

建设项目环境影响报告表

项目名称：储气库井区 HUHWK3 井钻井工程

建设单位（盖章）：中国石油新疆油田分公司开发公司



编制日期 2019 年 3 月



建设项目环境影响评价资质证书

机构名称：新疆天合环境技术咨询有限公司
住 所：新疆乌鲁木齐市水磨沟区南湖西路 215 号
法定代表人：黄韶华
证书等级：甲级
证书编号：国环评证 甲字第 4004 号
有 效 期：2017年04月05日至2020年05月24日
评价范围：环境影响报告书甲级类别—建材火电；采掘；交通运输***
环境影响报告书乙级类别—轻工纺织化纤；化工石化医药；冶金机电***
环境影响报告表类别—一般项目***



项目名称： 储气库井区 HUHWK3 井钻井工程

文件类型： 环境影响报告表

适用的评价范围： 一般环境影响报告表

法定代表人： 黄韶华 (签章)

主持编制机构： 新疆天合环境技术咨询有限公司 (签章)

编制单位和编制人员情况表

建设项目名称	储气库井区 HUHVK3 井钻井工程		
环境影响评价文件类型	环境影响报告表		
一、建设单位情况			
建设单位（签章）	中国石油新疆油田分公司开发公司		
法定代表人或主要负责人（签字）	王康军		
主管人员及联系电话	薛伟 0990-6889165		
二、编制单位情况			
主持编制单位名称（签章）	新疆天合环境技术咨询有限公司		
社会信用代码	91650100313334175L		
法定代表人（签字）	黄帆华		
三、编制人员情况			
编制主持人及联系电话	李姝娟 0991-4182195		
1.编制主持人			
姓名	职业资格证书编号	签字	
李姝娟	HP00019301	李姝娟	
2.主要编制人员			
姓名	职业资格证书编号	主要编写内容	签字
李姝娟	HP00019301	工程分析、污染物产生及排放情况、环境影响分析、污染防治措施及治理效果、结论与建议	李姝娟
燕鹏	HP0008239	建设项目基本情况、自然环境社会简况、环境质量状况、适用标准	燕鹏
四、参与编制单位和人员情况			



项目区东侧空地



项目区南侧空地



项目区西侧空地



项目区北侧空地

现场照片

《建设项目环境影响报告表》编制说明

《建设项目环境影响报告表》由具有从事环境影响评价工作资质的单位编制。

1、项目名称——指项目批复时的名称，应不超过 30 字（两个英文字段作一个汉字）。

2、建设地点——指项目所在地详细地址，公路应填写起止地点。

3、行业类别——按国标填写。

4、总投资——指项目投资总额。

5、主要环境保护目标——指项目区周围一定范围内集中居民住宅区、学校、医院、保护文物、风景名胜区、水源地和生态敏感点等，应尽可能给出保护目标、性质、规模和距离等。

6、结论与建议——给出本项目清洁生产、达标排放总量控制的分析结论，确定污染防治措施的有效性，说明本项目对环境造成的影响，给出建设项目环境可行性的明确结论。同时提出减少环境影响的其他建议。

7、预审意见——由行业主管部门填写答复意见，无主管部门项目可不填。

8、审批意见——由负责审批该项目的环境保护行政主管部门批复。

建设项目基本情况

项目名称	储气库井区 HUHVK3 井钻井工程				
建设单位	中国石油新疆油田分公司开发公司				
法人代表	陈新发	联系人	薛伟		
通讯地址	克拉玛依市友谊路 36 号				
联系电话	0990-6889165	传真	/	邮政编码	834000
建设地点	昌吉国家高新技术产业开发区				
立项审批部门	/		批准文号	/	
建设性质	新建√ 改扩建□ 技改□		行业类别及代码	陆地天然气开采 (B0721)	
占地面积 (平方米)	900m ² (永久占地 30×30m)		绿化面积 (平方米)	--	
总投资(万元)	4567	其中：环保投资 (万元)	124	环保投资占总投资比例	2.72%
评价经费 (万元)		预期投产日期	2020 年 8 月		
工程内容及规模：					
1.项目背景					
<p>呼图壁储气库位于准噶尔盆地南缘，地处西气东输二线霍尔果斯～中卫站上游，距呼图壁县东约 7.0km，东南距乌鲁木齐市约 78km，隶属新疆维吾尔自治区呼图壁县与昌吉市管辖，距离准噶尔盆地输气环网直线距离 8km、距西气东输二线 22km。兼具天然气季节调峰和战略储备双重功能。</p> <p>储气库于 2013 年开始第一周期注采运行，缓解了北疆地区冬季用气调峰紧张的局面。截止到 2018 年 3 月 16 日，已完成五个周期的注采运行，共投运正常注采井 25 口，累积注气 82.49×10⁸m³，累积采气 49.15×10⁸m³。</p> <p>经过五个周期的注采运行，气库储层连通状况得到改善，东西区压力趋于平</p>					

衡，气井注采气能力逐步提升，气库达容率逐步增大，第五周期注气末期库存量达 $98.16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，达容率 91.7%。在气库注采运行过程中也出现了一些问题，主要表现在强注强采条件下，多周期气井井控半径增速趋缓，在注采时限内无法完全控制全区库容面积；其次由于储层及边水侵入的影响，西区及边部污染 5 口井无法有效动用，注采能力较低；通过气库实际运行情况，同时计算气库注气能力已达到注气方案设计要求，采气能力可满足季节调峰需求，第五周期合理应急采气能力为 $1500 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，但距离应急调峰设计 $2789 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 存在较大差距。

为了满足天然气战略安全并更好地发挥呼图壁储气库的调峰应急作用，工程考虑在气库有效控制面积之外的潜力区新增补充 1 口井位 HUHVK3 井，以提升气库采气能力，及时进行应急调度，并补充到城市输配管网中，不间断地供应疆内外用户用气。

按照《中华人民共和国环境影响评价法》和国务院令第 682 号《建设项目环境保护管理条例》的要求，该建设项目应进行环境影响评价，中国石油新疆油田分公司开发公司委托新疆天合环境技术咨询有限公司承担此项目的环境影响评价工作。在接受委托后，我公司即派技术人员对该项目进行实地踏勘和资料收集，按照环评技术规范及有关规定，编制完成了该项目环境影响报告表，呈报环境保护行政主管部门审批，作为项目建设全过程环境管理的依据。

2.工程名称、性质、建设规模及总投资

(1) 项目名称：储气库井区 HUHVK3 井钻井工程。

(2) 项目性质：新建。

(3) 建设地点：本工程位于昌吉国家高新技术产业开发区，中心坐标北纬 $44^{\circ}07'8.76083''$ 、东经 $87^{\circ}0'47.827''$ 。项目区四周均为空地。

项目区区域位置见图 1。



图 1 项目区区域位置图

(4) 总投资：4567 万元。

(5) 工程规模：本工程建设注采井一口（HUHWK3 井）；设计钻井深度：水平井 3167.84m（井深）；目的层紫泥泉子组 $E_{1-2}Z_2^1$ 和 $E_{1-2}Z_2^2$ 层。钻井采用 ZJ70 系列钻机。

(6) 井身结构

设计井身结构见表 1。

表 1 HUHWK3 井基础数据表

井号	HUHWK3 井		井型	水平井
地理位置	本工程位于昌吉国家高新技术产业开发区			
构造位置	呼图壁储气库			
井口坐标	实测	X	4887057.602	
		Y	501063.428	
地面海拔 (m)	实测	500m~570m		
设计井深 (m)	3167.84	目的层位	紫泥泉子组 E _{1-2Z2} ¹ 和 E _{1-2Z2} ² 层	
完钻原则		注采井目的层为紫泥泉子组 E _{1-2Z2} ¹ 和 E _{1-2Z2} ² 层的水平井, 均按水平井设计执行, 具体可根据实钻情况调整。目的层钻完井时间应选在注气末期至平衡期之间进行		

一开使用 $\Phi 660.4\text{mm}$ 钻头钻进至 300m, 下入 $\Phi 508\text{mm}$ 套管封住上部疏松含砾石地层。二开使用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻穿沙湾组至井深 2543m, 进入安集海河组地层约 25m, 下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 技术套管。三开使用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至井深 3125m, 进入紫泥泉子组地层约 5~10m, 下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管。四开使用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至设计完钻井深 3143.94m/3160.47m, 下入 $\Phi 177.8\text{mm}+\Phi 139.7\text{mm}$ 复合油层尾管, 悬挂器位置选择在井深 3167.84m 左右, 固井水泥浆返至尾管悬挂器位置, 完井回接 $\Phi 177.8\text{mm}$ 套管至井口, 回接套管固井水泥浆返至地面 (水平井井身结构示意图见图 2)。

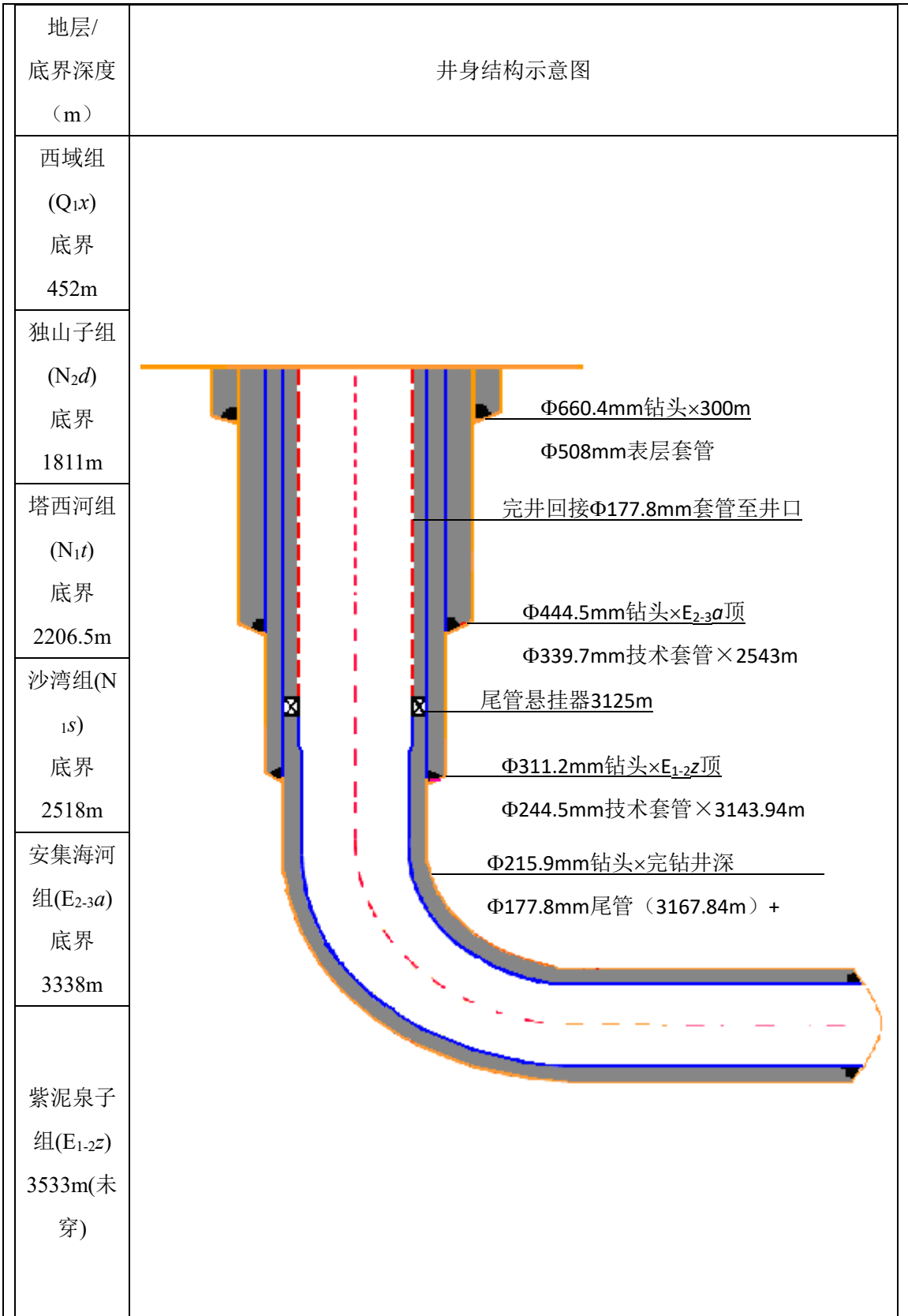


图 2 水平井井身结构示意图

(7) 钻井液

1) 一开钻井液

①钻井液体系：坂土-CMC 钻井液体系

②主控性能指标：密度：1.10~1.20g/cm³ 粘度：80~120s

2) 二开钻井液

①钻井液体系：钾钙基聚合物钻井液体系

②主控性能指标见表 2：

表 2 二开钻井液性能表

密度 (g/cm ³)	粘度 (s)	滤失量 (ml)	泥饼 (mm)	pH 值	含砂 (%)	塑性粘度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	静切力 (Pa)
1.15~1.35	40~80	≤5	≤0.5	9~10	<0.5	10~30	5~15	2~8/5~15

3) 三开钻井液

①钻井液体系：钾钙基聚胺有机盐钻井液体系

②主控性能指标见表 3：

表 3 三开钻井液性能表

密度 (g/cm ³)	粘度 (s)	滤失量 (ml)	泥饼 (mm)	pH 值	含砂 (%)	塑性粘度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	静切力 (Pa)	HTHP 滤失量 (ml)
1.75~1.95	45~100	≤5	≤0.5	9~10	<0.5	35~65	5~20	2~10/5~30	≤12

4) 四开钻井完井液

①钻井液体系：钾钙基双膜屏蔽钻井完井液体系

②主控性能指标见表 4：

表 4 四开钻井液性能表

密度 (g/cm ³)	粘度 (s)	滤失量 (ml)	泥饼 (mm)	pH 值	含砂 (%)	塑性粘度 (mPa·s)	动切力 (Pa)	静切力 (Pa)	HTHP 滤失量 (ml)
1.15~1.24	40~80	≤4	≤0.5	9~10	<0.5	10~30	5~15	2~8/5~15	≤10

(8) 井场布置

本工程钻井期井场本着结构简单、流程合理的原则进行布局。井场布置有值班房、钳工房、录井房、配电房、发电房、罐区、钻井液不落地系统等，如图 3 所示。

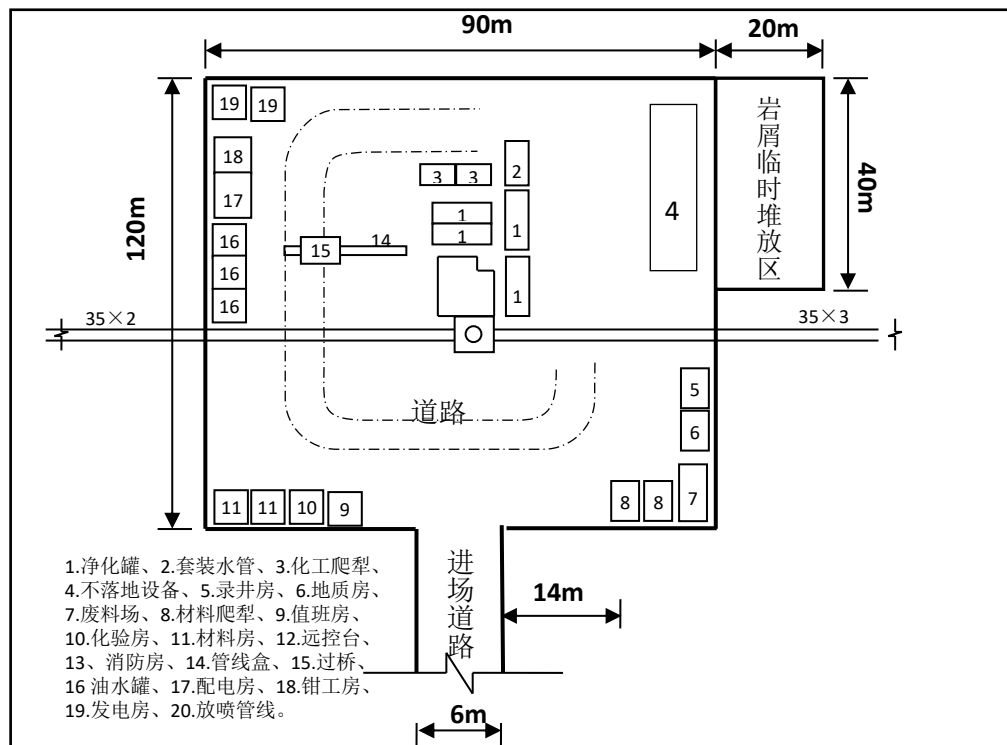


图 3 钻井期井场平面布置示意图

(9) 施工天数及劳动定员

本工程施工天数约 181 天，其中钻前准备约 3 天，钻井作业期约 146 天，井队转场约 12 天，试采期 20 天。

钻井队编制为 60 人。

3. 工程组成

本工程建设注采井一口，设计井深 3167.84m。本工程项目组成一览表 5。

表 5 工程建设内容一览表

名称	建设内容	建设规模及建设内容	
主体工程	钻前工程	单井井场永久占地面积为 30m×30m，单个井场临时占地不超过 120m×90m。	
	地面设施	钻井液循环设施	设置在井场靠近井口位置，控制钻井液注水和回用。
		地面安全阀	防止突发事故，在管道爆裂或其他情况下控制钻井液注水。
		井口控制面板	设置在井口，控制地面各安全阀门，防止突发事故。
	防喷装置	设置在井口，用于防止地下承压水和深层油气喷出。	
辅助	井口基础	加固井口，方便其他配套设施安装。	

工程	临时性活动房		用于员工休息，设备材料安置等。
	进场道路		简易碎石道路，平整压实。
公用工程	供电		园区电网提供。
	供水		钻井用水可通过罐车拉运。
	供暖		工程冬季不施工，不涉及供热。
环保工程	废气	施工扬尘	场区洒水抑尘。
	废水	钻井作业废水	钻井循环携带出的泥浆固液分离后废水循环返回井下。
		生活污水	生活区设移动式环保厕所，施工结束后清运。
		压裂废水	工程废压裂液采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至新疆油田采油二厂 51 号原油处理站内污水处理站统一处理。
	噪声	施工设备、钻井机械噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡。
	固废	施工固废	委托新疆基蓝石油科技有限公司，对非磺化水基泥浆和磺化水基泥浆采用泥浆不落地系统。
		生活垃圾	井场和生活区各设 1 个垃圾收集箱。
生态	绿化	施工结束后井场周边平整场地，自然恢复。	

4.地层流体性质

1) 天然气

天然气具有“二低一高”和不含硫的特点。天然气相对密度较低，为 0.5892~0.6269，平均 0.5999；非烃含量较低，二氧化碳含量为 0.34%~1.2%，平均 0.75%；甲烷含量高，为 92.44%~94.30%，平均 93.51%。

2) 凝析油

气井地面凝析油颜色为透明的淡黄色。凝析油密度 0.7731g/cm³~0.7839g/cm³，平均 0.7801g/cm³，石蜡含量 1.23%~3.34%，平均 2.39%；凝固点-12℃~-20℃，平均-14.26℃，初馏点 79℃~110℃，平均 97℃；地面 30℃ 温度下粘度 1.016mPa·s~1.140mPa·s，平均 1.087mPa·s。

3) 地层水

紫泥泉子组地层水氯根含量 2758mg/L~9974mg/L，硫酸根含量为

2157.5mg/L, 碳酸氢根含量为 391.2mg/L, 总矿化度 12834mg/L~16188mg/L, 水型为 Na₂SO₄ 型。

5. 钻机选型及钻井主要设备

水平井钻机选型及钻井主要设备表见表 6。

表 6 注采水平井钻机选型及钻井主要设备表

序号	名称	型号	载荷 (kN)	功率 (kW)	备注	
一	钻机	ZJ70DB	4500			
二	JJ450/45-11	4500(kN)	3150		净空高度: ≥6.8m	
三	提升 系统	绞车	JC70		1470	1 套
		天车	TC-450	4500		1 套
		游动滑车	YC-450	4500		1 套
		大钩	DG-450	4500		1 个
		水龙头	SL450	4500		1 套
四	顶部驱动装置		4500	400X2HP 295×2	1 套	
五	转盘	ZP-275			1 套	
六	循环 系统 配置	钻井泵 1#	F-1600		1180	1 台
		钻井泵 2#	F-1600		1180	1 台
		钻井泵 3#	F-1600		1180	1 台
		钻井液罐				总容量: 420m ³
		搅拌器	NJ-7.5		7.5	12 个
七	钻机 动力 系统	柴油机 1#	PZ12V190BG2-3			1 台应急使用
		柴油机 2#	PZ12V190BG2-3			1 台应急使用
		柴油机 3#	PZ12V190BG2-3			1 台应急使用
		柴油机 4#	PZ12V190BG2-3			1 台应急使用
		柴油机 5#	PZ12V190BG2-3			1 台应急使用
八	发电 机组	发电机 1#	PZ8V190D-2		300	1 台
		发电机 2#	PZ8V190D-2		300	1 台
		电器控制房				1 栋
九	钻机 控制	压风机	2V-6.5/12			3 台
		司钻控制房				1 间

	系统	液压盘式刹车				1套	
		辅助刹车				1套	
		液压自动猫头	YM-10-I			1套	
十	固控系统	振动筛	SWACO			3台	
		除砂清洁器	ZQJ250			1台	
		除泥清洁器	ZQJ125			1台	
		离心机	JL45-DZ			1套	
		离心机	LW400×860-N			1套	
		剪切泵	WJQ 5"×6"			1台	
		加重漏斗				1套	
		电动加重泵			75	1套	
十一	井控系统	二开	双闸板防喷器	2FZ54-21			1套
			节流管汇	JG-21			1套
			压井管汇	YG-21			1套
		三开	环形防喷器	FH35-35			1套
			双闸板防喷器	2FZ35-35			1套
			节流管汇	JG-35			1套
			压井管汇	YG-35			1套
		四开	环形防喷器	FH35-35			1套
			双闸板防喷器	2FZ35-35			1套
			节流管汇	JG-35			1套
			压井管汇	YG-35			1套

		钻灰塞	双闸板防喷器	2FZ18-35		1套
十二	仪器仪表	钻井参数仪表		八参数或多参数仪		1套
		测斜仪		自浮式单点测斜仪		1套
十三	防硫设备	H ₂ S 监测仪		便携式		≥1套
		防爆排风扇				4台

6.固井完井工程

- 1) 完井方式：固井射孔完井。
- 2) 注采管柱： $\Phi 114.3\text{mm}$ 注采管柱及井下安全阀(5000psi 最大外径 151.5mm)。
- 3) 防腐要求：西二线来气中 CO₂ 含量 1.03~1.89%，呼图壁储气库气层含少量水，以及气藏有边底水，完井管柱应考虑防腐问题。
- 4) 固井要求：注采过程中水泥环承受交变应力，生产尾管和第二层技术套管下部 300m（盖层段下部）需采用弹性水泥固井。

7.井控要求

按照钻井井控风险分级标准，储气库井属于 I 级井控风险井。

7.1 井控设备安装要求

1) 井控车间试压：环形防喷器（封闭钻杆）、闸板防喷器和节流管汇、压井管汇、防喷管线、试到防喷器额定工作压力，试压稳压时间不少于 10min，允许压降不大于 0.7MPa，密封部位无渗漏。闸板防喷器应做低压试验，试压值为 1.4~2.1MPa，稳压时间不少于 3min，压降不大于 0.07MPa，密封件部位无渗漏。检修好的井控装置超过 12 个月，应重新试压。

2) 送至井场的防喷器有试压曲线和试压合格证。安装防喷器前要认真检查闸板芯子尺寸是否与使用钻杆尺寸相符，液控系统功能是否齐全、可靠，液控管线有无刺漏现象。

3) 放喷压井管汇方向不得有任何影响压井作业的设备 and 障碍物。防喷器安装完毕后，应校正井口、转盘、天车中心，其偏差不大于 10mm。用 $\Phi 16\text{mm}$ 钢丝绳和反正螺丝在井架底座的对角线上将防喷器绷紧固定。防喷器顶部安装防溢管时，不用的螺孔用丝堵堵住。防溢管与防喷器的联接密封可用金属密封垫环或专

用橡胶圈。安装挡泥伞，保证防喷器组及四通各闸阀清洁。

4) 三开、四开安装液气分离器，液气分离器安装在节流管汇的外侧，用三或四根直径 12.7mm 均匀分布的钢丝绳作绷绳牢固固定。其安全阀按规定进行校验，安全阀泄压出口指向井场右侧。液气分离器进液管线使用内径不小于 78mm 的高压耐火软管线，并用基墩固定；进液管线应采用高压法兰连接、排气管线应采用法兰连接，排气管线内径不小于 140mm，接出井口 70m 以远，每 10-15m 固定牢靠，固定基墩重量不低于 400kg，排气管线距离放喷管线距离不小于 1.5m。排液管线应使用直径不低于 254mm 的硬管线，其出口端可以使用软管线，出口置于缓冲罐上部。井场备有通向排污池的排污管线，需要时再进行连接。

5) 除气器排气管线可以使用橡胶管线，出口距钻井液罐 15m 以外。

6) 远程控制台选用 FKQ5606 型，安装在面对井架大门左侧、距井口不少于 25m 的专用活动房内，距放喷管线或压井管线有 2m 以上距离，周围留有宽度不少于 2m 的人行通道，周围 10m 内不得堆放易燃、易爆、腐蚀物品。

7) 司钻控制台摆在司钻操作台附近，并固定牢固。

8) 两条放喷管线接出井口 75m 以远，放喷管线应采用钢圈法兰连接，需转弯时转弯处要采用大于 120°的铸(锻)钢弯头或具有缓冲垫的标准三通。放喷管线安装要求尽可能平直，每隔 9~11m、转弯处(前后基墩固定)、出口处用基墩或地锚固定牢靠。基墩地脚螺栓直径不小于 30mm，地脚螺栓在水泥基墩的预埋长度大于 0.5m；固定压板(整体式，不允许焊接)宽 100mm、厚 10mm，基墩重量不少于 600kg。放喷管线出口处使用双基墩固定，距出口端不超过 1.5m，出口处固定压板下不得使用可燃物。放喷管线通径应大于 78mm，前方 50m 以内不得有居民区、营房、省级以上道路、河流、湖泊、盐池，也不宜有其它设备等障碍物，并在主放喷线处安装点火装置。安装辅助放喷管线，并执行主放喷管线标准和试压检验。

9) 手动锁紧机构的闸板防喷器应装齐手动操作杆，操作杆手轮应接出井架底座，靠手轮端应支撑牢固。使用单万向节的操作杆与水平方向夹角不大于 30°；使用双万向节操作杆应满足手轮转动灵活。手动锁紧杆离地面高度超过 1.6m 应安装手轮操作台。挂牌标明开、关方向、到位圈数和闸板类型。手轮处应有计量开关圈数的计数装置。

10) 钻井液回收管线可以使用硬管线,也可以使用高压软管线。软管中间固定牢靠,出口处使用大于 120°的铸(锻)钢弯头。回收管线出口位于除气器前或同一罐内,并固定牢靠(固定不少于两个点),通径不小于 78mm,有固定安全链(绳),其压力级别与节流管汇后端压力级别一致,35MPa、21MPa 节流管汇可以使用 14MPa 高压耐火软管做为钻井液回收管线。使用硬管线时,每三年探伤一次,若压井作业使用过,则完井后经检验探伤合格后才可使用;其转弯处使用角度大于 120°的铸(锻)钢弯头或具有缓冲垫的标准三通,其通径不小于 78mm。

11) 钻井四通两翼应各有两个闸阀,节流管汇一侧外阀应安装液动阀。液动阀处于常关状态。防喷管线、节流管汇和压井管汇应采取防堵(自安装之日起每 5~10 天用压缩空气对井控管汇进行一次扫线,保证管线畅通)、防冻措施(节流、压井管汇房内距地面 0.3m 处温度高于 3℃),保证任何状态下各闸阀开关灵活;最大允许关井套压值在节流管汇处以明显的标示牌进行标示。

12) 全套井控设备安装好后,使用堵塞器或试压塞按照相关要求试压。

13) 更换井控装置部件后、防喷器现场安装后二开井段每隔 40~45d,三、四开井段每隔 25~30 天,用堵塞器或试压塞按照要求试压。

14) 配备坐岗房。循环罐、配液罐、灌浆罐有容积计量标尺,应配备 6~12m³的专用灌浆罐。

15) 防喷器控制系统按其额定工作压力做一次可靠性试压,稳压时间不少于 3min,密封部位无渗漏。

16) 井场应备有与在用闸板同规格的半封闸板相应的密封件(存放温度 16~27℃)及其拆装和试压工具。

17) 距井口 30m 以内所有电气设备如电机、开关、照明灯具、仪器仪表、电器线路以及接插件、各种电动工具等应符合防爆要求;发电机应配备超载保护装置,电动机应配备短路、过载保护装置。

18) $\Phi 177.8\text{mm}$ 回接固井完成后,安装采气树大四通和 2FZ18-35 防喷器。

7.2 防喷演习要求

1) 作业班应按钻进、起下钻杆、起下钻铤和空井发生溢流的四种工况,按“逢五逢十”防喷演习制度进行防喷演习,防喷演习遵循“以司钻为中心,班自为战,从实战出发”的原则。

2) 作业班每月不少于一次不同工况的防喷演习。二开前应进行四种工况的防喷演习。换班人员应在第一次提下钻作业中进行四种工况的防喷演习，在特殊作业（测试、完井作业等）前，都应进行防喷演习。钻开油气层前，必须进行防喷演习，演习不合格不得打开油气层。

3) 钻进作业和空井状态应在 2min、提下钻杆应在 4min、提下钻铤（加重钻杆）应在 5min 内控制住井口。

4) 做好防喷演习讲评和记录。

8.占地

本工程的占地主要包括永久占地和临时占地详见表 7。

表 7 工程占地情况一览表

项目	永久占地	临时占地	用地类型	备注
井场	900m ²	10800m ²	荒地	其中：永久占地面积 900（30×30）m ² ，临时占地面积 10800（120×90）m ²
临时生活区及其它设施占地	/	7129m ²	荒地	均为临时占地
道路	300m ²	300m ²	荒地	
合计	1200m ²	18229m ²	/	19429m ²

9.公用及辅助设施

(1) 给水

通过罐车拉运。

(2) 排水

生活区设移动式环保厕所，施工结束后清运。

(3) 供电

项目区有供电管网。

(4) 道路

施工区域内有已建园区道路经过，拟建井就近修建临时道路与现有园区道路相接，路面为简易砂石路，路基宽度 6m，长度为 50m。

10.产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导名录》(2011年本,2013年修正),本工程属于鼓励类第七类“石油、天然气”中的第3类“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”,符合国家产业政策。

与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题:

呼图壁背斜位于南缘北天山山前拗陷第三排构造带的东端，被近东西向断裂分成上、下两盘，呼图壁气田位于断裂下盘，产气层为紫泥泉子组。呼图壁气田勘探工作始于 1952 年。1996 年 8 月 6 日，部署的预探井呼 2 井射开古近系紫泥泉子组 3588.5m~3591.5m 和 3602.5m~3608.5m 井段后，发生强烈井喷，喷出天然气，获得日产天然气 $78.3 \times 10^4 \text{m}^3$ ，日产凝析油 18.82m^3 的高产工业油气流，从而发现了呼图壁气田。1998 年 4 月该气藏投入开发，是新疆油田公司在准噶尔盆地南缘开发的第一个整装气田。

呼图壁气田经过 12 年衰竭式开发，气藏连通性好，压降幅度与天然气采出程度匹配较好，动态储量复核结果可靠程度较高。总体评价该气藏具有埋藏深、天然气储量规模大、储层物性好、边底水弱、以弹性气驱为主等基本特征。

呼图壁储气库按照新疆地区季节用气正常调峰和战略储备应急调峰的双重目标进行方案设计。

1) 季节用气正常调峰

呼图壁储气库正常调峰时作为季节用气调峰气库，以保证北疆地区用气为主，主要作用是调节季节性用气峰谷差，同时在冬季由储气库通过准噶尔输气管网来调配北疆地区各用气点气量，减少或停止从西二线向北疆供气的下载气量，从而保证向西二线下游用户冬季用气需要，起到间接调配西二线气量的作用。

2) 战略储备应急调峰

呼图壁储气库兼作西二线的战略储备应急气库，主要作用是当西二线天然气长输管线一旦发生故障、造成新疆及内地停气的局面时，气库内储存足够多的备用天然气，实现应急调度，保证西二线供气的连续性，确保管道下游地区的民用燃气和重要工业设施的用气需求。

针对气库工作气量能满足调峰和应急在极端情况下的双重需求，中国石油新疆油田分公司开发公司已于 2018 年 7 月开展了《呼图壁储气库调整工程》环境影响评价工作，并于 2018 年 9 月 21 日取得了关于《呼图壁储气库调整工程环境影响报告表》的批复文件（昌州环评【2018】55 号）。其工程量主要是完成新增 12 口井（11 口注采井，1 口监测井）的地面配套工程的建设。

但由于在实际工程开展工作时，11 口注采井中的 HUHVK3 井的位置发生改

变，因此针对 HUHWK3 井，中国石油新疆油田分公司开发公司委托我公司承担储气库井区 HUHWK3 井钻井工程环境影响评价工作。

1.1 原有项目基本情况

《呼图壁储气库调整工程》共新增 12 口井（11 口注采井，1 口监测井），井号分别为 HUHWK1（44°7'29.42"N、87°0'31.70"E）、HUHWK3（44°7'29.42"N、87°0'31.70"E）、HUHWK4（44°7'43.98"N、87°0'42.02"E）、HUHWK5（44°6'52.48"N、87°3'4.70"E）、HUHWK6（44°7'35.89"N、87°1'35.26"E）、HUHWK7（44°7'9.33"N、87°2'56.35"E）、HUHWK8（44°7'9.33"N、87°2'56.35"E）、HUHWK9（44°7'42.41"N、87°0'59.56"E）、HUHWK10（44°7'42.41"N、87°0'59.56"E）、HUHWK11（44°7'35.89"N、87°1'35.26"E）、HUHWK12（44°7'2.32"N、87°2'17.98"E）、HUKJ3（44°7'27.40"N、87°1'28.09"E）。新建 4 号集配站和应急抢险中心，均紧邻已建储气库集注站南侧（44°7'41.06"N、87°1'37.68"E）。

项目区区域位置见图 4。



图 4 项目区区域位置图

1.2 原有项目主要工程内容

主要建设内容包括钻前工程、钻井工程及相应地面配套设施等，工程主要建设内容见表 8。

表 8 工程建设内容一览表

名称	建设内容		建设规模及建设内容	
主体工程	钻前工程		单井井场永久占地面积为 30m×30m，2 井合建井场站点永久占地面积为 45×30m，单个井场临时占地不超过 120m×90m。	
	地面设施	钻井液循环设施	设置在井场靠近井口位置，控制钻井液注水和回用。	
		地面安全阀	防止突发事故，在管道爆裂或其他情况下控制钻井液注水。	
		井口控制面板	设置在井口，控制地面各安全阀门，防止突发事故。	
		防喷装置	设置在井口，用于防止地下承压水和深层油气喷出。	
辅助工程	井口基础		加固井口，方便其他配套设施安装。	
	临时性活动房		用于员工休息，设备材料安置等。	
	进场道路		简易碎石道路，平整压实。	
公用工程	供电		园区电网提供。	
	供水		钻井用水可通过罐车拉运。	
	供暖		工程冬季不施工，不涉及供热。	
环保工程	废气	施工扬尘	场区洒水抑尘。	
	废水	钻井废水	钻井循环携带出的泥浆固液分离后废水循环返回井下。	
		生活污水	生活区设移动式环保厕所，施工结束后清运。	
		井下作业废水	工程井下作业废水、废压裂液采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至新疆油田采油二厂污水处理站统一处理。	
	噪声	施工设备、钻井机械噪声	选用低噪声设备，安装基础减振垫，场区四周设围挡。	
	固废	施工固废		工程产生的废油用废油罐收集，在施工结束后废油交由克拉玛依博达环保科技有限公司回收处理。 钻井岩屑及废泥浆全部进入不落地无害化处理装置进行处理。
		生活垃圾		井场和生活区各设 1 个垃圾收集箱。
生态	绿化		施工结束后井场周边平整场地，自然恢复。	

1.3 污染防治措施落实情况及主要环境问题

《呼图壁储气库调整工程》于 2018 年 9 月 21 日取得了关于《呼图壁储气库调

整工程环境影响报告表》的批复文件（昌州环评【2018】55号）。目前本工程还未建设完毕，要求建设单位在项目建设和环境管理中认真落实批复中各项环保要求。

项目批复要求如下：

（一）做好施工期环境保护工作。项目施工前应制定施工期污染防治计划，加强施工期环境管理。物料定点堆放，散装物料运输和存放时应加盖篷布，确保施工扬尘达标排放，大风天气严禁产生扬尘作业；钻井过程中产生的废弃非磺化水基泥浆、岩屑必须经不落地收集系统处理，分离后钻井废水返回井下循环利用，固相经处理后满足《油气田钻井固体废物综合利用污染控制要求》（DB65/T3997-2017）后用于通井路修路、填坑、铺垫井场等；钻井过程中产生的生活污水不得乱排；生活垃圾及建筑垃圾集中收集处置；电动钻机和各类泵等高噪音设备应设置防震、消声装置，施工期间机械噪声必须达到《建筑施工厂界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）规定中有关标准；严格控制和管理车辆及重型机械的运行和施工范围，减少对土壤的扰动、植被破坏和减少水土流失。施工结束后做好扰动区域地表恢复。

（二）严格落实大气污染防治工作。油气集输过程产生的烃类挥发必须达到《大气污染物综合排放标准》（GB18596-2001）无组织排放监控浓度限值 $4\text{mg}/\text{m}^3$ ；应急抢险中心内天然气锅炉烟气排放必须达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建锅炉污染物特别排放限值要求。鼓励氮氧化物执行 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 北京地方排放标准。

（三）强化废水治理措施落实。项目生产运营期产生的气藏采出水送至新疆油田采油二厂51号原油处理站污水处理站统一处理，处理后出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注入地层；加强储存容器的日常管理和保养，避免甲醇的跑冒滴漏现象；应急抢险中心内餐饮废水经隔油处理后与生活废水一并排入下水管网，进入高新区污水处理厂处理。

（四）强化噪声污染防治措施。项目运营期间，应选用低噪声的生产设备，采取厂房隔声、基础减震、消声等措施后，厂界噪声应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中3类区标准限值。

（五）做好固体废物综合利用和处置工作。项目清管废渣和含油污泥属于危险废物，危险废物转移需符合《危险废物转移联单管理办法》要求，并委托有资质的单位处置。

（六）建设单位应按照《报告表》中提出的风险防范措施逐条落实，编制突发环境事件应急预案，报环保部门备案，并严格贯彻执行。

建设项目所在地自然环境社会环境简况

自然环境简况（地形、地貌、地质、气候、气象、水文、植被、土壤等）：

1.地理位置

昌吉高新区行政界线东起乌伊公路（G312 国道乌鲁木齐至伊宁段）49km 处，西至洪沟（昌吉市与呼图壁县行政界线），南距 312 国道以南 1km 处，北为 S201 线（省道榆树沟至克拉玛依—榆克公路）。东西长 12km，南北宽 4.7km，总面积 34km²。昌吉高新区距乌鲁木齐国际机场 32km，距昌吉火车站 27km，西距石河子 100km。

本工程位于昌吉国家高新技术产业开发区，中心坐标北纬 44°07'8.76083"、东经 87°0'47.827"。

2.自然环境概况

2.1地形、地貌

高新区地形总体上呈南高北低走势，地形总体比较平缓，南侧地面标高最高为 572m，北侧地面标高最低为 534.27m，南北高程差 37.73m，坡度基本小于 2%。片区自西向东有三个大的雨水冲沟（最西端冲沟为昌吉市与呼图壁县行政界线）。

项目区所在地在地貌上属于山前冲洪积倾斜平原的下部，地形由东南微倾向西北，海拔高度 554~560m，场地地势平坦，微地貌变化不大。

本工程所在区域地势平坦，属于平原地形。

2.2工程地质

高新区位于三屯河与呼图壁河之间、冲洪积扇中部，处于砾石带和细土带交接部位，故地质结构、地层岩性及水文地质条件均有较大和较快的变化。高新区工程地质条件为：高新区东部与南部覆盖着 10~30m 的具有大孔性的黄土状亚粘土，属 I（轻微）级非自重湿陷性土，中间夹有小于 1m 的细砂带或细砂透镜体，该区域地面平整，由南向北倾斜，平均坡度为 1%，地下水位埋深大于 20m，承载力为 150~180KPa。高新区西北部地形起伏较大，大孔性的黄土状非自重湿陷性亚粘土

厚度在几十公分至 10m 之间，个别地段砾砂、圆砂及卵砾石等直接出露地表，地基的强度在 180~300KPa 之间。昌吉国家高新技术产业开发区地震区划为六度区，七度设防。

2.3 水文及水文地质

2.3.1 水文

根据《新疆昌吉工业高新区水资源调查评价报告》及现场实地勘察调查，高新区也包含本项目区内无地表水体。高新区上游目前已建成水库二座：一是三屯河水库总库容 $2600 \times 10^4 \text{m}^3$ ；二是距高新区南约 50km 的努尔加水库，总库容为 $6885 \times 10^4 \text{m}^3$ ，该水库建设主要是与三屯河水库共同承担三屯河的“高水高用”，可控制三屯河 3.58 亿 m^3 的径流量，将从 500m 高程以下置换出 1 亿 m^3 水量用于 500m 高程以上区域的昌吉市城市生活、工业和农业灌区供水。

本工程所在区域无天然地表水体，与头屯河、三屯河及三屯河水库、努尔加水库均无直接水力联系。

2.3.2 水文地质

高新区内大厚度的第四纪堆积物，为地下水的贮存、运移提供了良好的空间，其中埋藏着丰富的孔隙潜水和承压水，其地下水的形成及埋藏分布规律，受控于该区地质构造，第四纪地层、地貌、岩性及气象水文条件。高新区坐落于三屯河冲洪积扇中下部，为多层结构的混合水含水层分布区。

三屯河冲洪积扇区自扇顶到扇缘水文地质分带规律很明显，地下水的埋藏及含水层分布有明显的纵向递变规律，山前隐伏断裂构造控制和影响着出山口后地下水的埋藏深度。地下潜水的埋深自扇顶向扇缘方向逐渐变浅；含水层也由单一结构的大厚度结构松散的卵砾石、砂卵砾石潜水含水层过渡为多层结构中厚度结构较致密、含不连续亚砂土、亚粘土隔水地层的混合含水层；到冲洪积扇中下部，含水层厚度向扇缘方向继续变薄，隔水层增多，且结构致密、岩层连续，该处含水层以承压含水层为主。

高新区南部，地下水埋深在 26.4~27.8m 之间；高新区中部地下水埋深在 33.2~35.5m 之间。钻孔揭露地层深度 150m 以内含水层厚度为 72m 左右，含水层岩性以砂砾石为主，多层结构；高新区北部地下水埋深在 26.1~31.6m 之间，钻孔揭露地层深度 200m 以内含水层厚度为 52m 左右，含水层岩性以砾石、砂砾石为主，多层

结构；高新区东部地下水埋深在 33.8~36.3m 之间，钻孔揭露地层深度 200m 以内含水层厚度为 41~120m 不等，含水层岩性以砾石、砂卵砾石为主，多层结构；高新区西部地下水埋深在 23.4~28.0m 之间，地层深度 100m 以内钻孔揭露含水层厚度为 55m 左右，含水层岩性以粉细砂为主，多层结构。

根据《新疆昌吉工业高新区水资源调查评价报告》规划区地下水埋深在 23~36m 之间，西南部埋深较小，东北部埋深较大，中部埋深也较大，地层深度 200m 以内含水层厚度大于 40m，少于 120m，含水层岩性以砂砾石为主，多层结构，富含潜水及承压水，属混合型含水层组。根据计算，规划区地下水水源可开采量为 $1000 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a} \sim 1200 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，即 $2.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d} \sim 3.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

据高新区地下水等水位线图，高新区内地下水流向为 SW 至 NE 方向，与高新区南边界基本垂直，区外地下水顺含水层通道，沿地下水流向侧向补给区内地下水。区外地下水补给源及补给方式主要表现为：三屯河、呼图壁河水流经山前第四纪松散沉积物时大量渗漏，成为扇区地下水主要补给来源，其补给有以下三种方式：一是侧向补给：丘陵地带及三屯河、呼图壁河河床中出露中、下更新统半胶结冰水沉积砂岩、砂砾岩与砂质泥岩互层，砂岩、砂砾岩具有一定的透水性，当河水流经该区段时，大量渗漏形成孔隙裂隙水，再通过山前隐伏断裂从深部直接补给扇区地下水；二是垂直补给：从两河山区水库至渠首站之间，河流流经全新统松散的卵石砾石层，以垂直渗漏方式大量补给地下水；三是渠系渗漏：遍布山前倾斜平原的各级引水系统，几乎将两河所有的河水引入各灌区，在引水过程中，渠系的渗漏也是扇区地下水的补给来源之一。

本工程所处区内地下水埋深为 33.8~36.3m，含水层厚度 41~120m，含水层由砾石、砂、卵石组成。

2.4 气候、气象

昌吉市地处天山北麓，准噶尔盆地南缘的平原区，为温带大陆性干旱气候类型。其主要特点是：冬冷夏热，气温年较差、日较差大，春、秋温度变化剧烈；降水较少，年际变化不大；春、夏多大风，冬季多阴雾，低碎云天气，冻土深厚。具体气象资料引用《新疆昌吉高新技术产业开发区总体规划环境影响报告书》20 年统计数据。

主要气象参数为：

年平均气温:	8.9℃
历年极端最低气温:	-26.2℃
历年极端最高气温:	43.5℃
历年月平均最低气温:	-27.8℃
历年月平均最高气温:	34.1℃
年平均气压:	952.9hpa
无霜期:	160~170d
年平均降水量:	214.6mm
年最大蒸发量:	1672.4mm
相对湿度:	60.1%
日照参数:	63%
年平均风速:	2.1m/s
年主导风向	西南 (SW) 风
最大冻土深度:	150cm
地震烈度:	7 度

3.昌吉高新技术产业开发区概况

3.1功能定位

昌吉高新技术产业开发区功能定位：中国西部地区重要的新兴工业城市之一；新疆天山北坡经济带重要的先进制造业中心。

3.2产业方向

产业方向从昌吉市已经形成具有优势产业群工业结构出发，高新区优先发展的产业是：食品和农副产品加工、机电产品、非金属制品、精细化工、机械制造、建材制造。

3.3公用及环保工程规划情况

3.3.1 道路

高新区位于 312 国道交通走廊上，也是新疆东部和西部联系的必经之地，因此昌吉国家高新技术产业开发区路网规划要考虑与 312 国道及呼昌公路的衔接和协调。

主干道：昌吉国家高新技术产业开发区内主干道分为干线性主干道和普通主干道，干线性主干道红线宽 65m，走向基本与 312 国道平行。普通主干道红线宽 43m，机动车道宽 16m，为联系各功能区之间的道路。南北向主干道近期与 312 国道采用平行交叉方式，通过信号灯控制车辆出入，昌吉国家高新技术产业开发区形成一定规模时，部分交叉口可改造为立体交叉方式通行。干道路网间距约为 1600~1800m。

次干道：为保证路网系统的完整，可达性、互补性强，与主干道一起提供最为便捷的交通保障，最大限度的发挥道路网的作用。昌吉国家高新技术产业开发区内次干道红线宽度 24m，机动车道宽 10m，路网间距为 600~700m。

3.3.2 给水

根据昌吉国家高新技术产业开发区总体规划，目前有一个供水厂，给水水源由高新区地下水系统内部挖潜调配解决，规划最高日用水量为 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，覆盖面积约 34km^2 。近期供水厂二期已在建设规划中。为进一步满足园区用水需求，远期规划是五到十年由位于高新区南面三屯河上游 50km 处的新建努尔加水库引水解决。

3.3.3 排水

目前昌吉国家高新技术产业开发区内有污水处理厂 2 座。

海天污水处理厂位于昌吉高新技术产业开发区西北角，总占地面积 193 亩，总处理规模 12 万 m^3/d ，其中一期建设规模 3 万 m^3/d ，占地 63 亩。2013 年底建投产使用。污水处理采用“预处理段（两级格栅+曝气沉砂池+事故池）+ A_2/O 脱氮除磷生化池+二沉池+芬顿反应池+絮凝沉淀池+紫外线消毒”工艺，主要建设内容为粗细格栅渠、提升泵房、曝气沉砂池、 A_2/O 生化池、二沉池、芬顿反应池、絮凝沉淀池、紫外线消毒渠、污泥均质池、办公楼等。具体流程为污水重力流经粗格栅去除大颗粒悬浮物，初步分离后进入集水井，经潜污泵提升进入细格栅进一步去除小颗粒悬浮物，粗细格栅截留下来的垃圾外运至垃圾场。污水经细格栅进入平流曝气沉砂池进行砂水分离，同时去除悬浮物，分离出的砂水混合液经螺旋砂水分离器装置提升脱水去除污水中的砂石，砂干化后外运。沉砂池出水进入厌氧池进行厌氧分解提高可生化性，之后进入生化反应池进行有氧处理，通过好氧微生物降解污水中的有机物无机物及 COD。处理过的污水进入二沉池进行沉淀，通过吸泥机把底部污泥排至污泥回流井，污泥回流井中的污泥排至集泥池进行脱水处理或对生化池进

行污泥补充。上清液进入芬顿反应池，在 pH3~3.5 的水体中投加亚铁氧化处理和双氧水进行氧化处理，进一步去除污水的 COD。上清液进入絮凝沉淀池，加碱进行中和处理后投加絮凝剂混凝剂去除污水中的悬浮物，通过吸泥机排至集泥池进行脱水处理外运。上清液进入在线消毒渠通过紫外光源杀灭污水中的细菌，最终达标排放。设计进水水质：pH=6~9、COD_{Cr} 500mg/l、BOD₅ 300mg/l、SS 400mg/l、氨氮 40mg/l、总磷≤5mg/l；出水可达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中一级 B 标准，即 pH=7~8、COD_{Cr}≤60mg/l、BOD₅≤20mg/l、SS≤20mg/l、氨氮≤8（15）mg/l、总磷≤1mg/l。

3.3.4 供热规划

根据昌吉国家高新技术产业开发区总体规划，目前现有三个集中热源：①金源热力，总热负荷为 120t/a；②明德热力，总热负荷为 70t/a；③顺涛益华热源厂，总热负荷为 80t/h。其中：金源热力主要担负启动区及中部综合组团的生活、生产热负荷；明德热力主要担负西侧工业组团及部分中部综合组团的生活、生产热负荷；顺涛益华热源厂主要担负南区企业和北区岐峰农机的供热。

3.3.5 用电规划

昌吉国家高新技术产业开发区内负荷主要为工业用电、仓储用电、公共设施用电及其他用电，其中工业用电占主要部分。通过测算昌吉国家高新技术产业开发区远期电力负荷预测为 36.7 万 KW。

目前昌吉国家高新技术产业开发区有 2 个变电站，一个为 36MVA 用电负荷的明德变电站，另一个是分布在建材区的榆树沟变电站。为进一步满足高新区用电负荷量，规划建设一座 220KV 的变电站。

3.3.6 绿化与环卫设施

（1）绿化

昌吉高新技术产业开发区总绿地率达 25%以上，主干道道路绿地率 40%以上，次干道绿地率 25%以上。各产业区块的绿地率不小于 15%，并尽量提高至 30%，生产装置有特殊要求的除外。

规划昌吉国新技术产业开发区总绿地面积 9.01km²；其中公共绿地面积 2.50km²，生产防护绿地面积 6.51km²。昌吉国家高新技术产业开发区总绿地面积占高新区总用地面积的 26.5%。

(2) 环卫设施

目前昌吉高新技术产业开发区内设置环境卫生垃圾箱。高新区环卫机构负责区域的环境卫生工作，环卫工作人员为 50 人。

环境质量状况

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

1.大气环境质量现状调查及分析

1.1 工程所在区域达标判断

2017年，昌吉市PM₁₀年均浓度为97μg/m³，占标率138.57%；PM_{2.5}年均浓度为67μg/m³，占标率191.43%；SO₂、NO₂年均浓度分别为18μg/m³和45μg/m³，占标率分别为30%，112.5%。CO日均值第95百分位数浓度为3mg/m³，O₃日最大8小时滑动平均第90百分位数浓度为130μg/m³，占标率分别为75%，81.25%。达标区判定结果详见表9。

表9 昌吉市环境空气质量达标区判定结果

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	18μg/m ³	60μg/m ³	30%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	45μg/m ³	40μg/m ³	112.5%	超标
PM ₁₀	年平均质量浓度	97μg/m ³	70μg/m ³	138.57%	超标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	67μg/m ³	35μg/m ³	191.43%	超标
CO	24小时平均第95百分位数	3mg/m ³	4mg/m ³	75%	达标
O ₃	日最大8小时滑动平均值的第90百分位数	130μg/m ³	160μg/m ³	81.25%	达标

根据分析结果可知，昌吉市NO₂、PM₁₀和PM_{2.5}浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值。因此项目所在区域为不达标区。

1.2 特征污染物的环境质量现状评价

本工程位于昌吉国家高新技术产业开发区，属于非城市建成区，参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），本次引用《呼图壁储气库调整工程环境影响报告表》中的环境空气质量现状监测数据作为评价本工程区环境空气质量现状的类比分析

数据。“呼图壁储气库调整工程”工程区包含本工程区，且监测数据具有时效性，因此该工程环境空气质量现状监测数据可反映本工程区环境空气质量现状。

(1) 监测项目

非甲烷总烃。

(2) 监测点位

监测点位共 2 个。具体监测点位详见图 5。

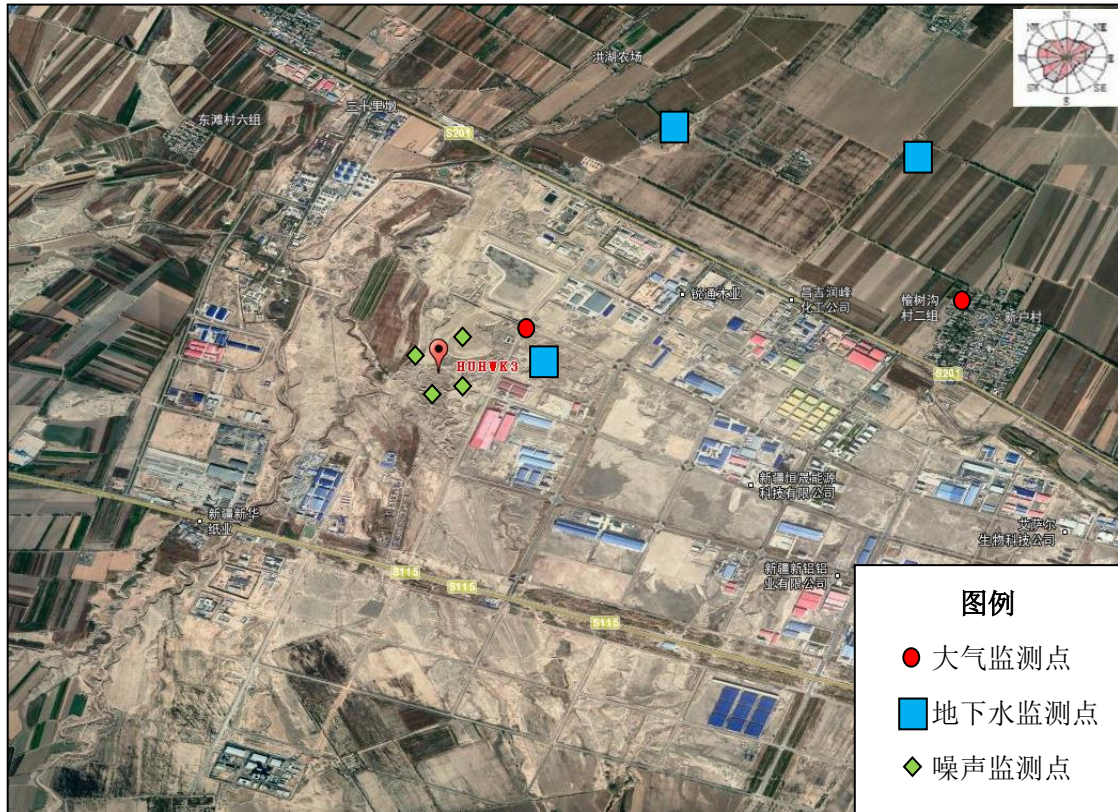


图 5 监测点位布点图

(3) 监测时间及监测频率

监测时间：2018 年 7 月 17 日-2018 年 7 月 23 日。

(4) 采样分析方法

采样分析方法详见表 10。

表 10 大气污染物采样分析及依据

序号	监测项目	分析方法	依据	检出限
1	非甲烷总烃	直接进样-气相色谱法	HJ/T38-1999	0.04mg/m ³

(5) 评价标准

非甲烷总烃参考《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D 中 TVOC 指标, 以 1200μg/m³ (将 8 小时浓度值 600μg/m³ 换算成 1 小时浓度值 1200μg/m³) 作为环境质量标准限值。

(6) 评价方法

本评价采用占标率评价大气污染物在评价区域内的环境质量现状, 计算公式如下:

$$I_i = (C_i / C_{i0}) \times 100\%$$

式中: I_i —某种污染物的占标率;

C_i —某种污染物的实际监测浓度, μg/m³;

C_{i0} —某种污染物的环境空气标准浓度, μg/m³。

具体评价结果见表 11。

表 11 大气环境质量现状及评价结果

监测点位	污染物名称	小时值范围 (μg/m ³)	标准值 (μg/m ³)	最大浓度占标率 (%)	超标率 (%)	达标情况
项目区所在区域	非甲烷总烃	370~930	1200	46.5	0	达标
项目区下风向		440~690		34.5	0	达标

由上表可以看出, 评价区域环境空气质量中非甲烷总烃满足《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中 TVOC 指标要求。

2.地下水环境现状调查及分析

本次区域地下水质量现状调查采用引用资料的方法, 具体指标引用中煤科工集团重庆设计研究院有限公司编制的《呼图壁储气库危险废物临时储存场所建设工程环境影响报告表》现状监测数据。

2.1 评价标准

《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。

2.2 评价方法

采用标准指数法,按《地下水质量标准》(GB/T14848—2017)中III类标准进行评价。评价模型为:

$$S_{i,j}=C_{i,j}/C_{si}$$

式中: S_i —某污染物的标准指数(无量纲);

C_i —某污染物的实测浓度, mg/L;

C_o —某污染物的评价标准值, mg/L。

PH的评价方法略有不同,其公式为:

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

$$pH \geq 7.0 \text{ 时, } S_{pH} = (pH - 7.0) / (pH_{su} - 7.0)$$

式中: S_{pH} ——pH的标准指数(无量纲);

pH_{sd} ——标准中的pH值的下限值(6.5);

pH_{su} ——标准中pH值的上限值(8.5)。

2.3 监测时间

本工程于2017年7月10日进行了一期监测。

2.4 监测点位

本次评价在项目区共布设3个地下水监测点,分别为拟选场址区域(1#,东南侧0.7km)、拟选场址下游(2#,北侧2.9km;3#,东北侧3.3km)。监测点位见图5。

2.5 评价结果及分析

监测及评价结果见表12。

表 12 地下水质量现状监测与评价结果 单位: mg/L (pH 无量纲)

序号	监测项目	III类标准	1#东南侧地下水井		2#北侧地下水井		3#东北侧地下水井	
			监测结果	标准指数	监测结果	标准指数	监测结果	标准指数
1	PH	6.5~8.5	8.03	0.69	7.57	0.38	7.92	0.61
2	总硬度	≤450	158	0.35	245	0.54	119	0.26
3	石油类	≤0.05	<0.05	<1.00	<0.05	<1.00	<0.05	<1.00
4	溶解性总固体	≤1000	416	0.42	540	0.54	307	0.31
5	高锰酸盐指数	/	0.50	/	0.64	/	0.43	/
6	氨氮	≤0.5	0.02	0.04	0.02	0.04	0.02	0.04
9	六价铬	≤0.05	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08	<0.004	<0.08
11	汞	≤0.001	<0.0001	<0.10	<0.0001	<0.10	<0.0001	<0.10
12	钾	/	2.46	/	3.17	/	2.24	/
13	钙	/	50.1	/	74.2	/	37.6	/
14	钠	/	87.6	/	76.5	/	54.9	/
15	镁	/	6.71	/	12.0	/	5.93	/
16	碱度 (CO ₃ ²⁻)	/	<0.5	/	<0.5	/	<0.5	/
17	碱度 (HCO ₃ ⁻)	/	93.3	/	110	/	98.9	/
18	硫酸盐	≤250	102	0.41	146	0.58	76.0	0.30
19	氯化物	≤250	91.3	0.37	95.1	0.38	36.6	0.15
20	铅	≤0.01	<0.01	<1	<0.01	<1	<0.01	<1
21	镉	≤0.005	<0.001	<0.20	<0.001	<0.20	<0.001	<0.20
22	总大肠菌群	≤3个/100L	未检出	/	未检出	/	未检出	/

项目所在区域各监测指标满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类标准。

3.声环境现状调查与评价

3.1 调查范围

噪声环境现状调查范围为项目边界外 1m 处。

3.2 监测时间

本工程于 2019 年 1 月 23 日-1 月 24 日进行监测。

3.3 监测方法和监测点位布设

本工程依照《声环境质量标准》(GB3096-2008) 进行环境现状监测。

3.4 评价标准

本项目区采用《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 3 类声环境功能限值，标准见表 13。

表 13 《声环境质量标准》(GB3096-2008)

标准类别	昼间 (dB)	夜间 (dB)
3	65	55

3.5 监测及评价结果

监测结果如表 14 所示：

表 14 噪声监测结果

监测时间	监测点位	噪声点方位	噪声值 Leq (dB)		评价标准		评价结果	
			昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
2019.01.23- 2019.01.24	1	1#项目区东侧场界 1m 处	43.2	40.7	65	55	达标	达标
	2	2#项目区南侧场界 1m 处	42.9	40.2			达标	达标
	3	3#项目区西侧场界 1m 处	43.0	40.7			达标	达标
	4	4#项目区北侧场界 1m 处	42.7	40.5			达标	达标

从噪声监测结果表 14 中可以看出，项目区井位外场界 1m 处昼间和夜间噪声监测值均达到了《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 3 类标准限值要求。

主要环境保护目标（列出名单及保护级别）：

本工程周围无自然保护区、风景名胜区、水源保护区、固定集中人群等敏感区；自然保护目标方面，主要为原生植被，相关保护级别如表 15 所示。

表 15 区域环境保护目标一览表

保护要素	保护对象	数量及规模	保护级别
大气	区域大气环境	/	《环境空气质量标准》GB3095-2012 二级
地下水	区域地下水	/	《地下水质量标准》GB/T14848-2017III 类
声	区域声环境	/	《声环境质量标准》GB3096-2008 3 类

评价适用标准

<p>环 境 质 量 标 准</p>	<p>1.《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准,对于其中未作出规定的非甲烷总烃参考《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录D中TVOC指标要求。</p> <p>2.《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III类标准。</p> <p>3.《声环境质量标准》(GB3096-2008)3类标准值。</p>
<p>污 染 物 排 放 标 准</p>	<p>1.《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)颗粒物无组织排放1.0mg/m³限值;</p> <p>2.《建筑施工场界环境噪声排放标准》(CB12523-2011);</p> <p>3.《大气污染物综合排放标准》(GB18596-2001)无组织排放监控浓度限值4.0mg/m³;</p> <p>4.《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599—2001)及修改单;</p> <p>5.《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)。</p>
<p>总 量 控 制 指 标</p>	<p>工程在钻井过程中有极少量总量控制类污染物排放,钻井施工结束后,其排放随之停止。因此布设总量控制指标。</p>

建设项目工程分析

工艺流程简述（图示）：

1.工艺流程及产污环节

本工程主要工艺包括井场及井场道路建设、钻井、测试、完井。

项目工程工艺和产污环节图见图 6。

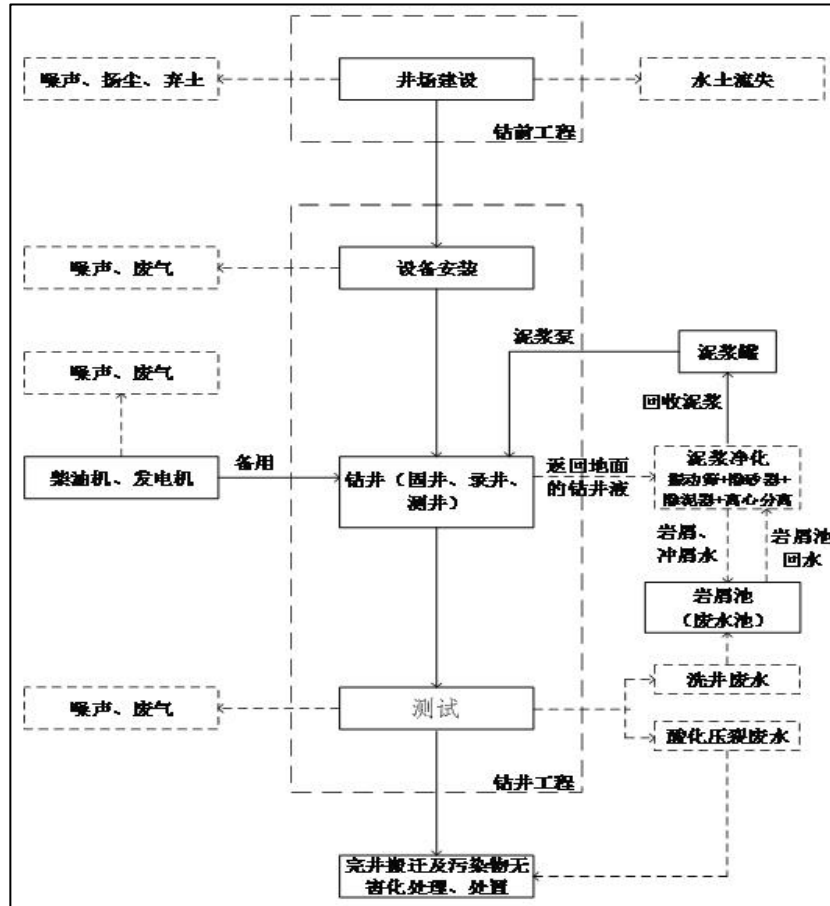


图 6 钻井工程工艺流程及产污工序图

工艺说明：

钻井作业可分为三个阶段：钻前准备、钻进、固井与完井。

1) 钻前准备主要包括：修建进场道路、平整井场、循环系统及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备、泥浆池修建、清污分流系统以及活动房布置等。

2) 钻进施工：钻进是破岩和加深井眼的过程，包括首次钻进和再次钻进。首次钻进是指埋设导管后(导管在首次开钻时起引导钻头下钻和作为钻井液出口作用)、下表层套管前的第一次钻进。再次钻进指封表层套管固井后的各次钻进。

3) 固井与完井：固井就是在已钻成的井眼内下套管，然后在套管与井眼间的环形空间内注入水泥浆，将套管和地层固结成一体的工艺过程，从而防止井眼的坍塌，形成永久的油气通道，防止地下各层流体的互窜。固井后，对固井质量进行检查(试压和测井)。

4) 污染物无害化处理：完井后在井口装上采气树，其余设备将拆除搬迁，同时对钻井作业中的废水、钻井岩屑、废弃泥浆等进行无害化处理。

主要污染工序:

钻井作业主要污染工序

由于本工程钻井过程中使用电动钻机,因此钻试工程开发期主要污染物为:测试放喷废气、钻井废水、岩屑、废弃泥浆。

1.1 废气

测试放喷采用空中灼烧降低废气的毒性。放喷废气通过燃烧后进行排放,燃烧后转化成水和二氧化碳。测试其放喷速率低于井喷失控放喷,工程放喷池内壁由混凝土砌成,外侧设有钢筋水泥墙及钢板。

本次评价认为,在严格执行《石油天然气钻井、开发、储运、防火防爆安全生产技术规程》(SY5225-2012)关于放喷池选址要求及放喷撤离要求的前提下,本工程测试放喷废气不会对周围环境和工作人员的健康产生明显不利影响。

1.2 废水

钻井期产生的钻井作业废水,测试期的压裂废水。

(1) 钻井作业废水

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物,其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关,其中的污染物有悬浮物、COD等,其水质有如下几个特征:

*pH值高,多在8.5~9.0之间;

*有机、无机污染物含量高。因钻井液中含有多种钻井液添加剂,混入钻井废水中造成其较高的COD浓度;

*悬浮物含量高。钻井废水中的悬浮物含量多在2000~2500mg/L以上,其中包括钻井液中的胶态粒子(主要是膨润土及有机高分子处理剂)、粘土、加重剂材料、分散的岩屑、泥砂等。

根据呼图壁气田原有钻井情况,平均单井钻井废水产生量约为500m³。本工程新钻井1口,钻井废水产生量共计为500m³。钻井废水循环携带出井口,在地面经振动筛分离出来,岩屑进入钻井液不落地系统,分离后的钻井废水进行泥浆系统。

(2) 压裂废水

根据《第一次全国污染源普查方案》环境统计结果,废压裂液产生量为50.1m³/井次,废酸化液产生量为18.6m³/井次,洗井工业废水产生量为27.13m³/井次,井

下作业废水中污染物浓度情况见表 16。

表 16 井下作业废水水质

污染物	SS	COD	石油类	挥发酚	硫化物
浓度 (mg/L)	1000~2000	160~2600	<200	0.1~0.2	0.2~0.3

测试期需要使用压裂液，根据井下实际情况按比例配比，本工程采用清洁环保型的水基压裂液，产生废压裂液约为 50.1m³，废酸化液产生量为 18.6m³，洗井工业废水 27.13m³，工程共产生井下作业废水 95.83m³。油田公司要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至新疆油田采油二厂 51 号原油处理站内污水处理站统一处理。

本工程现场不设置生活区，饮食由值班车运送，作业人员在市区住宿，工程现场仅新建移动式环保厕所，定期清掏用于周边绿植肥料，故不考虑生活废水。

1.3 固体废物

开发建设过程中固体废弃物主要为钻井作业时产生的废弃泥浆、岩屑及施工过程中产生的生活垃圾。

(1) 废弃泥浆

废弃钻井泥浆是钻井过程中无法利用及完工后弃置于废泥浆池内的钻井液。钻井泥浆的产生量随井深和井径而变化，并与泥浆循环利用率有关。本工程平均单井钻井泥浆消耗量约为 350m³，泥浆循环利用率在 90%以上，回用率在 60%以上，单井废弃钻井泥浆产生量约为 140m³，完钻 1 口井后，将产生废弃钻井泥浆 140m³。

(2) 岩屑

钻井过程中，岩石被破碎成岩屑，经过地面的振动筛分离，放置在井场。岩屑的排放量可按下式计算：

$$W = \frac{1}{4} \times \pi \times D^2 \times 50\% \times h$$

式中：W——井场岩屑排出量，m³；

D——井的直径，m；

h——井深，m。

根据本工程钻井设计参数，平均每口井产生岩屑约 235m³，完钻 1 口井后，将产生岩屑 235m³。岩屑采用随钻不落地技术进行处理。

计算得知：本工程共产生钻井泥浆 140m³，钻井岩屑约 235m³，根据目前新疆油田分公司对钻井工程的要求，采用泥浆不落地系统。本工程委托新疆基蓝石油科技有限公司，对非磺化水基泥浆和磺化水基泥浆采用泥浆不落地系统。钻井废弃泥浆、岩屑采用泥浆不落地装置进行分离。分离后的剩余泥浆由钻井公司回收处理后再利用，不外排。根据新环办发[2018]20 号《关于含油污泥处置有关事宜的通知》可知，分离出的岩屑须满足《油气田钻井固体废物综合利用及污染控制技术要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，可用于油气田勘探区内通井路修路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

(3) 生活垃圾

本工程作业人数在各阶段有所不同，生活垃圾按每人每天 0.5kg 计算，施工过程中生活垃圾产生量情况详见表 17。

表 17 本工程单井生活垃圾统计一览表

序号	阶段	人数（人）	天数（天）	生活垃圾产生量（t）
1	钻井阶段	60	161	4.83
2	测试阶段	2	20	0.02
3	合计			4.85

由表 17 可知，本工程单井作业过程中生活垃圾产生量为 4.85t，交由环卫部门统一拉运。

1.4 钻井噪声

钻井过程中的噪声源主要是钻机和各类泵的噪声。

噪声排放情况见表 18。

表 18 钻井期噪声排放情况

位置	噪声源	声源强 dB (A)
井场	钻机	100~110
	泥浆泵	95~100

项目主要污染物产生及预计排放情况

内容 类型	排放源 (编号)	污染物 名称	处理前产生浓度及产 生量 (单位)	排放浓度及 排放量 (单位)
大气 污染物	测试防喷废气	水和二氧化碳	/	/
水 污 染 物	钻井作业废水 (500m ³ /a)	COD SS 石油类	13000mg/L 6.5t 1000mg/L 0.5t 50mg/L 0.025t	0
	压裂废水 (95.83m ³ /a)	COD SS 石油类	2600mg/L 0.25t 2000mg/L 0.19t 200mg/L 0.02t	2600mg/L 0.25t 2000mg/L 0.19t 200mg/L 0.02t
固 体 废 物	废弃钻井泥浆		140m ³	140m ³
	岩屑		235m ³	235m ³
	生活垃圾		4.85t	4.85t
噪声	噪声污染源主要为施工期各类钻井机械，源强 95~110dB(A)			

主要生态影响（不够时可附另页）

根据工程分析，拟建工程对生态环境的影响主要在施工期，表现为建设站场、构筑物等工程活动对土壤及植被的破坏、占用土地、改变土地利用性质等。

1.占地影响

本工程建设活动扰动、占用土地主要为钻井井场占地。各项施工活动扰动、占压土地情况见表 19。由表中可以看出，施工活动预计总扰动面积 19429m²。

表 19 工程占地情况一览表

项目	永久占地	临时占地	用地类型	备注
井场	900m ²	10800m ²	荒地	其中：永久占地面积 900（30×30）m ² ，临时占地面积 10800（120×90）m ²
临时生活区及其它设施占地	/	7129m ²	荒地	均为临时占地
道路	300m ²	300m ²	荒地	
合计	1200m ²	18229m ²	/	19429m ²

由表 19 可知，本工程将扰动、占用荒地面积约 19429m²，未占用耕地，因而从总体上讲，本工程不会对占地类型产生影响。

2.植被影响

地面工程施工过程，由于开挖、机械与车辆碾压、人员践踏等影响，将使施工范围内的植被遭到破坏，使植物赖以生长的土壤环境受到扰动，待工程结束后，经过一定时间，可以恢复原有生产能力。

3.土壤影响

本工程建设活动对土壤环境的影响主要表现在以下几个方面：

（1）破坏土壤原有结构。土壤上层的团粒结构一旦破坏，将需要长时间的培育才能恢复和发展。

（2）改变土壤质地。上层和下层土壤的质地不尽相同，开挖改变了土壤层次和质地，影响土壤的发育，使土壤生产力下降。

(3) 影响土壤的紧实度：土壤紧实度是表征土壤物理性质的指标之一。在开挖部位，表现为施工机械对土壤的破坏，而在施工机械作业中，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，土体过于紧实不利于植物的生长。

4.对动物的影响

正常施工活动会对当地活动的野生动物产生干扰。项目区内野生动物以啮齿类、爬行类和鸟类为主。鸟类会自动逃离人群活动区，远离施工场所，小型啮齿类和爬行类动物的部分栖息地有可能因地处施工场所而遭受破坏，但这类动物的适应能力极强，很快会在附近建立新的栖息地。工程建设施工完毕，人员和机械撤离后，这些动物仍然会回到原区域活动，并能逐渐适应来往车辆的影响。

因大型野生动物栖息生境不在本评价区内区域内，其它小型种类又能很快适应并重建新栖息地。因此，在正常作业条件下，工程建设对当地野生动物的栖息分布影响较小。

环境影响分析

环境影响分析及防治措施：

本工程主要包括钻井、油气测试、完井。

1. 大气环境影响分析及污染防治措施

1.1 大气环境影响分析

(1) 燃料燃烧废气影响

由于本工程钻井过程中使用电动钻机，因此不存在燃料燃烧向大气排放废气污染物。同时也不用设置大气环境保护距离。

根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)和《石油天然气钻井，开发，储运防火防爆安全生产技术规程》(SY5225-2005)，气井与四级以上场站、储罐、厂矿企业的安全防火间距为 40m，与 100 人以上的居民区、村镇安全防火间距为 45m。本工程四周 45m 范围内无敏感目标，满足上述规范提出的安全防火间距要求或本工程安全评价要求。

(2) 测试防喷废气

测试放喷采用空中灼烧降低废气的毒性。放喷废气通过燃烧后进行排放，燃烧后转化成水和二氧化碳。测试其放喷速率低于井喷失控放喷，工程放喷池内壁由混凝土砌成，外侧设有钢筋水泥墙及钢板。本工程测试放喷废气不会对周围环境和工作人员的健康产生明显不利影响。

(3) 施工扬尘的影响

地面工程建设过程中将会产生一定量的扬尘。施工扬尘主要集中在土建施工阶段，按起尘的原因可分为风力起尘和动力起尘，其中风力起尘主要是由于露天堆放的建材（如水泥、石灰、砂子等）及裸露的施工区表层浮尘由于天气干燥及大风，产生风力扬尘；而动力起尘，主要是在建材的装卸、搅拌过程中，由于外力而产生的尘粒再悬浮而造成，其中施工及装卸车辆造成的扬尘最为严重。据文献资料介绍，车辆行驶产生的扬尘占总扬尘的 60%以上。车辆行驶产生的扬尘，在完全干燥情况下，可按下列经验公式计算：

$$Q = 0.123(V/5)(W/6.8)^{0.85}(P/0.5)^{0.75}$$

式中：Q——汽车行驶的扬尘，kg/km·辆；

V——汽车速度，km/hr；

W——汽车载重量，吨；

P——道路表面粉尘量，kg/m²。

表 20 为一辆 30t 卡车，通过一段长度为 1km 的路面时，不同路面清洁程度，不同行驶速度情况下的扬尘量。

表 20 在不同车速和地面清洁程度的汽车扬尘 单位：kg/辆·km

P 车速	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	1
	(kg/m ²)	(kg/m ²)	(kg/m ²)	(kg/m ²)	(kg/m ²)	(kg/m ²)
5(km/hr)	0.051056	0.085865	0.116382	0.144408	0.170715	0.287108
10(km/hr)	0.102112	0.171731	0.232764	0.288815	0.341431	0.574216
15(km/hr)	0.153167	0.257596	0.349146	0.433223	0.512146	0.861323
25(km/hr)	0.255279	0.429326	0.58191	0.722038	0.853577	1.435539

由表 20 可见，在同样路面清洁程度条件下，车速越快，扬尘量越大；而在同样车速情况下，路面越脏，则扬尘量越大。

1.2防治措施

- 1) 对土堆要进行稳定化操作，例如，加盖篷布；
- 2) 为了控制扬尘，限制处理厂场地内的车速小于 20km/h；
- 3) 地面工程场地平整时，禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业，场地平整以后，要尽快场地硬化，防止大风对浮土产生较大的扬尘；
- 4) 用标识带或者围栏，标识出施工范围；
- 5) 建设单位在施工招投标时，要说明施工扬尘工程措施和管理措施的管理要求。通过现场派驻 HSE 监理，定期检查以上抑尘措施的落实情况；
- 6) 对钻井过程使用的各类材料进行防渗膜上铺下垫；
- 7) 在有油气可能散发、泄漏的场所均设置可燃气体监测报警器及压力检测器，及时发现有害气体泄漏情况，便于及时处理；

8) 严格执行《石油天然气钻井、开发、储运、防火防爆安全生产技术规程》(SY5225-2012) 关于放喷池选址要求及放喷撤离要求。

2.水环境影响分析及污染防治措施

2.1 地表水环境影响分析

(1) 钻井作业废水

钻井废水含有泥沙、岩石碎屑等固体物质，是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，根据呼图壁气田原有钻井情况，本工程钻井废水产生量共计约为 500m³，主要污染物有悬浮物、石油类、COD 等，废水中的 pH 值高，多在 8.5~9.0 之间；悬浮物含量多在 2000-2500mg/L 以上。钻井废水循环携带出井口，在地面经振动筛分离出来，岩屑进入钻井液不落地系统，分离后的钻井废水进行泥浆系统，用于后续钻井使用，不外排。

(2) 压裂废水

测试期需要使用压裂液，根据井下实际情况按比例配比，本工程产生废压裂液约为 50.1m³，废酸化液产生量为 18.6m³，洗井工业废水 27.13m³，工程共产生井下作业废水 95.83m³。油田公司要求井下作业必须采取带罐作业，井下作业废水全部回收，采用专用废液收集罐收集后运至新疆油田采油二厂 51 号原油处理站内污水处理站统一处理。

2.2 地下水环境影响分析

2.2.1 项目区地下水水文地质

库区地下水类型属第四系松散岩类孔隙水。含水层岩性为砾石，卵砾石和砂砾，并有厚度不等的亚沙土和亚粘土，渗透系数 20~40m/d。呼图壁储气库区处于地下水中埋区，该区位于 G312 南北两侧的条状带地区，属于冲积扇与溢出带的过渡地带，地下水径流条件较好，矿化度小于 1g/l，水化学类型为 CO³-Ca-Na 型，水质良好，适于灌溉和饮用。G312 国道以南为呼图壁县潜水开采区，潜水埋深 50~150m，G312 以北为承压水开采区，地下水埋深 200~350m。与库区地下水有补给关系的河流为呼图壁河。呼图壁河出山口后，流经冲积扇透水良好的砾石带，河水经过天然渗漏补给形成第四系松散孔隙水，是该县境内平原地区地下水的主要来

源，总补给量为 $2.6 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。

2.2.2 地下水环境影响分析

本工程对地下水污染主要是井漏事故，主要是钻井泥浆漏失于地下水含水层中，由于其含 Ca、Na 等离子，且 pH、盐分较多，易造成地下含水层水质污染。

就钻井液漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。钻井过程中表层套管（隔离含水体套管）固井后，继续钻井数千米到达含油气目的层。在表层套管内提下钻具和钻井的钻杆自重离心力不稳定，在压力下的钻杆转动对套管产生摩擦、碰撞，有可能对套管和固井环状水泥柱产生破坏作用，使具有多种添加剂的钻井液在高压循环的过程中，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层污染地下水，其风险性是存在的。此外，本工程钻井时使用水基泥浆，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。因此，严格控制使用有毒有害泥浆及化学处理剂，同时严格要求套管下入深度等措施，可以有效控制钻井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

2.3 水环境防治措施

1) 钻井废水循环携带出井口，钻井废水随泥浆进入泥浆不落地系统；

2) 压裂废水采用专用废液收集罐收集后运至新疆油田采油二厂 51 号原油处理站内污水处理站统一处理；

51 号原油处理站位于克拉玛依市白碱滩区三平镇西南约 3km 处，其设计处理规模为 $20000 \text{m}^3/\text{d}$ ，污水处理工艺采用“高效水质净化与稳定技术”处理含油污水，即重力沉降—混凝沉降—压力过滤三段式工艺流程，主要处理来自采油二厂和采油一厂稀油污水，处理合格污水外输至采油二厂 103 注水站和 53 号转油注水站及采油一厂 502 注水站，工艺流程见图 7。

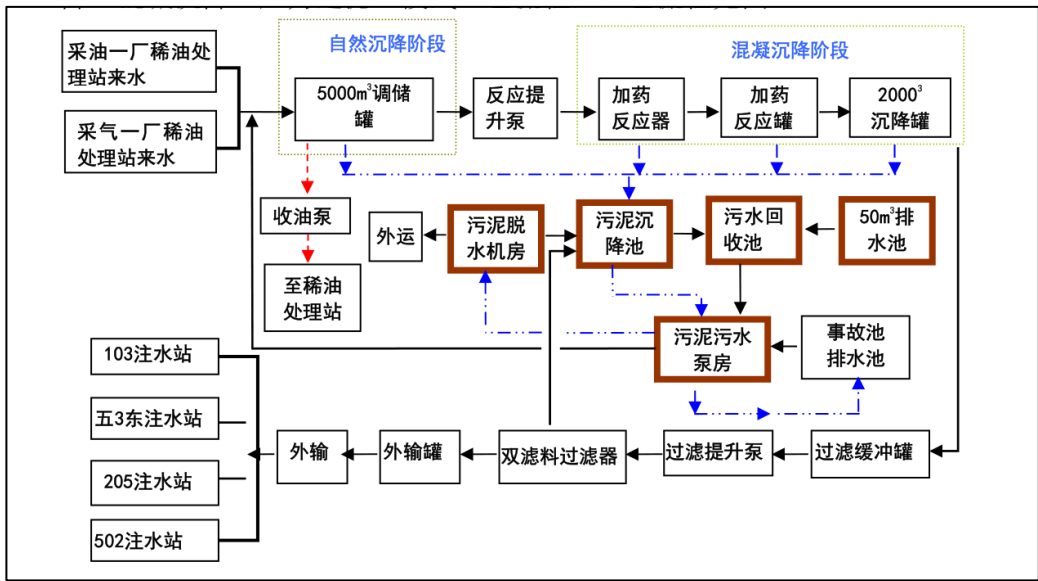


图 7 51#污水处理站工艺流程示意图

验收期间，51 号原油处理站原油脱出水约 4300m³/d（剩余 15700m³），原油脱出水经站内原有污水处理站处理达标后回注油藏。井下酸化压裂废水为 95.83m³，完全可以接纳本工程废水量，可以依托。

3) 合理用水，实行用水管理，机泵冷却水循环利用，不得耗用新鲜水冲洗设备，设备冲洗使用回用水，严格控制污水排放量；

4) 钻井生产施工中，禁止废水、泥浆、药品及其他废物流失和乱排放，如果发生外溢和散落则必须及时清理；

5) 本工程钻井期现场不设置生活区，饮食由值班车运送，作业人员在市区住宿，工程现场仅新建移动式环保厕所，定期清掏用于周边绿植肥料；

6) 为保护地下水资源，防止井漏事故的发生，设计单位在钻井设计中，应充分考虑环保的要求，采用先进的技术、设备和优质材料，提高固井质量，尽可能的避免井漏事故的发生。

3. 声环境影响分析与评价

3.1 声环境影响分析

本工程噪声源主要是钻井噪声、地面构筑物施工机械噪声。据类比调查可知，工程施工机械近场噪声值在 95~110dB（A）。这种施工噪声贯穿于整个施工过程，待所有钻井和地面建设工程结束后影响将消失。由于项目区及评价范围内内无人居住，故在钻井期和地面工程施工期不产生扰民现象，噪声随施工的开始而终止，对周围环境不产生

明显影响。

3.2 噪声防治措施

施工噪声来自施工机械的非连续性作业噪声，具有阶段性、临时性和不固定性等特点，因此管理显得尤为重要。施工现场的噪声管理必须执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的规定，加强管理，文明施工。为有效降低施工噪声对周围的影响，现就施工期噪声控制措施提出以下要求：

（1）泥浆泵、钻机应选用低噪声设备，并定期对设备运行情况进行定期检查，确保设备处于良好的运行状况，减少噪声产生，合理安排施工时间，避免形成污染影响。在不能对声源采取有效措施情况下，对可能受噪声影响的油田工作人员发放噪声个人防护器材，消除噪声污染影响；

（2）泥浆泵、钻机做好基础减振和设置隔声罩；

（3）高噪声施工设备减少夜间使用。

4. 固体废弃物环境影响分析及污染防治措施

本工程钻井过程产生的固体废物主要是钻井岩屑、废弃泥浆和生活垃圾。

主要防治措施如下：

（1）非磺化水基泥浆和磺化水基泥浆及岩屑

根据目前新疆油田分公司对钻井工程的要求，本工程委托新疆基蓝石油科技有限公司，对非磺化水基泥浆和磺化水基泥浆采用泥浆不落地系统。钻井废弃泥浆、岩屑采用泥浆不落地装置进行分离。分离后的剩余泥浆由钻井公司回收处理后再利用，不外排。根据新环办发[2018]20号《关于含油污泥处置有关事宜的通知》可知，分离出的岩屑须满足《油气田钻井固体废物综合利用及污染控制技术要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，可用于油气田勘探区内通井路修路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

（2）钻井施工前，钻井单位对钻井液、岩屑作业区域进行防渗处理，防渗方法为下部铺设防渗膜，上部设水泥临时防渗层，四周设防雨堤。施工结束后，将水泥临时防渗层破碎，和防渗膜分类收集，分类管理。

（3）药品、物料及废物不乱排乱放，严禁各种油料落地，禁止焚烧废油品；

（4）根据施工产生的工程垃圾和渣土的量，分类管理，可利用的渣土尽量在场内周转，就地利用，不能利用的运送至环卫部门指定地点处置；

(5) 在施工场地分别设置生活垃圾收集箱，及时清运；

(6) 在工程竣工以后，施工单位应拆除各种临时施工设施，并负责将工地的剩余建筑垃圾、工程渣土处理干净，做到“工完、料尽、场地清”，建设单位应负责督促施工单位的固体废物处置清理工作。

5.风险分析

5.1 风险因素识别

本工程在钻井作业中存在着发生井喷、火灾爆炸等事故的风险。

1) 井喷

井喷是指地层中流体在失去控制条件下喷出地面或流入井内其它地层的现象。井喷如果失控将导致大量天然气泄漏，不仅可能引发火灾、爆炸等事故，还可能对周围环境产生次生污染，甚至引发中毒事故，造成灾难性后果。

井喷最根本的原因是井内液柱压力低于地层孔隙压力，使井底压力不平衡；防止井喷的关键是及时发现溢流和及时控制溢流。根据钻井作业大量实例表明，由于操作者直接的责任而引起的井控措施不当、违反操作规程、井控设施故障是造成井喷失控事故的主要因素，通常井喷主要由以下因素引起：

①进入油气层钻井泥浆的密度偏低，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够；

②起下钻未及时灌满井筒内的泥浆，或起钻速度过快抽喷；

③对地质情况掌握不够，地质差异认识不足，地层实际压力比预计值大得多；

④井口设备装置、井身结构、套管等存在内在质量问题；

⑤井口未安装防喷器或防喷器的安装不符合要求；

⑥完井固井质量出现问题；

⑦钻井设备受地面、地下流体的侵蚀，而长期生产维护不及时，而出现损坏、破裂渗漏；

⑧井下工具、封隔器胶皮失灵，解封不开，起钻时造成抽汲油气层；

⑨施工组织不严密，违章逾越程序；

⑩井场布置不合理，违反安全管理规定。

目前，呼图壁气田已开采多年，采出程度 44.48%，压降幅度约为 51.4%，地层压力系数在 0.46-0.49 之间。拟建工程新钻井过程中发生井喷的几率相对较小，

但也应注意落实钻井过程中的安全防护措施，确保钻井安全。

2)火灾爆炸

本工程采出的天然气具有易燃易爆的危险特性，有发生火灾爆炸事故的危险。

①在钻井过程中若出现井喷失控事故，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。喷射方向存在两种可能情况，一种是从井口垂直敞喷，一种是从放喷管线喷出，此时的喷射方向靠近地面，近乎水平方向。井喷失控的天然气与空气组成的混合物，当遇点火源时极易发生燃烧爆炸。

②井口附近的设备、钻台和地面等处若油气聚集，加之电气设施未达到相应的防爆等级要求，易产生火花造成火灾爆炸事故。井场内未取得动火作业许可证擅自动火，也易引发火灾爆炸事故。

③放喷管线气体未及时点燃，造成油气积聚易引发火灾爆炸事故。

3)有毒有害物质泄漏

天然气的主要组分为甲烷。甲烷是一种“单纯性窒息气体”。高浓度的天然气可引起窒息事故。天然气在通风不良的情况下不完全燃烧，会产生一氧化碳，易使人中毒。在井喷失控、气井套管腐蚀穿孔或破裂、管线或设备发生故障时均有可能导致天然气泄漏，从而对周围环境造成影响。

5.2 事故风险防范措施

由于环境风险事故会对局部环境造成严重危害，因此必须采取相应的预防措施，防治结合，把环境事故消灭在萌芽状态，本工程在设计上针对施工过程易发的风险事故，结合当地地质特点，采取了多项防范措施，力争把风险事故发生的几率降低到最小程度。钻井工程事故防范措施如下：

井控设计

(1) 井控装置应包括：

- 1)井口防喷器组：环形防喷器，单闸板防喷器、双闸板防喷器、四通等；
- 2)控制装置、蓄能器装置、遥控装置；
- 3)井控管汇：节流管汇、压井管汇、防喷管线和放喷管线；
- 4)钻具内防喷工具：方钻杆旋塞、钻杆回压凡尔、投入式单向阀等；
- 5)加重钻井液装置：重晶石粉混合漏斗装置、重晶石粉气动下料装置；
- 6)起钻灌注钻井液装置；

7)钻井液气体分离器;

8)监测仪表: 泥浆罐液面监测仪、甲烷、硫化氢监测仪器。

(2) 井控装置压力级别及组合形式

井控装置压力级别及组合形式见表 21。

表 21 防喷器压力级别选择

开钻次数	井口装置及压力等级	节流、压井管汇
一开	简易井口	
二开	2FZ54-14	14MPa 节流、压井管汇
三开(直井/水平井)	FH35-70+ FZ35-70+2 FZ35-70	70MPa 节流、压井管汇
四开(直井/水平井)	FH35-70+ FZ35-70+2 FZ35-70	70MPa 节流、压井管汇

(3) 井口试压要求

防喷器在井场安装好后, 使用堵塞器或试压塞试压, 在不超过套管抗内压强度 80%的前提下进行试压, 环形防喷器封闭钻杆试验压力为额定工作压力的 70%; 闸板防喷器、方钻杆旋塞阀和压井管汇、防喷管线试验压力为防喷器额定工作压力; 节流管汇分级试压。放喷管线试验压力不低于 10MPa, 压时间不少于 10min, 允许压降不大于 0.7MPa, 密封部位无渗漏。

固井工艺设计

储气库完井工程质量要求高, 在强注强采条件下, 套管密封盒固井质量需满足 30 年的安全寿命。

(1) 一开使用 $\Phi 660.4\text{mm}$ 钻头钻进至 300m, 下入 $\Phi 508\text{mm}$ 套管封住上部疏松含砾石地层, 为防止 $\Phi 508.0\text{mm}$ 表层套管固井时在套管内钻井液与水泥浆掺混, 缩短替浆时间, 采用内管注水泥固井工艺, 水泥浆要求返至地面。

(2) 二开使用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻穿沙湾组至井深 2543m, 进入安集海河组地层约 25m, 下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 技术套管, $\Phi 339.7\text{mm}$ 技术套管固井采用常规密度水泥浆配合低密度水泥浆的方式, 水泥浆要求返至地面。

(3) 三开使用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至井深 3125m, 进入紫泥泉子组地层约 5~10m, 下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管, 固井水泥浆返至地面。封隔安集海河组易坍塌失稳地层, 为目的层安全钻井创造条件。

(4) 四开直井完井推荐方案

四开直井固井完井推荐两种方案:

a) 直井固井完井：四开使用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至设计完钻井 3143.94m /3160.47m，下入 $\Phi 177.8\text{mm} + \Phi 139.7\text{mm}$ 复合油层尾管，悬挂器位置选择在井深 3167.84m 左右，固井水泥浆返至尾管悬挂器位置，完井回接 $\Phi 177.8\text{mm}$ 套管至井口，回接套管固井水泥浆返至地面。

b)直井筛管、分级固井完井：四开 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻开紫泥泉组目的层至完钻井深约 3700m， $\Phi 177.8\text{mm}$ 套管+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管+ $\Phi 139.7\text{mm}$ 筛管下至约 3700m，悬挂器位于 3200m 左右，分级箍、管外封隔器位于气层顶部泥岩盖层，尾管固井完成后，再用 $\Phi 177.8\text{mm}$ 套管回接至井口进行固井，水泥返至井口。

(5) 其它

1)钻井、固井、完井等作业严格执行《石油天然气钻井，开发，储运防火防爆安全生产技术规程》(SY5225-2005)、《油气藏改建地下储气库注采井修井作业规范》(SYT 6756-2009)等各项安全操作规程。

2)井控严格执行《新疆油田公司石油与天然气钻井井控实施细则》(2007 年)中的要求，防止井喷、井喷失控和井喷着火。井控设备是对油气井实施压力控制，对事故进行预防、监测、控制、处理的关键手段，是实现安全钻井的可靠保证。

3)钻井设备安装、操作和维护按《石油钻机的安装操作和维护》(SY/T5526-92)标准执行。

4)建立健全井场防火、设备设施检修、易燃易爆物品管理等的规章制度，并严格执行。

5)在井喷需放喷时，放喷口设置放喷池，避免采出物直接落地。

5.3 事故防范措施建议

本工程钻井井口装置位于昌吉市高新技术产业开发区内。

(1) 根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2015)和《石油天然气钻井，开发，储运防火防爆安全生产技术规程》(SY5225-2005)，气井与四级以上场站、储罐、厂矿企业的安全防火间距为 40m，与 100 人以上的居民区、村镇安全防火间距为 45m。开发区入园企业应满足上述规范提出的安全防火间距要求或本工程安全评价要求。

(2) 钻井作业实施前，应对井口周围 3km 范围内社会关注区进行调查，了解与井口的相对位置，收集负责人联系电话。一旦发生重大事故，可及时组织群众疏

散。

5.4 应急预案

对于重大或不可接受的风险(主要是物料严重泄漏、火灾爆炸造成重大人员伤亡等),应制定应急响应方案,建立应急反应体系,当事件一旦发生时可迅速加以控制,使危害和损失降低到尽可能低的程度。根据环境风险评价导则应急预案包括11个部分。应急预案应根据储气库特点进行编写,并做好与新疆油田分公司总体应急预案、昌吉州政府应急预案的衔接工作,保障突发事件能够得到及时、有效处置和救援。

1) 应急计划区

应急计划区:井场。

环境保护目标:周边集中企业生活区,库区地下水。

2) 应急组织机构和人员

应急组织机构分为:应急领导机构、综合协调机构、有关类别环境事件专业指挥机构、应急支持保障部门、专家咨询机构、地方各级人民政府突发环境事件应急领导机构和应急救援队伍组成。

3) 预案分级响应条件和响应程序

根据国家突发环境事件应急预案分级条件,结合项目特点和环境风险的环境影响特点,将拟建工程突发环境事件分为特别重大环境事件(I级)、重大环境事件(II级)、较大环境事件(III级)和一般环境事件(IV级)四级。超出本级应急处置能力时,应及时请求上一级应急救援指挥机构启动上一级应急预案。I级应急响应由环保总局和国务院有关部门组织实施。

突发环境事件责任单位和责任人以及负有监管责任的单位发现突发环境事件后,应在1小时内向所在地县级以上人民政府报告,同时向上一级相关专业主管部门报告,并立即组织进行现场调查。紧急情况下,可以越级上报。负责确认环境事件的单位,在确认重大(II级)环境事件后,1小时内报告省级相关专业主管部门,特别重大(I级)环境事件立即报告国务院相关专业主管部门,并通报其它相关部门。地方各级人民政府应当在接到报告后1小时内向上一级人民政府报告。省级人民政府在接到报告后1小时内,向国务院及国务院有关部门报告。重大(II级)、特别重大(I级)突发环境事件,国务院有关部门应立即向国务院报告。

4)应急救援保障

建立应急救援保障体系，包括资金保障体系、装备保障体系、通信保障体系、人力资源保障体系、技术保障体系。

5)报警和通讯联络方式

要求建设方和当地环保、消防、安全等相关单位共同建立应急状态下的报警施救信息网络，规定应急状态下的报警通讯方式、通知方式。当发生较大险情时各联络点的抢险指挥机构应迅速组织抢险基本队伍，调度各职能部门各司其职负责事故前期处置工作，如切断电源、布设警戒管制区、组织人员向逆风方向疏散，查清事故源项、危险品种类等。同时立即向地方政府、公安消防及环保、卫生防疫等部门报告，并启动救援程序，迅速就近调拨专业救援队伍。

6)应急环境监测、抢险、救援及控制措施

救援过程中，应组织有关环境监测机构，对环境污染与危险性的程度开展应急监测，根据突发环境事件污染物的扩散速度和事件发生地的气象和地域特点，确定污染物扩散范围。根据监测结果，综合分析突发环境事件污染变化趋势，并通过专家咨询和讨论的方式，预测并报告突发环境事件的发展情况和污染物的变化情况，作为突发环境事件应急决策的依据。

事故情况下的应急环境监测计划相见表 22。

表 22 事故情况下的应急环境监测计划

事故类型	环境要素	监测项目	监测点布设	监测频次
井喷事故	环境空气	未点火：总烃 点火：CO、SO ₂	事故井下风向 500m、1km;	1次/2小时
	土壤	石油类	事故井下风向 50m、100m	事故结束后1次
天然气泄漏	环境空气	未着火：总烃 着火：CO、SO ₂	事故源下风向 500m、1km;	1次/2小时

7)应急检测、防护措施、清除泄漏措施和器材

现场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、清除泄漏措施和器材，采取安全防护措施，严格执行应急人员出入事发现场程序。

8)人员紧急撤离、疏散，应急剂量控制、撤离组织计划

现场应急救援指挥部负责组织群众的安全防护工作，主要工作内容如下：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；根据事发时当地的气象、地理环境、人员密集度等，确定群众疏散的方式，指定有关部门组织群众安全疏散撤离；在事发地安全边界以外，设立紧急避难场所。

9)事故应急救援关闭程序与恢复措施

符合下列条件之一的，即满足应急救援关闭条件：当事件现场得到控制，事件条件已经消除；污染源的泄漏或释放已降至规定限值以内；事件所造成的危害已经被彻底消除，无继发可能；事件现场的各种专业应急处置行动已无继续的必要；采取了必要的防护措施以保护公众免受再次危害，并使事件可能引起的中长期影响趋于合理且尽量低的水平。应急状态终止后，相关类别环境事件专业应急指挥部应根据上级有关部门的指示和实际情况，继续进行环境监测和评价工作，直至其它补救措施无需继续进行为止。应急终止后环境应急指挥部指导有关部门及突发环境事件单位查找事件原因，防止类似问题的重复出现。有关类别环境事件专业主管部门负责编制特别重大、重大环境事件总结报告，于应急终止后上报。应急过程评价，并根据实践经验，有关类别环境事件专业主管部门负责组织对应急预案进行评估，并及时修订环境应急预案。参加应急行动的部门负责组织、指导环境应急队伍维护、保养应急仪器设备，使之始终保持良好的技术状态。

10)应急培训计划

坚持平战结合，专兼结合，充分利用现有资源。积极做好应对突发环境事件的思想准备、物资准备、技术准备、工作准备，加强培训演练，充分利用现有专业环境应急救援力量，整合环境监测网络，引导、鼓励实现一专多能，发挥经过专门培训的环境应急救援力量的作用。

6.总量控制

本工程污染物排放是短期的，随着钻井工程和测试工程的结束而消失。不需要进行总量申请。

7.清洁生产分析

钻井污染没有切实可行的末端治理技术，因此推行清洁生产，尽量把钻井污染消除在工艺过程中，创造出良好的勘探开发环境，才能促进油田勘探开发与环境保护的协调发展。

(1) 本工程为气田钻井工程，主要产品为天然气，是清洁、优质、高效的能

源，属于清洁产品。

(2) 钻井工程采用了优质钻具，降低了钻头起下的频次，降低了废水的产生量。

(3) 选择了无毒、无害、无污染或少污染的原材料和化学处理剂。

(4) 钻井过程使用环保型水基泥浆，具有很强的抑制性、封堵性，抑制地层水化、膨胀与分散，有效地控制地层造浆，稳定井壁，减少对储层的损害等优点，还具有较强的抗剪切降解能力，较高的抗盐、抗温特性，流变性能易调等特点，能较好地满足钻井的需要既可以降低钻井成本，也可以降低废水污染物的产生量，降低废水处理运行费用。同时对废弃钻井泥浆进行无害化处理，符合清洁性生产的要求。

(5) 钻台、机房、发电房清洁设备应采用洗洁净。设备更换机油或清洗过的废油必须回收，禁止任意排放。

(6) 严格控制井场占地面积。

(7) 采取防止井漏的措施，可有效保护地下水和油气层不受污染。

(8) 完井后，井场废物进行全部清理、回收处理，恢复原地貌，做到“工完、料尽、场地清”。

8.环保投资

工程投资 4567 万元，其中环保投资 124 万元，占投资的 2.72%，本工程环保投资概算见表 23：

表 23 环保措施及投资汇总

投资方向	环保措施	投资(万元)	备注
废气治理	施工场地抑尘措施	5	
	可燃气体监测报警器及压力检测器	3	3 万元/口
废水治理	移动式环保厕所	2	2 万元/口
固废治理	非磺化水基泥浆和磺化水基泥浆及岩屑采用随钻不落地技术处理成泥饼覆土填埋平整，废水循环利用不外排	30	30 万元/口
	各类材料进行防渗膜上铺下垫	10	
	生活垃圾清运	1	1 万元/口
	施工结束后，及时平整施工迹地，清理作业现场。做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌	10	

噪声治理	基础减振、设置隔声罩等	6	
风险治理	井口安全设施	52	单井费用为 52 万元
	井场放喷池	5	单井放喷池 5 万元计
	总计	124	

9.项目选址环境合理性分析

9.1 项目建设意义

受天气因素的影响，北疆地区乌鲁木齐市、昌吉市、石河子市等社会广大用户对天然气的需求在一年中的不同季节有较大变化，特别是冬夏两季需求差很大。从管道输气工程角度，均衡性输气对最大限度地提高输气效率、降低输气成本有重要意义。另一方面，西气东输二线是重要的能源输送通道，为了防止该管道一旦发生事故，给新疆及内地造成停气的严重局面，有必要考虑通过储气库的调节作用，储存足够多的备用天然气以便进行应急调度。本工程建设可缓解北疆地区天然气需求的不均衡性，提高管网输气效率，实施战略储备，保证供气的可靠性和连续性，具有重要意义。

9.2 库区选址合理性分析

拟建工程利用呼图壁气田的产气层——紫泥泉子组 $E_{1-2}Z_2^1$ 和 $E_{1-2}Z_2^2$ 两个砂层作为储气层，建设库容。呼图壁气田周围建有准噶尔输气环网和西气东输二线，详见图 8。



图 8 呼图壁储气库规划范围图

准噶尔输气环网主干环网总长 760km，输配气能力 $120 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，其气源区域分为西北缘、腹部、东部、南缘地区，市场区域主要为克拉玛依、乌鲁木齐、独山子三大地区。环网在呼图壁气田附近设有 706 泵站。

西气东输二线西段管道于 2010 年初建成投产，主干线输配气能力为 $300 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。在北疆段设有玛纳斯压气站和乌鲁木齐压气站、奎屯分输站、昌吉分输站、吐鲁番分输站 5 座站场。呼图壁气田刚好位于玛纳斯压气站和昌吉分输站的中间。

呼图壁气田已进入开发后期，具有良好的建库地质条件。拟建工程建成后，可向准噶尔输气环网和西气东输二线输气，充分发挥其调节和应急战略储备功能，因此拟建工程位于库区范围内，其选址是合理的。

9.3 园区规划符合性分析

根据《昌吉高新技术产业开发区总体规划（2014—2030）》，高新区（新区）规划范围为规划用地 34km^2 ，东起 312 国道与呼昌公路交汇处，从交汇处沿 312 国道向西延伸约 12km，西到昌吉与呼图壁交界处，北临呼昌公路，南至 312 国道以南 1km 范围，高新区（新区）呈三角形带状布置。

昌吉高新技术产业开发区的功能定位是中国西部地区重要的新兴工业城市之一；新疆天山北坡经济带重要的先进制造业中心；新疆乌昌都市区最大的工业科技示范园和工业品生产基地。

昌吉高新技术产业开发区的产业方向为：从昌吉市已经形成具有优势产业集群工业结构看，高新区（新区）产业优先发展的产业应该是：食品和农副产品加工、机电产品、家具制造、纺织服装、非金属制品、精细化工、机械制造。

高新区（新区）布局结构可概括为：一条发展主轴、二条生态走廊、三大功能组团、五个工业分区、多级城市中心和一条生活性干道。

（1）一条发展主轴线

高新区（新区）在相当一段时期内，312国道将作为高新区（新区）的主干道存在，并联系乌市和北疆，成为高新区（新区）依托的主轴，高新区（新区）沿国道自东向西滚动发展。

（2）二生态走廊

结合地形地貌，利用高新区（新区）内2条大的冲沟地带植被良好的景观，设置较宽的组团分隔带，同时结合绿带建设公园，提升高新区（新区）生态环境品质，满足职工游憩需要。生态走廊符合了天山北坡冲击扇上的城市的自然环境特征，满足排水泄洪的需要。

（3）三大功能组团

高新区（新区）分为三个功能组团，其中东部组团（含先期启动区）主要发展高新技术和食品加工等低污染行业。中部组团是为整个高新区（新区）服务的公共服务中心，主要发展为高新区（新区）服务配套的高新区（新区）行政、文化娱乐、金融贸易、商业、医疗、教育等设施的公共服务体系，同时在该组团的南侧发展最具比较优势的机械制造产业。西部组团主要发展精细化工、家具制造、纺织服装、非金属制品等传统产业。

（4）五个工业分区：食品制造区、机械制造区、高新技术区、传统产业区、综合服务区。

（5）多级城市中心

在中部组团是为整个高新区（新区）服务的公共服务中心，在东西组团和工业片区内，还有为组团和片区服务的次一级中心。

(6) 一条生活性干道

通过一条生活性干道，将城市中心和各组团中心相联系，和生产性货运道路相分离，满足职工生活需要。生活性干道采用中央绿化分隔带形式，是一条绿色的林荫大道。

本工程位于呼图壁储气库库区范围内，为满足天然气战略安全并更好地发挥呼图壁储气库的调峰应急作用，项目建设符合园区燃气工程规划，为园区及下游用户供气提供保障，与高新区燃气工程规划关系见图 9。

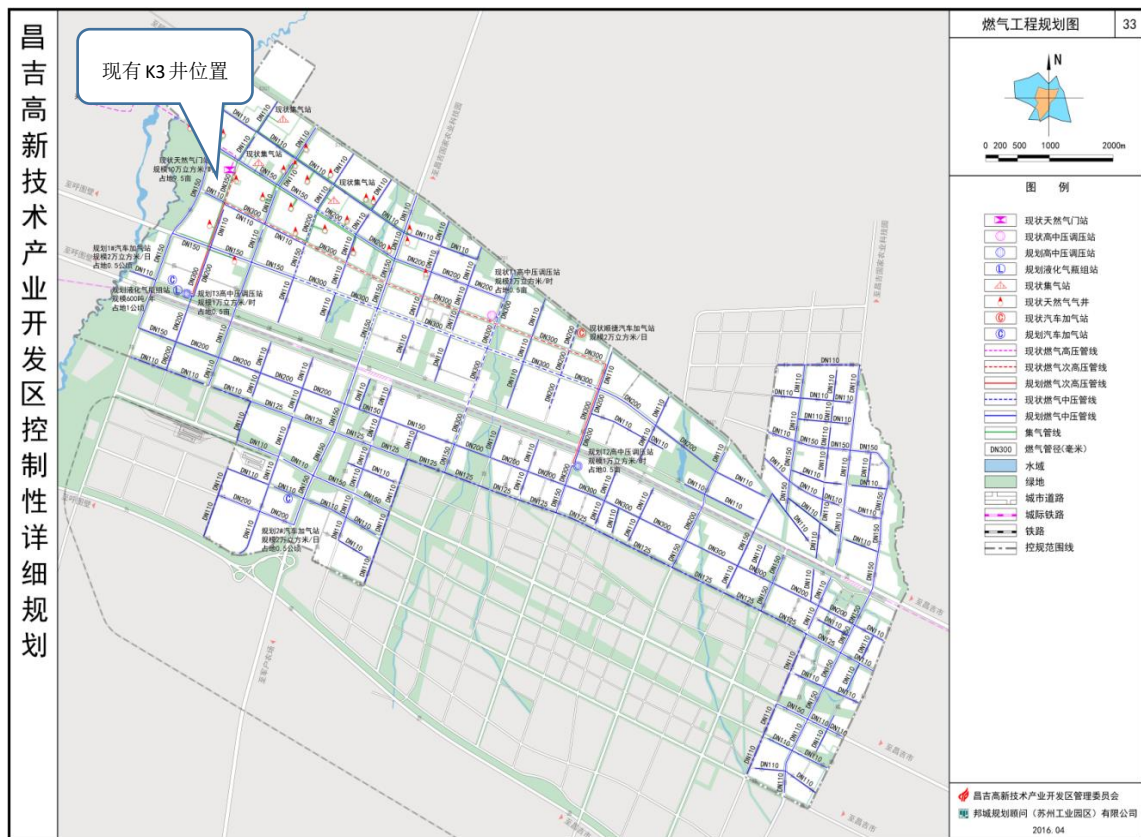


图 9 与高新区燃气工程规划关系示意图

10. HSE 环境管理体系与环境监控

10.1 环境保护机构

开展企业环境管理的目的是在工程施工阶段和运营阶段履行监督与管理职责，确保工程在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解工程明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。环境管理包括机构设置及职责、管理制度、管理计划、环保责任制等内容。

本工程隶属于新疆油田公司，故工程的环境管理应纳入到新疆油田现有 HSE 管理体系当中，由新疆油田公司质量安全环保部门负责工程施工期、运行期的环境

保护措施制定、落实及其配套污染防治、生态恢复工程的施工监督、检查与验收，并负责运行期的环境管理、环境监测和风险防范等工作。

施工期设置专门的环保岗位，配备 1~2 名环保专业人员，在本工程项目经理和新疆油田公司质量安全环保部门的领导下开展工作，负责监督各项环保措施的落实及污染防治、生态恢复工程的检查和验收工作，以及有关环保文件、技术资料的收集、整理和归档等工作。

10.2 钻井期环境管理计划

(1) 确定施工期环境管理的主要内容为：

1) 负责 HSE 体系实施过程中的环境监督、协调、人员培训和环保文件的管理工作。

2) 制定本工程施工过程中的环境保护规定，根据施工特点制定相应的环境保护措施，制定风险防范及应急措施，并监督各种措施的落实情况。

3) 对有关环保文件和技术资料进行收集整理。

4) 开展环境保护宣传教育及培训工作。

(2) 加强对承包方的管理

1) 工程招标时，在其他条件基本相同的情况下，选择环境管理水平较高、环保业绩较好的单位作为本工程的施工队伍。应与施工单位签订环保管理和环保措施执行合同，明确双方责任、义务。钻井作业是工程施工过程中较大的施工项目，在作业工程中会产生一定量的废气、废水和固体废物，应严格按照相关规定进行施工过程的环境管理和井场交接。

2) 施工队伍在动工前要编制详细的环境管理方案，并连同施工计划一起呈报相关环保部门，听取意见并接受监督。

3) 建设单位应加强施工合同中环保措施落实情况的监督和检查，以保证落实工程的环境保护措施。主要监督检查内容包括：修建施工便道和修建井场的水土保持措施和生态保护、恢复措施；钻井作业的环境保护措施；管沟开挖的水土保持和生态保护、恢复措施；明确施工作业范围，严禁跨越施工范围开展工程建设活动等。

10.3 钻井期环境监理、监测计划

本工程涉及区域较广，施工期会对周围生态环境产生一定的破坏和影响，建议引入环境监理制度。以下为环境监理的人员要求和主要任务：

(1) 对监理人员的要求

1)环境监理人员必须具备大学本科以上学历和相应的环保专业知识,了解当地环保部门的要求和环境标准;

2)必须接受过 HSE 的专门培训, 有较长的从事环保工作的经历。

(2) 施工期环境监理的主要任务

1)监督施工现场“环境管理方案”的落实情况;

2)及时向 HSE 主管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)及时制止违反环境保护法律法规、对环境污染和破坏的行为。

(3) 事故监测计划

施工期主要存在井喷失控(天然气泄漏或火灾、爆炸或重大环境污染)等事故风险。在发生事故时应当进行应急监测。

应急监测包括污染纠纷的监测和污染事故的应急监测等。工程施工单位未落实环境保护措施发生污染事故或公众举报与投诉, 以及风险事故发生时, 工程环境监测应立刻进行现场监测, 并通知当地环保部门赴事故现场进行调查, 及时提供事故监测分析报告, 并及时做出整改并采取补救措施, 使事故造成的不良环境影响降至最低。

对事故监测应根据事故性质、事故影响大小及周围环境等情况, 对大气、土壤、水等进行必要的监测, 同时对事故发生的原因、污染的程度以及采取的处理措施、处理效果等进行统计、建档, 并及时上报有关环保主管部门。

11.“三同时”验收一览表

本工程环境保护设施“三同时”验收一览表见表 24。

表 24 “三同时”验收项目

内容	地点	治理对象	处理效果及要求	执行标准	备注
废气	井区	非甲烷总烃	可燃气体监测报警器及压力检测器	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控浓度限值	/
		TSP、PM ₁₀	抑尘措施		/

钻井期	废水	井区	钻井作业 废水	泥浆不落地系统		综合利用
			压裂废水	采用专用废液收集罐收集后运至新疆油田采油二厂 51 号原油处理站内污水处理站统一处理		/
			生活污水	移动式环保厕所		/
	噪声	井区	等效连续 A 声级 (Leq(A))	基础减振和设置隔声罩、高噪声施工设备减少夜间使用	《建筑施工场界环境噪声排放标准》 (CB12523-2011)	
	固体废物	井区	钻井岩屑、 废弃泥浆	非磺化水基泥浆和磺化水基泥浆委托新疆基蓝石油科技有限公司，钻井泥浆、岩屑采用随钻不落地技术处理成泥饼覆土填埋平整，废水循环利用不外排	《油气田钻井固体废物综合利用及污染控制技术要 求》(DB65/T 3997-2017)	
				各类材料进行防渗膜上铺下垫		
			生活垃圾	环卫部门收集清运		
	生态环境	井区	临时占地	施工结束后，及时平整施工迹地，清理作业现场。做到“工完、料尽、场地清”，恢复原有地貌		
	风险	井区	火灾、爆炸	井口安全设施		
				井场放喷池		

建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果

内容 类型	排放源 (编号)	污染物 名称	防治措施	预期治理效果
大气 污 染 物	井场废气	非甲烷总烃	可燃气体监测报警器 及压力检测器	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控浓度限值
	施工扬尘	TSP、PM ₁₀	抑尘措施	
	测试放喷 气体	水和二氧化碳	放喷池	
水 污 染 物	钻井 作业 废水	COD SS 石油类	泥浆不落地系统	综合利用
	压裂 废水	COD SS 石油类	新疆油田采油二厂 51号原油处理站内 污水处理站统一处理	《碎屑岩油藏注水水质推 荐指标及分析方法》 (SY/T5329-2012)标准
	生活 污水	COD _{Cr} 、 BOD ₅ SS、NH ₃ -N	移动式环保厕所	
固 体 废 物	非磺化 水基泥 浆和磺 化水基 泥浆及 岩屑		委托新疆基蓝石油科 技有限公司, 钻井泥 浆、岩屑采用随钻不 落地技术处理成泥饼 覆土填埋平整, 废水 循环利用不外排	合理处置
噪 声	基础减振和设置隔声罩、高噪声施工设备减少夜间使用			

生态保护措施及预期效果

1.组织管理措施

(1) 加强施工队伍职工环境教育，规范施工人员行为。教育职工爱护环境，保护施工场所周围的一草一木，不随意摘花、折木，严禁砍伐、破坏施工区以外的作物和树木。

(2) 划定施工作业范围和路线，不得随意扩大，按规定进行操作。严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围，尽可能减少对土壤和植物的破坏。

(3) 合理安排施工进度，要尽量避开雨季施工，施工中要作到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，不留疏松地面。

(4) 提高工程施工效率，缩短施工时间，减少裸地的暴露时间。

2.植被恢复

本工程建设结束后，对扰动造成的地表土壤破坏进行平整，对地表植被进行恢复，恢复其原有生态功能，并与原有地貌协调。

结论与建议

一、结论

1.项目概况

本工程建设注采井一口（HUHWK3 井）。工程位于昌吉国家高新技术产业开发区，项目区中心地理坐标：北纬 44°07'8.76083"、东经 87°0'47.827"。

工程总投资 4567 万元。

2.环境质量现状评价结论

评价区域常规因子 NO₂、PM₁₀ 和 PM_{2.5} 年均浓度超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值；特征因子非甲烷总烃满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中 TVOC 指标要求。

评价区域地下水各项监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求。

项目区环境噪声监测均值达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准。

3.环境影响评价结论

3.1 生态环境影响分析与措施

经核算，拟建工程将扰动、占用荒地面积约 19429m²，未占用耕地，因而从总体上讲，本工程不会对农地类型产生影响。

环评要求划定施工作业范围和路线，不得随意扩大，按规定进行操作。严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围，尽可能减少对土壤和植物的破坏。对于拟建工程所涉及的永久占地和临时占地都应按有关土地管理办法的要求，逐级上报有批准权的政府部门批准。

3.2 大气环境影响分析与措施

本工程施工期间的废气主要来源于地面工程建设过程中产生的一定量扬尘。主要影响对象为施工人员，施工期间的大气污染属于阶段性的局部污染，施工结束之后污染即消失，所以对周围大气环境影响较小。

为使施工过程中产生的粉尘（扬尘）对周围环境空气的影响降低到最小程度，建议采取以下防护措施：

- 1) 对土堆要进行稳定化操作，例如，加盖篷布；

- 2) 为了控制扬尘, 限制处理厂场地内的车速小于 20km/h;
- 3) 地面工程场地平整时, 禁止利用挖掘机进行抛洒土石方的作业, 场地平整以后, 要尽快场地硬化, 防止大风对浮土产生较大的扬尘;
- 4) 用标识带或者围栏, 标识出施工范围;
- 5) 建设单位在施工招投标时, 要说明施工扬尘工程措施和管理措施的管理要求。通过现场派驻 HSE 监理, 定期检查以上抑尘措施的落实情况;
- 6) 对钻井过程使用的各类材料进行防渗膜上铺下垫;
- 7) 在有油气可能散发、泄漏的场所均设置可燃气体监测报警器及压力检测器, 及时发现有害气体泄漏情况, 便于及时处理。

3.3 水环境影响分析与措施

本工程施工期间的废水主要包括钻井作业废水、压裂废水及生活废水。

钻井作业废水循环携带出井口, 在地面经振动筛分离出来, 岩屑进入钻井液不落地系统, 分离后的钻井废水进行泥浆系统, 用于后续钻井使用, 不外排。

压裂废水采用专用废液收集罐收集后运至新疆油田采油二厂 51 号原油处理站内污水处理站统一处理。

井队现场不设置生活区, 饮食由值班车运送, 作业人员在市区住宿, 工程现场仅新建移动式环保厕所, 定期清掏用于周边绿植肥料。

在采取上述措施后, 工程废水污染物对环境的影响较小。

3.4 声环境影响分析与措施

本工程噪声源主要是钻井噪声。据类比调查可知, 工程施工机械近场噪声值在 95~110dB (A)。这种施工噪声贯穿于整个施工过程, 待所有钻井和地面建设工程结束后影响将消失。由于项目区及评价范围内无人居住, 故在钻井期和地面工程施工期不产生扰民现象, 噪声随施工结束而终止, 对周围环境不产生明显影响。

施工现场的噪声管理必须执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 的规定, 加强管理, 文明施工。为有效降低施工噪声对周围的影响。

3.5 固体废物影响分析与措施

本工程施工期产生固体废物主要是钻井作业时产生的废弃泥浆、岩屑及施工过程中产生的生活垃圾。

本工程产生钻井岩屑 235m³, 废弃泥浆 140m³。根据目前新疆油田分公司对钻井

工程的要求，采用泥浆不落地系统。本工程委托新疆基蓝石油科技有限公司，对非磺化水基泥浆和磺化水基泥浆采用泥浆不落地系统。钻井废弃泥浆、岩屑采用泥浆不落地装置进行分离。分离后的剩余泥浆由钻井公司回收处理后再利用，不外排。根据新环办发[2018]20号《关于含油污泥处置有关事宜的通知》可知，分离出的岩屑须满足《油气田钻井固体废物综合利用及污染控制技术要求》（DB65/T 3997-2017）要求后，可用于油气田勘探区内通井路修路、铺垫井场基础材料；但为防止土壤污染，不得用于填充自然坑洼。

本工程施工期生活垃圾均交由环卫部门统一拉运。

3.6 环境风险

本工程应在预防措施上切实做好防止井喷、天然气泄漏的各项措施，严格执行各类管理制度，以最大限度地降低各类事故的发生。工程钻井过程中要加强管理，遵守相应的规章制度。工程建成后，严格执行本环评中提出的风险防范措施，合理建设，风险事故将降至到最低。本报告提出了环境风险管理措施及对策建议，这些措施的实施有利于进一步降低工程风险性。

在此基础上本工程的环境风险性能够降低，从环境风险上讲是可以接受的。

4.产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导名录》（2011年本，2013年修正），本工程属于鼓励类第七类“石油、天然气”中的第3类“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”，符合国家产业政策。

5.结论

综上所述，只要建设单位严格执行报告表提出的环保措施，严格执行国家环境保护法规和标准，实现污染物达标排放，从环保角度分析，工程建设是可行的。

二、建议

建设单位应做好运营期环境管理工作，保证本报告表提出的运营期污染防治措施的贯彻落实，并接受环保行政主管部门和建设单位的监督检查。

预审意见：

经办人：

公章

年 月 日

下级环境保护行政主管部门审查意见：

公章

经办人：

年 月 日

审批意见：

公章

经办人：

年 月 日

《储气库井区 HUHWK3 井钻井工程》环境影响评价

委托书

新疆天合环境技术咨询有限公司：

现委托你单位承担《储气库井区 HUHWK3 井钻井工程》环境影响评价工作。请你单位接到委托书后立即开展工作，并按照《环境影响评价技术导则》、《关于规范建设项目环境影响评价节点管理控制流程的通知》及投标承诺要求按时完成项目的环境影响评价工作。

中国石油新疆油田分公司开发公司

二〇一九年一月二日



检测报告

报告编号：LG-2019-0053

样品类型：噪声

委托单位：新疆天合环境技术咨询有限公司

受检单位：储气库井区 HUHVK3 井钻井工程

新疆绿格洁瑞环境检测技术有限公司



噪声检测结果报告单

报告编号: LG-2019-0053

委托单位	新疆天合环境技术咨询有限公司						
受检单位	储气库井区 HUHVK3 井钻井工程						
项目名称	储气库井区 HUHVK3 井钻井工程项目						
检测日期	2019 年 01 月 23 日						
样品类别	环境噪声	检测类别	环评检测				
仪器名称及编号	多功能声级计 AWA5688 型 (090)						
校准仪器名称编号	声校准器 AWA6221B 型 (050)						
校准器声级值	94.0 dB(A)	仪器校准值	测前	93.7 dB(A)			
			测后	93.8 dB(A)			
检测依据	《声环境质量标准》 GB 3096-2008						
检测人员	吴桐、王祺钥						
气象条件	昼: 晴 风速: 1.3 m/s 夜: 阴 风速: 1.1 m/s						
样品编号	检测日期	测点位置	主要声源	检测结果 (dB(A))			
				昼间		夜间	
				测量时段	测量值	测量时段	测量值
ZY-0020-1	01 月 23 日	项目区东 1'	环境噪声	11:25-11:26	43.2	00:02-00:03	40.7
ZY-0020-2		项目区南 2'	环境噪声	11:33-11:34	42.9	00:09-00:10	40.2
ZY-0020-3		项目区西 3'	环境噪声	11:40-11:41	43.0	00:15-00:16	40.7
ZY-0020-4		项目区北 4'	环境噪声	11:47-11:48	42.7	00:23-00:24	40.5
噪声测量点位示意图							
备注		/					

编制: 审核: 签发: (盖章)
 2019 年 1 月 24 日 2019 年 1 月 24 日 2019 年 1 月 25 日

地址: 新疆乌鲁木齐经济技术开发区泰山街 280 号 电话: 0991-3077780 邮箱: 3393787489@qq.com

2018年呼图壁储气库泥浆不落地服务和
钻井岩屑无害化处置框架协议

发 包 方：西部钻探准东钻井公司

承 包 方：新疆基蓝石油科技有限公司

签订日期：2018年 8月 10日

签订地点：新疆克拉玛依

2018年呼图壁储气库泥浆不落地服务和 钻井岩屑无害化处置框架协议

发包方：西部钻探准东钻井公司

承包方：新疆基蓝石油科技有限公司

1. 总则

鉴于发包方是组织实施的2018年呼图壁储气库泥浆不落地项目及钻井岩屑无害化处置主体单位，鉴于承包方具有与发包方充分合作的愿望及完成发包方该项目的资质和能力，愿意承担相应责任和履行各项义务。依据《中华人民共和国合同法》有关规定，经过充分协商，同意签订本协议。

2. 工程项目内容及承包方式

2.1 工程项目内容

2.1.1 实施区域：呼图壁储气库

2.1.3 工作量：发包方呼图壁储气库钻井工程中的泥浆不落地项目及钻井岩屑无害化处置项目。

2.2 承包方式

2.2.1 实行工程投资总承包；包括设备到井调遣（运费）、设备安装、设备使用、人员、材料、添加剂及相关运费、固相储存、检测、生活后勤等其它与泥浆不落地服务实施相关工作量（不包括合格固相及液相运输费）；完井后全部钻井岩屑无害化处置工作及所需的材料、设备、人员、检测等相关工作量。

3. 资料的提供

3.1 发包方应向承包方提供的资料：

3.1.1 钻井地质设计、钻井工程设计的相关内容

3.1.2 其他 /

4. 工程质量及验收标准

泥浆不落地项目采用压滤减量工艺，执行《新疆油田公司钻井液不落地技术实施细则（试行）》等相关规定，质量验收标准，及发包

方的相关规定执行。

无害化处理后岩屑由具备资质的检测机构进行取样检测，检测结果满足 DB65/3997-2017《油气田钻井废物综合利用污染控制要求》及 DB65/3999-2017《油气田含油污泥及钻井固体废弃物处置技术规范》要求。经检测合格后的岩屑用于修建井场道路、铺垫井场。

5. 协议价款及结算方式

5.1 协议价款：该项目结算费用执行新疆油田分公司开发公司发包价格。税率以当地税务局核定税率为准。

5.2 承包方安排人员上井作业并留宿的，由承包方和生活服务第三方结算就餐费用。

5.3 为保证井筒内钻井液质量的相关参数，确保钻井生产的安全。如在钻井过程中，甲方针对受污染或性能太差的钻井液，无法回收再用的，可以要求承包方使用固化剂进行固化处置。处置的数量按照实际处理量由双方确认，核算钻井液处置费用。

5.4 支付方式：采用银行转账方式支付（包括商业承兑汇票支付）。

6. 双方的权利及义务

除本协议其他条款约定的权利义务外，双方约定如下：

6.1 发包方的权利及义务

6.1.1 有权根据地质情况变化，调整钻井液性能。

6.1.2 有权向承包方索取各项工程资料，并对生产现场进行监督与检查，有权阻止和取消一切不利于安全生产、环境保护和质量要求的行为。

6.1.3 有权对承包方的装备进行审查。

6.1.4 对承包方违反协议的行为，有权拒付相应的工程款。

6.1.5 负责根据承包方现场需求提供相应的技术资料，设计外技术交底提供书面指令。

6.1.6 负责现场施工监督检查和验收工作。

6.1.7 按约定办理结算。

6.1.8 发包方对其提供的甲供料承担质量责任，向承包方提供产

品质量合格证。

6.2 承包方的权利及义务

6.2.1 承包方有权要求发包方提供必要的现场安全培训、风险因素识别，有权要求发包方提供相关安全生产、环境保护管理规定。

6.2.3 有权对发包方的安全工作提出合理化建议和改进意见；在服务过程中，对发包方违章指挥、强令承包方冒险作业，有权拒绝执行。

6.2.4 根据生产特点，制定冬防保温措施及极端天气、钻井复杂应急预案，满足发包方安全生产需要。

6.2.5 承包方完工验收时，结算执行统一的结算审批流程和单据，需提交单井或区块检测合格证明及施工总结，作为竣工考核结算依据。

6.2.6 接受发包方对该井全过程的监督检查。

6.2.7 严格按照钻井工程设计、发包方生产指令，完成承包作业。

6.2.8 按发包方规定进行信息数据汇报工作。

6.2.9 承担承包方及承包方所雇人员伤亡的一切经济及法律责任（发包方责任除外）。

6.2.10 接受发包方的更改设计，当实钻情况与设计不符时，有权向发包方建议更改设计，但必须经发包方同意后方可实施。

6.2.11 承包方应确保其人员在施工现场严格遵守当地的有关民族方面的政策、法令、法规，尊重各民族的习俗，若有任何违反而引起的法律诉讼及经济赔偿责任，全部由承包方承担。

6.3 承包方职责

6.3.1 承包方负责施工队伍的组织和调整，并按照规定配备相应的设备与机具。

6.3.2 按国家和地方政府有关安全生产和环境保护的法律、法规和标准，设立专职现场负责人和安全人员负责施工全过程的安全施工和环境保护工作（包含预防和治理），确保人身和财产安全，减少污染，保护环境。

6.3.3 负责按协议规定全部工作量的施工，保证技术指标和质量，按时完成工作量，不得进行转包。

6.3.4 负责提供与生产组织有关的各项工程资料和施工具备的条件。

7. 健康、安全生产及环境保护

7.1 严格按照 QHSE 相关规定作业，施工人员必须经安全培训后方可进入钻井现场实施钻井液不落地作业，作业人员应配备劳动防护用品，熟练掌握操作规程，施工过程进行安全环保风险识别，满足安全生产需求；熟练掌握钻井队应急预案程序，确保演练期间应急联动、迅速响应，并编制防止环境污染应急措施，并配备应急罐、电器设备等应急物资。

7.2 处理后的岩屑需由具备专业资质的第三方检测机构进行现场取样检测，报告出现检测不达标时施工单位必须重新处理，达标后进行处置。

7.3 检测频次按照油田公司和准东钻井公司检测要求执行。检测报告原件向发包方安全环保部门进行备案。

7.4 遵守法律、法规，双方有关健康、安全生产及环境保护权利、义务、责任，执行双方签订的《HSE 协议》。

8. 对外关系

在承包方承包范围内的工作关系，由承包方负责处理；承包范围外的工作关系由发包方负责协调。

9. 违约责任

承包方无合理原因拒不执行及违反招标承诺、钻井工程设计和本协议的各项约定，视承包方违约，应承担相应的经济责任。发包方无合理原因拒不执行及违反本协议的各项约定，视发包方违约，应承担相应的经济责任。具体违约责任如下：

9.1 由于承包商未能按照要求时间到井服务，造成影响井队开钻，和井队正常生产过程中因承包方原因造成等停，按 3000 元/天扣款。

9.2 由承包方提供的乙供材料，其生产厂家需得到发包方认可、产品质量认证、合格证等手续，对于使用不具备上述资格厂家的产品的承包方，发包方有权进行处罚，具体的处罚方式与额度双方协商；引发质量事故的，由承包方承担所有经济损失。

9.3 承包方不得以不合理的理由，不配合第三方正常作业，每出现一次，承包方应向发包方支付违约金 0.5 万元。

9.4 对重大质量情况和隐患隐瞒不报或假报，每出现一次，承包方向发包方支付违约金 5000 元。

9.5 承包方在总包施工过程中要严格遵守《中华人民共和国安全生产法》、《中华人民共和国环境保护法》条款要求，承包方在施工中自身施工、管理出现的碾压植被、废弃物泄漏等违法行为，以及处理泥浆不达标造成的损失，由承包方承担。

9.6 如果承包方未按发包方安全、环保生产规定组织生产，存在安全、环保隐患，未按发包方指令和期限要求整改的，每发生一次，承包方承担违约金 200-2000 元。

9.7 由于发包方违章指挥，造成的安全、环保、质量事故，发包方全部承担相应责任，并赔偿承包方相应的损失。因承包方未执行发包方指令或工程设计、违章操作等承包方因素引起的安全、环保质量事故，相应责任和经济损失由承包方承担，并承担相应法律责任。

9.8 对钻井泥浆不落地施工过程中发现的环保管理不到位、废弃物抽检不达标等环保违规行为，建设方责令承钻单位整改并依据工程和 HSE 协议追究相应管理责任及经济处罚；被油田企业安全环保部门、政府环保部门问责和处罚。如以上问题由承包方原因造成，则以上罚金由承包方全额承担。

9.9 承包方人员在作业现场违法、违纪（如在现场饮酒、聚众斗殴、赌博等），每出现一次，承包方承担违约金 2000 元。

10. 协议期限及施工期限

协议履行期限：协议签订生效之日起至 2019 年 12 月 31 日止。

11. 协议的生效、变更、终止

11.1 本协议经发包、承包双方加盖法人章和合同专用章后生效。

11.2 本协议经发包承包双方协商一致，可以变更，变更协议应采用书面形式。

11.3 有下列情形之一的，本协议的权利义务终止：

11.3.1 协议已经按照约定履行；

11.3.2 发包承包双方协商解除协议；

11.3.3 发包承包双方约定的其他情形：___/___。

11.4 有下列情形之一的，发包承包双方可以解除协议：

11.4.1 因不可抗力致使不能实现协议目的；

11.4.2 发包承包双方协商一致；

11.4. 发包承包双方约定的其他情形：___/___。

12. 争议的解决

12.1 在本协议履行过程中发生争议时，发包承包双方应及时协商解决。

12.2 如协商不成，可选择下列第 12.2.1 种方式解决：

12.2.1 提交克拉玛依仲裁委员会（仲裁机构名称）申请仲裁；

12.2.2 因关联交易协议发生争议，由双方协商解决，协商不成的，提交双方上级协商解决。

13. 其他约定

13.1 本协议未尽事项，由发包承包双方根据国家法律、法规及有关规定协商另行订立补充协议，双方共同遵照执行。

13.2 本协议正本一式 三 份，发包方两份，承包方 二 份。执行本协议所需要的通知、报告及其一些通讯信件，均以书面形式有效并以书面形式传送到发包承包方指定的地址。

甲方：中国石油集团西部钻探
工程有限公司准东钻井公司



法定代表人：



委托代理人：

乙方：新疆基蓝石油科技有限
公司



法定代表人：



委托代理人：

签字日期：2018年 8月 10日

签字日期：2018年 8月 10日

建设项目环评审批基础信息表

填报单位（盖章）：		中国石油新疆油田分公司开发公司				填报人（签字）：		项目经办人（签字）：				
建设 项目	项目名称	储气库井区HUHWK3井钻井工程				建设内容、规模		本工程建设注采井一口（HUHWK3井）				
	项目代码 ¹											
	建设地点	昌吉国家高新技术产业开发区										
	项目建设周期（月）	2.0				计划开工时间	2019年4月					
	环境影响评价行业类别	采掘类				预计投产时间	2019年6月					
	建设性质	新建（迁建）				国民经济行业类别 ²	B0721陆地天然气开采					
	现有工程排污许可证编号（改、扩建项目）					项目申请类别						
	规划环评开展情况	已开展				规划环评文件名	昌吉高新技术产业开发区规划环评					
	规划环评审查机关	新疆维吾尔自治区环境保护厅				规划环评审查意见文号	新环发[2015]306号					
	建设地点中心坐标 ³ （坐标工程）	东经	87°0'47.827"	纬度	44°0'78.76083"	环境影响评价文件类别				环境影响报告表		
建设地点坐标（坐标工程）	起点东经		起点纬度		终点东经		终点纬度		工程长度（千米）			
总投资（万元）	4567.00				环保投资（万元）		124.00	所占比例（%）		2.72%		
建设 单位	单位名称	中国石油新疆油田分公司开发公司	法人代表	陈新发	评价 单位	单位名称	新疆天合环境技术咨询有限公司	证书编号				
	统一社会信用代码（组织机构代码）	91650200715597998M	技术负责人	薛伟		环评文件项目负责人	李姝娟	联系电话	0991-4182195			
	通讯地址	克拉玛依市迎宾路66号	联系电话	0990-6889165		通讯地址	乌鲁木齐市南湖西路215号					
污染 物 排 放 量	污染物		现有工程 （已建+在建）		本工程 （拟建或改扩建）		总体工程 （已建+在建+拟建或改扩建）			排放方式		
			①实际排放量 （吨/年）	②许可排放量 （吨/年）	③预测排放量 （吨/年）	④“以新定老”削减 量（吨/年）	⑤区域平衡替代本工 程削减量 ⁴ （吨/年）	⑥预测排放量 （吨/年）	⑦排放削减量 （吨/年）			
	废水	废水量（万吨/年）								<input checked="" type="radio"/> 不排放		
		COD								<input type="radio"/> 间接排放：	<input type="checkbox"/> 市政管网	
		氨氮								<input type="radio"/> 直接排放：	<input type="checkbox"/> 集中式工业污水处理厂	
		总氮									<input type="checkbox"/> 受纳水体	
	废气	废气体积（万标立方米/年）									/	
		二氧化硫									/	
		氮氧化物									/	
		颗粒物									/	
挥发性有机物									/			
项目涉及保护区 与风景名胜区的 情况	影响及主要措施		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			
	生态保护红线		自然保护地		/	/	否		<input type="checkbox"/> 禁止 <input type="checkbox"/> 减缓 <input type="checkbox"/> +修 <input type="checkbox"/> 迁（多修）			
			饮用水水源保护区（地表）		/	/	否		<input type="checkbox"/> 禁止 <input type="checkbox"/> 减缓 <input type="checkbox"/> +修 <input type="checkbox"/> 迁（多修）			
			饮用水水源保护区（地下）		/	/	否		<input type="checkbox"/> 禁止 <input type="checkbox"/> 减缓 <input type="checkbox"/> +修 <input type="checkbox"/> 迁（多修）			
			风景名胜区		/	/	否		<input type="checkbox"/> 禁止 <input type="checkbox"/> 减缓 <input type="checkbox"/> +修 <input type="checkbox"/> 迁（多修）			

注：1、填报经济部门审批核发的一项目代码
 2、分类依据：国民经济行业分类(GB/T 4754-2011)
 3、对多项目仅提供主体工程中心坐标
 4、指该项目所在区域通过“区域平衡”专为本工程替代削减的量
 5、⑦=③-④-⑤，⑧=②-④+⑥