0.027
9	Pb	1.0	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042
10	pH	6~9	0.05	0.05	0.43	1.34	0.76
11	石油类	10	0.04	0.8	0.02	0.042	0.014

## 2) 钻井岩屑

钻井过程中产生的钻井岩屑中污染物含量较低, 一般不会对环境产生不利的影。一般情况下对其中一部分较大颗粒的岩屑还可用于铺垫井场及油区土路, 将其转化为一

种可以利用的资源；颗粒较小的岩屑可与泥浆一起进行无害化处理。

### 3) 落地原油回收处理

(1) 本项目对完钻井安装了井下卸油器，在油井修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管），同时井场铺垫防渗布，待修井后落地油土和生产过程中产生的油泥一同送至鑫海石油技术有限公司进行处理。

(2) 联合站污水处理系统，定期更换下来的废核桃壳和改性纤维球滤料，及时送至生产厂回收，不得任意丢弃。

(3) 提倡文明作业、提高修井效率、减少修井次数、延长修井周期等管理措施，可进一步减少落地油的产生量。

(4) 对于非正常生产情况下的事故泄漏，要在设计施工和生产过程加强 HSE 管理体系的建设，提高事故防范措施和事故应急措施的能力，提高全体职工的安全意识，使风险事故的发生率降至最低，对事故情况下产生的落地油及时回收处理。

### 4) 生活垃圾

施工期生活垃圾集中收集，定期送往附近垃圾填埋场进行填埋。

## 2、运行期

(1) 对完钻井安装了井下卸油器，修井时井场铺垫防渗塑料布，修井结束后对少量可能散落在井场内的落地油土（如防渗塑料布破裂造成原油进入土壤）必须予以及时清除，待修井后落地油土和生产过程中产生的油泥一同送至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司进行处理；此外，提倡文明作业、提高修井效率、减少修井次数、延长修井周期等管理措施，可进一步减少落地油的产生量。

(2) 油气处理二站的污水处理系统，定期更换下来的废核桃壳和改性纤维球滤料，及时送至生产厂回收，不得任意丢弃。

## 10.5 生态减缓措施与水土保持方案

本项目距离莫莫格国家级自然保护区较近，油田的开发和施工期临时的占地，将会给当地农业生态环境和保护区自然生态环境带来负面的影响，使区域的景观脆弱性和不稳定性都有所提高。但由于自然资源的特殊性，在本区块进行油田开发又不可避免，为此有必要采取生态减缓措施，以保证本区农业生态和保护区自然环境不致恶化，生态修复工作得以进行的更顺利。

### 10.5.1 生态减缓措施

#### 1) 严格控制油田开发范围

本项目位于莫莫格自然保护区实验区外 280m，且本项目为扩建项目，所有活动均位于保护区外及原有气田开发范围内。

#### 2) 严格控制开发占地面积

本项目利用原有井台侧钻水平井，因此无新增永久占地，但井场占地对植被的破坏并不主要表现在永久占地，而是临时占地，钻井井场临时占地面积较大，约为  $3400\text{m}^2$ ，因此合理规划和控制钻井井场临时占地面积是减少植被破坏的重要环节。

在钻井设备能够摆布的条件下，应尽量缩小钻井井场面积，并在井场四周设置警戒围挡，警戒围挡内不得随意进入；施工车辆的进出和停放应避免随意性，尤其是重型车辆的进出应有专人指引，减少车辆对井场外植被的碾压。典型生态保护措施见图 10-1。

#### 3) 植被恢复措施

(1) 建设单位往往不太重视施工后的植被恢复工作，或工作相对滞后。施工后的植被恢复工作应作为采油厂的重要考核指标，对于不认真执行植被恢复的应采取一定的经济措施，对执行好的要予以奖励，激发企业对植被恢复工作的自觉性。

(2) 在恢复保护区植被过程中，应遵循保持原始地貌的原则，原来为农田的，恢复农田生产；原来为草地和湿地的，播撒和栽种草种。

#### 4) 弱化油田景观影响

抽油机等设备应漆成绿色，尽量与周围景观相协调，减少对鸟类的干扰。

#### 5) 调整施工时间及修井作业时间

合理安排施工时间。建设单位应对耕地保护工作给予足够重视，尽量将施工期选择在播种前、秋后及冬季封冻期间进行，避开农作物生长期。这样一方面减少了对迁徙鸟类的不利影响，另一方面降低了对区内农业生态系统和农业经济的不利影响。施工期结束后，应对临时占用的农田及时进行复垦，因此运行期的不利影响可大幅减轻。

保护区珍稀鸟类多为迁徙鸟类，一般不在该区繁殖，但尚有许多其他鸟类在春夏之交进行繁殖，如多数雁鸭类。因此钻井施工应尽量选择在清晨和夜间以外时间进行，减少对鸟类孵化的干扰时间；此外，应科学合理安排修井作业，避开鸟类迁徙和交配季节修井。

#### 6) 噪声控制与防护

钻井噪声影响强度与范围均较大，一般钻井井场 250m 范围内均可超过 1 类功能区标准，因此控制钻井噪声，减轻对保护区鸟类的影响非常必要。钻井柴油机应布设在活动板房内，尾气喷管处安装消音器，可减噪 30 分贝以上；钻机井架外应进行棉布帘围挡，减少噪声的辐射量 15~20 分贝，可减轻对鸟类的干扰。

#### 7) 落地油全部回收

落地油是造成油区土壤污染得主要因素。落地油主要产生于修井过程，落地原油对井场局部范围内的土壤都有不同程度的污染，必须采取措施提高落地油的回收率。一是在试井、修井过程中产生的落地油要利用油罐车回收主要部分；二是在井场地面铺上塑料布，回收散落的原油；三是在钻井时已经进入土壤的落地油要及时回收，送有资质单位处理。采用上述措施可保证 99% 以上的落地油土得到回收处理，大大减少井场周围土壤的石油污染。

#### 8) 废弃泥浆处置

废弃泥浆应及时进行无害化处理，其结构域土壤近似，污染物含量属于一般工业固体废物范畴，经处理的泥浆对地下水和土壤的污染可大大减轻。主要做好以下几点：

(1) 井场平整和泥浆池开挖时，表土层要清理至少 30cm，表层土要单独堆放，无害化处理达到覆土要求后，再进行分层回填，回填后的最上层表层土不至于影响土壤肥力，可以恢复原有的耕种条件。

(2) 钻井液循环池要求修建 0.5m 高围堰，并要求压实，以防止循环坍塌造成钻井液外溢污染周围环境。

(3) 在进行废弃泥浆的无害化处理的同时，应首先对泥浆池采取防渗措施。防渗主要是复合衬层，即用机械将天然材料衬层压实（底层土壤压实）；然后用人工合成材料衬层作为底层，采用高密度聚乙烯，厚度不小于 1.5mm，其防渗系数不小于  $10^{-7}$ cm/s；最后再在人工衬层上覆盖 5cm 的粘土，进行机械压实。

(4) 覆土、复垦和植被恢复等工作必须及时进行。

#### 10) 加强生态保护教育

加强对油田职工的生态保护教育，使每个职工都明确本项目是在自然保护区开发这一事实，使他们更加重视自然保护事业，重视生态环境恶化的危害后果，并把这种观念贯彻到日常的生产活动中，只有全体职工提高生态保护的认识，并将其变成实际行动，才是解决生态保护问题的关键。

## 10.5.2 水土保持与绿化方案

根据本项目特点，水土保持工程主要为站场施工植被恢复区。

### 1、水土保持及绿化工程量

根据本工程土壤侵蚀特点，水土保持将主要采取生物治理和工程治理相结合的措施，重点为井场周围植被恢复及部分硬化。本项目无新增永久占地，因此只需要恢复临时占地。

施工期结束后，需恢复各类型土地面积  $0.34\text{hm}^2$ 。

### 2、水土保持方案投资估算

闭井期上述用地面积内仍将恢复原有的土地使用功能，即原有水田的，恢复为水田。本项目水土保持工程量见表 10.5-2，水土保持方案总投资约为 12000 元。

表 10.5-2 水土保持工程量及内容

水土保持分区	水土保持措施	水土保持工程量 (m <sup>2</sup> )	单价 (元/m <sup>2</sup> )	投资 (元)
井场施工植被恢复区	农田复垦	4000	2	8000
闭井期植被恢复	农田复垦	800	2	1600
水土保持费用	上缴	4800	0.5	2400
总计				12000

## 10.6 环保投资

综上所述，本项目污染防治措施及投资详见表 10.6-1。环保投资为 8.96 万元，约占总投资（395.49 万元）的 2.3%。

表 10.6-1 环保设施费用估算

项目	环保项目	费用 (万元)
废气治理	井口密封材料 (1 口油井, 采油井口投资 400 元)	0.04
废水处理	钻井井场内设置移动旱厕 (1 个钻井队, 每个投资 0.3 万元)	0.3
	采用蒸汽清洗钻具 (1 个钻井队, 每个投资 1 万元)	1
地下水防治	固井水泥套管 (1 口井, 井口 5000 元)	0.5
固体废物处置	废泥浆处理 (每 m <sup>3</sup> 废弃泥浆处理费用 96 元)	2.56
	井下泄油器 (每个泄油器 600 元)	0.06
	落地油土处理费用 (每 t 处理费用 500 元)	0.0025
	油气处理站废油泥砂 (每 t 处理费用 500 元)	0.5
噪声治理	柴油机消声器 (每个钻井队 2000 元)	0.2
	高架计量间消声措施	1

生态恢复	生态恢复及水土保持	1.3
风险防范措施	风险应急措施	1
管理措施	员工培训及环保教育	0.5
	合计	8.96

## 10.7 “三同时”环保验收一览表

根据 2002 年 2 月 1 日起施行《建设项目竣工环境保护验收管理办法》要求，建设项目竣工环境保护验收是指建设项目竣工后，环境保护行政主管部门根据本办法规定，依据环境保护验收监测或调查结果，并通过现场检查等手段，考核该建设项目是否达到环境保护要求的活动。验收范围包括：与建设项目有关的各项环境保护设施，包括为防治污染和保护环境所建成或配备的项目、设备、装置和监测手段，各项生态保护设施。建设项目的主体项目完工后，其配套建设的环境保护设施必须与主体项目同时设计、同时施工、同时投入生产或运行，建设单位应向有审批权的环境保护行政主管部门提出试生产申请。建设项目竣工后，建设单位应当向有审批权的环境保护行政主管部门，申请该建设项目竣工环境保护验收。进行试生产的建设项目，建设单位应当自试生产之日起 3 个月内，向有审批权的环境行政主管部门申请该建设项目竣工环境保护验收。建设单位应提交环境保护验收监测报告，可委托经环境保护行政主管部门批准有相应资质的环境监测站编制。

环境保护验收条件是：

- (1) 建设前期环境保护审查、审批手续完备，技术资料与环境保护档案资料齐全；
- (2) 环境保护设施及其他措施等已经按批准的环境影响报告书的要求建成或者落实，环境保护设施经负荷试车检测合格，其防治污染能力适应主体项目需要；
- (3) 环境保护设施安装质量符合国家和有关部门颁发的专业项目验收规范、规程和检验评定标准；
- (4) 具备环境保护设施正常运转的条件，包括：经培训合格的操作人员、健全的岗位操作规程及相应的规章制度，原料、动力供应落实，符合交付使用的其他要求；
- (5) 污染物排放符合环境影响报告书和设计文件中提出的标准及核定的污染物排放总量控制指标的要求；
- (6) 环境监测项目、点位、机构设置及人员配备，符合环境影响报告书和有关规

定的要求。

本项目“三同时”验收计划见表 10.7-1。

**表 10.7-1 本项目“三同时”验收计划表**

投资项目		治理对象	治理措施	处理效果
废气治理	加强井口的密封性	无组织烃类气体挥发	密封井口：油井安装防喷井口，并增加密封性。	最大限度的降低烃类气体的挥发
	加强燃气锅炉管理	油气处理站燃气加热炉	以油田分离出来的伴生气作燃料	达标排放
废水治理	井下作业废水	修井废水	在修井时对井场内的贮污池表层再覆盖一层防渗厚塑料布	零排放
	废压裂液防护措施	废压裂液	由罐车送至联合站处理后回注地下	不污染地表水
地下水治理	固井水泥套管	地下水污染防治	每口井下表层套管至地下 240m 以下，内设水泥封堵，水泥套管上返至井口	避免套外返水事故
固废治理	泥浆池防渗	泥浆池防渗	泥浆池铺设复合衬层	对地下水环境影响不大
	落地油回收	修井落地油	油井安装泄油器，井场铺防渗厚塑料布，回收率 100%	对环境的影响较小
	废油泥处理	废油泥	送镇赉县鑫海石油技术开发有限公司进行处理	对环境不会造成影响
噪声治理	抽油机	抽油机	购买声源小的抽油机	敏感点处满足《声环境质量标准》中 1 类标准
风险治理	风险应急措施	污染风险	制定应急措施及培训	能有效降低污染风险
管理措施	员工培训	环境管理	提高员工素质；对员工进行培训和环保教育	加强环境管理
生态恢复	井场硬化 设置围堰	落地油 土壤侵蚀	井场建设土围堰；平台井场部分硬化	减少落地油污染，降低水土流失

# 第十一章 总量控制

## 11.1 污染物总量控制目标

污染物排放总量控制是将排放某一特定区域环境的污染物量控制或削减到某一要求的水平之下，以限制排污单位的污染物排放总量。实施污染物排放总量控制是坚持可持续发展战略，推进经济、社会、环境协调发展的重要措施。

## 11.2 总量控制原则

本报告书根据国家环保总局环办[2003]25 号《关于核定建设项目主要污染物排放总量控制指标有关问题的通知》以及吉林省环境保护局吉环管字[2003]5 号《转发国家环保总局关于核定建设项目主要污染物排放总量控制指标有关问题的通知》精神，在遵循国家“十一五”总量控制控制原则的基础上，根据英台采油厂现有污染物和本项目实施后实际排放情况及未来发展趋势，为本项目提出总量控制建议指标，作为地方环保部门和吉林油田今后为该项目指定总量控制指标的参考。

## 11.3 总量控制因子

根据国务院“十二五”期间污染物总量控制因子的规定，将废气中的： $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$ ，以及废水中的 COD、 $\text{NH}_3\text{-N}$  确定为本项目污染物总量控制因子。

本工程运行期不增加废水排放量，因此可不设废水总量控制因子。废气排放量主要为各站场加热炉增加燃气产生的锅炉烟气，因此，确定  $\text{SO}_2$ 、 $\text{NO}_x$  作为总量控制因子。

## 11.4 总量指标建议值

根据工程分析，本项目新增的加热炉均采用油田伴生气，烟气中主要污染物为氮氧化物、烟尘及极少量的  $\text{SO}_2$ 。

根据工程分析及污染物排放三本账核算，本项目运行期造成各加热炉烟气中增加  $\text{NO}_x$  排放量 0.2t/a、新增  $\text{SO}_2$  排放量 0.12t/a。因此，本报告建议将烟气中  $\text{NO}_x$  及  $\text{SO}_2$  的

新增排放量作为本项目污染物的总量控制指标值。

东北师范大学编制了《中石油吉林油田分公司“十二五”污染物排放总量核算报告》，中石油吉林油田分公司发展目标和现企业污染物排放情况，中石油吉林油田分公司“十二五”期间逐年污染物排放总量计算结果见表 11.5-2。

**表 11.5-2 中石油吉林油田分公司“十二五”期间污染物排放总量情况汇总 单位：t/a**

污染物	现状	2011	2012	2013	2014	2015
COD	1217.99	1242.983	1266.965	1293.111	1321.59	1352.63
氨氮	166.93	170.23	173.81	177.74	182.01	186.66
SO <sub>2</sub>	791.14	975.73	1774.48	1792.00	1811.09	1831.88
NO <sub>x</sub>	6174.56	6218.29	5097.35	5149.25	5205.85	5267.66

本项目总量控制指标由吉林油田公司在其“十二五”期间的各项污染物排放总量中进行内部调整和分配。

## 11.5 总量控制保证措施

- (1) 在生产运行期，确保采油废水、井下作业废水等 100% 处理达标后回注井下。
- (2) 加强对注加热炉的维护和运行管理，减少燃气耗量和污染物排放量。
- (3) 加强井场、集输设备的运行管理和保养，减少烃类气体的无组织挥发和泄漏。

## 第十二章 环境管理与环境监测

### 12.1 油田开发 HSE 管理体系

#### 12.1.1 HSE 管理内容

根据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T276—1997)的要求,在项目的开发建设期、运营期建立和实施 HSE 管理体系。其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定环境管理体系原则以及天然气开采、集输等有关标准的要求。建设期和运行期的 HSE 管理分别包括以下内容:

1) 建设期的 HSE 管理主要包括良好的工程设计、节能、节水、节省原辅材料的设计,安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用,安全施工等。

2) 运行期的 HSE 管理主要包括 HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、事故预防和应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等。

在项目的初步设计中应对工程建设期和运行期可能产生的健康、安全与环境影响进行论述,对危害的预防进行设计并对安全和环保措施进行专项投资概算,以有效降低工程建设和运行中的健康、安全与环境危害。

#### 12.1.2 组织机构

吉林油田分公司的 HSE 管理机构应实行逐级负责制,受中国石油公司 HSE 管理委员会的直接领导,下设吉林油田分公司 HSE 管理处、英台采油厂 HSE 管理委员会,设专职 HSE 管理员一名,负责本项目的 HSE 日常管理工作。

#### 12.1.3 HSE 管理员的职责

- (1) 负责生产运行期间环境管理措施的编制、实施和检查;
- (2) 对生产运行期间出现的环境问题加以分析;
- (3) 监督生产现场对环境管理措施的落实情况;

(4) 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；

(5) 配合上级主管部门组织全体人员进行环境教育和培训；

(6) 及时向上级主管部门汇报环境管理现状，提出合理化建议；

(7) 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，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。

#### 12.1.4 培训

为提高全体员工的环境意识和能力，应对本建设项目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，地方政府有关自然保护区的法规、条例及中国石油天然气股份有限公司的有关规定；了解本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

管理及处理可能污染环境的源的位置、产生量、处理方式等；保护周围的生态环境的管理；处理项目建设可能引起的其它污染情况等；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、废气及固体废物的方法；掌握泄漏事故的预防和紧急处理方法。

#### 12.1.5 检查和审核

为了保证该 HSE 管理体系有效地运行，预防污染和保护环境的措施得到有效推行，并使体系得到持续改进，在项目开发建设期间要进行不定期的检查和环境审核，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。

#### 12.1.6 风险处理方案

针对本项目地面工程及管输可能发生的风险事故，结合自然条件、环境状况、地理位置等特点，借鉴其它工程的经验，制定出本项目开发施工期和生产运行期的风险处理方案及应急预案。

### (1) 确定危害和风险

首先确定本项目的风险事故，通过正确区别和评价风险事故的危害，制定相应的应急措施，将风险影响降到最低限度，最大限度地保护当地居民及其财产、周围环境少受或不受影响。

### (2) 风险应急措施

在危害和风险评价的基础上确定地点和状况及应急反应计划，即通过对可预见的突发事故系统地进行评审、分析和记录。针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急计划，以处理突发事故，降低风险，这种行动计划的内容应包括：

应急组织及职责；应急教育与应急演习；应急设施、设备与器材；应急通讯联络；应急监测；应急安全、保卫；应急医学救援；应急措施；事故后果评价和应急报告；应急状态终止等。

## 12.2 环境监测

### 12.2.1 环境监测计划

(1) 施工期的环境主要监测对象有土壤、植被、施工作业产生的废渣、废水、噪声等。监测工作由 HSE 人员负责组织完成，具体监测可委托项目所在地环境监测站完成。

(2) 运行期间的环境监测可不必自设环境监测机构，需要进行的环境监测可委托当地环境监测站进行。环境监测应按国家和地方环境要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环保主管部门上报监测结果。

### 12.2.2 监测内容

确定该项目监测内容见表 12.2-1。

表 12.2-1 运行期环境监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位	监测时间及频率
1	环境空气	非甲烷总烃	场站附近选 1—2 个点	1 次/年
		SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、 烟尘	排气筒出口	1 次/年

2	地下水	COD <sub>MN</sub> 、石油类	区域周边水源井	1 次/年
3	设备噪声	厂界噪声	场站厂界外 1m 处选 1—2 个点	1 次/年
4	生态调查	植被恢复	评价区域	运行后前 3 年, 1 次/年
5	事故监测	总烃	事故发生地点及附近区域	发生事故, 立即进行

## 12.3 环境管理

环境保护重在管理, 只有加强对施工期和运行期的环境管理, 才能保证各项环保措施的顺利执行, 才能切实保护环境。

### 12.3.1 环境管理机构

根据《吉林油田公司环境保护管理办法》中的管理机构和职责规定, 吉林油田公司下设安全环保处, 对公司及各采油厂的建设项目环境保护情况进行监督检查; 各单位下设安全环保科, 主要负责组织开展环境影响评价工作及对本单位的建设项目环境保护情况进行监督、检查。本项目方 75 区块一口侧钻水平井项目的环境管理机构为英台采油厂的安全环保科, 由 1 人负责本项目的环境管理工作, 主要负责各项环保措施的实施情况; 同时英台采油厂采油八队有 1 名专职的环保人员负责井场及周边环境的日常工作。

该项目环境管理机构的主要职责如下:

1. 贯彻政府和上级部门有关环境保护法律法规和规章, 负责制定本单位环境保护管理制度, 落实本单位环境保护目标责任制, 组织对本单位的环保工作的定量考核;

2. 制定和实施本单位长远、年度和限期治理项目的环境保护规划、计划, 参与检查本单位新、改、扩建项目的环境影响评价和“三同时”制度的执行情况, 参与检查本单位的工程设计方案中环境保护措施的审查及环保设施的竣工验收工作;

3. 组织实施本单位清洁生产工作, 对本单位生产全过程进行污染控制和生态保护, 积极创建绿色站队、清洁型班组。组织实施污染治理工程的技术论证及环境保护新技术的推广应用;

4. 组织本单位健康安全与环境等管理体系的实施, 强化环境保护基础工作, 建立完善的环境基础资料、环境统计报表和台帐, 并及时上报;

5. 协调组织实施本单位环境保护培训计划, 组织开展环境保护宣传教育;

6. 做好本单位环境监测工作, 参加本单位突发环境事件现场应急处置和调查处理,

协调解决有关污染纠纷问题；

7.做好本单位突发环境事件的应急救援工作。

### 12.3.2 环境管理主要任务

制订环境管理方案，建立污染源档案；委托当地环境监测站开展对本项目的定期环境监测；编制环境保护规划和计划，并作为企业生产目标的一个内容纳入到企业的生产发展和计划中，在开发的同时严格控制污染物排放总量。

#### 12.3.2.1 钻井作业期间环境管理要求

本项目钻井作业期间的环境管理要求详见表 12.3-1。

表 12.3-1 本项目钻井作业期间的环境管理内容及要求

序号	管理内容	管理要求
1	废水、废泥浆、废气的处理	(1)采用气冲洗钻台、钻具，最大限度地减少污染量。 (2)动力设备、水刹车等冷却水，要循环使用，节约用水。不能循环使用的，要避免被油品或钻井液污染。 (3)不得用渗井排放有毒污水，以免污染浅层地下水。 (4)钻井现场应筑足够容量的泥浆池，以便收集事故溢出的钻井液或被置换的废钻井液。在任何情况下，钻井液不得排出井场。 (5)所有钻井液处理剂，应有专人负责严格管理，防止破损或由于下雨而流失。
2	钻井岩屑的处理	井内返出的钻井岩屑可与泥浆一起经固化处理后填埋，不得造成污染。
3	噪声控制	(1)为钻机配备动力的柴油机和柴油发电机安装在活动板房内。 (2)噪声大的动力设备应布置在井场主导风向的下风侧，办公用板房或员工宿舍应布置在主导风向的上风侧，以减轻噪声的影响。
4	钻井材料和油料的管理	(1)钻井材料和油料要集中管理，减少散失或漏失，对被污染的土壤应及时妥善处理。 (2)设备更换的废机油和清洗用废油，应集中回收储存，严禁就地倾倒。
5	保护地下水的技术措施	(1)钻井时表层套管应下到地下水层 220m 以下，固井时水泥套管应上返至地表井口，并保证固井质量，防止套外返水。 (2)钻井液配方在保证井壁稳定、井眼安全前提下，应选用无毒水基钻井液
6	钻井作业完成后环境管理	(1)完井后对钻井液进行无害化处理，环保达到国家环保要求。 (2)施工完成后，做到井场整洁、无杂物。 (3)完井后对钻井产生的废水、固体废物和生活垃圾进行无害化及相应处理，平整井场，恢复地貌。
7	营地环境保护	(1)设置营地时，在保证需要条件下，应利用自然的或原有的开辟地以减少对环境的影响。 (2)保持营地内清洁、不准乱扔废物；同时对于生活垃圾应该及时清理。 (3)处理废弃物时应避免污染地表水、地下水和土壤。

#### 12.3.2.2 生产运行期环境管理

(1) 建立和实施油田生产运行期的 HSE 管理体系。

(2) 负责公司的日常环境保护管理工作。

(3) 负责对污染事故的处理及监测、报告任务。

(4) 对公司全体员工进行环境保护内容的培训，不断提高环保意识。

(5) 编制应急计划，将本报告书提出的污染事故应急措施纳入计划。

(6) 负责与外单位和地方环保部门的联系和协调工作，了解环境管理部门和地方政府对油田开发项目的环境保护要求及技术指导、建议，及时上传下达，在公司的统筹安排下，监督各生产单位（井队、站场等）贯彻和落实。

## 12.4 施工期环境监理

本项目施工期建设主要工程内容为钻井施工、区内集输管道、计量间建设及井间路的铺设。

施工环境保护监理是针对建设项目施工过程中环境保护的全方位、全过程的监理，其主要任务，一是根据《中华人民共和国环境保护法》及相关法律法规，对项目建设过程中污染环境、破坏生态的行为进行监督管理，如噪声、废气、污水等污染物排放应达标、减少水土流失和生态环境破坏。二是对建设项目配套的工程进行施工监理，确保“三同时”的实施，如对污水处理设施、声屏障、绿化工程、自然保护区、水源保护区以及风景名胜保护区的保护进行监理。

施工期的环境监理组织方式：由地方环保部门的监察部门负责监理。

### 12.4.1 环境监理计划

本项目环境监理工作阶段包括以下三个部分：

- (1) 施工组织设计及施工准备阶段环境监理；
- (2) 施工阶段环境监理；
- (3) 工程保修阶段（交工及缺陷责任期）环境监理。

本工程各阶段监理主要工作和要求见表 12.4-1。

**表 12.4-1 本工程环境监理计划**

阶段	工作内容
施工组织设计及施工准备阶段	熟悉设计文件；熟悉施工合同文件的内容；制定详细的监理工作计划；审查承包人施工组织设计中的环保方案及资金估算；审查承包人的环保人员及技术水准；准备举行第一次工地会议等。
施工阶段	集中力量做好施工过程的环境监理，并与驻地工程监理相配合，按工程进度要求完成各项工作。
工程责任期阶段	项目环境保护工程的修复、重建监理；对工程缺陷的修补，修复及重建过程进行环境监理。

### 12.4.2 环境监理的内容

- (1) 审查施工单位采取的环保措施是否可行。
- (2) 对施工现场进行巡视监理，检查环境保护措施的落实情况。
- (3) 监测各项环境指标，出具监测报告。
- (4) 向施工单位发出环境保护工作指示，并检查指令的执行情况。
- (5) 编写环境监理月报。
- (6) 参加工地例会。
- (7) 监建立、保管环境保护监理资料档案。
- (8) 处理或协助主管部门和建设单位处理突发环保事件。

### 12.4.3 环境监理工作要点

井场钻井施工：审查设计文件，确保井场选址与区域地表水体、周围村屯保持一定安全范围；严格控制井场的施工临时占地范围，严禁占用征地范围外土地，以减少植被破坏；井场施工废水、固体废物应定点收集，并做好防渗、防跑冒措施；禁止施工单位在区内自然泡体内清洗施工机械等。确保施工单位按照设计文件、环评及其批复文件中的环境保护要求实施，井场钻井施工的噪声、废气、污水等污染物排放应达标，减少水土流失和生态环境破坏。

## 第十三章 环境经济损益分析

### 13.1 项目的社会效益分析

本项目地处吉林省白城市镇赉县境内，该地区以农业经济为主，工业基础落后，属经济欠发达地区。项目的实施除了使吉林油田的生产规模进一步扩大，产量增加，经济实力增强外，也将会带动本地区经济的发展和社会的进步，如增加地方的税收、带动相关产业的发展、带来交通的便利及当地居民收入的增加等。

### 13.2 项目的经济效益分析

本项目建成后预计年新增原油量 1200t/a，按中原油价格按 5000 元/吨计算，年销售收入 600 万元。按所得税税率 33% 计算，项目应缴纳所得税为 198 万元，税后年利润约 402 万元。

由此可见，本项目的建设不但可为企业带来较好的经济效益，而且可将该地区的资源优势转化为经济优势，充分发挥油田开发建设经济带动作用，促进地方经济的发展。

### 13.3 项目环境经济损益分析

#### 13.3.1 项目内部环境保护措施效益分析

##### 1) 环保设施费用估算

本项目环保投资主要用于“三废”治理及生态保护措施等方面，本项目总投资 395.49 万元，环保投资约为 8.96 万元，约占总投资的 2.3%。

##### 2) 环保设施经济收益估算

采取相应环保措施后，不仅对减轻环境污染具有显著的环境效益，而且还会产生一定的经济效益。

##### (1) 回收落地原油效益

在生产运行期内（以 15 年计）总共可回收落地原油约 0.75t，按回收油 1500 元/t 计，则产生的经济价值 1125 元。

## (2) 污水集输回注系统

本项目整个运行期（以 15 年计）共处理含油废水约 39193t，全部回注到地下油层，相当于节省了同样数量的清水，按每吨水 0.50 元计算，产生的经济效益约为 19596.5 元。

由以上分析可知，采用相应的环保设施后，整个运行期（以 15 年计）共产生的环境经济效益 20721.5 元。

### 13.3.2 项目外部环境损失

油田开发过程中，由于井场占地、地面建设占地，修建道路等需要占用土地，占地带来的环境损失可用征地费用和植被的经济损失来计算。而环境污染造成的环境损失及生态破坏，则很难用价值计算。

#### 1) 耕地赔偿费

由本项目临时占地面积为  $0.34\text{hm}^2$ ，征地费平均按 5.4 元/ $\text{m}^2$  计算，其费用为土地赔偿费约 18360 元。

#### 2) 农业生态损失费

由油田开发占地影响可知，本项目各区块施工期临时占用农田面积  $0.34\text{hm}^2$ ，主要作物为水稻，施工期如果安排在作物生长期，可能带来的农业经济损失为 8878.4 元。

## 13.4 综合效益分析

综上，本项目开发不仅加速吉林油田的发展，同时也为白城市、镇赉县乃至吉林省经济发展创造了新的增长点，同时该项目还可为当地的经济、交通运输及收入的增加等产生促进作用，具有明显的社会效益。项目开发建设的同时，由于采取了各项环保措施，如生产废水处理后全部回注油层，废弃泥浆无害化处理，油地油土送油土处理站处理，施工期临时占地及时进行植被恢复等，可大大降低油田开发对区域环境及自然保护区的影响，项目环保措施可行，投资合理，可产生较好的环境效益。因此，从各方面讲，本项目的开发建设将带来较大的社会、经济、环境效益。

## 第十四章 项目建设环境可行性论证分析

### 14.1 产业政策的符合性分析

石油天然气开采业属于国家重点鼓励发展的产业，并被列入《产业结构调整指导目录》2011 年本第一类鼓励类中石油、天然气分项的第一项：常规石油天然气勘探及开采。由此可见，本项目符合国家产业政策，属鼓励发展的项目。

### 14.2 区域发展规划符合性分析

#### (1) 与国家“十二五”规划纲要的符合性分析

石油、天然气是国家紧缺的战略能源，属于优先发展的产业。在国家“十二五”石油、天然气发展规划中提出要加快发展石油天然气。

首先要加大石油天然气勘探力度，扩大勘探区域范围，重点开拓海域、主要油气盆地和陆地油气新区，推进油气勘探开发主体多元化；其次要实行油气并举，稳定增加原油产量，提高天然气产量；再其次要加快油气干线管网和配套设施的规划建设，逐步完善全国油气管线网络。

#### (2) 吉林省经济发展“十二五”规划

吉林省国民经济和社会发展的第十二个五年规划中明确提出：

“加大油气勘探开发力度。坚持油气并举，增储上产，实施油气勘探、产能建设、老油田改造、装备更新等工程，省内油气产能超 1000 万 t。”

“增强一次能源保障能力。加大省内煤炭、油气资源勘探开发力度，稳定提供后续开发资源，继续推进千万吨油气基地、千万吨煤炭基地、百万吨页岩油基地建设，到 2015 年，省内煤炭产量达到 4500 万 t/a，油气当量超过 1000 万 t。”

#### (3) 吉林油田规划

吉林油田属于中石油确定的增储上产的油田，也就是说，在全国老油田产能普遍下降的情况下，吉林油田应尽快扩大探明储量，尽量提高整个油田的产量，以应对国内原油紧张的局面，稳定吉林省经济发展形势。目前吉林油田正实施“681”项目，“681”项目中规划 2010 年产能  $800 \times 10^4 \text{t}$ ，2015 年达到  $1000 \times 10^4 \text{t}$ ，目前吉林油田正在向千万吨级的大油田前进。

由此可见，本项目的建设符合国家石油发展战略和产业政策，符合吉林省发展石油工业的“十二五”规划，符合吉林油田规划。

## 14.3 建设项目选址合理性分析和敏感性分析

### 14.3.1 项目选址占地合理性分析

本项目所在的方 75 区块周围 3000m 范围内没有村屯敏感点；项目原有井位距离莫莫格国家级自然保护区约 280m，评价范围包含莫莫格自然保护区，属于特殊敏感区，但由于油藏的赋存地点的特殊性，加之在采取污染防治措施后，可大大降低项目开发对保护区的不利影响。

根据环办[2010]132 号《关于进一步加强分散式饮用水水源地环境保护工作的通知》要求和附件中《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》中规定，分散式饮用水水源地，地下水水源保护范围为取水口周边 30 米—50 米范围。分散式饮用水水源地是指：“供水小于一定规模（供水人口一般在 1000 人以下）的现用、备用和规划饮用水水源地”。本项目井场附近距离最近的村屯要在 3000m 以上，不存在居民饮用水问题，满足《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》的规定要求。

本次项目充分顾及到保护区保护功能及居民饮用水源地的要求，本项目的选址具有一定的环境可行性。

### 14.3.2 选址的环境敏感性分析

拟建项目距离莫莫格国家级自然保护区实验区约 280m，该保护区是以保护湿地景观以及依附于湿地栖息的鸟类的国家级自然保护区，因此项目所处环境十分敏感。项目实施过程中将会对保护区鸟类产生一定干扰，对保护区景观也会产生一定障碍性影响，这些敏感条件为油田开发带来许多限制性因素，必须要采取比一般油田开发更为严格的生态保护措施，并使这些措施真正落实到实处，本项目方具有一定可行性。

### 14.3.3 污染物达标及污染防治措施有效性分析

从吉林油田在其他油田和区块采取的各项防治措施看，对于各种污染要素的污染防治效果是比较好的、有效的。本次拟建项目对废气、废水、固废、噪声等产污环节将借

鉴吉林油田成功经验，采取类似或更加严格的防治措施，真正实现清洁生产要求，实现各种污染物达标排放是完全可以做到的。

#### 14.3.4 环境影响可接受性分析

本项目生产废水全部经油气处理站处理达标后回注油层。正常情况下不会对地表水和地下水环境造成影响；保证钻井的施工质量，采用声幅曲线检测技术全程监控固井质量，保证了事故能够及时发现、及时控制，钻井时表层套管应下到地下水层以下，固井时水泥套管应上返至地表井口，防止了套外返水，可有效避免对本区地下水的影响；钻井过程中产生的噪声在采取了严格防噪措施后对周围声环境影响不大；钻井产生的废弃泥浆全部送至保护区外无害化处理。对保护区的地下水和土壤影响不大；修井时产生的落地油和废防渗塑料布送保护区外英台采油厂的油土分离站处理，处理后的废弃油土经煅烧窑制砖，对周围环境影响较小。

综上，本项目在采取了各项有效的污染防治措施后，其排放的各类污染物均可达标排放或把对环境的影响程度降至最低，可为环境所接受。

#### 14.3.5 地面工程合理性分析

油田建设中出现许多新的人工景观，管线、道路、站场、井场等，除了人员、车辆等流动因素外，这些地面建设项目是油田开发对生态环境影响的最主要因素。因此，合理规划这些项目的位置、规模、数量及丛式井的比例就成为减少生态环境不利影响的关健。

##### 1) 管线

本项目各种管线全部采用地下敷设方式，并用人工敷管而不用机械吊管。施工结束后，覆土后全部恢复原有植被，植被恢复后对生态环境影响相对较小。

##### 2) 站场和井场

本项目位于方 75 区块，站场全部依托现有工程，不仅可以节约建设资金，而且减少站场占地面积，避免站场对周围环境的污染。

本项目利用原有井场侧钻水平井，减少了占地面积，避免对农田的占用和破坏，选址合理。

##### 3) 道路

本项目属于扩建项目，无新增道路。

### 14.3.6 清洁生产分析

本项目清洁生产各项指标属国内较先进水平，采用的工艺及设备、环境管理水平等均符合清洁生产要求。在今后的生产过程中应严格落实报告中提出的清洁生产要求，并对生产各个产污环节加以严格控制。拟建项目开发采用的设备、工艺及产排污水平可以满足清洁生产要求。

### 14.3.7 总量控制指标的可达性分析

项目产生的主要污染物为  $\text{SO}_2$  和  $\text{NO}_x$ ，经核算，拟建项目  $\text{SO}_2$  排放增加量为 0.124t/a， $\text{NO}_x$  排放增加量为 0.196t/a。本项目总量控制指标有吉林油田公司在其“十二五”期间的各项污染物排放总量中，进行内部调整和分配。

### 14.3.8 综合效益的显著性分析

本开发项目可为当地的经济、交通运输、居民就业及收入的增加等产生促进作用，具有明显的社会效益，具有良好的经济效益。项目开发建设的同时，生产废水处理全部回注油层；废弃泥浆进行无害化处理；油地油土送油土处理站处理；施工期临时占地及时进行植被恢复等。通过采取以上各项污染防治及生态减缓措施后，降低油田开发对保护区的环境影响。项目环保措施可行，本项目环保投资 8.96 万元，约占项目总投资的 2.3%，投资合理，可产生较好的环境效益。因此，从各方面讲，本项目的开发建设将带来较大的社会、经济、环境效益。

### 14.3.9 公众参与的认同性分析

通过对本项目的公众参与调查与公示表明，大部分公众对建设项目表示支持。但要求建设单位在建设过程中保证施工质量，地方相关部门加强监管，防止风险事故发生对环境造成污染；同时对于项目建设占用耕地的情况，要求建设单位要及时地对农户进行补偿，不得拖欠、赖账。建设单位应严格按照国家的法律法规行事，搞好环保设施建设，采取有效的污染防治措施；同时油田应严格执行“三同时”原则，并严格管理各项污染治理设施，保障各项环保及安全设施正常运行，使污染物的排放满足国家和地方排放标准。

此外，还希望油田能够接受群众的监督，合理利用土地，扩大绿化和植被保护的面积，为该区生态环境的保护与改善作出贡献。

#### **14.3.10 本项目建设与《钻井井控技术规程》的符合性分析**

《钻井井控技术规程》中明确规定“油气井井口距高压线及其它永久性设施不小于 75m；距民宅不小于 100m；距铁路、高速公路不小于 200m；距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m。”

经实地调查，本项目拟建平台均满足上述《钻井井控技术规程》中钻井井控设计要求。因此，本项目建设符合《钻井井控技术规程》要求。

## 第十五章 结论与建议

### 15.1 工程概况

本项目拟扩建井位位于白城镇赉地区四方坨子境内。侧钻水平井采用原有的集输管线输油，通过单井支线进入现有采油八队 5# 计量间，再经现有方 52 接转站管线输送至英台油气处理二站（英 2 联）。

### 15.2 现有污染物排放分析

1) 本次拟开发项目现有废气排放源主要有油气处理站、各接转站和集气站内加热炉排放烟气、柴油发电机排放的烟气以及油气集输过程中挥发烃类气体。

2) 现有废水产生源主要包括采油废水、井下作业废水（修井和洗井废水）、污水处理站反冲洗水和生活污水。处理后的净化污水全部回注。

3) 油田现有噪声源主要来自油气处理站、接转站和集气站内的加热炉、机泵以及抽油机等。

4) 现有固体废物排放源主要来自修井产生的落地油和废防渗塑料布、油气处理站污水处理装置和储油罐产生的油泥（砂）、废滤料以及生活垃圾等。

### 15.3 拟建项目排污分析

(1) 废气：工程施工期产生的大气污染物主要有钻井排放的烟气，各种工程车辆排气等；废气中主要污染物为非甲烷总烃、 $\text{NO}_2$ 、 $\text{SO}_2$  等。运行期废气主要为油气集输生产过程中挥发损失的烃类气体、英台油气处理二站和接转站加热炉排放的烟气以及各种车辆排放的尾气，各污染物均可达标排放。

(2) 废水：施工期废水污染源主要是钻井废水、压裂液返排液和生活污水；运行期废水污染源主要有采油废水、井下作业废水和生活污水等，生产废水处理达标后回注地下不外排，生活污水排入防渗旱厕。

(3) 固体废物：施工期主要有钻井废弃泥浆、钻井岩屑、生活垃圾等。运行期固体废物主要为落地油、废防渗布等，均得到妥善处置，不产生二次污染。

(4) 噪声：施工期噪声主要有钻井机械噪声以及运输车辆噪声等。运行期噪声主要为抽油机噪声和车辆噪声等。

## 15.4 环境质量现状评价结论

### (1) 环境空气

评价区域内各环境空气监测点中  $\text{NO}_2$ 、 $\text{SO}_2$ 、TSP 的单项污染指数均小于 1，满足 GB3095-1996《环境空气质量标准》中二级标准要求，表明评价区域采暖期环境空气质量良好。

### (2) 地下水

从评价结果可以看出，各项监测因子的污染指数均小于 1，均未超过《地下水质量标准》中 III 类标准值要求；其中石油类、 $\text{NO}_3\text{-N}$ 、 $\text{NO}_2\text{-N}$ 、挥发酚、硫酸盐未检出，表明油田的开发活动对区域内地下水水质的影响有限；三个监测点的高锰酸盐指数均接近标准值，分析为农田灌溉造成了高锰酸盐指数偏高。

综上所述，分析各监测点  $\text{NH}_3\text{-N}$  的监测值较高的原因是井直接或间接受到了生活污染源强的影响。

### (3) 噪声

监测点的声环境现状监测值均符合 GB3096-2008《声环境质量标准》中 1 类区标准要求，表明区域声环境质量良好。

### (4) 土壤

按《土壤环境质量标准》中一级标准评价，区内不同深度湿地土壤中 Cu、Pb、As、Cd、 $\text{Cr}^{3+}$ 等污染物均在一级标准限值内，与对照点土壤相比结果表明，评价区内外的湿地土壤污染物差异不明显。属自然背景土壤环境质量。

油田开发特征污染物--石油类从监测结果也可以看出一些规律，即油区内湿地土壤的监测值要比对照点土壤监测值偏高，同时表层土壤较深层土壤监测值高。但从油区内外不同深度监测结果看，其监测值差别不大。

### (5) 生态

本项目所在区距离莫莫格国家级自然保护区较近，约 280m，本项目生态评价范围内的生态系统类型包括农田生态系统、植被生产力评价、土壤利用现状调

查等。农作物以玉米和水稻为主，评价区内野生动物主要是自然保护区内的野生动物及鸟类。

## 15.5 环境影响分析与预测评价

### 15.5.1 环境空气影响分析

(1) 在开发施工期，钻机柴油机排放的污染物呈面源污染形式扩散，钻机排放的空气污染物对钻井井场周围环境虽有一定的影响，但影响范围较小且是短暂的，随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

(2) 在生产运行期，加热炉排放的各类空气污染物均可满足二级标准要求，对环境贡献较小。油气集输生产挥发的烃类气体挥发量在施工期和生产期均较小，不会对周围的空气环境产生明显的影响。

### 15.5.2 地下水环境影响分析

(1) 钻井废水对地下水产生污染途径是开发井施工到含水层位时、废水和泥浆以“井”为中心、以渗流和溶质弥散规律向四周扩散。目前吉林油田钻井过程中加设高强度表层套管，并且套管下至地下水层以下，固井水泥套管上返高度至地面井口，即全井四周均为水泥套管所包裹，同时，固井水泥中加入防窜降失水剂，有效控制了水泥浆的失水。保证固井质量。经采取上述措施后，钻井废水不会对地下水环境产生明显影响。

(2) 修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油。近年来吉林油田通过在油井修井前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管）以及安装井下卸油器，修井时落地油产生量大幅减少，本项目 1 口井每次产生落地油不超 0.05t。结合井场铺垫塑料布的清洁生产方式，可将落地油（土）全部回收。因此，修井落地油正常情况下不会对地下水产生影响。

(3) 事故状态下，油田开发对地下水环境影响分析见环境风险分析章节。

### 15.5.3 噪声环境影响预测

(1) 钻井井场噪声预测值昼间 80m、夜间 250m 外可满足 GB3096-2008《声环境质量标准》中 1 类标准。根据本工程规划的井场部署情况看,本次开发工程规划的井场距离附近村屯最近距离也在 3000m 以上,因此本工程钻井期间产生的噪声对附近村屯声环境影响不大。

(2) 抽油机产生的噪声在昼间 10m、夜间 40m 内超过了 GB3096-2008《声环境质量标准》中 1 类标准,但距抽油机 60m 以外噪声可以满足标准要求。本工程拟规划的井场距离居民区的最近距离也在 3000m 左右,因此抽油油机产生的噪声对附近居民产生影响甚微。

### 15.5.4 固体废物影响分析

(1) 实验研究表明,采用泥浆无害化处理技术,浸出液各污染物浓度低于毒性鉴别标准,属于第 II 类一般固体废物,同时通过对泥浆池采取防渗漏措施后,钻井产生的废弃泥浆对地下水和土壤基本无影响。

(2) 运行期在修井作业时产生的落地油及废塑料布送至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司进行处理,不产生二次污染。

### 15.5.5 生态影响分析

油田开发对生态环境的影响因素较多,但主要集中在开发施工期,开发活动带来的占地影响是最主要的生态影响因素。虽然井区的井场、道路、管线等实际占地面积较小,但占用土地使原来的土地结构发生变化,因而带来一系列的影响。进入生产运行期后,永久占地限定在较为固定范围内,临时占地等逐渐得以恢复,对区域生态环境的影响相对较小。在闭井期主要是对油田开发生态影响的恢复过程,有利于生态环境改善。

### 15.5.6 地表水环境影响分析

#### 1) 施工期地表水环境影响分析

施工期的钻井废水、压裂液返排液、洗管废水等均用罐车送至英台油气处理二站的污水处理系统处理达到回注标准后回注地层，施工场地的生活污水经移动防渗旱厕自然蒸发，不外排，对地表水环境影响甚微。

## 2) 运行期地表水环境影响分析

本项目正式运行后，新增的生产废水均经英台油气处理二站的污水系统处理达回注标准后回注地层不外排。因此，项目运行期，正常生产时对周围地表水影响不大。

由于拟建项目距离嫩江流域较远，即便是由于管理不善，地面散落的落地油在一般的雨季通过地表径流，汇集到嫩江的可能性也不大，除非是在特大洪水期，洪水将本项目平台与公路都淹没，成一片汪洋之时，本项目平台散落的落地油才有可能污染莫莫格自然保护区湿地，对其产生一定负面影响。

## 15.6 环境风险分析

发生井喷事故时，大量原油外泄，散落在钻井井场，泄漏原油对土壤环境的影响是比较显著的。而且主要对表层 0~20cm 土层构成污染；原油泄漏后，当土壤石油类浓度超过临界土壤容量时，对植物的影响也较显著；本项目开发过程中会产生一定量的油田伴生气，该伴生气通过集输管线进入接转站经分离器分离后作为加热炉的热源。因此本项目的伴生气没有储存问题，风险问题相应要小得多；本项目应采取严格管理措施，避免井下作业物料事故的发生。

通过对套外返水的预测可知，油井类套外返水在 10a 时间内，可影响距返水油井 1500m 远的浅水层，1800m 远的第四系承压水层和 1400m 远的第三系含水层。10a 内水质超标范围分别为 1400m、1700m 和 1200m。本工程开发区块拟规划的开发井距离附近村屯（后八家子）距离约 3000m。由以上预测可结果知，本项目若发生套外返水事故时，由于距离较远，会对周边地下水层带来一定的影响，但对周边村屯的影响效果不大。从生态角度考虑，应该保证油田开发钻井，固井施工质量。

## 15.7 环境影响的可接受性分析

油田开发虽然对环境产生一定不利影响，但通过采取一系列切实可行的污染

防治措施和生态减缓措施后，环境影响可降至最低；保证钻井、洗井及采油期间的施工质量，做好泥浆池和井场的防渗处理；采用声幅曲线检测技术全程监控固井质量，保证了事故能够及时发现、及时控制，钻井时表层套管应下到地下水层以下，固井时水泥套管应上返至地表井口，并保证固井质量，防止套外返水，可有效避免对本区地下水的的影响；钻井过程中产生的噪声在采取了必要防噪措施后对周围声环境影响不大；钻井产生的废弃泥浆经无害化处理后不属于危险废物，可就地填埋。对地下水和土壤影响不大；修井时产生的落地油和废防渗布送至有资质单位进行处理，对环境的影响较小；虽然项目占用一定数量的农田，但本区农田生态环境较为稳定，在采取有效的生态减缓措施后，油田开发不会对本区生态环境产生明显影响。综上，本工程在采取了各项有效的污染防治措施以及生态减缓措施后，本工程排放的各类污染物均可达标排放或最低程度排放，对环境的影响均在环境可接受范围之内。

## 15.8 项目建设环境可行性分析

本项目符合国家及地方产业政策；基本符合清洁生产要求；项目所采取的各项污染治理措施及可以做到废水、废气和噪声达标排放；其综合效益较为显著；公众对项目建设也较为支持；本工程完全依托现有的英台油气处理二站（英台联合站）、方 52 接转站、计量间、油气集输等，井场和道路占地较为合理；通过采取切实可行的污染防治措施和生态减缓措施后，对环境的影响均在环境可接受范围之内。综上，本项目具有一定的环境可行性。

## 15.9 环保措施及达标排放分析结论

本项目所采取的各项污染防治措施、生态保护措施均是吉林油田技术上较成熟的、长期使用的、经济可行的措施。采取报告书提出的各项污染防治措施和生态减缓措施后，本项目各污染物均可实现达标排放，最大限度降低本项目开发对区域生态环境的影响。

## 15.10 清洁生产分析结论

针对本项目油井建设的特征及工程分析,从产品、原材料及能源利用、工艺及过程、废弃物处理、管理及员工等方面均在一定程度上采用了清洁生产工艺。在落实报告书中各项措施后基本可满足清洁生产要求,最大限度的减少了对环境的污染和对生态环境的破坏。

## 15.11 总量控制分析

根据项目分析及污染物排放三本账核算,运行期处理站加热炉排放的烟气中增加 SO<sub>2</sub> 排放量 0.12t/a、NO<sub>x</sub> 排放量为 0.2t/a; 本项目生产废水和生活污水不外排,因此不设总量控制指标。本项目总量控制指标由吉林油田公司在其“十二五”期间的各项污染物排放总量中进行内部调整和分配。

## 15.12 环保投资

本项目总投资 395.49 万元,其中环保投资约为 8.96 万元,约占总投资的 2.3%。

## 15.13 公众参与结论

根据调查,被调查的民众超过 50%的民众对该项目持赞成态度,其余民众持无所谓态度,认为该项目的地理位置距离自身环境较远,对生活环境影响不大。

## 15.14 综合评价结论

从上述分析可见,英台油田侧钻水平井建设项目的井场位置距离莫莫格国家级自然保护区约 280m,距离相对较近,但由于本项目和莫莫格国家级自然保护区之间有国堤相隔,且国堤东西两侧为农田,所处环境敏感程度一般。加强运行期的管理,可将本项目对莫莫格保护区的影响降至最低。

本项目无新建管线和道路,原有道路和铺设的管线均不经过莫莫格国家级自然保护区区域内,建设符合国家有关法规和规定,选址具有一定环境可行性。

本项目符合国家产业政策，与当地社会经济发展及吉林油田发展规划相协调，并地得到当地公众的广泛认同。因油田开发带来的生态破坏初步得到遏制，并呈现向好的趋势。本项目开发通过采取先进的生产工艺及生产设备，并采取有效的污染防治和生态减缓措施，其造成的影响可为环境所接受。本项目在建设期和运行期严格执行国家和吉林省的环境保护要求，切实落实环境影响报告书所确定的各项环保措施的前提下，从环境保护角度看，本项目的建设是可行的。

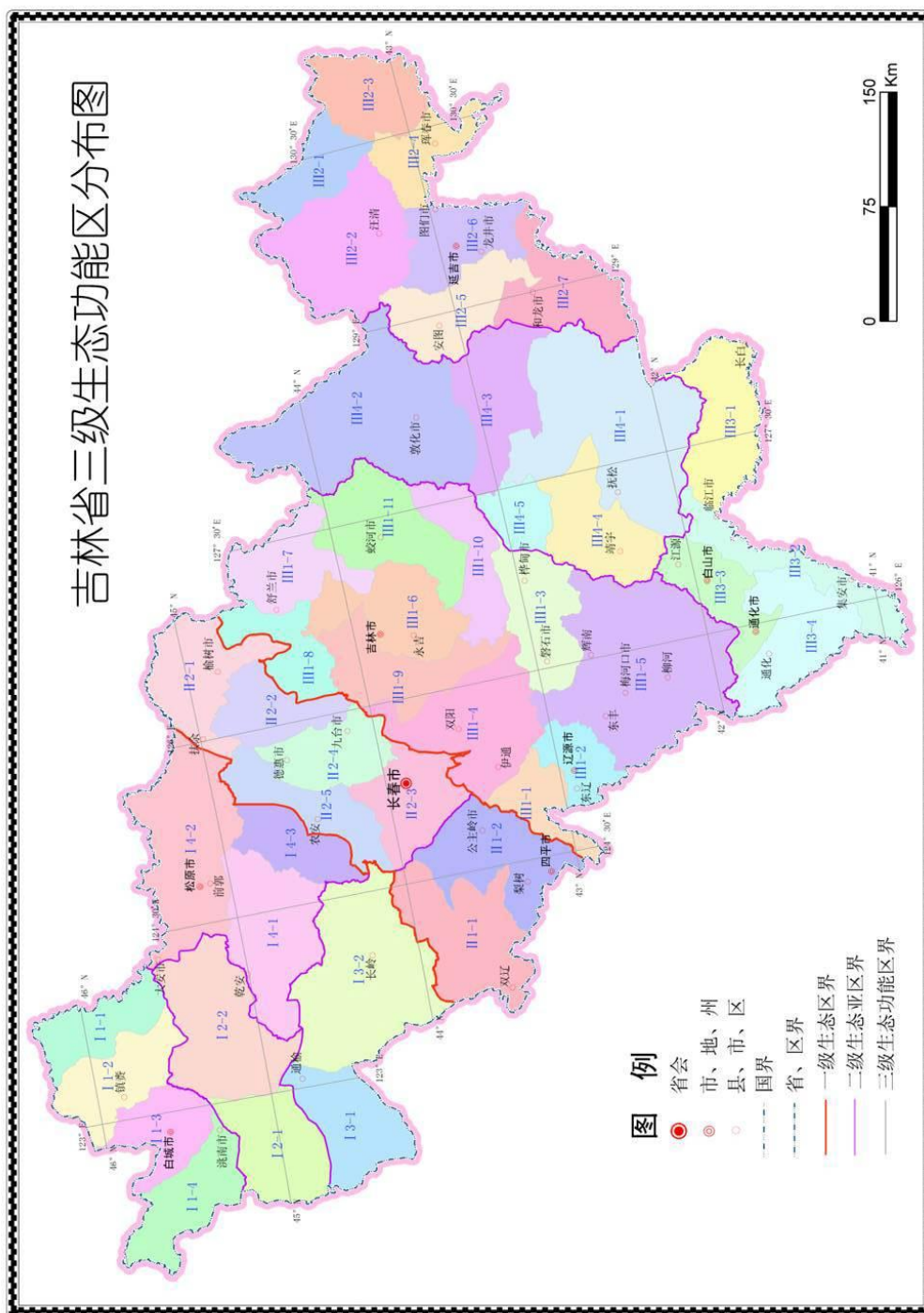


图1-1 吉林省生态功能三级区划图



图1-2 建设项目评价范围

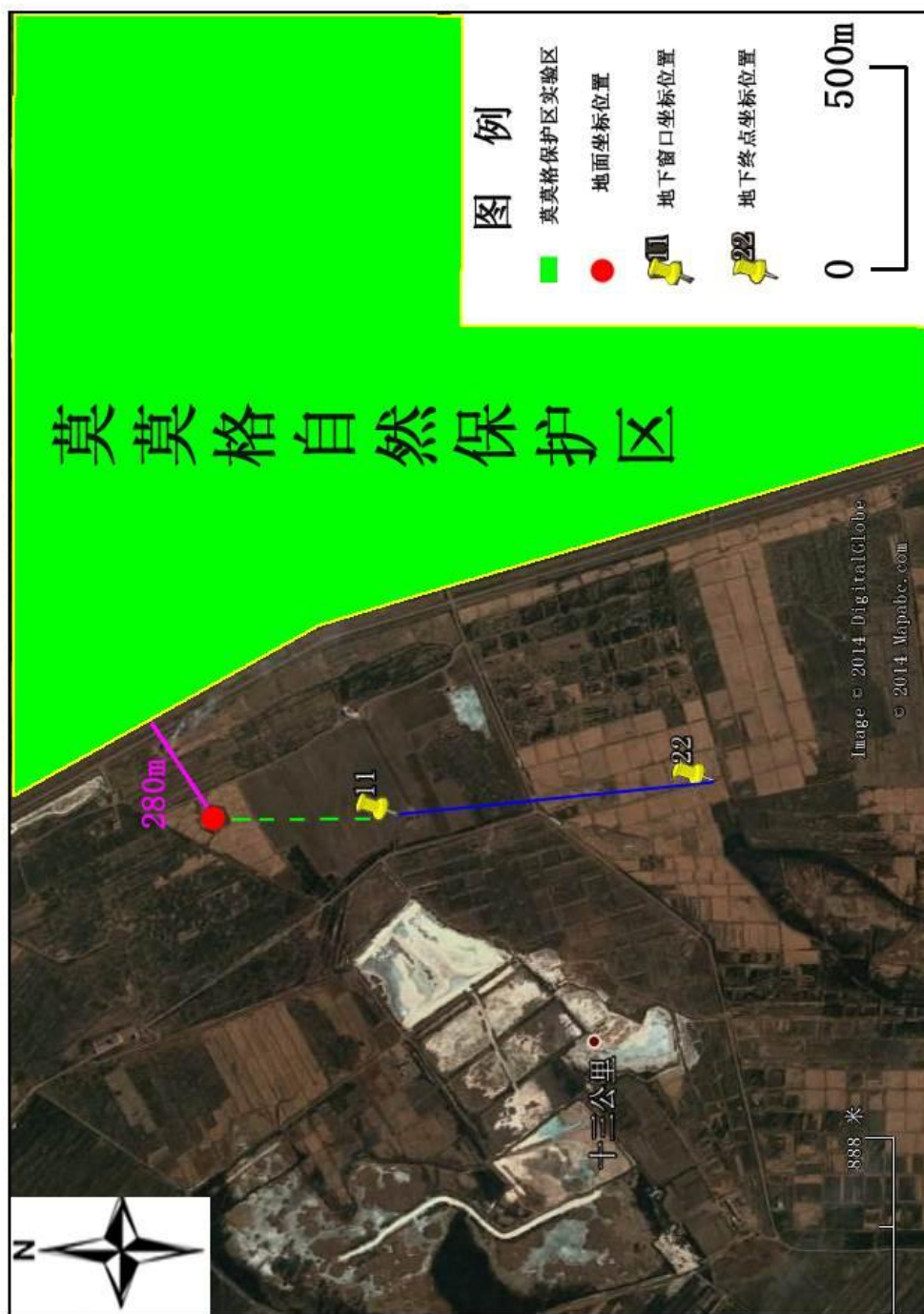


图1-3 拟建项目与莫莫格自然保护区位置关系图



图2-1 建设项目地理位置图



图4-2 拟建项目集输系统示意图

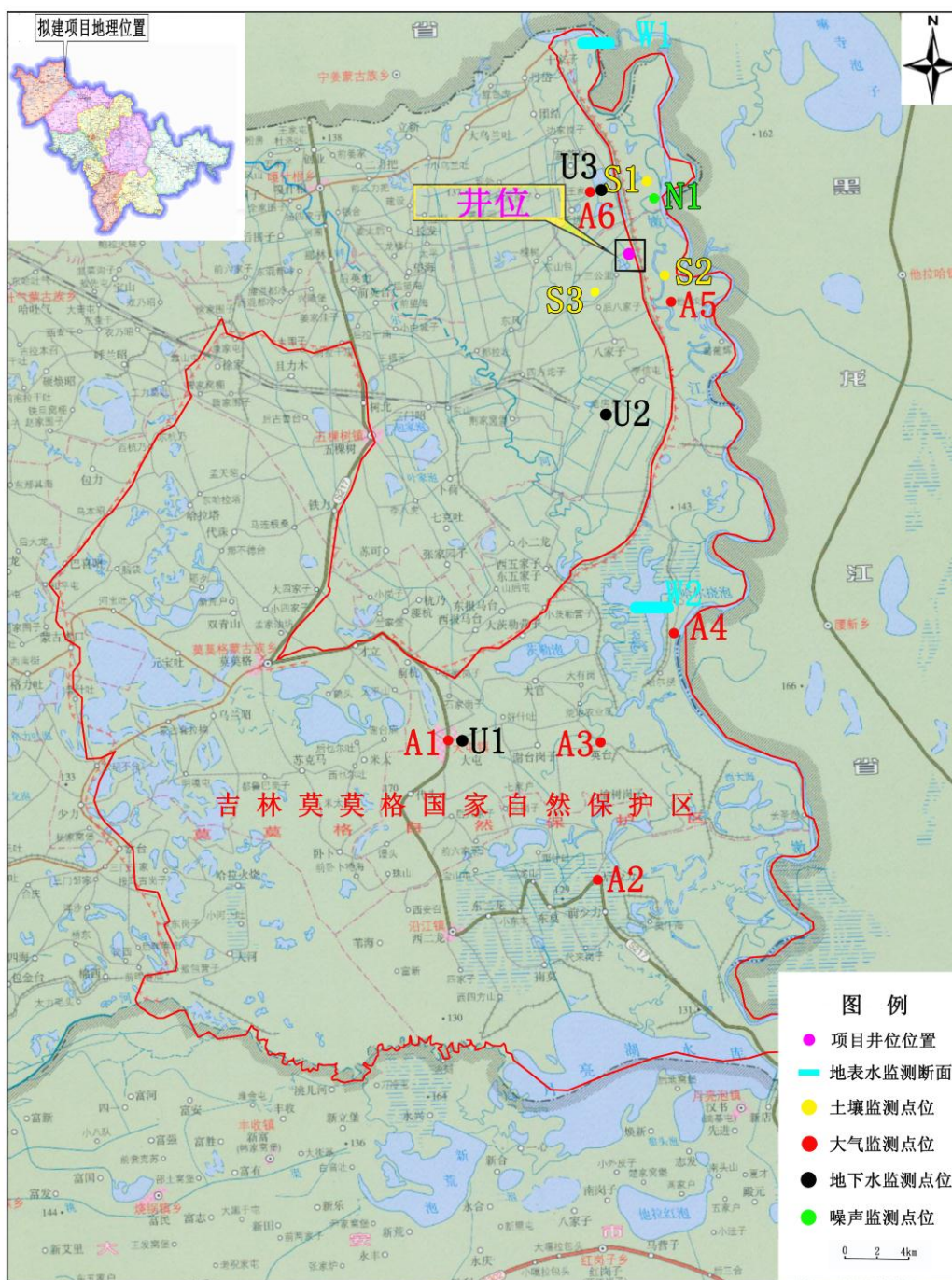


图5-1 本项目监测点位图



图5-2 拟建项目土壤类型图

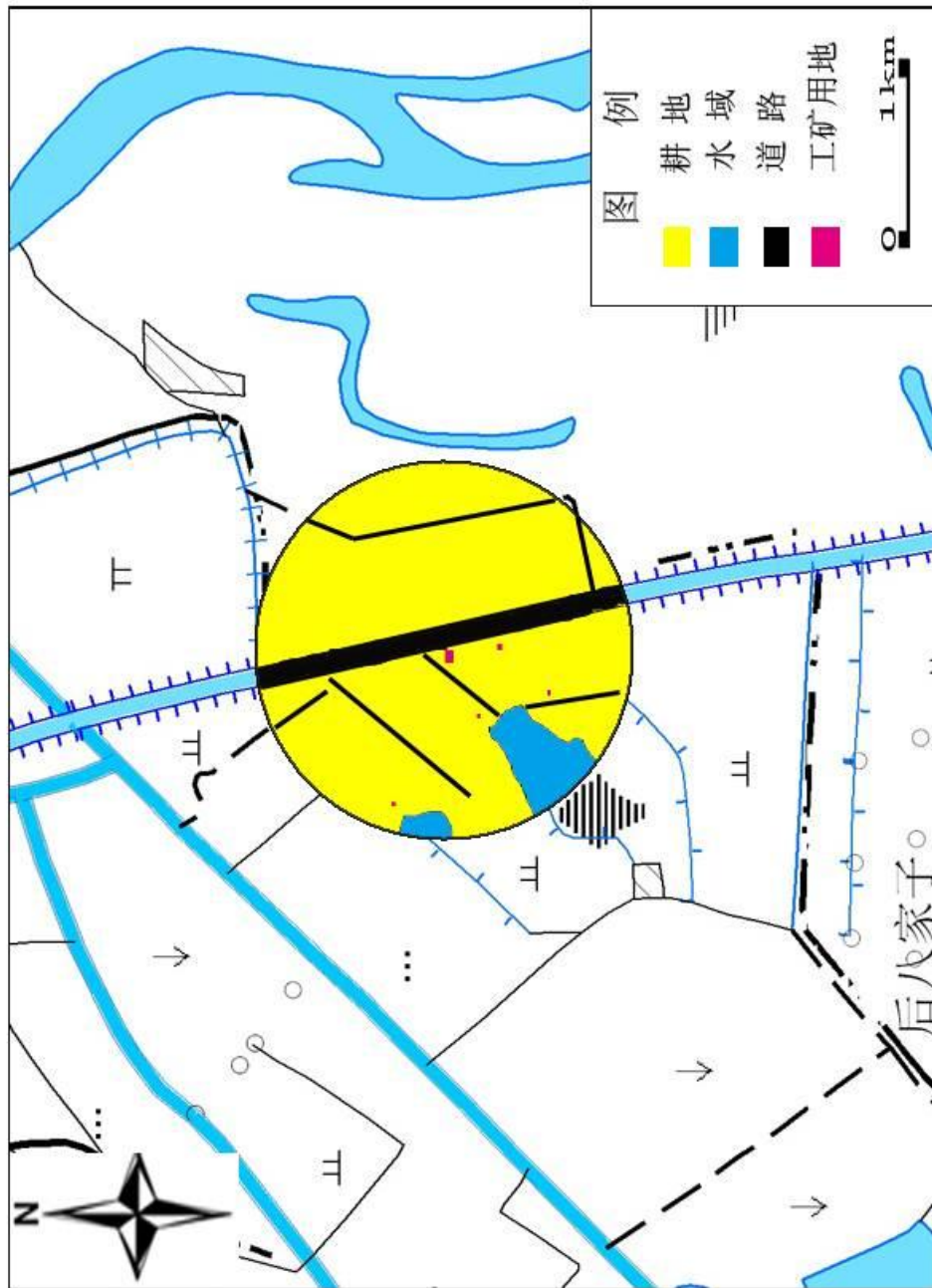


图5-3 拟建项目土地利用关系图

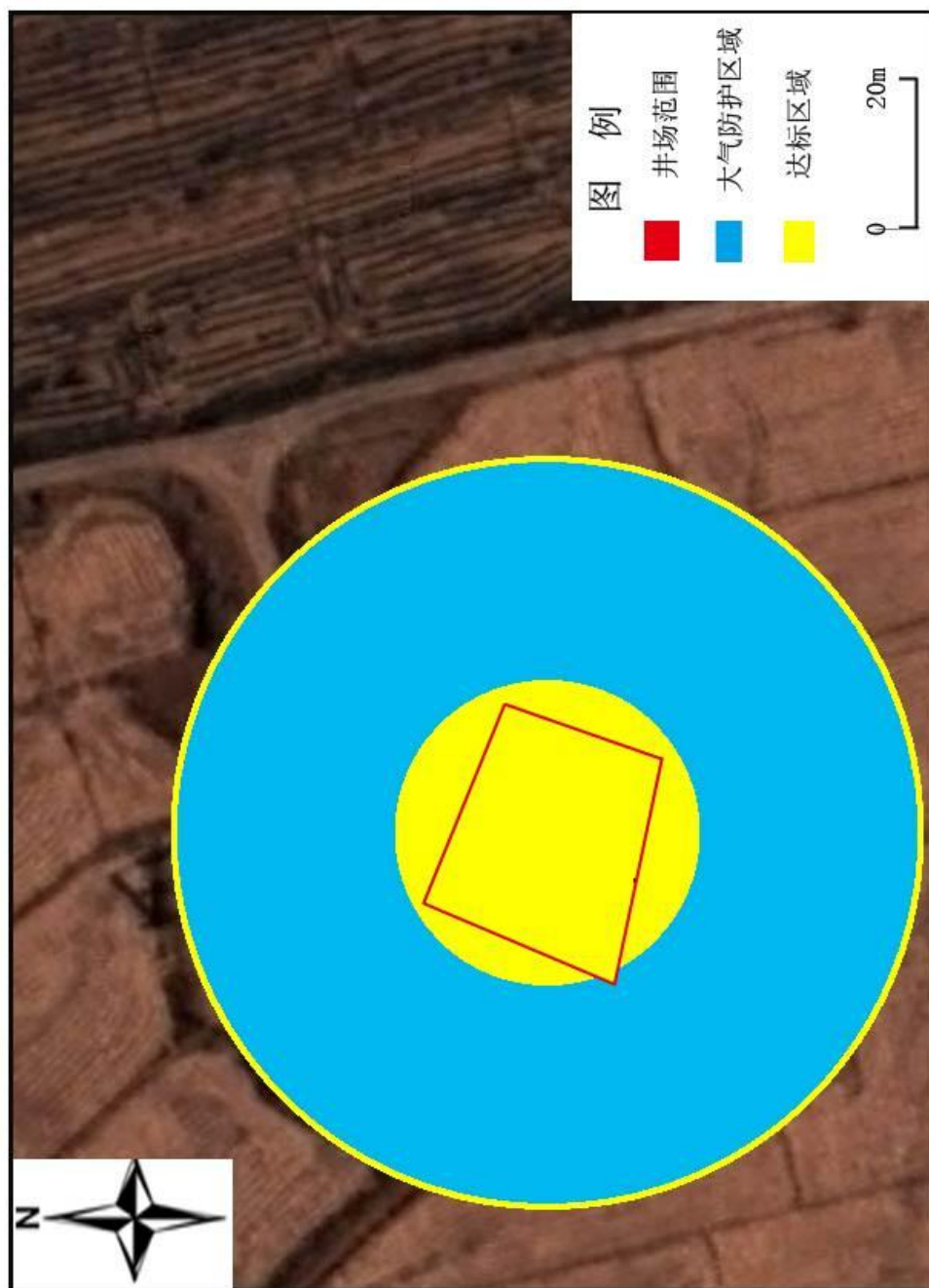
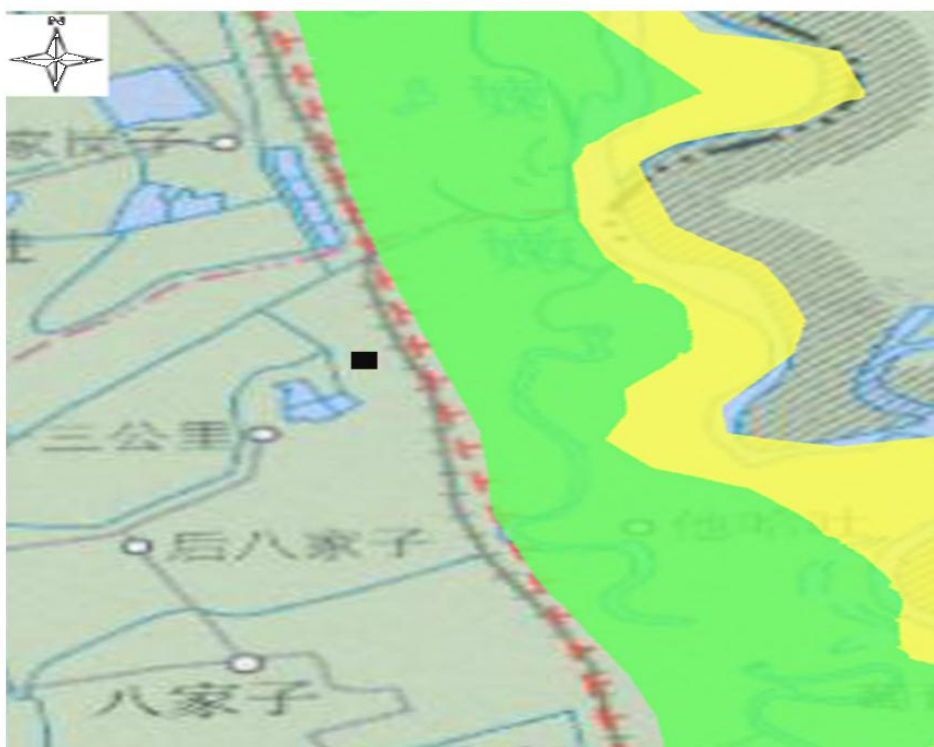


图6-3 大气防护区域图



本项目井场位置图

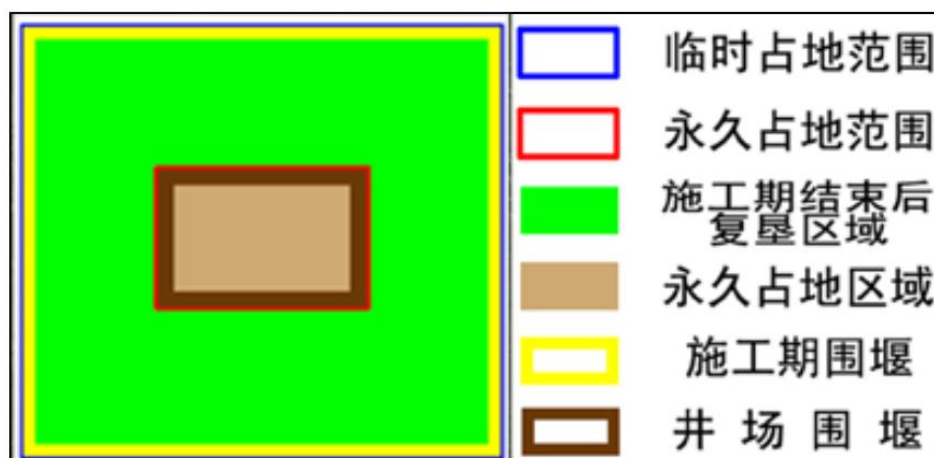


图10-1 拟建项目典型生态保护措施布置图