

|  |
| --- |
| **ПРИЛОЖЕНИЕ 6**  **К ТИПОВЫМ ТРЕБОВАНИЯМ КОМПАНИИ «ПРИМЕНЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ КОМПАНИИ»** |

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОСТАВЛЕНИЮ ПРОГРАММ   
ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ**

**№ П1-01.05 ТТР-0148**

**ВЕРСИЯ 1 ИЗМ. 1**

**МОСКВА**

**2023**

СОДЕРЖАНИЕ

[1. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ 3](#_Toc535323859)

[2. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ 5](#_Toc535323860)

[3. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ БАКТЕРИЦИДОВ 10](#_Toc535323861)

[4. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ингибиторов солеотложения 14](#_Toc535323862)

[5. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ РАСПО 17](#_Toc535323863)

[6. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИИАСПО 21](#_Toc535323864)

[7. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ НЕЙТРАЛИЗАТОРОВ СЕРОВОДОРОДА И МЕРКАПТАНОВ 22](#_Toc535323865)

[8. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ БЛОК-ПАЧЕК И КОМПОНЕНТОВ,   
ВХОДЯЩИХ В ИХ СОСТАВ 23](#_Toc535323866)

[9. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ СОЛЕЙ ГЛУШЕНИЯ 29](#_Toc535323867)

[10. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИНГИБИТОРОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ И ТРУБОПРОВОДАХ 32](#_Toc535323868)

[11. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В ТРУБОПРОВОДАХ 35](#_Toc535323869)

1. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ

Целью ОПИ ДЭ является получение окончательных данных для технико-экономического обоснования его промышленного применения, а именно определение удельного расхода ДЭ, обеспечивающего требуемый уровень эффективности действия ХР, и уточнение технологии применения. Оценка эффективности действия ДЭ при проведении ОПИ основана на сравнении содержания остаточной воды (обводненности нефти) на выходе УПН до и после обработки (аналогичные параметры определяются на входе). На УПСВ оценка эффективности действия ДЭ при проведении ОПИ основана на сравнении содержания остаточной воды (обводненности нефти) на выходе установки до и после обработки ДЭ (аналогичные параметры определяются на входе).

На установках подготовки нефти УПН оценка эффективности действия ДЭ при проведении ОПИ основана на сравнении содержания остаточной воды и других параметров (содержание хлористых солей) на выходе установки до и после обработки ДЭ, при этом аналогичные параметры определяются на входе.

Применительно к трубопроводам и скважинам применение ДЭ обусловлено образованием трудноразрушаемой водонефтяной эмульсией и затруднением лифта/транспорта продукции в таком высоковязком состоянии. Как правило, для этих целей ДЭ дозируют по технологии постоянного дозирования в затруб или в трубопровод.

Профильное СП ОГ предоставляет производителю (поставщику) ХР на период ЛИ или ОПИ место (участок) в ИЛ (ХАЛ) для контроля за ходом проведения испытаний.

***Порядок проведения испытания***

Перед началом испытаний выполняется входной контроль качества поступившей опытной партии. Исследования выполняются оперативными работниками испытательной лаборатории ОГ. Данные исследований должны быть приведены в Приложениях к акту по итогам испытаний.

При текущих режимах подготовки (поступление сырья на установку, температура процесса) производится замена применяемого ДЭ на испытываемый путём заправки освобождённой от предыдущего ХР расходной ёмкости блока дозирования ХР. Удельный расход испытываемого ДЭ при этом устанавливается, как правило, на уровне базового или в соответствии с утвержденной программой ОПИ. Как правило, начальная дозировка при ОПИ ДЭ на трубопроводах и скважинах устанавливается на дозировки, рекомендованной по результатам ЛИ.

В обязательном порядке делается расчёт времени прохождения испытуемым ДЭ по реагентопроводу до точки его ввода, в поток поступающей на установку жидкости (сырья). За время начала испытаний принимается расчётное время поступления нового ДЭ в поток сырья. На время периода ОПИ исключить попадание на объекты испытаний нефтесодержащей жидкости имеющей значительного количества ХР, используемых при бурении, ОПЗ, ГРП, МУН.

В течение 2-3 суток контролируются показатели подготовки нефти и воды (остаточное содержание воды в нефти, содержание нефтепродуктов в сточной воде).

Контроль показателей качества подготовки нефти, газа и воды осуществляется испытательной лаборатории ОГ в обычном режиме. При необходимости представителями производителя (поставщика) выполняются дополнительные анализы.

Через 2-3 суток после замены ДЭ и достижения качества показателей подготовки нефти и воды на уровне или выше предыдущего ХР начинается постепенное снижение расхода ДЭ (без изменения остальных режимов работы установки) с шагом 5 г/тн с интервалом 2 суток. При изначальной высокой дозировке шаг может быть увеличен до 10%. Определяется минимально достижимый расход ДЭ, при котором среднесменное (по анализам двухчасовых проб) остаточное содержание воды в нефти на выходе установки начинает превышать установленное технологическим регламентом работы, или среднесменное содержание нефтепродуктов в воде начинает превышать нормы, установленные для системы ППД данного месторождения (или превышать показатели остаточного содержания нефтепродуктов в воде при работе установки на предыдущем ХР).

После определения минимального достижимого расхода ДЭ выполняется возврат к расходу, при котором остаточное содержание воды на выходе УПСВ (УПН) не превышало установленное технологическим регламентом; режим отрабатывается в течение 2-3 суток.

После определения минимально достижимого расхода ДЭ при фактической температуре процесса устанавливается средний расход деэмульгатора, стабильно обеспечивающий требуемое остаточное содержание воды на выходе установки, и продолжается текущая подготовка нефти до полной выработки поступившей партии ДЭ. Данный расход ДЭ считается расходной нормой.

Если сразу в начале испытаний при увеличенном на 20-30% расходе нового ДЭ не удастся добиться качества показателей подготовки нефти и воды на уровне предыдущего ХР, производится дальнейшее увеличение расхода ХР на 20-30% с целью установления технологической возможности применения нового ДЭ для подготовки данного типа нефти. При невозможности получения качественных показателей подготовки нефти и воды на испытываемом ДЭ испытания прекращаются.

Для внутритрубной деэмульсации ключевым показателем эффективности ОПИ является непревышение давлений относительно регламентных (рабочих) значений, установленных в ОГ на каждый трубопровод. Применительно к скважинам показателями эффективности ОПИ ДЭ может быть давление на выкиде, дебит. Установленным режимом при испытуемой дозировке являются контролируемые параметры, стабильные в течение 2-3 суток.

Вне зависимости от объекта применения расчет дозировки производится исходя необходимости обработки объема нефти защищаемого объекта (г/тн нефти).

***Оформление результатов***

При проведении испытаний ведутся обычные оперативные журналы (режимные листы) работниками УПСВ, УПН и аналитической лаборатории нефтепромысла ОГ. По окончании испытаний оформляется акт проведения ОПИ с заключением о технической применимости ДЭ для подготовки нефти и воды на объектах подготовки нефти, трубопроводах и скважинах.

## 

1. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

Целью ОПИ ингибитора коррозии является получение окончательных данных для технико-экономического обоснования его промышленного применения, а именно определение удельного расхода, обеспечивающего требуемый уровень эффективности действия ХР, и уточнение технологии применения на объектах транспортировки или добычи нефти и воды.

Оценка эффективности действия ингибитора коррозии при ОПИ основана на сравнении скорости коррозии в средах до и после обработки ХР, при этом обработка сред осуществляется на объекте планируемого применения или на объекте с близкими технологическими параметрами. Результаты испытаний могут быть распространены на объекты с близкими технологическими параметрами сред.

Допускается не проводить ОПИ для ингибиторов коррозии в качестве добавок к жидкостям глушения. Решение о допуске к промышленному применению принимается на основании положительных результатов ЛИ, проведенных с учетом особенностей объекта применения. Химический реагент допускается к промышленному применению при полном соответствии качества, определенном на стадиях ЛИ и входного контроля.

***Порядок проведения испытания***

Испытания ингибиторов коррозии должны проводиться на объектах, подверженных коррозионному воздействию транспортируемой и добываемой среды, влияющих на эксплуатационные характеристики объекта. Перед испытанием должно быть проверено состояние объекта ОПИ на предмет отсутствия явных разрушений, которые могли бы привести к преждевременным порывам. Для проведения испытаний, защищаемые объекты должны быть оборудованы УКК, для применения технологии постоянного ингибирования – насосными блоками дозирования реагента (БДР, УДЭ и т. д.), для применения технологии периодического дозирования – МБРХ на базе вездеходной техники. Перед проведением испытаний должна быть определена контрольная (фоновая) скорость коррозии образцов-свидетелей (не старше 3 лет). Электрохимические датчики коррозии могут быть использованы для определения отмыва системы после остановки подачи базового реагента. Продолжительность экспозиции образцов – не менее 14 суток.

Выбор типа электронных датчиков зависит от степени обводненности перекачиваемой жидкости:

* линейной поляризации LPR – при содержании воды более 60%;
* электрических сопротивлений ER – при любом проценте обводненности.

Ингибирование сред производят по технологии постоянного дозирования. При подаче ХР по технологии постоянного дозирования испытания проводят при различных концентрациях ингибитора, рекомендованных по результатам ЛИ. При использовании технологий единовременной обработки, например, по технологии введения раствора ингибитора в пласт, концентрация ХР принимается равной удельному расходу, определенному по результатам ЛИ. Во время подачи (по технологии постоянного дозирования) или после обработки ХР производят отбор пробы среды, в которой определяют остаточную концентрацию ингибитора. В случае подачи ХР с различными дозировками отбор проб производят для каждой из концентраций. При единовременной обработке ХР продолжительность испытаний и время (периоды) отбора проб должны быть регламентированы программой ОПИ.

Количество параллельных проб с каждого места отбора должно быть не менее двух.

Химический анализ отобранных проб следует производить в соответствии с методиками, приведенными в Приложении 1 Типовых требований Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании», остаточное содержание реагентов в попутно-добываемых водах определяют по ТУ на ИК.

Вне зависимости от объекта применения (трубопроводы или скважины) при периодической технологии подачи ИК подбор дозировки является процессом измерения скорости коррозии в интервале между закачками. На объектах, которые только планируются к ингибиторной защите при помощи периодических закачек интервал между закачками, определяется по сохранению регламентной скорости коррозии – то есть по эффекту последействия.

***Требования к трубопроводу:***

* Статус трубопровода: действующий;
* протяженность объекта: не менее 1000 метров, если протяженность трубопровода ограничена двумя объектами (например, соединяет ДНС и КНС на единой площадке) и составляет менее 1000 метров, то испытуемым объектом считается весь трубопровод. Допускается проводить ОПИ на трубопроводе протяженностью менее 1000 метров в случае, если на месторождении отсутствует трубопроводы протяженностью не менее 1000 метров со скоростью коррозии более 0,1 мм/год;
* материал труб: соответствующий материалу труб планируемого объекта применения ХР;
* диаметр труб: не менее диаметра труб планируемого объекта применения ХР;
* температура жидкости: без ограничений;
* режим движения жидкости: аналогичный режиму планируемого объекта применения ХР;
* обводненность: не менее обводненности среды планируемого объекта применения ХР;
* рельеф местности: без ограничений;
* начальная (фоновая) скорость коррозии – не менее 0,1 мм/год;
* наличие в начальной и конечной точках объекта оборудования для замера и контроля: температуры, давления, состава среды и других показателей, предусмотренных Программой ОПИ. Основной контрольный узел коррозионного мониторинга должен быть установлен на расстоянии не менее 1000 метров (или в конце объекта ОПИ) от точки подачи реагента.

Допускается для проведения ОПИ использовать отдельный участок трубопровода, отвечающий вышеперечисленным параметрам.

***Требования к технологиям и испытаниям ингибиторов коррозии на трубопроводах***

ОПИ ингибиторов коррозии проводятся по технологии непрерывного дозирования в трубопровод в течение всего времени испытаний. Остановка закачки недопустима. В случае вынужденных остановок закачки суммарное время остановок не должно превышать 5% от продолжительности ОПИ и не более 24 часов единовременной остановки. В случае превышения все предыдущие результаты аннулируются и цикл испытаний повторяется. Если узлы подачи реагента не оборудованы БРХ или УДЭ, то ОПИ и дальнейшее ингибирование проводят при помощи периодической закачки. В процессе испытаний любые действия внутри системы (установки) закачки реагентов (в том числе дозаправка емкости) должны осуществляться комиссионно, с оформлением соответствующего акта (форма не устанавливается).

На расстоянии не менее 1000 метров (или в конце объекта ОПИ) от начальной точки (по направлению движения жидкости), на трубопроводе должен быть установлен основной контрольный узел коррозионного мониторинга. Узел может состоять из одного или нескольких датчиков – на усмотрение профильного СП ОГ. Закачка ингибиторов коррозии при отсутствии узлов контроля запрещена.

Определение контрольных (фоновых) значений скорости коррозии гравиметрическим методом (выдержка образцов не менее 14 суток). Марка стали УКК должна соответствовать марке стали защищаемого объекта.

В случае наличия ингибиторной защиты на данном объекте, необходимо остановить закачку и средствами контроля (электрохимический метод) вести наблюдение над изменением значений скорости коррозии. Замеры вести не реже 1 раза в сутки. Стабилизация значений скорости коррозии в течение 3-х суток свидетельствует об окончании отмыва старого ингибитора коррозии. При отсутствии средств контроля (электрохимический метод) отмыв производить не менее 7 суток. Далее определяют «фоновую скорость коррозии» гравиметрическим методом. При смене дозировки в рамках ОПИ можно использовать вышеописанный метод (электрохимический метод) отмыва предыдущей дозировки. Производится отбор контрольных проб: арбитражной для хранения в ОГ и пробы для входного контроля качества. Реагент может дозироваться как от меньшей дозировки к большей, так и от большей к меньшей, если предварительно провести переходный этап с меньшей дозировкой для снижения концентрации и стабилизации количества реагента в перекачиваемой среде. Продолжительность переходного этапа основывается на технологических параметрах объекта, физико-химических свойствах реагента и определяется индивидуально для каждого объекта и реагента. Предварительные «ударные» дозировки при проведении ОПИ не допускаются. Расчет дозировки производится исходя необходимости защиты всего объема жидкости ингибируемого объекта (г/м3 жидкости). Продолжительность ОПИ одного реагента при одной дозировке не должна превышать 30 суток с начала подачи в трубопровод. Время экспозиции дозирования должно быть таким же, что и при определении «фоновой скорости коррозии». В случае установки нескольких образцов после выдержки для определения фонового значения СК и в присутствии ингибиторов СК определяется по максимальному значению (не усредняется).

***Требования к технологиям и испытаниям ингибиторов коррозии на добывающих скважинах***

ОПИ ингибиторов коррозии можно проводить по технологии непрерывного дозирования в скважину при помощи дозирующих устройств в течение всего времени испытаний. Остановка закачки крайне недопустима. В случае вынужденной остановки закачки на срок более 24 часов, все предыдущие замеры обнуляются и цикл испытаний повторяется. В случае высокого динамического уровня вынужденная остановка допускается не более 1 суток. Если узлы подачи реагента не оборудованы БРХ или УДЭ, то ОПИ и дальнейшее ингибирование проводят при помощи периодической закачки. При периодической закачке производится отбор проб для определения концентрации ингибитора и скорости коррозии в ПДВ. В случае необходимости периодичность и объем закачек может быть скорректирован.

Требования к скважине:

* статус – действующая добывающая (УЭЦН, фонтан), осложненная по причине коррозии;
* материал НКТ – предпочтительно неремонтная подвеска «черной» трубы, только для целей ОПИ допускается НКТ из хромированной стали или с внутренним покрытием;
* рекомендуемая обводненность – не менее 70 %.

В процессе ОПИ на скважине не должны проводиться работы по закачке других ХР, кроме базовых, а также периодические прокачки реагентов, способных точечно оказывать влияние на резкое изменение СК.

В процессе ОПИ не должен изменяться режим работы скважины, влияющий на изменение дебитных характеристик, концентрации КВЧ и т.д.

В процессе ОПИ при дозировании в затрубное пространство необходимо наличие динамического уровня, при нулевом динамическом уровне рекомендуется использование капиллярных трубок.

В процессе испытаний любые действия внутри системы (установки) закачки реагентов (в том числе дозаправка емкости) должны осуществляться комиссионно, с оформлением акта в свободной форме.

На скважине должен быть установлен основной контрольный узел коррозионного мониторинга. Узел может состоять из одного или нескольких датчиков, место установки и количество определяется профильными СП ОГ и отражается в программе ОПИ. Самым доступным местом установки УКК является ФА. Подача ингибиторов коррозии при отсутствии узлов контроля запрещена. Определение контрольных (фоновых) значений скорости коррозии гравиметрическим методом (выдержка образцов не менее 21 суток). Фоновая скорость коррозии должна составлять не менее 0,1 мм/год. ОПИ начинается с дозировки рекомендованной по результатам ЛИ, продолжительность этапа аналогичная сроку замера фоновой скорости коррозии. В целях анализа работы подземного оборудования следующие этапы ОПИ допускается проводить с большим сроком с установкой УКК, в этом случае срок экспозиции образца свидетеля коррозии может быть меньше срока этапа ОПИ и равным сроку замера фоновой скорости коррозии.

В случае установки нескольких образцов после выдержки для определения фонового значения СК и в присутствии ингибиторов СК определяется по максимальному значению (не усредняется).

Рекомендуется производить замену объема жидкости в затрубном пространстве при смене дозировок между этапами ОПИ на жидкость с необходимой (испытываемой) дозировкой реагента. С целью исключения влияния предыдущих дозировок на проведение этапа.

В случае наличия ингибиторной защиты на данном объекте, необходимо остановить закачку и средствами контроля вести наблюдение над изменением значений скорости коррозии. Электрохимические датчики коррозии могут быть использованы для определения отмыва системы после остановки подачи базового реагента. Замеры вести не реже 1 раза в сутки. Стабилизация значений скорости коррозии в течение 3-х суток свидетельствует об окончании отмыва старого ингибитора коррозии. Данное значение принимается в качестве «фоновой скорости коррозии». Производится отбор контрольных проб ИК: арбитражной для хранения в ОГ и пробы для входного контроля качества. Для насыщения системы реагент в первый период времени подается с «ударной дозировкой» превышающей рабочую дозировку не более чем в 2 раза, рекомендуемая продолжительность подачи не более 3 суток. Расчет дозировки производится исходя необходимости защиты всего объема жидкости ингибируемого объекта (г/м3 жидкости).

***Требования к технологиям и испытаниям ингибиторов коррозии на газопроводах***

ОПИ ингибиторов коррозии на газопроводах могут проводится по технологии непрерывного дозирования в трубопровод в течение всего времени испытаний. При этом рекомендуемой схемой подачи является аэрозольный метод, когда впрыскивающая форсунка вмонтируется в газопровод и распыляет ингибитор по ходу движения газа в трубе. При этом необходимо учитывать, что при таком методе толщина пленки резко снижается по мере удаления от форсунки. В этой связи данный метод рекомендуется для относительно не продолжительных участков или требуется установка дублирующих впрыскивающих форсунок. Также как и для проведения ОПИ на других объектах до и во время ОПИ требуется установка узлах замера СК, при этом требование по минимальному расстоянию УКК от точки подачи ИК в 1000 м (или в конце трубопровода) сохраняется. Для протяженных участков газопровода рекомендуется поршневой метод, который заключается в пропуске пачки ИК между двумя поршнями, при этом происходит «размазывание» ингибитора по стенкам с созданием необходимой защитной пленки. Для реализации данной технологии необходимо выполнение двух ключевых условий: наличие камер пуска/приема поршней и установка специфических УКК, находящихся своей рабочей поверхностью с внутренней поверхностью трубопровода на одном уровне, что необходимо для прохода поршня.

## 

1. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ БАКТЕРИЦИДОВ

Целью ОПИ бактерицида является получение окончательных данных для технико-экономического обоснования его промышленного применения, а именно определение удельного расхода, обеспечивающего требуемый бактерицидный эффект (100%), и уточнение технологии применения. ОПИ бактерицидов разделяются на предварительные и заключительные. Все микробиологические операции, требующие соблюдения стерильности, должны проводиться в лабораторных условиях в соответствии с методиками, изложенными в Приложении 1 Типовых требований Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

***Порядок проведения испытаний. Сущность метода***

Метод определения бактерицидного действия основан на сравнении показателей роста и развития микроорганизмов в питательных средах, в которые помещены зараженные среды (для планктонных клеток) или образцы (для адгезированных клеток) до и после обработки испытуемым ХР, при этом обработка бактерицидом осуществляется в пробе среды, отобранной с объекта планируемого применения.

***Определение бактерицидного действия относительно планктонных клеток бактерий***

Предварительные испытания бактерицидного действия ХР относительно планктонных клеток бактерий проводятся в средах объектов планируемого применения. Для этого необходимо произвести отбор сред в стерильные ёмкости известного объёма (не менее 0,5 дм3), куда вносят бактерицид заданных концентраций (одна проба без добавления химического реагента является контрольной), закрывают пробкой без пузырька воздуха, перемешивают и выдерживают при заданной температуре (32 -35 0С) и в течение не менее 14 суток. После выдержки из каждой ёмкости отбирают по 5 мл жидкости, переносят в стерильные пробирки (20-25 мл), доливают до полного объёма питательную среду, соответствующую исследуемой культуре, закрывают пробкой без пузырька воздуха и перемешивают. Для каждой концентрации химического реагента проводят не менее 3 параллельных испытаний. Контрольные пробы (без добавления ХР) подготавливают в такой же последовательности, в количестве не менее 2-х параллельных испытаний. Далее все пробирки термостатируют (32-35 °С) и наблюдают в течение не менее 14 суток, отмечая изменения среды, свидетельствующие о росте и развитии бактерий. Минимальную концентрацию ХР, при которой отсутствуют признаки роста и развития бактерий, принимают за величину удельного расхода, обеспечивающего требуемый уровень эффективности бактерицидного действия (100 %).

***Определение бактерицидного действия относительно адгезированных клеток бактерий***

Для получения адгезированных форм бактерий необходимо произвести экспонирование металлических образцов на объекте планируемого применения. Время выдержки должно обеспечивать формирование устойчивой и стабильной по численности микроорганизмов биоплёнки, но не менее 14 суток. Подготовка металлических образцов должна осуществляться в соответствии с требованиями раздела 20 Приложения 1 Типовых требований Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании». Форма и размеры образцов определяются имеющейся в наличии лабораторной посудой и оборудованием, при этом площадь контакта образца со средой должна быть одинаковой для всей группы образцов. Предварительные испытания бактерицидного действия ХР относительно адгезированных клеток бактерий проводятся в средах объектов планируемого применения. Для этого необходимо произвести отбор сред в стерильные ёмкости известного объёма, куда вносят бактерицид заданных концентраций (одна проба без добавления ХР является контрольной), помещают образцы с адгезированной формой клеток бактерий, закрывают пробкой без пузырька воздуха, перемешивают и выдерживают при заданной температуре и в течение времени, установленных в соответствии с методикой испытания. После выдержки все образцы переносят в стерильные пробирки, содержащие питательную среду, закрывают пробкой без пузырька воздуха и перемешивают. Далее пробирки термостатируют (32-35°С) и наблюдают в течение 14 суток, отмечая изменения среды, свидетельствующие о росте и развитии бактерий. Минимальную концентрацию ХР, при которой отсутствуют признаки роста и развития бактерий, принимают за величину удельного расхода, обеспечивающего требуемый уровень эффективности бактерицидного действия (100%)

***Порядок проведения заключительных испытаний. Сущность метода***

Метод определения бактерицидного действия основан на сравнении показателей роста и развития микроорганизмов в питательных средах, в которые помещены зараженные среды (для планктонных клеток) или образцы (для адгезированных клеток) до и после обработки испытуемым ХР, при этом обработка бактерицидом осуществляется непосредственно на объекте планируемого применения. ОПИ бактерицидов проводят методом периодических закачек, в том числе с «ударной» дозировкой. Удельные расходы принимают на основании предварительных ЛИ, объем закачек рассчитывают исходя из принятых удельных дозировок и объемов обрабатываемой жидкости. В течении ОПИ ежедневно производят отбор проб обработанной жидкости для определения концентрации бактерий, по результатам тестирования определяют успешность ОПИ и при необходимости корректируется периодичность закачек.

***Определение бактерицидного действия относительно планктонных клеток бактерий***

Перед началом обработки бактерицидом производят отбор контрольной пробы среды, в которой определяют начальную микробиологическую зараженность (*n0*), показатели, зависящие от жизнедеятельности определяемых бактерий (например, содержание сероводорода в случае исследования СВБ), температуру среды, технологические параметры объекта планируемого применения ХР. Бактерицидную обработку рекомендуется осуществлять методом подачи ударной дозировки испытуемого ХР, концентрация которой определяется на основании результатов предварительных испытаний. После обработки производят отбор пробы среды, в которой определяют конечные значения зараженности (*n1*) и показатели, зависящие от жизнедеятельности определяемых бактерий. Технология бактерицидной обработки, время и место отбора проб должны быть установлены Программой ОПИ.

Эффективность подавления жизнедеятельности бактерий (*z*) рассчитывают по формуле, %:



где:

* **для *СВБ:***
* *С* – содержание H2S в контрольной пробе, мг/л,
* *С1* – содержание H2S в пробе после бактерицидной обработки, мг/л;
* **для УОБ:**
* *С – содержание летучих жирных кислот в контрольной пробе, мг/л,*
* *С1 – содержание летучих жирных кислот в пробе после бактерицидной обработки, мг/л;*
* **для ТБ:**
* *С – содержание сульфат-ионов в контрольной пробе, мг/л,*
* *С1 – содержание сульфат-ионов в пробе после бактерицидной обработки, мг/л.*

В случае необходимости в расчет могут быть внесены поправки на фоновое содержание определяемых компонентов. Эффективными считаются такие удельный расход и время действия ХР, которые обеспечивают полное подавление жизнедеятельности бактерий при известной степени зараженности (*n0*).

Показателем эффективности подавления жизнедеятельности бактерий может служить коэффициент подавления (*K*), который рассчитывают по формуле:

,

где:

*n0* – количество клеток бактерий в контрольной пробе, кл/см3;

*n1* – количество клеток бактерий в пробе после бактерицидной обработки, кл/см3.

***Определение бактерицидного действия относительно адгезированных клеток бактерий***

Перед началом испытаний необходимо получить адгезированную форму клеток бактерий, для этого следует произвести экспонирование металлических образцов на объекте планируемого применения. Время выдержки должно обеспечивать формирование устойчивой и стабильной по численности микроорганизмов биоплёнки, но не менее 14 суток. Форма и размеры образцов определяются имеющейся в наличии лабораторной посудой и оборудованием, при этом площадь контакта образца со средой должна быть одинаковой для всей группы образцов. До бактерицидной обработки часть экспонированных образцов (не мене двух) изымают и помещают стерильную ёмкость, в которую заранее вносят среду с объекта испытания, закрывают пробкой без пузырька воздуха. Отобранные образцы в кратчайшие сроки должны быть доставлены в лабораторию для дальнейших микробиологических исследований. Сформировавшуюся на поверхности образцов биопленку характеризуют плотностью колонизации (*Q*0), равной отношению количества клеток к площади контакта со средой (кл/см2). Учёт количества адгезированных клеток бактерий производится методом предельных разведений, в соответствии с разделом 20 приложения 1 Типовых требований Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

Бактерицидную обработку рекомендуется осуществлять методом подачи ударной дозировки испытуемого ХР, концентрация которой определяется на основании результатов предварительных испытаний. После обработки оставшиеся на объекте испытаний образцы извлекают и переносят в стерильные пробирки, содержащие питательную среду, закрывают пробкой без пузырька воздуха и перемешивают. Далее пробирки термостатируют (32-35°С) и наблюдают в течение 14 суток, отмечая изменения среды, свидетельствующие о росте и развитии бактерий. Технология бактерицидной обработки, место экспонирования образцов, время и место отбора проб должны быть определены программой ОПИ. Эффективными считаются такие удельный расход и время действия ХР, которые обеспечивают полное подавление жизнедеятельности бактерий при известной плотности колонизации (*Q*0).

1. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ингибиторов солеотложения

Начальным этапом испытаний ингибиторов солеотложения является лабораторное определение физико-химических показателей и эффективности действия согласно Приложения 1 Типовых требований Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании». Перед тестом на эффективность необходимо определить тип отложений, характерный для объекта испытаний. Если в отложениях присутствуют несколько типов минеральных солей, то эффективность ингибитора солеотложения определяется для каждого типа. В условиях объектов добычи, подготовки и транспортировки в Компании выделяют следующие типы минеральных отложений: кальцит (карбонат кальция), гипс (сульфат кальция), соли и окислы железа и соли бария (сульфаты и карбонаты). В техническом задании на ЛИ должно быть наряду с физико-химическими показателями отражено определение эффективности на конкретные виды отложений статическим методом. С целью определения контролируемого значения содержания ингибитора в защищаемых водах кроме статического теста рекомендуется проведение динамического теста. Полученное значение концентрации должно быть внесено в программу ОПИ в раздел в качестве ориентировочного контрольного параметра.

В случае использования на стадии ОПИ метода задавки ингибитора в пласт ЛИ должны содержать адсорбционно-десорбционные исследования на керне объекта испытания, программа ОПИ – объемы и составы пачек закачиваемых в пласт, расчетная кривая выноса ингибитора. В случае использования на стадии ОПИ метода периодической закачки в скважину программа ОПИ должна содержать объемы и содержание закачиваемых пачек, периодичность закачек.

Допускается не проводить ОПИ для ингибиторов солеотложения в качестве добавок к жидкостям глушения. Химический реагент допускается к промышленному применению при полном соответствии качества, определенном на стадиях ЛИ и входного контроля.

***Сущность метода***

Контролируемыми параметрами при ОПИ могут являться наработка, технологический режим работы оборудования, концентрация ингибитора солеотложения в защищаемых водах, содержания основных солеобразующих ионов в средах до и после обработки ХР, при этом обработка сред осуществляется непосредственно на объекте планируемого применения.

***Порядок проведения испытания***

Испытания ингибиторов солеотложения должны проводиться на объектах, подверженных образованию солевых отложений, которые влияют на эксплуатационные характеристики объекта. Ключевым местом при разработке Программы ОПИ является определение критериев успешности. Причем все ниже предложенные критерии успешности могут быть применены для ОПИ ингибиторов солеотложения применительно к объектам добычи, подготовки и транспортировки вне зависимости от технологии подачи реагента. Обязательным критерием успешности для включения в программу ОПИ является отсутствие отказов оборудования по причине солеотложения за период ОПИ.

Ингибирование сред производят по технологии, предусмотренной программой ОПИ. При подаче ХР по технологии постоянного дозирования испытания проводят при различных концентрациях ингибитора, рекомендованных по результатам ЛИ. При использовании технологий единовременной обработки, например, по технологии введения раствора ингибитора в пласт, концентрация ХР принимается равной удельному расходу, определенному по результатам ЛИ.

При проведении ОПИ ИС на объектах подготовки нефти кроме заложенной наработки оборудования в качестве контрольного параметра может быть использовано изменение концентрации солеобразующих ионов до и после точек ввода ингибитора. При этом подача ингибитора осуществляется, как правило, по технологии постоянного дозирования. Отбор проб обрабатываемой среды производят до и после точек ввода (но до зоны риска выпадения солей – нагревательные элементы), пробы термостатируют и по изменению солеобразующих ионов в среде рассчитывают эффективность. В случае подачи ХР с различными дозировками отбор проб производят для каждой из концентраций. При единовременной обработке ХР продолжительность испытаний и время (периоды) отбора проб должны быть регламентированы программой ОПИ. Количество параллельных проб с каждого места отбора должно быть не менее двух. Химический анализ отобранных проб следует производить в соответствии с методикой, приведенной в разделе 2 приложения 1 Типовых требований Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании».

Для скважин рекомендуемая длительность ОПИ не менее 90 суток (на одну дозировку), для объектов подготовки не менее 5 суток на одной дозировке (если контроль осуществляется по солеобразующим ионам в защищаемой воде). Для скважин во время ОПИ рекомендуемый период отбора проб для контроля ионного состава попутно-добываемой воды не реже 1 раз в 10 суток. На объектах подготовки контроль эффективности ОПИ ИС можно осуществлять также с помощью физического контроля отложения на защищаемых объектах (катушки, нагревательные элементы печей). В этом случае срок ОПИ регламентируется как начало и конец планового срока очистного периода защищаемого объекта. Критерием эффективности служит не превышение средней толщины отложений на защищаемых объектах при вскрытии по сравнению с толщиной отложений, сформированной за аналогичный период при дозировании базового реагента.

***Обработка результатов испытаний***

Применительно к объектам подготовки в рамках ОПИ эффективность действия ингибитора солеотложения вычисляют по формуле (при этом нужно учитывать необходимость/отсутствие необходимости термостатирования в зависимости от места отбора пробы):

,

где:

 – содержание солеобразующего катиона в пробе, содержащей ингибитор, мг/дм3;

 – содержание солеобразующего катиона в пробе, не содержащей ингибитора, мг/дм3.

Для скважин во время ОПИ определение эффективности по вышеуказанной формуле в отобранных пробах воды проводить не целесообразно, так как добываемая вода (и жидкость) уже прошла зону (ПЗП и насосное оборудование) риска солевыпадения.

Для объектов подготовки, где проводят ОПИ ингибиторов солеотложения, возможна ситуация, когда отсутствует возможность отбора проб обрабатываемой жидкости до ввода ингибитора. Тогда отбирают пробу жидкости после точки ввода ингибитора и сравнивают содержание солеобразующих ионов до и после термостатирования. Не исключается также ситуация, когда отбор проб жидкости после подачи ингибитора возможен только после зоны риска выпадения (нагревательные элементы), в этом случае в отобранной пробе определяют концентрацию солеобразующих ионов без повторного нагрева.

Расчет дозировки производится исходя необходимости защиты объема воды ингибируемого объекта (г/м3 воды).

1. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ РАСПО

Целью ОПИ РАСПО является получение данных для технико-экономического обоснования его промышленного применения, а именно определение удельного расхода, обеспечивающего требуемый уровень эффективности действия ХР, и уточнение технологии применения.

РАСПО предназначаются для удаления АСПО с поверхности нефтепромыслового оборудования и ПЗП. Химический состав растворителей АСПО, как правило, состоит из гексановой фракции, ароматических углеводородов (бензол, толуол), ПАВ и других веществ. При инженерном подходе состав и свойства РАСПО подбираются исходя из свойств АСПО в целях повышения эффективности удаления отложений. Физико-химические свойства растворителя АСПО приводятся в ТУ.

По степени воздействия на организм человека в соответствии с ГОСТ 12.1.007 применяемые растворители, как правило, относятся к третьему классу опасности (умеренно-опасные вещества). Растворители хорошо растворяются в нефти, в воде не растворяются.

***Критерии применения и эффективности растворителей АСПО***

Применение РАСПО относится к одному из высокоэффективных способов удаления АСПО, поскольку практически никогда не вызывает осложнений при технологических обработках, как это часто случается при применении механических и тепловых способов депарафинизации. Однако из-за значительной стоимости растворителя затраты на обработку растворителем выше, чем при тепловой обработке нефтью, поэтому растворитель применяется преимущественно в тех случаях, когда другие способы депарафинизации неэффективны. Применение растворителей рекомендуется в следующих случаях:

* промывка приемной сетки и рабочих органов УЭЦН при снижении дебита на 15% и более;
* удаление АСПО из НКТ при глубоких отложениях АСПО (ниже 500 м) в скважинах оборудованных ШГН, когда горячая обработка малоэффективна, а разность нагрузок Рmax-Рmin по динамограмме увеличилась по сравнению с первоначальной на 300 и более килограмм;
* промывка и очистка фильтра и клапанов СШНУ от АСПО при забойных давлениях ниже давления насыщения;
* обработка растворителем выкидных линий большой протяженности, когда горячая промывка не дает эффекта. Производится при повышении давления на 0,3 МПа и более;
* увеличение производительности нефтесборных и напорных трубопроводов путем пропуска пробки растворителя;
* обработка призабойных зон скважин растворителем;
* при СКО скважин как буфер перед кислотой;
* для промывки клапанов СШНУ от АСПО перед постановкой бригад по ремонту скважин с целью вызова подачи.

Технологический процесс ОПЗ пласта растворителем производится на основе диагностических признаков, характеризующих скважину и призабойную зону пласта, определяющих целесообразность обработки. К ним относятся:

* повышенное фильтрационное сопротивление в ПЗП и скин-фактор скважины;
* радиус ухудшенной проницаемости;
* потенциал продуктивности скважины;

Ухудшающим продуктивность скважины фактором являются АСПО.

Применение РАСПО в технологиях СКО (в качестве оторочки перед СКО) производится в целях повышения эффективности СКО и недопущения образования нефтекислотных эмульсий на забое скважины, препятствующих нормальному освоению скважины насосом. Растворитель имеет сложный состав, поэтому не только растворяет парафин (АСПО), но и диспергирует и отмывает. С учетом этих свойств 1 м3 растворителя удаляет до 100-150 кг. АСПО с поверхности оборудования. РАСПО не должны вызывать коррозии нефтепромыслового оборудования, не создавать эмульсии, осложнений при добыче, транспортировке, подготовке и переработке нефти, не ухудшают ее товарные качества. РАСПО относятся к легковоспламеняющимся жидкостям, поэтому требуют осторожного обращения, особенно в летнее время, при транспортировке автотранспортом, хранении и применении.

Оценка эффективности действия РАСПО при ОПИ основана на сравнении технологических характеристик работы объектов применения (скважина, насосы, трубопроводы) до и после обработки ХР, при этом обработка осуществляется непосредственно на объекте планируемого применения.

Эффективность РАСПО должна составлять не ниже 95 %. Следует учитывать, что данный уровень эффективности характерен для определения эффективности в лабораторных условиях. Для определения конкретных численных значений критериев успешности ОПИ РАСПО используются технико-дебитные параметры объектов испытаний. Универсальных численных значений критериев успешности ОПИ не существует, критерии подбираются индивидуально в каждом случае и фиксируются в программе ОПИ. В качестве рекомендации критериями успешности ОПИ могут быть снижение линейного давления трубопроводе или коллекторе ниже предельно допустимого (режимного), восстановление дебита скважины. Данные показатели должны быть учтены при оценке результатов ОПИ в комплексе с другими параметрами, влияющими на осложнение.

Критериями успешности ОПИ для трубопроводов могут являться, снижение линейного давления на начальном участке трубопровода или коллектора после обработки с применением РАСПО.

* более чем на 20% - при режимном давлении до 20 атм.;
* более чем на 15% - при режимном давлении от 20 до 30 атм.;
* более чем на 10% - при режимном давлении свыше 30 атм.

***Алгоритм выбора участков для проведения обработок РАСПО***

Для проведения обработок РАСПО трубопроводов необходимо:

* выполнить гидравлический расчет трубопровода;
* установить расчетный и фактический перепад давлений на участках ТП
* участки на которых перепад давлений выше расчетного на 15% подлежат обработки РАСПО.

Четкая взаимосвязь между соотношением растворителя к АСПО, полученного при ЛИ и необходимой начальной дозировкой при ОПИ отсутствует. В этой связи для определения начальной дозировки/расхода РАСПО для ОПИ можно использовать следующие рекомендации:

* при возможности измерения массы АСПО на очищаемом участке применение соотношения растворителя к АСПО, полученного при ЛИ;
* при отсутствии возможности измерения массы АСПО на очищаемом участке использование в качестве начальной дозировки РАСПО внутренний объем очищаемого участка;
* рабочая дозировка базового РАСПО. Данная рекомендация более значима, так как дозировка базового реагента является результатом промыслового подбора и поиска минимального объема.

***Порядок проведения испытания***

Испытания растворителей АСПО должны проводиться на объектах, подверженных образованию АСПО, которые влияют на эксплуатационные характеристики объекта. Технологические методы испытания растворителей АСПО определяются множеством факторов:

* способом эксплуатации скважины;
* физико-химическими свойствами АСПО;
* глубиной отложений АСПО, которые подлежат удалению;
* объемом и характером отложений;
* другими конкретными условиями проведения обработки.

Перед началом подачи (обработки) растворителя АСПО по той или иной технологии (обработка призабойных зон скважин, солянокислотных обработках скважин, удаление АСПО из НКТ, удаление АСПО из выкидных линий, увеличение пропускной способности нефтесборных трубопроводов) производят замер технологических параметров (дебит скважин, перепад давления, нагрузку на штангу и др.), характеризующих работу оборудования. Обработку с использованием растворителей АСПО производят по технологии, предусмотренной программой ОПИ. Во время подачи или после обработки ХР производят замеры технологических параметров и сравнивают их с параметрами до обработки. Удаление АСПО – процесс единовременный и критерии успешности ОПИ определяются сразу после возобновления работы объекта.

***Испытания растворителей АСПО при обработке скважин***

Испытания проводятся на скважинах, на которых не эффективны тепловые и другие методы удаления АСПО. Примером могут служить осложнения, когда из-за очень низких забойных давлений (ниже давления насыщения нефти газом) на приемной сетке и в рабочих органах УЭЦН образуются отложения, состоящие из АСПО, солей, механических примесей. В таких случаях в нижней части НКТ образуются АСПО, снижающие производительность УЭЦН. При выборе способа обработки и объема растворителя для обработки учитывают результаты расследования предыдущих отказов УЭЦН. Для обработки приемной сетки и рабочих органов УЭЦН от отложений АСПО применяют два способа:

1. Продавка порции растворителя через УЭЦН промывочным агрегатом. Этот способ применяется при значительном снижении (25% и более) производительности УЭЦН и повышении динамического уровня. В данном случае порцию растворителя объемом не менее 1м3 закачивают в затрубное пространство скважины, продавливают через насос продавочной жидкостью (обычно нефть, в обводненных скважинах допускается пластовая вода). После прохождения объема растворителя через насос закачку жидкости в затруб прекращают, УЭЦН оставляют в работе. Давление закачки продавочной жидкости рекомендуется не выше 4-6 МПа. Если динамический уровень высокий, циркуляция через насос плохая, (т.е. продолжительность доведения порции растворителя до приема насоса более 0,5 часа), то на время продавки динамического уровня через насос УЭЦН останавливают во избежание перегрева погружного электродвигателя. Запускают УЭЦН после доведения порции растворителя до приема насоса.
2. Заливка в затрубное пространство скважины определенного объема растворителя АСПО без последующей продавки его через насос. Этот способ применяется при низких динамических уровнях, при малом погружении насоса под динамический уровень, при интенсивном поглощении пластом жидкости при промывках. При этом объем закачки колеблется от 0,3 м3 до 1,5 м3. При этом растворитель перемешивается с легкой затрубной нефтью, повышает ее растворяющую способность, в последующем прохождении через насос отмывает отложения парафина.

***Испытания растворителей АСПО при обработке лифта УЭЦН***

Данный способ применяется при глубоких (ниже 500м) отложениях АСПО в НКТ, когда горячая обработка с помощью агрегата для депарафинизации неэффективна. Для промывки лифта растворителем берут объем 1,5-2м3 растворителя и продавливают через насос нефтью.

Оценку об эффективности обработки РАСПО производят по комплексному анализу изменения величины токовой нагрузки на станции управления УЭЦН, изменения

а скважины и динамического уровня в скважине и др. Эффективность оценивается по комплексному анализу всех показателей, влияющих на осложнение. Чистоту НКТ также можно проверить путем спуска шаблона с помощью исследовательской машины через сутки после обработки растворителем АСПО.

***Испытания растворителей АСПО при обработке фильтра, рабочих органов ШГН и НКТ***

Испытания проводятся на скважинах с АСПО ниже 500-550 м. Технология обработки скважины растворителем заключается чаще всего в продавке 1,5-2 м3 растворителя через насос нефтью. После прохождения расчетного объема растворителя через насос продавку прекращают, ШГН оставляют в работе, в некоторых случаях (не рекомендуется из-за потерь по нефти) ШГН пускают в работу круговой циркуляцией НКТ-затруб-насос. В некоторых случаях рекомендуется после заполнения НКТ растворителем остановить станок-качалку на время реакции растворителя с АСПО на 3-4 часа. Однако при сильном запарафинивании НКТ при любой остановке скважины парафин сползает вниз и в отдельных местах образует пробки из АСПО. Скважины с высокой приемистостью не позволяют выполнять эффективную промывку скважины из-за поглощения жидкости пластом. В этих случаях растворитель АСПО объемом 1,5-2 м3 заливается в затрубное пространство без последующей продавки. Эффективность обработки растворителем СШНУ определяется по динамограммам, изменению дебита и динамического уровня.

***Испытания РАСПО при обработке трубопроводов***

Испытания проводятся на трубопроводах, на которых не эффективны тепловые методы, либо существуют риски получения вторичного парафина, отсутствует инфраструктура для механического удаления АСПО.

Перед проведением ОПИ РАСПО на трубопроводах необходимо подтвердить природу осложняющего фактора (АСПО) - для этого из осложненных трубопроводов отбираются пробы отложений и передаются в ХАЛ на проведение следующих видов анализов (далее ЛИ): определение доли органической части в составе отложений, определение асфальтентов, смол и парафинов, определение температуры плавления парафина. Для отбора проб должны быть подобраны участки с максимальной потерей проходного сечения (наиболее подверженные парафиноотложению).

***Категоризация трубопроводов и тиражирование результатов ОПИ***

по результатам выполнения ЛИ трубопроводы необходимо категоризировать, разбить на группы по сходным составам отложений для распространения результатов ОПИ и оптимизации трудозатрат.

Для проведения расчета алгоритма оценки интегрального риска для группирования и укрупнения объектов ОПИ растворителей АСПО требуются следующие исходные данные:

* Наименование трубопровода.
* Протяженность (L), м.
* Наружный диаметр (Dн), мм.
* Толщина стенки (h), мм.
* Дебит жидкости (Qж), м3/сут.
* Дебит нефти (Qн), т/сут.
* Обводненность (n), %.
* Температура насыщения нефти парафином (Tнас), °С.
* Компонентный состав нефти (парафины, асфальтены, смолы) (Сп, Са, Сс), % масс.
* Плотность воды (ρв), кг/м3.
* Плотность нефти в поверхностных условиях (ρн), кг/м3.
* Динамическая вязкость нефти в поверхностных условиях (μн), сПз.
* Температура потока жидкости (Тж), °С.

Производится расчет промежуточных параметров:

1 Внутренний диаметр трубопровода (Dвн), мм

Dвн = Dн – 2 · h.

2 Переохлаждение потока (ΔT), °С

ΔT = Tнас – Tж.

3 Скорость потока (Vж), м/с

4 Удельное время нахождения потока в трубе (Туд), с/м.

Туд = 1 / Vж

5 Безразмерный параметр «Риск отложения АСПО», Rаспо

Rаспо = Сп · ΔT · Туд · Qн.

6 Динамическая вязкость эмульсии (μэ), сПз

μэ = 1 · n / 100 + μн · (100 – n) / 100.

7 Плотность эмульсии (ρэ), сПз

ρэ = ρв · n / 100 + ρн · (100 – n) / 100.

8 Безразмерный параметр «Гидравлические потери», Δp

Δp = μэ · L · ρэ · / (2 · Dвн).

Определяются значения характеризующих критериев оценки. Общее число критериев равно шести; каждый критерий описывает вклад своих влияющих факторов в суммарный уровень осложнения на объекте ОПИ. Заданные границы по каждому критерию позволяют оценить его в условных баллах от 0 до 2.

Критерий гидравлических потерь К1 характеризует гидравлическую характеристику трубопровода и позволяет оценить потери давления на трение (вязкость) с учетом параметров трубопровода (диаметр, длина), параметров среды (вязкость жидкости), нагрузки на трубопровод (скорость потока, расход).

K1 = lg(Δp).

Критерий по переохлаждению К2 определяется разностью между температурой начала кристаллизации парафинов (Тнас) и температурой нефти (Тж) в потоке. Характеризует уровень опасности формирования парафиновых отложений.

К2 = ΔT.

Критерий стабильности асфальтенов К3 определяется отношением содержания смол к содержанию асфальтенов в компонентном составе нефти. Характеризует уровень опасности отложения асфальтеновой части АСПВ в трубопроводе.

К3 = Сс / Са.

Критерий по обводненности К4 характеризует влияние соотношения нефтяной и водной фаз в потоке на интенсивность формирования и структуру отложений АСПВ.

К4 = n.

Комплексный критерий риска отложения АСПО К5 позволяет оценить взаимное влияние на процесс формирования АСПО таких параметров как время протекания процесса осаждения АСПВ, выраженное в удельном времени нахождения нефти в трубопроводе и его интенсивность, через соотношение переохлаждения, содержания парафина и количество нефти в потоке.

К5 = Rаспо.

Критерий по времени контакта реагента К6 зависит от удельного времени прохождения растворителем участка трубопровода. Позволяет спрогнозировать эффективность разрушения АСПО реагентом в зависимости от скорости прохождения потока по трубопроводу и его длины.

К6 = Туд.

В зависимости от полученных значений каждый критерий оценивается в условных баллах по установленным для него граничным значениям. Баллы характеризуют вес критерия и влияния его на интегральный уровень риска для конкретного объекта ОПИ. Для соблюдения равенства влияния на интегральный критерий все частные критерии оцениваются по шкале от 0 до 2, где 0 баллов характеризует вклад критерия как слабый, а 2 балла – как значительный. Граничные значения для критериев с учетом типа объекта ОПИ (выкидные линии скважин или прочие трубопроводы) сведены в таблицу 1.

**Таблица 1**

**Граничные значения для критериев для ОПИ на трубопроводах**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **КРИТЕРИЙ** | **ТИП ОБЪЕКТА ОПИ** | **ЗНАЧЕНИЕ КРИТЕРИЯ (УСЛОВНЫЙ БАЛЛ)** | | |
| **0** | **1** | **2** |
| К1 | выкидная линия | менее 1 | 1 - 2 | более 2 |
| пр. трубопровод | менее 2 | 2 - 3.5 | более 3.5 |
| К2 | - | менее 5 | 5 - 25 | более 25 |
| К3 | - | более 5 | 2 - 5 | менее 2 |
| К4 | - | более 80 | 20 - 80 | менее 20 |
| К5 | выкидная линия | менее 3.5 | 3.5 - 4.1 | более 4.1 |
| пр. трубопровод | менее 3.9 | 3.9 - 4.25 | более 4.25 |
| К6 | выкидная линия | более 50 | 15 - 50 | менее 15 |
| пр. трубопровод | более 10 | 5 - 10 | менее 5 |

Рассчитывается интегральный критерий, объединяющий влияние каждого из частных критериев на суммарный уровень риска при проведении ОПИ для выбранного объекта:

Полученные значения суммарного критерия для каждого из объектов ОПИ могут варьироваться в условных баллах от 0 до 12, где 0 баллов характеризует объект ОПИ как малоосложненный, а 12 баллов – как максимально осложненный.

Проведенный расчет позволяет провести группирование и укрупнение объектов ОПИ. Весь осложненный фонд трубопроводов предлагается разделить на три группы на основании схожести физико-химических параметров сред и технологических показателей эксплуатации (значению КΣ):

* группа 1 - значение КΣ менее 5 (уровень осложнения ниже среднего);
* группа 2 - значение КΣ = 5 – 6 (уровень осложнения средний);
* группа 3 - значение КΣ более 6 (высокий уровень осложнения).

Испытания проводят параллельно на нескольких трубопроводах (не менее 2) для каждой группы по результатам категоризации.

***Выбор объекта для проведения ОПИ***

Выбор объекта для проведения ОПИ из каждой группы категоризации осуществляется вне зависимости от:

* назначения трубопровода (выкидная линия, нефтесбор, напорные нефтепроводы);
* протяженность;
* наличие КППОУ;
* межочистной период.

Для проведения ОПИ выбирается наиболее запарафиненный участкок трубопровода (участком трубопровода считается участок между двумя манометрами/задвижками). Алгоритм выбора участка трубопровода для проведения ОПИ заключается в следующем:

* согласно снятым эпюрам давления в начале и конце трубопровода определяют внутренний диаметр трубопровода (*Dвнутр*);
* на основании внутреннего диаметра трубопровода вычисляется свободный объем трубопровода (*Vсвоб*.):

По результатам расчета закачивают необходимый объем растворителя с одного конца трубы и продавливают его на запарафиненный участок. После времени отстоя на реакцию растворения, установленного при проведении ЛИ, трубопровод запускают в работу. Испытание проводят по согласованной программе, поскольку при остановке трубопровода неизбежны потери по нефти. Следует также учитывать особенности трубопровода для оценки вероятности его замораживания в зимний период.

Минимально эффективной дозировкой (т/(м3×обработку) считается дозировка, при которой:

* происходит снижение перепада давлений на начальном участке трубопровода:
* не менее, чем на 20% - при режимном давлении до 20 атм.;
* не менее, чем на 15% - при режимном давлении от 20 до 30 атм.;
* не менее, чем на 10% - при режимном давлении свыше 30 атм.
* перепад давления на участке проведения ОПИ после проведения обработки РАСПО не должен превышать значения перепада давления до проведения обработки.

При поиске минимальной эффективной дозировки для технологии заполнения рекомендуется использовать интервал изменения дозировки растворителя АСПО – 10-20 % (масс.) от начального объема РАСПО при ОПИ. Рекомендуется в качестве начального объема РАСПО принять 80% от объема обрабатываемого участка трубопровода.

***Выбор технологии проведения ОПИ РАСПО***

В зависимости от необходимого для обработки объёма растворителя АСПО определяют технологию очистки:

* технологию заполнения трубопровода растворителем и его остановка на время, установленное во время ЛИ;
* технологию подачи «пробкой».

Испытание технологией заполнения трубопровода проводят при отсутствии камеры пуска скребков или при осложнениях в процессе пропуска очистных устройств.

Очистка выкидных линий и нефтесборной системы от АСПО с помощью растворителей может выполняться также путем пропуска «пробки» растворителя без остановки нефтепровода. Длина пробки зависит от степени запарафинивания трубы и составляет не менее 100 метров. После пропуска пробки растворителя, рекомендуется пропускать пробку из вязкоупругих смесей. Эффективность обработки растворителем АСПОоценивают по эпюрам давления конкретного трубопровода.

При поиске минимальной эффективной дозировки для технологии пробковой закачки рекомендуется использовать интервал изменения объема «пробки» растворителя АСПО – 10-20 % (масс.) от начального её объема при ОПИ. Количество обработок при этом должно быть не более 3.

Расчет минимальной эффективной дозировки производится исходя:

* необходимости обработки объема нефти при постоянном дозировании (г/тн нефти);
* из внутреннего объема трубопроводов (т/(м3×обработку)) при периодических обработках;
* из объема «пробки» растворителя при периодической обработке (м3/обработку).

***Алгоритм подбора МОП при проведении ОПИ и периодических обработок РАСПО***

МОП для трубопроводов устанавливается на основании роста давлений:

* выше 20% – при режимном давление Рлин до 20 атм.,
* выше 15% – при режимном давление Рлин от 20 атм. до 30 атм.,
* выше 10% – при режимном давление Рлин свыше 30 атм.

Для трубопроводов, оборудованных КППОУ МОП принимается равным фактическому МОП при проведении внутритрубной очистки.

В рамках одной группы (категории) ТП установить МОП на основании среднего времени, при котором давление в трубопроводе вырастает более, чем на 15%.

## 

1. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИАСПО

Целью ОПИ ингибитора АСПО является получение данных для технико-экономического обоснования его промышленного применения, а именно определение удельного расхода, обеспечивающего требуемый защитный эффект, и уточнение технологии применения. Оценка эффективности ингибитора АСПО и определение удельного расхода может быть проведена как на основе определения способности среды к отложению АСПО непосредственно на объекте применения, так и по технологическим параметрам эксплуатации объекта (увеличение МОП, время поддержания пропускной способности трубопровода).

***Сущность метода оценки эффективности ингибитора АСПО***

Оценка эффективности действия ингибиторов АСПО при ОПИ основана на сравнении склонности нефти (среды) к отложению парафина до и после обработки ХР на охлаждаемую поверхность, при этом обработка сред осуществляется непосредственно на объекте планируемого применения.

***Выбор объекта для проведения ОПИ***

Выбор объекта для проведения ОПИ осуществляется вне зависимости от:

* назначения трубопровода (выкидная линия, нефтесбор, напорные нефтепроводы);
* протяженность;
* наличие КППОУ;
* небольшой расход жидкости по трубопроводу;

***Порядок проведения испытания***

Метод реализуется путем постоянной подачи ингибитора АСПО в трубопровод или затрубное пространство скважины с применением дозирующей установки, предпочтительно с дозирующей трубкой.

Испытания ингибиторов АСПО должны проводиться на объектах, подверженных образованию АСПО, которые влияют на эксплуатационные характеристики объекта.

В качестве критерия обоснования применения ИАСПО для трубопроводов является повышение линейного давления на начальном участке трубопроводе или коллектора:

* более чем на 20% - при режимном давлении до 20 атм.;
* более чем на 15% - при режимном давлении от 20 до 30 атм.;
* более чем на 10% - при режимном давлении свыше 30 атм.

Рекомендуемая продолжительность подачи испытуемого реагента с одной дозировкой – 15 суток.

Критериями успешности ОПИ для трубопроводов является, отсутствие изменения линейного давления на трубопроводе или коллекторе при дозировании ИАСПО;

* более чем на 20% - при режимном давлении до 20 атм.;
* более чем на 15% - при режимном давлении от 20 до 30 атм.;
* более чем на 10% - при режимном давлении свыше 30 атм.

Испытания проводятся на трубопроводах с небольшим объемом транспортируемой жидкости, на которых не эффективны тепловые методы, либо существуют риски получения вторичного парафина, отсутствует инфраструктура для механического удаления АСПО.

Перед проведением ОПИ ИАСПО на трубопроводах необходимо подтвердить природу осложняющего фактора (АСПО) - для этого из осложненных трубопроводов отбираются пробы отложений и передаются в ХАЛ на проведение следующих видов анализов (далее ЛИ): определение доли органической части в составе отложений, определение асфальтентов, смол и парафинов, определение температуры плавления парафина.

Минимально эффективной дозировкой (г/тн) считается дозировка, при которой не происходит изменение давления на всей протяженности трубопровода:

* не менее, чем на 20% - при режимном давлении до 20 атм.;
* не менее, чем на 15% - при режимном давлении от 20 до 30 атм.;
* не менее, чем на 10% - при режимном давлении свыше 30 атм.

В качестве контролируемых параметров при ОПИ могут быть:

* отсутствие во время отказов по причине «отложение АСПО»;
* изменение межочистного периода;
* отсутствие затруднений при пропуске шаблона/скребков во время ОПИ;
* снижение затруднений при пропуске шаблона/скребков во время ОПИ по сравнению с аналогичным периодом до ОПИ;
* отсутствие отложений АСПО при ОПИ;
* меньшее количество отложений при ОПИ по сравнению с аналогичным периодом до ОПИ.
* непревышение давлений трубопроводов относительно регламентных значений при внутритрубной деэмульсации.

Расчет дозировки производится исходя необходимости обработки объема нефти обрабатываемого объекта (г/тн нефти).

1. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ НЕЙТРАЛИЗАТОРОВ СЕРОВОДОРОДА И МЕРКАПТАНОВ

Целью ОПИ нейтрализаторов сероводорода и меркаптановявляется получение данных для технико-экономического обоснования его промышленного применения, а именно определение удельного расхода, обеспечивающего необходимую нейтрализацию сероводорода и меркаптанов, и уточнение технологии применения. Оценка эффективности нейтрализаторов сероводорода и меркаптанови определение удельного расхода могут быть проведены на основе определения необходимого количества реагента для достижения нормативных показателей по содержанию сероводорода в нефти непосредственно на объекте применения.

***Сущность метода оценки эффективности нейтрализаторов сероводорода и меркаптанов***

Оценка эффективности действия нейтрализаторов сероводорода и меркаптановпри ОПИ основана на сравнении удельного расхода нейтрализаторов сероводорода и меркаптанов с удельным расходом базового реагента.

***Порядок проведения испытания***

Испытания нейтрализаторов сероводорода и меркаптановдолжны проводиться на объектах, нефть которых содержит сероводород и меркаптаны выше допустимой нормы согласно нормативных документов РФ. Перед началом подачи (обработки) ХР производят отбор контрольной пробы среды и определяют содержание сероводорода и меркаптанов, а также другие параметры, предусмотренные Программой ОПИ, в частности отбирают пробу после участка возможного воздействия нейтрализатора сероводорода и меркаптановдля определения фоновой концентрации сероводорода и меркаптанов. Во время подачи или после обработки ХР производят отбор пробы среды, в которой определяют содержание сероводорода и меркаптанов. В случае подачи ХР с различными дозировками отбор проб производят для каждой из концентраций.

При единовременной обработке ХР продолжительность испытаний и время (периоды) отбора проб должны быть регламентированы программой ОПИ. Количество параллельных проб с каждого места отбора должно быть не менее двух. Анализ отобранных проб следует производить в соответствии с методикой, приведенной в разделе 13 приложения 1 Типовых требований Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании». Расчет дозировки производится исходя необходимости нейтрализации сероводорода в объеме нефти обрабатываемого объекта (г/тн нефти). По итогам ОПИ для расчета потребности может быть также использован коэффициент-отношение массы реагента на единицу массы поглощенного сероводорода (мг/мг поглощенного сероводорода).

1. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ БЛОК-ПАЧЕК И КОМПОНЕНТОВ, ВХОДЯЩИХ В ИХ СОСТАВ
2. Объем ЛИ реагентов, применяемых для приготовления гелированных блокирующих ЖГ без твердой фазы приведены в Таблице 2.

**Таблица 2**

**Программа лабораторных исследований реагентов для приготовления гелированной блокирующей ЖГ**

| **№** | **ЭКСПЕРИМЕНТ** | **УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕСТА** | **ОЖИДАЕМЫЙ РЕЗУЛЬТАТ** |
| --- | --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** | **4** |
| 1 | Анализ разрешительных документов | Скан-копии или оригиналы документов | Наличие документов согласно Типовым требованиям Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» |
| 2 | Входной контроль реагента | В соответствии с методиками ТУ на отечественный реагент или требованиями раздела 4 Типовых требований Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» на импортный | Соответствие нормам НД на реагент |
| 3 | Минимальная эффективная дозировка реагента в БЖГ   * на пресной воде * солевых растворах галита (плотностью 1,18 г/см3) * хлористого кальция (плотностью 1,32 г/см3) | Определение расходной нормы реагента, обеспечивающей эффективную вязкость раствора не ниже 350 мПа\*сек (при 20оС и скорости 100 сек-1) | Минимальная эффективная дозировка реагента |
| 4 | Тест на термостабильность   * на пресной воде, * солевых растворах галита (плотностью 1,18 г/см3), * хлористого кальция (плотностью 1,32 г/см3) | Определение эффективной вязкости (при 20оС, 100 сек-1) после выдержки в течение 6 часов при температуре, близкой или равной (±5оС) пластовой | Отсутствие признаков разрушения БЖГ.  Снижение эффективной вязкости не более чем на 20% (при 20оС, 100 сек-1) |
| 5 | Тест на совместимость БЖГ (на реагенте) по осадкообразованию с технологическими растворами кальция, натрия | Смешение БЖ в объемном отношении 25:75, 50:50, 75:25 % БЖ и технологического раствора | Отсутствие признаков образования осадков, выделение газов, разогрева |
| 6 | Тест на криостабильность БЖГ:   * в воде, * растворе галита * растворе хлористого кальция | Определение температуры потери текучести (по подвижности мениска) | Установление нижнего температурного предела применимости БЖ |
| 7 | Тест на совместимость фильтрата БЖГ (по осадкообразованию) с модельной подтоварной водой | Смешение в объемном отношении 25:75, 50:50, 75:25 % БЖ и подтоварной воды | Отсутствие признаков образования осадков, выделение газов, разогрев |
| 8 | Тест на совместимость образцов нефти приоритетных объектов с БЖГ | Смешение в объемном отношении 25:75, 50:50, 75:25 % БЖ и нефти | Отсутствие образования осадков, стойких эмульсий |
| 9 | Тест на совместимость (по набухаемости) кернового материала с фильтратом БЖГ | Определение коэффициента объемного расширения (набухаемости) при температуре, близкой к пластовой | Набухаемость керна в фильтрате БЖГ должна быть не более чем на 10% выше, чем набухаемость в подтоварной воде |
| 10 | Тест на совместимость и разрушение БЖГ (по потере вязкости) с 12%-ной соляной кислотой | Смешение в объемном отношении БЖГ:кислота 80:20, выдержка при пластовой температуре 1 час, 2 часа, 3 часа | Отсутствие образования осадков, снижение вязкости до уровня воды |
| 11 | Тест по влиянию БЖГи на скорость и глубину отделения воды из водо-нефтяных эмульсий месторождений при температуре подготовке нефти с базовым ДЭ | Определение скорости и глубины отделения воды из водонефтяной эмульсии (70% воды, 30% нефти) без БЖ и в присутствии в подтоварной воде добавок БЖГ (0,02%, 0,1% 0,5%, 1,0%, 5,0% объемных) | Определение дозировки БЖГ, не влияющей на глубину (содержание остаточной воды) и скорость отделения воды из водонефтяной эмульсии |
| 12\* | Коэффициент восстановления проницаемости по воде | На водонасыщенном керне одного или нескольких объектов разработки | Затухание фильтрации БЖГ в керн. К(восст) не менее, чем 90% |

*Примечание: \*12 – факультативный тест проводится по требованию профильного СП ОГ при исследованиях солей с новым ионным составом, не применяемым ранее в регионе.*

1. **Объем ЛИ реагентов, применяемых для приготовления гелированных блокирующих ЖГ с твердой фазой приведены в Таблице 3.**

**Таблица 3**

**Программа лабораторных исследований реагентов для  
приготовления гелированной БЖГ с твердой фазой**

| **№** | **ЭКСПЕРИМЕНТ** | **УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕСТА** | **ОЖИДАЕМЫЙ РЕЗУЛЬТАТ** |
| --- | --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** | **4** |
| 1 | Анализ разрешительных документов | Скан-копии или оригиналы документов | Наличие документов согласно Типовым требованиям Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» |
| 2 | Входной контроль реагента | В соответствии с методиками ТУ на отечественный реагент или требованиями раздела 4 Типовых требований Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» на импортный | Соответствие нормам НД на реагент |
| 3 | Минимальная эффективная дозировка реагента в БЖГ   * на пресной воде; * солевых растворах галита (плотностью 1,18 г/см3); * хлористого кальция (плотностью 1,32 г/см3) | Определение расходной нормы реагента, обеспечивающей седиментационную стабильность твердой фазы (кристаллов соли или микрокальцита МК-400) в течение 6 часов при температуре близкой к пластовой | Минимальная эффективная дозировка реагента.  Отсутствие признаков разрушения БЖГ |
| 4 | Тест на совместимость БЖГ (без добавления твердой фазы) по осадкообразованию с технологическими растворами кальция, натрия. | Смешение БЖ в объемном отношении 25:75, 50:50, 75:25 % БЖ и технологического раствора | Отсутствие признаков образования осадков, выделение газов, разогрева |
| 5 | Тест на криостабильность БЖГ   * в воде, * растворе галита * растворе хлористого кальция | Определение температуры потери текучести (по подвижности мениска) | Установление нижнего температурного предела применимости БЖГ |
| 6 | Тест на совместимость фильтрата БЖГ или БЖГ без добавления твердой фазы (по осадкообразованию) с модельной подтоварной водой | Смешение в объемном отношении 25:75, 50:50, 75:25 % БЖ и подтоварной воды | Отсутствие признаков образования осадков, выделение газов, разогрева |
| 7 | Тест на совместимость образцов нефти приоритетных объектов с БЖГ (без твердой фазы) | Смешение в объемном отношении 25:75, 50:50, 75:25 % БЖ и нефти | Отсутствие образования осадков, стойких эмульсий |
| 8 | Тест на совместимость (по набухаемости) кернового материала с фильтратом БЖГ или БЖГ без добавления твердой фазы | Определение коэффициента объемного расширения (набухаемости) при температуре, близкой к пластовой | Набухаемость керна в фильтрате БЖГ должна быть не более чем на 10% выше, чем набухаемость в подтоварной воде |
| 9 | Тест на совместимость и разрушение (по потере вязкости) с 12%-ной соляной кислотой | Смешение в объемном отношении БЖГ:кислота 80:20, выдержка при пластовой температуре 1-2-3 часа | Отсутствие образования осадков, снижение вязкости до уровня воды |
| 10 | Тест по влиянию БЖГ на скорость и глубину отделения воды из водо-нефтяных эмульсий месторождений при температуре подготовке нефти с базовым ДЭ | Определение скорости и глубины отделения воды из водонефтяной эмульсии (70% воды, 30% нефти) без БЖ и в присутствии в подтоварной воде добавок БЖГ (0,02%, 0,1% 0,5%, 1,0%, 5,0% объемных) | Определение дозировки БЖГ, не влияющей на глубину (содержание остаточной воды) и скорость отделения воды из водонефтяной эмульсии |
| 11\* | Определение фильтрационного сопротивления (перепада давления) и расхода БЖГ при фильтрации БЖГ на модели трещины ГРП и модели щели **(для БЖГ с твердой фазой)** | Измерение перепада давления под давлением 100 PSI и объема фильтрата БЖ, прошедшего через фильтрационное сопротивление (щель 150 мкм, пропант12/18)\* | Полное затухание фильтрации БЖГ. Пригодность БЖГ для работы в условиях АНПД |
| 12 | Коэффициент восстановления проницаемости по воде на БЖГ без твердой фазы | На водонасыщенном керне одного или нескольких объектов разработки | Затухание фильтрации БЖГ в керн. К(восст) не менее, чем 90% |

*Примечание:*

*\*11 - по требованию «Заказчика» размерность проппанта может быть изменена;*

*\*12 – факультативный тест проводится по требованию Заказчика при исследованиях солей с новым ионным составом, не применяемым ранее в регионе.*

1. **Объем и критерии успешности ОПИ реагентов, применяемых для приготовления гелированных блокирующих жидкостей глушения (БЖГ) без твердой фазы.**

ОПИ проводятся в две стадии:

* ОПИ по приготовлению БЖГ на узле химизации;
* ОПИ по глушению скважин-кандидатов.

ОПИ считается успешным при достижении *Критериев успешности по приготовлению БЖГ и Критериев успешности по глушению скважин*.

Отсутствие признаков расслаивания БЖГ на гель и раствор определяется визуально в проходящем свете в прозрачном сосуде с БЖГ.

**Таблица 4**

**Объем и критерии успешности ОПИ БЖГ без твердой фазы**

| **№** | **СТАДИЯ ОПИ** | **КРИТЕРИЙ УСПЕШНОСТИ ОПИ** | **ОЖИДАЕМЫЙ РЕЗУЛЬТАТ** |
| --- | --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** | **4** |
| 1 | Приготовление БЖГ на узле химизации | Длительность перемешивания при приготовлении БЖГ до растворения реагента и набора вязкости | Не более 4 часов |
| Гелевые дефекты (комки реагента размером более 10 мм) | Отсутствие |
| Осложнения при приготовлении БЖГ (слеживаемость реагента, комкование в таре и т.п.) | Отсутствие |
| Изменение физико-химических свойств при хранении до 3 суток (набор избыточной вязкости, потеря текучести, расслоение) | Отсутствие |
| 2 | Глушение скважин-кандидатов | Длительность достижения предостановочной обводненности скважины | Меньшая, чем в предыдущий ПРС без БЖГ |
| Объем долива раствора глушения при ПРС | Не более 50% от расчетного расхода раствора глушения |
| Осложнения при глушении скважины БЖГ | Отсутствуют |
| Рост давления на устье при установке БЖГ на интервал перфорации или на интервал по плану работ | На 10 атм и более  (или возникновение циркуляции) |

*Критерии успешности ОПИ по глушению с БЖГ*

Объем ОПИ по глушению скважин с использованием БЖГ рекомендуется в объеме не менее 5 скважин.

ОПИ в части глушения с БЖГ считается успешным в случае достижения Значения критериев успешности (таблица 6) не менее чем на 4 скважинах из 5 (или не менее 80% скважин-кандидатов).

*Критерии выбора скважин-кандидатов*

Требования к скважинам – кандидатам (Таблица 5) обоснованы исходя из свойств (плотности) БЖГ на пресной воде и возможности оценки влияния БЖГ без твердой фазы на выводные параметры скважины. Плотность БЖГ может быть увеличена при приготовлении на солевом растворе с расширением критерия № 3 подбора скважин-кандидатов.

**Таблица 5**

**Критерии подбора скважин-кандидатов для БЖГ без твердой фазы**

| **№** | **КРИТЕРИЙ** | **ЗНАЧЕНИЕ КРИТЕРИЯ** |
| --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** |
| 1 | План на ПРС | Смена ГНО без доп.работ, приводящих к изменению продуктивности скважины |
| 2 | Обводненность добываемой жидкости | 30-70% |
| 3 | Расчетная плотность жидкости глушения (с нормативным запасом) | Меньше плотности БЖГ на 5% и более |
| 4 | Расчетный объем блокирующей жидкости | Устанавливается исходя из объема реагентов, предоставленных на ОПИ |
| 5 | Пластовое давление | Не менее 90% от гидростатического |

1. **Объем и критерии успешности ОПИ реагентов, применяемых для приготовления гелированных блокирующих жидкостей глушения (БЖГ) с твердой фазой.**

ОПИ проводятся в две стадии:

* ОПИ по приготовлению БЖГ на узле химизации;
* ОПИ по глушению скважин-кандидатов.

ОПИ считается успешным при достижении *Критериев успешности по приготовлению БЖГ и Критериев успешности по глушению скважин*.

Отсутствие признаков расслаивания БЖГ на гель, твердую фазу и/или раствор определяется визуально в проходящем свете в прозрачном сосуде с БЖГ.

**Таблица 6**

**Объем и критерии успешности ОПИ БЖГ с твердой фазой**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№** | **СТАДИЯ ОПИ** | **КРИТЕРИЙ УСПЕШНОСТИ ОПИ** | **ОЖИДАЕМЫЙ РЕЗУЛЬТАТ** |
| **1** | **2** | **3** | **4** |
| 1 | Приготовление БЖГ на узле химизации | Длительность перемешивания при приготовлении БЖГ до растворения реагента и набора вязкости | Не более 6 часов |
| Гелевые дефекты (комки реагента размером более 10 мм) | Отсутствие |
| Осложнения при приготовлении БЖГ (слеживаемость реагента, комкование в таре и т.п.) | Отсутствие |
| Изменение физико-химических свойств при хранении до 3 суток (набор избыточной вязкости, потеря текучести, расслоение) | Отсутствие |
| 2 | Глушение скважин-кандидатов | Длительность достижения предостановочной обводненности скважины | Меньшая, чем в предыдущий ПРС без БЖГ |
| Объем долива раствора глушения при ПРС | Не более 15% от расчетного расхода раствора глушения |
| Осложнения при глушении скважины БЖГ | Отсутствуют |
| Рост давления на устье при установке БЖГ на интервал перфорации или на интервал по плану работ | На 10 атм и более  (или возникновение циркуляции) |

*Критерии успешности ОПИ по глушению с БЖГ*

Объем ОПИ по глушению скважин с использованием БЖГ рекомендуется в объеме не менее 5 скважин.

ОПИ в части глушения с БЖГ считается успешным в случае достижения Значения критериев успешности (таблица 8) не менее чем на 4 скважинах из 5 (или не менее 80% скважин-кандидатов).

*Критерии выбора скважин-кандидатов*

Требования к скважинам – кандидатам (Таблица 6) обоснованы исходя из свойств (плотности) БЖГ на пресной воде и возможности оценки влияния БЖГ с твердой фазой на выводные параметры скважины. Плотность БЖГ может быть увеличена при приготовлении на солевом растворе с расширением критерия №3 подбора скважин-кандидатов.

Таблица 7

Критерии подбора скважин-кандидатов для БЖГ без твердой фазы

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **КРИТЕРИЙ** | **ЗНАЧЕНИЕ КРИТЕРИЯ** |
| **1** | **2** | **3** |
| 1 | План на ПРС | Смена ГНО без доп.работ, приводящих к изменению продуктивности скважины |
| 2 | Обводненность добываемой жидкости | 30-70% |
| 3 | Расчетная плотность жидкости глушения (с нормативным запасом) | Меньше плотности БЖГ на 5% и более |
| 4 | Расчетный объем блокирующей жидкости | Устанавливается исходя из объема реагентов, предоставленных на ОПИ |
| 5 | Пластовое давление | Не менее 50% от гидростатического |

1. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ СОЛЕЙ ГЛУШЕНИЯ
2. **Объем ЛИ солей, применяемых для приготовления растворов глушения (ЖГ)** (Таблица 8).

Таблица 8

**Программа лабораторных исследований солей для приготовления растворов глушения**

| **№** | **ЦЕЛЬ ЭКСПЕРИМЕНТА** | **УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕСТА** | **ОЖИДАЕМЫЙ РЕЗУЛЬТАТ** |
| --- | --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** | **4** |
| 1 | Анализ разрешительных документов | Скан-копии или оригиналы документов | Наличие документов согласно Типовым требованиям Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» |
| 2 | Входной контроль реагента | В соответствии с методиками ТУ на отечественный реагент или требованиями раздела 4 Типовых требований Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании»на импортный | Соответствие нормам НД на реагент |
| 3 | Расходная норма соли для приготовления раствора в максимальном диапазоне плотностей | Ступенчатое растворение соли в пресной или модельной воде до достижения предела растворимости | Уравнение растворимости (зависимость плотности раствора от расхода соли) |
| 4 | Тест на совместимость раствора (плотности близкой к максимальной) с модельной подтоварной водой | Смешение в объемном отношении 25:75, 50:50, 75:25 % РГ и подтоварной воды | Отсутствие признаков образования осадков, выделение газов, разогрева |
| 5 | Тест на совместимость ЖГ с базовыми растворами кальция, натрия. | Смешение ЖГ в объемном отношении 25:75, 50:50, 75:25 % РГ и технологического раствора | Отсутствие признаков образования осадков, выделение газов, разогрева |
| 6 | Тест на криостабильность ЖГ | Определение температуры:   * начала кристаллизации * потери текучести * для растворов с несколькими плотностями | Установление нижнего температурного предела применимости ЖГ |
| 7 | Тест на термостабильность ЖГ | Термостатирование раствора при температуре пласта в течение 6 часов | Отсутствие признаков разложения (кипение, газовыделение, осадкообразование) |
| 8 | Тест на совместимость образцов нефти приоритетных объектов с ЖГ | Смешение в объемном отношении 25:75, 50:50, 75:25 % РГ и нефти | Отсутствие образования осадков, стойких эмульсий |
| 9 | Тест на совместимость (по набухаемости) кернового материала с РГ | Определение коэффициента объемного расширения (набухаемости) при температуре, близкой к пластовой | Набухаемость керна в ЖГ должна быть не более чем на 10% выше, чем набухаемость в подтоварной воде |
| 10 | Тест на совместимость с 12%-ной соляной кислотой | Смешение в объемном отношении 25:75, 50:50, 75:25 % РГ и кислоты выдержка при пластовой температуре 4 часа | Отсутствие образования осадков |
| 11 | Тест на совместимость с глинокислотой | Смешение в объемном отношении 25:75, 50:50, 75:25 % ЖГ и кислоты выдержка при пластовой температуре 4 часа | Отсутствие образования осадков |
| 12 | Коррозионная активность РГ (плотности близкой к максимальной и/или иной) | Статический тест на Ст3 при пластовой температуре в течение 6 часов, 24 часов | Коррозия не более 0,12 мм/год |
| 13\* | Коэффициент восстановления фазовой проницаемости по нефти | На керне и нефти одного или нескольких объектов разработки | К(восст) не менее, чем на растворе базовой соли с аналогичной плотностью |

*Примечание: \*13 – факультативный тест, проводится по требованию Заказчика при исследованиях солей с новым ионным составом, не применяемым ранее в регионе.*

1. **Объем ОПИ солей, применяемых для приготовления растворов глушения (ЖГ) (Таблица 9).**

Таблица 9

**Программа ОПИ солей для приготовления растворов глушения**

| **№** | **ТИП СОЛИ** | **ОБЪЕМ ПРОВЕДЕНИЯ ОПИ** | **ОЖИДАЕМЫЙ РЕЗУЛЬТАТ** |
| --- | --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** | **4** |
| 1 | Галит (с содержанием хлористого натрия не менее 90%) | ОПИ не проводятся. Расходная норма устанавливается на основании ЛИ | - |
| 2 | Хлористый калий | ОПИ не проводятся. Расходная норма устанавливается на основании ЛИ | - |
| 3 | Соли с содержанием нитрата кальция более 30% | ОПИ по приготовлению раствора на узле химизации:   * длительность растворения; * достижение заданной плотности; * расходная норма; * технологичность товарной формы соли (слеживаемость, пыление, термические эффекты при растворении, содержание КВЧ, длительность отстоя мехпримесей и др. показатели) | * Расходная норма соли; * Время приготовления раствора; * Технологичность товарной формы |
| 4 | Хлористый кальций |
| 5 | Соли с содержанием ионов магния (карналлит и др.) |
| 6 | Формиаты, бромиды |

1. **Критерии успешности ОПИ по приготовлению раствора глушения скважин.**

Таблица 10

Критерии успешности приготовления раствора и глушения скважин

| **№** | **КРИТЕРИЙ УСПЕШНОСТИ** | **ЗНАЧЕНИЕ**  **КРИТЕРИЯ** |
| --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** |
| 1 | Растворение соли в расчетном количестве воды с использованием стандартного оборудования (БПР с мешалкой) | Полное |
| 2 | Длительность растворения соли в расчетном количестве воды с использованием стандартного оборудования (БПР с мешалкой) | Не более 8 часов |
| 3\* | Достижение ожидаемой плотности\* | Не менее 95% от ожидаемой |
| 4 | Осложнения при приготовлении и перекачке раствора на месте приготовления:   * пыление при загрузке соли, * слеживаемость или смораживаемость соли в упаковке, * разрыв упаковки и/или строп упаковки соли, * гигроскопичность и расплывание соли при хранении в упаковке, * разогрев раствора до температуры свыше 75оС или охлаждение ниже 0оС, * выделение едких или раздражающих паров, * значительное количество нерастворимых осадков или трудно осаждаемых взвешенных частиц | Отсутствие |

*Примечание: \*3 - Расходная норма в ходе ОПИ не оптимизируется, фиксируется по факту расхода соли*

## 

1. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИНГИБИТОРОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ И ТРУБОПРОВОДАХ

Целью ОПИ ингибиторов гидратообразования в скважинах и трубопроводах является получение окончательных данных для технико-экономического обоснования его промышленного применения, а именно определение удельного расхода, обеспечивающего требуемый уровень эффективности действия ХР, и уточнение технологии применения. Оценка эффективности действия ингибиторов гидратообразования при проведении ОПИ основана на сравнении технологических параметров работы скважины (дебит, динамический уровень, давление в затрубе) и трубопровода/газопровода (перепад давления на участке трубопровода) до и после обработки. Проведение ЛИ для ингибиторов гидратообразования является трудной задачей, что связано с практической сложностью физического моделирования режима течения жидкости и гидратообразования. Поэтому ЛИ для ингибиторов гидратообразования не проводят. В литературных и нормативных источниках нет единого методического подхода по расчету удельных расходов для ОПИ и промышленного применения, окончательные дозировки определяются опытным путем. Для тех объектов, где базовый реагент не применяется и требуется подбор нового – ключевым параметром для подбора является влагосодержание. Расход ингибитора гидратообразования рекомендуется брать из расчета исходя из влагосодержания транспортируемого газа, среднее значение расхода реагента составляет **5 – 10 % (массовых)** от влагосодержания для газопроводов. Следует учитывать, что данная рекомендация условная и следует опираться на согласованную с производителем (поставщиком) ХР дозировку. Во время ОПИ расход реагента в газопроводы может корректироваться с целью определения оптимальной дозировки, при этом технические параметры должны удовлетворять критериям успешности. Оптимальная дозировка реагента фиксируется в акте ОПИ, согласовывается с профильным СП ОГ и используется в расчетах необходимых объемов ингибитора гидратообразования для промышленного применения.

Подачу ингибитора гидратообразования также осуществляют в выкидные линии и затруб добывающих скважин, участков трубопроводов для предотвращения гидратообразования в коллекторе и лифте скважин. При этом в зависимости от степени осложнения подача может осуществляться методами постоянного дозирования или периодическими промывками через затруб или в трубопровод. Начальные дозировки реагента **Р0** для подачи в обрабатываемую жидкость рекомендуется устанавливать на уровне базового реагента. Если на объекте ранее не проводился данный вид химической обработки, то ориентиром для расчета начальной дозировки **Р0** может служить удельный расход – **1 % масс.** от влагосодержания. Как и в случае с газопроводами начальную дозировку следует согласовывать с поставщиками реагента. Во время ОПИ расход реагента может корректироваться с целью определения оптимальной дозировки, при этом технические параметры должны удовлетворять критериям успешности.

***Порядок проведения испытания***

Перед началом испытаний выполняется входной контроль качества поступившей опытной партии ХР на соответствие ТУ на реагент, а также исследования совместимости применяемого и испытуемого ингибиторов гидратообразования (отсутствие визуальных изменений фазового состояния смеси испытуемого и применяемого реагентов).

Исследования выполняются оперативными работниками аналитической лаборатории нефтепромысла ОГ. Данные исследований должны быть приведены в Приложениях к акту по итогам испытаний.

Окончательная дозировка при ОПИ определяется опытным путем, при этом ключевым индикатором при варьировании дозировки является отсутствие увеличения давления. При проведении ОПИ ингибиторов гидратообразования следует учитывать следующие методические рекомендации:

* точка ввода реагента должна быть до вероятного места гидратообразования;
* при проведении испытаний ингибиторов гидратообразования по технологии постоянного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины индивидуальной дозирующей установкой УДЭ или при дозировании с помощью БРХ в трубопровод производится замена применяющегося ингибитора гидратообразования на испытываемый путём заправки освобождённой от предыдущего ХР расходной ёмкости блока дозирования ХР;
* удельный расход испытываемого ингибитора гидратообразования устанавливается, как правило, на уровне базового или в соответствии с утвержденной программой ОПИ. В обязательном порядке делается расчёт времени прохождения испытуемого ингибитора гидратообразования по реагентопроводу до точки его ввода в затрубное пространство скважины или в поток, транспортируемого флюида по трубопроводу.

Количество ингибитора, дозируемого в скважину (Р, кг/сут.), рассчитывается по формуле:

Р = Р0 · QВ /103,

где:

QВ – производительность скважины по воде, м3/сут.;

Р0 – оптимальная дозировка ингибитора для пластовой воды, г/м3.

В течение первых 2-3 дней ингибитор в скважину подается в режиме «ударной дозировки», которая в 2-5 раза превышает оптимальную дозировку. По истечении срока подачи реагента в режиме «ударной дозировки» его расход снижается до уровня рабочей дозировки. В течение 2-3 дней дозирующие устройства должны обеспечивать закачку ударной дозы ингибитора для ускоренной доставки реагента. Заправка емкостей УДЭ, БРХ ингибитором производится по мере необходимости, а обслуживание – не реже, чем раз в два дня.

В самом общем виде, вне зависимости от объекта испытаний схема ОПИ может выглядеть следующим образом – реагент начинают подавать с начальной дозировкой Р0 (при отсутствии базового), которая рекомендована поставщиком с запасом эффективности, во время ОПИ следят за давлением, если увеличения давления не происходит, то дозировку снижают до тех пор, пока давление начнет увеличиваться. Это означает, что данная дозировка не эффективна, а предыдущую дозировку следует принимать за оптимальную.

При использовании пассивного дозатора (метанольницы) расчетный объем ингибитора либо его раствора, необходимый для проведения работ, заливается в емкость устройства гидростатического действия. Затем:

* емкость герметично закрывается;
* открывается линия, соединяющая устройство с затрубным пространством скважины с целью выравнивания давления;
* реагент выливается в скважину под действием сил гравитации, скорость выливания регулируется размером штуцера в линии слива.

При использовании пассивного дозатора для дозирования ингибитора в трубопровод расчетный объем ингибитора, необходимый для проведения работ, заливается в емкость устройства гидростатического действия. Затем:

* емкость герметично закрывается;
* открывается линия, соединяющая устройство с трубопроводом через специальный патрубок или манометрический патрубок с целью выравнивания давления;
* реагент выливается в скважину под действием сил гравитации, объем дозирования определяется по уровнемеру.

***Обработка результатов испытаний***

Технологическая эффективность определяется путем сравнения технологических показателей до и после применения ингибитора гидратообразования.

Для трубопровода:



где:

 – перепад давления на участке трубопровода среднее за первые 5 дней без применения ингибитора гидратообразования до начала ОПИ базового периода сравнения (20 суток);

 – перепад давления на участке трубопровода среднее за последние 5 дней без применения ингибитора гидратообразования до начала ОПИ базового периода сравнения (20 суток);

 – перепад давления на участке трубопровода среднее за первые 5 дней с применением ингибитора гидратообразования при ОПИ базового периода сравнения (20 суток);

 – перепад давления на участке трубопровода среднее за последние 5 дней с применением ингибитора гидратообразования при ОПИ базового периода сравнения (20 суток).

Для скважины:

* также можно использовать изменение давления;
* сохранение дебита скважины на уровне безгидратного режима её работы при стабильных иных параметрах работы (динамический уровень, забойное давление, рабочие характеристики насоса).

## 

1. ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В ТРУБОПРОВОДАХ

Действие ПТП направлено на увеличение пропускной способности нефтепроводов. ПТП представляют собой линейные полимеры с высокой молекулярной массой. Длинные нитевидные молекулы располагаются вдоль движения жидкости и сглаживают пульсации давления. В общем случае, чем выше молекулярная масса полимера, тем эффективнее присадка. Целью ОПИ ПТП является получение окончательных данных для технико-экономического обоснования его промышленного применения, а именно определение удельного расхода, обеспечивающего требуемый уровень эффективности действия ХР, и уточнение технологии применения. Критерием применимости и ОПИ ПТП в первую очередь является увеличение пропускной способности при проектном рабочем давлении трубопровода или возможность снижения давления до проектного при заданной прокачке. Критерием применимости ПТП может являться не только пропускные характеристики трубопроводов, но и увеличение напорных характеристик насосного оборудования. Оценка эффективности действия ПТП при проведении ОПИ основана на контроле увеличения пропускной способности трубопровода и/или снижения давления на начальном участке трубопровода. Для других случаев применимости ПТП (например, уменьшение нагрузки насосов, времени скачивания резервуарных парков) должны быть предоставлены дополнительные экономические и технологические обоснования.

Следует отметить, что для ПТП проведение ЛИ является трудной задачей, что связано с невозможностью моделирования компонентного состава водонефтяных эмульсий и режима течения жидкости в лабораторных условиях. В этой связи ЛИ для ПТП не проводят. ПТП, не имеющие необходимого комплекта сопроводительной документации и несоответствующие установленным требованиям к ОПИ не допускаются.

При организации ОПИ ПТП следует учитывать следующее:

* испытания проводят только на объекте будущего промышленного использования, не допускается проведение испытания на аналогичных (похожих) объектах;
* при обводненности перекачиваемой жидкости выше 5% эффективность нефтерастворимого реагента резко снижается, в этом случае для достижения эффективности удельный расход реагента резко возрастает, а в некоторых случаях увеличение дозировки не сказывается на увеличении эффективности;
* эффективность реагента увеличивается с увеличением турбулентности потока, не следует применять ПТП на трубопроводах с ламинарным и переходным режимом течения;
* для подачи ПТП в трубопроводы не применяются дозирующие устройства, которые используются для подачи других видов нефтепромысловых ХР. Это связано с высокой вязкостью ПТП и спецификой ввода реагента (необходимость интенсивного перемешивания). Для этой цели используют специализированное оборудование, поставляемое производителями ПТП. В случае отсутствия у Поставщика возможности поставки дозирующего оборудования, запрашивать письменное подтверждение\разрешение на применение другого типа оборудования находящегося в наличии у Заказчика на объекте применения;
* специфика хранения ПТП – периодическая необходимость механического перемешивания в емкостях хранения, периодичность и метод перемешивания описаны в технологических инструкциях на реагент.

***Порядок проведения испытания***

Этап 1. Выполняется входной контроль качества поступившей опытной партии ХР на соответствие ТУ на реагент. Исследования выполняются оперативными работниками аналитической лаборатории нефтепромысла ОГ. Данные исследований должны быть приведены в Приложениях к акту по итогам испытаний.

Этап 2. Определение гидравлических характеристик нефтепровода при транспортировке исходной нефти по установленной схеме и максимальных рабочих давлениях на выходе насоса без ПТП. Профильные СП ОГ совместно с представителями производителя (поставщика) производят расчет числа Рейнольса и режима потока на объекте испытаний. На основе предварительного расчета и оценки реологических свойств нефти для проведения испытаний определяется начальная концентрации ПТП. Составляется программа ОПИ, в которой отражаются описание объекта, последовательность действий при испытаниях и критерии успешности.

Этап 3. Если на объекте уже используется ПТП (базовая), дозирование прекращается. Время замещения объема трубопровода нефтью без ПТП рассчитывают по формуле (10.1), после этого начинают дозировать испытуемый реагент.

Время заполнения нефтепровода определяется по формуле:

, час (10.1),

где:

V – объем нефтепровода, м3; Q – объемный расход, м3/час.

Этап 4. Введение ПТП в трубопровод производят только при помощи постоянного дозирования. Начинают дозирование с дозировки, рассчитанной и рекомендуемой поставщиком или на уровне базового реагента. После окончания времени заполнения трубопровода (расчет по формуле 10.1) нефтью с ПТП (динамический режим) и стабилизации давления на начальном участке трубопровода, дозирование продолжают в стационарном режиме в течение 8 часов (срок может быть скорректирован в зависимости от длины трубопровода), производится фиксирование параметров согласно программы ОПИ, далее производят снижение дозировки с шагом согласно программы ОПИ. Рекомендуемое количество дозировок 3-4 штуки. Если введение начальной дозировки не принесло желаемого эффекта, по согласованию с профильным СП ОГ дозировка может быть увеличена. При остановке транспортировки нефти на участке нефтепровода по причине нарушения технологического режима во время проведения ОПИ, прекратить ввод ПТП на время простоя.

Этап 5. Данные во время ОПИ заносятся в журнал. Рекомендуемые формы занесения данных и обработанных расчетов эффективности приведены в Шаблоне программы ОПИ. Методика обработки экспериментальных данных. При стационарном режиме работы трубопровода эффективность присадки (относительное снижение гидравлического сопротивления) определяется по формуле:

 (10.2)

где:

индексы f и 0 – соответствуют течению нефти с присадкой и без нее;

Р – потери давления на трение, кг/см2; Q – объемный расход, м3/час; ν – коэффициент кинематической вязкости нефти при средней температуре потока, м2/с.

Потери давления на трение Р при течении как нефти с присадкой, так и без нее находятся по формуле:

Р = Р1 – Р2 – g (ρ2 Ζ2 – ρ1Ζ1), Па (10.3)

где:

Р1 – давление на входе в линейную часть трубопровода, Па; Р2 – давление в конце трубопровода, Па; ρ1 и ρ2 – плотность нефти на входе и выходе трубопровода соответственно, кг/м3; Ζ1 и Ζ2 – геодезические отметки начала и конца трассы трубопровод соответственно, м.

*Примечание: 1 кгс/см2 = 98066,5 Па.*

Плотности нефти в зависимости от температуры определяется по формулам:

кг/м3; (10.4)

, кг/м3 °С, (10.5)

где:

ρ20 – плотность нефти при 200С, кг/м3; ξ – температурная поправка, кг/м3 °С.

Средняя температура потока нефти на исследуемом участке определяется по формуле:

, °С (10.6)

где:

tнач. и tкон. – температуры нефти в начале и конце участка трубопровода соответственно, °С.

Определение средних величин коэффициентов кинематической вязкости нефти производится по формуле Филонова:

ν = ν0 e-u\*t, мм2/с (10.7)

где:

ν0 – коэффициент кинематической вязкости нефти при температуре t = 0°С, сСт;

u – коэффициент крутизны вискограммы.

Увеличение расхода нефти по трубопроводу определяется по формуле:

ΔМ = (Mf /M0 – 1)\*100, % (10.8)

где:

М – массовый расход, т/час; *f* и *0* – соответствуют течению нефти с присадкой и без нее.

Расчет дозировки производится исходя необходимости обработки объема нефти обрабатываемого объекта (г/тн нефти).