

Объёмы закупаемых Работ.

- Мобилизация необходимого оборудования, материалов и персонала до места проведения работ (месторождения Анабай, Мойынкумского района Жамбылской области Республики Казахстан);
- Монтаж / демонтаж бурового оборудования на месте заложения проектных скважин;
- Бурение и крепление 4-х эксплуатационных скважин с проектной глубиной 3500 м (± 250 м)
- Опробование в открытом стволе четырех эксплуатационных скважин;
- Вывоз и утилизация бурового шлама и отработанного бурового раствора от четырех скважин за пределы контрактной территории ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz» в специальных приспособленных полигонах;
- Планировка, рекультивация земель, вокруг законченных бурением и креплением четырех скважин, и сдача скважины Заказчику.

Примечание: Все необходимые материалы и оборудование для бурения скважины в соответствии с проектом: химические реагенты, цемент, долото, обсадные колонны, фонтанная арматура, колонная головка, и другие обеспечиваются за счёт Подрядчика, а также должны поставляться в заводской упаковке и иметь стандартные паспорта от производителя.

Бурение и крепление скважин осуществляется согласно технико-технологическим решениям по предоставленной Проектной документации Группового технического проекта на бурение эксплуатационных скважин глубиной 3500 ±250 м на месторождении Анабай с дополнениями» согласованными в Департаменте Комитета промышленной безопасности (далее – Технический проект, ГТП), Геолого-техническому наряду (в составе Технического проекта) с соблюдением всех мер действующими правилами по противопожарной безопасности, правил техники безопасности и экологических требований (Экологический кодекс).

Буровые работы проводятся стационарной буровой установкой грузоподъемностью не менее 225 тонн.

1. Конструкция скважин:

Наименование колонн	Диаметр, мм.		Марка стали, толщина стенок, тип соединения	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента, м
	долото	колонна			
Направление	490	426	Д*10,0 мм, ОТТМА	30	до устья
Кондуктор	393.7	324	Д*9,5,0 мм, ОТТМА	400	до устья
Промежуточная колонна	295.3	244.5	Е*10,0 мм, ОТТГА	1720	до устья
Эксплуатационная колонна	215.9	168,3	Д * 8,9 мм, ОТТГА	3500	до устья
ВНКТ		73	Е* 5,5	3500	

Примечание:

- эксплуатационная колонна Ø168мм×3500м, цементируется в интервале 0–3500м, с двумя ступенями с установкой МСЦ на глубине 1600м.
- **Устьевое оборудование поставляется Потенциальным Поставщиком:**
 - Колонная головка ОКК-2–350-168×245×324
 - Фонтанная арматура АФК 8–65×35.

2. Интервалы отбора шлама и керна.

Наименование	Условия отбора керна	Условия отбора шлама	Условия отбора грунтов
--------------	----------------------	----------------------	------------------------

стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная проходка за рейс, м	Минимальный диаметр, мм	Метраж отбора керна, м	Наименование стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Наименование стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунта-носа	Количество образцов пород, шт.
	от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
C _{1v2}	2470	2475	5	100	5	C ₂₋₃ , D ₃	620	3600	ч/з 10м	По результатам ГИС			
	2480	2490	10	100	10								
	2520	2530	10	100	10								
	2545	2550	5	100	5								
D _{3fm}	3455	3465	10	100	10								
	3495	3510	15	100	15								
	3540	3550	10	100	10								

Примечание: Отбор шлама производится в перспективной части разреза - через каждые 2 м, а при прямых признаках УВ - через каждые 1 м до полного исчезновения признаков УВ (непромытого шлама 1 проба, промытого и высушенного шлама -1 проба);

2.1.1. Подрядчик должен выполнять следующие виды работ по отбору керна по требованию Заказчика:

- собрать пробы керна в маркированных ящиках для транзитной перевозки;
- определить и протереть начисто образцы керна;
- нанести на пробу керна отметки о глубине и ориентации;
- покрыть парафином, резинатом или законсервировать вынутый образец керна в соответствии с требованиями;
- упаковать, опечатать и адресовать законсервированный образец керна в ящики для окончательной отправки;
- погрузку-разгрузку, включая экспортирование образцов керна в законсервированном состоянии;
- подготовить необходимую документацию и отправить образцы керна и шлама к месту назначения.

3. Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	интервал, м		количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
C _{1v2}	-	-	-	2470	2570	3

4. Геофизические исследования.

4.1. Промыслово-геофизические исследования скважины при бурении осуществляется Заказчиком.

Наименование исследований	Масштаб вывода диаграмм)	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (кровля)	до (подошва)	
1	2	3	4	5
КС, ПС, кавернометрия-профилеметрия, БК, РК (ГК, КНК),	1:500	30	400	

АК, ГГКП, резистивиметрия, инклинометрия (через 200-250м), термометрия		400	1720	
		1720	3500	
БМК, МКЗ, ВИКИЗ, ИК, СГК (в отдельных скважинах), профилеметрия	1:200	2100	3500	после спуска колонн
АКЦ, ОЦК	1:500	0	400	
		0	1720	
		0	3500	
Геолого-технологические исследования скважин (ГТИ)	1:200	400	3500	при освоении в обсаженной колонне в интервале перфорации
ГИС - профиль притока (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ТА, РИ, ВЛ, РМ)	1:200	2200	3500	

Примечание: Забой скважины, объёмы и интервалы вышеперечисленных геолого-геофизических исследований могут корректироваться геологической службой Заказчика в процессе бурения скважины с учётом фактического разреза скважины. ГИС обеспечивается Заказчиком.

5. Общие сведения:

- Тип скважины – эксплуатационная.
- Проектный горизонт – верхний девон (D₃).
- Способ бурения – Роторный (или верхний привод), ВЗД.
- Вид скважины – вертикальный.
- Вид привода – Дизельэлектрический.

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины:

Индекс страти- графическо го подразделе ния	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, %	Про- ницае- мость, мкм ²	Глинис- тость, %	Карбонат- ность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория пород по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Е x 10 ⁻⁴ , МПа	Гидратационное разуплотнение (набухание)
	от (верх)	до (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Mz+Kz	0	140	Суглинки	1,75	-	-	-	-	-	-	10-30	-	-	M+C	-	-	-
			Глины	1,75	-	-	-	-	3	1		3	0,5		200	0,8	
			Пески	1,75	26	300	18	2	-	1		6	0,27		500	0,16	
P _{1пс}	140	620	Песчаники	1,90	-	-	-	-	-	1,5	54-181	2	6	C+T	0,27	500	0,16
			Алевролиты	1,93	-	-	-	-	-	1,5		6	0,3		400	0,21	
			Аргиллиты	2,06	-	-	-	-	-	1,5		3	0,28		600	0,75	
C ₂₋₃	620	1710	Песчаники	2,09	-	-	-	-	-	1,5	54-181	3	3	C+T	0,27	500	0,16
			Алевролиты	2,20	-	-	-	-	-	1,5		6	0,3		400	0,21	
			Аргиллиты	2,26	-	-	-	-	-	1,5		6	0,28		600	0,75	

C ₂	1710	2005	Песчаники	2,15	-	-	-	-	3,5	58-244	3	3	C+T+K	0,27	500	0,16
			Алевролиты	2,27	-	-	-	-	2,5		2	6		0,3	400	0,21
			Аргиллиты	2,31	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,75
C _{1sr}	2005	2213	Известняк	2,52	19	5	-	-	2,5	58-244	2	6	C+T+K	0,25	1200	0,16
			Ангидриты	2,35	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,21
			Песчаники	2,20	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
C _{1v3}	2213	2453	Аргиллиты	2,39	-	-	-	-	3,5	58-244	3	3	C+T+K	0,28	600	0,75
			Известняк	2,52	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16
			Песчаники	2,25	19	5	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
C _{1v2}	2453	2705	Известняк	2,53	19	5	-	-	2,5	58-244	2	6	C+T+K	0,25	1200	0,16
			Песчаники	2,30	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
			Аргиллиты	2,44	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,75
C _{1v1}	2705	2855	Песчаники	2,34	19	5	-	-	1,5	58-244	2	6,5	C+T+K	0,27	500	0,16
			Аргиллиты	2,46	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,75
C _{1t3}	2855	3177	Аргиллиты	2,52	-	-	-	-	3,5	-	3	3	C+T+K	0,28	600	0,75
			Алевролиты	2,56	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,3	400	0,21
			Песчаники	2,41	19	5	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
D _{3fm}	3177	3222	Песчаники	2,42	19	5	-	2,8	1,5	62-280	2	6,5	C+T+K	0,27	500	0,16
			Аргиллиты	2,53	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,75
D ₃	3222	3500	Песчаники	2,50	19	5	-	-	1,5	62-280	2	6,5	C+T+K	0,27	500	0,16
			Аргиллиты	2,60	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,75

6. Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Содержание в % по объему			Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент отклонения газа в пластовых условиях	Свободный дебит тыс. м ³ /сут.	Параметры конденсата	
	от (верх)	до (низ)		H ₂ S	He	CO ₂				в пластовых условиях г/см ³	на устье скважины кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C _{1sr}	2005	2280	поровый	0,16	0,07	0,89	0,631	-	7,0	-	-
C _{1v2}	2470	2705	поровый	0,06	0,09	1,20	0,594	0,05	25	-	-
C _{1v1}	2762	2855	поровый	-	0,09	0,34	0,580	-	до 2	-	-
D _{3fm}	3430	3470	поровый	-	0,18	0,59	0,610	-	50	-	-

7. Водоносность.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Химический состав воды, мг/л						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатно-натриевый; ХК-хлор-кальциевый; ХМ-хлор-магний	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да или нет)
	от (верх)	до (низ)				анионы			катионы					
						Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

C	80	140	Поровый	1,002	0	1331	712	177	955	77	160	4219,1	СФН	Да
Рпс	166	200	Поровый	1,002	5	1555	829	151	1441	43	200	4219,1	СФН	Да
C ₂	1431	1968	Поровый	1,156	5	130381	1235	116	59423	1216	20842	195840	ХЛК	Нет
C _{1V2}	2630	2655	Поровый	1,151	10	114091	615	48	46626	4496	24850	190726	ХЛК	Нет
C _{1V1}	2855	2885	Поровый	1,151	10	114091	615	48	46626	4496	24850	190726	ХЛК	Нет

8. Текучие породы

Текучие породы не ожидаются.

9. Поглощение бурового раствора.

Стратиграфические подразделения	Интервалы, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² •м)		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Mz+Kz	0	140	5÷10	-	нет	-	-	гидропроводность пласта

10. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.).
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород			
					условная вязкость, сек	водоотдача, см ³ /30м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Mz+Kz	0	30	Тех.вода	1,0	-	-	1	Перекрытие обсадной колонны Проработка, промывка
C _{2,3}	620	1710	Глин	1,41	-	10	1	
C _{1V3}	2370	2470	Глин	1,41	-	8	1	
C _{1V1}	2705	2855	Глин	1,43	-	6	1	
C _{1t3}	2855	3300	Глин	1,43	-	6	1	

11. Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия и характер проявлений	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		трубное	затрубное		
Mz+Kz	80	140	вода	1,002	1,002	при изменении параметров раствора против проектных значений, несоблюдение технологий операций	перелив раствора через устье при прекращении циркуляции
Рпс	166	200	вода	1,002	1,002		
C ₂	1431	1968	вода	1,156	1,156		
C _{1st}	2005	2280	газ	0,631	0,631	при вскрытии газонасыщ.пластов	разгазирование бурового раствора, фонтанирование газом
C _{1V2}	2470	2770	газ	0,594	0,594		
C _{1V2}	2630	2655	вода	1,151	1,151		

C _{1V1}	2762	2855	газ	0,685	0,685	при вскрытии газонасыщ.пластов	прекращении циркуляции разгазирование бурового раствора, фонтанирование газом
C _{1V1}	2855	2885	вода	1,151	1,151		
D ₃	3430	3470	газ	0,610	0,610		

12. Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфические подразделения	Интервал, м		Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ / 30 мин и вязкость (УВ),	смазывающие добавки (название)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Mz+Kz+C ₂₋₃	140	1710	Глин	1,41	10	н/д	да	Сальникообразование	В результате осей возможно сальникообразование, возможны кавернообразования (в верхах), сужение ствола скважины
C _{1V3}	2370	2470	Глин	1,41	8	н/д	да		
C _{1V1}	2705	2855	Глин	1,43	6	н/д	да		
C _{1t}	2855	3300	Глин	1,43	6	н/д	да		

13. Давление и температура по разрезу скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления, кгс/см ² на м				Температура в конце интервала, градус
	от (верх)	до (низ)	пластового*	порового	гидроразрыва пород	горного	
1	2	3	4	5	6	7	8
Mz+Kz	0	140	0,100	0,100	0,175	0,179	19,40
P _{1пс}	140	620	0,110	0,110	0,175	0,198	32,34
C ₂₋₃	620	1710	0,113	0,113	0,175	0,201	62,32
C ₂	1710	2005	0,113	0,113	0,175	0,203	70,43
C _{1sr}	2005	2213	0,113	0,113	0,175	0,205	76,15
C _{1V3}	2213	2453	0,113	0,113	0,175	0,209	82,75
C _{1V2}	2453	2705	0,113	0,113	0,175	0,211	89,68
C _{1V1}	2705	2855	0,113	0,113	0,175	0,212	93,81
C _{1t3}	2855	3177	0,110	0,110	0,175	0,215	102,66
D _{3fm}	3177	3222	0,109	0,109	0,170	0,216	103,50
D ₃	3222	3500	0,107	0,107	0,170	0,218	114,18

14. Характеристика промывочной жидкости

Номер интервала с одинаковым долевм составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	30	Бентонитовый раствор	1,05÷1,20		Вода	0,95
						Каустическая сода	1,5
						Кальцинированная сода	1,5

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
						ХимПак Н	7
2	30	400	Полимерный ингибированный раствор	1,17÷1,22	нет	Вода	0,95
						Каустическая сода	1,5
						Кальцинированная сода	1,5
						ХимПак Н	7
						Lema BIOXAN	0,5
						Ингидол SIL	20
						Хим Пак В	3
						Бикарбонат натрия	1,5
						Poly Mud S	3
						KCL	70
						NaCL	100
						Сидерит	100
Ингидол ДТ	2						
3	400	1720	Полимерный ингибированный раствор	1,22÷1,24	нет	Вода	0,95
						Каустическая сода	1,5
						Кальцинированная сода	1,5
						ХимПак Н	7
						Рас LV	6
						Бикарбонат натрия	1
						Хим ПАК В	3
						Poly Mud S	3
						Lema BIOXAN	0,5
						KCL	70
						NaCL	100
						Сидерит	100
Ингидол SIL	10						
4	1720	3500	Полимерный ингибированный раствор	1,19÷1,22	нет	Вода	0,95
						Каустическая сода	1,5
						Кальцинированная сода	1,5
						ХимПак Н	7
						Рас LV	6
Бикарбонат натрия	1						

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
						Хим ПАК В	3
						Poly Mud S	3
						Lema BIOXAN	0,5
						KCL	70
						NaCL	100
						Сидерит	100
						Ингидол SIL	10
						Лубрикон	30

- Подрядчик должен оказать полный объем инженерно-технических услуг по буровым растворам, включая техническое обслуживание, рекомендации по характеристикам бурового раствора и процедурам, необходимым для оказания каждого вида услуг.
- Проведение лабораторных анализов бурового раствора не менее 3 раз в сутки, и дополнительно по указанию представителями Заказчика.
- Подрядчик должен иметь наличие всех разрешительных документаций для проведения работ по подготовке бурового раствора, а также наличие поверки всех измерительных приборов и сертификация, аккредитация испытательной лаборатории.
- Наличие высококвалифицированных специалистов в области сопровождении процесса бурения скважин.

15. Компонировка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)					
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние до глубины установки, м	техническая характеристика		
				наружный диаметр, мм	длина, м	Масса
1	2	3	4	5	6	7
1	1	Долото Ø 490 мм	0	490	0,4	300
	2	Переводник	0,4	229	0,59	132
	3	УБТ Ø 229 мм	0,99	229	18,28	5337,8
2	1	Долото Ø 393,7 мм	0	393,7	0,35	180
	2	УБТ Ø 229 мм	0,35	229	18,3	5337,8
	3	КЛС 394	18,63	394	0,51	149
	4	УБТ Ø 203 мм	19,14	203	9,45	2107,4
	5	Переводник	28,59	203	0,38	84,74
	6	УБТ Ø 178 мм	28,97	178	75,6	12398
3	1	Долото Ø 295,3 мм	0	295,3	0,35	93
	2	ВЗД-240	0,35	240	8,5	1900
	3	УБТ Ø 203 мм+MWD	8,85	203	9,45	2107,4
	4	КЛС 295,3	18,3	295,3	1,6	356,8
	5	УБТ Ø 203 мм	19,9	203	9,45	2107,4

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)					
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние до глубины установки, м	техническая характеристика		
				наружный диаметр, мм	длина, м	Масса
1	2	3	4	5	6	7
	6	Переводник	29,35	203	0,38	84,74
	7	УБТ Ø 178 мм	29,73	178	56,7	9298,8
	8	УБТ Ø 165 мм	86,43	165	18,9	2570,4
	9	ЯСС	105,33	165	5,6	680
	10	УБТ Ø 165 мм	110,93	165	28,35	3855,6
4	1	Долото Ø 215,9 мм	0	215,9	0,25	43
	2	ВЗД-172	0,25	172	8,6	1190
	3	УБТ Ø 178 мм +MWD	8,85	178	9,45	1549,8
	4	Переводник	18,3	178	0,3	49,2
	5	КЛС 215,9	18,6	215,9	1,0	164
	6	Переводник	19,6	178	0,4	65,6
	7	УБТ Ø 178 мм	20	178	75,6	12398
	8	УБТ Ø 165 мм	95,6	165	18,9	2570,4
	9	ЯСС	114,5	165	5,6	680
	10	УБТ Ø 165 мм	120,1	165	18,9	2570,4
5	1	Бур гол Ø 215,9/100 мм	0	215,9	0,3	25
	2	КОС СК-178/100	0,3	178	20,4	2900
	3	УБТ Ø 178 мм	20,7	178	85,05	13948
	4	ЯСС	105,75	165	5,6	680
	5	УБТ Ø 165 мм	111,35	165	18,9	2570,4

16. Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер спуска бурильной колонны сверху без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение	30	400	400	1	СБТ	127	G	9,19	NC 50	295
Бурение	400	1720	1720	1	СБТ	127	G	9,19	NC 50	1581
Бурение	1720	3500	3500	1	СБТ	127	G	9,19	NC 50	3361

17. Сведения о районе буровых Работ:

17.1. Расположение: Республика Казахстан, Жамбылская область, Мойынкумский район, месторождение Анабай.

17.2. Месторождение, площадь: **Анабай**

17.3. Участок расположен Нижне-Шуском лесничестве.

17.4. Природно-климатическая характеристика района.

17.5. Дорожно-климатическая зона - У.

17.6. Климатический подрайон для строительства - IY-Г.

17.7. Территория по характеру и степени увлажнения относится к I типу местности (СНиП 2.05-83).

17.8. Нормативная глубина промерзания: 0,8м

17.9. Продолжительность отопительного периода в году, сут: 180

17.10. Продолжительность зимнего периода в году, сут: 122

Температура воздуха, град Цельсия	среднегодовая	+15
	абсолютная, максимальная	+40.0
	абсолютная, минимальная	-43.0
Количество осадков, мм	ноябрь-март	180

17.11. Преобладающее направление ветра: Северо-Западный. Максимальная скорость ветра 18,0 м/сек. Преобладающее направление ветра.

17.12. Сейсмичность района (СНиП РК 2.04-01-2001) - 6 баллов.

18. Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, названия, величина)
1	2
Рельеф местности	барханный
Состояние местности	полупустынная равнина
Толщина снежного покрова, см	30 (максимально на зиму)
Почвенного слоя	отсутствует
Растительный покров (гумус)	Ковыльно-полынная
Категория грунта	Вторая