

**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**

(с изменениями, внесенными приказом АО «Востсибнефтегаз» от 30.06.2020 г. №736)

**г. Красноярск**

**2018**

# СОДЕРЖАНИЕ

[ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 3](#_Toc531939721)

[НАЗНАЧЕНИЕ 3](#_Toc531939722)

[ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ 3](#_Toc531939723)

[ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ 3](#_Toc531939724)

[1 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ 4](#_Toc531939725)

[2 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ 5](#_Toc531939726)

[3. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ 6](#_Toc531939727)

[3.1. Освоение объекта в горизонтальном стволе 6](#_Toc531939728)

[3.2. Подготовительные работы 6](#_Toc531939729)

[3.3. Вызов притока 7](#_Toc531939730)

[3.4. Очистка скважины от фильтрата, бурового раствора, шлама 7](#_Toc531939731)

[3.5. Проведение гидродинамических исследований методом установившихся отборов 8](#_Toc531939732)

[3.6. Регистрация забойного давления и температуры 8](#_Toc531939733)

[3.7. Отбор проб 9](#_Toc531939734)

[3.8. Интенсификация притока нефти 10](#_Toc531939735)

[3.9. Гидратообразования 10](#_Toc531939736)

[3.10. Повреждение штуцерной колодки в процессе исследований 11](#_Toc531939737)

[ПРИЛОЖЕНИЯ 13](#_Toc531939739)

# 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 свкажин на режим фонтанным способом эксплуатации, с учетом особеннсоти 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 испытиния скважин;
* выбора оптимальных режимов эксплуатации;
* снятия рисков гидратообразования и иных осложней.

## ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Настоящая Технологическая инструкция АО «Востсибнефтегаз» является обязательной для исполнения работниками АО «Востсибнефтегаз», задействованными в процессе освоения сважин, 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.

# 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 генрального 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 сдаёт 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 критичиского течения.

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

***ИД –*** индикаторная диаграмма.

***КВД –*** кривая восстановления давления.

***НКТ –*** насосно-компрессорная труба.

***Ртр –*** величина давления в насосно-компрессорных трубах.

***Рзатр –*** величина давления в затрубном пространстве.

***СКО –*** соляно-кислотная обработка.

***СКВ –*** соляно-кислотная ванна.

***СПО –*** спуско-подъемные операции.

***ХАЛ*** – химико-аналитическая лаборатория.

***Qж*** - дебит жидкости.

***Qг***- 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 руководствоавться мероприятями по контролю за испытанием ([Приложение 1](#Приложение1)) 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 освению скважин после бурению и согласовывается с Заказчиком-недропрользователем.

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 условии 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 компановки 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 давлении 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/см2 (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 объёме 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 свабирование, закачки пенной системы и струйным нососом 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/см2 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 случаи освоения скважины после бурения решение по выбору оптимального режима работы принемается управлением геологического сопровождения бурения скважин. Во всех остальных случаях специалистами службы главного геолога или службы главного инженера ответсвенных за вывод скважины на режим. Максимальная рекомендуемая депрессия на пласт при очистке скважины выбирается в соотвествии с геологическими условиями района бурения скважины.

# 3.5. ПРОВЕДЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ МЕТОДОМ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ

Провести стандартные исследования методом установившихся отборов, согласно [Приложению 2](#Приложение2) 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 отсутсвии (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 м3/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 компановки, и их извлечения по окончанию освоения для снятия информации:

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

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

* плюсы – отсутсвие необходимости глушения скважины и СПО подвески НКТ для извлечения манметров;
* минусы - сложность доставки максимально близко к пласту за счет небольшого веса и набора кривизны ствола скважины. Отсутвие возможности контроля депресси в режиме реального времени.

3. Спуск глубинных манометров на геофизическом кабеле:

* плюсы - доставка прибора до заданной глубины по средствам скважинного движителя, контроль дипресси 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 определеятся 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 образование гидратных соединений:

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

Признаки гидратообразования в процессе работы скважины:

* снижение трубного давления;
* рост затрубного давления (при снижении трубного);
* снижение дебита продукции скважины (при отсутсвии 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 кнденсации парообразной влаги и образованию гидрата;
* проведение промывки выкидной линии от скважины до факельного амбара или АГЗУ в случаии длительной остановки скважины (КВД, проведение кислотных обработок, геофизических исследований и т.д.)

При работе скважины на режимах в случаи появлении 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/см3, нагретого до температуры 60 – 80 градусов Цельсия.

При интенсивном гидратообразованиии в период исследования скважины после отработки на каждом режиме объем вводимого ингибитора в трубное пространство рекомендуется увеличить до 1 – 2 м3.

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 °C 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 начало 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;
* отсутсвие изменения (роста) трубного давления при переходе на штуцер меньшего диаметра.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

**Таблица 1**

**Перечень Приложений к Технологической инструкции**

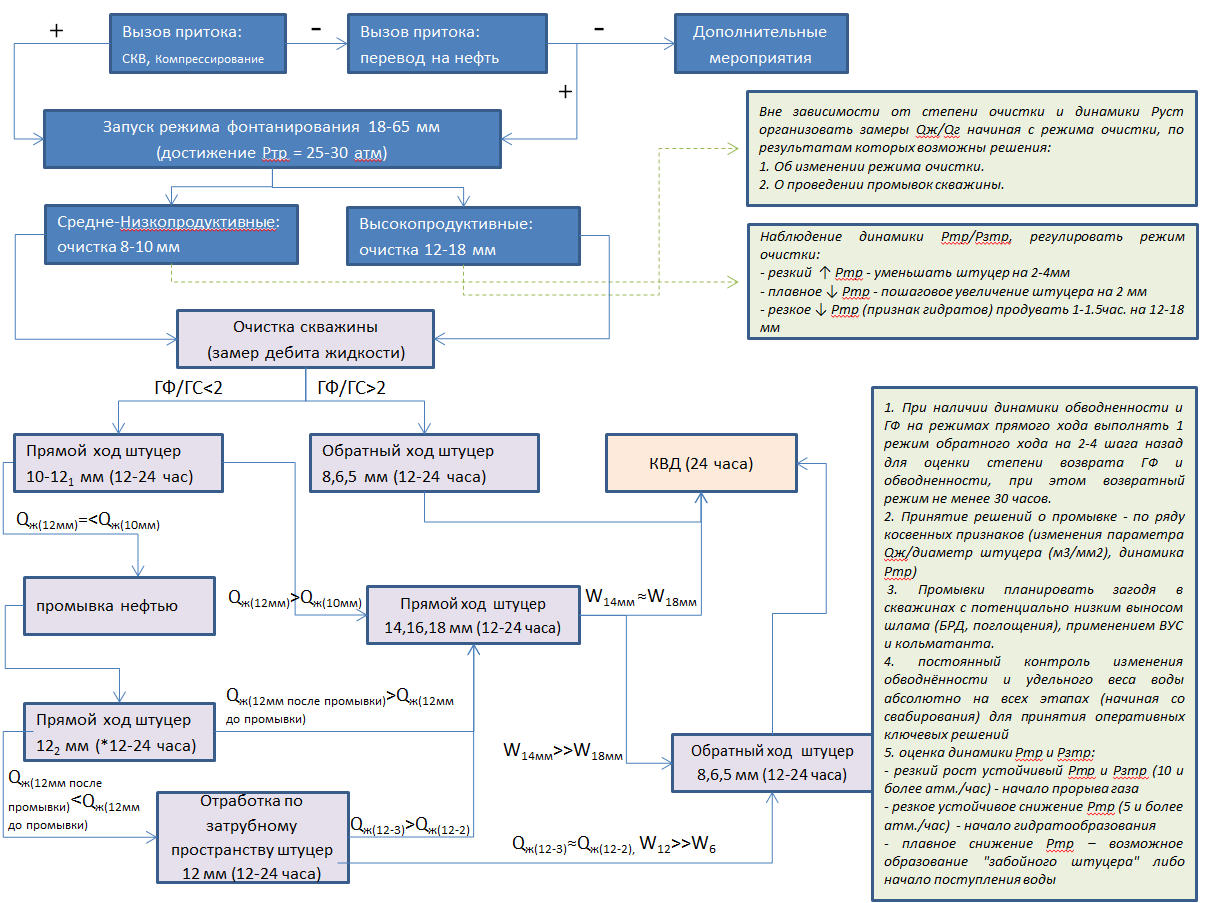
|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ** | **НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ** | **ПРИМЕЧАНИЕ** |
| **1** | **2** | **3** |
| 1 | [Мероприятия по контролю за испытанием](#Приложение1) | Включено в настоящий файл |
| 2 | [Схема процесса испытания эксплуатационных скважин фонтанным способом](#Приложение2) | Включено в настоящий файл |

# 

# ПРИЛОЖЕНИЕ 1. МЕРОПРИЯТИЯ ПО КОНТРОЛЮ ЗА ИСПЫТАНИЕМ

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Очистка | **ВАРИАНТ 1** | **ПЛЮСЫ** | **МИНУСЫ** | **ВАРИАНТ 2** | **ПЛЮСЫ** | **МИНУСЫ** | **РЕШЕНИЕ** |
| 8-10 мм | * снижение рисков прорыва воды и газа на начальном этапе; * возможность фиксации больших дебитов нефти | * увеличение сроков очистки от буровых растворов и жидкостей глушения; * высокая вероятность образования «призабойного штуцера» из шлама и ВУС | 12-18 мм | * уменьшение сроков очистки от буровых растворов и жидкостей глушения; * низкая вероятность образования «призабойного штуцера» из шлама и ВУС | * увеличение рисков прорыва воды и газа на начальном этапе; * «пропуск» возможности фиксации больших дебитов нефти | 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 | 1. Характер горения факела :   * длина факела, стабильность горения; * цвет пламени, дыма = оценка присутствия воды, конденсата, колиечства газа; * наличие дорожек искр - признак опилок/орех.шелухи и т.д.; * оценка налёта на дне амбара под факелом = признак несгораемой породы, органического наполнителя (шлам, мел); 2. Оценка изменения параметра Qж/Sшт (м3/мм2) = 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; 3. Оценка динамики Ртр и Рзтр: * резкий устойчивый рост Ртр и Рзтр (10 и более атм/час) может свидетельствовать о начале прорыва газа; * резкое устойчивое снижение Ртр (5 и более атм/час) может свидетельствать о начале гидратообразования; * плавное снижение Ртр может свидетельствать об образовании «забойного штуцера» либо начале поступления воды; * колебания Ртр свидетельствует о неустойчивом характере работы скважины;   4. Оперативная оценка обводнённости и происхождения воды:   * 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 исследованиев приорететном порядке; * отбор воды для шестикомпонентного анализа = выполнять абсолютно на всех этапах (начиная со свабирования); пробы воды отбирать в т.ч. с мерной ёмкости и газосепаратора. | | | | | | |
| Промывки (горячие промывки) | Необходимо предусматривать на каждой скважине исходя из следующего: 1. Бурение на БРД. 2. Бурение в условиях поглощения бурового раствора и применения ВУС для снижения интенсивности поглощений. 3. Закачки более 100 м3 воды в пласт при глушениях до начала испытания.  4.Снижение трубного и затрубного давления (закупоривание подвески НКТ, гидратообразования) | | | | | | |
| Резюме | 1. Режим очистки для высокопродуктивной зоны «Нефть» 12-18 мм, для средне- и низкопродуктивных зон «Газонефтеная» «Водонефтяная зона» 8-10 мм;  2. Замеров забойного давления и температуры начинать с режима очистки скважины, непосредственно сразу после получения притока. 3. Замеры дебита начинать непосредственно сразу с режима очистки (тип жидкости на гидродинамику значительного влияния не окажет);  -Замеры на режиме очистки установить продолжительностью 2 часа (экспресс) с перерывом 6-8 час между ними;  -Замеры на режимах установить продолжительностью 4 часа, стабилизация работы при смене режима между замерами 3-4 часа. 4. Выбор режимов исследований от продуктивности скважины и характера притока . 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. 6. Принятие решений о промывке - по ряду косвенных признаков (изменения параметра Qж/Sшт (м3/мм), динамика Ртр, Рзаб);  7. Постоянный контроль изменения обводнённости и удельного веса воды абсолютно на всех этапах для принятия оперативных ключевых решений. | | | | | | |

# ПРИЛОЖЕНИЕ 2. СХЕМА ПРОЦЕССА ИСПЫТАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ФОНТАННЫМ СПОСОБОМ



**Рис. 1 Схема процесса испытания эксплуатационных скважин фонтанным способом**