

ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ
Услуги по испытанию продуктивных пластов в колонне

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Исследуемый участок Жамбыл расположен в северной части казахстанского сектора акватории Каспийского моря и включают морские структуры Жамбыл и Жетысу.

В административном отношении территория относится к Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими портами для судов являются Атырау (130 км) и Баутино (250 км). На суше ближайшими населенными пунктами является поселок Ганюшкино (110 км). Расстояние от центра участка до берега - 60 км.

Глубина моря в районе бурения составляет 3 -5 м.

Предполагаемая Береговая база Заказчика – Баутино.

ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАБОТ

Опробование продуктивных интервалов (DST-ИПТ) для получения информации о коллекторе, свойствах флюида, оценочных объемных параметрах и промышленном дебите, с применением технологий механизированных систем добычи.

ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ О СКВАЖИНЕ

Проектный стратиграфический разрез скважины

	Жетысу
Палеогеновые отложения (пески, глины, мергели)	0-172м
Меловые отложения (глины, мергели, песчаники, пески)	172 – 1187 м
Юрские отложения (глины, песчаники)	1187 – 1800 м
Триасовые отложения (глины, песчаники)	1800 – 2000 м (забой);

Проектная конструкция скважины

Название скважины	ZT-2
Вид скважины	вертикальная
Направление	диаметр 762 мм (0 – 100 м),
Кондуктор	диаметр 339,7 мм (0 – 690 м), ВПЦ до устья
Эксплуатационная колонна	диаметр 244,5 мм (0 – 1200 м), ВПЦ до устья

Эксплуатационный «хвостовик»	диаметр 177,8 мм (1050 – 2000 м), ВПЦ до «головы»
Горизонты испытания	юра, мел
Превышение стола ротора	14,5 м проектная глубина скважины
Искусственный забой	2 000 м (может быть изменен Заказчиком в процессе строительства скважины)
Скважина заполнена	буровой раствор на водной основе.
Количество объектов испытания	4 объекта (5 нефтеносных интервалов)
Объекты испытания с методами интенсификацией притока (при необходимости)	2 объекта (с применением в компановке ИПТ электроцентробежного и электровинтового насосов).

Проектные пластовые параметры

Название скважины	ZT-2
Пластовое давление на глубине 2000м	19 МПа (2650 фунт/кв.дюйм)
Пластовая температура на глубине 2200 м	67 С°
Свойства пластового флюида	присутствие сероводорода (H ₂ S) и высокое содержание углекислого газа (CO ₂) не предполагается
Ожидаемый дебит нефти	От 5 куб.м в сутки (в меловых интервалах) От 100 куб.м в сутки (в юрских интервалах)
Ожидаемый газовый фактор	От 1 куб.м в сутки (в меловых интервалах) От 50 куб.м/куб.м в юрских интервалах)
Предполагаемый срок проведения работ по испытанию в колонне	40 дней

ОБЪЕМЫ РАБОТ

1. Опробование продуктивных интервалов (DST).

При выполнении работ требуется соблюдение надлежащих мер предосторожности, в частности, отработка скважины в режиме притока должна быть ограничена светлым временем суток. Производство флюида и сжигание газа на факеле допускаются только в разрешенных объемах.

Интервалы испытания в скважине ZT-2 Жетысу (5 интервалов) сгруппированы в 4 объекта, внутри которых могут проводиться одновременные испытания нескольких интервалов.

В процессе индивидуального испытания нефтеносного интервала могут быть добавлены другие нефтеносные интервалы объекта и проводиться их одновременное испытание. Если после индивидуального испытания добавляется одновременное испытание следующего интервала, то это одновременное испытание обозначается символом «а» (например, DST № 1а). Интервалы испытаний каждого нефтеносного объекта представлены песчаниками.

В скважине Жетысу планируется испытание 4 нефтеносных объектов

- два нефтеносных интервала в песчаных отложениях средней юры - 1504-1524м; 1400-1420 м;
- три нефтеносных интервала в в песчаных отложениях нижнего мела – 907-887 м; 845-865 м; 715-755 м;

Примечание: Окончательное выделение объектов будет выполняться на основании данных ГИС и испытания пласта, таких как давление, пористость, насыщение углеводородом и тд.

ПРИМЕРНЫЙ ОБЪЕМ РАБОТ ДЛЯ РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ДОГОВОРА

Общая сводка:	Кол-во дней
Итого простоя ИПТ	15
Итого ИПТ в работе	32
Итого работа персонала ИПТ	36
Итого работа персонала ПНКТ	36
Итого аренды оборудования по отбору проб	46
Итого работы персонала по отбору проб	36
Итого аренда наземного оборудования для ПНКТ	47
Итого простоя поверхностного оборудования	16
Итого поверхностное оборудование в работе	30
Итого работа персонала по наземному оборудованию	42
Итого работа оборудования механизированной добычи	18
Итого работа персонала механизированной добычи	21
Итого координатора проекта и инженера по разработке месторождения	53

Под испытанием одного объекта следует понимать все операции связанные с использованием наземного и внутрискважинного оборудования при испытании одного объекта, в том числе спуско-подъемные операции компоновки для испытания с перфораторами и проведение перфорации интервала/ов, а также отдельные спуско-подъемные операции перфораторов на НКТ для перфорации интервала/ов перед дальнейшим спуском компоновки для испытания с пакером и/или насосом и другим необходимым внутрискважинным оборудованием, проведением спуска PLT через НКТ для определения профиля притока данного объекта, проведение необходимого количества отбора проб и замеров.

Для объекта №1 предполагается перфорирование нефтеносного интервала для индивидуального испытания при помощи перфоратора на НКТ. Испытание будет обеспечиваться пластоиспытателем на трубах. После спуска испытательной колонны (сборки), перед перфорацией, заменить буровой раствор в зоне перфорации рабочей плотности на облегченную жидкость (морскую воду), установить пакер, заменить буровой раствор рабочей плотности на облегченную жидкость (на дизельное топливо) для создания депрессии. После проведения перфорации перфораторы сбросить в зумпф. Сведения о пластовых характеристиках будут получены в процессе проведения эксплуатационного каротажа (PLT) при необходимости. Решение о проведении эксплуатационного каротажа (PLT) будет приниматься Заказчиком. Исполнитель должен предусмотреть компоновку ИПТ способную обеспечить проход приборов и подходящую для проведения и записи эксплуатационного каротажа (PLT).

В процессе испытания планируется отбор проб глубинными пробоотборниками в компоновке ИПТ. При необходимости пробоотборник будут спущены на кабеле.

После индивидуального испытания объекта провести работы по глушению скважины и подъему испытательной колонны, ликвидацию объекта провести установкой ликвидационного цементного моста в интервале перфорации.

Перфорация будет производиться на трубах. Диаметр трубы перфоратора 4,5 дюймов. Типа активатора перфоратора- гидравлический и механический.

Объект №2 – аналогично первому объекту.

Объект №3 предполагается перфорирование нефтеносного интервала для индивидуального испытания при помощи перфораторов на НКТ отдельным спуском. Далее производится подъем перфораторов и спуск ИПТ с насосной компоновкой. Испытание будет проводиться компоновкой с электроцентробежным или электровинтовым насосом, спуск которых обеспечивается пластоиспытателем на трубах. В случае, отсутствия эффекта при испытании с электроцентробежным насосом продолжить испытание с электровинтовым насосом. В этой связи, Исполнителю необходимо предусмотреть оборудование, позволяющее проводить работы по вызову притока из пласта. Сведения о пластовых характеристиках будут получены в процессе проведения эксплуатационного каротажа (PLT) при необходимости. Решение о проведении эксплуатационного каротажа (PLT) будет приниматься Заказчиком. Исполнитель должен предусмотреть компоновку ИПТ способную обеспечить проход приборов и подходящую для проведения и записи эксплуатационного каротажа (PLT).

В процессе испытания планируется отбор проб глубинными пробоотборниками в скважинной компоновке. При необходимости пробоотборники будут спущены на кабеле.

При необходимости предполагается провести дострел перфораторами на трубах оставшихся перспективных интервалов и одновременное испытание с применением эксплуатационной колонны всего объекта в целом, с установкой пакера над верхним нефтеносным интервалом. Для ликвидации объекта установить ликвидационный цементный мост в общем интервале перфорации.

После испытания объекта/ов провести работы по глушению скважины и подъему испытательной колонны, ликвидацию объекта провести установкой ликвидационного цементного моста в интервале перфорации.

Решение проводить дострел будет приниматься Заказчиком.

Перфорация будет производиться на трубах. Диаметр трубы перфоратора 7 дюймов. Типа активатора перфоратора- гидравлический и механический.

Объект №4 – аналогично третьему объекту.

Для объектов 2, 4 необходимо предусмотреть отдельные СПО для проведения перфорации на трубах

Примечание:

Эксплуатационный каротаж (PLT) планируется для одновременного испытания нескольких пластов в одной скважине. Решение о проведении эксплуатационного каротажа (PLT) будет приниматься Заказчиком. Исполнитель должен предусмотреть компоновку ИПТ способную обеспечить проход приборов и подходящую для проведения и записи эксплуатационного каротажа (PLT). Окончательный компоновки для испытания Объектов №1, 2, 3, 4 будет уточнен Заказчиком в процессе бурения перед началом испытания первого объекта.

Решение по способу перфорирования и выбор технологии испытания объектов будут приниматься после получения данных каротажа открытого ствола и определения нефтеносных объектов.



Окончательное решение о целесообразности проведения каждого этапа будет приниматься геологическим блоком Заказчика совместно с сервисной компанией по испытанию, с учетом реальных геолого-технологических данных по скважине (давление пласта, толщина, фильтрационно-емкостные свойства призабойной и удаленной зон пласта, расчлененность, литофациальная характеристика пласта, вязкость нефти, расстояние до контактов ВНК, ГНК, пластовое давление и температура в интервале перфорации, состояние обсадной колонны и ее цементной оболочки, свойства и состав жидкости при первичном вскрытии пласта) и имеющихся ограничений в производстве работ.

В задачи эксплуатационного опробования пласта входит:

1. Определение продуктивности пласта (дебит, давление, депрессия) на устье и на забое при начальном притоке после перфорации и после очистки скважины.
2. Определение параметров пласта (в частности, проницаемость и скин) на основании интерпретации полученных при испытании замеров в периоды притока и восстановления давления.
3. Получение репрезентативных проб пластового флюида для характеристики его свойств.
4. Подтверждение значения пластового давления и определение возможных контуров пласта.

При проведении испытаний скважины сжигание газа на факеле разрешается только в светлое время суток. В этой связи, Исполнителю необходимо предусмотреть в компоновке наземного оборудования меры по разогреву охлажденной за ночное время добытой при испытании пластовой нефти. Предполагается что наземные мерные емкости будут оснащены системой подогрева. Кроме того, в наземном оборудовании должна быть предусмотрена система смешивания высоковязкой пластовой нефти с дизельным топливом перед отправкой на сжигание.

Требуется непрерывная регистрация данных в реальном времени (дебит на устье и данные давления) в течение всего испытания. А также спуск скважинных цифровых кварцевых автономных манометров

В зависимости от получаемых результатов может потребоваться продление или досрочное прекращение испытаний. Для наиболее эффективного использования времени и ресурсов требуется надлежащая передача данных и поддержание постоянного контакта.

В испытательной компоновке DST обязательно должен использоваться скважинный клапан-отсекатель.

Следует иметь в виду, что рекомендуется устанавливать пакер ИПТ не выше 50 м от исследуемого интервала перфорации, произведенного перфоратором на НКТ, чтобы получить качественный анализ кривых восстановления давления. Пакер нельзя устанавливать на область муфты, чтобы обеспечить наилучшую посадку и сопротивление действующему давлению. Глубина установки пакера будет зависеть от всей программы испытания и каротажа для каждого испытания DST, а также от возможного проведения дополнительной перфорации кабельным перфоратором или от выполнения эксплуатационного каротажа (PLT). Компоновка испытательной колонны предлагается подрядчиком по испытанию, затем рассматривается и утверждается Заказчиком.

Привязку к интервалу перфорации необходимо проводить с использованием локатора муфт и гамма каротажа для определения радиоактивных маркеров установленных в обсадной колонне. Радиоактивные маркеры планируется установить в колонне 9 5/8 и 7 дюймов. Радиоактивные маркеры будут предоставляться Исполнителем перед началом работ по спуску и цементажу вышеуказанных колонн.



Кроме того, до начала работ по цементажу обсадных колонн 9 5/8 и 7 дюймов Исполнитель предоставляет Заказчику перфорационный патрубок (shooting nipple) совместимый с ПВО Заказчика (Превентор универсальный Гидравлический 13 3/8 x 5К или Превентор Плашечный Гидравлический 13 3/8 10К – конфигурация превенторов будет уточнена Заказчиком после подписания Договора) и Лубрикатором (фонтанная арматура) Подрядчика/Подрядной организаций осуществляющей каротаж на кабеле для проведения работ по оценке качества цемента.

Предварительные интервалы для испытания

Интервалы перфорирования будут определяться и утверждаться на основе изучения полученных каротажных данных и данных испытания пласта.

Предварительно можно обозначить следующие диапазоны глубин для интервалов перфорирования:

Базовый вариант проведения испытания в юрских отложениях (объекты №1 и №2) предусматривают перфорирование на депрессии создаваемой дизельным топливом (азотом) с использованием перфоратора на НКТ типоразмером 4-1/2 дюйма и плотностью перфорирования 16 отверстий на 1 п.м. длины ствола и фазировкой зарядов 60°, с минимальным проникновением в 1,5-1,8м по стандарту API 19B.

Для проведения дополнительного перфорирования интервалов, предназначенных для одновременного испытания, будут использоваться перфораторы на кабеле типоразмером 4-1/2 дюйма и плотностью перфорирования 16 отверстий на 1 п.м. длины ствола и фазировкой зарядов 60°, с минимальным проникновением в 1,5-1,8м по стандарту API 19B. Однако это будет зависеть от расстояния между целевыми интервалами и наличия в скважине зумпфа для сброса перфоратора. В зависимости от конкретных условий могут использоваться оба метода или один из них.

Базовый вариант проведения испытания в меловых отложениях (объекты №3 и №4) предусматривают перфорирование на депрессии создаваемой дизельным топливом (азотом) с использованием перфоратора на НКТ типоразмером 7 дюймов и плотностью перфорирования 16-40 отверстий на 1 п.м. длины ствола и максимальной фазировкой зарядов 135/45°, с минимальным проникновением в 1,5-1,8м по стандарту API 19B.

Для проведения дополнительного перфорирования интервалов, предназначенных для одновременного испытания, будут использоваться перфораторы на кабеле типоразмером 4,5 дюйма и плотностью перфорирования 16-18 отверстий на 1 п.м. длины ствола и фазировкой зарядов 60°, с минимальным проникновением в 1,5-1,8м согласно API 19B стандарту. Однако это будет зависеть от расстояния между целевыми интервалами и наличия в скважине зумпфа для сброса перфоратора.

Восстановление притока и давления при ИПТ в скважине ZT-2

Индекс страти- графическо го подразделе ния	Интервалы планируе мые к испытан ию с ЭЦН и электров интовым насосом	№ объе кта	Интервал залегания объекта, м		Режим	Кол-во режимов (штуцеров) испытан ия, шт.	Диаметр штуцеров, мм	Время работ ы на режиме, сут	Дебит нефти, м ³ /сут
			от (верх)	до (низ)					

Иванов *Александр*

J ₂	Не планиру ется	1	1504	152	то же	3	7,9; 9,5; 11,1		От 100
		2	1400	4	то же				
				142 0					
K ₁	Планиру ется	3	887	907	то же	3	7,9; 9,5; 11,1		От 5
		3	845	865	то же				
		4	715	755	то же				
Планиру ется	Планиру ется								
Итого		4	120м			3			

Примечание:

1. Размеры штуцера и продолжительность периодов притока и восстановления давления корректируются в ходе испытаний на основании поступающих технологических данных.
2. Образец программы будет уточнен сервисной компанией по испытанию.
3. Все испытания будут проводиться по одному плану. Если после проведения отдельного опробования будут добавлены дополнительные объекты, то будут выполнены одновременные опробования с увеличением общего времени испытания.

Требование к компоновке с насосами:

Заказчик планирует использование электроцентробежного (ЭЦН) во внутрискважинной компоновке ИПТ с насосами при испытании меловых интервалов (объекты №3, 4). Окончательное решение по дизайну Испытания этих объектов будет приниматься Заказчиком на основе фактических данных каротажа в открытом стволе. Компановка должна обеспечивать возможность механизированной добычи из продуктивных интервалов с дебитом от 5 куб/сут. Минимальное проходное отверстие компоновки с насосами должно иметь возможность прохода приборов эксплуатационного каротажа (PLT).

Электроцентробежный насос и электровинтовой насос должны иметь максимально подходящий нижний предел по режиму работ, максимально близкий к указанным значениям по дебиту.

2. Оборудование, предназначенное для проведения испытания скважины

2.1. ИСПОЛНИТЕЛЬ будет нести ответственность за мобилизацию всего наземного оборудования и все работы, связанные с государственными органами, такие как уведомление и получение сертификата на опасные вещества. Также сопровождение опасных веществ при транспортировке является ответственностью ИСПОЛНИТЕЛЯ. Все поставки в рамках согласованного срока осуществляются ИСПОЛНИТЕЛЕМ.

Исчисление арендной платы на Оборудование начинается с момента доставки Оборудования на базу КОМПАНИИ в Баутино или начиная с даты, указанной в Уведомлении о мобилизации независимо от фактического местонахождения Оборудования, что наступит ранее. Исчисление арендной платы за любое оборудование, демобилизованное из буровой установки, останавливается после момента его доставки на базу КОМПАНИИ в Баутино.

Испытание скважины включает специальные услуги, которые будут мобилизованы на время проведения пластоиспытаний и дополнительных услуг, которые могут потребоваться Заказчику для проведения испытаний. Исполнитель может подтвердить доступность всех видов оборудования – специальных и вспомогательных приведенных в таблице ниже, включая местонахождение оборудования и уведомление о времени на мобилизацию полного состава оборудования:

2.2. Оборудование, предназначенное для проведения испытания скважины

Позиция	Описание	Местонахождение	Уведомление о мобилизации – кол-во дней
1	Глубинное оборудование для испытания пластов, перечисленные в таблице 3.1.1 Приложения №3		
2	Оборудование для испытания на поверхности, перечисленные в таблице 3.1,2 Приложения №3		
3	Система перфоратора, спускаемая на НКТ, перечисленная в таблице 3.1.3 Приложения №3		
4	Оборудование для отбора, перечисленное в таблице 3.1.4 Приложения №3		
5	Цифровые манометры, перечисленные в таблице 3.1.5 Приложения №3		
6	Система водяного орошения, перечисленная в таблице 3.1.6 Приложения №3		
7	Вспомогательное оборудование, перечисленное в таблице 3.1.7 Приложения №3		
8	Оборудование для ЭЦН, перечисленное в Таблице 3.1.9		

2.3 Дополнительное оборудование для проведения испытания скважины

Позиция	Описание	Местонахождение	Уведомление о мобилизации
---------	----------	-----------------	---------------------------------



1	Канатно-троссовая установка, перечисленная в таблице 3.5.1 Приложения №3		
2	Опциональное Вспомогательное оборудование (по запросу), перечисленное в таблице 3.1.7.1 Приложения №3		

- 2.4 ИСПОЛНИТЕЛЮ необходимо предоставлять услуги, оказывать техническое обслуживание и контролировать выполнение работ ОБОРУДОВАНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЯ
- 2.5 ИСПОЛНИТЕЛЬ за свой счет предоставляет необходимое количество запасных частей на буровой для технического обслуживания и ремонта оборудования, предоставленного согласно условиям данного Договора. ИСПОЛНИТЕЛЬ должен иметь основное малогабаритное оборудование в запасе в Актау для оперативной замены в случае поломки
- 2.6 ИСПОЛНИТЕЛЬ обеспечивает объекты и персонал в г.Атырау для технической поддержки деятельности по пластоиспытанию на буровой остановки и обязуется посещать ежедневные утренние собрания во время проведения пластоиспытаний.
- 2.7 ИСПОЛНИТЕЛЮ необходимо подготовить все нужные документы: Схему общего вида, трубопроводы и Контрольно-измерительная аппаратура, чертежи оборудования для проведения испытания поверхности скважины на ПБУ.
- 2.8 ИСПОЛНИТЕЛЬ, и любые другие субподрядчики обязаны посетить технические семинары по выявлению опасных факторов, по определению опасных производственных работ, по теоретическому анализу Программы пластоиспытания (HAZID, HAZOP или TWOP), касающиеся испытанию скважин за счет ИСПОЛНИТЕЛЯ.
- 2.9 ИСПОЛНИТЕЛЬ предоставляет резюме всего персонала на этапе тендера и после подписания Договора.
ИСПОЛНИТЕЛЬ предоставляет Предварительную Программу Пластоиспытания в течении 30 дней после заключения Договора.
В Программе Пластоиспытания, Исполнитель должен уделить особе внимание уменьшению «эффекта хранения скважины» (borehole storage effect) при работы с насосами.
- 2.10 Отбор глубинных проб на кабеле является альтернативным вариантом. Исполнитель предоставляет все необходимое для успешного отбора глубинных проб в пластовых условиях (PVT).
- 2.11 Компонетки ИПТ должны предусматривать глубинный отбор проб в пластовых условиях (PVT)
- 2.12 При проведении отбора глубинных проб ИСПОЛНИТЕЛЬ несет ответственность за все, связанные работы, в том числе транспортировку.
- 2.13 Необходимо предусмотреть мониторинг в режиме реального времени поверхностных измерительных приборов.
- 2.14 ИСПОЛНИТЕЛЬ несет ответственность за обеспечение всеми электрическими кабелями, трубной арматурой и тд.



- 2.15 Корреляция глубин с помощью ГИС, замер прибором PLT производится Заказчиком или другим ИСПОЛНИТЕЛЕМ и определенная окончательная глубина будет подтверждена представителем Заказчика.
- 2.16. ИСПОЛНИТЕЛЬ должен обеспечить возможность для смешивания добытой нефти и дизельного топлива для сжигания нефти без вреда окружающей среде. При этом % соотношение воды и жидкости (water liquid fraction) должно быть минимальным для проведения максимально эффективного отжига.
- 2.17 Оборудование должно быть морского исполнения контейнерного, рамного или корзинного типа по стандартам DNV 2.7-1. Соответствующие DNV сертификаты быть предоставлены в тендерной заявке на основное палубное оборудование.

3. Оборудование, предназначенное для тестирования скважины.

Наличие всего оборудования, указанного в таблице 2.2. «Оборудование, предназначенное для проведения испытания скважины», является обязательным, однако оборудование, указанное в таблице 2.3. «Дополнительное оборудование для проведения испытания скважины», является альтернативным вариантом и предпочитается его наличие.

ИСПОЛНИТЕЛЬ должен предоставить в тендерном пакете спецификацию предлагаемого оборудования и прочую необходимую информацию, подтверждающую соответствие минимальным требованиям ЗАКАЗЧИКА, заявленным ниже.

3.1. Скважинное оборудование

Компановка ИПТ и наземное оборудование до штуцерного манифольда должно выдерживать давление минимум 689 бар (10,000 psi) и иметь внутренний диаметр не менее 57,15мм (2.25" дюйма). Также все оборудование должно быть способными принимать минимум 200м³/день из каждого интервала испытания.

В соответствии с международными стандартами при исследовании перспективных (продуктивных) объектов морской скважины (в эксплуатационной колонне) компоновка испытательного инструмента, спускаемого в скважину, включает (снизу-вверх).

1. Перфораторы 4-1/2 дюймов и плотностью перфорирования 16 отверстий на 1 п.м. длины ствола с фазировкой зарядов 60°, и с минимальным проникновением 1,5-1,8м по стандарту API RP19B.
2. Перфораторы 7 дюймов и плотностью перфорирования 16-40 отверстий на 1 п.м. длины ствола с максимальной фазировкой зарядов 135/45°, и с минимальным проникновением 1,5-1,8м по стандарту API RP19B.
3. Пустотелые трубы под перфораторы 4-1/2 дюймов и 7 дюймов на случай проведения совместной перфорации нескольких интервалов .
4. Взрывголовка, инициирующая срабатывание перфоратора. Возможны две модификации – первая: сдвоенная система, состоящая из двух взрывных головок ударного действия (срабатывает от удара штангой, сбрасываемой с устья) и гидравлического действия (под воздействием избыточного давления, создаваемого в НКТ); вторая: сдвоенная система,



- состоящая из двух взрывных головок гидравлического действия (под воздействием избыточного давления, создаваемого в НКТ).
5. Система автоматического сброса перфораторов в зумпф после отстрела перфораторов.
 6. Шламоуловитель с циркуляционными портами, для защиты системы взрывных головок от возможного шлама, сопутствующего при спуске НКТ и подачи скважинного флюида в НКТ.
 7. Подгонные трубки НКТ, для обеспечения планируемого расстояния между перфоратором и пакером.
 8. Трубы НКТ с наружным диаметром 89 мм (3-1/2 дюйма), и погонным весом 12,95 фунтов на фут
 9. Электроцентробежный насос (УЭЦН). Установка ЭЦН должна включать, но не ограничиваться: насосные секции компрессионного типа с диапазоном производительности 5-250 м³/сут с гидрозащитой в комплекте с высокопрочной опорной пятой, погружным электродвигателем с двойным запасом мощности, газодиспергатором с приемным модулем, силовым кабелем с кабельным вводом, обратным и сливным клапанами, датчиком ТМС (для Испытания объектов в мелу). УЭЦН должен быть изготовлен в коррозионно-износостойком исполнении.
 10. Наземное Электрооборудование для УЭЦН в составе: универсальной станции управления с частотным преобразователем для вентильного и асинхронного электродвигателей, наземный блок телеметрии, повышающий трансформатор, клеммная коробка, кабельная автовыводка и кабельный ролик.
 11. В комплект должен также входить уплотнитель превентора для изоляции скважины с кабелем во время спуска. Уплотнитель должен соответствовать размеру имеющегося у Заказчика превентора.
 12. Отводный патрубок (Y-tool), с резьбами совместимыми с УЭЦН. Внутренний диаметр отводного патрубка должен обеспечивать свободный проход прибора эксплуатационного каротажа PLT(при Испытании объектов в мелу). В комплекте с отводным патрубком должны идти глухие клапаны для посадки пакера и изоляции байпасной трубы, а также клапан для проведения ГИС.
 13. Извлекаемый пакер, с опорой на стенки обсадной колонны. Устанавливается при подаче избыточного давления в трубном пространстве. Имеет упорные сухари, удерживающие пакер от перемещения вверх, если давление под пакером окажется выше давления в кольцевом пространстве скважины. Пакер должен предусматривать кабельный ввод, обеспечивающий проход и герметизацию кабеля УЭЦН. (для Испытания объектов в мелу).
 14. Извлекаемый пакер с опорой на стенки обсадной колонны. Устанавливается при правом провороте и последующем перемещении вниз. Имеет упорные сухари, удерживающие пакер от перемещения вверх, если давление под пакером окажется выше давления в кольцевом пространстве скважины.
 15. Безопасный переводник, для отсоединения НКТ (и пластоиспытателя) от пакера в случае прихвата последнего. Безопасный переводник должен отсоединять колонну ИПТ от пакера посредством вращения по часовой стрелки, с контролируемым крутящим моментом. Отсоединение при помощи вращения по часовой стрелке позволяет избежать случайного отворота частей компоновки над безопасным переводником. Крутящий момент может быть выбран от 0 до 6000 фунто-фут силы (по выбору количества срезных штифтов)
 16. Испытатель пластов с дистанционным управлением 5" (совмещающий забойный многоцикловый запорный клапан и забойный многоцикловый циркуляционный клапан). Данный модуль представляет собой компактный полнопроходной клапанный узел, управляемый программируемой системой дистанционного управления (СДУ). Модуль состоит из двух полнопроходных многоцикловых клапанов: основного испытательного шарового клапана и циркуляционного клапана с гильзовым затвором. Оба клапана могут



открываться и закрываться независимо друг от друга или в последовательности. Управление модулем осуществляется путем передачи низконапорных импульсов давления малой интенсивности в кольцевое пространство скважины, которые регистрируются микропроцессорным контроллером системы. Микропроцессорный контроллер обеспечивает высокую степень гибкости системы, позволяя не прибегать к использованию сложного механического оборудования. Срабатывание клапанов происходит под воздействием гидростатического давления скважины, которое сообщается модулю после распознавания контроллером получаемых импульсов системы СДУ. Механическая часть модуля имеет простую конструкцию, при этом основная часть уплотнительных элементов и подвижных частей размещаются в гидравлическом масле под гидростатическим давлением. Наряду со значительными усилиями, приводящими клапаны в действие, это обеспечивает надежную работу устройства при наличии шлама и тяжелых буровых растворов. В циркуляционном клапане имеются отверстия, которые позволяют прокачивать большие объемы жидкости при обратной и прямой промывке скважины и сокращать продолжительность работы буровой установки. Автоматизированная система управления клапанами обеспечивает оптимальный режим проведения промысловых работ, включая работы по закачиванию азота в НКТ. Модуль не восприимчив к колебаниям давлений, которые могут возникнуть в скважине при работе иного оборудования необходимого для проведения стандартных технологических операций или гидроразрыва пласта. Передача команд с помощью импульсов низкого давления упрощает связь с клапанным узлом и позволяет исключить осложнения, связанные с высоким давлением в затрубном пространстве. Гидравлическая система и величина опорного давления модуля автоматически корректируются по величине гидростатического давления, поэтому устройство способно работать на любой глубине как при спуске в скважину, так и при подъеме.

17. Подгонные трубки НКТ, для обеспечения планируемого расстояния между перфоратором/ами и пакером.
18. Исполнитель должен предоставить расчетные кривые рабочих характеристик (давление на приеме насоса, дебит жидкости) насосов.
19. Яс, облегчает снятие пакера после испытания, позволяющий работать с перегрузкой до 60000 фунтов.
20. Клапан для заполнения и опрессовки НКТ заслончатого или шарового типа – для заполнения колонны НКТ и её опрессовки во время спуска в скважину. По мере спуска жидкость поступает через байпасные отверстия. Жидкость создает перепад давления, при помощи которого открывается заслонка, через которую колонная НКТ заполняется жидкостью. Опрессовку НКТ можно проводить на любой глубине путем нагнетания давления через клапанную заслонку. Когда испытательная колонна установлена на заданной глубине, а опрессовка НКТ уже проведена, в кольцевое пространство скважины нагнетается давление, при котором разрывается диск, после чего заслонка переходит в постоянно открытое положение. При открытой заслонке внутренний проходной диаметр инструмента максимальный.
21. Манометрический патрубок с электронными манометрами, для регистрации забойного давления и давления в кольцевом пространстве скважины.
22. Контейнер для выноса образцов, активируемый затрубным давлением – представляет собой модуль для однофазных пробоотборников пластового флюида, при испытании скважины спускается в компоновке ИПТ. Модуль пробоотборников имеет полнопроходной канал диаметром 57,15мм и концентричен по наружному и внутреннему диаметрам для обеспечения плавного спуска.
23. Забойный пробоотборник с возможностью установки в Контейнер для выноса образцов.



24. Раздвижные (телескопические) соединения, гидравлически уравновешенные, для обеспечения точной осевой нагрузки на пакер
25. Предохранительный отсекающий клапан с функцией принудительного глушения скважины - представляет собой полнопроходной скважинный предохранительный клапан шарового или заслончатого типа. Он спускается в скважину в открытом положении и закрывается в случае аварийной ситуации посредством передачи давления в кольцевое пространство скважины, оставаясь постоянно закрытым. Предохранительный отсекающий клапан обеспечивает надёжное средство остановки скважины и возможность закачки в пласт.
26. Утяжеленные бурильные трубы для придания веса компоновке ИПТ и увеличения давящего веса на пакер/ нагрузки на пакер. (в зависимости от испытываемого объекта количество может варьироваться) – предоставляется Заказчиком.
27. Аварийный циркуляционный клапан гидравлического действия, для аварийного (быстрого) восстановления циркуляции. Открывается давлением в кольцевое пространство скважины.
28. Радиоактивные кольца с креплением (rip tag) для спуска с обсадными колоннами 9-5/8 дюймов и 7 дюймов для «привязки» глубины установки перфоратора к каротажной (по ГК) записи разреза. (2 шт).
29. Переводник с радиоактивным кольцом для спуска «привязки» глубины установки перфоратора к каротажной (по ГК) записи разреза. возможен спуск реперных патрубков, как альтернатива спуску метки ИИИ
30. Секция УБТ 4 3/4" будет предоставляться буровым подрядчиком, для обеспечения нагрузки на пакер при его установке.
31. В случае предоставления УБТ буровым подрядчиком должны быть предусмотрены переводники. Об их отсутствии должно быть сообщено заранее.
32. Раздвижные (телескопические) открытые и закрытые соединения, гидравлически уравновешенные, для обеспечения точной осевой нагрузки на пакер.
33. НКТ до устья. Под верхней трубой НКТ устанавливаются подгонные короткие патрубки для подбора длины сборки, чтобы при положении пакера на глубине его установки верхняя муфта НКТ находилась как минимум на 0,5 м выше стола ротора. Необходимые типоразмеры переводников предоставляются Подрядчиком.
34. Транспортные контейнеры и корзины. Стоимость должна быть включена в стоимость оборудования.

Все узлы ИПТ широкопроходные, с внутренним диаметром равным 57,15 мм (2.25 дюйма).

Устьевая обвязка

Колонны 339,7 мм и 244,5 мм подвешиваются в колонной головке. На эксплуатационную 244,5 мм колонну (колонную головку с отводами циркуляции и глушения) монтируются:

- нижний – плащечный превентор с плашками под НКТ;
- средний – срезной превентор с глухими плашками;
- универсальный плащечный превентор;
- верхний – гидравлический универсальный превентор

К колонне НКТ сверху крепится 5" подвесной патрубок, имеющий внутри компенсатор пульсации притока. После установки пакера колонна НКТ фиксируется на подвесном патрубке в роторных клиньях.



К подвесному патрубку сверху крепится фонтанная арматура непосредственно или через вертлюг, позволяющий прокручивать НКТ при неподвижной фонтанной арматуре. К фонтанной арматуре крепится лубрикатор под скважинные приборы, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. При возникновении необходимости проводить каротажные работы под давлением необходимо предусмотреть фланцы для установки лубрикатора на превентор (ПВО).

Фонтанная арматура имеет:

- коренную задвижку;
- клапан аварийного закрытия с дистанционным управлением;
- задвижку глушения скважины;
- лубрикаторную задвижку.
- лубрикатор для насоса.

3.2. Палубное оборудование

Все оборудование должно выдерживать давление минимум 690(10,000 psi) атмосфер. Оборудование должно быть сертифицировано на сероводородостойкость.

Оборудование для испытаний на поверхности, обеспечивающее технологический процесс исследования морской скважины, включает:

1. Устьевая арматура с внутренним диаметром 76,2мм (3"), рабочее давление 690 атм. (10,000 фунт/кв. дюйм) для работы с компоновкой ПНКТ/ИПТ и насосами
 - a. Температурный диапазон от -20 до +250°F в комплекте с грузоподъемным вертлюгом,
 - b. переводник для подъема подходящий для использования 5" дюймовых элеваторов,
 - c. 4 запорных вентиля по 3" x 690 атм. (10,000 фунт/кв. дюйм), установленный нижеследующим образом: нижняя коренная задвижка с ручным управлением под вертлюгом, ручная задвижка на лубрикаторной линии, ручная задвижка на линии глушения, задвижка на отводной линии с гидравлическим приводом, втулка со съемным пробоотборником и испытательный насос/штуцеры/линии для испытания фонтанного оборудования до спуска в скважину с забойным оборудованием;
2. Трубную обвязку от задвижки на отводящей линии до линии штуцерного манифольда.
3. Аварийная система остановки работ с поверхностным клапаном-отсекателем 76,2мм (3") номинальное, давление в 690атм (10000 фунтов на кв. дюйм) Быстродействующее устройство в комплекте с достаточным количеством гидравлических шлангов для подсоединения между панелью и задвижкой на отводящей линии выхода притока. Достаточное количество пневматических шлангов для соединения панели и пульта аварийной остановки. Минимум 5 станций аварийной остановки с приведением в действие методом «потянуть, чтобы закрыть». Автоматическая система управления с обоими видами давления высокого и низкого, приводимого в действие согласно стандартам АНИ API RP 14С.
4. Дроссельный манифольд, 76,2мм (3") номинальное, давление в 690атм (10000 фунтов на кв. дюйм) обратный поток и вниз по течению потока, на раме закрепленный с дроссельными вентилями от 3,18мм до 51мм (8/64" – 128/64") и регулируемый штуцер с

максимально открываемым отверстием в 51мм (2" дюйма). Полный набор запасных застопоренных и регулируемых штуцеров должен быть доступен.

5. 5-ти точечные коллекторы данных прикрепленные к штуцерному манифольду для подсоединения оборудования для слежения за давлением. По одному на обоих штуцерных манифольдах верхнем и нижнем.
6. Паровой теплообменник на раме, рабочее давление не менее 690атм (10.000 фунт/кв. дюйм), 4.33 миллион Условных Британских Температурных Единиц (БТЕ) на отводящей линии до линии штуцерного манифольда, 51мм (2" дюймовый) регулируемый штуцерный манифольд и нерегулируемая крышка и ряд дроссельных вентилей.
7. Наличие Парового теплообменника на раме, рабочее давление не менее 690атм (10.000 фунт/кв. дюйм), 4.33 миллион Условных Британских Температурных Единиц (БТЕ) на линии закачки бурового раствора/пластовой воды в затрубное пространство.
8. Поточный влагомер с установочным патрубком спектроскопический. Прибор необходим для учета обводненности потока, получаемого из скважины во время освоения и отработки на режимах. Прибор должен быть нечувствителен к минерализации учитываемой воды/растворов/нефти, а также способен работать в потоке с высокой газовой фракцией – более 20%. Диапазон измерения обводненности от 0 до 100%. Без необходимости калибровок во время работы. Прибор должен быть подключен к системе сбора данных испытаний скважин.
Многофазный расходомер с гамма измерителем фракций может быть представлен Исполнителем опционально без дополнительной оплаты.
9. Сепаратор на раме 3-х фазный горизонтальный, рабочее давление 100 атм(1440 фунт/кв. дюйм), рабочая температура 149 градусов по Цельсию, подходящий для эксплуатации в кислотной среде согласно требованиям последнего издания стандарта MR-01-75 NACE, должен быть оборудован технологией контроля уровня жидкости без перегородок (плавающий уровнемер) для оптимизации времени задержки воды в сепараторе в процессе очистки скважины, должен быть оборудован кориолисовыми расходомерами для измерения дебитов нефти, воды и газа; должен иметь накопительную емкость для мехпримесей в процессе очистки скважины и линию обратной промывки механических частиц водой входе очистки скважины; сепаратор должен обеспечивать прием жидкостей и газа со скважины с большим содержанием механических примесей во время отчистки и постоянно регистрировать и замерять дебиты всех фаз.
10. Отводной манифольд для нефти, условным диаметром 76,2мм (3"), рабочее давление 100 атм (1440 фунт/кв. дюйм).
11. Отводной манифольд для газа, условным диаметром 76,2мм (3"), рабочее давление 100 атм (1440 фунт/кв. дюйм).
12. Герметичные Мерные емкости 3шт. Объем 15м3. Емкости должны иметь внутреннюю герметичную перегородку, разделяющую ее на 2 части. Одна емкость должна быть оборудована обогревающим змеевиком (для циркуляции пара от парогенераторной установки) и контрольной панелью для сбора нефти в ночное время и отжига после разогрева на факеле .
13. Перекачивающий насос электрический центробежный - для перекачки нефти под напором для последующего сжигания на горелках.
14. Пневматические диафрагменные насосы для перекачки жидкостей из емкостей
15. Горелки, бездымные, экологически улучшенные, мощностью до 2385 куб/сут (15000 барр./сут.) нефти с комплектом автоматической пропаново-пьезоэлектрической автоматической системы поджига. Эффективность отжига от 99%, обводненность до 25%. Геометрия расположения форсунок должна позволять снизить сектор тепловой радиации до 90%. Горелки должны иметь водяное охлаждение.

16. Трубную обвязку всех агрегатов и устья для притока (штуцерный манифольд), аварийного глушения скважины, отвода компонентов притока в емкости, на горелку, на сброс.
17. Толщиномер для измерения износа временного трубопровода.
18. Система сбора данных с поверхности скважины и система отчетности. Собранные электронные данные должны быть соединены с оборудованием испытания поверхности скважины. Записать (в качестве минимума, давление в устье скважины, температура в устье скважины, давление и температура в сепараторе, давление в обсадной колонне, пропускная способность притока нефти, воды и газа. Предоставление отчетности, по вышеуказанным работам следует предоставить в распечатанном виде и электронном формате с цветными графиками с контрольным монитором и графическим выводным устройством (плоттером). Передача данных от регистраторов к системе сбора и обработки данных должна быть осуществлена беспроводной связью.
19. Лаборатория-офис для сбора данных и управлением процессом испытаний с системой передачи данных на сервер в г.Атырау.
20. Лаборатория мастерская для определения базовых параметров в процессе испытания: водонасыщение с примесями, концентрация сероводорода и CO₂, определение солености и Rh фактора, плотность нефти и газа, температура.
21. Оборудование для функционирования УЭЦН: Станция управления УЭЦН с частотным преобразователем, автовывотка кабельная электрическая, понижающий трансформатор напряжения, клемная коробка, ролик для кабеля, устьевое герметизирующее устройство с системой кабельного ввода. (для Испытания объектов в мелу).
22. Трубную обвязку для работы замкнутой системы циркуляции технической воды во время испытания (для Испытания объектов в мелу).
23. Воздушные компрессоры, установленные на раме, 1600 ст.куб/фт/мин (45 куб /мин, предназначенные для работ в зоне безопасности уровня II. Укомплектованные достаточным количеством шлангов и /или трубных обвязок для соединения стрел горелок и манифольдов, чтобы обеспечить возможность распределения на любую стрелу горелки. ИСПОЛНИТЕЛЬ ответственен за обеспечение достаточной производительности компрессора по воздуху для чистого сжигания до 800куб в сут (5 000 барр/день) плюс за предоставление запасного компрессора.
24. Паровой генератор, 4.5 миллион Условных Британских Температурных Единиц (БТЕ) / ч, максимальное рабочее давление 9 бар, в комплекте с датчиком пламени для сигнализации о погасании пламени, пневматической системой аварийного останова и искрогасящим устройством на отводе выкидной трубы. Поставка полного комплекта шлангов и трубопровода отработавшего пара. Необходимо для обогрева оборудования установленного на поверхности.
25. Болоны с газом и необходимое для розжига горелок оборудование.
26. Транспортные контейнеры и корзины. Стоимость должна быть включена в стоимость оборудования.

3.4. Оборудование для отбора проб

1. Контейнер для спуска глубинных пробоотборников на ИПТ или НКТ, активируемый затрубным давлением – представляет собой модуль для однофазных пробоотборников пластового флюида, при испытании скважины спускается в компоновке для испытания на бурильных трубах. Модуль пробоотборников имеет полнопроходной канал диаметром 57,15мм (2.25” дюйма) и концентричен по наружному и внутреннему диаметрам для обеспечения плавного спуска. Позволяет спускать пробоотборники объемом 600 см³ каждый.



2. Забойный пробоотборник 1034 атм (15 тыс. фунт/кв.дюйм) x 600 см³ с возможностью установки в Контейнер для спуска глубинных пробоотборников на ИПТ или НКТ (см. пункт выше) а также с возможностью выноса образцов путем спуска и отбора проб на кабеле (может быть одинаковым с пунктом выше) и канате (8 шт пробоотборников). Пробоотборник должен позволять отбирать пробы в условиях, приближенных к пластовому давлению (PVT)
3. Бутыли для образцов нефти, 690 атм (10 тыс. фунт/кв.дюйм) x 600 см³. Требуются для использования с испытательным сепаратором. Должны быть предоставлены с полной сертификацией.
4. Бутыли для образцов газа, 138атм (2 тыс. фунт/кв. дюйм) x 20 литров. Требуются для использования с испытательным сепаратором. Должны быть предоставлены с полной сертификацией.
5. Бутыли для однофазных образцов 600куб. см номинальная емкость, не активные в отношении серы, рабочее давление 690атм (10,000 фунтов на кв. дюйм) в случае переноски.
6. Комплект отбора проб на поверхности, укомплектованный адаптерами. Обогреватель и миксер подходящий для перекачки нефти с высокой температурой застывания. Все необходимое оборудование (вакуумный насос, все штуцеры, клапаны и шланги) для подготовки бутылей для отбора проб с сепаратора и устья скважины.
7. Система перекачки образцов. Служит для перекачки в комплекте с головками адаптера, шланги, штуцеры и т.д. для установки, передачи и проверки правильности проб с забоя скважины.
8. Тепловая рубашка для забойного пробоотборника, для перекачки образцов парафинистой нефти
9. Баллоны с азотом (включая заполненный азотом)
10. Контейнеры IATA для хранения образцов ёмкостью 10 литров, для образцов сырой нефти.
11. Пластиковые бутыли ёмкостью 1 литр, для пластовой воды, собранной в испытательном сепараторе.
12. Транспортные контейнеры и корзины. Стоимость должна быть включена в стоимость оборудования.

Примечание:

В Таблице Цен необходимо ясно изложить оплату за хранение всех перечисленных бутылей с пробами до окончания работ Предполагается хранение бутылей в течении 30 дней со дня перекачки из пробоотборников и до возвращения Исполнителю.

3.5. Цифровые манометры

- a) Минимальное требуемое количество получаемых данных (точек записи) – 5 000 000 (время/давление/температура)., минимальный размар памяти 16Мб, минимальная точность измерения ± 22 КПа и минимальное разрешение 0,03КПа по давлению и минимальную точность измерения температуры $\pm 0,2^{\circ}\text{C}$. Четыре измерительных прибора будут эксплуатироваться, два должны находиться в резерве.
- b) Каждый измерительный прибор должен иметь кварцевый сенсор и сопровождаться данными о его калибровке. Персонал, работающий с измерительными приборами, должен знать программное обеспечение для анализа данных и уметь составлять исчерпывающие отчёты об оценке достоверности данных измерительного прибора.
- c) Измерительные приборы должны быть пригодны для использования в

непосредственной близости к зарядам для перфорации.

- d) Перечисленные в ниже в таблице позиции оборудования являются минимальными требованиями. Любое дополнительное оборудование, рекомендуемое подрядчиком должно быть добавлено в перечень. Приложите перечень любого дополнительно рекомендуемого оборудования. Оборудование должно относиться к классу NACEMR-01-75 (по сероводороду). Укажите полную спецификацию, максимально допустимую температуру и давление для спускаемых в забой наименований.
- e) ИСПОЛНИТЕЛЬ обязан предоставить в тендерной документации подтверждение регистрации предлагаемых типов глубинных манометров в Метрологическом Реестре РК как средства измерения.
1. Контейнер для манометра плюс запасной. Минимальный внутренний диаметр 57,15мм(2.25”).
 2. Цифровые манометры, для электронного измерения давления /температуры. Все измерительные приборы должны сопровождаться минимальной спецификацией, превышающей заявленные условия в скважине, и предоставляться в комплекте с батарейками для измерительных приборов, пригодных для заявленных условий в скважине.
 3. Компьютер – Система для установки и считывания данных с измерительных приборов. Программное обеспечение для анализа. Передача и редактирование данных измерительных приборов.
 4. Испытательные патрубки, в комплекте с испытательным насосом /фитингами /шлангами/регистратором для испытания контейнера /измерительными приборами на рабочем участке.
 5. Батарейки для измерительных приборов. Оплачиваться будут только батарейки, использованные для пластоиспытаний.
 6. Транспортный контейнер. Стоимость должна быть включена в стоимость оборудования.

3.6. Система водяного орошения

ИСПОЛНИТЕЛЬ должен предоставить детальные требования и спецификации для всего оборудования системы водяного орошения, которое ИСПОЛНИТЕЛЬ рекомендует добавить к уже имеющемуся на БУ, для испытаний при скорости потока до 795 куб/сут (5000 барр./сут.).

1. Подпорный насос системы водяного орошения, с впускным отверстием 203мм (8”) и выпускными отверстиями 152мм (6”).
2. Система охлаждающего водяного орошения в комплекте с трубными обвязками и охлаждающей системой для испытания.
3. Транспортные контейнеры и корзины. Стоимость должна быть включена в стоимость оборудования.

3.8. Оборудование для проведения канатных работ в скважине

ИСПОЛНИТЕЛЬ должен предоставить Оборудование для проведения канатных работ в скважине, по запросу ЗАКАЗЧИКА, в соответствии с нижеследующим:



- a) Объем канатных работ включает, но не ограничивается: спуск/подъем перфорационной иницирующей штанги, спуск/подъем оборудования для активации циркуляционного клапана, отбора проб на кабеле.
- b) Маркировка /извлечение всего песка, попавшего в испытательную колонну, спуск пробоотборников в интервал перфорации, замер пластового давления на против интервала перфорации.
- c) Укажите в конкурсной документации полный перечень содержимого вагончика с инструментарием для канатных работ.
- d) Укажите характеристики предлагаемого Каротажного прибора для исследований в скважине (пункт 5 ниже).
- e) Оборудование, перечисленное ниже, предлагается только в качестве руководства; приложите перечень любого дополнительно рекомендуемого оборудования.
1. Двух барабанная установка контейнерного типа во взрывозащищенном исполнении Зона 2 (согласно спецификациям, АТЕХ) с пневматическим запуском дизельного двигателя. Для проведения канатных работ в комплекте с 6000м (20 000 футовым) тросовым канатом диаметром 3,2мм (0.125") и с 6000м (20 000 футовым) тросовым канатом диаметром 5,6 мм (0.218"). Также в комплекте с установкой должны быть подвесные канатные ролики для работы как с канатной проволокой, так и тросом. Барабанная установка должна иметь возможность горячей замены барабана на барабан с геофизическим кабелем для выполнения каротажных работ.
2. Оборудование для контроля давления, ВД минимум 3", в комплекте с гидравлически управляемым сдвоенным ПВП (рабочее давление 690атм (10 000 фунт/кв. дюйм)), с переводником от ПВП на устьевую арматуру (рабочее давление 690атм (10 000 фунт/кв. дюйм)):
- a. Фланцевый переводник, для соединения ФА с устьевым оборудованием.
 - b. Гидравлически управляемый сдвоенный ПВП(превентор), для герметизации канатной линии в случае пропуска устьевого оборудования или необходимости его разобщения выше ПВП для проведения различных операций.
 - c. Переводник с отводом для сброса давления.
 - d. Переводник для закачки жидкостей, для опрессовки устьевого оборудования и закачки различных жидкостей в скважину, если требуется.
 - e. Испытательное БРС, для опрессовки только места надрыва устьевого оборудования (после первичной опрессовки всего устьевого оборудования) во время замены внутрискважинного инструмента.
 - f. Комплект лубрикаторов, достаточной длины для размещения полной сборки внутрискважинного инструмента, а также из расчета на ловильные работы.
 - g. Гидравлическая приборная ловушка, для предотвращения падения инструмента в скважину в случае расцепления канатного замка.
 - h. Переводник для нагнетания реагентов, предназначен для нагнетания размораживающих или антикоррозионных веществ во время канатных работ.
 - i. Гидравлическая сальниковая головка, для обеспечения герметичности при работах с канатной проволокой.
 - j. Канатная головка для нагнетания консистентной смазки. Предназначена для формирования
 - k. герметизирующего уплотнения вокруг движущейся канатно-кабельной линии, делающего возможным спуск приборов в скважину под давлением.
 - l. Одинарное компактное уплотнение, предназначено для формирования
 - m. герметизирующего уплотнения вокруг движущейся канатно-кабельной линии при свабировании скважины.



- n. Опрессовочный агрегат, для опрессовки устьевого оборудования и испытательного БРС.
- o. Гидравлическая панель, для управления устьевым оборудованием.
- p. Панель для нагнетания консистентной смазки.
- q. Комплект всех необходимых гидравлических шлангов для управления устьевым оборудованием.

Мастерская контейнерного типа с универсальной подборкой инструментов НД 38мм для канатных работ и различным вспомогательным инструментарием, которые могут включать, но не ограничиваются:

- a. Стандартный комплект внутрискважинного инструмента для канатно-тросовых работ:
- b. Канатные замки, для связки внутрискважинного инструмента с канатной проволокой или тросом
- c. Утяжелённые штанги, для создания необходимого веса при осуществлении канатных операций в скважине.
- d. Вертлюжные соединения, для предотвращения вращения всей сборки внутрискважинного инструмента во время спускоподъемных операций на канатном тросе.
- e. Шарнирно-шаровые соединения, для обеспечения необходимой гибкости полной сборки внутрискважинного инструмента во время проведения канатных операция в наклонных скважинах.
- f. Механические ясы вилочного типа, для осуществления ударных работ во время проведения различных внутрискважинных операций.
- g. Переводники, для соединения различного рабочего инструмента и приборов с основной сборкой внутрискважинного инструмента.

Различный внутрискважинный инструмент для канатно-тросовых работ:

- h. Шаблоны-парафинорезки, различного НД для шаблонирования внутривходного сечения НКТ и внутрискважинного испытательного оборудования.
 - i. Свабировочная мандрель, для проведения свабирования скважины.
 - j. Механическая желонка, для откачивания осевшего песка или мелкого мусора.
3. Комплект ловильного инструмента для канатно-тросовых работ:
- a. Механические ясы трубчатого типа, для проведения ловильных работ.
 - b. Пружинные ясы, для проведения ловильных работ.
 - c. Свинцовая печать, для получения косвенной информации о характере препятствии в случае не прохода шаблона, а также для определения наличия/отсутствия проволоки и положения инструмента во время проведения ловильных работ.
 - d. Глухая муфта, для отбивания проволоки от канатного замка при проведении ловильных работ.
 - e. Ловильный ерш, для захвата оборванной канатной проволоки или троса во время проведения ловильных работ.
 - f. Система обрезки канатной линии у самого канатного замка и последующего ее извлечения, в случае застревания канатного инструмента.
 - g. Искатель канатной проволоки или троса, для определения достоверной глубины верха оборвавшейся канатной линии и последующего сбивания ее в пучок во время проведения ловильных работ.
 - h. Извлекающий инструмент типа JD или SB, для спуска/подъема перфорационной иницирующей штанги, а также для захвата ловильной шейки оставленного в скважине ловильного инструмента.
 - i. Автономный геофизический прибор эксплуатационного каротажа, для исследования профиля притока скважины. Рабочее давление 690атм (10 000



фунт/кв. дюйм), рабочая температура 1770С. Перечень датчиков, используемых в приборе: Акселерометр, Прибор гамма-каротажа, Локатор муфт, манометры, Температурный датчик быстрого реагирования, Датчик емкостного сопротивления флюида, Прибор акустического плотностного каротажа, Складной полнопроходной скважинный расходомер, Расходомер в корпусе, Линейный расходомер, 4-х рычажной роликовый центратор, X-Y каверномер.

4. Транспортный контейнер и корзина. Стоимость должна быть включена в стоимость оборудования.

3.8. Сопутствующее оборудование

ИСПОЛНИТЕЛЬ должен предоставить детальные требования и спецификации для сопутствующего оборудования.

Паровой генератор, 4.5 миллион Условных Британских Температурных Единиц (БТЕ) / ч, максимальное рабочее давление 9 бар, в комплекте с датчиком пламени для сигнализации о погасании пламени, пневматической системой аварийного останова и искрогасящим устройством на отводе выкидной трубы. Поставка полного комплекта шлангов и трубопровода отработавшего пара. Необходимо для обогрева оборудования установленного на поверхности и закачиваемых флюидов.

Воздушные компрессоры, установленные на раме, 1600 ст.куб/фт/мин (45 куб /мин, предназначенные для работ в зоне безопасности уровня II. Укомплектованные достаточным количеством шлангов и /или трубных обвязок для соединения стрел горелок и манифольдов, чтобы обеспечить возможность распределения на любую стрелу горелки. ИСПОЛНИТЕЛЬ ответственен за обеспечение достаточной производительности компрессора по воздуху для чистого сжигания до 800куб в сут (5 000 барр/день) плюс за предоставление запасного компрессора.

Система мониторинга песка, неинтрузивная.

Стойка для пропановых баллонов - для зажигания горелок с достаточным количеством баллонов для операций по испытанию скважины.

Двухкамерные установки по очистке от песка.

4. ПЕРСОНАЛ ИСПОЛНИТЕЛЯ

Исполнитель несёт ответственность за предоставление квалифицированного, компетентного промыслового Персонала для занятия соответствующих должностей, согласно следующим требованиям:

Кол-во	Должность /Обязанности /Опыт
1	Координатор проекта, базирующийся в офисе Заказчика, ответственный за координирование всех услуг по пластоиспытанию, предоставляемых ИСПОЛНИТЕЛЕМ, совместно с представителями ЗАКАЗЧИКА. Координатор обязан присутствовать на всех собраниях ЗАКАЗЧИКА.
1	Супервайзер по проведению испытаний, ответственный за координирование всех операций по пластоиспытанию на БУ совместно с Буровым супервайзером ЗАКАЗЧИКА.
2	Специалист по пластоиспытанию, ответственный за все операции по спуску в скважину испытательных инструментов на БУ.

2	Бригадир по испытанию скважины, ответственный за надзор за работой бригады по испытанию скважины на поверхности во время 12-ти часовой смены.
4	Оператор по испытанию скважины, ответственный за работу поверхностного оборудования по испытанию скважины.
2	Специалист по вскрыванию пласта перфорацией, ответственный за зарядание и спуск перфораторов и корректировку глубины спуска инструмента.
2	Инженер по сбору данных ответственный за сбор и регистрирование данных с поверхностного оборудования по испытанию скважины.
1	Специалист по отбору проб
2	Оператор парового генератора и воздушных компрессоров
1	Оператор системы водяного орошения
Одна бригада	Бригада по канатным работам в скважине (2 человека) - опционально
1	Бригада по мониторингу за проявлением песчаных структур
4	Специалист по работе с забойным и поверхностным оборудованием для испытания с УЭЦН или УЭВН.
1	Инженер по разработке месторождения, ответственный за интерпретацию данных испытания скважины, выдачу заключения, подготовку и составление Полевых и Окончательных отчетов по испытанию скважин. В офисе ИСПОЛНИТЕЛЯ в г. Атырау.
22	ИТОГО человек на ПБУ.

5. Этапы оказания услуг по договору

№	Номер этапа Услуг	Описание этапа
1	Первый	Период времени до момента извлечения последнего DST (ИПТ-Испытание Пластов на Трубах) прибора выше роторного стола для Объекта №1.
2	Второй	Период времени до момента извлечения последнего DST (ИПТ) прибора выше роторного стола для Объекта №2.
3	Третий	Период времени до момента извлечения последнего DST (ИПТ) прибора выше роторного стола для Объекта №3.
4	Четвертый	Период времени до момента извлечения последнего DST (ИПТ) прибора выше роторного стола для Объекта №4

6. Программа гидродинамических исследований перспективных (продуктивных)

объектов в эксплуатационной колонне

Программа предоставляется ИСПОЛНИТЕЛЕМ. Программа согласуется с ЗАКАЗЧИКОМ.

7. Утилизация пластового флюида

Сжигание углеводородной смеси на платформе будет произведено с использованием горелок Подрядчика, с коэффициентом сжигания 99% или близкое к нему (не более 5%). Данный метод обеспечивает:

- максимальную эксплуатационную безопасность системы по сравнению с другими методами;
- минимальные капитальные и эксплуатационные издержки;
- минимальный объем работ и трудозатраты.

Данный метод утилизации при разведочном и оценочном бурении выбран для увеличения безопасности работ с углеводородным сырьем на море. Будут установлены две горизонтальные факельные мачты длиной 18 метров, что позволит осуществлять сжигание УВС с подветренной стороны платформы. На каждой мачте будут установлены современные экологически безопасные горелки с запальной системой, работающей на пропане и дизтопливе; система гарантирует эффективное бездымное сгорание без образования отходов. Такая система будет действовать на конце мачты, имеющей горизонтальный вынос на 30 м от края палубы и угол наклона, стрелы к горизонту 5°. Из двух газовых горелок, имеющихся на БУ, подача углеводородной смеси во время испытания скважины в колонне ведется только на ту горелку (одну), которая обеспечивает газовый факел с подветренной стороны (с наветренной стороны БУ горелка не работает).

Использование впрыска воды и охлаждения. В целях дополнительного повышения эффективности работы факельной установки предусмотрена закачка воздуха компрессорами для распыления УВС перед сжиганием.

Использование впрыска воды в сгораемую смесь исключает образование сажи из-за окисления углерода аналогично «газификации топлива».

Притока пластовой воды не ожидается, однако, при ее появлении, на буровом комплексе предусмотрена ее сепарация и очистка по регламенту обработки нефтезагрязненной воды, согласно плану мер по охране окружающей природной среды сбор в специальные емкости с последующей перекачкой на ТБС и утилизацией на береговых сооружениях.

Испытания будут проводиться сервисной компанией по испытанию, и обеспеченной соответствующим оборудованием по согласованному с Компетентными органами плану.

8. Требования техники безопасности:

- перед началом работ и при проведении работ по перфорации

1. Перед началом операций по опробованию скважины сотрудникам сервисной компании по испытанию организовать инструктаж персонала. Капитану ПБУ провести учения по эвакуации с помощью аварийно-спасательного судна и действиям по пожарной тревоге. Необходимо ознакомить всех работников с их обязанностями.



2. Уточнить прогноз погоды для района местоположения скважины. Если в период начального этапа испытания скважины (т.е., с момента спуска перфоратора до этапа промывки скважины) ожидаются приемлемые погодные условия, можно приступить к выполнению программы испытаний.

3. Перед началом испытаний следует аннулировать или пересмотреть необходимость выдачи разрешений на огневые работы.

4. Осуществить визуальную проверку линии, идущей от надводной испытательной елки на горелки. Все клапаны должны находиться в нужном положении (проверка производится в присутствии руководителя буровой установки и руководителя испытаний скважины).

5. Провести функциональную проверку всех систем аварийного отключения со всех пунктов аварийного отключения.

6. Проверить наличие радиосвязи между различными пунктами площадки для испытания скважины.

7. Заранее оповестить экипаж резервного судна о начале испытания скважины. Оповещение о начале испытаний производится с помощью системы громкой связи буровой установки. Персонал, находящийся вне зоны охвата громкой связью, следует проинформировать непосредственно. Подобным же образом производится оповещение об окончании испытаний.

8. Перед началом прострелочно-взрывных работ (ПВР) выполнить следующее (началом ПВР считается момент начала зарядки перфораторов непосредственно на мостках бурового комплекса):

- Руководителю взрывных работ сервисной компании по испытанию провести дополнительный инструктаж работникам буровой бригады по технологии безаварийного проведения перфорации на НКТ и правил техники безопасности с записью в вахтовом журнале.
- Во время ПВР не допускается проведение погрузочно-разгрузочных, электросварочных работ, должны быть отключены радиостанция и катодная защита, запрещается швартовка судов и посадка вертолетов.
- Ограничения по электричеству и работе радиостанции не действуют при перфорации на НКТ, когда используется механическая иницирующая система и детонатор накольного действия.
- На все время ПВР устанавливается «Опасная зона». «Опасной зоной» считается вся площадь главной и других открытых палуб между буровой установкой и жилой надстройкой. Весь персонал, не связанный с проведением ПВР, должен быть удален за пределы «Опасной зоны».
- Радиус опасной зоны уменьшается до 10 метров после спуска ПВА в скважину на глубину более 50 метров ниже уровня дна моря.

- при проведении опробования скважин

1. При проведении опробования скважины не задействованный в работе персонал обязан покинуть буровую площадку на время проведения работ.

2. До начала программы опробования необходимо:

- Провести тестирование устьевого запорной арматуры и клапанов, поверхностного оборудования для управления скважиной.
- Выполнить техобслуживание установленного бурового оборудования.
- Оформить соответствующие двусторонние акты буровой компании и сервисной компании по испытанию.



- Провести соответствующую опрессовку всего поверхностного оборудования для опробования скважины.
- Провести соответствующую опрессовку всего скважинного оборудования для опробования давлением, которое будет использоваться при проведении конкретного опробования скважины.

3. До начала работ по опробованию скважины будут проведены учения на случай возникновения ситуаций:

- «Человек за бортом!»
- «Пожар!»
- «Эвакуация с буровой»

Учения следует повторить при смене бригады.

4. До начала работ следует провести инструктаж по технике безопасности, чтобы обеспечить знание всем персоналом, задействованным в работах, правил техники безопасности при проведении испытаний, знание своих обязанностей и ответственности.

5. Должна быть проведена проверка спасательных шлюпок, моторов, оборудования и механизма управления в соответствии с методиками компании недропользователя.

6. За пределами жилого помещения запрещается курить, пользоваться спичками или зажигалками. До начала проведения опробования Руководитель буровых работ обязан оповестить персонал.

7. Во время проведения опробования все двери в жилые помещения, насосное помещение, машинный зал, помещение с амбарами для бурового раствора должны быть закрыты.

8. На время проведения опробования на всех дверях выхода из жилых помещений должны быть таблички.

«Идет опробование скважины.

**Запрещен несанкционированный выход персонала, не
задействованного в работах и не работающего в данную смену.**

**За пределами помещения запрещается курить,
пользоваться спичками и зажигалками»**

9. На период сжигания должны быть подключены все пожарные трубопроводы, а пожарные шланги должны быть проложены к стратегическим точкам и укомплектованы людьми.

10. Все толстостенные сосуды для реакций газа под давлением должны храниться на палубе, как можно дальше от испытательных линий и горелок. Их расположение должно обеспечивать удобный сброс.

11. Насколько это возможно данная работа должна выполняться одним и тем же персоналом.

Если во время проведения опробования скважины произошла смена обслуживающего персонала, следует обеспечить, чтобы сменный персонал получил полный инструктаж по вопросам эксплуатации, программы опробования, правил техники безопасности и конкретных обязанностей.

12. В течение проведения всей программы опробования скважины на буровой будет контролироваться график полетов вертолета в соответствии с требованиями программы опробования.

13. Следующий персонал должен быть оповещен (до открытия скважины) о времени начала каждого испытания и о завершении каждого испытания (после закрытие скважины и ее глушения).

14. Весь персонал должен быть оповещен через систему громкоговорящей связи о том, что скважина открыта для опробования.

15. Приборы для определения взрывоопасной концентрации газа, детекторы сероводорода и индивидуальные дыхательные аппараты должны быть проверены и подготовлены. Ключевой персонал должен быть обучен порядку работы с данными приборами.

16. Должен быть в наличии соответствующий флюид для глушения скважины необходимой плотности. Между одной точкой стыковки фонтанной арматуры и цементировочным агрегатом высокого давления должна быть подключена аварийная линия для глушения скважины. Флюид для глушения скважины будет подаваться с цементировочного агрегата.

17. Рабочие зоны вокруг устьевого оборудования на полу буровой установки и вокруг штуцерного манифольда, сепаратора и другого оборудования должны быть чистыми, к ним должен быть обеспечен постоянный свободный доступ. Для проведения необходимой работы на устьевом оборудовании возводится соответствующая площадка.

18. Для обеспечения хорошей связи между полом буровой установки и зоной проведения опробования скважины должна использоваться автоматическая радиосвязь.

Примечание:

в зависимости от фактических горно-геологических условий проводки скважины в предлагаемую технологию могут быть внесены коррективы.

ЗАКАЗЧИК

Генеральный директор
ТОО «Жамбыл Петролеум»

_____ Елевсинов Х.Т.

ИСПОЛНИТЕЛЬ

