

《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	玛湖凹陷玛 18/玛 131 井区致密砾岩油藏大幅度提高采收率先导试验地面工程				
建设单位	中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂				
法人代表	陈新发	联系人	刘思格		
通讯地址	新疆克拉玛依市迎宾大道 36 号				
联系电话	15999398216	传真	/	邮政编码	834000
建设地点	新疆克拉玛依市乌尔禾区和塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。				
立项审批部门	/		批准文号	/	
建设性质	<input type="checkbox"/> 新建 <input checked="" type="checkbox"/> 改扩建 <input type="checkbox"/> 技改		行业类别及代码	B0711 陆地石油开发	
占地面积	永久占地 0.18hm ² 、临时占地 42.31hm ²		绿地面积 (m ²)	/	
总投资 (万元)	10785	环保投资 (万元)	200	环保投资占总投资比例	1.85%
评价经费 (万元)	/		预期投产日期	2020 年 10 月	

工程内容及规模

1 项目背景

“玛 18-玛 131 井区致密砾岩油藏大幅度提高采收率先导试验地面工程”由百口泉采油厂投资 10785 万元，拟在玛 18、玛 131 试验区开展“CO₂ 吞吐/间歇驱”及“天然气驱”两项注气大幅度提高采收率先导试验。主要在玛 18 井区部署天然气注入井 2 口（单井注入量 3×10⁴m³/d）、CO₂ 注入井 2 口（单井注气量 120t/d）及新建天然气增压站 1 座（位于玛 18 天然气回收装置旁），在玛 131 井区部署天然气注入井 3 口（1 口单井天然气注入量为 2×10⁴m³/d；2 口单井天然气注入量为 3×10⁴m³/d）、CO₂ 注入井 9 口（含 2 口加密井）、新建天然气增压站 1 座（位于玛 131 天然气处理站旁）、CO₂ 注入站 1 座及配套管线等辅助设施。

玛 18、玛 131 井区隶属于新疆油田公司百口泉采油厂管辖，行政隶属于克拉玛依市与和布克赛尔蒙古自治县。地表大部分为戈壁砾石，植被较少，地势较为平坦，平均地面海拔 300m。奎北铁路及油田公路横穿而过，交通便利，具

备一定的地面开发条件。

根据《中华人民共和国环境保护法》、《建设项目环境保护管理条例》和《建设项目环境影响评价分类管理名录》等有关规定，该项目应进行环境影响评价。中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂委托南京国环科技股份有限公司承担此项目的环境影响评价工作。在接受委托后，我单位即派有关人员对该项目进行实地踏勘和资料收集，在对建设项目进行了工程分析及相关环境要素分析后，编制了本环境影响报告表，待审批后作为开展项目建设环保设计及主管部门环境管理工作的依据。

2 项目基本情况

(1) 项目名称：玛湖凹陷玛 18/玛 131 井区致密砾岩油藏大幅度提高采收率先导试验地面工程；

(2) 建设性质：改扩建；

(3) 建设单位：中国石油新疆油田分公司百口泉采油厂；

(4) 工程投资：10785 万元，资金全部由企业自筹；

(5) 占地面积：永久占地面积 0.18hm²、临时占地面积 42.31hm²。

3 建设地点及周边环境

本项目位于玛湖油田玛 18 井区和玛 131 井区，行政隶属于克拉玛依市与和布克赛尔蒙古自治县。拟建站场、井场及管线坐标详见表 1。

项目区地表为戈壁砾石，植被较少，奎北铁路及油田公路横穿而过。项目区位于油田已开发范围内，周围无环境敏感目标。

4 项目建设内容及规模

4.1 主要建设内容

玛 18 井区：安装天然气注入井井口工艺 2 口，单井注入量 3×10⁴m³/d；安装 CO₂ 注入井井口工艺 2 口，单井注气量 120t/d；新建天然气增压站 1 座，注入规模为 6×10⁴m³/d，配套建设管线、供配电等工程。

玛 131 井区：安装天然气注入井井口工艺 3 口，1 口单井天然气注入量为 2×10⁴m³/d；2 口单井天然气注入量为 3×10⁴m³/d；安装 CO₂ 注入井井口工艺 9 口，单井注气量 150t/d；安装加密水平井井口工艺 2 口，单井产能 22t/d；新建

天然气增压站 1 座，注入规模为 $8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；新建 CO_2 注入站 1 座， CO_2 注入规模为 $2.5 \times 10^4 \text{t/a}$ ，配套建设管线、供配电等工程。

本项目主要建设内容见表 2。

表 2 工程内容一览表

区块	单元	工程内容	
玛 18 井区	注天然气	井口装置	井口工艺安装 2 口，单井设井口配注装置 2 套（流量计、紧急切断阀、有导流孔平板闸阀），采用持续注入方式，单井天然气注入量为 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计注入压力 48MPa。天然气经增压站增压至 50MPa 管输至单井，计量后经单井注入管线注入至井口。
		天然气增压站	新建 1 座天然气增压站（位于玛 18 转油站旁），站内设 2 座原料气压缩机橇、1 座行吊及放空管线，注入规模为 $6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，压缩机可满足天然气注入需求。
		天然气管线	新建来气管线采用 D114×5，全长 1km。 注气管线选用 D60×8，全长 5km。 注气支线选用 D42×6，全长 2km。
	注 CO_2	井口装置	井口注入工艺 2 套，每口单井设橇装注入装置 1 座（包括 1 座 CO_2 注入泵、1 台控制柜、1 套配套设施）。注入井采用间歇注入方式， CO_2 吞吐每个轮次 45d，注入速度 120t/d，焖井 30d，单井注入 CO_2 量 5400t。 注入工艺：液态 CO_2 通过 CO_2 罐车拉运至井场注入点，经罐车自带喂液泵增压至 2.0~2.2MPa 后，进入二氧化碳注入泵，经注入泵增压至 32MPa，由注入管线输至注入井口注入地层。
		管线	注气管线为无缝钢管，全长 0.1km。
		集输系统	新建两口试验井利用已建集输系统，采用井场→8 号多通阀管汇站→玛 18 转油站→百联站的三级布站工艺。 由于采出气中含有部分二氧化碳，对碳钢腐蚀严重，故需要将单井集输钢制管道、井口电加热器、多通阀和计量装置均替换为 S31603 材质，单井集输非金属管道利旧。
玛 131 井区	注天然气	井口装置	井口工艺安装 3 口，采用连续注入方式；其中，玛 153_H 单井天然气注入量为 $2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；MaHW1309、MaHW1312 单井天然气注入量为 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。 天然气经增压站增压至 42MPa 管输至配气间或单井，经单井注入管线注入至井口。
		配气间	井区内设 1 座配气间（与 4 号计量站合建），天然气经增压站增压至 42MPa 管输至配气间，经单井注入管线注入至井口。
		天然气增压站	新建 1 座天然气增压站，位于玛 131 天然气处理站旁。
		天然气管线	来气管线 D114×5，全长 1km； 注气干线管径 D60×8，全长 7km；

			注气支线 D42×6, 全长 1.5km。
注 CO ₂	井口装置		安装 CO ₂ 注入井井口工艺 9 口, 井口安装保温油嘴套 9 套, 防喷管 9 个, 缓蚀剂加药橇 9 座。 单井注入速度 150t/d, 注入天数 33 天, 最大日注入量 750t/d, 年注入量 2.5×10 ⁴ t/a, 注入压力 25MPa。 液态 CO ₂ 通过 CO ₂ 罐车拉运至注入站, 卸入站内 CO ₂ 储罐, 经泵增压后, 由注入管线输至注入井口回注油藏。
	CO ₂ 注入站		新建 1 座 CO ₂ 注入站, 站内设备均采用橇装化设计, 设 3 座液态 CO ₂ 储罐 200m ³ 、3 台液态 CO ₂ 注入泵、3 台液态 CO ₂ 喂液泵、设气液分离器 2 座、火炬除夜器 1 座、缓蚀剂加药橇 1 座、阻垢剂加药橇 1 座、放空火炬 1 座等设备; 配注间主要配备 9 套配注阀组和 2 套单井自动调节系统。
	注气管线		新建注气干线 D89×8 0.3km (Q345E); 新建单井注气线 D76×(10+2) 12km (双金属复合管)。 考虑到注气期间管线凝管问题, 采用注采合一线, 单井管线依托新建注气管线。
	集输系统		井口装置: 采油井口装置和单井集油管线利旧, 采用“井口→计量站→转油站→集中处理站”的三级布站密闭集输工艺。 计量橇、多通阀: 在试验区新建计量橇、12 井式多通阀各 1 座, 采用耐腐蚀 316L 不锈钢材质。 阀池: 新建 1 座阀池。
加密井	井口装置		加密井井号: MaHW1402、MaHW1401, 井口安装 2 座 14 型抽油机、1000m 电加热带和 1 台电加热器 (S31603 材质)。
	管线		新建 1.2km 单井注气管线 D76×(10+2), 采用双金属复合管。
辅助工程	供配电		玛 18 井区: 新建 10kV 架空线路 4km。注气站设 1 座 10/0.4kV 变配电室, 160kVA 杆架式变电站 2 座。 玛 131 井区: 新建 10kV 架空线路 6.5km。注气站及 CO ₂ 注入站各设 1 座 10/0.4kV 变配电室。加密井设 125kVA 杆架式变电站 2 座。
	供热		玛 18 天然气增压站供热: 依托玛 18 转油站站内采暖橇, 站内新建电暖器、轴流风机和防爆轴流风机, 供热管线 0.4km。 玛 131 注天然气增压站供热: 依托玛 131 转油站站内采暖橇, 站内新建电暖器、轴流风机和防爆轴流风机, 供热管线 0.4km。 玛 131CO ₂ 注入站: 站内新建电暖器、壁挂式空调器、柜式空调机、轴流风机。
	防腐		CO ₂ 注入站站内采用不锈钢管线、站外采用非金属管线防腐方式。脱水前加注缓蚀剂防腐。
依托工程	集输系统		依托玛 131 井区、玛 18 井区已建集输系统。
	原油处理		依托百口泉注输联合站进行处理。
	采出水处理		采出水依托百口泉注输联合站新建压裂返排液污水处理系统处理。
	伴生气处理		玛 18 井区伴生气依托富成能源天然气处理站处理; 玛 131 井区伴生气依托富城能源玛 131 天然气处理站处理。

	玛 18 井区 CO ₂	注入 CO ₂ 气源为克拉玛依炼油厂敦华石化，经罐车拉运、液相注入至先导试验站储存，后进注入系统混注。	
	污油泥	委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。	
环保工程	废气	集输废气、试验站放散管废气 采用密闭集输。	
	废水	试压废水	沉淀池沉淀后用于施工地带洒水降尘。
		施工污水	沉淀池沉淀后用于施工地带洒水降尘。
		采出水	依托百口泉注输联合站处理。
	噪声	设备噪声	隔声、基础减振等。
	固废	油泥	委托克拉玛依博达环保科技有限公司处置。
生态	生态恢复	永久占地地表硬化或砾石覆盖，临时占地场地平整，自然恢复。	

4.2 主要设备设施

玛 18 天然气注入系统及 CO₂ 驱注入系统，玛 131 天然气注入系统及 CO₂ 驱注入系统主要设备设施详见表 3。

表 3 主要设备设施一览表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
玛 18 井区注天然气				
一	玛 18 天然气增压站	座	1	
1	原料气压缩机橇	座	2	含进出口分离器、空冷器；Q： 3×10 ⁴ m ³ /d，P _进 ：1-1.5MPa， P _出 ：50MPa，280kW
2	行吊	座	1	
3	低压放空管线 D114×5	km	1	20#
4	高压放空管线 D60×5	km	1	20G
二、	单井配注装置	套	2	
1	流量计	座	2	
2	紧急切断阀	座	2	PN50MPa DN80
3	有导流孔平板闸阀	座	2	PN50MPa DN80
三、	井口工艺安装	口	2	
四、	天然气管线			
1	来气管线 D114×5	km	1	20#
2	注气干线 D60×8	km	5	L360
3	注气支线 D42×6	km	2	L360
玛 18 井区注 CO₂				
一、	保温油嘴套	口	2	DN65/DN65 50MPa (S31603 材质)
二、	防喷管	座	2	DN80 50MPa (S31603 材质)
三、	缓蚀剂加药橇	座	2	
四、	单井注入装置	套	2	
1	CO ₂ 注入泵	座	2	Q=6.3m ³ /h P=32MPa N=75kW
2	配套设备	座	2	含配电柜、涡轮流量计、电机、

				安全阀、管汇
3	控制柜	套	2	/
五、	单井注气管线	km	0.1	无缝钢管
玛 131 井区注天然气注入				
一、	井口工艺安装	口	3	
二、	压缩机增压站			
1	原料气压缩机橇	座	2	含进出口分离器、空冷器；Q： 4×10 ⁴ m ³ /d P _进 ：1-1.5MPa，P _出 ： 42MPa 315kW
2	行吊	座	1	
3	低压放空管线 D114×5	km	1	20#
4	高压放空管线 D60×5	km	1	20G
三、	配注间	座	1	
1	管汇	座	1	
2	流量计	座	3	
3	紧急切断阀	座	3	PN35MPa DN80
4	有导流孔平板闸阀	座	3	DN35MPa DN80
四、	天然气管线			
1	来气管线 D114×5	km	1	20#
2	配气干线 D60×8	km	7	L360
3	配气支线 D42×6	km	1.5	L360
玛 131 井区 CO₂ 注入系统				
一、	井口工艺安装	口	9	采用保温油嘴套
1	防喷管	个	9	DN80 50MPa (S31603 材质)
2	缓蚀剂加药橇	座	9	
三、	液态 CO ₂ 注入站	座	1	2.5×10 ⁴ t/a 撬装设施
1	液态 CO ₂ 储罐 200m ³	座	3	带加热橇
2	液态 CO ₂ 注入泵	台	3	2 用 1 备用；Q=16m ³ /h P=28MPa N=200kW
3	液态 CO ₂ 喂液泵	台	3	2 用 1 备用；Q=20m ³ /h H=50m N=11kW
4	气液两相分离器	2	座	Φ1500×4300
5	一体化连续计量装置	1	座	
6	40kW 电加热器	7	座	(S31603 材质) 30MPa
7	缓蚀剂加药橇	1	座	
8	阻垢剂加药橇	1	座	
9	电热带	0.1	km	
10	放散管	1	座	DN100 H=15m；事故下放散 二氧化碳
11	阀池	1	座	
五、	配注间	间	1	
1	配注阀组	套	9	DN50 PN30MPa
2	单井自动调节系统	套	1	
六、	伴生气及注气管道			
1	注气干线 D89×8	km	0.3	Q345E
2	单井注气管线 D60×6	km	12	双金属复合管
七、	加密井井口工艺			

1	水平井采油井口	2	座	(14 型)
2	电加热带	2000	m	
3	40kW 电加热器	2	座	(S31603 材质) 30MPa
4	双金属复合管	1.2	km	D76×(10+2)

4.3 主要土建工程

新建值班室、仪控室、配电间及设备厂房均采用彩钢隔热夹心板，外墙、屋面采用 150mm 厚彩钢外皮轻质保温复合板；内墙为 100 厚彩钢外皮轻质保温复合板。房屋屋面均为保温防水屋面（屋顶面层彩钢不应小于 0.6mm，底层厚度不应小于 0.5mm），采用结构防水的设计；房间门均采用彩钢夹芯板门，采光窗统一采用双层玻璃塑钢窗。房体维护材料采用难燃材料，防火等级为 B1 级。地基础采用 C30 素混凝土浇注。

站区道路采用素混凝土浇筑，路面宽 4m，长 700m。

表 4 玛 18 井区注天然气新建建筑主要工程量表

序号	建筑名称	建筑面积 (m ²)	数量	结构形式	耐火等级	是否防爆
1	压缩机间	19.94×16.19	1	轻钢结构	二	是
2	配电间	5.43×6.28	1	轻钢结构	二	否
3	站区道路	宽 4m	100m	素砼		

表 5 玛 131 井区注天然气保压稳产新建建筑主要工程量表

序号	建筑名称	建筑面积 (m ²)	数量	结构形式	耐火等级	是否防爆
1	压缩机间	19.94×16.19	1	轻钢结构	二	是
2	配电间	5.43×6.28	1	轻钢结构	二	否
3	站区道路	宽 4m	100m	素砼		

表 6 玛 131 井区 CO₂ 异步吞吐新建建筑主要工程量表

序号	建筑名称	建筑面积 (m ²)	数量	结构形式	耐火等级	是否防爆
1	辅助用房	12.43×6.28	1	轻钢结构	二	否
2	注入泵房	24×9	1	轻钢结构	二	否
3	配电间	20.12×12.62	1	砖混	二	否
4	门卫室	6.5×4.5	1	轻钢结构	二	否
5	站区道路	宽 4m	700m	素砼		
6	停车场	58.65×40	1			否

4.4 主要占地

(1) 玛 18 井区占地

在玛 18 井区注天然气和注二氧化碳试验中，总占地 9.87hm²，其中永久占地 0.04hm²，临时占地 9.83hm²。

表 7 玛 18 井区地面工程占地汇总表

占地类型	占地面积 (hm ²)	占地性质 (hm ²)		占地类型
		永久	临时	

管线区	8.42	0.00	8.42	戈壁
场站区	0.25	0.04	0.21	
输电线路区	1.20	0.00	1.20	
合计	9.87	0.04	9.83	

(2) 玛 131 井区占地

在玛 131 井区注天然气保压稳产试验和注二氧化碳试验中, 占地 32.62hm², 其中永久占地 0.14hm², 临时占地 32.48hm²。

表 8 玛 131 井区地面工程占地汇总表

占地类型	占地面积 (hm ²)	占地性质 (hm ²)		占地类型
		永久	临时	
管线区	23.28	0.00	23.28	戈壁
场站区	6.28	0.01	6.27	
输电线路区	1.95	0.00	1.95	
井场区	1.11	0.13	0.98	
合计	32.62	0.14	32.48	

5 开发方案设计

5.1 井口工程

(1) 玛 18 井区注天然气

根据地质油藏方案设计, 玛 18 井区艾湖 1 断块 MaHW6103 井组 8 口水平井开展天然气驱试验, 其中部署天然气注入井 2 口, 单井天然气注入量为 3×10⁴m³/d, 采用持续注入方式, 保持区域油藏压力; 部署采油井 6 口 (老井), 阶段累产油为 48.41×10⁴t, 累增油为 27.42×10⁴t。注天然气驱工作制度见表 9。

表 9 玛 18 井区注天然气驱试验井工作制度

持续注入井	采油井	注入量 (m ³ /d)
MaHW6102、 MaHW6207	MaHW6206、MaHW6101、MaHW6103、 MaHW6226、MaHW6104、MaHW6105	6×10 ⁴

(2) 玛 18 井区水平井重复压裂+CO₂ 同步吞吐

玛 18 断块 2 口水平井 (MaHW6002、MaHW6004) 开展重复压裂+CO₂ 同步吞吐试验, 单井日注气量为 120t, 注入天数 45d, 闷井时间 30d, 生产时间 18 个月, CO₂ 吞吐 3 轮次。

(3) 玛 131 井区注天然气保压稳产

玛 131 井区 12 口水平井开展天然气回注先导试验, 其中部署天然气注入井 3 口, 采用连续注入方式 (玛 153_H 单井天然气注入量为 2×10⁴m³/d; MaHW1309、MaHW1312 单井天然气注入量为 3×10⁴m³/d); 部署采油井 9 口 (老井), 阶

段累产油为 $39.57 \times 10^4 \text{t}$ ，累增油为 $22.64 \times 10^4 \text{t}$ 。

(4) 玛 131 井区水平井重复压裂+CO₂ 异步吞吐

玛 131 井区 9 口水平井开展加密+重复压裂+CO₂ 异步吞吐试验，部署异步吞吐 CO₂ 注入井 9 口（含加密井 2 口），单井注入速度 150t/d，注入天数 33 天，生产时间 18 个月，试验区最大日注入量 750t/d。阶段累产油为 $40.91 \times 10^4 \text{t}$ ，累增油为 $22.63 \times 10^4 \text{t}$ 。异步吞吐工作制度见表 10。

表 10 玛 131 井区异步吞吐试验井工作制度

工作制度	注入井	采油井	注入量 (t/d)
制度 1	MaHW1320、MaHW1322、玛 132_H、MaHW1324、MaHW1325	MaHW1321、MaHW1323、MaHW1402（加密井）、MaHW1401（加密井）	750
制度 2	MaHW1321、MaHW1323、MaHW1402（加密井）、MaHW1401（加密井）	MaHW1320、MaHW1322、玛 132_H、MaHW1324、MaHW1325	600

(5) 玛 131 井区加密井

玛 131 井区部署加密水平井 2 口（MaHW1402、MaHW1401），设计水平段长度为 2000m，单井产能 22t/d。

5.2 地面工程设计

(1) 玛 18 井区注天然气工艺

玛 18 井区已建富成能源天然气玛 18 处理站处理后的天然气可作为注入气源，来气应满足水露点 50MPa 工况下不大于 -5°C 和烃露点 50MPa 工况下不大于 0°C。

玛 18 井区共部署天然气注入井 2 口，采用持续注入方式，单井天然气注入量为 $3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，设计注入压力 48MPa。因此，设计注入规模为 $6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

在已建玛 18 天然气回收装置旁新建 1 座增压站，单井设配注装置。天然气经增压站增压至 50MPa 管输至单井注入至井口。玛 18 井区天然气注入系统地面建设规划见图 5-1。

(2) 玛 18 井区水平井重复压裂+CO₂ 同步吞吐

① CO₂ 来源

新疆地方企业可年产液态 CO₂ $10 \times 10^4 \text{t}$ 。CO₂ 存储温度 -20°C，存储压力 2.0MPa，纯度 99.96%。

敦华石油已建液态 CO₂ 储罐 3 座，其中球形 1000m³ 低温储罐 1 座，卧式

100m³低温储罐 2 座，高架设置，最低液位 4.00m。厂内设有液态装车场，可同时满足 2 辆槽车装车。该石化公司配备液态 CO₂ 槽车 10 辆，单台载重 25t，储存压力 1.8~2.2MPa，温度-17~-19℃，可储存 2~4 天（夏季气温高时储存时间短）。可将罐车车身置于现场，车头开走，待罐车内二氧化碳用完后，再拉一罐替换；每辆罐车均自带喂液泵。

注入工艺：玛 18 井区 CO₂ 气源采用罐车拉运至注入站，经泵增压后，由注入管线输至注入井口回注地层。

②设计规模

玛 18 井区水平井重复压裂+CO₂ 同步吞吐试验部署注入井 2 口，单井注入速度 120t/d，注入天数 45 天，年注入量 1.08×10⁴t/a，设计注入压力 30MPa。因此设计注入规模为 240t/d。

井区注入井采用间歇注入方式，CO₂ 吞吐每个轮次 45d，注入速度 120t/d，焖井 30d，单井注入 CO₂ 量 5400t。因此单井注入工程设施采用橇装设计，每口单井设橇装注入装置 1 座。

单井注气管线管径选用 DN50，管材为 16Mn 钢，设计压力 30MPa，全长 0.2km。玛 18 井区 CO₂ 注入系统地面建设规划见图 5-2。

（3）玛 131 井区注天然气

玛 131 井区已建天然气回收装置处理后的天然气可作为注入气源。

玛 131 井区共部署天然气注入井 3 口，设计注入压力 40MPa，采用连续注入方式；其中，玛 153_H 单井天然气注入量为 2×10⁴m³/d；MaHW1309、MaHW1312 单井天然气注入量为 3×10⁴m³/d。因此，设计注入规模为 8×10⁴m³/d。

在天然气回收装置旁新建 1 座增压站，井区内设 1 座配气间（与 4 号计量站合建）。天然气经增压站增压至 42MPa 管输至配气间，经单井注入管线注入至井口。

来气管线管径选用 D114×5，全长 1km，管材为 20#，设计压力 2.5MPa；注气干线管径选用 D60×8，全长 7km；注气支线管径选用 D42×6，全长 1.5km；管材为 L360，设计压力 45MPa。玛 131 井区天然气注入系统地面建设规划见图 5-3。

（4）玛 131 井区水平井重复压裂+CO₂ 异步吞吐

玛 131 井区 CO₂ 气源由新疆地方企业提供,采用罐车拉运至玛 131 注入站。

玛 131 井区共部署异步吞吐 CO₂ 注入井 9 口,单井注入速度 150t/d,注入天数 33 天,试验区最大日注入量 750t/d,年注入量 2.5×10⁴t/a,注入压力 25MPa。

在先导试验区新建 CO₂ 注入站 1 座,注入站含注入系统及系统配套工程。

注入工艺流程:液态 CO₂ (1.8~2.0MPag, -17~-19°C) 通过 CO₂ 罐车拉运至井场注入点,经罐车自带喂液泵增压至 2.0~2.2MPa,卸入站内 CO₂ 储罐,CO₂ 储罐内液态 CO₂ 经喂液泵增压至 2.2MPag 后供给注入泵,通过注入泵增压至 28MPag,增压后 CO₂ 液体分成 4~5 份去各注入井口注入井底。

注气管线管径选用 D89×8,全长 0.3km,单井注气线 D76×(10+2),全长 12km。玛 131 井区 CO₂ 注入系统地面建设规划见图 5-4。

5.3 集输工艺

(1) 玛 18 井区注天然气

由于试验区采出液无腐蚀作用,因此试验区采出液依托井区已建集输系统。

(2) 玛 18 井区水平井重复压裂+CO₂ 同步吞吐

玛 18 井区 CO₂ 同步吞吐试验前后单井产量变化较小,可直接利用已建集输系统,即采用井场→8 号多通阀管汇站→玛 18 转油站→百联站的三级布站工艺。

由于采出气中含有部分二氧化碳,对碳钢腐蚀严重,故需要将单井集输钢制管道、井口电加热器、多通阀和计量装置均替换为 S31603 材质,单井集输非金属管道利旧。

玛 18 井区 CO₂ 同步吞吐试验后,采出气中 CO₂ 含量增高不影响玛 18 天然气处理站处理气质达标,可直接利用玛 18 天然气处理站处理。

根据采油工程要求,为了降低井筒腐蚀,需要在注入井口增加缓蚀剂加药橇,通过套管注入井筒。

为避免注入期间(45 天)集油管线冻堵发生凝管事故,油井转注 CO₂ 前,集油管线采用热洗方式,置换管线内原油,避免管道凝管。

(3) 玛 131 井区注天然气保压稳产

由于试验区采出液无腐蚀作用,因此试验区采出液依托井区已建及在建集输系统。

(4) 玛 131 井区水平井重复压裂+CO₂ 异步吞吐

集输系统采用“井口→计量站→转油站→集中处理站”的三级布站流程，采用密闭集输工艺。

集输系统流程简述：试验区采出气液通过井口电加热器加热后，经单井管线输至多通阀管汇站，需计量的单井来液经多通阀选井后进入计量橇进行计量，计量后的采出液与不需计量的单井来液经集油支线输送至新建注入站进行油气分离计量后，经站内缓蚀剂加药橇加入缓蚀剂，再通过已建集油干线自压进入玛 131 转油站集中传输。

为满足试验区采出液集输需求，试验区新建计量橇、12 井式多通阀各 1 座，计量橇、多通阀均采用耐腐蚀 316L 不锈钢材质。

为了降低采出液对集输支干线腐蚀，在计量站出口增加缓蚀剂注入；根据采油工程要求，为了降低井筒腐蚀，需要在注入井口增加缓蚀剂加药橇，通过套管注入井筒。

①注采合一管线

管线采用注采合一管线，单井集油管线及单井注入管线共用 1 根，管线规格为 D76×(10+2) 双金属复合管，基管为 20 号钢，内衬 S31603 不锈钢。根据注入状态，注入及集输流程如下。

开始注气前，为避免注入期间（33 天）待生产单井注采合一管线冻堵发生凝管事故，待生产井单井管线采用 CO₂ 吹扫，清除管线中滞留的原油；注入井经单井注采合一管线注入 CO₂，无需要吹扫。注气完成后，注入井焖井，此时注入井单井注采合一管内存 CO₂，不会发生凝管；待生产井正常出油生产。

②注采管线分布

管线采用注采管线分布方式，单井集油管线利旧，每口试验井新建单井注入管线 1 根，管材为 16Mn，根据注入状态，注入及集输流程如下。

开始注气前，为避免注入期间（33 天）待生产单井集油管线冻堵发生凝管事故，将所有试验井单井管线采用 CO₂ 吹扫，清除管线中滞留的原油后，注气井开始注 CO₂。注气完成后，注入井焖井，此时注入井注入及集油管内存 CO₂，不会发生凝管；待生产井单井集油管线正常出油生产。油井转注 CO₂ 时，采用 CO₂ 吹扫原采油井单井集油管线后，CO₂ 经单井注入管线注入井口；原注入井转为待生产井。

5.4 伴生气处理

玛 18 井区天然气处理站 2019 年最终规模为 $53 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，根据玛 18 井区伴生气指标预测可知，新井伴生气产量 2021 年达到峰值 $47.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，已建天然气处理站可以满足试验区新增规模需求。

玛 131 井区天然气处理站 2019 年最终规模为 $85 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，2020 年后规模扩建至 $141 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。根据玛 131 井区伴生气指标预测可知：试验区及新老井伴生气产量 2021 年达到峰值 $65.57 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，玛 131 天然气处理站能够满足试验区新增规模需求。

5.5 原油处理及稳定

试验区产油通过转输系统输至百联站进行处理及稳定，该站原油脱水采用热化学+电化学脱水密闭工艺，原油稳定采用负压闪蒸工艺，原油处理及稳定可满足试验区新增规模需求。

5.6 采出水处理

依据集输工艺流程，采出水依托百联站压裂返排液污水处理系统处理，玛湖地区采出液经过油区转油站转输至百口泉注输联合站进行油水分离，分离出的压裂返排液采出水进入 50000 方暂存池进行均质、调质，再进入 2 套压裂返排液污水处理装置，装置采用“氧化破胶、絮凝沉淀、压力过滤”，处理过程中进行化学除硬，确保与百口泉采油厂稀油注水区块采出水配伍性良好，处理合格后回注稀油油田。

目前玛湖地区采出水量约为 $2400 \text{m}^3/\text{d}$ ，依据地质预测，试验区年产水量约 $4.846 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，即日产水量约 $175 \text{m}^3/\text{d}$ ，可以掺入现有玛湖采出水处理系统处理。

5.7 消防

本次试验方案消防采用移动消防，相关设施依据规范配备相应数量的灭火器。新建设施为新建天然气增压站、 CO_2 注入站等，合计配备 8kg 干粉灭火器 34 具，35kg 推车灭火器 6 具，7kg 二氧化碳灭火器 16 具。

6 配套工程

6.1 供配电

(1) 玛 18 井区供配电

金丝 110kV 变电站于 2018 年 11 月投运，本工程注气站等生产设施电源均

引自产能配套的新建 10kV 架空线路。其中天然气注入系统设 1 座 10/0.4kV 变配电室，采用双回路供电。

每口 CO₂ 同步吞吐试验井设 1 座杆架式变电站，负责注入泵配电，主变容量 160kVA，变压器采用一级能效变压器。

(2) 玛 131 井区供配电

玛 131 变电站 2018 年底投运，本工程注气站及 CO₂ 注入站等生产设施电源均引自产能配套的新建 10kV 架空线路。其中注气站及 CO₂ 注入站各设 1 座 10/0.4kV 变配电室，采用双回路供电。

每口加密井设 1 座 125kVA 杆架式变电站，采用电缆直埋地敷设至井口配电箱，计量站采用 0.4kV 配电，电源由就近杆架式变电站引接。

6.2 物联网

(1) 玛 18 井区注天然气

在玛 18 转油站增压单元设置一套控制系统完成基本过程控制系统 (BPCS) 和安全仪表系统 (SIS 系统) 功能，在 2 座注气井分别设置一套 RTU，将增压单元和注气井口测控数据分别通过新建光缆和无线 WIFI 上传玛 18 转油站中控室已建 SCADA 系统进行监控。

(2) 玛 18 井区 CO₂ 同步吞吐

玛 18 井区的 2 口采油井场 (MaHW6002、MaHW6004) 改造为 CO₂ 注采井场，因为采油井已实施物联网建设，本次仅负责更换温度、压力等检测仪表；另外，在井场分别新建二氧化碳注入泵橇和单井计量装置，均自带控制柜，利用已有的无线通信模式将井场新增测控数据上传至玛 18 转油站中控室已建 SCADA 系统进行监控。

(3) 玛 131 井区注天然气保压稳产

在玛 131 转油站增压单元设置一套控制系统完成基本过程控制系统 (BPCS) 和安全仪表系统 (SIS 系统) 功能，将增压单元测控数据通过新建光缆上传玛 131 转油站仪控室已建站控 PLC 系统进行集中监控；在 4 号计量站附近新建 1 座配注间，配注间内设置一套 RTU，通过超五类屏蔽双绞线接入 4 号计量站内已建 ONU 设备箱内交换机，利用已建的光缆链路将新增数据上传至玛 131 转油站仪控室已建站控 PLC 系统进行集中监控。

(4) 玛 131 井区水平井重复压裂+CO₂ 异步吞吐

①玛 131 注入站

为确保玛131注入站安全、可靠、平稳、高效、经济地运行，本工程在玛131注入站新建1套生产过程控制系统，系统由设置在仪控间的PLC系统组成，数据通过新建光缆将数据上传至玛131转油站已建站控系统进行远程监控,并通过已建光通信链路将生产数据上传至玛18转油站中控室SCADA系统进行远程集中监控。

② CO₂ 注采井场

本工程在玛 131 井区新建 9 座二氧化碳注采井场，其中 7 座采油井场 (MaHW1320、MaHW1322、玛 132_H、MaHW1324、MaHW1325、MaHW1321、MaHW1323)为已建老井改造，因为采油井已实施物联网建设，本次仅负责更换温度、压力等检测仪表，井口数据接入已建 RTU 并通过已建通信网络上传至玛 131 转油站站控系统进行监控；另外，2 座二氧化碳注采井场 (MaHW1402、MaHW1401)为新建，采用 ZigBee 协议的无线仪表+多井 RTU 的数据采集模式，在 MaHW1402 井场设置多井 RTU，将数据通过无线 WIFI 传至就近 1 号计量站 WIFI 主站，最终通过 1 号计量站已建网络链路将新增测控数据上传至玛 131 转油站站控系统进行监控。

6.3 腐蚀控制

玛 18、玛 131 试验区分别采用 CO₂ 吞吐试验，集输系统易发生 CO₂ 腐蚀。其腐蚀原理为：CO₂ 溶于水形成碳酸，金属在碳酸水溶液中发生电化学腐蚀。

集输管线：采用非金属管材。

配注计量站及气液分离装置：站内分离器等设备采用不锈钢内衬板材、管线、阀门及管件采用不锈钢（316L）。

缓蚀剂：2#、3#-2 号缓蚀剂，加注浓度为 80ppm。

6.4 供热采暖通风

(1) 玛 18/玛 131 注天然气试验

玛 18 转油站站内设 2 座 350kW 采暖撬，目前有采暖面积约 3100m²，热负荷约 378kW，采暖介质为 85-60℃热水，最冷时 2 座采暖撬同时运行。玛 131 转油站站内设 1 座 350kW 采暖撬，设计采暖面积约 1260m²，采暖热负荷约

181kW，采暖介质为 85-60°C 热水。

已建转油站供热热源供热能力可以满足新建天然气增压站新建建筑采暖需求，且两站合建，因此考虑新建建筑依托井区已建转油站供热热源、采用热水采暖，就近从转油站引接供热管线，管线管材及敷设方式同转油站。采暖设备选用钢制柱型散热器，采暖系统采用上供下回同程式系统，配电室选用电暖器，并设轴流风机及柜式空调。

天然气压缩机间、配电室等产生余热和散发有害气体的房间设置机械通风或自然通风系统，采用自然通风和机械通风相结合方式，天然气压缩机间排风换气次数 16 次/h。机械通风装置与天然气浓度气体报警器联锁。

(2) 玛 131 井区 CO₂ 异步吞吐试验

根据工艺方案，新建注入站位于试验区，距在建的玛 131 转油站直线距离约 7km，周围无可依托供热热源，新建建筑采用电采暖。

CO₂ 注入泵房、配电室等产生余热和散发有害气体的房间设置机械通风或自然通风系统，采用自然通风和机械通风相结合方式，排风换气次数 10 次/h。CO₂ 注入泵房机械通风装置与 CO₂ 浓度气体报警器联锁。

值班室、仪表间、门卫、配电室等设空调。

7 劳动组织定员

7.1 劳动组织

玛 18、玛 131 井区试验区隶属于百口泉采油厂，玛 18 井区注天然气试验、水平井重复压裂+CO₂ 同步吞吐试验和玛 131 井区注天然气保压稳产试验劳动组织均依托已建站定员。

7.2 人员编制

现场管理共需要 8 人。

表 11 主要岗位单井人员配备表

序号	岗位	总人数定员	水平井重复压裂+CO ₂ 异步吞吐	加密井
1	巡井、管理、技术	1		1
2	集输及维护（注入站）	7	7	
3	合计	8	7	1

8 产业政策及地方区域发展规划

8.1 国家产业政策

根据国家发展和改革委员会发布的《产业结构调整指导目录》（2019年），本项目属于鼓励类“常规石油、天然气勘探及开采”，项目的建设符合国家产业政策。本项目位于国土资源部批准的中国石油新疆油田分公司克拉玛依油田采矿权区域内，本项目建设有利于新疆油气资源的勘探开发。能源行业是经济发展的支柱产业，本项目投产后可在一定程度上支持国家经济建设，符合国家产业导向。

8.2 相关产业规划及区域发展规划

（1）新疆维吾尔自治区国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要

按照“稳步推进、重点突破、互利共赢、惠及民生”的原则，全面推进新疆油气资源开发利用。在资源勘探开发利用转化过程中提高地方参与度，加大石油天然气资源在新疆加工转化力度。推进中央驻疆油气开发企业的就地注册，加快与新疆本地企业合资合作，支持在新疆注册成立公司的企业参与新疆油气区块竞争出让，鼓励和支持各类企业参与石油和非常规油气资源勘探开发。围绕塔里木、准噶尔和吐哈三大油气资源，重点建设独山子、乌鲁木齐、克拉玛依、南疆塔河石化等千万吨级大型炼化一体化基地。

本项目建设符合新疆十三五发展规划。

（2）新疆维吾尔自治区石油和化学行业“十三五”发展规划

支持中石油、中石化继续加大对我区油气资源的勘探开发力度，共同推进三大盆地油气资源的勘探开发。不断提高油气资源的探明、可采储量，为区内原油、天然气稳产和增产提供资源保证；采用先进技术提高油、气采收率及油气伴生资源的综合利用率；在稳定和提高老区油气产量的同时，加快已具备开采条件的新油气田的开发和产能建设，确保“十三五”末油气当量达到6900万吨。

本项目建设符合新疆石化行业十三五发展规划。

（3）与《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》符合性分析

《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》提出：“到2020年，基本建成安全、稳定、经济的矿产资源保障体系，基本形成节约高效、环境友好、矿地和谐的绿色矿业发展格局。矿业经济发展支撑自治区经济中高速增长，资源开发迈向中高端水平。基本建成统一开放、竞争有序的现代矿业市场体系，形成矿产资源开发保护与矿业发展新格局。……强化矿产资源的安全可持续供

应与应急保障能力，对于油气、页岩气、煤层气、铜、钾盐等矿产实施鼓励性勘察开发政策。”

本项目属于油气开发项目，开发区域位于《新疆维吾尔自治区矿产资源勘查开发“十三五”规划》划定的九大矿产资源开发重点矿区中的“塔里木盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地及周边油气、砂岩、煤炭、煤层气、页岩气开发区域”，不属于限制开采区和禁止开采区，本项目符合《新疆维吾尔自治区矿产资源、勘查开发“十三五”规划》。

（4）与环境保护“十三五”规划符合性分析

《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》提出：到2020年，全区生态环境保持良好，主要污染物排放达到国家控制要求，环境风险得到有效管控，群众环境权益的到切实维护。生态环境治理体系日趋完善，治理能力现代化取得重大进展，电能利用率稳步提升，水资源消耗得到有效控制。

本项目为油气田开发项目，油气集输及处理采用全密闭流程，采出水经处理后回注地层，各类固体废物得到妥善处置。本项目采用的各项污染防治措施切实可行，污染物能够达标排放，项目建成后区域环境质量基本保持现状，环境风险水平可以接受，本项目符合《新疆维吾尔自治区环境保护“十三五”规划》。

（5）与生态功能区划符合性分析

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域属于准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区，准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区，克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区。该区的生态服务功能为油气资源、荒漠化控制，其发展方向为在保护生态、控制污染的前提下，合理开发油气资源，开发过程中要规范油气勘探开采作业、废弃物无害化处理。

本项目为油气开采项目，开发区域在划定的采矿许可范围内，在开发过程中要严格落实各项生态环境保护措施，实现各类污染物达标排放，各类固体废物能得到妥善处置，本项目符合《新疆生态功能区划》。

（6）与主体功能区划符合性分析

《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》将新疆国土空间划分为重点开发、限制开发和禁止开发区域；按开发内容，分为城市化地区、农产品主产区和重点生态功能区；按层级，包括国家和自治区两个层面（其中：国家层面主体功

能区是《全国主体功能区规划》从我国战略全局出发划定的，自治区层面主体功能区是按要求在国家层面以外的区域划定的）。

根据《新疆维吾尔自治区主体功能区规划》，本项目不在禁止开发区和限制开发区，本项目位于克拉玛依石油工业基地产业带，由于借助良好的交通与区位条件，经济发展基础较好，石油天然气加工业等已形成一定规模。本项目开发区域在划定的采矿许可范围内，不占用农田，符合《新疆生态功能区划》，本项目在开发过程中要严格落实各项生态环境保护措施。

(7) 与《重点行业挥发性有机物综合治理方案》符合性分析

《重点行业挥发性有机物综合治理方案》中指出，要全面加强 VOCs 无组织排放控制，重点对含 VOCs 物料储存、转移和输送、设备与管线组件泄露、敞开液面逸散以及工艺工程等五类排放源实施管控，通过采取设备与场所密闭、工艺改进、废气有效收集等措施，削减 VOCs 无组织排放。在加强设备与场所密闭管理方面，含 VOCs 物料转移和输送，应采用密闭管道、密闭容器、罐车等措施减少 VOCs 无组织排放。

本项目在原油集输过程中有少量的 VOCs 产生，集输方式采用了管线密闭集输，有效的减少了 VOCs 无组织排放，本项目符合《重点行业挥发性有机物综合治理方案》。

9 选址合理性分析

本项目距井口、天然气增压站和注入站2km范围内无民房，距井口、站场方圆2km内无学校、医院、厂矿、油库、铁路等建筑物选址符合要求。井场及站场周边无保护文物、风景名胜区、自然保护区，无珍稀野生保护动物栖息地，工程设施不在饮用水源保护区范围，井场选址合理。

10“三线一单”符合性分析

根据《新疆生态功能区划》，本项目所在区域项目区为准噶尔盆地西部荒漠及绿洲农业生态亚区。本功能区主要生态服务功能为克拉玛依石油工业基地环境保护生态功能区荒漠化控制、生物多样性维护、矿产资源开发。本项目实施过程中加强污染治理、废弃物资源化利用、加强油区植被保护和管理。建设现代化石油工业基地和良好的人居环境，实现经济、社会、环境和谐与健康发展。

项目所在区域的环境空气、声环境、土壤的环境质量均较好，均可达到相应的环境功能区划要求。地下水水质较差一般不作为饮用水。

根据《关于印发新疆维吾尔自治区 28 个国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单（试行）的通知》（新发改规划[2017]891 号）文规定，本项目不在国家重点生态功能区县（市）产业准入负面清单之列。

与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题:

1 现有区块开发现状

1) 玛 18 井区油气集输现状

玛 18 井区地面集输采用“采油井场→计量站→转油站→原油处理站”的密闭集输三级布站流程，原油处理和污水处理依托百联站。油区已建集油干线 3 条，单井出油管线采用 DN65 PN2.5MPa、DN50 PN2.5MPa，集油支线管道规格主要为 DN150 PN3.5MPa，集油干线管道规格主要为 DN200 PN3.5MPa，管线均采用耐腐蚀非金属管。

玛 18 井区目前建成转油站 1 座，玛 131 井区、玛 2 井区及艾湖 2 井区产液统一输到玛 18 转油站后与玛 18 井区产液共同输往百联站进行处理及外输，设计规模为 $260\times 10^4\text{t/a}$ ，最大日输液量约 7500m^3 。

已建玛 18-百联站转液管线，采用 DN250 6.0MPa 非金属管，长度 26km，管线设计输送能力，最大输送能力为 $260\times 10^4\text{t/a}$ 。

2) 玛 131 井区油气集输现状

玛 131 井区地面集输采用“采油井场→计量站→转油站→原油处理站”的密闭集输三级布站流程，偏远单井采用拉油生产方式，原油处理和污水处理依托百联站。油区已建单井出油管线采用 DN65 PN2.5MPa、DN50 PN2.5MPa，集油支线管道规格主要为 DN150 PN3.5MPa，集油干线管道规格主要为 DN200 PN3.5MPa，管线均采用耐腐蚀非金属管。

玛 131 井区目前已建转油站 1 座，设计规模 $100\times 10^4\text{t/a}$ ，最大日输液量约 3000m^3 。已建玛 131-玛 18 转液管线，采用 DN200/250 6.0MPa 非金属管，长度 40km，管线设计输送能力，最大输送能力为 $240\times 10^4\text{t/a}$ 。

3) 原油处理

百联站原油处理采用气液分离、热化学沉降脱水、电化学脱水及原油稳定处理工艺，设计能力为 $260\times 10^4\text{t/a}$ ，目前处理量约 $90\times 10^4\text{t/a}$ ；原油稳定采用加热闪蒸工艺，设计能力 $290\times 10^4\text{t/a}$ 。

4) 原油外输现状

百联站处理后的原油外输至百克站，采用 D219×6mm 20#无缝钢管，保温层材料为黄夹克，全长 2.8km，设计压力 2.5MPa，设计输送能力 $100\times 10^4\text{t/a}$ 。

目前站内原有 2 台外输油泵（ $100\text{m}^3/\text{h}$ ）的基础上，加设一台外输油泵（ $280\text{m}^3/\text{h}$ ），三台泵根据外输油量进行使用，最大外输能力可达 $333\times 10^4\text{t/a}$ 。目前原油外输计量为静态计量交接。

5) 天然气处理现状

百联站旁建有天然气处理站 1 座，伴生气处理采用压缩机增压、分子筛脱水、膨胀机制冷、低温分离脱水脱烃工艺。设计处理能力 $20\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量约为 $18\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

目前玛 18 井区已建成天然气回收装置 7 套：1 套 $8\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 、2 套 $10\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 、2 套 $5\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 、2 套 $15\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，合计天然气处理规模 $68\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，计划搬 1 套 $15\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 装置至玛 131 新转油站，6-8 月最终规模 $53\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

玛 131 井区已建成天然气回收装置 6 套：1 套 $30\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 、1 套 $15\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 、1 套 $10\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 、1 套 $5\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 、2 套 $3\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，合计天然气处理规模 $66\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。

6) 采出水处理

百口泉稀油污水处理站 1998 年建成投产，由于该站投产时间较长，存在问题较多，2012 年对其进行改造，污水系统设计规模 $8000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理污水量约 $5200\text{m}^3/\text{d}$ 。污水处理流程为“重力除油—混凝沉降—过滤”三段式处理流程，处理后的采出净化水达标回注，目前回注系统正在施工建设，在建注水站设计规模为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 。

由于玛湖地区采出水的特殊性质，该部分采出水无法进入现有污水处理系统进行处理达标回注，目前玛湖地区分离出的高含压裂液污水输送至百联站后，进入 50000m^3 沉降池，然后交由第三方处理，其处理工艺是破胶-絮凝-改性（改水型）-过滤，设计处理量 $3300\text{m}^3/\text{d}$ ，目前处理量 $2400\text{m}^3/\text{d}$ ，处理完的返排液回注地层或复配压裂液。

7) 供电系统建设现状

艾湖油田玛 18 井区西北方向距百口泉 220kV 变电站 30km，距换水简易变电站约 17km。目前已建有 2 个电源，即达湖 35kV 变电站及塔城金丝（玛北）110kV 变电站，由该变电站已引出 3 条 10kV 线路至艾湖 012 井均为电动钻机电源线，导线分别采用 $2\times\text{LGJ-185}$ 、 LGJ-240 、 LGJ-240 型；已建 1 条 10kV 线

路至玛 18 井区，导线规格 2×LGJ-150；塔城金丝（玛北）110kV 变电站主变容量 1×50MVA，2018 年 11 月投运。

玛 131 井区已建成 1 座 35kV 变电站，主变容量 2×12.5MVA。

8) 物联网现状

数据与采集与监控子系统：玛 18 井区已建 187 座油井、20 座计量站已考虑物联网建设待实施；玛 18 转油站已建站控 PLC 系统，百联站（改扩建）新建 DCS 系统；转油站及百联站已建视频监控系统，油区视频覆盖已考虑待实施；玛 18 转油站已建 SCADA 系统（ifix V5.8）1 套；数据传输子系统：已建玛 18 转油站~百口泉生产基地 24 芯通信光缆，玛 18~玛 131 光缆在建；玛 18 转油站已建无线网桥基站（30m 塔）1 座，无线网桥网络覆盖玛 18 井区；生产管理子系统：百口泉生产基地未建生产管理子系统及厂级生产监控中心。

数据传输子系统：玛 18~玛 131 光缆（24 芯）在建。

2 现状区域审批及验收情况

玛 18-艾湖 1 井区、玛 131 井区的日常生产和维护管理均由百口泉采油厂负责，生产采用四班二倒的工作制度，劳动定员均在百口泉采油厂工作人员中调配。

现有项目环保手续情况见表 12。

表 12 现有项目环保手续履行情况统计表

序号	建设项目名称	环评批复单位	环评批复文号	验收情况
1	凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]620号	2018 年 5 月 31 日，第一批工程自主验收；2020 年 1 月 13 日，第二批工程自主验收
2	玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程	新疆维吾尔自治区环境保护厅	新环函[2015]619号	2018 年 10 月 27 日，自主验收

3 现状开发环境影响回顾分析

3.1 现状污染源调查

根据《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》、《玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发建设工程（第二批）竣工环境保护验收调查报告》和《玛北斜坡区玛 131 井

区百口泉组油藏开发建设工程（第一批）竣工环境保护验收调查报告》。

（1）大气污染物

项目改扩建前运营期大气污染物主要为油气集输处理过程中无组织挥发的有机气体。油田集输处理过程中由于阀门、法兰等连接处的泄漏或设备超压放空等，会产生无组织挥发性烃类排放。转油站站内相变加热炉和采暖撬燃烧天然气产生有组织废气，污染因子主要为烟尘、氮氧化物和二氧化硫。

根据验收调查报告，油田开发采用密闭集输流程，井口采用电加热，井区无组织非甲烷总烃排放最高浓度符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ 的要求。

玛 18 转油站站内相变加热炉和采暖撬烟气中烟尘、 SO_2 、 NO_x 均符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建锅炉大气污染物浓度排放限值要求。

根据环境空气质量现状监测结果，各项污染物的监测值均满足相关标准限值的要求，现有工程对环境空气质量影响较小，在环境可接受范围内。

（2）废水

运营期的生产废水主要为采出水。玛 18 井区和玛 131 井区采出水依托百口泉注输联合站污水处理系统处理后回注油藏。根据验收监测结果表明，回注水符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求。

（3）噪声

油田开发建设项目总体开发过程中运营期主要以场站抽油机以及各类机泵运行时产生的机械噪声，虽然这些噪声对环境的影响周期较长，贯穿于整个生产期，站场主要噪声设备通过集中放置在泵房及采取消音降噪措施后，对周围环境的影响不大。

根据验收监测结果表明，站场及井场厂界昼间、夜间噪声值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准限值要求。

（4）固体废物

运营期产生的固体废物主要为含油污泥和落地原油。

1) 落地原油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处正常及事故状态下得泄

漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。根据中国石油新疆油田分公司环境保护管理制度规定，不允许产生落地油。因此，本项目井下作业时带罐作业，落地油 100%回收，回收后的原油运至百口泉注输联合站进行处理。

2) 含油污泥

含油污泥主要来自百口泉注输联合站原油处理系统和污水处理系统产生的含油污泥，主要成分为水、石油类和泥砂。含油污泥属于《国家危险废物目录》（2016版）HW08类危险废物，定期交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行回收、处置。

3) 生活垃圾

运营期主要为井场巡检人员产生的生活垃圾，集中收集后，定期清运至克拉玛依市垃圾填埋场处理。

综上所述，各固体废物均得到了妥善的处理。

表 13 现状污染物监测结果

序号	污染类型	污染物	监测因子	监测结果
1	废气	油气集输处理过程中无组织挥发的有机气体	非甲烷总烃	符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值4.0mg/m ³ 的要求。
2		玛18转油站站内相变加热炉和采暖撬烟气	烟尘、SO ₂ 、NO _x	符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表2新建锅炉大气污染物浓度排放限值。
3	废水	百口泉注输联合站	pH、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、悬浮物、石油类、挥发酚及硫化物	符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求。
4	噪声	站场及井场设备噪声	等效连续A声级Leq	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准限值。
5	固废	含油污泥	交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行回收、处置。	
6		落地油	本项目井下作业时带罐作业，落地油100%回收，回收后的原油运至百口泉注输联合站进行处理。	
7		生活垃圾	清运至克拉玛依市垃圾填埋场处理。	

注：本表中监测结果引用验收调查报告中结果。

3.2 环境保护措施调查

（1）建设期废物处置措施

在开发过程中产生的各种废物均得到了有效的处置。

钻井期间使用国家规定的合格的柴油机作为钻机燃料，做到了污染物达标排放。钻井期的废气污染物已随钻井期的结束而消失。经现场调查：未发现泥浆、岩屑及钻井废水散落井场的现象。

已开发区域内无生活垃圾乱丢弃现象；管线开挖期间产生多余土方均平撒在管廊上，并实施压实平整。目前已开发油井钻井期间产生的废物均采取了合理的处置措施，未对环境产生不利影响。

（2）运营期废物处置措施

油田现有设施在运行过程中产生的各种废物均得到了有效的处置。经现场调查：落地原油 100%进行回收；修井作业过程中采用厚塑料布铺垫井场，不向外环境排放落地原油；含油污泥交由克拉玛依博达环保科技有限公司进行回收、处置；采出水和井下作业废水密闭集输至百口泉注输联合站内污水处理系统处理达标后全部回注油藏。目前已开发油井运营期间产生的废物均采取了合理的处置措施，未对环境产生不利影响。

（3）生态保护措施及水土防治措施

油田对井区内的集油干支线、注水干支线、电力设施底部及油田道路两侧进行了水土流失防治措施，对于地面工程建设扰动的地表进行了地面硬化处理，在地表覆以戈壁砾石，以减少风蚀量。另外，在道路边、油田区，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，不得砍伐野生植被，尤其是保护野生植物，不得猎杀野生动物，从各方面提高油田员工保护生态环境的意识。

4 主要环境问题及以新带老改进意见

井区内道路属于简易便道，无路基，仅在表面覆盖戈壁砾石，路况较差，加之当地降水稀少，车辆碾压和行驶扬尘对地表植被影响较大。要求完善项目区路网，施工过程中对道路定期洒水，对巡检道路进行砾石碾压，减少车辆行驶扬尘。

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、矿产、生物多样性等）：

1 地理位置

玛 18、玛 131 井区行政隶属于克拉玛依市乌尔禾区和塔城地区和布克赛尔蒙古自治县。玛 18 井区位于克拉玛依市东北方向 71km、玛 131 井区位于克拉玛依市东北方向 95km。乌尔禾区位于新疆维吾尔自治区克拉玛依市东北部，地处准噶尔盆地西北缘，克拉玛依市区东北 90km。东经 85°15′-86°00′，北纬 45°38′-46°13′。东北与和布克赛尔蒙古自治县接壤，西与托里县交界，南与市辖白碱滩区毗邻，217 国道纵贯全境。南北最宽 57km，东西最长 60km，总面积约 2250km²，占克拉玛依市域总面积的 23.68%。

和布克赛尔县位于准噶尔盆地西北边缘，地处塔城、克拉玛依、阿勒泰三地区中心，北与阿勒泰、哈萨克斯坦共和国交界，南部与玛纳斯县、沙湾县接壤，西南部以乌尔河为界与克拉玛依市相连，西与额敏县、托里县以白杨河为界，东邻阿勒泰地区，东西最长 210km，南北最宽 207km，辖区总面积 3.06km²。

2 地形、地貌

玛 18-艾湖 1 井区、玛 131 井区地处准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖北部地区的冲积扇前倾平原地带，总的地貌特征比较单一，多为开阔平坦的单一戈壁滩。井区位于西北缘断裂带与玛湖凹陷的斜坡带上，构造位置位于三叠系玛湖鼻状构造的 1 号背斜上，区域地形地貌特征单一，均为平原微丘地貌，海拔高度在 530m 左右，井区内相对高差最大在 10m 左右，均为戈壁荒漠景观单元。

项目区地貌类型属于山前洪冲积平原中部的砾质荒漠区，地形比较平坦开阔，绝对高程在 314.6m-320.3m 之间，整体呈西北高、东南低的走势，地坡较缓，约为 4.5‰。区域地层结构简单，上部为第四系沉积物，厚度为十余米至几十米，为上更新统和全新统 Q₃₊₄^{apl} 冲洪积层。

3 水文及水文地质

（1）地表水特征

本项目区域评价范围内无地表水经过。区域内有艾里克湖，南侧为玛纳斯湖。

艾克里湖位于新疆克拉玛依乌尔禾区魔鬼风景区东南 16km 处，20 世纪 60 年代湖泊面积 65.2km²，平均水深 3.1m，为淡水湖，湖中有芦苇和少量的野生鱼生长，是白杨河河水注入形成的天然湖泊，自白杨河水库蓄水后，补给艾里克湖的水源减少，到 20 世纪 90 年代，随着黄羊泉水库建成蓄水，入湖水量大幅减少，导致艾里克湖周围植被大面积死亡（随着克拉玛依市生产、生活用水的骤增以及白碱滩水库、黄羊泉水库的陆续建成，1991 年白杨河入艾里克湖水被彻底截断，1995 年湖面干涸，造成湖泊周围数十平方公里的自然植被枯萎，湖滨新村居民和近湖军垦团场职工无法生活、生产，被迫迁移，失去天然绿色屏障的湖区也因此出现大面积的荒漠地带，使得古尔班通古特沙漠不断向克拉玛依市逼近）。2000 年 7 月 28 日引水工程建成，每年定期向艾里克湖补水，恢复了湖区原有的自然风貌。在引水工程建成通水后，自 2001 年以来，艾里克湖在白杨河水库下放的 5 亿 m³ 的生态水以及引水工程排入的 8 亿 m³ 的生态水，经原有河道注入艾里克湖，使已干涸多年的艾里克湖重现生机，湿地植被得以恢复，湖水面积目前已达 30km³。现在每年对艾里克湖补给 1500-3000m³ 的水量，生态环境得到恢复，周围植被繁茂，成为许多动物的栖息地，形成艾里克湖湿地生态系统。小艾里克湖位于百口泉镇东南约 20km 处，是境内又一天然湖泊，其湖水来源为百口泉等地下水。20 世纪 60 年代的湖面面积 6km³，由于百口泉等地下水资源开采利用，湖水补给随之减少。近年来随着引水工程的实施，现已得到恢复。

玛纳斯湖湿地是准噶尔盆地西部的一个大型咸水湖及周围盐沼和草甸。发源于哈比尔原山的玛纳斯河完全断流，湖区已变成干涸的盐地和盐漠。地下水位较高，离地面约 2m。东面和南面是固定、半固定沙漠（古尔班通道古特沙漠）。上个世纪 50 年代，玛纳斯湖面积为 550km²，到了 60 年代，由于无节制的农业垦荒和截水灌溉，注入该湖的河道从此断流。上个世纪 90 年代末，新疆生产建设兵团石河子垦区引进滴灌技术，建成了中国最大的膜下滴灌基地，1999 年以来，石河子垦区将每年滴灌节约的 2 亿 m³ 水全部输向玛纳斯河流域下游，使玛纳斯湖重现生机。目前，玛纳斯湖湿地面积已超过 100 km²。

根据区域地形分析，艾里克湖东岸有一山体阻隔高度约 50~100m，是艾里克湖和玛纳斯湖的分水岭，使艾里克湖和玛纳斯湖没有水力联系。

（2）地下水特征

①第四系松散岩类孔隙水

在玛湖地区，第四系松散沉积物广泛分布，含水层为一套冲积、湖积沉积的结构，岩性均为砂。据收集资料显示，单井涌水量一般为 303~439m³/d，矿化度 1.87~5.08g/L，水化学类型主要为 Cl•SO₄-Na 型水和 Cl-Na 型水。

②第三系孔隙裂隙水

百口泉地区是中新生界的自流水斜地，经过前人多次的地质和水文地质勘察以及水源地三十多年来开发利用实践，基本证实了区内第三系岩层中埋藏着较为丰富的孔隙裂隙承压自流水。第三系沉积层在地貌上是一个由西北向东南展布的冲洪积扇；在构造上表现为由西北向东南倾斜的单斜构造（靠近山区岩层倾角较陡，向着盆地方向趋于平缓）。第三系沉积层是由克拉苏河、达尔布图河搬运至堆积而成的，是典型的河流相沉积层，由砂岩、砾岩和泥岩互层组成，岩相变化较大，结构多呈透镜状，沉积厚度在北部为 10~40m，向南至井排一带（中部地带）厚 40~60m，井排以南厚 50~70m，由扇形轴部向东、西两侧变薄而尖灭。由于沉积物的变化导致第三系含水层的不均匀存在。

③白垩系碎屑岩类裂隙孔隙水

通过对白垩系地层岩性、沉积特征的分析研究，说明中生代地层是在潮湿气候的泻湖、湖泊环境条件下形成的。新生代开始，区域地壳上升，白垩纪地层接受风化、剥蚀，湖泊相水便在白垩系碎屑岩层的层状裂隙孔隙中残留下来，即形成了区域地下水。与此同时，山区降水入渗形成的基岩裂隙水和地表水，在漫长的地质历史时期，通过侧向流入和渗漏补给储存在白垩纪的层中，构成地下水的含水层。

（3）地质构造

准噶尔盆地是天山-阿尔泰山地槽褶皱系中的一个大型的山间拗陷，周围均有大型断裂存在。区域构造基本上是东南倾斜的单斜，自西北向东南成阶梯状下降，基底为加里东期及华力西中期以前的沉积构造，华力西中期以后地槽全部回返结束。走向内陆盆地的发展阶段，接受了厚达万米的陆相碎屑沉积，经

喜马拉雅运动后，使西部发生强烈褶皱，形成了现今盆地景观。

评价区域附近的断裂呈北东向延伸，延伸长度不明，断裂较为平直，推测为正断层，断面倾向南东，倾角较陡，该段列为中生代断裂，被第四组沉积物所覆盖，近期无活动，工程路线近期无活动性断裂，属构造基本稳定区。

(4) 地层岩性

评价区域位于准噶尔盆地西北缘断阶带下盘，玛湖凹陷北斜坡。构造格局为一南倾的平缓单斜，局部发育鼻状构造及低幅度背斜。自上而下分为 P2w1、P2w2、P2w3 三个砂层组，其中主力油层 P2w2 砂层组进一步细分为 P2w2-1、P2w2-2。沉积相为水下扇扇中亚相沉积，物源主要来自北西方向。

储层岩性以砂质不等粒小砾岩为主，孔隙组合主要为粒间溶孔—界面缝—粒间残留孔，孔隙类型以次生溶孔为主，粘土矿物以伊蒙混层为主（46%）。油层孔隙度为 6.0%~14.23%，平均为 8.14%，渗透率为 0.36~1763.4mD，平均为 6.42mD，水平最大主应力方向为 N63.3°W，属微细喉道、低孔、特低渗、非均质性较强的较差储集层。

乌尔禾组油藏地面原油密度 0.838g/cm³，50℃ 地面原油粘度 9.51mPa·s，天然气相对密度 0.82，甲烷含量平均 65.74%，地层水矿化度为 7151.35mg/l，地层水型为 NaHCO₃ 型。原始地层压力为 57.30MPa，饱和压力为 5.81MPa，地层温度为 88.41℃，地层压力系数为 1.59，属异常高压低饱和程度油藏。

油藏类型为受物性和沉积相控制的岩性油藏，油藏中部海拔-3262m。油藏边底水不活跃，天然驱动类型主要为弹性驱动。

(5) 地震

跟据《中国地震动峰值加速度区划图》（2001 年版），评价区域位于地震动峰值加速度 0.05-0.10 区（VII度地震区）。抗震设防烈度为 7 度。

4 气候、气象

本油区处于温带荒漠气候带，属典型的荒漠大陆性气候，即冬季寒冷、夏季炎热、春秋季节较短且气温变化大。干旱少雨，蒸发量大，风沙日多，主导风向为西北风。年降水量平均 96mm。该地区风大且多，活动频繁，主导风向西北风。该地区主要气象要素如表 14 所示。

表 14 本项目所在区域常规气象资料统计

项 目 名 称	单 位	数 值
---------	-----	-----

气温	最冷月平均	°C	-16.7
	最热月平均	°C	27.5
	极端最高	°C	44
	极端最低	°C	-31.4
	年平均	°C	9.0
	≥30°C天数	d/a	79.8
	≤5°C天数	d/a	149
相对湿度	冬季	%	77
	夏季	%	32
	年平均	%	48
风	年平均风速	m/s	2.1
	最大风速	m/s	27.6
	年平均主风向	/	NW
降水量	年降水量平均值/极大值	mm	96.4/227.4
	年降水量天数平均值/极大值	d/a	68.0/101.0
积雪	积雪最大厚度	mm	250
	雷暴日数	d/a	31.3
	沙暴日数	d/a	1.8
	年蒸发量	mm	3345.2

5 土壤及生态概况

评价区域处于荒漠区，区域内有大面积未开垦的荒地，主要土壤类型为盐化草甸土、草甸盐土、典型盐土和半固定的风沙土等。

评价区域内野生动物组成较单一，区域内野生动物以荒漠区爬行类、啮齿类动物分布为主，保护物种不多，没有珍惜稀濒危物种分布。常见的物种有荒漠麻蜥、快步麻蜥、凤头百灵等，有时有红隼、草原雕等。

评价区域所在县境内有西伯利亚落叶松；野生经济植物资源以药材种类最为丰富，主要有贝母、甘草、黄芪、麻黄、青兰、锁阳、列当、肉苁蓉、大黄、党参、茵陈蒿、风铃草、圆柏、芍药、乌头、白头翁等。

评价区域地处准噶尔盆地西缘的干旱荒漠区，在植被类型上属荒漠，自然地带性植被为梭梭荒漠。

区域内天然植物种类贫乏，以超旱生、耐盐碱的亚洲中部荒漠成分占优势。所分布的植物中，藜科植物种类较多。主要是：藜科的梭梭、假木贼、木碱蓬和驼绒藜；柽柳科的琵琶柴、多枝柽柳、长穗柽柳。就其区系地理成分而言，有属亚洲中部成分的梭梭，中亚成分的盐节木，总体来说比较简单。从历史成分来看，显示出其古老性，藜科中的梭梭、猪毛菜、盐爪爪等属的一些种均发

生于第三纪。

从植物的水平地带分布来说，项目区植被主要是由超旱生的小半乔木、半灌木、小半灌木荒漠植被所形成。由于干旱无水，地表干燥，植被稀疏，植被覆盖率在 5%以下。

社会环境简况（社会经济结构、教育、文化、文物保护等）：

本项目行政隶属于克拉玛依市与和布克赛尔蒙古自治县。

1 和布克赛尔蒙古自治县

和布克赛尔蒙古自治县隶属塔城地区，目前，县辖 5 乡、2 镇、4 个牧场、77 个行政村、7 个居民委员会。境内有新疆生产建设兵团第十师 184 团，农七师 137 团煤矿等驻县单位。2 镇分别是和布克赛尔镇以及和什托洛盖镇。5 乡分别是夏孜盖乡、铁布肯乌散乡、莫特格乡、查干库勒乡、巴音傲瓦乡。4 个牧场分别是那仁和布克牧场、巴嘎乌图布拉格牧场、布斯屯格牧场和伊克乌图布拉格牧场。全县人口总数为 6.3 万人，由蒙古、汉、哈萨克、维吾尔、塔塔尔等 19 个民族组成。

全县总面积 30589.2km²，有可耕地 131197 亩，占全县总面积的 0.29%，其中已利用的耕地 78297 亩；林地 196719 亩，占 0.43%；草场 27486963 亩，占 59.9%；城乡居民点用地 26472 亩，占 0.058%；水域 42459 亩，占 0.09%；驻县团场用地 83133 亩，占 1.82%。

和布克赛尔蒙古自治县水资源年径流量为 2.02×10⁸m³。其中年径流量在 1000×10⁴m³ 以上的只有哈拉盖特、阿尔恰特、吉木格尔三条河流。

和布克赛尔是一个资源大县，已探明矿产资源 26 种，品质均属上乘，其中煤炭、盐、膨润土、石英砂、石油、天然气、芒硝、石灰石等矿产资源储量丰富。

2 克拉玛依市

克拉玛依市下辖克拉玛依区、独山子区、白碱滩区、乌尔禾区 4 个区、9 个自然镇、2 个乡、12 个街道办事处、109 个居民委员会和 20 个村民委员会。境内有生产建设兵团所属的 4 个团场。

克拉玛依市总人口（不含辖区内兵团人口）为 379244 人，其中户籍人口 290144 人，暂住人口为 89100 人。男性人口 206356 人，占 54.4%，女性人口 172888 人，占 45.6%。按籍区分：独山子区 82375 人，克拉玛依区 241227 人，白碱滩区 50987 人，乌尔禾区 4655 人。在户籍人口中，少数民族 73471 人，占 25.3%，汉族 216673 人，占 74.7%；人口自然增长率为 6.79‰。

克拉玛依市交通便利，建市 40 多年来，交通运输事业发展迅速。公路网由

2 条国道、3 条省道、3 条县乡道和 100 多条油田专用公路组成。乌伊公路（乌鲁木齐～伊犁）横跨独山子地区，阿独公路（阿勒泰～独山子）纵贯克拉玛依全境，独库公路（独山子～库车）穿越天山通往南疆各地，岔巴公路（塔城岔道口～巴克图）向西通往塔城及其边贸口岸巴克图，呼克公路（呼图壁～克拉玛依）全长 223km，使克拉玛依至乌鲁木齐的公路里程缩短 87km。

克拉玛依的主要矿产资源是石油和天然气。石油天然气储量大、油层浅，原油质地优良。分布状况是横向连片，纵向叠合，由多种油气层系和油藏类型组成由多种油气层系和油气藏类型组成，便于开采、加工、运输和使用，被誉为“黑色的金子”。1983 年，在白碱滩、红山嘴、风城地区发现油层埋藏浅、物性好、储量丰富的重油，成为我国少见的宝贵资源。其他矿产主要有天然沥青和沥青砂、煤炭、金丝玉、食盐、石膏、芒硝、耐火材料、砂石等。其中天然气沥青和沥青砂储量丰富，沥青地质储量约 2.5 亿 t。

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、地下水、声环境等）

本次评价环境质量现状根据本项目所在的具体位置、特点及当地气象、地形和环境功能等因素，区域环境质量现状调查采用资料收集和现场监测结合的方式进行环境质量现状调查。

1 大气环境质量现状调查与评价

1.1 区域大气环境质量现状调查

（1）基本污染物环境质量现状

根据《环境影响评价技术导则——大气环境》（HJ2.2-2018）的有关规定，本项目引用新疆环保厅发布的《新疆维吾尔自治区环境状况公报》（2018）年中对克拉玛依环境质量的结论：塔城、克拉玛依环境空气质量达到国家二级标准，区域环境质量达标。

（2）其他污染物环境质量监测

本次特征污染因子监测引用《玛北油田 2#井区、玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发、玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程项目环境影响后评价报告书》中监测数据，在玛 18 井区和玛 131 井区设置了 2 个监测点。监测布点具体点位见表 15。

表 15 大气监测点位置布置一览表

序号	点位	位置	监测因子
G1	玛 18 井区	85.93746, 45.963799	非甲烷总烃、硫化氢
G2	玛 131 井区	86.00853, 46.052744	

（2）监测时间及监测方法

监测时间：2019 年 9 月 25 日-9 月 26 日，连续监测 7 天。其中硫化氢和非甲烷总烃每天监测 4 次，获得 02、08、14、20 时 4 个小时浓度值。监测期间企业满负荷运行。

监测方法：按照环保部颁发的《环境空气质量标准》（GB3095-2012）和《环境监测分析方法》的有关规定和要求执行。

（3）评价标准

非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓

度选用值，确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。H₂S 参照执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中附录 D.1 其他污染物空气质量浓度参考限值： $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

（4）环境空气质量现状监测结果及评价

大气环境质量现状采用单项标准指数法，即： $I_{ij}=C_{ij}/C_{sj}$

式中： I_{ij} ：第 i 种污染物在第 j 点的标准指数；

C_{ij} ：第 i 种污染物在第 j 点的监测值， mg/m^3 ；

C_{sj} ：第 i 种污染物的评价标准， mg/m^3 。

监测及评价结果见表 16。

表 16 空气环境质量现状监测及评价结果表（单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）

项目	监测点位 编号	小时均值			
		最小值	最大值	最大占标率	超标率(%)
非甲烷总烃	G1	0.24	1.36	0.680	0
	G2	0.36	1.71	0.855	0
硫化氢	G1	ND	0.006	0.300	0
	G2	ND	ND	-	0

注：ND 表示未检出。

监测结果表明：各监测点非甲烷总烃小时浓度值符合《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃” $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ ；硫化氢小时均值浓度满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求，未出现超标现象，评价区域环境空气质量较好。

2 水环境现状调查与评价

2.1 地表水现状调查与评价

（1）监测点位及监测项目

本次地表水现状调查引用《玛北油田 2#井区、玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发、玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程项目环境影响后评价报告书》中地表水监测数据。

本次评价共引用 2 个水质监测断面，各监测断面位置见表 17。

表 17 地表水环境监测布点及监测因子情况表

断面编号	断面位置	监测因子
W1	大艾里克糊	pH 值、DO、悬浮物、高锰酸盐指数、氨氮、挥发酚、硫化物、氰化物、氟化物、砷、汞、总磷、石油类
W2	玛纳斯湖	

（2）监测时间、频次及方法

监测时间：2019年9月26日-27日。

监测频次：连续监测3天，每天采样1次。

监测方法：按国家环保局颁发的《环境监测技术规范》和《环境监测分析方法》有关规定和要求执行。

(3) 监测结果及评价

对照地表水环境质量标准，采用单项水质参数的标准指数S进行评价。计算公式如下：

单项因子i在第j点的标准指数为： $S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$

pH的标准指数为：

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

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

式中： S_{ij} ：为单项水质参数i在第j点的标准指数；

C_{ij} ：为水质参数i在监测j点的浓度值，mg/L；

C_{sj} ：为水质参数i在地表水水质标准值，mg/L；

S_{pHj} ：为水质参数pH在j点的标准指数；

pH_j ：为j点的pH值；

pH_{su} ：为地表水水质标准中规定的pH值上限；

pH_{sd} ：为地表水水质标准中规定的pH值下限；

溶解氧：

$$P_{DO,j} = \frac{|DO_f - DO_j|}{DO_f - DO_s} \quad (DO_j > DO_s)$$

$$P_{DO,f} = 10 - 9 \frac{DO_j}{DO_s} \quad (DO_j < DO_s)$$

$$DO_f = 468 / (31.6 + t)$$

式中： DO_j —饱和溶解氧的浓度，mg/L；

DO_s —溶解氧的地面水质标准，mg/L；

t—水温，°C。

超标率计算方法：

$$\eta = \text{超标次数} \times 100\% / \text{总测次}$$

监测结果详见表 18。

表 18 地表水环境质量现状监测结果

断面	W1 大艾里克湖			W2 玛纳斯湖			V 类标准
	监测结果			监测结果			
	第一天	第二天	第三天	第一天	第二天	第三天	
pH 值*	8.5	8.4	8.4	7.2	7.1	7.2	6~9
溶解氧	6.9	6.8	7	4.8	4.9	5	2
悬浮物	18	19	18	31	30	33	150
氨氮	0.394	0.368	0.404	20.5	19.5	22	2
高锰酸盐指数	9.1	8.8	8.9	57.1	56.8	56.3	15
总磷	0.075	0.072	0.074	0.369	0.369	0.371	0.4
氟化物	2.44	2.44	2.34	0.25	0.24	0.25	1.5
挥发酚	0.004	0.003	0.0034	0.0043	0.0035	0.0041	0.2
硫化物	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1
氰化物	ND	ND	ND	0.005	0.005	0.005	0.2
汞	0.00016	0.00012	0.00011	0.00023	0.00028	0.00027	0.001
砷	0.0064	0.0063	0.0063	0.0114	0.0109	0.0107	0.1
石油类	0.13	0.12	0.14	0.05	0.06	0.05	1

注：ND 表示未检出。

监测结果表明：除 W1 氟化物，W2 氨氮、高锰酸钾指数超标外，其余污染因子均能达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准。

根据中国科学院对湖水水质的溯源分析，湖水 COD、总氮超标原因主要是艾里克湖上游农村生活污水无序排放、农田排碱水入湖、湖内渔业养殖以及湖滨芦苇湿地底泥有机物释放导致。目前，乌尔禾区正在开展艾里克湖水质改善综合整治工程。

本项目与艾里克湖和玛纳斯湖无水力联系，不会影响湖水水质的变化。

2.2 地下水现状调查与评价

本次地下水监测数据引用《玛北油田 2#井区、玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区

块百口泉组油藏开发、玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程项目环境影响后评价报告书》中监测数据。

本次评价共引用 4 个地下水水质数据，各监测点位置见表 19。

表 19 地表水环境监测布点及监测因子情况表

编号	采样位置	坐标	相对位置
1	玛水 12 井	85°45'42.89", 45°49'9.41"	位于玛 18 转油站东侧约 1.86km
2	玛水 15 井	85°47'12.00", 45°49'3.34"	
3	玛水 45 井	85°59'17.37", 46°1'33.32"	位于玛 131 转油站西南侧约 5.24km。距离 MaHW1325 井东侧约 2.58km
4	玛水 41 井	85°58'16.91", 46°1'28.95"	

(1) 监测项目

pH、水温、溶解性总固体、总硬度、氨氮、耗氧量、氟化物、亚硝酸盐氮、氯化物、硝酸盐氮、挥发酚、碳酸根、碳酸氢根、汞、铁、锰、铅、钾、钙、钠、镁、硫酸盐、石油类，共 23 项监测因子。

(2) 监测时间与频次

采样日期 2019 年 9 月 30 日，监测 1 天，每天采样 1 次。

(4) 采样和分析方法

地下水采样和分析方法按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)及有关国家标准的要求和规定进行。

(5) 评价标准

水质评价采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) V 类标准。石油类评价采用《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的 V 类标准。

(6) 评价方法

评价方法采用单项标准指数法，模式如下：

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算方法如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：P_i——第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i——第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}——第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②pH 的标准指数评价模式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{ 时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{ 时}$$

式中：P_{pH}——pH 在标准指数，无量纲；

pH——pH 监测值；

pH_{su}——评价标准规定的 pH 上限；

pH_{sd}——评价标准规定的 pH 下限。

(7) 监测结果

地下水水井水质监测结果见表 20。

表 20 地下水水质监测及评价结果 单位：mg/L (pH 除外)

序号	监测项目	玛水12	玛水15	玛水45	玛水41	V标准限值
1	pH	8.2	8.2	8.5	8.7	pH>9.0
2	水温	18	18	17	18	-
3	溶解性总固体	6999	7918	3027	3144	>2000
4	总硬度	2.58×10 ³	2.80×10 ³	446	355	>650
5	氨氮	0.412	0.334	0.267	0.293	>1.5
6	耗氧量	9.29	10.9	2.34	2.02	>10
7	氟化物	2.45	1.70	0.31	0.28	>2.0
8	亚硝酸盐氮	0.007	0.009	ND	ND	>4.8
9	氯化物	4.89×10 ³	6.17×10 ³	856	906	>350
10	硝酸盐氮	2.40	2.91	2.07	1.95	>30
11	挥发酚	0.0014	0.0020	0.0012	0.0012	>0.01
12	碳酸根	不存在	不存在	11.7	11.7	-
13	碳酸氢根	37.1	35.6	47.4	53.4	-
14	汞	0.00011	0.00006	ND	ND	>0.002
15	铁	0.42	0.53	0.12	0.12	>2.0
16	锰	0.12	0.15	0.03	0.03	>1.5
17	铅	0.3372	0.3543	0.0614	0.0678	>0.1
18	钾	3.85	3.80	1.31	1.08	-
19	钙	1×10 ³	1.09×10 ³	108	79.7	-
20	钠	3.14×10 ³	3.6×10 ³	430	778	-
21	镁	5.68	10.3	11.7	8.98	-
22	硫酸盐	1.67×10 ³	1.74×10 ³	1.24×10 ³	1.19×10 ³	>350
23	石油类	0.10	0.11	0.08	0.06	≤1.0

注：ND 表示未检出

地下水监测结果表明：溶解性总固体、总硬度、氯化物、氟化物、硫酸盐

监测值较高，属于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）V类标准的要求，并且重金属类、石油类等监测值较低，说明区域地下水水质为天然劣质水分布区，水质差，不能用于生活、工业和农业供水，其它用水可根据使用目的选用，属于V类水体。

3 声环境现状调查与评价

3.1 监测点位及监测时间

本次声环境质量现状监测委托新疆天熙环保科技有限公司进行，在实验区拟建站场、管道沿线设置 8 个声环境监测点，项目监测布点见图 2-2~2-4。

监测时间为 2020 年 3 月 1 日~2 日，昼夜各监测 1 次。监测因子为监测点的昼间和夜间的等效连续 A 声级。

3.2 监测方法

测量方法采用《环境监测技术规范》（噪声部分）对项目区背景噪声进行声压级测量（以 A 声级计）；测量仪器：AWA6228+型多功能声级计。

3.3 评价标准

本项目执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，具体噪声标准值见表 21。

表 21 声环境评价标准 单位:dB(A)

类别	昼间	夜间
2 类	60	50

3.4 监测结果

监测结果见表 22。

表 22 噪声现状监测结果及分析统计表 单位:dB(A)

序号	监测点		监测结果	
			昼间	夜间
N1	玛 131 注天然气区	玛 131 转油站天然气增压站	52.5	43.1
N2		配注间	51.2	43.3
N3	玛 131 注 CO ₂ 区	MaHW1325	51.2	41.1
N4		MaHW1320、MaHW1321	52.2	43.5
N5	玛 18 注天然气区	MaHW6102	52.0	42.3
N6		天然气管线	51.2	43.6
N7		玛 18 转油站天然气增压站	51.4	42.7

N8	玛18注CO ₂ 井口	MaHW6004 采油井场	50.6	43.5
----	------------------------	---------------	------	------

3.5 评价结果

监测结果可以看出，监测区域各监测点位的昼间和夜间噪声环境质量均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类标准，总体来讲该区域声环境质量较好。

4 土壤环境质量现状调查与评价

4.1 评价等级判定

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录A.1，本项目属于“金属矿、石油、页岩油开采”，项目类别为I类。本项目永久占地0.18hm²，占地规模属于“小型”，敏感程度为“不敏感”，根据导则表4中判定，本项目评价工作等级为二级。本次对项目所在区域土壤环境质量状况进行调查。

4.2 监测点位及监测时间

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目在占地范围内布置3个柱状样点和1个表层样点，占地范围外引用2个表层样。本次布点采用均布性与代表性相结合的原则，监测点位见表23。

本项目T1、T2、T3、T4监测点采用实测数据，T5、T6土壤监测数据引用《玛北油田2#井区、玛湖凹陷玛18-艾湖1井区块百口泉组油藏开发、玛北斜坡区玛131井区百口泉组油藏开发建设工程项目环境影响后评价报告书》中土壤监测数据。

T5、T6监测点土壤采样时间为2019年11月27日。

T1、T2、T3、T4土壤监测采用时间为2020年3月13日。

监测布点见图2-2~2-4。

表 23 土壤现状监测及评价结果 单位：mg/kg

评价工作等级	占地范围内	占地范围外
一级-污染影响型	3个柱状样点，1个表层样点	2个表层样点
监测点位	玛131井区CO ₂ 注入站（T1柱状样） 玛131转油站天然气增压单元（T2柱状样） 玛18转油站天然气增压站（T3表层样） MaHW6004采油井场（T4柱状样）	玛131井区（T5表层样） 玛18井区（T6表层样）

a 表层样应在0~0.2 m取样。

b 柱状样通常在 0~0.5 m、0.5~1.5 m、1.5~3 m 分别取样，3 m 以下每 3 m 取 1 个样。

4.3 监测项目和监测频率

表层样监测项目：土壤环境现状监测项目为《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项因子，和表 2 中石油烃和 pH 值，共 47 项。

柱状样监测项目仅测特征因子：pH 值、石油烃、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷，共 9 项。

监测频率：监测一天、每天1次。

4.4 监测与评价结果

采用《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。监测结果见表 24~表 25。

表 24 土壤现状监测及评价结果 单位：mg/kg

序号	污染物项目	T3	T5	T6	第二类用地筛选值	达标情况
1	pH	8.7	6.91	6.92	-	达标
2	镉	0.52	0.244	1.26	65	达标
3	六价铬	<2	ND	ND	5.7	达标
4	铜	33	22	32	18000	达标
5	铅	29.1	9.18	7.60	800	达标
6	砷	18.4	12.9	5.42	60	达标
7	汞	0.0245	0.733	0.853	38	达标
8	镍	63	29	45	900	达标
9	四氯化碳	<2.1	ND	ND	2.8	达标
10	氯仿	<1.5	ND	ND	0.9	达标
11	氯甲烷	<3	ND	ND	37	达标
12	1,1-二氯乙烷	<1.6	ND	ND	9	达标
13	二氯甲烷	<2.6	ND	ND	616	达标
14	1,2-二氯丙烷	<1.9	ND	ND	5	达标
15	1,1,1,2-四氯乙烷	<1.0	ND	ND	10	达标
16	1,1,2,2-四氯乙烷	<1.0	ND	ND	6.8	达标
17	四氯乙烯	<0.8	ND	ND	53	达标
18	1,1,2-三氯乙烷	<1.4	ND	ND	2.8	达标
19	1,2,3-三氯丙烷	<1.0	ND	ND	0.5	达标
20	苯	<1.6	ND	ND	4	达标
21	1,2-二氯乙烷	<1.3	ND	ND	5	达标
22	1,1-二氯乙烯	<0.8	ND	ND	66	达标
23	顺-1,2-二氯乙烯	<0.9	ND	ND	596	达标

24	反-1,2-二氯乙烯	<0.9	ND	ND	54	达标
25	苯乙烯	<1.6	ND	ND	1290	达标
26	甲苯	<2.0	ND	ND	1200	达标
27	间二甲苯+对二甲苯	<3.6	ND	ND	570	达标
28	邻二甲苯	<1.3	ND	ND	640	达标
29	1,1,1-三氯乙烷	<1.1	ND	ND	840	达标
30	三氯乙烯	<0.9	ND	ND	2.8	达标
31	氯乙烯	<2	ND	ND	0.43	达标
32	氯苯	<1.1	ND	ND	270	达标
33	1,2-二氯苯	<1.0	ND	ND	560	达标
34	乙苯	<1.2	ND	ND	28	达标
35	1,4-二氯苯	<1.2	ND	ND	20	达标
36	硝基苯	<0.09	ND	ND	76	达标
37	苯胺	ND	ND	ND	260	达标
38	苯并[a] 芘	<0.1	ND	ND	1.5	达标
39	苯并[k] 荧蒽	<0.1	ND	ND	151	达标
40	二苯并[a,h] 葱	<0.1	ND	ND	1.5	达标
41	萘	<0.09	ND	ND	70	达标
42	2-氯酚	<0.06	ND	ND	2256	达标
43	苯并[a] 葱	<0.1	ND	ND	15	达标
44	苯并[b] 荧蒽	<0.2	ND	ND	15	达标
45	蒽	<0.1	ND	ND	1293	达标
46	茚并[1,2,3-cd] 芘	<0.1	ND	ND	15	达标
47	石油烃	<6	45	22	4500	达标

表 25 土壤现状监测及评价结果 单位: mg/kg

序号	污染物项目	T1			T2			T4			第二类用地筛选值	达标情况
		T1-1	T12	T13	T2-1	T2-2	T2-3	T4-1	T4-2	T4-3		
1	pH	8.8	8.6	8.7	8.8	8.7	8.8	8.8	8.9	8.7	/	/
2	石油烃	<6	<6	<6	<6	<6	<6	<6	<6	<6	4500	达标
3	铜	32	32	33	34	33	37	34	32	33	18000	达标
4	镉	0.52	0.51	0.56	0.53	0.52	0.47	0.53	0.52	0.56	65	达标
5	铅	28.5	29.7	29.6	26.2	29.6	26.5	29.1	27.3	29.1	800	达标
6	镍	61	59	62	58	62	63	64	61	63	900	达标
7	汞	0.0221	0.0243	0.0265	0.0265	0.0253	0.0265	0.0246	0.0254	0.0274	38	达标

8	砷	16.4	18.7	18.6	18.8	18.4	18.2	17.7	17.4	18.9	60	达标
9	铬(六价)	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2	5.7	达标

由此可以看出，土壤中 45 项基本污染物及特征污染物石油烃的含量低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中第二类用地筛选值，项目区域土壤环境质量现状较好。

5 生态环境质量现状

玛 18、玛 131 井区地表大部分为戈壁砾石，植被较少，地势较为平坦，平均地面海拔 300m，夏季炎热，冬季寒冷，全年气温在-36℃~43℃之间，年均降水量 96mm，属大陆干旱性气候。

5.1 生态系统调查与评价

（1）生态功能区划

根据《新疆生态功能区划》，评价区域属于：

生态区：准噶尔盆地温带干旱荒漠与绿洲生态功能区。

生态亚区：准噶尔盆地北部灌木半灌木荒漠生态亚区。

生态功能区：16 白杨河河谷林、乌尔禾雅丹地貌保护生态功能区。

主要生态功能：土壤保持、景观多样性维护、旅游。

主要生态问题：河谷林衰败、土壤风蚀、滥挖甘草和肉苁蓉、自然景观受损。

生态敏感因子、敏感程度：土地沙漠化轻度敏感、土壤侵蚀极度敏感。

保护目标：保护河谷林与地貌景观。

保护措施：河谷林封育保护、增加生态用水、旅游建设与自然景观相协调。

该生态功能区适宜发展方向为：复壮河谷林，合理发展旅游业。新疆生态功能区划见图 6。

（2）生态系统现状调查

根据现场调查，评价区内的生态系统主要是荒漠生态系统。

评价区荒漠生态系统主要由荒漠灌木、半灌木、小灌木以及戈壁、裸土等类型构成，植被覆盖度小于 5%。

灌木荒漠主要由旱生的荒漠灌木为建群优势种所组成的荒漠植被类型。藜

科梭梭属的梭梭和白梭梭是主要的建群优势种，其株高 1.5~3m，耐旱耐盐碱，是温带荒漠中最典型的植物物种，此外，梭梭为良好的固沙植物，在防风固沙和保水土方面具有重要作用。在更贫瘠的沙丘地带，荒漠半灌木形成的低矮灌丛是更常见的植被类型，它们可以很好地适应灰棕荒漠土、棕色荒漠土和淡棕钙土，建群优势种常为珍珠猪毛菜、木本猪毛菜、无叶假木贼等。这类荒漠植被通常为单层结构，个体株高低于 1.5m，物种丰富度低，盖度小，群落整体呈现出低矮的样貌，也常常镶嵌分布在荒漠灌丛中。多汁的盐生荒漠小灌木是主要分布在荒漠区的湖滨平原、河流两岸、冲积扇缘和低洼地，它们耐盐性极强，能适应 NaCl、Na₂SO₄ 含量 10%~20% 的盐土。主要建群种有盐爪爪、木碱蓬、盐节木、盐穗木等，这类荒漠植被的类型相对单一，物种分布受土壤盐分限制，因而此类小灌木是较好的盐碱地指示植物。

(3) 生态系统评价

①天然降水稀少

降水量稀少是该生态系统的最基本环境特征。在气候上，评价区处于干旱地区，且降水随着季节不同分配不均匀，主要集中在冬季（非植物生长季）。由于降水稀少和蒸散十分强烈，少量天然降水远不能满足植物生长发育所需要的水分，只有耐干旱和耐盐碱的荒漠植物才能得以生存，由此形成内陆干旱荒漠生态景观。

②植被分布不均，生态服务功能受到限制

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运，具有潜在的危害性影响。

③生态环境的结构脆弱，破坏后不易恢复

物种和生态系统类型是在长期发展进化的过程中，适应复杂条件和生存环境的产物，两者间已形成了相关的平衡关系。荒漠生态系统的植被低矮，物种贫乏，异质性较差，系统平衡关系的相关性极容易受到破坏，且破坏后较难恢复，这就是干旱地区生态环境的脆弱性。荒漠植被破坏后，在自然状况下经历几十年都难以恢复到原来的植被状况，甚至永远不能逆转。无植被或少植被覆盖的地表，易受到侵蚀。

可见，本工程区域生态环境比较脆弱，生态系统的稳定性主要取决于植被、土壤及其复合体的稳定性。在现有水资源条件下，荒漠环境的地表和植被对人为破坏等外界干扰敏感，并易于演变为生物量减少、生产能力降低的次一级脆弱类型。

5.2 植被现状调查与评价

(1) 区域自然植被概况

根据现场调查和查阅相关资料，评价区周围都是稀疏植被荒漠区，绝大多数地段植被覆盖度 $<5\%$ ，井区基本为裸地，由于土地生产力低下，其利用价值极低，但其地表的戈壁砾石具有防止地表风蚀，防止水土流失的生态作用。

① 植被类型及分布

按中国植被自然地理区划划分，项目所在区域属北方植物界、新疆荒漠区、北疆荒漠亚区、准噶尔荒漠省、准噶尔荒漠亚省、玛纳斯湖州。由于项目区地处准噶尔盆地西北边缘玛纳斯河流域下游段，在冲洪积平原的干旱荒漠区分布着荒漠植被，自然地带性植被主要是梭梭壤漠。

梭梭群系属于小半乔木荒漠，主要分布于克拉玛依油田内的大部分区域。适应于盐化壤土，如梭梭壤漠；也见于石膏的砾质戈壁，如梭梭砾漠。在准噶尔盆地的沙漠边缘，可以见到梭梭与耐盐潜水超旱生灌木形成的群落，如梭梭沙漠植被类型。在壤土上，梭梭高到 $1.5\text{m}\sim 2\text{m}$ 以至 $4\text{m}\sim 5\text{m}$ 。群落总盖度因土壤不同而各异，在龟裂型土壤上不超过 10% ，在壤土、沙土上会达 $30\%\sim 40\%$ 。群落种类组成在龟裂型及强盐化土壤上只有5种左右，而在弱盐化土、沙壤土上则可多达 $10\sim 14$ 种。伴生植物多为一年生盐柴类，如：盐生草、角果藜、叉毛蓬等。

② 保护植物

在砾质戈壁上，梭梭高度一般不超过 1m ，群落总盖度 $5\%\sim 10\%$ 。群落种类组成很单调。伴生种多为超旱生灌木或超旱生半灌木，常见的有膜果麻黄、木蓼、琵琶柴、盐生木、合头草等根据《关于发布新疆维吾尔自治区重点保护野生植物名录的通知》，项目所在地区内分布的野生植物中，梭梭属新疆地方一级保护植物。

项目区内荒漠植被以梭梭为主，植被群系单一，由于生产力较低，作为牧

场的利用价值较低。

③植被种类

根据实地调查，本次共记录植物 5 科 13 属 20 种。植物组成中，藜科植物种类较多，记录藜科植物有梭梭、白梭梭、珍珠猪毛菜、木本猪毛菜、无叶假木贼、短叶假木贼、毛足假木贼、展枝假木贼、高枝假木贼、盐生草、盐爪爪、盐穗木、囊果碱蓬、合头草等 14 种；柽柳科 2 种，包括短穗柽柳和多枝柽柳；禾本科 2 种，包括芦苇和黄茅；豆科与蒺藜科各一种，分别为骆驼刺和白刺。详见表 26。

此外，还记录新疆维吾尔自治区重点保护野生植物 2 种，为梭梭和白梭梭。

表 26 评价区调查高等植物种类及分布情况

序号	物种名	科名	属名	学名	分布
1	梭梭	藜科	梭梭属	<i>Haloxylon ammodendron</i>	++
2	白梭梭	藜科	梭梭属	<i>Haloxylon persicum</i>	+
3	珍珠猪毛菜	藜科	猪毛菜属	<i>Salsola passerina</i>	++
4	木本猪毛菜	藜科	猪毛菜属	<i>Salsola arbuscula</i>	+
5	无叶假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis aphylla</i>	++
6	短叶假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis brevifolia</i>	++
7	毛足假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis eriopoda</i>	+
8	展枝假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis truncata</i>	+
9	高枝假木贼	藜科	假木贼属	<i>Anabasis elatior</i>	+
10	短穗柽柳	柽柳科	柽柳属	<i>Tamarix laxa</i>	++
11	多枝柽柳	柽柳科	柽柳属	<i>Tamarix ramosissima</i>	+
12	盐生草	藜科	盐生草属	<i>Halogeton glomeratus</i>	++
13	盐爪爪	藜科	盐爪爪属	<i>Kalidium foliatum</i>	+
14	盐穗木	藜科	盐穗木属	<i>Halostachys caspica</i>	+
15	囊果碱蓬	藜科	碱蓬属	<i>Suaeda physophora</i>	+
16	合头草	藜科	合头草属	<i>Sympegma regelii</i>	+
17	骆驼刺	豆科	骆驼刺属	<i>Alhagi sparsifolia</i>	+
18	芦苇	禾本科	芦苇属	<i>Phragmites australis</i>	+
19	黄茅	禾本科	黄茅属	<i>Heteropogon contortus</i>	+
20	白刺	蒺藜科	白刺属	<i>Nitraria tangutorum</i>	+

注：++为多见；+为少见。

5.3 野生动物现状调查与评价

根据《中国动物地理区划》，评价区域属古北界、中亚亚界、蒙新区、西部荒漠亚区、准噶尔盆地小区。

评价区地处准噶尔盆地荒漠区的北部，除乌尔禾镇周围有部分绿洲外，多为广阔干旱的荒漠，气候干燥，雨量稀少。按气候区划为酷热干旱区，野生动物无论是种类组成还是数量都比较贫乏，野生动物的栖息生境单元类型极为单一，基本为荒漠区。由于油田及周围区域油田的开发建设活动，大量人员、机械的进入，荒漠环境中人类活动频率大幅度增加，使得大型脊椎动物早已离开，迁至它处生存、繁衍。因此目前在油田开发区内已见不到这些动物的出没。结合现有动物图谱、照片，通过查阅资料文献及调查访问，确定了评价区内分布的主要野生脊椎动物 24 种，其中爬行类 3 种、哺乳类 5 种、鸟类 16 种。该区域共有国家级保护动物 6 种，包括鸢、猎隼、红隼、燕隼、草原鹞、草原雕。该 6 种动物均为国家二级保护动物，没有区域特有种。详见表 27。

表 27 评价区常见野生脊椎动物分布种类及遇见频度

序号	中名	学名	居留特性	分布的生境	
				荒漠	草甸
爬行类					
1	快步麻蜥	<i>Eremias velox</i>		+	
2	旱地沙蜥	<i>Phrynocephalus helioseopus</i>		+	
3	密点麻蜥	<i>Eremias multiocellata</i>		+	
哺乳类					
4	小五趾跳鼠	<i>Allactage elater</i>		+	+
5	毛脚跳鼠	<i>Dipus sagitta</i>		+	+
6	子午沙鼠	<i>Meriones meridianus</i>		+	+
7	怪柳沙鼠	<i>Meriones tamariscinus</i>		+	+
8	大沙鼠	<i>Rhombomys opimus</i>		+	+
鸟类					
9	鸢	<i>Milvus Korschun</i>	S	+	+
10	草原鹞	<i>Circus macrourus</i>	R	±	±
11	草原雕	<i>Apuila rapax</i>	R	±	±
12	红隼	<i>Falco tinnunculus</i>	R	+	+
13	燕隼	<i>Falco subbuteo</i>	B	±	±
14	猎隼	<i>Falco cherrclg</i>	B	±	±
15	毛脚沙鸡	<i>Syrrhaptex paradoxus</i>	R	±	
16	角百灵	<i>Eremophila alpestris</i>	R	+	
17	短趾沙百灵	<i>Calandrella cinerea</i>	R	+	+
18	小沙百灵	<i>Calandrella rufescens</i>	R	+	+
19	凤头白灵	<i>Galerida cristata</i>	R	+	+
20	云雀	<i>Alauda arvensis</i>	B	+	++

21	石鸡	<i>Alectoris graeca</i>	R	++	+
22	原鸽	<i>Columba livia</i>	R	+	+
23	岩鸽	<i>Columba rupestris</i>	R	±	±
24	毛脚燕	<i>Delichon urbica</i>	B	+	+

注：表中 R 留鸟、S 夏候鸟、B 繁殖鸟、W 冬候鸟、T 旅鸟；++ 多见种、+ 常见种、± 偶见。

5.4 土壤现状调查与评价

(1) 土壤类型及理化性质

项目区土壤类型为灰棕漠土。

小面积分布于油田的北部偏西区域。灰棕漠土是新疆北部地区温带荒漠区的地带性土壤。该土类是在北疆温带地区干旱荒漠气候条件和粗骨质（砾质—砂质）成土母质上形成的，一般情况下地表具有一层砾幕，有黑褐色的荒漠漆坡。由于该区域地下水位较深，降水稀少，土层非常干燥，地表分布植被稀疏，一般生长有少量的梭梭、假木贼、猪毛菜和琵琶柴等，有些砾石戈壁地带基本上是不毛之地，生物的累积作用十分微弱。其土壤剖面表层有厚约 2-3cm 略带黄灰色的结皮，混有砾石和碎石，以下土层为浅红棕色或淡褐色，砾质和砂质呈不明显的层片状，土壤结构比较疏松，再下开始出现石膏聚积层。

5.5 土地利用现状调查与评价

参照全国土地利用现状调查技术规程、全国土地利用现状分类系统，根据实地调查和 TM 影像数据的解读分类，通过 ArcGIS 地理信息系统软件处理得到项目区域及周边地区的土地利用类型。

拟建工程区域内土地利用结构比较单一，土地利用类型均为戈壁。项目区内景观生态体系较为脆弱，虽有一定的生产能力但受到干扰以后的恢复能力较弱。

主要环境保护目标（列出名单及保护级别）：

根据现场踏勘及调查，项目地处石油开采区，地貌植被主要分布梭梭柴群落。本项目环境保护目标具体情况见表 28。

表 28 环境保护目标

环境要素	环境保护目标	环境保护目标说明	与项目区的关系
地表水	玛纳斯湖（盐场）、艾里克湖	确保地表水不受污染	玛 18 井区站场北距离艾里克湖约 6.7km，东距玛纳斯湖约 3.5km，
地下水	项目区地下水	确保地下水不受污染	井场区占地
生态环境	土壤	临时占地 3-5 年可基本恢复到自然状态	井场区占地
	野生动物		
	荒漠植被		
	和布克赛尔江格尔国家沙漠公园	保护荒漠生态	玛 18 井区东南侧与和布克赛尔江格尔国家沙漠公园接壤

根据本项目特性和所在地环境特征，确定本项目主要环境保护目标如下：

（1）空气环境：所在区域环境空气质量应执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单的二级标准；保护项目所在区域环境空气质量控制在现有水平；

（2）水环境：保护艾里克湖和玛纳斯湖水质，使其保持在现有水平，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中V类标准；

保护项目区地下水水质，使其保持现有水平，满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）V类标准的要求；

（3）声环境：保护建设区域的声环境，符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）的 2 类声环境功能限值；

（4）生态环境保护目标：本项目当地生态红线正在划定当中，未有明确的生态红线划定。本项目需保护项目区生态环境，使项目的建成不对项目区生态环境产生不利影响。

评价适用标准

<p style="text-align: center;">环境 质量 标准</p>	<p>1、大气环境：《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准；《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”$2.0\text{mg}/\text{m}^3$；硫化氢小时均值浓度执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 其它污染物空气质量浓度参考限值 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 的要求；</p> <p>2、水环境：《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的 V 类标准；《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准。</p> <p>3、声环境：《声环境质量标准》（GB3096-2008）的 2 类标准限值；</p> <p>4、土壤环境：《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。</p>
<p style="text-align: center;">污 染 物 排 放 标 准</p>	<p>1、《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 的颗粒物无组织排放限值；</p> <p>2、油井非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）确定一次浓度限值为 $4.0\text{mg}/\text{m}^3$；</p> <p>3、《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；</p> <p>4、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；</p> <p>5、《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>6、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单。</p>
<p style="text-align: center;">总 量 控 制 指 标</p>	<p>根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71 号）》，VOCs 是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。根据计算，项目运营期集输过程中 VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为 $16.3\text{t}/\text{a}$。</p>

建设项目工程分析

工艺流程简述（图示）：

项目建设可分为施工期和运营期。

本项目施工期无钻井工程，主要是管线和站场工程建设。施工期建设内容主要为安装注入井井口装置、天然气增压站站场建设、CO₂注入站建设及配套管线建设。施工期环境影响的特点是持续时间短，对地表的破坏性强，在地面建设结束后，可在一定时期消失；但如果污染防治和生态保护措施不当，可能持续很长时间，并且不可逆转，例如对生态环境的破坏。

1 施工期工艺流程

施工期工艺主要影响为管线开挖和站场建设，管线开挖主要工艺流程及产污环节见图 10。站场建设主要工艺流程及产污环节见图 11。

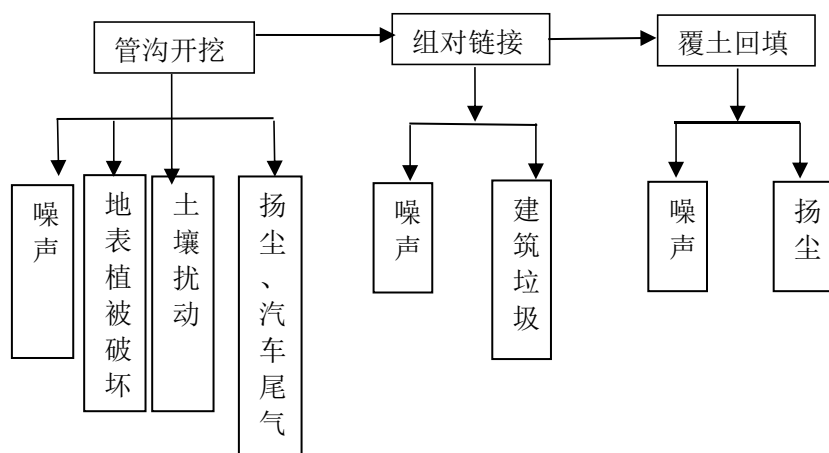


图 10 管线开挖工艺流程及产污环节

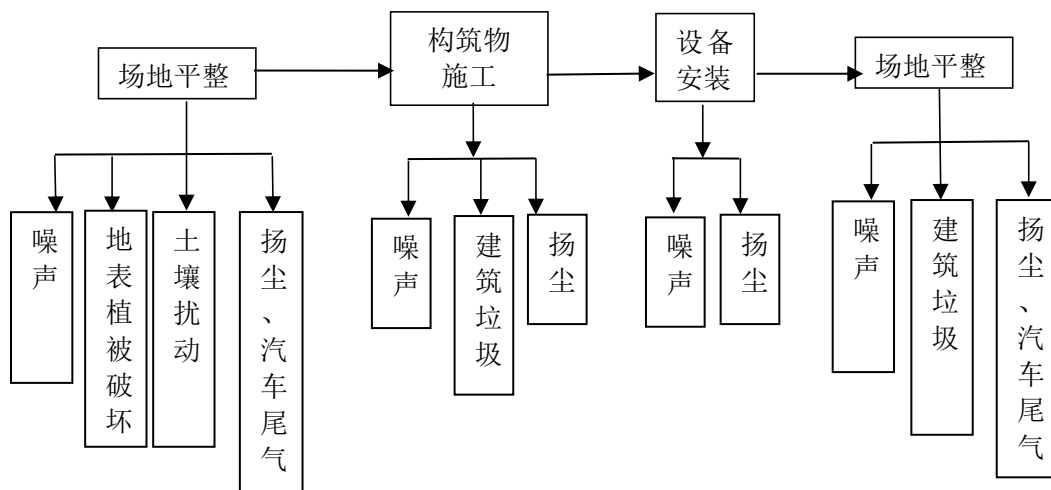


图 11 站场建设工艺流程及产污环节

2 运营期工艺流程

2.1 玛 131 二氧化碳注入站注入工艺流程

在玛 131 转油站旁新建 CO₂ 注入站 1 座。注入站含注入系统及系统配套工程。

液态 CO₂ (1.8~2.0MPag, -17~-19°C) 通过 CO₂ 罐车拉运至井场注入点, 经罐车自带喂液泵增压至 2.0~2.2MPa, 卸入站内 CO₂ 储罐, CO₂ 储罐内液态 CO₂ 经喂液泵增压至 2.2MPag 后供给注入泵, 通过注入泵增压至 28MPag, 增压后 CO₂ 液体分成 4~5 份去各注入井口注入井底。

(1) CO₂ 储罐

设 CO₂ 储罐 3 座, 储罐采用真空粉末保温, 储罐容积 200m³, 工作压力 2.5MPa, 卧式罐; 储罐自带安全阀; 储罐自带压力、温度、液位显示, 信号可以远传; 储罐出液口设计流量 20m³/h; 储罐自带可控增压装置, 保证出液量 20m³/h 时罐压不降。

(2) 喂液泵

采用离心式电磁屏蔽泵, 泵壳叶轮奥氏体不锈钢 (304) 材质, 无油润滑。

(3) 注入泵

采用 CO₂ 专用柱塞泵, 泵头采用奥氏体不锈钢 (304) 材质, 泵自带排气系统, 减少泵气蚀。设 1 台变频器, 一拖二运行, 另一台工频运行。

根据预测, 注入泵采用开二备一运行, 满足不同时间不同注入量的需求。

(4) 加药撬

依据采油工艺要求, 井口环空需加注缓蚀剂, 并根据现场具体情况, 调整加药浓度逐步降低加药成本。试验采用单井井场就地注入, 后期规模推广可采用集中注入模式, 便于管理及维护。

(5) 伴生气及注气管道

玛 131 井区 CO₂ 异步吞吐试验后, 采出气中 CO₂ 含量增高不影响玛 131 天然气处理站处理气质达标, 可直接利用玛 131 天然气处理站处理。采用注采合一线, 单井管线依托新建注气管线。开始注气前, 为避免注入期间 (33 天) 待生产单井注采合一管线冻堵发生凝管事故, 待生产井单井管线采用 CO₂ 吹扫, 清除管线中滞留的原油; 注入井经单井注采合一管线注入 CO₂, 无需要吹扫。

注气完成后，注入井焖井，此时注入井单井注采合一线内存 CO₂，不会发生凝管；待生产井正常出油生产。

玛 131 井区 CO₂ 注入系统地面建设见附图 12。

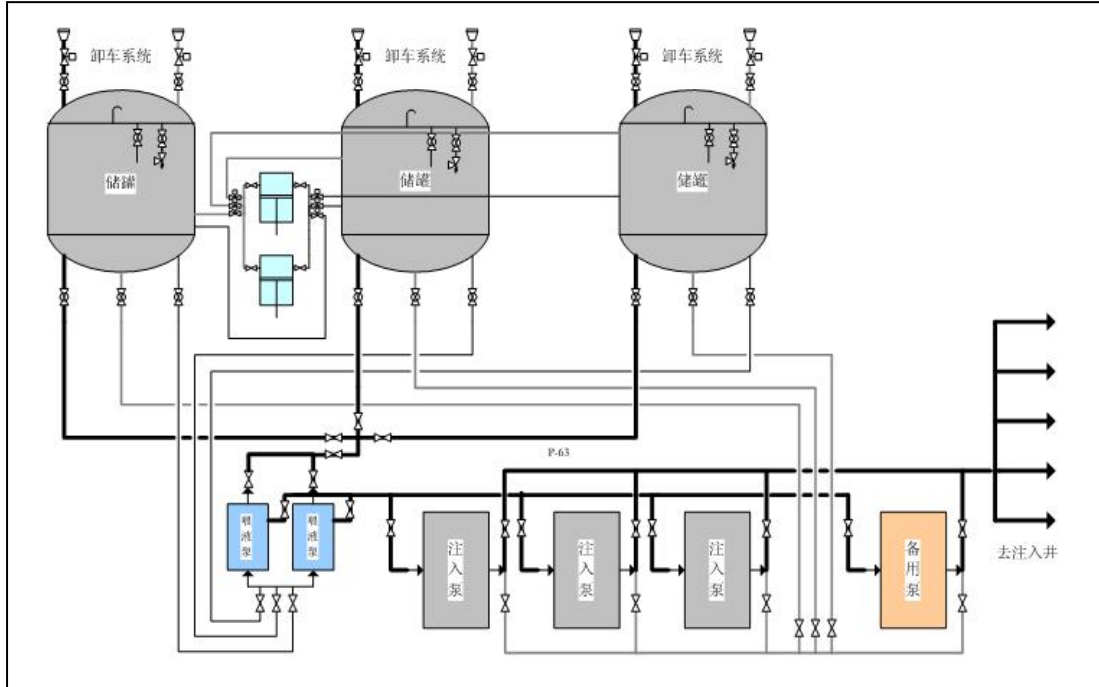


图 12 CO₂ 储存与注入系统工艺流程图

2.2 玛 18 井区二氧化碳注入工艺流程

液态 CO₂ (1.8~2.0MPag, -17~-19°C) 通过 CO₂ 罐车拉运至井场注入点，经罐车自带喂液泵增压至 2.0~2.2MPa 后，进入二氧化碳注入泵，经注入泵增压至 32MPag，由注入管线输至注入井口注入地层。

部署 2 口注入井 (MaHW6002、MaHW6004)，采用间歇注入方式，CO₂ 单井日注气量为 120t，注入天数 45d，闷井时间 30d，生产时间 18 个月，CO₂ 吞吐 3 轮次。单井注入工程设施采用撬装设计，每口单井设撬装注入装置 1 座。依据采油工艺要求，井口环空需加注缓蚀剂。

CO₂ 由石化公司统一配送，配备液态 CO₂ 槽车 10 辆，单台载重 25t，储存压力 1.8~2.2MPa，温度 -17~-19°C，可储存 2~4 天 (夏季气温高时储存时间短)。可将罐车车身置于现场，车头开走，待罐车内二氧化碳用完后，再拉一罐替换；每辆罐车均自带喂液泵。

2.3 玛 18 井区注天然气

在玛 18 转油站和玛 18 天然气回收装置之间新建 1 座增压站，单井设单井

配注装置。天然气经增压站增压至 50MPa 管输至单井注入至井口。

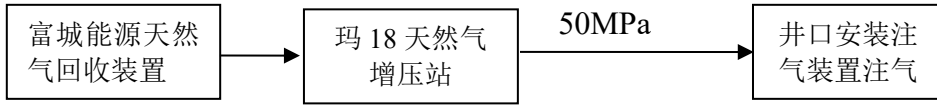


图 13 玛 18 井区天然气注入系统工艺流程图

2.3 玛 131 井区注天然气

在玛 131 转油站与玛 131 天然气回收装置之间新建 1 座增压站，井区内设 1 座配气间（与 4 号计量站合建）。天然气经增压站增压至 42MPa 管输至配气间，经单井注入管线注入至井口。



图 14 玛 131 井区天然气注入系统工艺流程图

2.4 运营期集输工艺流程图

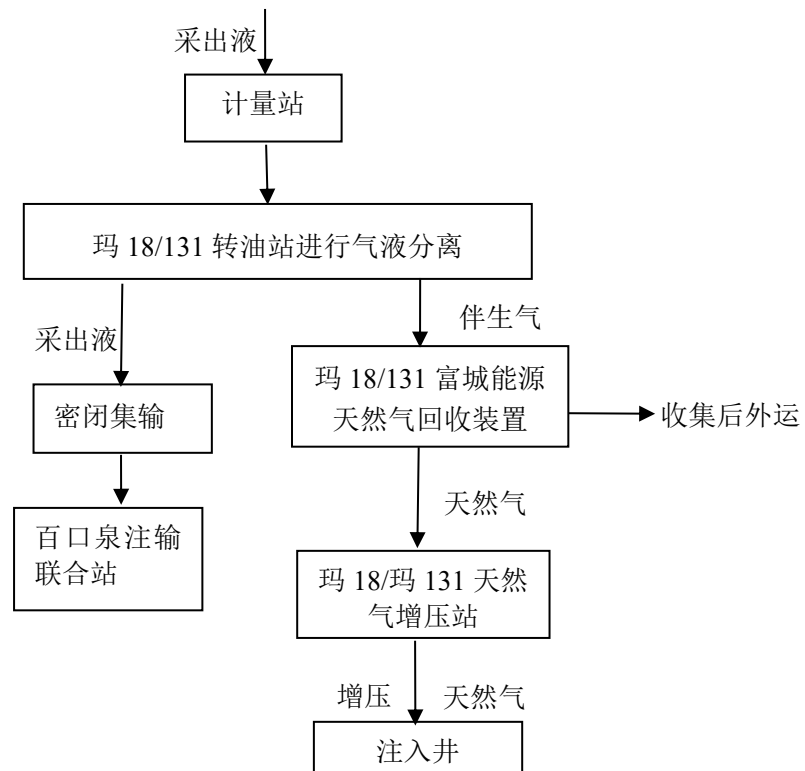


图 15 运营期工艺流程及产污节点图

主要污染工序：

本项目对环境的污染主要存在于施工期、运营期三废排放。主要污染源构成见表 29。

表 29 本项目污染源构成

阶段	主要污染物
施工期	站场施工废水、管道试压废水
	施工扬尘、施工车辆尾气
	建筑垃圾、施工土方
	构筑物施工机械噪声
运营期	原油集输废气、放散管放空废气
	采出水
	油泥（砂）
	各类泵噪声

1 生态环境影响因素分析

本项目主要工程内容为地面工程建设、管道施工等，前期工作如平整场地、设备搬运等均会对生态环境产生影响，主要表现为：

- (1) 永久和临时占用土地；永久占地面积 0.18hm²、临时占地面积 42.31hm²。
- (2) 不可避免的破坏区域植被；
- (3) 扰动动植物的生境，影响动物正常繁衍生息。

2 施工期主要污染工序

2.1 大气污染物

本项目施工期主要为管线敷设、站场建设、井口装置更换等，无钻井工程，废气主要来自施工车辆产生的废气、管线及天然气增压站和二氧化碳注入站等施工产生的扬尘。

(1) 车辆废气

施工期使用的挖掘机、推土机、吊车等施工机械和运输车辆使用的燃料燃烧产生废气，主要污染物为少量的烃类、NO_x、SO₂等。

(2) 施工扬尘

管线及先导试验站等地面工程施工过程中将产生少量扬尘，主要来自于土方的开挖、堆放、回填，施工建筑材料的装卸、运输、堆放以及施工车辆运输也会产生一定量的扬尘，主要污染物为 TSP、PM₁₀。

施工期大气污染物产生量较少，均为无组织排放，且施工期较短，周边大

气环境扩散条件良好，因此，施工期对环境的影响较小。

2.2 废水

本项目施工期不设生活营地，无生活污水产生，施工期废水主要为管道试压废水。

本项目施工期不在现场冲洗设备和车辆，不涉及砂石骨料冲洗等工序，无施工废水产生。施工期的管道试压将产生一定量的废水，管道试压时采用的介质为中性洁净水，根据设计资料一次用水大约100m³，因管道中含有泥沙、杂质等，故试压废水中的污染物主要是SS，试压废水污染因子单一。管道试压废水用于施工作业带泼洒降尘。

2.3 噪声

本项目施工期不涉及钻井工程，施工期噪声源分为2类：固定、连续的施工机械设备产生的噪声和施工车辆等产生的移动交通噪声，施工机械大多都有噪声高、无规则、突发性等特点，根据施工机械人设备的型号和运作方式，不同施工机械的设备噪声源强见表30。

表30 主要施工机械设备噪声情况一览表 单位：dB(A)

序号	名称	声源强度	频谱特征	声学特征	噪声源所在位置
1	运输车辆	90	中低频	间断	施工点位及运输道路沿线
2	装载机	106	中低频	间断	场地平整、护坡等施工点
3	挖掘机	108	中低频	间断	场地平整、护坡等施工点
4	推土机	106	中低频	间断	填土等施工点
5	平板式振捣器	105	中低频	间断	施工点位

2.4 固废

(1) 管线及站场施工土方

管线施工土方主要是埋地敷设管线开挖造成的土方，站场土方主要为建设先导试验站产生的土方，经类比计算，本项目产生施工土方量为5.6×10⁴m³。施工土方用于回填在管堤和地基上，并实施压实平整水土保持措施，本工程不产生集中弃土。

(2) 建筑垃圾

本项目施工期间产生的建筑垃圾主要为废钢筋、废铁块、金属管线废料、废木板、碎砖等，将产生的建筑垃圾尽可能由施工单位回收利用，减少浪费，节约资源；对无利用价值的建筑垃圾运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。

若原有采油井井口装置更换安装注入装置的，原有井口装置拆除后在周边井场再次利用。

3运营期主要污染工序

3.1 运营期废气污染物

本次工程运营期的大气污染源主要为试验区油气集输过程中的烃类挥发及先导试验站分离器检修时产生的少量放空废气。

(1) 集输过程非甲烷总烃

在油气集输环节产生的挥发性有机化合物(VOCs)主要包括非甲烷总烃(烷烃、烯烃、炔烃、芳香烃)、含氧有机化合物(醛、酮、醇、醚等)、卤代烃、含氮化合物、含硫化合物等，对本工程而言，VOCs主要为NMHC。参照《环境影响评价实用技术指南(第二版)》(机械工业出版社)中提供的无组织排放源强估算系数，非甲烷总烃产生量为原料年用量或产品年产量的0.1‰~0.4‰，本项目油气集输全程密闭，可有效减少非甲烷总烃的产生量，故产污系数取0.1‰，按照原油最大产量 $16.3 \times 10^4 \text{t}$ 计算，本项目新增烃类挥发量为16.3t/a。

(2) 放空废气

本项目拟建天然气增压站仅在事故状态下通过放空管道排放天然气，天然气通过放空管道排入依托玛18/玛131转油站站内火炬燃放。在设备检修时，管道内的天然气排入第三方天然气回收装置，不进行排放。通过大气环境质量现状监测可知，项目所在区域NMHC和 H_2S 的最大浓度占标率不高，环境容量较大，加之项目区空气扩散条件较好，站内超压事故放空情况发生频率很低，一般为1~2次/年，每次持续时间2~5min，故天然气燃气废气量很小，对周围环境影响较小。

本项目拟建二氧化碳注入站在事故状态下少量二氧化碳通过放散管道排放。由于放散管排放的二氧化碳热值较低且无法点燃，无回收利用价值，加之项目区空气扩散条件较好，故本项目考虑通过直接放散排空处理。注入站事故状态超压放空情况发生频率很低，一般为1~2次/年，每次持续时间3~5min，故二氧化碳放空量很小，对周围环境影响较小。

3.2 运营期废水排放情况

本工程运营期废水主要为采出水。根据项目方案，由于玛湖地区采出水的

特殊性质，该部分采出水无法进入现有污水处理系统进行处理达标回注，目前玛湖地区分离出的高含压裂液污水输送至百联站后，进入 50000m³ 沉降池，然后交由第三方处理，其处理工艺是破胶-絮凝-改性（改水型）-过滤，设计处理量 3300m³/d，目前处理量 2400m³/d，依据地质预测，试验区年产水量约 4.846×10⁴m³/a，即日产水量约 175m³/d，处理完的返排液回注油藏或复配压裂液，处理后水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注油层。

3.3 运营期固体废物排放情况

运营期固体废物主要为含油污泥和事故状态下的落地油。

（1）油泥（砂）

含油污泥的排放量与油井的出砂情况有关，根据类比调查，油田开采的含油污泥产生量为 1.5-2.2t/万 t，以 2020 年最大采出油 16.3 万 t/a 计算，油泥（砂）最大产生量为 35.86t/a。油泥（砂）属危险废物。本项目井场和站场不产生含油污泥，含油污泥主要来自百口泉注输联合站原油处理系统和污水处理系统产生的含油污泥，主要成分为水、石油类和泥砂。含油污泥属于《国家危险废物目录》（2016 版）HW08 类危险废物，定期交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行回收、处置。

②落地油

井喷、井漏及管线泄漏等事故状态下产生落地原油。原油落地后，上层能收集的原油回收送至百口泉注输联合站原油处理系统处理，无法收集的原油和受侵染的土壤等含油污泥属于《国家危险废物名录》（2016 本）HW08 废矿物油和含矿物油废物，交由具有相应危险废物处置资质的单位进行回收、处置。

3.4 运营期噪声排放情况

运营期噪声污染源主要包括：单井井口装置和站场中各类机泵产生的噪声等。噪声排放情况见表 31。

表 31 运营期噪声排放情况

序号	位置	噪声源	源强 dB (A)
1	站场	新增各类机泵	80~120
2	井场	新增各类机泵	90~110

4 退役期环境影响因素分析

随着油田开采的不断进行，储量逐渐下降，最终区块进入闭井期，当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等环境的影响将会消失。

油井停产后将进行一系列的清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量的扬尘和固体废物。在退役期施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中进行集中收集，外运至指定的固体废弃物填埋场填埋处理。

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	排放浓度及排放量	
大气污染物	施工期	站场、运输车辆	扬尘	少量	少量
		施工车辆	汽车尾气	少量	少量
	运营期	集输废气	非甲烷总烃	16.3t/a	16.3t/a
		放散管放空废气	二氧化硫、氮氧化物、二氧化碳	少量	少量
水污染物	施工期	试压废水	100m ³	0	
		施工废水	少量	少量	
	运营期	采出水	63875m ³ /a	0	
固体废物	施工期	施工土方	5.6×10 ⁴ m ³	0	
		建筑垃圾	少量	少量	
	运营期	油泥	35.86t/a	35.86t/a	
		落地油	少量	少量	
噪声	噪声污染源主要为运营期新增机泵等设备噪声，源强 80~120dB(A)				
其他	无				
<p>主要生态影响(不够时可附另页)</p> <p>详见“生态影响评价”。</p>					

环境影响分析

施工期环境影响分析：

1 大气环境影响分析

本工程在施工期对环境空气的影响主要是地面工程建设过程中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬。

建设期运输车辆产生扬尘，采用洒水降尘，在施工场地实施每天洒水抑尘作业 4~5 次，其扬尘造成的污染距离可缩小到 20~50m 范围，由此车辆产生的扬尘对周围环境影响较小。从影响时间、范围和程度来看，施工期废气对周围大气环境质量影响是有限的。

由于主要进行地面工程建设、井口更换、管线开挖施工等，项目区内大量出入中型车辆，因此项目区内道路主要为石子路，车辆行驶的扬尘污染较重，先应合理规划、选择最短的工区道路运输路线，对使用频繁的道路路面进行洒水处理，减少路面沙尘的扬起和对公路两旁土地的扰动。再者，在道路两旁植被受扰动范围内种植根系发达、耐干旱、抗风沙和枝叶茂盛的优良植被，运输车辆进入施工区域，应以中、低速行驶（速度小于 40km/h）。另外，运输车辆拉运水泥、石灰等物资需加盖篷布。

2 水环境影响分析

本工程管道试压废水量较少且污染物含量少，用于施工作业带泼洒降尘，对环境影响较小。

3 噪声影响分析

施工期主要噪声源为：场地平整和地基开挖阶段采用挖掘机、推土机等；各个阶段均有运输车辆产生的交通噪声；另外还有施工人员产生的生活噪声。

施工作业噪声源属半自由空间性质的点源，其衰减模式为：

$$L(r) = L(r_0) - 20 \lg(r/r_0) - \Delta L$$

其中：L(r) —为预测点的噪声值[dB(A)]；

L(r₀) —为声源的噪声值[dB(A)]；

r—为预测点距噪声源的距离(m)；

r₀—为测量点距噪声源的距离，在此取 1m；

ΔL —噪声传播过程中由屏障、空气吸收等引起的衰减量。

本工程主要施工设备运行时不同距离处的噪声级预测值见表 32。

表 32 施工设备噪声类比及预测结果表 单位: Leq[dB(A)]

序号	设备名称	声压级	受声点不同距离处噪声衰变值								
			5m	10m	20m	40m	60m	80m	100m	150m	200m
1	装载机	106	84	78	72	66	63	60	58	55	52
2	挖掘机	108	86	80	74	68	65	62	60	57	54
3	推土机	106	84	78	72	66	63	60	58	55	52

由计算结果可知, 施工期噪声影响范围为 200m, 夜间影响效果更为显著, 因此, 应禁止夜间进行高噪声施工作业。现场踏勘表明: 项目所在区域 2km 范围内无居民等敏感目标, 施工期噪声对环境影响较小。

4 固体废物对环境的影响分析

施工期固废主要是地面工程施工产生的土方和废弃建筑垃圾。

(1) 施工土方

管线敷设完工后, 土方回填至管沟, 将剩余的土方量回填在管廊上; 拟建天然气增压站和注入站建设过程产生的土方用于地基建设, 并实施压实平整水土保持措施, 本项目不产生集中弃土, 对环境影响较小。

(2) 建筑垃圾

本项目施工期间产生的建筑垃圾主要为废钢筋、废铁块、金属管线废料、废木板、碎砖等, 将产生的可回收利用建筑垃圾尽可能由施工单位回收利用, 减少浪费, 节约资源; 对无利用价值的建筑垃圾运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。更换的原有采油井井口装置拆除后在周边井场再次利用。建筑垃圾经上述处理后对环境影响较小。

5 生态环境影响分析

5.1 对生态环境影响的途径

本项目开发过程包括地面工程建设、试验区油田开采工程、油气输送工程及相应的配套设施建设工程。试验区油田开发占地面积大, 不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。

(1) 生态环境影响类型

① 占地对地表土壤、植被影响

运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭到破坏、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性。

试验区工程施工完成后，高强度的临时性占地和影响将消除，临时占地内的植被恢复重建，被破坏的生态环境逐步恢复。而站场等地面建设属永久性占地，将会在原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

②污染物排放对生态环境的影响

油田开采是一个复杂的系统工程，由于各环节的工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同，其情形较为复杂。主要污染源集中在油气集输和处理工程，其污染源分布广、排放源强弱，污染因子简单，具有影响的全方位性、综合性的特点，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

③系统重建

试验区油田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能再造一个兼原有生态环境与油田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较之原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

(2) 生态环境影响因素

环境影响因素识别实际上是对主体（开发建设项目）的识别，包括主要工程和辅助工程。对于本项目来讲，主要从地面设施、配套设施等诸多方面分析环境影响因素。

管道修建中的地沟挖掘、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、对原生地表及管沟开挖范围内土层结构的破坏。本项目新建主采

合一管线、输气管线共计 31.1km，施工期结束后，这种影响将随即消失，受影响的地表将在一定时期内逐步恢复到原生状态。

生态环境影响因素见表 33。

表 33 生态环境影响因素

工程活动	主要影响
开挖管沟、站场建设	1.工程扰动使土壤结构、组成及理化特性发生变化。 2.开挖过程对周边植被造成破坏。 3.土方处置不当加剧风蚀。

(3) 生态环境影响程度

工程建设对生态环境影响程度主要指所造成的影响是否可逆和可恢复。

①永久性占地区域

站场等永久性占地对生态环境（地表土壤及植被）的影响是不可逆的，改变了土地原有的利用方式及土地利用价值。

管道铺设占地区域的生态环境影响为临时性影响，在管道敷设完成后对其上部占地区域进行平整、恢复原貌，其生态影响可逐步得以恢复。

②临时性占地区域

施工完成后，当施工地的土壤质地及地形条件适于植被生长，在土壤保水能力较强、有水分保证的地段（如冲沟两侧、低洼地段），被破坏的土壤表层结构和植被可以很快得到自然恢复。但在自然环境水分条件较差的区域，生态环境自然恢复的速度十分缓慢。

5.2 植被的影响分析

本项目地面工程、管道建设是造成植被破坏的主要原因，其中以管道建设的影响最为显著。

(1) 工程占地对植被的影响及生物量损失

油田开发过程中的占地包括站场、管道等占地，对植被的影响主要表现在施工期，主要影响形式是对土地的占用以及施工阶段清场过程中对地表植被的清理及施工过程中的碾压。本项目对开发区域占地类型、植物生物量损失量影响表 34。

表 34 评价区域占地类型及生物量损失

植被类型	占地类型	工程内容	占地面积 (hm ²)	生物量损失 (t/a)	影响时间 (年)
梭梭荒漠	永久占地	站场工程、输电线、连接道路	0.18	0.14	永久

	临时占地	站场工程、管线、输电管线	42.31	31.73	3-5
合计			42.49	31.87	

在油田开发过程中土地被扰动，地表植被基本被毁。在投入运营后，其中有一部分地表土地被永久占用，地表被各种构筑物或砾石覆盖。其余土地重新回到原来的自然状态，但地表植被及地表结构却发生了变化。地表保护层被破坏后，其稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降。本项目在油田开发过程中临时占地面积为42.31hm²，永久占地面积为0.18hm²。在开发初期的3~5年中，荒漠植被破坏后不易恢复，因而使得42.31hm²荒漠土地基本没有植物初级生产能力，生物损失量约为31.87t/a。当临时性占地的植被得到初步恢复后，这种损失将会逐渐减少。

根据植被类型图可以看出：开发区域内的植被类型在油田开发前后有一定变化，但变化幅度较小。主要是天然气增压站和注入站的建设和管线建设占用了部分植被类型，也是导致植被类型面积减少的一个重要因素。

(2) 管线修建对植被的影响

管线的建设对植被的破坏包括管沟宽度和施工场地宽度两部分，根据设计，管线施工临时占地宽度在12m，管道建设中管沟部分的植被被彻底清除，而施工带地面上的植被破坏则因施工方式的不同而异。项目油田内部的管线管径较小，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，植物会逐渐自然恢复。

(3) 人类活动对植被的影响

项目开发建设过程中大量人员、机械进入荒漠区，使荒漠环境中人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。荒漠区单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏、自然植被减少，使项目区域内局部地带荒漠化的可能性增加，从而形成次生荒漠化。但评价区植被分布不均匀，因此，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

(4) 突发性事故对植被的影响

项目开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和含油污水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影

响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的原油越多，植物死亡率就越高，而且草本植被比乔、灌木更敏感，更易受到致命的影响。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

5.3 对野生动物影响分析

油田开发建设对野生动物的生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设项目的占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源的减少。

(1) 施工期对野生动物的影响

地面建设、管道敷设过程中，由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，荒漠型鸟类和哺乳类动物将远离施工现场，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类如麻雀、乌鸦等，一般在离作业区 30m 以外活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。地面建设后期，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，仅少量巡检人员在油田开发区域及管道区域定期活动，区域内的人为活动逐步减少，野生动物将逐步回归原有生境，主要的影响范围仅限于场站等人员活动较多的区域。

(2) 运营期对野生动物的影响

在生产运营期内，部分野生鸟类和兽类（啮齿类动物）将逐渐适应新的环境而在开发区域内重新出现；在采油井场、噪声较小的场站周围，常见有麻雀等活动。就整个区域而言，区域内野生脊椎动物种类和种群数量没有明显变化。

(3) 事故对野生动物的影响

发生事故时常常导致原油及天然气的泄出和渗漏，从而可能影响工程区域内的野生脊椎动物的生存环境。事故类型的不同，对野生动物的影响范围和程度也有所不同。当发生井喷事故时，井场周围 200m-500m 范围以内的各种小型脊椎动物会因躲避不及造成死亡，局部区域可能影响到的只是一些啮齿类动物、爬行动物和小型鸟类，对大中型动物，特别是对保护动物不会造成影响。如果发生火灾事故，由于生态环境及空气环境的变化，短时间内会使事故周围

动物的分布数量下降。

5.4 对土壤的影响分析

(1) 工程占地影响分析

本项目占用的土壤类型为石膏灰棕漠土和钠碱化灰漠土，占地主要为站场、各类管线等，施工期扰动总面积达 42.49hm²，其中永久占地 0.18hm²，临时占地 42.31hm²。最主要的危害是破坏了地表结构（砾幕），增加了土壤风蚀量和沙漠化的可能性。

在进行地面工程建设施工时，将对作业范围内的土壤表层进行干扰和破坏，土壤表层结构（包括紧实度）、肥力将受到影响，尤其是在敷设管线时，对地表的开挖将对开挖范围内土壤剖面进行破坏，填埋时不能完全保证恢复原状，土壤正常发育将受到影响，土壤易受到侵蚀。

评价区域内干旱多风，地表砾幕的生态保护作用很大。这种砾幕的形成是由于长期的风蚀作用，地表原有的细砂及细粉砂物质被吹蚀，在地表形成了带有砾石的保护层，它稳定地保护着地下的细土物质，对区域由于风蚀引起的水土流失起着很好的抑制作用。由于运输车辆及施工人员的活动，地表砾幕受到破坏。保护层一旦被破坏，又得经过多年的风力吹蚀，使地表细土物质全部被吹蚀后才能处于相对稳定状态。因而，在近几年内（3-5 年植被恢复期内），区域内的风蚀量会有所增加，影响区域空气质量。

当进入正常运营期后，人为活动的范围缩小，将使受到破坏的地表逐渐得到恢复，风蚀和荒漠化影响将随着天然植被的恢复和人工绿化措施的实施逐渐得到控制。

(2) 事故状态下对土壤环境的影响

若本项目管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长，污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；等查漏发现后，可能已造成大面积土壤环境的污染。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。

根据类比调查结果：输油管道泄漏事故发生后，非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响扩展范围较小；粘重土壤多为

耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，影响植物的生长和恢复。在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

5.5 对荒漠生态景观变化的影响分析

本项目开发区的基质为荒漠生态景观。荒漠生态景观的稳定性较差，异质化程度低，生态体系的稳定性和必要的抵御干扰的柔韧性较差。项目区内景观的控制性组分是荒漠植被，由于面积偏小，物种较少，尚达不到作为种群源及物种流动的生物廊道要求。此外，作为开放系统的景观，需要不断地与周边环境进行物质能量和物种的交换，才能不断增强景观系统的阻抗和恢复能力。本项目区域内的各种节点，还没有达到自我调节和控制周围环境质量的能力，对外界干扰的抗性差，系统极其脆弱，因此，从该方面来说，本项目区荒漠景观的稳定性较低。

本项目开发过程中新增永久性占地面积为 0.18hm²，原地表被永久性构筑物占用，由荒漠生态景观变为人工景观。也就是说，区域内作为基质组成部分的荒漠生态景观中减少了 0.18hm²。对于整个油田开发区来讲，占原有荒漠生态景观的比例极小，同时还增加了局部区域的异质性。

5.6 对土地利用变化的影响分析

根据土地利用类型图可以看出：油田区域建筑从开发前的未经建设到开发后的不断建设，占用了部分中覆盖度草地。主要是油田地面建设工程占地，包括先导试验站、集输管线等。本项目建成运营后，将新增 0.18hm²的土地被永久占用，油田开发区域内的土地利用类型在油田开发前后有一定的变化，土地利用类型主要由梭梭荒漠变为建筑用地，但变化幅度很小。因此油田开发建设不会对该区域内的土地利用类型造成较大影响。

5.7 生态系统结构与其功能影响分析

（1）对生态系统结构、功能的影响

本项目站场、管线建设活动一定程度上破坏了原有生态系统结构的完整性，从而打破了其系统的平衡，必然会降低生态系统的生产力，部分物质循环受阻，能量流动中断，因此将对区域内生物的栖息环境产生不良影响。同时项目区内系统自我调节能力减弱，受扰动后恢复能力降低，生态稳定性降低，生

物种群、数量将受到一定程度的影响。但项目占地面积小，对生态系统结构和功能的影响较小，造成的不利影响均在可接受的范围内。

（2）生态系统稳定性分析

评价区内的生态系统以荒漠生态系统为主，生态系统较为简单。以梭梭荒漠为主，分布不均匀，植株差别较大，在 0.15m~1.8m 范围内，建群种为梭梭，伴生猪毛菜、白刺等，植被盖度在 5%~10%。从现场调查来看，目前拟建工程区域内的人为干扰较小，基本保持自然荒漠生态环境，生态完整性较好。施工期由于机械设备的轰鸣惊扰，人群活动的增加，会造成一定生态系统的破坏。但施工结束后，随着开发建设进入正常生产阶段，施工人员撤离作业区域，人类活动和占地都将减少。因此，拟建项目对生态系统的影响不大。

（3）景观影响分析

景观是指地表空间相对稳定的景物或景象，是一个空间高度异质性的区域，由相互作用的景观元素或生态系统，按一定的空间组合规律及相似的形式重复出现而形成。

油田开发区属于景观生态等级自然体系和人工体系的复合体，它是由荒漠生态系统、道路、油田设施有规律地相间组成。拟建工程占地面积较小，且位于油田以开发区内不会使景观发生太大变化，对景观生态影响较小。

运营期环境影响分析:

1 大气环境影响分析

1.1 大气评价等级确定

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），采用附录 A 推荐模型中的估算模型计算项目污染源的最大环境影响。根据预测结果及评价工作分级判据进行分级。

（1）评价因子和评价标准

本项目评价因子和评价标准见表 35。

表 35 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值/（ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）	标准来源
非甲烷总烃	1h 平均浓度	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》中“非甲烷总烃”环境浓度选用值,确定环境空气中非甲烷总烃浓度限值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$

（2）评价等级判别表

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），评价等级判别表见表 36。

表 36 评价等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级评价	$P_{\max} \geq 10\%$
二级评价	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级评价	$P_{\max} < 1\%$

（3）估算模型参数

本项目估算模型参数见表 37。

表 37 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		44
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-31.7
土地利用类型		草地
区域湿度条件		干
是否考虑地形	考虑地形	<input checked="" type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否
	地形数据分辨率/m	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	<input type="checkbox"/> 是 <input checked="" type="checkbox"/> 否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/ $^{\circ}$	/

(4) 项目污染源排放参数

本项目井口分布较为分散，以单井井场作为污染源进行预测，无组织污染源排放参数见表 38。

表 38 无组织污染源参数

名称	海拔高度/m	矩形面源			污染物	排放速率
		长度/m	宽度/m	有效高度/m		
矩形面源	395	50	40	2	NMHC	0.06kg/h

(5) 预测结果

预测结果见表 39。

表 39 预测结果表

预测因子	非甲烷总烃
最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	193.43
最大落地浓度距离 (m)	64
最大占标率 (%)	9.67

由预测结果可知，本项目最大占标率为 2.6%，根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）评价工作分级判据，本项目为二级评价，不需要进一步预测与评价。大气评价范围边长取 5km，大气评价范围见图 16。

本项目油气集输采用先进的密闭集输工艺，大气污染物产生量较少，且项目区扩散条件较好，经预测各大气污染物浓度贡献值较小，不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目区地域空旷，无集中固定人群居住。项目运营期对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

1.2 大气防护距离

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018），使用大气环境防护距离计算模式计算本项目的大气环境防护距离。根据导则要求，在满足厂界监控点处达标排放的情况下，计算出厂界外的任何一点均符合环境质量标准的要求，这样的情况下可以不设置大气防护距离。预测结果表明，本项目无组织废气排放无超标点，不会造成环境空气质量的超标现象，因此本项目不设大气环境防护距离。

1.3 大气污染物排放量核算

本项目大气污染物年排放量无组织核算情况见表 40。

表 40 大气污染物无组织排放量核算表

产污	污染物	主要污染	国家或地方污染物排放标准	年排放
----	-----	------	--------------	-----

环节		防治措施	标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	量/(t/a)
油气集输	NMHC	密闭集输	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中无组织排放标准限值	4.0	16.3

本项目大气污染物年排放量核算情况见表 41。

表 41 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/(t/a)
1	NMHC	16.3

1.4 大气环境影响自查表

项目大气环境影响自查表见表 42。

表 42 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input checked="" type="checkbox"/>			
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input type="checkbox"/>			
	评价因子	基本污染物 其他污染物(非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>			
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>		附录 D <input type="checkbox"/>			
						其他标准 <input type="checkbox"/>			
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>			
	评价基准年	(2018)年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>			
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>				不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>			
		本项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/>							
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERM OD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUST AL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS/AED T <input type="checkbox"/>	CALPUF F <input type="checkbox"/>	网格模型 <input type="checkbox"/>	其他 <input checked="" type="checkbox"/>	
		预测范围		边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长=5km <input checked="" type="checkbox"/>	
		预测因子		预测因子(非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>	

	正常排放短期浓度贡献值	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 100\%$ <input checked="" type="checkbox"/>		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 100\%$ <input type="checkbox"/>
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ <input type="checkbox"/>	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 10\%$ <input type="checkbox"/>
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ <input type="checkbox"/>	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $> 30\%$ <input type="checkbox"/>
	非正常排放1h浓度贡献值	非正常持续时长 () h	$c_{\text{非正常}}$ 占标率 $\leq 100\%$ <input type="checkbox"/>	$c_{\text{非正常}}$ 占标率 $> 100\%$ <input type="checkbox"/>
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 <input type="checkbox"/>		$C_{\text{叠加}}$ 不达标 <input type="checkbox"/>
	区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ <input type="checkbox"/>		$k > -20\%$ <input type="checkbox"/>
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）	有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>
	环境质量监测	监测因子：（）	监测点位数（）	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>		
	大气环境保护距离	距（）厂界最远（0）m		
	污染源年排放量	SO ₂ :（0）t/a	NO _x :（0）t/a	颗粒物:（0）t/a VOCs:（16.3）t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项				

2 水环境影响分析

2.1 正常运营状态对水环境影响分析

运营期产生的废水主要为采出水。

（1）采出水

根据开发方案，本项目采出水经玛18转油站输送至百口泉注输联合站污水处理系统进行处理，处理后水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中标准后回注地层。

项目所在区域主要赋存松散岩类孔隙水，项目区域内潜水水位一般为5~30m，浅层承压水一般在地表以下30~150m，深层承压水分布深度一般在150m以下，含水层厚度5~53m不等。本项目原有采油井通过采用下套管注水泥方式进行固井，可对潜水和承压水所在的地层进行固封。在固井合格的前提

下，可以有效隔离含水层与井内泥浆的交换，有效保护地下水层。

(2) 含油污泥对地下水环境的影响

本项目产生的含油污泥委托有相应资质的单位进行安全处置，因而不会对当地地下水产生影响。

2.2 事故状态下对水环境影响

(1) 管线泄漏对水环境的影响

一般泄漏于土壤中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土壤中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常集输管线泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

本项目管线泄漏发生原油渗透情况参考《玛北油田 2#井区、玛湖凹陷玛 18-艾湖 1 井区块百口泉组油藏开发、玛北斜坡区玛 131 井区百口泉组油藏开发建设工程项目环境影响后评价报告书》中预测结论，在原油发生渗漏的非正常状况下，泄露原油瞬时注入，在渗入含水层中运移 100d 后，地下水环境受石油类影响的最大距离约为 33m；1000d 后，地下水环境受石油类影响的最大距离约为 135m；泄露 10 年后，地下水环境受石油类影响的最大距离约为 300m，其中泄露中心点石油类浓度已低于《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类标准；20 年后，地下水环境受石油类影响的最大距离约为 250m，随着时间的推移，影响距离将逐渐减小。

由于本项目位于第四系区域，在输油管线出现破损或破裂，原油发生渗漏的非正常状况下，随着时间的增加，地下水环境受污染物影响的距离会先增大后减小。渗漏进入含水层中的污染物在短时间内难以自净恢复，随着时间的增加，会对项目区及其下游的地下水环境造成不同程度的污染。

(2) 井喷事故对地下水的污染影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 4h 才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径 300m 左右时，井喷持

续时间 2d，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的原油喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对地下水的影响，是以面源形式的原油渗漏污染地下水。污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。井喷事故为短期大量排放，能及时发现，可通过一定方式加以控制，影响范围不大。

(3) 污染物泄漏对周边地表水的影响

①对玛纳斯湖水的影响

环玛湖区域内的第四系地下潜水，由于地表高差的作用形成水力坡度，在最低洼处地下水渗出形成玛纳斯湖。地下水流向由西北向东南汇集。

环玛湖区域第四系含水层岩性主要为粉砂、粘土、粉砂、砾岩、泥岩等，其中泥岩层及粘土层可起到隔水作用。根据含水层岩性和紧实度，该区域地下水流速在 8-10m/d 之间，当距离玛纳斯湖 3.5km 的采油井发生污染物泄漏事故时，在不考虑含水层土壤吸附和阻隔的情况下，污染物最快经过 350d 的时间到达玛纳斯湖中。

②对艾里克湖水的影响

根据含水层岩性和紧实度，该区域地下水流速在 8-11m/d 之间，当距离艾里克湖边界 6.7km 的采油井发生污染物泄漏事故时，在不考虑含水层土壤吸附和阻隔的情况下，污染物最快经过 609d 的时间分别到达艾里克湖中。

2.3 水环境影响评价结论

本项目采出水经百口泉注输联合站污水处理系统处理后水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后用于回注，不会对地下水环境产生影响。

本项目落地油100%进行回收，并且油田区域气候干旱少雨，不存在大量降水的淋滤作用，因此不存在污染地下水的可能。

油田开采不会对地下水资源量及环境水文地质条件造成影响。

井喷及输油管道原油泄漏事故对水环境的影响主要表现为对其周围地表水体的影响，由于事故风险的不确定性，最终可能进入水环境的石油类亦是不确定的。本项目玛18井区站场北距离艾里克湖约6.7km，东南距玛纳斯湖约3km，

若及时采取有效措施治理污染，则会减轻对地表水环境的污染。

综上所述，正常生产状况下，油田建设期和生产运行过程中废水及落地原油对地下水环境不会产生不利影响。

3 噪声影响分析

本项目噪声源主要为井场和站场中的各类机泵，井场和站场四周未设围栏，是开放式的，故只考虑传播距离引起的衰减，鉴于声源到厂界预测点的传播距离远大于声源长度，各噪声源均按点源计。计算模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）中所推荐的预测模式，计算式如下：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级；

r —预测点距声源距离，m；

r_0 —参考位置距声源距离，m；

(2) 噪声源源强及分布

项目噪声源为各类机泵等，噪声源强在 80dB(A)~90dB(A) 之间，设备选用低噪设备，并采取基础减震等措施，衰减量按 20dB(A) 计，其运行噪声不高于 70dB(A)。项目工程主要噪声源强距厂界距离见表 43。

表 43 项目主要噪声源强至厂界距离

噪声源		各源强叠加后噪声值	基础减震后噪声值	厂界方位	噪声源至厂界距离 (m)
井场	机泵	85	65	东厂界	17
				南厂界	17
				西厂界	17
				北厂界	17
站场	各类机泵	90	70	东厂界	25
				南厂界	20
				西厂界	25
				北厂界	20

(3) 预测结果

根据以上公式，预测项目建成后厂界四周噪声贡献值见表 44。

表 44 厂界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

预测点编号	预测点位置	本项目贡献值	评价标准	评价结果
-------	-------	--------	------	------

井场	东厂界	41	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	41		达标
	西厂界	41		达标
	北厂界	41		达标
站场	东厂界	42.0	昼间 60 夜间 50	达标
	南厂界	44		达标
	西厂界	42.0		达标
	北厂界	44		达标

生产运营期井场正常生产时噪声较小，运营期噪声主要来自站场内各机泵产生的噪声，但站场周围没有常住人群居住，仅对站内工作人员产生影响，因此不会造成噪声扰民现象，对环境的影响较小。

综上所述，项目生产运营中的噪声对环境有一定影响，但属于可接受范围。根据类比其他区域环境影响评价，噪声环境昼、夜噪声值均达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，没有超标现象。

4 固体废物对环境的影响分析

运营期固体废物主要为含油污泥和事故状态下的落地油。

（1）油泥（砂）

本项目井场和站场不产生含油污泥，含油污泥主要来自百口泉注输联合站原油处理系统和污水处理系统产生的含油污泥。根据调查，百口泉注输联合站产生的含油污泥定期交由克拉玛依博达生态环保科技有限责任公司进行回收、处置，对环境影响较小。

（2）落地油

井下作业必须带罐（车）操作，进入临时设置的贮油罐，拉运至百口泉注输联合站原油处理站处理。地面工程完成后，落地油基本不再产生，甚至为零。应按照清洁生产的原则，实施源头控制，对井口泄漏油、井下作业时产生的油，使之“不落地”。

①井下作业时严格执行新疆油田公司清洁的作业模式，及时回收落地油等废物。

②加强管理，对井口装置、集油管线等易发生泄露的部位进行巡回检查，减少或杜绝气井跑、冒、滴、漏，以及油品泄漏事件的发生。

5 土壤环境影响分析

5.1 土壤环境等级划分

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤环境影响分为生态影响型和污染影响型，本项目为石油开采项目，由于人为因素影响了土壤环境特征，属于污染影响型项目。

（1）污染影响型

表 45 污染影响型敏感程度分级表

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

表 46 污染影响型占地类型划分表

类型	大型	中型	小型
规模	≥ 50hm ²	5hm ² ~50hm ²	≤ 5hm ²

表 47 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作

本项目为石油开采项目，划分为I类建设项目，永久占地小于5hm²。本项目位于玛131井区和玛18井区内，周围无耕地、园地、饮用水源地、居民区、学校等环境敏感目标和其他土壤环境敏感目标，项目区环境敏感程度为不敏感。依据污染影响型划分，本项目土壤评价等级为二级。

综上所述，本项目土壤评价等级为二级。

5.2 土壤环境影响分析

本项目土壤影响类型与途径见表48，影响因子见表49。

表 48 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

表 49 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程	污染途径	特征因子	备注
输油管线	-	垂直入渗	石油类	-

根据建设项目对土壤环境可能产生的影响主要为输油管线垂直下渗造成的土壤污染。故将本次项目土壤环境影响类型划分为污染影响型，主要影响方式为垂直下渗以及大气沉降。

5.2.1 正常状况下对土壤环境的影响分析

本项目污染土壤的途径主要为废气污染物通过降水、扩散和重力作用降落至地面，渗透进入土壤，进而污染土壤环境；液体物料、废水输送及处理过程中发生跑冒滴漏，渗入土壤对土壤产生影响危害土壤环境。本项目采取以下措施防治土壤污染：

(1) 废气对土壤环境的影响

本项目针对生产过程中产生的废气，采取各项措施进行收集，减少无组织排放，采用有效的治理措施处理废气，保证达标排放，通过预测，本项目废气污染物最大地面质量浓度较低，且出现距离较近，不会对周围土壤环境产生明显影响。

(2) 液体物料、废水、废液等对土壤环境的影响

本项目生产过程中液体物料配置过程中均为全密闭管路连接，不会出现溢出和泄露情况，实现可视可控，且在管线上做好标识，如若出现泄露等事故情况，可及时发现，及时处理。

综上，本项目从源头控制液体物料、废水泄露，同时采取可视可控措施，若发生泄露可及时发现，对收集泄漏物的管沟、应急池以及污水处理站池体等采取各项防渗措施，通过采取以上措施，液体物料、废水、废液等进入土壤的量很少，不会对周围土壤环境产生明显影响。

5.2.2 非正常状况下对土壤环境的影响分析

(1) 垂直入渗

①项目污废水产生情况

拟建项目为石油开采项目，项目运行期最有可能对土壤环境造成影响的情况为原油泄露，本次土壤预测考虑为石油类。

②土壤污染途径

污染物从污染源进入土壤所经过的路径称为土壤污染途径，土壤污染途径是多种多样的。根据工程分析，拟建项目可能对土壤造成污染的途径主要有：转油管线发生泄露对土壤造成的影响。

③主要评价因子

本次预测评价因子为石油类，考虑原油中石油类浓度为 1000mg/L。

④类比分析

类比同类型输油管线事故泄漏情况，非正常情况下，考虑持续注入非饱和带土层中 10min、20min、1h、2h 后，污染物在垂直方向上的超标扩散距离和包气带底部石油类浓度，详见表 50。

表 50 非正常情况下污染物在非饱和带中的超标扩散距离预测结果表

污染物种类	计算值	污染物运移的超标扩散深度			
		10min	30min	1h	2h
石油类	影响深度 (m)	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度	全部包气带深度
	包气带底部石油类浓度 (mg/L)	515.1569	769.3116	875.3160	942.9776

从上表中看出，原油发生泄露 2h 的情况下，随着时间的增加，污染物很快将非饱和带中垂直方向上贯穿，包气带底部石油类浓度越来越大。

从土壤环境污染现状调查可知，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。落地油一般富集在 0-20cm 的土层中，石油在土表的蒸发量与时间呈负指数相关，开始 5h 内石油蒸发强烈，24h 后石油在土壤表面多呈粘稠状。落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

因此，在项目建设过程中须做好相关防渗措施，以及原油收集、输送和暂存等区域的防腐、防渗措施，运行期须定期检查防渗层及管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，杜绝非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

(2) 大气沉降

本项目运行会产生一定的有机废气，有机废气沉降会对土壤中挥发性有机物以及半挥发性有机物含量造成一定的升高，根据类比其他项目，大气沉降对土壤中挥发性有机物以及半挥发性有机物含量的影响较小。

5.4 土壤环境自查表

本项目土壤环境自查表见表 51。

表 51 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>				/
	占地规模	(0.18) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价类别	I类 <input type="checkbox"/> ；II类 <input checked="" type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input checked="" type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input checked="" type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> ；d) <input type="checkbox"/> ；				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	1	2	0~20cm	
		柱状样点数	3	0	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样	
现状监测因子						
现状评价	评价因子	石油烃				
	评价标准	GB15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB36600 <input type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	现状评价结论	各监测点各监测项目均满足 B/15618-2018 中管控值				
影响预测	预测因子					
	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ；附录 F；其他 ()				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>				
防治措	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ；源头控制 <input type="checkbox"/> ；过程防控				

施		□; 其他 ()		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
信息公开指标				
评价结论	采取环评提出的措施, 影响可接受			
注 1: “□”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。				
注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的, 分别填写自查表。				

6 退役期环境影响分析

随着油田开采的不断进行, 其储量逐渐下降, 最终区块将进入退役期。当油井开发接近尾声时, 各种机械设备将停止使用, 进驻其中的油田开发工作人员将陆续撤离油田区域, 由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

退役期的环境影响以生态环境的恢复为主, 同时封井和井场清理也会产生少量扬尘和建筑垃圾, 会对周围的环境造成一定影响。

油井停采后将进行一系列清理工作, 包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间, 将会产生少量扬尘和固体废物。在闭井施工操作中应注意采取降尘措施, 文明施工, 防止水泥等的洒落与飘散, 同时在清理井场时防止产生飞灰、扬尘的产生, 尽可能降低对周边大气环境的影响。

另外, 井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物, 对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集, 管线外运经清洗后可回收再利用, 废弃建筑残渣外运至指定处理场填埋处理。固体废物的妥善处理, 可以有效控制对区域环境的影响。

井场经过清理后, 永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理, 随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复, 使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后, 人员撤离, 区域内没有了人为的扰动, 井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复, 有助于区域生态环境的改善。

7 环境风险分析

7.1 环境风险潜势初判

根据建设项目涉及的物质和工艺系统危险性及其所在地的环境敏感程度, 结合事故情形下环境影响途径, 对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析,

按照表 52 确定环境风险潜势。

表 52 建设项目环境风险潜势划分一览表

环境敏感度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV ⁺	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 C 及附录 D 确定危险物质及工艺系统危险性 (P) 及环境敏感程度 (E)。其中危险物质及工艺系统危险性 (P) 由危险物质数量与临界量比值 (Q)、行业及生产工艺 (M) 确定。

本项目年预计原油产量为 16.3 万 t, 小时内管线中原油存在量为 18.6t。本项目预计天然气注入量为 14 万 m³/d, 小时内管线中天然气存在量为 5833m³/h (3.2t/h)。天然气和原油按照小时在线量计算风险单元 Q 值, 计算结果详见下表 53。

表 53 本项目风险单元 Q 值一览表

风险单元	危险物质	临界量 (t)	在线量 (t)	Q
密闭集输管网	原油	2500	18.6	0.33
	天然气	10	3.2	

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)附录 C 要求, 当 Q<1 时, 该项目环境风险潜势为 I, 不再对行业及生产工艺 (M) 及环境敏感程度 (E) 进行判定。

7.2 评价工作等级判定

《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)中环境风险评价工作级别划分的判据见表 54。

表 54 环境风险评价工作级别划分一览表

环境风险潜势	IV ⁺ 、IV	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a

a: 是相对于详细评价工作内容而言, 在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明, 见附录 A

本项目环境风险潜势为 I 级, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》

(HJ/T169-2018) 环境风险评价工作级别划分的判据，确定本工程环境风险评价工作级别为简单分析。

7.3 环境敏感目标

试验区位于戈壁，项目区周边不存在环境风险敏感目标。

7.4 环境风险识别

本项目涉及的主要风险物质为石油和天然气，另外，本项目注入井注入的二氧化碳本身并无毒性，也未列为风险物质，但本项目使用的是液态二氧化碳，二氧化碳泄露可能会引发爆炸、人员伤亡、建筑或者设备损毁等事故；二氧化碳注入井封井不严还可能发生二氧化碳井喷事故；此外，二氧化碳溶于水呈酸性，极易对原油集输管道造成腐蚀，可能引发原油泄漏事故。

本项目主要风险单元为密闭集输管网，可能发生的环境风险有：

①站场危险性识别

试验站等油气集输、储运设施等发生泄漏会引发火灾、爆炸事故。站场常见的事故主要是因腐蚀造成管汇撬、管线等发生泄漏，泄漏后还有可能引起火灾和爆炸，在影响人身和设备安全的同时，污染环境。本项目拟建 1 座试验站，站内布置相对集中、操作条件要求严格，正常情况下不会有环境风险发生。

②井场危险性识别

采油井固井质量不好，井下作业可能引发油水窜层，污染地下水事故。

注入井封井不严可能发生 CO₂ 井喷事故，当地层中一定量的 CO₂ 处于超临界状态，加上井身结构腐蚀老化，一旦压力失控，CO₂ 急剧膨胀，极易发生井喷。

③输油管道危险性识别

管道输送是一种安全可行的输送方式，但存在于环境中的管道会受到各种环境因素的作用，同时管道本身的设计、管材制造、施工、操作运行和管理等各环节都可能存在着缺陷和失误，所有这些因素都可能导致事故的发生。发生的事故主要为管线破裂造成的原油泄漏，事故发生时会有大量的原油溢出，对周围环境造成直接污染，而且泄漏的原油遇到明火还可能产生火灾、爆炸事故。

④二氧化碳运输、储运过程危险性识别

本项目液态二氧化碳运输采用罐车拉运，运输罐车宜选用重心低、保温效果好的；试验站采用钢制耐腐蚀储罐储存液态二氧化碳，当运输和储存过程中

发生事故导致液态二氧化碳泄漏时，液态二氧化碳大量汽化，会造成大雾弥漫、局部可见度降低，严重时还会引发受困人员窒息等事故。

7.5 环境风险分析

(1) 对土壤的影响分析

管线泄漏对土壤环境的影响是比较显著的，泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。

管线发生泄漏时，相当于向土壤中直接注入原油，泄漏的原油进入土壤后，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，造成土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响土壤正常的结构和功能。

根据类比调查结果可知，原油泄漏事故发生后，在非渗透性的基岩及粘重土壤上污染（扩展）面积较大，而疏松土质上影响的扩展范围较小；粘重土壤多为耕作土，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力。在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤表层 20cm 以上深度内积聚）。

(2) 对植被的影响

油品泄漏对植被的影响主要分为三种途径，一是泄漏石油直接粘附于植物体阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；二是原油污染土壤造成的土壤理化性状变化间接影响植物生长，严重时会导致植物死亡；三是泄漏的原油中的轻组份挥发，在对空气环境产生影响的同时，也对周围植物产生影响。发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围植被产生明显影响。

(3) 对地下水环境的影响

管线泄漏的油品下渗而可能导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，及时维修，并将受污染的土壤全部回收，送至主体装置区进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

当泄漏事故不可控时，泄漏的油品经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：棕漠土对石油类物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在 0cm~10cm 或 0cm~20cm 表层土壤中，其中表层 0cm~5cm 土壤截留了 90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，做到及时发现、及时处理，彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，不会对地下水体环境质量产生大的影响。

（4）对大气环境的影响分析

发生泄漏事故后，原油及天然气进入环境空气，其中的 NMHC 可能会对周围环境空气产生影响，若遇明火，可发生火灾、爆炸，火灾、爆炸产生的伴生/次生污染物可能对环境空气产生一定的影响。由于项目区周围无环境敏感目标，且地域空旷，扩散条件较好，发生事故后，及时采取相应的措施，不会对周围环境空气产生明显影响。

7.6 风险事故防范及应急处理措施

7.6.1 风险事故防范措施

（1）站场风险防范措施

①站场严格按防火规范进行平面布置，站场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。

②站内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。

③安装火灾设备检测仪表、消防自控设施。

④加强设计单位相互间的配合，做好衔接，减少设计失误。

⑤站内所有设备、管线均应做防腐。

（2）管道风险防范措施

①施工阶段的事故防范措施

集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

在管线材质的选取上，应选择耐二氧化碳腐蚀材质。

在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

按施工验收规范进行水压及密闭性试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理。

②运行阶段的事故防范措施

严格控制油品质量，定期清管。

加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患。

定期检查管道安全保护系统，在发生泄漏事故时能够及时处理。

加大巡线频率，提高巡线有效性，发现对管道安全有影响的行为，及时制止、采取相应措施并向上级报告。

按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

完善各站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

③管理措施

在管道系统投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

制订应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

提高职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（3）原油泄漏事故防范措施

①所有风险敏感目标区段的管道设计均要符合《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）的要求。

②加强《石油天然气管道保护条例》的宣传力度，普及原油管道输送知识，

发现问题及时报告。

③按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油泄漏事故的发生。

④完善站场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

⑤按规定配置齐全各类消防设施，并定期进行检查，保持完好可用。

⑥操作中必须使用防爆工具，严禁用铁器敲打管线、阀门、设备。

⑦制定事故应急预案，配备适当的抢修、灭火及人员抢救设备。

（3）井喷防范措施

经查阅相关文献，二氧化碳井喷事故气体扩散影响范围不大，且二氧化碳为无毒气体，仅在相对密闭的空间，才可能导致人员窒息等事故的发生，在开阔的空间中，气体的扩散相对较快，一般不会造成非常严重的后果。此外，二氧化碳井喷引发的物理爆炸极易造成设备损毁、人员伤亡等事故，但在保证封井质量、安装合格的井口防喷措施，保证井筒固井质量的情况下，可有效减轻影响或者避免二氧化碳井喷事故的发生。同时，应加强注入井、各管线的防腐工作。本项目井口采取了严格的井控制度和井控措施，所以发生井喷的机率较小。

（3）二氧化碳运输、储运过程泄露防范措施

运输：运输罐车宜选用重心低、保温效果好、耐腐蚀材质的罐车；

储运：应采用钢制耐腐蚀储罐储存液态二氧化碳，对储罐进行保温，严格控制工作压力。

（5）洪水防范措施

尽管该区域发生洪水的可能性极小，但为防止在油田生产过程因天气变化出现的融雪和暴雨发生安全事故，进一步规范生产运行中突遇融雪天和暴雨天的安全管理，提高对突发事件和自然灾害的反应能力，建立紧急情况下快速、有效的应急处理机制，确保油田生产安全。

①各单位应组织员工对自己所辖区域的公路涵洞、低洼油田公路、重点上修井及措施井、防洪堤坝、防渗段进行重点检查，做好记录，加强防洪防汛工作。

②对低洼及凹型油田公路段进行清雪工作，预防化雪后冲刷公路造成道路中断，影响生产车辆通行。

③公路涵洞要组织清障，清理杂物、疏通流道，并清除闸门池子上覆盖的积雪。

④对融雪期、下雨天突发洪水，各单位应组织员工对洪水情况进行观察，将员工撤向高处，对被洪水围困的员工应及时进行救援，保证员工人身安全。同时向作业区值班领导和生产运行科值班室值班人员通报洪水最新情况，并做好记录。生产运行科值班室的值班人员接到通报后，应及时准确地做好记录，并及时上报科室、作业区领导和油田公司生产运行处值班室，并做好应急救援。

⑤洪水过后各单位应积极进行自救，将洪水造成的损失降到最低点。同时将损失情况以书面形式报生产运行科值班室，由值班室汇总后报作业区值班领导及科室领导和油田公司生产运行处值班室。

⑥各单位一时无法恢复的损失情况及问题应统计汇总后，报作业区生产运行科和相关科室，由作业区协调解决。

⑦抗洪防汛所需的物资由物资管理站储备提供。

7.6.2 应急处置及管理措施

(1) 应急预案情况

玛18-艾湖1井区、131井区的生产和维护管理均由百口泉采油厂负责管理，百口泉采油厂依据国家和地方等有关法律、法规，结合公司实际，2018年10月编制完成了《百口泉采油厂突发环境事件应急预案》，该环境风险应急预案已于2018年10月开始实施，并于当月通过了塔城地区生态环境局的备案，备案编号为：321311201629-L。据调查，自该应急预案实施至今，百口泉采油厂管理范围内未发生过环境风险事故。

(2) 应急工作原则

本项目生产和维护管理均由百口泉采油厂负责管理，环境突发事件依托《百口泉采油厂突发事件总体应急响应预案》，其应急工作原则如下：

统一指挥、分级负责：统一领导突发事件的处置，根据突发事件的严重性、可控性、所需动用的资源、影响范围等因素分级启动各级应急预案，落实岗位责任制，明确相关责任人职责权限；对各基层单位应急管理和处置提供指导和帮助；各职能科室、基层单位根据本预案负责各单位相关环境污染事件的应急

处理工作。

(3) 应急要求

本次扩建工程应根据实际情况及时更新《百口泉采油厂突发环境事件应急预案》中相关内容，定期进行风险隐患排查，加强应急演练等。

7.7 环境风险评价结论

根据本项目建设内容，工程可能涉及的危险物质为原油、天然气，工程可能发生的风险事故类型主要为井场事故风险、油气管线泄漏事故风险，环境风险最大可信事故为集输管线泄露事故。

原油、天然气发生泄漏时，对土壤、植被、地下水会产生一定的影响，发生事故后，及时采取相应处理措施，不会对周围环境产生明显影响，评价区包气带对石油类污染物的截留能力较强，泄漏事故发生时，及时、彻底清除泄漏油品、被污染的土壤，污染物不会进入地下水中，对地下水水质没有不良影响。项目在制定严格的事故风险防范措施及应急计划后，可将事故发生概率减少到最低，减小事故造成的损失。综上所述，本项目环境风险在可接受范围之内。

本项目环境风险评价等级为简单分析，项目环境风险自查见表 55。

表 55 建设项目环境风险评价自查表

工作内容		对项目进行环境风险调查与评价，并提出相应的预防与应急处置措施。								
风险调查	危险物质	名称	天然气	石油						
		存在总量	3.2t	18.6t						
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数 0 人				5km 范围内人口数 0 人			
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大） / 人							
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>		F2 <input type="checkbox"/>		F3 <input type="checkbox"/>		
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>		S2 <input type="checkbox"/>		S3 <input type="checkbox"/>		
地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>		G2 <input type="checkbox"/>		G3 <input type="checkbox"/>				
	包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>		D2 <input type="checkbox"/>		D3 <input type="checkbox"/>				
物质及工艺系统危险性	Q 值	Q < 1 <input checked="" type="checkbox"/>		1 ≤ Q < 10 <input type="checkbox"/>		10 ≤ Q < 100 <input type="checkbox"/>		Q > 100 <input type="checkbox"/>		
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>		M2 <input type="checkbox"/>		M3 <input type="checkbox"/>		M4 <input type="checkbox"/>		

	P 值	P1 口	P2 口	P3 口	P4 口
环境敏感程度	大气	E1 口	E2 口	E3 口	
	地表水	E1 口	E2 口	E3 口	
	地下水	E1 口	E2 口	E3 口	
环境风险潜势	IV+口	IV 口	III 口	II 口	I <input checked="" type="checkbox"/>
评价等级	一级口		二级口	三级口	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>	
	环境风险类型	泄露 <input checked="" type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>	
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>		地表水口	地下水 <input checked="" type="checkbox"/>
事故情形分析	源强设定方法	计算法口	经验估算法口	其他估算法口	
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB 口	AFTOX 口	其他口
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围		m
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围		m
	地表水	最近环境敏感目标，到达时间 h			
	地下水	下游厂区边界到达时间 d			
最近环境敏感目标，到达时间 d					
重点风险防范措施	安装防喷器和控制装置				
评价结论与建议	本项目无重大危险源，在风险防范措施和应急预案落实到位后，环境风险处于可接受水平				

8 环保投资估算

本项目环保投资估算见表 56，本项目总投资 10785 万元，估算环保投资为 200 万元，环境保护投资占总投资的 1.85%。

表 56 工程环保投资估算

标号	环保项目	主要内容	投资(万元)	备注
1	废气	井场及站场周围扰动地面洒水降尘	5	类比估算
2	噪声	隔声、减震基础等	5	类比估算
3	固体废弃物	井场及站场清理固体废物无遗留	20	类比估算
		油泥砂清运	20	类比估算
4	生态措施	临时占地平整压实；站场永久占地范围内地表水泥或砂石硬化处理；水土保持措施	150	类比估算
总计			200	

9 环境管理

9.1 施工期环境管理

在合理选择施工队伍的基础上，加强对管道、道路沿线施工的环境管理工作，监督管道沿线各项环保措施的落实情况。

——合理选线，划定并尽量缩小施工作业范围，严禁超界施工；

——管道开挖作业执行“分层开挖、分层堆放、分层回填”措施；

——运输车辆按固定线路行驶，尽可能不破坏原有地表植被和土层，严格禁止施工作业区域以外的其他活动；施工结束后，凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，使之尽快恢复原貌。

在站场野外施工现场不得乱扔废弃物，乱倒废油、废液；不允许破坏动物巢穴，追杀、捕猎和有意骚扰野生动物；减少施工对当地野生动、植物的影响。

9.2 运营期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 57。

表 57 建设项目运营环境监督管理计划

序号	监督管理项目	监督检查具体内容	实施单位
1	环境计划管理	环境管理计划的实施情况，包括井区环境整治、排污口规范化整治、环保治理方案的落实情况等。	建设单位
2	污染源管理	①环保设施的运行情况，防止闲置和不正常运行； ②各废气排放源的排放情况，掌握排污动态，防止直接排放； ③检查固废的堆放、运输、处置措施的执行情况，防止造成环境污染； ④检查噪声排放源治理措施的消声、隔声效果，防止超标排放。	建设单位
3	环境监测管理	① 组织废气污染源、空气环境质量监测，防止废气、粉尘影响； ② 组织废水污染源、地下水环境监测，防止水环境污染； ③ 组织噪声源、厂界环境噪声监测； ④ 组织危险废物监测。	建设单位
4	生态环境管理	定期检查受影响范围内生态系统的动态变化情况	建设单位

(1) 日常环境管理

——搞好环境监测，掌握污染现状

定时定点监测站场环境，以便及时掌握环境状况的第一手资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实，消除发生污染事故的隐患。

在生产过程中，采出水统一进入百口泉注输联合站，处理合格后用于回注。

废气污染源的控制是重点加强油气集输过程中无组织排放源的管理，以加强管理作为控制手段，减轻环境污染，达到污染物排放控制 and 环境保护目标。

——加强环保设备的管理

建立环保设备台帐，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的“环保运行记录”等。

——落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，尚需狠抓制度的落实，制定环保经济责任制考核制度，以提高各部门对环境保护的责任感。

日常工作的管理与调配，应明确机构，有专人负责与协调。要求做好废弃物的处理、场地的清理等每日例行的环保工作。

(2) 重大环境污染事故的预防与管理

——对事故隐患进行监护

对污染事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对各类重大事故隐患，应本着治理与监护运行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

——强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像和资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的制定经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。平时要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。建立安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员及时查询所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

——加强风险管理

由于本工程在运行过程中，不确定潜在事故因素多且无法预测，因此有必要制定相应的风险对策，不断改进识别到的不利影响因素，从而将工程运营期各类风险水平控制在合理的、可接收的范围内，以达到减少事故发生、经济合理地保证安全运行管理技术的目的。

9.3 闭井期环境管理

建设项目运营环境监督管理计划见表 58。

表 58 闭井期环境保护行动计划

序号	影响因素	环保措施	实施单位	实施时间	资金保证
1	生态环境	做好闭井期的地表恢复工作，拆卸、迁移场站设备，对受影响已清除污染物区域进行换土（拉运并填埋具有原来特性的土质），恢复原有生态机能。	百口泉采油厂	闭井期	纳入闭井期闭井管理费用中
2	声环境	闭井期间采用低噪声设备，操作周期为短期，对周围环境产生间歇式影响，伴随闭井期工作结束而终止。			
3	大气环境	在对原有设备拆卸、转移过程产生一定扬尘，故需采取洒水降尘措施，同时闭井工作避开大风等恶劣天气，避免对周围空气环境造成污染。			
4	水环境	设备排出的废水采用罐车拉走，不排入周围环境，避免对周围环境造成影响。			

9.4 环境监测计划

本工程具体环境监测计划见表 59，并根据运行期的实际情况进行调整。

表 59 环境监测计划

监测内容	监测地点	监测项目	监测时间或频率
废气	试验区场界	非甲烷总烃	1 次/年
噪声	试验区井场厂界	等效连续 A 声级	1 次/年
土壤	试验区	pH、石油烃、六价铬、砷、汞、铅、铜等	1 次/年
生态与水土保持	试验区	检查生态恢复及水土保持措施落实情况	1 次/年

10 环境监理

本项目应进行施工期监测、监理，对象主要是对作业场所及其附近植被和土壤，对作业场所控制监测可视具体情况、当地环保部门要求等情况而定。

由建设单位聘请相关环境监理机构对施工现场的环境监理检查工作，目的是协助建设单位落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本工程的建设符合有关环保法律法规的要求。因此建议建设单位聘用环保专业人员，对各作业段进行环境监理工作。

(1) 环境监理人员主要职责

① 监督施工现场对“环境管理方案”的落实。

② 及时向 HSE 部门负责人汇报环境管理现状，并根据发现的问题提出合理化建议。

③ 协助 HSE 部门负责人宣传贯彻国家和当地政府有关环境方面的法律法规。

④对 HSE 工作的真实性、合法性、效益性进行审查，评价其责任，并提出改进意见。

环境监理工作计划及重点见表 60。

表 60 现场环境监理工作计划

序号	场地	监督内容	监理要求
1	新建各站场、更换井口	1)各站场的环保设施，施工是否严格按设计方案执行，施工质量是否能达到要求； 2)施工作业是否超越了限定范围； 3)废水、废气、废渣等污染是否达标排放。	环评中环保措施落实到位
2	管沟开挖现场	1)集输线路是否满足环评要求； 2)是否执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”的操作制度； 3)施工作业是否超越了作业带宽度； 4)土方放置是符合要求，回填后多余的土方处置是否合理； 5)施工人员是否按操作规程及相关规定作业； 6)施工完成后是否进行了清理、临时占地是否恢复植被。	
3	道路建设现场	1)施工作业是否超越了限定范围； 2)临时堆放的土石方是否采取防风固沙措施； 3)施工人员是否按操作规程及相关规定作业。	各项环保措施落实到位
4	其它	1) 施工结束后是否及时清理现场、恢复地貌，是否及时采取生态恢复和水土保持措施； 2)施工季节是否合适； 3)有无砍伐、破坏施工区以外的植被，有无伤害野生动物等行为。	/

11“三同时”验收一览表

环境保护设施“三同时”验收一览表见表 61。

表 61 “三同时”验收项目

治理项目	污染源	位置	环保措施	验收标准
废气	烃类	集输过程	采用密闭集输流程	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 标准(非甲烷总烃 4.0mg/m ³)
废水	采出水	井场	百口泉注输联合站污水处理站处理，保持正常运行，处理达标后回注油藏	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
噪声	各类机泵	天然气增压站、注入站	隔声、基础减震措施等	满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的 2 类标准要求。
固废	油泥(砂)	井场	委托有危险废物处置资质的单位处置	落实《关于进一步加强和规范油气田勘探开采废弃物污染防治工作的通知》的有关规定要求
生态恢复	植被破坏	临时占地范围	施工迹地清理、平整、自然恢复	《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ

				612-2011)
	工程 占地	井场、管 线、站场、 道路	严格控制占地范围、 场地清理平整	《建设项目竣工环境保护验收技术 规范 石油天然气开采》(HJ 612-2011)
	土壤	井场	井场泥浆、落地油处 理情况	《建设项目竣工环境保护验收技术 规范 石油天然气开采》(HJ 612-2011)
环境 管理	安排专、兼职环保管理工作人员 1 人			
	环保设施与措施、环境管理规章制度、建设期环境监理报告、环境风险事故应 急预案			

环境保护防护措施

施工期环境保护措施:

1 施工期大气环境保护措施

(1) 在井区建设初期,为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染,首先应合理规划、选择最短的工区道路运输路线,尽量利用油田现有公路网络;其次是对使用频繁的道路路面进行洒水处理,支线道路及通往各井场道路按沙石路面处理,以减少路面沙尘的扬起和对公路两旁土地的扰动;运输车辆进入施工区域,应以中、低速行驶(速度 $<40\text{km/h}$)。

(2) 井场设备的放置进行合理优化,尽可能少占土地,对工作区域外的场地严禁车辆和人员进入、占用,避免破坏植被和造成土地松动;作业场地保持一定湿度,进出车辆严格限速,装卸器材文明作业,防止沙尘飞扬。

2 施工期水环境保护措施

管道试压废水中污染物含量很少,用于施工作业带泼洒降尘。

3 施工期声环境保护措施

合理安排施工时间,高噪声施工设备减少夜间使用或禁止使用;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。

4 施工期固体废物环境保护措施

施工土方用于回填在管堤和试验站地基上,并实施压实平整水土保持措施,不产生集中弃土。

本项目施工期间产生的建筑垃圾主要为废钢筋、废铁块、金属管线废料、废木板、碎砖等,将产生的可回收利用建筑垃圾尽可能由施工单位回收利用,减少浪费,节约资源;对无利用价值的建筑垃圾运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。由于原来采油井井口装置拆除后在周边井场再次利用。

5 施工期生态环境保护措施

对油田区域内的临时占地和永久占地合理规划,尽量避让植被较多的区域;严格控制施工作业带宽度,减少临时占地面积;在工程施工过程中和施工结束

后，及时对施工场地进行平整，以便后期自然恢复；工程结束后，做好施工场地的恢复工作，并按相关规定对植被损失进行生态经济补偿。

生态恢复与补偿措施主要依靠植被自然恢复的方式进行，重点是防止因工程建设造成的水土流失和风蚀沙化。

（1）站场工程生态保护措施要求

①对油田区域内的临时性占地（站场、管线）等合理规划，严格控制占地面积，尽量选择在植被稀少的区域布点，尤其要避免开梭梭。

②施工作业结束后，将站场进行平整，并覆土压实覆盖一层砾石，防止风蚀现象发生。

（2）管线工程生态保护措施要求

①对油田区域内的临时性占地（管线）合理规划，严格控制临时占地面积，尽量避让植被较多的区域。集油管线施工作业带宽度控制在 12m，并尽量避让梭梭，若无法进行避让，需对保护植物进行移植保护。

②管沟开挖，尽可能做到土壤的分层堆放，分类回填，特别是表层土壤应分层堆放，在施工完毕后回铺于地表，减轻对土壤的破坏，以利于植被的恢复和生长。严格控制工程施工临时占地，根据管径的大小尽可能少占地。

③根据地形条件，尽量按地形走向、起伏施工，减少挖填作业量。

④管线敷设力求线路顺直，缩短线路长度。在满足有关安全规范的基础上，减少扰动土地。

⑤对管沟回填后多余的土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渡，不得形成汇水区域。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管道，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致。

（3）对荒漠植物的生态保护措施要求

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，避免破坏荒漠植物。

②施工过程中严格规定各类工作人员的活动范围，使之限于在各工区和生活区范围内活动，最大限度减少对荒漠植物生存环境的践踏破坏。

③确保各环保设施正常运行，污水进罐、落地油回收、固体废物填埋，避

免各种污染物对土壤环境的影响从而进一步影响其上部生长的沙生植被。

④加强对施工人员和职工的教育，强化保护野生植物的观念，不得随意踩踏野生植物。

⑤强化风险意识，制定切实可行的风险防范与应急预案，最大限度降低风险概率，避免可能发生的油品泄漏事故对荒漠野生植物生存环境造成威胁。

(4) 对保护植物的生态保护措施要求

①本项目施工前，应向当地相关主管部门办理征地手续，按照相关法律法规进行补偿和恢复。

②对油田区域内的站场、管线等临时性占地等合理规划，严格控制占地面积，尤其要避开梭梭。合理选线，管道和伴行道路充分结合，避让梭梭。

③严格控制施工范围：集油管线施工作业带宽度控制在 12m，并尽量避让梭梭。

④严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少对梭梭的破坏。

⑤制定严格的施工操作规范，加强对施工人员的宣传和教育，严禁随意砍伐梭梭。

⑥施工结束后，对工程征占范围内的植被（尤其是梭梭）进行恢复。

(5) 对野生动物的生态环保措施要求

①设计选线过程中，尽量避开植被较丰富的区域，最大限度避免破坏野生动物的活动场所和生存环境。

②为了更好的保护野生动物，建设单位在项目实施过程中要严格规定工作人员的活动范围，使之限于在施工作业带范围内活动，尽量不侵扰野生动物的栖息地。

③对施工人员开展保护野生动物宣传教育工作，强化保护野生动物的观念，禁止施工人员随意惊吓、捕猎、宰杀野生动物。

④加强管理，确保各生产设施的正常运行，避免强噪声环境的出现，避免对野生动物的惊扰。

(6) 其它生态保护措施要求

①严禁施工人员进行非石油生产的其它活动，如：狩猎、采集动植物、砍

柴等。车辆在有野生动物的地区行驶时，禁鸣喇叭。

②施工期避开大风天气作业，避免风蚀引起的水土流失。所有挖方均进行回填，不产生弃土。

③施工结束后，恢复地表原状，将施工迹地平整压实，做的工完料净场地清，以利于植被的恢复。

④在施工场地设置“保护野生动植物”等警示牌。

运营期环境保护措施：

1 运营期大气环境保护措施

(1) 采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等，烃类机泵采用无泄漏屏蔽泵。

(2) 对各站场的设备、阀门等进行定期的检查、检修，以防止跑、冒、滴、漏的发生。定期对油气集输管线进行巡检，以便及时发现问题，消除事故隐患，防止油气泄漏进入大气环境。

2 运营期水环境保护措施

本项目运营期采出水由百口泉注输联合站污水处理系统进行处理，处理后回注油藏，不外排进入环境。

3 运营期声环境保护措施

(1) 选用低噪声设备。

(2) 对噪声强度较大的设备进行减噪处理，根据各种设备类型所产生噪声的特性，定期给机泵等设备加润滑油和减振垫，对各种机械设备定期保养。

(3) 实行工人巡检制，减少操作工人该岗位停留时间，同时提供一定劳动保护。

(4) 定时保养设备，避免设备转动部件在无润滑条件下运转。

4 运营期固体废物环境保护措施

(1) 加强监督力度，最大限度控制落地油产生。井下作业时按照“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油等废物，在油管管桥下等部位铺塑料布，防止原油落地，同时辅以人工收油方式，减少进入环境的落地油数量。建议采用“绿色修井技术和配套设备”。具体的技术措施可包括：

(2) 百口泉注输联合站产生的含油污泥委托克拉玛依博达环保科技有限公司进行回收处理。

5 运营期土壤环境保护措施

(1) 巡检车辆严格按照油田巡检路线行使，不得因乱碾乱压破坏土壤结构。

(2) 井下作业按照“带罐上岗的作业模式”，加强井场及管线巡检，避免因

“跑、冒、滴、漏”或泄露事故发生造成原油进入土壤，发生泄露事故时应及时清理落地原油，受污染的土壤应交由具备相应危废处理资质的单位进行回收处置，降低对土壤环境质量的影响程度。

6 运营期生态环境保护措施

本项目严格遵守国家和地方有关野生动植物保护、水土保持等法律法规。主要采取以下生态保护措施，这些措施对于减少植被破坏，减缓水土流失起到了一定的积极作用。

（1）站场工程生态保护措施要求

由于油田开发区域内自然条件的限制，植被的自然恢复极其困难，因而对于地面工程永久占地要进行地面硬化处理，以减少风蚀量。

（2）其它生态保护措施要求

①加强环境保护宣传工作，提高环保意识，特别是注意对野生动物和自然植被的保护。

②在油区主干道边设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，并从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护生态环境的意识。

③定时巡查井场、管线等，及时清理落地原油，降低土壤污染。

通过上述处理方法，油田运营期产生的污染物不会对环境造成危害。

7 退役期生态环境保护措施

（1）油井停采后将进行一系列的清理工作，包括地面设施拆除、水泥灌注封井等，会产生少量扬尘；在闭井施工操作中应做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；尽量避开大风天气进行作业。

（2）井场清理工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线和废弃建筑残渣等进行集中清理收集，管线经清洗后可再回收利用，废弃建筑材料外运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

（3）及时清理作业现场，做到“工完、料尽、场地清”，确保对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生污染地下水和土壤。

（4）井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，

然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

通过采取以上生态保护措施，对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到了一定的积极作用，可有效保护脆弱的荒漠生态环境。

8 生态恢复方案

8.1 生态环境保护与恢复治理的一般要求

根据《矿山生态环境保护与恢复治理技术规范（试行）》（HJ651-2013）的相关要求，本项目生态环境保护与恢复治理方案需遵循以下要求：

（1）禁止在依法划定的自然保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、文物古迹所在地、地质遗迹保护区、基本农田保护区等重要生态保护地以及其它法律法规规定的禁采区域内开采。禁止在重要道路、航道两侧及重要生态环境敏感目标可视范围内进行对景观破坏明显的露天开采。

（2）油藏开发活动应符合国家和区域主体功能区规划、生态功能区划、生态环境保护规划的要求，采取有效预防和保护措施，避免或减轻矿产资源开发活动造成的生态破坏和环境污染。

（3）坚持“预防为主、防治结合、过程控制”的原则，将生态环境保护与恢复治理贯穿开采的全过程。

8.2 生态环境分区恢复治理

（1）站场生态恢复治理

施工结束初期，对站场永久占地范围内的地表进行硬化或砾石覆盖，以减少风蚀量。

工程施工结束后，应对临时占地内的土地进行平整，恢复原有地貌，充分利用前期收集的弃土覆盖于井场表层，覆盖厚度根据植被恢复类型和场地用途确定。工程施工结束后采自然恢复的方式对区域植被进行恢复，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

站场临时占地恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行井场、站场植被恢复。

（2）管线生态恢复治理

①管线生态恢复治理范围

本项目需新建各类集油管线及输气管线，该范围内需进行生态环境恢复治理。

②生态环境恢复治理措施

a.工程保护措施

管线施工作业带宽度控制在 12m，施工过程中保护土壤成分和结构。在施工结束后，分层回填管沟，覆土压实，管沟回填后多余土方应作为管廊覆土，不得随意丢弃。施工结束后尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。

b.植被恢复措施

工程施工结束后采用自然恢复的方式进行恢复区域植被，临时占地内植被在未来 3-5 年时间内通过自然降水及温度等因素得以恢复。

③植被恢复要求

临时占地恢复后的植被覆盖率不应低于区域范围内同类型土地植被覆盖率，植被类型应与原有类型相似、并与周边自然景观协调。不得使用外来有害物种进行植被恢复。

(3) 闭井期生态恢复治理

闭井期的环境影响以生态环境的恢复为主，同时封井和井场清理也会引起扬尘、产生少量建筑垃圾，会对周围的环境造成一定影响。

①扬尘污染防治措施

油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井等。在这期间，将会引起扬尘。在闭井施工操作中应采取洒水措施进行降尘；做到文明施工，防止水泥等的洒落与飘散；避开大风天气进行作业。

②固体废物污染防治措施

井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至新疆油田公司已有处理场填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物散落。

③井场地表恢复

井场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。

油田设施退役后，人员撤离，区域内没有人为扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

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	污染物名称		防治措施	预期治理效果
大气污染物	施工期	扬尘		扩散	对周围环境影响不大
		施工车辆废气		扩散	
	运营期	采油集输工艺	非甲烷总烃	扩散	
		放散管放空废气	二氧化碳、天然气	扩散	
水污染物	施工期	试压废水	SS	沉淀池沉淀后用于施工地带洒水降尘	对周围环境影响不大
		施工污水	SS	沉淀池沉淀后用于施工地带洒水降尘	
	运营期	采出水	SS、COD、石油类、挥发酚、硫化物	污水输送至百口泉注输联合站污水处理系统处理后回注油藏。	
固体废物	施工期	施工弃土		综合利用，不外排	对周围环境影响不大
		建筑垃圾		有利用价值的综合利用，无利用价值的外送至建筑垃圾场处理	
	运营期	油泥（砂）、落地油		委托有资质的单位处置。	
噪声	在施工期产生的机械噪声，通过距离衰减和隔声等设施达到达标排放。				
<h3>生态保护措施及预期效果</h3> <p>本工程采取临时占地清理、平整，永久占地砾石覆盖，植被自然恢复等措施。对于减少植被破坏、减缓水土流失、抵制荒漠化发展起到一定的积极作用，有效保护脆弱的荒漠生态环境。</p>					

结论与建议

一、结论

1 项目概况

本项目位于玛湖油田玛 18 井区和玛 131 井区，由百口泉采油厂运营管理，行政隶属于克拉玛依市与和布克赛尔蒙古自治县。

本项目主要建设内容如下：

玛 18 井区：安装注天然气井口装置 2 座、注 CO₂ 井口装置 2 座；新建天然气增压站 1 座，配套注气管线 8.1km 及供配电、供热等工程。

玛 131 井区：安装注天然气井口装置 3 座、注 CO₂ 井口装置 9 座、加密水平井井口装置 2 座；新建 1 座配气间、1 座天然气增压站、1 座 CO₂ 注入站，配套注气管线 23km 及供配电、供热等工程。

本项目永久占地面积 0.18hm²、临时占地面积 42.31hm²。本项目总投资 10785 万元，环保投资 200 万元。

2 环境现状评价结论

大气环境：根据克拉玛依市生态环境局发布的《2018 年克拉玛依市生态环境状况公报》中对克拉玛依市环境质量的结论：2018 年，全市环境空气质量达标 327 天（扣除沙尘天气），优良比例为 92.4%，较 2017 年提高了 5%。主要污染物可吸入颗粒物（PM₁₀）、细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度分别为 60 微克/立方米、28 微克/立方米，达到国家二级标准。区域环境空气质量达标。

特征污染物非甲烷总烃、硫化氢监测结果显示：其监测浓度符合相应标准要求，评价区域环境空气质量较好。

地表水环境：除氟化物、高锰酸盐指数，氨氮超标外，其余污染因子均能达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类标准。

地下水环境：总结性总固体、总硬度、氯化物、氯化物、氟化物、硫酸盐监测值较高，满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）V 类标准的要求，并且重金属类、石油类等监测值较低，说明区域地下水水质为天然劣质水分布区，水质差，不能用于生活、工业和农业供水，其它用水可根据使用目的选用，属于 V 类水体。

各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准的要求。

声环境：监测结果可以看出，项目区监测点的监测值都满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）的2类标准限值要求。总体来看，声环境质量现状良好。

土壤：45项基本污染物及特征污染物石油烃的含量低于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1中第二类用地筛选值，项目区域土壤环境质量现状较好。

3 环境影响分析结论

3.1 施工期环境影响分析结论

（1）大气环境

本工程施工中可能产生扬尘，如细小的建筑材料的飞扬，或土壤被扰动后导致的尘土飞扬；通过合理安排，向项目区适量洒水来抑制扬尘产生。对周边环境影响较小。

（2）水环境

工程施工期废水主要为施工废水和管道试压废水。施工废水、管道试压废水量较小，经沉淀池沉淀后循环使用，最终用于施工地带洒水降尘。管道试压废水通过集油管网，最终排入百口泉注输联合站污水处理厂处理，对环境影响较小。

（3）声环境

施工期主要噪声源为：场地平整和地基开挖阶段采用挖掘机、推土机等；各个阶段均有运输车辆产生的交通噪声；另外还有施工人员产生的生活噪声。

施工期场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准的要求。

（4）固体废物

管线敷设完工后，土方回填至管沟，将剩余的土方量回填在管廊上；先导试验站建设过程产生的土方用于地建设，并实施压实平整水土保持措施，本项目不产生集中弃土，对环境影响较小。

施工期间产生的建筑垃圾主要为废钢筋、废铁块、金属管线废料、废木板、

碎砖等，将产生的可回收利用建筑垃圾尽可能由施工单位回收利用，减少浪费，节约资源；对无利用价值的建筑垃圾运至克拉玛依市建筑垃圾填埋场填埋处理。更换的井口装置拆除后在周边井场再次利用。建筑垃圾经上述处理后对环境影响较小。

(5) 生态环境

项目建设主要生态影响表现为站场、管线等占地，造成地表的扰动，破坏原有地表组成，以及水土流失等。通过加强管理，污染物无害处理，及时恢复原貌等措施，本项目对生态环境的影响较小。

3.2 运营期环境影响分析结论

(1) 大气环境

本项目生产运营期的大气污染源主要是油气集输过程中的烃类挥发。油气集输及处理采用全密闭流程，可有效减少烃类气体的挥发量，项目运营期非甲烷总烃挥发量约为 16.3t/a。

(2) 水环境

本项目运营期废水主要是采出水，采出水由百口泉注输联合站污水处理系统处理后回注油藏，底泥委托有危险废物处置资质的单位处置。运营期对脱水工艺废水和采出水及时回收处理，不会对水环境造成影响。

(3) 声环境

生产运营期井场和管线正常生产时噪声很小，且周围没有常住人群，对环境的影响较小。

(4) 固体废物

运营期的固废主要为油泥（砂）。油泥(砂)委托有资质的单位处置，固废产生对环境的影响较小。

4 环境风险分析

本工程拟采取的环境风险措施切实可行，在落实可研报告、安评报告及本评价补充的环境风险防范措施和事故应急措施后，环境风险属于可接受水平。

5 总量控制指标

根据《关于印发<挥发性有机物排污收费试点办法>的通知（财税[2015]71号）》，VOCs是指特定条件下具有挥发性的有机化合物的统称。根据计算，

项目运营期集输过程中 VOCs（即非甲烷总烃）排放量估算为 16.3t/a。

6 产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》的有关规定，本项目属于第一类“鼓励类”第七项“石油、天然气”第 1 条“常规石油、天然气勘探及开采”，本项目属于国家产业政策鼓励类项目，符合国家产业政策。

7 环境影响评价结论

本项目符合国家有关产业政策、国家及当地规划。项目贯彻了“清洁生产、总量控制、达标排放”的原则。项目场址区域声环境、大气环境以及地下水环境现状质量总体尚好。项目在各项污染治理措施实施，确保全部污染物达标排放的前提下，不会对地下水、环境空气、声环境产生明显影响，能维持当地环境功能要求，从环保角度看，本项目的建设是可行的。

二、要求及建议

- （1）闭井后及时实施封井措施；
- （2）建立事故应急预案。
- （3）施工期相关车辆行驶时，严格按照项目区简易道路规定路线行驶以减少车辆行驶导致的扬尘。
- （4）落实环保设施，加强项目环保设施管理。
- （5）项目竣工后应进行环境保护验收。

预审意见：

经办人：

公 章
年 月 日

下一级环境保护行政主管部门审查意见：

经办人：

公 章
年 月 日

审批意见：

公 章

经办人：

年 月 日