

Приложение №1
к Технической спецификации

1. Описание и требуемые технические и качественные характеристики закупаемых Работ.

1.1. Характеристика объекта проектирования:

№	Наименование	Значение (текст, название, величина)
1.	Основание для проектирования	Проект разработки месторождения Амангельды.
2.	Месторасположение объекта	Республика Казахстан, Жамбылская область, Таласский и Мойынкумский районы, месторождение Амангельды
3.	Наименование предприятия	ТОО «Амангельды Газ»
4.	Стадийность проектирования	Одностадийное - групповой технический проект на бурение эксплуатационных скважин месторождения Амангельды
5.	Вид проекта	Групповой
6.	Наименование объектов строительства (скважин)	Эксплуатационные скважины месторождения Амангельды.
7.	Назначение скважины	Добыча газа
8.	Особенности расположения	Суша, барханно-песчаная местность
9.	Географические координаты устья:	В соответствии с проектом «Проект разработки месторождения Амангельды».
10.	Проектная глубина, м	Скважины средней глубиной 2280 м
11.	Проектный горизонт	Нижневизейский ярус нижнего карбона (C1V1)
12.	Вид профиля скважин	Вертикальный
13.	Конструкция скважин	В соответствии с проектом «Проект разработки»
14.	Проходка с отбором керна, м	из серпуховской залежи -20 м. из нижневизейской залежи -20 м
15.	Число объектов испытания: - в колонне - в процессе бурения	- Нижневизейский горизонт (C1V1) - Определить проектом
16.	Тип буровой установки	Определить проектом
17.	Тип установки для испытания скважин: - первый объект - последующие объекты	Определить проектом Определить проектом
18.	Вид строительства	Первичный
19.	Способ бурения	Определить проектом
20.	Средства контроля	Комплекс ГИС в соответствии с проектом «Проект разработки»
21.	Интенсификационные работы	Проведение гидравлического пласта (ГРП) на дизельной основе
22.	Нормы на механическое бурение	Временные местные
23.	Нормы расхода материалов	Временные местные
24.	Организация работ	Круглосуточный режим работы

25.	Водоснабжение: основное резервное	Водозаборная скважина месторождения Амангельды
26.	Способ строительства (безамбарное)	Определить расходы на утилизацию отходов бурения (шлама)

1.2. Стратиграфический разрез*:

0-289 м	Mz + Kz	Мезозой-кайнозой
289-560 м	P _{2nc}	Верхняя пермь (надсолевая толща)
560-952 м	P _{1c}	Нижняя пермь (соленосная толща)
952-1223 м	P _{1pc}	Нижняя пермь (подсоленосная толща)
1223-1810 м	C ₂₋₃	Средне-верхний карбон
1810-1892 м	C _{1sr}	Серпуховский ярус нижнего карбона
1892-2192 м	C _{1v2-3}	Средне-верхневизейский ярус
2192-2280 м	C _{1v1}	Нижневизейский подъярус

*стратиграфический разрез приведен по данным скважины №101 Амангельды.

1.3. Геологические условия проводки скважин:

Интервал	Индекс	Литология	Категория буримости пород	Твердость пород
0-289 м	Mz + Kz	пески, глины, суглинки	I	Мягкая, средняя
289-560 м	P _{2nc}	песчаники, аргиллиты, алевролиты	II	Средняя, твердая
560-952 м	P _{1c}	соль, аргиллиты, алевролиты	III	Средняя, твердая
952-1223 м	P _{1pc}	аргиллиты, песчаники, аргиллиты	V	Средняя, твердая
1223-1810 м	C ₂₋₃	песчаники, аргиллиты, алевролиты	V	Средняя, твердая
1810-1892 м	C _{1sr}	известняки, аргиллиты	V	Средняя, твердая,
1892-2192 м	C _{1v2-3}	известняки, доломиты, песчаники, аргиллиты	V	Средняя, твердая, крепкая
2192-2280 м	C _{1v1}	песчаники, алевролиты, аргиллиты	V	Средняя, твердая, крепкая

1.4. Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал испытания, м		Тип коллектора	Состояние (газ. конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа % по объему	Относительная по воздуху плотность газа, % по объему	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный лебит, тыс.м3/сут	Плотность конденсата, кг/м3		Фазовая проницаемость, мДарси
	От (верх)	До (низ)								В пластовых условиях	На устье скв	
P _{1nc}	952	1223	поровый	газ	-	0,45	0,705	0,82	40-60	-	-	
C _{1v1}	1621	1700	поровый	газ	-	0,30	0,712	0,82	10-17	-	-	
C _{1v1}	2192	2280	поровый	газ	-	0,32	0,720	0,86	20-50	-	-	

1.5. Водоносность

- В интервале 50-250 м. тип коллектора поровый, плотность 1,10 г/см.
- В интервале 2217-2226 м. - возможен приток пластовой воды.

1.6. Интервалы возможных осложнений.

0-950 м.	Обвалы, поглощение, прихват инструмента, кавернообразования;
950-1220 м	Газопроявление, кавернообразования, сужение ствола скважины, поглощения промывочной жидкости;
1249-1800 м	Кавернообразования
1890-2280 м	Газопроявления, кавернообразования

1.7. Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Интервал, м		ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ						Температур а в конце интервал, градус
			Пластового		Порового		Гидроразрыва пород		
			кгс/см на м.		кгс/см ² на м.		кгс/см ² на м.		
	От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4	5	7	8	10	11	12
Mz + Kz	0	289	0	0.100	0	0.100	0	0.175	24.64
P _{2nc}	289	560	0.100	0.107	0.100	0.107	0.175	0.180	33.86
P _{1c}	560	952	0.107	0.108	0.107	0.108	0.180	0.180	38.53
P _{1nc}	952	1223	0.108	0.111	0.108	0.111	0.180	0.180	52.42
C ₂₋₃	1223	1810	0.111	0.111	0.111	0.111	0.180	0.185	54.62
C _{1sr}	1810	1892	0.111	0.111	0.111	0.111	0.185	0.185	60.39
C _{1v2-3}	1892	2192	0.111	0.112	0.111	0.112	0.185	0.185	67.13
C _{1v1}	2192	2280	0.112	0.112	0.112	0.112	0.185	0.185	72.16