鄂尔多斯盆地长北区块天然气补充开发项目（长北二期）环境影响报告书

建设单位：壳牌中国勘探与生产有限公司

中国石油天然气股份有限公司长庆油田长北作业分公司

评价单位：伊尔姆环境资源管理咨询（上海）有限公司

二〇一八年八月

The business of sustainability



建设项目环境影响评价资质证书

机构名称：伊尔姆环境资源管理咨询（上海）有限公司
住　　所：上海市虹口区周家嘴路 786 弄 67 号 401 室
法定代表人：KERYN LEE JAMES
证书等级：乙级
证书编号：国环评证乙 字第 1832 号
有 效 期：至 2019 年 10 月 7 日
评价范围：环境影响报告书类别 — 化工石化医药；冶金机电；采掘；交通运输
环境影响报告表类别 — 一般项目环境影响报告表***

二〇一五年十月十三日

项目名称： 鄂尔多斯盆地长北区块天然气补充开发项目（长北二期）

文件类型： 环境影响报告书

适用的评价范围： 采掘类

法定代表人： Keryn Lee James （法人章）

总经理（法人授权代表）： Piers Touzel（签章）

主持编制机构： 伊尔姆环境资源管理咨询（上海）有限公司

地　　址：上海市四川北路 1350 号 2005 室
电　　话：021-53853050
传　　真：021-64692185
邮政编码：200080
电子信箱：Chinaeia.public@erm.com

鄂尔多斯盆地长北区块天然气补充开发项目（长北二期）
环境影响报告书编制人员名单表

编制主持人		姓名	职业资格证书编号	登记编号	专业类别	本人签名
		杜旻蕾	0011585	B183202706	采掘	
主要编制人员情况	序号	姓名	职业资格证书编号	登记编号	编制内容	本人签名
	1	杜旻蕾	0011585	B183202706	前言总论、项目概况、工程分析	
	2	郭建秋	0011586	B183202608	环境质量现状评价、环境影响预测评价	
	3	张雁雁	0011598	B183203408	现有项目回顾、环境概况	
	4	刘伟伟	0011921	B183202807	地下水环境影响评价、回注环境可行性评价	
	5	占 茹	00014365	B183200203	环境风险评价、环境保护措施及其可行性论证	
	6	何亚红	00016629	B183200107	生态环境影响评价、环境管理体系与环境监控	
	7	王阳	20170353103520 14310101000180	B183203802	环境影响经济损益、总量控制	
	8	陈凤先	0011257	B183203902	审核	
	9	胡颖华	00000377	B183200806	审定	

前言----------I

1 总论----------1-1

1.1 编制依据 ---------- 1-1
1.2 评价目的及原则 ---------- 1-7
1.3 环境功能区划及评价标准---------- 1-8
1.4 环境影响因素识别和评价因子筛选 ----------1-14
1.5 评价重点 ----------1-17
1.6 工程特点及评价时段----------1-18
1.7 评价工作等级及评价范围 ----------1-18
1.8 环境保护目标----------1-22

2. 长北一期项目回顾 ----------2-1

2.1 长北一期工程概况 ---------- 2-1
2.2 现有长北区块环境影响评价及“三同时”执行情况 ---------- 2-5
2.3 长北一期工程运营状况----------2-13
2.4 长北一期工程“三废”排放情况----------2-20
2.5 长北一期主要环境污染防治措施、实际处理量及工艺方法、实际运行效果----------2-21
2.6 生态恢复情况 ----------2-29
2.7 现有环保管理及监测计划----------2-29
2.8 “以新带老”措施----------2-30

3 区域环境概况----------3-1

3.1 自然环境概况 ---------- 3-1
3.2 社会环境概况 ----------3-19

4 建设项目概况----------4-1

4.1 建设项目概述 ---------- 4-1
4.2 气藏资源状况 ---------- 4-3
4.3 项目开发部署 ---------- 4-3
4.4 钻完井工程概括 ---------- 4-4
4.5 地面工程概括 ---------- 4-5

5 工程分析----------5-1

5.1 施工期工程分析 ---------- 5-1
5.2 运营期工程分析 ----------5-21
5.3 闭井期原则 ----------5-38
5.4 工程拟采取的污染防治措施----------5-38
5.5 长北二期补充评价期环境影响回顾 ----------5-41

6 环境质量现状监测与评价----------6-1

6.1 长北区块环境质量回顾---------- 6-1
6.2 环境空气质量现状监测与评价---------- 6-5
6.3 声环境质量现状监测与评价----------6-11
6.4 地表水环境质量现状监测和评价----------6-15
6.5 土壤现状监测和评价 ----------6-21
6.6 地下水现状监测和评价 ----------6-30

7 清洁生产与循环经济----------7-1

7.1 工艺先进性分析 ---------- 7-1
7.2 产品清洁性分析 ---------- 7-3
7.3 清洁生产水平及措施 ---------- 7-4
7.4 清洁生产指标 ---------- 7-6

7.5 循环经济分析 ---------- 7-7
7.6 清洁生产结论和建议 ---------- 7-8

8 环境影响预测与评价----------8-1

8.1 大气环境影响评价 ---------- 8-1
8.2 地表水环境影响分析 ----------8-11
8.3 噪声环境影响评价 ----------8-13
8.4 固体废物环境影响分析 ----------8-18

9 地下水环境影响评价----------9-1

9.1 地下水环境影响评价概述 ---------- 9-1
9.2 区域及评价区地质与水文地质条件 ----------9-28
9.3 现有项目包气带污染现状调查----------9-51
9.4 地下水评价预测模型 ----------9-57
9.5 地下水环境影响预测与评价----------9-75
9.6 地下水环境保护措施与环境管理----------9-98
9.7 地下水环境影响评价小结 ---------- 9-113

10 生态环境影响评价---------- 10-1

10.1 生态现状及评价----------10-1
10.2 生态环境影响评价 ---------- 10-46
10.3 生态环境保护措施 ---------- 10-51

11 环境风险评价---------- 11-1

11.1 环境风险评价总体思路和评价程序 ----------11-1
11.2 评价重点 ----------11-1
11.3 环境风险识别 ----------11-2
11.4 源项分析 ---------- 11-12
11.5 风险事故后果计算 ---------- 11-29
11.6 风险计算与评价 ---------- 11-52
11.7 风险防范措施 ---------- 11-53
11.8 应急预案 ---------- 11-58
11.9 环境风险评价小结 ---------- 11-70

12 环境保护措施及其可行性论证---------- 12-1

12.1 大气污染防治措施 ----------12-1
12.2 废水污染防治措施 ----------12-2
12.3 噪声污染防治措施 ----------12-7
12.4 固体废物污染防治措施 ----------12-8
12.5 生态保护措施 ---------- 12-11
12.6 环境风险防范措施 ---------- 12-13
12.7 环保“三同时”验收一览表 ---------- 12-18

13. 回注环境可行性评价---------- 13-1

13.1 长北二期回注概况 ----------13-1
13.2 气田采出水处置方式比选----------13-2
13.3 气田水回注经验 ----------13-9
13.4 长北二期气田水回注原则与方案---------- 13-22
13.5 回注区域地质与水文地质条件---------- 13-32
13.6 回注区域地下水环境质量现状---------- 13-42
13.7 回注井井身结构完整性评价---------- 13-45
13.8 回注可行性分析 ---------- 13-53
13.9 回注对浅层地下水的影响分析---------- 13-64

13.10 采出水回注可行性数值模拟----------13-79
13.11 环境管理、监控与地下水监测---------- 13-101
13.12 评价结论 ---------- 13-108

14 环境管理体系与环境监控---------- 14-1

14.1 HSE 管理体系---------- 14-1
14.2 环境管理要求 ----------14-10
14.3 环境监测 ----------14-11
14.4 环境监理 ----------14-13

15 环境影响经济损益分析---------- 15-1

15.1 社会效益分析 ---------- 15-1
15.2 环境效益分析 ---------- 15-1
15.3 小结 ---------- 15-5

16 污染物总量控制分析---------- 16-1

16.1 总量控制因子 ---------- 16-1
16.2 工程污染物排放量的确定 ---------- 16-1

17 环境可行性论证分析---------- 17-1

17.1 产业政策符合性分析 ---------- 17-1
17.2 “三线一单”落实情况分析---------- 17-1
17.3 清洁生产的先进性分析 ---------- 17-3
17.4 建设项目选址的环境敏感性分析---------- 17-4
17.5 项目与相关规划协调性分析---------- 17-4
17.6 项目与主体功能区划符合性分析 ---------- 17-7
17.7 项目与环境保护规划符合性分析 ---------- 17-9
17.8 项目与城市规划协调性分析 ----------17-10

18 环境影响评价结论---------- 18-1

18.1 长北区块开发现状 ---------- 18-1
18.2 环境质量现状 ---------- 18-2
18.3 污染物排放情况 ---------- 18-4
18.4 主要环境影响 ---------- 18-5
18.5 环境保护措施 ----------18-10
18.6 公众意见采纳情况 ----------18-13
18.7 环境管理与监测计划 ----------18-13
18.8 环境影响经济损益分析 ----------18-14
18.9 综合评价结论 ----------18-14

前言

天然气作为清洁能源，在我国的经济生活和能源战略中具有重要地位。经过最近三十年经济的快速发展，我国能源消耗发生了大幅度增长。能源问题不但成为经济发展面临的重要制约因素，也成为国际社会关注的焦点，国家从能源安全、环境保护以及应对全球气候变化的战略高度，将天然气列为优先发展的领域。天然气开发可以替代部分煤炭资源的开采，能够有效缓解区域能源短缺的局面，对大区域环境的改善和二氧化碳的减排具有重要作用。

壳牌勘探(中国)有限公司(后更名为壳牌中国勘探与生产有限公司（以下简称“壳牌公司”)) 与中国石油天然气集团公司于1999年9月23日在北京签订了《中华人民共和国鄂尔多斯盆地长北区块天然气开发和生产合同》，共同进行长北区块的天然气开发，该合同已于1999年10月15日经国家对外贸易经济合作部以“(99)外经贸资审油字6号”批准。长北合作区块天然气勘探和生产项目的环境影响报告书于2002年1月28日获得国家环保总局的批复(环审〔2002〕8号)，项目的整体开发方案和新的天然气销售协议于2005年得到批复，随后进入开发阶段。2006年12月长北实现首气输出，2007年3月1日宣布开始商业供气。2008年长北区块安全实现了30亿立方米/年的产量。2009年3月，壳牌中国勘探与生产有限公司与中国石油天然气集团公司签订了《中华人民共和国鄂尔多斯盆地长北区块天然气开发和生产合同第二次修改协议》，鄂尔多斯盆地S207区块并入长北区块进行开发，更新后的总体开发方案于2010年获得国家能源局批准。

2012年7月，壳牌中国勘探与生产有限公司与中国石油天然气集团公司签订《中华人民共和国鄂尔多斯盆地长北区块天然气开发和生产合同第三次修订协议》并获得了商务部的批复，同意根据一个新的总体开发方案，实施补充开发项目（长北二期）。 修订合同中把许可年限从2027年延长到2029年，纳入了长北二期开发工作，主要包括以下内容：

（1）加密井—在现有长北项目开发区域边界之内增加9口双分支井；

（2）进一步开发—针对现有长北项目开发区域外的P1S2QA主力储层进行进一步的开发。

（3）次级储层—主力储层之上以及之下的致密砂岩气进行开发。

本项目属于《产业结构调整指导目录》(2011年本)（2013年修订）中鼓励类项目(第七类第2条“页岩气、油页岩、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开

发”)；本项目属于《外商投资产业指导目录》（2017年修订）中鼓励外商投资产业目录的“11. 石油、天然气的勘探、开发和矿井瓦斯利用”。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》等法规的要求，业主委托伊尔姆环境资源管理咨询(上海)有限公司(以下简称“伊尔姆公司”或“ERM”)承担本项目的环境影响评价工作，编制《鄂尔多斯盆地长北区块天然气补充开发项目（长北二期）环境影响报告书》。



图 1 长北区块地理位置图

伊尔姆公司接受环评委托后，组织环境影响评价人员完成了以下工作：

（1）与壳牌公司总体开发方案(ODP)编制团队交流，了解总体开发方案工作进度，并向业主提出了环评前期现场工作所需的资料清单。

（2）按照依法评价原则，评价单位在环评工作中贯彻执行国家和陕西省和内蒙古自治区有关环保法律、法规、标准和规范，结合地方经济、社会和环境发展规划以及生态建设规划等开展评价；重点评价项目建设与当地风景名胜区、文物保护单位以及饮用水源保护区等法定保护区的法律法规符合性。

（3）按照早期介入原则，环评工作与项目总体开发方案和地面工程可行性研究几乎同时开展，因此作为壳牌总体开发方案编制团队的成员，环评单位参与井场管线的选址选线；参与了气田水和压裂返排液处理等水管理研究，从环境保

护角度给长北二期项目的可行性研究提供思路和建议。

（4）按照广泛参与原则，环评单位于2014年至2018年期间对项目区块进行了多次现场踏勘，并走访了榆林市、榆阳区以及横山县环保、国土、林业、水务、文物、规划等政府部门，了解地方政府对本项目的要求，并搜集相关资料。

（5）环评单位在工作过程中，严格遵守环境影响评价技术导则等技术规范，并及时将国家及地方的环境保护要求纳入环境影响评价工作中。按照“严守环境质量底线，严控资源利用上线，严把生态保护红线，强化环境准入负面清单”的要求，加强污染源强识别和把控，确保从源头上守住环境质量底线；加强水资源和能源利用评价，提高资源利用效率，确保资源利用上线；强化生态保护红线意识，将识别出的法定保护区反馈给业主和可研编制单位，将影响环评审批的法律红线问题在项目可研阶段及时进行调整，从设计阶段即落实生态保护的红线思维；加强工艺技术比较，提高企业的清洁生产水平，严禁环境准入负面清单的工艺技术应用。通过对项目环境影响的重大问题识别，环评单位在可研的早期设计阶段发现，项目新建的集输管线拟穿越区块内的红石峡饮用水源保护区；部分井场选址位于哈头才当饮用水水源保护区内。环评单位将上述问题与业主进行了多次沟通和讨论，在环评单位建议下，尽管避让水源保护区会增加相应的成本，而且需要舍弃部分地下资源，但最终管线路由和井场均进行了避让调整，较好地遵循了严守生态红线原则。

本项目属于气田开发扩建工程，除对一期主力储层进行补充加密开发外，还包括主力储层相邻的次级储层致密气进行开发。本项目的主要特点如下：

（1）长北区块自2006年首气以来，已安全运营10余年。壳牌公司对该区域社会环境、地质条件、气藏特征、储量、开发方式以及安全环保要求均有较为深刻的理解和认识，也积累了丰富的经验。

（2）长北二期将充分利用因一期产能衰竭而富余的处理能力，如集气干线和天然气中央处理厂（CPF，也名中心处理厂）等设施，在节约成本投入的同时，也最大可能的减少新建设施对环境的扰动和影响。

（3）对于次级储层非常规致密气，本项目采用国际惯用的滚动开发模式，分两个阶段开发。在保障整体产能稳定的情况下，在滚动开发过程中不断增加对储层的认识，降低项目风险。

（4）本项目气田面积较大，约1692平方公里。由于井场和集气站等地面设

施数量较多，且相互独立，互相之间位置分散距离较远，因此本项目在评价其环境影响时，采用典型设施评价的方法。

本项目主要关注以下环境问题：

（1）项目区存在哈头才当和红石峡两个饮用水水源地，项目地面设施选址选线如何避让和保护饮用水源是本项目环评工作的重点之一。在项目可研阶段，环评单位组织召开了专家咨询会，同时征求地方各级环保部门的意见。最终，建设单位和设计单位采纳了避让水源地的建议。

（2）非常规致密气压裂工艺耗水量大，同时产生大量压裂返排液。如何有效的进行水管理是本项目另一个主要环保问题。由于没有受纳水体，压裂返排液尽量处理后回用，不能回用部分委托当地环保部门认可的第三方机构处置。

（3）扩建项目环保措施在一期现有基础上进行了优化和改进，比如在条件允许的情况下钻机和压缩机采用电力驱动代替原来的柴油驱动，可大大减少了废气产生；钻井时在井场采用岩屑罐代替传统的泥浆池，降低地下水污染风险。

（4）项目区块横跨陕西和内蒙两个省级行政区域，两省均为油气资源大省，因此项目要同时兼顾两省对油气开发项目的环保要求。

本报告书主要结论是：本项目实施后，不会对项目区域现有环境质量产生明显不利影响。由于本项目属于清洁能源开发项目，其对于大区域能源结构调整和环境质量改善则具有明显的正面环境效益。项目施工和营运过程中对环境的影响预测分析表明，本项目建设对各环境要素有一定影响，其主要不利影响是工程施工和生产造成的生物量损失、水土流失和钻井岩屑、废弃泥浆的影响。在采取相应的环境保护措施后，可使本项目对环境的不利影响较小，项目建设不会改变区域的环境功能。在本报告提出的环境风险防范措施、环境风险管理要求和应急预案得到落实和执行的情况下，本项目环境风险事故发生的概率和事故后果降至最低，环境风险达到可接受水平。综上，本项目从环境保护角度是可行的。

1 总论

1.1 编制依据

1.1.1 国家环保法律法规

（1） 《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日）；

（2） 《中华人民共和国环境影响评价法》（2016年9月1日）；

（3） 《中华人民共和国水污染防治法》（2018年1月1日）；

（4） 《中华人民共和国大气污染防治法》（2016年1月1日）；

（5） 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（1997年3月1日）；

（6） 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2016年11月7日修正版）；

（7） 《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月1日）；

（8） 《中华人民共和国土地管理法》（2004年8月28日）；

（9） 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012年7月1日）；

（10）《中华人民共和国野生动物保护法》（2017年1月1日）；

（11）《中华人民共和国矿产资源法》（2009年8月27日）；

（12）《中华人民共和国草原法》（2013年6月29日）；

（13）《中华人民共和国水法》（2016年7月2号修订）

（14）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010年10月1日）；

（15）《中华人民共和国文物保护法》（2017年11月4日修订）；

（16）《基本农田保护条例》（国务院令第588号，2011年1月8日）；

（17）《中华人民共和国野生植物保护条例》（国务院令687号，2017年10月7日）；

（18）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第682号，2017年7月16日修订）；

（19）《产业结构调整指导目录（2011年本）（2013修正）》（国家发改委第21号令，2013年5月1日）

（20）《外商投资产业指导目录（2017年修订）》（国家发展和改革委员会，商务部第4号令，2017年6月28日）；

（21）《中西部地区外商投资优势产业目录（2017年修订）》（国家发展和改革委员会和商务部第33号令，2017年3月20日）；

（22）《禁止及限制用地项目目录(2012年本)》（国土资源部，国家发展和改革委员会，2012年5月23日）；

（23）《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》生态环境部令部令第3号2018年8月1日；

（24）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（环境保护部令第44号，2017年9月1日）；

（25）《环境影响评价公众参与暂行办法》（国家环保总局，环发〔2006〕28号，2006年3月18日）；

（26）关于印发《建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）》的通知（环保部办公厅文件，环办〔2013〕103号）；

（27）《关于推进环境保护公众参与的指导意见》（环境保护部，环办〔2014〕48号，2014年5月22日）；

（28）《环境保护公众参与办法》（环境保护部令第35号，2015年9月1日执行）；

（29）《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令第34号，2015年6月5日执行）；

（30）《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第31号，2015年1月1日执行）；

（31）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77号，2012年7月3日）；

（32）《环境保护部审批环境影响评价文件的建设项目目录（2015年本）》（环境保护部公告，2015年第17号，2015年3月13日）

（33）《石油和天然气开采行业清洁生产评价体系指标（试行）》（国家发改委、工业和信息化部〔2009年〕第3号公告，2009年2月19日）；

（34）《关于印发全国生态环境保护纲要的通知》（国发〔2000〕38号令，2000年11月26日）；

（35）国务院关于印发《全国主体功能区规划》的通知（国发〔2010〕46号）,2010年12月21日；

（36）《全国生态功能区划》（环境保护部公告2015第61号，2015年11月13日）；

（37）《全国生态脆弱区保护规划纲要》（环发〔2008〕92号，2008年9月27日）；

（38）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部公告2012年第18号，2012年3月7日）；

（39）《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发(2012)98号，2012年8月7日）；

（40）《关于印发<建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》（环发〔2014〕197号，2014年12月30日）；

（41）《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》（环办〔2010〕132号，2010年）；

（42）《集中式饮用水水源环境保护指南（试行）（环办〔2012〕50号，2012年）；

（43）《国家危险废物名录》（中华人民共和国环境保护部 第39号令，2016年8月1号）；

（44）《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 公告2017年第43号，2017年10月1号）。

1.1.2 地方法律法规

（1） 《陕西省固体废物污染环境防治条例》（2016年4月1日实施）；

（2） 《陕西省地下水条例》（2016年4月1日实施）；

（3） 《陕西省大气污染防治条例》（2017年7月修订）；

（4） 《陕西省水土保持条例》（2013年10月1日实施）；

（5） 《陕西省煤炭石油天然气开发环境保护条例》（2007年9月27日修订）；

（6） 《陕西省环境保护条例》（草案送审稿）；

（7） 《陕西省节约能源条例》（2006年12月1日实施）

（8） 《陕西省森林公园条例》（2012年10月1日实施）

（9） 《陕西省城市饮用水水源保护区环境保护条例》（2002年3月28日实施）；

（10）《陕西省实施〈中华人民共和国环境影响评价法〉办法》陕西省人民代表大会常务委员会公告，［十三届］第3号，2018年5月31日

（11）《陕西省实施〈中华人民共和国突发事件应对法〉办法》（2012年10

月1日）；

（12）《陕西省实施<中华人民共和国草原法>办法》（2014年11月27日实施）；

（13）《陕西省行业用水定额DB 61/T 943-2014》（2004年4月29日发布）；

（14）《陕西省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》（2016年6月）；

（15）《陕西省水功能区划》（陕政办发〔2004〕100号文件，2004年9月20日）；

（16）《陕西省十三五生态环境保护规划》（陕政发〔2017〕47号，2017年10月10日）；

（17）《陕西省2018年度主要污染物总量减排实施方案》（陕环发〔2018〕11号，2018年6月8日）；

（18）《陕西省人民政府关于我省地表饮用水水源保护区划分和调整方案的批复》（陕政函〔2007〕125号）；

（19）陕西省人民政府办公厅关于印发突发环境事件应急预案的通知（陕政办函〔2015〕128）；

（20）《陕西省环境保护厅关于印发<陕北油气田开采清洁文明井场验收标准>的通知》，陕环办发〔2016〕31号，2016年4月25日；

（21）《榆林市石油天然气开采污染防治技术规定》；

（22）《榆林市环境保护局关于印发<榆林市石油天然气开采废水回注及处理设施运行管理暂行规定>的通知》榆政环发〔2011〕308号；

（23）《榆林市榆阳区人民政府关于红石峡、尤家峁水库水源地保护的公告》（榆区政发〔2011〕47号，2011年10月20日）；

（24）《榆林市油气开采废弃物处置环保暂行管理办法》榆政环发〔2015〕170号；

（25）《陕西省建设项目环境监理暂行规定》（陕环办发(2017)8号（2017年03月01日）

（26）《陕西省固体废物污染环境防治条例》（陕西省第十二届人民代表大会常务委员会第二十三次会议通过，2016年4月1日施行）

（27）《陕西省环境保护厅关于印发《〈排污许可证管理暂行规定〉陕西省实施细则》的通知》（陕环发〔2017〕14号，2017年4月21日）

（28）《榆林市人民政府办公室关于印发〈榆林市土壤污染防治工作方案〉的通知》（榆政办发〔2017〕42号，2017年4月14日）

（29）《内蒙古自治区建设项目环境监理管理暂行办法》（内政办字〔2012〕195号，2012年9月13日发布）

（30）《内蒙古自治区环境保护条例》（2012年3月31日修正）；

（31）《内蒙古自治区地下水管理办法》（2018年1月16日修订实施）

（32）《内蒙古自治区境内黄河流域水污染防治条例》（1996年9月28日实施）；

（33）《内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发<内蒙古自治区人民政府关于印发自治区节能减排“十三五”规划>的通知》（内政办发〔2018〕12号）；

（34）《内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发自治区石油天然气管理保护办法的通知》（内政办发〔2007〕90号，2007年9月1日实施）；

（35）《内蒙古自治区人民政府关于贯彻落实大气污染防治行动计划的意见》（内政发〔2013〕126号，2013年12月31日实施）；

（36）鄂尔多斯市天然气开发环境保护管理办法（鄂环发〔2014〕91号，2014年7月1日实施）。

1.1.3 环境影响评价技术规范

（1） 《环境影响评价技术导则——总纲》（HJ 2.1-2016）；

（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——地下水环境》（HJ610-2016）

（5） 《环境影响评价技术导则——声环境》（HJ2.4-2009）；

（6） 《环境影响评价技术导则——非污染生态影响》（HJ 19-2011）；

（7） 《环境影响评价技术导则——陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；

（8） 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）；

（9） 《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2010）；

1.1.4 环保技术规范

（1） 《陆上钻井作业环境保护推荐作法》（SY/T6629-2005）；

（2） 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）；

（3） 《天然气处理厂环境保护的推荐作法》（SY/T6672-2006）；

（4） 《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2004）；

（5） 《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6267-2013)；

（6） 《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》(2009年第3号，国家发展和改革委员会，工业和信息化部公告)。

1.1.5 与本项目有关的地方资料

（1） 《榆阳区林业规划》；

（2） 《榆林市环境应急管理法规资料汇编》；

（3） 《榆林市土地利用总体规划》；

（4） 《榆阳区文物保护单位名录》；

（5） 《鄂尔多斯市部分城镇饮用水水源保护区调整及划定方案》；

1.1.6 项目资料

（1） 商务部关于同意《中华人民共和国鄂尔多斯盆地长北区块天然气开发和生产合同》第三次修订协议的批复(商资批〔2012〕1272号)；

（2） 《长北项目地面设施可行性研究报告》2016年1月；

（3） 《长北项目总体开发方案》2016年11月；

（4） 《壳牌勘探(中国)有限公司长北合作区块天然气勘探和生产项目环境影响报告书》及其批复；

（5） 《壳牌中国勘探与生产有限公司长北气田开发项目(中心处理厂)环境影响报告表》及其批复；

（6） 《壳牌中国勘探与生产有限公司长北气田开发项目(中心处理厂)竣工环境保护验收监测报告》及其批复；

（7） 《壳牌中国勘探与生产有限公司长北天然气处理厂长3井项目环境影响报告表》及其批复；

（8） 《壳牌中国勘探与生产有限公司长北气田勘探开发项目(S207区块评价和开发)环境影响报告表》；

（9） 《壳牌中国勘探与生产有限公司长北合作区块天然气项目环境(社会/健康)影响后评价》；

（10） 《壳牌中国勘探与生产有限公司长北天然气开发项目评价井环境影响报告表》及其批复；

（11）《壳牌中国勘探与生产有限公司长北合作区块天然气勘探和生产项目竣工环境保护验收调查报告》；

（12）《长北气田生态环境治理方案》；

（13）其他技术资料。

1.2 评价目的及原则

1.2.1 评价目的

（1）在对工程进行实地调查、监测和资料收集的基础上，分析项目所在区域的大气环境、地表水环境、地下水环境、生态环境和声环境等的环境质量现状及存在的主要环境制约因素；

（2）对长北区块现有工程进行回顾性分析，对长北二期工程环境影响进行预测分析，进一步分析、预测、评价天然气开发对评价区域内大气环境、水环境、声环境、生态环境和环境风险可能造成的影响；

（3）对天然气开发过程拟采取的环保措施进行论证，提出天然气开发施工期和运行期的污染防治措施及生态保护对策与建议；

（4）从环境保护和风险角度论证天然气开发建设工程的可行性，并从设计、生产、环境管理和环境污染防治等方面提出环境保护和减缓措施，最大限度降低天然气开发对环境的不利影响，确保经济、社会和环境的可持续发展。

1.2.2 评价原则

（1）严格执行国家和地方有关环保法律、法规、标准和规范，结合地方经济、社会和环境发展规划以及生态建设规划等开展评价；重点评价项目建设与当地饮用水源等法定保护区的法律法规符合性。

（2）由于非常规资源开发项目通常面临很多不确定性，因此国内外通常采用“滚动开发”理念，该理念是北美页岩气和致密气等非常规资源开发项目的标准作法，并已逐步在商业开发中获得成功应用，被认为是此类项目的最佳的解决方案。滚动开发的核心特征是“分阶段边开发、边评价、边调整”，即开发同时开展下一期的评价活动并通过前期生产井的数据，逐步评价各区域储层资源来获取更成熟的地质认识，从而做出相应的开发方案调整，这样即可以减少项目不确定性带来的风险，又能确保全区块开发的延续性。

长北二期主要开采对象为低渗透率的（1 毫达西左右）储层，属于非常规天然气中的致密气。同其它致密气田开发项目类似，本工程也采用“滚动开发”模式，

按照两个阶段进行开发。

（3）本工程拟新建井场26座，共钻井318口。环境影响评价将剖析典型井场的污染特征，采用“以点带面”、“点线结合”的方法对整个项目进行评价。其中，地下水影响评价采用分区分段评价方法，以典型水文地质单元进行预测评价。

（4）采用类比分析的方法，分析天然气开发工程可能产生的环境影响，对本项目的环保和生态措施提出完善意见；特别是对于废水深层回注方法的影响评价，本项目在开展专题研究的基础上，类比参考国内已批复气田项目的经验和做法。

（5）在环境影响评价过程中，鼓励和支持公众参与，充分考虑社会各方面利益和意见；由于项目范围大，公众参与将以网络工具为主，问卷调查为辅的方式，同时考虑地方环保、国土、规划、林业、水利、文物等部门的意见。

（6）重视环评的全过程参与，环评在选址选线阶段介入，从环境保护角度向设计单位提出选址选线建议；同总体开发方案设计团队一起参与污染防治措施的比选和论证；向建设单位反馈项目存在的重大环境制约因素，并提出解决方法和建议，使环境保护理念贯穿整个可行性研究阶段。

1.3 环境功能区划及评价标准

1.3.1 环境功能区划

（1）大气环境

工程建设区域内主要包括沙地丘陵区、农业耕作区和村镇等，属于农村区域环境，根据《环境空气质量标准》(GB3095-2012)划分，工程建设区域属二类地区。

（2）水环境

项目区块内地表水体有：白河、五道河、圪求河、中营盘水库以及李家梁水库等，水环境功能主要为农田灌溉、饮用取水等。上述河流和水库均位于陕西省政府划定的榆林市红石峡饮用水水源保护区，故其环境功能区划为I类水体。

浅层地下水主要为部分农户的饮用水源和农业灌溉用水，根据《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)，项目区地下水属于Ⅲ类用水。

（3）声环境

工程建设区域内的主要声环境敏感点为散居农户，属于乡村区域环境，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)，集镇和项目地面设施所在区域属于《声环

境质量标准》(GB3096-2008)中的2类声环境功能要求；交通干线两侧执行4a类声环境功能要求。

（4）生态环境

根据《陕西省生态功能区划》，评价区所在区域生态功能区划属于长城沿线风沙草原生态区—神榆横沙漠化控制生态亚区—榆神北部沙化控制区及横榆沙地防风固沙区。

1.3.2 环境质量标准

根据陕环评函〔2016〕58号“陕西省环境保护厅关于壳牌中国勘探与生产有限公司长北二期天然气开发与生产项目环境影响评价执行标准的函”和内环函〔2016〕248号“关于中国石油天然气集团公司和壳牌中国勘探与生产有限公司长北二期天然气开发与生产项目环境影响评价执行标准的批复”，本次评价执行标准如下：

（1）环境空气质量

区域内环境空气执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准；非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中的标准限值2.0mg/m^3，H_2S、甲醇参照执行《工业企业设计卫生标准》(TJ36-79)居住区大气中有害物质的最高容许浓度标准，见表1.3-1。

表 1.3-1　环境空气质量标准

污染物	浓度限值(mg/m^3)	
	1 小时平均	24 小时平均
SO_2(二级标准)	0.50	0.15
NO_2(二级标准)	0.2	0.08
PM_{10}(二级标准)	—	0.15
$PM_{2.5}$（二级标准）	—	0.075
TSP(二级标准)	—	0.30
H_2S	0.01(任何一次)	—
甲醇	3.00(任何一次)	1.00
非甲烷总烃	2.0	—

（2）地表水环境

地表水环境质量执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）：区域内白河、圪求河、五道河、榆溪河执行I类标准，区域内无定河其他河段执行III类标准，详见表1.3-2。

表 1.3-2 地表水环境质量标准

序号	项目	Ⅰ类	Ⅲ类标准
		(mg/L，pH 除外)	
1	水温(℃)	周平均最大温升≤1；周平均最大温降≤2	
2	pH	6~9	
3	COD_{Cr}	≤15	≤20
4	BOD_5	≤3	≤4
5	氨氮	≤0.15	≤1.0
6	总磷	≤0.02 (湖、库 0.01)	≤0.2 (湖、库 0.05)
7	SS	≤20	≤30
8	挥发酚类(以苯酚计)	≤0.002	≤0.005
9	石油类	≤0.05	≤0.05
10	硫化物	≤0.05	≤0.2
11	硼	≤0.5	
12	氯化物	≤250	
13	铁	≤0.3	
14	锰	≤0.1	
15	钡	≤0.7	
16	硫酸盐	≤250	
17	苯	≤0.01	

注：11-18 项参考《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中表 2一集中式生活饮用水地表水源地补充项目标准限值和表 3一集中式生活饮用水地表水源特定项目标准限值；悬浮固体参照 SL63-94《地表水资源质量标准》的相关规定。

(3) 地下水

项目区以散居农民为主。地下水主要用于农民和牲畜饮用或灌溉。地下水质量执行（GB/T 14848-2017）中III类标准（其中高锰酸盐指数参照GB/T14848-93中III类标准）。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中III类标准，见表1.3-3。

表 1.3-3 地下水质量标准（Ⅲ类标准）

序号	项目	Ⅲ类标准(mg/L，pH 除外)
1	pH	6.5～8.5
2	总硬度	≤450
3	溶解性总固体	≤1000
4	氨氮	≤0.2
5	硝酸盐(以 N 计)	≤20
6	亚硝酸盐	≤0.02
7	挥发酚类(以苯酚计)	≤0.002

序号	项目	Ⅲ类标准(mg/L，pH 除外)
8	高锰酸盐指数	≤3.0
9	氟化物	≤1.0
10	砷	≤0.05
11	汞	≤0.001
12	镉	≤0.01
13	六价铬	≤0.05
14	铁	≤0.3
15	锰	≤0.1
16	总大肠杆菌群	≤3
17	氯化物	≤250
18	硫酸盐	≤250
19	石油类	-
20	钡	≤1.0

(4) 声环境

声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的2类标准，交通干线两侧执行4a类标准，其环境标准限值见表1.3-4所示。

表 1.3-4 环境噪声标准限值

类别	昼间(6:00 至 22:00) (dB(A))	夜间(22:00 至次日 6:00) (dB(A))
2 类标准	60	50
4a 类	70	55

（5）土壤环境

项目区土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中二级标准。石油类参照《国家展会用地土壤质量评价标准》（HJ 350-2007）中表1 土壤环境质量评价标准限值 A级标准。

表 1.3-5 土壤环境质量标准

pH / Item	风险筛选值(单位：mg/kg)			
	<5.5	5.5<pH<6.5	6.5<pH<7.5	pH >7.5
镉	0.3	0.3	0.30	0.60
汞	1.3	1.8	2.4	3.4
砷	40	40	30	25
铅	70	90	120	170
铬	150	150	200	250
铜	50	50	100	100

pH / Item	风险筛选值(单位：mg/kg)			
	<5.5	5.5<pH<6.5	6.5<pH<7.5	pH >7.5
镍	60	70	100	190
锌	200	200	250	300
石油类	1000			

CPF厂区，拟建井场站场等土壤环境质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值标准，具体见表1.3-6。

表 1.3-6　建设用地土壤污染风险筛选值和管制值(第二类用地)　mg/kg

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值	管制值
1	砷	7440-38-2	60	140
2	镉	7440-43-9	65	172
3	铬（六价）	18540-29-9	5.7	78
4	铜	7440-50-8	18000	36000
5	铅	7439-92-1	800	2500
6	汞	7439-97-6	38	82
7	镍	7440-02-0	900	2000
8	石油烃（C10-C40）	-	4500	9000

1.3.3　污染物排放标准

（1）大气污染物排放标准

生产过程中产生的工艺废气排放执行《大气污染物综合排放标准》（表2)（GB16297-1996）二级标准，非甲烷总烃排放执行此标准中相应无组织排放监控浓度限值，执行见表1.3-8。现有工程的导热油炉废气排放参考执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用锅炉大气污染物排放浓度限值，见表1.3-9。

表 1.3-8 大气污染物综合排放标准限值（二级标准）

污染物	排放筒高度 (m)	最高允许排放浓度 (mg/m^3)	最高允许排放速率 (kg/h)	周界外浓度最高点
NO_x	15	240	0.77	0.12
	20		1.3	
	30		4.4	
	40		7.5	
	50		12	
	60		16	
颗粒物	15	120	3.5	1.0
	20		5.9	

	30		23	
	40		39	
	50		60	
	60		85	
非甲烷总烃	15	120	10	4.0
	20		17	
	30		53	
	40		100	

表 1.3-9　锅炉大气污染物排放标准 (表 1 二级标准)

锅炉类型	烟尘(mg/m^3)	SO_2(mg/m^3)	NOx(mg/m^3)
导热油炉	30	100	400

注：烟囱高度不低于 8 米

（2）气田采出水

气田采出水经处理后深层回注于产气层，执行《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）行业标准。

（3）生活污水

生活污水处理后用于场地绿化时，执行《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T18920-2002）中有关规定，见表1.3-10。

表1.3-10 生活污水水质要求

项目	pH 值	COD(mg/L)	BOD_5(mg/L)	氨氮(mg/L)
《城市污水再生利用 城市杂用水水质》	6~9	/	20	20

（4）噪声

钻井及建筑施工噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，见表1.3-11。

表 1.3-11 建筑施工场界噪声限值

昼间(dB(A))	夜间(dB(A))
70	55

运营期地面设施的厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)中的2类区标准；其限值见表1.3-12。

表 1.3-12　厂界噪声排放标准限值(2 类区标准)

类别	昼间噪声(dB(A))	夜间噪声(dB(A))
2 类区	60	55

1.4 环境影响因素识别和评价因子筛选

1.4.1 环境影响分析

1.4.1.1 施工期环境影响因素

施工期建设主要包括钻井完井、气田处理设施和压缩计量站建设、集输管道建设及进场道路铺设工程内容。

（1）钻井完井

钻井工程主要包括井场及井场公路建设、设备搬迁、钻井、压裂完井和拆卸设备等。

1）钻前工程：钻井的井位确定后，首先平整井场，修建井场公路；然后进行钻井设备搬运和安装。本阶段的主要环境影响是施工扰动对地表土壤和植被的破坏，引起水土流失。

2）钻井作业：钻井期间主要的环境影响因素是钻进、起下钻和固井作业等产生的废水，钻井噪声，以及钻井岩屑、废泥浆等固体废物。

3）压裂完井：本过程主要环境影响为压裂过程产生的设备噪声和压裂返排液。

4）搬迁：钻井结束后，在井口安装采气装置并连接生产管线，其余设备将拆除搬迁。搬迁对临时占地进行植被恢复，该过程对环境影响很小。

（2）地面站场

集气站建设主要环境影响是土地占用，在施工建设过程中对地表土壤和植被的破坏，引起水土流失。此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工产生的固体废物等施工人员日常生活污水和生活垃圾等，也将对环境产生一定的影响。这类影响随施工完成而消失。

中央处理厂（CPF）扩建工程仅对部分设备进行改造，施工人员产生的生活污水和生活垃圾均依托现有工程处置，施工期环境影响很小。

（3）管道埋设

管道埋设阶段的主要影响是：施工期间管沟开挖和施工道路将引起自然地貌的改变和地表植被的破坏；废土废石造成的水土流失；线路工程施工对沿线生态

敏感目标的干扰等。

施工废气主要来自地面机械开挖和运输车辆行驶产生的扬尘及施工机械(柴油机)排放的烟气。

施工期产生的固体废物主要为生活垃圾、工程弃土、工程弃渣和施工废料等。

噪声源主要来自施工作业机械，如挖掘机、电焊机等。

（4）道路建设

道路建设过程的永久占地，将会对地表土壤、植被产生一定的破坏，并引起水土流失；施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工固体废物等施工人员日常生活污水和生活垃圾等，也将对环境产生一定的影响，这些影响随施工完成而消失。

1.4.1.2 运营期环境影响因素

正常运行期间，主要是中央处理厂（CPF）燃气压缩机和各集气站少量闪蒸汽火炬燃烧，以及CPF罐区无组织排放，对大气环境影响很小。此外工业设备排放污水、工作人员的生活污水以及风机、泵产生的噪声。在检修作业时会有少量废水和固体废物。非正产工况下，放空产生的噪声，会对井场周围人群造成一定的影响，但影响时间较短。

1.4.2 环境影响要素识别

根据施工期、运营期气田开发活动的具体情况，筛选出主要环境影响因子，见表1.4-1。

表1.4-1 环境影响因子筛选表

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
1	施工期	(1)岩屑和泥浆	固体废物	——
		(2)钻井废水和压裂返排液	COD、悬浮物、石油类	—
		(3)井喷(事故)	CH_4、总烃	——
		(4)管道敷设、道路建设	破坏土壤和植被	—
			影响农牧业	—
			引起水土流失	—
			影响土地利用	—
			声环境	—
			改变自然景观	—
			影响道路交通	—
		(5)生活污水	COD, BOD_5, NH_3-N	—
		(6)施工机械和车辆尾气	NO_2, CO, SO_2, 烃类挥发	—

序号	时段	主要影响因素	主要环境影响因子	分析结果
		(7)施工垃圾和生活垃圾	污染土壤环境	－
		(8)施工机械和车辆噪声	影响声环境质量	－
		(9)井场、集气站和中央处理厂扩建	永久性占地、动植物影响	－
		(10)建设工程	对当地社会经济的拉动	＋＋
2	运营期(正常工况)	(1)生活污水	COD, BOD_5, NH_3-N	－
		(2)生活垃圾	污染土壤环境	－
		(3)火炬放空	CO_2, NOx	－
		(4)压缩机燃烧废气、导热油炉燃烧废气	CO_2, NOx,	－
		(5)清管废渣、含油污泥	石油类	－
		(6)设备噪声	影响声环境质量	－
		(7)气田水	SS、COD、石油类	－
		(8)天然气的使用	对当地社会经济的拉动、使用地区大气环境的改善	＋＋
3	运营期(事故工况)	(1)站场天然气泄漏	CH_4、总烃	－
		(2)管道破损泄漏天然气	火灾爆炸危险	－
		(3)回注管线泄露	COD、石油类	－

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

根据本项目的工程特点及当地的环境功能、环境要素的筛选结果，本次环境影响评价将根据施工期和运营期，对生态环境、大气环境、地下水环境、声环境、环境风险及水土保持等方面，分别进行评价。

1.4.3 评价因子筛选

根据本项目开采作业和生产过程的排污特点，结合当地环境功能和各类环境因子的重要性和可能受影响的程度，在环境影响识别的基础上，各环境影响因子的筛选见表1.4-2。

表 1.4-2 评价因子筛选一览表

序号	环境因素	现状评价因子	影响预测
1	环境空气	SO_2、NO_2、H_2S、甲醇、非甲烷总烃（以 C 计）、总烃、$PM_{2.5}$、PM_{10} 和 TSP	NO_X, 非甲烷总烃, 甲醇
2	地表水	水温、pH、SS、COD、BOD_5、氨氮、总磷、挥发酚（以苯酚计）、石油类、硫化物、硼、氯化物、铁、锰、钡、硫酸盐和苯	/
3	地下水	pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、挥发酚、高锰酸盐指数、氟化物、砷、汞、镉、六价铬、铁、锰、总大肠杆菌群、氯化物、	石油类、氯离子

		硫酸盐、石油类、钡和甲醇。	
4	声环境	等效连续 A 声级	等效连续 A 声级
5	土壤	农业用地：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类； 工业用地：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍和石油烃	/
6	生态系统	地形地貌；野生动物、植物；土壤、土地利用状况、作物种类和产量；风景名胜、文物古迹、自然保护区分布情况；水土流失和土壤侵蚀现状	耕地损失及农作物影响、林地减少及生物量损失、景观影响、水土流失预测
7	环境风险	天然气、甲醇、凝析油	天然气和甲醇

1.5 评价重点

在区域生态环境质量现状评价的基础上，结合开发项目环境影响因素，确定以下几方面为评价重点：

（1）工程分析；

（2）长北一期工程回顾性分析；

（3）生态影响评价；

（4）地下水环境影响评价；

（5）回注影响评价；

（6）公众参与；

（7）环境保护措施论证。

1.6 工程特点及评价时段

1.6.1 工程特点

本次评价的对象主要包括长北气田二期工程开发建设所涉及到的井场、集气站以及气田区域内的采气管线、集气支线和集气干线。本气田开发工程具有以下特点：

（1）本工程属于天然气滚动开发项目，采气井场、集气站、输气管线及道路工程分5年逐步实施。因此，井位部署、线性工程选线具有局部的不确定性，后期可能会根据对气田开发层系的认识程度进行适当的调整。

（2）工程对环境的影响因工程阶段（分为施工期、运行期和闭井期）以及实施地区的不同而不同，其污染防治措施和生态保护措施要分步骤及时到位，并按照工程所处地区的环境特点因地制宜实施。

1.6.2 评价时段

根据气田开发的特点，本次评价针长北气田二期开发建设的施工期、运营期不同时段分别进行评价。并对长北气田一期项目进行回顾性评价。闭井期环境影响另行评价。

1.7 评价工作等级及评价范围

根据本工程特点及所在地区的环境特征，依据《环境影响评价技术导则》的具体要求，确定各主要环境要素的评价工作等级与范围。

1.7.1 生态环境

（1）评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2011），气田工程内部集输管线长度大于100公里，并且气田所处区域属于一般区域，因此本项目生态环境影响评价等级为二级。

（2）评价范围

本次评价范围为长北区块范围外扩 2km，即区块面积为 1692.50km^2，外扩2km 后生态评级范围为 2188.71km^2。

1.7.2 大气环境

（1）评价工作等级

本项目大气有组织排放源为中央处理厂CPF燃气压缩机（改建）以及各站场

火炬，排放污染物为氮氧化物和烟尘；无组织排放源为中央处理厂CPF罐区甲醇和非甲烷总烃。

根据工程分析结果，按照《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2008）的规定，分别选择点源大气污染源中的NOx和面源大气污染物甲醇和非甲烷总烃计算其各自最大地面占标率Pi以及所对应的D10%，其最大占标率Pi的计算公式为：

$$P_i=（C_i/C_{0i}）\times100\%$$

式中：

P_i——第i个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i——用估算模式计算出的第i个污染物的最大地面浓度，mg/m^3；

C_{0i}——第i个污染物的环境空气质量标准或居民区浓度限值，mg/m^3。

经计算，本项目点源和面源排放的各种污染物最大落地浓度占标率均小于10%，根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2008），本工程大气评价工作等级为三级。详细计算过程和结果见第8章内容。

（2）评价范围

大气环境影响评价范围分别以各污染源排气筒为中心，半径为2.5km的圆，其中位于同一场地的污染源大气评价范围合并为一个范围。最终确定大气评价范围包括：中央处理厂大气评价范围、集气站大气评价范围以及井场大气评价范围。

1.7.3 地表水环境

项目区块内地表水体有：白河、五道河、三道河、圪求河、中营盘水库以及李家梁水库等，水体功能主要为农田灌溉、饮用取水等。其中白河、圪求河、五道河、三道河、榆溪河执行I类标准，区域内无定河其他河段执行III类标准。

项目运营期无外排水；施工期管线工程避开区块内主要河段，穿越河流均为小河沟渠，对区块内地表水体影响很小。本次地表水评价重点分析施工期、运营期水环境保护措施的可行性。现状评价范围包括区块内白河、圪求河、三道河、五道河、榆溪河、芹河、中营盘水库和李家梁水库。

1.7.4 地下水环境

（1）评价工作等级

根据本项目建设内容组成及污染特征，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目属于II类项目。根据气田类项目特点，地下水环境影响评价工作在同类设施相似地区中选取典型场地进行评价。结合项目区域的水文地质条件和项目平面分布，典型场地分别位于相对独立的水文地质单元，按照各个单元中的建设项目场地分别对其的地下水环境敏感程度进行判定。

本次评价划分为5个水文地质单元，各单元评价等级间表1.7-2。

表 1.7-2　地下水环境影响评价工作等级划分表

水文地质单元		等级划分依据		评价等级
		环境敏感程度	项目类别	
编号	名称			
Ⅰ	哈头才当	较敏感	Ⅱ类	二级
Ⅱ	小壕兔	较敏感	Ⅱ类	二级
Ⅲ	小纪汗	较敏感	Ⅱ类	二级
Ⅳ	芹河	较敏感	Ⅱ类	二级
Ⅴ	酸梨海则	较敏感	Ⅱ类	二级

其中哈头才当单元、芹河单元内的水源地未划定准保护区范围，根据地下水环境影响评价工作等级按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）判定标准应判定为二级评价，但考虑到本项目设施距哈头才当饮用水水源地二级保护区边界最近仅约500m，芹河乡饮用水水源地供水井距CPF边界最近约2000m，综合区内水文地质条件及地下水环境敏感程度，本次评价对哈头才当单元和芹河单元将参照一级评价工作要求进行。

（2）评价范围

项目所处区域为沙漠、黄土地形地貌，各个建设项目场地分布于项目区域不同位置，基本上各自位于一个相对独立的地下水补给、径流、排泄系统。根据导则，本次评价将项目区域作为一般调查评价范围（1:50000调查区），将各个建设项目场地所处相对独立的地下水补径排系统作为重点调查评价范围（1:10000调查区）。

1.7.5 声环境

（1）评价工作等级

气田开发建设工程的噪声影响仅在建设施工期较大，进入运行期后，整个气田开发建设区噪声源数量相对较少，主要集中在中央处理厂和集气站。项目所在

地属于声环境功能2类区，根据《环境影响评价技术导则　声环境》（HJ 2.4-2009）的规定，确定本项目声环境评价等级为二级。

（2）评价范围

声环境评价范围为集气站和中央处理厂等各站场厂界外200m范围。

1.7.6 环境风险评价

（1）评价等级

根据重大危险源辨识和《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2004)的规定，本项目天然气集气干线、CPF构成重大危险源，因此CPF和天然气集气主管线环境风险评价工作等级定为一级，其它站场和管线，如井场、集气站、集气支线以及采气管线，不涉及重大危险源，评价等级定为二级。

（2）评价范围

环境风险评价范围为长北二期拟建北干线延长线、长北一期已建集气干线两侧5km的范围，CPF厂界外半径5km范围；井场、集气站为中心的半径3km范围；集气支线以及采气管线两侧3km范围。

综上所述，本工程各环境要素评价等级及评价范围见表1.7-3。

表 1.7-3　评价工作等级及评价范围

环境要素		评价等级	评价范围
生态		二级	长北二期气田区域，评价面积2188.71km^2
空气		三级	以各污染源排气筒为中心，半径为2.5km的圆：中央处理厂大气评价范围、集气站大气评价范围以及井场大气评价范围
地表水		/	现状评价范围为气田开发区域内的地表水体
地下水	哈头才当评价单元	二级	调查评价范围西及西南边界为哈头才当饮用水水源地二级保护区边界，评价范围包括哈头才当饮用水水源地保护区，北至母杜柴登，西至长北项目勘查边界，东南部边界至CB35井丛以南。评价范围约214.66km^2。
	小壕兔评价单元	二级	调查评价范围西边界为长北项目勘查边界，北部至忽缠户村，东至还带村，南至CB42井丛以南。评价范围约63.78km^2。
	小纪汗评价单元	二级	调查评价范围西、北边界为长北项目勘查边界，东、南边界为CB46-CB48-CB49沿线，评价范围约66.69km^2
	芹河评价单元	二级	调查评价范围西边界为刘家滩-刘家湾-普灰村沿线（地下水单元分界线），北边界为榆林机场以北-昌汗界村沿

环境要素		评价等级	评价范围
			线，东边界为榆溪河西岸，南边界为芹河乡-长海则沿线，评价范围约145.52km^2
	酸梨海则评价单元	二级	调查评价范围西边界为桑海则-余家峁沿线（地下水单元分界线），北边界为白鹅海子乡-尤家峁水库陆域准保护区南边界沿线，东边界为大草湾-杨官海则乡沿线，南部边界为土地海则村以北沿线，评价范围约47.24km^2。
声环境		二级	声环境评价范围为施工作业场、集气站、中央处理厂等各站场厂界外200m范围。
环境风险		一级	集气干线两侧5km范围；CPF场地周边5km范围
		二级	井场、集气站周边3km范围；集气支线以及采气管线两侧3km范围

1.8 环境保护目标

长北二期项目环境保护目标主要包括气田区块范围内的植被、土壤、地表水、地下水、文物等资源，以及评价范围内的村庄、学校、医院等敏感点。

根据收集资料和现场踏勘，确定本次评价的保护目标总体情况见表 1.8-1 和附图 1.8-1。长北气田范围村庄及人口情况见表 1.8-2。各要素环境保护目标详细情况见 1.8-1 节~1.8-8 节。

表 1.8-1 项目环境保护目标总体情况

环境要素	影响因素	环境保护目标	保护要求
生态	管线、道路、场地施工占地	评价范围内林地、耕地、草地、土壤	进行土地复垦、生态恢复等措施；控制水土流失
地表水	项目排水（项目正常情况下不排水）	圪求河、白河、五道河、三道河、榆溪河等河流；红石峡水库水源保护区、尤家峁水库水源保护区	圪求河、白河、五道河、三道河、榆溪河水质满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 I 类标准；区域内无定河其他河段满足 III 类标准
地下水	项目排水（项目正常情况下不排水）	集中式饮用水水源地和分散式居民饮用水水源地	水质满足《地下水质量标准》(GB/T14848-93)中Ⅲ类标准
大气	中央处理厂（CPF）、各集气站和井场排放废气	评价范围内村庄、学校、医院等敏感点，具体见 1.8.2 节	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）
文物古迹	场地、管线、道路施	保宁堡遗址、木华黎墓、古	避让文物古迹，确保文物

	工	长城	古迹地上和地下保护范围均不受影响

表 1.8-2 长北气田范围内村庄及人口情况

序号	市	区县	乡镇（评价范围行政村数）	行政村	户数	人口
1	鄂尔多斯市	乌审旗	图克镇（3）	梅林庙旧址	/	/
2				沙日嘎毛日村	1174	3642
3				呼吉尔特村		
4	榆林市	榆阳区	孟家湾乡（6）	大海则村	459	1425
5				孟家湾村	382	1186
6				四道河则村	256	796
7				圪求河村	370	1148
8				三道河则村	244	758
9				板城滩村	308	959
10			小壕兔乡（10）	贾明采当村	294	913
11				包兔村	419	1300
12				掌高兔村	422	1310
13				刀兔村	304	944
14				忽缠户村	330	1023
15				西奔滩村	405	1256
16				耳林村	425	1318
17				史不扣村	305	946
18				旋河村	145	450
19				巴汗才当村	258	800
20			岔河则乡（3）	岔河则村	384	1017
21				石峁村	220	1100
22				排则湾村	544	1565
23			马合镇（2）	乌杜当村	328	906
24				补浪村	284	807
25			小纪汗镇（9）	昌汗界村	428	1379
26				黄土梁村	454	1429
27				长草滩村	256	801
28				小纪汗村	554	1547
29				大纪汗村	312	967
30				井克梁村	550	1688
31				波罗滩村	630	1916
32				奔滩村	834	2643
33				牙世兔村	369	1086
34			芹河镇（11）	马家峁村	369	1126
35				红墩村	414	1293
36				长海则村	430	1318
37				张滩村	373	1115
38				蟒坑村	202	624
39				纪小滩村	497	1596

40				长城则村	271	862
41				前湾滩村	458	1521
42				酸梨海则村	564	1784
43				黄七墩村	246	805
44				郑滩村	375	1118
45			巴拉素镇（3）	元大滩村	612	2142
46				讨讨滩村	224	1527
47				讨忽兔村	382	1230
48		横山区	波罗镇（2）	杨窑则村	166	768
49				邵小滩村	134	623
合计			49个行政村	/		

注：（1）表中人口信息依据2016年9月在当地政府和村委会调查结果；

（2）梅林庙村旧址位于长北气田范围内，因建设哈头才当保护区的需求，当地政府已经将其搬迁至长北气田北边界北 18km 处的梅林庙社区。

1.8.1 生态保护目标

生态保护目标包括气田范围内的耕地（包含基本农田）、林地、草地、动植物资源。除此之外，榆林沙漠国家森林公园和榆林沙地森林公园分别位于区块西部边界和东部边界处，并有部分区域位于区块范围内，也是本次评价的生态保护目标，具体如下：

（1）榆林沙漠国家森林公园

榆林沙漠国家森林公园是以人工林为主体的森林公园，由国家林业局林场发〔2003〕241 号文件批准为全国唯一的沙漠森林公园。森林公园保护区位于东经 109°19′06″~109°25′45″，北纬 38°10′30″~38°17′01″，总面积约 51 万亩，分为东西两片。东片面积较小，东临巴拉素乡界，西接付家坑—鲍渠公路，南接榆林至靖边高速公路，北与榆林至补浪河公路相连，东距榆林市区 25km；西片面积较大，东靠元大滩，南临樊家邦村，西临三场队、东樊滩，北近王玉海则。

榆林沙漠森林公园是经国家林业局批准建设的一项公益性重点生态建设项目，同时也是榆林市环城生态防护林带工程的重点项目。该公园以森林植物和沙生植物多样性、人工林地与大漠风光相互映衬为特色，主要功能有生态保育、科研教育、审美启智、游览观光、度假休闲，是以沙漠森林草地景观和无形的民间风俗——陕北民歌、民俗为主，以人文景观为辅，融回归自然、生态观光、休闲度假为一体的多功能综合性城郊型森林公园。具体位置见附图 1.8-1。

榆林沙漠国家森林公园部分位于长北气田范围内，其边界距离最近的 C9 井场约 5km。照片见图 1.8-1。



图 1.8-1 榆林沙漠国家森林公园

（2）榆林沙地森林公园

榆林沙地森林公园是由榆林市人民政府立项，市人大常委会批准建设的一项公益性重点工程。它位于榆林空港生态区规划范围内，距榆林中心城区西北 7km，规划总面积 10km^2，于 2006 年 6 月启动建设，2008 年被陕西省林业厅批准为省级沙地森林公园。

榆林沙地森林公园有小部分位于长北气田范围内，其边界距离最近的长北一期 S213 注水井场约 7.5km。位置见附图 1.8-1。照片见图 1.8-2。



图 1.8-2 榆林沙地森林公园

1.8.2 大气环境保护目标

本项目大气环境保护目标主要是评价范围内村庄、学校和医院等敏感点。本项目涉及大气评价的场地包括中央处理厂（CPF）、集配气总站（GGGDS）、集气增压站（包括 GS1、GS2 和 GS3）和 2 个井场增压站（CB43 和 CB44）。

各场地大气环境保护目标情况见表 1.8-3。大气环境保护目标图见附图 1.8-2~附图 1.8-6。

表 1.8-3 大气环境保护目标

地面设施	保护目标	与厂界最近距离	方位	乡/镇	户数	人口	保护要求
CPF 和 GGGDS	长海则村	1.4km	NW	芹河镇	430	1318	满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）
	马家峁村	2km	E		369	1126	
	马家峁幼儿园	1.6km	NE		/	50	
	富强幼儿园	1.6km	NE		/	50	
	芹河小学	1.7km	E		/	240	
	芹河中心幼儿园	860m	NW		/	100	
GS1 集气站	奔滩村	2.2km	E	芹河镇	65	202	
GS2 集气站	忽缠户村	185m	NW	小壕兔乡	30	155	
	包兔村	367m	E		50	800	
GS3 集气站	沙日嘎毛日村和呼吉尔特村	890m	S	图克镇	107	332	
CB43 井场	排则湾村	1.1km	SW	岔河则乡	62	192	
CB44 井场	排则湾村	1.4km	E	岔河则乡	62	192	
	岔河则村	1.8km	SE	岔河则乡	55	171	

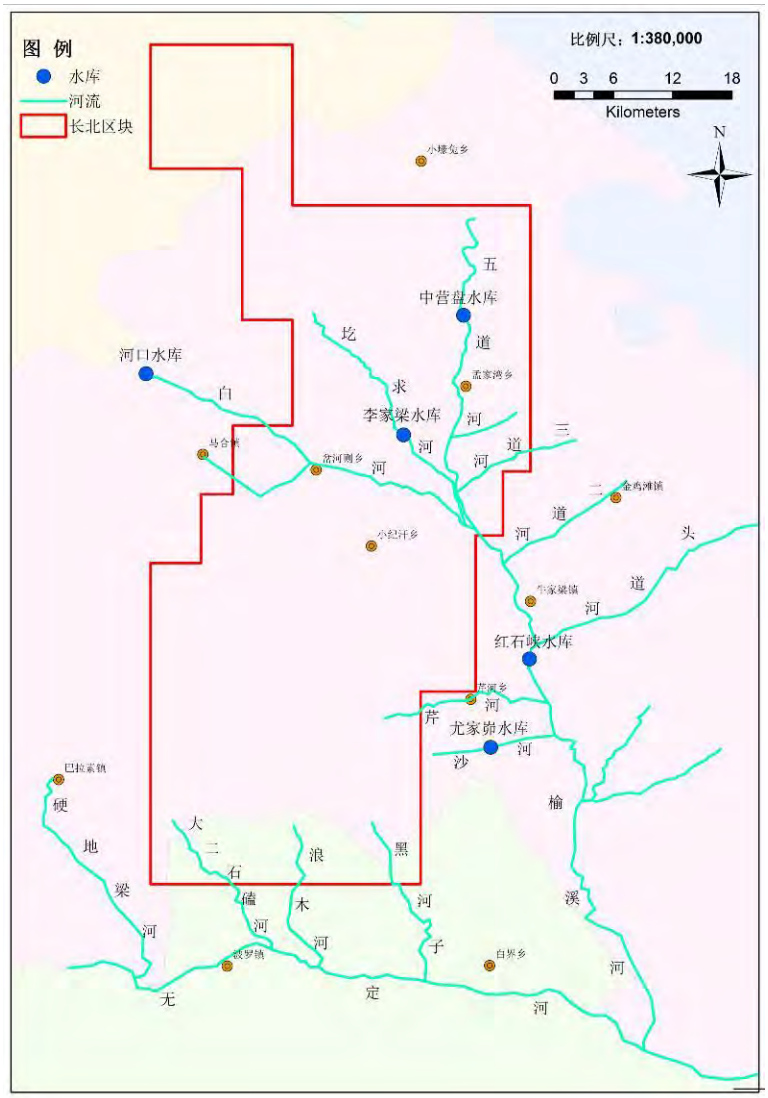
注：表中户数和人口数据为各设施评价范围内该村住户数量

1.8.3 地表水保护目标

长北区块内主要河流有榆溪河、白河、五道河、圪求河、三道河、芹河、大二石磕河等七条河流。其中榆溪河是无定河上游的一条重要支流，是榆林城区主要饮用水和农业用水基地。根据陕环函〔2016〕58 号“陕西省环保厅关于壳牌中国勘探与生产有限公司长北二期天然气开发与生产项目环境影响评价执行标准

的函”， 区域内白河、圪求河、五道河、三道河、榆溪河执行 I 类标准，区域内无定河其他河段执行 III 类标准， 本次评价对于区域内河流按上述标准要求保护。

气田所在区域地表水系参见图 1.8-3。



1.8-3 气田所在区域地表水系图

地表水保护目标详细情况分述如下：

（1）河流

气田范围内主要河流概况见表 1.8-4。

表 1.8-4　气田范围主要河流概况及保护要求

河流	发源	终点	气田内长度（km）	距离最近的设施	保护要求
榆溪河	小壕兔乡刀兔海子西的水掌泉	鱼河镇王沙圪汇入无定河	1.6km	距离CB26约7km	I类
白河	内蒙乌审旗乌拉特老亥庙	牛家梁乡庙咀村南入榆溪河	20.3km	距离CB43约1.3km	I类
五道河	小壕乡刀兔海子西的河掌泉	牛家梁乡西北端王化圪堵村东相汇为榆溪河	32km	距离CB41约3.4km	I类
圪求河	孟家湾乡圪求河村哈拉界泉		20.5km	CB42（1.3km）	I类
三道河	孟家湾乡东大兔兔村北	牛家梁乡王化圪堵村南入榆溪河	7.3km	距离一期主干线约6.2km	I类
芹河	芹河乡水掌村西	榆阳乡王家楼村东入榆溪河	3.1km	距离CB26约3.7km	I类
大二石磕河	波罗镇王家峁	波罗镇前河口入无定河	8.7km	距离CB9井场1.8km	III类

（2）水库

1）李家梁水库：位于孟家湾乡曹家梁村，工程建在无定河流域榆溪河一级支流圪求河下游河段，为典型的沙漠水库。总设计库容 $23.4\times10^6m^3$，有效库容 $16.9\times10^6m^3$，是榆林能源化工基地的重要水源工程之一，以工业供水为主，兼顾农业灌溉、防洪、养殖等综合作用。位于一期现有 C19 井场东南侧约 3km 处。

2）中营盘水库：中营盘水库位于孟家湾乡中营盘村榆溪河干流上，坝址以上控制流域面积 $606.7km^2$，为典型的沙漠水库。总设计库容 $19.0\times10^6m^3$，有效库容 $16.9\times10^6m^3$，水库以灌溉为主，兼有发电、养鱼、治沙等效益。位于长北二期拟建 CB41 井场东南约 6.6km 处。水库照片见图 1.8-4。



李家梁水库



中营盘水库

图 1.8-4 水库照片

（3）水源保护区

1）红石峡水库水源地：属于省级水源地，位于陕西省榆林市以北 5km 的桥头村榆溪河干流。红石峡水库一级保护区范围为“水域：水库正常水位线以下的全部水域面积以及榆溪河、头道河则入库口上游 3000 米河道范围的水域；陆域：水库正常水位线以上东至最远的距离 400 米，水库排水口 100 米，加压站向东 250 米的陆域；西岸正常水位线以上 400 米—600 米的陆域；北从加压站水库正常水位线向北沿抽水管线 1000 米，东西 800 米的陆域；南至桥头村分水岭北以及植物园 200 米的陆域和榆溪河、头道河则入库口上游 3000 米河道干流两侧 50 米的陆域。”二级保护区范围“水域：榆溪河、头道河则以及保护区边界以上流域内所有水域。陆域：红石峡水库东岸，一级保护区边界以外汇流区山脊线以内，即自镇北台西侧配水厂至贾家梁一线；红石峡水库西岸，一级保护区边界外、210 国道以东，南至水库西岸植物园区中心道路以北以及榆溪河、头道河则入库口上游 3000 米，河道干流两侧各 1000 米（除一级保护区陆域）外的陆域范围；榆溪河、头道河则一级保护区边界上游沿河两岸各 1000 米所有的陆域划分为陆域二级保护区”。长北二期工程所有拟建设施均在保护区范围外。距离保护最近的井水源保护区照片见如下。水源保护区范围划分见图 1.8-5。环评工作开展前后开发方案对比见图 1.8-6。

2）尤家峁水库水源地：位于榆林市榆阳区境内，榆溪河右岸一级直流沙河下游，水库枢纽位于榆林市城区以西 4.0km 处的尤家峁村。水库呈不规则形状，东西长 3.3km，南北宽 1.1km。水库正常蓄水量为 1128 万 m^3/a，供水范围为榆林市高新区，供水人口约 12 万人。尤家峁水库水源保护区一级保护区水域面积约

1.2km^2，陆域面积约 1.48 km^2；二级保护区水域面积约 0.002km^2，陆域面积约 0.4km^2；准保护区面积约 32.5 km^2。水源保护区范围划分见图 1.8-7。



红石峡水源保护区照片

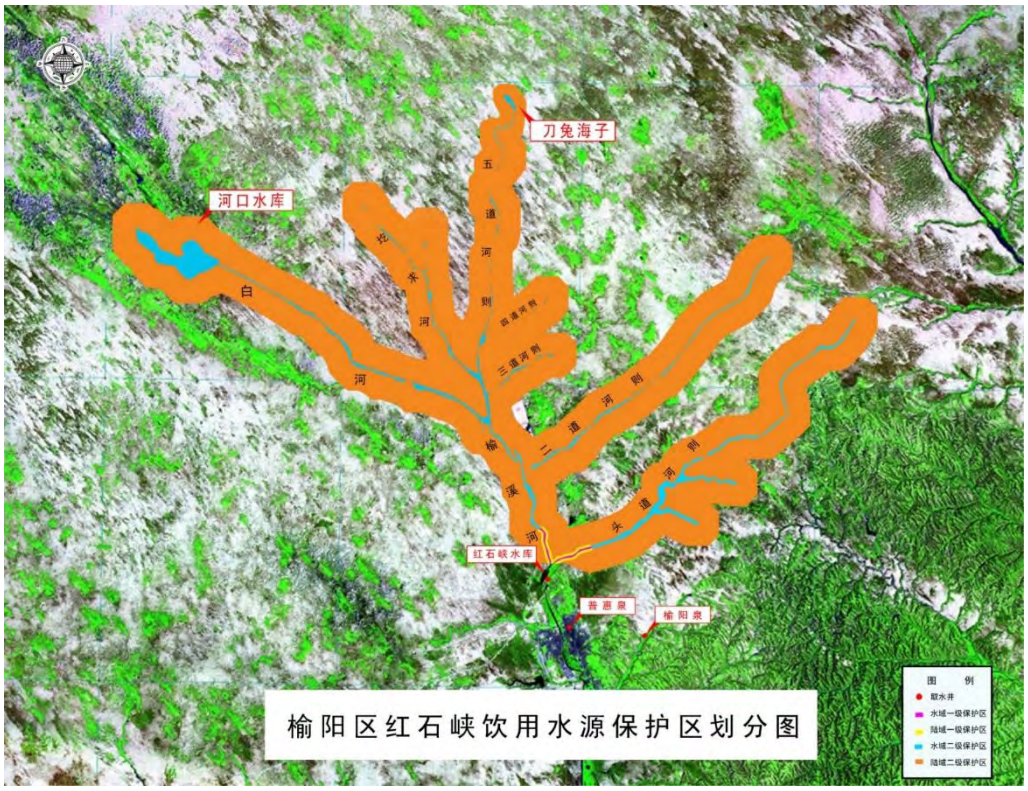


图 1.8-5 红石峡饮用水源保护区划分图



图 1.8-6 开发方案避让保护区调整对比图

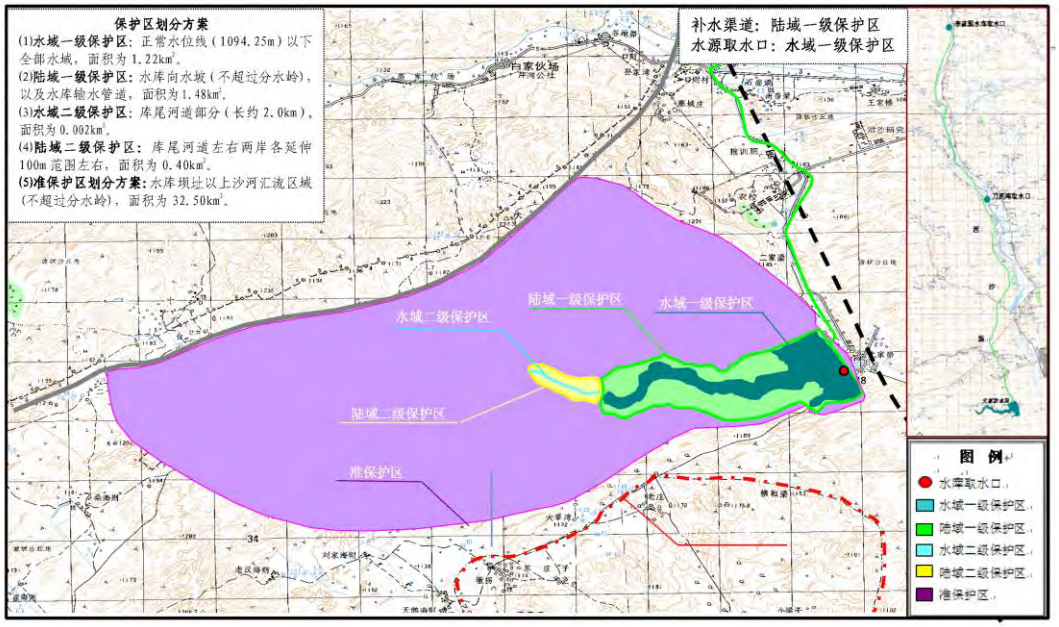


图 1.8-7 尤家峁水库水源保护区划分图

1.8.4 地下水保护目标

本项目评价含水层为第四系松散层孔隙潜水含水层和白垩系碎屑岩类孔裂

隙含水层，地下水环境保护目标为各个建设项目场地周围的集中式饮用水水源地和分散式居民饮用水水源地。

（1）区域内地下水保护目标

本项目区域地下水环境保护目标有：第四系和白垩系地下水，哈头才当饮用水水源地、芹河乡饮用水源地、以及区域内居民分散式饮用水井。由于项目所在区域内地表水多受地下水补给，地表水与地下水水利联系较密切，因此评价范围内的红石峡水库水源保护区、尤家峁水源保护区均划为敏感目标，详见表 1.8-5。

表 1.8-5　区域地下水环境保护目标统计

环境保护目标	井深	位置	地下水开采层位	备注
哈头才当饮用水水源地	～150m	CB32 井场距离水源地二级保护区边界距离约 500m，GS3 集气站距离水源地二级保护区边界距离约 800m	主要开采第四系萨拉乌苏组孔隙水和部分白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水	共 51 眼开采井，含水层介质为中细砂。一级保护区面积为 37.8km^2，二级保护区保护区面积为 57.4km^2。未划定准保护区
芹河乡饮用水源地	～120m	CPF 以东约 2000m	第四系萨拉乌苏组孔隙水	主要供芹河镇马家峁居民用水，供水人口约 3000 人。一、二级保护区内无本项目设施
居民分散式供水井	20m 以内	散布于评价区内	第四系萨拉乌苏组孔隙水	区域内居民饮用水以分散式饮用水井为主，每户基本均有饮用水井
红石峡水源地保护区	水库	部分二级保护区位于长北区块内，本工程拟建设施已避让二级保护区。	/	/
尤家峁水源保护区	水库	小部分准保护区位于长北区块内，本工程拟建设施已避让准保护区。	/	/

（2）主要设施附近地下水环境保护目标

经调查，CB32 井场与 GS3 集气站距离哈头才当水源地二级保护区边界较近，CPF 距芹河乡集中式水源井较近，其余设施评价范围内无集中式地下水饮用水源，

居民供水主要由分散式地下水供水井提供。设施附近地下水环境保护目标见表1.8-6。

表 1.8-6 设施附近地下水环境保护目标一览表

行政区划	序号	保护目标	供水人口	设施	最近保护目标方位距离 m
图克镇	1	哈头才当水源地	康巴什新区	GS3 集气站	W800
				CB32 井场	W500
	2	沙日嘎毛日村和呼吉尔特村分散式水源	332	CB40 井场	NE760
				CB30 井场	E920
				CB31 井场	W956
				CB33 井场	S300
				二期主干线	相邻
				二期支线	相邻
小壕兔乡	3	掌高兔村分散式水源	1310	CB27 井场	E215
				CB35 井场	NE206
				二期支线	相邻
				CB36 井场	NE1945
	4	西奔滩村分散式水源	629	CB35 井场	SW382
				CB36 井场	NE243
				二期主干线	相邻
				二期支线	相邻
				CB33 井场	SE2750
	5	忽缠户村分散式水源	605	GS2 集气站	NW185
				CB34 井场	NE165
				CB37 井场	S115
				二期主干线	相邻
				二期支线	相邻
	6	包兔村分散式水源	1300	GS2 集气站	E367
				CB39 井场	NE909
				二期主干线	E25
				二期支线	相邻
				CB25 井场	W1850
				CB42 井场	NW1003
				CB37 井场	S1471
	7	耳林村分散式水源	217	GS2 集气站	NE2700
				CB34 井场	E2445

				CB25 井场	N1917
	8	巴汗采当村分散式水源	800	CB25 井场	E846
				CB38 井场	W500
				二期支线	相邻
	9	贾明采当村分散式水源	139	CB38 井场	NE1200
				CB41 井场	SW1100
	10	圪求河村分散式水源	43	CB42 井场	SE1442
				CB28 井场	NE2200
岔河则乡	11	排则湾村分散式水源	192	CB43 井场	SW1085
				CB44 井场	E1411
	12	岔河则村分散式水源	171	CB44	SE1833
	13	石峁村分散式水源	47	一期主干线	E380
马合镇	14	乌杜当村分散式水源	217	CB44 井场	W2229
小纪汗镇	15	牙世兔分散式水源	264	CB45 井场	NW1393
	16	奔滩村分散式水源	347	GS1 集气站	E2233
				CB46 井场	SE1377
				CB48	SE961
	17	井克梁分散式水源	295	CB29	E188
	18	小纪汗村分散式水源	270	一期主干线	E5
	19	黄土梁村分散式水源	388	CB26 井场	NE1343
	20	长草滩村分散式水源	248	二期支线	相邻
	21	波罗滩分散式水源	140	二期干线	相邻
芹河镇	22	芹河乡饮用水源地	～5000	CPF	E 2000
	23	长城则村分散式水源	22	CPF	NW4893
	24	长海则村分散式水源	1318	CPF	S20
				一期主干线	W80
				二期支线	相邻

	25	马家峁村分散式水源	1126	CPF	E993
				CB24	NW916
				一期干线	相邻
				二期支线	相邻
	26	红墩村分散式水源	1293	CPF	SW3000
	27	黄七墩村分散式水源	47	一期主线	E65
	28	邵小滩村分散式水源	78	CB9-4	NE1953
波罗镇	29	杨窑则村分散式水源	768	CB9-4	SW1719

1.8.5 声环境保护目标

本项目主要地面设施包括中央处理厂（CPF）、GGGDS、集气站和井场。拟建地面设施 200 米范围内没有集中居民区，只有零散居住点。

1.8.8 风险保护目标

本项目风险单位包括各井场、集气站、中央处理厂（CPF）和集输管道（包括集气主干线和集气支线）。风险保护目标为上述设施风险评价范围内的村庄、学校、医院等敏感点。本项目风险保护目标详见表 1.8-7 和附图 1.8-7。

表 1.8-7 风险保护目标

行政区划	序号	保护目标	户数	人口	风险设施	最近居民点方位距离 m	备注
图克镇	1	沙日嘎毛日村和呼吉尔特村	107	332	GS3 集气站	S890	部分
					CB40 井场	NE760	
					CB30 井场	E920	
					CB31 井场	W956	
					CB32 井场	SW2000	
					CB33 井场	S300	
					二期主干线	相邻	
					二期支线	相邻	
小壕兔乡	2	掌高兔村	422	1310	CB27 井场	E215	整体
					CB35 井场	NE206	
					CB36 井场	NE1945	
					二期支线	相邻	

	3	西奔滩村	203	629	CB33 井场	SE2750	整体
					CB35 井场	SW382	
					CB36 井场	NE243	
					二期主干线	相邻	
					二期支线	相邻	
	4	忽缠户村	195	605	GS2 集气站	NW185	整体
					CB34 井场	NE165	
					CB37 井场	S115	
					二期主干线	相邻	
					二期支线	相邻	
	5	包兔村	419	1300	GS2 集气站	E367	整体
					CB37 井场	S1471	
					CB39 井场	NE909	
					CB25 井场	W1850	
					CB42 井场	NW1003	
					二期主干线	E25	
					二期支线	相邻	
	6	耳林村	70	217	GS2 集气站	NE2700	部分
					CB34 井场	E2445	
					CB25 井场	N1917	
	7	巴汗采当村	258	800	CB25 井场	E846	整体
					CB38 井场	W500	
					二期支线	相邻	
	8	贾明采当村	45	139	CB38 井场	NE1200	部分
					CB41 井场	SW1100	
	9	圪求河村	14	43	CB42 井场	SE1442	部分
					CB28 井场	NE2200	
	10	耳林中心小学	/	220	二期支线	N2100	整体
	11	耳林幼儿园	/	60	二期支线	N2100	整体
	12	耳林卫生院	/	20	二期支线	N2150	整体
岔河则乡	13	排则湾村	62	192	CB43 井场	SW1085	部分
					CB44 井场	E1411	
	14	岔河则村	55	171	CB44	SE1833	部分
	15	石峁村	15	47	一期主干线	E380	部分
	16	石峁村幼儿园	/	20	一期主干线	E445	整体

马合镇	17	乌杜当村	70	217	CB44 井场	W2229	部分
小纪汗镇	18	牙世兔	85	264	CB45 井场	NW1393	部分
	19	奔滩村	112	347	GS1 集气站	E2233	部分
					CB46 井场	SE1377	
					CB48	SE961	
	20	井克梁	95	295	CB29	E188	部分
	21	小纪汗村	87	270	一期主干线	E5	部分
	22	小纪汗中学	/	320	一期主干线	W265	整体
	23	小纪汗中心小学	/	210	一期主干线	W40	整体
	24	黄土梁村	125	388	CB26 井场	NE1343	部分
	25	长草滩村	80	248	CB26 井场	NW1741	部分
					二期支线	相邻	
	26	波罗滩	45	140	二期干线	相邻	部分
芹河镇	27	长城则村	7	22	CPF	NW4893	部分
	28	长海则村	430	1318	CPF	S20	整体
					一期主干线	W80	
					二期支线	相邻	
	29	马家峁村	369	1126	CPF	E993	整体
					CB24	NW916	
					一期干线	相邻	
					二期支线	相邻	
	30	马家峁幼儿园	/	60	CPF	E1656	整体
	31	芹河镇卫生院		/	CPF	E1587	整体
	32	富强幼儿园	/	60	CPF	E1917	整体
	33	芹河小学	/	220	CPF	SE1700	整体
					二期支线	245	
	34	红墩村	414	1293	CPF	SW3000	整体
	35	黄七墩村	15	47	一期主线	E65	部分
	36	邵小滩村	25	78	CB9-4	NE1953	部分
波罗镇	37	杨窑则村	166	768	CB9-4	SW1719	整体

注：表中备注中“整体”与“部分” 是指该村是整体在评价范围内还是只是部分在范围内

1.8.9 文物古迹

气田范围内所在地涉及的文物古迹主要有：保宁堡遗址、古长城和木华黎墓，但均远离气田地面设施建设范围。

（1）保宁堡遗址

根据陕政发〔2008〕45 号，保宁堡遗址为省级文物保护单位，位于榆阳区芹河乡前湾滩村南，北距大边长城 0.5km，东距榆林卫城 12km，西距波罗堡 20km，南距归德堡 20km，保护范围及建设控制地带范围为 A 区：以城堡四周城墙遗迹为界，各外延 50m，B 区为 A 区外延 100m，总面积 4940m^2。

（2）古长城

古长城从东北向西南穿过气田南部，其上的墩、台、堡、寨大多保存完好。

（3）木华黎墓

蒙古木华黎王墓位于陕西省榆林市榆阳区西北 23 公里的小纪汗乡井克梁村西北。根据榆政发〔1990〕65 号，木华黎墓属于县级保护单位，保护范围及建设控制地带为 A 区为以庙殿为中心，四周各外延 50m；B 区为以主殿为中心，四周各外延 1km。

文物古迹与气田的位置关系见附图 1.8-1。文物古迹照片如下。

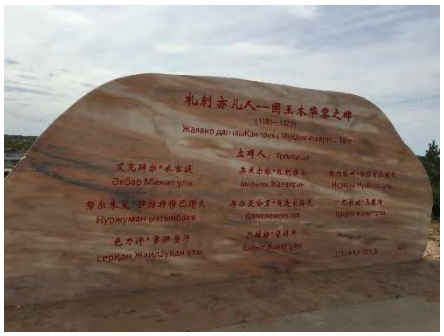



保宁堡遗址




古长城镇北台





木华黎墓

2 长北一期项目回顾

2.1 长北一期工程概况

2.1.1 长北一期历程回顾

长北区块现有项目（即长北一期项目）主要发展历程如下：

（1）壳牌中国勘探与生产有限公司与中国石油天然气集团公司于1999年9月23日在北京签订了《中华人民共和国鄂尔多斯盆地长北区块天然气开发和生产合同》，决定共同进行长北区块的天然气开发；

（2）2001年10月，中国石油天然气集团公司规划设计总院编制完成了《壳牌勘探（中国）有限公司长北合作区块天然气勘探和生产项目环境影响报告书》；2002年1月，原国家环境保护总局以“环审[2002]8号”文对一期项目环境影响报告书进行了批复；

（3）2005年初，项目对原开发方案中拟建于榆林市榆阳区普辉村的中央处理厂CPF改为现在的榆阳区芹河乡马家峁建设。2005年11月，陕西省环境保护局对CPF的位置变更环评报告《长北合作区块天然气勘探和生产项目的CPF迁址》进行了批复；

（4）2005年10月14日，国家发展和改革委员会以“发改能源[2005]2046号”对长北一期项目总体开发方案进行了批复，即长北一期项目。随即长北一期项目正式开工建设，中央处理厂CPF于2006年10月完工；

（5）2006年10月，陕西省环境保护局以陕环建验[2006]211号文同意长北一期项目环保试生产；

（6）2006年12月，长北一期项目实现首气。2007年3月开始商业供气。2008年长北区块天然气产能达到30亿立方米/年；

（7）2009年3月，壳牌中国勘探与生产有限公司与中国石油天然气集团公司签订了《中华人民共和国鄂尔多斯盆地长北区块石油合同第二次修改协议》，根据实际井的运行表现，将年稳产产量目标为由30亿方调整为33亿方；

（8）长北一期项目截至2015年底，已建成19座采气井场，实现稳定年产量33亿方天然气；

（9）2016年9月，陕西省环保厅以陕环批复[2016]492号批准长北一期项目通过竣工环保验收。

2.1.2 长北一期建设总体概况

项目名称：壳牌中国勘探与生产有限公司长北合作区块天然气勘探和生产项目（即长北一期项目）

建设单位：壳牌中国勘探与生产有限公司

建设地点：长北合作区块大部分位于陕西省榆林市，北部少部分位于内蒙古自治区的鄂尔多斯南部，长北一期项目的开发活动均在陕西省榆林市开展，而在内蒙古自治区境内无任何开发活动。

气田储量：项目区块处陕西省榆林市和内蒙古鄂尔多斯市境内，面积1692.5km^2，探明天然气地质储量961亿m^3，是长庆榆林大气田的一部分。

建设规模：稳产期天然气33×10^{8}m^3/a。截止2017年12月31日，实际已建成天然气中央处理厂（CPF）1座，采气井场19座，评价井场2座，回注井2座，清管站3座；并敷设输气管道约110.627km，修建伴行道路57.26km。

产品物性：长北气藏（下二叠系山西组地层山2段）。

长北项目气田范围及主要设施位置见图2.1-1。项目组成见下表。

表 2.1-1 现有长北一期项目组成一览表

分类	工程		建设情况		备注
主体工程	场站工程	中央处理厂 CPF	已建	预处理装置，脱水脱烃装置、凝析油稳定装置、甲醇回收等	
		井场	已建	19 座生产井井场建成运行 2 口评价井建成	环评中拟建 23 座井场
		回注井	已建	2 口回注井	
		清管站	已建	3 座，已建成运行	
	线性工程	已敷设管道约 110.627km；涉及穿越 6 次，其中跨河流 2 次，跨公路 4 次；修建伴行道路约 57.26km，其中主干道（长石路）为水泥沥青路面，伴行道路为砂石路面。			
辅助工程	CPF 的火炬及放空系统、罐区、装车及注醇设施、全厂工艺及热力系统管道、分析化验室、燃料气系统、氮气系统、污水处理系统等；井场的火炬、监控、消防设施等；管线的阀室、标志桩等				
	生活基地：租用辽河油田生产基地作为本项目建设基地。				
公用工程	给排水	自备井			
	供热	自建导热油炉 2 台，1 用 1 备			原环评采用燃气轮机发电、供热
	供电	当地电网供电			
环保工程	废气防治	导热油炉使用天然气作燃料 甲醇再生装置尾气采用水封罐处理			
	废水防治	采出水处理后回注； CPF 检修废水（气田水的一部分）经气田水处理装置处理后回注； 生活污水经生活污水处理装置处理后夏季用于绿化，冬季采用罐车运至榆林市污水处理厂再行处理。			
	固体废弃物	废弃水基泥浆和岩屑固化后填埋处置;危险废物在 2016 年前委托陕西新天地固体废物综合处置有限公司（位于咸阳市礼泉县）处理；危险废物从 2017 年起委托榆林德隆环保科技有限公司（位于榆林市榆阳区）处理;生活垃圾交由当地环卫部门处理。			
	噪声防治	厂房布置采用吸声材料，所有设备均置于厂房中			
	生态恢复措施	道路两侧边坡及管道在施工作业后采用草方格固沙并播撒草种恢复植被；井场建设的临时占地因地制宜种植樟子松、紫穗槐或者沙柳、沙蒿、紫花苜蓿、沙打旺等沙生植被。			

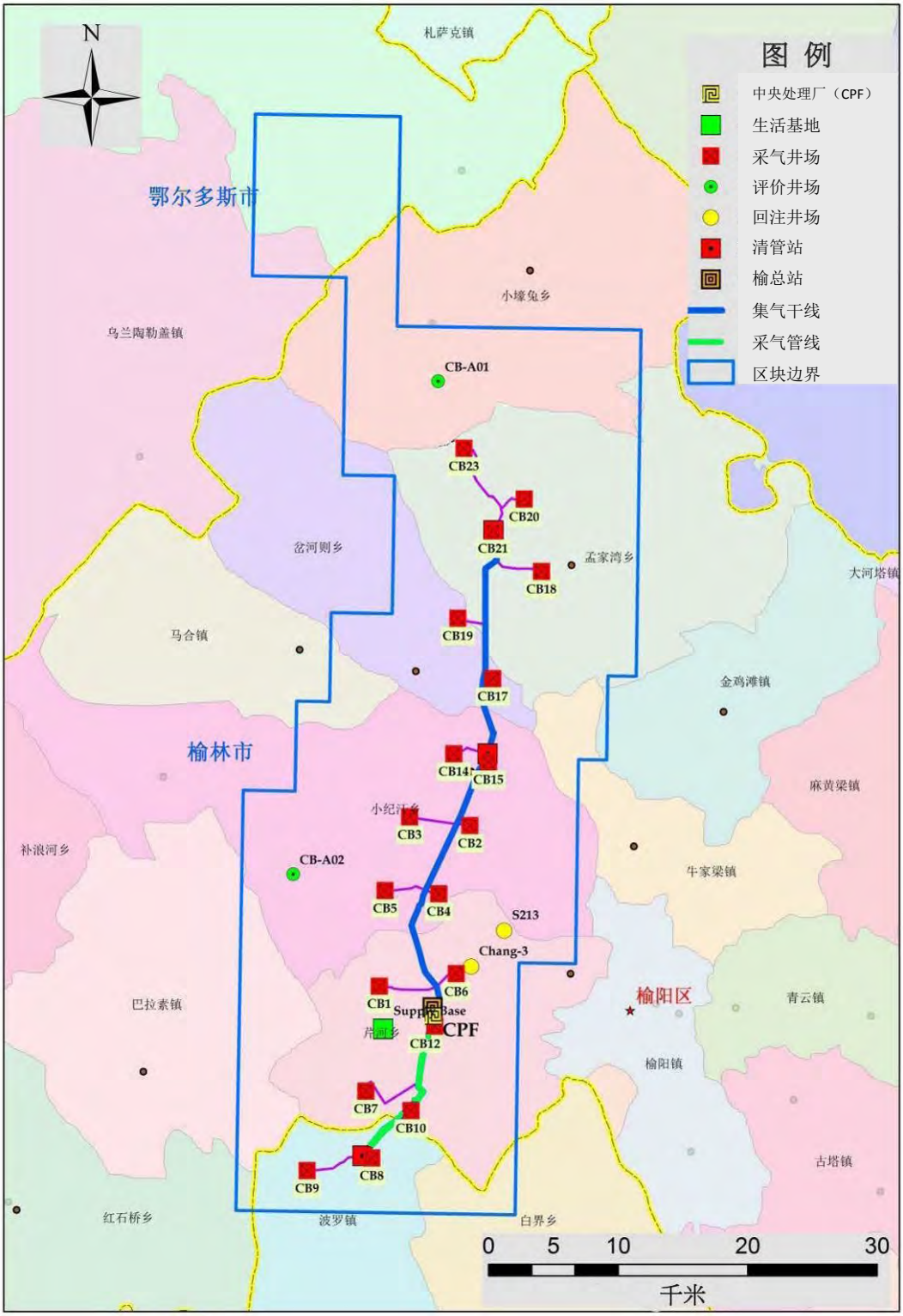


图 2.1-1 长北区块及现有主要地面设施位置图

表 2.1-2 一期工程永久占地统计表[1]

项目	占地面积 hm^2	占地类型		
		林地	草地	耕地
中央处理厂	12.1533	12.1533	-	-
丛式井场	17.3116	17.3116	-	-
评价井	0.2813	0.2813	-	-
清管站	0.2833	0.2833	-	-
注水井	0.1344	0.1344	-	-
水源井	0.0374	0.0374	-	-
阀井	0.052	0.052	-	-
通讯塔	0.04	0.04	-	-
伴行道路	34.63	8.079	26.44	0.111
合计	64.9233	38.3723	26.44	0.111

注：1. 生活基地及库房为租用原辽河油田陕北开发区基地，不新增占地，无新建设施。
2. 清管站为南干线和小纪汗清管站永久占地数量，北清管站征地纳入 C21 井场占地中。

表 2.1-3 一期工程临时占地统计表 [1]

序号	工程	占地面积 hm^2	占地类型				
			林地	水域	草地	交通用地	耕地
1	管线敷设	165.9405	38.5801	0.495	126.2604	0.075	0.5301
2	道路建设	34.356	8.015	-	26.231	-	0.110
3	场站等	21.6	8.09	-	13.51	-	-
合计		221.8965	54.6851	0.495	166.0014	0.075	0.6401

2.2 现有长北区块环境影响评价及“三同时”执行情况

壳牌中国勘探与生产有限公司长北合作区块天然气勘探和生产项目于2001年委托中国石油天然气集团公司规划设计总院、阿特金斯国际有限公司以及陕西省环境科学研究所编制了《壳牌中国勘探与生产有限公司长北合作区块天然气勘探和生产项目环境影响报告书》，并于2002年1月28日获得国家环保总局的批复(环审[2002]8号)。2005年，由于拟对原选定的中央处理厂CPF位置进行变更（从原址普辉村南迁8公里到马家峁），建设单位委托陕西省环境科学研究设计院编制了《长北气田开发项目（中心处理厂）环境影响报告表》，于2005年11月获得陕西省环保局批复，随后进入开发阶段。

长北一期项目于2006年10月向陕西省环境保护局提出试生产申请并获得批准（陕环建验[2006] 211号），并于2006年12月实现首气输出，2007年3月1日宣布开始商业供气。2008年5月，CPF位置变更项目获得陕西省环境保护局的环保竣工验收批复（陕环批复[2008]297号），同年，长北一期项目达到稳产期30亿

[1]数据来源于长北一期项目验收报告。

立方米/年的产量。

2011年，为建设污水回注井S213的备用回注井长3井，建设单位委托陕西省环境科学研究设计院编制《壳牌中国勘探与生产有限公司长北中央处理厂长3井项目环境影响报告表》，并于2012年1月获得榆林市环保局的批复（榆政环发[2012]03号），2013年壳牌就长北天然气处理厂长3井项目向榆林市环境保护局申请竣工环保验收，并于2013年12月获得榆林市环境保护局的批复（榆政环发[2013]312号）。长3井是现有污水回注井S213的备用井。

2011-2012年，企业内部组织了长北合作区块天然气项目环境(社会/健康)影响后评价。

2016年9月，陕西省环境保护厅以陕环批复[2016]492号批复了长北一期项目整体环保竣工验收，验收时实际产能为33亿立方米/年。

长北一期项目环境影响评价及“三同时”手续见表2.2-1。

表 2.2-1 长北一期项目环境影响评价及“三同时”执行情况

建设项目名称	环境影响评价				投产时间	竣工环境保护验收			运行状态
	审批单位	批准文号	批准时间	批准规模		审批单位	批准文号	批准时间	
长北合作区块天然气勘探和生产项目环境影响报告书	国家环境保护总局	环审[2002]8号	2002 年 1 月 29 号	开发生产天然气 $30\times10^8m^3/a$	2006 年 12 月	陕西省环境保护厅	陕环批复[2016]492 号	2016 年 9 月 18 日	运行
长北气田开发项目(中心处理厂)环境影响报告表	陕西省环境保护局	无文号	2005 年 11 月 20 日	位置南移 8km 至现在建成位置，天然气处理量 $1000\times10^4m^3/d$，年工作时间为 8000 小时，取消燃气轮机和燃气发电机组	2006 年 12 月	陕西省环境保护局	陕环批复[2008]297 号	2008 年 5 月 20 日	运行
长北合作区块天然气项目环境(社会/健康)影响后评价	2011-2012 年进行，为企业内部行为，已组织专家评审								
长北天然气处理厂长 3 井项目环境影响报告表	榆林市环境保护局	榆政环发[2012]03 号	2012 年 1 月 5 日	井深 2880~3000m，回注水量 $20\sim80m^3/d$。	2013	榆林市环境保护局	榆政环发[2013]312 号	2013 年 12 月 20 日	备用

注：井场开钻前的环境影响登记表未罗列。

历次环评批复及验收批复要求落实情况祥见表2.2-2。

表 2.2-2 历次环评批复及验收批复要求落实情况

项目名称	序号	批复要求	落实情况
长北合作区块天然气勘探和生产项目（长北一期）环境影响报告书批复	1	在开发建设过程中，要切实防止和减少施工对生态环境的影响。合理选择管线和道路的走向、施工带宽度，严格控制施工机械、车辆、人员的活动范围，要尽量减少对植被的破坏和对沙土层的扰动，现场施工完成后，应立即进行地貌恢复，实施防风围沙措施和植被恢复，防止水土流失和减缓地面侵蚀量。施工时要保护好文物古迹和地表水体。	根据长北一期验收调查报告，壳牌在建设过程中，优化管线路由，施工带宽度严格控制在 15 米以内，严格控制施工机械、车辆、人员的活动范围，施工完成后立即进行地貌恢复，实施了防风围沙和植被恢复措施。
	2	CPF 的采出水回注，必须保证注入水深层含盐地层，不得渗入浅层淡水蓄水层。回注水实施方案进一步论证，必要时再做补充评价。	根据长北一期验收调查报告，该地区表层地下水深度约在 100－200m 以上，深层在 600－700m 间。S213 回注井回注深度约 3000 米，在回注水层和地下水层之间有 6 道岩石层分隔。
	3	泥浆池要防渗漏，分别存储不同泥浆、钻屑等废物。水基泥浆与钻屑按报告书要求妥善掩埋；油基泥经分离处理后，不能回用的废物按危险废物处置。	根据长北一期验收调查报告，钻井过程使用水基泥浆，没有使用油基泥浆，产生的钻井岩屑在泥浆池内固化填埋。
	4	施工时要保护好文物古迹和地表水体	经对比已识别的区块内文物古迹位置，长北一期地面设施均距离文物古迹较远，管线实际走向不涉及长城穿越；穿越地表水体时采用工程防护措施，施工带已恢复，水质监测未见异常。

	5	按有关规定做好施工和运行中的工业垃圾、生活垃圾处置。	危险废物在2016年前委托陕西新天地固体废物综合处置有限公司处理； 危险废物从2017年起委托榆林德隆环保科技有限公司处理；生活垃圾交环卫部门处理。
长北气田开发项目（中心处理厂）环境影响报告表批复	1	加强施工期的环境保护管理，尽量缩短施工周期，合理布置施工场地，对施工现场物料堆放运输及各类噪声源应采取响应防范措施，减少施工扬尘、施工噪声对周围环境的影响	根据验收报告，已落实。
	2	加强水资源的循环利用。项目生产各工艺中产生的生产废水需经污水处理装置处理达到污水回注指标后需全部进行回注，不外排。生活污水、车间地面冲洗水也须经处理后全部循环回用。	采出水经处理后排入回注水罐，通过S213井回注，生活污水经处理后回用。所有废水不外排。
	3	项目营运期甲醇再生装置、燃气轮机及燃气发电机组所产生的氮氧化物超标，甲醇再生装置氮氧化物超标严重，建设单位不得使用燃气轮机自行发电，用电通过当地供电部门解决。甲醇再生装置需采取进一步治理措施，确保氮氧化物等大气污染物达到GB16297-1996《大气污染物综合排放标准》的二级标准	建设单位用电未使用燃气轮机及发电机组，供电采用当地电网供电。甲醇再生装置产生的废气经水封罐吸收处理
	4	做好厂区绿化，绿化率应大于30%以上	CPF绿化率达到30%以上
	5	建立健全的环境保护管理制度，确保各项污染物稳定达标排放。项目竣工后，需报我局核准后方可投入试运行，试运行期间满经我局“三同时”验收合格后方可投入生产。	项目建设竣工后，于2006年申请试生产并获得批准. 验收监测报告显示各项污染物稳定达标排放，按时申请验收，并获得验收批复。

长北气田开发项目（中心处理厂）环境影响报告表验收批复	1	加强对污染治理设施的运行管理，确保各项污染物长期稳定达标排放。	2016 年长北一期验收监测报告显示各项污染物均能达标排放。
	2	按照危险废物管理的相关规定，建立符合国家要求的危险废物临时储存场所，含油泥饼严格执行危险废物的转移联单制度。	危险废物在 2016 年前委托陕西新天地固体废物综合处置有限公司处理； 危险废物从 2017 年起委托榆林德隆环保科技有限公司处理。
	3	完善生产废水处理工艺，确保生产废水出水水质满足回注要求。生活污水处理站运行稳定后，必须委托监测部门重新监测，并将监测结果报榆林市环保局。	生活污水在 CPF 处理后回用,冬季送至榆林市污水处理厂；验收监测期间回注水水质能达到《气田水回注方法》（SY/T6956-2004）中水质要求。该标准在 2016 年被《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）替代，目前两口回注井满足更新后标准的目的要求。
长北天然气处理厂长 3 井项目环境影响报告表批复	1	加强施工期管理，积极防治施工期环境污染和生态破坏。施工结束后要采取必要的绿化措施，及时恢复临时占地的植被	施工期防治环境污染和生态破坏。施工结束后采取绿化措施，对临时占地及时恢复植被。
	2	项目废水不外排。采用先进技术，加强对回注水水质的环境管理和监测，确保回注水水质达到相应标准。	项目气田水通过处理后实施回注。
	3	做好固体废物的分类收集工作，完井后要进行固化填埋处理，确保固体废物不乱堆乱排。	钻井泥浆设立专门的泥浆池，并进行固化处理后恢复植被。

	4	加强环境风险防范管理，制定环境事故应急预案，储备应急物资。	壳牌编制了专门的突发环境事件风险应急预案，配备必要的应急物资。环境风险应急预案已在陕西省环保厅备案（备案编号：61000020150278），并于 2018 年在榆林市环保局榆阳分局进行了备案更新（榆区环函[2018]28 号）。
长北天然气处理厂长 3 井项目验收批复	1	加强对回注水水质的环境管理和监测，确保回注水水质达到相应标准。	根据 2016 年环保竣工验收调查报告，回注水水质满足《气田水回注方法》（SY/T6956-2004）中推荐水质标准。该标准在 2016 年被《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）替代，目前两口回注井满足更新后标准的目的要求。
	2	加大对井区的生态恢复治理，确保存活率。	落实
长北合作区块天然气勘探和生产项目（长北一期）整体环保竣工验收	1	进一步完善井场周围绿化和维护工作，严防形成流动沙丘。	按照《长北气田生态治理方案》要求，2016 至 2018 年期间，植被维护工作经费约 68 万元，用于井场和管线周围绿化管护补植。
	2	加强中心处理厂生产生活污水处理设施、固体废物处理设施的维护管理，严格落实操作规程，保证设施的长期稳定运行。杜绝污水外排，避免对地表水造成污染。	中心处理厂有专门的 EHS 部门，负责对环保设施的日常运行进行管理维护，并制定有相应的操作规程。回注井有专门的团队负责日常管理维护，负责对回注井压力、腐蚀程度等进行巡检和保养维护。

	3	严格执行环境风险防范预案，加强日常演练，防范环境风险。	《环境风险应急预案》已备案（陕西省环保厅备案编号：61000020150278），并于2018年在榆林市环保局榆阳分局进行了备案更新（榆区环函[2018]28号）。

2.3 长北一期工程运营状况

2.3.1 地面工程建设运营状况

鉴于气田滚动开发的项目建设的特性，其井场建设从2005年至2016年间分阶段逐步建设完成。目前,长北一期项目已建设1座CPF、19座井场、2座评价井、2座回注井、3座清管站及相应的集输管线和伴行道路。

2.3.1.1 中央处理厂 CPF

中央处理厂CPF位于榆林市榆阳区芹河乡马家峁，厂区占地12.15hm^2，已于2007年建成并于2008年通过环保竣工验收，正式投产使用。

CPF主要工程内容见下表，平面布置图见图2.3-1。

表 2.3-2 CPF 的工程内容表

序号	装置名称	规模/单位	数量	备注
1	预处理装置	套	1	
2	脱水脱烃装置（含制冷装置）	500×10^{4}m^3/d	2	
3	凝析油稳定装置	60 m^3/d	1	
4	增压站	335×10^4 m^3/d	4	4 台燃气压缩机，3 用 1 备。已于 2017 年 11 月开始试运行。排气筒高 8m 内径 0.35m。
5	甲醇再生装置	套	1	冬季连续运行，夏季停运
6	外输计量装置	套	1	
7	导热油炉	座	2	1 用 1 备，7300kW，排气筒高度 15m，出口内径为 0.7m
8	高低压火炬及放空系统	套	2	高度 40m；高压火炬直径 35cm，低压火炬直径 10cm。来自脱水脱烃装置区、燃料气系统等需要紧急放空的高压放空气体进入高压火炬；来自凝析油稳定装置、罐区及各工艺装置停工泄压的低压放空气进入低压火炬。
9	罐区、装车及注醇设施	套	2	甲醇富液罐，体积 500m^3，内浮顶式储罐。
		套	1	甲醇贫液罐，体积 500m^3，内浮顶式储罐。
		套	1	未稳定凝析油罐，体积 200m^3，内浮顶式储罐。
		套	1	凝析油罐，体积 500m^3，内浮顶式储罐。
		套	1	甲醇罐，体积 60 m^3，卧式储罐。
10	全厂工艺及热力系统管道	套	1	

序号	装置名称	规模/单位	数量	备注
11	燃料气系统	套	1	为中央处理厂内增压站、供热站、火炬及放空系统等装置或设施在正常生产时的燃料气需求，设计供气能力9200m^3/h。
12	生产污水处理装置	10m^3/h(240m^3/d)	1	采用隔油和过滤进行处理
13	生活污水处理装置	72 m^3/d	1	采用生物接触氧化法进行处理
13	回注井	口	2	S213 在用，距离 CPF8.5km; 备用井为长 3 井。

中央处理厂职工60人，年运行时间为350天（年运行时间8000h），停产检修时间15天。



清管接收及预处理装置区



脱水脱烃装置



甲醇再生装置



丙烷制冷装置



凝析油及甲醇罐区



导热油炉



危废暂存库



污水处理装置

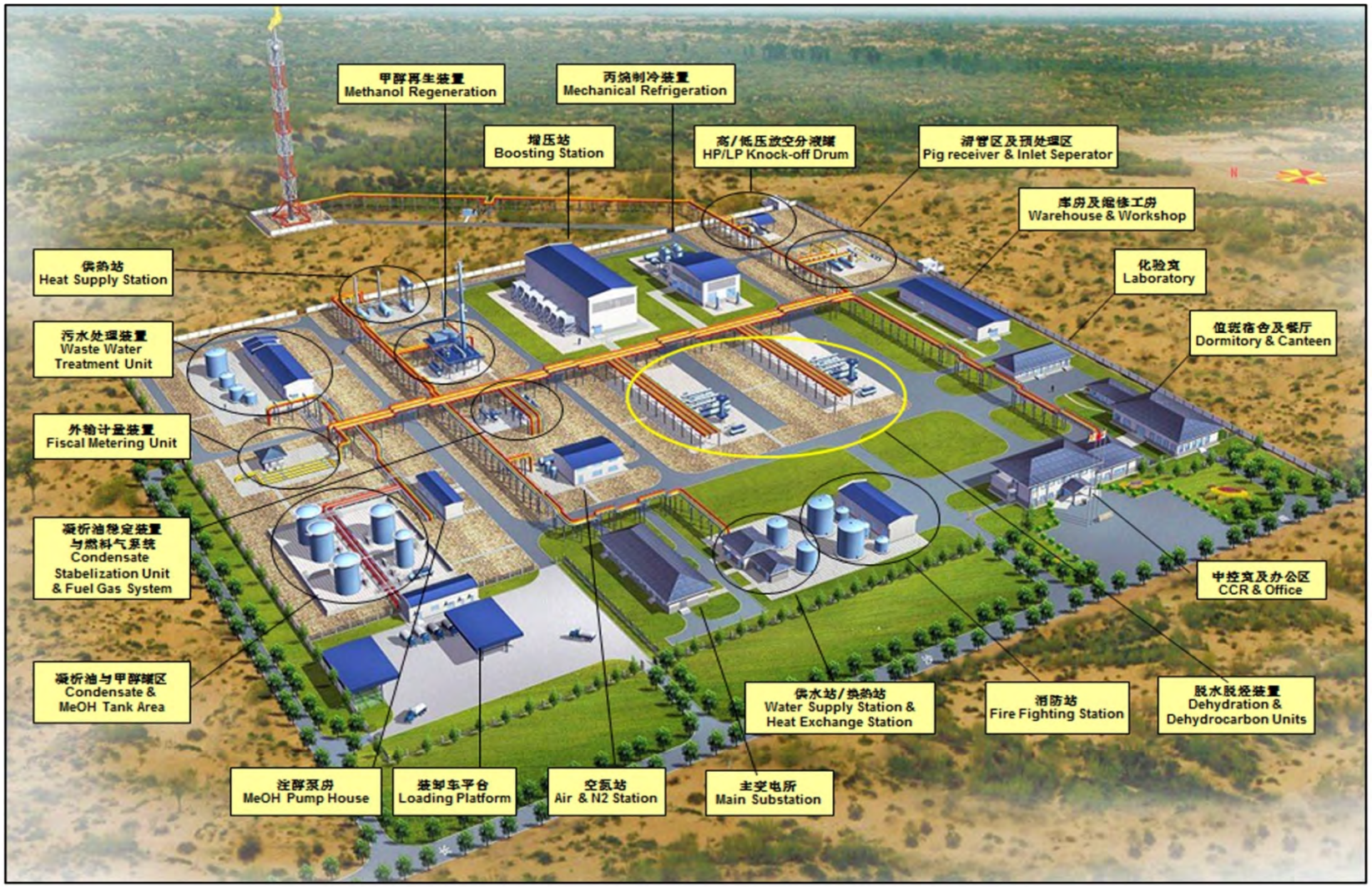


图 2.3-1 现有 CPF 平面布置图

2.3.1.2 采气井场

截止2017年12月，现有长北气田已建成井场有21座（采气井场19座，评价井2座）。井场分为评价井(A)、生产井(C)两种，评价井仅作为评估用，不产气，建成后不参与后续生产运营；生产井主要为双分支井和少数直井，为CPF提供原料气。

典型井场主要设备见表2.3-2，典型井场平面布置如下图。各井场的地理位置分布见图2.1-1。



图 2.3-2 典型井场平面布置图

表 2.3-2 典型丛式井场主要设备表

序号	工程内容	单位	数量	备注
1	生产井	口	2～4	
2	井口设施	套	2～4	
3	工艺装置区	套	1	
4	注甲醇泵房	套	1	
5	甲醇罐	个	1	容积 100m³，常规储存量 20～50m³
6	仪表控制室	座	1	
7	变压器	台	1	
8	火炬	个	1	高 20m

表 2.3-3 长北一期项目井场建设情况汇总表

序号	名称	建设情况	井型（类型/口）
1	C1	已建，正式运行	DL/3
2	C2	已建，正式运行	DL/3
3	C3	已建，正式运行	DL/3
4	C4	已建，正式运行	DL/2
5	C5	已建，正式运行	DL/3
6	C6	已建，正式运行	DL/2
7	C8	已建，正式运行	DL/3
8	C9	已建，正式运行	DL/2、V/1
9	C12	已建，正式运行	DL/2、V/1
10	C14	已建，正式运行	DL/2
11	C15	已建，正式运行	DL/2、V/1
12	C21	已建，正式运行	DL/3
13	C17	已建，正式运行	DL/2、V/1
14	C19	已建，正式运行	DL/2、H/1、V/1
15	A01	评价井，未接入生产管线。	V/1
16	C18	已建，正式运行	DL/2、V/1
17	A02	评价井，未接入生产管线。	V/1
18	C7	已建，正式运行	DL/3
19	C20	已建，正式运行	V/4
20	C23	已建，正式运行	DL/3
21	C10	已建，正式运行	DL/2

注：DL 为双分支水平井，H 为长水平井，V 为垂直井；DL/3，代表该井场有 3 口双分支水平井。

2.3.1.3 回注井

长北一期设置2口回注水井，一用一备，分别为S213和长3井，其中S213为主回注井，长3井备用。采出水在中央处理厂处理后由注水泵注入约2900m的回注层，回注地层为上古生界中二叠系的山西组地层，与当地地下水层（潜水含水层埋深约100～200m、深层含水层埋深约600～700m）之间有6道主岩石层分隔。隔水岩石层段的岩性以泥岩为主，隔水岩石层在回注水层和浅部含水层之间起到很好阻隔作用。

2.3.1.4 清管站

长北一期项目采用气、液混输工艺，共设置清管站3座，分布位置见图2.1-1，均为无人值守站场。站内配备智能清管（IP）设施与腐蚀监测系统，清管次数8次/年。清管接收装置产生的清管废渣在中央处理厂危废暂存场所储存，最后统一委托榆林德隆环保科技有限公司处置。

3 区域环境概况

长北气田项目区大部分位于陕西省榆林市榆阳区西北部，北部少部分位于内蒙古自治区伊克昭盟南部的鄂尔多斯盆地之中，地理位置介于东经109°22′15″～109°43′00″，北纬38°08′00″～38°53′45″之间，大部分位于毛乌素沙漠。气田南北长60km，东西宽25km，南距无定河7km，东距榆林市6km，北部伸入内蒙古自治区伊克昭盟13km。总面积1692.5km^2。

3.1 自然环境概况

3.1.1 地质地貌

（1）地质

项目评价区域大地构造属鄂尔多斯盆地次级构造单元－陕北斜坡中部，地质构造简单，岩层近于水平，地层稳定，褶皱构造不发育。地形开阔，多为半固定沙丘，沙丘呈波状起伏。主要为新生界第四系黄土层覆盖。

下更新统三门组砂砾层：零星分布于无定河、榆溪河中下游一级支沟谷坡底部。为棕红、浅棕红染中粗砂、中细砂夹灰白砂砾石层及透镜状砂层。岩相由下到上由粗变细，局部胶结较好，成砂砾岩。厚度1.0～19.3m。

下更新统午城黄土层：局部裸露于麻黄梁、刘千河乡梁峁区近分水岭地带，分布面积较小。为黄红色、棕红色粉砂质亚粘土，粘粒占63～70%，致密坚硬，夹钙质结核。厚度8.0～14.3m。

中更新统离石黄土层：主要裸露于芹河、巴拉素一线以南及榆溪河以东的部分地段，大部分为萨拉乌苏组地层及马兰黄土或现在风沙所覆盖。下部为淡棕色、灰黄色黄土层与砂层，间夹2～4层棕红及浅棕红色古土壤和钙质结核层，土质密实可见柱状节理，底部为数米砂砾石层，厚21.5m，侵蚀基准面以上每百克可溶盐含量多在0.09～0.1克之间；上部为浅黄、灰黄色砂黄土与粉土质砂层，间夹4～5层棕红色古土壤，含少量零散钙质结核，柱状节理发育，厚17.4～52m，侵蚀基准面以上每百克可溶盐含量在0.05～0.07克之间。

上更新统萨拉乌素沙土层：多在榆溪河谷两侧出露，为一套灰黄色、灰褐色细粉沙土亚沙土河湖相堆积。下部砂层结构松散，为亚粘土及亚砂透镜体，具水平层理，厚度15.7～39.49m；上部夹少量薄层钙板，顶部砂黄土柱状节理发育，土质松散，厚度6.0～19.9m。有时可见泥流褶曲，揭露岩性以细砂、粉细砂和亚

砂土为主夹少量粘土、亚粘土透镜体和钙质结核及淤泥质条带。底部偶尔有基岩块或砂砾石层。具水平层理和微细的波状层理。每百克易溶盐含量在0.06～0.1克之间。本层是境内主要的含水地层。

上更新统萨拉乌素组冲积层：主要分布于峁沟及其支沟岸边，组成河流沟谷的Ⅱ级阶地，为杂色沙砾石、亚沙土、亚粘土等。冲积物下部为砂砾石层，灰白~灰黄色，主要由钙质结核和砂岩、泥岩碎块组成，分选性、磨圆度较好。呈浑圆状态。砂和砾石含量分别为20％和70％，并含有少量粉土及淤泥，较密实，中间夹有4～8m厚灰黄、褐黄色透镜状粉细砂层，具水平层理，中等密实，透水性较好，厚度一般在25～30m之间，与萨拉乌苏组为同期异相沉积、表层为马兰黄土和风沙土所覆盖。

上更新统马兰黄土层：广布于峁梁顶部及冲积层组成河谷II级阶地，为浅灰黄色粉土质亚粘土、亚砂土。结构疏松，含少量小钙质结核和蜗牛壳碎片。厚2～20m不等，个别地段可达30m。

全新统冲积层：分布组成河漫滩地及各河流沿岸I、II级阶地。为灰黄色亚砂土、粉细砂及淤泥质粉细砂、下部有以基层碎块和钙质结核为主要成份的砂砾石层，砾石磨圆度较好，多为次圆状，粒径2～3cm。厚度可达20m，形成二元结构。零星分布于萨拉乌苏组和马兰黄土之上的黑垆土，属残积成圆，为暗灰、灰黑色粉砂质亚粘土及亚砂土，腐殖质含量高，结构疏松，厚度一般在2m左右。

全新统风积层：分布覆于境北部地区，形成风积沙以沙丘链构成大片沙漠，主要矿物构成以石英、长石为主，结构松散。分选磨圆较好粒径在0.2～0.05mm之间，有良好的透水性能，厚度15m左右，局部可达40多米。

（2）地貌

项目所在地区地貌可分为西北部风沙草滩区、东南部丘陵沟壑区和中南部河川区地貌三部分。

榆林市地处毛乌素沙漠东南缘与陕北黄土高原北缘的交接地带。境内西北部为沙漠草滩地带，地势较平坦，沙丘、草滩、海子（小湖泊）交错分布，形成风沙滩地地貌，占全市总面积的60.5%。东南部为黄土高原丘陵沟壑区，梁峁起伏，沟壑纵横，水土流失严重，形成支离破碎地貌，占全市总面积的35.6%。榆溪河贯穿境中部南北，在境南鱼河镇汇入无定河，形成较宽河川阶地，约占全市总面

积的3.9%。市境地势总体东北高，中部、南部低，最高海拔1413m（麻黄梁乡谢家梁），最低海拔870m（镇川镇红柳滩村西无定河出境处），相对高差543m。西北部沙漠草滩地区海拔为1100～1391m。

1） 西北部风沙草滩区地貌

属毛乌素沙漠东南缘地带，含长城北的红石桥、补浪河、巴拉素、小纪汗、可可盖、马合、岔河则、耳林、小壕兔、孟家湾、金鸡滩、牛家梁乡（镇）的全部及长城沿线的芹河、榆阳、麻黄梁、大河塌乡的北部地区。东西长24～60km，南北宽40～66km，面积4134km²，占全市总面积的60.5%，海拔1100～1391.9m（高程点为芹河下游河滩、麻黄梁乡古庙梁），地势南东、西北高，西南低，相对高差40～291m。区内沙地平缓，新月形沙丘和链状沙丘呈北东南西向排列，沙丘高度5～15m，除金鸡滩、马合、补浪河滩地和沿河川道等地的植被使发育沙地得到不同程度的固定外，其余地区沙丘连绵数十至数百平方公里。沙海之中分布有大小不等的619块碟形洼地，为农牧活动的主要场地。河道纵横交错，沙“海子”（湖泊）星罗棋布。地下水埋藏浅，水质好，储量丰富，易开采。经过治理，林带、渠网、水井建设已具规模，沙区出现52块万亩以上的绿洲，生态环境得到改善。

2）东南部丘陵沟壑区地貌

丘陵沟壑区东起大河塔乡，西至青云钟家沟一线以南，榆溪河、无定河东岸山麓以东至神木、佳县界线，南至米脂县界线，东西12～20km，南北50～60km，面积2434km²，占全市总面积的35.6%。地势东高西低，北高南低，海拔1000～1413m，相对高差120～413m。含大河塔、安崖、麻黄梁、青云、古塔、刘千河、余兴庄、董家湾、桐条沟、上盐湾、清泉11个乡的246个行政村。本区是短梁低峁、窄沟浅壑为主要特征的黄土丘陵沟壑地形，水土流失严重，是水土保持重点治理区。

梁峁：梁地呈条状或脉状黄土高地，顶面较平坦，两侧成坰，以5～15坡度倾斜，呈马脊形，一般顶宽数十米或百米以上、长数百米或上千米不等。有些水土流失严重，梁面呈起伏地形，有浅凹地或平缓丘顶，有由梁变峁的雏形。峁多呈馒头状圆形或椭圆形黄土山丘，峁间以分水鞍地（俗称塬）相连，或以浅沟相隔。梁、峁边缘除以塬相连外，多以深沟相隔。境内约有这类山梁、峁达3000

多个。其中较大山梁：红山、大墩梁、阳高山、小墩梁、四里沙梁、狼窝沙梁、老黄梁、寺蒿峁、老庙圪垛、赵家梁 、张家峁、尖路峁、谢家梁。

沟谷：流水侵蚀切割成沟谷，切割深度数米至百米以上。无定河、榆溪河一级支沟多切入基岩1～50m，横断面间多呈“V”型，或为“U”型。沟坡上部较缓，下部较陡，坡角一般在25～40度，一些斜坡地带有黄土溶蚀成天桥、落水洞、暗沟、陷穴等。主要沟谷多呈树枝状展布，有常流水沟和干沟（即沟壑，除下雨发洪水时无流水）之分。流水沟有河川支沟、毛沟，该区有较大常流水沟34条。干沟根据侵蚀切割程度分坳沟、冲沟、细沟等，境内约有此类较大沟壑2000多条。

3）中南部河川区地貌

主要在红石峡以南的榆溪河、无定河沿岸至镇川八塌湾的狭长地带，长70km，宽3～5km，面积267km²，占全市总面积的3.9%，海拔870～1100m。含榆阳、刘官寨、鱼河、镇川4个乡（镇）全部和董家湾、上盐湾乡一部分，共70个行政村。地势北高南低，沿河床落差而降。地势较平坦，土壤肥沃，水利骨干工程设施配套，林网园田化已具规模，是以水稻为主的粮蔬作物高产区。区内河流断续发育有河漫滩地和I、II级阶地，阶地以堆积型为主。下游和黄土梁峁区有基座阶地。高漫滩在无定河东岸发育，一般宽200～700m，最宽达1500m，前缘以陡坎或坡与河床接触，高0.5～1.0m。滩面平坦，多以3～6度坡角向前缘倾斜，以上迭式嵌入I级阶地之中。堆积物为粉细砂及亚砂土，厚3～12m。I级阶地呈带状不连续分布于无定河东岸及榆溪河东岸，以堆积型镶嵌式为主，一般宽200～700m，无定河镇川段最宽达1000m。前缘陡坎高出河床6～7m，高出漫滩后缘3～4m。阶面平坦，以6度左右坡角向河床倾斜，后缘多为坡洪积物掩盖，地形显著变陡。堆积物下部为粉细砂含砾石，上部为粉细砂及黄土状亚砂土，厚10～30m。榆溪河厚层砂岩分布地段，由于砂岩坚硬抗侵蚀能力较强形成宽18～50m，长度不等的峡谷。II级阶地，以无定河北岸、榆溪河西岸最为发育，宽度不一，一般在100～200m，榆溪河下游最宽处为500m左右。前部阶面较平坦，以10度左右的倾角倾向河床。后缘有风积沙和坡积黄土的掩盖，阶地界线多不清晰，前缘以陡坎与河床或I级阶地接触，高出河床20～30m，I级阶地15～25m，堆积物以中细砂、粉细砂夹淤泥及亚砂土为主，下部偶含以钙质结核为主要成份的小砾石，厚度一般为40～60m，最厚可达90m。

长北区块主要位于风沙草滩区。

3.1.2 气候气象

（1）气象

榆林市地处中纬度地区的中温带区，属西风带，冬季受干燥而寒冷变性极地大陆性气团控制，形成低温、寒冷、降水稀少的气候特点。夏季受高温湿润的热带海洋性气团影响，降水增多，同时不时有极地冷空气的活动，与太平洋暖湿的东南气流相遇，易产生暴雨和冰雹天气，春季易出现寒潮大风、扬沙、沙尘暴等天气，秋季降温明显，属暖温带和温带半干旱典型的大陆性季风气候，年平均气温 8.1℃，年平均降水 400mm 左右。

（2）气温

榆林市气温特点，季度、昼夜温差较大，区域温差明显，本市年平均气温 8.1℃，春夏秋冬平均气温分别为 9.8℃，22℃，8.2℃，-7.6℃。又因地形有别南北各异，一般是南暖北凉，东高西低。降水南多北少，东多西少。东西差异超过南北差异。冬季寒冷，平均气温-7.8℃～4.1℃，极端最高气温曾达 38.6℃.

（3）地温

全年地温平均值 10.2℃，历年平均土壤冻结初日为 10 月 22 日，10cm 土壤冻结初日平均为 11 月 25 日，30cm 土壤冻结初日平均为 12 月 3 日，一般年份最大冻土深度在 100cm 左右，个别年份最大冻土深度可达到 148cm。

（4）降水

榆林市属半干旱区，降水量不足且年际变化大，时空分布不均，年平均降水量 406.9mm,每年降水多集中在 7～9 月，占全年的 62.9%，4～10 月农事季节降水占全年降水的 92.9%，11～3 月降水仅占 7.1%。管道沿线年降水量在 350～375mm 之间。自然降水空间分布由南向北递减。年均蒸发量 1895.8mm，为降水量的 4.6 倍，年均湿润指数 0.45，属半干旱气候。

榆林市降雪较少，个别年份甚至一冬无雪，加之冬季风沙大，积雪难以保持或渗溶，最大积雪厚度 15～16cm。

本项目所在地属典型的干旱、半干旱大陆性季风气候区，四季分明，冷暖有序，无霜期短，日照丰富，降水少，蒸发强烈，多风沙。春季干旱多风，回温明显，变化不稳定，常伴有春寒霜冻；夏季炎热，伏旱频繁，雨量多集中在 7～9 月，多雷阵雨，常伴有大风和冰雹；秋季天气偏凉，晴时秋高气爽，风和日丽，

降雨稍多，霜降较早；冬季干燥寒冷，冰封期长。由于境内沙地滩地地貌基本相同，气候差异不很明显。根据有关气象观测资料分析，评价区域主要气象情况汇总见下表。

表 3.1-1　　榆林地区主要气象参数

气象要素	单　位	数　值
平均气压	hPa	870.2—896.8
平均温度	℃	7.2—8.1
极端最高气温	℃	36.5—38.6
极端最低气温	℃	-30.1—32.7
全年无霜期	天	113—156
平均风速（最大风速）	m/s	2.3-3.5(30)
风　向		NW、SE
降水量	mm	351.7—474.6
蒸发量	mm	1905.5—2020.7
沙尘暴日	d/a	13—25
日照时间	h/a	2878
地　温	℃	10.2
最大冻土深度	cm	160

3.1.3　地震

根据中国地震局《中国地震反应普特征周期区划图》（GB18306-2001）B1图和《中国地震动峰值加速区划图》（GB18306-2001）A1图，榆林地区地震动反应普特征周期Tm为0.35s，地震动峰值加速度PGA＜0.05g，相当于中国地震局1990年发布的的《中国地震烈度区划图》（50年超越概率10％）的地震烈度＜Ⅵ度。

3.1.4　水文地质

3.1.4.1 地表水

（1）河流

长北区块内主要河流有榆溪河、白河、五道河、圪求河、三道河、芹河、榆东渠等七条河流。其中榆溪河是无定河上游的一条重要支流，是榆林城区主要饮

用水和农业用水基地。

榆溪河源于小壕兔乡刀兔海子西的水掌泉，自北向南纵贯榆阳区，流经小壕兔、孟家湾、牛家梁、榆阳、刘官寨、鱼河6乡（镇），在鱼河镇王沙圪汇入无定河，全长112km，为境内最长河流。流域面积4000km^2，全程落差285m，平均比降3.07‰。

表 3.1-2 榆溪河水环境功能区划

水体	水域	长度（km）	功能区名称	水质目标
榆溪河干流	源头～白河	48.0	榆林源头水保护区	II
榆溪河干流	白河～榆林	20.9	榆林饮用、工业用水区	III
榆溪河干流	榆林～南郊农场	5.0	榆林排污控制区	IV
榆溪河干流	南郊农场～河口	38.1	榆林开发利用区	III

白河是榆溪河上源西支流，源于内蒙乌审旗乌拉特老亥庙，向东南流入本境河口水库，又流经岔河则乡地，在牛家梁乡庙咀村南入榆溪河，全长54km，境内长38km，常年流量1.3m^3/s，流域面积809km^2。该河在上游内蒙地属季节性河流，入本境成常年性河流。

五道河是榆溪河上源东支流，源出小壕乡刀兔海子西的河掌泉，向南流经孟家湾乡地，在牛家梁乡西北端王化圪堵村东与圪求河相汇为榆溪河，长32km，常年流量2.09 m^3/s，流域面积524km^2。

圪求河是榆溪河上源中支流，源出孟家湾乡圪求河村哈拉界泉，向东南流经孟家湾乡地，在牛家梁乡西北端王化圪堵村东与五道河相汇为榆溪河，长20.5km，常年流量2.2 m^3/s，流域面积128.6km^2。

三道河源于孟家湾乡东大免兔村北，向西南穿孟家湾乡地，在牛家梁乡王化圪堵村南入榆溪河，长15km，常年流量0.2 m^3/s，流域面积130km^2。

芹河源于芹河乡水掌村西，向东穿芹河乡地，在榆阳乡王家楼村东入榆溪河，长16.5km，常年流量1.33 m^3/s，流域面积182.5km^2。

（2）水库

项目所在区域有李家梁水库和中营盘水库。

李家梁水库：位于孟家湾乡曹家梁村，工程建在无定河流域榆溪河一级支流圪求河下游河段，为典型的沙漠水库。总设计库容23.4×10^{6}m^3，有效库容16.9×10^{6}m^3，是榆林能源化工基地的重要水源工程之一，以工业供水为主，兼顾

农业灌溉、防洪、养殖等综合作用。

中营盘水库：中营盘水库位于孟家湾乡中营盘村榆溪河干流上，坝址以上控制流域面积606.7km^2，为典型的沙漠水库。总设计库容19.0×10^{6}m^3，有效库容16.9×10^{6}m^3，水库以灌溉为主，兼有发电、养鱼、治沙等效益。

项目区域附近下游有红石峡水库（水源地）和尤家峁水库（水源地）。

红石峡水库水源地：属于省级水源地，位于陕西省榆林市以北5km的桥头村榆溪河干流。属于省级水源地，位于陕西省榆林市以北5km的桥头村榆溪河干流。红石峡水库一级保护区范围为“水域：水库正常水位线以下的全部水域面积以及榆溪河、头道河则入库口上游3000米河道范围的水域；陆域：水库正常水位线以上东至最远的距离400米，水库排水口100米，加压站向东250米的陆域；西岸正常水位线以上400米—600米的陆域；北从加压站水库正常水位线向北沿抽水管线1000米，东西800米的陆域；南至桥头村分水岭北以及植物园200米的陆域和榆溪河、头道河则入库口上游3000米河道干流两侧50米的陆域。”二级保护区范围“水域：榆溪河、头道河则以及保护区边界以上流域内所有水域。陆域：红石峡水库东岸，一级保护区边界以外汇流区山脊线以内，即自镇北台西侧配水厂至贾家梁一线；红石峡水库西岸，一级保护区边界外、210国道以东，南至水库西岸植物园区中心道路以北以及榆溪河、头道河则入库口上游3000米，河道干流两侧各1000米（除一级保护区陆域）外的陆域范围；榆溪河、头道河则一级保护区边界上游沿河两岸各1000米所有的陆域划分为陆域二级保护区”。

尤家峁水库：尤家峁水库位于榆阳区榆溪河支流沙河下游的榆阳镇尤家峁村，距榆林老城区约4km。2003年被榆林市政府确定为饮用水源地，并向榆林高新技术产业园区供水，设计年供水能力1000万m^3，目前实际供水540万m^3，是榆林经济建设的重要水源地。一级保护区水域面积1.22km^2，陆域面积1.05km^2，二级保护区陆域面积2km^2，水源地保护区库岸线全长12km。位于中央处理厂东侧约12km处。

项目区水系发育情况见图3.1-2。

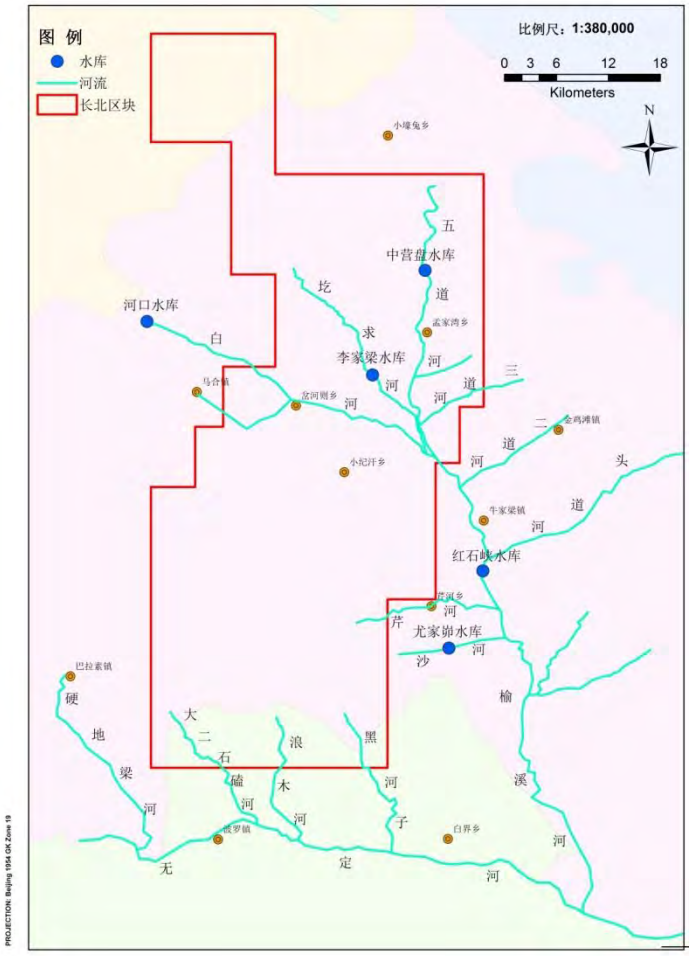


图 3.1-2　项目区域水系图

3.1.4.1 地下水

地下水类型分为新生界松散岩类孔隙及裂隙孔隙潜水、中生界碎屑岩类裂隙孔隙潜水与层间承压水两大类。其主要特征和分布情况如下表。

表 3.1-3　区域地下水类型及含水岩组水文地质特征表

地下水类型	含水岩组	主要特征								
		分布地区	含水岩组岩性	水位埋深（m）	含水层厚度（m）	单井涌水量（m^3/d）	泉流量（l/s）	富水等级	水化学类型	矿化度（g/l）
新生界松散岩类孔隙及裂隙潜水	第四系全新统河谷冲积层潜水（河谷阶地区）	榆溪河中上游、头道河	沙夹亚沙土	1.72 -4.24	11.71 -22.68	299.37 -308.03		中等富水	HCO_3-Ca	0.35-0.41
		佳芦河、秃尾河、无定河中游	砂砾石及粉细砂	2.31 -11.85	1.98 -19.02	18.84 -65.76		贫乏水	HCO_3-Na	0.48-0.51
	第四系上更新统冲	忽惊兔、郑家滩、长城则、波罗滩及黄托洛海一带	粉细砂、细砂及砂砾石	0.60 -1.86	24.77 -67.50	1002.3- 2214.16		丰富水	HCO_3-Ca, HCO_3-Ca·Mg	0.19 -0.37

地下水类型	含水岩组	主要特征								
		分布地区	含水岩组岩性	水位埋深（m）	含水层厚度（m）	单井涌水量(m^3/d)	泉流量(l/s)	富水等级	水化学类型	矿化度(g/l)
	湖积层孔隙潜水（沙漠滩地区）	可可盖、讨忽兔、大苏计、巴拉素、昌汉界、孟家湾、金鸡滩等	粉细砂、中细砂	0.70-2.00	11.00-53.40	111.46-961.81		中等富水	HCO_3-Ca HCO_3-Ca·Mg	0.16-0.55
		无定河两侧，主要是北侧的白界乡至大河湾一带，榆溪河下游的刘官寨乡一带	粉细砂夹淤泥质亚砂土和亚粘土	0.55-28.76	41.93-94.48	10.00-68.90		贫乏水	HCO_3-Ca HCO_3-Ca·Mg	0.21-0.23
	第四系中更新统黄土裂隙孔隙潜水（主要为黄土梁峁区）	榆溪河西部的小纪汉、石灰叫梁白城河及东北部的喇嘛滩	黄土局部夹砂层	0.60-1.86	41.95-110.25	110.87-425.10		中等富水	HCO_3-Ca	0.22-0.25
		无定河北部的闹牛海则、红墩，榆溪河东部的常乐堡、双山一带	黄土及钙质结核层	0.61-16.3	11.73-119.24 一般30-70	43.72-81.99		贫乏水	HCO_3-Ca·Mg	0.21-0.28
		无定河以南及双山、乔界、榆林、刘官寨、董家湾连线以东	黄土			<10	0.014-0.10	极贫乏水	HCO_3-Ca·Mg	<1
中生界碎屑岩类裂隙孔隙潜水及层间承压水	下白垩系洛河砂岩组砂岩裂隙孔隙潜水	大域东北角河口水库一带	中粒砂岩、细粒砂岩	0.02	198.40	1106.47		丰富水	HCO_3-Na HCO_3-Na·Mg	0.37
		奔滩、马合一带等	细砂岩、中一细砂岩	1.00-1.60	31.77-98.56	105.07-786.46		中等富水	HCO_3-Ca·Na HCO_3·Cl·SO4-Ca	0.20-0.47
	侏罗系、三叠系基岩风化带裂隙潜水	长海子、金鸡滩及董家湾一带	砂岩、页岩	0.69-9.74	50.98-125.64	150.37-267.88		中等富水	HCO_3-SO_4-Ca	0.32-0.47
		硬地梁、头道河两侧及榆溪河中上游两侧和牛家梁一带	砂岩、泥岩夹粉砂岩	1.72-10.64	37.13-170.00	24.16-90.85	0.101-0.820	贫乏水	HCO_3-Na·Ca HCO_3-Ca·Mg	0.25-0.42
		无定河河谷及其以南和榆溪河下游河谷及其以东梁峁区	细砂岩一中砂岩	2.35-41.40	16.30-66.22	1.92-9.04	0.014-0.079	极贫乏水	HCO_3-Ca·Mg HCO_3-Na·Mg	0.25-0.45
	承压水含水组	侏罗系、三叠系风化带以下普遍分布	细砂岩一中砂岩	+7.50-12.49	12.62-159.70	0.26-15.90		极贫乏水	HCO_3-Na·Ca·Mg HCO_3-Ca·Mg	0.26-10.12
	烧变岩裂隙潜水	色草湾、水长沟、三道沟及大河塔乡西北部	各粒度砂岩与泥岩互层				17.00-250.78	极富水	HCO_3-Ca·Mg	0.18-0.23

注：资料来源于榆林幅1:20万《区域水文地质普查报告》（1978-1980）

1）潜水

可分为全新统河谷冲洪积层孔隙潜水和上更新统冲湖积层（萨拉乌素组）孔隙潜水两种类型。

全新统河谷冲洪积层孔隙潜水分布于区内无定河的阶地及漫滩之中，与萨拉

乌素组孔隙潜水构成统一的含水体，含水层岩性主要为中细砂，偶为中粗砂，夹有粘土质粉砂薄层，厚度20～40m，水位埋深2.00～3.20m，渗透系数K为4.397m/d，富水性中等。

萨拉乌素组孔隙潜水分布于项目区的西部、北部及南部，厚度变化较大，一般为1.50～51.62m，岩性为中细砂夹粉砂质粘土，局部夹有淤泥及腐植质粉砂条带和透镜体，其上多被第四系风积沙覆盖，风积砂与萨拉乌素组组成统一含水层。其中无定河两侧及项目区西南部地段，地势较为平缓，含水层岩性主要由松散粉细砂、中砂等组成，由于受古河道冲蚀的影响，其厚度21.95～73.09m，水位埋深0.98～8.20m，渗透系数2.281～10.46m/d，水量中等至丰富；项目区西北部及北部地段萨拉乌素组地层变薄，一般厚1.50～4.50m，大部分地段水位埋深低于萨拉乌素组地层，故该层多透水而不含水，富水性极差。

潜水主要靠降水入渗补给，其次为沙漠凝结水。径流主要受地形地貌的控制，流向从北向南由高至低与现代地形吻合。排泄受水文网的控制，主要向地势较低的沟系源头以泉的形式及沟谷两侧以泄流的形式排泄，次为蒸发及人工开采。据榆林水文地质普查资料，当日降水量达100mm左右时，沙丘间洼地即可为地表积水淹没，但两三日内均被沙层吸收补给地下水。潜水位在7、8、9三个月会比原水位上升1.0m以上。

2）承压水

赋存于基岩风化裂隙带底部以下至延安组底界之间岩层段。其中包括J_{2a}、J_{2z}、J_{2y}各岩性段，含水层由安定组紫红色中粗粒砂岩、直罗组底部“七里镇砂岩“及延安组第四段底部“真武洞砂岩”等组成，厚度109.92～127.59m。渗透系数0.0455～0.1084m/d，富水性弱。

承压水主要接受上游地段潜水渗入补给，径流方向受向西微倾的单斜构造的控制，基本沿岩层倾向由东向西运移。由于愈向西部含水层埋藏愈深，裂隙亦愈来愈少，富水性亦愈来愈弱，基本形成了较为封闭的储水空间。

3）地下水的补给、径流与排泄

区域内榆溪河由北向南汇入无定河，再由西北向东南流入黄河。河水的补给主要是地下水和大气降水，水量明显受季节控制。

地下潜水主要接受大气降水补给，此外尚接受区域性侧向补给及沙漠凝结水

补给。松散层孔隙潜水及基岩风化裂隙潜水的径流方向由高至低与现代地形吻合，河谷区潜水径流方向与地表水径流方向斜交。其地下水的排泄部分为蒸发、人工开采及基岩裸露地段有大小不等的泉水出露，大部分以泄流的方式排入河流。

深层地下水除在露头处接受大气降水补给外，局部地段接受上覆含水层的下渗补给。径流方向基本沿岩层倾向由东向西或西南方向运移，由于受向西微倾的单斜构造的影响，在向西延伸的深部，构成较为封闭的储水空间，故水质差，富水性弱。

3.1.5 植被

榆林市属于温带草原带，属欧亚草原的一部分，长城以北为风沙干草原区，南部为森林草原区。植被以草本植物为主，少部分木本植物和半灌木。全市有高等植物约527种，分属于87科，290个属。野生植物403种，以草本为主，占到86.5%。这些植物中有药用价值的201种，主要是甘草、麻黄、枸杞、黄芪、柴胡、茵陈、远志、酸枣等。在空间上沿东南到西北，植被景观从森林草原逐渐向典型草原地带、荒漠草原地带的性质过渡。在植被类型上，长城以北为典型草原，长城以南则具有明显的过渡性质，既分布有草甸草原、典型草原，也分布有温性落叶阔叶灌丛。榆林市隐域性植被较为发育。这主要是由于长城沿线以北的毛乌素沙地南缘的沙丘间分布着低湿滩地，沙地上地带性植被不能发育，从而形成了沙生植被的生态系列。榆林市植被分布如图3.1-3所示。

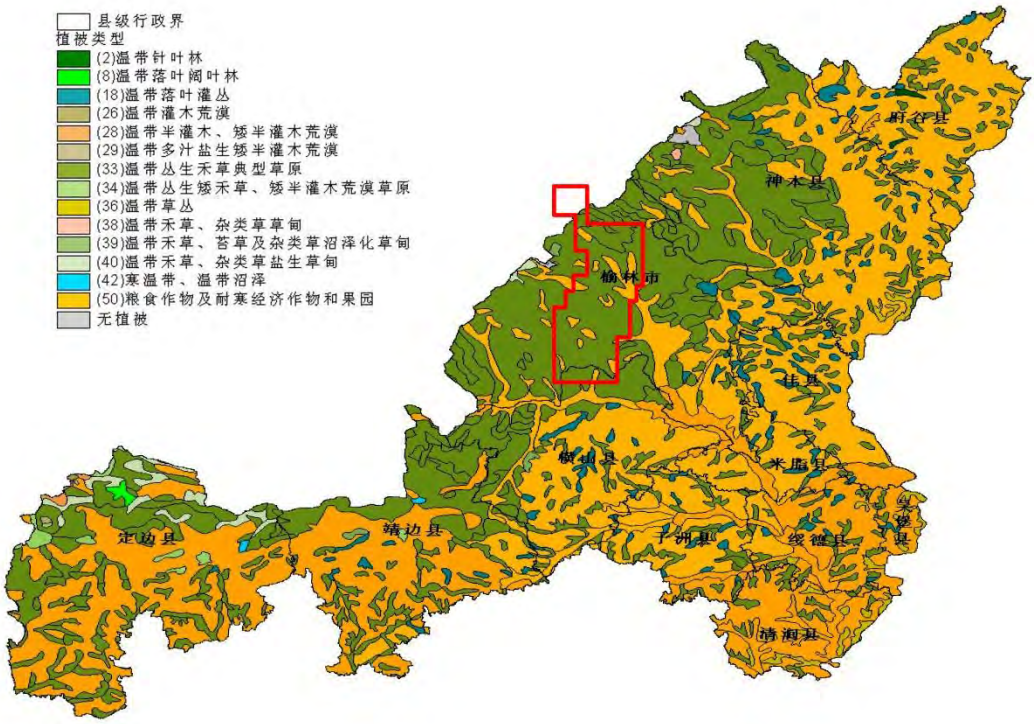


图 3.1-3 榆林市植被分布图

榆林市代表性植被类型及其特征见表3.1-4。

表 3.1-4 榆林市主要植被类型及其特征

植被类型	分布区域	主要群系	建群植物种
典型草原	广泛分布于黄土丘陵沟壑地区的梁峁沟坡	长芒草草原、百里香草原、冷蒿草原、甘草草原、铁杆蒿草原等。	针茅属的长芒草、蒿属的铁杆蒿、冷蒿，百里香属的百里香，甘草属的甘草等
落叶阔叶灌丛	大部分灌木呈散生状态，主要分布于黄土丘陵和沙区黄土梁地	黄蔷薇灌丛、柠条灌丛、沙棘灌丛、沙樱桃灌丛等	黄蔷薇、柠条、沙棘、沙樱桃、黑格兰、酸枣等
沙生植被	分布于长城以北的固定半固定以及流动的沙丘和沙地	沙竹群系、白沙蒿半灌丛、油蒿半灌丛、臭柏灌丛、踏郎半灌丛	沙竹、白沙蒿、油蒿、臭柏、踏郎、苦豆子等
草甸	主要分布在低湿的沙地和滩地	寸草苔草甸、芨芨草草甸等	寸草苔、芨芨草等
盐生植被	主要分布在湖滨一带的草甸盐土和结皮盐土上	碱蓬群落、盐爪爪群系、白刺群系	碱蓬、盐爪爪、白刺
沼泽及沼泽性植被	主要分布在小河沟、水库和淡碱湖的周围	香蒲沼泽、芦苇沼泽	香蒲、芦苇等

由图可知，项目所在区域植被类型为温带草丛生禾草典型草原。植被类型主要为沙生植被型。流动沙丘地主要有沙米群丛、沙竹群丛等；固定和半固定沙地

主要有黑沙蒿群丛、白沙蒿群丛、沙棘群丛、踏郎群丛、柠条群丛等；湖盆滩地以及丘间低地主要有白刺群丛、寸草群丛、芦苇群丛、沙柳群丛等。其中，白沙蒿、黑沙蒿群丛伴生植物有沙米、沙竹、泡泡豆、管草、长芒草、沙芦苇、远志等。总郁闭度约为5%～60%。半灌木高60cm～90cm。人工种植的主要有杨、柳、榆、刺槐、油松、沙枣、侧柏等乔木林，柠条、沙柳、花棒、踏郎、紫穗槐、沙蒿等灌丛、半灌丛，草木栖和沙打旺等草本类。

目前，长北项目区内自然植被已相当少，所见到的植被大多为人工治沙的成果。该地区人工治沙采用的主要植物种有踏郎、花棒、沙蒿、沙打旺、臭柏、柠条、沙米、沙柳等。

3.1.6 森林公园

本项目区块内有2个森林公园，包括国家级的榆林沙漠森林公园和省级的榆林沙地森林公园。

表 3.1-5 区块内的森林公园

序号	森林公园	级别	与本工程关系
1	榆林沙漠国家森林公园	国家级	部分位于长北区块内。与本工程最近的地面设施距离约 5km。
2	榆林沙地森林公园	省级	位于长北区块内。与本工程最近的地面设施距离约 7.5km。

榆林沙漠国家森林公园是以人工林为主体的森林公园，是国家林业局2003年批准的全国唯一的沙漠森林公园。保护区总面积约51万亩，分为东西两片，其中东片区位于长北区块的西侧边界处，与本工程最近的地面设施距离约5km。榆林沙漠国家森林公园是经国家林业局批准建设的公益性重点生态项目，同时也是榆林市环城生态防护带工程的重点项目。该公园以森林植物和沙生植物多样性、人工林地与大漠风光相互映衬为特色，主要功能有生态保育、可研教育、审美启智、游览观光、度假休闲。

榆林沙地森林公园是由榆林市人民政府批准建设的一项公益性重点工程，距榆林中心城区西北7km，规划总面积10km^2，2008年被陕西省林业厅批准为省级沙地森林公园。公园所处位置在全国植被类型区划中属“干旱草原植被带”，在陕西省植被分区中属“长城沿线风沙草原区”。天然分布的植物主要有沙蒿、沙米、沙竹、沙蓬等；人工栽植的乔木树种有旱柳、小叶杨、樟子松、油松等，灌木有

丁香、绣线菊、紫穗槐、柠条、沙棘、花棒、踏郎等。榆林沙地森林公园有小部分位于长北气田范围内，其边界距离最近的S213回注井场约7.5km。

3.1.7 湿地

根据《陕西省重要湿地名录》，区块内涉及的重要湿地为榆溪河湿地。

榆溪河湿地从榆阳区小壕兔乡到鱼河镇，沿榆溪河至榆溪河与无定河交汇处，包括河道、河滩、泛洪区及河道两岸1km范围内的人工湿地。

表 3.1-6 区块内的重要湿地

序号	名称	级别	范围	与本工程关系
1	榆溪河湿地	陕西省重要湿地名录	包括榆溪河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。	部分位于长北区块内。本工程拟建设施已避让榆溪河湿地。

3.1.8 饮用水水源保护区

区块内的饮用水源保护区包括陕西省榆林市内红石峡水库水源保护区、尤家峁水库水源保护区和内蒙古自治区鄂尔多斯市内的哈头才当水源保护区。

（1）红石峡水库水源保护区

红石峡水库水源地由陕西省人民政府于2007年9月批准设立，服务榆林城区约27万人用水，属河流型地表水源地，位于陕西省榆林市以北5km的桥头村榆溪河干流。详细情况参加上文3.1.5节。

长北项目拟建管线和井场设施均已避开保护区。

（2）尤家峁水库水源保护区

尤家峁水库水源保护区于2011年由榆林市人民政府设立，属水库型水源保护区，主要服务榆林高新区约12万人。一级保护水域面积1.5 km^2，陆域面积1.8km^2；二级保护区陆域面积1.85km^2；准保护区面积35km^2。

长北区块与尤家峁水源地的一级和二级保护区距离较远，与准保护区有很小部门的重叠，但重叠区域没有拟建的本项目设施。

（3）哈头才当水源保护区

哈头才当水源保护区于2014年由内蒙古自治区人民政府设立，属地下水型水源地。哈头才当水源地共设51口水源井，取水井深 150 米左右。一级保护区面积37.78km^2，二级保护区面积57.36km^2。

哈头才当水源地部分一级和二级保护区位于长北区块内。本工程拟建设施已采取避让方案，所有地面设施和管线均位于二级水源保护区之外。

表 3.1-7 区块内的饮用水源保护区

序号	饮用水源保护区	级别	面积	与本工程关系
1	红石峡水库水源保护区	省级	一级保护区:3.14km^2; 二级保护区:301.43km^2;	部分二级保护区位于长北区块内。本工程拟建设施已避让二级保护区。
2	尤家峁水库水源保护区	市级	一级保护区:3.3km^2; 二级保护区:1.85km^2; 准保护区:35km^2	小部分准保护区位于长北区块内。本工程拟建设施已避让准保护区。
3	哈头才当水源保护区	省级	一级保护区:57.65km^2; 二级保护区:57.36km^2;	部分一级和二级保护区位于长北区块内。本工程拟建设施已避让水源保护区。

3.1.9 土壤

榆林市的土壤类型主要有栗钙土、黄绵土、风沙土、潮土、粗骨土等，分布状况见图3.1-4。由图可知，长北区块内土壤类型主要以风沙土为主。

风沙土是多风地区风积沙母质上形成的一种幼年土壤。风沙土结构松散，土粒维持性差，质地为中、细砂，肥力极低，持水力差，易风蚀。流动风沙土多数情况下大面积无植被生长，呈光秃的裸露状态，不能发展农牧业，只可营造防风固沙林。

风沙土是区内分布最广的土壤，包括半固定风沙土、固定风沙土、耕种风沙土。风沙土的机械组成以沙为主，包括部分粗沙和中沙、细沙、粉沙；粘粒少，有机质含量仅为0.08%～0.64%，质地疏松，易遭风蚀、水蚀，为荒漠化和水土流失提供了物质条件。土壤主要的理化特征见表3.1-8。

表 3.1-8 项目区内风沙土的主要特点

地貌类别	土壤类型	土层深度	有机质	全氮	全磷	pH值	机械组成-mm(直径)			
		(cm)	(%)	(%)	(%)		>1.0	1.00～0.05	0.05～0.01	<0.01
半固定沙丘	半固定风沙土	0～14	0.207	0.013	0.03	8.6		84.723	8.575	6.702
		14～55	0.182	0.011	0.021	8.8		93.178	1.806	5.016
		55～104	0.144	0.008	0.025	9.6		84.03	10.906	5.034
固定沙丘	固定风沙	0～16	0.649	0.027	0.048	8.5		71.634	14.892	13.474
		16～48	0.245	0.015	0.044	8.7		76.605	11.367	12.028

地貌类别	土壤类型	土层深度	有机质	全氮	全磷	pH值	机械组成-mm(直径)			
		(cm)	(%)	(%)	(%)		>1.0	1.00～0.05	0.05～0.01	<0.01
	土	48～96	0.203	0.011	0.043	8.7		72.677	13.865	13.467
		96～116	0.103	0.004	0.05	8.8		90.906	5.147	3.947
平沙地	风沙土	0～15	0.23	0.008	0.127	8.9		87.1	7.2	5.7
		15～35	0.211	0.009	0.103	8.9		86	8.1	5.9
		35～110	0.197	0.007	0.124	8.9		86.7	6.6	6.4

半固定风沙土分布在灌丛沙丘与流动沙丘之间地带，母质为风沙湖积物，植被覆盖度15%～30%；固定风沙土母质为风积沙，植被覆盖率>30%，成土作用较明显。

沙滩地风沙土分布在沙丘、沙梁包围之中的滩或沙区河道两岸阶地，母质为湖积物或冲积物，地下水位0.5m～3m，多生长草甸植被。

由黄土母质经侵蚀或耕种熟化过程而形成的黄绵土，分布于项目区南部农业区。

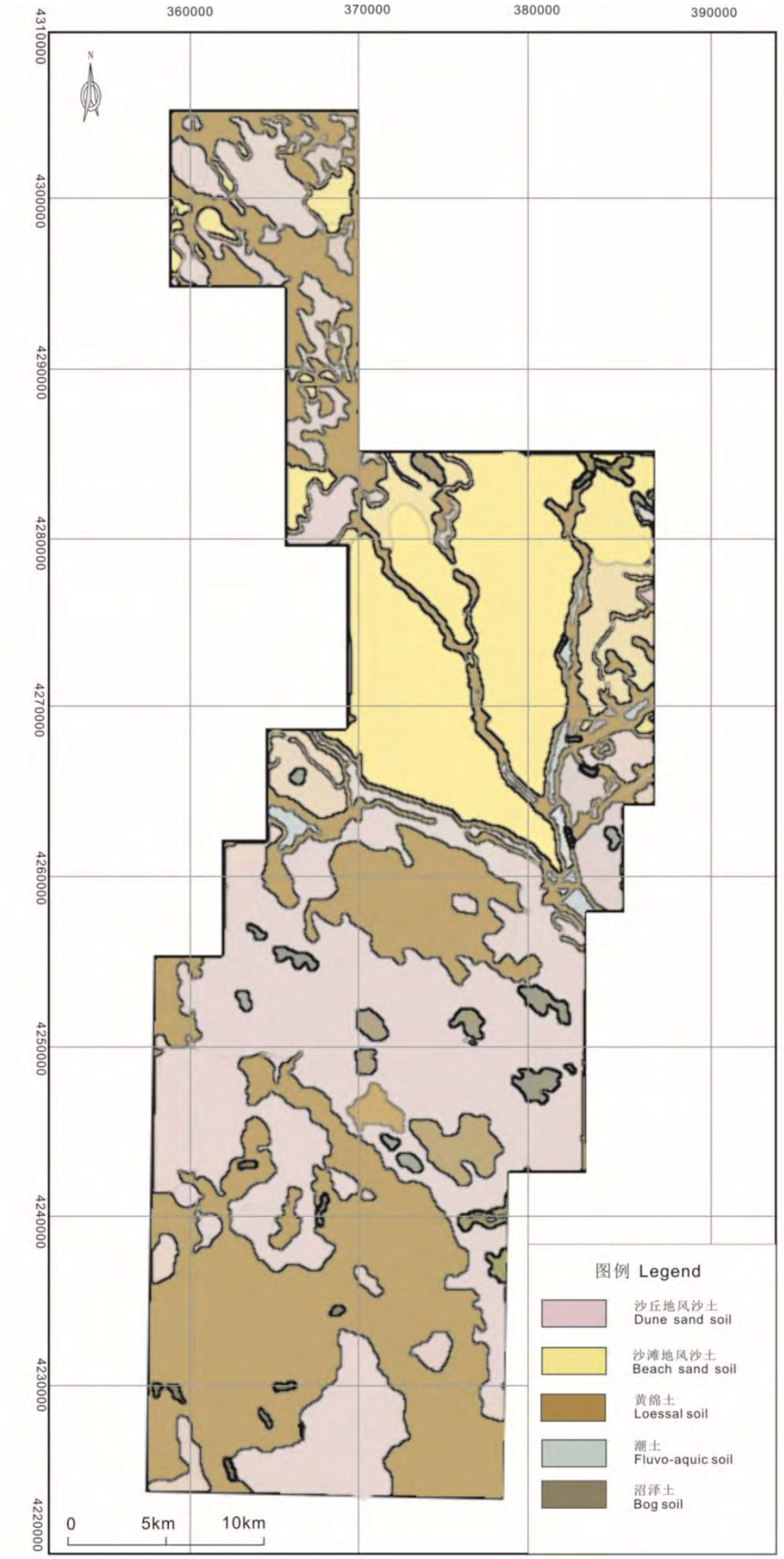


图3.1-4 土壤类型分布图

3.1.10 动物

榆林市在动物地理区划上处于古北界蒙新区与华北区交汇处，动物区系成分具有明显的过渡性。区域内有两个动物群系。

一是鄂尔多斯风沙干草原-栗钙土景观区动物群。主要分布在以风沙地区，地势平坦，植被以沙竹、沙柳、沙米、柠条、针茅等杀生植物为主。野生动物以温带半荒漠动物为主，啮齿类动物占优势，大型兽类较少。该区系哺乳动物约25种，其中啮齿类15种，约占60%。如跳鼠科的五趾跳鼠、三趾跳鼠，仓鼠科的的长爪沙土鼠等。与啮齿类动物占优势密切相关，榆林地区的食肉类动物以鼬科动物为主，有狼、狐、狗獾、青鼬、虎鼬等。鸟类中典型的黄模型种类成分较多，如秃鹫、金雕、灰背隼、毛腿沙鸡等。猛禽种类也以草原特色居多。在湖沼和水库周围，夏季有种类繁多的水禽和涉禽，如鸳鸯、赤麻鸭、银鸥等。由于气候干燥寒冷，两栖及爬行动物种类贫乏。榆林沙蜥为本景观带特有物种。

二是森林草原-黑垆土景观区动物群，以温带森林草原动物群成分为主，荒漠、草原种类有所减少。啮齿类仍然占有优势，如黑线仓鼠、大仓鼠、中华鼢鼠等均属森林草原成分。

全市有野生脊椎动物208种，分5纲、26目、60科。有国家级保护动物七种：大天鹅、鸳鸯、秋沙鸥（二类）、石貂、黑鹳、金雕、大鸨（三类）。鸟类中候鸟比重较大，其中有6种属于国家二类和三类保护鸟类。留鸟中荒漠性种类的分布较为集中，主要有秃鹫、金雕、草原鸸、毛腿沙鸡等。

长北项目区内的野生动物主要属温带半荒漠动物群，以啮齿类动物占优势，大型兽类较少。根据文献调查可知，区域内主要有鼠类，哺乳类动物如灰兔、狼、赤狐、沙狐、黄鼠狼、獾，候鸟如燕隼、大天鹅、鹭鸟和黑鹳、猎鹰、隼、秃鹰、白肩雕和雕鸮等。

据现场调查记录，该区域内有鼠类活动的足迹及洞穴，像田鼠、仓鼠、条纹鼠、达乌尔黄鼠、鼢鼠及沙鼠这一类动物在调查区域内都有发现。哺乳类动物很罕见，主要是野兔、麝鼠和跳鼠等。当地的海子是候鸟栖息的场地。近年里，这些候鸟常常出现延迟或没有出现，这可能与它们的栖息地减少有关；偶见喜鹊。

3.2 社会环境概况

3.2.1 社会经济发展

根据榆林市统计局，国家统计局榆林调查队 2018 年 3 月发布的 2017 年榆林市国民经济和社会发展统计公报：

（1）综合

2017 年末，全市常住人口 340.33 万人，出生率 12.15‰，死亡率 6.48‰，自然增长率 5.67‰。城镇人口 196.51 万人，占 57.7%；乡村人口 143.82 万人，占 42.3%。

初步核算，全年生产总值 3318.39 亿元，比上年增长 8.0%。其中，第一产业增加值 167.68 亿元，增长 5.0%；第二产业增加值 2086.08 亿元，增长 6.0%；第三产业增加值 1064.63 亿元，增长 11.8%。一、二、三产业增加值占生产总值的比重分别为 5.1%、62.8%和 32.1%。按常住人口计算，人均生产总值 97811 元，约合 15033 美元。

全年非公经济实现增加值 1406.68 亿元，占生产总值的比重为 42.4%，比上年提高 0.4 个百分点。

全年居民消费价格上涨 1.1%，其中，食品烟酒价格下降 0.9%。商品零售价格上涨 1.0%。

（2）农业

农林牧渔业总产值 292.21 亿元，比上年增长 5.2%。其中，种植业产值 161.54 亿元，增长 6.9%；畜牧业产值 105.11 亿元，增长 1.1%；林业产值 12.08 亿元，增长 17.4%；渔业产值 2.10 亿元，增长 11.6%；农林牧渔服务业产值 11.39 亿元，增长 9.4%。

全年粮食播种面积 488.19 千公顷，比上年增长 0.2%，总产量 165.89 万吨，增长 3.6%（增产 5.81 万吨）。其中，夏粮产量 5.09 万吨，增长 4.7%；秋粮产量 160.80 万吨，增长 3.6%。蔬菜产量 93.12 万吨，增长 6.6%。

（3）工业和建筑业

全市 802 户规模以上工业企业完成总产值 4234.64 亿元，比上年增长 27.6%。其中，重工业总产值 4123.53 亿元，增长 27.8%，占规模以上工业总产值的 97.4%；轻工业总产值 111.11 亿元，增长 20.4%，占 2.6%。规模以上工业增加值增长 5.7%，规模以下工业增加值增长 6.5%。

全市规上企业能源工业产值 3349.40 亿元，比上年增长 30.7%，非能源工业产值 885.24 亿元，增长 17.2%，能源工业与非能源工业产值占全市规上工业产值的比重分别为 79.1%、20.9%。能源工业中：煤炭开采和洗选业完成产值 2059.30 亿元，比上年增长 38.0%；石油天然气开采业 451.73 亿元，增长 15.1%；石油加工炼焦业完成产值 504.41 亿元，增长 37.5%；电力热力生产供应业 333.96 亿元，增长 7.2%。非能源工业中：化学原料制品制造 442.65 亿元，增长 19.3%；有色金属冶炼业 140.73 亿元，增长 13.7%。

全市 796 户规模以上直报工业企业（不含 6 户省上反馈企业）主营业务收入 3146.5 亿元，比上年增长 36.4%；利润总额 726.3 亿元，增长 108.8%。

全年建筑业总产值 234.94 亿元，比上年增长 29.8%，增加值 74.12 亿元，增长 7.1%（可比增速）。

3.2.2 文物古迹

长北气田范围内所在地涉及的文物古迹主要有：省级文物保宁堡遗址，县级文物木华黎墓和明长城。

表 3.3-1 区块内的文物保护单位

序号	名称	级别	位置
1	保宁堡遗址	省级	榆林市榆阳区芹河乡前湾滩村南。
2	木华黎墓	县级	榆林市榆阳区小纪汗乡井克梁村
3	明长城	县级	榆林市榆阳区、横山县境内

保宁堡遗址：保宁堡遗址位于榆阳区芹河乡前湾滩村南，北距大边长城0.5km，东距榆林卫城12km，西距波罗堡20km，南距归德堡20km。始建于明成化年间，于嘉靖四十三年（1564）巡抚胡志夔在旧古梁城基础上增修，万历六年（1578）重修。万历九年（1581）参将臧士贤增筑东关，并用砖包彻城墙垛口。现大部分堡垣已被流沙埋压至顶，残垣最高处6m，夯层14cm，城堡平面呈长方形，周长约1424m，四面开六。

木华黎墓：木华黎墓位于今陕西省榆林市榆阳区西北23公里的小纪汗乡井克梁村西北。

明长城：位于榆林市榆阳区、横山县境内。古长城东起府谷，西至定边，沿途城堡林立，年规模宏大。其在榆林境内的城墙自东接神木县高家堡边墙入境，经由建安堡、双山堡、常乐堡、保宁堡，西接横山县波罗堡出境，蜿蜒100多km，

有烽火台210多座。

4 建设项目概况

4.1 建设项目概述

项目名称：鄂尔多斯盆地长北区块天然气补充开发项目（长北二期）。

建设地点：本项目气田开发区块面积约1692.5km^2，93％的区块位于陕西省榆林市，约7％的区块位于内蒙古鄂尔多斯市乌审旗。

建设单位：壳牌中国勘探与生产有限公司。

生产规模：长北二期2019年建成产能4.7×10^{8}Nm^3/a，2024年达到最大23.6×10^{8}Nm^3/a。整个区块（长北一期+长北二期）2020年达到峰值产量36.4×10^{8}Nm^3/a。

开发策略：采用阶段性滚动开发模式，分两个阶段开发，其中第一阶段开发方案已明确，第二阶段目前为概念性开发方案。第一阶段，2018-2021年，先开发认识全面并有足够储量支撑的区域；第二阶段，预计开发时间2022-2024年，最终方案将会根据第一阶段评价井结果进行更新。

气井规模：第一阶段钻井已明确钻井62口（含8口评价井），第二阶段预计钻井256口。

根据明确的第一阶段开发方案和概念性的第二阶段方案，长北二期项目地面设施包括：

- 井场：第一阶段新建井场11座，升级 2 个现有井场， 新建 8 个评价井井场；第二阶段新建 7 个开发井井场，升级 8 个评价井井场，新建 2 个回注水井井场。
- 站场：第一阶段现有中央处理厂（CPF）将作扩容改造，GGGDS扩建；新建 1 个集气站(GS2)，清管站 1 座；第二阶段新建 2 个集气站（GS1&3），井丛增压站 2 座。
- 回注井：新建回注井2口（第二阶段建设）。
- 集输管网：新建北干线延长线40.59km，干线阀室1座，集气支线57.82km，采气管线90.68km。

生产定员：60人，主要为长北一期现有人员，基本不新增定员。

持续开采期限：2018-2024年。

总平面布置图见图4.1-1。

各设施所属行政区划、编号、简称以及占地类型见下表。

表4.1-1 各设施类型及位置表

设施类型	编号/简称	行政区划	用地类型	备注
丛式井场（直井/S型井）	CB30	内蒙乌审旗图克镇	沙漠荒地	新建
	CB31	内蒙乌审旗图克镇	沙漠荒地	新建
	CB32	内蒙乌审旗图克镇	沙漠荒地	新建
	CB33	内蒙乌审旗图克镇	沙漠荒地	新建
	CB34	陕西榆林市榆阳区小壕兔乡	沙漠荒地	新建
	CB35	陕西榆林市榆阳区小壕兔乡	沙漠荒地	新建
	CB36	陕西榆林市榆阳区小壕兔乡	沙漠荒地	新建
	CB37	陕西榆林市榆阳区小壕兔乡	沙漠荒地	新建
	CB38	陕西榆林市榆阳区小壕兔乡	沙漠荒地	新建
	CB39	陕西榆林市榆阳区小壕兔乡	沙漠荒地	新建
	CB40	内蒙乌审旗图克镇	沙漠荒地	新建
	CB41	陕西榆林市榆阳区小壕兔乡	沙漠荒地	新建
	CB42	陕西榆林市榆阳区孟家湾乡	沙漠荒地	新建
	CB43	陕西榆林市榆阳区岔河则乡	沙漠荒地	新建
	CB44	陕西榆林市榆阳区岔河则乡	沙漠荒地	
	CB45	陕西榆林市榆阳区小纪汉乡	沙漠荒地	新建
	CB46	陕西榆林市榆阳区小纪汉乡	沙漠荒地	新建
	CB47	陕西榆林市榆阳区小纪汉乡	沙漠荒地	新建
	CB48	陕西榆林市榆阳区小纪汉乡	沙漠荒地	新建
	CB49	陕西榆林市榆阳区巴拉素镇	沙漠荒地	新建
双分支水平井	CB9-4	陕西横山县波罗镇	沙漠荒地	扩建
	CB19-5	陕西榆林市榆阳区岔河则乡	沙漠荒地	
	CB24	陕西榆林市榆阳区芹河乡	沙漠荒地	新建
	CB25	陕西榆林市榆阳区小壕兔乡	沙漠荒地	新建
	CB26	陕西榆林市榆阳区小纪汉乡	沙漠荒地	新建
	CB27	陕西榆林市榆阳区小壕兔乡	沙漠荒地	新建
	CB28	陕西榆林市榆阳区岔河则乡	沙漠荒地	新建
	CB29	陕西榆林市榆阳区小纪汉乡	沙漠荒地	新建
回注水井	CBINJ1	陕西榆林市榆阳区芹河乡	沙漠荒地	新建
	CBINJ4	陕西榆林市榆阳区芹河乡	沙漠荒地	新建
集气增压站	GS1	陕西榆林市榆阳区小纪汉乡	沙漠荒地	新建
	GS2	陕西榆林市榆阳区小壕兔乡	沙漠荒地	新建
	GS3	内蒙乌审旗图克镇	沙漠荒地	新建
中央处理厂	CPF	陕西榆林市榆阳区芹河乡马家卯	工业用地	扩建
集配气总站	GGGDS	陕西榆林市榆阳区芹河乡马家卯	工业用地	扩建
清管站	PS	陕西榆林市榆阳区孟家湾乡	沙漠荒地	新建
阀室	VR	陕西榆林市榆阳区小壕兔乡	沙漠荒地	新建

注：CB9-4 和 CB19-5 为长北一期 CB9 和 CB19 现有井场中各新钻 1 口加密井。

4.2 气藏资源状况

4.2.1 天然气储藏特征

长北区块位于鄂尔多斯盆地毛乌素沙漠东部边缘。鄂尔多斯盆地是中国第二大盆地，占地面积约32万km^2。从地质上看，鄂尔多斯盆地是一个相对不复杂的盆地，多数古生代处于下陷阶段。在鄂尔多斯盆地边缘形成了多种构造单元，如褶皱/逆冲断层带及地垒/地堑。而盆地内部因为有整体坚硬的稳定刚性基底而没有发生大的褶皱和构造变形，长北区块一期开发过程中也没有解释或钻遇过断层。长北气田位于鄂尔多斯盆地东部边缘以西约50km的内部构造稳定的的伊陕斜坡构造带，古生代地层整体向西南方向倾斜（地层倾角约1°）。

4.2.2 天然气资源储量

长北区块已探明天然气地质储量1171.83×10^8m^3。

4.3 项目开发部署

4.3.1 开发方案

长北一期2019年产能开始逐年递减，长北二期2019年开始建设产能。因此，长北二期将充分利用现有中央处理厂（需要进行简单改造扩容）和集气管网的富裕量。

长北二期主要开采对象为低渗透率的（1 毫达西左右）非常规致密气藏。同其它致密气田开发项目类似，本工程也采用“滚动开发”模式，整个项目分两个阶段开发，优先开发最具信心的、高产的以及有储量支撑的区域，并兼顾评价其他被认为风险相对更高的区域，在后续阶段中开发剩余区域中最好的区域。这种分阶段滚动开发方式确保了项目初期的最大化经济价值，同时为后续阶段投资降低风险。

4.3.2 钻井时序

长北二期拟开发的318口井预计在2018年-2024年钻完投产，

根据“滚动开发”概念，长北二期第一阶段将优先开发最具信心的、高产的以及有储量支撑的区域，而第二阶段目前尚属于概念设计。根据长北项目总体开发方案，目前第一阶段开发计划中不同井型的钻井时序及编号如下图所示。

4.4 钻完井工程概括

4.4.1 钻井设计

长北二期生产井共分两种类型，在主力储层采用双分支水平井；在进一步开发主力储层及次级储层采用垂直井或S型井。

4.4.2 完井设计

多分支水平井以开采主力储层为主，采用裸眼完井方式，不进行压裂；直井/S型井为次级储层和薄主力储层合采井，采用压裂完井方式。

4.4.3 钻完井工程组成

钻完井工程主要由钻前准备、钻进及固井、完井工程三大部分组成，每部分组成概况见表4.4-5。

表 4.4-5 钻完井工程工程组成表

项目组成	名称	工程规模/内容	备注
主体工程	钻前准备	修建进场道路、平整井场、泥浆循环系统及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备以及活动房布置	
	钻进及固井	双分支水平井和垂直井/S 型井按照不同的井身结构设计钻进； 采用清水聚合物泥浆、水基泥浆； 每口井按照不同井孔尺寸和深度，下入套管并使用水泥固井。	
	完井工程	压裂处理：垂直井/S 型井平均压裂 4 个阶段； 压裂液返排； 连接生产管线。	
公用、辅助工程	放空系统	包括放空分液罐和放空火炬系统	每个井场设放空区
	给水	新鲜水来自中营盘水库和周边煤矿矿井水或打井取水	/
	排水	包括压裂返排液、气田水	/
	供电	由集气增压站的变电站供电	/
	道路工程	包括新建、改建、扩建道路	/
办公及生活设施	生产生活	临时性生产、生活区	临时性活动房
环保工程	泥浆循环系统	由泥浆罐、振动筛、离心机等设备设施组成	单井和井场泥浆循环使用
	泥浆储罐	岩屑、泥浆临时储罐	/
	化粪池	预处理生活污水，每个井场 1 个	/

项目组成	名称	工程规模/内容	备注
	垃圾收集箱	每个井场 1 个	/
	降噪设备	消声器、隔声屏障、弹性垫料等	/
仓储及其他	软体储罐	压裂液及压裂返排液暂存处，地上式，共 3 个，每个 1500m^3	/
	应急储罐	废水及应急临时储罐	/

4.5 地面工程概括

地面工程主要包括除气藏和钻井工程外的生产运营期设施，如站场、集输管道以及道路等。

4.5.1 站场

4.5.1.1 天然气井场

本项目拟建28座开发及评价井井场。

4.5.1.2 集气增压站

各个井场产出的天然气将汇入集气增压站，通常1个集气增压站(GS)辖2-7座井场。长北二期共建设3座集气增压站。

4.5.1.3 天然气处理设施

长北二期不新建天然气处理设施，全部依托现有的中央处理厂和原中石油建设的集配气总站（简称GGGDS）。

4.5.1.4 回注井场

本项目第一阶段气田水处理后利用已建的回注井S213和长3井进行回注；项目第二阶段新增加两口回注井，分别为CBINJ1和CBINJ4，新建回注管线DN50 26.88km。

4.5.2 集输管网

4.5.2.1 采气管线

自井场至集气站的管线称为采气管线，共计约 90km。本项目采气管线长度及管径见下表所示：

4.5.2.2 集气管线

集气管线为集气站至中央处理厂或现有站场的管线，共计约99km。本项目集气管线规格和长度见下表：

4.5.2.3 管道敷设

管道均采用埋地敷设，埋设于最大冻土深度（一般按管顶 1.8m）以下。

管道作业带宽度如下表。

表 4.5-9 作业带宽度一览表

序号	公称直径 DN（mm）	作业带宽度（m）
1	150-200	8
2	250	10
3	500	16

4.5.2.4 阀室

在北干线延长线设置阀室 1 座，阀室主要功能为自动截断及接收 GS3 站来气。

4.5.2.5 清管站

在北干线延长线设置清管站 1 座，来气进入清管站后，先经过进站截断阀，正常生产时经清管接收装置旁通后输至长北一期北干线，清管作业时进入清管器接收装置进行收球操作后，再输至长北一期北干线，出清管站前设出站截断阀；站内设置放空火炬，清管作业产生污水排至 2 具 30 方污水罐内储存并定期外运。

4.5.3 道路工程

长北一期工程已建有一条南北走向的主干沥青路，即长石路，贯穿整个长北区块，道路依托情况良好。二期工程道路建设充分利用现有沥青道路和已建井丛砂石道路。长北二期新建道路总长度 90.1 公里，其中第一阶段新建 70.7 公里，第二阶段新建 19.4 公里。此外，拟维修现有道路长度总共 6 公里。

道路工程量详见下表。

表 4.5-10 第一阶段主要道路工程量统计表

序号	道路工程名称	单位	数量
1	集气站进站道路	km	10.4
2	集气支线伴行道路	km	40.3
3	GS3-清管站伴行道路	km	20
5	维修道路工程量	km	6

表 4.5-11 第二阶段主要道路工程量统计表

序号	道路工程名称	单位	数量
1	集气支线伴行道路	km	15.3
2	回注井道路	km	4.1

4.5.4 公用工程

（1）给水

长北二期项目水管理的原则是最大可能的废水就地循环回用以减少外供新鲜水及废水处置的需求，压裂用水尽可能的使用处理后的压裂返排液。

井场钻井用水、压裂用水取自中营盘水库、周边煤矿矿井水或打井取水。预计最大钻井和压裂操作的新鲜水年用水量约为10万m^3/年（预计2023年）。

集气增压站生活和消防补充水取自站内自备水源井。

（2）供配电

集气增压站(GS2、GS3、GS1)共3座集气增压站采用35kV线路供电，各站分别建35kV变电站1座。各井场由集气增压站或长北一期线路引接单回10kV线路供电，为井场供电的10kV架空线路满足钻机用电需求，钻井完成后线路继续为生产供电（如井场内电动阀门，注醇泵、缓蚀剂泵等）。

（3）通信

井场数据和集气增压站数据上传采用光纤通信方式，光缆与输气管道同沟敷设。

（4）消防

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183－2004） 的有关规定，井丛、阀室均为五级站，不设消防给水设施，只配置一定数量的移动式灭火设备。

集气增压站等级为四级站，需设置独立的临时高压消防给水系统，火灾时由消防泵向消防管网提供足够的消防水量。消防用水量为30L/s，设计压力0.4MPa，连续供给时间为3h，一次消防用水量为324m^3。

（5）自动控制

根据工艺过程要求及生产管理模式，现有中央处理厂CPF已建的DCS系统作为长北二期项目的监控调度中心，对整个气田井丛、集气（井丛）增压站的生产运行进行监视控制和统一调度管理。集气增压站DCS系统对所辖井丛进行监控和生产管理。

1）井丛/井场

按照“无人值守、集中监控、远程操作”的数字化管理要求，在各井丛和单井分别设置具有相应安全等级的RTU与井口控制盘（WHCP），实现对井口生产过程参数的自动采集和控制及安全仪表保护，并具有通讯功能，通讯至所属PCS系统，实现远程监控。

2）集气增压站

集气增压站为有人值守站，设置PCS监控集气增压站现场仪表参数和各压缩机运行状态，及所辖井丛数据信息，设置IPS进行安全仪表保护；集气增压站（GS）可通过IPS硬线或PCS操作员站实现站场及所辖井丛PSD/ESD，并远程控制加密井和双分支水平井的井口节流阀。所有数据通讯至CPF-CCR进行监视和远程管理。

3）中央处理厂（CPF）

在处理厂（CPF）已设置有一套DCS系统用于实现生产控制及生产调度。本次扩容DCS系统，实现对长北二期过程数据的监视与统一调度管理。CBII井丛、集气（井丛）增压站的工艺过程数据将通过冗余过程控制网络（CSN），传送至已有的CPF-DCS操作员站统一监控。

（6）供热

每个集气增压站建筑物采暖热负荷为 66kW，由 2 台燃气壁挂炉提供采暖热水。每台壁挂炉耗气量为 3.88m^3/h。

4.5.5 移民搬迁

长北二期主要管线和天然气处理设施均依托长北一期现有设施，二期新建的井场和管线在选址时均可以避让居民房屋，因此长北二期工程不涉及移民搬迁，也不涉及因大气防护距离或卫生防护距离等造成的环保搬迁。

5 工程分析

5.1 施工期工程分析

施工期工程分析部分将对钻井工程、完井工程、地面工程以及集输管网等分别进行分析。根据滚动开发计划，本项目自2018年开始钻井，至2024年全部钻井结束，此阶段每年均有钻井活动，同时也有气井投入产气。

5.1.1 钻完井工程

5.1.1.1 工艺流程分析

钻井工程主要由主体工程（钻前工程、钻井作业和完井工程）及其配套的公用工程、辅助工程、环保工程等组成。工艺流程如图5.1-1所示。

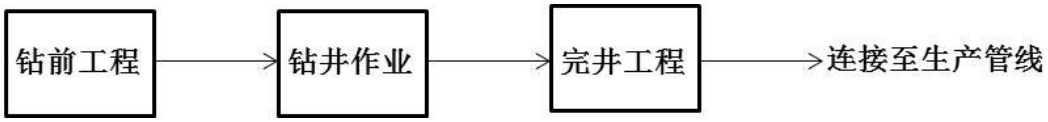


图 5.1-1 钻井工程总流程图

长北二期生产井分为双分支水平井（共14口）和直井/S型井（共304口）两种。双分支水平井井场每个井场设置1～3口井。直井/S型井井场每个井场布置8或16口井，其中井场内8口井为一组，批量进行钻井和完井工程，按照钻井作业、完井作业的工序按组依次施工。钻完井过程采用批量作业方式，及每个井场施工方式一致，气井井身结构一致，钻进和压裂作业方式一致。因此，每种井型的单井钻完井过程的产物环节和污染物产生量是相近的，因此本项目工程分析按照采用典型井剖析其产物环节及污染物产排情况，然后根据每年的钻井计划汇总每年的污染物产生情况。尽管双分支水平井和直井/S型井所用的钻机和井身结构不同，但两者钻井的过程基本相似，因此以下对钻井工艺过程将合并描述，对污染物产生量的不同将分别分析。

（1）钻前工程

井场的钻前工程主要包括：修建进场道路、平整井场、泥浆循环系统及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备以及活动房布置等。

长北区块位于沙丘地区，井场基础拟采用换填地基的处理方式以提高地基承压强度。换填地基的做法为挖除井场完成标高以下1.5～2m的原土，换填级配砾石，并采用人工夯实和水坠。在井场可能液体溢出的区域，拟铺设HDPE膜在垫层下面以降低可能的液体渗漏对土壤地下水的影响。

长北二期项目在钻前阶段不再挖设泥浆池，这是与传统钻井工艺相比实施的清洁生产技术之一。本项目所有泥浆循环系统和废弃泥浆均在泥浆罐内循环或贮存，不再设置泥浆池，以降低泥浆泄漏对土壤地下水的污染风险。

无论水平井还是直井，在正式开钻前均需要钻深约30m的井眼，用于安装导管，导管与井孔之间的环空内需注入水泥固井。导管和固井水泥用于承受套管和井口设施的重量。同时，由于长北区块内大多村民自用压水井水位都在30m以内，导管和固井水泥可以封隔井孔与包气带或潜水含水层之间的联系。

总结来说，钻前工程阶段的主要环境影响包括：平整井场将清理地表植被，造成地表裸露，产生扬尘，并可能增加局部施工区的水土流失。井场和道路的新建将改变土地利用性质。此外，施工车辆和设备产生施工噪声、扬尘、废气、废水和弃渣等。

（2）钻井作业

1）钻进过程

双分支水平井和直井的钻井作业均包括钻进、钻进辅助作业、固井等过程，两者均使用水基泥浆体系。钻进由起下钻、接单根、钻进等作业组成；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；固井由下套管和水泥固井两个过程组成。

两种井型的井身结构图见本报告第4章项目概括中所述。双分支水平井采用三开井身结构，该设计已在长北一期中大量应用，目前已被证明为长北主力储层的有效开发方式。一开采用16英寸钻头钻到垂深700m左右，下入13.375英寸的表层套管并且固井，水泥返至地面；二开采用12.25英寸的钻头的钻进，钻至垂深1500-1700m左右（造斜点），然后下入9.625英寸的套管，固井水泥返至1700m处；三开水平段采用8.5英寸钻头钻穿储层，两条分支水平段长度均为1800m左右，完钻后裸眼完井，下入3.5/4.5英寸生产油管。

直井/S型井采用二开井身结构，一开采用9.5英寸钻头钻表层井眼至垂深800m，然后下入7.625英寸表层套管后固井，水泥返至地面；接下来是6.5英寸钻头钻穿储层完钻，下入4.5英寸生产套管后固井，水泥返深到表层套管内200m。

双分支水平井选用的钻机将和目前长北一期选用的70D钻机保持一致，直井/S型井由于工作载荷小，拟选用50D钻机。在8口或16口井的井场，钻机将配置多

井滑轨系统，从而实现无需拆卸/重装钻机主要设备就能从一个井槽移动钻机到另一个井槽。

传统钻井过程的动力系统通常使用柴油发电机驱动，考虑到柴油燃烧废气的环境影响，本项目将尽可能利用网电代替传统的柴油发电机，从而减少大量柴油燃烧废气的排放。

钻井阶段主要产物环节包括：钻井设备噪声、钻井废弃泥浆和岩屑以及施工人员生活污水和生活垃圾。

2）固井工艺

在钻井钻至某深度后，下入套管，在套管和裸眼之间环形空间内注入满足一定性能要求的水泥浆候凝，使得套管和裸眼之间的水泥石具有一定的强度，称为固井。固井要求水泥环有可靠的密封，环空封固段不窜、不漏、胶结良好，能承受高压；套管的设计必须完全符合整个井生命周期中的钻井、完井和生产过程中所有的技术要求，要求套管有足够的强度，在整个井生命周期内能够承受各种外力作用，抗腐蚀、不断、不裂、不变形。固井水泥的返高也是封隔井筒与地下水的主要措施，本项目导管和一开固井水泥均返高至地面，可以多层防护与隔绝井内流体与含水层之间的联系。因此，固井不仅是钻井工艺生产环节的重要一环，也是气井的主要环保措施之一。套管及水泥固井有下列作用：

- 为井口防喷器、采气树等设施提高支撑力，防止井喷；
- 封隔易塌、易漏等复杂地层，保证钻井顺利进行；
- 封隔油气水层，建立油气流出通道；
- 防止产层间互窜；
- 钻井过程中封隔上部潜水及承压水含水层（0~700米），避免污染水源；
- 采气过程中确保井身结构完整性，避免井内流体通过裂缝进入上部含水层。

鉴于套管和固井环节的重要性，壳牌公司也结合了国内和国际有关行业良好实践，通过对水泥类型、密度、抗压强度，套管钢材、厚度、抗拉、抗压、抗腐蚀强度等一系列参数的设计，确定套管和固井工艺。

固井过程主要污染物排放为固井设备噪声。

3）钻井泥浆

在钻头钻进过程中，需要通过钻杆注入钻井泥浆，泥浆在地面泥浆罐－钻杆－钻头－井孔－泥浆罐之间组成循环系统。钻井泥浆通常具有润滑、降温、携带岩屑以及控制压力平衡等作用。

本项目双分支水平井和直井均使用水基泥浆体系，但在钻遇不同的地层时，会加入不同的添加剂以满足不同的功能需求。如为了最大限度的对泥浆循环使用，水平井一开井段使用膨润土为增粘剂的水基泥浆体系，其中水的占比为95％左右；如为了增加泥浆的比重，则在水基泥浆体系中加入增重剂碳酸钙。水基泥浆体系使用的化学添加剂大多以聚合物和无机盐为主，并不使用具有较大毒性或腐蚀型的化学品。各阶段泥浆体系配方见本报告第4章项目概括章节。

钻井泥浆会把钻头切削地层产生的岩屑带到地面，因此需要地面固控设施在处理泥浆中的固体物质含量，固控设备主要包括振动筛、沉砂罐、絮凝罐、除泥器、离心机以及岩屑收集罐等设备组成。泥浆返出地面后首先通过振动筛和除砂除泥罐，可以除去大部分岩屑；之后泥浆进入泥浆罐重新参与循环，而少量含泥砂较高的泥浆再通过离心机进一步分离。泥浆循环及固控流程见下图所示。

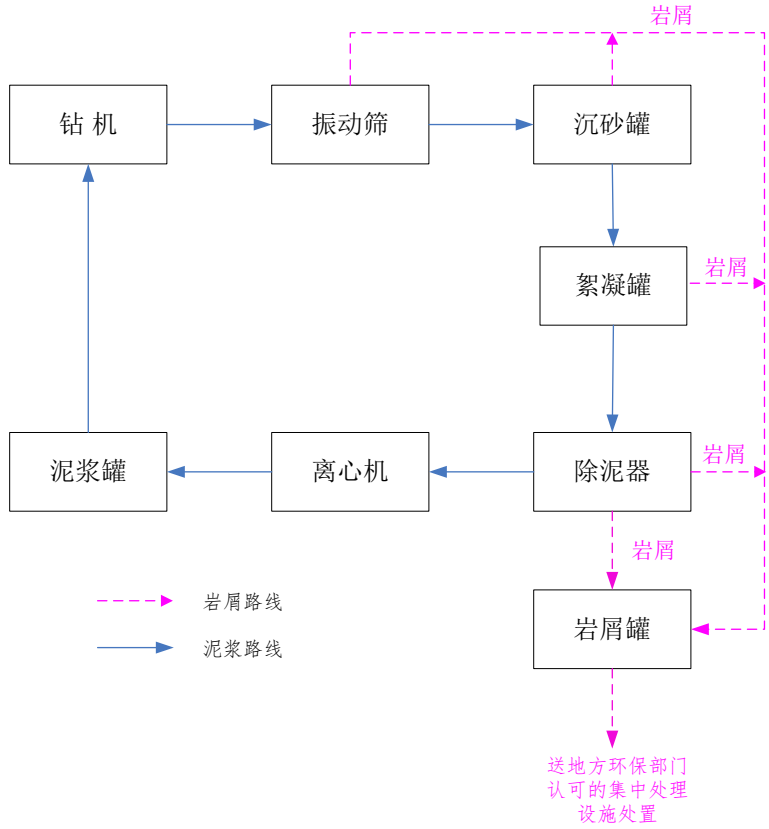


图 5.1-4 钻井泥浆循环及固控流程图

长北二期泥浆在固控设备中去除岩屑后循环使用，钻井结束后存放在泥浆罐

中，回用于下一口井配置新泥浆。如有不合规的废弃泥浆，和岩屑一起送至符合当地环保部门要求的，有处理能力的单位处置。

每井钻进时设两个泥浆泵（一用一备），每个泵可以独立提供1275 升/米的排量。泥浆罐总体积约400~500方。

钻井作业的主要产污环节包括：双分支水平井井场柴油发电机组运行时产生的废气，机械设备运转时产生的噪声以及钻进岩屑、废弃泥浆等固体废弃物。

4、“工厂化”批量钻井

直井/S型井场分为8井式井场和16井式井场两种类型。8井式井场中8口井呈一字直线排列，每口井直井的距离约5m；16井井场中，每8口井呈一排，两排平行排列，横向间距大致45m，纵向间距大致20m，如图5.1-3 所示。为提高钻井的规模效率，此项目采取“工厂化钻井”模式，并实现同一井场内钻井8口井同时交叉作业。丛式井场钻井过程需要进行有效的批量作业，钻机可以在8口井的轨道上平移滑动，固控设备同样采用可滑动类型，从一口井到另一口井可以随着井架移动而移动。

工厂化批量钻井包括每组8口井全部完成一开完钻和下套管后，在完成所有的二开钻井和下套管。然后钻机移至同一井场的另外8口井开钻，而已经完钻的8口井开展压裂作业。

根据长北二期总体开发方案，预计在8口井的作业模式下，平均一口井的完成时间（即3310 米斜深）在无故障状态下约为13.5天。鉴于数据采集的要求和传统的作业模式，单口评价井需要14.5天。

“工厂化钻井”和“交叉作业”不仅提高钻井效率降低钻井成本，从环境保护角度，也减少了工程占地和污染物排放，降低了钻井过程对环境和生态的扰动，是本项目实施的清洁生产措施之一。

（3）完井工程

当钻井过程结束后，需要进行完井。本项目水平井采用裸眼完井方式，即套管下至储气层顶部进行固井，储气层段裸露的完井方法；直井/S型井则需要采用压裂等增产措施后完井，即压裂完井方式。

双分支水平井在二开井段将9.625英寸的技术套管下至储气层顶部后，再用8.5英寸钻头钻1800m的水平段，最后下入3.5/4.5英寸油管连接气体通道，无需采取压裂增产工艺。

直井/S型井以开采次级储层为主，因此钻井结束后，需要进行压裂完井，形成油气通道，促进储层流体进入井筒。压裂完井作业包括：射孔、压裂、返排、接入生产管线等过程。

完井作业工艺流程及产污环节见图5.1-5。



图 5.1-5　完井作业工艺流程图

1）射孔

射孔是指下入二开套管封固储气层后，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。

2）压裂

射孔后，为提高产层的渗透能力，实施压裂作业。本项目直井/S型井为致密气开发，致密气藏的储层一般呈低孔、低渗透率的物性特征，气流的阻力比常规天然气大，所有的井都需要实施储层压裂改造才能开采出来。压裂过程是使用压裂车从地面泵入携带支撑剂的高压工作液，使地层形成并保持裂缝，在井筒中形成高压迫使地层形成裂缝，以达到增产目的的施工过程。支撑剂是中等强度陶瓷砂粒。

本项目直井/S型井场每每8口井为一组进行压裂作业，一般每井平均需要4级压裂（每级压裂射孔数目是3-4个）对目标储层进行水力压裂，其中山西组2段石英砂岩（P1S2 QA）主力储层单独实施1级压裂（约6m厚），主力储层上下相邻的次级储层实施3～4级多簇（平均23m厚）的限流压裂。

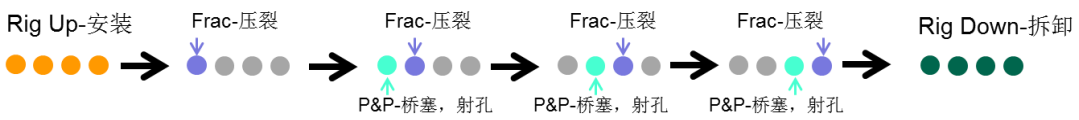


图 5.1-6　压裂过程示意图（4 口井为例）

同钻井过程一样，8井式和16井式井场的压裂作业也采取“工厂化”批量作业方式。一组8口井的压裂的作业，当第1口井完成第一级的压裂后，压裂管线接到第2口井进行第一级压裂，与此同时第1口井进行第二级下桥塞和射孔，以此类推，

所有井按层依次进行压裂、下桥塞和射孔。

平均每8井压裂所需的时间为8天。

本项目压裂液主要成分见**表5.1-3**。

表 5.1-3 压裂液成分及用量

	成分	浓度(%)
线性凝胶液	KCL	2
	羟丙基瓜尔胶凝胶（HPG）	0.45
	粘土稳定剂	0.3
	表面活性剂	0.5
	消毒剂	0.1
	pH 缓冲液	0.1
交联剂	硼酸盐	0.35
破胶剂	胶囊破胶剂	0.01~0.03
	破胶剂	0.01~0.05

以单井为例，每井平均进行4级压裂，平均每级注入压裂液约350m^3，每井压裂液用量为1400m^3。胍胶压裂液使用新鲜水配制，滑溜水压裂液使用处理后的压裂返排液配制。

8口井同时进行批量式压裂作业，8口井胍胶压裂液用水（新鲜水）共4160m^3，滑溜水用水（回用水）共7040 m^3，共需压裂操作用水11200 m^3，平均单井用水1400m^3。

3）返排

受地层压力作用，压裂后会产生压裂返排液返至地面，返排时间通常8天，其中30%的压裂液(每井返排约420m^3，8井总共3360m^3)将返排至地面。压裂返排液返排到地面后，统一在井场设置的临时软体罐内收集，经撬装处理设施处理后通过槽车运送到下一个井场回用于滑溜水压裂液配制。

压裂返排过程产生的天然气将随压裂返排液一起从井口返至地面，此时地面设备尚未全部建设完成，带出的天然气尚不具备导入生产管线的条件。因此，此时产生的放喷天然气将导入火炬燃烧。当地面设备建设完成并且管线的备压能够满足洗井要求时，此时分离器下游的气体将会被导入生产管线，而不再点火放喷，这样减少了天然气的燃烧量，既能增加井的商品气量，也能减少天然气放喷产生的废气。返排过程示意图如下。

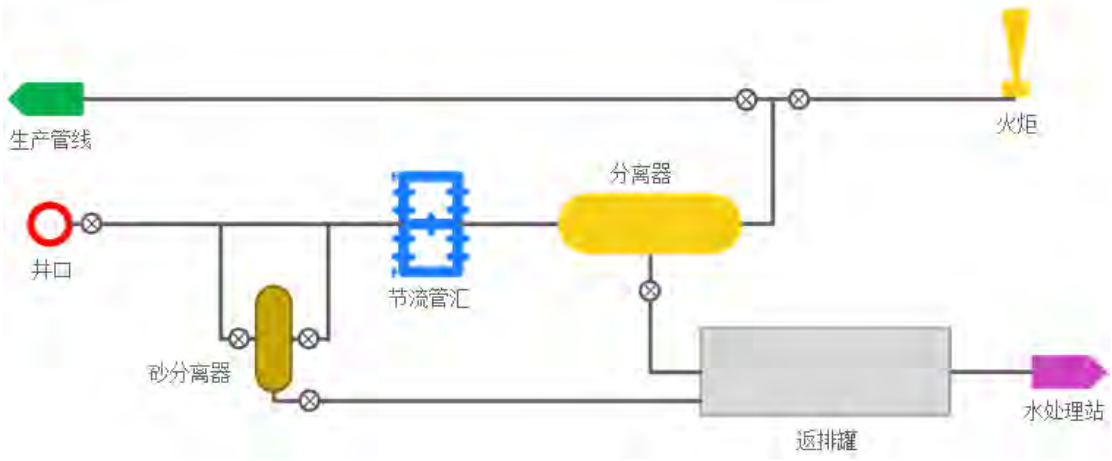


图 5.1-7 压裂返排过程示意图

为适应工厂化批量作业的要求，返排设备将被集成到撬上或者拖车上，从而提高作业效率，拖车式返排设备如下图所示。



图 5.1-8 拖车式返排分离器和返排罐示意图

大部分的压裂液会在前5-8天返出，此后将井连入生产管线。

压裂作业主要产污环节是：压裂车燃料燃烧废气；压裂返排废液；压裂作业噪声等。

4）连接至生产管线

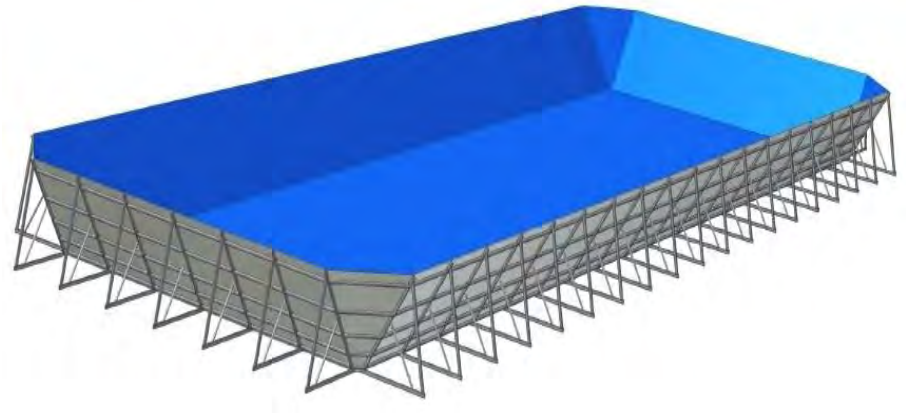
压裂返排作业过程中使用临时压裂采气树。压裂完井作业后，气井具备生产条件后，将临时采气树换成永久生产采气树，连接至生产管线。

5）压裂返排液的储存

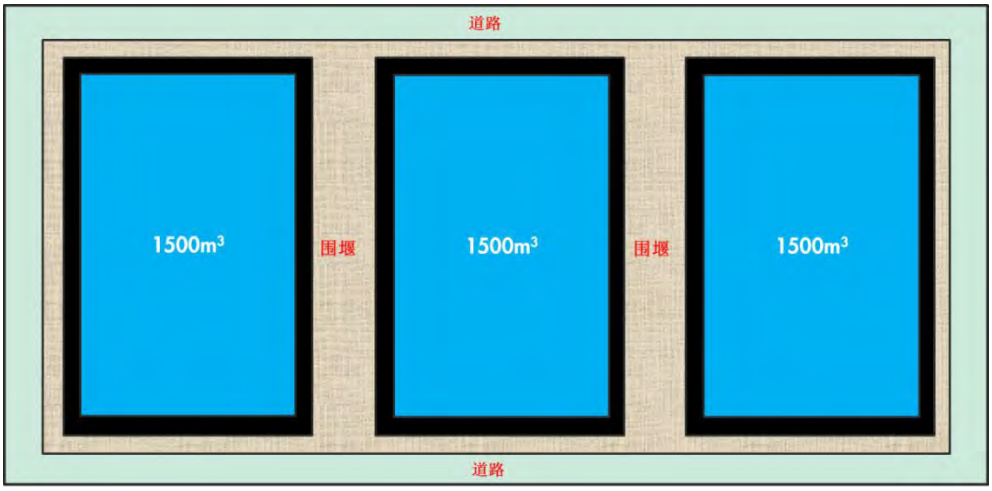
每个8井式井场压裂后大约返排3360m^{3}的返排液。传统压裂返排液通过泥浆池或修建返排液收集池来存放，由于修建地下式收集池需要临时征地，并动用大量的土石方，且地下式返排池如果发生渗漏后不易发现，容易对土壤地下水产生影响；此外地方环保局要求压裂井场配置地上返排液收集罐。因此，本项目拟采

用在页岩气和非常规天然气压裂中已成熟应用的软体罐来收集压裂返排液。软体罐采用地上支架式储罐，材质为2mm厚HDPE膜，共设置3个，每个1500m^3。3个软体罐共用1个围堰，围堰作为罐体破损时的二次防护，同样采用HDPE膜铺设。软体罐的优势是成本低占地小，架设灵活，便于移动和运输，对地表扰动小，不会产生大量的土方。日常检查和巡视可以及时发现跑冒滴漏。

软体罐的设计及现场应用图片如下所示：



a 单个软体罐示意图



b 软体罐围堰布置



c 软体罐周边应用实例

图 5.1-9　压裂返排液软体罐

（4）钻完井工程用时汇总

每口双分支水平井的钻井周期预计121天，每口垂直井/S型井的钻井周期预计为14天，平均完井时间（包括压裂和返排）大约12天，总计26天。当井丛进行工厂化批量作业时，钻井时间可以缩短到平均每井13.5天，压裂完井作业时间（不包括非生产时间）缩短至平均每8口井25天。

5.1.1.2　污染源分析

根据工程工艺及主要产污环节分析，本工程主要废气污染源为：部分井场柴油发电机燃料废气（其余井场采用电网供电）、运输车辆进出产生的扬尘、压裂车废气等；废水污染源主要有：废泥浆、压裂返排液、生活污水等；噪声污染源有：钻井作业过程中钻井、泥浆泵、柴油发电机组等设备运行产生的机械噪声以及压裂作业噪声等；固废有：废泥浆、岩屑、废润滑油以及施工人员生活垃圾等。

（1）废气

1）钻井作业时柴油发电机燃烧排放废气

本项目第一阶段有 23 口井（其中直井 16 口，双分支水平井 7 口）使用柴油发电机，剩余 39 口井使用电网驱动；第二阶段基本使用网电驱动。柴油应使用符合国家标准的正规柴油，含硫量不超过 0.005％。根据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（GB20891-2014）中表 2 第三阶段污染物排放限值要求，NOx 和颗粒物的排放系数分别取最大限值 6.4g/kwh 和 0.2g/kwh，每个井场设置 1200kw 的柴油发电机组，柴油机燃料燃烧排放的废气污染物以 NO_X 和颗粒物为主，则每台柴油发电机 NOx 和颗粒物的排放速率是 7.68kg/h 和 0.24kg/h。

2）压裂车废气

压裂作业的主要设备是压裂车，由压裂泵、发动机和运载车辆组成，为压裂过程提供动力，燃料为柴油，柴油应符合国家标准要求。根据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（GB20891-2014）中污染物排放限值要求，NOx 和颗粒物的排放系数分别取最大限值 6.4g/kwh 和 0.2g/kwh，压裂机组功率以 3000 马力计，则 NOx 和颗粒物排放速率为 14.1kg/h 和 0.44kg/h。



（3）放喷天然气燃烧废气

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 NO_X、CO_2 和水。

在压裂作业结束后的返排阶段，此时产层裂缝已经形成，天然气会随着压裂返排水一起返至地面。根据总体开发方案设计，如果该井场地面设施尚不具备条件可以将返排期间产生的气体接入生产管线，则需要送至放喷池火炬燃烧。返排期间气体流量以直井/S 型井设计产量的 80%计，即放喷天然气量约 2000m^3/h，放喷时间约 8 天，天然气燃烧产生的 NOx 和烟尘排放速率：3.74kg/h 和 0.57kg/h。

（2）废水

本工程产生的废水主要来自作业废水和生活污水。

1）作业废水

作业废水包括钻井泥浆和压裂返排液。

钻井泥浆：每口井钻井产生的废泥浆经泥浆循环系统固控设备处理后回用于其他井配置新泥浆。经类比长北一期钻井数据，双分支水平井每井产生约 800m^3 的废泥浆；直井/S 型井单井约产生废泥浆量约 220 m^3。

冲洗废水：在钻井作业过程中，会不定期对钻井平台、钻具进行清洗，正常

工况下，这部分冲洗废水经收集后用于配制钻井泥浆。冲洗废水产生量为 10m^3/井，主要污染因子及产生浓度分别为：pH 6.5~8.0、COD 1500mg/L、SS 3500mg/L、石油类 30mg/L。

压裂返排液：垂直井/S 型井通过对储层进行水力压裂，单井压裂液用量约 1400m^3，集中返排率约为 30%，产生的压裂返排液为 420 m^3/井，压裂返排液在井场设置的临时软体罐暂存，压裂结束后送下一井场用于滑溜水压裂液的配置。最后一批不能回用的压裂反排液 420 m^3 委托当地环保部门认可的油气开采废物处置单位处置。

类比一期返排水水质如下表（水质全分析报告见附件5.1-1）。

表 5.1-4 返排水水质

序号	指标	水质浓度
1	pH	6
2	SS (mg/L)	1000
3	油脂 (mg/L)	1730
4	Fe^{2+} (mg/L)	167
5	氨氮 (mg/L)	96
6	氯离子(mg/L)	35500
7	溶解性总固体(mg/L)	60000
8	CODcr (mg/L)	2700

2）生活污水

垂直井/S 型井钻井和压裂作业时间约 26 天，现场人员按 40 人计；水平井钻井约 120 天，现场人员按 50 人计；人均用水量为 50L/d。生活污水按用水量的 90%计。生活污水主要污染因子及产生浓度分别为：COD 400mg/L、BOD_5 150mg/L、SS 250mg/L、LAS 12mg/L、氨氮 25mg/L。生活污水经罐车送至榆林市污水处理厂处理。

水平衡单井水平衡见表5.1-5。水平衡图见图5.1-10。

表 5.1-5 直井/S 型井水平衡情况表 单位：m^3

用水单元		总用水量	损耗量	排放量	回用量	备注
生产用水	钻井泥浆	320	96	0	224	泥浆损耗指进入岩屑中或挥发掉的泥浆。
	压裂	1400	980	0	420	压裂后集中返排的的返排液约 30%，经软体罐收集后回用至其

						它井滑溜水压裂液的配置。
	固井	100	100	0	0	全部被消耗
生活用水	垂直井/S 型井	50	5	45	0	送至榆林市污水处理厂处理
	双分支井	300	30	270	0	

注：回用量指回用至下一井的水量。

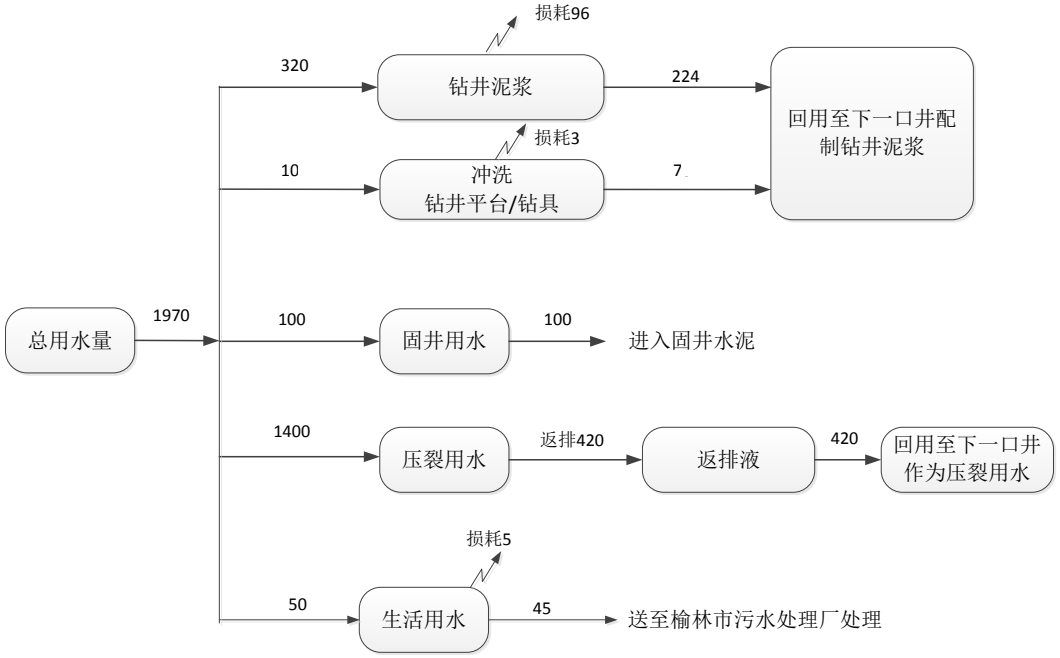


图 5.1-10 垂直井/S 型井水平衡图 m^3

（3）噪声

工程噪声主要为钻井作业过程中钻机、柴油机（加密井井场）、振动筛、离心机等设备运行产生的机械噪声、压裂作业噪声等。

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：包括钻机、泥浆泵、柴油发电机组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、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压裂作业噪声和测试放喷噪声。压裂作业噪声主要来源于压裂车和泵注噪声，其噪声将随着压裂作业的完成而消失。

本工程噪声源统计见**表 5.1-6**。

表 5.1-6　单井噪声产生情况一览表

钻井作业噪声				完井测试噪声			
声源名称	运行数量	声级/dB(A)	备注	声源名称	运行数量	声级/dB(A)	备注
泥浆泵	2 台	85-90	单台源强	加密井柴油发电机组	1 台	95-100	单台源强
钻机	1 台	90-95	单台源强	测试放喷	/	90~100	1~2 天
振动筛	1 台	80-85	单台源强				
离心机	2 台	80-85	单台源强				
加密井柴油发电机组	1 台	95-100	单台源强				
压裂作业噪声				事故放喷噪声			
声源名称	运行数量	声级/dB(A)	备注	声源名称	声级/d (A)		备注
加密井柴油发电机组	1 台	95-100	单台源强	事故放喷	90~100		临时排放
压裂车	2 台	100-110	2~3h				

（4）固体废物

钻井作业过程产生的固体废物主要有岩屑、废油及施工人员产生的生活垃圾。

1）钻井岩屑

本工程钻井过程中使用水基泥浆，泥浆带出地面的钻井岩屑经泥浆循环系统固控设备进行分离，液体泥浆继续循环使用，固体岩屑存放在岩屑罐内。根据榆林市环保局《榆林市油气开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发[2015]170 号）要求，统一送往地方环保局认可的油气开采废弃物集中处置单位处理。根据类比长北一期井场，垂直井/S 型井水基岩屑产生量约 300m^3/井，水平井水基岩屑产生量约为 800 m^3/井。

① 钻井液组成及特性

石油天然气在钻井过程中，在下入导管或各层套管后第一只钻头的开始钻进，一口井从井深为零开始钻进，称第一次开钻，简称一开；表层套管固井以后再开钻，称第二次开钻，简称二开；技术套管固井完后再开钻，称第三次开钻，简称三开。为配合钻井作业，使用钻井液的类型分为以下三类： 一开：坂土钻井液； 液量 100m^3 左右。主要成分为：粘土及膨润土。 二开：聚合物钻井液，；液量 300m^3 左右。 主要成分为钻井聚合物助剂（以淀粉类居多）。三开：甲酸钠钻井液，液量 300m^3 左右。主要成分为：盐水。

② 钻井废弃物组成及特性

钻井废弃物是一种复杂的分散体系，主要成份有烃类、盐类、各类聚合物、重金属离子、重晶石中的杂质等，具有胶体和悬浮体的性质，具有相当强的稳定性。由于钻井工作的需要，辅之以大量的泥浆添加剂，从而使得粘土颗粒更加分散、稳定。尤其是许多泥浆添加剂具有护胶、包被作用，它们吸附在粘土表面上形成具有一定厚度的保护膜，将粘土颗粒包围在其中，大大降低了粘土颗粒相互间的吸引力，形成空间稳定作用，从而使废弃泥浆成为一种特殊的胶体稳定体系。这种稳定性使废弃泥浆能够在长时间内保持稳定的状态。

③ 固体废物鉴别

壳牌中国勘探与生产有限公司委托西安国联质量检测技术股份有限公司对长北 C10 井场钻井废物进行危险废物鉴别检测，西安国联质量检测技术股份有限公司严格按照《工业固体废物采样制样技术规范》(HJ/T20)、《危险废物鉴别技术规范》（HJ/T298-2007）、《固体废物浸出毒性浸出方法 水平振荡法》（HJ 557-2009）、《危险废物鉴别标准》（GB5085-2007）等相关规范的要求，以长北 C10 井场作为代表性井场对钻井废弃物进行了危险废物的鉴别，检验具有代表性的样品数量为 100 盒*500g/盒。根据壳牌中国勘探与生产有限公司委托西安国联质量检测技术股份有限公司对长北 C10 井场钻井废弃物检测分析结果可知（见表 5.1-7），项目处理的钻井废弃物浸出液中 pH、汞、镉、铬、铅、砷以及其他成分的含量远低于《危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别》(GB5085-1996) 规定的最大限值，故钻井废弃物不属于危险废物，属于一般固体废物。

表 5.1-7 C10 井场钻井废弃物分析结果 单位：mg/L

检测项目	检测结果	限值
Pb	未检出	5
Cr	未检出	15
Cd	未检出	1
Ni	0.51	5
Be	0.02	0.02
Ag	未检出	1
Se	未检出	1
As	未检出	5
Hg	未检出	0.1
pH	8.19	pH≥12.5，或者pH≤2.0

2）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，如更换柴油机零部件和清洗钻具、套管时产生的废油。废油产生量约 0.4m^3/井，废油属危险废物（《国家危险废物目录》（2016 年）中 HW08 废矿物油类），项目产生的废油收集后委托具有危险废物处置资质的单位进行后续处置。

3）生活垃圾

垂直井/S 型井钻井约 23 天，钻井队按 40 人计；水平井钻井约 120 天，钻井队按 50 人计，人均垃圾产生量为 0.5kg/d。垂直井/S 型井和水平井钻井队产生的生活垃圾量分别为 0.5t/井、3t/井，在井场外设置有生活垃圾桶，当地环卫部门定期送当地市政垃圾填埋场。

5.1.1.3 单井污染源汇总

单井污染源汇总见表5.1-8。

表 5.1-8 单井污染源汇总表

类型	单元	产生量	污染物	污染物产生量	污染物排放量	排放去向
废气	双分支水平井柴油发电机组（部分井使用）	/	NO_2、颗粒物	NO_2 18.43t 颗粒物 0.58t	NO_2 18.43t 颗粒物 0.58t	大气，排气筒高度 4m，无组织排放
	直井/S 型井柴油发电机组（部分井使用）	/	NO_2、颗粒物	NO_2 2.58t 颗粒物 0.08t	NO_2 2.58t 颗粒物 0.08t	大气，排气筒高度 4m，无组织排放
	运输车辆扬尘	/	TSP	少量	少量	大气，无组织排放
	压裂放喷	/	烃类	NO_2 0.72t 颗粒物 0.11t	NO_2 0.72t 颗粒物 0.11t	火炬燃烧后排放大气，持续 8 天
	直井/S 型井压裂机组柴油发动机燃烧废气	/	NO_2、颗粒物	NO_2 0.97t 颗粒物 0.03t	NO_2 0.97t 颗粒物 0.03t	大气，无组织排放
废水	冲洗废水	10m^3	COD_{Cr}、SS、石油类	COD_{Cr} 0.015t SS 0.035t 石油类 0.0003t	0	收集后回用至下一口井配制钻井泥浆

类型	单元	产生量	污染物	污染物产生量	污染物排放量	排放去向
	压裂返排液	垂直井/S 型井:420m³	COD_{Cr}、SS、石油类等	COD_{Cr} 6.1t SS 0.85t 石油类 0.12t	0	经井场软体罐收集后，统一由罐车拉至下一口井配制滑溜水压裂液。
	废泥浆	垂直井/S 型井：224 m³	COD_{Cr}、SS、石油类	COD_{Cr} 0.25t SS 0.45t 石油类 0.004t	0	钻井泥浆经泥浆循环系统处理后回用至其它井配制新泥浆。
		水平井：800 m³		COD_{Cr} 0.89t SS 1.6t 石油类 0.014t	0	
	生活污水	垂直井/S 型井:45m³	COD_{Cr}、氨氮 COD_{Cr},	COD_{Cr} 0.011t 氨氮 0.001t	45m³	生活污水收集后送榆林市生活污水处理厂处理
		水平井:270m³		COD_{Cr} 0.099t 氨氮 0.009t	270m³	
固废	水基岩屑	垂直井/S 型井：300m³	岩屑	/	0	岩屑罐收集后，送往当地环保部门认可的钻井废弃物集中处置单位处置。
		水平井：800 m³		/	0	
	废油	0.4m³	/	/	0	危险废物，暂存后委托具有危险废物处理资质的单位处置
	生活垃圾	垂直井/S 形井：0.5t	生活垃圾	/	0	由当地环卫部门处理
		水平井：3t		/		
噪声	柴油动力机	95～100dB				合理安排施工时间，高燥声作业安排在昼间进行；与受影响的居民协商沟通，取得居民的理解；加强设备检修，安装减振、降噪垫片等
	泥浆泵	85～100dB				
	压裂车	100～110dB				
	振动筛	85～90dB				
	其它泵类	85～90dB				
	离心机	85～90dB				
	放喷火炬	80～100dB				

5.1.2 集输管网

本项目集输管网包括采气管线、集气支线、北干线延长线等。管道施工流程见图5.1-11。

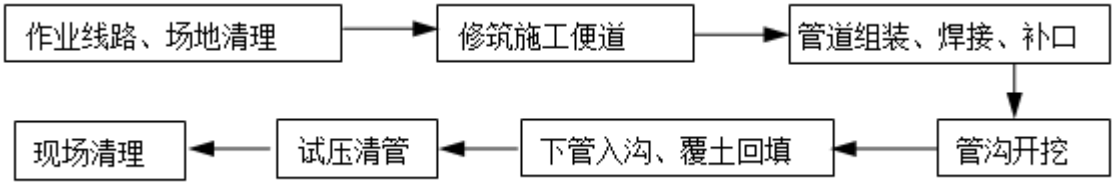


图 5.1-11 管道施工流程图

管线全线采用埋地敷设，为确保管道安全运行不受外力破坏且管顶埋设深度应不小于冻土深度，因此管线最小埋设深度分别不小于1.8m。

一般地段管道施工方式见图5.1-12。

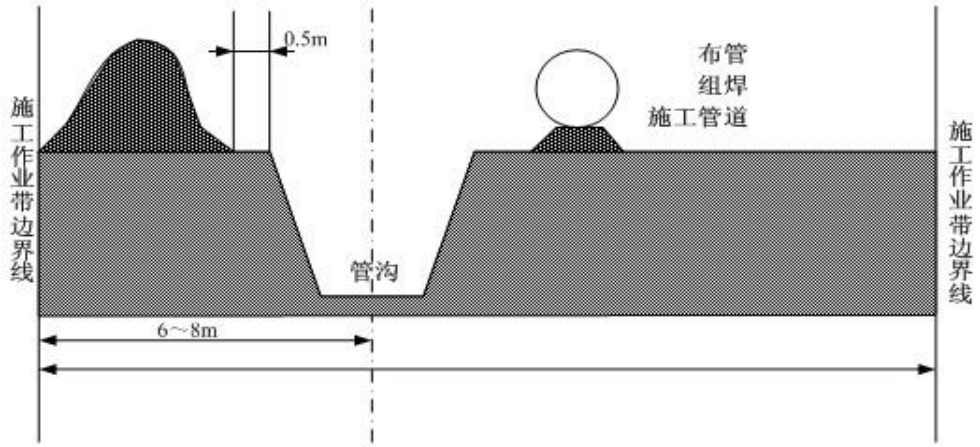


图 5.1-12 一般地段管道施工方式断面示意图

本项目管线需避让红石峡水库二级保护区水域和陆域部分。

本工程管线所经地区以沙丘和平沙地为主，小部分管线经过滩地和耕地。在农田、草地等地段开挖时，熟土（表层耕作土）和生土（下层土）分开堆放，管沟回填按生、熟土顺序填放，保护耕作层。回填后管沟上方留有自然沉降余量（高出地面 0.3m））多余土方就近平整。

本工程管线施工作业带宽度为 6~18m。施工作业带为临时占用土地，施工完毕后应立即还耕复种，并恢复原地貌。

集输管网施工过程对环境的主要影响为施工临时占地产生的环境影响，主要为人员踩踏、车辆碾压，管沟开挖造成的临时生态破坏和损失，其次为施工作业过程中地表扰动造成扬尘以及施工人员的生活污染。

5.1.3 进场道路

包括新建和改扩建道路两类，尽可能的利用已有道路。改扩建道路是对已有

道路的路面进行整修，主要环境影响表现为路面整修导致的施工扬尘和车辆、机械尾气影响；新建道路除上述环境影响外，对环境主要影响还表现为永久占用土地和占地导致的生物量损失。

长北二期拟新建道路总长度90.1公里，拟维修现有道路长度总共6公里，道路用地约49.56公顷。

5.1.4 各工艺站场

施工期建设内容包括场地平整、生产区和辅助生产区土建施工等。

站场施工期对环境的主要影响表现为永久占地和生物量损失，井场占地根据井的数量和类型，单个井场的永久占地面积在882m^2-11757m^2之间，每个集气增压站永久占地面积为17519.9m^2。此外，由于场地平整和土建施工造成的地面开挖，会形成不稳边坡，如果不及时采取护坡等工程措施，可能会造成水土流失。

5.1.5 施工期污染源汇总

施工期污染源汇总见下表 5.1-9。

表 5.1-9 施工期污染源汇总表

年份	废气产生量		废水产生量				固废产生量		
	NO_X	颗粒物	冲洗废水	压裂返排液	废泥浆	生活污水	水基岩屑	废油	生活垃圾
	t	t	m^3	m^3	m^3	m^3	m^3	m^3	t
2018	61.68	2.28	90	1680	3168	855	3700	3.6	9.5
2019	80.36	3.56	230	5040	8608	2385	9900	9.2	26.5
2020	139.34	6.44	290	10080	9376	2430	11200	11.6	27
2021	79.27	9.46	490	15120	11552	2430	15200	19.6	27
2022	160.55	13.3	720	39900	16128	3240	21600	28.8	36
2023	157.17	13.02	720	39060	16128	3240	21600	28.8	36
2024	67.6	5.6	640	16800	14336	2880	19200	25.6	32
合计	745.97	53.66	3180	127680	79296	17460	102400	127.2	194

注:本表中统计的废水量均为产生量，除生活污水拉运至榆林市政污水处理厂外，其余施工期废水全部不外排。

5.1.6 施工期危险废物汇总

施工期危险废物汇总见下表 5.1-12。

表 5.1-12 施工期危险废物汇总

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量（m^3/井）	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废机油	废矿物油	HW08	0.4	钻井	液体	基础油、润滑油、液压油等	烷烃	钻井期（28 天/井）	易燃液体	由危险废物储槽收集，并委托具有危险废物处置资质的单位进行后续处置

5.2 运营期工程分析

本项目气田开发采用滚动开发方式，本评价运营期指的是井场、集气增压站和集输管网等构成的天然气集输系统的运营过程。

5.2.1 集输总工艺流程

集输系统主要作用是将气井采出的天然气通过采气管线输送至集气增压站，在集气增压站根据不同压力需求选择是否增压，增压后的气体通过集气干线进入中央处理厂CPF进行脱水脱烃处理，得到的商品天然气外输用户。总体工艺路线为“初期井口节流，井口注醇，井场至集气站气液混输，集气增压站高、中压混合集气，集气站气液分离，气体在现有中央处理厂和集配气总站集中处理，液体在中央处理厂处理”。整个区块集输总工艺流程如下图：

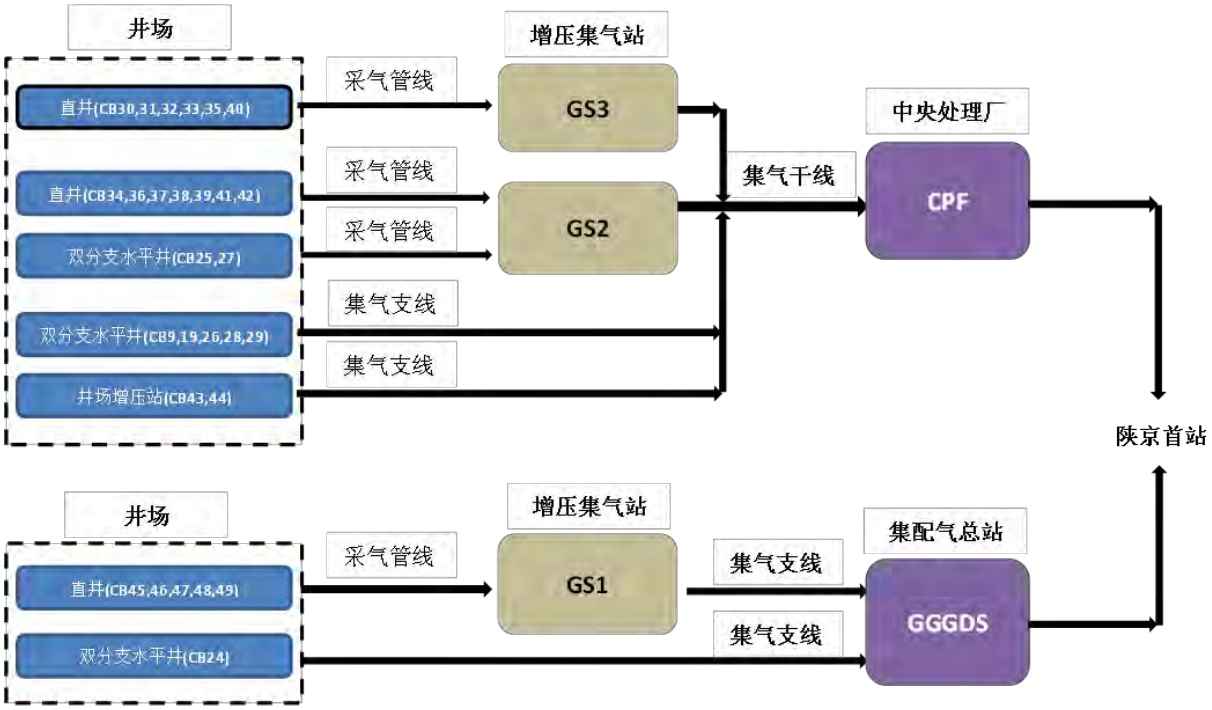


图 5.2-1 总集输系统示意图

以下分别介绍气田集输系统各地面设施工艺流程和产污环节。

5.2.2 井场产污环节分析

5.2.2.1 总图布置

本工程直井/S型井场共20座，包括8井式井场2座，16井式井场18座；双分支水平井井场8座，包括单井井场1座，现有井场扩建2座，2井井场4座，3井井场1座。16井典型井场平面布置见附图5.2-1。

16口井呈2列井丛布置，每列8口井。井丛相互平行且交错，横向间距45m，纵向隔开20m。生产井场有以下装置设备：井口、计量设施、缓蚀剂及注醇泵房、甲醇罐（30m^3）、放空区和配电室构成。

5.2.2.2 工艺流程

以16井典型井场为例，井场工艺流程图如下。

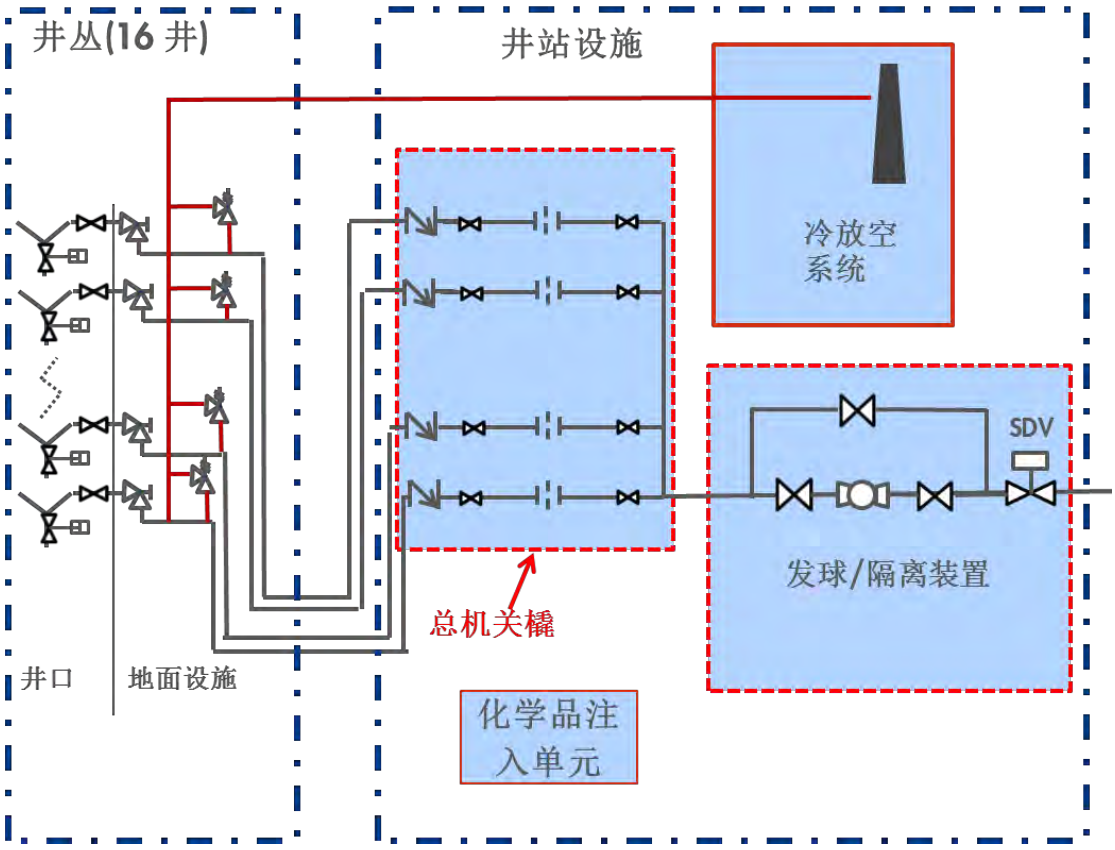


图 5.2-2 井场工艺流程图

原料天然气自采气井口采出后，高压阶段节流阀将天然气压力由井口压力（13.8～14.5MPa）节流至6.0MPa，经简易孔板流量计对每口井所产湿气计量后，汇成一路输至采气管线；高压降产期阶段，井口压力维持在6.0MPa，节流阀全开，不再节流，经简易孔板流量计计量后输至采气管线；中压生产阶段，当井口气体压力降至2MPa后，不再节流，经简易孔板流量计计量后输至采气管线。

本项目采用甲醇作为水合物抑制剂来抑制天然气在输送过程中形成固体水合物，同时注入缓蚀剂防止井筒腐蚀。甲醇和缓蚀剂由罐车运至每个井场，每个16井井场设1个30m^{3}甲醇储罐，并设1个1m^{3}的缓蚀剂储罐。每口井仅在每年的1-3月和9-12月开始注醇，且注入量随气井产量的衰减而减少。通常情况下，初期高

压生产时，每口井注醇量约为150～400 L/h，中低压降产期注醇量约为30-95 L/h。根据可研估算，长北二期稳产年平均甲醇消耗量4610吨。

每座井场设置一套冷放空系统，用于紧急状态放空，主要由放空管线、放空分离器和放空管组成，放空管高度25米。根据长北一期的运行经验，井场紧急放空的频率小于1次/年。

5.2.2.3 产污环节分析

运营期井场产污环节包括：注醇泵噪声和甲醇储罐呼吸气；事故情形下的放空废气和噪声。

5.2.3 集气增压站产污环节分析

5.2.3.1 总图布置

本项目共建设3个集气增压站，负责收集18座直井/S型井场和2座双分支水平井井场来气。剩余的2座直井/S型井场（编号为CB43和CB44，此两座井场自带增压设施）和5座双分支水平井井场来气就近接入长北一期生产管线。集气增压站平面布置见附图5.2-2。

集气增压站分为四个主要区块：办公及辅助生产区、进出站计量区、主要生产区和变电站。

办公及辅助生产区由综合办公用房，辅助生产厂房，消防水罐（400m^3）及生活污水处理设施构成。进出站计量区由厂区外截断阀室、厂内进站清管接收、出站计量区、清管发送区、燃料气区、分液罐区组成。生产区由分离器、闪蒸罐、清管发送区以及压缩机组成。

5.2.3.2 工艺流程

集气增压站的作用是收集所辖井场来的湿原料气，进行气液分离，并对分离后的干气进行增压后输送至天然气处理厂。

井场来原料气通过各自采气管线进入集气增压站，经进站截断阀和清管接收阀后输至高低压模式切换阀组，高压原料气不需要增压直接进入高压分离器，分离游离水后的天然气经出站计量后外输；当中低压原料气进站后汇合至中压气液分离器，分离游离水后的天然气再经天然气压缩机增压至5.5MPa左右后接至出站计量流程。分离器及压缩机排液输至闪蒸罐进行闪蒸，液相存入采出水储罐暂存，拉运至已建中央处理厂CPF集中处理，闪蒸气接至放空系统通过火炬燃烧。

水平井井场来的原料气自采气管线进入集气增压站，经进站截断阀和清管接收阀后，由于原料气含水率较低，不经过分离器和压缩机，直接通过旁通流程输至出站计量。

每个集气站分别设置6个容积50m^{3}的采出水储罐，集气站放空火炬（DN200）高度为35m。

集气增压站工艺流程图如下。

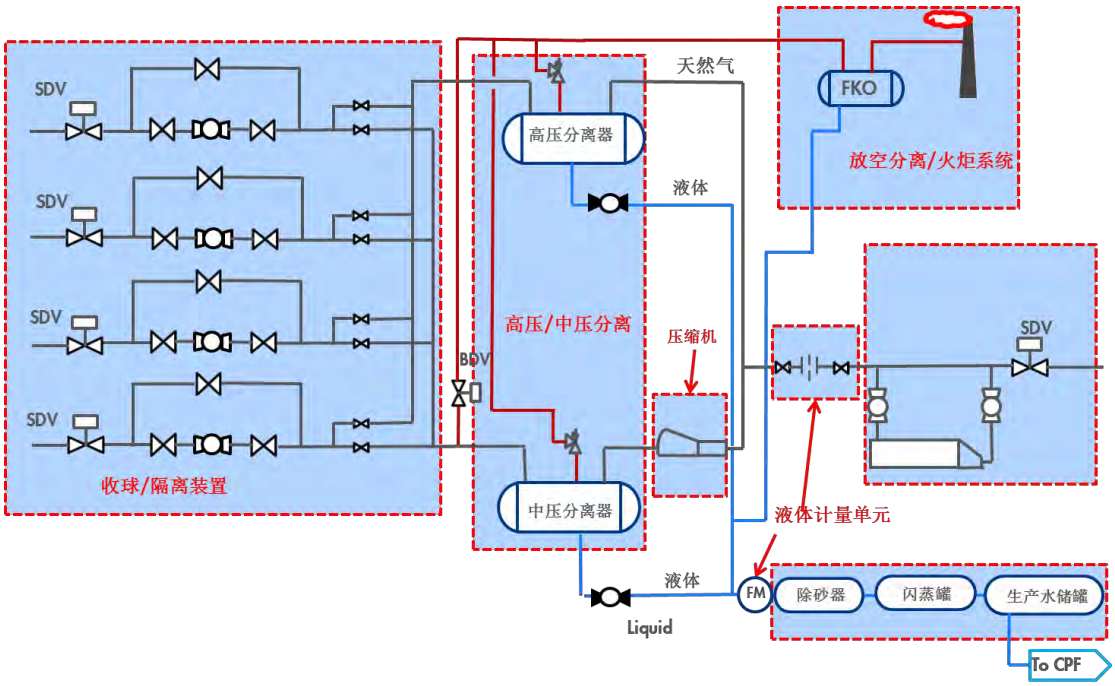


图 5.2-3 集气站工艺流程图

5.2.3.3 产污环节

根据工艺流程可知，运营期增压集气站产污环节包括：压缩机、空压机、水泵等的噪声；放空火炬的燃烧废气和噪声；气田采出水（去CPF处理）、生活污水；生活垃圾、清管废渣、罐底沉积油泥等。

5.2.4 井场增压站产污环节分析

为避免穿越红石峡水源保护区，编号为CB43和CB44的两座直井/S型井场产生的原料气无法就近接入附近的集气增压站。因此，需要在此两座井场增加气液分离器和增压设施，使其具有集气增压站的功能。此两座井场的采气、测试分离和注醇工艺与普通井场相同；而增加的气液分离和增压工艺与集气增压站基本相同，因此其产污环节参见井场和集气增压站小节，不再重复。

5.2.5 现有中央处理厂（CPF）改造方案及工程分析

长北二期大约90%的采出气将通过现有天然气处理厂CPF进行处理，其余的10％气体进入现有集配气总站（GGGDS）进行处理。在天然气处理厂CPF中，天然气经脱水脱烃处理后，商品气外输至陕京2号线；在榆总站GGGDS中，天然气经脱水脱烃处理后，商品气输送至陕京1号线。

长北二期天然气处理主要依托现有天然气处理厂CPF因长北一期产能衰减而富余的处理能力，但需要对压缩机进行局部改造，使其增压能力由现有的$1000\times10^4Nm^3/d$提高到$1200\times10^4Nm^3/d$，此外由于新增二期液体处理量，需要对现有液体处理设施进行改造。各设施改造方案如下：

5.2.5.1 入口分离器改造

现有CPF入口分离器最大处理能力可以满足长北二期分离要求，因此入口分离器主体设施不需要更换。为了降低压缩机进气洗涤罐负荷，本次改造拟在入口分离器进口处增加入口分布器，使入口分离器分离效率提高至95～98%。

5.2.5.2 压缩机气缸改造

现有CPF压缩机设置为4台（3用1备），单台设计排量$333\times10^4Nm^3/d$，尚不能满足长北二期$1200\times10^4Nm^3/d$的处理需求，因此需要进行扩能改造。改造方案为对压缩机气缸进行调整，由原来11”调整为12”高效气缸。换缸后单台压缩机排量$410\times10^4Nm^3/d$，使处理厂最大处理能力达到$1230\times10^4Nm^3/d$。

5.2.5.3 原料气预冷换热器改造

现有CPF预冷换热器采用4具DN1000的管壳换热器串联结构，2具重叠式布置。为充分利用换热器换热面积富余量大的特点，本次改造对换热器组合方式进行调整，4个串联结构调整为2个并联2个串联，降低压损。

5.2.5.4 液体处理工艺改造

长北二期项目在集气站分离产生的气田水通过罐车拉运至中央处理厂CPF处理，而CPF现有气田水处理能力不能满足长北二期项目需要，因此需新增加卸车装置、气田水储罐、泵、预热器及三相分离器来处理新增气田水，然后分离出的凝析油进入处理厂的凝析油处理装置，富甲醇水溶液经过水处理系统然后进入现有甲醇回收装置回收甲醇。CPF液体处理工艺需要新增或改造的部分见下表。

表 5.2-1 CPF 液体处理工艺新增或改造内容表

装置	长北一期现有能力	第一阶段峰值	第二阶段峰值	改造内容
气田水预处理装置	240 m^3/d	98m^3/d	270.5m^3/d	新增设备： 卸车泵 气田水储罐 气田水泵 预热器 三相分离器
甲醇回收装置	300m^3/d	217m^3/d	337m^3/d	第一阶段不改造，第二阶段改造甲醇回收塔及富液甲醇泵
凝析油稳定装置	60m^3/d	59m^3/d	56m^3/d	不需要改造

（1）新增气田水预处理装置

长北二期集气站分离产生的气田水通过卡车拉运至现有CPF进行处理，因此需要新增卸车泵和气田水储罐，用于接收从集气站拉运来的气田水。然后通过新增的三相分离器，将气田水分离为凝析油和甲醇溶液，凝析油送现有的凝析油稳定装置处理，甲醇溶液送现有甲醇回收装置处理。

CPF处理厂新增的气田水储罐选用2台800 m^3内浮顶罐（第一阶段增加1台，CBII第二阶段再增加1台），材质碳钢，储存周期为7~10天(峰值时储存天数为5天)。新增卸车泵设计流量为40m^3/h,满足一小时卸一车（采用30m^3槽车拉运，每车次拉运25m^3，峰值每天拉运11次）。

同时，第一阶段还新增三相分离器及预热器1具。

（2）甲醇回收系统改造

长北二期第一阶段仍使用现有甲醇回收系统处理三相分离后的甲醇溶液，回收甲醇的工艺流程参见本报告第2章中对现有CPF的回顾。

长北二期第二阶段时，现有甲醇回收系统能力不能满足要求，需要进行改造。改造方案为更换新的甲醇回收塔，处理能力为390m^3/d，处理工艺不变。

CPF液体处理系统最终改造完成后，处理能力分别是290 m^3/d采出水、100 m^3/d甲醇和60m^3/d凝析油。

综上，长北二期并不对现有CPF生产工艺进行改造，仅进行局部优化，其中压缩机气缸由于采用新型高效气缸，使得压缩机单台耗气量由改造前的消耗量$1.65\times10^4Nm^3/d$降低为$1.296\times10^4Nm^3/d$，既降低了能耗，又减少了污染物排放。甲醇回收塔改造后处理能力提高，工艺不变。

现有CPF工艺流程及产污分析见本报告第2章长北一期项目回顾章节。

5.2.6 现有天然气集配气站（GGGDS）改造方案及工程分析

现有天然气集配气站（简称榆总站或GGGDS）位于现有中央处理厂CPF北侧，由中石油长庆公司建设，长北一期投产后移交长北项目部管理。长北二期拟利用GGGD现有的$150\times10^4Nm^3/d$处理能力，仅对控制系统和管线接头进行更换。GGGDS主要处理GS1集气增压站以及CB24双分支水平井来的原料气。

5.2.7 水管理及回用策略

本项目开采的次级储层属于非常规致密气，同国际上其它非常规气田开发类似，长北二期开发将需要大量的水用于压裂和钻井作业。项目的主要废水来自压裂返排水和气田水，在压裂作业阶段，大约30%的压裂液将返排到地面形成压裂返排水；在天然气的开采阶段，地层水将随天然气一起从储层来到地面经分离后产生气田采出水。

根据上述用水和排水特点，本项目水资源利用的根本是尽可能的最大化再利用废水，以减少新鲜水消耗和废水最终处置量。主要措施是：

（1）将压裂返排水处理后回用于配制滑溜水压裂液；

（2）新鲜水主要用于钻井液、胶联压裂液的配制；

（3）当可重复利用的水不够时，采用新鲜水配制滑溜水压裂液。

根据开发方案，长北二期开发(第一阶段和第二阶段)的基本方案是钻304口直井/S型井和14口双分支水平井。所有直井/S型井都需要压裂作业，根据可研和总体开发方案等设计资料，长北二期开发总共需要大约52万方水（其中新鲜水33.6万方）来完成所有钻井和压裂作业。下图为各年度钻井和压裂所需用水量。

表 5.2-2 长北二期项目年用水量

新鲜水用量, m^3/a	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
钻井和交联剂压裂液	4,250	16,619	30,116	12,745	59,131	68,080	58,520
滑溜水压裂液所用新鲜水(回用后的补充量)	0	498	5,630	0	24,571	31,313	24,710
总量	**4,250**	**17,117**	**35,746**	**12,745**	**83,702**	**99,393**	**83,230**

5.2.8 运营期污染源排放情况

5.2.8.1 废气

（1） 正常工况

1）工艺燃烧废气

集气增压站GS、集配气总站GGGDS和2个井场增压站（CB43和CB44）气液分离后液相产生的闪蒸气（主要组分为甲烷和少量轻质烃类）送火炬燃烧后排放。中央处理厂CPF闪蒸气作为燃料送燃料气系统，不通过火炬排放。上述各排放源参数及排放情况见下表。

表 5.2-3　工艺废气排放情况

序号	站场	废气来源	废气组成	燃烧天然气量 (m^3/h)	NOx排放量（kg/h）	烟尘排放量（kg/h）	火炬高度（m）	火炬内径（mm）	备注
1	CB43井场增压站	闪蒸气	甲烷、少量轻质烃类	4	0.0032	0.001	25	150	连续排放
2	CB44井场增压站	闪蒸气		4	0.0032	0.001	25	150	连续排放
3	GS1集气增压站	闪蒸气		20	0.016	0.005	35	200	连续排放
4	GS2集气增压站	闪蒸气		20	0.016	0.005	35	200	连续排放
5	GS3集气增压站	闪蒸气		20	0.016	0.005	35	200	连续排放
6	集配气总站GGGDS	闪蒸气		20	0.016	0.005	15	300	连续排放

注：1.根据《工业污染物产生和排放系数手册》烟尘排放系数取 2.86kg/10^4m^3 天然气；根据《未纳入排污许可管理行业适用的系数管理行业适用的系数、物料衡算方法》（试行）NOx 排放系数取 8kg/10^4m^3 天然气；2.闪蒸气量由建设单位提供。）

2）CPF 导热油炉尾气

现有CPF设置有功率为7300KW的燃气导热油炉2座（1用1备），现有CPF导热油炉在长北二期继续使用，根据2018年4月6日和7日对导热油炉的污染源监测数据（连续监测2天，每天监测3次，每次3个平行样），CPF导热油炉污染物排放情况见下表。

表 5.2-4　导热油炉污染物排放及达标排放分析

站场	烟气量	NOx		烟尘		备注
	m^3/h	排放量 kg/h	浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	浓度 mg/m^3	
中央处理厂 CPF	19624-21413（均值19999）	2.37-2.69（均值2.5）	120-134（均值125）	0.004-0.04（均值0.02）	0.2-2.0（均值1.04）	排气筒内径700mm，高15m连续排放
《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）	/	/	400	/	30	8米

《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）对现有燃气锅炉的氮氧化物和烟尘排放限值为400 mg/m^3和30 mg/m^3，导热油炉尾气满足达标排放要求。

3）CPF 燃气压缩机尾气

燃气压缩机为长北一期建设内容，于2008年建成，根据工况需求，长北一期2017年11月试运行。由于压缩机长期起来处于未运行状态，因此未开展烟气监测工作。本次评价期间，企业拟开展压缩机烟气监测工作，由于采样孔位置烟气温度高，现状情况不满足监测条件，未获得实测数据。因此，采用排污系统法估算长北二期建成后燃气压缩机大气污染物排放情况。

长北二期建成后，集气站站场均使用电力驱动压缩机。现有CPF仍使用已有的4台（3用1备）燃气压缩机（2334KW），单台压缩机燃气消耗量约为540m^3/h，每台压缩机配有2个8米高排气筒，年运行时间4560小时。

表 5.2-5　燃气压缩机废气

站场	单台烟气量（m^3/h）	单个排气筒烟气量（m^3/h）	单个排气筒NO_x排放速率（kg/h）	NO_x排放浓度（mg/m^3）	NOx年排放量t/a	单个排气筒烟尘排放速率（kg/h）	烟尘排放浓度（mg/m^3）	烟尘年排放量t/a
CPF	6912	3679	0.216	58.71	5.91	0.077	20.99	2.11

注：1.根据《工业污染物产生和排放系数手册》烟尘排放系数取2.86kg/10^4m^3天然气；根据《未纳入排污许可管理行业适用的系数管理行业适用的系数、物料衡算方法》（试行）NOx排放系数取8kg/10^4m^3天然气；2.燃气量由建设单位提供。

4）无组织排放废气

本项目无组织排放主要来自天然气处理厂CPF凝析油储罐和甲醇储罐的大小呼吸气，无组织排放的污染物主要为烃类和甲醇。井场、集气增压站、集输管线等集输设施均为密闭高压系统，其无组织排放较小。

CPF有3个500m^3甲醇溶液储罐（内浮顶罐）；1个200 m^3未稳定凝析油储罐（拱顶罐）；1个500 m^3稳定凝析油储罐（内浮顶罐）。长北二期项目稳产年平均甲醇消耗量4610吨，凝析油每年周转量10800m^3，参照上海市《石化行业VOCs排放量计算方法》（试行）系数法，甲醇储罐排污系数为0.572kg/m^3周转量，凝析油储罐排污系数取0.739kg/m^3周转量，估算长北二期项目投产后CPF罐区无组织排放甲醇量约3.33t/a，非甲烷总烃排放量约7.98t/a。

（2）非正常工况

非正常工况废气主要包括站场检修、清管作业或超压泄放时，设备及管道内的天然气将通过火炬系统进行放空，燃烧污染物主要是NOx。据有关资料和类比调查，站场系统超压放空的情况发生的较少，发生频率为0-1次／年，每次持续时间约10分钟。井场放空采用冷放空方式，直井/S型井场放空气量约为417m^3，双分支水平井放空气量约为3472m^3。

表 5.2-6　非正常工况放空火炬废气

序号	站场	放空气量(m^3)	NOx排放量（g/s）	烟尘排放量（g/s）	火炬高度（m）	火炬内径（mm）	备注
1	井场增压站（CB43，CB44）	417	1.30	0.19	25	150	间断
2	GS1集气增压站	1157	3.60	0.55	35	200	间断
3	GS2集气增压站	1157	3.60	0.55	35	200	间断
4	GS3集气增压站	1157	3.60	0.55	35	200	间断

序号	站场	放空气量(m^3)	NOx排放量（g/s）	烟尘排放量（g/s）	火炬高度（m）	火炬内径（mm）	备注
5	GGGDS	10416	32.48	4.96	15	300	间断
6	CPF	16667	51.97	7.94	40	350	间断

注：放空气量以10分钟放空时间计算。

5.2.8.2 废水

（1） 气田采出水

气田采出水在CPF处理后回注。根据总体开发方案，在产量达到峰值时（2023/2024年冬天），预计长北二期项目最大采出水量约为209m^3/d，长北一期和长北二期合计峰值采出水量约为241 m^3/d，年最大量为67282 m^3/a。以下是各年度采出水预测产生量。

表 5.2-7 本项目（长北二期）各年度气田水产生量

年份	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
年产生量（万m^3/a）	0.29	1.57	2.67	3.6	5.46	5.75	3.55	2.28	1.85	1.59	1.27
日均最大值（m^3/d）	16.1	113.7	90.7	178.6	209	203.3	138.7	70.7	55	46.5	40.3

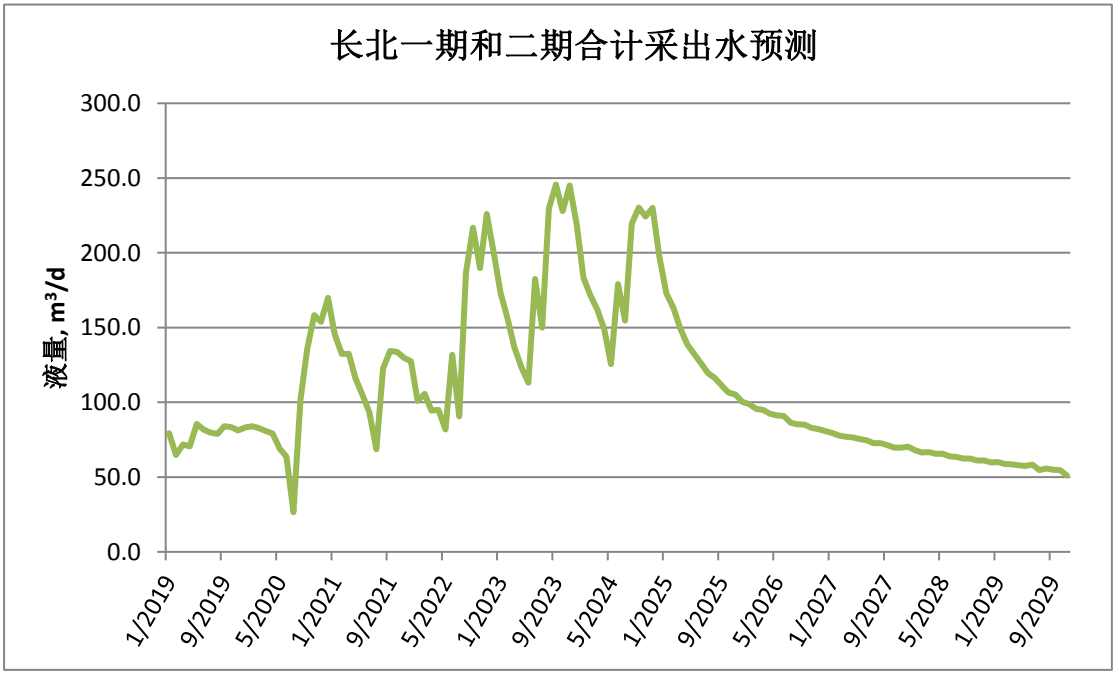


图 5.2-5 长北区块（一期+二期）采出水预测产生量（m^3/d）

采出水在CPF经隔油和过滤处理后回注地下，处理工艺参见第二章

（2）生活污水

现有 CPF 不新增定员，生活污水产生量不变，为 15 m^3/d。本项目新建的集气增压站每站定员 6 人，人均用水量为 150L/d，生活污水按用水量的 90%计。生活污水主要污染因子及产生浓度分别为：COD 400mg/L、BOD_5 150mg/L、SS 250mg/L、LAS 12mg/L、氨氮 25mg/L。集气增压站生活污水每站约 0.81m^3/d，二期集气站新增生活污水 2.43 m^3/d。生活污水经站场一体化处理装置处理后回用作绿化和道路浇洒，冬季无法绿化时用罐车送至榆林市市政污水处理厂。

（3）废水污染源汇总

长北二期运营期废水污染源汇总如下表。

表 5.2-9　运营期废水污染源汇总表

序号	废水类型	废水来源	主要污染因子	排放量	排放频率	排放去向
1	气田采出水	集气增压站	COD、SS、石油类	最大产生量约为 241m^3/d	连续	经 CPF 处理后回注。
2	生活污水	集气站和 CPF	COD、BOD、SS、氨氮	17.43m^3/d（其中二期新增 2.43 m^3/d）	连续	经生活污水处理装置处理后回用作绿化和道路浇洒。冬季不能绿化时送榆林市市政污水处理厂。

5.2.8.3　噪声

运营期各站场噪声源统计见下表。

表 5.2-10　运营期噪声污染源汇总表

序号	噪声源	装置单元	声级 dB(A)	排放规律	备注
1	注醇泵	井场	85～95	间断	单台
2	注缓蚀剂泵	井场	85～95	间断	单台
3	放空火炬	井场增压站、集气增压站	100～110	间断	单台
4	压缩机	集气增压站、CPF	90～95	连续	单台
5	空压机	集气增压站、CPF	90～95	连续	单台
6	循环泵	CPF	85～95	连续	单台
7	凝析油冷却器	CPF	85～95	连续	单台
8	脱水机房	CPF	85～95	间断	单台

9	给水泵	CPF	85～95	间断	单台

5.2.8.4 固体废物

运营期固体废物见表 5.2-11。

表 5.2-11 运营期固体废物污染源分析汇总表

序号	污染物	装置	预测排放量	频率	类别（编号）	处理方式
1	废矿物油	集气增压站、CPF	5.85 t/a	间歇	危险废物 HW08（900-249-08）	交由有资质的单位处置
2	清管废渣	清管站	2.27 t/a	间歇	危险废物 HW08（251-001-08）	
3	含油污泥	集气增压站、CPF	5t/a	间歇	危险废物 HW08（900-210-08）	
4	生活垃圾	CPF	20 t/a	间歇	生活垃圾	收集后交由当地环卫部门处理

注：1. 清管废渣类比同类项目，产污系数 6kg/km，本项目 189km 采集气管线。

2. 11 台压缩机，单台压缩机润滑油量 300~950L/台，更换掉废润滑油量约占 70%，每年更换一次

5.2.8.5 污染物排放汇总及“三本帐”统计

本项目三废排放统计见下表。

表 5.2-12　本项目污染物排放汇总表

污染物类型	污染源		污染因子	排放速率	排放量	处理措施
废气	井场增压站（2个）	闪蒸气	NOx	2x0.0032kg/h	0.056 t/a	通过 25m 排气筒排放
			颗粒物	2x0.001kg/h	0.02 t/a	
	GS1 集气增压站	闪蒸气	NOx	0.016 kg/h	0.14 t/a	通过 35m 排气筒排放
			颗粒物	0.005 kg/h	0.04 t/a	
	GS2 集气增压站	闪蒸气	NOx	0.016 kg/h	0.14 t/a	通过 35m 排气筒排放
			颗粒物	0.005 kg/h	0.04 t/a	
	GS3 集气增压站	闪蒸气	NOx	0.016 kg/h	0.14 t/a	通过 35m 排气筒排放
			颗粒物	0.005 kg/h	0.04 t/a	
	GGGDS	闪蒸气	NOx	0.016 kg/h	0.14 t/a	通过 15m 排气筒排放
			颗粒物	0.005 kg/h	0.04 t/a	
	CPF	燃气压缩机尾气	NOx	6（排气筒数）×0.216kg/h	5.91t/a	通过 8m 排气筒排放，3 用 1 备，每台 2 个排气筒，运行时间 190d/a。
			烟颗粒物	6×0.077kg/h	2.11t/a	
		导热油炉尾气	NOx	2.5kg/h，122mg/m^3	20.97t/a	通过 15m 排气筒排放，年运行时间 8400h.
			颗粒物	0.02kg/h，1.04mg/m^3	0.17t/a	
		甲醇储罐无组织	甲醇	0.38 kg/h	3.33t/a	——
		凝析油储罐无组织	非甲烷总烃	0.91 kg/h	7.98 t/a	——
废水	气田采出水			209 m^3/d(峰值)	57500 m^3/a（峰值）	回注
	生活污水			17.43 m^3/d（其中二期集气站新增 2.43 m^3/d）	0	经地埋式一体化生活污水处理设施处理后绿化，冬季不能回用部分送榆林污水处理厂处理 。
噪声	井场	注醇泵		85～95dB(A)		噪声源合理布局，采用隔声材料，减震底座，修建泵房等
		注缓蚀剂泵		85～95dB(A)		

污染物类型	污染源		污染因子	排放速率	排放量	处理措施
	集气增压站	放空火炬		100～110dB(A)		
		压缩机		90～95dB(A)		
		空压机		90～95dB(A)		
	CPF	空压机		90～95dB(A)		
		循环泵		85～95dB(A)		
		压缩机		85～95dB(A)		
		脱水机房		85～95dB(A)		
		给水泵		85～95dB(A)		
固废	集气增压站 CPF	废矿物油	危废 HW08	5.85 t/a		送有资质单位处理
		清管废渣	危废 HW08	2.27 t/a		送有资质单位处理
		含油污泥	危废 HW08	5t/a		送有资质单位处理
		生活垃圾	生活垃圾	20 t/a		送榆林市市政生活垃圾填埋场

本项目属于扩建项目，扩建前后污染物排放“三本帐”见下表。

表 5.2-14 污染物排放“三本帐”汇总表 (1)

项目	污染物	污染物排放情况					
		现有工程排放量	“以新带老”削减量	本工程产生量 (2)	本工程削减量	本工程排放量	扩建后排放量
废气	颗粒物（t/a）	1.97	0	-	-	0.31	2.28
	NO_X（t/a）	26.00	0	-	-	0.88	26.88
	SO_2（t/a）	0	0	-	-	0	0
	甲醇（t/a）	2.03	-	-	-	3.33	3.33
	非甲烷总烃（t/a）	8.12	-	-	-	7.98	7.98
	VOC（t/a）	10.15	-	-	-	11.31	11.31
废水	采出水 (m^3/a)	0	0	57500	57500	0	0
	生活污水 (m^3/a)	0	0	887	887	0	0
固废	危险废物（t/a）	0	0	26	26	0	0
	生活垃圾（t/a）	0	0	20	20	0	0

（注: 1. 气田采用滚动开本表所列污染物排放为最大年排放量；2. 长北二期项目与长北一期共用天然气处理厂，本工程（长北二期）污染物产生量已包含现有项目。）

5.3 闭井期原则

长北项目属于中外合作开发项目，壳牌公司为作业者，根据商务部批准的产品分成合同，长北项目合作期限结束时期为 2029 年，之后将移交中方管理。闭井期环境影响根据管理要求另行评价。

5.4 工程拟采取的污染防治措施

根据本项目总体开发方案和地面工程可行性研究报告，项目拟采取的污染防治措施汇总如下。

5.4.1 施工期拟采取的环境保护措施

5.4.1.1 大气环境保护措施

- 采用丛式井和工厂化钻井压裂作业方式，减少作业时间，降低施工车辆扬尘和废气排放；

- 采用防喷器组(环形防喷器、双闸板防喷器、单闸板防喷器)等先进的井控装置，防止和控制井喷事故发生；
- 钻进作业时尽可能的利用电网供电，减少柴油发电机废气排放；
- 压裂作业车辆采用柴油应使用符合最新国标要求的柴油，含硫量不超过0.005％；
- 施工车辆加盖篷布，定期洒水降尘并清理车辆泥土。

5.4.1.2 水环境保护措施

- 钻井泥浆经泥浆循环系统固控设施处理后回用；
- 采用泥浆罐岩屑罐代替传统泥浆池，降低地下水污染风险；
- 通过套管和固井封隔井筒与浅层含水层，避免钻井过程污染浅层地下水；
- 压裂返排液经软体罐收集后回用于配置滑溜水压裂液；
- 钻井期间少量生活污水经收集后送榆林市生活污水处理厂处理。

5.4.1.3 声环境保护措施

- 钻井和压裂作业时，钻机、柴油机和压裂设备等噪声较大。井丛选址时尽量避开声环境敏感点，由于项目地民居较为零散，若钻井施工场地与居民距离较近，又确难避开的，井场平面布置靠近居住点侧安装防尘隔声板围护，与当地居民协商并告知噪声施工作业时间和相应的控制措施，取得周边居民的理解。
- 合理的井丛设备分区布置，噪声设备布置于避开周边声环境敏感点一侧。

5.4.1.4 固体废物环境保护措施

- 钻井产生的岩屑储存于岩屑罐内，统一送往当地环保部门认可的集中处置单位处理；
- 钻井期间产生的生活垃圾经收集后运至当地环卫部门处置。

5.4.1.5 生态环境保护措施和恢复措施

- 本项目采用丛式井布井方式，大大减少了永久占地和临时占地的数量，相应减少了对土壤和生态环境的破坏；
- 井场取消泥浆池和返排液收集池，采用岩屑罐和地上支架式软体罐，减少对地表植被的破坏；

- 严格控制管道和道路施工作业带宽度，管沟开挖时，遵循分层开挖、按原层序回填原则，施工后及时恢复植被；
- 井丛施工表土集中堆放，施工结束时，及时恢复井丛区域及施工营地的植被；
- 开展施工期环境监理，并将环境监理要求纳入招标文件中；加强施工期管理，有效管理和防范施工车辆、施工人员活动范围，减少施工对生态环境的影响。

5.4.2 运营期拟采取的环保措施

5.4.2.1 大气环境保护措施

- 项目采用密闭集输工艺，容易泄漏的连接部位采用先进设备和材料，站场设可燃气体浓度检测系统，减少无组织排放；
- 站场闪蒸气送火炬燃烧后排放；
- 集气增压站压缩机采用电力驱动压缩机代替传统燃气压缩机，减少燃料燃烧产生的大气污染物排放；
- 对现有天然气处理厂CPF压缩机气缸进行改造，使压缩机排量提高的同时，降低单位燃料消耗；

5.4.2.2 水环境保护措施

- 采出水处理后回注于原采气层；
- 集气增压站的生活污水经生活污水处理设施处理后回用作绿化和道路浇洒。

5.4.2.3 声环境保护措施

- 集气站、井场等站场选址时应尽量避开周边声环境敏感点。压缩机、泵等高噪声设备安装于室内，降低噪声源强。

5.4.2.4 固体废物环境保护措施

- 各站场生活垃圾经收集后送榆林市市政垃圾处理厂处置；
- 废矿物油、清管废渣、水处理设施污泥、废油等按照危险废物收集，送有资质单位安全处置。

5.5 长北二期补充评价期环境影响回顾

5.5.1 长北二期补充评价期回顾

长北二期为长北一期的生产延续，在长北一期基础上补充开发。2012 年 7

月，中石油和壳牌对长北区块合作开发合同进行了修订，双方签署了《中华人民共和国鄂尔多斯盆地长北区块天然气开发和生产合同》的第三次修订协议，该合同确认对长北区块进行补充开发（即长北二期），合同除规定了长北二期开发的主要内容外，还规定了新钻 9 口次级储层的评价井。本节对该 9 口评价井的环境影响进行回顾。

长北二期评价井于 2013 年启动，截至 2014 年 12 月所有 9 口评价井均已完钻，其中 7 口井已接入长北一期生产设施进行试采，剩余 2 口因距离现有生产设施较远，尚未进行试采。目前，评价期钻井和压裂等工程活动已结束，储层产能、物性和压裂效果方面的评价将在试采过程中不断加深认识。

7 口试采的评价井均位于长北一期现有 4 个丛式井场（CB17/CB18/CB19/CB20）内，即属于长北一期生产井，又兼具长北二期评价井功能。长北一期总体开发方案环评已于 2002 年获得国家环保总局批准（环审[2002]8 号），同时，按照榆林市环境保护局要求，建设单位在单个井场开钻前需要分别报送环境影响评价登记表。上述 4 个井场已分别申报了环境影响登记表，并进行了相应环保验收。9 口评价井的环评和验收情况见下表。

表 5.5-1项目区块评价期作业情况

序号	评价井编号	位置	钻井作业时间	环评及竣工验收	勘探工作现状
1	CB17-3	榆林市岔河则乡	2013年6月-7月	该7口评价井所在的4座井场建设内容已包含在长北一期环评中，长北一期项目已于2016年获得陕西省环境保护厅竣工验收；同时，4座井场也分别报批了环境影响登记表，并通过了竣工环保验收。	钻井和压裂作业已完成，储层产能、物性等评价工作仍将长期进行。
2	CB18-3	榆林市孟家湾乡	2013年11月-2014年3月		
3	CB19-4	榆林市岔河则乡	2013年7月-8月		
4	CB20-1	榆林市孟家湾乡	2013年8月-10月		
5	CB20-2	榆林市孟家湾乡	2013年10月-11月		
6	CB20-3	榆林市孟家湾乡	2013年11月-12月		
7	CB20-4	榆林市孟家湾乡	2013年12月-2014年3月		

序号	评价井编号	位置	钻井作业时间	环评及竣工验收	勘探工作现状
8	CBA03	榆林市孟家湾乡	2013年9月	榆林市环境保护局于2013年8月以榆政环发[2013]185号批准该两口井的环境影响报告表；2016年8月，通过环保竣工验收（榆政环批复[2016]178号）。	
9	CBA04	榆林市小壕兔乡	2014年3月-4月		

5.5.2 勘探评价期环境保护要求落实情况

截至 2016 年 6 月，9 口评价井的钻井和压裂作业已全部结束，相应的生态恢复工作也全部完成，已全部通过环保竣工验收。本报告仅对长北二期项目环评现场踏勘期间，9 口评价井的环境保护管理要求落实情况进行回顾，以期为长北二期环评提供借鉴。

环评单位根据现场踏勘和 9 口评价井环评报告表和环评登记表的相关要求，初步总结了勘探井环评及批复提出的环境保护措施落实情况，长北一期工程验收要求及落实情况详见第 2 章。具体如下；

（1）大气环境保护措施

评价井钻井期间主要污染物为土建工程施工扬尘，井场柴油发电机废气和放喷废气。环评单位现场踏勘期间，评价井钻井施工活动已完成，本报告仅在表 5.5-1 中回顾建设单位提供的钻井施工期大气环保措施。

（2）水环境保护措施

根据建设单位提供的废水处理合同，评价井钻井废水和压裂返排水经过现场处理后，通过罐车送至神木县锦界工业污水处理厂处置；施工人员生活污水送榆林市生活污水处理厂处置。

（3）固体废弃物处置措施

钻井岩屑在泥浆池内就地固化填埋，然后覆土进行植被恢复。生活垃圾集中收集后运至榆林市市政生活垃圾填埋场处置。

（4）生态保护措施

评价井井场生态保护措施分为施工期防护措施和施工后生态恢复措施。

施工期的生态防护措施：井场清基及泥浆池开挖产生沙土应集中堆放，并采取拦挡等防护措施，以用于后期土地整治与土地复垦；

施工结束后生态恢复措施：泥浆池固化后利用前期开挖砂土进行回填，填埋厚度≥50cm；泥浆池覆土后种植沙柳、沙蒿灌丛，种植前进行穴状整地，穴内客土，栽植株行距为 1.5m×1m，栽植穴规格为 60×60×100cm；井场临时占地生态恢复主要是种植樟子松和沙柳、沙蒿、沙打旺、紫花苜蓿等，栽植株行距为 2m×2m，栽植穴规格为 80×80×80cm。

<table>
<tr><td></td><td></td></tr>
<tr><td>草方格固沙</td><td>临时占地复垦：樟子松林带</td></tr>
<tr><td></td><td></td></tr>
<tr><td>正在复垦的泥浆池</td><td>井场边坡防护</td></tr>
</table>

评价井环评报告及批复中提出的环保要求落实情况如下表。

表 5.5-2 评价期间环保措施一览表

项目	环评及批复要求	实施情况
大气环境保护措施	• 放喷天然气经专用管线引至放喷池点火燃烧；加强物料运输管理，运输车辆应采取加盖篷布、场地洒水等环保措施，控制粉尘对大气的污染。	• 每个井场均设置有放喷池，接入放喷池点火燃烧； • 易散落物料运输时加盖篷布，施工场地定期洒水抑尘； • 施工车辆的行车路线及行车速度均有严格规定； • 作业现场不允许有散料露天堆放。
水环境保护措施	• 钻井废水和压裂废水暂存于污水罐，由陕西佳恒科技发展有限责任公司罐车运至神府经济开发区锦界工业污水处理有限责任公司进行处理；生活污水由集装车拉运至榆林市生活污水处理厂进行处理；柴油罐区设置围堰，并采取有效的防渗措施。	• 井场产生的钻井废水和压裂返排液收集后，由陕西佳恒科技发展有限责任公司在现场处理后用罐车运至神木县锦界工业区污水处理场处理。 • 生活污水定期送榆林市生活污水处理厂处理。 • 井场发电机用柴油等存放在有水泥硬化的围堰内。
环境风险防范措施	• 加强环境风险的安全防范和管理措施，制定切实可行的应急预案，防止事故的发生危害环境及人群健康。	• 本项目天然气中不含硫，但为应对潜在的环境污染风险，作业者制定了相应的环境风险预案和防范措施。
固体废物环境保护措施	• 对钻井泥浆和岩屑及时进行无害化处理，泥浆池应按照相关要求建设，并做好防渗措施，完井后进行固化填埋处理，确保固体废物不乱堆乱排；生活垃圾定点收集送垃圾填埋场处置。	• 钻井使用水基泥浆，泥浆池已采用HDPE膜+2层混凝土结构进行防渗处理，钻井结束后，泥浆池内岩屑就地固化填埋，并对表层进行覆土绿化，恢复植被。
生态保护措施	• 按标准化井场进行平面布置，尽量减少开挖面积和施工临时占地，加强施工期的环境保护管理工作，采取切实有效措施，严格控制施工污染影响。施工结束后采取生态恢复措施，恢复原有地貌。	• 井场和管线临时占地面积尽可能减少，施工结束后，对临时占地进行植被恢复，填土后沙柳、沙蒿间植，行距1.5m，株距1m。

6 环境质量现状监测与评价

长北二期项目环评工作启动较早，ERM于2014年接受委托并着手开展工作，在2015年已经完成环境质量现状监测工作。为了保证环境现状质量数据的时效性，2018年又重新开展了现状质量监测工作，并对2015年地下水环境质量监测中发现的石油类超标点位进行了验证和复测。本章第一部分简要回顾2015年环境质量监测结果，着重分析地下水监测超标分布和原因。第二部分详述2018年各要素环境质量监测结果，并重点分析地下水超标点位验证调查的结果。

6.1 长北区块环境质量回顾

6.1.1 环境空气质量回顾

环评初期，2015年3月在长北区块范围内布置了11个空气监测点，连续监测7天。监测因子包括 SO_2、NO_2、H_2S、甲醇、非甲烷总烃、总烃、$PM_{2.5}$、PM_{10}和TSP。根据区域执行的《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，监测结果评价如下：

$PM_{2.5}$日均监测浓度在3个点位稍有超标。最大超标倍数为为1.28。PM_{10}日均监测浓度在6个点位稍有超标。最大超标倍数1.15。TSP日均监测浓度在6个点位稍有超标，最大超标倍数1.39。除此之外，其余各监测点位监测因子均能达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准限值。$PM_{2.5}$、PM_{10}和TSP浓度存在一定正比关系。超标原因推测为榆林市地处毛乌素沙漠东南缘与陕北黄土高原北缘的交接地带，风沙大，公路沿线地带扬尘亦较大，故PM_{10}和TSP监测期间内部分点位稍有超标。

6.1.2 声环境质量回顾

环评初期，2015年3月在长北区块内布置了20个声环境质量监测点，连续监测2天。监测等效连续A声级，Leq dB(A)。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）中相应的声环境功能区标准限值，声环境质量现状良好。

6.1.3 地表水环境质量回顾

环评初期，2015年3月在长北区块内地表水布置了8个监测断面，分别位于白河、圪求河、三道河则、五道河则、榆溪河、芹河、中营盘水库和李家梁水库。其中白河、圪求河、三道河则、五道河则、榆溪河执行I类标准，区域内无定河其

他河段执行III类标准。监测3天，每天采样一次。监测因子包括：水温、pH、SS、COD、BOD_5、氨氮、总磷、挥发酚（以苯酚计）、石油类、硫化物、硼、氯化物、铁、锰、钡、硫酸盐和苯，共17项。同时记录流速、流量、水深、河/水库宽度等。各监测点水质情况如下：

白河断面的氨氮和总磷三日监测结果均超过I类水体标准，氨氮最大超标倍数为1.29倍，总磷最大超标倍数为4倍。

圪求河断面氨氮监测结果有两日超过I类水体标准，最大超标倍数为1.49倍；总磷监测结果三日均超过I类水体标准，最大超标倍数为5.5倍。

三道河则断面的COD一日监测结果稍超过I类水体标准，超标倍数为1.03倍；总磷的监测结果三日均超过I类水体标准，最大超标倍数为2倍

五道河则断面的COD监测结果三日均超过 I类水质标准，最大超标倍数为1.31倍；BOD_5监测结果三日均超过I类水质标准，最大超标倍数为1.20倍；总磷的监测结果三日均超过I类水体标准，最大超标倍数为3倍。

榆溪河断面的COD两日监测结果稍超过I类水体标准，COD最大超标倍数为1.66倍；BOD_5一日监测结果超过I类水体标准，超标倍数为1.57倍；总磷三日监测结果均超过I类水体标准，总磷最大超标倍数为17.5倍。

芹河断面的COD和BOD_5三日监测结果均超过III类水体标准，最大超标浓度分别为1.24和1.18倍。

中营盘水库和R2李家梁水库断面的总磷三日监测结果均超过I类水体标准（湖、库0.01mg/L），最大超标浓度分别为4和8倍。

除此之外其余各断面监测因子均能达到《地表水环境质量标准》（GB 3838－2002）相关标准的要求。

地表水现状监测结果表明：项目区域工业不发达，沿河村庄分布较多，水污染类型以生活污染源为主，因此以上监测断面的COD、BOD_5和总磷超标均为当地生活污水排放所致。

6.1.4 土壤环境质量回顾

环评初期，2015年5月在长北区块共布设17个土壤监测点，采样1次。监测因子包括pH、Cd、Hg、As、Cu、Pb、Cr、Zn、Ni、Ba和石油类。监测结果显示，各土壤采样点位的所有监测指标均满足当时执行的《土壤环境质量标准》（GB

15618－1995）中的二级标准，石油类满足《国家展会用地土壤质量评价标准》（HJ 350-2007）中表1 土壤环境质量评价标准限值 A级标准。同时，对照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），均低于该标准中的风险筛选值。项目区域的土壤环境质量良好。

6.1.5 地下水环境质量回顾

环评初期，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2011）的要求，结合项目场地布置方案，分别在丰水期（2014年9月和10月初）、平水期（2015年5月）及枯水期（2015年2月）进行三期地下水水质与水位的监测。共有水质监测井73个，其中53个监测井监测了丰、平、枯三期，20个监测点（图中编号MW1-MW20）监测了丰、枯两期。监测第四系潜水含水层，监测因子包括：pH、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、氟化物、总硬度、阴离子表面活性剂、溶解性总固体、氨氮、高锰酸盐指数、挥发酚、六价铬、甲醇、砷、汞、镉、铁、锰、钡、石油类、亚硝酸盐氮和总大肠杆菌群，共22个。地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中III类标准，本次回顾同时参照《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中III类标准，其中主要关注因子铁、锰在两个标准中的限值不变。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中III类标准。

地下水水质监测结果显示，项目区域地下水中主要超标因子为氨氮、高锰酸盐指数、铁、锰、亚硝酸盐氮、总大肠菌群和石油类。

总大肠菌群、氨氮、高锰酸盐指数和亚硝酸盐氮超标与当地居民生活污水排放有关，大多数既有民井位于当地居民房屋附近，靠近禽畜饲养区域，且无适当的防渗措施，易导致地下水污染。

长北区块铁、锰在丰、平、枯三个时期的监测结果均有不同程度超标。石油类在枯水期的BW11（补浪河）、MW5（西奔滩村）、MW6（包兔村）、MW7（旋河村）和MW10（C19井丛附近）点位出现明显超标现象。本节重点分析铁 、锰、石油类超标点位分布情况和超标原因。

（1）铁、锰超标分析

铁、锰在三个监测期均有不同程度的超标。其中超标最多的发生在丰水期，其次为枯水期。相关研究表明，项目所在区块内铁和锰超标范围广，认为与含水层相关，通常是水文地质条件决定的。关于铁、锰超标问题，在6.7.8节将做进一

步对比分析。

（2）石油类超标分析

长北区块三期地下水监测结果中，在枯水期发现石油类超标现象。

石油类在枯水期的BW11（补浪河）、MW5（西奔滩村）、MW6（包兔村）、MW7（旋河村）和MW10（C19井丛附近），最大超标点位发生在MW6（包兔村），石油类超标268倍。超标点位，除MW10附近有C19井场，其他超标点位附近均不涉及生产设施。以上除BW11外，其余5口井均为丰水期打井，不涉及民井，在丰水期监测结果中未发现超标现象。在获得枯水期监测结果时，ERM第一时间与实验室确认地下水石油类超标原因，实验室解释采样时发现水样中有油漂现象，并对实验室中备用水样进行了复测，得到的结果是一致超标的。

为了进一步调查石油类超标原因，2018年3月开展了超标点位验证调查工作，详见6.7.8节。

6.2 环境空气质量现状监测与评价

6.2.1 监测点位

（1） 布点原则

监测点位的确定依据《环境影响评价导则 大气环境》（HJ2.2-2008）要求，根据项目的规模和性质，结合地形复杂性、污染源及环境空气保护目标的布局，综合考虑监测点设置数量。根据本项目设施分布情况结合设施周边的空气保护目标，大气监测点位侧重于设施所在地背景点和设施下风向敏感点。

（2） 点位布置

2018年2月22日至2月28日，监测单位对评价区域进行了环境空气质量现状监测。具体位置见表6.2-1及图6.2-1。

表 6.2-1 环境空气质量监测点位

监测点编号	地点	经度	纬度	功能
1#	巴达马苏楼			乡村、居民集中区
2#	贾垃滩村			GS2 背景
3#	黄土梁			CB43 和 CB44 背景
4#	孟家湾乡			集镇、居民集中区
5#	岔河则村			集镇、居民集中区、CB43 和 CB44 下风向
6#	马家峁村			集镇、居民集中区、CPF 附近
7#	奔滩村			乡村、居民集中区、GS1 背景
8#	榆林沙地生态公园			环境敏感点
9#	长海则村			集镇、居民集中区；现有 CPF 附近
10#	榆林沙漠森林公园			环境敏感点
11#	圪求河村			乡村、居民集中区；

6.2.2 监测因子

监测因子包括：SO_2、NO_2、CO、甲醇、总烃、非甲烷总烃、$PM_{2.5}$、PM_{10}和TSP。

其中，TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$监测日平均浓度；SO_2、NO_2 和CO监测日平均浓度和小时平均浓度；甲醇、非甲烷总烃和总烃监测小时平均浓度。

另外，同步观测并记录采样时间、气温、大气压、风向、风速、总云和低云气象参数。

共进行一期监测，连续监测7天，监测频率按照《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）要求执行，SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$日平均浓度每日至少20h采样时间，小时平均浓度每天监测4次（北京时间02、08、14、20时），每小时至少有45分钟采样时间。

6.2.3 监测方法

依据《环境空气质量手工监测技术规范》（HJ/T194-2005）、《空气和废气监测分析方法》（第四版）等技术规范，本次监测采样分析方法和方法来源见表6.2-2。

表 6.2-2 环境空气质量分析方法和方法来源

项目名称	分析方法	方法来源	最低检出浓度（mg/m³）
SO_2	甲醛吸收-副玫瑰苯胺分光光度法	HJ 482-2009	小时：0.007
			日均：0.004
NO_2	盐酸萘乙二胺分光光度法	HJ 479-2009	小时：0.005
			日均：0.003
CO	非分散红外法	GB/T 9801-1988	小时：0.3
			日均：0.3
甲醇	气相色谱法	GB11738-1989	小时：0.2
总烃（以甲烷计）	气相色谱法	HJ 604-2017	小时：0.06
非甲烷总烃（以 C 计）	气相色谱法	HJ 604-2017	小时：0.07
TSP	重量法	GB/T 15432-1995	日均：0.001
$PM_{2.5}$	重量法	HJ 618-2011	日均：0.010
PM_{10}	重量法	HJ 618-2011	日均：0.010

6.2.4 监测期间气象条件

监测期间的气象条件见表6.2-3。

表 6.2-3 监测期间的气象条件

日期	大气压 kPa	风速 m/s	风向	气温℃
2018.2.22	89.2～89.4	1.5~3.6	西南、西、西北、	-7.5～5.6
2018.2.23	88.9～89.5	1.4~3.2	西、西北、北、东北、西南	-4.6～7
2018.2.24	89.1～89.3	1.5~3.0	西北、西南、西	-4.2～6.7
2018.2.25	88.2～89.2	1.5~3.3	西南、西北、西、东南、南	-4.4～10.1
2018.2.26	88.1～88.7	1.5~3.3	西、西南、西北、南东南	-2.6～11.9

2018.2.27	88.2～88.4	1.4~2.5	西、东南、西南、南	3.2～11.6
2018.2.28	88.3～88.6	1.1~2.9	东南、西、西南	-0.7～12.7

6.2.5 监测结果

各监测点的环境空气质量监测结果见表6.2-4和表6.2-5。

表 6.2-4 环境空气质量小时平均浓度监测结果（mg/m³）

监测点位	SO_2	NO_2	CO	甲醇	总烃	非甲烷总烃
1	ND～0.013	0.007～0.028	0.8～1.9	ND	2.40～2.69	1.20～1.65
2	ND～0.014	0.010～0.022	0.8～1.9	ND	2.37～2.73	1.13～1.30
3	ND～0.016	0.010～0.024	0.9～2.3	ND	2.02～2.48	0.76～1.21
4	0.007～0.024	0.013～0.040	0.8～2.4	ND	2.03～2.28	0.72～1.03
5	0.008～0.022	0.010～0.030	0.9～2.0	ND	2.02～2.24	0.69～1.18
6	ND～0.018	0.009～0.029	0.8～2.3	ND	2.09～2.28	0.74～1.32
7	ND～0.014	0.009～0.021	0.4～1.9	ND	2.08～2.34	0.78～1.43
8	ND～0.011	0.009～0.024	0.6～1.6	ND	2.00～2.45	0.70～1.17
9	ND～0.012	0.008～0.023	0.5～2.0	ND	2.19～2.46	0.87～1.15
10	ND～0.012	0.009～0.027	0.8～1.6	ND	2.26～2.50	0.96～1.64
11	ND～0.016	0.009～0.031	0.8～1.6	ND	2.30～2.60	0.98～1.53
二级标准	0.5	0.2	10	3.0	——	2.0

注：“ND”表示未检出，其数值为该项目检出限。

表 6.2-5 环境空气质量日平均浓度监测结果（mg/m³）

监测点位	SO_2	NO_2	CO	TSP	$PM_{2.5}$	PM_{10}
1	0.006～0.009	0.012～0.019	1.3~1.5	0.170～0.229	0.032～0.062	0.059～0.143
2	0.006～0.011	0.012～0.018	1.4~1.6	0.217～0.272	0.040～0.067	0.083～0.137
3	0.008～0.014	0.012～0.019	1.5~1.7	0.169～0.262	0.040～0.061	0.078～0.113
4	0.009～0.014	0.015～0.027	1.5~1.8	0.158～0.280	0.034～0.061	0.085～0.167
5	0.008～0.013	0.015～0.023	1.2~1.5	0.143～0.210	0.027～0.057	0.053～0.112
6	0.006～0.010	0.014～0.021	1.4~1.8	0.128～0.191	0.016～0.057	0.056～0.120
7	0.008～0.013	0.012～0.015	1.2~1.4	0.139～0.217	0.019～0.066	0.073～0.126
8	0.005～0.010	0.012～0.018	1.2~1.3	0.141～0.181	0.026～0.045	0.065～0.090
9	0.007～0.010	0.013～0.017	1.4~1.7	0.136～0.260	0.030～0.087	0.064～0.156
10	0.006～0.009	0.013～0.017	1.2~1.3	0.136～0.187	0.026～0.050	0.067～0.126
11	0.005～0.011	0.012～0.020	1.2~1.4	0.159～0.239	0.030～0.058	0.087～0.130
二级标准	0.15	0.08	4	0.3	0.075	0.15

6.2.6 现状评价

（1）评价方法

大气环境质量现状采用单项污染指数法进行评价。

其计算公式为：

Pi＝Ci/Si

式中：Pi—污染物i的污染指数；

Ci—污染物i的实测浓度值，mg/m^3；

Si—污染物i的标准浓度限值，mg/m^3。

当Pi≤1时表示符合评价标准；Pi>1时则表示超标。

（2）评价因子

评价因子为：SO_2、NO_2、CO、甲醇、非甲烷总烃（以C计）、总烃（以甲烷计）、$PM_{2.5}$、PM_{10}和TSP。

（3）评价标准

SO_2、NO_2、CO、$PM_{2.5}$、PM_{10}和TSP执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准；非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中的标准限值2.0mg/m^3；甲醇执行《工业企业设计卫生标准》（TJ 36-79）居住区浓度限值，总烃暂无评价标准，见表6.2-6。

表 6.2-6　环境空气质量评价标准

污染物	二级标准限值（mg/m^3）	
	小时平均	日平均
SO_2	0.50	0.15
NO_2	0.20	0.08
CO	10	4
PM_{10}	—	0.15
$PM_{2.5}$	—	0.075
TSP	—	0.3
甲醇	3.00[1]（任何一次）	
非甲烷总烃	2.0[2]（小时平均）	
总烃	无标准	

注：（1）执行《工业企业设计卫生标准》（TJ 36-79）居住区大气中有害物质的一次最高容许浓度。（2）执行《大气污染物综合排放标准详解》中的标准限值2.0mg/m^3。

（4）评价结果

环境空气质量现状小时均值评价结果见表6.2-7。

表 6.2-7　评价区环境空气质量小时均值评价结果（Pi）

监测点位	SO_2		NO_2		CO		甲醇		非甲烷总烃	
	最大占标率%	超标率%	最大占标率%	超标率%	最大占标率%	超标率%	最大占标率%	超标率%	最大占标率%	超标率%
1	2.6	0	14	0	19	0	N/A	N/A	82.5	0
2	2.8	0	11	0	19	0	N/A	N/A	65	0
3	3.2	0	12	0	23	0	N/A	N/A	60.5	0
4	4.8	0	20	0	24	0	N/A	N/A	51.5	0
5	4.4	0	15	0	20	0	N/A	N/A	59	0
6	3.6	0	14.5	0	23	0	N/A	N/A	66	0
7	2.8	0	10.5	0	19	0	N/A	N/A	71.5	0
8	2.2	0	12	0	16	0	N/A	N/A	58.5	0
9	2.4	0	11.5	0	20	0	N/A	N/A	57.5	0
10	2.4	0	13.5	0	16	0	N/A	N/A	82	0
11	3.2	0	15.5	0	16	0	N/A	N/A	76.5	0

表6.2-7评价计算结果表明，项目区域各监测点位SO_2、NO_2和CO小时平均浓度均能达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准限值。甲醇监测结果满足《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）居住区大气中有害物质的一次最高容许浓度。非甲烷总烃监测结果满足《大气污染物综合排放标准详解》中的标准限值。

环境空气质量现状日均值评价结果见表6.2-8。

表 6.2-8　评价区环境空气质量日均值评价结果（Pi）

监测点位	SO_2		NO_2		CO		$PM_{2.5}$		PM_{10}		TSP	
	最大占标率%	超标率%	最大占标率%	超标率%	最大占标率%	超标率%	最大占标率%	超标率%	最大占标率%	超标率%	最大占标率%	超标率%
1	6.00	0	23.75	0	37.50	0	82.67	0	95.33	0	76.33	0
2	7.33	0	22.50	0	40.00	0	89.33	0	91.33	0	90.67	0
3	9.33	0	23.75	0	42.50	0	81.33	0	75.33	0	87.33	0
4	9.33	0	33.75	0	45.00	0	81.33	0	**111.33**	**14.28**	93.33	0
5	8.67	0	28.75	0	37.50	0	76.00	0	74.67	0	70.00	0
6	6.67	0	26.25	0	45.00	0	76.00	0	80.00	0	63.67	0
7	8.67	0	18.75	0	35.00	0	88.00	0	84.00	**0**	72.33	0
8	6.67	0	22.50	0	32.50	0	60.00	0	60.00	0	60.33	0
9	6.67	0	21.25	0	42.50	0	**116.00**	**14.28**	**104.00**	**14.28**	86.67	0
10	6.00	0	21.25	0	32.50	0	66.67	0	84.00	0	62.33	0
11	7.33	0	25.00	0	35.00	0	77.33	0	86.67	**0**	79.67	0

注： 粗体表示评价结果超标。

根据表6.2-7评价计算结果可知：

$PM_{2.5}$日均监测浓度在9#监测点位出现一次超标。超标率为14.28%，超标倍数为1.16。

PM_{10}日均监测浓度在4#和9#各出现了一次超标，超标率均为14.28％，超标倍数分别为1.11和1.04。

除此之外，其余各监测点位监测因子均能达到《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准限值。从超标点位情况来看，$PM_{2.5}$和PM_{10}超标出现在2月24日9#监测点位，PM_{10}另外一次超标出现在2月28日4#点位。4#和9#点位均为集镇和比较集中的居民区，且超标频次较低，推测超标原因与生活排放源及偶发事件相关。

6.3 声环境质量现状监测与评价

6.3.1 监测点位

（1）布点原则

监测布点依据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009），布点覆盖评价范围的厂界和敏感目标的原则。由于本项目区块面积较大且地面设施分布较为分散，故本次声环境质量背景监测以敏感点村庄为主，兼顾地面设施位置。

（2）点位布置

在评价区域共布设20个声环境质量监测点位。监测布点见表6.3-1和图6.3-1。

表 6.3-1　声环境质量监测点位

测点位置	测点名称	经度	纬度	功能
N1	巴达马苏楼			村庄、区域背景值
N2	西奔滩村			村庄、区域背景值
N3	巴汗才当村			村庄、区域背景值
N4	海代村			村庄、区域背景值
N5	什拉卜兔			村庄、区域背景值
N6	圪求河村			村庄、区域背景值
N7	板城滩村			村庄、区域背景值
N8	四道河则村			村庄、区域背景值
N9	岔河则村			村庄、区域背景值
N10	赵元湾村			村庄、区域背景值
N11	井克梁村			村庄、区域背景值
N12	黄土梁村			村庄、区域背景值
N13	讨忽兔村			村庄、区域背景值
N14	奔滩村			村庄、区域背景值
N15	纪小滩村			村庄、区域背景值
N16	长海则村			村庄、区域背景值
N17	讨讨滩村			村庄、区域背景值
N18	郑家滩村			村庄、区域背景值
N19	酸梨海则村			村庄、区域背景值
N20	杨窑则村			村庄、区域背景值

6.3.2　监测因子

监测因子为昼间和夜间的等效连续A声级（Leq dB(A)）。

6.3.3　监测时间和频次

2018年2月27日～28日进行监测，监测2天，每天昼夜间各一次，昼间为6：00～22：00，夜间为22：00～次日06：00，每次每点测量时间10分钟。

6.3.4　监测方法

按照《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中规定的噪声测量方法执行。

6.3.5　监测结果及评价

（1）评价因子

等效连续A声级，Leq dB(A)。

（2）评价标准

根据《声环境质量标准》（GB 3096-2008），村庄执行1类标准，即昼间55dB（A），夜间45dB（A）；集镇执行2类标准，即昼间60dB（A），夜间50dB（A）。

（3）评价方法

采用比标值法，即将监测结果与标准值相比较。

（4）评价结果

监测及评价结果详见表6.3-2。

表 6.3-2　区域噪声现状监测及评价结果

监测点位	监测日期	监测时段	Leq dB	评价标准 dB	达标情况
N1 巴达马苏楼	2018.2.27	昼间	38	55	达标
		夜间	34	45	达标
	2018.2.28	昼间	37	55	达标
		夜间	34	45	达标
N2 西奔滩村	2018.2.27	昼间	38	55	达标
		夜间	35	45	达标
	2018.2.28	昼间	37	55	达标
		夜间	35	45	达标
N3 巴汗才当村	2018.2.27	昼间	45	55	达标
		夜间	41	45	达标
	2018.2.28	昼间	45	55	达标
		夜间	34	45	达标
N4 海代村	2018.2.27	昼间	38	55	达标
		夜间	32	45	达标
	2018.2.28	昼间	37	55	达标
		夜间	35	45	达标
N5 什拉卜兔	2018.2.27	昼间	36	55	达标
		夜间	34	45	达标
	2018.2.28	昼间	37	55	达标
		夜间	36	45	达标
N6 圪求河村	2018.2.27	昼间	38	55	达标
		夜间	35	45	达标
	2018.2.28	昼间	37	55	达标
		夜间	35	45	达标
N7 扳城滩村	2018.2.27	昼间	38	55	达标
		夜间	34	45	达标
	2018.2.28	昼间	39	55	达标
		夜间	34	45	达标

N8 四道河则村	2018.2.27	昼间	37	55	达标
		夜间	34	45	达标
	2018.2.28	昼间	40	55	达标
		夜间	34	45	达标
N9 岔河则村	2018.2.27	昼间	38	55	达标
		夜间	34	45	达标
	2018.2.28	昼间	37	55	达标
		夜间	36	45	达标
N10 赵元湾村	2018.2.27	昼间	46	55	达标
		夜间	40	45	达标
	2018.2.28	昼间	46	55	达标
		夜间	35	45	达标
N11 井克梁村	2018.2.27	昼间	37	55	达标
		夜间	36	45	达标
	2018.2.28	昼间	39	55	达标
		夜间	34	45	达标
N12 黄土梁村	2018.2.27	昼间	37	55	达标
		夜间	35	45	达标
	2018.2.28	昼间	38	55	达标
		夜间	35	45	达标
N13 讨忽兔村	2018.2.27	昼间	36	55	达标
		夜间	36	45	达标
	2018.2.28	昼间	39	55	达标
		夜间	35	45	达标
N14 奔滩村	2018.2.27	昼间	38	55	达标
		夜间	35	45	达标
	2018.2.28	昼间	38	55	达标
		夜间	36	45	达标
N15 纪小滩村	2018.2.27	昼间	38	55	达标
		夜间	35	45	达标
	2018.2.28	昼间	38	55	达标
		夜间	36	45	达标
N16 长海滩村	2018.2.27	昼间	40	55	达标
		夜间	34	45	达标
		昼间	41	55	达标

	2018.2.28	夜间	35	45	达标
N17 讨讨滩村	2018.2.27	昼间	37	55	达标
		夜间	35	45	达标
	2018.2.28	昼间	39	55	达标
		夜间	35	45	达标
N18 郑佳滩村	2018.2.27	昼间	37	55	达标
		夜间	35	45	达标
	2018.2.28	昼间	39	55	达标
		夜间	35	45	达标
N19 酸梨海则村	2018.2.27	昼间	38	55	达标
		夜间	35	45	达标
	2018.2.28	昼间	39	55	达标
		夜间	34	45	达标
N20 杨窑则村	2018.2.27	昼间	38	55	达标
		夜间	35	45	达标
	2018.2.28	昼间	38	55	达标
		夜间	35	45	达标

从表6.3-2可知，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）中相应的声环境功能区标准限值，声环境质量现状良好。

6.4 地表水环境质量现状评价

6.4.1 监测点位

（1）布点原则

根据《环境影响评价导则 地面水环境》（HJ/T2.3-93），监测断面布设依据排污口位置确定。由于本项目拟建设施避开水源保护区，建设期和运营期无废水排入区块内地表水体，在建设期无穿越地表水体，因此断面布设以背景调查为主，确认在水体进去区块上游和下游布点。

（2）点位布置

监测布点详见表6.4-1及图6.4-1，共设置3个监测断面。

表 6.4-1　地表水监测断面

编号	河流/水库	纬度	经度	监测断面描述	功能
B1	白河			进入项目区域上游 500m	背景值，调查范围边界
S1	三道河则			进入项目区域上游 500m	背景值，调查范围边界
Y1	榆溪河			出项目区域下游 500m	调查范围两端

6.4.2　监测因子

地表水监测项目：水温、pH、SS、COD、BOD_5、氨氮、总磷、挥发酚（以苯酚计）、石油类、硫化物、硼、氯化物、铁、锰、钡、硫酸盐和苯，共17项。同时记录流速、流量、水深、河/水库宽度等。

6.4.3　监测时间和频次

监测时间： 2018年2月22日~2月24日。

监测频次：在枯水期进行一次采样，监测3天，每天采样一次。

6.4.4　分析方法

采样按《地表水和污水监测技术规范》（HJ/T 91-2002）和《地表水环境质量标准》（GB3838-2002），水污染物分析方法见表6.4-2。

表 6.4-2　地表水环境质量分析方法

监测项目	分析方法	方法来源	最低检出浓度
水温	温度计法	GB 13195-1991	0.1℃
pH	玻璃电极法	GB 6920-1986	0.01 无量纲
悬浮物	重量法	GB 11901-1989	4mg/L
化学需氧量	重铬酸盐法	HJ828-2017	4mg/L
五日生化需氧量	稀释与接种法	HJ 505-2009	0.5 mg/L
氨氮	纳氏剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025 mg/L
总磷	钼酸铵分光光度法	GB 11893-1989	0.01 mg/L
挥发酚	4-氨基安替比林分光光度法	HJ 503-2009	0.0003 mg/L
石油类	红外分光光度法	HJ 637-2012	0.01 mg/L
硫化物	亚甲基蓝分光光度法	GB/T 16489-1996	0.005 mg/L
硼	姜黄素分光光度法	HJ/T 49-1999	0.02 mg/L
氯化物	离子色谱法	HJ84-2016	0.007 mg/L
铁	电感耦合等离子体发射光谱法	HJ776-2015	0.02 mg/L
锰	电感耦合等离子体发射光谱法	HJ 776-2015	0.004mg/L

钡	电感耦合等离子体发射光谱法	HJ776-2015	0.002mg/L
硫酸盐	离子色谱法	HJ84-2016	0.018mg/L
苯	气相色谱法	HJ639-2012	0.0004 mg/L

6.4.5 监测结果

地表水环境现状监测结果详见表6.4-3。

表 6.4-3　地表水环境质量现状监测结果

监测断面	监测日期	水温	pH	悬浮物	COD	BOD_5	氨氮	总磷	挥发酚	石油类	硫化物	硼	氯化物	铁	锰	钡	硫酸盐	苯
B1	2.22	3.7	8.73	10	16	**3.8**	0.104	ND	ND	0.03	ND	0.07	17.4	0.16	0.013	0.030	12.1	ND
	2.23	3.7	8.69	8	15	**4.1**	0.084	**0.04**	ND	ND	ND	0.03	17.4	0.16	0.010	0.059	12.1	ND
	2.24	3.6	8.71	6	11	**3.6**	0.100	ND	ND	0.02	ND	0.07	17.5	0.16	0.010	0.059	12.1	ND
S1	2.22	4.4	8.64	6	13	**4.0**	0.112	ND	ND	ND	ND	0.05	8.38	0.04	0.008	0.057	22.8	ND
	2.23	4.5	8.63	7	10	**3.6**	0.112	ND	ND	ND	ND	0.07	8.44	0.04	0.008	0.057	22.6	ND
	2.24	4.3	8.64	8	29	**6.4**	**0.209**	ND	ND	ND	ND	0.02	8.68	0.05	0.015	0.056	21.6	ND
Y1	2.22	4.7	8.71	11	13	**4.0**	0.068	0.02	ND	ND	ND	0.03	11.1	0.11	0.005	0.049	28.6	ND
	2.23	4.9	8.69	13	**20**	**5.0**	0.095	ND	ND	ND	ND	0.05	11.0	0.17	0.007	0.051	28.6	ND
	2.24	4.6	8.65	14	9	**3.6**	0.090	0.02	ND	ND	ND	0.03	11.1	0.11	0.005	0.050	28.8	ND
I 类标准		/	6～9	/	15	3	0.15	0.02（湖、库 0.01）	0.002	0.05	0.05	0.5	250	0.3	0.1	0.7	250	0.01

注：除pH无量纲外，其他监测因子单位均为mg/l；

加粗字体表示超过《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中I类标准；　“/”表示不适用，“ND”表示低于检出限。

6.4.6 地表水质量现状评价

（1）评价方法

采用标准指数法进行单项评价，其数学模式如下：

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

式中：S_{ij}—评价参数i在第j点的标准指数；

C_{ij}—评价参数i在第j点的平均浓度，mg/L；

C_{si}—评价参数i的评价标准，mg/L。

水质参数的标准指数＞1，表明该水质参数超过了规定的水质标准。

pH值标准指数的计算式是：

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \qquad \left(pH_j \geq 7.0\right)$$

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

式中：$S_{pH，j}$—j点pH的标准指数；

pH_j—j点pH平均值；

pHsu—评价标准中pH上限；

pHsd—评价标准中pH下限。

（2）评价因子

评价因子为：pH、COD、BOD_5、氨氮、总磷、挥发酚（以苯酚计）、石油类、硫化物、硼、氯化物、铁、锰、钡、硫酸盐和苯，共15项。

（3）评价标准

执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中I类标准。具体见表6.4-4。

表 6.4-4 地表水环境质量评价标准

序号	监测因子	评价标准
1	pH、COD、BOD_5、氨氮、总磷、挥发酚（以苯酚计）、石油类、硫化物	GB3838-2002 表 1 标准
2	氯化物、铁、锰、硫酸盐	GB3838-2002 表 2 标准
3	苯、钡、硼	GB3838-2002 表 3 标准

（4）评价结果

地表水环境采用标准指数法进行单项评价结果详见表6.4-5。

表 6.4-5　地表水环境质量现状评价结果

监测断面	监测日期	pH	COD	BOD_5	氨氮	总磷	挥发酚	石油类	硫化物	硼	氯化物	铁	锰	钡	硫酸盐	苯
B1	2.22	0.87	**1.07**	**1.27**	0.69	ND	ND	0.60	ND	0.14	0.07	0.53	0.13	0.04	0.05	ND
	2.23	0.85	1.00	**1.37**	0.56	**2.00**	ND	ND	ND	0.06	0.07	0.53	0.10	0.08	0.05	ND
	2.24	0.86	0.73	**1.20**	0.67	ND	ND	0.40	ND	0.14	0.07	0.53	0.10	0.08	0.05	ND
S1	2.22	0.82	0.87	**1.33**	0.75	ND	ND	ND	ND	0.10	0.03	0.13	0.08	0.08	0.09	ND
	2.23	0.82	0.67	**1.20**	0.75	ND	ND	ND	ND	0.14	0.03	0.13	0.08	0.08	0.09	ND
	2.24	0.82	**1.93**	**2.13**	**1.39**	ND	ND	ND	ND	0.04	0.03	0.17	0.15	0.08	0.09	ND
Y1	2.22	0.86	0.87	**1.33**	0.45	1.00	ND	ND	ND	0.06	0.04	0.37	0.05	0.07	0.11	ND
	2.23	0.85	**1.33**	**1.67**	0.63	ND	ND	ND	ND	0.10	0.04	0.57	0.07	0.07	0.11	ND
	2.24	0.83	0.60	**1.20**	0.60	1.00	ND	ND	ND	0.06	0.04	0.37	0.05	0.07	0.12	ND

注：除pH无量纲外，其他监测因子单位均为mg/l；

加粗字体表示标准指数＞1，表明该水质参数超过了规定的水质标准；

“ND”表示低于检出限

B1白河断面监测结果显示，氨氮全部达标，总磷只有一次超标，超标倍数为2倍；COD出现了一次超标，超标倍数为1.07倍，BOD_5三日监测结果均超标，最大超标倍数为1.37倍。

S1三道河则断面监测结果显示，COD、BOD_5、氨氮出现了超标，其中，BOD_5三日监测均超标，最大超标倍数为2.13；COD、氨氮均出现一次超标，最大超标倍数分别为1.93、1.39。

Y1榆溪河断面监测结果显示，COD一日监测结果超标，超标倍数为1.33，BOD_5三日监测结果均超标，最大超标倍数为1.67，但总磷全部达标。

除此之外其余各断面监测因子均能达到《地表水环境质量标准》（GB 3838－2002）相关标准的要求。

地表水现状监测结果表明：项目区域工业不发达，但村庄分布较多，水污染类型以生活污染源为主，因此以上监测断面的COD、BOD_5、氨氮和总磷超标均为当地生活污水排放所致。

6.5 土壤现状监测和评价

6.5.1 监测点位

（1）布点原则

根据《土壤环境监测技术规范》（HJ/T 166－2004）布点原则，结合现有和拟建设施情况，布设土壤环境监测点。同时，参照《环境影响评价技术导则 土壤环境》（征求意见稿），采用均布性与代表性相结合的原则，兼顾建设项目场地与土壤环境敏感目标的土壤环境质量现状值。本项目区块范围大，涉及多个设施，结合上述原则在拟建设施所在地布设背景监测点，对于现有场地在场地内和场地外均布设监测点。

（2）点位布置

共布设35个土壤监测点，监测点位置见表6.5-1和图6.5-1。

表 6.5-1 土壤环境质量现状监测点位

编号	监测点位置	功能	经度	纬度
S1	CB24	背景		
S2	CB49	背景		
S3	CB45	背景		
S4	CB46	背景		
S5	CB26	背景		

编号	监测点位置	功能	经度	纬度
S6	CB43	背景		
S7	CB44	背景		
S8	CB19 场地	CB19 现有场地		
S9	CB19 背景	CB19 背景参照		
S10	CB19 的泥浆池	CB19 泥浆池周边		
S11	CB44	背景		
S12	CB48	背景		
S13	CB29	背景		
S14	CB28	背景		
S15	CB42	背景		
S16	CB41	背景		
S17	CB25	背景		
S18	CB38	背景		
S19	CB34	背景		
S20	CB36	背景		
S21	CB35	背景		
S22	CB37	背景		
S23	CB39	背景		
S24	CB40	背景		
S25	CB30	背景		
S26	CB31	背景		
S27	CB33	背景		
S28	GS3	背景		
S29	GS2	背景		
S30~35	CPF	现有场地和背景		

6.5.2 监测因子

参照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）和本项目的特征因子，选取pH、Cd、Hg、As、Cu、Pb、Cr、Zn、Ni、Ba、石油类等进行土壤环境质量监测。

6.5.3 监测时间和频次

采样时间：2018年3月27日~29日 。

监测频次：各监测点采样1次。

6.5.4 评价标准

根据本项目场地土壤使用功能和保护目标，土壤环境质量执行《土壤环境质量 农用

地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）风险筛选值。石油类参照《国家展会用地土壤质量评价标准》（HJ 350-2007）中表1 土壤环境质量评价标准限值 A级标准。

6.5.5 分析方法

土壤环境质量的监测方法和检出限见表6.5-2。

表 6.5-2 土壤环境质量的监测和分析方法

监测项目	分析方法	方法依据	检出限
pH	玻璃电极法	NY/T 1121.2-2006	—
镉	原子吸收光谱法	GB/T 17141-1997	0.01 mg/kg
汞	原子荧光光谱法	GB/T 22105.1-2008	0.002 mg/kg
砷	原子荧光光谱法	GB/T 22105.2-2008	0.01 mg/kg
铜	原子吸收光谱法	GB/T 17138-1997	1 mg/kg
铅	原子吸收光谱法	GB/T 17141-1997	0.1 mg/kg
铬	原子吸收光谱法	HJ 491-2009	5 mg/kg
锌	原子吸收光谱法	GB/T 17138-1997	0.5 mg/kg
镍	原子吸收光谱法	GB/T 17139-1997	5 mg/kg
钡	电感耦合等离子发射光谱法	EPA 3050B:1996 EPA 6010C:2007	1 mg/kg
石油类	红外分光光度法	CJ/T 221-2005	5mg/kg
甲醇	气相色谱法	ASTM D3695 -1995	1.0mg/kg
阳离子交换量	酸碱滴定法	NY/T 1121.5-2006	1.0 cmol/kg
氧化还原电位	物理及复合参数测试	实验室方法	1mV
有机质	氧化还原滴定法	NY/T 1121.6-2006	0.1%
氮	酸碱滴定法	LY/T 1228-2015	0.5mg/kg
磷	磷钼蓝分光光度法	NY/T 88-1988	5mg/kg
钾	原子吸收分光光度法	NY/T 87-1988	5mg/kg
土壤含盐量	重量法	NY/T 1121.16-2006	10mg/kg

6.5.6 监测结果

土壤环境质量监测结果见表6.5-3。

表 6.5-3　土壤环境质量监测结果

监测因子/点位	CB24	CB49	CB45	CB46	CB26	CB43	CB19-5	CB19-5背景	泥浆池	土壤污染风险管制值		土壤污染风险筛选值	
pH	7.4	6.6	6.5	6.1	6.1	6.5	7.4	7.2	7.4	＜6.5	6.5—7.5	＜6.5	6.5—7.5
砷，mg/kg	3	1	2	2	3	2	3	2	4	150	120	40	30
钡，mg/kg	30.7	25.5	22.6	23.9	22	27.2	48.3	25.8	36.9	/	/	/	/
镉，mg/kg	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	2.0	3.0	0.3	0.3
铬，mg/kg	9.2	6	5.8	6.2	6.4	8	10.2	6.7	11.9	850	1000	150	200
铜，mg/kg	3.8	2	2	2.2	2.4	3.1	4	2.4	4	/	/	50	100
铅，mg/kg	2.3	1.4	1.3	1.4	2	1.5	2.2	1.5	2	500	700	90	120
镍，mg/kg	6.1	3.3	3.2	3.6	3.8	4.6	6.2	3.9	7.2	/	/	70	100
钾，mg/kg	18600	16400	16300	15100	15800	18400	17400	17800	18900	/	/	/	/
锌，mg/kg	13	8.1	9.8	8.5	9.4	10.2	15.2	8.8	17.3	/	/	200	250
汞，mg/kg	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	2.5	4.0	1.8	2.4
石油类，mg/kg	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	/	/	/	/
甲醇，mg/kg	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	/	/	/	/
总氮(以氮计),mg/kg	203	335	36.1	130	708	118	264	111	61.6	/	/	/	/
有机质,%	<0.1	0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	0.1	<0.1	/	/	/	/
水溶性盐,mg/kg	105	59	23	40	49	132	256	95	122	/	/	/	/

总磷(以磷计),mg/kg	230	98	140	131	135	200	180	233	240	/	/	/	/
阳离子交换量,cmol/kg	3.4	1.6	1.5	<1.0	1.5	2.2	2.5	2.0	3.6	/	/	/	/
氧化还原电位，mV	383	283	263	304	301	308	226	268	269	/	/	/	/
监测因子/点位	**CB44**	**CB41**	**CB25**	**CB38**	**CB34**	**CB36**	**CB35**	**CB37**	**CB39**	**CB9-4**	**土壤污染风险管制值**		**土壤污染风险筛选值**
pH	7.3	7.2	7	7.1	7	6.8	6.7	6.7	6.7	6.9	6.5—7.5		6.5—7.5
砷，mg/kg	2	2	3	4	3	3	6	3	3	3	120		30
钡，mg/kg	24.5	25.3	26.4	32.7	29.1	23.6	19.2	25.2	20.2	25.0	/		/
镉，mg/kg	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	3.0		0.3
铬，mg/kg	7.4	7.7	7.5	8.7	8	6.9	6.2	6.8	6.2	7	1000		200
铜，mg/kg	2.3	2.5	2.4	3.4	2.7	2.1	1.7	2	2	2.9	/		100
铅，mg/kg	1.2	1.2	1.3	2.8	2.1	1.2	1.7	1.2	1.2	1.5	700		120
镍，mg/kg	3.8	4.2	4.2	5.5	4.5	3.7	3.2	3.6	3.5	4.2	/		100
钾，mg/kg	18800	16100	17000	18000	16200	16800	14600	17400	17400	17000	/		/
锌，mg/kg	9	9.7	9.4	12	10.5	8.8	8	8.7	8.4	9	/		250
汞，mg/kg	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	4.0		2.4

石油类，mg/kg	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	/	/
甲醇，mg/kg	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	/	/
总氮(以氮计),mg/kg	105	109	193	113	212	100	178	153	124	115	/	/
有机质,%	<0.1	<0.1	0.1	0.2	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	/	/
水溶性盐,mg/kg	50	21	31	93	29	21	41	20	62	113	/	/
总磷(以磷计),mg/kg	149	195	157	217	192	134	148	139	150	150	/	/
阳离子交换量,cmol/kg	1.5	1.2	1.6	2.8	1.2	1.4	1.1	1.4	1.2	<1.0	/	/
氧化还原电位，mV	279	254	278	235	259	291	281	284	228	242	/	/
监测因子/点位	**CB48**	**CB29**	**CB28**	**CB42**	**CB40**	**CB30**	**CB31**	**CB33**	**GS3**	**GS2**	**土壤污染风险管制值**	**土壤污染风险筛选值**
pH	6.9	6.7	6.7	7.2	7.2	7.3	7.1	7	7	7	6.5—7.5	6.5—7.5
砷，mg/kg	2	2	2	7	3	2	3	2	3	4	120	30
钡，mg/kg	21.9	24.5	23.3	30.2	28.2	25.4	26.7	27.0	32.4	24.8	/	/
镉，mg/kg	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	3.0	0.3
铬，mg/kg	5.5	6.8	8.5	6.5	7.5	8	6.7	6.8	8.7	8.5	1000	200

铜，mg/kg	2	2.4	3.3	2.2	2.4	2.1	2.2	2.3	3.3	2.7	/	100
铅，mg/kg	1.2	2	1.9	1.4	1.4	1.2	1.2	1.5	2.4	1.7	700	120
镍，mg/kg	3.3	3.9	4.8	3.5	4	3.9	3.7	4	5.1	4.4	/	100
钾，mg/kg	16200	17500	18000	16200	17100	15200	15000	15600	18800	18400	/	/
锌，mg/kg	7.7	9	11	7.7	9.1	8.8	8.6	9.2	11.8	9.8	/	250
汞，mg/kg	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	4.0	2.4
石油类，mg/kg	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	/	/
甲醇，mg/kg	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	/	/
总氮(以氮计),mg/kg	143	351	312	199	89.6	123	43.8	237	184	206	/	/
有机质,%	<0.1	0.1	0.2	0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	0.2	0.1	/	/
水溶性盐,mg/kg	30	61	71	156	62	30	62	30	71	31	/	/
总磷(以磷计),mg/kg	163	209	241	162	58	149	128	148	157	211	/	/
阳离子交换量,cmol/kg	1.0	1.1	2.4	1.5	1.5	1.1	<1.0	1.2	2.3	1.6	/	/
氧化还原电位，mV	257	262	279	271	251	263	260	264	278	265	/	/

监测因子/点位	厂界东	厂界南	厂界西	厂界北	厂界内1	厂界内压缩机房						土壤污染风险管制值[1]	土壤污染风险筛选值
pH	7.1	7.2	7.3	7.3	7.5	10.8						/	/
砷，mg/kg	3	3	3	3	3	3						140	60
钡，mg/kg	24.7	22.1	21.2	22.0	25.2	35.6						/	/
镉，mg/kg	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2	<0.2						172	65
铬，mg/kg	6.5	6.5	6.4	5.9	7.1	8.9						78	5.7
铜，mg/kg	2.7	2.5	2.5	2.3	3.4	4.6						36000	18000
铅，mg/kg	3.7	1.6	1.6	1.8	2.2	3						2500	800
镍，mg/kg	4.3	4	4	3.8	4.8	6.6						2000	900
钾，mg/kg	16200	16000	16200	17400	19200	19800						/	/
锌，mg/kg	9.6	8.7	8.8	8.2	10.3	12.6						250	300
汞，mg/kg	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010						82	38
石油类，mg/kg	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5	<0.5						/	/
甲醇，mg/kg	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0						/	/
总氮(以氮计),mg/kg	130	75.3	41.6	83.2	22.5	78.2						/	/
有机质,%	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1						/	/
水溶性盐,mg/kg	80	103	112	48	131	2010						/	/

总磷(以磷计),mg/kg	109	141	132	109	142	137						/	/
阳离子交换量,cmol/kg	1.3	1.0	1.4	1.5	2.0	2.1						/	/
氧化还原电位，mV	269	264	257	241	262	167						/	/

[1] 根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管理管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中的规定，城市建设用地根据保护对象暴露情况的不同，可划分为第一类用地和第二类用地。此处位于厂界以及厂界内压缩机房的采样点属于第二类用地。

注：石油类参照《国家展会用地土壤质量评价标准》（HJ 350-2007）中表 1 土壤环境质量评价标准限值 A 级标准。

各背景土壤采样点位的具有国家标准的监测指标均低于《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）土壤污染风险筛选值，石油类满足《国家展会用地土壤质量评价标准》（HJ 350-2007）中表1 土壤环境质量评价标准限值 A级标准。项目区域的土壤环境质量良好。建设用地土壤采样点监测结果低于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管理管控标准（试行）》（GB 36600-2018）土壤污染风险筛选值。

6.6 地下水现状监测和评价

6.6.1 监测点位

（1）布点原则

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中对监测点位的要求，本次地下水水质现状监测点位布置按照控制型布点与功能性布点相结合的原则。本项目以区块现状评价为主并兼顾了典型产建工程来说明区块地下水质量现状，同时结合本项目工程实际，即项目区块面积大，井场、集气站、中央处理厂和输送管线等设施在区块内较为分散，水质点布置在设施相对集中的区域，同时兼顾典型产建工程周边地下水环境敏感点。

本项目监测层位应包括潜水含水层或可能受项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层。通过对区域水文地质条件的收集研读以及现场调查：区块南部区域具有开发利用价值的含水层为第四系上更新统冲湖积层（萨拉乌苏组）孔隙潜水含水层，部分区域混合开采第四系潜水和侏罗系风化裂隙水（侏罗系风化裂隙水水量较小，无单独开采价值）；区块北部地区为萨拉乌苏组孔隙潜水与白垩系洛河组孔隙水构成的统一含水体系，区域内居民饮用水井绝大部分均开采萨拉乌苏组潜水。因此，本次监测层位为第四系萨拉乌苏组潜水含水层，监测井多利用村民现有水井。

由于2015年枯水期地下水个别点位石油类超标明显，在2018年针对原超标点位开展进一步调查监测工作，详细方案参见6.7.8节对比分析。

（2）点位布置

本项目共设置水质点36个（含6个超标验证点），水位点42个（36个水质点中23个点位同时监测水位＋19个水位点）。水质监测点位置见表6.7-1和图6.6-1，水质监测点见表6.7-2。

表 6.7-1 地下水水质监测点一览表

序号	监测点位	行政村	经度	纬度	井深（m）	功能	监测层位
1	A1	乌审镇图克镇沙日嘎毛日村			16	靠近 CB40，CB30 上游，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
2	A2	乌审镇图克镇沙日嘎毛日村			14	靠近哈头才当水源保护区附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
3	A3	乌审镇图克镇呼吉尔特村			10	靠近 CB31、二期集气支线附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
4	A4	乌审镇图克镇沙日嘎毛日村			8	靠近 GS3 附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
5	A5	榆林市小壕兔乡西奔滩村			18	靠近 CB35 和北干线附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
6	A6	乌审镇图克镇呼吉尔特村			20	靠近 CB33 附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
7	B1	榆林市小壕兔乡包兔村			8	靠近 CB25、CB38、CB41 附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
8	B2	榆林市小壕兔乡包兔村			15	靠近 CB25、CB42 附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
9	B3	榆林市小壕兔乡包兔村			10	靠近 CB42、GS2 附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
10	B4	榆林市小壕兔乡包兔村			12	靠近 CB39、GS2、北干线附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
11	B5	榆林市小壕兔乡忽缠户村			8	靠近 CB39 附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
12	B6	榆林市小壕兔乡忽缠户村			15	靠近 CB37 附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
13	C1	榆林市小纪汗镇奔滩村			20	靠近 CB46、GS1 附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
14	C2	榆林市小纪汗镇奔滩村			15	靠近 CB47、GS1 附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
15	C3	榆林市小纪汗镇奔滩村			18	靠近 CB45、二期集气支线附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
16	C4	榆林市小纪汗			20	靠近 CB45、二	第四系萨拉

序号	监测点位	行政村	经度	纬度	井深（m）	功能	监测层位
		镇奔滩村				期集气支线附近，背景值	乌苏组孔隙潜水含水层
17	C5	榆林市小纪汗镇牙世兔村			18	靠近 CB45 附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
18	C6	榆林市小纪汗镇牙世兔村			9	靠近 CB45 附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
19	D1	榆林市芹河乡长海则村			18	CPF 上游，一期主干线附近，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
20	D2	榆林市芹河乡长海则村			16	一期主干线附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
21	D3	榆林市芹河乡马家峁村			13	靠近 CPF、二期回注管线附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
22	D4	榆林市芹河乡红墩村			11	CPF 上游，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
23	D5	榆林市芹河乡邵小滩村			12	S213 上游，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
24	D6	榆林市芹河乡邵小滩村			15	Chang-3 上游，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
25	E1	榆林市芹河乡天鹅海则村			30	二期回注管线上游，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
26	E2	榆林市芹河乡天鹅海则村			15	CBINJ4 上游，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
27	E3	榆林市芹河乡天鹅海则村			60	CBINJ4 下游，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层+侏罗系安定组、直罗组风化裂隙含水层
28	E4	榆林市白界乡杨官海则村			100	CBINJ4 周边，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层+侏罗系安定组、直罗组风化裂隙含水层
29	E5	榆林市白界乡			51	CBINJ4 周边，	第四系萨拉

序号	监测点位	行政村	经度	纬度	井深（m）	功能	监测层位
		杨官海则村				背景值	乌苏组孔隙潜水含水层
30	E6	榆林市白界乡杨官海则村			20	CBINJ4 周边，背景值	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
31	CB19-5	孟家湾乡什拉补兔西北 2km			～30	MW-10 点位复测	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
32	MW5-Y	榆林市小壕兔乡西奔滩村			～15	MW-5 点位复测	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
33	MW6-Y-1	榆林市小壕兔乡包兔村			～15	MW-6 点位复测	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
34	MW6-Y-2	榆林市小壕兔乡包兔村			～15	MW-6 点位复测	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
35	MW8-Y	榆林市小壕兔乡旋河村			～15	MW-8 点位复测	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
36	CB18	孟家湾乡孟家湾村			～30	CW-11 点位复测	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层

表 6.7-2 地下水水位监测点一览表

序号	监测点位	行政村	经度	纬度	井深（m）	功能	监测层位
1	A1	乌审镇图克镇沙日嘎毛日村			16	靠近 CB40，CB30 上游	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
2	A2	乌审镇图克镇沙日嘎毛日村			14	靠近哈头才当水源保护区附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
3	A3	乌审镇图克镇呼吉尔特村			10	靠近 CB31、二期集气支线附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
4	A4	乌审镇图克镇沙日嘎毛日村			8	靠近 GS3 附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
5	A5	榆林市小壕兔乡西奔滩村			18	靠近 CB35 和北干线附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层

序号	监测点位	行政村	经度	纬度	井深（m）	功能	监测层位
6	A6	乌审镇图克镇呼吉尔特村			20	靠近CB33附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
7	SW1	乌审镇图克镇呼吉尔特村			～10	靠近GS3附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
8	SW2	乌审镇图克镇呼吉尔特村			～15	靠近GS3附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
9	SW3	乌审镇图克镇呼吉尔特村			～20	靠近CB35附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
10	SW4	乌审镇图克镇呼吉尔特村			～15	靠近哈头才当水源保护区附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
11	B1	榆林市小壕兔乡包兔村			8	靠近CB25、CB38、CB41附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
12	B3	榆林市小壕兔乡包兔村			10	靠近CB42、GS2附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
13	B4	榆林市小壕兔乡包兔村			12	靠近CB39、GS2、北干线附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
14	B5	榆林市小壕兔乡忽缠户村			8	靠近CB39附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
15	SW5	榆林市小壕兔乡包兔村			～15	靠近CB39附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
16	SW6	榆林市小壕兔乡包兔村			～20	靠近CB37附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
17	SW7	榆林市小壕兔乡耳林村			～20	靠近GS2附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水

序号	监测点位	行政村	经度	纬度	井深（m）	功能	监测层位
							含水层
18	SW8	榆林市小壕兔乡耳林村			～15	区块北边界	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
19	C2	榆林市小纪汗镇奔滩村			15	靠近CB47、GS1附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
20	C3	榆林市小纪汗镇奔滩村			18	靠近CB45、二期集气支线附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
21	C4	榆林市小纪汗镇奔滩村			20	靠近CB45、二期集气支线附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
22	C5	榆林市小纪汗镇牙世兔村			18	靠近CB45附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
23	C6	榆林市小纪汗镇牙世兔村			9	靠近CB45附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
24	SW9	榆林市小纪汗镇牙世兔村			～15	靠近CB45附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
25	SW10	榆林市小纪汗镇牙世兔村			～15	靠近CB45附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
26	SW11	榆林市小纪汗镇牙世兔村			～20	靠近CB45附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
27	SW12	榆林市小纪汗镇牙世兔村			～20	靠近CB45附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
28	D3	榆林市芹河乡马家峁村			13	靠近CPF、二期回注管线附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
29	D5	榆林市芹河乡邵小滩村			12	S213上游	第四系萨拉乌苏组

序号	监测点位	行政村	经度	纬度	井深（m）	功能	监测层位
							孔隙潜水含水层
30	D6	榆林市芹河乡邵小滩村			15	Chang-3上游	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
31	SW13	榆林市芹河乡谷地峁村			～15	CBINJ1周边	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
32	SW14	榆林市芹河乡谷地峁村			～20	CBINJ1周边	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
33	SW16	榆林市芹河乡马家峁村			～15	靠近CPF、二期回注管线附近	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
34	E1	榆林市芹河乡天鹅海则村			30	二期回注管线上游	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
35	E2	榆林市芹河乡天鹅海则村			15	CBINJ4上游	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
36	E3	榆林市芹河乡天鹅海则村			60	CBINJ4下游	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层+侏罗系安定组、直罗组风化裂隙含水层
37	E4	榆林市白界乡杨官海则村			100	CBINJ4周边	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层+侏罗系安定组、直罗组风化裂隙含水层
38	E5	榆林市白界乡杨官海则村			51	CBINJ4周边	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层

序号	监测点位	行政村	经度	纬度	井深（m）	功能	监测层位
39	SW17	榆林市芹河乡天鹅海则村			～30	CBINJ4周边	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
40	SW18	榆林市芹河乡天鹅海则村			～20	CBINJ4周边	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
41	SW19	榆林市芹河乡天鹅海则村			～15	CBINJ4周边	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层
42	SW20	榆林市白界乡杨官海则村			～30	CBINJ4周边	第四系萨拉乌苏组孔隙潜水含水层

6.6.2 监测时间和频次

本项目地下水环境影响评价工作等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中对地下水环境现状监测频率的要求，二级评价需开展一期水质与水位监测。

本项目在于2018年3月在区块内开展了地下水水质与水位的监测工作，水质监测采样与分析委托上海谱尼测试技术有限公司完成。

6.6.3 监测因子

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）和《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）（2018年5月1日起实施）的要求，结合本项目可能造成地下水污染的特征因子，选取监测因子包括：

（1） 八大离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}；

（2） 基本水质因子：pH、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、氟化物、总硬度、阴离子表面活性剂、溶解性总固体、氨氮、高锰酸盐指数、挥发酚、六价铬、砷、汞、镉、铁、锰、钡、亚硝酸盐氮和总大肠杆菌群；

（3） 特征因子：石油类。

6.6.4 评价标准

地下水环境质量执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中III类标准（其中高锰

酸盐指数参照GB/T14848-93中III类标准）。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中III类标准，具体见表6.7-3。

表 6.7-3　地下水环境质量评价标准

监测因子	评价标准
pH、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、氟化物、总硬度、阴离子表面活性剂、溶解性总固体、氨氮、挥发酚、六价铬、砷、汞、镉、铁、锰、钡、亚硝酸盐氮和总大肠杆菌群	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）
高锰酸盐指数	《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）
石油类	《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）

6.6.5　分析方法

地下水水质分析方法见表6.7-4。

表 6.7-4　地下水水质分析方法

序号	监测项目	方法标准	仪器设备	检出限（mg/L）
1	pH(无量纲)	水质 pH 值的测定 玻璃电极法 GB/T 6920-1986	酸度计	/
2	氨氮（以 N 计）	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 GB/T 5750.5-2006 9.1 纳氏试剂分光光度法	紫外可见分光光度计	0.02 mg/L
3	硝酸盐（以 N 计）	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 GB/T 5750.5-2006 5.3 离子色谱法	离子色谱仪	0.01 mg/L
4	亚硝酸盐（以 N 计）	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 GB/T 5750.5-2006 10.1 重氮偶合分光光度法	紫外可见分光光度计	0.001 mg/L
5	挥发性酚类（以苯酚计）	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	紫外可见分光光度计	0.002 mg/L
6	阴离子表面活性剂	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T 5750.4-2006 10.1 亚甲蓝分光光度法	紫外可见分光光度计	0.002 mg/L
7	砷	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006 6.1 氢化物原子荧光法	原子荧光光谱仪	0.0010 mg/L
8	汞	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006 8.1 原子荧光法	原子荧光光谱仪	0.0001 mg/L
9	铬（六价）	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006 10.1 二苯碳酰二肼分光光度法	紫外可见分光光度计	0.004 mg/L
10	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T 5750.4-2006 7.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法	滴定管	1.0 mg/L
11	钡	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006 1.4 电感耦合等离子体发射光谱法	电感耦合等离子体发射光谱仪	0.001 mg/L
12	氟化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标	离子色谱仪	0.01 mg/L

序号	监测项目	方法标准	仪器设备	检出限（mg/L）
		GB/T 5750.5-2006 3.2 离子色谱法		
13	镉	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006 9.1 无火焰原子吸收分光光度法	原子吸收光谱仪	0.0005 mg/L
14	铁	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006 1.4 电感耦合等离子体发射光谱法	电感耦合等离子体发射光谱仪	0.0045 mg/L
15	锰	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006 1.4 电感耦合等离子体发射光谱法	电感耦合等离子体发射光谱仪	0.0005 mg/L
16	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标 GB/T 5750.4-2006 8.1 称量法	电子天平	4 mg/L
17	高锰酸盐指数	生活饮用水标准检验方法 有机物综合指标 GB/T 5750.7-2006 1.1 酸性高锰酸钾滴定法	滴定管	0.05 mg/L
18	硫酸盐	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 GB/T 5750.5-2006 1.2 离子色谱法	离子色谱仪	0.09 mg/L
19	氯化物	生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标 GB/T 5750.5-2006 2.2 离子色谱法	离子色谱仪	0.02 mg/L
20	总大肠菌群	《水和废水监测分析方法》（第四版）（增补版）5.2.5.1 多管发酵法	电热恒温培养箱	——
21	石油类	水质 石油类和动植物油类的测定 红外分光光度法 HJ 637-2012	红外分光测油仪	0.01 mg/L
22	钾	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006 1.4 电感耦合等离子体发射光谱法	电感耦合等离子体发射光谱仪	0.020 mg/L
23	钙	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006 1.4 电感耦合等离子体发射光谱法	电感耦合等离子体发射光谱仪	0.011 mg/L
24	钠	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006 1.4 电感耦合等离子体发射光谱法	电感耦合等离子体发射光谱仪	0.005 mg/L
25	镁	生活饮用水标准检验方法 金属指标 GB/T 5750.6-2006 1.4 电感耦合等离子体发射光谱法	电感耦合等离子体发射光谱仪	0.013 mg/L
26	碳酸盐	《水和废水监测分析方法》（第四版）（增补版）3.1.12.1 酸碱指示剂滴定法	滴定管	2.0 mg/L
27	重碳酸盐	《水和废水监测分析方法》（第四版）（增补版）3.1.12.1 酸碱指示剂滴定法	滴定管	2.0 mg/L

6.6.6 监测结果

本次地下水采样技术和质量保证、样品管理以及样品保存按《地下水环境监测技术规范》（HJ/T 164-2004）要求执行。所采用的评价标准为《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）及《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中的III类标准。实验室检测结果见表

6.7-5。

表 6.7-5 地下水监测结果

监测点位 / 监测项目	地下水质量标准 III 类	A1	A2	A3	A4	A5	A6	B1	B2	B3	B4	B5	B6
pH（无量纲）	6.5～8.5	7.46	7.62	7.47	7.51	7.47	7.54	8.4	7.6	7.43	7.42	7.51	7.56
氨氮（以 N 计），mg/L	0.5	**0.56**	0.13	0.29	0.15	0.42	0.5	0.2	**0.72**	0.39	0.07	0.12	0.4
硝酸盐（以 N 计），mg/L	20	0.05	2.54	0.06	0.05	0.05	0.05	0.71	0.06	0.05	0.31	0.05	0.05
亚硝酸盐（以 N 计），mg/L	1	0.002	＜0.001	0.003	＜0.001	＜0.001	0.002	0.01	0.003	0.002	0.005	＜0.001	＜0.001
挥发性酚类（以苯酚计），mg/L	0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002
阴离子表面活性剂，mg/L	0.3	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002
砷，mg/L	0.01	＜0.0010	0.0018	＜0.0010	0.0024	＜0.0010	＜0.0010	0.005	＜0.0010	＜0.0010	0.0015	＜0.0010	＜0.0010
汞，mg/L	0.001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001
铬（六价），mg/L	0.05	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004
总硬度（以 $CaCO_3$ 计），mg/L	450	200	192	218	270	201	182	214	192	202	198	188	196
钡，mg/L	0.7	0.056	0.062	0.058	0.067	0.067	0.046	0.057	0.051	0.046	0.083	0.031	0.052
氟化物，mg/L	1	0.23	0.18	0.17	0.59	0.28	0.2	0.46	0.61	0.23	0.43	0.8	0.29
镉，mg/L	0.005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005
铁，mg/L	0.3	**0.798**	0.0142	0.263	0.0956	**0.66**	**0.569**	0.144	0.259	**0.417**	0.0422	**0.471**	0.275
锰，mg/L	0.1	**0.252**	0.0074	**0.302**	**0.156**	**0.317**	**0.173**	0.0076	**0.288**	**0.237**	0.0896	0.0691	**0.186**
溶解性总固体，mg/L	1000	237	312	329	344	352	217	409	220	259	366	248	248
高锰酸盐指数，mg/L	3	1.9	2.18	2.63	2.54	3.16	1.93	2.68	2.78	3.01	2.66	1.85	2.74
硫酸盐，mg/L	250	2.56	50.7	21.8	44.6	6.13	22.9	77.2	0.66	5.12	63.2	5.19	12.4
氯化物，mg/L	250	10.4	8.4	25.2	13.8	19.7	8.91	34.7	9.52	12.8	17.9	10.6	10

总大肠菌群，个/L	3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3
石油类，mg/L	0.05	0.02	＜0.01	＜0.01	0.02	0.01	＜0.01	＜0.01	0.02	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01
钾，mg/L	/	2.45	0.605	3.58	4.61	3.54	2.81	4.36	3.13	2.43	1.38	3.57	2.81
钠，mg/L	/	8.97	7.63	29.3	15.4	37.3	13.1	69.2	15.9	25.8	18.9	23.5	14.6
钙，mg/L	/	54.9	69.9	66.3	75.5	58	46.3	48.9	48.5	52.8	77.4	45.2	56.2
镁，mg/L	/	11.9	10.1	14.4	20.4	13	12.7	21.7	9.9	10.3	16.1	11.8	11.1
碳酸盐，mg/L	/	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0
重碳酸盐，mg/L	/	229	185	277	284	293	188	278	215	245	242	219	222

续表 6.7-5　地下水监测结果

监测点位 / 监测项目	地下水质量标准 III 类	C1	C2	C3	C4	C5	C6	D1	D2	D3	D4	D5	D6
pH（无量纲）	6.5～8.5	7.54	7.58	7.47	7.37	7.66	7.44	7.42	7.78	7.76	7.74	7.54	7.64
氨氮（以 N 计），mg/L	0.5	0.14	0.07	0.11	0.33	0.22	0.15	0.39	0.18	0.3	0.09	0.09	0.23
硝酸盐（以 N 计），mg/L	20	0.05	0.82	0.05	0.05	0.05	0.88	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
亚硝酸盐（以 N 计），mg/L	1	＜0.001	0.002	＜0.001	＜0.001	＜0.001	0.003	＜0.001	＜0.001	0.005	＜0.001	＜0.001	＜0.001
挥发性酚类（以苯酚计），mg/L	0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002
阴离子表面活性剂，mg/L	0.3	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002
砷，mg/L	0.01	＜0.0010	＜0.0010	＜0.0010	＜0.0010	＜0.0010	＜0.0010	＜0.0010	0.0036	0.0021	0.0031	＜0.0010	＜0.0010
汞，mg/L	0.001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001
铬（六价），mg/L	0.05	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004
总硬度（以 $CaCO_3$ 计），mg/L	450	182	150	182	200	168	198	208	176	192	330	168	190

mg/L													
钡，mg/L	0.7	0.049	0.046	0.051	0.045	0.031	0.08	0.06	0.035	0.034	0.065	0.038	0.042
氟化物，mg/L	1	0.14	0.21	0.2	0.23	0.15	0.18	0.52	0.29	0.34	0.2	0.22	0.23
镉，mg/L	0.005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005
铁，mg/L	0.3	0.161	0.0376	0.0602	0.15	0.0908	0.0352	＜0.0045	0.0252	0.102	0.0496	0.0082	0.28
锰，mg/L	0.1	**0.173**	0.0126	0.0633	**0.426**	**0.192**	**0.235**	**0.246**	**0.133**	**0.192**	**0.452**	**0.234**	**0.192**
溶解性总固体，mg/L	1000	203	209	234	240	203	268	294	204	206	457	202	225
高锰酸盐指数，mg/L	3	1.5	1.13	1.58	2.81	1.48	1.72	2.49	1.62	1.74	1.42	1.42	1.61
硫酸盐，mg/L	250	12.6	28.2	23.8	5.78	14.5	39.2	32.2	1.67	11	97.4	15.7	15.5
氯化物，mg/L	250	4.49	4.73	6.63	7.9	6.15	7.3	11.3	6	9.63	11.1	6.28	8.1
总大肠菌群，个/L	3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3
石油类，mg/L	0.05	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01
钾，mg/L	/	1.21	0.627	1.38	1.93	1.51	1.42	1.71	1.44	6.3	2.01	2.01	2.56
钠，mg/L	/	9.22	6.44	12.9	13.3	8.53	13.2	19.9	15.4	16.4	15.6	11.4	16.5
钙，mg/L	/	49.4	51.4	53.8	52.1	45.1	64.6	63.4	44.8	50.3	101	47.8	50.8
镁，mg/L	/	10.6	6.66	9.25	12	10.9	13.2	13	9.21	9.86	16.8	7.2	8.71
碳酸盐，mg/L	/	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0
重碳酸盐，mg/L	/	190	148	210	226	173	212	238	198	204	284	171	200

续表 6.7-5 地下水监测结果

监测点位 / 监测项目	地下水质量标准 III 类	E1	E2	E3	E4	E5	E6
pH（无量纲）	6.5～8.5	7.8	7.67	7.73	7.88	7.96	7.78
氨氮（以 N 计），mg/L	0.5	0.08	0.09	0.1	0.07	0.06	0.07
硝酸盐（以 N 计），mg/L	20	2.28	2.69	2.15	2.36	2.11	7.55
亚硝酸盐（以 N 计），mg/L	1	＜0.001	0.002	＜0.001	＜0.001	0.004	0.004
挥发性酚类（以苯酚计），mg/L	0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002
阴离子表面活性剂，mg/L	0.3	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002	＜0.002
砷，mg/L	0.01	＜0.0010	＜0.0010	0.0021	0.0019	0.0014	＜0.0010
汞，mg/L	0.001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001	＜0.0001
铬（六价），mg/L	0.05	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004	＜0.004
总硬度（以 $CaCO_3$ 计），mg/L	450	130	126	126	140	111	214
钡，mg/L	0.7	0.048	0.038	0.061	0.067	0.089	0.059
氟化物，mg/L	1	0.25	0.06	0.19	0.24	0.33	0.26
镉，mg/L	0.005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005	＜0.0005
铁，mg/L	0.3	0.009	＜0.0045	＜0.0045	0.0168	0.005	0.0096
锰，mg/L	0.1	0.0087	0.0022	0.0008	0.0007	＜0.0005	0.0012
溶解性总固体，mg/L	1000	170	188	153	172	156	226
高锰酸盐指数，mg/L	3	0.94	1.24	0.91	0.96	0.91	1.82
硫酸盐，mg/L	250	4.09	33.2	4.67	4.54	4.73	39
氯化物，mg/L	250	3.62	5.29	3.08	2.05	2.68	8.2
总大肠菌群，个/L	3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3
石油类，mg/L	0.05	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01	＜0.01
钾，mg/L	/	0.996	2.8	1.54	3.12	1.18	0.981
钠，mg/L	/	6	6.82	6.68	9.89	6.57	13.5
钙，mg/L	/	42.9	46.9	41.4	41.3	34.2	66.5
镁，mg/L	/	6.46	4.94	6.64	7.65	6.47	9.95
碳酸盐，mg/L	/	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0	＜2.0
重碳酸盐，mg/L	/	161	138	164	172	156	214

注： 1. “/”表示不适用；2. 粗体表示的分析结果高于相应标准值； 3. 其他未列出监测因子表示均低于检出限；4.石油类参照对比《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中 III 类水体标准；5.高锰酸盐指数参照对比《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中 III 类水体标准。

续表 6.7-5 地下水监测结果

	地下水质量标准 III 类	CB19-5	MW5-Y	MW6-Y-1	MW6-Y-2	MW8-Y	CB18
水位							
pH（无量纲）	6.5～8.5	7.2	7.2	7.13	7.14	7.2	7.52
氨氮（以 N 计），mg/L	0.5	0.02	0.15	0.09	0.03	0.03	0.06
硝酸盐（以 N 计），mg/L	20	0.7	0.17	0.1	0.08	0.9	0.16
亚硝酸盐（以 N 计），mg/L	1	<0.010	0.037	0.038	<0.010	<0.010	<0.010
挥发性酚类（以苯酚计），mg/L	0.002	<0.0020	<0.0020	<0.0020	<0.0020	<0.0020	<0.0020
阴离子表面活性剂，mg/L	0.3	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
砷，mg/L	0.01	<0.0010	<0.0010	<0.0010	<0.0010	<0.0010	0.0069
汞，mg/L	0.001	<0.00010	<0.00010	<0.00010	<0.00010	<0.00010	<0.00010
铬（六价），mg/L	0.05	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
总硬度（以 CaCO3 计），mg/L	450	155	182	161	180	176	143
钡，mg/L	0.7	0.0561	0.0437	0.0512	0.0556	0.0461	0.117
氟化物，mg/L	1	0.62	0.68	0.6	0.57	0.45	0.57
镉，mg/L	0.005	<0.00010	<0.00010	<0.00010	<0.00010	<0.00010	<0.00010
铁，mg/L	0.3	<0.05	0.37	0.66	0.13	<0.05	<0.05
锰，mg/L	0.1	0.0323	0.208	0.133	0.151	<0.0010	0.0285
溶解性总固体，mg/L	1000	284	392	310	354	318	270
高锰酸盐指数，mg/L		0.5	1.9	1.8	1.1	0.9	0.7
硫酸盐，mg/L	250	34	16	7	52	19	19
氯化物，mg/L	250	3	14	12	10	6	5
总大肠菌群，个/L	3						
石油类，mg/L	0.05	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04
钾，mg/L		2.42	4.31	3.02	2.01	1.8	2.84
钠，mg/L		6.92	29.1	16.5	12.5	12	10
钙，mg/L		51.4	55.5	50.4	57.3	53.7	47.8
镁，mg/L		9.25	10.7	10.4	10.4	10.1	7.17
碳酸盐，mg/L		<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0
重碳酸盐，mg/L		167	241	207	181	206	170

表 6.7-6　区域地下水水位点监测

序号	监测点位	水位埋深（m）	地面高程（m）	水位（m）
1	A1	2.51	1296	1293.49
2	A2	2.55	1294	1291.45
3	A3	1.53	1290	1288.47
4	A4	0.68	1290	1289.32
5	A5	1.09	1274	1272.91
6	A6	0.71	1280	1279.29
7	SW1	1.51	1292	1290.49
8	SW2	1.12	1283	1281.88
9	SW3	1.26	1278	1276.74
10	SW4	1.98	1283	1281.02
11	B1	2.19	1242	1239.81
12	B3	2.33	1242	1239.67
13	B4	2.32	1238	1235.68
14	B5	0.74	1248	1247.26
15	SW5	2.32	1251	1248.68
16	SW6	0.36	1246	1245.64
17	SW7	1.27	1256	1254.73
18	SW8	1.97	1266	1264.03
19	C2	5.17	1247	1241.83
20	C3	6.11	1242	1235.89
21	C4	7.23	1247	1239.77
22	C5	6.22	1250	1243.78
23	C6	8.31	1242	1233.69
24	SW9	7.49	1246	1238.51
25	SW10	6.25	1244	1237.75
26	SW11	5.93	1246	1240.07
27	SW12	6.33	1241	1234.67
28	D3	1.19	1183	1181.81
29	D5	2.34	1167	1164.66
30	D6	2.41	1175	1172.59
31	SW13	3.61	1175	1171.39
32	SW14	1.93	1139	1137.07
33	SW16	1.86	1184	1182.14
34	E1	7.18	1177	1169.82
35	E2	7.52	1157	1149.48
36	E3	7.46	1164	1156.54
37	E4	30.00	1152	1122.00
38	E5	20.00	1154	1134.00
39	SW17	9.94	1186	1176.06
40	SW18	10.98	1185	1174.02
41	SW19	8.77	1198	1189.23
42	SW20	9.63	1158	1148.37

6.6.7 地下水质量现状评价

（1）地下水化学特征

地下水中八大离子的检测结果统计计算见表6.6-7。

表 6.7-7　地下水八大离子的检测结果统计表

监测点	浓度	K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	总计	CO_3^{2-}	HCO_3^-	Cl^-	SO_4^{2-}	总计	相对误差	水化学类型
A1	mg/L	2.45	8.97	54.9	11.9	78.2	0	229	2.56	10.4	242.0	1.07%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.06	0.39	2.75	0.99	4.2	0	3.75	0.05	0.29	4.1		
	meq%	1.50%	9.31%	65.52%	23.67%	100%	0	91.55%	1.30%	7.14%	100%		
A2	mg/L	0.61	7.63	69.90	10.10	88.2	0	185.00	50.70	8.40	244.1	3.98%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.02	0.33	3.50	0.84	100%	0	3.03	1.06	0.24	100%		
	meq%	0.33%	7.08%	74.62%	17.97%	100%	0	70.11%	24.42%	5.47%	100%		
A3	mg/L	3.58	29.30	66.30	14.40	113.6	0	277.00	21.80	25.20	324.0	1.52%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.09	1.27	3.32	1.20	5.9	0	4.54	0.45	0.71	5.7		
	meq%	1.56%	21.66%	56.37%	20.41%	100%	0	79.60%	7.96%	12.44%	100%		
A4	mg/L	4.61	15.40	75.50	20.40	115.9	0	284.00	44.60	13.80	342.4	2.36%	HCO_3^--Ca^{2+} Mg^{2+}
	meq/L	0.12	0.67	3.78	1.70	6.3	0	4.66	0.93	0.39	6.0		
	meq%	1.89%	10.69%	60.28%	27.14%	100%	0	77.94%	15.55%	6.51%	100%		
A5	mg/L	3.54	37.30	58.00	13.00	111.8	0	293.00	6.13	19.70	318.8	1.88%	HCO_3^--Ca^{2+} Na^+
	meq/L	0.09	1.62	2.90	1.08	5.7	0	4.80	0.13	0.55	5.5		
	meq%	1.59%	28.47%	50.91%	19.02%	100%	0	87.56%	2.33%	10.12%	100%		
A6	mg/L	2.81	13.10	46.30	12.70	74.9	0	188.00	22.90	8.91	219.8	2.62%	HCO_3^--Ca^{2+} Mg^{2+}
	meq/L	0.07	0.57	2.32	1.06	4.0	0	3.08	0.48	0.25	3.8		
	meq%	1.79%	14.19%	57.66%	26.36%	100%	0	80.89%	12.52%	6.59%	100%		
B1	mg/L	4.36	69.20	48.90	21.70	144.2	0	278.00	77.20	34.70	389.9	1.59%	HCO_3^--Ca^{2+} Na^+
	meq/L	0.11	3.01	2.45	1.81	7.4	0	4.56	1.61	0.98	7.1		
	meq%	1.52%	40.80%	33.16%	24.52%	100%	0	63.80%	22.52%	13.68%	100%		
B2	mg/L	3.13	15.90	48.50	9.90	77.4	0	215.00	0.66	9.52	225.2	2.75%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.08	0.69	2.43	0.83	4.0	0	3.52	0.01	0.27	3.8		
	meq%	2.00%	17.19%	60.30%	20.51%	100%	0	92.59%	0.36%	7.05%	100%		
B3	mg/L	2.43	25.80	52.80	10.30	91.3	0	245.00	5.12	12.80	262.9	2.17%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.06	1.12	2.64	0.86	4.7	0	4.02	0.11	0.36	4.5		
	meq%	1.33%	23.96%	56.38%	18.33%	100%	0	89.58%	2.38%	8.04%	100%		
B4	mg/L	1.38	18.90	77.40	16.10	113.8	0	242.00	63.20	17.90	323.1	2.37%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.04	0.82	3.87	1.34	6.1	0	3.97	1.32	0.50	5.8		
	meq%	0.58%	13.54%	63.77%	22.11%	100%	0	68.54%	22.75%	8.71%	100%		

B5	mg/L	3.57	23.50	45.20	11.80	84.1	0	219.00	5.19	10.60	234.8	4.31%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.09	1.02	2.26	0.98	4.4	0	3.59	0.11	0.30	4.0		
	meq%	2.10%	23.45%	51.88%	22.57%	100%	0	89.82%	2.71%	7.47%	100%		
B6	mg/L	2.81	14.60	56.20	11.10	84.7	0	222.00	12.40	10.00	244.4	3.04%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.07	0.63	2.81	0.93	4.4	0	3.64	0.26	0.28	4.2		
	meq%	1.62%	14.29%	63.26%	20.82%	100%	0	87.08%	6.18%	6.74%	100%		
C1	mg/L	1.21	9.22	49.40	10.60	70.4	0	190.00	12.60	4.49	207.1	3.86%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.03	0.40	2.47	0.88	3.8	0	3.11	0.26	0.13	3.5		
	meq%	0.82%	10.59%	65.25%	23.34%	100%	0	88.90%	7.49%	3.61%	100%		
C2	mg/L	0.63	6.44	51.40	6.66	65.1	0	148.00	28.20	4.73	180.9	4.17%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.02	0.28	2.57	0.56	3.4	0	2.43	0.59	0.13	3.1		
	meq%	0.47%	8.18%	75.12%	16.22%	100%	0	77.10%	18.67%	4.23%	100%		
C3	mg/L	1.38	12.90	53.80	9.25	77.3	0	210.00	23.80	6.63	240.4	-0.83%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.04	0.56	2.69	0.77	4.1	0	3.44	0.50	0.19	4.1		
	meq%	0.87%	13.82%	66.30%	19.00%	100%	0	83.45%	12.02%	4.53%	100%		
C4	mg/L	1.93	13.30	52.10	12.00	79.3	0	226.00	5.78	7.90	239.7	2.23%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.05	0.58	2.61	1.00	4.2	0	3.70	0.12	0.22	4.0		
	meq%	1.17%	13.66%	61.54%	23.63%	100%	0	91.53%	2.97%	5.50%	100%		
C5	mg/L	1.51	8.53	45.10	10.90	66.0	0	173.00	14.50	6.15	193.7	3.80%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.04	0.37	2.26	0.91	3.6	0	2.84	0.30	0.17	3.3		
	meq%	1.08%	10.38%	63.11%	25.42%	100%	0	85.65%	9.12%	5.23%	100%		
C6	mg/L	1.42	13.20	64.60	13.20	92.4	0	212.00	39.20	7.30	258.5	4.69%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.04	0.57	3.23	1.10	4.9	0	3.48	0.82	0.21	4.5		
	meq%	0.74%	11.62%	65.38%	22.27%	100%	0	77.27%	18.16%	4.57%	100%		
D1	mg/L	1.71	19.90	63.40	13.00	98.0	0	238.00	32.20	11.30	281.5	2.70%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.04	0.87	3.17	1.08	5.2	0	3.90	0.67	0.32	4.9		
	meq%	0.85%	16.76%	61.41%	20.99%	100%	0	79.78%	13.72%	6.51%	100%		
D2	mg/L	1.44	15.40	44.80	9.21	70.9	0	198.00	1.67	6.00	205.7	3.69%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.04	0.67	2.24	0.77	3.7	0	3.25	0.03	0.17	3.4		
	meq%	0.99%	18.03%	60.31%	20.67%	100%	0	94.09%	1.01%	4.90%	100%		
D3	mg/L	6.30	16.40	50.30	9.86	82.9	0	204.00	11.00	9.63	224.6	4.55%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.16	0.71	2.52	0.82	4.2	0	3.34	0.23	0.27	3.8		
	meq%	3.84%	16.93%	59.72%	19.51%	100%	0	86.98%	5.96%	7.06%	100%		
D4	mg/L	2.01	15.60	101.00	16.80	135.4	0	284.00	97.40	11.10	392.5	1.29%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.05	0.68	5.05	1.40	7.2	0	4.66	2.03	0.31	7.0		
	meq%	0.72%	9.45%	70.34%	19.50%	100%	0	66.53%	29.00%	4.47%	100%		
D5	mg/L	2.01	11.40	47.80	7.20	68.4	0	171.00	15.70	6.28	193.0	3.36%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.05	0.50	2.39	0.60	3.5	0	2.80	0.33	0.18	3.3		
	meq%	1.46%	14.01%	67.57%	16.96%	100%	0	84.76%	9.89%	5.35%	100%		

D6	mg/L	2.56	16.50	50.80	8.71	78.6	0	200.00	15.50	8.10	223.6	2.78%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.07	0.72	2.54	0.73	4.0	0	3.28	0.32	0.23	3.8		
	meq%	1.62%	17.72%	62.73%	17.93%	100%	0	85.61%	8.43%	5.96%	100%		
E1	mg/L	1.00	6.00	42.90	6.46	56.4	0	161.00	4.09	3.62	168.7	2.47%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.03	0.26	2.15	0.54	3.0	0	2.64	0.09	0.10	2.8		
	meq%	0.86%	8.78%	72.23%	18.13%	100%	0	93.38%	3.01%	3.61%	100%		
E2	mg/L	2.80	6.82	46.90	4.94	61.5	0	138.00	33.20	5.29	176.5	0.35%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.07	0.30	2.35	0.41	3.1	0	2.26	0.69	0.15	3.1		
	meq%	2.30%	9.49%	75.04%	13.17%	100%	0	72.91%	22.29%	4.80%	100%		
E3	mg/L	1.54	6.68	41.40	6.64	56.3	0	164.00	4.67	3.08	171.8	1.38%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.04	0.29	2.07	0.55	3.0	0	2.69	0.10	0.09	2.9		
	meq%	1.34%	9.83%	70.09%	18.74%	100%	0	93.59%	3.39%	3.02%	100%		
E4	mg/L	3.12	9.89	41.30	7.65	62.0	0	172.00	4.54	2.05	178.6	3.89%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.08	0.43	2.07	0.64	3.2	0	2.82	0.09	0.06	3.0		
	meq%	2.49%	13.39%	64.28%	19.84%	100%	0	94.87%	3.18%	1.94%	100%		
E5	mg/L	1.18	6.57	34.20	6.47	48.4	0	156.00	4.73	2.68	163.4	-3.14%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.03	0.29	1.71	0.54	2.6	0	2.56	0.10	0.08	2.7		
	meq%	1.18%	11.14%	66.66%	21.02%	100%	0	93.63%	3.61%	2.76%	100%		
E6	mg/L	0.98	13.50	66.50	9.95	90.9	0	214.00	39.00	8.20	261.2	2.30%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.03	0.59	3.33	0.83	4.8	0	3.51	0.81	0.23	4.6		
	meq%	0.53%	12.31%	69.76%	17.40%	100%	0	77.07%	17.85%	5.07%	100%		
CB19-5	mg/L	2.42	6.92	51.4	9.25	69.99	34	167	34	3	238	-11.47%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.06	0.30	2.57	0.77	3.70	1.13	2.74	0.08	0.71	4.66		
	meq%	1.68%	8.12%	69.39%	20.81%	100.00%	24.30%	58.70%	1.81%	15.19%	100.00%		
MW5-Y	mg/L	4.31	29.1	55.5	10.7	99.61	16	241	16	14	287	-1.65%	HCO_3^--Ca^{2+} Na^+
	meq/L	0.11	1.27	2.78	0.89	5.04	0.53	3.95	0.39	0.33	5.21		
	meq%	2.19%	25.09%	55.03%	17.68%	100.00%	10.23%	75.80%	7.57%	6.40%	100.00%		
MW6-Y-1	mg/L	3.02	16.5	50.4	10.4	80.32	7	207	7	12	233	0.85%	HCO_3^--Ca^{2+} Mg^{2+}
	meq/L	0.08	0.72	2.52	0.87	4.18	0.23	3.39	0.34	0.15	4.11		
	meq%	1.85%	17.16%	60.27%	20.73%	100.00%	5.68%	82.55%	8.22%	3.55%	100.00%		
MW6-Y-2	mg/L	2.01	12.5	57.3	10.4	82.21	52	181	52	10	295	-16.73%	HCO_3^--Ca^{2+} Mg^{2+}
	meq/L	0.05	0.54	2.87	0.87	4.33	1.73	2.97	0.28	1.08	6.07		
	meq%	1.19%	12.56%	66.22%	20.03%	100.00%	28.58%	48.92%	4.64%	17.86%	100.00%		
MW8-Y	mg/L	1.8	12	53.7	10.1	77.6	19	206	19	6	250	-5.54%	HCO_3^--Ca^{2+} Mg^{2+}
	meq/L	0.05	0.52	2.69	0.84	4.09	0.63	3.38	0.17	0.40	4.58		
	meq%	1.13%	12.74%	65.57%	20.56%	100.00%	13.84%	73.81%	3.69%	8.65%	100.00%		
CB18	mg/L	2.84	10	47.8	7.17	67.81	19	170	19	5	213	-6.20%	HCO_3^--Ca^{2+}
	meq/L	0.07	0.43	2.39	0.60	3.50	0.63	2.79	0.14	0.40	3.96		
	meq%	2.08%	12.44%	68.38%	17.10%	100.00%	16.01%	70.43%	3.56%	10.00%	100.00%		

按舒卡列夫分类，评价范围内地下水水化学类型为HCO_3^--Ca^{2+}型水。

（2）地下水质量现状评价

地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数计算公式分为以下两种情况：

1）对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i=C_i/C_{si}$$

式中：

P_i－第i个水质因子的标准指数，量纲为一；

C_i－第i个水质因子的监测质量浓度值，单位为毫克/升；

C_{si}－第i个水质因子的标准质量浓度值，单位为毫克/升。

2）对于评价标准为区间值的水质因子（如pH值），其标准指数计算公式：

$$pH>7\text{时，}P_{pH}=(pH-7.0)/(pH_{su}-7.0)$$

$$pH\leq 7\text{时，}P_{pH}=(7.0-pH)/(7.0-pH_{sd})$$

式中：P_{pH}－pH的标准指数。量纲为1；pH－pH监测值；

pH_{su}－标准中pH的上限值；pH_{sd}－标准中pH的下限值。

当水质参数的标准指数大于1时，表明该水质参数超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。

采用标准指数法对监测结果进行单项评价指数计算，结果见表6.6-8。

表 6.7-8 地下水水质单因子评价结果

监测点位 / 评价项目	地下水质量标准III类（mg/L）	A1	A2	A3	A4	A5	A6	B1	B2	B3	B4	B5	B6
pH	6.5～8.5	0.31	0.41	0.31	0.34	0.31	0.36	0.93	0.40	0.29	0.28	0.34	0.37
氨氮（以N计）	0.5	**1.12**	0.26	0.58	0.30	0.84	1.00	0.40	**1.44**	0.78	0.14	0.24	0.80
硝酸盐（以N计）	20	0.01	0.13	0.01	0.01	0.01	0.01	0.04	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01
亚硝酸盐（以N计）	1	0.01	—	0.01	—	—	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	—	—
挥发性酚类（以苯酚计）	0.002	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	0.3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
砷	0.01	—	0.18	—	0.24	—	—	0.50	—	—	0.15	—	—
汞	0.001	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
铬（六价）	0.05	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
总硬度（以$CaCO_3$计）	450	0.44	0.43	0.48	0.60	0.45	0.40	0.48	0.43	0.45	0.44	0.42	0.44
钡	0.7	0.08	0.09	0.08	0.10	0.10	0.07	0.08	0.07	0.07	0.12	0.04	0.07
氟化物	1	0.23	0.18	0.17	0.59	0.28	0.20	0.46	0.61	0.23	0.43	0.80	0.29
镉	0.005	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
铁	0.3	**2.66**	0.05	0.88	0.32	**2.20**	**1.90**	0.48	0.86	**1.39**	0.14	**1.57**	0.92
锰	0.1	**2.52**	0.07	**3.02**	**1.56**	**3.17**	**1.73**	0.08	**2.88**	**2.37**	0.90	0.69	**1.86**
溶解性总固体	1000	0.24	0.31	0.33	0.34	0.35	0.22	0.41	0.22	0.26	0.37	0.25	0.25
高锰酸盐指数	3*	0.63	0.73	0.88	0.85	**1.05**	0.64	0.89	0.93	1.00	0.89	0.62	0.91
硫酸盐	250	0.01	0.20	0.09	0.18	0.02	0.09	0.31	0.00	0.02	0.25	0.02	0.05
氯化物	250	0.04	0.03	0.10	0.06	0.08	0.04	0.14	0.04	0.05	0.07	0.04	0.04
总大肠菌群	3（个/L）	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
石油类	0.05	0.40	—	—	0.40	0.20	—	—	0.40	—	—	—	—

续表 6.7-8 地下水水质单因子评价结果

监测点位 / 评价项目	地下水质量标准III类（mg/L）	C1	C2	C3	C4	C5	C6	D1	D2	D3	D4	D5	D6
pH	6.5～8.5	0.36	0.39	0.31	0.25	0.44	0.29	0.28	0.52	0.51	0.49	0.36	0.43
氨氮（以N计）	0.5	0.28	0.14	0.22	0.66	0.44	0.30	0.78	0.36	0.60	0.18	0.18	0.46
硝酸盐（以N计）	20	0.01	0.04	0.01	0.01	0.01	0.04	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
亚硝酸盐（以N计）	1	—	0.01	—	—	—	0.01	—	—	0.01	—	—	—
挥发性酚类（以苯酚计）	0.002	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	0.3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
砷	0.01	—	—	—	—	—	—	—	0.36	0.21	0.31	—	—
汞	0.001	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
铬（六价）	0.05	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
总硬度（以$CaCO_3$计）	450	0.40	0.33	0.40	0.44	0.37	0.44	0.46	0.39	0.43	0.73	0.37	0.42
钡	0.7	0.07	0.07	0.07	0.06	0.04	0.11	0.09	0.05	0.05	0.09	0.05	0.06
氟化物	1	0.14	0.21	0.20	0.23	0.15	0.18	0.52	0.29	0.34	0.20	0.22	0.23
镉	0.005	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
铁	0.3	0.54	0.13	0.20	0.50	0.30	0.12	—	0.08	0.34	0.17	0.03	0.93
锰	0.1	**1.73**	0.13	0.63	**4.26**	**1.92**	**2.35**	**2.46**	**1.33**	**1.92**	**4.52**	**2.34**	**1.92**
溶解性总固体	1000	0.20	0.21	0.23	0.24	0.20	0.27	0.29	0.20	0.21	0.46	0.20	0.23
高锰酸盐指数	3*	0.50	0.38	0.53	0.94	0.49	0.57	0.83	0.54	0.58	0.47	0.47	0.54
硫酸盐	250	0.05	0.11	0.10	0.02	0.06	0.16	0.13	0.01	0.04	0.39	0.06	0.06
氯化物	250	0.02	0.02	0.03	0.03	0.02	0.03	0.05	0.02	0.04	0.04	0.03	0.03
总大肠菌群	3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
石油类	0.05	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

续表 6.7-8 地下水水质单因子评价结果

监测点位 / 评价项目	地下水质量标准 III 类（mg/L）	E1	E2	E3	E4	E5	E6
pH	6.5～8.5	0.53	0.45	0.49	0.59	0.64	0.52
氨氮（以 N 计）	0.5	0.16	0.18	0.20	0.14	0.12	0.14
硝酸盐（以 N 计）	20	0.11	0.13	0.11	0.12	0.11	0.38
亚硝酸盐（以 N 计）	1	—	0.01	—	—	0.01	0.01
挥发性酚类（以苯酚计）	0.002	—	—	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	0.3	—	—	—	—	—	—
砷	0.01	—	—	0.21	0.19	0.14	—
汞	0.001	—	—	—	—	—	—
铬（六价）	0.05	—	—	—	—	—	—
总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	450	0.29	0.28	0.28	0.31	0.25	0.48
钡	0.7	0.07	0.05	0.09	0.10	0.13	0.08
氟化物	1	0.25	0.06	0.19	0.24	0.33	0.26
镉	0.005	—	—	—	—	—	—
铁	0.3	0.03	—	—	0.06	0.02	0.03
锰	0.1	0.09	0.02	0.01	0.01	—	0.01
溶解性总固体	1000	0.17	0.19	0.15	0.17	0.16	0.23
高锰酸盐指数	3*	0.31	0.41	0.30	0.32	0.30	0.61
硫酸盐	250	0.02	0.13	0.02	0.02	0.02	0.16
氯化物	250	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.03
总大肠菌群	3	—	—	—	—	—	—
石油类	0.05	—	—	—	—	—	—

注： 1.“—”表示检测结果低于检出限；2. 粗体表示的评价结果高于标准值；4.石油类参照对比《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中 III 类水体标准；5.高锰酸盐指数参照对比《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中 III 类水体标准。

续表 6.7-8 地下水水质单因子评价结果

	地下水质量标准 III 类	CB19-5	MW5-Y	MW6-Y-1	MW6-Y-2	MW8-Y	CB18
pH（无量纲）	6.5～8.5	0.13	0.13	0.09	0.09	0.13	0.35
氨氮（以 N 计），mg/L	0.5	0.04	0.30	0.18	0.06	0.06	0.12
硝酸盐（以 N 计），mg/L	20	0.04	0.01	0.01	0.00	0.05	0.01
亚硝酸盐（以 N 计），mg/L	1	—	0.04	0.04	—	—	—
挥发性酚类（以苯酚计），mg/L	0.002	—	—	—	—	—	—
阴离子表面活	0.3	—	—	—	—	—	—

性剂，mg/L							
砷，mg/L	0.01	—	—	—	—	—	0.69
汞，mg/L	0.001	—	—	—	—	—	—
铬（六价），mg/L	0.05	—	—	—	—	—	—
总硬度（以CaCO3 计），mg/L	450	0.34	0.40	0.36	0.40	0.39	0.32
钡，mg/L	0.7	0.08	0.06	0.07	0.08	0.07	0.17
氟化物，mg/L	1	0.62	0.68	0.60	0.57	0.45	0.57
镉，mg/L	0.005	—	—	—	—	—	—
铁，mg/L	0.3	—	1.23	2.20	0.43	—	—
锰，mg/L	0.1	0.32	2.08	1.33	1.51	—	0.29
溶解性总固体，mg/L	1000	0.28	0.39	0.31	0.35	0.32	0.27
高锰酸盐指数，mg/L		/					
硫酸盐，mg/L	250	0.14	0.06	0.03	0.21	0.08	0.08
氯化物，mg/L	250	0.01	0.06	0.05	0.04	0.02	0.02
总大肠菌群，个/L	3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
石油类，mg/L	0.05	—	—	—	—	—	—

表 6.7-9　地下水水质超标情况分析表

超标因子	地下水质量标准 (mg/L)	超标点位数	超标率	最大超标倍数
氨氮	0.5	2/30	6.7%	0.4（B2）
铁	0.3	5/30	16.7%	1.7（A1）
锰	0.1	18/30	60.0%	3.5（D4）
高锰酸盐指数*	3	1/30	3.3%	0.05（A5）

注：高锰酸盐指数参照对比《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中III类水体标准。

根据地下水水质分析及评价结果，项目区域地下水中超标的主要因子为氨氮、铁、锰和高锰酸盐指数，所监测的30个地下水样品中，上述3个因子的超标率分别为6.7%、16.7%、60%和3.3%。氨氮2个点位超标，最大超标倍数为0.4倍；铁5个点位超标，最大超标倍数为1.7倍；锰18个点位超标，最大超标倍数为3.5倍；高锰酸盐指数1个点位超标，超标倍数0.05倍。

氨氮和高锰酸盐指数超标推测与当地居/牧民生活污水排放有关，大多数既有民井位于当地居民房屋附近，靠近禽畜饲养区域，且无适当的防渗措施，易导致地下水污染。

相关研究表明，项目所在区块内铁和锰超标范围广，认为与含水层相关，通常是水文地质条件决定的。（参考文献：李琦等. 陕北风沙滩地区浅层地下水水质调查与评价[J].《干旱区资源与环境》，2014，28 (12) :94-98），此外，项目区域煤矿资源丰富，锰与煤矿具有相应的伴生性，推测该区域锰本底值高与此有关（参考文献：白喜庆等. 榆神府矿区煤炭开发对地下水资源的影响及其生态环境负效应[J].《地球学报》，2002，23 (Sup.) :54-58）。

6.6.8 地下水质量对比分析

（1）铁、锰超标对比分析

根据6.1.5节和6.7.7节可知，2015年和2018年地下水监测结果中，铁、锰均有不同程度的超标。本次评价对照2015年和2018年同期监测结果铁、锰结果进行对比分析。

地下水中的铁、锰在2015年和2018年均出现超标现象。本次评价收集了相关文献资料，根据《陕北风沙滩地区地下水脆弱性评价及“三氮”对地下水污染的数值模拟》（长安大学硕士学位论文，2009年），该文献资料显示，在陕北风沙滩地区进行地下水采样，采样范围北至耳林兔镇，南至波罗镇，西至补浪河乡，东

至麻黄梁镇，共采集地下水水样769个，其中铁超标样品25个，锰超标个数99个。其中铁超标区主要分布在盖沙丘陵区和风沙草滩区的曹河、耳林滩一带，锰超标区主要分布在高家堡的榆树湾、小壕兔的大补兔、补浪河和巴拉素镇一带。论文认为铁和锰超标区范围广、程度轻、周边无人为输入性污染源，表明地下水中的Fe、Mn来源主要与含水层有关，通常是水文地质条件决定的。

本次环评期间的监测结果也表明，铁、锰在不同时期均有超标现象，超标区域与文献调查结果有重合区域，包括耳林村、补浪河，另外部分超标区域与文献调查位置临近，如巴汗采当临近大补兔，推测铁、锰超标与水文地质条件有关。

（2）石油类超标验证分析

根据6.1.5节，石油类在枯水期的BW11（补浪河）、MW5（西奔滩村）、MW6（包兔村）、MW7（旋河村）和MW10（C19井丛附近），最大超标点位发生在MW6（包兔村），石油类超标268倍。超标点位，除MW10附近有C19井场，其他超标点位附近均不涉及生产设施。除BW11（民井）外，其余5口井为丰水期（2014年）所打井，其中MW5、MW6和 MW7均为当地村民家附近打井，采样结束交由村民使用。在丰水期（打井期）的监测结果中未发现超标现象，在枯水期（距离打井时间3个月之后）发生超标现象。

针对石油类个别点位严重超标问题，2018年3月开展进一步调查工作。调查方案见表6.1-1。结合2018年枯水期背景监测和验证点监测，2018年枯水期与2015年枯水期石油类的对比见图6.7-3。由图可知，2018年背景调查30个水质监测点和6个超标验证点的监测结果中均未发现石油类超标现象（详细数据可参见本章6.7节）。2018年3月现场调查期间发现，原打井MW5、MW7已经不存在，因此取其最近的民井采样。MW6原打井还有保留，但已长期不使用，因此在MW6原位井采样，同时在其最近民井采样验证。以MW6为例，2015年枯水期监测结果石油类超标268倍，2018年验证点MW6-Y1和MW6-Y2（原位）石油类达标，且MW6周围的B1~B6背景监测点石油类结果均为达标，2018年与2015年监测含水层相同，均为第四系潜水含水层。

综上，结合实验室分析结果，分析2015年枯水期石油类超标的原因可能是监测井在后期使用不当所致。根据2018年监测结果，随着时间的推移，超标水井地区地下水石油类已经恢复到达标状态。

表6.7-10 石油类超标水井调查实施方案

2015年石油类超标水井情况			验证实施方案			
超标点位编号	超标倍数	与长北一期设施关系	验证监测点位	验证点与原监测点位关系	监测因子	监测含水层
MW5	54	附近无长北一期生产设施，距离最近的是CB23约13km	MW-5-Y	与原监测点相距约20m民井	与2015年监测因子相同：pH、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、氟化物、总硬度、阴离子表面活性剂、溶解性总固体、氨氮、高锰酸盐指数、挥发酚、六价铬、甲醇、砷、汞、镉、铁、锰、钡、石油类、亚硝酸盐氮和总大肠杆菌群，共22个	与2015年相同，监测第四系潜水含水层
MW6	267	附近无长北一期生产设施，距离最近的是CB23约6.5km	MW-6-Y1 MW-6-Y2	与原监测点相距约30m的民井，其中MW-6-Y1为村户室内取水，MW-6-Y2为原MW6		
MW8	2	附近无长北一期生产设施，距离最近的是CB20约8.8km	MW-8-Y	与原监测点相距约20m的民井		
MW10	0.4	CB19井场附近	MW-10-Y	原监测点		
CW11	未超标，验证设施影响	CB18井场附近	CW-11-Y	原监测点		
BW11	2.8	附近无现有生产设施	村民自用井，周边监测点位BW1、BW2、BW3、BW4、BW6监测值均正常，考虑为异常值			

7 清洁生产与循环经济

7.1 工艺先进性分析

7.1.1 小井眼井身结构

本工程 304 口直井/S 型井采用小井眼井身结构，二开井段采用 $6^1/_2$”井眼，$4^1/_2$”生产套管，而常规的底部井眼尺寸为 8 $^1/_2$″井眼+5 $^1/_2$″套管。

由于小井眼钻井使用小尺寸的钻头，套管尺寸和钻柱尺寸也相应减少，从而降低钻井能耗。与常规钻井比较，小井眼钻井不仅可以大幅度减少钻井泥浆等原辅材料消耗量、降低钻机的功率，还可以大幅度提高钻井速度、缩短钻井时间。

直井/S 型井以开采次级储层为主，须采用 8 口井或 16 口井的井丛作业，因此采用小井眼结构可有效降低钻井能耗、物耗，从而降低单井产污量。小井眼钻井与常规井眼钻井对比情况见**表 7.1-1**。

表7.1-1 小井眼结构与常规井身结构对比表

项目	小井眼钻井	常规井眼钻井
原辅材料消耗	钻井泥浆、套管、水泥、水、燃料柴油等材料的消耗量低。	原材料消耗量较高
井场占地	单井占地约为常规井占地的 40%	单井占地大于小井眼钻井占地
钻井设备	小井眼钻井所用的钻头、钻柱等钻具的尺寸均小于常规井眼钻井所用的钻头、钻柱等。轻便、易拆卸。	常规井眼钻井采用的钻具、钻机等设备较为笨重，拆卸转移不方便。
废物产生量	产生量较少，钻井岩屑和废泥浆产生量相对常规井眼钻井将减少约 31%。	废水、废气和废渣的产生量均高于小井眼钻井过程。
钻井成本	与常规井眼相比，小井眼结构套管成本和固井成本均降低 10%以上。	较高

7.1.2 丛式井井场

由于项目区气藏具有单井控制储量低、单井产量低的特点，因此采用丛式井开发。与单井比较，丛式井具有单井平均占地面积小、环境影响和扰动小的特点。此外，丛式井结构使得钻井操作具备批式作业的条件。丛式井与单井布井方式对比见**表 7.1-2**：

表7.1-2 丛式井与单井布井方式比较

项目	丛式井	单井
土地占用	多口井共用 1 个丛式井井场，大大减少钻前工程量，同时减少了对土地的占用。	平均单井占地相对较高。
钻遇储层厚度	项目采用丛式井布置方式，能够充分采集储	单井控制储量相对较小，产能也较

项目	丛式井	单井
及单井产能	层的天然气，达到增产的目的。	小。
集输管网敷设占地	丛式井管网可以井场为单位集中敷设。相对单井而言，地面集输管网的敷设减少，节约地面建设投资，同时减少对地面的扰动。	单井的集输管网则以井为单位分别敷设，管网敷设量较大，投资较高，对地面扰动较大。
钻井泥浆循环使用率	钻井泥浆可以首先在井场内的多口井间循环利用，效率较高，减少了废弃泥浆的产生。	仅能单井自身循环利用，循环利用率相对较低，废弃泥浆产生量较大。
钻井周期	平均单井钻井周期短	钻井周期相对较长
钻井设备	多口井共用一套钻井设备	单井需要成套的钻井设备
人员配置	一个井场共用一组工作人员	单井需配备相应的工作人员

7.1.3 环保型钻井液

（1）双分支水平井

表层井眼完钻以延长组为标志层，钻达延长后继续打 20-50 米，完钻井深一般是在 580-650 米之间。表层钻井液是以水为分散剂，并以斑土作为提粘剂的水基泥浆体系。为了最大限度的对泥浆循环使用，在长北一期中 35%的一开泥浆是通过循环使用三开低伤害泥浆和一部分废水来调配的。如果后期决定设计小井眼，表层尺寸可能选择为 12-1/4 寸井眼，那么表层将会选择清水聚合物泥浆体系，该体系已经在 S-型井设计方案中提出。

二开井段设计钻达储层顶部大概垂深为 2950 米/斜深 3650 米，该井段泥浆体系是以 5-13.8%氯化钾为泥岩抑制剂，重晶石为加重剂，聚阴离子纤维素/黄原胶为增粘剂，润滑油为润滑剂及其他添加剂为一体的水基泥浆体系。在长北一期二开井段氯化钾泥浆大概 35%来自对老浆的循环利用。如果设计小井眼（可能为 9.5”），钻至刘家沟顶部之前的将使用氯化钾加清水聚合物的泥浆体系，刘家沟及以下继续使用氯化钾泥浆体系。

在储层井段设计用低固相、低伤害泥浆体系，这种泥浆体系可以最大限度的减少裸眼完井下的生产储层伤害。该体系是以甲酸钠为主，碳酸钙为加重剂，润滑油为润滑剂的泥浆体系。

（2）直井/S 型井

直井/S 型井表层设计垂深 800 米左右，清水聚合物钻井液为该段泥浆体系。该泥浆体系需要持续不断的从导管处添加水溶性有机聚合物来絮凝钻井液中的胶状颗粒，然后循环通过一系列沉降罐，沉降絮状胶体，回收清水。大颗粒（岩屑）

通过环空携带出井眼并沉降在沉降罐中。

聚合物首先在预混泥浆罐中预先水解，然后加入石膏从而达到最佳的钙含量。搅拌两到三个小时后泵入导管。泥浆返出后通过振动筛和尘砂罐，可以除去大部分岩屑。之后 80%的泥浆直接流入沉降罐，其余 20%泥浆通过两台离心机进一步分离，离心机可以提高固相处理效率，可减少沉降罐容量不足的压力。为达到最佳的絮凝效果，整个絮凝过程中，需要对絮凝剂的泵速和钙浓度实时监测。

清水聚合物钻井液具有很多优点。第一，由于清水可以持续循环利用，可最小化水用量；第二，由于该钻井液高失水的特点减少了钻井过程中动态下压力对地层的压实作用，可以明显提高机械钻速。该钻井液体系的优势已经在壳牌北海和中国四川富顺项目上获得证实。

本项目采用的泥浆体系可以消除钻井阶段油基泥浆可能对地下环境产生的污染，并避免产生属于《国家危险废物名录》（2016）中规定的危险废物（HW08 废矿物油（天然气开采 072-001-08））的废油基泥浆，符合清洁生产的要求。

7.1.4 泥浆循环系统

本工程与长北一期相比，钻井作业取消了泥浆池，采用泥浆不落地技术，即泥浆在地面的循环系统全部在泥浆罐内进行，岩屑和废泥浆全部用岩屑罐/泥浆罐收集，降低传统泥浆池对土壤地下水的污染风险。

因此，本工程泥浆循环系统设置具有减量化和无害化的特点，符合清洁生产要求。

7.1.5 清洁能源钻机

本工程对于加密阶段双分支水平井，选用的钻机将和目前长北一期选用的 70 系列钻机保持一致。对于后期及次级储层的开发，由于钻机电耗较小，因此选用 50 系列钻机。这些钻机将配置多井滑轨系统，从而实现无需拆卸/重装钻机主要设备就能从一个井槽移动钻机到另一个井槽。

本项目将尽可能使用电网电力驱动钻机，特别是进入第二阶段，基本全部采用网电驱动。与传统柴油发电相比，网电不仅成本，更可以降低柴油发电机废气污染物的排放。

7.2 产品清洁性分析

天然气是一种洁净能源，具有热值高、燃烧产生的有害物质少等优点。天然气代替燃煤可明显减少二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳等污染物质的排放，采用

天然气作为煤炭等替代燃料可有效减少酸雨形成和温室效应。本工程天然气原气中甲烷含量高，不含硫化氢等。天然气、原油与煤燃烧的污染物产生量对比见**表7.2-1**。

表7.2-1天然气与原油、煤燃烧的排污量对比

大气污染物	天然气	原油	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

从各类燃料燃烧后排污量对比可见，煤和原油产生的灰分、SO_2、NO_2和CO污染物均远高于天然气，天然气单位热量所产生的温室气体和CO_2只是煤炭的一半左右，比石油少1/3，因此，天然气的清洁性远高于煤和原油。发展天然气洁净能源对于改善我国一次能源消费结构和大气污染物减排具有重大的意义。

7.3 清洁生产水平及措施

7.3.1 环境管理

本工程依托壳牌公司先进的HSE管理体系，壳牌公司设置了专门的健康、安保、安全、环境及社会业绩的承诺与政策。该承诺与政策的第一、二条明确地规定了将员工健康、环保和安全作为最优先的目标。从环境管理角度，本项目属世界先进水平。

7.3.2 综合能耗分析与节能措施

（1）综合能耗分析

本项目的能耗部位主要包括：工艺站场生产、生活用电、气。管道系统发生事故或正常维修时的天然气放空。设备及阀门、管道接头等密封不严造成天然气泄漏。误操作造成的天然气和其它能源的损失。集输管道中天然气摩阻能量损失。

工程单位综合能耗为644MJ/ 1000m^3，根据油气地面工程主要指标，国内集输处理单位综合能耗平均值为1211.8MJ/1000m^3(神木气田单位综合能耗为890 MJ/ 1000m^3，苏里格南区（道达尔）单位综合能耗为737.5 MJ/ 1000m^3), 在生产初期充分利用地层能量，集气增压站不增压输送，充分利用一期已建地面设施，工程能耗较低，能够达到先进水平。

（2）节能措施

本项目采用的节能技术和工艺如下：

利用天然气自身能量，艺流程设计中尽量利用井口压力能，合理确定压力级制，科学实现气藏天然压力能的梯级利用。井场无人值守，减少了大量的生活能耗。减少事故或维修时天然气的放空量。井口装置设置紧急截断阀，可在事故工况下迅速关闭井口，有效减少天然气的损失。采用密闭清管流程，减少清管作业时天然气放空损耗。降低线路输送的能耗，同时站场设有清管器接收、发送装置，对采集气管道定期清管，清除管道内的积液及杂质，降低管道的沿程摩阻，减少原料气输送的水力损失，提高管道输送效率。选用节能型电气产品：变压器选用低损耗节能型变压器；照明灯具选用高效长寿命气体放电灯；控制回路的控制设备采用节能型元件。选择操作灵活、密封性能好的阀门产品，减少天然气的泄漏。天然气压缩机采用小排量机组并联设置，且驱动方式采用电驱，最大程度节约能耗。

本项目选用的节能设备和材料如下：

1）设备选型，选用密闭性能好，使用寿命长，密闭性好的阀门及分离、计量、调压设备，既降低了能耗，又避免了天然气的损耗。

2）选用技术先进的节能型电气设备，提高供电网络的功率因素，降低电网和电气设备自身的能耗。

3）选用节能型低损耗变压器，合理选择变压器容量，降低损耗。

4）选用静电电容器，自动进行无功补偿，以提高系统的功率因数。

5）选择高效、节能型的光源和灯具，户外照明用灯采用光电集中控制。

6）采用高效绝热材料，完善保温结构，减少设备、管道的散热损失。

7）选用效率高的导热油炉，热效率达 90%。

8） 站、厂房屋采用节能建筑，屋面增加聚苯板材料、墙面增加外墙保温砂浆、门采用节能型复合木门、窗户采用塑钢双玻窗，增加了热阻、减少了能量损失、从而降低了能耗。

因此，工程通过采用一些列节能措施，选用高效机泵、绝热材料、节能型电器等措施可取得较好的节能效果，降低本工程能量消耗。符合国家节约能源的政策导向，减少项目的生产经营成本，有效提高工程的经济效益。

（2）节水

本工程的主要消耗水方面是钻井期间压裂液消耗。采用的节水措施如下：

1）压裂返排水循环利用，作为滑溜水的新鲜水补充水。通过回用，整个项

目可节约新鲜水量 18.4 万方，占到总需水量的 35%。

2）生活污水处理达标后作为中水回用，用作厂区绿化喷淋用水或道路浇洒，以减少用水量和回注的操作费用。

3）采用节水型卫生设备，减少新鲜水的用量。

4）在满足用水压力的条件下尽量降低供水压力，减少新鲜水的损耗。

5）采用优质管道，防止水质污染和水量漏损。

总之，全面树立节能节水的设计思想，在工艺流程制定时采用节能节水新技术、新工艺；在设备选型中优先采用节能节水产品和设备；按要求配置能源计量仪表，树立节能节水意识。

7.4 清洁生产指标

根据国家发展改革委、工业和信息化部 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本工程清洁生产定量和定性指标的评价，见**表 7.4-1**。

表 7.4-1 清洁生产指标分析

评价指标	权重值	评价基准值	本工程 实际值	本工程 得分
定量指标				
占地面积（m^2/井）	15	符合行业标准要求[1]	1600	15
新鲜水消耗（m^3/100m 标准进尺）	15	≤25	10.8	15
固井质量合格率	5	≥95%	100%	5
钻井泥浆循环率	10	≥60%	80%	10
柴油机效率	10	≥80%	85%	10
污油回收率	10	≥90%	100%	10
钻井废水产生量（m^3/100m 标准进尺）	10	≤30	8.2	10
石油类	5	≤10	/	5
COD	5	≤100	/	5
废弃泥浆（m^3/100m 标准进尺）	10	≤10	8.2	10
柴油机烟气	5	符合排放标准	符合	5
定量指标得分（P1）				100
定性指标				
泥浆毒性	10	可生物降解或无毒泥浆	符合	10
柴油消耗	5	具有节油措施	具备	5
钻井设备	5	国内领先	使用国内领先的 70 或 50 钻机	5
压力平衡技术	5	具备欠平衡技术	具备	5
泥浆收集设施	5	配有收集设施，泥浆不落地	所有泥浆均钢制罐收	5

评价指标	权重值	评价基准值	本工程 实际值	本工程 得分
			集，不落地	
固控设备	5	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	均配备	5
井控设备	5	具备	具备	5
有无防噪措施	5	有	有	5
是否建立 HSE 管理体系	10	建立 HSE 管理体系	符合	10
开展清洁生产审核，并通过验收	20	开展清洁生产审核，并通过验收	长北一期已开展清洁生产审核，并通过审核	20
是否制订节能减排工作计划	5	制订节能减排工作计划	ODP 中包含节能减排方案	5
废弃泥浆处置措施是否满足法规要求	10	废弃泥浆处置措施满足法规要求	满足	10
污染物排放总量控制与减排措施情况	5	污染物排放总量控制与减排措施满足环保要求	满足	5
满足其他法律法规要求情况	5	满足其他法律法规要求情况	满足	5
定性指标得分（P2）				100
清洁生产综合评价指数（P）				100

清洁生产综合评价指数是描述和评价企业清洁生产水平的综合指标，其计算公示为：

$P=0.6P_1+0.4P_2$

式中 P_1 和 P_2 分别为定量指标得分和定性指标得分。

经计算，本工程清洁生产综合评价指数为 100，根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中表 4 中的分级标准，P≥90 为清洁生产先进企业；75≤P<90 为清洁生产企业，本工程可评为**清洁生产先进水平**。

7.5 循环经济分析

循环经济遵循的是减量化、再利用和资源化的行为准则，形成“自然资源—产品—再生资源”的整体社会循环，完成循环经济的物质闭环运动。就天然气滚动开发而言，资源重复利用主要从以下部分分析：

7.5.1 减量化

根据前面分析可知，本工程钻井采用丛式井布设和小井眼钻井技术，大大减少了占地面积、钻井原辅材料消耗、集输管材及污染物产生量，从源头上实现了资源利用减量化和污染物产生减量化。

7.5.2 再利用和再循环

（1）钻井泥浆循环利用

单口井泥浆在泥浆循环系统内经处理后在下一口价循环使用，回用率大于80%。

（2）岩屑循环使用

考虑对钻井过程产生的部分岩屑经干化后，经检验合格并经过环保部门批准后用于井场基础建设，充分体现了固体废物再利用原则，减少了挖方量。

（3）水资源循环利用

气田压裂返排水回用于新压裂液的配置；生活污水采用生化处理一体化设备处理，处理后回用于厂区绿化，不能回用的部分送当地污水处理厂处理。

以上措施不仅大大减少了污染物的排放，而且实现了水资源的再循环，节省了新鲜水的使用量。

（4）甲醇的循环使用

本项目使用甲醇作为水合物抑制剂，天然气处理厂甲醇回收塔可从气田水中分离甲醇，再生后的甲醇通过罐车拉运至各个井场循环使用。

（5）天然气自身能源循环利用

本工程气田采用滚动开发和分高低压集气模式，充分利用天然气自身能量，减少主井场压缩机能耗，缩短压缩机运营时间。

（6）天然气整体循环

天然气可以代替煤炭、油等用于发电和供热，由于天然气燃烧产生的污染物少，因此加快了天然气发电的使用，同时天然气的消耗又加速了它的开采；但由于天然气的替代作用可使其它能源如煤炭、石油的开采量适当减少，因此，从整体来看，天然气的使用符合循环经济的要求；。

综上所述，按照我国《清洁生产促进法》和国家有关发展循环经济的政策措施，本工程在泥浆的重复利用、能源/资源的循环利用和天然气整体循环上均充分考虑了循环使用的措施，符合循环经济的准则。通过上述分析，本工程的整个开发过程体现了循环经济所要求的“减量化、再利用、再循环”原则，符合清洁生产和循环经济的要求。

7.6 清洁生产结论和建议

本工程针对项目区气藏资源特点，采用了先进的钻井工艺和集输工艺，从工艺技术、能耗、防腐、节水、施工管理、“三废”排放和运营管理等方面均符合清洁生产原则，最大限度的降低生态破坏、污染物排放和能源消耗，并通过先进的

集输和天然气净化处理工艺保证了运营安全及集输能力，项目达到清洁生产先进水平。

建议在实际施工和运营过程加强员工宣传教育和管理培训，提高员工的清洁生产意识，保证项目的清洁生产工艺均落到实处。

8 环境影响预测与评价

8.1 大气环境影响评价

8.1.1 评价等级和评价范围

本项目有组织大气污染源为中央处理厂CPF燃气压缩机，排放污染物为天然气燃烧产生的氮氧化物和颗粒物；无组织大气污染源为CPF场地罐区，包括甲醇储罐（甲醇贫液和富液）和凝析油储罐，污染物为无组织排放的甲醇和非甲烷总烃。

（1）大气污染源参数

点源排放参数详见表8.1-1；面源排放参数见表8.1-2。

表8.1-1 点源排放参数

场地	排放源	排气筒几何高度m	排气筒内径m	烟气排放量 m^3/s	年排放小时数	排放工况	排烟温度℃	污染因子源强 g/s	
								NO_x	颗粒物
CPF	燃气压缩机（单台）	8	0.35	1.92	4560	正常	80	0.06	0.0214

表8.1-2 面源排放参数

场地	排放源	面源长度m	面源宽度m	面源有效高度	年排放小时数	排放工况	污染因子源强 $g/s/m^2$	
							甲醇	非甲烷总烃
CPF	罐区	52	40	12	8760	正常	0.000051	0.000122

（2）评价等级

采用大气估算模式（Screen3）计算的各污染源各项污染物最大地面落地浓度占标率均小于10%，根据导则确定本项目大气评价等级为三级。计算参数和结果汇总为表8.1-3和~表8.1-4。

表8.1-3 环境空气评价等级计算参数及结果（点源）

名 称	污染源类型		扩散系数	源参数								计算结果		本项目
				排放速率（g/s）	烟囱高度（m）	出口内径（m）	烟气排放速率（m^3/s）	烟气温度（k）	环境温度（k）	热释放率	Cal/s	最大浓度（mg/m^3）	最大地面浓度距离（m）	最大地面浓度占标率（%）
CPF压缩机	NO_x	点源	乡村	0.06	8	0.35	0.0875	353	282	/		0.0108	155	4.48
	PM_{10}	点源	乡村	0.0214								0.00383		0.80

表8.1-4 环境空气评价等级计算参数及结果（面源）

场地		CPF	
名 称		罐区（甲醇和凝析油储罐）	
污染物		甲醇	非甲烷总烃
污染源类型		面源	面源
扩散系数		乡村	乡村
面源参数	排放速率（g/s/m^2）	0.000051	0.000122
	面源有效高度（m）	12	
	面源长度（m）	52	
	面源宽度（m）	40	
计算结果	最大浓度（mg/m^3）	0.0758	0.1820
	最大地面浓度距离（m）	135	135
判定依据	一级	Pmax≥80％，且 $D_{10\%}$≥5km	
	二级	其他	
	三级	Pmax＜10％或 $D_{10\%}$＜污染源距厂界最近距离	
本项目	最大地面浓度占标率（％）	2.53	9.08
判定结果	三级		

（3）评价范围

大气环境影响评价范围分别以污染源排气筒为中心，半径为2.5km的圆，因此，大气环境影响评价的范围为以燃气压缩机排气筒为中心，半径为2.5km的圆。

8.1.2 大气环境影响预测与评价

8.1.2.1 常规气象资料调查

项目区所在陕西省榆林市和内蒙古自治区鄂尔多斯市乌审旗近20年的主要气候统计数据见表8.1-5。风玫瑰图见图8.1-1和图8.1-2。

表8.1-5 项目所在区域主要气象要素统计表

气象要素		单位	地名	
			榆阳区	乌审旗
平均气压		hPa	886.2	869.8
气温	年平均	℃	8.8	8.4

	极端最高	℃	39.0	37.9
	极端最低	℃	-29.7	-25.7
	年最冷月平均温度	℃	-8.7	-9.4
	年最热月平均温度	℃	23.7	23.1
平均相对湿度		%	54	50
年平均降水量		mm	383.6	376.6
最大日降雨量		mm	105.7	89.5
年平均蒸发量		mm	1932.7	2056.8
风速	平均	m/s	2.1	2.1
	最大	m/s	19.0	24.0
	最多风向		SSE	NNW W
地面温度	平均	℃	11.0	11.2
	极端最高	℃	72.0	20.1
	极端最低	℃	-39.7	-31.5
日照时数		h	2671.9	2941.4
大风日数		d	12.6	12
雷暴日数		d	28.0	22
霜日数		d	82.4	74
最大积雪深度		cm	16	15
冻土深度	标准冻深	cm	103	93.0
	最大冻深	cm	144	113.0

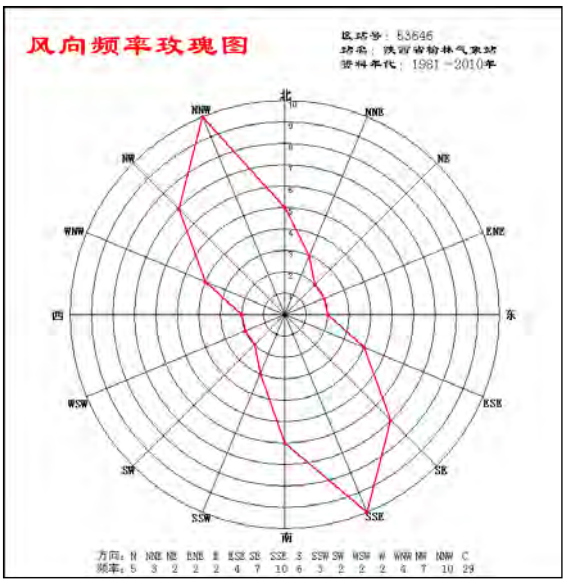


图 8.1-1 榆阳区 1981-2010 年风向频率玫瑰图

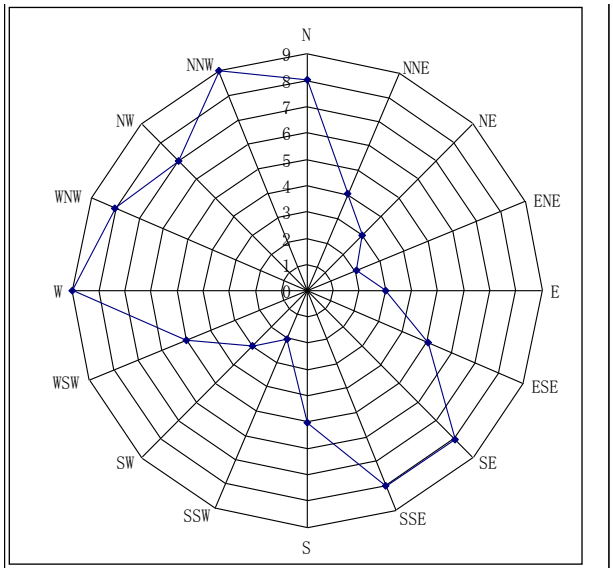


图 8.1-2 乌审旗 1981-2010 年风向频率玫瑰图

8.1.2.2 大气环境影响预测

根据工程分析，气田开发工程具有开发时间较长，区块滚动开发的特点。按照周期划分，可以分为施工期和运营期。

（1）施工期环境影响分析

根据工程工艺及主要产污环节分析，本工程施工期主要废气污染源为：部分使用柴油发电机驱动的井场燃料废气（其余井场采用电网供电）、运输车辆进出产生的扬尘、压裂车废气等。

1）钻井作业时柴油机燃烧排放废气

本项目第一阶段有23口井（其中直井16口，双分支水平井7口）使用柴油发电机，剩余39口井使用电网驱动；第二阶段基本全部使用网电驱动。柴油应使用符合国家标准的正规柴油，含硫量不超过0.005％。根据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（GB20891-2014）中污染物排放限值要求，NOx和颗粒物的排放系数分别取最大限值6.4g/kwh和0.2g/kwh，每个井场设置1200kw的柴油发电机组，柴油机燃料燃烧排放的废气污染物以NO_X和颗粒物为主，则每台柴油发电机NOx和颗粒物的排放速率是7.68kg/h和0.24kg/h。

2）压裂车废气

压裂作业的主要设备是压裂车，由压裂泵、发动机和运载车辆组成，为压裂过程提供动力，燃料为柴油，柴油应符合国家标准要求。根据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（GB20891-2014）中污染物排放限值

要求，NOx和颗粒物的排放系数分别取最大限值6.4g/kwh和0.2g/kwh，压裂机组功率以3000马力计，则NOx和颗粒物排放速率为14.1kg/h和0.44kg/h。

3）放喷天然气燃烧废气

对于放喷废气排放，属于偶发行为，放喷时间较短（压裂放喷最长 8 天，平均3~5天），天然气燃烧产生的NOx和烟尘排放速率分别为3.74kg/h和0.57kg/h，排放持续时间短，且井场均远离集中居住区，放喷天然气燃烧排放的氮氧化物和烟尘不会对周边大气环境质量和人群造成严重影响。

4）其他施工废气

工程施工阶段施工废气主要为平整场地、管沟开挖、车辆行驶产生的无组织排放扬尘及施工机械和运输车辆排放的尾气。

①施工扬尘的主要污染因子为TSP；

②焊接过程中将会产生一定的焊接烟气，主要污染因子是颗粒物；

③施工机械和运输车辆排放的尾气中主要污染因子为CO、NOx、非甲烷总烃等。

（2）运营期环境影响分析

运营期间的主要大气污染源排放参数见表8.1-1和表8.1-2。经采用导则推荐的Screen模型估算，各主要大气污染源大气预测结果详见表8.1-6~表8.1-7。

表 8.1-6 CPF 燃气压缩机大气污染物预测结果

距源中心下风向距离 D/m	压缩机排放 NO_x		压缩机排放颗粒物	
	下风向预测质量浓度 Ci（mg/m^3）	质量浓度占标率 Pi	下风向预测质量浓度 Ci（mg/m^3）	质量浓度占标率 Pi
50	0.00584	2.43	0.00208	0.46
100	0.00991	4.13	0.00354	0.79
200	0.0103	4.30	0.00368	0.82
300	0.00960	4.00	0.00342	0.76
400	0.00886	3.69	0.00316	0.70
500	0.00802	3.34	0.00286	0.64
600	0.00725	3.02	0.00259	0.57
700	0.00656	2.74	0.00234	0.52
800	0.00615	2.56	0.00219	0.49
900	0.00567	2.36	0.00202	0.45
1000	0.00518	2.16	0.00185	0.41
1100	0.00474	1.97	0.00169	0.38
1200	0.00434	1.81	0.00155	0.34
1300	0.00415	1.73	0.00148	0.33
1400	0.00427	1.78	0.00152	0.34
1500	0.00435	1.81	0.00155	0.34
1600	0.00439	1.83	0.00157	0.35
1700	0.00441	1.84	0.001571	0.35
1800	0.00440	1.83	0.00157	0.35
1900	0.00438	1.82	0.00156	0.35
2000	0.00434	1.81	0.00155	0.34
2100	0.00427	1.78	0.00152	0.34
2200	0.00419	1.75	0.00150	0.33
2300	0.00411	1.71	0.00147	0.33
2400	0.00403	1.68	0.00144	0.32

距源中心下风向距离 D/m	压缩机排放 NO_x		压缩机排放颗粒物	
	下风向预测质量浓度 Ci（mg/m^3）	质量浓度占标率 Pi	下风向预测质量浓度 Ci（mg/m^3）	质量浓度占标率 Pi
2500	0.00395	1.65	0.00141	0.31
2600	0.00387	1.61	0.00138	0.31
2700	0.00379	1.58	0.00135	0.30
2800	0.00371	1.55	0.00132	0.29
2900	0.00363	1.51	0.00129	0.29
3000	0.00355	1.48	0.00127	0.28
3500	0.00317	1.32	0.00113	0.25
4000	0.00285	1.19	0.00102	0.23
4500	0.00257	1.07	0.000918	0.20
5000	0.00234	0.97	0.000834	0.19
下风向最大质量浓度	0.0108	4.48	0.00383	0.85
最大浓度落地距离（m）	155		155	

表 8.1-7 CPF 罐区大气污染物预测结果

距源中心下风向距离 D/m	CPF 罐区			
	甲醇		非甲烷内总烃	
	下风向预测质量浓度 Ci（mg/m^3）	质量浓度占标率 Pi	下风向预测质量浓度 Ci（mg/m^3）	质量浓度占标率 Pi
50	0.0492	1.64	0.1180	5.89
100	0.0704	2.35	0.1690	8.43
200	0.0705	2.35	0.1690	8.44
300	0.0666	2.22	0.1590	7.97
400	0.0627	2.09	0.1500	7.51
500	0.0599	2.00	0.1430	7.17
600	0.0596	1.99	0.143	7.14
700	0.0559	1.86	0.1340	6.69
800	0.0511	1.70	0.1220	6.12
900	0.0463	1.54	0.1110	5.55
1000	0.0420	1.40	0.1010	5.03
1100	0.0381	1.27	0.0912	4.56
1200	0.0347	1.16	0.0831	4.16
1300	0.0317	1.06	0.0760	3.80
1400	0.0291	0.97	0.0697	3.48
1500	0.0268	0.89	0.0642	3.21
1600	0.0248	0.83	0.0593	2.97
1700	0.0229	0.76	0.0549	2.75
1800	0.0213	0.71	0.0511	2.55
1900	0.0199	0.66	0.0476	2.38
2000	0.0186	0.62	0.0446	2.23
2100	0.0175	0.58	0.0419	2.10
2200	0.0165	0.55	0.0395	1.97
2300	0.0156	0.52	0.0373	1.87
2400	0.0147	0.49	0.0353	1.77
2500	0.0140	0.47	0.0335	1.67
2600	0.0133	0.44	0.0318	1.59
2700	0.0127	0.42	0.0303	1.51
2800	0.0121	0.40	0.0289	1.44
2900	0.0115	0.38	0.0276	1.38
3000	0.0110	0.37	0.0264	1.32
3500	0.00906	0.30	0.0217	1.08
4000	0.00763	0.25	0.0183	0.91
4500	0.00655	0.22	0.0157	0.78
5000	0.00571	0.19	0.0137	0.68
下风向最大落地浓度	0.0758	2.53	0.182	9.08
最大浓度落地距离（m）	135		135	

根据表 8.1-6~表 8.1-7 的预测结果可知，大气有组织污染源的污染物的最大占标率均小于 10%。NO_x的最大占标率为 4.48%，颗粒物最大占标率为 0.85%，运营期有组织源使用天然气燃料燃烧对环境空气质量的影响较小；CPF 场地罐区无组织排放甲醇和非甲烷总烃最大落地浓度为分别为 0.0758mg/m^3 和 0.182mg/m^3，占标率分别为 2.53%和 9.08%，罐区无组织排放对环境的影响较小。在非正常工况下，检修、超压废气将通过集气站放空火炬和中央处理厂的高低压火炬燃烧后排放，本项目天然气为清洁能源，且不含硫，天然气放空火炬燃烧对环境的影响较小。

8.1.3 防护距离

8.1.3.1 大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ 2.2-2008）的要求，采用环保部推荐模式中的大气环境防护距离模式计算本项目无组织排放源的大气环境防护距离。计算参数和计算结果见表 8.1-8。

表 8.1-8 大气环境防护距离计算参数和结果

场地	面源	面源有效高度 m	面源长度 m	面源宽度 m	非甲烷总量排放速率 t/a	甲醇排放速率 t/a	非甲烷总烃大气防护距离 m	甲醇大气环境防护距离 m	确定大气环境防护距离 m
CPF	罐区	12	52	40	7.98	3.33	无超标点	无超标点	无需设置防护距离

根据表 8.1-8 大气环境防护距离计算结果，本项目 CPF 场地非甲烷总烃和甲醇无组织排放落地浓度无超标点，无需设置大气环境防护距离。

8.1.3.2 卫生防护距离

根据《制定地方大气污染物排放标准的技术方法》（GB/T13201-91）规定，无组织排入有害气体的生产单元（生产区、车间、工段）与居民区之间应设置卫生防护距离，计算公式如下：

$$\frac{Q_c}{C_m}=\frac{1}{A}(BL^c+0.25r^2)^{0.50}L^D$$

式中：

C_m—环境一次浓度标准值，mg/m^3；

Q_c—有害气体无组织排放量可以达到的控制水平，kg/h；

r —有害气体无组织排放源所在生产单元的等效半径，m；

L—工业企业所需的卫生防护距离，m；

A、B、C、D—计算系数。根据所在地平均风速及工业企业大气污染源构成类别查取。

本项目卫生防护距离计算参数和结果参见表 8.1-9。

表 8.1-9 卫生防护距离计算参数和结果

场地	面源	占地面积 m^2	平均风速 m/s	非甲烷总烃标准浓度 mg/m^3	甲醇标准浓度 mg/m^3	非甲烷总量排放速率 Kg/h	甲醇排放速率 Kg/h	非甲烷总烃卫生防护距离计算值 m	甲醇防护距离计算值 m	确定防护距离 m
CPF	罐区	2080	2.1	2.0	3.0	0.91	0.38	20	16	50

本项目排放无组织有害气体的主要装置为 CPF 的罐区无组织排放非甲烷总烃和甲醇。根据表 8.1-9 各场地卫生防护距离计算结果，确定 CPF 罐区卫生防护距离均为 50m。

综合大气环境防护距离和卫生防护距离计算结果，最终确定本项目 CPF 所设防护距离均为场地内罐区外扩 50m 范围。现阶段各场地该范围内没有居民点。建议未来在其防护距离范围内不得建设学校、居民住宅等敏感建筑。

8.2 地表水环境影响分析

8.2.1 区域地表水概述

项目区块内地表水体有：白河、五道河、圪求河、中营盘水库以及李家梁水库等，水体功能主要为农田灌溉、饮用取水等。上述河流和水库均位于陕西省人

民政府划定的榆林市红石峡饮用水水源保护区二级保护区内，地表水环境质量执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）I类标准。

8.2.2 施工期地表水环境影响

根据施工期工程分析内容，本工程产生的废水主要来自钻井作业废水和生活污水。

（1） 钻井作业废水对地表水环境的影响

作业废水包括钻井泥浆和压裂返排液。钻井泥浆全部回用于其他井，少量不能循环使用的废泥浆同岩屑一起送环保部门认可的钻井废弃物集中处置单位处理；压裂返排液经井场软体罐收集暂存后，回用于滑溜水压裂液的配置，少量不能回用送至当地环保部门认可的钻井废物集中处置单位处理。施工期钻井作业废水全部不外排，不会对地表水造成影响。

（2）施工人员生活污水对地表水的环境影响

施工期生活污水经化粪池收集处理后送至榆林市污水处理厂处理，不外排。

综上，施工期钻井作业废水和生活污水均可得到有效的处置，不会对周围地表水质量产生影响。

8.2.3 运营期地表水环境影响

运营期废水主要包括气田采出水、地面站场冲洗和检修废水及生活污水等。

（1）气田采出水

气田采出水在CPF经过处理，通过回注井回注至距地面约2900米的原采气层。

（2）生活污水

本项目集气增压站和中央处理厂等有人值守站场均设置有生活污水一体化处理设施，处理后水质达到《城市污水再生利用—绿地灌溉水质》（GB/T 25499-2010）标准后作为站场浇洒道路、绿化用水。冬季不能绿化时，送榆林市生活污水处理厂处理。生活污水禁止排入地表水体。

综上，本项目运营期正常工况下没有废水外排至地表水体，不会对地表水造成影响。

8.3 噪声环境影响评价

8.3.1 预测模式

采用《环境影响评价技术导则－声环境》（HJ2.4-2009）的预测方法进行预测。

（1）距离衰减

点声源预测公式：

$$L_2 = L_1 - 20Lgr_2/r_1 - \triangle$$

式中：L_2——预测点的A声级，dB(A)；

L_1——噪声源的A声级，dB(A)；

r_1——实测点到声源的距离，m；

r_2——预测点到声源的距离，m；

$\triangle$——为隔声量，dB(A)。

线声源预测公式：

$$L_2 = L_1 - 10Lgr_2/r_1 - \triangle$$

式中：L_2——预测点的A声级，dB(A)；

L_1——噪声源的A声级，dB(A)；

r_1——实测点到声源的距离，m；

r_2——预测点到声源的距离，m；

$\triangle$——为隔声量，dB(A)。

（2）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；

（3）预测点的预测等效声级（L_{eq}）计算公式：

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

式中：L_{eq}—建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{eqb}—预测点的背景值，dB（A）。

8.3.2 噪声源强

根据工程分析筛选的噪声源强，建设期主要噪声源为柴油发电机、钻机、泥浆泵和压裂车，此外还有施工机械设备和机动车辆噪声，对环境的影响是暂时的，影响时间短。运营期噪声主要以集气站集气压缩机、专用处理厂离心式压缩机和制冷压缩机等噪声为主，对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期。

本项目各个时期的主要噪声源见表8.3-1。

表8.3-1 噪声源统计汇总表

阶段	噪声源名称		噪声声级 dB（A）	噪声特性	排放规律	备注
施工期	钻井噪声	柴油发电机	95～97	机械	连续	单台声源
		泥浆泵	85～90	机械	连续	单台声源
		钻机	100～110	机械	连续	单台声源
		压裂车	100～110	机械	间歇	单台声源
	施工机械噪声	挖掘机	84	机械	间歇	单台声源
		推土机	86	机械	间歇	单台声源
		电焊机	87	机械	间歇	单台声源
		轮式装载车	90	机械	间歇	单台声源
		吊管机	81	机械	间歇	单台声源
运营期	正常工况	各场地压缩机	90～95	机械、空气动力	连续	单台声级
		各场地空压机	90～95	机械、空气动力	连续	单台声级
		各类泵	85～95	机械、空气动力	连续	单台噪声
	非正常工况放空火炬噪声		100～110	空气动力	偶发	-

8.3.3 施工期噪声影响预测

本项目共钻井 318 口，分布在 28 个井场中。对于丛式井场，钻井时序为第一口井完钻后开始第二口井的钻井，依次类推。因此，各井场同时最多只有一口井在进行钻井施工。因此，本次评价将对典型井场钻井工程噪声进行预测，其他井场噪声影响类比该典型井场。连续噪声源包括 3 台柴油发电机组、1 台钻机和 2 台泥浆泵，本次评价预测典型井场连续噪声源同时运行时的影响范围。根据石油开采井场选址要求，要求井口距离民宅不少于 100m，本项目所在地人口分散，拟选井场 200m 范围内没有居民集中区。

钻井噪声在距声源不同距离的贡献值以及与本区域环境噪声本底值的叠加值见表 8.3-2。

表8.3-2 钻井噪声贡献值、叠加值预测结果 单位：dB（A）

距声源距离（m）		60	120	140	180	200	240
贡献值		66.9	60.7	59.3	57.1	56.2	54.6
背景值	昼间	41.5					
	夜间	38.5					
叠加值	昼间	66.9	60.7	59.3	57.1	56.4	54.8
	夜间	66.9	60.7	59.3	57.1	56.2	54.6

注：项目区噪声背景值取各噪声现状监测点中的最大监测值。

由预测结果可知，钻井噪声与环境背景值叠加后，昼间在距离井丛 140 米处，夜间在距离井丛 240 米处，声环境质量可达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声环境功能区限值要求。本项目所在区块居民分布分散且距离较远，当井丛 240 米内有零散村民居住时，钻井队应对村民住宅处噪声进行监测，如监测超标应采取以下措施：

（1）调整井丛设备布局，将高噪声设备尽量布置在远离村民居住侧；

（2）若采取上述措施后当地村民居住仍不能达标时，则采取对高噪声设备加装隔声罩或在靠近村民居住点侧井丛边界加装临时隔声墙等措施确保井丛施工作业噪声达标，确保居民声环境质量不受影响；

（3）钻井作业前事先与居民进行沟通，告知钻井施工持续时间，取得谅解。

钻井噪声的影响在钻井作业完成后立即消失，在采取上述措施后，钻井期噪声对周边环境的影响可以接受。

8.3.4 运营期噪声环境影响分析

（1）集气站噪声环境影响分析

正常生产时，集气站的噪声源主要为集气压缩机、空压机产生的设备噪声，噪声源强在 90～95dB(A)之间，另外还有各类水泵（80～85dB(A)）。各设备噪声源强及设备间经隔声后的噪声情况具体见表 8.3-3。

表8.3-3 设备间隔声后的设备噪声

设备名称	单台设备噪声（dB（A））	数量（台）	隔声措施后噪声 dB（A）
压缩机	90～95	2	70～75
空压机	90～95	1	70～75
水泵	80～85	多台	65～70

本项目集气站高噪声源在厂界处的排放值见 8.3-4。运营期集气站噪声等值线

图见图 8.3-1。

表8.3-4 集气站厂界噪声达标排放分析 单位：dB（A）

预测点位置	昼 间			夜 间		
	排放值	排放标准	超标值	排放值	排放标准	超标值
北厂界最大值	43	60	/	43	50	/
西厂界最大值	55	60	/	55	50	5
南厂界最大值	54	60	/	54	50	4
东厂界最大值	58	60	/	58	50	8

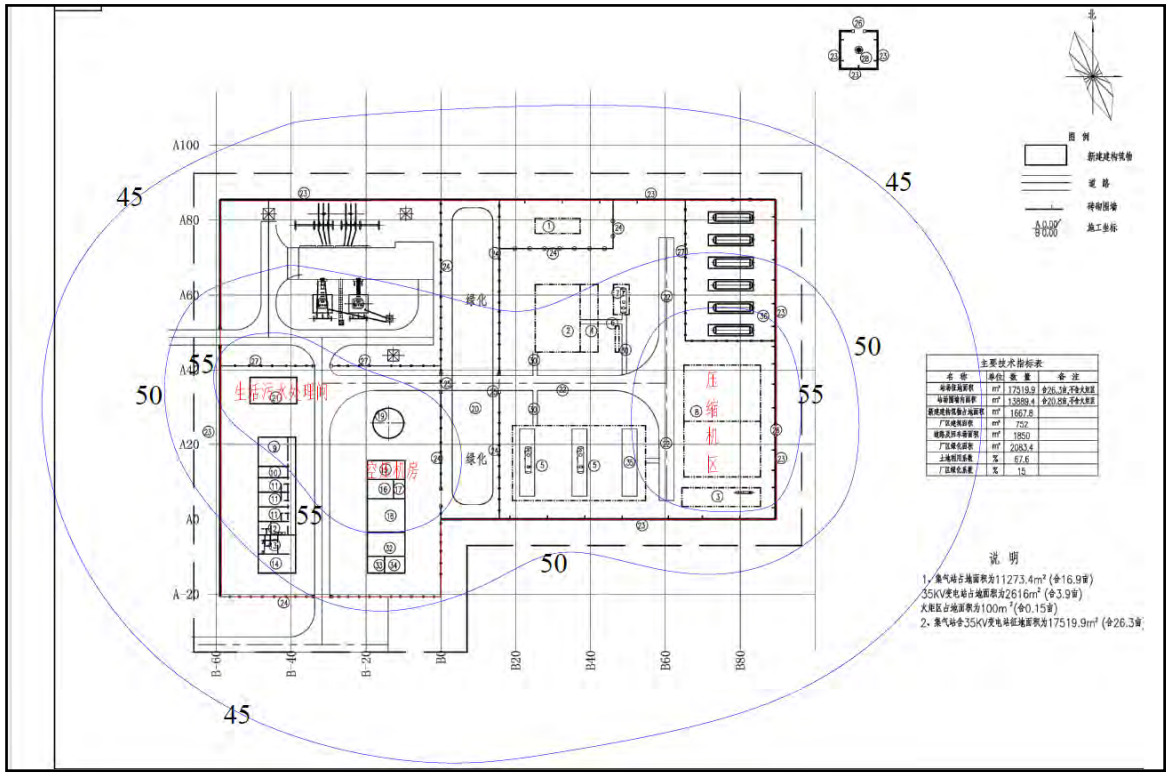


图8.3-1 集气站噪声等值线图 单位：dB(A)

由预测结果可知：

本项目集气站厂界处的昼间噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 2 类标准；夜间噪声除北厂界外，均有不同程度的超标，最大超标值为 8dB(A)，位于南厂界，原因为压缩机间布置在东南角，距离厂界较近所致。预测夜间达标距离为 15m，即在厂界外 15m 处夜间噪声均能满足满足。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）的安全距离要求，集气站周围 35m 范围内不能有居民居住，故不会产生噪声扰民现象。

（2）CPF

长北二期工程对 CPF 进行改造，改造内容主要包括在入口分离器进口增加入

口分布器，共增加 2 个；预冷换热器有 4 个串联结构调整为 2 个并联 2 个串联；压缩机由原来气缸型号 11”调整为 12”，数量不变。CPF 的改造工程不增加新噪声源，长北二期建成后 CPF 厂界噪声基本与一期一致。根据长北一期 CPF 验收监测结果，昼间厂界噪声最大值 48.6 dB（A），夜间最大值 46.8 dB（A），厂界噪声昼间/夜间均能能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 2 类标准。

（3）事故放空时噪声对环境的影响

放空是集气站和天然气处理厂在设备检修、超压等非正常工况发生时采取的措施，由高速气体粒子和周围的低速气体粒子发生湍流混合形成喷射气流，发生紊动而产生的气流声。当事故放空时，放空噪声源强约为 100～110dB(A)。但由于事故放空为偶发，且持续时间很短，目前集气站和天然气处理厂周边 200 米内没有集中居民区，因此影响较小。

8.3.5 噪声环境影响评价小结

（1）钻井噪声与环境背景值叠加后，昼间在距离井丛 140 米处，夜间在距离井丛 240 米处，声环境质量可达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声环境功能区限值要求。本项目所在区块居民分布分散，当井丛 240 米内有零散村民居住时，应调整高噪声设备布局，使其尽量在远离村民居住点一侧。若调整设备布置后居住点处声环境质量仍不能达标时，则应采取对高噪声设备加装隔声罩或在靠近居住点侧井丛边界加装临时隔声墙等措施确保井丛边界噪声达标；在井丛施工作业前应事先与村民进行沟通，告知钻井施工持续时间，取得谅解。钻井噪声对周围环境的影响会随着施工期的结束而消失。

（2）预测结果显示，运营期各厂界昼间噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 2 类区标准；夜间东、南、西厂界噪声有不同程度的超标，最大超标值为 8dB(A)，厂界外 15m 处可满足夜间排放标准。集气站周边 200m 范围内没有集中居民区，20m 范围内没有居民点，因此集气站厂界噪声不会造成扰民。

（3）非正常工况下的偶发放空噪声对周围声环境会造成短暂的不利影响，但由于集气站和天然气处理厂周边声环境敏感点均距离较远，故不会造成扰民。

8.4 固体废物环境影响分析

8.4.1 施工期固体废物环境影响

本项目施工期固体废物主要是钻井岩屑、废油和生活垃圾，其中岩屑最大年产生量约 2.16 万 m^3/a，废油约 28.8m^3/a，生活垃圾约 36t/a。

钻井产生的岩屑经岩屑罐收集后送往环保部门认可的钻井废弃物集中处置单位（拟定为陕西朗新环保科技有限公司）处理；废油属于危险废物，交由有资质（拟定为榆林德隆环保科技有限公司）的机构处置；生活垃圾收集后由当地环卫部门统一处置。

陕西朗新环保科技有限公司位于榆林市榆阳区麻黄梁镇断桥村谢家梁小组，占地 60 亩。年固体服务处理能力为 28 万 m^3（废弃泥浆处理量 8 万 m^3，岩屑处理量 20 万 m^3），压裂液、返排液年处理量为 2 万 m^3。项目总投资 5126 万元。榆林市环保局于 2018 年 3 月 14 日以“榆政环批复[2018]18 号”的文件对该项目的环境影响评价文件进行了批复。

朗新环保科技有限公司位于管线中部东侧约 40km，距离较短。项目岩屑产生量占其总处理能力的约 1/10，占比较小。在加强运输期间安全管理，严格操作规范的情况下，施工期固体废物可得到妥善处置，对环境的影响较小。

8.4.2 运营期固体废弃物环境影响

运营期主要固体废物为清管废渣、废矿物油、生产废水处理系统产生的含油污泥及工作人员生活垃圾。

根据工程分析，运营期每年产生清管废渣约为 2.27 吨，废矿物油约 5.85 吨，含油污泥 5 吨，属于《国家危险废物名录》（2016）中 HW08 类危险废物，均委托具危险处置资质的单位（榆林德隆环保科技有限公司）安全处置。

运营期生活垃圾共计约 20t/a，统一收集后送当地环卫部门处理。

厂区设有危险废物临时贮存场。根据榆林市环保局于2012年12月2日对该危险废物临时贮存库设施备案登记表，该临时贮存库占地面积133.16m^2，总投资20.5267万元。建筑为彩钢结构，四周为混凝土墙，设计可临时储存200桶（约合50吨）危险废物，实际最大储量约30桶（约6吨，仅一车量）。贮存危险废物类型为HW08、HW49。基层防渗处理采用20厘米厚混凝土层，60cm厚黄土层，并设“彩钢顶棚，周围设有1m高混凝土围墙”的防风、防雨、防晒措施。根据榆林市环保局的现场核查，该临时贮存库符合《危险废物贮存污染控制标准》

（GB18597-2001）相关规定。

本项目产生的危险废物类别属于“危险废物临时贮存库设施备案登记表”的登记范围，且产生量较小（13.13t/a），无论从危险废物类别，还是危险废物储量来讲，该临时贮存场均可满足项目需要。

由以上分析可知，本项目运营期产生的清管废渣、废矿物油、污水处理装置污泥和生活垃圾均能得到妥善处置，不会对周围环境产生影响。

8.4.3 固体废物环境影响评价小结

综合以上分析可知，本项目施工期和运营期产生的一般固废和危险废物均能按照要求分类安全处置，不会对区域环境造成不利影响。

9 地下水环境影响评价

9.1 地下水环境影响评价概述

9.1.1 评价目的

根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》等法规和条例的规定以及《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）的规范要求，进行本项目的地下水环境影响评价。

本项目地下水环境影响评价的目的在于重点分析建设项目区域内地下水环境现状，预测和评价建设项目在施工期和运营期对地下水环境可能造成的影响，并针对不利影响提出防治对策，预防和控制地下水环境的恶化，保护地下水资源，为建设项目的工程设计和环境管理提供科学依据。

9.1.2 评价任务

通过搜集资料和环境现状调查，了解区域内地下水动态变化规律，基本掌握建设项目场地及评价区域的水文地质条件、污染源状况、项目所在区域的地下水开采利用现状与规划，同时掌握评价区地下水动态变化特征，结合建设项目污染源特点及场地具体的水文地质条件有针对性的补充必要的环境水文地质勘查试验，进行地下水环境现状评价，分析评价项目建设建设期、运营期及服务期满后对地下水环境可能造成的直接影响和间接危害；对地下水水质采用数值法和解析法进行影响预测和评价，并根据预测和评价结果提出防治对策，制定地下水环境影响跟踪监测监测计划。

9.1.3 地下水环境影响识别

本项目施工期地下水污染源为钻井废水、压裂返排液以及施工人员生活污水，主要污染物为 COD、SS、氨氮、石油类。运营期地面工程地下水污染源主要有气田采出水、集气增压站的生产废水和生活污水，主要污染物为 COD、SS、氨氮、氯化物、石油类、甲醇。

本项目产生的废水均为隔离储存、封闭式运输或纳管输送，因此本项目对地下水环境可能产生明显污染的主要因素是施工期钻井废水和运营期生产废水的非正常泄漏及事故泄漏。

本项目地下水环境影响识别见表 9.1-1。

表 9.1-1　地下水环境影响识别

水环境指标和环境水文地质问题		地下水水质和水温					
		常规性指标污染	重金属污染	有机污染	放射性污染	热污染	冷污染
建设阶段	正常	1		1			
	事故	2		3			
运营阶段	正常	1		1			
	非正常	2		2			
	事故	3		3			

备注：　1-轻度污染；2-中度污染；3-重度污染。

9.1.4 地下水环境影响评价工作等级判定

9.1.4.1　评价工作等级判定原则

评价等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，本项目属于“F 石油、天然气”中天然气开采项目，为Ⅱ类项目。当同一建设项目涉及两个或两个以上场地时，各场地应分别判定评价工作等级，并按相应等级开展评价工作。线性工程根据所涉及地下水环境敏感程度和主要站场位置进行分段判定评价等级，并按相应等级分别开展评价工作。

9.1.4.2　环境敏感程度

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中地下水环境敏感程度分级标准（如表 9.1-2 所示）对本项目主要设施地下水环境敏感程度进行分级，分级结果如表 9.1-3 所示。

表 9.1-2 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源地（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	集中式饮用水水源地（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式饮用水水源地，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区[a]。
不敏感	以上地区之外的其他地区

注 a：“环境敏感区”系指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

（1）区域内地下水保护目标

本项目区域地下水环境保护目标有：第四系和白垩系地下水，哈头才当饮用水水源地、芹河乡饮用水源地、以及区域内居民分散式饮用水井。由于项目所在区域内地表水多受地下水补给，地表水与地下水水利联系较密切，因此评价范围内的红石峡水库水源保护区、尤家峁水源保护区均划为敏感目标。

表 9.1-3 区域地下水环境保护目标统计

环境保护目标	井深	位置	地下水开采层位	备注
哈头才当饮用水水源地	～150m	CB32 井场距离水源地二级保护区边界距离约 500m，GS3 集气站距离水源地二级保护区边界距离约 800m	主要开采第四系萨拉乌苏组孔隙水和部分白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水	共 51 眼开采井，含水层介质为中细砂。一级保护区面积为 37.8km^2，二级保护区保护区面积为 57.4km^2。未划定准保护区
芹河乡饮用水源地	～120m	中央处理厂 以东约 2000m	第四系萨拉乌苏组孔隙水	主要供芹河镇马家峁居民用水，供水人口约 3000 人。一、二级保护区内无本项目设施
居民分散式供水井	20m 以内	散布于评价区内	第四系萨拉乌苏组孔隙水	区域内居民饮用水以分散式饮用水井为主，每户基本均有饮用水井
红石峡水源地保护区	水库	部分二级保护区位于长北区块内，本工程拟建设施已避让二级保护区。	/	/
尤家峁水源保护区	水库	小部分准保护区位于长北区块内，本工程拟建设施已避让准保护区。	/	/

（2）主要设施附近地下水环境保护目标

经调查，CB32 井场与 GS3 集气站距离哈头才当水源地二级保护区边界较近（如图 9.1-2 所示），中央处理厂距芹河乡集中式水源井较近，其余设施评价范围内无集中式地下水饮用水源，居民供水主要由分散式地下水供水井提供。

（3）典型评价单元内地下水环境敏感程度识别

考虑到项目位于大面积第四系区，水文地质单元面积大，各建设站场所在地的水文地质条件简单且相对一致，其次考虑到工程设施在区块内分布较分散，因此本次评价采用“分区评价”的思路进行评价工作等级判定，即将拟建工程设施相对较集中的区域作为一个典型评价单元。

根据项目设计资料，项目区域内各单元中建设的设施如表 9.1-5 所示。本项目典型评价单元内地下水环境敏感程度识别如表 9.1-6 所示。

表 9.1-5　各典型单元内的设施一览表

序号	设施名称	建设项目地点	单元	
			编号	名称
1	CB30	内蒙乌审旗图克镇	Ⅰ	哈头才当
2	CB31			
3	CB32			
4	CB33			
5	CB40			
6	GS3			
7	CB34	陕西榆林市榆阳区小壕兔乡	Ⅱ	小壕兔
8	CB37			
9	CB39			
10	CB42			
11	GS2			
12	CB45	陕西榆林市榆阳区小纪汗乡	Ⅲ	小纪汗
13	CB46			
14	CB47			
15	CB48			
16	CB49			
17	GS1			
18	CBINJ1	陕西榆林市榆阳区芹河乡	Ⅳ	芹河
19	中央处理厂			
20	CBINJ4	陕西榆林市榆阳区芹河乡	Ⅴ	酸梨海则

表 9.1-6　典型单元内敏感程度分级

单元		地下水环境敏感点		敏感程度
编号	名称	集中式饮用水水源地	分散式饮用水水源地	
Ⅰ	哈头才当	哈头才当饮用水水源地（未划定准保护区）	居民饮用水井	较敏感
Ⅱ	小壕兔	无	居民饮用水井	较敏感
Ⅲ	小纪汗	无	居民饮用水井	较敏感
Ⅳ	芹河	芹河乡饮用水源地（未划定准保护区）	居民饮用水井	较敏感
Ⅴ	酸梨海则	无	居民饮用水井	较敏感
区块内其余部分(管线两侧 200m)		/	居民饮用水井/无	较敏感/不敏感

9.1.4.3　地下水环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中“附录 A 行业分类”标准，本项目属于“F 石油、天然气”中的“天然气、页岩气开采（含净化）”项目，确定为Ⅱ类报告书项目。

9.1.4.4　评价工作等级确定

依据前文对敏感程度和项目类别的判定，参照建设项目评价工作等级分级判定标准（如表 9.1-7 所示），判定各单元评价工作等级，结果如表 9.1-8 所示。

表 9.1-7 建设项目评价工作等级分级

行业分类 / 环境敏感	Ⅰ类项目	Ⅱ类项目	Ⅲ类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

表 9.1-8 地下水环境影响评价工作等级判定表

单元		等级划分依据		评价等级
		环境敏感程度	项目类别	
编号	名称			
Ⅰ	哈头才当	较敏感	Ⅱ类	二级
Ⅱ	小壕兔	较敏感	Ⅱ类	二级
Ⅲ	小纪汗	较敏感	Ⅱ类	二级
Ⅳ	芹河	较敏感	Ⅱ类	二级
Ⅴ	酸梨海则	较敏感	Ⅱ类	二级
区块内其余部分(管线两侧 200m)		较敏感/不敏感	Ⅱ类	二级/三级

其中哈头才当单元、芹河单元内的水源地未划定准保护区范围，根据地下水环境影响评价工作等级按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）判定标准应判定为二级评价。考虑到本项目设施距哈头才当饮用水水源地二级保护区边界最近处约 500m，芹河乡饮用水水源地供水井距中央处理厂边界最近约 2000m，综合区内水文地质条件及地下水环境敏感程度，本次评价工作过程中对哈头才当单元和芹河单元在二级评价工作基础上提升工作要求，具体提升工作内容如表 9.1-9 所示。

表 9.1-9 哈头才当及芹河单元地下水环境影响评价工作内容提升内容表

二级评价工作要求		实际工作内容
调查精度	水文地质资料调查精度能够清晰反映建设项目与环境敏感区、地下水环境保护目标的位置关系，建议一般不低于 1：50000 比例尺为宜	环境水文地质资料评价区按照调查精度 1：10000 比例尺进行工作
地下水环境现状监测	潜水含水层水质监测点不应少于 5 个，沙漠地区开展一期水位监测	哈头才当单元：14 个水质点、26 个水位点（其中 20 个水位点三期水位监测）
		芹河单元：13 个水质点、36 个水位点（其中 20 个水位点三期水位监测）

二级评价工作要求		实际工作内容
环境水文地质勘查与试验	对环境水文地质条件复杂且资料缺少的地区，二级、三级评价也应在区域水文地质调查的基础上对场地进行必要的水文地质勘查	开展了水文地质勘查，并进行了抽水及渗水试验
预测方法	一般采用解析法	采用解析法和数值法

9.1.5 调查评价范围与地下水环境保护目标

9.1.5.1 调查评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）的要求，项目地下水环境影响评价范围的确定主要考虑项目区上游地下水背景区、项目建设区、项目建设区附近的地下水保护区及敏感点等可能被影响的区域，并结合区域地质条件、水文地质条件、地形地貌、地表水系统和地下水系统进行确定。

（1）区域调查评价范围的确定

调查评价范围确定，重点考虑了建设项目污染源分布特征、地下水径流特征、地下水可能受到污染的区域、建设项目对地下水位的影响区域、相关环境敏感目标及保护目标等因素。所确定的调查与评价区域，能说明项目建设区域的地下水环境基本状况，并满足对地下水环境影响进行预测和评价的需要。区域调查与评价范围与长北区块范围一致。

（2）典型单元调查评价范围的确定

各井场、集气站等建设场地评价范围依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中公式法计算如下：

$$R = \alpha \times K \times I \times T/n_e$$

其中：R－ 保护区半径（m）

α－ 变化系数（一般取 2）

K － 含水层渗透系数（m/d）

I － 水力坡度 （漏斗范围内的水力坡度）

T － 污染物水平运移时间（d）

n_e － 有效孔隙度

本项目设施主要分布在风沙滩地区，潜水含水层渗透系数保守取 8m/d，水力坡度保守取 0.3%，有效孔隙度根据含水层岩性取经验值 0.24。计算得出各井场、集气站评

价范围为上游及两侧 1km， 下游 2km 范围的矩形区域。集输管网以工程两侧外延 200m 作为调查评价范围。

本项目考虑到设施在各典型单元中相对集中分布，井场、集气站所在地水文地质条件相对一致，本次以分区评价为评价思路，突出工程建设对周边环境敏感点的影响分析。因此，本次评价将针对典型评价单元按导则要求进行评价调查，其中哈头才当和芹河单元评价区按 1:1 万精度进行调查，小壕兔、小纪汗和酸梨海则单元评价区按 1:5 万精度进行调查。项目评价单元范围见图 9.1-1。各评价单元调查范围分述如下：

1）哈头才当单元

调查评价范围西以及西南边界为哈头才当饮用水水源地二级保护区边界，北至母杜柴登，西至长北项目勘查边界，东南部边界至 CB35 井丛以南。北边界和南边界垂直等水位线。调查面积约 214.66km^2。

2）小壕兔单元

调查评价范围西边界为长北项目勘查边界，北部至忽缠户村，东至海带村，南至 CB42 井丛以南。东边界和西边界垂直等水位线。调查面积约 63.78km^2。

3）小纪汗单元

调查评价范围西、北边界为长北项目勘查边界，东、南边界为 CB46-CB48-CB49 沿线，调查面积约 66.69km^2。

4）芹河单元

调查评价范围西边界为刘家滩-刘家湾-普灰村沿线（地下水单元分界线），北边界为榆林机场以北-昌汗界村沿线，东边界为榆溪河西岸，南边界为芹河乡-长海则沿线。北边界和南边界垂直等水位线。调查面积约 145.52km^2。

5）酸梨海则单元

调查评价范围西边界为桑海则-余家峁沿线（地下水单元分界线），北边界为白鹅海子乡-尤家峁水库陆域准保护区南边界沿线，东边界为大草湾-杨官海则乡沿线，南部边界为土地海则村以北沿线。北边界和南边界垂直等水位线。调查面积约 47.24km^2。

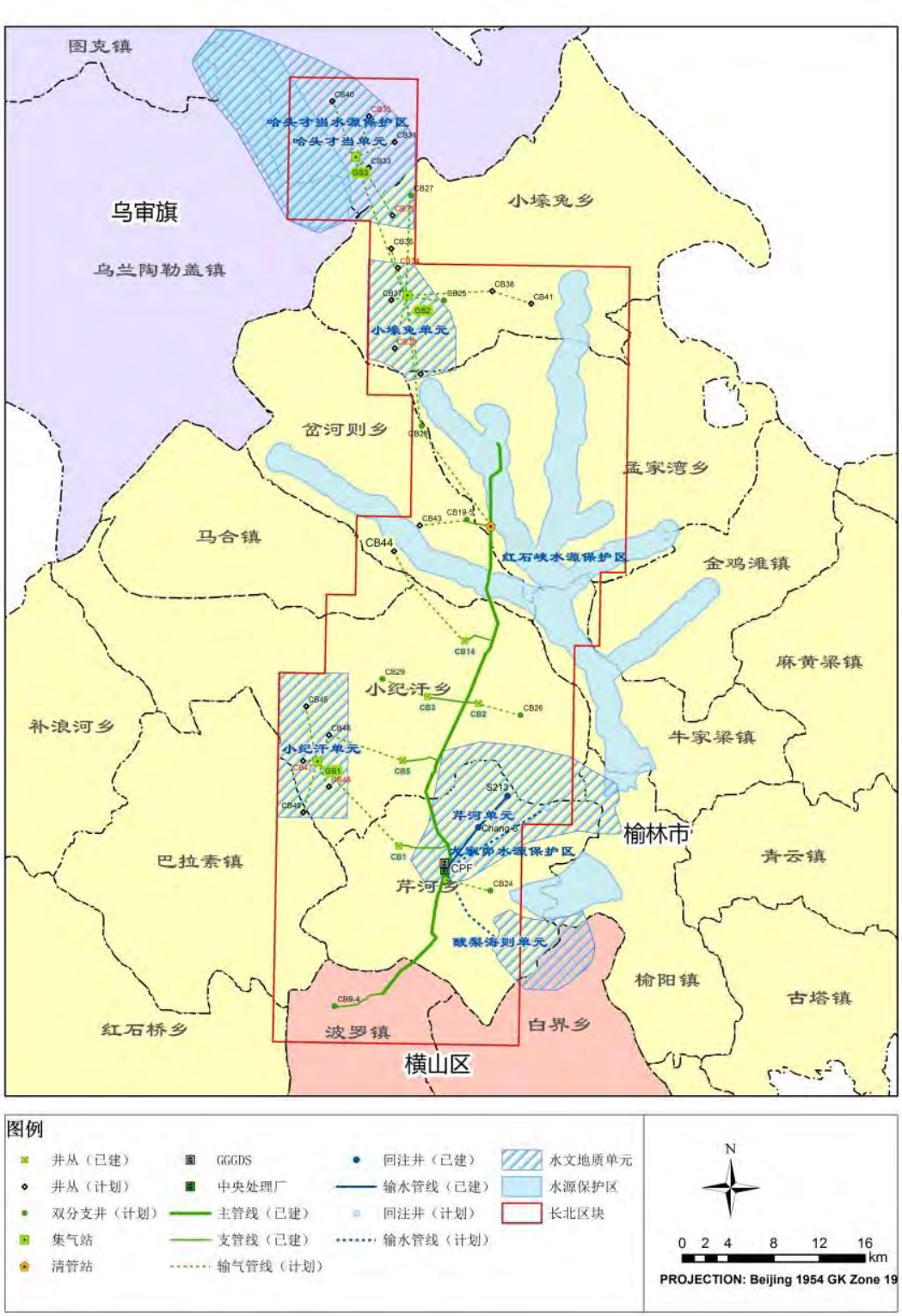


图 9.1-1　典型单元评价范围示意图

9.1.5.2 评价目的含水层及地下水环境敏感点

（1）评价目的含水层

根据本项目水文地质勘察成果，评价区及周边无地热水、矿泉水、温泉水等特殊地下水保护区。哈头才当单元和芹河单元内分布有集中式饮用水水源地。

根据项目所在区的水文地质条件，评价区第一层含水层为第四系孔隙水含水层，下伏白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水及侏罗系基岩风化裂隙水含水层，在某些区域第四系孔隙潜水与下伏的白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水两者水力联系密切，侏罗系下部风化面以下泥岩地层致密、完整性好，具隔水性能，该含水层与深部含水层间的水力联系微弱，垂向上各岩组间的水循环及交替能力较差。因此，本项目地下水环境评价工作的目的含水层为第四系孔隙水含水层以及部分区域的白垩系碎屑岩类裂隙孔隙含水层。

（2）地下水环境敏感点

根据典型单元分述地下水环境敏感点。

1）哈头才当单元

该单元内设施位于哈头才当水源地西部，该单元内的地下水敏感点为哈头才当水源地和周边分散式饮用水水源地，哈头才当集中供水水源地共 51 眼开采井，取水井深约 150m，主要开采第四系萨拉乌苏组孔隙水和部分白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水，含水层介质为中细砂。一级保护区面积为 37.8km^2，二级保护区保护区面积为 57.4km^2。

单元内 CB32 井场距离水源地二级保护区边界距离约 500m，GS3 集气站距离水源地二级保护区边界距离约 800m。单元内居民无集中供水，每户均有生活饮用的压水井，CB33 井场距离最近的分散式饮用水水源地（呼吉尔特村）距离约 120m，相对位置关系见图 9.1-2。

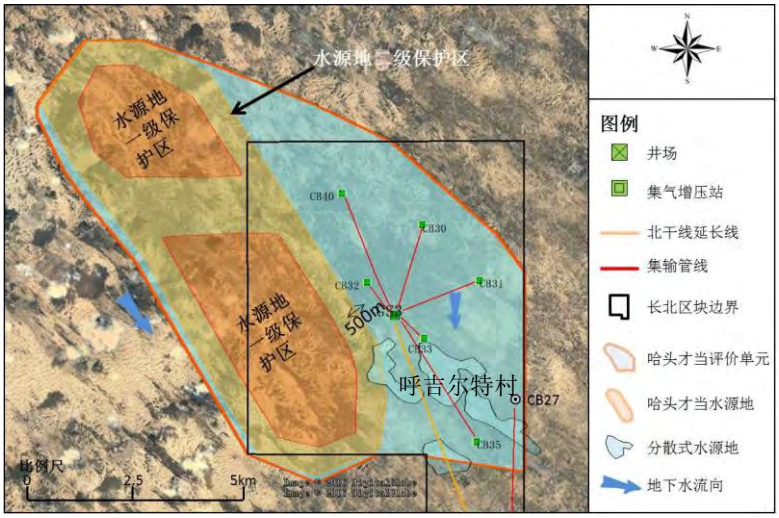


图 9.1-2 哈头才当单元设施与地下水敏感点相对位置图

2）小壕兔单元

单元内居民无集中供水，每户均有生活饮用的压水井，单位及学校采用分散供水的方式解决生活用水，单元内地下水敏感目标为设施周边分散式饮用水水源地，相对位置关系见图 9.1-3。其中 CB37 井场距离分散式饮用水水源地（忽缠户村）边界约 150m。

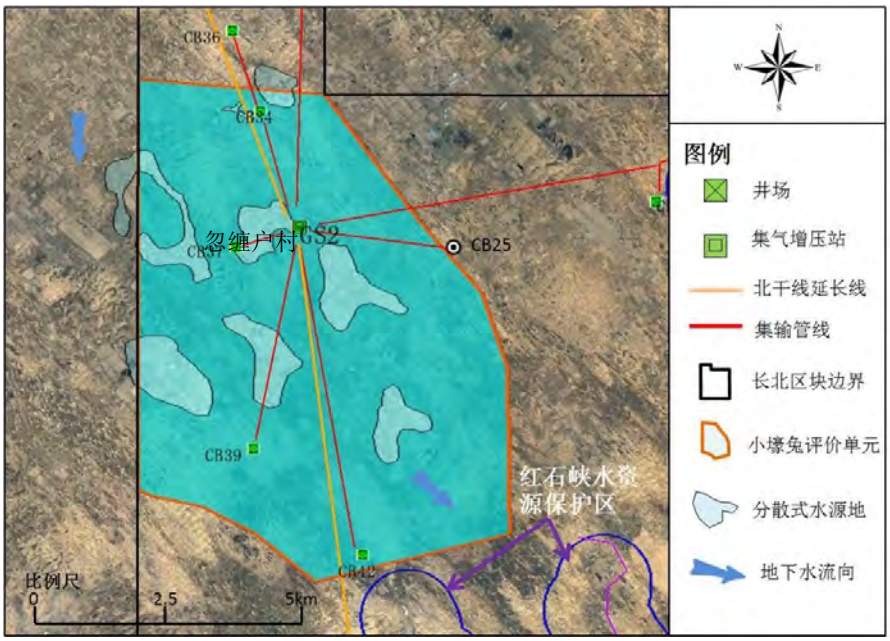


图 9.1-3 小壕兔单元设施与地下水敏感点相对位置图

3）小纪汗单元

单元内居民无集中供水，每户均有生活饮用的压水井。单元内地下水敏感目标为设施周边分散式饮用水水源地，相对位置关系见图 9.1-4。其中，CB45 井场距离分散式饮用水水源地（奔滩村）边界约 940m。选择第四系含水层为地下水敏感目标。

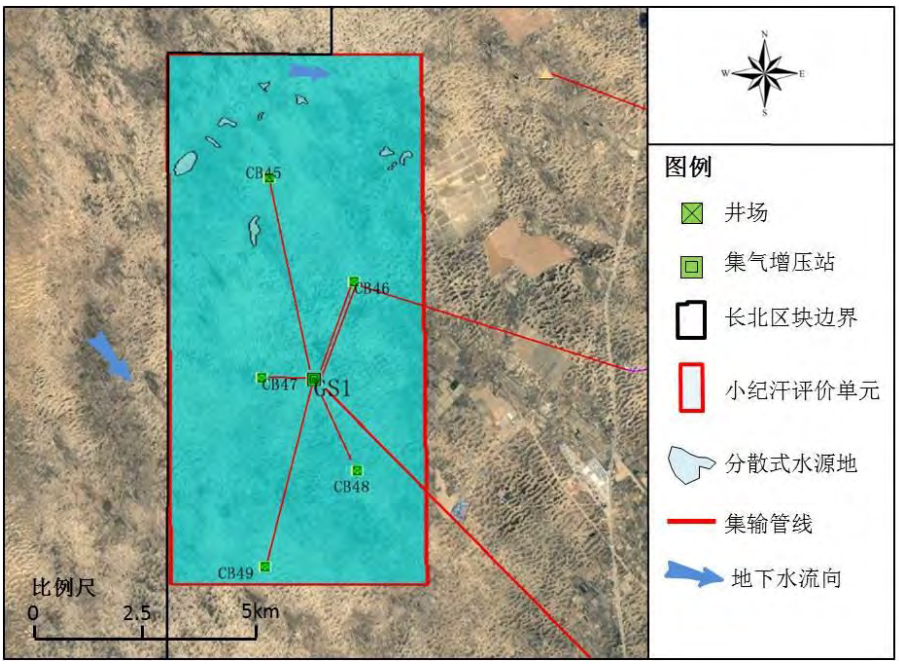


图 9.1-4 小纪汗单元设施与地下水敏感点相对位置图

4）芹河单元

该单元内地下水敏感目标为中央处理厂地下水流下游分散式饮用水水源地及芹河集中供水井，相对位置关系见图 9.1-5。CBINJ1 井地下水流下游方向零星分散有居民饮用水井。

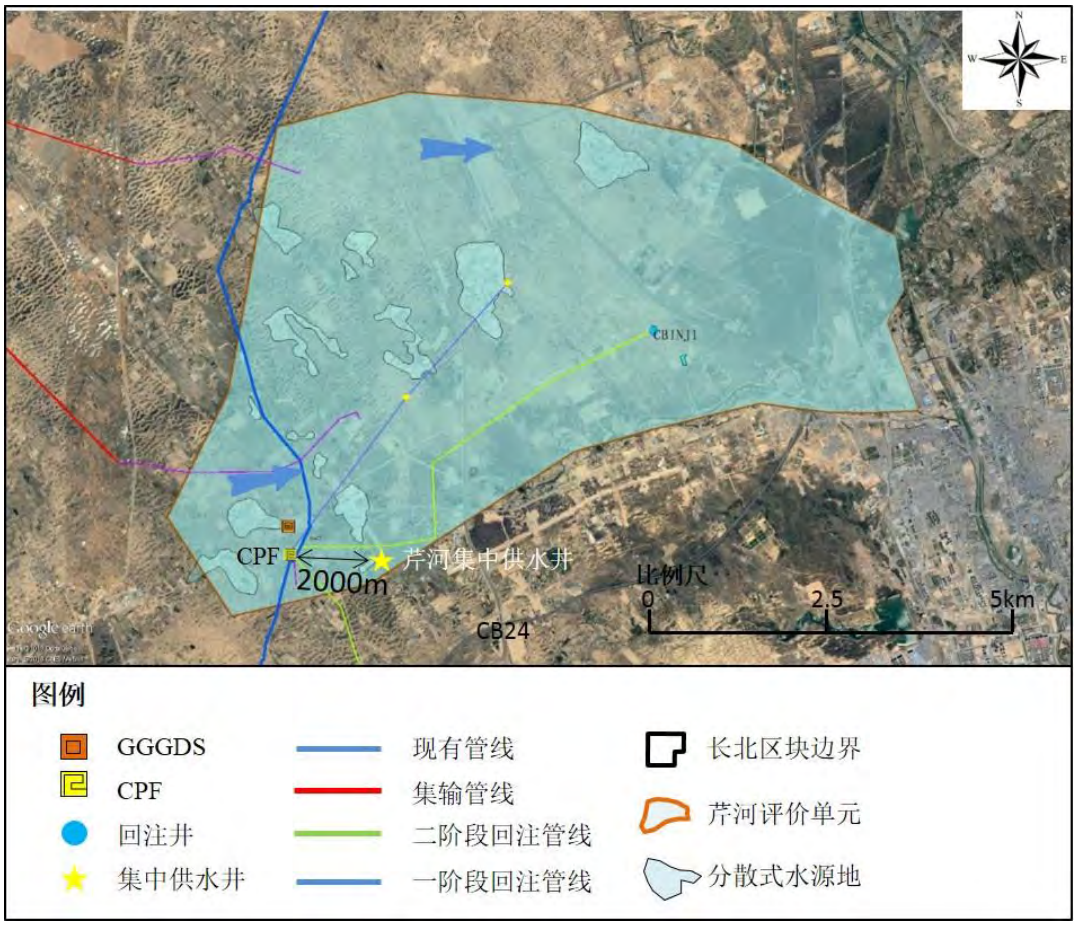


图 9.1-5 芹河单元设施与地下水敏感点相对位置图

芹河单元内居民浅水井取第四系萨拉乌苏组潜水，集中供水井取第四系萨拉乌苏组潜水及侏罗系碎屑岩类风化壳裂隙潜水。根据《陕西省榆林市芹河水源地勘探报告》（陕西省地矿局九 0 八水文地质工程大队，2006 年 12 月），在长城则-纪小滩-线古河槽中心部位地下水赋存富集条件优越，含水层厚度一般 80～130m，单井涌水量 1253.80～2287.52 m^2/d，水量较丰富；向两侧至分水岭地带，含水层厚度逐渐变薄为 10~30m，富水性逐渐变差，水量中等－贫乏。渗透系数 0.161~5.324m/d。水化学类型以 HCO_3-Ca 型为主，矿化度小于 0.5g/L。

通过资料收集以及现场走访调查，了解到目前只建成运营一口集中供水井（如图 9.1-

6 所示），井深约 120m 左右，主要供芹河镇马家峁居民用水，供水人口约 3000 人。通过对芹河乡政府等部门的走访咨询，未知晓芹河乡饮用水源地一、二级保护区范围。因此本次评价对芹河乡饮用水水源根据《饮用水水源地保护区划分的技术规范》估算一、二级保护区范围，潜水中小型水源地一、二级保护区范围计算公式为：

$$R = \alpha \times K \times I \times T/n_e$$

其中：　R－ 保护区半径（m）

α－ 安全系数（一般取 150%）

K － 含水层渗透系数（m/d）

I － 水力坡度 （漏斗范围内的水力坡度）

T － 污染物水平运移时间（d）

n_e － 有效孔隙度

安全系数选取 150%，根据本次水文地质勘查，该区含水层渗透系数取 10m/d，水力坡度取 0.3%，污染物水平运移时间参照《饮用水水源地保护区划分的技术规范》一级保护区取 100d，二级保护区取 1000d，有效孔隙度经验值取 0.2。计算得出一级保护区半径为 22.5m，二级保护区半径为 225m，一、二级保护区边界距中央处理厂边界距离分别为 2000m、1650m，二级保护区内无井场等设施。

除上述芹河集中供水井外，单元内其余居民无集中供水，每户均有生活饮用的压水井，单位及学校采用分散供水的方式解决生活用水。



图 9.1-6 芹河乡饮用水源地

5）酸梨海则单元

单元内居民无集中供水，每户均有生活饮用的压水井，单位及学校采用分散供水的方式解决生活用水。单元内地下水敏感目标为设施周边分散式饮用水水源地，相对位置

关系见图 9.1-7。单元内 CBINJ4 井位于党家伙场内，距离最近的分散式水源距离为 550m。选择第四系含水层为地下水影响目标。根据评价区地下水开发利用现状调查结果，评价区内以分散式居民饮用水水源地为主。

本次评价对各评价范围内的分散式居民饮用水水源地进行了抽样调查，具体信息见表 9.1-10~9.1-14。

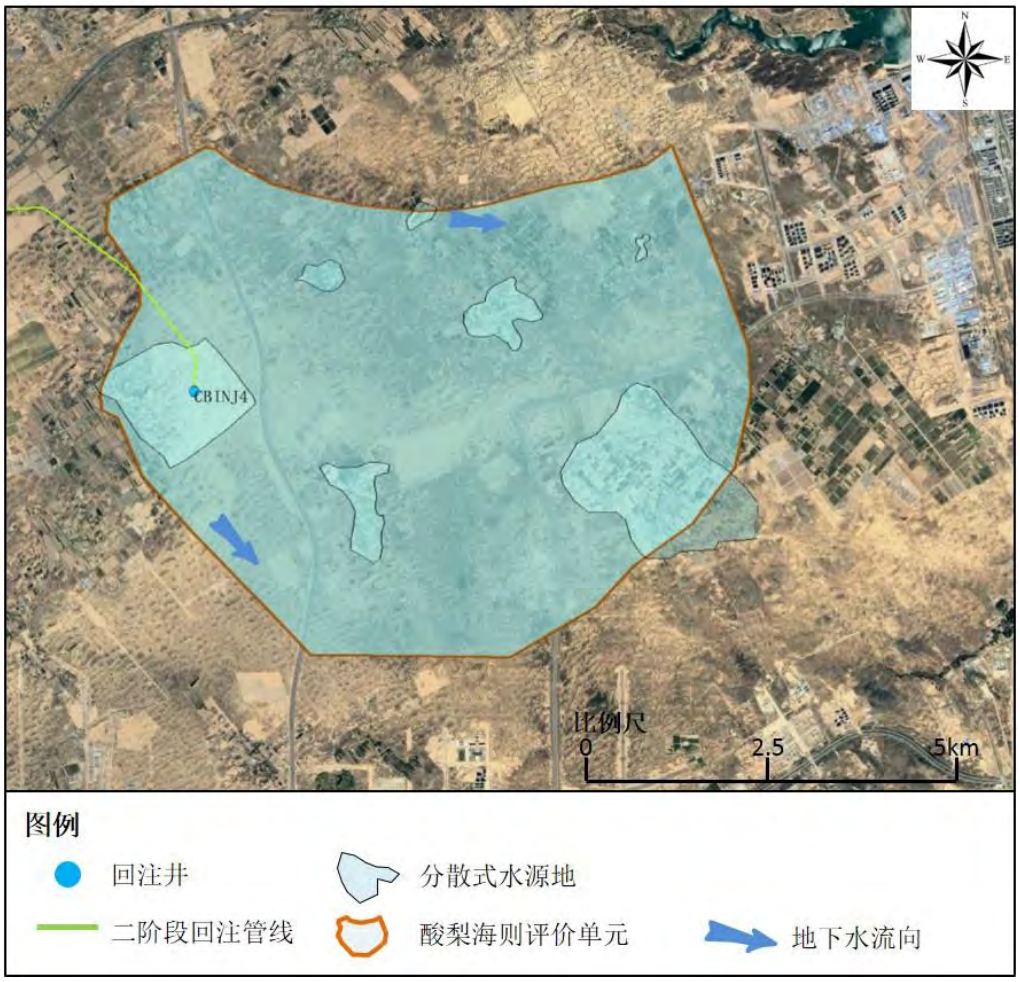


图 9.1-7 酸梨海则单元设施与地下水敏感点相对位置图

表 9.1-10　哈头采当单元分散式饮用水水源调查表

编号	地点（户主或村）	坐标		井口高程（m）	水位埋深（m）	井深（m）	使用功能
		N	E				
1	巴德玛素村，农户 1			1289	2.05	10	饮用
2	巴德玛素村，农户 2			1284	2.2	/	饮用
3	巴德玛素村，农户 3			1282.6	1.2	6	饮用
4	巴德玛素村，农户 4			1281.3	0.56	10	饮用
5	母杜柴登村，农户 1			1295.8	2.7	6	饮用
6	苏样格豪来村，农户 1			1298.6	1.71	7	饮用
7	梅林庙村，农户 1			1289.3	2.6	10	饮用
8	梅林庙村，农户 2			1290.8	0.84	10	饮用
9	毛敦柴达木村，农户 1			1285.7	1.33	10	饮用
10	巴德玛素村，农户 5			1277.9	0.62	5	饮用
11	西奔滩村，农户 1			1277.6	1.2	/	饮用
12	西奔滩村，农户 2			1277.8	3.2	13	饮用
13	西奔滩村，农户 3			1273.4	1	13	饮用

表 9.1-11　小壕兔单元分散式饮用水水源调查表

编号	地点（户主或村）	坐标		井口高程（m）	水位埋深（m）	井深（m）	使用功能
		N	E				
1	忽缠户村，4 队，农户 1			1267.4	2.50	10	饮用
2	忽缠户村，1 队，农户 2			1268.8	1.50	11	饮用
3	特拉采当村，农户 1			1264.3	1.40	10	饮用
4	忽缠户村，农户 3			1256.8	1.25	9	饮用
5	忽缠户村，农户 4			1256.9	2.37	13	饮用
6	包兔村，1 队，农户 1			1254.0	0.10	10	饮用

7	包兔村，1 队，农户 1			1255.4	2.50	11	饮用
8	尔林村，3 队，农户 1			1262.0	1.50	12	饮用
9	包兔村，农户 1			1256.3	1.15	10	饮用
10	包兔村，农户 2			1251.1	2.57	10	饮用

表 9.1-12 小纪汗单元分散式饮用水水源调查表

编号	地点（户主或村）	坐标		井口高程（m）	水位埋深（m）	井深（m）	使用功能
		N	E				
1	巴当村 5 组，农户 1			1223.1	2	10	饮用
2	巴当村建房用水井			1222.5	2.05	/	/
3	巴当村 5 组，农户 2			1222.2	2.35	10	饮用
4	解放滩，农户 1			1245.2	2.1	/	饮用
5	解放滩，农户 2			1249.8	2.78	/	饮用
6	解放滩，农户 3			1242.5	3.7	/	饮用
7	奔滩村 3 组，农户 4			1234.9	1.1	/	饮用

表 9.1-13 芹河单元分散式饮用水水源调查表

编号	地点（户主或村）	坐标		井口高程（m）	水位埋深（m）	井深（m）	使用功能
		N	E				
1	察汗界 4 队，农户 1			1158.3	没水	10	饮用
2	察汗界 6 队，农户 1			1155.6	2.86	9	饮用
3	察汗界 6 队，农户 2			1154.4	3.21	14	饮用
4	察汗界 8 队，农户 1			1158.2	3.60	20	饮用
5	苗圃园			1161.1	7.07	30	灌溉
6	芹河乡，农户 1			1154.7	8.90	/	饮用
7	路边井			1152.6	8.30	/	饮用

8	纪小滩 2 组，农户 1			1166.1	3.30	15	饮用
9	纪小滩，农户 1			1161.0	7.00	/	饮用
10	芹河白家伙场，农户 1			1113.8	6.55	/	饮用
11	某集中供水井，机场路边井			1122.5	15.36	/	灌溉
12	林业局某林场			1138.9	13.00	/	灌溉
13	马家茆村刘家茆大队，农户 1			1190.2	2.47	7	饮用
14	马家茆村刘家茆大队，农户 2			1190.9	2.8	/	饮用
15	苗家伙场 2 组，农户 1			1187.9	2.25	10	饮用
16	长海子村李家茆，农户 1			1189.7	1.9	12	饮用

表 9.1-14　酸梨海则单元分散式饮用水水源调查表

编号	地点（户主或村）	坐标		井口高程（m）	水位埋深（m）	井深（m）	使用功能
		N	E				
1	白鹅海则村 3 组，农户 1			1154.5	6.50	15	饮用
2	某砖厂			1157.9	5.46	40	/
3	白鹅海则村 3 组，农户 2			1159.2	7.05	/	饮用
4	白鹅海则村 3 组，农户 3			1159.3	7.45	/	饮用
5	白鹅海则村 3 组，农户 4			1157.6	7.60	20	饮用
6	白鹅海则田间机井			1151.4	4.46	152	灌溉
7	路边浇水井			1167.9	2.00	70	灌溉
8	酸村板蓝根基地			1169.0	7.15	80	灌溉
9	草莓园			1163.7	3.73	/	灌溉
10	酸梨海则，农户 1			1161.8	2.10	/	饮用
11	酸梨海则，农户 2			1159.2	1.47	/	饮用
12	某废弃水井			1154.7	1.60	/	/

13	酸梨海则，农户 3			1150.5	4.14	15	饮用
14	某废弃草莓基地			1149.4	4.00	/	灌溉
15	杨官海则，农户 1			1140.1	6.77	35	饮用
16	杨官海则，农户 2			1143.5	23.50	45	饮用
17	杨官海则，村口灌溉井			1112.3	4.45	23	饮用

9.1.5.1 地下水环境保护目标

综合项目区域内评价目的含水层判定和地下水环境敏感点统计，确定本项目评价地下水环境保护目标为各个建设项目场地周围的集中式饮用水水源地、分散式居民饮用水水源地及项目场地周边浅层地下水，各单元内保护目标见表 9.1-15。

表 9.1-15 评价单元内地下水环境保护目标

评价单元		地下水环境保护目标		
编号	名称	集中式饮用水水源地	分散式饮用水水源地	地下水
Ⅰ	哈头才当	哈头才当水源地	居民饮用水井	第四系松散层孔隙水和白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水
Ⅱ	小壕兔	无	居民饮用水井	
Ⅲ	小纪汗	无	居民饮用水井	
Ⅳ	芹河	芹河集中供水井	居民饮用水井	
Ⅴ	酸梨海则	无	居民饮用水井	

9.1.5.2 地下水环境保护目标保护要求

（1）第四系和白垩系地下水含水层：第四系和白垩系地下水广泛分布，含水层水量丰富，是城镇和农村人、畜饮用供水及农牧业生产供水的主要供水水源。因此，第四系地下水和白垩系地下水应符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，在项目影响范围内，地下水质不发生污染，供水可靠性与安全性不受影响。

（2）供水水源地：哈头才当集中式地下水饮用水源地，主要为城镇居民饮用供水，其地下水保护要求：补给区地下水水质不发生污染，供水可靠性与安全性不受影响，水环境符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

3）城镇集中式及分散式水源：区块内绝大部分区域村庄均分布有分散式水源，芹河镇分布一口集中式供水水源井。开采层位多为第四系地下水。供水井的保护要求：供水分布区地下水水质不发生明显恶化，供水可靠性和安全性不受影响，水环境符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准。

9.2 区域及评价区地质与水文地质条件

9.2.1 区域地质与水文地质条件

9.2.1.1 区域地形地貌

榆林市地处毛乌素沙漠东南缘与陕北黄土高原北缘的交接地带。境内西北部为沙漠草滩地带，地势较平坦，沙丘、草滩、海子（小湖泊）交错分布，形成风沙滩地地貌，占全市总面积的60.5%。东南部为黄土高原丘陵沟壑区，梁峁起伏，沟壑纵横，水土流失严重，形成支离破碎地貌，占全市总面积的35.6%。榆溪河贯穿境中部南北，在境南鱼河镇汇入无定河，形成较宽河川阶地，约占全市总面积的3.9%。市境地势总体东北高，中部、南部低，最高海拔1413m（麻黄梁乡谢家梁），最低海拔870m（镇川镇红柳滩村西无定河出境处），相对高差543m。西北部沙漠草滩地区海拔为1100～1391m。

项目所在地区地貌可分为西北部风沙草滩区、东南部丘陵沟壑区和中南部河川区地貌三部分。长北区块主要位于风沙草滩区。

（1） 西北部风沙草滩区地貌

属毛乌素沙漠东南缘地带，含长城北的红石桥、补浪河、巴拉素、小纪汗、

可可盖、马合、岔河则、耳林、小壕兔、孟家湾、金鸡滩、牛家梁乡（镇）的全部及长城沿线的芹河、榆阳、麻黄梁、大河塌乡的北部地区。东西长24～60km，南北宽40～66km，面积4134km^2，占全市总面积的60.5%，海拔1100～1391.9m（高程点为芹河下游河滩、麻黄梁乡古庙梁），地势南东、西北高，西南低，相对高差40～291m。区内沙地平缓，新月形沙丘和链状沙丘呈北东南西向排列，沙丘高度5～15m，除金鸡滩、马合、补浪河滩地和沿河川道等地的植被使发育沙地得到不同程度的固定外，其余地区沙丘连绵数十至数百平方公里。沙海之中分布有大小不等的619块碟形洼地，为农牧活动的主要场地。河道纵横交错，沙“海子”（湖泊）星罗棋布。地下水埋藏浅，水质好，储量丰富，易开采。经过治理，林带、渠网、水井建设已具规模，沙区出现52块万亩以上的绿洲，生态环境得到改善。



图 9.2-1　西北部风沙草滩地貌图

（2）东南部丘陵沟壑区地貌

丘陵沟壑区东起大河塔乡，西至青云钟家沟一线以南，榆溪河、无定河东岸山麓以东至神木、佳县界线，南至米脂县界线，东西12～20km，南北50～60km，面积2434km²，占全市总面积的35.6%。地势东高西低，北高南低，海拔1000～1413m，相对高差120～413m。含大河塔、安崖、麻黄梁、青云、古塔、刘千河、余兴庄、董家湾、桐条沟、上盐湾、清泉11个乡的246个行政村。本区是短梁低峁、窄沟浅壑为主要特征的黄土丘陵沟壑地形，水土流失严重，是水土保持重点治理区。梁峁：梁地呈条状或脉状黄土高地，顶面较平坦，两侧成坡，以5～15

坡度倾斜，呈马脊形，一般顶宽数十米或百米以上、长数百米或上千米不等。有些水土流失严重，梁面呈起伏地形，有浅凹地或平缓丘顶，有由梁变峁的雏形。峁多呈馒头状圆形或椭圆形黄土山丘，峁间以分水鞍地（俗称塬）相连，或以浅沟相隔。梁、峁边缘除以塬相连外，多以深沟相隔。境内约有这类山梁、峁达3000多个。其中较大山梁：红山、大墩梁、阳高山、小墩梁、四里沙梁、狼窝沙梁、老黄梁、寺蒿峁、老庙圪垛、赵家梁 、张家峁、尖路峁、谢家梁。

沟谷：流水侵蚀切割成沟谷，切割深度数米至百米以上。无定河、榆溪河一级支沟多切入基岩1～50m，横断面间多呈“V”型，或为“U”型。沟坡上部较缓，下部较陡，坡角一般在25～40度，一些斜坡地带有黄土溶蚀成天桥、落水洞、暗沟、陷穴等。主要沟谷多呈树枝状展布，有常流水沟和干沟（即沟壑，除下雨发洪水时无流水）之分。流水沟有河川支沟、毛沟，该区有较大常流水沟34条。干沟根据侵蚀切割程度分坳沟、冲沟、细沟等，境内约有此类较大沟壑2000多条。

（3） 中南部河川区地貌

主要在红石峡以南的榆溪河、无定河沿岸至镇川八塌湾的狭长地带，长70km，宽3～5km，面积267km²，占全市总面积的3.9%，海拔870～1100m。含榆阳、刘官寨、鱼河、镇川4个乡（镇）全部和董家湾、上盐湾乡一部分，共70个行政村。地势北高南低，沿河床落差而降。地势较平坦，土壤肥沃，水利骨干工程设施配套，林网园田化已具规模，是以水稻为主的粮蔬作物高产区。区内河流断续发育有河漫滩地和I、II级阶地，阶地以堆积型为主。下游和黄土梁峁区有基座阶地。高漫滩在无定河东岸发育，一般宽200～700m，最宽达1500m，前缘以陡坎或坡与河床接触，高0.5～1.0m。滩面平坦，多以3～6度坡角向前缘倾斜，以上迭式嵌入I级阶地之中。堆积物为粉细砂及亚砂土，厚3～12m。I级阶地呈带状不连续分布于无定河东岸及榆溪河东岸，以堆积型镶嵌式为主，一般宽200～700m，无定河镇川段最宽达1000m。前缘陡坎高出河床6～7m，高出漫滩后缘3～4m。阶面平坦，以6度左右坡角向河床倾斜，后缘多为坡洪积物掩盖，地形显著变陡。堆积物下部为粉细砂含砾石，上部为粉细砂及黄土状亚砂土，厚10～30m。榆溪河厚层砂岩分布地段，由于砂岩坚硬抗侵蚀能力较强形成宽18～50m，长度不等的峡谷。II级阶地，以无定河北岸、榆溪河西岸最为发育，宽度不一，一般在100～200m，榆溪河下游最宽处为500m左右。前部阶面较平坦，以10度左右的倾角倾向河床。

后缘有风积沙和坡积黄土的掩盖，阶地界线多不清晰，前缘以陡坎与河床或I级阶地接触，高出河床20～30m，I级阶地15～25m，堆积物以中细砂、粉细砂夹淤泥及亚砂土为主，下部偶含以钙质结核为主要成份的小砾石，厚度一般为40～60m，最厚可达90m。

9.2.1.2 区域地震概况

据《中国地震烈度区划图》，本地区地震基本烈度为VI度区。

9.2.1.3 区域地质条件

（1）地质条件概述

项目评价区域大地构造属鄂尔多斯盆地次级构造单元－伊陕斜坡中部，地质构造简单，岩层近于水平，地层稳定，褶皱构造不发育。地形开阔，多为半固定沙丘，沙丘呈波状起伏，主要为新生界第四系黄土层覆盖。

（2）区域地层岩性

项目评价区域大地构造属鄂尔多斯盆地次级构造单元－伊陕斜坡中部，地质构造简单，岩层近于水平，地层稳定，褶皱构造不发育。地形开阔，多为半固定沙丘，沙丘呈波状起伏。主要为新生界第四系黄土层覆盖。区块内地层由老到依次有：三叠系上统永坪组（T_3y），侏罗系下统富县组（J_1f）、侏罗系中统延安组（J_2y）、直罗组（J_2z）、安定组（J_2a），白垩系下统洛河组（K_1l），新近系上新统保德组（N_2b），第四系下更新统午城组（Q_1w）、第四系中更新统离石组（Q_2l）、第四系上更新统萨拉乌苏组（Q_3s），第四系上更新统马兰组（Q_3m）、第四系全新统风积层（Q_4^{eol}）。

（3）地质构造

榆林位于华北地台鄂尔多斯台向斜东部，构造简单，褶皱和断裂不发育，岩层大致以2~5°倾角微向西倾斜，形成单斜构造，见图9.2-3。区内新构造运动主要表现为振荡性上升，在地势上表现为西高东低、北高南低。地震活动较弱，自公元780年至1900年记载的地震共九次，都为6级以下地震，1900年至未见有地震形成的灾害记录。

9.2.1.4 区域水文地质特征

区域内的地下水类型可划分为潜水和承压水，区域水文地质图如图9.2-4所示，长北区块水文地质图及水文地质剖面图如图9.2-5和图9.2-6所示。

（1）潜水

潜水可分为全新统河谷冲洪积层孔隙潜水和上更新统冲湖积层（萨拉乌素组）孔隙潜水两种类型。

全新统河谷冲洪积层孔隙潜水分布于区内无定河的阶地及漫滩之中，与萨拉乌素组孔隙潜水构成统一的含水体，含水层岩性主要为中细砂，偶为中粗砂，夹有粘土质粉砂薄层，厚度20～40m，水位埋深2.00～3.20m，渗透系数为4.397m/d，富水性中等。

萨拉乌素组孔隙潜水分布于项目区的西部、北部及南部，厚度变化较大，一般为1.50～51.62m，岩性为中细砂夹粉砂质粘土，局部夹有淤泥及腐植质粉砂条带和透镜体，其上多被第四系风积沙覆盖，风积砂与萨拉乌素组组成统一含水层。其中无定河两侧及项目区西南部地段，地势较为平缓，含水层岩性主要由松散粉细砂、中砂等组成，由于受古河道冲蚀的影响，其厚度21.95～73.09m，水位埋深0.98～8.20m，渗透系数2.281～10.46m/d，水量中等至丰富。项目区西北部及北部地段萨拉乌素组地层变薄，一般厚1.50～4.50m，大部分地段水位埋深低于萨拉乌素组地层，故该层多透水而不含水，富水性极差。

潜水主要靠降水入渗补给，其次为沙漠凝结水。径流主要受地形地貌的控制，流向从北向南由高至低与现代地形吻合。排泄受水文网的控制，主要向地势较低的沟系源头以泉的形式及沟谷两侧以泄流的形式排泄，次为蒸发及人工开采。据榆林水文地质普查资料，当日降水量达100mm左右时，沙丘间洼地即可为地表积水淹没，但两三日内均被沙层吸收补给地下水。潜水位在7、8、9三个月会比原水位上升1.0m左右。

碎屑岩类裂隙承压水主要赋存于基岩风化裂隙带底部以下至延安组底界之间岩层段。其中包括J_2a、J_2z、J_2y各岩性段，含水层由安定组紫红色中粗粒砂岩、直罗组底部“七里镇砂岩“及延安组第四段底部“真武洞砂岩”等组成，厚度109.92～127.59m。渗透系数0.0455～0.1084m/d，富水性弱。

承压水主要接受上游地段潜水渗入补给，径流方向受向西微倾的单斜构造的控制，基本沿岩层倾向由东向西运移。由于愈向西部含水层埋藏愈深，裂隙亦愈来愈少，富水性亦愈来愈弱，基本形成了较为封闭的储水空间。

9.2.2 水文地质勘察工作情况

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于水文地质条件的调查要求和内容，二级评价应在区域水文地质调查的基础上对场地进

行必要的水文地质勘查。为此，本次评价对区域内各评价单位进行了水文地质勘察。本次勘察工作分为两部分完成，第一部分为2014年10月至11月的野外钻探施工和调查；第二部分为2016年4月到5月的资料收集整理、报告编写及制图。具体工作量如表9.2-1所示。

表9.2-1　水文地质勘察工作量表

工作项目	工作精度或规格	单位	设计工作量	完成工作量
一、水文地质填图	1:10000	km^2	426.59	426.59
	1:50000	km^2	138.73	138.73
二、监测井施工		m/孔	1080/13	1105.56/13
三、水文地质试验				
1、抽水试验	/	次	4	4
2、渗水试验	/	次	4	4
四、工程测量	/	点	21	24
五、协作地下水水样采集	/	组	30	30
六、资料整编及最终成果				
1、水文地质勘察说明书	/	份	5	5
2、水文地质图	1:10000	幅	2	2
	1:50000	幅	3	3
3、水文地质剖面	横：1:5000 纵：1:1000	幅	4	4

9.2.3 各典型单元水文地质条件

9.2.2.1 哈头才当单元

（1）地下水类型及富水性

1）地下水类型

根据区内地下水的赋存条件及水力特征，将地下水划分为两种类型：即第四系松散岩类孔隙潜水、碎屑岩类孔隙裂隙承压水。

2）富水性

富水性等级的划分原则主要以钻孔和机井的单孔抽水资料，依据《煤矿床水文地质、工程地质及环境地质勘查评价标准》中含水层富水性分级标准，按钻孔统降涌水量，即钻孔单位涌水量（q）以口径91mm、抽水水位降深10m为准，将富水性分为以下四级：

弱富水性，$q<0.1L/s•m$；中等富水性，$0.1L/s•m<q\leq1.0L/s•m$；强富水性，$1.0L/s•m<q\leq5.0L/s•m$；极强富水性，$q>5.0L/s•m$。当$q<0.001L/s•m$的岩层均可视为隔水层。

评价区全区富水性主要为强富水性。根据以往不同精度的水文地质工作所取得的成果资料分析，哈头才当地区在第四纪上更新世为沉积湖盆。湖盆沉积的中心地带位于臭柏巴拉—梅林庙—尔林滩—巴达马苏楼一带，沉积厚度100～150m，其中梅林庙和沙拉吉达亥两处为沉积中心，梅林庙 HD16 号钻孔揭露厚度 151.64m，拉吉达亥 HD33 号钻孔揭露厚度 151.00m，东部的呼吉尔图—母杜柴登—巴达马苏楼、北部的阿查图—杭宁扎达盖以及西北部的古日布拉格—桃包—察汗尔力盖一带为三条古冲沟，沉积厚度 70～120m。该含水层水位埋藏普遍较浅，大多数地区水位埋深小于 2m，多数地区单井涌水量 2000～3000 m^3/d。

（1）含水岩组与隔水层

根据区内地下水的赋存条件及水力特征，将地下水划分为两种类型：即第四系松散岩类孔隙潜水和碎屑岩类孔隙裂隙承压水；五个含水岩层（组）：第四系上更新统冲湖积层孔隙潜水含水层、中更新统黄土孔隙裂隙潜水含水层、碎屑岩类裂隙承压含水层。水文地质图及水文地质剖面图见附图 9.2-1_a 和附图 9.2-1_b。

1）松散岩类孔隙潜水

① 第四系上更新统冲湖积层孔隙潜水（简称萨拉乌苏组潜水）

该套含水层岩性在水平方向上没有太大的差异，垂直方向上岩性差异较大，一般 40～50m 以上岩性颗粒较粗，以中砂、中粗砂、中细砂为主，40～50m 以下岩性颗粒逐渐变细，以细砂、粉细砂、粉砂为主，局部地区夹有砂质粘土或粘土质粉砂，厚度一般小于 5m。该含水层水位埋藏普遍较浅，大多数地区水位埋深小于 2m，仅在风积沙覆盖的较高的固定半固定沙丘或流动半流动沙丘之上，水位埋深大于 2m。该含水层富水性普遍较好，工作区中部的大部分地区水量丰富，实际单井出水量 1431.06～2706.76m^3/d，水位降深 2.37～12.89m，换算单井涌水量（12″口径 10m 降深时）涌水量大于 2000 m^3/d，多数地区单井涌水量 2000～3000 m^3/d，在沙拉吉达亥—巴达马苏楼一带和母杜柴登地区单井涌水量可达 4000～5000 m^3/d。该含水层渗透系数一般 5.05～26.20 m/d，导水系数 90.17～3236 m^3/d，导压系数 1.73×10^2～6.65×10^3 m^2/d，释水系数 2.1×10^{-4}～1.85×10^{-3}，给水度 0.18，影响半径 21.0～404.97m。潜水水质良好，矿化度均小于 1g/L，多为 HCO_3-Ca•Mg、HCO_3-Ca•Na 型水。

② 中更新统离石黄土孔隙裂隙潜水

该地层大部分地段分布，未出露，层位一般在基岩面之上，Q_3s 底部。因受第四系沉积初期冲蚀影响，其厚度变化较大，厚度 0～154.00m，一般 25m 左右。岩性为灰黄色、棕黄色、浅肉红色亚砂土、亚粘土，其中夹多层古土壤层。含分散状大小不等的钙质结核。具柱状节理。为弱含水层。

2）碎屑岩类孔隙裂隙水

① 白垩系下统洛河组孔隙裂隙承压水

区内广泛分布，埋藏于第四系地层之下，以承压水为主。该含水层沉积厚度大，岩性以中细砂岩、细砂岩和粉细砂岩为主，间夹透镜体状的泥岩、泥质粉砂岩或钙质砂岩，形成弱透水层或隔水层，其中在哈头才当、臭柏巴拉一带弱透水层或隔水层相对较少或没有。该含水层厚度较大，钻孔揭露厚度 30.46～344.15，随上覆第四系松散层厚度和钻孔深度而变化。由于白垩系砂岩含水层、隔水层和弱透水层交替出现，且没有统一完整的隔水顶板，因而各含水层之间以及与上覆潜水含水层之间存在一定的水力联系，构成白垩系砂岩含水层复杂的储水导水系统。

该区承压水富水性普遍较好，南部的尔林滩呼吉尔特一带富水性最好，单井涌水量大于 1000 m^3/d。其它地区富水性中等，单井涌水量 500～1000m^3/d，该套含水层渗透系数 0.02～0.84m/d，导水系数 2.27～140.85 m^2/d，导压系数 1.07×10^4～4.17×10^6 m^2/d，弹性释水系数 3.16×10^{-5}～1.34×10^{-3}，影响半径 113.36～1440m。水质普遍较好，矿化度小于 1g/L，以 HCO_3•Cl-Na 和 Cl•HCO_3-Na 型水为主。

② 侏罗系安定组砂岩孔隙裂隙承压水

全区分布，未出露，现存厚度 83.70～193.85m。厚度变化总体呈由西向东及由南向北逐渐增厚的趋势。含水层厚度 11.07～130.55m，平均厚度 69.39m，其岩性为浅红色、紫灰色巨厚层状粗粒、中粒、细粒长石石英砂岩及岩屑长石砂岩。砂岩分选差，磨圆呈棱角状，胶结较松散。根据以往抽水资料，统径统降单位涌水量 q=0.00203～0.02713 L /s•m，k=0.00582～0.05263m/d，矿化度小于 0.5g/ L，水化学类型为 HCO_3-Ca•Na、HCO_3•SO_4-Na•Ga 型

③ 侏罗系直罗组砂岩孔隙裂隙承压水

下部岩性为青灰色、浅黄色中粗粒砂岩，杂色粉砂岩及砂质泥岩；上部岩性为紫红色、灰绿色中粗粒砂岩、砂质泥岩夹粉砂岩及细粒砂岩。分布广泛，地表没有出露。根据呼吉尔特勘查区门克庆井田勘探报告 M18 号钻孔抽水试验成果：含水层厚度 44.94m，地下水位标高 1249.02m，水位埋深 58.39m，钻孔涌水量 Q=0.309L/s，统径统降单位涌水量 q=0.00659L/s•m，渗透系数 k=0.0168m/d，水温 12℃，溶解性总固体 306mg/L，pH 值 7.9，地下水化学类型为 HCO_3-Ca•Mg 型水，水质较好。

④ 侏罗系延安组砂岩孔隙裂隙承压水

岩性主要为浅灰色、灰白色的各粒级砂岩，灰色、深灰色砂质泥岩、泥岩及煤层。全井田赋存，分布广泛，地表没有出露。根据《陕西省榆神矿区深部水源地耳林滩区供水水文地质详查报告》中 HM02、HM11 号钻孔抽水试验成果：含水层厚度 81.50～198.60m，平均 140.05m。地下水位埋深 85.23～19.60m，水位标高 1208.37～1273.68m，水位降深 S=38.15～29.88m，钻孔涌水量 Q=0.195～1.519L/s，统径统降单位涌水量 q=0.00511～0.0508L/s•m，渗透系数 k=0.00526～0.0232m/d，水温 12℃，溶解性总固体 274～235mg/L，pH 值 7.3，NO_3^-含量 3.55～0.00mg/L，F 含量 0.66～0.35mg/L。地下水化学类型为 HCO_3-Ca 型水，水质良好。

3）隔水层

在洛河组、安定组、直罗组和延安组地层中，在中、细粒砂岩之间，多夹有泥岩、砂质泥岩和粉砂岩，一般单层厚度 4～6m，厚者可达 10～20m。其岩性多致密和较致密，是各组含水层之间的相对隔水层。

（3）地下水补径排条件

1）潜水

评价区潜水主要赋存于第四系全新统（Q_4^{eol}）风积砂层中。井田内第四系地层广泛分布，潜水的主要补给来源为大气降水，其次为井田外潜水的侧向径流补给以及深部承压水的越流补给。井田潜水的径流受地形控制，一般向北及西北方向径流；但区域潜水总的流向是由西北向东南方向径流。潜水的排泄方式以径流排泄为主，其次为人工开采排泄、蒸发排泄等。

2）承压水

评价区承压水主要赋存于白垩系下统洛河组、侏罗系中统直罗组以及侏罗系中下统延安组砂岩中，基岩在地表没有出露，因此承压水的主要补给来源为井田外承压水的侧向径流补给，次为上部潜水的垂直渗入补给。承压水与潜水在不同地段可形成互补关系。承压水一般沿地层走向径流。承压水以侧向径流排泄为主，次为人工打井开采排泄。承压水一般沿南及南东方向流出区外。

9.2.2.2 小壕兔单元

（1）含水岩组与隔水层

根据地下水的赋存介质岩性条件、岩层的透水性和含水性来划分，勘察区内含水岩组主要为：第四系全新统冲洪积层含水岩组、第四系上更新统萨拉乌苏组含水岩组、第四系中更新统离石黄土含水岩组、白垩系下统洛河组含水岩组、侏罗系中统安定组含水岩组、侏罗系中统直罗组含水岩组、侏罗系中统延安组含水岩组。

在洛河组、安定组、直罗组和延安组地层中，在中、细粒砂岩之间，多夹有泥岩、砂质泥岩和粉砂岩，一般单层厚度 4～6m，厚者可达 10～20m。其岩性多致密和较致密，是各组含水层之间的相对隔水层。水文地质图见水文地质图及水文地质剖面图见附图 9.2-2_a 和附图 9.2-2_b。

（2）地下水类型及富水性

按其岩性组合及充水空间性质不同，可将区内地下水划分为新生界松散岩类孔隙水和中生界碎屑岩裂隙水两大类，现根据水井、水泉点出露特征并参考邻近矿区水文地质情况及勘查区内以往抽水试验成果，将各含（隔）水层特征分别叙述如下：

1）松散岩类孔隙水

① 第四系上更新统萨拉乌苏组（Q_3s）湖积层孔隙潜水

呈片状分布遍布勘查区内地表形态较平坦的地段，特别是勘查区北部和南部滩地地段分布较广。厚度变化较大，厚度 0～166.00m，岩性主要由灰黄色、灰褐色及灰黑色粉砂、细砂和中砂组成，夹亚砂土、亚粘土及泥炭层。含水层岩性在垂向上以中粒砂、细粒砂、粉细砂互层沉积为特征，薄厚不均，夹有粗粒砂层或薄层淤泥条带。含水层底部多沉积有灰绿色粉砂，结构较密实，干后呈致密块状，厚度一般 1～5m。含水层岩性结构疏松，孔隙率高，透水性好，易接受大气降水入渗补给，具有良好的储水条件。水位埋藏较浅，一般 2.00～

3.00m，沙梁沙丘区一般 5～10m。含水层富水性受岩性组合、厚度及古环境影响，差异较大，富水性中等至强。据以往钻孔抽水试验资料：统径统降单位涌水量为 0.2916～3.8105L/s•m，单孔出水量 304m^3/d～3292m^3/d，渗透系数 0.637～5.726 m/d。水化学类型为 HCO_3-Ca 和 HCO_3-Ca•Na 型。

第四系上更新统萨拉乌苏组在富水性划分和范围圈定上，采用钻孔统径统降单位涌水量，并结合含水层厚度进行适当圈定（含水层厚度大于 95m 圈定富水性强区）。经综合确定，松散沙层富水性为中等～强。中等富水区主要分布于勘查区东北部 X8、E9-3、R7-5 钻孔连线一带。除中等富水区外勘查区其余地段均为强富水区。

② 第四系中更新统离石黄土（Q_2l）潜水

该地层大部分地段分布，未出露，层位一般在基岩面之上，Q_3s 底部。因受第四系沉积初期冲蚀影响，其厚度变化较大，厚度 0～154.00m，一般 25m 左右。岩性为灰黄色、棕黄色、浅肉红色亚砂土、亚粘土，其中夹多层古土壤层。含分散状大小不等的钙质结核。具柱状节理。为弱含水层。

2）碎屑岩裂隙水

① 白垩系下统洛河组（K_1l）孔隙裂隙水

该地层全区分布，未出露。因受新生界冲蚀，厚度变化较大，残存厚度 30.46～193.69m，平均厚度 85.67m，在勘查区东南部相对较薄，向北、西南逐渐增厚。含水层厚度 14.40～193.69m，平均厚度 83.52m。其岩性为一套紫红色、棕红色巨厚层状中粒、粗粒长石石英砂岩。分选好，磨圆较差呈次棱角状至次圆状，胶结疏松，固结较差，具大型交错层理。近地表风化，岩质疏松，手捏即碎。该含水层的富水性受厚度、岩性、胶结程度、裂隙发育程度等因素影响，差异大。根据区内以往钻孔抽水资料：单孔涌水量 117～1560m^3/d，渗透系数 0.0915～2.13m/d，统径统降单位涌水量为 0.09565～2.6011L/s•m，富水性弱至强，地下水水化学类型为 HCO_3-Na 和 HCO_3-Na•Ca 型。

② 侏罗系中统安定组（J_2a）孔隙裂隙水

全区分布，未出露，现存厚度 83.70～193.85m，平均 129m。厚度变化总体呈由西向东及由南向北逐渐增厚的趋势。含水层厚度 11.07～130.55m，平均厚度 69.39m，其岩性为浅红色、紫灰色巨厚层状粗粒、中粒、细粒长石石英砂岩及岩屑长石砂岩。砂岩分选差，磨圆呈棱角状，胶结较松散。根据以往抽水资

料，统径统降单位涌水量为 0.00203～0.02713L/s•m，K=0.00582～0.05263m/d，矿化度小于 0.5g/L，水化学类型为 HCO_3-Ca•Na、HCO_3•SO_4-Na•Ca 型。具承压性，富水性弱。

③ 侏罗系中统直罗组（J_2z）孔隙裂隙水

该地层全区分布，未出露，现存厚度 82.90～237.01m，平均 147m，厚度变化总体呈由东向西逐渐增厚的趋势。含水层厚度 15.35～126.01m，平均 61.66m，含水层岩性为浅灰至灰白色中粒巨厚层状长石石英砂岩。交错层理发育，胶结疏松，裂隙不发育。根据以往抽水资料，Q=0.170～0.349L/s，统径统降单位涌水量 q=0.00339～0.00421L/s•m，K=0.00647～0.03705m/d，矿化度小于 0.3～0.8g/L，水化学类型为 HCO_3-Ca 或 SO_4-Na 型水。具承压性，富水性弱。

④ 侏罗系中统延安组（J_2y）孔隙裂隙水

延安组的岩性在横向上变化较大，垂向上具有明显的层序韵律结构，依据物性特征，古生物组合，岩性、岩相特征、煤层及岩煤组合特征等，可将其划分五个中级旋回，自下而上编为 1～5 段。延安组各段的分界，是在各岩段主要聚煤作用结束之处。

a. 侏罗系中统延安组第五段（J_2y^5）孔隙裂隙水

本段厚度 20.57～103.77m，含水层厚度 0～64.30m，因受后期剥蚀，延安组第五段保留下部地层，勘查区无出露，地层岩性主要为粉砂岩，细粒砂岩等，泥质胶结或钙质胶结，结构致密，多呈成互层状，裂隙发育微弱，透水性差。

据区内以往钻孔抽水资料，单位涌水量 0.00111～0.01279 L/s•m，统径统降单位涌水量 0.00076～0.0086 L/s•m，渗透系数 0.00358～0.02257m/d，矿化度 0.4～3.025g/L，水化学类型为 HCO_3•SO_4-Na、HCO_3- Ca•Na、SO_4-Na•Ca 型。该层段富水性弱，具承压性.

b. 侏罗系中统延安组第四段（J_2y^4）孔隙裂隙水

全区分布，厚度变化较小，厚 21.75～52.54m，平均厚 41m，含水层厚度 10.00～35.30m，含水层岩性以灰色细粒砂岩及中粒砂岩为主。根据区内以往钻孔的抽水资料，统径统降单位涌水量 0.00283～0.00446 L/s•m，渗透系数 0.01591～0.0421m/d，矿化度 0.288～2.169g/L，水化学类型为 HCO_3- Ca、SO_4-Na•Ca 型。该层段富水性弱，具承压性。

c. 侏罗系中统延安组第一段至第三段（J_2y^1～J_2y^3）含水岩段孔隙裂隙水

厚度 115.17～176.18m，一般厚度 142m，含水层岩性主要为中、细粒砂岩，局部为粗粒砂岩，泥质胶结或钙质胶结，结构致密，裂隙主要为水平或波状层理面及稀少的岩体节理。裂隙密闭或被方解石充填。含水层厚度在 48.13～80.25m，据以往抽水资料，统径统降单位涌水量 0.00018 L/s•m，渗透系数 0.00042m/d，矿化度 0.594g/L，水化学类型为 OH•Cl-Ca•Na 型。该层段富水性极弱，具承压性。

（3）地下水补径排条件

第四系潜水主要接受大气降水入渗补给，补给量受降水量、降水强度、降水形式、地形地貌、含水层岩性等多种因素制约。大气降水除少量蒸发外，几乎全部下渗补给了潜水，勘查区地表大部为第四系全新统松散砂层覆盖，与下伏上更新统萨拉乌苏组砂层岩性基本相同，渗透性强、加之平坦滩地、沙地及丘间洼地分布广泛，这些地域地下水位埋藏特别浅，为大气降水入渗补给提供了十分有利的条件，地下水位的升降幅度与降水量大小关系密切。据计算本区降水入渗系数平均为 0.357，由于本区降水的集中性，使得地下水补给也集中，呈现出地下潜水的动态与大气降水周期性变化。其次为凝结水、邻区的潜水侧向径流也是潜水补给来源之一。

潜水的径流主要受地形及基岩起伏的影响，径流方向由高至低与现代地形吻合，河谷区潜水径流方向与地表水径流方向斜交。多由北向南或低洼地带运移汇集，以渗流形式排泄，补给河水等。地下水除以泉的方式排泄于河流之外，垂向蒸发、植物蒸腾，尤其是人工开采、农业灌溉也是潜水的排泄形式。

基岩水主要接受区域侧向径流补给及上部潜水的越流补给，基岩水主要顺岩层倾向方向往深部径流运移，部分通过“天窗”以顶托形式排泄，补给上部含水层，并有微量的人工开采形式排泄。

9.2.2.3 小纪汗单元

（1）含水岩组与隔水层

根据区内地下水的赋存条件及水力特征，将地下水划分为两种类型：即第四系松散岩类孔隙潜水、碎屑岩类孔隙裂隙承压水；五个含水岩层（组）：第四

系上更新统冲湖积层孔隙潜水含水层、中更新统黄土孔隙裂隙潜水含水层、碎屑岩类裂隙承压含水层。

在基岩中，厚度较大且连续分布的泥岩、粉砂岩、泥质粉砂岩等泥岩类，与含水层相间分布，厚度一般为 10～40m，为层间裂隙承压水的隔水层。

水文地质图及水文地质剖面图见附图 9.2-3_a 和附图 9.2-3_b。

（2）地下水类型及富水性

1）松散岩类孔隙潜水

① 第四系上更新统冲湖积层孔隙潜水（简称萨拉乌苏组潜水）

含水层基本上呈面状连续分布于沙漠滩地区，地下水赋存条件严格受现代地貌、古地理环境及含水层厚度和岩性的控制。根据区内钻探成果，结合测井、地震物探资料，该区萨拉乌苏组地层厚度较大。厚度小于 30m 的占全区面积的 10%，30～50m 的占 40%，大于 50m 厚的占 50%，地层主要由松散的粉细沙、粉沙夹粉土组成，地下水赋存条件较好。通过该区大量的机井调查及机井、钻孔抽水试验，含水层厚度一般 30～80m，水位埋深 1.46～2.60m，降深 6.76～14.13m，涌水量为 1064.10～1605.36m^3/d，单位涌水量 q＝0.983～1.695 L/s•m，渗透系数 K＝1.912～10.268m/d，富水性强。水化学类型为型以 HCO_3-Ca 型水为主，其次为 HCO_3-Na·Ca 型水，矿化度 M＝195.60～271.05mg/L。局部地段含水层厚度小于 30m 而水量较小，通过以往抽水试验，水位埋深 1.92m，降深 12.96m，涌水量为 887.07m^3/d，统降单位涌水量 0.746L/s•m，富水性中等。水化学类型为 HCO_3-Ca 型水，矿化度 208.26mg/L

② 中更新统离石黄土孔隙裂隙潜水

基本上评价单元全分布，区内无出露，其上被萨拉乌苏组及风积沙覆盖。呈平缓梁峁地形，局部被薄层风积沙覆盖，降水易于流失，不易渗入，渗水条件差。含水层岩性主要为粉砂质黄土，厚度较薄，富水性弱。

2）碎屑岩类孔隙裂隙水

① 白垩系下统洛河组及侏罗系中统安定组碎屑岩类风化壳孔隙裂隙承压水

全区分布，含水层为白垩系下统洛河组及侏罗系中统安定组局部风化裂隙带，岩性主要为砂岩，厚度约 0～242m。该区基岩风化带未遭切割，连续性较好，且上部为风积沙、萨拉乌苏组含水层离石组黄土含水层所覆盖，易于接受上部含水层地下水的下渗补给。据以往钻孔抽水试验成果，含水层厚度 60.90～

79.30m，当降深 24.82～34.51m 时，涌水量 39～68.64m^3/d，统降单位涌水量 0.01574～0.03129L/s•m，渗透系数 0.02428～0.02478m/d，富水性弱。水化学类型为 SO_4•HCO_3-Na•Ca 、HCO_3•SO_4-Na 型，矿化度 499.7～810.0mg/L。

② 侏罗系安定组砂岩孔隙裂隙承压水

全区分布，岩性下部为浅紫红色中厚层状中细粒长石砂岩，发育水平层理及波纹层理。上部为紫、暗紫红色中细粒长石砂岩夹紫红、灰绿色粉砂岩和泥岩韵律层，顶部常夹有泥岩薄层。上部为黄绿色、灰绿色薄至厚层状泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩及褐黄色细粒长石石英砂岩。含水层以中细粒砂岩为主，一般厚 4.7～164.89m。据以往钻孔对该层抽水试验，含水层厚 50.24m，水位埋深 9.16m，当降深 84.78m 时，涌水量 39.21m^3/d，统降单位涌水量 0.01574L/s•m，富水性弱。水化学类型为 SO_4-Na•Ca 型，矿化度为 1487.1mg/L。

③ 侏罗系直罗组砂岩孔隙裂隙承压水

全区分布，岩性底部为灰白色中厚层—块状中—粗粒长石砂，发育大型板状、槽状、楔状交错层理，裂隙充填物中常含有较多的白云石、石膏等干旱气候条件下的沉积矿物。中部为灰白色厚层状细—中粒长石砂岩、灰色、兰灰色厚层状泥岩及粉砂岩。含水层以中细粒砂岩为主，一般厚度 66.13～208.90m。据以往钻孔对该层抽水试验，含水层厚 33.97m，水位埋深 25.72m，当降深 32.47m 时，涌水量 24.3m^3/d，统降单位涌水量 0.00525L/s•m，富水性弱。水化学类型为 HCO_3•SO_4-Ca•Na 型，矿化度为 470.0mg/L。

④ 2 号煤层顶板砂岩孔隙裂隙承压水

分布于 2 号煤层顶部，主要为 J_2y^5 岩性段和直罗组底部砂岩，厚度变化较大，一般为 0～32.48m。岩性为中、粗粒长石砂岩。本区构造不发育，岩石埋藏较深，裂隙不发育，含水层富水性弱。据以往钻孔抽水试验资料，水位埋深 11.41～69.83m，当降深 61.73～69.83m，涌水量 16.08～44.4 m^3/d，单位涌水量 0.00301～0.00735L/s•m，渗透系数 0.01369～0.01561m/d，富水性弱。水化学类型为 HCO_3-Ca 型水，矿化度为 287.50～308.60 mg/L。

⑤ 2 号煤层之下至第一段底部碎屑岩类裂隙承压水

指延安组和第一段至延安组第四段（J_2y^1 -J_2y^4）。该段岩性为浅灰色粉、细粒砂岩与深灰色泥岩不等厚互层夹煤层。含水层岩性主要为细粒砂岩夹中粒砂

岩。因埋藏较深，岩石较完整，裂隙不甚发育，含水量贫乏。据以往钻孔抽水试验，含水层厚 14.38～58.34m，当降深 27.26～77.74m 时，涌水量 1.20～52.8m^3/d，单位涌水量 0.0051～0.01725L/s•m，渗透系数 0.00243～0.11524m/d，富水性弱。水化学类型为 SO_4-Na•Ca 型及 HCO_3-Ca•Na 型水，矿化度 208.3～5721.6mg/L。

（3）地下水补径排条件

第四系松散层潜水以大气降水补给为主，部分为沙漠凝结水补给及灌溉回归水、渠水渗漏补给。径流主要受地形控制，流向基本由高至低与现代地形吻合，以泄流的形式向榆溪河支流芹河排泄；流向大致由西北向东南方向径流，以泄流的方式向芹河排泄。排泄方式还有蒸发消耗、垂向渗漏和人工开采等。

基岩风化带裂隙承压水，除了上游地段潜水渗入补给外，还靠上覆松散层潜水的下渗补给。流向大致由西北向东南方向径流，以泄流的方式向芹河排泄，或补给下部承压含水层。

承压水除基岩裸露区通过风化裂缝带间接得到大气降水补给外，还接受上游地段潜水渗入补给，径流方向基本沿岩层倾向由西北向东南方向运移。由于受向西微倾的单斜构造的影响，基本形成了较为封闭的储水空间，故水量较小，水质差。

9.2.2.4 芹河单元

（1）含水岩组与隔水层

根据区内地下水的赋存条件及水力特征，各个岩层的岩性特征、含水层及透水性，将区块内地下含水岩组划分为以下几个含水岩层（组）：第四系全新统河谷冲积层含水层、上更新统冲湖积层（萨拉乌苏组）含水层、中更新统离石黄土含水层、侏罗系中统安定组含水岩组、侏罗系中统直罗组含水岩组、侏罗系中统延安组含水岩组。

在基岩中，厚度较大且连续分布的泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩等泥岩类，与含水层相间分布，厚度一般为 10～40m，其岩性多致密和较致密，为层间裂隙承压水的相对隔水层。

水文地质图及水文地质剖面图见附图 9.2-4_a 和附图 9.2-4_b。

（2）地下水类型及富水性

根据区内地下水的赋存条件及水力特征，将单元内区块地下水划分为两种类型：即第四系松散岩类孔隙及孔隙裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水。单元区块内的泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩等均为隔水层。现将单元区块内的主要含水层特征叙述如下：

1）松散岩类孔隙及孔隙裂隙水

① 第四系全新统河谷冲积层孔隙潜水

分布于区内东侧榆溪河阶地及漫滩之中，河床切割较浅，一级阶地及漫滩均为堆积型，且连续分布，阶面及滩面平整，易于接受大气降水的渗入补给，所以赋存条件较好。含水层岩性主要为冲积相砂夹亚砂土，厚 10～25m，水位埋深 0.5～3m，富水性中等。

② 第四系上更新统冲湖积层孔隙潜水（简称萨拉乌苏组潜水）

基本全区分布，由第四系上更新统萨拉乌苏组和全新统风积沙等组成。根据其赋存条件和抽水试验资料划分为三个富水等级。富水性强的，其砂层厚度≥30m；富水性中等的砂层厚度介于 15～30m 之间；富水性弱的砂层厚度＜15m。

a. 富水性强的

分布于区块西南部的的补龙湾、纪小滩一带及张家伙场、榆林清观站及西刘滩一带。该区为地势平缓，中间略低的地区，有利于大气降水及地表水的汇集渗入补给。松散砂层较厚，一般厚度 30～80m，局部最厚可达 110m。水位埋深 1～3m。含水层主要由松散粉细砂、中砂等组成。厚度较大，一般在 20～40m 之间。在含水层的局部地段下伏有中更新统透水性弱的离石黄土层，且上更新统底部也往往有厚度不大的亚粘土层。构成了该区萨拉乌苏组潜水的良好的富集储存条件。据收集以往资料显示，该区滩地机井单井出水量一般均在 1000～2000m^3/d，据机井抽水试验，水位埋深 1.00～1.60m，降深 3.70～4.50m，涌水量 960～1337m^3/d，统降单位涌水量 1.476～2.220L/s•m，渗透系数 9.82～20.55m/d，水化学类型为 HCO_3-Ca 型，矿化度 230～370mg/L。

b. 富水性中等的

分布于区块西北部和中部一带，地形相对平缓，仍然有利于大气降水的渗入补给。该区处于萨拉乌苏组富水地段与弱富水地段过渡地带，冲湖积砂层一般在 15～30m 之间。在东部由于受到榆溪河切割的影响，地下水易于排泄，含

水层厚度变薄，故富水性变弱。在中部，萨拉乌苏组之上全为风积沙覆盖，根据以往资料显示，萨拉乌苏组砂层变薄，含水层亦变薄。据区内以往 Y12 钻孔抽水试验资料，含水层厚度 30.47m，水位埋深 0.73m，当降深 12.73m 时，涌水量 294m^3/d，统降单位涌水量 0.232 L/s•m，渗透系数 1.35m/d，富水性中等。水化学类型为 HCO_3-Ca 型，矿化度 250mg/L。

c. 富水性弱的

主要分布于单元区块中东部的榆溪河西岸芹河北岸范围内。在榆溪河西岸及芹河北岸，由于萨拉乌苏组受到河流切割，切割深度 20～40m，含水层受到破坏而变薄，地下水储存条件亦变得较差。故该区总体富水性弱。

③ 中更新统离石黄土孔隙裂隙潜水

基本上全区分布，出露于区块东南部的芹河南岸，其上多被萨拉乌苏组及风积沙覆盖。在南部呈平缓梁岗地形，局部被薄层风积沙覆盖，降水易于流失，不易渗入，汇水条件差。含水层岩性主要为粉砂质黄土，厚度较薄，富水性弱。

2）碎屑岩类孔隙裂隙水

根据水力特征划分为侏罗系碎屑岩类风化带裂隙潜水及碎屑岩类孔隙裂隙承压水。

①侏罗系碎屑岩类风化壳裂隙潜水

全区分布，含水层为侏罗系安定组、直罗组风化裂隙带，岩性为砂岩与泥岩不等厚相间成层，一般厚 20～30m。该区基岩风化带未遭切割，连续性较好，且上部为风积沙和萨拉乌苏组含水层所覆盖，易于接受上部含水层地下水的下渗补给。据收集以往水文钻孔抽水试验资料分析，含水层厚度 51.18～60.00m，当降深 13.50～39.08m 时，涌水量 75～376m^3/d，统降单位涌水量 0.022～0.283L/s•m，渗透系数 0.043m/d，富水性弱至中等。水化学类型为 HCO_3•SO_4-Na 型，矿化度 320～367.63mg/L。

② 碎屑岩类孔隙裂隙承压水

a. 侏罗系直罗组砂岩含水岩组

全区分布，底部岩性为灰白色中厚层块状中粗粒长石砂，发育大型板状、槽状、楔状交错层理，相当于区域上的“七里镇砂岩”，分布稳定，中部为灰白色厚层状细—中粒长石砂岩、灰色、兰灰色厚层状泥岩及粉砂岩，上部为黄绿

色、兰灰色薄至厚层状泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩及褐黄色细粒长石石英砂岩。含水层以中粗粒砂岩为主，尤以底部“七里镇砂岩”富水性最好，一般厚15.20～64.85m，平均厚 39.99m。据收集以往钻孔资料对该层抽水试验，含水层厚 40.61～62.82m，水位埋深 1.00～3.19m，当降深 27.10～37.25m 时，涌水量 56～199m^3/d，统降单位涌水量 0.0162～0.063L/s•m，直罗组整体富水性弱。水化学类型为 HCO_3•SO_4- Ca 型及 SO_4-Na，矿化度为 320～1278mg/L。

b. 3 号煤层顶板碎屑岩类裂隙承压水

分布于 3 号煤层顶部，主要为延安组第四段和直罗组底部砂岩，厚度变化较大，一般为 0～80m。含水层主要由延安组第四段底部“真武洞砂岩”等组成，岩性为中、粗粒长石砂岩。本区构造不发育，岩石埋藏较深，裂隙发育差，含水层富水性弱。据收集区内以往钻孔抽水试验资料，水位埋深 7.75～54.30m，当降深 11.78～40.64m，涌水量 55～152 m^3/d，单位涌水量 0.0167～0.0849L/s•m，渗透系数 0.013～0.1268m/d，富水性弱。当抽水段包括基岩风化裂隙带时，水化学类型为 HCO_3-Na 型及 HCO_3•SO_4-Na 型水，矿化度为 205.75～317.57 mg/L；当抽水层段为层间承压水时，水化学类型为 SO_4-Na 型水，矿化度 2566.00～3264.30mg/L。

c. 3 号煤层之下至第一段底部碎屑岩类裂隙承压水

指延安组和第一段至延安组第二段（J_2y^1 -J_2y^3）。该段岩性为浅灰色粉、细砂岩与深灰色泥岩不等厚互层夹煤层。含水层岩性主要为细砂岩夹中砂岩。因埋藏较深，岩石较完整，裂隙不甚发育，含水量贫乏。据收集以往钻孔抽水试验资料，含水层厚 13.14～40.67m，当降深 18.09～8.25m 时，涌水量 13～39m^3/d，单位涌水量 0.00266～0.0149L/s•m，渗透系数 0.00289～0.1141m/d。水化学类型为 SO_4•CO_3-Na 型及 SO_4-Na 水，矿化度 1598.04～4126.30mg/L。

（3）地下水的补给、径流与排泄

第四系松散层潜水以大气降水补给为主，部分为沙漠凝结水补给及灌溉回归水、渠水渗漏补给。径流主要受地形控制，流向基本由高至低与现代地形吻合，以泄流的形式向榆溪河及支流芹河排泄；在区块北部，流向大致由西向东方向径流，以泄流的形式向区块东部的榆溪河排泄；在区块南部，流向大致由西北向东南方向径流，以泉或泄流的方式向芹河排泄。排泄方式还有蒸发消耗、垂向渗漏和人工开采等。

基岩风化带裂隙潜水，在裸露区直接由大气降水渗入补给，其余地区靠上覆松散层潜水的下渗补给。该潜水与松散层潜水间局部地段存在泥岩隔水夹层，大部分地区则为具有密切水力联系的统一含水体，故其补给、径流、排泄与松散层潜水基本一致。

承压水除基岩裸露区通过风化裂缝带间接得到大气降水补给外，还接受上游地段潜水渗入补给，径流方向基本沿岩层倾向由东向西或西南方向运移。由于受向西微倾的单斜构造的影响，基本形成了较为封闭的储水空间，故水量较小，水质差。

9.2.2.5 酸梨海则单元

（1）地下水含水岩组与隔水层

根据区内地下水的赋存条件及水力特征，各个岩层的岩性特征、含水层及透水性，将区块内地下含水岩组划分为以下几个含水岩层（组）：上更新统冲湖积层（萨拉乌苏组）含水层、中更新统离石黄土含水层、侏罗系中统安定组含水岩组、侏罗系中统直罗组含水岩组、侏罗系中统延安组含水岩组。

在基岩中，厚度较大且连续分布的泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩等泥岩类，与含水层相间分布，厚度一般为 10～40m，其岩性多致密和较致密，为层间裂隙承压水的相对隔水层。

水文地质图见附图 9.2-5。

（2）地下水类型及富水性

根据区内地下水的赋存条件及水力特征，将单元五区块地下水划分为两种类型：第四系松散岩类孔隙及孔隙裂隙水和碎屑岩类孔隙裂隙水。

1）第四系松散岩类孔隙及孔隙裂隙水

① 第四系上更新统冲湖积层孔隙潜水（简称萨拉乌苏组潜水）

区域内的主要潜水含水层，单元区块内基本全区分布，由第四系上更新统萨拉乌苏组和全新统风积沙等组成。区内地势平缓有利于大气降水的渗入补给。松散砂层较厚，水位埋深 1～3m。含水层主要由松散粉细砂、中砂等组成。在含水层的局部地段下伏有中更新统透水性弱的离石黄土层。构成了该区萨拉乌苏组潜水的良好的富集储存条件。根据收集资料结果，降深 8.53～18.36m，涌水量 628.82～1560.64m^3/d，溶解性固体 0.33～0.36g/L。

② 中更新统离石黄土孔隙裂隙潜水

基本上全区分布，单元区块内局部出露，多被萨拉乌苏组及风积沙覆盖。岩性为棕黄、灰黄色粉土，结构中～稍密，具孔隙，发育垂直节理。厚度较薄，富水性弱。

2）碎屑岩类孔隙裂隙潜水

根据水力特征划分为侏罗系碎屑岩类风化带裂隙潜水及碎屑岩类孔隙裂隙承压水。

① 侏罗系碎屑岩类风化壳裂隙潜水

全区分布，含水层为侏罗系安定组、直罗组风化裂隙带，岩性为砂岩与泥岩不等厚相间成层，一般厚 20～30m。该区基岩风化带未遭切割，连续性较好，且上部为风积沙和萨拉乌苏组含水层所覆盖，易于接受上部含水层地下水的下渗补给。据收集水文钻孔抽水试验成果，含水层厚度 23.10m，降深 18.34m 时，涌水量 12.31m^3/d，富水性弱，溶解性固体 0.291g/L。

② 碎屑岩类裂隙承压水

全区分布，底部岩性为灰白色中厚层块状中粗粒长石砂，发育大型板状、槽状、楔状交错层理，相当于区域上的“七里镇砂岩”，分布稳定，中部为灰白色厚层状细—中粒长石砂岩、灰色、兰灰色厚层状泥岩及粉砂岩，上部为黄绿色、兰灰色薄至厚层状泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩及褐黄色细粒长石石英砂岩。含水层以中粗粒砂岩为主，尤以底部“七里镇砂岩”富水性最好。据邻区钻孔对该层抽水试验，含水层厚 40.61～62.82m，当降深 27.10～37.25m 时，涌水量 56～199m^3/d，富水性弱，矿化度为 0.320～1.278g/L。

（3）地下水的补给、径流与排泄

第四系松散层潜水以大气降水补给为主，部分为沙漠凝结水补给。径流主要受地形控制，流向基本由高至低与现代地形吻合，以泄流的形式向无定河及支流排泄；排泄方式还有蒸发消耗、垂向渗漏和人工开采等。

基岩风化带裂隙潜水，靠上覆松散层潜水的下渗补给。该潜水与松散层潜水间局部地段存在泥岩隔水夹层，大部分地区则为具有密切水力联系的统一含水体，故其补给、径流、排泄与松散层潜水基本一致。

承压水接受上游地段潜水渗入补给，径流方向基本沿岩层倾向运移。由于受向西微倾的单斜构造的影响，基本形成了较为封闭的储水空间，故水量较小，水质差。

9.2.4 水文地质试验

水文地质试验是为取得岩土层水文地质参数和查明水文地质条件而进行的野外试验。在项目区各水文单元前期水文地质调查及本次地下水环境评价中进行了抽水试验渗水试验等。抽水试验分别在各勘探钻孔内进行，渗水试验在各水文单元第四系土层进行。

9.2.4.1 抽水试验及水文地质参数

本次勘察在监测井钻孔中进行的抽水试验均为单孔稳定流抽水试验。由于场区上部含水层富水性强，单井出水量大，因此，使用 10 立方米/小时的水泵，采用 1 次降深进行稳定流抽水试验，抽水稳定时间按供水水文地质勘察规范要求稳定 24 小时，水位、水量同步进行观测。各项记录均按规范要求进行，抽水试验数据资料真实可靠，并根据试验结果进行了稳定流水文地质参数计算，确定了试验区含水层的水文地质参数 K 值。

计算公式如下：

⑴ 渗透系数 K

$$K = 0.733\frac{Q}{(2H-S)S}\lg\frac{R}{r}$$

⑵ 影响半径 R

$$R = 2S\sqrt{HK}$$

式中：K—含水层渗透系数（m/d）；

R—影响半径（m）；

S—抽水孔降深值（m）；

Q—抽水井涌水量（m^3/d）；

M—承压含水层厚度（m）；

H—潜水含水层厚度（m）；

本次勘察未进行专门的水文地质勘察钻孔施工，抽水试验为利用监测井钻孔进行，由于监测井钻孔未揭穿含水层底板，故根据该地区搜集资料推测含水层底板深度，按上述公式计算。

各含水层抽水成果图如图 9.2-8 至 9.2-10，水文地质参数成果如表 9.2-2。

根据上述试验成果可知，赋存于萨拉乌苏组砂层的潜水渗透系数为 3.547～4.482m/d，平均渗透系数为 4.015m/d，渗透性等级为强透水；赋存于萨拉乌苏组砂层和洛河组裂隙水渗透系数为 0.353～0.889m/d，平均渗透系数为 0.621m/d，渗透性等级为中等透水。总体上，地下水富水性强，为强富水区。

9.2.4.2 试坑渗水试验

试坑渗水试验是野外测定包气带非饱和岩层渗透系数的简易方法，本次采用的是单环法进行试验，目的在于确定表层第四系土体。在各区块监测井抽水试验钻孔附近选择试点，揭去表面耕植土后，挖好试坑，放入铁环，注入水量，使铁环内水柱高度保持在 10cm 的情况下，读取稳定的入渗水量，从而求取土层的渗透性。

可按下式计算渗透速度，所得的渗透速度即为该岩层的渗透系数值。

V=Q/F；

V—渗透速度（cm/s）；

Q—渗入量（ml）；

F—铁环底面积（cm^2）。

工作区岩土层的渗透系数值见下表 9.2-3 所示：

表 9.2-3 试坑渗水试验成果及渗透系数表

编号	位置	岩土名称	渗透系数(m/d)	渗透性等级
AW5	芹河单元	细砂	12.87	强透水
CW6	区块内	细砂	14.52	强透水
MW6	小壕兔单元	细砂	11.37	强透水
BW11	区块内	细砂	15.03	强透水

由上表可知，区内包气带岩层由于岩土组成及结构相同，其渗透性也基本相同。通过现场试坑渗水试验，砂层的渗透系数介于 11.37～15.03m/d 之间，渗透性等级为强透水。

9.2.5 环境水文地质问题调查

9.2.5.1 原生环境水文地质问题

通过本次环境水文地质调查，调查评价区范围内未发现原生环境水文地质问题，即未发现天然劣质水分布，以及由此引发的地方疾病等环境问题。

9.2.5.2 人类活动引起的环境水文地质问题

调查表明，本调查评价区范围内的地下水资源开发利用主要是城镇居民和农村居民的饮用以及农田灌溉开采，目前未出现因地下水开发或者其它工程导致的地下水损耗所引起的区域地下水水位下降。另外，调查区内也未发现人为活动造成的地面沉降、地裂缝、湿地退化、土地荒漠化、土壤盐渍化、沼泽化等环境水文地质问题。

9.2.5.3 气田开发引起的环境水文地质问题

天然气开采过程中，污染物排放对地下水环境可能造成影响的主要污染物为：钻井岩屑、废弃钻井泥浆及钻井废水、井队工作人员的生活污水和生活垃圾等。为了避免对地下水环境造成影响，在建设过程中，产污环节基本都采取了环境保护措施。

9.2.5.4 地下水污染源调查

根据野外调查，评价区内主要是工业、生活污染源和农业、牧业及养殖业污染源。区内包含大量的工业园及工业企业，工业污废水排放、固废堆存等都会对地下水环境产生一定的影响；区内人口分散居住，无生活污水处理设施，生活污水是地下水污染源之一；生活污染源特征是点多、但量少。区内农业耕作过程中，化肥使用会成为地下水污染源，另外区内羊、猪、大家畜等数量较多，这也是地下水污染源之一。

9.3 现有项目包气带污染现状调查

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）的要求，对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查。

根据工程设计，本项目的天然气处理将会依托现有天然气处理厂中央处理厂，并会对中央处理厂进行技术改造，项目开发的第一阶段中会在现有的CB19和CB9井场各新增1口加密井，现有回注井S213将作为本项目第一阶段回注井使用。因此，依据导则要求，本次需要进行包气带污染现状调查的场地有中央处理厂、CB9井场、CB19井场、S213回注井场。

9.3.1 监测点位

（1）中央处理厂

根据导则要求和中央处理厂平面布置确定取样点位置。中央处理厂主要处理工艺为脱水脱烃、油气水分离以及加压外输，故可能会对包气带、地下水产生污染的装置为凝析油、甲醇罐区和脱水脱烃装置区。场地地下水流向总体为由西北往东南，故选择在地下水流向上游方向布置一个点、装置区附近及下游方向布置两个点，共3个点位，具体位置见图9.3-1。

（2）加密井场（CB9和CB19）

井场内取样点布置依据地下水流向和污染装置设施布置确定，每个加密井场布置2个点位，具体位置见图9.3-2、9.3-3。

（3）回注井场（S213）

根据S213场地布置和地下水流向设置监测点位，共布置3个点位，具体位置见图9.3-4。

本次共布置13个包气带监测点，监测点位置信息见表9.3-1。

表 9.3-1　包气带监测点位

现场编号	编号	监测点位置	经度	纬度
1	CBSB1	中央处理厂		
2	CBSB2			
3	CBSB3			
7	CBSB4	S213 井场		
8	CBSB5			
9	CBSB6			
10	CBSB7	C19 井场		
11	CBSB8			
12	CBSB9	C9 井场		
13	CBSB10			



图 9.3-1　中央处理厂包气带监测点位布置图



图 9.3-2　CB9 井场包气带监测点位布置图

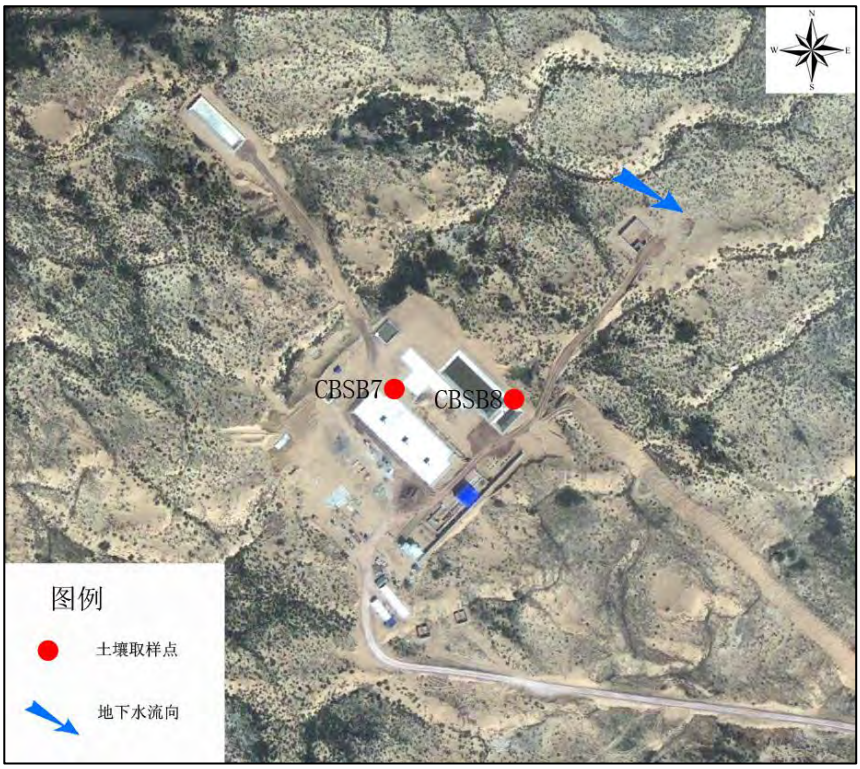


图 9.3-3　CB19 井场包气带监测点位布置图

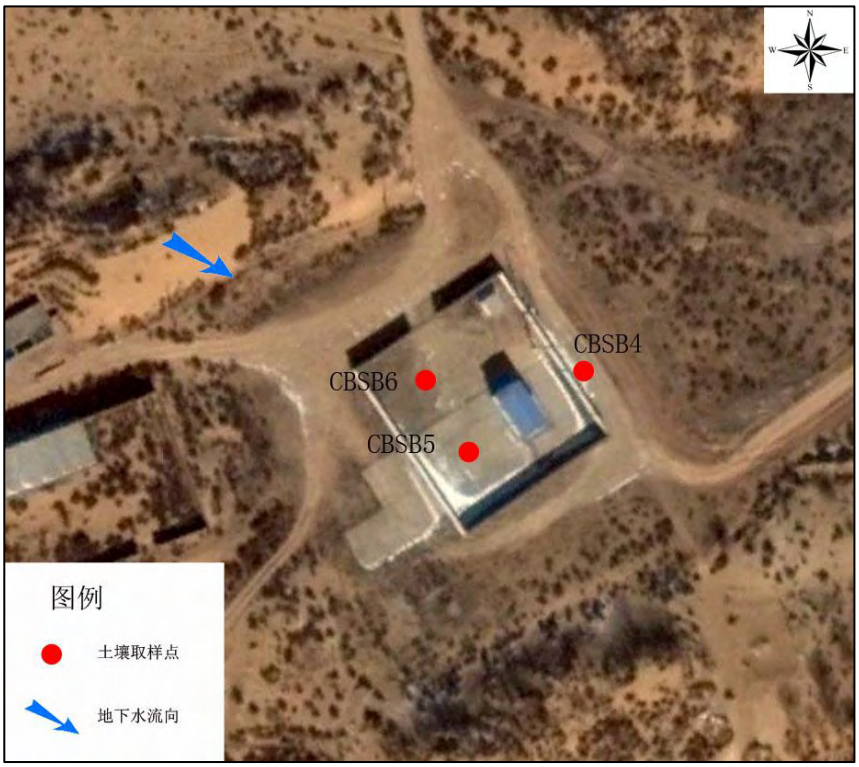


图 9.3-4　S213 回注井场包气带监测点位布置图

9.3.2 监测因子

结合本项目的特征因子选取总石油烃作为本次地下水污染源调查监测因子。

9.3.3 监测时间和频次

采样时间：2016年5月。

9.3.4 监测频次

各监测点0～20cm及20～50cm各采样1次。

9.3.5 评价标准

总石油烃类参照《展览会用地土壤环境质量评价标准（暂行）》（HJ 350-2007）中表1 土壤环境质量评价标准值A级标准。

9.3.6 分析方法

监测方法和检出限见表9.3-2。

表 9.3-2 监测分析方法

监测项目	标准方法名称及编号	检出限
总石油烃类	GC/FID 法测定非卤代有机物 USEPA 8015D	C6-C9:0.1mg/kg C10-C28:0.2mg/kg

9.3.7 监测结果

土壤环境质量监测结果见表9.3-3。结果显示，各土壤采样点位的监测指标均满足HJ 350-2007A 级标准限值要求，场地的包气带土壤环境质量良好。同时对比周边土壤环境背景值中总石油烃类监测结果，本次土壤采样点监测结果与周边土壤环境中石油烃类浓度相似，因此基于监测结果可以认为取样点位附近包气带未受到现有项目的污染。

表 9.3-3 包气带污染现状监测结果

点位		总石油烃类(mg/kg)		标准限值（总石油烃）
现场编号	取样深度（cm）	C6-C9	C10-C28	
1	0～20	<0.1	3.2	1000 mg/kg
	20～50	<0.1	3.5	
2	0～20	<0.1	4.1	
	20～50	<0.1	6.9	
3	0～20	<0.1	4.3	
	20～50	<0.1	5.4	
7	0～20	<0.1	2.8	
	20～50	<0.1	3.2	
8	0～20	<0.1	10.4	

	20～50	<0.1	5.7
9	0～20	<0.1	5.3
	20～50	<0.1	4.8
10	0～20	<0.1	5.2
	20～50	<0.1	5.9
11	0～20	<0.1	5.2
	20～50	<0.1	8.5
12	0～20	<0.1	6.0
13	0～20	<0.1	3.2
	20～50	<0.1	5.8

9.4 地下水评价预测模型

9.4.1 地下水水流数值模拟

本次地下水环境评价采用国际上通用的先进地下水模拟与预测的专业软件—地下水模拟系统（Groundwater Modeling System，简称 GMS）。通过模型方程与项目区的实际初始和边界条件一起构成本次地下水环境影响评价的数学模型。

对于水文地质条件复杂，尤其是地下水环境预测精度要求较高时，需要采用数值计算的方法，本次地下水环境影响计算采用本方法。

在地下水数值计算时，包括构建水文地质概念模型、数学模型、参数识别。构建水文地质概念模型，应用地下水环境现状调查和勘察资料，以及项目区含水层的空间结构特征、地下水的补给、径流和排泄等水文地质条件等。参数的获取与识别是数值模拟的关键，本次应用水文地质勘察资料中的水文地质参数作为数值模型的初始参数，通过数学模拟调整参数，反复上述过程，使模拟计算的结果与监测结果满足地下水环境模拟的精度要求。

在地下水流数值模型的基础上，分别设置不同事故情景，应用污染预测模型预测本建设项目对区域地下水环境影响程度和影响范围。

在哈头才当单元和芹河单元内选用非均质、各向同性、三维稳定地下水流系统。

9.4.1.1 哈头才当单元地下水水流数值模拟

（1）水文地质概念模型

1）模型范围

哈头才当单元位于区块北部，沙漠地区，地势西北高东南低，由西北向东南倾斜。单元内水文地质条件受区域水文地质条件的控制，显示了与区域水文地质特征的统一性。本次评价将对哈头才当单元建立水文地质模型，模型边界范围主要考虑到区域地下水流场及单元内地下水环境敏感目标而确定，模型范围见图 9.4-1。

2）含水层概化

根据本次评价中进行的水文地质勘查结果，单元内主要含水层为第四系萨拉乌苏组（Q_3s）孔隙松散岩类潜水含水层及白垩系洛河组（K_1l）碎屑岩类孔隙裂

隙承压含水层。其中第四系萨拉乌苏组潜水含水层（Q_3s）富水性强，岩性以中细沙为主，厚度约 70～100m；白垩系洛河组（K_1l）承压含水层单元内全区分布，埋藏于第四系之下，富水性较强，岩性以中细砂岩、细砂岩和粉细砂岩为主，厚度较大，钻孔揭露厚度 30～344m。根据水文地质勘查结论，第四系潜水含水层在哈头才当一带与下伏白垩系洛河组承压水之间弱透水层或隔水层相对较少或没有，没有形成统一完整的隔水顶板，因此第四系含水层与白垩系含水层之间存在一定的水力联系，构成一个相对复杂的储水导水体。因此本次评价将模型中含水层统一概化为一层。

3）边界条件概化

① 侧向边界概化

由于单元内水文地质条件较为简单且与区域水文地质条件相对一致，含水层水平方向空间差异较小，因此将本次模型边界设定为定流量边界，其中西北部边界设定为补给边界、东南部边界设定为排泄边界、其余为零流量边界。

② 垂向边界概化

模型垂向上边界为第四系风积砂，通过该边界与系统外发生水量交换，如接受降雨入渗补给和蒸发排泄。

模型下边界为白垩系下伏侏罗系安定组（J_1a）泥岩，作为隔水边界，概化为零流量边界。

③ 地下水流动特征

地下水系统遵循质量守恒定律和能量守恒定律。评价区内含水层分布广，含水介质以孔隙为主，宏观上地下水水流在常温常压下符合达西定律。区内地下水流动主要受地形坡度和岩性特征的控制，评价区内浅层地下水总体由西北向东南方向径流。评价区概化成非均质各向同性，三维稳定地下水流概念模型。

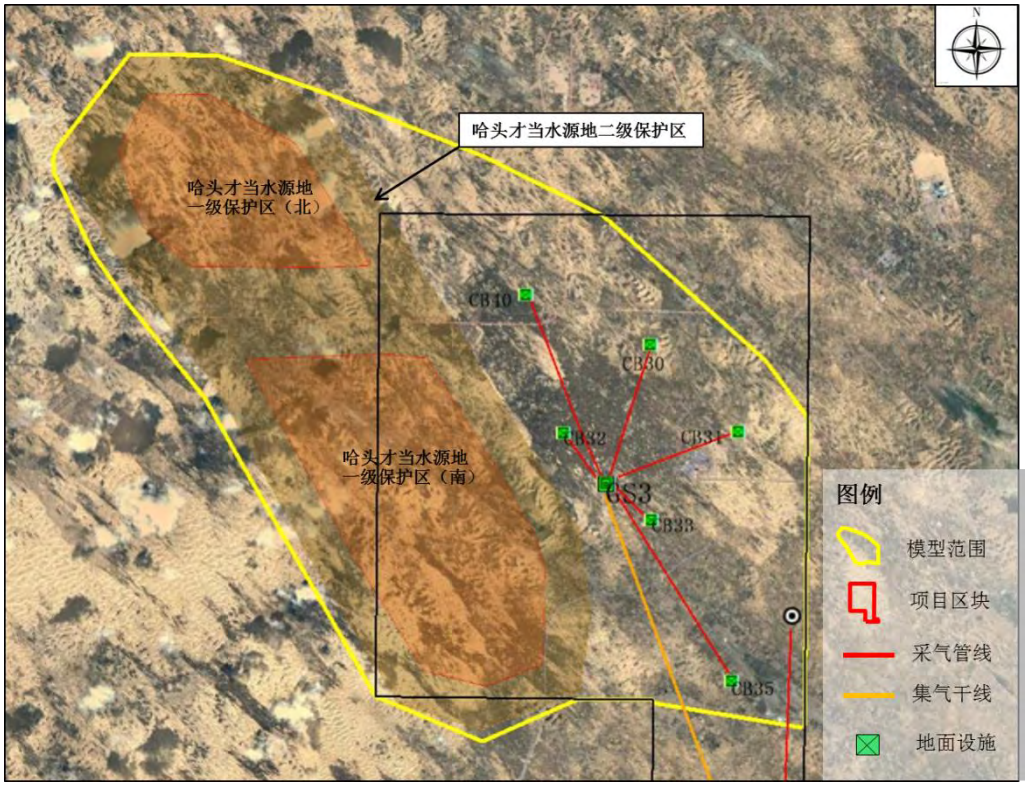
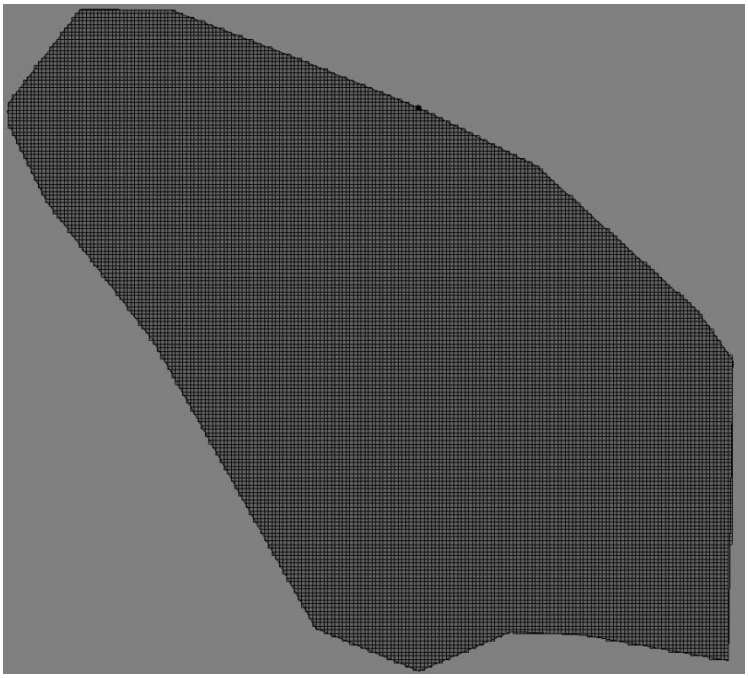


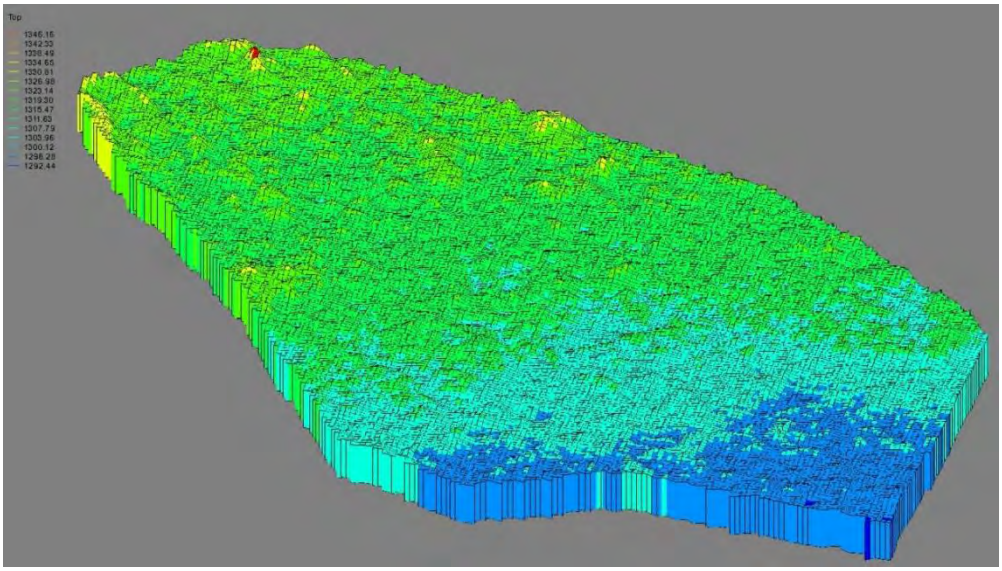
图 9.4-1 模型范围图

（2）模拟区网格剖分

本次地下水数值模拟的目的，是在地下水天然流场模拟基础上，预测项目在施工期、运营期的事故情景对周边地下水环境的影响。因此，在对模拟区单元进行网格剖分时，综合考虑了研究区河流沟谷宽度、主要含水层的分布范围和计算机计算能力等实际情况。网格剖分结果见图 9.4-2。



（a）模拟区网格剖分平面图



(b)模拟区网格剖分立体图

图 9.4-2 模型网格剖分图

（3）水文地质参数

稳定流模型中的水文地质参数主要包括渗透系数（K）、入渗系数（λ）等。根据模拟区的包气带岩性、含水层厚度、含水层岩相变化特点和富水性差异等因素，并通过水文地质勘测资料，对模型中含水层渗透系数进行分区（见图 9.4-3、表 9.4-1）。根据经验值，垂直渗透系数 Kv 按水平渗透系数 Kh 的 0.1 左右给定。

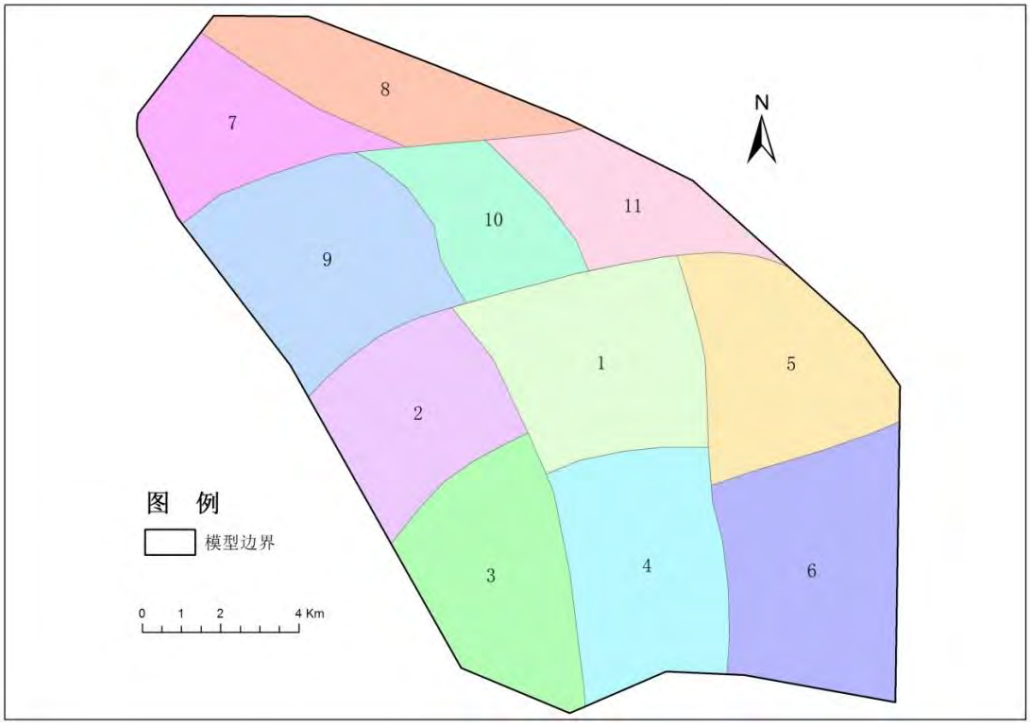


图 9.4-3 含水层参数分区图

表 9.4-1 含水层渗透系数分区表

分区号	水平渗透系数 Kh (m/d)	垂直渗透系数 Kv (m/d)
1	22	2.2
2	20	2
3	23	2.3
4	25	2.5
5	20	2
6	23	2.3
7	16	1.6
8	16	1.6
9	18	1.8
10	20	0
11	18	1.8

（4）源汇项的确定与概化

模拟区地下水主要接受大气降水的入渗补给，其次为侧向径流补给。而其主要排泄方式为地下水蒸发，侧向排泄和人工开采。

1）地下水侧向径流量

根据达西定律，各流量边界的侧向径流量按以下公式计算。

$$Qc=K\cdot I\cdot B\cdot M\cdot \Delta T\cdot \sin\theta$$

式中：

Qc—— 地下水侧向径流量($10^4m^3/a$)；

K——断面附近的含水层渗透系数(m/a);

I——垂直于断面的水力坡度；

B——断面宽度(104m)；

M——含水层厚度(m);

⊿T——计算时间(a)；

θ——地下水流向与断面间的夹角。

2）降水入渗量

降水入渗补给是本区地下水最主要的补给来源，其入渗量与降水量、潜水位埋深和包气带岩性有关。根据岩性变化特征，将模拟区降水入渗补给系数的变化分为 5 个大区（图 9.4-4）。

根据多年的降水量观测资料，研究区多年平均降水量约为 400mm。结合各分区的降水入渗补给系数，计算模拟区的降雨入渗补给速率（表 9.4-2）。

由表 9.4-2 得到模拟区的日降雨补给量为 38079.4952 m^3/d。

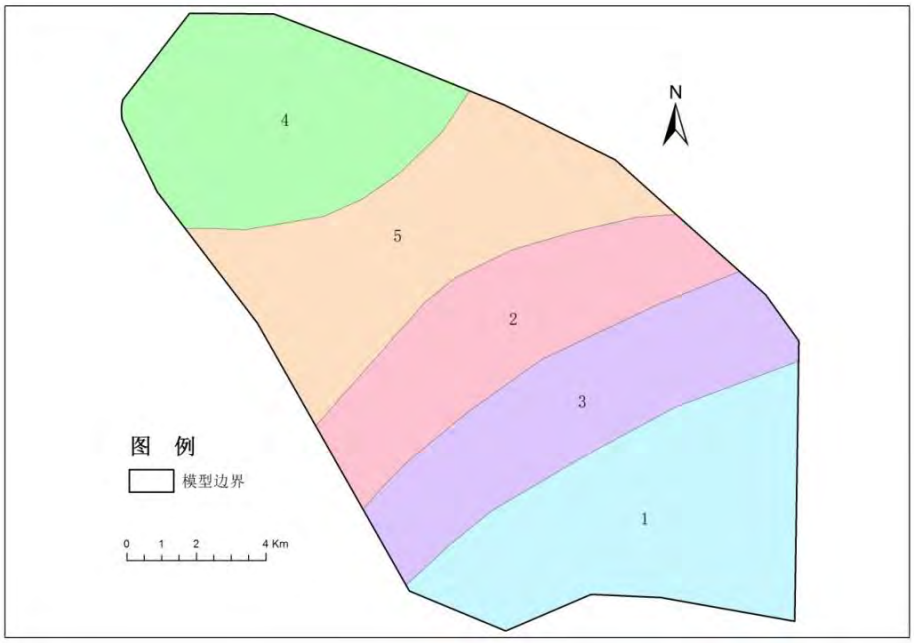


图 9.4-4 模拟区降雨入渗系数分布图

表 9.4-2 模拟区降雨入渗系数

分区号	降雨入渗系数	区域面积(m^2)	降雨补给速率（m/d）	补给量（m^3/d）
1	0.2	49698230	0.0002212	10993.2485
2	0.16	36606763	0.00017696	6477.9328
3	0.18	37685899	0.00019908	7502.5088
4	0.12	43067017	0.00013272	5715.8545
5	0.14	47726367	0.00015484	7389.9507

3）潜水蒸发量

潜水蒸发量主要与气候、地表植被、包气带岩性和厚度等因素有关。潜水蒸发量使用最广泛的经验公式——阿维里扬诺夫公式（1965）计算：

$$\varepsilon = \begin{cases} E_0 & H \geq H_S \\ \text{evap} * \left(1 - \dfrac{H_S - H}{H_S - H_M}\right)^n & H_M \leq H \leq H_S \\ 0 & H \leq H_M \end{cases}$$

式中：

E0—为水面蒸发强度（m/d）；

H—为潜水水位标高（m）；

HS—为地面标高（m）；

HM—蒸发极限深度标高（m）；

ε—为潜水蒸发强度（m/d）；

evap—为各种岩性的蒸发系数（m/d）；

n—为蒸发指数，本模型取值为 1。

MODFLOW 提供 EVT 子程序包处理地下水蒸发问题，所需的参数有：最大蒸发速率，及其最大蒸发发生的地面高程，及其蒸发的极限深度。EVT 子程序包根据上述公式及模型中给定的参数自动计算出不同地下水位埋深条件下的地下水蒸发量。

使用的地面高程值来自 1:20 万数字地形数据中的 DEM 数据和野外实测数据。对于最大蒸发速率，参考当地多年年平均蒸发量 1896mm，即为 0.005193973m/d。极限蒸发深度设定为 6m，计算出总蒸发量为 35600.25693m^3/d。

（5）地下水初始流场

地下水初始流场空间分布：参考《长北二期天然气开发与生产项目单元一水文地质勘察说明书》（陕西省一八五煤田地质有限公司，2016 年 5 月）并结合本次野外水文地质调查获得的地下水位资料，应用 GMS 软件的 2D Scatter Point 模块，选择相应的插值方法，获得地下水初始流场（图 9.4-5）。

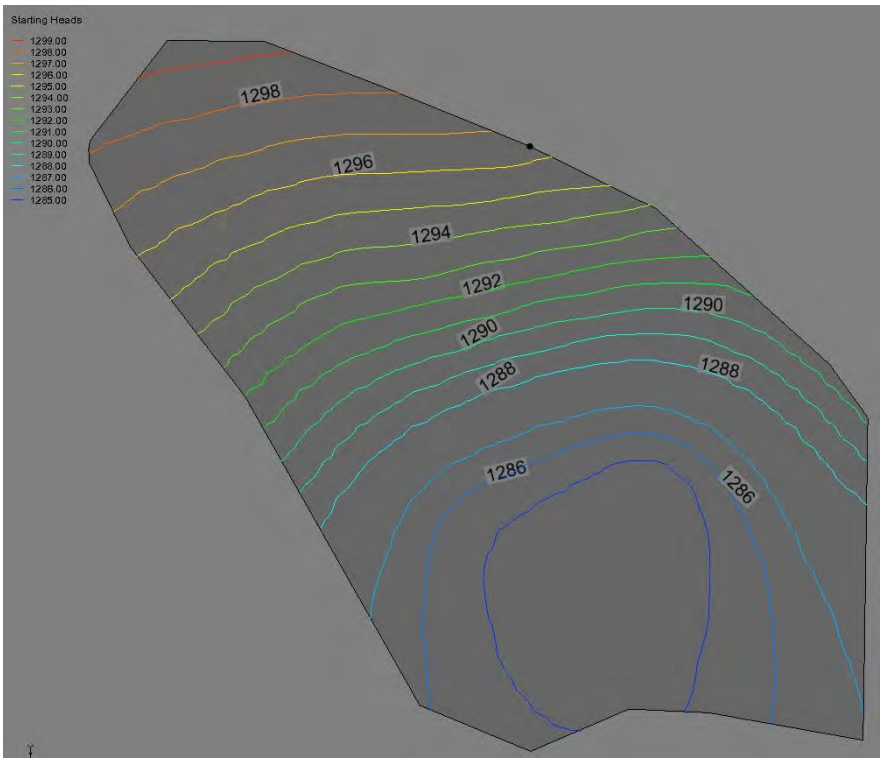


图 9.4-5 初始流场图

（6）模型校正与检验

模型的校正与检验是建立一个能基本正确反映实际水文地质条件的水文地质数值模型的关键步骤之一，对于稳定流模型的检验，主要遵循以下原则：①识别的水文地质参数要符合实际水文地质条件；②从均衡的角度出发，模拟的地下水要基本均衡，即均衡期内均衡区地下水补给量与排泄量要基本相等；③模拟的地下水流场要与初始给定的地下水流场基本一致，即要求地下水模拟等值线与实测地下水位等值线形状相似，模拟流场可以客观反映地下水流动的趋势。

本次建模在对项目区进行合理的水文地质分区的基础上，利用已有水文地质参数，并通过野外抽水试验、渗水试验等适当补充参数，满足参数控制点要求，可认为水文地质参数能较好地反映项目区的水文地质实际情况。

将模拟区作为一个均衡区，该区水均衡的要素包括降水入渗、侧向流入、侧

向流出、人工开采及潜水蒸发，利用均衡式进行均衡计算。

⊿Q=Q 补-Q 排=(Q 降水入渗+ Q 侧向流入)-(Q 侧向流出+Q 开采+Q 蒸发)

模拟期内模拟区地下水系统源汇项水量统计及均衡计算结果见表 9.4-3。理论上稳定流均衡计算结果⊿Q 理应为 0，本模型实际的均衡计算结果ΔQ 实为-26.1090m^3/d，相对误差(ΔQ 实/Q 补)为 0.03%，认为满足稳定流水量平衡条件。

表 9.4-3 源汇项水量总表

源汇项		水量(m^3/d)
补给项	降水入渗量	38079.4952
	侧向流入量	23244.1065
总补给量 Q 补		61323.6017
排泄项	蒸发	-35600.2512
	侧向流出量	0
总排泄量 Q 排		84593.8173
ΔQ 实		-26.1090
ΔQ 实 / Q 补		0.03%

模型的模拟结果与野外实际调查的结果基本相近，水位和水均衡误差较小，模拟的水位分布范围与野外实际调查的结果吻合较好。

基于模型要求达到的精度以及已有水文地质参数来源的真实性和代表性，本次地下水流模拟结果表明，概化后的水文地质概念模型在给定水文地质参数和各均衡项条件下模拟的地下水流场，与实际地下水流场基本一致（图 9.4-6），能较好地反映模拟区的地下水流空间分布特征，模型运行稳定、可靠，可作为模拟区的稳定流场，进行不同事故情景下的地下水污染预测。

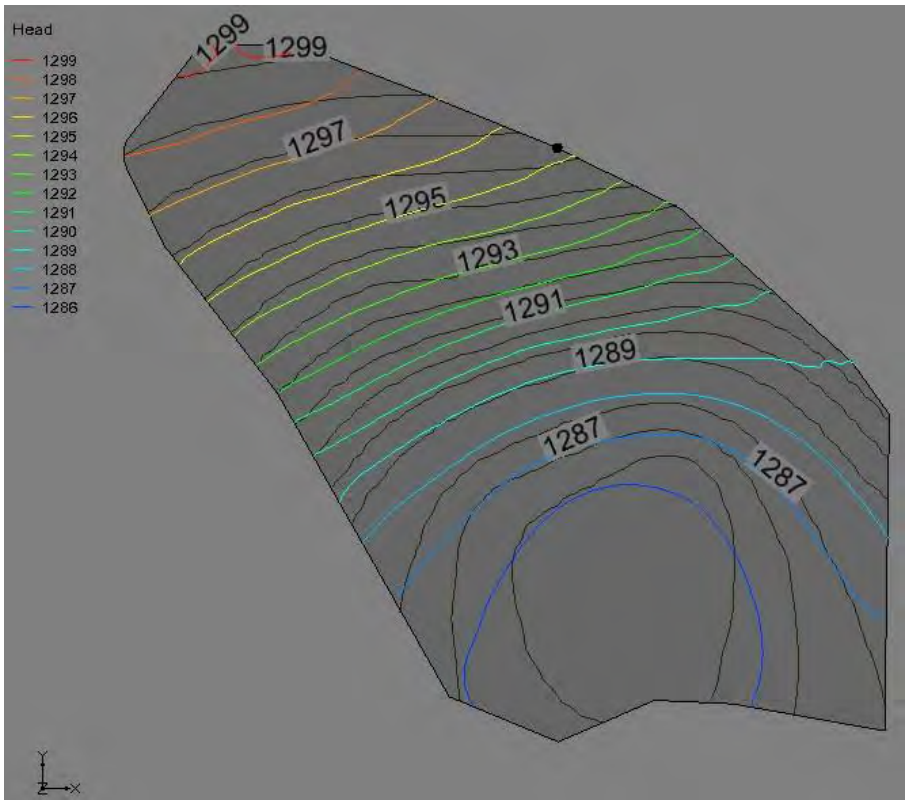


图 9.4-6 流场拟合图

9.4.1.2 芹河单元地下水水流数值模拟

（1）水文地质概念模型

1）模型范围

芹河单元位于区块南部，地貌以沙滩草地为主，地势西北高东南低，整体较为平缓。芹河单元处于一个较为独立的水文地质单元，本次评价将对芹河单元建立水文地质模型，模型边界由区域水文地质分界线、区域地下水流场及地表河流确定，模型范围见图 9.4-8。

2）含水层概化

根据本次评价中进行的水文地质勘查结果，单元内主要含水层为第四系萨拉乌苏组（Q_3s）孔隙松散岩类潜水含水层。第四系萨拉乌苏组潜水含水层（Q_3s）富水性强，岩性以中细沙为主，厚度约 30～80m。根据水文地质勘查结论，第四系潜水含水层自西部向中部厚度逐渐增大，随后向东部逐渐减小。第四系萨拉乌苏组潜水含水层（Q_3s）下伏完整统一的第四系中更新统离石黄土（Q_2l），该层可作为隔水底板。本次评价将模型中含水层统一概化为一层。

3）边界条件概化

① 侧向边界概化

由于单元内水文地质条件较为简单，含水层水平方向空间差异较小，因此将本次模型边界设定为定流量边界。

② 垂向边界概化

模型垂向上边界为第四系风积砂，通过该边界与系统外发生水量交换，如接受降雨入渗补给和蒸发排泄。

模型下边界为第四系中更新统离石黄土（Q_2l），作为隔水边界，概化为零流量边界。

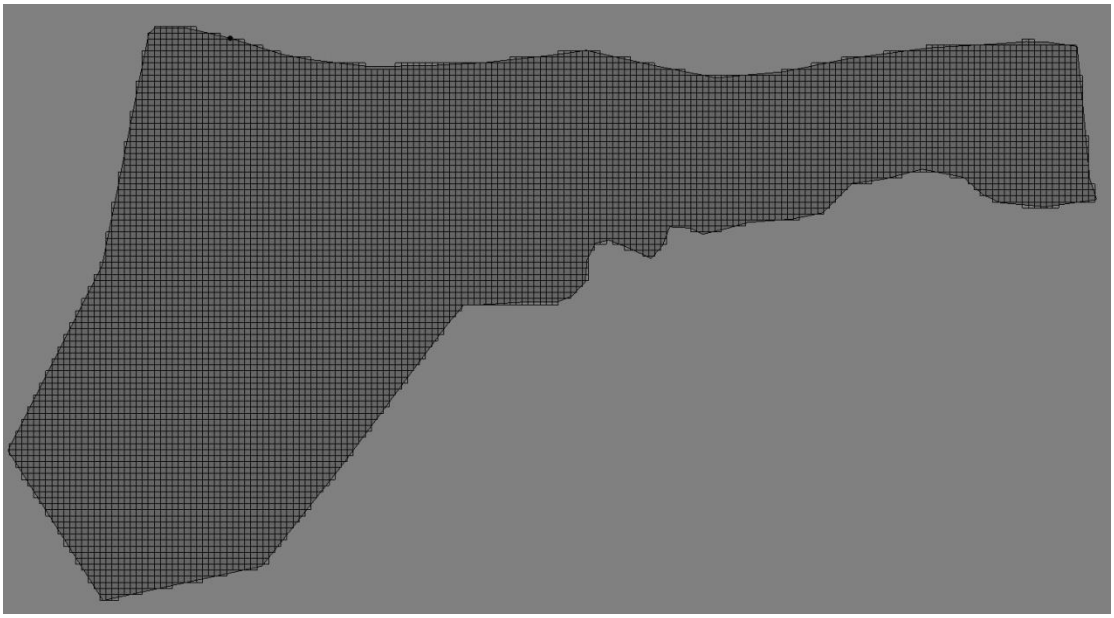
③ 地下水流动特征

地下水系统遵循质量守恒定律和能量守恒定律。评价区内含水层分布广，含水介质以孔隙为主，宏观上地下水水流在常温常压下符合达西定律。区内地下水流动主要受地形坡度和岩性特征的控制，评价区内浅层地下水总体由西向东方向径流。评价区概化成非均质各向同性，三维稳定地下水流概念模型。

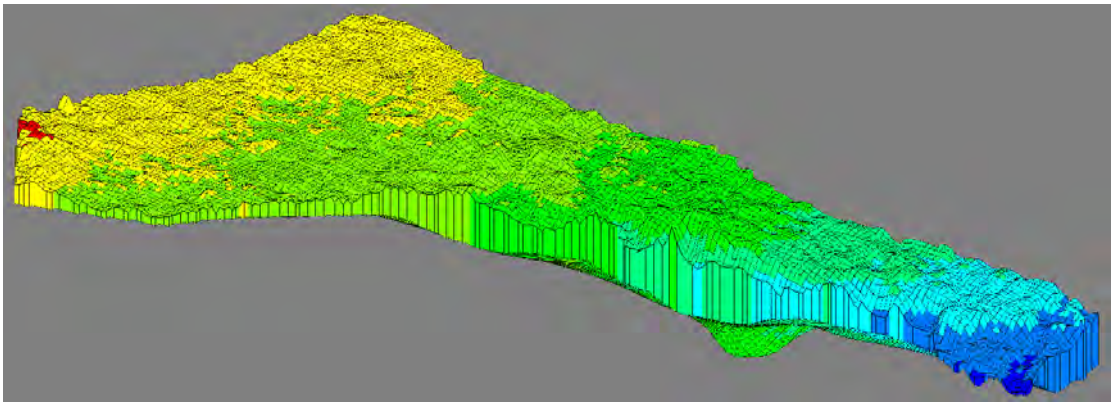


图 9.4-8 模型范围图

（2）模拟区网格剖分



（a）模拟区网格剖分平面图



(b)模拟区网格剖分立体图

图 9.4-9 模拟视图

（3）水文地质参数

模型中的水文地质参数主要包括渗透系数（K）、入渗系数（λ）等。根据模拟区的包气带岩性、含水层厚度、含水层岩相变化特点和富水性差异等因素，并通过水文地质资料，对模型中含水层渗透系数进行分区（见图 9.4-10、表 9.4-4）。根据经验值，垂直渗透系数 Kv 按水平渗透系数 Kh 的 0.1 左右给定。

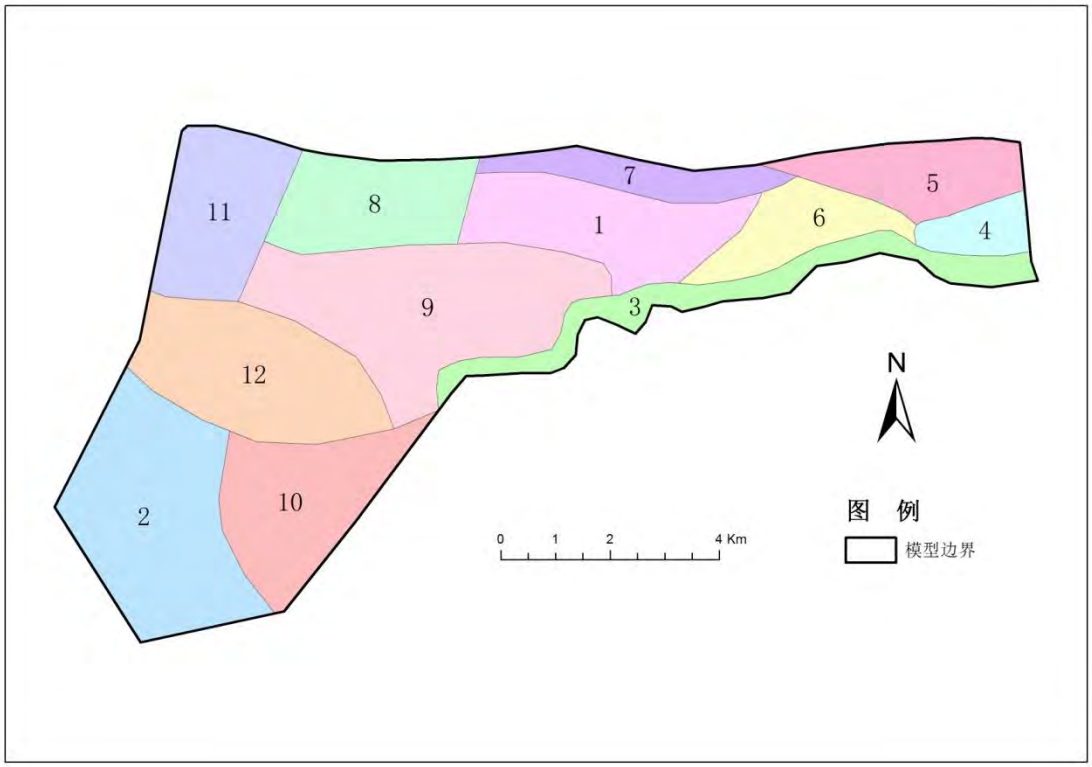


图 9.4-10 含水层参数分区图

表 9.4-4 含水层渗透系数分区表

分区号	水平渗透系数 Kh(m/d)	垂直渗透系数 Kv(m/d)
1	20	2
2	10	1
3	20	2
4	15	1.5
5	12	1.2
6	18	1.8
7	16	1.6
8	12	1.2
9	15	1.5
10	13	1.3
11	8	0.8
12	13	1.3

（4）源汇项的确定与概化

模拟区地下水主要接受大气降水的入渗补给，其次为侧向径流补给。而其主

要排泄方式为地下水蒸发，侧向排泄和人工开采。

1）地下水侧向径流量

根据达西定律，各流量边界的侧向径流量按以下公式计算。

$$Qc=K\cdot I\cdot B\cdot M\cdot \Delta T\cdot \sin\theta$$

式中：

Qc—— 地下水侧向径流量($10^4m^3/a$)；

K——断面附近的含水层渗透系数(m/a);

I——垂直于断面的水力坡度；

B——断面宽度(10^4m)；

M——含水层厚度(m);

⊿T——计算时间(a)；

θ——地下水流向与断面间的夹角。

2）降水入渗量

降水入渗补给是本区地下水最主要的补给来源，其入渗量与降水量、潜水位埋深和包气带岩性有关。根据岩性变化特征，将模拟区降水入渗补给系数的变化分为 8 个大区（图 9.4-11）。

根据多年的降水量观测资料，研究区多年平均降水量约为 400mm。结合各分区的降水入渗补给系数，计算模拟区的降雨入渗补给速率（表 9.4-5）。

由表 9.4-5 得到模拟区的日降雨补给量为 12518.9904m^3/d。

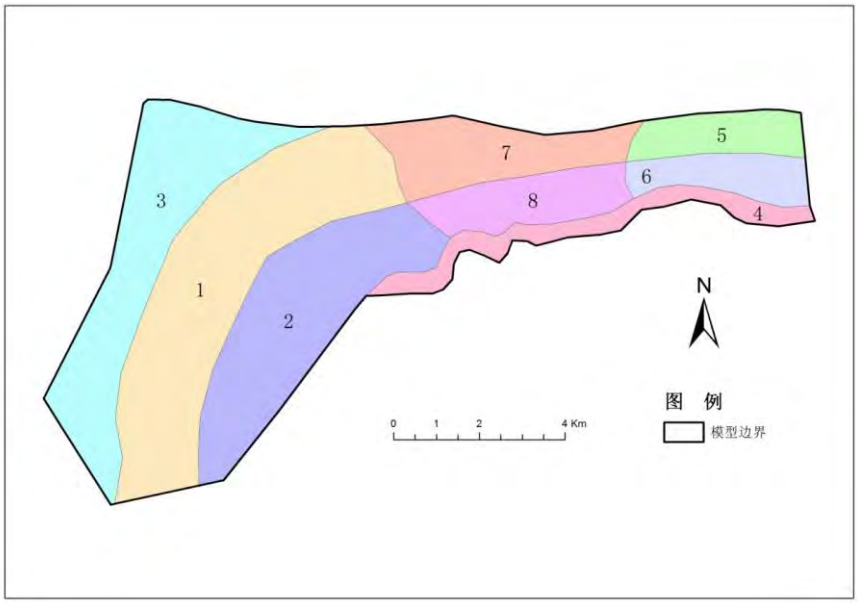


图 9.4-11 模拟区降雨入渗系数分布图

表 9.4-5 模拟区降雨入渗系数

分区号	降雨入渗系数	区域面积(m^2)	降雨补给速率（m/d）	补给量（m^3/d）
1	0.14	21342487	0.0001644	3146.5363
2	0.16	14661722	0.0001973	2603.218
3	0.11	15099825	0.0001315	1787.3361
4	0.21	4839607	0.0002521	1097.9714
5	0.18	3870664	0.0002192	763.6047
6	0.19	3838517	0.0002302	795.1257
7	0.16	7181054	0.0001973	1275.0104
8	0.18	5323324	0.0002192	1050.1854

3）潜水蒸发量

潜水蒸发量主要与气候、地表植被、包气带岩性和厚度等因素有关。潜水蒸发量使用最广泛的经验公式——阿维里扬诺夫公式（1965）计算，具体公式见上一节内容。

使用的地面高程值来自 1:20 万数字地形数据中的 DEM 数据和野外实测数据。对于最大蒸发速率，参考当地多年年平均蒸发量 1896mm，即为 0.005193973m/d。极限蒸发深度设定为 6m，计算出总蒸发量为 35600.25693m^3/d。

（5）地下水初始流场

地下水初始流场空间分布：参考《长北二期天然气开发与生产项目单元五水文地质勘察说明书》（陕西省一八五煤田地质有限公司，2016 年 5 月）并结合本次野外水文地质调查获得的地下水位资料，应用 GMS 软件的 2D Scatter Point 模块，选择相应的插值方法，获得地下水初始流场（图 9.4-12）。

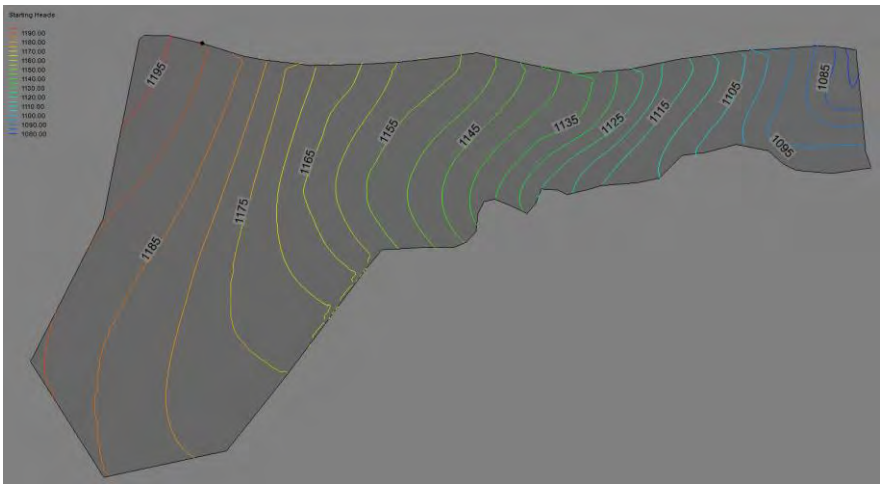


图 9.4-12 初始流场图

（6）模型校正与检验

本次建模在对项目区进行合理的水文地质分区的基础上，利用已有水文地质参数，并通过野外抽水试验、渗水试验等适当补充参数，满足参数控制点要求，可认为水文地质参数能较好地反映项目区的水文地质实际情况。

将模拟区作为一个均衡区，该区水均衡的要素包括降水入渗、侧向流入、侧向流出、人工开采及潜水蒸发，利用均衡式进行均衡计算。

⊿Q=Q 补-Q 排=(Q 降水入渗+ Q 侧向流入)-(Q 侧向流出+Q 开采+Q 蒸发)

模拟期内模拟区地下水系统源汇项水量统计及均衡计算结果见表 9.4-6。理论上稳定流均衡计算结果⊿Q 理应为 0，本模型实际的均衡计算结果ΔQ 实为-1762.86m3/d，相对误差(ΔQ 实/Q 补)为 4.91%，认为满足稳定流水量平衡条件。

表 9.4-6 源汇项水量总表

源汇项		水量(m^3/d)
补给项	降水入渗量	12518.99
	侧向流入量	23383.30
总补给量 Q 补		35902.29
排泄项	蒸发	-35600.25
	侧向流出量	-2064.90
总排泄量 Q 排		37665.16
ΔQ 实		-1762.86
ΔQ 实 / Q 补		4.91%

模型的模拟结果与野外实际调查的结果基本相近，水位和水均衡误差较小，模拟的水位分布范围与野外实际调查的结果吻合较好。

基于模型要求达到的精度以及已有水文地质参数来源的真实性和代表性，本次地下水流模拟结果表明，概化后的水文地质概念模型在给定水文地质参数和各均衡项条件下模拟的地下水流场，与实际地下水流场基本一致（图 9.4-13），能较好地反映模拟区的地下水流时空分布特征，模型运行稳定、可靠，进行不同事故情景下的地下水污染预测。

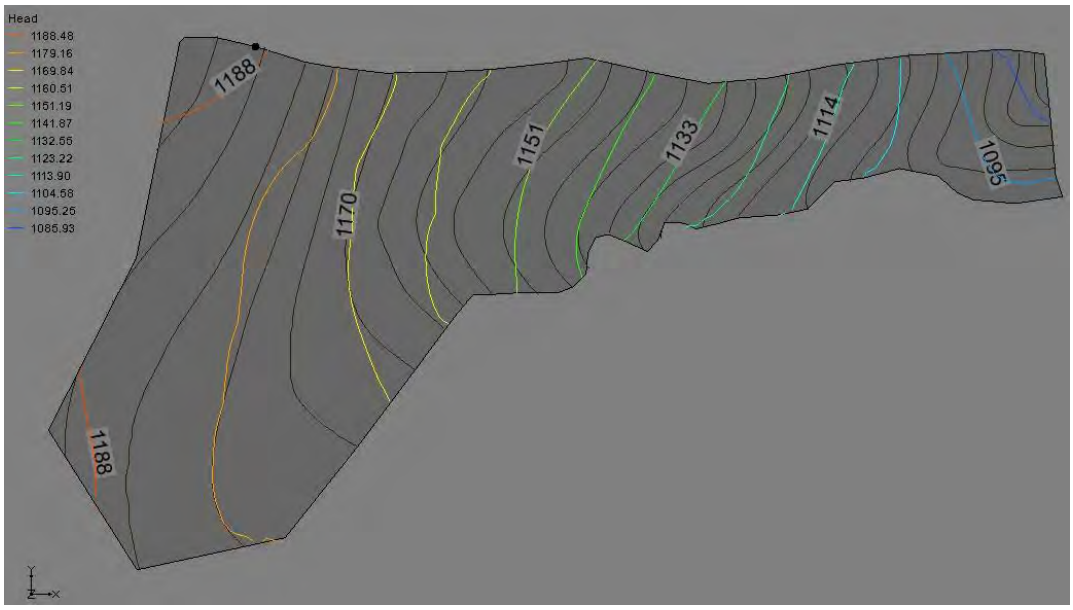


图 9.4-13 流场拟合图

9.4.2 污染运移模型

9.4.2.1 溶质运移模型

水是溶质运移的载体，地下水溶质运移数值模拟应在地下水流场模拟基础上进行。因此，地下水溶质运移数值模型包括水流模型（见 9.4.1）和溶质运移模型两个部分。

如果不考虑污染物在含水层中的吸附、交换、挥发、生物化学反应，地下水中溶质运移的数学模型可表示为：

$$n_e \frac{\partial C}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_i}(nD_{ij}\frac{\partial C}{\partial x_j}) - \frac{\partial}{\partial x_i}(nCV_i) \pm C'W$$

式中：$D_{ij} = \alpha_{ijmn}\frac{V_m V_n}{|V|}$；

αijmn 为含水层的弥散度；

Vm，Vn 为分别为 m 和 n 方向上的速度分量；

｜V｜为速度模；C 为模拟污染质的浓度（mg/L）；

ne 为有效孔隙度；t—时间（d）；

C′为模拟污染质的源汇浓度（mg/L）；

W 为源汇单位面积上的通量；

Vi 为渗流速度（m/d）。

不考虑污染物在含水层中的吸附、交换、挥发、生物化学反应的原因是：（1）有机污染物在地下水中的运移非常复杂，影响因素除对流、弥散作用以外，还存在物理、化学、微生物等作用，这些作用常常会使污染物总量减少，运移扩散速度减慢。目前国际上对这些作用参数的准确获取还存在困难；（2）假设污染物质在运移中不与含水层介质发生反应，可以被认为是保守型污染物质。保守型污染物质的运移只考虑对流、弥散作用。在国际上有很多用保守型污染物质作为模拟因子进行环境质量评价的成功实例；（3）保守型考虑符合环境影响评价风险最大的原则。联合求解水流方程和溶质运移方程就可得到污染物质的空间分布。

9.4.2.2 解析解预测模型

非正常状况下钻井过程井筒发生破损钻井泥浆泄漏可认为是地下水受污染物瞬时泄漏影响。本次评价内选用《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 D 推荐的常用地下水评价预测模型中污染物瞬时源浓度的解析解预测模型。具体如下所示：

$$C(x,y,t)=\frac{m_M/M}{4\pi nt\sqrt{D_L D_T}}e^{\left[-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}-\frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中，

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C（x，y，t）—t 时刻点 x，y 处的示踪剂质量浓度，mg/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

D_T—横向弥散系数，m^2/d；

π—圆周率。

9.5 地下水环境影响预测与评价

地下水污染预测遵循“污染源－污染途径－污染受体”的思路，研究污染物从源到达受体的过程。通过确立污染源－污染途径－污染受体研究，确定地下水污染预测的概念模型，在此基础上进行地下水污染的模型模拟预测。

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）9.7 中的要求，影响预测方法的选取应根据建设项目工程特征、水文地质条件及资料掌握程度来确定，二级评价中水文地质条件复杂且适宜采用数值法时，建议优先采用数值法，本项目所在区域水文地质条件较简单，污染物的排放对地下水流场没有明显的影响，评价区内含水层的基本参数如渗透系数、有效孔隙度等不变或变化很小，因此本次预测评价采用数值法（地下水溶质运移模型）和解析法（解析解模型），具体信息见表9.5-1。

表 9.5-1 各单元污染预测方法

编号	单元名称	评价等级	预测方法
Ⅰ	哈头才当单元	二级	数值法
Ⅱ	小壕兔单元	二级	解析法
Ⅲ	小纪汗单元	二级	解析法
Ⅳ	芹河单元	二级	数值法/解析法
Ⅴ	酸梨海则单元	二级	解析法

9.5.1 施工期钻井工程地下水环境影响预测与评价

9.5.1.1 钻井作业地下水污染源分析

根据工程分析相关内容，项目钻井工程过程中的地下水污染源包括：钻井废水、洗井废水，钻井泥浆和钻井施工人员生活污水。在非正常状况下，钻井过程中钻井泥浆泄漏对周围地下水有一定影响。

（1）钻井废水

钻井废水主要产生于钻井过程中冲洗钻井平台、钻具等，据工程分析单井产水量 10m^3，主要污染因子及产生浓度分别为：pH 6.5~8.0、COD 1500mg/L、SS 3500mg/L、石油类 30mg/L。

正常状况下，这部分冲洗废水收集后进入泥浆循环系统回用。长北区块位于沙丘地区，井场泥浆循环系统等重点部位基础拟采用换填地基的处理方式以提高

地基承压强度。换填地基的做法为挖除井场完成标高以下 1.5~2m 的原土，换填级配砾石，并采用人工夯实和水坠。在井场可能液体溢出的区域，拟铺设 HDPE 膜在垫层下面以降低可能的液体渗漏对土壤地下水的影响。

因此，正常状况下通过以上措施的处理，钻井废水对地下水环境影响较小。

（2）钻井泥浆

长北二期所有泥浆循环系统和废弃泥浆均在泥浆罐内循环或贮存，不再设置泥浆池，以降低泥浆泄漏对土壤地下水的污染风险。无论水平井还是直井，一开下深垂深为 700~800m（下深到侏罗系直罗组以下），表层固井水泥上返至地面，用以完全封隔注潜水含水层（第四系萨拉乌苏组及白垩系洛河组含水层），并且长北二期钻井一开泥浆采用水基泥浆体系（使用膨润土为增粘剂，其中水的占比为 95％）。上述钻井方式、泥浆循环方式及泥浆体系配方降低了在随后的钻井过程中由于泥浆漏失对潜水含水层的影响。

因此，正常状况下通过以上措施的处理，钻井废弃泥浆对地下水环境影响较小。

（3）压裂返排液

每组压裂作业结束后大约返排 3360m^3 的返排液。传统压裂返排液通过泥浆池或返排液收集池来存放，由于地下式收集池如果发生渗漏后不易发现，容易对土壤地下水产生影响，本项目采用软体罐来临时收集压裂返排液。软体罐采用地上支架式储罐，材质为 2mm 厚 HDPE 膜，软体罐外铺设 HDPE 膜围堰用于二次防护。压裂作业结束后，返排液将在下一组压裂作业时回用于滑溜水压裂液的配置。

因此，压裂返排液将通过地上式软体罐妥善暂存，并全部回用于下次压裂作业，正常状况下压裂返排液对地下水环境的影响较小。

（4）钻井施工人员生活污水

根据调查，钻井施工期间人施工人员最多大约时为 300 人，每天产生的废水为 40m^3，污水经预制玻璃纤维化粪池收集后不外排，对周围地下水造成的影响较小。

9.5.1.2 钻井作业地下水污染预测情景

长北二期所有泥浆循环系统和废弃泥浆均在泥浆罐内循环或贮存，不再设置

泥浆池，以降低泥浆泄漏对土壤地下水的污染风险。

正常状况下，钻井过程中钻井泥浆与地层之间有井筒套管相隔，完井后又有固井水泥将其阻隔，钻井泥浆不会泄漏进入井筒周围地层造成周围地下水含水层污染。非正常状况下，钻井期间钻井泥浆漏失进入含水层，从而对钻井周围地下水产生一定影响。

以下将重点分析钻井施工期间，在非正常状况下钻井泥浆漏失对周围地下水的影响。根据本次评价的评价原则，将选取各评价单元内典型钻井，采用解析解模型和数值法预测评价钻井泥浆泄漏事故条件下对地下水环境的影响。

9.5.1.3 钻井作业地下水污染途径分析

本工程中，泥浆漏失后直接进入到含水层中，污染物进入地下水后，以对流作用和弥散作用为主。另外，污染物在含水层中的迁移行为还包括吸附解析、挥发和生物降解。根据本项目污染物的理化特征，基于保守性考虑，本次地下水污染模拟过程中未考虑污染物在含水层中的挥发、吸附解析和生物化学反应。这种相对保守的预测情景可以为项目防控体系提供更为可靠的依据，符合工程设计的思想。

9.5.1.4 环境受体分析

结合区域水文地质条件，在区块的大部分区域内，潜水含水层为本次评价的目的含水层，所以本次影响预测的环境受体为事故发生场地附近直线距离最近的分散式饮用水水源地和单元内的集中式饮用水水源地，各单元内具体地下水环境敏感目标分析见 9.1.5 章节。

9.5.1.5 钻井泥浆泄漏对敏感目标影响预测

（1）预测模型

非正常状况下钻井过程井筒发生钻井泥浆泄漏可认为是地下水受污染物瞬时泄漏影响。选用解析解预测模型进行预测，模型介绍见 9.4.2.1、9.4.2.2。

（2）预测源强

以单元内距离保护目标最近的钻井为例，对其可能产生的污染进行预测。根据本项目钻井工艺可知，钻井过程中将对泥浆进行实时监测，一旦有泥浆漏失发生，钻井控制中心工作人员将发现并立即采取堵漏措施，能最大限度降低泥浆漏失对周围地下水造成的影响。本次以垂直井/S 型井为例，一开井段使用清水泥浆体系，钻井泥浆总用量约为 336m^3（水量 310 m^3，含水率 95%），假定钻井过程

中发生钻井泥浆泄漏，泄漏量为泥浆总量的 3%（10m^3）。一开井段钻井使用清水基泥浆体系，不含石油类污染物，仅含有石膏、氯化钾等增钙剂和絮凝剂。根据工程分析，10m^3 泥浆中 SS 的含量约为 20kg。SS 参照执行《地表水资源质量标准》（SL63-94）中二级标准，25mg/L。

（3）解析解模型预测参数

对于解析解模型中所用的参数，根据本次水文地质勘察成果和经验公式得到，具体总结见表 9.5-2~9.5-5。

表 9.5-2　哈头才当单元模型参数表

参数	单位	取值	说明
敏感目标距离	m	120	实际距离
污染物质量	kg	SS:20kg	据泥浆泄漏量、入渗系数和污染物浓度计算
含水层厚度	m	100	根据水文地质勘察资料确定
渗透系数	m/d	15	根据水文地质勘察资料确定
水力梯度	无量纲	0.001	根据水文地质勘察资料确定
有效孔隙度	无量纲	0.12	经验值
地下水流速	m/d	0.125	据水文地质勘察计算结果
纵向弥散系数	m^2/d	0.5	经验值
横向弥散系数	m^2/d	0.05	经验值

表 9.5-3　小壕兔单元模型参数表

参数	单位	取值	说明
敏感目标距离	m	150	实际距离
污染物质量	kg	SS:20kg	据泥浆泄漏量、入渗系数和污染物浓度计算
含水层厚度	m	70	根据水文地质勘察资料确定
渗透系数	m/d	3.18	根据水文地质勘察资料确定
水力梯度	无量纲	0.001	根据水文地质勘察资料确定
有效孔隙度	无量纲	0.12	经验值
地下水流速	m/d	0.027	据水文地质勘察计算结果
纵向弥散系数	m^2/d	0.5	经验值
横向弥散系数	m^2/d	0.05	经验值

表 9.5-4　小纪汗单元模型参数表

参数	单位	取值	说明

敏感目标距离	m	940	实际距离
污染物质量	kg	SS:20kg	据泥浆泄漏量、入渗系数和污染物浓度计算
含水层厚度	m	45	根据水文地质勘察资料确定
渗透系数	m/d	6.09	根据水文地质勘察资料确定
水力梯度	无量纲	0.001	根据水文地质勘察资料确定
有效孔隙度	无量纲	0.12	经验值
地下水流速	m/d	0.05	据水文地质勘察计算结果
纵向弥散系数	m^2/d	0.5	经验值
横向弥散系数	m^2/d	0.05	经验值

表 9.5-5　酸梨海则单元模型参数表

参数	单位	取值	说明
敏感目标距离	m	610	实际距离
污染物质量	kg	SS:20kg	据泥浆泄漏量、入渗系数和污染物浓度计算
含水层厚度	m	40	根据水文地质勘察资料确定
渗透系数	m/d	21	根据水文地质勘察资料确定
水力梯度	无量纲	0.001	根据水文地质勘察资料确定
有效孔隙度	无量纲	0.12	经验值
地下水流速	m/d	0.175	据水文地质勘察计算结果
纵向弥散系数	m^2/d	0.5	经验值
横向弥散系数	m^2/d	0.05	经验值

（4）解析解模型预测结果

根据上述模型参数和模型计算，得到各井的污染物运移的预测结果，具体结果见表 9.5-6~9.5-9。

1）哈头才当单元 CB32 钻井泄漏情景

施工期内发生钻井液泄漏事故后最敏感目标处 SS 随时间的变化过程如图 9.5-1 所示，可以看出，敏感目标处 SS 在模拟期内的最大浓度分别为 11.7 mg/L(800d 时)，低于标准浓度值。计算的污染物浓度均低于所适用的标准。

表 9.5-6　哈头才当单元 CB32 钻井泥浆泄漏污染物运移预测表

污染物	污染物标准限值（mg/L）	模拟时间(d)	超标距离（m）
SS	25	100	无
		1000	无
		3600	无

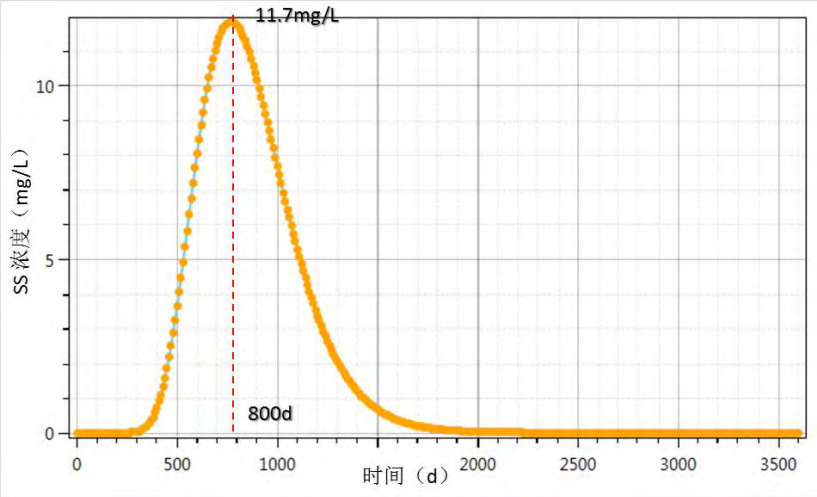


图 9.5-1　CB32 钻井泥浆泄漏情景下游敏感目标处污染物浓度-时间序列图

根据影响预测可知，钻井作业在非正常状况下发生钻井泥浆泄漏后，污染物通过地下水迁移途径对环境敏感目标的影响较小。根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）3.3“井位的确定”规定：油、气井井口距离高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m。本次评价的所有钻井工程井口 100m 范围内无居民，根据现场调查可知，钻井井场周围的地下水保护目标（居民水井）通常分布在井口 100m 范围以外，因此，钻井施工过程中发生泥浆泄漏对周围分散居民饮用水水井影响较小。

2）小壕兔单元 CB37 钻井泥浆泄漏情景

施工期内发生钻井液泄漏事故后最敏感目标处 SS 随时间的变化过程如图 9.5-2 所示，可以看出，敏感目标处 SS 在模拟期内的最大浓度分别为 6.5mg/L。计算的污染物浓度均低于所适用的标准。

钻井作业在非正常状况下发生钻井泥浆泄漏后，污染物通过地下水迁移途径对环境敏感目标的影响较小，超标范围在 100m 以内。本次评价的钻井工程井口距离周边连村连片式分散水源地边界为 150m，因此，钻井施工过程中发生泥浆泄漏对分散式集中饮用水水源地影响较小。

表 9.5-7　小壕兔单元 CB37 钻井泥浆泄漏污染物运移预测表

污染物	污染物标准限值（mg/L）	模拟时间(d)	超标距离（m）
SS	25	100	14
		1000	无
		3600	无

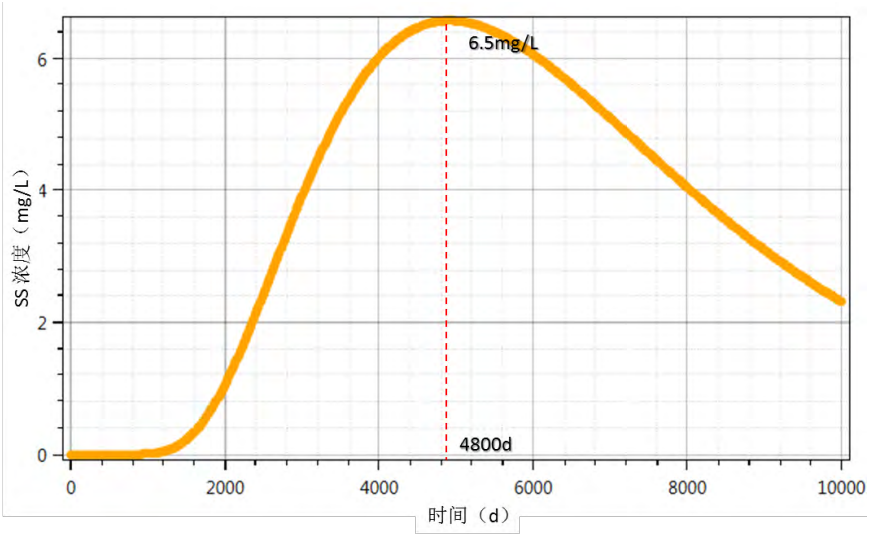


图 9.5-2　CB37 钻井泥浆泄漏情景下下游敏感目标处污染物浓度-时间序列图

3）小纪汗单元 CB45 钻井泥浆泄漏

施工期内发生钻井液泄漏事故后最敏感目标处 SS 随时间的变化过程如图 9.5-3 所示，可以看出，敏感目标处 SS 在模拟期内的最大浓度分别为小于 0.1 mg/L。计算的污染物浓度均低于所适用的标准。

表 9.5-8　小纪汗单元 CB45 钻井泥浆泄漏污染物运移预测表

污染物	污染物标准限值（mg/L）	模拟时间(d)	超标距离（m）
SS	25	100	20
		1000	无
		3600	无

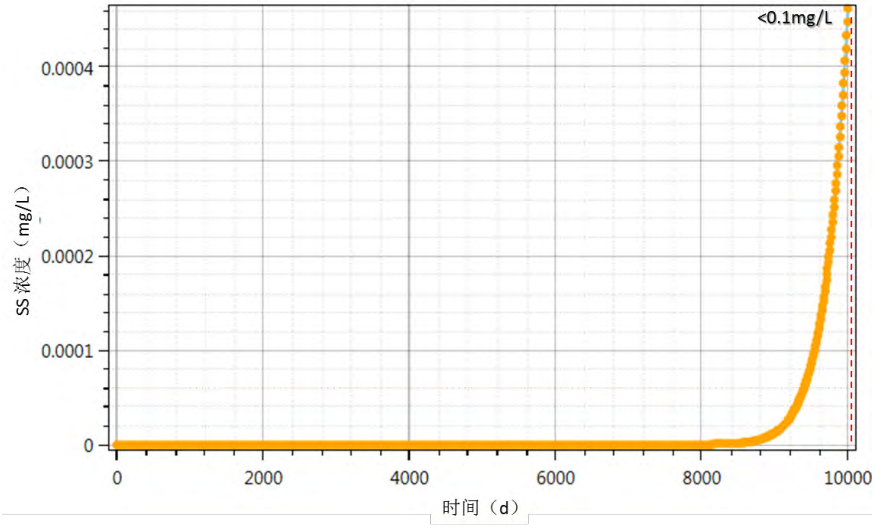


图 9.5-3　小纪汗单元 CB45 钻井泥浆泄漏情景下污染物浓度-时间序列图

根据影响预测可知，钻井作业在非正常状况下发生钻井泥浆泄漏后，污染物通过地下水迁移途径对环境敏感目标的影响较小，超标范围在 100m 内。本次评价的钻井工程井口距离最近的连村连片式分散水源地边界的距离为 940m，因此，钻井施工过程中发生泥浆泄漏对周边灌溉井地影响较小。

4）酸梨海则单元 CBINJ4 钻井泥浆泄漏情景

施工期内发生钻井液泄漏事故后最敏感目标处 SS 随时间的变化过程如图 9.5-4 所示，可以看出，敏感目标处 SS 在模拟期内的最大浓度分别为 14mg/L。计算的污染物浓度均低于所适用的标准。

表 9.5-9　酸梨海则单元 CBINJ4 钻井泥浆泄漏污染物运移预测表

污染物	污染物标准限值（mg/L）	模拟时间(d)	超标距离（m）
SS	25	100	33
		1000	180
		3600	无

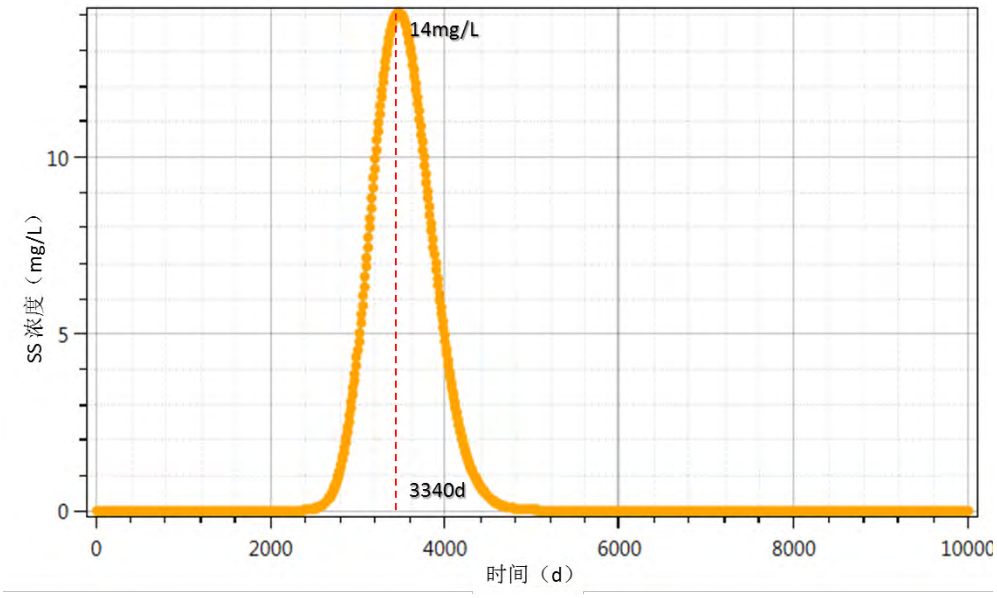


图 9.5-4　酸梨海则单元 CBINJ4 钻井泥浆泄漏情景下污染物浓度-时间序列图

根据影响预测可知，钻井作业在非正常状况下发生钻井泥浆泄漏后，污染物通过地下水迁移途径对环境敏感目标的影响较小，本次评价的钻井工程井口距离最近的连村连片式分散水源地边界的距离为 610m，因此，钻井施工过程中发生

泥浆泄漏对周边地下水的影响较小。

（5）地下水溶质运移模型参数

影响溶质在地下水中运移的主要参数包括含水层孔隙度和纵向弥散系数。

孔隙度决定渗流速度进而控制溶质对流迁移，Johnson和Morris（1962）以及David（1969）对一些沉积物和岩石的孔隙度进行了统计，他们认为砂岩孔隙度在5%-30%，泥岩孔隙度在21%-41%，页岩孔隙度在0%-10%。本项目区内，结合经验值和实测结果，第四系孔隙潜水含水层孔隙度为0.2。

由于本项目评价区含水介质的非均质性和水动力弥散尺度效应的存在，难以通过野外或室内弥散试验获得真实的弥散度，因此根据经验，确定本模型的纵向弥散系数为0.5。

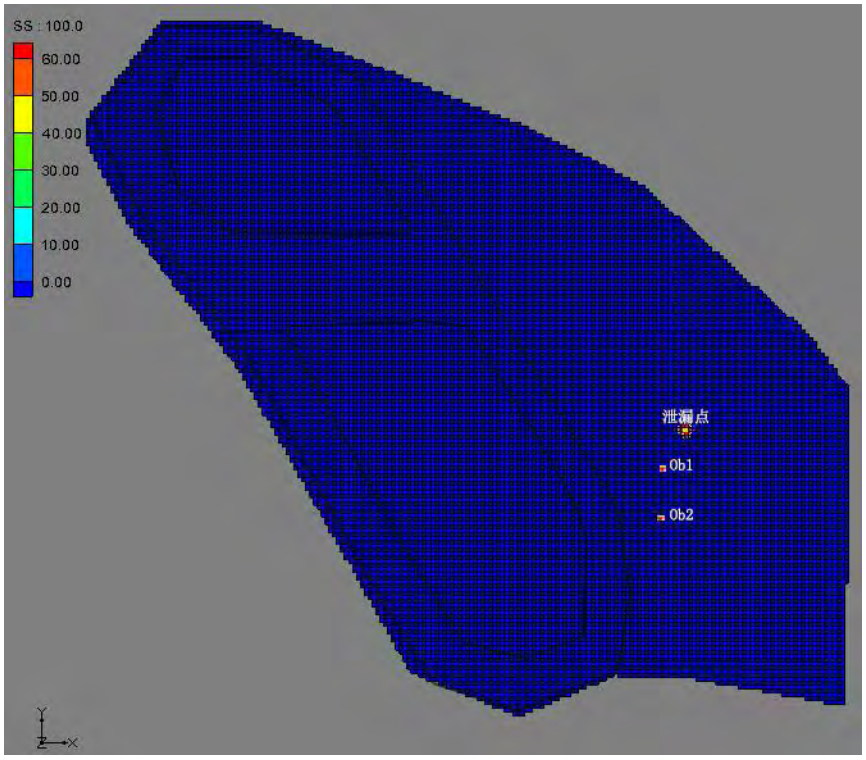
（6）地下水溶质运移模型结果

本次评价选取浅层地下水作为地下水环境保护目标，根据井场中可能存在的事故情景，利用地下水溶质运移模型预测污染物在潜水含水层中的污染羽空间分布，并统计污染羽特征，进而分析对潜水含水层的影响。

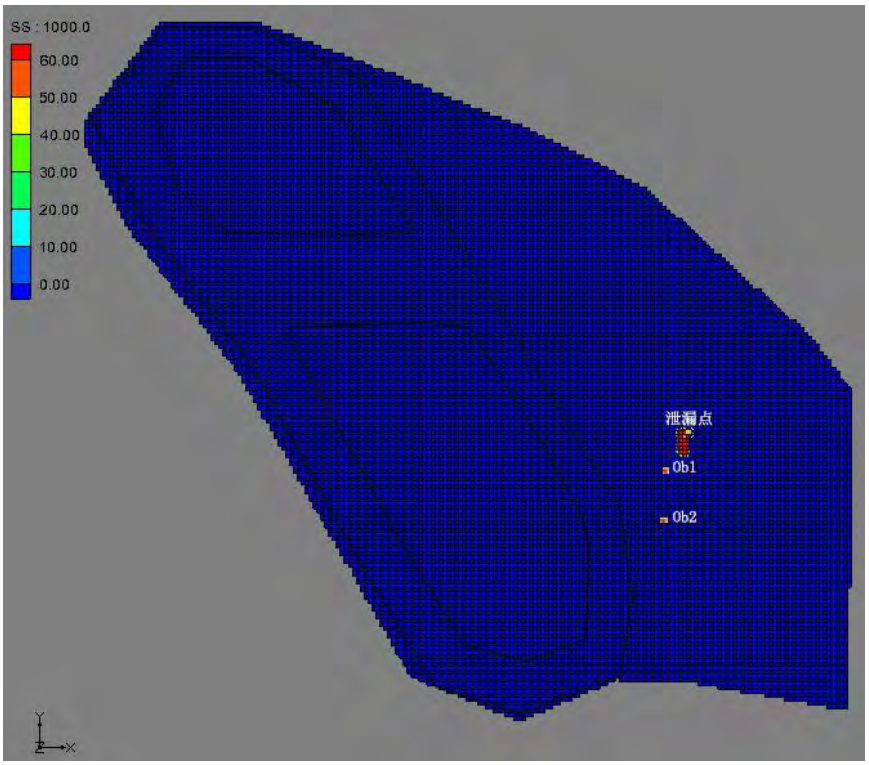
1）哈头才当单元

假设施工期内CB32钻井泥浆瞬间漏失情况下，预测100天、1000天和3600天9后，SS在潜水含水层中浓度污染羽分布见图 9.5-6，污染物迁移距离总结表见表9.4-12。

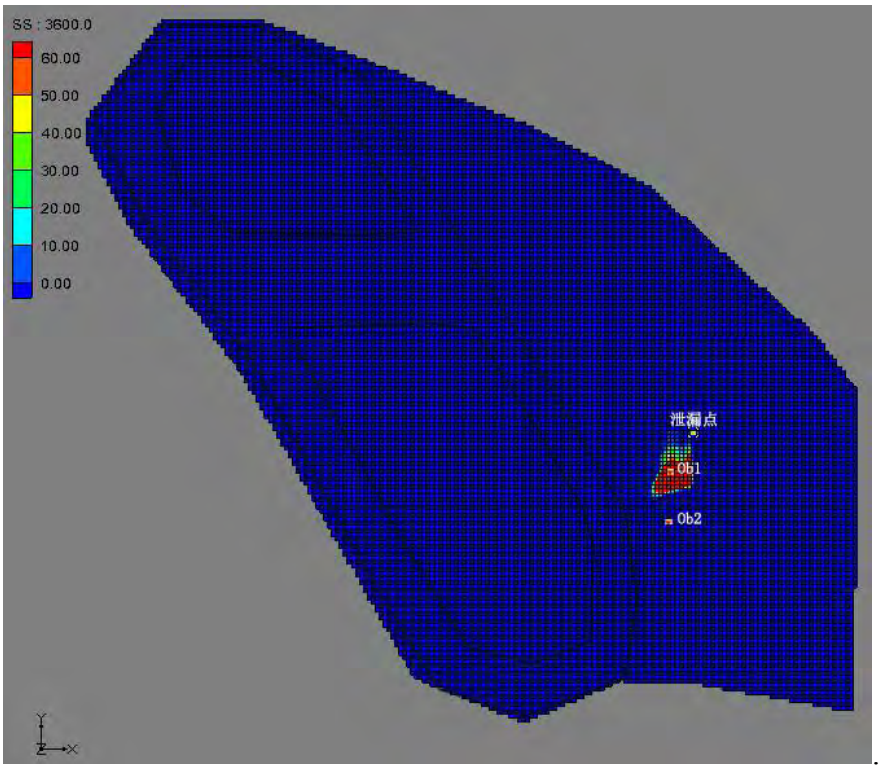
井场 CB32 位于地势相对平坦的沙漠中，渗透系数较大，水力梯度较小，10年（3600d）内污染物运移范围相对较小。预测结果表明，如发生泥浆泄漏事故，100d 内不会对周边的分散式饮用水水源地产生影响，1000d 后污染物运移到周边的分散式饮用水水源地。在污染物运移 3600d 后污染物仍未运移至哈头才当集中式饮用水水源地二级保护区内。预测结果表明，在事故情景下，周边分散式饮用水水源地可能会受到影响，哈头才当水源地受到影响的可能性极小。



A SS运移100d污染羽分布图



B SS运移1000d污染羽分布图



C SS运移3600d污染羽分布图

图 9.5-6　哈头才当单元 CB32 钻井泥浆泄漏情景下污染羽分布图

表 9.5-12 哈头才当单元 CB32 钻井泥浆泄漏情况下污染物扩散预测表

井场	特征污染物	模拟时间(d)	超标污染物扩散距离（m）	污染物标准(mg/L)
CB32	SS	100d	75	25
		1000d	252	
		3600d	750	

2）芹河单元

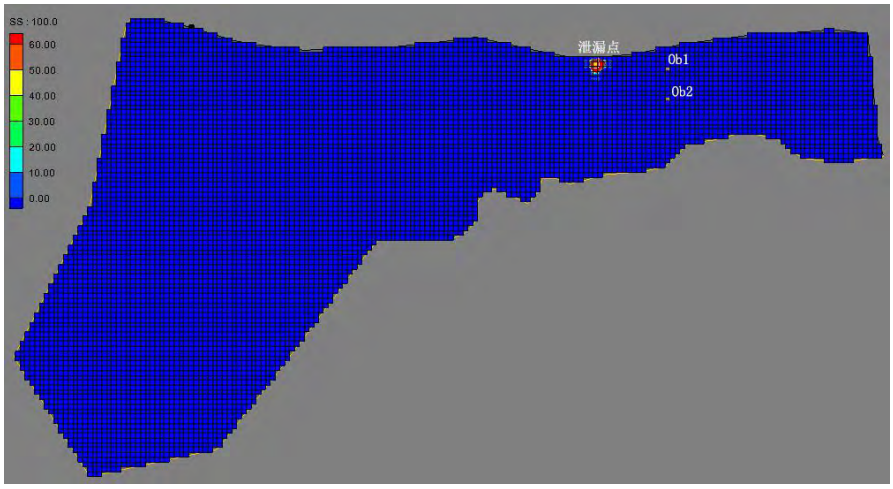
假设施工期内 CBINJ1 回注井泥浆瞬间漏失进入含水层的情况下，预测 100 天、1000 天和 3600 天 9 后，SS 在潜水含水层中浓度污染羽分布见图 9.5-7，污染物迁移距离总结表见表 9.5-13。

井场 CBINJ1 位于地势相对平坦的沙漠滩地中，渗透系数较大，水力梯度较小，10 年（3600d）内污染物运移范围相对较小。CBINJ1 距离最近的分散式饮用水水源地距离为 917m。预测结果表明，如发生泥浆漏失事故，1000d 内不会对周边的分散式饮用水水源地产生影响，3600d 后污染物运移到周边的分散式饮用水水源地。预测结果表明，在事故情景下，3600d 后周边分散式饮用水水源地可

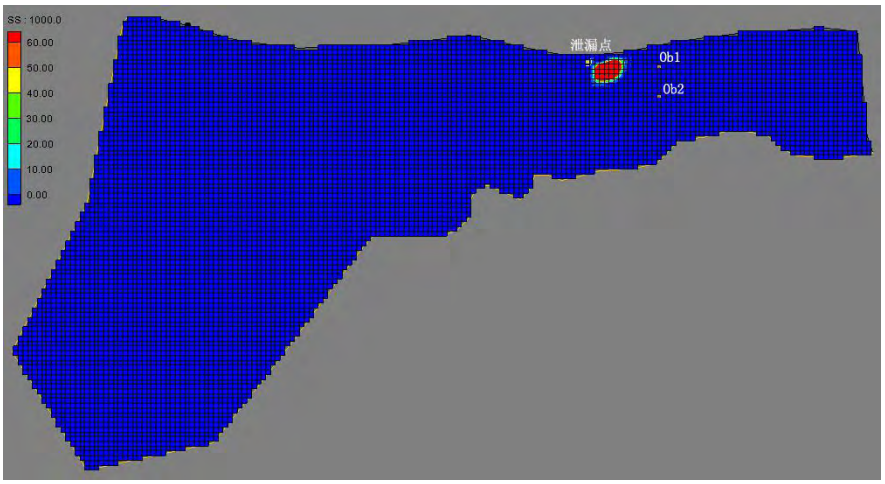
能会受到影响，但并没有运移至芹河内。

表 9.4-13 芹河单元 CBINJ1 回注井泥浆泄漏情景下污染物扩散预测表

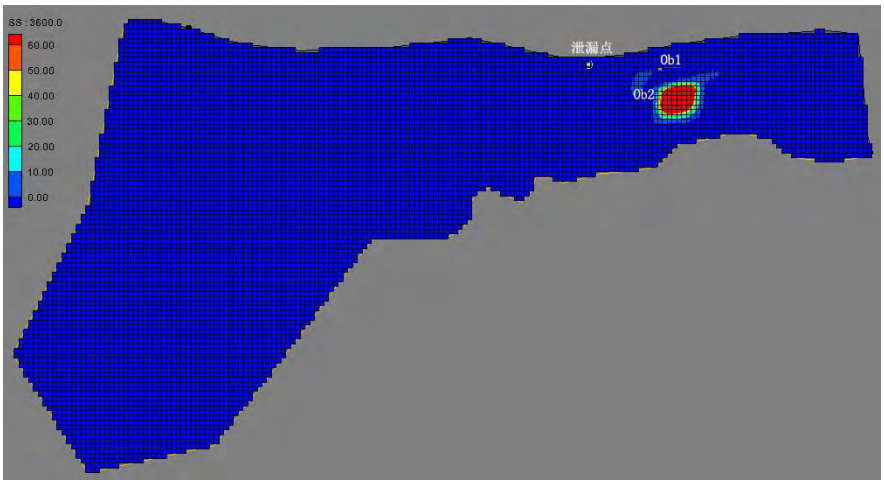
井场	特征污染物	模拟时间(d)	超标污染物扩散距离（m）	污染物标准(mg/L)
CBINJ1	SS	100d	200	25
		1000d	353	
		3600d	919	



A SS运移100d污染羽分布图



B SS运移1000d污染羽分布图



C SS运移3600d污染羽分布图

图 9.5-7　芹河单元 CBINJ1 回注井泥浆泄漏情景下污染羽分布图

9.5.2 运营期地下水环境影响预测与评价

9.5.2.1 井场

正常状况下，各个采气井场在钻井阶段都有多层套管保护及水泥固井，地层流体不会通过井筒进入含水层并造成地下水污染。非正常状况下，可能因为井筒管壁腐蚀或固井质量不佳、外界动力破坏等原因导致原料气一同携带出的地层流体通过井筒泄漏污染地下水。

通过分析，运营期气体窜层污染地下水的主要原因是：下入的表层套管未封住含水层，固井质量差以及工艺措施不合理或套管发生腐蚀，导致井内流体进入含水层，造成地下水污染。据类比调查，此类污染事故发生概率相对较低，且长北气田天然气中不含 H_2S，CO_2 的含量较低，因此套管受腐蚀破坏的程度较低。

根据本项目气藏资料显示，本项目目的层山西组地层埋深大多在 3000m 左右，项目区域居民开采地下水多属于第四系松散岩类孔隙水以及白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水，埋深通常小于 10m，项目产层二叠系山西组与浅部地层之间沉积多层泥岩、页岩，具有较好的隔水性，因此项目运营期产层流体泄漏难以对浅层居民饮用水造成影响。同时，项目运营期将定期对井筒的完整性及固井质量进行检测，确保井筒完整性良好。因此，类似事故发生概率都在可控范围之内，对周围居民饮用水造成影响较小。

9.5.2.2 集输管网

本项目新建集输管网包括集气支线、集气干线。一般情况下天然气管道发生泄漏或破裂对周围地下水环境影响较小，本次评价重点考虑采气管线发生破裂时气田水泄漏对地下水的影响。

（1）管线泄漏情景分析

长北二期北部的双分支水平井采用管输方式，通过北干线延长线和现有北干线气液混输，管道内存有气田水。根据本项目选取的管道材质，正常状况下管道发生腐蚀性滴漏和泄漏的可能性较低。本次评价主要考虑非正常状况下管道发生破裂事故，不考虑管线受地形起伏影响，假定管道内最大在线气田水全部泄漏的情景。

根据国家相关法律法规要求，北干线延长线避让开了红石峡饮用水源保护区，但管线距离保护区边界最近一处距离为 300m。考虑到管线的敷设线路和评价区内环境敏感点（红石峡饮用水水源保护区）的位置关系，分析认为当管道发生泄漏时，可能会对红石峡饮用水水源保护区内的浅层地下水水质产生影响，本次评价选取位于小壕兔单元内的北干线延长线中的一段作为评价对象，具体泄漏点见图 9.5-8。根据工程分析，该管线从 GS2 至 CB28 井厂之间的长度为 13.77 km，管道内最大在线量为 64.12t，天然气密度为 0.7174kg/m^3，水气比为 27～29 $m^3/10^6m^3$，计算得该段管线全泄漏状态下共泄漏气田水 2.52 m^3。

（2）管线沿线敏感点分析

根据管道与敏感目标的上下游关系、距离，确定了地下水下游的红石峡饮用水水源保护区为最敏感目标，其边界距离管线约 300 米（图 9.5-8）。

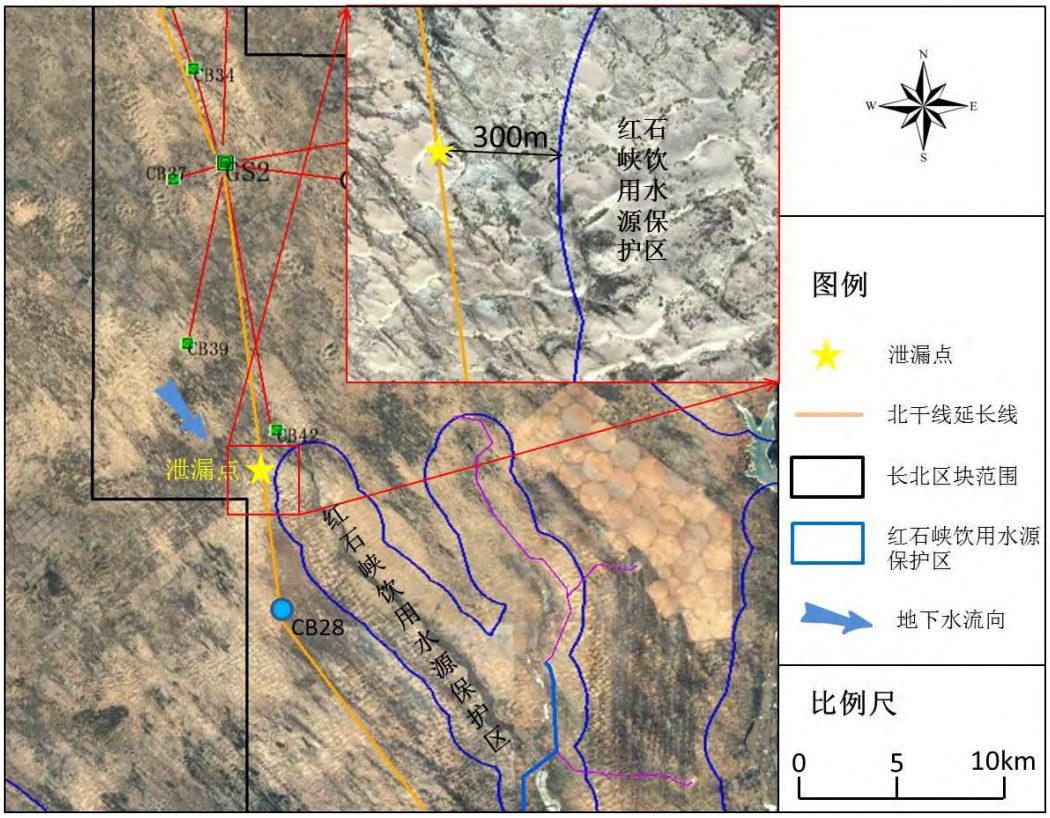


图 9.5-8 管线地下水污染预测泄漏点位置图

（3）管线泄漏对敏感点的影响预测

1）解析解模型

管道发生破裂事故泄漏可认为是地下水受污染物瞬时泄漏影响，因此可选用污染物瞬时源浓度的解析解预测模型，对废水泄漏后进行预测分析。模型介绍见9.4.2.2。

2）气田水泄漏量估算

管道发生破裂后，控制系统将自动关闭输送闸阀，不会发生长时间泄漏。故最大泄漏量为管线内残存的水量，根据计算得出管线内最大储存气田水量为2.52m^3，结合小壕兔单元水文地质勘察成果取入渗系数（0.36m/d），由此可以估算气田水泄漏后进入地下水的量约为 0.9m^3，气田水中主要的污染物为氯化物，氯化物浓度取气田水水质分析报告的最大浓度为 74000 mg/L。

3）解析解模型所用参数

对于解析解模型中所用的参数，根据水文地质勘查成果和经验公式得到，具体总结见表 9.5-14。

表 9.4-14 模型参数表

参数	单位	取值	说明
敏感目标距离	m	300	实际距离
污染物质量	kg	66.6	据废水泄漏量、入渗系数和污染物浓度计算
含水层厚度	m	70	根据水文地质勘察资料确定
渗透系数	m/d	3.18	根据水文地质勘察资料确定
水力梯度	无量纲	0.001	根据水文地质勘察资料确定
有效孔隙度	无量纲	0.12	经验值
地下水流速	m/d	0.125	据水文地质勘察计算结果
纵向弥散系数	m^2/d	0.5	经验值
横向弥散系数	m^2/d	0.05	经验值

4）管线泄漏的影响预测分析

根据总结的模型参数和模型计算，得到气田水管线污染物运移的预测结果，见表 9.5-15。由表可知，污染物氯化物在模拟期内无超标范围存在。管线在运营期间发生管道事故泄漏后最近敏感目标处氯化物随时间的变化过程（图 9.5-9），可以看出，敏感目标在 2370 天时的最大浓度为 32mg/L，低于地下水Ⅲ类标准限值。

根据影响预测可知，管道发生事故破裂泄漏后，污染物通过地下水迁移途径对环境敏感目标（红石峡饮用水水源保护区）的影响较小。进而也说明在管道沿线其它区域，发生管道泄漏所造成的地下水污染的风险更低。

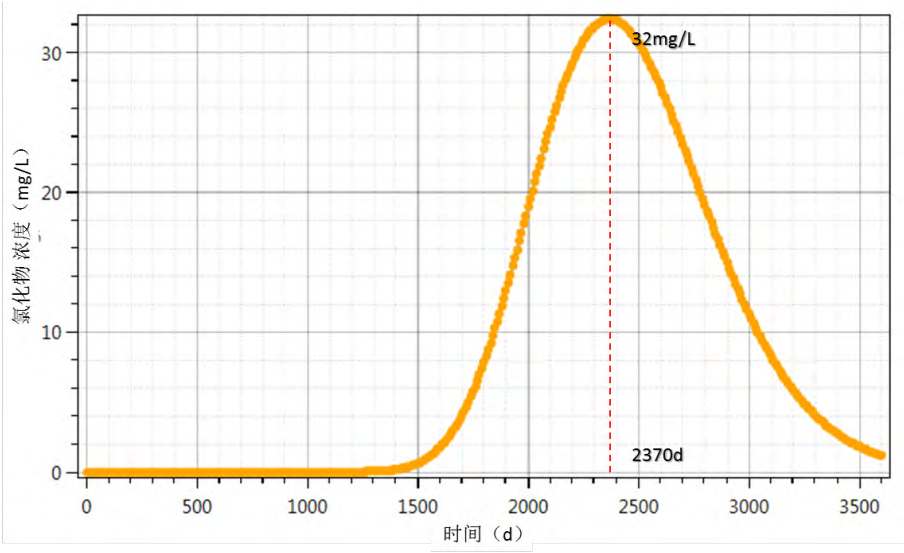


图 9.5-9 敏感目标氯化物浓度变化图

表 9.5-15 管线泄漏污水污染物运移预测表

污染物	污染物标准（mg/L）	模拟时间(d)	超标距离（m）
氯化物	250	100	无
		1000	无
		3600	无

9.5.2.3 集气增压站

集气增压站的作用是收集所辖井场来的湿原料气，进行气液分离，并对分离后的干气进行增压后输送至天然气处理厂。同时，集气增压站还承担所辖井场压裂返排液的处理和储存任务。集气增压站内具体处理工艺见第五章内容。

每个集气增压站有 50m^3 采出水储罐 6 个，GS1 和 GS3 建有 4 个。集气增压站内建有地埋式生活污水处理设施（0.5 m^3/h）。集气增压站中各个储罐均为地上式，且罐体四周设有围堰，围堰底部及四周需按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）一般污染防治区进行防渗处理，正常状况下项目采取严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀等措施，项目防渗措施完整，一般情况下物料或污水等不会渗漏和进入地下，对地下水不会造成污染。即使发生采出水泄漏，泄漏的气田水将通过围堰收集并及时转移处理，对场地周围地下水环境影响较小。

本次预测重点为非正常状况下地下水环境影响预测与评价。非正常状况是指违反操作规程和有关规定或由于设备和管道的损坏，使正常生产秩序被破坏，造

成环境污染的状态。非正常状况属于不可控的、随机的工况；预测情景通常考虑埋在地下不可视部分的破损如污水处理系统的泄漏。

（1）泄漏情景分析

集气增压站中可能会对地下水环境产生污染的装置为地埋式生活污水处理设施。本次泄漏情景设定为 GS2 集气增压站中的地埋式生活污水处理设施发生污水泄漏。

根据工程设计，生活污水处理设施设计处理能力为 0.5m^3/h，产生量约为 0.3m^3/d，其中主要污染物为 COD，平均排放浓度为 280mg/L。假设生活污水装置发生持续性泄漏，连续泄漏一天。计算得出，泄漏的 COD 总量为 84kg。

（2）敏感目标分析

距离 GS2 集气增压站最近的地下水环境敏感点的距离为 400m。具体位置见 9.3.5.1 章节中小壕兔单元内容及图件。

（3）泄漏对敏感点的影响预测

1）解析解模型

非正常状况泄漏可认为是地下水受污染物瞬时泄漏影响，因此可选用污染物瞬时源浓度的解析解预测模型，对废水泄漏后进行预测分析。模型介绍见 9.4.2.2。

2）解析解模型所用参数

对于解析解模型中所用的参数，根据水文地质勘查成果和经验公式得到，具体总结见表 9.5-16。

表 9.5-16　模型参数表

参数	单位	取值	说明
敏感目标距离	m	400	实际距离
污染物质量	kg	84	据废水泄漏量、入渗系数和污染物浓度计算
含水层厚度	m	70	根据水文地质勘察资料确定
渗透系数	m/d	3.18	根据水文地质勘察资料确定
水力梯度	无量纲	0.001	根据水文地质勘察资料确定
有效孔隙度	无量纲	0.12	经验值
地下水流速	m/d	0.027	据水文地质勘察计算结果
纵向弥散系数	m^2/d	0.5	经验值
横向弥散系数	m^2/d	0.05	经验值

3）泄漏的影响预测结果

根据总结的模型参数和模型计算，得到污染物运移的预测结果，见表 9.5-17。由表可知， COD 在 1000d 时超标范围为 170m，从厂界算起，GS2 周边 170m 内无地下水环境敏感目标。运营期间 GS2 发生生活污水泄漏后，最近敏感目标处 COD 随时间的变化过程（图 9.5-10），可以看出，到 3600d 时浓度仍小于 1mg/L，泄漏对保护目标影响微小。

根据影响预测可知，GS2 发生破裂泄漏后，污染物通过地下水迁移途径对环境敏感目标的影响较小。由于其他集气增压站所处水文地质条件类似，从而也说明在其他机器增压站发生相似泄漏后，对周边地下水环境影响较小。

表 9.5-17 污染物运移预测表

污染物	污染物标准（mg/L）	模拟时间(d)	超标距离（m）
COD	20	100	25
		1000	80
		3600	170
		7200	无

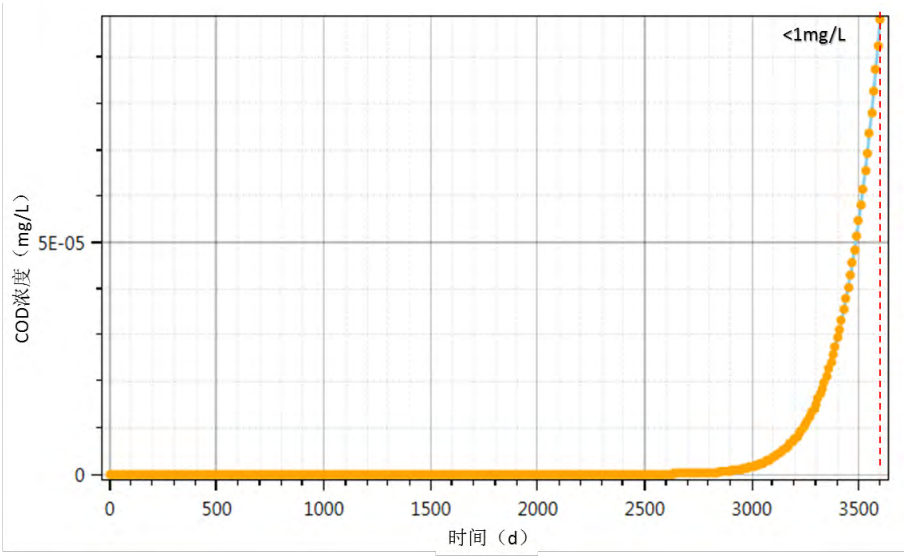


图 9.5-10 敏感目标处 COD 浓度变化图

9.5.2.4 天然气处理工程

本项目天然气处理主要在中央处理厂和 GGGDS 中进行，正常生产污水主要来自脱水脱烃、冷凝分离、凝析油稳定、甲醇再生等工艺装置排出的生产污水，其次是设备、场地冲洗水、检修废水以及分析化验室等辅助生产装置排出的生产

污水，主要污染因子是 SS 及石油类等。厂区生活污水主要是办公区卫生间、职工食堂等处排出的污水，主要污染因子为 COD、SS、动植物油、氨氮等。

正常状况下，各生产环节按照设计参数运行，地下水可能的污染来源为各管线、储槽、储罐、污水池、事故水池等跑冒滴漏。正常状况下项目采取严格的防渗、防溢流、防泄漏、防腐蚀等措施，项目防渗措施完整，一般情况下物料或污水等不会渗漏和进入地下，对地下水不会造成污染。

以上分析表明，因防渗层对污废水的阻隔效果，厂区在正常运行工况下，对地下水环境影响小，本次预测重点为事故条件下地下水环境影响预测与评价。

非正常状况是指违反操作规程和有关规定或由于设备和管道的损坏，使正常生产秩序被破坏，造成环境污染的状态。非正常状况属于不可控的、随机的工况；污染来源于事故排放，同时非正常状况下防渗层破损，参照《建设项目环境风险评价技术导则》最大可信事故，预测情景通常考虑埋在地下不可视部分的破损如污水处理系统的泄漏。

（1）泄漏情景分析

结合项目工程分析内容，中央处理厂中罐区、废水处理设施、地埋式生活污水处理装置等，在非正常状况情景下，项目对地下水的可能影响途径包括

① 500m^3 凝析油灌发生破损，凝析油经由包气带渗入地下；

② 废水调节罐底部出现破损，污水经由包气带渗入地下；

③ 地埋式生活污水处理装置底部出现破损，污水经由包气带渗入地下。

（2）敏感点分析

距离中央处理厂最近的地下水环境敏感点为芹河乡集中供水井，距离为 2100m，相对位置关系见图 9.5-11。

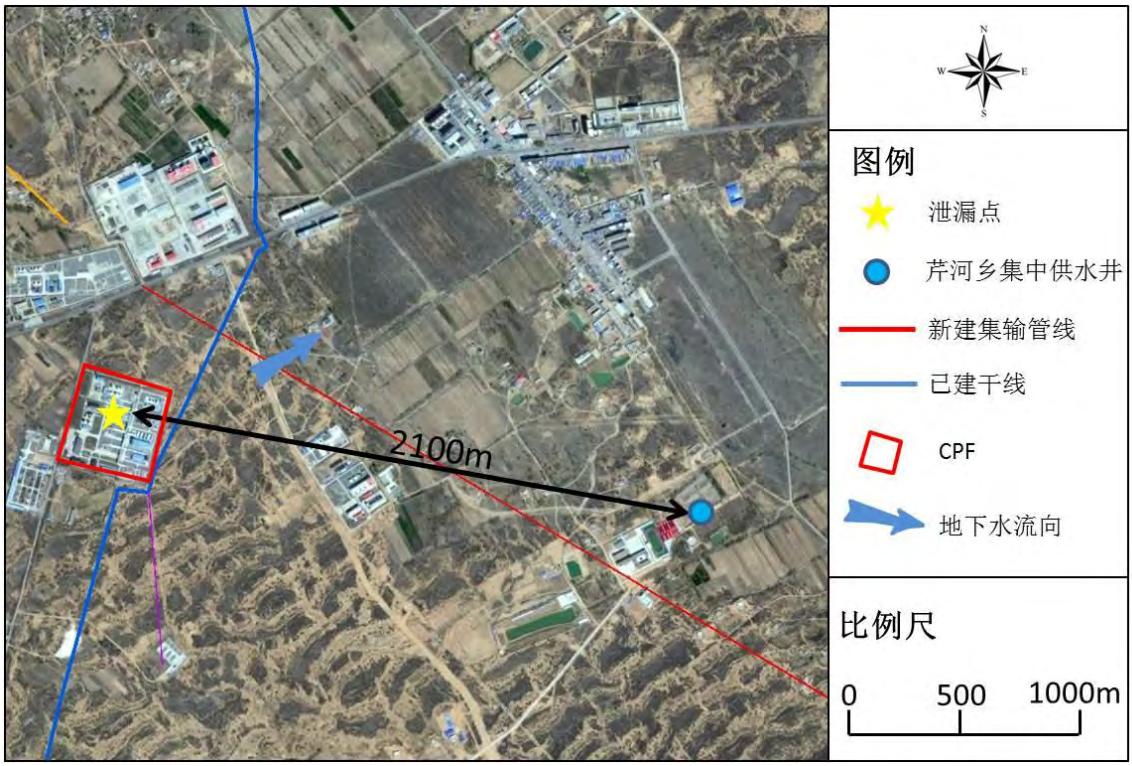


图 9.5-11　中央处理厂与芹河乡集中供水井相对位置图

（3）泄漏对敏感点的影响预测

1）泄漏情景污染源强确定

以下将以中央处理厂中凝析油罐底部出现破损为例分析污水泄漏对地下水环境产生的影响。罐底部出现腐蚀洞，且防渗层出现破损，导致物料通过裂口渗入地下影响地下水水质。假设破裂事故在 10min 内被发现，并及时采取修补措施，泄漏时间设定为 10min。泄漏量根据公式（1）计算得出。

$$Q_L=C_dA\rho\sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho}+2gh} \quad \text{——（1）}$$

式中：

Q_L—液体泄漏速率，kg/s

P—容器内介质压力，Pa

P_0—环境压力，Pa

ρ—泄漏液体密度，kg/m^3

g—重力加速度，$9.81m/s^2$

h—裂口之上液位高度，m

C_d—液体泄漏系数，无量纲

A—裂口面积，按照 5cm 长，2cm 宽的裂口计算，面积取 $0.001m^2$

污染物	P(Pa)	P_0(Pa)	(kg/m^3)	g(m/s^2)	h(m)	C_d	A(m^2)

石油类	1.01×10^5	1.01×10^5	750	9.81	8	0.6	0.001

计算得出泄漏速率为 QL=5.6kg/s，因此 10min 泄漏量为 Q=5.6×1×600=3360kg。当凝析油泄漏后，首先泄漏至罐区围堰，在极端状态下，罐体破损且围堰防渗层发生破裂，经破损防渗层后到达包气带的污染物量为泄漏量的10%。污染物经包气带进入地下水，根据研究区的土壤条件、包气带的相关特性污染物泄露事故的相关经验，大致约有 10%左右的污染物能够进入到地下水含水层中，随水流方向进行迁移。因此进入地下水中凝析油量约为 33.6kg。

2）解析解模型所用参数

选用污染物瞬时源浓度的解析解预测模型，对凝析油泄漏后进行预测分析。模型参数见表 9.5-18。

表 9.5-18 模型参数总结表

参数	单位	取值	说明
敏感目标距离	m	2100	实际距离
污染物质量	kg	33.6	据泄漏量、入渗系数和污染物浓度计算
含水层厚度	m	30	根据水文地质勘察资料确定
渗透系数	m/d	10	根据水文地质勘察资料确定
水力梯度	无量纲	0.001	根据水文地质勘察资料确定
有效孔隙度	无量纲	0.12	经验值
地下水流速	m/d	0.08	据水文地质勘察计算结果
纵向弥散系数	m^2/d	0.5	经验值
横向弥散系数	m^2/d	0.05	经验值

3）泄漏的影响预测结果

根据总结的模型参数和模型计算，得到中央处理厂发生事故废水泄漏污染物运移的预测结果，见表 9.5-19。由表可知，石油类污染物在模拟期内 3600 天超标范围为 500m。中央处理厂在运营期间发生废水事故泄漏后最敏感点处石油类随时间的变化过程（图 9.5-12），可以看出，敏感目标在 3600 天内对泄漏的石油类无响应。

因此，根据影响预测可知，中央处理厂发生事故泄漏后，污染物通过地下水迁移途径对环境敏感点的影响较小。

表 9.5-19 中央处理厂事故污水污染物运移预测表

污染物	污染物标准（mg/L）	模拟时间(d)	超标距离（m）

石油类	0.05	100	150
		1000	200
		3600	500

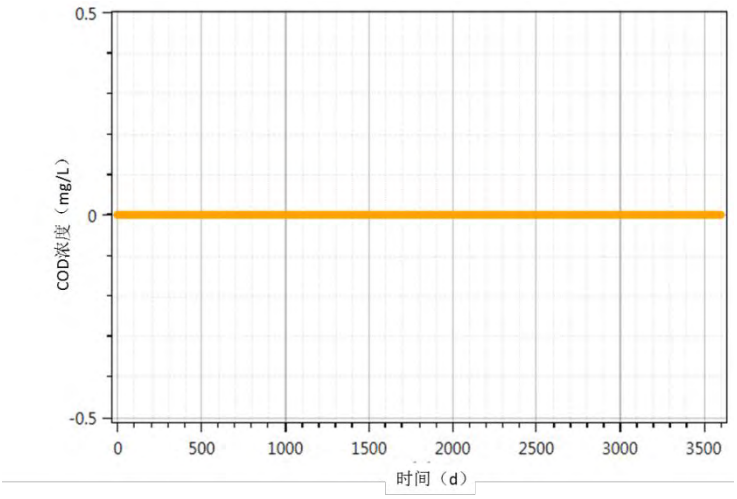


图 9.5-12 敏感目标石油类浓度变化图

9.5.3 服务期满后地下水环境影响分析

9.5.3.1 井场

项目服务期满后，本项目所有采气井站将进行封堵，采气过程对地下水环境的影响将会停止。

9.5.3.2 集气站

项目服务期满后，集气站将根据实际情况，关闭或拆除各个工艺装置，除了地表存在的面源污染外，不再存在大型污染源对地下水的影响；而在场地原有地面不被破坏的前提下，面源污染物对地下水的影响极小。

9.5.3.3 天然气处理工程

中央处理厂将根据实际情况，关闭或拆除各个工艺装置。

本项目服务期满后，除了地表存在的面源污染外，不再存在大型污染源对地下水的影响；而在场地原有地面不被破坏的前提下，面源污染物对地下水的影响极小。另外，随着场地转化为其它性质用地，地表土层可能会被开挖运走，原有的面源污染物也会被一并转移，面源污染物对本场地的影响进一步降低。

9.6 地下水环境管理与环境保护措施

本项目各类废水的产生过程、处理方式与储存方法、运输过程等都存在废水泄漏污染影响地下水的风险。如不采取合理的防治措施，废水中的污染物有可能渗入地下潜水，从而影响地下潜水环境。因此必须制定相应的地下水环境保护措施，进行综合环境管理。本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

9.6.1 地下水环境管理

本项目各类废水的产生过程、处理方式与储存方法、运输过程等都存在废水泄漏污染影响地下水的风险。因此，需要通过对气田水及各类废水的产生过程中的生产工艺及过程、污水处理、各类污水存储设施的防渗设计与日常维护加强管理，特别加强对回注工艺、回注井及设备运行、环境治理措施和环保监控等各方面的管理，达到降低污染风险的目标。

为了缓解项目施工期、运行期及服务器满后可能会对地下水环境构成的影响，建设单位应制订较为全面的、长期的环境管理规划，供各级部门进行环境管理时参考。

（1）项目部环境保护管理部门指派专人负责防止地下水污染管理工作。

（2）项目部环境监测部门指派专人负责技术管理工作，负责地下水监测原始资料、监测报告的收集、核查和整理工作。

（3）建立地下水监测数据信息管理系统，与项目部环境管理系统相联系。

（4）根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据区块环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

（5）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性。并将核查过的监测数据通告项目部安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。

9.6.2 地下水环境保护措施

本项目开发过程中，可能会对地下水环境产生影响。通过采用先进的生产工艺，加强生产管理，防止或减少污染物通过各类污染途径污染地下水，以减小对地下水环境的影响程度和影响范围。

（1）建设阶段环保措施

1）钻井施工地下水污染防护措施

① 项目在施工建设前应充分研究地质设计资料和钻井等，并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，有所预见。特别在浅部地层钻进作业时，对可能产生明显影响的浅层含水层地段，本工程应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。对于其余容易发生泥浆漏失的地层，（根据长北一期钻井经验，刘家沟组（1800-2000m 深度）是潜在的泥浆漏失层位），采用堵漏剂和固井措施可以封固漏失地层。

② 长北二期所有泥浆循环系统和废弃泥浆均在泥浆罐内循环或贮存，不再设置泥浆池，以降低泥浆泄漏对土壤地下水的污染风险。无论水平井还是直井，一开下深垂深为 700~800m（下深到侏罗系直罗组以下），表层固井水泥上返至地面，用以完全封隔注潜水含水层（第四系萨拉乌苏组及白垩系洛河组含水层），并且长北二期钻井一开泥浆采用水基泥浆体系（使用膨润土为增粘剂，其中水的占比为 95%）。

③ 井场泥浆循环系统、岩屑收集存放系统、压裂返排液软体罐应防止暴雨引发液体漫溢。

④ 固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防治污染地下水。所有井型一开固井水泥均返高至地面，应能有效隔绝浅层地下水与井内联系。

2）井场、集气站及管线施工地下水污染防护措施

① 井场柴油罐区、泥浆循环系统、岩屑罐存放区域应加设 HDPE 防渗措施，有效防止跑冒滴漏产生的地下水影响。

② 加强设备的管理，同时定点维修，维修时地面铺设塑料布，对漏油进行收集，防治机械设备漏油进入地表从而影响地下水水质。维修保养作业时，必须对地面铺设塑料布，漏油进入土壤从而影响地下水。

③ 施工场地应避开哈头才当水源保护区和当地居民集中饮用水井，避免施工活动对地下水源产生影响。

（2）运行阶段环保措施

1）井场、集气站及中央处理厂地下水防治措施

① 严禁以渗坑储存等形式储存处置含石油类污水。

② 井场、集气站及中央处理厂采用分区防渗，防止污水等的渗漏，如有条件，可在附近设置地下水质监测点位，以确保防渗系统的有效性。

③ 定期对井场、集气站及中央处理厂的设备进行检查，杜绝跑冒滴漏的发生。

2）管线

建立巡检制度，定期对输气管道壁厚进行测量，一旦发现异常，及时更换管道，杜绝管道天然气泄漏事件的发生，防止对土壤及浅层地下水的造成污染。

3）回注工程

本项目采出水最终去向是回注地层，采出水回注是油气行业惯用做法，回注的主要环境控制指标是确保回注水不会窜入地下水含水层。具体环保措施如下：

① 井筒采用国内外先进的、成熟的套管技术，应具有较高的防腐性能。封隔器和套管应具有较高的可靠性。

② 严格回注井施工管理，提升固井质量，避免因回注井及管线质量缺陷而导致的回注水泄漏事故。

③ 强化中央处理厂采出水处理设施的运行管理，重点关注 SS、石油类等指标，防止回注井堵塞。

④ 优化注水制度，回注井注水时可采用小排量温和注水模式平稳注水。

⑤ 采用永久性封隔器设计，并在套管和油管环空中注入保护液。

⑥ 定期对套管腐蚀性，环空保护液压力以及水泥防护层的完整性进行测试，一旦发现薄弱环节将及时采取修井措施。

⑦ 对回注水输水管道应定期巡检，防止因高压、腐蚀、第三方破坏、地质灾害等因素引起的管道泄漏甚至破裂，从而导致土壤、地下水或地表水的污染。

⑧ 为能及时了解、掌握气田区地下水可能被污染的情况，建议对气田工程

区定期进行地下水监测，以及时了解该区地下水状况，一旦发生污染，及时采取应急、补救措施，避免造成大范围的污染以至于达到无法补救的程度。

9.6.3 地下水分区防控措施

9.6.3.1 厂区污染防治区划分

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中分区防控措施要求，参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013），同时结合天然气处理厂、集气站和井场等各个建设项目场地装置、单元的特点，按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）划分为非污染防治区、一般污染防治区和重点污染防治区。其中：

一般污染防治区：对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。

重点污染防治区：对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理的区域或部位。

非污染防治区：一般和重点污染防治区以外的区域或部位。

根据以上原则，本项目分区防渗方案见表 9.6-1：

表 9.6-1　本项目分区防渗方案

污染防治区类别	防渗性能要求	建设项目场地	装置、单元名称	污染防治区域或部位
重点污染防治区	防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能	集气站	地埋式生活污水处理设施	装置区地面
一般污染防治区	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能	中央处理厂	新增的采出水储罐及装卸区	装卸区地面及气田水储罐围堰底部及四周
		集气站	采出水罐等罐围堰	围堰底部及四周
		井场	施工期泥浆罐、岩屑罐、压裂返排液软体收集罐	罐基础
			运营期甲储罐围堰	围堰底部及四周、罐基础

9.6.3.2 厂区污染防渗措施

厂区污染防渗措施参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）的标准和规范，结合目前施工过程中的可操作性和技术水平，针对不同的防渗区域采用局部防渗措施，在具体设计中应根据实际情况在满足防渗标准的前提下作必要的调整。防渗层结构型式参考《石油化工企业防渗设计通则》(Q/SY 1303-2010)执行。

（1）重点污染防治区

参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013），重点污染防治区防渗层的防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层；该防渗性能要求与《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）第 6.2.1 条等效。

集气增压站生活污水处理设施参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）的防渗标准，采用复合防渗结构：土工膜（厚度不小于 1.5mm）+抗渗混凝土（厚度不易小于 100mm）结构。抗渗混凝土的渗透系数不大于 1.0×10^{-6}cm/s。周围设置废水及初期雨水收集沟，收集后送污水处理站处理。

（2）一般污染防治区

参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013），一般污染防治区防渗层的防渗性能不低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能；该防渗性能要求与《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）第 6.2.1 条等效。

通过在抗渗混凝土面层（包括钢筋混凝土、钢纤维混凝土）中掺水泥基渗透结晶型防水剂，其下铺砌砂石基层，原土夯实达到防渗的目的。对于混凝土中间的伸缩缝和实体基础的缝隙，通过填充柔性材料达到防渗目的，渗透系数不大于 1.0×10^{-7}cm/s（见图 9.6-1）。一般污染防治区抗渗混凝土的抗渗等级不低于 P8，其厚度不小于 100mm。

1）罐区防渗

罐区地面采用水泥硬化和严格防渗、防腐和防爆措施，罐区周围须设置具有强防渗性的围堰和集水沟。

罐区基础的防渗，需从上至下依次采用“罐底板、沥青砂绝缘层、砂垫层、防水涂料层、钢筋混凝土承台、混凝土垫层”的防渗方式。罐区基础防渗示意见图 9.6-2。

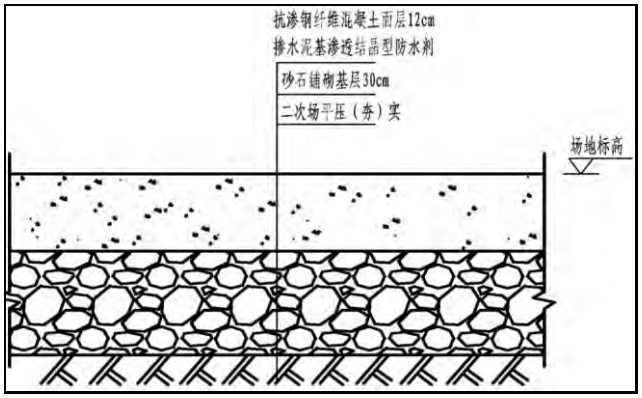


图 9.6-1　一般污染区防渗结构示意

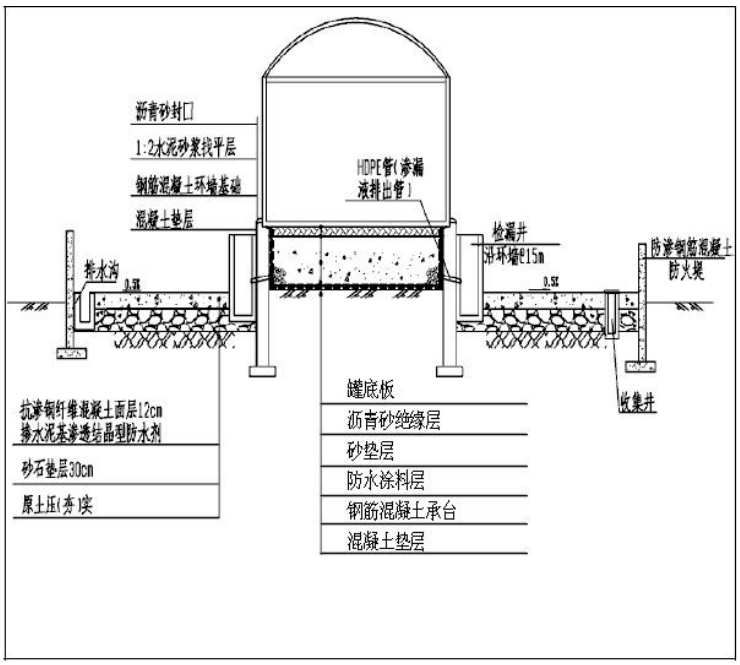


图 9.6.2　罐区基础防渗示意

① 承台式罐基础的防渗层应符合下列规定：

承台及承台以上环墙应采用抗渗混凝土，抗渗等级不低于 P6。

承台及承台以上环墙内表面涂刷聚合物水泥等柔性防水涂料，厚度不小于 1.0mm。

承台顶面应找坡，由中心坡向四周，坡度不小于 0.3% 。

② 罐基础环墙周边泄漏管宜采用高密度聚乙烯(HDPE) 管，泄漏管的设置应符合现行国家标准《钢制储罐地基基础设计规范》（GB 50473） 的有关规定。

③ 当泄漏管低于地面标高时，泄漏管对应位置处应设置检漏井，检漏井顶部应设置活动防雨钢盖板。检漏井应符合下列规定：

检漏井的平面尺寸宜为 500mm×500mm，高出地面 200mm，井底应低于泄漏管 300mm。

检漏井采用抗渗钢筋混凝土，强度等级不低于 C30，抗渗等级不低于 P8。

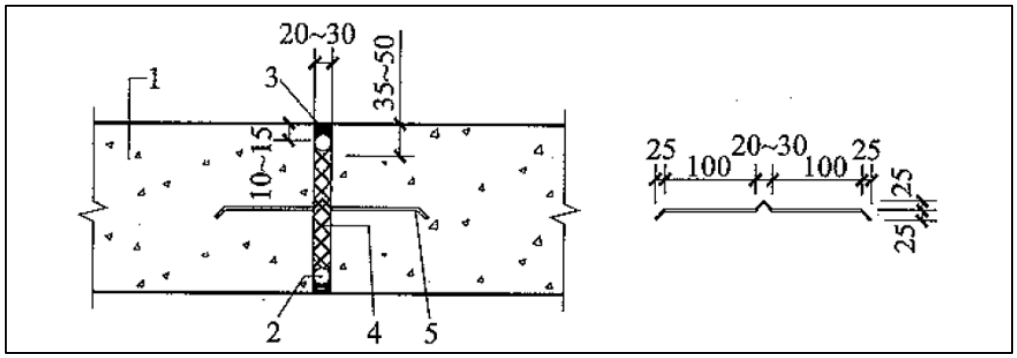
检漏井壁和底板厚度不宜小于 100mm 。

④ 防火堤的设计除应符合现行国家标准《储罐区防火堤设计规范》（GB 50351）的要求外，尚应符合下列规定：

防火堤采用抗渗钢筋混凝土，抗渗等级不低于 P6。

防火堤的变形缝设置不锈钢板止水带，厚度不小于 2.0rnrn。

防火堤变形缝内设置嵌缝板、背衬材料和嵌缝密封料。



1-钢筋混凝土防火堤；2-背衬材料；3-嵌缝密封料；4-嵌缝板；5-止水带

图 9.6-3 防火堤变形缝示意

2）采出水装卸区区地坪

天然气处理厂新增的气田水装卸区属一般污染防治区，装卸区地坪结构厚度不小于 250mm，混凝土的抗渗等级不低于 P8。

9.6.4 地下水污染监控系统

9.6.4.1 地下水跟踪监测计划

为了及时准确掌握场区及下游地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，建设单位应根据项目场地地下水流向、污染物分布情况及污染物在地下水中的扩散形式，在项目场地及其周边区域布设一定数量的地下水污染监控井，建立地下水污染监控、预警体系。建立覆盖全区的地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

目前尚没有针对建设项目地下水环境监测的法律法规或规程规范，项目地下水环境监测主要参考《地下水环境监测技术规范》（HJ/T 164－2004），结合项目区含水层系统和地下水径流系统特征，考虑潜在污染源、环境保护目标等因素，并结合模型模拟预测的结果来布置地下水监测点。

9.6.4.2 地下水跟踪监测原则

地下水跟踪监测将遵循以下原则：

（1）在地下水水流上游方向应设不少于 1 眼地下水背景（或对照）监控井；

（2）在项目场地地下水水流下游方向设置 1 眼地下水污染监控井，重点关注可能受到影响的地下水环境敏感目标；

（3）以取水层为监测目的层，以浅层潜水含水层为主，并应考虑可能受影响的承压含水层；

（4）充分利用现有民井、监测井，污染事件发生后监测井可以作为地下水污染事故应急处置的抽水井；

（5）水质监测项目参照《地下水质量标准》（GB/T 14848－2017）相关要求和潜在污染源特征污染因子确定，各监测井可依据监测目的不同适当增加和减少监测项目。建设单位安全环保部门设立地下水动态监测小组，专人负责监测或者委托专业的机构分析。

9.6.4.3 监测点布置

依据地下水监测原则，参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）的要求，结合项目区水文地质条件，建议分别在集气站、典型的井场（距离地下水环境敏感点较近的井场）、中央处理厂地下水上游布置 1 个地下水监测点、下游布置 2 个地下水监测点；集输管网和回注管线在靠近水源保护区和靠近分

散式饮用水水源地附近（管线地下水下游方向）布置 1 个地下水监测点。地下水监测点位置和监测层位信息如表 9.6-2。

表 9.6-2　建议的地下水监测计划

建设项目场地		编号	监测层位	与场地相对位置		监测点位代表性
				方位	距离	
集气站	GS1	MW1	第四系潜水含水层	地下水上游方向	～100m	/
		MW2		地下水下游方向	～100m	
		MW3		地下水下游方向	～100m	
	GS2	MW4	第四系潜水含水层	地下水上游方向	～100m	
		MW5		地下水下游方向	～100m	
		MW6		地下水下游方向	～100m	
	GS3	MW8	第四系潜水含水层	地下水上游方向	～100m	
		MW9		地下水下游方向	～100m	
		MW10		地下水下游方向	～100m	
典型井场	CB32	MW11	第四系潜水含水层	地下水上游方向	～100m	距离哈头才当水源地二级保护区边界约500m
		MW12		地下水下游方向	～100m	
		MW13		地下水下游方向	～100m	
	CB37	MW14	第四系潜水含水层	地下水上游方向	～100m	距离最近的居民饮用水井约120m
		MW15		地下水下游方向	～100m	
		MW16		地下水下游方向	～100m	

建设项目场地	编号		监测层位	与场地相对位置		监测点位代表性
				方位	距离	
CB29	MW17		第四系潜水含水层	地下水上游方向	～100m	距离最近的居民饮用水井约180m
	MW18			地下水下游方向	～100m	
	MW19			地下水下游方向	～100m	
中央处理厂	MW20		第四系潜水含水层	地下水上游方向	～100m	/
	MW21		第四系潜水含水层	地下水下游方向	～100m	/
	MW22		第四系潜水含水层	地下水下游方向	～100m	/
集输管网	MW23	孟家湾乡圪求河村	第四系潜水含水层	地下水下游方向	20m	距离红石峡饮用水水源保护区边界约300m
回注管线	MW24（二阶段）	芹河乡马家峁村	第四系潜水含水层	地下水下游方向	20m	距离芹河乡饮用水源地边界约220m
	MW25（一阶段）	芹河乡纪小滩村	第四系潜水含水层	地下水下游方向	20m	一期回注管线紧邻纪小滩村

9.6.4.4 监测频率与监测因子

根据各个建设项目的产污特点，按照施工期和运营期分别对不同建设项目单

元进行监测。施工期重点对本次拟建钻井井场进行监测，运营期针对处理厂、回注井和集气站、管线等进行监测。建议的监测频率及监测因子如表 9.6-3 所示：

表 9.6-3　建议的地下水监测率与监测因子

项目阶段	项目场地	监测周期	监测因子
施工期（2018-2024）	井场	每个井场选取 1-2 个距离最近的居民水井，开钻前 1 次、完井后 1 次	pH、总硬度、溶解性总固体、氯化物、高锰酸盐指数、石油类
运营期（2025-2029）	集气站	1 次/年（2018-2024 年期间，可与施工期地下水监测合并进行）	pH、总硬度、溶解性总固体、氯化物、高锰酸盐指数、石油类
	典型井场		
	中央处理厂		
	集输管网		
	回注管线		

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，并根据实际情况增加监测项目。

9.6.4.5 地下水监测数据管理

上述监测结果建设单位应按相关规定建立档案，并按照环保部门要求及时进行信息公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，并根据污染物特征增加监测项目，并分析污染原因，确定是否发生泄漏，及时采取应急措施。

建设单位负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的机构完成。

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

（1）管理措施

1）防止地下水污染管理的职责属于环境保护管理部门的职责之一。环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作。

2）环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作。

3）建立地下水监测数据信息管理系统，与场环境管理系统相联系。

4）根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据本场环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

（2）技术措施

1）参照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T 164－2004）要求，及时将监测数据整理存档。

2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性。并将核查过的监测数据通告现场安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。应采取的措施如下：

① 了解全场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。加大监测密度，如监测频率由每月（季）一次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向；

② 周期性地编写地下水动态监测报告；

③ 定期对污染区的生产装置进行检查。

9.6.5 地下水风险事故应急响应

制定地下水风险事故应急响应预案，明确风险事故状态下应采取封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。

9.6.5.1 风险应急预案

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对地下水的污染。因此，建设单位应根据《中华人民共和国水污染防治法》编制相应的应急方案，并根据“关于印发《企业突发环境事件风险评估指南（试行）的通知（环办[2014]34 号）”，将地下水风险纳入建设单位环境风险事故评估中，防止对周围地下水环境造成污染。针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 9.6-4。

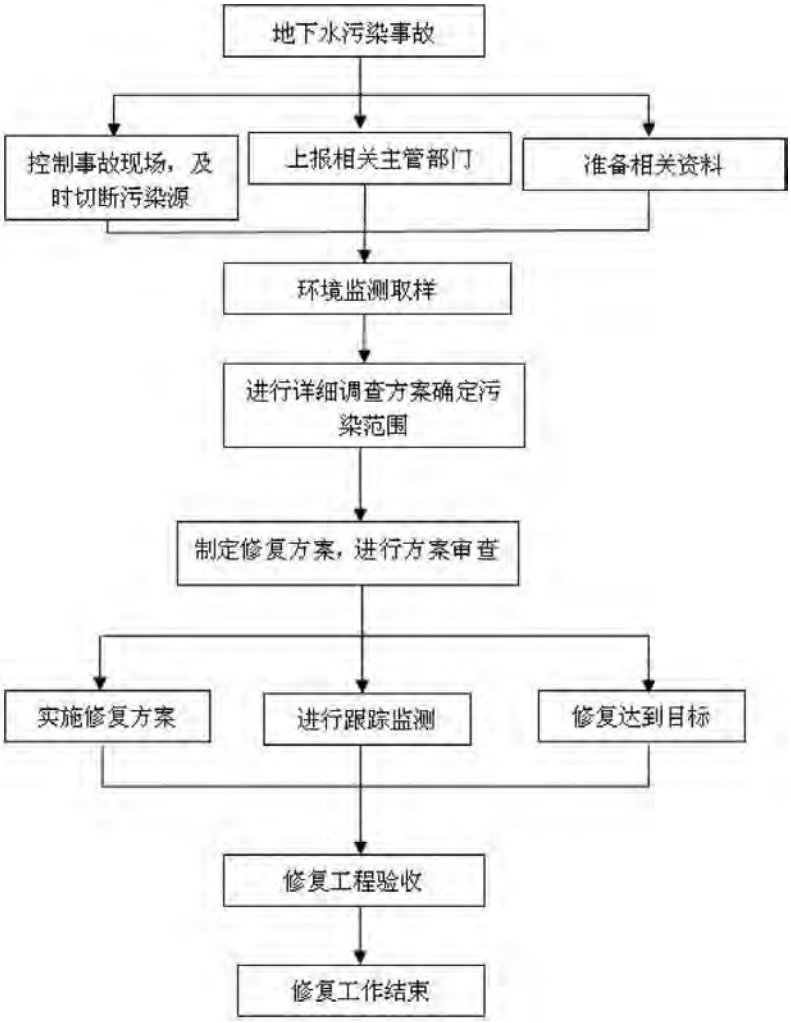


图 9.6-4　地下水污染应急治理程序

9.6.5.2 应急预案措施

一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案，并采取相应应急措施，包括：1）查明并切断污染源；2）探明地下水污染深度、范围和污染程度；3）依据探明的地下水污染情况，合理布置封闭、截流措施，并对受污染水体进行抽排工作；4）将抽取的受污染地下水进行集中收集、处理，并送实验室监测分析；5）当地下水中污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水并开展土壤修复工作。具体地下水污染应急预案措施如下：

① 如地面站场发生地下水污染事故，立即启动应急预案；

② 迅速控制事故现场，切断污染源，对污染场地进行清源处理，同时上报相关部门；

③ 如抽水水质超标，将超标地下水送至厂区污水处理厂处理，严禁随意排放；

④ 当地下水染物含量低于区域地下水功能区划标准后即可停止抽水，之后还应继续加强地下水水质监测。

9.6.6 地下水污染治理措施

9.6.6.1 地下水污染治理技术

地下水污染治理技术归纳起来主要有：制度控制、工程控制、物理修复技术、化学修复技术、生物修复技术等。

（1）制度控制

因为污染的地下水对人类健康产生影响的主要途径为体表接触，挥发气体吸入，和意外摄入等。针对受污染的地下水，可以暂时停止其使用，并在污染场地边界处建立警示牌和栅栏以防止人员进入，从而有效地减少或完全杜绝人通过体表接触，挥发气体吸入和意外摄入等途径受到污染物的影响。

（2）工程控制

工程控制主要立足于切断污染物和受体之间的暴露途径和控制污染物的迁移扩散。本工程主要污水管线、污水处理设施和污水储罐均建设于地上，减少了污水渗漏进入地下水的风险。但仍做好工程控制措施如地面隔离、覆盖，气体侵入控制和地下水防渗墙围堵等。

（3）物理修复技术

物理修复技术包括地下水抽提处理、多相抽提和原位加热解析处理等。

（4）化学修复技术

化学修复技术主要依赖于向污染的地下水中通过一定的工程手段加入化学药剂，利用外加药剂的化学特性与污染物反应以实现污染物的去除或者分解的目的。现在主流的化学修复技术包括化学氧化、化学还原、渗透反应墙、表面活性剂和助溶剂萃取等。

（5）生物修复技术

生物修复技术主要包括强化生物修复、植物修复、监测自然衰减等。

9.6.6.2 建议的治理措施

本项目对浅层地下水的主要污染途径为废水、污水泄漏事故，浅层地下水的排泄为邻近地表水体。一旦污染发生，污染物首先渗透到不饱和带，然后依

据污染物的特性、土壤结构以及场地状况等因素，污染物可能渗透至含水层污染地下水。尤其是当渗漏的污染物量非常大时，污染物将吸附在土壤中，并缓慢脱附而形成一长期之污染源，对地下水水质造成长期的危害。

本项目通过日常的环境管理体系加强预防，可以将污水对地下水的污染途径切断，并实施地下水监测计划进行核实。一旦在监测中发现地下水的污染，将立即启动应急监测和地下水污染控制措施。本项目中的污染控制措施建议为水力控制，即在污染物区域和地下水排泄边界进行抽水以阻隔污染物的扩散。

9.7 地下水环境影响评价小结

9.7.1 地下水评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A 项目类别分类，本项目属于“F 石油、天然气”中“天然气、页岩气开采（含净化）”类。本项目地下水环境影响评遵循“分区评价”的评价思路，依据区块内各单元的地下水环境敏感程度和项目类型，确定本项目评价工作均为二级。

9.7.2 环境水文地质特征

评价区地下水类型主要为第四系松散层孔隙潜水和白垩系孔隙裂隙水（白垩系孔隙水在区块西北部分布）。第四系萨拉乌苏组潜水含水层在区内广泛分布，其岩性主要以中砂、细砂以及粉细砂为主，地下水类型为孔隙水，富水性强。该含水层水位埋藏普遍较浅，大多数地区水位埋深小于 2m，该组含水层主要接受大气降水补给。

白垩系孔隙裂隙水区内西北部广泛分布，埋藏于第四系地层之下。该含水层沉积厚度大，岩性以中细砂岩、细砂岩和粉细砂岩为主，富水性较好，水质普遍较好。由于白垩系砂岩含水层、隔水层和弱透水层交替出现，且没有统一完整的隔水顶板，因而各含水层之间以及与上覆潜水含水层之间存在一定的水力联系，构成白垩系砂岩含水层复杂的储水导水系统。

除哈头才当单元和芹河单元有地下水集中开采外，地下水开发利用现状以农村居民分散式开采为主。未见地热、温泉、矿泉水等地下水资源敏感区。

9.7.3 环境影响预测与评价

正常状况下，本项目在施工期间不会对地下水环境造成影响。非正常状况下，有较小概率会发生钻井泥浆漏失进入含水层事故，通过解析解模型可知泥浆漏失对井场周边环境敏感点处地下水水影响微小，对哈头才当集中式饮用水水源地和芹河镇饮用水水源地的影响较小。

运营期，由于本项目开采和运输主要介质为天然气，所以几乎不会对地下水环境产生影响。正常状况下，项目设备设施和储罐区域有严格的防渗措施，项目防渗措施完整，物料或污水等不会进入地下水环境。因此，正常状况下项目不会对地下水环境产生影响。非正常状况下，在输气管线发生泄漏情景下，污染物通过地下水迁移途径对环境敏感目标（红石峡饮用水水源保护区）的影响较小；集气增压站在发生生活污水泄漏情景下，COD 超标距离内无饮用水源；中央处理

厂在废水处理设施发生泄漏情景下，敏感目标在 3600 内对泄漏的凝析油无响应。因此，非正常状况下项目对地下水环境敏感目标的影响较小，但还需要结合严格的管理措施将风险降至最低。

9.7.4 地下水环境保护措施

根据项目和环境特征，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行全面控制。对厂区可能产生污染的地方划定重点污染防治区和一般污染防治区，不同的防渗区域采取不同的防渗措施。同时，本项目拟建立覆盖全区的地下水长期跟踪监控系统，对地下水污染状况及时发现并及时控制。针对可能发生的地下水泄漏情形，制定地下水风险事故应急预案，将事故发生后的不利影响降至最低。

综上所述，从地下水环境影响角度分析，在采取了本报告提出的地下水防控措施后，本项目对地下水环境的影响可以接受，不会对区域地下水环境质量产生明显影响，项目的建设可行。

10 生态环境影响评价

10.1 生态现状及评价

10.1.1 生态功能区划

根据《陕西省生态功能区划》，评价区所在区域生态功能区划属于长城沿线风沙草原生态区—神榆横沙漠化控制生态亚区—榆神北部沙化控制区及横榆沙地防风固沙区，见附图10.1-1（1）。根据《鄂尔多斯市生态功能区划》，评价区所在区域生态功能区划属于毛乌素沙地植被防风固沙生态功能区，见附图10.1-1（2）。

气田所处生态功能区土地沙漠化敏感，生态环境较为脆弱、不稳定，要特别注意加强保护，维持其重要的生态功能。因此该生态功能区的生态保护措施包括：控制土地开垦，合理利用水资源，保护湿地和植被，保护沙生植被，严禁在半沙化区域进行牧业活动；控制放牧与樵采，营造防风固沙林，继续加大该区域的人工植草造林力度。在生态建设上，必须符合当地自然规律和生态准入的原则，在资源开发中必须符合生态标准和国家产业政策，加强生态环境监管，有序合理地开展开发建设项目。

10.1.2 评价等级及范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2011），气田工程内部集输管线长度超过100km，并且气田地面设施和管线所处区域不涉及重要和特殊生态敏感区域，属于一般区域，因此本项目生态环境影响评价等级确定为二级。

本次评价范围为长北区块范围外扩2km，即区块面积为1692.50km^2，外扩2km后生态评级范围为2188.71km^2。

10.1.3 地形地貌现状调查与评价

长北气田地处毛乌素沙漠东南边缘，黄土高原北端，属于鄂尔多斯盆地，地势由西北向东南倾斜，海拔1050～1280m。评价区属高原半沙漠地貌特征，整体表现为梁滩交替，丘甸结合，大部分地区被第四系风积沙覆盖，多为新月

形或波状沙丘，没有基岩出露。区内植被稀疏，为半荒漠地区。评价区数字高程图见附图10.1-2。

10.1.4 土地利用现状调查与评价

（1）土地分类系统

本次项目区域土地利用现状采用全国二级分类系统：一级分8类，主要根据土地的自然生态和利用属性；二级分为18个类型。详见**表10.1-1**。

表10.1-1　项目区内土地分类系统表

一级分类	二级分类	含　义
耕地	水浇地	指有水源保证和灌溉设施，在一般年景能正常灌溉，种植旱生农作物的耕地。包括种植蔬菜等的非工厂化的大棚用地。
林地	有林地	指树木郁闭度≥0.2 的乔木林地，包括红树林地和竹林地。
	灌木林地	指灌木覆盖度≥40%的林地。
草地	天然牧草地	指以天然草本植物为主，用于放牧或割草的草地。
工矿仓储用地	工业用地	指工业生产及直接为工业生产服务的附属设施用地。
	采矿用地	指采矿、采石、采砂（沙）场，盐田，砖瓦窑等地面生产用地及尾矿堆放地。
住宅用地	城镇住宅用地	指城镇用于生活居住的各类房屋用地及其附属设施用地。包括普通住宅、公寓、别墅等用地。
	农村宅基地	指农村用于生活居住的宅基地。
交通运输用地	铁路用地	指用于铁道线路、轻轨、场站的用地。包括设计内的路堤、路堑、道沟、桥梁、林木等用地。
	公路用地	指用于国道、省道、县道和乡道的用地。设计内的路堤、路堑、道沟、桥梁、汽车停靠站、林木及直接为其服务的附属用地。
	机场用地	指用于民用机场的用地。
水域及水利设施用地	河流水面	指天然形成或人工开挖河流常水位岸线之间的水面，不包括被堤坝拦截后形成的水库水面。
	水库水面	指人工拦截汇集而成的总库容≥10 万立方米的水库正常蓄水位岸线所围成的水面。
	坑塘水面	指人工开挖或天然形成的需水量<10 万立方米的坑塘常水位岸线所围成的水面。
	水工建筑用地	指人工修建的闸、坝、堤路林、水电厂房、扬水站等常水位岸线以上的建筑物用地。
其它土地	空闲地	指城镇、村庄、工矿内部尚未利用的土地。
	盐碱地	指表层盐碱聚集，生长天然耐盐植物的土地。
	沙地	指表层为沙覆盖、基本无植被的土地。不包括滩涂中的沙地。

（2）遥感解译数据

解译使用的信息源主要为GeoEye1和Worldview2遥感影像，空间分辨率为0.5米，数据获取时间为2017年9月。影像各谱段具体用途见表10.1-2。评价区遥感影像图见附图10.1-3（波段3，4，1假彩色合成）。

表10.1-2　影像各谱段具体用途表

光谱段	Geoeye1 波长（μm）	Worldview2 波长（μm）	功能
1	0.45-0.51 蓝色波段	0.45-0.51 蓝色波段	绘制水系图和森林图，识别土壤和常绿、落叶植被
2	0.51-0.58 绿色波段	0.51-0.58 绿色波段	探测健康植物绿色反射率和反映水下特征
3	0.65-0.69 红色波段	0.63-0.69 红色波段	进行植被分类，鉴别人工建筑物、水质
4	0.78-0.92 近红外线波段	0.77-0.895 近红外线波段	用于生物量和作物长势的测定，绘制水体边界

遥感解译方法是根据各专业（部门）的要求，通过人机交互式图像解译，实现影像信息的判读，制作土地利用现状图。同时选择有代表性的地物类型，建立遥感影像野外标志数据库，收集能反映区域土地利用特征的的野外照片、录像资料，在实地踏勘和调查时进行野外核查。

（3）评价区各类型土地面积

根据土地利用现状图(见附图10.1-4)，核查出评价区及区块内各类型土地面积列于表10.1-3。

表10.1-3 各类型土地面积表

分类		区块内		评价范围	
一级分类	二级分类	面积（km^2）	比例（%）	面积（km^2）	比例（%）
耕地	水浇地	180.16	10.64	215.64	9.85
林地	有林地	45.55	2.69	50.42	2.30
	灌木林地	550.89	32.55	716.43	32.73
	小计	596.45	35.24	766.85	35.04
草地	天然牧草地	491.15	29.02	631.74	28.86
工矿仓储用地	工业用地	10.86	0.64	11.75	0.54
	采矿用地	1.83	0.11	1.96	0.09
	小计	12.68	0.75	13.71	0.63
住宅用地	城镇住宅用地	3.83	0.23	4.96	0.23
	农村宅基地	42.41	2.51	46.75	2.14
	小计	46.23	2.73	51.71	2.36
交通运输用地	铁路用地	0.86	0.05	0.88	0.04
	公路用地	12.10	0.72	13.34	0.61
	机场用地	2.08	0.12	2.08	0.10
	小计	15.05	0.89	16.30	0.74

分类		区块内		评价范围	
一级分类	二级分类	面积（km^2）	比例（%）	面积（km^2）	比例（%）
水域及水利设施用地	河流水面	0.89	0.05	0.89	0.04
	水库水面	2.93	0.17	2.93	0.13
	坑塘水面	10.80	0.64	11.64	0.53
	水工建筑用地	0.19	0.01	0.19	0.01
	小计	14.81	0.88	15.65	0.72
其它土地	空闲地	2.03	0.12	2.03	0.09
	盐碱地	0.36	0.02	0.36	0.02
	沙地	333.59	19.71	474.72	21.69
	小计	335.98	19.85	477.11	21.80
合计		1692.50	100.00	2188.71	100.00

从土地利用现状图可以看出，评价区及区块内主要土地利用类型均为灌木林地，其次为草地和沙地，灌木林地面积占评价区及区块面积的32.73%和32.55%，草地占评价区及区块面积的28.86%和29.02%，沙地占评价区及区块面积的21.69%和19.71%。评价区内沿河流两岸分布有成片的水浇地，评价区及区块内耕地面积占评价区及区块面积的9.85%和10.64%，其中基本农田面积为44.18km^2，占评价区耕地面积24.52%。评价区内现状建设用地不多，大多为分散的农村居民点；城镇住宅用地主要分布在机场及高速公路附近；评价区内住宅用地面积占评价区面积的2.36%。评价区内分布有多个煤矿和榆横煤化工区，评价区内工矿仓储用地占评价区面积的0.63%。评价区南北向分布有包茂高速和210国道，评价区中部分布有榆林机场，评价区内交通运输用地面积占评价区面积的0.74%。评价区内分布有两个水库，分别为李家梁水库和中营盘水库，水库面积占评价区面积的0.13%；评价区内河流面积占评价区面积的0.04%；在河流两岸以及水库附近分布有多鱼塘，在沙丘低洼地带分布有许多水泡子，评价区内坑塘水面面积占评价区面积的0.53%。评价区内水泡子周围出现了轻度的盐渍化现象，评价区内盐碱地面积占评价区面积的0.02%。

（4）土地利用修改前后对比情况分析

由于遥感影像图发生改变，本次环评重新对2017年土地利用进行了解译，并且通过对比2013年土地利用情况，得到下表10.1-4。

表10.1-4 2013年土地利用与2017年土地利用对比表

分类		2017 年土地利用		2013 年土地利用		变化面积（km^2）
一级分类	二级分类	面积（km^2）	比例（%）	面积（km^2）	比例（%）	
耕地	水浇地	180.16	10.64	172.31	10.18	7.85

分类		2017 年土地利用		2013 年土地利用		变化面积（km^2）
一级分类	二级分类	面积（km^2）	比例（%）	面积（km^2）	比例（%）	
林地	有林地	45.55	2.69	46.25	2.73	-0.70
	灌木林地	550.89	32.55	557.18	32.92	-6.29
	小计	596.45	35.24	603.43	35.65	-6.98
草地	天然牧草地	491.15	29.02	505.11	29.84	-13.96
工矿仓储用地	工业用地	10.86	0.64	10.02	0.59	0.84
	采矿用地	1.83	0.11	1.95	0.12	-0.12
	小计	12.68	0.75	11.96	0.71	0.72
住宅用地	城镇住宅用地	3.83	0.23	3.83	0.23	0.00
	农村宅基地	42.41	2.51	30.19	1.78	12.22
	小计	46.23	2.73	34.02	2.01	12.21
交通运输用地	铁路用地	0.86	0.05	0.36	0.02	0.50
	公路用地	12.10	0.72	9.80	0.58	2.30
	机场用地	2.08	0.12	2.08	0.12	0.00
	小计	15.05	0.89	12.24	0.72	2.81
水域及水利设施用地	河流水面	0.89	0.05	0.89	0.05	0.00
	水库水面	2.93	0.17	2.93	0.17	0.00
	坑塘水面	10.80	0.64	10.02	0.59	0.78
	水工建筑用地	0.19	0.01	0.19	0.01	0.00
	小计	14.81	0.88	14.03	0.83	0.78
其它土地	空闲地	2.03	0.12	3.89	0.23	-1.86
	盐碱地	0.36	0.02	0.36	0.02	0.00
	沙地	333.59	19.71	335.14	19.80	-1.55
	小计	335.98	19.85	339.39	20.05	-3.41
合计		1692.50	100.00	1692.50	100.00	0.00

由上表可知，区块内2017年土地利用与2013年土地利用相比较，耕地、住宅用地和交通运输用地面积有所增加，随之减少的是草地和林地面积。这是由于本次使用的遥感影像图精度较高，因此重新识别出很多村庄，因此农村宅基地面积增加了12.22km^2。耕地和交通运输用地均是较2013年有所增加，分别增加了7.85km^2和2.81km^2。

10.1.5 植被现状调查与评价

10.1.5.1 调查范围和时间

调查范围：括项目区内，总面积约1692.50km^2。

调查时间： 2018年6月23～29日。

10.1.5.2 调查方法

植被实地调查中主要采用样方法和样线法。植被样方按每种群落类型不少于1个样方为基本原则，并尽可能在整个评价区内均匀布点。选择有代表性植被类型作为调查样地，在样地中统计植物种类、群落结构等数据，并根据样地植物群落分布的多样性选择调查方法，其中对单一植物群落使用样方法，设置1个5×5m^{2}的灌木样方，详细记录样方中的木本植物种类、株数、盖度、高度、建群种等信息，同时配以2个1×1 m^{2}的草本样方，利用收割法统计样方中草本植物的种类、株数、盖度、高度、建群种等信息，并记录生境特征；对包含多种植物群落（如柳湾林）或复杂地形（如洼地、湿地等）的样地，采用样线法，选择代表性地段,并在该地段设置一条50~100m样线横穿其中，要求覆盖该样地中最具有代表性的几种植物群落及地形，然后沿样线起点进行调查，详细记录样线沿线覆盖木本植物的种类、株数、盖度（以样线压线长度代替面积）、高度、建群钟等信息，同时配以3~4个1×1 m^{2}的草本样方，利用收割法统计样方中草本植物的种类、株数、盖度、高度、建群种等信息，并记录生境特征。环评阶段植被现状调查共设置了20个样地，其中5×5m^{2}样方7个，50~100m样线13个。详细的样方调查表及照片见表10.1-5~表10.1-24。

本次调查在区块内均匀布点，编号以从北向南为顺序，样地点位分布图如下：

表10.1-5　1#样地调查登记表

位置	乌审镇小壕兔西（母杜柴登西2km）	样地号	1#	时间	2018.06.23
样方面积	5×5m²	经度		纬度	
海拔高度	1270m	坡向	北	坡度	＜5°
土壤类型	风沙土		水文条件	无灌溉	
主要植物	油蒿				
群落盖度	15%		优势植物平均高度	49cm	
优势植物	油蒿		珍稀植物	无	
样方外植物	无				
草本层植被	阿尔泰狗娃花、山苦荬、硬质早熟禾、女娄菜				



表10.1-6　2#样地调查登记表

位置	乌审镇小壕兔（母杜柴登西3km）	样地号	2#	时间	2018.06.23
样方面积	5×5m^2	经度		纬度	
海拔高度	1260m	坡向	东偏北30°	坡度	5°
土壤类型	风沙土		水文条件	无灌溉	
主要植物	油蒿				
群落盖度	3%		优势植物平均高度	40cm	
优势植物	油蒿		珍稀植物	无	
样方外植物	无				
草本层植被	阿尔泰狗娃花、刺穗藜、山苦荬、狗尾草、地锦、糜蒿、女娄菜、硬质早熟禾、大苞点地梅				



表10.1-7　3#样地调查登记表

位置	乌审镇呼吉尔特乡西奔摊村西北3.5km	**样地号**	3#	**时间**	2018.06.24	**样线长度**	60m	**经度**		**纬度**	
海拔高度	1260m		**优势植物**	油蒿		**土地利用类型**	放牧		**样线盖度**	83.3%	
优势植物平均高度			40cm			**样线外植物**			无		
样方编号	3-1		**描述**	油蒿-山苦荬群落		**土壤类型**	风沙土		**样方面积**	$1\times1m^2$	
主要植物	画眉草		**群落盖度**	1.7%		**生境**	迎风坡坡顶		**珍稀植物**	无	
草本层植被			山苦荬、刺穗藜、画眉草、狗尾草、虫实								
样方编号	3-2		**描述**	油蒿群落		**土壤类型**	风沙土		**样方面积**	$1\times1m^2$	
主要植物	油蒿小苗		**群落盖度**	2%		**生境**	迎风坡坡面		**珍稀植物**	无	
草本层植被			山苦荬、刺穗藜、画眉草、狗尾草、虫实、女娄草、草木樨状黄芪								
样方编号	3-3		**描述**	北沙柳小苗群落		**土壤类型**	风沙土		**水文条件**	无灌溉	
主要植物	北沙柳苗		**群落盖度**	27%		**生境**	丘间底地水池边缘		**珍稀植物**	无	
草本层植被			灯心草、百金花、欧亚旋覆花、疗齿草、芦苇、苔草、小叶杨、假苇拂子茅、野艾蒿、坚被灯芯草、香蒲、褐穗莎草、球穗扁莎、水麦冬、沼生柳叶菜								
样方编号	3-4		**描述**	芦苇挺水水生植被群落		**土壤类型**	/		**样方面积**	$1\times1m^2$	
主要植物	芦苇		**群落盖度**	37%		**生境**	水体		**珍稀植物**	无	
草本层植被			芦苇、眼子菜、香蒲、藻类								
样方编号	3-5		**描述**	芦苇-沉水藻群落		**土壤类型**	/		**样方面积**	$1\times1m^2$	
主要植物	芦苇		**群落盖度**	45%		**生境**	水体		**珍稀植物**	无	
草本层植被			芦苇、眼子菜、藻类								
样方编号	3-6		**描述**	假苇拂子茅—疗齿草群落		**土壤类型**	草甸土		**样方面积**	$1\times1m^2$	
主要植物	假苇拂子茅		**群落盖度**	63%		**生境**	地表有苔藓		**珍稀植物**	无	
草本层植被			假苇拂子茅、疗齿草、球穗扁莎、苔草、沼生柳叶菜、芦苇、小灯芯草、小柳苗、褐穗莎草								
样方编号	3-7		**描述**	芦苇-假苇拂子茅群落		**土壤类型**	风沙土		**样方面积**	$1\times1m^2$	

主要植物	芦苇	**群落盖度**	63%	**生境**	背风坡坡底	**珍稀植物**	无
草本层植被		芦苇、香蒲、欧亚旋覆花、假苇拂子茅					
样方编号	3-8	**描述**	北沙柳-乳苣群落	**土壤类型**	风沙土	**样方面积**	1×1m^2
主要植物	乳苣	**群落盖度**	2%	**生境**	背风坡坡中	**珍稀植物**	无
草本层植被		乳苣、沙米、虫实、山苦荬					
样方编号	3-9	**描述**	沙米群落	**土壤类型**	风沙土	**样方面积**	1×1m^2
主要植物	沙米	**群落盖度**	4%	**生境**	背风坡坡顶	**珍稀植物**	无
草本层植被		沙米					



表10.1-8　4#样地调查登记表

位置	乌审镇呼吉尔图乡西奔摊村西北3.5km	样方号	4#	时间	2018.06.24
样方面积	1×1m²	经度		纬度	
海拔高度	1250m	坡向	北	坡度	2°
土壤类型	风沙土		水文条件	无灌溉	
主要植物	北沙柳				
群落盖度	27%		优势植物平均高度	20cm	
优势植物	北沙柳		珍稀植物	无	
样方外植物	无				
草本层植被	芦苇、褐穗莎草、小灯心草、小叶杨、香蒲、沼生柳叶菜				



表10.1-9　5#样地调查登记表

位置	榆林市耳林村	样方号	5#	时间	2018.06.25
样方面积	5×5m^2	经度		纬度	
海拔高度	1260m	坡向	北	坡度	2°
土壤类型	风沙土		水文条件	无灌溉	
主要植物	油蒿				
群落盖度	8%		优势植物平均高度	52cm	
优势植物	油蒿		珍稀植物	无	
样方外植物	人工小叶杨				
草本层植被	硬质早熟禾、沙珍棘豆、草木樨状黄芪、阿尔泰狗娃花、女娄菜、刺穗藜、蒙古葱、山苦荬、假苇拂子茅、大苞点地梅、乳浆大戟、芦苇、白草、披针叶黄华、牛心朴子、虫实、狗尾草、黄蒿、雾冰藜、尖头叶藜、地稍瓜				



表10.1-10　6#样地调查登记表

位置	榆林市贾明采当村东南3km	样地号	6#	时间	2018.06.25	样线长度	57m	经度		纬度	
海拔高度	1260m		优势植物	油蒿		土地利用类型	放牧		样线盖度	71.2%	
优势植物平均高度			40.5cm			样方外植物			水苦荬		
样方编号	6-1		描述	油蒿群落下草本		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	油蒿		群落盖度	2.3%		生境	迎风坡坡中		珍稀植物	野大豆	
草本层植被			山苦荬、牛心朴子、地稍瓜								
样方编号	6-2		描述	扁秆藨草沼泽		土壤类型	/		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	扁秆藨草		群落盖度	18.7%		生境	湿地		珍稀植物	无	
草本层植被			扁秆藨草、节节草、眼子菜、假苇拂子茅、水葫芦苗、欧亚旋覆花、香蒲、芦苇								
样方编号	6-3		描述	假苇拂子茅群落		土壤类型	草甸土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	北沙柳苗		群落盖度	37%		生境	草甸		珍稀植物	无	
草本层植被			扁秆藨草、水麦冬、假苇拂子茅、坚被灯芯草、欧亚旋覆花、节节草、茅香、巨序剪股颖、野艾蒿、苔草、止血马唐、槽鳞扁莎、球穗扁莎、小衣棘豆、疗齿草、天蓝苜蓿								
样方编号	6-4		描述	眼子菜群落		土壤类型	/		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	眼子菜		群落盖度	90%		生境	浮水		珍稀植物	无	
草本层植被			芦苇、眼子菜、藻类、水葱、扁秆藨草								



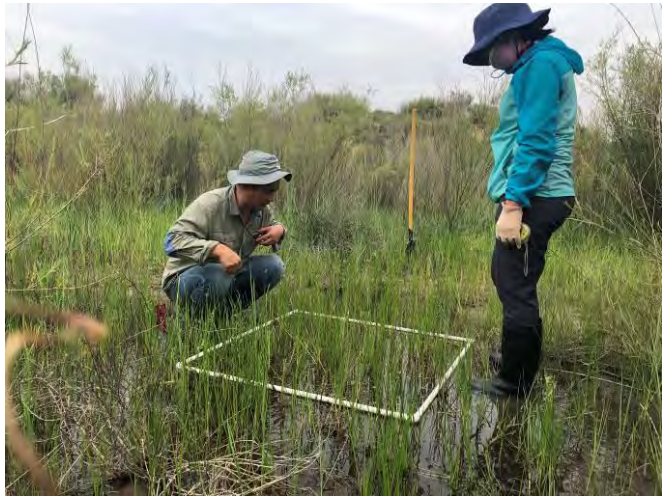






表10.1-11　7#样地调查登记表

位置	小壕兔乡亚民兔东1km	样方号	7#	时间	2018.06.25
样方面积	5×5m²	经度		纬度	
海拔高度	1250m	坡向	西南	坡度	8°
土壤类型	风沙土		水文条件	无灌溉	
主要植物	油蒿				
群落盖度	10%		优势植物平均高度	46cm	
优势植物	油蒿		珍稀植物	无	
样方外植物	樟子松（人工）、列当				
草本层植被	阿尔泰狗娃花、山苦荬、硬质早熟禾、糜蒿、角蒿、地稍瓜、狗尾草、刺穗藜、牛心朴子、尖头叶藜、女萎菜				





表10.1-12　8#样地调查登记表

位置	榆林市孟家湾乡	**样地号**	8#	**时间**	2018.06.26	**样线长度**	50m	**经度**		**纬度**	
海拔高度	1230m		**优势植物**	油蒿		**土地利用类型**	放牧		**样线盖度**	64%	
优势植物平均高度			59cm			样线外植物			细枝叶黄华、中间锦鸡儿		
样方编号	8-1		**描述**	油蒿-羊柴群落		**土壤类型**	风沙土		**样方面积**	$1\times1m^2$	
主要植物	油蒿、羊柴、沙柳		**群落盖度**	1.5%		**生境**	沙丘坡地坡顶		**珍稀植物**	无	
草本层植被			山苦荬、虫实、沙鞭								
样方编号	8-2		**描述**	油蒿-羊柴群落		**土壤类型**	风沙土		**样方面积**	$1\times1m^2$	
主要植物	油蒿、羊柴、沙柳		**群落盖度**	2.2%		**生境**	沙丘坡地坡中		**珍稀植物**	无	
草本层植被			山苦荬、虫实、沙鞭、硬质早熟禾								





表10.1-13　9#样地调查登记表

位置	孟家湾乡什拉补兔西北2km	样地号	9#	时间	2018.06.26	样线长度	100m	经度		纬度	
海拔高度	1223m		优势植物	油蒿		土地利用类型	放牧		样线盖度	33.77%	
优势植物平均高度			32cm			样线外植物					
样方编号	9-1		描述	沙柳-油蒿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	油蒿		群落盖度	1.7%		生境	沙丘坡地		珍稀植物	无	
草本层植被			山苦荬、沙鞭、狗尾草								
样方编号	9-2		描述	沙柳-油蒿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	油蒿		群落盖度	0.5%		生境	沙丘坡地		珍稀植物	无	
草本层植被			虫实、沙鞭、狗尾草								



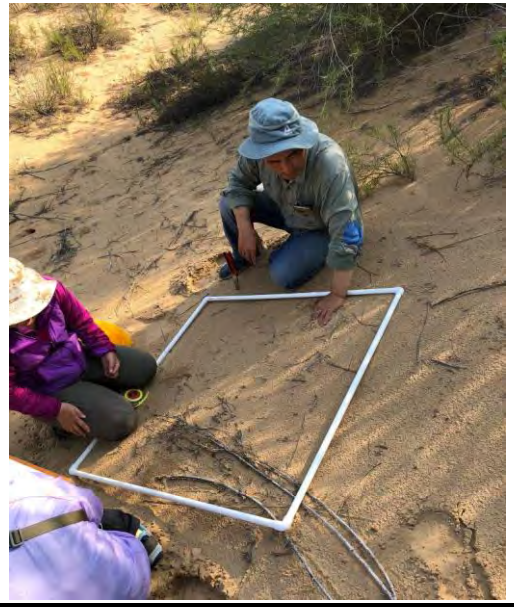


表10.1-14　10#样地调查登记表

位置	榆林市三道摊西南1.2km	样地号	10#	时间	2018.06.26	样线长度	117m	经度		纬度	
海拔高度	1203m		优势植物	油蒿		土地利用类型	放牧		样线盖度	30.4%	
优势植物平均高度			34.4cm			样线外植物			柄扁桃		
样方编号	10-1		描述	油蒿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	1×1m^2	
主要植物	虫实		群落盖度	0.5%		生境	迎风坡破面		珍稀植物	无	
草本层植被			狗尾草、沙鞭、虫实								
样方编号	10-2		描述	北沙柳-油蒿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	1×1m^2	
主要植物	虫实		群落盖度	0.6%		生境	沙丘坡地		珍稀植物	无	
草本层植被			狗尾草、沙鞭、虫实								
样方编号	10-3		描述	北沙柳-油蒿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	1×1m^2	
主要植物	虫实		群落盖度	0.5%		生境	沙丘坡地		珍稀植物	无	
草本层植被			沙鞭、虫实								





表10.1-15　11#样地调查登记表

位置	榆林市孟家湾乡	样方号	11#	时间	2018.06.26
样方面积	5×5m^2	经度		纬度	
海拔高度	1196m	坡向	西北	坡度	13°
土壤类型	风沙土		水文条件	无灌溉	
主要植物	油蒿、羊柴				
群落盖度	2.4%		优势植物平均高度	58cm	
优势植物	羊柴		珍稀植物	无	
样方外植物	无				
草本植物	阿尔泰狗娃花、虫实、山苦荬				





表10.1-16　12#样地调查登记表

位置	榆林市孟家湾西南8km	样地号	12#	时间	2018.06.26	样线长度	81m	经度		纬度	
海拔高度	1184m		优势植物	油蒿		土地利用类型	放牧		样线盖度	45.3%	
优势植物平均高度			65cm			样线外植物			无		
样方编号	12-1		描述	花棒、羊柴、油蒿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	沙鞭		群落盖度	0.8%		生境	迎风坡坡顶		珍稀植物	无	
草本层植被			阿尔泰狗娃花、沙鞭、狗尾草、虫实、黄蒿								
样方编号	12-2		描述	花棒、羊柴、油蒿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	沙鞭		群落盖度	0.9%		生境	丘间地		珍稀植物	无	
草本层植被			阿尔泰狗娃花、沙鞭								
样方编号	12-3		描述	花棒、羊柴、油蒿群落		土壤类型	风沙土		水文条件	无灌溉	
主要植物	阿尔泰狗娃花		群落盖度	6.7%		生境	背风坡破面		珍稀植物	无	
草本层植被			阿尔泰狗娃花、虫实、狗尾草、地稍瓜、糜蒿								
样方编号	12-4		描述	花棒、羊柴、油蒿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	阿尔泰狗娃花		群落盖度	4%		生境	背风坡坡顶		珍稀植物	无	
草本层植被			阿尔泰狗娃花、虫实、糜蒿、沙鞭								



表10.1-17　13#样地调查登记表

位置	榆林市小纪汗乡西北10km	样地号	13#	时间	2018.06.27	样线长度	105m	经度		纬度	
海拔高度	1194m		优势植物	北沙柳		土地利用类型	放牧		样线盖度	80.5%	
优势植物平均高度			449cm			样方外植物			人工樟子松、桑树、茜草		
样方编号	13-1		描述	北沙柳-油蒿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	假苇拂子茅		群落盖度	1.8%		生境	迎风坡		珍稀植物	无	
草本层植被			假苇拂子茅、虫实								
样方编号	13-2		描述	北沙柳-沙棘群落，地表有枯叶覆盖		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	藜		群落盖度	26%		生境	沙丘间低地		珍稀植物	无	
草本层植被			节节草、龙葵、狗尾草、女娄菜、鹅绒藤、酸模叶蓼、渐桠早熟禾、假苇拂子茅、小花鬼针草								
样方编号	13-3		描述	北沙柳-沙棘群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	乳苣		群落盖度	1.9%		生境	背风坡破面		珍稀植物	无	
草本层植被			阿尔泰狗娃花、山苦荬、乳苣、牛心朴子、鹅绒藤								
样方编号	13-4		描述	北沙柳-假苇拂子茅群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	假苇拂子茅		群落盖度	1.1%		生境	背风坡坡顶		珍稀植物	无	
草本层植被			假苇拂子茅、虫实、山苦荬、隐子草、地稍瓜								







表10.1-18　14#人工小叶杨林样地调查登记表

位置	小纪汗乡东南1km	样方号	14#	时间	2018.06.27
样方面积	10×10m^2	经度		纬度	
海拔高度	1250m	坡向	西南	坡度	8°
土壤类型	风沙土		水文条件	无灌溉	
主要植物	小叶杨（人工）、假苇拂子茅				
行距	4m		株距	2.5m	
群落盖度（草本）	22%		优势植物平均高度	7.3m	
优势植物	假苇拂子茅		珍稀植物	无	
样方外植物	油蒿				
草本层植被	假苇拂子茅、苣荬菜、欧亚旋覆花、野艾蒿、海乳草、小花棘豆、疗齿草、草瑞香、狗尾草、草地风毛菊、黄戴戴、百香花、斜径黄芪、沼生柳叶菜、鹅绒委陵菜、寸草苔				





表10.1-19　15#样地调查登记表

位置	榆林市芹河镇马合兔西北	样地号	15#	时间	2018.06.28	样线长度	114.7m	经度		纬度	
海拔高度	1202m		优势植物	油蒿		土地利用类型	无		样线盖度	72．2%	
优势植物平均高度			37.5cm			样线外植物					
样方编号	15-1		描述	北沙柳-油蒿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	山苦荬		群落盖度	1.2%		生境	迎风坡坡顶		珍稀植物	无	
草本层植被			山苦荬、地锦、阿尔泰狗娃花、虫实、狗尾草								
样方编号	15-2		描述	油蒿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	硬直早熟禾		群落盖度	7.7%		生境	迎风坡破面		珍稀植物	无	
草本层植被			山苦荬、地锦、阿尔泰狗娃花、虫实、狗尾草、硬直早熟禾								
样方编号	15-3		描述	天蓝苜蓿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	天蓝苜蓿		群落盖度	75%		生境	丘间地		珍稀植物	野大豆	
草本层植被			天蓝苜蓿、披针叶黄华、疗齿草、毛萼麦瓶草、小花棘豆、鳞叶龙胆、黄蒿、野艾蒿、假苇拂子茅、柳苗、寸草苔、渐狭早熟禾、绶草、百金花、阿尔泰狗娃花、野大豆、								
样方编号	15-4		描述	油蒿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	虫实		群落盖度	3%		生境	背风坡坡面		珍稀植物	无	
草本层植被			披针叶黄华、虫实、山苦荬、假苇拂子茅、狗尾草、天蓝苜蓿、地锦								
样方编号	15-5		描述	油蒿群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	假苇拂子茅		群落盖度	2.3%		生境	背风坡坡顶		珍稀植物	无	
草本层植被			虫实、山苦荬、假苇拂子茅、狗尾草、地锦								







表10.1-20　16#样地调查登记表

位置	榆林市芹河乡西北7km	样地号	16#	时间	2018.06.28	样线长度	135.6m	经度		纬度	
海拔高度	1160m		优势植物	北沙柳		土地利用类型	无		样线盖度	46.6%	
优势植物平均高度			220cm			样线外植物			无		
样方编号	16-1		描述	人工柳湾林		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	狗尾草		群落盖度	5.2%		生境	背风坡坡面		珍稀植物	无	
草本层植被			地稍瓜、虫实、狗尾草、节节草、地锦、草地风毛菊								
样方编号	16-2		描述	人工柳湾林		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	假苇拂子茅		群落盖度	61.7%		生境	丘间地		珍稀植物	无	
草本层植被			掌叶多裂委陵菜、芦苇、欧亚旋覆花、灯心草、天蓝苜蓿、假苇拂子茅、尖被灯芯草、渐狭早熟禾、节节草、披针叶黄华、疗齿草、车前、苣荬菜、缎草、寸草苔、止血马唐、沼生柳叶菜、百金花、小粉苔草、绶草、扁秆藨草							
样方编号	16-3		描述	扁秆藨草-芦苇群落		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	扁秆藨草		群落盖度	15%		生境	丘间地		珍稀植物	无	
草本层植被			天蓝苜蓿、芦苇、扁秆藨草、欧亚旋覆花、藜、碱茅、鹅绒委陵菜								
样方编号	16-4		描述	人工柳湾林		土壤类型	风沙土		样方面积	$1\times1m^2$	
主要植物	山苦荬		群落盖度	2.7%		生境	迎风坡坡顶		珍稀植物	无	
草本层植被			假苇拂子茅、山苦荬、虫实、硬质早熟禾、狗尾草、地锦								





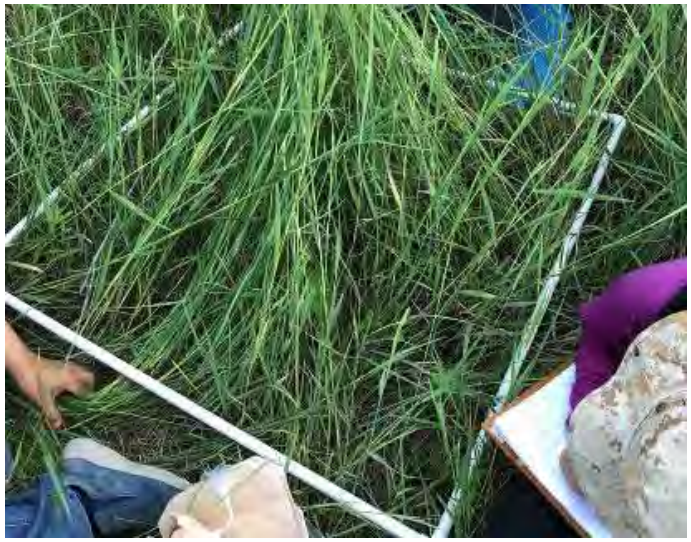
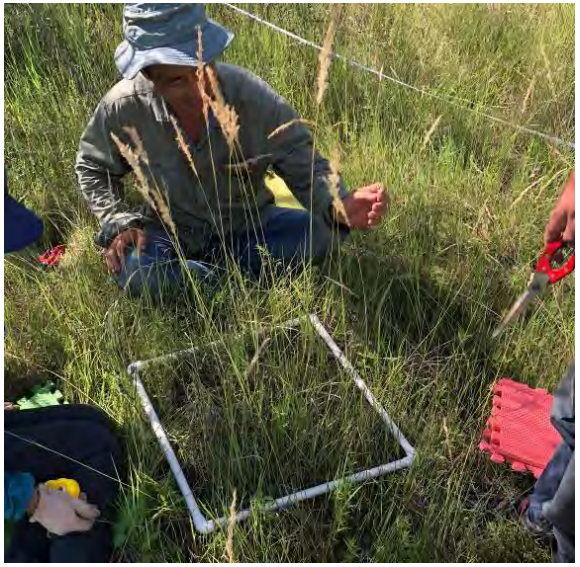




表10.1-21　17#样地调查登记表

位置	榆林市芹河乡西北1km	**样地号**	17#	**时间**	2018.06.28	**样线长度**	70m	**经度**		**纬度**	
海拔高度	1152m		**优势植物**	油蒿		**土地利用类型**	无	样线盖度		46.1%	
优势植物平均高度			58.4cm			**样线外植物**		脓疮草			
样方编号	17-1		**描述**	北沙柳群落		**土壤类型**	风沙土	**样方面积**		$0.5\times0.5m^2$	
主要植物	假苇拂子茅		**群落盖度**	46.7%		**生境**	丘间地	**珍稀植物**		无	
草本层植被	假苇拂子茅、天蓝苜蓿、节节草、欧亚旋覆花、疗齿草、野艾蒿、沼生柳叶菜、寸草苔、薄荷、小花棘豆、黄戴戴、披针叶黄华、尖被灯心草、狗尾草										
样方编号	17-2		**描述**	北沙柳群落		**土壤类型**	风沙土	**样方面积**		$0.5\times0.5m^2$	
主要植物	女娄菜		**群落盖度**	3.2%		**生境**	背风坡坡面	**珍稀植物**		无	
草本层植被	山苦荬、硬直早熟禾、女娄菜、虫实、砂引草、角蒿、地锦										





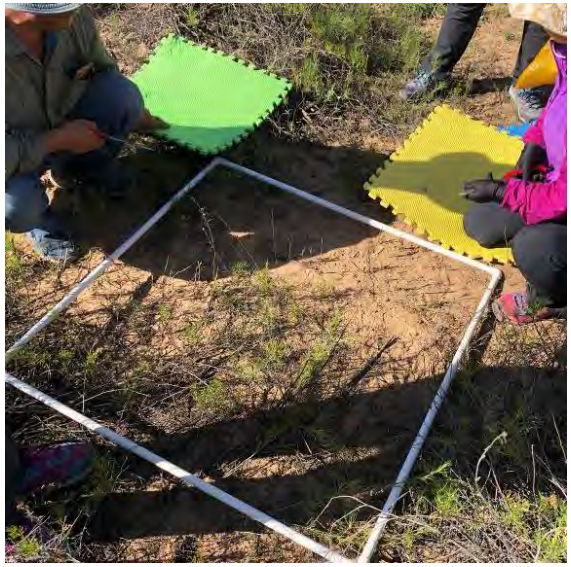


表10.1-22　18#样地（C12井从生态恢复）调查登记表

位置	榆林市芹河乡西南2km	样方号	18#	时间	2018.06.29
样方面积	5×5m²	经度		纬度	
海拔高度	1183m	坡向	北	坡度	＜5°
土壤类型	风沙土		水文条件	无灌溉	
主要植物	油蒿				
群落盖度	14.5%		优势植物平均高度	57cm	
优势植物	油蒿		珍稀植物	无	
样方外植物	人工北沙柳林				
草本植物	阿尔泰狗娃花、山苦荬、糜蒿、狗尾草、虎尾草、狭叶米口袋、地锦、女娄菜、披针叶黄华、				

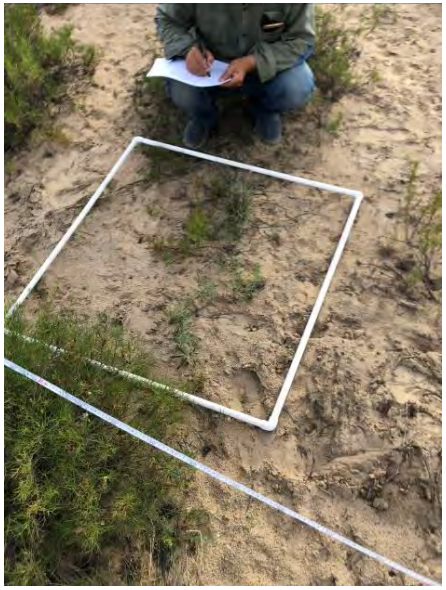




表10.1-23　19#样地调查登记表

位置	榆林市榆阳区上邢家峁付鲍路东1km	**样地号**	19#	**时间**	2018.06.29	**样线长度**	70m	**经度**		**纬度**	
海拔高度	1153m		**优势植物**	油蒿		**土地利用类型**	围封		**样线盖度**	47.6%	
优势植物平均高度			49cm			**样线外植物**			人工樟子松、人工小叶杨、旱柳		
样方编号	19-1		**描述**	北沙柳-油蒿群落		**土壤类型**	风沙土		**样方面积**	$1\times1m^2$	
主要植物	阿尔泰狗娃花		**群落盖度**	3.7%		**生境**	丘间地		**珍稀植物**	无	
草本层植被	阿尔泰狗娃花、披针叶黄华、山苦荬										
											

表10.1-24　20#样地调查登记表

位置	榆林市榆阳区上邢家峁付鲍路东包茂高速北850m	**样地号**	20#	**时间**	2018.06.29	**样线长度**	70m	**经度**		**纬度**	
海拔高度	1149m		**优势植物**	油蒿		**土地利用类型**	放牧		**样线盖度**	40.4%	
优势植物平均高度			50.7cm			**样线外植物**			人工樟子松、人工小叶杨、旱柳、列当		
样方编号	20-1		**描述**	北沙柳-油蒿群落		**土壤类型**	风沙土		**样方面积**	$1\times1m^2$	
主要植物	假苇拂子茅		**群落盖度**	4%		**生境**	丘间地		**珍稀植物**	无	
草本层植被	短花针茅、草木樨状黄芪、披针叶黄华、虫实、地锦、山苦荬、阿尔泰狗娃花、假苇拂子茅										
											

10.1.5.3 植被类型及分布

实地调查结果表明，调查区位于陕北黄土高原与毛乌素沙漠交界地带，本区内主要植被类型为沙生、旱生灌草地。该区域的地形特征主要是沙丘和丘间低地相间分布，在沙丘上主要分布的是典型的黑沙蒿半灌木群落和沙柳灌丛群落，在流动、半流动沙丘上主要分布的是单优势或共生的一年生先锋植物群聚，如沙米群聚、虫实群聚、沙竹群聚等。丘间低地通常有两种类型，一种是大的下湿滩地，由于其水分状况相对良好，所以植物群落主要以草甸为主，在局部低洼积水的地段及周边有小面积的沼泽和水生植被分布；另一类丘间低地为流动、半流动及半固定沙丘间的低洼地，当地常称为“柳湾林”，这里可以形成柳灌丛，且灌丛下的草本层非常发达，在沙区，成为了重要的生物多样性富集地。根据实地调查气田范围内植被类型共有六种：

（1）人工林

气田内人工林包括人工针叶林及人工落叶阔叶林，针叶林主要为樟子松林和油松林，落叶阔叶林主要为小叶杨林和旱柳林。气田内，人工针叶林主要栽培在村庄和公园、道路附近，面积不大，种植时间也不长。小叶杨林常种植于下湿滩地上，行距通常为4m，株距约2.5m，林下植被盖度浓密，半灌木仅见少量的黑沙蒿、杨柴，多年生草本有草木樨状黄芪、山苦荬、砂珍棘豆、硬质早熟禾、白草等，一、二年生植物有狗尾草、黄蒿等。人工旱柳林在该区域较为常见，主要种植于下湿滩地和沙丘，通常旱柳林通常较稀疏，有的株、行距可达7m。局部地段林下有沙棘种植，半灌木层以黑沙蒿为主，草本层有砂珍棘豆、山苦荬等。

（2） 灌丛与半灌丛

1）北沙柳灌丛

该灌丛在气田范围内分布较广，是重要的沙生植被类型，同时也是柳湾林群落中重要的灌木层片的建群种或优势种。灌木层常常以北沙柳或与乌柳共为优势种，盖度可以达到60%以上；草本层主要以中生植物为主构成的，盖度可达50%以上，常见种有巨序翦股颖、鹅绒委陵菜、欧亚旋复花、小花棘豆、假苇拂子茅、野艾蒿、沼生柳叶菜、薄荷、尖被灯心草、百金花、鳞叶龙胆、天蓝苜蓿、葸草等。

2）油蒿半灌丛

该灌丛是该地区沙地植被的一个重要类型，主要分布在固定沙丘和半固定及半流动沙丘上。半灌木除了建群种油蒿外，常见种有杨柴，半灌木层盖度可达30%；草本层盖度可达15%，优势种为糙隐子草，常见种有阿尔泰狗娃花、

山苦荬、硬质早熟禾，偶见短花针茅、中华隐子草等，一、二年生草本兴安虫实、刺穗藜、小画眉草等。

3）人工灌丛

气田内人工灌丛包括人工条播或飞播种植的中间锦鸡儿灌丛和紫穗槐灌丛。中间锦鸡儿灌丛行距通常为4m，盖度可达45%，半灌木层片以黑沙蒿为主，盖度可达20%，草本层以一二年生植物为主，有黄蒿、狗尾草、虫实等。紫穗槐灌丛行距通常也为4m，盖度可达50%，半灌木层片优势种为黑沙蒿，开度可达20%，草本以一、二年生植物为主，有狗尾草、画眉草、虫实等。

（3）草原

沙米、虫实、沙竹等沙地先锋植物群聚在气田范围内，主要分布在流动、半流动沙丘上，由于其结实量大或无性繁殖能力强，在雨水好的年分或季节，很快就可以占据整个沙丘，可以为其他物种进入沙丘安家落户提供必要的条件。由于受雨水影响较大，所以群落盖度变化非常大，有时不足1%，有时可达90%以上。

（4）草甸

1）寸草苔、假苇拂子茅草甸

该群落主要分布在下湿滩地和柳湾林地段，寸草苔分布于水分条件较好的地段，而假苇拂子茅是草甸类型中偏旱的一个类型，常与寸草苔草甸相邻，向外往往过渡到了典型的沙生植被群落。除建群种寸草苔、假苇拂子茅外，常见种有黄戴戴、巨序翦股颖、鹅绒委陵菜、水麦冬、欧亚旋复花、小花棘豆、绶草、野艾蒿、沼生柳叶菜、粉报春、薄荷、尖被灯心草、百金花、鳞叶龙胆、天蓝苜蓿、苔草、野大豆、乳苣、蒲公英、牛心朴子等。

2）碱茅草甸

碱茅草甸主要分布在盐碱化的下湿低地，群落总盖度50%，除建群种碱茅外，群落中常见种有海韭菜、华蒲公英、寸草苔、欧亚旋复花、海乳草等。

（5）沼泽

气田内低湿地湖泊、水库或季节性积水周围分布有芦苇、香蒲沼泽，群落总盖度可达90%以上，群落中除了建群种芦苇、香蒲外，常见种有扁杆藨草、藨草、羽叶鬼针草等。

（6）农田植被

气田内农田主要分布在河流两岸，全部为水浇地。种植的农作物主要有小麦、莜麦、荞麦、马铃薯等。

根据土地利用现状结合样方调查结果，绘制了项目区植被分布现状图见图10.1-5，评价区及区块内植被类型面积见表10.1-14。

表10.1-14　　各植被类型面积表

植被类型	区块内		评价区内	
	面积（km^2）	比例（%）	面积（km^2）	比例（%）
人工林	45.55	2.69	50.42	2.30
北沙柳灌丛	47.75	2.82	78.54	3.59
油蒿半灌丛	947.07	55.96	1193.60	54.53
人工灌丛	39.39	2.33	67.64	3.09
沙米、虫实、沙竹等沙地草原	333.59	19.71	474.72	21.69
寸草苔、假苇拂子茅草甸	6.44	0.38	6.75	0.31
碱茅草甸	0.36	0.02	0.36	0.02
芦苇、香蒲沼泽	1.02	0.06	1.64	0.07
农田植被	180.16	10.64	215.64	9.85
无植被区	91.16	5.39	99.40	4.54
合计	1692.50	100.00	2188.71	100.00

10.1.6 野生动物现状调查与评价

评价区为沙漠向草原的过渡地带，在中国动物地理区划中属古北界的蒙新区东部草原亚区。本区野生动物区系以中亚型草原及半荒漠草原动物为主。由于人类干扰和生态系统环境的改变，目前这一区域野生动物数量和种类均较少。根据现状调查与资料记载，项目区域分布的常见的哺乳类动物主要有草兔、艾鼬、黄鼬、刺猬、草原黄鼠、五趾跳鼠、长爪沙鼠和草原沙蜥等。另外评价区内可能出现一些保护动物，如燕隼，大天鹅，鹈鹕，黑鹳，这些都是候鸟，此外还有一些猛禽如猎鹰，白肩雕和雕鸮等。评价区野生动物名录见表10.1-15。

表10.1-15　评价区野生动物名录

序号	中文名	拉丁学名	纲	目	科	属	保护等级
1	草兔	*Lepus capensis*	哺乳纲	兔形目	兔科	兔属	
2	艾鼬	*Eversmannii*	哺乳纲	食肉目	鼬科	鼬属	
3	黄鼬	*Mustela sibirica*	哺乳纲	食肉目	鼬科	鼬属	
4	刺猬	*Erinaceus europaeus*	哺乳纲	猬形目	猬科	猬属	
5	草原黄鼠	*Citellus dauricus*	哺乳纲	啮齿目	松鼠科	黄鼠属	
6	五趾跳鼠	*Allactaga sibirica*	哺乳纲	啮齿目	跳鼠科	五趾跳鼠属	
7	长爪沙鼠	*Meiiones Unguiculataus Milme-Edwauds*	哺乳纲	啮齿目	仓鼠科	沙鼠属	
8	草原沙蜥	*Phrynocephalus frontalis*	哺乳纲	蜥蜴目	鬣蜥科	沙蜥属	
9	猎隼	Falco cherrug	鸟纲	隼形目	隼科	隼属	国家二级
10	燕隼	Falco subbuteo	鸟纲	隼形目	隼科	燕隼属	国家二级
11	大天鹅	Cygnus cygnus	鸟纲	雁形目	鸭科	天鹅属	国家二级
12	鹈鹕	Pelecanus	鸟纲	鹈形目	鹈鹕科	鹈鹕属	
13	黑鹳	Ciconia nigra	鸟纲	鹳形目	鹳科	鹳属	国家一级
14	白肩雕	Aquila heliaca	鸟纲	雁形目	鹰科	雕属	国家一级
15	雕鸮	Bubo bubo	鸟纲	鸮形目	鸱鸮科	雕鸮属	国家二级

10.1.7 土壤类型现状调查与评价

由于受地形、地貌、成土母质、气候、植被等因素的影响，土壤分布通常具备水平分布、垂直分布和隐域分布的特点，有一定的规律性。根据全国土壤类型分布图，评价区内土壤可分为六个土类，其中风沙土是地带性土壤类型，其他土壤还包括潮土、沼泽土、黄绵土、盐土和新积土。评价区土壤类型分布图见附图 10.1-6，评价区及区块内土壤类型统计结果见表 10.1-16。

表10.1-16　各土壤类型面积表

土壤类型	区块内		评价区内	
	面积（km^2）	比例（%）	面积（km^2）	比例（%）
潮土	153.76	9.09	186.87	8.54
风沙土	1377.85	81.41	1808.43	82.63
黄绵土	17.82	1.05	19.75	0.90
新积土	5.32	0.31	6.99	0.32
盐土	12.81	0.76	12.81	0.59
沼泽土	124.94	7.38	153.86	7.03
合计	1692.50	100.00	2188.71	100.00

（1）风沙土

评价区内分布最多的土壤类型是风沙土，风沙土是一种幼年土壤，归属于初育土纲。项目区风沙土固定程度较好，土壤剖面已经有了一定的发育，A-C层分异明显，地表形成薄的腐殖质层，0-20cm 土层养分加权含量：有机质1.31%、全氮0.31%、全磷0.05%、全钾3.16%、速效磷0.96ppm、速效钾91ppm。

（2）潮土

评价区潮土面积占评价区面积的 8.54%，主要分布在河流两岸。潮土主要分布在地形平坦，地下水埋深较浅的区域，自然植被为草甸植被。其剖面形态为腐殖质层、氧化还原层、母质层，即 Ap—BCg—Ckg(G)，或 Apk—BCkg—Ckg(G)。腐殖质层一般厚度为15-20cm，有机质含量<10g/kg，缺磷、钾、锌。

（3）沼泽土

评价区内沼泽土面积占评价区面积的 7.03%，主要分布在中部地下水位较高的地区。沼泽土是指地表长期积水或季节性积水，地下水位高（在1m以上），具有明显的生草层或泥炭层和潜育层，全剖面均有潜育特征的土壤，为苔藓及其他各种喜湿性植物（苔草、芦苇、香蒲等）的生长创造了条件。

（4）黄绵土

评价区内黄绵土面积占评价区面积的 0.90%，面积很小，主要分布在气田南部。黄绵土土层深厚，一般厚 10~20cm，最深达 60cm。黄绵土地区地形支离破碎，坡度大，雨量集中，植被稀疏，加之黄土抗蚀能力弱，是造成土壤强烈侵蚀的主要原因。黄绵土的剖面土体构型为 A—C 型，在自然植被下，具有有机质层，其林地比草地有机质含量高，颜色为灰棕色或暗灰棕色，粒状、团块状结构，其下为母质层，碳酸钙有轻度的淋溶淀积。

（5）盐土

评价区盐土面积较少，占评价区面积的 0.59%。盐土土壤中含有大量的可溶性盐类，导致土壤理化性质恶化，从而抑制大多数植物正常生长。当土壤表层中的可溶性盐类绝大部分为中性盐，其总盐量超过0.1%（氯化物为主）或0.2%（硫酸盐为主）时，开始对农作物发生不同程度的危害，从而影响作物的产量，这种土壤称为盐化土壤。当总盐量超过1.0%（氯化物为主）或1.2%（硫酸盐为主）时，对农作物危害极大，只有少数耐盐植被能生长，严重时成为光板地，这种土壤称为盐土。

（6）新积土

评价区内新积土面积很少，只占评价区面积的 0.32%。新积土为新近冲积、洪积、坡积、塌积、海潮沉积或人工堆垫而成的土壤。新积土成土时间短，未形成稳定的植物类型，在水分条件较好的河滩地及低阶地，可见到少量植物，如芦苇、赖草及柳树等。

10.1.8 土壤侵蚀现状调查与评价

由于地表以风沙土覆盖为主，植被稀疏，加之与日俱增的矿产资源人为开采活动和全球气候变暖等因素，使得该地区的环境质量每况愈下，表现为草场退化，土地进一步沙化，从而加剧了当地的水土流失。评价区土壤侵蚀类型为风力侵蚀，兼有水力侵蚀。按照水利部行业标准《土壤侵蚀分类分级标准》（SL 190-2007）划分，该区所属的土壤侵蚀类型区为内蒙古高原草原强烈风蚀水蚀区，土壤允许流失量为 1000t/km^{2}a 。水利部行业标准《土壤侵蚀分类分级标准》（SL 190-2007）见表 10.1-17 和表 10.1-18。

表10.1-17　　土壤风蚀强度分级指标

侵蚀级别	床面形态（地表形态）	植被覆盖度（%）（非流沙面积）	风蚀厚度（mm/a）	侵蚀模数[t/(km²·a)]
微度侵蚀	固定沙丘，沙地和滩地	＞70	＜2	＜200
轻度侵蚀	固定沙丘，半固定沙丘，沙地	70-50	2-10	200-2500
中度侵蚀	半固定沙丘，沙地	50-30	10-25	2500-5000
强烈侵蚀	半固定沙丘，流动沙丘，沙地	30-10	25-50	5000-8000
极强烈侵蚀	流动沙丘，沙地	＜10	20-100	8000-15000
剧烈侵蚀	大片流动沙丘	＜10	＞100	＞15000

表10.1-18　　水力侵蚀强度分级标准

侵蚀等级	侵蚀模数(t/km²•a)	侵蚀深度(mm/a)
微度侵蚀	<200,<500,<1000	<0.15, <0.37, <0.74
轻度侵蚀	200,500,1000-2500	0.15,0.37,0.74-1.9
中度侵蚀	2500-5000	1.9-3.7
强烈侵蚀	5000-8000	3.7-5.9
极强烈侵蚀	8000-15000	5.9-11.1
剧烈侵蚀	>15000	>11.1

通过 3S 技术和实地调查，结合坡度、地表植被及土壤类型因素，划分出区域土壤侵蚀强度图，见图 10.1-7。评价区及区块内各侵蚀类型面积统计见表10.1-19。

表10.1-19　　各土壤侵蚀强度分级面积表

侵蚀强度	区块内		评价区内	
	面积(km²)	比例（%）	面积(km²)	比例（%）
微度侵蚀	63.63	3.76	83.66	3.82
轻度侵蚀	313.49	18.52	334.06	15.26
中度侵蚀	974.40	57.57	1280.53	58.51
强烈侵蚀	340.97	20.15	490.46	22.41
合计	1692.50	100.00	2188.71	100.00

从上表可以看出，气田内土壤侵蚀强度以中度侵蚀为主，占气田面积的57.57%。通过计算，评价区及区块内平均土壤侵蚀模数分别为3864.23t/km²a 和3725.99t/km²a ，表明评价区及区块内的土壤侵蚀强度属于中度侵蚀。土壤侵蚀的自然因素主要是地形、土壤、地质、植被和气候等。从地形看，评价区以风沙丘陵地貌为主，地表覆盖疏松，为此区域的风蚀提供了物质基础，增加了区域水土流失强度；从气候因素分析，本区属干旱半沙漠高原大陆气候，区内多

风，冬春季多为西北风，夏秋季多为东南风，平均风速 2.1m/s，最大风速 19m/s 以上，为风蚀提供了气候条件。在今后的气田生产过程中，如果对水土保持工作不到位，很可能加剧区域水土流失强度，导致生态环境进一步恶化，土壤侵蚀会加重，中度侵蚀区域可能恶化为强烈侵蚀区域。因此气田开采的同时尽量减少对地表植被和土层的扰动和破坏，严格控制活动范围，积极采取水土保持措施，使开发建设项目对水土流失的影响降到最低。

10.1.9 生态系统现状评价

10.1.9.1 生态系统完整性评价

生态完整性是生态系统维持各生态因子相互关系并达到最佳状态的自然特性，反映了生态系统的健康程度。运用景观生态学的原理与方法对区域的生态完整性现状进行评价，即从生态系统生产力和稳定性两个方面对该区域生态系统的结构和功能状况进行分析。

（1）生产力评价

本次评价的植被潜在生产力采用根据植物的生理生态学特性以及联系能量平衡和水量平衡方程的蒸散模型，结合国际生物学计划（IBP）期间获得的 23 组森林、草地及荒漠等自然植被资料和相应的气候资料建立的自然植被 NPP 模型进行估算，模型的计算公式如下：

$$NPP=RDI^2\cdot[r\cdot(1+RDI+RDI^2)]/[(1+RDI)\cdot(1+RDI^2)]\cdot Exp(-(9.87+6.25RDI)^{1/2})$$

$$RDI=(0.629+0.237PER-0.00313PER^2)^2$$

$$PER=BT\cdot 58.93/r$$

$$BT=\sum T/12$$

式中：NPP 为净第一性生产力，$t/(hm^2\cdot a)$；

RDI 为辐射干燥度；

r 为年降水量，mm；

PER 为可能蒸散率；

BT 为年平均生物温度，℃；

T 为＜30℃与＞0℃的月均温。

根据当地气象资料，详见 8.1 小节，计算得出评价区的植被潜在生产力平均

值为 4.41t/(hm^2.a)，即 1.21g/(m^2·d)，按照奥德姆划分法将地球上生态系统按照生产力的高低划分为 4 个等级，见表 10.1-20。

10.1-20　　地球上生态系统生产力水平等级划分

评价等级	生产力判断标准	生态类型举例
最低	＜0.5g/(m^2·d)	荒漠和深海
较低	0.5~3g/(m^2·d)	山地森林、热带稀树草原、某些农耕地、半干旱草原、深湖和大陆架
较高	3~10g/(m^2·d)	热带雨林、农耕地和浅湖
最高	10~20g/(m^2·d)，最高可到达25 g/(m^2·d)	少数特殊生态系统、如农业高产用、河漫滩、三角洲、珊瑚礁和红树林等

通过对比可以看出，按照奥德姆划分法，评价区生态系统生产力水平处于0.5-3.0g/(m^2·d)的判断标准内，即介于 1.82-10.95t/(hm^2·a)之间，属于全球生态系统生产力“较低”水平，由此可以看出评价区由于受到自然因素和人类活动因素的双重影响，生态系统的生产力水平较低。

（2）稳定性评价

生态系统的稳定性包括两种特征，即阻抗能力和恢复能力。因此对于生态系统的稳定性评价也从这两个方面分别进行。

1）阻抗稳定性

生态系统的阻抗稳定性就是系统在环境变化或潜在干扰时反抗或阻止变化的能力。通过分析生态系统生产力可以看出评价区生态系统生产力处于“较低”水平，且生产力数值接近极限值，受到外界干扰后很容易降级，生态系统容易受到干扰的破坏。但是通常生态系统的阻抗稳定性还与植被的异质化程度密切相关。评价区生态系统较为简单，植被类型单一，异质化程度不高，因此评价区生态系统阻抗稳定性较弱。

2）恢复稳定性

生态系统的恢复稳定性就是系统被改变后返回原来状态的能力。通过对评价区土地利用结构进行分析，可以看出评价区内主要土地利用类型为灌木林地和草地，其中灌木林地为油蒿半灌丛。由于油蒿半灌丛和草地生态系统受到破坏之后，繁殖能力和恢复到原有生产力水平的能力都较强，因此评价区内灌丛生态系统和草地生态系统与其他生态系统相比恢复稳定性较强。

综上所述，虽然评价区生态系统的生产力不高，以草地和灌丛生态系统为主，区域植被类型较为简单，评价区生态系统结构与功能较稳定，但稳定程度不高，总体来说评价区内的生态系统较为完整。

10.1.9.2 生态系统景观格局评价

本次生态系统现状评价结合采用景观生态学理论，从景观生态学结构与功能相匹配的观点出发，结构是否合理可以决定景观功能状况的优劣。在景观的三组分（斑块、廊道和基质）中，基质是景观的背景地块，是景观中一种可以控制环境质量的组分，因此基质的判定是空间分析的重要内容。生态系统景观格局评价采用传统生态学中优势度值法，通过计算各斑块的优势度，确定生态系统中的基质，从而对评价区环境质量状况作出判定。判定基质的标准有三个，即相对面积要大、连通程度要高、具有动态控制能力。对景观基质的判定一般采用生态学中重要值的方法决定某一斑块在景观中的优势（优势度值），其计算如下：

$$Do=\frac{(Rd+Rf)/2+Lp}{2}\times 100\%$$

式中：Do ——为优势度；

Rd ——斑块密度，其计算式为：$Rd=\frac{\text{斑块}i\text{的数目}}{\text{斑块的总数}}\times 100\%$；

Rf ——频率，其计算式为：$Rf=\frac{\text{斑块}i\text{出现的样方数}}{\text{总样方数}}\times 100\%$，

以 1000m×1000m 为一个样方；

Lp ——景观比例，其计算式为：$Lp=\frac{\text{斑块}i\text{的面积}}{\text{样地总面积}}\times 100\%$。

评价区面积为2188.71km^2，按1000m×1000m对评价范围进行样方划分，共计样方2045个。按照优势度计算公式计算结果见表10.1-21和表10.1-22。

表10.1-21　　评价区主要斑块类型、数目和面积

斑块类型	斑块数目（个）	斑块出现的样方数（个）	面积（km^2）
水浇地	693	483	215.64
灌木林地	1931	1147	716.43
有林地	146	89	50.42
草地	795	854	631.74
工矿仓储用地	18	33	13.71
住宅用地	589	591	51.71
交通运输用地	56	518	16.30
水域及水利设施用地	102	154	15.65
沙地	695	558	474.72
盐碱地	24	14	0.36

空闲地	10	17	2.03
合计	5059	2045	2188.71

表10.1-22　　评价区各类斑块优势度值

缀块类型	R_d（%）	R_f（%）	L_p（%）	D_o（%）
水浇地	13.70	23.62	9.85	14.26
灌木林地	38.17	56.09	32.73	39.93
有林地	2.89	4.35	2.30	2.96
草地	15.71	41.76	28.86	28.80
工矿仓储用地	0.36	1.61	0.63	0.81
住宅用地	11.64	28.90	2.36	11.32
交通运输用地	1.11	25.33	0.74	6.98
水域及水利设施用地	2.02	7.53	0.72	2.74
沙地	13.74	27.29	21.69	21.10
盐碱地	0.47	0.68	0.02	0.30
空闲地	0.20	0.83	0.09	0.30
注：Rd—密度；Rf—频率；Lp—景观比例；Do—优势度				

由上表数据显示，在上述 8 种景观类型中，灌木林地和草地是环境资源拼块中对生态环境质量调控能力最强的高亚稳定性元素类型，其优势度最高，分别达到了 39.93%和 28.80%，连通程度也较高。优势度较高的还有耕地和沙地，分别达到了 14.26%和 21.10%，其对环境质量也具有较强的调控能力。在评价区内，有林地、住宅用地、交通运输用地、工矿仓储用地和水域及水利设施用地的优势度较低，分别为 2.96%、11.32%、6.98%、0.81%和 2.74%，说明区域受人为干扰，但干扰程度一般，为人为干扰拼块与环境资源拼块交错分布的区域。因此，草地、灌木林地和沙地景观是评价区生态环境质量的主要控制性组分。由于本评价区为受人为干扰一般的区域，土壤环境对环境整体质量影响不大。

10.1.10 生态现状评价小结

（1）长北气田地处毛乌素沙漠东南边缘，黄土高原北端，属于鄂尔多斯盆地，地势由西北向东南倾斜，海拔 1050～1280m。评价区属高原半沙漠地貌特征，整体表现为梁滩交替，丘甸结合，大部分地区被第四系风积沙覆盖，多为新月形或波状沙丘，没有基岩出露。

（2）评价区及区块内主要土地利用类型均为灌木林地，其次为草地和沙地，灌木林地面积占评价区及区块面积的 32.73%和 32.55%，草地占评价区及区块面积的 28.86%和 29.02%，沙地占评价区及区块面积的 21.69%和 19.71%。评价区内的耕地全部为基本农田，占评价区面积的 10.64%。

（3）评价区主要植被类型为沙生、旱生灌草地，气田范围内植被类型共有六种：人工林、灌丛与半灌丛、草原、草甸、沼泽和农田植被，其中灌丛与半灌丛和草原为主要植被类型，灌丛与半灌丛类型主要为北沙柳灌丛、油蒿半灌丛和人工灌丛，占评价区面积的 61.21%，草原类型主要为沙米、虫实、沙竹等沙地草原，占评价区面积的 21.69%。

（4）评价区在中国动物地理区划中属古北界的蒙新区东部草原亚区，本区野生动物区系以中亚型草原及半荒漠草原动物为主。根据现状调查与资料记载，项目区域分布的常见的哺乳类动物主要有草兔、艾鼬、黄鼬、刺猬、草原黄鼠、五趾跳鼠、长爪沙鼠和草原沙蜥等。评价区内无国家保护珍贵动物。

（5）评价区内土壤可分为六个土类，其中风沙土是地带性土壤类型，其他土壤还包括潮土、沼泽土、黄绵土、盐土和新积土。评价区内土壤侵蚀强度以中度侵蚀为主，中度侵蚀面积占评价区面积的 58.51%。强烈侵蚀面积占评价区面积的 22.41%，主要分布在沙地、采矿用地及空闲地。

（6）评价区平均净生产力为 1.21g/(m^2·d)，按照奥德姆划分法，处于 0.5-3.0g/(m^2·d)的判断标准内，属于全球生态系统生产力“较低”水平。评价区生态系统的生产力不高，以草地和灌丛生态系统为主，区域植被类型较为简单，评价区生态系统结构与功能较稳定，总体来说评价区内的生态系统较为完整。同时，对比 2014 年和 2018 年生态样方调查结果，评价区、植被类型和盖度以及生产力水平均没有明显变化。

10.2 生态环境影响评价

10.2.1 工程占地影响评价

项目建设对生态环境的影响主要来自本项目占地对土地利用的影响。项目占地共计 334.19hm^2，其中永久占地 80.37hm^2，临时占地 253.82hm^2，占地类型主要为灌木林地，还有小面积草地、林地和耕地。气田开发过程中永久或临时占用部分土地资源，在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，使项目区内部分自然灌木林地、草地和耕地改变为工业用地或建设用地。但由于工程永久占地面积很小，并且通过场地绿化等措施可以恢复一定面积的生态植被，因此对区域生态环境不会造成较大影响。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型，不会对土地利用结构造成较大影响。工程占用土地利用类型及面积见表 10.2-1。工程占地占评价区面积比例见表 10.2-2。

表10.2-1　工程占地各类型面积一览表

土地利用类型	永久占地（hm^2）			临时占地（hm^2）		小计
	井场	站场	道路	井场	采集气管线	
水浇地	1.50		1.56	4.00	8.98	16.04
有林地	0.68		0.74	1.34	7.31	10.07
灌木林地	11.08	1.53	18.73	24.69	90.34	146.37
草地	7.45	2.09	16.58	24.29	54.58	104.99
沙地	4.69	1.79	11.95	10.32	27.97	56.72
合计	25.40	5.41	49.56	64.64	189.18	334.19

表10.2-2　工程占地占评价区面积比例

土地利用类型	评价区内总面积(hm^2)	占地面积(hm^2)	工程占地占评价区内该类型面积比例(%)
水浇地	17231.04	16.04	0.09
有林地	4625.47	10.07	0.22
灌木林地	55717.71	146.37	0.26
草地	50510.78	104.99	0.21
沙地	33513.60	56.72	0.17
合计	161598.60	334.19	0.21

由上表可以看出，本工程占地共334.19hm^2，其中：水浇地16.04hm^2，有林地10.07hm^2，灌木林地146.37hm^2，草地104.99hm^2，沙地56.72hm^2。工程占地占评价区范围总面积的比例很低，水浇地0.09%，有林地0.22%，灌木林地0.26%，草地0.21%，沙地0.17%。因此工程占地对评价区生态环境的影响很小，通过植被重建与恢复工作可以恢复一部分植被面积。

10.2.2 土壤质量影响评价

工程对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）管道工程对土壤的影响

天然气开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，特别是管道沟埋大面积开挖和填埋土层，翻动土壤层次并破坏土壤结构。在自然条件下，土壤形成了层状结构，表层是经熟化的种植土，可以生长适宜的植被。土壤层次被翻动后，表层熟化土被破坏，改变土壤质地。管道开挖和回填过程中，会对其土壤原有层次产生扰动和破坏，影响原有熟化土的肥力。在开挖的部位，土壤层次变动最为明显。

根据国内外有关资料，管道工程对土壤养分的影响与土壤的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤的有机质将

下降30%～40%，土壤养分将下降30%～50%，其中全氮下降43%左右，磷素下降40%，钾素下降43%。这说明即使是对表土层实行分层堆放和分层覆土，管道工程也难以保障覆土后表层土壤养分不被流失。

（2）车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在草原区域的行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（3）各种废弃物对土壤的影响

施工废物也会对土壤环境产生影响，包括钻井泥浆、管道防腐材料，以及生活垃圾，如塑料袋等。这些残留于土壤的固体废物，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。

10.2.3 土壤侵蚀影响评价

项目建设期间由于施工机械碾压、材料的堆放、施工人员践踏、临时占地、弃土、弃渣的堆放等，可能会造成一定区域内植被破坏，加剧水土流失。临时占地对局地的植被会产生暂时性影响，施工过程中还应做好施工场地的规划，明确弃土弃渣点和施工范围，尽可能减少施工影响范围，减轻对地表植被和土壤的破坏；施工结束后应及时采取植被恢复措施，一般2-3年内可基本恢复原有土地利用功能。

10.2.4 自然植被影响评价

工程位于毛乌素沙地腹地，是我国荒漠草原向荒漠演替的过渡地带，自然生态系统极度脆弱，属于典型的生态敏感区，自然植被以草原植被和荒漠植被为主，还有少量湿地草甸植被。

工程对自然植被的破坏主要集中在施工期阶段，在运行期间植被逐渐恢复。施工期对植被的破坏方式主要包括管道施工、道路施工、钻机的安置、施工机械的碾压、工棚的修建、施工人员及车辆对草地的踩踏，工棚区的生活垃圾、泥浆和污油等对植被的影响等。

（1）井场和集气站对植被的影响

井场和集气站在建设前都需要进行土地平整，清除全部植被。钻井结束后，开采期需要一定范围的安全防护距离，井场范围内植物生长受到限制。

（2）道路建设对植被的影响

道路建设中首先将进行地面平整，将地面上的所有植被全部破坏，导致路面及路肩的自然植被全部失去，建设中形成的临时渣土场也会压占自然植被，导致该区域植被消失。道路建成后，除临时弃土占用的区域植被可以进行恢复之外，路面的植被将永久消失。

在此范围内，植物和土壤不同程度受到破坏和影响，地表部分裸露。在本区大风和暴雨的作用下，将发生土壤风蚀沙化和水土流失等问题。同时，造成当地土地利用在空间上不连续，影响农牧业生产和自然景观。

（3）管道施工和施工营地对自然植被的影响

管道施工时施工带内的植被几乎全部丧失，管道建成后，植被可进行人工或自然恢复。施工营地所占用土地上的自然植被也会全部丧失。此外，施工营地周围生态环境也不可避免的受到一些人为活动的影响和破坏，其影响范围可达半径50～100m。

（4）钻井泥浆和岩屑对植被的影响

钻井中产生的污油和废水及撒落的钻井泥浆和岩屑会对周边的自然植被产生一定的影响，严重受污染的地段甚至导致植物不能正常生长。

10.2.5 野生动物影响评价

（1）施工期

施工期对野生动物的影响主要体现在钻井、道路和管道施工对野生动物的影响。钻井、道路和管道施工占用野生动物生境，各种车辆和机械噪声惊扰野生动物，施工人员干扰野生动物的生存。评价区内最容易受到影响的野生动物主要有鸟类、兽类和爬行类。

施工期工程占地对野生动物的影响是最直接的，直接占用野生动物的生境，导致其生境碎化，阻隔野生动物迁徙。生境被占用后，鸟类和兽类大都另觅生境，避开影响。生境被占用对爬行类影响最大，爬行类活动范围较小，在占地范围内的个体大多会死亡，仅有存在于用地边缘带的个体可能归避。由于工程占地的数量有限，占评价区总面积的比例极小，生境占用的直接影响也是极小的。

施工期，鸟类和兽类容易受到噪声的惊扰。除喜鹊、家燕、麻雀之外，大多数鸟类会对噪声比较敏感。大量资料表明，噪声对鸟类的繁殖期影响最大，会引起鸟类产卵量和孵化率下降。由于评价区内大面积分布有适合鸟类生存的灌丛和沙丘，因此施工期受到噪声惊扰的鸟类大都可以自行归避。

（2）开采期

开采期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。运营期道路行车主要是井田巡线的自备车和当地居民的车辆，车流量很小，并且夜间车流量更小，一般情况下，鸟类会自行规避或适应，不会对鸟类产生明显影响。

10.2.6 生态环境影响评价小结

（1）项目占地影响评价：项目占地共计334.19hm^2，其中永久占地80.37hm^2，临时占地253.82hm^2，占地类型主要为灌木林地。永久占用使项目区内部分植被改变为工业用地或建设用地，但由于工程永久占地面积很小，并且通过场地绿化等措施可以恢复一定面积的生态植被，因此对区域生态环境不会造成较大影响。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型，不会对土地利用结构造成较大影响。

（2）土壤质量和土壤侵蚀影响评价：管道开挖会破坏土壤结构，降低土壤有机质、土壤养分；车辆行驶和机械作业会使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。施工废物残留于土壤中，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。项目建设期间由于施工机械碾压、材料的堆放、施工人员践踏、临时占地、弃土、弃渣的堆放等，可能会造成一定区域内植被破坏，加剧水土流失。

（3）自然植被影响评价：井场和集气站在建设前都需要进行土地平整，占地范围内植被全部破坏。道路建设中首先将进行地面平整，将地面上的所有植被全部破坏，建设中形成的临时渣土场也会压占自然植被，道路建成后该部分植被可以进行恢复。管道施工时施工带内的植被几乎全部丧失，管道建成后，植被可进行人工或自然恢复。钻井中产生的污油和废水及撒落的钻井泥浆和岩屑会对周边的自然植被产生一定的影响，严重受污染的地段甚至导致植物不能正常生长。

（4）野生动物影响评价： 施工期工程占地直接占用野生动物的生境，由于工程占地的数量有限，占评价区总面积的比例极小，生境占用的直接影响也

是极小的。鸟类和兽类容易受到噪声的惊扰，由于评价区内大面积分布有适合鸟类生存的灌丛和沙丘，因此施工期受到噪声惊扰的鸟类大都可以自行归避。开采期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。

10.3 生态环境保护措施

（1）自然资源的补偿原则

项目区域内自然资源（主要指林灌等植物资源和土地资源）会由于项目施工和运行受到一定程度的损耗，而这两种资源再生期较长，恢复速度慢，属于景观组分中的环境资源部分，除经济价值外，还具备环境效益和社会效益，因此必须执行自然资源损失的补偿原则。

（2）区域自然体系中受损区域的恢复原则

项目影响最大的区域是占地（包括永久和临时）和直接影响区域，用地格局的改变影响了原有自然体系的功能，因此应进行生态学设计，尽量减少这种功能损失。根据区域环境特征，评价提出了围栏封育为主，人工促进为辅的植被恢复原则。

（3）人类需求与生态完整性维护相协调的原则

项目建设和运行是人类利用自然资源满足需求的行为，这种行为往往与生态完整性的维护发生矛盾，生态保护措施就在于尽力减缓这种矛盾，在自然体系可以承受的范围内开发利用资源，为社会经济的进步服务。

（4）突出重点，分区治理的原则

根据不同分区的特点分别进行整治，并把整治的重点放在林草植被的恢复上以及土壤沙化的防治上。

10.3.1 施工期生态保护措施

生态环境保护措施的重点在于避免、消减和补偿施工活动对生态环境的影响和破坏，以及施工结束后对生态环境的恢复。根据工程分析，本工程已考虑采取一定的生态环境保护措施，例如合理线路走向，尽可能避开或减少占用耕地，缩小破土、毁林面积等，这些措施是可行的，有助于从总体上减轻工程建设对沿线生态环境的影响，但为了最大限度地减少对生态系统的破坏，还需在以下方面完善。

（1）生态环境影响避让措施

凡涉及破坏固定沙地、半固定沙地植被的各类建设活动，必须同时实施植被破口锁边工程（生物锁边为主、工程锁边为辅），防止植被破口形成后自然向外扩展。

（2）自然生态保护与恢复措施

长北气田地处毛乌素沙漠东南边缘，区块内主要分布着流动或半固定、固定沙丘；因此在施工期间应该及时恢复植被，减少水土流失。具体措施如下：

①施工道路尽可能利用已有的道路，如无法利用已有道路，应规定施工道路的走向和范围，严禁随意碾压草场。工程结束后必须进行生态恢复，进行植树种草等。在修建伴行道路时，应尽量减少开挖面，以期尽量减少对土壤的破坏，施工过程中的临时防护：填挖形成土质裸露面，采用塑料薄膜临时覆盖。对于采用植草防护的坡面，在植草后植被还未恢复前要维护，防止冲刷破坏。

②在沙丘上，施工之前，应先剥去沙丘上至少半米厚的沙子及其中所有的根系与块茎。至少表面上30cm厚的土层应被视作表土。管沟填埋时，也应分层回填，即底土回填在下，表土回填在上，尽可能保持植物原有的生活环境。回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。

③对于施工过程中破坏的乔木和灌丛，要制定补偿措施，损失多少必须补偿多少，原地补充或异地补充。该项目将在穿越沙地段破坏一定面积沙柳等灌木林地。鉴于沙柳扦插技术成熟且成活率较高，在该项目施工结束后，应在沙地段的临时占地恢复和永久占地周边绿化中以栽种沙柳为主，以达到补偿目的。

④保护好沙地的建群种一油蒿，沙地的建群种（油蒿）具有重要甚至决定性的作用，建群种的衰败和破坏可能导致生境的剧烈恶化（如沙漠化），以至整个局域生态系统覆灭，生态系统过分依赖一种或少数几种植物支撑，其不稳定性是显而易见的。因此，在工程建设过程中，对于生长良好、大面积的油蒿植被，不要轻易进行破坏。

⑤应加强对施工人员生态环境保护意识的教育，严禁对周围林、灌木进行滥砍滥伐，尽可能使野生动物生境少受影响。教育施工人员按照我国野生动植物保护法的要求，保证不猎捕并保护野生动物。

⑥工程结束后，对所有主要的切割面都要立即进行固定工作，应根据当地的具体情况及可获得的器材来决定主要适用的固沙措施。一般来说，开始时恢复植被的步骤应包括机械措施，如设置栅栏或草方格；在作业完成之后，种植

工作在考虑到选择乡土树种，树种的生长季节以及气候条件的前提下应尽快地开始进行。

根据当地生态恢复的经验，植被恢复应同时配以栅栏、草方格等机械措施，植被种植时间还应根据树种的生长季节和当地的气象条件进行合理选择。当工程结束时，恰逢雨季或播种季节，则应根据立地条件，立即种植适应当地环境的苗木或种子，随后再建草方格或沙障等进行固沙；若施工结束时为秋冬季，则首先应采用沙障等措施固沙，来年再种植苗木或种子。

根据该区段管道沿线的自然地理特点，植被类型，结合实地踏勘，本工程立地类型划分为四个类型，见表10.3-1。

表 10.3-1　　立地类型及其特征

立地类型	土壤类型	特　　征
流动、半流动沙丘（沙地）	风沙土	沙丘起伏，大小不一，处于流动、半流动状况，形态有格状、垄状、波状，新月形沙丘链，植被盖度在5%以下，风蚀、沙埋现象严重。
固定、半固定沙丘（沙地）	风沙土、沙壤土	沙丘起伏，沙丘或沙地基本固定，风蚀轻微亦有以上沙丘形态，植被盖度在15%～30%之间，基本不发生风蚀、沙埋现象。
风沙湿滩地	潮土	丘间低地，地下水位较高、地形平坦，植被盖度在50%左右。

针对工程建设的具体特点，各立地类型间地质和地貌差异，提出相应的植被恢复及总体上的防沙治沙措施，具体措施见表10.3-2。

表 10.3-2　　在不同立地类型条件下植被恢复及防沙、治沙措施

立地类型	防沙治沙措施					幼林管护措施
	工程措施	机械措施	生物措施			
			树种组成	配置方式	造林方式	
流动、半流动沙丘（沙地）	绕丘开沟整地、乔木大中穴，灌木小穴或水平带常规整地	2M×2M沙柳方格沙障	油蒿+羊柴	羊柴株、行距分别为30cm，混交配置	羊柴直苗穴播，沙蒿撒播	封禁、补播补植
固定、半固定沙丘（沙地）	穴状整地，规格为40cm×40cm		沙柳+油蒿	沙柳、油蒿株距2米，行距为60cm，隔行混交配置	植苗穴播	封育补植

湿滩地	提前半年全面整地乔木中穴，灌木小穴	封育带	沙柳+沙棘	带状混交配置	植苗2m×2m或2m×1m	松土除草开壕排水

（3）农田保护措施

①施工应尽量避开农作物生长季节，减少农业生产的损失。

②保护农田林网，使农田生态系统的功能相对稳定。

③施工结束后，作好现场清理工作，包括田埂、农田水利设施等。

④实行分层开挖、分层回填的制度。耕作层土壤和表层土壤是经过多年耕作和植物作用而形成的熟化土壤，是深层生土所不能替代的，对于植物种子的萌发和幼苗的生长有着致关重要的作用。因此在农田地段施工时，应保护和利用好表层的熟化土壤（主要为0～30cm的土层）。为此，在施工前，首先要把表层的熟化土壤尽可能地推到合适的地方并集中起来；待施工结束后，再施用到要进行植被建设的地段，使其得到充分、有效的利用。

（4）施工道路沿线生态保护措施

对于修建施工道路及运输所造成的影响，还应特别强调以下缓解措施：

①加强管理，强化施工人员的环保意识。严格限定施工行车路线，不随意开辟道路。

②施工结束后，对于临时占用的土地应及时采取措施，恢复植被。

③对于施工道路永久占地，应采用路旁建绿化带的措施。

10.3.2 运行期生态保护措施

本工程运行期除处理厂、集气站正常生产以及管线维护外，对周边的生态环境基本无影响，因此，运行期的生态保护应注重维护，并适当加强生态修复。

（1）应加强各种防护工程的维护、保养与管理，并对不足部分不断加强与完善；

（2）加强对道路和输气管线沿线生态环境的监测与评估，及时发现隐患，提前采取防治措施；

（3）加强对处理厂职工及天然气管线沿线居民的宣传教育，避免新种植被在恢复期间遭到破坏。

（4）完成管线敷设后，应在伴行道路两侧及管线所在地种植当地植被，实施以植被系统建设为核心的生态修复，管线及伴行道路两侧生态修复宽度应不小于施工作业带宽度。

10.3.3 适宜植物种的筛选

项目施工期、运行期生态恢复和生态建设的重点是对线路两侧、站场和井场的绿化，而植被恢复的效果取决于适宜植物种的选择。根据当地的种植经验和查阅有关资料，适宜于评价区生长的主要植物种（品种）见下表10.3-3：

表 10.3-3　　适宜于评价区生长的主要植物种

生活型	种	适宜生长环境及特性	高度(m)	生长速度	主要用途
常绿乔木	油　松	丘陵坡地，喜光、耐旱、耐寒、抗风	15~25	慢	场站绿化、行道树、防护林
	樟子松	沙地、沟谷，喜光、耐旱、耐寒、耐贫瘠	20~30	中	同上
	侧　柏	道路两侧，抗SO_2、粉尘	2~15	中	场站绿化
落叶乔木	旱　柳	坡地、沟谷、沙地，耐旱	10~20	快	防护林
	垂　柳	沟谷、道路两侧，抗SO_2、粉尘	5~10	快	场站绿化、行道树
	榆　树	坡地、滩地，耐旱	10~20	快	防护林
	小叶杨	坡地、沟谷、沙地、滩地，耐旱	5~15	快	行道树、防护林
	新疆杨	河谷、滩地	10~20	快	行道树、防护林
	大果榆	坡地、沟谷、滩地	3~5	快	防风固沙
落叶灌木	沙拐枣	坡地、沙地、滩地，抗SO_2、粉尘、盐碱	3~8	快	防风固沙
	乌　柳	坡地、沟谷、沙地	2~4	快	防风固沙
	沙地柏	沙地	1~2	慢	场站绿化
	柽　柳	滩地，抗盐碱	2~5	快	防风固沙
	沙　柳	沙地，耐旱、耐贫瘠、抗风沙	2~3	快	防风固沙
	沙　棘	坡地、沟谷、沙地，喜光、耐旱	2~3	快	防风固沙
	紫穗槐	坡地、沟谷，抗SO_2、粉尘	2~3	快	防风固沙
	黄刺梅	场站，喜光、耐旱	2~4	快	场站绿化
	丁　香	场站，喜光、耐旱	2~4	快	场站绿化
	羊　柴	坡地、沙地，耐旱、耐贫瘠、抗风沙	2~3	快	防风固沙
	柠　条	坡地、沙地，耐旱、耐贫瘠、抗风沙	1~3	快	防风固沙
多年生草本	草木樨	坡地、滩地，抗轻度盐碱	1~2	快	固沙

	苜　蓿	坡地、沟谷、沙地，抗轻度盐碱		快	固沙、场站绿化
	沙打旺	坡地、沙地，防风、固沙	1~2	快	防风固沙
	冰　草	坡地、沙地，抗旱、固沙		快	固沙
	羊　草	坡地、沙质地		快	固沙
	披碱草	坡地、滩地		快	固沙
草坪植物	结缕草	场站、道路两侧，喜光、耐旱、耐贫瘠		快	场站绿化
	早熟禾	场站、道路两侧，喜光、耐旱		快	场站绿化

10.3.4 成功生态环境保护措施的借鉴

评价区内已建工程均已基本完成生态恢复，如道路两侧的绿化、站场内外的植被恢复以及井场周围的生态恢复等。在上述已有生态恢复措施中草方格的生态恢复效果较好，同时在立体绿化上油松的成活率较高。因此，本项目在生态恢复中可借鉴上述成功的生态恢复治理措施。

本项目一期工程生态恢复效果参见图10.3-1。



道路恢复



泥浆池植被恢复

图10.3-1 长北一期生态恢复情况

10.3.5 生态环境整治监测

长北气田地面工作组应结合现有地面巡井计划，配套制定气田生态环境动态监管方案，以长期监管、定期巡查与专业技术相结合，通过有效的全流程监管以预防和控制各类环境事故，做到防患于未然。

① 监管内容：监管气田的水土流失情况；监管气田植被受损与复垦植被生长情况。

② 监测点布设：各治理分区以巡查为主，采用一定数量的固定测点进行观测(如对开挖坡面的监管、复垦植被生长情况巡护等)。

③ 监测方法：施工现场固废处理情况监测采用人工现场调查与后期专业抽样监测的方式，重点对施工现场的弃土、石、渣等固废处理处置情况进行监管，确保泥浆与其他固废的安全无害化处置。水土流失、土地植被破坏与土地复垦情况应采用人工现场定期定点调查、巡护的方式，并及时对出现的问题加以整治。

施工期和运行期各监测项目的内容及技术要求见表10.3-4。

表 10.3-4　　生态环境监控计划

序号	监测项目	主要技术要求
1	施工现场清理	1.监测项目：施工结束后，施工现场弃土、石、渣等垃圾和生态环境恢复情况。 2.监测频率：施工结束后1次。 3.监测点：各施工区。
2	土壤侵蚀	1.监测项目：土壤侵蚀类型、程度、侵蚀量。 2.监测频率：施工期1次。 3.监测点：施工区域3～5个代表点。
3	植　被	1.监测项目：植被类型，植株高度、盖度、生物量。 2.监测频率：建设后1次。 3.监测点：项目实施区3～5个点。
4	土壤环境	1.监测项目：pH、有机质、全N、有效P、K、全盐量。 2.监测频率：建设后1次。 3.监测点：项目实施区3～5个点。
5	环保工程竣工验收	1.监测项目：植被恢复和建设等生态环保措施落实情况。 2.监测频率：1次。 3.监测地点：项目所涉及区域。

监管人员应定期提交对动态观察记录与分析报告，并在方案编制期结束时组织相关人员对气田整体生态环境治理工程开展情况及实际效果进行总结，为之后的生态环境恢复治理方案编制提供依据。

11 环境风险评价

11.1 环境风险评价总体思路和评价程序

本次环境风险评价将根据非常规天然气开发特点，遵照《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）和《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）的精神，依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004），识别气田建设和运行过程中的环境风险事故类型，环境风险扩散途径，通过风险分析和后果预测，提出风险风范措施和应急预案，把环境风险降低至可接受水平。

环境风险评价程序见图 11.1-1。

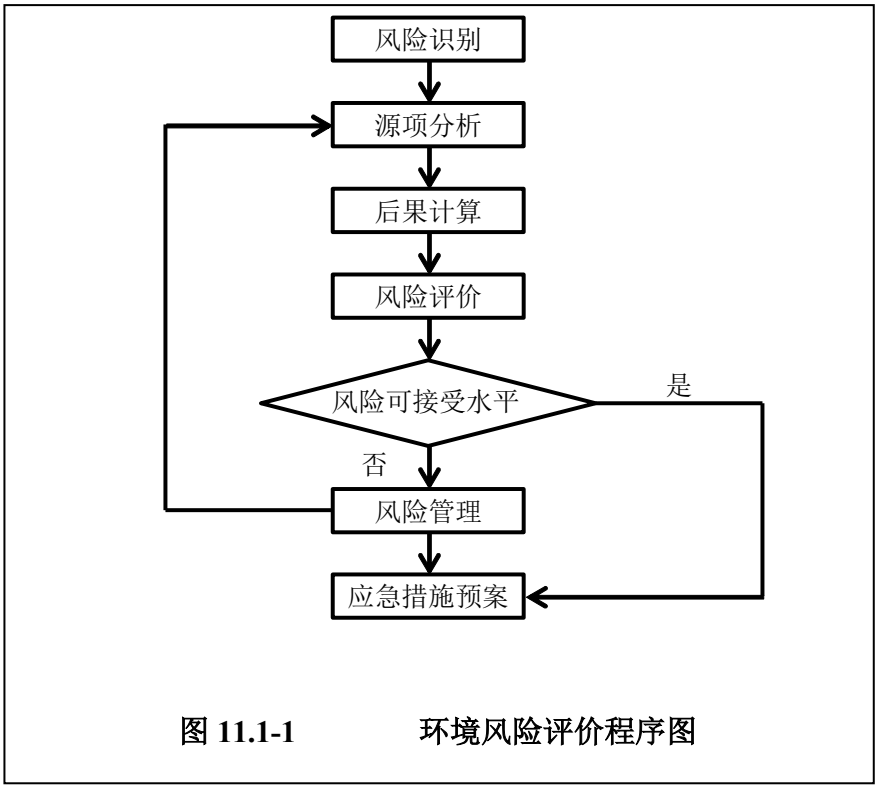


图 11.1-1　　环境风险评价程序图

11.2 评价重点

本工程为低渗透率的（1 毫达西左右）非常规致密气藏开发建设项目，气田开发区块面积约 1692.5km^2，地处鄂尔多斯盆地毛乌素沙漠东部边缘，地表为沙漠、草地覆盖。

根据工程分析可知，本项目在生产作业过程中所涉及到的物料主要为天然气、凝析油和甲醇。项目主要工艺包括钻井、采气、集输、天然气处理等流程，各个环节均具有发生物料泄漏、火灾爆炸等突发性风险事故的可能性。

结合气田开发的工程特点，确定本次环境风险评价重点包括以下方面：

（1）结合事故统计分析，确定本项目危险物料集中且在线量/存贮量大的CPF、集气站、集输支干线等单元发生泄漏、火灾、爆炸的最大可信事故概率。

（2）从环境风险角度分析最大可信事故风险源项、事故后果计算及事故状况下次生污染物对环境的影响，通过风险计算明确本项目环境风险的可接受水平。

（3）根据项目环境风险特点提出有针对性的环境风险防范措施和应急预案。

11.3 环境风险识别

11.3.1 物质危险性识别

本项目生产过程中所涉及的危险物质主要为天然气、凝析油和甲醇。其基本性质如下：

11.3.1.1 天然气

本项目的采气、集输全过程均包含天然气，天然气是本项目的主要产品。同时，它也是导热油炉、燃气压缩机等设备的燃料。长北区块采出气组分中甲烷含量在94%以上，不含H_2S，气体比重为0.59。天然气主要理化性质见表11.3-1。

11.3.1.2 凝析油

凝析油是指从天然气凝析出来的液相组分，又称天然汽油。其主要成分是C_5～C_8烃类的混合物，凝析油主要理化性质见表11.3-2。根据本项目有关工程设计资料可知，每百万立方天然气约含3.4m^3的凝析油。

11.3.1.3 甲醇

冬季天然气输送和处理过程中为防止水合物产生，需注入甲醇防冻。甲醇的主要理化性质见表11.3-3。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004）附录A：表A.1种危险物质的判别标准，天然气为可燃气体，凝析油、甲醇属于易燃液体，以上物质为本次风险评价中重点关注的物质。

表11.3-1　天然气理化性质

标识	中文名：天然气		英文名：natural gas
	分子式：CH_4		分子量：16
	危规号：21007	UN编号：1971	CAS号：74-82-8
理化特	外观与形状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49
	相对密度：（水=1）0.45（液化）		相对密度：（空气=1）0.59

性	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）	禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力（MPa）：4.59	临界温度（℃）：-82.3
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：482～632	闪点（℃）：-188
	爆炸下限（v%）：5.0	爆炸上限（%）：15.0
	最小点火能（MJ）：0.28	最大爆炸压力（kPa）：680
	燃烧热（MJ/mol）：889.5	火灾危险类别：甲 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO_2、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。	
毒理性质	LC_{50}：—	IDLH：—
	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m^3）	居民区：—
	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒物危害分级Ⅳ类。	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。	
	急性中毒：当空气中浓度达到 20～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风，漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。	

表11.3-2　凝析油理化性质

标识	中文名：凝析油	英文名：gas condensate
	分子式：C5-C8 烃类的混合物	分子量：—
理化性质	外观与形状：易燃易爆液相组分	溶解性：—
	相对密度：（水=1）20℃工况条件下密度小于 $0.82g/cm^3$。	
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：甲 B 类火灾危险性物质	燃烧性：易燃
	危险特性：凝析油为低闪点易燃液体，为甲 B 类火灾危险性物质。装车过程中会有大量的易燃介质蒸汽从槽车的口或接管处溢出，会在环境中形成爆炸性气体云团，一遇明火就可能引发火灾爆炸事故。如果装车过程中不慎冒罐，大量的凝析油外溢，	

	并随意流淌，便在大范围内形成易燃易爆环境，必须引起足够的警惕。	
	灭火方法：喷水冷却容器，处在火场中的容易若已经变色或者从安全泄压装置中发出声音，现场人员要立即撤离。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉、砂土。	
毒理性质	LC_{50}：51500（mg/m^3）	IDLH：—
	毒性判别：微毒类，可引起上呼吸道刺激，严重时引起窒息。毒物危害分级Ⅳ类。	
健康危害	侵入途径：凝析油经皮肤接触为主要途径。	
	健康危害：可致急性肾病损害。并引发接触性皮炎。废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	急性中毒：当空气中浓度达到20%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快。若不及时脱离，可至窒息死亡。	
急救	皮肤接触：迅速脱去被污染的衣物，用肥皂水或者清水彻底清洗皮肤； 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或者生理盐水冲洗，就医； 吸入：脱离现场到空气新鲜处，保持呼吸畅通，如果呼吸困难，给输氧或人工呼吸，并就医治疗；	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入，切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入下水道、排洪沟等限制性空间。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。或在保证安全的情况下，就地焚烧。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。	
储运	储运区要有禁火标志和防火防爆技术措施，禁止使用易产生火花的机械设备和工具。	

表11.3-3　甲醇理化性质

标识	中文名：甲醇		英文名：methyl alcohol
	分子式：CH_3OH		分子量：32
	危规号：32058	UN 编号：1230	CAS 号：67-56-1
理化性质	外观与形状：无色澄清液体，有刺激气味		溶解性：溶于水，可混溶于乙醇、醚、苯等有机溶剂
	熔点（℃）：-97.8		沸点（℃）：64.8
	相对密度：（水=1）0.79		相对密度：（空气=1）1.11
	饱和蒸气压（kPa）13.33（21.2℃）		禁忌物：酸类、酸酐、强氧化剂、碱金属
	临界压力（MPa）：7.95		临界温度（℃）：240
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第3.2类中闪点易燃液体		燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：385		闪点（℃）：11
	爆炸下限（%）：4.5		爆炸上限（%）：44.0
	最小点火能（MJ）：0.215		最大爆炸压力（kPa）：—
	燃烧热（MJ/mol）：641		火灾危险类别：甲B
	燃烧（分解）产物：CO、CO_2		
	危险特性：易燃气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火能引起燃烧。与氧		

	化剂接触发生化学反应或引起燃烧。其蒸汽比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会着火回燃。	
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处，冷却容器，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。	
	灭火剂：抗溶性泡沫、二氧化碳、砂土、干粉	
毒理性质	LD50：5628 mg/kg(大鼠经口)；15800 mg/kg(兔经皮) LC50：83776 mg/m³，4 小时(大鼠吸入)	IDLH：33000（mg/m³）
	MAC：50（mg/m³）	居民区：—
	毒性判别：毒物危害分级III类。	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮肤吸收	
	健康危害：对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。	
	急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼睛不适症状；经一段时间潜伏后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有事物模糊，严重者失明。	
急救	皮肤接触：脱掉衣服，用肥皂水彻底冲洗皮肤。	
	眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗，就医。	
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
	食入：饮足量温水，催吐，用清水或 1%硫代硫酸钠溶液洗胃，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。不要直接接触泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。 小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，冲洗水稀释后放入废水处理系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸汽灾害。用防爆泵转移至槽车祸专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。	
储运	储运于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射。与氧气、氧化剂等分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天贮罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。罐装时应注意流速，且有接地装置，防止静电积聚。	

从毒性角度分析，本项目所涉及主要物料中，甲醇毒性级别最高。按“剧毒、高度、中毒、低毒和微度”的五级分级方法，甲醇属中等毒性物质，其毒性主要作用于神经系统，具有麻醉作用，可引起视神经及视网膜的损伤；凝析油属微毒物质，高浓度吸入其挥发的轻油容易引起神经麻醉，长期吸入还会出现头痛、易倦和多汗；天然气的主要成分甲烷基本无毒，但在高浓度条件下对人体有窒息性作用。

从燃烧特性来看，项目涉及的主要物料均属易燃、可燃物质，泄漏后遇明火均有发生火灾的风险。

从上述对比分析来看，本项目中应优先考虑和控制的毒物为甲醇与具有易燃特性的天然气，在综合考虑物料的燃烧特性及存储量等因素的情况下，在风险评价中应重点关注的危险物质还应包括凝析油及其不完全燃烧的产物 CO。

11.3.2 工艺过程、生产设施环境风险识别

根据大型气田工程的特点，按照项目过程划分，可分为钻井作业（包括钻井、固井、压裂完井）和采气作业两个阶段，按照功能单元划分，可分为集输管网、井场、集气站和天然气处理厂（CPF 以及 GGGDS）等功能单元。

大型气田工程事故类型主要包括钻井和采气过程中的各类井喷事故，集输管线及集气站和CPF等功能单元运行过程中产生的天然气泄漏、火灾、爆炸、土壤和地下水污染事故等。本项目各功能单元潜在的事故类型识别详见表11.3-4。

表11.3-4　各功能单元事故类型识别

项目过程或功能单元	事故类型	事故原因	事故后果
钻井阶段	井喷	钻井过程中因各种原因，井内液柱压力不能平衡地层压力时而造成井喷事故。	高浓度天然气引起窒息或者不完全燃烧产物 CO 引起中毒。
	钻井液漏失	在钻井过程中，某些区域地质构造较为特殊，砂质岩空隙度大，或工作压力超过地层破裂压力，导致工作液体（如钻井液、固井水泥浆）发生漏失。	井漏事故有可能进一步引起井喷事故；若地层为含水层，钻井液漏失可能对地下水造成污染。
采气阶段	井喷	试气过程中管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，导致井喷；采气阶段修井等作业过程中如发生气侵、溢流等情况，井控措施失效，导致井喷。	高浓度天然气引起窒息或者不完全燃烧产物 CO 引起中毒。
集输管线	天然气管线泄漏	集气支线、支干线和集气干线天然气管线由于管道设计缺陷、管材质量缺陷，管道腐蚀，施工、操作不当或自然灾害等外力作用导致管线破裂，导致天然气泄漏事故。	高浓度天然气引起窒息或者不完全燃烧产物 CO 引起中毒。
	回注管线泄漏	回注管线由于外力作用，腐蚀等作用发生泄漏，气田水发生泄漏	气田水发生泄漏导致土壤、地下水或地表水污染事故
CPF 及 GGGDS	天然气泄漏	CPF 等功能单元管道、设备穿孔、破裂，导致天然气泄漏。	高浓度天然气引起窒息或者不完全燃烧产物 CO 引起中毒
	凝析油储罐泄漏	凝析油储罐发生泄漏事故	凝析油泄漏导致土壤、地下水污染；泄漏凝析油遇明火，发生不完全燃烧产生 CO,引发环境次生事故

项目过程或功能单元	事故类型	事故原因	事故后果
	甲醇储罐泄漏	水合物抑制剂甲醇储罐罐体破裂或穿孔，导致甲醇泄漏事故	甲醇蒸汽扩散会对人群产生危害
	丙烷装置泄漏	丙烷制冷装置发生泄漏事故	遇火源发生火灾爆炸事故
集气站	天然气泄漏	集气站功能单元管道、设备穿孔、破裂，导致天然气泄漏。	高浓度天然气引起窒息或者不完全燃烧产物 CO 引起中毒
井场	甲醇储罐泄漏	水合物抑制剂甲醇储罐罐体破裂或穿孔，导致甲醇泄漏事故	甲醇蒸汽扩散会对人群产生危害

11.3.2.1 钻井、完井、采气及井下作业事故环境风险识别

井喷事故最根本的原因是井底压力不平衡，地层压力大于井底压力，导致井喷事故。发生井喷事故后，有可能进一步引发火灾爆炸事故。由于天然气具有密度低、压缩和膨胀性强、易扩散和难以封阻的特性，一旦天然气侵入井内，对井内压力影响大，上窜速度快，比油井井喷事故更难控制，若发生火灾爆炸，井控难度更大，井喷失控的后果更严重。

天然气井喷从气侵、溢流、井涌等过程逐步发展到井喷，在进行钻井和进行测井、固井、射孔、试气和修井等井下作业过程中，均有可能发生井喷事故，从施工工艺角度分析，通常井喷可能由以下因素引起：

（1）钻井进入气层后，钻井液（泥浆）密度偏低，致使泥浆液柱压力达不到抑制地层压力的要求，或泥浆密度附加值不高；

（2）起钻不灌钻井泥浆或没有灌满；

（3）井控设备安装及试压不符合要求；

（4）地层实际压力大于预计值；

（5）钻遇漏失层段未能及时处理，不能及时平衡井底压力；

（6）井下作业过程中，未按规范进行操作，或者未能正确安装井控装置，导致井喷事故。

本项目为低压、低渗透率气田，属于非常规天然气，正常情况下需要通过压裂才能形成工业气流，因此本项目次级储层发生井喷事故的可能性较常规气田小。

11.3.2.2 集输管线事故风险识别

本项目集输管道包括集气管线和采气管线。当管道设计缺陷、管材质量缺陷、管道腐蚀，人为破坏或自然灾害等外力作用导致管线破裂，可导致天然气管线泄

漏事故。

集输管线为埋地敷设，可能因以下原因造成管道破裂，发生泄漏：

（1）内、外腐蚀作用；

（2）材料缺陷或焊口缺陷隐患；

（3）意外重大的机械损伤；

（4）地震、地陷、洪水等自然灾害破坏作用。

集气管线的天然气在线量大，泄漏的易燃易爆介质遇火源（明火、静电火花、机械火花、电气火花、高温物体或雷电），有可能引发火灾事故；当易燃易爆气体浓度达到爆炸浓度极限，遇火源，则可能发生爆炸事故。本章环境风险评价以管道泄漏后高浓度天然气致人窒息和不完全燃烧产物CO中毒两种事故后果开展评价。

11.3.2.3 天然气处理厂（CPF&GGGDS）站场事故风险识别

本项目天然气处理全部依托现有中央处理厂CPF和天然气集配气站GGGDS。CPF的天然气处理能力为$1200\times10^4Nm^3/d$， GGGDS为$150\times10^4Nm^3/d$，GGGDS单个单元的规模和处理能力均远小于CPF，因此本章主要以CPF为对象进行风险识别和评价。

CPF主要功能为天然气脱水脱烃和集输、计量，站内设脱水脱烃装置、凝析油稳定装置、压缩机、分离器、清管器和放空火炬等。由于CPF站内管道或设备穿孔、破裂等原因，可导致天然气泄漏，和管道泄漏事故类似，若遇火源（明火、雷电、机械火花、静电火花等）可造成火灾爆炸事故。

CPF站场内设置凝析油储罐和未凝析油储罐，凝析油储罐和未凝析油储罐存在泄漏发生火灾爆炸事故的风险。

此外，CPF内分别设置甲醇富液罐和甲醇贫液罐，甲醇储罐破裂导致甲醇泄漏事故，由于甲醇易挥发，甲醇容易形成甲醇蒸汽云向下风向扩散，造成中毒事故；甲醇同时为易燃液体，若遇明火，将发生火灾爆炸事故。部分甲醇会渗透进入土壤，会引起土壤污染甚至地下水污染。由于甲醇储罐均设于地上，监测设施齐备，发生泄漏时可以及时反应并采取控制措施，因此本报告着重分析天然气处理厂甲醇储罐发生泄漏事故后泄漏液体蒸发对周围环境空气质量的影响。

11.3.2.4 集气站事故风险识别

本工程新建 3 座集气站，集气站作为独立的功能单元，主要功能为气液分离、

天然气集输和计量，站内设压缩机、分离器、清管器和放空火炬等。集气站内管道或设备穿孔、破裂等原因，可导致天然气泄漏，和管道泄漏事故类似，若遇火源（明火、雷电、机械火花、静电火花等）可造成火灾爆炸事故。

11.3.2.5 井场事故风险识别

每个直井/S型井场设置30m^{3}甲醇储罐1个（双分支水平井设10m^{3}甲醇储罐1个），甲醇为水合物抑制剂，主要在冬季使用。甲醇储罐破裂导致甲醇泄漏事故，由于甲醇易挥发，甲醇容易形成甲醇蒸汽云向下风向扩散，造成中毒事故。

11.3.3 环境风险扩散途径识别

本项目主要环境风险扩散途径为：

（1）天然气管道破裂、井喷造成天然气泄漏、爆炸、火灾及次生污染物的环境影响，天然气大量泄漏时可能引发窒息从而对周围人群健康产生不利影响，天然气不完全燃烧产生的CO导致的人体中毒影响等；

（2）甲醇储罐泄漏导致甲醇向下风向扩散造成中毒，部分甲醇可能深入土壤引起土壤乃至地下水污染；

（3）凝析油储罐泄漏发生火灾爆炸事故产生的CO次生污染物危害以及凝析油泄漏对土壤、地下水的影响。

综上，大气和土壤、地下水是本项目环境风险扩散的主要途径，土壤地下水的环境风险评价将在本报告第9章地下水章节中进行，本章以大气环境风险评价为主。

11.3.4 重大危险源辨识

根据本工程各设施的功能特点和危险物质的分布情况，将本工程分为采气井场、集气站、集输管道（包括单井采气管道、集气支线、集气主干线等）、CPF及GGGDS几个功能单元。

按照《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）规定的危险品名称及其临界量，对本项目涉及的危险物质进行重大危险源辨识，辨识结果详见表11.3-5。

表11.3-5 重大危险源辨识结果

评价单元	危险源单元	设施名称	危险物质	在线量（t）	临界量（t）	是否构成重大危险源
长北一	集气北干线	PS-VR4 6.8km	天然气	85.52	50	是

评价单元	危险源单元	设施名称	危险物质	在线量（t）	临界量（t）	是否构成重大危险源
期集气管线		VR4-VR3 0.8km	天然气	10.06	50	否
		VR3-CPF 5.3km	天然气	66.66	50	是
		CPF-VR2 2.6km	天然气	32.70	50	否
		VR2-VR5 3km	天然气	37.73	50	否
		VR5-VR1 5.1km	天然气	64.14	50	是
		VR1-VR6 11.6km	天然气	145.89	50	是
		VR6-VR7 4.8km	天然气	60.37	50	是
		VR7-VR8 1.3km	天然气	16.35	50	否
		VR8-VR10 4.3km	天然气	54.08	50	是
		VR9-PS 2.2km	天然气	27.67	50	否
		V9-V10 5.3km	天然气	66.66	50	是
长北二期集输管网	北干线延长线	GS3 ～ GS2 15.31km	天然气	71.31	50	是
		GS2 ～ CB28 13.77km	天然气	64.12	50	是
		CB28 ～ PS 11.51km	天然气	53.62	50	是
	集气支线	CB43～C19	天然气	3.77	50	否
		CB44～C14	天然气	15.96	50	否
		CB46～C5	天然气	12.04	50	否
		GS1～C46	天然气	4.24	50	否
		CB26～C2	天然气	3.85	50	否
		CB29～C3	天然气	4.02	50	否
		CB28～北干线	天然气	0.08	50	否
		CB24～C12	天然气	2.09	50	否
		CB12～GGGDS	天然气	5.78	50	否
		GS1～C1	天然气	17.55	50	否
		GS2～北干线	天然气	0.15	50	否
	采气管线	CB38 井站～GS2 8.74km（在线量最大的采气管线）	天然气	18.32	50	否
CPF	脱水脱烃装置	脱水脱烃装置	天然气	76.38	50	是
	生产分离器、压缩机	高/低压生产分离器	天然气	5.29	50	
	凝析油储罐	凝析油储罐	凝析油	328.5	1000	
	未凝析油储罐	未凝析油储罐（200m^3）	未凝析油	131.4	1000	
	甲醇储罐	甲醇贫液罐（500m^3）	甲醇	1066.5	500	

评价单元	危险源单元	设施名称	危险物质	在线量（t）	临界量（t）	是否构成重大危险源
	丙烷制冷装置	丙烷制冷装置	丙烷	2.37	50	
GGGDS	甲醇储罐	甲醇储罐（10m³）	甲醇	7.9	500	否
	生产分离器、压缩机	高/低压生产分离器 压缩机	天然气	1.26	50	
	脱水脱烃装置	脱水脱烃装置	天然气	＜10	50	
井场	甲醇储罐	甲醇储罐（30m³）	甲醇	23.7	500	否
集气站	GS1	高/低压生产分离器 压缩机	天然气	＜1.5	50	否
	GS2	高/低压生产分离器 压缩机	天然气	＜1.5	50	否
	GS3	高/低压生产分离器 压缩机	天然气	＜1.5	50	否

注：

1、集输管网天然气在线量根据集输管网管径、输送压力及截断阀间管线长度判定；天然气标准状态下的密度取 0.7115kg/m³。

2、根据《危险货物品名表》（GB12268-2005），凝析油主要危险性为易燃液体；根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009），易燃液体（23℃≤闪点＜61℃的重大危险源临界量为 1000t）未凝析油和凝析油密度均取 730kg/m³，甲醇贫液密度取 790kg/m³。

3、单元内存在的危险化学品为多品种时，则按式 $q_1/Q_1+ q_2/Q_2+……+ q_n /Q_N≥1$ 计算，若满足此式，则定义为重大危险源。其中，q_1，q_2，…，q_n 为每种危险化学品实际存在量，单位为吨（t）；Q_1，Q_2，…，Q_N 为各危险化学品相对应的临界量，单位为吨（t）。

4、甲醇、凝析油的储存量不超过最大设计容量的 85%。

11.3.5 风险评价等级判定

本项目由天然气管线、井场、集气站、天然气处理厂等各个独立的单元组成，各个井场和站场之间靠天然气管线连接，距离较远且相对分散独立。因此，对各站场和管线分别进行环境风险评价等级的判定。

根据重大危险源辨识和《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2004)的规定，本项目天然气集气干线、CPF构成重大危险源，由于天然气属易燃易爆物质，是本项目的主要危险物质；甲醇主要危险是易燃性，但由于甲醇沸点低，易挥发，且具有一定的毒性，若发生泄漏事故，会对环境造成一定的影响；凝析油属于易燃液体。因此天然气集气干线和CPF站场环境风险评价工作等级定为一级，其它站场（如井场、集气站、集气支线以及采气管线），不涉及重大危险源，评价等级定为二级。环境风险评价范围为集气干线两侧5km的范围，CPF周围半径5km范围；井场、集气站周围半径3km范围，集气支线

以及采气管线两侧3km范围。

表11.3-6 风险评价等级判定表

类别	剧毒危险性物质	一般毒性危险物质	可燃易燃危险性物质	爆炸危险性物质
重大危险源	一	二	一	一
非重大危险源	二	二	二	二
环境敏感地区	一	一	一	一

根据本项目的特点，以及化学品理化特性、储存量和环境敏感性，确定本项目的评价因子。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004），确定本项目风险评价因子为甲烷、甲醇、CO和凝析油。

11.4 源项分析

11.4.1 同类事故及事故概率调查

11.4.1.1 井喷事故

（1） 国外事故统计资料

加拿大阿尔伯塔省能源资源保护委员会（ERCB）钻井事故统计数据如表11.4-1 所示。

表 11.4-1 ERCB 钻井事故概率统计表

事故类型	溢流	井涌	井喷
事故概率	3.48×10^{-2}	1.07×10^{-3}	4.53×10^{-4}

（2）国内事故统计资料

20 世纪 80 年代前，由于钻井技术水平低、设备性能差，井喷事故发生频率较大。根据《钻井作业 HSE 风险管理》（中国石油天然气集团公司 HSE 指导委员会编，石油工业出版社，2001），“一五”到“八五”期间，全国共钻各类油气井 1,690,398 口（总进尺 27,788 万米），累计发生井喷 271 口，占完成井的 0.016%。其中井喷失控后又着火的 81 口，占井喷井的 30%，占完井 0.005%。因此，井喷失控事故率约为 0.4×10^{-5} 次/年，井喷失控着火的事故率约为 1.2×10^{-6} 次/年。

80 年代以后，我国在油层保护和井喷事故预防方面取得了较大进步，但由于各方面原因，井喷事故仍时有发生。由于陕北地区气藏多属低压气藏，本项目同时属于非常规天然气藏开发，发生井喷概率很小，即使发生井喷，压井措施容易成功，由此本项目井喷事故发生概率应较全国水平低。

（3）典型事故案例

2003 年 12 月 23 日，重庆市开县高桥镇罗家寨发生了国内乃至世界气井井喷史上罕见的特大井喷事故，是建国以来重庆历史上死亡人数最多、损失最重的一次特大安全事故。

位于高桥镇晓阳村境内的“罗家 16H”井，气藏天然气高含硫，中含二氧化碳，该井设计井斜深 4322 米，垂深 3410 米，水平段长 700 米，于 2003 年 5 月 23 日开钻，设计日产 100 万立方米。在日常钻探过程中，该气井运行正常。 2003 年 12 月 23 日 21 时 55 分，四川石油管理局川东钻探公司川钻 12 队对该气井起钻时，突然发生井喷，来势特别猛烈，富含硫化氢的气体从钻具水眼喷涌达 30 米高程，硫化氢浓度达到 100ppm 以上，预计无阻流量为 400 万-1000 万立方米/天。失控的有毒气体（硫化氢）随空气迅速扩散，导致在短时间内发生大面积灾害，人民群众的生命财产遭受了巨大损失。据统计，井喷事故发生后，离气井较近的开县高桥镇、麻柳乡、正坝镇和天和乡 4 个乡镇，30 个村，9.3 万余人受灾，6.5 万余人被迫疏散转移，累计门诊治疗 27011 人（次），住院治疗 2142 人（次），243 位无辜人员遇难，直接经济损失达 8200 余万元。其中受灾最重的高桥镇晓阳、高旺两个村，受灾群众达 2419 人，遇难者达 212 人。

11.4.1.2 输气管线事故

(1)国外输气管道事故统计

① 欧洲

欧洲输气管道事故数据组织（EGIG）从 1970 年开始收集整理陆上天然气高压管线的事故数据，已建立相对完善的管道失效数据库。根据其最新发布的“9th EGIG-report 1970-2013”数据报告（该报告每 4 年发布一次），至 2013 年止，欧洲共建成天然气管道总长 143,727km，共发生事故 1309 起。每年事故发生次数统计见图 11.4-1。

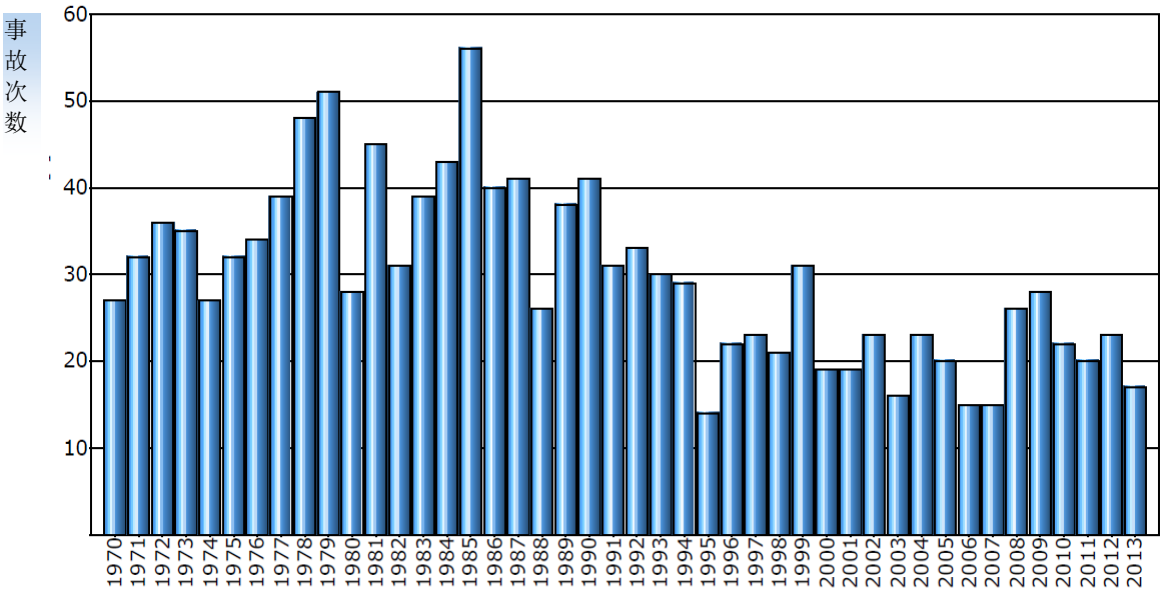


图 11.4-1 1970-2007 年每年事故次数（EGIG）

1970-2013 年间的天然气管道事故平均概率为 0.33×10^{-3} 次/(km·a)， 2009-2013 年间的事故平均概率仅为 0.16×10^{-3} 次/(km·a)，由于技术改进，管道事故概率呈逐年下降的趋势（管道事故概率统计见表 11.4-2 ）。

表 11.4-2　西欧天然气管道事故概率统计表

时间段	事故次数	事故平均概率（10^{-3} 次/km·a）
1970-2013	1309	0.33
1970-2010	1249	0.35
2009-2013	110	0.16

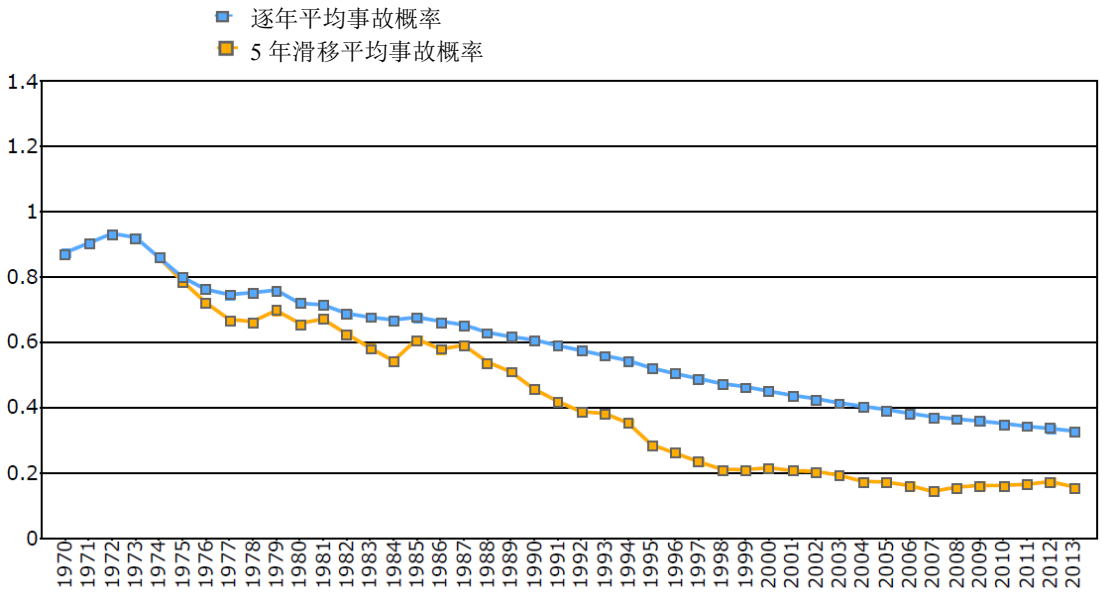


图 11.4-2 西欧天然气管道事故概率统计图

EGIG 组织将天然气管道事故的原因分为第三方破坏、腐蚀、材料/施工缺陷、带压开孔作业错误、地表活动和其它原因等六大类：

- 第三方破坏：包括开挖、敷设和地面作业过程中，压路机、挖掘机等设备造成的管道事故。
- 腐蚀：包括内部腐蚀、外部腐蚀。
- 材料/施工缺陷：包括麻点、纹理、材料和焊接等方面的缺陷。
- 带压开孔作业错误：采用带压开孔设备进行作业时，进行了错误操作。
- 地表活动：包括溃坝、侵蚀、洪水、滑坡和采矿等原因造成的管道事故。
- 其它：包括设计缺陷、闪电、维护和其它未知原因等。

根据统计，2004-2013 年间第三方破坏是造成天然气管道事故的首要原因，占事故频率的 35%；其次为腐蚀和材料/施工缺陷（24%和 16%）。

表 11.4-3 西欧国家管道事故原因统计

事故原因	第三方破坏	腐蚀	材料/施工缺陷	带压开孔作业错误	地表活动	其它
比例(%)	35	24	16	4	13	13

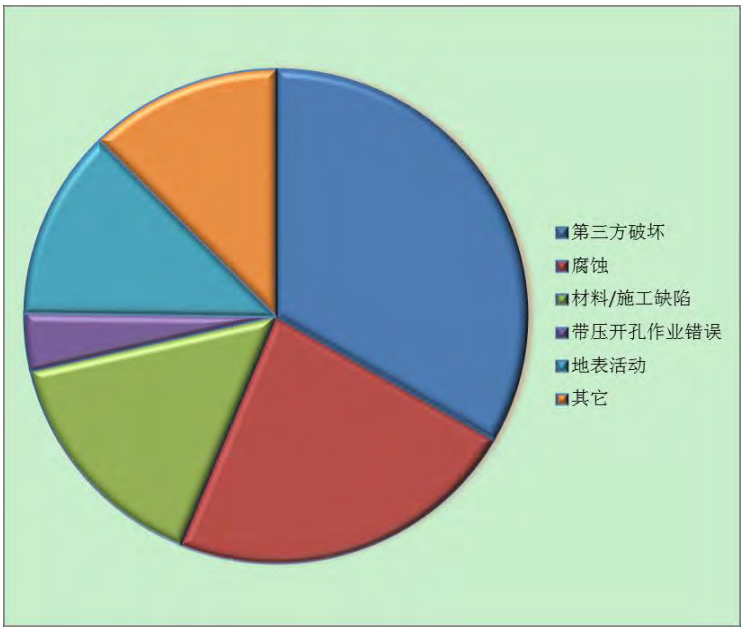


图 11.4-3 西欧国家管道事故原因统计图

管道事故发生之后，天然气有可能被点燃，形成的火焰会产生热辐射、爆炸会产生冲击波。表 11.4-4 给出了发生管道泄漏事故后，泄漏的天然气被点燃的概

率统计数据。

表 11.4-4　　天然气被点燃的概率

泄漏类型	小孔泄漏	大孔泄漏	管道破裂（管径≤406mm）	管道破裂（管径>406mm）
被点燃的概率	4.4%	2.3%	10.3%	32%

上表中结果显示，管径破裂后天然气泄漏被点燃的概率远大于小孔泄漏和大孔泄漏两种类型，特别是管径大于 406mm 的管线断裂后，天然气被点燃的概率明显增大。

② 北美地区（美国、加拿大）

根据 2013 年的统计资料，美国天然气管道长度超过 198.4×10^4km，占世界天然气管线总量的 69.3%。美国能源部对天然气干线管道事故进行的统计数据见表 ，统计表明外力、材料缺陷和结构损坏、腐蚀是造成输气管道事故的主要原因。美国运输部研究与特殊委员会则将各种失效原因分为五类：外力、腐蚀、焊接和材料缺陷、设备和操作及其他，根据其统计数据，美国输气管 1985-2000 年间共发生 857 起失效事件，外力（43.6%）、腐蚀（22.2%）、设备和操作（15.3%）是造成失效的主要原因。

表 11.4-5 美国输气管道事故统计表

事故原因	1970-1984		1987-2006	
	事故数量(次)	事故率（%）	事故数量(次)	事故率（%）
外力	3144	53.5	438	38.5
材料缺陷和结构损坏	1319	22.5	275	24.2
腐蚀	972	16.6	231	20.3
其他	437	7.4	193	17
总计	5872	100	1137	100

根据加拿大国家能源委员会统计，加拿大平均每年约发生管道事故 30-40 起，在 1975-1982 年间的输气管道事故率为 2 次/1000km·a，1987-2006 年间加拿大管道失效统计数据见表 11.4-6，腐蚀在事故原因中占主要比例，其次是建造因素和地层滑动。

表 11.4-6 加拿大管道失效统计数据

事故原因	腐蚀		建造因素	底层滑动	其他	合计
	均匀腐蚀	应力腐蚀开裂				
事故率（%）	27	18	23	17	15	100

③ 俄罗斯（前苏联）

前苏联在 1981-1990 年间的干线输气管道长度增加了 83×10^3km，主要为若干条 1420mm 的特大干线输气管道，至 1990 年初达 207×10^3km。期间共发生管道事故 752 起，其中，腐蚀、焊接和管材缺陷、外部干扰是排在前三位的失效原因，详见下表。

表 11.4-7 前苏联输气管道事故统计（1981-1990 年）

事故原因	腐蚀	外部影响	材料缺陷	焊接缺陷	施工缺陷	误操作	设备缺陷	其他
发生次数	300	127	100	81	65	22	17	40
比例（%）	39.9	16.9	13.3	10.8	8.6	2.9	2.3	5.3

每 1000 km·a 大的失效频率由 1981 年的 0.71 下降至 1990 年的 0.26，这主要是由于敷设大管径、厚壁的管道使得腐蚀事故减少。根据 1985-1992 年的统计资料，随着管径增加，事故发生次数逐渐减少，直径为 1420mm 的管道年平均事故次数为 5.25 次，而直径小于 820mm 的管道年平均事故次数为 28.5 次。

(2) 国内输气管道事故统计

位于我国西部地区的陕京线、靖西线和靖银线运行至 2000 年的事故统计数据如表 11.4-8 所示，事故原因均为洪水引发地质灾害导致。

表 11.4-8 90 年代我国主要输气干线事故率

管道名称	管道长度（km）	运行年限（年）	出现事故次数	出现事故时间	事故率（10^{-3} 次/km·a）
陕京一线	853	2.417	1	1998．8	0.49
靖西线	488.5	3.5	1	1999．9	0.58
靖银线	320	3.083	0	-	0
合计	4758(km·a)		2	-	0.42

根据有关资料，我国四川地区 12 条输气管每 1000km 的年事故率平均为 4.3 次，东北和华北地区输油管道每 1000km 的年事故率超过 2.0 次，表 11.4-9 是我国四川地区 1969-2003 年输气管道的事故统计结果。

表 11.4-9 1969-2003 年四川地区输气管道事故统计表

事故原因	腐蚀	施工缺陷	外力干扰	材料缺陷	地面运动	其他
比例生次数	39.5	22.7	115.8	10.9	5.6	5.5

（2） 典型事故案例

2006 年 1 月 20 日 12 时，四川省仁寿县富加输气站进出站管道发生管道爆炸燃烧，造成 10 人死亡、3 人重伤、47 人轻伤。事故导致 14000m^2 房屋受损，1800 多人紧急撤离疏散，直接经济损失超过 3000 万元。事发时，日输气量 26×10^{4}m^3，暑期压力 1.0MPa。1 月 20 日 10 时 30 分，施工单位完成 φ720 管道碰口后的空气置换作业，开始缓慢升压，11 时 40 分压力缓慢升至 1.07MPa，并恢复正常流程，12 时 17 分，φ720 输气管道泄漏的天然气携带硫化亚铁粉末从裂缝中喷射出来遇空气氧化自燃，引发泄漏天然气管外爆炸，因管外爆炸后的猛烈燃烧，又引起二次剧烈的管内爆炸。事故发生后，输气调度部门立即通知相关单位关断干线截断球阀并进行放空，13 时 30 分，事故现场大火扑灭。事故原因分析：

① 因 φ720 管材螺旋焊缝存在缺陷，在一定压力作用下管道被撕裂，导致管道内天然气大量泄漏。泄漏的天然气携带硫化亚铁粉末从裂缝中喷射出来遇空气氧化自燃，引发泄漏天然气管外爆炸，因管外爆炸后的猛烈燃烧，又引起二次剧烈的管内爆炸。

② 管道运行时间长，疲劳损伤现场突出。此段管道建于 1975 年，并于 1976 年投入运行。收到当时制管技术、施工技术、防腐技术以及检测技术的制约，管道存在缺陷。

③ 管道建设时期，受到国内防腐绝缘层材料及防腐绝缘手段的限制，管道不能得到有效的保护，导致管道的外腐蚀比较严重。

④ 管道内的腐蚀时间较长，管道内腐蚀严重，并伴有硫化亚铁粉沫的产生。

⑤ 由于城镇化建设，输气站以及进、出管道两侧 50 米范围内新增了很多构筑物，使得输气站被大片建筑物包围，聚集了大量人群并无法改建安全逃生通道。

11.4.1.3 石油化工事故统计分析

（1） 国外事故数据

根据资料报导，到 1987 年的 20-25 年间，在 95 个国家的登记的化学品事故中，发生过突发性化学事件的常见化学品及其所占的比例、化学品物质形态比例、事故来源比例及事故原因分析比例见表 11.4-10。

表 11.4-10 化学品事故分类情况

类别	名称	百分数%	类别	名称	百分数%
化学品类别	液化石油气	2.53	事故来源	运输	34.2
	汽油	18.0		工艺过程	33.0
	氨	16.1		贮存	23.1
	煤油	14.9		搬运	9.6
	氯	14.4	事故来源	机械故障	34.2
	原油	11.2		碰撞事故	26.8
化学品的物质形态	液体	47.8		人为因素	22.8
	液化气	27.6		外部因素（地震雷击）	16.2
	气体	18.8			
	固体	8.2			

（2） 国外事故数据

据 1969-1987 年间国外发生的损失在 1000 万美元的特大型火灾爆炸事故统计分析表明，罐区事故率最高，达 16.8%，乙烯及其加工、天然气输送、加氢、烷基化的事故率均较高。

表 11.4-11 100 起特大事故按装置分布

装置类别	罐区	聚乙烯等塑料	乙烯加工	天然气输送	乙烯	加氢	催化控分	烷基化	油船
比率%	16.8	9.5	8.7	8.4	7.3	7.3	7.3	6.3	6.3
装置类别	焦化	蒸馏	溶剂沥青	橡胶	合成氨	电厂	-	-	-
比率%	4.2	3.16	3.16	1.1	1.1	1.1	-	-	-

按发生事故原因分类列于下表。其中阀门管线泄漏占首位，达 35.1%,其次是泵设备故障和操作失误，分别达 18.2%和 15.6%。

表 11.4-12 事故原因分类

序号	事故原因分类	分布比率%	序号	事故原因分类	分布比率%
1	阀门管线泄漏	35.1	4	仪表、电器失灵	12.4
2	泵设备故障	18.2	5	突沸、反应失控	10.4
3	操作失误	15.6	6	雷击、自然灾害	8.2

（2）国内事故统计资料

根据《石油化工典型事故汇编》（中国石油化工总公司安全监督办公室编，

中国石化出版社）的统计，1983-1993 年石油化工系统共发生典型事故 293 例，其中发生在各类生产装置内的事故 149 例，占 50.85%（主要是开停工及检修时发生）贮运系统 74 例，占 25.26%，辅助系统 70 例，占 23.89%。从事故类别来看，人身事故 92 例，占 31.4%，火灾、爆炸事故 55 例，占 18.77%，设备事故 55 例，占 18.77%，生产事故 91 例，占 31.06%。从事故的原因来看，属于违章指挥违章作业的 97 例，占 33.11%，属于管理、组织不善发生事故的 93 例，占 31.74%，属于技术业务不熟练或安全基本知识较差的 96 例，占 32.76%，属于其它原因的 7 例，占 2.39%。违章作业、组织管理不善等是发生事故的主要风险因素。

11.4.1.4 小结

总结上述不同国家、地区输气管道的事故原因，发现尽管事故原因在不同国家所占比例不同，即引起事故的原因排序不同，但结果基本相同，即主要为外力影响、腐蚀、材料及施工缺陷等三大原因。以下针对不同原因提出相应的建议：

1) 外力影响：加强与管道沿线地方政府、企事业单位和居民的联系，对与管道相关的工程提前预控，消除管道保护带内的各种事故隐患；加强《中华人民共和国石油天然气管道保护法》的宣传力度，树立“保护管道安全就是保护沿线群众自身安全”的思想，与工程沿线地方有关部门共同协调，防范和消除第三方破坏；成立统一的管道事故报警中心；建立有关管道管理制度，如巡线工巡线责任制等。发生重大隐患及时上报，及时依法进行交涉，力争得到公正、完善的解决，避免重大恶性事故发生。同时，在管道沿线增设管道事故报警警示牌，一旦发生情况，沿线群众能够及时给报警中心报警，避免事故扩大化。

2) 腐蚀：虽然长北二期开采的天然气不含硫化氢，但采出气中含有的 CO_2 和矿化水对设备及输气管道的腐蚀作用也很大，随着设备及输气管道运行时间较长，会造成设备及管道穿孔开裂，进而造成事故。土壤腐蚀也是引发管线泄漏事故的另一个重要因素，一般状况管道具有防腐层，使管材得到保护。但是，由于不能完全保证实际防腐质量达到要求、管道施工时造成防腐层机械损伤、土壤含水、盐、碱及地下杂散电流等因素都可能造成管道腐蚀,严重的可能造成管道穿孔。采用优良的防腐层(三层 PE)、改进阴极保护措施、加强管道的日常维护和外部环境监测等手段，是防止管道腐蚀的重要内容。

3) 材料及施工缺陷：近年来，陕京一线、西气东输一线等一大批新建油气管道工程的焊接质量有了很大的提高，采用了自动埋弧焊工艺，施工水平接近或达

到国际先进国家的水平。管口焊接质量把关非常重要，必须严格按照施工工程质量管理要求施工，严格焊缝检验检测，确保工程质量，不留事故隐患。

11.4.2 最大可信事故及概率确定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》HJ/T169-2004 的定义，最大可信事故指所有预测概率不为 0 的事故中，对环境（或健康）危害最严重的重大事故。最大可信事故的设定是为了估算事故对环境的危害后果，其发生后应存在污染物向环境转移的途径，最大指对环境危害最严重，可信应为科学、客观的设定，一般不包括极端情况。本次评价结合风险评价导则要求、项目特点和所在地环境特征，根据潜在事故分析所列的事故，筛选确定最大可信事故，并对最大可信事故给出源强和发生概率。

11.4.2.1 最大可信事故确定

本项目功能单元包括钻采作业区、井场、输气管网、集气站、天然气处理厂等，根据重大危险源判定结果，对构成重大危险源的功能单元分别识别其最大可信事故。

（1）钻井最大可信事故

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，通常情况下，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，从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。

钻井工程危害最大的事故为井喷失控，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，若自始自终未遇火源，将在其自身动量与气象条件控制下，喷涌后与空气混合、扩散形成天然气云团。井喷失控事故树分析见图 11.4-1。

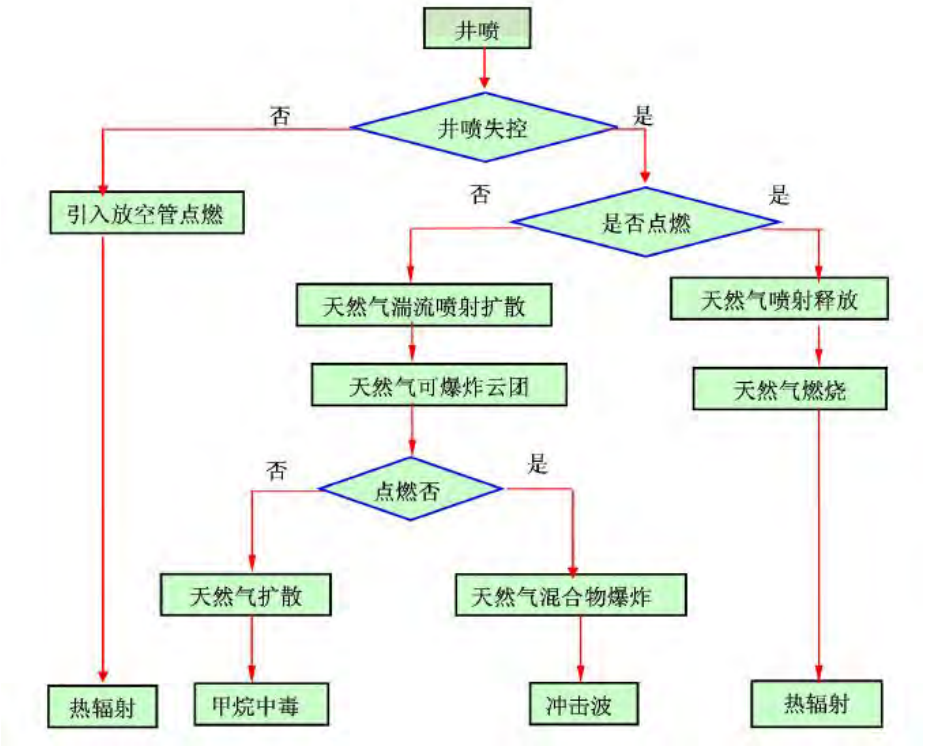


图11.4-1 井喷事件后果图

本项目若发生井喷事故，立即进行点火，由于天然气不含硫，不存在硫化氢有毒气体，泄漏的天然气主要成分是甲烷，其发热值高，完全燃烧时主要排放CO_2、CO、C_XH_Y和NO_X，通过检索国内外文献及资料，目前尚未发现由于天然气燃烧产生的CO和NO_X所造成的人员伤亡事故。

综上，本项目将井喷事故喷发大量的天然气引起甲烷窒息作为钻井过程最大可信事故。同时，考虑井喷泄漏的天然气遇火发生燃烧，未完全燃烧的CO对环境的影响。

（2）集气管网最大可信事故

天然气管道事故通常是指造成天然气从管道内释放并影响正常输气的意外事件。当出现事故时，天然气输气管道释放出的天然气可能带来下列危害：天然气若立即着火即产生燃烧热辐射，在危险距离内的人会受到热辐射伤害；天然气泄漏后若没有被立即点燃，在与空气混合后被点燃，产生强大的火球，火灾通过热辐射的方式影响周围环境；天然气未立即着火也可形成爆炸气体云团，遇火就会发生爆炸，在危险距离以内，人会受到爆炸冲击波的伤害，建筑物会受到损坏。

根据可行性研究报告，本工程管线全程采用埋地敷设。由于腐蚀、管道材料缺陷及第三方破坏等因素，输气管道可能发生天然气泄漏事故，如果泄漏的天然

气遇明火可能发生火灾、爆炸事故。天然气管道事故分析见图 11.4-2。

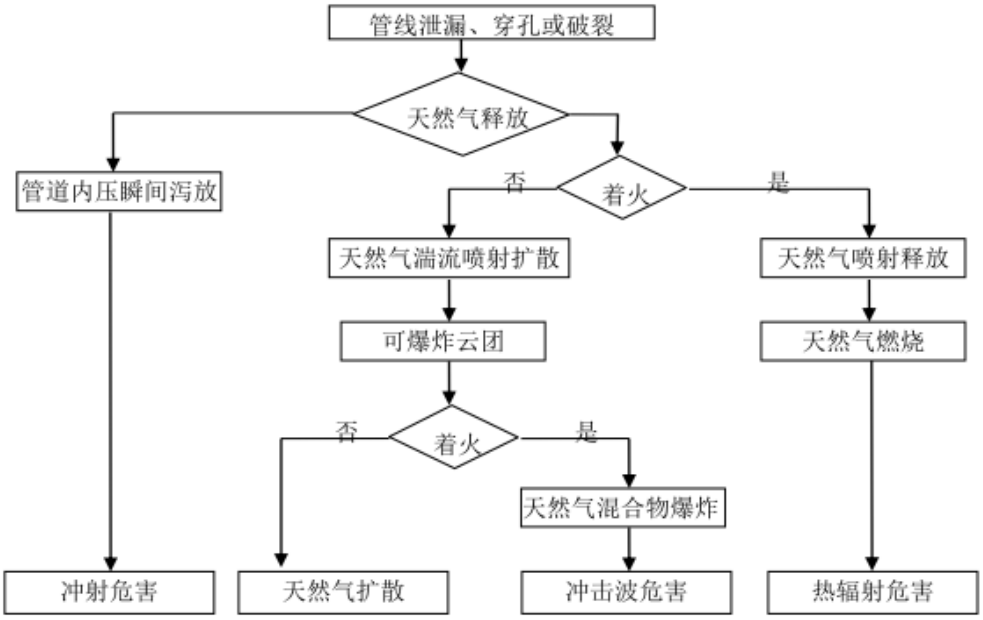


图11.4-2 天然气管道事件树分析图

根据上图显示，集气干线天然气泄漏后存在四种可能事故类型，天然气喷射燃烧，造成热辐射危害；若泄漏天然气团达到爆炸极限，遇能量激发，形成蒸汽云爆炸事故，造成冲击波伤害；泄漏天然气由于不完全燃烧，排放CO造成人员中毒伤害；若天然气泄漏后没有燃烧，泄漏天然气为窒息性气体，对人体及动物造成窒息性伤害事故。

天然气泄漏后热辐射和爆炸冲击波事故属于安全评价范畴，本次环境风险评价将天然气泄漏导致甲烷窒息设定为集输管网的最大可信事故，同时考虑天然气泄漏不完全燃烧产物CO造成的危害。

（3）天然气处理厂 CPF 最大可信事故

CPF 因包括凝析油储罐、甲醇储罐、天然气处理设施等构成重大危险源。根据物质危险性分析的结果，凝析油毒性很低且挥发性较差，其主要危险特性为火灾爆炸，除安全事故外，凝析油燃烧产生 CO 通过大气扩散将会对周围环境产生危害。甲醇泄漏后，由于其容易挥发，故甲醇气体扩散对周围环境造成的危害为主要环境风险事故情形。因此，结合国内外相关统计数据，确定本项目 CPF 的最大可信事故为：

① 甲醇罐区发生泄漏后，甲醇气体扩散导致的环境事故；

② 凝析油储罐发生泄漏引发火灾后，不完全燃烧产生的 CO 次生环境事故。

11.4.2.2 最大可信事故发生概率

（1）井喷事故

对于井喷事故概率确定主要通过数值统计和故障树分析，由于故障树分析还需要井口不同设备的基础数据，目前较难获得。因此本次评价井喷事故概率通过已收集到的国内钻井数计井喷事故统计资料确定，按井喷失控事故率 4×10^{-6} 次/年，井喷失控着火的事故率 1.2×10^{-6} 次/年进行评价。

（2）管线泄漏概率

国内外天然气管道事故统计是天然气管道最大可信事故概率分析的类比依据，而目前国内缺乏这方面较为完整和系统的统计资料。根据本工程设计资料，集气主干线管径为 508mm，根据《建设项目环境风险评价导则—征求意见稿》，内径大于 150mm 的管道全管径泄漏的发生概率为 8.8×10^{-5} 次/(km·a)，类比管径>406mm 管道破裂后天然气被点燃的概率 0.32，确定本次评价集气主干线天然气泄漏后发生火灾爆炸的概率为 2.82×10^{-5} 次/(km·a)。集气主干线 GS3~GS2 段长 15.31km，GS2~CB28 段长 13.77km，CB28~PS 段长 11.51km，计算出上述三段集气主干线的发生全管径天然气泄漏的概率分别为 0.0013 次/年、0.0012 次/年、0.0010 次/年，而天然气泄漏并发生火灾爆炸的概率分别为 0.00043 次/年、0.00039 次/年、0.00033 次/年。

（3）储罐泄漏概率

1）甲醇储罐泄漏

甲醇储罐发生泄漏的概率值采用《建设项目环境风险评价技术导则（征求意见稿）》中附录 A 的推荐值，如下表。

表 11.4-13 容器泄漏概率表

部件类型	泄漏模式	泄漏概率
容器	泄漏孔径 1mm	5.00×10^{-4}/年
	泄漏孔径 10mm	1.00×10^{-5}/年
	泄漏孔径 50mm	5.00×10^{-6}/年
	整体破裂	1.00×10^{-6}/年
	整体破裂（压力容器）	6.50×10^{-5}/年

本项目甲醇为常温常压储存，假设甲醇储罐阀门破裂造成甲醇泄漏，发生泄漏时裂口口径为管道口径（50mm）的 100%，即 50mm，由于 CPF 设有

500m^3 甲醇贫液储罐 1 个，因此本次评价以 5.00×10^{-6}/年作为甲醇贫液储罐泄漏发生的事故概率。

2） 凝析油储罐泄漏

类比国内油品储罐火灾爆炸事故的相关统计数据，本工程凝析油储罐火灾爆炸事故概率取 8.7×10^{-5} 次/年。本工程 CPF 共设置 500m^3 和 200m^3 凝析油储罐各 1 座，因此 CPF 凝析油罐火灾爆炸事故的发生概率取 1.74×10^{-4} 次/年。

11.4.3 最大可信事故源项分析

11.4.3.1 井喷泄漏

考虑井喷泄漏造成甲烷扩散及若天然气不完全燃烧引发 CO 次生污染的不利影响。

根据气田相关工程资料，本工程直井单日最大产气量为6×10^{4}Nm^3/d，双分支水平井单日最大产气量为50×10^{4}Nm^3/d（按最大无阻流量计），若发生井喷事故，按单井最大产气量估算，天然气释放速率约为5.79m^3/s(4.11kg/s，天然气平均密度0.71kg/m^3)，甲烷含量按94%计算，井喷甲烷泄漏速率为3.86kg/s。

根据《建设项目环境风险评价技术导则—征求意见稿》，火灾、爆炸伴生/次生的 CO 产生量计算公式为：

$$G_{CO}=2330qC$$

式中：

G_{CO} 为 CO 产生量，g/kg；

C 为物质中碳 6 质量百分比，%，取 85%；

q 为化学不完全燃烧值，%，取 10%。

由此可知，CO 产生量为 198g/kg，其中 10%的天然气发生不完全燃烧，燃烧产生的 CO 排放速率为 0.76kg/s。

11.4.3.2 管线泄漏

（1） 事故假定

考虑以下管线输送的风险事故：

1）泄漏：天然气输送管线破裂后泄漏的天然气不立刻燃烧或推迟燃烧，对周围人群造成窒息危害。

2）次生污染物影响：泄漏的天然气燃烧不完全产生 CO，次生污染物对环境和人群健康的不利影响。

（2） 泄漏量计算

最大可信事故情况下的释放率和释放时间的设定,采用 CAMEO 软件进行预测。CAMCO（Computer-Aided Management of Emergency Operations）是美国开发的一套专门为化学品泄漏事故应急人员以及应急规划和培训人员设计的计算机软件，拥有一组化学品数据库，一个风险模拟程序 ALOHA（Areal Location of Hazardous Atmosphere）以及一个绘图程序 MARPLOT（Mapping Application for response, Planning, and Operational Tasks）。

本次评价选取存管气体量最大的管道控制节点作为分析对象，利用 ALOHA 风险模拟程序，设定发生穿孔断裂导致天然气泄漏情形进行考虑，计算管道断裂事故天然气释放速率。

项目新建集气干线采用的管径为 508 mm，设计压力为 6.6Mpa。现有集气干线管径为 610mm，设计压力为 6.3Mpa。假设发生穿孔断裂导致天然气泄漏的裂口呈圆形，孔径为管道直径的 20%，环境压力取 0.1Mpa，平均输气温度 288K。

根据本项目管线面感点分布以及天然气最大在线量的情况，本评价选取 GS2~GS3 段新建北干线延长线以及现有北干线 VR1~VR6 段管线泄漏风险较大，本次评价选取此两段进行预测评价。天然气泄漏速率以及泄漏量参见下图及下表。

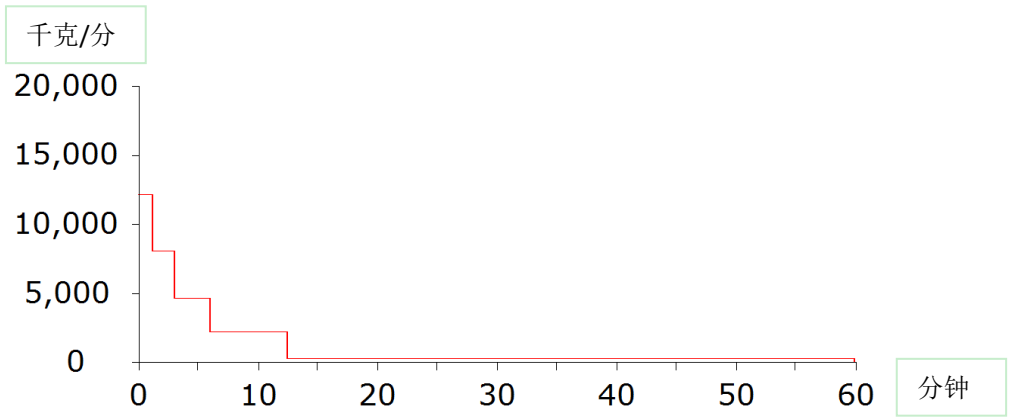


图 11.4-3 GS2~GS3 段新建管线断裂事故天然气释放速率图

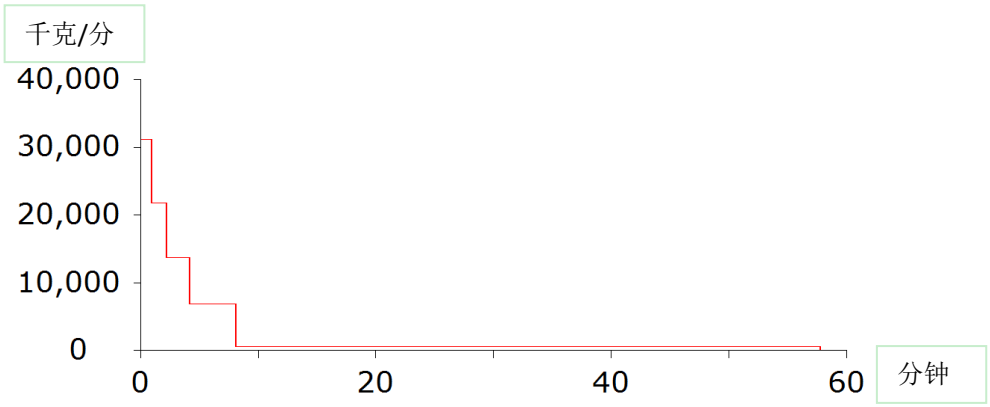


图 11.4-4 VR1~VR6 段现有管线断裂事故天然气释放速率图

表 11.4-14 最大可信事故源项

管线名称	节点距离	最大泄漏流速	最大泄漏量	泄漏时间
GS2~GS3	15.31 千米	14000 千克/分	71.31 吨	60 分钟
VR1~VR6	11.6 千米	30900 千克/分	145.89 吨	58 分钟

（3） 次生污染物估算

根据 CO 产生量计算公式，其中 10%的天然气发生不完全燃烧，不完全燃烧的主要产物为 CO，依据 ALOHA 天然气泄漏速率的模拟结果，设定燃烧的时间为 20min，计算得到燃烧产生的 CO 量及排放速率见表 11.4-15。

表 11.4-15 天然气燃烧伴生污染区 CO 排放速率

管线名称	排放速率 kg/s
新建集气干线（GS3~GS2）	4.62
现有集气干线（VR1~VR6）	10.20

11.4.3.3 甲醇储罐泄漏量计算

本工程甲醇采用常温、常压储存，CPF 设有甲醇贫液储罐（500m^3）1 座，假设甲醇储罐阀门破裂造成甲醇泄漏，甲醇泄漏时间为 10 分钟，发生泄漏时裂口口径为 50mm，裂口面积为 0.00196m^2。

甲醇泄漏量按照 HJ/T169-2004 推荐的液体泄漏速率公式进行计算：

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

Q_L——液体泄漏速率，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，按 0.6 选取；

A ——裂口面积；m^2；

ρ ——泄漏液体密度，kg/m^3；

P——容器内介质压力，Pa；

P_0——环境压力，Pa；

g ——重力加速度；

h ——裂口之上液位高度，m。

甲醇储罐泄漏量计算结果见表 11.4-16。

表 11.4-16 甲醇储罐泄漏源参数

泄漏源	温度 K	容器内介质压力 Pa	环境压力 Pa	裂口面积 m^2	液体密度 kg/m^3	裂口形状	高度 m	液体泄漏系数	泄漏速率 kg/s	泄漏持续时间 min	泄漏量（kg）
甲醇储罐	284	101325	101325	0.00196	790	圆形	8	0.6	11.63	10	6978

甲醇储罐为常温常压储存，其泄漏后不会发生闪蒸，泄漏后的液体在地面形成液池，未达到边界前液池的大小随时间增加而增加，液池不会发生热量蒸发，只发生质量蒸发，按 HJ/T 169-2004 推荐的质量蒸发估算公式进行计算：

$$Q=a\times p\times M/（R\times T_0）\times u^{(2-n)(2+n)}\times r^{(4+n)(2+n)}$$

式中：Q——质量蒸发速度，kg/s；

a,n——大气稳定度系数；

p——液体表面蒸汽压；

R——气体常数；J/mol K；

T_0——环境温度，K；

u——风速，m/s；

r——液池半径，m。

不同气象设置条件下，计算得到甲醇泄漏质量蒸发估算结果如表 11.4-17 所示：

表 11.4-17 甲醇质量蒸发量计算结果

气象组合	0.5m/s，B	0.5m/s，D	0.5m/s，F	1.5m/s，B	1.5m/s，D	1.5m/s，F	1.5m/s，B	1.5m/s，D	1.5m/s，F
质量蒸发速率（kg/s）	0.0034	0.0035	0.0032	0.0084	0.0082	0.0072	0.011	0.011	0.0092

11.4.3.4 凝析油燃烧污染物 CO 的泄漏量

本工程 CPF 凝析油储罐最大规格为 500m^3，凝析油储罐内径 D=9m，本次评价假设单座 500m^3 凝析油储罐发生罐顶完全破裂后开口燃烧 30min，其中，凝析油灌内径 D= 9 m，罐高 H=8 m，根据《油库安全手册》（中国石化出版社，2003）确定凝析油燃烧直线速度为 10.5cm/h，凝析油密度 810kg/m^3。根据此估算凝析油储罐发生事故后的凝析油燃烧污染物 CO 释放速率。

利用 CO 产生量计算公式，取化学不完全燃烧值为 10%，则 CO 产生量为 198.1g/kg，经计算，本项目凝析油储罐燃烧产生的 CO 源强数据见表 11.4-18。

表 11.4-18 凝析油储罐燃烧过程 CO 源强

污染源名称	污染源性质	源强高度	燃烧速度 cm/h	CO 排放速率 kg/s	排放规律
500m^3 凝析油储罐	面源，R=4.5m	H=8m	10.5	0.298	连续

11.5 风险事故后果计算

11.5.1 有毒有害物质泄漏影响分析

本次评价对以下事故进行有毒有害物质泄漏影响分析：

（1）井喷事故下天然气泄漏的扩散影响，及若发生不完全燃烧次生污染物 CO 的扩散影响；

（2）管道断裂导致天然气泄漏的扩散影响，及若发生若发生不完全燃烧次生污染物 CO 的扩散影响；

（3）甲醇灌区发生泄漏事故引发的甲醇蒸发对周围大气造成污染影响；

（4）凝析油储罐火灾事故导致次生污染物 CO 的扩散影响。

11.5.1.1 预测模式

有毒有害物质泄漏的事故后果预测采用 HJ/T169-2004 推荐的烟团模式：

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

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 $\sigma_X=\sigma_y$

11.5.1.1 预测条件设定

结合项目所在地气象条件，计算不同大气稳定度下，静风（0.5m/s）、小风（1.5m/s）、有风（取区域平均风速 2.1m/s）条件下有害物质在预测范围内的落地浓度分布情况，分析有害物质扩散不同时间（取 10min、20min、30min、60min）及距离的环境浓度增值影响。项目所在区域的年平均温度为 11℃。

11.5.2 预测源强

本次评价的事故源强见表 11.5-1

表 11.5-1 环境风险评价事故源强一览表

事故名称	风险物质	平均排放速率（kg/s）
井喷	甲烷	3.86
	CO	0.076
GS3~GS2 管线泄漏	甲烷	12.24
	CO	0.24
VR1~VR6 管线泄漏	甲烷	22.03
	CO	0.44
甲醇罐泄漏	甲醇	0.0034（0.5m/s，B） 0.0035（0.5m/s，D） 0.0032（0.5m/s，F） 0.0084（1.5m/s，B） 0.0082（1.5m/s，D） 0.0072（1.5m/s，F） 0.011（2.1m/s，B） 0.011（2.1m/s，D） 0.0092（2.1m/s，F）
凝析油储罐火灾事故次生污染	CO	0.298 kg/s

11.5.3 评价标准

事故状况下，人群接触有毒有害物质主要为突发性短时间接触，因此选择物质的半致死浓度 LC50、立即威胁生命和健康浓度 IDLH、窒息浓度等作为环境风险的评价标准。具体见表 11.5-2。

表 11.5-2 环境风险评价标准值（单位：mg/m³）

污染物 标准类型	甲烷	CO	甲醇
窒息浓度	172785	/	/
LC50	/	2069	83776
IDLH	/	1700	33000
短时间接触容许浓度	/	30	50
时间加权平均容许浓度	/	20	25

11.5.4 计算结果分析

11.5.4.1 井喷事故

（1） 甲烷扩散影响

采用多烟团模式预测不同气象条件下井喷天然气泄漏发生后，甲烷在不同时间、不同气象条件的扩散结果分析数据如表 11.5-3 所示，事故发生 30min 后在事故源下风向 5km 范围内甲烷的最大落地浓度及分布情况见表 11.5-4。

表 11.5-3 井喷事故发生后甲烷扩散后果分析

风速 m/s	稳定度	预测时刻 min	最大落地浓度 mg/m³	最大落地浓度出现距离 m	窒息浓度距离 m
0.5	B	10	21136.82	4.20	
		30	21138.64	4.20	
		60	0.20	910.10	
	D	10	334559.69	3.30	7.50
		30	334582.93	3.30	7.50
		60	3.40	715.70	
	F	10	810556.20	2.50	9.50
		30	810637.12	2.50	9.50
		60	10.38	530.60	
1.5	B	10	355615.88	10.30	14.00
		30	355615.88	10.30	14.00
		60	6.14	2531.10	
	D	10	2516916.08	9.10	23.10
		30	2516916.08	9.10	23.10

风速 m/s	稳定度	预测时刻 min	最大落地浓度 mg/m³	最大落地浓度出现距离 m	窒息浓度距离 m
		60	80.59	1980.10	
	F	10	14083002.24	7.00	55.50
		30	14083002.24	7.00	55.50
		60	745.79	1425.50	
2.1	B	10	143041.32	14.50	
		30	143041.32	14.50	
		60	2.30	3545.00	
	D	10	1102521.72	12.70	26.30
		30	1102521.72	12.70	26.30
		60	33.40	2774.30	
	F	10	7675037.02	9.80	42.90
		30	7675037.02	9.80	42.90
		60	327.57	1990.60	

表 11.5-4 井喷发生后甲烷在大气中的扩散影响（30min）

下风向距离 (m)	静风 0.5m/s			小风 1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
5	2.10E+04	3.00E+05	6.09E+05	3.37E+01	4.67E-01	9.84E+02	0	0	0
10	1.58E+04	8.86E+04	1.59E+05	3.53E+05	2.04E+06	3.45E+04	2.25E+04	1.62E+05	7.43E+06
20	4.07E+03	2.19E+04	4.48E+04	7.81E+04	3.57E+05	1.17E+06	6.46E+04	4.64E+04	1.55E+06
30	1.77E+03	9.67E+03	2.02E+04	3.80E+04	1.43E+05	5.02E+05	2.72E+04	1.01E+05	5.67E+05
40	1.01E+03	5.44E+03	1.14E+04	2.22E+04	8.40E+04	3.00E+05	1.59E+04	6.47E+04	2.77E+05
50	6.44E+02	3.49E+03	7.31E+03	1.46E+04	5.69E+04	2.14E+05	1.05E+04	4.05E+04	1.66E+05
60	4.48E+02	2.42E+03	5.08E+03	1.04E+04	4.13E+04	1.57E+05	7.44E+03	2.95E+04	1.15E+05
70	3.29E+02	1.78E+03	3.73E+03	7.80E+03	3.15E+04	1.21E+05	5.57E+03	2.25E+04	8.71E+04
80	2.52E+02	1.36E+03	2.86E+03	6.07E+03	2.49E+04	9.67E+04	4.34E+03	1.78E+04	6.92E+04
90	1.99E+02	1.07E+03	2.25E+03	4.87E+03	2.03E+04	7.93E+04	3.48E+03	1.45E+04	5.66E+04
100	1.61E+02	8.70E+02	1.82E+03	4.00E+03	1.69E+04	6.63E+04	2.85E+03	1.20E+04	4.74E+04
200	40.10	214.71	447.15	1087.26	4968.54	20420.88	776.61	3548.96	14586.34
300	17.68	93.22	191.39	507.64	2429.83	10228.29	362.60	1735.60	7305.92

下风向距离(m)	静风 0.5m/s			小风 1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
400	9.83	50.56	101.61	295.70	1462.49	6259.58	211.21	1044.63	4471.13
500	6.20	30.73	60.00	194.44	986.38	4276.18	138.89	704.56	3054.41
600	4.22	19.94	37.51	134.80	714.96	3131.90	96.28	510.68	2237.07
700	3.03	13.44	24.17	98.92	544.63	2406.80	70.65	389.02	1719.14
800	2.25	9.25	15.78	75.65	430.26	1915.84	54.04	307.33	1368.46
900	1.72	6.44	10.33	59.72	349.49	1566.60	42.66	249.63	1119.00
1000	1.35	4.50	6.72	48.33	290.17	1308.49	34.52	207.26	934.64
1200	0.85	2.17	2.75	33.82	212.11	868.15	24.16	151.51	715.98
1400	0.56	1.00	1.05	24.98	160.72	60.13	17.86	116.12	571.53
1600	0.38	0.44	0.36	18.88	101.27	0.22	13.75	92.23	460.72
1800	0.26	0.18	0.11	13.64	36.18	0.00	10.92	75.24	186.43
2000	0.17	0.07	0.03	8.85	7.36	0.00	8.87	61.69	11.88
2500	0.0649	0.004	0.0008	1.8983	0.0404	0	5.2311	15.9778	0.0001
3000	0.0226	0.0001	0	0.2958	0.0002	0	2.2432	0.6418	0
3500	0.0072	0	0	0.0447	0	0	0.6714	0.0107	0
4000	0.002	0	0	0.0074	0	0	0.1667	0.0001	0
4500	0.0005	0	0	0.0014	0	0	0.0391	0	0
5000	0.0001	0	0	0.0003	0	0	0.0093	0	0

预测结果表明，发生井喷事故时，各气象条件下，1.5m/s 风速，F 稳定度下对外环境的影响最大，事故源下风向甲烷最大落地浓度达 14083002 mg/m^3，高于甲烷的窒息浓度，最大浓度出现在事故源下风向 7m 处，甲烷窒息浓度最大范围为 55.5m；随着时间延续，烟团中心浓度降低，事故发生 60min 以后，最大落地浓度降低至 746 mg/m^3，出现在事故源下风向 1425m 处，此时对环境造成的影响有所减小。

综上，井场井喷事故造成的甲烷窒息浓度范围为 55.5m，尚未超过井场边界。《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2004），要求井口距离民宅不小于 100 米，距离人口聚集区不小于 500 米。因此井喷事故造成井场外居民窒息伤害的可能性较小。

（2） CO 扩散影响

CO 在不同时间、气象条件下的扩散后果分析见表 11.5-5，30min 时刻时事故源下风向 CO 的扩散浓度分布情况见表 11.5-6。

表 11.5-5 井喷事故发生后 CO 扩散后果分析

风速 m/s	稳定度	预测时刻 min	最大落地浓度 mg/m³	出现距离 m	LC50 范围 m	IDLH 范围 m
0.5	B	10	985.14	7.50	/	/
		30	985.79	7.50	/	/
		60	0.08	1154.50	/	/
	D	10	908.30	35.00	/	/
		30	913.15	35.10	/	/
		60	1.31	1190.00	/	/
	F	10	434.58	87.50	/	/
		30	447.87	88.40	/	/
		60	3.91	1238.30	/	/
1.5	B	10	446.80	191.30	/	/
		30	446.80	191.30	/	/
		60	8.32	3298.00	/	/
	D	10	476.07	99.50	/	/
		30	476.07	99.50	/	/
		60	1.21	3212.90	/	/
	F	10	378.60	387.70	/	/
		30	378.60	387.70	/	/
		60	34.71	3320.10	/	/
2.1	B	10	340.05	99.50	/	/
		30	340.05	99.50	/	/
		60	0.45	4498.40	/	/
	D	10	319.14	191.30	/	/
		30	319.14	191.30	/	/
		60	3.46	4603.50	/	/
	F	10	270.43	387.70	/	/
		30	270.43	387.70	/	/
		60	15.54	4634.20	/	/

表 11.5.6 井喷发生后 CO 下风向扩散浓度分布（30min）

下风向距离(m)	静风 0.5m/s			小风 1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
5	963.77	427.00	122.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	967.13	547.36	144.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	736.04	774.90	193.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	516.71	898.91	249.48	0.65	0.00	0.00	0.40	0.00	0.00
40	347.83	901.77	306.82	24.56	0.01	0.00	17.82	0.01	0.00
50	243.79	830.25	358.90	116.57	0.65	0.00	83.16	0.45	0.00
60	179.28	731.35	400.52	246.01	6.31	0.00	175.72	4.21	0.00
70	136.34	631.49	429.01	358.02	25.62	0.00	255.73	19.25	0.00
80	106.75	541.59	444.22	430.83	63.50	0.04	307.73	44.16	0.01
90	85.69	464.61	447.75	466.85	116.40	0.25	333.46	84.03	0.24
100	70.20	400.08	441.98	476.05	176.82	1.21	340.03	125.86	0.76
200	18.15	123.10	253.06	263.69	445.53	159.70	188.35	318.24	113.93
300	8.07	56.57	136.78	141.24	352.68	341.90	100.89	251.91	244.21
400	4.51	31.83	81.95	86.43	256.50	378.12	61.74	183.21	270.08
500	2.85	20.06	53.26	58.17	190.29	350.70	41.55	135.92	250.50
600	1.95	13.54	36.58	40.91	145.77	307.88	29.22	104.12	219.91
700	1.41	9.55	26.05	30.27	115.03	266.06	21.62	82.16	190.05
800	1.05	6.92	18.96	23.27	93.07	229.66	16.62	66.48	164.04
900	0.81	5.10	13.97	18.43	76.90	199.12	13.17	54.93	142.23
1000	0.63	3.79	10.33	14.96	64.67	173.79	10.68	46.19	124.13
1200	0.41	2.09	5.58	10.50	48.10	139.30	7.50	34.35	99.50
1400	0.27	1.13	2.88	7.78	37.27	114.77	5.55	26.62	81.98
1600	0.19	0.58	1.39	5.99	29.82	96.64	4.28	21.30	69.03
1800	0.13	0.28	0.61	4.76	24.47	82.81	3.40	17.48	59.15
2000	0.09	0.13	0.24	3.83	20.48	72.00	2.77	14.63	51.43
2500	0.03	0.01	0.02	1.88	13.44	53.25	1.79	10.20	38.04
3000	0.01	0.00	0.00	0.58	3.53	20.36	1.21	7.58	29.61

下风向距离(m)	静风 0.5m/s			小风 1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
3500	0.00	0.00	0.00	0.14	0.23	0.13	0.70	5.60	23.90
4000	0.00	0.00	0.00	0.03	0.01	0.00	0.31	2.52	16.25
4500	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.11	0.48	1.66
5000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.05	0.01

预测结果表明, 各种气象条件下，井喷后天然气燃烧生成的 CO 最大落地浓度为 985.8mg/m^3，出现在井口 7.5m 处（0.5m/s，B 类稳定度，30min），未出现 CO 半致死浓度和 IDLH 浓度，因此井喷事故甲烷不完全燃烧产生的 CO 引起的人体伤害和环境污染较小。

11.5.4.2 集输管线泄漏事故

（1） 甲烷扩散影响

天然气管线泄漏发生后，气流抬升高度直接影响到预测结果，为此评价单位查询了天然气泄漏事故的相关报道并查阅了相关文献，高压泄出的天然气初始阶段呈现欠膨胀射流状态，射流高度可达 50m，天然气抬升高度可达 100m 以上。本报告出于保守性考虑，管线天然气泄漏抬升高度设定为 40m。

预测结果表明，各种气象条件下，1.5m/s 风速、F 类稳定度下的影响最大，GS3-GS2 段产生的窒息浓度范围为 43m；VR1~VR6 段产生的窒息浓度范围为 66.1m。

由于甲烷对人基本无毒，且甲烷密度比空气轻，泄漏后在开放空间会快速扩散并稀释，因此在管道断裂发生大量泄漏时，尽管在空气中短时间内大量聚集，并产生高于甲烷窒息浓度范围，但持续时间较短，因甲烷窒息而导致的人身伤亡的可能性较低。

表 11.5-7 管线泄漏事故后的甲烷扩散影响（GS3-GS2 段）

风速 m/s	稳定度	预测时刻 min	最大落地浓度 mg/m^3	出现距离 m	窒息浓度出现距离 m
0.5	B	10	20,978.35	24.2	
		20	521.59	221.1	
		30	48.6404	619.9	
	D	10	17,581.23	107.7	

		20	6,542.66	249.5	
		30	764.6564	691.5	
	F	10	6,090.32	262.2	
		20	7,671.31	329.8	
		30	1,964.02	798.8	
1.5	B	10	110,458.23	14.9	
		20	3,210.51	601.40	
		30	512.2547	1,740.90	
	D	10	277,484.50	17.9	20.6
		20	7,411.24	673.50	
		30	1,921.03	1,942.00	
	F	10	551,343.84	21	43
		20	10,918.07	738.30	
		30	3,975.29	2,154.10	
2.1	B	10	65,682.23	21.1	
		20	1,339.00	829.80	
		30	198.7128	2,430.00	
	D	10	161,625.70	25.1	
		20	3,609.79	932.60	
		30	861.21	2,708.80	
	F	10	319,428.95	29.4	32.2
		20	5,838.90	1,027.50	
		30	1,988.35	3,001.70	

表 11.5-8 管线泄漏事故后的甲烷扩散影响（VR1-VR6 段）

风速 m/s	稳定度	预测时刻 min	最大落地浓度 mg/m^3	出现距离 m	窒息浓度出现距离 m
0.5	B	10	46308.83	24.20	
		20	239.49	414.40	
		30	45.15	775.90	
	D	10	38809.83	107.70	

风速 m/s	稳定度	预测时刻 min	最大落地浓度 mg/m³	出现距离 m	窒息浓度出现距离 m
		20	3644.87	463.20	
		30	734.99	866.80	
	F	10	13444.12	262.20	
		20	7967.05	540.70	
		30	2018.33	997.50	
1.5	B	10	243831.92	14.90	18.70
		20	2291.87	1171.00	
		30	644.58	2226.60	
	D	10	612535.45	17.90	38.90
		20	7277.79	1311.30	
		30	2852.64	2572.90	
	F	10	1217068.49	21.00	66.10
		20	13081.67	1448.60	
		30	6488.01	2856.90	
2.1	B	10	144990.77	21.10	
		20	909.17	1630.60	
		30	249.38	3127.90	
	D	10	356781.99	25.10	29.90
		20	3321.27	1820.20	
		30	1260.38	3586.20	
	F	10	705126.07	29.40	62.50
		20	6708.52	2017.70	
		30	3191.09	3982.30	

表 11.5-9 管线泄漏后下风向甲烷扩散浓度分布（GS3~GS2 段，20min）

下风向距离 m	静风 0.5m/s			小风 1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
5	393.44	1425.18	612.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	398.53	1514.32	661.33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

下风向距离 m	静风 0.5m/s			小风 1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
20	408.56	1704.78	769.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	418.35	1911.41	892.32	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40	427.87	2133.87	1031.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
50	437.09	2371.45	1188.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
60	445.98	2623.04	1364.64	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
70	454.50	2887.12	1559.65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
80	462.62	3161.75	1774.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
90	470.31	3444.59	2009.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
100	477.56	3732.93	2263.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
200	520.22	6181.64	5451.89	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
300	503.36	6217.22	7561.49	6.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
400	438.46	4551.68	7224.70	755.92	2.16	0.00	0.57	0.00	0.00
500	351.74	3013.63	5877.05	2594.11	1394.74	0.03	82.34	0.00	0.00
600	267.45	2002.18	4506.57	3210.43	6383.84	1419.77	551.81	14.07	0.00
700	198.33	1345.44	3342.54	2941.98	7339.14	10350.76	1102.52	671.85	0.01
800	146.53	902.98	2405.75	2486.33	6533.59	10454.25	1329.25	2587.10	120.24
900	109.03	598.32	1674.76	2072.48	5701.28	9453.98	1299.17	3566.25	3093.69
1000	81.91	387.88	1121.75	1737.26	5011.53	8597.34	1168.89	3494.88	5765.52
1200	47.16	148.60	438.66	1271.50	4001.98	7279.28	896.62	2857.09	5199.37
1400	27.38	48.73	138.52	957.81	3274.98	6292.81	689.30	2339.25	4494.87
1600	15.76	13.32	34.36	694.58	2735.43	5526.68	543.02	1953.99	3947.63
1800	8.89	2.98	6.57	445.41	2302.69	4914.75	437.75	1659.71	3510.54
2000	4.88	0.54	0.95	247.85	1747.41	4415.10	356.52	1429.51	3153.64
2500	0.93	0.00	0.00	38.47	185.67	2292.31	178.95	1040.39	2495.79
3000	0.14	0.00	0.00	5.01	3.48	10.14	56.56	529.83	2047.16
3500	0.02	0.00	0.00	0.69	0.04	0.00	13.22	75.66	1140.12
4000	0.00	0.00	0.00	0.11	0.00	0.00	2.79	4.05	35.67
4500	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00	0.59	0.14	0.07
5000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.13	0.00	0.00

表 11.5-10 管线泄漏后下风向甲烷扩散浓度分布 2（VR1~VR6 段，20min）

下风向距离(m)	静风（0.5m/s）			小风）1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
5	868.51	3146.02	1352.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	879.75	3342.81	1459.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	901.88	3763.23	1698.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	923.49	4219.36	1969.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40	944.51	4710.43	2277.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
50	964.86	5234.87	2624.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
60	984.48	5790.24	3012.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
70	1003.28	6373.19	3442.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
80	1021.21	6979.43	3916.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
90	1038.20	7603.80	4434.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
100	1054.18	8240.29	4995.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
200	1148.37	13645.71	12034.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
300	1111.16	13724.24	16691.67	15.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
400	967.88	10047.65	15948.23	1668.66	4.76	0.00	1.27	0.00	0.00
500	776.44	6652.46	12973.33	5726.39	3078.82	0.07	181.77	0.00	0.00
600	590.38	4419.72	9948.06	7086.90	14092.05	3134.09	1218.09	31.06	0.00
700	437.80	2970.01	7378.52	6494.29	16200.85	22848.87	2433.77	1483.07	0.02
800	323.46	1993.29	5310.59	5488.48	14422.63	23077.32	2934.27	5710.91	265.43
900	240.69	1320.77	3696.95	4574.91	12585.34	20869.26	2867.86	7872.34	6829.20
1000	180.81	856.24	2476.23	3834.93	11062.73	18978.27	2580.28	7714.79	12727.15
1200	104.10	328.03	968.33	2806.79	8834.20	16068.71	1979.26	6306.91	11477.40
1400	60.44	107.56	305.78	2114.33	7229.38	13891.12	1521.59	5163.79	9922.23
1600	34.79	29.40	75.85	1533.25	6038.35	12199.91	1198.69	4313.35	8714.22
1800	19.63	6.58	14.50	983.22	5083.10	10849.11	966.32	3663.75	7749.36
2000	10.78	1.19	2.11	547.13	3857.35	9746.15	787.00	3155.58	6961.54

下风向距离(m)	静风（0.5m/s）			小风）1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
2500	2.06	0.01	0.00	84.93	409.86	5060.18	395.01	2296.61	5509.36
3000	0.30	0.00	0.00	11.05	7.67	22.38	124.85	1169.58	4519.01
3500	0.03	0.00	0.00	1.53	0.08	0.00	29.19	167.01	2516.78
4000	0.00	0.00	0.00	0.24	0.00	0.00	6.16	8.95	78.74
4500	0.00	0.00	0.00	0.05	0.00	0.00	1.31	0.31	0.14
5000	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.30	0.01	0.00

（2） CO 扩散影响

由于污染物最大落地浓度与烟气抬升高度呈现负相关关系，本次环评利用 ALOHA 风险模拟程序模拟了选定管线和站场泄漏燃烧后的火焰高度，出于保守性的原则考虑，管线天然气燃烧的抬升高度以 ALOHA 风险模拟程序模拟的火焰高度的 1/2 进行预测评价。

不同时刻、气象条件下甲烷泄漏后不完全燃烧产物 CO 扩散的后果分析见表 11.5-11 与 11.5-12。根据模拟的天然气泄漏曲线，本项目存管天然气泄漏 20min 中后，状态基本稳定，泄漏处下风向 20min 时刻时 CO 的浓度分布情况见表 11.5-13 与 11.5-14。

表 11.5-11 管线泄漏不完全燃烧发生 CO 后果分析（G3-G2 段）

风速 m/s	稳定度	预测时刻 min	最大落地浓度 mg/m³	出现距离 m	LC50 范围 m	IDLH 范围 m
0.5	B	10	51.59	96.60	/	/
		20	1.28	496.00	/	/
		30	0.28	857.70	/	/
	D	10	115.90	181.10	/	/
		20	18.54	577.90	/	/
		30	4.46	996.70	/	/
	F	10	19.33	378.70	/	/
		20	30.55	712.50	/	/
		30	10.93	1205.30	/	/
1.5	D	10	114.64	284.80	/	/

风速 m/s	稳定度	预测时刻 min	最大落地浓度 mg/m³	出现距离 m	LC50 范围 m	IDLH 范围 m
		20	12.30	1435.30	/	/
		30	3.83	2448.70	/	/
	B	10	155.68	310.80	/	/
		20	33.76	1696.40	/	/
		30	15.63	2988.70	/	/
	F	10	169.20	345.90	/	/
		20	49.49	1961.30	/	/
		30	28.64	3551.90	/	/
2.1	B	10	60.87	385.90	/	/
		20	4.99	2004.30	/	/
		30	1.51	3441.20	/	/
	D	10	89.24	430.10	/	/
		20	16.08	2357.00	/	/
		30	7.15	4178.00	/	/
	F	10	98.97	482.30	/	/
		20	26.27	2731.50	/	/
		30	14.65	4949.50	/	/

表 11.5-12 管线泄漏不完全燃烧发生 CO 后果分析（VR1-VR6 段）

风速 m/s	稳定度	预测时刻 min	最大落地浓度 mg/m³	出现距离 m	LC50 范围 m	IDLH 范围 m
0.5	B	10	113.89	96.60	/	/
		20	2.82	496.00	/	/
		30	0.62	857.70	/	/
	D	10	255.88	181.10	/	/
		20	40.94	577.90	/	/
		30	9.84	996.70	/	/
	F	10	42.68	378.70	/	/
		20	67.44	712.50	/	/

		30	24.14	1205.30	/	/
1.5	D	10	253.11	284.80	/	/
		20	27.15	1435.30	/	/
		30	8.46	2448.70	/	/
	B	10	343.70	310.80	/	/
		20	74.54	1696.40	/	/
		30	34.51	2988.70	/	/
	F	10	373.55	345.90	/	/
		20	109.27	1961.30	/	/
		30	63.24	3551.90	/	/
2.1	B	10	134.39	385.90	/	/
		20	11.02	2004.30	/	/
		30	3.34	3441.20	/	/
	D	10	197.03	430.10	/	/
		20	35.50	2357.00	/	/
		30	15.80	4178.00	/	/
	F	10	218.51	482.30	/	/
		20	58.00	2731.50	/	/
		30	32.33	4949.50	/	/

表 11.5-13 管线泄漏 CO 下风向扩散浓度分布（GS3~GS2 段，20min）

下风向距离 m	静风 0.5m/s			小风 1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
5	0.92	2.74	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	0.92	2.83	0.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	0.94	3.02	1.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	0.95	3.22	1.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40	0.96	3.44	1.26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
50	0.97	3.66	1.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
60	0.98	3.89	1.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

下风向距离 m	静风 0.5m/s			小风 1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
70	1.00	4.13	1.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
80	1.01	4.38	1.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
90	1.02	4.64	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
100	1.03	4.91	2.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
200	1.13	8.12	4.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
300	1.21	11.92	9.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
400	1.26	15.51	15.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
500	1.28	17.93	22.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
600	1.26	18.49	28.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
700	1.21	17.14	30.52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
800	1.13	14.42	29.19	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
900	1.03	11.14	25.05	0.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1000	0.92	8.00	19.58	3.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1200	0.68	3.44	9.54	9.30	1.48	0.00	0.13	0.00	0.00
1400	0.46	1.21	3.59	12.24	17.61	0.00	1.15	0.00	0.00
1600	0.30	0.35	1.05	11.24	32.48	4.36	3.05	0.14	0.00
1800	0.18	0.08	0.24	8.23	32.91	39.75	4.52	2.76	0.00
2000	0.10	0.02	0.04	5.03	28.84	49.27	4.99	9.88	0.00
2500	0.02	0.00	0.00	0.90	7.37	40.73	3.40	15.65	20.11
3000	0.00	0.00	0.00	0.13	0.28	8.44	1.25	11.26	24.64
3500	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.02	0.32	3.31	21.23
4000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.07	0.32	10.73
4500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.43
5000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

表 11.5-14 管线泄漏 CO 下风向扩散浓度分布（VR1~VR6 段，20min）

下风向距离 m	静风 0.5m/s			小风 1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
5	2.03	6.05	1.98	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	2.04	6.25	2.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20	2.07	6.67	2.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	2.09	7.12	2.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
40	2.12	7.59	2.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
50	2.15	8.07	3.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
60	2.17	8.58	3.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
70	2.20	9.11	3.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
80	2.22	9.67	4.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
90	2.25	10.24	4.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
100	2.27	10.84	4.82	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
200	2.50	17.92	10.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
300	2.67	26.31	20.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
400	2.78	34.24	34.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
500	2.82	39.59	50.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
600	2.78	40.83	62.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
700	2.66	37.85	67.37	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
800	2.49	31.84	64.45	0.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
900	2.27	24.59	55.30	1.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1000	2.03	17.65	43.23	6.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1200	1.50	7.60	21.07	20.54	3.27	0.00	0.29	0.00	0.00
1400	1.03	2.68	7.93	27.02	38.87	0.00	2.53	0.00	0.00
1600	0.65	0.78	2.33	24.83	71.72	9.62	6.74	0.31	0.00
1800	0.39	0.19	0.53	18.17	72.65	87.77	9.99	6.09	0.00
2000	0.22	0.04	0.09	11.10	63.66	108.77	11.02	21.82	0.01

下风向距离 m	静风 0.5m/s			小风 1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
2500	0.04	0.00	0.00	2.00	16.27	89.93	7.50	34.54	44.41
3000	0.01	0.00	0.00	0.28	0.62	18.64	2.77	24.87	54.41
3500	0.00	0.00	0.00	0.04	0.01	0.04	0.71	7.31	46.86
4000	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.16	0.71	23.69
4500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04	0.96
5000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00

预测结果表明，天然气最大在线量管线段发生断裂事故，在设定的气象条件下，均未出现 CO 的 LC50 和 IDLH 的伤害范围，由此可以推断本工程输气管道各节点控制单元发生断裂和泄漏事故时，均不会产生 CO 伤害域浓度。

11.5.4.3 甲醇罐泄漏事故

不同时刻、气象条件下，甲醇泄漏扩散预测分析结果见表 11.5-15，10min 时刻时下风向甲醇浓度分布情况见表 11.5-16 。

预测结果表明，各种气象条件下，甲醇蒸汽的最大落地浓度为 6444mg/m^3，出现在事故源 7m 处（1.5m/s，F 类稳定度，30min），低于甲醇的半致死浓度 83,776 mg/m^3，因此甲醇储存罐甲醇泄漏不会形成甲醇蒸汽的半致死范围。在各种气象条件下，均不会产生高于 IDLH 浓度的范围，因此不会发生甲醇泄漏而引起的人体伤害和健康危害，但会造成短期内环境空气污染物超标。

表 11.5-15 甲醇储罐泄漏事故后果分析

风速 m/s	稳定度	预测时刻 min	最大落地浓度 mg/m^3	出现距离 m	LC50 范围 m	IDLH 范围 m
0.5	B	10	18.64	4.20	/	/
		30	18.64	4.20	/	/
		60	0.00	910.10	/	/
	D	10	300.76	3.30	/	/
		30	300.78	3.30	/	/
		60	0.00	715.70	/	/
	F	10	670.30	2.50	/	/
		30	670.36	2.50	/	/

风速 m/s	稳定度	预测时刻 min	最大落地浓度 mg/m³	出现距离 m	LC50 范围 m	IDLH 范围 m
		60	0.01	530.60	/	/
1.5	B	10	407.35	10.50	/	/
		30	407.35	10.50	/	/
		60	0.01	2531.90	/	/
	D	10	1899.72	9.20	/	/
		30	1899.72	9.20	/	/
		60	0.17	1981.00	/	/
	F	10	6444.37	7.00	/	/
		30	6444.37	7.00	/	/
		60	1.35	1426.30	/	/
2.1	B	10	247.96	14.70	/	/
		30	247.96	14.70	/	/
		60	0.01	3545.80	/	/
	D	10	1297.25	12.90	/	/
		30	1297.25	12.90	/	/
		60	0.09	2775.30	/	/
	F	10	5045.78	9.80	/	/
		30	5045.78	9.80	/	/
		60	0.76	1991.50	/	/

表 11.5-16 甲醇储罐泄漏下风向甲醇浓度分布（10min）

下风向距离 m	静风 0.5m/s			小风 1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
5	18.53	269.81	503.53	0.03	0.00	0.46	0.00	0.00	0.00
10	13.91	79.66	131.73	396.90	1619.95	17.87	33.28	166.84	4929.06
20	3.59	19.70	37.02	114.67	401.84	872.69	124.90	67.97	1486.27
30	1.56	8.67	16.63	62.19	188.91	461.74	58.67	173.12	668.59
40	0.89	4.87	9.35	38.69	122.28	313.06	36.35	122.31	370.83

下风向距离 m	静风 0.5m/s			小风 1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
50	0.57	3.11	5.97	26.50	87.97	243.25	24.93	81.49	242.28
60	0.39	2.15	4.12	19.34	66.77	190.14	18.19	61.83	178.97
70	0.29	1.57	3.00	14.78	52.63	154.10	13.90	48.84	142.08
80	0.22	1.20	2.28	11.68	42.68	127.81	10.98	39.61	117.23
90	0.17	0.94	1.78	9.47	35.40	108.01	8.91	32.85	98.96
100	0.14	0.75	1.42	7.85	29.90	92.69	7.38	27.75	84.91
200	0.03	0.16	0.28	2.24	9.54	32.35	2.10	8.85	29.63
300	0.01	0.05	0.08	1.06	4.80	16.98	1.00	4.46	15.56
400	0.01	0.02	0.02	0.62	2.93	9.09	0.59	2.72	9.76
500	0.00	0.01	0.00	0.41	1.83	0.10	0.39	1.85	6.77
600	0.00	0.00	0.00	0.25	0.53	0.00	0.27	1.35	2.45
700	0.00	0.00	0.00	0.13	0.06	0.00	0.20	0.95	0.04
800	0.00	0.00	0.00	0.05	0.00	0.00	0.14	0.44	0.00
900	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00	0.09	0.11	0.00
1000	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.05	0.02	0.00
1200	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	0.00
1400	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1600	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1800	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5000		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

11.5.4.4 凝析油罐泄漏事故

凝析油储罐燃烧事故发生后产生的CO在不同时刻、气象条件下扩散的分析结果见表11.5-17。根据设定的不同气象条件，事故发生后30min时，30min时刻在事故点下风向5km范围内CO的最大落地浓度及分布情况见表11.5-18。

表 11.5-17　CO 最大落地浓度及距离统计结果

风速 m/s	稳定度	预测时刻 min	最大落地浓度 mg/m³	出现距离 m	LC50 范围 m]	IDLH 范围 m
0.5	B	10	742.70	5.30		
		30	742.83	5.30		
		60	0.02	1104.90		
	D	10	645.53	16.70		
		30	646.59	16.70		
		60	0.26	1083.40		
	F	10	326.45	39.90		
		30	329.45	39.90		
		60	0.78	1059.10		
1.5	B	10	983.65	13.70		
		30	983.65	13.70		
		60	0.27	3077.50		
	D	10	2324.73	14.20	15.20	16.00
		30	2324.73	14.20	15.20	16.00
		60	2.00	3006.40		
	F	10	4225.63	14.10	28.40	29.70
		30	4225.63	14.10	28.40	29.70
		60	9.35	2841.20		
2.1	B	10	655.69	19.10		
		30	655.69	19.10		
		60	0.10	4307.60		
	D	10	1608.71	19.90		
		30	1608.71	19.90		

风速 m/s	稳定度	预测时刻 min	最大落地浓度 mg/m³	出现距离 m	LC50 范围 m]	IDLH 范围 m
		60	0.84	4195.70		
	F	10	3026.98	19.70	21.30	21.60
		30	3026.98	19.70	21.30	21.60
		60	4.20	3966.20		

表11.5-18　凝析油罐燃烧30min后下风向CO扩散浓度分布表 (单位:mg/m³)

下风向距离 m	静风 0.5m/s			小风 1.5m/s			有风 2.1m/s		
	B	D	F	B	D	F	B	D	F
5	742.15	431.80	148.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	631.32	574.57	186.30	355.84	36.28	0.08	1.29	0.00	0.00
20	247.43	634.41	261.73	536.79	261.81	7.43	642.88	1606.63	2984.31
30	132.98	514.96	313.45	489.53	968.23	1559.87	306.34	101.65	1.03
40	80.75	382.24	329.45	398.43	632.44	1016.38	289.19	669.20	1397.81
50	52.79	283.40	317.38	329.30	540.98	413.19	234.87	305.47	85.64
60	37.35	214.35	290.39	275.06	497.85	709.85	196.48	389.02	840.73
70	27.74	166.16	258.42	232.37	443.27	716.76	165.98	305.04	242.09
80	21.37	131.83	226.92	198.47	397.73	579.56	141.76	287.44	568.83
90	16.96	106.77	198.27	171.26	358.79	556.01	122.32	255.43	319.43
100	13.78	88.04	173.21	149.15	325.14	533.57	106.53	232.44	425.77
200	3.47	23.23	56.24	53.26	148.47	304.48	38.04	106.05	217.51
300	1.53	10.32	26.08	27.20	85.60	198.73	19.43	61.14	141.95
400	0.86	5.72	14.66	16.55	56.15	140.90	11.82	40.11	100.64
500	0.54	3.57	9.18	11.17	39.93	105.73	7.98	28.52	75.52
600	0.37	2.39	6.13	7.89	29.99	82.65	5.64	21.42	59.03
700	0.27	1.67	4.25	5.87	23.44	66.63	4.19	16.75	47.59
800	0.20	1.20	3.01	4.53	18.89	55.02	3.24	13.49	39.30
900	0.15	0.87	2.16	3.60	15.58	46.32	2.57	11.13	33.08
1000	0.12	0.64	1.55	2.93	13.09	39.61	2.09	9.35	28.29

1200	0.08	0.34	0.78	2.07	9.75	31.19	1.48	6.96	22.28
1400	0.05	0.18	0.38	1.54	7.57	25.42	1.10	5.41	18.16
1600	0.03	0.09	0.17	1.19	6.08	21.26	0.85	4.34	15.19
1800	0.02	0.04	0.07	0.94	5.00	18.14	0.68	3.57	12.96
2000	0.02	0.02	0.02	0.75	4.19	15.72	0.55	3.00	11.23
2500	0.01	0.00	0.00	0.33	2.02	7.73	0.36	2.10	8.27
3000	0.00	0.00	0.00	0.09	0.19	0.03	0.23	1.55	6.43
3500	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01	0.00	0.12	0.85	3.49
4000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.18	0.11
4500	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.00
5000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

预测结果表明，各预定气象条件下，事故源下风向 CO 最大落地浓度达 4,225.6 mg/m^3，出现在事故源下风向 14.1m 处，CO 半致死浓度最大范围为 28.4m，IDLH 最大范围为 29.7m（1.5m/s 风速，F 稳定度，30min），随着时间延续，烟团中心浓度降低，事故发生 60min 以后，最大落地浓度降低至 9.35 mg/m^3，出现在事故源下风向 2,841m 处（1.5m/s 风速，F 稳定度，60min），此时对环境造成的影响有所减小。CO 半致死浓度和 IDLH 浓度范围均在泄漏点 30m 范围内，而 CPF 厂界外 200m 范围内无环境敏感点，因此凝析油泄漏不完全燃烧产物 CO 对周围环境的风险较小，发生火灾排放的 CO 不会对区域人员造成生命和健康危害，会造成短期的环境空气污染物超标。

11.5.5 风险事故对地表水环境影响分析

11.5.5.1 站场油品泄漏影响分析

凝析油或含油污水泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是直接进入水体，另一种是凝析油或含油污水泄漏于地表由降雨形成的地表径流将落地油或受污染的土壤带入水体。本项目 CPF 等主要危险源距离区域内河流较远，油品泄漏在不能及时地完全回收的情况下，雨季可能随地表径流进入地表水体。在发生安全生产事故造成油品泄漏主要集中在站场区域范围，加之生产过程中储存的凝析油、甲醇等数量有限，储罐区均根据《石油化工企业设计防火规范》设有围堰，客观上防止了泄漏的油品流出场外，因此在安全事故下造成油品泄漏对区域河流

造成污染的环境风险可能性极低。

11.5.5.2 管线泄漏对地表水体的影响分析

本工程气田区域内，新建天然气集气管道已通过路由调整避让沿途地表水环境敏感区，但现有输气管线涉及穿越地表水体 2 次。由于输送的介质天然气密度比空气小，且在水中溶解率很低，在事故状态下，如果输气管线发生破裂，天然气对水质的直接影响很小。管道的维修和维护等作业过程可能会对水环境造成一定的影响，通过严格管理，规范施工，设计工作方案时考虑施工作业引起的环境影响，将影响降低到最小。

11.6 风险计算与评价

11.6.1 风险计算

最大可信事故对环境造成的风险 R 按下式计算：

$$R=P\times C$$

式中，R—风险值，取单位为死亡人数/年；

P—最大可信事故概率，事件数/年；

C—最大可信事故造成的危害，死亡人数/事件。

本项目具有不同工艺单元，本次评价识别了各单元的最大可信事故并进行了源项分析和后果计算，在此基础上分别求出各自的最大可信事故风险 R_j，并从 R_j 中选出危害最大的作为本项目的最大可信事故，以作为风险可接受水平分析的基础。即：

$$R_{max}=f（Rj）$$

结合事故源周边的敏感点分布情况，在源项分析、后果计算的基础上进行风险预测，本项目现有管线 VR1-VR6 段天然气管线泄漏事故造成的伤亡后果较大，因此以 VR1-VR6 段天然气管线泄漏事故值来评价本项目环境风险可接受性。风险计算结果间表 11.6-1。（本项目所在区块的人口密度约为 20 人/km^2）

表 11.6-1 VR1-VR6 段天然气管道风险计算结果

事故	管道泄漏释放天然气导致窒息	管道破裂后发生火灾爆炸造成 CO 次生污染
最大窒息范围（m）	66.1	/
最大半致死浓度范围（m）	/	/
影响面积（km^2）	4.37×10^{-3}	0.5539
管道 500 米两侧人口密度（人/km^2）	20	20

1.5m/s、F 稳定度天气条件出现频率（%）	10	10
事故发生概率（次/年）	8.8×10^{-5}	2.82×10^{-5}
风险值（死亡/年）	0.77×10^{-6}	/

11.6.2 风险可接受水平分析

在工业和其它活动中，各风险水平及其可接受程度见表 11.6-2。石油工业为高风险行业，各国石油工业可接受风险值及推荐值见表 11.6-3。

表 11.6-2 各种风险水平及其可接受程度

风险值（死亡/a）	危险性	可接受程度
10^{-3} 数量级	操作危险性特别高，相当于人的自然死亡率	不可接受
10^{-4} 数量级	操作危险性中等	必须立即采取措施改进
10^{-5} 数量级	与游泳事故和煤气中毒事故属同一量级	人们对此关心，愿采取措施预防
10^{-6} 数量级	相当于地震和天灾的风险	人们并不关心这类事故发生
10^{-7}-10^{-8} 数量级	相当于陨石坠落伤人	没有人愿为这种事故投资加以预防

表 11.6-3 石油化工行业可接受风险值（死亡/年）

行业参考值	建议标准值
美国 7.14×10^{-5}	8.33×10^{-5}
英国 9.52×10^{-5}	
中国（80 年代）8.81×10^{-5}	

计算表明天然气管道泄漏事故情况下的环境风险值为 0.77×10^{-6} 死亡/年，小于石油工业可接受风险水平 8.33×10^{-5} 死亡/年。

11.7 风险防范措施

11.7.1 总图布置

中央处理厂和集气站建（构）筑物的布置，按照国家现行标准《石油设施电气装置场所分类》（SY/T 0025）的要求进行设计。设备、管道、建构筑物之间按照规范《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）要求保持足够的防火间距，并设置消防通道。严格控制周围村庄向项目场站方向建设，禁止在防火间距内新建任何与项目无关的建筑和设施，避免发生事故并对周围居民造成影响。

井场布置和选址要满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）要求，井控措施要符合《石油与天然气钻井井控实施细则》（GB/T 31033-2014）要求。

11.7.2 设计上的风险防范措施

（1）主要承压设备考虑选取焊接性能优良的耐腐蚀材料，同时按规范要求根据设备寿命取足够的腐蚀裕量，保证设备的安全性和一定的使用年限。埋地管道外防腐，采气管道及集气管道用三层 PE 防腐。

（2）地上设备及管道外防腐。采用环氧富锌底漆二道，氟碳面漆二道。对于有保温层的设备及管道，涂敷环氧富锌底漆二道。

（3）在 GS2 设置阴极保护站，对集气支干线进行保护。每月巡道工定时检查阴极电流，一旦发生管道腐蚀状况及时的进行维修处理。

（4）具有火灾爆炸危险的生产设备和管道设计安全阀、阻火器等防爆阻火设施。对有火灾爆炸危险存在场所安装火灾报警设施，设置可燃气体泄漏报警仪。利用火炬引导泄漏天然气高空燃烧。

（5）站场爆炸危险区域内的电气设计及设备选择，应符合现行国家标准《爆炸和火灾危险环境电气装置设计规范》（GB50058-2014）的规定。

（6）甲醇罐内防腐并保温，减少甲醇的挥发，注醇泵采用密封性较好的隔膜泵，装置区设有甲醇泄漏检测仪，操作人员进行操作时做好劳动安全防护措施。

（7）所有凝析油罐、甲醇罐等化学品罐均分别设置液位、温度检测等自动监控与报警系统，直接与天然气处理厂中控室相联。甲醇、凝析油储存量最大不超过设计容积的 85%，CPF 甲醇罐区设置防火围堰，围堰规格为 28.8×38m，高 1m，有效容积为 1094m^3。CPF 凝析油罐区设置防火围堰，围堰规格为 27.6×38m，高 1m，有效容积为 1048m^3。井场甲醇储罐设计容积为 30m^3，储存量最大不超过设计的 85%，罐区设水泥防火围堰，围堰规格为 5×10m，高 1m，有效容积为 50m^3。在可能发生泄漏的地方，如凝析油油罐区附近设置红外线式可燃气体泄漏检测仪和火焰探测报警报警器；在甲醇罐区设置红外线式甲醇泄漏检测仪。

（8）安装自动控制系统。在各集气增压站均设有 1 套数据采集系统完成集气增压站内重要的生产过程控制，并将生产数据传送至上一级生产管理系统；本工程对该数据采集系统进行扩容，完成出站气动紧急切断阀前后压力监测及对该阀的状态监测、远程开闭控制。

（9）生产装置在防爆区域内设计静电接地。具有火灾爆炸危险场所以及静电危害人身安全的作业区，金属用具等均予接地。有火灾爆炸危险的装置，电气设施设防雷装置。

（10）专门成立安全环保管理机构对长北二期的安全生产和环境保护进行管理，对员工进行教育和组织员工定期进行应急演练。

11.7.3 风险事故的预防和处置措施

11.7.3.1 井喷的预防措施

（1） 井位布设应按照《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2004）要求，井口距离民宅不小于 100 米，距离人口聚集区不小于 500 米，而且在钻井期严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》。

（2） 钻井或修井时，在井口上安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生。

（3） 在钻进时，如果泥浆液面快速上升，要停钻，在一条阻流管线打井的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。

（4） 起下钻时，当发现井内液体流出而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突发井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板，如果不下过钻铤，则可用万能防喷关井。

（5） 在准备顶部压井用加重泥浆期间，应泵入泥浆以压缩井内天然气和降低压力。

（6） 如果在关井期间压力要超过极限时，应该通过全密闭闸板防喷器下面的紧急压井管线和紧急阻流管线在采用最大许可阻流器压力下进行循环。

（7） 对于井喷按照相关要求设置应急预案，规定了处置措施、逃生路线等，并组织员工定期预演。

（8） 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。

11.7.3.2 管线破裂预防措施

（1）在集输过程中，定期清管，以减轻管道内的腐蚀。

（2）管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。设计敷设线路时应避开洪水汇集口，管线敷设深度应在冻土层以下。

（3）为减轻输气管线的内外腐蚀，外部可采取防腐涂层和电极保护，内壁

采用注入缓蚀防腐剂来保护。

（4）当管线经过坡地、冲沟、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时，应采取挡土墙、坡面防护、冲刷防护、滑坡错落整治、拦石网工程、换填渗水土和加强排水等相应的环保及水土保护措施，以防止因地质或自然灾害引发的管线泄漏事故发生。

（5）管线的穿跨越段应加厚管壁以提高管道强度，防止因质量缺陷造成的泄漏事故发生。

（6）在集气管线、支线敷设线路附近，设置里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌，以提醒在管线两侧的施工活动需遵守中华人民共和国石油天然气管道保护法相关要求。

（7）管线穿越活动断裂带时，应确定断层走向，使管道与断层保持合理交角，使埋地管线在断层错位作用下单纯受拉，增加管线抵抗断层位移和保持管身结构完整的能力。

（8）对输气管线管壁厚度定期进行减薄测试，发现壁厚低于规定要求时，应及时更换，消除爆管隐患。

（9）管道路由涉及穿越或跨越时，依据《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB50423-2013）和《油气输送管道跨越工程设计规范》（GB50459-2009）执行。

11.7.3.3 气田水与甲醇运输防范措施

运输甲醇和含醇废水、气田采出水的车辆按照事先设定的路线行驶，尽量使用气田内部道路，路线选择尽可能避开水源地、保护区、河道和村庄等环境敏感目标。在重点路段设置显著的标示。罐车出发前进行安全检查，罐车驾驶员进行安全培训，并获取安全行驶证。行驶过程中控制车速，并不得超速、超载。甲醇罐车设防静电和接地措施，并配备压力释放装置，保证运输安全。采出水罐车应进行遮盖或密封，防止操作过程中发生遗撒。若发生翻车事故，及时清除泄漏的甲醇和气田采出水并设立警示标志，保护周围人群和车辆安全。尽量减少在雨雪风雾等恶劣天气情况下的拉运活动。

加强运输车辆安全驾驶培训，车辆加装 GPS 定位系统，严格按照规定的时速和路线行驶。

制定甲醇罐车运输和气田采出水运输应急响应计划，对运输罐车司机及同乘工作人员进行安全培训教育，一旦事故发生，能够有效启动应急预案，及时准确

疏散泄漏点附近居民。

11.7.3.4 甲醇罐、凝析油罐泄漏防范措施

（1）设置旁路连接站内污水罐，事故状态下开启旁路阀门，将甲醇倒罐排入污水罐，避免甲醇大量泄漏或引发进一步的火灾爆炸，待事故处理结束后对甲醇进行回收和污水处理。

（2）结合甲醇罐区、凝析油管区平面布置，设置事故围堰，确保甲醇罐、凝析油罐发生泄漏后能将泄漏物料全部收集在池内，避免流出站外。

（3）集气增压站等场站储存的危险化学品按照 HSE 操作手册设置防范措施。

（4）严格实施防火、防爆、防雷击、防毒害的各项要求。

（5）设置液位监测器，应具备高低液位报警功能。

（6）设置风力、风向和环境温度等参数的监测仪器，并于罐区安全系统联网。

（7）罐区顶部设安全阀、阻火器及液压安全阀。

（8）监控设备应定期检查、维护和校验，保持其正常运行。

11.7.4 加强管理

通过提高人员素质，加强环境安全教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。在管线生产运行阶段严格管线保养和寻护制度，对管线进行操作清管和智能清管，并对管线阴极保护系统进行定期检查，对管线壁厚进行定期检测，从技术上保障管线安全运行。同时，在管线区域周边加大《石油天然气管道保护法》的宣传和普法力度。通过在人口密集城镇区域集中组织开展专项《石油天然气管道保护法》宣传活动，在偏远管线和井丛周边老乡家上门宣传发放传单等多种方式进行宣传和教育。确保管线安全运行的同时，加强老乡的风险防范意识。同时，面对项目管线跨域大，涉及区域广，矿区交叉项目施工多等特点，加强管线安全寻护检查力度，对所辖的支干线、单井管线、回注井管线以及电力线进行巡护，包括新建的支干线。

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

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

（3）经常对职工进行岗位培训，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）对事故易发部位、易泄漏地点，加强巡检并提高巡检的有效性。对本项目具有较大危险因素的重点部位进行定期巡检。

（5）施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。严防不合格设备、材料蒙混过关。

（6）努力提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

（7）注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

（8）在管线两侧的施工活动需遵守中华人民共和国石油天然气管道保护法相关要求。

（9）定期对运行操作过程中遇到的问题进行分析、总结，抓住问题产生的根本原因，形成解决方案后落实实施，进行员工培训并推广实施。

（10）制定应急操作规程，在规程中应说明发生火灾、爆炸、泄漏等事故时应采取的操作步骤。

11.8 应急预案

依据鄂尔多斯市环境保护局印发的《鄂尔多斯市天然气开发环境保护管理办法》（试行）（鄂环发[2014]91 号），天然气开发企业必须制订环境污染事故应急预案。并保证环境应急设施及物资能及时投入运行。天然气开发中因发生事故或者其他突发事件，造成或可能造成环境污染事故的，开发单位应当采取有效措施消除或者减轻对环境的污染危害，并及时通报可能受到污染危害的单位和居民，同时向市、旗区环保部门和有关部门报告。

依据《榆林市环境保护局关于进一步加强突发环境事件应急预案工作的通知》，环境应急预案备案实行分级负责制，按照建设项目审批权限，由各级环保部门负责预案备案管理。各县区在企（事）业单位的应急预案备案后，应及时将其录入数据库，并报上级环保部门存档。

11.8.1 应急预案的主要内容

壳牌公司制定了《长北合作区块天然气开发项目突发环境事件应急预案》，该预案体系包括体系框架和专项预案两部分：

应急预案体系框架： 包括长北区块开发各阶段的应急响应组织体系、环境

影响分析、预防与预警、应急处置、后期处置、应急保障和监督与管理等。

专项应急预案：危险化学品罐区泄漏专项应急预案、井喷专项应急预案、生产设备设施火灾爆炸专项应急预案、天然气集输管线泄漏专项应急预案和洪汛专项应急预案等。

11.8.2 应急预案分级

按照突发事件严重性、紧急程度和可能波及的范围，依据《陕西省突发环境事件信息报告规定》要求，将突发环境事件分为特别重大（Ⅰ级）、重大（Ⅱ级）、较大（Ⅲ级）和一般（Ⅳ级）4 级。

11.8.2.1 特别重大（Ⅰ级）突发环境事件

凡符合下列情形之一的，为特别重大突发环境事件：

（1）因环境污染直接导致 10 人以上死亡或 100 人以上中毒的；

（2）因环境污染需疏散、转移群众 5 万人以上的；

（3）因环境污染造成直接经济损失 1 亿元以上的；

（4）因环境污染造成区域生态功能丧失或国家重点保护物种灭绝的；

（5）因环境污染造成地市级以上城市集中式饮用水水源地取水中断的。

11.8.2.2 重大（Ⅱ级）突发环境事件

凡符合下列情形之一的，为重大突发环境事件：

（1）因环境污染直接导致 3 人以上 10 人以下死亡或 50 人以上 100 人以下中毒的；

（2）因环境污染需疏散、转移群众 1 万人以上 5 万人以下的；

（3）因环境污染造成直接经济损失 2000 万元以上 1 亿元以下的；

（4）因环境污染造成区域生态功能部分丧失或国家重点保护野生动植物种群大批死亡的；

（5）因环境污染造成县级城市集中式饮用水水源地取水中断的；

（6）重金属污染或危险化学品生产、贮运、使用过程中发生爆炸、泄漏等事件，或因倾倒、堆放、丢弃、遗撒危险废物等造成的突发环境事件发生在国家重点流域、国家级自然保护区、风景名胜区或居民聚集区、医院、学校等敏感区域的；

（7）跨省（区、市）界突发环境事件。

11.8.2.3 较大（Ⅲ级）突发环境事件

凡符合下列情形之一的，为较大突发环境事件：

（1）因环境污染直接导致 3 人以下死亡或 10 人以上 50 人以下中毒的；

（2）因环境污染需疏散、转移群众 5000 人以上 1 万人以下的；

（3）因环境污染造成直接经济损失 500 万元以上 2000 万元以下的；

（4）因环境污染造成国家重点保护的动植物物种受到破坏的；

（5）因环境污染造成乡镇集中式饮用水水源地取水中断的；

（6）跨地市界突发环境事件。

11.8.2.4 一般（Ⅳ级）突发环境事件

除特别重大突发环境事件、重大突发环境事件、较大突发环境事件以外的突发环境事件。

11.8.3 应急组织体系

11.8.3.1 应急指挥机构——长北应急管理协调组

长北项目成立应急指挥机构——长北应急管理协调组，由长北气田作业经理担任应急总指挥，其不在场时由长北气田作业副经理（负责。指挥部成员由生产组、施工组、井工程、后勤组、现场安全组、中控室操作员、医疗保障、外协组等的负责人等组成。

应急救援指挥机构主要职责：

（1）贯彻执行国家、当地政府、上级主管部门关于突发环境污染事件发生和应急救援的方针、政策及有关规定。

（2）组织制定、修改环境污染事件应急救援预案，组建环境污染事件应急救援队伍，有计划地组织实施环境可能发生的突发污染事件应急救援的培训和演习。

（3）审批并落实环境污染事件应急救援所需的防护器材、救援器材等的购置。

（4）检查、督促做好环境污染事件的预防措施和应急救援的各项准备工作，督促、协助有关部门及时消除有毒有害介质的跑、冒、滴、漏。

（5）批准应急救援的启动和终止。

（6）及时向上级报告环境污染事件的具体情况，必要时向有关单位发出增援请求，并向周边单位通报相关情况。

（7）组织指挥救援队伍实施救援行动，负责人员、资源配置、应急队伍的调动。

（8）协调事件现场有关工作。配合政府部门对环境进行恢复、事件调查、经验教训总结。

（9）负责对员工进行应急知识和基本防护方法的培训，向周边企业、村落提供本单位有关危险化学品特性、救援知识等的宣传材料。

11.8.3.2 现场应急指挥部（现场应急小组）

现场应急指挥部是公司应急指挥部派出的临时机构。现场指挥由应急指挥部指派。每个作业现场都应当建立现场应急机构，并对不同紧急情况下的反应制订计划。各现场应急小组在任何紧急情况时展开并实施最初和前线的响应，并负责对发生的一般环境事件进行应急响应。他们由现场指挥领导和约束，应急小组应与现场紧急情况管理员密切合作。

现场应急小组

现场应急指挥：作业经理

现场应急副指挥（现场应急副指挥）：操作主管

成员：设备工程师、作业班长、榆林第一集配气总站站长（抢险队长）、HSE、中控室操作员、保安队经理、供应基地经理、医疗代表。

当现场指挥丧失指挥能力时，应急指挥部应立即指派或由现场最高领导接替。

11.8.3.3 长北应急工作流程图

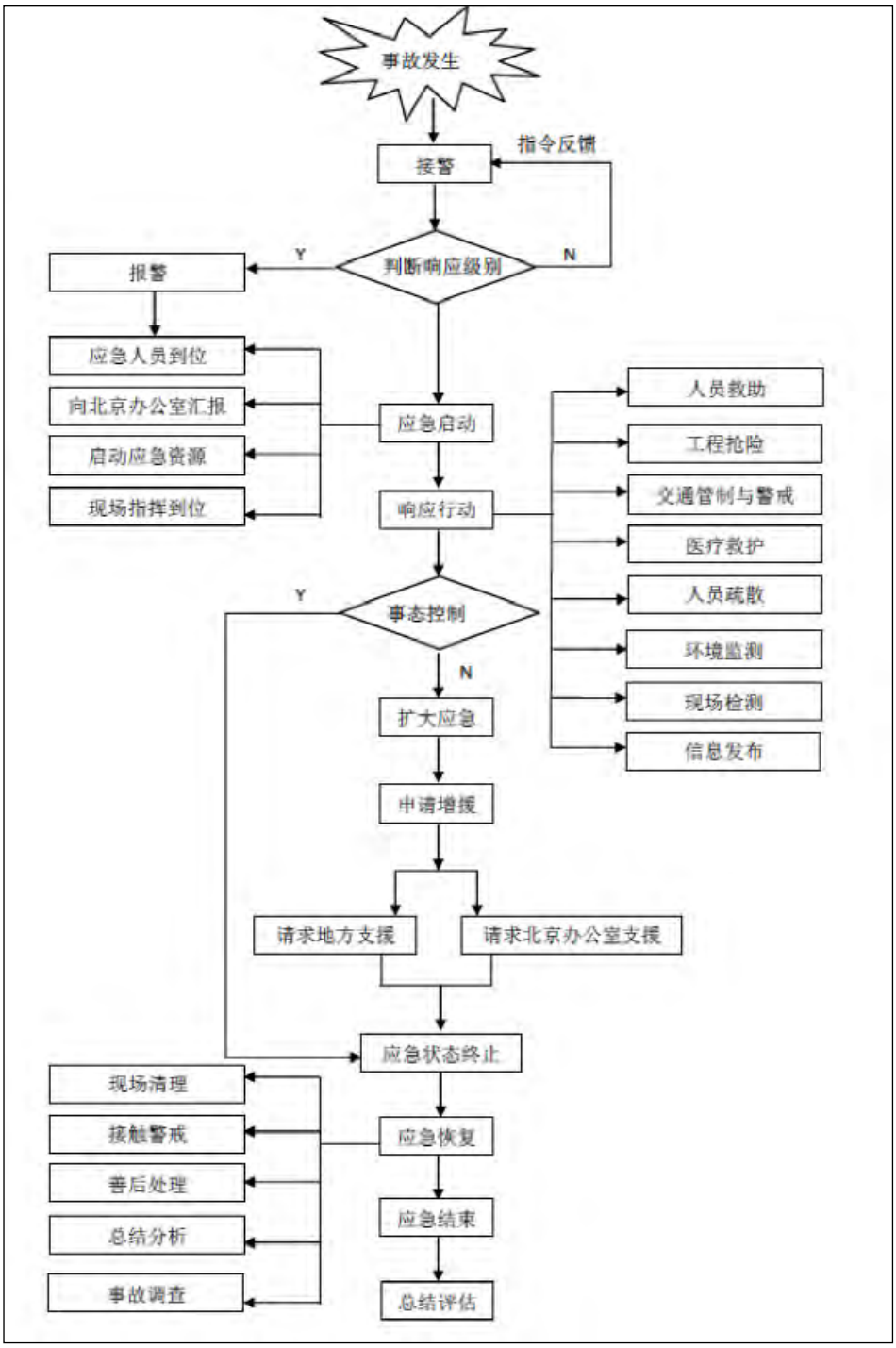


图 11.8-1 长北应急工作流程图

11.8.4 应急救援保障

长北项目设立了应急管理协调组，并按照应急资源统筹规划、合理布点的原则，建立健全了完善的应急救援系统，在生产操作组、钻井组、地面建设组、后勤保障组分别设立了现场应急队。应急救援人员配备可燃气体探测器、正压式呼

吸器等应急救援设备和个体防护设备。应急人员定期进行重大事故应急管理培训，高级消防培训、和演练，不断提升其应急救援能力。

（1）资金保障

财务组将各部门自行管理的应急项目建立专帐，并负责落实应急工作年度资金专项预算和不可预见资金安排，保证应急管理专项工作所需资金，确保应急救援和应急处置支出。年度专项资金用于日常应急工作，包括应急管理系统和应急专业队伍建设，应急装备配置，应急物资储备，应急宣传和培训，应急演练以及应急设备日常维护等。不可预见资金用于处置突发事件及其它不可预见事件。

（2）物资保障

在天然气处理厂、钻井现场、供应基地分别设置了应急物资库，储备了数量充足的应急设备和设施及专用标识。现场应急救援物资包括：个体防护设备、医疗设备和药品、检测报警设备、消防器材及物资、工程抢险设施、通信报警系统等类型。

（3）医疗卫生保障

长北项目根据应急需要，和榆林是星元医院签署了医疗保障合同，现场 24 小时医疗救助值班，并确定社会应急医疗救护资源，支援现场应急救治工作。

（4）通信保障

建立健全有线、无线、卫星等多种手段相结合的基础应急通信系统，场站均设有防爆电话、人员随身携带防爆步话机，确保各级应急指挥人员的应急通信联络畅通。

（5）科技支撑

长北项目安全环保健康组负责组织应急平台建设和维护，应急管理协调组负责组织开展应急技术研究和开发项目的推广应用。长北应急管理中心位于长北供应基地办公室内。应急管理中心的启动和人员配备完全根据应急经理的判断。

11.8.5 应急预案启动

符合下列条件之一时，长北项目部启动应急响应程序：

（1）发生Ⅳ级（含Ⅳ级）及以上突发环境事件。

（2）各生产井丛突发环境事件应急处置需长北项目部协调相应资源进行响应救援时。

（3）接到地方政府的应急联动要求时。

（4）重点区域、敏感时期等可能引发严重事态的突发环境事件。

（5）接到周边单位应急联动要求时。

11.8.6 报警、通讯联络方式

一旦发生突发环境事件，所在单位和部门要立即启动相关现场处置预案实施自救，同时将事故发生的时间、地点、原因、人员伤亡、事故现状、抢险情况及事故发展预测报长北紧急情况管理组。

根据事故中伤亡人员人数、可能造成的损失及环境影响，公司安全经理在经应急救援总指挥审核后，在 1 小时内向壳牌中国勘探与生产有限公司北京办公室和地方政府应急管理部门将事故发生时间、地点、类别、人员伤亡和财产损失情况、事故简要经过和采取控制措施情况，在规定时间内做出报告。

安全经理会同外协负责专业应急救援组、事故现场临时指挥部以及与政府管理部门之间的信息传递。

通讯保障组负责备齐指挥部成员和现场救援的通讯器材；对外发布信息需经应急救援指挥部审核同意，避免未经证实的事故信息传播。

11.8.7 应急处置与后期处置

现场应急指挥小组赶赴现场后，应从物资供应、交通运输、医疗救护、通讯、抢险突击队等方面组织现场处置。依据事态发展情况和应急救援需求，随时按照应急互助协议协调长庆油田分公司采气二厂应急抢险队伍，并随时向突发环境事件应急领导小组组长或副组长请示。结合事发单位先期处置方案由应急专家现场制定并实施控制方案，组织应急抢险处置行动，采取应急措施，防止处置过程中事态的进一步扩大，负责事件排除后的应急现场清理。

11.8.7.1 井场应急处置

（1）井喷应急处置

钻井过程中可能发生的井喷事故主要由钻井工程组承担现场应急处置。采气过程中可能发生的井喷事故主要由生产操作组承担现场应急处置。

发生井喷时，作业现场前期应急行动要执行以下临时处置原则：一、立即停机，关闭井架、钻台、机泵房等处照明，灭绝火种，打开专用探照灯；二、立即撤出现场人员，疏散无关人员，最大限度地减少人员伤亡；三、分析现场情况，

及时界定危险范围，组织抢险，控制事态蔓延；四、按应急程序上报，保持通讯畅通，随时上报井喷事故险情动态，并调集救助力量，对受伤人员实施紧急抢救。具体如下：

1）抢险队长通知现场应急指挥行动过程和最新进展，现场应急指挥通报协调相关支持小组相关情况。

2）按照指示行动。

3）消防和救援队前往现场，配备得当，并评估情况。

4）识别出具有直接风险的区域，并确定要采取的措施。

5）为避免事态升级，通知邻近作业、生产设备设施停止作业，准备疏散。

6）必要时按约定程序撤离钻机或疏散现场，并确保所有的动火作业已暂停。

7）急救员向接触到化学品的人员提供医疗救护。

8）根据现场情况，在应急专家资源下处理井喷事故。

9）根据井喷的现有性质，如果井尚未着火，可能立即要求OSC点燃该井。例如，这可能由于对人员和所在社区造成了无法忍受的风险。只有当人的生命受到威胁，有灾难性的污染问题或者爆炸的危险时是，才可点燃该井作为最后手段。

10）按政府部门要求，配合开展其他工作。

（2）甲醇储罐泄漏应急处置

1）消除所有点火源。

2）根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。

3）应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器，穿防毒、防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。

4）尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间。

5）小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸收。使用洁净的无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用抗溶性泡沫覆盖，减少蒸发。喷水雾能减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。

6）用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。喷雾状水驱散蒸气、稀释液体泄

漏物。

7）泄漏隔离距离至少为50m。如果为大量泄漏，在初始隔离距离的基础上加大下风向的疏散距离。

8）如果为大量泄漏，委托中石油长庆油田公司第二采气厂监测站或者地方环保部门监测站进行环境监测，监测情况及时向指挥小组报告。

9）按政府部门要求，配合开展替他工作。

11.8.7.2 天然气管线泄漏应急处置

（1）首先执行紧急停车系统措施，关闭上游供气阀门，控制泄漏压力和泄漏量，启动消防泵；

（2）消防和救援队前往现场，配备得当，并评估情况，必要时需要对管道进行冷却；

（3）识别出具有直接风险的区域，并确定要采取的措施（警戒、疏散人员）；

（4）为避免事态升级，通知邻近作业、生产设备设施停止作业，必要时按约定程序撤离或疏散现场，并确保所有的动火作业已暂停。

（5）根据现场应急指挥指示，撤离或疏散人员在至少距离泄漏管道100m的空地上进行集合，与风向成90°的方向，并且对照人员清单向现场应急指挥通知总人数。保安队在现场进行警戒并协助人员的集合，统计警戒范围内的人员数量。如发生火灾，当因火势较大而决定暂停救援的情况下，保证事故境界区域内，禁止人员出入，保证没有人员在危险区域；

（6）急救员向接触到化学品的人员提供医疗救护。

（7）根据现场情况，对现场进行保护，确保不发生次生灾害、衍生灾害。

（8）如果为大量泄漏，委托中石油长庆油田公司第二采气厂监测站或者地方环保部门监测站进行环境监测，监测情况及时向指挥小组报告。

（9）按政府部门要求，配合开展替他工作。

11.8.7.3 井场与 CPF 应急处置

生产过程中，在井场、CPF可能发生的天然气泄漏、凝析油泄漏、丙烷泄漏、甲醇泄漏等事故主要由生产操作组承担现场应急处置。

（1）天然气泄漏应急处置

1）消除所有点火源。

2）根据气体的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。

3）应急处理人员戴正压自给式空气呼吸器，穿防静电服。作业时使用的所有设备应接地。禁止接触或跨越泄漏物。

4）尽可能切断泄漏源，若可能翻转容器，使之逸出气体而非液体。

5）喷雾状水抑制蒸气或改变蒸气云流向，避免水流接触泄漏物。

6）禁止用水直接冲击泄漏物或泄漏源。

7）防止气体通过下水道、通风系统和密闭性空间扩散。

8）隔离泄漏区直至气体散尽。

9）泄漏隔离距离至少为100m。如果为大量泄漏，下风向的初始疏散距离应至少为800m，并委托中石油长庆油田公司第二采气厂监测站或者地方环保部门监测站进行环境监测，监测情况及时向指挥小组报告。

10)按政府部门要求，配合开展其他工作。

（2）凝析油泄漏应急处置

CPF 凝析油储罐设计容积为 500m^3，储存量最大不超过设计容积的 85%。储罐围堰容积为 1048m^3，足够盛装事故泄漏的凝析油。因此发生泄漏事故不会对厂外环境造成影响。

1）迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入，切断火源。

2）应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排水沟等限制空间。

3）小量泄漏用砂土等惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至有资质废物处理场所处置。

4）如果为大量泄漏，委托中石油长庆油田公司第二采气厂监测站或者地方环保部门监测站进行环境监测，监测情况及时向指挥小组报告。

5）按政府部门要求，配合开展替他工作。

（3）丙烷泄漏应急处置

1）迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。

2）切断火源。

3）应急处理人员戴自给正压式呼吸器。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。

4）合理通风，加速扩散。

5）喷雾状水稀释、溶解。

6）构筑围堤或挖坑收容产生的废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。

7）如果为大量泄漏，委托中石油长庆油田公司第二采气厂监测站或者地方环保部门监测站进行环境监测，监测情况及时向指挥小组报告。

8）按政府部门要求，配合开展其他工作。

（4）CPF 甲醇泄漏应急处置

CPF的两个甲醇储罐设计容积均为500m^3，储存量最大不超过设计容积的85%。储罐围堰容积为1094m^3，足够盛装事故泄漏的甲醇。因此发生泄漏事故不会对厂外环境造成影响。

CPF的甲醇泄漏应急处置参考《壳牌中国勘探与生产有限公司长北合作区块天然气开发项目突发环境事件应急预案》中的相应措施办法。

11.8.8 应急监测

天然气处理厂及井丛内设有FGS火焰及气体探测系统，对生产区可能发生的天然气泄漏进行监测。一旦天然气泄漏，火焰及气体探测系统会发出警报，并显示在中央控制室DCS系统，中控室操作员会根据触发的探头位置，通过公共广播系统通知现场人员从安全路线撤离，以防误入危险区域。

在事故发生的紧急情况下，应急队员进入现场抢险时必须配备应急气体测试仪，随时监视检测可燃气体的浓度。所有应急队员都必须经过专业的气体测试培训，熟练使用此仪器。应急气体测试仪每半年由有资质机构进行校验。

另外，在天然气、凝析油、甲醇或者污水发生大量泄漏的事故时，应委托中石油长庆油田公司第二采气厂监测站或者地方环保部门监测站进行环境监测，环境应急监测工作按国家标准——突发环境事件应急监测技术规范（HJ 589-2010）来实施，监测结果将作为突发性环境污染事故应急决策的依据。

11.8.9 次生灾害防范

（1）现场应急指挥小组组织专家进行会商，判断事态发展趋势，制定次生

灾害防范措施。

（2）在事件处理过程中进行持续检测，接到应急状态解除令后，监测人员对事件现场及周边饮用水源或地表水、大气污染区域须继续监测，以判断事件现场是否有次生隐患，根据需要完成事件现场其它监测与评估；

（3）现场应急指挥部进行动态评估，当有可能危及人员生命安全时，应立即指挥撤离。

（4）现场应急处置人员应根据不同类型环境事件的特点，配备相应的专业防护装备，采取安全防护措施，严格执行应急人员出入事发现场程序。

（5）根据突发环境事件的性质、特点，告知群众应采取的安全防护措施。

11.8.10 监督与管理

11.8.10.1 应急预案演练

长北项目为了切实提高现场应急水平和操作人员的应急能力，各专业组在年初制定应急演习计划，每年至少组织一次应急演练。环境应急预案演练对周围人民群众正常生产和生活可能造成影响的，应在演练 7 日前公示告知并报当地环保部门。通过开展桌面演练、专项演练和联合演练等多种方式，周期性地开展火灾爆炸、消防应急、高空营救、有限空间营救、有害物质泄漏等多种类型的事故应急演习，并在演习中设立观察员，对演练过程、效果、经验和存在问题等做好记录、总结和评估，并对各级应急救援预案做出相应的修订和完善。同时，对演习中所发现的问题进行归纳总结，并制定专人进行跟踪，确保发现问题及时解决问题，以切实提高现场应急水平和操作人员的应急能力。

11.8.10.2 宣教培训

（1）由应急管理协调组负责对项目周边公众及附近单位人员进行日常教育宣传，使其了解潜在的危险及健康危害，掌握必要的自救知识，了解预先指定的疏散路线和集合地点。

（2）应急预案的编制广泛听取一线操作人员、专业技术人员及应急管理专家的意见，依据有关标准和规定编写。

（3）安全健康环保组要对各类专业应急人员、应急指挥人员、员工安排相关的应急培训计划，使其了解并掌握应急预案总体要求。

11.9 环境风险评价小结

根据本工程建设内容，工程可能涉及的危险物质包括：天然气、甲醇和凝析油。根据重大危险源辨识标准，本项目天然气集气干线、中央处理厂 CPF 构成重大危险源。项目最大可信事故为：井喷天然气引起甲烷窒息和井喷泄漏的天然气不完全燃烧的 CO 对环境的影响；集气干线天然气泄漏引起甲烷窒息以及泄漏天然气不完全燃烧产物 CO 造成的风险危害；CPF 甲醇罐区发生泄漏后甲醇气体扩散的危害；CPF 凝析油储罐泄漏后，凝析油不完全燃烧产生的 CO 危害。

通过对各最大可信事故的事故后果进行计算可知，1）发生井喷事故时，甲烷窒息浓度最大范围为 55.5m，由于《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2004）要求井口距离民宅不小于 100 米，距离人口聚集区不小于 500 米，因此井喷事故造成井场外居民窒息伤害的可能性较小。井喷后天然气不完全燃烧生成的 CO 最大落地浓度为 985.8mg/m^3，出现在井口 7.5m 处，未出现 CO 半致死浓度和 IDLH 浓度，因此井喷事故甲烷不完全燃烧产生的 CO 对周边居民的影响较小。2）集气干线泄漏后，新建北干线延长线（GS3-GS2 段）产生的甲烷窒息浓度范围为 43m，现有北干线（VR1~VR6 段）产生的甲烷窒息浓度范围为 66.1m。天然气泄漏后在开放空间会快速扩散并稀释，甲烷窒息浓度持续时间较短，因甲烷窒息而导致的人身伤亡的可能性较低。管线泄漏后如发生不完全燃烧，经计算未出现 CO 的 LC50 和 IDLH 伤害范围；3）中央处理厂 CPF 甲醇储罐泄漏后，甲醇最大落地浓度为 6444mg/m^3，出现在事故源 7m 处，未出现甲醇的半致死浓度范围和 IDLH 浓度的范围；4）中央处理厂 CPF 凝析油储罐泄漏后，事故源下风向 CO 半致死浓度最大范围为 28.4m，IDLH 最大范围为 29.7m。CO 半致死浓度和 IDLH 浓度范围均在 CPF 厂界范围内，因此凝析油泄漏不完全燃烧产物 CO 对周围环境的影响较小。

本项目气田水、凝析油和甲醇储罐罐区均设置有围堰，泄漏后将污染物控制在 CPF 厂区内，不会对周围地表水产生影响；新建集输管线全部避让地表水环境敏感点，现有集输管线如在穿越河流段发生泄漏，由于输送的介质天然气密度比空气小，且在水中溶解率很低，如果输气管线发生破裂，天然气对水质的直接影响较小。

在各最大可信事故中，现有北干线 VR1-VR6 段天然气管线泄漏事故环境风险值最大，为 0.77×10^{-6} 死亡/年，小于石油工业可接受风险水平 8.33×10^{-5} 死亡/

年。

长北二期项目天然气处理和集输充分利用长北一期现有天然气处理厂和集输管线，长北二期项目环境风险事故情形和现有项目基本类似，且二期项目各最大可信事故后果和风险值未超过长北一期项目。长北一期项目已稳定运行 10 余年，积累了丰富的环境风险管理经验和风险防范措施，已制定了详细的环境风险事故应急预案（在榆林市环保局备案），其环境风险应急组织、应急设施（设备器材）、应急通讯联络、应急监测、应急撤离措施、应急救援等体系相对完善，并与地方政府应急响应系统形成联动和衔接。

因此，在本报告提出的风险防范措施、环境风险管理要求和应急预案得到落实和执行的情况下，可将本项目环境风险事故发生的概率和事故后果降至最低，项目从环境风险角度是可行的。

12 环境保护措施及其可行性论证

12.1 大气污染防治措施

12.1.1 施工期

12.1.1.1 钻完井施工

（1）施工扬尘

1）施工井场设置围挡或部分围挡，缩小扬尘扩散范围。

2）运输车辆不超载，采取遮盖措施，避免沿程抛洒；及时清扫散落在路面上的泥土和建筑材料，冲洗轮胎，减少运输过程中的扬尘。

3）加强施工管理，降低扬尘排放。

上述环保措施均具有可操作性，通过加强施工管理，能够有效降低扬尘影响，措施合理可行。

（2）柴油机组废气

1）本项目第一阶段部分井场使用柴油发电机组提供动力，第二阶段外部电网就位后采用外接电方式，减少柴油机组废气排放；压裂作业仍需要使用柴油机组提供动力。

2）使用符合国 4 标准的柴油，含硫量不超过 0.005%；

3）使用高效节能环保型柴油动力机组；

4）定期对柴油机、柴油发电机等设备进行维护，提高柴油的燃烧效率，减少废气排放；

在采取以上措施后，柴油发电机组废气量对环境影响大大降低，尤其是外电网稳定接入后，将不再使用柴油机发电，环境减缓措施合理可行。

（3）测试放喷废气

洗井和压裂返排阶段会产生放喷天然气，该部分气体尚不具备接入生产管线的条件，需要通过专用的放喷管线引至放喷池进行地面点火放喷。

环评建议：

在本项目进行第二阶段开发时，部分丛式井场已有先期投产运行的气井，此时井场地面设备已建设完成并且管线的备压能够满足洗井要求，新井压裂返排阶段产生的放喷气体将具备导入生产管线收集的条件，此时应研究并尽量减少放喷燃烧的天然气量，收集放喷天然气既能增加井的商品气产量，也能提升环保表现。

12.1.1.2 管线道路施工和站场土建施工

（1）管线和道路均设有施工作业带，施工活动应严格控制在作业带内进行；井场施工设置围挡，禁止在围挡外施工。

（2）当风速过大时，应停止施工作业，并对堆存的沙粉等建筑材料采取遮盖措施；运输车辆经过居民区要减速慢行，车速尽量不超过 30km/h。

（3）运输车辆不超载，避免沿程抛洒；及时清扫散落在路面上的泥土和建筑材料，冲洗轮胎，减少运输过程中的扬尘。

（4）施工单位必须选用符合国家卫生防护标准的施工机械设备和运输工具，确保废气排放符合国家有关标准的规定。

环评建议：建设单位在管线道路施工时应严格管理施工承包商，并聘请专业环境监理单位按照环评要求管理施工阶段的扬尘防控措施，确保以上措施落实到实处。

12.1.2 运营期

（1）集气增压站废气

1）闪蒸罐产生的闪蒸气以及站场超压或事故情形下放空气体送集气站火炬燃烧后排放，火炬高度 35m。

2）集气增压站压缩机使用电网驱动代替传统燃气压缩机，减少废气排放。

（2）中央处理厂 CPF 废气

1）导热油炉燃料为天然气，其尾气通过 15m 高排气筒排放；

2）甲醇再生塔不凝气通过水封罐吸收；

3）凝析油脱气装置不凝气以及闪蒸气等工艺废气送燃料气系统回收使用；

4）燃气压缩机使用天然气为燃料，废气通过 8m 排气筒排放；

5）事故紧急放空废气送 40m 高压火炬燃烧后排放；设备检修或停工泄压废气进入低压火炬燃烧后排放。

（3）集配气站 GGGDS 废气

GGGDS 排液闪蒸气和事故放空废气均通过 15m 高火炬燃烧后排放；

12.2 废水污染防治措施

12.2.1 施工期

本项目施工期废水主要包括钻井作业废水（废泥浆、洗井废水、钻具平台冲洗废水）、压裂返排水和施工期生活污水。

（1）钻井作业废水

本项目钻井使用水基泥浆，泥浆在循环过程中会从井底携带岩屑和颗粒物返至地面，为保证钻井泥浆可以循环使用，需要对泥浆中的固体物质进行控制和去除。本项目固控设施（泥浆循环系统）包括振动筛、除砂器、除泥器、离心机等，泥浆从井筒返出后，首先通过振动筛和尘砂罐，可以除去大部分岩屑；之后 80%的泥浆直接流入沉降罐，约 20%的泥浆则需要通过离心机进一步分离出细小固体颗粒物。此外，在泥浆循环系统中添加絮凝剂，使钻井泥浆中的胶状颗粒进一步沉降，整个絮凝过程中，需要对絮凝剂的泵速和钙浓度实时监测，以达到最佳的絮凝效果。

通过上述固控设施，钻井泥浆可以连续循环使用，并且单井结束后，剩余泥浆可以在下一口井继续循环使用。钻井作业过程中，平台、钻具冲洗水经废水处理设施处理后，回用于泥浆的配制。钻井期间平台和钻具冲洗水、洗井废水收集后进入泥浆循环系统回用。 如有少量不合格泥浆不能循环使用时，按照地方环保局要求，同岩屑一起送往环保部门认可的集中处理设施处置。

本项目所采用的钻井作业废水循环利用方式在国内气田开发项目中已广泛应用，并且在壳牌四川富顺项目中已成功实施。该方法能够实现废水的资源化循环利用，从环境保护和经济角度均具有可行性。

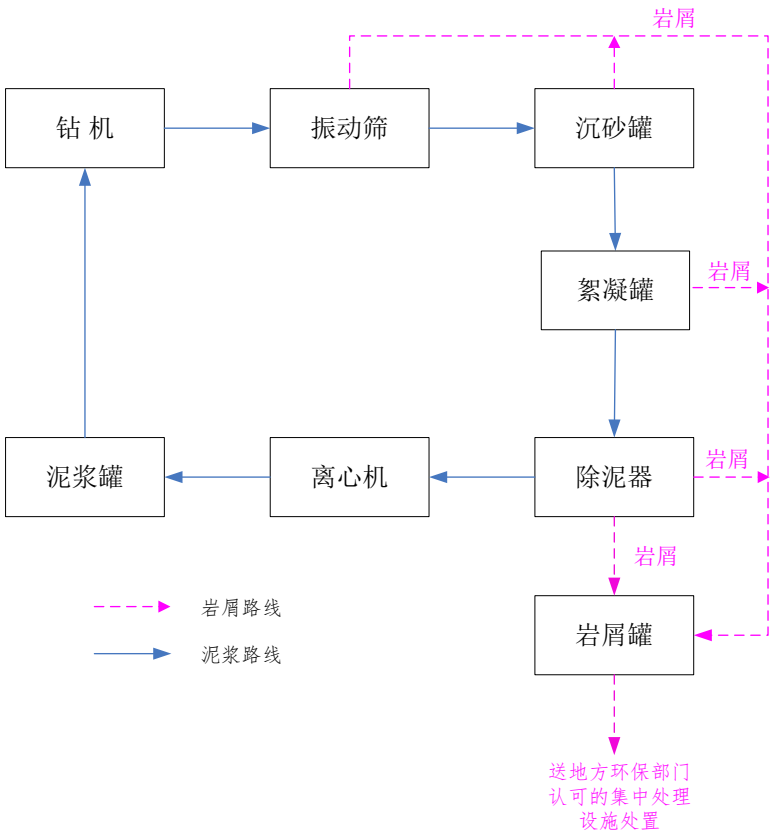


图 12.2-1 钻井泥浆循环使用工艺流程图

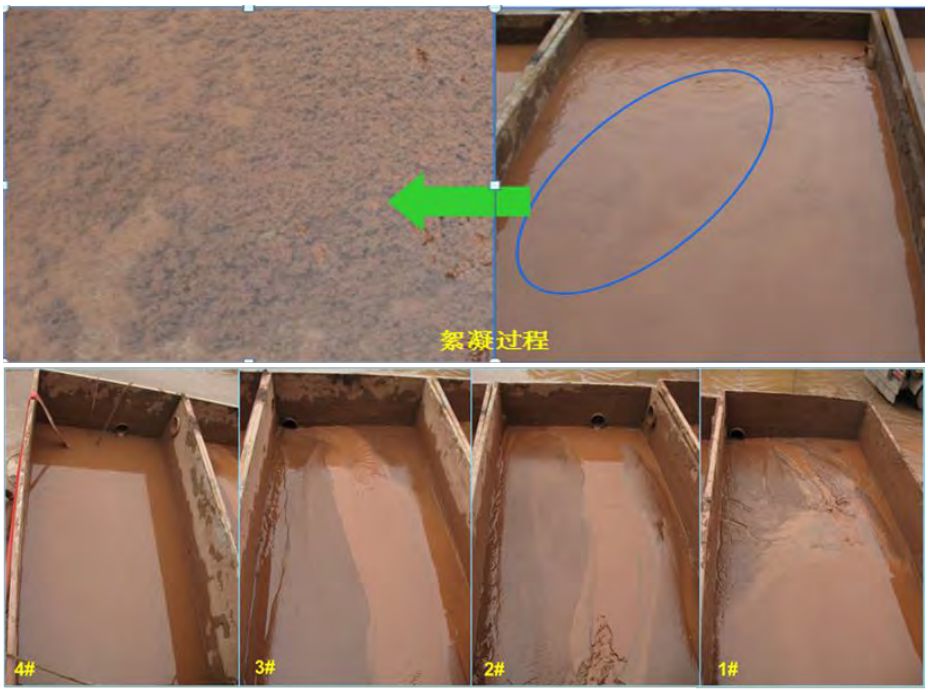


图 12.2-2 钻井泥浆絮凝沉降过程现场图片

在具体操作中，环评提出以下补充建议：

1）对运输车辆加强管理，制定合理运输路线，尽量远离水源保护区域；对运输容器定期维修，避免运输过程中遗撒泄漏，造成污染事故。

2）废弃钻井泥浆岩屑和井下作业废水转移前须向榆林市级环保部门申领《榆林市油（气）开采废弃物转移联单》，运输过程实施全程 GPS 定位及监控；严禁运输过程中随意掩埋、抛洒废弃钻井泥浆岩屑和井下作业废水。

3）废弃钻井泥浆岩屑须在气井井场完井后 3 天内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至气开采废弃物集中处置场所处置。

4）当固控设施效果变差或其他不可控原因导致钻井作业废水不能回用时，应送地方环保部门认可的钻井废弃物集中处置中心处置。

5）井场周围设置围堰，确保事故状态下井场废水不扩散至外部。

6）严禁任何钻井废水排入周围地表水体中。

（2）压裂返排水

本项目直井/S 型井需要采用压裂增产工艺，压裂结束后返排至地面的压裂返排水经软体罐收集后，全部回用于滑溜水压裂液的配置，以节约新鲜水的使用量，同时降低废水产生量。

井场压裂作业以 8 口井为一组，每组产生的压裂返排水产生量约为 3360m^3，井场设置 3 个 1500m^3 的软体罐用于暂时收集和储存。每口井压裂所需的压裂液用量为 1400m^3（中 520 m^3 用于配置交联液压裂液，880 m^3 用于配置滑溜水压裂液），每口井返排液的产生量约为 420m^3，因此返排液可以全部回用。在特殊情况下，不能回用的压裂返排液送陕西郎新环保科技有限公司或其它有资质的单位处置，或经处理后回注。

综上，压裂返排水回用于滑溜水压裂液的配置，既可以大大节省新鲜水的使用量，又不外排废水，返排液回用技术在鄂尔多斯盆地其它区块和国外均已成功应用，回用方案具有经济技术可行性。且该做法满足《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行办法》的相关要求。

（3）施工期地下水防范措施

钻井过程潜在的地下水污染影响环节主要包括钻井泥浆漏失、泥浆循环系统和岩屑收集系统渗漏等。针对上述潜在的地下水污染影响，提出以下措施：

1）项目在施工建设前应充分研究地质设计资料和钻井等，并在此基础上优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，有

所预见。根据长北一期钻井经验，刘家沟组（1800-2000m 深度）是潜在的泥浆漏失层位，采用堵漏剂和固井措施可以封固漏失地层。

2）固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空，防治污染地下水。所有井型一开固井水泥均返高至地面，应能有效隔绝浅层地下水与井内联系。

3）井场泥浆循环系统、岩屑收集存放系统、压裂返排液软体罐应防止暴雨引发液体漫溢。

4）井场柴油罐区、泥浆循环系统、岩屑罐存放区域应加设 HDPE 防渗措施，有效防止跑冒滴漏产生的地下水影响。

5）施工场地应避开哈头才当水源保护区和当地居民集中饮用水井，避免施工活动对地下水源产生影响。

（4）施工期生活污水

本工程施工期的生活污水经化粪池收集后，选用有资质的承包商运送至榆林市生活污水处理厂处理。

12.2.2 运营期

（1）气田水（采出水）

气田采出水在现有中央处理厂CPF进行回收凝析油和甲醇后，经处理回注原采气层。根据榆林市环境保护局对本项目执行环境标准的批复，区块内主要地表水体均为I类水体，禁止排放任何废水。因此，本项目气田采出水不得排放地表水体。

长北二期项目仍使用CPF现有气田水处理设施，处理规模为240m^3/d，主要工艺为隔油和过滤，气田水处理流程见下图。

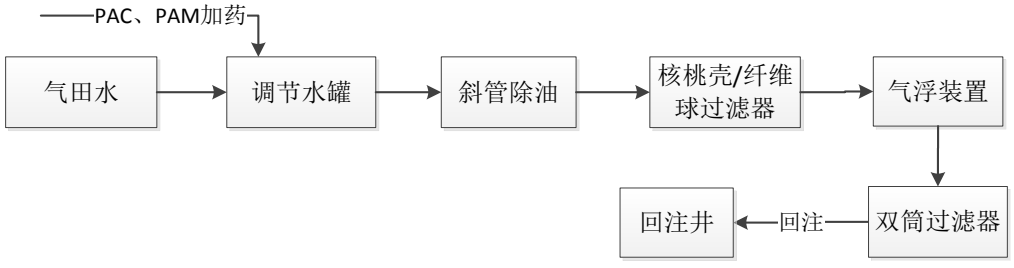


图 12.2-3　采出水处理流程图

长北二期第一阶段（2018-2021）仍使用现有的2口回注井，在第二阶段（2022-2029）增加新建的2口回注井。对于回注井回注可行性的论证详见本报告第13章。

本项目气田水最终去向是回注地层，采出水回注是油气行业惯用做法，在回注层有足够的容量接纳和封存本项目废水，并且回注水不会窜入地下水含水层的前提下，本项目采出水回注可行。

（2）生活污水

本项目集气增压站和中央处理厂等有人值守站场均设置有生活污水一体化处理设施，处理后水质达到《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T18920-2002）标准后作为站场浇洒道路、绿化用水。冬季不能绿化时，送榆林市生活污水处理厂处理。生活污水禁止排入地表水体。

12.3 噪声污染防治措施

12.3.1 施工期

（1）钻井和压裂作业噪声

钻井和压裂作业时主要有钻机设备噪声、泥浆泵、振动筛、离心机、压裂车噪声等。主要采取以下措施降低噪声排放：

1）设备选型时选用低噪声设备，以降低声源声级。

2）柴油发电机、泥浆泵和振动筛等设备做好基础减振。柴油机安装降噪环保型排气消声器。

3）加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强。

4）根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2004），井口距离民宅不小于 100 米，距离人口聚集区不小于 500 米。

5）单个井场进行总图布置时，高噪声设备要布置在远离居民点的一侧。

此外，环评建议：在施工前应事先与敏感点受体进行沟通，告知施工持续时间、可能的噪声影响和采取的降噪措施，必要时要商定和支付临时噪声超标补偿费或临时回避补偿费，取得谅解。

在采取以上措施后，钻井施工噪声对周围环境的影响可以得到有效减缓，措施合理可行。

（2）管线道路和站场施工噪声

1）尽量减少施工作业带宽度，降低施工噪声影响范围。

2）施工单位必须选用符合国家有关标准的施工机具和运输车辆，尽量选用低噪声的施工机械和工艺，振动较大的固定机械设备应加装减振机座，同时加强各类施工设备的维护和保养，保持其良好的工况，以便从根本上降低噪声源强。

3）做好机械设备组织，尽量避免高噪声设备同时作业。

4）管道施工时，在居民区附近施工时严格执行当地政府控制规定，特别是居民区；有噪声敏感目标分布段尽量减少夜间施工。

5）运输车辆不能随意更改路线，运输路线的设置应尽可能避让噪声敏感点。

管线和道路施工作业持续时间较长，但途经各居民点累计作业时间较短，在以上环保措施落实的前提下，施工噪声对周围居民影响较小，方案可行。

12.3.2 运营期

运营期噪声防控措施主要确保井场、集气站、集配气站、CPF 等站场厂界噪声排放可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类限值要求。主要采取以下措施：

（1）设备选用时选择低噪声设备，以降低声源声级。

（2）泵、压缩机、空压机等高噪声设施拟安装在封闭设备间内，同时对设备采取减震、降噪措施。

（3）在地面站场总图布置时，合理分布产噪设备位置。压缩机组进出口工艺管道布局合理，管径选取适当，且机组进、出口工艺管道采取外包隔音层措施，尽量减小天然气流动的噪声。

（4）站场周围进行绿化，这样既可以美化周围环境，又可以吸收部分噪声。

根据长北一期环保竣工验收期间对井场和 CPF 厂界噪声监测结果可知，采取上述措施后各站场厂界处的昼间和夜间噪声排放可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，噪声减缓措施可行。

12.4 固体废物污染防治措施

12.4.1 施工期

（1）钻井泥浆及岩屑处置

1）处置方案

钻井过程中主要的固体废物是钻井岩屑。根据 2016 年 1 月 1 日起实施的

《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发〔2015〕170号，以下简称《管理办法》）和《鄂尔多斯市天然气开发环境保护管理办法》（鄂环发〔2015〕33 号），两地区均要求钻井泥浆和岩屑不再设置传统泥浆池收集废泥浆和岩屑，采用移动式岩屑罐收集设施代替。

榆林市环保局自 2015 年开始，在全市规范油气开采废弃物的处理处置，并发布《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发〔2015〕170 号），该文件要求，油气开发企业要根据油气田产能建设规划，自行建设集中处置设施或委托有资质单位，对油气开采废弃物实施“分散收集、集中处置、循环利用”。目前，榆林市已有 3 家获得认可的油气开采废弃物集中处置单位。本项目产生的钻井岩屑拟委托上述油气开采废弃物集中处置单位处理。

环评建议，按照地方环保部门的要求：

建设单位应依据当地环境保护局要求，开展油气开采废物申报登记。

严禁废弃钻井泥浆岩屑井场内处理、就地固化或随意抛洒、掩埋。废弃钻井泥浆岩屑须在油（气）井完井后 3 天内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至油（气）开采废弃物集中处置场所处置。

2）可行性分析

陕西朗新环保科技有限公司（简称朗新公司）新建石油天然气开采废弃物处理项目位于榆阳区麻黄梁镇断桥村谢家梁小组，项目建设内容主要包括废弃泥浆脱水、泥浆压滤液处理工程，泥渣及岩屑固化工程、固体废弃物填埋工程，压裂液、返排液处理系统。年固体废物处理能力为 28 万 m^3（废弃泥浆处理量 8 万 m^3/a，岩屑处理量 20 万 m^3/a），压裂液、返排液年处理量为 2 万 m^3。

本项目第一阶段年产生最大压裂反排液量 1.0 万 m^3，废泥浆 0.94 万 m^3，水基岩屑 1.12 万 m^3；第二阶段年产生最大压裂反排液量 3.91 万 m^3，废泥浆 1.61 万 m^3，水基岩屑 2.16 万 m^3。本项目产生的压裂返排液和钻井泥浆处理后回用，少量固体废物与岩屑由朗新公司处置，需要委托处置的钻井废物约占朗新处理规模的 10%。

《陕西朗新环保科技有限公司新建油气开采废弃物处理厂项目环境影响报告书》已于 2018 年 4 月 3 号取得榆林市环保局的批复，预计将在 2018 年底建成投入使用。本项目建设阶段，陕西朗新环保科技有限公司已投入运营。

综上，能够接收本项目钻井废物。

（2）管线道路施工和站场工程

1）施工过程中产生的弃土弃渣主要为管道在陆地开挖敷设时或穿越公路敷设时多余的泥土和碎石，用于地方乡道建设填料或道路护坡。本工程可基本做到挖填平衡。

2）禁止现场焚烧和填埋生活垃圾。施工人员生活垃圾收集后统一送环卫部门处理。

12.4.2 运营期

（1）生活垃圾

类比长北一期竣工环保验收调查报告，工程办公生活区内均设有垃圾桶，对一般日常办公生活垃圾进行暂存，最后统一由榆阳区环卫部门清运处理。本项目为长北二期工程，生活垃圾收集之后由当地环卫部门处置可行。

（2）危险废物

运营期固体废物主要是清管废渣、水处理设施污泥和废润滑油等，均按危险废物进行收集，统一交由有危废处理资质的机构处置。类比长北一期处置方案，危险废物收集至危废暂存间贮存，定期由有资质的危废单位收集处置。长北一期2016年以前委托陕西新天地固体废物综合处理有限公司处置，自2017年开始委托榆林德隆环保科技有限公司处置，以上两个公司均具备上类危险废物处置资质。

长北二期危险废物可利用长北一期危废暂存间贮存，一期危险暂存间于2012 年在榆林市环境保护局备案登记。应满足《危险废物贮存污染物控制标准》要求。长北二期建成后，危险废物产生量较一期略有增加，该危废库能够满足要求。

长北一期危险废物暂存间见照片：



现有工程危废暂存间

12.5 生态保护措施

12.5.1 法定生态环境保护目标保护措施

（1）合理选址

地面设施和管线选址应避让饮用水源保护区、历史遗迹、文物古迹及森林公园等。尽量不占用水浇地、水田、公益林地、基本农田等。

（2）减小占地面积

本项目采用丛式井场布置，大大减小了单井井场占地面积。井场道路尽量依托当地道路，或在当地道路基础上进行扩宽。

（3）严格控制土地占用

1）严格控制施工作业带面积，不得超过作业标准规定，对管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，开挖出的土尽量堆高在同一侧，可以减小施工作业带宽度，降低对土壤扰动和地表植被破坏及裸地和土方暴露面积。

2）施工便道尽量利用现有公路，沿已有车辙行驶，若无道路，则要执行先修道路，后设点作业的原则进行。杜绝车辆乱碾乱压的情况发生，不随意开设便道。管线尽量伴行公路，便于施工及运营期检修维护，避免新建道路占地。

（3）土壤保护措施

1）分层开挖，分层回填。对于耕作土壤，按照表土层、中间土层和底土层

分层堆放、分层回填，减少因施工生土上翻，表土层养分损失。同时，要避免间断覆土造成的土层不坚实形成的水土流失等问题。

2）对管沟回填后多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。

3）道路施工中挖填方尽量实现自身平衡。

12.5.2 植被保护与恢复措施

项目施工对植被的影响是不可避免的，影响的范围和程度对于不同项目组成、植被类型、地貌各有差异，但其影响的性质基本可以分为可逆和不可逆的两大类。因此，施工过程中，根据施工工艺的不同以及其对植被所带来的影响，因地制宜，制定相应的避免、减缓或补偿植被影响的防护及生态恢复措施，将施工对植被的影响降低到最低程度，保护植物群落和维持陆地生态系统的稳定性。

（1）工程施工中植被的防护

项目对植被的防护通常是以替代方案的性质来实现，如选址、选线的替代、施工方式的替代、生态保护措施替代等。这些替代措施可以对植被影响起到避让、消减和补偿的作用。并达到生态环境损失量小、费用最少、生态功能最佳的效果。

1）植被影响的避免

尽量绕避覆盖度较高的森林植被，以减少森林植被永久丧失面积，选在农闲期或已收获后的耕地，最大程度的降低对植被不可逆影响。

2）植被影响消减措施

施工过程中，对开挖地段的植被及表土就近保存。保存的草皮可以缩短林草植被重建的时间，最快恢复植被保持水土、涵养水源、景观美学的功能。保存的表土，也为植被恢复提供了良好的基质条件。

项目占地以管道工程临时占地为主，要做到每段施工结束后，尽快进行植被重建。

（2）工程施工中植被的恢复

因地制宜原则。对造林种草地类进行立地条件分析，布置合适的林草种类，并重点作好原为荒地、林草地的工程建设区的植被恢复工作；

择优选择原则。主要选择优良的乡土树种和已经适生的引进树草种等；

绿化美化与水土流失治理相结合的原则。

保障管道安全的原则。严格执行管道保护有关条例，管道中心线左右 5m 范围内不得种植深根植物。

管道施工便道、施工作业带和堆管场临时占地中，除占地前土地利用类型为耕地与园地的外，其余占地在植被恢复时应因地制宜、适地适树（草）科学、合理还林、还草。

12.5.3 生态环境管理

（1）管线、道路和站场施工环境管理

1）做好施工组织安排

施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面，提高施工效率，尽可能缩短施工工期。

2）限制施工作业带

划定施工作业范围和路线，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。管道施工作业带应严格控制在规定范围以内，不应随意扩大。

3） 加强施工场地管理

划定适宜的堆料场，严禁施工材料乱堆乱放，妥善处理施工场地各类污染物，防止扩大对植物的破坏范围。

（2）井场生态环境管理

1）钻井期井场地面裸露，及时洒水保湿，避免扬尘。明确钻井工具和钻井材料堆放处，严禁乱堆乱放，严格管理井场各类产污环节。

2）划定井场范围和车辆行行驶路线，严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围。

（3）工程和施工人员环境教育

在工程管理和施工人员进场前进行环境教育。

12.5.4 开展环境监理

按国家相关规定执行，详见第 14 章环境监理内容。

12.6 环境风险防范措施

12.6.1 钻完井工程环境风险防范措施

（1）井喷防范措施

1）井位布设应距离人口聚集区 500m 以上，而且在钻井期严格执行《石油

天然气钻井井控技术规范》；

2）钻井或修井时，在井口上安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生；

3）在钻进时，如果泥浆液面快速上升，要停泵，在一条阻流管线打井的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器；

4）起下钻时，当发现井内液体流出而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井；

5）对于井喷按照相关要求设置应急预案，规定了处置措施、逃生路线等，并组织员工定期预演。

6）井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。

（2）压裂返排液临时软体储存罐环境风险防范措施

1）HDPE 膜应选用具有较高刚性和韧性，机械强度好，耐环境应力开裂与耐撕裂强度性能好、抗化学腐蚀，且有良好的防渗性能参数；

2）加强 HDPE 膜的焊接质量，衔接处应不低于 50mm 的重叠。焊接完成后应进行完整性检测；

3）采用 HDPE 膜铺设围堰，确保罐体破损情形下，可将泄漏液体围堵在围堰内；

4）软体罐底部应保持平整和基础稳定，避免压力不均衡导致破裂；

5）加强日常巡检，避免人为事故或人为破坏，造成软体罐的 HPDE 膜破损，进而引发泄漏事故；巡检中发现 HPDE 膜破损应及时修复。

6）控制压裂返排液在软体罐中的容积比例，留有容积余量，在某一软体罐出现事故的情况下，可将其中的返排液及时疏浚到其他两个软体罐中；

7）规范操作流程，减少因人为操作不当导致的软体罐泄漏事故；

8）根据具体井场布置和周围环境，全面识别导致软体罐泄漏的风险因素，并加以严格管控；

9）制定应急预案，如发生泄漏事故，启动预案并将影响降到最低。

12.6.2 回注井环境风险防范措施

（1）井筒采用国内外先进的、成熟的套管技术，应具有较高的防腐性能。封隔器和套管应具有较高的可靠性。

（2）严格回注井施工管理，提升固井质量，避免因回注井及管线质量缺陷

而导致的回注水泄漏事故。

（3）强化天然气处理厂（CPF）污水处理设施的运行管理，防止回注井堵塞。

（4）优化注水制度，回注井注水时可采用小排量温和注水模式平稳注水。

（5）采用永久性封隔器设计，并在套管和油管环空中充填保护液，有效保护套管不受外地层的压力。

（6）定期对套管腐蚀性，环空保护液压力以及水泥防护层的完整性进行测试，一旦发现薄弱环节将及时采取修井措施。

12.6.3 气田水运输环境风险防范措施

运输气田采出水的车辆按照事先设定的路线行驶，尽量使用气田内部道路，路线选择尽可能避开水源地、保护区、河道和村庄等环境敏感目标。在重点路段设置显著的标示。罐车出发前进行安全检查，罐车驾驶员进行安全培训。行驶过程中控制车速，并不得超速、超载。采出水罐车应进行遮盖或密封，防止操作过程中发生遗撒。若发生翻车事故，及时清除泄漏的气田采出水并设立警示标志，保护周围人群和车辆安全。尽量减少在雨雪风雾等恶劣天气情况下的拉运活动。

加强运输车辆安全驾驶培训，车辆加装 GPS 定位系统，严格按照规定的时速和路线行驶；。

制定气田采出水运输应急响应计划，对运输罐车司机及同乘工作人员进行安全培训教育，一旦事故发生，能够有效启动应急预案。

12.6.4 地面站场运营期环境风险防范措施

（1）建立自动化监控系统。中央处理厂CPF的DCS系统（集散控制系统），可以对工艺过程及设备的监视、控制，并把生产过程中的参数和信息储存到中控室计算机系统。IPS/FGS系统（仪表保护系统/火焰及气体探测系统），在处理厂发生容器超压或者液位高时，IPS保护系统会切断进口阀门对容器进行保护，如果发生泄漏、起火等重大危险事故时FGS系统能够发生警报；ESD系统（紧急停车系统），实现全场以及井丛的紧急连锁、停车。在发生重大事故时ESD系统是处理厂和井丛的安全保证的屏障。

（2）严格地面站场的运行管理，按照规定配备相应的消防设施，防火、防爆。并建立科学的、完整的HSE管理体系，良好的执行。在设备必要的环节设置可燃气体检测设施，以便及时发现事故隐患。

（3）超压火炬燃烧废气：天然气若发生超压放空时，为减少风险事故和气态污染物的排放，对放空的天然气点火燃烧。

（4）构筑物区域设置接地装置，必要时加装消雷器。工艺设备、塔、架等设置防静电接地装置，变压器采用避雷器作为防雷保护。

（5）站场中甲醇、凝析油储罐风险防范措施：

①设置旁路连接站内污水罐，事故状态下开启旁路阀门，将甲醇倒罐排入污水罐，避免甲醇大量泄漏或引发进一步的火灾爆炸，待事故处理结束后对甲醇进行回收和污水处理。

②结合甲醇罐区、凝析油管区平面布置，设置事故围堰，确保甲醇罐、凝析油罐发生泄漏后能将泄漏物料全部收集在池内，避免流出站外。

③严格实施防火、防爆、防雷击、防毒害的各项要求。

④设置液位监测器，应具备高低液位报警功能。罐区顶部设安全阀、阻火器及液压安全阀。

⑤监控设备应定期检查、维护和校验，保持其正常运行。

12.6.5 集输管线风险防范措施

（1）在集输过程中，定期清管，以减轻管道内的腐蚀。

（2）管线尽可能沿道路布设，以便于维护和事故处理。管线敷设深度应在冻土层以下。

（3）为减轻输气管线的内外腐蚀，外部可采取防腐涂层，内壁定期加注缓蚀防腐剂，还可采用电极保护。

（4）当管线经过坡地、冲沟、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时，应采取挡土墙、坡面防护、冲刷防护、滑坡错落整治、拦石网工程、换填渗水土和加强排水等相应的环保及水土保护措施，以防止因地质或自然灾害引发的管线泄漏事故发生。

（5）管线的穿跨越段应加厚管壁以提高管道强度，防止因质量缺陷造成的泄漏事故发生。

在集气管线、支线敷设线路附近，设置里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌，以提醒人群避免在管线两侧规定范围内建设大型工程以及取土、打井和种植根深植物。

管线穿越活动断裂带时，应确定断层走向，使管道与断层保持合理交角，使埋地管线在断层错位作用下单纯受拉，增加管线抵抗断层位移和保持管身结构完整的能力。

对输气管线管壁厚度定期进行减薄测试，发现壁厚低于规定要求时，应及时更换，消除爆管隐患。

12.7 环保“三同时”验收一览表

本项目环境保护设施“三同时”验收及施工期监理项目见**表12.7**。

表12.7 “三同时”验收一览表

环境要素	工期	地点	“三同时”验收	竣工验收监测内容	验收标准
废气	施工期	钻井井场	设置地面火炬，用于燃烧放喷气体	/	/
			柴油发电机使用符合国标的正规柴油，含硫量不超过0.005%	/	/
	运营期	井场增压站（CB43,CB44）	闪蒸气送火炬燃烧，火炬高度不低于25m。	/	/
		集气增压站	闪蒸气送火炬燃烧，火炬高度不低于35m	/	/
		井场、集气增压站、CPF、GGGDS等站场	污染源排放情况 厂界无组织排放	污染源监测 监测点位：CPF导热油炉废气、燃气压缩机废气 监测因子：烟尘、氮氧化物 监测频次：采样两天，每天三次 厂界无组织排放监测 监测点位：CPF厂界无组织、典型井场 监测因子：非甲烷总烃、甲醇 监测频次：采样两天，每天4次	CPF导热油炉废气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）排放限值要求。 厂界非甲烷总烃、甲醇满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中无组织排放监控浓度限值。
废水	施工期	井场	泥浆固控设施，泥浆不落地技术。	/	钻井泥浆循环使用，井场作业废水进入泥浆循环系统利用，所有废水不得排入地表水体。不能回用的送有资质的钻井废弃物集中处置单位处置。
			压裂返排液临时收集于软体罐中，每个井场配置3个，容量为1500立方的软体罐。软体罐外围设置HDPE膜围堰。	/	压裂返排液回用于新滑溜水压裂液的配置。压裂返排液禁止排入地表水体。不能回用的送有资质的钻井废弃物集中处置单位处置。

环境要素	工期	地点	“三同时”验收	竣工验收监测内容	验收标准
		施工营地	生活污水化粪池	/	化粪池收集后送榆林市生活污水处理厂处理。
	运营期	CPF	新增800立方气田水储罐2个，第二阶段新增回注井2口。	CPF生活污水： 监测因子：pH、氨氮、悬浮物、生化需氧量、化学需氧量、阴离子表面活性剂和动植物油； 监测因子：采样两天，每天三次 CPF回注水处理设施出口： 监测因子：pH、SS石油类 监测因子：采样两天，每天三次	气田采出水在CPF处理后，第一阶段回注于现有两口回注井S213和Chang3；第二阶段回注于现有及新增的2口新钻回注井。
		站场	生活污水处理设施	集气站生活污水： 监测因子：pH、氨氮、悬浮物、生化需氧量、化学需氧量、阴离子表面活性剂和动植物油 监测因子：采样两天，每天三次	生活污水经一体化设备处理后水质达到绿化会用水水质标准后用于厂区绿化；冬季不能绿化时送榆林市污水处理厂处置。
噪声	施工期	井场	高噪声设施降噪减震措施。	监测点位：典型井场厂界及附近声环境敏感点 监测因子：等效连续A声级（dB（A）） 监测频次：连续两天，每天两次（昼间和夜间）	场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。对施工场界200m范围内的敏感点采取相应防护措施。
		管线道路工程	做好机械设备组织	/	按《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，对施工200m外范围内的敏感点采取相应防护措施，有噪声敏感目标分布段尽量减少夜间施工。
	运营期	井场、集气增压站、CPF、GGGDS等站场	高噪声设施降噪减震措施。	监测点位：CPF厂界及集气站厂界 监测因子：等效连续A声级（dB（A）） 监测频次：连续两天，每天两次（昼间和夜间）	厂界噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类区标准。

环境要素	工期	地点	“三同时”验收	竣工验收监测内容	验收标准
固体废物	施工期	井场	岩屑罐收集水基泥浆岩屑	/	按照地方环保部门要求，岩屑送有资质的钻井废弃物集中处置单位处理。
		施工营地	生活垃圾	/	生活垃圾经收集后，由当地环卫部门清运处置。
	运营期	集气增压站、CPF、GGGDS等站场	清管废渣、脱水污泥、罐底沉积油泥	/	危险废物委托有资质单位处置。
环境风险	施工期	井场	井场防喷器及环境风险应急预案	/	/
	运营期	各站场、管线	设置远程终端控制RTU系统；SCADA自动控制系统，腐蚀监测系统，可燃气体检测报警仪；各类环境风险事故的应急预案。	/	/
生态环境	施工期	临时占地	生态恢复	竣工验收监测: 监测项目：植被恢复和建设等生态环保措施落实情况。 监测频率：1次。 监测地点：项目所涉及区域。	植被恢复，恢复程度不低于钻井前。补偿性绿化面积不低于征地面积。
地下水	施工期	井场	每个井场选取1-2个距离最近的居民水井，开钻前1次、完井后1次，监测pH、总硬度、溶解性总固体、氯化物、高锰酸盐指数、石油类	/	执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，高锰酸盐参照《地下水质量标准》（GB/T 14848-93），石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）。
	运营期	回注井	回注井上游设置一口监测井，下游设置两口监测井	监测因子：石油类、氯离子 监测频次：连续采样两天，每天采样一次	执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准，高锰酸盐参照《地下水质量标准》（GB/T 14848-93），石油
		回注管线	回注管线附近20m，设一口监测井	监测因子：石油类、氯离子 监测频次：连续采样两天，每天采样一次	

环境要素	工期	地点	“三同时”验收	竣工验收监测内容	验收标准
		集气站、典型井场、中央处理厂	场地上游设施一口监测井，下游设置两口监测井	监测因子：pH、总硬度、溶解性总固体、氯化物、高锰酸盐指数、石油类 监测频次：连续采样两天，每天采样一次	类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）。
		集输管网	管线附近20m	监测因子：pH、总硬度、溶解性总固体、氯化物、高锰酸盐指数、石油类 监测频次：连续采样两天，每天采样一次	
环境监测与管理	施工期和运营期	站场、管线、道路	按照监测计划，委托有监测资质的单位开展监测。	按照监测计划要求要求开展监测	污染源达标排放，环境保护目标处的环境质量达标。

13 回注环境可行性评价

长北二期气田采出水处理后回注。长北二期第一阶段（2018-2021）期间，采出水将通过现有回注管线回注至现有回注井 S213 和 Chang-3 井，进入第二阶段（2022 年以后）后，由于现有 2 口回注井回注能力有限，拟新建 2 口回注井（编号：CBINJ1、CBINJ4）用于接纳第二阶段采出水。

本节内容将重点分析和评价气田采出水回注对评价范围内地下水环境可能在造成的影响，从气田采出水处置方式比选、现有回注井运行经验、回注方案可行性、环境保护和风险控制等多方面论证气田采出水回注地下的环境可行性。

13.1 长北二期回注概况

13.1.1 回注工程由来

长北一期主要开发常规天然气，水气比为 8 $m^3/10^6m^3$。相较于长北一期，长北二期以开发次级储层非常规天然气为主，预计次级储层初始水气比达到 44～57 $m^3/10^6m^3$，长期水气比达到 27～29 $m^3/10^6m^3$。因此，长北二期气田水产出量较长北一期将会有所增加。

根据长北二期气田采出水预测数据，长北二期第一阶段回注高峰期的回注量约为 165 m^3/d，第二阶段高峰回注量约为 241 m^3/d。长北一期现有回注能力是 $192m^3/d$，现有回注井可以满足长北二期第一阶段的回注需求，但无法满足长北二期第二阶段回注需求。因此长北二期计划在第二阶段新建两口回注井，编号为CBINJ1和CBINJ4，届时总设计回注能力为$300m^3/d$，总回注水量约 $30\times10^4m^3$。从表 13.1-1 中数据可知，新建的两口回注井将能满足长北二期第二阶段开采气田水回注的需求。

13.1.2 影响评价要素识别及评价因子筛选

本次回注水为经处理后的气田采出水，气田采出水回注对回注地层的影响不设具体评价因子，根据数值模拟的假设注入液体为浓度100％的液体，预测其运移趋势。氯离子可作为惰性示踪离子，故选择氯离子为浅层地下水环境影响的评价因子。

表13.1-1 长北二期（含长北一期）回注需求与回注能力分析表

	长北二期第一阶段	长北二期第二阶段
回注量需求（m^3/d）	165	241
设计回注能力（m^3/d）	192	300

*现有 S213 及 Chang-3 实际平均注水率是 82+89＝171m^3/d

13.1.3 污染控制与环境敏感目标

（1） 污染控制目标

1）气田采出水经预处理满足回注要求；

2）确保回注水注入地层后，能够在回注层中稳定存放，不会上窜污染浅层地下水；

3）确保回注井成井质量，确保回注水不会通过井筒套管渗漏至地下水中。

（2） 环境敏感目标

根据回注井所在区域地下水的赋存条件及水力特征，各个岩层的岩性特征、含水层及透水性，将区内地下含水岩组划分为以下几个含水岩层（组）：第四系全新统河谷冲积层含水层、上更新统冲湖积层（萨拉乌苏组）含水层、中更新统离石黄土含水层、侏罗系中统安定组含水岩组、侏罗系中统直罗组含水岩组、侏罗系中统延安组含水岩组。其中上更新统冲湖积层（萨拉乌苏组）含水层在区内连续分布，富水性强，为区域内具有供水价值的含水层。

回注井附近 1000m 内（回注模拟结果显示回注水在 1 万年内运移距离不超过回注井周边 900m）无集中式大、中型地下水饮用水水源地等敏感目标，回注井附近区域地下水的使用功能主要为区内农户的生活供水，区内农户多使用浅井采浅层地下水，井深约在 8～20m，地下水埋深约 3～7m，地下水类型为第四系松散岩类孔隙水。回注目标地层为山西组 2 段（P1S2 QA），该地层距地面约 2800 米，除浅层地下水外，回注地层以上没有发现有供水意义的含水层，无地下水集中供水水源地环境敏感目标。在极端风险情况下，考虑回注井附近的浅层地下水为地下水环境敏感目标。

13.2 气田采出水处置方式比选

13.2.1 气田采出水处理的行业惯用方式

目前国内外气田采出水处理通常采用深井地下回注和处理后地面排放两种方式。

（1） 深井地下回注

深井地下回注作为一种废水处理措施，目前在国外尤其是美国有比较广泛的应用和丰富的经验，目前在用的油气行业回注井大约有 28000 个，平均每口井回注量约 4 万加仑（约 152 方）。1980 年四川油气田开始探索向地层回注气田水，当时的处理步骤是先对气田水进行沉淀、过滤等处理，然后分别向浅层和深层的废弃井（采气枯竭井）进行试注，取得了一定的成效，回注近年在鄂尔多斯盆地广泛应用。目前，深层回注已成为我国气田开发项目中处理气田水的主要方法。在四川、陕西、内蒙等天然气资源丰富的地区，当地环保部门已经通过颁布地方标准或规范性文件的方式指导和管理气田水回注。

（2） 处理后地面排放

该方法同常规废水处理思路一样，即通过地面处理设施，去除气田水中污染物，使其满足所在区域地表受纳水体排放标准后地面排放。气田水中污染物主要以悬浮物、COD、石油类和 Cl^-等为主，其中 Cl^-普遍在 2000 mg/L 以上甚至高达几万。

国内外有诸多学者曾研究过气田水的处理达标外排的方法，但总的来说，气田水的脱盐问题一直是困扰气田水处理外排的普遍难题。德国曾对高含氯气田水提出“混凝-气浮-过滤”工艺 ，即将气田水粗滤沉淀，其清液在组合式气浮装置中混凝气浮后送入浸没燃烧器除氯，再至接触氧化塔处理，最后经压力过滤的出水即可排放。

国内西南油气田曾提出将气田水浓缩后进行制盐和化工利用，此技术路线是从制盐后的淡水中提取化工元素，但此工艺流程长，收率较低，主要问题是气田水浓缩的消耗费用较大。此外，也有研究采用二级反渗透对高含氯化物废水进行处理，该处理工艺是普遍应用于高含盐废水处理，采用具有较高选择性的反渗透膜组件可使除盐率高达 99%，该方法也是海水淡化的主要处理工艺。

13.2.2 深层回注在国内气田项目的应用现状

近年来，采用深层回注方式处理废水已经越来越多的应用于国内气田开发项目。下表统计了环境保护部和地方环保部门近年来已批复的采用深层地下回注方式处理废水的气田开发项目。

表13.2-1 近年已批复的气田水地下回注工程（不完全统计）

序号	项目名称	建设单位	建设地点	环评批复	批复时间
1	长北一期项目	壳牌中国勘探与生产有限公司	陕西榆林	环审〔2002〕8号	2002年1月28日
2	龙岗气田试采工程	中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司川中油气矿	四川省南充市	环审〔2007〕451号	2007年11月8日
3	大牛地气田开发项目	中国石油化工股份有限公司华北油气分公司	陕西省榆林市与内蒙古自治区鄂尔多斯市	环审〔2007〕170号	2007年5月
4	苏里格气田第三中央处理厂工程	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司	内蒙古自治区鄂托克旗和乌审旗	内环审〔2008〕349号	2008年12月31日
5	川东北高含硫气田宣汉开县区块气田工程（罗家寨、滚子坪气田）	优尼科东海有限公司	四川省达州市、重庆市开县	环审〔2009〕385号	2009年8月20日
6	苏里格气田第四中央处理厂工程	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司	内蒙古自治区鄂尔多斯市鄂托克前旗昂素镇	内环审〔2010〕292号	2010年12月24日
7	长庆油田分公司第三采气厂苏里格第五中央处理厂及外输管道工程	中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司	陕西省榆林市定边县	榆政环发〔2011〕242号	2011年9月28日
8	苏里格南区块天然气开发和生产项目	中国石油天然气集团公司和道达尔勘探与生产（中国）有限责任公司	内蒙古自治区鄂尔多斯市和陕西省榆林市	环审〔2012〕342号	2012年12月7日
9	中国石油长庆油田分公司苏里格东部气田56亿产能建设工程	中国石油天然气集团公司	内蒙古自治区鄂尔多斯市	环审〔2012〕367号	2012年12月26日
10	铁山坡气田飞仙关气藏总体开发工程	中国石油天然气集团公司和优尼科东海有限公司	四川省达州市	环审〔2013〕211号	2013年8月21日
11	元坝气田17亿方/年试采工程气田水综合处理工程	中国石化西南油气分公司	四川省广元市、南充市	川环审批〔2014〕288号	2014年5月29日
12	安岳气田磨溪区块龙王庙组气藏开发地面工程（二期）	中国石油西南油气田分公司川中油气矿	四川省遂宁市	川环审批〔2014〕495号	2014年9月9日
13	苏里格气田苏5区块、桃7区块天然气产能建设工程	中石油长庆油田分公司	鄂尔多斯市乌审旗	鄂环评字〔2015〕142号	2015年3月10日
14	安岳气田磨溪区块龙王庙组气藏产能建设项目	中国石油西南油气田分公司川中油气矿	重庆市潼南县、四川省遂宁市和资阳市	环审〔2015〕127号	2015年6月1日

序号	项目名称	建设单位	建设地点	环评批复	批复时间
15	大牛地气田第三甲醇污水处理站工程	中石化华北分公司	鄂尔多斯市乌审旗图克镇呼吉尔特村	鄂尔多斯市环保局2016年6月23日批复	
16	神木气田米38区25×10^{8}m^3/a产能建设项目	长庆油田分公司第二采气厂	陕西省榆林市	陕环批复〔2017〕168号	

上述项目中，长北一期项目的回注井自建成至今，运行稳定已通过验收。中石油苏里格东气田项目于2015年11月通过内蒙古自治区环境保护厅竣工验收（内环验〔2015〕23号），中石化大牛地气田项目于2016年6月通过环境保护部竣工验收（环验〔2016〕48号）。

13.2.3 本项目气田采出水处置方法选择

（1）本项目气田采出水水量和水质概况

通过壳牌对长北二期产能和水气比的预测，采出水预测量见图13.2-1，长北二期预计采出水峰值为209m^3/d（2023/2024年冬天），长北一期和二期总采出水量在2023/2024年冬天达到峰值时，预估的采出水量为241m^3/d。

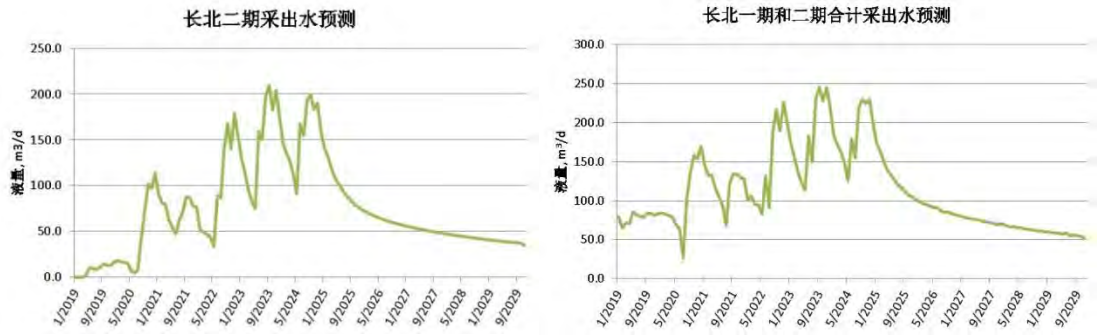


图13.2-1 预测采出水量

采出水进入中央处理厂之后，通过三相分离系统，分离出凝析油，然后采出水经水处理系统去除悬浮物、油脂和甲醇。

本项目可供选择的气田水处置方法主要为：同层回注、地面排放、处理后回用或农业灌溉。

处理后回用方案，考虑到本项目采出水产生量不均衡，最高每年产水量5.75万立方米，最低不到3000立方米，而且长北生产阶段没有耗水的工艺过程，水的消耗主要是满足生产人员的日常生活和消防准备需要，因此没有回用的基础。

农业灌溉方案，采出水经脱盐处理后用于农业灌溉的需求量在项目所在区域很低。而且榆林的冬季较长，可用于灌溉的季节性也非常有限。

综合长北二期气田水产量和水质情况，本项目从法规符合性、环境可行性、技术可行性和经济可行性四个角度对深层回注和地面排放两种处置方式进行比选。

表13.2-2 气田水处置方案对比表

	预处理后深层回注	经“多效蒸发或反渗透”工艺处理后地面排放	比选结果
法规符合性	1) 榆林市环境保护局“榆政环发〔2011〕308号”《榆林市石油天然气开采废水回注及处理设施运行管理暂行规定》对采出水回注制订了具体规定和管理要求； 2) 鄂尔多斯市环境保护局“鄂环发〔2014〕91号”《鄂尔多斯市天然气开发环境保护管理办法》中要求“适宜注水开采的气田，应将采出水处理满足标准后回注”。	1) 本项目区块内地表水体仅有榆溪河及其支流。根据陕西省人民政府“陕政函〔2007〕125号”文件，该段河流部分河段划分为饮用水一级保护区，其余河段划分为饮用水水源二级保护区。按照《水污染防治法》，饮用水源保护区禁止废水排放，因此本项目不具备受纳水体。	本项目没有地面排放所需的受纳水体；选择深层回注方法符合榆林市和鄂尔多斯市时相关管理规定。因此深层回注方法优于地面排放。
环境可行性	1) 选取封闭性、可容性好的地层作为回注水受纳层，同时确保回注井施工质量。回注水将被封存在回注层内，不会窜层至浅层含水层，从而造成地下水环境污染； 2) 气田水在地面需要经过预处理，去除油脂、悬浮物等容易造成地层孔隙堵塞的物质后即可满足回注要求； 3) 气田水不进入地表环境，不会对地面水环境和水生生态和地表植物造成影响。	1) 最临近的可能排放区域在无定河流域，距离长北区块直线距离约25公里，但无定河流域已经污染严重，环境承载力弱（无定河流域地表水水质总体较差，直接影响沿岸居民生产生活用水。无定河流域Ⅳ类水质占全流域60%，Ⅱ-Ⅲ类水质占30%，部分时段有Ⅴ类及劣Ⅴ类水质，水质总体达标比例为40%（摘自“关于无定河流域水污染防治情况的调研报告”-榆林市人大，2016年）； 2) 地面处理需要较高的能耗（约22kWh/m^3），不利于控制碳排放和节能降耗； 3) 本项目所在区域水土流失，土地沙化和植被退化，在生态环境敏感性评价上属较敏感区域。本项目气田污水如果处理后直接排放地表水体，气田水中的盐分可能对该区域内的地表沙生植被、土壤等生态环境造成影响，造成本区域内的植被减少，土壤盐化，进而还会影响浅层地下水；	深层回注方法从环境可行性角度优于地面排放。

	预处理后深层回注	经“多效蒸发或反渗透”工艺处理后地面排放	比选结果
		4) 地面排放还可能对下游榆林城区供水水源红石峡水库造成影响； 5) 地面处理工艺最终获得的浓水和混合盐仍需要按固体废物进行处置； 6) 废水长距离重车运输方面的 HSSE 风险问题。	
技术可行性	1) 回注层经过地质可行性论证、可容性和封闭性论证，证明本项目拟回注的地层山西组 2 段满足项目需求； 2) 回注井井身结构设计、固井质量、套管材质、安全措施、施工质量等可以使回注废水与受保护的地下水含水层很好的隔离，不会发生因回注井设计和施工问题导致的渗漏和废水窜层问题； 3) 回注水经过地面预处理处理后，满足回注的要求； 4) 长北一期现有回注井以及周边相邻区块中石油和中石化在用回注井的稳定运行表明，深层回注是解决气田水较可行的方法。	1) 通过蒸发结晶、反渗透工艺对气田水采取脱盐处理，由于气田水中含有多重阴阳离子，最终提取的混合盐并无应用价值； 2) 本项目气田水与一般化工企业高含盐废水相比，含有石油类、甲醇以及高浓度 COD 等污染物，处理过程中容易导致膜寿命短损耗量大、设备腐蚀等问题，其处理难度要高于其他行业含盐废水以及海水淡化工艺。目前国内尚无成熟可借鉴的案例；	深层回注方法从技术可行性角度优于地面排放。
经济可行性	地面预处理和回注所需的运行成本较低。	地面排放对设备材质的要求高，而且运行中需消耗大量的热量，存在一次性投入和运行用度极高的缺点。	深层回注方法从经济可行性角度优于地面排放。

综上，本项目气田水处理选用深层回注处理工艺。

13.3 气田水回注经验

13.3.1 国外气田水回注经验

我国气田水回注处理技术同美国采用的深井灌注技术相同（美国称 UIC，Underground Injection Control），是通过回注井将污染物注入地下地层的污染物处置技术。

地下回注技术起源于美国，目前在美国应用广泛，相关技术要求和监管立法也相对完善。美国利用地下回注处理污水始于 1930 年，当时用于石油工业的油田作业。利用“衰竭的油层”处理石油开采作业产生的油田盐水和其它废液，这样做的另一个目的是为了提高石油的产量。50 年代开始把化学废料回注到深地质地层。到 20 世纪 70 年代初期，回注深井的数量约为 250 口，比 1960 年的深井总量增加了近 10 倍，这些井一直用于处理生活污水和各种工业废料。1980 年，为了保护地下水，联邦环保署颁布了地下回注控制法规。如今，美国石化、医药、造纸、矿产、汽车以及食品加工业用地下回注处理工业废液，有些城市用深井处理生活污水。

美国地下回注技术经过几十年的发展，已经具备了完善的立法对回注技术中的各个技术做了详细而严格规定。美国地下回注经验表明，按照恰当的管理和技术规范实施，选址恰当、操作正确、管理到位，地下回注是安全的，处理成本也是具有竞争力的。

美国地下灌注的技术要求和监管主要依靠《安全饮用水法案》（the Safe Drinking Water Act, SDWA）和《地下灌注控制法规》（Underground Injection Control, UIC）。上述法规将灌注井分为六类，如表 13.3-1 所示。

本工程回注的气田采出水，从“注入液体类型”上讲，属于美国环保署 II 类回注井（油气开采），不属于美国环保署 I 类危险性回注井（回注工业和市政废液和放射性废物类型）的定义。但保守起见，本项目回注井控制要求将主要参照美国 I 类工业废液灌注井相关要求。

典型 I 类灌注井由三层或三层以上的同心管组成：表层套管、长套管和灌注管。表层套管应该延伸至最下层饮用含水层之下，并通过循环泥浆从套管底部封固至地表。典型 I 类灌注井示意图如图 13.3-1 所示。

美国对 I 类非危险液灌注井的设计、运营和监测要求见表 13.3-2，

表13.3-1 美国地下灌注井的分类

类别	注入物质类型	注入地层	应用领域	数量
I 类	危险废物、工业和市政废液和放射性废物	所有地下饮可用水源之下。在大湖地区，典型的灌注井深度为 1700～6000 英尺；在海湾沿岸深度为 2200～12000 英尺或更深	炼油、金属制造业、化学品生产、制药、商业污水处理、市政污水处理和食品加工等	约 650 口
II 类	石油、天然气开采产生的高盐水（卤水）；为了提高石油和天然气的采收率而注入的液体	储油气地层或类似地层	石油天然气采掘业	约 151000 口
III类	溶解和开采铀、盐、铜、硫等矿物的液体	依矿物埋藏的深度而定	盐类的溶剂采掘、铀或其它金属的现场滤取、采用 Frasch 工艺开采硫磺矿	约 21000 口
IV类	危险性废物和放射性废物	地下饮用水层之上	这类井由于直接危害公众健康，已被禁止使用	24 场地
V 类	没有被以上四类井灌注液包括的类型	根据实际需要而定	热泵系统中空调水回灌含水层；化粪池、渗水坑；地下冷水库；地表流体的排泄，主要为暴雨径流回灌地层；含水层的补给井；阻挡咸水入侵的灌注井；控制地面沉降的地下水回灌井等	400000~650000 口
VI类	CO_2	800m 以下的地下饮用水层之下	提高石油、天然气采收率；CO_2 地质储存	

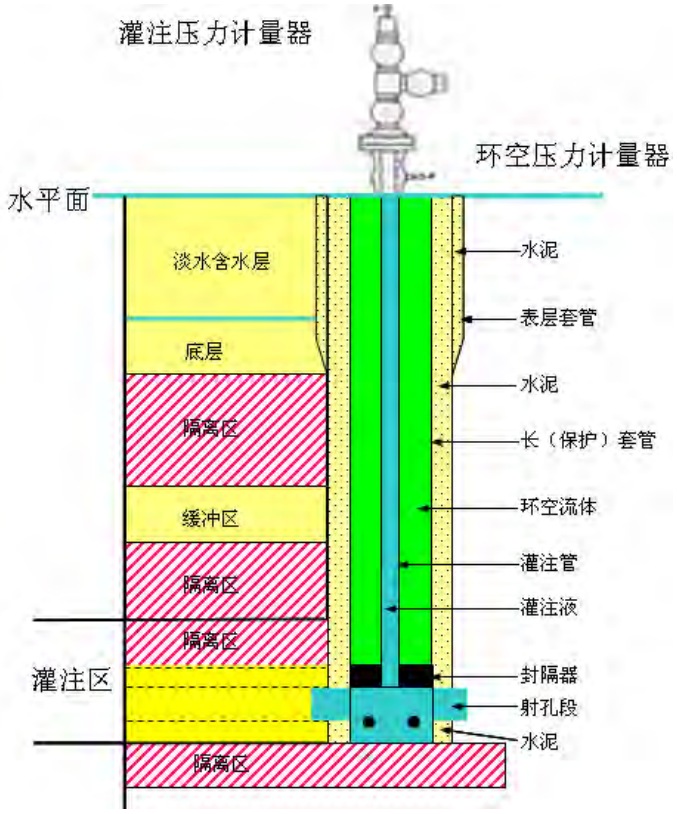


图13.3-1 典型I类灌注井的结构示意图

表13.3-2 I类非危险液灌注井的设计、运营和监测要求

类别	要求	频率或时间要求
机械完整性	套管设计	回注井运营前
	监测环控压力，首次试注后应维持正环压	运营前一次
	液体或气体压力测试	运营前一次
	温度测井，噪声测井，或氧活化测井	每年
	水泥胶结记录或测井以证明良好的固井可防止液体的迁移	运营前一次，然后每五年一次
表层套管延伸至饮用含水层底部以下，外部水泥封固至地表	浅层含水层以及具有开发利用价值含水层深度： 水泥胶结记录或测井以证明良好的固井可防止液体在地表和可饮用地下水含水层间的迁移。	运营前
监控回注层是否有重大变化	压力降落测试	每年
注入压力和注入液的监测	环空压力、注入压力、注入率和注入量的持续监测	持续监测
浅层地下水的监测	浅层地下水的水质监测	每年

经过几十年的探索与实践，地下回注在美国已成为一种成熟、经济和有效技术，被广泛应用于工农业废物处置与民用污水处理及油气田开发。自地下回注控制法规颁布以来，美国仅出现过四例注入废水泄漏迁移事件，但这些事件均未造成饮用水含水层的污染。此外，根据美国环保署（EPA）完成的一项风险研究（Class I Underground Injection Control Program: Study of the Risks Associated with Class I Underground Injection Wells）认为：与地表填埋、贮存罐藏或焚烧等其他处置技术相比，深井回注技术对于人体健康和环境所构成的危害极低，可能造成的危害风险最小。在风险分析所设想的所有情况中，深井回注的泄漏几率在百万分之一到四百万分之一，安全系数也远远高于其他废弃物处置技术。

以下是国外某回注井案例研究：

位于哈萨克斯坦西部的 Tengiz（田吉兹）油田是世界上最大的油田之一，有丰富的天然气和石油储量。田吉兹油气田每天的废水回注量约为 3000m^3，主要来源于：

（1）中央处理厂废水，包括生产废水、生活污水和检修废水；

（2）各集输站场废水；

（3）气田水和钻井废水。

田吉兹项目于 1994 年启动废水回注工程。根据水文地质信息田吉兹油田所在的地下水水位约为 2m（为咸水），其回注水层为尼奥科姆统，该注水层位于地下 1550m 到 1650m 之间，潜水层与灌注水层之间被盐丘和硬石膏层隔开，此外，回注水层具有良好的封闭性，完全与里海隔离。田吉兹油气田共有三口回注井，均在正常使用状态，井口压力约为 6.0-7.0Mpa（870～1015psi），注水泵的扬程上限为 7.2Mpa（1044psi）。自 1994 至 2005 年来田吉兹油气田共回注了 $1000\times10^4m^3$ 的水量。

通过实时监测回注井的动态，包括水质、井口和套管压力和温度、液面高度、关井井底压力和温度，可以实时地跟踪注入水的运移情况。除了监测回注水的水质，在田吉兹 3 口回注井周围还布置了 6 口监测井对周边地下水进行动态跟踪监测，用于判断回注水是否对地下水产生影响。这一系列措施都可以及早发现回注井在运行期间出现的问题，并对是否需要进行修井或维护提供判断

依据。自从田吉兹实施此项回注方案和相关措施以来，16 年运行平稳，尚没有证据表明回注水对周围地下水造成了影响。

上述国外经验和案例表明，在满足地下回注相关程序并在操作过程符合相关技术要求的基础上，废水能够安全有效地储存在回注地层中，不会对周围浅层含水层产生不利影响。

13.3.2 长北一期气田水回注回顾

13.3.2.1 长北一期回注井概况

目前长北一期已建成运行两口气田水回注井，编号为 S213 和 Chang-3，两井与中央处理厂的相对位置图见图 13.3-2。

S213 回注井作为中央处理厂工程的一部分，其环评文件已于 2005 年 11 月取得陕西省环保厅批复，2008 年 5 月陕西省环境保护厅以陕环批复〔2008〕297 号通过了该项目的环保竣工验收。

S213 回注井深约为 2950m，井身结构如图 13.3-3 所示，回注地层为二叠系山西组 2 段地层。S213 最早为一口评价井，射孔区域为本溪组地层，该井于 2007 年被转成回注井。考虑到长北项目遵循的同层回注的回注策略，因此该井重新在山西组 2 段进行射孔，且在山西组地层下端加装永久封隔器，以保证气田采出水被回注到采出层位（山西组 2 段）。

根据 2008 年 6 月至 2018 年 2 月回注数据统计，平均回注水量约为 89m^3/d，回注压力为 26~28Mpa。截止 2018 年 2 月，共计回注水量为 21.6 万 m^3。

Chang-3 井深约 2900m，井身结构如图 13.3-4 所示，回注地层为二叠系山西组 2 段地层。Chang-3 井作为 S213 的备用井，自建成以来，在 2013 年 5 月至 2018 年 3 月期间进行了 55 次注水，平均回注水量为 82 m^3/d，回注压力为 20~28Mpa。

高压回注管线采用 20G 碳钢管，三柱塞往复高压泵的钢套采用不锈钢锻件，确保回注的安全。

考虑到现有回注井将承担长北二期第一阶段的回注任务，本次评价将参照《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中关于注入井完整性要求，对比分析与现有回注井的标准符合性，具体各项符合性分析见第二章表 2.5-5“现有回注井符合性分析”。

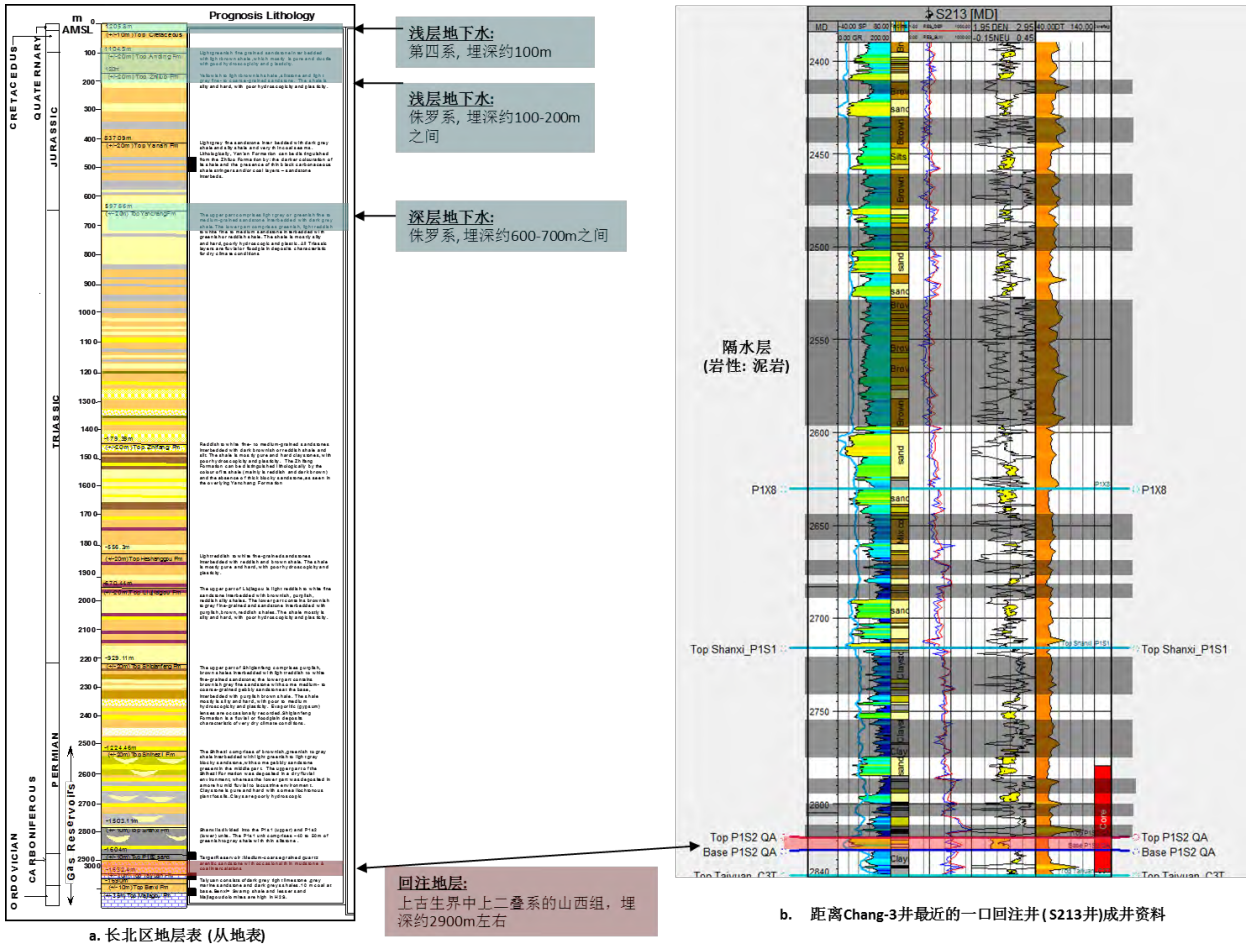


图 13.3-5 S213&Chang-3 回注层位示意图

13.3.2.2 现有回注井运行情况

长北一期 S213 和 Chang-3 自运行以来，经过多年实际回注运行，回注水在经过预处理、回注水防结垢及过程管制后，回注压力稳定，S213 月均吸水指数相对保持平稳。具体回注数据见表 13.3-3、13.3-4 及图 13.3-6、13.3-7。

持续稳定的回注压力表明，该回注层（二叠系山西组二段）在采取合适的回注压力（约 19～28Mpa）的基础上，能满足长北一期现有气田水回注的需求。同时也表明 S213 和 Chang-3 回注井井身结构设计合理，具有良好的可靠性和稳定性。

13.3.2.3 现有回注井维护及日常检测情况

现有回注井运行中，由专门的回注井室负责进行日常维护，并制定有《回注井巡查程序》，按照每周 1 次的频率进行巡查。巡查内容包括：电力系统、压力系统、驱动液压油压力、井口管线压力等。建设单位每年对 2 口回注井进行一次回注井井口井下完整性测试及井口阀门保养维护。

在 2016 年 8 月 9 日的腐蚀检测记录中显示，Chang-3 井中测试的 274 根油管状态良好，基本无腐蚀（Chang-3 井油管材料为碳钢，仅有第 95 根和第 100 根有轻微变形）。

根据建设单位提供的 S213 井《地质工艺研究所作业日报》（井例行维修保养报告，2016 年 9 月 2 日）显示，S213 油管运行状况良好，无腐蚀等情况（S213 井油管材料为具有 TK-236 内涂层的碳钢），未发现异常。

13.3.2.4 现有回注井环境影响

（1）回注水水质

根据 2018 年 7 月监测结果，目前回注水水质能达到《气田水回注方法》（SY/T6956-2004）中水质要求。监测结果详见第二章 2.5.3.2 节。

（2）现有回注井地下水环境影响

现有回注井对所在区域地下水环境的影响主要考虑其回注行为对该区域内具有开发利用价值的地下水的影响。通过对 S213 和 Chang-3 回注井所在区域水文地质条件的收集研读以及现场调查，该区域内具有开发利用价值的含水层为第四系上更新统冲湖积层（萨拉乌苏组）孔隙潜水含水层，区域内连续广泛分布，富水性强，含水层一般厚度 30～80m，局部最厚可达 110m。S213 和 Chang-3 回注井所在区域内无集中式地下水饮用水源地，区域内主要分布分布式饮用水源地（居民饮用水井），开层深度大部分在 20m 以内，开采层位为第四系萨拉乌苏组潜水含水层。

为了解现有回注井附近地下水环境质量现状，本次评价于 2018 年 5 月对 S213 和 Chang-3 回注井附近的浅层地下水进行了监测。

1）监测点位：S213 和 Chang-3 回注井附近各 3 处监测点，监测井与回注井位置关系如图 13.3-7、图 13.3-8 和表 13.3-6 所示。

2）监测因子：

① 主要离子成分：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}；

② 基本水质因子：pH、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、氟化物、总硬度、阴离子表面活性剂、溶解性总固体、氨氮、高锰酸盐指数、挥发酚、六价铬、砷、汞、镉、铁、锰、钡、亚硝酸盐氮和总大肠菌群。

③ 特征因子：石油类。

表13.3-5 S213和Chang-3附近地下水监测井一览表

序号	编号	与回注井位置关系				井深（m）	井类型
		回注井编号	方位	距离（m）	地下水上下游关系		
1	D5	S213	NW	480	上游	～15	村民自用井
2	MW-S1		E	160	下游	15	监测井
3	MW-S2		S	140	下游	～15	村民自用井
4	MW-C1	Chang-3	NW	100	上游	30	监测井
5	MW-C2		SE	80	下游	30	监测井
6	MW-C3		S	130	下游	30	监测井

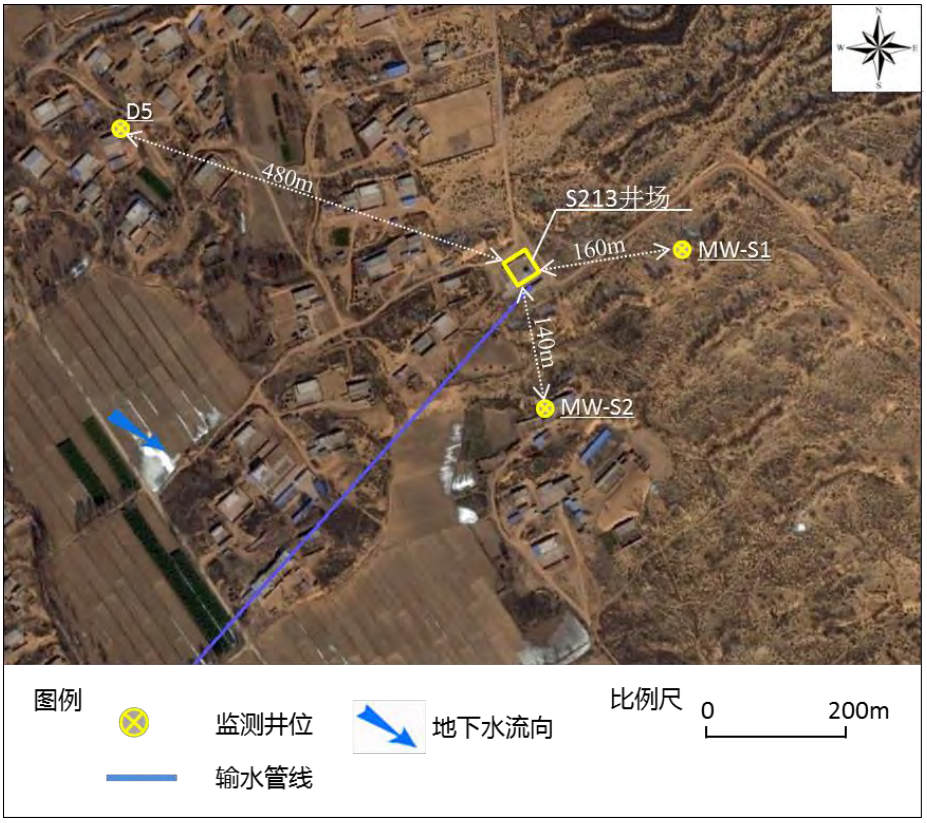


图 13.3-9 S213 与附近地下水监测井相对位置图

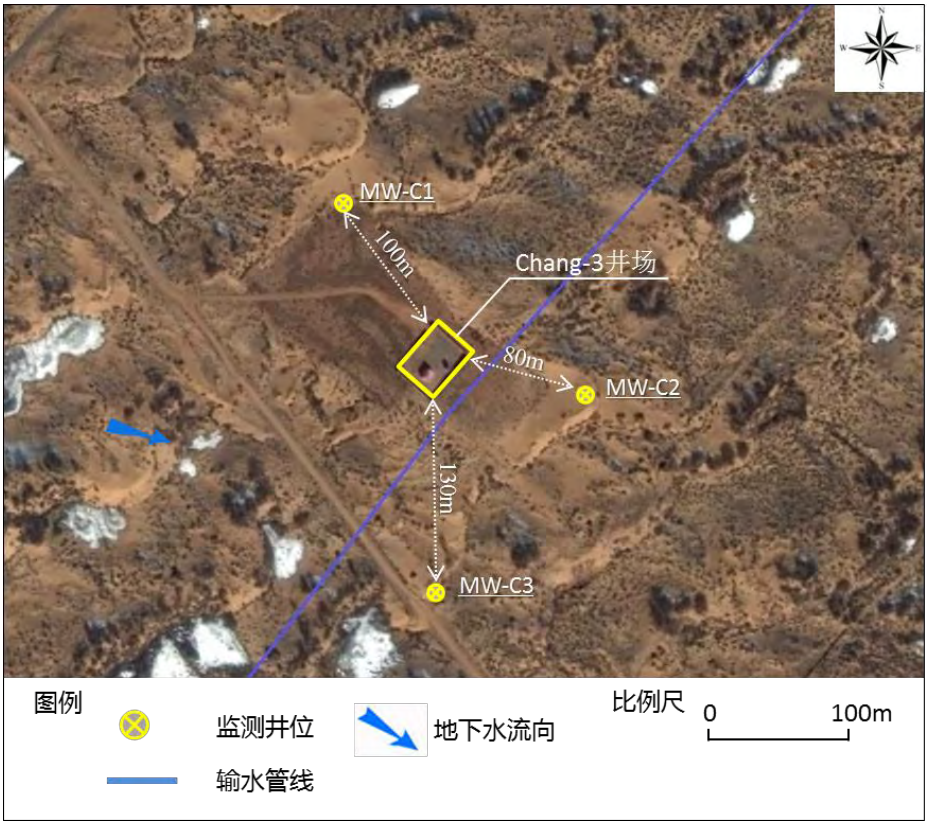


图 13.3-10　Chang-3 与附近地下水监测井相对位置图

1）监测结果：

本次地下水实验室检测结果见表 13.3-6。

表 13.3-6 地下水监测结果

	地下水质量标准 III 类	MW-C1	MW-C2	MW-C3	D5	MW-S1	MW-S2
pH（无量纲）	6.5～8.5	7.24	7.4	7.38	7.51	7.48	7.49
氨氮（以 N 计），mg/L	0.5	0.25	0.48	0.11	0.11	0.25	0.14
硝酸盐（以 N 计），mg/L	20	0.36	0.82	0.05	0.08	1.44	0.05
亚硝酸盐（以 N 计），mg/L	1	<0.010	0.043	<0.010	<0.010	0.036	<0.010
挥发性酚类（以苯酚计），mg/L	0.002	<0.0020	<0.0020	<0.0020	＜0.002	<0.0020	<0.0020
阴离子表面活性剂，mg/L	0.3	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
砷，mg/L	0.01	0.0018	0.0015	0.0015	<0.0010	<0.0010	<0.0010
汞，mg/L	0.001	<0.00010	<0.00010	<0.00010	<0.00010	<0.00010	<0.00010
铬（六价），mg/L	0.05	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
总硬度（以 $CaCO_3$ 计），mg/L	450	164	145	184	145	164	222
钡，mg/L	0.7	0.001	0.0442	0.0541	0.0409	0.032	0.0486
氟化物，mg/L	1	0.05	0.26	0.29	0.18	0.24	0.14
镉，mg/L	0.005	<0.00010	<0.00010	<0.00010	＜0.0005	<0.00010	<0.00010
铁，mg/L	0.3	<0.05	<0.05	<0.05	0.08	<0.05	0.06
锰，mg/L	0.1	0.038	**0.147**	0.058	**0.264**	0.02	**0.325**
溶解性总固体，	1000	304	330	354	266	322	390

mg/L							
高锰酸盐指数*，mg/L	3	0.05	0.05	0.5	0.5	0.5	0.4
硫酸盐，mg/L	250	1	22	41	49	10	25
氯化物，mg/L	250	5	7	13	6	9	12
石油类*，mg/L	0.05	<0.04	0.04	<0.04	<0.04	<0.04	<0.04
甲醇，mg/L	240*	<1	<1	<1	<1	<1	<1
钾，mg/L	/	0.05	1.3	1.81	1.38	1.24	1.81
钠，mg/L	/	0.05	13.5	27.8	20.9	11.7	21.4
钙，mg/L	/	51.2	43.4	58.8	45.4	51.9	71.4
镁，mg/L	/	8.05	7.86	8.32	6.84	7.22	9.45
碳酸盐，mg/L	/	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0	<1.0
重碳酸盐，mg/L	/	192	193	186	177	196	229

注：1.“/”表示不适用；2.粗体表示的分析结果高于相应标准值；3.其他未列出监测因子表示均低于检出限；4.石油类参照对比《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中 III 类水体标准；5.高锰酸盐指数参照对比《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中 III 类水体标准；6.甲醇参照荷兰干预值；

地下水水质现状评价采用标准指数法进行评价。标准指数计算公式分为以下两种情况：

1）对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i=C_i/C_{si}$$

式中：

P^i－第i个水质因子的标准指数，量纲为一；

C^i－第i个水质因子的监测质量浓度值，单位为毫克/升；

C^{si}－第i个水质因子的标准质量浓度值，单位为毫克/升。

2）对于评价标准为区间值的水质因子（如pH值），其标准指数计算公式：

pH>7时，P^{pH}=(pH-7.0)/(pH^{su}-7.0)

pH≤7时，P^{pH}=(7.0-pH)/(7.0-pH^{sd})

式中：P^{pH}－pH的标准指数。量纲为1；pH－pH监测值；

pH^{su}－标准中pH的上限值；pH^{sd}－标准中pH的下限值。

当水质参数的标准指数大于1时，表明该水质参数超过了规定的水质标准，指数值越大，超标越严重。

采用标准指数法对监测结果进行单项评价指数计算，结果见表13.3-8。

表 13.3-7 地下水质量评价结果

	地下水质量标准 III 类	MW-C1	MW-C2	MW-C3	D5	MW-S1	MW-S2
pH	6.5～8.5	0.16	0.27	0.25	0.34	0.32	0.33
氨氮（以 N 计）	0.5	0.50	0.96	0.22	0.22	0.50	0.28
硝酸盐（以 N 计）	20	0.02	0.04	0.00	0.00	0.07	0.00
亚硝酸（以 N 计）	1	—	—	—	—	—	—
挥发性酚类（以苯酚计）	0.002	—	—	—	—	—	—
阴离子表面活性剂	0.3	—	—	—	—	—	—
砷	0.01	—	—	—	—	—	—
汞	0.001	—	—	—	—	—	—
铬（六价）	0.05	—	—	—	—	—	—
总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	450	0.36	0.32	0.41	0.32	0.36	0.49
钡	0.7	0.00	0.06	0.08	0.06	0.05	0.07
氟化物	1	0.05	0.26	0.29	0.18	0.24	0.14
镉	0.005	—	—	—	—	—	—
铁	0.3	—	—	—	—	—	0.77
锰	0.1	0.38	**1.47**	0.58	**2.64**	0.20	**3.25**
溶解性总固体	1000	0.30	0.33	0.35	0.27	0.32	0.39
高锰酸盐指数	3	0.02	0.02	0.17	0.17	0.17	0.13
硫酸盐	250	0.00	0.09	0.16	0.20	0.04	0.10
氯化物	250	0.02	0.03	0.05	0.02	0.04	0.05
总大肠菌群	3	0.00	0.00	0.00	—	0.00	0.00
石油类	0.05	—	0.8	—	—	—	—
甲醇	—	—	—	—	—	—	—

2）结论：

从监测结果来看，回注井周边浅层地下水水质总体较好。MW-C2、D5和MW-S2锰超标，超标倍数分别为1.47、2.64和3.25倍。相关研究表明，项目所在区块内铁和锰超标范围广，认为与含水层相关，通常是水文地质条件决定的。（参考文献：李琦等. 陕北风沙滩地区浅层地下水水质调查与评价[J].《干旱区资源与环境》，2014，28 (12) :94-98），此外，项目区域煤矿资源丰富，锰与煤矿具有相应的伴生性，推测该区域锰本底值高与此有关（参考文献：白喜庆等. 榆神府矿区煤炭开发对地下水资源的影响及其生态环境负效应[J].《地球学报》，2002，23 (Sup.) :54-58）。

13.4 长北二期气田水回注原则与方案

13.4.1 气田水回注原则

长北二期气田水回注方案设计原则依据中央处理厂产能建设安排、区域地面情况、地层地质特征、安全环保等要求，并参考已经投入使用的 S213 和 Chang-3 回注井运行经验等资料。长北二期回注原则主要可概括为 3 点，即“注得下、容得下、封得住”，具体原则如下：

（1）注得下：选取的回注目的层位地层岩性应具有相对较高渗透性，确保可以顺利注入；

（2）容得下：选择的回注目的层位应孔隙度相对较大，水饱和度相对较小，有足够的储水空间可以容纳开发周期内的全部气田水；

（3）封得住：

1）选择的回注层应地质构造完整且相对封闭，与上部地层应有效隔离，不存在可以导致气田水上窜的断层或裂隙；

2）回注层顶底岩层应具有良好的隔水性及抗压裂性，保证回注水仅在回注层内运移；

3）气田水回注应优先考虑对上部含水地层特别是具有供水意义的含水层环境的影响，防止回注行为对饮用水水源及浅层地下水产生影响；

（4）其他原则：

1）采出水回注前进行处理，保证能注入注入层，回注水与地层水应具有良好的配伍性，不会产生结垢造成回注井堵塞；

2）回注井井身结构设计应确保回注水与含水层有直接有效的隔离，并确保在钻井施工过程中达到设计要求；

3）回注之前气田水需要在中央处理厂进行处理，因此回注井选址优先选择在中央处理厂附近；

4）回注井的选址还应与生产井保持适当的距离，以减少回注行为对这些井产气的潜在影响。

13.4.2 长北二期第一阶段气田水回注方案

长北二期第一阶段将利用现有 S213 和 Chang-3 回注井进行回注。

13.4.2.1 现有回注井回注能力

从回注井回注能力角度分析：目前长北一期日均回注水量约为 89m^3/d，预计长北二期第一阶段（2019 年～2021 年）日均回注水量为 70.9 m^3/d（2019 年）、99.7 m^3/d（2020 年）、121.9m^3/d（2021 年）。第一阶段回注高峰期的回注量约为 165 m^3/d，现有回注能力为 192m^3/d，因此现有回注井的回注能力可以满足长北二期第一阶段的回注需求。

从地层可注性角度分析：根据 2008 年 6 月至 2018 年 2 月回注数据统计，平均回注水量约为 89m^3/d，截止 2018 年 2 月，共计回注水量 21.6 万 m^3。根据 S213 环评文件中数据显示，S213 附近地层可回注量约为 641 万 m^3，因此，S213 附近地层尚有约 620 万 m^3 可回注余量。若按长北二期第一阶段气田水产生量估计（约 4.53 万 m^3），从地层可回注量角度考虑，S213 能满足第一阶段的回注需求。

13.4.2.2 现有回注井合规性分析

长北二期第一阶段所用现有回注井已安全稳定使用十余年，回注压力稳定，地层吸水指数相对保持平稳，其日常维护检修情况正常，未见井管严重腐蚀等现象，具有良好的可靠性和稳定性。具体分析见 13.3.2 节“长北一期气田水回注回顾”内容。

长北二期开发层位为二叠系山西组 2 段（P1S2），长北二期第一阶段所使用的现有回注井回注层位为二叠系山西组 2 段（P1S2），符合同层回注的原则。其注入层可行性、注入层封闭性、注入水与注入层兼容性、区域地质稳定性、注入井位合理性、注入井完整性及注入井监控完整性符合现行《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）的技术要求，具体符合性分析见第二章表 2.5-5。

现有回注井不在水资源保护区内，符合“陕政函〔2007〕125 号”文件及《水污染防治法》的要求。

13.4.2.3 第一阶段回注方案

（1） 回注水量及回注压力

第一阶段回注执行情况见表 13.4-1。

表 13.4-1 长北二期第一阶段回注执行情况

回注水类型	第一阶段			
	平均回注水量（m^3/d）		最大回注水量（m^3/d）	回注井
气田采出水	2019 年	70.9	165	S213 Chang-3（备用）
	2020 年	99.7		
	2021 年	121.9		

长北二期一阶段（2018-2021）将充分利用现有注水井 S213，不新增注水井，本次拟定一阶段总回注水量主要由 S213 承担（Chang-3 作为备用井）。一阶段注水期从 2019 年 1 月开始，注入速率在一年中 7-9 月最小，在 11 月-次年 1 月最大。

表 13.4-2 描述了注入井口压力、井底压力和回注层压力增加随注入年限的变化情况。根据 ODP 中关于回注井工艺控制的要求，井口压力应控制在 30MPa 以下，结合本次模拟的结果，S213 在 2021 年回注水量高峰期间可能会发生井口压力大于 30MPa 的情况。此回注压力是在回注水量保守预计最高峰时产生的情景，此情景不会长时间持续发生。当实际回注压力接近 30MPa 时将适时启用 Chang-3 备用井，待 S213 井口压力恢复之后再启用。

（2） 回注水质控制指标

从回注统计数据上看，现有回注井已经安全稳定运行 10 余年，未出现地层结垢堵塞等问题。长北二期与长北一期回注的气田采出水采出层位一致、气田水成分一致、回注层位一致，因此长北一期稳定的运行数据对长北二期具有较高的参考价值和评价依据。

长北二期第一阶段气田采出水利用中央处理厂现有生产污水处理系统处理后回注。根据 2018 年 7 月中央处理厂废水源监测报告，气田水经处理后水质能达到《气田水回注方法》（SY/T6956-2004）中对水质的要求（详见第二章表 2.5-4 “气田水处理后水质情况分析表”），目前该标准已被《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）替代，处理后的气田水水质能够满足替代后标准的技术要求。

长北二期第一阶段气田采出水水质与长北一期相对一致，因此第一阶段可依托中央处理厂现有生产污水设施，在保持现有处理设施良好的处理效果的前提下回注水质能够满足现行标准技术要求。

13.4.3 长北二期第二阶段气田水回注方案

长北二期第二阶段（2022 年～2029 年）：新建两口回注井（编号为 CBINJ1 和 CBINJ4），同时利用 S213 和 Chang-3 回注井进行回注，届时总设计回注能力为 300m^3/d，第二阶段高峰回注量约为 241 m^3/d，四口回注井的回注能力可以满足长北二期第二阶段的回注需求。

本节内容将重点论述长北二期第二阶段新建回注井建设方案的合理性和可行性。根据法律法规要求、区域地质、地震测试资料和临近油气井钻探成果，同时参考同区域已运行的长北一期回注井运行数据资料，经过技术比选最终确定长北二期第二阶段气田水回注方案如下：

13.4.3.1 回注井位置选择

从法律法规相符性的角度考虑，本项目区块内地表水体仅有榆溪河及其支流，根据陕西省人民政府“陕政函〔2007〕125 号”文件，该段河流全部划分为饮用水水源二级保护区。依据《水污染防治法》第五十九条“禁止在饮用水水源二级保护区内新建、改建、扩建排放污染物的建设项目”的规定，保护区内不允许设置回注井。长北区块内的水源保护区有“红石峡水源保护区”和 “哈头才当地下水水源保护区”。同时第二阶段新建回注井位置的选择已避开饮用水水源保护区。

从回注能力角度考虑，回注地层的回注能力取决于回注地层的物性和连通性，因此回注井的位置应选择在地层物性良好且具有良好连通性的区域。本次回注选择层位为山西组 2 段（P1S2 QA），此层位是长北区块内天然气主力储层，在储层物性较好的区域已经分布有生产井或是长北二期计划生产井。

从回注经验的角度考虑，现有回注井 S213 和 Chang-3 距离中央处理厂距离较近，且自投入使用以来运行稳定，这两口回注井附近区域回注经验较为丰富。因此，二阶段新建回注井选址应该优先考虑 S213 及 Chang-3 附近的区域。

根据气田水回注原则，二阶段新建回注井的位置还应尽量靠近中央处理厂。基于以上列举的选择标准，在长北区块内共识别出 7 口二阶段新建候选回注井，详细信息见表 13.4-3。

表13.4-3 候选回注井对比

名称	井位	目标层	厚度	与水源保护区位置关系	压力衰减	距生产井距离(km)	离中央处理厂最短距离(km)
CBINJ4	S212 东部区域，分流河道	P1S2 QA	5m	以外	衰减不大	3	8.9
CBINJ9	S140 西南部区域，分流河道	P1S2 QA&LA	3m + 10m	以外	仅轻微衰减	3.2	20
CBINJ10							23
CBINJ1	S213 东南部区域，分流河道	P1S2 QA	3m	以外	仅轻微衰减	3.8	10
CBINJ6	区块 B	P1S2 QA	7m	以外	衰减不大	2.5	50
CBINJ2	CB20 先导区域，主河道边缘区	P1S2 QA	5m	以外，但距保护区（红石峡）边缘仅 1km	衰减不大	2.7	70
CBINJ3						3	88

基于上述回注井选址标准和回注原则，对比 7 口候选回注井各项条件，最终选择位于 CBINJ4 和 CBINJ1 作为二阶段新建回注井，其相对位置如图 13.4-2 所示。

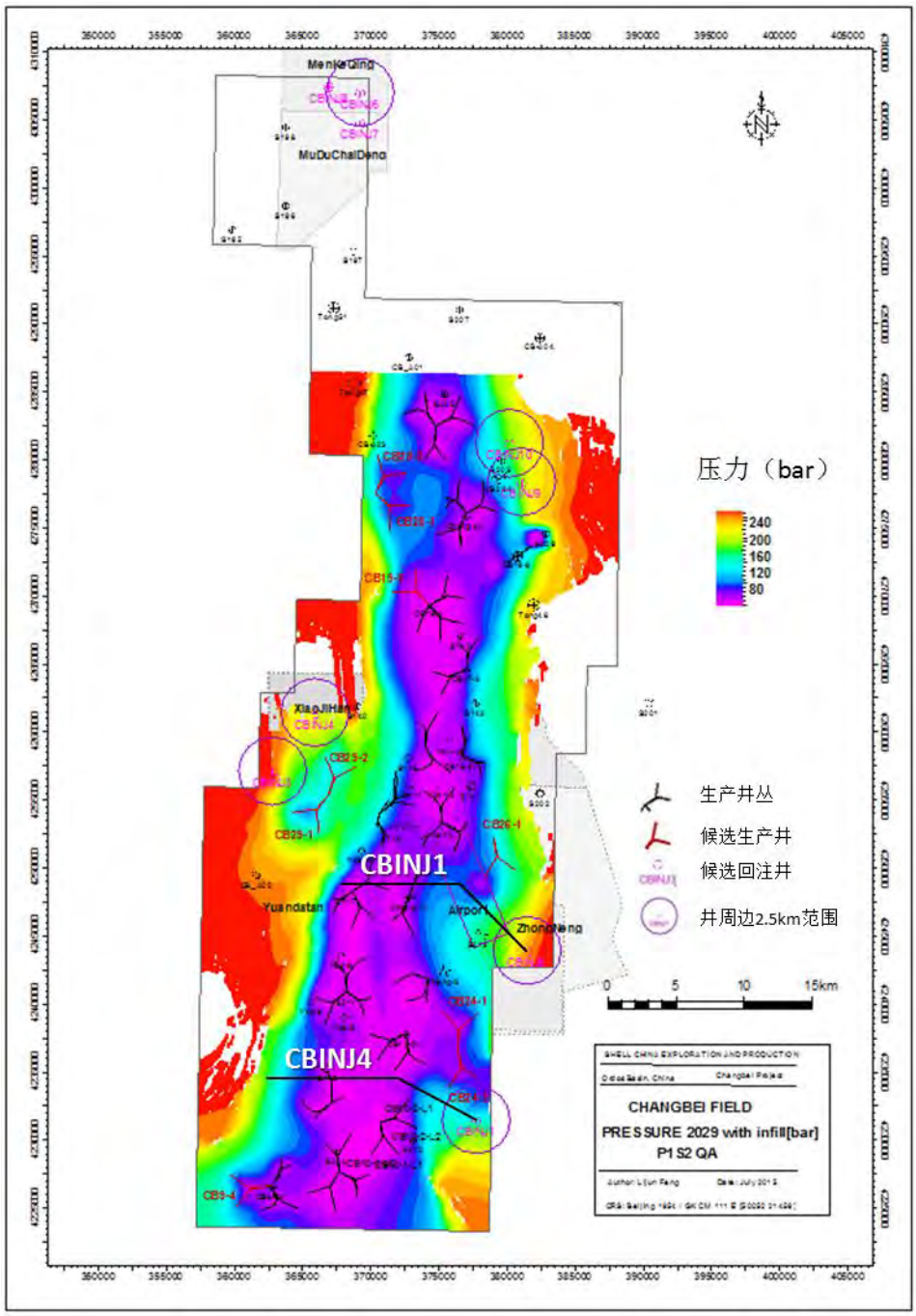


图 13.4-1　长北区块储层压力衰减预测（至 2029 年）图

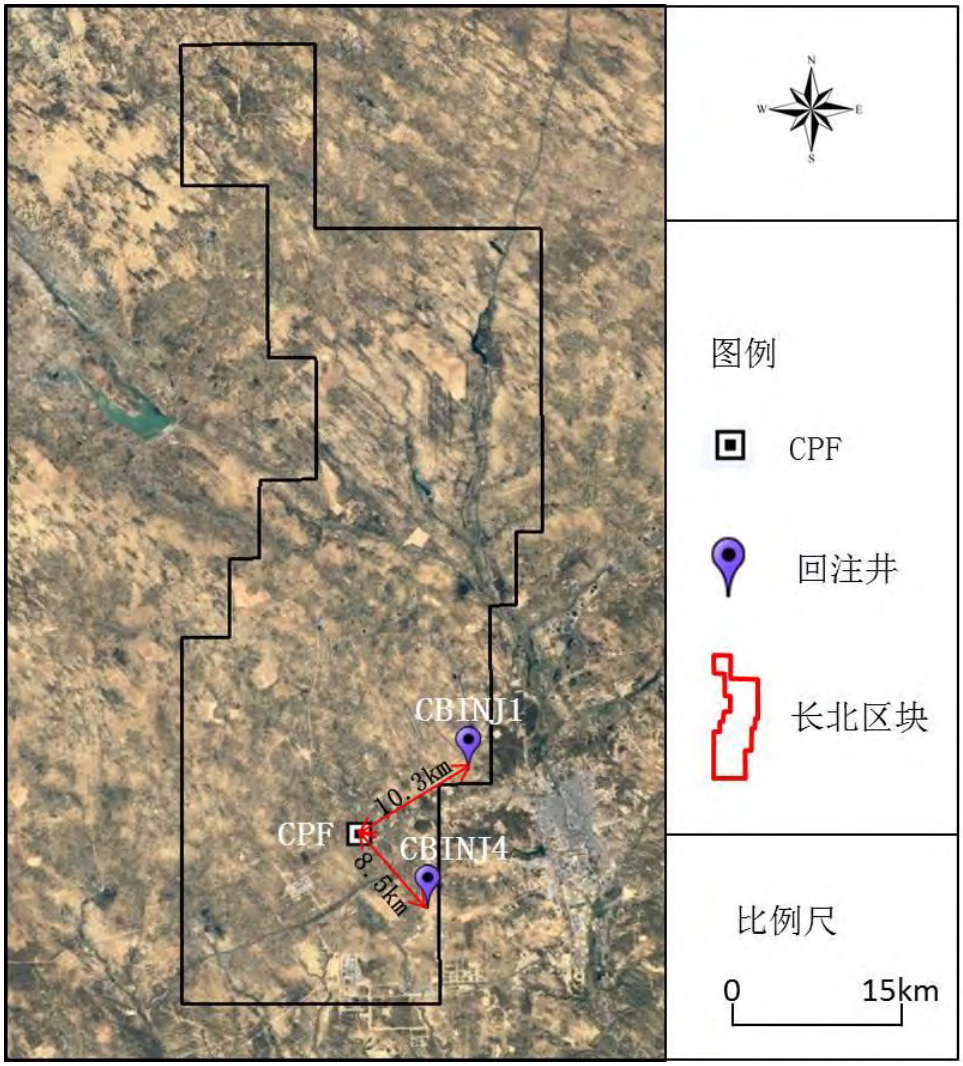


图 13.4-2　第二阶段新建回注井与中央处理厂相对位置示意图

13.4.3.2 回注层位选择

长北二期第二阶段新建回注井设计回注层位同为二叠系山西组 2 段（P1S2），符合同层回注原则。

从地层可注性角度分析，结合区域内已有的钻井资料、区域地震测试结果和区块内已投入使用的回注井（S213 和 Change-3）运行数据，此段地层岩性为石英砂岩，平均厚度为 11m，平均孔隙度 6%，渗透率 2mD，相对于区块内其他层位具有较好的可注性。此层上下有稳定隔水层，且无区域性断层发育，空间圈闭条件好。二叠系山西组 2 段（P1S2）为长北区块天然气主力开发储层，该层位既然可以原地储存天然气，自然有能力储存和封存液体流体，这一点也可以佐证其良好的圈闭性。

从地层可回注量的角度分析：

长北二期第二阶段新建回注井回注层贮水量采用体积法估算，公式如下：

$$V=\pi MR2\times\Phi\times(1-Sw)\times F$$

V－有效贮水量， m^3

M－含水层厚度，m

R－含水层影响半径， m，假设为 1000m

Φ－孔隙度

Sw－含水饱和度

F 气体采收率， 假设 54%

经计算各回注井的可回注量如表 13.4-4 所示，新建两口回注井在 P1S2 QA 地层中总有效容量为 $68\times10^4m^3$，根据预测长北二期第二阶段回注水总量为 25 万 m^3。因此，根据模型估算，P1S2 QA 地层的有效容量可以满足长北二期二阶段回注水量的要求。

表13.4-4 新钻回注井可回注量计算结果

名称	回注层位	孔隙储存容量（m^3）	有效容量（m^3）54%
CBINJ1	P1S2QA	411409	222161
CBINJ4	P1S2QA	847565	457685
总计			679846

因此，基于上述选择标准和回注原则，通过对回注层位回注能力的分析，最终选择 P1S2 QA 层为长北二期回注层。

13.4.3.3 回注井方案选择

长北二期第一阶段所用现有回注井完整性满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）的技术目的要求，具体各项符合性分析见第二章表 2.5-5“现有回注井符合性分析”。

长北二期第二阶段回注井可以选择从已有生产井转换或是钻新回注井。表 13.4-5 从成本和风险、技术可行性、注入能力等方面对这两种回注井选择方案进行了对比分析。通过分析评价和比较，最终确定长北二期第二阶段回注井设计方案为“新选址钻新回注井－直井并压裂完井”。

表13.4-5 长北二期第二阶段回注井选择对比表

转生产井为回注井			钻新回注井		
长北一期完钻井	长北一期TPO井	长北一期评价井	水平井无支撑剂压裂	直井不压裂	直井井压裂完井
可以节省新钻井费用；现有生产井中，低产井比较适合转化为回注井，但其都临近其他高产井，转用这些低产井为回注井可能会对生产造成不利的影响。因此，目前没有合适的生产井可以转换。			钻此类型的直井需要特定的油管，成本较高；回注行为可能会使地层盖层破裂，有突破盖层的风险；回注水可能与地层水发生结垢的现象，从而造成地层堵塞。	回注速率和回注量较低，需要的井口压力也较高；随着回注水量的变化会导致地层被反复的破裂和闭合。	技术成熟，成本相对较低，风险低。

“钻新回注井”的技术可靠性和环境可行性将在 13.7 节中详细论述。

13.4.3.4 回注水量及回注压力

第二阶段回注执行情况见表 13.4-6。

表 13.4-6长北二期回注执行情况

回注水类型	第二阶段			
	平均回注水量（m^3/d）		最大回注水量（m^3/d）	回注井
气田采出水	2022 年	70.8	241	S213 Chang-3（备用） CBINJ1 CBINJ4
	2023 年	91.9		
	2024 年	93.6		
	2025 年	67.5		
	2026 年	45.1		
	2027 年	37.1		
	2028 年	32.4		
	2029 年	28.3		

二阶段（2022-2029）长北一、二期总回注水量由 S213、CBINJ1 及 CBINJ4 共同承担，由于二阶段还处于概念开发中，无明确的分井回注方案，本次假设此阶段 S213 承担 50%，CBINJ1 及 CBINJ4 各承担 25%。二阶段注水期从 2021 年 1 月 1 日开始，注入速率在一年中 7-9 月最小，在 11 月-次年 1 月最大。S213、CBINJ1、CBINJ4 在各阶段平均回注率见表 13.4-5。

表 13.4-7 描述了注入井口压力、井底压力和回注层压力增加随注入年限的变化情况。根据 ODP 中关于回注井工艺控制的要求，井口压力应控制在 30MPa 以下，结合本次模拟的结果，S213、CBINJ1、CBINJ4 井口压力均小于设定的最大井口压力。

表 13.4-7 回注井口压力和井底压力随回注年限变化

时间		回注井	平均回注率 m^3/d	井口压力 MPa	井底压力 MPa
第二阶段	2022	S213	70.8	25.4	53.4
		CBINJ1	35.4	3.4	29.4
		CBINJ4	35.4	1.0	26.0
	2023	S213	91.9	28.4	56.4
		CBINJ1	46.0	9.1	35.1
		CBINJ4	46.0	4.6	29.6
	2024	S213	93.6	29.8	57.8
		CBINJ1	46.8	10.5	36.5
		CBINJ4	46.8	5.4	30.4
	2025	S213	67.5	23.1	51.1
		CBINJ1	33.7	8.5	34.5
		CBINJ4	33.7	3.7	28.7
	2026	S213	45.1	12.8	40.8
		CBINJ1	22.5	5.2	31.3
		CBINJ4	22.5	1.4	26.4
	2027	S213	37.1	8.9	36.9
		CBINJ1	18.6	4.0	30.0
		CBINJ4	18.6	1.4	25.4
	2028	S213	32.4	6.5	34.5
		CBINJ1	16.2	3.1	29.1
		CBINJ4	16.2	0.9	24.9
	2029	S213	28.3	4.5	32.6
		CBINJ1	14.1	2.3	28.3
		CBINJ4	14	0.6	24.6

13.4.3.5 回注水水质控制指标

从回注水与地层水配伍性的角度分析考虑，回注水应满足以下基本条件：

（1）回注水水质基本稳定，与地层水相混合后不产生沉淀；

（2）回注水注入地层后不使粘土矿物产生水化膨胀或悬浮；

（3）回注水应控制悬浮固体颗粒、油和乳化液含量；

（4）回注水对注水设施腐蚀性小；

（5）不同水源的水混合回注时，应首先进行配伍性实验，证实其相互之间、与回注层岩石以及地层水之间都具有良好的配伍性，对回注层无伤害。

13.4.3.6 试注测试方案

本次拟新钻回注井在完井后应根据《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）的要求开展试注工作，根据试注测试的结果可以得出注入层和井口的启动压力并绘制压力-注水率的吸水指数曲线，以校核回注层的吸水能力。试注液体为清水，建议的试注方案如下：

（1）在试注前测原始地层压力。

（2）开展启动吸水压力测试，即以最小注水量注水，逐步提高压力，直至地层吸水，确定注水层的启动吸水压力。

（3）采用升压法开始正式试注，即以启动压力为起点，按照最高注水压力和启动压力之差的 20%递增，在启动压力和最高注水压力之间确定 4 个合理的注水制度，测取试注段吸水指示曲线。

（4）试注时每种回注方案（根据生产实际，每日回注量可能会有波动）必须达到稳定（压力波动小于 0.05MPa）后，录取关井压力降落资料。

（5）回注参数预测。综合考虑盖层破裂压力、注水设备最高注水压力和套管抗挤压力，预测各层段井口最高回注压力，然后采取升压法回注关井压力降落方式，测取分层指示曲线与关井压力降落资料。各种注入情况要详细记录，并根据记录数据绘制出压力、流量曲线，便于分析和判断。

（6）根据试注情况，若吸水能力低则进行酸压后再试注。

13.5 回注区域地质与水文地质条件

13.5.1 地质条件

13.5.1.1 地层结构

现有回注井及新建回注井附近地表全部被第四系松散沉积物覆盖，主要有全新统风积沙，现代河床冲、洪积层，上更新统萨拉乌苏组，中更新统离石组。钻孔揭露的地层还有侏罗系中统安定组（J_2a）、直罗组（J_2z）、延安组（J_2y）及下统富县组（J_1f），三叠系上统瓦窑堡组（T_3w）等。

13.5.1.2 地质构造

区域构造位置处于鄂尔多斯盆地中部次级构造单元伊陕斜坡中北部，如图 13.5-1 所示。伊陕斜坡为单斜构造，岩层南西向微倾，局部发育有宽缓的短轴

状向斜、背斜及鼻状隆起等次级构造，地层倾向 305°左右，倾角小于 1°，整个区块内未发现规模较大的褶皱、断裂，亦无岩浆活动痕迹。

13.5.1.3 地震

根据《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001），本区域地震基本烈度为 VI 度，抗震设防烈度为 6 度。

13.5.2 水文地质条件

根据本报告第 9 章中评价单元的划分，其中 S213、Chang-3、CBINJ1 位于地下水环境影响评价芹河评价单元内、CBINJ4 位于酸梨海则单元内，具体信息见表 13.5-2。各单位水文地质条件分述如下。

表13.5-2 回注井所属评价单元表

序号	回注井名称	建设项目地点	评价单元
1	S213、Chang-3、CBINJ1	陕西榆林市榆阳区芹河乡	芹河单元
2	CBINJ4	陕西榆林市榆阳区芹河乡	酸梨海则单元

13.5.2.1 芹河水文单元

（1）地下水含水岩组与隔水层

根据区内地下水的赋存条件及水力特征，各个岩层的岩性特征、含水层及透水性，将区块内地下含水岩组划分为以下几个含水岩层（组）：第四系全新统河谷冲积层含水层、上更新统冲湖积层（萨拉乌苏组）含水层、中更新统离石黄土含水层、侏罗系中统安定组含水岩组、侏罗系中统直罗组含水岩组、侏罗系中统延安组含水岩组。

在基岩中，厚度较大且连续分布的泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩等泥岩类，与含水层相间分布，厚度一般为 10～40m，其岩性多致密和较致密，为层间裂隙承压水的相对隔水层。水文地质图及水文地质剖面图见附图 9.2-4_a 和附图 9.2-4_b。

（1）地下水类型及富水性

根据区内地下水的赋存条件及水力特征，将单元内区块地下水划分为两种类型：即第四系松散岩类孔隙及孔隙裂隙水、碎屑岩类孔隙裂隙水。单元区块内的泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩等均为隔水层。现将单元区块内的主要含水层特征叙述如下：

1）松散岩类孔隙及孔隙裂隙水

①第四系全新统河谷冲积层孔隙潜水

分布于区内东侧榆溪河阶地及漫滩之中，河床切割较浅，一级阶地及漫滩均为堆积型，且连续分布，阶面及滩面平整，易于接受大气降水的渗入补给，所以赋存条件较好。含水层岩性主要为冲积相砂夹亚砂土，厚 10～25m，水位埋深 0.5～3m，富水性中等。

②第四系上更新统冲湖积层孔隙潜水（简称萨拉乌苏组潜水）

基本全区分布，由第四系上更新统萨拉乌苏组和全新统风积沙等组成。根据其赋存条件和抽水试验资料划分为三个富水等级。富水性强的，其砂层厚度≥30m；富水性中等的砂层厚度介于 15～30m 之间；富水性弱的砂层厚度＜15m。

a. 富水性强的

分布于区块西南部的的补龙湾、纪小滩一带及张家伙场、榆林清观站及西刘滩一带。该区为地势平缓，中间略低的地区，有利于大气降水及地表水的汇集渗入补给。松散砂层较厚，一般厚度 30～80m，局部最厚可达 110m。水位埋深 1～3m。含水层主要由松散粉细砂、中砂等组成。厚度较大，一般在 20～40m 之间。在含水层的局部地段下伏有中更新统透水性弱的离石黄土层，且上更新统底部也往往有厚度不大的亚粘土层。构成了该区萨拉乌苏组潜水的良好的富集储存条件。据收集以往资料显示，该区滩地机井单井出水量一般均在 1000～2000m^3/d；据机井抽水试验，水位埋深 1.00～1.60m，降深 3.70～4.50m，涌水量 960～1337m^3/d，统降单位涌水量 1.476～2.220L/s•m，渗透系数 9.82～20.55m/d，水化学类型为 HCO_3-Ca 型，矿化度 230～370mg/L。

b. 富水性中等的

分布于区块西北部和中部一带，地形相对平缓，仍然有利于大气降水的渗入补给。该区处于萨拉乌苏组富水地段与弱富水地段过渡地带，冲湖积砂层一般在 15～30m 之间。在东部由于受到榆溪河切割的影响，地下水易于排泄，含水层厚度变薄，故富水性变弱。在中部，萨拉乌苏组之上全为风积沙覆盖，根据以往资料显示，萨拉乌苏组砂层变薄，含水层亦变薄。据区内以往 Y12 钻孔抽水试验资料，含水层厚度 30.47m，水位埋深 0.73m，当降深 12.73m 时，涌水量 294m^3/d，统降单位涌水量 0.232 L/s•m，渗透系数 1.35m/d，富水性中等。水化学类型为 HCO_3-Ca 型，矿化度 250mg/L。

c. 富水性弱的

主要分布于单元区块中东部的榆溪河西岸芹河北岸范围内。在榆溪河西岸及芹河北岸，由于萨拉乌苏组受到河流切割，切割深度 20～40m，含水层受到破坏而变薄，地下水储存条件亦变得较差。故该区总体富水性弱。

③中更新统离石黄土孔隙裂隙潜水含水层

基本上全区分布，出露于区块东南部的芹河南岸，其上多被萨拉乌苏组及风积沙覆盖。在南部呈平缓梁岗地形，局部被薄层风积沙覆盖，降水易于流失，不易渗入，汇水条件差。含水层岩性主要为粉砂质黄土，厚度较薄，富水性弱。

2）碎屑岩类孔隙裂隙水

根据水力特征划分为两个含水岩组，即侏罗系碎屑岩类风化带裂隙潜水及碎屑岩类孔隙裂隙承压水。

①侏罗系碎屑岩类风化壳裂隙潜水

全区分布，含水层为侏罗系安定组、直罗组风化裂隙带，岩性为砂岩与泥岩不等厚相间成层，一般厚 20～30m。该区基岩风化带未遭切割，连续性较好，且上部为风积沙和萨拉乌苏组含水层所覆盖，易于接受上部含水层地下水的下渗补给。据收集以往水文钻孔抽水试验资料分析，含水层厚度 51.18～60.00m，当降深 13.50～39.08m 时，涌水量 75～376m^3/d，统降单位涌水量 0.022～0.283L/s•m，渗透系数0.043m/d，富水性弱至中等。水化学类型为HCO_3•SO_4-Na型，矿化度 320～367.63mg/L。

②碎屑岩类孔隙裂隙承压水

a. 侏罗系直罗组砂岩含水岩组

全区分布，底部岩性为灰白色中厚层块状中粗粒长石砂，发育大型板状、槽状、楔状交错层理，相当于区域上的“七里镇砂岩”，分布稳定，中部为灰白色厚层状细—中粒长石砂岩、灰色、兰灰色厚层状泥岩及粉砂岩，上部为黄绿色、兰灰色薄至厚层状泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩及褐黄色细粒长石石英砂岩。含水层以中粗粒砂岩为主，尤以底部“七里镇砂岩”富水性最好，一般厚 15.20～64.85m，平均厚 39.99m。据收集以往钻孔资料对该层抽水试验，含水层厚 40.61～62.82m，水位埋深 1.00～3.19m，当降深 27.10～37.25m 时，涌水量 56～199m^3/d，统降单位涌水量 0.0162～0.063L/s•m，直罗组整体富水性弱。水化学类型为 HCO_3•SO_4- Ca 型及 SO_4-Na，矿化度为 320～1278mg/L。

b. 3 号煤层顶板碎屑岩类裂隙承压水

分布于 3 号煤层顶部，主要为延安组第四段和直罗组底部砂岩，厚度变化较大，一般为 0～80m。含水层主要由延安组第四段底部“真武洞砂岩”等组成，岩性为中、粗粒长石砂岩。本区构造不发育，岩石埋藏较深，裂隙发育差，含水层富水性弱。据收集区内以往钻孔抽水试验资料，水位埋深 7.75～54.30m，当降深 11.78～40.64m，涌水量 55～152 m^3/d，单位涌水量 0.0167～0.0849L/s•m，渗透系数 0.013～0.1268m/d，富水性弱。当抽水段包括基岩风化裂隙带时，水化学类型为 HCO_3-Na 型及 HCO_3•SO_4-Na 型水，矿化度为 205.75～317.57 mg/L；当抽水层段为层间承压水时，水化学类型为 SO_4-Na 型水，矿化度 2566.00～3264.30mg/L。

c. 3 号煤层之下至第一段底部碎屑岩类裂隙承压水

指延安组和第一段至延安组第二段（J_2y^1 -J_2y^3）。该段岩性为浅灰色粉、细砂岩与深灰色泥岩不等厚互层夹煤层。含水层岩性主要为细砂岩夹中砂岩。因埋藏较深，岩石较完整，裂隙不甚发育，含水量贫乏。据收集以往钻孔抽水试验资料，含水层厚 13.14～40.67m，当降深 18.09～8.25m 时，涌水量 13～39m^3/d，单位涌水量 0.00266～0.0149L/s•m，渗透系数 0.00289～0.1141m/d。水化学类型为 SO_4•CO_3-Na 型及 SO_4-Na 水，矿化度 1598.04～4126.30mg/L。

（3）地下水的补给、径流与排泄

第四系松散层潜水以大气降水补给为主，部分为沙漠凝结水补给及灌溉回归水、渠水渗漏补给。径流主要受地形控制，流向基本由高至低与现代地形吻合，以泄流的形式向榆溪河及支流芹河排泄；在区块北部，流向大致由西向东方向径流，以泄流的形式向区块东部的榆溪河排泄；在区块南部，流向大致由西北向东南方向径流，以泉或泄流的方式向芹河排泄。排泄方式还有蒸发消耗、垂向渗漏和人工开采等。

基岩风化带裂隙潜水，在裸露区直接由大气降水渗入补给，其余地区靠上覆松散层潜水的下渗补给。该潜水与松散层潜水间局部地段存在泥岩隔水夹层，大部分地区则为具有密切水力联系的统一含水体，故其补给、径流、排泄与松散层潜水基本一致。

承压水除基岩裸露区通过风化裂缝带间接得到大气降水补给外，还接受上游地段潜水渗入补给，径流方向基本沿岩层倾向由东向西或西南方向运移。由

于受向西微倾的单斜构造的影响，基本形成了较为封闭的储水空间，故水量较小，水质差。

13.5.2.2 酸梨海则单元

（1）地下水含水岩组与隔水层

根据区内地下水的赋存条件及水力特征，各个岩层的岩性特征、含水层及透水性，将区块内地下含水岩组划分为以下几个含水岩层（组）：上更新统冲湖积层（萨拉乌苏组）含水层、中更新统离石黄土含水层、侏罗系中统安定组含水岩组、侏罗系中统直罗组含水岩组、侏罗系中统延安组含水岩组。

在基岩中，厚度较大且连续分布的泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩等泥岩类，与含水层相间分布，厚度一般为 10～40m，其岩性多致密和较致密，为层间裂隙承压水的相对隔水层。水文地质图及水文地质剖面图见附图 9.2-5_a 和附图 9.5-1_b。

（2）地下水类型及富水性

根据区内地下水的赋存条件及水力特征，将单元五区块地下水划分为两种类型：第四系松散岩类孔隙及孔隙裂隙水和碎屑岩类孔隙裂隙水。

1）第四系松散岩类孔隙及孔隙裂隙水

①第四系上更新统冲湖积层孔隙潜水（简称萨拉乌苏组潜水）

区域内的主要潜水含水层，单元区块内基本全区分布，由第四系上更新统萨拉乌苏组和全新统风积沙等组成。区内地势平缓有利于大气降水的渗入补给。松散砂层较厚，水位埋深 1～3m。含水层主要由松散粉细砂、中砂等组成。在含水层的局部地段下伏有中更新统透水性弱的离石黄土层。构成了该区萨拉乌苏组潜水的良好的富集储存条件。根据收集资料结果，降深 8.53～18.36m，涌水量 628.82～1560.64m^3/d，溶解性固体 0.33～0.36g/L。

②中更新统离石黄土孔隙裂隙潜水含水层

基本上全区分布，单元区块内局部出露，多被萨拉乌苏组及风积沙覆盖。岩性为棕黄、灰黄色粉土，结构中～稍密，具孔隙，发育垂直节理。厚度较薄，富水性弱。

2）碎屑岩类孔隙裂隙潜水

根据水力特征划分为两个含水岩组，即侏罗系碎屑岩类风化带裂隙潜水及碎屑岩类孔隙裂隙承压水。

①侏罗系碎屑岩类风化壳裂隙潜水

全区分布，含水层为侏罗系安定组、直罗组风化裂隙带，岩性为砂岩与泥岩不等厚相间成层，一般厚 20～30m。该区基岩风化带未遭切割，连续性较好，且上部为风积沙和萨拉乌苏组含水层所覆盖，易于接受上部含水层地下水的下渗补给。据收集水文钻孔抽水试验成果，含水层厚度 23.10m，降深 18.34m 时，涌水量 12.31m^3/d，富水性弱，溶解性固体 0.291g/L。

②碎屑岩类裂隙承压水

全区分布，底部岩性为灰白色中厚层块状中粗粒长石砂，发育大型板状、槽状、楔状交错层理，相当于区域上的“七里镇砂岩”，分布稳定，中部为灰白色厚层状细—中粒长石砂岩、灰色、兰灰色厚层状泥岩及粉砂岩，上部为黄绿色、兰灰色薄至厚层状泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩及褐黄色细粒长石石英砂岩。含水层以中粗粒砂岩为主，尤以底部“七里镇砂岩”富水性最好。据邻区钻孔对该层抽水试验，含水层厚 40.61～62.82m，当降深 27.10～37.25m 时，涌水量 56～199m^3/d，富水性弱，矿化度为 0.320～1.278g/L。

（3）地下水的补给、径流与排泄

第四系松散层潜水以大气降水补给为主，部分为沙漠凝结水补给。径流主要受地形控制，流向基本由高至低与现代地形吻合，以泄流的形式向无定河及支流排泄；排泄方式还有蒸发消耗、垂向渗漏和人工开采等。

基岩风化带裂隙潜水，靠上覆松散层潜水的下渗补给。该潜水与松散层潜水间局部地段存在泥岩隔水夹层，大部分地区则为具有密切水力联系的统一含水体，故其补给、径流、排泄与松散层潜水基本一致。

承压水接受上游地段潜水渗入补给，径流方向基本沿岩层倾向运移。由于受向西微倾的单斜构造的影响，基本形成了较为封闭的储水空间，故水量较小，水质差。

13.5.3 地下水利用现状

根据现场调查，回注井所在区域内每家每户基本都有压水井，如图 13.5-2 所示，井深大部分在 20m 以内，主要开采第四系松散岩类孔隙水，现场调查数据见本报告地下水环境影响评价章节中相关内容。根据第 6 章中地下水环境质量现状监测数据分析，浅层地下水水质较好。

本次现场调查获得区域内部分饮用水源信息如 13.5-3 表所示，本次现场调查实物工作量见图 13.5-3。





图13.5-2 压水井照片

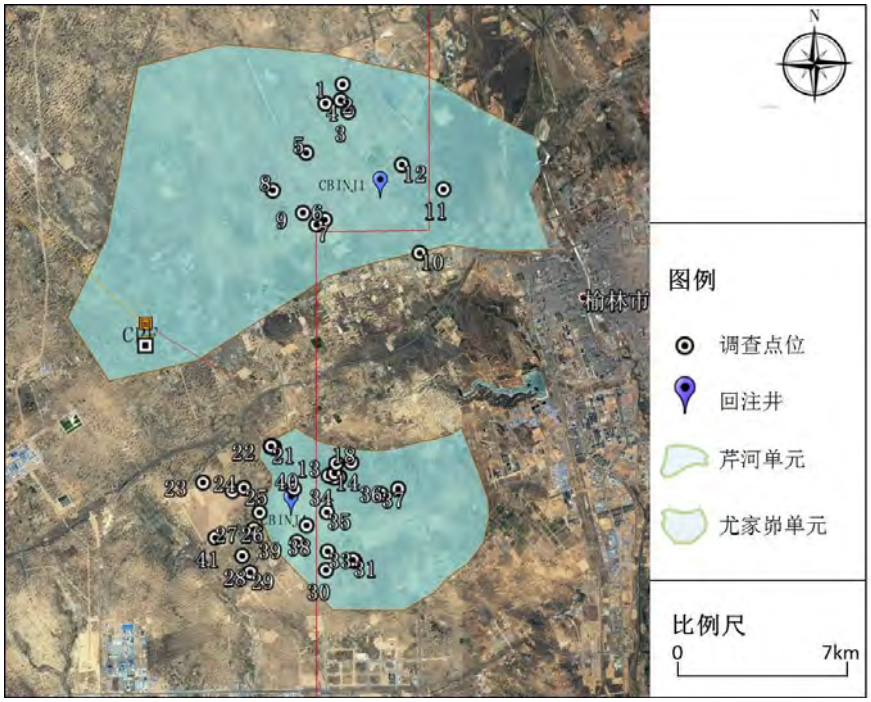


图 13.5-3 CBINJ1 和 CBINJ4 附近井点调查图

表 13.5-3 芹河单元、酸梨海则单元饮用水水源调查表

编号	地点（户主或村）	坐标		井口高程（m）	井口离地面距离（m）	水位埋深（m）	井深（m）	使用功能
		N	E					
1	察汗界 4 队，农户 1			1158.3	/	没水	10	居民饮水
2	察汗界 6 队，农户 1			1155.6	0.55	2.86	9	居民饮水
3	察汗界 6 队，农户 2			1154.4	0.54	3.21	14	居民饮水
4	察汗界 8 队，农户 1			1158.2	0.50	3.60	20	居民饮水
5	苗圃园			1161.1	0.13	7.07	30	苗圃灌溉
6	芹河乡，农户 1			1154.7	0.06	8.90	/	居民饮水
7	路边井			1152.6	0.64	8.30	/	居民饮水
8	纪小滩 2 组，农户 1			1166.1	0.70	3.30	15	居民饮水
9	纪小滩，农户 1			1161.0	0.50	7.00	/	居民饮水
10	芹河白家伙场，农户 1			1113.8	0.23	6.55	/	居民饮水
11	某集中供水井，机场路边井			1122.5	0.09	15.36	/	灌溉
12	林业局某林场			1138.9	0.15	13.00	/	灌溉
13	白鹅海则村 3 组			1154.5	0.30	6.50	15	居民饮水
14	某砖厂			1157.9	0.17	5.46	40	居民饮水
15	个人井 1			1159.2	0.10	7.05	/	居民饮水
16	个人井 2			1159.3	0.05	7.45	/	居民饮水
17	个人井 3			1157.6	0.20	7.60	20	居民饮水
18	白鹅海则田间机井			1151.4	0.10	4.46	152	居民饮水
19	路边浇水井			1167.9	0.10	2.00	70	居民饮水
20	酸村板蓝根基地			1169.0	0.00	7.15	80	灌溉
21	草莓园			1163.7	0.00	3.73	/	居民饮水
22	酸梨海则，农户 1			1161.8	0.54	2.10	/	饮用
23	酸梨海则，农户 2			1159.2	0.10	1.47	/	居民饮水
24	某废弃工业水井			1154.7	0.20	1.60	/	居民饮水

25	酸梨海则，农户 3			1150.5	0.96	4.14	15	居民饮水
26	某废弃草莓基地			1149.4	0.16	4.00	/	灌溉
27	天鹅海则 4 组农户，深井			1163.5	16.22	/	/	居民饮水
28	天鹅海则 4 组集中供水井			1176.3	30.00	130.00	/	居民饮水
29	百米大道旁一住户			1152.1	0.10	2.90	/	居民饮水
30	天鹅海则 3 组			1164.3	0.00	11.50	30	居民饮水
31	某路边农业用井			1191.5	0.00	30.90	/	居民饮水
32	天鹅海则某路边井，村委会以西住户家门口			1143.1	0.00	6.95	/	居民饮水
33	天鹅海则村委会院内井			1148.5	0.00	5.97	70	学校办公饮用水
34	路边浇地水井			1167.9	/	18.14	/	灌溉
35	沙漠地压水井			1159.2	0.73	6.48	/	居民饮水
36	某废弃厂房水井（苏酸路右手边井房内）			1180.1	0.00	11.77	/	居民饮水
37	草莓基地机井(3KM 圈最西边)			1159.0	0.00	4.83	/	灌溉

13.6 回注区域地下水环境质量现状

13.6.1 区域浅层地下水环境质量现状

长北二期第一阶段使用的现有回注井周边地下水环境质量现状数据见13.3.2.4节“现有回注井环境影响”内容。

本节主要论述长北二期第二阶段新建回注井周边内具有供水意义的浅层地下水环境质量评价结果。地下水环境质量监测数据引自本次环评中的地下水水质监测报告。

13.6.1.1 监测点位

地下水监测点位的设置主要考虑具有供水意义的含水层，即第四系潜水含水层。在CBINJ1和CBINJ4附近选取地下水水质监测点12口，具体监测井位见表13.6-1和图13.6-1。

表13.6-1 地下水环境质量监测点位

序号	监测点编号	井深（m）	邻近回注井	监测层位
1	D1	18	CBINJ1	第四系潜水含水层
2	D2	16		
3	D3	13		
4	D4	11		
5	D5	12		
6	D6	15		
7	E1	30	CBINJ4	
8	E2	15		
9	E3	60		
10	E4	100		
11	E5	51		
12	E6	20		

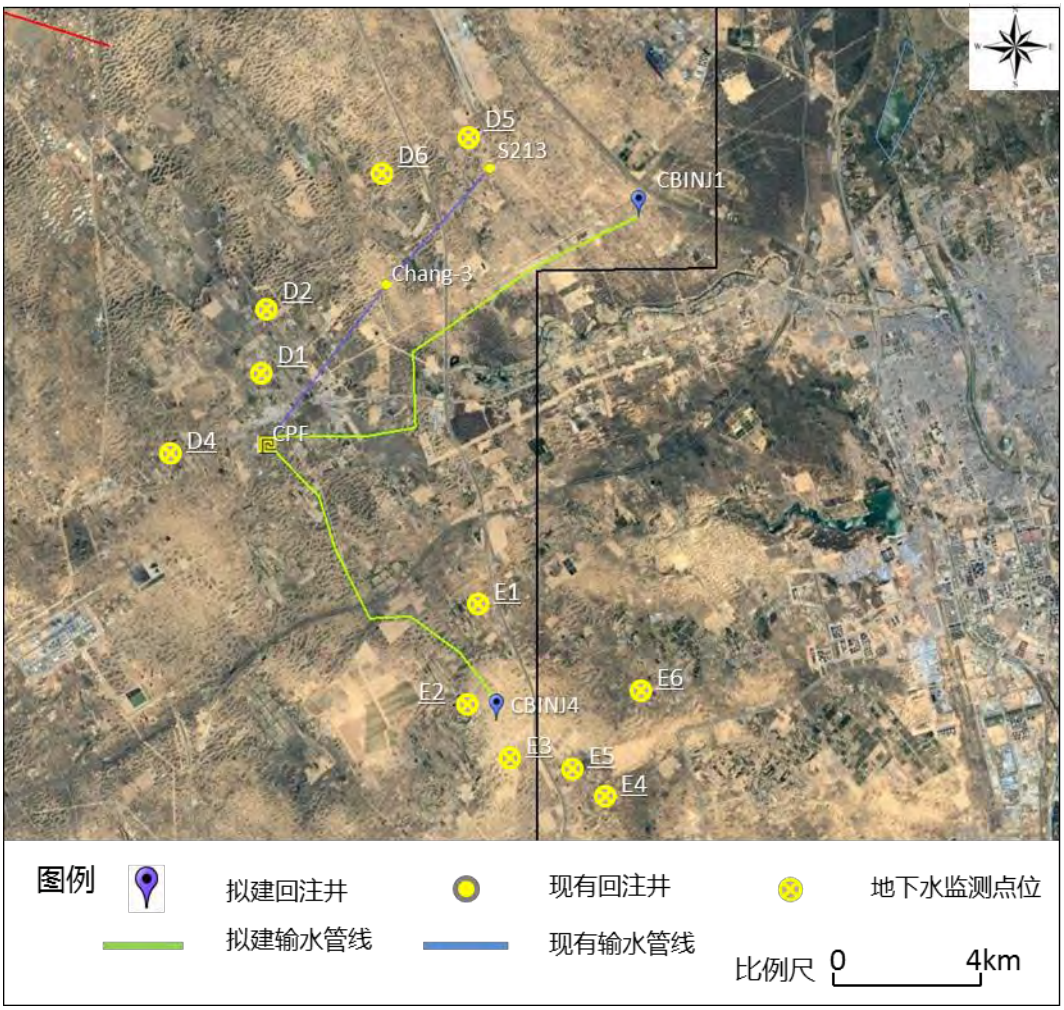


图 13.6-1 CBINJ1 和 CBINJ4 附近水质监测点分布图

13.6.1.2 监测因子

依据《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017），同时结合本项目可能造成地下水污染的特征因子，选取监测因子包括：

（1） 主要离子成分：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}；

（2）基本水质因子：pH、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、氟化物、总硬度、阴离子表面活性剂、溶解性总固体、氨氮、高锰酸盐指数、挥发酚、六价铬、砷、汞、镉、铁、锰、钡、亚硝酸盐氮和总大肠杆菌群；

（3）特征因子：石油类。

13.6.1.3 地下水环境评价结果

根据本次环境影响评价地下水环境质量监测结果，参照《地下水质量标准》（GB/T 14848-93）中的III类标准，只有锰一种监测因子超标，锰在监测的 12 个地下水样品中有 6 个点位超标，最大超标倍数为 3.5 倍。

如前文所述，项目区域煤矿资源丰富，锰与煤矿具有相应的伴生性，推测该区域锰本底值高与此有关。

13.6.2 地层水环境现状调查评价

本项目回注目的层为二叠系山西组2段地层，该层深度约为地表以下2800m。根据长北二期评价井 C20 井的地层水监测报告（SGS，报告编号：SHE14-01622 R4，2014-8-20），水质分析因子为总溶解固体、悬浮物、硬度（以 $CaCO_3$ 计）、油和脂、CODcr、BOD_5、TOC、氨氮（以 N 计）、溴、氯化物、硫酸、碳酸氢钠、碳酸盐、硫化物、总硅（以 SiO_2 计）等，分析结果见表 13.6-2。

表 13.6-2 山西组 2 段地层水水质监测结果

监测因子	单位	最低限出限	结果
pH	-	-	6.5
导电率	μS/cm	-	51.0×10^4
温度	℃	-	23
色度	CU	5	45
浊度	NTU	1	169
溶解性总固体	mg/L	5	3.80×10^4
悬浮物	mg/L	5	620
总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	mg/L	0.25	7.37×10^3
油和脂	mg/L	0.16	91.2
CODcr	mg/L	5	1.56×10^3
BOD_5	mg/L	2	325
TOC	mg/L	0.5	1.23×10^3
氨氮(以 N 计)	mg/L	0.1	<0.1
溴	mg/L	0.05	169
氯化物	mg/L	0.02	1.86×10^4
硫酸	mg/L	0.1	10.1
碳酸氢钠	mg/L	0.75	588
碳酸盐	mg/L	0.75	<0.75
硫化物	mg/L	0.005	<0.005
总硅(以 SiO_2 计)	mg/L	0.01	2.60
Ca	mg/L	0.01	2.42×10^3
Fe	mg/L	0.01	85
K	mg/L	0.1	1.85×10^3
Mg	mg/L	0.02	323
Na	mg/L	0.1	3.90×10^3
B	μg/L	1	2.24×10^4

监测因子	单位	最低限出限	结果
Ba	μg/L	1	5.27×10^5
Mn	μg/L	1	3.61×10^3
Se	μg/L	5	881
Sr	μg/L	1	2.04×10^5

从监测结果上来看，长北山西组 2 段地层水中阴离子主要为氯离子，浓度达 18600mg/L；阳离子主要为钙离子，浓度达 2420mg/L。水化学类型为氯化钙型高矿化度水。

如此高矿化度水无回收利用经济价值，即使建设脱盐处理设施，在总水量不大的情况下，无回收利用可行性。

13.7 回注井井身结构完整性评价

13.7.1 长北二期第一阶段回注井井身结构设计

长北二期第一阶段所用现有回注井（S213 和 Chang-3）井身结构信息已在 13.3.2 “长北一期气田水回注回顾”中详细论述，其井身完整性，包括套管技术状况合格程度、固井质量情况、井口装置完整性和密封性及完井方式符合现行《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）的目的要求，具体符合性分析见第二章表 2.5-5 “现有回注井符合性分析”。

本节将重点论述长北二期第二阶段新建回注井井身结构完整性。

13.7.2 长北二期第二阶段回注井井身结构设计

13.7.2.1 回注井井身设计选择及可靠性分析

通过分析比较注入能力、技术可行性、成本和风险等因素，本次回注井井身设计选择了“直井（并压裂）”。此井身类型也是长北一期中的直井类型，经过多年的运行，此类井身设计已被证明具有较好的技术可行性和稳定的可操作性。同时，已投入使用多年的 S213 回注井井身设计也与此钻井方案相似。从钻井成本和技术可行的角度考虑，优先选择标准化的完井设计有助于节省设计和施工费用同时也有助于提高完井效率。

依据《长北二期总体开发报告》（以下简称“ODP”）中关于回注井设计的内容，长北二期回注井井身设计和钻井工艺与长北一期 S213、Chang-3 回注井井身设计相似。通过对现有回注井周边浅层地下水水质的监测，此类型回注井已经被证明在钻井运营期不会对周边地下水环境产生影响。

同时，本次回注井设计原则上遵循 OGP 准则。OGP（The International Association of Oil & Gas Producers）准则为国际石油天然气生产行业协会旨在提升回注活动安全性的一项国际行业推荐指导，并已获得很多国际组织及政府的认可。OGP 中对回注井井身设计、回注地层可行性、回注工艺控制、运行监控、闭井封堵等方面提出了要求。

本次回注井井身按照五层结构设计，从外到内有表层套管（一开套管）固井水泥、表层套管、生产套管（二开套管）固井水泥、生产套管和油管（注水管）。参见图 13.7-1。

井斜及井底水平位移要求见表 13.7-1，评价井径扩大率小于等于 5%，最大井径扩大率小于等于 7%，井身质量合格率应大于等于 98%。

表 13.7-1 回注井井身质量要求表

井段 m	全角变化率（度/30m）	井斜角度	水平位移
0～井底	<1 度	≤2 度	<10m

13.7.2.1 套管设计可靠性分析

从技术要求的角度考虑，此设计要求套管必须能抵抗住内压和外压的考验。从环境影响的角度考虑，套管的设计要求套管在整个井生命周期（钻井、完井和生产等）中具有足够的强度，能够承受在各种外力作用下，保证套管不断、不裂、不变形，以及具有抗腐蚀的能力，确保在运行过程中不会产生渗漏等现象。根据 ODP 中关于套管的设计方案，本次套管设计从地面到封隔器采用 7”26ppf L80 套管，封隔器之下采用 7”41ppf L80 套管。

长北气田的天然气不含硫化氢，主要腐蚀因素为二氧化碳和氯离子，为了满足防腐要求，本次套管选择了 L80 碳钢套管。根据套管供应商提供的资料和壳牌多年的运行实践经验，L80 碳钢套管的材质具有良好的延展性和抗腐蚀性，此套管在对抗外压时可以承受 60Mpa 压裂压力下 7ppg 压裂液的泄漏，而且此类型套管可以承受在外界完全掏空情况下的压力。表 13.7-2 详细描述了各种压力负载下回注井套管对抗内外压力的分析汇总。

由于回注井表层套管是安装在井身的最外侧，因此回注井表层套管设计的关键点是要求其能够抵抗住外部压力的考验，根据 ODP 中表层套管的设计，本

次设计采用 9-5/8”36 ppf K55 型表层套管，根据套管供应商提供的资料和壳牌多年的运行实践经验，该型号表层套管可以承受外部完全掏空时对其外部产生的压力。表 13.7-3 详细描述了各种压力负载下表层套管对抗内外压力的分析。

按照回注井井身结构的设计要求，表层套管下深要求封隔第四系、侏罗系含水层，并至少超过侏罗系含水层 30 米，以防窜层污染上部水层，保证生活用水不受污染。根据区域水文地质条件，在回注区域，CBINJ1 和 CBINJ4 回注井附近具有供水意义的含水层为第四系含水层，埋深在 120m 左右。长北二期回注井设计表层套管下至地表以下 800m，完全可以封隔住第四系以及下伏的侏罗系含水层。因此从地下水环境影响的角度分析，回注井表层套管设计能够满足 OGP 中关于表层套管设计的要求。因此，在保证钻井施工质量的前提下不会对地下水环境产生影响。

通过上述关于套管设计和材质要求的描述分析，可认为长北二期回注井套管设计的技术可靠性较好。从环境影响的角度考虑，正常状态下回注不会对浅层地下水环境产生影响。

套管防腐措施：套管环空部分加保护液保护管柱。

表13.7-2　回注井套管设计对抗内外压力汇总分析

两种等级共同的压力分析汇总								
载荷类型	荷载工况	内部		外部				设计的限制因素
		压力	液体	压力	水泥环以上钻井液密度	两层套管重合段	裸眼段	
A	下套管过程中无过提拉力	无						24 吨过提载荷相当于 20%的套管重量
A	下套管过程中有 24 吨过提拉力							
B	固井后试压	23 Mpa	泥浆 @ 11.5 Kpa/m	0	泥浆 @ 11.5 Kpa/m	新水泥	新水泥	假如浮阀实效，23Mpa 相当于最终的顶替水泥压力上

								施加 13.8Mpa
B	试压	13.8 Mpa			沉降泥浆 @ 11.5 Kpa/m	混水水泥@ 9.79 Kpa/m	9.2 Kpa/m 最小泵压	13.8 MPa
C	高温 抗外挤-全掏空	0	无		WBM @ 11.5 Kpa/m		最大泵压 @ 10.7 Kpa/m	无
C	井温 抗外挤-全掏空							
封隔器上的套管: 7" 26 ppf L80								
B	环空/封隔器试压	28 Mpa	卤水 @ 10.2 Kpa/m	0	沉降泥浆 @ 9.79 Kpa/m	混水水泥 @ 9.79 Kpa/m	最小泵压 @ 9.2 Kpa/m	
B	常温压裂油管泄露	30 Mpa (泄压阀)						安装泄压阀
B	低温压裂油管泄露	30 Mpa (泄压阀)						
B	低温回注油管泄露 (稳定回注)	30 Mpa						最大油管回注压力 30Mpa 下的封隔器环空中的持续的压力提高
B	生产早期高温正挤入压井-油管漏	28.5 Mpa						关井套压 25 Mpa + 500 psi 正挤入压力
B	生产早期井温正挤入压井-油管漏	28.5 Mpa						
B	回注后期低温压井-油管漏	28.5 Mpa						针对回注后期地层

								压力(回注后期)的关井压力 25 Mpa + 500 psi 正挤入压力
封隔器上的套管: 7" 41 ppf L80								
B	常温压裂	60 Mpa	压裂 @ 10 Kpa/m	0	无	无	最小泵压 @ 9.2 Kpa/m	60 Mpa 是最坏情况下的压力 45 MPa 是常规作业下最有可能的最大压力
B	低温压裂							
B	低温压裂注入 – 7ppg 压裂液泄露	45 Mpa	7ppg 压裂液 @ 13.8 Kpa/m					
B	常温回注(回注初期)	33 Mpa	Water @ 9.79 Kpa/m					33 Mpa 是最大的预期压力 受到井口压力等级的限制 30 Mpa 是正常回注过程中的最大预期压力
B	高温回注(回注初期)							
B	低温回注(稳定回注)							
B	生产早期高温压井	28.5 Mpa	关井高温气					关井套压 25 Mpa + 500 psi 正挤入压力
B	生产早期高温压井		关井常温气					

表13.7-3 回注井表层套管设计对抗内外压力汇总分析

受力类型	荷载工况	内部		外部	设计的限制因素
		压力	液体	液体	

A	下入无过提载荷	N/A			15.5 吨过提载荷相当于 35%的套管重量
A	下入并有 15.5 吨过提载荷				
B	固井试压	13.8 MPa	套管内泥浆 10.40 KPa/m	新水泥	18.8Mpa 相当于 13.8MPa(2000psi)加上最终的顶替压力（5MPa）,假设浮箍浮鞋失效。
B	试压	18.8 MPa			13.8MPa(2000psi)
B	气体溢流	套管内受力情况为用 11.5 Kpa/m 的泥浆循环出一个 7m^3 的抽吸式溢流		9.2 Kpa/m 基液	抽吸式溢流发生是可能的，因为地层最大孔隙压力梯度为 10.7KPa, 而设计泥浆梯度为 11.5KPa/m, 总是保持过平衡状态。并且长北一期钻过的 50 多口井中也没有发生过 溢流 （致密性油藏）。 7 方的抽吸式溢流量主要决定于刘家沟组地层在垂深 2100m 的 地层漏失梯度 12.45 Kpa/m。如果最薄弱的地层位于 9-5/8" 套管鞋处 (17.14 Kpa/m 在 垂深 800m)，则对应的溢流量为 10 m^3.
C	井温抗外挤-全掏空	0	无	最大泵压 10.3 KPa/m	符合要求无受限

13.7.2.2 回注（油）管设计

基于壳牌关于油管的技术标准，本次回注井油管选用具有 GRE 涂层的 3-½”9.2ppf L80 钢级油管。根据壳牌公司内部标准和服务商的反馈意见，本次油管扣采用 VAM TOP，VAM TOP 是常用 GRE 内衬油管 Duoline20 的标准扣型，无需额外加工，具有较好的技术可靠性和较低的运行成本。

因此，从环境影响的角度考虑，在良好的技术可靠性和确保施工安装质量的基础上，回注（油）管的设计具有较高的可行性。

13.7.2.3 永久性封隔器设计

永久性封隔器密封了套管和油管的环空，并在套管和油管环空中充满含有缓蚀剂的完井液，从而使得套管不承受来自套管外的地层压力。在正常情况下，套压表读数为零，可以有效保护套管。永久性封隔器安装位置如图 13.7-1 所示。

回注水中氯化物和总矿化度对套管具有一定的腐蚀性，一旦套管腐蚀，回注水大量进入含水层后将改变地下水功能，造成地下水污染。因此，在安装永久性封隔器后，套管与油管之间的环空被分为两部分，只有在封隔器之下的环空中才会有回注水，回注水不会突破封隔器窜至上部分的井筒内，封隔器起到封隔环空的作用。在封隔器的作用下，回注水只能充满在封隔器之下的环空中，并在压力的作用下通过射孔压裂段进入地层。此设计就防止了回注水从封隔器之上的环空中进入含水层的可能。

本次选用 25Cr 防腐级别永久性封隔器，根据长北一期回注经验，此防腐级别完全可以满足回注耐腐蚀要求。因此，在确保封隔器施工安装质量的基础上，永久性封隔器的设计具有较高的可行性。

13.7.2.4 固井设计和要求

回注井的固井质量主要是关注其封隔地层的效果，主要从三方面进行分析评价：水泥返高、试压情况、水泥胶结质量。

关于水泥返高的要求，ODP 中设计一开下表层套管后固井，水泥返高至地面，二开下套管后水泥返高至表层套管内 600m（参见表 13.7-4）。但根据《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）的技术要求，二开后水泥需要返高至地面，因此，建议在有关设计中修改二开水泥返高的内容以满足此要求。

关于试压的要求，试压遵循 SY/T5467-2007 的要求，套管注试压值为 20 MPa，稳定 30min，压降≤0.5MPa 为合格。

关于水泥胶结质量的要求，本次固井技术中使用两凝水泥浆体系。在下部井段固井使用水泥的设计密度为 1.2~1.9g/cm^3，水泥 24h 抗压强度应不小于 24MPa；上部井段采用水泥的设计密度 1.4~1.9g/cm^3，水泥石 24h 抗压强度应不小于 5MPa。

表 13.7-4 固井水泥设计表

套管程序	套管尺寸	水泥上返深度（m）	水泥塞面深度（m）	水泥浆性能（密度 g/cm³）	水泥等级
表层套管	9-5/8	地面	800	1.4~1.9	Class G
生产套管	7	600m	3000	1.2~1.9	Class G

上述固井设计完全满足《中石油固井技术规范》的要求，此类固井技术已经被运用在长北一期固井施工中，并取得了良好的固井效果。固井完成之后形成的水泥环封一方面可以保护套管不受腐蚀另一方面也可以起到密封地层与套管之间空隙的作用，从进一步防止回注水和地层水上窜至浅水含水层，造成地下水污染。

因此，从环境影响的角度考虑，此类型固井方案可以保证回注水及地层水不会沿着套管上窜，从而防止浅层地下水受到污染。

13.7.3 钻进方式

新建回注井均采用二开钻进，一开钻头直径为 311mm，根据井身设计和长北一期的工程经验，一开钻井设计使用清水聚合物体系钻井液。该泥浆体系需要持续不断的从导管处添加水溶性有机聚合物来絮凝钻井液中的胶状颗粒，然后循环通过一系列沉降罐，沉降絮状胶体，回收清水。

二开钻头直径为 215mm，钻经地层为安定组、直罗组、延安组和富县组。为防止因地层岩石水化分散、膨胀造成的井塌、起下钻遇阻、电测困难等复杂事故，此段以防塌为主，使用碳酸钙为加重剂的水基聚合物泥浆体系。

长北二期采用泥浆罐代替传统的泥浆池，进而从源头上防止了泥浆从泥浆池中渗漏后对土壤地下水产生污染。通过对评价井和长北一期回注井钻井数据的分析，此区域钻井过程中遇泥浆渗漏量较大的地层较少，加之表层套管已经封隔住浅层地下水含水层，同时考虑到本次使用的水基泥浆具有良好的环境友好性，所以在钻井过程中泥浆漏失对地下水产生的环境影响较小。

综合本节对回注井井身结构设计和钻井方式的分析，回注井在保证施工质量的前提下，具有良好的井身完整性，可以很好的将井内流体与含水层进行隔绝。同时，按照现有回注井日常巡检报告结果，回注井选用的套管油管均具有良好的防腐性能。

13.7.4 回注水输送管网

在长北二期第二阶段，气田采出水在中央处理厂 经过预处理后将通过新建输水管道送到新建回注井，管道长 26.88km，管材为 2” 塑料合金防腐复合管。

13.8 回注可行性分析

长北二期第一阶段现有回注井回注层位与第二阶段计划回注层位同为山西组 2 段石英砂岩 P1S2 QA，本节将从回注层地质条件、配伍性、回注井仿佛控制、井控分析等角度分析此地层的可注性。

13.8.1 回注层位筛选

13.8.1.1 筛选原则

作为气田水回注的目的层位，其应满足的基本条件为：

（1）回注目的层短期内应无可利用矿产资源，无可利用的地下水资源；

（2）回注目的层在回注废水预计扩散范围内及一定外扩范围内应具有良好的相对封闭性，回注目的层之上覆盖层和下伏层完整性良好，具有一定厚度的良好隔水地层，保证注入废水不会上窜进入浅部地层引起上部浅层淡水的污染；

（3）回注层上覆层和下伏层有一定厚度及强度，在增加额外回注压力的情况下不会导致上覆和下伏岩层的破裂；

（4）回注目的层应有良好的可注性，具有良好的渗透性，能够确保水体的顺利注入；

（5）回注层有足够的容积，回注层岩体孔隙度大，确保能容纳开发周期内的全部灌注液。

13.8.1.2 地层概况

根据区域地质资料，将区内地层以从新至老简述如下，并从可能产生地下水环境影响的角度简要分析该地层的可注性。

（1）表层第四系（Q_4）地层较厚，其中主要含水层为萨拉乌苏组潜水含水层，在区域的大部分区域富水性好，水质较好，是区域内主要的地下水饮用水水源。

（2）侏罗系安定组（J_2a）泥岩，厚度平均约为 86 米，富水性弱。孔隙度与渗透系数低，且部分地区的含水层直接与上部可利用地下水含水层相连，不能作为回注地层。

（3）侏罗系直罗组（J_2z）泥岩与砂岩互层，上部以泥岩为主，底部砂岩为主，平均厚度约为 322 米。此层局部泥岩厚度大，形成相对隔水层。可注水砂岩层不连续，可注性不强，且部分地区的含水层与上部可利用地下水含水层间隔水岩层较薄，该层不宜作为回注地层。

（4）侏罗系延安组（J_2y）为泥岩和砂岩互层，岩性与上部直罗组地层相似。即局部泥岩厚度大，形成相对隔水层，而可注水砂岩不连续。另外延安组地层夹有多层煤线，据测井资料，最大煤层厚度达 4 米。因此本层不宜作为回注地层。

（5）侏罗系富县组（J_2f）地层，主要为厚层砂砾岩夹泥岩或厚层泥岩夹砂砾岩，顶部为黑色薄层状炭质泥岩，平均厚度约为 68 米。孔隙度与渗透系数低，泥岩段为良好隔水层，不宜作为回注地层。

（6）三叠系延长组（T_3y），平均厚度 714 米。上部 350 米以砂岩为主，夹泥岩层。上部长 1 段地层较薄，区内局部缺失。长 2－3 段分布有三组连续砂岩层，孔隙度与渗透系数大，具有良好的可注性，经研究可作为备选回注地层。延长组下部长 4－10 段砂岩分布不连续，下部以泥岩为主，局部泥岩层厚度较大，为相对隔水层，作为长 2－3 回注层的下伏地层，稳定性好。

（7）三叠系纸坊组（T_3z）地层为泥岩夹薄层砂岩，厚度约 500 米；和尚沟组（T_3h）地层为泥岩，厚度约 120 米。此两组地层岩性可注性较差，为相对的隔水层。

（8）三叠系刘家沟组（T_3l）地层，主要为致密泥岩、泥质砂岩和砂质泥岩，厚度大，其下为本区域天然气含气地层。在长北一期的钻井报告中显示该层有泥浆漏失的情况发生，但此情景仅存在于部分井中，因此还需要更多的资料和证据判断此层是否能作为回注目标地层。

（9）二叠系上石盒子组（P_3ss）以及二叠系下石盒子组（P_1xs）为本区的天然气储层，相对于上石盒子组而言，下石盒子组岩性以砂岩为主，具有较好的孔隙度和地层侧向圈闭性。根据长北一期钻井资料显示，在中央处理厂和 S213 井场附近的区域，下石盒子组地层可作回注次级目标地层。

（10）二叠系山西组（P_1s）为本区天然气储层，岩性以砂岩和页岩为主，孔隙度相对较高，具有良好的可注性。根据前期石油天然气勘探及前期采气井的钻探资料分析，山西组 2 段之上具有连续稳定的盖层，该地层在周边区域没

有露头。因此，在本区域内相对于其他二叠系地层，山西组 2 段地层具有良好的可注性和侧向圈闭性，成为本区域内最佳的回注目标层位。

通过对区内地层的分层描述与简要分析评价，可认为二叠系山西组 2 段地层最适合作为回注地层。同时结合长北一期的运行经验，回注层位为山西组 2 段的 S213 回注井自 2007 年 7 月以来已经安全稳定运行多年，也可说明山西组 2 段具有良好的回注可靠性。因此，优选二叠系山西组 2 段地层作为采出水回注的目的层。

13.8.2 回注层地质条件分析

13.8.2.1 山西组 2 段地层的可注性

从可回注量角度分析，经计算各回注井的可回注量如表 13.4-2 所示，新建两口回注井在 P1S2 QA 地层中总有效容量为 $68\times10^4m^3$，根据预测长北二期回注水总量为 $30\times10^4m^3$。因此，根据模型估算，P1S2 QA 地层的有效容量可以满足长北二期回注水量的要求。

13.8.2.2 山西组 2 段地层的封闭性

从区域地层条件上分析可知 P1S2 QA 地层在横向和垂向上都具有良好的圈闭性，回注至此层位的废水在压力不导致上下地层破裂的条件下，不会窜入其他地层。因此，可以认为山西组 2 段对回注水也具有良好的圈闭性。

13.8.3 回注水与回注层配伍性分析

13.8.3.1 回注水与地层水配伍性分析

长北二期与长北一期同样遵循“同层回注”的注水策略，从回注统计数据上看，长北一期已经安全稳定运行 10 余年，未出现地层结垢堵塞等问题。长北二期与长北一期回注的气田采出水采出层位一致、气田水成分一致、回注层位一致，因此长北一期稳定的运行数据对长北二期具有较高的参考价值和评价依据。

为进一步了解回注水与回注层地下水的配伍性关系，本次评价收集了大牛地气田（紧邻长北气田）回注水配伍性分析相关的文献（[1]方永春.大牛地气田回注井地层水与注入水配伍性实验研究[J].《内蒙古石油化工》,2012 (14) :114-116），供分析评价使用。

地层水与注入水的配伍实验主要是以两者不同比例相互均匀混合，观察混合后是否会发生结垢、沉淀现象，以此来判断地层水与注入水是否相互配伍，从而为回注提供合理的参考依据。参考文献中的实验包括两部分：一是在不同

碱性 pH 值下观察地层水是否会发生结垢或沉淀， 判断地层水对不同碱性 pH 值的敏感性；二是地层水与注入水以不同比例均匀混合，观察是否发生结垢或沉淀，判断地层水与注入水配伍性。参考文献中实验所用地层水、注入水均为现场获取。

文献中配伍性实验的结论主要有两点：第一，地层水对外来碱性流体有较强的敏感性，回注水 pH 值应控制在 7 左右；第二，将地层水与控制好 pH 值的回注水以不同比例混合均匀，没有发现结垢、沉淀、老化等现象发生，24h 后混合溶液没有发生变化，说明两者具有良好的配伍性。

13.8.3.2 回注水与地层岩石配伍性分析

从同层回注的角度分析，本次回注为原层位回注，气田采出水来自于回注目标层，回注水化学成分与原地层水化学成分一致，唯一的区别在于液体中化学组分的饱和度不同。

地层中的矿物成分与地层水保持化学平衡，即在原地层温度和压力条件下，地层水中的石英、长石（微量）的饱和度为100％。气田水经过处理后，各化学成分含量大幅度减小，其饱和度小于100％。经过处理的废水将被注入温度和压力均高于地面的地层中。在回注水与地层水兼容的地方，回注水也会与固相岩层相容。因此回注水中的化学组分不会在回注层发生沉淀。

从回注水对岩层溶蚀的角度分析，由于酸性成岩环境导致了砂岩中早期碳酸盐胶结物不发育，地层水中尤其是含 CO_2 的酸性水不活跃，因此回注水也呈弱酸性。山西组 2 段在经过早期的强烈的压实作用和后期各种胶结使得岩石致密化，地层呈现出低渗透性的特征，不利于地层水在岩石孔隙中流动，因而也不利于地层水对岩石的溶蚀作用。因此，可以判断回注水对地层岩石的溶蚀作用微小，对地层岩石性质改变较小，不会因此影响回注。

13.8.4 回注井防腐蚀控制

根据长北一期运行经验，本次回注井防腐的总体思路为“控制回注水水质”与“井筒防腐”同步进行。

13.8.4.1 控制回注水水质

在气田水处理水质控制方法上，第一应采用节点控制的方法，优化污水处理试剂，做到每一个处理单元都能达标；第二应制定合理的回注制度，采用多井交替注水模式，科学平稳注水。

在节点控制方法上，结合气田水处理工艺，可划分 4 个控制节点。第一，在澄清工序中通过控制污水沉淀时间、平衡来水量与罐储量来提高沉淀效果；第二，在加入破乳剂和化学氧化剂时，可以通过调节 pH 值，控制絮凝时间，控制氧化剂加入比例，和控制反应温度来提高絮凝效果，从而降低回注水中 SS；第三，在过滤步骤中，通过定期更换滤料等方式提高过滤性能；第四，一旦监测到回注井口回注水质不达标，应立即停止回注，废水重新处理后再回注。

在优化注水制度上，回注速度越快，井底压力上升越快，回注就会越困难。因此回注井注水时可采用小排量温和注水模式平稳注水。优化后的回注行为减轻了注水期过程对地层的伤害，增大单井的可注水量，又避免了注水泵压上升过快，有效缓解注水井注水压力持续上升的问题。

13.8.4.2 井筒的防腐性能

本次回注井回注（油）管在封隔器之上采用的是内衬 GRE 涂层的 L80 钢级的碳钢油管，封隔器之下采用的是 L80 钢级 25Cr 防腐油管。内衬涂层和高防腐级别油管都可以有效增加油管的耐腐蚀性和使用寿命。在封隔器之上的环空中打入保护液保护油管和套管，这种工艺在国内外很多气井和采出水回注井上都有应用，但是其对封隔器和套管的可靠性有较高的要求。结合本次回注井采用的封隔器材质（25Cr）和套管钢级（L80），可以判断封隔器和套管具有较高的可靠性。

根据相关研究成果，地层水中的氯离子不会与固井水泥发生反应，但是会向水泥中渗透，促进固井水泥的腐蚀。与地层水接触的水泥环外表面以溶出型腐蚀为主，内部腐蚀主要为破坏胶结性。因此，为避免因固井水泥胶结破坏而导致回注层与上覆岩层窜通，本次固井水泥采用两凝水泥浆体系，具体性能在 13.7.1”长北二期第一阶段回注井井身结构设计”中已有介绍。

根据现有回注井 2016 年的日常维护和巡检报告（详见 13.3.2.3 中内容）可知，现有回注井在运行近 10 年中的腐蚀程度是轻微的可接受的。

13.8.5 井控分析

在钻井/修井或完井过程中，为避免发生钻井井涌失控事故，需要在钻井的井口上安装钻井井控装置。当井筒内的压力小于地层压力时，井下地层中的流体进入井筒并形成溢流或井涌。钻井井控装置的作用就是当井内出现溢流、井涌时可快速及时关闭井口，防止事故的发生。本项目回注井钻井/修井和完井及运营过程中采取的主要井控措施如下：

（1） 在进行钻井作业前，将通过地质资料，分析回注井场周围可能存在的断层结构以识别任何潜在的构造影响，制定措施防止浅层气可能引发的井喷事故；

（2） 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，全封闭/剪切式闸板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/燃烧来自井内钻井液中的所有气体；

（3） 井口防喷器和配套的井控系统应符合钻井设计要求，采取 35Mpa 压力等级防喷器及节流控制设备；

（4） 针对所采用的井控设备，制定具体的操作规范和开展培训；

（5） 采用适当防腐级别的采气树，保障井口安全。

回注水井一般不会发生井喷事故，但由于所在区块天然气丰富，为防止修井、完井和注水运营过程中发生井喷的可能性，进行以上回注的井控设计是必要的而且也是可行的。

13.8.6 对延安组煤层开采及其它矿产资源的影响

由《陕西省陕西省矿产资源总体规划》（2008～2015）及《陕西省陕北侏罗纪煤田榆横矿区北区总体规划补充环境影响报告书》（2016）可知，现有回注井 S213 和 Chang-3 以及拟建回注井 CBINJ1 和 CBINJ4 所在区域内尚未设置盐卤和地热资源探矿权，据规划远景可知，在本区域也无丰富的盐卤和地热资源。在规划中，回注所在区域属于“榆横矿区北区”，其中 CBIN1、Chang-3 回注井位于红石峡井田内，但根据调整后的矿区井田规划，红石峡井田已关闭。CBINJ4 回注井不在规划的井田内。回注输水管线部分经过袁大滩井田东南部，但回注管线施工开挖深度浅，不会对煤矿开采产生影响。另一方面，回注管线经过区域周边有村庄、城市快速路和现有集输管线（如陕京一线、二线、三线），《陕西省陕北侏罗纪煤田榆横矿区北区总体规划补充环境影响报告书》（2016）中已明确“对规划区内的榆林沙漠国家森林公园、榆靖高速、明长城、西寨

110kv、延榆 330kv、 陕京一线、陕京二线、长北输气管线、集气站--采气厂管线、输水管网、规划园区等留设保护煤柱。”

13.8.7 回注要求符合性分析总结

本次回注执行《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）中关于注入层可行性、注入层封闭性、注入水与注入层兼容性、区域地质稳定性、注入井位、注入井完整性要求及注入井监控等各方面的要求和标准，同时参照美国环保署对 I 类注入井选择的要求。长北二期第一阶段使用的现有回注井（S213 和 Chang-3）各方面符合性分析见第二章表 2.5.5，长北二期第二阶段新建回注井（CBINJ1 和 CBINJ4）各方面符合性分析见表 13.8-1。

表 13.8-1 回注井要求符合性分析

分类	气田水注入技术要求 SY/T 6596-2016	美国环保署对 I 类无危害注入井选择的要求（参照）	长北二期第二阶段回注井设计及监控措施	符合性分析
4.1 注入层封闭性	4.1.1 上下隔离层不窜漏，注入层横向连通性好，总注入量波及范围内无断层、无地表露头或出露点 4.1.2 优先选择油气废弃层或枯竭层	需要有低渗透的封闭层阻止注入液体的垂向流动。	1）山西组 2 段石英砂岩（P1S2 QA）储层的有利地质条件和致密封闭地层在垂向和横向上构成了保存气体的天然封闭系统，该层位既然可以原地储存天然气，自然有能力储存和封存液体流体，这一点也可以佐证其具有良好的圈闭性； 2）从地层垂向圈闭性角度分析，在区块内和区块周边区域没有古生代和三叠系地层的露头或者隐伏露头； 3）长北区块山西组 2 段气藏是一个构造平缓，盖层发育，遮挡条件充分的典型的岩性圈闭气藏； 4）同上一条，回注层与区域地下水补给区（第四系潜水）之间存在三叠系尚沟组泥岩和侏罗系富县组泥岩砂岩互层中厚层泥岩，此隔水层厚度至少 2000m，回注水不会窜流到地下水补给区；	满足技术要求
4.2 注入层隔离性	4.2.1 根据当地水文地质资料，在具有供水意义的含水层之下，至少存在一个隔离层，并且在核查区内隔离层没有开放断裂和断裂面，注入后不对具有供水意义的含水层造成影响 4.2.2 注入井底压力不会在隔离层产生断裂面			

			2）根据 TOUGH2 模型模拟结果，CBINJ1 最大井底约 38MPa， CBINJ4 最大井底压力约 30MPa，该最大压力值远小于盖层 70Mpa 的单向上覆岩层破裂压力。	
4.3 注入层可注性	4.3.1 有足够的储集空间，能满足气田生产期内的注入要求	灌注层需要有足够的渗透率、均质性以及足够的厚度来容纳在一定注入率下的注入液体，并且不需要过大的注入压力。 灌注层要足够大，以防止地层压力累积，也确保灌注液体不会达到地下水补给区。	1）通过区域内已有的钻井资料、区域地震测试结果分析表明，山西组 2 段（P1S2 QA）地层此段岩性为石英砂岩，平均厚度为 11m，平均孔隙度 6%，渗透率 2mD，相对于区块内其他层位具有较好的可注性。 3）新建两口回注井在 P1S2 QA 地层中总有效容量为 $68\times10^4m^3$，预计长北二期回注水总量为 $30\times10^4m^3$。地层的有效容量可以满足长北二期回注水量的要求。 4）回注层与区域地下水补给区（第四系潜水）之间存在三叠系尚沟组泥岩和侏罗系富县组泥岩砂岩互层中厚层泥岩，此隔水层厚度至少 2000m，废水不会窜流到地下水补给区。	满足技术要求
	4.3.2 注入水与注入层岩性及地层水配伍性好，不会形成二次沉淀堵塞地层	注入液体需与灌注井材料、岩石和灌注层内的液体相容。	油管、井口和封隔器均采用耐蚀合金材料；根据目前长北回注的运行情况，注入废水与地层流体、岩石之间不会产生沉淀，不会导致堵塞地层。	满足技术要求
	5.1.1 注入井附近的生产油气水井在注入层段固井质量合格，注入	灌注层无其它矿产的经济开采价值	本项目为同层回注	满足技术要求

5.1 注入井的井位选择	井一定范围内应无煤矿、其他地下开采矿井。	要求评估灌注区域周围的井/钻孔，了解灌注液是否有可能通过这些井窜流到灌注区以外的地方。评估的最小区域为以井口为中心半径 400 米的区域，同时考虑地下和地上的井。	本次环评对该区域进行了地质和水文调查。调查表明在回注井的 400 米范围内没有深钻孔/井。	
	/	评估分析包括制定整改方案，以确保评估区域范围内不恰当的完井或封堵得以整改。	本环评报告中的废水管理计划的制定即是为了确定回注的废水不会污染地下可饮用水。	满足技术要求
	5.1.2 拟选的注入井应进行饮用水源调查， 满足 HJ/T 338 的要求。	/	本次环评对拟建回注井周边区域进行了地下水饮用水源调查，调查内容包括了井点坐标、井深、开层层位、水位标高、取水用途。仅分布有地下水分布式饮用水水源地，无集中式饮用水水源地。	满足技术要求
5.2 注入井的完整性	5.2.1 套管技术状况合格，按 SY/T 5467 的要求进行套管试压，生产套管应能够承受设计注入压力。 5.2.2 表层套管、技术套管、生产套管固井水泥应返至地面，固井质量合格。 5.2.3 注入层以上生产套管应有可有效封隔注入层流体的连续厚度大于 25m 的优质固井井段。 5.2.4 井口装置结构完整、密封良好，压力级别高于注入压力，材质满足防腐要求。 5.2.5 完井宜采用套管内封隔＋环空加注保护液的完井方式。	1）机械完整性： a)套管设计 b)监测环空压力，首次试注后应维持正环压液体或气体压力测试 c)温度测井，噪声测井，或氧活化测井 d)水泥胶结记录或测井以证明良好的固井可防止液体的迁移 2）表层套管延伸至饮用含水层底部，外部水泥封固至地表	最终确定长北二期回注井设计方案为“直井并压裂完井”。 套管及试压，固井，井口装置和完井将依据 SY/T 6596-2016 和 Shell 相关要求和标准执行。	满足技术要求

5.3 注入井的试注	新选取的注入井或注入层应开展试注工作，求取相关注水参数	/	将在正式回注前进行试注	满足技术要求
6 注入水的基本要求	6.1 注入前应对注入水进行处理，保证能注入注入层。 6.2 当不同水源的水混合注入时，应首先进行室内评价，证实其相互之间以及与地层水之间配伍性好，对注入层无伤害。	/	1）回注前气田水在中央处理厂 中进行预处理； 2）长北项目回注遵循“同层回注”的要求，	满足技术要求
		/	长北一/二期气田水处理方法： 气田水一调节水罐一斜管除油一核桃壳/纤维球过滤器一气浮装置一双筒过滤器一回注	
7 注入井运行监控	7.1 监测注入压力、注入量等运行参数，注入压力应控制在注入层破裂压力以内，并留有安全余量。 7.2 应进行井筒完整性管理，定期监控油套环空压力，注入井油管、套管、封隔器、水泥环及井口的密封性作为井筒完整性的判断依据。对风险高的在用注入井、经隐患治理和报废论证后，进行隐患治理或报废处理；对已经停用或报废注入井，应进行废弃和永久封堵。 7.3 根据注入井水文地质条件与注入水运移情况，合理布置监测点。在运行过程中，发现异常，应查明原因并采取相应的应急措施。 7.4 监测点优先选用现有水井、注入井区域潜水层排泄河段，必要时可新钻监测井。	1）监控灌注层是否有重大变化（每年）：压力降落实验 2）注入压力和注入液的监测（持续监测）：环空压力、注入压力、注入率和注入量的持续监测 3）浅层地下水的监测（每年）：浅层地下水的水质监测	本次评价已在环境管理、监控与地下水监测章节（13.11）中提出相应的监控要求： 1）回注井系统监控（定期）：环压测试，油管、套管、封隔器、水泥环及井口密封性测试，注入能力测试，注入层地层压力测试，回注系统腐蚀性检查 ； 2）委托第三方进行回注水水质监测，每年一次； 3）回注井周边布置地下水监测井，每口回注井地下水上游方向 1 口，下游方向 2 口。每年一次。	满足技术目的要求

13.9 回注对浅层地下水的影响分析

由地下水利用现状内容可知，本区居民生活饮用水水源主要为第四系潜水。由于回注层有良好的封闭性，且回注层埋深在地表下约 3000 米，其与第四系潜水隔水底板相隔 2000 米以上，主要隔水岩层为三叠系尚沟组泥岩和侏罗系富县组泥岩砂岩互层中厚层泥岩。天然气尚能在回注层中稳定存在，注入山西组 2 段的气田水也能封存在回注层中，正常情况下不会窜入上部淡水含水层。

长北区块内构造研究结果显示，区块内断层和裂缝不发育，不具有造成气田回注水运移串层到长北区块浅层的条件，具体依据如下：

（1）区域整体构造认识

地质综合研究成果表明，鄂尔多斯盆地总体形态呈矩形，构造特征表现为盆地边部构造发育，盆地内部为一构造稳定的西倾大型平缓构造。长北区块正好位于该平缓构造伊陕斜坡带的中北部 （**图 13.9-1**），在其构造演化过程中发生过整体性的抬升和沉降，由于盆地内部具有统一刚性基底，属于构造稳定区域，因此没有发生过大的褶皱、构造变形和断裂活动。

长北区块山西组山 2 段主力气层顶面构造图显示（**图 13.9-2**），区块整体构造由北东往南西向整体倾斜，地层倾角约 1º，区块内并无大型褶皱或构造变形，也没有解释过断层。

（2）区块内地震反应

长北区块有 176 条二维地震测线总长度达 8044 公里，平均东西线间距约为 1.2 公里，南北线间距约为 1.6 公里，在 2004-2009 年间，长北项目曾几次对区域地震资料进行过解释处理，均未曾解释过断层。此外在 2018 年，项目组用了先进的拟三维地震技术对区块及邻近周边的地震资料重新进行了三维解释，在包括主力储层顶面(图 13.9-2) 和之上的多套次级储层顶面的构造解释中，均未发现地震可识别的断层。

地震剖面反射轴的变化，反映了砂体沉积和构造上的特征变化，通过对两口注水井陕 213 井、长 3 井及北部陕 203 井深度域的二维地震剖面研究发现，在 3 口井井区及周边没有地层纵向错断、断点等证据显示，见图 13.9-3,4,5,6,7,8。

（3）前期开发方案及区块实际钻井结果

长北项目经国家发展和改革委员会批准的《鄂尔多斯盆地长北项目总体开发方案-2004》,《鄂尔多斯盆地长北项目总体开发调整方案-2009》,《鄂尔多斯盆地长北区块天然气补充开发项目（长北二期）-2016》研究报告中, 有关区块内构造特征的研究，均未发现断层。

长北气田自 1995 年发现，至 2005 年进入大规模开发至今，区块内共计施工各类勘探井、评价井和开发井 96 口，在所有 96 口井钻探过程中，均没有钻遇断层的报告。

（4）区块盖层组合特征

鄂尔多斯盆地北部上古生界是一个完整的陆源碎屑岩煤成气含气系统，区域内二叠系上石盒子组和石千峰组泥质岩是上古生界气藏的区域性盖层，两套盖层总厚度约 370~430m，根据长庆石油志（1992）中上古生界盖层封闭能力评价显示，上石盒子组和石千峰组泥质岩盖层级别多为 II 级和 III 级，遮挡能力良好。封盖能力良好的盖层及区块北部规模成藏的气田，从侧面反应了区块并无能沟通下覆气藏与上覆浅层的大型断层或裂缝发育。

（5）人造裂缝

壳牌荷兰研究中心对长北区块 S213 注水井压裂模拟研究结果证明未产生能够沟通上覆地层的人造裂缝。

回注井的井身隔离系统由表层套管、技术套管、油（注水）管和其间固井水泥环构成。上述隔离系统可以将回注水与浅层地下水完全隔绝，因此，正常情况下回注水很难通过回注井套管和井壁窜入浅层地下水。

如果在运营期间发生井筒破裂，回注压力会发生急速下降，自动监控停止注入。回注井内封隔器将关闭回注层与上层的联系。本项目将定期对油（注水）管和套管腐蚀性，一旦发现薄弱环节将及时采取修井措施。

通过上述分析可知，在正常情况下采出水回注不会对浅层地下水产生影响。从环境风险的角度考虑，回注水发生泄漏可能会有两种风险事故情景：回注井井口泄漏或地面回注水管道破裂导致污染浅层地下水。

13.9.1 第一阶段回注对浅层地下水的影响分析

13.9.1.1 回注井井口泄漏情景

现有回注井自运行以来未发生过井口泄漏等污染事故。考虑到 S213 为第一阶段主力回注井且其周边分布有居民饮用水井，本次评价选择 S213 回注井作为

模拟预测对象，采用解析法预测回注水在井口泄漏状况下的地下水环境影响。S213 回注井地下水流下游方向补龙湾（水质点 MW-S2 所在地）为敏感点。

MW-S2 井位于 S213 回注井南方向下游约 140m 处，具体位置如图 13.9-9 所示。附近居民以第四系潜水作为饮用水源，回注井一旦发生管道或井口破损，回注水渗入地下，沿地下水水流向下游流入最近补龙湾区域，影响此区域地下水环境。

井口破损泄漏可认为是地下水受污染物瞬时泄漏影响，因此可选用污染物平面瞬间注入的解析解预测模型对废水泄漏后进行预测分析。模型参数根据此单元（芹河单元）内的水文地质参数确定，具体参数如表 13.9-1 所示。

根据工程分析，回注水经中央处理厂预处理后，其主要污染物为石油类，这里选择石油类作为预测评价因子。考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。本次假定泄漏量为回注量（一阶段高峰期总回注量为 165m^3/d）的 10%发生了渗漏，泄漏量为 16m^3，石油类泄漏量约为 0.3kg。

表 13.9-1 模型参数表

参数	单位	取值	说明
敏感目标距离	m	140(S213~ MW-S2)	实际距离
污染物质量	kg	石油类：0.3	据泄漏量、入渗系数和污染物浓度计算
含水层厚度	m	40	根据水文地质勘察资料确定
渗透系数	m/d	3.18	根据水文地质勘察资料确定
水力梯度	无量纲	0.001	根据水文地质勘察资料确定
有效孔隙度	无量纲	0.12	经验值
地下水流速	m/d	0.027	据水文地质勘察计算结果
纵向弥散系数	m^2/d	0.5	经验值
横向弥散系数	m^2/d	0.05	经验值

根据总结的模型参数，模拟预测得到敏感点处污染物随时间变化的浓度见图 13.9-10，模型计算结果总结见表 13.9-2。根据模型计算结果，泄漏发生 100 天时，从井口算起 27m 内石油类污染物超标；泄漏发生 1000 天时，从井口算起 87m 内石油类污染物超标；泄漏发生 3600 天时，从井口算起 190m 内石油类污染物超标。回注井下游方向敏感点处在泄漏发生后 2230 天会出现石油类超标的情景，敏感点处石油类最大值出现在发生泄漏后的 4460 天，最大浓度为 0.14mg/L，最大超标倍数 2.8 倍。因此，当发生井口泄漏时，随着泄漏时间的增加，井场周边地下水水水质会出现超标的现象。因此建设单位应加强井口设施的管理和回注的实时在线水量监控以及回注井口压力监控，第一时间发现泄漏，并采取应急措施。

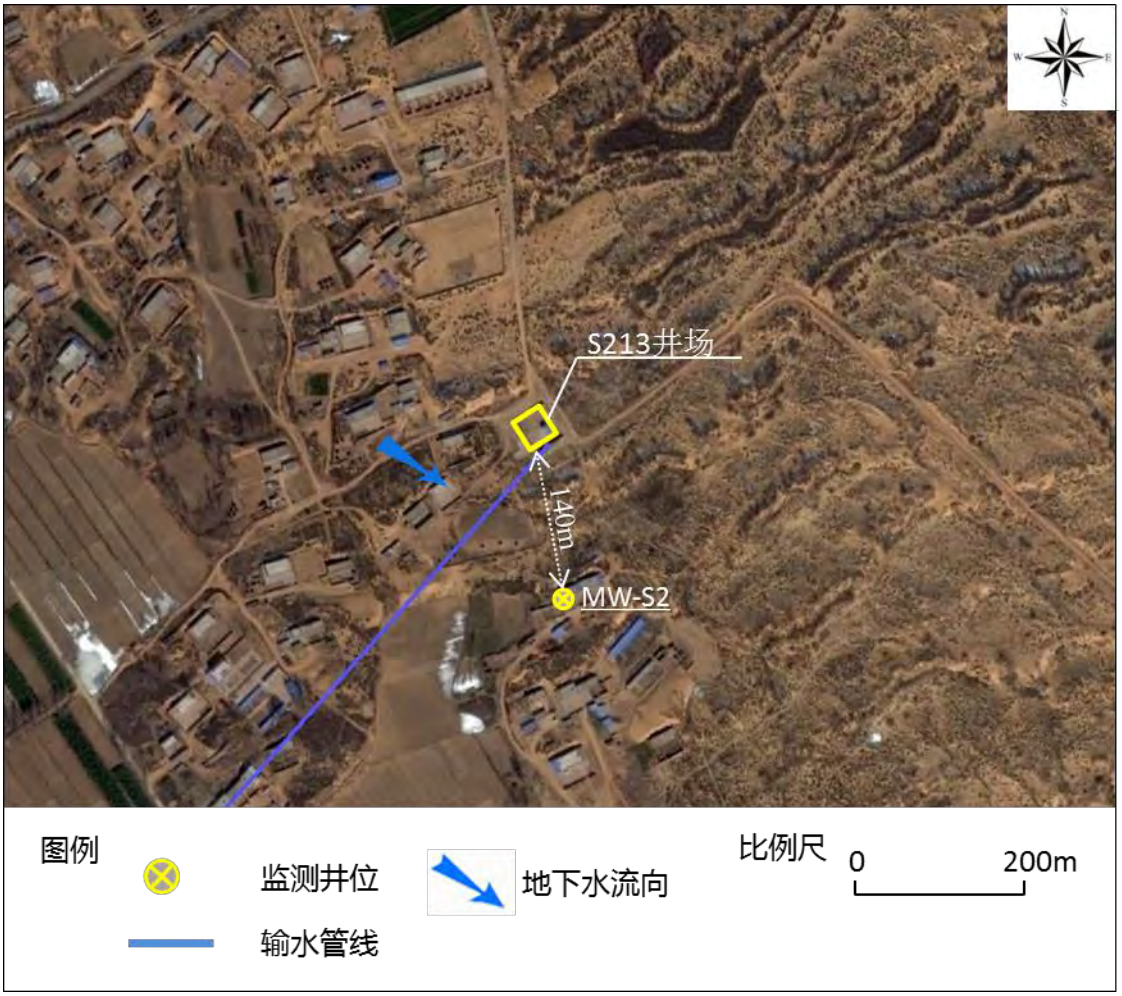


图 13.9-9 S213 与环境敏感点（MW-S2）相对位置图

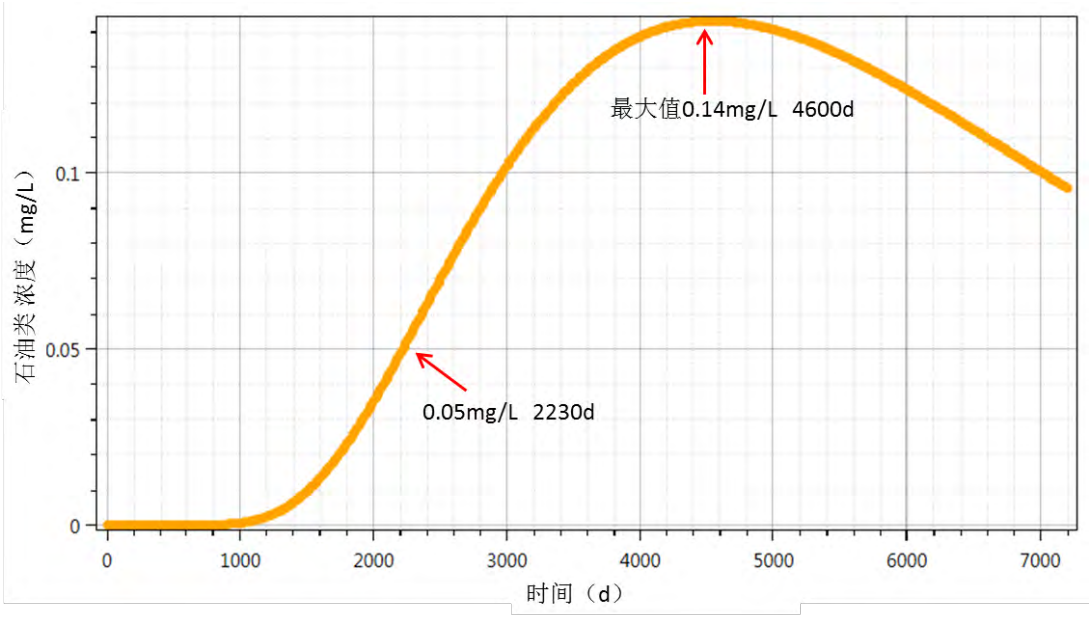


图 13.9-10 S213 井口泄漏情景下敏感点（MW-S2）石油类浓度时间序列图

表13.9-2 模型计算结果表

预测点位	污染物	污染物标准（mg/L）	模拟时间(d)	超标距离（m）
S213	石油类	0.05	100	27
			1000	87
			3600	190

13.9.1.2 现有回注水输送管线泄漏情景

在正常状况下，回注水输送管线密闭运行，不会对地下水环境造成影响。但在非正常状况或者事故状态下，管线发生破损导致输送的回注水渗漏到含水层中，会对地下水环境造成影响。下面就非正常状况或者事故状态下，回注水输送管线发生破裂，采用解析法对地下水环境的影响进行预测和评价。

由于渗漏位置具有不确定性，如果发生回注水渗漏，在渗漏量和污染物浓度一定的情况下，污染物运移方向虽然依地下水流方向会有不同，但污染物运移距离和扩散范围应当差别不大，本次评价依据地下水流场的情况，虚拟一处渗漏点，距离该线最近的环境保护目标为 20m。预测评价因子：回注水主要污染物为 SS、石油类和溶解性总固体等，这里选择石油类作为预测评价因子。

源强确定：回注水输送管线最大输送量约为 165m^3/d（长北二期第一阶段高峰期 165m^3/d），考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。同时考虑到实际的回注水输送管线发生破损的情况多种多样，加之破损后回注水的渗漏量大小不一，因此就管线破损后的渗漏量很难确切的计算与确定，本次假定输送回注水的 10%发生了渗漏。

采出水管线由于各种原因破损后，地表一般难以发现或只有通过在线压力及流量监控才会发现，因此从服务于污染监测及风险评估的角度考虑，预测时段分两种情况：第一种情况是短期预测，预测结果不但可表明事故发生初期污染物的扩散范围和污染程度，也可为污染监测提供技术依据。第二种情况是长期预测，预测结果可表明，在污染发生并得不到处理的情况下，污染物的扩散范围和污染程度，为极端的事故风险评价服务。

（1）解析解模型

管道泄漏可认为是地下水受污染物连续泄漏影响，因此可选用污染物平面连续点源的解析解预测模型，对废水泄漏后进行预测分析。

（2）解析解模型所用参数

对于解析解模型中所用的参数，根据水文地质勘查成果和经验公式得到，具体总结见表 13.9-3。

表13.9-3 模型参数表

参数	单位	取值	说明
敏感目标距离	m	20	实际距离
污染物浓度	mg/L	石油类：18	据泄漏量、入渗系数和污染物浓度计算
含水层厚度	m	40	根据水文地质勘察资料确定
渗透系数	m/d	3.18	根据水文地质勘察资料确定
水力梯度	无量纲	0.001	根据水文地质勘察资料确定
有效孔隙度	无量纲	0.12	经验值
地下水流速	m/d	0.027	据水文地质勘察计算结果
纵向弥散系数	m^2/d	0.5	经验值
横向弥散系数	m^2/d	0.05	经验值

（3）泄漏的影响预测结果

根据总结的模型参数和模型计算，得到污染物运移的预测结果，见表 13.9-4。由表可知，短期预测期限确定为 100d，1000d，可以看出：回注水管线发生渗漏时，在短期内污染范围都不是很大，沿地下水径流方向扩散不明显。泄漏 100 天后污染最大超标距离 40m，泄漏 1000 天后污染超标距离 120m。

长期预测期间为管线设计使用年限（2019 年至 2029 年）10 年，约 3600 天。根据表 13.9-4 所示，回注水管线发生长期渗漏时，超标距离与短期渗漏相比将扩大，3600 天后超标距离约 310m。

表13.9-4 污染物运移预测表

污染物	污染物标准（mg/L）	模拟时间(d)	超标距离（m）
石油类	0.05	100	40
		1000	120
		3600	310

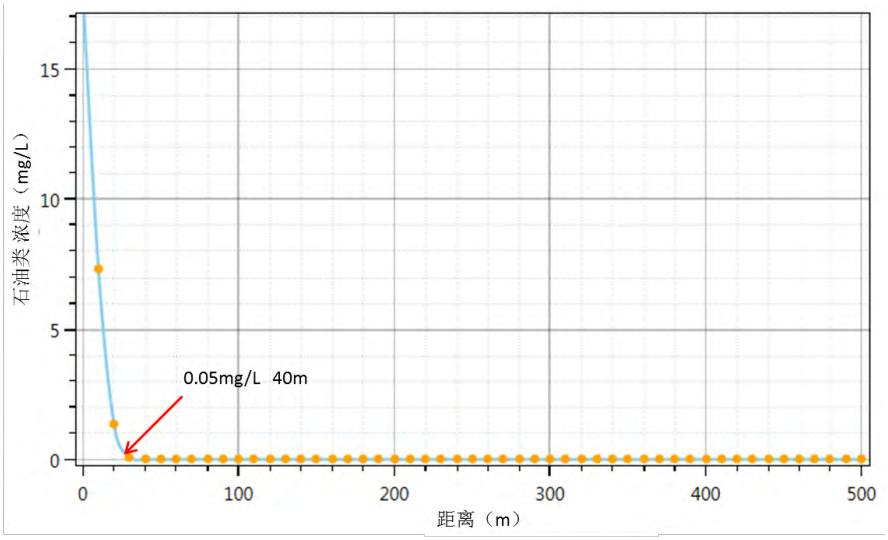


图 13.9-11 100d 石油类浓度随地下水流向变化图

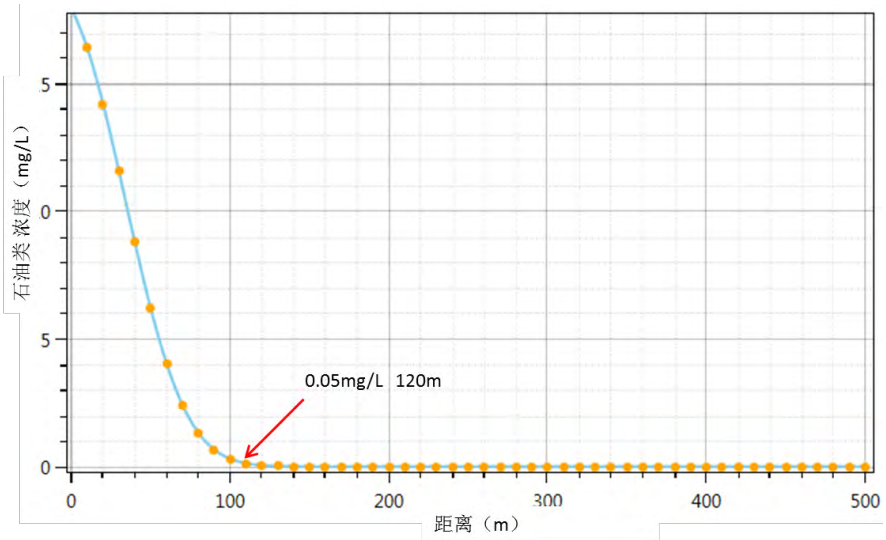


图 13.9-12 1000d 石油类浓度随地下水流向变化图

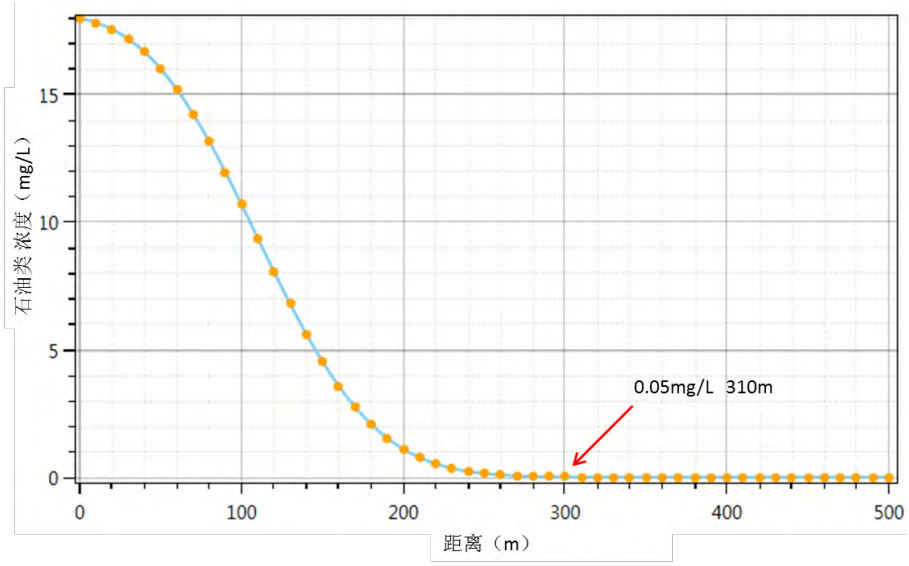


图 13.9-13 3600d 石油类浓度随地下水流向变化图

考虑到输送管线其余位置的水文地质条件与虚拟的渗漏点基本相同，因此不难推测，如果输送管线在其余位置发生破损、采出水外渗时，污染物的扩散范围和对地下水水质的影响程度与虚拟的渗漏点应基本相同。从预测结果中可以看出，该段输水管线发生非正常工况泄漏时，随着泄漏时间的增加，环境敏感点处地下水水质会出现超标的现象，因此建设单位应加强管线的监测系统，第一时间发现泄漏，并采取应急措施。

13.9.2 第二阶段回注对浅层地下水的影响分析

13.9.2.1 回注井井口泄漏情景

本次评价选择新建 CBINJ1 和 CBINJ4 回注井作为模拟预测对象，采用解析法预测回注水在井口泄漏状况下的地下水环境影响。两回注井地下水流下游方向高家伙场（水质点 AW6 所在地）和酸梨海则村（水质点 AW17）为敏感点。

AW6 井位于 CBINJ1 回注井东南方向下游约 1.1km 处，具体位置如图 13.9-14 所示。AW17 井位于 CBINJ4 回注井东南方向下游约 500m 处，具体位置如图 13.9-15 所示。附近居民以第四系潜水作为饮用水源，回注井一旦发生管道或井口破损，回注水渗入地下，沿地下水水流向下游流入最近高家伙场区域，影响此区域地下水环境。

井口破损泄漏可认为是地下水受污染物瞬时泄漏影响，因此可选用污染物平面瞬间注入的解析解预测模型对废水泄漏后进行预测分析。模型参数根据此单元（芹河单元、酸梨海则单元）内的水文地质参数确定。

根据工程分析，回注水经中央处理厂预处理后，其主要污染物为石油类，这里选择石油类作为预测评价因子。考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。本次假定泄漏量为回注量（高峰期总回注量为 241m^3/d，每一口回注井约回注 120m^3/d）的 10%发生了渗漏，泄漏量为 12m^3，石油类泄漏量约为 0.2kg。

表 13.9-5 模型参数表

参数	单位	取值	说明
敏感目标距离	m	1100(CBINJ1~AW6) 610(CBINJ4~AW17)	实际距离
污染物质量	kg	石油类：0.2	据泄漏量、入渗系数和污染物浓度计算
含水层厚度	m	40	根据水文地质勘察资料确定
渗透系数	m/d	3.18	根据水文地质勘察资料确定
水力梯度	无量纲	0.001	根据水文地质勘察资料确定
有效孔隙度	无量纲	0.12	经验值
地下水流速	m/d	0.027	据水文地质勘察计算结果
纵向弥散系数	m^2/d	0.5	经验值
横向弥散系数	m^2/d	0.05	经验值

根据总结的模型参数，模拟预测得到敏感点处污染物随时间变化的浓度见图 13.9-16 至图 13.9-17，模型计算结果总结见表 13.9-6。根据模型计算结果，回注水泄漏后，敏感点处在 3600 天内未对石油类污染物有响应。100 天时，从井口算起 30m 内石油类污染物超标；1000 天时，从井口算起 80m 内石油类污染物超标；3600 天时，从井口算起 160m 内石油类污染物超标。因此，当回注井井管破损发生回注水泄漏时对井场下游处地下水水质产生的影响较小，当发生井口泄漏时，随着泄漏时间的增加，井场周边地下水水质会出现超标的现象。因此建设单位应加强井口设施的管理和回注的实时在线水量监控以及回注井口压力监控，第一时间发现泄漏，并采取应急措施。

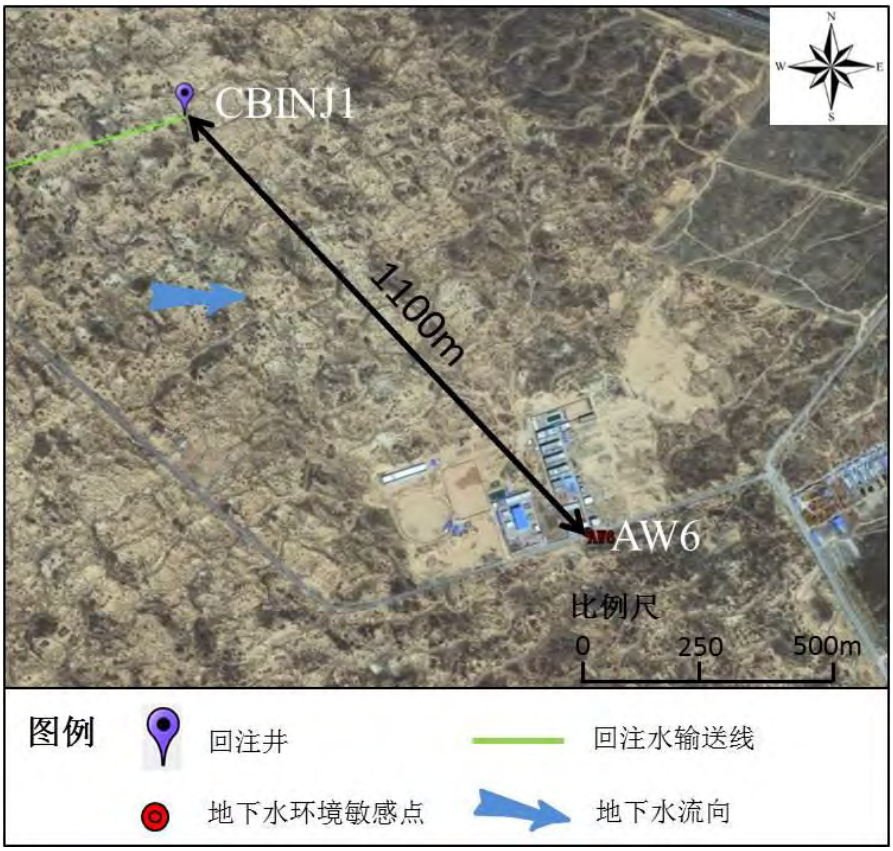


图 13.9-14 CBINJ1 与环境敏感点（AW6）相对位置图

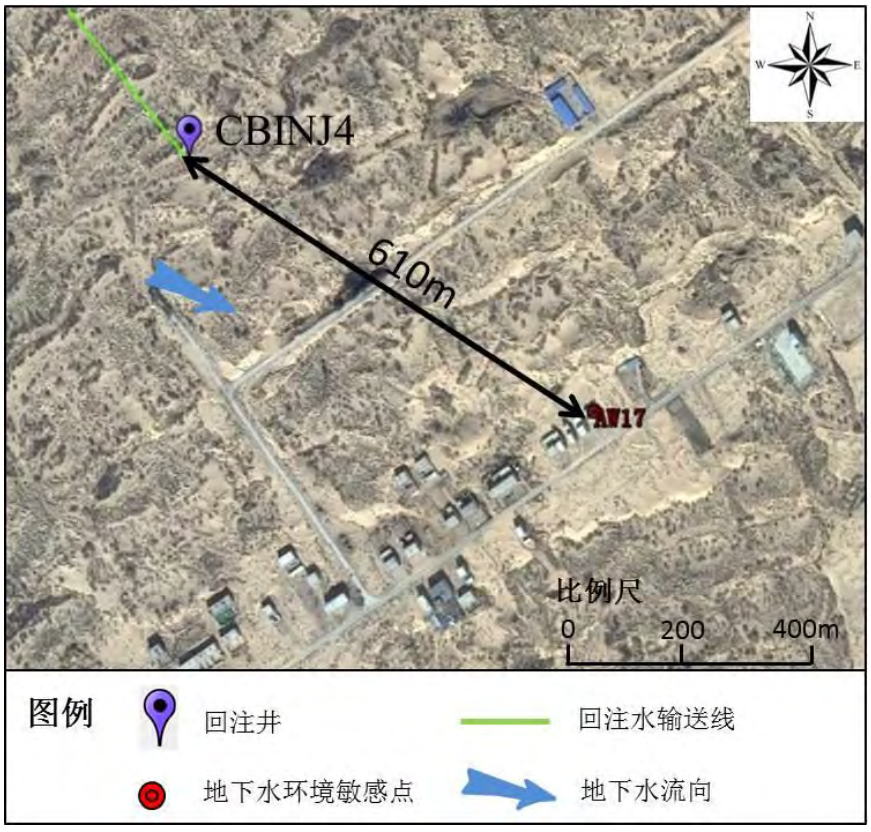


图 13.9-15 CBINJ4 与环境敏感点（AW17）相对位置图

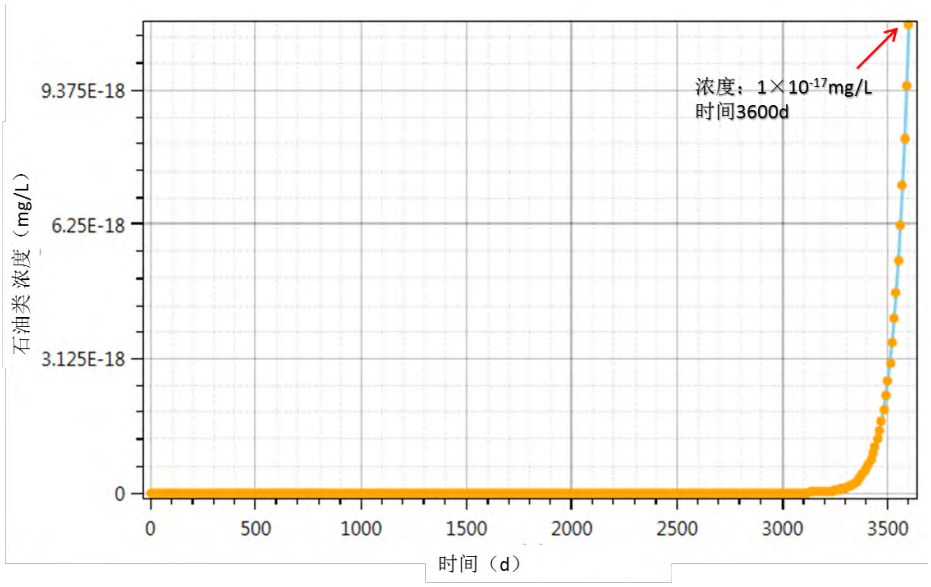


图 13.9-16 CBINJ1 井口泄漏情景下敏感点（AW6）石油类浓度时间序列图

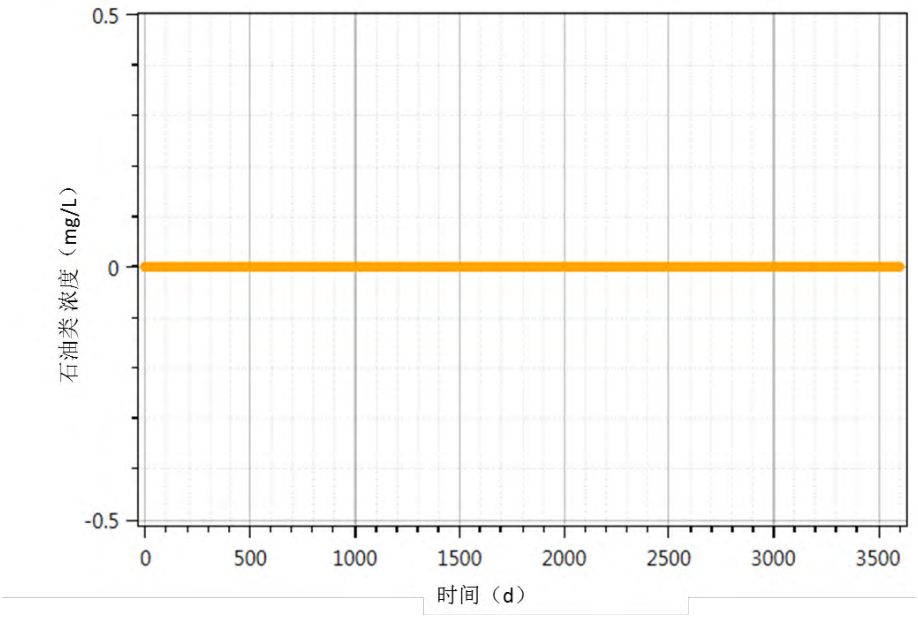


图 13.9-17 CBINJ4 井口泄漏情景下敏感点（AW17）石油类浓度时间序列图

表13.9-6 模型计算结果表

预测点位	污染物	污染物标准（mg/L）	模拟时间(d)	超标距离（m）
CBINJ1	石油类	0.05	100	30
			1000	80
			3600	160
CBINJ4	石油类	0.05	100	30
			1000	80

			3600	160

13.9.2.2 回注水输送管线泄漏情景

在正常状况下，回注水输送管线密闭运行，不会对地下水环境造成影响。但在非正常状况或者事故状态下，管线发生破损导致输送的回注水渗漏到含水层中，会对地下水环境造成影响。下面就非正常状况或者事故状态下，回注水输送管线发生破裂，采用解析法对地下水环境的影响进行预测和评价。

由于渗漏位置具有不确定性，如果发生回注水渗漏，在渗漏量和污染物浓度一定的情况下，污染物运移方向虽然依地下水流方向会有不同，但污染物运移距离和扩散范围应当差别不大，本次评价依据地下水流场的情况，虚拟一处渗漏点，距离该线最近的环境保护目标为 40m。预测评价因子：回注水主要污染物为 SS、石油类和溶解性总固体等，这里选择石油类作为预测评价因子。

源强确定：回注水输送管线最大输送量约为 120m^3/d（长北二期第二阶段高峰期 241m^3/d，按照两口新建回注井同时运行计算），考虑到石油类进入含水层后，只有变为可溶态才会随地下水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。同时考虑到实际的回注水输送管线发生破损的情况多种多样，加之破损后回注水的渗漏量大小不一，因此就管线破损后的渗漏量很难确切的计算与确定，本次假定输送回注水的 10%发生了渗漏。

采出水管线由于各种原因破损后，地表一般难以发现或只有通过在线压力及流量监控才会发现，因此从服务于污染监测及风险评估的角度考虑，预测时段分两种情况：第一种情况是短期预测，预测结果不但可表明事故发生初期污染物的扩散范围和污染程度，也可为污染监测提供技术依据。第二种情况是长期预测，预测结果可表明，在污染发生并得不到处理的情况下，污染物的扩散范围和污染程度，为极端的事故风险评价服务。

（1）泄漏对敏感点的影响预测

1）解析解模型

管道泄漏可认为是地下水受污染物连续泄漏影响，因此可选用污染物平面连续点源的解析解预测模型，对废水泄漏后进行预测分析。

2）解析解模型所用参数

对于解析解模型中所用的参数，根据水文地质勘查成果和经验公式得到，具体总结见表 13.9-7。

表13.9-7 模型参数表

参数	单位	取值	说明
敏感目标距离	m	40	实际距离
污染物浓度	mg/L	石油类：18	据泄漏量、入渗系数和污染物浓度计算
含水层厚度	m	40	根据水文地质勘察资料确定
渗透系数	m/d	3.18	根据水文地质勘察资料确定
水力梯度	无量纲	0.001	根据水文地质勘察资料确定
有效孔隙度	无量纲	0.12	经验值
地下水流速	m/d	0.027	据水文地质勘察计算结果
纵向弥散系数	m^2/d	0.5	经验值
横向弥散系数	m^2/d	0.05	经验值

3）泄漏的影响预测结果

根据总结的模型参数和模型计算，得到污染物运移的预测结果，见表 13.9-8。由表可知，短期预测期限确定为 100d，1000d，可以看出：回注水管线发生渗漏时，在短期内污染范围都不是很大，沿地下水径流方向扩散不明显。泄漏 100 天后污染最大超标距离 40m，泄漏 1000 天后污染超标距离 120m。

长期预测期间为管线设计使用年限（2022 年至 2029 年）7 年，约 2500 天。根据表 13.9-8 所示，回注水管线发生长期渗漏时，超标距离与短期渗漏相比将扩大，2500 天后超标距离约 220m。

表13.9-8 污染物运移预测表

污染物	污染物标准（mg/L）	模拟时间(d)	超标距离（m）
石油类	0.05	100	40
		1000	120
		2500	220

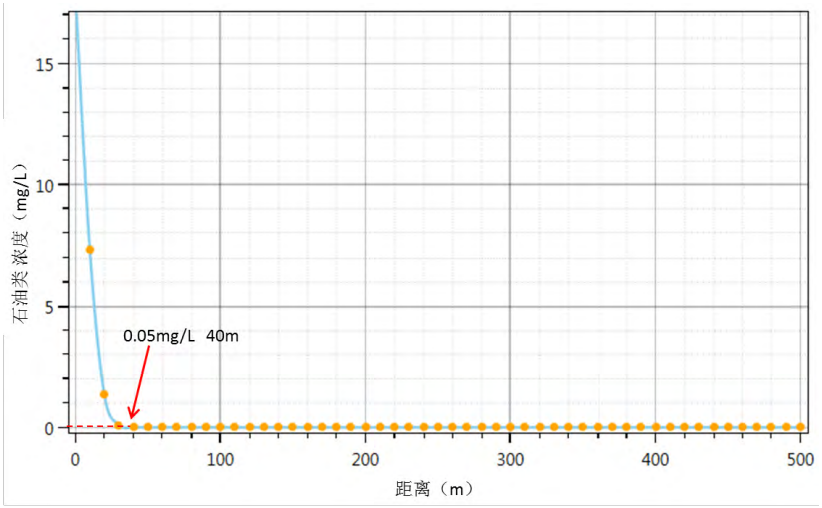


图 13.9-18 100d 石油类浓度随地下水流向变化图

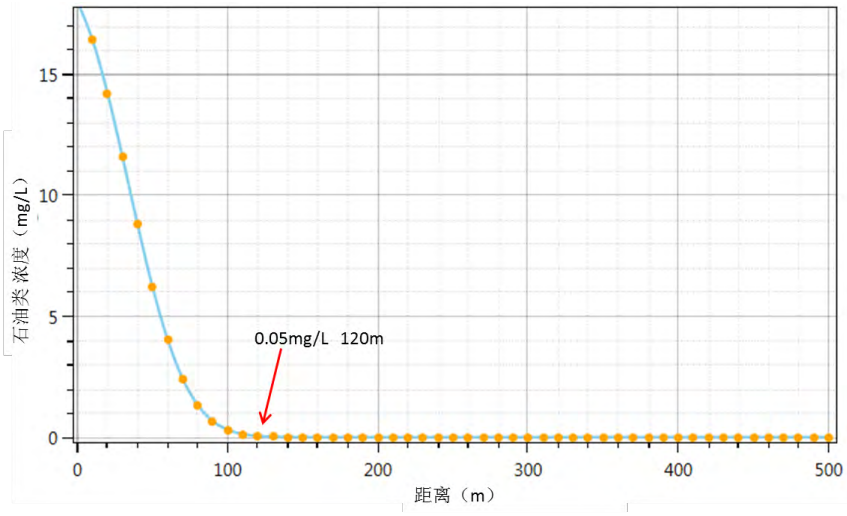


图 13.9-19 1000d 石油类浓度随地下水流向变化图

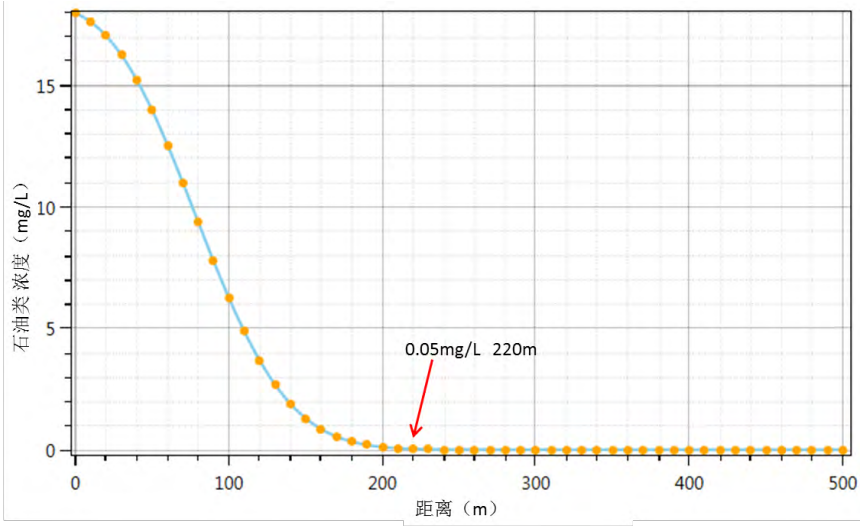


图 13.9-20 2500d 石油类浓度随地下水流向变化图

考虑到输送管线其余位置的水文地质条件与虚拟的渗漏点基本相同，因此不难推测，如果输送管线在其余位置发生破损、采出水外渗时，污染物的扩散范围和对地下水水质的影响程度与虚拟的渗漏点应基本相同。从预测结果中可以看出，该段输水管线发生非正常工况泄漏时，随着泄漏时间的增加，环境敏感点处地下水水质会出现超标的现象，因此建设单位应加强管线的监测系统，第一时间发现泄漏，并采取应急措施。

13.10 采出水回注可行性数值模拟

13.10.1 模拟目的与内容

本节应用三维多组分多相流运移模型，对鄂尔多斯盆地长北区块天然气补充开发项目（长北二期）采出水回注进行了数值模拟，评价回注活动对回注层位产生的环境影响。模拟内容包括：回注引起的目标地层压力变化，以及回注水在该回注层内的扩散运移情况，评价回注活动在长北二期开发期以及之后可能产生的环境问题。评价除参考油气田行业《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）以外，还参照了美国联邦法典 40 CFR（环境保护条例）中的 124, 144,146 及 148 条对于地下回注无转移（Non-migration）的要求。

回注活动引起的地层压力变化以及回注水在地层中的扩散范围是模拟的重点。回注造成的地层压力变化应不致引起地层破裂，同时还应证明回注水可以在地层中被长期封存。虽然本项目的回注井的影响程度尚达不到美国环保署Ⅰ类危险性回注井的定义，但为保守起见，模拟评价标准仍然参考美国地下回注控制法案中对Ⅰ类危废回注井要求的“非转移”声明（40 CFR 148.20 (a)(1)(i)），即在长时间内，回注水在垂向上不向上移出回注带（即越过回注层之上的隔离层），其水平扩散范围原则上不超出回注井周围约 32 km^2 的区域，不会到达地下淡水含水层的补给带或与地下淡水含水层接触。

本次模拟计算的内容主要包括：

一、建立气田水回注模型，模拟在长北-长北二期主力储层（山西组 2 段石英砂岩 P1S2 QA）持续采气的情况下，不同时期内从四口注水井（S213、

Chang-3、CBINJ1、CBINJ4）向该储层回注废水的动态过程。其中，S213 井回注期为 2008 年至 2029 年，注水速率参照 2011-2013 年及 2015 年实际回注监测数据设定；CBINJ1 井和 CBINJ4 井的注水期为 2022-2029 年注水速率依据长北二期总体开发方案中的采出水预测值、长二期一阶段及二阶段最大回注水量估算。

二、重点预测回注层中回注井井底压力变化，回注层压力分布，以及回注废水扩散范围。根据模拟结果，评估所选回注层是否可满足长北二期采出水回注需求，回注井井底压力是否会有突破盖层破裂压力的风险，导致封闭结构破坏，进而使回注废水污染浅部地下饮用含水层。

13.10.2 模型选择与基本条件

13.10.2.1 模型选择

TOUGH2（Transport Of Unsaturated Groundwater and Heat）是由美国劳伦斯柏克利国家实验室(LBNL)地球科学部开发的一套模拟多孔介质和裂隙中多相流体和热量运移过程的计算机系列软件，已广泛应用于地热热储工程、核废料地质处理、碳的地质储存、天然气水合物研究、包气带水文学、环境治理与修复、油气藏工程，以及其他关于复杂地质体中物质运输和能源转移等问题的研究中。目前已被 33 个国家约 300 个研究实验室、私营公司和大学使用。

本次模拟采用 TOUGH2-EOS7C 模型软件。EOS7C 是 TOUGH2 中模拟含有水相或水蒸汽的 CH_4-CO_2 或 CH_4-N_2 系统中多组分混合气体运移过程的一个模块。利用三次方状态方程（cubic equation of state）以及精确的溶解度计算表，再结合多相流达西定律，EOS7C 可在适用于 CO_2 地质储存场地和天然气气田的压力和温度范围内，模拟气相与液相混合物的流动与运移过程。EOS7C 中模拟的组分包括水(water)、咸水(brine)、不可压缩性气体（non-condensible gas （NCG），CO_2 或 N_2 中的一种）、气体示踪剂（gas tracer，TRC）以及甲烷（CH_4），热（Heat）作为一种可选组分可实现对非等温过程的模拟。EOS7C 模块中，实际气体性质可选择 Peng-Robinson, Redlich-Kwong 或 Soave-Redlich-Kwong 状态方程来计算，以获得混和气体的密度、焓变和粘度。NCG 与 CH_4 在水相与气相间的分配采用非常精确的化学平衡方法来计算。系统中气态和溶解态组分的运移通过对流和费克分子扩散定律来描述。系统状态由 6 个首要参数（primary parameters）确定：对于单相环境，首要参数为 P、X^{brine}、X^{ncg}、X^{trc}、X^{CH4}、T，

其中 P 为压力（Pa），T 为温度（°C），X^{brine} 为液相中咸水浓度（质量分数），X^{ncg}、X^{trc}、X^{CH4} 分别为气相或液相中 NCG、TRC 及 CH_4 浓度（质量分数）（≤1）；对于两相环境，首要参数为 P、X^{brine}、X^{ncgliq}、X^{trcliq}、S^{+10}、T，其中 P 为气相压力（Pa），T 为温度（°C），X^{brine} 为液相中咸水浓度（质量分数），X^{ncgliq}、X^{trcliq} 分别为液相中 NCG、TRC 的浓度（质量分数），S 为含气饱和度（≤1），+10 为程序中区分单相与两相的标志。

本项目中将气田采出水回注到气藏主力储层，由于 CO_2 及 N_2 在气田中含量很低，所以可认为将咸水注入到由绝大部分气相 CH_4 与少量水蒸汽组成的系统中，因而 TOUGH2-EOS7C 非常适合用于这一过程的模拟。

13.10.2.2 基本假设条件

根据总体开发报告中储层性质的描述及相关水力特征数据分析，模拟的基本假设如下：

（1） 储层中的流体运动为多相多组分流，在孔隙介质中为层流，符合达西定律；

（2） 回注层中孔隙空间全部由原始地层水和 CH_4 占据；

（3） 回注水及 CH_4 在运移过程中不被地层岩石吸附；

（4） 储层为非均质、各向同性，即储层渗透率与孔隙度为非均匀分布，同一地点水平渗透率与垂向渗透率相等（k_x:k_y:k_z=1:1:1）；

（5） 整个储层内气相分子扩散系数相同，不考虑组分在液相中的分子扩散过程；

（6） 储层压缩性由岩石压缩性决定；

（7） 回注过程不改变储层原有温度分布；

（8）不考虑地层中气液两相驱替过程中可能产生的滞后效应。

另外，由于回注水绝大部分为气田采出水，其性质与地层水一致，为便于在模拟结果中区分回注水与地层水以显示回注水运移范围，假设回注储层地层水的盐度为 0。

13.10.3 模拟方法与过程

本次评价采出水回注对地质环境的影响，主要是在充分收集国内外关于地下回注的法规和技术文献的基础上，通过对长北二期项目区的地质、构造、水

文地质条件、气藏等数据资料进行详细的分析后，利用TOUGH2-EOS7C进行数值模拟。模拟流程如下：

（1）根据基础地质资料，包括已出版或完成的地质与水文地质调查报告、地质图、岩芯分析、物探试验报告、油气开采可行性研究报告、项目开发总体方案等，主要以长北区块内 42 口垂直勘探井（位置见图 13.10-2）在 P1S2 QA 段储层的有关数据（包括顶底板高程、总厚度、静厚度、孔隙度、渗透率、含水率），利用空间插值方法获得这些参数在整个区块内的分布，建立静态地质（概念）模型。

（2）根据概化的地质模型，针对回注模拟需求，将地质模型按 TOUGH2-EOS7C 网格剖分原则进行离散化，模型区域总体上以均匀网格剖分，但在回注井周围一定区域内逐步加密，以便于更详细地刻画回注水进入储层的过程，长北一期采气井丛及长北二期加密井、长北二期双分支水平井周边不加密，以相互连接的网格代表，作为模拟中的 CH_4 汇项。

（3）按剖分后的网格，对模型进行参数化。其中主要是设置模型各网格单元的储层绝对渗透率、孔隙度， 6 个主要参数初始化，回注水参考压力、温度及相应条件下的密度，储层压缩系数，相对渗透率模型及有关参数，毛细压力模型及有关参数，模型边界条件等。

（4）模型参数化完成后，根据生产数据或预测数据，确定储层采气速率与采出水回注速率，进行动态模拟，用 S213 注水井实际监测数据校准模型后，再预测回注层2019-2029年压力变化，回注水运移范围，根据模拟结果，评估储层回注能力及安全性。

13.10.4 模型建立

13.10.4.1 地质模型的建立

根据长北二期总体开发报告，区块内二叠系山西组 2 段地层（P1S2）在砂岩厚度、孔隙度及渗透率都优于其他气藏储层，是气田开发的主力储层，主力储层之上及之下为次级储层（图 13.10-1）。根据岩心分析，主力储层又分为二叠系山西组2段岩屑砂岩层（P1S2 LA）和二叠系山西组2段石英砂岩层（P1S2 QA）。测井结果显示，P1S2 QA 平均孔隙度为6%左右，渗透率为 2 mD，含气饱和度为75%左右，主河道内净砂岩超过 90%，储层平均厚度大约 11m (0-39m)。

P1S2 LA 的平均厚度大约 9m (0-23m)，平均净毛比为 50%，平均孔隙度<5%，平均渗透率<0.5mD。因而在主力储层中的物性最佳。另外，现有回注井 S213 的运行情况，也显示 P1S2 QA 的可注性良好。所以，P1S2 QA 被确定为长北二期气田废水回注的目标储层。

对于采出水回注后的封闭性，可从以下几点认识获得保障。一是地震解释表明区块内没有明显的大断层和地层褶皱；二是古生代和三叠系地层在区块内和区块周边均没有露头或隐伏露头；三是三叠系纸坊组与二叠系山西组之间地层主要为岩体完整性良好的砂岩与泥岩互层，主力储层顶部至纸坊组顶部的平均厚度超过 1400 米，这些巨厚泥岩起到了非常好的盖层密封作用，不仅可以将古生代天然气圈闭在原始地层中，也可对回注废水进行长期圈闭。因此，回注目标层具有非常良好的封闭结构。

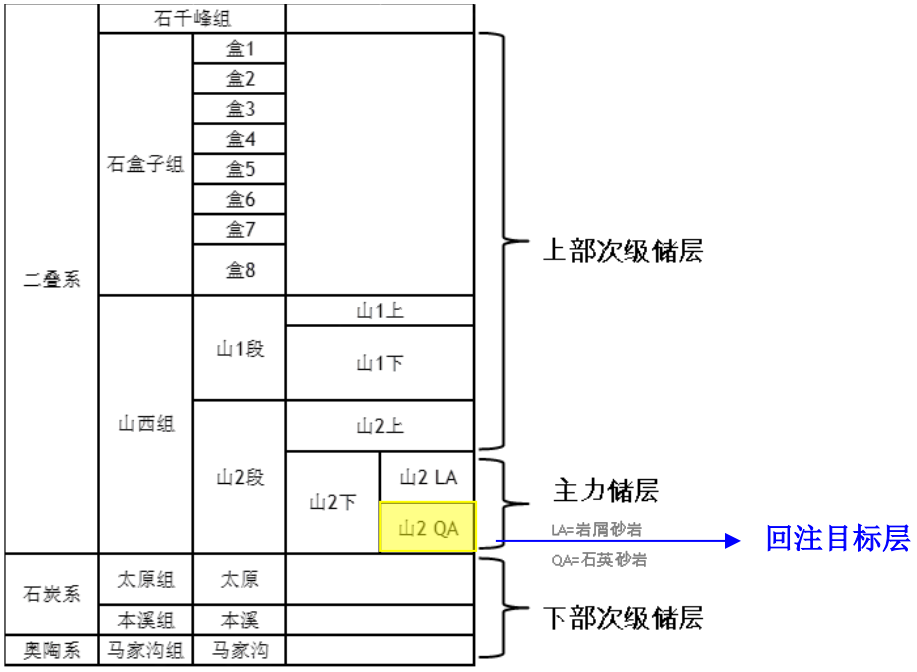


图 13.10-1 长北区块内古生界地层序列表

综上，本次模拟可仅考虑回注目标层本身，不考虑其上巨厚连续的封闭地层，以提高模拟计算效率。

13.10.4.2 模型范围

本次动态模拟范围如图 13.10-2，除西北角及东南角外，模型边界与原区块数据区域一致。由于注水井位置与影响范围，动态模拟去掉了原区块数据区西北角；另外由于长北二期拟新建的两口回注井 CBINJ4 与 CBINJ1 比较靠近区块

东南边缘（图 13.10-2 中灰色虚线），为了降低模拟中可能产生的边界效应的影响，这一段边缘被外推约 5km。因此，本次模拟区域东西平均宽度约 20 km，南北长约 70 km，厚度平均约 12 m。

13.10.4.3 计算区域的离散化

TOUGH2 采用积分式差分法（integral finite difference, IFD）对连续介质方程在空间上进行离散。剖分后的网格属于 Voronoi 网格（图 13.10-3（a））。模型单元格的几何特征由该单元格本身以及它与相邻单元格的空间关系决定，包括 5 个参数：单元格体积（V）、该单元格与相邻网格交界面面积（A）、相邻网格中心点分别到交界面的距离（D）、相邻网格中心点连线与重力方向夹角(β)（图 13.10-3（b））。因此，用这种网格计算时，网格中心点位置不需指定坐标体系。

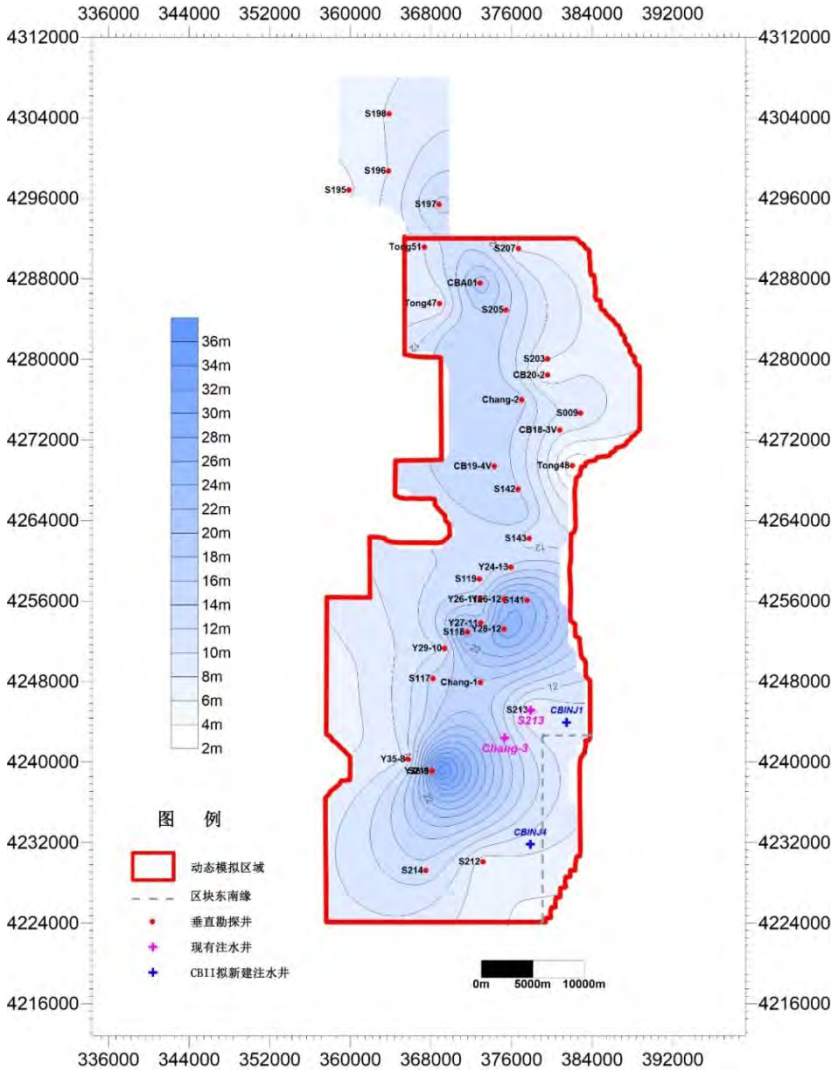


图 13.10-2 动态模拟区域 P1S2 QA 总厚度等值线图

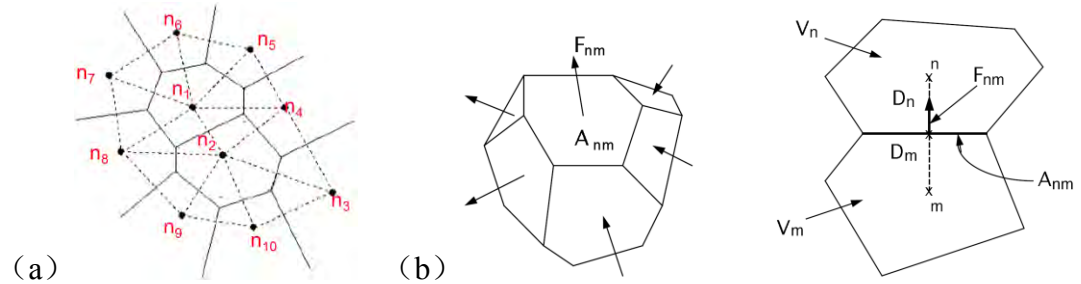


图 13.10-3 （a）Voronoi 网格 （b）积分式差分方法中的空间离散与几何参数

本次模拟区域除四口注水井周围区域外，采用均匀网格剖分，网格大小约为 500 m×500 m（图 13.10-4（1）），距四口注入井 1200 m 以内的区域采用径向逐步加密的方法进行细分（图 13.10-4（2），图 13.10-4（3）），以便细致刻画回注水在回注井周围区域的运移过程和该区域内压力变化过程。注入井水裂裂隙区以井为中心，半长 250 米（图 13.10-4（4））。垂向上，模型被分为两个厚度相等的层。

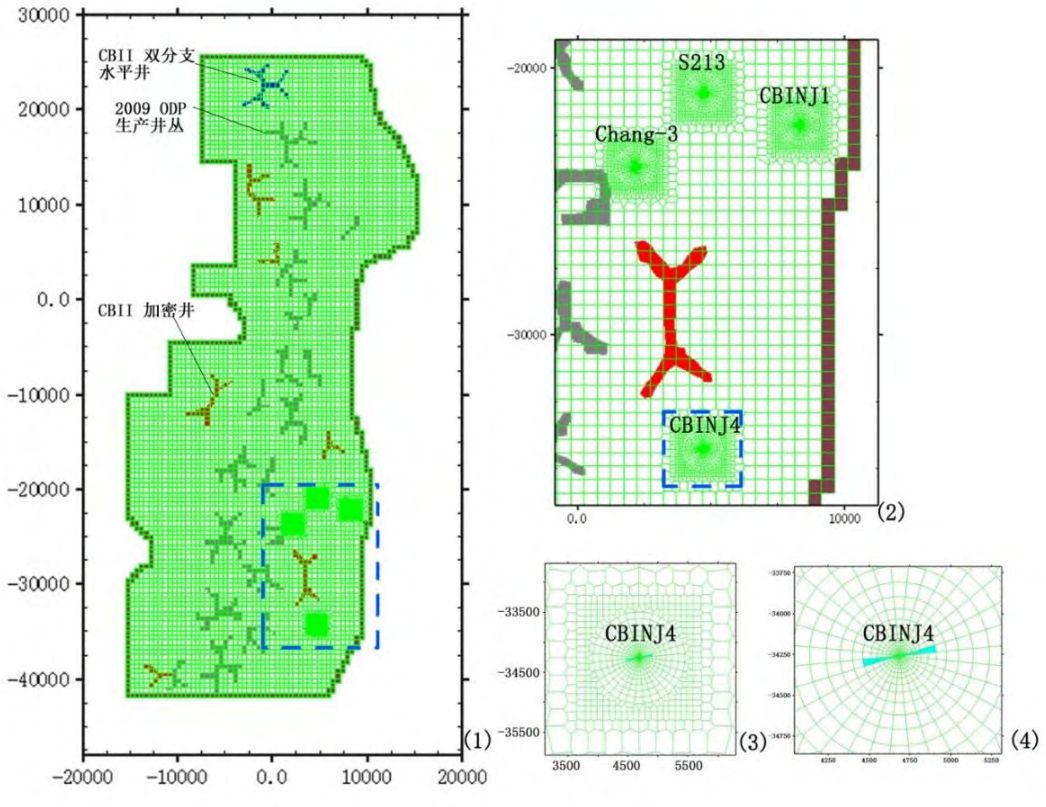


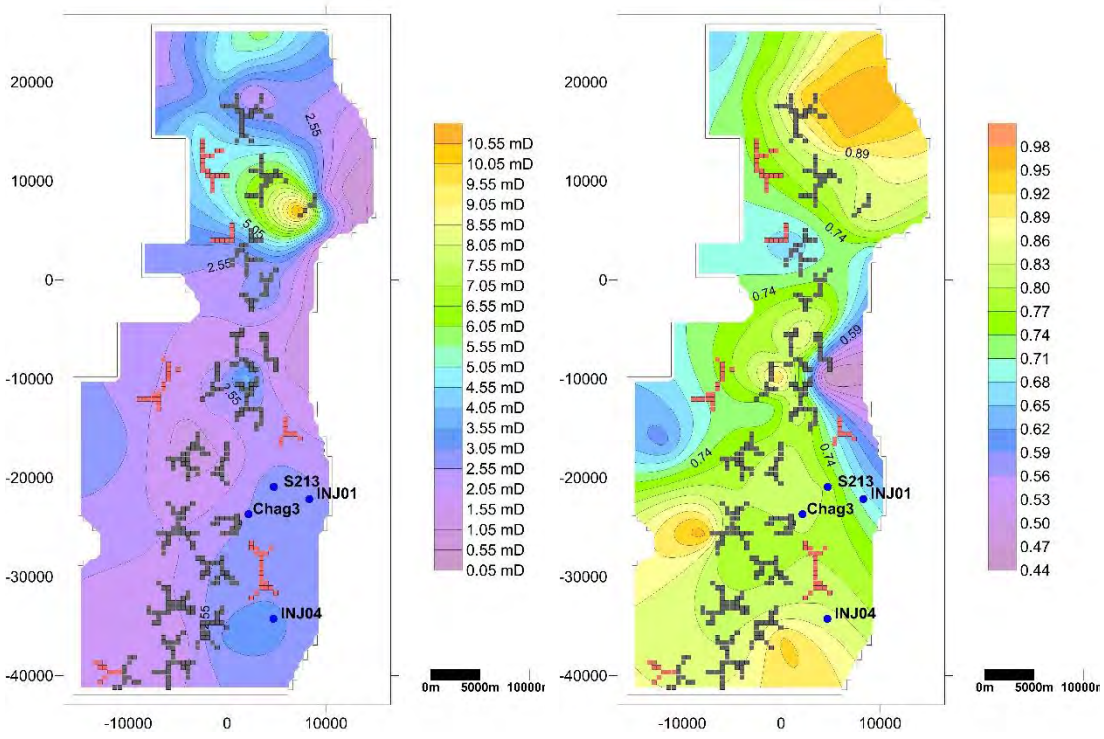
图 13.10-4 模型剖分平面网格—（1）总图；（2）S213、Chang-3、CBINJ1、CBINJ4 区域；（3）CBINJ4 网格加密区；（4）CBINJ4 水裂裂隙区

13.10.4.4 模型主要参数

模型主要参数包括 7 类。渗透率、孔隙度根据 42 个垂直勘探井在模拟层段取得的数据在模拟区域插值而得；相对渗透率与毛细压力模型由在部分井的岩心上获得的相渗与毛细压实验数据确定；储层压缩系数也参考实验数据；依据回注水水样分析结果，确定回注水在参考温度与压力下的密度；采气方案与回注方案依据总体开发报告与可行性研究报告中有关章节确定具体时长与速率。

（1） 渗透率

模型为非均质各向同性，所以渗透率的大小依赖于网格所在位置。TOUGH2 中处理非均质介质时，需要两个参数。一个是与岩性有关的基本渗透率（k, mD），一个是渗透率变化系数（PMX），模拟时网格的实际渗透率为基本渗透率与变化系数的乘积。校准时，改变相同岩性网格的渗透率可只改变基本渗透率来实现。



（a） （b）

图 13.10-5（a）地层原始渗透率分布等值线图；（b）地层净毛比分布等值线图

模型中设定了 6 种基本岩性，即注入井、注入井裂隙、采气井、加密井、边界和储层，其基本渗透率分别设为 100mD、100mD、100mD、 100 mD、1

mD、1mD 。模型网格的渗透率变化系数由 42 个垂直井获得的平均渗透率（k_{avg}）与对应净毛比 (net-to-gross ratio)分别插值后（图 13.10-5（a）和图 13.10-5（b））， 求乘积再除以 1mD 而得（如图 13.10-6）。

（2） 孔隙度

模型孔隙度由 42 个垂直勘探井获得的平均孔隙度经插值后得到（图 13.10-7），注入井的孔隙度在模型中设为 0.30。

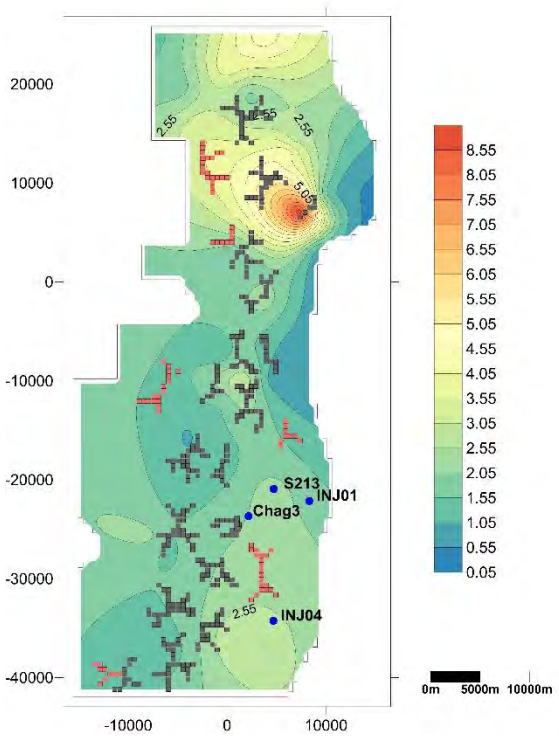


图 13.10-6 模型渗透率改变系数分布等值

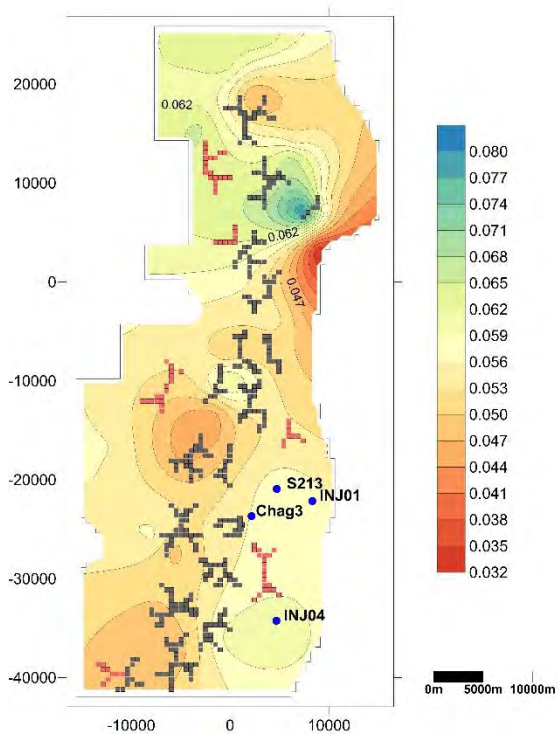


图 13.10-7 模型孔隙度分布等值线图

（3） 相对渗透率

模型中液相相对渗透率计算采用 van Genuchten-Mualem 方程计算(Mualem, 1976; van Genuchten, 1980)；气相相对渗透率采用 Corey 方程计算（Corey, 1954），计算方程与相关参数如表 13.10-1 所示。

表 13.10-1 相对渗透率计算相关参数表

液相相对渗透率	$k_{rl}=\begin{cases}\sqrt{S^*}\left(1-\left(1-\left(S^*\right)^{1/\lambda}\right)^{\lambda}\right)^2, S_l<S_{ls}\\ 1, S_l\geq S_{ls}\end{cases}$，$S^*=\left(S_l-S_{lr}\right)/\left(S_{ls}-S_{lr}\right)$	S_{lr} = 0.30； S_{ls}= 1.0； λ=0.917;
气相相对渗透率	$k_{rg}=\begin{cases}1-k_{rl}, S_{gr}=0\\ \left(1-\hat{S}\right)^2\left(1-\hat{S}^2\right), S_{gr}>0\end{cases}$，$\hat{S}=\left(S_l-S_{lr}\right)/\left(1-S_{lr}-S_{gr}\right)$	S_{lr} = 0.30； S_{gr}= 0.05；

k_{rl}：液相相对渗透率；　　k_{rg}：气相相对渗透率；

S_l：液相饱和度；　　S_{lr}：液相残余饱和度，

S_{ls}：液相完全饱和度；　　S_{gr}是气相残余饱和度；　　λ：拟合参数。

方程约束条件为 $0\leq k_{rl},k_{rg}\leq 1$。

（4） 毛细压力

毛细压力采用 van Genuchten 方程 (van Genuchten, 1980)计算，计算方程与相关参数见表 13.10-2。

表 13.10-2　毛细压力计算方程与相关参数取值

$P_{cap}=-P_0\left(\left(S^*\right)^{-1/\lambda}-1\right)^{1-\lambda}$，$S^*=\left(S_l-S_{lr}\right)/\left(S_{ls}-S_{lr}\right)$	S_{lr} = 0.07； S_{ls}= 1.0； λ=0.412; P_0 = 1/0.00085 Pa P_{max}=10^6 Pa;

P_{cap}: 毛细压；　　P_0：毛细进入压（Pa）；　　S_l：液相饱和度；

S_{lr}：液相残余饱和度；　S_{ls}：液相完全饱和度；　　λ：拟合参数。

方程约束条件：$-P_{max}\leq P_{cap}\leq 0$.

（5） 储层压缩系数

储层压缩系数取值 1.5×10^{-10} Pa^{-1}，井孔单元压缩系数取 1.5×10^{-9} Pa^{-1}。

（6） 回注水物理性质

根据回注水质分析，常温条件下（1 atm, 20 ºC），密度为 1020.0 kg/m^3。该值是模拟中计算咸水在储层中密度及粘度的参考点。

（7） 采气方案

采气方案依据长北一期及长北二期的实际或预测生产气量测算，长北一期生产井丛从 P1S2 QA 的获得的产量占在长北一期总产量的 90%；长北二期中从 P1S2 QA 新增的开采量主要由 CBII 双分支水平井获得，所占比例根据长北二期总体开发方案进行测算，具体数值见表 13.10-3。三类井的总开采量确定之后，按开采井或加密井所在网格原始含气量（V*Φ*Sg）占该期开采井或加密井含气总量的比例分配。模型中 CH_4 采气速率按 1atm、15℃下， 密度为 0.678kg/m^3 换算为质量流量 (kg/s)。模型产气期从 2008 年 1 月 1 日开始，2029 年 12 月 31 日结束。

表 13.10-3　P1S2 QA 层采气量测算表 （单位：$10^{10}Nm^3/a$）

年份	长北一期年产量	回注模型中生产井丛产气比例	回注模型中生产井丛产气量	长北二期加密井年产量 P90 估计	长北二期加密井年产量 P10 估计	回注模型中加密井产气比例	回注模型中加密井产气量 P90 估计	回注模型中加密井产气量 P10 估计	长北二期双分支水平井年产量 P90 估计	长北二期双分支水平井年产量 P10 估计	回注模型中双分支水平井产气比例	回注模型中双分支水平井产气量 P90 估计	回注模型中双分支水平井产气量 P10 估计
2008	3.24	0.90	2.916	0.00	0.00	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.00	0.00
2009	3.24	0.90	2.916	0.00	0.00	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.00	0.00
2010	3.24	0.90	2.916	0.00	0.00	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.00	0.00
2011	3.24	0.90	2.916	0.00	0.00	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.00	0.00
2012	3.24	0.90	2.916	0.00	0.00	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.00	0.00
2013	3.24	0.90	2.916	0.00	0.00	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.00	0.00
2014	3.24	0.90	2.916	0.00	0.00	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.00	0.00
2015	3.24	0.90	2.916	0.00	0.00	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.00	0.00
2016	3.24	0.90	2.916	0.00	0.00	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.00	0.00
2017	3.24	0.90	2.916	0.00	0.00	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.00	0.00
2018	3.22	0.90	2.898	0.00	0.00	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.00	0.00
2019	2.87	0.90	2.583	0.31	0.17	0.90	0.28	0.15	0.11	0.13	0.21	0.02	0.03
2020	2.33	0.90	2.097	0.59	0.34	0.90	0.53	0.31	0.59	0.73	0.21	0.12	0.15
2021	1.94	0.90	1.746	0.71	0.37	0.90	0.64	0.33	0.64	0.95	0.21	0.13	0.20
2022	1.66	0.90	1.494	0.54	0.76	0.90	0.49	0.68	0.40	0.74	0.21	0.08	0.16
2023	1.44	0.90	1.296	0.39	1.11	0.90	0.35	1.00	0.27	0.61	0.21	0.06	0.13
2024	1.28	0.90	1.152	0.29	1.20	0.90	0.26	1.08	0.20	0.51	0.21	0.04	0.11
2025	1.14	0.90	1.026	0.22	1.02	0.90	0.20	0.92	0.15	0.44	0.21	0.03	0.09
2026	1.01	0.90	0.909	0.15	0.91	0.90	0.14	0.82	0.12	0.38	0.21	0.03	0.08
2027	0.93	0.90	0.837	0.16	0.80	0.90	0.14	0.72	0.10	0.34	0.21	0.02	0.07
2028	0.85	0.90	0.765	0.11	0.70	0.90	0.10	0.63	0.08	0.30	0.21	0.02	0.06
2029	0.64	0.90	0.576	0.09	0.51	0.90	0.08	0.46	0.06	0.23	0.21	0.01	0.05
总计	51.71	/	46.539	3.56	7.89	/	3.20	7.101	2.72	5.36	/	0.57	1.13

（8） 采出水回注方案

根据现有 S213 井 2011 年、2012 年、2013 年及 2015 年的注水监测数据（每日平均注水量与注入压力），2008-2019 年注水量由 S213 的监测数据测算，2008-2029 年 S213 井注入速率见图 13.10-8。S213 注水期从 2008 年 6 月 1 日开始，2029 年 12 月 31 日结束。2019 年-2029 年注水量由总体开发报告中对长北二期一、二阶段的采出水量预测值估算，其中长北二期一阶段月均最大产水量为 165m^3/d， 二阶段月均最大产水量为 241m^3/d。

长北二期一阶段（2018-2021）将充分利用现有注水井 S213，并不新增注水井，所以长北一、二期总回注水量主要由 S213 及备用井 Chang-3 承担，模拟中假设完全由 S213 承担。二阶段（2022-2029）将新增注水井 CBINJ1 和 CBINJ4，所以长北一、二期总回注水量由 S213、CBINJ1 及 CBINJ4 共同承担，假设此阶段 S213 承担 50%，CBINJ1 及 CBINJ4 各承担 25%。一阶段注水期从 2019 年 1 月 1 日开始, 二阶段注水期从 2021 年 1 月 1 日开始，注入速率在一年中 7-9 月最小，在 11 月-次年 1 月最大，一阶段与二阶段注水期均在 2029 年 12 月 31 日结束。长北一期、二期总注水量及 S213、CBINJ1、CBINJ4 在各阶段注水量见图 13.10-8。

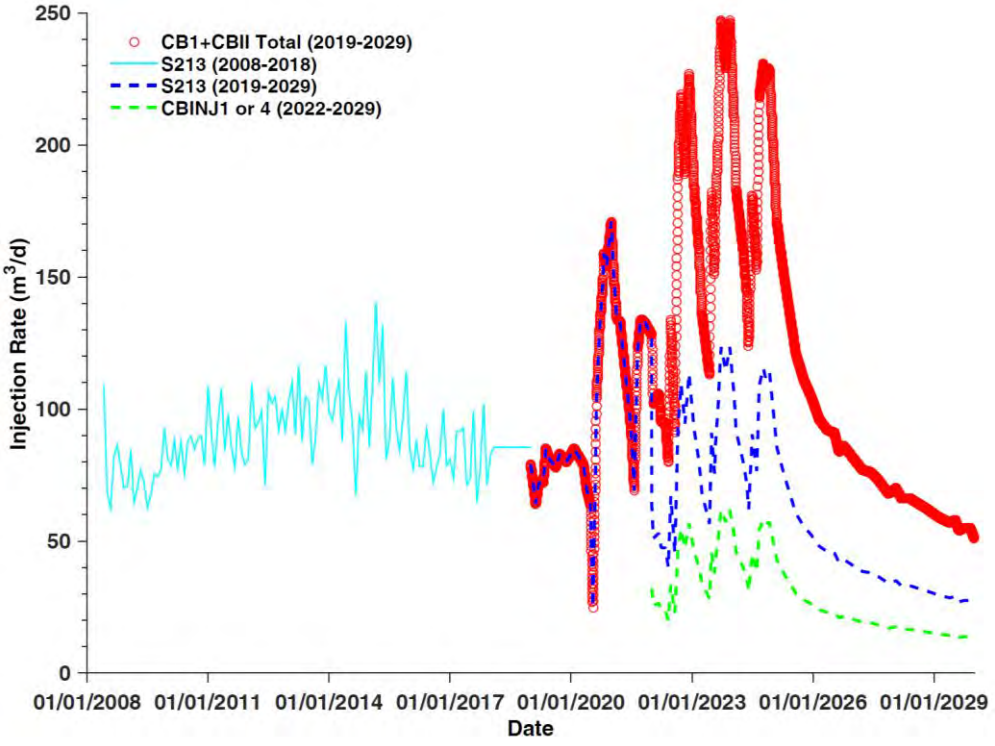


图 13.10-8 各注水井 2008-2029 年月均每日注水速率曲线图

（9） 模拟方案

P1S2 QA 是长北区块主力厚产气层，也是回注层，产生过程可能对储层压力变化有较大影响，为此设计了两个模拟方案，其一按最保守的产气量（P90），其二按最乐观的产气量（P10）。

模拟方案 1：P90 产气方案+采出水回注方案。

模拟方案 2：P10 产气方案+采出水回注方案。

13.10.4.5 初始条件

（1）地层压力

模型初始地层压力根据总体开发报告中长北山 2 压力梯度曲线由深度计算而得，如图 13.10-9 所示，总体趋势西部高东部低，相差不大，平均压力为 27.25MPa。

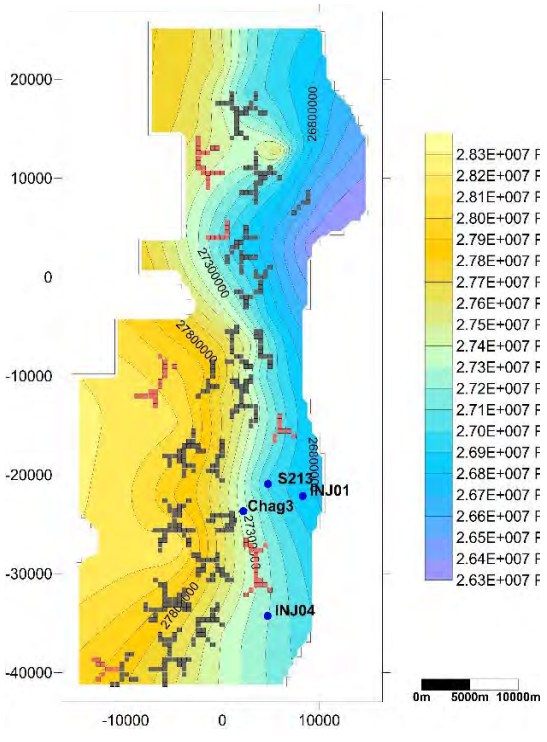


图 13.10-9 初始压力分布等值线图

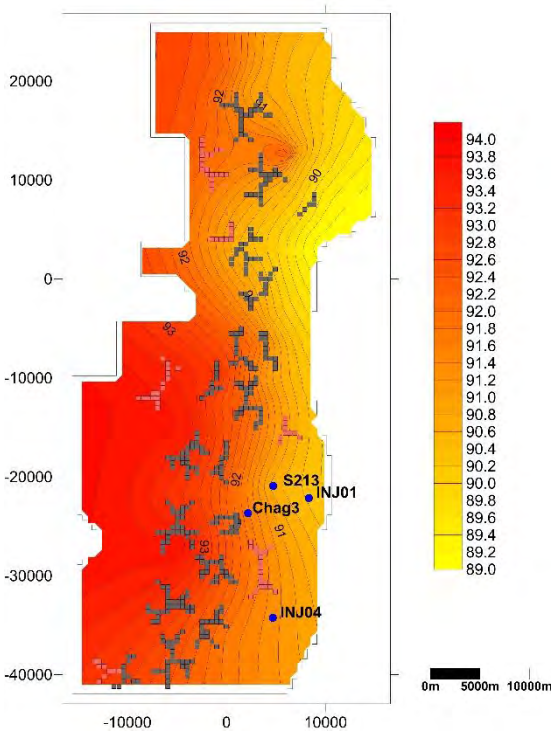


图 13.10-10 初始温度分布等值线图（oC）

（2）地层温度

模型初始温度分布根据区块的地温梯度 2.5 ℃/100 米，并以地表温度 16 ℃计算而得，如图 13.10-10，总体趋势与压力分布一致，呈现西部高东部低，平均温度 91.4 ℃。

（3）含气饱和度

模型含水饱和度根据已钻的 42 个垂直井在 P1S2 QA 测得的平均含水饱和度插值求得，如图 13.10-11，总体趋势中间低，两侧高，揭示气藏分布规律。根据模型基本假设，含气饱和度由含水饱和度计算得到，即 1-S_w，初始分布如图 13.10-12，与含水饱度分布规律相反，呈中间高两边低。

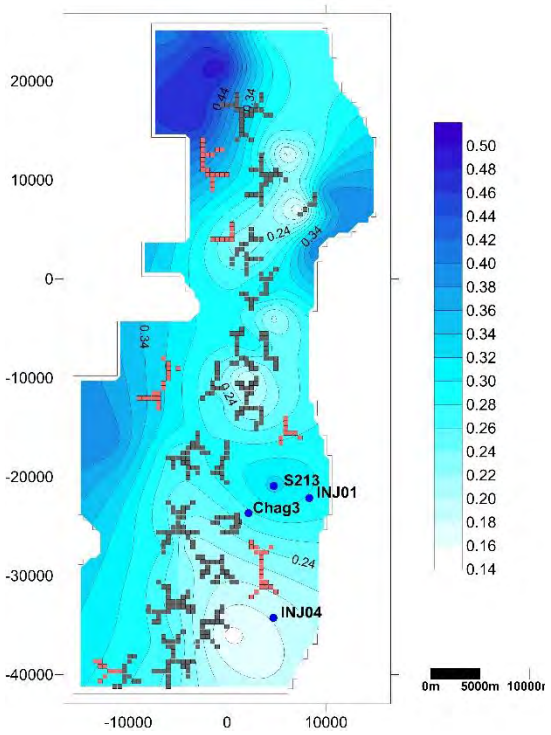


图 13.10-11 含水饱和度分布等值线图

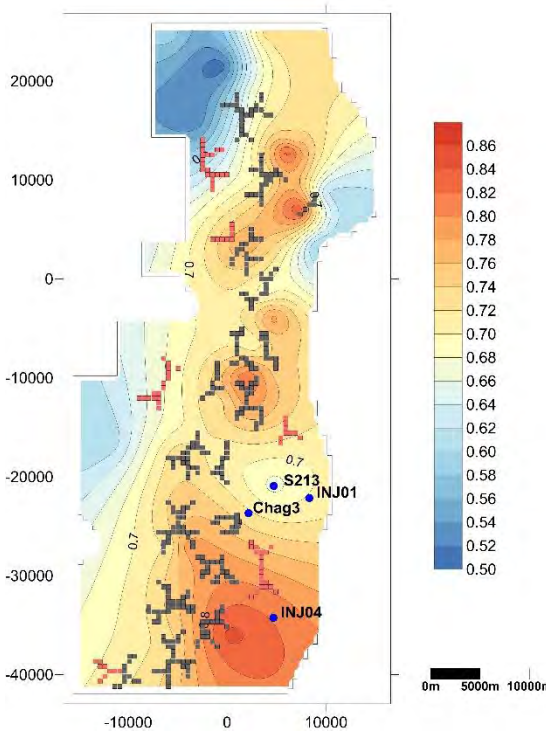


图 13.10-12 初始含气饱和度分布等值线图

（4）咸水浓度

根据模型假设，模型中初始无咸水，所以液相中咸水浓度(质量分数)为 0。根据回水注常温常压下密度（1020 kg/m^3），回注水盐度（质量分数）约为 2%

（5）NCG 浓度

地层中 CO_2 及 N_2 含量极低，所以模型中 NCG 浓度可认为 0。

（6）TRC 浓度

13.10.4.6 边界条件

根据区块沉积相分析，模型区南北向为古河道，砂层分布与河道高度相关，所在模型从北至南中间区域砂层厚度大，而东西边缘厚度低，对应的渗透率与孔隙度也随之减小。动态模拟时，模型四周边界为无流量边界（封闭边界），压力随抽气和注水过程变化。

13.10.5 模型模拟预测

13.10.5.1 模型校正

模型用于预测前，先进行校正。按 S213 实测注水速率模拟，获得 S213 井底压力变化，将模拟井底压力值与已有的 S213 实测井底压力对比，经过调整储层 X、Y、Z 三向基本渗透率，使模拟压力值尽可能与已有 S213 井实测压力值基本匹配，如图 13.10-13。储层基本渗透率校正后为 Kx=Ky=10Kz=0.55 mD.

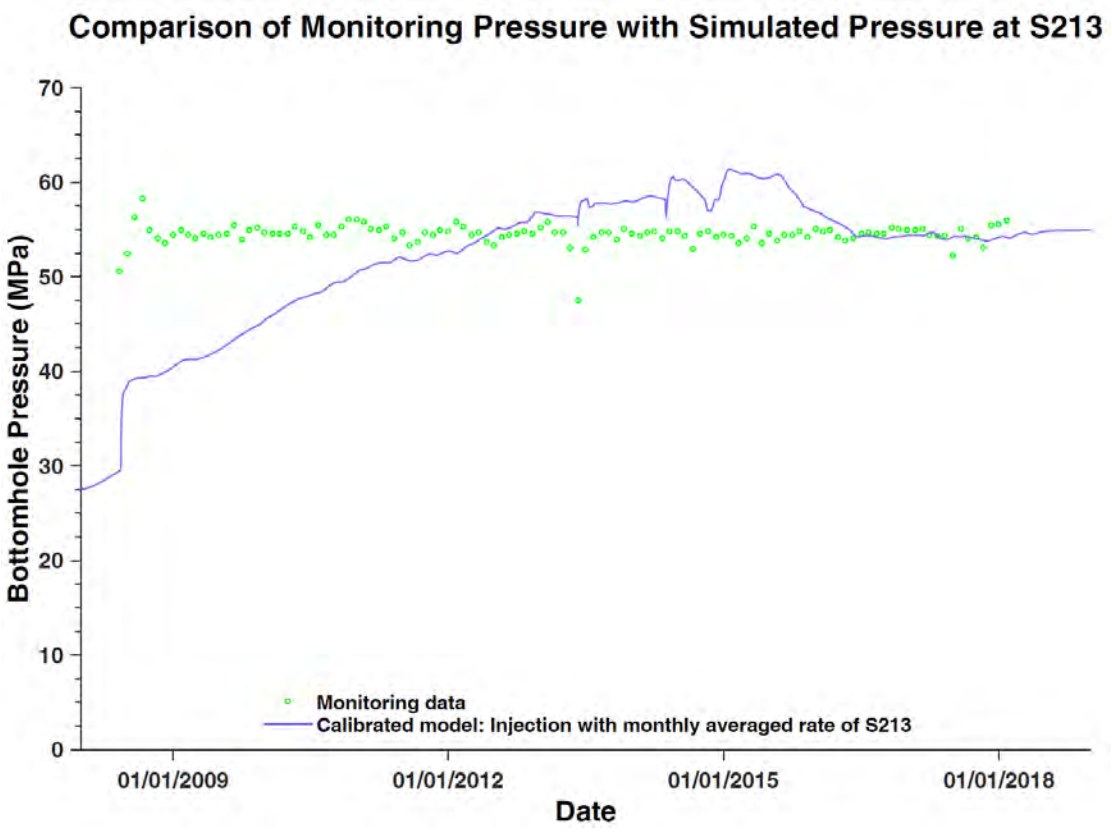


图 13.10-13 模拟 S213 井底压力与实测数据对比

13.10.5.2 回注期预测

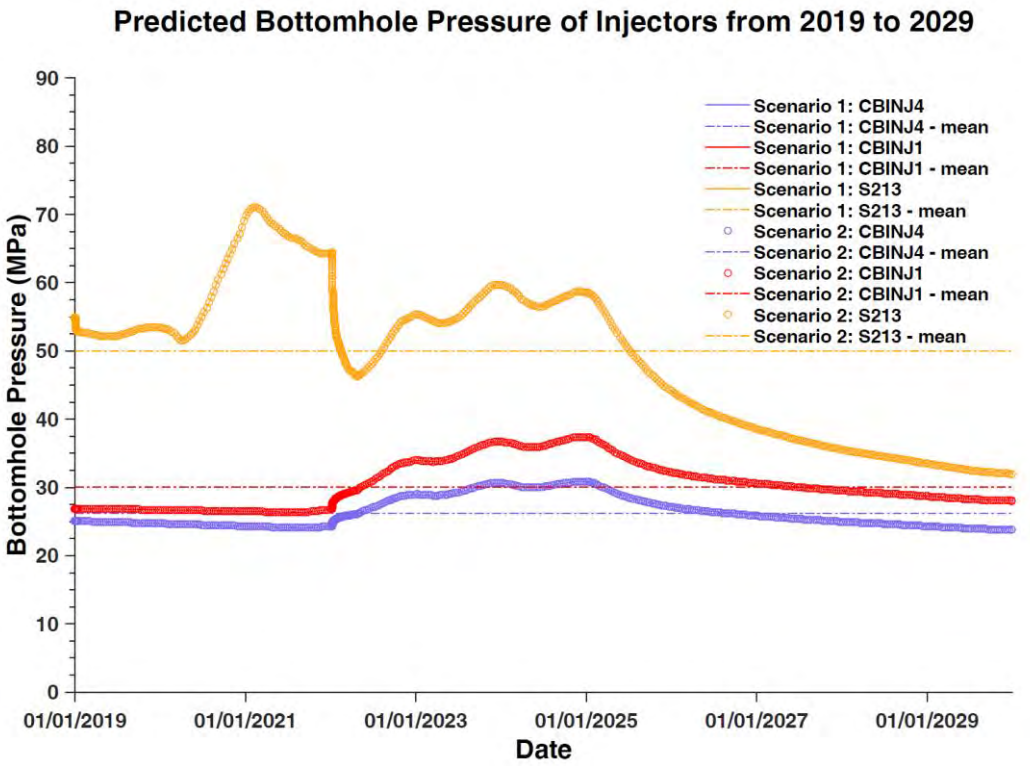


图 13.10-14 2019 年-2029 年回注井井底压力随时间变化曲线图

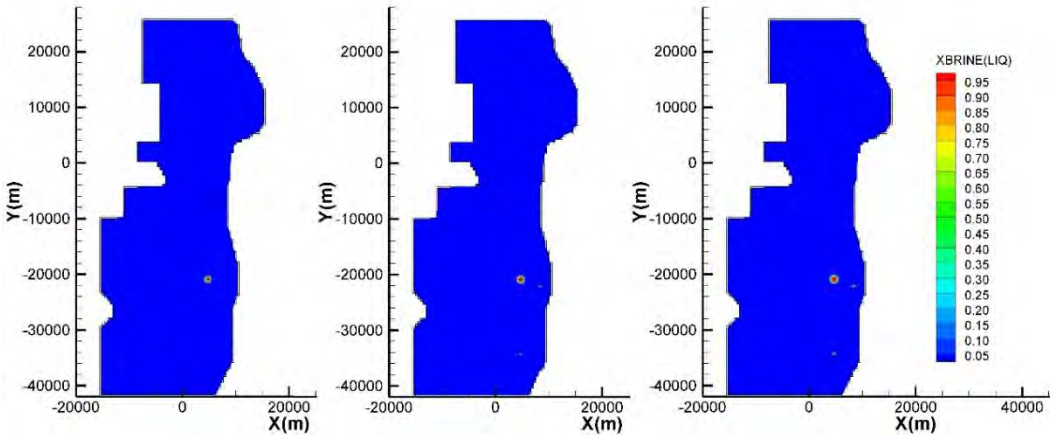
图 13.10-14 显示了两个模拟方案 2019 年-2029 年各注入井井底压力随时间变化。总体上两个方案计算所得结果没有明显差异，显示注水井受采气影响微弱，反映了注水井处于气田边缘，符合注水井注水过程不对生产井产生明显影响的初衷。

各注水井中井底压力的变化差别较大。在 2025 年产气量及注水量明显减少之前，S213 井底压力平均值为 54MPa，与现有压力值相当，但 2021-2022 年的注水高峰期，井口根据模型预测结果最大井底压力 68.4MPa （在实际运行过程中，S213 井口压力不会超过 30Mpa，井底压力不会超过 58Mpa, 当井口压力大于 30Mpa 时将启用备用回注井）。2025 年之后，随着注水量明显下降，井中压力也逐步下降，至 2029 年底约 35MPa。整个回注过程平均井底压力为 50MPa。

第二阶段新建注水井 CBINJ1 与 CBINJ4 压力变化幅度较小。CBINJ1 井，在 2022 年（开始注水）至 2025 年，井底压力在 30-38MPa 变化，并随注水量逐步增加；2025 年之后，随注水速率下降，至 2029 年底约 28MPa 左右。CBINJ4 井，在 2022 年至 2025 年，井底压力在 26-30MPa 变化，与 CBINJ1 呈现相同的变化趋势，至 2029 年底约 26MPa。CBINJ4 压力较低的原因可能为距气田中心

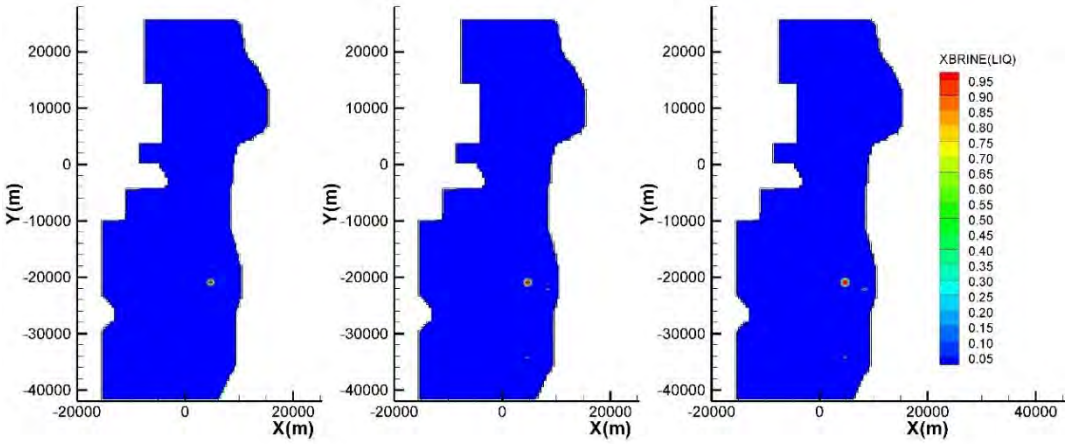
更近，受采气压力衰减的影响更大。整个过程，CBINJ1 与 CBINJ4 平均井底压力分别为 30MPa 与 27MPa。

综合上述模拟结果，长北二期内，S213 井底平均压力为 50MPa，注水高峰期压力可能达 68.4Mpa（在实际运行过程中，S213 井口压力不会超过 30Mpa，井底压力不会超过 58Mpa, 当井口压力大于 30Mpa 时将启用备用回注井）。CBINJ1 与 CBINJ4 井底平均压力为 30MPa 与 27MPa，最高压力分别为 38MP 与 30MPa。



（1）2021年底　　（2）2024年底　　（3）2029年底

图 13.10-15 方案 1 中 S213、CBINJ1 与 CBINJ4 井周围回注水在回注层中运移范围



（1）2021年底　　（2）2024年底　　（3）2029年底

图 13.10-16 方案 2 中 S213、CBINJ1 与 CBINJ4 井周围回注水在回注层中运移范围

图13.10-15、图13.10-16为S213、CBINJ1 、CBINJ4 附近2021年底、2024年底及2029年底回注水运移范围，两种方案反映的运移范围差别微小。回注

废水在新建的CBINJ1与CBINJ4井中以水裂裂隙方向为主方向，至2029年底，两井的回注废水运移最远距离距井约150米；S213井周围的回注废水运移范围为以水裂裂隙方向为长轴的椭圆形，最远距离距井约800米。

13.10.5.3 产气过程对注水井的影响

从注水井井底压力及废水运移范围模拟结果可看出，由于注水井处于储层边缘，采气导致的压力衰减并不显着，且主力储层开发以长北第一阶段为主，而长北第二阶段从主力储层开发的比例较低，本次模拟结果表明长北第二阶段主力储层的新增采气计划对注水井的压力及废水运移范围的计算影响不大。

13.10.5.4 回注风险评估

较以往气田采出水回注项目，本项目最显着的特点在于回注层为产气层，且回注水比回注层地层水更清洁。因此，以往在风险评估中所用的“10000 年后静地层压力恢复”及“灌注液运移范围面积不超过灌注井周边 32km^2”准则在本项目中并不十分适用。

对于地层压力，回注层中心压力受采气影响持续下降，虽然压力衰减在边缘并不明显，但总体上回注层的压力在减小，对压力恢复有利。从 13.10.5.2 的结果看，S213 井的压力在长北二期结束时已低于长北二期开始时，新增回注井 CBINJ1 与 CBINJ4 的压力在长北二期结束时与开始时基本相同。停止回注，模拟到10000年，图13.10-17显示三井的压力曲线随着整个气田压力的重新平衡，在 90 年后达到最低，再缓慢增加， 在 2000 年后，压力达到平衡。

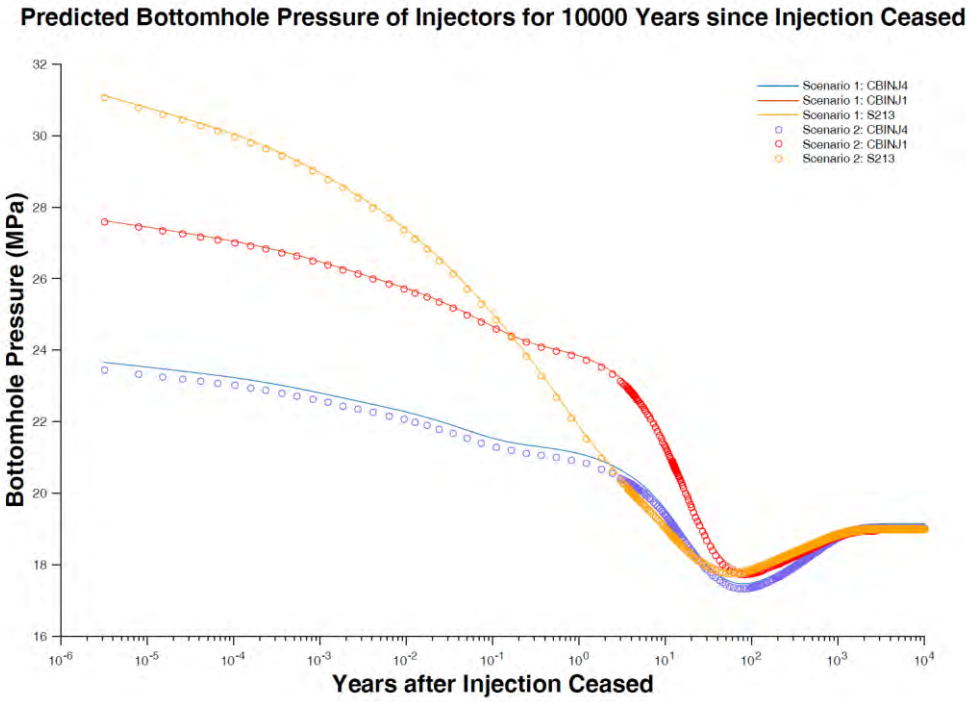
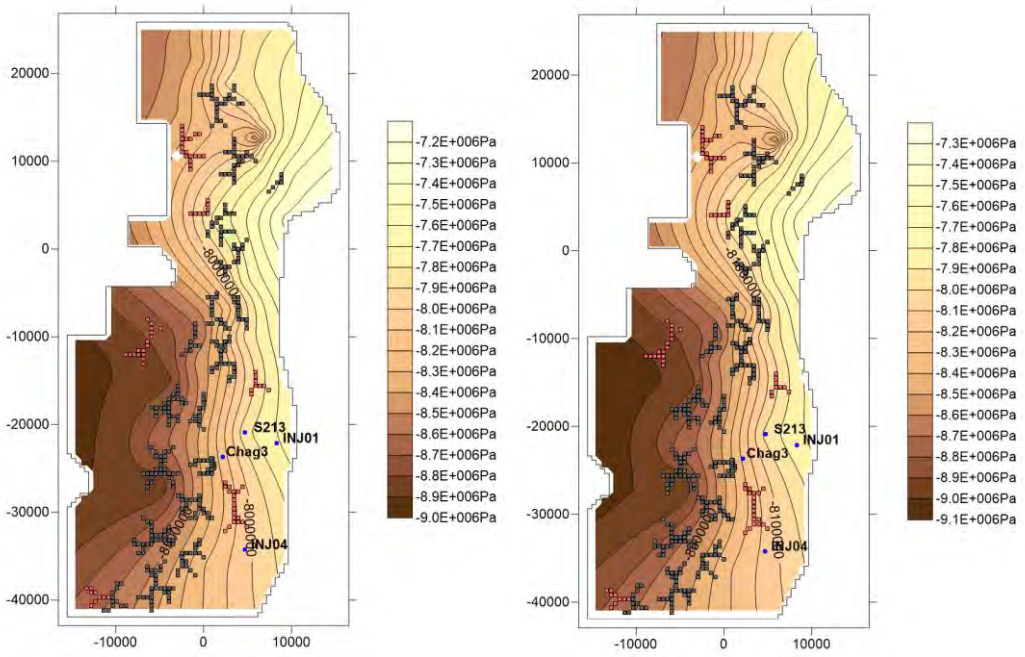


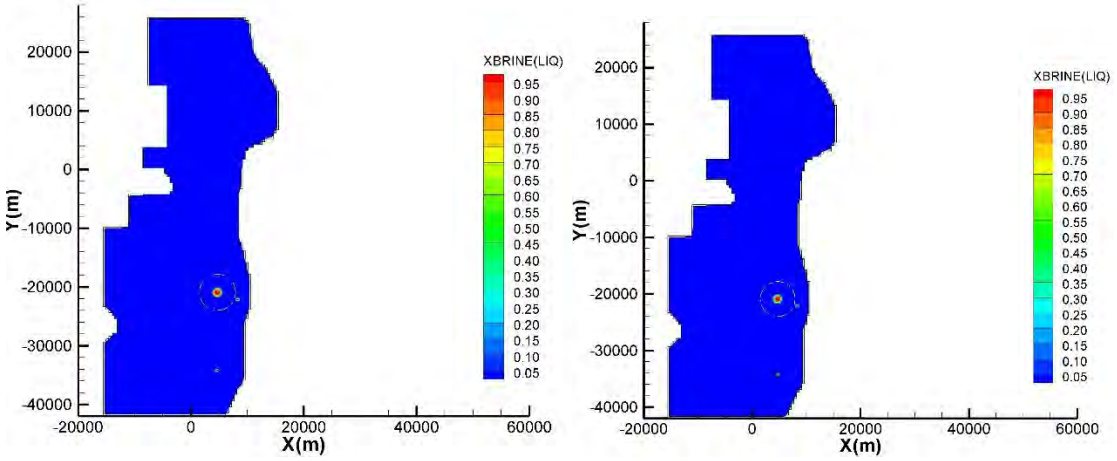
图 13.10-17 回注井在停注后 10000 年内压力随时间变化图



（1）方案 1　　（2）方案 2

图 13.10-18 停注后 10000 年地层压力较初始压力 P0 变化情况

图 13.10-18 显示两个方案在停注后 10000 年地层压力较初始压力低 7.2~9.1MPa，三个回注井压力较初始低 7.4~8.1MPa，所以前述以“灌注结束后地层压力应恢复到初始（静）地层压力”的原则来评估地层压力风险并不适用。



（1）方案 1　　（2）方案 2

图 13.10-19 停注后 10000 年两个方案中回注水运移范围

对于回注水的运移范围，停注后，回注水向外迁移的主要动力消失，只能靠分子扩散向外运移，图 13.10-19 显示了两个方案回注水在 10000 年时间内运移十分有限，回注水在 S213 井周围的运移距离不足 900 米。而实际上，回注水因回注前的一系列水处理措施，其水质优于地层水，所以回注过程相当于在稀释回注井周围的地层水，停注后地层水与回注水的密度差使地层水存在向回注井运动的趋势，因此回注水很难再向外运移，所以满足“灌注液运移范围面积不超过灌注井周边 32km^2”评判准则。

已有资料显示该回注储层破裂压力约为 55MPa，对于 S213 井，注水期间的压力可能使注水井周原有裂隙进一步扩展，使渗透率增加 。但是，S213 井的回注压力大于储层破裂压力，并不会导致上部盖层的破坏。原因有二，其一是由于 S213 周围存在由水力压裂形成的裂隙，大于储层破裂压力的回注压力在水平方向上的传播占绝对优势，在垂直方向的传播非常有限；其二，回注储层之上是长北二期气藏次级储层，在此之上是厚约 1400m 的区域泥岩盖层，据分析，盖层破裂压力为 70MPa。因此，最大的回注压力也并不足以导致上部地层的破裂，影响气田整体安全性。

对于通过垂直通道泄漏的极端情况，长北一期实际监测结果显示，尽管 S213 井并没有发生裂隙窜通生产井的情况，因而通过生产井发生泄露的可能性较低。在回注停止后 10000 年，模拟结果显示回注水距离最近的采气井仍有 2~3km 的距离，因此回注水也不大可能通过采气井泄漏。

综上所述，根据目前所获得的地层信息、回注及生产方案，本项目回注过程对环境产生的风险较低，回注的废水可获得安全封存。

13.10.6 回注模拟结论

动态模型经与现有注水井实测数据校正后，被用于长北二期注水过程的模拟，模拟结果表明，第二阶段拟建注水井的压力在二阶段注水开始后出现较明显的变化，压力变化与注水速率变化正相关，最大压力值出现与最达注水速率出现时间相同，即 2024 年底至 2025 年初，CBINJ1 井底最大压力约 38MPa，平均 30MPa， CBINJ4 井底最大压力约 30MPa，平均 27MPa。现有注水井 S213 最大井底压力出现在 2020 年底至 2021 年初，约为 68.4MPa（在实际运行过程中，S213 井口压力不会超过 30Mpa，井底压力不会超过 58Mpa，当井口压力大于 30Mpa 时将启用备用回注井），平均 50MPa。假设地层水盐度为 0，模拟结果显示在回注期结束时，回注废水距回注井的最大运移距离约 800 m。

停注后，地层经历压力再平衡过程，10000 年时，三井的地层压力较采气之初低 7.4~8.1MPa，回注水最大远移范围不超过回注井周边 900m。

由于本项目遵循“同层回注”的注水策略，即采气采出水回注层与采气层为同一地层，采气生产过程使大部分回注层压力下降，有利于控制回注压力集聚；回注水因一系列水处理措施，水质较原地层水好，停注后地层水与回注水的密度差使地层水存在向回注井运动的趋势，所以回注水在地层中的运移范围极为有限。

根据数值模拟与风险综合评估结果，本次评价认为拟定回注层可满足长北一、二期产气采出水回注需求。为防止回注高峰期 S213 井压力过大的情况发生，在回注过程中应加强对 S213 井的监控和管理，根据 ODP 的设计，回注井口压力应控制在 30MPa 以下，因此在 S213 回注全周期特别是高峰期时加强井口压力监测，当出现井口压力逼近最高井口压力时应及时启用备用井。因此可认为整个回注过程对环境产生的风险很低，采出水回注封存安全性高。

13.11 环境管理、监控与地下水监测

13.11.1 回注水处理

本项目气田采出水在现有中央处理厂中央处理厂回收凝析油和甲醇后，进入回注水处理装置，处理工艺主要为隔油和过滤，使其 SS 、石油类等成份得到有效降低以满足本项目回注要求。

13.11.2 采取先进的回注技术/工艺

回注井在井身施工完成后注水之前，应对井身及固井质量进行检查，使其符合《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《中石油固井技术规范》中对固井的要求。回注井固井采用表层套管、技术套管和生产套管固井水泥返高至地面，以防止回注污水上窜污染地下水。套管应按照《套管柱试压规范》（SY/T5467-2007）进行套管试压，生产套管应能够承受设计注入压力。

在防腐设计上，本次回注井回注（油）管在封隔器之上采用的是内衬 GRE 涂层的 L80 碳钢油管，封隔器之下采用的是 L80 钢级 25Cr 防腐油管。

水中的氯化物对套管具有较强腐蚀性，一旦回注水大量进入淡水层，将改变地下水功能，造成污染。因此，本工程注水井使用封隔器阻止回注水进入套管间，确保污水回注至安全地层。将注水管沿注水套管直接伸到回注目的层位置，在注水管头处设置高耐压差的封隔器，这样在套管内仅有目的层段充满污水，封隔器以上部分无污水，阻止了回注水沿注水套管上窜，杜绝了污水进入浅层含水层的可能，注水作业方式可行。

在回注方案实施过程中应加强回注监测，详细记录，为进一步研究其储层物性提供资料。在回注井运行过程中加强管理，发现运行参数有异常时，及时停注检查，查清原因，避免发生意外情况。

13.11.3 回注井井筒泄漏风险防范措施

回注井采取如下设计、修井、固井、管理和监测措施确保回注井筒的完整性，避免井筒壁渗漏、破裂等导致回注废水进入非目的层位。

设计方面：

（1）回注井位置，避开了地下断层及水源保护区。

（2）回注井的设计应遵循《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）及OGP等相关要求，通过相关质量控制程序确保完井质量，使完井设计寿命达到回注周期以上。

完井与修井作业：

（1） 修井前进行水泥胶结、套管壁厚、噪音、温度测井，重点关注尾管重合段以及套管与套管间环空的水泥和质量。

（2） 常规电缆射孔时，先要压稳目的层，安装带全封闸板的防喷器组合，射孔过程中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。

（3） 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。

（4） 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。

（5） 钻水泥塞等执行钻井作业的井控程序。

（6） 回接套管至井口，回接管柱与密封组件一起下井并固井，覆盖当前生产套管的潜在风险区，使井眼具有良好的完整性；如果在不能下入回接管柱情况下，可用下入长生产套管并固井作为替代方案。

（7） 固井时通过优化隔离液和顶替参数以清除环空水泥浆使水泥填充良好、无水泥收缩等，确保固井质量。

运营期管理和监控：

（1）应开展试注工作，取得更准确的回注参数。

（2）回注井营运期内部分设备组件若发生失效，及时进行修井作业和更换相应组件，确保回注井筒的完整性。

（3）气田水回注前对水质进行处理，防止污染回注层，有利于回注。

（4）当回注井吸水能力下降时，进行酸化或注入化学解堵剂，改善吸水能力。

（5）定期开展井下腐蚀监测，进行油管内径和壁厚的测量，掌握内部或外部腐蚀情况，以及内部沉淀、结垢情况，根据相关程序进行处理。

（6）对回注井进行日常维护监控（包括回注压力、环压监测、流量及回注持续时间等）、年度环压及井口密封性测试等，确保回注井的正常运行，确保回注废水注入安全地层。

（7）定期对回注井周围的浅层地下水监测，如发现监测井中氯化物或石油类浓度含量升高，应立即停止该回注井的使用，同时对回注井进行测井以查明是否有井损情况。

（8）加强回注井场运行管理，严格按操作规程操作，杜绝回注水外泄和回注井井涌事故，避免对地下水的污染。

以上风险防范措施从设计上、施工、注水运营期多个角度提出，具有针对性和操作性，可有效防止回注废水进入非目的回注层位，防止浅层地下水的污染。

13.11.4 采出水回注系统的操作、监测、管理和维护措施

本报告及环评报告中多个章节对废水回注系统作业、监测和管理维护进行了介绍，归纳起来可总结如下：

（1）定期监测和维护从中央处理厂至井口的回注水输水管线。

（2）进行回注水组份的日常监测。

（3）运营期日常维护监控要素：回注压力、回注流量与日回注量等。在回注全周期特别是高峰期时加强井口压力监测，当出现井口压力逼近最高井口压力时应及时停泵，待地层压力恢复后再进行回注。

（4）在回注井附近设置浅层地下水观测井，并定期进行监测。

（5）监测回注井井身结构完整性。

（6）开展定期的探测、观察和预防性维护。

（7）购买维护回注系统的设施。

（8）评估故障苗头，决定是否需要修井或采取其它保护措施。

（9）制定完成以上措施所需要的人力资源计划。

（10）把以上所有活动都编制报告并归档。

（11）把以上所有信息及以往的活动都搜集起来并进行有效的数据管理。

本评价报告提出的回注井长期监测方案如下：

（1）根据需要进行压力降测试来监测注入水进入的储层的状况，以及井筒温度测试以判断注入流体是否窜槽到非注入层位；

（2）在井口安装压力监测装置，定期监测；

（3）回注水输水管线安装流量计。

本项目在长北二期第一阶段利用现有回注井（S213 和 Chang-3），第二阶段新建 2 口回注井（CBINJ1 和 CBINJ4）。因此，现有回注井与新建回注井应执行相同的监管要求。

本项目回注井运行监测执行《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）中相关要求执行，并参照美国环保署对 I 类注入井（UIC）的监控要求，具体监测要求见表 13.11-1。

表 13.11-1 回注水与回注井的监测与监控

类别	监测因子/要素	监测频率
回注废水水质监测	pH、悬浮固体、含油量	2 次/周
运营期回注系统监控	回注压力、回注量、回注流量、持续时间	在线
	回注设备与管线巡检	1 次/周
	环压测试，油管、套管、封隔器及井口密封性测试，注入能力测试，注入层地层压力测试，回注系统腐蚀性检查，压力降落测试监测注入水进入的储层的状况	1 次/5 年

13.11.5 地下水环境监测

《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部公告 2012 年第 18 号）中指出：应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。本项目结合工程实际情况，建立了地下水长期监测计划。

13.11.5.1 监测井布置

地下水监测井布置原则为：

（1）立足新建两口回注井，为及时监测地下水水质动态，监测井布置应依据回注影响预测结论；

（2）主要监测饮用水取水层（第四系潜水含水层）。

依据以上原则，通过调查回注井周边现有水井状况，共布置 12 口监测井。其中，在 CBINJ4 和 CBINJ1 回注井周边区域布设六口监测井作为第四系含水层的监测井；现有回注井（S213 和 Chang-3）延用现有监测井。各选取监测井的井位见图 13.11-1～13.11-4，监测井详细信息表 13.11-1。

表 13.11-1　监测井布置方案

回注井	监测井号	井深（m）	监测层位	与回注井位置关系	
				方位	距离（m）
CBINJ4	MW-1	30	第四系潜水	NE	100
	MW-2	30	第四系潜水	W	100
	MW-3	30	第四系潜水	SE	100
CBINJ1	MW-4	30	第四系潜水	NW	100
	MW-5	30	第四系潜水	E	100
	MW-6	30	第四系潜水	SE	100
S213	D5	～15	第四系潜水	NW	480
	MW-S1	15	第四系潜水	E	160
	MW-S2	～15	第四系潜水	S	140
Chang-3	MW-C1	30	第四系潜水	NW	100
	MW-C2	30	第四系潜水	SE	80
	MW-C3	30	第四系潜水	S	130

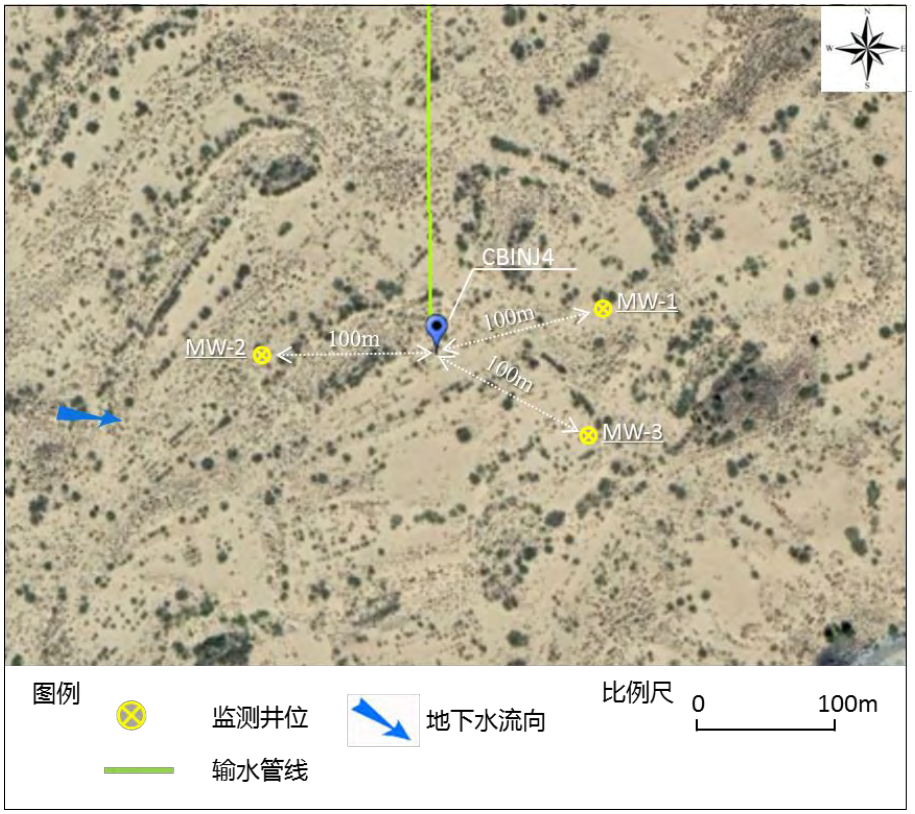


图 13.11-1　CBINJ4 监测井布置图

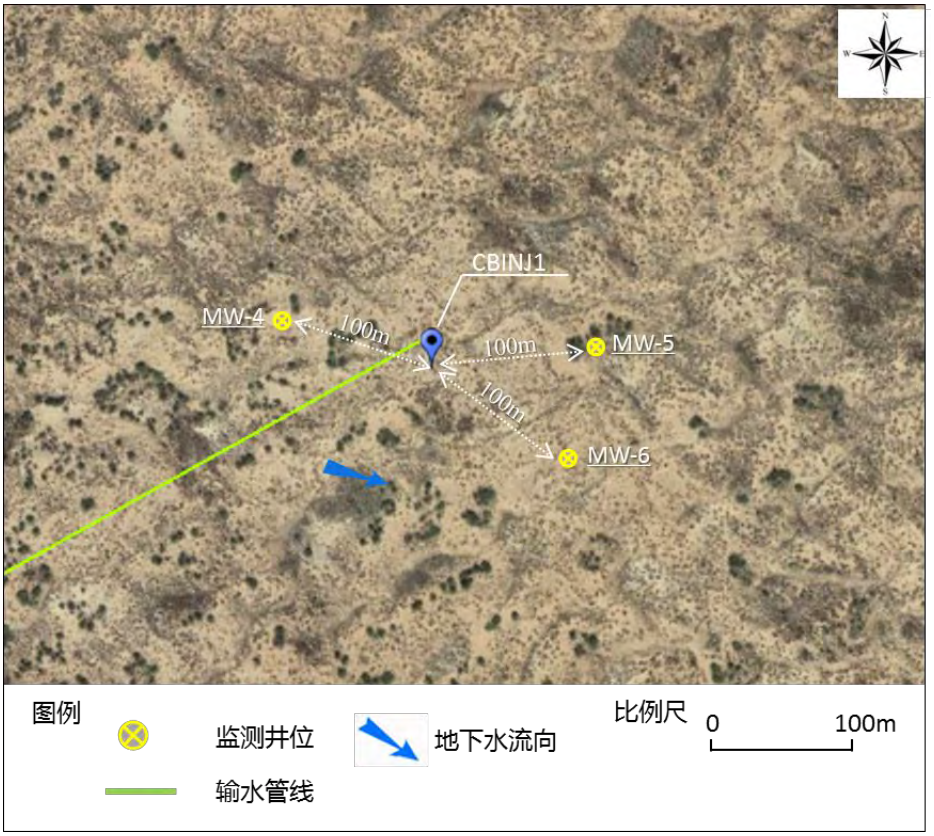


图 13.11-2　CBINJ1 监测井布置图

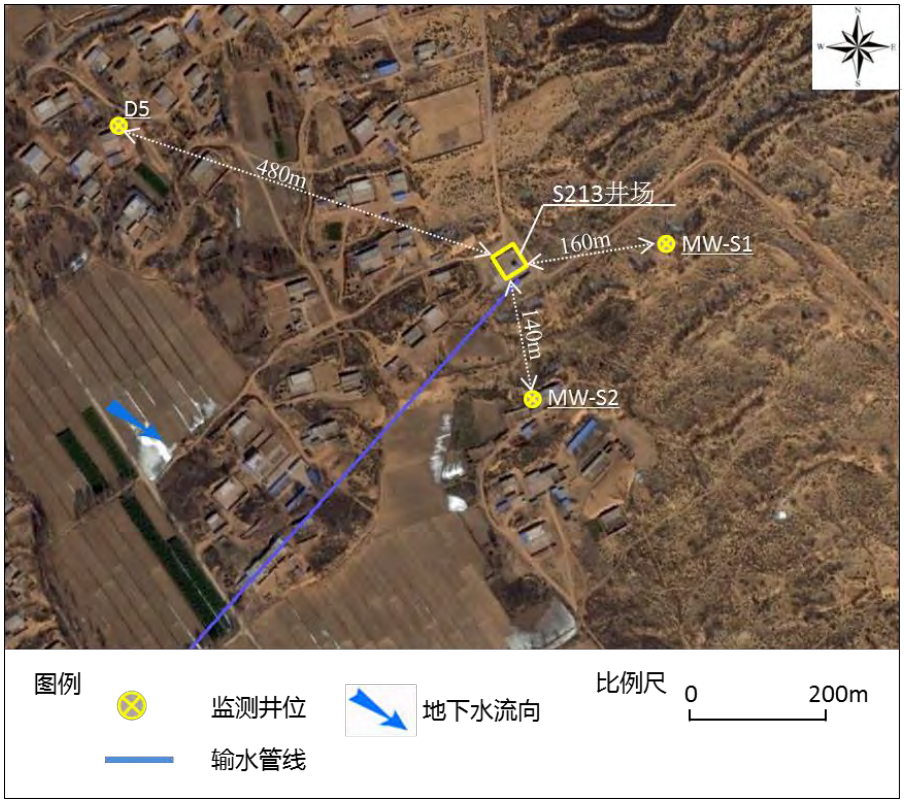


图 13.11-3　S213 与附近地下水监测井相对位置图

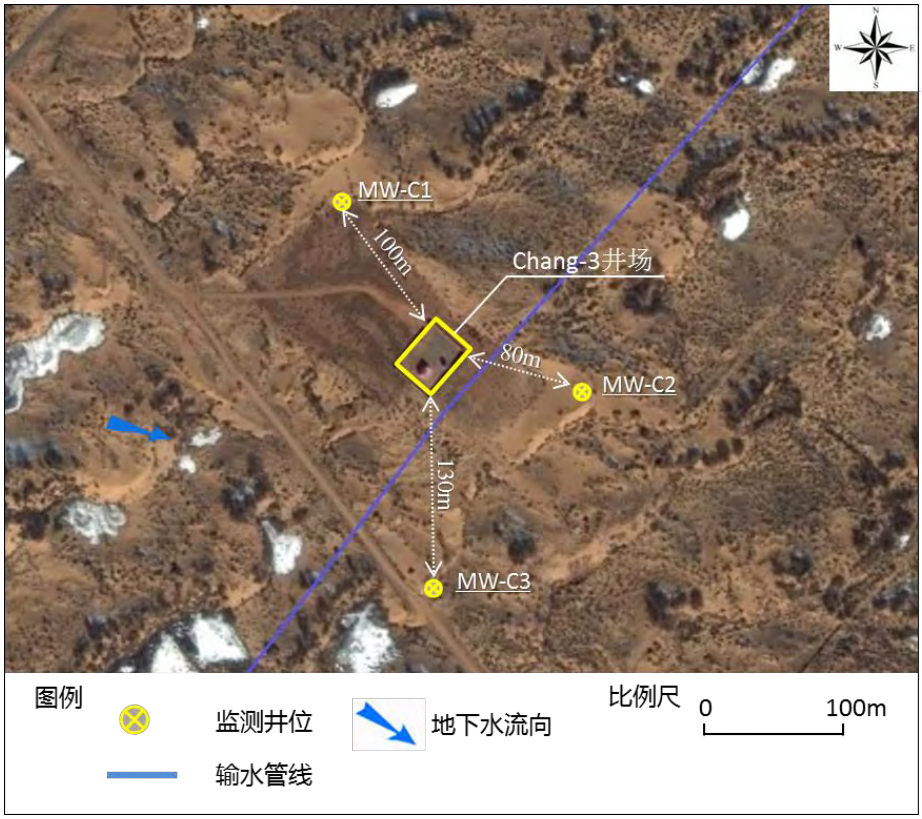


图 13.11-4　Chang-3 与附近地下水监测井相对位置图

13.11.5.2 监测因子和频次

根据本项目的产污特点，按照施工期、运营期和服务期满后不同阶段对回注井场周边分别进行地下水监测。监测频率及监测因子如下：

表 13.11-2 地下水监测率与监测因子

阶段	监测因子	监测频率
施工期	pH、总硬度、溶解性总固体、氯化物、高锰酸盐指数、石油类、	开钻前 1 次、完钻后 1 次
运营期	石油类、氯化物	每年监测 1 次

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，并根据实际情况增加监测项目。

13.11.5.3 事故应急监控

针对回注井应制定环境事故应急计划与措施，主要包括：

（1）确定回注过程中可能发生的环境事故与风险等级；

（2）监控回注井的运行情况，发现运行故障或运行异常时（如回注管道爆裂、回注井井漏和回注设备停运）及时采取措施。一旦发生污染事故要及时向

当地环保部门报告，并积极采取控制措施以减小事故对周围环境的污染影响，调查分析事故的原因和造成的损失；

（3）一旦发生环境事故，应立即启动应急环境监测，跟踪监测污染物的运移情况，直至事故影响根本消除；

（4）根据事故状况下排放污水中的污染物特征，进行地下水环境质量跟踪监测。事故应急监测方案应与地方环境监测站共同制定和实施。企业应与地方环境监测站建立应急响应体系，由地方监测站实施跟踪监测；

（5）事故状况下地下水监测应选择如下因子：石油类和氯化物（特征因子且稳定），监测数据应及时上报有关主管部门；

（6）如监测到周围浅层地下水浓度异常，应查找是否回注井泄漏导致，启动应急预案，启用备用回注井进行废水回注，同时应进行测井查明是否有井损情况。实施地下水质量跟踪监测，如影响工程区域内居民饮用水质量要求，应向受影响的居民提供饮用水。

13.12 评价结论

根据本节对气田水处置方式比选、现有回注井运行现状、气田水回注方案、回注方案可行性以及环境管理等多方面论，可得出如下结论：

（1）利用现有两口回注井和第二阶段新建的两口回注井，能够满足长北二期项目采出水回注需求；

（2）从地质、地质构造、回注废水水质及其与回注目的层水质及阻垢剂添加等分析，选择山西组 2 段地层作为回注目的层是可行的；

（3）从现有回注井运行情况和本地区山西组地层作为回注层的回注经验看，选择山西组 2 段地层作为回注层可注性是可行的，回注没有对浅层地下水产生影响；

（4）采用数值模拟废水回注的可行性表明：山西组 2 段回注层具有足够的空间容纳需本项目采出水；回注导致的最大压力值出现与最达注水速率出现时间相同（2024 年底至 2025 年初），最大井底压力约为 68MPa（在实际运行过程中，S213 井口压力不会超过 30Mpa，井底压力不会超过 58Mpa, 当井口压力大于 30Mpa 时将启用备用回注井），其上是厚约 1400m 的区域泥岩盖层，最大井底压力也并不足以导致上部地层的破裂。因此注水过程中因压力过大导致储层破裂和封闭结构被破坏的可能性较低；

（5）气田采出水在经过处理装置处理后 SS 、石油类等成份得到有效降低并满足本项目回注要求。采取满足要求的回注井井身结构设计与材质，加强回注井施工和固井质量，加注环空保护液，采用确保回注安全的注水封隔器，隔绝回注水与浅层地下水的联系，保证回注井连续平稳运行；

（6）加强回注井和注水管线的日常维护和保养；建立完善的回注井井筒泄露风险防范措施和应急预案；运营期对浅层地下水建立监测计划，采取的环境保护措施可行。

综上所述，本项目回注水方案从环境保护角度是可行的。

14 环境管理体系与环境监控

14.1 HSE管理体系

HSE管理体系即健康、安全与环境管理体系（Health, Safety and Environment management system）是完成国家提出保障人员健康，生命财产安全，保护环境，实现可持续发展战略目标的重要现代化管理方式。

14.1.1 HSE管理制度的建设

本项目属于壳牌中国勘探与生产有限公司在中国作为作业者的合作开发项目，在工程建设施工期与运营期过程中完全遵循壳牌的统一HSE管理体系。除了执行壳牌统一的《壳牌环境和社会管理制度》、《壳牌环境因素登记的开发和利用制度》、《壳牌废物管理和处置制度》、《壳牌石油化工溢油应急预案》等制度和规章外，还先后制定了《长北项目环境风险应急响应计划》、《长北项目化学品管理采购入库规定》、《长北项目共有废弃物管理程序》、《长北项目应急程序》等一系列环境管理制度。

壳牌集团做为世界领先的能源公司之一，秉承对经济、环境和社会负责的理念，帮助满足世界不断增长的能源要求。壳牌的核心价值观是诚实、正直和尊重他人、信任、开诚布公、协作精神、专业精通和以壳牌为荣，这构成了壳牌商业原则的基础。同时这些定义了的健康、安全、环境保护－系统性的管理措施，壳牌设置了专门的健康、安保、安全、环境及社会业绩的承诺与政策。该承诺与政策的第一、二条明确地规定了将员工健康、环保和安全作为最优先的目标。壳牌中国勘探与生产有限公司作为壳牌集团旗下子公司，经营活动必须遵守壳牌集团健康、安保、安全、环境及社会业绩的承诺与政策中的规定，详见图14.1-1。长北天然气合作开发项目健康、安全、安保、环境及社会责任承诺见图14.1-2。


壳牌对健康、安全、保障、环境
和社会绩效的承诺及政策

承诺

在壳牌，我们每个人都致力于：

- 追求人员无伤害目标；
- 保护环境；
- 充分利用材料和能源来提供我们的产品与服务；
- 尊重我们周边的人和环境并为社会做贡献；
- 开发与这些目标相一致的能源、产品和服务；
- 向公众报告我们的绩效；
- 积极推行行业最佳实践；
- 像管理其他任何关键业务活动一样来管理 HSSE & SP 事务，以及促进全体壳牌员工共同分担这一承诺的企业文化。

通过这种方式，我们致力于创造能够为之自豪的 HSSE & SP 绩效，从而赢得客户、股东乃至全社会的信任，成为公众的好邻居并促进可持续发展。

政策

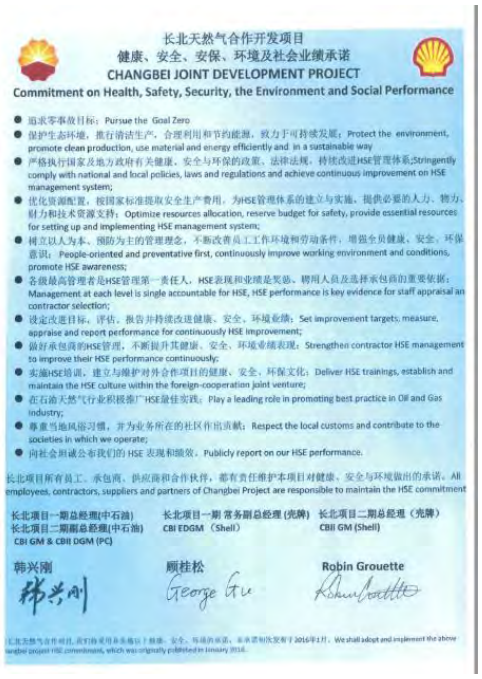
每家壳牌公司：

- 拥有系统化的 HSSE & SP 管理方法，旨在确保遵守法律并实现持续的绩效改进；
- 按指定目标并衡量、评价和报告绩效；
- 要求承包方依照本政策来管理各自的 HSSE & SP；
- 要求旗下的合资企业严格推行本政策，并利用其影响力在其下企业推行；
- 与邻居和受影响的社区积极建立友好关系，以及
- 将 HSSE & SP 绩效纳入员工评价中并予以相应的奖励。

Ben van Beurden
首席执行官

金珂
壳牌中国上游业务执行董事

图14.1-1 壳牌健康、安保等承诺与规定


长北天然气合作开发项目
健康、安全、安保、环境及社会业绩承诺
CHANGBEI JOINT DEVELOPMENT PROJECT
Commitment on Health, Safety, Security, the Environment and Social Performance

- 追求零事故目标；Pursue the Goal Zero
- 保护生态环境，推行清洁生产，合理利用和节约能源，致力于可持续发展；Protect the environment, promote clean production, use material and energy efficiently and in a sustainable way
- 严格执行国家及地方政府有关健康、安全与环保的政策、法律法规，持续改进HSE管理体系;Stringently comply with national and local policies, laws and regulations and achieve continuous improvement on HSE management system;
- 优化资源配置，按国家标准提取安全生产费用，为HSE管理体系的建立与实施，提供必要的人力、物力、财力和技术资源支持；Optimize resources allocation, reserve budget for safety, provide essential resources for setting up and implementing HSE management system;
- 树立以人为本、预防为主的管理理念，不断改善员工工作环境和劳动条件，增强全员健康、安全、环保意识；People-oriented and preventative first, continuously improve working environment and conditions, promote HSE awareness;
- 各级最高管理者是HSE管理第一责任人，HSE表现和业绩是奖励、聘用人员及选择承包商的重要依据；Management at each level is single accountable for HSE, HSE performance is key evidence for staff appraisal and contractor selection;
- 设定改进目标，评估、报告并持续改进健康、安全、环境业绩；Set improvement targets, measure, appraise and report performance for continuously HSE improvement;
- 做好承包商的HSE管理，不断提升其健康、安全、环境业绩表现；Strengthen contractor HSE management to improve their HSE performance continuously;
- 实施HSE培训，建立与维护对外合作项目的健康、安全、环保文化；Deliver HSE trainings, establish and maintain the HSE culture within the foreign-cooperation joint venture;
- 在石油天然气行业积极推广HSE最佳实践；Play a leading role in promoting best practice in Oil and Gas industry;
- 尊重当地风俗习惯，并为业务所在的社区作出贡献；Respect the local customs and contribute to the societies in which we operate;
- 向社会坦诚公布我们的 HSE 表现和绩效。Publicly report on our HSE performance.

长北项目所有员工、承包商、供应商和合作伙伴，都有责任维护本项目对健康、安全与环境做出的承诺。All employees, contractors, suppliers and partners of Changbei Project are responsible to maintain the HSE commitment

长北项目一期总经理(中石油)
长北项目二期副总经理(中石油)
CBI GM & CBII DGM (PC)
韩兴刚

长北项目一期 常务副总经理 (壳牌)
CBI EDGM（Shell）
顾桂松

长北项目二期总经理（壳牌）
CBII GM (Shell)
Robin Grouette

图14.1-2 长北项目健康、安保等承诺与规定

14.1.2 HSE管理体系

长北项目一期运行期间，壳牌和中石油合作双方以贯彻落实中国石油和壳牌集团健康、安全与环境方针为己任，开展的工作概述如下：

- 宣传遵守当地的HSE法律法规、中国石油和壳牌集团HSE方针；
- 制定符合当地的HSE法律法规、中国石油和壳牌集团要求的HSE手册；
- 将HSE事务放在每次会议议程的首位；
- 在进行商业决策过程中，充分考虑HSE的重要性；
- 为HSE事务分配必要的资源；
- 鼓励员工提出改进HSE绩效的办法；
- 对良好的HSE表现加以肯定；
- 积极参与HSE相关活动与审核。

壳牌公司采用的 HSE 管理体系模式是石油天然气组织（IOGP）推行的 HSE 管理体系模式，符合国际石油和天然气生产者协会的规定，不是壳牌所独有的系统。

14.1.2.1 现有 HSE 管理手册

壳牌集团内部针对 HSE 事务制定了 HSE 手册，明确了 HSE 的工作程序和

操作规程，并确保每一位员工所熟知。该 HSE 手册做为健康、安全与环境管理体系的基础，主要内容包括：

（1）健康手册；

主要包括在危险化学物质可能存在的作业场所应遵守的要求，工业场所作业禁止饮酒和吸食毒品；暴露在石棉及耐火陶瓷材料的工作环境的个人防护；保证工作时的身体状况能满足要求；对肺炎和疟疾的防护措施等。

（2）过程安全手册；

主要包括建立并执行各种设备的操作程序，包括启动、运行、停机以及紧急情况下停机主要操作步骤，建立健康、安全、环保等方面对设备运行过程的监测程序等。

（3）个人安全手册；

主要对商务旅行、储罐清洁、受限空间工作、电器安全、高温作业、电离辐射、个人防护设施、高空作业等作出了明确要求。

（4）环境手册：

生物多样性：控制对自然环境产生生物多样性的产生影响，禁止在世界自然遗产和文化遗产进行天然气开采活动，在主要地面装置和主要管线所在地建立生物多样性计划，尽可能降低对生物多样性产生直接、次生以及累积的影响。

放空和排气：减少连续的放空和排气，设计新的装置减少连续的排空碳氢化合物。

温室气体和能源的管理：合理使用能源，减少温室气体排放，建立和维护温室气体排放和能源使用的五年计划。

臭氧层破坏物质：减少臭氧层破坏物质的排放，在臭氧层破坏物质淘汰之前，必须做好登记管理工作，在 2010 年低之前淘汰氟氯烃和氟溴烃，在 2020 年之前淘汰氢化含氯氟烃。

土壤和地下水：防治对土壤和地下水的影响，委任权威的行业专家进行评估和提出可靠的防治措施，至少每年进行一次监测，按照要求进行现场操作和设备安装减少泄漏风险，设计并实施泄漏检测以及维护系统，制定并实施泄漏应急反映计划。

二氧化硫和氮氧化物的排放：二氧化硫和氮氧化物的排放管理，确保二氧化

硫和氮氧化物符合地区的排放标准限值，尽可能减少二氧化硫和氮氧化物的排放总量。

挥发性有机物质：尽可能减少挥发性有机物质的排放，通过设置无组织排放的监测来查找泄漏点并实施防治措施。

废弃物：减少废弃物排放，并尽可能实现废物再利用，鉴别并分类贮存废弃物，危险废物贮存和运输应符合相应的标准。

环境中的水：委托权威的行业专家对生产废水进行全面评估，建立并执行水资源管理计划，减少生产过程中产生的废水，并提高水的重复利用率，安装废水处理装置减少外排废水对外环境的影响，完善废水处置方法。

（5）承包商健康、安全、安保、环境管理手册；

对承包商的健康、安全、安保、环境等作出明确的要求。

（6）项目手册；

主要包括确定项目对环境、安全、安保、社会的潜在影响，并提出相关措施使消极的影响降到最低，委托权威的行业专家来负责影响评价，确保影响评价符合国际标准要求。

（7）交通手册；

分别对航空运输安全、铁路运输安全、汽车运输安全（包括驾驶员安全、专业驾驶员安全以及高风险环境中的汽车运输安全）作出明确的要求和规定。

（8）社会效益手册；

主要对社会影响进行评估，确定减小社会影响的措施，明确利益相关人的需求和期望，告诉他们我们的我们是什么人主要做什么的，建立专门的咨询台接受和答复他们的疑问和投诉；建立社会绩效体系，避开或减小对文化遗产的影响。

14.1.2.2 现有 HSE 管理程序

壳牌公司现有的 HSE 管理体系如下：

领导及其责任：包括察看工地，主持 HSE 会议，参与事故调查；组织 HSE 活动；制定、论证并负责实施 HSE 目标；审查 HSE-MS 的有效性；将 HSE 活动融入公司的商业计划，完善 HSE 关键活动的案例。

政策与战略目标：制定 HSE 方针；符合相关法律法规，在工作计划中验证 HSE 的持续改善；符合国际国内相关标准；承诺 HSE 的持续改善。

组织、责任、资源、标准以及文件：包括介绍 HSE 组织和 HSE 会议，传达 HSE 目标，方针，程序和表现；为 HSE 活动提供所需充分资源；专门的 HSE 团队；HSE 能力及培训计划；承包商的 HSE 管理要符合壳牌标准；明确不同级别人员的 HSE 角色和职责。总裁通过 HSE 管理体系和程序来体现其管理目标，一般由公司管理层成员和项目经理组成，每月定期开会；HSE 部门编制 HSE 管理体系文件，向业务部门提供支持，协调年度 HSE 计划，准备审计和检查计划。

危险及其后果管理（HEMP-识别、评价、控制、恢复）：执行 HSE 的工具与技术手段来管理危害（ACT 观察卡、工作风险分析、工作风险分析、工作许可证、风险可操作性分析、量化风险分析以及环境影响评价等），对高风险作业（生产和维护、钻井、完井、道路运输 ）进行 HSE 案例分析。

计划与程序：以一年为重点的 5 年计划—每年进行修订；程序的执行情况、HEMP、员工能力发展；确定表现规范并加强评估要求；确定一年或五年表现目标（及改进方案）；确定审计和审核要求；

实施与监测：通过最初概况介绍、会议、海报等使员工和承包商了解 HSE－管理体系；强制要求进行事故隐患报告，应把事故报告视作吸取教训的学习机会，尽可能不对当事人进行指责；根据事件严重性成立调查小组。

审核：确保审计员的能力；制定审计和回顾周期；审计后对审计意见的执行和跟踪；审核程序主要是现场参观、资料收集、会议、测试，最后形成报告。

管理层审核：审查并跟踪处理主要事故；审查 HSE-MS 的有效性；审查 HSE 计划的有效性；审查实施情况及其后续事宜；管理层每年对 HSE 的管理体系、HSE 问卷等进行审核，对其有效性和适用性进行确认。

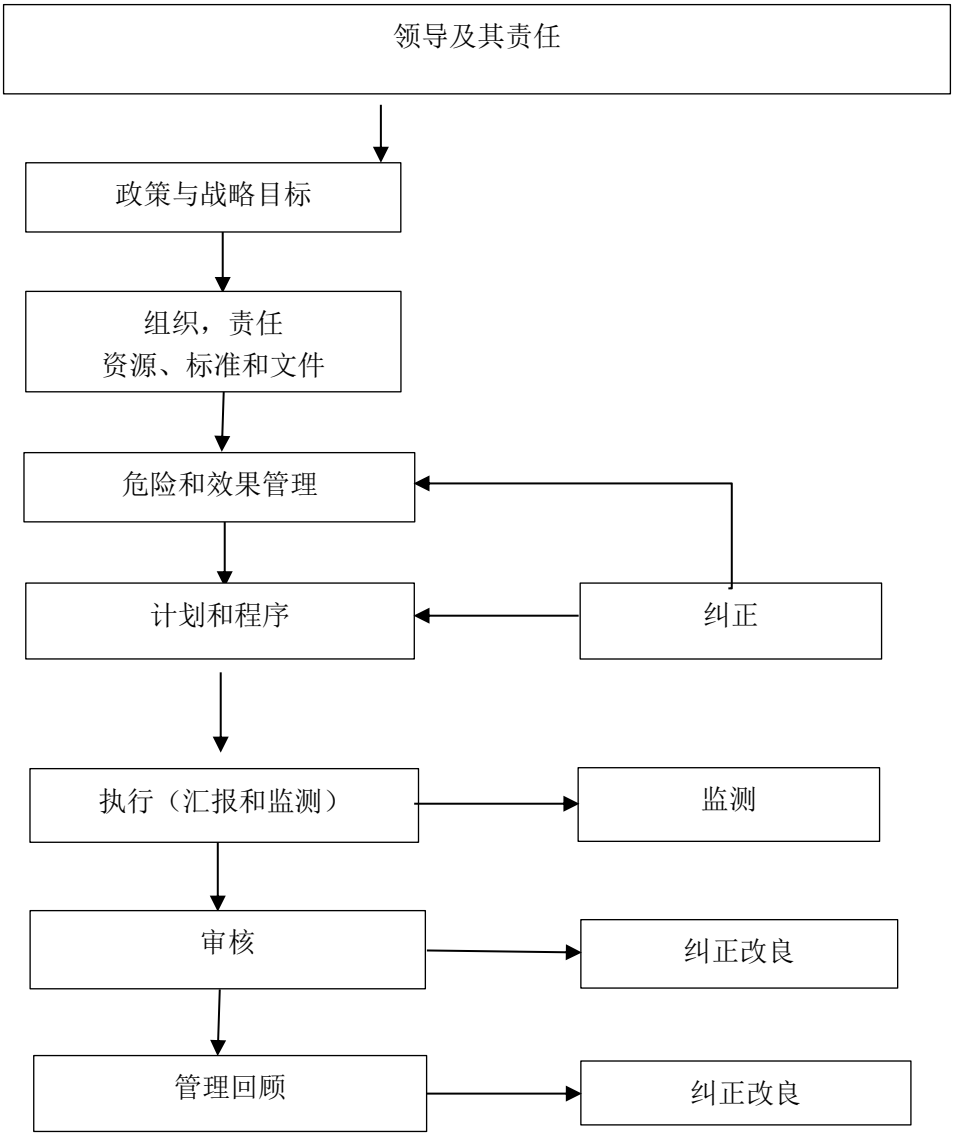


图 14.1-2 壳牌现有 HSE 管理体系

14.1.2.3 长北项目 HSE 组织机构图

长北二期项目在遵守当地环境保护法律法规的前提下，遵照壳牌统一要求，配置完整的 HSSE 部门，于天然气开发的各个环节设专人负责 HSSE 事宜，现有 HSSE 组织机构图如下图。

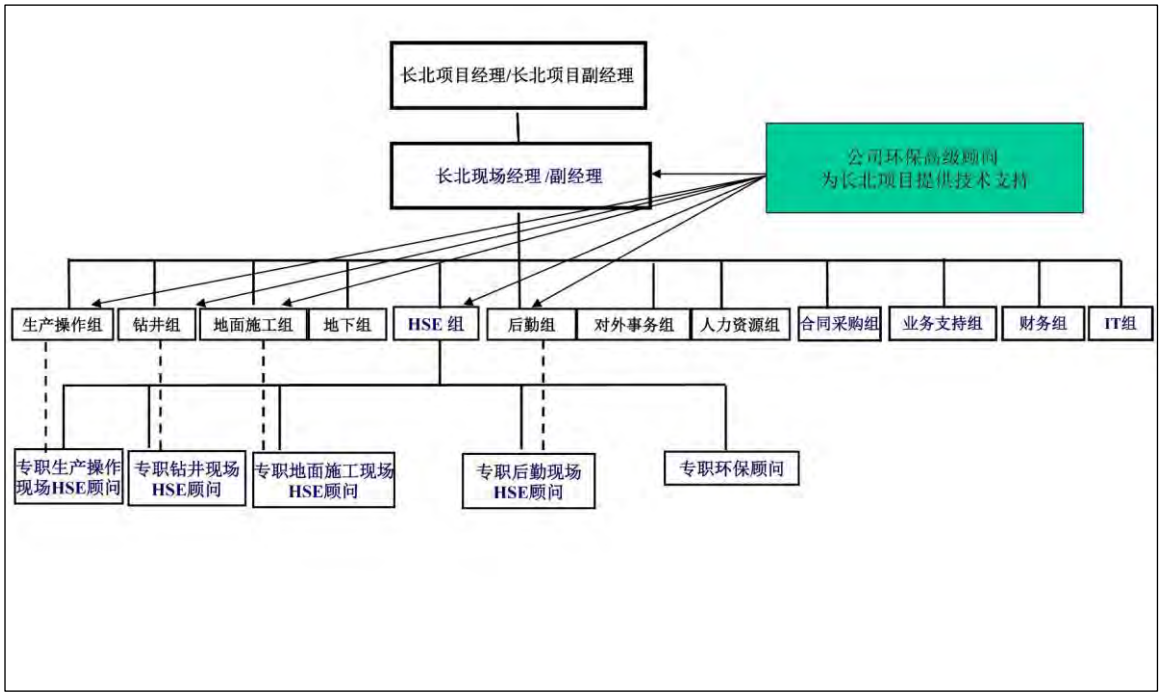


图 14.1-3 长北项目 HSSE 组织机构图

- 经理和负责人对 HSSE 责任；

①向下属发出指示，并明确 HSSE 目标和目的；

②必须采取相应的措施加以执行；

③提供各种资源，如设备、培训、人力、财力等；

④检查和监督这些指示和落实情况；

⑤坚持进行监视，记录和审查。

- 管理部门包括公司管理部门和工地管理部门。管理人员包括现场管理人员和所有员工。

① 他们的任务主要是：

1)提出意见或建议；

2)协调和监督；

这些部门所聘请的HSSE顾问，应当是受过充分训练和有经验的人来担任。

② 公司管理部门的职责：

1)制定HSSE政策和重点；

2)明确执行范围；

3)提供人力、财力和物力资源；

4)监督落实执行情况。

14.1.2.4 本项目健康、安全与环境管理体系

鄂尔多斯盆地长北区块天然气补充开发项目进行全面的 HSE 管理，根据中国有关健康、安全与环境的法律法规，中国石油以及壳牌集团的健康、安全与环境政策，本项目经理部依托现有的 HSE 管理体系，进一步完善长北区块二期天然气开发项目的健康、安全与环境管理体系。

设立的管理程序包含了施工期、运营期以及项目闭井后的环境影响识别以及监测计划和管理方案，设立了固体废弃物的处理处置程序，化学品管理程序，污水处理与管理程序，大气污染物控制程序，人员培训程序等。以项目运营生命周期的理念，建立了项目的健康、安全与环境管理体系。环保档案管理规范，除执行壳牌统一的《壳牌环境和社会管理制度》、《壳牌环境因素登记的开发和利用制度》、《壳牌废物管理和处置制度》、《壳牌石油化工溢油应急预案》等 HSSE 制度和规章外，制定《长北项目化学品管理采购入库规定》、《长北项目废物管理程序》、《长北项目应急响应程序》等一系列环境管理制度。

14.1.3 主要的环境管理措施

14.1.3.1 工程承包

在施工承包合同中，包括有关环境保护条款，如生态保护措施，水土保持措施，施工设备排放的废气、噪声控制措施和环境保护目标，环境监测和监控措施，主要的施工作业方式，环保专项资金的落实等。

14.1.3.2 建立有效的管理机构

长北项目成立专门的HSE部门，于项目建设的各个环节设专人负责HSE事宜，加强该工程的环境监测与监督，保证工程在建设和运营过程中各项工作都受到有效的环境管理和环境监控。

HSE部门主要职责在于在施工期间支持生产部门监督承包商履行承包合同中有关健康、安全与环境的要求，监督施工作业进程。制定施工作业的环境保护

规定。根据施工作业合同中有关环保要求和各作业特点，分别制定各项环保措施和运营指南。根据现场作业情况，修改、完善相关的环境管理规定。针对存在的环境问题，积极反馈给项目管理层。

在项目运营期间，HSE部门主要职责在于支持生产部门监管项目活动与法律法规的符合性，各类污染物的排放情况，固体废弃物的处理，各项环保设施的运行情况，运行作业人员的培训，以及日常作业生产中存在的各种健康、安全与环境的问题。定期评审健康、安全与环境的绩效，将评审结果反馈给项目管理层，用于决策。达成HSE管理体系中的环境目标、指标，并持续改进。

14.1.3.3 建立完善的环保工作计划

（1）在施工前制定环境保护规划，收集施工地区现有的自然生态环境、社会环境状况以及当地政府有关环境保护的法规等，作为制定规划的依据。

（2）进行环境保护培训，在施工前需对全体员工进行环境保护知识和环保意识培训。并结合施工计划提出具体的环保措施。

（3）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,并明确处理紧急情况的协调及提交相关的恢复措施报告。

（4）施工结束后的恢复计划。

14.1.3.4 严格执行环境监督和审查制度

（1）施工全过程的监督，施工过程中应经常对施工单位及施工状况进行监督核查，保证制定环保规划的实施和对潜在问题的预防，评估环境保护计划实施的效果。

（2）环境保护审查，在施工完成后，提出施工中的环境影响报告，对工程进行环境保护审查。

14.2 环境管理要求

14.2.1 施工期环境管理要求

根据长北项目总体开发方案，本项目自2018-2024年间，每年均有新的气井开钻，施工期持续时间较长。此外，施工期环境影响的特点是短期的、临时的，随着施工期的结束通常环境影响也会随着消失。再者，气田项目将有不同的气田承包商参与到施工活动中。因此，加强施工期环境管理，需要提出切实可行的环境管理计划，有效的管理各分包商在施工活动中落实环评提出的各项施工期环保措施，才能最大限度地减轻施工作业对环境造成的影响。

（1）加强施工环境管理，合理安排施工计划，严格落实各项环保措施，切实做到组织计划严谨，文明施工；

（2）严格控制施工作业范围及各种施工活动，制定详细的施工方案，施工过程中要将对土壤的扰动和植被的破化降低到最低限度，减少破坏并维护现有的水土保持、控制沙漠化的设施，保护地表水和地下水；

（3）弃土弃渣须按要求、按地点弃置，严禁随意堆置；燃料、润滑油和其他化学品的储存必须选择合适的场地，满足相应的化学品临时储存的要求，避开敏感场所；

（4）加强对施工人员的技术培训和环境管理，提高施工人员的技术水平和应对环境风险的能力。在与承包商的合同中约定相应的环境保护管理要求和职责；

（5）整个施工过程中，施工营地、施工范围等应严格避开红石峡水源保护区和哈头才当水源保护区，施工车辆经过水源保护区时应减速，避免车辆事故引发水源污染；

（6）施工结束后采取绿化措施，及时恢复因临时占地被破坏的土壤和植被；

（7）钻完井过程产生的废弃物，如废泥浆、压裂返排水、岩屑等，不能回用的，应当按照榆林市环保局《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发〔2015〕170号）和《鄂尔多斯市天然气开发环境保护管理办法》（鄂环发〔2014〕91号）要求，送有资质的集中处置单位处理；

（8）施工期应委托第三方进行施工期环境监理，监督落实环保设施“三同时”制度执行情况、施工现场污染物防治及排放情况、生态恢复措施落实情况等。关于环境监理的具体要求，见14.4节；

（9）施工期应有渠道收集公众对环保的意见和诉求，特别是钻井噪声和火炬放空等应处理好与受影响群体的关系。

14.2.2 运营期环境管理要求

本项目运营期指井场接入管线后开始产气阶段，主要的环境影响重点在集气增压站和中央处理厂。根据项目的特点，运营期的环境管理要求如下：

（1）制定完善的环保岗位责任制及各项环境保护制度，明确各类人员的职责。有关环保职责及污染防治措施的运行管理应纳入岗位责任制中。

（2）将长北二期项目环境风险事故应急响应纳入现有《长北突发环境事件应急预案》，并根据要求向地方环保部门备案；定期进行应急预案的演练，保证在发生事故时及时响应。

（3）制定内外部环境信息交流的工作程序，将潜在的、已出现的相关环境问题及时进行内外部的交流，保障相关的环境问题得到妥善地解决。

（4）按照监测计划定期组织进行厂内的污染源监测，对不达标环保设施立即进行寻找原因及时处理；

（5）积极配合环保部门的日常检查和验收，落实各级环保部门的管理要求。

14.3 环境监测

长北项目部已在中央处理厂配备了专业的环境监测分析设备及实验室，负责本工程的常规指标监测，其他指标委托当地（外部）监测机构定期进行环境监测。除长北项目已实施的例行环境监测外，针对长北二期，提出以下监测要求。

14.3.1 施工期环境监测

施工期环境监测计划见表14.3-1。

14.3-1 施工期环境监测计划

环境要素	监测点位	监测项目	频次	备注
施工厂界噪声及声环境敏感点处声环境质量	井场厂界及附近声环境敏感点	Leq（A）	根据钻井时间安排，每年选取1个井场，分别监测钻井活动和压裂活动期间的厂界噪声；同时，监测附近200m范	厂界噪声标准执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)；声环境敏感点处执行GB3096-2008《声环境质量标准》2类标准，交通干线两侧执行4类标准。

环境要素	监测点位	监测项目	频次	备注
			围内居民处声环境质量	
地下水	每个井场选取 1-2 个距离最近的居民水井	pH、总硬度、溶解性总固体、氯化物、高锰酸盐指数、石油类	每年 1 次	开钻前 1 次、完井后 1 次。

14.3.2 运营期环境监测

运营期环境监测计划见表14.3-2。

14.3-2 环境监测计划

环境要素	监测点位	监测项目	频次
空气	CPF 厂界无组织、典型井场	非甲烷总烃、甲醇	1 次/年
	CPF 导热油炉废气	烟尘、NO_x	1 次/年
	燃气压缩机废气	烟尘、NO_x	1 次/年
噪声	CPF 厂界	Leq（A）	1 次/年
	集气站厂界	Leq（A）	1 次/年
生活污水	CPF、集气站	pH、氨氮、悬浮物、生化需氧量、化学需氧量、阴离子表面活性剂和动植物油	1 次/年
气田水	回注水处理设施出口	pH、SS、石油类	1 次/年
地下水	集气站、典型井场、中央处理厂、集述管网、回注管线	pH、总硬度、溶解性总固体、氯化物、高锰酸盐指数、石油类、甲醇	1 次/年
	回注井上下游监测井（上游 1 口监测井，下游 2 口监测井）	氯化物、石油类。	1 次/年
土壤	典型井场内外各设 1 点	场地外监测：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类； 场地内监测：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃	1 次/年
	典型集气站内外各设 1 点		
	CPF 内外各设 1 点		

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，并根据实际情况增加监测项目。

14.4 环境监理

14.4.1 环境监理制度

14.4.1.1 环境工程监理一般程序

（1）编制工程施工期环境工程监理规划；

（2）按工程建设进度及配套的各项环保措施编制环境工程监理细则；

（3）按照环境工程监理细则进行环境监理；

（4）参与工程竣工环保验收，签署环境工程监理意见；

（5）监理项目完成后，向项目法人提交环境工程监理档案资料。

14.4.1.2 环境监理主要职责

环境监理人员代表业主进行日常工程环境监理审核，编制各类监控报告，并将突发性环境问题及时报告业主的环保主管部门、国家及地方环保主管部门，其主要职责如下：

（1）监督施工现场对“环境管理方案”的落实情况；

（2）及时向HSE部门汇报施工环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议；

（3）及时制止违反环境法规等或给环境造成污染或后患的一切行为。对环境影响较大的行为进行处罚；

（4）协助HSE部门经理宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律和法规；

（5）解决施工中突发的一切环境问题。

14.4.1.3 环境监理工作方式

环境监理工作方式以定期巡查为主，每月对各个施工区巡查 3 至 5 次，对存在重大环境问题的施工区随时进行跟踪检查。

14.4.2 环境监理内容

该工程施工期环境监理内容见表14.4-1。

14.4-1 施工期环境监理重点

序号	问题/潜在影响	环境监理要点
1	环境管理方案	• 要求钻井或者施工分包商制定环境管理方案，并将其纳入施工合同中，每个分包商应配备安全环保专职人员，负责本单位HSE事务的管理和协调，接受业主的监督和审核。
2	施工方案和施工设计	• 审查施工方案和设计，特别关注本项目地面设施和管线是否位于哈头才当和红石峡水源保护区内。
3	开发方案的变更	• 根据气田项目滚动开发的特征，随着第一阶段对储层的不断认识，第二阶段开发方案会发生调整，环境监理应关注方案的调整是否导致环境影响的重大变化，并与环保部门沟通后，提出相应建议。
4	管线施工的生态保护措施	• 管沟分层开挖、按原层序回填，施工后植被恢复的基本原则是恢复原有植被类型 • 当遇到大的沙丘，由于开挖产生不稳定的高边坡时，采取工程护坡，以维护路基稳定、免遭风力或水力侵蚀。
5	井场施工的生态保护措施	• 钻井结束后，应及时对临时占地进行植被恢复。
6	钻井废弃物	• 钻井泥浆和压裂返排液均循环使用，不能利用的按照环保部门要求，送有资质的集中处置单位处理； • 岩屑由岩屑罐统一收集后送有资质的集中处置单位处理。
7	隐蔽工程监理	• 井场施工前，应对泥浆循环系统等区域铺设防渗措施； • 固井水泥返高和套管深度应能隔离气井与浅层地下水的联系； • 井场压裂返排液软体收集罐应确保焊接质量。
8	饮用水水源保护区监理	• 施工营地和临时占地不得位于水源保护区内； • 监督运输车辆在通过水源保护区时应有遮盖、密闭措施，车辆低速通过； • 严禁任何施工期废水废弃物排入地表水体。 • 如有污染水源的风险事故，应立即启动应急预案，并报告地方政府部门。

根据“陕西环境保护厅，关于印发《陕西省建设项目环境监理暂行规定》的（有效）（陕环办发[2017]8号，2017年1月发布），针对集输干线在陕西境内的施工期环境监理的要求如下：

（1）建设单位在建设项目开工前，应委托符合条件的环境监测机构开展建设项目环境监理工作，公示建设项目环境监理信息。建设项目环境监理合同应明确环境监理工作的责任、权利和义务。

（2）环境监理机构按照《建设项目环境监理规范》规定，在30个工作日内编制建设项目环境监理实施方案报项目建设单位，并将环境监理委托情况和建设项目环境监理实施方案报负责对建设项目施工期间监督管理的环境保护主管部门和审批环境影响评价文件的环境保护主管部门。

（3）环境监理人员应与施工单位同时进场，按照建设项目环境监理实施方案，开展建设项目环境监理工作。环境监理机构应建立规范的环境监理档案管理制度。按规定报送建设项目环境监理月报、专题报告。建设项目环境监理工作完成后，向建设单位提交符合要求的建设项目环境监理报告，移交建设项目环境监理相关资料。

（4）环境监理在工作过程中发现施工存在环境污染、生态破坏风险的，要通知施工单位及时整改，施工单位应及时落实环境监理的整改要求。对造成环境污染、生态破坏的，环境监理机构以专题报告的形式报告项目建设单位和负责建设项目施工期监督管理的环境保护主管部门。

根据内蒙古环境保护厅《内蒙古自治区建设项目环境监理管理暂行办法》（内政办字〔2012〕195号，2012年9月13日发布），针对集输干线在内蒙古境内的施工期环境监理的要求如下：

（1）编制环境监理方案。根据所承担的环境监理工作，按照环境保护行政主管部门批复要求及环境影响评价文件编制环境监理方案；明确环境监理重点，制定各阶段监理内容。

（2）依据项目建设进度，按单项措施编制环境监理实施细则。

（3）建立完善的监理日志。对建设项目竣工环境保护验收需要提供相应证据的环境保护工程环节应留有相应的照片、证明文件及有法律效力的监测数据。

（4）按照监理实施细则开展监理业务，应定期向项目建设单位提交环境监

理报告和专题报告。在试生产前提交阶段性报告；建设项目环境监理业务完成后，提交环境监理总结报告。

15 环境影响经济损益分析

15.1 社会效益分析

石油天然气是不可再生资源，石油天然气生产关系国计民生，是极为重要的战略物资，是国家的支柱产业。国务院印发的《能源发展“十三五”规划》提出，到2020年能源发展的主要目标是，能源供应能力天然气2200亿方，消费比重力争达到10%。依据《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》，中国将大力发展天然气，突破非常规天然气发展瓶颈，促进天然气储量产量快速增长。长北二期项目将能树立一个经济有效的、负责任的非常规资源开发典范项目，将是鄂尔多斯盆地天然气开发更进一步的里程碑，并支持中国向更清洁能源的转变。

长庆天然气下游用户有陕京线、靖西线、长宁线、长呼线，涉及到陕西、宁夏、内蒙、北京及周边地区社会经济发展。自2006年以来，天然气下游市场需求旺盛，长庆外供气量每年以（30～40）×$10^8$$Nm^3$/a递增，2013年外供气量达到346×$10^8$$Nm^3$/a。

北京市天然气年消耗量超160亿方,去年天然气缺口高达48亿立方米, 《京津冀能源协同发展行动计划（2017-2020年）》明确提出，到2020年北京市平原地区要基本实现无煤化，未来天然气消费量还将继续增长。长庆气田供气压力增大，尤其冬季保供，日供气需求量远超正常生产水平。

长北项目所生产天然气全部输往北京,自2007年以来累计共输送天然气超过390亿立方米，为北京供气做出了重大贡献。长北一期项目产气量自2018年开始自然递减，需要长北二期尽快投产来弥补递减保障北京供气。

本工程长北二期天然气开发，将开发的天然气输送至陕京线，缓解长庆气田负担，满足下游北京及周边地区用户冬季用气需求，提高民用气压力和保证率，为北京及周边地区经济发展提供坚实的能源保障，对加快下游区域的经济、工业发展，保持地区政治和社会稳定具有重大的社会效益。

15.2 环境效益分析

15.2.1 项目内部环境保护措施效费分析

本工程建设总投资189,931万元。环境保护投资约7136.38万元，占工程总投资3.7%。工程环境保护投资详见表15.2-1。

表 15.2-1 环境保护投资表

项　　目		说　明	单位费用(万元)	总费用(万元)	备注
井丛	废水基泥浆处理系统	泥浆处理装置	7/井丛	182	
		井丛废水收集系统	8/井丛	208	
		岩屑处理	5/井丛	130	施工期
	软体罐处理系统	软体罐装置	15/套	45	
	防渗系统	泥浆池防渗	8/井丛	208	
		岩屑围栏防渗	5/井丛	130	
	噪声防治系统	钻井设备噪声防治	4/井丛	104	
	生活垃圾与生活污水处理系统	施工人员生活垃圾收集及运输	2/井丛	52	
		施工人员生活污水处理	3/井丛	78	
CPF		气田水拉运		500	
		气田水接收系统（含储罐）		1735.35	
集气站		噪声防治	10/站	30	
		生活污水处理系统	15/站	45	
		生活垃圾收集及运输	10	30	
生态保护措施		施工期实时植被恢复	/	358.08	施工期
		施工期环境教育	/	10	施工期
		设立环境保护标识系统	/	36	营运期
		运营期植被恢复	/	169.32	营运期
回注井及管线		气田水回注	/	794.08	营运期
水土保持		水土保持投资	/	236.12	
其他		施工期环境监理	/	300	
		环境管理机构	/	10	
		环境风险应急费用	/	100	
		永久、临时占地补偿	/	1645.43	按 10%比例计,含青苗补偿
费用合计				7136.38	

15.2.2 项目外部环境损益分析

15.2.2.1 项目外部环境收益

天然气利用可减少环境空气污染物的排放量，改善环境空气质量。研究表明，

以天然气置换煤作燃料，每利用$1\times10^8m^3$天然气可减少SO_2排放量约1210吨，减少NO_x排放量约1650吨，减少烟尘排放量约4070吨。本工程输气量约为$142\times10^8Nm^3/a$，以此推算，可减少SO_2排放量约171820t/a，减少NO_x排放量约234300t/a，减少烟尘排放量约577940t/a。另外，天然气的利用可以节省污染物的处理费用。据统计，处理SO_2所需费用1.0元/kg，由于工程建设后可减排SO_2排放量171820t/a，平均每年可节约SO_2的治理费约1.72亿元。

控制温室气体排放是我国积极应对全球气候变化的重要任务，对于加快转变经济发展方式、促进经济社会可持续发展、推进新的产业革命具有重要意义。由于本项目的建成，替代了相应的常规能源煤炭的使用量，从而减少了CO_2温室气体的排放。本项目运营期间，预计共可减少CO_2排放1.89×10^8吨，年均可减少CO_2排放1.72×10^7吨，有力的支援了我国应对全球气候变化的减缓举措，为达成国家在国际社会上做出的重要承诺，起到非常积极、重要的作用。以2018年7月中国碳交易市场平均价格26.6元/吨CO_2计算，本项目因二氧化碳减排，每年可实现的市场价值约为45685万元。

由于地下采气活动与地面设施建设造成对气田范围内生态环境的干扰和破坏，将导致长北气田地面建设影响范围内的生态环境质量下降，有必要开展生态环境治理项目。经过生态环境治理,已损毁的部分土地将得到恢复治理及绿化，有效地遏制生态环境的日趋恶化，改善工程建设区及周边地区的生产和生活环境，促进区域经济发展。

15.2.2.2 项目外部环境损失

项目对外部环境造成的损失分为环境污染和生态破坏两大类，鉴于本项目在环保措施落实后，不会造成外部环境污染，故本报告仅分析生态破坏所导致的环境经济损失。

按照本报告生态环境影响预测章节所述，项目在建设过程中，由于井场和集气站的建设，集气管线和道路的铺设等需要临时和永久占用土地，扰动土壤，破坏地表植被，并因此带来一定程度的生态损失。

按照项目的占地方式，生态损失主要涉及耕地、牧草地和林地的永久损失和临时损失。永久损失包括土地补偿费、安置补偿费和青苗补偿费，临时损失包括土地补偿费、土地恢复费和青苗补偿费。

15.2.3 项目环境系统效费分析

由此可见，本工程的建设对于加速利用天然气资源，突破国内非常规天然气开发瓶颈，减少污染物排放，生态环境恢复治理工程其经济效益主要表现为减灾效益、增值效益和资源回收利用节约成本。其中减灾效益等于无防灾工程时可能造成的直接经济损失与有防灾工程时可能造成的直接经济损失之差，通过对地面扰动区域的治理，可减少水土流失引起的经济损失；增值效益主要体现在恢复的林草地，林木及牧草产量较大，可产生可观的经济收入，另外，各项综合利用指标的提高，也可节约大量成本，如处理后废水回注量可减少废水排污费；甲醇、凝析油的分离也可带来一定的经济效益。总体来说，生态环境治理方案的实施可产生相当的经济效益。具有巨大的环境、社会以及经济效益。

15.3 小结

综合以上分析，本项目具有经济合理性，项目在经济角度上可行。本项目的建设可促进区域经济与环境协调发展，社会效益和环境效益相统一。因此，本项目在环境经济角度上也是可行的。

16 污染物总量控制分析

16.1 总量控制因子

“十三五”期间，我国主要污染物总量控制指标 8 个，分别为二氧化硫、氮氧化物、烟尘、挥发性有机物、化学需氧量、氨氮、总磷和总氮。

本项目运营期正常工况下大气污染物排放来自燃气导热油炉、燃气压缩机等燃烧天然气产生的烟气，由于项目地区天然气不含硫化氢，因此燃烧后产生的大气污染物是氮氧化物和烟尘，氮氧化物和烟尘属于国家总量控制指标，此外本项目 CPF 内由甲醇和凝析油储罐，运行过程中储罐会产生无组织排放，污染物主要为挥发性有机物（VOCs）。挥发性有机物也属于国家总量控制指标。生产过程中产生的废水主要包括气田采出水和气田水处理装置冲洗废水。上述废水处理后回注，不排入外环境。

根据本项目开采处理的工艺特点及本项目具体情况，在生产过程中总量控制的指标为氮氧化物、烟尘及挥发性有机物。

16.2 污染物排放总量的确定

项目运营期正常工况下大气污染物排放来自燃气压缩机和导热油炉。根据本报告第 5 章工程分析计算，长北二期建成运营后 CPF 氮氧化物最大年排放量在 26.88 吨/年、烟尘为 2.28 吨/年、VOCs 为 11.31 吨/年。

17 环境可行性论证分析

17.1 产业政策符合性分析

天然气是一种优质、高效、清洁的能源和化工原料，它的开发利用，不但能改善能源结构，而且有利于保护和改善环境，减轻因燃煤引起的二氧化硫和酸雨的污染，提高人民生活质量，促进西部生态工程建设，对于我国实施可持续发展战略具有重要的意义。国家已把加快天然气的开发利用作为我国能源发展的一项重要战略决策。

本项目实施后将为沿线受气地区提供清洁能源天然气，可改善这些地区的能源结构，而且以气代煤的实施可有效减少大气污染物中二氧化硫和烟尘的排放，改善环境质量，并在一定程度上直接带动气田地区的经济发展。

本项目建设符合国家现行能源政策和能源结构的发展战略，对照国家发改委现行有效的《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修订），本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中的“1、常规石油、天然气勘探与开采；2、页岩气、油页岩、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策。

本项目属于《外商投资产业指导目录》（2017 年修订）中鼓励外商投资产业目录的“11. 石油、天然气的勘探、开发和矿井瓦斯利用”。

17.2 “三线一单”落实情况分析

2016 年 7 月，原环境保护部发布了《“十三五“环境影响评价改革实施方案》，明确指出，要“以提高环评有效性为主线，以创新体制机制为动力，以”生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单”（即“三线一单”）为手段，强度空间、总量、准入环境管理”。要求在战略环评、规划环评和项目环评中建立“三线一单”约束机制，强化准入管理。

落实“三线一单”，必须将生态保护红线作为空间管制要求，将环境质量底线和资源利用上线作为容量管控和环境准入要求。通过空间管控，将重点生态功能区、生态敏感区、生态脆弱区、生物多样性保护优先区和自然保护区等法定禁止开发区域，其他对于维持生态系统结构和功能具有重要意义区域，以及环境质量严重超标和跨区域、跨流域影响突出的空间单元，严重影响人口重点集聚区人居安全的区域一并纳入生态空间。通过总量管控和准入管控，有效控制和削减污染物排放总量，确保经济社会发展不超出资源环境承载能力，使各

类环境要素达到环境功能区要求，大气环境质量、水环境质量、土壤环境质量等均符合标准要求。合理设定资源消耗天花板，加强能源、水、土地等战略性资源管控。强化能源消耗强度控制，做好能源消费总量管理。继续实施水资源开发利用控制、用水效率控制、水功能区限制纳污红线管理。

对于本项目而言，首先需明确生态红线的范围及保护要求。通过对项目所在地生态保护区、饮用水源保护区和自然保护区的实地踏勘，并拜访当地环保行政管理部门，明确了榆林市生态红线划定方案如下：

榆林市生态空间面积为 29936.02 km^2，生活和生产空间面积共计 12984.15 km^2。榆林市生态红线包括重点生态功能区红线、水源涵养功能区生态保护红线、防风固沙功能区生态保护红线、生物多样性维护区红线、生态敏感区生态保护红线和禁止开发区生态保护红线六类， 主要分布于西北部风沙滩区。生态红线区面积 16998.59 km^2，占全市国土面积的 39.60%，占生态空间的 56.78%。六类生态红线中，重点生态功能区红线总面积最大，为 16825.98 km^2，占比 39.20%；水源涵养功能红线分布于榆溪河、秃尾河、芦河和无定河上游区，防风固沙功能红线和生物多样性维护区红线主要分布于风沙滩区，生态敏感区生态保护红线零星散布于黄土丘陵沟壑区；禁止开发区生态保护红线主要包括饮用水源地一级、二级保护区 40 处、自然保护区 5 个以及重要水库 28 座。

根据各类红线的保护目标，实施三级管控：

禁止开发保护红线为一级管控区——施行最严格的管控措施；严禁任何形式的开发建设活动；

水源涵养功能红线为二级管控区——严禁有损水源涵养功能的开发建设活动；

其余生态保护红线空间属三级管控区——在不影响水土保持、防风固沙等主要生态服务功能情况下，实施点状开发和特色产业发展，减少对自然生态系统的干扰，严格控制各类开发活动，严禁工厂、商业、住宅等建设活动。

经走访榆林市环保局，本项目均位于禁止开发保护红线外，属于二级管控区和三级管控区。

本项目在环评初始阶段，即识别了环境敏感目标，通过多轮沟通，使建设单位同意了更改开发方案，避让了红石峡水源保护区，并使得所有地面设施均位于保护区范围外。此外，本项目对生态环境的影响主要为施工期的钻井及管

线开挖。由于长北一期已运行多年，施工方在施工作业和管理上均有较为丰富的经验，在加强施工管理、规范施工操作的情况下，对于生态环境的影响较小，不会对区域水源涵养功能造成影响，也不会影响区域主要生态系统功能。因此，项目从选址选线避让、到科学施工等方面，均较好地执行了生态保护红线的要求。从污染物排放情况来看，本项目废水大部分回用，少量无法利用的生活污水由当地环卫部门处置，无废水外排；固体废物也做到分类收集、分类处置；废气污染物主要为烟尘和氮氧化物，通过对长北一期项目运行资料的核查及二期运行情况的预测，废气污染物均能达到达标排放。项目污染物排放量较少，对区域环境质量影响程度小，不会对区域环境容量造成明显影响，对区域环境质量底线影响较小。从产业政策来看，本项目属于《外商投资产业指导目录》（2017 年修订）中鼓励外商投资产业目录的“11. 石油、天然气的勘探、开发和矿井瓦斯利用”；从气井布局以及钻井工艺、钻井废水和泥浆的回用，天然气集输工艺等服从生态需要的选择，体现了本项目清洁生产理念，生产工艺先进，符合国内清洁生产先进水平，较好地执行了环境准入的要求。

17.3 清洁生产的先进性分析

项目产品为天然气，作为燃料是一种清洁能源，单位热值天然气燃烧产生的污染物远小于单位热值煤炭和油的燃烧。

从气井开发布局上，项目采用丛式井布置，有效减少了单井占地面积，与同类常规单井相比，占地面积缩减约 40%，相应减少了地表扰动以及植被破坏。气井的井身和钻井工艺方面，项目采用的小井眼井身结构，有效地减少了能源使用以及岩屑、废弃泥浆等固体废物产生。“工厂化”批量钻井作业方式可使钻井泥浆在同一井丛内循环使用，有效提高了泥浆重复利用率，减少了单井钻井施工周期，与同类常规单井的泥浆重复利用率相比，泥浆循环率提高 25%以上，新鲜水消耗量减少近 70%，满足《石油天然气开采业污染防治技术政策》（〔2012〕18 号）要求，符合清洁生产原则。

从天然气的集输工艺上，本项目采用放射状集输管网、地面节流、井口注醇、不停气清管作业等工艺，适应项目滚动开发的灵活性，并根据原料气压力，分别采用有针对性的中/低压集气，有效减少能量消耗。

上述气井布局以及钻井工艺、钻井废水和泥浆的回用，天然气集输工艺等服从生态需要的选择，体现了本项目清洁生产理念，符合国内清洁生产先进水

平。

17.4 建设项目选址的环境敏感性分析

环评单位自项目的可行性论证阶段（2014 年）已介入前期选址选线工作，并与地面设施可研报告编制单位和项目总体开发方案编制团队一起现场考察拟选和备选集气站和井场位置。环评单位所建议的避让区块内饮用水水源保护区、文物保护单位、森林公园以及集中供水水井等建议，均在可研设计中采纳和落实。例如，在北部鄂尔多斯区域，为避让哈头才当水源保护区，建设单位舍弃了 4 座井场；在榆林小壕兔乡和孟家湾乡，北干线延长线（集气干线）为避让红石峡水源保护区，管道长度增加约 5 公里。

本项目地面站场选址考虑了气象、水文、地质、地震等危害因素，各站场周围无密集的居民区、学校、医院等需要特殊的环境保护目标，也避开了乌审旗哈头才当地下水水源保护区和榆林市红石峡地表水水源保护区。本项目区块无《榆林市空间开发负面清单》中列出的永久基本农田集中区、自然保护区、风景名胜区、地质公园等法定环境保护目标。项目区分布有 3 个文物保护单位，地面站场、管线等在选址选线设计中已就文物保护范围和建设控制地带内进行避让，项目建设对这些环境敏感点的影响较小。

项目气田区域内不存在环境制约地域和因素，项目选址合理。

17.5 项目与相关规划符合性分析

17.5.1 与国家规划符合性分析

本项目与国家相关规划符合性分析见表 17.4-1。

表 17.4-1 与国家相关规划符合性分析

序号	相关规划	规划内容（摘录）	符合性分析
1	中华人民共和国国民经济和社会发展第十三五个规划纲要	加强陆上和海上油气勘探开发，有序开放矿业权，积极开发天然气、煤层气、页岩油（气）	本项目开发陆上天然气，符合规划要求
2	能源发展“十三五”规划	主要目标：能源消费结构，天然气消费比重力争达到 10%。 夯实油气资源供应基础。天然气，坚持海陆并进，常非并举。推进鄂尔多斯、四川、塔里木气区持续增产，加大海上气区勘探开发力度。	本项目位于鄂尔多斯盆地长北区块，符合规划要求

3	天然气发展“十三五”规划	三、重点任务 2、加快常规天然气增产步伐。陆上常规天然气。以四川、鄂尔多斯、塔里木盆地为勘探重点，强化已开发气田稳产，做好已探明未开发储量、新增探明储量开发评价和目标区优选建产工作，2020 年产量约 1200 亿立方米。加强东部深层勘探开发，保持稳产力争增产。**加快鄂尔多斯、四川两大盆地致密气上产步伐，2020 年产量达到 370 亿立方米。** 常规天然气勘探开发重点项目——**陆上常规天气**：鄂尔多斯盆地以老区靖边和榆林、大牛地、杭锦气田开发为重点，保持苏里格气田“锦气田开稳产。 —**致密砂岩气**：以鄂尔多斯盆地上古生界、四川盆地须家河组、松辽盆地登娄库组、渤海湾盆地深层、塔里木盆地深层为重点。	本项目区块位于鄂尔多斯盆地，长北二期项目一方面为主力气层进一步开发，另一方面为次力气层致密砂岩气进行开发。符合规划要求，属于天然气发展重点项目。

17.5.2 与地方相关规划的符合性分析

本项目与地方相关规划符合性分析见表 17.4-2。

表17.4-2 与地方相关规划符合性分析

陕西省相关规划符合性			
序号	**相关规划**	**规划内容（摘录）**	**符合性分析**
1	陕西省国民经济和社会发展第十三五个规划纲要	扩气。坚持常规与非常规资源开发并重，稳步扩大天然气产量。加大陕北气田和镇巴新区块勘探开发，开展页岩气、致密砂岩气勘探开发等关键技术攻关，推进彬长、韩城、吴堡煤层气和延安页岩气勘探开发。常规天然气产能达到 500 亿立方米，非常规天然气产能达到 40 亿立方米。	项目实施有利于规划的实现
2	陕西省矿产资源总体规划（2016~2020 年）	鼓励开采石油、天然气、煤层气、页岩气、地热、锰、铜、岩金、银、岩盐、重晶石、玉石、名贵饰面石材等矿产，在符合开采准入条件下，可考虑优先设置采矿权。	本项目属于天然气开发项目，符合规划开发方向
3	陕西省加强陕北地区环境保护的若干意见	城市饮用水源一、二级保护区、革命圣地遗址、风景名胜区等具有特殊保护价值的地区，不得新建各类有污染的项目。	项目建设避让了水源地，符合要求
内蒙古自治区相关规划符合性			
4	内蒙古自治区国民经济和社会发展第十三五个规划纲要	第五章 加快优势特色产业转型升级，第一节 巩固提升能源产业发展水平，……加强石油、天然气（煤层气）开发利用，提高天然气（煤制气）消费比重。……石油天然气。原油产量达到	本项目由于与规划实现

陕西省相关规划符合性			
序号	相关规划	规划内容（摘录）	符合性分析
		280 万吨，常规天然气产量达到 350 亿立方米。	
5	内蒙古自治区能源发展“十三五”规划	第三章 多能并举 构建安全稳定能源供应体系，第五节：加大油气资源勘探开发——稳步推进油气开发基地建设。加快重点区域油气勘探开发进度，稳步提高油气产能和综合开发水平。重点加大鄂尔多斯地区苏里格气田、大牛地气田、东胜气田天然气勘探开发力度，加强巴彦浩特盆地、乌拉特中旗川井盆地、鄂尔多斯盆地等油田和页岩油的勘探开发，稳定海拉尔油田、二连油田、科尔沁油田产能，不断夯实资源基础，保障石油天然气实现稳产增产。	本项目区块部分部分位于鄂尔多斯地区，为天然气开发项目，符合规划要求。
6	鄂尔多斯市人民政府关于印发清洁能源输出基地发展规划的通知 鄂府发〔2013〕68 号	第六章 天然气规划，加快天然气资源勘探开发步伐，扩大天然气生产规模，到 2017 年探明储量达到 5 万亿立方米以上，产能达到 300 亿立方米/年，建成国内重要的天然气生产基地。	本项目利于规划目标的实现
7	《鄂尔多斯盆地矿产资源勘查开采专项规划(2011-2015 年)》(国土资源部 2013 年发布)	该规划是我国首次针对资源叠置共生大型盆地制定的勘查开采规划,范围涉及山西、内蒙古、陕西、甘肃和宁夏五省(区)共 22 个地级市 93 个县级行政区,总面积约为 25 万平方千米。主要规划矿种包括石油、天然气、煤炭、铀矿、页岩气、铝土矿、岩盐、油砂、油页岩。该规划以 2010 年为基期,2011 年~2015 年为规划期,展望至 2020 年。 鄂尔多斯盆地（内蒙古部分）位于内蒙古自治区西南部，东、北、西三面被黄河环绕，南与宁夏回族自治区、陕西省、山西省相接，东西长约 400km，南北宽约 340km，行政区划包括内蒙古自治区鄂尔多斯市和乌海市，区域面积约 88452km^2。 鄂尔多斯盆地（陕西部分）包括陕北和关中地区(包括西安、宝鸡、咸阳、铜川、渭南、延安、榆林和杨凌等 8 市区), 约占盆地总面积的 30%。	本项目建设有利于推进规划的实施

17.5.3 与《榆林市经济社会发展总体规划（2016-2030年）》协调性分析

榆林市 2016 年 4 月发布了《榆林市经济社会发展总体规划（2016-2030 年）》，并配套发布《榆林市空间开发负面清单》。该总体规划集“十三五”经济社会发展规划、城乡规划、土地利用规划、生态环境保护规划等多规合一的纲领性规划，因此在本节重点分析。

表 17.4-3 与《榆林市经济社会发展总体规划（2016-2030 年）》符合性

序号	规划要求	本项目符合规划情况	结论
1	《榆林市空间开发负面清单》中列出的区域属于不适宜开发或禁止开发的区域。	《榆林市空间开发负面清单》中与本项目有关的红石峡水源保护区、森林公园、文物等，本项目设施均进行了避让。	符合
2	“榆林市国土空间保护格局”中要求：依据区域自然环境和资源承载力，综合考虑不同区域的生态功能、开发程度和保护方式，突出重要生态功能保护、基本农田保护和文物保护三大保护主题，构建无定河、秃尾河、榆溪河三大生态廊道；北部防风固沙生态屏障、南部黄土高原水土流失防治带、东部黄河沿岸水土流失防治带三条生态防治带；以及四片优质耕地集中连片区和重要文物古迹的“三廊一三带一四片一多点”总体保护格局。	本项目区块内存在三大生态廊道之一的榆溪河生态廊道（与红石峡水源保护区重合），同时也属于三条生态防治带之一的“北部防风固沙生态屏障”。本项目工程设施已避让榆溪河生态廊道；项目在管道铺设、井场施工期间会产生施工扬尘和生态扰动，在施工期结束后及时进行植被恢复，上述短期不利生态影响即可消除，本工程不会对该区域“防风固沙生态屏障”的林草生态和防沙治沙功能造成显著影响。	符合
3	规划要求：构建榆林市“一轴”发展带，即长城沿线城镇发展轴，以长城沿线的府谷、神木、榆阳、横山、靖边、定边六县区为主轴，依托富集资源，打造城镇和产业发展的集聚区。	长城沿线城镇发展轴从本项目区块穿过，本项目产生的天然气，可为“一轴”发展带提供资源。本项目也符合“一轴”发展带的“重点发展煤炭、煤化工、油气、煤电等”的产业发展格局。	符合
4	主导产业：推进能源生产和消费革命，形成以清洁能源、合成材料、特色化学品为核心的能源-化工一材料一体化产业布局。“油气”作为榆林市主导产业之一，“推进油气勘探开发”、“逐步提高天然气消费比重，坚持增加供应与提高能效相结合，加强供气设施建设”、“重点发展苏里格气田、大牛地气田和靖边、子洲、横山、榆阳、米脂气田，天然气产能达到 200 亿立方米”	长北区块是陕京线和榆林市供气的主力气源之一，长北二期的建设将进一步保证榆林油气产业链发展和提高天然气消费比重。	符合
5	规划中提出“九大生态提升工程”之一为：清洁能源工程，要求“扩大天然气供气区域，改善能源消费结构，全市清洁能源占一次能源消耗比例达到 21%”	本项目有助于榆林市清洁能源工程的实施。	符合

综上，本项目符合《榆林市经济社会发展总体规划（2016-2030 年）》相关规划要求。

17.6 项目与主体功能区划符合性分析

17.6.1 与《陕西省主体功能区规划》的符合性分析

根据《陕西省主体功能区规划》（2013 年 3 月），将陕西省主体功能区划

按开发方式，分为重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域三类；按开发内容可分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区三类；按层级，分为国家级和省级。

本项目重要区域位于陕西省榆林市榆阳区境内，位于限制开发区域中的省级层面重点生态功能区，其保护和发展方向为：要加强荒漠治理、湿地保护与林草生态系统保护，实施退耕还林、“三北”防护林工程和京津风沙源治理工程，提高林草覆盖率，恢复矿区生态环境。

《陕西省主体功能区规划》也同时明确了能源矿产开发与限制开发区域的关系时：“能源和矿产资源富集的地区，大多也是生态脆弱或生态重要的区域，不适宜大规模高强度工业化和城镇化开发。能源和矿产资源开发往往只是“点”的开发，主体功能区中的工业化城镇化开发，更多的是“片”上的开发。一些能源和矿产资源富集的地区被划为限制开发区域，并不是要限制能源和矿产资源的开发，而是应该按照该区域的主体功能定位实行“面上保护、点上开发”。

本工程属于天然气开采工程，并非限制或禁止开发中特指的“大规模高强度的工业化城镇化开发行为”，在严格落实本报告所提出的生态防护和生态恢复措施后，本项目对该区域生态功能区的定位和保护目标不会造成影响。因此，本项目满足《陕西省主体功能区规划》的要求。

17.6.2 与《内蒙古自治区主体功能区规划》的符合性分析

《内蒙古自治区主体功能区规划》重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域，是基于不同区域的资源环境承载能力、现有开发强度和未来发展潜力，以是否适宜或如何进行大规模高强度工业化城镇化开发为基准划分的。重点开发区域主要任务是提供工业品和服务产品，集聚人口和经济；限制开发区域分为农产品主产区和重点生态功能区，其中农产品主产主要任务是提供农产品，保障粮食安全，重点生态功能区主要任务是提供生态产品，维护生态安全；禁止开发区域主要任务是强制性保护具有代表性的自然生态系统、珍稀濒危野生动植物物种的天然集中分布地、有特殊价值的自然遗迹所在地和文化遗址。

《内蒙古自治区主体功能区规划》中确定乌审旗为国家级重点开发区域；乌审旗哈头才当水源地被列为自治区重要饮用水水源保护区名录；乌审旗为生态安全战略格局中的沙地防治区。

本项目位于乌审旗图克镇，属于国家级重点开发区域。项目地面设施和管

线已避让哈头才当饮用水水源保护区。因此，本项目开发符合《内蒙古自治区主体功能区规划》相关要求。

17.7 项目与环境保护规划符合性分析

17.7.1 与《全国生态保护“十三五”规划纲要》协调性分析

该规划的具体任务为：“全面划定生态保护红线，管控要求得到落实，国家生态安全格局总体形成；自然保护区布局更加合理，管护能力和保护水平持续提升，新建30-50个国家级自然保护区，完成200个国家级自然保护区规范化建设，全国自然保护区面积占陆地国土面积的比例维持在14.8%左右（包括列入国家公园试点的区域）；完成生物多样性保护优先区域本底调查与评估，建立生物多样性观测网络，加大保护力度，国家重点保护物种和典型生态系统类型保护率达到95%；生态监测数据库和监管平台基本建成；体现生态文明要求的体制机制得到健全；推动60-100个生态文明建设示范区和一批环境保护模范城创建，生态文明建设示范效应明显。”

本项目规划内容无与该规划冲突和矛盾之处，与该规划协调。

17.7.2 与《陕西省生态环境保护十三五规划》协调性分析

根据该规划，陕西省单位GDP能耗2020年比2015年下降15%，单位GDP二氧化硫排放量下降18%，化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物等主要污染物排放量分别下降10%、10%、18%和18%。陕北优良天数达275天以上。地表水方面：渭河、延河、无定河等黄河流域地表水国控断面水质优良比例达56%以上，城市建成区饮用水源水质基本实现全达标。城市建成区黑臭水体控制在10%以下。地下水质量极差比例控制在15%以内。

本项目涉及到的主要污染物为氮氧化物，且年排放量仅20t，且在一期排污许可范围之内，因此项目建设不会引起区域污染物排放量大幅增加。项目无废水外排，对区域地表水和地下水基本无影响，因此本项目与《陕西省生态环境保护十三五规划》相协调。

17.7.3 与《内蒙古自治区生态环境保护“十三五”规划》协调性分析

根据该规划，环境质量控制目标为“到2020年，大气环境质量方面，地级及以上城市空气质量全年达标天数比例平均达到83.8%以上，重度及以上污染天数比例下降25%，未达标地级及以上城市$PM_{2.5}$年均浓度下降12%。水环境质量方面，全区地表水质量考核断面水质达到或优于Ⅲ类比例总体达到 59.6%，

劣Ⅴ类水质比例控制在 3.8%，重要江河湖泊水功能区水质达标率达到 71%，全区地下水质量考核点位水质级别保持稳定且极差比例控制在 21.3%。土壤环境质量方面，全区土壤环境质量总体保持稳定，农用地和建设用地土壤环境安全得到基本保障，受污染耕地安全利用率和污染地块安全利用率均达到 90%以上。生态环境质量方面，森林覆盖率达 23%，活立木蓄积量达 16 亿立方米，湿地保有量达 9000 万亩，草原植被盖度达到 45%，重点生态功能区所属县域生态环境状况指数达到 48.9 以上。”污染物排放总量控制目标为“到 2020 年，全区化学需氧量、氨氮、二氧化硫和氮氧化物排放总量分别控制在 77.66 万吨、4.37 万吨、109.56 万吨和 101.37 万吨以内，比 2015 年的 83.56 万吨、4.69 万吨、123.09 万吨和 113.88 万吨分别减少 7.1%、7%、11%和 11%。呼伦湖、乌梁素海汇水范围内总氮减少 10%。”

本项目在内蒙古自治区占地面积极少，且污染物排放量较少，不会对内蒙古自治区的水、大气和土壤和生态环境质量造成大的影响，污染物排放也不会造成区域污染物排放量的显著增加，因此本项目于该规划协调。

17.8 项目与城市规划协调性分析

17.8.1 与《榆林市城市总体规划》协调性分析

根据《榆林市城市总体规划（2006-2020）》，榆林市的城市发展目标包括能源新都、国家名城、大漠绿洲和宜居城市；发展策略为（1）构筑以能源产业为主的多层次产业结构。本项目属于油气田开采集输项目，与规划的能源新都、能源产业为主的产业定位相符，符合该规划定位。

从空间布局来看，该规划的中心城区范围为榆林市区 7 个街道办事处和榆阳区的榆阳镇、牛家梁镇、小纪汗镇、芹河镇、青云乡及横山县白界乡靠近市区的部分行政辖区范围，总面积 400km^2。根据对本项目气田矿区范围与榆林市中心城区规划范围进行比对，项目矿区范围与榆林市榆阳区的榆阳镇、牛家梁镇、小纪汗乡、芹河乡较近，与小纪汗乡、芹河乡部分区域存在少量重叠。工程采取的避让措施主要为在近距离地区和重叠地区不布设气井和集气站等工程，尽量降低对区域的影响。

综上所述，本项目符合榆林市城市总体规划的目标和产业定位，在城市规划中心区近距离地区和重叠地区采取避让措施，不布设气井和集气站等工程，项目可与榆林市城市总体规划相容。

17.8.2 与《鄂尔多斯市城市总体规划（2011-2030）》协调性分析

根据该规划，中心城区范围包括东胜核心组团、东胜拓展组团和康阿组团。2015、2020 和 2030 年规划用地面积分别为 173 km^2、224 km^2 和 340 km^2。

根据比对，本项目气田矿区范围与中心城区距离较远，符合鄂尔多斯市城市总体规划要求。

17.8.3 与陕西省地方油气行业标准的符合性分析

陕西省环保厅根据陕北油气田项目环境管理现状，发布了《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》（陕环办发〔2016〕31 号文）；榆林市环境保护局发布了《榆林市油气开采废弃物处置环保暂行管理办法》榆政环发〔2015〕170 号。对照地方油气行业的环保管理规定，分析本项目与当地的环保管理规定的符合性。详见 17.8-1。

表 17.8-1 与陕西省地方油气行业环保政策的符合性

序号	管理标准	环境管理要求	本项目符合规划情况	结论
1	《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》	（一）钻井作业的泥浆池和泥浆槽必须采取防渗漏、防外溢措施。泥浆上清液应循环使用或处理达标后回注油层。钻井泥浆应当交由有资质单位处置，岩屑及其他废弃物要进行无害化处理。	长北一期在井场内设置泥浆池对泥浆进行处理，泥浆上清液循环使用，废泥浆及钻屑储存在双层混凝土内夹 HDPE 防渗膜衬里的泥浆池内，固化后覆土掩埋。 长北二期在现场设施泥浆罐，泥浆上清液循环使用，最后一口井无法使用部分和岩屑一起陕西朗新环保科技有限公司。	符合
2		二、生产井场 试油（气）作业必须采取防喷、导流等有效措施。试油(气)完成后，应在 60 日内完成泥浆处置、岩屑固化及善后处理。	长北一期井场在试采气过程中采取防喷、导流等有效措施。试气完成后在 60 天内完成泥浆和岩屑的固化处置。 长北二期生产井场将会按照该要求对钻井泥浆和岩屑进行处理。	符合
3		三、生态环境修复 （一）井场的道路两侧和围墙内外宜绿化区域应实现林草覆盖,有效覆盖面积不低于 98%。 （二）修路和开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。	长北一期井场内的实现林草覆盖，有效覆盖面积不低于 98% 长北一期针对已经修路和开挖井场的过程中的植被破坏，实现了植被恢复 长北一期井场退役后，封堵气层、封闭井口，并同	符合

序号	管理标准	环境管理要求	本项目符合规划情况	结论
		（三）关闭油（气）井应封堵油（气）层、封闭井口，并同步实施井场复垦还田或植树种草工程措施。	步实施井场复垦还田或植树种草工程措施 长北二期项目建设过程中将按照该要求进行环境管理	
4		四、清洁文明井场管理 （一）井场应当建立包括日产液量、输送液量、污水油泥产生量及处置量等内容的明细台帐。	长北一期建立完善的环境管理台账，包括日产液量、输送液量、污水油泥产生量及处置量等	符合
5	《榆林市油气开采废弃物处置环保暂行管理办法》	第七条 油（气）开发企业要根据油（气）田产能建设规划，自行建设集中处置设施或委托有资质单位，对油（气）开采废弃物治理实施“分散收集，集中处置，循环利用”，降低油（气）开发活动对周边环境的污染和对资源的消耗。	长北二期项目计划委托陕西朗新环保科技有限公司对本项目产生开采废弃物进行处置。郎新公司年处理废弃泥浆处理量 8 万 m^3/a，岩屑处理量 20 万 m^3/a）。压裂液、返排液年处理量为 2 万 m^3。有能力处置长北二期产生的开采废弃物	符合
6		第九条 油（气）井场要在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对钻井过程中废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，收集设施不得混合收集其它废弃物；	长北二期泥浆在现场设施泥浆罐。	符合
7		第十条 油（气）井场要在压裂及其它井下作业前配备废水地上收集罐，对压裂废水及其它废水进行统一收集；	长北二期在压裂及其他井下作业前配备废水收集的软体罐，对井场施工过程产生的废水实施统一收集	符合
8		第十四条 废弃钻井泥浆岩屑和井下作业废水转移前须向市级环保部门申领《榆林市油（气）开采废弃物转移联单》，运输过程实施全程 GPS 定位及监控； 严禁运输过程中随意掩埋、抛洒废弃钻井泥浆岩屑和井下作业废水。	长北二期岩屑和泥浆处理前将想榆林市环保局申领《榆林市油（气）开采废弃物转移联单》，运输过程的车辆采取全程 GPS 定位及监控，确保运输过程中废弃物不会随意洒落或者故意抛洒。	符合
9		第十六条 油（气）开采废弃物集中处理设施生产废水处理后，要回用于油（气）井钻井作业或钻井泥浆、压裂液配制，或依托油（气）开采企业回注井进行回注，不得外排。	长北二期的气田水经过处理装置处理后，全部利用回注井进行回注。 钻井过程的废水进行处理后循环利用，利用不了时送 CPF 进行处理后回注。	符合
10		第十九条 油（气）开发企业在油（气）井项目钻井、压裂及井场	钻井过程的废水进行处理后循环利用。	符合

序号	管理标准	环境管理要求	本项目符合规划情况	结论
		基础设施建设过程中须优先使用油（气）开采废弃物集中处理设施处理后的回用水及泥渣产品。		

18 环境影响评价结论

18.1 长北区块开发现状

18.1.1 长北一期工程概况

长北项目开发区块面积约 1692.5km^2，区块主要部分位于陕西省榆林市境内，少部分位于内蒙古鄂尔多斯市乌审旗境内。长北一期工程于 2002 年获得国家环境保护总局环评批复，并于 2006 年首气，2016 年 9 月获得陕西省环境保护厅环保竣工验收批复，稳产期天然气产能 33 亿立方米/年。

地面设施主要包括 1 座中央处理厂，采气井场 19 座，评价井场 2 座，回注井 2 座，输气管道约 110.627km，修建伴行道路 57.26km。

18.1.2 长北一期污染源及主要环保措施

长北一期工程主要污染源是中央处理厂燃气导热油炉产生的氮氧化物以及火炬燃烧废气；废水主要是气田采出水，在中央处理厂处理后通过回注井回注原采气层，中央处理厂生活污水经处理后送榆林市污水处理厂最终处理后排放。现有工程主要生态影响均发生在施工期钻井和管线敷设阶段，施工期生态治理和恢复工作已按照陕西省环境保护厅批复的《生态治理方案》要求完成生态恢复，目前仅需进行日常养护。

18.1.3 长北二期项目概况

长北二期项目是在现有区块内进行补充开发，包括：加密或进一步开发现有主力储层和开发主力储层之上以及之下的次级储层（致密气）。长北二期采用阶段性滚动开发模式，分两个阶段开发。第一阶段（2018-2021 年）为已明确的开发方案，拟先开发认识全面并有足够储量支撑的区域；第二阶段（2022-2029 年）目前为概念性开发方案，将会根据第一阶段评价井结果进行更新。

长北二期拟新建 26 个井场，气井 318 口，新建集气增压站 3 座、井丛增压站 2 座、清管站 1 座、阀室 1 座；新建北干线延长线 40.59km、集气支线 57.82km、采气管线 90.68km；新建回注井 2 口；对现有天然气中央处理厂(CPF)和配气站（GGGDS）进行局部改造。

长北二期项目 2019 年建成产能 4.7×10^{8}Nm^3/a，2024 年达到最大产能 23.6×10^{8}Nm^3/a。整个区块（长北一期+长北二期）2024 年达到峰值产量 36.4×10^{8}Nm^3/a。

18.2 环境质量现状

18.2.1 大气环境质量现状

评价期间共布设 11 个大气环境质量监测点位，监测因子包括 SO_2、NO_2、H_2S、甲醇、非甲烷总烃、总烃、$PM_{2.5}$、PM_{10}和 TSP。

根据监测结果可知，各监测点位 SO_2、NO_2 小时平均浓度均能达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准限值；H_2S 和甲醇监测结果满足《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）居住区大气中有害物质的一次最高容许浓度；非甲烷总烃监测结果满足《大气污染物综合排放标准详解》中的标准限值。

$PM_{2.5}$ 日均监测浓度在 9#监测点位出现一次超标。超标率为 14.28%，超标倍数为 1.16。PM_{10} 日均监测浓度在 4#和 9#各出现了一次超标，超标率均为 14.28％，超标倍数分别为 1.11 和 1.04。4#和 9#点位均为集镇和比较集中的居民区，且超标频次较低，超标因子非本项目特征污染物，偶次超标与本项目无关。

18.2.2 地表水环境质量现状

评价期间在项目区块内主要河流布置 3 个监测断面，监测因子包括水温、pH、SS、COD、BOD_5、氨氮、总磷、挥发酚、石油类、硫化物、硼、氯化物、铁、锰、钡、硫酸盐和苯等共 17 项。根据监测结果：

各河流断面均有超标现象，超标因子主要为总磷、COD、BOD5 和氨氮。项目区域工业不发达，水污染类型属生活污染型，与当地居民生活排放相关。

18.2.3 地下水质量现状

评价期间开展了一期地下水质量监测，其中水质点 36 个，水位点 42 个。测因子包括：pH、氯化物、硫酸盐、硝酸盐氮、氟化物、总硬度、阴离子表面活性剂、溶解性总固体、氨氮、高锰酸盐指数、挥发酚、六价铬、甲醇、砷、汞、镉、铁、锰、钡、石油类、亚硝酸盐氮和总大肠杆菌群。

项目区域地下水中超标的主要因子为氨氮、铁、锰和高锰酸盐指数。氨氮 2 个点位超标，最大超标倍数为 0.4 倍；铁 5 个点位超标，最大超标倍数为 1.7 倍；锰 18 个点位超标，最大超标倍数为 3.5 倍。

超标原因：氨氮超标推测与当地居民生活污水排放有关；项目区域煤矿资源丰富，铁和锰与煤矿具有相应的伴生性，推测该区域铁和锰本底值高与此有

关。

18.2.4 声环境质量现状

项目区域全部 20 个监测点位在各个时段均能达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中相应的声环境功能区标准限值，声环境质量现状良好。

18.2.5 土壤环境质量现状

评价期间 29 个背景土壤采样点位的全部监测指标均低于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）风险筛选值，6 个现有场地土壤采样点指标低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管理管控标准（试行）》（GB 36600-2018）风险筛选值和风险管控值。石油类满足《国家展会用地土壤质量评价标准》（HJ 350-2007）中表 1 土壤环境质量评价标准限值 A 级标准。项目区域的土壤环境质量良好。

18.2.6 生态环境质量现状

长北气田地处毛乌素沙漠东南边缘，黄土高原北端，属于鄂尔多斯盆地，地势由西北向东南倾斜，海拔 1050～1280m。评价区属高原半沙漠地貌特征，整体表现为梁滩交替，丘甸结合，大部分地区被第四系风积沙覆盖，多为新月形或波状沙丘，没有基岩出露。

评价区及区块内主要土地利用类型均为灌木林地，其次为草地和沙地，灌木林地面积占评价区及区块面积的 32.73%和 32.55%，草地占评价区及区块面积的 28.86%和 29.02%，沙地占评价区及区块面积的 21.69%和 19.71%。评价区内的耕地全部为基本农田，占评价区面积的 10.64%。

评价区主要植被类型为沙生、旱生灌草地，气田范围内植被类型共有六种：人工林、灌丛与半灌丛、草原、草甸、沼泽和农田植被，其中灌丛与半灌丛和草原为主要植被类型，灌丛与半灌丛类型主要为北沙柳灌丛、油蒿半灌丛和人工灌丛，占评价区面积的 61.21%，草原类型主要为沙米、虫实、沙竹等沙地草原，占评价区面积的 21.69%。

评价区在中国动物地理区划中属古北界的蒙新区东部草原亚区，本区野生动物区系以中亚型草原及半荒漠草原动物为主。根据现状调查与资料记载，项目区域分布的常见的哺乳类动物主要有草兔、艾鼬、黄鼬、刺猬、草原黄鼠、五趾跳鼠、长爪沙鼠和草原沙蜥等。评价区内无国家保护珍贵动物。

评价区内土壤可分为六个土类，其中风沙土是地带性土壤类型，其他土壤

还包括潮土、沼泽土、黄绵土、盐土和新积土。评价区内土壤侵蚀强度以中度侵蚀为主，中度侵蚀面积占评价区面积的 58.51%。强烈侵蚀面积占评价区面积的 22.41%，主要分布在沙地、采矿用地及空闲地。

评价区平均净生产力为 1.21g/(m^2·d)，按照奥德姆划分法，处于 0.5-3.0g/(m^2·d)的判断标准内，属于全球生态系统生产力“较低”水平。评价区生态系统的生产力不高，以草地和灌丛生态系统为主，区域植被类型较为简单，评价区生态系统结构与功能较稳定，总体来说评价区内的生态系统较为完整。

18.3 污染物排放情况

18.3.1 施工期污染物排放情况

本项目施工期主要污染物产生于钻井和压裂阶段。

（1）废气排放

除土建施工产生的扬尘外，施工期主要废气污染物来自钻井柴油发电机和压裂车柴油机废气排放的氮氧化物和颗粒物。根据每年钻井和压裂计划，施工期间（2018-2024 年）氮氧化物和颗粒物最大年排放量分别为 160.55 吨和 13.3 吨。

（2）废水排放

施工期废水主要来自钻井泥浆废水和压裂返排液，以及施工人员生活污水。钻井泥浆和压裂返排液全部循环使用，不能回用时送地方环保部门认可的集中处置单位处理。生活污水拉运至榆林市市政污水处理厂处理。施工期间任何废水不得排放至区块内的地表水体。

（3）固废排放

施工期主要固废是钻井岩屑、废润滑油和生活垃圾等。钻井岩屑按地方环保部门要求送集中处置单位处理，废润滑油送有资质危废处置单位处理。生活垃圾交由当地环卫部门处理。

（4）噪声排放

施工期噪声主要来自钻井和压裂作业过程。包括钻机、泥浆泵、柴油发电机组以及其他各种机械转动所产生的噪声；压裂作业噪声主要来源于压裂车和泵注噪声。上述噪声将随着施工作业的完成而消失。

18.3.2 运营期污染物排放情况

（1）废气排放

本项目运营期废气主要为天然气燃烧排放的氮氧化物和颗粒物，分别是集气增压站 GS、集配气总站 GGGDS 和井场增压站（CB43 和 CB44）气液分离后液相产生的闪蒸气（主要组分为甲烷和少量轻质烃类）经火炬燃烧后排放的氮氧化物和颗粒物；中央处理厂 CPF 燃气压缩机排放的氮氧化物和颗粒物。长北二期建成后，氮氧化物和颗粒物排放量约为 26.88t/a 和 2.28t/a。

无组织排放废气为中央处理厂凝析油储罐和甲醇溶液储罐产生的非甲烷总烃和甲醇。无组织排放甲醇量约 3.33t/a，非甲烷总烃约 7.98t/a。

（2）废水排放

本项目运营期产生的废水包括：气田采出水和生活污水。长北二期气田水经中央处理厂处理后全部回注原采气层，不得排放区块内地表水体。集气增压站产生的少量生活污水经站场一体化处理装置处理后回用作绿化和道路浇洒，冬季无法绿化时用罐车送至榆林市市政污水处理厂。

（3）固废排放

运营期固体废物中清管废渣、废矿物油、脱水污泥等属于危险废物，年产生量约 26t/a，送有资质单位处置；生活垃圾 20t/a 收集后交由当地环卫部门处理。

（4）噪声排放

运营期噪声排放源包括压缩机、空压机、各种机械泵以及放空火炬等。

18.4 主要环境影响

18.4.1 大气环境影响

（1）施工期大气环境影响

施工期大气环境影响主要为施工扬尘，钻井期间柴油机废气和放喷天然气燃烧废气产生的影响。为减少钻井柴油机的影响，本项目将尽可能的采用网电钻井代替柴油发电机，第一阶段少量无法利用网电的井场仍使用柴油发电机，柴油应使用符合国家标准的正规柴油（含硫量不超过 0.005％），同时通过工厂化钻井减少作业时间，尽可能缩短施工期废气排放影响，柴油发电机燃烧废气的影响随着钻井活动的结束将会消失。

压裂作业时压裂车废气和放喷火炬燃烧会产生短期的废气影响，压裂过程天然气燃烧产生的废气影响随着压裂作业的结束将会消失。

井场放喷天然气燃烧排放的 NO_x 和颗粒物最大落地浓度会对周围大气环境

产生短暂影响，放喷天然气的影响将会随着放喷结束而消失。建议在地面管线允许的扩建井场，尽量将放喷天然气纳入生产管线，最大限度降低对环境空气的影响。

（2）运营期大气环境影响

运营期本项目大气污染物主要是中央处理厂燃气压缩机燃烧废气和罐区无组织排放，以及各站场火炬燃烧废气，主要污染因子为氮氧化物和颗粒物，无组织排放为甲醇和非甲烷总烃，按照大气评价等级判定为三级评价。Screen3 模式预测结果表明：各大气污染源的污染物的最大占标率均小于 10%，NO_x 的最大占标率为 4.48%，颗粒物最大占标率为 0.8%，运营期有组织源对环境空气质量的影响较小；中央处理厂罐区无组织排放甲醇和非甲烷总烃占标率分别为 2.53%和 9.08%，本项目无需设置大气环境防护距离。本项目的建设不会对周围大气环境质量造成明显影响。

18.4.2 地表水环境影响

（1）施工期地表水环境影响

施工期钻井泥浆废水和压裂返排液循环使用，不能利用的送环保部门认可的钻井废弃物集中处置单位处理。施工生活污水拉送至榆林市市政生活污水处理厂处理。施工期不向地表水体排放污染物，因此对地表水环境的影响较小。

（2）运营期地表水环境影响

运营期气田采出水和在中央处理厂 CPF 处理后回注，不向地表水体排放；站场生活污水处理后用于站内浇洒道路、绿化用水，冬季不能绿化时，送榆林市生活污水处理厂处理。因此，运营期对地表水的影响较小。

18.4.3 地下水环境影响

施工期生活废水送至榆林市生活污水处理厂处理；井场钻井泥浆可实现循环使用；压裂返排液经软体罐暂存后，回用于滑溜水压裂液。正常情况下，本项目在施工期间不会对地下水环境造成影响。非正常状况下，井场周围设有围堰，确保事故状态下井场废水不扩散至外部。有较小概率会发生钻井泥浆漏失进入含水层事故，通过解析解模型可知污染羽仅分布在井场范围内，井场周边环境敏感点处地下水水质均能达到相应标准要求。通过地下水数值模拟和溶质运移模型可知，钻井泥浆漏失对哈头才当集中式饮用水水源地和芹河镇饮用水水源地的影响较小。

运营期，由于本项目开采和运输主要介质为天然气，所以几乎不会对地下水环境产生影响。正常状况下，项目设备设施和储罐区域有严格的防渗措施，项目防渗措施完整，物料或污水等不会进入地下水环境。因此，正常状况下项目不会对地下水环境产生影响。非正常状况下，在输气管线发生泄漏情景下氯化物超标距离范围在 100m 内；集气增压站在发生生活污水泄漏情景下，COD 超标距离在 100m 内，周边敏感点处地下水水质仍能达到相应标准要求；CPF 在废水处理设施发生泄漏情景下，石油类 1000d 超标浓度距离为 200m，周边敏感点处地下水水质可以达到相应标准要求。因此，非正常状况下项目对地下水环境产生的影响较小，但还需要结合严格的管理措施将风险降至最低。

18.4.4 气田水回注影响

长北二期第一阶段利用现有两口回注井和第二阶段新建的两口回注井，能够满足长北二期项目采出水回注需求。从地质、地质构造、回注废水水质及其与回注目的层水质及阻垢剂添加等分析，选择山西组 2 段地层作为回注目的层是可行的；从现有回注井运行情况和本地区山西组地层作为回注层的回注经验看，选择山西组 2 段地层作为回注层可注性是可行的，回注没有对浅层地下水产生影响。

采用数值模拟废水回注的可行性表明：山西组 2 段回注层具有足够的空间容纳需本项目采出水；回注导致的最大压力值出现与最达注水速率出现时间相同（2024 年底至 2025 年初），最大井底压力约为 68MPa（在实际运行过程中，S213 井口压力不会超过 30Mpa，井底压力不会超过 58Mpa, 当井口压力大于 30Mpa 时将启用备用回注井），其上是厚约 1400m 的区域泥岩盖层，最大井底压力也并不足以导致上部地层的破裂。因此注水过程中因压力过大导致储层破裂和封闭结构被破坏的可能性较低。

气田采出水在经过处理装置处理后 SS 、石油类等成份得到有效降低并满足本项目回注要求。采取满足要求的回注井井身结构设计与材质，加强回注井施工和固井质量，加注环空保护液，采用确保回注安全的注水封隔器，隔绝回注水与浅层地下水的联系，保证回注井连续平稳运行；加强回注井和注水管线的日常维护和保养；建立完善的回注井井筒泄露风险防范措施和应急预案；运营期对浅层地下水建立监测计划，采取的环境保护措施可行。

18.4.5 声环境影响

施工期钻井和压裂作业时，作业噪声可能对距离较近的村民有短期影响。根据噪声衰减计算，距离井口约 240 米以外可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类声环境功能区要求。本项目所在区块居民分布分散且距离较远，当井口 240 米内有零散村民居住时，应调整高噪声设备布局，并在施工作业前与村民进行沟通，取得理解。施工噪声对周围环境的影响会随着施工期的结束而消失。

运营期各站场厂界处的昼间噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 2 类区标准（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）；夜间集气增压站厂界噪声有不同程度的超标，最大超标值为 8dB(A)，超标距离为厂界外 15m，集气站周边 200m 范围内没有集中居民区，20m 范围内没有居民点，因此集气站厂界噪声不会造成扰民。

18.4.6 固体废弃物环境影响

施工期固体废物主要为钻井产生的岩屑和施工人员产生的生活垃圾，岩屑送地方环保局认可的钻井废弃物集中处置单位处理，生活垃圾交环卫部门处理；运营期产生的清管废渣、废油等危险废物送有资质单位处理。因此，项目固体废物均可妥善处置，不会对环境产生明显不利影响。

18.4.7 生态环境影响

（1）项目占地影响评价：项目占地共计 334.19hm^2，其中永久占地 80.37hm^2，临时占地 253.82hm^2，占地类型主要为灌木林地。永久占用使项目区内部分植被改变为工业用地或建设用地，但由于工程永久占地面积很小，并且通过场地绿化等措施可以恢复一定面积的生态植被，因此对区域生态环境不会造成较大影响。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型，不会对土地利用结构造成较大影响。

（2）土壤质量和土壤侵蚀影响评价：管道开挖会破坏土壤结构，降低土壤有机质、土壤养分；车辆行驶和机械作业会使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。施工废物残留于土壤中，难于分解，被埋入土壤中会长期残留，影响土壤和植物生长。项目建设期间由于施工机械碾压、材料的堆放、施工人员践踏、临时占地、弃土、弃渣的堆放等，可能会造成一定区域内植被破坏，加剧水土流失。

（3）自然植被影响评价：井场和集气站在建设前都需要进行土地平整，占地范围内植被全部破坏。道路建设中首先将进行地面平整，将地面上的所有植被全部破坏，建设中形成的临时渣土场也会压占自然植被，道路建成后该部分植被可以进行恢复。管道施工时施工带内的植被几乎全部丧失，管道建成后，植被可进行人工或自然恢复。钻井中产生的污油和废水及撒落的钻井泥浆和岩屑会对周边的自然植被产生一定的影响，严重受污染的地段甚至导致植物不能正常生长。

（4）野生动物影响评价： 施工期工程占地直接占用野生动物的生境，由于工程占地的数量有限，占评价区总面积的比例极小，生境占用的直接影响也是极小的。鸟类和兽类容易受到噪声的惊扰，由于评价区内大面积分布有适合鸟类生存的灌丛和沙丘，因此施工期受到噪声惊扰的鸟类大都可以自行归避。开采期车辆运输和机械噪声相对施工期有所减小，对野生动物的影响也相对减小。

18.4.8 环境风险影响

项目环境风险最大可信事故确定为集气管线泄漏事故、天然气处理厂凝析油和甲醇泄漏事故以及钻井过程井喷事故等。

通过对各最大可信事故的事故后果进行计算可知，1）发生井喷事故时，甲烷窒息浓度最大范围为 55.5m，由于《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2004）要求井口距离民宅不小于 100 米，距离人口聚集区不小于 500 米，因此井喷事故造成井场外居民窒息伤害的可能性较小。井喷后天然气不完全燃烧生成的 CO 最大落地浓度为 985.8mg/m^3，出现在井口 7.5m 处，未出现 CO 半致死浓度和 IDLH 浓度，因此井喷事故甲烷不完全燃烧产生的 CO 对周边居民的影响较小。2）集气干线泄漏后，新建北干线延长线（GS3-GS2 段）产生的甲烷窒息浓度范围为 43m，现有北干线（VR1~VR6 段）产生的甲烷窒息浓度范围为 66.1m。天然气泄漏后在开放空间会快速扩散并稀释，甲烷窒息浓度持续时间较短，因甲烷窒息而导致的人身伤亡的可能性较低。管线泄漏后如发生不完全燃烧，经计算未出现 CO 的 LC_{50} 和 IDLH 伤害范围；3）中央处理厂 CPF 甲醇储罐泄漏后，甲醇最大落地浓度为 6444mg/m^3，出现在事故源 7m 处，未出现甲醇的半致死浓度范围和 IDLH 浓度的范围；4）中央处理厂 CPF 凝析油

储罐泄漏后，事故源下风向 CO 半致死浓度最大范围为 28.4m，IDLH 最大范围为 29.7m。CO 半致死浓度和 IDLH 浓度范围均在 CPF 厂界范围内，因此凝析油泄漏不完全燃烧产物 CO 对周围环境的影响较小。

本项目气田水、凝析油和甲醇储罐罐区均设置有围堰，泄漏后将污染物控制在 CPF 厂区内，不会对周围地表水产生影响；新建集输管线全部避让地表水环境敏感点，现有集输管线如在穿越河流段发生泄漏，由于输送的介质天然气密度比空气小，且在水中溶解率很低，如果输气管线发生破裂，天然气对水质的直接影响较小。

在各最大可信事故中，现有北干线 VR1-VR6 段天然气管线泄漏事故环境风险值最大，为 0.77×10^{-6} 死亡/年，小于石油工业可接受风险水平 8.33×10^{-5} 死亡/年。

长北一期项目已稳定运行 10 多年，积累了丰富的环境风险管理经验和风险防范措施，已制定了详细的环境风险事故应急预案（在榆林市环境保护局备案），其环境风险应急组织、应急设施（设备器材）、应急通讯联络、应急监测、应急撤离措施、应急救援等体系相对完善，并与地方政府应急响应系统形成联动和衔接。长北二期项目环境风险事故情形和现有项目基本类似，且二期项目各最大可信事故后果和风险值未超过长北一期项目。长北二期项目将充分利用一期项目环境风险防范体系，从工艺安全、自动控制、电器设备、防腐、消防和安全管理、应急预案各方面采取防范措施，将本项目事故发生的概率和事故后果降至最低。

18.5 环境保护措施

18.5.1 施工期环保措施

（1）大气污染防治措施

定期洒水降尘、加强施工管理等措施减少施工扬尘排放；采用高效节能环保型柴油动力机组和高标准低硫柴油减少柴油机污染物排放；测试放喷废气在不能接入生产管线时通过火炬点燃排放。

（2）废水污染防治措施

钻井泥浆采用高效固控设施，并加入絮凝剂进一步分离固体颗粒后，全部循环使用。如有少量不合格泥浆，送有资质的钻井废弃物集中处置单位处理。

压裂返排液在井场用临时软体罐统一收集，全部回用于滑溜水压裂液的配

置。

通过套管和固井隔绝浅层地下水和气井的联系；在井场柴油罐区、泥浆循环系统、岩屑罐存放区域加设 HDPE 防渗膜。

施工期生活污水送地方生活污水处理厂处理。

（3）噪声污染防治措施

通过优化总图布置、选址远离居民区等措施减缓钻井和压裂作业噪声的影响。

（4）固废污染防治措施

钻井岩屑收集在岩屑罐内，统一由地方环保部门认可的集中岩屑处置单位处理。

（5）环境风险防范措施

通过配置防喷器、控制泥浆密度以及严格操作规程等方式控制井喷事故产生。

压裂作业用的临时软体罐，应选用较高刚性和韧性、机械强度好、耐环境应力开裂与耐撕裂强度性能好、抗化学腐蚀、且有良好的防渗性能参数的 HDPE 膜，铺设 HDPE 膜围堰，加强焊接质量，加强日常巡检，完善应急预案等措施降低软体罐泄漏对地下水的影响。

（6）生态环境防范措施

临时占地避让区块内的水源保护区、文物和森林公园等；严格控制作业带面积，减少临时占地；分层开挖、分层回填；及时对临时占地进行植被恢复；加强对承包商的施工教育和施工管理；开展施工期环境监理。

18.5.2 运营期环保措施

（1）大气污染防治措施

本项目新建集气增压站等站场放空气体通过放空火炬燃烧后排放。

（2）废水污染防治措施

运营期气田采出水经处理后回注原采气层。本项目第一阶段采用现有两口回注井，第二阶段新建 2 口回注井。

本项目集气增压站等有人值守站场均设置有生活污水一体化处理设施，处理后水质达到《城市污水再生利用—绿地灌溉水质》（GB/T 25499-2010）标准后作为站场浇洒道路、绿化用水。冬季不能绿化时，送榆林市生活污水处理厂

处理。

（3）噪声污染防治措施

运营期通过选择低噪声设备；对高噪声设备采取减震、降噪措施； 站场周围绿化等措施降低噪声影响。

（4）固废污染防治措施

运营期危险废物均送有资质单位处置；生活垃圾交环卫部门处理。

（5）地下水防范措施

根据项目和环境特征，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行全面控制。对各站场可能产生污染的地方划定重点污染防治区和一般污染防治区，不同的防渗区域采取不同的防渗措施。同时，本项目拟建立覆盖全区的地下水长期跟踪监控系统，对地下水污染状况及时发现并及时控制。针对可能发生的地下水泄漏情形，制定地下水风险事故应急预案，将事故发生后的不利影响降至最低。

（6） 环境风险防范措施

1）地面站场环境风险防范措施

- 监理自动化监控系统，在紧急情况下可以实现全场以及井丛的紧急连锁、停车；
- 设置 IPS/FGS 系统（仪表保护系统/火焰及气体探测系统），如果发生泄漏、起火等重大危险事故时能够及时发生警报；
- 甲醇、凝析油储罐设置围堰，确保发生泄漏后能将泄漏物料全部收集在池内，避免流出站外；
- 加强对集输管线的巡视，特别是穿跨越段，定期进行管道腐蚀性检测。

2）回注井环境风险防范措施

- 采用先进的井身结构设计和材质，使地面和井下设施具有较好的封隔性和较高的防腐性能；封隔器和套管应具有较高的可靠性。
- 严格回注井施工管理，提升固井质量，避免因回注井及管线质量缺陷而导致的回注水泄漏事故。
- 采用永久性封隔器设计，并在套管和油管环空中充满缓蚀剂的完井液，有效保护套管不受外地层的压力。

- 定期对套管腐蚀性，环空保护液压力以及水泥防护层的完整性进行测试，一旦发现薄弱环节将及时采取修井措施。

3）气田水运输环境风险防范措施

- 运输车辆严格按照事先设定的路线行驶，尽量使用气田内部道路，路线选择尽可能避开水源地、保护区、河道和村庄等环境敏感目标。
- 在水源保护区等重点路段设置显著的标示；行驶过程中控制车速，并不得超速、超载；采出水罐车应进行遮盖或密封，防止操作过程中发生遗撒。
- 制定气田采出水运输应急响应计划，对运输罐车司机及同乘工作人员进行安全培训教育，一旦事故发生，能够有效启动应急预案。

18.6 公众意见采纳情况

评价期间进行专家咨询会、第一次公示、第二次公示和上报前全文公示，采取了网络、报纸、现场张贴公告以及问卷调查等多种形式收集公众对项目的环保建议和意见。其中网络、报纸和布告等方式没有收到公众意见（包括来电、来访、邮件等方式），发放的 273 份问卷中，有 2 份提出反对意见，1 份有条件支持意见，其余均对项目支持或基本支持。

2 份反对意见来自芹河镇长海则村，反对原因是对现状环境质量不满，希望尽快改善。针对该意见，建设单位将会在长北二期项目中严格落实各项环保措施和环保管理要求，确保本项目的实施不会对周边环境质量造成不利影响。

1 份有条件支持的问卷来自芹河镇某村委会，要求该村实现天然气全覆盖。因该要求不属于环保问题，不予采纳。

18.7 环境管理与监测计划

壳牌集团做为世界领先的能源公司之一，已经将环境、社会和健康安全作为企业社会责任融入到自身企业文化中，形成一套国际领先的环境管理体系和制度。长北区块已成功运行十多年，壳牌公司已结合地方环保法规和监管要求，形成了一系列针对长北区块天然气开发项目的环境管理制度。

本项目在长北区块现有环境监测计划的基础上，针对长北二期特点，提出了新的环境监测计划，涵盖钻井施工期、运营期。

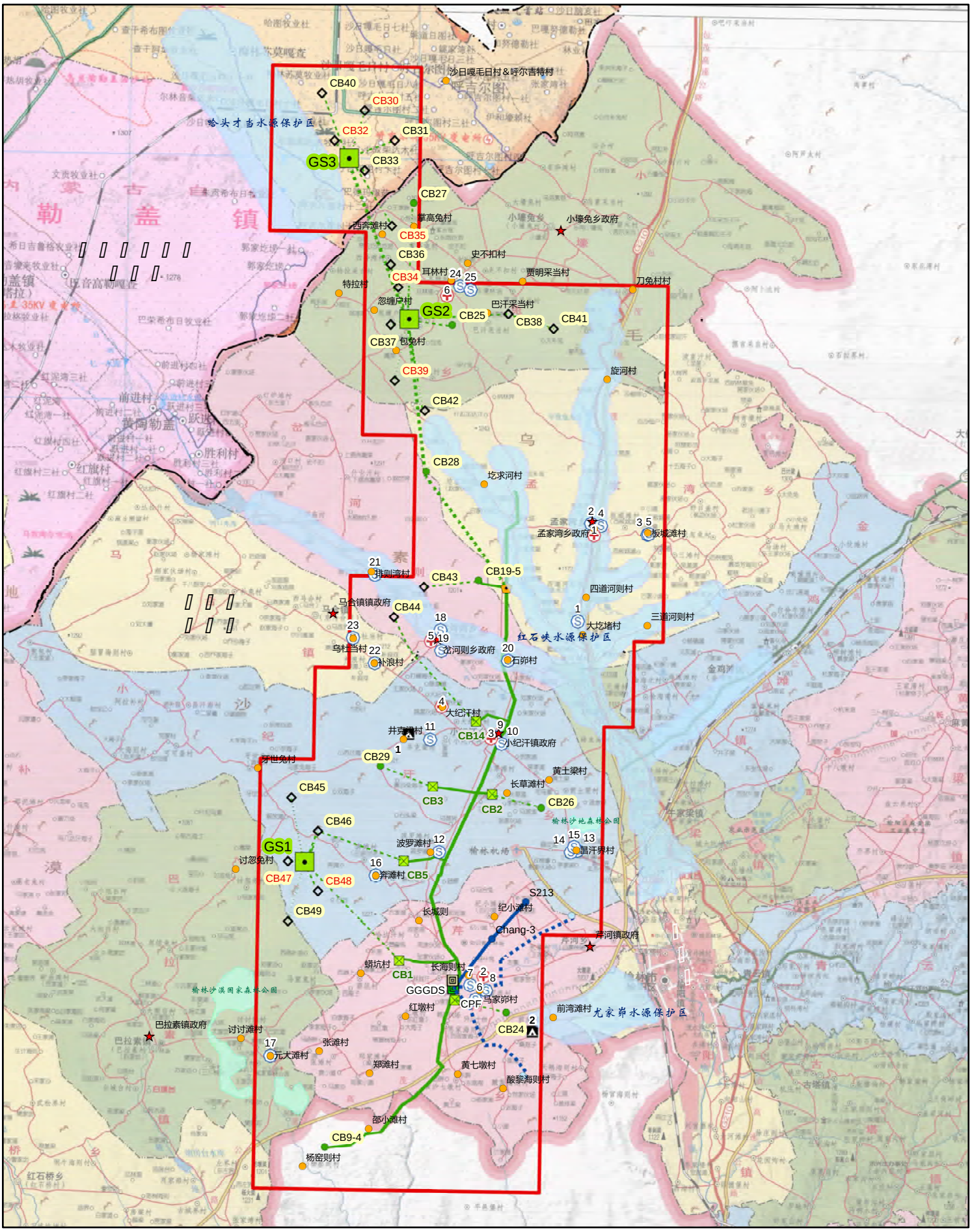
18.8 环境影响经济损益分析

本项目属天然气开发项目，天然气生产关系国计民生和国家能源安全，是极为重要的战略物资。本项目的开发为北京及周边地区经济发展提供坚实的能源保障，对加快下游区域的经济、工业发展，保持地区政治和社会稳定具有重大的社会效益。项目建成后既可以缓解我国日益增长的能源需求，又可以代替煤炭，降低二氧化硫、氮氧化物的排放，改善区域大气环境质量。

本工程建设总投资 189931 万元。环境保护投资约 7136.38 万元，占工程总投资 3.7%。

18.9 综合评价结论

本项目实施后，不会对项目区域现有环境质量产生明显不利影响。由于本项目属于清洁能源开发项目，其对于大区域能源结构调整和环境质量改善则具有明显的正面环境效益。项目施工和营运过程中对环境的影响预测分析表明，本项目建设对各环境要素有一定影响，其主要不利影响是工程施工和生产造成的生物量损失、水土流失和钻井岩屑、废弃泥浆的影响。在采取相应的环境保护措施后，可使本项目对环境的不利影响较小，项目建设不会改变区域的环境功能。在本报告提出的环境风险防范措施、环境风险管理要求和应急预案得到落实和执行的情况下，本项目环境风险事故发生的概率和事故后果降至最低，环境风险达到可接受水平。综上，本项目从环境保护角度是可行的。



图例

井丛（已建）
井丛（计划）
双分支井（计划）
清管站
集气站
GGGDS
中央处理厂
长北区块

主管线（已建）
支管线（已建）
主管线（计划）
支管线（计划）
回注井（已建）
输水管线（已建）
回注井（计划）
输水管线（计划）
森林公园
水源保护区

乡镇政府
行政村

医院/敬老院
1，孟家湾村幸福院
2，芹河卫生院
3，小纪汗乡卫生院
4，小纪汗敬老院
5，岔河则乡中心卫生院
6，耳林卫生院

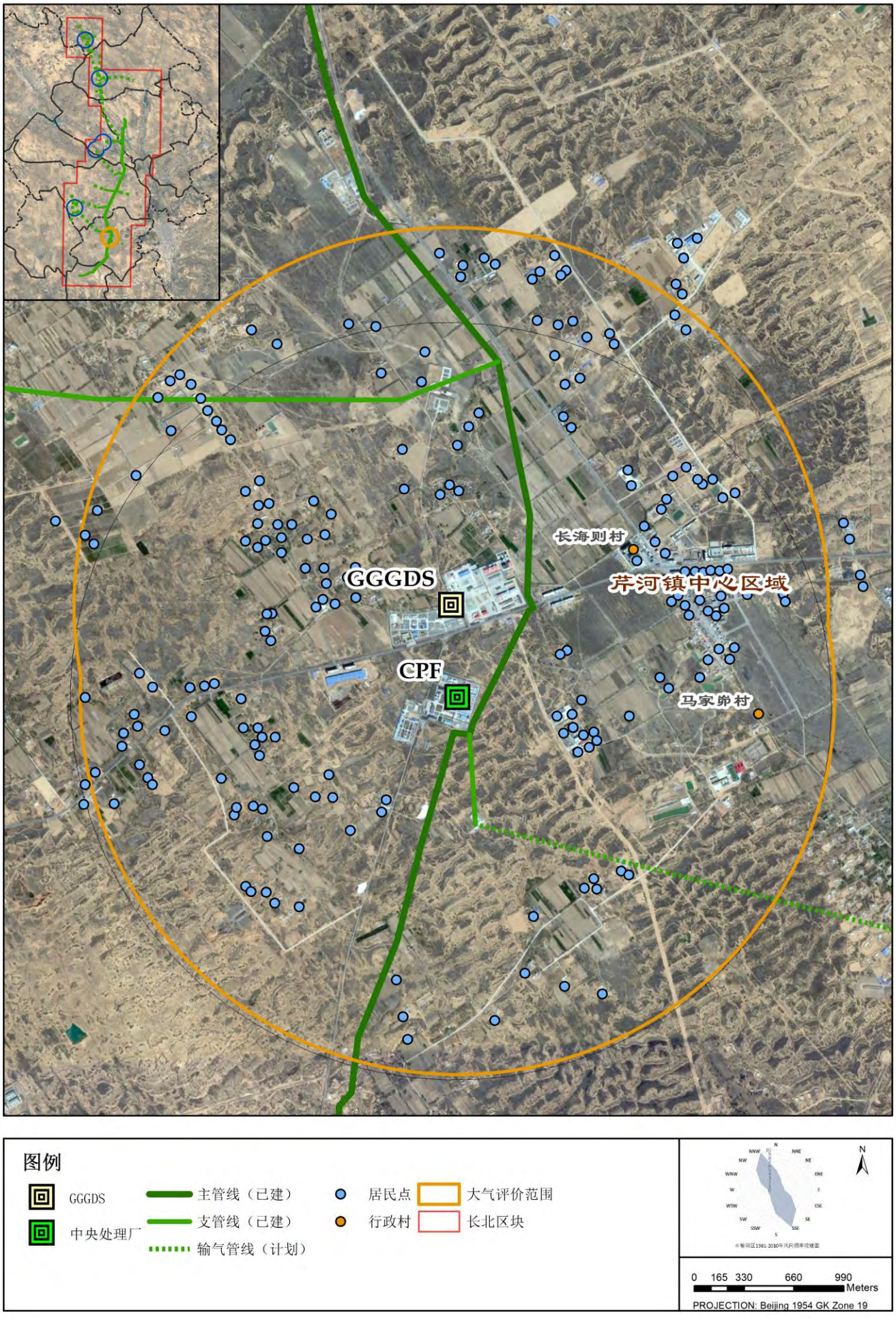
文物古迹
1，木华黎墓
2，保宁堡遗址

学校
1，大海则湾小学
2，孟家湾乡初级中学
3，板城滩实验幼儿园
4，孟家湾乡中心幼儿园
5，孟家湾乡中心小学
6，芹河小学
7，马家卯幼儿园
8，富强幼儿园
9，小纪汗中学
10，小纪汗中心小学
11，井克梁幼儿园
12，波罗滩幼儿园
13，昌汗界童心幼儿园
14，昌汗界小学
15，昌汗界大风车幼儿园
16，奔滩小学和幼儿园
17，元大滩小学和幼儿园
18，岔河则乡中心小学
19，岔河则中学
20，岔河则乡中心幼儿园
21，石卵村幼儿园
22，补浪幼儿园
23，秦铠育幼儿园
24，耳林中心小学
25，小塬兔乡小精灵幼儿园

N

0 1 2 4 6 km

PROJECTION:
Beijing 1954 GK Zone 19



附图1.8-2 CPF和GGGDS大气保护目标图

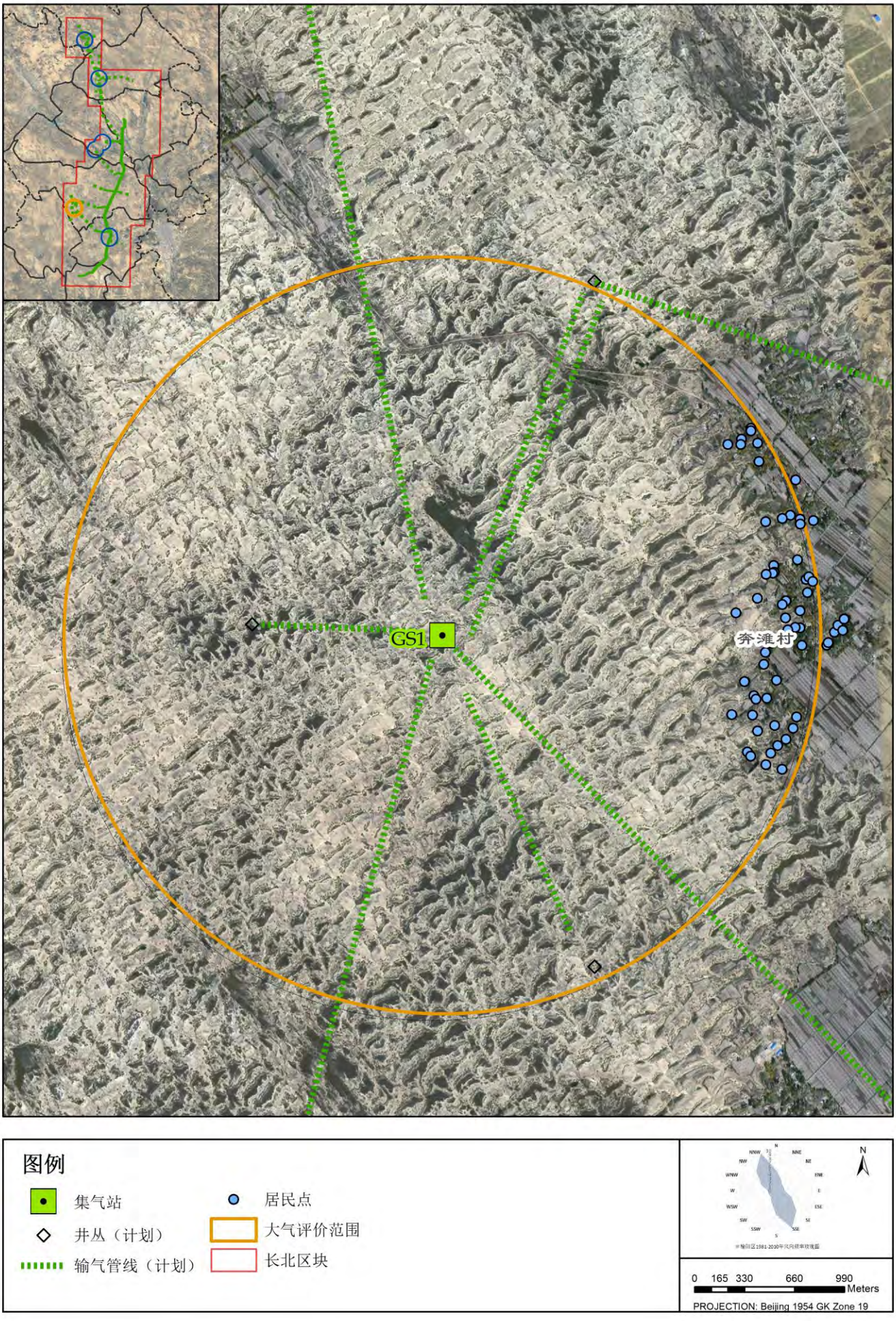


图1.8-3 GS1集气站大气保护目标图

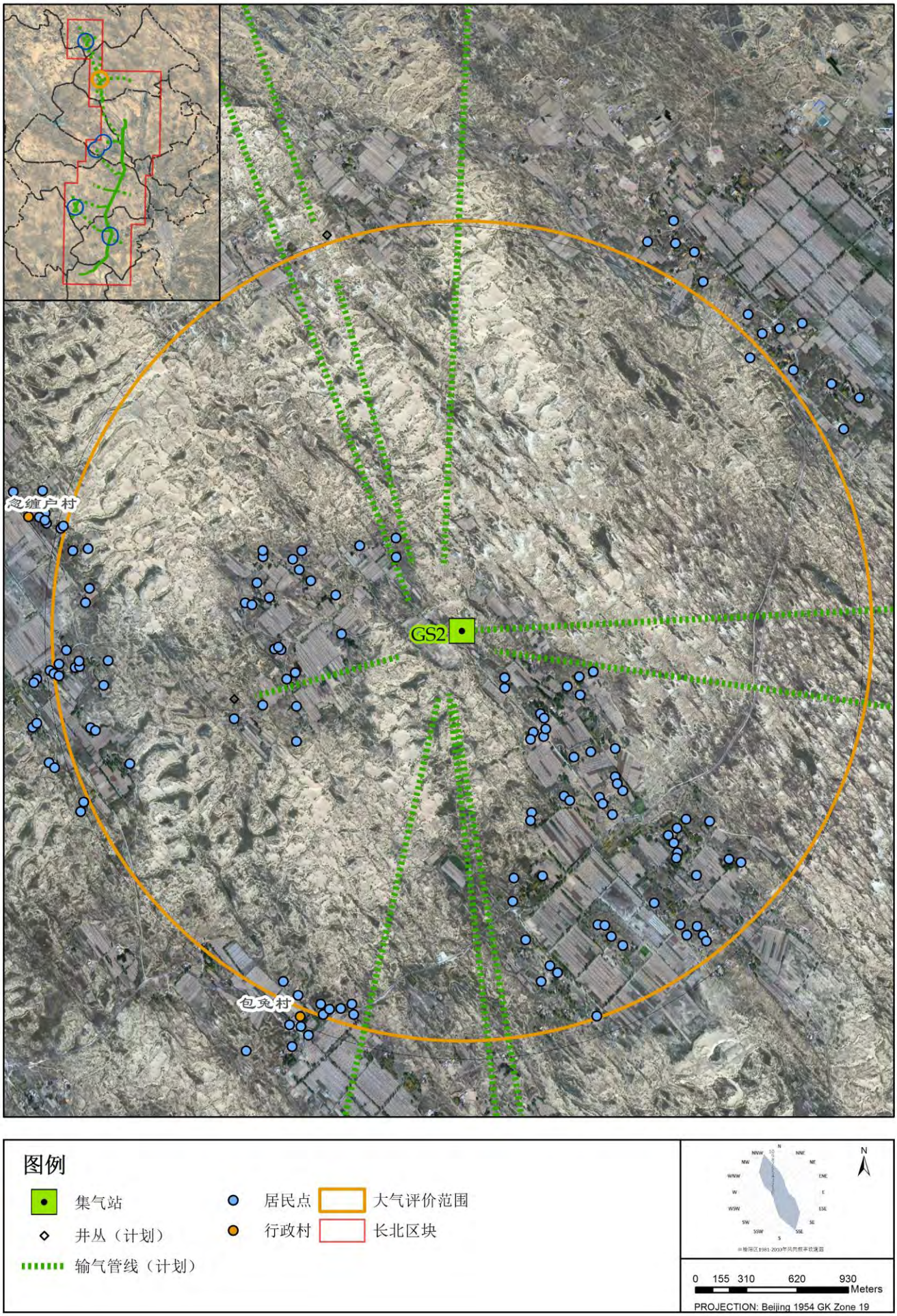


图1.8-4 GS2集气站大气保护目标

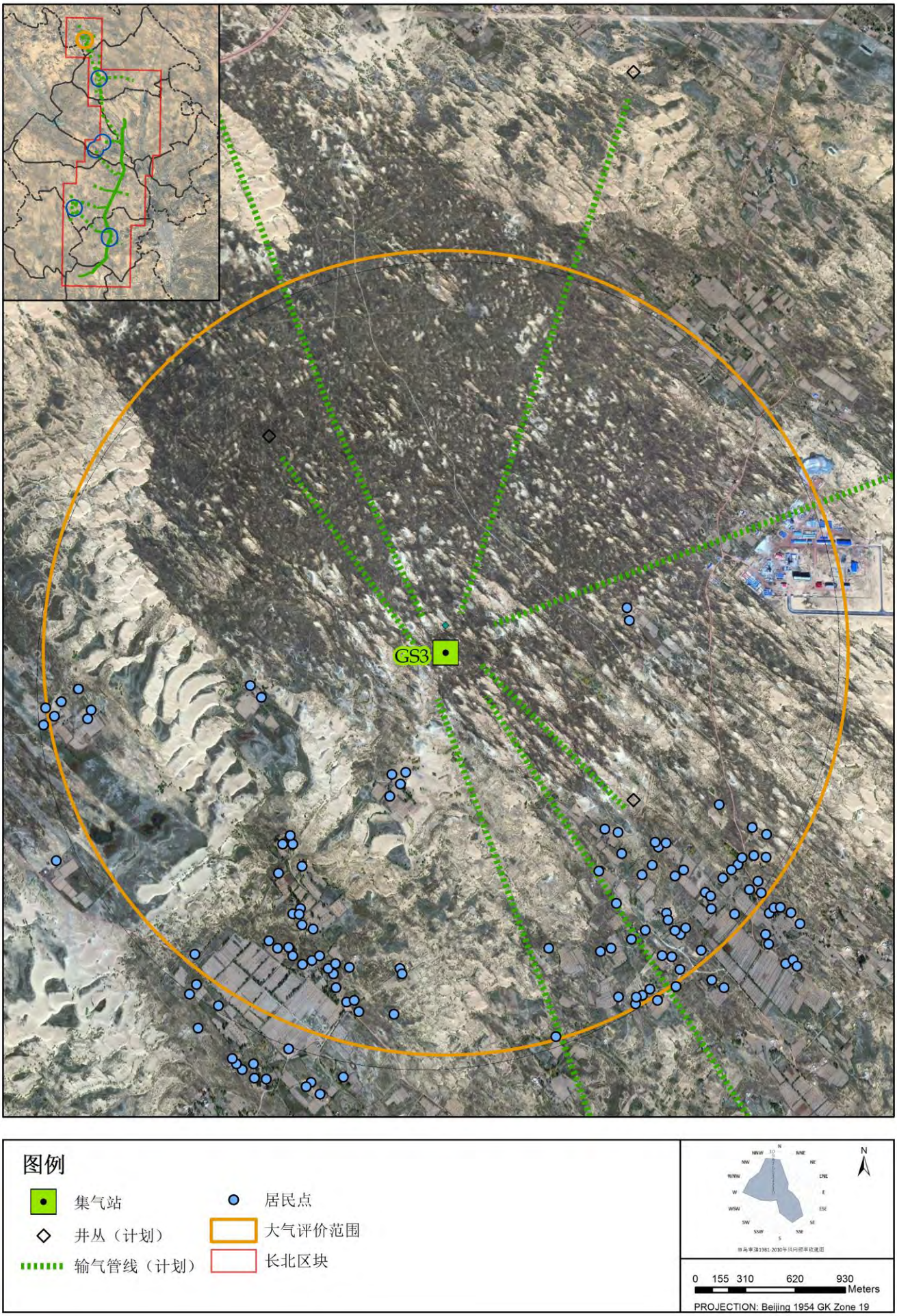


图1.8-5 GS3集气站大气保护目标



图1.8-6 CB43和CB44井场增压站大气保护目标

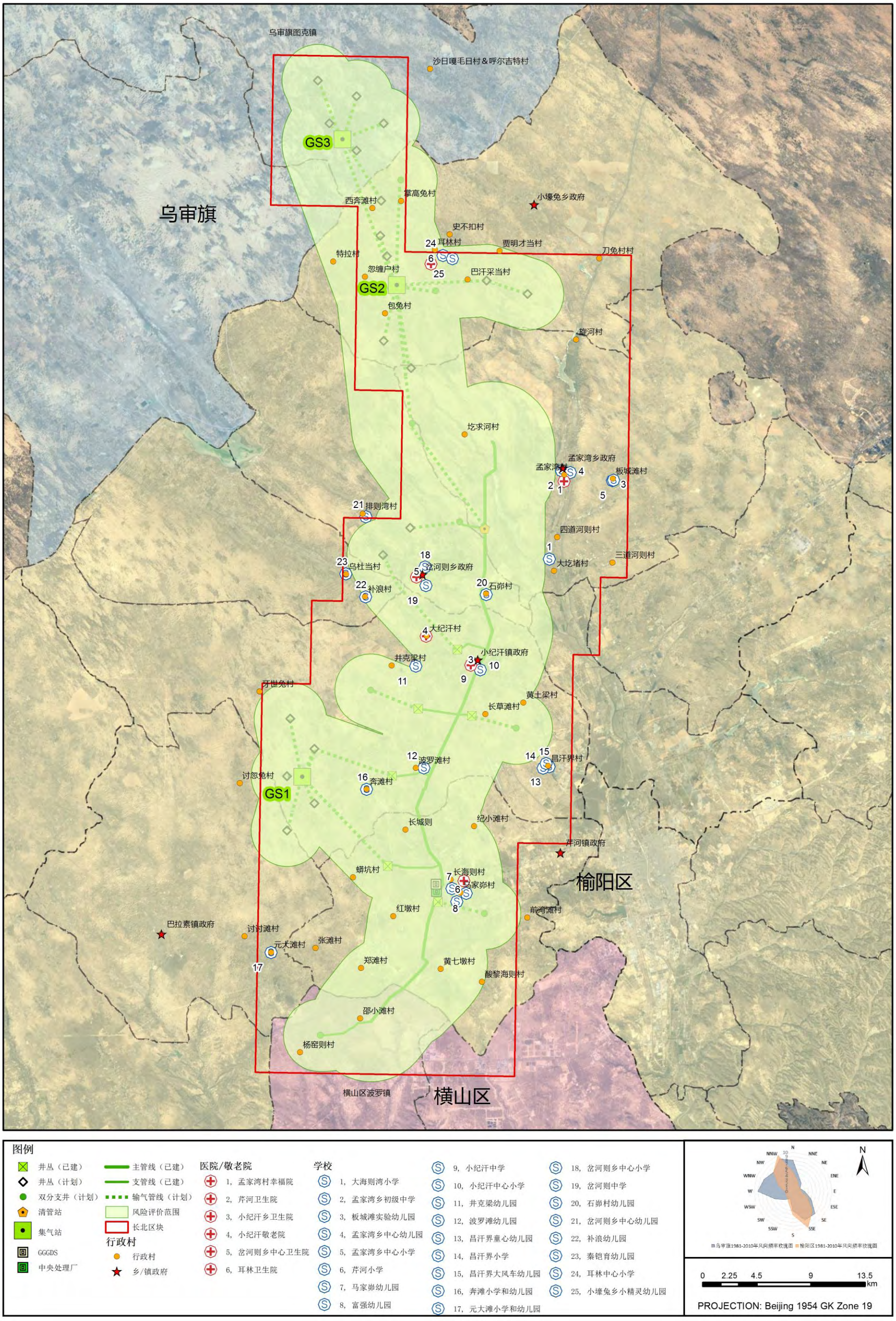


图1.8-7 风险保护目标图



图10.1-1（1） 陕西省生态功能区划图

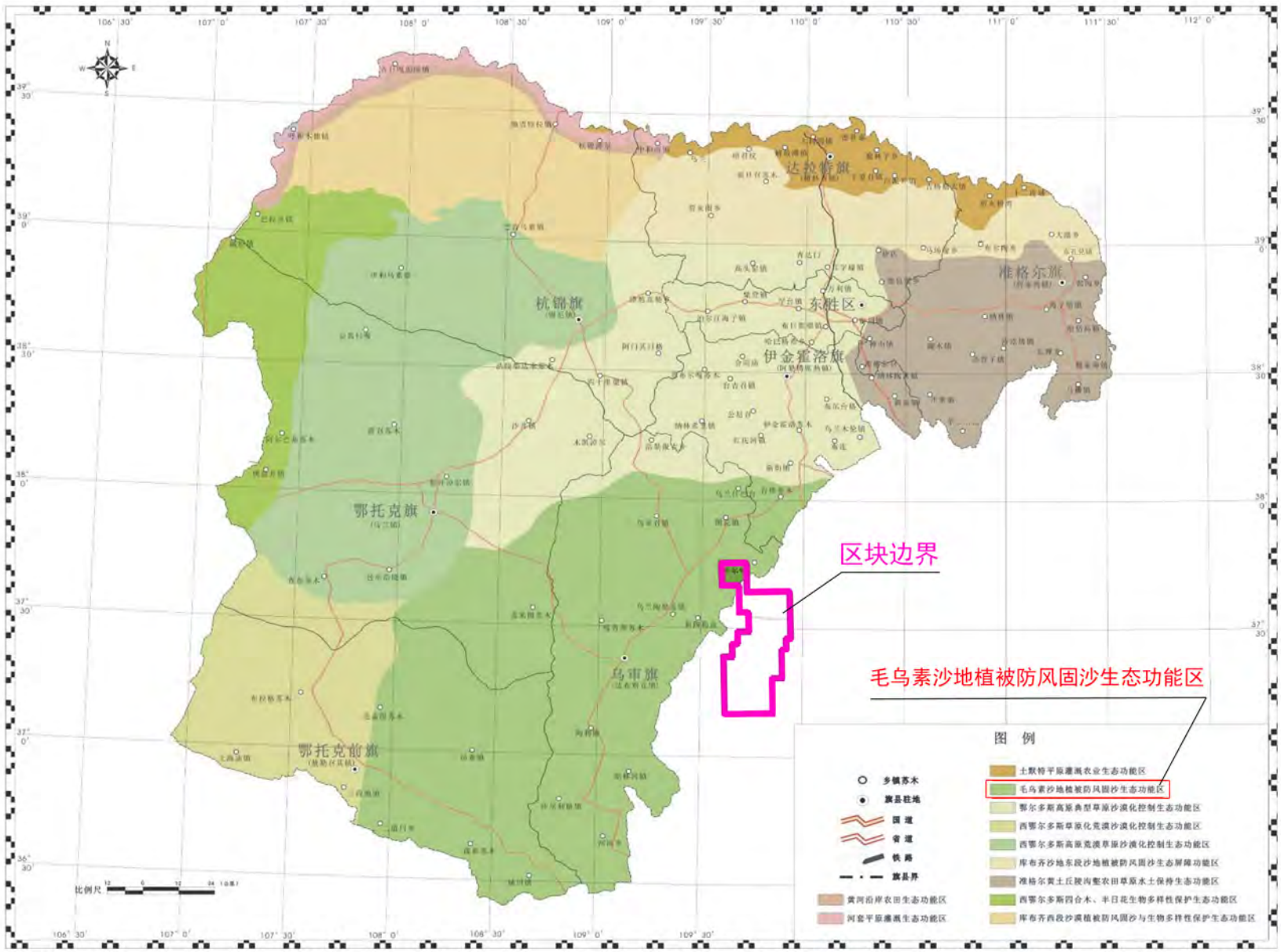
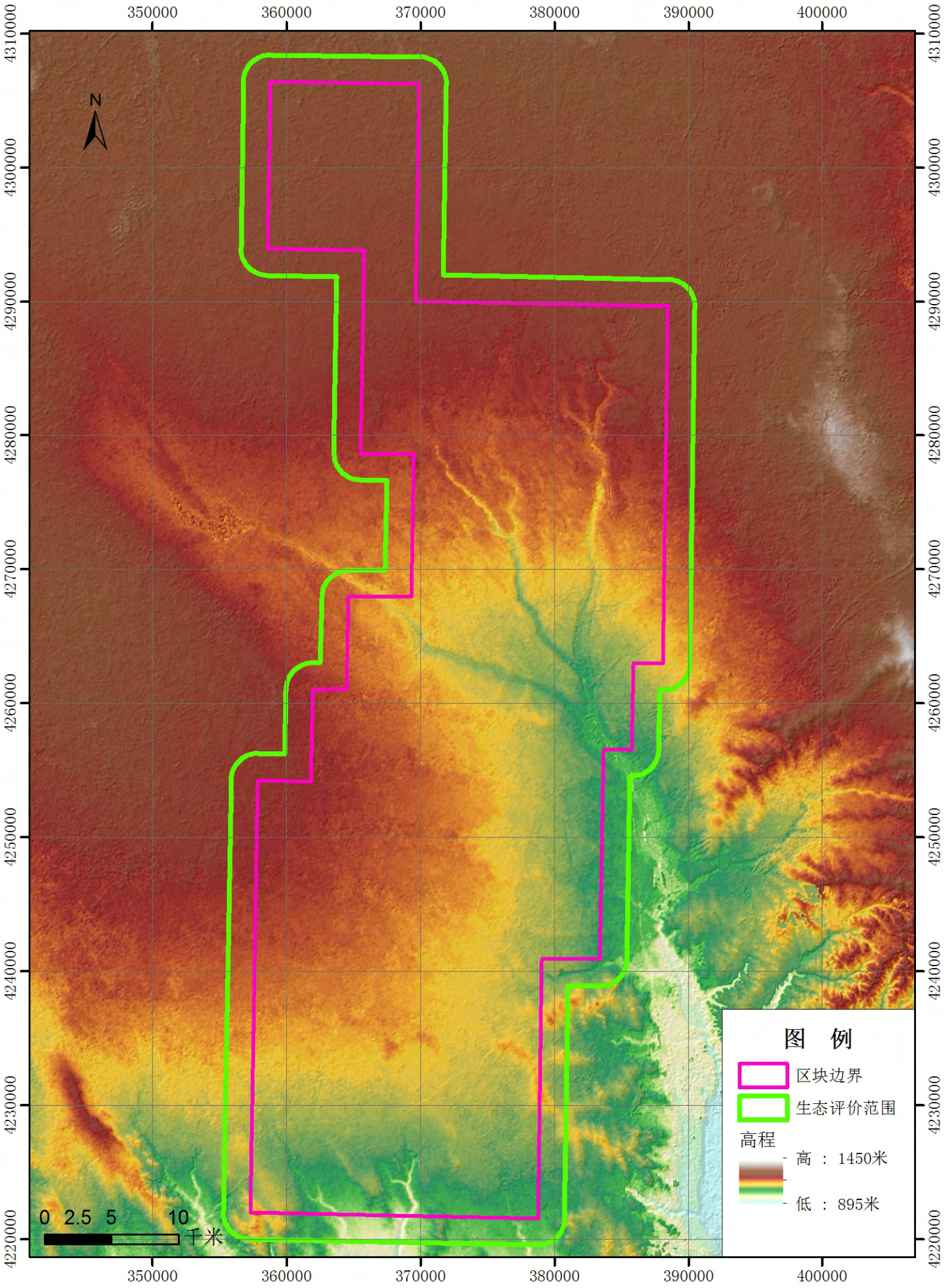
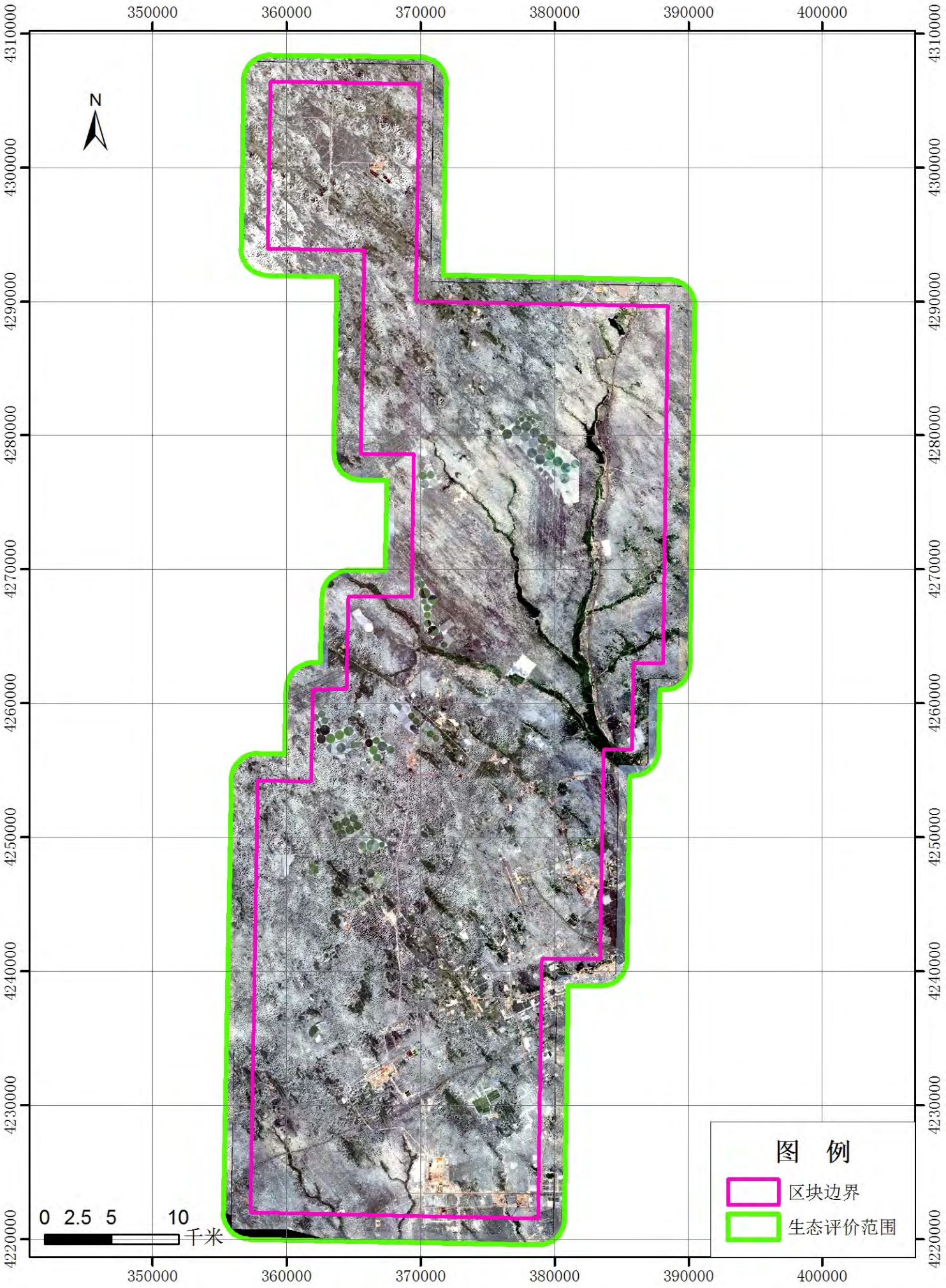


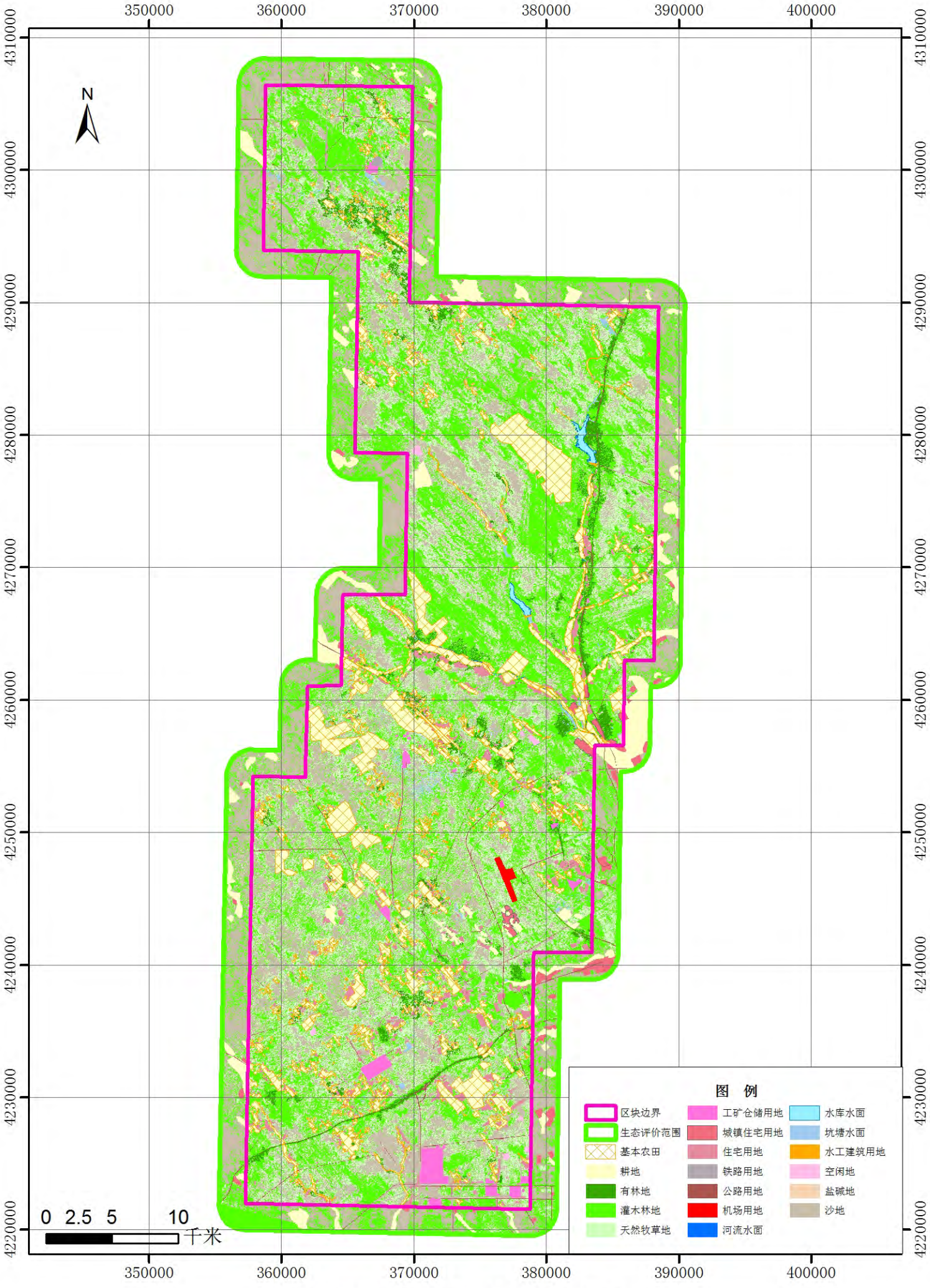
图10.1-1（2） 鄂尔多斯市生态功能区划图



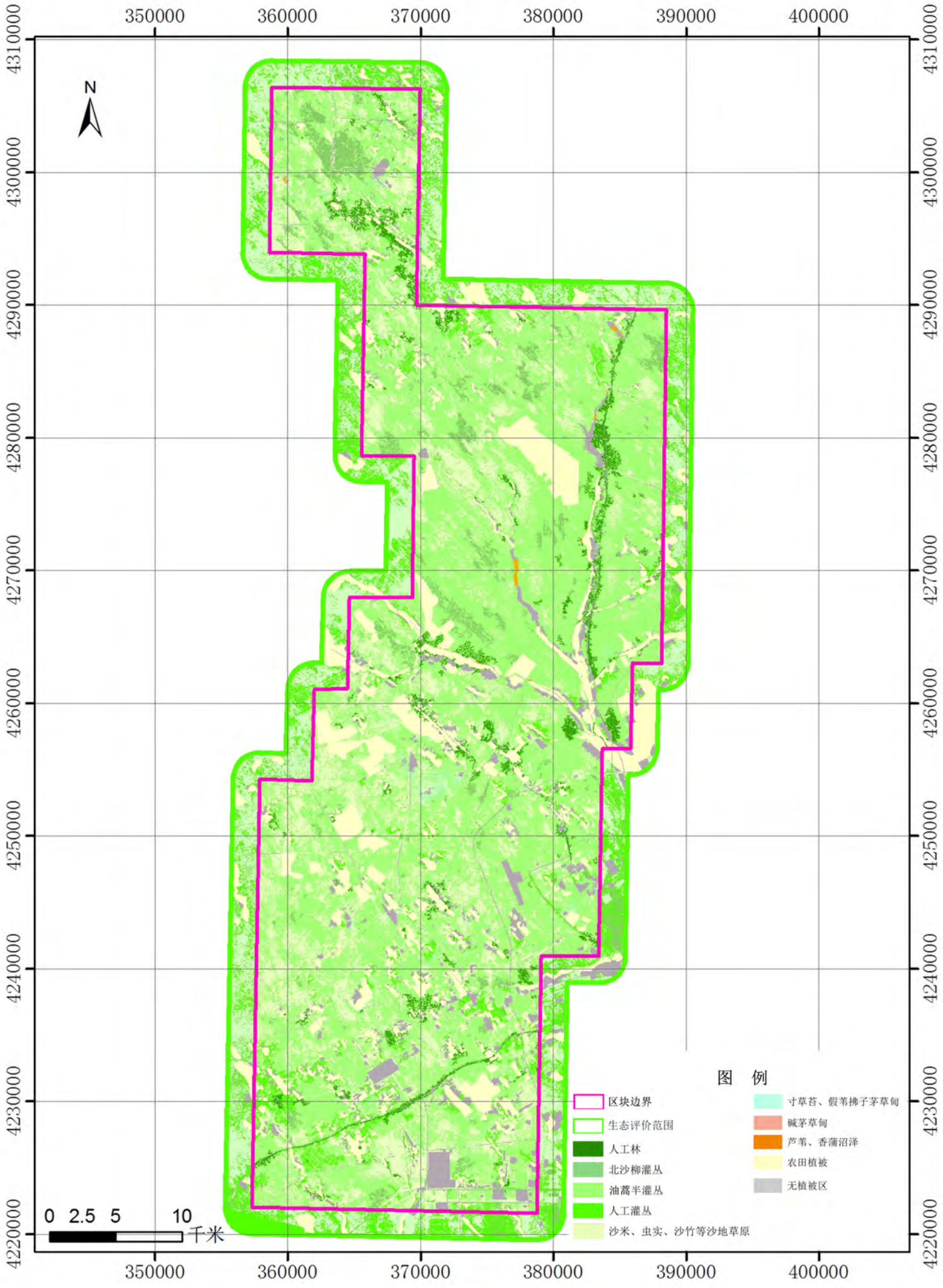
10.1-2 评价区数字高程图



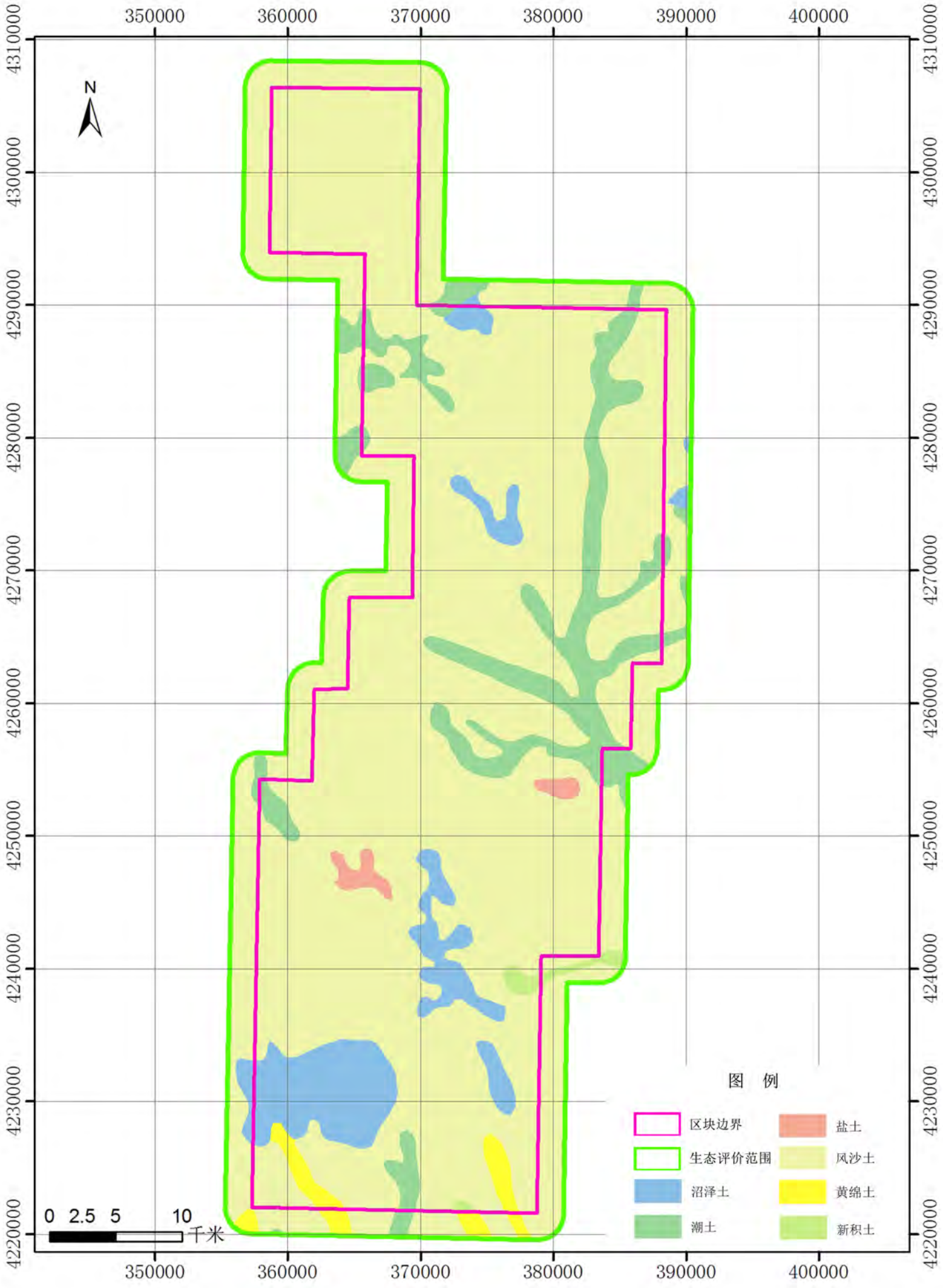
10.1-3 评价区2017年遥感影像图



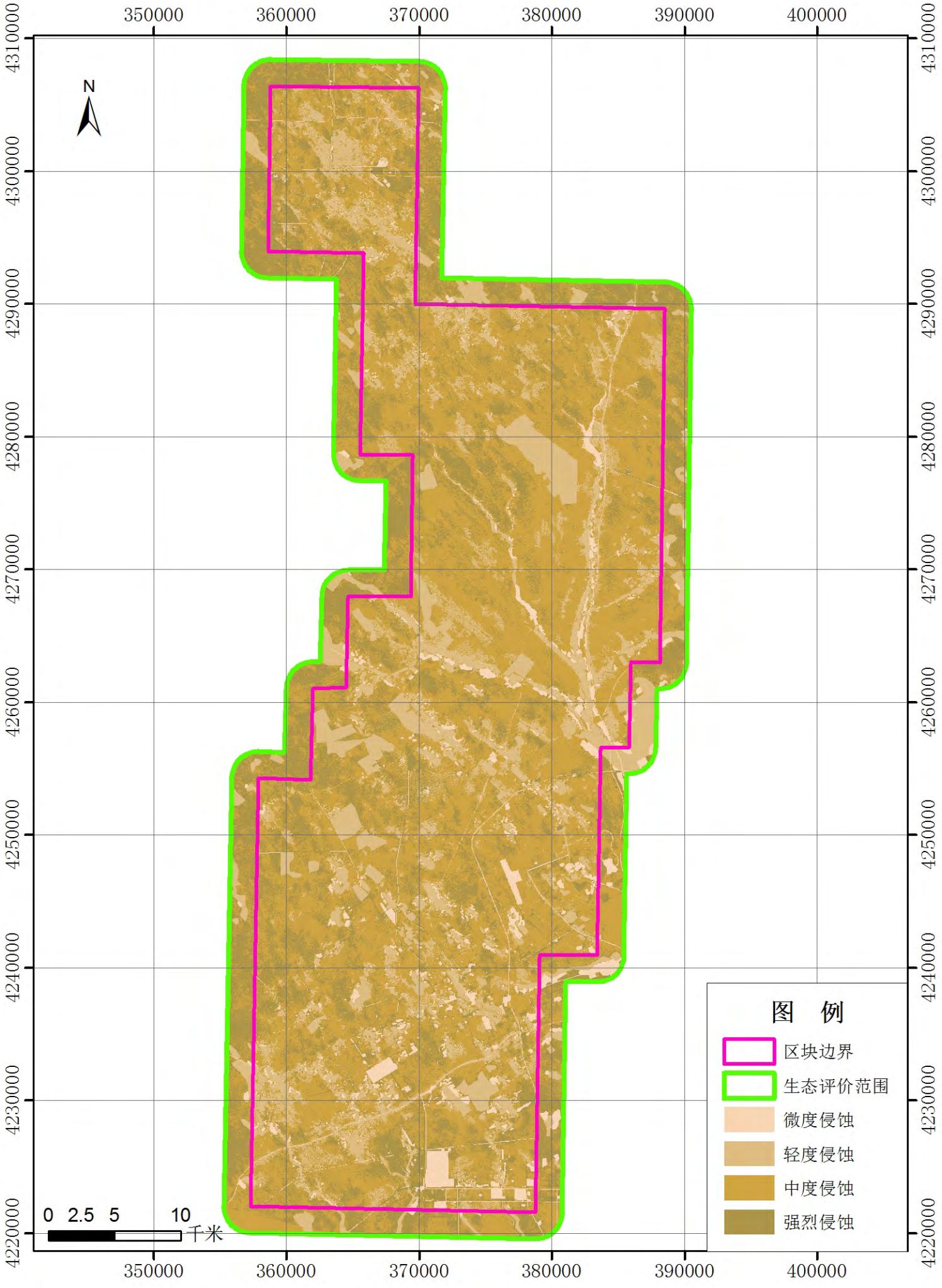
10.1-4 评价区土地利用现状图



10.1-5 评价区植被类型分布图



10.1-6 评价区土壤类型分布图



10.1-7 评价区土壤侵蚀强度图

Shell China Exploration and Production Co. Ltd.

壳牌中国勘探与生产有限公司

中国北京市建国门外大街 1 号
中国国际贸易中心
国贸三期 51 层
邮政编码: 100004

51F Office, Tower 3.
China World Trade Centre
No.1, Jian Guo Men Wai Avenue, Beijing
Postal Code: 100004

Tel: (8610) 65057755
Fax: (8610) 65057756

环境影响评价委托书

伊尔姆环境资源管理咨询(上海)有限公司：

根据《中华人民共和国环境影响评价法》等相关法律法规要求，现委托贵公司对中国石油天然气集团公司与壳牌中国勘探与生产有限公司合作开发的鄂尔多斯盆地长北区块天然气补充开发项目（长北二期）进行环境影响评价工作，请贵公司按合同约定完成相关工作。

特此委托。

壳牌中国勘探与生产有限公司

二〇一四年十二月十五日

建设项目环评审批基础信息表

填表单位（盖章）：	壳牌中国勘探与生产有限公司 中国石油天然气股份有限公司长庆油田长北作业分公司	填表人（签字）：	郭建秋	项目经办人（签字）：	张桥

建设项目	项目名称	鄂尔多斯盆地长北区块天然气补充开发项目（长北二期）				建设内容、规模	（建设内容：气田开发 规模：2019年产能4.7×108Nm3/a，2024年最大产能23.6×108Nm3/a。 计量单位：立方米）				
	项目代码[1]	2017-000052-07-03-002514				计划开工时间	2018年12月				
	建设地点	陕西省榆林市（93%区块）、内蒙古鄂尔多斯市乌审旗（7%区块）				预计投产时间	2019年4月				
	项目建设周期（月）	84.0				国民经济行业类型[2]	0721陆地天然气开采				
	环境影响评价行业类别	133 天然气、页岩气、砂岩气开采（含净化、液化）				项目申请类别	新申项目				
	建设性质	改、扩建				规划环评文件名	无				
	现有工程排污许可证编号（改、扩建项目）	2017榆环排证L013				规划环评审查意见文号	无				
	规划环评开展情况	不需开展				环境影响评价文件类别	环境影响报告书				
	规划环评审查机关	无				终点经度	109.420000	终点纬度	38.880000	工程长度（千米）	190.60
	建设地点中心坐标[3]（非线性工程）	经度	109.540000	纬度	38.270000	环保投资（万元）	7136.38			所占比例（%）	3.76%
	建设地点坐标（线性工程）	起点经度	109.480000	起点纬度	38.120000						
	总投资（万元）	189931.00									

建设单位	单位名称	1. 壳牌中国勘探与生产有限公司 2. 中国石油天然气股份有限公司长庆油田长北作业分公司	法人代表	1. 金珂 2. 韩兴刚		评价单位	单位名称	伊尔姆环境资源管理咨询（上海）有限公司		证书编号	乙1832
	统一社会信用代码（组织机构代码）	1.91110000625911533L 2.91610800MA7031UL17	技术负责人	张桥			环评文件项目负责人	胡颖华		联系电话	021-53853050
	通讯地址	1. 北京市朝阳区建国门外大街1号 2. 陕西省榆林市高新区沙河路	联系电话	010-65295312			通讯地址	上海市四川北路1350号2005室			

污染物排放量	污染物		现有工程（已建+在建） ①实际排放量（吨/年）	②许可排放量（吨/年）	本工程（拟建或调整变更） ③预测排放量（吨/年）	总体工程（已建+在建+拟建或调整变更） ④"以新带老"削减量（吨/年）	⑤区域平衡替代本工程削减量[4]（吨/年）	⑥预测排放总量（吨/年）	⑦排放增减量（吨/年）	排放方式
	废水	废水量(万吨/年)	**0.000**		**0.000**			**0.000**	**0.000**	◉不排放 ○间接排放：☐市政管网 ☐集中式工业污水处理厂 ○直接排放：受纳水体
		COD	0.000		0.000			**0.000**	**0.000**	
		氨氮	0.000		0.000			**0.000**	**0.000**	
		总磷			0.000			**0.000**	**0.000**	
		总氮			0.000			**0.000**	**0.000**	
	废气	废气量（万标立方米/年）	13524.480		15100.420			**15100.420**	**1575.940**	/
		二氧化硫	0.000	8.610	0.000			**0.000**	**0.000**	/
		氮氧化物	26.000	34.480	0.880			26.880	0.880	/
		颗粒物	1.970	2.570	0.310			2.280	0.310	/
		挥发性有机物	10.150		11.310			**11.310**	**1.160**	/

项目涉及保护区与风景名胜区的情况	影响及主要措施 生态保护目标	名称	级别	主要保护对象（目标）	工程影响情况	是否占用	占用面积（公顷）	生态防护措施
	自然保护区	无						☐避让 ☐减缓 ☐补偿 ☐重建（多选）
	饮用水水源保护区（地表）	陕西省榆林市内红石峡水源保护区	省级	/		否		☑避让 ☐减缓 ☐补偿 ☐重建（多选）
								☐ ☐ ☐ ☐
	饮用水水源保护区（地下）	内蒙古自治区鄂尔多斯市内的哈头才当水源保护	省级	/		否		√ 避让 减缓 补偿 重建（多选）
	风景名胜区	榆林沙漠国家森林公园	国家级	/		否		☑避让 ☐减缓 ☐补偿 ☐重建（多选）
		榆林沙地森林公园	市级			否		√ 避让 减缓 补偿 重建（多选）

注：1、同级经济部门审批核发的唯一项目代码