建设项目环境影响报告表

项目名称：英台采油厂四方坨子油田方 2 区块 4 口井

2021 年产能建设工程

建设单位：　　吉林油田公司英台采油厂

吉林省正源环保科技有限公司

2020 年 12 月

目录

一、建设项目基本情况.....4
二、建设项目所在地自然环境简况.....21
三、环境质量状况.....26
四、评价适用标准.....31
五、建设项目工程分析.....39
六、项目主要污染物产生及预计排放情况.....60
七、环境影响分析.....62
八、建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果.....76
九、环境管理及监测计划.....86
十、结论与建议.....97

专题：

专题 1：英台采油厂四方坨子油田方 2 区块 4 口井 2021 年产能建设工程地下水环境影响评价专题；

专题 2：英台采油厂四方坨子油田方 2 区块 4 口井 2021 年产能建设工程生态环境影响评价专题

专题 3：英台采油厂四方坨子油田方 2 区块 4 口井 2021 年产能建设工程环境风险评价专题

专题 4：英台采油厂四方坨子油田方 2 区块 4 口井 2021 年产能建设工程土壤环境评价专题

附图：

附图 1 拟建项目地理位置图

附图 2 本项目井位布设图及与敏感点位置关系图

附图 3 吉林莫莫格国家级自然保护区功能区划及与本项目位置关系

附图 4 本项目监测点位示意图

附图 5 本项目生态、地下水评价范围示意图

附图 6 本项目区域土壤类型图

附图 7 本项目评价范围内土地利用现状图

附图 8 吉林省生态功能区划图

一、建设项目基本情况

项目名称	英台采油厂四方坨子油田方 2 区块 4 口井 2021 年产能建设工程				
建设单位	吉林油田分公司英台采油厂				
法人代表	于颖华			联系人	王启航
通讯地址	吉林省镇赉县大屯镇				
联系电话	15948839155	传真		邮政编码	137300
建设地点	吉林省白城市镇赉县				
立项审批单位	吉林油田公司英台采油厂			批准文号	
建设性质	改扩建			行业类别及号码	石油开采/B0711
占地面积（平方米）	永久占地 1500 临时占地 23000			绿化面积（平方米）	—
总投资（万元）	1100	其中：环保投资（万元）	49.07	环保投资占总投资	4.46
评价经费（万元）				预计竣工日期	2024 年 1 月

工程内容及规模：

1 项目由来

本次工程在英台采油厂四方坨子油田方 2 区块建设油井 4 口，均为新钻井，总进尺 0.72×10^4m，总建产能 0.18×10^4t。新建集油管线 100m。项目总投资 1100 万元。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》，本项目为“四十二、石油和天然气开采业-132、石油、页岩油开采”的改扩建工程（非新区块），应编制环境影响评价报告表。根据国务院第 682 号令《建设项目环境保护管理条例》、国家环境保护部令第 44 号《建设项目环境影响评价分类管理名录》和吉林省生态环境厅相关规定，受吉林油田分公司英台采油厂的委托，吉林省正源环保科技有限公司承担了本项目环境影响评价工作。评价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，根据国家、吉林省有关环境保护法规、区域经济发展规划，按照环评技术导则编制完成了《英台采油厂四方坨子油田方 2 区块 4 口井 2021 年产能建设工程环境影响报告表》（以下简称“本项目”）。

2 编制依据

2.1 环境保护法律、法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29 修订）；

（3）《中华人民共和国水法》（2016.7.2）；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》（2018.1.1）；

（5）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.12.29 修订）；

（6）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018.12.29 修订）；

（7）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.9.1）；

（8）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2018.10.26）；

（9）《中华人民共和国水土保持法》（2011.3.1）；

（10）《中华人民共和国土地管理法》（2020.1.1）；

（12）《中华人民共和国土地管理法实施条例》（2011.1.8 修改）；

（13）《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011.1.8 修订）；

（14）《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.1）；

（15）《基本农田保护条例》（1999.1.1）；

（16）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2018.4.28）；

（17）《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2020.1.1）；

（18）《全国地下水污染防治规划》（2011-2020）

（19）《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（国发[2018]22 号）；

（20）《水污染防治行动计划》（2015.4.2）；

（21）《土壤污染防治行动计划》（2016.5.28）；

（22）《国家突发环境事件应急预案》（2014.12.29）；

（23）《突发环境事件应急管理办法》（2015.6.5）

（24）《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（2015.1.8）；

（25）《国家危险废物名录（修订版）》（2016.8.1）；

（26）《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》（环办[2010]132 号）；

（27）《关于印发<集中式饮用水水源环境保护指南（试行）>的通知》（环办[2012]50 号）；

（28）《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）；

（29）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部 2012 年第 18 号令）；

（30）《关于发布（危险废物污染防治技术政策）的通知》（环发[2001]199 号；

（31）《关于废弃钻井液管理有关问题的复函》（环办函[2009]1097 号）；

（32）《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》（环办[2013]103 号）；

（33）《石油天然气安全规程》（国家安监总局，AQ2012-2007）；

（34）《关于加强矿产资源勘查开采监督管理工作的通知》（国土资发[2001]272 号）；

（35）《危险化学品重大危险源辩识》（GB18218-2018）；

（36）《中华人民共和国危险废物鉴别标准》（GB5085-2007）；

（37）《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》（国发[2016]65 号）；

（38）《吉林省环境保护条例》（2020.11.27）；

（39）《吉林省土地管理条例》（2015.11.20）；

（40）《吉林省耕地质量保护条例》（2010.6.1）；

（41）《吉林省水土保持条例》（2014.3.1）；

（42）《吉林省生态环境保护规划》（2003.3.4）；

（43）《吉林省地表水功能区》（DB22/388-2004）；

（44）《吉林省自然保护区条例》（2017.3.24 修改）；

（45）《吉林省大气污染防治条例》（2016.5.27）；

（46）《吉林省实施<中华人民共和国水法>办法》（2007.5.1 修正）；

（47）《吉林省土地管理实施条例》（2015.11.20 修正）；

（48）《吉林省危险废物污染环境防治条例》（2005.12.11）；

（49）吉林省人民政府关于印发《吉林省主体功能区划》的通知（吉政发[2013]13 号）；

（50）吉林省人民政府办公厅关于印发《吉林省落实水污染防治行动计划工作方案》的通知（吉政办发[2015]72 号）；

（51）《吉林省人民政府关于印发吉林省落实大气污染防治行动计划实施细则的通知》（吉政发[2013]31 号）；

（52）《吉林省清洁空气行动计划（2016-2020）》（吉政办发[2016]23 号）；

（53）《吉林省清洁水体行动计划（2016-2020）》（吉政办发[2015]72 号）；

（54）《吉林省清洁土壤行动计划》（吉政办发[2016]40 号）；

（55）《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》，环环评[2016]150 号；

（56）《关于落实<水污染防治行动计划>实施区域差别化环境准入的指导意见》，环环评[2016]190 号。

（57）《吉林省城镇饮用水水源保护条例》（2018.1.22）

2.2 相关导则与规范

（1）《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）；

（2）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（3）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地面水环境》（HJ/T2.3-2018）；

（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 地下水环境》（HJ610-2016）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）；

（9）《开发建设项目水土保持方案技术规范》（GB50433-2008）；

（10）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；

（11）《钻井井控技术规程》（SY-T_6426-2005）；

（12）《危险废物鉴别标准通则》（GB5085.7-2007）；

（13）《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）；

（14）《石油化工企业环境保护设计规范》（SH3024-95）；

（15）《中华人民共和国危险废物鉴别标准》（GB5085-2007）；

（16）《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）；

（17）《全国重要江河湖泊水功能区划手册》。

2.3 与本项目相关资料

（1）吉林油田公司英台采油厂提供的本项目开发的相关规划材料；

（2）吉林油田公司英台采油厂与吉林省正源环保科技有限公司签订的委托书。

3 项目概况

本项目位于吉林省白城市镇赉县境内，地理位置详见附图 1。本次工程在英台采油

厂四方坨子油田方 2 区块建设油井 4 口，均为新钻井，总进尺 0.72×10^4m，总建产能 0.18×10^4t。新建集油管线 0.1km。

本项目主要建设内容见表 1-1，具体井位布设见表 1-2 及附图 2。

表 1-1　　本项目建设内容组成表

工程类别	工程名称	规模及建设内容	备注
主体工程	钻井工程	本项目 4 口均为新钻井，均为油井，平均单井进尺 1800m，总进尺 7200m，为直井和斜井	新建
	平台	本项目 4 口产能油井，分布于 2 座平台，平均单井日产油 1.5t/d，总建产能 0.18×10^4t。	扩建
	集输工程	新建管线 0.1km	新建
辅助工程	道路工程	项目利用区块内现有道路为主，无道路建设工程	扩建
	供电工程	新建油井电源分别引自附近变电所引出的已建 10kV 架空线路，在每座新建平台处新建一座柱上变电站。采用架空线路-柱上变电站-井场的供电形式。	
依托工程	给水工程	生产用水来自水罐车运送，生活用水桶装水运到场地，水源为方 2 转油站。	依托
	排水工程	生产废水由英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理达标后回注井下。	依托
	联合站	依托现有英台采油厂油气处理二站集油、注水及污水处理系统	依托
	转油站	依托现有方 2 转油站集油系统	依托
	集输系统	依托现有计量间 1 座及辖区内现有管线	依托
环保工程	含油污泥处理	本项目产生含油污泥依托镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理	委托
	固废治理	含油污泥及油泥运至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理	委托

4 工程方案简介

（1）钻机选择

根据该地区实际地面和油藏情况，采用平台井钻井方式，直井和斜井井方式进行开发。

根据平均井深和钻机钻探能力，选择 ZJ30 钻机施工。其它辅助设备按配套标准配备。实际施工时若因位移大超过钻机钻深能力，经开发主管部门同意后可进行钻机型号调整，实际施工以单井设计为准。

（2）井身结构

井身结构设计数据见表 1-2，井身结构见图 1-1。

表 1-2　　井身结构设计数据

开钻次数	钻头尺寸 mm	井段 m	套管尺寸 mm	套管下深 m	水泥上返井深 (m)
一开	346	0～302	273.05	300	地面
二开	215.9	302～设计井深	139.7	设计井深-2m	地面

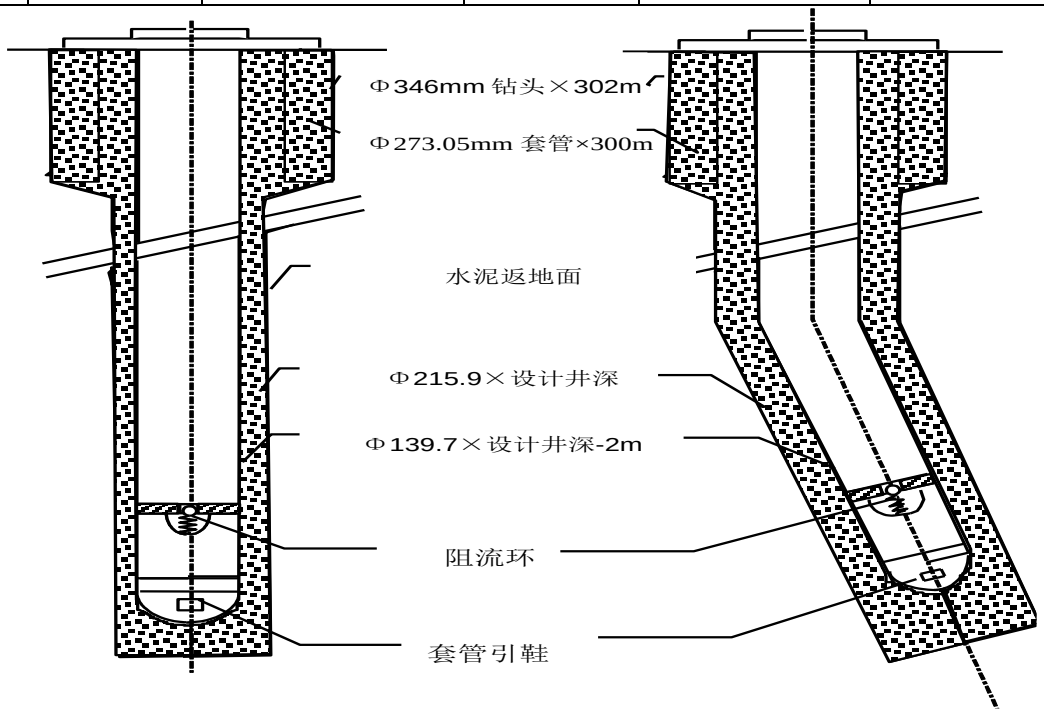


图 1-1　井身结构示意图

（3）钻井主要设备

据建单位提供的信息，本项目单井井深 1800m，拟采用钻机型号为 ZJ30，钻井主要设备配套情况见表 1-3。

表 1-3　　ZJ40 钻机及钻井主要设备

序号	名称		型号	数量
一	钻机		ZJ30	1 部
二	井架		JJ225/43-KZJl	1 套/部
三	提升系统	绞车	JC40	1 台/部
		天车	TC225	1 台/部
		游动滑车	YC-225	1 台/部
		大钩	DG-250	1 台/部
		水龙头	SL450	1 台/部
四	顶部驱动装置	-	-	1 台/部
五	转盘	-	ZP375	1 台/部
六	循环系统配置	钻井泵 1#	3NB1300C	1 台/部
		钻井泵 2#	3NB1300C	1 台/部
		钻井液罐	11750x3000x2200	7 个/部
		搅拌器	W]BQ-50-B 卧式	1 台/部
		柴油机 1#	G12V190ZLD	1 台/部
		柴油机 2#	G12V190ZLD	1 台/部

		柴油机 3#	G12V190ZLD	1 台/部
七	电动钻机动力系统	发电机	lFC6	1 台/部
		直流电机	-	-
		SCR 房	-	-
		主变压器	-	-
八	钻机控制系统	自动压风机	-	-
		气源净化装置	-	-
		刹车系统	DS50	1 台/部
		辅助刹车	DBS75-(70D)	1 台/部
		螺杆压风机	LS12-50H 寿力	1 台/部
九	固控	震动筛	眼镜蛇振动式	2 台
		除砂器	ZCSQ-250 x2	1 台/部
		除泥器	ZCNQ 一 125 一	1 台/部
		离心机	LW600-1019N	1 台/部
		真空除气器	ZCQ1/5-A	1 台/部
十	加重装置	加重漏斗	-	1 个/部
		气动下灰装置	-	1 个/部
十一	井控装置	环形防喷器	FH35-35	1 套/部
		双闸板防喷器	2FZ35-70	1 套/部
		四通	FS35/5	1 套/部
		控制装置	FKQ640/7	1 套/部
		节流管汇	JGfY1103/35	1 套/部
		压井管汇	YG103/35	1 套/部
		液气分离器	YQF-8000	1 套/部
十二	仪器仪表	钻井参数仪表	-	-
		测斜仪	-	1 套/部
		测斜绞车	-	1 台/部
		H2S 监测仪	-	2 台/部
		液面报警器	-	1 台/部
		循环罐直读标尺	-	1 套/部
十三	液压大钳	-	ZQ203-100	1 台/部

（4）钻井液设计

本项目采用水基钻井液，钻井液设计见表 1-4，钻井原辅材料消耗量见表 1-5。

表 1-4　　钻井液设计

开钻次序	类型	配方
一开	高粘膨润土浆	膨润土：6~8%、纯碱：0.2~0.5%、铵盐 NPAN：0.8% 抑制剂 KPA：0.1%
二开	盐水钻井液	膨润土：2~4%、纯碱：0.3％、火碱 KOH：0.15~0.5％；预水化 24h 加入、抗盐降失水剂 APC-026：1~1.5%；氯化钾 KCL：10%、抑制剂 KPA：0.1~0.2%；防塌剂 PA-1：1%、抗复合盐降滤失剂 KFH：1.5 %；阳离子沥青粉：1%、稀释剂 DFX：2T
三开	盐水钻井液	膨润土：2~4%、纯碱：0.3%、火碱 KOH：0.15~0.5%；预水化 24h 加入、抗盐降失水剂 APC-026：1~1.5%；氯化钾 KCL：10%、褐煤树脂 SPNH：0.5%、抑制剂 KPA：0.2%；酚醛树脂-Ⅱ SMP-2：2%、理想填充剂：2%、稀释剂 DFX：1%；阳离子沥青粉：2%、抗复合盐降滤失剂 KFH：1.5%

表 1-5　　钻井原辅材料消耗量

序号	材料名称	规格型号	单位	数量
1	钠基膨润土	一级	t	101
2	纯碱	一级 99%	t	1.5
3	重晶石	一级 325 目	t	30
4	NH4-HPAN		t	5
5	KPA		t	1
6	有机硅		t	4.5
7	防塌润滑剂		t	4.5
8	随钻堵漏剂		t	4
9	迪塞尔		t	3
10	桥塞堵漏剂		t	3
11	油井水泥	A 级	t	16
12	油井水泥	G 级	t	20
13	降失水剂	G302	t	0.30
14	减阻剂	USZ	t	0.06
15	缓凝剂	GH-1	t	0.06
16	隔离液		t	4
17	扶正器	Φ139.7mm	只	47
18	表套	Φ273mm×J55×8.89mm	t	5.59
19	油层套管	Φ139.7mm×J55×7.72mm	t	46.41
20	油层套管	Φ139.7mm×P110×9.17mm	t	11.27
21	套管胶塞	Φ273mm	只	1
22	套管胶塞	Φ139.7mm	只	1
23	短套管	Φ139.7mm×P110×9.17mm	个	1
24	联顶节	Φ139.7mm	只	0.5
25	联顶节	Φ273mm	只	0.5
26	套管头	Φ273mm×139.77mm		1
27	防盗井口帽	Φ139.7mm		1
28	套管浮箍、浮鞋	Φ273mm	套	1
29	套管浮箍、浮鞋	Φ139.7mm	套	1

钻井井场平面布置详见图 1-2。

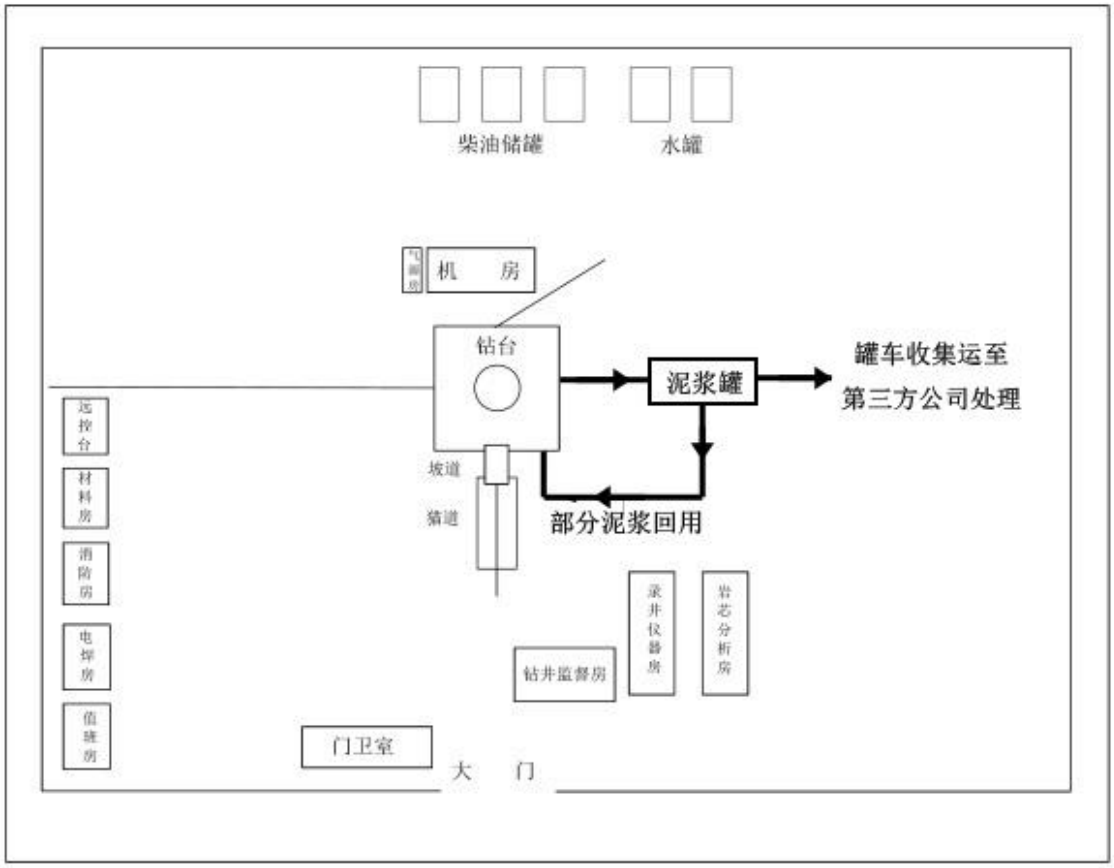


图 1-2　钻井井场平面布置图

本项目钻井施工过程使用柴油机，施工井场内设柴油储罐 3 个，总容积约为 15m^3。对柴油储罐贮存区域采取地面防渗措施（其防渗系数不大于 10^{-7}cm/s），且采用砂土等设置围堰。一旦发生柴油泄漏等风险事故，采用吸油毡、砂土等及时收集泄漏柴油，避免外逸；从而有效防止柴油对附近土壤、地表水体以及地下水的污染。

（5）钻井施工方式

根据该地区实际地形情况，本项目采用直井及平台丛式井钻井方式进行开发。

（6）固井设计

封固段短的采用常规水泥浆固井技术，如果封固段较长则采用双密度水泥浆固井，下部主力油层段采用常规水泥浆固井以提高水泥石强度，上部采用低密度水泥浆固井以防止固井过程中发生漏失。并且在固井过程中，采用声幅曲线检测技术全程监控固井质量。

5 产能建设方案

5.1 开发技术指标

本项目在四方坨子油田方 2 区块建设油井 4 口，总建产能 0.18×10^{4}t。本项目油井

开发指标预测见表 1-6。

表 1-6　　本项目油井开发指标预测表

时间 a	总井数口	平均单井日产油 t	年产油	年产液 10^4t	年注水（10^4m^3）	含水 %	累计产油 10^4t	累计产液 10^4t
2021	4	1.5	0.09	0.23	0.00	60.0	0.09	0.23
2022	4	1.5	0.18	0.54	0.00	66.4	0.27	0.76
2023	4	1.4	0.16	0.54	0.00	70.2	0.43	1.30
2024	4	1.2	0.15	0.55	0.00	73.7	0.58	1.86
2025	4	1.1	0.13	0.57	0.00	76.8	0.71	2.42
2026	4	1.0	0.12	0.58	0.00	79.6	0.83	3.00
2027	4	0.9	0.11	0.59	0.00	82.1	0.93	3.60
2028	4	0.8	0.10	0.61	0.00	84.4	1.03	4.21
2029	4	0.7	0.09	0.63	0.00	86.4	1.12	4.84
2030	4	0.6	0.08	0.66	0.00	88.2	1.19	5.50
2031	4	0.6	0.07	0.69	0.00	89.9	1.26	6.19
2032	4	0.5	0.06	0.73	0.00	91.4	1.33	6.92
2033	4	0.5	0.06	0.78	0.00	92.7	1.38	7.69
2034	4	0.4	0.05	0.84	0.00	93.9	1.43	8.53
2035	4	0.4	0.05	0.92	0.00	95.0	1.48	9.44

5.2 地面建设工程

本次建设油井 4 口，均采用管线集输。

（1）平台布设

本次 4 口井分布于 2 个平台，均依托现有平台。具体情况见表 1-7。

表 1-7　　本次规划建设井位一览表

井位序号	平台序号	井号	井别	平台情况
1	1		油井	依托现有平台
2	2		油井	依托现有平台
3			油井	
4			油井	

（2）油气集输系统

根据本项目规划的井位部署情况，本项目 4 口井均采用管线集输方式，新建单井管线 0.1km，新建管线均在现有井场范围内；依托现有计量间 2 座。本项目油井产能均依托英台采油厂油气处理二站处理。

（3）道路工程

本项目为扩建工程，进入油区主干道路均利用现有乡路或油田干道，不新建道路。

（4）管线敷设

管线敷设方案及施工方案

本项目共敷设油气集输油管线 100m，施工作业带宽约 10m。管线在无地面构筑物

地段，施工时采用机械挖沟、人工敷设。新建油井全部采用冷输、掺输、带计量掺输等方式就近带入本项目新建及现有已建计量间。

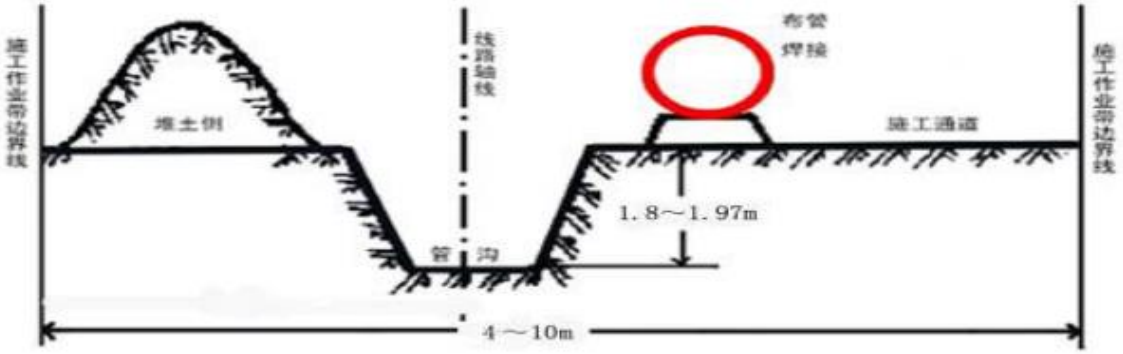


图 1-3　管道施工作业断面图

（5）管线沿线敏感性分析

结合拟规划的井场以及现场踏查，新敷设的管线沿线 200m 范围内无学校、医院、居民区等特殊环境敏感点。管线占地类型主要为耕地，均为基本农田。

（6）土石方量平衡

本项目涉及土石方主要为管沟和穿、跨越处开挖。

表 1-8　　本项目土石方平衡表

挖方量（m^3）	填方量（m^3）	弃方量（m^3）
200	200	0

管沟铺设后，土方均就地回填、平整，自然沉降后，恢复植被，无弃土不外运，实际不产生弃方。

6 工程占地

本项目施工期临时占地主要为钻井井场、管线敷设建设占地，总面积为 2.3hm^2；运行期永久占地主要为井场、道路占地及计量间占地，总面积为 0.15hm^2。

表 1-9　　本项目井场、管线占地情况明细

序号	平台号	井号	临时占地（m^2）	永久占地（m^2）
1	1		10000	600
2	2		12000	900
3	新建管线 100m		1000	0
合计			23000	1500

（1）临时占地

钻井井场临时占地面积按照行业标准《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）执行。本项目 4 口井共涉及 2 个平台，单井设计井深 1800m，采用 ZJ-40 型号钻

机，每口井钻井井场临时占地面积为 1hm^2（100m×100m），丛式井井场每增加 1 口临时占地面积增加 1000m^2，则本项目井场临时占地面积为 2.2hm^2，占地类型均为耕地。

本项目共敷设油气集输管线 0.1km。作业带宽度按 10m 计，各种管线施工总临时占地面积为 0.1hm^2。管线敷设占地主要为耕地。

综上，本项目施工期临时占地合计 2.3hm^2。

（2）永久占地

油田单井井场永久占地面积约为 600m^2（20×30m）每增加一个机组，占地面积增加 150m^2。本项目拟建的 4 口井分布在 2 个平台上，预计井场永久占地总面积 0.15hm^2。均位于耕地内。

综上，本项目永久占地合计 0.15hm^2。

（3）占用基本农田情况

本项目占地类型均为耕地，临时占地占用耕地 2.3hm^2，永久占地占用耕地 0.15hm^2。本项目位于区域基本农田保护区范围内，占用耕地均为基本农田。

占地情况统计见表 1-10。

表 1-10　　本项目占地情况一览表　　（hm^2）

	占地项目	占地面积（hm^2）	占地类型
临时占地	钻井井场	2.2	耕地
	管线施工	0.1	耕地
小计		2.3	耕地
永久占地	井场	0.15	耕地
小计		0.15	耕地

7 公用工程

（1）给排水

生产生活用水由附近采油厂或联合站拉运，施工期废水从井口出来后，导入随钻泥浆接收装置（3m×3m×10m 密封铁质方箱）一段时间后装车运输至吉林省油田管理局农工商企业总公司建设的吉林油田英台采油厂 10 万 m^3/a 废弃泥浆处理站，处理后分离废水通过罐车运输至英台采油厂油气处理二站处理达标后回注地下；生活污水排入防渗旱厕，不外排；运行期生产废水依托吉林油田英台采油厂油气处理二站进行处理。

（2）供配电系统

本项目新建油井电源分别引自附近由变电所引出的已建 10kV 架空线路，采用架空线路-柱上变电站-井场的供电形式。

8 劳动定员

本项目规划 4 口油井由 2 个施工队施工，每个钻井队按 30 人计，合计 60 人。运行期工作人员由吉林油田内部调剂，不新增工作人员数量。

9 施工进度安排

本次开发工程建设期为 2021 年 1 月-2 月。本项目单井设计平均井深 1800m，单井施工时间在 10-15d 左右，总的施工时间约为 40d，4 个钻井对同时施工预计施工时间 20d。

钻井拟安排在秋冬季节，避开农作物生长期。

与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题

1 现有工程产排污情况

1.1 现有区块开发情况

2019 年，方 2 区块油井总数 59 口，开井 39 口，日产油 32.56t，日产液 1291.4m^3，综合含水 98.01%，区块累产油 222.9×10^4 吨，采出程度 45.26%；水井总数 9 口，开井 5 口，日注水量 748m^3，累计注水量 605.6×10^4m^3，区块注采比 0.4。详见表 1-11。

表 1-11　　本项目区域现有工程统计表

油井总数（口）	59	平均单井日产液（m^3）	33.11
油井开井数（口）	39	平均单井日产油（t）	0.91
综合含水（%）	98.01	累产油（10^4 t）	222.9
水井总数（口）	9	日注水量（m^3）	748
水井开井数（口）	5	注采比	0.4

1.2 现有工程污染物排放情况

现有工程产生的污染物主要为加热炉燃烧烟气、非甲烷总烃、采油废水、生活污水、含油污泥、生活垃圾和噪声等。

（1） 废气

1）锅炉烟气

现有工程中的废气主要为英台采油厂油气处理二站和方 2 转油站内加热装置产生的燃烧烟气及油气处理设备无组织挥发的非甲烷总烃。加热炉以天然气为燃料，产生的烟气较为清洁。

根据《吉林油田公司英台油田第二次开发建设项目竣工环境保护验收调查报告》（2018 年7 月）中关于油气处理二站加热炉烟气的实测数据，烟气排放浓度约为 14.6mg/m^3，NO_x 排放浓度约为77.3mg/m^3，SO_2 排放浓度约为70.6mg/m^3，本项目涉

及各站场加热炉烟囱高度均高于8m，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建锅炉大气污染物排放浓度限值（燃气锅炉）标准要求。

表 1-12　现有工程锅炉大气污染物排放情况

名称	燃气量（$\times10^4m^3/a$）	烟气量（$\times10^4m^3/a$）	浓度 mg/m^3			排放量(t/a)		
			SO_2	NO_2	颗粒物	SO_2	NO_2	颗粒物
英台采油厂油气处理二站加热炉	258.00	3508.80	70.6	77.3	14.6	2.477	2.712	0.512
方 2 转油站加热炉	39.46	536.66	70.6	77.3	14.6	0.379	0.415	0.078
合计	297.46	4045.46	—	—	—	2.856	3.127	0.591

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《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》，附录 B 中“挥发性有机物各类源排放系数的推荐值”，石油开采过程产生的挥发性有机物量约为开采原油量的 1.4175‰左右。本项目现有工程平均每年原油产能 $6.93\times10^4t/a$，非甲烷总烃产生量约为 98.23t/a。

表 1-13　现有工程挥发烃类气体产生情况一览表

	现有工程产能（$\times10^4t/a$）	排放系数	排放量（t/a）
非甲烷总烃排放	6.93	1.4175‰	98.23

表 1-14　本项目现有工程废气产生情况汇总

污染源	污染物排放量（t/a）			
	非甲烷总烃	SO_2	NO_X	颗粒物
加热炉烟气	——	2.856	3.127	0.591
无组织挥发	98.23	——	——	——
合计	98.23	2.856	3.127	0.591

（2）废水

现有工程水污染物主要为场站含油污水，含油污水经英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理后满足《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标》（SY/T5329-2012）主要控制指标后回注，不排入外环境。其次是场站员工产生的生活污水，生活污水排入防渗旱厕。具体见表 1-15。

表 1-15　现有工程水污染物排放情况

种类	主要污染物	产生量（m^3/a）	排放量（m^3/a）	治理措施
生产废水	石油类	45.95×10^4	0	英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理后回注
生活污水	COD、氨氮	660	0	站内防渗旱厕

（3）固废

现有工程固体废物主要为各处理设施中清除的含油污泥、油砂、工作人员生活垃圾及污水处理系统废滤料。根据现场调查，现有工程固体废物均得到妥善处置，无二次污染问题。排放情况详见表 1-16 及表 1-17。

表 1-16　　现有工程固体废弃物排放情况

序号	主要污染源	主要污染物	产生量	治理措施
1	含油污泥 （危废编号 HW08）	石油类	101.1 t/a	送镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理
2	油泥（砂）（HW08）	石油类	1.95t/a	送镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理
3	生活垃圾	废菜、果壳等	5.0t/a	定期收集处理，送至镇赉县垃圾填埋场
4	废滤料（m^3/3-5a） （危废编号 HW49）	含油废核桃壳等	80	送有资质单位回收处理

表 1-17　　现有工程危险废物汇总表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序及装置	形态	有害成分	产生周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	101.1 t/a	污水处理系统	固态	石油类	/	T/I	送镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理
2	油泥（砂）			1.95/a	油井作业	固态	石油类	/		送镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理
3	废滤料	HW49 其他废物	900-041-49	80 m^3/3-5a	污水处理系统滤罐	固态	含油废核桃壳等	3-5 年	T/In	送有资质单位回收处理

（4）噪声

现有工程运行中产生的噪声主要为里哟及站内的设备运行产生的噪声。主要噪声源为输油泵、掺水泵、加热装置等。通过将声源较大的设备置于室内，并在站的周围修建围墙等措施，现有站场场界外能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。依托工程主要声源强度表见表 1-18。

表 1-18　　现有工程主要声源强度表

序号	噪声源	发声源	声源强度 dB（A）	治理措施
1	场站	输油泵	83~95	选用低噪音设备，各种机泵置于厂房内，并采取减震降噪措施
2		水泵	85~90	
3		加热装置	75~80	
4	井场	抽油机	65~80	

依托工程各类污染物排放总量情况详见表 1-19。

表 1-19　　现有工程污染物排放总量情况统计表

类别	名称	产生量	处理量	排放量	备注
废气	废气量（$10^4m^3/a$）	4045.46	0	4045.46	
	SO_2（t/a）	2.856	0	2.856	
	NO_x（t/a）	3.127	0	3.127	
	颗粒物（t/a）	0.591	0	0.591	
	非甲烷总烃（t/a）	98.23	0	98.23	
废水	含油污水（m^3/a）	45.95×10^4	45.95×10^4	0	处理后回注
	生活污水（m^3/a）	660	660	0	防渗旱厕收集
噪声	输油泵 dB（A）	83~95dB（A）	——	83~95dB（A）	隔音降噪
	水泵 dB（A）	85~90dB（A）	——	85~90dB（A）	隔音降噪
	加热装置 dB（A）	75~80dB（A）	——	75~80dB（A）	隔音降噪
	抽油机	65~80dB（A）	——	65~80dB（A）	
固废	油泥（砂）	101.1	101.1	0	回收处理
	含油废物（t/a）	1.95	1.95	0	回收处理
	生活垃圾（t/a）	5.0	5.0	0	收集处理
	废滤料（m^3/3-5a）	80	80	0	回收处理

2 区域现有工程审批情况

本项目现有工程环评及验收情况见表 1-20。

表 1-20　　区域现有工程审批情况

	项目名称	文件类型	批复文号
1	吉林油田公司英台油田第二次开发建设项目环境影响现状评价报告书	环评（现状）	吉环函[2016]699 号
		验收	2018 年 4 月自主验收

3 现有环保措施落实情况

3.1 已采取的环保措施

现有工程在施工阶段落实了环评及其批复中提出的环境保护要求，临时占地进行了恢复补偿，施工结束后由当地农民进行了复垦。

钻井作业现场采用了泥浆泵冷却水喷淋循环系统、废品油回收专用罐、原油储存罐、钻井污水循环回收罐等环保设施，钻井时安装了防喷器，实现了作业井场废液回收入罐钻井结束后对散落在井场周围的落地油、废弃泥浆、岩屑等污染物进行了清理，废弃泥浆无害化处理率 100%；并在井场四周设置了 30cm 高的围堰。钻井时表层套管下

到地下水层 220m 以下，固井时水泥套管上返至地表井口，区块固井质量较好，目前未发现发生套外返水事故。

区域严格控制了油田开采活动范围，降低了油田开发对生态环境造成的影响。洗井作业一律用洗井车，避免在洗井作业时向四周排放污染物；修井时采用清洁的修井平台，并安装卸油器，避免落地油进入土壤；采油井井场平整无污染物，采油机保持干净无油污，井场和设备达到环保规定的标准；生产废水全部送至英台采油厂油气处理二站处理达标后回注地下，生活污水采用旱厕收集，定期委托周围农户清运做农家肥，目前无污水外排。

建设单位成立了由公司主管领导，采油队长及工程技术人员组成的防污染领导小组，负责污染防治工作的领导检查处理工作，特别是防止突发性泄露原油污染环境事故的发生做了大量细致的工作，建立了并制定了应急处理方案和措施。

现有工程全面落实了油田开发环境管理体系，加强了原有输送过程中的环境管理，制定环境风险应急预案，防范风险事故发生，确保饮用水源地水体不受污染，并在设计中落实防范风险的工程措施及应急对策。

3 现存环境问题及“以新带老”整改措施

根据现场调查，本项目所在区域内生态环境主要为农田生态系统，为原有的油田开发区域；为保护区域农田生态环境，英台采油厂在钻井工程时采取了一系列的生态保护措施，例如尽可能增加丛式井比例，严格控制井场的临时及永久占地，井场钻井施工结束后及时进行了播撒草种等生态恢复措施，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对区域农田生态系统和没有造成明显影响。

根据现场调查，部分位于耕地内现有井场井场围堰均出现破损情况，若风险状况下出现油水泄漏废液可能从围堰缺失处外流，须及时修补完善，加强管理。

二、建设项目所在地自然环境简况

自然环境简况（地形、地貌、地质、气候、气象、水文、植被、生物多样性等）

1 地理位置

镇赉县位于吉林省西北部白城市的北部，地处东经 122°47′6.3″至 124°4′33.7″，北纬 45°28′14.3″至 46°18′。东靠嫩江与黑龙江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，南和西南分别与大安市、洮南市、洮北区为邻，北屯黑龙江泰来县、内蒙古自治区扎赉特旗接壤，处于吉林、黑龙江、内蒙古三省（区）结合部，是松嫩平原和科尔沁草原交融汇聚地带。

本项目地理位置见附图 1。

2 地形地貌

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。

3 水文

该区域为一向东斜的单斜区，由于近南北向断裂带发育，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。

工程所在地在大地构造上属松辽台地斜坡带及中央坳陷带西缘，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、第三系碎屑岩类孔隙裂隙承压水，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。

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 $3\times10^4hm^2$。据江桥水文站 1935～1980 年统计，年平均流量 $647.36m^3/s$。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 $7\times10^4hm^2$。年均流量为 $14.47m^3/s$；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。

因一江两河的经流，特别是洮儿河进人该区后，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 $2.00\times10^4hm^2$，哈尔挠水库水面面积为 $0.4\times10^4hm^2$。

4 气候概况

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 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。

5 土壤

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。

6 植被

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、中生及旱生灌木丛林和禾草并存的植物群落。有贝加尔针茅—兔毛蒿—羊草草原型等。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—阿氏旋花加芯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、叶底珠灌木等，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。

7 野生动物

镇赉县内草原广阔，野生动植物资源丰富。据调查，全县共有野生经济植物 74 科，464 种。

解放前，县内地广人稀，野生动物种类繁多。陆地野生动物主要兔、狐狸、黄鼬、狼、貉子、獾子、雉、刺猬、香鼬、艾虎、灵猫、麝鼠、狍子、蝙蝠、猫头鹰等。上世纪 50 年代，黄羊成群结队，多则几百只，少则 10 余只。60 年代后，由于酷捕乱猎，大量黄羊被打死，余者逃进山里，使县内黄羊陷于绝迹。据调查，县内江河、湖泡中鱼类资源丰富，计有 14 科 54 种，著名鱼类有鳜、鲤、鲢、草、鲶等。

农区鸟类种类较少,多为村栖型鸟类,留鸟居多,基本没有迁徙鸟类。主要常见种类为喜鹊、大嘴乌鸦、麻雀和家燕等。位于镇赉县境内的莫莫格国家级自然保护区有国家一类保护鸟类白鹳、白鹤、丹顶鹤；国家二级保护鸟类有大白鹭、雀鹰、草原雕、金雕、燕隼、大天鹅、鸳鸯等 22 种。

8 吉林莫莫格国家级自然保护区概况

2000 年秋至 2001 年春，吉林油田公司在莫莫格保护区哈尔挠核心区实施增产加密开发工程，对湿地与珍稀水禽产生严重影响，致使部分核心区功能丧失。为确保保护区功能，对重点保护对象实施有效保护，同时，体现国家经济与生态建设协调发展原则，按照国家林业局林函护字[2001]182 号文件精神以及国务院国函[2002]5 号文件要求，2002 年 7 月吉林省林业主管部门开始对保护区功能区开始进行调整，并编制吉林莫莫格国家级自然保护区新的总体规划。

在新的总体规划中，将部分石油开采区域调整为实验区，在其周边合理的设置必要的缓冲区，最大限度的保留嫩江沿岸核心区域，同时把一些资源相对

较好、生物多样性相对丰富的区域调整为核心区。

调整后的莫莫格国家级自然保护区地理坐标为东经 123°27′00″～124°04′34″，北纬 45°42′25″～46°18′00″。

调整后保护区总面积仍为 $14.4\times10^4hm^2$，其中核心区面积 $5.2\times10^4hm^2$，占保护区总面积的 36.3%。缓冲区面积 $5.5\times10^4hm^2$，占保护区总面积 38.1%。实验区面积 $3.7\times10^4hm^2$，占保护区总面积 25.6%。

（1）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 $52340hm^2$，占保护区总面积的 36.3%。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）。

（2）缓冲区

缓冲区设置在核心区的外围地带，面积 54805 hm^2，占保护区总面积的 38.1%。该区内主要生产活动为农耕、放牧与捕鱼。

（3）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，即区保护区嫩江北段（C1）和保护区中部区域（C2）。其中英台油田生产区位于 C1 实验区和 C2 实验区东部，其他区域为农业区。

本项目距离莫莫格国家级自然保护区边界最近距离 6.0km，其中距离核心区 10.9km，距离缓冲区 7.9km，距离实验区最近距离 6.0km。莫莫格国家级自然保护区区划及与本项目相对位置见附图 3。

三、环境质量状况

建设项目所在地区环境质量现状及主要环境问题（环境空气、地面水、地下水、声环境、生态环境等）

本项目环境质量现状评价针对区域环境现状委托吉林省正真检测有限公司于 2020 年 11 月进行了监测。位于本项目附近的 2 处地表水体（项目北侧 100 的灌渠和西侧 3100m 的呼尔达河）目前均处于秋冬季的干涸、断流状态，因此本次未布设地表水监测点位。本项目现状监测点位见附图 4。

1 环境空气

（1）环境空气质量达标区判定

本项目位于白城市镇赉县境内，区内除油田外，没有其他大型工矿企业，属于典型的农村地区，故环境空气属于二类功能区。根据《吉林省 2019 年环境状况公报》，白城市 2019 年环境质量为达标区，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，详见表 3-1：

表 3-1　　环境空气监测点位布设情况表

白城地区	SO_2	NO_2	CO	O_3	$PM_{2.5}$	PM_{10}
2019 年	8	15	0.9	120	26	49
标准	60	40	4	160	35	70
占标率	0.13	0.38	0.23	0.75	0.74	0.70

另外，本次采用补充监测的形式对项目所在地环境空气质量进行评价。

（2）基本污染物及特征污染物环境质量现状

1）监测点位

本次布设 2 个环境空气监测点，监测点布设情况详见表 3-2 及附图 4。

表 3-2　　环境空气监测点位布设情况表

点号	监测点位	与本项目相对位置		数据来源
A1	拟建井场南侧	区域内	拟建平台南 50m	本次监测
A2	老房身村	下风向	拟建平台东南 2.5km	本次监测

2）监测项目

根据当地的环境空气质量特征，结合本项目大气污染物排放特点，确定环境空气质量监测因子：

A1-A2：非甲烷总烃；

3）监测时间及监测单位

2020 年 11 月 12 日～11 月 18 日，连续七天，吉林省正真检测有限公司监测；

4）评价方法

评价采用最大浓度占标率法，利用各监测点监测数据，统计各类污染物浓度范围、最大浓度占标率、最大超标倍数。数学表达式如下：

$$I_i = C_i / C_{oi} \times 100\%$$

式中：I_i—第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i—第 i 种污染物平均浓度，mg/m^3；

C_{0i}—第 i 种污染物环境质量标准，mg/m^3。

若 $I_i \geq 100\%$，表明该项指标超过了相应的环境空气质量标准，不能满足使用功能要求。若 $I_i < 100\%$，则该指标满足环境空气质量标准，可以满足使用功能要求。

5）评价标准

非甲烷总烃浓度限值长期指标为《大气污染物排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准。

6）监测及评价结果

环境空气质量现状监测及评价结果详见表 3-3。

表 3-3　评价区环境空气质量现状监测分析统计结果

监测点	监测项目	浓度范围（mg/m^3）	最大浓度占标率	超标率
A1	非甲烷总烃	1.07~1.428	0.714	--
A2	非甲烷总烃	1.15~1.417	0.7085	--

综上，本项目所在区域监测点位特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准要求，说明评价区域内大气环境质量较好，油田开发对环境空气影响较小。

2 声环境

（1）监测点的布设

本项目拟建工程 1km 内无声环境保护目标，本次对现有井场厂界噪声进行监测，共布设 2 处合计 8 个监测点位。声环境监测点详见表 3-4，监测点位详见附图 4。

表 3-4　　声环境监测点位情况表

代号	监测点位		概况
N1	现有方 S4-2 井	东厂界	农村环境
N2		西厂界	农村环境
N3		南厂界	农村环境
N4		北厂界	农村环境
N5	现有方 10-1_2井	东厂界	农村环境
N6		西厂界	农村环境
N7		南厂界	农村环境
N8		北厂界	农村环境

（2）监测时间及监测单位

2020 年 11 月 12 日，吉林省正真检测有限公司监测。

（3）评价标准

执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准。

（4）现状监测结果

本项目敏感点及井场厂界噪声监测统计结果详见表 3-5。

表 3-5 建设项目噪声监测统计结果

序号	点位描述		等效连续 A 声级 dB(A)		标准 dB(A)	标准 dB(A)
			昼	夜	昼	夜
N1	现有方 S4-2 井	东厂界	52.6	41.7	60	50
N2		西厂界	52.9	40.8	60	50
N3		南厂界	51.1	42.3	60	50
N4		北厂界	53.6	41.5	60	50
N5	现有方 10-1_2井	东厂界	52.5	42.5	60	50
N6		西厂界	50.6	40.3	60	50
N7		南厂界	53.2	41.7	60	50
N8		北厂界	51.0	39.6	60	50

由现状监测结果表可知：区域声环境质量状况良好，现有工程厂界噪声监测值符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准。

3 地下水

本项目地下水环境质量现状情况详见地下水环境影响评价专章。

4 土壤

本项目土壤环境质量现状情况详见生态环境影响评价专章。

主要环境保护目标（列出名单及保护级别）

本项目主要环境保护目标具体见表 3-6-表 3-8 和附图 2。

表 3-6　　主要环境空气保护目标

序号	名称	坐标	保护对象	保护内容	环境功能区划	与本项目位置关系	最近工程
1	四方坨子	123°50′25.98″"E 46°6′30.70″N	居民	约1500人	二类区	西北2200m	

表 3-7 生态（土壤）、地表水、地下水及声环境主要保护目标

序号	要素	敏感目标	方位	最近工程	保护级别
2	生态（土壤）环境	生态评价范围为拟开井外扩 1km，管线外扩 0.2km，评价范围约为 4.76km^2。保护目标为评价范围内土壤、耕地、动植物分布、农作物等	——	——	保护评价范围内生态环境
3	地表水	灌渠（干涸）	北 100m		
		呼尔达河（断流）	西 3100m		
4	声环境	拟建工程声环境评价范围内（200m）无声环境保护目标			
5	地下水	拟建工程地下水评价范围内（1000m）无地下水环境保护目标			

表 3-8　环境风险主要保护目标

类别	环境敏感特征					
环境空气	厂界周边 5km 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数（人）
	1	四方坨子	东北	2200m	村屯	约 1500
	2	八家子村	东北	2800m	村屯	约 800
	3	老房身	东南	1550m	村屯	约 500
	4	荆家窝堡	西南	3400m	村屯	约 200
	5	李信屯	东北	3800m	村屯	约 100
	6	后八家子	东北	4700m	村屯	约 400
	厂界周边 500m 范围内人口数小计（人）				0	
	厂界周边 5000m 范围内人口数小计（人）				3500	
	管线周边 200m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离/m	属性	人口数（人）
	-	-	-	-	-	-
	每公里管线人口数（最大）				0	
	大气环境敏感程度 E 值				E2	
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能	24h 内流经范围/km		
	1	-	-	-		
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目					

<table>
<tr><td rowspan="3"></td><td colspan="6">标</td></tr>
<tr><td>序号</td><td>敏感目标名称</td><td>环境敏感特征</td><td colspan="2">水质目标</td><td>与排放点距离/km</td></tr>
<tr><td>1</td><td>-</td><td>-</td><td colspan="2">-</td><td>-</td></tr>
<tr><td colspan="5">地表水环境敏感程度 E 值</td><td>E3</td></tr>
<tr><td rowspan="4">地下水</td><td>序号</td><td>环境敏感区名称</td><td>环境敏感特征</td><td>水质目标</td><td colspan="2">包气带防污性能</td><td>与下游厂界距离</td></tr>
<tr><td>1</td><td>四方坨子</td><td>G3</td><td>III类</td><td colspan="2">D2</td><td>2200m</td></tr>
<tr><td colspan="5">地下水环境敏感程度 E 值</td><td>E3</td></tr>
</table>

四、评价适用标准

环境质量标准

1 环境空气

项目所在区域环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准，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》。

表 4-1　环境空气质量标准

污染物	执行标准(μg/m³)			标准来源
	年平均	24 小时平均	1 小时平均	
SO_2	60	150	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
NO_2	40	80	200	
PM_{10}	70	150	—	
$PM_{2.5}$	35	75	—	
CO	—	4	10	
O_3	—	160	200	
非甲烷总烃	—	—	2.0(mg/m³)	大气污染物综合排放标准详解

2 声环境

项目所在区域环境噪声执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 1、2 类区标准，具体标准见表 4-2。

表 4-2　声环境质量标准

类别	适用区	昼间 dB(A)	夜　间 dB(A)
1 类	居民住宅	55	45
2 类	居住、商业、工业混杂区	60	50

3 地表水

本项目区域内主要地表水体为项目北侧灌渠及项目西侧 3100m 的呼尔达河，目前秋冬季均处于干涸和断流状态。根据《吉林省地表水功能区划》为III类水体，应执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准要求，见表 4-3。

表 4-3　地表水环境质量标准

序号	项目	单位	标准限值	标准来源
			III类	
1	pH		6~9	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类
2	COD_{Cr}	mg/l	≤20	
3	BOD_5	mg/L	10	
4	氨氮	mg/l	≤1.0	
5	石油类	mg/l	≤0.05	
6	挥发酚	mg/L	0.01	

4 土壤环境

（1）环境质量标准

评价区内的规划建设用地土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值，评价区内的农田土壤采用《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”标准，详见表 4-4 和表 4-5。

表 4-4　　土壤环境质量标准（建设用地）

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

31	苯乙烯	1290	
32	甲苯	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	570	
34	邻二甲苯	640	
半挥发性有机物			
35	硝基苯	76	
36	苯胺	260	
37	2-氯酚	2256	
38	苯并[a]蒽	15	
39	苯并[a]芘	1.5	
40	苯并[b]荧蒽	15	
41	苯并[k]荧芘	151	
42	䓛	1293	
43	二苯并[a，h]蒽	1.5	
44	茚并[1，2，3-cd]芘	15	
45	萘	70	
46	石油烃（C10-C40）	4500	《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值标准（其他项目）

表 4-5 **土壤环境执行标准（农用地）**

序号	项目	标准值（mg/kg）			
		pH≤5.5	5.5＜pH≤6.5	6.5＜pH≤7.5	pH＞7.5
1	Cu（其他）	50	50	100	100
2	Pb（水田）	80	100	140	240
	Pb（其他）	70	90	120	170
3	As（水田）	30	30	25	20
	As（其他）	40	40	30	25
4	Cd（水田）	0.3	0.4	0.6	0.8
	Cd（其他）	0.3	0.3	0.3	0.6
5	Cr（水田）	250	250	300	350
	Cr（其他）	150	150	200	250
6	Hg（水田）	0.5	0.5	0.6	1.0
	Hg（其他）	1.3	1.8	2.4	3.4
7	镍	60	70	100	190
8	锌	200	200	250	300
9	石油烃（C10-C40）	4500 参照《土壤环境质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）表 2 第二类用地筛选值标准（其他项目）			

（2）土壤侵蚀标准

本项目所在区域土壤为风力侵蚀类型，执行《土壤侵蚀分类分级标准》

（SL190-2007）中相关标准，详见表 4-6。

表 4-6　风蚀强度分级标准表

级别	平均侵蚀模数（t/km^2.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

5 地下水

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/T14848-2017）的Ⅲ类标准，石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）标准。

表 4-7　　地下水环境质量标准

序号	污染物	单位	浓度	标准来源
1	pH	—	6.5-8.5	《地下水质量标准》（GH/T14848-2017）Ⅲ类标准
2	总硬度	mg/L	≤450	
3	耗氧量（COD_{Mn}法，以 O_2 计）	mg/L	≤3.0	
4	氨氮	mg/L	≤0.5	
5	挥发酚	mg/L	≤0.002	
6	硝酸盐氮	mg/L	≤20.0	
7	亚硝酸盐	mg/L	≤1.00	
8	溶解性总固体	mg/L	≤1000	
9	氯化物	mg/L	≤250	
10	硫酸盐	mg/L	≤250	
11	钠	mg/L	≤200	
12	石油类	mg/L	≤0.3	参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）标准执行

对于不属于 GB/T14848 水质指标的评价因子石油类，本项目参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）标准执行。

污染物排放标准

1 废气

本项目辖区内英台采油厂油气处理二站、方 2 转油站在用加热炉排放的烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用燃气锅炉排放标准，见表 4-8。运行期井场、站场挥发的无组织非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中的无组织排放标准，见表 4-9。施工期柴油机燃烧柴油排放的污染物执行《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）》（GB20891-2014）中“非

道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”（第三阶段），见表 4-9。

表 4-8 锅炉大气污染物排放标准

类别	SO_2（mg/m³）	NO_X（mg/m³）	颗粒物（mg/m³）	排气筒高度（m）
在用锅炉大气污染物排放浓度限值（燃气锅炉）	100	400	30	H≥8m

表 4-9 大气污染物综合排放标准

污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）	标准来源
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/m³	《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）二级标准

表 4-10 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值（第三、四阶段）

额定净功率（Pmax）（kw）	CO（g/kwh）	HC（g/kwh）	NOx（g/kwh）	HC +NOx（g/kwh）	PM（g/kwh）
Pmax>560	3.5	-	-	6.4	0.2
130≤Pmax≤560	3.5	-	-	4.0	0.2
Pmax>560	3.5	0.4	3.5,0.67	-	0.1
130≤Pmax≤560	3.5	0.19	2.0	-	0.025

2 废水

本项目为油田加密工程，运行期无新增生活污水，生产废水（采油废水、洗井和修井废水）由英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理达标后回注，不外排。注水水质标准执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的>0.05～≤0.5 中规定的标准，具体指标见表 4-11。

表 4-11 推荐水质主要控制指标

注入层平均空气渗透率 μm²		≤0.01	>0.01～≤0.05	**>0.05～≤0.5**	>0.5～≤1.5	>1.5
控制指标	悬浮固体含量,mg/l	≤1.0	≤2.0	**≤5.0**	≤10.0	≤30.0
	悬浮物颗粒直径中值，μm	≤1.0	≤1.5	**≤3.0**	≤4.0	≤5.0
	含油量, mg/l	≤5.0	≤6.0	**≤15.0**	≤30.0	≤50.0
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《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中标准限值，见表 4-12；本项目运行期的井场及站场场界噪声排放标准执行《工业企业厂界环境噪声排放标准（GB12348-2008）》中“2 类”标准，见表 4-13。

表 4-12　建筑施工场界环境噪声排放标准

噪声限值 dB（A）		标准来源
昼间	夜间	
70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）

表 4-13　厂界噪声控制标准一览表

标准值 dB（A）		声环境功能区类别	标准来源
昼间	夜间		
60	50	2	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）

4 固体废物

钻井处理后产生的泥饼为一般工业固体废物，故其按照《一般工业固体废弃物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及 2013 年 6.8 修改单中有关“场址选择”以及“贮存、处置场”设计的环境保护要求。本项目涉及危险废物暂存执行《危险废物暂存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单中的相关标准。

表 4-14　油田含油污泥综合利用污染控制指标

	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	1、符合当地城乡规划建设总体规划要求。2、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，并可作为规划控制的依据。在对一般工业固体废物贮存、处置场场址进行环境影响评价时，应重点考虑一般工业固体废物贮存、处置场产生的渗滤液以及粉尘等大气污染物等因素，根据其所在地区的环境功能区类别，综合评价其对周围环境、居住人群的身体健康、日常生活和生产活动的影响，确定其与常住居民居住场所、农用地、地表水体、高速公路、交通主干道（国道或省道）、铁路、飞机场、军事基地等敏感对象之间合理的位置关系。3、满足承载力要求的地基上。4、应避开断层、断层破碎带、溶洞区以及天然滑坡和泥石流影响区。5、禁止选在江河、湖泊、水库最高水位线以下的滩地和泛洪区。6、禁止选在自然保护区、风景名胜区和其他需要特别保护的地区。	1、建设类型必须与将要堆放的一般工业固体废弃物的类别相一致；2、环评中应设置贮存/处置场专题评价；3、贮存/处置场应采取粉尘污染的措施；4、避免渗滤液量增加和滑坡，周遍应设置导流渠；5、应设计渗滤液集排水设施；6、为防止固体废弃物渗滤液的流失，应构筑堤、坝、挡土墙等设施；7、必要时应采取措施防止地基下沉，尤其是防止不均匀或局部下沉；8、按照 GB15562.2 设置环保图形标志。

II类场的其他要求	1、应避开地下水主要补给区和饮用水源含水层 2、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	1、当天然基础层的渗透系数大于 1.0×10^{-7}cm/s 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 1.0×10^{-7}cm/s 和厚度 1.5m 的粘土层的防渗性能；2、必要时应设计渗滤液处理设施，对渗滤液进行处理；3、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。当地质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，可以不设置地下水质监控井。

《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》及其修改单（GB18599-2001）中Ⅱ类场标准。

5 其他相关规范

根据《钻井井控技术规程》（SY-T6426-2005）确定的安全距离，见表 4-15。

表 4-15　油气井与周围建（构）筑物、设施的防火距离（部分）

名称	油气井井口（m）	标准来源
高压线及其他永久性设施	75	《钻井井控技术规程》（SY-T6426-2005）
民宅	100	
铁路、高速公路	200	
学校、医院和大型油库等人口密集型、高危型场所	500	

总量控制指标	**1 总量控制因子** 根据国家实行排放总量控制的污染物，吉林省生态环境厅确定吉林省废水总量控制因子为 NH_3-N、COD，废气总量控制因子为颗粒物、SO_2、NO_x。由于本工程运行期废水不外排，故运行期废水未设总量控制指标。 综上，本工程污染物总量控制因子确定为颗粒物、SO_2、NO_x。 **2 总量控制指标核算** 根据项目分析及污染物排放三本账核算，运行期联合站新增加热炉排放的烟气中 SO_2 排放量为 0.13 t/a、NOx 排放量为 0.14t/a、颗粒物排放量为 0.03t/a，由吉林油田公司内部调剂。 **3 总量控制方案** （1）油田产出的含油污水在经联合站污水处理系统进行处理后回注地下，无外排； （2）生产过程中采用作业污油污水回收装置等一系列污染防治措施，同时限制作业范围，使在作业过程中产生的污油污水能够得以及时的回收，避免外排； （3）油气集输采用全密闭流程，减少非甲烷总烃挥发量；采用清洁能源天然气做燃料，对周围空气环境的影响较小； （4）油田运行期产生的含油污泥送镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理。

五、建设项目工程分析

1 工艺流程简述

1.1 施工期

1.1.1 钻井工程

（1）工艺流程简述：

钻井工艺包括：钻前准备、钻进、钻进辅助作业、固井、钻井完成。其中钻进辅助作业包括测井、录井。本项目仅为钻井工程，不包括射孔，压裂及原油开采等，施工过程中无落地油产生。

（2）钻前准备工作

1）钻前整理场地，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准。

2）在钻机安装的过程中，注意保护原井口设备。

3）要求天车、转盘、井口三点成一条铅垂线，误差小于 10mm；确保在施工过程中不偏磨井口套管及井控设备。

4）设备运转正常，安全装置灵活好用。各种仪器仪表准确灵敏好用。

5）钻具在入井前必须用 φ48mm 通径规通径，以保证陀螺仪器下入。

6）对所有的下井钻具进行外观检查和超声波探伤，准确丈量钻具，钻具记录上注明内外径、扣型，特殊工具要画草图。

7）钻前道路以能通重型车为标准修建。

（3）钻进

钻进主要是利用钻头高效率地破碎岩石，钻头上面连接钻柱，钻柱把地面动力传给钻头；洗井主要是利用钻井液将钻进过程中产生的岩屑洗出至地面；接单根是指随着井不断加深钻杆也要随之加长，每次接入一根钻杆称之为接单根。起下钻主要为了更换磨损的钻头；固井主要是为了保护井眼和各地层之间不至有事故情况出现，将套管下入井中，并在井眼与套管之间灌注钻井液，封闭住地层。固井可有效保护地下水含水层不受破坏。

录井：录取底层参数和钻进参数。

测井：当钻井达到设计井深后，下入测井电缆，由测井仪记录参数。

固井：固井水泥返至地面。

完井：设计井要求固井质量优良，油层井段合格率达到 100%。

本项目工艺流程及产排污环节见图 5-1。

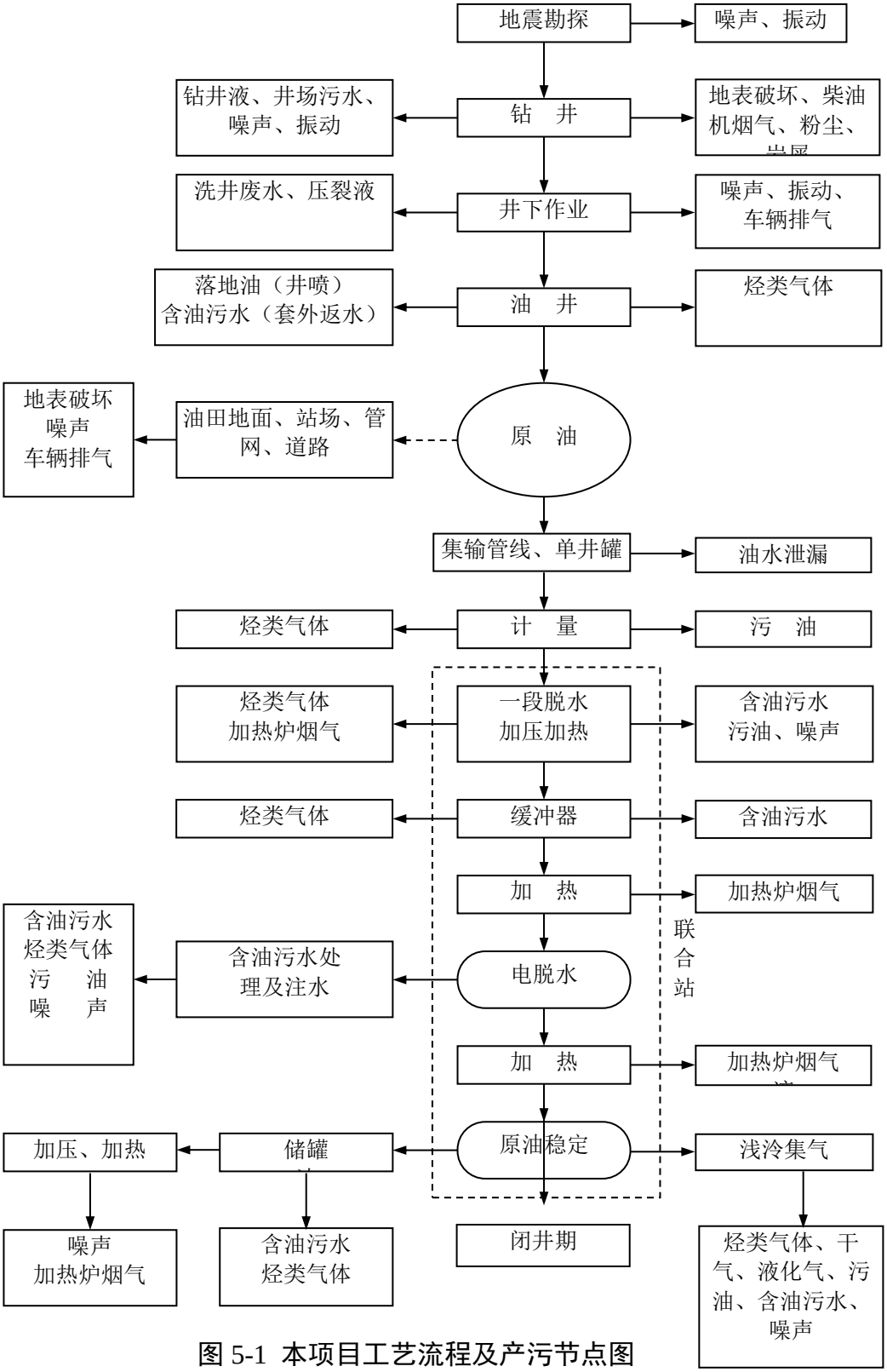


图 5-1 本项目工艺流程及产污节点图

1.1.2 管线施工

本项目管道敷设未穿越区域主要地表水体，沿线主要穿越村村通公路、土路

以及部分区域水渠，故采取全线埋地敷设方式。施工一般程序为：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，修筑施工便道，钢管防腐绝缘，防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，分段试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，竣工验收。管道建设的施工过程见图5-2。

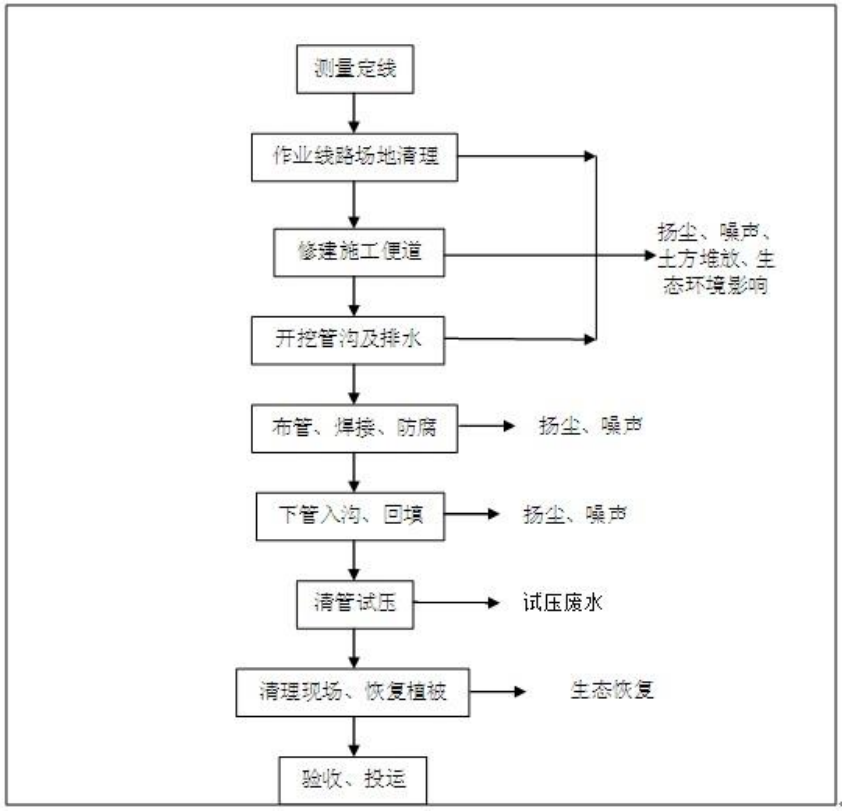


图 5-2　管道施工过程环境影响示意图

（1）施工作业带清理和施工道路修筑

管道施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，并修筑施工道路，以便施工人员、车辆和机械设备通行，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。

在场地清理过程中，施工作业带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。本项目普通路段作业带按 10m 宽计，边坡坡度按 1:1 计（暂按砂土考虑）。

（2）管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设。开挖后，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。

（3）管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。管沟回填土应高出地面 0.3m，在可耕植地回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。

管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

（4）清管、试压、干燥

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球（器）进行清管，清管次数不应少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管后用水进行试压，严密性试验合格后进行使用。

1.1.3 道路工程

本项目建设依托现有道路，无新建道路工程

1.1.4 其他地面建设工程

井场地面设施建设过程中都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾等污染物。施工期产污环节示意图见下图 5-3。

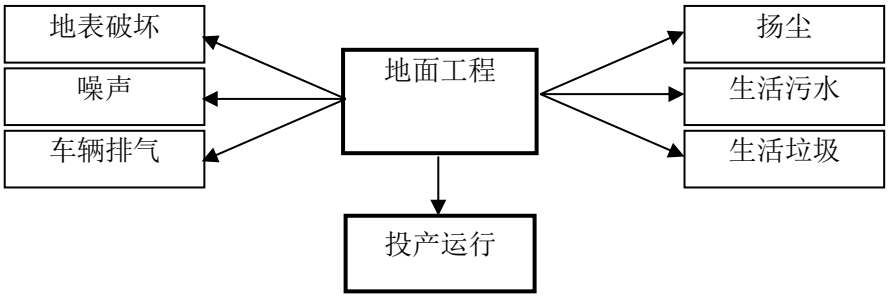


图 5-3 施工期产污环节示意图

1.2 运行期

正常工况：本项目运行期的主要环境影响因素为转油站加热炉新增负荷产生的新增燃烧烟气，油气集输过程中挥发的非甲烷总烃，井场抽油机产生的噪声，本项目产液处理后产生的采油废水，含油污泥等。

非正常工况：油水井作业产生的作业废水、洗井废水、含油废物及油泥（砂）等。

工艺流程及产污环节见下图 5-4。

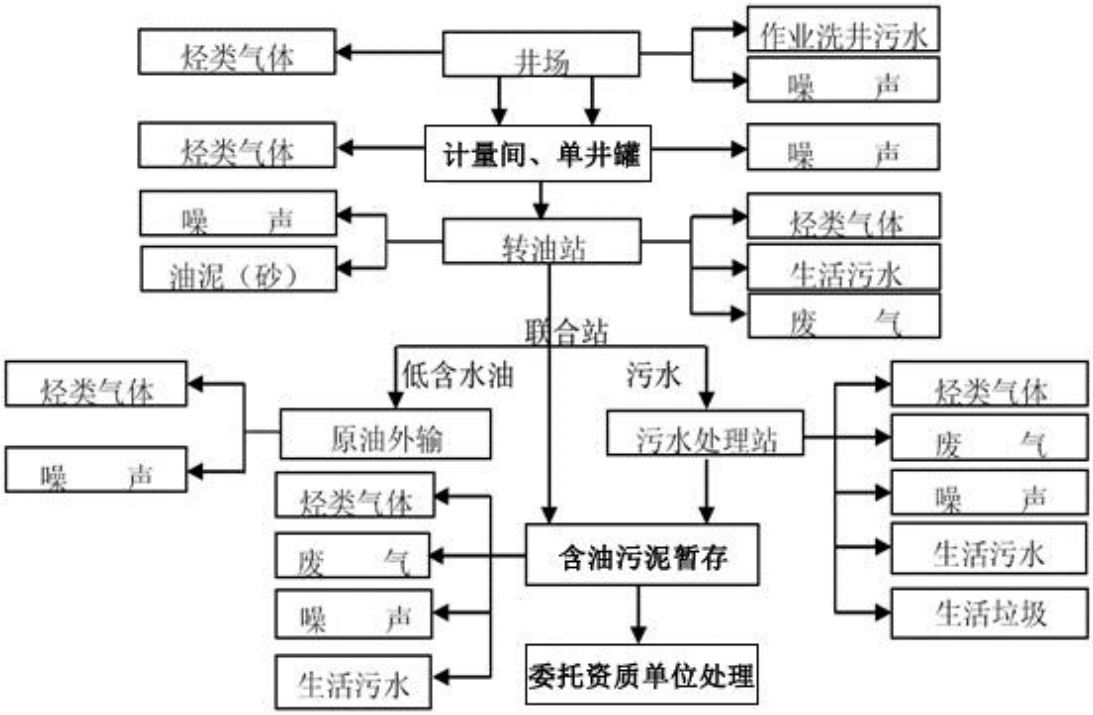


图 5-4　运行期工艺流程及产污环节示意图

（1）原油集输工程

项目规划油井 4 口，均为新钻井，井位依托现有老井平台，集输系统依托现有计量间、接转站、联合站和部分管线。新建集输油管线 0.1km。本项目油气集输情况见表 5-1。

表 5-1 油气集输情况表

序号	井号	计量间	接转站	联合站
1		现有 采油 3 队 1#计量间	方 2 转油站	英台采油厂 油气处理二站
2		现有 采油 3 队 2#计量间		
3				
4				

3 施工时间

本次开发工程建设期为 2021 年 1 月-2 月。本项目单井设计平均井深 1800m，单井施工时间在 10-15d 左右，总的施工时间约为 40d，4 个钻井对同时施工预计施工时间 20d。

4 主要产污环节分析

4.1 施工期污染物排放源强核算

4.1.1 废

本项目施工期产生的大气污染物主要有：施工扬尘、钻井时柴油机排放的烟气以及各种车辆排气等，废气中主要污染物为非甲烷总烃、NO_2、SO_2、TSP 和 CO 等。

（1）扬尘

施工期扬尘污染主要来自站场施工平整土地、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工程量等多种因素有关。

在钻前准备过程中，预选井位首先要进行平整施工场地，堆放钻井所需的重晶石粉、水泥等物料，原辅材料需进行设置遮雨布，防止雨雪天气对其影响。此外针对部分钻井井场地势较洼，还需要垫高场地，在此期间均会产生扬尘。在管道施工过程中，土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放和混凝土拌合等以及施工车辆运输产生的扬尘。另外，管道焊接产生少量焊接烟尘。

根据相关工程现场模拟数据调查，施工时场地起尘产生浓度约为 1.15mg/m^3。运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 8～10mg/m^3。

（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发电机提供，而为发电机提供动能的是柴油机。根据建设单位提供的资料，本项目选用 ZJ40DB 型钻机，柴油发电机运行期间产生烟气，主要污染物为 SO_2、NO_x 和烟尘。

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 5-2，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、四时段）》（GB20891-2014）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。本项目钻井总进尺 7200m，2 个钻井队同时施工，每个钻井队配备 2 台柴油机，施工期 20d，则需消耗柴油约 100t，施工期间钻井共排放 CO0.075t、碳氢化合物 0.014t、NO_x0.333t 和烟尘 0.03t。

表 5-2　　柴油发电机燃烧废气污染物排放表

污染物	CO	HC	NO_x	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	0.66	0.06
排放标准（g/kwh）	3.5	1.0	6.0	0.2
达标分析	达标	达标	达标	达标
钻井污染物排放量（t/施工期）	0.075	0.014	0.333	0.030

注：柴油密度以 1.19kl/t 计

（3）车辆排放的尾气

油田开发时各类运输车辆较多，汽车尾气主要为 CO、碳氢化合物、NOx 和烟尘等，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。

（4）焊接烟气

管线连接、集气站构件现场安装产生少量焊接烟气。焊接烟气中的烟尘是一种十分复杂的物质，已在烟尘中发现的元素多达 20 种以上，其中含量最多的是 Fe、Ca、Na 等，其次是 Si、Al、Mn、Ti、Cu 等。焊接烟尘中的主要有害物质为 Fe_2O_3、SiO_2、MnO、HF 等，其中含量最多的为 Fe_2O_3，一般占烟尘总量的 35.56%，其次是 SiO_2，其含量占 10～20%，MnO 占 5～20%左右。焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO_2、O_3、NO_X、CH_4 等，其中以 CO 所占的比

例最大。由于施工时间比较短，且焊接量较小，本项目管线及构件焊接过程中使用产生烟气量小的环保型焊条，环境影响较小。

（5）挥发损失的烃类气体

完井后，采用泥浆封堵并压裂、射孔，一般不会有天然气外溢泄漏，但可能会有少量气体无组织泄漏，但数量无法确定，且施工期较短，烃类气体对环境影响较小。

施工期大气污染物排放情况详见表 5-3。

表 5-3　　施工期大气污染物排放统计表

污染源	污染物排放量（t/施工期）			
	CO	HC	NOx	烟尘
钻机烟气	0.075	0.014	0.333	0.030

4.1.2 水污染物排放分析

施工期排放的废水主要是钻井废水、完井废水试压废水和生活污水。

（1）钻井废水及完井废水

钻井废水是油田开发初期在油井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备等混合废水。钻井产生的钻井废水在井下与泥浆混合，并随泥浆循环，从井口出来，导入随钻泥浆接收装置后废弃泥浆装车运输，进入吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后部分循环利用用于配制泥浆，剩余部分由罐车运至英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理后回注地下。钻井废水主要污染物为 SS、COD 和石油类，浓度分别为 1500mg/m^3、400mg/m^3、70mg/m^3。根据调查，吉林油田钻井每钻进 1m 产生钻井废水 0.1m^3，工程钻井总进尺（新钻井 101 口）为 7200m，将会产生钻井废水约 720m^3（2 个钻井队同时施工，每天最大产生量 118m^3），这些废水与泥浆一起进入随钻泥浆接收装置后废弃泥浆装车运输，运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的废水进入污水处理系统进行处理，达标后回注地下，不外排。

完钻井在射孔、压裂前，需要用清水洗去井下残余泥浆，此时排放少量完井废水。据调查，完井废水产生量约 20～30m^3/口，整个施工期产生总量 1200 m^3。则本项目完井废水最大产生量约 240m^3。主要污染物为 SS1500mg/m^3、COD400mg/m^3、石油类 70mg/m^3。罐车运至英台采油厂油气处理二站污水处理系统进行处理，不外排。

此外，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，因此不存在冲洗钻井设备等废水外排的问题。

（2）废压裂液返排液

本项目采用滑溜水压裂工艺，常规的胍胶压裂液的残渣可对支撑裂缝产生伤害，影响裂缝的有效性，而且常规压裂液的费用相对较高。本项目区域为低渗透地层，压力较低的地层采用传统的冻胶压裂返排比较困难，凝胶滞留于地层对储层伤害大，滑溜水压裂有助于加速返排，可以避免凝胶造成的储层损害。滑溜水压裂又称清水压裂，主体以大排量缝网压裂或体积压裂为主，压前实施提前蓄能（采用油井产出液、注入滑溜水或压裂液），总体上基本实现不返排。若还有少量压裂液返排，则作为油水井调剖的基液或注入下步需要蓄能的压裂井，实现压裂液零排放。部分特殊井可能会产生20~30m^3的返排液，这部分返排液送至英台采油厂油气处理一站处理，该站剩余处理量满足处理需求。

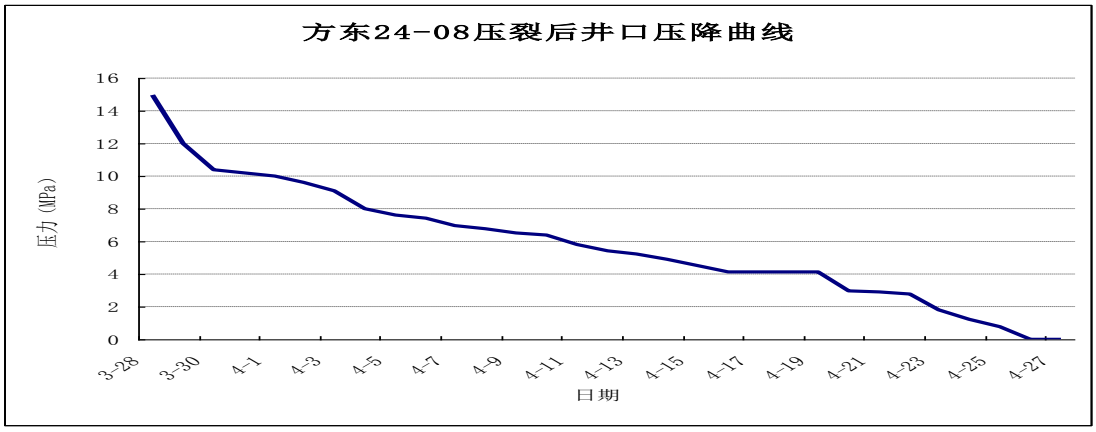
滑溜水压裂液的特点：（1）由于滑溜水压裂液不含高分子聚合物，对低渗透储层有较高的支撑剂裂缝导流能力，同时这种低伤害压裂液可以产生更长的有效裂缝。（2）滑溜水压裂用极少量的支撑剂即可实现与聚合物压裂液相似的支撑剂充填效果。（3）滑溜水压裂采用活性水作为压裂液，与常规冻胶压裂相比，岩石破裂机理、裂缝中液体分布、裂缝延伸机理以及压裂裂缝的几何形态等存在很大的差异。（4）添加剂系统很简单，很容易进行质量控制，同时施工简单，成本低，劳动强度低。

本项目滑溜水压裂液配方为：0.1%减阻剂+0.2%粘土稳定剂+0.2%助排剂。该常规配方体系配方较简单，添加剂的种类也较少、成本低且质量控制较容易，适用于现场“边配边注”的施工工艺，在减少了劳动强度的同时，也避免了添加剂的浪费，有效降低了成本。

滑溜水压裂施工工艺技术为：滑溜水压裂施工所用的压裂液由 40%~50%的前置液，然后是加砂浓度为 60kg/m^3 的支撑剂压裂液，加砂浓度逐渐提高至 240kg/m^3，或者采用前置液和携砂液交替注入的方式，携砂液中加砂浓度由 60kg/m^3 逐渐提高至 240 kg/m^3。在滑溜水压裂施工工艺中所用的支撑剂用量为常规压裂施工工艺的一半，施工成本滑溜水压裂约为常规压裂的 20%-50%。

2014 年-2015 年英台采油厂油井试验采用滑溜水压裂液体系，压裂前实施注水蓄能（主要利用部分压裂液或联合站处理后的油井采出水，对压裂井压裂前补充地层能量），压裂后实施焖井置换（利用滑溜水体系污染少、能实现油水置换、保持能量的优点，提高产能同时快速见油），减少压裂液返排同时大幅提高单井产量，对比常规压裂井，单井产量提高 2-4 倍。

英台采油厂曾于方东 24-08 井采用本压裂工艺，压裂总液量 1385 方，停泵压力为 15MPa，压后 29 天井口压力为零是正常开井生产，无返排液。方东 24-



08 井压裂焖井过程井口压降曲线如下：

图 5-6 方东 24-08 压裂焖井井口压降曲线

因此本项目施工期压裂液基本不返排，个别能量较高井返排的少量压裂液，可用于其他气井施工时的压前蓄能。若最终仍有少量废液产生，则经管线集输至英台采油厂油气处理二站处理，不外排。

（3）试压废水

本管道试压介质为洁净水，废水中除含有少量铁锈及灰尘外，无其它污染物。本项目管道试压用水来源为联合站内水源井，本项目外输管线总长度 0.1km，总试压用水量约为 0.44m^3；用水以清水为主，试压完毕后的废水采用罐车分批就近运到英台采油厂油气处理二站污水处理系统进行处理后回注。英台采油厂油气处理二站污水处理系统剩余处理能力能够满足本项目处理需要。

（4）生活污水

开发施工期由 2 个施工队同时施工，每个施工队 30 人，因此现场施工人员可达 60 人，按每人每天排放废水 0.05m^3/d 计，则施工队施工期间排放的生活污水量约 3m^3/d。每口新钻井施工时间按 10d 计，则整个施工期生活污水产生量为 60m^3。生活污水主要污染物为 COD、BOD_5、氨氮、SS 等，各污染物浓度 COD 为 300mg/l，BOD_5 为 170mg/l、氨氮为 25mg/l、SS 为 250mg/l。

施工期生活污水主要来自各管线铺设等施工人员产生的废水，每个施工现场都建可移动厕所，由于施工现场分散，考虑到生活污水水质简单、污染物浓度较低，且没有有毒有害物质，施工场地的生活污水经移动防渗旱厕，施工结束后清理用作农家肥，不排向附近地表，因此不会对周边环境产生明显影响。

施工期废水排放情况见表 5-4。

表 5-4　施工期废水产生情况统计

废水源	污染物及浓度（mg/l）		废水产生量（m^3）	废水排放量（m^3）	排放去向
钻井废水	SS	1500mg/m^3	720	0	运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的废水进入污水处理系统进行处理，达标后回注地下
	COD	400mg/m^3			
	石油类	70mg/m^3			
完井废水	SS	1500mg/m^3	1200	0	经罐车收集送英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理
	COD	400mg/m^3			
	石油类	70mg/m^3			
生活污水	COD	300	60	0	生活污水经移动防渗旱厕收集，不排向附近地表水体。
	BOD_5	170			
	氨氮	25			
	SS	250			
试压废水	——	——	0.44	0	经罐车收集送英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理

4.1.3 固体废物排放分析

（1）钻井泥浆

废泥浆主要来自钻井完成后的残余泥浆。根据调查，吉林油田泥浆的产生量约每万 m 进尺约在 800m^3 左右，泥浆密度约为 1.15t/m^3。由本项目钻井工程量可知（本项目钻井 4 口井，总进尺 7200m），废泥浆产生量为 576m^3（662.4t）。

本项目不设泥浆池，所有井场均采用随钻处理技术，施工期产生废泥浆从井口出来，导入泥浆接收装置后废弃泥浆装车运输，进入吉林省油田管理局农工商企业分公司处理，固相形成泥饼统一处理（烧砖、铺路等）。根据调查，泥浆进

入处理系统后每钻进尺 100m 产生的废弃泥浆经随钻处理后产生泥饼为 6.7t，则本项目共产生泥饼为 482.4t，根据吉林省环境保护厅关于《吉林省环境保护厅关于中国石油吉林油田分公司废弃水基泥浆处理产生的泥饼危险特性鉴定的意见》吉环函【2016】62 号中说明泥饼不具备危险废物的特性，详见附件。

（2）钻井岩屑

钻井岩屑是钻头破碎岩层产生的。根据经验，钻井过程中每钻进 1m 产生岩屑约 0.018～0.023m^3，平均为 0.021m^3，岩屑密度为 2.8t/m^3。本项目钻井 4 口，总进尺 7200m，则岩屑产生量为 151.2m^3，423.36t。钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑，其中 50%因粒径较小直接混于泥浆中无法分离，其余 50%经泥浆循环泵带出井口，经地面的振动筛分离，并堆置于井场，其本身无污染，一般用于填垫井场和道路。

（3）生活垃圾

开发施工期现场施工人员最多可达 60 人（以 2 个钻井队计），根据类比调查，每人每天生活垃圾产生量约为 0.5kg，则本项目整个施工期生活垃圾产生量约为 0.6t。生活垃圾统一收集，就近运往垃圾处理场，由环卫部门填埋处理。

施工期固体废物排放情况见表 5-5。

表 5-5　施工期固体废物产生及排放一览表

废物名称	产生量（/施工期）	排放量（/施工期）	处置方式
钻井泥浆	576m^3	0	与钻井废水运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理
钻井岩屑	151.2m^3	0	用于填垫井场和道路
生活垃圾	0.6t	0	统一收集运至附近垃圾处理厂处理

4.1.4 噪声分析

施工期噪声源主要是施工机械挖掘机、推土机和施工车辆噪声，声源强度 70～103dB(A)，油田开发期噪声影响较明显，流动声源亦较多。施工期噪声源详见表 5-6。

表 5-6　　本项目施工期噪声源统计表

序号	设备名称	声源强度	声源性质	降噪措施
1	柴油机	103	连续稳态声源	安装在活动板房内，排气管安装消声器
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

6	振动筛	78	连续稳态声源	将冲孔钢筛板更换为弹性模量小、冲击噪声低的圆形振动筛

4.2 运行期污染物排放源强核算

4.2.1 大气污染物排放分析

运行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转油站和联合站内加热炉排放的烟气，无组织面源主要有各井场挥发的非甲烷总烃等。

（1）加热炉烟气

本项目依托英台采油厂油气处理二站和方 2 转油站加热炉燃料采用天然气。本项目总建产能 0.18×10^4t/a，根据区域现有站场加热炉燃气现状，核算依托站场锅炉总新增燃气量为 $13.40\times10^4m^3/a$。

根据《吉林油田公司英台油田第二次开发建设项目竣工环境保护验收调查报告》（2018 年7 月）中关于油气处理二站加热炉烟气的实测数据，烟气排放浓度约为14.6mg/m^3，NO_x 排放浓度约为77.3mg/m^3，SO_2 排放浓度约为70.6mg/m^3，本项目涉及各站场加热炉烟囱高度均高于8m，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建锅炉大气污染物排放浓度限值（燃气锅炉）标准要求。

本项目依托的联合站加热炉新增烟气污染物排放见表 5-7。

表 5-7　本项目运行期加热炉污染物产生情况一览表

污染源	排气筒高度	燃气量($\times10^4m^3/a$)	烟气量($\times10^4m^3/a$)	污染物排放浓度(mg/m^3)			污染物排放量(t/a)		
				SO_2	NO_X	颗粒物	SO_2	NO_X	颗粒物
英台采油厂油气处理二站加热炉	8m	6.70	91.14	70.6	77.3	14.6	0.064	0.070	0.013
方 2 转油站加热炉	8m	6.70	91.13	70.6	77.3	14.6	0.064	0.070	0.013
合计		13.40	182.27				0.13	0.14	0.03

（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《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南》附录 B 中“挥发性有机物各类源排放系数的推荐值”，石油开采过程产生的挥发性有机物量约为开采原油量的 1.4175‰左右。本项目运行期新增原油产能 0.18×10^4 t/a，因此本项目合计非

甲烷总烃排放量 2.55 t/a，见表 5-8。

表 5-8　本项目运行期挥发烃类气体产生情况一览表

	本项目产能（$\times10^4$t/a）	排放系数	排放量 t/a
非甲烷总烃排放	0.18	1.4175‰	2.55

（3）汽车尾气

运行期区域内有包括运输天然气分离废水等运输车辆活动，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。

表 5-9　本项目运行期污染物产生情况汇总

污染源	污染物排放量（t/a）			
	非甲烷总烃	SO_2	NO_X	颗粒物
加热炉烟气	——	0.13	0.14	0.03
无组织挥发	2.55	——	——	——
合计	2.55	0.13	0.14	0.03

4.2.2 废水污染物排放分析

（1）采油废水

根据本项目产能预测，运行期采出液分离出的含油污水平均为 $0.92\times10^4m^3/a$，废水由英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理达标后回注井下，不外排。

（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～$10m^3$，平均 $7.5m^3$。本项目建设油井 4 口，每年修井共产生修井废水 $30m^3/a$（$1.5m^3/d$），产生的废水进入英台采油厂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采油厂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 $60m^3$/口，整个生产运行期油井 4 口，平均每年产生废水量约 $240m^3/a$（$0.66m^3/d$）。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采油厂油气处理二站处理达标后回注地下。

（4）生活污水

本项目无新增员工，因此不新增生活污水。

本项目生产期废水产生量及排放量详见表 5-10。

表 5-10　　运行期各种废水产生量及排放量汇总

	种类	产生量（m^3/a）	主要污染物	排污去向
1	采油废水	0.92×10^4	石油类、悬浮物	经英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理后，满足回注水标准，回注地下，不外排。
2	修井废水	30	石油类、COD、悬浮物	经英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理后，满足回注水标准，回注地下，不外排。
3	洗井废水	240	石油类、COD、悬浮物	经英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理后，满足回注水标准，回注地下，不外排。
合计		9470	——	——

本项目产生的各类生产废水经英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标》（SY/T5329-2012）中回注水相关标准。回注地下油层后，不外排。

4.2.3 噪声

本项目运行期噪声源主要来自抽油机和站场输油泵噪声。主要为连续稳态声源。

（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 65~80ddB(A)，为连续稳态低频噪声。

（2）站场输油泵噪声

依托站场输油泵噪声约在 80～85dB(A)之间，为连续稳态低频噪声。

（3）交通噪声

运行期各类车辆行驶过程中产生的噪声约为：70~82dB(A)之间，为线性噪声。

综上，运行期本项目主要噪声设备及噪声源见表 5-11。

表 5-11　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
采油井场	抽油机	65～80
联合站	输油泵	80～85
交通噪声	各种车辆	70~82

4.2.4 固体废物排放分析

（1）含油废物（修井）

在采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，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。目前油田修井与以往修井不同，不再在井场铺垫 防渗布，取而代之的是在井口布置箱式清洁修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井和洗井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往采油厂联合站进行处理，方箱定期运回联合站 清理箱中含油废物，含油废物送有危险废物处理资质单位处理，通过采取这种修井方式，正常情况下修井时不再有原油的散落。

平均通过方箱收集的含油废物每口井每次约 0.05t，平均每年修井一次，因此本项目每年经方箱收集的修井含油废物为 0.2t，这些废物送镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理。

（2）油泥（砂）

油泥主要是英台采油厂油气处理二站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 1.34~2.36t/10^4t 采出液，平均油泥产生量 2.2t/10^4t 采出液。本项目油泥最大产生量约为 2.024t。定期送至有资质单位统一处理。运行期固废可得到有效处置，不会造成二次污染。

运行期固体废物排放情况见表 5-12。

表 5-12　运行期固体废物产生及排放情况

时期 污染物	生产期		备注
	产生量（t/a）	排放量（t/a）	
含油废物	0.2	0	危废编号 HW08
油泥（砂）	2.024	0	危废编号 HW08

本项目涉及的危险废物汇总情况见表 5-13。

表 5-13　　本项目危险废物汇总样表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量（吨/年）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油废物	HW08	910-210-08	0.2	井场	固态	石油类		/	T/I	镇赉县鑫海石油技术开发有限公司
2	油泥	HW08	910-210-08	2.024	生产/井场站场	固态	石油类		/	T/I	镇赉县鑫海石油技术

										开发有限公司

4.3 闭井期

油田闭井期并非所有油水井都同时关闭，而是一个陆续和渐进的过程。在闭井期需要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。闭井阶段虽然采出液含水率较高，但油井数也在不断减少，采出的废水绝对量也是呈下降 趋势，故采出水量将明显减少直至为零，届时对地表水环境的的影响将消失。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，加热炉烟气的排放量也会减少，这些将有利于油区内环境空气质量的恢复。 闭井后，一般地下设施保留不动，但需对油水井进行封井（用水泥把整个油水井进行封堵）；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。对废弃的井场、道路应采取生态恢复措施，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。

5 本项目“三本帐”核算

本项目建设成前后的“三本帐”详见表 5-14。

表 5-14　　本项目建设成前后的“三本帐”一览表单位：t/a

分类	污染物	现有工程排放量	本项目产生量	自身削减量	本项目排放量	现有+拟建放总量	排放增减量
废气	废气量（$10^4m^3/a$）	4045.46	182.27	0	182.27	4227.73	+182.27
	SO_2	2.856	0.13	0	0.13	2.986	+0.13
	NO_x	3.127	0.14	0	0.14	3.267	+0.14
	颗粒物	0.591	0.03	0	0.03	0.621	+0.03
	非甲烷总烃	98.23	2.55	0	2.55	100.78	+2.55
废水	废水量（$10^4m^3/a$）	0	0.947	0.947	0	0	0
固废	含油废物	0	0.2	0.2	0	0	0
	油泥（砂）	0	2.024	2.024	0	0	0
	废滤料（m^3/3-5a）	0	80	80	0	0	0

6 依托工程可行性分析

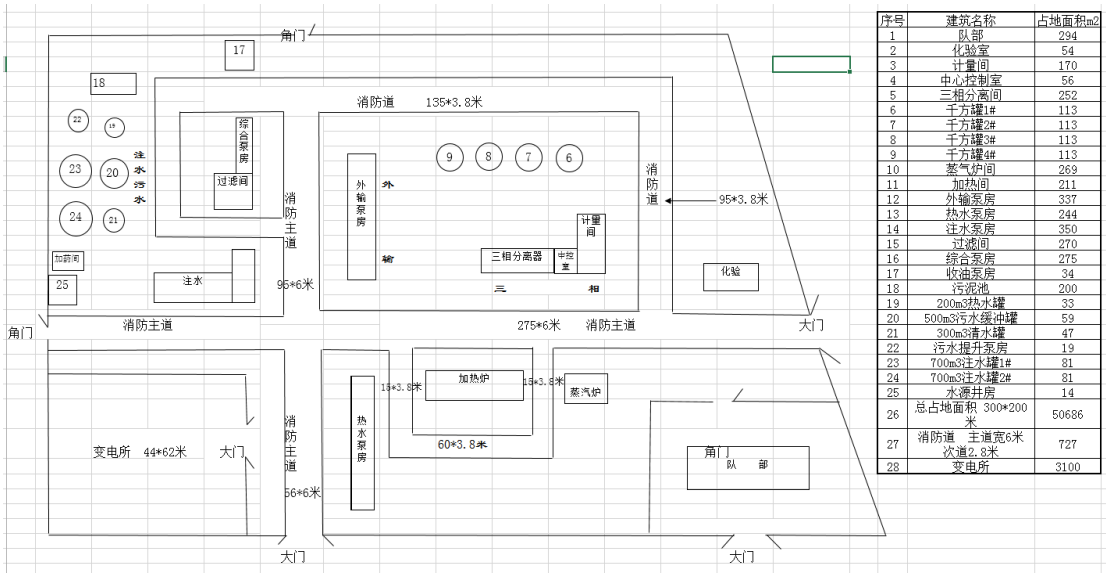
6.1 英台采油厂油气处理二站

6.1.1 原油处理系统

本项目原油集输系统主要依托英台采油厂油气处理二站。英台采油厂油气处理二站原油设计处理能力80×10^4t/a，实际处理量6.93×10^4t/a，辖区内拟建工程处理量0.57×10^4t/a，剩余处理能力72.5×10^4t/a。

表 5-15　　英台采油厂油气处理二站主要设备能力统计表

序号	主要设备		数量	备注
1	外输泵（DYK100-60*8）	Q=100m^3/h，H=480m ，N=250kW	3 台	/
2	脱水泵（150KY260-265）	Q=130m^3/h，H=66m ，N=250kW	2 台	未投用
3	掺输泵 （DGK100-60*4）	Q=100m^3/h，H=240m，N=45kW	3 台	/
4	采暖泵（3GR25*4-1）	Q=30m^3/h，H=47m，N=18.5kW	3 台	开一备二
5	污油污水回收泵（DWYK3-10*3）	Q=3m^3/h，H=30m， N=1.5kW	1 台	/
6	蒸汽锅炉补水泵（48-8*20）	Q=50m^3/h，H=250m，N=4kW	3 台	未使用
7	燃油泵（3GR42*4-46）	Q=4.2m^3/h，N=5.5kW	2 台	/
8	供水泵（IS80-50-200）	Q=50m^3/h，H=50□，N=5.5kW	2 座	/
9	掺输加热炉 （ZS3000-SY/2.5-Q）	3000kW1 台 2500kW2 台	3 台	冬季全开
10	采暖炉（ ZS1600-SH/1.6-Q）	1600kW	2 台	冬季全开
11	外输炉（ZS1600-Y/6.3-Q-5）	1600kW	2 台	冬季全开



序号	建筑名称	占地面积m2
1	队部	294
2	化验室	54
3	计量间	170
4	中心控制室	56
5	三相分离间	252
6	千方罐1#	113
7	千方罐2#	113
8	千方罐3#	113
9	千方罐4#	113
10	蒸气炉间	269
11	加热间	211
12	外输泵房	337
13	热水泵房	244
14	注水泵房	350
15	过滤间	270
16	综合泵房	275
17	收油泵房	34
18	污泥池	200
19	200m3热水罐	33
20	500m3污水缓冲罐	59
21	300m3清水罐	47
22	污水提升泵房	19
23	700m3注水罐1#	81
24	700m3注水罐2#	81
25	水源井房	14
26	总占地面积 300*200米	50686
27	消防道 主道宽6米 次道2.8米	727
28	变电所	3100

图 5-7 英台采油厂油气处理二站平面示意图

表 5-16 英台采油厂油气处理二站油气系统依托负荷表

站场	处理系统	设计处理能力	当前实际处理量	拟建项目处理量	剩余处理能力	本项目处理量
英台采油厂油气处理二站	油气处理系统（×10^{4}t/a）	80	6.93	0.57	72.5	0.18

因此，英台采油厂油气处理二站原油处理能力能够满足本项目处理需要。

6.1.2 污水处理系统

英台采油厂油气处理二站内建有污水处理系统，污水设计处理3000m^3/d，目前实际处理量2200m^3/d，辖区内拟建工程处理量60 m^3/d，剩余处理能力720m^3/d。该站剩余污水处理能力能够满足本项目需要。

表 5-17 英台采油厂油气处理二站污水处理系统能力复核

处理系统	设计处理能力	实际处理量	拟建处理量	剩余处理能力	本项目处理量
英台采油厂油气处理二站污水处理系统（m^3/d）	3000	2200	60	720	25.9

英台采油厂油气处理二站污水处理系统工艺流程简述如下：

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即《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》SY/T5329-2012 中的标准，再外输各中转站进行回注。英台采油厂油气处理二站污水处理系统对污水处理前后的水质监测结果引用 2018 年 7 月《吉林油田英台油田第二次开发建设项目竣工环境保护验收调查报告》中监测数据。详见下表。英台采油厂油气处理二站含油污水处理工艺流程见图 5-8。

图 5-8　　英台采油厂油气处理二站污水处理工艺流程示意图

英台采油厂油气处理二站污水处理工艺参数详见表 5-18。

表 5-18　　污水处理工艺参数

污染物	含油量（mg/L）	SS（mg/L）
缓冲罐前	173.6	—
进水	33.88	—
出水	5.70	2.2

由表 5-19 可知，经处理后，出水水质能够满足回注入层平均空气渗透＞0.5~≤1.5μm^2 的控制标准要求。

6.2 方 2 转油站

方 2 中转站隶属于英台采油厂采油三队，地处吉林省镇赉县四方坨子镇，辖区内油区面积 4.1 平方公里，地质构造处于松辽盆地中央凹陷大安龙虎泡-红岗阶地，开 层系为高台子和萨尔图油层，开发方式为天然水驱和人工注水开发，辖区内现有油水井 75 口。方二接转站于 1987 年投产，目前已经安全运行 29 年，集原油收集、注水、外输等多功能为一体。

表 5-19　　方 2 转油站油气系统依托负荷表

站场	处理系统	设计处理能力	当前实际处理量	拟建项目处理量	剩余处理能力	本项目处理量
方 2 转油站	油气处理系统（$\times10^4$t/a）	25	1.06	0	23.94	0.18

方2转油站原油设计处理能力25×10^4t/a，实际处理量1.06×10^4t/a，辖区内无拟建、在建工程，剩余处理能力23.94×10^4t/a。本项目依托方2转油站处理量0.18×10^4t/a，该站剩余处理能力能够满足本项目处理需要。

7 拟建项目达标排放分析

（1）废气达标排放分析

各站场现有加热炉新增的烟气中污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中新建锅炉大气污染物排放浓度限值（燃气锅炉）标准要求；运行期井场、站场挥发的无组织非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的表 2 中无组织排放标准要求，均满足达标排放要求。

（2）废水达标排放分析

根据英台采油厂油气处理二站污水处理系统监测数据可知，废水处理后各污染物排放浓度出口水质满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的>0.05～≤0.5 中规定的标准。

（3）噪声达标排放分析

施工期挖掘机、铲土机等施工机械噪声强烈，在采取降噪措施后，昼间及夜间可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的限值；运行期间，抽油机产生的噪声在 60m 以外可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）

中 2 类标准要求。

（4）固体废物达标排放分析

本项目施工期及运行期产生的各类固体废物均得到了有效处置，满足《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）中Ⅱ类场标准和《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）标准的要求，修井含油废物及含油污泥送镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理。

六、项目主要污染物产生及预计排放情况

内容 类型	排放源（编号）		排放物名称		处理前产生浓度及产生量（单位）	排放浓度及排放量（单位）
大气污染物	施工期	施工营地	扬尘		场界内浓度 1.15mg/m^3	场界外扬尘浓度<1.0mg/m^3
			钻井柴油机烟气	CO（t）	0.075	0.075
				HC（t）	0.014	0.014
				NO_x（t）	0.333	0.333
				颗粒物（t）	0.030	0.030
	运行期	加热炉	加热炉烟气	烟气量（m^3/a）	182.27×10^4	182.27×10^4
				SO_2（t/a）	0.13	0.13
				NO_x（t/a）	0.14	0.14
				颗粒物（t/a）	0.03	0.03
			非甲烷总烃（t/a）		2.55	2.55
水污染物	施工期	钻井井场	钻井废水（m^3）		720	0
			完井废水（m^3）		1200	0
		管线试压	试压废水（m^3）		0.44	0
		施工人员	生活污水（m^3）		60	0
	运行期	油井	采油废水（m^3/a）		0.92×10^4	0
		油、水井	修井废水（m^3/a）		30	0
			洗井废水（m^3/a）		240	0
固体废物	施工期	油水井	钻井泥浆		576m^3	0
			钻井岩屑		151.2m^3	0
		施工人员	生活垃圾（t/施工期）		0.6t	0
	运行期	井场	含油废物（t/a）		0.2	0
		污水处理	油泥（砂）（t/a）		2.024	0
噪声	施工期	施工营地	柴油机		105	建筑施工场界噪声 昼间<70dB(A) 夜间<55dB(A)
			柴油发电机		95	
			钻机		93	
			泥浆泵		90	
			车辆		70～82	
			振动筛		78	
	运行期	井场	抽油机		65～80 dB(A)	工业企业厂界噪声 昼间<60dB(A) 夜间<50dB(A)
		站场	输油泵		80～85 dB(A)	
		区域内	各种车辆		70~82 dB(A)	

主要生态影响

本项目建设油井 4 口，共涉及 2 平台，均为现有平台。本项目项目临时占地为 2.3hm^2，永久占地为 0.15hm^2，所占土地类型耕地。临时占地对周围生态环境影响主要体现在井场、管线等施工过程，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，土壤层次、结构发生了变化，在短期内出现了局部裸地，若不及时处理，容易引起土壤风蚀和水土流失。工程永久占地量较小，对生态环境影响较小。该项目投产后在生产期内永久占用的农田生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

本项目具体生态影响详见生态专章。

七、环境影响分析

1.施工期环境影响分析

1.1 施工期大气环境影响分析

本项目施工期产生的大气污染物主要有：钻井时柴油机排放的烟气、各种车辆排放的尾气以及施工扬尘等，废气中主要污染物为非甲烷总烃、NO_2、SO_2、TSP 等。

①扬尘

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。扬尘在有风条件下施工扬尘影响范围较大，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^3，满足《大气环境质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准要求。

根据拟规划的井场可以看出，与附近最近村屯距离也在 200m 以上。本项目敷设管线时（包括集输、注水、外输管线）全程采用埋地敷设。先推平场地，以便机械施工作业，采用机械挖沟，人工布管，弹性敷设。施工期对环境空气可能产生影响的主要是施工机械排放的废气、机械运行造成的扬尘。

因此，本项目施工期间产生的扬尘对附近村屯环境空气质量影响较小；管线敷设时，随着管沟开挖，管线随时敷设，回填时间较短，因此扬尘产生量较小。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。

②柴油机烟气

柴油机燃烧柴油时排放的废气中的主要污染物是非甲烷总烃、NO_X、SO_2、烟尘和 CO 等。根据工程分析，开发现场施工期排放的大气污染物：CO0.075t、碳氢化合物 0.014t、NOx0.333t 和烟尘 0.03t。

经类比调查可知，非甲烷总烃、SO_2 在各类稳定度下最大落地浓度与现状值叠加后均不超标。可以看出，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，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，

但由于区内地势平坦、开阔，空气污染物扩散条件较好，因此空气污染影响范围较小、程度低、时间短暂。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，可被环境接受。

③烃类气体挥发

根据开发方案，本项目开发的油井钻井完可直接进入密闭集输流程。由于采油井的井口加装了密封垫，最大限度地减少油气泄漏和溢出；油气集输采用密闭管道输送，大大的降低了烃类气体挥发损耗；此外井场分布较为分散，区内地势平坦、开阔，有利于污染物扩散，因此挥发的烃类气体影响程度和范围不会很大。

④车辆尾气

油田开发过程运输车辆较多，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。

1.2 施工期声环境影响分析

施工机械噪声有钻机、挖掘机、推土机、轮式装载机、吊管机、电焊机等，其噪声级在 80～90dB(A)范围。

根据噪声公式：

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 —第个声源对某点的声压级，dB（A）；

n—声源个数。

因此，本项目施工期噪声贡献值见下表：

表 7-1　　施工噪声贡献值

机械名称	测点距离 m	噪声值 dB(A)	预测结果 dB(A)									
			10m	30m	50m	100m	120m	140m	160m	180m	200m	250m
挖掘机	5	84	64	54	50	44	42	41	40	39	38	36
推土机	5	86	66	56	52	46	44	43	42	41	40	38
电焊机	1	85	65	55	51	45	43	42	41	40	39	37
轮式装载机	5	87	67	57	53	47	45	44	43	42	41	39
吊管机	5	81	61	51	47	41	39	38	37	36	35	33
冲击式钻机	1	87	67	57	53	47	45	44	43	42	41	39
合计		93	73	63	59	53	51	50	49	48	47	45

本项目施工期钻井平台昼间 100m、夜间 250m 外满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准。管线施工于 100m 外噪声可衰减至 54.44dB(A)。本项目距离村屯敏感点四方坨子 2200m，因此施工噪声对区域声环境影响有限，满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准。

在开发施工期的各种工程车辆较多，车辆的单车噪声可达 70～90dB(A)，平均在 80dB(A)左右，特别是夜间经过村屯时，对区内噪声环境将产生干扰。所以，车辆在夜间经过村屯时，严禁鸣笛，并减少夜间行车次数等，以降低车辆噪声对居民的影响。随着开发施工期的结束，车辆将逐渐减少，其噪声危害程度亦会大大降低。

1.3 施工期固体废物影响分析

本项目不设泥浆池，采用随钻处理技术。钻井废弃泥浆经此系统处理后产生分离废水及泥饼，根据原吉林省环境保护厅关于《吉林省环境保护厅关于中国石油吉林油田分公司废弃水基泥浆处理产生的泥饼危险特性鉴定的意见》吉环函[2016]62 号中说明泥饼不具备危险废物的特性，泥饼在泥浆处理站处理场临时堆放，暂存场所设置围堰并加盖遮雨棚，泥饼用于后期铺垫生产井井场及铺垫道路等。

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。但也不能任意堆放，一般情况下小颗粒岩屑可与泥浆一起进入随钻处理系统，制成泥饼；经振动筛分离出来的较大岩屑用于铺垫井场和油区的土路，将其转化为一种可以利用的资源。

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，不得任意在油区内排放。经此处理后不会对周边环境产生显著影响。

综上，本项目施工期产生的固体废物不会对环境产生影响。

1.4 施工期地表水环境影响分析

（1）本项目井场与地表水体位置关系

本项目所在区域内地表水水体主要为项目北侧灌渠和呼尔达河，拟建井场距北侧灌渠最近距离为 100m，距呼尔达河最近距离为 3100m，详见表 7-2。

表 7-2　　井场与地表水水体位置关系

序号	地表水名称	位置关系	最近井位
1	灌渠（干涸）	北 100m	
2	呼尔达河	西 3100m	

（2）施工期地表水环境影响分析

1）钻井施工防治措施

为防止钻井过程中对周围地表水体造成污染，本项目采取以下措施：

①本项目在钻井前合理设计井场布局，同时在施工期间内在井场周围设围堰，建设高度 30cm，宽度 40cm，材料为粘土夯筑，防止冒漏时污水流入水体；根据钻井泥浆使用量合理设置泥浆池容积，保证泥浆液表面低于地表平面，废钻井液和岩屑集中固化处理，不外排。根据当地的气候条件设置泥浆池围堤，当雨季集中的时候或者工程突发产生废水较多的时候，控制泥浆泵排量，时刻观察泥浆池液面并适当增加围堰高度，保持其高度始终高于泥浆池液面；同时，针对部分距离水体较近井位，在施工时泥浆池设置位置应尽可能对地表水体进行避让，选取远离地表水体的位置进行泥浆池设置。

②发生井喷事故情况下，若油水已进入井场周围水域，用围油拦将污染水域围住，必要时设置保护围油栏，将污染控制在最小范围内，并及时回收油水。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染

④当井场围堰发生泄漏时，应在泄漏点周围修筑围堤，防止泄漏物质扩散，将污染控制在最新范围内。同时应组织人员进行抢修，抢修结束后，应清理现场，避免造成环境污染。

⑤在建设过程中必须严格管理，钻井期间严禁将废钻井泥浆、岩屑和生活污水等污染物倾倒或抛入地表水体中。

⑥施工用料和临时的取弃土石方加盖苫布后，堆放在指定地点，加强对施工人员进行环保措施的宣传教育。

2）施工期影响分析

本项目施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是管线试压废水及施工营地产生的生活污水。管线试压产生废水合计 0.44m^3，均经罐车收集后就近运至英台采油厂油气处理二站污水处理系统，不外排；生活污水进入施工营地暂设的旱厕（每天产生量 3m^3/d，施工期合计 60m^3），施工结束后及时清掏外运做农肥。本项目施工期产生的各种污染物规范收集处置，不会随地表径流进入外环境，因而不会对地表水体造成影响。另外，本项目施工期井场临时占地范围均设置临时围堰，围堰高不低于 30cm，若发生风险事故产生泄漏液，能防止废液进入周边环境进而进入周边地表水水体中，因而也不会对地表水环境造成影响。

1.5 施工期地下水环境影响分析

开发施工期对地下水影响的主要因素是钻井废水、试压废水和生活污水，生产运行期的主要影响因素为井下作业废水、采油废水。钻井废水和试压废水的主要污染物为 SS；生活污水主要污染物为 COD、BOD_5、氨氮、SS 等；井下作业废水的主要污染物为石油类，SS、COD、挥发酚、硫化物；采油废水主要污染物为 SS、石油类。

本项目施工期固体废物主要为废弃泥饼、钻井岩屑和施工人员的生活垃圾。生产运行期产生的固体废物主要为修井含油废物和油泥（砂），生产运行期采用清洁生产工艺，井下安装卸油器，井口应用油杆刮油器，井口布置箱式清洁修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往采油厂联合站进行处理，方箱定期运回联合站清理箱中含油废物，含油废物送有危险废物处理资质单位处理，通过采取这种修井方式，正

常情况下修井时不再有原油的散落。

拟建项目施工期地下水环境影响评价详见专题：地下水环境影响评价专题。

1.6 施工期生态环境影响评价

本项目对生态环境的影响主要来自施工期，属于低频率高强度的局部破坏。钻井施工时，除井场本身永久占地外，还会因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏、材料占地等活动，造成土壤板结、植被剥离，植株矮小，群落盖度降低，在原来连续分布的生态环境中，产生生态斑块，造成地貌及地表温度、水分等物理异常，进而影响生态环境的类型和结构。

拟建项目施工期生态环境影响评价详见专题：生态环境影响评价专题。

1.7 施工期环境风险影响评价

井下作业包括酸化、压裂等工艺过程。井下作业时的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。

拟建项目施工期环境风险影响评价详见专题：环境风险影响评价专题。

1.8 施工期土壤环境影响评价

区域内井场分布密集、各类地面工程设施配套完善，区域内现状土地利用类型以草地和耕地为主。项目针对各类污染物均采取了对应的污染治理措施，可确保污染物的达标排放及防止渗漏发生，可从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

拟建项目施工期土壤环境影响评价详见专题：土壤环境影响评价专题。

2 运行期环境影响分析

2.1 运行期大气环境影响分析

2.1.1 站场加热炉烟气

本项目涉及依托站场加热炉均采用的燃料为天然气，属清洁能源。各相应站场加热炉排放的烟气中各污染物浓度 SO_2 70.6mg/m^3，NO_X77.3mg/m^3，颗粒物 14.6mg/m^3，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在用锅炉大气污染物排放浓度限值（燃气锅炉）标准要求。

2.1.2 无组织烃类挥发

本项目建设 4 口油井均采用密闭集输流程，根据工程分析，本项目生产运行期烃类气体挥发总量约为 2.55t/a，分散在井场、集输系统及联合站，各挥发环节挥发量相对较小，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 4.0mg/m^3 的规定，对区域环境不会产生明显影响。

2.1.3 污染源调查

（1）预测源强及参数

本项目污染源主要为点源（站场加热炉）和面源（项目区域井场及集输系统烃类挥发），具体见表 7-3 和表 7-4。本项目站场加热炉点源主要为英台采油厂油气处理二站加热炉和方 2 转油站加热炉，其中

表 7-3　加热炉（点源）调查参数统计表

污染源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度/m	排气筒出口内径/m	烟气流量/（m^3/s）	烟气温度/°C	年排放小时数/h	污染物排放速率/（kg/h）	
	经度	纬度						污染物	排放速率
英台采油厂油气处理二站加热炉	东经 123°57′24.62″	北纬 46°5′6.00″	131	0.4	0.06	120	8760	SO_2	0.064
								NO_X	0.070
								烟尘	0.013
方 2 转油站加热炉	东经 123°52′32.45″	北纬 46°5′24.29″	130	0.4	0.06	120	8760	SO_2	0.064
								NO_X	0.070
								烟尘	0.013

表 7-4 无组织挥发（面源）调查参数统计表

污染源名称	中心坐标		海拔高度/m	矩形面源/m			污染物	排放速率（kg/h）
	经度	纬度		长度	宽度	有效高度		
矩形面源	东经 123°52′44.57″	北纬 46°6′7.41″	130	1000	200	3	NMHC	0.29

表 7-5　　本项目污染源核算表详见表

源强类型	烟气量 m^3/h	污染物名称	排放情况			达标情况	
			排放速率 kg/h	排放量 t/a	排放浓度 mg/m^3	标准值 mg/m^3	达标情况
英台采油厂油气处理二站加热炉烟气	104.01	SO_2	0.007	0.064	70.6	0.5	达标
		NO_X	0.008	0.070	77.3	0.2	达标
		颗粒物	0.001	0.013	14.6	0.3	达标
方 2 转油站加热炉	104.01	SO_2	0.007	0.064	70.6	0.5	达标
		NO_X	0.008	0.070	77.3	0.2	达标
		颗粒物	0.001	0.013	14.6	0.3	达标
井场烃类气体	——	NMHC	0.29	2.55	0.4	2	达标

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）推荐的 AERSCREEN 污染物估算模式进行评价等级判定。本项目所有污染源排放的污染物的 P_{max} 和 $D_{10\%}$ 预测结果见表 7-6。

表 7-6　　Pmax 和 D10%预测和计算结果一览表

污染源名称	评价因子	评价标准（$\mu g/m^3$）	Cmax（$\mu g/m^3$）	Pmax（%）	D10%（m）
点源	SO_2	500	15.968	3.20	/
点源	NO_X	200	16.855	8.40	/
点源	颗粒物	300	15.968	3.20	/
矩形面源	NMHC	2000	194.69	9.73	/

因此，确定大气环境影响评价等级为二级。

（2）预测结果及评价

1）加热炉烟气影响分析

加热炉烟气采用估算模式的计算结果进行预测评价。预测结果具体见表 7-7。

表 7-7　　估算模式计算结果表

距源下风向距离 (m)	SO_2		NOx		TSP	
	预测浓度 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)	预测浓度 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)	预测浓度 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)
10	0.058922	0.00	0.062196	0.00	0.058922	0.00
25	2.9186	0.60	3.0807	1.50	2.9186	0.60
50	14.619	2.90	15.431	7.70	14.619	2.90
63	**15.968**	**3.20**	**16.855**	**8.40**	**15.968**	**3.20**
75	15.258	3.10	16.106	8.10	15.258	3.10
100	12.295	2.50	12.978	6.50	12.295	2.50
125	10.105	2.00	10.666	5.30	10.105	2.00
150	8.189	1.60	8.644	4.30	8.189	1.60
200	8.0304	1.60	8.4766	4.20	8.0304	1.60

300	7.5238	1.50	7.9418	4.00	7.5238	1.50
400	6.6591	1.30	7.029	3.50	6.6591	1.30
500	6.1765	1.20	6.5196	3.30	6.1765	1.20
600	5.6638	1.10	5.9784	3.00	5.6638	1.10
700	5.3178	1.10	5.6132	2.80	5.3178	1.10
800	4.9296	1.00	5.2035	2.60	4.9296	1.00
900	4.5483	0.90	4.801	2.40	4.5483	0.90
1000	4.1932	0.80	4.4261	2.20	4.1932	0.80
1100	3.8702	0.80	4.0852	2.00	3.8702	0.80
1200	3.6339	0.70	3.8358	1.90	3.6339	0.70
1300	3.4442	0.70	3.6355	1.80	3.4442	0.70
1400	3.3937	0.70	3.5822	1.80	3.3937	0.70
1500	3.3286	0.70	3.5136	1.80	3.3286	0.70
1600	3.2541	0.70	3.4349	1.70	3.2541	0.70
1700	3.1737	0.60	3.35	1.70	3.1737	0.60
1800	3.0901	0.60	3.2618	1.60	3.0901	0.60
1900	3.0051	0.60	3.1721	1.60	3.0051	0.60
2000	2.9202	0.60	3.0824	1.50	2.9202	0.60
2100	2.8361	0.60	2.9937	1.50	2.8361	0.60
2200	2.7537	0.60	2.9067	1.50	2.7537	0.60
2300	2.6734	0.50	2.8219	1.40	2.6734	0.50
2400	2.5954	0.50	2.7395	1.40	2.5954	0.50
2500	2.5199	0.50	2.6598	1.30	2.5199	0.50

通过预测可知，预测结果中 NOx 占标率最大，占标率约为 8.4%，最大浓度落地点距离为 63m，浓度为 16.855μg/m^3。加热炉的燃料为天然气，其本身就属于清洁能源，污染物达标排放，对周围环境空气质量很小，基本不会改变区域现有环境空气质量。

2）无组织挥发烃类气体对环境空气的影响分析

在各类稳定度下，采气井场挥发的烃类气体均满足无组织监控浓度限值 4.0mg/m^3 的要求，虽对井场周围近距离内空气环境有一定的影响，但影响在可接受范围内，在距离井场 240m 外，非甲烷总烃浓度可降至较低水平，对环境空气影响十分有限。烃类气体无组织挥发对环境空气的影响程度取决于污染源强和气象条件，污染源强是可以控制的，只要加强设备的密封性和运行的管理，完全有可能将烃类气体挥发量控制在极低的程度，将会大大减少烃类挥发对周围的影响程度。

表 7-8　　非甲烷总烃无组织挥发预测结果表

距离(m)	浓度 (ug/m^3)	占标率(%)
10	92.185	4.60
25	95.375	4.80
50	100.63	5.00
75	105.81	5.30
100	110.92	5.50
125	115.95	5.80
150	120.91	6.00
175	125.79	6.30
200	130.59	6.50
300	149.1	7.50
400	166.42	8.30
500	182.68	9.10
600	**194.34**	**9.70**
700	191.77	9.60
800	185.26	9.30
900	177.68	8.90
1000	169.43	8.50
1100	161.03	8.10
1200	155.4	7.80
1300	151.26	7.60
1400	146.68	7.30
1500	141.96	7.10
1600	137.2	6.90
1700	132.82	6.60
1800	128.58	6.40
1900	124.34	6.20
2000	120.26	6.00
2100	116.34	5.80
2200	112.56	5.60
2300	108.91	5.40
2400	105.49	5.30
2500	102.18	5.10

（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。

2.2 运行期声环境影响分析

1）抽油机噪声

由前文所示噪声叠加公式可知，从式井最大噪声约为 80dB(A)，经距离衰减公式计算，其预测结果见表 7-9。

表 7-9　　抽油机对噪声环境影响预测结果

场界外距离（m）	1	10	20	30	40	50	100	150	200	250
噪声预测值 dB(A)	80	60	54.0	50.5	48	46	40	36.5	34	32

由预测结果可知，抽油机运行期间产生的噪声在昼间 20m 以内有影响，在夜间 50m 以内有一定影响，但距 50m 外环境噪声基本可以满足标准要求。本项目拟建油井井场距离最近村屯四方坨子 2200m，因此抽油机产生的噪声对附近村屯内的居民产生影响甚微。

2）站场机泵噪声

油田运行期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功能要求而定。站场各类机泵噪声约在 80～85dB(A)之间，可知本项目依托各站场厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，对周边声环境影响较小。

2.3 运行期固体废物影响分析

在采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，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。目前油田修井与以往修井不同，不再在井场铺垫防渗布，取而代之的是在井口布置清洁箱式修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井和洗井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往采油厂联合站进行处理，通过采取这种修井方式，正常情况下修井时不再有原油的散落。

每口井修井完成后，清洁箱式修井平台上会产生少量含油附着物，运输至油田油土储存池，与新增的油泥（砂）一并送至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司统一处理。

危险废物贮存场所基本情况表见表 7-10。

表 7-10　　危险废物贮存场所基本情况表

序号	名称(t/a)	危险废物类别	危险废物代码	产生量(t/a)	产生工序及装置	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	油泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-210-08	2.024	污水处理设施及清罐	泥沙、原油等	石油类	不定期	T，I	定期送至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理，不外排
2	清理清洁箱式修井平台产生的含油附着物		071-001-08	0.2	修井作业	泥沙、原油等	石油类	不定期	T，I	

本项目生产过程中产生的各种油土统一收集后直接运至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理。

2.4 运行期地表水环境影响分析

（1）正常情况下

本项目在进入运行期后，正常情况下生产废水进入英台采油厂油气处理二站污水处理系统等处理达标后回注地下，不外排。

因此本项目运行期正常生产情况下所产生的生产废水不会对水环境产生污染；油水井作业过程中在采取了较为完善的环境保护措施的情况下，可以保证废水全部进行有效回收处理，地表径流携带落地油进入外环境的可能性极小，不会对地表水体产生影响。

（2）事故状态下

本项目事故状态下对水体产生污染的途径主要包括：井喷、集输管线泄漏及单井罐泄露。

（A）井喷

发生井喷时，大量的油品外泄，会对地表水体造成严重污染，进一步会影响水体中动植物。

石油在水体中扩散的影响：当水面被油层覆盖时，水下光的强度会减弱，仅为表面光强度的 1%。这影响了水中浮游植物的光合作用，使水中溶解氧减少，水体中动植物出现供氧不足，严重者窒息死亡。

石油在水体中溶解的影响：石油具有低毒性，对于耐毒性较差的生物可能会死亡，尤其是初级和幼体生物；耐毒性较强的生物也降低了对传染病和外界

刺激的抵抗能力；由于某个生物群落中断繁殖，可能破坏食物链的某个环节，导致生态破坏；石油在生物体内可积累，使其进入食物链，最终将影响人类的健康。

本项目所在地层压力较低，要靠注水驱动和抽油机采油，并且在井下作业中采取了相应的防喷措施，一般不会发生井喷事故。

（B）集输管线泄漏

本项目在运行期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命。另外加强巡检巡视，及时发现问题及时处理事故，对泄漏油水及时回收处理。本项目地表水监测结果表明，地表水体未受到石油类的污染，所以本地区发生集输管道泄漏随地表径流进入地表水的可能性不大，对地表水体产生影响的可能性较小。

2.5 运行期地下水环境影响分析

洗井废水全部进入油层，不外排，最终以采出液形式通过管线，运至所属联合站处理后再回注；修井废水排入罐车内运至所属的联合站处理后回注，不外排，正常情况下不会对地下水造成不利影响，若废水、废油就地倾倒可能对地下水产生不良影响，建设单位应加强环境管理，废水、废油全部回收，避免对地下水的影响。

目前油田修井与以往修井不同，不再在井场铺垫防渗布，取而代之的是在井口布置修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往采油厂联合站进行处理，方箱定期运回联合站清理箱中附着物，附着物送有危险废物处理资质单位处理，通过采取这种修井方式，正常情况下修井时不再有原油的散落，正常情况下不会对地下水产生不良影响。

拟建项目运行期地下水环境影响评价详见专题：地下水环境影响评价专题。

2.6 运行期生态环境影响评价

本项目运行期对生态环境的影响主要来自于两方面，一方面是油水井作业过程中可能会对周围生态环境产生影响，另一方面是事故状态下对周围生态环境产生的影响。

本项目正常生产情况下，油井产液、注水均为密闭集输，基本无污染物排放到周围环境中，对周围的生态环境基本无影响。对生态环境可能产生影响的过程主要集中在油水井作业过程中，本项目油水井作业时，作业范围控制在井场的永久占地范围内，作业车辆均沿已建道路行驶，不新开辟道路，同时井下作业时采用带罐作业，井场周围修筑临时围堰，作业产生的污油污水均回收进污水处理站进行处理，因此不会对井场周围的生态环境产生影响。

本项目在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进行周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

拟建项目运行期生态环境影响评价详见专题：生态环境影响评价专题。

2.7 运行期环境风险影响评价

本项目不存在重大危险源，物料涉及的有毒有害和易燃易爆物质为原油和伴生天然气（主要成分为甲烷），不会产生重大危险事故。环境风险主要为集输管线泄漏、套外返水等。只要提高全体职工的安全意识，加强周边居民的法律意识，可使风险事故的发生率降至最低，亦可使一旦发生的事故危害降至最小。

拟建项目运行期环境风险影响评价详见专题：环境风险影响评价专题。

2.8 运行期土壤环境影响评价

区域内井场分布密集、各类地面工程设施配套完善，区域内现状土地利用类型以草地和耕地为主。项目针对各类污染物均采取了对应的污染治理措施，可确保污染物的达标排放及防止渗漏发生，可从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

拟建项目运行期土壤环境影响评价详见专题：土壤环境影响评价专题。

八、建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果

<table>
<tr><th>内容
类型</th><th>排放源
（编号）</th><th>排放物
名称</th><th>防治措施</th><th>预期治理效果</th></tr>
<tr><td rowspan="4">大气污染物</td><td rowspan="2">施工现场</td><td>柴油机废气</td><td>加强柴油机保养；避免大风天气施工；车辆采取密闭措施。</td><td>对大气影响不大</td></tr>
<tr><td>施工扬尘</td><td>设料棚；及时洒水抑尘；车辆采取密闭措施。</td><td>减少扬尘产生及排放</td></tr>
<tr><td rowspan="2">运行期采油井场</td><td>加热炉烟气</td><td>燃气加热炉排气筒不低于 8m</td><td>减少对区域环境空气影响</td></tr>
<tr><td>烃类气体</td><td>集输设备加强密封、及时更换垫片。</td><td>对大气影响不大</td></tr>
<tr><td rowspan="7">水污染物</td><td rowspan="3">施工现场</td><td>生活污水</td><td>进入防渗旱厕，定期清淘做农肥</td><td>对环境的危害小</td></tr>
<tr><td>钻井、完井废水</td><td>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；钻井废水等从井口出来后，导入随钻泥浆接收装置一段时间后装车运输至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理</td><td>减少套外返水事故对各层地下水的污染可能；处理后能够满足《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标》（SY/T5329-2012）中标准要求后回注油层，不会环境产生影响。</td></tr>
<tr><td>其他</td><td>井场四周设置足够高度的临时土围堰，与毗邻的农田隔开；合理安排施工时间，避开雨季及汛期。湿地内井场进行垫高。</td><td>对环境的危害小</td></tr>
<tr><td rowspan="4">运行期生产废水</td><td>采油废水</td><td>英台采油厂油气处理二站处理达标后回注地下。</td><td rowspan="4">处理后能够满足《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标》（SY/T5329-2012）中标准要求后回注油层，不会环境产生影响。</td></tr>
<tr><td>修井废水</td><td>罐车运输至英台采油厂油气处理二站联合站处理达标后回注地下。</td></tr>
<tr><td>洗井废水</td><td>洗井废水随管线进英台采油厂油气处理二站处理。</td></tr>
<tr><td>其他</td><td>井场设置事故应急池，防渗并密闭。井场四周修建不低于 30cm 土围堰。</td><td>对环境的危害小</td></tr>
<tr><td rowspan="6">固体废物</td><td rowspan="4">施工现场</td><td>泥浆、泥饼、</td><td>泥浆从井口出来后，导入随钻泥浆接收装置一段时间后装车运输至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后泥饼用于铺垫井场、道路或吉林油田统一调配</td><td>满足《废弃钻井液处理规范》指标要求</td></tr>
<tr><td>岩屑</td><td>岩屑用于铺垫道路。</td><td rowspan="5">对环境影响较小</td></tr>
<tr><td>生活垃圾</td><td>集中收集后送垃圾填埋场。</td></tr>
<tr><td>其他</td><td>井场设置围堰不低于 30cm。</td></tr>
<tr><td rowspan="2">运行期采油井场</td><td>含油附着物</td><td rowspan="2">修井采用清洁修井箱式平台，产生的含油附着物送镇赉县鑫海石油技术开发</td></tr>
<tr><td>油泥</td></tr>
</table>

			有限公司处理。	
		其他	井场设置围堰不低于 30cm；对事故情况下产生的落地油及时回收处理。	对环境影响较小
噪声	钻机等	机械噪声	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；选用低噪声设备；经常更换筛板	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》昼间 70dB，夜间 55dB 的要求
其他	施工期尽量利用现有道路，减少占地；施工期尽量选在冬季，管线等施工应禁止夜间施工，避免对周边村屯产生影响；车辆经过村屯附近时减少鸣笛；加强对油田职工的生态保护教育。			

1.生态保护措施及预期效果

（1）埋设各类油、水管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

（2）施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放，然后挖心、底土层另外堆放，复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

（3）施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。对于本项目占用草地的平台，应严格控制相应占地面积，并且在施工结束后及时进行植被恢复，包括施工前表土剥离后的土地恢复及播撒草籽等恢复措施；

（4）管线施工时，要及时采取措施，降低土壤风蚀，减少水土流失，并利于植被恢复。包括土壤分层开挖、分别埋放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被；

（5）加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

（6）严格控制施工期的污染物排放，加强科学管理，控制管道穿孔、断裂等恶性事故的发生。

（7）严格控制油水井作业占地，普通井下作业不新征临时占地，大修占地不超过 50×50m；

（8）加强管道的日常巡护工作，包括井场围堰等定期检查修复等，现场发现问题及时处理。加强对沿线居民的安全教育，防止管线盗油的发生也就等于避免原油泄漏对土壤的污染；

（9）油水井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料

净场地清”，作业后无落地油遗留井场；

（10）井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量；

（11）加强管理，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

（12）对于永久占地进行生态补偿，包括占用土地植被异地恢复、项目周边及时绿化恢复，以及依据《中华人民共和国水土保持法》向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用，以及占用耕地按照国家补偿标准补偿当地农民等。

1）植被占用补偿

按照《中华人民共和国水土保持法》的要求，凡是占用和破坏植被的单位或个人均应向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用。国家为了加大水土保持工作力度，对水土保持费不断进行了调整，建设单位应按标准向水土保持主管部门缴纳水保费用。

2）农田复垦补偿

本项目将临时占用耕地面积 2.3hm^2，即需要复垦的农田面积。占用的农田绝大部分为基本农田，其占地补偿可按基本农田标准给予农民。由于在征地费用中已经体现了后期的复垦费用，施工结束后将由农民自行复垦，故不再计算复垦补偿费用。另外本项目区域内原有井场部分围堰出现破损的情况，本项目实施的同时应对其进行及时修复，以防风险事故发生。

2 事故风险的防范措施

本项目事故风险主要为井喷，由于环境风险具有突发性和破坏性（有时体现为灾难性）的特点，所以必须采取有效措施加以防范，加强控制和管理，杜绝、减轻和避免环境风险。

（1）集输系统事故风险防范措施

1）严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量；

2）防腐管道在下沟、回填前必须进行防腐层检测，如防腐层破损，不能下沟；

3）对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装；

4）管线敷设线路应设置永久性标志，提醒人们在管线两侧 20-50m 范围内活

动可能造成伤害。对于特殊地段（如：人口密度大、管道周围其他设备设施多等）应适当增加管道标志桩或警示牌设置密度；

5）在土壤腐蚀严重地区采用抗腐蚀的非金属管线，有计划用非金属管线逐步替换金属管线，减少由于设施因素引发油水大量泄漏事故的可能性；

6）系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；

7）定时对采油井和管线进行巡查，并加强夜间巡查，及时发现管线、阀门、设备的渗漏、穿孔问题；

8）按时校验注水系统压力表，保证压力表完好准确。生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏。

（2）站场事故风险防范措施

1）建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；

2）站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；

3）平稳操作，避免系统压力超高放空；

4）定期维护保养容器、设备和站内管线；

5）火灾的风险防范措施如下：

（A）油气处理场站大部分区域均为 2 区爆炸性气体危险环境作业场所，爆炸危险区域内所用的设备、电器、自控仪表采用防爆型，并要符合相应的防爆等级；

（B）站内对可能散发原油蒸气或可燃气体泄露并聚集的厂房或封闭作业场所，设排风系统和可燃气体检测与自动报警装置；

（C）为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。站场可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施；

（D）生产设备集中布置，并布置在全年最小风频风向的上风侧及站内边缘部位；

（E）站内架空输油管线、及油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

（F)转油站等危险较大的场所设置半固定式消防系统和移动式泡沫灭火器，并设环形消防车道，以便于消防车通行和险情急救；

（G）站场内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

（3）水环境事故防范措施

一旦发生泄漏事故，立即切断阀门，对泄漏出来的油水进行回收，泄漏点附近设置临时围堰，减小污染面积。事故处理后，对受污染的地面进行清理，防止随地表径流污染地表水体，或渗入地下污染地下水。

（4）大气环境事故防范措施

原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。若泄漏事故导致发生火灾及爆炸，则原油燃烧将造成较重的大气污染，事故后在距事故源下风向 600m 内，SO_2 地面浓度超过《空气环境质量标准》（GB3095-2012）二级标准，对附近村屯周围空气环境产生一定影响，但随着火灾被控制或扑灭，SO_2 地面浓度将很快达到标准要求。

火灾或者爆炸事故发生后，立即切断阀门，组织相关人员进行扑救，并通知当地消防部门。事故处理后，对事故附近受污染的地表进行清理，防止对土壤及地下水造成污染。

3 应急预案

英台采油厂已经针对可能发生的风险事故，结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，目前英台采油厂应急预案主要包括：钻井、井下作业、油水泄漏、场站泄漏等方面的环境污染事故预案。现有应急预案可以满足本项目生产的需要，不需对本项目提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系。

（1）应急救援指挥部的组成、职责和分工

英台采油厂已设立事故应急救援“指挥领导小组”，和专业救援队伍，明确各自的职责、权限、分工、联络方式。推荐的组成和分工见下表 8-1。

表 8-1　应急组织、职责分工表

组成	职责
应急领导小组	负责本单位“预案”的制定、修订；组建应急救援专业队伍，并组织实施和演练；检查督促做好重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作；发生事故时，由指挥部发布和解除应急救援命令、信号；组织指挥救援队伍实施救援行动；向上级汇报和向友邻单位通报事故情况，必要时向有关单位发出救援请求；组织事故调查，总结应急救援工作经验教训。
应急抢修组	负责环境污染事故时抢修和事故紧急处理。
消防组	担负或配合专业消防队伍完成灭火、洗消和抢救伤员任务。
通讯组	负责各专业小组的联络工作。
物资供应组	负责抢险物资的组织、运输、分配。
医疗队	负责伤员的救护。
治安队	担负或配合相关的政府部门进行现场治安，警戒，群众疏散。

（2）应急分级响应系统

应急分级响应系统建设是应急救援预案的重要内容。针对英台采油厂已制定的分级响应情况，本项目应急分级响应系统分为三级，具体见表 8-2。

表 8-2 应急分级响应系统表

响应级别	集输系统	油田场站
三级响应	发生在草地上的少量污油污水泄漏	少量油水泄漏、站内可以处理
二级响应	泄漏造成农田污染的	大量油水泄漏需厂内协调的
一级响应	管线断裂大量油气水泄漏，对环境造成严重污染管线火灾、爆炸	火灾、爆炸

三级应急响应：发生事故时，采油队、作业队人员立即启动应急预案，待处理完毕，向大队调度室汇报，申请恢复生产，由大队向厂职能部门进行汇报；

二级应急响应：发生的事故采油队、作业队不能处理时，要及时向大队调度汇报，由大队调度向厂调度汇报，紧急情况可直接向厂调度汇报，紧急启动厂级应急程序。

一级应急响应：发生对厂界外有重大影响的事故，除厂内启动紧急程序外，应立即向厂调度汇报，由厂调度向油田公司调度报告，再向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。

（3）应急措施

1）原油、污水管线穿孔、断裂应急措施及减缓措施

A、应急措施

①员工发现管线穿孔、爆裂后立即向本队值班干部汇报，根据泄漏量的大小，通信组向上级有关部门报告；

②物资供应组立即将应急装备送到现场，并协助抢险；

③立即组织抢修小组进入现场，确定停产范围，倒通旁通流程，或切断事故流程，控制泄漏源；

④泄漏源控制之后，要将管线压力泄到零，并作扫线处理，清除事故管线5m 以内的可燃物，到达动火条件，对穿孔或断裂管线进行焊接修补，腐蚀严重的重新更换管线；

⑤事故得到有效控制后，要组织回收泄漏的污油和清理污染土壤。回收的污油、油土送镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理。

B、减缓措施

①管道钢管材质选用具有较高的强度，良好的韧性和可焊性的钢管。对于低洼地附近的输油、输水管道必须增加管道壁厚；

②外防腐采用聚乙烯胶粘带，并强制外加阴极保护措施对管道进行腐蚀控制，采用深井阳极地床强制电流；

③在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

④建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，加强检验手段；

⑤制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录；

⑥进行水压试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷，从而增加管道的安全性；

⑦管道沿途应设置明显的管道标志，要保证管道标志的清楚、明确，管道走向表示要清楚；

⑧选择有丰富经验的单位进行施工，并选用优秀的第三方监理公司实施监理。

2）油水井套损应急措施

A、发现油水井套损后，应立即关井，并组织检查修复，如无法修复则应封井；

B、套损后还应对周围地下水进行监测，如果发生污染，则应采取措施，防止污染范围的进一步扩大，并通知可能受影响的饮用地下水单位和个人。

3）火灾、爆炸应急措施

①一旦起火后，立即报警（119），然后切断一切电力设备及电源，并迅查清着火源。大队义务消防队要利用队内的消防器材进行初级火灾的扑救，减控制火势的蔓延，并及时向有关部门领导汇报；

②义务消防队员利用所备灭火器材控制着火点进行扑救工作；

③组织疏散贵重设备，物质和被困人员；

④组织人员破拆窗口铁栏，打开消防通道；

⑤抢救受伤人员，并保护好抢救出的物资；

⑥领导组织进行灭火，做出隔离带，对周围的易燃易爆物品进行立即转移，避免火烧联营，减少其他不利因素影响；

⑦待消防队到达之后，向消防队讲清火情，积极协助消防部门的朴救工作，听从消防队的指挥。

（4）环境保护应急演习

1）每年组织 2 次以上的环境保护应急演习，并在年初编制环境保护应急演习计划，即把各类应急行动程序，按照其重要程度，操作中的难易程度等进行划分，编制环境保护演习计划，针对重点的、操作难度大、不易掌握其要领的环境保护应急行动程序，在演练中要作重点安排，计划环境保护演习的次数要相应增加；并定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力；

2）组织进行环境保护应急演习过程中，要填写环境保护应急演习记录，并进行总结，对环境保护应急预案的科学性、合理性和可行性进行分析，同时，要分析应急人员对环境保护应急预案的熟练掌握程度，另外，要根据分析得出的结论，制定相应的措施，如对环境保护演习过程中发现的环境保护应急行动程序或其他方面所存在的问题，要及时对其进行完善和修改等，以便在下次环境保护演习中渐趋完善；

3）针对每项环境保护应急演习的记录与评价结果，及时修改调整环境保护演习计划，使每次环境保护演习的效果都能达到规定要求，达到预期的目的。

3 环保投资估算

本项目总投资 1100 万元，其中环保投资 49.07 万元，占总投资的 4.46。环保投资见表 8-3：

表 8-3　　环保工程投资统计

项目		措施内容	投资（万元）	工程量
施工期	废气治理	洒水抑尘、覆遮盖材料等	4	/
	废水处理	施工场地设置移动防渗旱厕	1.6	2 个，每个 8000 元
	噪声治理	施工噪声安装消声器、隔声减震等降噪措施	2	/
	生态	生态恢复及水土保持	4.25	2.3hm^2
	固体废物	钻井泥浆处置	13.0	单价 226 元/m^3
运行期	噪声治理	采用低噪声设备，新建井场及计量间等设置隔声间、吸声墙等降噪减震措施	1	/
	固体废物	含油废物及油泥（砂）处理	14.4	2.224t/a
	地下水监控	地下水监测水井等	9	3 口
合计	/	/	49.07	/

4“三同时”环保验一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 8-4、8-5。

表 8-4　“三同时”项目一览表

类别	名称	工程量	措施及效果
环境空气	扬尘	/	洒水降尘，减小扬尘对环境影响
	非甲烷总烃	4 口井	集输设备加强密封、及时更换垫片，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中的无组织排放标准
	加热炉烟气	现有锅炉	燃气加热炉排气筒不低于 8m，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值（燃气锅炉）
生态保护	土地平整及恢复（临时占地）	2.3hm^2	临时占用耕地面积为 2.3hm^2，施工结束后及时进行农作物种植。
	土地复垦（永久占地）	0.15hm^2	永久占地按《中华人民共和国土地管理法》和《中华人民共和国土地管理法实施条例》等的相关规定缴纳土地补偿费，专款用于农田及草地的补偿.对根据相关要求对基本农田、基本草原和湿地进行相应的补偿，实现占补平衡。
固废	含油废物和油泥	2.224t	拉运至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处

处理	（砂）处置		理，危险废物转移实行危险废物转移联单制
污水处理	采油废水	/	采油废水通过集油管线输送至英台采油厂油气处理二站污水处理系统后，满足回注水标准，回注地下
	试压废水	/	采用罐车分批就近运到英台采油厂油气处理二站污水处理系统进行处理后回注。
	污水处理系统出水水质监测	/	满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的>0.05～≤0.5 中规定的标准
	修井作业污油、水回收装置	/	保证作业及洗井污水全部回收
	油管清洗水回收装置	/	
	污水回收罐车	/	
	生活污水	/	施工场地的生活污水经移动防渗旱厕，施工结束后清理用作农家肥，不外排
地下水监测点	地下水跟踪监测水井	3 口	监控建设项目所在地及其影响区地下水环境污染情况，区域内设置 3 口根据监测井，监测井布设具体情况详见地下水评价专题。

表 8-5　竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目从立项到试生产各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	生态恢复、占地补偿、绿化等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	事故风险环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	场站加热装置废气达标排放监测，无组织排放非甲烷总烃监测
	场站厂界噪声达标排放监测
环境敏感点环境质量监测	油田开发区域内的环境空气、地下水、地表水以及生态环境质量
	声环境敏感点声环境达标情况监测
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	本项目已采取的生态保护措施实施效果
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

九、环境管理及监测计划

1 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，结合《安全生产法》，在项目的施工期、运行期等阶段建立和实施 HSE 管理体系。其中环境管理的内容应符合 ISO14000 系列标准规定的环境管理体系原则以及石油开采、集输等有关标准的要求，健康管理体系符合《职业安全卫生管理体系》（OHS18000）的有关要求。施工期、运行期和退役期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）施工期 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）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、绿色施工等；

（2）运行期 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、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；

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

在项目初步设计中应对施工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，有效降低工程建设和运营中的健康、安全与环境危害。这些内容应纳入 HSE 文件。

油田开发建设对环境主要影响是施工期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

1.1 组织结构

吉林油田公司层面应急组织机构由领导机构和执行机构组成。

领导机构为公司应急委员会（下设应急办公室）；执行机构日常名称为专业应急领导小组（下设专业应急领导小组办公室），应急状态下自动转为现场指挥部（下设各现场工作组）；各所属单位成立应急委员会（下设应急办公室），基层站队较多、业务范围较广的单位可参照公司成立专业应急领导小组（指挥部）；各所属单位的基层站队要分别成立应急领导小组。

1.2 规章制度

油田环保工作必须严格执行国家、省（自治区）市的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 9-1。

表 9-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发施工期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度：在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水、燃烧废气及挥发非甲烷总烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设场站、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油水井作业过程，水井洗井作业，同时包括在生产过程中对于一些突发事故可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、油气水管道所可能存在的突发事故的预防管理措施。

1.3 管理措施

（1）最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；

（2）公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；

（3）制定和落实一岗一责制；

（4）加强生产技术及 HSE 教育和培训；

（5）做好现场审核和整改；

（6）奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

同时应按 HSE 管理要求，制定准许作业手册。应为各种关键操作制定准许手册，这是 HSE 的关键文件之一，主要包括以下方面的内容：

（1）当前操作正在进行时的限制；

（2）在特殊条件下，操作参数的允许变动范围；

（3）异常状态下应如何处置的指示。

1.4 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由吉林油田分公司英台采油厂质量安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井和注水井作业过程管理、站场事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油水井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

1.5 环境管理人员的基本职责

（1）协助有关部门进行环境保护设施的竣工验收工作；

（2）定期进行环保安全检查和召开有关会议；

（3）对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；

（4）制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；

（5）主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

本项目施工期建设主要为钻井施工、区内集输管道及道路的建设和计量间的建设等。

2 污染物排放清单

本项目各污染物排放清单见表 9-2。

表 9-2　　本项目污染物排放清单

项目		排放部位	污染物		产生量	排放浓度	排放量	措施及排放去向
施工期污染物排放清单	废气	施工营地	扬尘		场界内浓度 1.15mg/m^3	场界外浓度 <1.0mg/m^3		洒水降尘等
			钻井柴油机烟气	CO（t）	0.075	0.075	0.075	
				HC（t）	0.014	0.014	0.014	
				NOx（t）	0.333	0.333	0.333	
				烟尘（t）	0.030	0.030	0.030	
	废水	钻井井场	钻井废水（m^3）		22	0	0	送吉林省油田管理局农工商企业总公司处理
			完井废水（m^3）		1200	0	0	送吉林省油田管理局农工商企业总公司处理
		管线试压	试压废水（m^3）		0.44	0	0	英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理
		施工人员	生活污水（m^3）		60	0	0	排放防渗旱厕，定期清掏外运做农肥
	固体废物	油水井	钻井泥浆		576m^3	0	0	送吉林省油田管理局农工商企业总公司处理
			钻井岩屑		151.2m^3	0	0	送吉林省油田管理局农工商企业总公司处理
		施工人员	生活垃圾（t/施工期）		0.6t	0	0	附近垃圾填埋场处理
	噪声	施工营地	柴油机		105	——	105	采用低噪声设备，减振、隔声，达标排放
			柴油发电机		95	——	95	
			钻机		93	——	93	
			泥浆泵		90	——	90	
			车辆		70～82	——	70～82	
			振动筛		78	——	78	
运行期污染物排放清单	废气	加热炉	烟气量（m^3/a）		182.27×10^4		182.27×10^4	满足达标排放要求，排入环境空气
			SO_2（t/a）		0.13	70.6mg/m^3	0.13	
			NO_x（t/a）		0.14	77.3mg/m^3	0.14	
			颗粒物（t/a）		0.03	14.6mg/m^3	0.03	
		集输系统	非甲烷总烃（t/a）		2.55	——	2.55	满足达标排放要求，排入环境空气

	废水	油井	采油废水（m^3/a）	0.92×10^4	——	0.92×10^4	经污水站处理后，满足回注水标准，回注地下
		油、水井	修井废水（m^3/a）	30	——	0	英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理
			洗井废水（m^3/a）	240	——	0	英台采油厂油气处理二站污水处理系统处理
	固体废物	井场	含油废物（t/a）	0.2	——	0	送镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理
		污水处理	油泥（砂）（t/a）	2.024	——	0	
	噪声	井场	抽油机	65～80 dB(A)	——	65～80 dB(A)	减振、隔声，达标排放
		站场	输油泵	80～85 dB(A)	——	80～85 dB(A)	
		区域内	各种车辆	70~82 dB(A)	——	70~82 dB(A)	

按照清洁生产的要求，本项目采取了有效的污染物总量控制措施，使大气和污水污染物的外排得到了有效的治理，并力求从源头加以控制：

（1）油气集输采用密闭流程，减少非甲烷总烃挥发量；采用清洁能源天然气做燃料，对周围空气环境影响较小；

（2）油田产出的含油污水在英台采油厂油气处理二站污水处理系统进行处理合格后回注地下，不外排；

（3）生产过程中产生的含油污泥全部收集后送至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理。

因此，本项目的实施对所在区域环境的污染负荷增加很小，总体分析油田开发建设不会降低环境空气质量，从总量控制方面分析是可行的。

3 环境管理与监测

3.1 施工期环境管理与监测计划

3.1.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

（1）在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；

（2）在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、

气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；

（3）各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；

（4）各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可以开工。

3.1.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法等，此外，人员培训的内容还包括有国家的法规和规章制度，主要为国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

3.1.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。

3.2 运行期环境管理与监测计划

3.2.1 运行期环境管理

（1）进行环境监测，掌握污染现状；

（2）定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；

（3）落实环境管理制度；

（4）制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

（5）强化专业人员培训；

（6）定期对声环境敏感点达标情况进行监测，如有超标情况，对设备进行维护、更换等，保证居民声环境质量达标。

3.2.2 运行期环境监测计划

工程生产运行期需要进行的环境监测。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法。

根据油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定，具体见表 9-3。

表 9-3　　工程运行期环境监测计划表

序号		监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
环境质量监测	1	环境空气	SO_2、NO_x、PM_{10}、$PM_{2.5}$、非甲烷总烃	四方坨子村、老房身等 2 个点位	1 次/年
	2	地下水	pH、耗氧量、挥发酚类、石油类、总大肠菌群、水位	油田开发区域村屯饮用水跟踪监测井*	1 次/年
	3	土壤	pH、As、Cd、Cr^{6+}、Cu、Pb、Hg、Ni、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并(a)芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、䓛、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,3-cd）芘、萘、石油烃（C_{10}-C_{40}）	井场内 2 个点位	1 次/3 年
污染源监测	1	含油污水	石油类、悬浮物、挥发酚	污水处理系统	1 次/年
	2	加热炉烟气	SO_2、NO_x、颗粒物	联合站加热炉	1 次/半年
	3	非甲烷总烃	非甲烷总烃	井场、站场等厂界外 10m 范围内	1 次/年
	4	噪声	连续等效 A 声级	场站厂界外 1m，平台井井场场界外 10m、20m、40m、60m	1 次/季
	5	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油类；地下水：石油类、挥发酚；	空气及土壤为事故地点；地下水为事故地点周围区域	事故发生 24 小时内

*点位详见地下水专题

4 环境监控

4.1 环境监控实施计划

根据油田所处环境特点，项目施工施工期应引入并加强工程环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由英台采油厂安全环保部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管

理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括；负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

4.2 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括钻井及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运行期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

4.3 环境监控建议

针对本项目所处区域环境较为敏感的实际特点，本评价分别针对油田施工施工期场站建设、油水井井场建设及管线道路建设，油田正常生产情况下的场站设施运行管理，周期性的油水井作业、洗井以及非正常情况下的一些生产事故等过程中相应的环保措施执行情况，提出相应的意见及建议，同时列出不同的环境监控计划检查表。详见表 9-4、表 9-5。对发现有重大环境危害隐患的，应形成详细报告，立即上报领导，及时采取措施处理。

表 9-4 现场环境监控工作重点

场地	监督内容
管沟开挖现场	1）是否执行了“分层开挖、堆放、回填”的操作制度； 2）施工人员及机械作业是否超越了作业带宽度； 3）管沟回填后多余的土方处置是否合理。
各场站建设	各站场的环保设施，施工是否严格按照设计方案执行，施工质量能否达到要求。
敏感区段	1）在禁止夜间施工地段是否禁止了夜间施工； 2）夜间施工的灯光和噪声是否对周围居民产生了影响。
施工营地	1）营地的生活垃圾是否堆放在固定地点，并在完工后集中处理； 2）营地的生活污水等是否合理； 3）施工后厕所是否按要求填埋处理。

其它共同监督事项	1）施工结束后是否及时清理现场，平整土地恢复了原状； 2）施工季节及时间是否合适。

表 9-5　生产运行期环境监控检查表

检查划分	检查内容
各场站	1）站内各种管线的运行情况，有无不安全隐患存在； 2）加热设备烟气排放情况； 3）含油污水处理系统运行状况及运行不正常时污水排放情况； 4）含油污水处理后回注情况； 5）站内是否保持清洁，无乱扔的废物。
油水井场	1）抽油机有无泄漏； 2）井场是否平整干净，有无落地油； 3）井场和井场用地内的垃圾、废油或其它废料是否都清理干净，能否做到井场整洁、无杂物、地表土无污染； 4）井场周围的植被是否严格按照规定要求进行植被恢复。
油水井作业	1）工作日计划和车辆加油计划是否考虑减少沿线行驶的次数和油料泄漏机会； 2）场地平整是否注意了减少永久性自然环境破坏； 3）井下作业过程中污油污水回收装置等设备是否完好，并得到很好的使用； 4）井场和井场用地内的垃圾、废油或其它废料是否都清理干净，是否做到井场整洁、无杂物、地表土无污染。
噪声控制	1）对场站内高噪声源是否采取了必要措施保证装置和隔声设备运行良好； 2）是否对装置和设备进行定期的维护保养； 3）油水井作业过程中车辆是否按规定线路行驶，作业时间是否在规定的时间内进行，减少对区域声环境敏感点造成影响。

5 排污口规范化管理要求

（1）排放口技术要求

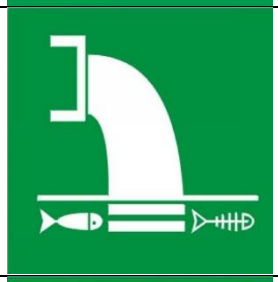
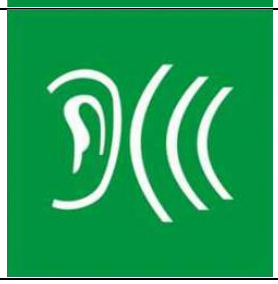
①排污口设置必须合理规定，按照《排污口规范化整治技术要求（试行）》（环监[1996]470 号）文件要求，进行规范化管理。

②在站场加热炉烟囱设置符合《污染源监测技术规范》要求的采样口，并预留烟气永久性监测孔。

（2）排污口立标管理

本项目应按照《环境保护图形标志－排放口（源）》（GB15562.1-1995）中有关规定，对排放口设置标示。主要排放口标志以及形状及颜色说明见表 9-6。

表 9-6　　主要排放口规范化标志示例

序号	提示图形符号	警告图形符号	名称
1			废气排放口
2			污水排放口
3			噪声排放源

（3）排污口建档管理

①要求使用原国家环保局统一印制的《中华人民共和国规范化排污口标志牌登 记证》，并按要求填写有关内容。

②根据排污口管理档案内容要求，项目建成投产后，应将主要污染物种类、数量、浓度、排放去向、达标情况及设施运行情况记录于档案。

十、结论与建议

1.建设项目概况

本次工程在英台采油厂四方坨子油田方 2 区块建设油井 4 口，均为新钻井，总进尺 0.72×10^4m，总建产能 0.18×10^4t。新建集油管线 100m。项目总投资 1100 万元。

2.产业政策符合性分析

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（2013 年修正版）中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。本项目属于石油开采，符合国家产业政策，属鼓励发展的项目。

3.环境质量现状评价结论

（1）环境空气质量现状

根据《吉林省 2019 年环境状况公报》，白城市 2019 年环境质量为达标区，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值；本项目所在区域监测点位特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准要求，说明评价区域内大气环境质量较好，油田开发对环境空气质量的影响较小。

（2）地下水环境质量现状

本次地下水各项监测因子可以满足（GB/T14848—93）《地下水质量标准》中Ⅲ类标准。石油类、挥发酚未检出，说明本项目所在区域村屯的水质未受油田开发的影响。

（3）土壤环境质量现状

从土壤监测及评价结果可知，S1、S2、S3、S4、S5、S6、S7 中的各监测因子以及均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 及表 2“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本项目）”和“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其它项目）”第二类用地筛选值标准，S8、S9、S10、S11 满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”评价可以看出，评价区土壤中各污染物均低于标准限值的要求。

（4）声环境质量现状

区域声环境质量状况良好，现有工程厂界噪声监测值符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准。

4.环境影响分析及防治措施有效性

（1）废气：施工期产生的扬尘经过洒水抑尘等措施减轻扬尘对周围环境空气的影响；运行期集输系统挥发的非甲烷总烃可加强集输设备密封等措施，加热炉排放的烟气通过不低于 8m 的排气筒排放，不会对区域环境空气质量的影响较小。

（2）废水：施工期管线试压废水运至英台采油厂油气处理二站污水站处理后回注地下，生活污水排入防渗旱厕，定期清掏运作农肥；运行期产生的含油废水、修井作业废水、洗井废水通过罐车运至英台采油厂油气处理二站污水站处理后回注地下，在正常情况下不会对水环境产生影响。

（3）固体废物：施工期产生的钻井泥浆等钻井固废导入随钻泥浆接收装置后废弃泥浆装车运输，进入吉林省油田管理局农工商企业总公司处理。生活垃圾集中收集后定期清运至周边城镇的垃圾填埋场卫生填埋，不得任意排放；运行期产生的固体废物主要为含油污泥（HW08）及油泥（砂）（HW08），含油污泥送至镇赉县鑫海石油技术开发有限公司处理。经此处理后不会对周边环境产生显著影响。

（4）噪声：施工期噪声主要是油水井作业施工和地面建设施工机械、车辆造成的，本项目场界外 1km 范围内无村屯，施工场界噪声不会对村屯居民声环境产生影响，施工期声环境影响主要是运输车辆运输路线两侧居民环境影响可能会产生一定的影响，但项目施工期较短，因此施工期噪声影响可在接受范围内；运行期噪声源为井场及依托场站站内的掺水泵、外输泵、热洗泵等设备噪声，根据预测，附近村屯均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，站场厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

（5）生态环境：本项目临时占地 2.3hm^2，永久占地 0.15hm^2，根据建设单位提供的土地性质图件，项目建设产生的占地为耕地，施工过程中采取各类生态减缓措施，施工结束后，临时占地及时恢复原有植被类型，因此对生态的影响可在接受范围内。

5.环境风险分析

通过对本区块产能建设工程的环境风险分析可知，本项目的主要环境风险是

泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，并定期演习，避免重大污染事故的发生。

6.环境管理与监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水等。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。

工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法。根据油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。环境监测计划包括污染源监测、环境质量监测和生态监测等。

7.总结论

综上所述，本项目为油田开发工程建设项目，项目的建设符合国家产业政策、地方发展规划及环境功能区划；施工期采取本报告提出的各项污染防治措施和生态减缓措施后，各项污染物能够稳定达标排放，对环境空气、水环境、声环境、生态环境影响可接受。在落实本报告提出的环境风险防范措施和应急措施后，可确保环境风险受控。从环境保护角度分析，本项目建设可行。

预审意见： 公章 经办人： 年　　　月　　　日
下一级环境保护主管部门审查意见： 公章 经办人： 年　　　月　　　日

审批意见：

公章

经办人：

年　　月　　日

英台采油厂四方坨子油田方 2 区块

4 口井 2021 年产能建设工程

环境影响报告表

地下水环境影响评价专题

吉林省正源环保科技有限公司

编制日期：2020 年 12 月

目　录

1 评价工作等级及评价范围 2
2 地下水环境质量现状 6
3 正常情况下地下水环境影响分析 13
4 事故状态下对地下水的影响分析 15
5 地下水环境影响保护措施与建议 20
6 地下水环境影响评价结论 21

1评价工作等级及评价范围

1.1 地下水环境敏感性分析

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，根据《地下水质量标准》（GH/T14848－2017）将评价区域地下水环境划分为III类功能区。

根据本项目地下水评价范围，本项目建设的 4 口油井不在地下水集中式水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）保护区范围内；不在除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。不在集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；不在未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；不在特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区内。

（1）分散式水源地

根据环办[2010]132 号《关于进一步加强分散式饮用水源地环境保护工作的通知》要求和附件《分散式饮用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围 30-50m 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、备用和规划饮用水源地。根据供水方式可分为联村、联片、单村、联户或单户等形式（以下简称为“饮用水水源地”或“水源地”）；地下水水源保护范围为取水口周边 30m~50m 范围”。

本项目距离老房身村最近距离为 2500m，大于 50m（地下水水源保护范围为取水口周边 30m~50m 范围），可见本项目对分散式饮用水水源为不敏感；

（2）集中式水源地

在通常情况下，地下水饮用水水源保护区的划定是根据《饮用水水源保护区划分技术规范》中公式 R=α×K×I×T/n 进行计算，一级保护区为 T 取 100d 计算的 R 为半径的圆形区域；二级保护区为 T 取 1000d 计算的 R 为半径的圆形区域；鉴于《饮用水水源保护区划分技术规范》尚未对准保护区划定提出具体方法，

水源准保护区为水源补给径流区，因此本项目以计算地下水降落漏斗作为补给径流区。采用《水文地质手册》（第一版）P544 页中承压水影响半径计算公式：

$$R = 10S\sqrt{K}$$

式中：R 为影响半径（最小的补给径流区）；

S：水位降深（m），根据《供水水文地质勘察规范》，最大降深值 20m；

K：含水层渗透系数，m/d，根据相关资料及区域含水层特点综合确定，本次取 K=10；

$$R = 10S\sqrt{K} = 632\text{m}。$$

本项目距离四方坨子集中式水源最近距离为 2200m，大于 632m，可见本项目对集中式饮用水水源为不敏感。

综上分析，本项目不在集中式饮用水水源保护区及分散式饮用水源保护区的补给径流区域内，由此判定，评价区域地下水环境敏感程度为不敏感，具体见下表。

表 1-1 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	**上述地区之外的其它地区。**
“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

本项目评价范围内无地下水环境保护目标。

1.2 评价工作等级

本项目属于石油开采工程，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A 确定本项目为Ⅰ类项目。

本项目评价范围内无地下水环境保护目标，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）评价工作等级分级表，本项目地下水环境不敏感，且为一类项目，确定本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。地下水影响评价工作等级的判别依据详见下表。

表 1-2 评价工作等级分级表

建设项目分类 环境敏感程度	**I 类**	II 类	III类
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	**二**	三	三

1.3 评价范围

根据《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ610-2016）中 8.2 相关技术要求，本次地下水评价范围通过公式计算法确定，计算公式如下：

$$L=\alpha\times K\times I\times T/ne$$

式中：

L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

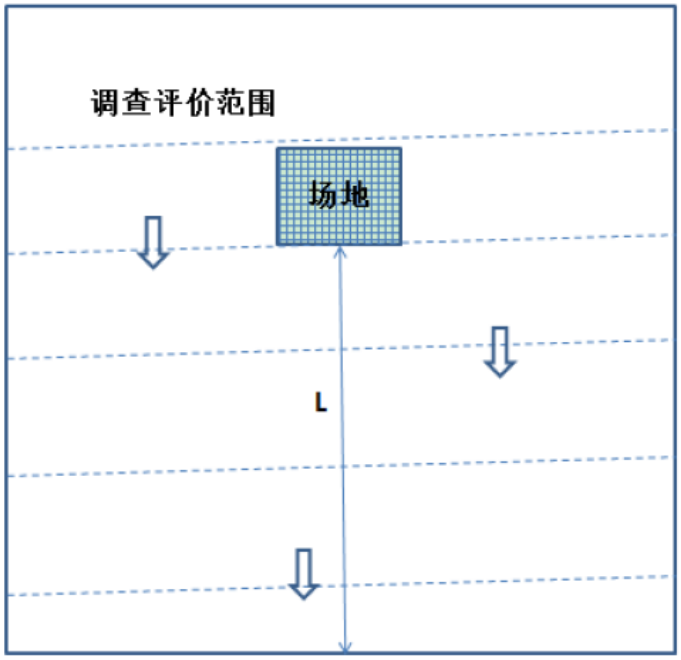
K—渗透系数，m/d，本次取 K=10；

I—水力坡度，无量纲；根据区域等水位线与距离确定，本次取 I=0.002；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；本次取 T=6000；

ne—有效孔隙度，无量纲；本次取 ne=0.4 。

因此下游迁徙距离 L=α×K×I×T/ne=2×10×0.002×6000/0.4=600m



注：虚线表示等水位线；空心箭头表示地下水流向；
场地上游距离根据评价需求确定，场地两侧不小于 L/2。

图1　调查评价范围示意图

考虑本项目可能影响的范围和所在区域水文地质特点，以地下水流向、废水渗入地下与地下水发生水力、水质联系，经稀释扩散后，地下水质可能受影响的范围作为地下水评价范围。本项目以井场向外外扩 1000m 形成的矩形为地下水评价范围，则地下水评价范围的面积约为 6.26km^2；在此范围内无村屯。

2地下水环境质量现状

2.1 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）中生界白垩系（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（K_2s）

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（K_2m）

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）新生界第四系（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（Q_{1b}^{fgl}）

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（Q_{2d}^{1}）

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（Q_{3g}^{al}）

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（Q_4^{al}）

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

本项目区域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（东经 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 K_2m 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、河流蜿曲、侵蚀陡崖、漫滩的发育和不对称等。

2.2 水文地质条件

本项目区域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，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 10m，残丘岗地水位埋深 10～15m，渗透系数 1.34～14.75m/d，单井涌水量 10～100m^3/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 4.1～69m/d，单井涌水量 500～1000m^3/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 100～120m，渗透系数 2.1～5.28m/d，单井涌水量 500～1000m^3/d，水化学类型为重碳酸钠钙型。

本项目地下水文地质图详见附图 5。

2.3 地下水环境质量现状监测

（1）监测点位

根据建设项目特点和项目所在区域水文地质条件，在项目区域内布设 7 个地下水质监测点位。各监测点位置和功能详见表 2-1 和附图 4。

表 2-1　地下水监测点位布设表

代号	监测点位	监测层位	相对位置关系
U1	采油三队队部水井	承压水	侧游 450m
U2	方 2 转油站内水井	承压水	下游 950m
U3	青林环保水井	潜水	下游 1300m
U4	东南侧厂房水井	潜水	下游 1000m
U5	老房身水井	潜水	下游 2500m
U6	四方坨子	潜水	上游 2200m
U7	八家子村	潜水	侧游 2700

（2）监测项目和监测时间

监测项目：pH、总硬度、耗氧量（COD_{mn}）、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、石油类、挥发性酚类，以及 K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}，　共 17 项指标。

监测时间：监测 1 天，每天 1 次，**同时记录井深和户主姓名**。

（3）评价标准

本项目地下水环境质量标准采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准。地下水质量标准中没有的“石油类”，采用《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）附录 A 中的标准。

（4）评价方法

采用地下水环境质量功能单项标准指数法进行地下水质量评价。利用地下水监测点第 i 项地下水指标的监测浓度值 Ci 与该项指标地下水功能的标准浓度值 C_o 相比，设比值 Pi，用 Pi 来评价其是否满足地下水环境质量功能标准。

采用单项指数法，数学表达式如下：

$$Ii=Ci/Co$$

式中：I_i—第 i 种污染物环境质量指数；

C_i—第 i 种污染物的实测浓度，mg/l；

C_o—第 i 种污染物环境质量标准，mg/l。

pH 值标准指数按下式计算：

$$S_{pH,j}=\frac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}} \qquad pH_j\leq 7.0$$

$$S_{pH,j}=\frac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0} \qquad pH_j>7.0$$

式中：$S_{PH,\ j}$—pH 在第 j 点的标准指数；

pH_j—j 点的 pH 值；

pH_{sd}—地表水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su}—地表水水质标准中规定的 pH 值上限。

（3）评价结果及分析

地下水评价结果详见表 2-2。

表 2-2　　地下水环境质量现状监测结果　　（单位：mg/L pH 除外）

点位编号	U1 采油三队队部水井（承压水）	U2 方 2 转油站内水井（承压水）	U3 青林环保水井（潜水）	U4 井东南侧厂房水井（潜水）	U5 老房身水井（潜水）	U6 四方坨子（潜水）	U7 八家子村（潜水）
pH							
总硬度							
硝酸盐氮							
亚硝酸盐氮							
氨氮							
溶解性总固体							
耗氧量							
硫酸盐							
挥发酚							
石油类							
钾							
钙							
钠							
镁							
氯化物							
碳酸盐							
碳酸氢盐							

表 2-3 地下水环境质量现状评价结果

点位编号	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7
pH							
总硬度							
硝酸盐氮							
亚硝酸盐氮							
氨氮							
溶解性总固体							
耗氧量							
硫酸盐							
挥发酚							
石油类							
钾							
钙							
钠							
镁							
氯化物							
碳酸盐							
碳酸氢盐							

表 2-4　地下水水位监测点基本情况表

序号	监测点	监测层位	坐标	水位（m）	井深（m）	监测目的
1	采油三队队部水井	承压水	123.873382 46.096016			了解区块内地下水环境质量现状
2	方 2 转油站内水井	承压水	123.875415 46.091392			
3	青林环保水井	潜水	123.884904 46.089588			
4	东南侧厂房水井 01	潜水	123.886535 46.093650			
5	老房身水井 01	潜水	123.906856 46.088978			
6	四方坨子东侧	潜水	123.848201 46.105814			
7	八家子村 01	潜水	123.908744 46.122184			
8	四方坨子北侧	潜水	123.843684 46.114271			
9	四方坨子南侧	承压水	123.844414 46.103530			
10	荆家窝堡	承压水	123.833814 46.084900			
11	新生良种场	承压水	123.861730 46.080018			
12	东南侧厂房水井 02	潜水	123.888166 46.093621			
13	老房身水井 02	潜水	123.907918 46.087988			
14	八家子村 02	承压水	123.908862 46.122875			

由表 2-3 中可见，本次地下水各项监测因子可以满足（GB/T14848-2017）《地下水质量标准》中III类标准。石油类、挥发酚未检出，说明本项目所在区域村屯的水质未受油田开发的影响。

2.4 地下水化学类型分析

通过对工程所在地地下水水质八大离子浓度监测及评价结果分析可知，地下水化学类型详见下表。

表 2-5　地下水环境质量现状八大离子评价结果

	电子数（mol/L）								阳离子合计 mol/L	阴离子合计 mol/L	标准差
	K^+	Ca^{2+}	Na^+	Mg^{2+}	Cl-	CO_3^{2-}	HCO_3^-	SO_4^{2-}			
U1	0.017	4.730	2.791	0.522	1.904	0.000	5.082	0.817	8.060	7.803	1.62%
U2	0.019	3.870	2.248	1.450	0.611	0.000	6.475	0.583	7.587	7.670	-0.54%
U3	0.022	2.850	1.904	2.100	0.699	0.000	5.377	0.508	6.876	6.584	2.17%
U4	0.019	5.450	1.565	1.533	1.577	0.000	5.820	0.842	8.568	8.239	1.96%
U5	0.009	6.100	2.191	1.117	1.870	0.000	5.984	1.431	9.417	9.285	0.70%
U6	0.016	4.325	1.474	0.867	1.008	0.000	4.803	0.752	6.681	6.564	0.89%
U7	0.011	4.925	1.465	1.367	0.873	0.000	5.279	1.242	7.768	7.394	2.47%

根据监测结果显示区内水化学类型为重碳酸钙型，阴阳离子误差小于 5%，监测结果可信。

3正常情况下地下水环境影响分析

3.1 地下水污染源

（1）废水污染源

开发施工期对地下水影响的主要因素是钻井废水、试压废水和生活污水，生产运行期的主要影响因素为井下作业废水、采油废水。钻井废水和试压废水的主要污染物为 SS；生活污水主要污染物为 COD、BOD_5、氨氮、SS 等；井下作业废水的主要污染物为石油类，SS、COD、挥发酚、硫化物；采油废水主要污染物为 SS、石油类。

（2）固体废物污染源

本项目施工期固体废物主要为废弃泥饼、钻井岩屑和施工人员的生活垃圾。生产运行期产生的固体废物主要为修井含油废物和油泥（砂），生产运行期采用清洁生产工艺，井下安装卸油器，井口应用油杆刮油器，井口布置箱式清洁修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往采油厂联合站进行处理，方箱定期运回联合站清理箱中含油废物，含油废物送有危险废物处理资质单位处理，通过采取这种修井方式，正常情况下修井时不再有原油的散落。

3.1施工期环境影响分析

1、废弃泥浆

各钻井井场产生的废弃泥浆及钻井废水呈点状分布，钻井泥浆导入泥浆罐后统一由罐车运送至省油田管理局农工商企业总公司进行处理，钻井井场内不再设置泥浆池。

2、钻井废水

本次涉及区块属于低渗透油田，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，钻井废水会

对地下水环境的影响甚微。

3、试压废水

正常生产情况下，试压废水用罐车运至英台采油厂油气处理二站联合站达标处理后回注地下，不会对潜层地下水和承压水产生不利影响。

4、生活污水

施工期由于各施工现场分散，生活污水排入临时防渗旱厕中，施工期结束后清掏用于农肥，对地下水不会产生不利影响。本工程拟建井位均未在地下水水源地保护区范围内，且周边村屯多以分散式开采较浅层的地下水，因此本项目的开发建设基本不会对周围居民用水产生不利影响。

3.2 运行期环境影响分析

（1）井下作业废水对地下水环境影响

洗井废水全部进入油层，不外排，最终以采出液形式通过管线，运至所属联合站处理后再回注；修井废水排入罐车内运至所属的联合站处理后回注，不外排，正常情况下不会对地下水造成不利影响，若废水、废油就地倾倒可能对地下水产生不良影响，建设单位应加强环境管理，废水、废油全部回收，避免对地下水的影响。

（2）含有废物对地下水环境影响

目前油田修井与以往修井不同，不再在井场铺垫防渗布，取而代之的是在井口布置修井平台，底部设置防渗铁质方箱，将修井的含油废水直接存在方箱中，定期抽至罐车运往采油厂联合站进行处理，方箱定期运回联合站清理箱中附着物，附着物送有危险废物处理资质单位处理，通过采取这种修井方式，正常情况下修井时不再有原油的散落，正常情况下不会对地下水产生不良影响。

事故情况下对地下水的影响分析详见报告表风险评价章节。

3.3 闭井期

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

4事故状态下对地下水的影响分析

4.2.1 预测情景

事故状态下油田开发对地下水环境的影响，主要是集输管线或注水管线发生腐蚀或断裂，原油或含油污水泄漏后可能对地下水造成不利影响；采油井套外返水事故时，穿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，即注入含油污水的注水井由于固井质量差或井壁腐蚀穿孔，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。

（1）管线泄漏

输油管道泄漏不会直接影响地下水，而通过土壤的渗透会影响第四系浅层地下水，而不会造成深层承压地下水的污染。石油由于粘度比较大，乳化能力低，土壤中的石油基本上不会随土壤中的水分上下移动。另外，原油是大分子有机物，比重比较小，毛细管水对石油产生顶托作用，出现毛细引力排挤石油的现象，因此石油在土壤中的垂直移动能力很弱。据资料记载，石油在 20cm 厚的表层土壤内残留率为 86%，原油加清水淋滤下渗深度相对小，土壤对石油的截留能力较强，表层残留率高达 87.9%以上。所以，泄漏的原油对地下水环境的影响较小。但如果处理不及时，石油在土壤中残存时间过长，终将会随雨水的下渗而逐渐污染浅层地下水。

（2）套外返水

完钻井若油管质量不过关或固井质量差，油井可能发生套外返水事故，其后果将会造成采出液（含原油）穿透油管或井壁污染地下水。

①预测层位

本项目井深 1800m，根据多年油水井套管破损分析基本在 100m 以下，根据区域水文地质条件，本项目油井套管发生破裂时，主要影响区域为承压水层位。考虑到项目发生套外返水的不确定性，其他含水层也可能受到污染，因此本次地下水预测层位包括评价区内第四系潜水层、第四系承压水层、新近系承压水层进行预测，重点预测新近系承压水层。

②预测时段

根据《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016），地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。结合本项目特点，污染发生后 100d、1000d、5000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其它重点时间节点。重点预测对地下水保护目标及油田边界地下水的影响。

③预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

④预测源强

根据以往地下水环境勘查评价报告中有关污染源资料，油井套外返水石油类浓度在 1237～7170mg/l，均值为 4203.5mg/l。事故状态下污染物源强计算表见下表：

表 4-1　　平均渗速及实际流速值表

建设内容	预测因子	单井产液量	渗漏损失率渗漏量	浓度	时间	污水总量	污染物排泄模式
		t/d	%	mg/L	d	t	
油井	石油类	6.3	10	4200	365	8700	连续

⑤套外返水污染地下水环境影响预测

污染特征因子在含水层中的运移模型选择连续注入示踪剂-平面连续点源预测模型：

$$C(x,y,t)=\frac{m_t}{4\pi Mn\sqrt{D_L D_T}}e^{\frac{xu}{2D_L}}\left[2K_0(\beta)-W(\frac{u^2t}{4D_L},\beta)\right] \quad \text{……（D.4）}$$

$$\beta=\sqrt{\frac{u^2x^2}{4D_L^2}+\frac{u^2y^2}{4D_L D_T}} \quad \text{……（D.5）}$$

式中：x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x，y)—t 时刻点 x，y 处的示踪剂质量浓度，mg/L；

M—含水层厚度，m；

m_M—单位时间注入的示踪剂质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数 m^2/d；

K_0（β）—第二类零阶修正贝塞尔函数，（可查《地下水动力学获得》；第一类越流系统井函数，（可查《地下水动力学获得》。

$$W(\frac{u^2t}{4D_L},\beta)$$

2）参数选取

根据水文地质资料，各含水层参数的选取结果见表 4-2。

表 4-2　　平均渗速及实际流速值表

项目 层位	孔隙度（n）	水流速度（m/d）	含水层厚度（m）	弥散系数
新近系承压水	0.5	0.06	25	DL=0.2 DT=0.02
第四系潜水	0.4	0.035	2.5	DL=0.18 DT=0.01

4.2.2 预测结果

（1）油井套外返水对承压水影响预测

a、预测时间为 100d 时

设定预测时间为 100d，固定时间 100d 不同距离浓度预测解析解计算，预测结果见表 4-3。

表 4-3　　承压水层污染物泄漏 100d 不同距离浓度预测表　　单位：mg/L

下游 垂直	-20m	-10m	0m	10m	20m	30m	40m
10m	0.0000	0.0001	0.0014	0.0018	0.0002	0.0000	0.0000
0	0.1330	25.9000	407.0000	520.0000	53.8000	0.4510	0.0003
-10m	0.0000	0.0001	0.0014	0.0018	0.0002	0.0000	0.0000

在承压水层，油井套管破损泄漏 100d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 40m 处可以满足区域地下水背景值标准，石油类≤0.3mg/L。

b、预测时间为 1000d 时

设定预测时间为 1000d，固定时间 1000d 不同距离浓度预测解析解计算，预测结果见表 4-4。

表 4-4　　承压水层污染物泄漏 1000d 不同距离浓度预测表　　单位：mg/L

下游 垂直	-20m	-10m	0m	10m	20m	40m	60m	80m	100m	120m	140m
20m	0.00	0.00	0.00	0.02	0.06	0.26	0.43	0.26	0.06	0.00	0.00
10m	0.01	0.04	0.20	0.80	2.46	11.00	18.20	11.00	2.45	0.20	0.01
0m	0.02	0.14	0.71	2.79	8.60	38.50	63.40	38.40	8.55	0.70	0.02
-10m	0.01	0.04	0.20	0.80	2.46	11.00	18.20	11.00	2.45	0.20	0.01

在承压水层，油井套管破损泄漏 100d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 140m 处可以满足区域地下水背景值标准，石油类≤0.3mg/L。

c、预测时间为 5000d 时

设定预测时间为 5000d，固定时间 5000d 不同距离浓度预测解析解计算，预测结果见表 4-5。

表 4-5　　承压水层污染物泄漏 5000d 不同距离浓度预测表　　单位：mg/L

下游 垂直	160m	200m	240m	280m	320m	360m	400m	420m	430m
40m	0.002	0.019	0.095	0.210	0.210	0.094	0.019	0.006	0.003
20m	0.035	0.383	1.900	4.220	4.220	1.900	0.382	0.127	0.068
0m	0.095	1.040	5.160	11.500	11.500	5.150	1.040	0.346	0.185
-20m	0.035	0.383	1.900	4.220	4.220	1.900	0.382	0.127	0.068
-40m	0.002	0.019	0.095	0.210	0.210	0.094	0.019	0.006	0.003

在承压水层，油井套管破损泄漏 5000 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 430m 处可以满足区域地下水背景值标准，石油类≤0.3mg/L。

（2）油井、管线泄漏对潜水影响预测

a、预测时间为 100d 时

设定预测时间为 100d，固定时间 100d 不同距离浓度预测解析解计算，预测结果见表 4-6。

表 4-6　　潜水层污染物泄漏 100d 不同距离浓度预测表　　单位：mg/L

下游 垂直	-30m	-20m	-10m	0m	10m	20m	30m	40m
10m	0	0	0	0	0	0	0	0
0m	0.002	5.390	939.000	4203.5	4203.5	263.000	0.649	0.001
-10m	0	0	0	0	0	0	0	0

在潜水层，油井套管破损泄漏 100d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 40m 处可以满足区域地下水背景值标准，石油类≤0.3mg/L。

b、预测时间为 1000d 时

设定预测时间为 1000d，固定时间 1000d 不同距离浓度预测解析解计算，预测结果见表 4-7。

表 4-7　　潜水层污染物泄漏 1000d 不同距离浓度预测表　　单位：mg/L

下游 垂直	-50	-40	-20	0	20	40	60	100	120
20	0	0	0.001	0.010	0.039	0.052	0.022	0	0
10	0.004	0.039	1.450	17.700	71.000	93.600	40.600	0.272	0.004
0	0.052	0.478	17.700	216.000	865.000	1140.000	495.000	3.320	0.051
-10	0.004	0.039	1.450	17.700	71.000	93.600	40.600	0.272	0.004
-20	0	0	0.001	0.010	0.039	0.052	0.022	0	0

在潜水层，油井套管破损泄漏 1000d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 120m 处可以满足区域地下水背景值标准，石油类≤0.3mg/L。

c、预测时间为 5000d 时

设定预测时间为 5000d，固定时间 5000d 不同距离浓度预测解析解计算，预测结果见表 4-8。

表 4-8　　潜水层污染物泄漏 5000d 不同距离浓度预测表　　单位：mg/L

下游 垂直	0	40	80	120	160	200	240	280	320
40	0	0.001	0.006	0.034	0.074	0.067	0.025	0.004	0
20	0.006	0.203	2.610	13.800	30.000	26.900	9.880	1.490	0.093
0	0.048	1.500	19.300	102.000	222.000	199.000	73.000	11.000	0.686
-20	0.006	0.203	2.610	13.800	30.000	26.900	9.880	1.490	0.093
-40	0	0.001	0.006	0.034	0.074	0.067	0.025	0.004	0

在潜水层，油井套管破损泄漏 1000d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 320m 处可以满足区域地下水背景值标准，石油类≤0.3mg/L。

4.2.3 结论

综上，本项目事故情况下对区域主要地下水层影响如下：

在承压水层，油井套管破损泄漏 5000 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 430m 处可以满足区域地下水背景值标准，石油类≤0.3mg/L。

在潜水层，油井套管破损泄漏 1000d 时，石油类浓度随着距离衰减，石油类污染在水流方向在 320m 处可以满足区域地下水背景值标准，石油类≤0.3mg/L。

本项目，拟建井距离附近村屯最近距离 2200m，距离村屯水源最近距离 2500m。因此，本项目油井发生泄露，对区域敏感点地下水环境影响有限。

5地下水环境影响保护措施与建议

5.1 施工期

1、保证钻井、洗井及采油期间的施工质量，加强作业职工的技能培训，避免因人为原因导致风险事故的发生。

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、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、滑溜水压裂液、井口防喷器、井口自封器，防止油套环形空间液体外溢。

4、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。

5、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。

5.2 运营期

1、修井作业安装井下泄油器，防止井筒内油水外溢，实现前端控制。针对腐蚀结垢严重、常规泄油器难以适应的问题，改进井下泄油器重新设计泵上复合式泄油器。

2、加强井场的环境管理工作，杜绝各种废水、废油就地倾倒。

3、地下水污染具有不易发现和一旦污染很难治理的特点，因此，防止地下水污染应遵循源头控制、被动防控、污染监测及事故应急处理的主动及被动防渗相结合的原则。

4、一旦发生管线泄露或套外返水等事故，应立即对油井或注水井止水封井。

5、地下水污染情况勘察和治理是一项专业性很强的工作，一旦发生污染事故，应委托具有水文地质勘察资质的单位查明地下水污染情况，并委托具有专业资质的单位进行治理。

6地下水环境影响评价结论

1、现状评价

由评价结果可以看出，监测点位中各项监测因子的污染指数均小于 1，评价区域内地下水质量现状均可满足标准要求。

2、影响评价

正常情况下，含油废物采取有效的回收措施，则含油废物对地下水影响甚微。若在油田开发中及时发现可能的管线泄漏和套外返水事故，并采取有效的防治措施时，石油类污染地下水的影响就转化为不连续的排放污染，则其污染影响程度和范围都将减小。

综上所述，从地下水环境影响角度分析，在采取了严格的地下水环保措施后，项目的建设可行。

英台采油厂四方坨子油田方 2 区块
4 口井 2021 年产能建设工程
环境影响报告表

生态环境影响评价专题

吉林省正源环保科技有限公司

编制日期：2020 年 12 月

目　　录

1 概述 2
1.1 评价等级和范围 2
1.2 生态环境保护目标 2
2 生态环境现状调查与评价 3
2.1 生态功能区划 3
2.2 土壤种类环境质量现状监测 3
2.3 土地利用类型 3
2.4 农田生态系统 3
2.5 吉林莫莫格国家级自然保护区现状 5
2.6 生态环境现状评价结论 10
3 生态环境影响分析 11
3.1 施工期生态环境影响分析 11
3.2 运行期生态环境影响分析 14
3.3 项目建设对基本农田的影响分析 14
3.4 项目建设对吉林莫莫格国家级自然保护区影响 15
4 生态保护措施 16
4.1 施工期生态保护措施 16
4.2 运行期生态保护措施 17
4.3 水土流失防治措施 18
5 生态环境影响评价结论 20

1 概述

1.1 评价等级和范围

本项目临时占地 2.3hm^2，永久占地范围 0.15hm^2，项目占地面积小于 2km^2，且新增占地范围内无自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区等特殊生态敏感区和重要生态敏感区，属于一般区域。根据《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）及《环境影响评价技术导则 生态环境》（HJ19-2011）的有关规定，确定本次生态影响评价等级为三级，具体见表 1-1。

表 1-1 生态影响评价工作级别划分判据

影响区域生态敏感性	工程占地（水域）范围		
	面积≥20km^2 或长度≥100km	面积 2-20km^2 或长度 50-100km	**面积≤2km^2 或长度≤50km**
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**

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，即拟开发项目外扩 1km，油气集输管线两侧各 0.2km 带状区域为评价范围，总计约为 4.76km^2 的生态环境。生态评价范围见附图 5。

1.2 生态环境保护目标

本项目生态环境保护目标主要为区域内区域内耕地、土壤及区域内动植物等，详见表 1-2。

表 1-2 生态环境保护目标

类别	环境敏感目标	与本项目位置关系	最近工程	环境保护目标
生态环境	生态评价范围为拟开井外扩 1km，管线外扩 0.2km，评价范围约为 4.76km^2。保护目标为评价范围内土壤、耕地、动植物分布、农作物等	——	——	保护评价范围内生态环境

2 生态环境现状调查与评价

2.1 生态功能区划

按照吉林省生态功能区划，本项目所在区域生态一级区划属于吉林西部低平原生态区（Ⅰ），二级区划属于洮一嫩平原农林生态亚区（$Ⅰ_1$），三级区划属于嫩江湿地保护与洪水调蓄生态功能区（$Ⅰ_{1-1}$）。莫莫格自然保护区属于吉林省湿地生态系统生物多样性比较丰富的地区。

本项目区生态功能区划见表 2-1 及附图 8。

表 2-1 本项目区域生态功能区划表

生态区	生态亚区	生态功能区	主要生态环境问题	主要生态系统服务功能	保护措施及发展方向
Ⅱ吉林中部台地生态区	Ⅱ1 辽河平原土地保护与农业生态亚区	Ⅱ1-2 四平台地土地资源保护与农业生态功能区	波状起伏台地区的水土流失，面源污染	农业生产与水土保持	控制黑土退化，调整农业结构，发展有机农业

2.2 土壤种类环境质量现状监测

详见英台采油厂四方坨子油田方 2 区块 4 口井 2021 年产能建设工程环境影响报告表生态环境影响评价专题。

2.3 土地利用类型

本次评价的范围内以耕地为主。由于工程所在区域为农业开发区，人类活动频繁，野生动物较少。评价区土地利用类型包括耕地、林地、交通运输用地、住宅用地和工况仓储用地等。具体土地利用类型见表 2-2，区域生态评价范围内土地利用现状详见附图 7。

表 2-2 土地利用类型

类别编号	类别名称		统计面积（km^2）	比例（%）
1	耕地	水田	4.50	94.55
2	交通运输用地		0.14	2.84
3	水域及水利设施用地		0.07	1.40
4	工况仓储用地		0.06	1.21
合计			4.76	100.00

2.4 农田生态系统

（1）耕地分布与类型

本评价区耕地总面积为 4.5km^2，均为水田。耕地面积占评价区域总土地面积的 94.55％。耕地植被类型比较简单，植被主要为水稻。

（3）农业生态系统生产力

农业生态系统属于比较典型的人工生态系统，带有强烈的人工干扰，因此其生产力水平视人工投入量的多少而定。区域光、热、水等农业生产条件比较充足，土壤为草甸土。据统计，水稻单产约 9.5t/hm^2，粮食总产量见表 2-3。

表 2-3　　评价区主要农作物产量统计

作物类型	面积(hm^2)	总产(t)	单产(t/hm^2)
水稻	450	4275	9.5

（4）农田生态系统生物量

根据土地利用现状可知，评价区内耕地（水田）面积为 4500hm^2。根据项目区的比例调查，评价区耕地生物量大约为 23t/hm^2。据此可以推算出上述作物的地上部分生物量。评价区内粮食作物总生物量约为 85500t。评价范围内植被生物量统计见表 2-4。

表 2-4　评价区耕地植被生物量统计

植被类型	面积（hm^2）	生物量（t/hm^2）	总生物量（t）
水稻	4500	19	85500

（5）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（*M icrotus 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。

（6）农田防护林体系

人工防护林是本区耕地生态系统的重要组成部分。本区的耕地防护林属于“三北”防护林体系，经过多年建设，在评价区内已经形成林网体系。耕地防护林树种均为杨树，已有 30 几年的树龄，胸径 20～30cm，树高 10～15m，多为成树林和近熟林。区内无天然林分布。耕地防护林对于防风、改善耕地小气候等发挥着重要的生态功能。

2.5 吉林莫莫格国家级自然保护区现状

本项目气井平台距离吉林莫莫格国家级自然保护区最近距离约 1900m。根据《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》中的相关要求，本次评价对吉林莫莫格国家级自然保护区的生态现状进行评价。

本区块与莫莫格保护区的相对位置关系见附图 3。

2.5.1 吉林莫莫格国家级自然保护区功能区划及总目标

吉林莫莫格国家级自然保护区(以下简称莫莫格保护区)位于吉林省，镇赉县境内，东与黑龙江省杜尔伯特、泰来、肇源县隔嫩江相望；南以洮儿河为界，与吉林省大安市相邻；西、北和本县的丹岱、五棵树、哈吐气、东屏、黑鱼泡等乡镇的部分地域接壤，地理坐标为北纬 45°42′25″～46°18′0″，东经 123°27′0″～124°04′33．7″，该区总面积 144000hm。

莫莫格保护区位于吉林省白城市镇赉县东南部，东以嫩江为界与黑龙江省杜尔伯特、泰来、肇源县隔江相望；南以洮儿河为界，与吉林省大安市相邻；西由五棵树镇徐家围子向南～东杭乃～乌本昭～巴喜昭～蒙古索口～套什吐～少力～岔台～东岗～闹包营子～棉西～一洮儿河河道；北起白沙滩电灌站东嫩江国堤，沿国堤向南～大屯镇五家泡子，转向西南过大茨勒营子～毕家岗子～莫莫格，转向北～五棵树～前拉杆庙，转向西～徐家围子。

莫莫格保护区核心区面积 52340hm^2，占保护区总面积的 36.3％；缓冲区面积 54805hm^2，占保护区总面积 38.1％；实验区面积 36855hm^2，占保护区总面积 25.6％。

莫莫格保护区属于内陆湿地与水域生态系统类型保护区，按照《自然保护区类型与级别划分原则》(GB／T15429-93)，根据保护区主要以白鹤、东方白鹳、丹顶鹤等珍稀水禽及其栖息的沼泽与水域为主的湿地生态系统为重点保护对象的属性，确定莫莫格保护区以湿地与鹤、鹳类珍稀濒危水禽为重点保护对象。

1981 年 3 月，吉林省人民政府吉政函[81]27 号文件批准建立省级自然保护区一莫莫格自然保护区。1997 年 12 月 8 日，国务院国发[1997]109 号文件批准晋升为国家级自然保护区。

2.5.2 莫莫格国家级自然保护区植被类型及分布

莫莫格保护区植被类型主要有湿地植被、中旱生草地植被、农田植被、林地植被等，其中以湿地植被和农田植被为主。卫片解译结果表明，保护区内植被总面积占保护区总面积的 82.3%，其中各类湿地植被占保护区总面积的 41.7%，包括了芦苇沼泽、盐化草甸（碱蓬盐沼湿地）、苔草－小叶章沼泽等几种主要类型；中旱生草地植被主要为羊草－杂类草草甸，占保护区总面积的 4.5%；农田植被占保护区总面积的 30.2%；林地植被占保护区总面积的 5.9%。莫莫格保护区植被类型分布见表 2-5。

表 2-5　　莫莫格自然保护区植被类型及分布（2009 年）

植被类型	植被面积（hm^2）	比例（%）	分布
苔草－小叶章湿地	21920.83	15.2	保护区东部嫩江左岸
芦苇沼泽湿地	32127.47	22.3	保护区东、南部嫩江、洮儿河、月亮泡
碱蓬盐沼湿地	6064.71	4.2	保护区西部
羊草－杂类草草甸	6340.66	4.5	保护区中西部
杨树林	8080.50	5.6	保护区西部
榆树稀林	408.42	0.3	保护区西部
旱田	30005.37	20.8	保护区 C2 实验区、C1 实验区
水田	13506.14	9.4	保护区 C2 实验区、C1 实验区
植被区	118454.1	82.3	
非植被区	25545.9	17.7	
合计	144000	100.0	

2.5.3 莫莫格国家级自然保护区动物类型及分布

1）鸟类

（1）鸟类区系组成

莫莫格自然保护区在我国动物地理区划上属于古北界东北区松辽平原亚区，该区的鸟类区系组成与此是相一致的。表现出的古北界东北区为主的特征，同时，由于该区与蒙新区东部草原亚区毗邻，所以兼有蒙新区鸟类的特征，还有相当数

量的鸟类广布于古北界和东洋界，属广布种。此外，也有少量在繁殖期间沿季风区分布到此的东洋界鸟类。可见，该区鸟类区系组成是比较复杂的。

（2）鸟类生态分布

根据本区的地形，地貌和植被等环境特点及鸟类的生态习性，莫莫格自然保护区的鸟类可划分为水域沼泽，草甸草原，林地及农田居民点四个生态类型。

水域沼泽类型：该生境是莫莫格自然保护区主要生态环境，区域内河流、湖泊、泡沼密布，植被茂盛，食料丰富，为游禽、涉禽等湿地水鸟提供了极其优越的取食、栖息、隐蔽和繁殖条件，栖息的鸟类种数多达 151 种，占本区鸟类种数的 50.7％。常见的种类有白鹤、灰鹤、白头鹤、东方白鹳、苍鹭、骨顶鸡、绿头鸭、赤膀鸭、凤头䴙䴘、凤头麦鸡、红脚鹬、普通燕鸥、金眶鸻、红嘴鸥、须浮鸥、海鸥等。

草甸草原类型：保护区内的草甸草原分布在该区西北部地势较平坦的地段，在地势较低洼，多生有芦苇等耐盐碱植被。该环境中分布的鸟类有 50 种，占总数的 16.8%。一些蒙新区草原荒漠型鸟类如蒙古百灵、小沙百灵、斑翅山鹑、毛腿沙鸡、大鸨、蓑羽鹤等皆分布在草甸草原上。在其低洼积水的苇塘泡沼，常见有凤头麦鸡、灰头麦鸡、普通燕鸥等水鸟。春秋迁徙季节这里是珍稀鸟类白鹤、白头鹤的传统停歇地，也分布有大天鹅和灰鹤等珍禽。

林地类型：保护区境内的林地主要是人工杨树林及中部沙丘岗上着生稀疏的天然榆树林、灌丛。由于缺乏鸟类栖息、隐蔽、繁殖的条件，所以，林地生态类群的鸟类虽然多达 122 种，占该区鸟类种数的 40.9%，但繁殖鸟类数量较少。常见的种类有攀雀、长尾灰伯劳、喜鹊、山斑鸠、灰椋鸟、黑枕黄鹂、斑啄木鸟及山鹡鸰、部分鹟科鸟类和一些隼类。

农田居民点类型：该生境主要包括农田耕地、弃耕地及其附近的村屯，该生态类群的代表种类有麻雀、喜鹊、灰椋鸟、家燕、乌鸦、雉鸡、戴胜等。同时在迁徙季节亦常见有鸿雁、丹顶鹤、灰鹤和大鸨等珍稀鸟类在该环境中栖息、觅食。该生态环境中栖息的鸟类只有 24 种，占鸟类种数的 8.1%。

（3）迁徙鸟类群体

莫莫格保护区地处我国鸟类东部迁徙区的北部,其特殊的地理位置,良好的湿地环境,为鹤、鹳、雁鸭等迁徙鸟类提供了理想的停歇地和繁殖地，迁徙鸟种类繁

多，计有 265 种，占该区鸟类种数的 88.9%，成为本区鸟类资源的主体。春秋两季迁徙经本区的旅鸟多达 154 种，其中有的种类春季结成大群，秋季群体较小，有些种仅见零散的个体，而有些种类秋季大群路经本区停歇，而春季只是结成小群陆续迁飞。因而迁徙的类型不同，类群都不尽一致，通常的规律是春季迁徙群体一般较小或零散，而秋季群体相对比较集中，往往形成较大的群体迁离本区。

（4）鸟类种类

2007 年 GEF 白鹤项目鸟类资源本底调查观察到的种类有 120 种，历史记载该区有分布的种类 176 种，调查访问记载的种类 2 种。结合历史资料，走访群众，共调查到鸟类 298 种，隶属于 17 目 50 科。鸟类中属国家一级重点保护的鸟类 10 种：白鹤、东方白鹳、黑鹳、金雕、白尾海雕、虎头海雕、玉带海雕、白头鹤、丹顶鹤、和大鸨；国家二级重点保护的鸟类 41 种，主要有角鸮鸺、赤颈鸮鸺、黄嘴白鹭、白琵鹭、大天鹅、白额雁、鸳鸯、灰鹤、白枕鹤、蓑羽鹤、小杓鹬以及鹰、鸮类等猛禽；列为国家保护的有益的或者有重要经济、科学研究价值的鸟类 220 种。

在莫莫格自然保护区的 298 种鸟类中雀形目鸟类 126 种，非雀形目 172 种，非雀形目鸟类占全区鸟类的 57.7％，占有明显的优势。湿地水鸟种类 8 目 19 科 120 种，占非雀形目鸟类的 69.8％，其中种类最多的是鸻形目鸟类，计 44 种，占全区非雀形目鸟类的 25.6％，其次是雁形目鸟类，占非雀形目鸟类的 16.3％。鹳形目、鹤形目及鸥形目鸟类种类大体相同，分别占非雀形目鸟类的 8.1％、7.6％和 7％。湿地水鸟占有主导地位，充分体现了莫莫格自然保护区湿地的特征。良好的湿地环境为雁鸭类、鹬鸻类、鸥类等水鸟提供了栖息繁衍场所。不仅如此，这一地区还是鹤鹳类等珍稀鸟类的重要分布区之一，它涵盖了吉林省分布的所有鹤类、鹳类。区内有鹤类 6 种，占我国鹤类种数的 66.7％，是珍稀水鸟重要的迁徙停歇地。该区鸟类中，有益或有重要经济、科学研究价值的鸟类种类繁多，占全区鸟类种数的 73.8％，处于绝对优势，如雁鸭类、大鸨、斑翅山鹑（*Perdix dauuricae*）、雉鸡（*Phasianus colchicus*）、栗斑腹鹀（*Emberiza jankowskii*）等鸟类，使莫莫格自然保护区的鸟类组成具有极为重要的经济和科学研究价值。

2）哺乳类

1992 年莫莫格自然保护区科学考察报告中提出兽类（不含鼠类）3 目 5 科 9

种，2007 年 GEF 项目组调查结果为 3 目 6 科 11 种，增加了 1 科 2 种。其中食虫目 2 科 2 种；兔形目 1 科 1 种；食肉目 3 科 8 种，增加了 1 科 2 种（猫科 1 种，鼬科 1 种）。根据调查结果，莫莫格保护区分布的兽类为 4 目 10 科 29 种。据调查，保护区内没有发现国家重点保护哺乳类动物。

2.5.4 莫莫格国家级自然保护区湿地资源概况

1）湿地类型与分布

保护区内共有天然、人工两大湿地系统、12 种湿地类型，大体上可分为天然湿地系统内陆湿地类河流（M）、时令河（N）、湖泊（O）、时令湖（P）、淡水草本沼泽（TP）、泛滥地（TS）、时令碱—盐沼（Ss）共 7 种湿地类型；人工湿地系统有鱼塘（1）、灌溉地（3）、农用泛洪湿地（4）、蓄洪区（6）及排水渠（9）计 5 种湿地类型。

其中内陆湿地类河流主要是指保护区东部的嫩江、南部的洮儿河；时令河为无尾河流二龙涛河、呼尔达河；湖泊主要是嫩江左岸的哈尔挠水库、月亮泡水库；时令湖在保护区西部和西南部分布较多，雨季形成泡塘，旱季经常干涸；淡水草本沼泽和泛滥地主要为集中分布在嫩江沿岸的苔草、小叶章沼泽；时令碱—盐沼集中分布在保护区西部哈拉塔一带；人工湿地集中分布在保护区中部的水田区，除了水田灌溉地外，亦分布有鱼塘、水渠，在保护区 C1 实验区也分布有农用泛洪湿地和蓄洪区湿地。

2）湿地植被类型与面积分布

保护区湿地大体上可分为 3 种类型，即苔草－小叶章湿地、芦苇湿地、羊草－碱蓬－碱蒿盐沼湿地。其中苔草－小叶章湿地又可分为苔草沼泽群落、小叶章湿草甸群落、小叶章－蒲草沼泽群落、菰沼泽群落等；芦苇湿地又可分为芦苇沼泽群落、芦苇香蒲群落、芦苇菖蒲群落、芦苇－三棱草群落、芦苇－碱蓬群落等，见表 2-6。

表 2-6　　莫莫格自然保护区湿地植被类型及分布

植被类型	湿地植被面积（hm^2）	比例（%）	分布
苔草－小叶章湿地	22245.43	36.4	保护区嫩江沿岸
芦苇湿地	32662.81	53.5	保护区嫩江、洮儿河、月亮泡沿岸
羊草－碱蓬－碱蒿盐沼湿地	6165.99	10.1	保护区中部、西部
合计	61074.23	100.0	

2.5.5 本项目与保护区位置关系

本项目距离吉林莫莫格国家级自然保护区边界最近距离 6.0km，其中距离一级保护区 10.9km，距离二级保护区 7.9km，距离实验区最近距离 6.0km。本项目与吉林莫莫格国家级自然保护区位置关系见附图 3。

2.6 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土和冲击土为主。工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少。

综上，本项目区域生态环境总体质量较好。

3 生态环境影响分析

3.1 施工期生态环境影响分析

3.1.1 生态环境影响途径

本项目对生态环境的影响主要来自施工期，属于低频率高强度的局部破坏。钻井施工时，除井场本身永久占地外，还会因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏、材料占地等活动，造成土壤板结、植被剥离，植株矮小，群落盖度降低，在原来连续分布的生态环境中，产生生态斑块，造成地貌及地表温度、水分等物理异常，进而影响生态环境的类型和结构。

3.1.2 占地生态环境影响

项目建设对土地利用的影响主要是管线、电力线路等施工占用一定量的土地，其中施工期临时占用土地 2.3hm^2，永久占用 0.15hm^2。占地类型主要为耕地。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型及原有植物种类和群落，不会对土地利用结构造成影响，对植物种类和群落造成影响较小。永久占地在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地。但由于永久占地面积很小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。

3.1.3 土壤侵蚀影响分析

项目建设对土壤侵蚀主要发生在管线建设过程中。

（1）集输系统建设

本项目管道建设过程中将开挖管沟，管沟上方的地表植被被完全破坏，新增一定量的土壤侵蚀，挖出的表层土和下层土临时就近分别堆放，如果防护措施不当也会引起水土流失。开挖管沟对土体的扰动将使土壤的结构、组成及理化性质等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况。同时管道施工过程中施工机械的碾压和人员的践踏会破坏管沟两侧施工范围内自然植被和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。管道建设施工结束后，管沟回填先填下层土再填表土，同时对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻管道建设过程中对土壤环境的影响。

（2）土壤侵蚀影响分析

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：

$$W=\sum_{i}^{1}\left(F_iM_iKT_i\right)$$

式中：W－预测的土壤侵蚀量　t；

Ft－预测的土壤侵蚀面积　km^2；

Mt－背景土壤侵蚀模数　$t/km^2.a$；

K－土壤侵蚀模数加速系数；

Tt－预测时段　a。

本项目所占土地类型为耕地，施工期间扰动土壤面积 $2.3hm^2$，均为耕地；运行期永久占地面积 $0.15hm^2$，均为耕地。

施工期土壤侵蚀模数加速系数确定为 2.5，运行期土壤侵蚀模数加速系数确定为 1.5。预测结果及施工前后土壤侵蚀量变化情况见表 3-1。

表 3-1　本项目土壤侵蚀预测

预测时期	预测区	侵蚀面积（hm^2）	背景侵蚀模数（$t/km^2.a$）	背景侵蚀量（t/a）	侵蚀模数（$t/km^2.a$）	侵蚀量(t/a)	增加量(t/a)
施工期	耕地	2.3	500	2250	1250	2278.75	28.75
运行期	耕地	0.15	500	2250	750	2251.125	1.125

由表 3-1 可见，本项目施工期由于土壤扰动比较强烈，发生的土壤侵蚀量比较大，约为 2278.75t/a，与背景土壤侵蚀情况相比增加了约 28.75t/a 的流失量。运行期由于占地面积明显减少，相应水土流失量变少，侵蚀量为 2251.125t，与背景土壤侵蚀情况相比增加了 1.125t 的流失量。可见施工期对工程影响范围内的土壤侵蚀有一定的影响，施工期应注意加强水土保持工作。

3.1.4 对植被影响分析

（1）临时占地对植被的影响

本项目评价区域内土地利用类型以耕地为主，因此管线及电力系统施工过程中会对当地农业生态环境产生一定的影响。但由于施工期较短，不会引起较大的农作物产量损失和生物量减少。

施工对作物的影响主要表现为，一是临时占地，直接造成当年的作物损失。二是破坏土体结构，导致土壤肥力下降，造成今后一段时间的农作物产量下降。

为施工后的复垦质量和面积与复垦前相当，要求对挖出土进行分层堆放，回填时按层填覆，尽量不破坏土壤结构。

复垦地由于土壤自然结构的破坏造成的土壤板结、透气性差、肥力下降，可能对农作物的生产产生影响，这种影响预计 2～3a 可逐渐减弱，并且随着时间的推移最终使农作物恢复到原来的产量。

若农田施工均在非农耕季节进行，不影响种植，只对产量造成影响。施工暂时性损失计算公式：

$$Y=S\ (W_1-W_2)(n+1)/2$$

式中：S-施工区域面积，hm^2;

W_1-该土地类型单位面积产量，kg；

W_2-施工后单位面积产量，kg；

n–恢复至施工前状态所需时间，年。

本项目施工期占用耕地 2.3hm^2。农田在管线和道路施工 2～3 年可恢复生产力，农作物单位面积产量以玉米计，按 500kg/亩计算，经计算得出本项目施工期农作为暂时性损失量为 51.69t。

（2）永久占地对植被的影响

油田工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。

本项目永久占用耕地 0.15hm^2，损失玉米按 500kg/亩计算，15 年间共损失玉米量为 16.875t。油田建成投产后，永久性占地无法恢复。

本项目占地生物量损失统计情况详见表 3-2。

表 3-2　工程占地生物量损失统计

时段	占地类型	占地面积（hm^2）	生物损失量（t）
临时占地	耕地	2.3	51.69
永久占地	耕地	3.9	16.875

3.1.5 对动物的影响分析

本项目所在区域属于典型的农村区域，受人来长期干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量均较少，油田开发对其影响程度不明显。

经调查，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜

鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。区块开发占用部分土地，会对当地野生动物栖息环境产生一定的影响，栖息地的减少使动物的活动空间减少，且井间道路的阻隔，使一些小型动物的活动范围受限。由于本项目占地面积较小，且区内主要为小型动物，其领地面积相对较小，因此，项目建设对其栖息地的影响并不十分明显。

3.2 运行期生态环境影响分析

本项目运行期对生态环境的影响主要来自于两方面，一方面是油水井作业过程中可能会对周围生态环境产生影响，另一方面是事故状态下对周围生态环境产生的影响。

本项目正常生产情况下，油井产液、注水均为密闭集输，基本无污染物排放到周围环境中，对周围的生态环境基本无影响。对生态环境可能产生影响的过程主要集中在油水井作业过程中，本项目油水井作业时，作业范围控制在井场的永久占地范围内，作业车辆均沿已建道路行驶，不新开辟道路，同时井下作业时采用带罐作业，井场周围修筑临时围堰，作业产生的污油污水均回收进污水处理站进行处理，因此不会对井场周围的生态环境产生影响。

本项目在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进行周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

3.3 项目建设对基本农田的影响分析

本项目施工期临时占地 2.3hm^2，永久占地 0.15hm^2，占地类型为耕地，均为基本农田。

本项目拟建井依托现有平台，组成丛式井平台，大大减少了占地面积。由于评价区基本农田保护率较高，且受油藏分布限制，油田开发工程占地完全避开基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用基本农田时，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田，新开或改良非基本农田，保持基本农田面积不减少，耕地质量不降低，确保区域基本农田的动态平衡。

根据调查，评价区各乡镇虽然基本农田保护率相对较高，但仍有大面积可置换的非基本农田，本项目基本农田占用面积较小，将各乡镇内其中一部分非基本

农田更新改造为基本农田是可以实现的，油田开发不会对区域基本农田产生明显影响。

3.4 项目建设对吉林莫莫格国家级自然保护区影响

本项目距离吉林莫莫格国家级自然保护区最近距离 6000m，项目永久及临时占地均不涉及该保护区。因此本项目在正常规范施工及运行的情况下，对保护区无影响。

4 生态保护措施

4.1 施工期生态保护措施

（1）钻井施工尽可能选在秋冬季，以最大限度降低对地表植被的影响；缩短临时占地时间，施工完毕后立即恢复植被。

（2）钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，最大限度减少钻机搬迁等对耕地的碾压和破坏，为避免施工期对植被的影响，对易产生扬尘的场所必要时加以遮挡，以减轻对植物的影响。

（3）恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm-30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被。

（4）钻井施工过程中，应尽量减少占地面积，严格控制每座钻井平台临时占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物。

（5）合理规划油区井间道路，充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时进井通道。

（6）根据当地的气候条件设置钻井井场围堰，不低于 30cm。

（7）为避免施工期对植被的影响，对易产生扬尘的场所必要时加以遮挡，以减轻对植物的影响。

（8）对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

（9）控制车辆以及设备的行驶和占地范围，教育司机不能任意改变行车路线造成农田的不必要破坏。

（10）井场和井间道路以及管线施工后的临时占地，应由施工单位尽快恢复原有植被，减少地面裸露时间。并尽可能清除残留的污染物，复土回填要保持土壤的基本层次。

（11）集输管线施工过程中，挖土方时要按反序堆置弃土，即表层土在下，深层土在上，覆土时再按原序填埋，以减少生土对表层土壤结构的破坏，有利于未来植被恢复和复垦。同时，施工结束后，采取增施农家肥等措施，进行土壤恢

复。

4.2 运行期生态保护措施

（1）严格控制油水井作业占地，普通井下作业不新征临时占地，大修占地不超过 50×50m；

（2）加强管道的日常巡护工作，包括井场围堰等定期检查修复等，现场发现问题及时处理。加强对沿线居民的安全教育，防止管线盗油的发生也就等于避免原油泄漏对土壤的污染；

（3）油水井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场；

（4）井场夯实，回收落地油时，减少土壤的剥离量；

（5）加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

（6）对于永久占地进行生态补偿，包括占用土地植被异地恢复、项目周边及时绿化恢复，以及依据《中华人民共和国水土保持法》向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用，以及占用耕地按照国家补偿标准补偿当地农民等。

1）植被占用补偿

按照《中华人民共和国水土保持法》的要求，凡是占用和破坏植被的单位或个人均应向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用。国家为了加大水土保持工作力度，对水土保持费不断进行了调整，建设单位应按标准向水土保持主管部门缴纳水保费用。

2）耕地复垦和基本农田补偿

根据《基本农田保护法》第十五条：“……国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。”第十六条：“经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地”

本项目将临时占用耕地面积 2.3hm^2，即需要复垦的农田面积。其占地补偿可

按基本农田标准给予农民。对于占用基本农田应遵照《基本农田保护法》进行“占一补一”。由于在征地费用中已经体现了后期的复垦费用，施工结束后将由农民自行复垦，故不再计算复垦补偿费用。

4.3 水土流失防治措施

（1）工程防治措施

1）井场

严格控制油田内各单井的地面作业面积，严禁车辆离路行驶。

2）道路

在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

3）管线

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。

管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。

项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

4）生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，保护当地较脆弱的草原生态系统，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境。

（2）管理措施

因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节、农作物耕种季节，减少损失，同时避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管

理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风、大雨天气下施工，特别是路基修筑、管沟、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。

严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

5 生态环境影响评价结论

本工程建设油井 4 口，并建设配套集输系统设施。临时占地为 2.3hm^2，永久占地为 0.15hm^2，所占土地均为耕地，均为基本农田。永久占地对地貌造成永久性破坏，其影响是长期且不可逆的。临时占地对周围生态环境影响主要体现在施工过程中，机械、运输车辆对植被的碾压、人员践踏、土壤翻出堆放地表等活动将对工程周围的地表环境造成暂时性破坏，对地面植被会造成一定的破坏。但由于工程大多属于临时占地，只要工程在施工中做到尽量缩少影响范围，受影响的土壤、植被在工程结束后就能够在较短的时间内恢复，因此对基本农田的影响有限；对在严格施工期施工及运行期管理的情况下，项目整体影响较小，不会对吉林莫莫格国家级自然保护区产生影响。因此，工程对生态环境的影响是可接受的。

英台采油厂四方坨子油田方2区块4口井2021年产能建设工程环境影响报告表

环境风险评价专题

吉林省正源环保科技有限公司

编制日期：2020年12月

目　录

1.评价依据 1

1.1 风险调查 1

1.2 环境风险潜势初判 1

1.3 评价工作等级 2

2.环境敏感目标概况 2

3.环境风险识别 3

3.1 物质识别 3

3.2 生产设施风险识别 3

3.3 分析按事故发生途径分析 3

4.环境风险分析 5

4.1 对环境空气的影响分析 5

4.2 井喷对生态环境的影响分析 5

4.3 井下作业物料泄漏对环境影响分析 6

4.4 施工废水对地下水的环境风险 6

4.5 原油泄露对地表水的环境影响分析 6

4.6 废水及泥浆运输过程风险事故对环境的影响分析 7

4.6 柴油储罐风险分析 7

4.7 风险事故对地下水环境风险分析 8

5.环境风险防范措施及应急要求 9

5.1 风险防范措施 9

5.2 应急预案 11

6.分析结论 17

1. 评价依据

1.1 风险调查

依据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），本项目的危险物质为石油和伴生天然气（以甲烷为主）。本项目风险事故主要来自地面建设项目中的油气集输等工艺过程存在的各种事故风险。

1.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中的规定对评价工作等级进行判定。

（1）P 的分级确定

①危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《危险化学品目录》（2015 版），对本项目涉及到的风险物质为原油，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 表 B.1-突发环境事件风险物质及临界量及《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018）对上述物质进行风险识别。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C，当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；当存在多种危险物质时，按式（C.1）计算物质总量与其临界量比值（Q）。

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

式中：q1，q2，……，qn——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，……，Qn——每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为:（1）1≤Q＜10;（2）10≤Q＜100;（3）Q≥100 本次评价过程中，不新建站场，不涉及原油储罐，原油通过管线直接输送至接转站及联合站，因此本次储量计算按照管线运输最大容积量进行核算。风险物质数量及临界值比值（Q）计算如表 1 所示。

表1 风险物质数量及临界值比值（Q）计算表

序号	风险物质	存储量 q（t）	临界量 Q（t）	q/Q	标准来源
1	原油	19.63	2500	0.008	《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）

根据上表可以得出本项目 Q 值小于 1，即可判定本项目环境风险潜势为Ⅰ。

1.3 评价工作等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）规定，评价工作等级划分依据详见表 2。

表2 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危险后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，本项目 Q＜1，该项目环境风险潜势为Ⅰ经辨识可知,确定本项目风险评价工作简单分析即可。

2. 环境敏感目标概况

本项目环境敏感目标分布情况见表 3。

表3 本项目环境敏感目标分布情况一览表

<table>
<tr><td>类别</td><td colspan="6">环境敏感特征</td></tr>
<tr><td rowspan="14">环境空气</td><td colspan="6">厂界周边 5km 范围内</td></tr>
<tr><td>序号</td><td>敏感目标名称</td><td>相对方位</td><td>距离/m</td><td>属性</td><td>人口数（人）</td></tr>
<tr><td>1</td><td>四方坨子</td><td>东北</td><td>2200m</td><td>村屯</td><td>约 1500</td></tr>
<tr><td>2</td><td>八家子村</td><td>东北</td><td>2800m</td><td>村屯</td><td>约 800</td></tr>
<tr><td>3</td><td>老房身</td><td>东南</td><td>1550m</td><td>村屯</td><td>约 500</td></tr>
<tr><td>4</td><td>荆家窝堡</td><td>西南</td><td>3400m</td><td>村屯</td><td>约 200</td></tr>
<tr><td>5</td><td>李信屯</td><td>东北</td><td>3800m</td><td>村屯</td><td>约 100</td></tr>
<tr><td>6</td><td>后八家子</td><td>东北</td><td>4700m</td><td>村屯</td><td>约 400</td></tr>
<tr><td colspan="4">厂界周边 500m 范围内人口数小计（人）</td><td colspan="2">0</td></tr>
<tr><td colspan="4">厂界周边 5000m 范围内人口数小计（人）</td><td colspan="2">3500</td></tr>
<tr><td colspan="6">管线周边 200m 范围内</td></tr>
<tr><td>序号</td><td>敏感目标名称</td><td>相对方位</td><td>距离/m</td><td>属性</td><td>人口数（人）</td></tr>
<tr><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr>
<tr><td colspan="4">每公里管线人口数（最大）</td><td colspan="2">0</td></tr>
<tr><td colspan="4">大气环境敏感程度 E 值</td><td colspan="2">E2</td></tr>
<tr><td rowspan="8">地表水</td><td colspan="6">受纳水体</td></tr>
<tr><td>序号</td><td colspan="2">受纳水体名称</td><td colspan="2">排放点水域环境功能</td><td>24h 内流经范围/km</td></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="2">-</td><td colspan="2">-</td><td>-</td></tr>
<tr><td colspan="6">内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标</td></tr>
<tr><td>序号</td><td colspan="2">敏感目标名称</td><td colspan="2">环境敏感特征</td><td>水质目标</td><td>与排放点距离/km</td></tr>
<tr><td>1</td><td colspan="2">-</td><td colspan="2">-</td><td>-</td><td>-</td></tr>
<tr><td colspan="4">地表水环境敏感程度 E 值</td><td colspan="2">E3</td></tr>
<tr><td rowspan="3">地下水</td><td>序号</td><td>环境敏感区名称</td><td>环境敏感特征</td><td>水质目标</td><td colspan="2">包气带防污性能</td><td>与下游厂界距离</td></tr>
<tr><td>1</td><td>四方坨子</td><td>G3</td><td>III类</td><td colspan="2">D2</td><td>2200m</td></tr>
<tr><td colspan="5">地下水环境敏感程度 E 值</td><td colspan="2">E3</td></tr>
</table>

3. 环境风险识别

3.1 物质识别

（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，本工程伴生天然气主要以甲烷为主，其含量达到 96.1%，其他 C2～C6 烃类气体含量在 3.9%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。

3.2 生产设施风险识别

通过对吉林油田公司各采油厂的事故调查及国内外油田开发的类比分析可知，油田工程风险事故发生的可能性与油藏情况、开发工艺、管理水平及自然灾害等因素有关。事故风险来自于钻井、完井、井下作业、采油以及接转站、油气集输管线和回注水管线等，危害其安全的潜在危险因素主要有自然灾害、腐蚀、误操作、设备缺陷、设计及施工问题以及人为破坏等。在此分析了本项目开发过程中潜在的风险事故及其发生频率、发生风险事故的主要因素。

3.3 分析按事故发生途径分析

本项目的事故风险主要来自油井井场、集输管线等工艺环节，其潜在危险因素主要有自然灾害、腐蚀、误操作、设备缺陷、设计及施工问题等。因油田开发区域和管道沿线地处村屯密集地区，亦存在人为破坏因素。

（1）井喷事故

井喷事故可能由于下述的原因：

①起钻抽汲，造成诱喷。

②起钻不灌修井液或没有灌满。

③不能及时准确的发现溢流，而是继续循环观察，致使气侵段钻井液或气柱迅速上移，再想关井，为时已晚。

④井控设备的安装及试压不合格。

⑤井身结构设计不合理。表层套管下的深度不够，技术套管下的深度又靠上，当钻到下地层遇有异常压力而关井时，在表层套管外泄漏，钻井液窜至井场地表，无法实时关井。

⑥地质设计未能提供准确的地层压力资料，造成使用的钻井液密度低于地层孔隙压力。

⑦空井时间过长又无人观察井口。空井时间过长一般都是由于起完钻后检修设备或是等技术措施。由于长时间空井不能循环修井液，造成井底侵入的气体有足够的时间向上滑脱运移。当运移到井口时已来不及下钻，往往造成井喷失控。

⑧钻遇漏失层段发生井漏未能及时处理或处理措施不当。发生井漏以后，井内修井液柱压力降低，当液柱压力低于地层压力时就会发生井侵，井涌乃至井喷。

⑨思想麻痹，违章操作。由于思想麻痹，违章操作而导致的井喷失控在这类事故中占有相当大的比例，解决这个问题主要是从严格管理和技术培训两个方面入手，做好基础工作。

（2）腐蚀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份较高，也容易对管壁造成腐蚀，导致管线的内腐蚀。

针对本区块土壤类型的特点，本项目管线均采用耐腐蚀性强、使用寿命长、介质流动性好的高压玻璃钢管线，同时采用夹克管保温、防水，以满足输送需求。管线服务寿命长达 20～30 年，可保证油田开发期、生产期的输油任务。若发生输油管线因腐蚀泄漏时，由于管线压力变化比较容易发现，及时采取必要的处理措施则可将造成的污染局限于局部环境，而不会造成大面积的区域性污染。

（3）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，如青岛黄岛油库火灾就是由于雷击引起的,但这种灾害发生概率很小，一般在 10^{-6}/a 以下。暴雨造成的事故多是将泥浆池冲垮，使泥浆、原油污染农田、土壤和地表水；同时暴雨形成的地表径流可将未完全回收的落地油带入水体，对水质产生影响。

（4）人为事故违反操作规程造成的操作事故或设计施工遗留的缺陷,损伤等任何一种因素都有可能引发严重的事故,造成泄漏事故的发生,造成人员伤亡和财产损失。由于装置操作期间的误操作，使工艺流程切换错误而产生超压，从而出现危险。

4. 环境风险分析

4.1 对环境空气的影响分析

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 0.01～100μg/1000m^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，则因此而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的伴生气,产液通过集输管线进入联合站经分离器分离后作为加热炉的热源；因此本工程的伴生气没有储存问题，风险相应要小得多。

4.2 井喷对生态环境的影响分析

（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

4.3 井下作业物料泄漏对环境影响分析

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。

4.4 施工废水对地下水的环境风险

钻井废水是探井开发初期产生的短时间、不连续产生的废水。钻井废水对地下水的污染过程，是当钻井施工至含水层时，钻井废水和泥浆以井为中心，向四周扩散，并沿地下水主流向方向产生污染。

运输罐车在运输过程中可能会有跑、冒、滴、漏，施工期废水回收罐过程中有发生交通事故的风险，发生以上事故会对地表水、地下水、土壤及生态产生一定的影响，对周围环境造成污染。罐车腐蚀、操作失误是造成此类事故的主要成因。废水运输路线主要为依托现有道路，由施工场地到英台采油厂油气处理二站的路线，运输路线不经过自然保护区、水源地等敏感区，主要是沿线两侧村屯，在运输过程中应加强管理、确保罐车运输等相关资质齐全，同时，罐车应按指定运输路线行驶，途径村屯等环境敏感点时应减速慢行，避免因发生交通事故对其造成不利影响。

4.5 原油泄露对地表水的环境影响分析

本工程评价区域内北侧灌渠处于干涸状态，因此项目周边主要地表水体为西侧 3100m 的呼尔达河。油田泄漏发生事故泄漏可能会导致原油或含油污水进入水体对水生生物带来影响。对于大部分浮游生物来说，覆盖于水面上的油膜可对其造成致命的伤害；两栖类和水禽身体上粘满油污无法飞行、觅食，并会慢慢死去；另外，在缺氧条件下大量厌氧微生物迅速繁殖，其产生的毒素也可导致鱼类死亡；原油或含油污水污染地表水，致使水中多环芳烃浓度超过 0.03～0.1μg/l 时，则对人、水体中的动物有敏感致癌作用。

以上这些都是在发生漏油后的急性中毒反应，而湿地水体和水生生物一旦受到石油类的污染，对水生生物的影响将可能持续数年或更长时间。水体污染后不仅可改变原有的生态结构，而且还将影响到水生生物的生长、繁殖和品质，如对鱼类来说，水中油含量达到一定程度可影响到鱼卵孵化、幼鱼生长，可以存活的鱼类也因

食用时有油味而失去其经济价值，同时危害人类的身体健康。

因此，应避免泄漏等风险事故的发生，当出现原油泄漏时，应及时处理泄漏事故，减少处理时间；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。最大限度的降低污染物的泄漏量，同时对泄漏的原油进行收集，避免污染物全部进入水体，降低对地表水体影响的程度。

因此本项目对区域地表水影响有限。

4.6 废水及泥浆运输过程风险事故对环境的影响分析

本项目废水及泥浆需通过罐车运输至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理。拉运过程中如发生事故，直接的后果可能是废液及泥浆等进入到周边土壤中，从而导致部分有毒废物对地表水体的影响。运输过程中导致发生事故的因素主要和运输车辆车况以及驾驶员有关，通过加强对驾驶员的安全教育以及车辆情况的检查，可有效避免此类事故的发生。引起运输事故的因素分析：

1）自然因素自然灾害往往也是引起事故的重要原因，主要有雷击、暴雨、洪水、地震、强风等。这些危险因素会引起各种各样的运输事故，不仅造成人员伤亡和经济损失，而且还会对环境造成严重污染。

2）设计因素本项目废水及泥浆均采用罐车运输，罐体腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等是造成废水泄漏等较大安全事故的主要因素。只要加强日常管理和维护，发生泄漏事故的机率很小。

废水和泥浆采用汽车运输，交通事故是废水泄漏的主要原因，因单车载液量有限，约为 5~10t 车，因此，此类事故的污染范围与危害程度均不大。

3）人为因素

人为因素主要体现在：

①管理人员和驾驶人员没有遵守相关规章制度：

②对运输危险品车辆需实行申报管理；

③运输危险品车辆没有经车道疏导员对证、验单并经安全检查后就放行；

④驾驶人员不按规章制度操作，主要体现在疲劳驾驶、超载、酒后驾驶、超速、无证驾驶等。

4.6 柴油储罐风险分析

本项目钻井施工过程使用柴油机，施工井场内设柴油储罐，容积约为 15m^3，一

旦储罐发生泄漏，柴油外逸将污染附近土壤，进而随着地表径流带来地表水体以及地下水的污染。

4.7 风险事故对地下水环境风险分析

（1）如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复。

（2）因管道及设备腐蚀穿孔引起的原油泄漏或注入液事故多发生在油田投产若干年后，事故发生时会有大量原油或注入液溢出，对环境造成污染。但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。人为破坏等因素也可造成管道破裂，使大量原油或注入液漏出，造成环境污染。若原油或注入液直接进入地层包气带，则因渗透作用会对浅层地下水产生影响。

本项目风险状态下对地下水影响预测及具体影响分析详见本项目地下水环境影响评价专题。

5. 环境风险防范措施及应急要求

5.1 风险防范措施

各种事故无论是人为因素引起的，还是自然因素所致，都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。建设单位严格按照《输气管道工程设计规范》（GB50251-2003）、《原油和天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）中相关规定进行设计和施工，落实风险防范措施，并做好防腐和有毒有害气体的预防工作。

（1）井喷的防范措施严格遵守平台钻井的安全规定，在钻井过程中为防止井喷事故发生，工程上均采取在井口安装防喷器和控制装置的措施，由此可避免井喷。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，但失火后不能采用这种方法，多采用空投炸弹将油井炸毁填埋或向事故井打定位斜井等方法。此外，井喷发生后应在油井周围设土堤以防止原油任意流淌，油井如在水中则应设围油栏以限制油的扩散并配备收油装置。

（2）固井的防范措施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。

（3）集输管线泄漏的防范措施对输油管线，应采用适宜油品特性的内防腐材料，外防腐应保证施工质量，不能裸露管线，焊口完工后更要做好防护保温层。在特殊地域内要按不同状况做好技术施工处理，加强防护，预防输油管线破裂造成原油泄漏。管道泄漏后应及时将含油土回收并处理，尽量减少油类对土壤的污染；减少含油土停留时间，以免在大雨条件下对附近水体的污染。

①加强事故风险防范措施。出现原油泄漏事故后，除立即关闭管道进行堵漏外，应及时清运泄漏处的油土。一方面缩短污染附近土壤的时间；另一方面减少了油土在地面的停留时间，从而也减少了原油随雨水下渗而污染地下水的机会。同时及时清运油土，减少其在事故地点的停滞时间，也可避免在大雨、大水条件下，原油随

地表径流进入附近水域污染水体事故的发生。可见，在原油泄漏事故后，立即清运油土是减轻事故污染的最重要措施之一。另外加强管线的防腐保温措施和日常巡护工作也可有效地防止管线发生泄漏事故。

②加强管道防腐保温措施。加强管线的效防腐保温措施，既可以防止发生原油泄漏事故，又可以减少原油输送能量消耗，减少加热炉燃料消耗。本项目拟建管线不仅外层均采取了一系列合理有效的防腐、保温、防水、防静电措施，并且对各穿越点根据其各自特点均采取了特殊的防护措施。

③加强管道的日常巡护工作，发现问题及时处理。加强对沿线居民的安全教育，防止管线盗油的发生也就等于避免原油泄漏对土壤的污染。

（4）罐车运输过程中环境风险防控措施

①运输路线：按照指定路线行驶，减速慢行，尤其是穿越水源保护区、村屯路段；

②驾驶员：各驾驶员要注意休息，及时换班驾驶，保证精力充沛，行驶中集中精力，相互监督，提高安全意识，谨慎行车。

③车辆定期保养和检查：定期检查刹车制动系统性能，及时做好维修或更换。

④事故应急处理：发生泄漏、火灾等环境污染事故时，驾驶员，押运员或周围的人要进尽快报警，运输罐车上需配备必要的防护用品和应急救援器材。用于运输危险化学品的槽罐以及其他容器应当封口严密，能够防止危险化学品在运输过程中因温度、湿度或者压力的变化发生渗漏、洒漏；槽罐以及其他容器的溢流和泄压装置应当设置准确、起闭灵活。

⑤禁火和防止车温过高：严禁车辆动火和在车辆附近吸烟，远离火源或危险源，在每日最高温度时，可适当将车辆停放到阴凉处降温，避开高温段行车。

⑥恶劣天气：出现恶劣天气，车辆就近停车躲避骤风急雨，不要在突出建筑物及树木下，防止雷击。综上，本项目在运行过程中严格管理，冒罐等风险事故发生的几率很小，加强运输罐车危化运输的资质认证，同时发现问题及时解决，此类事故的污染范围与危害程度较小。

（5）地下水环境风险防控措施

①工程措施：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管理措施：加强巡检、对机构内成员单位的有关人员进行应急技术培训和考

核。

③地下水监控措施：地下水监控点监控地下水水质变化情况，一旦发现水质遭到污染，立即进行控制和治理，确保周边居民饮用水安全。

④及时处置一旦发现事故，立即处置。在发现了事故后做到在 5 天内及时处理事故源，15 天内控制污染扩散至居民，确保周边居民饮用水安全。

（6）其他风险事故风险防范措施

①人为破坏：在有油气集输管线经过的人群居住区及生产活动频繁地区设立管线标志，防止人类活动对管线的无意破坏；加强管线的巡护和管理，定期检查；对附近村民经常进行防盗教育。

②自然灾害：与当地气象部门取得联系，在暴雨到来引发洪水之前，提前关闭松花江沿岸的所有油井，并对油井加强监控、防止风险发生。

（7）重视和加强管理除采取上述预防措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断。制定严格的运行操作规章制度，对操作人员进行岗位培训，防止误操作带来的风险事故。

按规定进行设备的维修、保养、更换易损及老化部件，防止泄漏的发生。加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落实到实处，严格遵守，杜绝违章作业。经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故，定期进行演练。

5.2 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：

a.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。

b.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。

c.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。

d.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。

（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，加大宣传和教育力度，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。

（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。

（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。

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，导致原油泄漏、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原油的事故。

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，导致原油少量泄漏，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的事故。

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的事故。

（4）危害形式：本工程输送的介质为原油，发生泄漏后的危害形式有：火灾、爆炸等。

（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。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。第二级为中国石油天然气股份有限公司吉林油田公司。第三级为中国石油天然气股份有限公司吉林油田分公司英台采油厂。本项目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。

（6）应急组织机构与职责

由吉林油田公司成立 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）应急响应启动程序本项目应急响应程序详见表 4 和图 1。

表4　　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	应急行动	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	响应解除	（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；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。
5	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

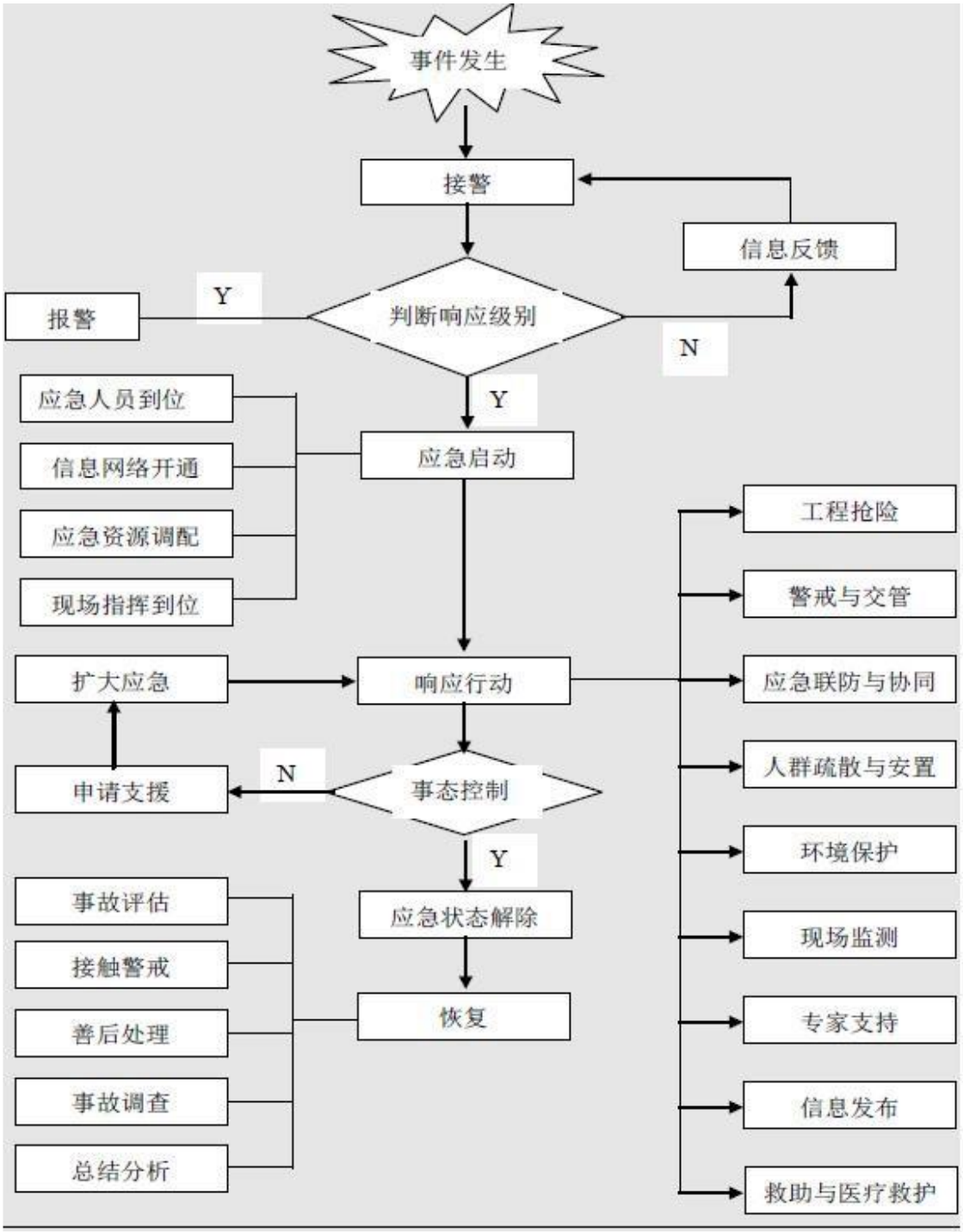


图 1　应急响应程序

（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。

6. 分析结论

本项目不存在重大危险源，物料涉及的有毒有害和易燃易爆物质为原油和伴生天然气（主要成分为甲烷），不会产生重大危险事故。环境风险主要为集输管线泄漏、套外返水等。只要提高全体职工的安全意识，加强周边居民的法律意识，可使风险事故的发生率降至最低，亦可使一旦发生的事故危害降至最小。保证应急响应系统在事故状态下立即启动环境风险应急预案，加强管理，同时定期检验风险事故应急预案，当出现事故时要采取紧急的工程应急措施，可以控制事故和减少对环境造成的危害。本项目发生环境风险事故后，对周围环境的影响可控，因此，本项目的环境风险水平可以接受。各项风险以安全评价及文件中提及的措施为准。

英台采油厂四方坨子油田方 2 区块

4 口井 2021 年产能建设工程

环境影响报告表

土壤环境影响评价专题

吉林省正源环保科技有限公司

编制日期：2020 年 12 月

目　录

1　土壤环境评价等级及评价范围.....5
2　土壤环境现状调查.....6
3　土壤环境影响预测与评价.....15
4　保护措施与对策.....18
5　评价结论.....19

1 土壤环境评价等级及评价范围

1.1 项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A“土壤环境影响评价项目类别”划分，本项目为油田开发项目，属于“采矿业--金属矿、石油、页岩油开采”，为Ⅰ类项目。

1.2 土壤环境影响识别

土壤是环境的重要组成要素，与水、大气、生物等环境要素之间经常互为外在条件、互相作用、互相影响。

本项目开发过程中对土壤环境的影响主要表现在建设期和运行期产生的油泥（砂）、含油污水等污染物在风险事故状况下可能对土壤环境的污染，可对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。建设项目土壤环境影响类型与影响途径见下表 1.2-1。

表 1.2-1　建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期			√					
运行期			√					
服务期满后								

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

根据上表可知，本项目属于污染影响型建设项目，污染影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 1.2-2。

表 1.2-2　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	备注
管线	油气集输	垂直入渗	石油类	管线风险事故泄漏
井场	油气集输	垂直入渗	石油类	井场风险事故泄漏

1.3 评价工作等级

本项目土壤环境影响主要为污染影响型，永久占地主要为井场、道路、计量间和配水间等占地，永久占地 0.15hm^2，占地面积在≤5hm^2，占地规模属于小型；项目周边存在耕地，根据表 1.3-1，土壤环境敏感程度属于敏感；综上，判断评价等级为一级，详见表 1.3-2。

表 1.3-1 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判断依据
敏感	**建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标**
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

表 1.3-2 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 / 评价工作等级 / 敏感程度	I 类			II 类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	**一级**	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。

1.4 调查范围

本工程土壤评价工作等级污染影响型为一级，污染影响型调查范围为占地范围内，以及占地范围外 1.0km 范围内的区域，现状调查范围详见表 1.4-1 和附图 6。

表 1.4-1 现状调查范围表

评价工作等级	影响类型	调查范围 a	
		占地 [b] 范围	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5.00km 范围内
	污染影响型		1.00km 范围内
二级	生态影响型		2.00km 范围内
	污染影响型		0.20km 范围内
三级	生态影响型		1.00km 范围内
	污染影响型		0.05km 范围内

[a] 设计大气沉降途经影响的，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整
[b] 矿山类项目指开采区与各场地的占地：改、扩建类的指现有工程与拟建工程的占地

2 土壤环境现状调查

2.1 土壤类型

根据国家土壤信息服务平台工程所在区域内主要土壤类型为草甸土。

草甸土分布在低平地形部位。草甸土养分含量较高，表层有机质多在 3-5%之间，全氮含量在 0.5-0.3%之间，全磷含量在 0.05-0.1%之间。土体结构主要层次有黑土层、积盐层和母质层。

草甸土的植被，草原植被以羊草和拂子茅为优势种，伴生有菱菱菜、地榆、

胡枝子、蒿属、虎尾草、星星草等。

本项目调查评价区域内土壤类型见附图 6。

2.2 区域土壤理化特性

本项目调查区域内选择有代表性的草甸土进行土壤理化性质调查，主要包括土壤结构、土壤质地、阳离子交换量、氧化还原电位等，土壤理化特性调查表见表 2.2-1~表 2.2-2。

表 2.2-1 土壤理化性质调查表（草甸土）

点号		1#草甸土		
时间		2020 年 8 月 5 日		
经纬度				
层次		A 层	AB 层	C 层
现场记录	颜色	黑褐色	灰棕色	暗黄褐色
	结构	片状	团块状	团粒状
	质地	粘土	粘壤土	壤土
	砂砾含量	极低	极低	极低
	其他异物	少量根系	无	无
实验室测定	pH 值	8.42	8.67	8.65
	阳离子交换量（cmol+/kg）	15.3	15.1	14.8
	氧化还原电位	/	\	\
	饱和导水率/（cm/s）	0.2	\	\
	土壤容重/（kg/m^3）	3.1	\	\
	孔隙度	41.5	\	\

表 2.2-2 土体构型（土壤剖面）

监测点位	土壤剖面照片	层次
1#草甸土		**A 层**
		AB 层
		C 层

2.3 污染源调查

根据调查，本工程区域为农村环境，土壤以耕地为主，周围无其他污染土壤环境的建设项目。

2.4 土壤现状监测

（1）布点原则及采样点布设情况

本项目现状监测布点类型及数量见表 2.4-1。

表 2.4-1　　现状布点类型及数量

评价工作等级		占地范围内	占地范围外
一级	生态影响型	5 个表层样点 [a]	6 个表层样点
	污染影响型	5 个柱状样点 [b]，2 个表层样点	4 个表层样点
二级	生态影响型	3 个表层样点	4 个表层样点
	污染影响型	3 个柱状样点，1 个表层样点	2 个表层样点
三级	生态影响型	1 个表层样点	2 个表层样点
	污染影响型	3 个表层样点	—

注：“-”表示无现状监测布点类型与数量的要求。

[a] 表层样应在 0~0.2m 取样

[b] 柱状样通常在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样，3m 以下每 3m 取一个样，可根据基础埋深、土体构型适当调整

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），石油开采项目属于Ⅰ类项目，属于污染影响型项目，周围毗邻耕地，项目为一级评价，本项目占地范围内布设 5 个柱状样点、2 个表层样点，占地范围外布设 4 个表层样点。根据调查，项目所在区域土壤类型为草甸土，监测点符合导则要求，监测点位置见表 2.4-2。

表 2.4-2　现状监测点位置

类别		点号	监测点位	层位	监测因子	土壤类型
占地范围内	柱状	S1	拟建井场内东侧	0~0.5m	pH、As、Cd、Cr^{6+}、Cu、Pb、Hg、Ni、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二	石灰性草甸土
				0.5~1.5m		

				1.5~3m	氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并(a)芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、䓛、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,3-cd）芘、萘、石油烃（C_{10}-C_{40}）	
	柱状	S2	拟建井场内南侧	0~0.5m 0.5~1.5m 1.5~3m	Ph、石油烃（C_{10}-C_{40}）	石灰性草甸土
	柱状	S3	拟建井场内西侧	0~0.5m 0.5~1.5m 1.5~3m	Ph、石油烃（C_{10}-C_{40}）	石灰性草甸土
	表层	S4	拟建井场内北侧	0～0.2m	Ph、石油烃（C_{10}-C_{40}）	石灰性草甸土
	柱状	S5	拟建方+8-1井场内东侧	0~0.5m 0.5~1.5m 1.5~3m	Ph、石油烃（C_{10}-C_{40}）	石灰性草甸土
	柱状	S6	拟建方+8-1井场内南侧	0~0.5m 0.5~1.5m 1.5~3m	Ph、石油烃（C_{10}-C_{40}）	石灰性草甸土
	表层	S7	拟建方+8-1井场内北侧	0～0.2m	Ph、石油烃（C_{10}-C_{40}）	石灰性草甸土
占地范围外	表层	S8	拟建方+8-1井场内西南400m	0～0.2m	Ph、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）	石灰性草甸土
	表层	S9	拟建方+8-1井场内东侧500m	0～0.2m	Ph、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）	石灰性草甸土
	表层	S10	现有方 2 转油站西250m	0～0.2m	Ph、石油烃（C_{10}-C_{40}）	石灰性草甸土
	表层	S11	现有方 2 转油站南200m	0～0.2m	Ph、石油烃（C_{10}-C_{40}）	石灰性草甸土

（2）监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中关于监测因子的要求，本项目各监测点的监测因子如下：

S1： pH、As、Cd、Cr、Cu、Pb、Hg、Ni、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并（a）蒽、苯并(a)芘、苯并（b）荧蒽、苯并（k）荧蒽、䓛、二苯并（a,h）蒽、茚并（1,2,3-cd）芘、萘、石油烃（C10-C40）；

S2-S7，S10-S11：石油烃（C10-C40）；

S8-S9：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C10-C40）。

（4）监测时段

监测时间：2020 年 11 月 12 日，监测 1 次。

参照国家《环境监测分析方法》的要求进行；表层样点为：0～0.2m 取样；柱状样点为：0~0.5m、0.5~1.5m、1.5m~3m 分别取样。

（5）监测结果

监测结果见表 2.4-3-2.4-5。

表 2.4-3　土壤现状监测结果表（1）

序号	监测项目	单位	S1			标准值
			0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m	
1	砷	mg/kg				60
2	镉	mg/kg				65
3	铬（六价）	mg/kg				5.7
4	铜	mg/kg				18000
5	铅	mg/kg				800
6	汞	mg/kg				38
7	镍	mg/kg				900
8	四氯化碳	μg/kg				2800
9	氯仿	μg/kg				900
10	氯甲烷	μg/kg				37000
11	1,1-二氯乙烷	μg/kg				9000
12	1,2-二氯乙烷	μg/kg				5000
13	1,1-二氯乙烯	μg/kg				66000
14	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg				596000
15	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg				54000
16	二氯甲烷	μg/kg				616000
17	1,2-二氯丙烷	μg/kg				5000
18	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg				10000
19	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg				6800
20	四氯乙烯	μg/kg				53000
21	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg				840000
22	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg				2800
23	三氯乙烯	μg/kg				2800
24	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg				500
25	氯乙烯	μg/kg				430
26	苯	μg/kg				4000
27	氯苯	μg/kg				270000
28	1,2-二氯苯	μg/kg				560000
29	1,4-二氯苯	μg/kg				20000
30	乙苯	μg/kg				28000
31	苯乙烯	μg/kg				1290000
32	甲苯	μg/kg				1200000

33	间&对-二甲苯	μg/kg				570000
34	邻-二甲苯	μg/kg				640000
35	硝基苯	mg/kg				76
36	苯胺	mg/kg				260
37	2-氯苯酚	mg/kg				2256
38	苯并(a)蒽	mg/kg				15
39	苯并(a)芘	mg/kg				1.5
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg				15
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg				151
42	䓛	mg/kg				1293
43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg				1.5
44	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg				15
45	萘	mg/kg				70
46	石油烃	mg/kg				4500
47	pH	无量纲				/

表 2.4-4　土壤现状监测结果表（2）

点位	监测项目	单位	采样深度		
			0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m
S2	pH	——			
	石油烃	mg/kg			
S3	pH	——			
	石油烃	mg/kg			
S5	pH	——			
	石油烃	mg/kg			
S6	pH	——			
	石油烃	mg/kg			
点位	监测项目	单位	采样深度		
S4	pH	——			
	石油烃	mg/kg			
S7	pH	——			
	石油烃	mg/kg			

表 2.4-5　土壤现状监测结果表（3）

序号	监测项目	单位	S8	S9	标准值
1	pH	无量纲			——
2	镉	mg/kg			0.6
3	汞	mg/kg			3.4
4	砷	mg/kg			25
5	铅	mg/kg			170
6	铬	mg/kg			200
7	铜	mg/kg			100
8	镍	mg/kg			190
9	锌	mg/kg			300
10	石油烃	mg/kg			——
序号	监测项目	单位			标准值
1	pH	无量纲			——
2	石油烃	mg/kg			——

（6）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）。

（7）评价标准

本项目所在区域建设用地土壤采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本项目）”和“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其它项目）”第二类用地筛选值标准，农用地土壤采用《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”。

（8）评价结果

评价结果见表 2.4-6-2.4-8。

表 2.4-6 土壤环境质量现状评价结果表（1）

序号	监测项目	单位	S1		
			0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m
1	砷	mg/kg			
2	镉	mg/kg			
3	铬（六价）	mg/kg			
4	铜	mg/kg			
5	铅	mg/kg			
6	汞	mg/kg			
7	镍	mg/kg			
8	四氯化碳	μg/kg			
9	氯仿	μg/kg			
10	氯甲烷	μg/kg			
11	1,1-二氯乙烷	μg/kg			
12	1,2-二氯乙烷	μg/kg			
13	1,1-二氯乙烯	μg/kg			
14	顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg			
15	反-1,2-二氯乙烯	μg/kg			
16	二氯甲烷	μg/kg			
17	1,2-二氯丙烷	μg/kg			
18	1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg			
19	1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg			
20	四氯乙烯	μg/kg			
21	1,1,1-三氯乙烷	μg/kg			

22	1,1,2-三氯乙烷	μg/kg			
23	三氯乙烯	μg/kg			
24	1,2,3-三氯丙烷	μg/kg			
25	氯乙烯	μg/kg			
26	苯	μg/kg			
27	氯苯	μg/kg			
28	1,2-二氯苯	μg/kg			
29	1,4-二氯苯	μg/kg			
30	乙苯	μg/kg			
31	苯乙烯	μg/kg			
32	甲苯	μg/kg			
33	间&对-二甲苯	μg/kg			
34	邻-二甲苯	μg/kg			
35	硝基苯	mg/kg			
36	苯胺	mg/kg			
37	2-氯苯酚	mg/kg			
38	苯并(a)蒽	mg/kg			
39	苯并(a)芘	mg/kg			
40	苯并(b)荧蒽	mg/kg			
41	苯并(k)荧蒽	mg/kg			
42	䓛	mg/kg			
43	二苯并(a,h)蒽	mg/kg			
44	茚并(1,2,3-cd)芘	mg/kg			
45	萘	mg/kg			
46	石油烃	mg/kg			

表 2.4-7 土壤环境质量现状评价结果表（2）

点位	监测项目	单位	采样深度		
			0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3m
S2	石油烃	mg/kg			
S3	石油烃	mg/kg			
S5	石油烃	mg/kg			
S6	石油烃	mg/kg			
点位	监测项目	单位	采样深度		
S4	石油烃	mg/kg			
S7	石油烃	mg/kg			

表 2.4-8 土壤环境质量现状评价结果表（3）

序号	监测项目	单位	S8	S9
1	镉			
2	汞			
3	砷			
4	铅			
5	铬			
6	铜			
7	镍			
8	锌			
9	石油烃			

序号	监测项目			
1	石油烃			

通过上述评价结果可知，S1、S2、S3、S4、S5、S6、S7 中的各监测因子以及均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 及表 2“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（基本项目）”和“建设用地土壤污染风险筛选值和管制值（其它项目）”第二类用地筛选值标准，S8、S9、S10、S11 满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中“农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）”评价可以看出，评价区土壤中各污染物均低于标准限值的要求。

3 土壤环境影响预测与评价

3.1土壤预测评价范围、预测时段和预测情景设置

土壤预测评价范围与调查评价范围一致。污染影响型评价时段为运营期。按项目正常运营和事故状态两种情形为预测情景。

3.2预测评价因子

污染影响型评价因子为石油烃。

3.3预测评价方法及结果分析

3.3.1预测评价方法

本项目运行期对土壤影响主要为风险事故条件下井场、管线和站场除油器泄漏产生的垂直入渗影响，本次污染影响型评价采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 E 推荐的方法二进行预测，该方法适用于某种污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。

3.3.2污染影响型预测与评价

3.3.2.1预测方法

一维非饱和溶质垂向运移控制方程如下：

$$\frac{\partial（\theta c）}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：c——污染物介质中的浓度，mg/L；

D——弥散系数，m^2/d；

q——渗流速率，m/d；

z——沿 z 轴的距离，m；

t——时间变量，d；

θ——土壤含水率，%。

初始条件

$$c(z,t)=0 \qquad t=0，L\le z<0$$

边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件，式（1）适用于连续点源情景，式（2）适用于非连续点源情景。

$$c(z,t)=c_0 \quad t>0，z=0 \qquad （1）$$

$$c(z,t)=\begin{cases} c_0 & 0<t\le t_0 \\ 0 & t>t_0 \end{cases} \qquad （2）$$

第二类 Neumann 零梯度边界。

$$-\theta D\frac{\partial c}{\partial z}=0 \qquad t>0，z=L$$

3.3.2.2模型概化

（1）边界条件

评价区降雨多集中在夏季，且多短时暴雨，因此将石油类的渗漏概化为非连续性的点源污染，设置降雨量为 50mm/d，降雨持续时间为 2d，地面蒸发量为 6mm/d。上边界为有积水的降雨条件，下边界为自由排水边界。

（2）模型参数选取

模型解算采用 Hydrus-1D 软件建立评价区草甸土溶质模型。

参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，石油类可溶态污染物的最高浓度值约为 18mg/L。根据叶永红等开展的淋滤试验及结合本地的水文地质条件，考虑室内和室外的尺度差异，石油类纵向弥散系数取值为 0.0022m^2/d，自由水中扩散系数取值为 0.324m；根据吸附解析的实验研究（参见高翀《石油类污染物在土壤中的吸附和解吸研究》），采用 Langmuir 吸附模型刻画石油类的吸附动力学过程，饱和吸附量取值为 623.6μg/g，吸附系数取值为 0.2592，经验系数 beta 取值为 1。

水力学参数包括土壤水分特征曲线参数和土壤垂直入渗系数。土壤水分特征曲线：

①考虑到石油类污染物主要在土壤浅表层聚集，取一组草甸土原装样，在室内采用土壤水分特征曲线测试仪测定了拟合土壤水分特征曲线所需的负压和含水率变化值，然后利用 van 公式对土壤水分进行拟合，拟合获得的土壤水分特征

曲线参数如表 3.3-1 所示。

表 3.3-1 草甸土水分特征曲线拟合参数

土壤		γ（g/cm³）	θ_r（cm³/cm³）	θ_s（cm³/cm³）	α	n	l
分层	耕作层	1.15	0.088	0.509	0.007	1.550	0.5
	犁底层	1.4	0.085	0.45	0.008	1.534	0.5
	底土层	1.35	0.094	0.48	0.011	1.44	0.5
均值土柱		1.3	0.092	0.486	0.009	1.483	0.5

②土壤垂直入渗系数：0.647cm/d。模拟厚度设置为 3.0m，模型剖分按 10cm 间隔，共 301 个节点。初始含水率设置为田间持水量。

3.3.2.3预测结果与分析

基于以上评价因子的源强及模型参数，预测结果见表 3.3-2。

表 3.3-2 石油类一维非饱和溶质运移估算结果

序号	天数（d）	最大浓度（mg/L）	最大浓度对应深度（m）	最大运移距离（m）	最大距离处浓度（mg/L）
1	10	7.74	0.21	0.54	3.35×10^{-7}
2	100	2.80	0.27	1.11	8.17×10^{-7}
3	365	1.31	0.39	1.83	8.18×10^{-7}
4	1000	0.64	0.57	2.76	9.18×10^{-7}

根据上表，当事故状态下井场、管线与站场储罐泄露 1000d 时，最大浓度为 0.64mg/L，对应深度为 0.57m，污染物最大运移深度 2.76m，对应浓度 9.18×10^{-7}mg/L。随着时间的推移，石油类逐渐向土壤垂向深度迁移，但浓度逐渐降低。可以看出，当落地油洒落于地面，在有强降雨持续发生时，雨水对落地油的淋滤作用会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内受到石油类的污染。随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类对产生的影响会逐渐消失。

数值模拟实验结果显示，评价区内土壤对石油类有机污染物的截流能力较强，原因是土壤质地比较细，其中主要富含粉粒颗粒，粘粒含量也较高，而石油类有机污染物一般属于疏水性且比水轻的较大分子物质，因此，当石油分子接触到土壤颗粒表面时，具有高表面活性的细土壤颗粒对石油类污染物的吸附能力很强，污染物分子就会粘附在土壤颗粒的表面而难于向下迁移；另外，土壤颗粒表面被石油类污染物吸附之后还会造成土壤中的毛细孔道堵塞现象，且土壤中的毛细水会对石油分子产生排斥和顶托作用，使石油向土壤深层的大量迁移受到阻碍。

4 保护措施与对策

（1）源头控制措施

①搬运钻井设备利用现有公路、小路，执行“无捷径”原则，认真确定车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被；

②井场布置严格控制施工作业面积，以减少地表植被破坏；

③钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，最大限度减少钻机搬迁等对植被的碾压和破坏。

（2）过程防治措施

①钻井施工过程中，应尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物；

②按照《土地复垦条例》对井场施工过程中为减少对植被及地表的破坏，施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20cm-30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。对于临时占地复原时先填心、底土，后平覆表土，然后尽快采用原有本土物种恢复植被到原有植被覆盖率；对于永久占地可以把表层土运送至占地异地补偿的地点作为表层熟土使用，并采用本土物种进行生态补偿；

③钻井完成后，废钻井液、钻井泥浆与岩屑等及时由罐车拉运至废弃泥浆运至泥浆无害化处理站处理。

（3）跟踪监测

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），制定本工程土壤跟踪监测计划，同时在当地对监测结果进行信息公开，每 3 年公开一次。本工程土壤跟踪监测计划见表 4.1-1。

表 4.1-1　　建设项目环境监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位	分析频率
GS1	土壤	石油烃、pH	井场内	1 次/3 年
GS2	土壤	石油烃、pH	方+8-1 井场内	1 次/3 年

（4）应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

5 评价结论

区域内井场分布密集、各类地面工程设施配套完善，区域内现状土地利用类型以草地和耕地为主。项目针对各类污染物均采取了对应的污染治理措施，可确保污染物的达标排放及防止渗漏发生，可从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。因此，只要企业严格落实本报告提出的污染防治措施，项目对区域土壤环境影响是可接受的。