



**ВОСТОЧНО-СИБИРСКАЯ  
НЕФТЕГАЗОВАЯ КОМПАНИЯ**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**УТВЕРЖДЕНА**

**Приказом АО «Востсибнефтегаз»**

**от «30» ноября 2018 г. № 1797**

**Введена в действие «30» ноября 2018 г.**

## **ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ АО «ВОСТСИБНЕФТЕГАЗ»**

---

**ВЫВОД НА РЕЖИМ СКВАЖИН С ФОНТАННЫМ СПОСОБОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

**№ П1-01.05 ТИ-1466 ЮЛ-107**

**ВЕРСИЯ 1.00**

# СОДЕРЖАНИЕ

ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	3
НАЗНАЧЕНИЕ .....	3
ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ .....	3
ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ .....	3
1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....	5
2 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ .....	6
3. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ .....	7
3.1. ОСВОЕНИЕ ОБЪЕКТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ СТВОЛЕ .....	7
3.2. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ .....	7
3.3. ВЫЗОВ ПРИТОКА .....	8
3.4. ОЧИСТКА СКВАЖИНЫ ОТ ФИЛЬТРАТА, БУРОВОГО РАСТВОРА, ШЛАМА .....	8
3.5. ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ ....	9
3.6. РЕГИСТРАЦИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ .....	9
3.7. ОТБОР ПРОБ .....	10
3.8. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА НЕФТИ .....	11
3.9. ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ .....	11
3.10. ПОВРЕЖДЕНИЕ ШТУЦЕРНОЙ КОЛОДКИ В ПРОЦЕССЕ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	12
ПРИЛОЖЕНИЯ .....	14

Права на настоящий ЛНД принадлежат АО «Востсибнефтегаз». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения АО «Востсибнефтегаз».

© © АО «Востсибнефтегаз», 2018

# ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

## НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящая Технологическая инструкция АО «Востсибнефтегаз» устанавливает порядок и требования к проведению процесса очистки и освоения пробуренных скважин с выводом на режим с фонтанным способом эксплуатации.

Настоящая Технологическая инструкция разработана на основе многолетнего опыта вывода скважин на режим фонтанным способом эксплуатации, с учетом особенностей нефтегазовых и газонефтяных залежей.

Целью настоящей Технологической инструкции является установление единых требований к организации мероприятий по испытанию скважин после бурения, с целью обеспечения максимальной продуктивности скважин при выводе на режим с фонтанным способом эксплуатации.

Задачами настоящей Технологической инструкции является определение:

- порядка проведения испытания скважин;
- выбора оптимальных режимов эксплуатации;
- снятия рисков гидратообразования и иных осложнений.

## ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящая Технологическая инструкция АО «Востсибнефтегаз» является обязательной для исполнения работниками АО «Востсибнефтегаз», задействованными в процессе освоения скважин, выводом скважин на режим с фонтанным способом эксплуатации.

Структурные подразделения АО «Востсибнефтегаз» при оформлении договоров с подрядными организациями, выполняющими работы по освоению скважин, обязаны включить в договоры соответствующие условия, для соблюдения подрядной организацией требований, установленной настоящей Технологической инструкцией.

Распорядительные, локальные нормативные и иные внутренние документы не должны противоречить настоящей Технологической инструкции.

## ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ

Настоящая Технологическая инструкция является локальным нормативным документом постоянного действия.

Настоящая Технологическая инструкция утверждается, вводится в действие, изменяется и признается утратившей силу в АО «Востсибнефтегаз» на основании приказа АО «Востсибнефтегаз».

Изменения в Технологическую инструкцию вносятся в случаях: изменения законодательства РФ в области промышленной безопасности, нефтяной и газовой промышленности, изменения организационной структуры или полномочий руководителей и т.д.

Инициаторами внесения изменений в Технологическую инструкцию являются: управление геологического сопровождения бурения скважин АО «Востсибнефтегаз», а так же иные структурные подразделения АО «Востсибнефтегаз» по согласованию с вышеуказанным управлением геологического сопровождения бурения скважин АО «Востсибнефтегаз».

Ответственность за поддержание Технологической инструкции в АО «Востсибнефтегаз» в актуальном состоянии возлагается на начальника управления геологического сопровождения бурения скважин АО «Востсибнефтегаз».

Контроль за исполнением требований настоящей Технологической инструкции возлагается на заместителя генерального директора – главного геолога АО «Востсибнефтегаз».

# 1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

**ВЫВОД СКВАЖИНЫ НА РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ** – комплекс работ, производимый с целью получения оптимальных эксплуатационных параметров режима работы скважины и скважинного оборудования после окончания работ по ее строительству или реконструкции.

**ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ** – процесс, возникающий при падениях температуры и давления, что влечет за собой уменьшение упругости водяных паров и влагоемкости газа, а, вследствие чего - образование гидратов.

**ГИДРАТЫ** – представляют собой белые кристаллы, похожие на снегообразную кристаллическую массу. Кристаллогидраты состоят из одной или нескольких молекул газа (метан, этан и т.д.) и несколько молекул воды.

**ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА** – структурные подразделения АО «Востсибнефтегаз» находящиеся в подчинении заместителя генерального директора – главного геолога АО «Востсибнефтегаз».

**КОМПРЕСИРОВАНИЕ (АЗОТИРОВАНИЕ)** – способ вызова притока из скважины путем снижения удельного веса столба жидкости нагнетанием инертного газа (азота).

**ПОДРЯДНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ** – физическое или юридическое лицо, которое в соответствии с договором подряда выполняет по заданию Заказчика за вознаграждение полевые сейсморазведочные работы на суше и сдает их результат Заказчику.

**СВАБИРОВАНИЕ** – способ освоения скважин методом снижения уровня жидкости. При свабировании уровень жидкости в скважине понижается с помощью поршня (сваба) с одной или несколькими манжетами, работающими по принципу обратного клапана.

## 2 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

**АГЗУ** – автоматизированная групповая замерная установка.

**АДПМ** – агрегат депарафинизации передвижной, модернизированный.

**БРД** – бурение на регулируемом давлении.

**ВУС** – вязкоупругие составы.

**ГНВП** – газонефтеводопроявление.

**ГИС** – геофизические исследования скважин.

**ГНК** – газонефтяной контакт.

**ГНКТ** – гибкая насосно-компрессорная труба.

**ГФ** – газовый фактор.

**ГС** –газосодержание.

**ДИКТ** – диафрагменный измеритель критического течения.

**ЗАКАЗЧИК** – Акционерное общество «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» (АО «Востсибнефтегаз»).

**ИД** – индикаторная диаграмма.

**КВД** – кривая восстановления давления.

**НКТ** – насосно-компрессорная труба.

**$P_{тр}$**  – величина давления в насосно-компрессорных трубах.

**$P_{затр}$**  – величина давления в затрубном пространстве.

**СКО** – соляно-кислотная обработка.

**СКВ** – соляно-кислотная ванна.

**СПО** – спуско-подъемные операции.

**ХАЛ** – химико-аналитическая лаборатория.

**$Q_{ж}$**  - дебит жидкости.

**$Q_{г}$** - дебит газа.

**$W$**  – обводненность.

## 3. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ

### 3.1. ОСВОЕНИЕ ОБЪЕКТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ СТВОЛЕ

Работы по освоению скважины проводятся с подъемной установки А-60/80 (аналога) или частично с буровой установки.

В состав работ по освоению включаются работы:

- подготовительно-заключительные работы;
- спуск и подъем подземного оборудования;
- вызов притока и очистка скважины;
- гидродинамические и промыслово геофизические исследования;
- отбор проб пластового флюида, замеры дебита;
- обработка призабойной зоны пласта (перфорация, СКО, СКВ и т.д.).

На всех этапах освоения скважины после бурения необходимо руководствоваться мероприятиями по контролю за испытанием ([Приложение 1](#)) с целью принятия оперативных решений по дальнейшему ходу работ.

### 3.2. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Перед проведением освоения и исследования нефтяных, газовых, газоконденсатных скважин должен быть составлен план работ, утвержденный техническим руководителем Подрядной организации по освоению скважин после бурения и согласовывается с Заказчиком-недропользователем.

Монтаж основного (подъемный агрегат, рабочая площадка, приемные мостки и т.д.) и вспомогательного оборудования (выкидные линии, емкостной парк и т.д.), приготовление раствора глушения.

Работы могут быть начаты при выполнении условия герметичности эксплуатационной колонны и межколонного пространства; при необходимости проводятся работы по устранению негерметичности.

Для проведения спуско-подъемных операций устье скважина оборудуется малогабаритным превентором. После каждой установки на устье превентор опрессовывается на давление, не превышающее давление опрессовки эксплуатационной колонны.

Спустить НКТ, низ компоновки оборудовать геофизической воронкой. Интервал установки воронки НКТ выбирать с учетом минимизации риска зашломования низа подвески НКТ в процессе освоения. Установить воронку НКТ над головой хвостовика (открытого ствола) в интервале с зенитным углом не более 80-81° (на 100 метров выше от башмака эксплуатационной колонны в зависимости от фактического профиля скважины). Включить в компоновку пусковые муфты, другие элементы необходимые для выполнения дальнейших

операций в процессе освоения и эксплуатации скважины. Скважина оборудуется устьевыми электронными (механическими) манометрами для исследований скважин. Регистрация давления и температуры скважины. Дискретность выбирается от продолжительности освоения скважины.

### 3.3. ВЫЗОВ ПРИТОКА

В целях сокращения срока освоения (вызова притока) скважины рекомендуется следующий порядок действий:

1. Компрессирование (азотирование) столба жидкости с нагнетанием инертного газа (азота) в затрубное пространство при открытом трубном пространстве. При получении притока скважиной жидкости произвести перевод в нефтесборный коллектор или на факельный амбар.
2. При отсутствии притока после срабатывания нижней пусковой муфты – закрыть трубное пространство, продолжить закачку инертного газа в затрубное пространство, открыть трубное пространство по достижении определенного давления 100-150 кгс/см<sup>2</sup> (не более расчетного значения на деформацию колоны при опорожнении);
3. При отсутствии притока – произвести снижение удельного веса столба жидкости переводом скважины на дегазированную нефть (закачка нефти в затрубное пространство при открытом трубном в объеме затрубного + трубного), приступить к повторному компрессированию в соответствии с пунктами №1,2.
4. Интенсификация притока (низкий или отсутствие стабильного притока) – проводится установка СКВ в объеме открытого ствола (вскрытого продуктивного пласта).
5. При необходимости подбирается технология вызова притока методом свабирования, закачки пенной системы и струйным насосом и т.д.
6. Вести контроль межколонного давления в период всего цикла освоения скважины.

### 3.4. ОЧИСТКА СКВАЖИНЫ ОТ ФИЛЬТРАТА, БУРОВОГО РАСТВОРА, ШЛАМА

1. Очистка скважины от бурового раствора, фильтрата и шлама производится до получения стабильного притока пластового флюида, стабилизации устьевых давлений.
2. Подбор штуцера производится от величины трубного давления и состава скважинной продукции с учетом минимизации рисков прорыва газа и создания оптимальной депрессии на пласт.
  - Начало работы на штуцере 18 мм.
  - При достижении трубного давления 25-30 кгс/см<sup>2</sup> перевод на штуцер меньшего диаметра (8-12 мм).

При условии дальнейшего роста трубного давления выбор оптимального режима работы подбирается по согласованию с геологической службой. В случае освоения скважины после бурения решение по выбору оптимального режима работы принимается управлением



геологического сопровождения бурения скважин. Во всех остальных случаях специалистами службы главного геолога или службы главного инженера ответственных за вывод скважины на режим. Максимальная рекомендуемая депрессия на пласт при очистке скважины выбирается в соответствии с геологическими условиями района бурения скважины.

### **3.5. ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ**

Провести стандартные исследования методом установившихся отборов, согласно [Приложению 2](#) на режимах, количество режимов определяется геологической службой (с учетом нормативного планового времени на весь цикл освоения скважины), прямого или обратного хода (Ø 3-18 мм; диаметр штуцера корректируется геологической службой в процессе исследований).

1. Исследование методом установившихся отборов проводятся до стабилизации устьевого и забойного давлений, дебита и состава флюида с постоянной регистрацией устьевых и забойных давлений и температур. В зависимости от характера работы скважины, продолжительность исследования скважины на режимах может корректироваться геологической службой. Режим работы прямого хода - от меньшего штуцера к большему, обратного хода - от большего к меньшему. Режимы работы скважины задаются штуцерами, устанавливаемыми на штуцерной колодке. Регистрация забойного давления и температуры в процессе исследований производится с помощью автономных глубинных манометров, манометров на геофизическом кабеле или системы телеметрии.

2. Замеры дебита пластового флюида производить с применением автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ). Также предусматривается применение передвижных замерных установок ОЗНА-VX или аналог. При отсутствии (АГЗУ) допускается проведение замеров объемным методом через мерную емкость, газа - через газосепаратор и ДИКТ. Для сепарации нефти, отделения растворенного газа применять нефтегазосепараторы, либо газосепараторы (при плановом дебите жидкости не выше 350 м<sup>3</sup>/сут.). Газовый фактор определяется на каждом режиме по результатам замера дебита газа через газосепаратор / АГЗУ. При работе на газосепаратор диаметр шайб подбирается по фактическим давлениям, с сохранением на газосепараторе рабочего давления. В случае изменения забойного давления при переходе на газосепаратор, отработку через газосепаратор производить до стабилизации забойного и устьевого давления и дебита. Давление сепарации не должно превышать давление опрессовки газосепаратора.

3. Регистрация КВД для определения фильтрационных характеристик пласта, состояние призабойной зоны, текущего пластового давления проводится с постоянной регистрацией устьевых и забойных давлений и температур. Время записи КВД определяется стабилизацией устьевых и забойных давлений и температур, достаточных для корректного расчета фильтрационно-емкостных характеристик пласта, но не менее 24 ч.

### **3.6. РЕГИСТРАЦИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ**

Регистрация забойного давления и температуры в процессе освоения скважины после бурения может проводиться различными способами. Оптимальный способ замера выбирается с учетом стоимости, безопасности проведения работ, а так же точности получаемых данных.

Замер забойного давления может производиться одним из следующих способов:

1. Установка автономных глубинных манометров перед спуском НКТ в низ компоновки, и их извлечения по окончании освоения для снятия информации:

- плюсы – максимальная приближенность к кровле пласта. Высокая точность замера.
- минусы - глушение скважины после освоения с целью подъема манометров и считывания информации, дополнительные затраты на СПО). Отсутствие возможности контроля депрессии в режиме реального времени.

2. Спуск глубинных манометров на проволоке в НКТ с помощью лебедки:

- плюсы – отсутствие необходимости глушения скважины и СПО подвески НКТ для извлечения манометров;
- минусы - сложность доставки максимально близко к пласту за счет небольшого веса и набора кривизны ствола скважины. Отсутствие возможности контроля депрессии в режиме реального времени.

3. Спуск глубинных манометров на геофизическом кабеле:

- плюсы - доставка прибора до заданной глубины по средствам скважинного движителя, контроль депрессии в режиме реального времени.
- минусы – применение устьевого геофизического оборудования для работы с высоким давлением, повышенные риски ГНВП, стоимость работ.

4. Установка системы телеметрии при спуске подвески НКТ:

- плюсы - доставка приборов до заданной глубины установки манометров ,замер забойного и пластового давления в реальном времени. Возможность дальнейшего контроля забойного давления в процессе эксплуатации скважин.
- минусы – отказ системы в процессе работы скважины, не возможность замены без глушения скважины и подъема подвески НКТ.

Возможно проведение промыслово-геофизических исследований на ГНКТ или внутрискважинном тракторном движителе без увеличения длительности работ.

### 3.7. ОТБОР ПРОБ

Для оперативного определения состава притока на каждом режиме работы скважины с устья после штуцера отбираются пробы жидкости по 0,5-1 л, заполняя емкости на 3/4 объема для дальнейшего лабораторного исследования (обводненности, минералогического состава воды, плотности воды и нефти, механических примесей и т.д.).

Если при работе скважины фиксируется поступление воды, должны быть отобраны пробы воды в количестве, необходимом для проведения полноценного комплексного анализа.

Отбор поверхностных проб пластовых флюидов (газ, нефть, конденсат, вода) осуществляется в сосуды для отбора, транспортирования и хранения поверхностных проб, которые должны отвечать следующим требованиям:

- герметично закрываться;
- легко очищаться и промываться;
- материал сосудов не должен оказывать влияния на состав и свойства анализируемой пробы.

Все емкости с отобранными пробами должны быть снабжены бланком с указанием места, времени и даты отбора, вид анализа.

Пробы пластового флюида при хранении и транспортировке необходимо предохранять от воздействия прямых солнечных лучей, замерзания и нагрева.

Периодичность отбора проб определяется геологической службой в зависимости от условий работы скважины.

### **3.8. ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРИТОКА НЕФТИ**

В качестве основного варианта возможно проведение кислотной обработки продуктивного пласта.

Способ и технология интенсификации притока уточняется по результатам геофизических, гидродинамических и прочих исследований.

### **3.9. ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ**

Обязательным условием при исследовании скважин является недопущение образования гидратных соединений.

Условия образования гидратных соединений:

- высокое содержание газа в продукции скважины;
- низкая температура;
- высокое давление;
- обводненность продукции;
- наличие механических примесей (буровой шлам).

Признаки гидратообразования в процессе работы скважины:

- снижение трубного давления;
- рост затрубного давления (при снижении трубного);

- снижение дебита продукции скважины (при отсутствии прямого замера дополнительным признаком является изменение длины и характера горения факела, переход цвета пламени от желто-оранжевого к голубому, визуальное уменьшение количества продуктов горения;
- резкий рост трубного давления обусловленного выходом газа и последующие снижение буферного давления.

Основными методами предупреждения гидратообразования являются:

- выбор безгидратного режима работы скважины;
- применение ингибиторов типа раствора хлористого кальция;
- для предупреждения гидратообразования в фонтанной арматуре и обвязке скважины необходимо обогревать паром задвижки и штуцерную колодку, исключать резкие перепады давления, которые вызывают снижение температуры газа, ведущее к конденсации парообразной влаги и образованию гидрата;
- проведение промывки выкидной линии от скважины до факельного амбара или АГЗУ в случае длительной остановки скважины (КВД, проведение кислотных обработок, геофизических исследований и т.д.)

При работе скважины на режимах в случае появления признаков гидратообразования необходимо производить периодическую закачку в затрубное пространство, а при необходимости и в трубное пространство, раствора хлористого кальция порциями по 200 – 250 литров плотностью 1,25-1,28 г/см<sup>3</sup>, нагретого до температуры 60 – 80 градусов Цельсия.

При интенсивном гидратообразовании в период исследования скважины после отработки на каждом режиме объем вводимого ингибитора в трубное пространство рекомендуется увеличить до 1 – 2 м<sup>3</sup>.

В целях снятия рисков гидратообразования или закупоривания лифта НКТ возможен временный перевод скважины на штуцер большего диаметра. При снижении трубного давления и других признаках гидратообразования с помощью АДПМ проводится закачка горячей 110-120 °С нефти в объеме предусмотренном планом работ на освоение скважины. Проведение очистки лифта НКТ с помощью скважинного скребка.

### 3.10. ПОВРЕЖДЕНИЕ ШТУЦЕРНОЙ КОЛОДКИ В ПРОЦЕССЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для получения достоверных значений замера дебита жидкости необходимо следить за возможными случаями повреждения, разрушения, размыва и т.д. штуцерной колодки. Необходимо производить ревизию штуцера до начала вызова притока и после окончания замеров дебита скважины путем визуального осмотра с замером внутриних проходных диаметров.

Признаки разрушения штуцерной колодки могут быть следующими:

- снижение трубного давления с увеличением дебита жидкости без смены диаметра штуцерной колодки;

- отсутствие изменения (роста) трубного давления при переходе на штуцер меньшего диаметра.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 1  
Перечень Приложений к Технологической инструкции

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	<a href="#">Мероприятия по контролю за испытанием</a>	Включено в настоящий файл
2	<a href="#">Схема процесса испытания эксплуатационных скважин фонтанным способом</a>	Включено в настоящий файл

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ИСПЫТАНИЕМ

	ВАРИАНТ 1	ПЛЮСЫ	МИНУСЫ	ВАРИАНТ 2	ПЛЮСЫ	МИНУСЫ	РЕШЕНИЕ
Очистка	8-10 мм	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ снижение рисков прорыва воды и газа на начальном этапе;</li> <li>■ возможность фиксации больших дебитов нефти</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ увеличение сроков очистки от буровых растворов и жидкостей глушения;</li> <li>■ высокая вероятность образования «призабойного штуцера» из шлама и ВУС</li> </ul>	12-18 мм	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ уменьшение сроков очистки от буровых растворов и жидкостей глушения;</li> <li>■ низкая вероятность образования «призабойного штуцера» из шлама и ВУС</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ увеличение рисков прорыва воды и газа на начальном этапе;</li> <li>■ «пропуск» возможности фиксации больших дебитов нефти</li> </ul>	1. для средне и низкопродуктивных зон выбирать вариант 1, для высокопродуктивных - вариант 2; 2. Отслеживать динамику Ртр и Рзтр, иметь возможность регулирования режима очистки: при резком росте Ртр уменьшать штуцер на 2-4 мм; при плавном падении Ртр плавно увеличивать штуцер на 2 мм; при резком падении Ртр (признак гидратов) продувать 1-1.5 часа на 12-18 мм
Организация замеров	Вне зависимости от степени очистки и динамики Ртр организовать замеры Qж/Qг начиная с режима очистки, по результатам которых возможны решения: 1. Об изменении режима очистки. 2. О проведении промывок скважины.						

Наблюдение и анализ работы скважины	<p>1. Характер горения факела :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ длина факела, стабильность горения;</li> <li>▪ цвет пламени, дыма = оценка присутствия воды, конденсата, количества газа;</li> <li>▪ наличие дорожек искр - признак опилок/орех.шелухи и т.д.;</li> <li>▪ оценка налёта на дне амбара под факелом = признак несгораемой породы, органического наполнителя (шлам, мел);</li> </ul> <p>2. Оценка изменения параметра <math>Q_{ж}/S_{шт}</math> (<math>м^3/мм^2</math>) = резкие изменения в динамике (отлёт от прямой зависимости) при сохранении ГФ и обводненности могут свидетельствовать о забитии штуцера, образовании "забойного штуцера", уменьшении проходного сечения НКТ;</p> <p>3. Оценка динамики <math>R_{тр}</math> и <math>R_{зтр}</math>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ резкий устойчивый рост <math>R_{тр}</math> и <math>R_{зтр}</math> (10 и более атм/час) может свидетельствовать о начале прорыва газа;</li> <li>▪ резкое устойчивое снижение <math>R_{тр}</math> (5 и более атм/час) может свидетельствовать о начале гидратообразования;</li> <li>▪ плавное снижение <math>R_{тр}</math> может свидетельствовать об образовании «забойного штуцера» либо начале поступления воды;</li> <li>▪ колебания <math>R_{тр}</math> свидетельствует о неустойчивом характере работы скважины;</li> </ul> <p>4. Оперативная оценка обводнённости и происхождения воды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ оперативное (внеочередное) определение обводнённости в ХАЛ = для принятия оперативных решений в ключевые моменты (окончание замера, изменения работы скважины, изменение режима), соответствующие устьевые пробы ставить на исследование в приоритетном порядке;</li> <li>▪ отбор воды для шестикомпонентного анализа = выполнять абсолютно на всех этапах (начиная со свабирования); пробы воды отбирать в т.ч. с мерной ёмкости и газосепаратора.</li> </ul>
Промывки (горячие промывки)	<p>Необходимо предусматривать на каждой скважине исходя из следующего:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Бурение на БРД.</li> <li>2. Бурение в условиях поглощения бурового раствора и применения ВУС для снижения интенсивности поглощений.</li> <li>3. Закачки более 100 м<sup>3</sup> воды в пласт при глушениях до начала испытания.</li> <li>4. Снижение трубного и затрубного давления (закупоривание подвески НКТ, гидратообразования)</li> </ol>
Резюме	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Режим очистки для высокопродуктивной зоны «Нефть» 12-18 мм, для средне- и низкопродуктивных зон «Газонефтяная» «Водонефтяная зона» 8-10 мм;</li> <li>2. Замеров забойного давления и температуры начинать с режима очистки скважины, непосредственно сразу после получения притока.</li> <li>3. Замеры дебита начинать непосредственно сразу с режима очистки (тип жидкости на гидродинамику значительного влияния не окажет); <ul style="list-style-type: none"> <li>-Замеры на режиме очистки установить продолжительностью 2 часа (экспресс) с перерывом 6-8 час между ними;</li> <li>-Замеры на режимах установить продолжительностью 4 часа, стабилизация работы при смене режима между замерами 3-4 часа.</li> </ul> </li> <li>4. Выбор режимов исследований от продуктивности скважины и характера притока .</li> <li>5. При наличии динамики обводненности и ГФ на режимах прямого хода выполнять 1 режим обратного хода на 2-4 шага назад для оценки степени возврата ГФ и обводненности, при этом возвратный режим не менее 30 час.</li> <li>6. Принятие решений о промывке - по ряду косвенных признаков (изменения параметра <math>Q_{ж}/S_{шт}</math> (<math>м^3/мм</math>), динамика <math>R_{тр}</math>, <math>R_{заб}</math>);</li> <li>7. Постоянный контроль изменения обводнённости и удельного веса воды абсолютно на всех этапах для принятия оперативных ключевых решений.</li> </ol>



## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. СХЕМА ПРОЦЕССА ИСПЫТАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ФОНТАННЫМ СПОСОБОМ

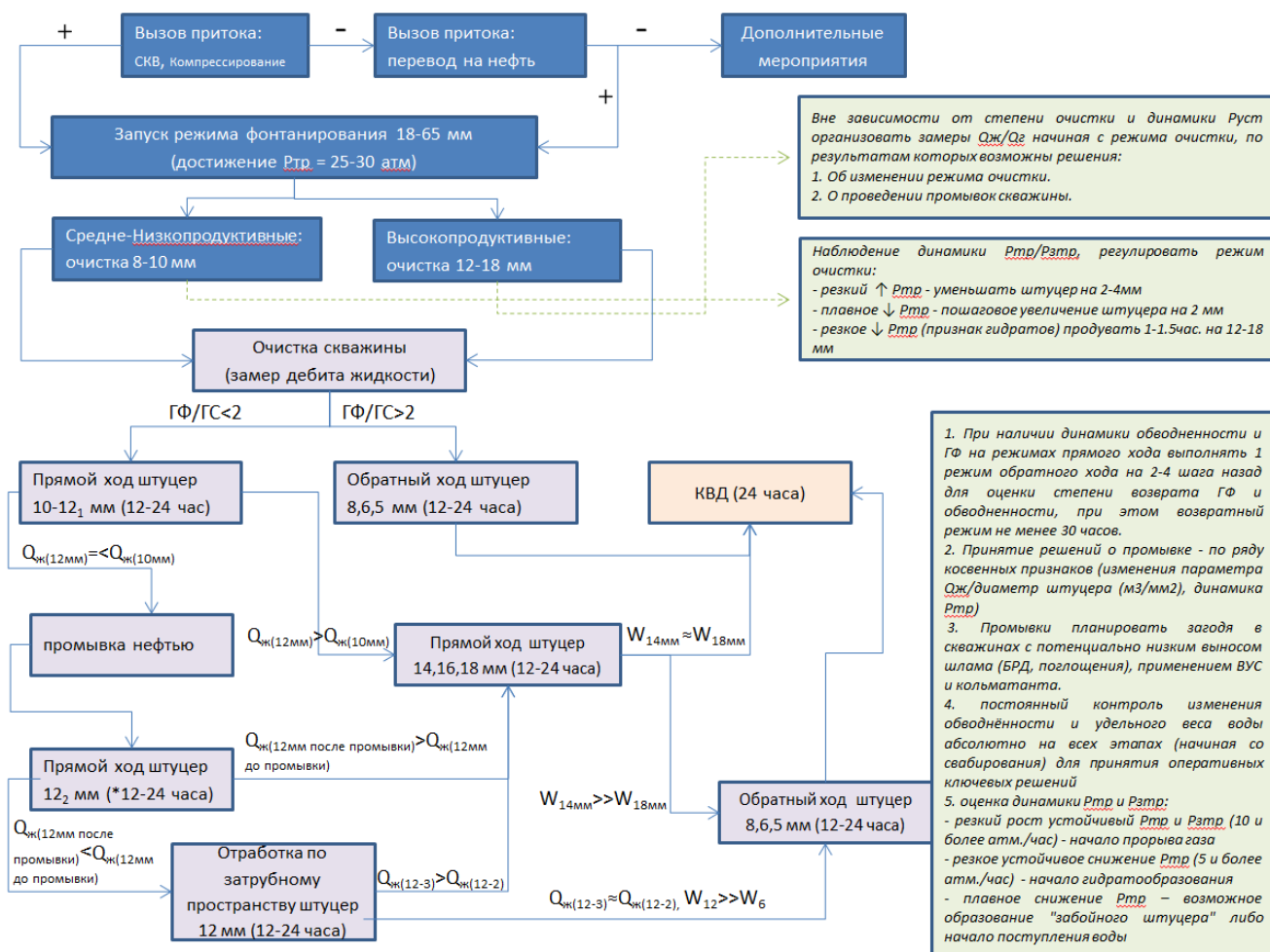


Рис. 1 Схема процесса испытания эксплуатационных скважин фонтанным способом