



Приложение № 1
к Договору № _____
от _____

« _____ » _____ 201__ г.

РЕГЛАМЕНТ

взаимоотношений Заказчика и Подрядчика при проведении гидродинамических исследований скважин (ГДИС)

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящий регламент предназначен для регулирования отношений между Заказчиком и Подрядчиком при выполнении гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на месторождениях Заказчика.

1.2. Положения данного Регламента распространяются на:

Заказчика – ОАО «СН-МНГ» и его структурные подразделения, а также подрядные организации, выполняющие для Заказчика работы по капитальному и подземному ремонту скважин.

Подрядчика – «_____», выполняющий ГДИС согласно договору, заключенному с Заказчиком, а также привлекаемых им субподрядчиков.

1.3. Настоящим Регламентом предусмотрены требования по организации проведения ГДИ на скважинах Заказчика с соблюдением технологий, требований нормативно-технической документации, норм охраны труда и техники безопасности.

1.4. Данный Регламент с его приложениями предусматривает все этапы проведения ГДИС, включающие подачу заявок, их перенос и подтверждение, подготовку скважин к проведению ГДИС, и разграничивает функции, обязанности, ответственность Заказчика и Подрядчика.

2. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ ЗАЯВОК

2.1. Заказчик в 10-дневный срок после заключения Договора представляет Подрядчику подписанный руководителем и заверенный печатью организации Список должностных лиц, имеющих право подачи заявок на проведение ГДИС, их переноса или отмены и Список телефонных номеров факсов и адресов электронной почты Заказчика, с которых будут подаваться заявки на проведение ГДИС (Приложение Е к настоящему Регламенту).

2.2. Заявки на проведение ГДИС оформляются Заказчиком по установленной форме (Приложение А к настоящему Регламенту) и передаются Подрядчику по электронной почте или факсу.

2.3. Заявки на проведение ГДИС принимаются диспетчерской службой Подрядчика факсом и/или электронной почтой Заказчика круглосуточно, включая выходные и праздничные дни за 12 (двенадцать) часов до начала работ.

2.4. Заявка на срочные работы подается не позднее, чем за 6 (шесть) часов до начала работ по факсу и/или электронной почте. По требованию Заказчика срочные работы должны выполняться вне очереди, за счет переноса или отмены, на усмотрение Заказчика, других работ на объектах Заказчика.

2.5. В случае не готовности скважины к проведению исследовательских работ, Заказчик должен сделать перенос заявки за 4 (четыре) часа до начала работ, но не менее времени необходимого для ПЗР и переезда звена (отряда) с базы на скважину. Допускается переориентация звена (отряда) на выполнение другой заявки.

2.6. В случае неподготовленности Заказчиком скважины к проведению глубинных ГДИС после выезда звена (отряда) Подрядчика, Подрядчик ставит в известность свое руководство и представителя Заказчика о неподготовленности скважины с фиксированием времени. При отсутствии представителя Заказчика в течение 3 (трех) часов, Подрядчик составляет односторонний Акт с фиксацией времени и скважины и ставит в известность Заказчика. Если представитель Заказчика прибыл в течение 3 (трех), то составляется двухсторонний Акт (Приложение В к настоящему Регламенту) с указанием причин неподготовленности скважины и времени. Повторная заявка на эту скважину принимается Подрядчиком в общем порядке.



2.7. В случае невозможности Заказчика подготовить скважину в соответствии с требованиями настоящего Регламента, а также при выполнении специальных работ, Подрядчик выполняет ГДИС по заявкам, с принятием мер по обеспечению безопасности и безаварийности работ, с составлением двухстороннего Акта, который подписывается ответственными представителями Сторон.

2.8. При температуре ниже минимума (установленного распоряжением исполнительной власти региона) для работы людей на открытом воздухе, работы производятся Подрядчиком по плану, согласованному с Заказчиком.

2.9. По окончании работ и выдачи заключений интерпретации данных, Подрядчик подписывает и заверяет печатью (штампом) оформленный в двух экземплярах Отчет выполненных работ по гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС) (Приложение 3 к настоящему Регламенту) представителем Заказчика.

2.10. В случае увеличения времени продолжительности исследования, а также простое скважины по вине Подрядчика (опоздание на заявку более чем на 3 (три) часа и т.д.) составляется двухсторонний Акт, который подписывается ответственными представителями Сторон.

3. ПОРЯДОК ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ ЗАКАЗЧИКУ

3.1. Результаты обработки и интерпретации данных ГДИС по формам, оформленным в соответствии с требованиями Заказчика, Подрядчиком передаются в указанные ниже сроки:

3.1.1. Предварительные –

а) исследования при ГТМ – в день выполнения исследования, но не более чем через 6 (шесть) часов после окончания работ электронной почтой и/или по факсу

б) остальные - в течение 12 (двенадцати) часов после окончания работ электронной почтой и/или по факсу и/или при необходимости на бумажных носителях в количестве 2 (двух) копий.

3.1.2. Окончательные - в течение 5 (пяти) рабочих дней после выполнения ГДИС на электронных и бумажных носителях в количестве 2 (двух) копий.

3.2. Отчеты по видам исследований и месторождениям за месяц с накоплением за год Подрядчиком предоставляются не позднее 5 (пятого) числа месяца следующего за отчетным.

4. ПОРЯДОК РАЗРЕШЕНИЯ СПОРОВ

4.1. В случае несогласия с окончательным заключением выданных результатов ГДИС, Заказчик направляет уведомление о несогласии с выданным заключением.

4.2. Уведомление, оформленное в письменном виде, с подписью ответственного специалиста Заказчика, принимается интерпретационной службой Подрядчика в течение 5 (пяти) рабочих дней.

4.3. В срок не более 24 (двадцати четырех) часов (не считая выходные) с момента получения уведомления Подрядчик аргументированно обосновывает результаты интерпретации или уточняет их.

4.4. В случае уточнения все копии ранее выданных материалов ГДИС подлежат замене.

4.5. Уточнения результатов интерпретации сопровождается «Справкой о повторной выдаче документов ГДИС» подписанной ответственным специалистом Подрядчика.

4.6. Выполненные объемы ГДИС, подлежащие уточнению, могут быть предъявлены к оплате в следующем месяце.



5. ОРГАНИЗАЦИЯ ГДИС. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГДИС

Настоящим «Разделом Регламента» предусмотрены особые требования по организации проведения ГДИС на скважинах с соблюдением технологий, требований нормативно-технической документации, норм охраны труда и техники безопасности.

№№	ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ	Ответственный за выполнение	
		Заказчик	Подрядчик
1	ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ		
1.1.	Круглосуточный режим работы		+
1.2.	Самообеспеченность электроэнергией		+
1.3.	Проведение исследований как в высокодебитных, так и в низкодебитных скважинах		+
2.	ПОДАЧА И ПОДТВЕРЖДЕНИЕ ЗАЯВОК НА ПРОВЕДЕНИЕ ГДИС		
2. 1.	Заявки на проведение ГДИС оформляются по установленной форме и передаются по электронной почте или факсу диспетчерской службе Подрядчика.	+	
2.2	Подтверждение получения Заявки на проведение работ		+
2.3	Иметь возможность при условии срочных работ начать выполнение в течение 1 (одного) часа		+
2. 4	Продолжительность исследований определяется Подрядчиком и согласовывается с Заказчиком. Подрядчик при наличии причин, по которым заявка на ГДИС не может быть выполнена, должен об этом предупредить Заказчика не позднее, чем за 24 часа до заявленного времени		+
3.	ТРЕБОВАНИЯ К ПОДГОТОВКЕ СКВАЖИНЫ И ПЕРСОНАЛА		
3. 1.	Ознакомление звена (отряда) Подрядчика с записью инструктажа в журнале инструктажей на рабочем месте: -о производственных опасностях выполняемых при ГДИС -о расположении и обозначении опасных зон (расстояние не менее 2х метров вблизи движущейся проволоки), -общим мерам безопасности при нахождении и выполнении работ на скважине; -сигналам оповещения об авариях, порядке действий при их возникновении, путями эвакуации, местами возможного укрытия; -местам расположения средств пожаротушения:	+	+
3. 2.	Наличие у Подрядчика и ответственного представителя Заказчика удостоверения по ОТ и ТБ с отметкой о проверке знаний.	+	+
3. 3.	Обеспечение, подготовка скважины для качественного, безопасного и безаварийного проведения ГДИС. Подготовка скважины к исследованию согласно требованиям ТБ. Скважина должна иметь: <ul style="list-style-type: none">• Исправную фонтанную арматуру• Исследовательскую площадку (при необходимости)• Лубрикатор (при необходимости)• Лубрикаторную задвижку• Подъездной путь к скважине• Сведения, характеризующие состояние объекта работ перед ГДИС, представитель ЗАКАЗЧИКА обязан внести в Заявку на проведение ГДИС (Приложение А к настоящему Регламенту). Устранить обнаруженные ПОДРЯДЧИКОМ недостатки в подготовке скважины к ГДИС	+	



№№	ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ	Ответственный за выполнение	
		Заказчик	Подрядчик
3. 4.	Наличие подъездных путей для беспрепятственного подъезда спецтехники, оборудованной исследовательской лебедкой, мобильной замерной установки на расстояние не менее 25 метров от устья скважины.	+	
3. 5.	В случае невозможности подготовить скважину к ГДИС, в соответствии требованиями п/п 2. 4. , а также при выполнении специальных работ, ГДИС выполняются по разовым проектам, разработанным Заказчиком и согласованным с Подрядчиком, с принятием мер по обеспечению безопасности и безаварийности работ.	+	
3. 6.	Во время производства ГДИС представителем Подрядчика и ответственным техническим руководителем на месте работ в соответствии с требованиями договора, настоящего Регламента и технических условий на проведение ГДИС является мастер.		+
3.7	К выполнению исследований допускается специально обученный персонал имеющий удостоверение по проверке знаний, отметку о проведении инструктажа на рабочем месте, квалификационное удостоверение о допуске к обслуживанию сосудов работающих под давлением, имеющий опыт работы с используемым оборудованием.		+
4.	ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ И ОБОРУДОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ГДИС		
4. 1.	Обеспечение беспрепятственного спуска (подъёма) глубинных скважинных приборов и другой промыслово-исследовательской аппаратуры в течение всего времени проведения ГДИС.	+	
4. 2.	Обеспечение отсутствия посторонних предметов между рабочей площадкой и устьем скважины и беспрепятственного прохода и транспортировки оборудования к устью скважины.	+	
4. 3.	Запрещается во время спускоподъемных операций в скважине: наклоняться над проволокой, переходить через неё и под ней, а также брать руками за движущуюся проволоку.		+
4. 4.	Внесение достоверных сведений, характеризующих состояние готовности площадки и скважины к проведению ГДИС в заявке с подтвержденной готовностью скважины на проведения гидродинамических исследований (Приложение А).	+	
4. 5.	Требования к исследовательской площадке: Если высота рабочей площадки не превышает 0.75 м, то к ней предусматривают ступени, а при большой высоте – лестницы с перилами. Площадка должна иметь ровный, прочный, нескользкий настил из листовой стали с рифлёной или ребристой поверхностью или из досок толщиной не менее 40 мм, перила с продольными планками или прутьями на расстоянии не более 40 см друг от друга, нижний борт не ниже 15 см, образующий с настилом зазор не более 1см для стока жидкости. Настил площадки должен быть выше маховика буферной задвижки не менее чем на 20 см. Лестница к площадке должна иметь уклон не более 45° и ширину не менее 65 см. Расстояние между ступенями не более 25 см с уклоном внутрь на 2-5 градуса.	+	
4.6.	Оборудование устья скважины информационными табличками и знаками о проводимых исследованиях, ограждение опасной зоны во время работы замерной установки.		+
4.7.	Соблюдение методик проведения глубинных измерений пластового, забойного давлений, регистрации КВД, КПД, ИД		+



№№	ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ	Ответственный за выполнение	
		Заказчик	Подрядчик
4. 8.	При производстве работ необходимо руководствоваться: <ul style="list-style-type: none">• Методическими указаниями по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД 153-39.0-109-01);• Руководством по эксплуатации «Установка измерительная мобильная УЗМ» (339.00.00.000 РЭ);• Методикой «ГСИ. Масса жидкости и объем газа, извлекаемых из нефтяных скважин. Методика выполнения измерений измерительными установками «Спутник-М» и «УЗМ» (Казань, 2010г.);• Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03) (утв. Приказом Ростехнадзора РФ от 12.03.2013г. № 101);• Правилами устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ-03-576-03);• Правилами устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов (ПБ-03-585-03);• Федеральным законом от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;• Инструкцией по безопасности одновременного производства буро-		+
5.	ПРОВЕДЕНИЕ ГДИС		
5. 1.	Производство ГДИС только после предоставления «Заявки с подтвержденной готовностью скважины на проведения гидродинамических исследований». (Приложение А).		+
5. 2.	Спуск-подъем скважинных приборов должен осуществляться при постоянном контроле показаний датчика натяжения проволоки СПО и глубин.		+
5. 3.	При возникновении затруднений в спуске аппарата, прибора вызванным наличием пробки (сальника, уступа) запрещается пробивать препятствия шаблоном.		+
5. 4.	Скорость проведения замеров устанавливается исходя из технических инструкций на эксплуатацию скважинных приборов.		+
5. 5.	Запрещается в случае повреждения тормоза лебедки останавливать глубинный прибор за проволоку вручную.		+
5. 6.	В случае не прохождения прибора в скважину, остановок при спуске, затяжек на подъеме, ГДИС должны быть прекращены, о чем ставится в известность представитель Заказчика. Проведение дальнейших ГДИС производится только по согласованию сторон. Ответственность за выполнение дальнейших ГДИС несет Заказчик.	+	+
5. 7.	Скорость спускоподъемных операций не должна превышать 2м/с.		+
5. 8.	Обязательное шаблонирование скважины перед спуском глубинных манометров.		+
5. 9	При подъезде к кусту скважин (скважине), но не ближе 25м от них на спецтехнику, использующую ДВС, установить искрогасители.		+
5.10	В случае обнаружения мелких неисправностей и отклонений в работе устьевого оборудования во время работ Заказчик обязан предоставить свой пер-	+	
5.11	При выполнении работ обязательно использование персоналом Подрядчика СИЗ, исправного инструмента и оборудования.		+
5.12	При заезде на кустовую площадку на спецтехнику, использующую ДВС, устанавливается искрогаситель.		+



6. ТИПОВЫЕ СХЕМЫ ПРОВЕДЕНИЯ ГДИС

6. 1. Исследование нагнетательных скважин методом установившихся режимов (снятие индикаторной диаграммы)

6.1.1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

6.1.1.1. Индикаторная диаграмма снимается с целью определения коэффициента приемистости, гидродинамических параметров пласта и призабойной зоны скважины.

6.1.1.2 Работы по снятию индикаторных кривых проводятся согласно утвержденного плана графика исследовательских работ, а также по отдельным заявкам

6.1.1.3 Исследования на установившихся режимах производятся на различных диаметрах штуцеров по согласованному с геологической службой НГП плану исследований с отработкой на каждом режиме не менее 24 часов.

6.1.1.4 Забойное давление определяется на основе замера устьевого давления.

6.1.1.5 При производстве работ операторы по исследованию скважин (в дальнейшем операторы) должны руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», требованиями правил по охране окружающей среды, утверждёнными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности, инструкциями по работе с приборами

6.1.2 ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

6.1.2.1 Для замеров устьевого давления применяется электронный манотермометр (АМТ).

6.1.3 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.1.3.1 Перед выездом на исследование скважины оператор получает задание с необходимыми данными по скважине от руководителя исследовательской группы

6.1.3.2 Электронный манотермометр спускается в лубрикатор

6.1.3.3 Для определения рабочего давления нагнетания, на буфере устанавливается технический манометр

6.1.3.4 В электронные манометры вводится программа проведения исследований:

- устанавливается продолжительность исследований;
- устанавливается периодичность замеров давления и температуры, интервал между замерами – выставляется равным 3 мин.

6.1.3.5 Продолжительность исследований в каждом случае определяется совместно с геологической службой НГП.

6.1.4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

6.1.4.1 Производится запуск электронного манометра.

6.1.4.2 Режимный штуцер, установленный на скважине, меняется на штуцер в соответствии с планом исследований и скважина запускается в работу.

6.1.4.3 Производится замена штуцера согласно плану исследований и скважина запускается в работу.

6.1.4.4 Повторяются п. п. 4. 3 – 4. 4 до выполнения плана исследований.

6.1.4.5 После окончания исследований на режимах, скважина останавливается для восстановления пластового давления (операция КПД). Для чего, необходимо по возможности быстрее закрыть манифольдную и линейную задвижки. Если существуют сомнения в исправности данных задвижек, - перекрыть задвижку в БГ.

6.1.4.6 Для предупреждения несанкционированного запуска скважины, вывесить на видном месте табличку «Скважина на исследовании».

6.1.5 ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.1.5.1 После окончания снятия кривой падения давления (КПД) открыть задвижки и запустить скважину на режимном штуцере.

6.1.5.2 Замерить рабочее давление нагнетания.



6.1.6 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

6.1.6.1 Обработка результатов исследования производится специалистами Подрядчика с использованием специализированных программных продуктов.

6.1.6.2 Результаты обработки данных исследований в установленные сроки передаются Заказчику.

6.2. Исследование скважин методом восстановления давления (снятие кривой восстановления давления)

6.2.1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

6.2.1.1 Кривые восстановления давления (КВД) снимаются с целью определения гидродинамических параметров пласта и призабойной зоны скважины (коэффициент продуктивности, проницаемость, скин-фактор).

6.2.1.2 Работы по снятию КВД проводятся согласно утвержденного план-графика исследовательских работ, а также по отдельным заявкам.

6.2.1.3 При снятии КВД глубинным манометром в фонтанирующих скважинах осуществляется запись изменения давления во времени на глубине спуска прибора в электронную память цифрового манометра после остановки скважины.

6.2.1.4 При исследовании не фонтанирующих скважин глубинным манометром осуществляется запись изменения давления после снижения уровня в скважине компрессированием или другим способом.

6.2.1.5 Продолжительность исследований определяется совместно с геологической службой НГП.

6.2.1.6 При производстве работ операторы по исследованию скважин (в дальнейшем операторы) должны руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», требованиями охраны окружающей среды, утверждёнными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности, инструкциями по эксплуатации приборов

6.2.1.7 Скважина должна быть оборудована рабочей площадкой и лубрикатором согласно правил безопасности в НГП.

6.2.2 ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

6.2.2.1 Для записи КВД применяются глубинные электронные манометры-термометры.

6.2.2.2 Для спуска в скважину глубинных манометров используются специальные исследовательские агрегаты.

6.2.3 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.2.3.1 Перед выездом на исследование скважины оператор получает задание с необходимыми данными по скважине от руководителя исследовательской группы

6.2.3.2 После получения задания оператор в обязательном порядке утверждает задание в геологической службе НГП.

6.2.3.3 В электронные манометры вводится программа проведения исследований:

- вносятся данные по скважине: номер скважины, номер куста, номер НГП, наименование месторождения, вид исследований;
- согласовывается время манометра и компьютера;
- устанавливается продолжительность проведения исследований;
- периодичность замера искомых параметров (давления и температуры).

6.2.4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

6.2.4.1 Замерить дебит скважины и буферное давление, определить диаметр штуцера.



6.2.4.2 Произвести шаблонирование скважины на глубину спуска прибора. Диаметр и длина шаблона должна быть не меньше диаметра и длины исследовательского прибора.

6.2.4.3 Выполнить согласование времени электронного глубинного манометра и электронного датчика положения и скорости.

6.2.4.4 Запустить электронный манометр в работу.

6.2.4.5 Произвести спуск электронного манометра на глубину замера. Скорость спуска прибора не должна превышать установленной в Инструкции по эксплуатации глубинного манометра (обычно 2 м/сек).

6.2.4.6 При спуске манометра производить записи эпюр давления, для чего через каждые 200 метров останавливать спуск прибора на время, достаточное для получения четкой полки (5-10 минут).

6.2.4.7 Глубинный манометр спустить на глубину замера и выдержать не менее 30 минут для записи забойного давления.

6.2.4.8 Приступить к операции снятия КВД – остановить скважину на исследование, для чего закрыть манифольдную, а при необходимости и линейную задвижки.

6.2.4.9 Прибор остается на глубине замера в течение всего согласованного времени проведения КВД.

6.2.4.10 После записи КВД оператор замеряет буферное давление и производит подъем глубинного манометра.

6.2.5 ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.2.5.1 После подъема глубинного манометра, открыть задвижки и запустить скважину в работу.

6.2.5.2 Остановить работу электронного манометра.

6.2.5.3 Сообщить руководителю исследовательской группы и в геологическую службу НГП о завершении исследований.

6.2.6 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

6.2.6.1 Обработка результатов исследования производится специалистами Подрядчика с использованием специализированных программных продуктов.

6.2.6.2 Результаты обработки данных исследований в установленные сроки передаются Заказчику.

6.3 Исследование механизированных скважин (ЭЦН, ШГН) методом восстановления уровня (снятие кривой восстановления уровня)

6.3.1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

6.3.1.1. Кривая восстановления уровня снимается с целью определения геолого-физических и продуктивных характеристик пласта в добывающих скважинах, оборудованных глубинными насосами (ЭЦН, ШГН).

6.3.1.2 Работы по снятию КВУ проводятся согласно утвержденного план-графика исследовательских работ, а также по отдельным заявкам

6.3.1.3 Продолжительность остановки скважины для снятия КВУ согласовывается с геологической службой НГП.

6.3.1.4 При производстве работ операторы по исследованию скважин (в дальнейшем операторы) должны руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», требованиями охраны окружающей среды, утверждёнными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности, инструкциями по эксплуатации приборов

6.3.1.5 Выкид технологической (затрубной) задвижки должен быть оборудован фланцем с патрубком для подключения прибора.

6.3.1.6 Данный вид гидродинамических исследований проводится на закрытой скважине, поэтому важнейшим условием получения достоверной информации является герметичность задвижек. При наличии утечек измеряется их дебит (расход) и исследование продолжается.



6.3.2 ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

6.3.2.2 Для снятия КВУ применяется устройство автоматического типа.

6.3.3 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.3.3.2 Перед выездом на исследование скважины оператор получает задание с необходимыми данными по скважине от руководителя исследовательской группы

6.3.3.3 После получения задания оператор в обязательном порядке утверждает задание в геологической службе НГП.

6.3.4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

6.3.4.2 Перед проведением исследований методом КВУ, необходимо проверить настройку ЗУ. Переключить ПСМ в положение замеряемой скважины и отключить гидропривод. Произвести контрольные замеры дебита жидкости (10-20 мин.).

6.3.4.3 Открыть на короткое время (1-2 сек) задвижку на технологическом отводе для его продувки (очистки). Установить автоматический эхолот на технологическом отводе. Отбить в ручном режиме контрольный динамический уровень, не менее 2-х раз.

6.3.4.4 В случае получения качественного уровня, настроить работу уровнемера в автоматическом режиме:

- установить вид исследований;
- установить период замеров;
- установить количество замеров;
- запустить эхолот в автоматическом режиме.

6.3.4.5 При регистрации многочасовых КВУ на остановленной для восстановления уровня скважине, необходимо придерживаться следующих временных интервалов:

- В первый час после остановки скважины отбиваются 4 уровня с интервалом в 15 минут каждый,
- В течение следующих за первым часом 2-х часов необходимо отбить 4 уровня с интервалом в 30 минут каждый,
- Далее в течение следующих 4-х часов необходимо отбить также 4 уровня с интервалом в 1 час,
- В дальнейшем до конца исследования скважины предполагается отбивать по одному уровню каждые 6 часов, плюс один уровень перед запуском скважины в работу.

Таким образом, объем исследований составит:

- в случае 72-х часового КВУ (3 суток)- 25 уровней,
- в случае 144-х часового КВУ (6 суток)- 38 уровней.

6.3.4.6 Закрыть затрубную задвижку обратного клапана на 30-40 минут.

6.3.4.7 За это время выполнить замер дебита жидкости (25-30 минут).

6.3.4.8 По истечении указанного времени, приступить к снятию КВУ – остановить насос и закрыть манифольдную задвижку. Остановка насоса и закрытие скважины должны производиться, по возможности, одновременно, так как данные, полученные в первый момент после остановки скважины, очень важны при интерпретации результатов исследований. Остановка насоса производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации станции управления. Во избежание несанкционированного включения насоса, должны быть установлены таблички – «Не включать. Скважина на исследовании».

6.3.5 ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.3.5.2 Произвести демонтаж автоматического уровнемера.

6.3.5.3 Запорная арматура на скважине приводится в соответствие с режимом работы скважины.

6.3.5.4 Сообщить в геологическую службу НГП и руководителю исследовательской группы об окончании исследований.

6.3.6 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ



6.3.6.2 Обработка результатов исследования производится специалистами Подрядчика с использованием специализированных программных продуктов.

6.3.6.3 Результаты обработки данных исследований в установленные сроки передаются Заказчику.

6. 4 Исследование нагнетательных скважин методом восстановления (снятие кривой падения давления)

6.4.1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

6.4.1.1 Кривая падения давления (КПД) снимается с целью определения гидродинамических параметров пласта и призабойной зоны скважины.

6.4.1.2 Работы по снятию КПД проводятся согласно утвержденного план-графика исследовательских работ, а также по отдельным заявкам.

6.4.1.3 Исследования нагнетательных скважин методом КПД осуществляется путем прослеживания изменения буферного и затрубного давлений после остановки скважины.

6.4.1.4 Продолжительность исследований в каждом случае определяется совместно с геологической службой НГП.

6.4.1.5 При производстве работ операторы по исследованию скважин (в дальнейшем операторы) должны руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», требованиями охраны окружающей среды, утверждёнными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности, инструкциями по эксплуатации приборов,

6.4.1.6 Данный вид гидродинамических исследований производится на закрытой скважине, поэтому важнейшим условием получения достоверной информации является герметичность запорной арматуры. При обнаружении утечек измеряется их дебит (расход) и исследование продолжается.

6.4.2 ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

6.4.2.1 Для снятия КПД применяются электронные устьевые манометры.

6.4.2.2 Приемистость скважины определяется ультразвуковым расходомером.

6.4.3 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.4.3.1 Перед выездом на исследование скважины оператор получает задание с необходимыми данными от руководителя исследовательской группы.

6.4.3.2 Оператор утверждает задание в геологической службе НГП.

6.4.3.3 В электронные манометры вводится программа проведения исследований:

- данные по скважине: номер скважины, номер куста, название нефтегазодобывающего предприятия, номер НГП, тип прибора и название вида исследований;

- устанавливается продолжительность исследований;

- устанавливается частота замера контролируемых параметров (давления и температуры).

6.4.3.4 Периодичность проведения замеров устанавливается в следующей последовательности:

- в течение первых 2-х часов – каждые 10 сек;

- в течение следующих 24 часов – 20 сек;

- далее – 30 сек.

6.4.4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ.

6.4.4.1 Установить электронный устьевой манометр на буфере скважины.

6.4.4.2 Произвести запуск электронных манометров.

6.4.4.3 Выполнить замер приемистости нагнетательной скважины.

6.4.4.4 Дать отработать скважине на установившемся режиме в течение 30-40 минут.

6.4.4.5 Приступить к снятию кривой падения давления (КПД), для чего, по возможности, быстрее закрыть буферную и манифольдную задвижки. При необходимости – закрыть задвижку в БГ.

6.4.4.6 Для предупреждения несанкционированного запуска скважины, вывесить на видном месте табличку «Скважина на исследовании».



6.4.5 ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.4.5.1 Остановить работу электронных манометров, демонтировать приборы.

6.4.5.2 После окончания времени снятия кривой падения давления открыть задвижки и запустить скважину.

6.4.5.3 Сообщить в геологическую службу НГП и руководителю исследовательской группы о выполненной работе.

6.4.6 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

6.4.6.1 Обработка результатов исследования производится специалистами Подрядчика с использованием специализированных программных продуктов.

6.4.6.2 Результаты обработки данных исследований в установленные сроки передаются Заказчику.

6. 5. Замер забойного давления в фонтанной скважине

6.5.1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

6.5.1.1 Забойное давление определяется с целью контроля за режимом работы скважины и нефтяной залежи.

6.5.1.2 Забойное давление измеряется в добывающей скважине, работающей в установившемся режиме.

6.5.1.3 Работы по замеру забойных давлений проводятся согласно утвержденного план-графика исследовательских работ, а также по отдельным заявкам.

6.5.1.4 При производстве работ операторы по исследованию скважин (в дальнейшем операторы) должны руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», требованиями охраны окружающей среды, утверждёнными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности, инструкциями по эксплуатации приборов

6.5.1.5 Скважина должна быть оборудована рабочей площадкой и лубрикатором, согласно правил безопасности в НГП.

6.5.2 ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

6.5.2.1 Для замера забойного давления применяются электронные глубинные манометры.

6.5.2.2 Для спуска в скважину глубинных манометров используются исследовательские лебедки.

6.5.3 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.5.3.1 Перед выездом на исследование скважины оператор получает задание с необходимыми данными по скважине от руководителя исследовательской группы

6.5.3.2 Оператор утверждает задание на исследование в геологической службе НГП.

6.5.3.3 В электронные манометры вводится программа проведения исследований:

- вносятся данные по скважине: номер скважины, номер куста, номер НГП, наименование месторождения, вида исследований
- устанавливается продолжительность проведения исследований;
- выбирается периодичность измерения параметров (давления и температуры).

6.5.4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ.

6.5.4.1 Измеряется буферное давление.

6.5.4.2 Производится шаблонирование скважины на глубину спуска прибора. Диаметр и длина шаблона должна быть не меньше длины и ширины исследовательского прибора.

6.5.4.3 Выполняется согласование времени в электронном манометре и в электронном датчике положения и скорости. Глубинный манометр запускается в работу.

6.5.4.4 Производится спуск электронного манометра на глубину замера. Скорость спуска прибора не должна превышать заявленной в Инструкции по эксплуатации прибора (обычно 2 м/сек).

6.5.4.5 При спуске прибора производятся записи эпюр давления, для чего через каждые 200



метров прибор останавливается на время, достаточное для получения четкой полки (5-10 минут).

6.5.4.6 На глубине замера прибор выдерживается не менее 30 минут для записи забойного давления.

6.5.4.7 Производится подъем глубинного манометра.

6.5.5 ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.5.5.1 Привести запорную арматуру на скважине в соответствие с режимом работы скважины.

6.5.5.2 Остановить работу электронного манометра.

6.5.5.3 Сообщить руководителю исследовательской группы и в геологическую службу НГП о выполненных исследованиях.

6.5.6 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

6.5.6.1 Обработка результатов исследования производится специалистами Подрядчика с использованием специализированных программных продуктов.

6.5.6.2 Результаты обработки данных исследований в установленные сроки передаются Заказчику.

6. 6 Определение забойного давления в механизированных скважинах (ЭЦН, ШГН) по данным измерения динамического уровня

6.6.1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

6.6.1.1 Забойное давление определяется с целью контроля за режимом работы скважины и нефтяной залежи.

6.6.1.2 Забойное давление в механизированных скважинах определяется по данным замеров динамических уровней жидкости в затрубном пространстве.

6.6.1.3 Работы по определению забойных давлений проводятся согласно утвержденным планам-графикам исследовательских работ.

6.6.1.4 При производстве работ операторы по исследованию скважин (в дальнейшем операторы) должны руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», требованиями охраны окружающей среды, утверждёнными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности, инструкциями по эксплуатации приборов

6.6.1.5 Технологический отвод скважины должен быть оборудован фланцем и патрубком для подключения электронного эхолота.

6.6.2 ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

6.6.2.1 Отбивка динамических уровней в скважинах производится с помощью комплексных электронных приборов.

6.6.3 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.6.3.1 Перед выездом на исследование скважины оператор получает утвержденное задание от геолого-технологической службы НГП, с необходимыми данными по скважинам.

6.6.4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ.

6.6.4.1 Продуть технологический отвод кратковременным открытием задвижки.

6.6.4.2 Установить прибор на отвод и затем открыть задвижку.

6.6.4.3 Ввести номер скважины, куста.

6.6.4.4 Отбить уровень, зафиксировать график в памяти прибора.

6.6.4.5 Для проверки точности замера, произвести повторный замер динамического уровня.

6.6.4.6 При неопределенности результатов, операция повторяется до получения достоверного значения.

6.6.4.7 Закрыть внешнюю затрубную задвижку, сбавить остаточное давление, демонтировать прибор.



6.6.4.8 После окончания исследований результаты определения динамических уровней передаются в геолого-технологическую службу НГП и руководителю исследовательской группы.

6.6.4.9 Руководитель исследовательской группы контролирует качество результатов исследований.

6.6.5 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

6.6.5.1 Обработка результатов исследования производится специалистами Подрядчика с использованием специализированных программных продуктов.

6.6.5.2 Результаты обработки данных исследований в установленные сроки передаются Заказчику.

6.7 Замер пластового давления в фонтанных и пьезометрических скважинах

6.7.1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

6.7.1.1 Пластовое давление определяется с целью контроля за режимом работы скважин и продуктивных пластов.

6.7.1.2 Пластовое давление замеряется глубинным прибором в фонтанных скважинах, остановленных для исследований, и в пьезометрических скважинах.

6.7.1.3 Продолжительность остановки скважины для замера пластового давления согласовывается с геологической службой НГП.

6.7.1.4 Работы по замеру пластовых давлений проводятся согласно утвержденного план-графика исследовательских работ, а также по отдельным заявкам.

6.7.1.5 При производстве работ операторы по исследованию скважин (в дальнейшем операторы) должны руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», требованиями охраны окружающей среды, утверждёнными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности, инструкциями по эксплуатации приборов

6.7.1.6 Скважина должна быть оборудована рабочей площадкой и лубрикатором, согласно правил безопасности в НГП.

6.7.1.7 Остановку фонтанной скважины для замера пластового давления по согласованию с геологической службой НГП производит или оператор по исследованию скважин или оператор НГП.

6.7.2 ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

6.7.2.1 Для замера пластового давления применяются электронные глубинные манометры, в исключительных случаях допускается применение механических глубинных манометров. Для спуска в скважину глубинных манометров используются исследовательские лебедки.

6.7.3 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.7.3.1 Перед выездом на исследование скважины оператор получает задание с необходимыми данными по скважине от руководителя исследовательской группы

6.7.3.2 Оператор утверждает задание на исследование в геологической службе НГП.

6.7.3.3 В электронные манометры вводится программа проведения исследований:

- вносятся данные по скважине: номер скважины, номер куста, номер НГП, наименование месторождения, вида исследований
- устанавливается продолжительность проведения исследований;
- выбирается периодичность измерения параметров (давления и температуры).

6.7.4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

6.7.4.1 Перед спуском прибора замеряется буферное давление.

6.7.4.2 Производится шаблонирование скважины на глубину спуска прибора. Диаметр и длина шаблона должна быть не меньше длины и ширины исследовательского прибора.

6.7.4.3 Выполняется согласование времени в электронном манометре и в электронном датчике положения и скорости. Глубинный манометр запускается в работу.

6.7.4.4 Производится спуск электронного манометра на глубину замера. Скорость спуска при-



бора не должна превышать заявленной в Инструкции по эксплуатации прибора (обычно 2 м/сек).

6.7.4.5 При спуске прибора производятся записи эпюр давления, для чего через каждые 200 метров прибор останавливается на время, достаточное для получения четкой полки (5-10 минут).

6.7.4.6 На глубине замера прибор выдерживается не менее 30 минут для записи пластового давления.

6.7.4.7 Производится подъем глубинного манометра.

6.7.5 ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.7.5.1 Запорная арматура на скважине приводится в соответствие с технологическим режимом.

6.7.5.2 Работа электронного манометра останавливается.

6.7.5.3 Оператор сообщает руководителю исследовательской группы и в геологическую службу НГП о выполненных исследованиях.

6.7.6 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

6.7.6.1 Обработка результатов исследования производится специалистами Подрядчика с использованием специализированных программных продуктов.

6.7.6.2 Результаты обработки данных исследований в установленные сроки передаются Заказчику.

6. 8 Определению пластового давления в механизированных скважинах (ЭЦН, ШГН) по данным измерения статического уровня

6.8.1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

6.8.1.1 Пластовое давление определяется с целью контроля за режимом работы скважины и нефтяной залежи.

6.8.1.2 Пластовое давление в механизированных скважинах определяется по данным замеров динамического и статического уровня жидкости в затрубном пространстве.

6.8.1.3 Продолжительность остановки скважины для замера пластового давления согласовывается с геологической службой НГП.

6.8.1.4 Работы по определению пластовых давлений проводятся согласно утвержденным планам-графикам исследовательских работ, а также по отдельным заявкам.

6.8.1.5 При производстве работ операторы по исследованию скважин (в дальнейшем операторы) должны руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», требованиями охраны окружающей среды, утверждёнными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности, инструкциями по эксплуатации приборов

6.8.1.6 Технологический отвод («затруб») скважины должен быть оборудован фланцем и патрубком для подключения электронного эхолота.

6.8.2 ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

6.8.2.1 Отбивка статических уровней в скважинах производится с помощью комплексных электронных приборов.

6.8.3 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.8.3.1 Перед выездом на исследование скважины оператор получает утвержденное задание от геолого-технологической службы НГП, с необходимыми данными по скважинам

6.8.4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

6.8.4.1 Продуть технологический патрубок кратковременным открытием задвижки.

6.8.4.2 Установить прибор на патрубок и затем открыть задвижку

6.8.4.3 Ввести номер скважины, куста.

6.8.4.4 Отбить уровень, зафиксировать график в памяти прибора.

6.8.4.5 Убедиться в достоверности полученного уровня - произвести отбивку контрольного уров-



ня, при необходимости, контрольный уровень отбивается требуемое количество раз.

6.8.4.6 Закрыть задвижку, стравить остаточное давление, демонтировать прибор.

6.8.4.7 После отбивки динамического уровня скважина закрывается на восстановление пластового давления.

6.8.4.8 В согласованное с геологической службой НГП время производится замер статического уровня в затрубном пространстве скважины. Технология замера статического уровня аналогична замеру динамического уровня (пункт 4. 8. 4. 1 – 4. 8. 1. 6).

6.8.4.9 Заключительные работы

6.8.4.10 Привести запорную арматуру в соответствие с режимом работы скважины.

6.8.4.11 Произвести запуск насоса со станции управления. При договоренности с геолого-технологической службой НГП, запуск насоса может выполнить оператор ЦДНГ.

6.8.4.12 Оператор сообщает о выполнении задания в геолого-технологическую службу НГП и руководителю исследовательской группы.

6.8.5 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

6.8.5.1 Обработка результатов исследования производится специалистами Подрядчика с использованием специализированных программных продуктов.

6.8.5.2 Результаты обработки данных исследований в установленные сроки передаются Заказчику.

6. 9 Определение приемистости нагнетательных скважин

6.9.1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

6.9.1.1 Приемистость нагнетательных скважин определяется по данным замеров расхода жидкости ультразвуковым расходомером с накладными датчиками.

6.9.1.2 Работы по приемистости проводятся согласно утвержденным планам-графикам исследовательских работ.

6.9.1.3 При производстве работ операторы по исследованию скважин (в дальнейшем операторы) должны руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», требованиями охраны окружающей среды, утверждёнными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности, инструкциями по эксплуатации приборов

6.9.2 ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

6.9.2.1 Для определения приемистости нагнетательных скважин используются ультразвуковые расходомеры с накладными датчиками.

6.9.3 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.9.3.1 Перед выездом на исследование скважины оператор получает задание от геолого-технологической службы НГП, с необходимыми данными по скважинам.

6.9.3.2 Произвести проверку исправности оборудования.

6.9.4 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

6.9.4.1 Замеряется рабочее давление в скважине техническим манометром через вентиль, расположенный на линии до штуцера.

6.9.4.2 Зачистить место установки датчиков на трубопроводе до металлического блеска.

6.9.4.3 Установить накладные датчики на прямолинейном горизонтальном участке трубопровода. При этом **обязательно выполнить** требования установки:

- расстояние от изгиба трубопровода до места установки первого датчика должно быть не менее 10 диаметров трубы по ходу движения жидкости;
- расстояние от места установки второго датчика до изгиба трубопровода должно быть не менее 5 диаметров трубы по ходу движения жидкости;

6.9.4.4 Запрограммировать прибор, внести в память необходимые параметры по скважине и режиму считывания информации.

6.9.4.5 Произвести замер приемистости нагнетательной скважины.



6.9.4.6 После окончания исследований результаты замеров передаются в геолого-технологическую службу НГП и руководителю исследовательской группы.

6.9.5 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

6.9.5.1 Обработка результатов исследования производится специалистами Подрядчика с использованием специализированных программных продуктов.

6.9.5.2 Результаты обработки данных исследований в установленные сроки передаются Заказчику.

6. 10 Контроль работы скважинного насоса методом динамометрии

6.10.1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

6.10.1.1 Динамометрирование скважин, оборудованных ШГН, проводится с целью контроля работы глубинно-насосной установки.

6.10.1.2 Контроль за работой глубинно-насосной установки обеспечивается записью динамограммы, абсолютных значений нагрузок штанг при работе станка-качалки, длины хода полированного штока, темпа качаний головки балансира, записью графика утечек в клапанах.

6.10.1.3 При производстве работ операторы по исследованию скважин (в дальнейшем операторы) должны руководствоваться «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», требованиями охраны окружающей среды, утверждёнными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности, инструкциями по эксплуатации приборов

6.10.1.4 Технологический отвод (затруб) скважины должен быть оборудован фланцем и патрубком для подключения электронного эхолота.

6.10.1.5 Скважина должна быть оборудована рабочей площадкой, согласно правил безопасности в НГП.

6.10.2 ПРИБОРЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

6.10.1.6 Снятие динамограмм осуществляется цифровыми динамографами входящие в исследовательский комплекс.

6.10.2.3 ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

6.10.2.4 Перед выездом на исследование скважины оператор получает задание от геолого-технологической службы НГП, с необходимыми данными по скважинам.

6.10.3 ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

6.10.3.3 Отбить динамический уровень жидкости в скважине:

- продуть технологический патрубок кратковременным открытием задвижки
- установить прибор на патрубок и затем открыть задвижку
- ввести номер скважины, куста
- отбить уровень, зафиксировать график в памяти прибора
- при необходимости повторно отбить контрольный уровень
- закрыть задвижку, сравнить остаточное давление, демонтировать прибор.

6.10.3.4 Переключить ПСМ в положение замеряемой скважины и отключить гидропривод. Произвести контрольные замеры дебита жидкости (10-20 мин.).

6.10.3.5 Подготовить динамограф к работе, ввести номер куста, скважины и выбрать вид исследований по согласованию с технологической службой НГП:

- «снятие динамограммы»
- «откачка» – контроль изменений работы насоса в процессе работы
- «вес штанг – откачка» - контроль изменений работы насоса в процессе работы и контроль статических нагрузок в верхнем и нижнем положении штока
- «тест клапанов – откачка» - контроль изменений работы насоса в процессе работы и контроль утечек в статическом состоянии в верхнем и нижнем положении штока.



- 6.10.3.6 Остановить станок-качалку в нижнем положении.
- 6.10.3.7 Установить динамограф на полированный шток.
- 6.10.3.8 Запустить станок-качалку и произвести запись выбранного вида исследований.
- 6.10.3.9 После окончания исследований результаты замеров передаются в технологическую службу НГП и руководителю исследовательской группы.

6.10.4 ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

- 6.10.4.3 Остановить станок-качалку в нижнем положении
- 6.10.4.4 Демонтировать динамограф
- 6.10.4.5 Запустить станок-качалку в работу.

6.10.5 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ

- 6.10.5.3 Обработка результатов исследования производится специалистами Подрядчика с использованием специализированных программных продуктов.
- 6.10.5.4 Результаты обработки данных исследований в установленные сроки передаются Заказчику.

6. 11. Отбор устьевых проб пластовых флюидов

6.11.1. Подрядчик собственными силами и за счет собственных средств осуществляет транспортировку в лабораторию устьевых проб жидкости. Отбор проб производится в сухие чистые прозрачные стеклянные ёмкости. Заполнение емкости пробой жидкости должно быть не более чем $\frac{3}{4}$ объема емкости, но не менее 200 мл. При направлении проб в лабораторию в сопроводительном документе (бирка, этикетка) разборчиво указывать данные, согласно требований Заказчика. Сдачу проб в лабораторию проводить с оформлением Акта сдачи-приемки проб (Приложение М).

6.12. Отбор глубинных проб пластовых флюидов

6.12.1. Работы проводить согласно Стандарта «Нефть. Отбор проб пластовых флюидов» (СТО РМНТК 153-39.2-002-2003) и других нормативных документов на выполнение данного вида работ.

6.12.2. Подрядчик собственными силами и за счет собственных средств осуществляет транспортировку в лабораторию глубинных проб пластовых флюидов (контейнера - пробоотборника с сохранением герметичности) с приложением сведений о пласте и скважине (Приложение И), акта отбора проб (Приложение К), сопроводительной этикетки на пробоотборник (Приложение Л).

6.12.3. Сдачу контейнера-пробоотборника в лабораторию проводить с оформлением Акта сдачи-приемки проб (Приложение М) Исполнителю.

6.13. Замер дебита и газового фактора

При выполнении работ по замерам дебитов жидкости, газа и газового фактора с применением **Установки измерительной мобильной типа УЗМ.Т.**

Параметры измеряемой среды должны находиться в пределах:

- рабочее давление, МПадо 4,0;
- температура, °С.....от +5 до +75;
- кинематическая вязкость жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$от $1 \cdot 10^{-6}$ до $120 \cdot 10^{-6}$;
- плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$от 760 до 1200;
- расход газа приведенный к стандартным условиям, $\text{м}^3/\text{т}$ до 240 000;
- расход жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$до 800;
- содержание воды, % до 100;
- содержание сероводорода, %, не более.....2;



- содержание парафина, %, не более.....15;
- содержание агрессивной пластовой воды, вызывающей коррозию металла свыше 0,3 мм/год не допускается.

Габаритные размеры установки, мм, не более:

длина - 9865; ширина – 2510; высота - 3965.

Типовая технологическая схема установки представлена на рисунке 1.

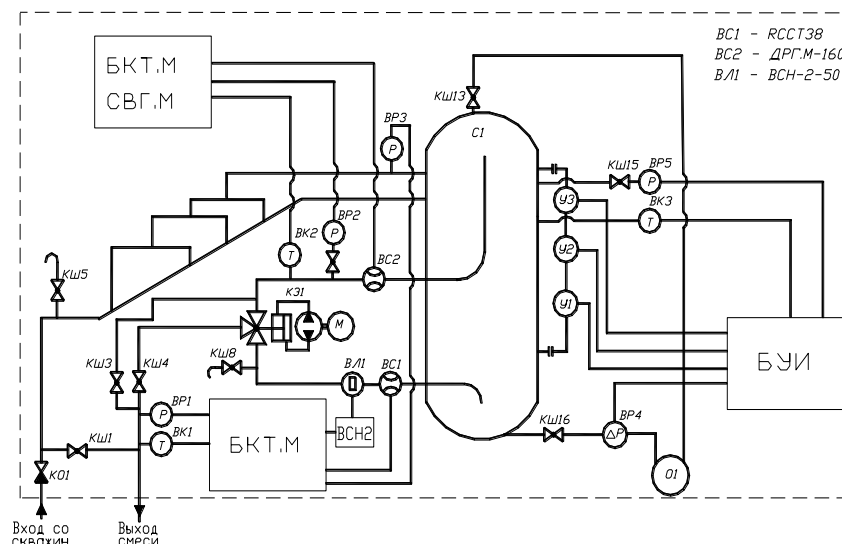


Рисунок №1

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Общая часть

1. Замер дебита нефти, воды и газа осуществляется на добывающих скважинах при любом способе эксплуатации для расчета промыслового газового фактора продуктивных пластов.
2. Работы по замеру дебита нефти, воды и газа проводятся оператором по исследованию скважин не ниже 4 разряда.
3. Замер дебита проводится в эксплуатационных скважинах при установившемся режиме.
4. Время для исследования скважин определяется условием договора, при необходимости ответственными руководителями обеих сторон.
5. При производстве работ операторы по исследованию скважин (в дальнейшем операторы) должны руководствоваться регламентом по выполнению замера мобильной замерной установкой, утвержденными инструкциями по охране труда и промышленной безопасности, инструкциями по эксплуатации замерной установкой УЗМ.Т (УЗМ), приказами и распоряжениями Подрядчика и Заказчика.

Порядок проведения измерений

1. Установку транспортируют на куст к исследуемой скважине со скоростью не более 40 км/час.
2. Замерная установка должна располагаться не ближе 10 м от скважин и должна быть заземлена и зафиксирована противооткатными упорами. Для ограничения доступа посторонних лиц (не участвующих в проведении замера), оператор по исследованию скважин обозначает площадку выполнения работ ограничительной лентой с полосами красного и белого цвета.
3. Установка заземляется к технической колонне скважины и подключается к питающей сети 380В (автономный источник или электрическая сеть), Электрический кабель помещается на треноги (исключающие касание с землей), обозначается табличкой «Осторожно высокое напряжение».



4. При температуре в операторном отсеке выше 10°C включаются аппаратура в следующей последовательности:

- Автоматические выключатели электроприводов клапанов, вентилятора, розеток;
- После соединения кабелем контроллера включается компьютер, источник бесперебойного питания, контроллер, влагомер.

5. Переводят шаровые краны в исходное состояние: переключающийся клапан автоматически переключается в положение налив и тестирует установку. При подаче жидкости в измерительную емкость выше отметки У-1 и до У-3 происходит налив замерной емкости, после чего автоматически переключается клапан и жидкость сливается из замерной емкости в сборный коллектор, за время слива БУИ рассчитывает все необходимые для отчета параметры и сохраняет их в памяти. При необходимости в БУИ в режиме «уставки» выбирают позицию «добавить новую скважину» и вводят исходные данные по замеряемой скважине.

6. Давление контролируется по устьевому манометру на устье исследуемой скважины и на линии подачи в технологическом отсеке УЗМ.Т,

7. Собираются входная и выкидная линии из гибких трубопроводов (используются рукава высокого давления с рабочим давлением 25 МПа), шарнирных колен на устье исследуемой и сливной скважин, штуцерной камеры (с рабочим штуцером замеряемой скважины). Собранные трубопроводы опрессовываются на рабочее давление (буферное давление скважины) и выдерживается не менее 10 минут. Затем давление подают на установку и опрессовывают всю систему в целом. При опрессовке трубопроводов операторы по исследованию скважин находятся: 1-й у лубрикаторной задвижки и контролирует давление устьевого манометра, 2-й за ограничительной лентой визуально контролирует всю длину гибкого трубопровода, БРС соединения, и прилегающую к исследуемой скважине территорию (для предупреждения прохода посторонних лиц).

8. Убедившись в полной герметичности системы, оператор перекрывает байпас в замерной установке и направляет весь поток скважинной продукции в сепарационную емкость.

9. Приступают к замерам дебита. По первому замеру определяют время налива емкости, расход газа, и дебит по жидкости. Согласно таблицы №1 по величине расхода газа определяют, каким датчиком расхода газа производить замер, учитывая их технические данные:

Таблица №1

Тип датчика	Min $Q_{\text{нм}^3}$ газа/час ($\text{нм}^3/\text{сут}$)	Max $Q_{\text{нм}^3}$ газа/час ($\text{нм}^3/\text{сут}$)
ДРГМ-160	4 (96)	160 (3840)
ДРГМ-800	20 (480)	800 (19200)

При замере ДРГМ-800 и расходе газа меньше $1000 \text{ нм}^3/\text{сут}$ необходимо переключиться на замер ДРГМ-160.

10. Снять показания манометра на буфере и занести его в журнал с указанием времени. В дальнейшем периодически контролировать буферное давление, чтобы быть уверенным, что скважина работает на установившемся режиме.

11. По окончании замеров сформировать файлы циклических и суточных отчетов, соблюдая требования к названию файла: № куста, № скважины, число, месяц, год.

Порядок предоставления оперативной информации.

1. Результаты замеров дебитов нефти, воды, газа и газового фактора представляются по форме таблицы № 2

2. Диаграммы, иллюстрирующие динамику изменения регистрируемых параметров во времени представляются в виде графиков № 1, 2.

3. Сводные (усредненные по циклам) результаты замеров представляются по форме таблицы № 3.



430138-v 2



430138-v 2

Таблица № 2

Результаты замеров дебитов нефти, воды, газа и газового фактора

База данных прибора :

Предприятие:

Месторождение:

Скважина № кул

Включены записи с

Время снятия показаний	Дата изм. RdtS	Номер скв. Mskv	№ изм. RNiz	Давл. в Емк PgeS, МПа	Темп.жидк. в Емк TjeS, С	Обводн. Объемная ВСН Wvlr, %	Плот- ность нефти раб. PNC т/м3	Плотность жидкости рj, т/м3	Дебит жидкости Qj, м3/сут	Дебит жидко- сти Qj, т/сут	Дебит нефти Qn, т/сут	Дебит воды Qv, т/сут	Дебит газа ст. у. Qp, м3/сут	Промыс- ловый Гф, м3/т

Диаграммы, иллюстрирующие динамику изменения регистрируемых параметров во времени

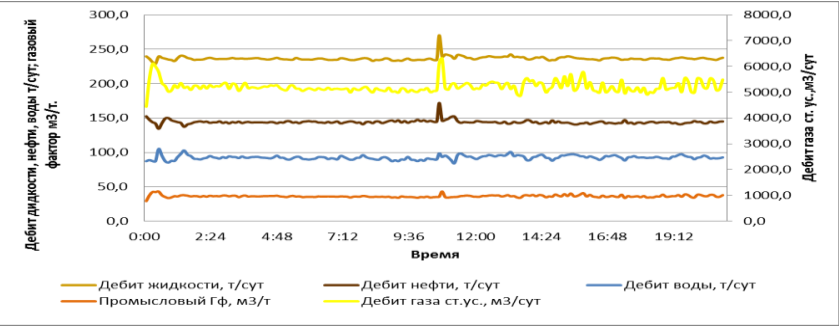


График 1

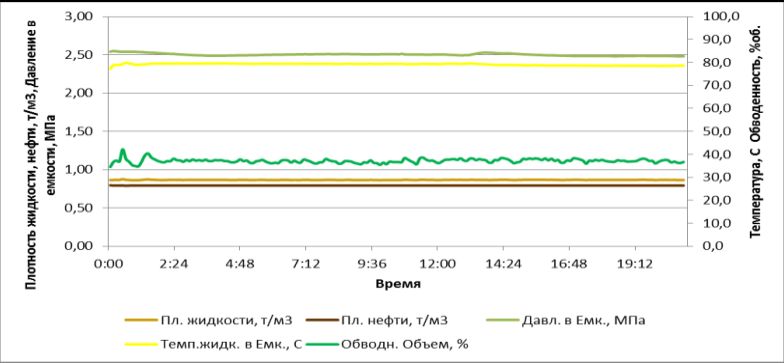


График 2

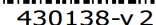


430138-v 2

Таблица 3

Сводные (усредненные по циклам) результаты замеров

№ п/п	Дата нача- ла замера	Месторожде- ние	Куст	Скважина	Плас т	Средние параметры контроллера УЗМ.Т										
						Дав- ление. в Ем- кости, МПа	Температу- ра жидкости в Емкости, С	Обводнен- ность объ- емная ВСН, %об.	Плот- ность. нефти раб.ус., т/м3	Плот- ность жидкости, т/м3	Дебит жидкости, м3/сут	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Дебит воды, т/сут	Дебит газа ст. ус., м3/сут	Про- мысло- вый Гф, м3/т





Приложение № А
к регламенту взаимоотношений Заказчика
и Подрядчика при проведении ГДИС
к Договору № _____

З А Я В К А
на проведение гидродинамических исследований скважин (ГДИС)

1. Заказчик _____ НГП _____
№ скважины _____ Куст _____ Месторождение _____
2. Дата « _____ » _____ 20 ____ г. _____
Комплекс исследования _____

3. Основные сведения по скважине

4. Категория скважины _____
Забой пробуренный _____ м, искусственный _____ м.
Диаметр эксплуатационной колонны _____ мм на глубине _____ м.
Диаметр НКТ _____ мм. Глубина спуска НКТ _____ м.
Пласт _____
Перфорация: интервалы перфорации _____
Глубина спуска воронки _____ м,
Способ эксплуатации _____
Дата и время остановки скважины _____
Давление: буферное _____ атм, затрубное _____ атм
Другие данные по скважине _____

Расстояние до куста, км _____

Состояние кустовой площадки и подъездных путей

Наличие исследовательской площадки

Техническое состояние фонтанной арматуры

1. Лубрикаторная задвижка _____
2. Центральная задвижка _____
3. Манифольдная задвижка _____
4. Задвижка в БГ _____

Мы, нижеподписавшиеся, подтверждаем готовность скважины к ГДИС.

Представитель Заказчика _____ / _____ /

Представитель Заказчика _____ / _____ /



430138-v 2



Приложение № Б
к регламенту взаимоотношений Заказчика
и Подрядчика при проведении ГДИС
к Договору № _____

от «_____» _____ 20__ г.

А К Т

о повреждении исследовательского оборудования

Мы, нижеподписавшиеся,
представитель Заказчика (Ф. И. О., должность, организация) _____

Представитель Подрядчика (Ф. И. О., должность, организация) _____

составили настоящий акт о том, что: на
Скважине № _____ куст № _____ Месторождение _____
Имели место следующие повреждения исследовательского оборудования:

1. _____
2. _____
3. _____

ПОДПИСИ:

Представитель Заказчика

_____/_____

Представитель Подрядчика

_____/_____



Приложение № В
к регламенту взаимоотношений Заказчика
и Подрядчика при проведении ГДИС
к Договору № _____

от « ____ » _____ 20 __ г.

А К Т
о простое исследовательского звена (отряда)

Мы, нижеподписавшиеся,
представитель Заказчика (Ф. И. О., должность, организация) _____

Представитель Подрядчика (Ф. И. О., должность, организация) _____

составили настоящий акт о том, что:

« ____ » _____ 20 __ года по причине _____

Исследовательское звено (отряд), находясь на месте работ, не выполнило ГДИС в течение
следующего времени: с _____ часов _____ минут до _____ часов _____ минут.

Скважина № _____ куст № _____ Месторождение _____

ПОДПИСИ:

Представитель Заказчика

_____/_____/

Представитель Подрядчика

_____/_____/



Приложение № Г
к регламенту взаимоотношений Заказчика
и Подрядчика при проведении ГДИС
к Договору № _____

от « _____ » _____ 20__ г.

А К Т

о холостом проезде исследовательского звена (отряда)

Мы, нижеподписавшиеся, _____
представитель Заказчика (Ф. И. О., должность, организация) _____

Представитель Подрядчика (Ф. И. О., должность, организация) _____

составили настоящий акт о том, что: _____
« _____ » _____ 20__ года по причине _____

исследовательским звеном (отрядом) произведен холостой проезд до: _____
Скважина № _____ куст № _____ Месторождение _____

ПОДПИСИ:

Представитель Заказчика

_____/_____/

Представитель Подрядчика

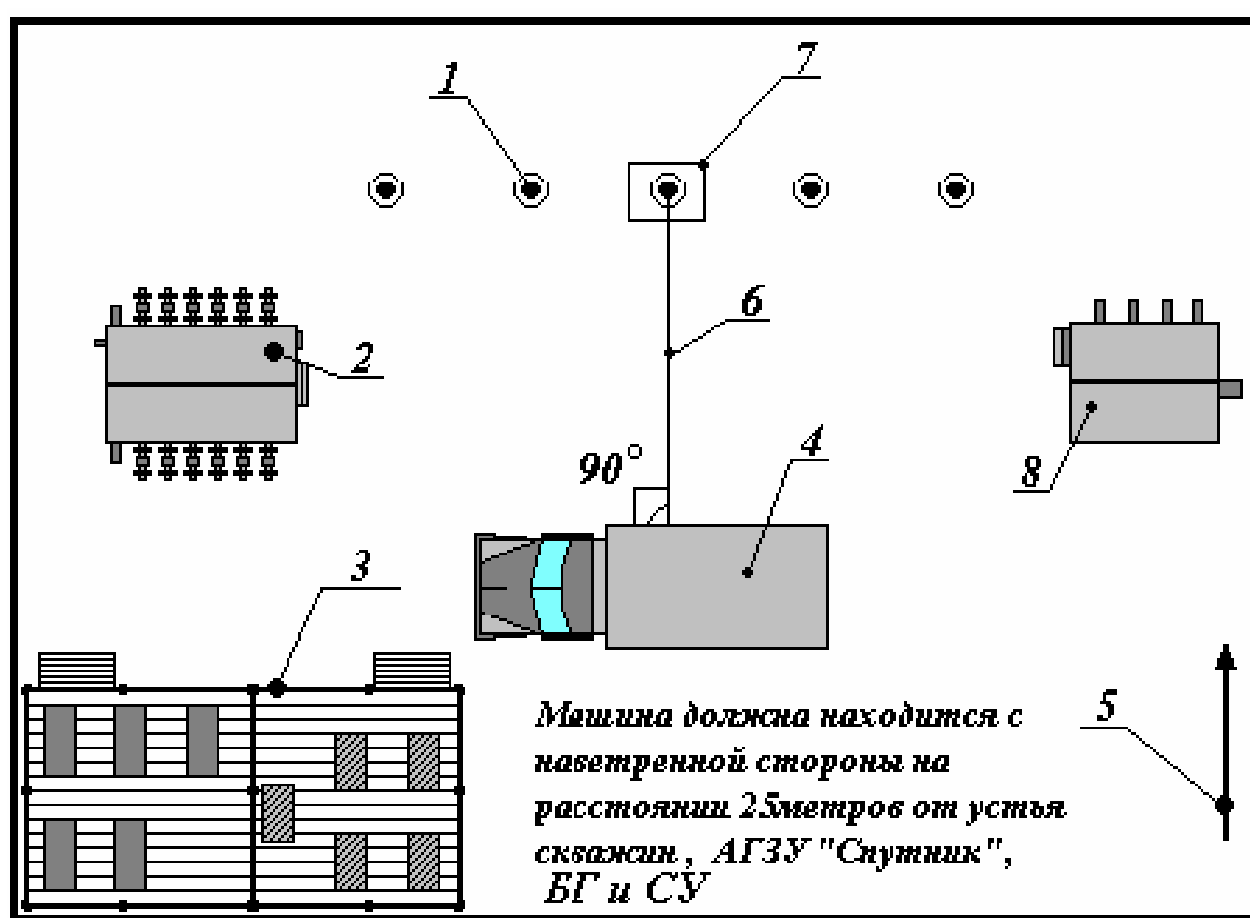
_____/_____/



Приложение № Д
к регламенту взаимоотношений Заказчика
и Подрядчика при проведении ГДИС
к Договору № _____

Типовые схемы расположения техники на кустовой площадке при ГДИС

1. При исследовании глубинным манометром-термометром



1 – скважина; 2 – автоматическая газозамерная установка АГЗУ; 3 – площадка для станций управления (СУ) ЭЦН; 4 – лебедка скважинная (ЛС-6), базе автомобиля; 5 – стрелка показывающая направление ветра; 6 – проволока прибором от ЛС-6 в скважину; 7 – исследовательская площадка.

☐ заехать на куст, установить машину согласно схеме.

2. При замере дебита и газового фактора установкой УЗМ.Т



Монтаж технологического оборудования проводится согласно одному из возможных вариантов «Схемы обвязки технологического оборудования при промысловых исследованиях на скважинах для замера дебита жидкости и газового фактора», ранее согласованной с Заказчиком.

Схема №1

**Схема подключения установки
УЗМ.Т (УЗМ) для замера дебита
скважины оборудованной УЭЦН**

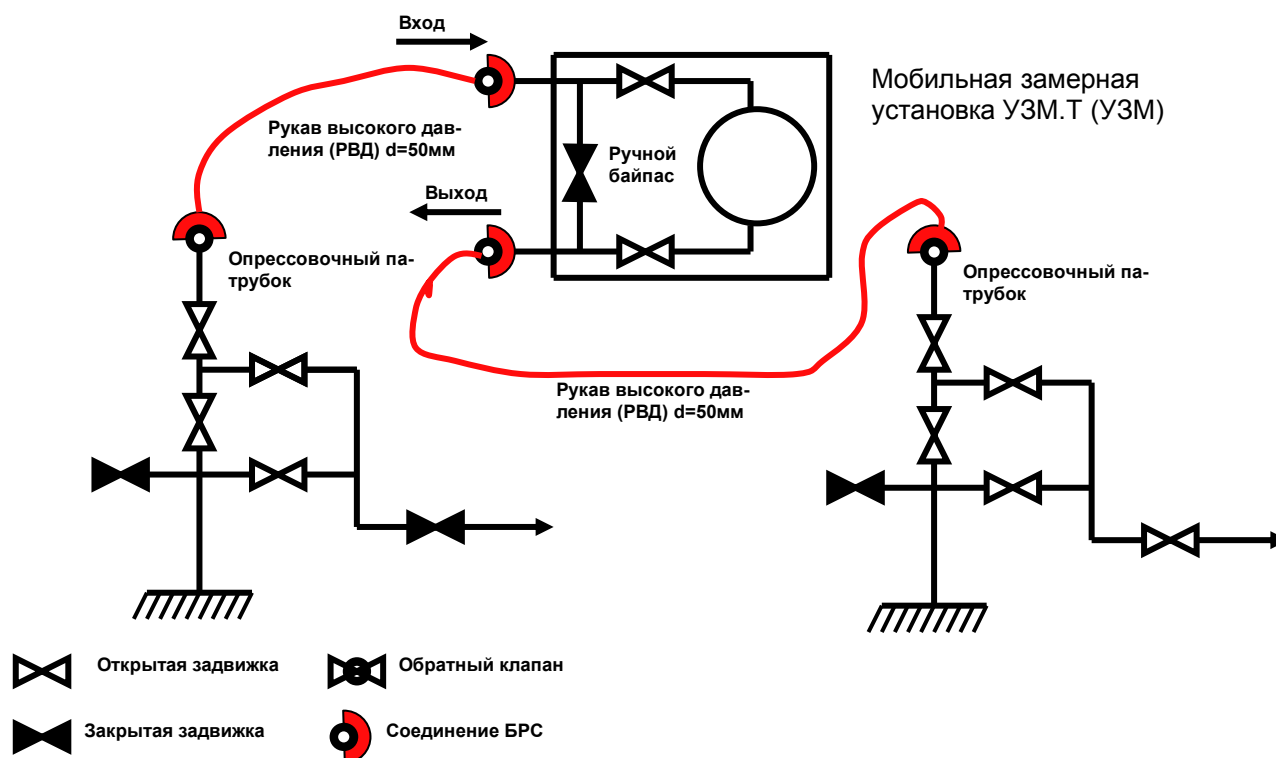


Схема №2



Схема подключения установки УЗМ.Т (УЗМ) для
замера дебита скважины оборудованной УЭЦН с
забором затрубного газа и выходом в пропароч-
ный патрубок манифольда

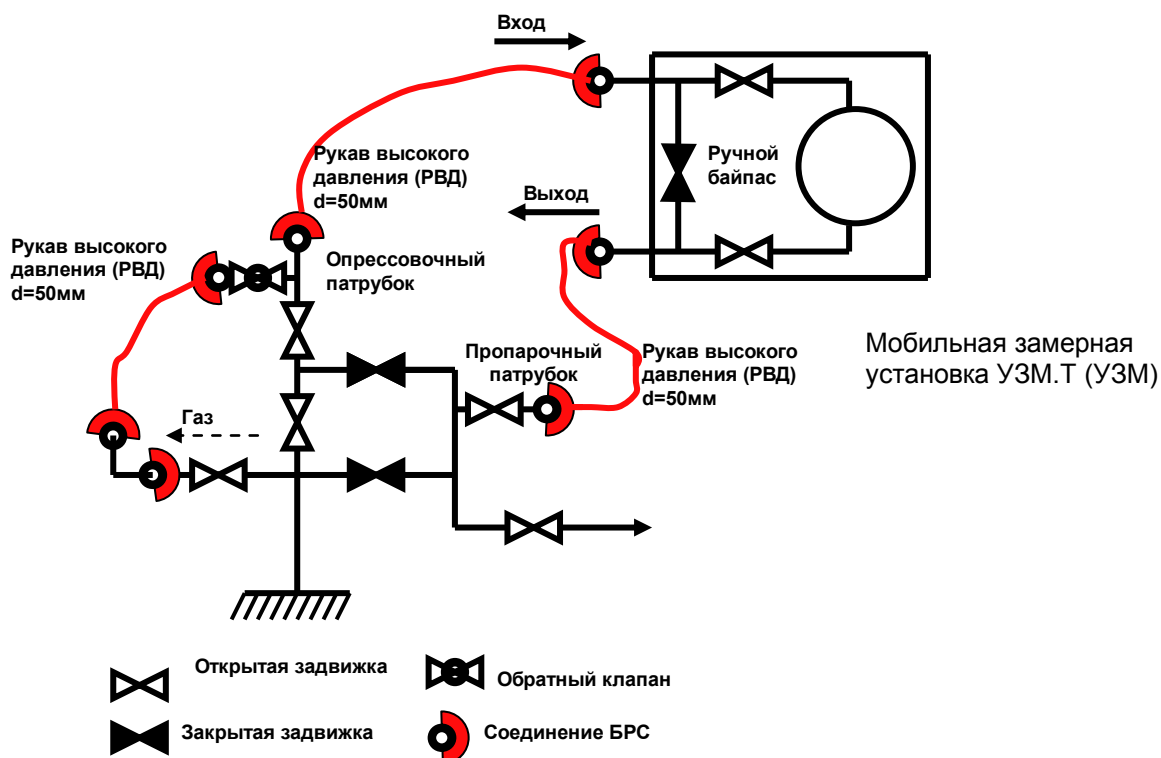


Схема 3

Схема подключения установки УЗМ.Т (УЗМ) к АГЗУ
для замера дебита скважины

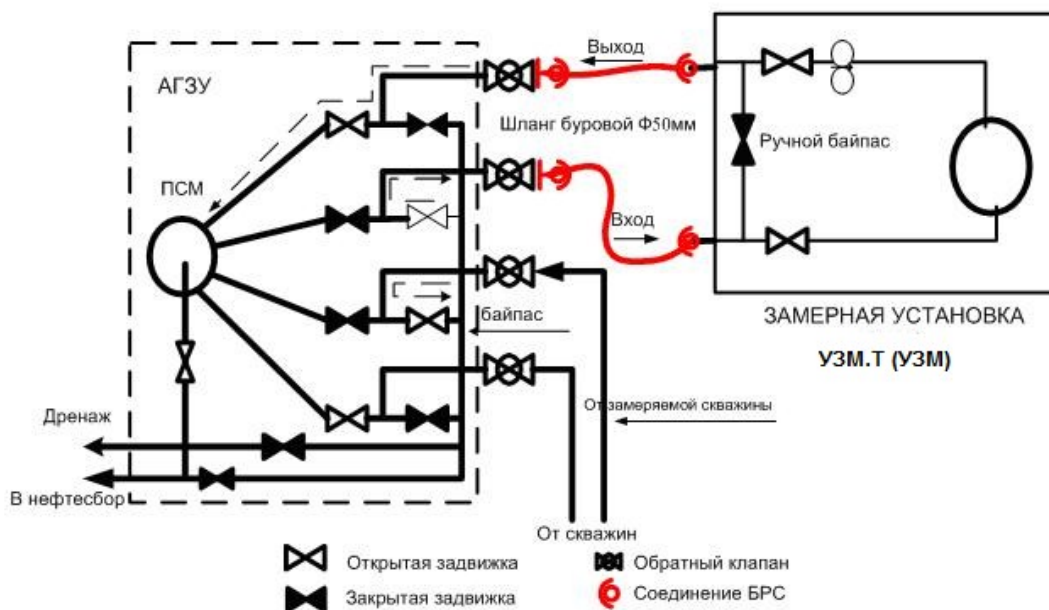




Схема №4

Схема подключения установки
УЗМ.Т (УЗМ) для замера дебита
фонтанирующей скважины

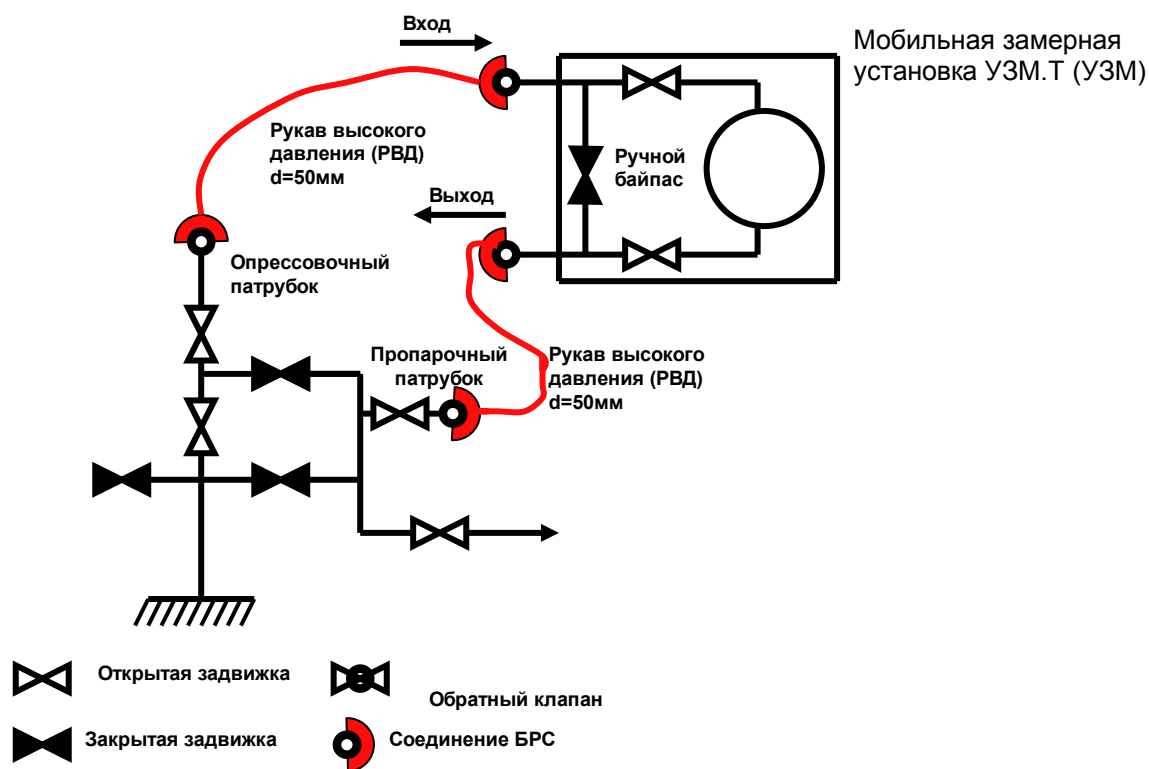
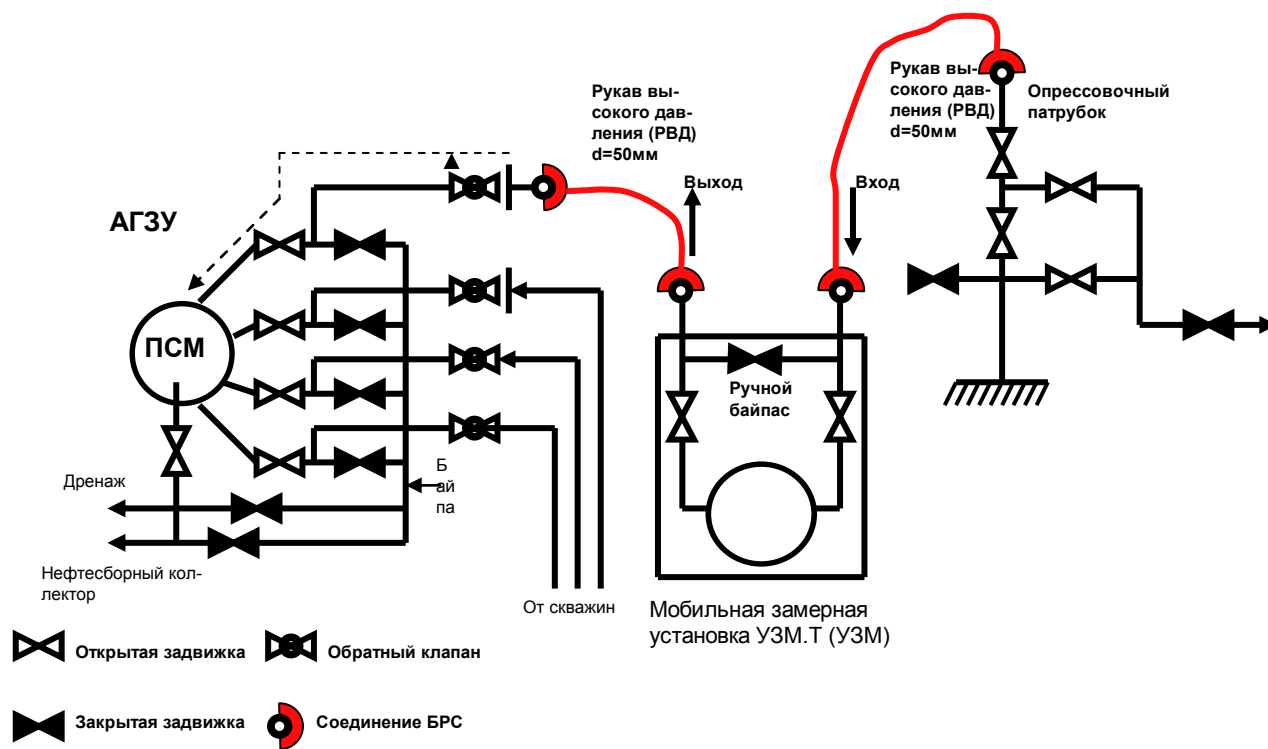




Схема №5

Схема подключения установки УЗМ.Т (УЗМ)
для замера дебита скважины со сливом про-
дукции на АГЗУ «Спутник»





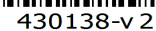
Приложение № Е
к регламенту взаимоотношений Заказчика
и Подрядчика при проведении ГДИС
к Договору № [REDACTED]

СПИСОК

телефонных номеров факсов и адресов электронной почты Заказчика,
с которых будут подаваться заявки на проведение ГДИС

Настоящим приложением к Договору [REDACTED] удостоверяем, что заявки на проведение ГДИС по договору, будут подаваться с перечисленных в данном приложении телефонных номеров факсов или адресов электронной почты:

Наименование подразделения (участок, служба, отдел, департамент и т.д.) или подрядчика	Федеральный код города, Номер факса	Адрес электронной почты



Акт выполненных работ по гидродинамическим исследованиям скважин
№ _____ от _____
по договору № _____ от _____

ЗАКАЗЧИК:
должность

ФИО

подпись

М.П.

ИСПОЛНИТЕЛЬ:

ФИО

подпись

М.П.

Ответственный за оформление документа по сделке (операции)

ФИО

подпись



430138-v 2



430138-v 2

Приложение № 3
к регламенту взаимоотношений За-

казчика

и Подрядчика при проведении ГДИС
к Договору № [REDACTED]

ОТЧЕТ

выполненных работ по гидродинамическим исследованиям скважин (ГДИС)

Дата: _____

№ п/п	вид исследования		вид исследования		вид исследования		вид исследования		вид исследования		вид исследования		вид исследования		вид исследования		вид исследования		вид исследования		вид исследования		вид исследования		вид исследования		вид исследования	
	скв	куст	скв	куст	скв	куст	скв	куст	скв	куст	скв	куст	скв	куст	скв	куст	скв	куст	скв	куст	скв	куст	скв	куст	скв	куст	скв	куст
ИТОГО																												

Представитель Заказчика _____
М.П.

Представитель Подрядчика _____
М.П.



430138-v 2



Приложение № И
к регламенту взаимоотношений Заказчика
и Подрядчика при проведении ГДИС
к Договору № [REDACTED]

СВЕДЕНИЯ О ПЛАСТЕ И СКВАЖИНЕ

Месторождение

Скважина

Дата отбора проб

Пласт (горизонт)

Начальное пластовое давление, МПа

Начальная пластовая температура, °С

Глубина скважины, м

Интервал перфорации, м

Глубина спуска фонтанного лифта, м

Диаметр фонтанных труб, мм

Глубина отбора, м

Давление на глубине отбора, МПа.

Температура на глубине отбора, °С.

Способ эксплуатации скважины

Диаметр штуцера, мм.

Забойное давление, МПа ...

Забойная температура, °С.

Буферное давление, МПа.

Затрубное давление, МПа.

Температура нефти на устье, °С



Приложение № К
к регламенту взаимоотношений Заказчика
и Подрядчика при проведении ГДИС
к Договору № _____

АКТ №

ОТБОРА ПРОБ _____
(наименование пластового флюида)
от «__» _____ 20__ г.

Наименование и адрес организации, где проводился отбор проб _____

Место отбора проб _____

(Наименование месторождения, пласта, номер скважины, интервала перфорации)

Дата и время отбора _____

Проба отобрана в соответствии с ГОСТ _____

Пробоотборное устройство _____

(тип, нормативный документ, характеристика)

Объем (масса), количество отобранных проб _____

(для анализа _____)

(для контрольных образцов _____)

Цель отбора _____

(вид анализа: полный / по _____ показателям анализировать)

Отбор проб производили: _____

(подпись)

(Фамилия, И.О., должность)

(подпись)

(Фамилия, И.О., должность)

В присутствии: _____

(подпись)

(Фамилия, И.О., должность)

Проба принята представителем лаборатории:

Дата _____

Ф.И.О. _____

Присвоенный шифр пробы _____

Подпись _____



Приложение № Л
к регламенту взаимоотношений Заказчика
и Подрядчика при проведении ГДИС
к Договору № _____

СОПРОВОДИТЕЛЬНАЯ ЭТИКЕТКА НА ПРОБООТБОРНИК

Наименование пластового флюида _____

Наименование организации-заказчика _____

Наименование месторождения _____

Наименование пласта _____

№ скважины _____

Интервал перфорации _____

Глубина отбора _____

Дата и время отбора _____

Исполнитель _____

ФОРМА



Приложение № М
к регламенту взаимоотношений Заказчика
и Подрядчика при проведении ГДИС
к Договору № _____

АКТ СДАЧИ-ПРИЕМКИ ПРОБ № _____

от «__» _____ 20__ г.

Наименование и адрес организации, сдающей пробы _____

Место отбора проб _____

(наименование месторождения, пласта, номер скважины, интервал перфорации)

Дата и время отбора _____

Пробоотборное устройство _____

(тип, нормативный документ, характеристика)

Объем (масса), количество отобранной пробы _____

Наименование и адрес организации, принимающей пробы _____

Проба сдана _____

Дата _____

Ф.И.О. _____

Подпись _____

Проба принята:

Дата _____

Ф.И.О. _____

Подпись _____