

中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司勘探事业部

奎北 1 井钻井工程

环境影响报告书

（公示本）

评价单位：四川省川工环院环保科技有限公司

证书编号：国环评乙字第 3211 号

编制日期：二〇一七年七月

目录

1 总则	3
1.1 项目由来	3
1.2 编制依据	4
1.3 评价目的	9
1.4 评价原则	9
1.5 产业政策及相关规划符合性分析	10
1.6 评价标准	14
1.7 环境污染控制与保护环境的目标	16
1.8 环境影响因素识别及评价因子筛选	20
1.9 评价专题、评价内容和评价重点	21
1.10 评价等级及评价范围	22
1.11 评价程序	25
2 建设项目概况	27
2.1 项目基本情况	27
2.2 主要建设内容	27
2.3 气藏特征与资源情况	30
2.4 钻井工程井身结构	30
2.5 主要设备与原辅材料消耗	31
2.6 工程占地与总平面布置	34
2.7 总平面布置	35
2.8 劳动定员与工作制度	37
3 工程分析	38
3.1 工程特点	38
3.2 钻前作业	38
3.3 钻井作业	43
3.4 拟建项目主要污染物产生及预计排放情况	55
4 自然环境与社会环境概况	58
4.1 自然环境概况	58
4.2 社会环境概况	62
5 环境质量现状	64
5.1 大气环境质量现状及评价	64
5.2 地下水环境质量现状监测与评价	65
5.3 声环境质量现状监测与评价	67
5.4 环境质量现状监测小结	67
6 建设项目对环境影响分析	69
6.1 环境空气影响分析	69
6.2 地表水环境影响分析	72
6.3 地下水环境影响分析	73
6.4 声环境影响分析	78
6.5 固体废物环境影响分析	83
6.6 生态影响分析	84
6.7 闭井期环境影响分析	86
7 环境风险评价	87
7.1 环境风险评价的目的与作用	87

7.2 环境风险评价等级及范围	87
7.3 风险识别	88
7.4 源项分析	92
7.4.5 井喷失控天然气泄漏量计算	95
7.5 井喷风险事故后果计算	95
7.6 其他环境风险分析	98
7.7 环境风险评估	102
7.8 环境风险管理	103
7.9 环境风险应急预案	113
7.10 环境风险投资估算	120
7.11 环境风险分析结论	120
8 清洁生产、循环经济分析与总量控制	122
8.1 清洁生产分析	122
8.2 总量控制	127
9 环境保护措施论证与分析	128
9.1 大气污染防治措施分析论证	128
9.2 地表水污染防治措施分析论证	128
9.3 地下水污染防治措施分析论证	132
9.4 噪声污染防治措施分析论证	133
9.5 固体废物处理处置措施论证	133
9.6 生态环境保护措施分析论证	135
9.7 闭井期环保措施分析论证	136
9.8 污染防治措施及投资估算汇总	136
10 环境保护管理及环境监测	138
10.1 HSE 管理体系及环境监控现状	138
10.2 建设项目 HSE 管理体系及环境监控	138
10.3 环境监测计划	140
10.4 环境工程监督管理建议	141
10.5 竣工环境保护验收	142
11 环境经济损益分析	143
11.1 环境保护费用的确定与计算	143
11.2 社会环境影响分析	143
11.3 环境经济效益分析	144
12 环境影响评价结论及建议	146
12.1 评价结论	146
12.2 建议	150
附图	151
附件	151

1 总则

1.1 项目由来

我国正处于工业化、城镇化进程加快的时期，能源需求持续较快增加，对能源供给形成很大压力，供求矛盾长期存在。目前，我国煤炭消费占世界的47%，在一次能源消费中的比重高出世界平均水平40%，以煤为主的能源结构与低碳发展的矛盾长期存在。随着我国城镇化深入发展，城镇人口规模不断扩大，对天然气的需求也将日益增加。加快发展天然气，提高天然气在我国一次能源消费结构中的比重，可显著减少二氧化碳等温室气体和细颗粒物（PM_{2.5}）等污染物排放，实现节能减排、改善环境，这既是我国实现优化调整能源结构的现实选择，也是强化节能减排的迫切需要。

为了甩开预探川中古隆起与*****古隆起过渡带，探索川东台内高陡构造带*****含气性。中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司文件《关于鳌北1井井位的批复》（西南司资源[2017]18号，附件2），勘探事业部拟部署鳌北1井钻井工程项目。鳌北1井位于*****，井别为预探井，井型为直井，设计井深6980m，构造位置为四川盆地*****。该井预计为高含硫化氢天然气井。

本工程属于油气田开发施工期，主要包括钻前工程和钻井工程，钻前工程包括井场平整、道路工程及池体修建等，钻井工程包括钻井、固井、完井等过程。

表1.1-1 本项目工程建设内容

项目名称	工程内容		
	钻前工程内容	钻井工程内容	完井工程内容
鳌北1井	新建规模为99×41m的井场1座，新建公路9m5，水泥路改建0.68km。井场外新建380m ³ 清洁化操作平台1座，新建500m ³ 应急池1座；新建2100m ³ 固化填埋池1座；新建8×2×0.8m放喷坑1座，泥浆储备罐10个，配套井场给排水、供配电等辅助工程。	设计井深6980m，目的层为*****，井型为直井，井别为预探井，采用ZJ70BDS基础钻机钻进，钻井液类型为水基钻井液。	射孔完井、测试放喷

根据《中华人民共和国环境保护法》、《建设项目环境保护管理条例》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（环境保护部令第33号），本项目应编制环境影响报告书。为此，西南油气田分公司勘探事业部特委托四川省川工环院环保科技有限公司进行“鳌北1井钻井工程环境影响报告书”工作（委托书见附件1）。我单位接受委托后，接受委托后，我单位即派有关人员对该项目进行现场踏勘、资料收集、类比调查、委托环境现状监测等工作。

在此基础上，依据环境影响评价技术导则、国家和四川省有关环境影响评价的规定，编制了本项目环境影响报告书，供建设单位上报环境保护行政主管部门审批。

1.2 编制依据

1.2.1 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》(中华人民共和国主席令第 77 号 2016.9.1);
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》(中华人民共和国主席令第 32 号 2016.1.1);
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》(中华人民共和国主席令第 87 号 2008.6.1);
- (5) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(中华人民共和国第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议修订，2016.11.07);
- (6) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(中华人民共和国主席令第 77 号 1997.3.1);
- (7) 《中华人民共和国水土保持法》(中华人民共和国主席令第 39 号 2011.3.1);
- (8) 《中华人民共和国土地管理法》(第十届全国人民代表大会常务委员会第十一次会议二次修正 2004.8.28);
- (9) 《中华人民共和国水法》(中华人民共和国主席令第 74 号 2016.7.2 修订);
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(中华人民共和国主席令第 54 号 2012.7.1);
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》(中华人民共和国主席令第 9 号 2009.8.27);
- (12) 《中华人民共和国森林法实施条例》(国务院令第 278 号 2016.12.6);
- (13) 《中华人民共和国节约能源法》(中华人民共和国主席令第 77 号 2016.7.2 修订);
- (14) 《中华人民共和国循环经济促进法》(中华人民共和国主席令第 4 号 2009.1.1)。

1.2.2 行政法规与国务院发布的规划性文件

- (1) 《中华人民共和国水污染防治法实施细则》(中华人民共和国主席令第 284 号 2000.3.20);
- (2) 《建设项目环境保护管理条例》(中华人民共和国国务院令第 253 号 1998.11.29);
- (3) 《国务院办公厅转发发展改革委等部门关于加快推行清洁生产意见的通知》(国办发〔2003〕100 号 2003.12.17);
- (4) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(中华人民共和国国务院令第 204 号 1997.1.1);
- (5) 《中华人民共和国陆生野生动物保护实施条例》(国函〔1992〕13 号 2016.2.6 修订);

- (6)《全国生态环境保护纲要》(国发[2000]38 号 2000.11.26 实施);
- (7)《危险化学品安全管理条例》(中华人民共和国主席令第 591 号 2011.12.1);
- (8)《土地复垦条例》(中华人民共和国国务院令第 592 号 2011.3.5 实施);
- (9)《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》(中华人民共和国国务院国发[2005]39 号 2005.12.3);
- (10)《国务院关于环境保护若干问题的决定》(国发[1996]31 号文件 1996.8.3);
- (11)《国务院关于印发“十三五”节能减排综合性工作方案的通知》(国发[2016]74 号 2016.12.20);
- (12)《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》(国发〔2011〕35 号 2011.10.17);
- (13)《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》(国发〔2010〕46 号);
- (14)《国务院关于印发国家环境保护“十三五”规划的通知》, (国发〔2016〕65 号 2016.11.24)。

1.2.3 部门规章与部门发布的规划性文件

- (1)《关于进一步加强建设项目环境保护管理工作的通知》(国家环境保护总局环发[2001]19 号, 2001 年 2 月 21 日起实施);
- (2)《建设项目环境影响评价分类管理名录》(中华人民共和国环境保护部令第 33 号, 2015 年 6 月 1 日起实施);
- (3)《关于核定建设项目主要污染物排放总量控制指标有关问题的通知》(环办[2003]25 号, 2003 年 03 月 25 日起实施);
- (4)《关于推行清洁生产的若干意见》(环控[1997]0232 号, 1997 年 4 月 14 日起实施);
- (5)《产业结构调整指导目录》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 9 号, 2011 年本, 2013 年 2 月 16 修正, 2015 年 4 月 25 日起实施);
- (6)《清洁生产审核暂行办法》(国家环境保护总局令[2004]第 16 号, 2004 年 10 月 1 日起实施);
- (7)《重大危险源辨识》(GB18218-2009);
- (8)《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77 号, 2012 年 07 月 03 日起实施);
- (9)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98 号文);

(10)《国家危险废物名录》(环保部令第 39 号 2016 年 3 月 30 日修订, 2016 年 8 月 1 日起实施);

(11) 关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南(试行)》(环办(2013)103 号), 2013 年 11 月 14 日起实施;

(12) 环境保护部办公厅文件《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》(环办[2014]30 号), 2014 年 3 月 25 日。

(13)《关于进一步加强农村环境保护工作的意见》(环发[2011]29 号);

(14)《分散式饮用水水源地环境保护指南(试行)》(环办[2010]132 号);

(15)《集中式饮用水水源环境保护指南(试行)》(环办[2012]50 号, 2012 年 03 月 31 日起实施));

(16)《国家重点保护野生动物名录》(中华人民共和国林业部、农业部第 1 号令, 1989 年 1 月 14 日);

(17)《国家重点保护野生植物名录(第一批)》(国家林业局/农业部令第 4 号, 1999 年 8 月 4 日起实施);

1.2.4 地方行政规章及规范性文件

(1)《关于进一步落实好环境影响评价风险防范措施的通知》(四川省环保厅, 川环办发[2013]179 号, 2013 年 12 月 24 日);

(2)《四川省固体废物污染环境防治条例》(四川省第十二届人民代表大会常务委员会公告(第 6 号), 2014 年 1 月 1 日施行);

(3)《中共四川省委四川省人民政府关于进一步加强环境保护工作的决定》(川委发[2004]38 号文, 2004 年 12 月 30 日起实施);

(4)《关于进一步做好被征地农民社会保障工作的通知》(四川省人民政府办公厅, 川办发[2013]32 号);

(5)《四川省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》(2016 年 1 月 19 日);

(6)《四川省人民政府贯彻‘国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定’的实施意见》(川府发[2007]17 号, 2007 年 3 月 1 日);

(7)《四川省环境保护条例》(2004 年 9 月 24 日四川省第十届人民代表大会常务委员会第十一次会议修正, 2004 年 9 月 24 日);

- (8)《四川省自然保护区管理条例》(1999年10月14日通过,2009年3月27日修正);
- (9)《四川省饮用水水源保护管理条例》(1995年10月19日通过,2011年11月25日修订);
- (10)《四川省〈中华人民共和国大气污染防治法〉实施办法》(2002年7月20日四川省第九届人民代表大会常务委员会第十次会议通过,自2002年9月1日起施行);
- (11)《四川省〈中华人民共和国水土保持法〉实施办法》(2012年9月21日修订通过,2012年12月1日起实施);
- (12)《四川省人民政府关于印发〈四川省耕地占用税实施办法〉的通知》(川府发[2008]27号,2008年8月14日);
- (13)《四川省〈中华人民共和国野生动物保护法〉实施办法》(2012年7月27日);
- (14)《四川省重点保护野生动物名录》(1990年3月12日);
- (15)《四川省人民政府关于公布〈四川省新增重点保护野生动物名录〉的通知》(2000年8月15日);
- (16)《四川省“十三五”生态建设和环境保护规划》(2017年3月7日);
- (17)《关于调整征地补偿安置标准有关问题的意见的通知》(川办函[2008]73号文件,2008年4月13日);
- (18)《四川省人民政府关于〈四川省生态功能区划〉的批复》(川府函[2006]100号);
- (19)关于贯彻实施《四川省饮用水水源保护管理条例》的通知(川环办[2012]69号,2012年5月21日印发);
- (20)《四川省实施西部大开发领导小组办公室关于发布实施〈四川省生态功能区划〉的通知》(川环发[2006]62号);
- (21)《四川省人民政府办公厅关于进一步加强饮用水水源保护工作的通知》(川办函〔2014〕143号);
- (22)《四川省人民政府办公厅关于加强灰霾污染防治的通知》(川办发[2013]32号);
- (23)《四川省灰霾污染防治办法》(四川省人民政府令第288号,自2015年5月1日起施行);
- (24)《四川省大气污染防治行动计划实施细则》

1.2.5 环境影响评价技术规范

- (1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);
- (2)《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2008);

- (3) 《环境影响评价技术导则地面水环境》(HJ/T2.3-93);
- (4) 《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2009);
- (5) 《环境影响评价技术导则生态影响》(HJ19-2011);
- (6) 《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016);
- (7) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2004);
- (8) 《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);
- (9) 《环境影响评价公众参与暂行办法》(环发〔2006〕28号);
- (10) 《开发建设项目水土保持技术规范》(GB50433-2008);
- (11) 《开发建设项目水土流失防治标准》(GB50434-2008)。

1.2.6 石油行业技术规范

- (1) 《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》(Q/CNPC53);
- (2) 《钻井井控技术规程》(SY/T 6426-2005);
- (3) 《石油天然气设计防火规范》(GB50183-2004);
- (4) 《钻井废弃物无害化处理技术规范》(Q/SY XN0276-2015);
- (5) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环发[2012]第 18 号文);
- (6) 《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6283—1997);
- (7) 《钻前工程及井场布置技术要求》(SY/T 5466-2013);
- (8) 《天然气》(GB 17820-1999);
- (9) 《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004);
- (10) 《陆上石油环境保护推荐作业》(2004);
- (11) 《石油天然气工程总图设计规范》(SY/T0048-2000)。
- (12) 《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008);
- (13) 《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》(AQ2017-2008);
- (14) 《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》(AQ2018-2008);
- (15) 《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T 5087-2005);

1.2.7 项目评价依据

- (1) 《蓑北1井井口方圆500m人口、房屋和环境调查报告》;
- (2) 《蓑北1井钻前工程设计》;
- (3) 《蓑北1井钻井设计》;

(4)《蓆北1井钻井地质设计》;

(5) 环境现状监测报告;

1.3 评价目的

环境影响评价作为建设项目环境管理的一项制度,其根本目的在于贯彻“保护环境”这项基本国策,认真执行“以防为主,防治结合,综合利用”的环境管理方针。通过评价,查清建设项目所在区域的环境现状,分析该项目的工程特征和污染特征,分析项目建设对当地环境可造成的不良影响,弄清楚影响程度和范围,从而制定避免污染、减少污染的防治对策,对项目实现合理布局、最佳设计、环保行政部门的管理提供科学依据。本项目为钻井工程,在施工期会不可避免地带来一些环境问题。因此,本次评价将针对这些环境影响问题,并结合本项目的特点,坚持以下原则,达到以下目的:

(1) 结合国家相关产业政策、行业规划及当地规划,以及工程施工期的环境影响进行预测与评价成果,分析论述项目建设选址的可行性、环境可行性;

(2) 根据工程项目与环境保护目标的关系,提出针对性的保护措施、减缓措施,使工程建设对环境产生的不利影响将到最低程度;

(3) 根据工程在施工期对环境产生影响的主要特点,提出施工期环境管理、环境监理和监测计划;

(4) 环评中坚持“达标排放、总量控制、以新带老、清洁生产”的原则,保证本项目建设实施后,不加重该区域的环境污染程度;

(5) 从经济、技术角度论证项目污染防治措施的可行性;

(6) 预测本项目建设过程中,对周围环境的影响程度和范围;在此基础上提出周围防护要求;

(7) 针对项目特性进行环境风险分析,提出风险防范措施,明确项目环境风险影响的接受水平;

(8) 为工程的设计、建设及施工期的环境管理提供科学依据,做到经济建设与环境保护协调发展。

1.4 评价原则

(1) 首先对项目建设地环境空气、水环境(地下水、地表水)、声环境、生态环境等环境质量现状进行调查和评价。

(2) 对工程各阶段的环境影响因素进行充分识别,采取定量与定性相结合的方法,

分析工程施工期对周围环境各项环境要素的影响途径和程度。

(3) 结合项目建设地环境特征，根据各环境要素评价成果，对设计提出的环保措施的可行性、可靠性进行分析，并提出完善措施，以达到环保要求。

(4) 结合国家、地方有关产业政策、环境政策，以及行业规划及区域规划分析项目建设的可行性。结合项目的法规政策、技术政策等进行环保措施、预测与评价、清洁生产、公众参与等评价工作。

(5) 确保该项目污染物达标排放，达到清洁生产要求。项目建设必须保证区域生态平衡和区域环境质量水平不降低。通过风险防范措施将风险机率最大限度降低，通过应急措施确保风险影响在可接受程度。

(6) 科学性、客观公正性。

1.5 产业政策及相关规划符合性分析

1.5.1 产业政策符合性分析

本工程系天然气勘探开发中的天然气开发工程，根据中华人民共和国国家发展和改革委员会令（2011年）第9号、国家发展改革委第21号令公布的《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录（2011年本）>有关条款的决定》修正》，天然气开采钻井工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油类、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探及开采”。因此，项目符合国家产业政策。

1.5.2 相关规划符合性分析

(1) 与当地规划符合性分析

项目所在地为农村山区，主要发展农业，占地少，项目距离*****约7.7km，不在*****城镇规划范围内，由此可见，项目选址不与当地城乡规划发生冲突。

(2) 与环境保护相关规划政策符合性分析

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》（[2012]18号），到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置达到100%。本项目废水回用率达到了90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置已经达到100%，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（[2012]18号）的要求。

根据《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划规划的通知》（国发〔2016〕65号）推进地下水污染防治、加大工业固体废物污染防治力度的要求，本项目建设采取地下水污

染防控措施，对钻井过程中产生的废水、固废等污染物分别采取委托处理、无害化处理，避免其污染当地地下水。对废泥浆、废岩屑采取无害化处理，对土地实行复垦，恢复当地原貌，符合该通知的要求。

项目不属于《四川省人民政府办公厅关于加强灰霾污染防治的通知》中要求淘汰的落后产能、不属于其严格控制的高耗能高污染项目，在项目运营过程中也不涉及使用煤炭，在按“通知”和环评要求加强工地扬尘整治的前提下，因此，项目的建设可满足《四川省人民政府办公厅关于加强灰霾污染防治的通知》的要求。

（3）与四川省十三五规划符合性分析

《四川省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》中指出，加快清洁能源产业发展，要“大力推进国家优质清洁能源基地建设”，“加大川东北、川中及川西特大型、大型气田勘探开发，建成全国重要天然气生产基地”，“天然气以川东北、川中、川西为主，加快中石油、中石化四川盆地常规天然气产能项目建设”。因此本项目符合《四川省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》。

（4）与《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》的符合性

根据《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2011〕35号）严格执行环境影响评价制度的要求，有效防范环境风险的要求。本项目的环评工作公开透明，充分征求了项目周边公众意见；制定切实可行的环境应急预案，全力做好污染事件应急处理工作。

（5）与《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》的符合性

根据《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46号），本项目所在地属国家重点开发区域，不属于重点生态功能区，该地区无国家级自然保护区、世界文化遗产、国家风景名胜区、国家森林公园和国家地质公园。

（6）与生态红线的符合性

根据《环境保护部生态保护红线划定技术指南》（环发〔2015〕56号）和《四川省生态保护红线实施意见》，本项目未处于达州市生态红线分布范围内。

综上，结合当地城乡规划和环境保护“十三五”规划及环保部相关规划政策分析，本项目建设符合相关规划要求。

1.5.3 环境管理政策相符性分析

（1）“水十条”相符性分析

本项目与《水污染防治行动计划》符合性分析内容详见表1.5-1。

表1.5-1 与《水污染防治行动计划》符合性分析表

文件要求	项目情况	符合情况
一、全面控制污染物排放		符合
(一) 狠抓工业污染防治。	本项目不属于专项整治十大重点行业范畴。	符合
(二) 强化城镇生活污染治理。	——	——
(三) 推进农业农村污染防治。	——	——
(四) 加强船舶港口污染控制。	——	——
二、推动经济结构转型升级		符合
(五) 调整产业结构。	属于《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录(2011年本)>有关条款的决定》修正》，天然气开采钻井工程属于第一类“鼓励类”	符合
(六) 优化空间布局。	——	——
(七) 推进循环发展。	——	——
三、着力节约保护水资源		符合
(八) 控制用水总量。	钻井废水循环使用	符合
(九) 提高用水效率。	——	——
(十) 科学保护水资源。	项目产生污水不对外排放，不会都周围水域产生污染	符合
四、强化科技支撑		符合
(十一) 推广示范适用技术。	——	——
(十二) 攻关研发前瞻技术。	——	——
(十三) 大力发展环保产业。	——	——
五、充分发挥市场机制作用		符合
(十四) 理顺价格税费。	——	——
(十五) 促进多元融资。	——	——
(十六) 建立激励机制。	——	——
六、严格环境执法监管		符合
(十七) 完善法规标准。	——	——
(十八) 加大执法力度。	——	——
(十九) 提升监管水平。	——	——

备注：——表示本工程不涉及；其他与项目不相关的条款为罗列在本表格中。

根据表1.5-1可知，本项目建设与《水污染防治行动计划》相符。

(2) “气十条”相符性分析

本项目与《大气污染防治行动计划》符合性分析内容详见表1.5-2。

表1.5-2 与《大气污染防治行动计划》符合性分析表

文件要求	项目情况	符合情况
一、加大综合治理力度，减少污染物排放	本项目施工期较短，排放量较少，随之施工结束污染物排放结束	符合
（一）加强工业企业污染综合治理	——	——
（二）神话面源污染治理	——	——
（三）强化移动污染源防治	——	——
二、调整优化产业结构，推动产业转型升级		符合
（四）严控“两高”行业新增产能	本项目不属于“两高”行业	符合
（五）加快淘汰落后产能。	属于《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录（2011年本）>有关条款的决定》修正》，天然气开采钻井工程属于第一类“鼓励类”	符合
（六）压缩过剩产能。	本项目不属于产能过剩行业。	符合
（七）坚决停建产能严重过剩行业违规在建项目。	本项目不属于产能严重过剩行业。	符合
三、加快企业技术改造，提高科技创新能力		符合
（八）强化科技研发和推广。	——	——
（九）全面推行清洁生产。	从原材料清洁性、工艺技术与设备选择合理性、产品清洁性、过程控制、管理、钻后废物输出等方面	符合
（十）大力发展循环经济。	天然气、水资源循环	符合
（十一）大力培育节能环保产业。	——	——

备注：——表示本工程不涉及；其他与项目不相关的条款为罗列在本表格中。

根据表1.5-2可知，本项目建设与《大气污染防治行动计划》相符。

（3）“土十条”相符性分析

本项目与《土壤污染防治行动计划》符合性分析内容详见表1.5-3。

表1.5-3 与《土壤污染防治计划行动》符合性分析表

文件要求	项目情况	符合情况
一、强化未污染土壤保护，严控新增土壤污染		符合
（一）加强未利用地环境管理。	——	——
（二）防范建设用地新增污染。	本项目评估严格遵守相关法律法规及相关导则，确定该项目在采取相关措施后对项目所在地及周围土壤不造成污染。	符合
（三）强化空间布局管控。	项目布局选址得当，且生活垃圾及钻井废弃物的处置科学合理，不会对周围土壤造成污染。	符合
二、加强污染源监管，做好土壤污染预防工作		符合

(四) 严控工况污染。	项目各项污染物排放在采取本评估相关措施, 均可达标排放及妥善处置。	符合
(五) 控制农业污染。	——	——
(六) 减少生活污染。	生活垃圾分类收集, 循环利用, 可达到垃圾的减量化、资源化、无害化。	符合
三、开展污染治理与修复, 改善区域土壤环境质量		符合
(七) 明确治理与修复主体。	本项目秉承“谁污染, 谁治理”的原则, 环境责任主体明确。	符合
(八) 制定治理与修复规划。	——	——
(九) 有序开展治理与修复。	——	——
(十) 监督目标任务落实。	——	——
四、发挥政府主导作用, 构建土壤环境治理体系		符合
(十一) 强化政府主导。	——	——
(十二) 发挥市场作用。	——	——
(十三) 加强社会监督。	本项目信息均向社会公开, 且积极接受广大群众和相关部门的监督。	符合
(十四) 开展宣传教育。	——	——
五、加强目标考核, 严格责任追究, 明确地方政府主体责任		符合
(十五) 明确地方政府主体责任。	——	——
(十六) 加强部门协调联动。	——	——
(十七) 落实企业责任。	本项目加强内部管理, 严格依法依规建设和运营污染治理设施, 确定相关污染物达标排放。	符合
(十八) 严格评估考核。	——	——

备注: ——表示本工程不涉及; 其它与项目不相关的条款未罗列在本表格中。

根据表1.5-3可知, 本项目建设与《土壤污染防治行动计划》相符。

综上, 结合达州市城市总体规划、城乡规划、四川省生态功能区划及国家、环保部相关规划政策分析及环境管理政策相符性分析, 本工程建设符合相关规划要求。

1.6 评价标准

1.6.1 环境质量标准

根据达州市环境保护局《关于釜北1井钻井工程执行环境标准的确认意见》(达市环函[2017]235号), 本项目环评执行标准如下。

(1) 大气环境

大气环境中 SO₂、NO₂、TSP、PM_{2.5} 执行《环境空气质量标准(GB3095-2012)》二级标

准。具体标准值见表 1.6-1。

表 1.6-1 大气环境质量标准限值

项目	SO ₂ (mg/m ³)		NO ₂ (mg/m ³)		TSP (mg/m ³)	PM _{2.5} (mg/m ³)
环境质量 标准限值	1 小时平	日平	1 小时平	日平	日平	日平
	0.50	0.15	0.20	0.08	0.30	0.075

(2) 地表水

地表水执行《地表水环境质量标准 (GB3838-2002)》中Ⅲ类水域标准，具体标准值见表 1.6-2。

表 1.6-2 主要污染物标准限值 (单位: mg/L, pH 无量纲)

水体功能	pH	COD _{Cr}	BOD ₅	石油类	NH ₃ -N
Ⅲ类标准	6~9	≤20	≤4	≤0.05	≤1.0

(3) 地下水

地下水执行《地下水质量标准 (GB/T14848-93)》中Ⅲ类标准，具体标准值见表 1.6-3。

表 1.6-3 主要污染物标准限值

污染物	pH	六价铬	铁	锰	高锰酸盐指数	硫酸盐	氯化物
Ⅲ类标准	6.5~8.5	≤0.05	≤0.3	≤0.1	≤3.0	250	250

(4) 声环境

工程区域所属声环境功能为 2 类区，声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准，即昼间噪声值 60dB (A)、夜间噪声值 50dB (A)。

1.6.2 污染物排放标准

(1) 废气

项目废气执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中二级标准。

表 2.4-5 《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 中二级标准

污染物	无组织排放监控浓度限值 (影响区)	
	监控点	浓度 (mg/m ³)
NO _x	周界外浓度最高点	0.12
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0

(2) 废水

钻井废水经井场预处理后的出水水质满足《气田水回注方法》(SY/T6596-2004) 相应的水质指标，见表 2.4-6。生活污水经旱厕收集后用作农肥。

表 2.4-6 气田水回注推荐水质指标

悬浮固体含量, mg/L	K>0.2μm ² 时	<25
	K≤0.2μm ² 时	≤15
悬浮物颗粒直径中值, um	K>0.2μm ² 时	<10
	K≤0.2μm ² 时	≤8
含油, mg/L	<30	
pH	6-9	
注: K——渗透率		

(3) 噪声

该项目为气田开发施工期, 钻前施工过程参考执行《建筑施工厂界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 限值 (昼间 70dB(A), 夜间 55dB(A))。

(4) 固体废弃物

钻井过程产生的固体废物应符合《油气田钻井废弃物无害化处理技术规范》(Q/SYXN0276-2015) 中的相关要求。

一般固体废物执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001) 和《关于发布 (一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准) (GB18599-2001) 等 3 项国家污染物控制标准修改单的公告》(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)。

固化填埋池浸出实验水质达到《污水综合排放标准》中的一级标准要求。

1.7 环境污染控制与保护环境的目标

1.7.1 环境污染控制目标

(1) 控制建设项目的各种施工活动, 尽量减少对生态环境的破坏, 做好植被恢复与水土保持工作, 防止土壤荒漠化。

(2) 项目废水主要为作业废水 (钻井废水、洗井废水) 和生活污水, 项目废水处理方式为: 钻井过程中钻井液相经操作平台处理后全部回用, 完钻后剩余钻井废水、洗井废水于井场预处理后由川庆钻探工程有限公司重庆运输总公司转运至安德蜀南水处理回注站 (阳78井回注井) 处理后回注, 生活污水旱厕收集后用作农肥。本项目水污染控制目标为控制项目废水外运风险, 保护沿线地表水体现有水域功能。

(3) 项目废气主要为柴油发电机燃油废气及放喷废气, 控制项目废气的排放浓度和排放量, 使各污染源的废气排放满足相关标准要求, 确保区域环境空气质量满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准要求。

(4) 工程固废主要是废泥浆及废岩屑, 本工程固废污染控制目标为妥善处置项目产生的固废, 保护工程周边环境。

(5) 采取经济、合理的噪声控制措施, 防止钻井噪声扰民。

(6) 采取各种有效的环境风险防范措施，切实降低本工程施工期的各类环境风险事故的发生率。

1.7.2 项目的外环境关系

(1) 井口位置概况

鳌北1井位于*****，井口方圆500m区域有*****。鳌北1井井口方圆500m区域属山区地貌，多呈山脊沟谷状，海拔一般600~800m，相对高差大。鳌北1井位于山区山顶下方平缓地带的凹地上，井口位于旱地中，井场顺山形沿凹地摆放。

(2) 地表水概况

井口500米范围内无大型水库、河流。

(3) 放喷池外环境

根据《石油天然气设计防火规范》(GB50183-2004)及《钻前工程及井场布置技术要求 SY/T5466-2004》的要求，鳌北1井放喷池位于井场东侧，距井口距离120m，池体中心距井口大于100m，符合井场平面布置要求，放喷池50m范围内无农户，放喷池外墙50m范围内的树木全部清除。

(4) 井场周边水井分布情况

根据现场调查，鳌北1井井场500米范围内有2口裂隙溶洞水，当地居民在裂隙水出水口修筑围堰收集泉水，引回自己家水池。周边无集中式地下水水取水点。

(5) 人居分布情况

根据现场踏勘，鳌北1井井口方圆0m~100m范围无农户房屋，100m~300m范围内无农户，方圆300m~500m范围人口5户16人。井口周边农户主要分布在井场南侧，其中最近农户位于井口南侧，距离约352m。

井口周边500m范围内农户主要是*****的村民。

(6) 3km 范围内敏感点情况

鳌北1井建设区域属山区地貌，距离最近场镇为井口西北侧的*****，二者相距约4.8km；本工程井口3km范围内无其他学校、医院等社会敏感点，也不涉及饮用水源保护区、自然保护区和风景名胜区等环境敏感点。

1.7.3 环境敏感点

(1) 生态环境敏感目标：

井口周边500m土地、农业栽培植被。评价范围无自然保护区、风景区、文物古迹等特

殊敏感区。

(2) 水环境敏感目标：

地表水：井口周边500m地表水体；

地下水：井口周边500m范围内地下水。

(3) 声环境敏感点：井口周边500m范围内居民。

(4) 环境空气敏感目标：井口周边500m范围内居民。

(5) 环境风险敏感目标：井场周边3000m的城镇、学校、医院等人口相对密集的场所、地表水体等。

蒙北 1 井钻井工程环境影响报告书

表 1.7-1 主要环境敏感目标一览表

序号	房屋编号	与井口方位	与井口距离（m）	与井场高差（m）	与井场边界距离（m）	环境敏感特性	影响因素
一、声环境							
1	1#	南偏东 0°	352	-28	312	1 户，3 人	钻前施工噪声、钻井噪声
2	2#	南偏东 15°	380	-33	340	1 户，3 人	
3	3#	南偏东 0°	389	-35	349	1 户，2 人	
4	4#	南偏东 40°	447	-28	407	1 户，4 人	
5	5#	南偏西 10°	455	-32	415	1 户，4 人	
二、环境空气							
1	1#	南偏东 0°	352	-28	312	1 户，3 人	钻井废气、环境风险
2	2#	南偏东 15°	380	-33	340	1 户，3 人	
3	3#	南偏东 0°	389	-35	349	1 户，2 人	
4	4#	南偏东 40°	447	-28	407	1 户，4 人	
5	5#	南偏西 10°	455	-32	415	1 户，4 人	
三、地下水							
1	1#	南偏东 67°	380	+12	340	碳酸盐类裂隙溶洞 水	钻井活动的循环钻井液、生 活污水等污染地下水
2	2#	南偏西 38°	461	+38	418		
四、生态环境							
1	土壤及植被		井口周边 500m 范围内		属农林生态系统，受人类活动影响， 植被以旱地、水田农作物为主		占地、植被破坏、水土流失、 防喷器体燃烧热辐射

1.8 环境影响因素识别及评价因子筛选

1.8.1 环境影响要素识别

本项目施工期的环境影响主要来自钻前工程、钻井工程等施工过程。钻前工程由于场地平整、进站道路、运输车辆等施工活动对周围环境产生的不利影响：一是土壤的扰动和自然植被等的破坏，这种影响是比较持久的，在施工借宿后的一段时间内仍将存在；二是在施工过程中产生的“三废”排放对环境造成的影响，这种影响是短暂的，待施工结束后随之消失。此外，钻井工程阶段钻井、完井过程将会产生钻井废水、钻井废弃泥浆、钻井岩屑、燃油废气、设备噪声等，这些污染必须得到很好的处理和处置，否则将会对环境产生影响。

本项目施工期环境影响要素识别如下：

（1）施工期非污染生态影响

工程施工期对生态环境的影响主要是钻前工程施工期间土石方工程的开挖引起自然地貌的改变和地表自然及人工植被的破坏，引起土地利用的改变，生物量和生产力的变化，由此引发的区域生态环境破坏。

（2）施工期污染影响

本工程施工期废水主要有钻井废水、洗井废水、作业人员产生的生活污水；施工废气主要有井场建设、运输车辆行驶产生的扬尘、放喷测试废气及施工机械(柴油机)排放的烟气；施工期产生的固体废物主要为钻井废泥浆、废油、钻井岩屑、生活垃圾、施工废料等；噪声源主要来自施工作业机械，如钻机、振动筛、放空系统放空，其强度在85~110dB(A)。

（3）事故状态

事故状态的环境影响为井喷、井漏、井涌、集污罐池发生泄漏而引发的事故风险，将会对周围环境、生态环境和人员造成影响，同时还涉及社会经济等。

根据环境影响矩阵表，分析环境影响因子的影响类型和影响程度，其结果见表1.8-1。

表1.8-1 环境影响矩阵表

影响因素 环境因素	施工期					
	占地	废气 柴油废气、 测试放喷废 气	废水 钻井废水、 生活污水	固体废物 钻井岩 屑、废弃 泥浆	噪声 柴油发电机 组噪声、钻 机噪声	环境风险 井涌、气侵、 井喷、井漏、 废水泄漏
环境空气		-1				-3
地表水			-1	-1		-2
地下水				-1		-1
声环境					-2	
土壤	-1					-1
植被	-1	-1				-1
动物	-1	-1				-3
水土流失	-1					

表中“-”表示不利影响，数值大小表示影响程度。

1.8.2 评价因子确定

根据工程污染物排放特点和对环境因素影响的程度，确定本工程评价因子为：

表 1.8-2 环境影响评价因子表

序号	类别	要素	评价因子
1	环境 质量 现状 评价	地表水环境质量现状	pH、悬浮物、COD、BOD ₅ 、硫化物、石油类、氨氮
		地下水环境质量现状	pH、氯化物、高锰酸盐指数、氨氮、石油类、硫化物、铁、锰、六价铬
		环境空气质量现状	SO ₂ 、NO ₂ 、PM _{2.5} 、H ₂ S
		区域环境噪声质量现状	L _{Aeq}
		生态环境现状	土地利用现状，农作物种类及产量
2	环境 影响 分析	地表水环境影响分析	定性分析废水委托运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注可行性和可靠性
		地下水环境影响分析	定性分析工程对地下水环境影响
		环境空气影响预测及评价	SO ₂ 、NO ₂
		噪声环境影响分析	L _{Aeq}
		固体废物环境影响分析	一般工业固体废物
		生态环境影响分析	定性分析工程对农作物、土壤、生物多样性、自然生态的环境影响
3	环境风险评价		对钻井施工作业可能的潜在环境风险类型、可能的影响后果作定性、定量分析，提出环境风险的削减措施

1.9 评价专题、评价内容和评价重点

1.9.1 评价内容

对钻井项目进行工程分析；自然、社会环境现状调查；生态环境现状调查及评价；地表水环境质量现状和影响评价；地下水环境质量现状和影响评价；大气环境质量现状调查及影响分析；声学环境质量现状调查及现状监测和影响评价；固体废物的产生及处置；环境风险评价；项目选址合理性分析；水土保持；清洁生产及总量控制；环保措施及经济技

术论证；环境影响经济损益分析等。

1.9.2 评价重点

根据本项目污染物的排放特征及周围环境状况，确定评价重点为噪声、废水、固废以及污染防治措施的技术、经济论证。

1.10 评价等级及评价范围

1.10.1 生态环境

(1) 评价等级

项目总占地面积17501m²，主要包括建设用地、共用地和临时用地三部分。影响范围面积2~20km²。项目建设区域以山区为主，不在环境敏感区域，属一般区域。根据《环境影响评价技术导则——生态影响》（HJ19-2011），本项目生态环境评价工作等级定为三级，评价范围为项目井场外围500m。

表1.10-1 生态影响评价工作等级表

判定标准				本项目情况	判定结果
影响区域生态敏感性	工程占地（含水域）范围			工程占地面积小于2 km ² ，且属一般区域	三级
	面积≥20 km ² 或长度≥100km	面积2~20 km ² 或长度 50~100km	面积≤2 km 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		
一般敏感区	二级（√）	三级	三级		

(2) 评价范围

根据项目的具体情况，本次生态环境影响评价范围为项目井场外围500m，新建井场道路两侧200m范围。

1.10.2 地表水环境

本项目废水主要包括钻井作业废水、洗井废水和生活污水。钻井过程中生产废水主要为钻井平台清洗废水，废水经泵输送至操作平台处理后全部回用；完井后剩余废水和洗井废水在井场进行预处理后由罐车运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注。生活污水经旱厕收集后用作农肥，不外排，对地表水影响很小。根据《环境影响评价技术导则，地面水环境》（HJ/T2.3-93）提供的等级划分原则与方法，评价工作等级为三级。

此外，根据“导则”第4.3 条规定，并结合项目实际情况，本次环评地表水环境影响评价不作预测评价，仅对污水产生情况及去向等情况进行说明，并进行简单的环境影响分析。

评价范围为井场周边500m范围内的地表水体。

1.10.3 声环境

(1) 评价等级

本项目钻井期噪声主要来自钻机、振动筛、柴油机和发电机等，噪声源强较大，但其影响为短期影响，随着钻井作业结束，噪声源消失。根据HJ2.4-2009《环境影响评价技术导则-声环境》的等级划分原则“建设项目所处的声环境功能区为GB3096规定的1类、2类地区，或建设项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量达3dB(A)—5dB(A)，或受影响人口数量增加较多时，按二级评价。”

本项目评价区域为《声环境质量标准》规定的2类标准区域，项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级无变化，受项目噪声源影响的人口较少。因此，按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）中推荐的声学环境评价工作等级划分方法，本次环境影响评价声环境影响评价等级定为二级。

(2) 评价范围

井口周边500m范围内的敏感点（农户）。

(3) 声环境影响评价量

等效连续A声级 L_{Aeq}

1.10.4 大气环境

本项目为天然气钻井工程，不涉及后期的采气工程，因此大气环境影响为钻井期间的施工机械、施工车辆产生的尾气，无运营期污染物排放。根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2008）中关于“评价工作等级的确定”的相关规定，由于本工程不涉及运营期的污染物排放，因此，本次大气环境评价等级定为三级。

评价范围为以井口为中心，半径2.5km的圆形区域，约19.63km²。

1.10.5 地下水环境

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）中地下水环境影响评价行业分类表中的相关规定，本项目属于导则中的II类项目（天然气、页岩气开采）。

划分评价等级见表1.10-5至表1.10-6。

表 1.10-5 地下水环境敏感程度分级表

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水源保护区（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的饮用水水源地）准保护区；除集中式饮用水水源地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	集中式饮用水源保护区（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的饮用水水源地）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源，其保护区以外的径流区；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域等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区；
不敏感（√）	上述地区一下的其它区域

表1.10-6 地下水评价工作等级分级表

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

由上述分析可知，本次地下水评价等级为三级。

（2）评价范围

通过区域水文地质资料，并结合现场调查及工程实际情况，同时参照同类项目，确定本项目地下水评价范围为井口周边500m范围。

1.10.6 环境风险

本工程钻井属天然气预探井，天然气气质组成和测试流量均属不确定因素，为此本次评价气质组成和测试流量参照已完钻的地层测试气体性质分析资料。

（1）环境风险评价等级

本工程钻井属天然气预探井，天然气气质组成和测试流量均属不确定因素，本次评价的鳌北 1 井*****的气质组成和测试流量参照磨溪 10 井的数据，磨溪 10 井位于*****，具有可比性；寒武系*****的气质组成和测试流量参照南充 1 井的数据，南充 1 井位于四川省*****，目的层为*****，具有可比性。

根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008），含硫化氢天然气井发生井喷，至少应在 15min 内实施井口点火。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004），天然气临界量 10t，硫化氢临界量 5t，震旦系*****以同层位的磨溪 10 井的测试情况看，本项目鳌北 1 井 15min 井喷过程泄漏的天然气量（以磨溪 10 井*****无阻流量估算）为 0.86t，硫化氢为 0.048t；以同层位的南充 1 井的测试情况看，本项目鳌北 1 井 15min 井喷过程泄漏的天然气量（以南充 1 井*****无阻流量估算）为 0.064t，硫化氢为 0.07t，均低于临界量，不构成重大危险源，洗井用的盐酸临时暂存量 0.5t，低于贮存区临界量 50t，不构成重大危险源。结合《建设项目环境风险评价技术导则》评价等级判定依据判定，本次环评将风险评价等级定为二级，评价范围为井口周边区域 3km。

（2）环境风险评价工作内容

鉴于项目对环境的影响主要为火灾、爆炸事故危害，其属于安全预评价的主要内容，因此，本次环评仅对钻井期存在的环境风险进行识别，收集国内同行业事故统计分析，确定最大事故概率及典型事故泄漏物质的量进行分析，对事故的影响进行预测分析，并提出防范、减缓和应急措施。

（3）评价范围

以井口为圆点，半径为3km的圆形区域。

综上所述，本工程各环境要素环境影响评价等级及评价范围见表1.10-5。

表1.10-5 评价项目的工作等级和范围

环境要素	评价工作等级	评价范围
生态环境	三级	井场外围500m
地表水	三级	井场周边500m范围内的地表水体
环境空气	三级	井口为圆点半径2.5km的圆形区域
声环境	二级	井口周边500m范围内的敏感点（农户）
地下水	三级	井口周边500m范围内的区域
环境风险	二级	井口为圆点半径3km的圆形区域

1.11 评价程序

本评价工作程序主要分为三个阶段：

- ①即前期准备阶段、调研和工作方案阶段；
- ②分析论证和预测评价阶段；
- ③环境影响评价文件编制阶段。

具体评价程序见图1-1。

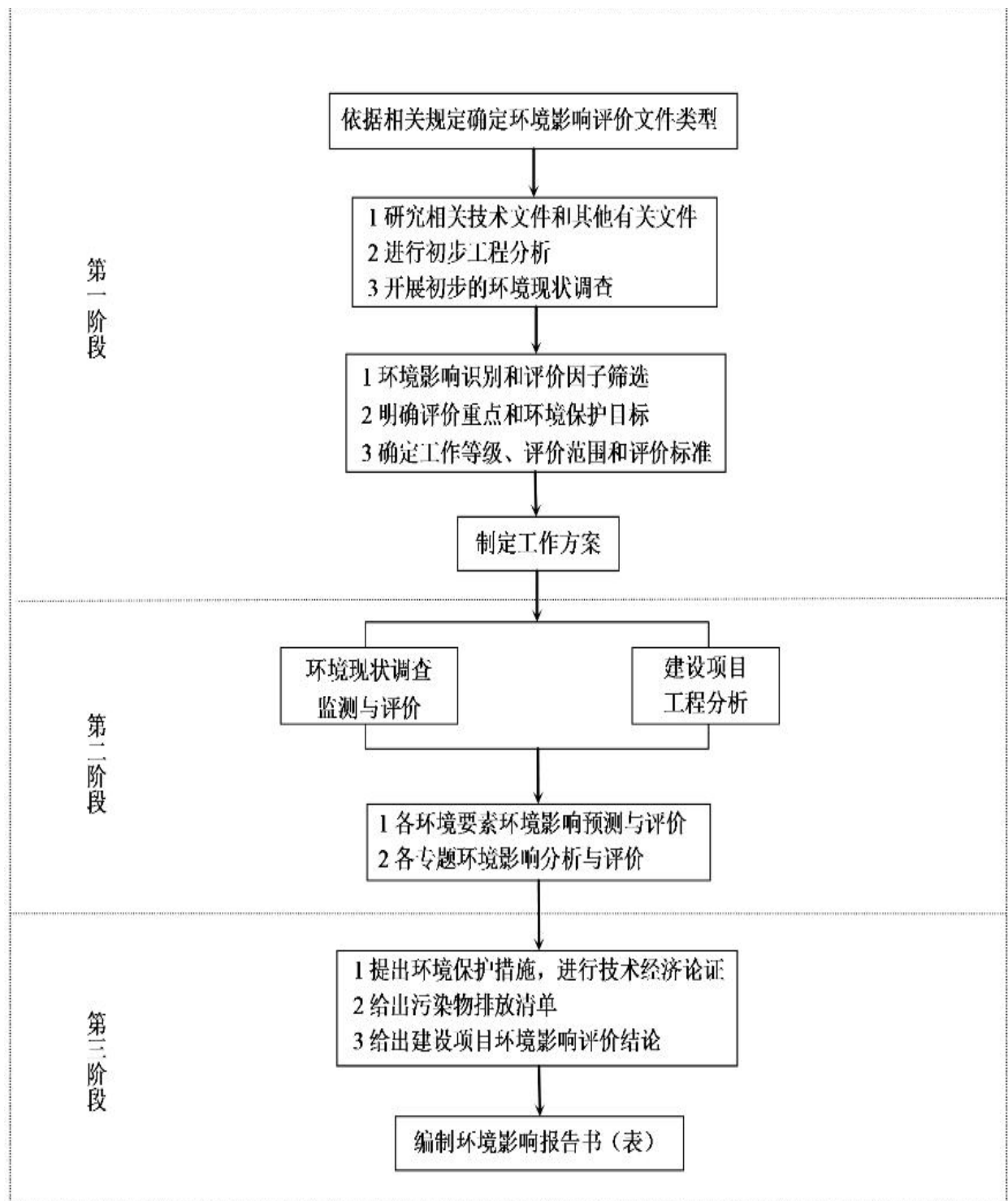


图11.1 本项目环境影响评价工作程序图

2 建设项目概况

2.1 项目基本情况

项目名称：鳌北1井钻井工程

建设地点：*****

建设单位：中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司勘探事业部

建设性质：新建

工程投资：5584万，其中环保投资341万元，占总投资的6.1%。

2.2 主要建设内容

2.2.1 钻前工程

新建规模为99m×41m的井场1座，水泥公路改建4.285km，改建公路0.68km，新建公路95m。井场采用清洁化操作，于井场外新建380m²清洁化操作平台，新建500m³应急池1座；新建2100m³固化填埋池1座；13×7m放喷坑1座，泥浆储备罐10个，以及钻井临时房屋、钻井设备基础、给排水、供配电等辅助工程。

2.2.2 钻井工程

井型为直井，井别为预探井，设计井深6980m，完钻层位为灯三段，目的层为*****，射孔完井，完钻进行天然气放喷测试。

表 2.1-1 鳌北 1 井钻井工程主要技术经济指标表

序号	项目指标	单位	数量	备注
1	井场面积	m ²	7100	99m×41m井场
2	占地面积	m ²	17501	除方井井口20m ² ，外均为临时占地
3	井口海拔	m	840	
4	设计井深	m	6980	
5	井别		预探井	
6	井型		直井	
7	开钻次数	开	1~6	
8	目的层		灯三段	
9	完钻层位		*****	预计为高含硫天然气井
10	钻进方式		水基泥浆钻进	
11	完井方式		射孔完井	
12	所属构造		*****	
13	预计工期	月	8	钻前1个月，纯钻时间约6个月，完井及搬迁1个月
14	计划投资	万元	5584	

2.2.3 完井作业

为掌握目的层油气产能情况,当钻至目的层后，对气井进行完井测试，完井作业包括

射孔、洗井、装采气树及防喷器、测试放喷等过程。

2.2.4 公用工程

2.2.4.1 给水工程

工程用水包括作业用水和生活用水，工程作业用水采用罐车拉运至井场水罐临时储存。生活用水采用罐车运输至水罐储存。

2.2.4.2 排水工程

采用清污分流制。

雨水依靠井场设置的地面坡度，就地散排至井场四周设置的排水沟，排出场外，雨水沟向外界排水口均布设有隔油池；油罐、发电房、井场油品处理房、洗衣台、厨房、浴室等的油污水，经隔油池油水分离后，进入旱厕收集；泥浆储备罐：四周设排水沟，汇集至集污坑，然后由井队用泵抽到循环系统进行循环使用。

工程废水主要是钻井废水、洗井废水、酸化废水、生活污水，钻井废水、酸化废水和洗井废水暂存于废水罐中，随钻处理后罐车拉运至苍溪鑫泓钻井废水处理厂进行处理处理后达标排放；生活污水经旱厕收集后用作农肥。井场设置有污水截流沟，截留井场散落的污水，截流沟中的污水汇入废水罐中，以避免进入雨水排水系统。

井场场区设计清污分流系统，可及时对雨水进行导流，场面清水、雨水由场外雨水沟排入自然水系；井口设置方井，用于收集钻井过程中散落的泥浆和废水。泥浆泵入泥浆罐回收利用，废水通过污水管线泵入废水罐。方井雨水中污染物含量较高，通过污水泵泵入废水罐中，随钻处理后定期由重庆市运输总公司罐车运至苍溪鑫泓钻井废水处理厂进行处理处理后达标排放。

2.2.4.3 供电工程

ZJ70DBS钻机主要动力和供电需要均来源于4台柴油动力机组（3用1备），型号分别为CAT3512B，功率分别为1320KW。

2.2.5 项目组成

本项目项目组成表见表2.2-1。

表 2.2-1 蒙北 1 井钻井工程项目组成情况一览表

名称	建设内容	建设规模	可能产生的环境问题	
主体工程	钻前工程	井场规模 99m×41m 新建公路 95m 改建公路 0.68km	临时占用部分土地，改变土地利用现状，破坏植被，改变自然地形地貌，可能导致水土流失，施工扬尘、噪声、固废等。	
	钻井工程	设计井深 6980m，直井，采用 ZJ70DBS 基础钻机钻进	钻井过程中产生的柴油发电机废气；作业废水及员工生活污水；岩屑及废泥浆、员工生活垃圾；钻井设备噪声	
	完井作业	射孔完井，放喷测试	测试产生废气、放喷气流噪声，测试排出的洗井液等。	
辅助工程	泥浆循环系统	由泥浆罐、振动筛、离心机等设备设施和池体组成。	设备噪声、燃料燃烧废气	
	清洁化操作场地	40m ³ 废水罐4个（位于废水处理区，分为1个隔油罐、2个沉淀罐、1个回用罐）	用于暂存钻井泥浆、洗井作业废水，若处置不当或者发生泄漏现象，导致土壤、植被破坏以及地下水、地表水等污染。	
		20m ³ 岩屑固化罐8个（位于固化区）		
		3m ³ 岩屑收集罐12个（位于转运罐区）		
		固化材料堆放棚（位于材料区）		
		螺旋传输装置		
	固化填埋池	2100m ³	储存钻井岩屑以及废泥浆等固体废物，若处不当或者发生泄漏现象，导致土壤、植被破坏以及地下水等污染。	
	放喷坑	667m ²	测试放喷用，临时占用土地	
	应急池（兼临时储池）	500m ³	临时占用土地	
	柴油罐区	占地60m ² ，2个柴油罐，每个容积20m ³	临时占用土地	
	泥浆储备罐	储罐10个，每个容积32m ³	临时占用土地	
	污水隔油池	油罐、井场油品处理房处各设1个4m ³ 的污水隔油池，共2个4m ³ ；厨房、浴室，各设1个10m ³ 的污水隔油池，共2个10m ³	废油	
盐酸储藏室	2个30m ³ 陶瓷坛	盐酸泄漏		
公用工程	给水	罐车拉运至井场水罐，生活用水于镇上拉至井场	/	
	排水	生产废水委托苍溪鑫泓钻井废水处理厂进行处理处理后达标排放	/	
		生活废水经旱厕收集后用作农肥	/	
		雨水	集水坑6个	可能造成水土流失
			四角设隔油池5组	
		场内排水沟340m		
供电	柴油机和发电机供给	废气、噪声		
办公及生活	活动板房	井场外，40 幢	产生生活污水和生活垃圾	
	综合室	井场内，占地约 120m ²		
	值班室	井场内，占地约 50m ²		

表 2.2-2 鳌北 1 井钻井工程组成情况一览表

工程类型	工程名称	工程内容	备注
钻井工程	钻井设备装	钻井成套设备搬运、安装、调试	直井
	钻井作业	六开钻至灯三段地层，设计井深6980m	
	固井工程	套管固井：一开钻至井深30m左右下导管；二开钻至井深400m下表层套管，封隔可能存在的浅层地下水及窜漏层；三开钻进至沙一顶部下入技术套管并水泥固井2065m；四开钻至嘉二 ³ 中上部悬挂技术套管并水泥固井4850m；五开钻至茅口顶下入油层套管；六开钻头钻至完钻井深，下Φ114.3mm尾管固井。	
	井控工程	井控装置：液压泵站、阻流管汇、防喷器和井口设备	
	测试工程	测试放喷：超正压射孔、洗井酸化、测试放喷3h	

2.3 气藏特征与资源情况

2.3.1 区域地质构造

2.3.2 地层概况

2.3.3 邻井钻探成果

2.3.4 气质组成

2.4 钻井工程井身结构

本工程井身按六开设计，井身结构设计情况见表2.4-1，井身结构示意图见图2.4-1。工程地质综合柱状剖面见附图6。钻进过程根据井身结构先使用大钻头，后使用小钻头钻进，更换钻头时会停钻，以起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换洗井液、设备检修等拟采用常规钻井液钻井。

图 2.4-1 鳌北 1 井井身结构示意图

表2.4-1井身结构设计

开钻 次序	钻头尺寸 mm	井深 m	套管尺寸 mm	设计说明
一开	660.4	30	508	设计 $\Phi 660.4\text{mm}$ 钻头开眼，钻至井深 30m 左右下 $\Phi 508.0\text{mm}$ 导管。
二开	444.5	400	365.1	444.5mm 钻头钻至井深 400m 下 $\Phi 365.1\text{mm}$ 表层套管，封隔可能存在的浅层地下水及窜漏层，安装钻井井口。实际下深应根据实钻岩性情况进行合理调整，确保套管鞋座在硬地层上，原则上不应少于设计深度。
三开	333.38	2065	273.05	$\Phi 333.38\text{mm}$ 钻头钻进至沙一顶部下入 $\Phi 273.05\text{mm}$ 技术套管，为下部油气层和须一高压层安全钻进创造条件。
四开	241.3	4850	219.08	$\Phi 241.3\text{mm}$ 钻头钻至嘉二 ³ 中上部悬挂 $\Phi 219.08\text{mm}$ 技术套管，若上部钻遇复杂，处理困难，可请示相关部门，提前悬挂 $\Phi 219.08\text{mm}$ 套管。
五	190.5	5915	168.28	$\Phi 190.5\text{mm}$ 钻头钻至茅口顶下入 $\Phi 193.7+\Phi 168.3\text{mm}$ 油层套管(采用先悬挂 $\Phi 168.3\text{mm}$ 套管，回接 $\Phi 193.7\text{mm}$ 套管后再钻目的层)。
			193.68	
六	140	6980	114.3	$\Phi 139.7\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深，下 $\Phi 114.3\text{mm}$ 尾管固井。

2.5 主要设备与原辅材料消耗

2.5.1 主要设备清单

本项目主体工程建设设施有动力系统、钻井设备、井控装置、救生及消防设施等，钻井设备见表2.5-1，操作平台设备见表2.5-2。

表2.5-1钻井设备见设备一览表

序号	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
一	复合钻机	ZJ70DBS	7000	m	1 套
1	井架	JJ450/45/K6	4500	kN	1 套
2	底座	DZ450/9-KS9	4500	kN	1 套
3	绞车	JC70	1470	kW	1 套
4	天车	TC-450- II	4500	kN	1 套
5	游车/大钩	YC-450	4500	kN	1 套
6	水龙头	SL-450— II	4500	kN	1 套
7	转盘	ZP-37.5	4500	kN	1 套
8	柴油机	CAT3512B	1320	kW	3 用 1 备
9	发电机	TAD1631GF	400	kW	2 台
10	SCR 或 VFD 控制系统				1 套
11	机械传动装置	BC1600/4			1 套
12	钻井泵	F-1600	1600	HP	2 台
13	循环罐	8.5*2.6*2.4	40	m ³	5 台
14	振动筛	GX-1	210	m ³ /h	3 台

蒙北 1 井钻井工程环境影响报告书

序号	设备或部件名称	规格型号	主参数	单位	数量
15	除气器	ZCQ1.5/5	240	m ³ /h	1 台
16	除砂器	ZQJ-250×2	200	m ³ /h	1 台
17	除泥器	ZQJ-100×10	28~54	L/s	1 台
18	离心机	LW355-1250N	40	m ³ /h	1 套
19	离心机	JL40-DZ	40	m ³ /h	1 套
20	离心机	LW355-1250N	40	m ³ /h	1 套
21	加重泵、混合漏斗	150NSP	55	kW	2 套
22	液气分离器	SB1-3×4-J	1	Mpa	1 套
23	电动压风机	SPE-306X	1	MPa	2 台
24	钻井参数仪				1 套
二	救生及消防				
1	消防房及消防工具	8.0*2.8*2.85		套	1 套
2	二层台逃生装置			套	1 套
3	钻台紧急滑道			套	1 套
4	可燃气体监测仪			台	1 台
三	硫化氢防护设备				
1	固定式 H ₂ S 监测仪			套	1 套
2	便携式 H ₂ S 监测仪			套	5 套
3	空气呼吸器			套	18 套
	空气呼吸器现场实际配备数量以满足当班作业人员每人 1 套，并另按井队人数的 15%比例备用				
4	空气压缩机			台	1 台
5	大功率防爆排风扇			台	5 台
6	点火装置			台	1 台
7	小型汽油发电机			台	1 台
8	移动式点火装置(钻开油气层前配备)			台	1 台

2.5.2 主要原辅材料消耗

2.5.2.1 钻井期间主要原辅材料

钻井过程消耗的原辅料及能源主要有柴油、水、水泥、防塌润滑剂、降失水剂，以及污水处理用的净水剂等，使用的原辅料不含标准规定的一类污染物。

本工程采用常规钻井工艺进行钻井。消耗的能源主要是柴油；主要的原辅材料是钻井和固井作业用的水泥、基础材料如膨润土、Na₂CO₃ 以及各种外加剂等。

钻井工程原材料消耗见表2.5-2。

表 2.5-2 工程原材料消耗一览表

类型	材料名称	规格型号	单位	用量
能源	柴油		t	628.2
钻井、固井等作业	钻井总用水量	/	m ³	2792
	钻头	PDC	只	15
	水泥	G	t	240

	基础材料	膨润土	t	42
	抑制包被剂	KPAM	t	2.9
	降失水剂	LS-2	t	39
	增粘剂	CMC-LV	t	8.5
	FA367	/	t	0.5
	防塌润滑剂	FRH	t	84.5
	FK-10	/	t	63.5
	Na ₂ CO ₃	Na ₂ CO ₃	t	4.9
	SMP-1		t	68
	活性剂	SP-80	t	5.5
	消泡剂	/	t	3.3
	储备加重剂	BaSO ₄	t	1663
试油、完井作业	洗井用水量	/	t	180
	酸化液	主要成分为盐酸 (浓度约 5%)	m ³	50
	缓蚀剂	/	t	1.4~2.0
	NaOH	/	t	6.2
	油气层保护剂	/	t	7.5
	CaO	/	t	1
	降滤失剂	SMC	t	90
	降粘剂	XY-27	t	1.3
	SMT	/	t	14
	降阻剂	/	t	0.8~1.2
	助排剂	/	t	1.3~1.9
废水井场就地预处理 药剂	无机盐混凝剂	/	t	5
	有机絮凝剂	/	t	0.2
	次氯酸钠	/	t	0.12
	氧化钙	/	t	0.12

(1) 钻井泥浆性质及作用

钻井泥浆是钻探过程中，孔内使用的循环冲洗介质。钻井泥浆是钻井的血液，又称钻孔冲洗液。钻井泥浆按组成成分可分为清水、泥浆、无粘土相冲洗液、乳状液、泡沫和压缩空气等。泥浆是广泛使用的钻井液，主要适用于松散、裂隙发育、易坍塌掉块、遇水膨胀剥落等孔壁不稳定岩层。

钻井液主要功用是：①冷却钻头、清净孔底、带出岩屑。②润滑钻具。③停钻时悬浮岩屑，保护孔壁防止坍塌，平衡地层压力、压住高压油气水层。④输送岩心，为孔底动力机传递破碎孔底岩石需要的动力等。钻井中钻井液的循环程序包括：钻井、液罐、经泵→地面、管汇→立管→水龙带、水龙头→钻柱内→钻头→钻柱外环形空间→井口、泥浆（钻井液）槽→钻井液净化设备→钻井液罐。

(2) 钻井泥浆类型及本工程泥浆组成

钻井泥浆的类型较多，根据不同的地层地质情况，选用不同的泥浆。泥浆主要分为水

基泥浆和油基泥浆两种基本类型，本项目选用水基泥浆。水基泥浆主要分为淡水泥浆、盐水泥浆、钙处理泥浆、低固相泥浆、混油泥浆等几大类。

根据钻井泥浆主要成分为：水、有机物、一般金属盐和碱，低毒低害物质和无重金属。因此，本工程钻井泥浆主要污染物为COD、SS、pH值高。

2.5.2.2 测试放喷期间主要原辅材料

当钻井钻至产层后，对气井应进行完井测试，即用射孔枪打开产层，让井内气体有控制地喷出井外。用酸液（外购5%稀盐酸）清洗井筒，用降阻缓速酸酸化产层至井筒的地层，同时测试气井的产量。

2.6 工程占地与总平面布置

2.6.1 工程占地情况

（1）占地面积钻井井场工程占地面积见表2.6-1。

表2.6-1 项目占地统计表

序号	用地项目		用地面积 (m ²)	土地类型
1	临时占地	井场工程	7100（其中井口区域约20 m ² 为永久占地）	荒地
2		新建公路	600	
3		改建公路	2067	
4		固化填埋池	1667	
5		应急池	400	
6		放喷坑	667	
9		野营房、厕所、伙房等	3000	
10		表层耕植土堆放用地	2000	
小计	17501			

本工程用地为先租地再征地，钻井期间用地均为临时用地（除井口区域约20m²为永久占地）。若完井测试结果表明气井有开采价值，则征用井场、道路等用地。

（2）占地类型

本工程占地约17501m²，以荒地为主，不占有林地，不涉及基本农田保护区。

2.6.2 土石方平衡

本工程基本能做到挖填平衡。本工程施工期间产生表土约3024m³。根据钻前布置需要，耕植土堆放场共设置2个，布设于井场外西侧和东侧，面积分别为500m²和900m²，设计堆放高度为3m，合计最大堆放量4200m³，能够满足表土堆放需求。耕植土堆放场表面应覆盖土工布或塑料膜遮盖。表土用于后期生态恢复，最终做到土石方平衡。钻前工程土石方工程量如表2.6-2。

表2.6-2 蒙北1井钻前工程土石方平衡一览表 (m³)

序号	主要工程	挖方	耕植土	填方
1	井场工程	1922.8	2301.0	9524.0
2	设备基础	4023.0		1340.0
3	应急池	769.0	153.0	238.0
4	固化填埋池	3735.0	570.0	286.0
5	放喷坑	176.0		35.0
6	场内排水沟	215.0		
7	临时房屋	314.0		
8	新建公路	290.0		37.0
总计	/	11444.8	3024.0	11460

2.7 总平面布置

2.7.1 井口定位的合理性分析

按照《钻前工程及井场布置技术要求SY/T5466-2004》中“油气井井口距高压线及其他永久性设施不小于75m，距民宅不小于100m，距铁路、高速公路不小于200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于500m”。

根据现场调查的外环境关系显示，项目0~300米范围内无农户分布，300~500米内有少量农户分布。井口75m范围内无其他永久性设施；100m范围内没有居民；200m范围内无铁路、高速公路；500m范围内无煤矿、大型厂矿、大型油库，也无医院、无中学和小学、无自然保护区、饮用水源保护区。符合《钻前工程及井场布置技术要求SY/T5466-2004》规定要求。

项目拟选地非基本农田保护区，不涉及自然保护区、风景名胜和饮用水源保护区等环境敏感目标，其选址经由当地规划管理局出文同意。由此可见，项目井口定位合理。

2.7.2 井场布局的合理性分析

本项目的平面布置执行SY/T 5466-2004《钻前工程及井场技术要求》。即：以井口为中点，以井架底座的两条垂直平分线的延长线为准线，划分为井场的前、后、左、右4个区，并按照工艺流程的要求，合理划分场内的功能区域，力求工艺流程顺畅，工艺管线短捷。

井场大门方向不处在所在地常年主导风向的下风向，也不处在井场周围主要居民点的上风向。根据井场大门方向和钻机类型，井架基础位于井场中心，泥浆泵、泥浆罐、循环罐等设备基础位于井场一侧；高压房、发电机和电传系统基础分别位于井场另一侧；主要生产用房（包括井控房、综合房、材料房、值班房）置于进入大门的侧前方；临时营地设置在井场边缘的上风处。这样可有效减少废气和噪声排放对井场工作人员和下风向及周围居民的影响。井场平面布置图详见附图4。

除油水罐基础高出井场面700mm外其余所有基础高出井场面200mm，在井场、钻台下、机房下、泵房、集污罐池及废钻井泥浆池均设置雨污分离系统，污水引入集污罐池，雨水经排水沟外排；在井场右前方井场边缘和井场后方堆放消防砂4m³。这样可有效减少井场废水的产生量，并在遇到紧急消防情况下，可在最短时间内进行应急处理。

根据现场调查和人居分布图可知：项目噪声源尽量布置在井场中央、后部，与井场周围居民点相对较远，最大限度的减少钻井噪声对周围农户的影响。

综上所述，本项目平面布置符合相关规范，从环保角度看是合理的。

2.7.3 放喷池设计和选址的合理性分析

（1）放喷池设计的合理性

放喷池壁：新型耐火砂浆厚2cm；

放喷池底：浇筑10cm厚C20碎石砼基层，新型耐火砂浆厚5cm；

集酸池池壁：水泥基渗透结晶型防水材料；

集酸池池底：浇筑10cm厚PCC-501C20碎石砼面层，PCC-501水泥基渗透结晶型防水材料(刷2遍)；

集酸池水沟：PCC-501水泥基渗透结晶型防水材料(刷2遍)。

此设计可以有效提高放喷池防水性能。井场安排有专人24h值班，每天定点定时对放喷池中污水情况进行检查，达到池容80%时则进行清运。当遇雨水天气时，易发放喷池污水外溢事故，但井场设立有相应的应急处置预案，且放喷池设计容量能容纳一次特大暴雨后的雨水量且不会溢出。因此项目放喷池的防渗及防雨措施设计合理。

（2）放喷池选址的合理性

根据《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）中的第4.1.2.3条规定：放喷管线应接至距井口75m以上的安全地带，距各种设施不小于50m。《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2012）第3.1.4 规定：放喷管线出口距井口应不小于75m；《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）中第5.3.1条规定：放喷池和火炬应限于安全地点，尽可能考虑选择井场主导风向的下风向放喷或点燃火炬，还应使排入大气的气体完全燃烧。

由鳌北1井平面布置（见附图4）可见，放喷池布置在井场外东面，距最近井口约120m，位于井场下风向。根据调查，放喷池周围50m范围内无各类设施和民房。由此可见，放喷池设置满足《钻井井控技术规程》（SY/T6426-2005）中的第4.1.2.3 条规定、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY5225-2012）第3.1.4 规定、《陆

上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T6628-2005)中第5.3.1条规定,放喷池布置合理。

2.7.4 油罐区布置合理性

据蒙北1井平面布置(见附图4)可见,该井油罐区布置在井场的右前方,根据《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程(SY5225-2012)》中第3.1.3条规定:油罐区距井口应不小于30m。蒙北1井油罐区距井口约60m,满足要求。

2.8 劳动定员与工作制度

钻井队编制一般为40人,其中甲方管理人员有白班监督,夜班监督,地质监督等,分两队倒班。乙方员工包括平台经理、翻译,机械大班、电气大班、机房大班,以上岗位为24h驻井,分两队倒班;还包括带班队长、副队长、定向工程师、随钻测量工程师、录井工程师、地质师、控压钻井工程师、钻井工程师、泥浆工程师、HSE管理员、司钻、副司钻等,以上岗位分白班夜班,每班12h驻井,共有四个班队;外加炊事人员、勤杂人员等。钻井井队为24h连续工作。钻前周期1个月,钻井周期6个月,完井搬迁1个月。

3 工程分析

3.1 工程特点

根据本项目的工程特点，可将项目实施分为两个阶段：钻前施工期和钻井作业期。本工程不涉及运营期进行天然气的采输生产问题，因此将不对运营期工程进行分析。

钻井工程主要包括井场及井场公路建设、设备搬迁、钻井、完井、测井和拆卸设备等过程如图 3.1-1 所示。钻前周期 1 个月，钻井周期 7 个月。

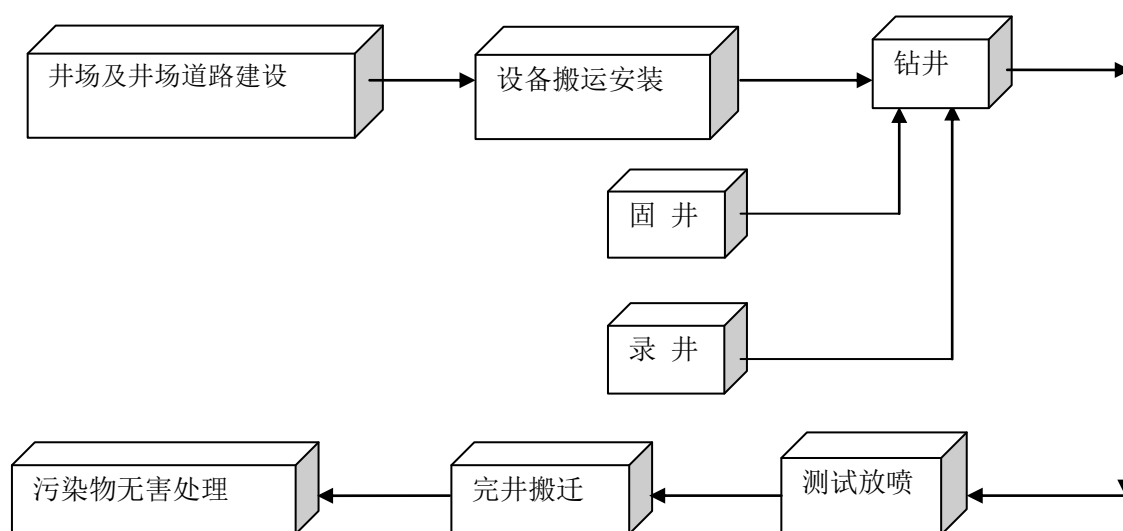


图 3.1-1 钻井过程流程图

3.2 钻前作业

3.2.1 钻前工程施工内容

钻前工程主要包括：修建井场道路、平整井场、循环系统及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备、固化填埋池修建、放喷池修建、清污分流系统以及活动板房布置等。

(1) 井场工程

1) 主要构筑物

新建井场规格99m×41m，于井场外新建380m²清洁化操作平台，新建应急池500m³、固化填埋池2100m³、放喷坑1个，活动板房40幢，泥浆储备罐10个，柴油罐2个。清洁化操作平台工艺区如下所示：

①废水预处理区：主要有 4 个 40m³ 的废水罐组成，其中隔油罐 1 个、沉淀罐 2 个、回用罐（兼临时储存）1 个，主要用于钻井过程中钻具清洗水、方井雨水等废水的预处理、洗井废水、完井后剩余水基泥浆上清液（作钻井废水）的预处理。预处理工艺主要为混凝。

②转运罐区：主要是摆放岩屑收集罐，共摆放12个3m³的收集罐，用于临时收集从钻井区域由螺旋传输装置输送的废岩屑。

③固化区：主要摆放岩屑固化罐，共摆放8个20m³的固化罐，用于废岩屑的随钻处理，固化后的固化体即转运至固化填埋池中即时、分层填埋。

④材料区：主要摆放固化材料、水处理药剂。

经过清洁化操作，废弃物及时收集、处理、回用、最终处置等，从而确保污染物“不落地”。实施清洁化操作后，和以往的钻井井场相比较，井场减少废水池体修建，仅修建1个500m²的应急池（兼作临时储存池）。

2) 防渗区域

本项目通过将加强井场防渗等级，避免污染物入渗，采取了分区防渗措施。

①井场防渗措施

钻前工程分为井场硬化区和非硬化区（井场预留部分），硬化区采用7%水泥稳定碎石层和20cm的C25混凝土，非硬化区采用20cm的砂卵石层和30cm的7%水泥稳定性碎石层。

②应急池防渗

应急池开挖整平后铺设10cm C15混凝土垫层，然后打30cm厚的C30防渗钢筋混凝土，防渗等级为P8，总厚度为40cm；外墙墙身、立柱均采用采用C30防渗钢筋混凝土，防渗等级为P8，混凝土采用商品混凝土。池内壁、池底和池墙转脚防水层采用1：3水泥砂浆抹面，厚度2cm。

防渗混凝土要求：①材料要求：42.5R普通硅酸盐水泥，洁净级配2~4cm砾石，洁净中砂；水灰比不得大于0.55，塌落度在100mm~150mm之间；②防渗剂：掺和6%的膨胀剂（按水泥用量，1立方米混凝土水泥用量为476Kg），掺和1.4%的缓凝减水剂（按水泥用量），参考标准GB50108-2008《地下工程防水技术规范》。

③固化填埋池防渗

施工要求：开挖时注意挖方边壁的护撑和边坡的稳定，在施工过程中注意作好排水工作，保证施工质量。填埋池池底及边坡平整度每平米小于20mm，GCL渗透系数不得大于5X10⁻¹⁰m/s,压实土壤渗透系数不得大于1X10⁻¹⁰m/s，厚度不得小于750mm。

填埋池土埂填土必须分层夯实，其压实度不小于85%，池体成型后，池底及池壁必须整平填实。池底做C15混凝土垫层10cm，然后浇筑C30钢筋防渗混凝土30cm，再1：3水泥砂浆抹面厚2cm，最后水泥基渗透结晶型防水材料。

填埋池内壁，墙身采用C25片石混凝土浇注；垫层襟边宽度均为20cm。池内壁和池

墙转角防水层采用 1:3 水泥砂浆抹面, 厚度 2cm。

填埋池防渗材料的自检与修补: 1) 必须全部检查土工布、膜的片和缝, 有缺陷的标示清楚并修补; 2) 必须通过铺设和热连接土工布、膜小片来修补磨损的土工布, 小片要比缺陷的边缘各个方向最少长 20mm。3) 用来修补的材料和原材料应一致; 4) 在填埋场底部土工布裂口超过卷材 10%, 须将损坏部分切除, 然后将两卷土工布连接; 若在坡面裂口超过卷材 10%, 需要换新卷代替。

固体回填: 1) 对已固化好的固化体, 采用人工转运至池内, 要求轻放, 严禁从池顶倾倒; 2) 固化体应逐层堆放, 严禁乱堆乱放。

固化填埋池位于井场前场东侧, 整体高度高于井场, 保证井场内污水不进入填埋池。固化填埋池修建位置地质结构稳定, 存在滑坡及泥石流的风险极低。并且填埋池采用地埋式, 外侧堆土, 确保填埋池的稳定性。

④放喷池防渗

防喷池壁: 新型耐火砂浆厚2cm;

防喷池底: 浇筑10cm厚C20碎石砼基层, 新型耐火砂浆厚5cm;

集酸池: 集酸坑采用标砖砌筑, 墙身内侧、墙顶采用M10水泥砂浆30mm厚抹面, 坑底用C20混凝土, 厚100mm; 然后刷2遍水泥基涂料。

⑤清洁生产操作场地防渗

清洁生产操作场地基层为20cm厚级配砂砾石, 面层为20cmC25砼。

(2) 道路工程

水泥公路改建4.285km, 改建公路0.68km, 新建公路95m。

①水泥公路改建: 该路为村级水泥公路, 路面加宽并设置错车道。

②改建道路: 前往中华乡的地方机耕道路, 长0.68km, 路面宽3.0~3.3m; 平均纵坡比较平缓, 弯道半径满足搬家车辆通行要求, 路基承载力较差, 无错车道, 故设计对其进行改建。

③新建道路: 新修井场公路路基宽4.5m, 路面宽3.5m, 路基压实平整后结构层为手摆片石底层, 厚20cm; 泥结碎石面层, 厚8cm。

(3) 设备设施的搬运及安装

用汽车将钻井设备和泥浆罐等设施运至进场并安装, 通常12~15天安装完毕。

(4) 活动房布置

井场活动房为临时占地, 通常布置于井场外围。

(5) 供水工程

工程采用拉水打井，由罐车拉运至井场水罐临时储存。

钻前工程工艺流程及产污环节示意图 3.2-1。

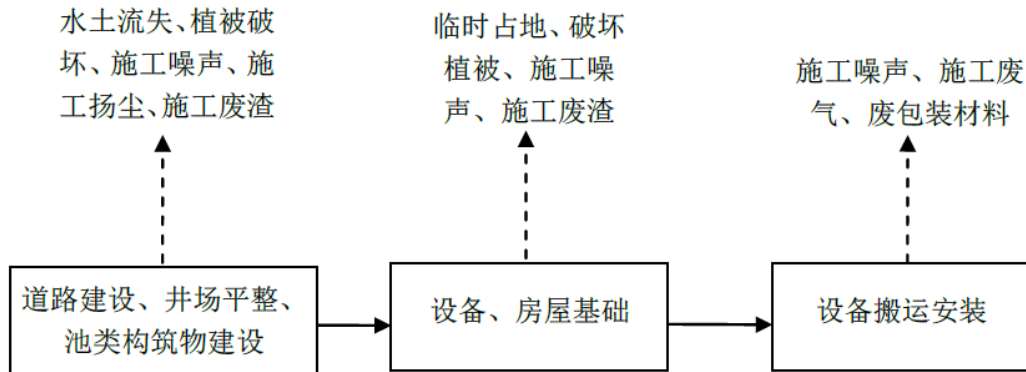


图 3.2-1 钻前工程产污示意图

钻前工程的产污情况：

- (1) 生态：土石方开挖造成的水土流失；
- (2) 废气：施工扬尘和施工机械尾气等；
- (3) 废水：施工废水、生活污水等；
- (4) 噪声：施工设备噪声等；
- (5) 土石方开挖产生的挖余等。

3.2.2 钻前工程主要环境影响因素

3.2.2.1 生态影响因素

拟建项目钻前工程对生态环境的主要影响因素包括场地开挖、土石方回填、构筑物建设等活动对土地的扰动作用。通常说来，生态影响效果主要包括改变土地利用性质、造成水土流失等。

(1) 土地利用性质改变工程项目建设对生态环境的影响主要表现为项目占地使土地功能发生改变，即一般农田变为工业用地，将导致粮食减产等。项目所在地的用地类型为一般农业用地，井场占地为操作场地、应急池、固化填埋池、放喷池、活动板房等占地属于临时征地，短期内改变土地利用性质，工程结束后即对临时占用的土地进行恢复，对当地土地资源的影响较小。

(2) 土壤侵蚀

钻前工程施工期约1个月，要加强水土流失防治，井场四周边界应砌挡墙再回填土石，井场外围采取浆砌石方式砌成堡坎。在钻前工程施工中应该及时完成水保措施，减少水土

流失。

3.2.2.2 产污分析

(1) 大气污染物

钻前工程环境空气污染物主要来自施工扬尘和施工机械尾气。施工扬尘为土石方开挖，材料运输、卸放、拌和等过程中产生的，主要污染物为TSP。运输建筑材料的施工车辆应采用相应的遮盖，施工地段应经常洒水以及尽量减少施工场地及运输过程中的粉尘污染，减少对当地居民生活产生的不利影响；施工机械尾气为燃油发电机、车辆排放尾气，主要污染物为NO_x和CO，由于累计施工工时不长，不会对周围居民身体产生明显的不适影响，也不会对周边农业生产造成明显影响；由于项目施工人员大多雇用当地居民，几乎不新增生活燃料烟气，大气影响甚微。总体看来，钻前建设工程不会对当地环境空气造成明显不利影响。

(2) 废水

钻前工程废水由施工废水和生活污水两部分组成。根据调查，生活污水来自施工人员，施工期间生活污水产生量小，钻前工程人员设置临时板房，生活污水进入修建的旱厕收集后用作农肥。基建人员有40人，人均生活用水量按100L/d计，生活总用水量约4.0m³/d，生活用水总量120m³。产污系数取0.9，则生活污水量3.6m³/d，生活污水总量为108m³，主要污染物为COD、BOD₅、SS、NH₃-N，浓度依次大约400mg/L、200mg/L、300mg/L、25mg/L。

钻前施工作业废水来自施工场地，道路施工过程遇雨产生的地表径流，径流雨水中夹带有悬浮物；井场基础建设产生的废水主要来自砂石骨料加工、混凝土搅拌及养护等过程。要求废水经沉淀处理后循环使用，不外排。

(3) 噪声

钻前工程施工噪声主要为施工设备噪声，如挖掘机、推土机、运输汽车等突发性噪声，声源强度为80~100dB。施工噪声主要集中在施工场地范围内，噪声源位置相对固定，作业时间为08:00~18:00，不在夜间施工。井口100m范围内无居民居住，满足井控要求；100m范围外，通过距离衰减和住户墙体隔声后，周边居民还是会受到一定影响，建设方应当与当地居民积极沟通取得居民谅解，避免环保纠纷与投诉。

钻前工程施工期间主要设备的噪声级见表3.2-2。虽为短期施工，但应采取措施减少其对附近居民的影响。由于钻前施工工程量小，且为野外作业，故钻前工程仅昼间施工作业。

表3.2-1 主要施工机具噪声源强

序号	设备名称	测点距施工机具距离	最大声级 (dB (A))	运行方式	运行时间 (h)
1	推土机	5	85	移动设备	间断, <4
2	挖掘机	5	84	移动设备	间断, <4
3	载重汽车	5	82	移动设备	间断, <4
4	钻孔机	1	100	移动设备	间断, <4
5	空压机	1	100	移动设备	间断, <4
6	柴油发电机	1	98	移动设备	间断, <4
7	震动棒	1	100	移动设备	间断, <4

(4) 固体废物

钻前工程基础开挖表土, 拟转运至井口西侧的表土堆放场临时堆放, 完井后用于土地复垦, 最终得到合理利用。生活垃圾人均产生量按0.5kg/d计算, 垃圾产生量20kg/d, 月累计产生量0.6t, 井场设置垃圾桶进行收集, 定期清运交由当地环卫部门统一处理。

3.3 钻井作业

3.3.1 钻井工程工艺介绍及产污环节分析

3.3.1.1 总体工艺

本项目钻井工程阶段主要包括清水钻阶段和水基泥浆钻阶段, 其中清水钻阶段仅包含一开即导管段(即地表至地下 30m 段), 水基泥浆钻阶段为剩余的二至六开(即地下 30m 至井底段 6980m), 以及随钻井作业实施的固井、录井和钻屑随钻处理工程, 整个钻井阶段均为 24 小时连续作业。

本工程井身按六开设计, 采用常规钻井工艺。该工艺通过钻机带动钻杆切削地层, 同时由泥浆泵经钻杆向井内注入高压钻井泥浆冲刷井底, 并将钻头切削下的岩屑不断地带至地面, 带钻屑的钻井泥浆进入泥浆循环系统进行固液分离并循环使用, 分离出的钻屑随钻采用无害化固化处理后填埋处置, 循环过程中产生多余的废水随钻拉运回注。整个过程循环进行, 使井不断加深, 直至目的井深。

在钻井途中, 一般会根据不同要求停钻, 以便进行起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液等作业。固井是在已钻成的井眼内下入套管, 然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程, 可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的天然气。固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井现场施工前根据实际情况要作固井液配方及性能复核试验, 若钻进

中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

钻进辅助作业由电测井、取心钻进、综合录井、中途测试等作业组成。测井方法有电、声、放射性三种基本方法。目前测井通常指地球物理测井，指把利用电、磁、声、热、等物理原理制造的各种测井仪器，由测井电缆下入井内，使地面电测仪可沿着井筒连续记录随深度变化的各种参数。通过表示这类参数的曲线，来识别地下的岩层，如油、气、水层、煤层、金属矿床等。目前中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司勘探事业部测井还未用核元素测井。

本项目将在*****进行取心作业，取心是在钻井过程中使用特殊的取心工具把地下岩石成块地取到地面上来，这种成块的岩石叫做岩心，通过它可以测定岩石的各种性质，直观地研究地下构造和岩石沉积环境，了解其中的流体性质等。录井是根据测井数据、现场录井数据及综合分析化验数据进行岩性解释、归位，确定含油、气、水产状。

3.3.1.2 清水钻阶段

（1）清水钻工艺介绍

钻前工程完成后，便将开展钻井作业。在表层钻进阶段，为了保护地表含水层，避免聚合物泥浆等钻井液对地下水环境造成不利影响，建设方拟采用清水钻工艺进行导管段的钻井作业。清水钻进所使用的钻井泥浆仅含约预水化膨润土浆和 1% 的 KPAM 溶液，相比其他泥浆，可大幅降低钻井液对表层地下水的影响，该阶段动力来源于井场内设的柴油发电机组，设计使用 660.4mm 钻头、直径 508mm 套管，完钻深度为 30m，钻井时间约 0.5d。

（2）清水钻阶段循环工艺介绍

清水钻阶段中，返回地表的含屑钻井液通过泥浆管输入 180 目（筛孔直径约 0.1mm）的振动筛进行固液分离，将钻井液中粒径大于 0.1mm 的固相物质留于筛上，振动筛筛下的液相直接进入回用罐暂存，通过除砂器分离出粒径大于 0.07mm 的固相物质后用于钻井作业和后续的配浆作业；振动筛的筛上物质则通过螺旋传输器进入清洁化生产区中的沉淀罐中自然沉淀，沉淀后上层清液进入回用罐中暂存，经除砂器去除岩屑后用于钻井作业和后续钻井的配浆作业，下层固相物质则通过人工清掏，三角罐转运进入固化罐中，之后加入水泥完成无害化固化后由人工清掏进入填埋池无害化填埋处置。

清水钻阶段作业流程及产污节点框图见下图所示。

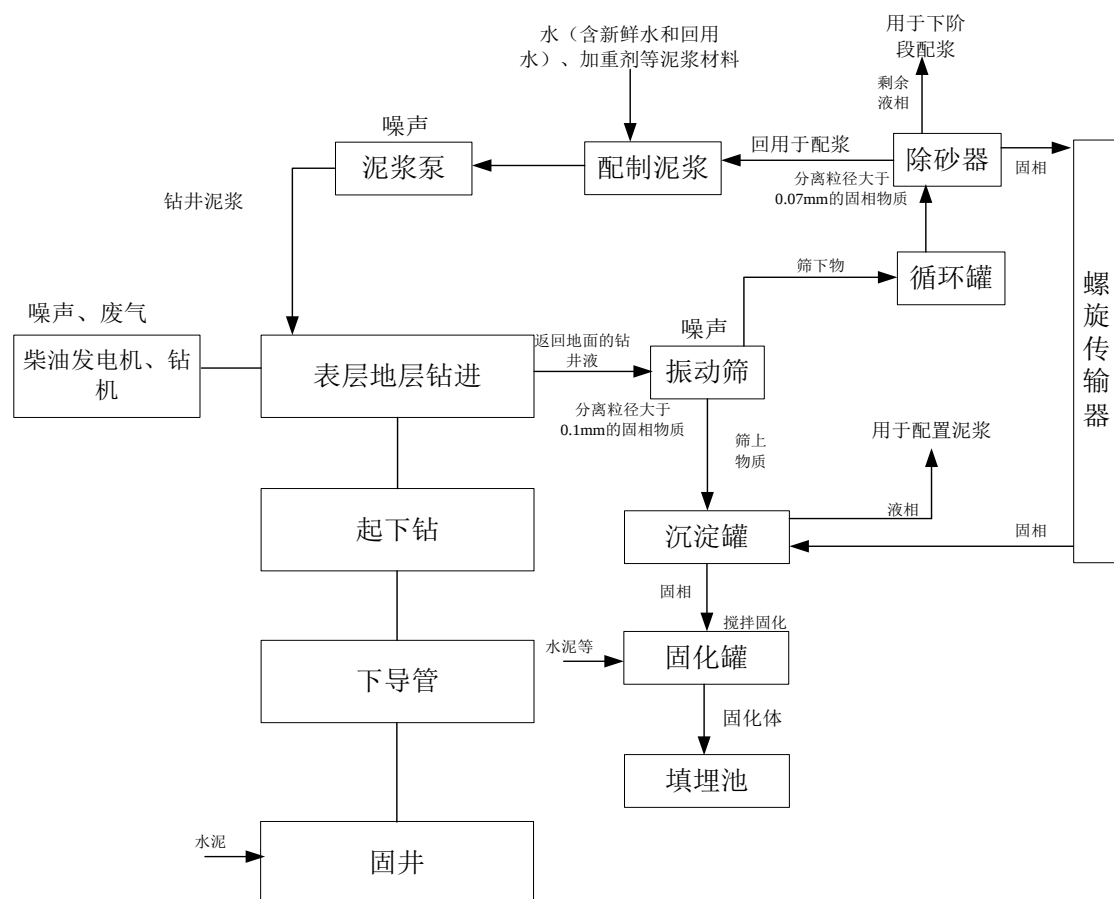


图 3.3-1 清水钻阶段作业流程及产污节点框图

由上图可知，清水钻阶段产生的主要污染物为柴油发电机产生的废气；钻机、泥浆泵和振动筛产生的噪声；在沉淀罐清掏出的岩屑。由于该阶段所使用的泥浆体系为清水泥浆，除附着于岩屑部分外的其他泥浆均可循环使用，在沉淀罐中分离出的上清液全部回用与配制泥浆，钻井阶段结束后剩余的清水泥浆还可用于下阶段钻井液配浆使用，因此无该阶段无钻井废水产生。

3.3.1.3 水基泥浆钻阶段

（1）水基泥浆钻工艺介绍

清水钻阶段完成后，本工程将进入水基泥浆钻阶段，根据《鳌北 1 井钻井工程设计》，项目在二开阶段使用聚合物钻井液，二开使用聚合物钻井液，三开和四开阶段使用 KCl-聚合钻井液，两种泥浆均为不含重金属、低毒的水基泥浆。

水基泥浆阶段，首先使用直径为 444.5mm 的钻头开展二开钻井作业，钻至井下 400m 处的嘉陵江组停钻，进行起下钻具更换钻头、下套管、固井、替换钻井液等作业，待固井作业完成并安装三开井口装置后，再使用直径为 333.38mm 的钻头开展三开钻井作业，钻至井下 3016m 的沙一后停钻，并进行起下钻具更换钻头、下套管、固井等作业，待下套管、

固井等作业完成并安装四开井口装置后，使用 241.3mm 的钻头开展四开钻井作业，钻至井下 4850m 的嘉二³后，再使用 190.5mm 的钻头开展五开钻井作业，钻至井下 5915m 的茅顶后，使用 140mm 的钻头开展六开钻井作业，钻至井下 6980m 的灯三段停钻，六开阶段完钻建设井底后不进行下套管、固井等作业。

（2）水基泥浆钻阶段循环工艺介绍

水基泥浆钻阶段中，返回地表的含屑钻井液通过泥浆管输入 180 目（筛孔直径约 0.1mm）的振动筛进行固液分离，将钻井液中粒径大于 0.1mm 的固相物质留于筛上，振动筛筛下的液相直接进入循环罐暂存，在通过除砂器分离出粒径大于 0.07mm 的固相物质、通过除泥器分离出粒径大于 0.01mm 的固相物质后，用于钻井作业和后续的配浆作业。振动筛的筛上物质和除砂除泥器分离出的细小固相物质则通过螺旋传输器进入设计处理能为 40m³/d 的清洁化生产区中进行处置，分离出的固相物质清洁化生产区后先由 PLC 自动控制的三角罐收集后转运至 40m³ 隔油罐，在隔油罐中去除浮于钻井液表面的物质，通过罐间的废水连通管输至 2 座并联设置的 40m³ 沉淀罐中，采用物理沉降、机械除渣的方式进行沉淀处理，沉淀后上层清液中进入回用罐中，可回用部分用于钻井作业和后续钻井的配浆作业，不可回用部分则进行拉运回注处置。隔油罐、沉淀罐和回用罐中沉积的固相物质则由人力掏出，通过三角罐导入固化罐中加入水泥进行无害化处置，最终形成的砂砾状固化体由人力掏出，通过三角罐收集后由叉车实时转运至填埋池中进行填埋处置。

由于振动筛、除砂除泥器的可分离颗粒物粒径限制，粒径小于 0.01mm 的微小钻屑将不可避免的留在循环系统当中，随着泥浆的不断循环，泥浆中的细小钻屑便随之增多，进而造成泥浆携带钻屑能力减弱、废泥浆量增加和影响循环系统的工作效率的不利影响。因此，为确保钻井作业的稳定运行，当循环泥浆中含砂率过高时，将在完成除砂除泥作业后使用离心机对循环泥浆进行进一步分离，以降低循环泥浆中的钻屑含量。

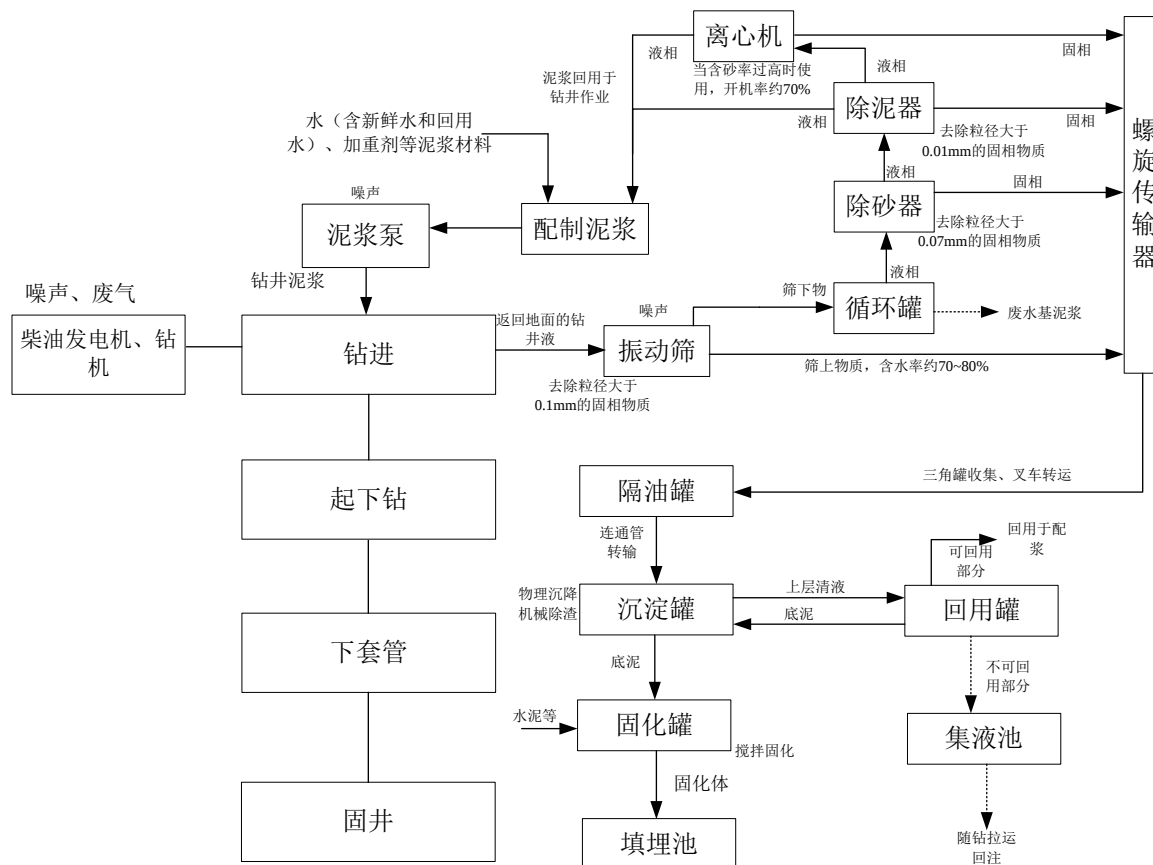


图 3.3-2 水基泥浆钻阶段作业流程及产污节点框图

由上图可知，水基泥浆钻阶段产生的主要污染物为柴油发电机产生的废气，钻机、泥浆泵、振动筛和离心机产生的噪声，在沉淀罐清掏出的岩屑和在循环罐中经检测不满足使用要求的废水基泥浆，以及在钻井过程中，由应急池收集的积存于回用罐中的不可回用的钻井废水。

3.3.1.4 固井作业

固井是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆将套管和地层固结在一起的工艺过程，可防止复杂情况以保证安全继续钻进下一段井眼或保证顺利开采生产层中的油、气。

固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管就是在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥就是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。固井作业的主要设备有水泥搅拌机、下灰罐车、混合漏斗和其他附属安全放喷设备等。

另外，现场施工前根据实际情况要作水泥浆配方及性能复核试验，同时，如果是钻进

中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

3.3.1.5 完井作业

当钻至目的层后，对气井进行完井作业，以取得该井施工段流体性质、测试产能、地层压力等详细工程资料。完井作业包括洗井、射孔、测试放喷等过程。完井作业流程及产污环节见下图所示。

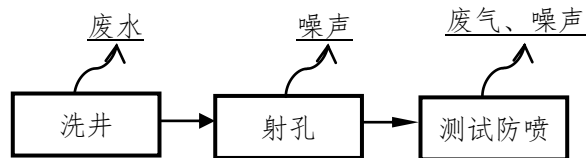


图 3.3-3 完井作业阶段作业流程及产污节点框图

(1) 洗井作业

项目钻至目的层后，首先是进行洗井作业，采用 5% 的稀盐酸对进行洗井作业，洗井作业首先在井筒内下入洗井管柱，洗井液由井筒注入清洗井壁，清洗后通过通过位于井底的返液口通过洗井管柱返回地面。

该环节的主要污染物为返回地面的洗井废水。

(2) 射孔作业

洗井作业完成后，将进行射孔作业，射孔完井是指下入油层套管封固产层后再用射孔弹将套管、水泥环、部分产层射穿，形成油气流通通道。射穿产层后油气井的生产能力受产层压力、产层性质、射孔参数及质量影响。

该环节产生的污染物主要为射孔时产生的噪声。

(3) 测试放喷

测试放喷前需接一条可供测试流量的专用管线，井内天然气经过该管线引至由防火墙、放喷池构成的放喷点点火烧掉，测试放喷通常在昼间进行，时间一般为 3h。

为了测试安全和减轻对环境的污染，点火烧掉测试放喷的天然气，测试放喷时间一般不超过 3h，测试放喷坑燃烧筒一般为高度 1m 的地面火炬，放喷坑内放喷，放喷池设有耐火砖挡墙减轻热辐射影响。出于安全操作和有利于燃烧废气污染物大气扩散考虑，测试放喷环评要求只能在白天进行。

(4) 完井搬迁

完井测试结果若表明该井有工业开采价值，则在井口安装采气装置正常生产，其余设备将拆除搬迁，并对井场废弃物进行无害化治理；若该井不产油气或无工业开采价值，则

将井口用水泥封固并进行完井后的完井设备搬迁工作。搬迁前钻后污染物应得到妥善处理，做到工完、料净、场地清，放弃的井场应尽可能地恢复其原来的土地利用状况或者按土地承包人的意愿转换土地用途（如保留水泥硬化地面作为谷场等）。建设单位依法办理环保手续并按照钻井井场环保标准进行验收，验收合格方可交井，并对后续可能出现的环境问题负责。

3.3.2 钻井作业污染分析

钻井作业的产污情况：

- （1）废气：柴油机和发电机燃料燃烧产生的废气、测试放喷废气等；
- （2）废水：钻井废水，洗井废水、酸化废水等；
- （3）噪声：柴油机、发电机、钻机等设备运行时产生的噪声，测试放喷噪声等；
- （4）固废：钻井岩屑、废泥浆、沉淀罐污泥、废油等。

3.3.2.1 废气

工程废气主要包括柴油机和发电机产生的废气、测试放喷和事故放喷废气等。

（1）正常作业时柴油机和发电机燃烧废气

本项目各井均采用 ZJ70DBS 电动钻机钻井，钻井作业时，利用发电机进行发电，柴油机给钻机上的各种设备如泥浆泵、天车、转盘等提供动力，本项目使用的 ZJ70L-ZPD 钻机钻井配备的柴油机性能参数：比油耗（标定）为 203g/Kwh，钻井期间每钻进 100m 耗电量约 3.5 万千瓦时，则每 100m 进尺消耗柴油约 9t。则本项目使用的为合格的轻质环保型柴油成品，钻井耗柴油约 3.49t/d，此类柴油燃烧主要污染因子为 NO_x 和少量烟尘等。柴油燃烧过程烟尘和 NO_x 排放系数参考《固定污染源监测质量保证与质量控制技术规范》（HJ/T373-2007）5.3.5 提出的系数计算，即烟尘为 1.6kg/t 柴油、NO_x 为 9.62kg/t 柴油，则烟尘和 NO_x 产生量分别为 0.23kg/h 和 1.40kg/h。柴油燃烧烟气由 3m 高排气筒排出。大气排放属于短期连续排放，随着钻井期的结束，而消失。

（2）完井测试放喷天然气经点燃后排放的废气

测试放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，单井测试放喷时间约 1~2 天，依据测试气量，间歇放喷，每次持续放喷时间约 3h，废气排放属短期排放。测试放喷的天然气经点火燃烧，其主要污染物为 CO₂、SO₂ 和水。

根据钻井工艺流程和流体性质，本项目测试放喷量震旦系*****按磨溪 10 井测试气量估为：震旦系*****测试气量 $4.48 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，H₂S 浓度为 34.3g/m³；寒武系*****按南充 1 井测试气量估为：测试气量 $0.1968 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，H₂S 浓度为 116.64g/m³。目的层测试放喷天

然气在放喷坑内，经高度为 1m 的排气筒对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放（火炬源排放），经放喷坑燃烧池点燃后，燃烧 1m^3 天然气产生烟气量约为 10.5m^3 ，本项目测试放喷废气产生情况见表 3.3-2。

表 3.3-2 测试放喷污染物排放情况表

测试层位	测试放喷天然气 (以同层位井测试数据估计)		放喷天然气燃烧后排入大气的 SO_2			点火筒高	测试放喷时间
	放喷天然气速率 ($10^4\text{m}^3/\text{h}$)	天然气中 H_2S 浓度 (g/m^3) 预测	烟气量 $10^4\text{m}^3/\text{h}$	排放浓度 g/m^3	排放速率 g/s		
*****	0.19	34.3	1.995	3.21	17.79	1m	3h
*****	0.0082	116.64	0.0861	11.08	2.66	1m	3h

(3) 非正常生产时事故放喷天然气经点燃后排放废气

钻井进入气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷。此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压，即事故放喷。事故放喷一般时间较短，约 2~4h，属于临时排放，放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷池后点火燃烧，其主要产物为 CO_2 、 SO_2 和水。

根据钻井工艺流程和流体性质，本项目测试放喷量震旦系*****按磨溪 10 井测试气量估为：震旦系*****测试气量 $8.96 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ， H_2S 浓度为 $34.3\text{g}/\text{m}^3$ ；寒武系*****按南充 1 井测试气量估为：测试气量 $0.3936 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ， H_2S 浓度为 $116.64\text{g}/\text{m}^3$ 。目的层测试放喷天然气在放喷坑内，经高度为 1m 的排气筒对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放（火炬源排放），经放喷坑燃烧池点燃后，燃烧 1m^3 天然气产生烟气量约为 10.5m^3 ，本项目测试放喷废气产生情况见表 3.3-3。

表 3.3-3 事故放喷污染物排放情况表

测试层位	测试放喷天然气 (以同层位井测试数据估计)		放喷天然气燃烧后排入大气的 SO_2			点火筒高	测试放喷时间
	放喷天然气速率 ($10^4\text{m}^3/\text{h}$)	天然气中 H_2S 浓度 (g/m^3) 预测	烟气量 $10^4\text{m}^3/\text{h}$	排放浓度 g/m^3	排放速率 g/s		
*****	0.37	34.3	3.885	3.21	35.57	1m	3h
*****	0.0164	116.64	0.1722	11.08	5.32	1m	3h

3.3.2.2 废水

本项目严格实施雨污分流，井场四周设置有雨水排水沟，场外雨水随雨水沟排放。

钻井期间产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水和生活污水。钻井废水和洗井废水

均汇至井场清洁化操作平台进行随钻处理。

钻井过程中由井底排出的泥浆经振动筛分离出细颗粒泥浆进入泥浆循环罐，回用于钻井液配置，分离出的废岩屑暂存于固化罐中，到一定数量后无害化后倒入固化填埋池分层填埋。完钻后泥浆循环罐中剩余的水基泥浆上清液则作为钻井废水经过螺旋传输装置至清洁化操作平台进行预处理后再转运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注，剩余的水基泥浆则与废岩屑一并固化处理。

钻台、钻具等冲洗废水则经井口区域污水沟汇入方井中，再由泵抽至清洁化操作平台的废水罐中处理后回用于下次冲洗或配置泥浆。

钻井过程振动筛分离出的泥浆上清液若经检验不满足配置要求，则转至废水罐处理后临时暂存于应急池回用于冲洗钻杆。

洗井作业采用的酸液为稀盐酸混合液，酸性较弱，用于酸化与弱碱性的钻井废水中和，从井底返排出来的洗井废水经排砂管道直接进入清洁化操作平台的废水罐中。

（1）钻井废水

根据西南油气分公司通过大量钻井数据的统计分析，常规钻井阶段新鲜水的损耗量约5%，平均每米进尺产生用水约 0.4m^3 ，该废水经处理后回用于配置泥浆或者冲洗设备等，根据调查目前钻井废水的回用率已达到90%以上。新鲜水用量和废水具体产生情况见表3.3-4，废水水质情况见表3.3-5。

表3.3-4 项目钻井阶段水量一览表单位： m^3

总用水量	新鲜水用量	损耗量	回用量	剩余废水量（外运处理量）
2792	279.2	139.6	2512.8	139.6

表3.3-5 钻井废水水质情况

废水种类	主要污染物浓度 mg/L （pH除外）			
	pH	COD	石油类	SS
清水钻进后的废水	6.5~8.0	≤ 800	≤ 5	≤ 2000
水基钻井液钻进后废水	7.5~9.0	≤ 5000	≤ 70	≤ 2500
合计	7.0~9.0	≤ 4870	≤ 68	≤ 2485

（2）洗井废水

进行洗井时，采用清水对套管进行清洗；根据类比调查，单口井洗井所需清水量与最终返排出的水量大致相当，蒙北1井约是 90m^3 。从井底返排出来的洗井废水经排砂管道直接进入清洁化操作平台的废水罐中。经类比调查，洗井作业产生的废水水质情况见表3.3-6。

表3.3-6 洗井作业废水产生情况统计

废水种类	产生量 (m ³)	主要污染物浓度mg/L (pH除外)			
		pH	COD	石油类	SS
洗井废水	90	≤5	≤4500	≤80	≤2500

(3) 方井雨水

由于本项目井场采用清污分流制，雨水依靠井场设置的地面坡度，就地散排至井场四周设置的排水沟，排出场外；井场设置有污水截流沟，截留井场散落的污水，截流沟中的污水泵入废水罐中，以避免进入雨水排水系统。且井场设备区域除方井外的区域均设挡雨棚，因此设备区域的雨水由挡雨棚汇集后进入场内清水沟，经隔油池后排出场外。仅方井区域的雨水收集在方井内，通过污水泵泵入废水罐中，随钻处理后定期由重庆市运输总公司罐车运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注。

根据达州市大竹县气象资料，年均降雨量为1184mm，结合本项目井场方井区域占地（20m）计算，本项目方井区域的最大雨水量为23.68m³。方井雨水定期通过污水泵泵入废水罐中处理，根据水平衡分析结果，能够满足本项目储存方井雨水的要求。结合本项目特征，方井雨水主要污染物为SS和石油类，产生浓度分别为200mg/L和20mg/L。

(4) 生活污水

基建人员有40人，人均生活用水量按100L/d计，生活总用水量约4.0m³/d，生活用水总量720m³。产污系数取0.9，则生活污水量3.6m³/d，生活污水总量为648m³，主要污染物为COD、BOD₅、SS、NH₃-N，浓度依次大约400mg/L、200 mg/L、300mg/L、25 mg/L。

本项目水平衡图见图 3.2-8。

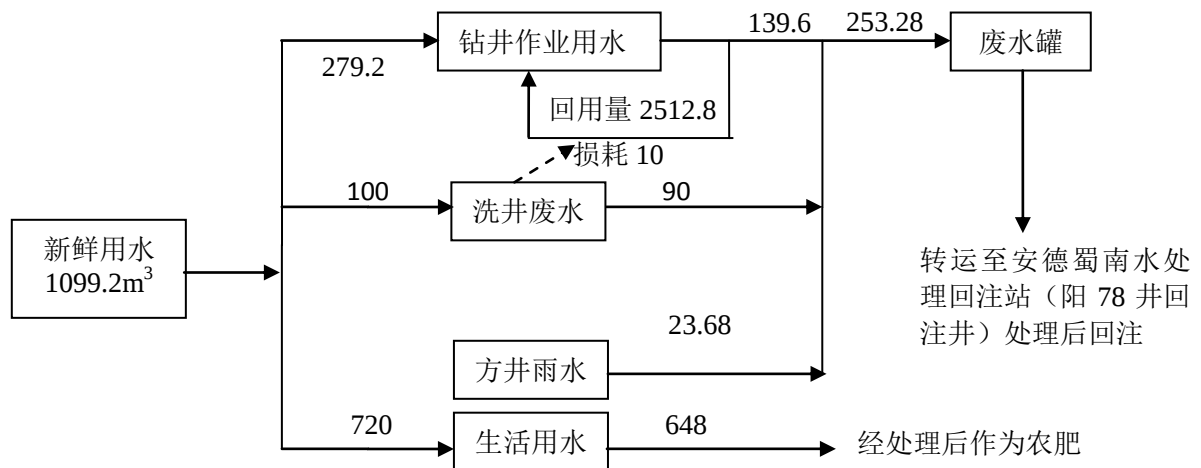


图3.2-8 蒙北1井水平衡图 (m³)

3.3.2.3 噪声

工程噪声主要为钻井作业过程柴油发电机组、振动筛、离心机等设备运行产生的机械

噪声、完井作业噪声等。

(1) 钻井作业噪声

钻井过程中的噪声主要包括正常生产过程中的机械噪声、作业噪声以及事故放喷噪声，其产生情况为：①机械噪声：包括柴油机、发电机、钻机、振动筛、泥浆泵、离心机以及其他各种机械转动所产生的噪声；②作业噪声：包括固井作业、下套管、起下钻具、钻机气路控制系统操作时快速放气阀放气、跳钻时吊环与水龙头的撞击等所产生的噪声；③事故放喷噪声。

(2) 完井作业噪声

完井测试中产生的噪声主要有柴油发电机组噪声和放喷噪声。本工程噪声声级统计见表 3.3-7。

表 3.3-7 本工程噪声产生情况一览表

钻井噪声				完井测试噪声			
声源名称	数量（台）	声功率级（dB）	备注	声源名称	数量（台）	声功率级（dB）	备注
柴油机	4	110	单台声源	柴油发电机	1	110	单台声源
发电机	1	110	单台声源	测试放喷	/	95~105	3 小时
ZJ70DBS 钻机	1	95	单台声源				
泥浆泵	2	90	单台声源				
振动筛	2	85	单台声源				
离心机	2	85	单台声源				
事故放喷	/	100~110	临时排放				

3.3.3.4 固废

钻井过程中产生的固体废物主要有废钻井泥浆、钻井岩屑、散失的泥浆材料（膨润土粉、堵漏剂）、水泥废浆、废弃包装材料、防冻保温废料及废棉纱等，还有井队员工产生的生活垃圾。

(1) 废钻井泥浆

为达到安全、快速钻井的目的，钻井泥浆常使用各类的钻井液添加剂。

1) 废钻井泥浆的组成

废钻井泥浆主要是有黏土、钻屑、加重材料、化学添加剂、无机盐和油等组成的多相稳定悬浮液，pH值较高。导致环境污染的有害成分为油类、盐类、杀菌剂、化学添加剂，高分子有机化合物经生物降解后产生的低分子有机化合物和碱性物质。

2) 钻井过程中产生的废钻井泥浆主要来源

废钻井泥浆来自清水钻井层以下的井段。主要来源于以下情况：

①被更换的不适于钻井工程和地质要求的钻井泥浆。

- ②在钻井过程中，因部分性能不合格而被排放的钻井泥浆。
- ③完井时井筒内被清水替出的钻井泥浆。
- ④由钻井泥浆循环系统跑、冒、滴、漏而排出的钻井泥浆。
- ⑤钻屑与钻井液分离时，钻屑表面粘附的钻井液。

本工程采用随钻不落地处理技术，类比磨溪009-3-X3井钻井工程处理成果，钻井过程中钻井泥浆的回收利用率为88%，其余12%为废弃劣质固相，核查《国家危险废物目录》，本项目使用的水基泥浆不在《国家危险废物目录》中规定的危险废物之列，天然气开采行业使用水基钻井液钻井过程中产生的废钻井泥浆按一般工业固废进行管理，本项目使用水基钻井液钻井，则产生的废水基泥浆为一般工业固废。

根据《钻井技术操作规程》（川庆钻探工程有限公司企业标准，Q/SYCQZ001-2008）中的规定估算，根据类比计算，工程产生的废水基泥浆产生量见表3.3-7。

（2）钻井岩屑

钻井岩屑是在钻井过程中钻头切屑地层岩石而产生的碎屑，其产生量与井眼长度，平均井径及岩性有关，根据《钻井技术操作规程》（川庆钻探工程有限公司企业标准，Q/SYCQZ001-2008）中的规定估算，根据类比计算，工程产生的岩屑量见表3.3-7。

根据《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599—2001）、《固体废物浸出毒性浸出方法》（GB5086-1997）等相关规定：水基钻井液钻井产生的岩屑为一般工业固体废物。

（3）沉淀罐污泥

钻井废水在被带出地面时，需进入沉淀罐进行沉淀处理，产生沉淀污泥。污泥的主要成分为钻井液、岩屑。

（4）生活垃圾

本工程钻井周期约6个月，井队生活垃圾产生量约3.6t，在井场外设置有生活垃圾桶，委托当地环卫部门进行处置。

表3.3-8 本工程固体废物统计表

固废类型	废钻井泥浆	废钻井岩屑	沉淀污泥罐	生活垃圾
产生量m ³	306	1414.85	36	3.6t
固废性质	一般固体废物	一般固体废物	一般固体废物	一般固体废物
暂存方式	沉淀罐	沉淀罐	沉淀罐	垃圾桶
最终处置去向	集中收集后无害化处理			交环卫部门

3.3.2.5 废油

钻井过程中废油的主要来源是：机械（泥浆泵、转盘、链条等）润滑废油；清洗、保

养产生的废油，如更换柴油发电机组零部件和潜洗钻具、套管时产生的废油；隔油罐产生的废油。本工程共产生废油约 0.4m^3 ，设置废油桶站内收集利用（用于其他井配制油基泥浆等）。本项目将严格按照《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）中相关规定在产生源收集，并保证收集所用的废油桶完好无损，没有腐蚀、污染、损毁或其他导致其使用能效减弱的缺陷。

3.3.2.6 热辐射

热辐射主要来自于目的层测试放喷和事故放喷燃烧时高温烟气所含热量，与气井产量、压力、燃烧时间、火焰温度有关，测试放喷天然气将点火燃烧处理，以地面火炬形式形成喷射火。

3.4 拟建项目主要污染物产生及预计排放情况

本项目主要污染物产生及预测排放情况汇总见表 3.4-1。

表 3.4.1 本项目主要污染物产生及预计排放情况

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
钻前工程	废水	施工废水	SS、石油类	/	/	隔油沉淀后回用	/	0
		生活污水	COD、BOD ₅ 、SS、NH ₃ -N	/	108m ³	经旱厕收集处理后还田	/	0
	废气	施工扬尘及尾气	TSP、NO _x 、CO	/	/	加强管理，定期洒水	/	/
	噪声	施工机具	施工噪声	/	75~110dB(A)	合理布置施工场地及施工时间	/	75~110dB(A)
	固体废物	土石方	土石方	/	11444.8m ³	土石方井场内进行平衡	/	0
		生活垃圾	生活垃圾	/	20kg/d	由环卫部门定期清运	/	0
钻井工程	废水	钻井废水	COD、SS、石油类	/	139.6m ³	暂存废水罐，随钻处理后用罐车运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注	/	0
		洗井废水	PH、COD、SS、石油类	/	90m ³	暂存废水罐，随钻处理后用罐车运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注	/	0
		方井雨水	COD、SS、石油类	/	23.68m ³	暂存废水罐，随钻处理后用罐车运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注	/	0
		生活污水	COD、SS、BOD ₅	/	648m ³	经旱厕处理后用作农肥	/	
	废气	燃油废气	NO _x	/	1.4kg/h	自带 3m 高排气筒达标排放	/	/
			烟尘	/	0.23kg/h		/	/
		测试放喷和事故放喷废气	CO ₂ 、SO ₂	/	/	空旷处放喷池燃烧排放	/	/
	钻井工程	噪声	钻井	柴油机、发电机、钻井、泥浆泵等	/	85~110dB(A)	自带消声器，减震	/
测试放喷			放喷气流噪声	/	100~110dB(A)			
固体		钻井岩屑	普通岩屑	/	1414.85m ³	沉淀罐暂存，完井后按照《四	/	0

时段	污染物类型	排放源	污染物名称	处理前		拟采取处理措施	处理后	
				浓度	产生量		浓度	排放量
	废物					川油气田钻井废弃物无害化处理技术规范（Q/SYXN0276-2007）无害化固化处理并覆土处理		
		机械润滑废油、清洗保养	废油	/	0.4m ³	经站内收集回收利用利用（用于其他井配制油基泥浆等）	/	/
		废钻井泥浆	废泥浆	/	306m ³	与普通岩屑一起固化填埋	/	0
		沉淀罐	沉淀污泥	/	36m ³	与普通岩屑一起固化填埋	/	0
		生活垃圾	生活垃圾	/	3.6t	由环卫部门定期清运	/	/

4 自然环境与社会环境概况

4.1 自然环境概况

4.1.1 地理位置

大竹县隶属四川省达州市，位于四川省东部、达州市南部，属于新华夏系川东平行褶皱构造，系华蓥山脉沿北东—南西方向延伸的低山丘陵体系，地跨“三山两槽”，呈“川”字形，三条山脉平行并列。该区交通方便，境内达渝高速、318 国道、210 国道及在建的南大梁高速公路呈“井”字型纵横贯穿。

蓬北 1 井位于*****，本项目钻井的地理位置详见附图 1。

4.1.2 地形、地貌

大竹县属四川省盆地东部平行岭谷区，地跨“三山两槽”，呈“川”字形，三条山脉平行并列，东北—西南走向，西为华蓥山脉（西山），中为铜锣山脉（中山），东为明月峡山脉（东山）。山脊一般海拔600—1000米之间，西山万里坪为县境内最高峰，海拔1196.2米。三山之间为宽阔的浅丘地带，称谓东西两槽，俗称西槽为山前，宽18公里，东槽为山后，宽12公里，大都属于海拔300—500米，相对高差20—100米的丘陵，以浑圆低丘，方山中丘，单斜低丘，中丘居多。

蓬北1井井口方圆500m区域属山区地貌，多呈山脊沟谷状，海拔一般600~800m，相对高差大，占地类型为荒地。

4.1.3 地质构造

川东地区属扬子准地台，是盆地内重要的含气区，其范围东起七跃山断裂带，西至华蓥山断裂带，北抵大巴山前缘，南至石油沟，主要由北东—南西向条形背斜山即川东高陡构造和开阔的丘陵平坝相间组成。基底埋深普遍在 6-10km 左右，局部地区埋深大于 11km。晋宁运动使前震旦系变质岩基底褶皱回返，在近 8 亿年的时间里，沉积了震旦系到侏罗系地层。喜山期，川东地区受北西、南东向地应力的挤压以及北面大巴山弧的控制，震旦系以上的地层强烈褶皱，形成了川东地区现今的构造格局，表现为以北东向为主的高陡狭长背斜带和宽缓向斜相间的“隔档式”构造格局。上构造层（侏罗系-中三叠统雷口坡组）褶皱变形表现为向斜地区平缓，地层倾角多大于 40°，背斜核部剥蚀较为严重，保存条件较差；中构造层（下三叠统-寒武系）断层极为发育，构造复杂，圈闭规模小，志留系发育厚层泥页岩为次级滑脱层，不同时期断层发育具有明显的分层性；下构造层（寒武系以下地层）变形相对较弱，构造稳定、具备大型隆起背景，构造形态相对简单，断层不发育。华蓥山

北潜伏构造带处于川东地区第一排构造带的北段，乐山—龙女寺古隆起与达州—开江古隆起过渡区带，其东为云和寨构造、蒲包山构造、凉水井构造，西邻川中古隆平缓构造区南充构造群，南邻四海山-宝和场构造。

井场地面出露为嘉陵江组地层。地面无断裂发育，无滑坡、崩塌、泥石流等不良地质现象，现状稳定。

4.1.4 气候特征

大竹县属于中亚热带湿润季风气候区，具有气候温和、四季分明、热量丰富、雨量充沛、雨热同季、日照适度、温暖湿润、无霜期长、立体差异明显，无霜期平均 284 天。年平均气温 16.6℃，年平均降雨 1184 毫米，相对湿度 85%左右。年日照时数 1088.6 小时。

5.1.5 水文概况

5.1.5.1 地表水概况

东柳河，发源于铜锣山之黄泥扁，主要支流河有竹溪河、柳城溪。东柳河自柏林镇以下北流出境入州河，全长 72.5 公里，县境内 71 公里。（上游建成乌木水库，总库容量 4888 万立方米）。流域面积 850.30 平方公里（县境内 742.00 平方公里，县境外 108.30 平方公里），年平均流量 14.828 立方米/秒，天然落差 407 米，平均比降 2.2‰，水域面积 435.00 公顷。

铜钵河，源出自白坝乡幺姑岩下，县境内主要支流有兴隆河，铜钵河流经安吉乡后进入达县境汇入州河，全长 53.8 公里，县境内 40.5 公里。流域面积 587.00 平方公里（县境内 284.00 平方公里，县境外 303.00 平方公里），年平均流量 9.405 立方米/秒，天然落差 183 米，平均比降 1.4‰，水域面积 267.47 公顷。

东柳河，处于明月山与铜锣山之间，源出双溪乡的三元寨，南流经西河、高滩场、天城、石子、张家，出邻水县与御临河汇合，县境内全长 58 公里。（上游建成同心桥水库，总库容量 2495 万立方米）。流域面积 633.00 平方公里（县境内 531.00 平方公里，县境外 102.00 平方公里），年平均流量 10.186 立方米/秒，天然落差 260 米，平均比降 1.4‰，水域面积 206.47 公顷。

黄滩河，发源于铜锣山老凉风垭附近八角庙，主要支流为清水河，离县经半公里汇入御临河，县境内全长 46.9 公里。流域面积 518.00 平方公里（县境内 483.00 平方公里，县境外 35.00 平方公里），年平均流量 9.033 立方米/秒，天然落差 390 米，平均比降 0.8‰，水域面积 140.53 公顷。

根据现场勘察，井口 500 米范围内无大型水库、河流。

4.1.5.2 地下水水文地质概况

项目处于三叠系下统嘉陵江组，区域为灰岩、白云质灰岩，角砾灰岩、含石膏，为碳酸盐岩类裂隙溶洞水。地下河发育，集中排泄为主。流量 10-200 升/秒，矿化度 0.2-0.4 克/升， $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 型水。局部出露有矿化度 1-2 克/升的 $\text{SO}_4\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 型水及同类型的温泉。

碳酸盐岩类裂隙溶洞水由于深部洞穴坍塌而在地形成一系列通向地下水面的溶斗、落水洞与竖井，岩溶含水介质吸收降水的能力大为增强。通常条件下大气降雨时面状补给地下水的，但在强烈岩溶化地区，降雨汇集到低于低洼的溶斗、落水洞等直接灌入，。我国南方岩溶发育的地区，降水入渗率可达 80% 以上。

程周边南侧分布有少量农户，农户饮用水源为裂隙溶洞水。釜北 1 井井口 500m 范围内分布 2 口农户使用山泉水，与均大于工程高差。结合井场周围北低南高的地形走势，地下水的流向为由南向北流动，北边主要为原始森林，无农户分布。水井分布情况见表 2.7-1 和附图 3。

4.1.6 土壤及矿产资源

1、土壤特征

2015 年 11 月，土壤类型有水稻土、冲积土、紫色土、黄泥土等四大土类，6 个亚类，12 个土属，63 个土种，99 个变种。主要土类为水稻土和紫色土，分别占总耕地的 52% 和 42%。水稻土由水耕而成，分布较为广泛，从山上到山下，从冲沟到平坝均有分布，但土种各异；冲积土系河流冲积而成，分布于溪河两岸；紫色土由紫色母岩风化而成，肥力较高，主要分布于两槽海拔 300-500 米高程的大片丘陵地区；黄泥土由砂岩和灰岩风化剥蚀而成，分布于 500-600 米高程砂岩地区的称冷砂黄泥土，分布于 600 米高程以上石灰岩地区的称矿子黄泥土。

由于生物、气候、母质、地形、时间及人为耕作等成土因素的综合作用，从而形成不同类型土壤。全县土壤划分为黄壤、紫色土、水稻土、新冲积土等四个土类，七个亚类，68 个土种。森林土壤主要以黄壤、紫色土为主。

(1) 黄壤土类：分布于县境内三低山的脊部至山腰一带。由三迭纪须家河组岩、雷口坡组和嘉陵江组岩层发育，质地砂壤—重壤，PH 值 4.5—6.5。以化学分化为主，母质分化度较深，盐基物质较缺乏，土壤矿质胶体品质差，有机质含量较高，但光热条件差，土性凉冷，微生物活性弱，分解慢，有效养分较低。主要植被以马尾松、杉木、白夹竹、茶、铁芒箕为主。

(2) 紫色土类：广泛分布于县境内“山前”、“山后”，即两槽和山麓深丘一带。靠低山的为自流井组的紫色砂页岩，黄色砂岩发育而成，广大槽谷区则是朱罗纪的紫色岩发育而成。以物理风化为主，化学风化弱，母质风化度低，土壤自然肥力高，矿物质养分丰富，质地中壤至重壤，一般成中性反应，光热条件较好，宜种作物广。其分布特征主要表现为：从坡顶到坡脚依次为石骨子（或沙壤）—夹沙土—大土泥。坡顶光秃，呈红色，植被稀少。中性或钙质紫色土壤，主要植被为柏木，一部分酸性紫色土壤上长有马尾松、映山红等。

2、矿产资源

2015 年 11 月，大竹县境内有煤、天然气、石灰矿、灰石岩、铁矿石等多种矿产资源。原煤总储量为 1.63 亿吨，天然气蕴藏量约 760 亿立方米，碳酸锶矿储量达 148 万吨，石灰石储量丰富。

根据调查，本项目评价范围内无珍稀矿产资源。

4.1.7 动植物资源及生物多样性

1、动物资源

2015 年 11 月，大竹县有狐狸、青猯、水獭、狸子、刺猬、松鼠、黄鼠狼、麂子、猕猴、野猪等二十种野兽；有野鸡、野鸭、斑鸠、猫头鹰、啄木鸟、麻雀、布谷鸟、老鹰、白鹭、黄鹂、竹鸡雉、乌鸦、画眉、红腹锦鸡等飞禽；还有龟、鳖、蛇、蛙等野生动物。

2、植物资源

2015 年 11 月，根据国家重点保护野生植物名录规定，大竹县分布有国家重点保护的一、二级野生植物有红豆杉、银杏、三尖杉等树种，红豆杉、三尖杉主要分布在铜锣山中段；银杏在全县均有分布。森林植被：植被属中亚热带常绿阔叶林区。基本类型是以马尾松为主体的松、杉针叶混交林，以丝栗为主的常绿阔叶林和以白夹竹为主的竹、针、阔混交林，亦有松、杉、柏、樟、栎等纯林成片（团）状分布于三山之中。2014 年造林面积 747 公顷，年末森林面积达 66207 公顷。

全县森林植物有乔木、灌木等 62 个科，4 个亚科，122 个种，其它植物 76 个种。分布较普遍的科：松科、杉科、柏科、银杏科、棕榈科、杨柳科、大戟科、山茶科、芸香科、楝科、蔷薇科、杨梅科、豆科、禾本科、壳斗科、胡桃科、樟科、木樨科、桃金娘科、玄参科、杜鹃科、金缕梅科、桑科、夹竹桃科、马鞭草科、茜草科、马桑科、八角风科等。竹类以白夹竹、慈竹、黄竹、南竹、斑竹为主。另有猕猴桃、鸡血藤、勾藤等藤本植物。还有丝毛草、野棉花、车前草、夏枯草、玉竹、仙茅、扁竹、南星、石菖蒲、毛条、虎耳草、地丁草、板兰根、附子草等草本植物 700 余种。有各种菌类、苔藓、地衣、卷柏等低

等植物。

名木古树：根据大竹县 1985、1998 年两次开展名木古树调查，全县有名木古树 261 株。分布于城镇、农村、学校、林场、寺院等地方，分属于 10 个科、11 个属、11 种。其中：黄葛树 220 株，银杏 11 株，桂花 6 株，皂荚 7 株，柏木 6 株，罗汉松 3 株，酸枣 3 株，梨树 1 株，枫香 1 株，香樟 1 株，黄桷兰 2 株。

本项目评价范围内无国家保护名录内的珍稀野生动、植物资源分布。无野生保护动物栖息地、繁殖地、觅食地，也无国家野生保护动物分布；无古大、珍稀树木分布。

4.2 社会环境概况

4.2.1 行政区划及人口

2015 年，全县幅员面积 2076 平方公里，其中县城建成区 24.2 平方公里，人口 24.1 万人。总人口 112.2853 万（2014 年），辖 3 个街道办事处、25 个镇、23 个乡。2014 年，全县地区生产总值（GDP）253.34 亿元，比 2013 年增长 9.0%。

4.2.2 社会经济

大竹县经济总量在全省丘陵县排位靠前，曾连续十二年入选中国西部百强县，连续四年被评为全国粮食生产先进县、全省助农增收工作先进县，系国家现代农业示范区、全省首批工业强县示范县和商标战略实施示范县之一。2016 年，实现地区生产总值、规模以上工业增加值、全社会固定资产投资、民营经济增加值“四个总量全市第一”，地区生产总值、规模以上工业增加值、城镇居民人均可支配收入、民营经济增加值“四个增速全市第一”。实现地区生产总值 283.56 亿元，同比（下同）增长 8.4%；地方公共财政收入 12.35 亿元，增长 8.88%；规模以上工业增加值 62.93 亿元，增长 10.8%；全社会固定资产投资 270.08 亿元，增长 12.7%；服务业增加值 93.25 亿元，增长 9.2%；社会消费品零售总额 114.57 亿元，增长 13.1%；城镇居民人均可支配收入 26875 元，增长 9.2%；农村居民人均可支配收入 14072 元，增长 9.5%。

4.2.3 交通

大竹县地处成都、重庆、西安及武汉交汇辐射的腹心地带，境内包茂高速、南大梁高速、国道 318 线、国道 210 线呈“井”字型纵横贯穿，县城北距达州 60 公里，南距重庆机场 135 公里，东距万州港 176 公里，西距成都 350 公里，形成了“半小时达州、1 小时重庆、1 小时万州港、3 小时成都、5 小时西安、5 小时武汉”的通达格局。县域内 100% 的乡镇（街道）、100% 的村（社区）通水泥（油）路，全县公路通车里程达 3759 公里。境内国道外迁、

山后快速通道竹石线、包茂高速达渝段大竹南出口等重点交通项目正加快建设，达州—大竹—邻水—重庆城际铁路纳入四川省、重庆市“十三五”建设规划。

4.2.4 医疗、教育

1、教育事业

2014 年，大竹县各类学校（包括小学、普通中学、中等职业教育学校）233 所，在校学生 126042 人，专任教师 6639 人。其中小学 178 所（含村小），小学在校学生 70354 人，小学专任教师 3181 人，学龄儿童入学率 100%；普通中学 50 所，在校学生 48143 人，专任教师 2940 人，初中升学率 100%，高中升学率 76.6%；中等职业教育学校 5 所，在校学生 7545 人，专任教师 518 人。特殊教育学校 1 所，在校学生 75 人，专任教师 11 人。全县幼儿园 151 所，在园幼儿 32159 人。

2、医疗卫生

2014 年末，全县共有医疗卫生机构 588 个（包括乡镇计划生育服务机构），其中医院 60 个，疾病预防控制中心 1 个，妇幼保健站 1 个；医院、卫生院技术人员 2506 人，其中执业医师和执业助理医师 932 人，注册护士 915 人；医疗卫生机构床位 3366 张，其中医院 3256 张；5 岁以下儿童死亡率 9.75‰，婴儿死亡率 5.64‰，全年共完成“22 苗”预防接种工作，接种率均达 97%以上；开展自愿免费婚前医学检查 4366 对，婚检率达 83.23%；孕产妇住院分娩率 99.95%，农村孕产妇住院分娩补助项目补助 3550 人；3064 人参加无偿献血，献血总量达 103.7 万毫升；全年参合农民 888637 人，参合率达 99.26%。

经现场踏勘，本项目周围 3km 范围内无学校、乡镇级卫生所、医院。

4.2.5 文化、文物保护

县域内有启于先秦、兴于三国的古官驿道，有四川历史文化名镇清河古镇，有川东小峨眉美誉的云雾山，有单井出水量亚洲第一的海明湖温泉和佛教文化圣地净土寺。境内五峰山为国家 AAAA 级旅游景区和省级生态旅游示范区，百岛湖和龙潭水库为省级湿地公园。被评为全省环境优美示范县城，入列全省十大区市县旅游目的地和四川省旅游标准化示范县

本项目涉及钻井工程井口 3km 范围内无自然保护区、风景名胜区，或需特殊保护的文物古迹及人文景点等敏感点。

5 环境质量现状

为了解项目所在区域环境质量现状，本评价委托四川省华检技术检测服务有限公司对环境空气、地表水、地下水、声环境进行了现状监测，监测布点见附图6，监测报告见附件4。

5.1 大气环境质量现状及评价

(1) 监测点布设：釜北1井井口位置布设一个监测点。

(2) 监测项目：SO₂、NO₂、PM_{2.5}、H₂S。

(3) 监测频次：连续7天对项目监测点大气环境质量进行监测，采样时间为：7:00～8:00、11:00～12:00、15:00～16:00、19:00～20:00。

(4) 采样及分析方法

采样及分析方法：本次现状监测按照《环境监测技术规范》、《空气和废气监测分析方法》（第四版）中的规定进行。

(5) 评价标准

本次评价执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准限值，目前我国未制定H₂S的环境质量标准，为保护周边居民健康，本评价在查阅相关资料基础上，采用《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）中规定的0.01mg/m³作为本工程所在区域H₂S控制标准值。

(6) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2008），采用最大监测浓度占标率对评价区域大气环境质量现状进行评价，评价模式如下：

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

式中：

P_i——为第 i 个污染物的最大监测浓度占标率，%；

C_i——为第 i 个污染因子的最大实测浓度（mg/m³）；

C_{oi}——为第 i 个污染物相对应的评价标准（mg/m³）。

根据 HJ2.2-2008，现状监测结果以列表的方式给出各监测点大气污染物的不同取值时间的变化范围，并给出各取值时间最大浓度值占相应标准浓度限值的百分比和超标率，并评价达标情况。

(7) 监测结果及评价结论

评价区环境空气质量现状监测统计及评价结果见表5.1-1。

表 5.1-1 环境空气现状监测统计及评价结果单位: mg/m^3

监测项目	环境空气现状监测值		GB3095-2012 二级标准限值		评价结果	
	小时值浓度范围	日平浓度范围	1h 值	日平	超标数 /个	超标率 %
SO ₂	0.008~0.018	/	0.5	/	0	0
NO ₂	0.022~0.030	/	0.20	/	0	0
H ₂ S	未检出~0.004	/	/	/	0	0
PM _{2.5}	/	0.027~0.045	/	0.075		

由上表可知, 本次评价的臺北1井所在区域大气环境质量现状良好; 评价区域大气污染物SO₂、NO₂、PM_{2.5}普遍较低, 达到《空气环境质量标准》中的二级标准, H₂S浓度未超过参考限值。

5.2 地下水环境质量现状监测与评价

(1) 监测点布设: 本监测方案共设置3个地下水监测点, 编号为a#、b#、c#。分别为: a#—井口南侧352m*****家(裂隙山泉水); b#—井口东侧575m处*****家(裂隙山泉水); c#—井口南侧1.53km处*****家(裂隙山泉水)。

(2) 监测因子: K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃³⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、pH、高锰酸盐指数、硫化物、铁、锰、六价铬、石油类共15项。

(3) 监测频次: 监测2天, 每天采样1次。

(4) 评价标准: 《地下水环境质量标准》(GB/T14848-93) 中III类标准。

(5) 评价方法: 根据HJ610-2016《环境影响评价技术导则——地下水环境》, 地下水环境质量现状评价方法采用标准指数法, 除pH值外, 其它水质参数的单项标准指数S_i为:

$$S_i = C_i / C_{0i}$$

式中: C_i——第i种污染物实测浓度值, mg/L ;

C_{0i}——第i种污染物在 GB3838-2002中III类标准值, mg/L ;

pH的标准指数S_{pH}为:

$$\text{当 } \text{pH} \leq 7.0 \quad S_{\text{pH}} = (7.0 - \text{pH}) / (7.0 - \text{pH}_{\text{sd}})$$

$$\text{当 } \text{pH} \geq 7.0 \quad S_{\text{pH}} = (\text{pH} - 7.0) / (\text{pH}_{\text{sw}} - 7.0)$$

式中: pH——实测的pH值;

pH_{sd}——地表水质量标准中规定的pH值下限;

pH_{sw}——地表水质量标准中规定的pH值上限

(6) 监测结果及评价结论

表 5.3-1 地下水环境现状监测及评价结果 (单位: mg/L, pH 无量纲)

监测点位	评价内容	监测日期		III类 标准值	标准指数	超标率 (%)	达标情况
		7 月 17	7 月 18				
a#: 井口 南侧 352m**** **家(裂隙山泉水)	pH	7.21	7.23	6.5-8.5	0.14~0.153	0	达标
	COD _{Mn}	1.64	1.68	≤3.0	0.547~0.56	0	达标
	硫化物	未检出	未检出	—	—	0	达标
	石油类	未检出	未检出	—	—	0	达标
	硫酸盐	7.12	9.96	≤250	0.0285~0.0398	0	达标
	氯化物	0.832	0.818	≤250	0.0032~0.0033	0	达标
	碳酸盐	未检出	未检出	—	—	0	达标
	重碳酸盐	9.57	9.87	—	—	0	达标
	六价铬	未检出	未检出	≤0.05	—	0	达标
	铁	0.018	0.018	≤0.3	0.06	0	达标
	锰	0.002	0.002	≤0.1	0.02	0	达标
	钾	0.521	0.502	—	—	0	达标
	钠	1.93	1.97	—	—	0	达标
	钙	3.45	4.23	—	—	0	达标
	镁	1.09	1.12	—	—	0	达标
b#: 井口 东侧 575m 处***** 家(裂隙山泉水)	pH	7.18	7.15	6.5-8.5	0.1~0.12	0	达标
	COD _{Mn}	1.44	1.31	≤3.0	0.437~0.38	0	达标
	硫化物	未检出	未检出	—	—	0	达标
	石油类	未检出	未检出	—	—	0	达标
	硫酸盐	7.80	7.45	≤250	0.0298~0.0312	0	达标
	氯化物	0.772	0.816	≤250	0.003~0.0032	0	达标
	碳酸盐	未检出	未检出	—	—	0	达标
	重碳酸盐	34.9	34.6	—	—	0	达标
	六价铬	未检出	未检出	≤0.05	—	0	达标
	铁	0.042	0.041	≤0.3	0.137~0.14	0	达标
	锰	0.001	0.001	≤0.1	0.01	0	达标
	钾	0.375	0.358	—	—	0	达标
	钠	1.54	1.57	—	—	0	达标
	钙	9.52	10.3	—	—	0	达标
	镁	2.46	2.49	—	—	0	达标
c#: 井口 南侧 1.53km 处 *****家 (裂隙山泉水)	pH	7.20	7.18	6.5-8.5	0.12~0.133	0	达标
	COD _{Mn}	1.16	1.02	≤3.0	0.34~0.39	0	达标
	硫化物	未检出	未检出	—	—	0	达标
	石油类	未检出	未检出	—	—	0	达标
	硫酸盐	8.36	8.68	≤250	0.0334~0.0347	0	达标

泉水)	氯化物	1.09	1.12	≤250	0.0043~0.0045	0	达标
	碳酸盐	未检出	未检出	—	—	0	达标
	重碳酸盐	7.90	8.51	—	—	0	达标
	六价铬	未检出	未检出	≤0.05	—	0	达标
	铁	0.018	0.017	≤0.3	0.057~0.06	0	达标
	锰	0.001	0.001	≤0.1	0.01	0	达标
	钾	0.456	0.450	—	—	0	达标
	钠	0.858	0.891	—	—	0	达标
	钙	4.68	5.46	—	—	0	达标
	镁	0.018	0.017	—	—	0	达标

由表 5.3-1 统计分析可知,取水点水质良好,各项监测指标均可达到《地下水质量标准》(GB/T14848-93) III 类水质标准。

5.3 声环境质量现状监测与评价

(1) 监测点布设: 1#—井口位置; 2#—井场南侧352m处*****家,共布设2个监测点,共布设2个监测点。

(2) 监测因子: 昼夜等效连续A声级。

(3) 监测频次: 噪声监测2天,监测时间为昼间、夜间各一次。

(4) 评价标准: 《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类区标准。

(5) 监测结果及评价结论

表 5.4-1 声环境现状监测及评价结果

现状监测位置	监测时间	昼间/dB(A)		昼间超标情况	夜间/dB(A)		夜间超标情况
		标准值	监测值		标准值	监测值	
1#	2017年7月17日	60	44.8	0	50	41	0
2#			44.6	0		40.8	0
1#	2017年7月18日	60	45.1	0	50	41.2	0
2#			44.8	0		40.7	0

由上表可以看出:项目区域环境噪声昼间等效声级值、夜间等效声级值均没有超标,项目区域全部监测点位在各个时段均能达到《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的2类声环境功能区环境标准。

5.4 环境质量现状监测小结

(1) 项目区域大气环境质量现状良好;而评价区域大气污染物SO₂、NO₂、PM_{2.5}浓度普遍较低,达到《环境空气质量标准》中的二级标准,H₂S浓度未超过参考限值。

(2) 监测地下水水质各指标均满足《地下水质量标准》(GB/T14848-93)中III类标准。

(3) 区域环境噪声昼间等效声级值、夜间等效声级值均没有超标，项目区域全部监测点位在各个时段均能达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类声环境功能区环境标准。

6 建设项目对环境影晌分析

6.1 环境空气影响分析

6.1.1 钻前工程

钻前工程环境空气污染物主要来自施工扬尘、施工机械尾气和生活燃料烟气。施工扬尘为土石方开挖,材料运输、卸放、拌和等过程中产生的,主要污染物为TSP。运输建筑材料的施工车辆应采用相应的遮盖,施工地段应经常洒水以及尽量减少施工场地及运输过程中的粉尘污染,减少对当地居民生活产生的不利影响;施工机械尾气为燃油发电机、车辆排放尾气,主要污染物为NO_x和CO,由于累计施工工时不长,不会对周围居民身体产生明显的不适影响,也不会对周边农业生产造成明显影响;施工人员不多,且部分雇用当地居民,几乎不新增生活燃料烟气,大气影响甚微。总体看来,钻前工程不会对当地环境空气造成明显不利影响,对周围环境影响是可接受的。

6.1.2 钻井工程

工程废气主要包括柴油机和发电机产生的废气、测试放喷和事故放喷废气等。

(1) 柴油机和发电机燃料燃烧产生的废气

本项目各井均采用 ZJ70DBS 电动钻机钻井,钻井作业时,利用发电机进行发电,柴油机给钻机上的各种设备如泥浆泵、天车、转盘等提供动力,本项目使用的 ZJ70L-ZPD 钻机钻井配备的柴油机性能参数:比油耗(标定)为 203g/Kwh,钻井期间每钻进 100m 耗电量约 3.5 万千瓦时,则每 100m 进尺消耗柴油约 9t。则本项目使用的为合格的轻质环保型柴油成品,各井耗柴油约 3.49t/d,此类柴油燃烧主要污染因子为 NO_x 和少量烟尘等。柴油燃烧过程烟尘和 NO_x 排放系数参考《固定污染源监测质量保证与质量控制技术规范》(HJ/T373-2007) 5.3.5 提出的系数计算,即烟尘为 1.6kg/t 柴油、NO_x 为 9.62kg/t 柴油,则烟尘和 NO_x 产生量分别为 0.23kg/h 和 1.40kg/h。柴油燃烧烟气由 3m 高排气筒排出。自带尾气处理系统设计风量 8000m³/h 台计算(电动机组钻井期间柴油电动机组 3 用 1 备),自带烟气处理系统烟尘处理效率可达 90%,NO_x 处理效率可达 60%,则处理后的烟尘和 NO_x 产生量为 0.023 kg/h 和 0.56kg/h。大气排放属于短期连续排放,随着钻井期的结束而消失,环境影响是可接受的。

(2) 测试放喷废气

柴油燃烧烟气释放到环境空气中后将很快被稀释,且其影响的持续时间较短,钻井期间的大气污染物将随钻井工程的结束而消除,故对环境空气影响较小。

测试放喷的天然气经专用放喷管线引至放喷坑后点火燃烧，单井测试放喷时间约 1~2 天，依据测试气量，间歇放喷，每次持续放喷时间约 3h，废气排放属短期排放。测试放喷的天然气经点火燃烧，其主要污染物为 NO_x 、 SO_2 。

根据钻井工艺流程和流体性质，本项目测试放喷量震旦系*****按磨溪 10 井测试气量估为：震旦系*****测试气量 $4.48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ， H_2S 浓度为 $34.3 \text{g}/\text{m}^3$ ；寒武系*****按南充 1 井测试气量估为：测试气量 $0.1968 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ， H_2S 浓度为 $116.64 \text{g}/\text{m}^3$ 。目的层测试放喷天然气在放喷坑内，经高度为 1m 的排气筒对空短火焰燃烧器点火燃烧后排放（火炬源排放），经放喷坑燃烧池点燃后，燃烧 1m^3 天然气产生烟气量约为 10.5m^3 ，本项目测试放喷废气产生情况见表 6.1-1。

表 6.1-1 测试放喷污染物排放情况表

测试层位	测试放喷天然气 (以同层位井测试数据估计)		放喷天然气燃烧后排入大气的 SO_2			点火筒高	测试放喷时间
	放喷天然气速率 ($10^4 \text{m}^3/\text{h}$)	天然气中 H_2S 浓度 (g/m^3) 预测	烟气量 $10^4 \text{m}^3/\text{h}$	排放浓度 g/m^3	排放速率 g/s		
*****	0.19	34.3	1.995	3.21	17.79	1m	3h
*****	0.0082	116.64	0.0861	11.08	2.66	1m	3h

测试放喷持续时间按 3h 计，时间短，属非持久性污染源，故预测的 SO_2 落地浓度参考《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005) 规定的安全阈值 2ppm ($5.4 \text{mg}/\text{m}^3$)。标准判定。采用《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ/T2.2-2008) 推荐模式中的估算模式 (SCREEN3) 预测结果见图 6.1-1-6.1-4。

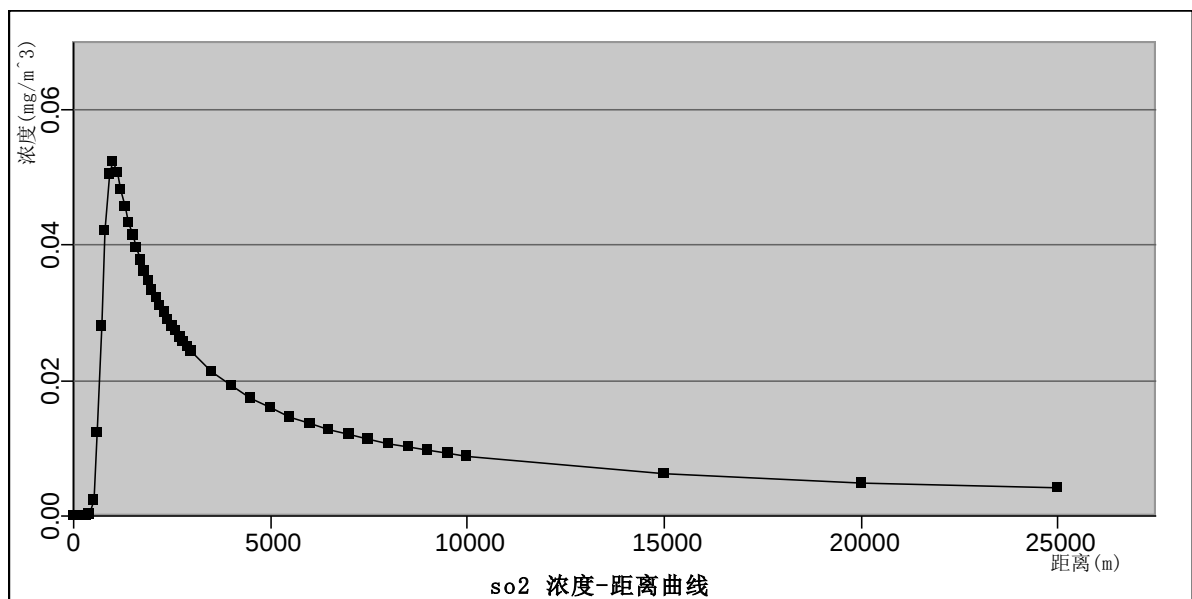


图6.1-1 *****测试放喷 SO_2 浓度大气估算模式计算结果（火炬源）

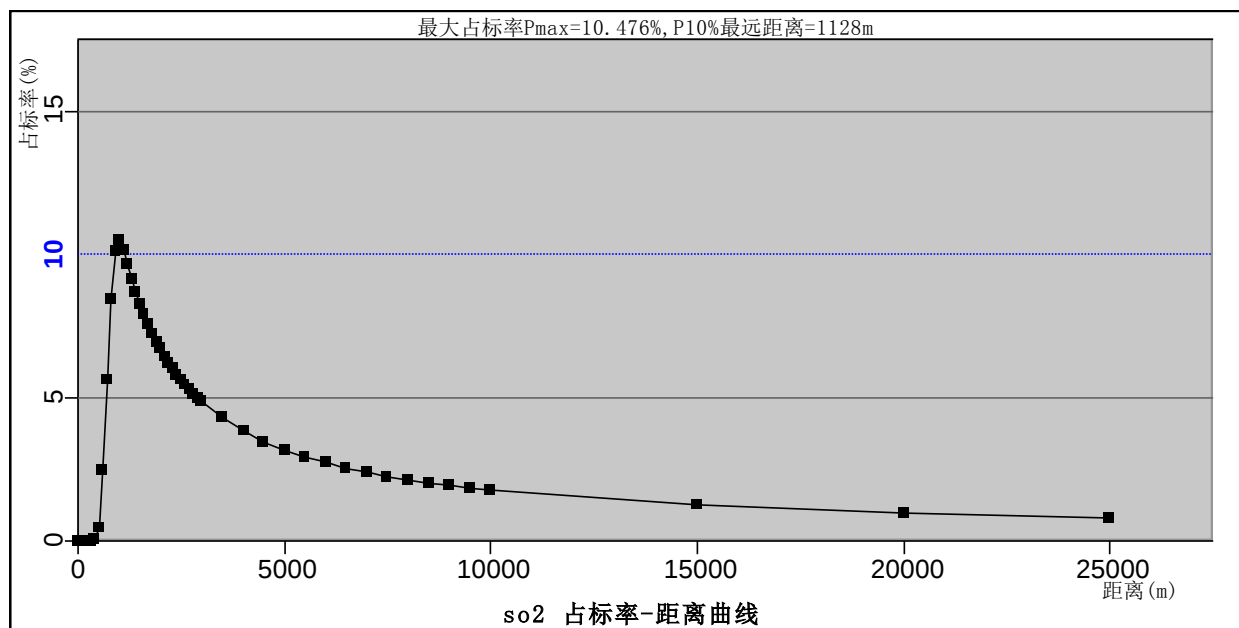


图6.1-2 *****测试放喷SO₂占标率大气估算模式计算结果（火炬源）

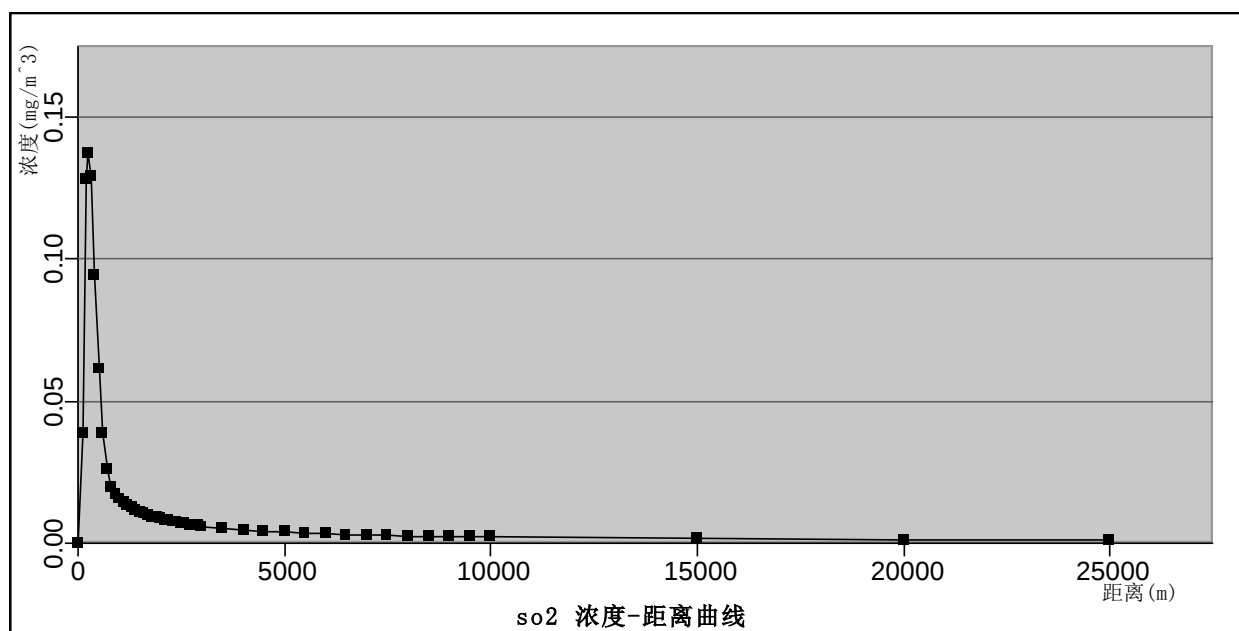


图6.1-3 *****测试放喷SO₂浓度大气估算模式计算结果（火炬源）

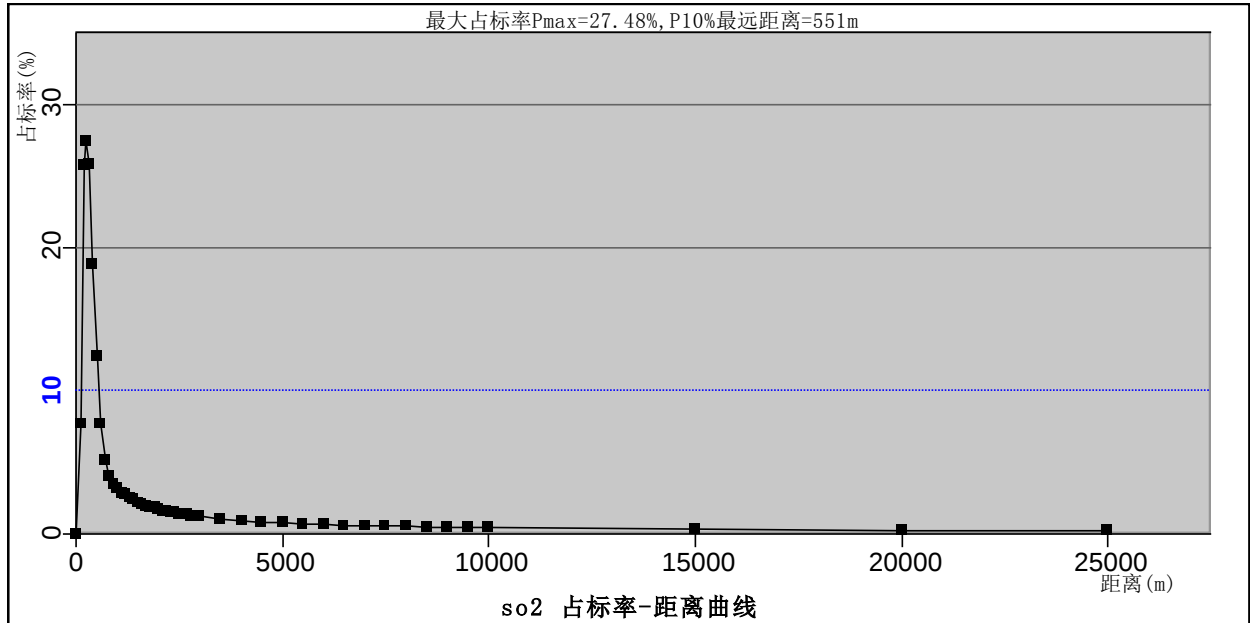


图6.1-4 *****测试放喷SO₂占标率大气估算模式计算结果（火炬源）

由图6.1-1~图6.1-4可知，大气估算模式计算的*****SO₂最大落地浓度0.05238mg/m³，出现距离为中心点下风向987m，浓度占标率为10.48%。大气估算模式计算的*****SO₂最大落地浓度为0.1374mg/m³，出现距离为中心点下风向244m，浓度占标率为27.48%。SO₂预测最大落地浓度值均小于《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）规定的安全阈值2ppm（5.4mg/m³），临时排放对居民健康影响不大，在可接受范围内。同时由于测试放喷时间仅3h，测试时间短，不会形成长期环境影响，短期影响也可控制在周边居民健康安全限值以下，污染物排放随测试放喷的结束而停止，不会长期存在，不会影响区域环境空气功能区划。

综上所述，本项目测试放喷在昼间进行，且时间较短，燃烧后主要污染物为 NO_x、CO₂、SO₂。所产生的污染物产生量较小，并将随测试放喷的结束而消除，故对环境空气影响较小。

6.2 地表水环境影响分析

6.2.1 钻前工程

钻前工程建设工程量少，施工人员主要是当地农民工，施工单位工作人员设置临时板房，生活污水集中收集在旱厕，现场无生活废水产生和排放，不会对井场周边地表水产生影响。

6.2.2 钻井工程

（1）项目用水对地表水影响

本项目的生活和生产用水均采用罐车拉水，不取用地表水，故项目建设生产及生活用水不会对区域地表水资源造成影响。

（2）对区域地表水影响

井队生活和生产用水均采用罐车拉水，其中生活污水通过旱厕收集后作为农肥施用，不外排；本项目作业废水主要包括钻井废水（完钻后剩余水基泥浆上清液）、方井雨水、洗井废水。钻井废水、洗井废水均汇至井场清洁化操作平台废水罐中经过预处理后，由重庆运输总公司用罐车运至安德蜀南水处理回注站（阳 78 井回注井）处理后回注。钻台、钻具等冲洗废水则经井口区域污水沟汇入方井中，再由泵抽至清洁化操作平台的废水罐中处理后同其他作业废水一起运至安德蜀南水处理回注站（阳 78 井回注井）处理后回注。井场周围设置清污分流沟，井场周边雨水均不会进入井场内，井场内的雨水则顺着地势而排入四周的雨水沟。本项目采用雨污分流，井场四周设置排水沟，并设置集水坑，雨水依靠井站设置的地面坡度，就地散排至排水沟，排出场外。若场内雨水被污染流入外环沟，则需封闭外环沟由作业队伍从集水坑抽汲至废水管中。

在采取上述措施后，井场内的废水不会因外溢而对井场周围地表水体产生影响。此外，项目产生的作业废水运至安德蜀南水处理回注站（阳 78 井回注井）处理后回注；项目废水产生量少，经处理达标后污染物排放量也少，对当地地表水环境的影响属可接受范围。

（3）对项目周边农田影响

本项目井场钻井所有设备均设置了混凝土基础，并在设备周边均设置了排污沟；在所有井场没有设置混凝土基础区域不会进行设备安装、检修等工作，因此不会有废油产生于该区域。在雨季时，雨水冲刷混凝土基础及设备的雨水会进入设备周边的混凝土排污沟，经过隔油沉淀后，废水进入集污罐池，废油则留在隔油池中，定期清理外运；井场内其他非混凝土基础部分没有废油产生，雨水则直接进入场界周边的排水沟排入周围环境。

6.3 地下水环境影响分析

浅层地下水是当地居民的主要生活饮用水源，项目区地下水循环是由多个小型水循环单元组成，呈动态不稳定，地下水长期处于降雨、入渗、自然或人工排泄的周期循环中。本工程建设施工过程中，钻井、固井等井下作业的地表污染物下渗可能污染浅层地下水，但由于其水循环动力相对较小，其影响范围也相对较小。在浅层钻井期间使用清水钻，可有效地降低对浅层地下水的污染。

6.3.1 地下水开发利用现状

项目处于农村地区，周边农户主要以山泉水作为日常用水水源，当地农户通过取水管道由水泵将水井内的水抽至自家水缸或水池内，项目建设地地下水流向为由南向北流。

项目 500m 范围内共分布有山泉水取水点 2 个，水井主要分布于水文地质单元的补给区和径流区范围内，高程在 850m~870m 之间，与井口的高程差在+12m~+38m。距本项目井场最近的水井为南偏东 10°处 380m 处的山泉水取水点，该取水点位于相对井场各设施较高的补给区内。

根据《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》可知，分散式地下水水源保护范围为取水点周边 30m~50m 范围，因此，项目不涉及分散式取水点保护区范围。

6.3.2 钻井过程对地下水的影响分析

在钻井过程中可能会发生钻井液漏失的现象，若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。另外，固井过程中水泥浆的漏失对地下水也有一定的影响。

本项目钻井段的地层岩性以碳酸盐岩类为主，地下河发育，集中排泄为主。本项目导管段为30m，项目周边的农户取水主要为山间裂隙溶洞水，导管段钻井阶段利用清水钻迅速钻井，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，使后续各开钻井时钻井液与淡水层的分隔，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。堵漏剂的选取应考虑清洁、无毒、对人体无害，环境污染轻的种类，建议采用水泥堵漏。并且建设单位应当加强钻井过程中的监控措施，启动针对地下水一旦受污染的环境风险应急预案。当取水点水质出现异常时，应立即采取临时供水措施（配送桶装水等）以保障居民的饮用水需要，并为受影响的农户另觅水源打井，保证居民的正常生活。

因此，本项目钻井过程中对地下水环境影响较小。

6.3.3 项目区域水文地质条件

1、地质构造

2、地层序列及岩性简述

3、地下水类型及富水程度

结合项目区域水文地质资料，本工程建设地地下水主要类型为碳酸盐岩类裂隙溶洞水，地下河发育，集中排泄为主。流量一般在 10~200L/s，季节变化较大。

4、水化学特征及水质评价

区域内地下水化学类型，以 $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 型水为主，一般矿化度 $0.2\sim 0.4\text{g/L}$ ，局部出露点有矿化度 $1\sim 2\text{ g/L}$ 的 $\text{SO}_4\text{HCO}_3\text{-Ca}$ 型水。根据本次对项目建设地地下水的现状监测可知，项目建设地地下水质量满足《地下水质量标准》（GB/T14848-93）中 III 类水域标准。

4、地下水流向、补径排等

项目地地下水主要流向为由西南向东北流。项目周围山地以沟谷为中心，两侧向沟谷、河流排泄。项目区域主要为灰岩、白云质灰岩、角砾状灰岩、含石膏。地下水主要为碳酸盐岩类裂隙溶洞水，主要靠区域的大气降水补给及河流补给。

图 6.3-1 釜北 1 井井拟建地地下水流向示意图

5、地下水敏感程度

根据水文地质资料可知，井场地面出露为嘉陵江组地层。地面无断裂发育，无滑坡、崩塌、泥石流等不良地质现象，现状稳定。项目地 500m 范围内无断层，2km 范围内无泉眼，3km 范围内有溶洞、地下暗河分布。本项目水文地质单位及地下水流向方向无农户分布，但钻井期间还需加强地下水污染防治措施，防治污染周边地下水环境。

6.3.4 井场污染物入渗对浅层地下水的影响分析

井场污染物收集、存储措施不到位，容易造成地表污染物入渗，对浅层地下水（主要是潜水）造成一定的污染。造成地表污染物入渗的主要因素有：井口作业区、泥浆循环系统区散落的泥浆、废水进入井场未硬化地面入渗。本项目地下水类型主要为潜水，没有隔水顶板，容易受到井场入渗污染物的污染。

钻前工程分为井场硬化区和非硬化区（井场预留部分），硬化区采用 7% 水泥稳定碎石层和 20cm 的 C25 混凝土，非硬化区采用 20cm 的砂卵石层和 30cm 的 7% 水泥稳定性碎石层。清污分流区域采用水泥基渗透结晶型防水材料涂层防渗处理。方井区域井壁为 24cm 厚 M5 水泥砂浆砌 Mu10 页岩砖，并抹 20cm 厚 d1: 3 水泥砂浆抹面，坑底为 10cm 厚 C15 砼提浆压光。

工程采取以上措施后，具体防渗区域见附图，可以有效避免地下水受到污染，措施可行，对地下水环境影响可接受。

6.3.4 地下水污染监控措施

故根据项目所在区域地下水埋深、地下水走向、补径排关系，结合地形及位置关系以及现场的水井分布的实际情况。项目以井场东南侧 380m 处碳酸盐类型裂隙溶洞水作为地下水污染监控井例行监测点以监控钻井过程对地下水的环境影响。并按照下表 6.3-1 监测方

案委托有资质的监测单位进行监测。若监测结果表明项目实施导致地下水污染，应采取临时供水措施（配送桶装水等）以保障附近居民的饮用水源安全。

表 6.3-1 钻井期间地下水水质监测方案

监测点位	监测项目	监测频次	监测井类型
井口东南侧 380m 处裂隙水（谢代权家取水处）	pH、氨氮、氯化物、高锰酸盐指数、硫化物、铁、锰、六价铬、石油类	导管段、1 开阶段分别监测一次，发现异常加密监测频次	污染监控井

注：如遇到特殊的情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，应增加采样频次，并根据实际情况监测项目。

6.3.5 地下水污染防治措施

（1）防止措施

根据中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司勘探事业部关于钻井的相关规定，钻井时，建设方为防止对地下水的污染，采取了以下防止措施：

- ①表层钻井时，使用清水泥浆，尽可能不使用添加剂；
 - ②尽可能采用低毒、低碱泥浆；
 - ③钻井中遇到浅水层，下套管时注水泥封固，防止地下水层被地层其它流体或钻井泥浆污染；
 - ④平衡操作，避免因压力剂动和开泵过猛使泥浆憋入地层；
 - ⑤钻井过程中密切注意钻井液的漏失情况，一旦出现漏失，立即采取措施，防止钻井液的漏失污染地下水，同时告知周边 300m 范围内的居民停止使用其水井，并为其提供矿泉水作为备用水源，待事故隐患排除，水井监测结果水质达标后方可恢复居民水井功能。
 - ⑥本项目设置雨污分流系统，用于雨污分流，可降低汇水区积水涌入集污池导致废水外溢的风险；
 - ⑦钻井期间对地下水进行监控监测，监控点选择在地下水径流方向的下游，监测指标 pH、氨氮、氯化物、高锰酸盐指数、硫化物、铁、锰、六价铬、石油类等；
 - ⑧采用符合《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）的废油桶，废油桶置于防渗区（防渗区域采取“混凝土 C15+水泥砂浆”防渗）内，并做好“防雨、防火、防漏”的三防措施；
 - ⑨油罐区、围堰及事故罐采取“混凝土+2mm 高密度聚乙烯膜”防渗。
- 本项目分区防渗布设情况及防渗系数要求如下表 6.3-2 所示。

表 6.3-2 分区防渗布设情况及防渗系数要求表

名称	防渗区域及部位	防渗等级	防渗系数要求	采取的防渗措施
水罐及油罐	水罐及油罐的罐底及罐壁	重点污染防治分区/部位	防渗系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	硬化区采用 7%水泥稳定碎石层+20cm 的 C25 混凝土
发电机房及电传系统	发电机房基础	重点污染防治分区/部位	防渗系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	
泥浆循环系统	重浆罐的罐底及罐壁及泥浆泵基础	重点污染防治分区/部位	防渗系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	
清洁化操作平台	清洁化操作平台基础	重点污染防治分区/部位	防渗系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	
固化填埋池	固化填埋池的池底及池壁	重点污染防治分区/部位	防渗系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	C15 混凝土 10cm +C30 钢筋防渗混凝土 30cm +1: 3 水泥砂浆抹面厚 2cm +水泥基渗透结晶型防水材料
放空系统	放空系统池底	重点污染防治分区/部位	防渗系数不低于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	浇筑 10cm 厚 C20 碎石砼基层+新型耐火砂浆厚 5cm
方井周边	方井基础	重点污染防治分区/部位	防渗系数不低于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	C20 钢筋混凝土 20cm+C15 混凝土垫 5cm+砂砾石垫厚 15cm
应急池	应急池池底及池壁	重点污染防治分区/部位	防渗系数 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	10cm C15 混凝土垫层+30cm 厚的 C30 防渗钢筋混凝土；外墙墙身、立柱均采用采用 C30 防渗钢筋混凝土。池内壁、池底和池墙转角防水层采用 1: 3 水泥砂浆抹面，厚度 2cm
厕所	厕所池底及池壁	一般污染防治分区/部位	防渗系数 $1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$	混凝土+防渗系数达到 $1.0 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ 的防渗材料

综上所述，本项目只要加强各种废水、固体废物、施工物料的管理，各种污染防治措施到位，就可防止和减少污染物由地表下渗污染浅层地下水，也不会对区域地下水造成明显不良影响。

(2) 构建“三级”防控体系

①井场平面布置按照相关规范设置，井场中采用雨污分流的方式，相关措施均已在上文提出。

②清洁化操作平台、方井、放喷池、应急池、固化填埋池等按相关规范做防渗处理，需达到相关防渗要求。

③加强监控与管理，一发现有钻井液泄漏，必须立即进行封堵，保证在 8h 内封堵完成，尽量减少钻井液的泄漏量，如发生泄漏与外溢事故，应加强对项目周边地下水水井水质的监测，如发现异常需立即采取相应的措施，及时解决周边受影响居民生活及牲畜饮水问题。

6.3.6 地下水环境影响分析小结

本项目一开导管段钻井阶段利用清水泥浆迅速钻井，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水，每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险。正常工况下对地下水环境影响较小，其地下水环境影响预测分析与评价可不予考虑。事故工况下，假设钻井废水池破裂，模拟结果显示，在事故工况下，临时储存池池底破裂对浅层含水层造成影响，并存在超标现象，随着污染物的扩散，超标面积逐渐缩小至零。在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施；根据地下水环境影响预测结果，假设在钻井废液发生短暂漏失时，污染物基本不会对研究区和附近居民的地下水水质产生影响。但仍需要制定有效的监控和应急预案，尤其是离钻井附近的农户井水使用需要加强防御措施，提出防治方案，在一旦发生事故时，能及时控制事故带来的危害，将损失降低到最低。井场作业区域设置防渗区，可有效避免散落的泥浆、钻井废物入渗；工程设置地下水取水点监控措施和应急方案，可有效保障周边农户的饮用水安全，则工程建设对地下水环境影响很小。

6.4 声环境影响分析

6.4.1 钻前工程

工程使用的施工机械种类多，运行时间不固定，施工机械的共同特点是噪声值高，对施工现场附近有影响，且在露天场地施工难以采取吸声、隔声等措施来控制其对环境的影响。

预测模式如下：

①施工噪声源可近似视为点声源，根据点声源噪声衰减模式，可计算出各施工设备的施工场地边界。点声源衰减模式如下：

$$L_p = L_{p_0} - 20L_g(r/r_0)$$

式中： $L_p(r)$ — 距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_p(r_0)$ — 参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

②施工机具综合影响采用以下预测模式：

a) 建设项目声源在预测点产生的等效声级贡献值(L_{eqg})计算公式:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left(\frac{1}{T} \sum_i t_i 10^{0.1L_{Ai}} \right)$$

式中:

L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值, dB(A);

L_{Ai} — i 声源在预测点产生的A声级, dB(A);

T —预测计算的时间段, s;

t_i — i 声源在 T 时段内的运行时间, s。

b) 预测点的预测等效声级(L_{eq})计算公式:

$$L_{eq} = 10 \lg \left(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqd}} \right)$$

式中:

L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值, dB(A);

L_{eqd} —预测点的背景值, dB(A)。

利用公式对施工机械噪声的污染范围(作业点至噪声值达到标准的距离)进行预测, 施工机械在不同距离处噪声影响见表 6.4-1。

表6.4-1 施工机械噪声影响范围预测结果单位: dB(A)

机械名称	10m	50m	100m	150m	200m
推土机	79.0	65.0	59.0	55.5	53.0
挖掘机	78.0	64.0	58.0	54.5	52.0
载重汽车	76.0	62.0	56.0	52.5	50.0
钻孔机	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0
空压机	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0
柴油发电机	78.0	64.0	58.0	54.5	52.0
振动棒	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0

据上表可知, 在距离50m处施工机具对声环境的贡献值为62.0~67.0dB(A), 在距离100m处施工机具对声环境的贡献值为56.0~59.0dB(A), 在距离200m处施工机具对声环境的贡献值为50.0~55.0dB(A)。

通过施工期噪声预测可知, 本项目钻前工程夜间不施工, 不存在施工噪声夜间超标环境影响; 在不采取任何噪声防治措施的情况下, 使用钻孔、振动棒等构筑放喷坑等使得临近厂界外25m范围内都可能造成施工场界噪声不能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》

(GB12523-2011)规定的昼间70dB(A)限值要求,本项目施工期短,且仅昼间施工,施工噪声对环境影响程度有限,影响范围较小,且项目100m范围内无农户分布,周边农户较分散,施工噪声影响随施工的结束而消失,在当地环境可接受范围内。

6.4.2 钻井工程

(1) 评价方法

本工程选址区域声环境功能区划为2类区,根据《环境影响评价技术导则——声环境》(HJ2.4-2009)中关于工作等级划分的要求,声环境影响预测按二级进行评价,评价范围为井口周边500m。

预测须给出各敏感目标的预测值,进行达标分析,绘制等声级线图。本评价按钻井过程各阶段产生的噪声分别对评价范围内的各敏感目标的影响进行预测。

(2) 评价范围内主要敏感目标

本工程声环境影响评价范围为井口周边500m范围,该范围内的主要敏感目标统计见表6.4-2。

表6.4-2评价范围内主要敏感目标一览表

序号	编号	与井口方位	距离 (m)	规模	
				户数	人数
1	1#	南偏东 0°	352	1	3
2	2#	南偏东 15°	380	1	3
3	3#	南偏东 0°	389	1	2
4	4#	南偏东 40°	447	1	4
5	5#	南偏西 10°	455	1	4
合计	/	/	/	5	16

(3) 预测模式

本次噪声影响评价选用点源的噪声预测模式,在声源传播过程中,经过距离衰减和空气吸收后,到达受声点,其预测模式如下:

①点声源模式,在预测点的贡献值计算:

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg\left(\frac{r}{r_0}\right) - \Delta L_A$$

若声源处于半自由声场,且已知声源声功率级,则公式等效为:

$$L_A(r) = L_{Aw}(r_0) - 20 \lg\left(\frac{r}{r_0}\right) - 8$$

式中:

$L_A(r)$ ——距声源 r 处的声级值, dB(A);

$L_A(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声级值, dB(A);

$L_{AW}(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声功率值, dB;

r ——预测点至声源的距离, m;

r_0 ——参考点至声源的距离, m。

ΔL_A ——各种因素引起的噪声衰减量, dB(A)。一般指房间墙壁、室外建筑、绿化带和空气吸声衰减量。

②多个声源对某预测声能量叠加模式

$$L_{A(\text{合})} = 10 \lg \left(\sum_{i=1}^n 10^{0.1L_{Ai}} \right)$$

式中:

L_A —评价区内某预测点的总声级值, dB(A);

n —某预测点接受声源个数;

L_{Ai} —第 i 个点声源贡献值, dB(A)。

③预测点叠加值:

$$Leq = 10 \lg (10^{0.1L_{Ar}} + 10^{0.1L_{Ab}})$$

式中:

L_{Ar} —预测贡献值, dB(A);

L_{Ab} —背景值, dB(A)。

(4) 噪声源强

钻井过程的噪声源主要来源于柴油机、发电机、和钻机等, 钻井噪声的处理难度较大, 要减轻钻井噪声的影响, 主要还是通过在钻井过程中采取相应的降噪措施。在钻井过程中采取的噪声防治措施: 柴油发电机组修建机房, 排气筒设消声罩。同时在钻井过程中平稳操作, 避免特种作业时产生非正常的噪声。采取降噪措施后设备的噪声值见表 6.4-3。

表 6.4-3 采取降噪措施后设备的噪声值

序号	声源名称	运行数量 (台)	降噪前单台 设备声功率级 dB	降噪措施	降噪后单台 设备声功率级 dB
1	柴油发电机组	4	110	发电机房、隔声屏障、消声器	95

2	ZJ70DBS钻机	1	100	/	95
3	泥浆泵	2	90	加衬弹性垫料	80
4	振动筛	2	85	加衬弹性垫料	80
5	离心机	3	85	加衬弹性垫料	80
6	高G干燥筛	1	73	/	73
7	制砌块机	1	68	/	68
8	搅拌机	1	68	/	68

(5) 预测结果

A、钻井施工噪声影响分析

根据声环境质量现状监测结果，本次评价的莹北 1 井昼间的噪声平值为 44.8dB(A)，夜间噪声平值 40.9dB(A)。由于昼夜连续作业，昼夜噪声变化不大，昼夜间噪声均出现超过《建筑施工场界噪声限值》GB12532-1990 的情况。由于钻井作业的特点以及场地小等特点，在当前技术经济条件小，难以满足场界达标。井场四周环境噪声预测结果见图 6.4-1、图 6.4-2 和表 6.4-4。

图6.4-1 莹北1井钻井作业昼间噪声对敏感目标影响预测结果

图6.4-2 莹北1井钻井作业夜间噪声对敏感目标影响预测结果

预测结果表明：本次评价的莹北1井钻井过程中各敏感目标昼、夜间施工均无超标现象发生。

B、测试放喷噪声影响分析

1) 噪声源强

完井测试时产生的噪声主要有柴油发电机组噪声和放喷噪声，采取降噪措施后的设备噪声值见表6.4-5。

表6.4-5 采取降噪措施后的噪声源强

序号	声源名称	运行数量 (台)	降噪前单台设备 声功率级dB(A)	降噪措施	降噪后单台设备 声功率级dB(A)
1	发电机	1	110	加装消声器	95
2	放喷噪声	/	/	/	100~110

注：放喷在昼间进行

2) 预测结果及分析

放喷期间噪声预测见图6.4-3。

图6.4-3 放喷作业噪声对敏感目标影响预测结果

由噪声预测可知，本次评价的鳌北 1 井昼间放喷时，测试放喷期间无农户超标现象发生。项目通过在放喷池设置三面建 3m 的围墙，可以降低一定的噪声；同时由于测试放喷时间较短，仅 2-3h，并在昼间进行测试，随着测试的结束，噪声影响也消失。

因此，测试放喷噪声影响短暂的，对周围居民影响是可接受的。

(6) 防治措施

为进一步降低噪声对周边居民的影响，钻井期间建设单位应采取如下措施：

- a、井场平面布置时，已合理布置了主要噪声源，使其尽量远离农户居住地；
- b、为办公及生活提供电力的发电机设置发电机房，采用特殊的减震，并安装吸声材料；泥浆泵设置泵房；为钻机提供动力的柴油机安装消声装置和设置减震基础；为钻井控制系统和办公等供电的发电机安装隔声和吸声棚等噪声控制措施后，可降低噪声约 15dB(A)；
- c、合理安排施工时间，尽量缩短施工周期；
- d、在开始钻井前，应认真做好周围居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响农户的理解和支持，对影响较大的农户可采取临时撤离的措施，确保钻井工程的顺利进行；
- e、施工方在施工期间应加强施工管理，柴油机、泥浆泵等设备应做好日常维护，同时在操作时做到平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声；在夜间作业时，应平稳操作，尽量避免敲击噪声；
- f、尽量使用噪声较低的设备。

综上所述：井场采取积极有效的措施，有效的减小了项目施工对周边居民的影响。同时由于钻井噪声属于施工噪声，钻井时间较短，随着钻井工程的结束，本项目对周边环境造成的影响也会随之消失。

6.5 固体废物环境影响分析

6.5.1 钻前工程

固废主要有钻前工程开挖带来的土石方，挖填量（道路和井场）能在场内自行平衡。开完耕植土在施工过程中先临时堆放在井场边沿弃土场，并蓬布遮盖，以防止水土流失和土壤中养分的流失，同时在临时堆存处周围设置排水沟，避免雨水冲刷，造成水土流失。待钻井结束后，用弃土场堆放的原耕作土对临时用地范围内的地表进行地貌恢复和农业生产恢复。通过采取上述措施后，施工过程中产生的临时弃方不会对环境产生影响。

钻前工程产生其他的建筑废料、弃渣，产生量较少，钻前工程生活垃圾得到统一收集，

建筑废料、弃渣，产生量较少，已收集清运。

6.5.2 钻井工程

(1) 钻井废泥浆、岩屑及泥浆循环罐污泥

钻井过程中产生的废岩屑由螺旋传输装置输送至固化收集罐中暂存至一定量后倒入固化罐中固化后实时固化填埋池填埋。完井后剩余的泥浆和泥浆循环罐污泥通过螺旋传输装置转输至固化区后与岩屑一并固化后填埋。固化符合《四川油气田钻井废弃物无害化处理技术规范（Q/SYXN0276-2007）》中相关规定，要求具体方法如下：

①将废泥浆、钻屑在固化罐中用搅拌机搅拌，按比例加入 $\text{Al}(\text{SO}_4)_3$ 、 $\text{Na}_2\text{SiO}_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$ 、水泥和粉煤灰，搅拌均匀后送入填埋池；

②待防渗砂浆侯凝2~3天后，对填埋池内部进行防渗漏处理，渗漏系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{ cm/s}$ 。

③在室温、密闭条件下，经水泥固化体不应存在泌出的游离液体；

④水泥固化体的抗压强度不应小于7MPa；从9m高处竖直自由下落到混凝土地面上的水泥固化体或带包装容器的固化体不应有明显的破碎；

⑤固化完后，覆土还耕，回填泥土厚度0.5~1m；

⑥回填过程中，回填500~800mm深度时，应对污泥进行夯实处理，可采用振动泵或挖工打夯机。严禁在固化体初凝后二次转运和夯实，以免破坏固化体胶凝结构，导致固化体的强度和浸出液超标。固化完毕后覆土，覆土厚度不得低于300mm，对覆土区进行绿化。

根据类比调查，钻井废泥浆和岩屑经无害化处理后的迹地恢复情况良好。本项目产生的废泥浆、岩屑能得到有效处置，对区域环境影响小。

(2) 井队生活垃圾

完钻后井场和生活区分别设置垃圾坑收集，定期运至当地环卫部门处理，对环境影响轻微。

(3) 废油及其他

项目钻井过程中产生的废油量，经站内收集回收利用（用于其他井配制油基泥浆等），并采取相应的防范措施，对周围环境不会造成污染影响。

散失的钻井泥浆材料（重晶石、膨润土粉、堵漏剂）、水泥废浆、废弃包装材料、防冻保温废料及废棉纱等。产生量少，应合理收集，回收利用，对环境影响轻微。

6.6 生态影响分析

(1) 对生态环境的影响

工程项目建设对生态环境的影响主要表现为项目占地使土地功能发生改变，即农业用地变为工业用地。本工程中钻井施工临时占地共计 17501m²，该部分占地将改变现有土地利用性质和土地的功能。土地类型为一般荒地，除永久性占地不能得到恢复外，其余临时占地在施工结束后可恢复至原有土地使用功能，对当地土地资源的影响是可接受的，对生态环境的影响也属可接受范围。

项目临时占地为一般荒地，以生长杂草为主。项目建设完毕后，在临时用地范围内进行恢复种植（通过经济补偿方式，一次性给予受损害方，由他们进行恢复种植），不会造成项目占用区域植被的减少，对生态环境影响较小。

总之，工程项目占地较小，对生态环境的影响是可接受的。通过采取经济补偿等措施后，对当地生态环境影响是可接受的，对当地生态环境的影响是有限的。

(2) 水土流失影响分析

本工程在钻前施工期间，影响环境的因素主要是井场建设、道路工程、放喷池建设等，在此期间会对所征用土地上的植被进行清除。植被的清除使地表裸露，可能引起水土流失。同时，因开挖的土石方临时就近堆放，防护措施不当也会引起水土流失。项目通过采取修建排水沟、新建公路修建护面墙、严格按照要求进行施工等措施，有效控制了水土流失量。施工结束后，通过对施工迹地地表植被的恢复，水土流失将得到有效控制。

(3) 水土流失防治措施

①在施工过程中要合理安排施工进度，施工要避开雨季和大风天。分段施工，做到挖填平衡，尽量不留疏松地面，减少风蚀导致的水土流失。

②划定施工作业范围和路线，不得随意扩大，按规定操作。严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围，尽可能减少对土壤和农作物的破坏以及由此引发的水土流失。

③在施工中破坏植被的地段，施工结束后，必须及时进行植被恢复工作，尤其是丘陵区要提高植被恢复速度和质量，减轻水土流失。

④在井场道路和站场施工，采用挡土墙和排水措施进行防护，站场在主体工程采取措施的基础上，新增了表土剥离、土工布及临时表土挡护、排水等措施，减少了施工过程中水土流失量。

⑤施工期间临时弃土堆放应使用篷布覆盖，并设置一定围挡，避免雨水冲后造成水土流失；同时，项目临时弃土应尽快回填利用，避免存放过多遇降水时导致水土流失现象发生，对于近期不能利用的弃土，应在弃土上种植绿色植物，进行植被恢复。另外，站场施

工场地临时弃土堆放处可以考虑设置临时排水沟，以及时排放弃土堆放处的积水，防止水土流失发生。

⑥施工单位要保持周围道路路面的平整和整洁，保证过往车辆和行人出行的安全和通畅。

总之，施工中要尽量减轻对地表植被的破坏。施工后，应采取人工种树种草的措施，加快植被的恢复过程，同时，采取一定的工程措施进行防护，降低水土流失。

6.7 闭井期环境影响分析

闭井后，钻井工程污染影响消失，无“三废”排放及噪声影响。

本项目蓆北1井为构造预探井，完井测试后无开采价值进行封井。首先，利用钻井过程中套管及套管壁用水泥固封防止天然气窜入地层，同时在油管射孔段的上部注水泥形成水泥塞面封隔气层；其次，回填并做碉堡（边2m、高2.2m的三角形）和标识，设置醒目的警示标志。通过以上措施，可有效封隔地层产气，且压力很小，封隔措施有效可行，无环境隐患问题。同时，井场设备全部搬迁利用。临时占地范围进行土地复垦。

根据《土地复垦条例》，钻井工程完工后必须进行土地复垦，编制土地复垦方案，土地复垦应当坚持科学规划、因地制宜、综合治理、经济可行、合理利用的原则。井场所在地域地表植被茂盛，大气质量和地下水、地表水水质均较好。复垦方向应以农用地优先为主，以恢复生态环境为辅，因地制宜的建立植被与恢复体系，同时遵循破坏土地与周边现状保持一致的原则。环评要求对临时占用所损坏的土地和可能性闭时，必须按照土地复垦方案的相关要求进行。

7 环境风险评价

7.1 环境风险评价的目的与作用

根据环境保护部文件环发2012年第77号《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》的要求，环境风险评价需识别本项目建设、运营过程中存在的环境风险隐患，提出改进措施和建议，消除环境风险隐患，防止重大环境污染事故及次生事故的发生。评价重点为分析主要环境风险源、确定最大可信事故、分析环境风险可接受程度、环境风险预防和应急措施。

7.2 环境风险评价等级及范围

7.2.1 评价等级及范围

本工程钻井属天然气预探井，天然气气质组成和测试流量均属不确定因素，本次评价的蓑北 1 井*****的气质组成和测试流量参照磨溪 10 井的数据，磨溪 10 井位于*****，目的层位*****，具有可比性；*****的气质组成和测试流量参照南充 1 井的数据，南充 1 井位于*****，目的层为*****，具有可比性。

根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008），含硫化氢天然气井发生井喷，至少应在15min内实施井口点火。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004），天然气临界量10t，硫化氢临界量5t，*****以同层位的磨溪10井的测试情况看，本项目蓑北1井15min井喷过程泄漏的天然气量（以磨溪10井*****无阻流量估算）为0.86t，硫化氢为0.048t；以同层位的南充1井的测试情况看，本项目蓑北1井15min井喷过程泄漏的天然气量（以南充1井*****组无阻流量估算）为0.064t，硫化氢为0.07t，均低于临界量，不构成重大危险源，洗井用的盐酸临时暂存量0.5t，低于贮存区临界量50t，不构成重大危险源。结合《建设项目环境风险评价技术导则》评价等级判定依据判定，本次环评将风险评价等级定为二级，评价范围为井口周边区域3km。

7.2.2 社会关注点

本项目选址尽量避开环境敏感点和社会关注点，本项目涉及钻井的井口周围 500m 范围内均无集中式饮用水源保护区、无保护文物、无风景名胜区、也未处于生态敏感区。根据钻井设计和对区域人口分布情况调查，蓑北 1 井井口周围 3km 范围内主要社会关注点和环境敏感点见表 7.2-1。

表 7.2-1 鳌北 1 井环境风险敏感点一览表

环境要素	保护目标	位置关系	规模/性质
大气环境	农户	井口 500m 范围 最近散居农户位于井口西南侧 352 米	5 户, 16 人
地下水环境	地下水井	井口 500 m 范围主要分布 溶洞山泉水	合计 2 个
声环境	井口 500m 内住户	井口 500 m 内散居农户	5 户, 16 人
生态环境	旱地	井场及井场道路周围	满足当地生态环境功能区划的要求
环境风险 (3km)	无学校、医院、城镇等社会敏感点		

7.3 风险识别

7.3.1 物质风险识别

钻井作业是多专业工种的野外作业, 且地下情况复杂, 钻井作业隐藏着对环境的多种不安全因素。钻井过程中可能出现的环境事故主要为废水池渗漏和垮塌、废水转运途中的泄漏、柴油使用和储运过程中的风险及井喷。

本工程涉及的主要环境风险物质为天然气中的 CH_4 、钻井过程中使用主要原、辅材料有钻井液、加重剂、固井水泥、添加剂、堵漏剂、柴油、盐酸等。

(1) 天然气

按照《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183—2004) 标准, 天然气属于甲B类火灾危险物质, 其基本性质如下:

1) 易燃性

天然气属于甲类火灾危险物质。对于石油蒸汽、天然气常常在作业场所或储存区弥散、扩散或在低洼处聚集, 在空气中只延较小的点燃能量就会燃烧, 因此具有较大的火灾危险性。

2) 易爆性

天然气与空气组成混合气体, 其浓度处于一定范围时, 连火即发生爆炸。天然气(甲烷)的爆炸极限范围为5.3~15%, 爆炸浓度极限范围愈宽, 爆炸下限浓度值越低, 物质爆炸危险性就越大。表7.3-1列出了在 0℃、102.325kPa条件下天然气主要成分的爆炸、燃烧特性。

表7.3-1 天然气各主要组分的基本性质

组分	甲烷	乙烷	丙烷	正丁烷	异丁烷	其它
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	I-C ₄ H ₁₀	C5--C11
密度 (kg / m ³)	0.72	1.36	2.01	2.71	2.71	3.45
爆炸上限%(v)	5	2.9	2.1	1.8	1.8	1.4
爆炸下限%(v)	15	13	9.5	8.4	8.4	8.3
自燃点 (℃)	645	530	510	490	/	/
理论燃烧温度 (℃)	1830	2020	2043	2057	2057	/
燃烧 1m ³ 气体所需空气量 (m ³)	9.54	16.7	23.9	31.02	31.02	38.18
最大火焰传播速度 (m/s)	0.67	0.86	0.82	0.82	/	/

3) 毒性

天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合症。甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，空气中甲烷浓度达到25%~30%时出现头晕，呼吸加速、运动失调。

4) 易扩散性

天然气的泄漏，还会污染周围的环境，甚至性人中毒，更为严重的是增加了火灾爆炸的危险。当放喷管道系统密封不严时，天然气极易发生泄漏，并可随风四处扩散，遇到明火极易引起火灾或爆炸。

井喷影响主要表现为：井喷失控喷射出的天然气遇火燃烧爆炸，造成冲击波和热辐射伤人，并对周围环境造成影响。

(2) 硫化氢

H₂S 为无色、有臭鸡蛋气味的有毒气体，是强烈的神经性毒物，经人体粘膜吸收比皮肤吸收造成的中毒更为迅速。根据硫化氢的毒理学特性可知，硫化氢并不是所有浓度都是瞬间致人死亡，其每个浓度致死时间是不同的。

表 7.3-2 硫化氢对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
体积%	ppm	mg/m ³	
0.000013	0.13	0.18	通常，在大气中含量为 0.195mg/m ³ (0.13ppm) 时，有明显和令人讨厌的气味，在大气中含量为 6.9mg/m ³ (4.6ppm) 时就相当显而易见。随着浓度的增加，嗅觉就会疲劳，气体不再能通过气味来辨别
0.001	10	14.41	有令人讨厌的气味。眼睛可能受刺激。美国政府工业卫生专家公会推荐的阈限值 (8h 加权平均值)

在空气中的浓度			暴露于硫化氢的典型特性
体积%	ppm	mg/m ³	
0.0015	15	21.61	美国政府工业卫生专家公会推荐的 15min 短期暴露范围平均值
0.002	20	28.83	在暴露 1h 或更长长时间后, 眼睛有烧灼感, 呼吸道受到刺激, 美国职业安全与健康局的可接受上限值
0.005	50	72.07	暴露 15min 或 15min 以上的时间后嗅觉就会丧失, 如果时间超过 1h, 可能导致头痛、头晕和/或摇晃。超过 75mg/m ³ (50ppm) 将会出现肺水肿, 也会对人员的眼睛产生严重刺激或伤害
0.01	100	144.14	3min~15min 就会出现咳嗽、眼睛受刺激和失去嗅觉。在 5min~20min 过后, 呼吸就会变样、眼睛就会疼痛并昏昏欲睡, 在 1h 后就会刺激喉道。延长暴露时间将逐渐加重这些症状
0.03	300	432.40	明显的结膜炎和呼吸道刺激。注: 考虑此浓度为立即危害生命或健康 (IDLH), 参见美国国家职业安全与健康学会 DHHS No 85-114 《化学危险袖珍指南》
0.05	500	720.49	短期暴露后就会不省人事, 如不迅速处理就会停止呼吸。头晕、失去理智和平衡感。患者需要迅速进行人工呼吸和/或心肺复苏技术
0.07	700	1008.55	意识快速丧失, 如果不迅速营救, 呼吸就会停止并导致死亡。必须立即采取人工呼吸和/或心肺复苏技术
0.10+	1000+	1440.98+	立即丧失知觉, 结果将会产生永久性的脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救, 应用人工呼吸和/或心肺复苏

注: 表中数据来源于《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)

(3) 二氧化硫物理化学特性

SO₂ 为无色气体, 具有窒息性特臭。易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。

表 7.3-3 二氧化硫对人的生理影响及危害

在空气中的浓度			暴露于二氧化硫的典型特性
% (V)	ppm	mg/m ³	
0.0001	1	2.71	具有刺激性气味, 可能引起呼吸改变
0.0002	2	5.4	ACGIH TLV, NIOSH REL, 我国规定的阈限值
0.0005	5	13.50	灼伤眼睛, 刺激呼吸, 对嗓子有较小的刺激
0.0012	12	32.49	刺激嗓子咳嗽, 胸腔收缩, 流眼泪和恶心
0.010	100	271.00	立即对生命和健康产生危险的浓度 (IDLH), 见 DHHS No.85-114, NIOSH 化学危险品手册
0.015	150	406.35	产生强烈的刺激, 只能忍受几分钟
0.05	500	1354.50	即使吸入一口, 就产生窒息感。应立即救治, 提供人工呼吸或心肺复苏技术 (CPR)
0.10	1000	2708.99	如不立即救治会导致死亡, 应马上进行人工呼吸或心肺复苏 (CPR)

注: 表中数据来源于《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)

(4) 柴油物理化学特性

柴油为稍有粘性的棕色液体，有气味。不溶于水，溶于有机溶剂。皮肤接触可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。柴油废气可引起眼、鼻刺激性症状，头晕及头痛。

毒性：LD50、LC50 无资料。柴油的毒性相似煤油，但由于添加剂，如硫化酯类的影响，毒性可以比煤油略大些。主要有麻醉和刺激作用。

危险特性：易燃，具刺激性。遇明火、高热源或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。

(5) 钻井液、固井水泥及添加剂

钻井液为水基钻井液，以粘土（主要用膨润土）、水作为基础配浆材料，加入各种有机和无机材料形成的多种成份和相态共存的悬浮液，主要添加成分有SMP-1、FRH、SMC、Fk-10、LS-2、SP-80、烧碱等20多种化学品。膨润土的主要成分是蒙脱石。钻井液中影响环境的主要成分是有机物类、无机盐类、烧碱等配浆和加重材料中的杂质，目前采用的钻井液不含重金属及其他有毒物质，呈碱性。水泥及添加剂主要为微硅水泥及重晶石添加剂，不含易燃、易爆、有毒物质。

(4) 盐酸

盐酸是无色液体（工业用盐酸会因有杂质三价铁盐而略显黄色），有腐蚀性，为氯化氢的水溶液，具有刺激性气味。

健康危害：接触其蒸气或烟雾，可引起急性中毒：出现眼结膜炎，鼻及口腔粘膜有烧灼感，鼻出血、齿龈出血，气管炎等。误服可引起消化道灼伤、溃疡形成，有可能引起胃穿孔、腹膜炎等。眼和皮肤接触可致灼伤。

危险特性：易燃，具刺激性。遇明火、高热源或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。

慢性影响：长期接触，引起慢性鼻炎、慢性支气管炎、牙齿酸蚀症及皮肤损害。

环境危害：对环境有危害，对水体和土壤可造成污染。

燃爆危险：该品不燃。具强腐蚀性、强刺激性，可致人体灼伤。

7.3.2 生产设施危险性识别

参照《建设项目风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004）附录A.1，结合物质危险性识别结果，钻井工程生产设施危险性主要存在于储油罐爆炸。为了保证井场安全，储油罐盛装柴油<20m³。据调查，20年来均未发生过储油罐爆炸事故，环境风险事故概率统计值为0，

本次环评不予考虑。

7.3.3 生产过程中风险识别

参照《建设项目风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004）附录A.1，结合物质危险性识别结果和典型事故案例。钻井作业是多专业工种的野外作业，且地下情况复杂，钻井作业隐藏着对环境的多种不安全因素。钻井过程中危险因素及可能产生的事故见表7.3-4，其主要环境事故可能为：废水罐泄漏、井喷等。废水罐泄漏会污染地表水和农田；井喷失控会导致H₂S泄漏，事故点火产生热辐射、爆炸冲击波、套管破裂天然气泄漏。

表7.3-2钻井过程主要危险及有害因素分析

序号	主要危险及有害因素	可能导致的事故
1	地层压力不准；致设计不准确，钻井液密度低于地层空隙压力梯度，埋下井喷事故	井喷失控、天然气燃烧爆炸
2	井控设备及管材在安装、使用前未按有关规定进行检验合格后使用	管线、设备失效导致井喷
3	放喷器件、管线有刺漏，压力等级不符合要求；非金属材料不符合要求，密封失效	管线、设备失效导致井喷
4	司钻控制下放速度不当或操作不平稳	发生井漏事故
5	下完套管，当套管内钻井液未灌满时，若直接水龙头带开泵洗井	井喷失控、天然气燃烧爆炸
6	节流管汇与井喷器连接不平直，容易使节流管汇作用发挥不完全；节流管汇试压未到额定工作压力或或稳定时间不够，导致井控管失效	井喷失控
7	阀板与阀座之间密封不好或是井控装置部件表面生锈腐蚀使节流压井管失效，方钻杆上下旋转开关不灵活，有可能因不能正常开关而发生井喷事故	天然气燃烧爆炸
8	未及时发现溢流显示或发现后处理不当等	导致天然气溢出，发生天然气燃烧爆炸
9	换装井口、起下管柱作业和循环施工作业中，对作业时间估计不足，压井时间短，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸
10	安装井下安全阀，因作业所需时间较长，若压井时间不足，井内压力失衡导致井喷或井喷失控	天然气燃烧爆炸
11	废水、废油转运过程中的泄露	废水、废油外溢，污染土壤

7.4 源项分析

7.4.1 事故风险源分析

（1）井喷失控

钻井过程中遇到地下气、水层时，气或水窜进井内的泥浆里，加快了泥浆流动和循环的速度，如果井底压力小于地层压力，地层流体将进入井筒并推动泥浆外溢，即发生

溢流。此时如果对地下气压平衡控制不当，不能及时控制溢流，会造成气、水或其混合物沿着环形空间迅速喷到地面，即发生井喷。井喷后会有大量的天然气逸散到空气中，对周围的环境空气造成一定的影响。项目地层类比同层位邻井，可能为含硫气井。井喷将产生 H_2S 气体泄漏，通过点燃装置将 H_2S 点燃生产危害性较小的 SO_2 气体。

导致井喷失控的主要因素涉及以下几个方面：

1) 地层压力：当钻井钻至高压气层期间，由于对地层压力预测不准，出现异常超压情况，如果操作处置失当，将导致井口装置和井控汇管失控发生井喷失控事故。

2) 遇山洪、地震、滑坡等自然灾害，导致井口所在地地层位移甚至塌陷损坏井控装置，导致井喷失控事故。这类事故目前还未见报道。

3) 压井泥浆密度偏低，不能满足压井要求。

4) 操作因素：当出现井喷前兆，如泥浆溢流、泥浆井涌等现象，作业人员未及时发现或采取有效的控制措施，从而可能导致井喷。

(2) 井漏

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井液或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

(3) 废水转运过程中的泄漏

工程废水的转运采用罐车密闭输送，一旦发生交通事故或其他原因导致废水外溢，将污染土壤和水体，影响农作物和水生生物生长发育。

(4) 柴油运输和储存中的风险

柴油在使用、储运过程中的风险主要来自于柴油罐自身缺陷、人员误操作、老化等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故，包括人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素。柴油泄漏可能污染河流、地表水和地下水，对生态环境和社会影响很大，也可能引起火灾爆炸，造成人员伤亡及财产损失。

(5) 废油收集和运输的风险

本项目产生的废油若处置不当会污染周边的环境。此外，废油转运过程中若出现交通事故，导致污染物泄漏，会造成水体和土壤污染。

(6) 盐酸使用和储存的风险

盐酸在使用和储运过程中的风险主要来自于盐酸桶装运输泄漏，使用和临时贮存过程中泄漏。盐酸泄漏可能污染河流、地表水和地下水，对生态环境和社会环境影响很大，

也可能造成人员皮肤的灼伤。

7.4.2 事故概率分析

据不完全统计，中国在油气勘探开发的40年间（1950～1990年），累计发生井喷失控事故230次，占完井总数的2.41‰，其中，井喷失控着火78次，占井喷失控总数的34%，因此，井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/年，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/年，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/年，其中井喷事故未着火的多数为非含硫气田开发。由此可见，本工程发生井喷事故的概率较低。

7.4.3 最大可信事故分析

钻井过程中最大的风险事故是井喷失控事故，井喷失控造成含硫化氢天然气急速释放发生井喷的过程主要是由泥浆溢流→井涌→井喷。在钻井过程中，井下监控措施监控发现井内泥浆溢流量达 1m^3 时报警，达到 2m^3 时马上采取关井措施。当所有关断措施全部失效，井口失控后，即发生井喷事故。由此看出，井喷不是突如其来的，又发生溢流开始一直到天然气从井口喷出，这段时间大约在 20~60min。在发生井涌开始，井下阀门自动关断时间大约在一分半至三分钟左右，因此可以说，在工程上，天然气从井口喷出后即可通过井场的自动点火装置立即点火，若井场自动点火装置失灵，也可以用点火枪远距离实施点火，从井涌至井喷至少要 20min，足够井场工作人员安全撤离并且做好远距离点火准备。

井喷失控可能引发系列环境风险事故。在钻井或修井过程中，若出现井喷失控，气藏内的天然气在地层压力作用下，将以极高的动能速度从井口喷出，若自始至终未遇火源，将在其自身动量与气象条件控制下，喷涌后与空气混合、扩散形成 H_2S 毒性云团。天然气喷射速率，将随着井内泥浆液柱的减小而增大，当井内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速率，其值取决于井的最大无阻流量。井喷点火后产生的主要污染物为 SO_2 ，虽然持续时间可能较长，但国内外目前并没有发生过含硫气田井喷释放的 SO_2 致死的情况，因此从井喷的角度考虑， SO_2 的危险程度远低于 H_2S 。井喷失控事故树分析见图7.4-1。根据事故树分析可知，工程最大可信事故是井喷失控后含硫化氢天然气的扩散引起居民中毒事故。

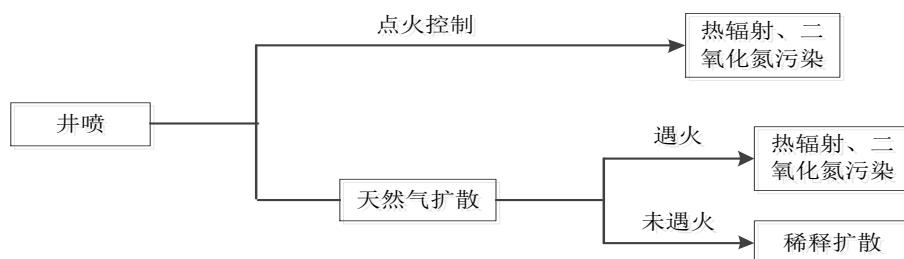


图 7.4-1 井喷事件后果图

7.4.4 环境风险因子及类型

经环境风险识别和最大可信事故分析，本环评确定环境风险因子和风险类型如下。

(1) 环境风险因子：H₂S、SO₂。

(2) 环境风险类型：井喷失控引起含硫化氢天然气泄漏扩散中毒，井喷失控点火燃烧废气 SO₂ 扩散中毒，以及高压天然气燃烧造成热辐射。

7.4.5 井喷失控天然气泄漏量计算

拟建项目蓼北 1 井的目的层与磨溪 10 井和南充 1 井相同，*****类比磨溪 10 井气质组成对本工程进行天然气井喷泄漏量计算；*****类比南充 1 井气质组成对本工程进行天然气井喷泄漏量计算，则点火前主要污染物是 H₂S，点火后污染物主要是 SO₂。

表 7.4-1 事故放喷燃烧废气污染物产排情况一览表

时段	目的层	污染物名称	排放速率 (g/s)	井筒内径 (mm)	温度 (℃)
点火前	*****	H ₂ S	53.36	127.0	150
	*****		7.97		
点火后	*****	SO ₂	100.44	127.0	500
	*****		15		

7.5 井喷风险事故后果计算

7.5.1 天然气泄漏多烟团模式估算

7.5.1.1 预测模式

采用《建设项目环境风险评价技术导则》中推荐的烟团公式：

$$C(x, y, o) = \frac{2Q}{(2\pi)^{3/2} \sigma_x \sigma_y \sigma_z} \exp\left[-\frac{(x-x_o)^2}{2\sigma_x^2}\right] \exp\left[-\frac{(y-y_o)^2}{2\sigma_y^2}\right] \exp\left[-\frac{z_o^2}{2\sigma_z^2}\right]$$

式中：C(x,y,o)——下风向地面(x,y)坐标处的空气中污染物浓度 (mg.m⁻³)；

x_o, y_o, z_o——烟团中心坐标；

Q——事故期间烟团的排放量；

σ_x、σ_y、σ_z——为 x、y、z 方向的扩散参数 (m)。常取 σ_x=σ_y

7.5.1.2 预测方案

预测因子：H₂S、SO₂

本次预测大气稳定度在强不稳定(A)、中性(D)、稳定(F)条件下，风速在 1.4m/s (年平均风速)、0.5m/s (静风) 条件下，H₂S、SO₂ 的落地浓度分布进行计算。

7.5.1.3 判定标准

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）8.3.2 相关规定，选取 H_2S 的 LC_{50} 浓度（444ppm）作为风险危害对标值， SO_2 尚无 LC_{50} 浓度。

美国国家职业安全与健康协会规定 H_2S 对生命和健康产生立即影响的浓度(IDLH)为 300ppm， SO_2 对生命和健康产生立即影响的浓度(IDLH)为 100ppm。

我国石油天然气行业标准《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）规定 H_2S 危险临界浓度为 100ppm， SO_2 无危险临界浓度。

7.5.1.4 判定标准

（1）井喷失控点火前 H_2S 对环境的影响

假设本项目发生井喷后在 15 分钟内点火成功，则井喷导致硫化氢泄漏的最长时间为 15 分钟。本次评价计算了井喷后 60 分钟，硫化氢在每间隔 1 分钟出现最大落地浓度及相对应的距离，设定气象条件为 F，风速为 0.5m/s（最不利气象条件）见表 7.5-1~2。

表7.5-1 *****完井期间井喷后 H_2S 最大落地浓度及距离

图7.5-1 *****完井期间井喷后 H_2S 最大落地浓度及距离

表7.5-2 *****完井期间井喷后 H_2S 最大落地浓度及距离

图7.5-2 *****完井期间井喷后 H_2S 最大落地浓度及距离

根据表7.5-1中计算结果，在大气稳定度为F，风速0.5m/s情况下，一旦发生井喷，在井喷后第5分钟时，开始在距井口84m处出现最大落地浓度，其后随着时间的推移，最大落地浓度逐渐增大，在第24分钟时，硫化氢最大落地浓度在距离井口243.5m处达到最大值，为 $0.3423\text{mg}/\text{m}^3$ ，远小于 H_2S 危险临界浓度100ppm（ $144.14\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

由此可见，在井喷发生60分钟内。在大气稳定度为F，风速0.5m/s情况下，硫化氢最大落地浓度为 $0.3423\text{mg}/\text{m}^3$ ，出现在现在距离井口243.5m处，该浓度远小于 H_2S 危险临界浓度100ppm（ $144.14\text{mg}/\text{m}^3$ ），持续时间为1分钟。该浓度下的硫化氢虽然对人体有一定的影响，但低于“工场作业安全阈限”10ppm（ $15\text{mg}/\text{m}^3$ ）。因此，若发生井喷，在15min内点火，对500m范围内居民不会产生不利影响。

（2）井喷失控点火后 SO_2 对环境的影响

井喷事故发生后，15min 内进行点火。本次评价采用多烟团模式对 SO_2 扩散浓度进行预测。气象条件设定为最不利条件 F，静风速 0.5m/s。其最大落地浓度见表 7.5-3~4。

表7.5-3 *****完井过程井喷后点火燃烧 SO_2 最大落地浓度

图7.5-3 *****完井期间井喷后SO₂最大落地浓度及距离

表7.5-4 *****完井过程井喷后点火燃烧SO₂最大落地浓度

图7.5-4 *****完井期间井喷后SO₂最大落地浓度及距离

根据表7.5-3~4计算结果及图7.5-3~4显示，*****SO₂在点火后在距离井口约283.5m处浓度最大，最大落地浓度为0.4133mg/m³；*****SO₂在点火后在距离井口约137.4m处浓度最大，最大落地浓度为0.4209mg/m³。该最大落地浓度远低于《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》（SY/T5087-2005）规定的安全阈值2ppm（5.4mg/m³），也小于《环境空气质量标准（GB3095-2012）》二级标准中的SO₂小时平均值0.5 mg/m³。不会对500m范围内的居民产生不利影响。

综上所述，工程井喷失控事故发生后，进行点火，燃烧产生的 SO₂ 对环境将产生一定程度的影响，但不会对人体生命和健康产生危害，影响可接受。

7.5.2 公众安全防护距离和撤离距离确定

根据《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》（AQ2018-2008）中第 4.1 条规定，含硫化氢天然气井公众安全防护距离按照公众安全程度等级确定。

根据《含硫化氢天然气井公众危害程度分级办法》（AQ2017-2008）第 3 条和第 4 条含硫化氢天然气井公众危害程度等级根据硫化氢释放速率划分；见表 7.5-5。

表 7.5-5 含硫化氢天然气井公众危害程度等级

危害程度等级	硫化氢释放速率（m ³ /s）
一	RR≥5.0
二	5.0>RR≥1.0
三	1.0>RR≥0.01

气井硫化氢释放速率按下式进行计算：

$$RR=A \times q_{AOF} \times C_{H_2S}$$

式中：RR：—气井硫化氢释放速率，m³/s；

A：—7.716×10⁻⁸，（m³ d）/（mg s）

q_{AOF}：—气井绝对无阻流量最大值，10⁴m³/d；

C_{H₂S}：—天然气中硫化氢含量，mg/m³。

类比磨溪 10 井和南充 1 井气质组成和测试流量为基础数据进行计算得出，则 0.01<RR<1.0，危害程度等级定为三级。

根据《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》(AQ2018-2008)中第 4.1 条规定,项目公众防护距离要求为:“井口距民宅不小于 100m;距离铁路及高速公路应不小于 300m;距离公共设施应及城镇中心不小于 500m”,结合项目外环境调查可知,釜北 1 井井口 100m 范围无民房农户,300m 范围内均无铁路及高速公路,500m 范围内均无公共设施,由此可见,本项目选址满足《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》相关规定。

结合表 7.5-1~表 7.5-4 预测结果和公众防护距离要求,确定本项目釜北 1 井紧急撤离距离均为井口周边 500m,因预测结果是基于磨溪 10 井和南充 1 井类比数据,当发生井喷失控时,一般撤离范围可根据监测情况决定。

项目应根据《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)第 8.2.2.3 和 8.2.2.4 中规定组织撤离。当井喷失控时,由现场总负责人或其指定人员向中华乡政府报告,协助当地政府做好居民紧急疏散工作。

本项目环境风险搬迁与应急疏散结果汇总见下表。

表 7.5-6 本项目环境风险应急疏散结果汇总

事故主体		应急疏散距离（m）	应急疏散范围内居民数量	
			户数	人数
井喷	釜北 1 井	1000	9	28

建设单位可通过安装广播、建立通讯录电话告知等方式告知农户,划定出逃生路线并确定临时聚居点,并加强宣传和演练,结合现场地形和交通情况。井场 3km 范围内的其他社会敏感点虽然不在紧急撤离范围内,但应根据监测情况决定是否撤离。

7.6 其他环境风险分析

7.6.1 套管破裂天然气串层泄漏进入地表环境风险影响分析

在施工中,出现套管破裂的概率很小。由于地下岩层的阻隔,事故发生后串层泄漏进入地表的天然气量、压力、速率比井喷量小很多,影响程度比井喷小很多。

该事故主要控制措施是加强对周边 3km 范围内居民的教育培训,遇到此类事故应立即撤离泄漏点,撤离距离根据应急监测确定。企业应在可能的泄漏点周边设置便携监测仪,确定浓度,根据浓度确定具体撤离范围。企业同时应通过井口周边放喷管放喷燃烧泄压,减少周边地表泄漏点泄漏量,对地表泄漏点进行点火燃烧。

7.6.2 废水泄漏及外溢环境风险分析

根据现场调查,釜北 1 井项目区域 500 米范围内无地表水体,井口北侧 536 米处有一条山间汇水河沟。

(1) 废水泄漏防范措施

①为防止应急池垮塌，应急池选址避开不良地质或岩土松散的地段等地质结构不稳定的地方。

②按相关要求规定对应急池进行防渗处理。

③加强员工操作规范管理，尽量避免废水装车失误。装车过程若遇到废水泄漏，立即停止装车作业，减少废水泄漏量，并利用井场内的污水沟将泄漏废水收集至应急池内，不外流。

（2）废水外溢防范措施

①对井场临时储存的废水进行及时转运，减少废水储存周期，降低废水外溢风险，特别在汛期来临之前要尽量腾空应急池。

②为避免突降大雨引起雨水进入应急池，从而引发废水外溢，应及时转运应急池中的废水。

③井场采用清污分流系统，防止雨水进入应急池，并定期进行维护，从而有效控制因暴雨而导致应急池的外溢。

④为了防止应急池污水渗漏或外溢污染地表水及浅层地下水，要求建设方对应急池内废水及时清运，在修建应急池时留有一定的富余容量，以容纳暴雨增加的水量，防止外溢；在暴雨季节，加强对应急池的巡查，降低废水外溢的环境风险。

⑤建立事故应急预案和联动机制，明确钻井过程中一旦出现环境风险事故的应急处置方式，以及钻井施工单位、勘探事业部、达州市环境保护局、大竹县环保局、地方政府及其他相关部门的联系人及联系方式。

⑥设置地表水三级防控机制。

项目采取以上防控措施并加强施工管理、并建立事故应急预案和联动机制，预防项目葦北 1 井钻井工程实施对山间汇水河沟的影响，杜绝污废水以任何形式进入山间汇水河沟。

7.6.3 钻井废水运输过程中的环境风险分析

钻井废水转运至阳 78 井进行回注（安德蜀南水处理回注站），运前检查罐车安全排查隐患，检查罐车储水罐是否漏水，采用专门的罐车密闭运输。

本项目及时转运和处理废水，废水转运时采取罐车密闭输送。本次葦北 1 井作业废水转运路线选择了从大竹县上高速。在上大竹县高速之前，要求废水罐车选择地势开阔的道路行驶，废水罐车需尽量绕避饮用水源保护区的范围；若无法绕避，必须穿越饮用水源保护区的陆域范围时，废水转运车应注意：驶入保护区陆域范围之前要降低车速，在保护区

的路域范围内行驶时车速不得高于 40km/h，防止人为原因造成的废水外溢，并且在罐车行驶至河流较近位置或穿越河流的道路时，应放慢行驶速度，谨慎通过。

废水罐车上高速之后，途径广安市邻水县、重庆市渝北区、江北区、沙坪坝区、江津区、合江县、泸州市，最终到达阳 78 回注井（安德蜀南水处理回注站）所在地泸州市龙马潭区安宁镇柏杨村 16 社。

本项目废水转运路线总运距约 360km，废水转运路线穿越大竹县境内西河 1 次、邻水境内芭蕉河 2 次、重庆境内嘉陵江 1 次、长江 1 次、泸州境内长江 3 次。线路从大竹县开始至泸州市胡市镇均为高速，尽可能选择了路况较好的路线。项目废水转运路线沿途的地表水环境风险敏感目标见表 7.6-1。废水转运路线见附图 12。

表 7.6-1 转运路线沿线地表水体情况统计

序号	水体名称	穿越位置或与公路的位置关系	穿越次数	备注
1	西河	高速公路桥上穿越	1	III类水体，适用功能为工农业用水
2	芭蕉河	高速公路桥上穿越	2	III类水体，适用功能为工农业用水，兼有饮用水功能
3	嘉陵江	高速公路桥上穿越	1	III类水体，适用功能为工农业用水，兼有饮用水功能
4	长江	高速公路桥上穿越	4	III类水体，适用功能为工农业用水，兼有饮用水功能

为降低废水转运对地表水的污染风险，确保本工程废水得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，本工程废水转运过程中，采取如下措施：

（1）建立建设单位与当地政府、环保局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水外溢事故，应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

（2）对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装 GPS，并纳入建设方的 GPS 监控系统平台。

（3）转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

（4）加强罐车装载量管理，严禁超载。

（5）加强对废水罐车司机的安全教育，定期对罐车进行安全检查，严格遵守交通规则，避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理，要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对废水罐车的管理，防止人为原因造成的废水外溢。

（6）转运罐车行驶至河流（含河沟、塘堰等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，应放慢行驶速度。

（7）废水转运尽量避开暴雨时节。

(8) 建立废水转运五联单制度。

7.6.4 柴油使用、储运过程中的环境风险分析

一般而言，柴油的安全性是比较好的，但其易燃易爆性是不容忽视的。井场上用柴油罐对柴油进行储存，柴油罐放置在井场进门处砖砌的基础之上，其周围为旱地，无林木等。柴油在使用、储运过程中的环境风险主要来自于柴油罐自身缺陷、人员误操作、老化等造成的泄漏以及外部破坏产生的事故，包括人为破坏及洪水、地震等不可抗拒因素。柴油泄漏可能污染河流、地表水和地下水，对生态环境和社会影响很大，也可能引起火灾爆炸，造成人员伤亡及财产损失。

柴油在使用、储运过程中的主要问题有以下几方面：

(1) 对柴油的危险性认识不足

由于柴油不易挥发、闪点高、相对于经常使用汽油安全性好得多，因此对柴油的危险性认识不够，明显轻视柴油发生火灾爆炸的可能性，不按安全程操作。

(2) 施工中存在的问题

由于人们对柴油的危险性重视不够，导致在柴油使用及存储时留下很多安全隐患。例如：有的柴油场所的安全防爆等级定得太低；有的柴油储存设施间的安全距离不够；有的柴油储存设施没有采取防止油品蒸发措施，柴油罐长期敞口不盖等。

(3) 作业时大意

对存储柴油设施、设备的动火作业不够重视，防止油气逸散、火焰传播和火星飞溅的措施落实不到位，结果引起火灾或爆炸。

7.6.5 盐酸使用、储藏过程中的环境风险分析

工程在钻前工程在存放盐酸储藏室四周修建了专门的截流沟，且盐酸采用陶瓷坛盛装，储存量约为 0.5t，远低于储存场所 50t 的临界量。在储藏室修建了围堰，且储藏室地面均采用防渗处理，即使盐酸泄漏也不会进入周边土壤、水体，只会顺着截流沟流到围堰。由于洗井时盐酸用量很少，经有效收集回收利用，并在建设期间采取了防渗、修建截留沟、围堰等防范措施，对周围环境不会造成污染影响。

7.6.6 H₂S 扩散对人体健康的影响

H₂S 是一种神经毒剂，亦为窒息性和刺激性气体。其毒作用的主要靶器是中枢神经系统和呼吸系统，亦可伴有心脏等多器官损害，对毒作用最敏感的组织是脑和粘膜接触部位。硫化氢在体内大部分经氧化代谢形成硫代硫酸盐和硫酸盐而解毒，在代谢过程中谷胱甘肽可能起激发作用；少部分可经甲基化代谢而形成毒性较低的甲硫醇和甲硫醚，但高浓度甲

硫醇对中枢神经系统有麻醉作用。体内代谢产物可在 24 小时内随尿排出，部分随粪排出，少部分以原形经肺呼出，在体内无蓄积。 H_2S 的急性毒作用靶器官和中毒机制可因其不同的浓度和接触时间而异。浓度越高则中枢神经抑制作用越明显，浓度相对较低时粘膜刺激作用明显。

7.6.7 天然气点火燃烧对生态环境的影响

含硫天然气点火燃烧产生 SO_2 一定程度上影响植被生长，尤其是对农作物影响明显，影响一季农作物。若 SO_2 浓度过高，与水反应生成亚硫酸盐的速度超过植物细胞将其氧化成硫酸盐的速度，就会引起植物的急性伤害，造成植物枯死。在雨天高浓度的 SO_2 还可能形成酸雨，对植物造成更大的危害。但这种影响是可逆的，事故得到控制后能够恢复生产。同时项目区域无自然保护区、风景区等敏感生态区域，为农业生态环境，事故对生态环境的影响是可恢复的。

就农业生态环境而言，事故发生后对生态环境的影响是可恢复的。事故发生后的区域农作物及植被不会出现大范围的影响，主要在井口附近区域出现植被受损。井喷后生态环境基本能恢复到原来的状态。

7.7 环境风险评估

环境风险大小可接受程度采用目前国际石油界普遍采用的风险评价矩阵，该风险评价矩阵近年来在中国石油界的 HSE 管理中得到认同。本项目风险评价标准和结果见表 7.7-1~2。

表 7.7-1 风险评估标准

严重级别	后果				事故发生几率				
					A	B	C	D	E
	人员	财产	环境	声誉	在 EP 工业界未听说	在 EP 工业界发生过	在作业队发生过	每年在作业队发生多次	每年在所在地发生多次
0	无伤害	无损坏	无影响	无影响	加强管理不断改进				
1	轻微伤害	轻微损坏	轻微影响	轻微影响					
2	小伤害	小损坏	小影响	有限影响				措施	
3	重大伤害	局部损坏	局部影响	很大影响			削减		
4	一人死亡	重大损坏	重大影响	全国影响		风险		承受	
5	多人死亡	特大损坏	巨大影响	国际影响	引入		不能		

备注：EP- 石油天然气勘探开发。

表 7.7-2 环境风险评估结果

事故	后果				事故发生几率	风险大小
	人员	财产	环境	声誉		
废水外溢	/	/	局部影响	影响小	在作业队发生过	引入风险 削减措施

事故	后果				事故发生几率	风险大小
	人员	财产	环境	声誉		
井喷失控	重大伤害	重大影响	很大影响	很大影响	在作业队发生过	引入风险 削减措施

环境风险评价结果表明，本工程几类事故的环境风险处于“引入风险削减措施”以下级别，通过加强管理和引入风险削减措施，其环境风险可控制在可接受水平。

7.8 环境风险管理

7.8.1 钻井过程中拟采取风险防范措施

钻井主要采纳以下技术标准和规范：

- 1) 《含硫化氢天然气气井井喷失控点火规定》AQ2016-2008；
- 2) 《含硫化氢天然气气井公众危害程度分级方法》AQ2017-2008；
- 3) 《含硫化氢天然气气井公众安全防护距离》AQ2018-2008；
- 4) 《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》SY/T5087-2005；
- 5) 《含硫油气井钻井井控装置装配、安装和使用规范》SY/T6616-2005；
- 6) 《含硫油气田硫化氢监测及人身安全防护规定》SY/T6277-2005；
- 7) 《含硫化氢油气井井下作业推荐作法》SY/T6610-2014；
- 8) 《流量控制和压井系统》SY/T5323-2004；
- 9) 《钻井井控实施细则》Q/CNPC-CY 815-2006；
- 10) 《含硫油井和气井钻井作业规程》Q/CNPC 115-2006；
- 11) 《油气井钻井井控规定》CNPC 发行（2006 年 5 月 19 日）；
- 12) 《钻井技术操作规程》Q/SYCQZ 001-2008；
- 13) 《钻井井控实施细则》Q/CNPC-CY 815—2006；
- 14) 《井下作业井控实施细则》Q/CNPC-CY 816—2006；
- 15) 《剪切式闸板防喷器安装、使用和维护暂行规定》。

7.8.1.1 钻完井设计上的防范措施

（1）通过地质资料，分析拟定井场周围可能存在的中层结构以识别任何潜在的构造圈闭，制定措施防止浅层气可能引发的井喷事故。

通过表面地质评估，测定已钻井眼与地面间是否存在任何可导致含硫气体外逸通道的可能性；通过测量，探测任何气体（烃或伴生硫化氢）外逸到地表的可能性。

（2）井身结构中，生产套管内径选择考虑了井下安全阀及其控制管线卡子的尺寸，生产套管能有效封隔技术套管严重磨损的井段。

(3) 根据储层硫化氢和二氧化碳含量选择抗硫防喷器等井控设备；

(4) 采用带全封闭/剪切式闸板的 V 类综合防喷器组和井控设备，钻井四通下安装一半封闸板防喷器，全封/剪切安装于上部两个半封之间；安装密闭气体分离系统，用于安全清除和/或燃烧来自井内钻井液中的所有气体，并配以自动点火装置。并针对采用的设备，制定具体的操作规范和开展培训。

(5) 选择适用于硫化氢环境耐腐蚀合金油管、套管、完井工具、钻杆和连续油管；凡是重要的或直接与井下流体相接触的部件采用镍基 CRA 或更高级别的合金；对这些设备必须做好质量控制工作，同时根据为该设备建立的疲劳寿命模型进行评估和管理。

(6) 采用 HH 级高抗硫的套管头和采油树，保障井口安全。

(7) 试气工程设计中对入井和测试的管材、工具、阀件、仪表以及与含硫介质相关材料的钢级、等级及抗硫性能作出特殊要求，必要时作防腐处理。下井前要有专人负责校验并记录。

(8) 试气工程设计中依据该井 H_2S 的含量及测试产量、时间等因素拟定居民疏散和警戒方案。

(9) 试气设计中编制该井《试气作业安全措施》以及《试气作业事故应急预案》，即安全专项设计。

7.8.1.2 钻井过程风险防范措施

不管任何情况下，只要发现溢流，立即关井，以防止发生井涌、井喷现象；关井采用硬关井的方式；压井采用司钻压井法压井，当检测到高浓度硫化氢时，首选硬推法进行井控。

钻进井控要求

(1) 钻井过程中要求安装好井控装置，井控装置包括以下六部份，其安装、试压、使用及管理符合相关要求。

①以液压防喷器为主体的井口装置，包括防喷器及其控制系统、四通、套管头等；

②以节流管汇为主的井控管汇，包括防喷管汇、压井管汇、放喷管线、回收管线等；

③钻具内防喷工具，包括旋塞阀、钻具回压阀、旁通阀等；

④以监测溢流为主的井控仪器仪表；

⑤钻井液加重、除气和起下钻灌钻井液等设备；

⑥用于特殊作业或处理井喷失控的专用设备和工具，包括旋转防喷器、自封头及灭火专用设备。

(2) 制定检验测试程序确保设备处于最佳运行条件，特别是防喷器的压力等级应与相应井段中的最高地层压力相匹配，同时综合考虑套管最小抗内压强度的 80%、地层流体性质等因素。根据不同的井下情况选用各次开钻防喷器的尺寸系列和组合形式，以防发生井控事故。

(3) 井口防喷器和配套的井控系统应符合钻井设计要求，采用 70MPa 压力等级防喷器及节流控制设备，并配有相应的井内工具尺寸一致的防喷器芯子，并备用防喷器闸板芯子。对防喷器的使用要建立使用卡片备查。

(4) 技术套管固井后，储备 1~1.5 倍井筒容积、密度高于设计地层压力当量钻井液密度 $0.3\text{g/cm}^3 \sim 0.4\text{g/cm}^3$ 的加重钻井液，及足够的加重材料和处理剂；

(5) 放喷管线采用抗硫管材，布局要考虑当地季节风向、道路情况，接出井口不少于 100m 并具备点火条件；放喷管线应至少装两条，其夹角为 $90^\circ \sim 180^\circ$ ，管线转弯处的曹头夹角不应小于 120° ；若风向改变时，至少有一条能安全使用，并在必要时连接其他设备（如水泥车等）做压井用；每隔 10-15m 应打水泥基墩，用地脚螺栓、压板固定牢靠，转弯处要求采用双压板固定。

(6) 对工作人员进行井控程序培训和演习。所有涉及钻井操作、技术和安全管理的人员必须参加井控培训并获得“井控操作证书”。

(7) 针对具体的每口井制定井喷应急预案，包括针对硫化氢井喷和放喷点火的具体详细程序和设备规范，并对相关人员进行井喷应急预案培训。

(8) 定期进行设备有效性的检验和人员操作演习。施工队伍严格执行“座岗”制度、“打开油气层检查验收”制度、“井控操作证”制度、“井控工作分级责任制”等制度。

(9) 井场储备足够的堵漏剂，在钻井过程对泥浆实时监控，一旦发现漏失，立即采取堵漏措施，减少漏失量。堵漏剂的选取应考虑清洁、无毒、对人体无害，环境污染轻的种类，建议采用水泥堵漏。

(10) 对钻井工程中可能发生的泥浆漏失的情况，应有所预见。本工程采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位，针对这种情况应选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。

钻开含硫气层的要求

(1) 钻开含硫油气层前必须按《钻井技术操作规程》QSYCQZ001-2008 规定的以下内容逐项检查合格。一是泥浆附加比重提高一级，二是准备井筒 2—3 倍容积的泥浆，三是泥浆 $\text{pH} > 10$ ，四是泥浆中加除硫剂。

(2) 及时提出可靠的地质分层预报, 在进入油气层前 50m~100m, 按照下部井段设计最高钻井液密度值, 对裸眼地层进行承压能力检验, 若发生井漏, 采取堵漏措施提高地层承压能力。

(3) 钻开气层前应组织钻开气层的安全检查验收和技术交底。经验收合格具备钻开气层的条件, 经过审批同意, 下达钻开气层批准通知书, 钻井队方可钻开气层。

(4) 安装好防喷器后, 各作业班按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流的四种工况分别进行一次防喷演习; 其后按共识性文件规定: 每班每周至少进行 1 次防喷器演习并记录, 根据需要, 还将进行钻进时发生溢流演习、起下钻演习与节流演习。钻进作业和空井状态应在 3min 内控制住井口, 起下钻作业状态应在 5min 内控制住井口。

(5) 含硫油气层钻进过程中, 安装方钻杆旋塞阀, 顶驱安装内防喷器 (IBOP) 并定期活动、检查; 方钻杆下旋塞阀应通过配合接头或保护接头与其下部钻具连接。并在钻柱下部安装钻具止回阀, 在不能接止回阀时采取特定的安全措施; 在钻台上准备一全开的安全阀 (FOSV)。

(6) 在产层钻进中, 通过加入除硫剂维护好钻井液的抗硫性能, 防止污染钻井液并要有足够的钻井液加重剂和处理剂的储备, 严防造成人员及财产损失。

(7) 现场准备移动式点火工具, 如: 预备点火枪、海军信号弹 (Marine Flares) 等, 保证 100%点火成功。

(8) 钻开含硫气层后, 每次起钻前, 都应进行短程起下钻。特别是下列情况, 更需要进行短程起下钻检查气侵和溢流:

- ①钻开气层后第一次起钻前;
- ②溢流压井后起钻前;
- ③钻开气层井漏堵漏后或尚未完全堵住起钻前;
- ④钻进中曾发生严重气侵但未溢流起钻前;
- ⑤钻头在井底连续长时间工作后中途需拉刮井壁时;
- ⑥需长时间停止循环进行其他作业 (电测、下套管、下油管、中途测试等) 起钻前。

(9) 钻井、起下钻杆、起下钻铤或空井发生溢流, 按规定程序实施关井。

固井作业井喷防范措施:

(1) 通井期间应处理好钻井液性能, 符合固井设计要求, 坚持平衡压力固井, 确保钻井液和水泥浆液柱压力压稳油、气、水层。

(2) 下套管前检查好井控系统, 更换半封防喷器芯子, 与套管尺寸一致, 并按井控规

定试压合格；下尾管作业前准备好防喷单根。

(3) 下套管前，应换装与套管尺寸相同的半封闸板。固井全过程应保持井内压力平衡，防止固井作业中因井漏、候凝期间因水泥浆失重造成井内压力平衡被破坏而导致的井喷。

(4) 下套管过程中，应专人负责观察钻井液出口、钻井液循环罐液面变化情况，如有异常，要及时按程序汇报与处理。

(5) 整个固井施工和候凝过程应严格执行井控有关规定。

(6) 固井水泥的选择，在确定国内生产厂家后，对生产厂家的制造工艺和质量控制进行审核，确定制造商的水泥的批次规模和产量，对合格批次水泥从制造到使用点进行全程跟踪。另外，对多产层等关键的井段采用进口水泥，确保更稳定的质量和可预测的性能。

(7) 尾管悬挂器与尾管顶部封隔器结合使用，以确保尾管的固井质量和防止产层气体上窜。

测井过程井喷风险防范

(1) 测井作业人员充分了解钻井防喷器顶部法兰连接规范。

(2) 电缆防喷管底部法兰与钻井防喷器顶部法兰连接密封可靠；防喷管中应配备测井仪器的防落装置；电缆防喷装置满足井口控压要求并试压。

(3) 电测时发生溢流应尽快起出井内电缆；如果条件不允许，则立即剪断电缆，按空井溢流关井操作程序关井，不允许用关闭环形防喷器的方法继续起电缆。若是钻具传输测井，则剪断电缆按起下钻中发生溢流进行处理。

7.8.1.3 完井与修井作业风险防范措施

射孔作业

(1) 射开油气层前，按设计要求储备压井液或加重材料，井控装备（包括采气井口装置、地面流程等）按照要求试压合格，内防喷工具配备齐全并试压合格，井控监测仪器、仪表、辅助及安全防护设施配套齐全，按要求开展防喷演习。

(2) 射孔作业前重点检查放喷管线、压井管线，检查封井器，使之开关灵活可靠。

(3) 常规电缆射孔时，先要压稳油气层，安装带全封闸板的防喷器组合，射孔过程中由专人负责观察井口显示情况，若液面不在井口，应及时向井内灌入同样性能的压井液，保持井内液柱压力不变；电缆射孔时应有专人看管电源，防止发生误射，导致井涌、井喷。

(4) 射孔过程中发生溢流时，停止射孔并及时起出枪身，来不及起出枪身的应剪断电缆，迅速控制井口。

(5) 过油管射孔、取油管内堵塞器作业前，安装相应的采油（气）树、防喷器、防喷

盒等井控装置，并按标准试压至额定工作压力，稳压 30min；

(6) 射孔作业时，钻台和压井液返出口应配置 H_2S 报警仪和正压式空气呼吸器，配备防爆排风扇。

修井作业

(1) 修井前进行全面评估，以确定从气藏到其上部地层是否有气窜存在。

(2) 防喷器到井前，进行 BOP（防喷器）组、盲板、法兰和各接头进行试压。

(3) 现有井要进行温度/声波测井，以便在所有井眼封堵塞被清除前探知套管外是否存在窜流，以免井漏后，修井时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。

(4) 钻水泥塞和钻桥塞等执行钻井作业的井控程序。

(5) 起管柱前应落实好防喷、防火、防爆、防掉油管及其它落物等安全措施。井口应装有相应压力等级的防喷器、与入井管柱外径尺寸相匹配的半封闸板，回压阀或旋塞阀、旋塞阀扳手、油管挂、配合接头等应备齐置于钻台上。

(6) 起下管柱作业过程将严格执行液面坐岗制度，观察出口和作业液液面变化，对作业液的进、出量进行计量，每隔 15min 记录一次液面的变化，遇特殊情况加密观察并记录，及时发现溢流，按起下管柱作业关井操作程序关井。

7.8.1.4 测试放喷过程风险防范措施

(1) 试气作业前按《气井试气、采气及动态监测工艺规程》（SY/T 6125-2006）等相关标准要求进行设气设计。

(2) 按照有关标准及试气设计对井口装置、测试管线、地面测试流程进行安装固定、试压，并测试是否达到设计和标准的要求。

(3) 测试现场做好安全警戒工作，以及治安保卫、交通管制工作。

(4) 施工作业前安排组织进行技术交底，施工过程中应安排安全环保监督全程参与。

(5) 放喷点火时，使用点火枪或海军信号弹，点火人员应佩戴好空气呼吸器。

(6) 井口产出的流体经分离计量后液体进入储罐，天然气进入测试放喷火炬点火烧掉；分离器距井口 30m 以上，火炬应距离井口 100m 以外，距离建筑物及林地 50m 以外。

(7) 测试期间如发生井口超压，应及时开启放喷管汇降压，同时作好压井准备。

7.8.1.5 钻开气层、测试放喷过程量化风险控制措施

工程钻开油气层、测试放喷过程均属于风险较高的施工环节，工程有以下量化风险控制措施：

(1) 作业前都将制定专项应急预案，设置出入控制点；

(2) 在高风险作业点及作业时段，所有居住在 500m 范围内的居民都将临时撤离；

(3) 作业前至少进行 1 次应急联合演练；

(4) 各井场至少配置固定式硫化氢监测仪 1 套，并在钻井平台、井口喇叭口、泥浆振动筛、泥浆池、井口、放空火炬管线等安装空气中 H_2S 含量监测灵敏度达到 5 ppm（最低要求）的连续监测型 H_2S 检测器；便携式硫化氢监测仪 5 台以上；可燃气体监测仪 1 台；空气呼吸器按生产班组每人配备 1 套，另按钻井队人数的 15%作备用；空气压缩机 2 台。

(5) 现场钻井人员配备便携式硫化氢检测仪，同时现场提供额外的手持式便携监测器，周边社区的硫化氢浓度采用手持式硫化氢检测器进行监测。

(6) 将采用循环式真空脱气装置在泥浆返回泥浆池之前除去钻井泥浆中的 H_2S 。电子检测器将持续对井进行监测，检测器会根据 H_2S 水平发出报警：5–10 ppm（RED（红色）灯闪烁）；10ppm >-（RED（红色）灯闪烁且带有声音报警。

(7) 将安装 3 个风向袋用以显示风的方向。

7.8.2 钻进过程中的风险管理

(1) 配备应急点火系统及点火时间、点火管理

应按行业相关规范，井控放喷管、测试放喷管都应设置点火系统，同时要配备井喷失控后的应急点火系统和专业执行人员和负责人，并进行专门培训和演练。

按行业相关规范，点火人员应佩戴防护器具，并在上风方向，离火口距离不得少于 10m，用点火枪点火。

井喷失控井口点火时间应执行《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）的规定；含硫化氢天然气井出现井喷事故征兆时，现场作业人员立即进行点火准备工作。按要求在井喷失控后 15min 内井口点火。

(2) 钻井进入含硫气层和中途测试对居民的临时撤离

根据行业标准，在即将钻进含硫气层和中途测试前应临时撤离周边 500m 居民至作业完成。

(3) 对周边居民的风险应急培训、演练、应急撤离设施

施工单位应主动联系当地政府，对撤离区居民、学校通过发放宣传册普及安全知识，向居民普及 H_2S 毒性知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施。

站场明显位置设风向标，井场配备高音喇叭，以便及时有效通知周边居民。远处居民在预案中确定有应急组织机构组织撤离。

(4) 钻井风险监控、报警措施

应严格按照《含硫气井安全钻井推荐作法》(SY/T5087-2005)、《含硫油气田 H₂S 监测与人身安全防护规定》(SY6277-2005)中的相关规定落实,钻井队应按规定配备 H₂S 安全防护设施及装置;其中带探头四通道硫化氢监测报警系统探头触点安放在钻台井口,钻井液出口及司钻旁边三处,主机安装在值班房。

含 H₂S 气层钻进时,加强对钻井液中 H₂S 浓度的测量;含 H₂S 气层钻进时,在可能产生 H₂S 的场所工作的员工每人应配备 H₂S 监测仪、防毒面具或空气呼吸器,并保证有效使用;在含硫气层取心起钻,当取心工具距井口还有 10m 时应监测 H₂S 浓度,钻台作业人员应戴上空气呼吸器,直到取出岩心,且 H₂S 浓度降到安全范围内。

同时井场应配备高音喇叭,以便及时报警和通知疏散周边居民。

井场钻开气层前通知大竹县人民医院、消防队各方面救援保障力量以及钻井队主管部门、勘探事业部的应急救援单位。进入含硫油气层前,应落实和当地政府和医院、消防部门取得联系;一旦发生井涌、井喷,出现 H₂S 溢出井口的危险情况以便及时报警。与各单位、部门的报警联系主要采用值班专用通信电话和手机。

(5) 废水外运过程事故防范

针对废水运输过程中的风险防范应采取以下措施:

①建立建设单位与当地政府、环保局等相关部门的联络机制,若有险情发生,应及时与作业区值班人员取得联系,若确认发生废水外溢事故,应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

②对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度,为每台车安装 GPS,并纳入建设方的 GPS 监控系统平台;

③转运过程做好转运台账,严格实施交接清单制度;

④加强罐车装载量管理,严禁超载;

⑤加强对废水罐车司机的安全教育,定期对罐车进行安全检查,严格遵守交通规则,避免交通事故发生。加强对除驾驶员外的其他拉运工作人员管理,要求运输人员技术过硬、经验丰富、工作认真负责。加强对废水罐车的管理,防止人为原因造成的废水外溢。

⑥规划转运车行车路线,尽量避免经过河流;选择经过路线尽量避开下游存在饮用水保护区的河段。

⑦转运罐车行驶至河流(含河沟、塘堰等)较近位置或者经过河流(含河沟等)的道路时,应放慢行驶速度。

⑧废水转运应避开暴雨时节。

(6) 环境管理

石油天然气部门建设单位勘探事业部以及施工钻井队各项作业均在推行国际公认的 HSE 管理模式，同时结合行业作业规范，设置有专职安全环保管理人员。把安全、环境管理纳入生产管理的各个环节。为防止事故的发生起到非常积极的作用。

7.8.3 事故应急措施

(1) 环境风险应急关键措施

井喷失控造成含硫化氢天然气急速释放，发生井喷的过程主要是由泥浆溢流→井涌→井喷。天然气从井口喷出，这段时间大约在 20~60 分钟。泥浆溢流后，应立即组织首先撤离井口周边 500m 内的居民，并告知井口周围 3km 范围内的敏感点，尤其是学校、集镇等。井喷失控后，在井口点火燃烧泄漏天然气，将硫化氢燃烧转化为 SO_2 和 H_2O 。同时，应根据具体情况决定是否扩大撤离范围。

钻井过程中，井下监控措施监控发现井内泥浆溢流量达 1m^3 时报警，达到 2m^3 时马上采取关井措施。当所有关断措施全部失效，井口失控后，即发生井喷事故。若采取关井措施能防止井喷，将疏散的居民撤回；若井口失控后发生井喷，则井喷结束后，将疏散的居民撤回。

(2) 环境风险应急基本要求

应把防止井喷失控、硫化氢外溢中毒等作为事故应急的重点，避免造成人员中毒危害和财产损失，施工单位应本着“人员的安全优先、防止事故扩展优先、保护环境优先”的原则，按照《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》(SY/T6285-1997)的要求和环评要求制定和当地政府有关部门相衔的应急预案。

(3) 环境风险事故时人员撤离路线

撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风方向进行撤离。由于涉及人员多，应通过应急组织机构负责组织撤离，通过广播系统和电话系统通知。由于远处居民不能看到风向标，在通知撤离时要由专业人员根据风向标说明撤离方向。可通过广播系统和电话系统通知，应通过协调村委会通过电话通知到小组，各组至少设立 2 个联络点。小组负责人指定 4 人负责通知小组内的居民。结合本项目外环境关系、地形及周边交通状况，建议逃生路线为：莹北 1 井周边人居主要分布在南侧，南侧农户沿着南侧水泥道路撤离。

若未及时撤离，则就近寻找水源和棉布或毛巾，采用湿毛巾或棉布捂住嘴，穿戴遮蔽皮肤完全的衣服和戴手套，朝地势高的地方跑，与村联络员联系告知位置，等待救援。

(4) 人群自救方法

迅速撤离远离井场，沿井场上风向撤离，位于井场下风向的应避免逆风撤离，应从风向两侧撤离后再沿上风向撤离，同时尽量撤离到高地。撤离过程中采用湿毛巾或棉布捂住嘴，穿戴遮蔽皮肤完全的衣服和戴手套。有眼镜的佩戴眼镜。该自救措施应在宣传单、册中注明，在应急演练中进行演练。

(5) 废水外运过程应急措施

罐车运输废水过程中，如发生车祸等，废水将泄漏进入农田。发生该类风险时堵住农田缺口，防止进入冲沟影响河流水体，同时在冲沟筑坝截流，防止进入下游河沟影响水质，监测水质数据，对河沟沿线用水进行管理。发生事故后应及时通报当地环保部门，并积极配合环保部门抢险。应急抢险应以尽量减少泄漏量，控制废水扩散范围为基本原则。

(6) 油罐泄漏的应急措施

在油罐周围设置围堰，容量应该满足油品最大泄流量，再进入导油沟后进入集油坑进行收集处置。若进入农田，应引导废油进入固定旱地，减少影响范围，尽量避免和减少进入水田。对收集的废油进行处置，对受污染的土壤收集后安全处置。

(7) 井喷失控燃烧井口的应急措施

项目钻至含气层后密切注意井口返排物质情况，同时防止周围有人使用明火，避免造成安全事故。

(8) 环境应急监测方案和大竹县环境应急监测能力

在事故现场设置 3 个空气监测点，扩散时监测项目 H_2S ，燃烧时监测 H_2S 、 SO_2 。在周边水井设 1 个水质监测点，24 小时密切监测水质、空气质量等变化情况，每小时上报一次监测情况。项目所在地的大竹县环境监测站设备较为完善，监测人员业务能力强，基本能够完成应急监测任务，不能完成的项目可申请临近的环境监测单位协助。

(9) 事故发生后外环境污染物的消除方案

当发生天然气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄漏源。含硫化氢扩散时间短，通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中硫化氢浓度，可通过消防车喷雾状水溶解将大气污染物转化为地表水污染物。

井喷失控点燃后可通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中 SO_2 浓度。必要时可向燃烧口周边喷洒水来降低废气中 SO_2 浓度。

(10) 对 500m 周边居民普及风险防范等相关知识，开钻前至少进行一次环境风险演练。

同时将井口 500m 范围内的居民纳入环境风险事故应急重点演练队伍。

7.8.4 风险管理措施

西南油气田分公司成立专门的为应对油气勘探、开发、集输、天然气净化、炼油化工等生产经营过程中可能发生的重大突发事件，最大限度地保障人民群众生命和财产安全，减轻事故灾害，西南油气田公司建立了详细周密的应急救援体系，设立了各级应急救援网络。

分公司应急领导小组负责分公司范围内所有重、特大事故的应急管理。定期组织、检查、审核分公司五个专业事故应急小组职责履行情况。

发生重大事故，各专业应急小组进行应急指挥、调度、抢险、施救、现场调查、恢复生产等工作，分公司应急领导小组协调有关工作。

对特大事故，分公司应急领导小组直接负责事故现场指挥、调度、抢险、施救恢复生产，并会同地方政府、中油股份公司开展事故调查等工作。

7.9 环境风险应急预案

由于工程有可能含有高硫化氢，因此在制定应急预案时，必须遵守《含硫化氢天然气井公众安全防护距离》（AQ2018-2008）、《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》（AQ2016-2008）、《含硫化氢天然气井公众危害程度分级方法》（AQ2017-2008）的相关规定，制定行之有效的应急预案。参考其他钻井好的应急预案，编制项目应急预案，见表 7.9-1。

表 7.9-1 应急预案主要内容一览表

序号	项目	内 容 及 要 求
1	应急计划区	危险目标：钻井地层 环境保护目标：测试放喷时，蓑北 1 井井口周边 0-500m 为紧急撤离范围。当发生井喷失控时，一般撤离范围可根据监测情况决定。
2	应急组织机构、人员	组织机构为勘探事业部，钻井队及其管理单位、当地政府。 关键依靠钻井队、当地政府。 充分、重点发挥地方镇乡、村级政府的组织能力，纳入应急组织机构中。
3	预案分级响应条件	规定预案的级别及分级响应程序： 把重大环境污染事故定为三级，定性为一般，涉及组织单位为勘探事业部、钻井队和大竹县环保局。 井喷及井喷失控定为一级。涉及组织单位为勘探事业部、西南油气田分公司，钻井队及其管理单位、当地政府。响应程度依次增强。
4	应急救援保障	应急设施，设备与器材等： 井场配备硫化氢测试、防毒、医疗、消防、疏散等应急设施。 钻开气层前通知当地医院、消防队等方面救援保障力量以及钻井队主管部门、勘探事业部的应急救援单位。

序号	项目	内 容 及 要 求
5	报警、通讯联络方式	规定应急状态下的报警通讯方式、通知方式和交通保障、管制： 协调井队通过广播系统和电话通知。至少在 1 个小组设 2 个电话联络点。小组通知人员应指定 4 人负责通知本小组内的居民。并电话通知当地交警队负责交通保障、管制，不允许非救援车辆进入危险井口周边区域。
6	应急环境监测、抢险、救援及控制措施	环境应急监测可组织协调当地环境监测中心站。 抢险、救援组织协调当地消防队、医院和钻井主管部门及勘探事业部的应急队伍。控制措施主要由钻井队和其管理部门、勘探事业部等部门共同协商控制。 井喷失控的关键控制措施：应立即组织撤离井口周边 500m 的居民。同时保证井喷失控在 15min 内点火井口燃烧泄漏天然气。将剧毒气体硫化氢燃烧转化为 SO ₂ 和 H ₂ O。
7	应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材	应急检测、防护采用井队配备的设备和消防队伍的装备，必要可增加勘探事业部、钻井队主管部门的检测防护设备。清除泄漏必要时可通过消防车喷雾状水溶解将大气污染物转化为地表水污染物。
8	人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划	紧急撤离区：井口外 500m 范围为紧急撤离区。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风方向进行撤离。通过高音喇叭、广播、电话及时通知周边各户居民，保证全部及时通知撤离。 一般撤离区：当发生井喷失控时，一般撤离范围可根据监测情况决定。在发生事故时应自发和在应急组织机构的带领下及时撤离。撤离路线应根据钻井井场风向标，沿发生事故时的上风方向进行撤离。由于涉及人员多，应通过应急组织机构负责组织撤离，通过广播系统和电话系统通知。由于远处居民不能看到风向标，在通知撤离时要由专业人员根据风向标说明撤离方向。可通过广播系统和电话系统通知，应通过协调村委会通过电话通知到小组，各组至少设立 2 个联络点。小组负责人指定 4 人负责通知小组内的居民。
9	事故应急救援关闭程序与恢复措施	规定应急状态终止程序事故现场善后处理，恢复措施邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施 (1) 井喷失控得到控制，伤亡人员得到全部救援和安置，危险区域的居民全部撤离。 (2) 恢复措施：对事故伤亡情况进行统计，应做好详细的记录并存档。行政领导小组应尽快协调各部做好医疗救护工作，包括医疗经费的提供、受伤人员的住院安排与护理以及善后赔偿等；钻井队主管单位配合相关部门人员对受损设备尽快安排修复并投入生产使用。钻井队主管部门、勘探事业部、当地政府成立事故调查小组，调查原因并按“四不放过”的原则进行事故处理；做出事故调查报告，同时总结事件教训，实行安全事故的教育培训，杜绝类似事件的再次发生
10	应急培训计划	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练： 着重在钻含气层前的演练，把井口周边 500m 范围内居民纳入培训、演练队伍。井队安全监督要对井队全体员工进行应急救援培训，提高员工的应急救援能力。加强对组织人员向井场附近居民宣传硫化氢和井喷的危害及相关知识。井队队长及安全负责人指定应急培训计划，定期对应急组织机构成员和应急保障系统、应急信息的有关人员进行综合性应急培训并作好培训记录。应急演练应每个月开展一次，进入气层后半个月开展一次，通过演练掌握应急人员在应急抢险中对预案的熟悉程度和能力，二是加强抢险应急设备的维护保养，检查是否备足所需应急材料。

序号	项目	内 容 及 要 求
11	公众教育和信息	对井场邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息： 安全距离内居民进行公众教育，发宣传册。钻井工程前，要向可能危及居民安全范围内进行 H ₂ S 安全知识和遇紧急情况时的应急预案教育，提出紧急情况下的安全撤离要求。 施工单位应主动联系当地政府，对紧急撤离区范围内的居民通过发放宣传册普及安全知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施。同时应在进入含硫气层前对 500m 范围内的居民进行应急演练一次。对一般撤离区范围居民发放宣传册普及安全知识，内容应有危害程度、防范应急救护措施。
12	夜间特别管理机制	井场配备高音喇叭、防爆灯具，以便夜间事故及时通知周边较近距离的居民，防爆灯具应布置在井场内风向标处，以便井场人员和周边较近居民可判断风向，带领其他人员撤离。 井场实行轮班制度，保证夜间各岗位有相应值班人员。对居民进行公众教育、培训中应强调夜间自救内容，要求居民夜间保持通讯设备的畅通，夜间不关手机等教育。强调在钻气层期间夜间保持一定的警惕，提出在夜间事故报警后应立即穿少量衣服，及时保证人员撤离。

7.9.1 宣传、培训和演习

(1) 公众信息交流：当地政府、建设单位及其承包方要按规定向公众和员工说明陆上石油天然气开采的危险性及发生事故可能造成的危害，广泛宣传应急救援有关法律法规和陆上石油天然气开采事故预防、避险、避灾、自救、互救的常识。

(2) 培训：应急救援队伍按照有关规定参加业务培训；建设单位或其承包方按照有关规定对员工进行应急培训；各级安全生产监督管理部门负责对应急救援培训情况进行监督检查。各级应急救援管理机构加强应急管理、救援人员的上岗前培训和常规性培训。

(3) 演习：建设单位或其承包方按有关规定定期组织应急救援演习；中石油有关专业应急机构和地方人民政府根据自身实际情况定期组织陆上石油天然气开采事故应急救援演习，并于演习结束后向安全监管总局提交书面总结。应急指挥中心每年会同有关部门和地方政府组织一次应急演习。

西南油气田分公司及所属单位每年至少组织一次井喷失控事故应急的桌面演习或全面演习，并将演习总结报应急办公室。

7.9.2 重大环境污染应急预案

当井场废水外溢造成环境污染时，废水处理工及时报告钻井队队长；队长尽快赶到现场，了解污染大致情况，视污染的不同程度采取不同措施；污染较小，本队有能力处理时，队长可组织人员及时处理，控制污染扩大；当污染较大，处理难度较大，应立即向钻探公司调度室和质量安全环保部汇报，调度室尽快向钻探公司领导汇报，讲清大致情况；特别重大的污染事故要向当地环保局汇报；队长组织其他队领导、废水处理工、当班人员，采

取有力措施，控制污染扩大；彻底清理污染场地，彻底消除隐患；配合上级有关人员对污染事故进行处理。

施工单位必须制定出应急救援预案和与当地政府和有关部门建立相衔接的应急救援体系，并按规定程序报批后进行宣传和演练，加强信息交流，建立与相关方面的通讯联系系统。

7.9.3 井喷及井喷失控应急处理预案

井喷时立即启动应急预案，根据事态发展变化情况，事故现场抢险指挥部根据应急领导小组的指令并充分考虑专家和有关意见的基础上，依法采取紧急措施，并注意做好以下工作：

(1) 井喷失控后严防着火和爆炸。应立即停钻机、机房柴油发电机组、锅炉，切断井架、钻台、机泵房等处全部照明灯和用电设备的电源，熄灭一切火源，需要时打开专用探照灯，并组织警戒。

(2) 立即向当地政府报告，协助当地政府作好井口 500m 范围内居民的疏散工作。

(3) 设置观察点，定时取样，监测（大气/空气）中的（天然气、硫化氢和二氧化碳含量/有毒有害气体（如 H_2S ）的浓度），划分安全范围。

(4) 迅速成立现场抢险领导小组，根据失控状况制定抢险方案，统一指挥、组织和协调抢险工作。抢险方案制订及实施，要把环境保护同时考虑，同时实施，防止出现次生环境事故。

(5) 继续监测污染区有毒有害气体的浓度，根据监测情况决定是否扩大撤离范围。

(6) 当空气中硫化氢浓度达到 $15mg/m^3$ （10ppm）的阈限值时，现场应：

- a) 安排专人观察风向、风速确定危险区。
- b) 切断危险区不防爆电器的电源。
- c) 安排专人佩戴正压式空气呼吸器到危险区检测泄漏点。
- d) 非作业人员撤入安全区。
- e) 继续监测空气中硫化氢浓度（进行监测）。

(7) 当空气中硫化氢浓度达到 $30mg/m^3$ （20ppm）的安全临界浓度时，应：

- a) 启动报警音响，戴上正压式空气呼吸器。
- b) 实施井控程序，控制硫化氢泄漏源。
- c) 切断作业现场所有可能的着火源。
- d) 立即向上级部门报告。

e) 指派专人在井口 500m 和 1000m 处进行硫化氢监测，需要时监测点可适当加密。

f) 设立警戒区，任何人未经许可不得入内。

g) 撤离现场的非应急处置人员。

h) 清点现场人员。

i) 通知救援机构，救护人员进入戒备状态。

(8) 当井喷失控时，应：

a) 立即通知并协助当地政府疏散井口 500m 范围内的居民和其他人员，根据监测情况，考虑风向、地形、人口密度、受污染程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。

b) 关停生产设施。

c) 请求援助。

(9) 当井喷失控、空气中硫化氢浓度达到 $150\text{mg}/\text{m}^3$ (100ppm) 的危险临界浓度时，现场作业人员应按预案立即撤离井场，通知当地政府和其它有关机构，同时向上级主管部门报告。

(10) 在确保人员安全前提下，将氧气瓶、油罐等易燃易爆物品撤离危险区。

(11) 点火条件及点火时间

根据《含硫化氢天然气井失控井口点火时间规定》(AQ2016-2008) 规定：

a) 含硫化氢天然气井出现井喷事故征兆时，现场作业人员应立即进行点火准备工作；

b) 含硫化氢天然气井发生井喷，符合下述条件之一时，应在 15min 内实施井口点火：a. 气井发生井喷失控，且距井口 500m 范围内存在未撤离的公众；b. 距井口 500m 范围内居民点的硫化氢 3min 平均监测浓度达到 100ppm，且存在无防护措施的公众；c. 井场周边 1000m 范围内无有效的硫化氢监测手段。

c) 若井场周边 1.5km 范围内无常住居民，可适当延长点火时间。

(12) 含硫气井井口点火程序：

a) 含硫气井井喷或井喷失控事故发生后，应防止着火和爆炸。

b) 发生井喷后应采取措施控制井喷，若井口压力有可能超过允许关井压力，需点火放喷时，井场应先点火后放喷。

c) 井喷失控后，在人员的生命受到巨大威胁、人员撤离无望、失控井无希望得到控制的情况下，作为最后手段应按抢险作业程序对油气井井口实施点火。

d) 气井点火程序的相关内容应在应急预案中予以明确。油气井点火决策人宜由建设单位代表或其授权的现场负责人来担任，并列入应急预案中。

e) 井场应配备自动点火装置，并备用手动点火器具。点火人员佩带防护器具，在上风方向，尽量远离井口使用移动点火器具点火；其他人员集中到上风方向的安全区。

f) 点火后应对下风方向尤其是井场生活区、周围集中居住区、医院、学校等人员聚集场所的二氧化硫的浓度进行监测。

(13) 井喷发生后，及时安排消防车、救护车、医护人员和技安人员到现场。

(14) 在邻近江河、湖泊、环境敏感区以及交通干线等地区，要在进行处置井喷事故的同时，充分考虑到事故和次生事故对环境可能造成的威胁，要严密制定并采取对环境敏感区和易受损资源的保护措施，防止事态扩大和引发次生灾害。

(15) 在事故处理结束后，确认作业现场及其周边环境安全的情况下，和地方政府商定撤离群众的返回时间。

7.9.4 硫化氢中毒应急救援预案

(1) 在钻井作业中严格执行《含硫气井钻井安全技术规范》的规定；在可能存在硫化氢的场所设立硫化氢中毒的警示标志和风向标，作业人员尽可能在上风口位置作业；为避免硫化氢外溢造成人、牲畜伤亡，在即将钻入含硫化氢地层时，应实施现场警戒施工当天及时提前疏散村民及牲口，疏散的范围由应急领导小组确定，提前 24 小时通知当地村社干部。

(2) 在井场按规定配置硫化氢检测仪，并保证其灵敏可靠；在可能产生硫化氢的场所工作的员工每人配备防毒面具和空（氧）气呼吸器，并保证有效使用；

(3) 向周围居民进行井喷和防硫化氢中毒的防护知识的宣传，并调查了解附近居民的分布情况，掌握其最有效的联系方式；

(4) 听到硫化氢报警信号后立即戴上防毒面具或氧气呼吸器；

(5) 发出警报信号（鸣喇叭），全队处于应急状态；当班人员按“四七”动作控制井口；非当班人员立即赶到井场作救护准备；卫生员准备担架、氧气袋和急救箱到井场；HSE 监督（安全员）检查空气呼吸器并搬出备用；

(6) 救护人员戴好空气呼吸器到岗位检查井口是否控制住，有无人员中毒；若发现有人中毒立即抬至空气流通处施行现场急救，同时与挂钩医院联系；

(7) 由队长和钻井技术员组织处理消除井内的 H_2S 外逸工作。

7.9.5 应急疏散预案

根据 SY/T 5087-2005《含硫化氢油气井安全钻井推荐作法》规定，当井喷失控时，现场总负责人或其指定人员向当地政府报告，协助当地政府立即疏散井口周围的居民。同时，建设方应对井场周围群众开展硫化氢的自我防范和自救知识宣传工作，并与当地政府部门协作，组织钻井队和当地居民开展应急演练，从而进一步完善应急计划。

7.9.6 应急撤离路线及人员要求

当井喷失控时，应立即通知并协助当地政府疏散井口 500m 范围内的居民和其他人员，根据监测情况，考虑风向、地形、人口密度、受污染程度等情况及时作出风险和危害程度评估，决定是否扩大撤离范围。

为了在紧急突发事件情况下防止 H_2S 中毒，保障每位员工和井场周围群众的生命安全，应按正确的方法和方向撤离，每位接到撤离通知的员工和群众应按下列程序撤离：

- (1) 群众由当地政府组织撤离，井队员工由井队组织撤离；
- (2) 现场作业人员戴上正压式空气呼吸器撤离逃生；
- (3) 无正压式空气呼吸器者用干净湿毛巾捂住口鼻逃生；

逃生时要注意风向，一要沿上风（逆风）方向逃生，二要沿着地面上的高处跑，不要接触低凹处的水源。若所处位置沿上风方向逃生时的近道要经过 H_2S 严重污染区，则横向绕道避开井场吹来的下风，到达非污染区后，再沿上风方向逃生（离井场越远越好）；若所处位置在井场下风方向的较远处，且风速较小，不能沿上风方向逃生而又无横向逃生小道时，可以最快捷的方式顺风逃生到有横向绕道的地方，再横向逃生避开污染区后向上风方向及沿着地面上的高点方向逃生。

结合本项目外环境关系、地形及周边交通状况，建议逃生路线为：奎北 1 井周边人居主要分布在南侧，南侧农户沿着南侧水泥道路撤离。

若未及时撤离，则就近寻找水源和棉布或毛巾，采用湿毛巾或棉布捂住嘴，穿戴遮蔽皮肤完全的衣服和戴手套，朝地势高的地方跑，与村联络员联系告知位置，等待救援。

因此发生井喷失控时，井场工作人员及井场周围的居民应首先选择往地势较高的地方逃离，并根据当时风向的逆风向进行逃生。

7.9.7 废水转运应急预案

为防止环境污染，建设单位应制定废水转运应急预案。

(1) 发生废水泄漏或者交通事故等导致废水外泄时，现场拉运工作人员和驾驶员在向主管部门报告的同时，应立即采取有效措施，切断废水与河流、农田等之间的泄漏途径，防止废水进入河流或者农田，阻止事态扩大。

(2) 建设单位应立即组织人员赶赴现场指挥应急抢险，了解掌握事故动态，采取有效措施，组织实施抢救，防止事态扩大；严格保护事故现场，维护现场秩序，收集相关证据；及时将污染情况和应急工作情况上报。

(3) 结合废水转运应急预案，建设单位定期组织进行应急预案演习和培训，提高废水罐车司机和拉运工作人员对突发环境事件的应急处置能力。

(4) 发生事故后，应由当地专业环境监测队伍负责对事故现场进行环境监测，对事故性质、参数与后果进行评估。监测方案可参照《突发环境事件应急监测技术规范》(HJ 589-2010) 制定。

7.10 环境风险投资估算

项目环境风险防控措施及投资见表 7.10-1。

表 7.10-1 环境风险防控措施及投资一览表

序号	风险类型	防控措施	投资(万元)
1	井喷和井喷失控	安装防井喷装置等，严格执行井控技术标准和规范，编制应急预案	计入工程投资
2	井漏	配备泥浆监控系统及堵漏应急物资	计入工程投资
3	柴油储运泄漏	柴油罐区设置围堰，加强柴油储运过程管理	计入工程投资
4	废水罐破裂和废水泄漏	合理选址，雨季加盖防水篷布、加设至少 2 个备用废水罐。制定废水泄漏应急预案。	计入工程投资
5	废水转运泄漏风险	染物储运过程管理，落实废物转移联单制度，制定废物转运泄漏事故应急预案、为转运车辆装 GPS 等	14
6	废油转运泄漏	制定风险应急预案，严格执行《废矿物油回收利用污染控制技术规范》(HJ607-2011) 的相关规定	3
7	—	应急疏散	1
8	—	应急监测	1
合计			19

7.11 环境风险分析结论

工程属高含硫化氢天然气井钻井工程，事故发生对环境可能造成一定影响，工程划定 500m 范围作为农户紧急撤离范围，事故发生时，再根据监测确定是否扩大撤离范围，建设单位可通过安装广播等方式告知农户，日常划定出逃生路线并确定临时聚居点，并加强宣传和演练。经此措施后，该风险可控制在可接受范围。

工程地质条件、钻井深度、地层压力、天然气中硫化氢含量等综合开采条件在行业的开采井中属于

中等不利，与工程地层情况类似的相邻井在钻井中未发生井喷失控事故，发生可能诱发井喷失控的不良现象很少，仅表现为井漏、井涌、气侵，未出现井喷情况。工程发生最大可信事故的几率小；最大可信事故对人身安全、健康、环境的后果影响小，但是要尽量采取风险防范措施尽量避免事故发生，同时完善环境风险应急措施，组织编制、学习、演练应急预案以便在事故发生后将影响降低到最小程度，在采取以上措施后，可将工程环境风险控制在可接受范围内。

8 清洁生产、循环经济分析与总量控制

8.1 清洁生产分析

清洁生产是指将综合预防的环境保护策略持续应用于生产过程和产品中，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。清洁生产的本质是通过科学管理和工艺进步，提高物质流在生产全过程的能源和资源综合利用率，以最少的投入和治理成本，获得更高的产出和更少的污染。清洁生产的方针是源头削减、过程控制、综合利用、辅之以必要的末端治理。

目前，国家尚未颁布与本项目有关的行业清洁生产评价指标体系或清洁生产标准，本次评价按照清洁生产的原理，从提高资源能源利用率和减少环境污染出发，对勘探、钻井等生产过程的清洁生产指标进行分析，并按照国家、地方和行业的有关规定及类比调查结果，提出相应的改进意见与要求。

8.1.1 原材料清洁性分析

钻井过程中消耗的原材料主要有水、柴油、钻井液等，其中与环境污染有密切关系的是钻井液，因此重点对目前钻井使用的钻井液体系进行清洁性分析。

本工程钻井采用水基钻井液，具有很强的抑制性、封堵性，抑制地层水化、膨胀与分散，有效地控制地层造浆，稳定井壁，减少对储层的损害等优点，还具有较强的抗剪切降解能力，较高的抗盐、抗温特性，流变性能易调等特点，能较好地满足钻井需要。

在钻井过程中泥浆除冷却、润滑钻头外，其主要作用还表现在两方面：其一是通过泥浆在井筒内的不断循环，利用水的功率切削岩石并冷却钻头，将钻井时产生的岩屑携带至地面；其二通过泥浆在井筒内形成的液柱压力，平衡地层压力和支撑井壁，防止发生井喷和井眼垮塌。因此，泥浆在钻井过程中的作用是非常关键的。在二十世纪九十年代以前，四川气田使用的泥浆体系中大多采用重金属化合物作添加剂，其毒性大，难降解，如果进入土壤和水环境，会产生较严重污染。进入九十年代后，随着环保意识的提高，四川气田已普遍采用低毒的聚合物泥浆体系来代替重金属泥浆，对环境可能产生的影响大大减轻。本项目所采用的泥浆体系均为聚合物泥浆。

聚合物泥浆包括正电胶聚合物钻井液、两性离子钻井液、阳离子聚合物钻井液和生物聚合物钻井液。本项目选用的钻井液是以两性离子聚合物包被剂FA-367、降粘剂XY-27或XY-28、降滤失剂PPL、磺化酚醛树脂类产品、磺化沥青类产品等为主剂而组成的钻井液。此类钻井液具有很强的抑制性、封堵性，抑制地层水化、膨胀与分散，有效地控制地层造浆，稳定井壁，减少对储层的损害等优点，还具有较强的抗剪切降解能力，较高

的抗盐、抗温特性，流变性能易调等特点，能较好地满足本项目钻井的需要。

综上，项目所使用的原材料符合清洁性生产的要求。

8.1.2 工艺技术与设备选择合理性分析

(1) 固控设备

本工程具有振动筛、除泥器、除砂器、离心机等钻井固控设备、较齐全。

(2) 钻井过程废物回收处理设备

具备钻井泥浆回收利用系统和钻井废水处理回用系统。

(3) 井控措施

项目按照《石油与天然气钻井井控规定》和《钻井井控技术规程》配备完善井控装置。主要有井口防喷器、事故放喷管线、防硫、防爆等设施。

(4) 井下作业试油要求

本工程测试放喷设置放喷池挡墙，有效地保护了地表植被和表层土壤等。井下作业配备有防喷设施，对测试废酸液由集酸池临时收集，并进行了防渗措施。

(5) 清污分流系统

本工程在井场施工中使用了清污分流设计，其具体做法是将其生产装置运行中产生的废水进行集中收集、处理后排放在可拆卸式软体罐和应急池中，在井场周围修建好排水沟、截水沟，可以降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢的危险；另一方面，针对高危的柴油储油罐，在其用于存放高架的下方修建收集池，而且收集池均应该做好防渗处理，以防止在意外情况下，柴油泄漏造成地下水、浅层地下水污染，符合清洁生产要求。

综上所述，钻井工艺、装备达到行业清洁生产的国内先进水平。

8.1.3 清洁生产措施和污染物的产生

本工程开发生产的产品是天然气，天然气是清洁、优质、高效的能源和化工原料。目前以煤为主的能源结构是大气污染的主要原因。根据世界各国治理污染的经验，解决燃煤污染的措施之一就是使用无污染或低污染的优质能源替代原煤。因此本项目获得的清洁能源天然气无疑是解决环境污染问题的优先选择。

天然气相对于煤、石油等能源的环境效益最好，天然气燃烧造成的污染大约为原油的1/40，煤炭的1/800。根据调查，燃烧天然气排放的CO、CO₂、NO₂、灰分、SO₂大大低于煤和原油的排放量。具体情况见表8.1-1和表8.1-2。

表8.1-1 天然气与石油、煤燃烧排污量对比（按单位热值计）

燃烧产物	天然气	石油	煤
灰分	1	14	148
SO ₂	1	400	700
NO ₂	1	5	10
CO	1	16	29
CO ₂	3	4	5

资料来源：《四川石油经济》2000 年第一期中《天然气利用之环境效益初探》

表8.1-2 1 m³天然气替换不同工业燃料技术经济对比表（等热值）

所替换的燃料种类	所替换的燃料数量	替换的燃料费用（元）	替换后节约费用	替换后其效果
电	8.20kwh	2.97	61%	改造原来的加热工艺
焦炭	2.26kg	0.9	-17%	环保更优
原煤（炼铁）	2.15kg	0.52	-105%	环保更优
原煤（窑炉）	3.74kg	0.9	-17%	显著提高产品质量
原煤（食品）	3.16kg	3.16	67%	显著提高产品质量
汽油	0.88kg	1.94	46%	环保更优
液化气	0.84kg	2.18	52%	安全性更好

从上表中可以看出，天然气经济效益和环境经济效益十分明显。

天然气的利用一直受到工业发达国家的重视，目前美国国内一次性能源的消费结构中，天然气已超过原煤，仅次于石油而居第二。

综上，本项目产品符合清洁生产要求。

8.1.4 钻后废物输出

工程钻井期间采用钻井现场清洁化生产方案，产生的钻井废水经隔油罐、沉淀罐处理后暂存于废水罐中，回用于钻井作业中，沉淀罐中的污泥和钻井过程中产生的岩屑在固化罐中进行实时固化处理后倒入填埋池中进行实时填埋处置；整个清洁化生产场地采用了重点防渗处理，场地周边设有集水沟，各个处理罐均置于该防渗场地上，形成了“池中池”的双层防渗结构，可有效避免污染物下渗进入外环境。同时，由于采用了分小批次实时处理钻井废水的处理工艺，废水在处置过程中可得到更充分的搅拌，与药物的结合更为充分，因此其处理效率也就更高，从而减少了新鲜水的用量，减少了剩余废水的产生量；回用后的剩余废水贮存在废水罐中，剩余部分预处理后运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注；钻井产生的废泥浆和岩屑实时根据《钻井废弃物无害化处理技术规范（Q/SYXN0276-2015）要求进行无害化处理，可较大程度地减少钻井废泥浆中的有机物对土壤的侵蚀，从而减少废钻井泥浆对环境的影响和危害。

8.1.5 清污分流系统

本工程在井场施工中使用了清污分流设计，井口作业区周边建设污水沟，将其设备装置运行中产生的废水集中收集在废水罐中。

井场周围修建好排水沟、引水渠，实施了清污分流措施，与普通钻井项目相比，本项目为泥浆循环系统区域、清洁化操作区和柴油发电机组区域设置了挡雨棚和围堰，可更为有效收集上述污染区废水、降低进入污染区的雨水量。防止井场清水、雨水进入应急池，进而造成废水处理量的增大和处理费用的增加；并且通过清污分流系统也可以降低因暴雨等自然灾害而导致废水外溢的危险。

与普通钻井项目主要通过井场各设施四周设置清污分流沟、在柴油发电机组区域设置挡雨棚；在油罐区设置围堰等进行雨污分流不同，本项目除在采取上述清污分流措施外，还在柴油发电机组区、泥浆泵循环区、填埋池、清洁化操作区、油罐区、井口区增设围堰，在油罐区、泥浆泵循环区、填埋池、清洁化操作区增设了挡雨棚。由此可见，相比普通钻井工程，本项目可更有效控制的控制废水的产生量，进而降低了钻井过程中废水的产生量。

表 8.1-3 本工程清洁化生产与普通钻井工程污染物处理处置措施对比一览表

类别	普通钻井项目采取的措施	本工程采取的措施	对比结果
清污分流	主要在井场各设施四周设置清污分流沟；在柴油发电机组区域设置挡雨棚；在油罐区设置围堰。	主要在井场各设施四周设置清污分流沟；在柴油发电机组区、泥浆泵循环区、填埋池、清洁化操作区、油罐区、井口区设置了围堰；在柴油发电机组区域、油罐区、泥浆泵循环区、填埋池、清洁化操作区设置了挡雨棚。	相比普通钻井项目，本工程做到了全面的清污分流，能更有效进行更有效的清污分流，减少了钻井期间污水量
钻井废水	钻井废水产生后在废水罐进行处理后回用，剩余废水暂存于废水罐中待完钻后再进行集中拉运	钻井废水产生后由螺旋传输器送至清洁化操作区，通过隔油罐、沉淀罐处理后回用，剩余废水随钻拉运	相比普通钻井项目，本工程井场储存的废水量更小，减小了发生风险事故的可能性
钻井岩屑、废钻井泥浆的处置	废钻井泥浆、岩屑产生后，暂存于岩屑池中，待完钻后统一固化处置	废钻井泥浆、岩屑产生后，由螺旋传输器送至清洁化操作区，由区内固化罐实时固化后倒入填埋池实时填埋	相比普通钻井项目，本项目在固化过程中搅拌更为充分，固化效果更优
含油岩屑、废油基泥浆处置	委托相关单位处置或自行处置	油基泥浆全部储存钢罐中，全部回用于油基钻井液配置，而含油岩屑交由有危险废物处置资质的单位代为处置	相比普通钻井项目，本项目不会对外环境造成影响
废水量	井场作业区（含柴油发电机组区、泥浆泵循环区、废水罐、岩屑池、油罐区、井口区）雨水+钻井作业废水	井口区雨水+钻井废水	相比普通钻井项目，本工程废水量更小
污染物收集处置区域防渗措施	废水罐、岩屑池采用重点防渗措施	清洁化操作区采用“池中池”双层重点防渗措施，应急池、填埋池均采用重点防渗措施	相比普通钻井项目，本工程采取的防渗措施更优

8.1.6 过程控制、管理

钻井期间采用钻井现场清洁化生产方案，钻井过程中加大对用水的管理，尽量优化清洗方式减少用水量，不再使用传统冲洗方式，采用人工清洗减少用水量。

钻井中设置钻井泥浆净化循环系统对钻井泥浆进行循环利用。钻井废水进行沉砂、沉淀处理回用，通过修建应急池，确保废水和废弃钻井泥浆不进入地表水环境，最终将钻井废水经齐福污水处理站处理后达标排放。

项目主管单位和钻井施工单位建立了比较完善的健康、安全与环境管理体系（HSE）。具有健全的健康、安全与环保组织机构，制定出了健康、安全与环境作业指导书，并严格按照执行。同时经常性的向职工进行安全、健康、环保方面的教育。项目主管单位和施工单位的环境管理体系比较完善。

8.1.7 清洁生产分析结论及建议

（1）结论

从原材料清洁性、工艺技术与设备选择合理性、产品清洁性、过程控制、管理、钻后废物输出等方面分析：本项目的产品是优质、清洁的能源；项目的生产工艺先进可靠；管理水平较高；采用的原材料对人体和环境影响小；钻井期间采用的废物处理和排放措施能较好地降低其对环境的影响。因此本项目符合清洁生产要求。

（2）建议

①提高清洁生产水平途径为废弃钻井泥浆的再利用、回收，减少废弃量，建议废弃钻井泥浆用于周边其他新钻井工程。

②加强生产中及生活区的用水及用电管理，设置定额用水用电量。加强员工节约用水宣传教育，鼓励员工节约用水和用电。

③加强管理，减少生产过程中的跑、冒、滴、漏现象。

④加强员工培训，提高员工清洁生产意识。

⑤加强施工期的环保监督管理，特别应增强施工作业人员的环保意识，从被动保护环境向主动保护环境转变。

⑥不断改进泥浆体系，减少钻井过程泥浆用量。

⑦不断改进工艺和利用新技术，提高钻井效率，减少废水产生量。

⑧根据钻井工艺的需要，同时从环保角度考虑，科学合理的设计、配制泥浆体系，提高泥浆的循环使用率，减少泥浆的用量。

8.2 总量控制

污染物总量控制是在当地环境功能区划和环境功能要求的基础上，结合当地污染源和总体排污水平，将各企业允许排放总量合理分析，以维持经济、环境的合理有序发展的，达到预定环境目标的一种控制手段。

由于本项目仅为钻井工程，不涉及运营期相关内容，各类污染物均随着项目的完成而消失，因此本次评价建议不设总量控制指标。

9 环境保护措施论证与分析

9.1 大气污染防治措施分析论证

9.1.1 钻前废气污染防治措施

钻前工程环境空气污染物主要来自施工扬尘、施工机械尾气和生活燃料烟气。施工扬尘为土石方开挖，材料运输、卸放、拌和等过程中产生的，主要污染物为TSP，采取洒水防尘措施影响较小；施工机械尾气为燃油发电机、车辆排放尾气，主要污染物为NO_x和CO，由于累计施工工时不长，未对周边农业生产造成明显影响。钻前施工现场进行合理化管理，统一堆放材料，设置专门库房堆放水泥，尽量减少搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂。施工现场设置围栏或部分围栏，缩小施工扬尘的扩散范围。保持运输车辆完好，不过满装载，尽量采取遮盖、密闭措施，减少沿程抛洒。通过以上有效的管理措施，可降低扬尘50-70%。方法可行有效。

9.1.2 钻井期间污染防治措施

施工期间产生的环境污染主要有两部分，柴油机发电机等设备产生的氮氧化物、二氧化硫和粉尘以及测试放喷天然气燃烧产生的CO₂。

针对上述所提到的各种污染物，柴油机发电机等设备使用优质柴油，产生的大气污染物浓度低，且柴油机发电机设备均为成套产品，有自备的处理设施和排气筒等，污染物排放对环境的影响较小。

测试放喷废气主要采用地面灼烧处理，放喷管口高为1m，采用短火焰灼烧器，修建放喷池及挡墙减低辐射影响。正对燃烧筒的墙高3.5m，厚0.5m，其余墙厚0.25m，内层采用耐火砖修建。放喷坑地势空旷，并清除周边10m范围内的杂草和农作物。该技术在钻井工程中广泛应用，技术成熟可靠，本工程采取的措施是可行有效的。

9.2 地表水污染防治措施分析论证

9.2.1 钻前废水处理措施

钻前工程废水由施工废水和生活污水两部分组成。生活污水来自施工人员，施工期间生活污水产生量小，约为108m³，钻前工程人员设置临时板房，生活污水经旱厕收集后农用。

施工废水来自施工场地，道路施工过程遇雨产生的地表径流，径流雨水中夹带有悬浮物；井场基础建设产生的废水主要砂石骨料加工、混凝土拌和及养护等过程。施工废水经沉淀处理后循环使用，不外排。

9.2.2 钻井期间废水处理措施

本项目作业废水主要包括钻井废水（完钻后剩余水基泥浆上清液）、洗井废水、方井雨水，其处置方案为：钻井废水、洗井废水、方井雨水经川庆钻探工程有限公司现场预处理后，由重庆运输总公司用罐车转运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注，由阳78井回注井进行回注处理。

钻井期间产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、和生活污水。钻井废水、洗井废水均汇至井场清洁化操作平台进行随钻处理。

钻井过程中由井底排出的泥浆经振动筛分离出细颗粒泥浆进入泥浆循环罐，回用于钻井液配置，本项目中对钻井作业废水采用化学混凝法处理工艺，回用率大于90%。分离出的废岩屑暂存于固化罐中，到一定数量后无害化后倒入固化填埋池分层填埋。完钻后泥浆循环罐中剩余的水基泥浆上清液则作为钻井废水经过螺旋传输装置至清洁化操作平台进行预处理后再外运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注，剩余的水基泥浆则与废岩屑一并固化处理。

钻台、钻具等冲洗废水则经井口区域污水沟汇入方井中，再由泵抽至清洁化操作平台的废水罐中处理后回用于下次冲洗或配置泥浆。

钻井过程振动筛分离出的泥浆上清液若经检验不满足配置要求，及时外运处理。

项目最终产生的钻井废水由废水罐进行收集，经预处理（加絮凝剂等）后由川庆钻探工程有限公司重庆运输总公司用罐车运至安德蜀南水处理回注站进行处理后，由阳78井回注井进行回注处理。

项目作业废水处理方案见图9.2-1。

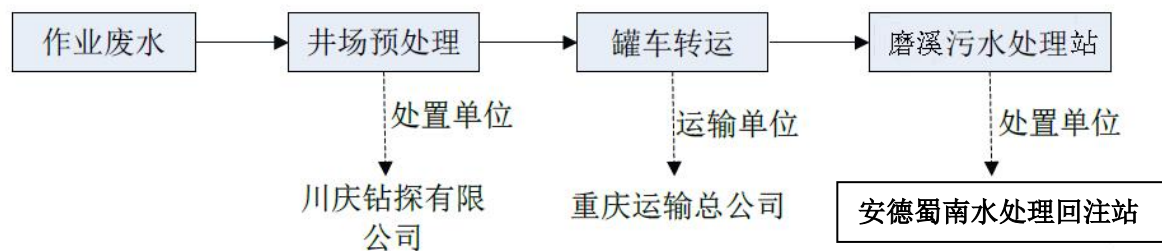


图 9.2-1 项目作业废水处理方案示意图

9.2.2.1 废水处理、转运的责任单位

① 废水转运单位

本项目作业废水转运单位为川庆钻探工程有限公司重庆运输总公司。

② 废水预处理单位

本项目作业废水预处理单位为川庆钻探工程有限公司。

③废水最终处理单位

本项目作业废水由川庆钻探工程有限公司重庆运输总公司转运至蜀南气矿阳78井进行回注处理。阳78井从70年代已开始接受钻井废水的回注，现通过对外招标，选择由服务商重庆安德石油工程技术有限公司进行运营管理。

阳78井位于*****，是中石油专门用于回注钻井废水的回注井。根据回注井的设计，阳78井井深2950m，地质条件好。钻井废水运至回注井经处理后，即可回注。阳78井回注能力50万m³，现累积回注28万m³，璧北井需回注的废水量分别为253.28m³，该回注井有容纳能力。

9.2.2.2 废水收集、储存管理及可行性分析

钻井过程中由井底排出的泥浆经振动筛分离出细颗粒泥浆进入泥浆循环罐，回用于钻井液配置，本项目中对钻井作业废水采用化学混凝法处理工艺，回用率大于90%。分离出的废岩屑暂存于固化罐中，到一定数量后无害化后倒入固化填埋池分层填埋。完钻后泥浆循环罐中剩余的水基泥浆上清液则作为钻井废水经过螺旋传输装置至清洁化操作平台进行预处理后再外运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注，剩余的水基泥浆则与废岩屑一并固化处理。钻台、钻具等冲洗废水则经井口区域污水沟汇入方井中，再由泵抽至清洁化操作平台的废水罐中处理后回用。

洗井用的酸液为稀盐酸混合液，酸性较弱，用于酸化与弱碱性的钻井废水中和，从井底返排出来的酸化废水经排砂管道直接进入清洁化操作平台的废水罐中。

清洁化操作区域共设4个40m³的废水罐，废水罐总容积160m³，钻井期间产生的废水随钻随处理，及时运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注，由阳78井回注井进行回注处理。

本工程废水收集措施见表9.2-1。

表 9.2-1 工程的废水收集措施表

污染物类型	污染物种类	污染物种类	总产生量	收集措施	处理措施
废水	钻井废水	COD、SS、石油类等	139.6m ³	160m ³ 废水罐，随钻随拉运处理；	絮凝、混凝处理后用罐车运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注
	洗井废水	COD、SS、石油类等	90 m ³	500m ³ 的应急池（收集事故状态下废水，正常情况下闲置）	随钻处理后用罐车运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注
	方井雨水	COD、SS、石油类等	23.68 m ³		即时用罐车运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注

					注井) 处理后回注
--	--	--	--	--	-----------

此外，建设单位针对废水储存采取了以下管理措施：

① 井场应实施清污分流，清污分流管道应完善畅通，并确保废水全部进入清洁化操作场地处理后进入废水罐储存。

② 不得乱排乱放废水。

③ 现场人员应定期对废水罐和应急池渗漏情况进行巡检，发现异常情况立即汇报和整改，并作好记录。

由此可见，本项目采取的废水储存措施有效可行。

9.2.2.3 废水转运措施分析

钻井废水由重庆运输总公司采用罐车运至安德蜀南水处理回注站（阳 78 井回注井）处理后回注。项目钻井废水完钻后集中处理，预计每天转运一次（2 辆），每辆罐车最大转运量为 25m^3 ，洗井废水在洗井结束后每天转运，最大转运量为 $25\text{m}^3/\text{次}$ 。方井雨水，在雨后立即转运，最大转运量为 $25\text{m}^3/\text{次}$ 。

建设单位针对废水转运采取的管理措施为：

① 制定科学合理的车辆运输，根据管道输送和车辆运输实施相应的管理。

② 废水承运单位为非西南油气田分公司所属单位，承运方需具备西南油气田分公司 HSE 准入资格和相应的运输服务准入资格。

③ 废水承运单位在开展运输工作之前，应对运输人员进行相关安全环保知识培训，废水运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中不得溢出和渗漏。严禁任意倾倒、排放或向第三方转移废水。

④ 废水承运人员进入井场装卸废水，必须遵守西南油气田分公司的有关安全环保管理规定，并服从井站值班人员的管理，不得擅自进入生产装置区和操作井场设备设施。

⑤ 废水车辆运输严格执行签认制度。签认单复印件报属地管理单位安全部门和承运单位备查，保存期不得少于二年。

⑥ 废水转运时采取罐车密闭输送。

⑦ 尽量避免在雨天和大雾天转运。

为确保本工程废水得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，建议本工程废水转运过程中，增加如下措施：

①对承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，为每台车安装GPS，并纳入建设方的GPS监控系统平台。

②转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

③废水转运前应及时通知当地环保局，以便环保部门监督管理。

由此可见，本项目采取的废水转运措施有效可行。

9.2.2.4 回注井可行性分析

本工程在作业过程中产生的钻井废水、洗井废水通过罐车拉运至安德蜀南水处理回注站回注，安德蜀南水处理回注站前身为中石油西南油气田分公司蜀南气矿下属的阳 78 井回注井，阳 78 井原为蜀南气矿的一口生产井，于 2005 年 11 月转为回注井，2006 年 3 月正式回注作业，回注站位于*****（原阳 78 井井场内）。

2014 年 10 月，安德蜀南水处理回注站项目经泸州市龙马潭区发展和改革局立项（川投资备（51050414102901）0050 号），2015 年 3 月《安德蜀南水处理回注站项目环境影响报告表》编制完成，于 2015 年 4 月 13 日取得泸州市龙马潭区环境保护局下达的环评批复（泸龙环建函[2015]10 号），是专门用于回注钻井作业废水和气田水的回注井，并于 2016 年 2 月 27 日取得泸州市龙马潭区环境保护局下达的验收批复（泸龙环验[2016]2 号），具有完整的废水处理和回注系统，目前已经投入运行。该回注井设计回注空间为 $120 \times 10^4 \text{m}^3$ ，设计回注能力为 $270 \text{m}^3/\text{d}$ ；目前该回注井已开始运行，目前日回注量约 $120 \text{m}^3/\text{d}$ ，已累计回注 $100 \times 10^4 \text{m}^3$ ，剩余回注空间 $20 \times 10^4 \text{m}^3$ ，本项目作业期间废水需回注量不超过 $50 \text{m}^3/\text{d}$ ，有足够的回注空间和回注能力处理本项目产生的钻井废水和洗井废水。

9.2.3 生活污水处理措施

钻井期间井队施工人员产生生活污水量 648m^3 ，通过井队旱厕收集后用作农肥。

9.3 地下水污染防治措施分析论证

（1）钻井工艺选择

项目井钻井选用全井段套管保护+水泥固井工艺。在设计表层（0-30m）用清水钻井以避免重点关注的表层含水层受泥浆污染，并在钻井中遇到浅水层，下套管时注水泥封固，防止地下水层被地层其它流体或钻井泥浆污染；在 30m 以下，采用较清洁的水基泥浆，采用套管和水泥固井防止地下水污染，并在设计中做好及时堵漏准备，防止泥浆流失进入地下水。上述工艺广泛应用于川渝地区气田开发，能有效保护井下地质环境，能进一步减少对浅层地下水环境的影响。

（2）分区防渗设置

参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）中的有关要求，为加强项目

地下水的污染防治措施，需对井场油水罐区、发电机房、废水罐、放喷池等进行分区防渗的设置。分区防渗布设情况及防渗系数要求见前文表所示。

由表可见，井场按要求，分重点防渗区及一般防渗区进行分区防渗，其中旱厕等一般防渗区，防渗等级 $\leq 10^{-4}$ cm/s，污水罐、应急池、放喷池等进行重点防渗区，防渗等级 $\leq 10^{-7}$ cm/s（方井周边达到 $\leq 10^{-10}$ cm/s）。工程采取以上措施后，能满足项目地下水污染防治的防渗要求，在可以有效避免地下水受到污染，措施可行。

9.4 噪声污染防治措施分析论证

9.4.1 钻前作业施工噪声控制措施

钻前工程施工噪声主要为施工设备噪声，如挖掘机、推土机、运输汽车等突发性噪声，声源强度为80~90dB。施工噪声主要集中在施工场地范围内，噪声源位置相对固定，作业时间为08:00~18:00，不在夜间施工。通过距离衰减和住户墙体隔声后，周边居民还是会受到一定影响，建设方应当与当地居民积极沟通取得居民谅解，避免环保纠纷与投诉。

9.4.2 钻井作业噪声控制措施

对于钻井噪声，目前还没有针对声源的十分经济有效的防治措施，主要是选用低噪声设备，再通过井位选址规避和采用合理的井场布局来减轻噪声的影响。

井场内的高噪设备应尽量布置在远离农户集中分布的方位，有效减轻噪声的影响。此外，在管理和作业过程中平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声等。

测试放喷时，本工程将采用将气体通过放喷管线引至放喷池内点火，通过放喷池的屏蔽作用，有效减轻了放喷噪声和热辐射的影响。

钻井过程为连续作业过程，目前钻井噪声处理难度较大，要减轻噪声影响，建设方首先是通过井位选址时尽量避开敏感点，并进行合理的井场设备分区布置。另对噪声源采取噪声防治措施，柴油发电机组安装隔振垫、消声器等隔音措施；泥浆泵可加衬弹性垫料和安装消声装置以达到减噪目的；在管理和作业过程中平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声等。

测试放喷时产生的气流噪声通过放喷池可以起到一定的降噪作用。在测试放喷前，需对距放喷池500m范围内的居民进行临时疏散，并且测试放喷时间较短。因此，测试放喷噪声对周围居民影响较小。

9.5 固体废物处理处置措施论证

9.5.1 钻前作业固废处置措施

钻前固废主要包括开挖产生的表土和生活垃圾。

钻前工程基础开挖产生的表土，拟转运至表土堆放场堆放，表土场加强排水管沟的建设，钻前工程后期将进行生态恢复，最终得到合理利用。路（场）基施工时要选择取土场的合理位置，为确保路（场）基稳定及公路两侧和井场四围的自然环境，路（场）基填料需到指定的取土场集中取料，不得沿线随意开挖或随意使用不良土质进行填筑。钻前工程原地表层土壤要有效收集、妥善堆放。生活垃圾暂存垃圾桶，定期清运交由环卫部门统一处理。

9.5.2 钻井过程中固废处置措施

（1）钻井废泥浆、岩屑固化无害化处置

钻井过程中产生的废岩屑由螺旋传输装置输送至固化收集罐中暂存至一定量后倒入固化罐中固化后实时固化填埋池填埋。完井后剩余的泥浆和泥浆循环罐污泥通过螺旋传输装置转输至固化区后与岩屑一并固化后填埋。固化符合《四川油气田钻井废弃物无害化处理技术规范（Q/SYXN0276-2007）》中相关规定，要求具体方法如下：

①将废泥浆、钻屑在固化罐中用搅拌机搅拌，按比例加入 $\text{Al}(\text{SO}_4)_3$ 、 $\text{Na}_2\text{SiO}_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$ 、水泥和粉煤灰，搅拌均匀后送入填埋池；

②待防渗砂浆侯凝2~3天后，对填埋池内部进行防渗漏处理，渗漏系数小于 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。

③在室温、密闭条件下，经水泥固化体不应存在泌出的游离液体；

④水泥固化体的抗压强度不应小于7MPa；从9m高处竖直自由下落到混凝土地面上的水泥固化体或带包装容器的固化体不应有明显的破碎；

⑤固化完后，覆土还耕，回填泥土厚度0.5~1m；

⑥回填过程中，回填 500~800mm 深度时，应对污泥进行夯实处理，可采用振动泵或挖工打夯机。严禁在固化体初凝后二次转运和夯实，以免破坏固化体胶凝结构，导致固化体的强度和浸出液超标。固化完毕后覆土，覆土厚度不得低于 300mm，对覆土区进行绿化。

该技术在钻井废弃物无害化处理工程中广泛应用，技术成熟可靠，措施可行。

（2）生活垃圾处置

井场、生活区各设 4m^3 的垃圾箱，生活垃圾存放在垃圾箱内，定期按当地环卫部门相关要求实施统一妥善处置，措施可行。

（3）废包装袋

本项目产生的废包装材料约为 2.0 吨，集中收集后送当地废品回收站处理，措施可行。

(4) 含油固体废物

钻井产生的废油用废油罐收集，根据类比和现场调查，本项目产生废油量 0.4m^3 。废油在钻井结束后，经站内收集回收利用（用于其他井配制油基泥浆等），措施可行。

9.6 生态环境保护措施分析论证

9.6.1 生态恢复措施

(1) 临时占地生态恢复措施

工程占地属于临时占地，在井场完井搬迁后，对临时占用的土地放喷池、泥浆罐区、活动板房等区域进行土地的恢复；完井测试结果若表明该井不产油气或无工业开采价值，则将井口用水泥封固并进行完井后的完井设备搬迁工作，将井场恢复。由于机械和人工作的缘故，土壤一般比较紧实，采用耙、深松翻等措施，调高土壤空隙度，改良土壤结构；可增施肥料，加强灌溉等，把有机肥和化肥结合起来用，以改良土壤结构及其理化性质，提高土壤的保肥保水能力，以恢复土壤生产能力。

(2) 表土临时堆放与回填措施

本工程基本能做到挖填平衡。本工程施工期间产生表土约 3024m^3 。根据钻前布置需要，耕植土堆放场共设置 2 个，布设于井场外西侧和东侧，面积分别为 500m^2 和 900m^2 ，设计堆放高度为 3m，合计最大堆放量 4200m^3 ，能够满足表土堆放需求。耕植土堆放场表面应覆盖土工布或塑料膜遮盖。表土用于后期生态恢复，最终做到土石方平衡。

(3) 土地复垦合理进行施工布置，精心组织施工管理，尽量减少对生态环境的影响范围和程度；合理安排开采计划和作业时间，尽量减少项目区域内植被的破坏，对在植被覆盖度相对较高区域，应预先剥离表层植被层和土壤，以备后期进行迹地恢复，采取一定的生物措施，有效保持水土和改善生态环境。

根据《土地复垦条例》，钻井工程完工后必须进行土地复垦，编制土地复垦方案，土地复垦应当坚持科学规划、因地制宜、综合治理、经济可行、合理利用的原则。井场所在地域地表植被茂盛，大气质量和地下水、地表水水质均较好。复垦方向应以农用地优先为主，以恢复生态环境为辅，因地制宜的建立植被与恢复体系，同时遵循破坏土地与周边现状保持一致的原则。环评要求所临时占用所损坏的土地和可能性闭井时，必须按照土地复垦方案的相关要求进行。

9.6.2 水土保持措施

工程的开挖主要是造成大量的裸露面，加速了工程施工区域的水土流失；同时，若新修施工便道造成的土石方处理不当，会造成跨塌等情况，本工程通过挖填方平衡，减小对此产生的影响。同时加强边坡的防护，井场公路坡面修建水挡墙，种植草本植物，防止水土流失。具体措施如下：

（1）道路工程施工过程中尽量减少土石方工程量并缩小生态影响范围，减少对周边土壤和植被的破坏；工程产生的多余的土方堆放于根植土堆放场中用于井场完井搬迁后的土地复垦。

（2）井场场地周围修建排水沟，临坡面做堡坎、护坡处理，可有效防止水土流失；工程表土堆放场周边用装土的编织袋进行围挡，并保持根植土堆放场的平整以便于植被生长，切实做好根植土堆放场的保护；在植被恢复时应采用当地物种，避免异地物种入侵。因此，水土保持措施是可行的。

9.7 闭井期环保措施分析论证

工程结束后，井场设备全部搬迁利用。井场涉及用地类型主要为荒地，复垦确保与周边现状一致。建设初期采用表土分层剥离、存放，分层回填，预防措施得当，复垦后，对土壤进行翻耕、平整及培肥改良。工程应按照土地复垦方案的相关要求进行，复垦后应满足《土地复垦质量控制标准》（TD/T 1036-2013）中规定的要求。即：

①旱地田面坡度不得超过25°。复垦地为水浇地、水田时，地面坡度不宜超过15°。

②有效土层厚度大于40cm，土壤具有较好的肥力，土壤环境质量符合《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）规定的Ⅱ类土壤环境质量标准。

9.8 污染防治措施及投资估算汇总

鳌北1井钻井项目总投资5584万元，环保投资341万元，占总投资的6.1%。环保投资主要用于废水治理、固体废物处理、噪声污染防治，以及施工迹地生态恢复等，符合该项目的实际特点。具体情况见表9.8-1。

表9.8-1环保措施及投资估算一览表

环境因素	建设内容	拟采取的环保措施	投资
地表水	井场清污分流	场内沿基础周围修建场内排水明沟，接入方井，由污水泵泵入废水罐中和应急池内；水罐的清水直接排入自然水系，井场面的清水排出井场外进入自然水系；修建雨水沟实行清污分流。	7
	钻井废水回用处理及临时储存设施	建设清洁化操作场地和500m ³ 应急池用于废水的处理及临时存储。	32
	钻井废水	约253.28m ³ 废水用罐车运至安德蜀南水处理回注站	25

冀北 1 井钻井工程环境影响报告书

	完井处置	(阳78井回注井)处理后回注。并建立转移联单制度,防止偷排。	
	生活污水 处理设施	施工人员生活污水通过井队旱厕收集后用作农肥。	3
地下水	井场防渗	基础内空间水泥砂浆抹面防止污水渗入地下。油罐基础水泥砂浆抹面,设废油沟入集油坑。	纳入主体工程投资
	池体防渗	应急池、填埋池均为钢筋混凝土结构,池底用混凝土浇注防渗层,内壁用聚胺脂三防剂做防酸处理。	纳入主体工程投资
	清洁原料	采用对环境影响较小的钻井液,采用套管和水泥固井防止地下水污染。设计中做好及时堵漏准备,防止钻井液漏失进入地下水。	纳入主体工程投资
	表层地层保护	为了消除钻井液在地表窜漏影响表层地下水,采用套管固封地表流沙层。	纳入主体工程投资
大气	测试放喷废气	针对测试放喷废气主要采用地面灼烧处理,采用短火焰灼烧器,修建燃烧池及挡墙减低辐射影响,内层采用耐火砖修建,放喷管线应采用管材。	4
噪声	钻井噪声	选用低噪声的施工机械和工艺,加强各类施工设备的维护和保养。对震动较大的固定机械设备加装基座减震。临时搬迁补偿费。	23
固体废物	生活垃圾处置	设置垃圾桶作为固定生活垃圾堆放点,定期清运交当地环卫部门统一处理。	5
	钻井岩屑、废弃钻井液和废水罐污泥	属于一般工业固体废物,建填埋池2100m ³ ,池体为钢筋混凝土结构。完钻后,对岩屑进行压实、填埋,通过固化稳定剂量和水泥进行无害化处理。	163
	废油	经站内收集回收利用(用于其他井配制油基泥浆等)	1
生态	水土保持	井场铺碎石减少雨水冲刷;场地周围修临时排水沟;表土单独堆放;表土场采取拦挡、排水措施,采取防雨布临时遮挡措施。	5
	补偿、减少影响范围、生态恢复	根据《土地管理法》规定和相关地方规定对工程占地进行补偿。严格划定施工作业范围,严禁砍伐野外植被。板房搬迁后,进行土地复垦。	13
闭井期环保措施		土地复垦,确保与周边现状环境一致	20
环境风险	具体见表7.9-1		40
合计投资	341		

10 环境保护管理及环境监测

10.1 HSE管理体系及环境监控现状

为了明确钻采工程项目的健康、安全与环境保护方针及目标，加强对本项目的管理与监督，不断提高员工的健康水平，提高安全生产的保障水平，提高企业生产的环境保护水平，努力实现无事故、无伤害、无污染、无损失，建立科学有效的管理体制，落实各项环保和安全措施显得尤为重要。目前HSE管理体系在国内外石油行业中已取得了非常成功的经验，根据国家和地方有关的环境保护法规，针对项目的建设施工期和生产运行期特点业主方采取了如下HSE管理模式，以保证项目在建设和运行过程中的各项工作都受到有效的管理和监督。

中国石油天然气集团公司于1997年6月27日正式颁布了《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997），自1997年9月1日起实施。后又制定了《健康、安全与环境管理体系》（Q/SY1002.1-2007）。

10.2 建设项目HSE管理体系及环境监控

（1）建设项目HSE管理体系

该项目纳入勘探事业部HSE管理体系，钻井工程纳入主要执行机构施工单位钻井的HSE管理体系。主要依据较完善的《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》（SY/T6283—1997）、《石油天然气钻井作业健康、安全与环境管理导则》（Q/CNPC53）作为管理的具体指导。

钻井队应设现场健康、安全与环境管理小组，在钻井承包商健康、安全与环境管理部门的指导下开展健康、安全与环境管理工作。钻井队健康、安全与环境监督实行承包商派出制或业主聘任的监督机制。各班组应设置1名兼职健康、安全与环境管理员。

现场健康、安全与环境管理小组的职责应包括：执行钻井承包商健康、安全与环境管理部门有关健康、安全与环境的计划与措施；定期组织召开健康、安全与环境会议；检查健康、安全与环境管理体系的执行情况；组织整改健康、安全与环境事故的隐患；对员工进行健康、安全与环境的宣传和培训等。

健康、安全与环境监督的职责应包括：宣传健康、安全与环境的政策、规定，教育和引导员工执行健康、安全与环境管理的标准及规定；参与钻井队健康、安全与环境管理的目标、指标和规划的制定；按照健康、安全与环境的方针、目标，监督健康、安全与环境规划中各项措施的落实；对钻井过程中的健康、安全与环境管理工作进行全面监督，对

不符合状态和行为进行纠正；定期向承包商(或业主)和现场健康、安全与环境管理小组报告健康、安全与环境管理的执行情况，向钻井队下达改进措施的指令；在危及员工生命安全、严重影响作业安全和破坏生态环境的情况下，有权下令停止作业，并责令平台经理及时处理；收集、归纳员工提交的隐患报告，提出整改意见，搞好事故、事件的调查、分析和统计上报工作。

兼职健康、安全与环境管理员的职责应包括：负责现场的健康、安全与环境管理的巡回检查，纠正违章行为，整改隐患，并作好检查记录；协助班组长开展岗位训练和班组健康、安全与环境活动；负责新员工岗前的健康、安全和环境教育；向班组提出搞好健康、安全与环境管理工作的建议。

员工的职责应包括：执行健康、安全与环境管理规定和技术规程，遵守劳动纪律，搞好巡回检查，上岗时穿戴好劳动防护用品；维护、保养好本岗位的生产设备、工具及防护装置，保证其性能良好，安全可靠；参加班组健康、安全与环境管理的教育培训活动，提高操作技能和安全防护能力；发现健康、安全与环境问题要及时排除解决，无法解决的要立即报告管理者进行处理；有权拒绝执行有关违反健康、安全与环境保护规定的指挥和命令，并可越级举报这种违反规定的指挥和命令。

本项目管理体系的各方面要求较成熟、完善。业主单位应与施工单位严格按照管理体系要求执行。同时，应将采气期的环境管理纳入HSE 管理体系。目前建设单位与施工单位通过合同对环保措施的落实进行约束，并进行现场检查等方式进行监督管理，管理体系总体较先进。

(2) 加强HSE培训在施工作业之前必须对全体施工人员进行HSE培训，包括环保知识、意识和能力的培训。

环保知识和意识的培训主要包括：了解国家和地方有关环境方面的法律、法规和标准；了解业主的环境方针、环境目标和要求；认识遵守有关环境管理规定的重要性，以及违反规定带来的后果等。

环保能力的培训主要包括：保护动植物、地下水及地表水水源等的方法；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险物品的方法等。

(3) 制定紧急情况处理计划

计划中要考虑施工中可能出现的紧急情况，明确紧急情况出现时的处理协调员、施工人员的责任、出现紧急情况后的恢复手段、应提交的报告等。

(4) 制定环境监测管理计划

环境监测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可视当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。对事故监测可根据事故性质、事故影响的大小等具体情况监测土壤、气、水。环境监测工作由HSE协调员负责组织完成，具体监测可委托中石化西南环保中心环境监测机构完成。

10.3 环境监测计划

10.3.1 环境监测工作组织

环境监测是环保技术监控的重要组成部分，是弄清楚污染物来源、性质、数量和布的主要手段，对督促、检查污染物排放是否达到国家排放标准起着有效的作用。环境监测制度的制定和执行，将会保证环保措施的实施和落实，可以及时发现环保措施的不足，进行修正和改进。根据该项目特点，主要污染源及污染物排放情况，项目建设单位为中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司勘探事业部，定期下达水、气、声监测任务，对生产过程中所产生污染物进行日常监测，对可能受影响居住区和地表水监测，建立健全监测档案，发现问题及时处理。

10.3.2 环境监测计划

(1) 大气监测计划

在钻入气层后根据钻井出现井喷、井漏、井涌、气侵等情况检测 CH_4 、 H_2S 浓度，测试和事故放喷时监测 CH_4 、 NO_x 、 PM_{10} 、 H_2S 浓度。监测点位设在井场场界和放喷口周围以及最近居民点处。

(2) 噪声监测计划

共布设1个监测点对井场周边较近的农户进行噪声监测，即井场南侧距井口最近农户家外。在钻井、测试放喷过程各监测一次，按有关噪声监测规范进行，一般不少于连续2昼夜。

(3) 地下水环境监控

故根据项目所在区域地下水埋深、地下水走向、补径排关系，结合地形及位置关系以及现场的水井分布的实际情况。项目以井场东南侧380m处碳酸盐类型裂隙溶洞水作为地下水污染监控井例行监测点以监控钻井过程对地下水的环境影响。并按照下表10.3-1监测方案委托有资质的监测单位进行监测。若监测结果表明项目实施导致地下水污染，应采取临时供水措施（配送桶装水等）以保障附近居民的饮用水源安全。

表 10.3-1 钻井期间地下水水质监测方案

监测点位	监测项目	监测频次	监测井类型
井口东南侧 380m 处裂隙水（谢代权家取水处）	pH、氨氮、氯化物、高锰酸盐指数、硫化物、铁、锰、六价铬、石油类	导管段、1 开阶段分别监测一次，发现异常加密监测频次	污染监控井

注：如遇到特殊的情况或发生污染事故，可能影响地下水水质时，应增加采样频次，并根据实际情况监测项目。

10.4 环境工程监督管理建议

（1）管理建议

建设单位应设专人负责监督施工单位在施工过程中的环境保护工作，同时监督施工单位落实环境保护措施。业主单位和施工单位应协作在施工前制定环境保护方案，如在施工场地的踏勘和清理中，要求在保证安全和顺利施工的前提下，尽量限制作业带外植被的人为破坏，挖掘土石方应堆放在指定场所，并修建拦挡设施防止水土流失。同时应在施工前对施工人员进行环境保护培训。钻井队应完善钻井期间的环境管理工作，钻井材料的油料集中管理，较少散失和漏失，对被污染的土壤及时妥善处理；所有泥浆材料和化学处理剂应由专人负责严格管理，整齐堆放，防治破损散失和下雨流失，有毒化学处理剂设明显标志，建立收发登记制度；经常检查储油容器及其管线，阀门的工作状况，防止油料漏失污染环境；钻井废水外运回注实行转移联单制度，填报交接清单。

（2）监督建议

为了保障各种环保措施合理有效实施，建议在钻井过程中加强监督管理，由专人检查各项环保措施的落实情况，确保措施得到全面具体、合理有效的落实。监督管理的主要内容如下：

表10.4-1 环保措施落实要求一览表

分项	验收项目			验收指标及要求
环境管理	环境影响评价			经四川省环境保护厅审核批准
	环境管理制度			具有环保机构，环保资料和档案齐全，建立废水转运联单制度，具备交接清单。
	环境风险应急预案			具备符合行业规范和环评要求的环境风险应急预案，应急预案演练档案齐全
污染防治措施	废水	钻前工程	生活污水	井队施工人员生活污水通过旱厕收集后用作农肥。
		钻井工程	钻井废水 洗井废水 酸化废水	修建清洁化操作场地处理回用钻井废水，完钻钻井废水、洗井废水和酸化废水全部用罐车运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注。不进入地表环境。建立废水转移联单制度，具备交接清单。
			生活污水	井队施工人员生活污水通过旱厕收集后用作农肥。
	废气		测试废气	采用地面灼烧处理，同时建放喷池1座。

	固废	钻前工程	钻井生活垃圾	设置垃圾桶收集，完钻后统一收集交由当地环卫部门集中卫生填埋处置。
		钻井工程	钻井岩屑	在清洁化操作场地内的固化罐中固化岩屑，固化后送入填埋池无害化填埋处理，应符合油气田钻井废弃物无害化处理技术规范。
			废泥浆、废水处理泥浆	废水拉运后，在清洁化操作场地内的固化罐中固化废泥浆和罐底污泥，固化后送入填埋池无害化填埋处理，应符合油气田钻井废弃物无害化处理技术规范。
			废油	站内收集利用（用于其他井配制油基泥浆等）
			钻井生活垃圾	设置垃圾桶收集，完钻后统一收集交由当地环卫部门集中卫生填埋处置。
生态保护措施	钻前工程		井场铺碎石减少雨水冲刷；场地周围修临时排水沟；表土单独堆放；表土场采取拦挡、排水措施，采取防雨布临时遮挡措施。试油放喷管线出口位置修建放喷池1座、挡墙。	
	钻井完钻		对无害化固化处理后的填埋池表面覆土回填绿化恢复植被。临时占地包括油水罐、泥浆罐区，放喷池，生活区，旱厕，清洁化操作场地均应清理建构物，翻耕覆土，进行复垦。	
环境风险防范措施	废水临时储存及转运		应急池、废水罐完好无泄漏，作业废水得到及时转运，加设风险备用废水罐，无废水外溢事故发生。	
无害化措施	无害化处理后的应急池与填埋池		完钻后，对填埋池、应急池污泥进行压实、填埋，通过固化稳定剂量和水泥进行无害化处理。应符合油气田钻井废弃物无害化处理技术规范。	

10.5 竣工环境保护验收

项目的竣工验收内容及要求见表10.5-1。

表10.5-1 竣工环保验收内容及要求一览表

项目	验收项目及设施		验收指标
环境管理	环境影响评价		经四川省环境保护厅审核批准
	环境管理制度		环保机构健全，环保资料和档案齐全，建立健全风险应急预案
污染治理	钻井废水	按设计要求建设了集污罐池（含集污罐）及防腐和防渗漏处理、雨污分流沟	及时运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注，现场无遗留钻井废水
	固废		应符合油气田钻井废弃物无害化处理技术规范
	噪声	发电机、泥浆泵等设置隔声、吸声棚；为柴油机安装消声器和减震基础等	按要求了相应的噪声控制措施，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》中2类标准；敏感点噪声达到《声环境质量标准》中2类标准
	分区防渗要求	按照防渗规范，划分重点防渗区域及一般防渗区域	重点防渗区域，防渗等级不小于 10^{-7} cm/s；一般防渗区，防渗等级不小于 10^{-4} cm/s。
风险防范	编制应急预案及培训、演练；废水罐区设置围堰和事故罐，罐区储存地进行防渗		防止事故状态下污染土壤和地下水

11 环境经济损益分析

建设项目在以较小经济投入，获得最大经济效益的同时，还必须确保社会经济和环境持续、稳定、协调发展，本项目的建设为了保护环境，防治污染，达到本地区环境目标要求，需实施一定的环保工程，为此就该项目的环境经济损益作一简要分析。

11.1 环境保护费用的确定与计算

环保投资是与治理，预防污染和生态保护措施有关的所有工程费用的总和，它既包括治理污染保护环境的设施费用，又包括既为生产所需，又为治理污染服务，但主要目的是为改善环境的设施费用，计算公式为：

$$H_T = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n X_{ij} + \sum_{k=1}^Q A_k$$

式中：X_{ij}—包括“三同时”在内的用于防治污染，“三废”综合利用等项目费用；

A_k—环保建设过程中的软件费（包括设计费、管理费、环境影响评价费等）；

i—“三同时”项目个数（i=1、2、3……m）；

j—“三同时”以外项目（i=1、2、3……n）；

k—建设过程中软件费用类目数（k=1、2、3……Q）。

根据估算，本项目环保投资为341万元，其中风险防范措施投资40万元。

11.2 社会环境影响分析

根据项目施工内容，社会环境影响分析见下表。

表11.2-1 社会环境影响一览表

环境影响因素		环保措施
负面影响	该项目占地为荒地，永久性占地减少区域的植被分布，但征地占区域农业用地面积比例很小，不会对区域农业生产产生大的影响。	根据《土地管理法》规定和相关地方规定对工程永久征地、临时占地进行补偿。严禁砍伐野外植被；严格划定施工作业范围，严格限制施工活动范围。临时占地将影响一季度农作物种植，同时对土壤产生影响。通过复垦方案进行复垦后，耕地的影响小。
	放喷管线出口位置修建放喷池，建挡墙减小热辐射影响。会对周边植被产生轻度影响。	对热辐射破坏的植被进行补偿。
正面影响	天然气属于清洁能源，天然气的开采可以缓解用气紧张，增加企业经济效益，促进社会、经济发展，增大区域清洁能源的使用，对调整能源结构、缓解地区能源缺口有积极意义。	
	项目钻井前会对乡村公路做维护及改建，加强了当地交通基础设施建设，改善交通条件。	
	拟建井站位于农村山区，有富余劳动力，本工程建设可带来一定的就业机会，解决当地部分人员就业，增加当地居民收入，促进本地经济发展。	

从上表可看出，虽然项目建设存在一定的社会环境负面影响，在采取相应的环保措施后，负面影响降低或可避免，为社会环境所接受；而项目对调整社会能源结构、促进

当地经济发展、改善当地交通状况等社会环境正面影响很明显，从总体来看，项目正面影响远高于负面影响，为社会环境所接受。

11.3 环境经济效益分析

以煤为主的能源结构是造成大气污染的主要原因。根据世界各国污染治理的经验，减轻大气污染的措施之一就是使用无污染或低污染的优质能源替代煤，由此，本项目获得的清洁能源——天然气是解决环境污染问题的必然选择。

天然气相对于煤、原油等能源的环境效益最好，天然气燃烧造成的污染大约为原油的 1/40，为煤的 1/800。监测表明，燃烧天然气排放的 CO、CO₂、NO₂、灰分、SO₂ 大大低于煤和原油的排放量，排污对比情况详见表 11.3-1。

表 11.3-1 天然气与原油、煤燃烧的排污量对比*（按单位热值计）

燃烧产物	天然气	石油	煤
灰分	1	14	148
SO ₂	1	400	700
NO ₂	1	5	10
CO	1	16	29
CO ₂	3	4	5

资料来源：《四川石油经济》2000 年第一期中《天然气利用之环境效益初探》

从表中数据可以看出，天然气替代原油和煤等能源的环境效益是十分明显。本工程的发展将对当地环境及天然气使用的地区大气环境产生明显的正效益。

11.3.1 环境经济效益分析指标

建设项目的环境效益从环境代价大小、环境成本、环境系数的高低指标来分析是比较确切的，但对于环境代价的计算难度较大，目前尚处于研究阶段，所以，本评价中环境经济分析根据项目属于施工期的特点，采用环境保护投资比例系数 H_z，环境经济系数 J_x 组成，以上各项指标所表述的意义及数学模式详见表 11.3-2。

表 11.3-2 主要环境经损指标一览表

指标	数学模型	参数意义	指标含义
环保投资比例系数 (H _b)	$H_z = \frac{H_i}{Z_i} \times 100\%$	H _i —环保投资 Z _i —建项目总投资	环保投资占总投资的百分比
环境经济效益系数 (J _x)	$J_x = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{H_F}$	S _i —环保措施所挽救的损失 H _F —年环保费用	因有效的环保措施挽救的损失费用与投入的环保费用之比

表11.3-4 环保工程所挽回的损失费用

序号	项目	挽回的经济损失(万元)	备注
	避免“三废”排污费		
1	钻井废水	25	
2	生活污水	1.5	
3	钻井岩屑、污泥	40	
4	生活垃圾	1	
	合计	67.5	

表11.3-5 主要环境经济指标表

序号	名称	单位	指标	备注
1	总投资	万元	5584	
2	环保投资	万元	341	
3	挽回损失	万元	67.5	
4	环境投资与总投资之比	%	6.1	
5	环境效益系数		0.198	

11.3.2 环境经济损益分析

环保投资的多少及所占项目总投资比例的大小，是与项目的污染特性和环境特征有关，主要建设是完善环保措施的投资，该项目的环保投资占该项目总投资比例系数为6.1%，这在目前国内天然气钻井中建设属适当水平。

该项目环境效益系数为0.198，即每投入1元的环保费可挽直接回经济损失0.198元。其他环境效益包括对人体健康的影响、风险防范避免重大事故造成巨大的损失，生态环境改善等，这部分无法定量。

从上可以看出，为了保护环境，达到环境目标的要求，采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价。但其度合适，企业完全能够接受，而且所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。所以从环境经济分析来看，该项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

12 环境影响评价结论及建议

12.1 评价结论

12.1.1 项目概况

鳌北1井钻井工程是中国石油西南油气田分公司2017年下达的天然气钻井工程项目，项目立项批文号为西南司资源[2017]18号。鳌北1井钻井工程位于*****，属于新建探井项目，完钻层位为灯三段，目的层位为主探*****、*****，设计井深6980m，井型为直井，采用ZJ70BDS基础钻机钻进；钻井工艺采用常规水基泥浆钻井的方式。

工程总投资5584万元，环保投资341万元，占总投资的6.1%。

12.1.2 项目相关政策、规划符合性

(1) 产业政策

根据中华人民共和国国家发展和改革委员会令（2013年）第21号颁布的《产业结构调整指导目录(2011年本)（修正）》，天然气开采钻井工程属于第一类“鼓励类”第七条“石油类、天然气”第一款“常规石油、天然气勘探及开采”；因此，符合国家产业政策。

(2) 相关规划

根据《四川省矿产资源总体规划》，本工程产品天然气，属于四川省市“重点鼓励勘查开发利用矿种”。项目符合国家及环保部相关规划政策。项目临时用地方案已获得大竹县住房和城乡规划建设局的支持。

12.1.3 项目所处环境功能区、环境质量现状

(1) 生态功能区

项目所在区域位于达州市境内，区域属于山区环境系统，不涉及自然保护区、风景名胜等环境敏感区域，不在城镇建设区和规划建设区。

(2) 环境质量现状

环境空气：监测结果表明，项目拟建地区域环境空气中SO₂、NO₂小时均值，PM₁₀日均值能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，H₂S浓度未超过参考限值。

地下水环境：监测点项监测指标均能满足《地下水质量标准》中III类标准要求。

声学环境：项目拟建地昼间、夜间噪声能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求。

12.1.4 项目自然环境概况及敏感目标调查

（1）自然环境概况

本次工程拟建地为荒地，评价期间主要功能为放牧。无珍稀野生植物存在。动物为常见野生动物，以及人工饲养的羊等。无珍稀野生动物出没。

（2）环境敏感性调查

本项目属高含硫化氢天然气井，井口周边3km范围内无医院、学校、城镇等特别敏感区域，仅分布有散居居民，且居民人数较少。

评价区域无自然保护区、风景名胜区、自然遗迹、文物古迹等。该项目位于农村山区，井口500米范围只有5户农户分布，项目周边环境不敏感。

12.1.5 项目对环境影响

（1）对大气环境影响

施工期，废气污染物排放量少，且排放时间短，对井所在地大气环境的影响是可接受的。

（2）对地表水环境影响

钻井期间，作业废水运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注；生活废水经旱厕收集后用作农肥，对区域地水影响甚微。

（3）对声环境影响

钻井期间噪声对周围环境的影响为短暂影响，随着工程的完工，噪声影响消失。通过对井场周围居民的影响预测可知，在采取合理降噪措施和合理布局后，钻井噪声对井场周围的居民不造成影响。

（4）固体废物对环境的影响

项目产生固体废物经分类收集，严格做好固体废物的暂存管理，并采取有效的处置措施，使固体废物均得以妥善处置，对环境不会造成污染影响。

（5）对地下水的影响

钻井期间发生污染地下水的可能性较小。若钻井过程中出现废水外溢等事件，将造成井场或井筒周围小范围内的地下水色度、浑浊度等超标，该范围以外的地区，地下水环境质量维持现状，对周边地下水的影响较小。

（6）对生态环境的影响

工程建设占用荒地，对植被会造成不同程度的破坏，但因占地较小，影响程度有限。施工结束后，对临时占地进行植被恢复，永久性占地在后期建设中进行植被修复，有效削弱了对生态环境的影响。

(7) 环境风险风险防范措施及环境影响结论

本工程钻井期间存在一定的环境风险，可能对地表水、地下水、生态环境、周围居民人身安全等造成影响。项目通过采取有效的风险防范措施，其发生事故的概率极低；通过建立突发事故应急预案后，事故对环境的影响能降至最低限度。环境风险属可接受水平，项目建设可行。

12.1.6 污染治理措施可行性

本工程在钻井期间采取的措施为：测试放喷采用放喷管线接至放喷池并经燃烧后放喷，有效降低了对大气环境的影响。运至安德蜀南水处理回注站（阳78井回注井）处理后回注工艺可行，能满足本工程作业废水处理的需要，对当地地表水环境的影响属可接受的。钻井噪声采用噪声源合理布局，为钻机提供动力的柴油机安装消声器和减震基础，可降低钻井噪声对当地居民的影响，并对受噪声影响的农户实施临时撤离，噪声影响能达到接受水平。因此，评价认为项目采取的污染防治措施可行。

12.1.7 清洁生产

该项目在原辅材料及资源能源的利用、生产工艺和设备、清洁生产措施、清洁生产技术指标、循环经济指标、环境管理等方面基本达到清洁生产国内先进水平。本项目在钻井药剂使用、泥浆循环、酸压酸洗返排液收集处理、井控固控措施上满足《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告2012年第18号）中关于清洁生产章节规范要求。

12.1.8 公众参与调查

拟建项目公众参与采取了问卷调查与网上公示的方式进行，公示期间未收到任何反馈信息。向项目所在地公众发放了问卷调查表，受访公众均赞同本工程的建设，无反对意见。

12.1.9 总量控制

本项目仅为钻井工程，不涉及运营期相关内容，各类污染物均随着项目的完成而消失，因此本次评价建议不设总量控制指标。

12.1.10 选址合理性

本工程拟选址位于*****。根据现场踏勘及平面布置，盩北1井井口方圆0m~100m范围内无农户民房，井口75m范围内无高压线及其他永久性设施，200m范围内无铁路、高速公路等，500m范围内无学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所，且不处于山区泄洪通道上，亦未处于地下矿井采掘区，则该选址满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中3.3.2节相关规定。

此外，根据公众调查，本项目建设得到了绝大多数公众的支持，无反对意见。项目选

址合理。

由以上分析可知，工程选址合理。

12.1.11 环境监测与管理

建设单位必须制定严格的HSE程序文件和作业文件，加强HSE宣传，严格执行各项管理措施，实施各环节HSE审计。在钻井过程中加强环境管理，并按监测计划实施对大气、噪声、地下水等进行监测，对废水转运及处理进行管理。本工程为区域预探井，整个项目仅为施工期，无营运期，但在钻井过程中存在一定的环境风险，结合项目建设特点，本评价建议钻前工程完工后建设单位应邀请达州市环境保护局对钻前工程建设内容进行现场检查，确保钻井工程的前期各项环保设施落实到位。在完钻施工结束后立即向达州市环境保护局申请竣工环境保护验收，同时提交工程竣工环境保护验收调查报告。

12.1.12 环境影响经济损益分析

该项目环境效益包括对人体健康的影响、风险防范避免重大事故造成巨大的损失，生态环境改善等，这部分无法定量。本项目为了保护环境，达到环境目标的要求，采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价。但其度合适，企业完全能够接受，而且所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。从环境经济分析来看，该项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

12.1.13 评价总结论

该项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范，项目的建设对增加清洁能源天然气供应量，探明地区天然气储存情况，促进区域社会、经济发展，调整改善区域的环境质量有积极意义，项目建设是必要的。

评价区域环境空气质量、声环境质量、地下水环境质量现状总体较好；项目建设期间产生的污染物均做到达标排放或妥善处置，对生态环境、地表水、地下水、大气环境影响小，声环境影响产生短期影响，不改变区域的环境功能；该项目符合清洁生产要求，采用的环保措施可行，社会、经济效益十分显著；建设项目环境可行，选址合理。本项目高含硫化氢，井喷失控事故天然气泄漏事故对环境造成严重影响，但事故发生机率低，井场作业按照钻井操作规程进行，并制定相应的应急预案。该工程采取的环境风险措施及制定预案切实可行，在落实风险防范措施及应急预案后，环境风险达到可接收水平。

综上所述，在严格落实本项目钻井设计和本评价提出的各项环保措施和环境风险防范以及应急措施后，从环境保护角度分析，菱北1井钻井工程建设是可行的。

12.2 建议

(1) 认真落实废水、固体废物、发电机噪声等环保措施的落实，确保钻井废水处理达标后外排，固体废物的有效处置，发电机等设备噪声的有效控制，以保护环境，确保噪声不扰民。

(2) 严格执行各项操作规程，并根据当地情况完善突发事件的应急预案，降低事故发生概率和在事故时能将危害控制在最低限度。

(3) 妥善解决好占用土地、毁坏作物、植被等所造成的赔偿问题。

(4) 建设单位在工程实施期间，应加强对项环保措施的建设、运转进行管理，以确保环保措施的有效性。

附图

- 附图 1 项目地理位置图
- 附图 2 500 米范围内人居分布图
- 附图 3 500 米范围内水井分布图
- 附图 4 平面布置及分区防渗图
- 附图 5 项目外环境关系及监测布点图
- 附图 6 项目地层柱状剖面图
- 附图 7 项目建设区域水文地质图
- 附图 8 项目建设区域水系图
- 附图 9 项目建设区域土地利用现状图
- 附图 10 鳌北 1 井环境风险敏感点分布图
- 附图 11 项目清污分流图
- 附图 12 项目作业废水转运路线图
- 附图 13 现场实景图

附件

- 附件 1 环评委托书
- 附件 2 立项文件
- 附件 3 项目执行标准
- 附件 4 环境质量现状监测报告
- 附件 5 项目规划文件
- 附件 6 污染处理站出水水质检测报告
- 附件 7 废水处理能力说明
- 附件 8 污水站环评、验收批复