

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер –
заместитель генерального ди-
ректора по производству
ОАО «Томскгазпром»

 В.П. Степанов.
« » 2016 г.


СОГЛАСОВАНО

Директор филиала-
управляющий директор
АО «ИПФ «СИБНА»

_____ В.Н. Ответчиков
« » 2016 год

СОГЛАСОВАНО

Главный геолог– заместитель
генерального директора
ОАО «Томскгазпром»

 В.И.Васильев
« » 2016 год

ПРОГРАММА И МЕТОДИКА

ПРОВЕДЕНИЯ ПУСКО-НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ

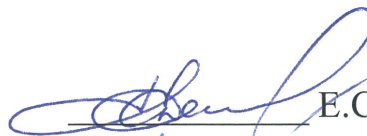
Установка измерительная мобильная УЗМ-400 зав. №23

Тюмень, 2016

Лист согласований

От ОАО «Томскгазпром»

Ведущий геолог ОМРМ
ОАО «Томскгазпром»

_____ Е.С. Дубов

Начальник ОМРМ
ОАО «Томскгазпром»

_____ А.А. Кокунов

Начальник ЛГДИС и ГКИ
ОАО «Томскгазпром»

_____ А.С.Лебедев

Начальник УНГП
ОАО «Томскгазпром»

_____ В.Н. Барышев

Главный метролог
ОАО «Томскгазпром»

_____ И.М.Гребенкин

От АО «ИПФ «СибНА»

Директор по техническому развитию

_____ И.Н. Исаченко

Главный метролог

_____ Т.И. Качалина

ПЛАН
проведения пусконаладочных работ Установки мобильной измеритель-
ной УЗМ-400 зав. №23 на объекте ОАО «Томскгазпром»,
Казанское НГКМ

| № | Мероприятия | Срок выполнения (продолжительность) | Ответственный исполнитель | Примечание |
|----|--|-------------------------------------|---|------------|
| 1 | Согласование и организация командирования специалистов АО ИПФ «СибНА» на объект ОАО «Томскгазпром» для ПНР | до 04.08.2016 | - | |
| 2 | Прибытие специалистов на объект, размещение в гостинице | до 10.08.2016 | - | |
| 3 | Вводный инструктаж, ревизия оборудования для проведения ПНР | 1 день | Мастер ГДИС | |
| 4 | Предоставление документации, устранение замечаний по АКТу 1-го этапа ПНР (Первый этап) | 1 день | Представитель СибНА | |
| 5 | Ревизия установки, оформление АКТа осмотра, устранение замечаний 1-го этапа ПНР (второй этап). Оформление Протоколов проверки оборудования КИПиА, проверки каналов на системы управления, проверки пожарной сигнализации и загазованности | 3 дня | Представитель СибНА, мастер ГДИС, инженер КИПиА | |
| 6 | Подключение установки, опрессовка, проверка | 1 день | Мастер ГДИС | |
| 7 | Проведение измерений на скважине №1. | 3 дня | Представитель СибНА, мастер ГДИС | |
| 8 | Проведение измерений на скважине №2 | 3 дня | Представитель СибНА, мастер ГДИС | |
| 9 | Обработка результатов, оформление отчета, защита результатов | 2 дня | Представитель СибНА | |
| 10 | Оформление АКТа о приемке оборудования | 1 день | Представитель СибНА, мастер ГДИС | |
| 11 | Выезд специалистов с объекта ОАО «Томскгазпром» | 1 день | - | |

СОДЕРЖАНИЕ

| | | |
|----|--|----|
| 1. | ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ | 5 |
| 2. | ОБЪЕКТ ИСПЫТАНИЙ | 5 |
| 3. | ЦЕЛЬ ИСПЫТАНИЙ | 6 |
| 4. | УКАЗАНИЕ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ | 6 |
| 5. | ПРОГРАММА ПУСКО-НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ | 7 |
| 6. | МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ОБЩЕТЕХНИЧЕСКИХ И МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК | 12 |
| 7. | ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ | 16 |

1. Общие положения

Настоящая программа распространяется на установку измерительную мобильную УЗМ, зав.№ 23, устанавливает объем, последовательность и методику проведения пуско-наладочных работ на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (далее КГНКМ) ОАО «Томскгазпром»

2. Объект испытаний

2.1 Объект пуско-наладочных работ – установка измерительная мобильная УЗМ, зав. №23 со следующими характеристиками:

Установка изготовлена по ТУ 3667-014-12530677-98

Измеряемая среда – газоводонефтяная смесь с добывающей нефтяной скважины;

Вязкость измеряемой среды, не более $120 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$;

Диапазон расхода по сырой нефти (жидкости) $1,0 \div 400,0 \text{ т/сут}$;

Диапазон расхода по объемному расходу газа, приведенному к стандартным условиям $40,0 \div 300000,0 \text{ м}^3/\text{сут}$;

Рабочее давление, до 4,0 МПа.

Температура рабочей среды: плюс $5 \div$ плюс 75°C ;

Диапазон температур окружающей среды при эксплуатации: минус $40 \div$ плюс 40°C ;

Относительная погрешность измерений массового расхода сырой нефти, не более $\pm 1,5\%$;

Относительная погрешность измерений объемного расхода, приведенного к стандартным условиям, не более $\pm 5,0\%$;

3. Цель испытаний

3.1.Целями проведения пуско-наладочных работ являются:

- Подтверждение соответствия комплектности поставки установки УЗМ зав. №23 требованиям технического задания и Договору поставки;
- Подтверждение работоспособности средств пожарной сигнализации загазованности, систем принудительной вентиляции, освещения и отопления;
- Подтверждение работоспособности средств измерений в составе установки УЗМ.
- Подтверждение работоспособности системы управления и обработки информации в составе установки УЗМ

По результатам пусконаладочных работ оформляется АКТ о приемке оборудования.

4. Указание мер безопасности

4.1. При проведении пусконаладочных работ должны соблюдаться требования безопасности в соответствии с технической документацией на установку измерительную мобильную УЗМ, Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

4.2.Специалисты АО «ИПФ «СибНА», принимающие участие в пусконаладочных работах, должны пройти на объекте проведения работ дополнительный инструктаж по промышленной безопасности, охране труда, учитывающий особенности данного производства, и неукоснительно соблюдать требования действующих норм и правил безопасности, в т.ч. и экологической. (Ответственные: ведущий инженер ЛГДИС и ГКИ)

4.3.В ходе выполнения пусконаладочных работ запрещается проводить какие-либо работы с установкой (затягивание фланцевого соединения, демонтаж и т.п.) при наличии избыточного давления в сепараторе и трубопроводах.

4.4.В целях электробезопасности, установка УЗМ должна быть обязательно заземлена.

5. Программа пуско-наладочных работ

5.1. Первый этап:

На первом этапе АО «ИПФ «СибНА» представляет ОАО «Томскгазпром»:

- Комплект разрешительной и эксплуатационной документации на установку УЗМ зав. №23 и комплектующие, входящие в её состав.

Проверку комплектности документации допускается проводить частично, по перечню документации отраженной в Приложении 1 к Акту выполненных работ во время 1-го этапа ПНР.

По результатам проверки комплектности документации оформляется **АКТ приемки документов.**

5.2. Второй этап:

Комиссия в составе представителей АО «ИПФ «СибНА» и ОАО «Томскгазпром» выезжает на место базирования установки мобильной УЗМ зав. №23.

Производится внешний осмотр. Подключение заземляющего проводника к контуру заземления. Подключение установки к сети питающего напряжения. Включение установки.

Специалистами АО «ИПФ «СибНА» производится ревизия установки на соответствие комплектности и сохранности за время нахождения на объекте.

При положительном заключении специалистов о том, что за период нахождения установки УЗМ на объекте ОАО «Томскгазпром» комплектность и состояние установки с даты окончания первого этапа ПНР не изменилось, пусконаладочные работы продолжатся.

В случае выявления некомплектности или ухудшения состояния установки вследствие действий персонала ОАО «Томскгазпром» оформляется двухсторонний **АКТ осмотра** с указанием некомплектности и/или нарушения технического состояния установки. Решение о продолжении пусконаладочных работы принимается после оценки ущерба и критичности замечаний на проведение работ.

При положительном решении о продолжении работ, специалистами АО «ИПФ «СибНА» производится устранение замечаний по АКТу 1-го этапа ПНР:

- Поплавков в составе байпасного индикатора уровня заменяется на поплавок с рабочей плотностью жидкости от 600 кг/м³;
- Датчики загазованности СГОЭС заменяются на аналогичные, но настроенные на Метан и имеющие действующее свидетельство о поверке СИ (срок окончания свидетельства должен быть не менее половины интервала между поверками);

Производится проверка работоспособности средств измерений в составе установки по наличию и уровню выходных сигналов в системе управления на панели оператора.

При наличии на средствах измерений индикаторов, показания местной индикации сравниваются с показаниями на панели оператора системы управления.

Проверяется работоспособность дистанционного управления регулирующими клапанами с электроприводами.

По результатам проверки оформляется **Протокол проверки оборудования КИПиА и Протокол проверки каналов на систему управления.**

Проверяется работоспособность (срабатывание и реакция системы на события) систему пожарной сигнализации и сигнализации о загазованности.

По результатам проверки оформляется **Протокол проверки системы пожарной сигнализации и загазованности.**

При положительных результатах второго этапа, оформленных и подписанных с двух сторон Протоколов, пусконаладочные работы продолжаются.

5.3. Проведение измерений установкой УЗМ:

Определяются объекты для проведения измерений (три скважины):

- Скважина с механизированной добычей нефти (ЭЦНУ) – **скв. №1**;
- Скважина с фонтанным способом добычи, с измерением расхода газа до 300 тыс. ст. м³/сут – **скв. №2**.

Допускается выбор скважин, находящихся в рамках одной кустовой площадки.

Рекомендации при анализе и выборе скважин конкурентов:

- Скважина №1 с дебитом по сырой нефти (жидкости) от 100 до 400 тн/сут, для уменьшения длительности измерений;
- Скважина №1 и Скважина №2 с обводненностью нефти от 5 до 40 %, для отбора представительной пробы сырой нефти.

- Скважина №2 с максимальным дебитом газа, но не более 300 000 ст.м³/сут, для оценки сепарационных свойств установки.

Определяется перечень оборудования для проведения работ:

1. Установка измерительная мобильная УЗМ зав. №23 в полной комплектности с рукавами высокого давления 6 шт. длиной по 5 м.
2. Необходимое количество трубопроводов с БРС 2 дюйма для подключения к скважине;
3. Пробоотборник для отбора проб нефти КЖ400 – 3 шт.
4. Пробоотборник для отбора проб газа КЖ100 – 3 шт.
5. Шланги для подключения пробоотборников – 4 шт.
6. Манометр (датчик давления) с электронной записью результатов измерений – 2 шт.

Примечание: монтаж датчиков давления на фонтанной арматуре скважины должен быть выполнен до начала проведения работ на скважине, с регистрацией давлений при работе скважины на общий коллектор АГЗУ (до подключения установки УЗМ и трубопроводов обвязки); при подключенной установке УЗМ, собранной трубопроводной обвязке, но УЗМ, подключенной на байпасе и при работе установки УЗМ на измерение.

5.3.1. Установка измерительная мобильная подключается к фонтанной арматуре скважины (**скв.№1**) или к свободному отводу АГЗУ (схема подключения согласовывается).

5.3.2. На фонтанной арматуре скважины устанавливаются датчики давления для регистрации буферного и линейного давлений.

5.3.3. Производится опрессовка установки продукцией скважины. Установка переводится на байпас и производится проверка герметичности установки по показаниям манометров в течение 30 минут. Если показания манометров за 30 минут изменились не больше чем на 10%, установка считается герметичной – работы продолжаются.

5.3.4. В контроллер установки заносятся данные лабораторного анализа проб нефти и газа (плотности воды, нефти и газа в стандартных условиях, компонентный состав газа, определяемый силами заказчика). Результаты анализа проб предоставляет служба ГДИС.

5.3.5. Производится режим инициализации установки. Определение уставок и параметров скважины.

5.3.6. Установка УЗМ переводится в режим измерения с поддержанием уровня в сепараторе.

5.3.7. Фиксируется время выхода скважины и установки на режим.

5.3.8. Длительность измерения в режиме поддержания уровня не менее 8,0 часов. Во время измерений рекомендуется провести измерение длительностью не менее 15 минут с выключенным кориолисовым расходомером газа, для оценки показаний поточного плотномера газа. Во время измерений рекомендуется провести по три измерения с расчетом дебитов нефти и воды по влагомеру, данным ХАЛ и плотности жидкости. Во время измерения фиксируются показания датчиков давления на устье скважины с периодичностью 0,5 ч.

5.3.9. Во время измерения производится отбор проб нефти для определения объемной доли воды в нефти. Пробу нефти необходимо отбирать в пробоотборник КЖ400 по следующей схеме подключения – вход пробоотборника подключается к щелевому пробозаборному устройству в линии жидкости, выход к штуцеру подключения манометра на выходе установки. Во время отбора проб, шаровой кран КШ4 закрывается для обеспечения прохождения нефти через камеру пробоотборника. Длительность отбора пробы не более 3,0 мин.

5.3.10. При анализе пробы нефти в лаборатории определяется начальный объем пробы, объем пробы после усадки, коэффициент усадки, процентное содержания воды в пробе после усадки, плотность воды при стандартных условиях, плотность нефти (газового конденсата) при стандартных условиях, остаточный газовый фактор.

5.3.11. За время проведения измерений необходимо отобрать пробу нефти не менее 3-х раз. Если разброс значения обводненности по результатам анализа пробы больше 5,0 % абс., то необходимо увеличить количество проб до 5.

5.3.12. Во время измерения производится отбор проб газа для определения компонентного состава и параметров газа.

5.3.13. Пробу газа необходимо отбирать в пробоотборник КЖ400 по следующей схеме подключения – вход пробоотборника подключается к щелевому пробозаборному устройству в линии газа, выход к штуцеру подключения манометра на выходе установки. Допускается выход пробоотборника на атмосферу.

5.3.14. За время проведения измерений необходимо отобрать пробу газа не менее 3-х раз.

5.3.15. После проведения измерений в режиме поддержания уровня, установка переводится в циклический (импульсный) режим измерения.

5.3.16. Длительность измерения в режиме поддержания уровня не менее 8,0 часов, но не менее 11 циклов измерений.

5.3.17. Во время проведения измерений производится отбор проб нефти не менее 2-х раз, при этом кран КШ4 не закрывается полностью а прикрывается на 40-60%. При этом контролируется давление в установке – превышение давления не должно быть более чем на 5% от рабочего .

5.3.18. Во время проведения измерений рекомендуется отобрать пробу газа не менее чем 2 раза, причем 1 раз в период налива емкости сепаратора, когда имеется расход газа по линии газа, а второй во время вытеснения жидкости из емкости, когда газовая линия закрыта.

5.3.19. По окончании второго режима измерения на скв.№1 производится выгрузка результатов измерений из контроллера установки, устьевых датчиков давления.

5.3.20. Представление результатов анализа проб нефти и газа в лаборатории.

5.3.21. Создание и оформление журнала измерения.

5.3.22. После проведения измерений на скв.№1 установка подключается к скважине №2.

5.3.23. В контроллер установки заносятся данные лабораторного анализа проб нефти и газа (плотности воды, нефти и газа в стандартных условиях, компонентный состав газа). Результаты анализа проб предоставляет служба ГДИС.

5.3.24. Производится режим инициализации установки. Определение уставок и параметров скважины

5.3.25. Установка УЗМ переводится в режим измерения с поддержанием уровня в сепараторе.

5.3.26. Фиксируется время выхода скважины и установки на режим.

5.3.27. Производятся измерения и отбор проб нефти и газа аналогично п.п. 5.3.9 ÷ 5.3.15.

5.3.28. Длительность измерений не менее 4,0 часов после выхода скважины и установки на режим. Во время измерений рекомендуется прове-

сти измерение длительностью не менее 15 минут с выключенным кориолисовым расходомером газа, для оценки показаний поточного плотномера газа.

5.3.29. После проведения измерений в режиме поддержания уровня, установка переводится в циклический (импульсный) режим измерения. Импульсный режим измерения на скважинах с фонтанным способом добычи производится в полуавтоматическом режиме – управление регулирующим клапаном по газовой линии производится вручную, не допуская полного закрытия и резкого роста давления в сепараторе.

5.3.30. Производятся измерения и отбор проб нефти и газа аналогично п.п. 5.3.18, 5.3.19.

5.3.31. Длительность измерений не менее 4,0 часов, и не менее 11 циклов измерений.

5.3.32. Аналогично п.п. 5.3.20 ÷ 5.3.22 производится сбор всей информации по результатам измерений на скважине.

5.3.33. Установка УЗМ отключается от скважины (АГЗУ), давление сбрасывается, линии подключения разбираются, если иное не учтено в планах ОАО «Томскгазпром» по дальнейшей эксплуатации установки УЗМ собственными силами.

5.3.34. Выполнить измерения на кусту 5бис. аналогично первым 2м скважинам, в отчёте привести сравнение с данными, полученными при замере жидкости на ёмкость и газа, рассчитанного на ДИКТе на том же режиме, на котором производились замеры через УЗМ.

6. Методика оценки результатов измерений установкой УЗМ

6.1. Анализ результатов измерения давления на устье скважины:

6.1.1. Изменение давления при переключении скважины с обычной схемы подключения к общему коллектору АГЗУ на временную схему трубопроводной обвязки с УЗМ на байпасе;

6.1.2. Временные тренды изменения давления во время подключения и измерения установкой УЗМ, в двух режимах;

6.1.3. Экспертная (приблизительная) оценка вероятности изменения режима работы скважины и значений дебитов скважины при разных режимах измерений УЗМ;

6.1.4. При изменении давления менее чем 1,0% от давления при работе скважины на коллектор АГЗУ по основной схеме подключения,

принимается решение о не влиянии давления на показания дебитов скважины.

6.2. Анализ результатов измерений дебита сырой нефти (жидкости):

6.2.1. Анализируются тренды изменения дебитов сырой нефти в режимах измерения, производится корреляция с показаниями датчиков давления.

6.2.2. Сравниваются три усредненных значения дебитов сырой нефти по скважине: в режиме с поддержанием уровня по кориолисовому расходомеру, в импульсном режиме по кориолисовому расходомеру и гидростатическому методу.

6.2.3. За базовую оценку принимается среднеарифметическое значение дебита сырой нефти по трем значениям, если нет детерминированных признаков зависимости дебита от давления.

6.2.4. Оценивается относительное отклонение каждого из трех значений дебита сырой нефти от среднего значения.

6.2.5. Результаты считаются удовлетворительными, если относительные отклонения не превысили $\pm 3,0 \%$.

6.3. Анализ результатов измерений дебита газа:

6.3.1. Анализируются компонентные составы газа по результатам анализа в лаборатории.

6.3.2. Определяется усредненный компонентный состав газа по скважине.

6.3.3. Проводится сравнение усредненного компонентного состава газа, отобранного во время измерений с, предоставленным ГДИС перед измерениями и, внесенного в контроллер УЗМ.

6.3.4. В случае выявления значительного отклонения параметров газа от введенного в контроллер, результаты измерений установкой УЗМ по дебиту газа корректируются, согласно формул расчета дебита газа по Методике измерений.

6.3.5. Значительными отклонениями являются: отклонение плотности газа при стандартных условиях, более чем $0,01 \text{ кг/м}^3$; отклонение коэффициента сжимаемости, определенного по ГСССД МР-113 для конкретных условий измерений более чем на $1,0 \%$.

6.3.6. После корректировки, если таковая потребуется, производится сравнение результатов измерений газа.

- 6.3.7. Анализируются тренды изменения дебитов газа в режимах измерения, производится корреляция с показаниями датчиков давления.
- 6.3.8. Сравниваются пять (четыре) усредненных значений дебитов газа по скважине: в режиме с поддержанием уровня по кориолисовому и вихревому расходомерам, в импульсном режиме по кориолисовому и вихревому расходомеру и методу замещения объема. **(Примечание.** На скважине №2 – метод замещения объема при неполном закрытии регулирующего клапана некорректен).
- 6.3.9. За базовую оценку принимается среднеарифметическое значение дебита газа, если нет детерминированных признаков зависимости дебита от давления.
- 6.3.10. Оценивается относительное отклонение каждого из значений дебита газа от среднего значения;
- 6.3.11. Результаты считаются удовлетворительными, если относительные отклонения не превысили $\pm 10,0 \%$
- 6.4. Анализ результатов измерения объемной доли воды в нефти:
- 6.4.1. Анализируются результаты проб нефти в лаборатории.
- 6.4.2. Оценивается разброс значений плотностей воды и нефти при стандартных условиях от проб к пробе – определяется усредненные значения плотностей.
- 6.4.3. Оценивается разброс значений объемной доли воды в нефти и коэффициента усадки от проб к пробе – определяется усредненные значения параметров
- 6.4.4. Определяется соответствие значений плотности нефти и воды при стандартных условиях, ранее предоставленным и внесенным в контроллер УЗМ данным. В случае значительного отклонения введенных в контроллер значений от полученных вовремя проведения измерений, результаты измерений УЗМ по дебитам нефти и воды корректируются, согласно формул расчета дебита газа по Методике измерений.
- 6.4.5. Значительными отклонениями являются: отклонение плотности нефти или воды при стандартных условиях, более чем $1,0 \text{ кг/м}^3$;
- 6.4.6. Анализируется два усредненных значения показаний влагомера в двух режимах измерений. Определяется среднее значение.
- 6.4.7. Производится пересчет показаний влагомера в рабочих условиях к данным лабораторного анализа проб, по формуле (1)

$$W_{БЛ}^{ПР} = \frac{W_{БЛ}}{K_{УС}} \cdot \frac{\rho_B^{PY}}{\rho_B^{CY}} \quad (1)$$

где $W_{БЛ}^{ПР}$ - приведенные к условиям лаборатории показания влагомера, % об.

$W_{БЛ}$ - показания влагомера в условиях измерения, объемная доля воды в смеси, % об.

$K_{УС}$ - коэффициент усадки пробы при анализе, отн. ед. меньше 1.

ρ_B^{CY} - плотность воды при стандартных условиях, по данным лаборатории, кг/м³;

ρ_B^{PY} - плотность воды в условиях измерения, с учетом влияния температуры и давления, кг/м³;

6.4.8. При наличии информации о газонасыщенности попутной воды, и данных о выделении газа из попутной воды при изменении давления формула (1) может быть скорректирована в части коэффициента усадки. Коэффициент усадки по результатам анализа пробы умножается на коэффициент пропорциональности объемов выделения газа из нефти и воды при изменении давлений от условий отбора проб до условий лаборатории.

6.4.9. Результаты считаются удовлетворительными, если абсолютные отклонения обводненности не превысили $\pm 3,0$ %.

6.4.10. В случае превышения отклонения обводненности границы в 3,0 % об. доли, дополнительно анализируются: корреляция показаний влагомера и изменением плотности по кориолисовому расходомеру жидкости; условия отборы пробы во время измерения; предыдущие (история из шахматок) данные по обводненности скважины,

6.5. Анализ результатов измерений дебитов воды и нефти:

6.5.1. Производится расчет дебита воды по результатам измерения дебита сырой нефти установкой УЗМ и массовой доли воды, определенной по пробе и проанализированной в лаборатории, если нет оснований усомниться в представительности отбора проб. В противном случае, принимается значение по влагомеру.

6.5.2. Определяется дебит нефти как разница между результатом измерения дебита сырой нефти установкой УЗМ и расчетного значения дебита воды.

6.5.3. Расчетное значение дебита нефти сравнивается с результатом измерения дебита нефти установкой УЗМ.

6.5.4. Результаты считаются удовлетворительными, если относительное отклонение дебита нефти без учета воды, не превысит $\pm 6,0$ % для скважин с обводненностью до 70%. При других значениях обводненности нефти, числовые критерии принимаются в соответствии с ГОСТ Р 8.615.

6.6. Дополнительные исследования:

6.6.1. Проверяется корректность алгоритмов расчета дебита воды и нефти в вариантах работы: по влагомеру, по плотности жидкости, по данным ХАЛ – согласно Руководства пользователя.

6.6.2. Анализируются показания плотномера газа при выключенном кориолисовом расходомере газа, анализируются отклонения между измеренным значением плотности газа и расчетным по данным плотности газа в лаборатории, температуре и давлении в условиях измерения. Оценивается вероятный %-нт уноса нефти по газовой линии.

6.6.3. Анализируются показания кориолисового расходомера жидкости по каналу плотности совместно с данными анализа проб, оценивается возможность разработки методики учета растворенного газа для скважин с фонтанным методом добычи.

6.7. По результатам анализа оформляется краткий отчет с приведением основных результатов и Выводами о полученных результатах в соответствии с п.п. 6.1.4, 6.2.5, 6.3.11, 6.4.5, 6.5.11

7. Оформление результатов пуско-наладочных работ

По результатам пуско-наладочных работ оформляется АКТ о приемке оборудования.

Приложение 1. Скважины кандидаты на кустах №1 и №5бис.

| Скважина | Шт. | Рбуф | Рзатр | Рлин | Qнефть | Qвода | Qжидк. (АГЗУ) | Qгаз | ГФ | Вода (ХАЛ) |
|-------------|---------|---------------------|---------------------|---------------------|--------|--------|---------------------|----------------------------|--------------------|---------------|
| | мм. | кгс/см ² | кгс/см ² | кгс/см ² | тн/сут | тн/сут | м ³ /сут | тыс.м ³ /сут | м ³ /тн | % |
| 654/1 | 8 | 96,6 | 112 | 19 | 19,9 | 1,1 | 33 | 64 | 3216 | 3,9 |
| 655/1 | 8 | 98 | 111 | 20 | 26,9 | 0,1 | 44 | 62,9 | 2338 | 0,3 |
| 672/1 (ЭЦН) | 7 / 5 | 46,7 | 98,1 | 19 | 4 | 34 | 44 | 33,6 | 2993 | 86,5 |
| 674/1 (ЭЦН) | 6 / 6 | 35,4 | 54,2 | 18,8 | 20,7 | 25,3 | 50 | 14,42 | 697 | 47,9 |
| 689/1 | 6 | 41 | 67,2 | 20 | 25 | 34 | 77 | 74,7 | 2988 | 46,9 |
| 690/1 (ЭЦН) | 8 / 5 | 21,3 | 23,6 | 18,8 | 13,8 | 31,2 | 52 | 2,12 | 153 | 64,6 |
| 110/1 (ЭЦН) | 18 / 18 | 18,8 | 18,7 | 18,6 | 3 | 35 | 45 | 1,35 | 450 | 91,2 |
| 111/1 (ЭЦН) | 4 / 18 | 20,8 | 18,9 | 18,5 | 15,5 | 2,5 | 24 | 4,02 | 259 | 11,1 |
| 112/1 (ЭЦН) | 6 | 45 | 57,9 | 18,9 | 43 | 0 | 61 | 7,41 | 172 | 0 |
| 646/5бис | 6 | 96 | 112 | 28 | 16 | 0 | 22 | 70,5 | 4406 | 0 |
| 647/5бис | 5 | 103 | 116 | 22 | 17 | 0 | 26 | 73,8 | 3354 | 0 |
| 648/5бис | 9 | 107 | 118 | 23 | 45 | 0 | 69 | 216,8 | 4818 | 0 |
| 649/5бис | 5 | 83 | 94 | 26 | 16 | 0 | 23 | 44,2 | 2762 | 0 |
| 656/5бис | 6 | 96 | 124 | 22 | 10 | 0 | 15 | 51,7 | 5170 | 0 |