

Объединенные стандарты ТНК-ВР по соблюдению контроля качества при проведении ГРП и Кислотных обработок

Combined Quality Assurance Quality Control Standards for Frac/Acid Stimulation

Часть первая: Безопасность и требования при
проведении работ

Section One: Safety and Operational Requirements

Часть вторая: ГРП, требования к жидкостям и
проппанту, калибровка устройств,
регистрация данных

Section Two: Frac Fluid QAQC, Proppant QAQC,
Calibration Tests, Data Recording

Часть третья: Кислотная обработка

Section Three: Acid Stimulation



Июнь 2008 / June 2008
Version 11.1

Принципы обеспечения и контроля качества

В идеальном совершенном мире настоящий документ не был бы нужен. Несмотря на то, что каждая сервисная компания располагает своими собственными несоразмерно более подробными процедурами по обеспечению гарантии и контроля качества, по ряду причин TNK-BP не может ожидать выполнения каждой из работ по ГРП в соответствии с предусмотренными правилами. По сути, данный документ можно свести к одному простому требованию, предъявляемому к сервисной компании, которое мы не считаем излишне обременительным: «докажите вашу способность и готовность выполнения работы по ГРП и ОПЗ». После многолетнего опыта внедрения настоящих правил в разных регионах земного шара с уверенностью можно сказать, что, соблюдая условия настоящего руководства по обеспечению гарантий и контроля качества, можно гарантировать следующее:

- работу сервисной компании на более высоком уровне;
- вооружение полевых супервайзеров TNK-BP необходимыми средствами, которые придадут им уверенность и позволят осуществлять надлежащий надзор за процессом выполнения ГРП и ОПЗ.
- TNK-BP и сервисные компании долгие годы не принимали во внимание пользу лабораторных тестов. Прошлые, можно охарактеризовать как время предположений, когда при выполнении дизайна кислотной обработки слишком долго использовался эмпирический метод (“практическое правило”). В настоящее время TNK-BP меняет данную концепцию.
- Этот документ содержит большое количество информации касательно процедуры тестирования жидкостей ГРП, проппантов и кислоты, в соответствии с требованиями TNK-BP. Документ детально описывает некоторые процедуры проведения тестов, что должно помочь каждой сервисной компании достичь уровня требуемых стандартов TNK-BP по обеспечению и контролю качества. Процедуры тестирования носят только рекомендательный характер, т.к. каждая сервисная компания может достичь таких же результатов своими собственными методами.

QAQC Principles

In a perfect world, this document would not be necessary. Despite the fact that every Service Company has infinitely more detailed QAQC procedures of their own, for a number of reasons, TNK-BP cannot expect every Stimulation and BH Treatment to be pumped accordingly. This document can be boiled down into one simple demand of the Service Company, which we do not believe is unnecessarily burdensome: “prove you are capable and prepared to pump this treatment”. After years of implementing these procedures, we have every confidence that adherence to these QAQC guidelines will:

- Enable the Service Company to perform at a higher service delivery level.
- Provide the TNK-BP Well-site Supervisor with a set of tools that will give them the confidence to properly oversee the execution of a Stimulation and BH Treatment.
- TNK-BP and the service companies have for many years, overlooked the benefit of full Laboratory Testing. Too many assumptions have been made in the past and “Rules of Thumb” have for too long, been the guiding factor in dictating Stimulation Fluid’s and Proppant quality . TNK-BP is changing this philosophy.
- This document contains a lot of information with regard to Stimulation Fluids / Proppants and Acid test procedures required by TNK-BP. It details out some of the testing procedures to assist each service company to achieve the TNK-BP QAQC requirements. The procedures are only recommendations as each Service Company may have their own method of achieving the same result.

Основные требования ТНК-ВР по контролю качества

- В сущности, следующие нижеуказанные пункты являются универсальными принципами, которые распространяются на все виды ГРП или ОПЗ, выполняемые для ТНК-ВР. Ожидается выполнение правил настоящего руководства.
- Для внесения изменений в настоящее руководство необходима отправка письменного запроса на согласование Департамента Внутрискважинных работ Блока Технологии ТНК-ВР, г. Москва.
- Все инструкции и правила по ОТ, ТБ и ООС должны соблюдаться в соответствии с требованиями Производственной политики ТНК-ВР и Подрядчика. Любое отклонение от выполнения из настоящих правил должно быть письменно подтверждено уполномоченными лицами (ДВР, Блок Технологий ТНК-ВР, Москва).
- Любой документ по ООС и ТБ, изданный в Москве имеет преимущество перед любыми требованиями в данном документе, за исключением случаев, когда требования, перечисленные в данном документе, или требования по ООС и ТБ сервисной компании являются более строгими.
- Для согласованности, компания ТНК-ВР будет следовать общим указаниям и процедурам которые изложены в различных стандартах АНИ. Если местные сервисные компании и поставщики не имеют копий применяемых стандартов АНИ, они могут быть куплены на русском языке на следующем вебсайте - <http://cis.ihs.com/>. ТНК-ВР настаивает на приобретении стандартов, перечисленных в этом документе.
- Каждая сервисная компании должна иметь в наличии свою собственную лабораторию в пределах 100 км от производственной базы. Лаборатории, находящиеся в других регионах РФ не признаются.
- ТНК-ВР не принимает «паспорт на химические вещества» как подтверждение соответствия требованиям. Только точные лабораторные анализы (проведенные в лаборатории сервисной компанией) помогут подобрать подходящий продукт для использования на объектах ТНК-ВР.
- Все сервисные компании должны иметь

General TNK-BP - QAQC Regulations

- The following items are in fact principles, i.e., they are universal to all TNK-BP assets. Adherence to these guidelines is required.
- Any modifications to the standards in this document require a written request with approval from the TNK-BP Well Technology Block in Moscow.
- All HSE practices required by TNK-BP Operations Policy and the Service Company HSE Policies must be adhered to. Any deviation from HSE practices will require written dispensation from the appropriate authorities. (Well Technology Group, Moscow)
- Any HSE Documents that are issued by TNK-BP in Moscow will take precedence over any of the HSE requirements listed in this document unless the HSE requirements listed in this document or the Service Companies HSE requirements are more stringent.
- TNK-BP, for the sake of uniformity will follow the general guidelines and procedures outlined in various API Standards. If the local service companies and suppliers do not have a copy of the applicable API Standards, they can be purchased in the Russian language at the following website - [API Documents \(http://cis.ihs.com/\)](http://cis.ihs.com/) TNK-BP insists upon each company acquiring a set of these standards listed in this QAQC Document.
- All Services companies are required to have their own Base Laboratory facility within a 100 km radius of their base of operations. Laboratory facilities that are located in another region of the Russian Federation do not qualify.
- TNK-BP does not accept "Product Passports" as confirmation of product suitability or quality. Only the results of accurate Laboratory testing (performed at the Service Company Laboratory) will determine product suitability or quality for all Stimulation Fluids and Proppants being utilized within all TNK-BP assets.

необходимое оборудование для тестирования, как в базовой, так и в полевой лаборатории, перечисленное в этом документе.

- Результаты всех испытаний заносятся в электронную базу данных химлаборатории на постоянное хранение с указанием всех номеров партий испытанных реагентов и перечнем проведенных испытаний по всем операциям, выполняемым для ТНК-ВР. База данных должна быть легко читаемой (на русском и английском языках) и содержать в одной директории ссылки на все имеющиеся графики испытаний Fann 50. База данных и ее обновления должны регулярно рассылаться инженерам ГРП в каждой Бизнес-Единице.
- Все проведенные перед закачкой тесты должны быть внесены в подробную базу данных, доступную персоналу ТНК-ВР в случае необходимости. База данных должна быть очень схожа с базами данных, которые используют сервисные компании занятые в ГРП на объектах ТНК-ВР.
- Однако такая база данных не заменяет собой письменный отчет, составляемый в лаборатории по каждой выполненной операции. Предоставление результатов каждого отдельно взятого лабораторного теста является обязательным.

- All Service Companies are required to have the necessary Base and Field Laboratory testing equipment as listed within this document.
- An electronic database must be maintained at the Base Lab with all Lot / Batch numbers of gellants and related chemicals as well as all Proppant Tests and relevant testing performed for every TNK-BP operation. The database should be easily read (Russian & English) with all relevant (Fann 50) graphs and charts attached through hyperlinks in 1 folder. This data base should also be e-mailed / updated to the relevant Stimulation Design Engineers within each Business & Performance Unit.
- All tests that are performed prior to pumping any treatment for TNK-BP must be uploaded into a comprehensive Data Base that can be easily reviewed by TNK-BP personnel at their request. The data base must be very similar to the data base developed and used by all Service Companies presently pumping Frac Treatments for TNK-BP.
- This data base does not replace the documented report issued by the laboratory for every treatment performed. Individual Laboratory Test results are required to be submitted.

Объединенные стандарты ТНК-ВР по соблюдению контроля качества при проведении ГРП и Кислотных обработок

Combined Quality Assurance Quality Control Standards for Frac/Acid stimulation

Часть первая: Безопасность и требования при
проведении работ

Section One: Safety and Operational Requirements



Содержание

Требования ТНК-ВР по безопасности и проведению работ

Требования по СИЗ: (Средства индивидуальной защиты)

Основные Требования по Безопасности (При работе с кислотой и жидкостями на углеводородной основе)

Требования и спецификация к линиям высокого давления

Транспортировка/Хранение кислоты и жидкостей на углеводородной основе (На месторождении и на базе)

Хранение химических реагентов (на базе, в лаборатории и на месторождении)

- Общая информация
- Рекомендации по мерам и местам хранения сухой химии:
- Рекомендации по мерам и местам хранения жидкой химии:
- Утилизация отходов

Основные Требования к Оборудованию работающему при высоких давлениях и эксплуатационные требования (Общее)

Основные Требования к Оборудованию работающему при высоких давлениях и эксплуатационные требования (Кислотная обработка и жидкости на углеводородной основе)

Основные Требования к Оборудованию работающему при низких давлениях и эксплуатационные требования

Table of Contents

TNK-BP Safety & Operational Requirements

PPE Requirements: (Personal Protective Equipment)

General Safety Requirements: (Acid & Hydrocarbon specific)

High Pressure Treating Iron Specifications & Operational Requirements

Acid & HydroCarbon Fluid Transportation / Storage (Base & Field Locations)

Chemical storage (Base, Laboratory & Field Locations)

- General information
- Dry Chemicals Recommended Facilities/Measures:
- Liquid Chemicals Recommended Facilities/Measures:
- Deposits Utilization

General Well Site High Pressure Pumping Equipment & Operational Requirements

General Well Site High Pressure Pumping Equipment & Operational Requirements (Acid & HydroCarbon Specific)

General Well Site Low Pressure Pumping Equipment & Operational Requirements

Требования ТНК-ВР по безопасности и проведению работ

Требования по СИЗ: (Средства индивидуальной защиты)

ВСЕ без исключения работники ТНК-ВР, сервисной компании и субподрядчики обязаны носить защитную одежду, каски и очки во всё время работы и нахождения на объектах ТНК-ВР.

Персонал сервисной компании и субподрядной организации, работающих по контракту с сервисной компанией, должен использовать специальную огнезащитную одежду при закачке углеводородов любого объёма. Могут использоваться такие материалы таких производителей как «Nomex III», «Indura» и «Kermel».

Весь персонал, работающий напрямую с кислотой (оператор блендера, лица, занимающиеся проверкой оборудования, замером уровня в емкостях, специалист по контролю качества), должен использовать полный защитный комплект для работы с кислотами, в т.ч. защитные резиновые сапоги, неопреновый защитный костюм, каску, очки, резиновые перчатки и респиратор (по необходимости). *Исключения не допускаются!* Весь персонал, работающий с кислотой и/или химреагентами на своей базе или на кустовой площадке ТНК-ВР должен иметь в наличии и использовать на практике соответствующие СИЗ. Сервисная компания должна обеспечить надлежащими СИЗ своих работников, а также персонал субподрядных организаций. В случае повреждения СИЗ, ТНК-ВР обязывает сервисную компанию заменить поврежденные СИЗ на новые до прибытия на кустовую площадку.

Основные Требования по Безопасности (При работе с кислотой и жидкостями на углеводородной основе)

При проведении кислотных обработок в объеме, превышающем 10 м³, необходимо наличие экстренного душа на территории куста. Тип и марка экстренного душа несущественны, единственное требование – запас воды не менее 200 л на каждого члена бригады.

Использование котельного агрегата в качестве душа, неприемлемо. Вода должна быть чистой с нейтральным показателем pH. Поток воды в душе должен быть постоянным с соответствующим напором, позволяющим использовать разбрызгивающую насадку душа. Предпочтительно наличие самотёчной системы душа, не требующей механического воздействия. Температура воды в душе не должна быть выше 38°С и

TNK-BP Safety & Operational Requirements

PPE Requirements: (Personal Protective Equipment)

Without exception, “**ALL**” TNK-BP Employees, Service Company employees and 3rd party subcontractors are required wear Protective Footwear, Hard Hat & Safety Glasses at all times when working or visiting a TNK-BP well site.

Service Company personnel and any 3rd party contractors contracted to the Service Companies are required to wear Fire Protective Clothing while pumping Hydrocarbons of any volume. Fabrics such as Nomex III, Indura & Kermel may be used.

All personnel who are directly exposed to Acid (Blender Operator, equipment checker, tank gauger, QAQC Fluid Tech) will be required to wear full Acid Safety gear including, Protective Rubber Footwear, Neoprene Wet Suit, Hardhat, Goggles, Rubber Gloves and Respirator if required.

No exceptions will be made!

All personnel that handles acid and/or reagents at their base of operations or on a TNK-BP Well site will be required to have all of the appropriate personal protective equipment with them and it must be used. The Service Company is expected to provide all appropriate PPE to its employees and any 3rd party contractors. If that equipment is damaged, TNK-BP requires the Service Company to replace any damaged PPE prior to arriving to one of its Well site locations.

General Safety Requirements: (Acid & Hydrocarbon specific)

When Acid Treatments are being performed with Acid Volumes of >10m³, a personnel shower unit is required on location. The shower unit can be of any type as long there is a minimum of 200 lts of fresh water per employee on location.

Steam Generating Units are not acceptable as shower units. Water must be clear, clean and of neutral pH at all times. Water must be able to flow steadily and at a pressure sufficient to enable a shower type head. A gravity fed shower system is preferred as it does not rely on mechanical equipment to function.

Water used for Safety Shower purposes will not be < 15

ниже 15°C в любое время года.

Работа с кислотой должна сопровождаться такими мерами защиты как, наличие четко обозначенного душа и жидкости для промывки глаз поблизости. Объем проточной воды в душе должен составлять 200 л на каждого члена бригады на объекте.

При проведении всех видов ГРП / Кислотных обработок, предусматривающих применение углеводородных жидкостей при давлении и объеме превышающих соответственно 0,5 фунтов/кв.дюйм (3,44 кПа) и >15 м³ на площадке скважины должны быть приняты меры противопожарной безопасности (пожарная машина и бригада).

В течение всего времени проведения работ на территории куста должны быть установлены индикаторы направления ветра (ветряные конусы).

При наличии сероводорода в жидкости, предполагаемой к закачке (>5 миллионной доли), из соображений безопасности персонала данная технологическая жидкость к работе не принимается.

Требования и спецификация к линиям высокого давления

Обязательным требованием ТНК-ВР является наличие детального инвентарного списка всех элементов технологической обвязки и соединений высокого давления а также результатов испытаний толщины стенок и испытаний на целостность линий (Магнитная дефектоскопия). Испытания толщины стенок должны быть проведены и задокументированы в соответствии с рекомендациями и требованиями изготовителей. Документы с результатами должны быть доступны на всех объектах проведения ГРП/Кислотной обработки и прочих видов ГТМ. Также обязательным требованием наличие результатов испытания давлением всех элементов обвязки, работающих под давлением, на максимальное рабочее давление (~ 1000 атм) не реже одного раза в год.

Испытания на целостность линий насосов и магнитная дефектоскопия должны быть проведены на все насосы высокого давления (3х плунжерные и 5ти плунжерные), заглушки на всасе (высокого давления) также как и на соединительные штоки, присоединяющие насосную установку к установке питания. Тест должен быть задокументирован и должен выполняться раз в 2 года.

Не допускается наличие резьбовых соединений на технологической линии и на устьевой арматуре через которые осуществляется подача смеси или линии, оказывающиеся под воздействием давления. Данное требование также распространяется на обвязку затруба, которая либо принадлежит сервисной компании, либо используется или арендуется компанией. Допускается только замена соединений между насосной установкой и одобренной линией закачки. Данная политика исключает

degrees or > 38 degrees Celsius at any time throughout the year.

Handling of acids should be accompanied by collective protective measures (clearly signalled showers and eye baths in the vicinity).

Wellsite Fire Protection (Fire Truck and Crew) are required for all Hydrocarbon Frac/Stimulation treatments that are utilizing hydrocarbon fluids in excess of 0.5 psi (3.44 kPa) and /or >15 м³ of volume.

Wind Direction Indicators (Wind Socks) must be used at all times on location.

If there is H₂S gas present within the hydrocarbon fluid proposed for pumping operations (>5 ppm), this fluid is to be refused due to personnel safety considerations.

High Pressure Treating Iron Specifications & Operational Requirements

TNK-BP requires a detailed inventory of all high pressure treating iron parts/connections complete with wall thickness testing and Non-Destructive (MPI – Magnetic Particle Inspection) testing results. Thickness testing must be completed and documented as per the manufacturer's recommendations and specifications. These documents must be available for viewing on all Frac Locations where Frac/ Acid Pumping treatments are being performed. TNK-BP also requires a recorded pressure test of all high pressure treating line components every 12 months to the maximum working pressure (~1000 atm) of the high pressure line.

Non-Destructive Testing or MPI Testing must also be performed on all High Pressure Pump (Triplex or Quinteplex fluid ends) suction caps (High Pressure) as well as the connecting rods that connect the pump unit to the power unit. This test must be documented and performed every 24 months.

No threaded connections are permitted in any of the treating iron line or wellhead subjected to treating fluid and/or pressure. This requirement also extends to Annulus Pump Line connections owned, used or rented by the Service Company. The only exception is the changeover connection between the pumping unit and the approved pumping line. This policy excludes the use of "Non Pressure Union" type treating/pressure pumping lines.

использование соединений, не предназначенных для высоких давлений, в технологических нагнетательных линиях или линиях поддержания давления

*****Примечание –** Исключением из действующих требований по использованию линий высокого давления являются насосные установки для ОПЗ с гидравлической мощностью менее 600 лошадиных сил или не превышающие 600 л.с. В этом случае выдвигаются следующие требования:

- Все действующие требования к проведению тестирований нагнетательной линии, изложенные в Российских стандартах (ПБ 08-624-03 Правила ТБ в нефтяной и газовой промышленности) и других секциях данного документа
- «Постоянное рабочее давление» на нагнетательной линии высокого давления на работах с использованием одиночного насоса должно равняться максимальному давлению гидравлической части насоса, в зависимости от размера плунжеров. Сервисная компания несёт ответственность за соблюдение данного стандарта.
- Представитель TNK-BP имеет право по своему усмотрению потребовать от подрядчика проведение опрессовочного теста до максимального рабочего давления насоса и нагнетательной линии на кустовой площадке. Предполагается, что при опрессовке будет держаться 95 % давления без падения, как минимум в течение 1 мин.

Пример:

- ✓ Насос АНЦ 32/50 с плунжерами 100 мм имеет максимальное рабочее давление 500 атм. Постоянное рабочее давление используемой при обработке нагнетательной линии составляет минимум 500 атм. Если нагнетательная линия рассчитана только на 350 атм, то требуется либо установить 125мм плунжеры, либо иметь нагнетательную линию постоянного рабочего давления которой рассчитано на 500 атм.
- ✓ Насос АНЦ 32/50 с плунжерами 125 Дмм имеет максимальное рабочее давление в 320 атм. Нагнетательная линия используемая на данной работе должна быть рассчитана как минимум на 320 атм постоянного рабочего давления. Если постоянное рабочее давление нагнетательной линии высокого давления 500атм, то работа может быть продолжена.

При возникновении вопросов по данному требованию компании TNK-BP, сервисная компания обязана потребовать у TNK-BP разъяснений. Незнание – неприемлемо и не принимается как оправдание несоответствия.

*****Note –** The “Only” exception to the current treating iron requirements are with respect to “Single” Pump Unit BHT treatments that require < 600 hhp or with pump units that do not exceed 600 hhp. They are as follows:

- All Treating Line Testing requirements will still be in effect as per Russian regulation (PB 08-624-03 Oil & Gas Industry Safety Rules) and as per all other sections listed in the High Pressure Treating Iron Specifications & Operational Requirements of this document.
- The “Continuous Working Pressure Rating (CWP)” of the Treating Iron being utilized on any TNK-BP SINGLE pump treatment will equal the maximum pressure rating of the pump fluid end depending on plunger size. The contracted Service Company will be responsible to insure this standard is adhered too at all times.
- It will be at the sole discretion of a TNK-BP representative to request a Wellsite pressure test be performed up to the “maximum” working pressure of the pump / treating line combination at any time. It will be the expectation that the pressure test hold 95% of the test pressure for a period of not less than 1 minute.

Example:

- ✓ ANC 32/50 Pump Unit with 100 mm Plungers Installed has a maximum working pressure of 500 atm. Treating Iron that is to be used for that treatment will have a “Continuous Working Pressure Rating” of 500 atm minimum. If the treating iron is rated at only 350 atm, either the plungers will have to be changed to 125 mm or the treating iron will have to be changed to 500 atm CWP. (CWP = Continuous Working Pressure)
- ✓ ANC 32/50 Pump Unit with 125 mm Plungers Installed has a maximum working pressure of 320 atm. Treating Iron that is to be used for that treatment will have a “Continuous Working Pressure Rating” of 320 atm minimum. If the treating iron being utilized for this treatment has a CWP of 500 atm, this treatment may continue.

If there are any questions concerning this TNK-BP requirement, it is the duty of “All Service Providers” to request clarification from TNK-BP. Ignorance will not be tolerated or accepted as justification for non-compliance.

В случае если сервисной компании требуется предоставить обвязку стравливания давления, используемую в повседневной практике, данная обратная линия должна быть четко обозначена и промаркирована как отличная от линии высокого давления, с тем, чтобы она никогда не использовалась для работы под высоким давлением.

Быстроразъемные соединения с наростами на выступах более ¼" (0,635 см), отслаивающимся и расщепляющимся металлом, должны быть немедленно промаркированы краской, выведены из эксплуатации для последующего ремонта либо утилизации.

При проведении всех операций устанавливать двойную систему изоляции устья. Второй изоляционный клапан может быть демонтирован после завершения обработки только с согласия полевого супервайзера TNK-BP. Циркуляционные «тройники» должны быть расположены между двумя устьевыми задвижками. Двойная система изоляции устья должна быть расположена последовательно.

Категорически не допускается применение задвижек игольчатого типа на основной технологической линии, насосах и линии затруба. Перед началом работы их необходимо демонтировать.

На основной линии подачи установить обратный клапан и устьевой запорный клапан на максимально близком расстоянии от устья, на поверхности земли в комплекте со стравливающим тройником. Перед началом закачки необходимо провести испытание целостности обратного клапана.

Если необходим соединитель НКТ (для соединения линии высокого давления напрямую с НКТ в скважине), то необходимо использовать твердое целостное соединение, соответствующее требованиям, представленным в данном стандарте. Применение резьбового двухэлементного соединителя запрещено.

На всех видах обработки, где используется забойный пакер, требуется применение стравливающего клапана на затрубной линии. Место установление стравливающего клапана определяется представителем TNK-BP. Стравливающий клапан должен быть установлен и протестирован до начала закачки в скважину TNK-BP. Сервисная компания должна записывать установленное и тестируемое давление (проведение испытания при давлении выше установленного) станцией управления.

*****Шланги – Ни при каких обстоятельствах не использовать шланги высокого давления (независимо от характеристик) для закачивания любых типов жидкостей при проведении стимуляции скважин TNK-BP. Жидкости, типа Ксилола, Тoluола и взаимные растворители могут оказывать вредный эффект на определенные резиновые составы и таким образом**

If the Service Company is required or requested to supply "Flow Back Iron" that is the same type treating iron that is used in their day to day pumping operations, the flow back iron must be painted or identified clearly so it is not ever used for High Pressure Pumping Operations.

Any hammer union wing with more than ¼" (0.635 cm) mushroom extension, loose metal burrs, splitting mushrooms or touching ears should be immediately marked with paint, repaired before being used again or removed from service.

Double wellhead isolation valves must be used on all Treatments, including standard pumping operations of Acid, Hydrocarbon & Energized fluids. The 2nd Isolation Valve may be removed from the well-head after the Treatment has been completed with the approval of the TNK-BP Well-Site Supervisor. Circulation "Tees" must not be placed between the 2 Wellhead Valves. The double wellhead configuration must be placed in tandem.

All types of "Needle Valves" are not to be used anywhere in the Main treating lines, pumps and annulus pumping lines. These must be removed prior to any pumping job.

Main treating line check valve & ground isolation valve must be installed as close to the wellhead on the ground as possible complete with bleed off Tee. A check valve integrity test must be performed on this check valve prior to any pumping operations.

If a Tubing Connector is required to connect the High Pressure treating line directly to the tubing in the well, a solid integral connection must be used and must comply to the same standards as listed in this standard. A threaded two piece connector is prohibited when connecting the high pressure treating line directly to the tubing in the well.

Annulus Pressure relief valves are required on all Treatments where a down-home packer is being utilized. Relief valve setting must be determined by TNK-BP and the relief valve is to be set & tested prior to pumping into a TNK-BP well. Service Company is required to record the set/test pressure by the data van.

***** Hoses – Under "No" circumstances, will a High Pressure hose be allowed to pump any fluid into a TNK-BP well during Stimulation treatments regardless of it's pressure rating. Fluids such as Xylene, Toluene and Mutual Solvents can have a detrimental effect on certain rubber compounds and thus cannot be effectively monitored to determine the failure time of**

определить время наработки шланга становится проблематичным.

Не допускается наличие видимых утечек где-либо в линии закачки, насосах или устьевом оборудовании до начала закачки. Единственная допустимая утечка во время прокачки – капли из дренажного отверстия. В случае непрерывной течи, остановить которую не удастся, закачка должна быть немедленно прекращена.

Каждый насосный агрегат высокого давления должен иметь устройство стравливания давления (электронное либо механическое) на случай непредвиденного роста давления. Сервисная компания должна иметь возможность устанавливать максимальные ограничения давления и тестировать эти устройства перед каждой работой.

Транспортировка/Хранение кислоты и жидкостей на углеводородной основе (На месторождении и на базе)

Перед тем как начать работу с кислотой, работники должны пройти обучение по обращению с ней и хранению, а также знать как правильно применять надлежащие средства индивидуальной защиты (СИЗ). Документация, подтверждающая прохождение такого обучения должна быть в наличии у персонала на месторождении и быть доступной для предоставления представителям компании TNK-BP.

Любая кислота должна храниться в прохладном, сухом, хорошо проветриваемом месте в плотно запечатанных контейнерах защищенных от воздействия внешней среды, резких смен температуры и физических повреждений.

Кислота является окислителем, поэтому необходимо принимать меры и хранить её отдельно от таких несовместимых с ней материалов как медь, латунь, бронза, оцинкованная сталь, олово, цинк, окислителей, горючих материалов, пластмассы, резины и некоторых покрытий. Контакт с металлами приводит к эрозии и образованию огнеопасного газообразного водорода.

Тепло вызванное экзотермической реакцией металла и хлористого водорода или соляной кислоты может привести к возгоранию горючих материалов.

Если персонал, работающий на месторождении, является ответственным за тушение возможных возгораний, ему необходимо пройти обучение в противопожарном департаменте и получить соответствующие сертификаты доступные для проверки на случай инспекции, проводимой представителями компании TNK-BP на месторождении. Если возгорание произошло в непосредственной близости от ёмкостей с кислотой, их необходимо быстро убрать, если это возможно сделать безопасным способом. Если их перемещение не возможно, остудите ёмкости распылением воды, при этом, никогда не лейте воду прямо в кислоту. Тушите возгорание с максимально

that particular hose.

No visible leaks are permitted anywhere in the treating line, pumps, or wellhead before pumping. The only permissible leak while pumping is a drip through a chicsan “weep hole”. If the drip becomes a continuous stream and cannot be isolated, pumping must be terminated immediately.

Every HP pump unit must have an electronic or mechanical pressure release device if the pressure were to go too high. Service company must have the ability to set the maximum pressure limitations, function test it prior to every treatment.

Acid & HydroCarbon Fluid Transportation / Storage (Base & Field Locations)

Before working with acids, individuals should be trained in its proper handling and storage and know how to use proper personal protective equipment. Documentation of training shall be held by personnel on location and be available for TNK-BP company representative inspection.

Any acid should be stored in a cool, dry, well-ventilated area in tightly sealed containers protected from exposure to weather, extreme temperature changes, and physical damage. Acid is considered a strong oxidizer and steps should be taken to separate them from incompatible materials such as copper, brass, bronze, galvanized steel, tin, zinc, oxidizers, combustible materials, plastics, rubber and some coatings. Contact with metals causes erosion and the formation of flammable hydrogen gas.

The heat generated from the exothermic reaction of metal and hydrogen chloride or hydrochloric acid could cause ignition of combustible materials.

If field personnel are responsible for fighting any fires then training in Fire Fighting is required and certifications maintained on location for TNK-BP representative inspection. If a fire occurs in the immediate vicinity of acid cylinders, remove them promptly if it can be done safely. If removal is not possible, cool cylinders by spraying with water, but never add water directly to the acid. Fight fire from a maximum distance and do not get water inside the containers. Report to TNK-BP representative; allow the fire to burn out. If the fire cannot be brought under control, evacuate the area because of explosion hazards and toxic fumes.

удаленного расстояния и не добавляйте воду в ёмкости. Поставьте в известность представителя TNK-BP; дайте возгоранию потухнуть. Если контролировать возгорание невозможно, покиньте опасную территорию во избежание угрозы взрыва и распространения ядовитых паров.

При транспортировке кислоты на объекты компании TNK-BP в автоцистернах или передвижных контейнерах, должен быть предусмотрен резервный кран или заглушка в месте слива или в другом месте, где кислота вступает в контакт с отсекающим краном. Все краны или заглушки должны иметь специальные кислотостойкие покрытия.

Транспортировка и хранение кислоты на кустовой площадке должны осуществляться в гуммированных или специально приспособленных пластмассовых ёмкостях. Необходимо принять все возможные меры для снижения до минимума времени контакта кислоты с железом.

В месте хранения кислоты должна быть выделена буферная зона на случай разливов. Объем такой зоны должен равняться или быть более 100% объёма ёмкости для хранения кислоты

При проведении больших работ (более 15 м³) с использованием стационарных ёмкостей, объём таких ёмкостей должен быть адекватным для приема большого количества жидкости из кислотовозов. В идеале, вместимость ёмкостей должна быть, по крайней мере в 1,25 раза больше объёма жидкости необходимой для работы

Закупленная чистая кислота, используемая для TNK-BP, должна транспортироваться от производителя или поставщика сервисной компании в ёмкости, которая препятствует реакции кислоты и железа или не ослабляет концентрацию чистой кислоты. Кислота должна перевозиться в поликарбонатной ёмкости или в стальной ёмкости с соответствующим кислотостойким покрытием (например, эпоксидное покрытие).

Кислота, предназначенная для хранения или замешивания на объекте также должна быть также в облицовочной ёмкости для хранения с целью предотвращения реакции кислоты с железом или ослабления концентрации кислоты. Кислоты, в состав которых входят растворители (толуол, дизель и др.) также должны храниться и замешиваться в облицованных ёмкостях с кислотостойким покрытием.

Необходимо принять все усилия, чтобы снизить контакт металла и кислоты во время её хранения или транспортировки. Средства трубопроводной транспортировки, а именно поликарбонатные ёмкости, подводные линии, линии смешивания и всасывающие линии могут только способствовать в достижении наилучшего качества продукта перед его закачкой в скважину.

Acid that is transported to a TNK-BP location in a tank truck or in poly tote tanks must have a secondary backup valve or blank cap at the point of discharge or anywhere that acid will come into contact with an isolation valve. Any valve or blank cap that is to be utilized must have a lining or coating that is acid resistant.

Acid must be hauled or stored at wellsite locations in lined steel or certain types of plastic materials. All efforts are to be made to limit the amount of acid / iron contact exposure time.

Bulk Acid Storage (at base location) must have a containment area in case there is a leak. Containment Volume must be equal to or >100% of the volume of the storage tank.

For larger jobs (>15 м³) if stationary field tanks are in use, the field tank capacity should be adequate to carry a sufficient large stock and be able to receive the total amount of volume from the acid transports. The ideal field storage capacity should be at least 1,25 times higher of the total acid mixture volume required for the job.

Raw Acid that is purchased on behalf and to be used for TNK-BP, must be transported from the manufacturer or service provider in a container that will not allow Fe (Iron) absorption or cause a weakening in the strength of the Raw Acid. It must be transported in a Polycarbonate type tank or a steel tank that is utilizing the appropriate (i.e. Epoxy Resin Type) Acid Resistant lining.

Acid that is to be stored or mixed on a well site location, must be done so in a lined storage tank so no Fe (Iron) absorption or weakening of acid strength will occur. Acid combinations that include solvents (Toluene, Diesel etc), must also be stored and mixed in Acid Lined/Resistant type tanks.

All efforts are to be made to reduce metal/acid contact while storing or mixing acid blends. Products such as Polycarbonate Tanks, Fill Lines, Mix Lines and Suction Lines can only assist in achieving the best possible product prior to pumping into the well.

Принять все возможные меры по транспортировке окислителей и легковоспламеняющихся веществ на месторождение отдельно друг от друга в герметичных, изолированных друг от друга контейнерах. TNK-BP рассчитывает, что транспортировка опасных веществ будет осуществляться в соответствии с Российскими и международными правилами транспортировки опасных веществ.

Все емкости применяемые для содержания жидкостей на углеводородной основе должны быть заземлены для уменьшения возможности возникновения статического электричества.

Технологические емкости с жидкостями, содержащими углеводороды и кислоту, должны быть расположены против направления ветра от устья и расположения бригады. Емкости должны быть расположены не ближе 30 метров от устья. Окончательное решение о безопасности продолжения работ в зависимости от направления ветра принимается по усмотрению полевого супервайзера TNK-BP и сервисной компании.

При необходимости нагревания жидкости на углеводородной основе в емкости хранения на кусту предпочтительнее проводить нагревание с привлечением ППУ с подогревом жидкости в емкости через трубу-змеевик, установленные в емкостях. При привлечении АДП устанавливается на расстоянии 15 метров от нагреваемой емкости. На этом же расстоянии устанавливается ППУ.

Расположить технологические емкости на максимально удаленном расстоянии от устья скважины (см выше). **Оптимальным расстоянием между устьем скважины и ближайшим насосным агрегатом считается 15 метров (в зависимости от условий площадки).**

Все емкости с технологическими жидкостями, а также песковозы, на территории куста должны быть оснащены защитными перилами. При отсутствии перил при работе на высоте, превышающей 1.3 метра, персонал должен использовать страховочный пояс.

При перевозке и хранении кислоты, TNK-BP не отдает предпочтение типу облицовки, главное - это ее наличие для снижения коррозионного воздействия на металлические емкости и снижения абсорбции железа в кислоту.

Приемлемые внутренние покрытия ёмкостей для кислоты:

- ✓ Эбонит
- ✓ Эпоксидное покрытие
- ✓ Пластиковые контейнеры
- ✓ Резиновое покрытие (подходит для концентрированной, но не подходит для смешанной кислоты)

Емкости должны быть покрыты внутри одним из вышеперечисленных материалов.

Efforts are to be made that Oxidizers and Flammable products are not transported to the Wellsite without containment separation between the products. TNK-BP expects that the transportation of hazardous products meet Russian and International regulations.

All storage tanks that are utilized for the containment of HydroCarbon fluids are required to be grounded to earth to reduce any potential static electrical release.

All efforts must be made to spot the Hydrocarbon/Acid tanks downwind/crosswind from the wellhead and crews position. Tanks must not be closer than 30 meters to the wellhead. It will be at the sole discretion of the TNK-BP well site representative and the Service Company Supervisor to terminate operations if the wind direction will have a detrimental effect to the safe continuance of the pumping operation.

If a Hydrocarbon is to be heated inside a storage tank on a TNK-BP well site location, preference is given to using a Steam Truck unit heating the tank fluids via steam coils inside the storage tanks. If a Hot Oiler unit is to be used, it must be spotted 15 meters away from the tank it is heating. The same distance also applies to Steam Truck units.

Frac/Acid Tanks must be spotted at the furthest point away from the wellhead (see above). **A target of 15 meters should (as best as the location allows) be achieved for the distance between the wellhead and the nearest Frac Pumper.**

All Storage Tanks on location must be equipped with safety railings on top of them. This also includes Proppant Storage Units/Trucks. If there are no safety railings available, a safety harness or belt must be worn at heights in excess of 1.3 meters.

While handling or storing acid, TNK-BP does not have a preference of which lining is used but one must be used that will reduce the corrosive effect on metal tanks and eliminate any iron absorption into the acid.

The following liners are listed as an example:

- ✓ Ebonite
- ✓ Epoxy coating
- ✓ Poly Type Containers
- ✓ Rubber Coating (Good for Raw Acid but not good for mixed acids)

Tanks must be lined with one of the above mentioned linings or compounds.

Линии для приготовления кислотного раствора должны быть покрыты одним из выше перечисленных материалов или возможно применение пластиковых труб.

Нагнетательная линия и соединения должны быть защищены внутренним кислотоупорным покрытием или состоять из пластиковых составных частей.

Линия циркуляции должна иметь кислотостойкие задвижки и соединения. Допускается использование задвижек с внутренним кислотоупорным покрытием или тефлоновых задвижек.

Ёмкости, которые используются для транспортировки, замеса и хранения кислотных растворов с углеводородными смесями или нефтью должны иметь статическую систему заземления. Всё оборудование, которое используется на месторождении ТНК-ВР для хранения, транспортировки или закачки углеводородных жидкостей или смесей должно быть заземлено до хранения, перевозки или замешивания жидкости.

Все контейнеры для хранения кислоты на кустовой площадке должны быть снабжены системой двойной отсекающей задвижки. Возможно использование двойной задвижки или одного клапана с глухой заглушкой.

Состояние внутреннего покрытия должно проверяться и, если надо ремонтироваться **раз в пол года**. Каждая проверка должна документироваться, заверяется Генеральным директором сервисной компании или его заместителем.

При условии строгого соблюдения инструкций поставщика, можно использовать пластиковые ёмкости. Полиэстер, армированный стекловолокном с покрытием из полипропилена или поливинилхлорида, применим при температурах до 60°C. Полиэстер, армированный стекловолокном, делает эту конструкцию более прочной, а покрытия обеспечивают устойчивость коррозии.

На всем оборудовании для транспортировки кислоты должно быть обозначено название вещества и предупредительный знак.

Кислота, перевозимая в автоцистернах должна содержать ингибитор коррозии. Кислота марки ХЧ поставляется без ингибиторов коррозии.

По Российским стандартам, любая кислота концентрации ниже 32% может быть транспортирована в 1000 литровых пластиковых ёмкостях или кислотовозах, имеющих разрешение на перевоз кислоты (в некоторых случаях разрешения выдаются на возможность перевозки ингибированной HCl с концентрацией до 35%).

Химически чистая кислота должна перевозиться только в 40 литровых пластиковых канистрах или больших стеклянных бутылках.

Mixing / Circulation Lines are to be lined with one of the above mentioned compounds or poly type compound piping may be used.

Discharge Piping and connections are to be lined or of a poly type composite.

Circulation Lines are to have Acid resistant valves and connections. Either coated valves or Teflon valves may be used.

Tanks that are being used to haul, mix or store hydrocarbon mixture acid systems or oil, are to have static ground cables and spikes. All equipment that is being used on a TNK-BP location to store, haul or pump hydrocarbon fluids or mixtures will require grounding prior to storage, transferring or mixing of fluids.

All Wellsite storage tanks are to have a double isolation valve system. Either double valves or a single valve utilized with a blanking type cap.

The condition of the liner must be inspected and repaired if required on a **semi annual base**. The inspections are to be documented and certified by the Service Company Deputy or General Director.

Plastic tanks may be also used for hauling if supplier specifications are strictly followed. Glass fiber reinforced polyester with Polypropylene or Polyvinyl chloride lining is suitable to a maximum temperature of 60 °C. Glass fiber reinforced polyester makes the construction more rigid, whereas the lining provides resistance to corrosion.

All acid hauling equipment should be labeled with the product name and safety symbol.

All acids that can be transported in tank cars must be inhibited, only ХЧ mark acid come without inhibitor.

As per Russian regulations, any Acid with concentration below 32% can be transported in 1000 liter plastic tanks or in "acid transport" with special permits for acid transportation (in some cases permits issued for transportation of up to 35% inhibited HCL).

Lab Grade Acid must be transported in 40 liter plastic canisters or glass large bottles only.

Химреагенты, предназначенные для смешивания на кустовой площадке должны доставляться в закрытых промаркированных контейнерах при температуре более 15 °С.

Перевозочные средства (не считая автоцистерн для перевозки насыпных грузов) должны иметь вторичные меры предосторожности для сбора проливов.

Хранение химических реагентов (на базе, в лаборатории и на месторождении)

Общая информация:

После использования, каждый контейнер с химреагентом должен быть возвращен на свое место. Данные по месту хранения контейнера должны быть указаны на нем самом.

Не храните химреагенты на рабочей поверхности стола, где они не будут защищены от источников возгорания и случайно могут быть опрокинуты. Оставлять на рабочей поверхности стола можно только те химреагенты, которые используются на данный момент.

Запрещается хранение химреагентов в алфавитном порядке, кроме случаев, когда сортировка по алфавиту осуществляется внутри группы химреагентов определенного типа. Алфавитное ранжирование может привести к размещению химреагентов в такой форме, когда их соседство может повлечь за собой опасную химическую реакцию из-за несовместимости веществ находящихся в непосредственной близости друг к другу.

Места для хранения должны быть защищены от воздействия высокой температуры или солнечного света

Не храните химреагенты, кроме отбеливающих веществ и совместимых с ними очищающих средств под водосточной раковиной

Все контейнеры, хранящиеся в лаборатории должны иметь этикетки. Потенциально канцерогенные и сомнительные вещества кроме этикеток должны иметь и отдельный поддон для сбора подтеков и разливов.

Хранение жидкой химии более опасно, чем хранение твердых веществ и требует соблюдения дополнительных многочисленных требований по хранению.

Кислота и химреагенты должны храниться отдельно.

Рекомендации по мерам и местам хранения сухой химии:

Рекомендуется иметь в наличии шкафы для хранения сухой химии, однако, открытые полки тоже приемлемы. Не храните сухую химию под жидкими веществами.

Этикетки с предупреждениями о высокотоксичном содержимом ёмкости должны регулярно проверяться.

With the exception of raw acid, chemicals and reagents that are going to be mixed, stored and transported to the Wellsite location, are required to be stored or transported in covered, labeled, closed containers at a temperature >15° Celsius.

Hauling equipment (other than Bulk Tanker Units) is to have secondary containment ability.

Chemical storage (Base, Laboratory & Field Locations)

General Information:

Each stock container of a chemical compound should be returned to a designated storage location after each use. Storage locations can be marked on containers.

Do not store stock supplies of chemicals on bench tops where they are unprotected from ignition sources and more easily knocked over. Only chemicals in use should be bench tops.

Do not store chemicals in alphabetical order except within "Chemical Storage Groups". Alphabetical arrangement of randomly collected chemicals often increases the likelihood of dangerous reactions by bringing incompatible materials into close proximity.

Storage areas should not be exposed to extremes of heat or sunlight.

Do not store any chemicals except bleach and compatible cleaning agents under the sink.

All containers within the lab must be labeled. Suspect and known carcinogens must be labeled as such and segregated within trays to contain leaks and spills.

Storage of liquid chemicals is more hazardous than storage of solids and is subject to numerous and varied storage requirements.

Acids and chemicals should be physically separated.

Dry Chemicals Recommended Facilities/Measures:

Cabinets are recommended, but if not available, open shelves are acceptable. Store solids above liquids.

Warning labels on highly toxic powders should be inspected and highlighted on a regular basis.

Рекомендации по мерам и местам хранения жидкой химии:

Защитный шкаф;

В сосудах или закрытых ванночках в обычных шкафах.

Утилизация отходов

Все остатки и отходы должны быть утилизированы в соответствии с требованиями TNK-BP в специально предназначенные для этого местах.

Основные Требования к Оборудованию работающему при высоких давлениях и эксплуатационные требования (общие требования)

Насосные агрегаты должны быть оборудованы действующей системой аварийного отключения при превышении давления, которая должна быть испытана до начала любых работ по закачке. В случае неудовлетворительной работы хотя бы одной аварийной системы проведение операции должно быть остановлено до завершения ремонта.

Установить два датчика давления на основной линии и обеспечить постоянную запись. Оба датчика устанавливаются на обратном клапане и устьевом запорном клапане на стороне устьевого арматуры. Датчики давления должны устанавливаться как можно ближе, насколько это возможно, к потоку смеси для избежание замерзания, такие тенденции наблюдаются во время выполнения работ в холодный период.

На каждом насосном агрегате необходимо установить отсекающую задвижку с тройником, предназначенным для стравливания высоких давлений. Не допускается использование «игольчатых» клапанов для стравливания сшитого геля.

Категорически не допускается открытие устья скважины и закачка жидкости без предварительной опрессовки. Технологические линии высокого давления должны быть опрессованы на давление, не превышающие максимально допустимое рабочее давление для конкретной операции ГРП более чем на 10%.

Перед первой закачкой выполнить промывку блендера, технологических линий и манифольда в амбар, вакуумный агрегат или желобную емкость для удаления остатков проппанта из линий. Все всасывающие манифольды необходимо проверить на отсутствие в них остатков проппанта.

Насосный агрегат для поддержания давления в затрубье тоже должен находиться на расстоянии 15 м от устья скважины (в зависимости от размера куста).

Инженер (Супервайзер) Подрядчика – единственное лицо на площадке с правом разрешения открыть и закрыть скважину до и после проведения ГРП.

Liquid Chemicals Recommended Facilities/Measures:

Safety cabinet;

In tubs or trays in normal cabinet.

Deposits utilization

All leftovers and deposits to be utilized in accordance with TNK-BP policy in the specially equipped utilization spots.

General Well Site High Pressure Pumping Equipment & Operational Requirements

Pumps must be equipped with functional Over Pressure shutdown system and function tested prior to commencement of any pumping operations. If any of the pumps shutdown systems are not functional, the treatment must be delayed until they are repaired.

Double main treating line pressure transducers are to be installed displayed and recorded at all time. Both Pressure Transducers should be installed on the "Wellhead Side" of the Check Valve & Ground Isolation Valve. Pressure Transducers should also be mounted as "Close" to the Slurry Flow as possible to alleviate freezing tendencies encountered in cold weather operations.

Each Pump unit should have an isolation valve installed, complete with HP bleed off Tee configuration. Needle valves are not be used for the purpose of bleeding off X-Linked fluids.

At no time shall the wellhead be open and fluid pumped down the well prior to Pressure Testing. The Surface High Pressure Lines should be tested to a pressure not higher than 10% greater than the Maximum allowable working pressure for that particular Frac/Pumping treatment.

Before pumping into the well for the first time, the blender, lines and manifold must circulated/flushed to a pit, vacuum truck or tank to ensure they are clean of proppant. All Suction Manifolds should be visually inspected to insure there is no proppant inside of them.

Annulus pumper must also be spotted 15 meters away from the wellhead. (as the location allows)

The Service Company Supervisor is the only person on location who can authorize opening/closing of the wellhead valve(s) prior too and after the treatment.

Основные Требования к Оборудованию работающему при высоких давлениях и эксплуатационные требования (Кислотная обработка и жидкости на углеводородной основе)

Все концы шлангов агрегатов высокого давления должны быть оснащены дополнительными защитными кожухами по всей длине шланга на случай непредвиденной утечки жидкости.

Для каждого агрегата высокого давления необходима установка отсечной задвижки и обратного клапана.

Все оборудование, включая емкости для хранения, насосы, станция управления и смесительное оборудование должно быть заземлено каждый раз при закачке или замесе жидкостей на углеводородной основе. Это относится к любым объемам закачиваемых жидкостей.

Насосные установки, используемые для проведения кислотных ГРП или матричных обработок, должны подбираться согласно дизайну на проведение работ. В случае, если оборудование подрядчика не позволяет выполнить работу в соответствии с параметрами дизайна, подрядчик должен проинформировать TNK-BP до выезда с производственной базы о неспособности закачать работу по дизайну в связи с техническим несоответствием оборудования.

Как правило, скорость закачки насосов, используемых для выполнения работ на объектах TNK-BP должна превышать скорость поглощения обрабатываемой скважины(н). Например, если скорость поглощения скважины 0.5 м³/мин, то минимальная скорость подачи насоса должна составлять 0.6 – 0.7 м³/мин.

Основные Требования к Оборудованию работающему при низких давлениях и эксплуатационные требования

Обязательным требованием TNK-BP для всех сервисных компаний является использование вакуумного агрегата при всех видах описываемых работ. Категорически запрещено сливать остатки технологических жидкостей (при ГРП, ОПЗ, углеводородных составов, подтоварной воды и проч.) на территории куста или на подъездных путях.

Оснастить всасывающую и нагнетательную линии насосных агрегатов качественными шлангами, выдерживающими до 10 атм. на выходе с блендера. Соединения шлангов на линии всаса должны быть с двумя хомутами или обжаты на специальном оборудовании King Nipple. При проведении ГРП/стимуляций с использованием углеводородов все подающие шланги блендера должны быть в специальных оболочках.

Обязательным требованием TNK-BP является наличие одного 4-дюймового шланга от блендера к основному

General Well Site High Pressure Pumping Equipment & Operational Requirements (Acid & HydroCarbon Specific)

All High Pressure Pumper Fluid Ends will require covers that can be secured around the entire fluid end and secured in case of a accidental discharge or spray of fluid.

Each High Pressure Pumper will require an Isolation Valve and Check Valve combined.

All equipment inclusive of tanks, pumps, data vans and mixing equipment is required to be grounded to earth anytime Hydrocarbon fluids are being pumped or mixed. This will apply to any volume of hydrocarbon being pumped or mixed.

Pump Units that are used to pump Acid Fracs or Acid Matrix treatments will be specified as per the job design program. If the Service Company equipment does not have the capability of performing at the designed job parameters, the Service Company is required to notify TNK-BP prior to the departure of their base to perform the treatment to their equipments lack of compliance to the treatment design.

As a general rule, any pump unit utilized to perform pumping operations for TNK-BP will be required to exceed the rate of vacuum of any of the treated well(s). As an example, if rate of vacuum is 0.5 m³/min, the pump rate capability of that pump unit will be expected to be 0.6 – 0.7 m³/min.

General Well Site Low Pressure Pumping Equipment & Operational Requirements

TNK-BP requires that all service companies are to supply and utilize a vacuum truck unit on all pumping locations. It is strictly prohibited that any Frac Fluids, Acids, Hydrocarbons, Produced Water and any other fluid or dry chemical be disposed of on a TNK-BP well site or access road.

Suction and Discharge hoses must be of good quality with a pressure rating of 10 atm from the blender discharge pressure. Discharge hoses must have a “double clamped” or “Crimped” on King Nipple connection. When Hydrocarbon Fracs/Stimulation treatments are being performed, Hose Covers will be required on all blender discharge hoses.

TNK-BP requires 1 – 4” Discharge Hose from the blender to the common manifold for every 1 m³/min of

манифольду на каждый 1 м³/мин расхода смеси, а также одного запасного 4-дюймового шланга.

Также обязательным требованием ТНК-ВР является наличие как минимум двух 4-дюймовых шлангов от каждой технологической емкости до приема блендера.

До начала операции убедитесь, что блендер (обе стороны), расходомеры, насосы химдобавок, тахометры, плотномеры, датчики давления и шнеки находятся в полностью исправном и рабочем состоянии.

Если иное не разрешено супервайзером ТНК-ВР, до начала операции убедитесь, что все механизмы контроля системы химдобавок функционируют в автоматическом режиме (исходя из расчетных показаний счетчика «чистой жидкости»).

Перед отправкой спецтехники на место проведения работ убедиться, что все оборудование, включая насосные агрегаты, блендеры, насосы подачи жидких реагентов, шнеки подачи брейкера и система подачи проппанта в состоянии обеспечить необходимую скорость закачки и концентрацию химреагентов (*минимальную и максимальную*).

Перед началом операции следует проверить все тахометры и расходомеры, отклонения/погрешности в показаниях не должны превышать 5%.

Slurry Rate plus 1 extra 4" hose as backup.

TNK-BP also requires a minimum of 2 – 4" Hoses from each Frac Tank to the suction side of the blender.

The blender (both sides if applicable), flow meters, additive pumps, densometers, pressure transducers and breaker augers must be fully operational and functional prior to beginning the treatment.

Unless approved by TNK-BP Frac supervisor, all additive controls must be functioning properly in automatic (Computer controlled/operated calculated from the "Clean Fluid Flow meter") mode before the job commences.

Ensure all equipment, including Frac Pumps, Blenders, additive pumps, breaker augers and proppant delivery system, are capable of delivering the desired rates (*Minimum & Maximum*) and concentrations before dispatching equipment to location.

All pre-job calibration tests of the flow meters must be <5% error before the treatment commences.

Объединенные стандарты ТНК-ВР по соблюдению контроля качества при проведении ГРП и Кислотных обработок

Combined Quality Assurance Quality Control Standards for Frac/Acid stimulation

Часть вторая: ГРП, требования к жидкостям и пропанту, калибровка устройств, регистрация данных

Section One: Frac Fluid QAQC, Proppant QAQC, Calibration Tests, Data Recording



Содержание

А. Подготовительные работы накануне проведения работы (Базовая лаборатория и месторождение)

Жидкость - процедура тестирования

- Анализ воды
- Предварительный анализ Fann 50
- Процедура испытания рецептуры раствора с применением Фанн-50 и испытания на отклонения/чувствительность.
- Гидроразрыв пласта – испытания рецептуры жидкости (Фанн 50)
- Испытание остаточной проводимости и проницаемости
- Проппант - отчетность
- Проверка состояния емкостей
- Фильтрация жидкости ГРП

В. День проведения работы – Подготовительные работы по контролю качества

- Испытания геля перед проведением ГРП.
- Материалы
- Анализ воды
- Анализ/испытание загеленной воды
- Анализ (испытание) на сшивание линейных полимеров
- Испытание брейкера на «быстрое разрушение»
- Жидкость на углеводородной основе
- Определение давления паров для углеводородных жидкостей в полевых условиях
- Анализ жидкости на углеводородной основе
- Тестирование загеленных жидкостей на углеводородной основе
- Емкости для геля
- Испытание жидкости на транспортировку проппанта
- Емкости для геля
- Контроль качества проппанта и работа с ним – На месторождении - передовая практика
- Контроль качества проппанта – месторождение – Загрузка из больших мешков
- Блендер, технологическая линия, агрегаты и манифольд

С. День проведения работы – Подготовительные

Table of Contents

A. Pre-Job Day Preparations (Base Laboratory and Field Location)

Fluid – Testing Procedures

- Water Analyses
- Planned Fluid Fann 50 Test
- Fluid Recipe Testing Procedure for Fann 50 & Variance/Sensitivity Tests
- Frac Treatments – Specific Fluid Recipe (Fann 50)
- Regained Conductivity/Permeability Testing
- Proppant Testing & Documentation
- Tank Inspection
- Frac Fluid Filtering

B. Day of Job – Pre-Job QAQC

- Pre-Job Frac Fluid Tests
- Materials
- Water Analyses
- Gelled Water Tests
- Crosslink Fluid Test
- “Quick Break” Breaker Test
- Hydrocarbon Fluid’s
- Field Vapor Pressure Determination for Hydrocarbon Fluids
- Hydrocarbon Fluid Analysis
- Gelled Hydrocarbon Tests
- Gel Tanks
- Proppant Transport Test
- Gel Tanks
- Proppant QAQC & Handling – Field Location-best practices
- Proppant QAQC – Field Location – Loading Super Sacks of Proppant:
- Blenders, Treating Lines, Pump Trucks, and Frac Manifold Inspection

C. Day of Job – Pre-Job Equipment Tests

работы по тестированию оборудования

- Продолжительность и температуры проведения работ
- Испытание расходомера жидких добавок («ведерный тест»)
- Процедура калибровки оборудования для «ведерного теста»
- Испытание шнека сухих добавок
- Процедура калибровки шнека сухих добавок
- Испытание расходомера или тахометра насоса
- Циклическое испытание блендера и гидратационной установки
- Требования предъявляемые к плотномерам / условия их применения
- Требования контроля качества при работе с гидратационной установкой и замешиванием геля в процессе закачки

D. Во время проведения обработки

- Взаимодействие
- Настройка станции управления
- Наблюдение за расходомерами
- Замеры проппанта
- Пробы жидкости
- Пробы проппанта

E. План действий в аварийной ситуации обстоятельствах

1. Прекращение работы во время закачки:
2. План действий по замене буферной жидкости при остановке закачки
3. План действий по устранению проблем с поддержанием постоянного расхода агрегатов.
4. План действий при невозможности поддержания заданной концентрации проппанта:

F. Заключительные работы после обработки

Приложение 1 – Минимальные значения вязкости для жидкости ГРП на водной основе

Приложение 2a – Технические характеристики проппантов

Приложение 2b – Технические характеристики проппантов

Приложение 3 – Процедура контроля качества технологической жидкости ГРП в полевых условиях

Приложение 4 – Запись параметров

- Hours & Temperatures of Operations
- Bucket (Liquid Additive Flow Meter) Tests:
 - Bucket Test Calibration Procedure
 - Dry Additive Auger Test
 - Dry Additive Auger Calibration Procedure
 - Blender Flow Meter Test
 - Blender/Hydration Unit Additive Cycling Test
- Densometer Requirements / Validation
- Hydration Unit or “On the Fly” QAQC Requirements

D. During the Treatment

- Communication
- Frac Van Recording & Monitor Setup
- Flow meter Monitoring
- Proppant Metering
- Fluid Samples
- Proppant Samples

E. Contingency Plans

1. Aborting a Job During
2. Pad Replacement during a Shutdown in the Pad
3. Pump Rate Problems
4. Inability to Maintain Designed Proppant Concentration

F. After the Treatment

Attachment 1 - Water Based Frac Fluid Minimum Viscosities

Attachment 2a – Proppant Specifications

Attachment 2b – Proppant Specifications

Attachment 3 – Frac Fluid Field QAQC Procedure

Attachment 4 – Data Recording - English

А. Подготовительные работы накануне проведения работы (Базовая лаборатория и месторождение)

Жидкость

Анализ воды

Все типы воды, используемой при приготовлении технологических растворов для последующей закачки в пласт на месторождениях ТНК-ВР должны подвергаться полному комплексу анализов. Это касается воды для приготовления жидкости ГРП, кислотных обработок и ремонтно-изоляционных работ.

Замер степени загрязнения механическими или естественными примесями/элементами, отрицательно влияющими на качество геля/ жидкости осуществляется при помощи фотоспектрометра (комплект «Hach» или аналогичный). Анализ необходимо проводить на наличие следующих компонентов-(Ca, Mg, Fe, Ba, Na, K, Sr, Cl, CO₃, HCO₃, SO₄)

Также необходимо провести разовый лабораторный бактериологический анализ воды из всех используемых источников (фиксация роста бактерий в воде). Результаты анализа должны быть задокументированы.

В качестве общего руководства по анализу воды, используйте стандарт API, RP- 45, для подробного объяснения.

Предварительный анализ Fann 50

(Относится ко всем видам обработки, где применяется сшитая жидкость)

Для удобства мы просто назовём это испытание «испытание с помощью Фанн 50».

Под испытанием с применением Фанн 50 мы имеем в виду испытание вязкости типа Куэтта в, пластовых условиях. Можно, и даже предпочтительно, использовать реометр (капиллярный вискозиметр) компании «Брукфилд», «ОФИТ-1000», а также «Grace», «Chandler» и «Granger».

Все реометры типа Fann 50 (в т.ч. «Brookfield», «Grace», «Granger», «Ofite», «Chandler» и т.д.) должны проходить ежегодную сертификацию и калибровку с привлечением технического представителя компании-изготовителя. Отчеты о сертификации и калибровке должны быть доступны для проверки.

A. Pre-Job Day Preparations (Base Laboratory and Field Location)

Fluid – Testing Procedures

Water Analyses

Any source water that is to be used in the performance of injecting into a TNK-BP formation must have a full water analysis performed. This includes water being used for Frac Fluids, Acid Treatments, and Water Shutoff treatments including Cement squeezes.

With a Hach (or similar i.e. - photo spectrometer) kit, measure possible contaminants or naturally occurring compounds/elements that affect gel/fluid or Acid quality. As an example, test for the following compounds - (Ca, Mg, Fe, Ba, Na, K, Sr, Cl, CO₃, HCO₃, SO₄)

A one time Laboratory water analyses test should be conducted and include a documented Bacteria Test where bacteria growth is measured on all relevant source waters being used.

As a general guideline to Water Analyses, Refer to API Standard RP- 45 for further detailed explanation.

Planned Fluid Fann 50 Test

(All Stimulation Treatments where X-Linked Fluid is utilized)

Hereafter, for convenience, we will simply call this test a “Fann 50” test.

By Fann 50, we simply mean a Couette-type test of viscosity run at bottom-hole conditions. A Brookfield PVS Rheometer, OFITE-1000, Grace, Chandler & Granger are also acceptable, if not preferred.

All Fann 50 Type Rheometers (inclusive of Brookfield, Grace, Granger, Ofite, Chandler etc) must be Certified & Calibrated once per 12 months by the manufacturer's technician. All appropriate calibration documentation must be available for review.

По требованиям ТНК-ВР, все испытания Fann 50 проводятся с применением специального испытательного стакана R1 и вращающейся установки БОБ В5 (конструкция R1-B5X) при скорости сдвига 100 сек-1. Данное конкретное испытание называется испытанием на стабильность жидкости.

Сервисные компании также должны вести полную историю испытаний при скоростях сдвига 75, 100, 170, 270, 360 и 511 сек-1 для каждой рецептуры жидкости.

С целью соблюдения процедуры испытаний на чувствительность к сдвигу, первые 5 минут испытания должны проводиться при скорости сдвига 511 сек-1, а затем необходимо снижать скорость до 100сек-1 в течение следующих 10 минут. Все испытания на чувствительность к сдвигу должны проводиться при температуре равной (статическая температура на забое + температура на поверхности)/2, но не менее 25°C в летнее время и 35°C в зимнее время. При проведении теста на чувствительность к сдвигу, интервал записи должен быть установлен на снятие показаний вязкости каждую секунду.

Испытания Fann-50 на стабильность должны проводиться при температуре, отличающейся от статической забойной пластовой температуры не более чем на +/- 5 °C.

При проведении всех испытаний Fann-50 полное значение статической забойной пластовой температуры должно быть достигнуто через 5-10 минут после начала испытания.

Процедура испытания рецептуры раствора с применением Фанн-50 и испытания на отклонения/чувствительность.

(Относится ко всем видам обработки, где применяется сшитая жидкость)

В качестве ориентировочных минимальных значений вязкости жидкости по каждой Бизнес-Единице ТНК-ВР см. Таблицу вязкости, Приложение 1. Инженеры ГРП на предприятиях вправе изменить данные значения по мере необходимости.

Основная цель данных испытаний – подтверждение качества жидкости при каждом ГРП без необходимости проведения аналогичных испытаний при любом изменении забойной температуры и концентрации геля.

В общем, если в определенной Бизнес-Единице закачивают жидкость ГРП согласно утвержденной рецептуре, которая состоит из гуарового геля концентрации 3,8 кг/м³ при 100 °C, необходимо провести полный комплекс испытаний Фанн 50 на дистиллированной воде (базовая жидкость) и фактической воде из источника, включая истытания на

The accepted TNK-BP Fann 50 tests are to be run with an R1 Sleeve and B5 Extended Bob configuration (R1-B5X) at a shear rate of 100 sec-1. This particular test will be named a Fluid Stability Test.

Service Companies are required to run a full suite of Shear History's at 75, 100, 170, 270, 360 & 511 sec-1 on each fluid recipe.

For the purpose on Shear Testing procedures, the first 5 minutes of the shear test will be conducted at a shear rate of 511 sec-1, then decreasing the shear rate to 100 sec-1 for 10 minutes. All Laboratory shear tests are to be conducted at a (BHST + Surface Base Fluid Temp) / 2 to a minimum temperature of 25° Celsius in summer operations and 35° for winter operations.

When performing the shear tests, recording time intervals must be set up to record viscosity every 1 second.

Fann 50 Stability tests must be run at a temperature of not greater than +/- 5° Celsius of the bottom hole static reservoir temperature.

All Fann 50 Stability and Shear tests that are performed must be at the "Target Temperature" 5 to 10 minutes from the beginning of the Fann 50 test.

Fluid Recipe Testing Procedure for Fann 50 & Variance / Sensitivity Tests

(All Stimulation Treatments where X-Linked Fluid is utilized)

As a general guideline or rule of thumb "Attachment 1" has a minimum viscosity guideline for each Business Unit within TNK-BP. Local Frac Design Engineers may change those guidelines as required.

The objective of the following fluid tests are to confirm fluid quality for every Frac Treatment without the necessity of performing the same tests for every degree of bottom hole temperature change and changes in gel loading concentration.

Basically stated, if a Business Unit is pumping an approved fluid recipe of 3.8-kg/m³ guar gel loading at 100° Celsius, a full suite of Fann 50 tests must be performed with Distilled Water (Base Line) and Source Waters inclusive of Sensitivity/Variance Tests.

чувствительность/отклонения.

В случае изменения забойной температуры со 100 °C до 95 – 105 °C при работе с одной рецептурой жидкости дополнительных испытаний Fann-50 проводить необязательно. При снижении концентрации геля с 3,8 до 3,6 или увеличении до 4,0 кг/м³ в пределах 95-105 °C необходимо провести одно испытание базовой жидкости для проверки стабильности, однако дополнительных испытаний фактической воды и испытаний на чувствительность/отклонения проводить не требуется.

Гидроразрыв пласта – испытания рецептуры жидкости (Фанн 50)

1. **Испытание базовой жидкости** (на дистиллированной воде) проводится для всех рецептур жидкостей, добавок, в т.ч. деэмульгаторов, брейкеров, активаторов, сшивателей и стабилизаторов глин в диапазоне +/- 5 °C от статической забойной температуры. Концентрация брейкера при данном испытании должна составлять проектное значение, рассчитанное для сшитой буферной жидкости («подушки»). При работе с подушкой на линейном геле (по проекту ГРП ТНК-ВР) концентрация брейкера для проведения испытаний Фанн-50 должна быть равна концентрации первой стадии закачки сшитой жидкости. Неотъемлемой частью испытаний базовой жидкости является проведение испытаний на чувствительность/отклонение.

Пример испытания на чувствительность/отклонение: если мы закачали почти полный объем буфера, а замер показывает, что мы закачали химического соединения-сшивателя, на 20% больше, чем требовалось, что мы делаем: продолжаем закачку или прекращаем? Для принятия правильного решения нам нужны результаты предварительно проведенного испытания на приборе Fann 50 с отклонениями от расчетных показателей, например, +/- 10%, +/-20%. Таким образом, каждая сервисная компания должна предоставить ТНК-ВР результаты анализов на чувствительность для каждой добавки (концентрации сшивателя, брейкера) с достаточными расходами/изменениями для того, чтобы понять, где находится точка **«пригодности»** для данной жидкости с каждым источником воды. Результаты тестирования должны быть в наличии для каждой работы ГРП. Эти анализы имеют критическое значение для процесса обеспечения качества. **Никакие исключения не допускаются.**

2. **Испытания воды из источника** – комплекс испытаний аналогичен проводимым испытаниям базовой жидкости. Испытания проводятся для всех согласованных источников технологической воды в

If the bottom hole temperature were to change from 100° Celsius to a range of 95° – 105° Celsius with the same fluid recipe, no further Fann 50 tests will be required. If the gel loading has been reduced from 3.8 – 3.6 kgs/m³ or raised from 3.8 – 4.0 kgs/m³ within the 95°-105° Celsius range, one base line Fann 50 test at 100° Celsius will be required to insure fluid stability but no further testing will be required with source waters or sensitivity/variance tests.

Frac Treatments – Specific Fluid Recipe (Fann 50)

1. **Base Line Test** (with Distilled Water “Only”) must be conducted on “All” fluid recipes & additives inclusive of non-emulsifiers, breakers, activators, X-Linkers and Clay Control within +/- 5° Celsius of the Bottom Hole Static Temperature. Breaker loadings for this test must be at the design concentration for the Pad X-Linked Stage. If a “Linear” gel pad is being requested as per the TNK-BP Frac design, the Fann 50 test must be conducted with the Breaker loading on the 1st X-linked stage pumped. Variance/Sensitivity tests must also be performed as part of the base line distilled water test procedure.

Example of Sensitivity/Variance Tests: *If we are near the end of the pad and a strap of the cross-linker reveals we’ve pumped 20% too much cross-linker, do we continue or shut down? The only way to answer this question correctly is to have already run a suite of Fann 50s on different sensitivities, e.g., +/- 10% & +/-20%. So, each Service Company must provide TNK-BP with sensitivity tests for each additive (X-Link Concentration, Breaker Concentration, Buffer and Temperature Stabilizer concentration) with sufficient variance to understand where the “go-no go” point is for a given fluid with each source water. These tests must be on location for every job. These tests are critical to the assurance process. **“No Exception” will be made.***

2. **Source Water Tests** – As per the procedures listed in the Base Line Test, the same suite of Fann 50 tests are required to be performed on “All Approved” source water supplies being used in that

данном регионе. Неотъемлемой частью испытаний является проведение испытаний на чувствительность/отклонения.

3. **Испытания новых партий химреагентов с применением Фанн 50.** При поступлении новой партии химреагентов для проверки соответствия заявленных свойств при использовании аналогичной рецептуры, необходимо проведение “базового теста” на дистиллированной воде. При использовании нескольких температурных режимов в отдельно взятой рецептуре испытания базовой жидкости следует проводить на температуре, равной максимально высокой забойной температуре в данном регионе. При использовании нескольких рецептов жидкости в одном регионе (использование жидкостей с мгновенным сшиванием и с задержкой сшивания, боратовых и циркониевых рецептов) испытания базовой жидкости Фанн 50 следует проводить для каждого вида рецептуры при максимальном значении забойной температуры.

Пример: Сервисная компания получает новую партию гуарового гелланта. Используется та же самая рецептура рабочей жидкости при забойной температуре 75, 90 и 105 °С с различной концентрацией загрузки геля: 3,4, 3,6 и 4,0 кг/м³.

В данной ситуации необходимо провести испытания на Фанн-50 со всеми химреагентами данной рецептуры жидкости при температуре 105 °С с соответствующей концентрацией геля. Если отклонения вязкости жидкости в пределах 10%, то новая партия гуарового загустителя считается приемлемой для работы на объектах ТНК-ВР. Если отклонения вязкости базовой жидкости составляют более 10%, то необходимо привести рецептуру жидкости в соответствие с требованиями ТНК-ВР и провести испытания на отклонение на дистиллированной воде и воде из источника.

Примечание: в случае необходимости изменения утвержденной рецептуры жидкости ГРП по результатам вышеописанных испытаний, каждое изменение должно быть согласовано с инженером-проектировщиком ГРП в Бизнес- и Производственной Единице. Запрос на утверждение изменений, вносимых в ранее утвержденную рецептуру, должен быть представлен документально в форме протокола на русском и английском языках.

Подобная процедура испытаний Фанн 50 применяется в случае использования сервисной компанией химреагентов из различных партий в одной жидкости

area. Sensitivity/Variance tests are to be performed as part of this suite of tests.

3. **New Lot/Batch Number Fann 50 Tests** – Upon the arrival of a new Lot/Batch number of chemicals, a “Base Line Test” with Distilled water must be performed to insure the same characteristics are observed with the same fluid recipe. If multiple Bottom Hole temperature regimes are being used on a particular fluid recipe, perform the Base Line test at the highest bottom hole temperature experienced in that area. If multiple fluid recipes are being used in the same area (delayed X-Link fluid vs. Instantaneous X-Link fluid, Borate vs. Zirconium), a Fann 50 base line test must be conducted with each fluid recipe at the highest bottom hole temperature.

Example: The service company receives a new shipment of guar gellant. The same fluid recipe is being used at bottom hole temperatures of 75°, 90° & 105° Celsius but with different gel loading concentrations, 3.4, 3.6 & 4.0 kgs/m³.

Perform the Fann 50 test with all fluid recipe chemicals at the 105° Celsius temperature at the appropriate gellant concentration. If the Frac Fluid viscosity is <10% high or low, the new Lot/Batch number of guar gellant will be considered acceptable for TNK-BP usage. If the Fann 50 Base Line test shows >10% viscosity change, adjust the fluid recipe so it meets the local TNK-BP Fluid requirements and perform the Sensitivity/Variance tests on distilled and source water.

Note: If there has to be an adjustment with the approved Frac Fluid recipe due to results from the above testing, the particular change has to be approved by the local Business/Performance Unit Frac Design engineer. When a request for approval is being submitted for the alteration of a previously approved fluid recipe, it must be submitted as a protocol document in both Russian and English languages.

The same Fann 50 test procedures applies whether the Service Company is “Batch” Mixing Frac Fluid or utilizing some variant of an “On-The-Fly” Hydration unit

или при использовании гидратационной установки для смешивания жидкости в процессе закачки. При использовании установки гидратации на объектах TNK-BP испытаниям на отклонение следует уделять особое внимание, т.к. данные испытания могут очень сильно повлиять на успешность проводимого ГРП.

Испытание остаточной проводимости и проницаемости

(Только для закрепленных трещин)

Перед началом проведения работ на объектах TNK-BP необходимо предоставить для согласования в Блок Технологии и специалистам БЕ и ПЕ результаты испытаний остаточной проводимости и проницаемости проппантов для всех составов содержащих гелирующие жидкости.

Т.к. в большинстве случаев данные испытания проводятся 3-х сторонними организациями (StimLab или FracTech), для объективного сравнения рекомендуется использовать имеющиеся результаты испытаний по породам, аналогичным встречающимся в данном регионе (песчаник штата Огайо, порода горы Бандера и т.п.) и их сочетаемость с фактической рецептурой.

При предоставлении запроса на изменение системы жидкости в связи с изменением номера лота/партии (изменение концентрации), проведение испытаний на остаточную проводимость/проницаемость не требуется.

Тесты Эмульсий

(Для всех видов жидкостей)

При использовании гелей на водной основе до начала работ необходимо выполнить испытания по методике API на образование эмульсий с водой и пластовой нефтью для определения концентрации ПАВ и дезэмульгаторов во избежание попадания в пласт устойчивых эмульсий. Базовый эмульсионный тест выглядит следующим образом:

1. Поместить 100 мл неочищенной нефти в блендер или высокоскоростной миксер (при отсутствии миниблендера).
2. Включить блендер на максимальную скорость.
3. Добавить 100 мл. Водного раствора.
4. Смешивать на высокой скорости в течение одной минуты.
5. Затем поместить в градуированный цилиндр объемом 250 мл.
6. Поместить в температурную ванну при условиях равных или близких к статической забойной температуре.

and/or fluid system. If an "On-The-Fly" hydration type unit is being utilized by TNK-BP, extra attention will be given to the Sensitivity/Variance testing as those test results be more crucial to a successful Frac treatment.

Regained Conductivity / Permeability Testing

(Propagated Frac Treatments only)

All Gelled Fluid Recipe's will require documented Regained Conductivity/Permeability Tests with the results submitted for approval to the Technology Block and Local Business/Performance Unit prior to pumping into a TNK-BP well.

Since a majority of these tests are 3rd party sourced to StimLab or FracTech, use the same rock (Ohio Sandstone or Bandera) that has been used in the past so a good comparison can be made with the new fluid recipe.

If a request for approval has been submitted for the alteration of a fluid system due to Lot/Batch Number testing results (i.e. – a change in chemical concentrations), a regained conductivity/permeability is not required.

Emulsion Test

(All Stimulation Fluids Utilized)

If water based Frac fluids are used, API emulsion tests with mix water and crude must be run prior to the treatment to determine the surfactant, non-emulsifiers, loading required to prevent the formation of stable emulsions. Here is the API Emulsion Test Procedure:

1. Measure 100 mls of crude oil into a Waring Blender. If not available, any high-speed mixer will do.
2. Turn the blender on at maximum speed.
3. Add 100 mls of the aqueous solution.
4. Mix at high speed for one minute.
5. Remove and place into 250 ml graduated cylinder.
6. Place in temperature bath at, or as close to, BHST.

7. Один раз в минуту в течение тридцати минут отмечать объем распада водного раствора.

Пояснения:

1. За 30 минут распад смеси должен составить 90%, т.е. ≥ 90 мл. Водная фаза
2. Добавить концентрат неэмульгирующего агента (НА) и/или схожего агента для достижения распада 90% объема в течение 30 минут при статической забойной температуре. Сочетания различных НА могут являться лучшим решением.
3. Между нефтью и водными фазами необходимо обеспечить поверхность раздела < 4 мл. Также необходимо обеспечить «чистую поверхность». Следует изучить различные концентрации НА для уменьшения поверхности раздела.
4. Для проведения теста используются следующие виды жидкостей на водной основе:
 - A. Раскрепленный гель:
 - i. Подготовить линейный гель
 - ii. Довести гель до распада
 - iii. Добавить другие компоненты: сшиватель и др.
 - b. Активная кислота
 - c. Отработанная кислота.

Испытание на совместимость брейкера и полимерного проппанта

Подрядчик обязан документально подтвердить, что жидкость ГРП совместима с любым типом проппанта с полимерным покрытием, запланированного для использования в ходе ГРП, а также с пластовыми углеводородами.

Пример: может быть применена следующая процедура испытаний.

Процедура подготовки жидкости к испытанию с применением Фанн 50 в случае применения полимерного проппанта :

1. Замешать 1000 мл геля с проектной концентрацией полимера. Перед проведением дальнейших работ убедиться в том, что полимер полностью растворился.
2. Замешать все остальные добавки, **кроме сшивателя**, при помощи миксера на минимальной

7. Record the aqueous breakout volume every minute for up to 30 minutes.

Notes:

1. Mixture should be 90% broken in 30 minutes, i.e. ≥ 90 mls aqueous phase.
2. Adjust non-emulsifier concentration and/or type to achieve a 90% break in 30 minutes at BHST. Sometimes combinations of Non-Emulsifier agents work best.
3. There should be a clean interface, < 4 mls, between the oil and water phases. Make sure there is not a “sludgy” interface. Experiment with Non-Emulsifier or Anti-Sludge agent’s concentration and/or types to minimize interface.
4. Aqueous fluid types for testing:
 - A. Broken gel:
 - i. Prepare linear gel
 - ii. Break it
 - iii. Add other fluid ingredients: cross-linker, etc.
 - b. Live acid
 - c. Spent acid

RCP / Breaker Interaction Test

Service Company will also supply documentation that the Frac fluid is compatible with any resin-coated proppant planned for the Frac and formation hydrocarbons.

Example: the following test procedures can be used.

Fluid preparation procedure for the Fann 50 tests when using resin coated proppant:

1. Mix 1,000 mls of gel using the design polymer loading. Ensure the polymer is fully hydrated before proceeding.
2. With the mixer at a very slow speed to minimize air entrainment, add all the additives, **except the**

скорости (с целью минимизации увлечения воздуха).

3. Добавить 120 г полимерного проппанта: Это позволит смоделировать концентрацию проппанта 1200 кг/м³, которая обычно закачивается на последнем этапе работ.
4. Продолжать удерживать минимальную скорость работы миксера для предотвращения оседания проппанта и снижения возможного увлечения воздуха.
5. Продолжать замешивание в течение 10 минут.
6. Дать пробе отстояться до полного рассеивания воздуха.
7. Сцедить жидкость (без проппанта) в объёме, требуемом для проведения испытания Фанн 50.
8. Провести испытание Fann -50 по заданным параметрам.

Во избежание возможных задержек в день проведения ГРП (если это вообще возможно), проведите анализ используемой воды и геля в лаборатории сервисной компании накануне дня проведения ГРП.

Обеспечить наличие результатов всех вышеперечисленных испытаний на кусту в день проведения ГРП.

Проппant – тестирование и отчетность

(Основные требования)

В общих чертах, компания TNK-BP требует от сервисной компании соблюдения процедур проведения испытаний и технических требований, перечисленных в стандарте API RP-60, кроме «Спецификации проппантов», пп. 2a и 2b.

При работе с песком при проведении ГРП на объектах TNK-BP сервисным компаниям следует ориентироваться на стандарт API RP-56.

Испытания проводимости проппанта должны проводиться сервисными компаниями в соответствии со стандартом API RP-61.

Все типы проппантов, используемые компанией TNK-BP, должны храниться на складе независимо от времени года.

Складское помещение “Не” должно подогреваться. Проппanty, которые перевозятся на месторождение в больших мешках или хранятся на месторождении, должны всегда укрываться брезентом хорошего качества. Полиэтилен, в котором поставляется проппant в больших мешках от завода изготовителя, не считается брезентом.

crosslinker.

3. Add 120 grams of the resin coated proppant. This simulates 1,200 kg/m³ of proppant, which is usually the tail-in concentration.
4. Keep the mixer at a minimal speed that will keep the proppant from settling yet as slow as possible to minimize air entrainment.
5. Mix for 10 minutes.
6. Let the sample sit until the air entrainment has dissipated.
7. Decant the desired volume of fluid, without proppant, required for a Fann 50 test.
8. Conduct the Fann 50 test at desired conditions.

To prevent potential delays on Frac day, if at all possible, perform source fluid analyses and gel tests in the Service Company lab prior to the day of treatment.

All of the above test results must be on location on Frac day.

Proppant Testing & Documentation

(General Requirements)

In General Terms, TNK-BP requires that the Service Company follow the general test procedures and specifications listed in API Standard RP-60 with the exception of “Proppant Specifications listed in Attachment # 2a & 2b”.

Service Companies will be expected to follow API Standard RP- 56 for the use of all Frac “Sand” that is used for TNK-BP.

Service Companies will also be expected to perform Proppant Conductivity Tests based upon API Standard RP-61.

All Proppants that are being used for TNK-BP are to be stored inside a warehouse at all times of the year.

The warehouse in “Not” to be heated.

Proppants that are hauled to the Frac Location in Super sacks or stored on location are to be covered at all times with a quality tarpaulin. The plastic that wraps the Super Sack that was installed at the manufacturer does not qualify as a tarpaulin.

Для проведения каждой работы по ГРП сервисная компания-подрядчик должна предоставить полевому супервайзеру документацию с результатами анализов /испытаний API RP (АНИ РУ) 56 / 58 и 60 / 61 поставщика / изготовителя для каждой операции ГРП. Также сервисная компания должна предоставить данные по выборочно проведенному «Краш-тесту» , результаты которого задокументированы по каждому номеру партии / лота проппанта.

Все «краш-тесты», выполняемые для работ на объектах ТНК-ВР, должны выполняться в 2-дюймовой испытательной камере. В случае применения испытательной камеры большего размера рекомендуется использовать поправочный коэффициент, указанный в API RP-60, раздел 9, пп. 9.2.1 – табл. 3.

Компания ТНК-ВР требует от всех подрядных организаций поставляющих проппант, предоставлять документы с анализами результатов испытаний 3-й стороны (СтимЛаб, ФракТек и т.д.). Данный анализ должен содержать следующие параметры:

*****Примечание:** результаты испытаний не должны быть старше 6 месяцев.

- Длительный (50 часов) тест на проводимость при 2 фунт/фут² (9.8 кг/м²). 2%-ый раствор KCl по Песчанику Штата Огайо, 250°F (125 ° Цельсия) в мд/фут. Результаты теста на проводимость нужно предоставлять в диапазонах давлений закрытия трещины: 2000 (13.79), 4000 (27.58), 6000 (41.37), 8000 (55.16), 10000 (68.95), 12000 (82.74) и 14000 (96.53) psi (МПа)
- Проницаемость (Дарси) 2 фунт/фут² (9.8 кг/м²) должна также быть перечислена для диапазонов 2000 (13.79), 4000 (27.58), 6000 (41.37), 8000 (55.16), 10000 (68.95), 12000 (82.74) и 14000 (96.53) psi (МПа).
- Растворяемость в кислоте - протестировано с 12%/3% Соляная кислота / Плавиковая кислота.
- Округлость
- Сферичность
- Предполагаемый удельный вес
- Объемная плотность - кг/м³
- Средний диаметр- микрон

Тест на разрушение и ситовой анализ (для всех проппантов и песков, включая проппант со смоляным покрытием)

*****Примечание:** результаты испытаний не должны быть старше 6 месяцев.

Service Company must provide the Well-site Supervisor with the documentation of supplier / manufacturer API RP 56 / 58 & 60 & 61 tests for every Frac if requested. Other test data that is to be supplied by the Service Company is random “Crush Testing” analysis performed and documented by the Service Company on each proppant Batch/Lot number at their base.

All Crush Tests that are performed for TNK-BP are to be conducted in a 2” Test/Load Cell. If a larger load cell has to be used, follow the adjustment factor as stated in API RP-60, Section 9, and Paragraph 9.2.1 – Table 3.

TNK-BP requires that all companies who provide Proppants are required to submit a 3rd party (StimLab, FracTech, etc) proppant analysis document that shows test results for the following requirements:

*****Note :** Test results cannot be > 6 month old.

- Long Term (50 hour) Conductivity test at 2lb/ft², 2% KCl between Ohio Sandstone, 250°F (125° Celsius) in md/ft. Conductivity results must be provided at 2000 (13.79), 4000 (27.58), 6000 (41.37), 8000 (55.16), 10000 (68.95), 12000 (82.74) и 14000 (96.53) psi (MPa) simulated closure pressure range.
- Permeability (Darcy) 2lb/ft² must also be listed for the 2000 (13.79), 4000 (27.58), 6000 (41.37), 8000 (55.16), 10000 (68.95), 12000 (82.74) и 14000 (96.53) psi (MPa) ranges.
- Acid Solubility - Tested with 12 % / 3 % HCL / HF Blend.
- Roundness
- Sphericity
- Apparent S.G
- Bulk Density – kgs/m³
- Average Mean Diameter – microns

Crush Test & Sieve Analysis (All Proppants & Sands including RCP)

*****Note –** Test results cannot be > 6 month old.

Все тесты на разрушение, выполненные лабораторией третьей стороны, должны включать следующее:

- Процент частиц после проведения теста на разрушение при смоделированном давлении закрытия трещины при 2,500 (17.24), 5,000 (34.47), 7,500 (51.71), 10,000 (68.95), 12,500 (86.18) & 15,000 (103.42) psi (МПа).
- Необходимо провести ситовой анализ, замерить процент оставшихся частиц на каждом сите и поддоне.

Основные рекомендации по проводимости проппанта и теста на разрушение перечислены в Приложениях 2a, 2b. TNK-BP настаивает, чтобы продукт, используемый сервисной компанией, соответствовал требованиям тестов на проводимость и разрушение, либо превосходил эти требования.

Если существующие данные не отражают информацию для какого-либо вида проппанта, предполагаемого для закачки на объектах TNK-BP, такой проппант может быть одобрен для использования только после получения разрешения от Бизнес Единицы/Производственной единицы совместно с разрешением от Московского Блока Технологий.

- Растворимость в кислоте керамического проппанта не должна превышать 3.5 % в растворе смеси 12% /3% Соляная кислота/Плавиковая кислота.
- Растворимость в кислоте керамического проппанта со смоляным покрытием не должна превышать 0.3%. Как пример, полная растворимость для проппанта со смоляным покрытием не должна превышать 3.8%.
- Округлость и сферичность всех керамических проппантов должна быть более 0.75

Требования для проппанта со смоляным покрытием:

На сегодняшнем рынке существует огромное количество типов и марок проппантов со смоляным покрытием. Однако, для проппантов такого вида существует другой ряд тестов, для гарантии того, что "смоляное покрытие" действительно "работает, как требуется". Лаборатория 3-й стороны (СтимЛаб, ФракТек и т.д.) должна провести и задокументировать тесты, описанные ниже. Кроме того, для обеспечения качества, лаборатория сервисной компании также должна будет провести некоторые из приведенных ниже тестов.

*****Примечание:** Для проппантов со смоляным покрытием, TNK-BP требует, чтобы данные лабораторных анализов были не старше 4 месяцев.

- Процент смоляного покрытия проппанта должен

All Crush Tests performed by the 3rd party laboratory must include the following details:

- Crush Test Fines % with simulated Closure Pressures of 2,500 (17.24), 5,000 (34.47), 7,500 (51.71), 10,000 (68.95), 12,500 (86.18) & 15,000 (103.42) psi (MPa).
- Sieve Analysis must also be tested and measured (% in each screen) including the pan.

General Proppant Conductivity and Crush Test guidelines are listed as Attachments 2a, 2b. TNK-BP requires that the Service Company "Meets" or "Exceeds" the Conductivity and Crush Test parameters listed.

If the relevant data is not listed for the particular proppant that TNK-BP would like to pump, the proppant may be approved for use by requesting and receiving approval from both the Local Business and Performance Unit along with Technology Block approval in Moscow.

- Ceramic Proppant Acid Solubility - must not be > 3.5% with a 12% / 3% HCL / HF Acid mixture.
- Ceramic Proppant "RCP" Acid Solubility – must not be > 0.3%. As an example, total solubility must not be > 3.8% for RCP Proppant.
- Roundness & Sphericity of all Ceramic Proppants must be > 0.75.

Resin Coated Proppant Requirements:

There are many different brands and types of resin coated Proppants on the market today. Resin Coated Proppants however, require other tests to be performed to insure that in fact, the "resin coating" is performing as required. So, the following tests will have to be performed and documented by a 3rd party laboratory (StimLab, FracTech, etc). Service Companies will be required to perform some of the tests below to guarantee the product they are providing to TNK-BP.

*****Note – For RCP, TNK-BP would like to see test data that is not > 4 months old.**

- Resin Coat % must be stated. Most resin coated

быть четко указан. У большинства проппантов он составляет 1.5%-4.5%, в зависимости от самого продукта.

- Тест на потери при прокаливании также необходимо провести и задокументировать. Процедуру проведения теста смотреть ниже.
- Средний диаметр проппанта в микронах (с и без смоляного покрытия)
- Предполагаемый удельный вес
- Объемная плотность - кг/м³
- Округлость
- Сферичность
- Длительный (50 часов) тест на проводимость при 2 фунт/фут² (9.8 кг/м²). 2%-ый раствор KCl по Песчанику Штата Огайо, 250°F (125 ° Цельсия) в мд/фут. Результаты теста на проводимость нужно предоставлять в диапазонах давлений закрытия трещины 2000 (13.79), 4000 (27.58), 6000 (41.37), 8000 (55.16), 10000 (68.95), 12000 (82.74) и 14000 (96.53) psi (МПа)
- Проницаемость (Дарси) 2 фунт/фут² (9.8 кг/м²) должна также быть перечислена для диапазонов 2000 (13.79), 4000 (27.58), 6000 (41.37), 8000 (55.16), 10000 (68.95), 12000 (82.74) и 14000 (96.53) psi (МПа).
- Растворяемость в кислоте - протестировано с 12%/3% Соляная кислота / Плавиковая кислота.
- Зависимость прочности сцепления от времени спекания проппанта
 - Давление проведения теста должно составлять 68 атм (1000 psi)
 - Если температура забоя более 60 °C (150 F), то тест проводится при температуре +/- 10° C (+/- 50° F) от температуры забоя скважины
 - Если температура забоя менее 60 °C (150 F), то тест проводится при температуре +/- 5° C (+/- 40° F) от температуры забоя скважины
- Как правило, отношение прочности сцепления ко времени должно составлять более 75 % от заявленного производителем. Например - Если через 4 часа давление достигает 27 atm (400 psi), требование TNK-BP является > 20 atm (> 300 psi)

Типовой тест на потери при прокаливании

Температура печи: 900 C

Proppants range from 1.5% - 4.5% depending on the product.

- L.O.I Test – (Loss of Ignition Test) is to be performed and documented. See below for a generic test procedure.
- Average Mean Diameter of the proppant (Microns) with and without the resin coating.
- Apparent S.G.
- Bulk Density kg/m³
- Roundness
- Sphericity
- Long Term (50 hour) Conductivity test at 2lb/ft², 2% KCl between Ohio Sandstone, 250°F (125° Celsius) in md/ft. Conductivity results must be provided at 2000 (13.79), 4000 (27.58), 6000 (41.37), 8000 (55.16), 10000 (68.95), 12000 (82.74) и 14000 (96.53) psi (MPa) simulated closure pressure range.
- Permeability (Darcy) 2lb/ft² must also be listed for the 2000 (13.79), 4000 (27.58), 6000 (41.37), 8000 (55.16), 10000 (68.95), 12000 (82.74) и 14000 (96.53) psi (MPa) ranges.
- Acid Solubility - Tested with 12 % / 3 % HCL / HF Blend.
- Cure Time vs. Bond
 - Pressure for the test must be at 68 atm (1000 psi)
 - BHT that are > 60° C (>150° F) will require a Cure vs. Bond Test that is +/- 10° C (+/- 50° F) of the Bottom Hole Temperature.
 - BHT that are < 60° C (<150° F) will require a Cure vs. Bond Test that is +/- 5° C (+/- 40° F) of the Bottom Hole Temperature.
- As a general rule of thumb, Bond Strength vs. time is to achieve > 75% of manufacturer's rating. As an Example – If in 4 hours the resin coating should achieve 27 atm (400 psi), the TNK-BP requirement would be > 20 atm (> 300 psi)

L.O.I Test – Loss of Ignition Test “Generic”

Oven Temperature: 900 C

Время плавления: 2 часа
 Масса пробы: 5.0 грамм

Печь должна быть предварительно прогрета до 900 °С. Всыпьте и переложите приблизительно 5 граммов образца в чистую сухую чашку фарфора. Закройте чашку крышкой и поместите экзemplяр в печь на 2 часа. После 2 часов вытащить из печи и остудить до комнатной температуры, взвесить и определить процент смолы по следующим факторам:

W1: вес пустой чашки
 W2: вес чашки и пробы
 W3: вес пробы (W1-W2)
 W4: вес после прокалывания

Процент содержание смоляной части: $((W2-W4)/W3)*100$

Проверка состояния емкостей

Перед затариванием провести тщательный осмотр емкостей для ГРП и убедиться, что они чистые, отсутствует остаточный гель и проппант. Емкости после проведения ГРП на нефти должны быть тщательно очищены перед проведением ГРП на водной основе. Кроме того, обеспечить полное отсутствие воды в емкостях, использованных для проведения ГРП на нефти. Даже небольшое количество воды способно вступить в реакцию со сшивателем, и/или преждевременно инициировать срабатывание брейкера, образуя неустойчивый гель со сшитыми полимерами.

В летнее время необходимо принять дополнительные меры профилактики роста бактерий. Нерегулярно используемые и поэтому высохшие емкости должны быть тщательно обработаны паром для удаления остатков полимеров. Особое внимание должно быть уделено обработке необлицованных емкостей. Перед первым затариванием в емкость следует добавить биоцид. Рекомендуется проводить обработку емкостей биоцидом через каждые 72 часа.

**** Примечание**

Емкости следует подвергать данной процедуре во время чистки, даже если используются гуарово-дизельные загеливающие реагенты (гуар смешанный с дизельным топливом). Количество применяемого дизельного раствора не влияет на качество геля.

Фильтрация жидкости ГРП

Burn-off Time: 2 Hrs
 Sample Mass: 5.0 grams

The oven should be preheated to 900 degrees C. Weigh about 5 grams of sample into a clean dry porcelain cup. Place a lid on the cup and place the specimen in the oven for 2 hours. Remove the specimen after 2 hours, let cool down to room temp, weigh and Determine the % resin according to the following calc.

W1: weight of empty cup
 W2: weight of cup + sample
 W3: weight of sample, (W1 – W2)
 W4: weight after ignition

% resin content of sample: $((W2-W4)/W3)*100$

Tank Inspection

Thoroughly inspect the Frac tanks and insure they are clean and entirely free of gel residue and proppant – before filling. Tanks coming off a hydrocarbon Frac must be thoroughly cleaned before using them on a water-based Frac. Additionally, tanks used on a hydrocarbon Frac must be totally free of water. Small amounts of water may tie up the cross-linker and/or prematurely activate the breakers, thereby creating an unstable cross-linked hydrocarbon gel.

In the summer months, additional steps must be taken to prevent bacteria. Tanks that have been allowed to dry by infrequent use must be steam cleaned thoroughly to remove any dried polymer. Extra care is required for unlined tanks. Biocide is to be added prior to or with the first load of water. It is recommended to re-treat the Frac tanks with biocide every 72 hours.

**** Note**

Tanks need to follow these procedures when cleaned even though Slurry (Guars mixed with Diesel) type guar gellants are used. The amount of diesel that is used will not affect the Gel performance.

Frac Fluid Filtering

Несмотря на то, что в большинстве случаев фильтрация базовой жидкости ГРП не требуется, в дальнейшем планируется ввести данное требование в обязательные минимальные стандарты. Основное требование к сервисным компаниям в будущем – обеспечение фильтрации технологического раствора до 5 микрон.

В. День проведения работы – Подготовительные работы по контролю качества

Испытания геля перед проведением ГРП.

Перед началом работы обязательно проведение бактериологического анализа на кусту с использованием имеющихся химреагентов и проб воды из емкостей. До проведения бактериологического теста загеливание емкостей не производить. По требованиям ТНК-ВР, приемлемые результаты бактериологического теста составляют падение вязкости не более 2 спз в течение часа. Если падение вязкости базовой жидкости составляет более 2 спз, слить емкости, почистить, затарить свежей водой и провести загеливание после проведения соответствующих тестов по контролю качества..

Категорически запрещается добавлять полимерный загеливатель в емкость с базовой жидкостью с целью увеличить вязкость жидкости при падении вязкости более чем на 2 спз.

Перед отбором проб обязательно промыть кран-пробоотборник.

Для каждой без исключения рецептуры рабочей жидкости разрыва запланированной к применению (включая многочисленные графики подачи брейкера) на площадке должна быть соответствующая документация, подтверждающая проведение теста Fann 50 или аналогичного ему. На графиках, представленных на результатах Fann 50, должны указываться номер партии / лота, источник воды, дату проведения испытания и оптимальное значение pH для сшитого геля реагента.

Температура воды основной жидкости – при работе в зимний период температура основной жидкости перед загеливанием должна составлять не менее 35 °С. При работе в летнее время минимальная температура воды для базовой жидкости должна составлять 25 °С. (Для определения: Зимним периодом считается время при “Температура воздуха <0 °С”, Летнее время “Температура воздуха >0 °С”).

Although at this time, the filtering of Base Frac Fluids is not required, expect this requirement to come into effect at a later date.

General expectations will be that the Service Company filters all Frac Base Fluids to ~5 microns.

B. Day of Job – Pre-Job QAQC

Pre-Job Frac Fluid Tests

Conduct on-site pre-job Bacteria pilot test using on-site chemicals and composite water samples from the tanks. Gel cannot be mixed in the tanks until the Pre-Job Bacteria Test has been conducted. TNK-BP deems an acceptable Bacteria test that does not have a viscosity drop of >2 cp within a 1 hour period. If the Base Frac fluid loses viscosity of >2 cp prior to pumping the Frac Treatment, the tank will be dumped, cleaned and refilled with Fresh Water and gelled again after the appropriate QAQC tests have been performed.

Under no circumstances will polymer gellant be added to a tank of Base Frac Fluid that has lost >2 cp of Viscosity with the intent of repairing the Frac Fluid Base Viscosity.

Be sure to flush the valves before catching a sample.

Without exception, every planned fracturing fluid formulation must have supporting Fann 50 or equivalent test data documentation on site. Chemical Batch/Lot numbers, Water Source, Date of Test and X-Link fluid optimum pH must be listed and displayed on the Fann 50 Test Result graphs. It is acceptable that the Service Company can produce data from their electronic data base as proof the tests were in fact compliant.

Base Water/Fluid Temperature – During Winter operations, base fluid temperature must be a minimum of 35 Celsius prior to gelling. During summer operations, base fluid temperature must be at a minimum of 25 Celsius prior to gelling. (For basic definition, Winter Operations are defined as “Temperature <0 °C”, Summer Operations “Temperature >0 °C”)

На основе данных испытаний Fann 50 разработать документ по использованию добавок для всех жидкостей в различных комбинациях. По требованиям ТНК-ВР испытания Fann 50 с отклонениями на 10%, 20% в обе стороны от расчетных параметров необходимо включать в стандартную процедуру испытаний Fann 50.

Все изменения в рецептуре жидкостей должны утверждаться инженером по ГРП компании ТНК-ВР. При изменении рецептуры необходимо наличие результатов источника жидкости по Fann 50.

Материалы

Проследите наличие на кусту в достаточном количестве всех необходимых материалов и оборудования (емкостей, основной/базовой жидкости, химреагентов, проппанта, лабораторного оборудования и материалов).

Хранение, перевозка, испытания и закачка всех жидких реагентов должна производиться при температуре > 15 °С независимо от текущих погодных условий.

В качестве примера процедуры испытаний технологической жидкости ГРП в полевых условиях, см. Приложение №3.

Ниже приведены более подробные требования к проведению испытаний жидкости, предъявляемые ТНК-ВР.

Анализ воды

Проведите анализ жидкости (если это не было сделано накануне) из каждой емкости и запишите результаты в форме/бланке контроля качества. Сервисной компании-подрядчику привести предлагаемую форму в соответствии с условиями для каждой конкретной системы жидкости, предусматривающей испытание на содержание всех возможных загрязняющих примесей.

1. Возьмите пробу из каждой емкости. Перед взятием проб тщательно промойте краны на емкостях.
2. При помощи комплекта Hach (или аналога) измерьте возможные загрязняющие примеси или смеси/элементы, встречающиеся в естественных (природных) условиях и влияющие на качество геля, т.е. кислород, двухвалентное железо (+2), бикарбонаты, соли серной кислоты (сульфаты), общая жесткость (кальций + магний) и хлориды. Если результаты какого-либо анализа покажут, что жидкость в какой-либо емкости не соответствует допустимому диапазону (технических условий);

All fluids must have additive variance guidelines developed based on Fann 50 tests. TNK-BP requires +/-10 % 20% sensitivity tests be conducted as part of the Fann 50 test suite.

All fluid formulation changes must be approved by TNK-BP Frac Design Engineer and Service Quality personnel within the Technology Block in Moscow. Fann 50 suite of tests from Distilled water is still expected as part of a new formulation.

Materials

Ensure sufficient materials (tanks, base fluid, chemicals, proppant, field lab equipment and materials) are on location prior to the commencement of mixing Frac Tanks.

All Liquid Additive Chemicals must be stored, transported, tested and pumped at a temperature >15° Celsius in all weather conditions.

As an Example of Field Testing Frac Fluid procedures, refer to Attachment # 3.

Listed below is a more detailed approached to the testing requirements that are required by TNK-BP.

Water Analyses

Unless performed prior to Frac day, obtain an analysis of the fluid in each tank and record on the QAQC form. Service Company can make minor modifications to the form as needed for each fluid system to ensure testing of all potential contaminants are done.

1. Catch a sample from each tank. Thoroughly flush the tank valves before catching samples.
2. With a Hach (or similar) kit, measure possible contaminants or naturally occurring compounds/elements that affect gel quality, i.e. oxygen, ferrous iron (+2), bicarbonates, sulfates, total hardness (calcium + magnesium) and chlorides. If a tank is out of the acceptable range on any of the tests, collect another sample and retest. If still out of range, dump and refill tank. Service Companies must have the ability to perform these tests at all field locations.

возьмите другую пробу и проведите анализ заново. Если результаты по-прежнему будут за пределами допустимых значений, слить емкости и наполнить новым объемом. Сервисные компании должны иметь в наличии всё необходимое оборудования для проведения подобных испытаний в полевых условиях.

3. Тест на прозрачность – Налейте в стеклянную емкость воду примерно на высоту 15 см. Поставьте на лист бумаги с текстом с размером печатного шрифта 10 – 12 . Если слова не читаются через 15 см воды, жидкость сильно грязная. Заменить объем жидкости профильтрованной водой.
4. Откалибруйте электронный измеритель pH стандартными растворами с pH 4, 7 и 10. Обеспечить наличие дополнительной пробы. Измеритель должен показывать уровень кислотности в пределах +/- 0.1 pH.
5. Иметь в наличии лакмусовую бумагу в узком диапазоне pH (5-8 и 7-10), на случай поломки счетчика pH. Бумага с широким диапазоном (например, от 0 до 14) не приемлема.

Анализ/испытание загеленной воды

1. Откалибруйте вискозиметр типа Fann 35, используя калибровочное масло с вязкостью от 20 до 50 сантипуаз. Использовать воду в качестве калибровочной жидкости не разрешается. Соответствующим образом настройте показания для геля.
2. Нагрейте воду минимум до 25 °C. Добавьте гель. Оставьте разбухать на 20-30 минут в блендере. По таблицам изготовителя геля определите эквивалентную (равную) концентрацию на основе вязкости и температуры.
 - a. Если в пределах 90-95% (~1-2 СПз) проектной концентрации, продолжайте анализ на «сшивку» линейных полимеров (кросслинк).
 - b. Если нет, возьмите другую пробу (также поровну из всех емкостей) и повторите анализ.
 - c. Если отклонение превышает допустимый предел ~2 СПз, повторите тест с дистиллированной водой.
- Если отклонение в пределах 2 СПз, то проблема связана с водой. Повторите анализ геля, используя воду из одной отдельной емкости, пока не обнаружите проблемную емкость. Слить емкость, наполнить новым объемом и повторить

3. Clarity test – Fill a clear glass container with water such that you have about 15 cm of water height. Place on a sheet of paper with words of about 10 to 12 point font type. If the words are not legible through the 15 cm of water, the fluid is too dirty. Dump and replace with cleaner and/or filtered water.
4. Calibrate pH meter with 4, 7 and 10 standard pH solutions. Have an extra probe on hand. pH meter is to have resolution of +/- 0.1 pH units.
5. Have narrow range pH (5-8 and 7-10) paper on hand in case the pH meter fails. Wide range (e.g., 0 to 14 pH paper is unacceptable).

Gelled Water Tests

1. Calibrate Fann 35 type viscometer with 20 to 50 cp calibration oil. Water is not an acceptable calibration fluid. Adjust gel readings accordingly.
2. Heat water to minimum of 25°C. Add gel. Hydrate 20-30 minutes in blender. From the manufacturer gel charts and new Lot/Batch number tests performed locally by the Service Company, estimate an equivalent loading based on viscosity and temperature.
 - a. If within 90-95% (~1-2 cp) of design loading, continue with crosslink test.
 - b. If not, catch another combined sample and repeat test.
 - c. If still not within ~2 cp of correct value, repeat with distilled water.
- If within 2 cp, there is a water problem. Repeat gel test on individual water tanks until the problem tank is located. Dump and refill tank and repeat test.

анализ.

- Если проба с дистиллированной водой превышает допустимое отклонение концентрации на 2 СПз,

...а у нас есть результаты анализа Fann 50 геля из этой самой партии, откорректируйте рецептуру геля, либо добавив больше полимера либо разбавив, и повторите анализ /испытание геля.

...у нас нет результата анализа Fann 50 геля из этой самой партии, отложите проведение ГРП, пока на куст не привезут гель из другой партии. Повторите анализ /испытание геля.

- Если результат анализа хороший, замените гель.
 - Если результат опробования неудовлетворительный, не начинать проведение ГРП до принятия решения. ГРП проводиться не будет, пока проблема с гидратацией геля не будет решена.
3. Подготовьте отдельные пробы геля для испытаний на бактерии и испытаний на сшивание..

Анализ (испытание) на сшивание линейных полимеров

1. Нужен блендер типа Waring с емкостью 1000 мл (предпочтительнее шпиндельного с верхним приводом) с реостатом для регулирования скорости блендера.
 2. Поместите образец геля в водяную баню и подогрейте до ожидаемой температуры жидкости на уровне перфорационных отверстий +/- 5 °С.
 3. После нагрева поместите пробу жидкости объемом 250 мл в емкость блендера. Увеличивайте скорость смесителя, до тех пор, пока не будет видна гайка лопасти.
 4. Добавьте сшиватель (сшиватель должен быть взят из тех же емкостей, которые предназначены для проведения данной операции). Предварительно перемешайте, взболтайте раствор сшивателя, чтобы не было осадка.
- a. Проведите анализ на «сшивку» линейных полимеров в завихрителе «Вортекс» – воронка жидкости должна закрыться и «образовать купол» в течение 50 и 75 % расчетного времени, необходимого для того, чтобы жидкость дошла до перфорационных отверстий. Производятся корректировки для обеспечения сшиваемости геля на отметке 75%. Определение окончательных добавок сшивателя или замедлителей для

- If the distilled water sample is not within 2 cp of the design loading,

...And we have a Fann 50 on that very lot of gel, correct gel by adding more polymer or dilution and repeat gel test.

...And we don't have a Fann 50 on that actual gel lot, and then postpone the Frac until gel from a different production lot is brought to location. Repeat gel tests.

- If test is OK, then replace gel.
 - If not OK, then postpone Frac until a solution is obtained. We will not Frac a well with a gel hydration problem.
3. Split the gel samples for bacteria and cross-linker tests.

Crosslink Fluid Test

1. A Waring type blender with a 1000 ml jar (preferred over a top-driven spindle-type) with a rheostat to control blender speed is required.
2. Place gel sample in bath and heat to anticipated fluid temperature at the perforations, +/- 5° Celsius.
3. After heating up, place a 250 ml sample of fluid in the blender jar. Increase the blender speed until the top of the blade nut is exposed.
4. Add cross-linker. (X-Linker used for testing should come from the actual containers on location that is to be used for the Frac treatment). Insure the X-link solution has been stirred or agitated to prevent settling.
 - a. Perform vortex closure test – fluid vortex must close and “dome” between 50 and 75% of the calculated time for the fluid to reach the perforations. Adjustments must be made to ensure the fluid is cross-linked by the 75% mark. The final cross-linker and/or delay additives required to achieve the desired crosslink times must be supported by Fann 50 data.

обеспечения требуемого времени сшивания должно основываться на данных по Fann 50.

- b. Удалите жидкость из смесителя (блендера) и убедитесь, что жидкость выглядит «языком» в стакане и сухая на ощупь. Проверить pH жидкости для того, чтобы удостовериться, что данное значение совпадает со значением, полученным во время проведения теста Fann 50.
- Если по результатам анализа жидкость не соответствует требованиям, повторите анализ с другим сшивателем. Настоятельно рекомендуется для испытаний использовать сшиватель, предназначенный для данного конкретного ГРП, а не применявшийся для испытаний в течение последних нескольких недель.
 - Если проблема не устраняется, отложите ГРП до тех пор, пока не будет найдено решение.
- c. Поместите в водяную баню, подогрейте до статической забойной температуры. Убедитесь, что значение pH находится в диапазоне, приемлемом для изготовителя геля.
- d. Обратите внимание, не выглядит ли проба «комковатой» - т.е. с образованием избыточных линейных связей полимеров. Проконсультируйтесь с подрядчиком, выполняющим ГРП и с супервайзерами TNK-BP, как можно отрегулировать концентрацию сшивателя. Все изменения должны быть представлены инженеру TNK-BP по ГРП перед началом операции. Также результаты теста Fann 50 на чувствительность должны быть в наличии.

Испытание брейкера на «быстрое разрушение»

Важную часть работы составляет система деструкции (геля). Как правило, опробование фактической концентрации брейкера непосредственно на месте выполнения работ нереально. Если позволяет время, следует провести испытания на месте проведения работ.

В противном случае для каждой рецептуры и для каждого типа деструктора геля («брейкера») сервисной компании следует разработать процедуру «быстрого разрушения» (“Quick Break”). Это анализ/испытание для определения количества агента для разрушения геля (брейкера), необходимого для разрушения жидкости, сшитой полимерами, в течение номинального периода времени, например 45-60 мин. В день проведения ГРП подобное количество брейкера добавляют в пробу жидкости с сшитыми полимерами, и помещают в водяную баню. Через 1 час гель должен быть разрушен. Это нужно не для того, чтобы подтвердить правильность дизайна брейкера (для

- b. Remove fluid from blender and ensure fluid will “lip” and is dry to the touch. Check the Fluid pH to insure it is the same as the Fann 50 Test Data.

- If fluid does not meet these tests, repeat tests with an alternate cross-linker. It is recommended as a Best Practice to use the X-Linker that you are going to pump that day and not the X-Linker that has been used for testing over the last few weeks.
 - If this does not correct the problem, then postpone Frac until a solution is obtained.
- c. Place in water bath, heat to BHST. Ensure pH is within acceptable range per gel manufacturer.
- d. Also note if sample appears to be “over-cross-linked”, i.e., “chunky.” Consult with Frac Company and TNK-BP Well-site Supervisor for possible adjustment of cross-linker concentration. Any changes should also be explained too and confirmed with TNK-BP Frac Design engineer prior to pumping. Fann 50 data sensitivity (Variance/Sensitivity Testing) data must also be available for review.

“Quick Break” Breaker Test

The breaker system is also a critical part of the job. However, it is usually not feasible to test the actual breaker loading on a job site. If time does permit, then the tests should be run onsite.

If not, then a “Quick Break” standard should be developed for each Service Company recipe and breaker type. This is a test designed by the Service Company to determine the amount of breaker required to break a cross-linked fluid in a nominal period of time, e.g. 45-60 minutes. On Frac day, a similar amount of breaker is added to a cross-linked sample and placed in a hot water bath. At one hour, the fluid should be broken. This is not meant to prove the breaker *design* is correct – a Fann 50 is required for that – but simply to prove the breaker works. This provides a minimal amount of confidence that the breaker is OK to be pumped. If the fluid breaks faster or slower, +/- 20%,

этого проводят анализ Fann 50), а для того, чтобы убедиться в пригодности данного брейкера и возможности его применения. Если гель распадается быстрее или медленнее (+/- 20%) результатов испытания «экспресс-разрушения», проведите необходимый анализ ситуации и примите меры по ее исправлению перед закачкой.

Жидкости на углеводородной основе

Огнеопасные Жидкости Высокого Риска - это жидкости, которые применяются для работы при температурах в пределах 10°C (18°F) от температуры воспламенения. Например, жидкость с температурой воспламенения 55°C (130°F) применяющаяся для работы при температуре 45°C (113°F) или выше нужно рассматривать как Огнеопасную Жидкость Высокого Риска.

Температура воспламенения - самая низкая температура, при которой жидкость, контактирующая с воздухом, испаряется в таком количестве, что сформировывает огнеопасную смесь в пределах используемого испытательного аппарата или просто на воздухе, которая может загореться от открытого пламени. Температуры воспламенения определяется двумя методами: "Открытым" или "Закрытыми". Паспорта качества на используемые материалы предоставляют информацию по вероятности возникновения огня/взрыва огнеопасного материала "Закрытым" методом.

Температуры вспышки "Открытым" способом определяется одним из следующих испытательных методов:

"Открытый стакан" (Американское общество по испытанию материалов тест D-1310-86) используется для материалов с температурами воспламенения от 0 до 325°C

"Кливлендский способ" (Американское общество по испытанию материалов тест D-92-98a), используется для материалов с температурами воспламенения от 79 до 400°C соответственно.

Для всех типов углеводородов, предназначенных для закачки в скважины ТНК-ВР, обязательно проведение и предъявление результатов испытания давления насыщенных паров. При значении давления, превышающем >1,0 psi (6,89 кПа), необходимо получение специального разрешения Производственной Единицы и Блока Технологии (Москва) перед замешиванием или закачкой жидкостей сервисной компанией.

Если давление паров жидкости > 1.0 psi (6.89 кПа) и <1.5 psi (10.34 кПа), то необходимо иметь разрешение от Бизнес Единицы, Московского Блока Технологий и самой сервисной компании на проведение обработки.

than the indicated by the "Quick Break"™ Test, investigate and remediate before pumping.

Hydrocarbon Fluid's

High Hazard Flammable Fluids – are flammable fluids handled at a temperature within 10°C (18°F) of the open cup flash point. For example, a liquid with a flash point of 55°C (130°F) operating at a temperature of 45°C (113°F) or higher should be treated as a High Hazard Flammable Fluid.

Flash Point – the flash point is the lowest temperature at which a liquid exposed to air gives off sufficient vapor to form a flammable mixture near the surface of the liquid, or within the test apparatus used that can be ignited by a suitable flame. Flash Points are derived by the Open Cup or Closed Cup methods. In this publication, references to flash point refer to both the Open and Closed Cup method. MSDS provides information on the material's fire/explosion hazard by describing the material's flash point as derived by the Closed Cup test method.

Open-Cup flash points are determined by one of the following test methods:

Tag Open-Cup (ASTM Test D-1310-86) is used for materials with flash points between 0° and 325°C

Cleveland Open-Cup (ASTM Test D-92-98a) is used for materials with flash points between 79° and 400°C respectively.

Any Hydrocarbon that is going to be pumped into a TNK-BP well will require a Vapor Pressure Test and documented certification of the tested Vapor Pressure. Vapor Pressures >1.0 psi (6.89 kPa) will require specific approval from the Performance Unit and Technology Block in Moscow prior to being mixed or pumped by the Service Company.

If the vapor pressure of the fluid is >1.0 psi (6.89 kPa) & <1.5 psi (10.34 Kpa), it must have the approval of the local Business / Performance Unit, the Technology Block in Moscow and the Service Company prior too

Жидкости, которые имеют давление паров > 1.5 psi (10.34 кПа) не должны использоваться ни при каких обстоятельствах

Определение давления паров для углеводородных жидкостей в полевых условиях:

Оборудование:

Алюминиевый цилиндр объемом 750 мл с манометром, который крепится на резьбе к горлышку (наверху).

Порядок проведения тестов:

1. Отобрать свежую пробу нефти или конденсата из соседней скважины, работающей с того же пласта.
 - Заполнить закрывающуюся светонепроницаемую бутылку данной пробой на 90%.
 - Если тест будет проводиться позже, дополнительно замотать крышку изолентой.
 - Замер температуры жидкости производить непосредственно перед началом проведения теста.
2. Перелить содержимое бутылки в прибор, определяющий давление насыщенных паров, так, чтобы было заполнено $\frac{1}{2}$ - $\frac{2}{3}$ объема.
3. Навернуть манометр, убедиться в герметичности соединения.
4. Хорошо взбалтать емкость в течение 15 секунд.
5. Дать давлению стабилизироваться и записать показания.
6. Снова хорошо взбалтать емкость в течение 15 секунд.
7. Дать давлению стабилизироваться и записать показания. Это и будет давлением паров данной жидкости при измеренной температуре.
8. Очень медленно сравнить давление, ослабляя соединение между крышкой и манометром.

Анализ жидкостей на углеводородной основе

Если не тестировалось накануне, выполнить испытание порций дизельного топлива из каждой емкости и занесите результаты в форму Контроля Качества. Сервисная компания может адаптировать форму в соответствии с каждой системой геля с тем, чтобы обеспечить испытания на все примеси, нежелательные для стабильности геля.

Положительным опытом является проведение тестирования дизельного топлива с целью определения наличия излишних добавок или воды,

performing the treatment.

Fluids that have a vapor pressure >1.5 psi (10.34 kPa) are not to be pumped under any circumstances.

Field Vapor Pressure Determination for Hydrocarbon Fluids

Apparatus:

Aluminum 750 ml cylinder with pressure gauge screwed into the neck (top).

Procedures:

1. Obtain a fresh Crude Oil or Condensate sample from an adjacent producing well from the same formation.
 - Sample should be poured into a sealable, opaque, bottle – 90% full.
 - If the sample will not be tested right away, further seal the lid with electrical tape.
 - Measure the temperature of the fluid just before the test is performed.
2. Pour the contents of the sample bottle into the vapor pressure tester to $\frac{1}{2}$ - $\frac{2}{3}$ full.
3. Screw on the top with the pressure gauge, ensuring that it is tight and sealed.
4. Shake the canister vigorously for 15 seconds.
5. Let the pressure stabilize and record the reading.
6. Shake the canister again vigorously for 15 seconds.
7. Let the pressure stabilize and record the reading. This is the Vapor pressure for that specific fluid at the recorded temperature.
8. Ensure to release the pressure very slowly by loosening the cap and gauge.

Hydrocarbon Fluid Analysis

Unless performed prior to Frac day, obtain an analysis of the hydrocarbon fluid in each tank and record on the QAQC form. Service Company can make minor modifications to the form as needed for each fluid system to ensure testing of all potential contaminants detrimental to Frac fluid stability is done.

It is a good practice to have the diesel tested to confirm whether or not there excessive amounts diesel conditioners or water that will affect the hydration or X-

способных повлиять на гидратацию или время сшивания базовой жидкости. Особенно важно проведение данной процедуры при работе в зимнее время.

** По правилам ТБ следует составить график зависимости давления пара от температуры перед началом закачки жидкостей на углеводородной основе. Применение любой жидкости на углеводородной основе с давлением паров более 1.0. psi (6.89 кПа) требует письменное разрешение БЕ или ПЕ перед замешиванием или закачкой.

** Сервисные компании обязаны проводить испытания на испарение жидкости на углеводородной основе перед началом замешивания или закачки.

Тестирование загеленных жидкостей на углеводородной основе.

Если для закачки проппанта во время операции ГРП используется дизельное топливо, необходимо провести анализ дизельного топлива перед использованием. Тест должен определить содержание следующего:

- Предельный углеводород (прежде всего парафины, N, ISO и циклопарафины). Общая концентрация должна быть ~75% от объема.
- 25% ароматический углеводород (включая нафталин и алкилбензол)
- Вода – по согласованию, так как это может нанести ущерб гелевой системе.
- Топливные присадки - доказано, что зимние виды дизельного топлива являются более проблематичными, из-за содержания керосина и других присадок.

Поместите гель и предварительно замешанный активатор в дизельное топливо и перемешивайте в течение 20 – 30 минут.

Замерьте температуру смеси.

Добавить оставшийся активатор и брейкер. Перемешать в течении времени равного прохождению геля по НКТ (необходимого для достижения гелем перфорационных отверстий).

Проверьте состояние геля. Гель не должен быть студенистым или комковатым.

Поместите образец в водяную баню с забойной температурой. Жидкость должна сохранять форму «языка» как минимум в течение промежутка времени,

link times of the base fluid. This is especially critical in Cold Weather operations.

**There needs to be a reference to vapor pressure vs. temperature for safety purposes prior to pumping any hydrocarbon fluid. Any hydrocarbon fluid that has a vapor pressure in excess of 1.0 psi or (6.89 kPa) will require written permission by the local Business/Performance Unit prior to mixing or pumping.

**Service Company must always run Vapor Tests on Hydrocarbon fluids prior to mixing or pumping.

Gelled Hydrocarbon Tests

If diesel is going to be used as base fluid to carry proppant during a Frac treatment, analysis must be performed on diesel prior to being used. Testing must determine the amount of:

- Saturated Hydrocarbons (primarily paraffin's, N, ISO and cycloparaffins) Total should be ~75% of volume
- 25% aromatic hydrocarbons (including naphthalenes and alkylbenzenes)
- Water – must be understood as this can have detrimental effects of gelling systems.
- Fuel Conditioners – winter diesels have proven to be more problematic due to the addition of Kerosene and other conditioners.

Add gel and the batch mixed portion of the activator to the hydrocarbon fluid and mix for 20 – 30 minutes.

Measure fluid temperature.

Add the remaining activator and breaker. Mix for pipe time (time it takes for fluid to reach perms).

Perform lip test. Fluid must not be “choppy,” “chunky,” or “lumpy.”

Place in BHT-water bath. Fluid must remain “lippy” for at least pump time + closure time + 1 hour. (At least 3 hours).

равного времени закачки + время закрытия трещины + 1 час (как минимум 3 часа).

****Примечание – Все загеленные жидкости на углеводородной основе, которые будут использоваться для ГРП и/или Стимуляции, должны также пройти весь ряд необходимых тестов, описанных в стандартах контроля качества. При использовании брейкеров, обязательным является тестирование жидкостей на приборах Фанн 35 и Фанн 50. Также необходимо проведение тестов на транспортировку проппанта.*

Емкости для геля

Если гель прошел все тесты с положительными результатами, емкости ГРП можно затаривать. После тщательного замешивания геля повторите тесты. Дальнейшее выполнение ГРП не допускается, если гель в емкостях не прошел тестирование.

Испытание жидкости на транспортировку проппанта

Данное испытание проводится при наличии достаточного временного промежутка между мини-ГРП и основным ГРП. Данный тест выполняет две задачи. Первое – проверить свойства самой жидкости по транспортировке требуемого количества проппанта за время, равное времени закачки плюс времени на смыкание трещины. Второе – определить точку полного распада жидкости.

Разогрейте водяную баню или стакан до требуемой температуры. Поместите пробу в баню. После нагревания до указанной температуры добавьте проппант. Как только вы закончили размешивать проппант, извлеките стакан с пробой из бани.

- Если оседание проппанта не наблюдается, вязкость жидкости составляет более 400 спз.
- Если наблюдается медленное оседание проппанта, вязкость составляет примерно от 100 до 300 спз.
- Если проппант мгновенно оседает на дно стакана, вязкость жидкости менее 25 спз, при этом жидкость считается полностью разрушившейся в плане ее транспортировочных характеристик.

Снова поставьте пробу в ванну и продолжайте наблюдение до полного разрушения.

После разрушения жидкости залейте горячей воды в Fann 35 и разогрейте вращающуюся установку. Проверьте вязкость жидкости. Повторяйте данную процедуру через каждые 20 минут или чаще, по возможности. Регистрируйте результаты.

****Note – All gelled hydrocarbon fluids that are going to be used for Fracturing and/or Stimulation will require all of the applicable QAQC Testing that is used for insuring fluid quality. Fann 35 and Fann 50 testing will be mandatory with the use of breakers. Proppant transport tests will also be required.*

Gel Tanks

If fluid passes all of the above tests, then tanks may be gelled. After adequate thoroughly blending the gel, repeat the gel test. Approval to continue with Frac cannot be made until all tanks pass the above gel tests.

Proppant Transport Test

This test should be performed between the Mini Frac and the main Frac. There are two purposes for this test. The first is to ensure the fluid is sufficiently robust and can adequately transport the proppant for an amount of time equal to the sum of the pump time plus closure time. The second purpose is to determine when the fluid completely breaks.

Heat up the water bath or heat cup to the desired temperature. Place a sample of the pad fluid in the bath. When it reaches the desired temperature, mix in proppant. Remove the container from the bath. As soon as you stop stirring;

- If you cannot see the proppant fall, the fluid is probably >400 cp.
- If the proppant falls slowly, it probably has 100 to 300 cp.
- If the proppant drops straight to the bottom of the container, it probably has less than 25 cp and is considered broken as far as proppant transport is considered.

Replace the sample in the bath and continue monitoring the fluid until it completely breaks.

When the fluid becomes thin enough, fill the Fann 35 cup with the hot water and warm up the rotor and bob. Check the viscosity of the fluid. Repeat every 20 minutes or so as many times as possible. Record the results.

Емкости геля

Если жидкость успешно прошла все вышеуказанные испытания, тогда приступить к загеливанию емкостей. Согласно требованию ТНК-ВР гуарные загеливающие реагенты должны замешиваться при расходе > 3 м³/мин. Как только гидратация геля во всех емкостях достигнет 50%, продолжить подачу оставшихся реагентов. После загеливания емкостей повторите анализ вязкости геля для каждой емкости, чтобы убедиться, что достигнута полная гидратация геля. До тех пор, пока не проведут тест/испытание геля во всех емкостях, нельзя разрешать продолжать проведение ГРП. Не приступать к проведению ГРП, пока гель не будет гидратирован по меньшей мере на 90%.

Провести вышеописанную серию испытаний на разрушение и бактерии на пробах из каждой технологической емкости, чтобы избежать ухудшения качества рабочего геля.

Контроль качества проппанта и работа с проппантом – на месторождении-передовая практика

Цель этого руководства – обеспечение гарантии того, что приобретенный сервисной компанией или оператором проппант, прибудет на последнее место своей локации с минимально измененными свойствами. Большинство проппантов, используемых на сегодняшнем рынке ГРП, преодолевают длительный путь от изготовителя к самой скважине. Данное руководство призвано указать на основные моменты обращения с проппантом для сведения к минимуму изменения его свойств.

Завод - изготовитель:

Для соответствия различным требованиям качества, все виды проппантов добыты, либо изготовлены по спецификациям контроля качества (высоким или более низким). Компетентный Сертификат Анализа (СА) должен сопровождать каждую вновь прибывшую партию, которая отправляется от пункта изготовления. Для отбора проб для анализов, необходимо использовать надлежащую процедуру, обозначенную стандартом АНИ RP56/58/60

Контроль проппанта поступающего по железной дороге/на автомобиле:

Перед загрузкой железнодорожного вагона или грузового автомобиля для перевозки насыпных грузов проппантом, необходимо провести визуальную

Gel Tanks

If fluid passes all of the above tests, “then” tanks may be gelled. TNK-BP requires that guar gellents be mixed at a rate of >3 m³/min. Once each tank has achieved ~50% of total hydration, begin the addition of all remaining additives. After tanks are gelled, repeat the base gel viscosity test for each tank to ensure fluid is fully hydrated. Approval to continue with the Frac treatment cannot be made until all tanks pass the gel viscosity and X-Link tests. Again, the Frac will not commence until the gels are at least 90% hydrated.

Repeat breaker and bacteria tests as described above on each tank, as tank contamination could affect gel quality.

Proppant QAQC & Handling – Field Location – Best Practices

The purpose of this Best Practices Proppant Handling Guide is to ensure proppant that is purchased by a service company and/or operator arrives at its final destination with minimal change to designed properties and critical performance specifications. The majority of proppants used in today’s hydraulic fracturing market must traverse a difficult path from point of manufacture to the well fracture. Details in this guide are meant to bring notice to general housecleaning issues and basic handling procedures in order to minimize proppant performance degradation.

Manufacturing Plant:

All proppants are either mined or manufactured according to upper and lower control specifications in order to meet performance criteria. A qualified Certificate of Analysis (C of A) should accompany each truckload and/or rail car that leaves the point of manufacture. Proper sampling techniques defined by API RP56/58/60 should be employed to collect the sample for analysis.

Rail Car / Truck Inspection:

Prior to filling hopper rail cars and bulk trucks for delivery, each should be visually inspected to ensure the inside is dry and free of contaminants. All bottom

инспекцию, для гарантии того, что внутренняя часть емкостей сухая и чистая. Все фланцы и задвижки должны быть открыты и осмотрены. Раздаточные шланги и линии должны быть опресованы, чтобы убедиться в их чистоте и герметичности. При загрузке транспорта, необходимо использовать ограничивающий “фильтр-экран” для сбора различного рода мусора и посторонних предметов.

Полевые Емкости для Хранения:

До разгрузки проппанта, полевые емкости и связанные с ними трубопроводные системы должны быть осмотрены на предмет выявления остаточного проппанта, который, возможно, был оставлен с предыдущих работ. Надлежащая очистка емкостей и линий должна стать Стандартной Рабочей Процедурой до и после всех обработок. Ножевой литник (шнек) и вся система загрузки должны быть предельно чистыми. Если необходима внутренняя очистка емкостей, то прежде требуется получить разрешение на работу внутри емкости. При необходимости можно задействовать вакуумную установку для чистки емкостей и другого связанного с обработкой оборудования.

Доставка проппанта на месторождение в пневматических песковозах:

В конечном счете, чаще всего проппант доставляется на месторождение в пневматических песковозах. Документально доказано, что давления, используемые для разгрузки проппанта, могут изменить его физические свойства, а так же как отрицательно воздействовать на свойства жидкостей ГРП. Прежде, чем начать разгрузку водитель должен обговорить с получающей стороной/предоставить следующие документы :

1. Накладная с указанием типа проппанта на каждую загрузку.
2. Сертификат загрузки с указанием точного веса и места загрузки.
3. Необходимо документально зарегистрировать название автотранспортного предприятия, имя водителя, номер тягача, номер прицепа и время прибытия.
4. Если груз поставляется с Сертификатом Анализа (СА), то необходимо его просмотреть для того, чтобы удостовериться, что груз соответствует своей заявленной характеристике.
5. Если у водителя существует проба проппанта, то необходимо проверить физические свойства, такие как: цвет, округлость, мутность/запыленность для выявления возможных отклонений.
6. Вместе с водителем рассмотреть пределы давлений на скачивание, описанные ниже.

Разгрузка из пневматических песковозов:

flanges and gates should be opened and inspected for cleanliness. Tank discharge hoses and lines should be pressurized and blown through to ensure they are cleaned out and checked for a good seal. When loading the rail car/truck an oversized screen should be placed over the hatch opening to catch any contaminates or foreign objects.

Field Storage Bins:

Prior to offloading proppant, field storage bins and associated plumbing should be inspected for residual proppant that may have been left over from previous jobs. Proper cleaning of bins and lines should be Standard Operating Procedures before and after all fracture stimulation treatments. The knife gates and conveyor system should be free of any visible contaminates. A confined workspace permit may be required if personnel are needed to sweep out insides of bins. If necessary, vacuum trucks must be employed to properly clean the bins and related equipment.

Field Delivery (If Pneumatic Bulk Trucks are used):

Eventually, pneumatic bulk trucks deliver the majority of proppant to field locations. It has been well documented that aggressive off-loading pressures can alter the physical properties of the proppant as well as negatively impact the frac fluids ability to perform properly. Before off-loading begins, the following paperwork and procedural issues should be reviewed with the truck driver for accuracy:

1. The bill of lading with proppant type for each load.
2. Certified weight tickets with point of origin should be collected.
3. The trucking company, driver's name, tractor number, trailer numbers, and time of arrival should be documented.
4. If a C of A accompanies the load, one needs to review the paperwork to make sure the product meets designed specifications.
5. If a retain proppant sample is available from the driver, check physical characteristics such as color, roundness, dustiness, for any non-conformance.
6. Review with the driver and frequently monitor the pneumatic discharge limits set forth below.

Off-loading (If Pneumatic Bulk Trucks are used):

Проппанта необходимо разгружать при минимальных давлениях, для создания устойчивой скорости потока. При правильно подобранном давлении, требуется около 45 минут для разгрузки 50,000 фунтов (~22,500 кг) проппанта. Максимально допустимое давление разгрузки указывается каждым производителем, но в основном должно придерживаться следующих норм: Проппанта с покрытием разгружается при давлениях не превышающих 5-7 psi (34 - 48 кПа). Непокрытый проппант должен разгружаться при давлениях не превышающих 10 psi (69 кПа). Керамический и бокситовый проппант не должен скачиваться при давлениях выше 12-15 psi (83 - 104 кПа). Во время самой обычной процедуры разгрузки проппанта выделяется пыль, поэтому необходимо использовать защитный респиратор. Для отбора образцов проппанта при его разгрузке, по возможности, использовать автоматизированные пробоотборники. После окончания разгрузки, осмотрите емкость песковоза и удостоверьтесь, что она пуста (постукиванием по дну). Пустая емкость издает эхо, а емкость с продуктом нет.

Отбор проб проппанта:

Отбор проб проппанта для анализов осуществляется согласно указаниям АНИ RP 56/58/60 и должен проводиться прямо из потока для получения проб, в которых не происходит разделения частиц. Самый легкий способ отбора проб – это отбор в момент транспортировки проппанта из полевой емкости для хранения в воронку блендера. Смотрите приложение по отбору проб проппанта

После проведения ГРП:

Для гарантии того, что весь проппант использовался по назначению, необходимо провести осмотр полевых емкостей после проведения обработки. С надлежащими средствами защиты от падения необходимо забраться наверх каждой емкости и визуально определить объем оставшегося проппанта. На каждую емкость посчитать материальный баланс количества закачанного проппанта.

Контроль качества проппанта – месторождение – Загрузка из больших мешков

Весь завезенный на куст проппант для проведения ГРП должен быть просеянным, сухим, не замороженным и однородным, без крупных посторонних частиц.

A minimum pressure to ensure a steady stream of flow should be used to unload the proppant. A typical 50,000 pound (~22,500 kgs) load at proper pressures requires ~45 minutes off-loading. Maximum allowable pneumatic discharge pressure varies with each manufacturer, but basically needs to adhere to the following guidelines: All resin coated proppant should be off-loaded at no more than 5-7 psi (34 – 48 kpa). Uncoated frac sand off-loading pressures should not exceed 10 psi (69 kpa). Ceramic and bauxite proppant should not be transported pneumatically at pressures above 12-15 psi (83 – 104 kpa). During most normal off-loading operations, proppant dust is liberated; therefore proper dusk mask must be worn at all times. If possible, automated sampling devices should be employed during off-loading operations to collect an API sample of each truckload. After off-loading has finished, inspect the trailer to make sure it is empty by pounding on the lower sides of the trailer tank. An empty tank will echo, whereas a tank filled with proppant will not.

Real-Time Proppant Sampling:

In order to satisfy API RP 56/58/60 Recommended Practices, samples collected for analysis must be caught from a flowing stream in order to remove variance from natural particle segregation. The easiest method for collecting an API sample is during the job while the proppant is conveyed from the field storage bin to the blender hopper. Attached to this Best Practices Proppant Handling Guideline is a recommended practice for collecting proppant samples during the job.

Post Frac Job Analysis:

After the stimulation treatment, inspection of the field storage bins need to be conducted to ensure all the proppant was pumped. With proper fall protection, climb onto the top of the bins and visually look into each bin and estimate remaining proppant volume. Calculate mass balance of total proppant pumped from each bin.

Proppant QAQC – Field Location – Loading Super Sacks of Proppant:

All Proppant that is loaded and utilized for the Frac Treatments must be sieved, dry, not frozen and free of all debris.

Весь проппант или песок, загруженный в песковозы или ёмкости хранения проппанта на месторождении должен быть просеян/отфильтрован через металлическую сетку с размером не более 1 дюйма² (2.54 см²). Воронки блендера или точки приёма проппанта должны иметь сетку/фильтр размером не более 1 дюйма² (2.54 см²).

Разный по размеру, покрытию и типу проппант должен засыпаться в отдельные секции песковоза и не смешиваться.

Весь проппант необходимый для проведения ГРП (мини ГРП и основного ГРП) должен затариваться в спецтранспорт до начала ГРП. Ни при каких условиях проппант не должен загружаться в пескоприемник прямо из мешков в ходе проведения ГРП. Проппант необходимый для проведения мини ГРП (пробная пачка) может заранее затариваться прямо в пескоприемник блендера при условии, что он был предварительно просеян, находится в сухом состоянии и не содержит застывших комков и других посторонних частиц.

Записать вес и тип проппанта по отсекам в песковозе (для значения веса провести фактическое взвешивание мешков, не переписывать значения с упаковки). Провести ситовый анализ и зарегистрировать его результаты для всех типов проппанта, имеющегося на кусту. Ответственность за соответствие завозимого проппанта заявленным характеристикам до вывоза его с базы и за проведение ситового анализа на кусту лежит на сервисной компании. Если результаты ситового анализа не соответствуют стандартам TNK-BP, проведение ГРП отменяется, время простоя записывается на подрядчика.

Блендер, технологическая линия, агрегаты и манифольд

С целью убедиться в том, что в манифольде и миксере блендера, в технологической линии и агрегатах нет остатков проппанта с предыдущего ГРП, всасывающие отверстия агрегатов и манифольд должны быть разобраны и тщательно осмотрены, либо промыты в амбар или емкость. Данное обстоятельство является критически важным после использования на предыдущей работе крупного проппанта. Для удаления остаточного проппанта из блендера и манифольда следует прокачать чистую воду в пустую емкость через все участки технологической обвязки. Рекомендуемый расход 2-3 л/мин, объем прокачки 6-10 м³.

Запрещается использовать насосные агрегаты высокого давления для прокачки любых линий, кроме основной технологической.

All Proppant or Sand that is loaded into the sand trucks or well site proppant storage units must be screened / filtered through a metal mesh size that does not exceed 1 inch² (2.54 cm²). All Blender hoppers or proppant intake points must also have a screen/filter that does not exceed 1 inch² (2.54 cm²).

All different sized proppants, coated proppants and types of proppants must be contained into separate compartments in the Sand truck and are not to be mixed together.

All proppant required for the Frac (Mini & Main Frac) shall be loaded / stored into Sand delivery equipment prior to the commencement of the Frac treatment. Under "No Circumstances" will proppant be dumped into the Sand hopper directly from the "bag / sack" while the Frac treatment is being executed! Proppant that is required for Mini or Data Frac treatments (Proppant Slug) may be pre-loaded directly into the sand hopper on the blender as long as it is sieved, dry and free of all frozen chunks and any other debris.

Record weight (Use Weigh Scale and "Not" Proppant Sack Weight) and type of proppant by compartment. Perform and record a sieve analysis for each proppant on location. It is the responsibility of the Service Company to verify the proppant is within spec before brought to location and to have the ability to conduct field sieve analysis on the Frac Location. If sieve analyses results are not within TNK-BP specifications, then the job shall not be pumped and the Service Company may be held liable for the associated time delay.

Blenders, Treating Lines, Pump Trucks, and Frac Manifold Inspection

Visually inspect the blender tub/manifold, treating line, pump truck suctions and manifold for proppant prior to rigging up. To ensure proppant is not in the Frac manifold from a previous job, the manifold must be either broken down so that it can be thoroughly visually inspected, cleaned and/or flushed to a pit or tank. This is critical where we are Fracing zones with limited amount of rat-hole and if the Service Companies previous Frac was utilizing larger diameter proppant in the treatment. In order to remove residual proppant that may have settled in the blender and/or manifold, clean fluid is to be circulated through the system to a pit or empty tank. The fluid path is to be directed in such a way as to include the entire system. Pump at 1-2 m³/min with 6-10 m³. *Do not use a high pressure pump to pump through any thing but treating iron.*

C. День проведения работы – тестирование оборудования

Продолжительность и температура проведения работ

Проведение ГРП с жидкостью на водной основе в темное время суток на объектах ТНК-ВР не допускается. Сервисная компания должна приложить все усилия, чтобы закачать первую работу как можно раньше в светлое время суток.

Проведение ГРП в темное время суток может быть разрешено только по взаимной договоренности между ТНК-ВР, сервисной компанией и полевыми супервайзерами ТНК-ВР и сервисной компании. В этом случае сервисная компания должна обеспечить требуемое освещение, чтобы не было темноты в местах расположения оборудования и линий закачки под давлением.

Запрещено проведение любых операций (ГРП/Стимуляции/Закачки) при температуре воздуха минус 32° (без ветра). Если операции начаты, прежде чем температура упала ниже 32°, то дальнейшее решение о продолжении работ должно приниматься по усмотрению супервайзера ТНК-ВР или сервисной компании.

Запрещается проведение ГРП с использованием жидкостей на углеводородной основе в темное время суток даже при наличии искусственного освещения.

Запрещается проведение кислотных обработок (ГРП или ОПЗ) в темное время суток даже при наличии искусственного освещения.

Испытание расходомера жидких добавок («ведерный тест»)

Для осуществления полного контроля расхода жидких добавок с помощью компьютера, установленного в станции управления или на блендере, расход подачи всех добавок должен проходить через расходомер магнитного типа (или турбинного при отсутствии магнитного), который установлен на всасывающей линии блендера .

При использовании гидратационной установки,

C. “Day of Job” – Pre-Job Equipment Tests

Hours & Temperatures of Operations

Pumping proppant Fracs with water based fluids after dark is “Not Allowed” at TNK-BP. The Service Company must make all efforts to pump the first Frac Treatment as soon as possible during day-time.

Only with the mutual agreement of TNK-BP, the Service Company and the Location TNK-BP/Service Company Supervisors will a Frac be permitted to be executed during dark hours. Adequate lighting must be provided by the Service Company so there are “No” shadows around the Frac Equipment and pumping lines that are under pressure.

No Frac / Stimulation / Pumping operations shall begin when the “Ambient” (outside temperature not including wind chill) temperature is below -32° Celsius. If operations were ongoing prior to the temperature falling below -32° Celsius, it will be at the sole discretion of the TNK-BP Supervisor and Service Company supervisor whether the on-going operations will be continued or stopped.

Hydrocarbon based Treatments are “NOT” to be pumped after dark, even if artificial lighting is available.

Acid Treatments (Frac or Matrix) are “NOT” to be pumped after dark even if artificial lighting is available.

Bucket (Liquid Additive Flow Meter) Tests

All additives addition rates are to be slaved from the blender suction magnetic flow meter (Turbine Flow Meter if Magnetic is not available) so that all Liquid Additive rates are controlled by the computer on the blender or data van.

If a Hydration Unit is being used prior to the blender,

устанавливаемой в линии перед блендером, для регулирования расхода жидких добавок может применяться расходомер (нагнетательный) на гидратационной установке, однако все насосы подачи жидких добавок должны быть оснащены возможностью регулирования с компьютера.

Расходомеры турбинного типа подвержены воздействию вязкости, поэтому при проведении «ведерного теста» необходимо добавлять те реагенты, которые подаются в поток в процессе закачки ГРП.

В случае проведения кислотной обработки (кислотный ГРП или ОПЗ) расход подачи жидких реагентов, добавляемых в поток в процессе работы, можно регулировать через расходомер, установленный на нагнетательной или на всасывающей линии. Расход жидких добавок должен регулироваться с расходомера на всасывающей линии только в случае использования каменной соли или прочих отклонителей, которые повлияют на расход чистой жидкости/смеси.

Требование TNK-BP ко всем сервисным компаниям в части расходомеров при проведении ГРП заключается в использовании в первую очередь расходомеров магнитного и кориолисового типа для измерения расхода жидких добавок. Турбинные расходомеры допускаются к применению только в качестве резервного средства измерения. Использование тахометров для расчета расхода при ГРП в TNK-BP строго запрещено.

Для получения более точных показаний расхода и объема химдобавок рекомендуется полностью прокачать все выходные линии и манифольды перед замерами уровня.

Процедура подготовки к проведению «ведерного теста»

1. Обеспечить подогрев всех добавок до $>15^{\circ}\text{C}$.
2. Выполнить и записать первоначальные показания замеров и объемов всех жидких реагентов.
3. Установить рабочий расход насоса (согласно программе проведения ГРП).
4. Отсоединить шланг от емкости блендера и присоединить к откалиброванной 20-литровой «ведерной» емкости. Последняя должна быть откалибрована и четко градуирована на 1, 2, 3 литра и так далее до 20 л.
5. Приступить к закачке в емкость. Не трогать управление насосов! Тест проводится в автоматическом режиме. Расход жидких добавок должен записываться на компьютере как «концентрация», а не расход.

С помощью секундомера засечь время, необходимое

the discharge Flow Meter on the hydration unit can be used as the Liquid Additive Rate control flow meter but all Liquid Additive pumps will still be required to operate under Automatic Computer control.

Liquid additive Turbine flow meters are affected by viscosity, so the bucket test must be run with the additive that will be pumped on the fly during the Frac.

If an Acid Treatment is being conducted (Acid Frac or Matrix treatment) all “On the Fly” Liquid additive rates can be controlled from either the Discharge Flow Meter or the Suction Flow Meter. The only time Liquid additive rates must be controlled from the Suction Flow Meter is when Rock Salt or some sort of other divertant is being added that will affect the clean vs. slurry fluid rate.

It is TNK-BP requirement that all Service Companies while frac job use Magnetic/Coriolis type flow meters as their primary measurement device for Liquid additives. Turbines will be allowed as a backup type flow-meter only! Tachometer measured flow metering devices are strictly prohibited by TNK-BP.

To obtain a more accurate measurement of additive rates and volumes, fully prime all additive flow lines and manifolds prior to measuring the chemical volume.

Bucket Test Calibration Procedure

1. Ensure all additives are warmed to $>15^{\circ}\text{C}$.
2. Perform and record the beginning straps and volumes of all liquid additives.
3. Set pump rate. (Usually Designed Frac Pump Rate).
4. Detach hose from blender tub and place it in a pre-calibrated ~ 20 liter bucket. The bucket should be calibrated and clearly marked at 1, 2, 3 liters, all the way to 20 liters.
5. Begin pumping into the bucket. Do not touch pump controls! This is an automatic test and the Liquid additives must be set into the “Automatic Mode” so the computer is controlling the rate. All Liquid Additives must be entered into the onboard computer as “Concentration” and not rate.

для заполнения емкости до уровня отмеченных делений. Для предотвращения влияния первоначального скачка на результат теста, начните время записи между делениями 1 и 2 литра.

Погрешность в пределах 5% допустима.

- a. Если отклонения превышают 5%, провести повторное испытание.
- b. Если больше 5%, пересмотреть факторы калибровки и проверить исправность оборудования.
- c. Провести повторный тест. При превышении 5%, провести настройку вручную для обеспечения правильной подачи добавки. Расход можно настроить изменением поверки калибровки или с помощью +/- коэффициента (кол-во импульсов на единицу объема). Предпочтительно тарировать расходомер с использованием данного коэффициента.
- d. Провести аналогичную процедуру с запасным насосом подачи химдобавок, повторяя шаги с 1 по 5d.

Испытание подачи сухих добавок

Не производить добавления сухих химреагентов вручную без разрешения супервайзера работ ТНК-ВР. Подобный метод вообще крайне нежелателен, т.к. невозможно адекватно замерить значение фактически закаченных концентраций проппанта.

До проведения ГРП взвесить весь брейкер, находящийся на кусте, для определения его количества. Единственно допустимым методом взвешивания является использование весов.

По опыту работы на скважинах, неточности в показаниях шнеков подачи сухой химии возникают при работе на низких концентрациях. Одной из причин неточности является размер самих шнеков – большой диаметр. В этом случае сервисной компании необходимо заменить шнеки в соответствии с минимальными значениями расчетной концентрации подачи брейкера.

With a stopwatch, record the time required to fill bucket between the successive liter marks. To prevent the initial surge from affecting the test, begin recording time when the level reaches the 1 or 2 liter mark.

If within 5% error, it's OK to begin Frac.

- a. If not within 5%, retest additive pump.
- b. If still not within 5%, recheck calibration factors and ensure nothing is wrong with equipment.
- c. Re-test. If still not within 5%, manually adjust to ensure correct additive will be added. The flow meter rate can be adjusted by either changing the calibration factor or using a +/- % multiplier (PPU: Pulses per Unit Volume). It is preferential to adjust the flow meter using a +/- % multiplier.
- d. Perform same test procedure with any and all "Backup" Additive pumps and insure it has been calibrated the same way, following procedures # 1 to # 5d.

Dry Additive Auger Test

All dry add feeders (including backup) must be calibrated. Dry additives must not be added manually (by hand). All Dry additives must be added through an auger type delivery feeder unit with the RPM controlled by an onboard computer slaved from the Clean Fluid flow meter.

Weigh all breakers on location for Pre-Frac inventory. A weigh scale is the only acceptable method of measurement.

Dry additive augers units seem to have their most amount of problem operating with constant efficiency at "low" RPM's/Concentrations. One reason that causes this is the size of the auger itself. It is too large in diameter and the electric over hydraulic control cannot efficiently operate the auger at a low RPM. If this is the case, the service company must have this replaced so the size of the auger is in direct proportion to the low addition rates of all dry additives.

Процедура калибровки шнека подачи сухих добавок

1. Засыпать в приемный отсек шнека определенное количество сухого реагента так, чтобы выступающая часть шнека была полностью закрыта. Убедиться в наличии достаточного количества реагента для испытания, чтобы Вам не пришлось его постоянно добавлять в отсек.
2. Установить рабочий расход насоса (как правило, рабочий расход согласно дизайну ГРП). Установить концентрацию сухих добавок на минимальное значение для ГРП, настроить автоматический режим на компьютере.
3. В случае, если Вы будете моделировать расход закачки обратно в технологическую ёмкость, убедитесь в том, что у Вас есть ведро для слива всего брейкера, чтобы в технологических емкостях не было примесей брейкера.
4. Запустить шнек сухих добавок. Не регулировать агрегат! Данное испытание выполняется полностью в автоматическом режиме через компьютер. Расход сухих добавок должен записываться на компьютере как «концентрация» (в $\text{кг}/\text{м}^3$), а не расход ($\text{кгс}/\text{мин}$).
5. При помощи секундомера засечь 1 или 2 минуты, затем взвесить количество прокачанного брейкера на весах. При погрешности менее 5% можно начинать выполнение ГРП. При погрешности более 5% необходимо провести ремонт или калибровку шнека и провести повторное испытание.
6. Провести данное испытание для всех шнеков подачи сухих реагентов, в т.ч. резервных.

Испытание расходомера блендера

Если объем емкости не позволяет, данный тест можно пропустить, но при условии проведения мини-ГРП. Ни при каких обстоятельствах не проводить основной ГРП при неисправных расходомерах. Необходимо следить не только за тем, чтобы отклонения в конечных итоговых показаниях не превышали 5%, но и колебания скорости закачки во время испытания не превышали 5%. Поэтому, выполнение данного испытания требует записи показаний на диаграмме. Для этого необходимо наличие 2 емкостей, одна из которых должна быть объемом, примерно равным 20 м^3 .

Dry Additive Auger Calibration Procedure

1. Fill the Dry additive hopper with a known weight of dry additive so the exposed auger is completely covered. Make sure there is enough for the test so you do not continuously have to refill the hopper.
2. Set pump rate (Usually Designed Frac Pump Rate). Set the Dry additive auger concentrations at the lowest concentration designed for the Frac Treatment and insure the computer has been set on automatic.
3. If you are going to simulate pump rate back into a Frac Tank, insure that you have a bucket to collect all of the breaker into as we do not want to contaminate the Frac Tank with breaker.
4. Start the Dry Additive Auger. Do not touch pump controls! This is an automatic test and the Dry additives must be set into the "Automatic Mode" so the computer is controlling the rate. All Dry Additives must be entered into the onboard computer as "Concentration (kgs/m^3)" and "Not" rate (kgs/min).
5. With a stopwatch, record a 1 or 2 minute test then weigh the amount of breaker receives on a weigh scale. If test is $<5\%$ error, proceed with the Frac Treatment. If the test $>5\%$ error, repair or recalibrate the dry additive auger and retest.
6. Perform the same test procedure for all dry additive augers including backup augers.

Blender Flow Meter Test

If sufficient tank capacity is not available, this test can be skipped, but only if a datafrac / minifrac is to be pumped. Under no circumstances will a propped Frac be pumped before the flow meters are validated. Not only must the ending totals be within 5%, but the pump rate during the test cannot fluctuate more than 5%. Therefore, the ability to chart this test is required. This test requires 2 tanks, with one capable of receiving $\sim 20 \text{ m}^3$ of fluid.

1. Замерять и записать уровень жидкости в обеих емкостях.
2. Снять показания обоих счетчиков блендера и записать. Обнулить показания счетчиков перед началом испытания.
3. Подготовиться к записи данных по каждому расходомеру и печати в виде графика (расход – промежуток времени). Установить шкалу для определения погрешности 5%. Например, если расход равен $1 \text{ м}^3/\text{мин}$, установить шкалу в диапазоне 0.9 до 1.1.
4. Использовать только всасывающий насос.
5. Установить задвижки на блендере таким образом, чтобы обойти миксер и чтобы уровень воды в миксере не повлиял на показания расходомера.
6. Выполнить тест при проектной скорости закачки насосов, если возможно, но не менее $1 \text{ м}^3/\text{мин}$ в течение 10 минут.
7. Произвести замеры в обеих емкостях.

Счетчики расходомеров:

- ✓ должны показывать в пределах 5% погрешности от фактически закачиваемых объемов;
- ✓ не должны давать скачкообразных показателей расходов во время испытания, отклоняющихся от необходимого расхода более чем на 5%.

Т.е., даже если счетчик расходомера показывает в пределах 5% погрешности измеренного объема, на показания расходомера нельзя полагаться, если по диаграмме скорость закачки постоянно колеблется +/- 5%. Т.е. в случае, если заданный расход составляет $1 \text{ м}^3/\text{мин}$, и он не выдерживается в пределах 0.95 до $1.05 \text{ м}^3/\text{мин}$, необходимо провести повторное испытание.

Если вне допустимых пределов, устранить проблему и провести повторное испытание.

Если погрешность > 5% но < 7%, можно продолжать работу при условии, что анализ Fann 50 подтверждает удовлетворительное качество жидкости при отклонении объема добавок на +/- 10% .

Работа не может выполняться при отклонениях > 10%. Проведение ГРП должно быть перенесено на другой срок до решения проблемы.

Циклическое испытание блендера и гидратационной установки

1. Strap and record both tank volumes.
2. Read and record all of the Clean Fluid and Slurry Flow meter totalizers. Zero totalizers before beginning test.
3. Prepare to record data for each flow meter and print out in chart form (rate vs. time). Set the chart scales so that 5% error is easily recognizable. E.g., if the rate is $1 \text{ м}^3/\text{мин}$, set the scale at 0.9 to 1.1.
4. Use “Only” the suction pump.
5. Set the valves on the blender to bypass the tub so the rates are not affected by tub level.
6. Conduct test at the designed Frac rate, Test at a minimum rate of $1 \text{ м}^3/\text{мин}$ for 10 minutes if Frac rate cannot be achieved.
7. Strap both tanks.

Flow meter totalizers must be;

- ✓ Within 5% of the actual volume pumped.
- ✓ Rates must not show erratic rates during the test of more than 5% from target rate.

I.e., even if the flowmeter totalizer reads within 5% of the strapped volume, the flowmeter will fail the test if the chart indicates the rate consistently fluctuates > +/- 5%. E.g., if the desired rate is $1.0 \text{ м}^3/\text{мин}$ and the rate is not generally maintained within a range of 0.95 to $1.05 \text{ м}^3/\text{мин}$, a retest is required.

If not within acceptable limits, rectify problem and retest.

If error is > 5% but < 7%, job may continue but “Only” if Fann 50 tests have been run confirming the fluid will still be OK if additive volumes are +/- 10%.

Job cannot progress if error > 10%. Postpone frac until a solution is obtained.

Blender/Hydration Unit Additive Cycling Test

После проведения «ведерных тестов» (насосов подачи жидких и сухих добавок), а также расходомеров, калибровки и принятия результатов представителем TNK-BP провести циклическое испытание блендера или гидратационной установки.

Установить концентрацию на насосах подачи жидкой химии и сухих реагентов аналогичной установленному значению при проведении «ведерных тестов». Во время циркуляции технологических емкостей при рабочем расходе (напр. 3 м³/мин) и установленными значениями концентраций жидких и сухих добавок согласно дизайна ГРП, снизить расход блендера или гидратационной установки до примерно половины от проектного. Зафиксировать время реакции систем подачи сухих и жидких добавок на изменение расхода. Максимально допустимое время реакции на корректировку концентрации составляет ~10 сек. Если время отклика превышает 15 сек., провести корректировку гидравлических или электронных модулей контроля системы и провести испытание заново.

Провести аналогичное испытание в обратном порядке, начиная с расхода 1,5 м³/мин и повышая до 3 м³/мин. Требования к испытанию аналогичны описанным выше.

Значения рабочего расхода и концентрации меняются от одной операции к другой, поэтому указанные выше значения приведены только в качестве примеров.

Примечание: требование TNK-BP: при проведении «ведерных тестов» заключается в обязательной регистрации параметров испытаний в станции контроля. При отсутствии записи данных испытаний по запросу TNK-BP на компанию налагаются штрафные санкции или ей могут отказать в оплате конкретной работы.

Требования, предъявляемые к плотномерам / условия их применения

При проведении ГРП, закачки гравийного фильтра и проппантной пробки необходимо использовать радиоактивный плотномер, который устанавливается в линии подачи раствора низкого и/или высокого давления. Радиоактивный плотномер должен обеспечивать показания плотности и возможность записи диаграмм и показаний системой записи данных.

Предоставить документацию по предыдущему ГРП, подтверждающую точность показания плотномеров или шнеков проппанта в пределах 5-процентной погрешности.

Once the bucket tests (Liquid & Dry) and flow meter tests have been performed, calibrated and accepted by the TNK-BP representative, perform a cycle test with the blender or hydration unit.

Set all of the Liquid Additive pumps and Dry Additive auger units at the same concentrations as when the Bucket Tests were being performed. While circulating the Frac Tanks at the designed Frac Treatment rate (i.e. 3 м³/min) and all the Liquid Additive and Dry Additive concentrations are set as per the Frac Treatment designed concentrations, lower the rate of the blender or hydration unit down to a rate +/- half of the designed Frac treatment rate. Measure the response time that it takes for the Liquid and Dry additive systems to stabilize themselves. An acceptable response time for the Liquid and Dry Additive systems to stabilize and the correct concentration is ~10 seconds. If the response time is >15 seconds, the control modules (hydraulic or electronic) need to be corrected and the test performed again.

Perform the same test in reverse by taking a rate of 1.5 м³/min and increase it to 3 м³/min. All of the same test requirements as listed above will apply.

Different rates and additive concentrations will change from job to job so the above listed rates are only used as examples.

Note: When the above Bucket/Calibration tests are performed, it is a requirement of TNK-BP that this procedure be recorded by the Data Van unit on the pumping location. Failure to supply this documentation when requested by TNK-BP could result in a reduced or rejected payment of services for that particular treatment.

Densometer Requirements / Validation

All Frac Treatments, Gravel Packs and Proppant Plugs when pumped, require a Radio-Active Densometer in the Low Pressure and/or High Pressure Slurry pump line. The RA Densometer must have the ability to deliver density readout and the ability to be charted and recorded by the Data Recording system.

Provide documentation from the prior Frac treatment so that the densometer or proppant screw can be verified that it was ~5% error.

В качестве подобного документа может выступать диаграмма проведения предыдущего ГРП, при условии использования того же самого оборудования. На диаграмме должны быть представлены данные плотномера, расчетная плотность (чистая жидкость/смесь) и данные шнека для проверки. .

Требования по обеспечению качества при работе с гидратационной установкой и при замешивании геля в процессе закачки («на лету»)

В текущей рыночной ситуации метод добавления реагентов в технологическую жидкость в процессе закачки («на лету») обладает рядом практических преимуществ, в т.ч. экономия времени при проведении ГРП и сокращение расходов.

Помимо преимуществ, метод добавления реагентов при закачке обладает рядом недостатков. Основные проблемы связаны с отсутствием процедур обеспечения контроля качества в полевых условиях. Недостаточный уровень процедур контроля качества приводит к низкому качеству проводимых ГРП «на лету».

Требования ТНК-ВР ко всем сервисным компаниям, использующим метод добавки реагентов «на лету», заключаются в наличии у компании следующих видов специального оборудования:

1. Электронный вискозиметр, работающий в реальном времени. Данный прибор должен иметь цифровые показания и возможность регистрации параметров в станции контроля.
2. Измеритель pH, работающий в реальном времени. Данный прибор также должен иметь цифровой дисплей и возможность выведения и регистрации параметров в станции контроля.
3. Термометр, работающий в реальном времени. Данный прибор также должен иметь цифровой дисплей и возможность выведения и регистрации параметров в станции контроля.

Перед началом проведения ГРП с добавлением реагентов «на лету» с особой тщательностью требуется проверить и записать время выдерживания. Степень гидратации базового геля ко времени достижения 2/3 от объема НКТ должна составлять 90-95%.

При использовании сервисной компанией загеливателя на углеводородной основе при подготовке базового полимера на каждом объекте необходимо предоставлять подробный график (с указанием соотношения удельного веса загеливателя и требуемой концентрации для получения проектной загрузки геля). При отсутствии данного документа на

The previous job chart/graph will be acceptable as long it was the same equipment being used. Densometer, Calculated Density (Clean vs. Slurry) and Auger readings must be listed on this graph for verification.

Hydration Unit or “On the Fly” QAQC Requirements

“On the Fly” mixing has many practical benefits to Fracturing Techniques in today’s market. There can be considerable time savings on Frac Location with the added benefits of costs savings.

With the benefits of “On The Fly” mixing also come the problems associated with it as well. The biggest problems encountered are associated with a lack of “High Quality” accurate QAQC procedures that are applied and enforced in the field. Poor QAQC procedures will lead to poor quality Frac Treatments with On The Fly mixing.

TNK-BP will require the following pieces of equipment in place prior to any Service Company utilizing an “On The Fly” mixing technique and fluid system:

1. Real time Electronic Viscometer. This unit will be required to have a digital readout and the ability to be displayed and recorded by the data van on location.
2. Real Time Ph meter. Again, this piece of equipment will be required to have a digital display and the ability to be displayed and recorded by the data van on location.
3. Real Time Temperature meter. Again, this piece of equipment will be required to have a digital display and the ability to be displayed and recorded by the data van on location.

Prior to an “On The Fly” fluid system being pumped on any Frac Location, residence time will have to be closely checked and documented. Base gel must be 90-95% hydrated to the Frac Designed gel loading concentration by the time the fluid reached 2/3 of the tubing volume.

If the service company is using Oil Based Slurry gellant for their base polymer, a detailed graph (showing the relationship between Sp.Gr of the Slurry Gellant and the concentration required to meet the designed gel loading) must be supplied on every Frac Location. Failure to produce this document on a Frac Location will result in the delay of the Frac Treatment until that

объекте проведение ГРП будет отложено до его предоставления. Испытания на удельный вес смеси являются стандартной процедурой контроля качества перед проведением каждой операции по ГРП.

D. Во время проведения работы

Взаимодействие

1. Приоритетным моментом является обеспечение взаимодействия между ответственным за обработку инженером подрядчика и супервайзера или инженера TNK-BP по ГРП. Другой персонал при необходимости может покинуть станцию управления. Ограничить количество персонала, который должен находиться в станции контроля. В станции контроля должен находиться именно тот персонал, который непосредственно участвует в проведении работ.
2. Работа не может быть начата без устного разрешения супервайзера ГРП TNK-BP.
3. При возникновении каких-либо проблем в процессе проведения ГРП ответственный за ГРП /инженер ГРП подрядчика обязан немедленно уведомить инженера TNK-BP. Это очень важный момент!
4. По заявке Заказчика супервайзеру TNK-BP по ГРП должно быть предоставлено переговорное устройство (в комплекте с наушниками и микрофоном), работающее в тех же частотах, что и средства связи бригады ГРП.

Настройка станции управления

- Станция управления должна быть оснащена средствами для отображения/записи всех параметров, предусматриваемых Стандартами TNK-BP (см. Приложение №4).
- Обеспечить мониторинг (отображение и запись) 2 записей устьевых давлений ГРП, давления затруба, 2 записей подачи смеси, подачи чистой жидкости, подач всех реагентов и плотности проппанта, включая суммарный объем в режиме реального времени. Также обеспечить отображение и запись работы насосов и шнеков подачи брейкера.
- Обеспечить как минимум 2 записи концентраций проппанта и суммарного объема закачки. Одно из показаний должно поступать с плотномера. Согласно рекомендации TNK-BP 2-ая запись концентрации проппанта /суммарного объема закачки должна выводиться из отношения значений подачи смеси и чистой жидкости. Также существует и третий вариант – вращение шнека подачи проппанта.

document is supplied. Specific Gravity tests of Slurry gel will be required as standard QAQC procedure prior to every Frac Treatment when used.

D. During the Treatment

Communication

1. The number one priority is communication between the Service Company Treater/Engineer and the TNK-BP Frac Supervisor/Engineer. Others may have to leave the data van if required. Limit the amount of personnel inside the Data Van to only those who are directly involved in the Fracturing Treatment.
2. Job will not commence without verbal approval from the TNK-BP Frac Supervisor.
3. Service Company Treater/Engineer must advise TNK-BP Frac supervisor at once if any issue arises during the job. This is very important!
4. If requested, the Service Company is required to provide a portable radio and headset on the same frequency as the Frac Team, to the TNK-BP Frac Supervisor.

Frac Van Recording & Monitor Setup

- Please review Attachment # 4 to insure the Data Van is displaying/recording all of the required parameters for TNK-BP.
- Provide real time monitoring (plotting and recording) of 2 Surface Treating Pressures, Annulus Pressure, 2 – Slurry Rates, Clean fluid rate, all additive rates and proppant density's, including totalizers. Backup additive pumps and breaker augers must also be ready to be displayed and recorded.
- A minimum of 2 Proppant Concentrations and Totalizers must be displayed and recorded. One of these readings must come from the densometer. TNK-BP requires that the 2nd Prop Concentration/Total be derived from Slurry Rate vs. Clean Fluid Rate. A 3rd option can also be used, Proppant Auger rotation. TNK-BP would also like to see the "Planned Proppant Concentration" line generated in real time.

- Предпочтительно сначала выводить на дисплей концентрацию добавок. Если это не представляется возможным, вывести расход.
- Установить шкалу расхода добавок и концентрации таким образом, чтобы легко определялось отклонение на +/-5%. (Например. Если заданная скорость насоса 2 л/мин, настроить шкалу от 0 до 5 л/мин, с тем, чтобы легко определялся диапазон от 1.9 до 2.1 л/мин.
- Определить и записать материальный баланс для каждой системы жидкости в специальной форме компании-подрядчика.

Наблюдение за расходомерами

1. Оператор агрегата в качестве основного показателя рабочего расхода должен полагаться на показания магнитного расходомера смеси. При повышении концентрации проппанта во время ГРП, механическая мощность 3х плунжерных или 5ти плунжерных, насосов падает до 90-92% от номинальной, в зависимости от концентрации проппанта. Поэтому, если оператор ориентируется на показания счетчика ходов поршня, 10-процентное снижение расхода может иметь нежелательные последствия для успешности операции.
2. Спланируйте время замеров таким образом, чтобы произвести закачку достаточного объема добавок для снятия точных показаний и принятия на их основании решения.
3. Если время обработки составляет менее ± 35 мин, выполнить 3-4 замера геля и добавок во время стимуляции.
4. Если возможно, провести не менее одного замера во время закачки буферной жидкости до начала закачки проппанта, чтобы обеспечить соблюдение нормы добавок и возможность остановки насосов в случае необходимости до момента закачки проппанта.
5. Если время обработки превышает 35 минут, чередуйте замеры добавок и/или начало каждой стадии (если позволяет время стадии) для того, чтобы оставить время на запись данных и проведения следующего замера, если показания неверные или за пределами допустимой нормы.
6. Если скорость подачи добавок превышает допустимый предел погрешности, немедленно провести повторный замер. Если замер подтверждает отклонение, скорректировать расход путем настройки концентрации добавки на указанный процент. Если какой-либо расход

- Preference is to display additives in concentration and not rates. If this is not possible, work out an acceptable solution to the problem.
- Scale each additive rate/concentration such that a +/- 5% variance is easily detectable. (E.g., if the desired additive concentration is 2 lts/m³, scale the chart from 1.8 to 2.2 lts/m³ so that the range from 1.9 to 2.1 lts/m³ is easily discernible).
- Conduct and record additive mass balance for each of the fluid systems on the Service Company Mass Balance Spreadsheet.

Flow Meter Monitoring

1. Insure that the pumper operators are following the Magnetic Slurry Flow meter rate as their primary rate indicator. As proppant concentrations increase during the Frac, the mechanical pumping ability of a triplex or Quinteplex pump reduces to 90-92% efficiency depending on proppant concentrations. If the pumper operators are following a "Stroke Counter" as their pump rate indicator, ~10% rate reduction may have a detrimental outcome of the Frac treatment.
2. Schedule the timing of the straps in such a manner that a sufficient volume of the additive has been pumped to have confidence the measurement is accurate and a decision can be made from it.
3. If treatment time is less than ± 35 minutes, perform 3 – 4 straps of gel and additives during stimulation treatment.
4. At least 1 strap should be performed during the pad prior to starting prop to ensure all additives are in compliance and a shutdown, if necessary, can occur before starting proppant.
5. If treatment time is greater than 35 minutes, stagger the additive straps and/or the beginning of each stage (if stage time permits) to allow time to record the data and take another strap if the reading appears erroneous or outside the guidelines.
6. If the additive rate exceeds the acceptable margin of error as determined by Fann 50 sensitivity tests, confirm the meter readings with another strap immediately. If the strap verifies the error, correct the flow rate by adjusting the additive concentration by the percentage indicated. If any additive rate is

добавки выходит за заданный предел, см. Инструкцию по отклонениям Приложения для принятия соответствующих мер.

Замеры проппанта

Возможно проведение приближенной проверки плотномера, если проппант вынимается из мультисекционного контейнера, по одной секции за один раз, или когда первые порции проппанта закачиваются сразу из мешка. Во время работы сразу же после опорожнения секции (или мешка) инженер по ГРП должен сравнить вес с показанием счетчика проппанта.

Пробы жидкости

Сделать две пробы по 1 литров с каждой стадии ГРП. Разделить и промаркировать пробы. Показать пробы супервайзеру TNK-BP. Проследить за проведением измерений pH и температуры для каждой взятой пробы и за предоставлением этой информации супервайзеру TNK-BP. Поместить по одной пробе с каждой стадии на водяную баню при забойной температуре. Производить ежечасную проверку и записать время частичной и полной деструкции геля. Хранить вторую пробу в течение месяца для возможного будущего анализа. По прошествии месяца пробу можно выбросить.

Пробоотборники должны представлять собой компоновку из двух задвижек, расположенную в зоне общего потока смеси для обеспечения тщательного отбора проб. В технологической обвязке должно быть не менее 2 независимых и несвязанных точек обора.

Во время проведения ГРП нельзя менять концентрации добавок, если только такая необходимость не подтверждается замерами жидкости и pH, т.е. проведение только визуального осмотра недостаточно.

Пробы проппанта

В соответствии с требованиями АНИ 56, взять по одной пробе с середины каждого бункера/отсыпки песка и зарегистрировать результаты ситового анализа. Хранить полученные пробы в течение одного месяца. До проведения следующей работы устранить возможные проблемы с качеством проппанта.

E. План действий в аварийной ситуации

- Возможность наилучшим образом выполнить

outside the design range, refer to the variance guidelines in the Appendices for the appropriate action.

Proppant Metering

A rough check on the densometer is possible if proppant is pulled out of a multiple compartment proppant storage truck/unit, one compartment at a time, or if the initial proppant is pumped straight from a bag. During the job, immediately when a compartment (or bag) is emptied, the treater/supervisor should compare this weight to both proppant Totalizers displayed.

Fluid Samples

Collect two 1 liter samples from each stage of the frac. Split and label samples. Show sample to TNK-BP Well-site supervisor. Insure that pH test reading and temperature readings are conducted on every sample taken and relay information to the TNK-BP supervisor. Put one sample from each stage into the water bath at BHT. Check hourly and record time at which sample is partially and then fully broken. Preserve the other sample for one month for possible future testing. Discard after one month.

Gel Sample catchers must be a double valve assembly and it must be situated in a communized slurry flow area for accurate sample taking. There must be 2 independent and separate sampling points on a Frac Treatment.

Additive concentrations are not to be changed during the Frac unless straps and pH confirm the need. I.e., "Visual Inspection" alone is not sufficient.

Proppant Samples

Per API RP 56, for each proppant type, catch one (1) sample midway thru each bin/sand dump and record sieve results from field lab test sieves. Save the samples for one month for future reference. Resolve any proppant quality problem prior to the next job.

E. Contingency Plans

- Like making a first impression, the best opportunity

гидроразрыв предоставляется один раз, как и произвести первое впечатление. Как только проппант закачан в пласт, успешно выполнить повторную стимуляцию будет гораздо сложнее. Поэтому, в обязательном порядке необходимо иметь план действий на случай непредвиденных обстоятельств. События, которые стоят того, чтобы приостановить работы:

- Потеря показаний или значительное отклонение в показаниях расходомера.
- Отклонения в расходе важных добавок (активатора, кросс-линкера и буферов) отклоняется более чем на 10%.
- Потеря или значительное сокращение подачи насосов.
- Потеря подачи проппанта без явных причин.
- Потеря контроля над автоматической подачей добавок.

1. Прекращение работы во время закачки:

- a. Буферной жидкости – операция не ставится под угрозу, если работа приостановлена на этапе закачки подушки.
- b. Ранние стадии проппанта – если проблемы произойдут на ранних стадиях закачки проппанта, что может негативно сказаться на выполнении гидроразрыва, произвести перепродавку проппанта линейным гелем минимум 1.5 от объёма НКТ, чтобы протолкнуть проппант в конец трещины, что должно в будущем позволить осуществить повторную попытку проведения гидроразрыва.
- c. На последних стадиях закачки проппанта, конечно же, есть критическая точка, после которой, в случае возникновения проблемы наилучшим вариантом будет просто довести работу до конца, не стараясь устранить возникшую проблему. Это чисто экономическое решение, которое должно приниматься супервайзером TNK-BP совместно с ответственным за проведение ГРП/инженером сервисной компании.

При участии сервисной компании – подрядчика необходимо определить действия на случай возникновения особых ситуаций, для чего предусмотреть остановку или продолжение работ во время вышеуказанных стадий. Рекомендуется разработать общий план для всех работ с одинаковым типом жидкости. В случае смены типа жидкости рекомендуется подготовить альтернативный план.

2. План действий по замене буферной

to pump a good frac is the first time. Once proppant is placed in the ground, a successful re-frac is significantly more difficult. Therefore, pre-planning for unexpected events is a prudent action. Events that merit aborting the job are:

- Loss of or significant error in the fluid or additive flowmeters/pumps.
- Critical additive (activator, cross-linker, buffers) rate off by >10%.
- Loss of or significant reduction in Frac pump rate.
- Loss of proppant feed for any reason.
- Loss of metered addition control of additives.

1. Aborting a Job During the:

- a. Pad – the frac is not jeopardized if the job is shut down during the pad.
- b. Early proppant stages – If a problem develops during the early stages of proppant that might jeopardize completing the job, over flush the proppant well away from the wellbore by at least 1.5 Linear Gel tubing volume to move the proppant to the tip of the frac. Ideally, this should allow a second “first” attempt at a frac.
- c. Late proppant stages – There is of course, a “point of no return” where at some point in the job, it is probably best to “live with what you’ve got” if a problem arises. This is purely an economic decision that the TNK-BP supervisor should make with the Service Company Treater/Engineer’s support.

Specific contingency plans should be developed with the Service Company’s involvement to better define the specifics of where or when to abort a job during the above stages. One overall plan is recommended for all of the work conducted in that field if the fluid types are the same. A second plan should be generated if there is more than one fluid type.

2. Pad Replacement during a Shutdown in

жидкости при остановке закачки

- a. Необходимо предусмотреть меры по замене буферной жидкости в связи с остановкой закачки этой стадии.
- b. Результаты эффективности мини-ГРП должны позволить инженеру сервисной компании произвести расчет скорости фильтрации жидкости в пласт во время закачки буфера.
- c. Умножить общее время остановки на скорость утечек в пласт, добавить полученный объем к объему оставшейся буферной жидкости и возобновить работу.

3. План действий по устранению проблем с поддержанием постоянного расхода агрегатов.

Если не удается достичь заданного расхода:

- a. Во время закачки буферной жидкости
 - i. Из-за слишком высокого давления закачки, прекратить закачку с применением постепенного снижения расхода, записать давление моментальной остановки, определить, связана ли проблема с градиентом ГРП, чрезмерным трением в перфорационных отверстиях, извилистостью приствольной зоны или чрезмерным трением жидкости. Проконсультируйтесь с инженерами сервисной компании. Попробуйте перепроектировать дизайн при более низком расходе.
 - ii. По причине отказа оборудования, устранить проблему и заново провести операцию.
- b. Во время стадий закачки проппанта:
 - i. Если имеется достаточное количество жидкости и добавок, удлинить стадии с пропорциональным соотношением фактического и заданного расхода. Если возможно, произвести компьютерное моделирование для корректировки графика закачки проппанта для достижения необходимой геометрии трещины.
 - ii. Однако, если необходимо достичь важных целей дизайна, например, закачка последней стадии проппанта, прохождение проппанта со смоляным покрытием через перфорацию, тогда рекомендуется начать данные стадии раньше, чем по дизайну (уменьшить или пропустить среднюю стадию закачки), в случае возникновения преждевременного запечатывания трещины.

the Pad

- a. Another contingency plan that must be developed is pad replacement due to a shutdown during the pad.
- b. Based on the minifrac efficiency, the Service Company engineer should be able to calculate the leakoff rate during the pad.
- c. Simply multiply the total shut-in time by the leakoff rate, add this volume to the remaining pad and restart the job.

3. Pump Rate Problems:

If unable to achieve the planned rate:

- a. During the Pad:
 - ii. Because the treating pressure is too high: shut down using a Step Down test, record ISIP and determine if the problem is underestimated Frac gradient, excess perforation friction, near well bore tortuosity, or excessive fluid friction. Consult Service Company engineers for resolution. Consider redesigning job at lower treatment rate.
 - iii. Due to equipment failure: shut down, remedy the problem and start the job over.
- b. During the Proppant Stages:
 - i. If enough fluid and additives are available, extend the stages proportionally to actual versus desired rate. If possible, rerun Frac simulator to alter proppant schedule as necessary to achieve desired Frac geometry.
 - ii. However if there are critical design goals that need to be accomplished, e.g., a final proppant concentration, getting RCP into the perms, then it is recommended those stages be started earlier (reduce or omit a middle stage) than designed in the event the well should screen out early.

4. План действий при невозможности поддержания заданной концентрации проппанта:

Проверить линию от песковоза или приемного отверстия до шнеков или приема блендера на предмет наличия забивания линии проппантом.

Если концентрация требует превышения объема емкости блендера или бункера проппанта, уменьшить подачу насоса до уровня, позволяющего поддерживать заданную концентрацию проппанта. Если позволяет время, еще раз провести моделирование для определения необходимых изменений в графике закачки проппанта.

F. Заключительные работы после обработки

Выполнить расчет баланса массы всех материалов. Заполнить форму баланса массы, предусмотренную компанией-подрядчиком. Отчитаться перед супервайзером ГРП компании ТНК-ВР в течение часа. Сравнить фактические объемы жидкости, химдобавок и проппанта с показаниями расходомеров. Если расхождение превышает 5%, устранить возможные неполадки перед началом следующих операций по ГРП.

Примечание. Программа действий для проверки точности шнеков проппанта:

Вычесть значение показаний чистой жидкости из общего прокачанного объема – получится объем закачанного проппанта в м³. Для подсчета тоннажа умножить полученный объем на удельный вес проппанта. Сравнить полученное значение с фактической массой остатков проппанта и показаниями сумматоров. Округлить значения до 5%.

Проследить за обязательным взвешиванием остатков проппанта в песковозе перед выездом бригады с куста. Для взвешивания применять только специальные весы, только «визуальный осмотр» не допускается.

Заполнить форму контроля качества ТНК-ВР. Включить в окончательный отчет по обработке.

Представитель ТНК-ВР и инженер ГРП компании-подрядчика должны обсудить фактические объемы добавок/расходы, превышающие установленный диапазоном, а также согласовать план корректирующих мер, которые необходимо предпринять до проведения следующего ГРП.

Запись результатов ситового анализа всех отобранных

4. Inability to Maintain Designed Proppant Concentration:

Check for any blockages in and around the proppant flow from the proppant storage container or the proppant intake point to the augers or gates into the blender unit.

If the proppant concentration results in exceeding the capacity of the blender or proppant field bin, reduce the pump rate to a point where the desired proppant concentration can be maintained. If time permits, re-run Frac simulator to determine what changes, if any, are necessary to the proppant schedule.

F. After the Treatment

Conduct mass balance calculations for all materials. Record on Service Company mass balance form. Include with TNK-BP final report. Report results to TNK-BP Frac/Well site Supervisor within an hour. Compare the actual volumes of fluid, additives, and proppant to their respective totalizers and planned volumes. Any variance outside 5% should be resolved before pumping the next stage or treatment.

Note: To verify the accuracy of the proppant screws:

Subtract the clean fluid volume from the slurry volume to obtain m³ of proppant. To obtain tonnes of proppant pumped, multiply the m³ of proppant times the specific gravity of the proppant. Compare this calculated volume to the actual weight and proppant totalizer. Make adjustments if greater than 5%.

Make sure you weigh back the proppant remaining in the Sand Truck on location before departing location. A "Portable Weigh Scale" is to be used for this task and not a visual estimation.

Complete the TNK-BP QA/QC Form. Include in Final Treatment Report.

TNK-BP and Service Company treater should discuss any additive volumes/rates outside design range and agree on corrective action to bring these problems into compliance before next Frac.

Record sieve analyses on all samples collected onto

проб.

Внести ключевые данные в базу данных по месторождению/пласту и выполненным ГТП (СУРП).

В случае преждевременного «стопа» снять и визуально осмотреть пробу жидкости недалеко от устья. Направить все пробы сшитого геля на анализ в лабораторию сервисной компании.

После проведения аудита ГРП или любого другого аудита, инициированного представителями TNK-BP по определённой работе, сервисная компания обязана своевременно устранить все выявленные нарушения, обозначенные в аудите и ответить на аудит в течении 5 дней с момента его получения. В случае не устранения выявленных нарушений в оговоренные сроки (перед проведением следующего ГРП) решение о проведении следующей операции принимается представителями Производственной Единицы и/или представителями Блока Технологии в Москве.

Не соответствующие технологическим условиям объемы или расход, наблюдаемые в ходе выполнения операции, или полученные по расчету остатков веса по окончании операции, должны быть согласованы с супервайзером (TNK-BP) до вывоза оборудования со скважины и учтены и исправлены до того, как оборудование будет использоваться для другой операции.

Вся информация по проведенным испытаниям и замерам в полевых условиях регистрируется в формате TNK-BP «Обеспечение и контроль качества» (версии 9.5 или более поздней) и является составной частью Отчета о выполнении ГРП.

N2 (Закачка с применением азота) – Общие требования

В нефтяном производстве азот закачивается в газообразном виде. Он используется либо сам по себе для газлифта или смешивается с другими жидкостями для выполнения ГРП или других видов обработок.

Учитывая, что азот закачивается в газообразном состоянии при высоком давлении на поверхности, то это порождает ряд новых факторов опасности не наблюдаемых в том же объеме при закачке воды или углеводородов.

В целом, все требования по безопасности, технические требования к оборудованию, требования к записи данных и процедуре монтажа на скважине перечисленные в документе относятся также к закачкам с применением азота на объектах TNK-BP.

Азотные установки должны размещаться как минимум в 25 метрах (80 фт) от устья скважины или другого оборудования, если размер площадки это позволяет. В

the TNK-BP QAQC Sheet.

Add key treatment data into a database for the field/reservoir for future reference. (CPMS and/or STEPS)

In the case of a screen out, collect and visually inspect a sample of the fluid from near the wellhead. Forward all XL samples to Service Company lab for testing.

If a Frac Audit or any other type of audit had been generated by TNK-BP on that particular treatment, the service company is required to rectify all of the problems that were listed in the audit and respond in writing within 5 days from receiving the audit . If the service company cannot rectify the listed problems in a timely fashion (prior to the next Frac Treatment) written approval to continue with the next Frac Treatment will be required from the Local Performance Unit and/or the Technology Block in Moscow.

Out-of-specified volumes or rates observed during the job or from the end-of-job mass balance calculations must be discussed with the Well site Supervisor (TNK-BP) before leaving location, addressed and corrected before the equipment is used on another job.

All QAQC testing information is to be transferred to the TNK-BP QA/QC form (version 9.5 or later) and to become part of the Final Treatment Report.

N2 (Nitrogen Pumping) – General Requirements

In oilfield operations, N2 is pumped as a gaseous form. It is either used on it's own to perform gas lifts or is commingled with other fluids to perform Frac Treatments or other forms of stimulation.

Since N2 is a gas being pumped at high pressure on surface, it brings with it a whole new set of safety concerns not seen to the same extent as with pumping water or hydrocarbons.

In general, all safety requirements, equipment specifications, data recording specifications and well site rig-up procedures listed throughout this document will apply when pumping N2 on a TNK-BP well site.

Unless prohibited by location size, place Nitrogen equipment at least 25 meters (80 ft) from the Wellhead and other equipment. If location size does not

случаях, когда размер кустовой площадки не позволяет разместить азотные установки в 25 м от устья скважины, оборудование должно быть расположено так, чтобы обеспечить работникам защиту от возможных проблем на скважине или проблем с линией.

Все азотные насосные установки, подогреваемые открытым пламенем должны размещаться по боковому ветру от устья скважины.

Если для азотирования углеводородной жидкости используются азотные установки с применением открытого пламени, то данные установки должны быть расположены против ветра до начала обработки. Следует приложить все усилия, чтобы использовать азотные установки без применения открытого пламени, если это позволяют параметры работы.

Требуется постоянное использование индикаторов ветра при смешивании азота с любой жидкостью.

Следует поместить азотное оборудование так, чтобы персонал не был подвержен воздействию жидкости под высоким давлением или газопровода любого насосного оборудования.

Контролируемая зона (производство и персонал) должна быть за пределами “опасного радиуса” нагнетательной линии. Рассчитайте допустимое расстояние при возможных поломках на устье или на насосах.

(“Опасный радиус” это область, которая может сдвинуться, если произойдет порыв линии высокого давления в любой секции под воздействием азота или активизированной жидкости)

Все азотные емкости или соединения с перекачивающего или бустерного насоса должны иметь установленные стравливающие клапаны.

Данный стравливающий клапан должен быть установлен на объекте и срабатывать при давлении в 2.7 атм.

Данные стравливающие клапаны должны быть постоянно открыты на азотную систему и не должны изолироваться или сниматься.

На всех ёмкостях с жидким азотом на объектах TNK-BP должны быть установлены мембраны разрывного (импульсного) типа. Разрывная мембрана должна срабатывать при 4 атм при стравливании давления с азотной ёмкости.

Все азотные ёмкости должны быть оборудованы датчиками давления, данные которых, могут быть считаны с панели управления.

На азотной линии должен использоваться обратный клапан ударного типа. Обратные клапаны створчатого типа на азотной линии высокого давления к использованию не допускаются.

TNK-BP требует, чтобы все линии высокого давления с

allow Nitrogen equipment to be placed 25 meters from the wellhead, equipment should be spotted in a manner to provide personnel shielding from potential well and line problems.

Place all open-flame type heating N₂ pump units crosswind to the well.

If open flame type N₂ units are being used to Nitrify a Hydrocarbon fluid, the N₂ Pumper “MUST” be spotted up wind prior to the commencement of the treatment. All efforts are to be made to use flameless type N₂ units if job parameters allow.

Wind Indicator devices (Wind Socks) are to be used at all times when using N₂ to commingled any fluid.

Position N₂ equipment so that personnel are not exposed to the high-pressure liquid or gas piping of any pumping equipment.

The control area (Operators and Personnel) must be outside on the swing arc of the treating line. Calculate the distance to allow for the possible failure at either the wellhead or the pumps.

(The Swing Arc is the area that the high pressure treating line could move through if there was a catastrophic HP Line failure at any section that is exposed to N₂ gas or energized fluids)

All nitrogen tanks and connections from the transfer pump or boost pump must have a pressure relief Valve installed. This relief valve must be set to fully open at 2.7 atm on location.

These relief valves must be open to the N₂ system at all times and must not be isolated or removed.

There must be a “Burst Type Disk” installed on all Liquid N₂ Tanks on a TNK-BP location. The Burst Disk must fail at 4 atm to release any pressure from the N₂ Tank if it was accidentally isolated.

All nitrogen tanks must be equipped with a pressure gauge that can be read from the control panel.

The check valve that is used in an N₂ Line must be a “Dart Type” check valve. Flapper type check valves are not allowed for use in an N₂ HP Line.

TNK-BP requires that all N₂ Gas or Energized Fluid

газообразным азотом или активизированной жидкостью были обеспечены привязной системой SPM или другой в равной степени эффективной сдерживающей системой. Все сдерживающие системы должны быть одобрены Блоком Технологий в Москве перед использованием.

Температура азота на поверхности должна быть более 15° C но менее 35° C, если она точно не определена супервайзером TNK-BP.

Скорость закачки азота, температура и давление должны постоянно регистрироваться при закачке, как с использованием одиночной установки, так и совместно с другими установками. Данные должны записываться в электронном виде с возможностью предоставления этих данных TNK-BP.

Использование определенных устройств/расходомеров должно быть утверждено Блоком Технологий в Москве.

Приложение 1 - Минимальные значения вязкости для жидкости ГРП на водной основе

Общее правило для Бизнес-Единицы **Нягань**: минимальные требования к жидкости при концентрации брейкера в «подушке» должны соответствовать первоначальной вязкости > 1000 сП и сохранять вязкость ~400 сП при статической забойной температуре в течение времени не менее времени продолжительности работ + время на смыкание трещины + 50% БЕ Нягань. БЕ может изменить вышеперечисленные требования с учётом местных требований к жидкости.

Общее правило для Бизнес-Единицы **Самотлор** минимальные требования к жидкости при концентрации брейкера в «подушке» должны соответствовать первоначальной вязкости > 1000 сП и сохранять вязкость ~200 сП при статической забойной температуре в течение времени не менее времени продолжительности работ + время на смыкание трещины + 50% Самотлор. БЕ может изменить вышеперечисленные требования с учётом местных требований к жидкости.

Общее правило для Бизнес-Единицы **Оренбург** минимальные требования к жидкости при концентрации брейкера в «подушке» должны соответствовать первоначальной вязкости > 1000 сП и сохранять вязкость ~400 сП при статической забойной температуре в течение времени не менее времени продолжительности работ + время на смыкание

High Pressure Lines are to be secured with the SPM Restraint system or another equally effective restraining system. All restraining systems are to be approved by TNK-BP Technology Block in Moscow prior to usage.

N2 Surface temperature while being pumped is not be < 15° C or > 35° C unless specified by TNK-BP supervisor.

N2 Pump Rate, Temperature and Pressure must be recorded at all times when pumping as a stand-alone unit or in conjunction with other units. Data must be recorded electronically with the ability of giving that data to TNK-BP.

Specific Flow Meter devices will require approval from Technology Block in Moscow.

Attachment 1 - Water Based Frac Fluid Minimum Viscosities

As a "General Rule" Minimum fluid specifications with Pad Breaker concentration must achieve an initial viscosity of >1000 cp and maintain ~400 cp at BHST for a period of not less than Average Job time + Closure Time + 50% in the Nyagan Business Unit. The above fluid specifications may be changed by the Business Unit based upon local Frac Fluid Requirements.

As a "General Rule" Minimum fluid specifications with Pad Breaker concentration must achieve an initial viscosity of >1000 cp and maintain ~200 cp at BHST for a period of not less than Average Job time + Closure Time + 50% in the Samatlor Business Unit. The above fluid specifications may be changed by the Business Unit based upon local Frac Fluid Requirements.

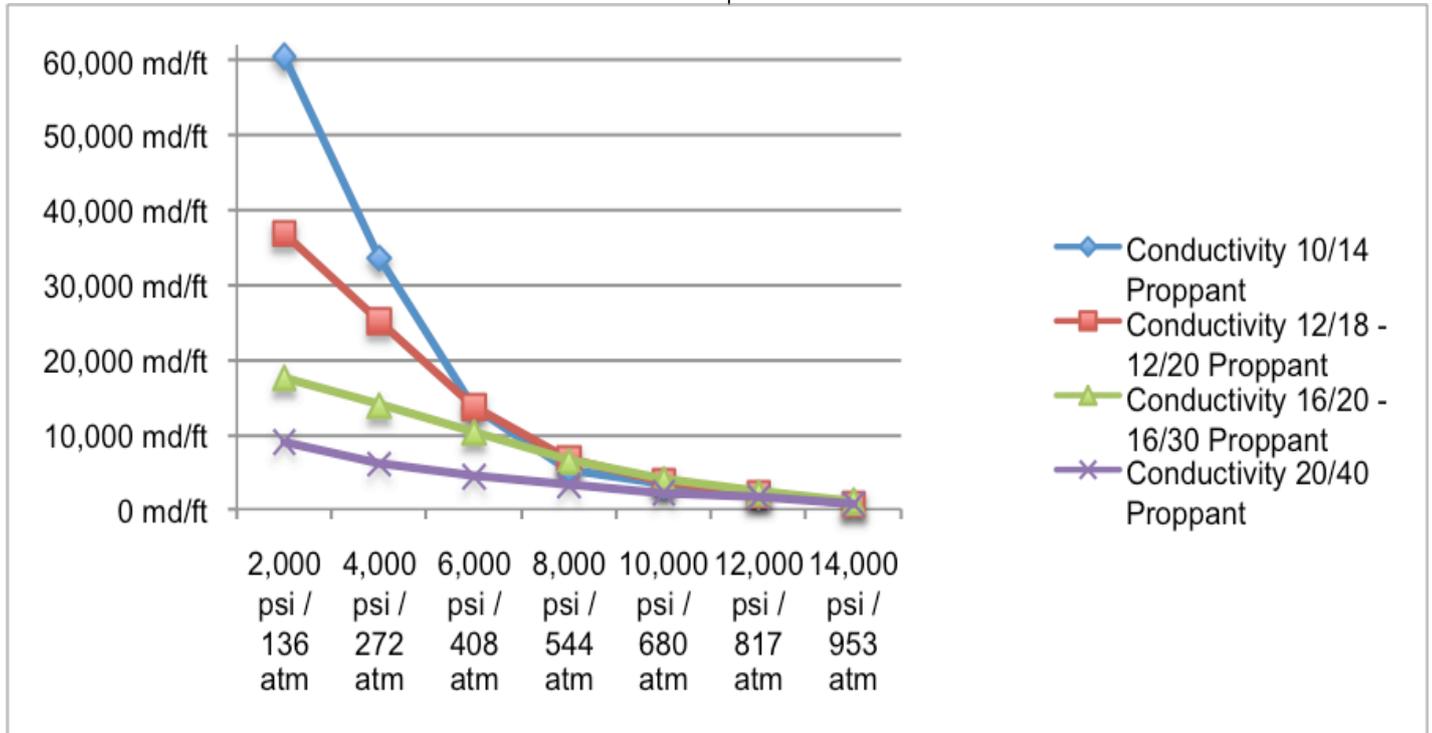
As a "General Rule" Minimum fluid specifications with Pad Breaker concentration must achieve an initial viscosity of >1000 cp and maintain ~400 cp at BHST for a period of not less than Average Job time + Closure Time + 50% in the **Orenburg** Business Unit. The above fluid specifications may be changed by the Business Unit based upon local Frac Fluid Requirements.

трещины + 50% БЕ Оренбург. БЕ может изменить вышеперечисленные требования с учётом местных требований к жидкости.

Общее правило для Бизнес-Единицы **Восток** минимальные требования к жидкости при концентрации брейкера в «подушке» должны соответствовать первоначальной вязкости > 1000 сП и сохранять вязкость ~400 сП при статической забойной температуре в течение времени не менее времени продолжительности работ + время на смыкание трещины + 50% БЕ Восток. БЕ может изменить вышеперечисленные требования с учётом местных требований к жидкости.

As a "General Rule" Minimum fluid specifications with Pad Breaker concentration must achieve an initial viscosity of >1000 cp and maintain ~400 cp at BHST for a period of not less than Average Job time + Closure Time + 50% in the **East** Business Unit. The above fluid specifications may be changed by the Business Unit based upon local Frac Fluid Requirements.

Attachment 2a – (ISP) Proppant Specifications – (Intermediate Strength Proppant)



Long-term (50 hours) Baseline Conductivity Testing (ISP Proppant)

TNK-BP Requirements Proppant at 2lb/ft², 2% KCl between Ohio Sandstone, 250°F (125° Celsius)

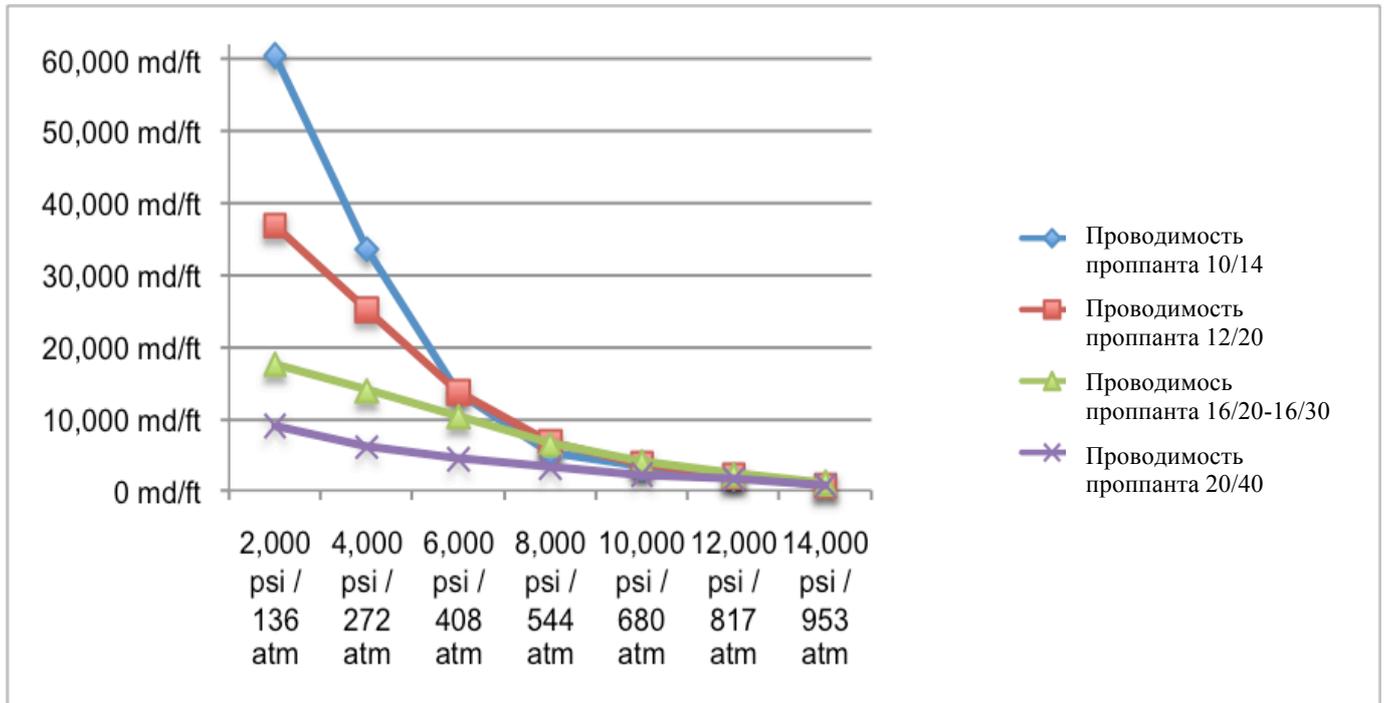
*Reference conductivity and permeability are measured with a single-phase fluid under laminar flow conditions in accordance with API RP-61. In an actual fracture, the effective conductivity will be much lower due to non-Darcy and multiphase flow effects. For more information, please refer to SPE Paper #54630.

Closure Stress	Conductivity	Conductivity	Conductivity	Conductivity
PSI / ATM	10/14 Proppant	12/18 - 12/20 Proppant	16/20 - 16/30 Proppant	20/40 Proppant
2,000 psi / 136 atm	60,418 md/ft	36,795 md/ft	17,533 md/ft	8,960 md/ft
4,000 psi / 272 atm	33,520 md/ft	25,086 md/ft	13,813 md/ft	6,015 md/ft
6,000 psi / 408 atm	13,535 md/ft	13,627 md/ft	10,255 md/ft	4,332 md/ft
8,000 psi / 544 atm	5,247 md/ft	6,759 md/ft	6,371 md/ft	3,185 md/ft
10,000 psi / 680 atm	3,200 md/ft	3,730 md/ft	3,966 md/ft	2,195 md/ft
12,000 psi / 817 atm	1,772 md/ft	1,998 md/ft	2,189 md/ft	1,610 md/ft
14,000 psi / 953 atm	-	677 md/ft	1,050 md/ft	721 md/ft

Crush Test Requirements - ISP Proppant

PSI / ATM	10/14 Proppant	12/18 - 12/20 Proppant	16/20 - 16/30 Proppant	20/40 Proppant
PSI / ATM	% Fines	% Fines	% Fines	% Fines
5,000 psi / 340 atm	8.00%	2.00%	0.50%	0.30%
7,500 psi / 510 atm	18.00%	8.00%	5.00%	1.20%
10,000 psi / 680 atm	24.50%	19.50%	10.20%	3.50%
12,500 psi / 850 atm	31.00%	28.30%	15.90%	6.30%
15,000 psi / 1021 atm	44.00%	35.00%	24.10%	13.40%

Приложение 2а – Технические характеристики проппанта - (проппант средней прочности)



Длительные испытания (50 часов) на основную проводимость (проппант средней прочности) Требования ТНК-ВР к проппанту при 9.8 кг/м² (2 фунт/фут²), 2% растворе KCl по песчанику Штата Огайо, 125 ° Цельсия (250°F).

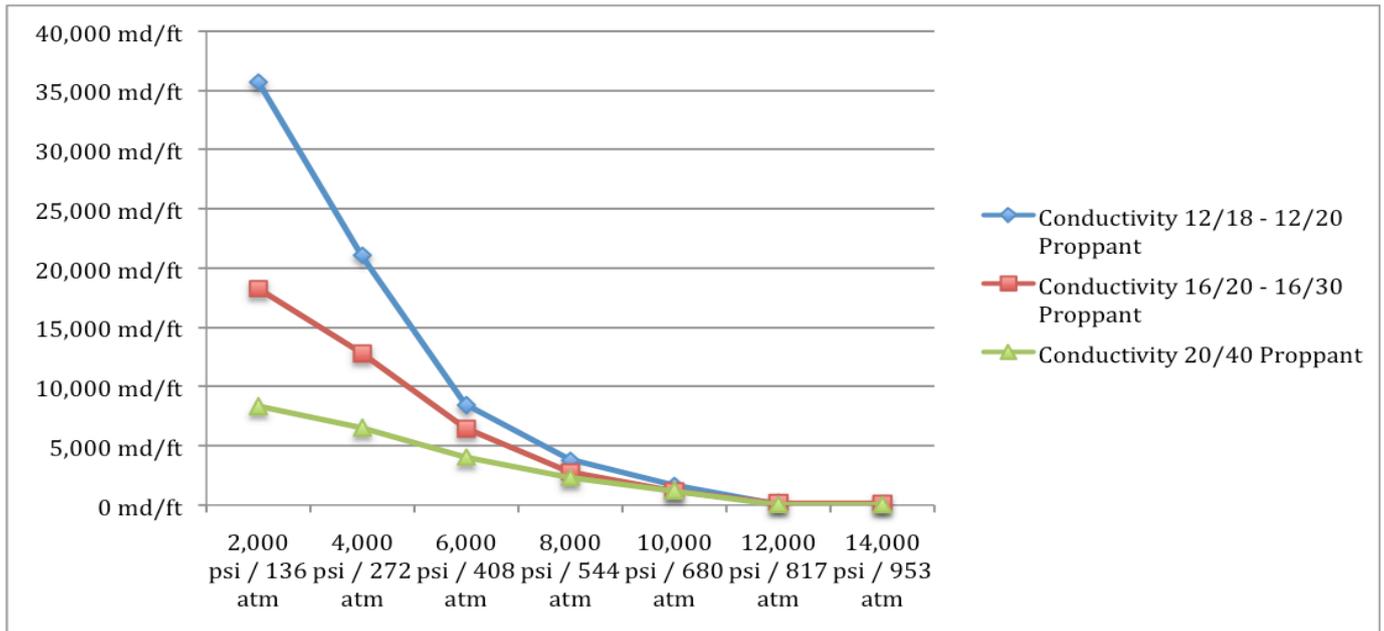
*Отношение проводимости и проницаемости измеряется в однофазной жидкости при ламинарном потоке в соответствии со стандартами API RP-61. Фактически в трещине, эффективная проводимость будет ниже из-за течения жидкости, не подчиняющегося закону Дарси и воздействию многофазового потока. Для более подробной информации, смотрите доклад общества инженеров-нефтяников №54630.

Напряжение смыкания трещины	Проводимость	Проводимость	Проводимость	Проводимость
PSI / ATM	Проппант 10/14	Проппант 12/18 - 12/20	Проппант 16/20 - 16/30	Проппант 20/40
2,000 psi / 136 атм	60,418 мд/фт	36,795 мд/фт	17,533 мд/фт	8,960 мд/фт
4,000 psi / 272 атм	33,520 мд/фт	25,086 мд/фт	13,813 мд/фт	6,015 мд/фт
6,000 psi / 408 атм	13,535 мд/фт	13,627 мд/фт	10,255 мд/фт	4,332 мд/фт
8,000 psi / 544 атм	5,247 мд/фт	6,759 мд/фт	6,371 мд/фт	3,185 мд/фт
10,000 psi / 680 атм	3,200 мд/фт	3,730 мд/фт	3,966 мд/фт	2,195 мд/фт
12,000 psi / 817 атм	1,772 мд/фт	1,998 мд/фт	2,189 мд/фт	1,610 мд/фт
14,000 psi / 953 атм		677 мд/фт	1,050 мд/фт	721 мд/фт

Требования по тестированию проппанта на разрушение – проппант средней прочности

	Проппант 10/14	Проппант 12/18 - 12/20	Проппант 16/20 - 16/30	Проппант 20/40
PSI / ATM	% частиц	% частиц	% частиц	% частиц
5,000 psi / 340 атм	8.00%	2.00%	0.50%	0.30%
7,500 psi / 510 атм	18.00%	8.00%	5.00%	1.20%
10,000 psi / 680 атм	24.50%	19.50%	10.20%	3.50%
12,500 psi / 850 атм	31.00%	28.30%	15.90%	6.30%
15,000 psi / 1021 атм	44.00%	35.00%	24.10%	13.40%

Attachment 2b – (LWP) Proppant Specifications – (Light Weight Proppant)



Long-term (50 hours) Baseline Conductivity Testing (LWP Proppant)

TNK-BP Requirements Proppant at 2lb/ft², 2% KCl between Ohio Sandstone, 250°F (125° Celsius)

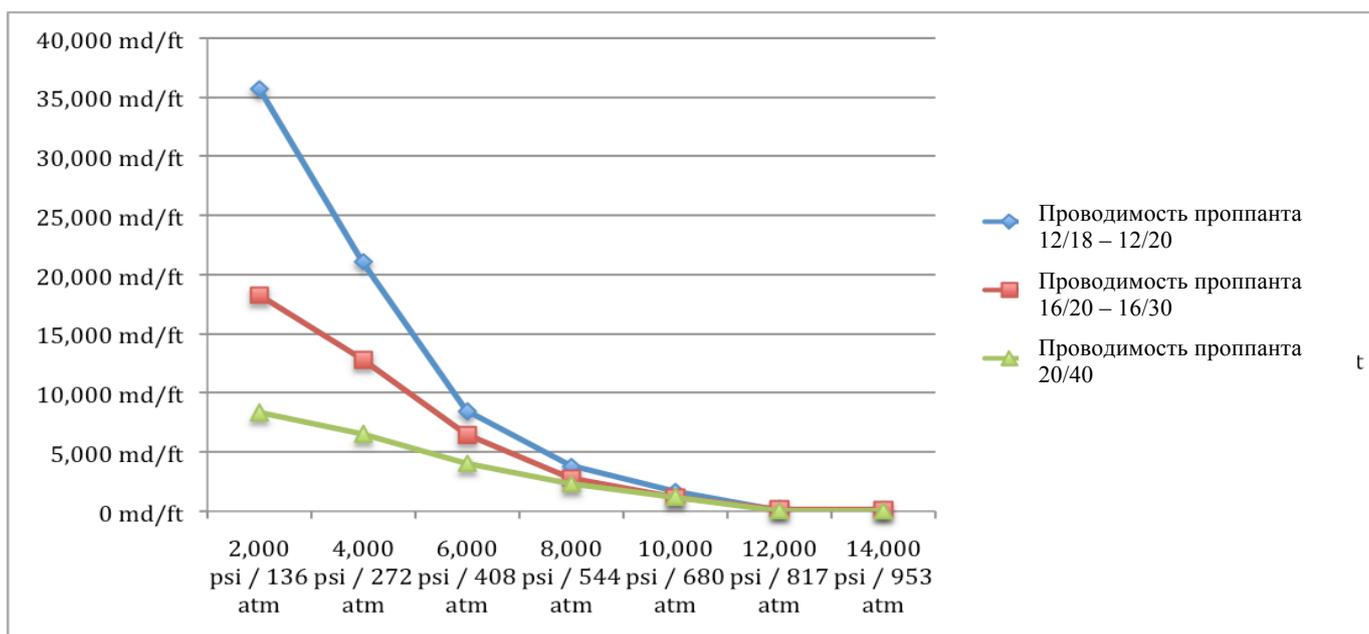
* Reference conductivity and permeability are measured with a single-phase fluid under laminar flow conditions in accordance with API RP-61. In an actual fracture, the effective conductivity will be much lower due to non-Darcy and multiphase flow effects. For more information, please refer to SPE Paper #54630.

Closure Stress	Conductivity	Conductivity	Conductivity	Conductivity
PSI / ATM	10/14 Proppant	12/18 - 12/20 Proppant	16/20 - 16/30 Proppant	20/40 Proppant
2,000 psi / 136 atm	No Data	35,708 md/ft	18,270 md/ft	8,352 md/ft
4,000 psi / 272 atm	No Data	21,091 md/ft	12,795 md/ft	6,538 md/ft
6,000 psi / 408 atm	No Data	8,442 md/ft	6,445 md/ft	4,055 md/ft
8,000 psi / 544 atm	No Data	3,775 md/ft	2,806 md/ft	2,324 md/ft
10,000 psi / 680 atm	No Data	1,613 md/ft	1,198 md/ft	1,241 md/ft
12,000 psi / 817 atm	No Data	200 md/ft	225 md/ft	60 md/ft
14,000 psi / 953 atm	No Data	90 md/ft	154 md/ft	38 md/ft

Crush Test Requirements - Light-Weight Proppant

	10/14 Proppant	12/18 - 12/20 Proppant	16/20 - 16/30 Proppant	20/40 Proppant
PSI / ATM	% Fines	% Fines	% Fines	% Fines
5,000 psi / 340 atm	8.00%	3.00%	2.00%	1.00%
7,500 psi / 510 atm	22.00%	19.80%	13.00%	6.00%
10,000 psi / 680 atm	38.00%	35.00%	21.00%	12.00%
12,500 psi / 850 atm	48.00%	43.00%	33.00%	24.00%
15,000 psi / 1021 atm		49.00%	39.00%	31.00%

Приложение 2b – Технические характеристики проппанта – (облегченный проппант)



Длительные испытания (50 часов) на основную проводимость (облегченный проппант)

Требования ТНК-ВР к проппанту при 9.8 кг/м² (2 фунт/фут²), 2% растворе KCl по песчанику Штата Огайо, 125 ° Цельсия (250°F).

*Отношение проводимости и проницаемости измеряется в однофазной жидкости при ламинарном потоке в соответствии со стандартами API RP-61. Фактически в трещине, эффективная проводимость будет ниже из-за течения жидкости, не подчиняющегося закону Дарси и воздействию многофазового потока. Для более подробной информации, смотрите доклад общества инженеров-нефтяников №54630.

Напряжение смыкания трещины	Проводимость	Проводимость	Проводимость	Проводимость
PSI / ATM	Проппант 10/14	Проппант 12/18 - 12/20	Проппант 16/20 - 16/30	Проппант 20/40
2,000 psi / 136 atm	Нет данных	35,708 мд/фт	18,270 мд/фт	8,352 мд/фт
4,000 psi / 272 atm	Нет данных	21,091 мд/фт	12,795 мд/фт	6,538 мд/фт
6,000 psi / 408 atm	Нет данных	8,442 мд/фт	6,445 мд/фт	4,055 мд/фт
8,000 psi / 544 atm	Нет данных	3,775 мд/фт	2,806 мд/фт	2,324 мд/фт
10,000 psi / 680 atm	Нет данных	1,613 мд/фт	1,198 мд/фт	1,241 мд/фт
12,000 psi / 817 atm	Нет данных	200 мд/фт	225 мд/фт	60 мд/фт
14,000 psi / 953 atm	Нет данных	90 мд/фт	154 мд/фт	38 мд/фт

Требования по тестированию проппанта на разрушение - Облегченный проппант

	Проппант 10/14	Проппант 12/18 - 12/20	Проппант 16/20 - 16/30	Проппант 20/40
PSI / ATM	% частиц	% частиц	% частиц	% частиц
5,000 psi / 340 atm	8.00%	3.00%	2.00%	1.00%
7,500 psi / 510 atm	22.00%	19.80%	13.00%	6.00%
10,000 psi / 680 atm	38.00%	35.00%	21.00%	12.00%
12,500 psi / 850 atm	48.00%	43.00%	33.00%	24.00%
15,000 psi / 1021 atm		49.00%	39.00%	31.00%

Приложение 3 – Жидкости по ГРП Процедура Обеспечения Контроля Качества в полевых условиях

Процедура контроля качества при проведении лабораторных испытаний на месторождении до и при проведении работ по ГРП

1. Сбор проб воды из ёмкостей, а также проб пропанта и хим. реагентов, планируемых к закачке при проведении ГРП. Запишите номера лота.
2. **Калибровка лабораторного оборудования:**
 - 2.1 Измеритель pH калибруется с буферными растворами pH4, pH7 и pH10;
 - 2.2 Вязкозиметр калибруется с калибровочной жидкостью вязкостью 25, 50 или 100 сП при 300 оборотах в минуту (511сек^{-1})
3. **Анализ воды:**
 - 3.1 Замерить температуру, pH, удельную плотность воды;
 - 3.2 Обратить внимание на цвет, прозрачность и запах воды;
 - 3.3 Замерить содержание железа, сульфатов, хлоридов, бикарбонатов и общую твердость;
 - 3.4 Занести все данные в форму контроля качества.
 - 3.5 ***Примечание- Температура воды должна быть минимум 25 С для весеннего/летнего/осеннего периода проведения работ и 35 С для проведения работ в зимнее время.
4. **Контроль качества пропанта:**
 - 4.1 Отобранный пропант из каждого номера лота должен быть просеян через серию сит, соответствующих определенным размерам пропанта. Для каждого размера меш должно применяться минимум 2 размера сит (большой и маленький).
 - 4.2 Зафиксировать данные распределения пропантов по ситам в форме контроля качества и отметить номер лота в форме контроля качества.
 - 4.3 ***Примечание – Пропант не должен быть влажным или иметь «твердые куски», которые могут оказать негативное воздействие на транспортировку пропанта и закупорить входное отверстие вихревого смесителя. Если пропант влажный и не рассыпчатый, то применение такого пропанта не разрешено.
5. **Анализ жидкости продавки:**

Attachment 3 – Frac Fluid Field QAQC Procedure

QA/QC Procedure for Laboratory tests at location prior to and during the Fracturing Treatment

1. Collect the samples of water from the tanks, Proppant, and chemicals that will be used for Frac Job. Record the lot numbers.
2. **Perform calibration of Lab equipment:**
 - 2.1 pH-meter is calibrated with buffer solutions pH4, pH7, and pH10;
 - 2.2 Viscometer is calibrated with 25, 50 or 100cP calibration fluid at 300RPM (511sec^{-1})
3. **Water Analysis:**
 - 3.1 Measure the temperature, pH, SG of the water samples;
 - 3.2 Note the color, clarity, and odor of the water;
 - 3.3 Measure the content of Iron, Sulfates, Chlorides, Bicarbonates, and Total Hardness;
 - 3.4 Record all data into the QA/QC form.
 - 3.5 ***Note- Water temperature must be a minimum of 25 C for spring/summer/fall operations and 35 C for winter operations.
4. **Proppant QC:**
 - 4.1 A Proppant sample from each lot number should be sifted through the set of the sieves according to the Mesh size of the Proppant. A minimum of 2 sieve sizes (high & low) for each mesh size of Proppant must be used.
 - 4.2 Record the distribution of the Proppant sample over the sieves into the QA/QC form and make note of the lot number on the QAQC form.
 - 4.3 ***Note – Proppant must not be wet or have “solid chunks” that will adversely affect the flow of Proppant or create a blockage into the intake of the Vortex Mixer. If the Proppant is not dry and loose the affected Proppant must be rejected.
5. **Flush Fluid analysis:**

Возьмите пробу жидкости продавки и измерьте следующие параметры:

- 5.1 Удельный вес, температуру;
- 5.2 Вязкость, $cP@511sec^{-1}$ (300 оборотов в минуту);
- 5.3 Определите загрузку геля по диаграмме. Занесите все данные в форму контроля качества.

6. Испытания перед проведением замешивания :

Начните испытания перед проведением замешивания с проверки воды из емкости для мини-ГРП.

6.1 Замесите 500 мл линейного геля с пробами хим. реагентов привезенных для обработки;

6.2 Замерьте следующие параметры:

- Вязкость, $cP @511sec^{-1}$ (300 оборотов в минуту);
- Температуру,
- pH.

6.3 Определите:

- Загрузку геля по диаграмме;
- Планируемую вязкость геля (при измеренной температуре);

6.4 Оставьте 250 мл линейного геля для проведения испытаний на наличие бактерий. Замеряйте вязкость и температуру каждый час. Если базовая вязкость упадет до $<2cP$, то вылейте жидкость из ёмкости, очистите ёмкость и заполните её снова чистой водой.

6.5 Другие 250 мл. линейного геля шейте с раствором активирующем сшивание подготовленном на месторождении (возьмите пробу из хим. лаборатории). Определите следующие параметры:

- Время сшивки в завихрителе, сек;
- Время свисания геля, сек;
- pH.

6.6 Поместите пробы в водяную баню с температурой забоя пласта.

6.7 Проверяйте испытания каждые 5-10 минут (испытания должны быть завершены перед закачкой миниГРП).

6.8 Повторите все этапы в пункте 6 для других ёмкостей с линейным гелем.

6.9 Занесите все данные в форму контроля качества.

Take a sample of the Flush and measure following parameters:

- 5.1 SG, temperature;
- 5.2 Viscosity, $cP@511sec^{-1}$ (300 RPM);
- 5.3 Determine the Gel loading from the chart. Record all data into the QA/QC form.

6. Pre-Mix tests:

Start pre-mix tests with water from the tank for Mini Frac Job.

6.1 Mix 500 ml of the linear gel using the samples of chemicals taken from location;

6.2 Measure the following parameters:

- Viscosity, $cP @511sec^{-1}$ (300 RPM);
- Temperature,
- pH.

6.3 Determine:

- Gel loading from the chart;
- Gel viscosity planned (should be at the measured temperature);

6.4 250ml of the linear gel left for bacteria test. Measure the viscosity and temperature every hour. If the base viscosity drops $<2cP$, dump fluid from tank, clean tank and refill with clean water.

6.5 Other 250ml of the linear gel crosslink with crosslink activator solution prepared at location (take sample from chemical van). Measure the following parameters:

- Vortex closure time, sec;
- Hang Lip Time, sec;
- pH.

6.6 Place the samples into the water bath with BHST.

6.7 Check the tests every 5-10 min. (Tests must be completed prior to pumping the Mini Frac [DataFRAC]).

6.8 Repeat all steps in item 6 for others tanks with linear gel.

6.9 Record all data into the QA/QC form.

Приложение 4 – Запись Параметров

Параметры записи данных, регистрируемые сервисной компанией во время ГРП на объектах ТНК-ВР (Версия 2.0)

***Примечание** – Ниже представленный список параметров записи является стандартным пакетом записи во время всех ГРП на объектах ТНК-ВР. Исключения могут быть сделаны в зависимости от возможностей программного обеспечения системы записи. По минимальным требованиям ТНК-ВР необходима запись 24 каналов исходных и расчётных данных. ТНК-ВР требует, чтобы система записи данных имела возможность отсылать данные в реальном времени на внешние портативные компьютеры с моделирующими программами Myers и StimPlan.

Параметры времени и давления

1. Время – Полоса времени и Дата
2. Давление закачки 1 – Датчик давления на основной линии
3. Давление закачки 2 – Запасной датчик давления
4. Затрубное давление – Датчик давления на затрубной линии
5. Давление трения – Расчётный показатель
6. Забойное давление – Расчётный показатель
7. Чистое давление – Реальное время - Расчётное
8. Гидростатическое давление – Если возможно, в реальном времени
9. Давление спускного клапана – Оставьте этот канал открытым для будущих операций с использованием 3” регулирующегося стравливающего клапана на основной линии.

Расход смеси & Сумматоры

10. Расход на выходе блендера 1 – Магнитный расходомер
11. Расход на выходе блендера 2 – 2^{ой} магнитный расходомер или турбинный расходомер
12. Расход смеси 3, Суммарный расход с тахометра – (Все насосы) Приводной вал
13. Сумматор смеси с расхода 1 на выходе блендера
14. Сумматор смеси с расхода 2 на выходе блендера
15. Сумматор смеси с расхода смеси 3

Расход чистой жидкости & Сумматоры

Attachment 4 – Data Recording

Recording Parameters for Service Companies performing Frac Jobs on TNK-BP Locations (Version 2.0)

***Note** – The below list of recorded parameters is what TNK-BP would like to see as a standard recording package on all Frac treatments. Exceptions can be made depending on the ability of the software recording system. TNK-BP minimum requirements are being able to recorded 24 channels of “Raw” and “Calculated” data. TNK-BP also requires that the data recording system has the ability to send real time data to external laptop computers that utilize Myers and StimPlan modeling programs.

Time & Pressure Section

1. Acquired Time – Time String and Date
2. Treating Pressure 1 – Main Line Pressure Sensor
3. Treating Pressure 2 – Backup Pressure Sensor
4. Annulus Pressure – Annulus Pressure Sensor
5. Friction Pressure – Calculated Value
6. Bottom Hole Pressure – Calculated Value
7. Net Pressure – Real Time - Calculated
8. Hydrostatic Pressure – Real Time if possible
9. Pressure Relief Valve Pressure – Leave this channel open for future operations with a 3” Main Line adjustable pressure relief valve.

Slurry Rate & Totals Section

10. Blender Discharge Rate 1 – Magnetic Flow meter
11. Blender Discharge Rate 2 – 2nd Magnetic Flow meter or Turbine Flow meter.
12. Slurry Rate 3, Tachometer Combined Rate – (All Pumps together) Drive Shafts
13. Slurry Total from Blender Discharge Rate 1
14. Slurry Total from Blender Discharge Rate 2
15. Slurry Total from Slurry Rate 3

Clean Fluid Rate & Total Section

16. Расход на входе блендера 1, - Магнитный расходомер – Турбинный расходомер
17. Расход на входе блендера 2, - 2^{ой} магнитный или турбинный расходомер. Если отсутствует 2^{ой} расходомер, обратный расчёт расхода чистой жидкости от магнитного расходомера смеси.
18. Сумматор чистой жидкости от расхода на входе блендера 1
19. Сумматор чистой жидкости от расхода на входе блендера 2

Концентрация пропанта & Сумматоры

20. Концентрация пропанта 1, кг/м³ – Только плотномер!
21. Концентрация пропанта 2, кг/м³ – Расчёт концентрации пропанта от разницы между показаниями расходомеров чистой и грязной жидкости.
22. Концентрация пропанта 3, кг/м³ – Плотномер, расположенный вниз по потоку или запасной плотномер Micromotion
23. Сумматор пропанта 1, кг – Сумматор плотномера
24. Сумматор пропанта 2, кг – Сумматор пропанта, рассчитываемый от разницы между расходом чистой жидкости и смеси.
25. Сумматор пропанта 3, кг – Плотномер, расположенный вниз по потоку
26. Плановая концентрация пропанта – Плановая концентрация пропанта по стадиям. Это необходимо для создания графика с планируемой концентрацией.

Концентрация жидких и сухих химдобавок & Сумматоры

27. Насос подачи жидких добавок 1 концентрация - л/м³, расходомер Micromotion
28. Насос подачи жидких добавок 1 концентрация запасная - л/м³, турбинный расходомер
29. Насос подачи жидких добавок 2 концентрация - л/м³, расходомер Micromotion
30. Насос подачи жидких добавок 2 концентрация запасная - л/м³, турбинный расходомер
31. Насос подачи жидких добавок 1 Сумматор – л.
32. Запасной насос подачи жидких добавок 1 Сумматор – л.
33. Насос подачи жидких добавок 2 Сумматор – л.
34. Запасной насос подачи жидких добавок 2 Сумматор – л.
35. Шнек подачи сухих добавок 1 Концентрация – кг/м³
36. Шнек подачи сухих добавок 2 Концентрация – кг/м³

16. Blender Suction Rate 1, - Magnetic Flow meter – Turbine Flow Meter
17. Blender Suction Rate 2, - 2nd Magnetic Flow meter or Turbine Flow meter. If there is no 2nd Flow meter, Back-Calculate Clean Fluid Rate from the Magnetic Slurry Flow meter.
18. Clean Fluid Total from Blender Suction Rate 1
19. Clean Fluid Total from Blender Suction Rate 2

Proppant Concentration & Total Section

20. Prop Concentration 1, kgs/m³ - Densitometer Only!
21. Prop Concentration 2, kgs/m³ - Create a Proppant Concentration from the difference between Clean Fluid Flow meter vs. Slurry Flow meter.
22. Prop Concentration 3, kgs/m³ – Downstream Densitometer or Micromotion Density Backup.
23. Proppant Total 1, kgs – Densitometer Total
24. Proppant Total 2, kgs – Total Proppant derived from Clean Fluid Rate vs. Slurry Flow Rate.
25. Proppant Total 3, kgs - Downstream Densitometer
26. Planned Proppant Concentration – Stage Proppant Concentration Plan. I would like to have this so we can create a chart with the Proppant Plan

Liquid & Dry Additive Concentration & Total Section

27. Liquid Additive Pump 1 Concentration - lts/m³, Micromotion Flowmeter
28. Liquid Additive Pump 1 Concentration Backup - lts/m³, Turbine Flowmeter.
29. Liquid Additive Pump 2 Concentration - lts/m³, Micromotion Flowmeter
30. Liquid Additive Pump 2 Concentration Backup - lts/m³, Turbine Flowmeter.
31. Liquid Additive Pump 1 Total – Lts
32. Liquid Additive Pump Backup 1 Total – Lts
33. Liquid Additive Pump 2 Total – Lts
34. Liquid Additive Pump Backup 2 Total – Lts
35. Dry Additive Auger 1 Concentration – kgs/m³
36. Dry Additive Auger 2 Concentration – kgs/m³

37. Шнек подачи сухих добавок 1 Сумматор – кг

38. Шнек подачи сухих добавок 2 Сумматор – кг

Другие каналы

39. Давление на выходе блендера?

40. Гидравлическое давление на блендере?

37. Dry Additive Auger 1 Total – kgs

38. Dry Additive Auger 2 Total – kgs

Other Items Section

39. Blender Discharge Pressure?

40. Blender Hydraulics Pressure?

Объединенные стандарты ТНК-ВР по соблюдению контроля качества при проведении ГРП и Кислотной обработки

Combined Quality Assurance Quality Control Standards for Frac/Acid stimulation

Часть третья: Кислотная обработка

Section Three: Acid Stimulation



Содержание

Предисловие

Техника безопасности

- Обращение с кислотой в лаборатории
- Обращение с кислотой на месторождении

Продукты

- HCl
- HF
- Органические растворители
- Органические кислоты
- Углеводороды (для кислотной эмульсии)

Лабораторное оборудование

- Лаборатория на базе
- Лаборатория на месторождении

Процедуры лабораторных тестов

- Лаборатория на базе
 - i. Концентрированная (неразбавленная) кислота
 - ii. Контроль содержания железа концентрированной (неразбавленной) кислоте
 - iii. Контроль содержания железа в воде для разбавления кислоты
 - iv. Тестирование отдельно взятых пластовых жидкостей на совместимость с применяемой кислотой
 - ✓ Тестирование на стабильность кислоты
 - ✓ Тестирование на образование эмульсии
 - ✓ Тестирование на образование осадка
 - ✓ Тестирование на скорость коррозии
 - v. Тестирование отдельно взятых пластовых жидкостей на совместимость с отклонителями
 - ✓ Тестирование на образование эмульсии
 - ✓ Тестирование на образование осадка
 - ✓ Тестирование на скорость коррозии
- Полевая лаборатория
 - i. Тестирование отдельно взятых пластовых жидкостей на совместимость с применяемой кислотой
 - ✓ Тестирование на стабильность кислоты
 - ✓ Тестирование на образование эмульсии
 - ✓ Тестирование на образование осадка
 - ii. Тестирование отдельно взятых пластовых жидкостей на совместимость с отклонителями
 - ✓ Тестирование на образование эмульсии
 - ✓ Тестирование на образование осадка
 - iii. Тест на качество кислотной эмульсии
- Приложение 1 – Запись Параметров

Table of Contents

Preface

Safety

- Acid handling in the lab
- Acid handling in the field

Products

- HCL
- HF
- Organic solvents
- Organic acids
- Hydrocarbons (for emulsified acid)

Laboratory equipment

- District lab
- Field lab

Laboratory procedures

- District lab
 - i. Concentrated (raw) acid strength
 - ii. Concentrated (raw) acid iron content
 - iii. Mixing water iron control
 - iv. Individual field/formation fluid vs. treated acid compatibility testing
 - ✓ Acid stability testing
 - ✓ Emulsions testing
 - ✓ Sludge testing
 - ✓ Corrosion rate testing
 - v. Individual field/formation fluid vs. diversion system compatibility testing
 - ✓ Emulsions testing
 - ✓ Sludge testing
 - ✓ Corrosion rate testing
- Field lab
 - i. Individual fluid vs. treated acid compatibility testing
 - ✓ Acid stability testing
 - ✓ Emulsions testing
 - ✓ Sludge testing
 - ii. Individual fluid vs. diversion system compatibility testing
 - ✓ Emulsions testing
 - ✓ Sludge testing
 - iii. Emulsified acid quality testing
 - Attachment 1 – Data Recording

Предисловие

Как правило, обеспечение и контроль качества при кислотных обработках, процедуры тестирования химреагентов и стандарты ТНК-ВР, ориентированы на документ «Практические рекомендации для тестирования ПАВ в лабораторных условиях» (API Американский нефтяной институт - RP-42). Поэтому, если в вашей компании нет копии этих общепринятых практических рекомендаций, ТНК-ВР настаивает на приобретении этих стандартов, и если требуется в русском варианте

Кислотные обработки, которые не привели к интенсификации добычи, обычно являлись неэффективными из-за одной или нескольких следующих причин:

1. Использование кислоты на пластах с некачественной перфорацией или на неповрежденном песчанике.
2. Использование неподходящего типа кислотных составов для устранения повреждения пласта.
3. Использование «не профильтрованных» жидкостей для буферной стадии и стадии продавки.
4. Отсутствие буфера на основе соляной кислоты перед закачкой плавиковой кислоты в песчаный коллектор.
5. Неверный объем закачиваемой глинокислоты, минимальный объем должен составлять 625 л/м (50 галлонов/фут) обрабатываемого интервала перфорации.
6. Отсутствие немедленной очистки глинокислотой, даже при использовании пачки кислоты в завершающей стадии обработки, провоцирует выпадение осадка.
 - а) Принять во внимание, что после кислотной обработки требуется провести как минимум перепродавку (чистой профильтрованной жидкостью) для выноса любого осадка за пределы критической матрицы пласта.
7. Грязные емкости для кислоты или воды.
8. Недостаточное количество или переизбыток химических добавок.

Preface

As a General Rule, TNK-BP QAQC Acid & Additive Testing procedures and standards will be guided by API – RP-42 Recommended Practices for Laboratory testing of surface active agents for well stimulation. If your company does not have a copy of these general practices, TNK-BP insists upon each company acquiring a set of these standards and if required, have them translated into Russian.

Acid treatments which fail to stimulate production have usually been troubled by one or more of the following problems:

1. Using acid on formations which are inadequately perforated, or on sandstones which are not damaged.
2. Using the wrong type of acid to remove the damage.
3. Using “Non Filtered” Fluids for pre-flush or over-flush volumes.
4. Lack of Hydrochloric Acid Pre-flush when using Hydrofluoric Acid with sandstones.
5. Inadequate mud acid volume, minimum volume should be 50 gal/foot (625 l/m) of perforated interval being stimulated.
6. Lack of immediate clean-up with mud acid, even with acid post-flush, allows deposition of precipitates.
 - а) As a minimum consideration, an over-flush stage is to be added at the end of the acid treatment (with filtered clean fluid) to push any precipitates beyond the critical matrix.
7. Failure to clean the acid or water tanks.
8. Additive misuse or overuse.

Техника Безопасности

Обращение с кислотой в лаборатории

Хранить кислоту в прохладном, сухом, проветриваемом помещении с кислотостойкими полами и хорошей дренажной системой. Обеспечить защиту от физического повреждения. Предохранять от попадания прямых солнечных лучей и высокой температуры, воды и несовместимых веществ. Не используйте отмытые из-под кислоты контейнеры для других целей. При разбавлении, кислоту всегда нужно добавлять в воду медленно и маленькими порциями. Не используйте теплую воду и никогда не добавляйте воду в кислоту. При добавлении воды в кислоту может возникнуть её вскипание и беспорядочное разбрызгивание. Используемые пустые контейнеры могут быть опасными, так как сохраняют остатки веществ (испарения, жидкость); внимательно прочитайте все меры предосторожности, описанные для этого продукта. Предпочтительно иметь в наличии местную вытяжную вентиляцию, так как она позволит контролировать выделения отравляющих веществ и их источников, предотвращая их рассеивание в общую рабочую зону.

Обращение с кислотой на месторождении

Ниже приведены общие правила ТБ при обращении с соляной кислотой на кустовой площадке (месторождении):

1. HCl опасна и её воздействие может быть смертельным при вдыхании или попадании внутрь из-за ожога и разрушения мембран слизистой оболочки и дыхательных путей, глаз и кожи. Повреждение глаз происходит очень быстро и в тяжелой степени.
2. Не смотря на то, что HCl не классифицируется как воспламеняющееся вещество, эта кислота является крайне опасной при контакте с огнём. Одним из побочных продуктов горения HCl является токсичный хлор-газ. **Обязательно используйте ВДА (воздушно-дыхательный аппарат) при тушении пламени при горении с HCl.**
3. В первую очередь немедленно промойте поражённые участки тела водой – особенно глаза. Избавьтесь от поражённой одежды и промывайте участки кожи и/или глаза минимум в течение 15 минут. Требуется постоянное наличие набора для промывки глаз на объекте. Наличие передвижной душевой установки на

Safety

Acid handling in the lab

Store in a cool, dry, ventilated storage area with acid resistant floors and good drainage. Protect from physical damage. Keep out of direct sunlight and away from heat, water, and incompatible materials. Do not wash out container and use it for other purposes. When diluting, the acid should always be added slowly to water and in small amounts. Never use hot water and never add water to the acid. Water added to acid can cause uncontrolled boiling and splashing. Containers of this material may be hazardous when empty since they retain product residues (vapors, liquid); observe all warnings and precautions listed for the product. A system of local and/or general exhaust is recommended. Local exhaust ventilation is generally preferred because it can control the emissions of the contaminant at its source, preventing dispersion of it into the general work area.

Acid handling in the field

The following are the General Safe Handling procedures for hydrochloric acid (HCl) at the well site (*field*):

1. HCl is dangerous and exposure can be fatal if inhaled or ingested due to burning and destruction of mucous membranes and the upper respiratory tract, eyes and skin. Injury to eyes is rapid and severe.
2. While HCl is not classified as a flammable material it is extremely dangerous if it catches on fire. One of the byproducts of burning HCl is chlorine gas which is toxic. **SCBA is required when fighting burning HCl.**
3. First aid is to flush the affected area immediately with water – especially eyes. Discard contaminated clothing and flush skin and/or eyes for a minimum of 15 minutes. Always have an eye wash station on location. It is required that a mobile shower be on location whenever HCl, Acetic or Mud Acid is pumped.

месторождении во время закачки соляной, уксусной или глиноуксусной является обязательным.

4. Не добавляйте воду в HCl. Добавление воды в HCl может вызвать стремительную реакцию. При разбавлении кислоты, добавляйте кислоту в воду.
5. Информационные листки о безопасности материала на кислоту и остальные добавки должны быть в наличии на месторождении.
6. Правила ТБ для работы с HF идентичны правилам при работе с HCl. Однако HF оказывает вредное воздействие не только на слизистую оболочку, но и на костный мозг.
7. При замере емкости, персоналу бригады необходимо использовать ВДА и систему взаимопомощи и подстраховки. Работник, замеряющий ёмкость должен использовать ВДА на случай контакта с хлор-газом. Его напарник, также должен использовать ВДА, и быть готовым прийти на помощь, если это потребуется.
8. Перед закачкой кислоты провести инструктаж по ТБ. На нем должен присутствовать весь персонал бригады, наряду с остальными работниками на этом кусту выполняющими другие виды работ.

Продукты

Соляная кислота (HCl):

Растворяет в пласте карбонаты. В основном используется для обработки известняковых и доломитных пластов. Соляная кислота может быть использована для удаления солевых отложений в песчаниках или удаления остаточного CaCO₃ из бурового раствора в породе.

Справочная таблица ГОСТ:

Рекомендуется сравнивать количество содержания железа в закупленной соляной кислоте (согласно паспорту) с нижеприведенной таблицей, для определения качества кислоты.

4. Do not add water to HCl. Adding water to HCl can cause a violent reaction. When diluting acid, add the acid to water.
5. Have MSDS on location for acid and all additives
6. Safety for HF is same as for HCl. HF will attack bone marrow in addition to the mucous membranes.
7. If gauging return tanks, personnel to use SCBA and the buddy system. Person strapping tanks is to use SCBA in case of chlorine gas. "Buddy" also to have SCBA on and operational in case a rescue is required
8. A safety meeting must be held prior to pumping acid treatments. This meeting shall include all personnel involved in the operation as well as others working on the pad on other projects.

Products

HCL Acid:

Dissolves carbonates in the formation. It's mostly used to treat limestone & dolomite formations. It may be used for scale removal treatments in sandstone formations or removal of CaCO₃ embeddings from the mud.

GOST reference table:

It is recommended to collate the amount of iron in purchased HCL (as per passport) with this table in order to determine the quality of acid.

	Соляная кислота отходящих газов, хлорорганических процессов, 32% <i>Hydrochloric acid from off-gases from organo-chlorine processes, improved, 32%</i>	Соляная кислота, марка А <i>Hydrochloric acid, inhibited, A mark</i>	Соляная кислота, активная, марка ХЧ <i>Hydrochloric acid, reactive, XЧ mark</i>	Соляная кислота, синтетическая <i>Hydrochloric acid, synthetic</i>	Соляная кислота Синтетическая 35,5% <i>Hydrochloric acid, synthetic, 31.5%</i>
Внешние характеристики <i>Appearance</i>	Прозрачная жидкость, бесцветная или слабо желтая, без примеси взвешенных и эмульгированных частиц. <i>Transparent liquid, colourless or yellowish colour, containing no suspended or emulsified particles</i>	От светло-желтого до коричневого цвета жидкость. С присутствием эмульсионного слоя. <i>A liquid from light-yellow to brown colour. The presence of a turbidity is admitted.</i>		Прозрачно желтая жидкость <i>A transparent yellow liquid</i>	Прозрачно желтая жидкость <i>A transparent yellow liquid</i>
Весовая концентрация хлористого водорода (HCl)%, не менее <i>Weight fraction of hydrogen chloride (HCl), %, not less than</i>	32	20-23	35-38	31.5	31.5
Номер ГОСТ <i>GOST Number</i>	ту 2122-106-05757587-95	ту 6-01-04689381-85-92	Гост 3118-77	ту 2122-129-05757587-97	ГОСТ 857-95Б марка Б, 1 ^{мил} сорт
Весовая концентрация свободного хлора (Cl ₂)% не более <i>Weight fraction of free chlorine (Cl₂), %, no more than</i>	0.00005		0.00005		0.008
Весовая концентрация железа (Fe)%, не более <i>Weight fraction of iron (Fe), %, no more than</i>	0.001	0.03	0.00005		0.015
Весовая концентрация осадка после кальцинации, %, не более <i>Weight fraction of a residue after calcination, %, no more than</i>	0.001				0.100
Весовая концентрация органически связанного хлора, %, не более <i>Weight fraction of organically bonded chlorine, %, no more than</i>	0.001				
Весовая концентрация мышьяка %, не более <i>Weight fraction of arsenic, %, no more than</i>		0.015			0.002
Скорость растворения стали марки Ст 3кп или 08кп при 20 0С, г/м ² ч, не более <i>Dissolution rate of steel of Ст3кп or 08кп marks at 20 0C, g/m²h, no more than</i>		0.20			

**Соляная кислота (HCl)
Физические характеристики:**

Бесцветная или слегка желтая, дымящаяся жидкость с едким запахом.

Характеристики концентрированной кислоты:		
Название характеристики	Содержание	Ед. измерения
Полная кислотность, HCl	32.0-38.0	%
Железо	0,010 макс.	промилль
Всего органических углеродов	0,003 макс.	промилль
Свободные галогены, Cl ₂	0,010 макс.	промилль
Кальций	0.0003 макс.	промилль
Сульфаты	0,002 макс.	промилль

Плавиковая кислота (HF):

**** **Примечание:** Согласно требованиям компании TNK-BP, перед закачкой плавиковой кислоты, необходимо предварительно закачать определенный объем соляной кислоты в качестве буфера. Это необходимо для обеспечения растворения карбоната кальция перед закачкой раствора плавиковой кислоты в матрицу породы. Минимальный, необходимый объем соляной кислоты должен быть не менее 0.25 м³ 15%-ной соляной кислоты на один метр пласта.

Соляная кислота, закачиваемая предварительно в качестве буферной жидкости должна содержать преобразователь железа для контроля 5 промилль 3х валентного железа (Fe+3), ингибитор коррозии для защиты труб до 12 часов при ОПЗ и должна пройти 4 часовой тест "отработанной кислоты".

В некоторых случаях плавиковая кислота, используемая для растворения силикатов, в более высоких концентрациях (выше 2%) при неправильном обращении и несоблюдении методики имеет тенденцию образовывать сильный осадок. Плавиковая кислота используется только в случаях, когда точно определена природа повреждения пласта.

**Hydrochloric Acid
Physical Data:**

Colorless, or slightly yellow, fuming liquid with pungent odor.

Raw Acid Specifications:		
Item	Limit	Unit
Total Acidity, as HCl	32.0 –38.0	%
Iron	10.0 max	ppm
Total Organic Carbons	3.0 max	ppm
Free Halogens, as Cl ₂	10.0 max	ppm
Calcium	0.3 max	ppm
Sulfates	2.0 max	ppm

HF Acid

**** **Note:** TNK-BP requires that prior to the pumping any HF Acid Blend into a TNK-BP well, a volume of HCL acid be pumped as a Pre-Flush before injecting HF Acid. This is to help insure that any Calcium Carbonates have been dissolved prior to the introduction of HF Acid solutions into the matrix. A minimum HCL volume requirement should be not less than 0.25 m³ of 15% HCL per one meter of formation.

The HCL Pre-flush being pumped ahead is to be treated with enough Iron Reducing agent to control 5000 ppm Fe+3, Corrosion Inhibitors to protect tubulars up to 12 hrs at BHT and pass the 4 hr spent acid compatibility test.

Used in some cases to dissolve silicates, in higher concentrations (above 2%) tend to create massive precipitants if not properly treated and right procedures not used. HF Acid is to be utilized only in cases when the source of damage is totally clear.

Плавиковая кислота Физические характеристики: Бесцветная жидкость с едким запахом.		
Характеристики концентрированной кислоты:		
Название характеристики	Содержание	Ед.измерения
Полная кислотность, HF	40 - 70 макс.	%
H ₂ SiF ₆	0.2 макс.	%
H ₂ SO ₄	0.2 макс.	%

Соляная и плавиковая кислота - контроль содержания железа (Fe+3)

1. Конечный продукт для закачки в скважину не должен содержать более 0,1 промилль трехвалентного железа.
2. Кислотный состав для протравки НКТ должен контролировать 5 промилль трёхвалентного железа. Предполагается, что объем протравки НКТ будет вымыт на поверхность, а не закачен в пласт. Объем протравки должен быть не менее 2 м³ кислоты концентрацией эквивалентной концентрации основного кислотного состава.
3. В случае, если протравка НКТ не может быть проведена или не предусматривается, то первые 7.0 м³ кислоты должны содержать достаточное количество реагентов для контроля 5 промилль трехвалентного железа (нейтрализующие или понижающие реагенты; предпочтение отдается реагенту понизителя железа). Остальная кислота, используемая для обработки, должна контролировать как минимум 2 промилль железа.
 - a. При выполнении кислотных обработок очень часто встречается проблема образования осадка. Реакция такого типа может привести к повреждению (закупорке) продуктивного пласта. Каждая скважина требует индивидуального подхода, нельзя строить «предположения» касательно совместимости жидкости по результатам ранее проведенных обработок.
 - b. Вышеизложенные ограничения являются только минимальными требованиями ТНК-ВР. Каждая Бизнес Единица может увеличить концентрацию реагента контролирующего содержание железа, по необходимости, в зависимости от лабораторных тестирований.

Hydrofluoric Acid Physical Data: Colorless liquid with pungent odor.		
Raw Acid Specifications:		
Item	Limit	Unit
Total Acidity, as HF	40 - 70 max	%
H ₂ SiF ₆	0.2 max	%
H ₂ SO ₄	0.2 max	%

HCL & HF Acid & Iron Control (Fe+3)

1. The final product that is to be injected to the well must not contain more than 100 ppm of ferric iron.
2. Tubing Pickle Acid volume is required to control 5000 ppm of Ferric Iron. The assumption is that all Tubing Pickle acid will be recovered on surface and will not be injected into the formation. Volume of Tubing Pickle should be not less than 2m³ with a concentration equal to the concentration of main acid package.
3. In the case that a tubing pickling procedure is not possible or not considered, the first 7.0 m³ of acid pumped must contain the amount of iron control (sequestering or reducing agent; reducing agents are preferred) agents that will control 5000 ppm of ferric iron. The remainder of all acid pumped for that treatment must be able to control a minimum of 2000 ppm.
 - a. Iron induced precipitation and sludging is very common when performing acid treatments. When these types of reactions occur, it can cause “plugging” of the producing or injection formations. Every well must be treated separately and “No Assumptions” should be made about compatibility of fluids from previous treatments.
 - b. The limits listed above are only a TNK-BP minimum requirement. Each Business Unit is welcome to increase the iron control if required, demonstrated from detailed laboratory testing.

*****Примечание – При проведении кислотной обработки объемом более 7.0 м3, оба кислотных состава, предназначенных для контроля 5 и 2 промилль Fe+3 должны пройти полную процедуру тестирования на совместимость. TNK-BP ожидает, что для снижения стоимости будет подобран оптимальный кислотный состав.**
Если после проведения полной процедуры протравки, вымытая на поверхность кислота будет содержать менее 1 промилль железа, то возможно снизить концентрацию реагента контроля железа в кислоте до способности удерживать 1 промилль железа вместо 2 промилль.

Органические кислоты (уксусная)

Уксусная кислота обычно используется в концентрации от 5.0% до 20%. 1.7 м3 уксусной кислоты растворит такое же количество материала, что и 1 м3 соляной кислоты. Преимущество уксусной кислоты - низкая скорость коррозии. При контакте с металлом и при температуре ниже 93°C добавление ингибитора не требуется, если контакт кислоты с трубой составляет менее 3ч. (***Примечание – Добавление ингибитора не требуется при использовании только уксусной кислоты, но не в комбинации с соляной кислотой). Уксусная кислота с ингибитором используется, как рабочая жидкость и может быть закачена в скважину перед перфорационными работами. Низкая скорость коррозии без необходимости добавления ингибиторов позволяет использовать эту кислоту для интенсификации водяных скважин для бытовых целей.

Смесь уксусной и соляной кислоты используется как компромисс между высокой растворяющей способностью соляной кислоты и замедленной реакцией уксусной кислоты. Подобные замедленные реакции кислот обычно используются в установленных пропорциях соляная/уксусная кислота (9:1, 8:2, 7:3, и 5:5). Отношение соляной кислоты к уксусной 9:1 - это наиболее быстро реагирующая из этих смесей. Растворяющая способность этих композиций примерно эквивалентна растворяющей способности 15% соляной кислоты.

Эти кислотные смеси обеспечивают задержку реакции с более низкой скоростью коррозии при температурах выше 93°C и имеют дополнительный положительный эффект по нейтрализации железа после отработки кислоты в горячих карбонатных пластах.

*****Note – When Acid Treatments are performed with volumes >7.0 m3, both of the Acid Blends that are designed to controlled 5000 ppm & 2000 ppm of Fe+3 are to be subjected to the full suite of compatibility tests. TNK-BP expects that a different acid package is designed for the lowered iron control requirement to save cost.**
If a full tubing pickling procedure is performed and the returned surface acid is measured / tested to contain <1000 ppm of iron, the remaining Iron Control agents used to control iron in the remainder of the acid may be reduced to 1000 ppm control, instead of 2000 ppm control.

Organic acids (Acetic)

Acetic acid is usually used in the range of 5.0% to 20% concentration. 1.7 m³ of acetic acid will dissolve the equivalent of 1.0 m³ of hydrochloric acid. Acetic acid has the advantage of low corrosion rates with steel, and at temperatures < 93°C, no inhibitor is required where contact with the pipe is less than three hours (***Note – No Inhibitor loading only applies when using Acetic Acid “Only” and not in combination with HCL). With inhibitors, acetic acid is used as a breakdown fluid and can be placed in the well prior to perforating. The low corrosion rate without the need for inhibitors allows the use of this acid for stimulating water wells for domestic consumption.

Mixtures of acetic and hydrochloric acid are used as a compromise between the greater dissolving capacity of HCl and the slow reaction of acetic acid. These delayed reaction acids are normally used in fixed ratios of Hydrochloric to acetic acid (9:1, 8:2, 7:3, and 5:5). A ratio of 9:1 hydrochloric : acetic acid is the fastest reacting of these mixtures. The dissolving ability of each formulation is approximately equal to that of 15% HCl.

These acid mixtures provide retardation, with less corrosion at temperatures (> 93°C), and have the additional benefit that they will sequester dissolved iron after the acid spends in hot carbonate formations.

Уксусная кислота
Физические характеристики:
Бесцветная жидкость со слабым запахом

Характеристики концентрированной кислоты:		
Название характеристики	Содержание	Ед. измерения
Полная кислотность, C ₂ H ₄ O ₂	99.5 макс.	%
Сульфаты	0.0002 макс.	%
Хлориды	0.0001 макс.	%
Органические вещества	0.1 макс.	%
Железо	0,001 макс.	промилль

Органические растворители

Наиболее распространенным растворителем для кислотных обработок является ксилол, хотя возможно применение и других, например толуол и т.п. Ксилол является отличным растворителем для предварительной промывки при любых кислотных обработках по нескольким причинам:

- Ксилол отмывает нефть с поверхности породы, позволяя кислоте вступить с ней (породой) в контакт и реагировать более эффективно.
- Ксилол способствует значительному снижению осадкообразования, если существует проблема повышенного содержания железа/асфальтена.

Органические растворители используются отдельно, либо в сочетании с кислотой. Органические растворители эффективны для устранения органических отложений. Органические растворители могут использоваться совместно с кислотой, в случае, когда неорганические солеотложения смешаны(с)/покрыты асфальтенами и/или парафином.

Если есть подозрение о наличии асфальтенов и парафина, закупоривающих пласт, то с целью устранения данного повреждения перед проведением кислотной обработки более эффективным методом является предварительная промывка пласта ароматическими растворителями. Применение такого вида растворителей более эффективно, чем обработка дизельным топливом или универсальными растворителями. Зачастую наличие асфальтенов и парафина является причиной повреждения и удалив его, проведение кислотной обработки может даже и не потребоваться.

В зависимости от выбранной системы кислотной обработки, может понадобиться предварительная

Acetic Acid
Physical Data:
Colorless liquid with slight odor.

Raw Acid Specifications:		
Item	Limit	Unit
Total Acidity, as C ₂ H ₄ O ₂	99.5 max	%
Sulfates	0.0002 max	%
Chlorides	0.0001 max	%
Organic substance	0.1 max	%
Iron	1.0 max	ppm

Organic solvents

The most common solvent in acidizing is xylene, although others are available, e.g. toluene etc. Xylene is an excellent pre-flush for any acidizing of oil wells for several reasons.

- It strips the oil from the rock face allowing acid to contact and react more efficiently.
- It greatly reduces the possibility of sludging where iron/asphaltene problems exist.

Organic solvents are used alone or in a combination with acid. Organic solvents are useful for the removal of organic deposits. An organic solvent can be combined with acid when the inorganic scales are mixed with or coated by asphaltenes and/or paraffin.

If we suspect we have asphaltenes and paraffin plugging of the formation, then a pre-flush of Aromatic solvents are far more effective than diesel or mutual solvents for removing this damage prior to a stimulation treatment. Many times, this is the damage mechanism and an acid stimulation treatment may "NOT" even be required.

Depending on the acid system selected, a pre-flush and post-flush of specific fluids (KCL) may be required and

промывка и перепродавка с применением особых жидкостей (KCL). Этот фактор крайне важен для успешности применения кислотной системы, например, для её распада. Аналогично этому, иногда требуется использование буферных жидкостей, так как углеводороды могут разрушить некоторые системы.

Универсальные растворители

Универсальные растворители – многофункциональные неионные вещества, которые по своему определению растворимы в нефти, воде и солевом растворе. Они содержат активные растворяющие вещества, которые обеспечивают смачивание, диемульгирование и обладают свойством снижать поверхностное натяжение. Универсальные растворители часто используются в стадиях предварительной промывки перед HCl или HCl/HF при матричных обработках для растворения органических веществ и смачивания. Наиболее известный на сегодняшний день универсальный растворитель – ЭГМБЭ (монобутиловый эфир этиленгликоля). Он используется в концентрации от 2 до 10% по объёму. Применение универсальных растворителей является критичным, когда обрабатываемая порода была подвергнута воздействию большого количества ингибитора коррозии.

Углеводороды для систем с кислотной эмульсией.

Некоторые сырые нефти, дизельное топливо или ксилол могут использоваться для создания эмульсии, типа - «кислота-нефть», для замедления реакции кислоты с известняком. Предпочтительней использовать ксилол, так как он лучше вымывается после обработки. Ещё одним приемлемым вариантом является использование дизельного топлива, так как оно легко создает эмульсию.

Необходимо определить давление насыщенных паров у углеводородных флюидов, которые будут использованы во время обработки (см выше).

Все обработки призабойной зоны с применением кислотной эмульсии должны включать в себя проведение тестов перед замесом на проверку стабильности и однородности композиции.

Время, в течении которого эмульсия должна оставаться стабильной для проведения ОПЗ, согласовывается с инженером-дизайнером компании TNK-BP.

Самоотклоняющиеся кислотные системы

critical to the success of the acid system, for breaking the system as an example. Likewise, spacer fluids are sometimes required as hydrocarbons will break some systems.

Mutual Solvents

Mutual solvents are multifunctional nonionic agents which by definition are soluble in oil, acid, water and brines. They contain strong solvent groups which provide wetting, demulsifying and surface tension reduction properties. Mutual solvents are frequently used in Pre-flushes ahead of HCl or HCl/HF in matrix acidizing to dissolve organics and aid in water wetting. The most common mutual solvent used today is EGMBE (Ethylene Glycol MonoButyl Ether). It is used at concentrations of 2 to 10% by volume. Mutual solvents become critical when a treated formation has been exposed to large amounts of corrosion inhibitor (which generally oil-wet formation).

Hydrocarbons for Emulsified Acid Systems

Certain crude oils, diesel fuel or Xylene may be used to create “acid-in-oil” emulsion in order to retard acid/limestone reaction. Xylene is the preferable choice as it has better post treatment cleanup abilities. Diesel is another acceptable product to use as an emulsion is easily achieved.

Vapor pressure (Procedure E) must be determined for a hydrocarbon fluid that will be used during a treatment (see above).

All emulsified acid treatments are to be subjected to pre-mixing tests to insure stability and a homogeneous mixture at BHT.

The length of time required to sustain a stable emulsion at BHT, is up to the decision of the TNK-BP treatment design engineer.

Self - Diverted Acid Systems

Вязко-упругие кислотные системы – вещества, имеющие вязко-упругие свойства; под воздействием напряжения/сдвига провоцируют временную деформацию (в случае если напряжение быстро устранено), и постоянную деформацию (в случае, когда напряжение/сдвиг поддерживается).

Само-отклоняющиеся кислотные обработки в первую очередь предназначены и используются для отклонения кислоты от пути наименьшего сопротивления и для проникновения ее в новые площади контакта с матрицей.

На рынке существуют различные вязко-упругие системы, которые показывают большие (40-60 спз), либо малые (2-5 спз). вязкости на поверхности. Несмотря на это, важно помнить, что при использовании вязко-упругих систем их вязкость значительно повышается по мере того, как срабатывается кислота, тем самым, создавая тенденцию к отклонению в породе.

В целях программы по контролю качества ТНК-ВР, сервисная компания должна будет замерять вязкость системы, для проверки кислотного пакета и как меняется система при работе с различными химреагентами. Сервисной компании требуется совместно с Блоком Технологий Департамента скважинных работ ТНК-ВР в Москве предложить собственную процедуру тестирования для определения заявленной вязкости на забое.

Загеливатели кислоты на основе полимера

- Полиакриламиды (синтетическая смола, изготовленная из полимеризованных акриламидов, водорастворимый полимер используется для образования или стабилизации гелей и как загуститель или осветлитель).
- Полисахариды – гидроокись углерода (т.е. крахмал, целлюлоза или гликоген) молекулы которого состоят из молекул сахара соединенных между собой.

Вязкость жидкости определяется по расчетной модели кислотной обработки, составленной инженером по дизайну.

Вязкость жидкостей этого типа должна быть подтверждена тестами в лаборатории на базе и на месторождении с помощью визкозиметра Fann 35.

Памятка:

Полиакриламиды – загеленная кислотная система, должна набирать вязкость более 15 спз при

Visco-Elastic Acid Gellents – “the property of a substance of exhibiting both elastic and viscous behavior, the application of stress causing temporary deformation if the stress is quickly removed but permanent deformation if it is maintained”.

Self diverting acid treatments are primarily designed and used to divert/restrict acid from following the path of least resistance in order to achieve an extended “new” area of contact between the unspent acid and the rock matrix.

There are various different Visco-Elastic fluid systems on the market that either exhibit high viscosity’s at surface conditions (40 – 60 cp) or exhibit lower viscosities on surface (2 – 5 cp). Nonetheless, the important factor to remember when using Visco-Elastic Acid Packages is that when the acid “spends”, it’s viscosity dramatically increases, thus creating a diversion tendency of the acid within the Matrix.

For TNK-BP QAQC purposes, the Service Company will be required to demonstrate “Spent VDA Acid” viscosity tests to verify their acid package and chemical lot changes. The Service Company will be required, in conjunction with TNK-BP Wells Technology Department in Moscow, to purpose fit their own set of testing procedures to “verify” their claims of down hole viscosity.

Polymer Based Acid Gellents

- Polyacrylamides - synthetic resins made by polymerizing acrylamide, especially a water-soluble polymer used to form or stabilize gels and as a thickening or clarifying agent.
- Polysaccharides – carbohydrates (e.g., starch, cellulose, or glycogen) which have molecules consisting of a number of sugar molecules bonded together.

Fluid viscosity is to be determined from the Acid Treatment design model generated by the design engineer

The viscosity of these types of fluids needs to be confirmed in both the Base & Field Lab laboratory with a Fann 35 Rheometer.

As a “Rule of Thumb”:

Polyacrylamides – Gelled Acid Fluid systems must achieve a viscosity of > 15 cp at temperature equal to

температуре равной (статическая температура на забое + температура на поверхности)/2.

Полисахариды – загеленная кислотная система, должна набирать вязкость более 25 спз при температуре равной (статическая температура на забое + температура на поверхности)/2.

*** Примечание:

- Перед закачкой перечисленных самоотклоняющихся кислотных составов, убедитесь в наличие достаточного забойного давления, позволяющего скважине промыться “самой”.
- Вязко-упругие жидкости, как правило, обладают хорошей способностью к вымыванию. Необходимо знать, что некоторые вязко-упругие системы жидкостей, не совместимы с кальцием в различных формах.

Окончательные параметры по вязкости систем загеленной кислоты будут определяться на усмотрение инженера TNK-BP по дизайну кислотных обработок и представителя Блока Технологий Департамента скважинных работ в Москве.

Загеленная и сшитая вода

Все требования и процедуры тестирования загеленной и сшитой воды подробно изложены выше.

Для проведения кислотных ГРП или ОПЗ, необходимо соблюдать все упомянутые процедуры по контролю качества при использовании загеленной и сшитой воды, включая тестирование на химический состав воды.

Окончательные параметры по вязкости системы на загеленной воде будут определяться на усмотрение инженера по дизайну кислотных обработок компании TNK-BP.

Загеленная нефть:

Химреагенты на основе загеленной нефти обычно изготавливаются из сложного эфира ортофосфата алюминия и иногда используются как отклоняющие кислотные жидкости.

Департамент технологий скважинных работ TNK-BP не рекомендует использовать загеленную нефть в качестве отклонителя для кислотных обработок. Она не так эффективна, как загеленная/сшитая вода или самоотклоняющаяся кислотная система. Применение

(BHST+Surface temp.)/2.

Polysaccharides - Gelled Acid Fluid systems must achieve a viscosity of > 25 cp at temperature equal to (BHST+Surface temp.)/2.

*** Note :

- Prior to pumping some of the listed self diverting acid packages, insure that there is sufficient BHP so the well has the ability to clean itself. Products that contain Polyacrylamides do not break and are thermal dependant to reduce the viscosity in order to recover these spent fluids back to surface.
- ViscoElastic Fluids generally have good cleanup properties. Be aware that certain ViscoElastic fluid systems may not be compatible with Calcium in various forms.

Final Viscosity requirements of all Gelled Acids systems will be at the sole discretion of the TNK-BP Acid Treatment Design Engineer and the Wells Technology Department in Moscow.

Gelled & X- linked Water

All Gelled, X-Linked water requirements and QAQC Testing procedures are outlined in detail above in this standards.

For the purposes of the Acid Fracs or BHT's, all Gelled & X-Linked Water QAQC procedures outlined in that document will be followed and adhered too inclusive of water analysis.

Final Viscosity requirements of all Gelled Water systems will be at the sole discretion of the TNK-BP Acid Treatment Design Engineer.

Gelled Oil:

Gelled Oil Chemicals are usually made up of an Aluminum Phosphate Ester product and are sometimes used as Acid Diversion fluids.

TNK-BP Wells Technology Department does not recommend gelled oil as a diversion system for Acid Stimulations. They are not as effective as Self Diverting Acid systems or Gelled / X-Linked Water. Oil Diversion systems create HSE and Environmental problems and

системы нефтяных отклонителей создаёт больше проблем с ОТ, ТБ и ООС и имеет множество потенциальных проблем с совместимостью, если жидкость не тестируется полностью и на регулярной основе. Необходимо предпринять все усилия, чтобы **не** использовать отклонители на основе нефти.

При необходимости применения систем с загеленной нефтью, необходимо:

1. Для данной системы необходимо будет провести полный ряд тестов на приборе Фан 50, для получения данных по вязкости при температуре равной (статическая температура на забое + температура на поверхности)/2. Также необходимо провести тесты с загрузкой брейкера, чтобы убедиться в полном распаде системы через 1 час после завершения закачки.
2. Необходимо иметь прибор Фан 35 на кустовой площадке для определения вязкости загеленной нефти.
3. Окончательные параметры по вязкости системы с загеленной нефтью будут определяться на усмотрение инженера по дизайну кислотных обработок компании ТНК-ВР

Лабораторное оборудование

*Важное примечание: Всю лабораторную стеклянную посуду для проведения тестов на совместимость (эмульсию) необходимо тщательно вымыть изопропиловым спиртом и сполоснуть раствором HCl перед каждым использованием. Если этого не делать, то фазу разделения жидкостей будет сложно определить. Следует также пользоваться подсветкой, при визуальном определении степени разделения фаз (например, HCl и сырой нефти). Все отчеты по тестам должны иметь цифровые фотографии процесса тестирования с высоким разрешением (минимум 1280*1024 пикселей).*

Лаборатория на базе

Список необходимого оборудования

Основное оборудование:

many potential compatibility problems if fluids are not fully tested regularly. All efforts should be made to **“Not”** use Oil Diversion products.

If Gelled Oil Diversion Systems are to be utilized:

1. Gelled Oil Diversion systems will be required to have a full set of Fann 50 tests performed to assure viscosity at temperature equal to (BHST+Surface temp.)/2. Breaker loadings are also to be tested to insure a full break within 1 hour after the treatment has been completed.
2. A Fann 35 will be required on the Wellsite to test and assure viscosity of Gelled Oil.
3. Final Viscosity requirements of Gelled Oil systems will be at the sole discretion of the TNK-BP Acid Treatment Design Engineer.

Laboratory equipment

*Important note: All laboratory glassware that is used for compatibility (emulsion) testing must be thoroughly cleaned with IPA (Isopropyl Alcohol) and flushed with HCl before every usage. If it is not done, the determination of the fluids separation line will be complicated. Also, the backlight must be used when visually determining fluids (for instance: HCl and crude oil) separation degree. All test reports must be supported with the high resolution (at list 1280*1024 pixels) digital pictures that represent the test progress.*

District (base) laboratory

The list of necessary laboratory equipment:

General

- Электронный прибор для измерения pH
- Лакмусовая бумага (с полосками 3-5 цветов и шкалой от 0-14)
- Шприцы и пипетки (1, 3, 5 и 10 мл)
- Лабораторная посуда (мензурки 50, 100, 250 и 500мл и мерные цилиндры 50, 100, 250 и 500 мл)
- Перчатки из латекса, защитные очки, остальные необходимые СИЗ и защитные средства
- Устройство для титрования (пипетка)
- Фильтровальная бумага – (ватман размер 4, 150мм x 20-25 микрон или его аналог) для тестов на осадок и сбора и частиц породы на выходе.
- Воронки под ватман 4 x 150 мм диаметром фильтровальной бумаги с вакуумным насосом
- Водяная баня с терморегулятором
- Fann 50 – если используется сшитая вода или система с загеленной нефтью.
- Fann 35 – если используется загеленная кислота, вода или нефть.

Концентрация кислоты

1. Титрование

- Раствор гидроксида натрия (NaOH) по стандарту = 1N, 2N и 5N
- Раствор фенолфталеина
- Шприцы (1, 3, 5 и 10 мл)
- Колбы
- Дистиллированная вода
- Прибор для титрования (пипетка)

2. Удельный вес

- Комплект Ареометров.
- Водяная баня с терморегулятором
- Термометр

Тест на совместимость

- Все реагенты, входящие в кислотный состав или те, которые планируется добавить.
- Колбы для размешивания (150 и/или 250 мл с закручивающимися крышками)
- Шприцы (1, 3, 5, 10 мл)
- Бутылочки для проб (1 л)
- Дистиллированная вода
- Раствор окисного железа (100 промилль или более)
- Водяная баня с терморегулятором
- Термометр
- Блендер типа Уоринг с разными скоростными режимами, сосуд на 1л и 250 мл стеклянная емкость с закручивающейся крышкой.
- Центрифуга и тубусы (25 мл)
- Сито из нержавеющей стали на 100 меш (150 микрон).
- Одноразовые мензурки (100, 250, 500 and 1000

- Electronic pH meter
- pH paper (strips with 3 – 5 color points with range 0-14)
- Syringes and pipettes (1, 3, 5 and 10 mL)
- Laboratory glass (Beakers (50, 100, 250 and 500 mL and Graduated Cylinders 50, 100, 250 and 500 mL)
- Latex gloves, protective glasses, other necessary PPE and safety equipment
- Titration unit (pipette)
- Filter Paper (Whatman grade 4 size 150 mm x 20-25 micron or equivalent) for a sludge test and collecting / evaluating flowback solids
- Analytical Funnels for Whatman 4 x 150 mm diameter filter paper with vacuum pump
- Water bath with temperature regulator
- Fann 50 – If X-Linked Water or Gelled Oil Systems are being utilized.
- Fann 35 – If Gelled Acid, Water or Oil is being Utilized.

Acid strength

1. Titration

- Sodium Hydroxide Solution (NaOH) Normality = 1N, 2N or 5N
- Phenolphthalein Solution
- Syringes (1, 3, 5 and 10 mL)
- Test bottle
- Distilled water
- Titration unit (pipette)

2. Specific Gravity

- Hydrometer kit
- Water bath with temperature regulator
- Thermometer

Compatibility testing

- All reagents used in the acid package or planned to be used
- Compatibility shake bottles (150 and/or 250 mL with screw top lids)
- Syringes (1, 3, 5, 10 mL)
- Sample bottles (1 L)
- Distilled water
- Ferric iron solution (100 000 ppm or more)
- Water bath with temperature regulator
- Thermometer
- Variable Speed Waring Blender with 1 liter jar and 250 ml glass jar with screw top lid.
- Centrifuge & Tubes (25 mL)
- 100 mesh (150 microns) stainless steel screens
- Disposable beakers (100, 250, 500 and 1000

- мл)
- Маркер
- Мраморная крошка, образцы парафина, образцы солеотложений.

Тесты на скорость коррозии

- Термошкаф с терморегулятором
- Пробирки (100 мл)
- Термометр
- Шаблоны для тестов нарезанные из новой НКТ (марки К) (100 гр)
- Пробы ингибитора коррозии
- Электронные весы (рассчитанные на 1000 гр с точностью до 0.001 грамм)

Анализ воды

- Набор HACH для анализа воды (Ca, Mg, Fe, Ba, Na, K, Sr, Cl, CO₃, HCO₃, SO₄).

Лаборатория на месторождении

Список необходимого лабораторного оборудования:

Основное оборудование:

- Электронный прибор для измерения pH
- Лакмусовая бумага (с полосками 3-5 цветов и шкалой от 0-14)
- Шприцы и пипетки (1, 3, 5 и 10 мл)
- СИЗ, как указано выше в «Обращение с химреагентами в лаборатории и на месторождении»
- Сито из нержавеющей стали на 100 меш (150 микрон).
- Электронные весы (рассчитанные на 1000 гр с точностью до 0.001 гр)
- Электронный термометр
- Водяная баня с терморегулятором
- Fann 35 – если используется загеленная кислота, вода или нефть.

Тесты на концентрацию кислоты

Удельный вес

- Комплект Ареометров
- Водяная баня с терморегулятором
- Термометр

Тесты на совместимость

- Все реагенты, входящие в кислотный состав или

- mL)
- Marker
- Marble chips, paraffin samples, scale samples

Corrosion rate testing

- Oven with temperature regulator
- Test glasses (100 mL)
- Thermometer
- Test coupons cut from actual new tubing (K grade) (100 gram)
- Samples of corrosion inhibitors
- Electronic weight scale (1000 gram capacity with accuracy to 0.001 gram)

Water testing

- HACH water analysis kit (Ca, Mg, Fe, Ba, Na, K, Sr, Cl, CO₃, HCO₃, SO₄).

Field laboratory

The list of necessary laboratory equipment:

General

- Electronic pH Meter
- pH paper (strips with 3 – 5 color points with range 0-14)
- Syringes and pipettes (1, 3, 5 and 10 mL)
- PPE as outlined above in “e. Chemicals handling in the lab and field”
- 100 mesh (150 microns) stainless steel screens
- Electronic weight scale (1000 gram capacity with accuracy to 0.001 gram)
- Electronic Temperature Gauge
- Water bath with temperature regulator
- Fann 35 – If Gelled Acid, Water or Oil is being Utilized.

Acid strength

Specific Gravity

- Hydrometer kit
- Water bath with temperature regulator
- Thermometer

Compatibility testing

- All reagents used in the acid package or

- те, которые планируется добавить
- Колбы для размешивания (150 и/или 250 мл с закручивающимися крышками)
 - Шприцы (1, 3, 5, 10 мл)
 - Бутылочки для проб (1 л)
 - Дистиллированная вода
 - Раствор окисного железа (100 промилль или более)
 - Водяная баня с терморегулятором
 - Термометр
 - Сито из нержавеющей стали на 100 меш (150 микрон)
 - Одноразовые мензурки (100, 250, 500 and 1000 мл)
 - Маркер
 - Мраморная крошка

Процедуры лабораторных тестов

Как правило, обеспечение и контроль качества при кислотных обработках, процедуры тестирования химреагентов и стандарты ТНК-ВР, руководствуются документом «Практические рекомендации для тестирования ПАВ в лабораторных условиях» (API -RP-42).

Все составы для кислотных обработок, удаления солевых отложений, отчистки ствола скважины или колонны НКТ предложенные для ТНК-ВР сервисными компаниями должны подтверждаться подробными отчетами о проведенных тестах для **КАЖДОЙ** отдельно взятой скважины, планируемой под ОПЗ. Отчеты должны сопровождаться цифровыми фотографиями с результатами тестов, и составлены на двух языках: русском и английском.

Сервисная компания не будет допущена к выполнению любого вида работ на скважинах ТНК-ВР до тех пор, пока лаборатория сервисной компании не выполнила, документировала и предоставила оформленный отчет представителю ТНК-ВР за 3 дня до начала обработки.

Лаборатория на базе

Тесты концентрированной (неразбавленной) и смешанной (разбавленной) кислот

ТНК-ВР требует от подрядчика проверки крепости (концентрации) кислоты. Тесты на концентрацию кислоты должны проводиться с каждой новой партией получаемой от поставщика сырой кислоты, а

- planned to be used
- Compatibility shake bottles (150 and/or 250 mL with screw top lids)
 - Syringes (1, 3, 5, 10 mL)
 - Sample bottles (1 L)
 - Distilled water
 - Ferric iron solution (100 000 ppm or more)
 - Water bath with temperature regulator
 - Thermometer
 - 100 mesh (150 microns) stainless steel screens
 - Disposable beakers (100, 250, 500 and 1000 mL)
 - Marker
 - Marble chips

Laboratory procedures

As a General Rule, TNK-BP QAQC Acid & Additive Testing procedures and standards will be guided by API – RP-42 Recommended Practices for Laboratory testing of surface active agents for well stimulation.

All Acid Stimulation, Scale Removal, Wellbore or Tubular cleanup packages proposed to TNK-BP by the Service Companies must include a report that details test results for **“EVERY”** well that is to be treated. Reports must include digital pictures of the test results and all reports are to be formalized in both Russian and English languages.

No Service Company is to pump any type of Acid Treatment into a TNK-BP well until the Service Company laboratory has performed, documented and submitted the formalized report to the TNK-BP representative, 3 days prior to the treatment.

District (Base) laboratory

Concentrated (raw) and mixed (dissolved) acid strength test

TNK-BP requires that the contractor provides proof for acid strength (concentration). Acid strength test to be performed for the raw acid batch after delivery from supplier and for the dissolved acid before sending it to

разбавленную кислоту требуется тестировать перед каждой отправкой на месторождение (если применимо).

Для приготовления проб для смешанной (разбавленной) кислоты, смотрите процедуру «Смешивание концентрированной соляной (HCl) кислоты с водой и добавками в лаборатории». В первую очередь, необходимо проверить цвет и прозрачность кислоты. Цвет кислоты может меняться от прозрачного до жёлтого и кислота не должна содержать каких-либо твердых примесей.

Концентрация:

- Провести титрование проб концентрированной кислоты для определения её концентрации. Смотрите процедуру «Определение концентрации кислоты путём титрования». Данный тест выполняется под вытяжкой при хорошем освещении. При этом необходимо иметь на себе все нужные СИЗ: комбинезоны или лабораторные халаты, резиновые перчатки, защитные ботинки или сапоги, а также защитные очки.
- Определить концентрацию титрованной кислоты по специальным табличкам или с помощью формулы. После определения концентрации по таблице, найдите соответствующее значение удельного веса для данной кислоты.
- Определить удельный вес, соответствующий оттитрованной кислоты при помощи ареометра с точностью до 0.001 единиц.

Примечание: После получения каждой новой партии кислоты, необходимо произвести отбор проб этой кислоты и её титрование.

Содержание железа в концентрированной кислоте.

Содержание железа во всей поставляемой кислоте должно попадать под текущие требования стандартов качества.

Каждая вновь полученная партия кислоты должна пройти тест на содержание железа. Такой же тест должна пройти разбавленная кислота перед транспортировкой ее на месторождение (если применимо).

Железо (Fe): Протестировать кислоту на содержание железа с применением реагентов HACH. Содержание железа не должно превышать 0,01 промилль.

Тестирование воды для замешивания кислоты на содержание железа

Протестировать воду для замеса кислоты на

location (if applicable).

To prepare samples of mixed (dissolved) acid refer to Procedure 'Laboratory Mixing of Raw (Strong) Hydrochloric Acid (HCl) with Water and Additives'. First of all check acid Color and Clarity – the acid should be clear to yellow, and free of foreign material such as solid particulate.

Strength:

- Titrate the Raw HCl acid sample to determine its strength. Refer to Procedure 'Acid Strength Determination by Titration'. This test should be performed under a fume hood with good lighting. Wear all appropriate PPE: coveralls or lab coat (smock); rubber gloves; safety shoes or safety boots; and safety glasses.
- Find the measured acid strength you titrated on a set of acid tables or use the formula. Once the strength is found on the acid chart, find the corresponding specific gravity value for that strength of acid.
- Verify the specific gravity corresponding to titrated acid strength with a hydrometer accurate to 0.001 units.

Note: The acid tank must be sampled and titrated after each new load received.

Concentrated (raw) acid iron content

Iron content in all supplied acid must fall under current QA/QC standards requirements. Every new received load of raw acid must be tested for iron content. Also, the test should be performed for the dissolved acid before sending it to location (if applicable).

Iron (Fe): Test the acid for iron content using a HACH iron testing kit. The resulting iron content must be less than 10 ppm (mg/L).

Mixing water iron control

Check the water to be used to dissolve acid down to target strength for iron content since it will effect overall

содержание железа, так как это повлияет на суммарное количество железа в разбавленной кислоте.

Железо (Fe): Протестировать кислоту на содержание железа с применением реагентов HACH. Содержание железа должно быть менее 0,01 промилль.

Тесты на совместимость пластовых жидкостей с применяемой кислотой.

Данные тесты разработаны для обеспечения контроля качества (разрешение на использование / запрет на использование) кислоты, предназначенной для обработки пласта и используемой на всех кустовых площадках компании TNK-BP. Целью тестов не является подбор или разработка кислотного состава. Тесты разработаны на основании опыта использования кислотного состава на различных нефтяных и газовых месторождениях. Некоторые виды нефти и других пластовых жидкостей плохо реагируют с кислотным составом, и тогда предотвратить осадкообразование, а также, появление кислотной или нефтяной эмульсий может быть очень сложно

Совместимость пластовых жидкостей (а также других закачиваемых флюидов, например между HCl и KCl) должна быть проверена до закачки каких либо жидкостей в пласт, например таких как: растворы КРС, растворители, растворы ГРП и кислотные растворы. Проверив совместимость пластовых жидкостей, воды и нефти, мы можем свести до минимума риск возникновения блокирующего проницаемость осадка, эмульсии и различного рода отложений.

Следуйте описанным процедурам для проведения тестов на совместимость кислоты с пластовыми флюидами в стационарной лаборатории. Тесты состоят из (но не ограничены только):

1. Тестов на стабильность кислоты
2. Тестов на образование эмульсии
3. Тестов на осадкообразование
4. Тестов на скорость распространения коррозии

Тестирование пластовых флюидов на совместимость с отклонителем

Следуйте процедурам описанные в этих стандартах (исключая тест на стабильность кислоты) для проверки совместимости отклонителей с пластовыми жидкостями и другими жидкостями, используемыми во время обработки. Тесты состоят из (но не ограничены только):

1. Тесты на образование эмульсии
2. Тесты на осадкообразование
3. Тесты на скорость коррозии

mixture iron content.

Iron (Fe): Test the acid for iron content using a HACH iron testing kit. The resulting iron content should be less than 10 ppm (mg/L).

Individual field/formation fluid vs. treated acid compatibility testing

These tests are designed for quality control (acceptance/rejection) of formation treating acid used at all TNK-BP well sites. They are not intended for selecting or designing an acid package. The tests were developed from experience with Hydrochloric acid packages as used in reservoirs of various Oil and Gas Fields. Some crude oils and other reservoir fluids can react poorly with acid packages and therefore preventing sludging & acid/oil emulsions can be very difficult.

The compatibility of reservoir fluids (and between pumped fluids, for instance between HCl and KCl) should be checked prior to pumping any foreign fluids into the formation such as work over fluids, solvents, fracturing fluids, and acid stimulation fluids. By ensuring the compatibility of reservoir fluids, water and oil, we can minimize the risk of creating permeability blocking sludge, emulsions, and precipitates.

Use Procedures in this manual to perform acid/formation fluid compatibility test in the district laboratory. The scope of test consists from (but not limited to):

1. Acid stability testing
2. Emulsions testing
3. Sludge testing
4. Corrosion rate testing

Individual field/formation fluid vs. diversion system compatibility testing

Procedures described in this manual (excluding acid stability test) should be used to check a diversion system compatibility with the formation fluid and other fluids to be used during the treatment. The scope of test consists from (but not limited to):

1. Emulsions testing
2. Sludge testing
3. Corrosion rate testing

Полевая лаборатория

Определение концентрации смешанной (разбавленной) кислоты

Данные тесты должны проводиться перед каждой обработкой.

Взять пробу хорошо перемешанного кислотного раствора из кислотовоза, доставившего кислотный раствор на куст. Проба берется на кустовой площадке только после начала циркуляции через кислотовоз. Если на куст завезли более одной емкости кислоты, например, кислотовоз с прицепом или два кислотовоза, то на кустовой площадке необходимо принять решение каким образом проводить тест: одной смешанной пробы, отобранной из различных емкостей, или же проводить отдельные тесты проб, отобранных из каждой емкости. Если был приготовлен один объем кислоты и разлит по разным емкостям, то можно выполнять тестирование смешанной пробы. Но если кислота приготавливалась несколькими порциями, то следует проводить тестирование проб, взятых отдельно из каждой емкости. *Во время большеобъемных работ или кислотных ГРП, когда отдельно приготовленные объемы кислоты смешиваются в емкостях объемом 400 баррелей (63,3 м3), необходимо проводить циркуляцию каждой емкости в течение требуемого периода времени (снизу доверху) через стояк, обеспечивая при этом соответствующий расход, для того, чтобы хорошо перемешать кислотный раствор перед выполнением теста.*

Если принято решение выполнять тест смешанной пробы, то до начала перемешивания необходимо отобрать пробы из каждой емкости и визуально сравнить их друг с другом.

Визуальное различие может вызвать необходимость проведения дальнейшего расследования (загрязненная емкость, присутствие различных добавок, расслоение раствора и т.п.). Смешанная проба должна состоять из проб, которые отбираются из всех емкостей пропорционально объему их содержимого с учетом всего завезенного на куст объема.

Замеряйте концентрацию кислоты с помощью ареометра.

Field lab

Mixed (dissolved) acid strength test

Must be checked prior to pumping each and every treatment.

Obtain a well mixed representative sample of the treating acid blend from the delivery tank truck after arrival on location. The sample must be taken after the truck has been circulated. If more than one container of acid has been delivered, e.g. a truck and pup or two trucks, then a decision will be needed whether to test one blended sample from the different containers or whether to test each container separately. If the acid was prepared as one batch and divided between the various containers then a blended sample is adequate. However, if multiple batches were prepared to make up the total amount of acid delivered, then testing of multiple samples is indicated. *On larger jobs or Acid Fracs, if acid from several loads is combined into large 400 barrel (63.3 m3) tanks – each tank should be rolled at sufficient rate and for sufficient time (bottom to top) through the riser to ensure proper mixing of the acid blend before testing the blend.*

If a blended sample is decided upon then a sample from each container should be caught and compared to each other visually before blending.

Differences in appearance may indicate a need for further investigation (dirty container, different additive mixtures, separation of additives etc.). A blended sample should be proportioned to the volume in each container to the total volume delivered.

Measure the acid strength using water hydrometer kit.

Specific gravity and concentration of HCl @ 15°C

Удельный вес и концентрация HCl при 15°C

Specific gravity g/sm ³	HCl content		Относительная плотность г/см ³	Содержание HCl	
	%	g/l г/л		%	g/l г/л
1,000	0,16	1,6	1,115	22,86	255
1,005	1,15	12	1,120	23,82	267
1,010	2,14	22	1,125	24,78	279
1,015	3,12	32	1,130	25,75	291
1,020	4,13	42	1,135	26,70	302
1,025	5,15	53	1,140	27,66	315
1,030	6,15	63	1,142	28,14	321
1,035	7,15	74	1,145	28,61	328
1,040	8,16	85	1,150	29,57	340
1,045	9,16	96	1,152	29,95	345
1,050	10,17	107	1,155	30,55	353
1,055	11,18	118	1,160	31,52	366
1,060	12,19	129	1,163	32,10	373
1,065	13,19	140	1,165	32,49	379
1,070	14,17	152	1,170	33,46	391
1,075	15,16	163	1,171	33,65	394
1,080	16,15	174	1,175	34,42	404
1,085	17,13	186	1,180	35,39	418
1,090	18,11	197	1,185	36,31	430
1,095	19,06	209	1,190	37,23	443
1,100	20,01	220	1,195	38,16	456
1,105	20,97	232	1,200	39,11	469
1,110	21,92	243			

Тесты на совместимость отдельно взятых пластовых жидкостей с применяемой кислотой.

Полевой тест на совместимость должен проводиться с теми же пластовыми жидкостями, взятыми из того же самого намеченного для обработки интервала, которые были протестированы в стационарной лаборатории на базе на предмет совместимости перед отправкой кислоты на месторождение. Тесты на совместимость с остальными растворами, которые потребуются для обработки (раствор KCl, т.д.) должны быть проведены с использованием проб взятых на кусту. Для проведения теста в полевой лаборатории на совместимость кислоты с пластовыми жидкостями следуйте инструкциям данных стандартов. Для теста на образование осадка в полевой лаборатории можно использовать сито 100 меш (150 микрон), вместо фильтрующего ватмана. Для того, чтобы проба просачивалась через сито лучше, можно использовать теплую воду. Объем тестирования состоит из следующих тестов (но, не ограничен только ими):

1. Тест на стабильность кислоты
2. Тест на образование эмульсии
3. Тест на образование осадка

Тестирование на совместимость отдельно взятых пластовых флюидов с отклонителями

Следуйте инструкциям процедуры В (исключая тест на

Individual fluid vs. treated acid compatibility testing

Compatibility test in the field must be performed with the same formation fluid sample from the target formation that was used to ensure acid/formation fluid compatibility in the district lab before sending the acid blend to location. Compatibility of other fluids that are supposed to be used for a treatment (KCl brine etc.) must be checked using samples taken on site. Use Procedure described in this standards to perform acid/formation fluid compatibility test in the field laboratory. 100 mesh screens can be used for a sludge test in the field instead of Whatman filter paper. Hot

water may be utilized to "help" the sample flowing through the screen. The scope of test consists of (but is not limited to) the following tests:

1. Acid stability testing
2. Emulsions testing
3. Sludge testing

Individual fluid vs. diversion system compatibility testing

используемыми для обработки.

Полевой тест на совместимость, должен проводиться с теми же пластовыми жидкостями, взятыми из того же самого намеченного для обработки интервала, которые были протестированы в стационарной лаборатории на базе на предмет совместимости перед отправкой кислоты на месторождение. Объем тестирования состоит из следующих тестов (но, не ограничен только ими):

1. Тест на образование эмульсии
2. Тест на образование осадка

Тестирования качества кислотной эмульсии.

Процедура D описывает проведение теста на качество кислотной эмульсии (ароматического ряда).

Процедуры проведения тестов:

Процедура А

Определение концентрации кислоты путем титрования

Концентрацию раствора соляной кислоты можно определить путем нейтрализации известного объема кислоты известной концентрацией гидроксида натрия. Объем гидроксида натрия прямо пропорционален концентрации кислоты.

Требуемое оборудование:

- Раствор гидроксида натрия с N равным 1, 2, или 5
- Шприцы объемом 1, 3, 5, или 10 мл (1 мл = 1 см³)
- Емкость для проведения теста на совместимость
- Дистиллированная вода
- Раствор фенолфталеина

Порядок выполнения теста:

1. Определить соответствие гидроксида натрия, в наборе для проведения теста (значение N). Значение N – это отношение молекулярного веса вещества к используемому весу.
Пример: 1N, или 2N, или 5N..

formation fluid and with the other fluids to be used during the treatment.

Compatibility tests in the field must be performed with the same formation fluid sample from the target formation that was used in the district lab to ensure acid/formation fluid compatibility before the acid blend was sent to location. The scope of tests consists of, from but are not limited to the following:

1. Emulsions testing
2. Sludge testing

Emulsified acid quality testing

Procedure D describes how to perform an emulsified (aromatic) acid quality test.

PROCEDURES:

Procedure A

Acid Strength Determination by Titration

The strength of a hydrochloric acid solution can be determined by neutralizing a known volume of acid with a known strength and volume of sodium hydroxide. The volume of sodium hydroxide required for neutralizing is directly proportional to the strength of the acid.

Equipment Required:

- 1, 2, or 5 N Sodium Hydroxide Solution
- 1, 3, 5, or 10 ml syringes (1 ml = 1 cc)
- Compatibility test bottle
- Distilled Water
- Phenolphthalein solution

Procedure:

1. Observe the Normality of the Sodium Hydroxide solution in your test kit. (N value). "N" Value refers to the relationship between Molecular Weight of the substance and the weight being used.
Example: 1N, or 2N, or 5N.

2. Для проведения теста набрать в бутылочку 1,2, или 5 мл кислоты при помощи шприца.
Пример: Если значение N гидроксида натрия равно 1N, то набрать ровно 1мл кислоты.
Пример: Если значение N гидроксида натрия равно 5N, то набрать ровно 5мл кислоты.
3. Добавить примерно 25 мл дистиллированной воды, точность не имеет принципиального значения.
4. Добавить примерно 5 капель индикатора раствора фенолфталеина.
5. Набрать в шприц 5 или 10мл гидроксида натрия точно по метке и медленно добавлять в бутылочку с тестом на совместимость до тех пор, пока раствор не порозовеет и постепенно не станет прозрачным. После этого по капле добавлять гидроксид натрия пока раствор не станет розовым.
6. Точно определить, сколько потребовалось мл гидроксида натрия для нейтрализации кислоты (когда раствор становится розовым).
7. Рассчитать концентрацию соляной кислоты по следующей таблице.

Примечание: Для других значений N раствора NaOH используйте уравнение. Например: если используется раствор 5N NaOH, объём (мл) NaOH из таблицы должен быть разделен на 5.

2. Using a syringe, take 1, 2, or 5 ml of acid to test and place it into the test bottle.
Example: If your (N value) of sodium hydroxide is 1N then use exactly 1 ml of acid.
Example: If your (N value) of sodium hydroxide is 5N then use exactly 5 ml of acid.
3. Add approximately 25 ml of distilled water, exact amount does not matter.
4. Add approximately 5 drops of phenolphthalein indicator solution.
5. Fill a 5 or 10 ml syringe with sodium hydroxide solution exactly to the mark and add slowly to the compatibility test bottle until the solution turns pink and slowly goes clear. Then add the sodium hydroxide drop by drop until the test solution stays pink.
6. Determine exactly how many ml's of sodium hydroxide it took to neutralize the acid, (turn pink).
7. Calculate the strength of hydrochloric acid using the following

Note: Use equation for any other than 1N solution of NaOH used for titration. For example, if 5N NaOH solution used, the volume (ml) of NaOH from the table should be divided by 5.

1		2		3		4		5		6	
% HCL	1N NaOH (мл/мл)										
7,5	2,13	13,1	3,81	18,7	5,60	24,3	7,46	29,9	9,42	35,5	11,45
7,6	2,16	13,2	3,85	18,8	5,63	24,4	7,50	30,0	9,45	35,6	11,49
7,7	2,19	13,3	3,88	18,9	5,66	24,5	7,53	30,1	9,90	35,7	11,53
7,8	2,22	13,4	3,91	19,0	5,69	24,6	7,57	30,2	9,53	35,8	11,57
7,9	2,25	13,5	3,94	19,1	5,73	24,7	7,60	30,3	9,56	35,9	11,60
8,0	2,28	13,6	3,97	19,2	5,76	24,8	7,64	30,4	9,60	36,0	11,64
8,1	2,31	13,7	4,00	19,3	5,79	24,9	7,67	30,5	9,63	36,1	11,68
8,2	2,34	13,8	4,03	19,4	5,83	25,0	7,70	30,6	9,67	36,2	11,71
8,3	2,37	13,9	4,07	19,5	5,86	25,1	7,74	30,7	9,71	36,3	11,75
8,4	2,40	14,0	4,08	19,6	5,89	25,2	7,77	30,8	9,74	36,4	11,79
8,5	2,43	14,1	4,13	19,7	5,92	25,3	7,81	30,9	9,78	36,5	11,83
8,6	2,46	14,2	4,16	19,8	5,96	25,4	7,84	31,0	9,81	36,6	11,86
8,7	2,49	14,3	4,19	19,9	5,99	25,5	7,88	31,1	9,85	36,7	11,90
8,8	2,52	14,4	4,22	20,0	6,02	25,6	7,91	31,2	9,89	36,8	11,94
8,9	2,55	14,5	4,25	20,1	6,06	25,7	7,94	31,3	9,92	36,9	12,98
9,0	2,58	14,6	4,28	20,2	6,09	25,8	7,98	31,4	9,96	37,0	12,01
9,1	2,61	14,7	4,31	20,3	6,12	25,9	8,01	31,5	9,99		
9,2	2,64	14,8	4,34	20,4	6,16	26,0	8,05	31,6	10,03		
9,3	2,67	14,9	4,37	20,5	6,19	26,1	8,08	31,7	10,07		
9,4	2,70	15,0	4,41	20,6	6,22	26,2	8,12	31,8	10,10		
9,5	2,73	15,1	4,44	20,7	6,25	26,3	8,15	31,9	10,14		
9,6	2,76	15,2	4,48	20,8	6,29	26,4	8,19	32,0	10,17		
9,7	2,79	15,3	4,51	20,9	6,32	26,5	8,22	32,1	10,21		
9,8	2,82	15,4	4,54	21,0	6,35	26,6	8,26	32,2	10,25		
9,9	2,85	15,5	4,57	21,1	6,39	26,7	8,29	32,3	10,28		
10,0	2,88	15,6	4,60	21,2	6,42	26,8	8,33	32,4	10,32		
10,1	2,91	15,7	4,63	21,3	6,45	26,9	8,36	32,5	10,36		
10,2	2,94	15,8	4,67	21,4	6,49	27,0	8,40	32,6	10,39		
10,3	2,97	15,9	4,70	21,5	6,52	27,1	8,43	32,7	10,43		
10,4	3,00	16,0	4,73	21,6	6,55	27,2	8,47	32,8	10,46		
10,5	3,03	16,1	4,76	21,7	6,59	27,3	8,50	32,9	10,50		
10,6	3,06	16,2	4,79	21,8	6,62	27,4	8,54	33,0	10,54		
10,7	3,09	16,3	4,82	21,9	6,65	27,5	8,57	33,1	10,57		
10,8	3,12	16,4	4,86	22,0	6,69	27,6	8,61	33,2	10,61		
10,9	3,15	16,5	4,89	22,1	6,72	27,7	8,64	33,3	10,65		
11,0	3,18	16,6	4,92	22,2	6,75	27,8	8,68	33,4	10,68		
11,1	3,21	16,7	4,95	22,3	6,79	27,9	8,71	33,5	10,72		
11,2	3,24	16,8	4,98	22,4	6,82	28,0	8,75	33,6	10,76		
11,3	3,27	16,9	5,02	22,5	6,86	28,1	8,78	33,7	10,79		
11,4	3,30	17,0	5,05	22,6	6,89	28,2	8,82	33,8	10,83		
11,5	3,33	17,1	5,08	22,7	6,92	28,3	8,85	33,9	10,87		
11,6	3,36	17,2	5,11	22,8	6,96	28,4	8,89	34,0	10,90		
11,7	3,39	17,3	5,14	22,9	6,99	28,5	8,92	34,1	10,94		
11,8	3,42	17,4	5,18	23,0	7,02	28,6	8,96	34,2	10,98		
11,9	3,45	17,5	5,21	23,1	7,06	28,7	8,99	34,3	11,01		
12,0	3,48	17,6	5,24	23,2	7,09	28,8	9,03	34,4	11,05		
12,1	3,51	17,7	5,27	23,3	7,13	28,9	9,06	34,5	11,09		
12,2	3,54	17,8	5,31	23,4	7,16	29,0	9,10	34,6	11,12		
12,3	3,57	17,9	5,34	23,5	7,19	29,1	9,14	34,7	11,16		
12,4	3,60	18,0	5,37	23,6	7,23	29,2	9,17	34,8	11,20		
12,5	3,63	18,1	5,40	23,7	7,26	29,3	9,21	34,9	11,23		
12,6	3,66	18,2	5,43	23,8	7,29	29,4	9,24	35,0	11,27		
12,7	3,69	18,3	5,47	23,9	7,33	29,5	9,28	35,1	11,31		
12,8	3,72	18,4	5,50	24,0	7,36	29,6	9,31	35,2	11,34		
12,9	3,75	18,5	5,53	24,1	7,40	29,7	9,35	35,3	11,38		
13,0	3,78	18,6	5,56	24,2	7,43	29,8	9,38	35,4	11,42		

ПРИМЕЧАНИЕ: Окончательная концентрация кислоты должна находиться в пределах 10% от требуемого значения концентрации кислоты

Пример: Если требуемая концентрация кислоты составляет 15%, то приемлимые значения концентрации должны находиться в пределах от 13,5% до 16,5%.

8. Произвести замер концентрации кислоты ареометром и сравнить данное значение со значением, полученным во время титрования. Необходимо чтобы ареометр давал показания до тысячных единиц. (0,001).

**Если показания удельной плотности (S.G) по ареометру находятся за пределами 10%, то следует повторить титрование, при этом следует внимательно измерять объемы и следить за тем, чтобы в кислоте или гидроксиде натрия, измеренных шприцом, не было воздушных пузырьков.*

Процедура В

Тест на совместимость кислоты с пластовой жидкостью:

Взять свежую пробу нефти (или конденсата). Тест данной пробы должен быть выполнен в течение 72 часов. На пробе необходимо указать расположение скважины, зону и пласт, статическую температуру и давление на забое скважины, API^o (или удельный вес S.G.), а также следует составить отчет по пробе. Отбор пробы должен проводиться из пласта подлежащего обработке. Убедиться, что проба не загрязнена реагентами, используемыми в процессе подготовки нефти, и находится в непроницаемом, герметичном контейнере (нефть фоточувствительна и разлагается при воздействии солнечных лучей и т.п.).

Герметичность контейнера означает лишь герметичность крышки, которая предотвращает утечку легких фракций, что может привести к изменению свойства нефти или конденсата.

Примечание: В случае присутствия пластовой воды, необходимо отобрать ее пробу и протестировать с кислотой.

Взять пробу хорошо перемешанного кислотного раствора из кислотовоза, доставившего кислотный раствор на куст. Проба берется на кустовой площадке только после начала циркуляции через кислотовоз.

Если на куст завезли более одной емкости кислоты, например, кислотовоз с прицепом или два кислотовоза, то на кустовой площадке необходимо принять решение каким образом проводить тест: одной смешанной

NOTE: Final acid strength should be within 10% of the desired acid strength.

Example: If 15% is the intended acid strength – the acceptable range will be 13.5% to 16.5%.

8. Verify the acid strength as measured by titration with a hydrometer. The hydrometer must be accurate to 0.001 units.

**If the measured S.G. by hydrometer is not within 10% - repeat the titration, taking extra care when measuring volumes and ensuring there are no air bubbles present in the acid or sodium hydroxide measured with the syringes*

Procedure B

Acid / Formation Fluid Compatibility Test:

Take a fresh sample of crude oil (or condensate) within 72 hours of testing. This sample should have the well location, zone & formation, BHST, BHSP & °API (or S.G.) indicated on the sample and the test report. The sample must be representative of the oil or condensate in the reservoir/pool to be treated. Ensure that the sample is not contaminated with production treating chemicals. Ensure that the sample is collected in an opaque pressure sealed container (crude oil is photo sensitive and will degrade if exposed to sunlight, etc.) (*Pressure sealed just refers to a sealable lid that will prevent the 'light ends' from escaping which changes the properties of the oil or condensate*)

Note: If the well is also producing water, it should also be sampled and tested with the acid

Obtain a well mixed representative sample of the treating acid blend from the delivery tank truck to be sent to location. The sample must be taken after the truck has been circulated.

If more than one container of acid is to be delivered, e.g. a truck and pup or two trucks, then you will have to make a decision with regards to the necessity to test one blended sample from the different containers or

пробы, отобранной из различных емкостей, или же проводить отдельные тесты проб, отобранных из каждой емкости. Если был приготовлен один объем кислоты и разлит по разным емкостям, то можно выполнять тестирование смешанной пробы. Но если кислота приготавливалась несколькими порциями, то следует проводить тестирование проб, взятых отдельно из каждой емкости. *Во время больше-объемных работ или кислотных ГРП, когда отдельно приготовленные объемы кислоты смешиваются в емкостях объемом 400 баррелей (63,3 м3), необходимо проводить циркуляцию каждой емкости в течение требуемого периода времени (снизу до верху) через стояк, обеспечивая при этом соответствующий расход, для того, чтобы хорошо перемешать кислотный раствор перед выполнением теста.*

Если принято решение выполнять тест смешанной пробы, то до начала перемешивания необходимо отобрать пробы из каждой емкости и визуально сравнить их друг с другом. Визуальное различие может вызвать необходимость проведения дальнейшего расследования (загрязненная емкость, присутствие различных добавок, расслоение раствора и т.п.). Смешанная проба должна состоять из проб, которые отбираются из всех емкостей пропорционально объему их содержимого с учетом всего завезенного на куст объема.

Перед началом проведения тестов необходимо предварительно нагреть водяную баню до пластовой температуры. Предусмотреть источник электропитания на кустовой площадке для проведения теста. Уровень воды в водяной бане должен быть достаточным для того, чтобы полностью закрывать уровень жидкости в бутылочках с образцами.

Раствор трехвалентного соединения железа предназначенного для применения должен быть от 100 до 125 промилей (100,000 до 125,000 ppm). Подготовить сито с ячейкой 100 (в очень хорошем состоянии) изготовленное из кислотостойкой проволочной сетки с квадратной ячейкой или фильтровальный ватман (см. выше).

Подготовить следующее оборудование: новые, чистые прозрачные бутылочки на 150 мл с закручивающимися пробками (6 унцевые градуированные колбы); раствор гидроксида натрия (NaOH) 1 N, 2 N или 5 N, крошку лабораторного* мрамора (или порошкообразный карбонат кальция) для нейтрализации кислоты, термометры, емкости, шприцы, материалы и другое лабораторное оборудование необходимое для выполнения тестов (см. список выше).

** Лабораторный – значит чистый мрамор, свободный от всяких примесей, который либо ускоряет, либо замедляет скорость реакции с кислотой.*

whether to test each container separately. If the acid was prepared as one batch and divided between the various containers then a blended sample is adequate. However, if multiple batches were prepared to make up the total amount of acid delivered, then testing of multiple samples is required.. *On larger jobs or Acid Fracs, if acid from several loads is combined into large 400 barrel (63.3 m3) tanks – each tank should be rolled at sufficient rate and for sufficient time (bottom to top) through the riser to ensure proper mixing of the acid blend before testing the blend.*

If a blended sample is decided upon, then a sample from each container should be caught and compared to each other visually before blending. Differences in appearance may indicate a need for further investigation (dirty container, different additive mixtures, separation of additives etc.). A blended sample should be proportioned to the volume in each container to the total volume delivered.

The water bath must be preheated to the reservoir temperature before any testing is started. (Note that a source of power or a testing site with power will have to be arranged.) The water depth in the water bath should be adequate to cover the liquid height in the bottles.

The Ferric Solution to be used should have a concentration of 100,000 to 125,000 ppm. Prepare a 100 mesh screen (very good condition) or Whatman filter paper. (See above list)

Prepare the following: new, clean, clear 150 ml glass bottles with screw caps (6 oz Grad Ovals); Sodium Hydroxide (NaOH) 1 N, 2 N or 5 N solution, laboratory grade; marble chips (or calcium carbonate powder) for spending the acid; thermometers; containers; syringes; and other miscellaneous materials and lab equipment as needed to complete the tests. (See above list).

** Laboratory grade simply means “Clean” marble that is not contaminated with dirt, or other minerals that can either speed up or slow down the reaction rate with Acid.*

**Тесты на стабильность кислоты (и тесты на понижение содержания железа).
Необходимы стеклянные бутылочки емкостью 150 мл пронумерованные 1, 2 и 3**

- Налить 50 мл смешанного кислотного раствора в каждую из трех (3) бутылочек.

Бутылочка 1 – Поставить бутылочку на 30 минут в водяную баню, предварительно подогретую до статической температуры забоя скважины.

Бутылочка 2 – Во вторую бутылочку добавить раствор трехвалентного железа до эквивалента способности снижения концентрации железа (в промилях), указанного в названии конкретного кислотного состава, тщательно потрясти для того, чтобы смешать содержимое, и затем на 30 минут поставить бутылочку в водяную ванну, температура которой должна соответствовать значению статической температуры на забое скважины (см. таблицу 1). Например, для Кислотного состава «Х» 5000 потребуется раствора трехвалентного железа 5 промилей. Добавить 2 мл раствора – 125 промилей (или 2,5 мл 100 промилей) в 50 мл кислоты и хорошо перемешать. Сначала, при добавлении раствора железа в раствор кислоты, раствор становится желтым/оранжевым. Встряхнуть пробу, и раствор снова станет прозрачным, так как раствор окисного (III валентного) железа понизится до закисного (II валентного) железа.

Примечание:

1. *Это может занять дополнительное время при определенной температуре;*
2. *Не все кислотные растворы предназначены для снижения валентности железа (например, растворы, предназначенные для газовых скважин или растворы предназначенные для удаления шлама из нефти), цвет таких растворов останется желтым, /оранжевым.*

Acid Stability Tests (and iron reduction tests) - 150 ml glass bottles labeled 1, 2 and 3

- Measure 50 ml of blended acid mixture into each of three (3) bottles.

Bottle 1 - Place bottle into the preheated water bath at BHST for 30 minutes.

Bottle 2 - Add the Ferric Iron Solution into the second bottle to an equivalent of the iron reduction capability in ppm indicated by the name of the particular acid package, shake to mix the contents thoroughly and then place the bottle into the water bath at BHST for 30 minutes. (See Table 1) (For example: 'Package X' 5000 acid will require 5000 ppm of Ferric Iron Solution. Add 2 ml of 125,000 ppm (or 2.5 ml of 100,000 ppm) solution to the 50 ml of acid and mix well.) When the iron solution is first added to the acid blend, it will cause it to turn yellow/orange. Shake the sample and the solution will turn clear again as the Ferric iron solution reduces to Ferrous iron.

Notes:

1. *This may require some time at temperature;*
2. *Not all acid blends are designed to reduce iron (such as gas well blends or blends designed to draw sludge out of the oil), these blends will remain yellow/orange.*

Amount of 100,000 ppm or 125,000 ppm of Fe Solution to add to 50 ml of Acid in a Glass Compatibility Bottle		
Кол-во раствора железа 100.000 промилль или 125.000 промилль, которое необходимо добавить в 50 мл кислоты в стеклянную бутылочку для проверки совместимости		
Amount of 100,000 ppm Fe Solution to add (ml) Кол-во раствора железа 100.000 промилль, которое необходимо добавить (мл)	Amount of 125,000 ppm Fe Solution to add (ml) Кол-во раствора железа 125.000 промилль, которое необходимо добавить (мл)	Resulting Fe Concentration (ppm) Результирующая концентрация железа (частей на миллион)
0.5	0.4	1000
1.0	0.8	2000
1.5	1.2	3000
2.0	1.6	4000
2.5	2.0	5000

Бутылочка 3 – Контрольная. Отложить и держать при нормальной температуре для сравнения с двумя другими тестами, предусматривающими подогрев бутылочек. Объемы необходимо замерять с точностью до десятой доли миллилитра.

- Через 30 минут нагревания проверить 3 пробы на предмет разделения фаз, помутнения, изменения цвета и/или выпадения в осадок, например, отделение нефти или отложения твердой фазы. Сравнить две подогретые пробы с неподогретой. Следует отказаться от использования кислоты, если наблюдаются признаки разделения фаз, помутнения с изменением цвета или осадкообразования.
- Профильтровать пробы через фильтровальный ватман №4 для того, чтобы убедиться, что в них отсутствует нежелательный осадок.
- Если необходимо провести тест пластовой воды, то следует повторить приведенные выше тесты с одной бутылочкой, содержащей 50 мл кислоты и окисного железа, и 50 мл пластовой воды.

Тест на распад эмульсии. Для теста необходимо подготовить стеклянные бутылочки емкостью 150 мл и пронумеровать их в следующем порядке: 4, 5, 6 и 7

Отмерить раствор кислоты и трехвалентного железа (до эквивалента способности снижения концентрации железа в промиллях, указанного в названии кислотного состава) в четыре (4) бутылочки емкостью 150 мл каждая. Перед проведением теста профильтровать пробу нефти / конденсата через фильтровальный ватман №4.

Bottle 3 - Keep aside at normal temperature for comparison to the other two heated bottle tests. Volumes should be measured accurately to a tenth of a milliliter.

- After the 30 minute heating period, look at the 3 samples for separation, clouding, color change, and/or precipitation, e.g. "oiling out", or settled solids. Compare the two heated samples to the unheated one. The acid will be rejected if any separation, clouding change or precipitation is seen.
- Screen the Stability Tests with a Whatman grade #4 filter paper to verify that there are no undesirable precipitates.
- If there is produced water to be tested: Repeat the above tests with one sample bottle containing 50 ml of acid and iron solution and 50 ml of produced water.

Emulsion Break Test – 150 ml glass bottles labeled 4, 5, 6 and 7

Measure acid and Ferric Iron Solution (to the equivalent of the iron reduction capability in ppm indicated by the name of the acid package) into four (4) 150 ml bottles. Filter the sample of crude oil/condensate through a Whatman grade 4 filter paper before testing.

Бутылочка 4 – подготовить бутылочку для 25,0 мл смеси кислоты/железа и 75,0 мл нефти (общим объемом 100 мл)

Бутылочка 5 – подготовить бутылочку для 50,0 мл смеси кислоты/железа и 50,0 мл нефти (общим объемом 100 мл)

Бутылочка 6 – подготовить бутылочку для смеси 75,0 мл кислоты/железа и 25,0 мл нефти (общим объемом 100 мл)

Бутылочка 7 - подготовить бутылочку для смеси 50,0 мл кислоты/железа и 50,0 мл нефти (общим объемом 100 мл)

- Наполнить стеклянные бутылочки кислотным раствором, и прежде чем добавить нефть, отметить высоту столбика кислоты на наружных сторонах бутылочек маркером с нестираемыми чернилами. Хорошо взболтать все четыре (4) бутылочки в течение 30 секунд.

Примечание: При необходимости разрешается предварительно подогреть кислоту и / или нефть, предназначенные для проведения теста на распад эмульсии в водяной бане, для воссоздания условий пласта.

Бутылочки 4, 5 и 6 (пробы с рабочей кислотой)

- После добавления нефти поместить все 3 бутылочки в водяную баню, нагретую до статической температуры забоя скважины, и не трогать их в течение 5 минут. Затем вынуть 3 бутылочки и проверить 3 пробы на предмет разделения фаз кислоты и нефти. Необходимо проследить за тем, чтобы крышки всех проб, помещаемых в водяную баню, всегда были немного приоткрыты, так как повышение температуры нефти или конденсата увеличивает давление испарения, в результате чего бутылочка может лопнуть.
- Снова поместить их в водяную ванну, нагретую до статической температуры забоя скважины, и не трогать в течение 5 минут (не забудьте слегка приоткрыть крышки). После второго подогрева, так же как и ранее, проверить 3 пробы на разделение фаз. Если к стеклу в кислотной фазе пристает грязь (что говорит о смачиваемости нефтью) можно снова закрутить крышку бутылочки и вращать ее в ладони, частички шлама должны отстать и присоединиться к нефтяной фазе.
- Посмотреть полностью ли произошло разделение кислоты и нефти. Поверхность контакта должна быть чистой и четкой по сравнению с линией кислоты, отмеченной на бутылочке до начала теста. Следует отказаться от использования кислоты, если во время всех тестов на распад эмульсии не происходит полного разделения кислотной и нефтяной фаз.

Bottle 4 - prepare to contain 25.0 ml acid/iron mixture with 75.0 ml crude oil (total 100 ml)

Bottle 5 - prepare to contain 50.0 ml acid/iron mixture with 50.0 ml crude oil (total 100 ml)

Bottle 6 - prepare to contain 75.0 ml acid/iron mixture with 25.0 ml crude oil (total 100 ml)

Bottle 7 - prepare to contain 50.0 ml acid/iron mixture with 50.0 ml crude oil (total 100 ml)

- Add the acid mixture to the glass bottles and mark the heights of the acid surface on the outside of the test bottles with a permanent marker before adding the crude oil. Shake all four (4) bottles fairly vigorously for 30 seconds.

Note: If necessary, preheating of the acid and/or crude oil to be used in the 'Emulsion Break Tests' in the Water Bath is permitted as this may be considered to represent reservoir conditions.

For Bottles 4, 5 & 6 (Live Acid Test Samples)

- After adding oil, place the 3 bottles into the heated water bath at BHST for 5 minutes. Do not disturb. Remove the 3 bottles and look at the 3 samples for separation of the acid and oil phases. (Make sure to always crack (open) the caps slightly for all samples to be placed into the water bath, as the heating of any oil or condensate will increase its vapor pressure and could cause the bottle to explode)
- Place the bottles into the water bath at BHST for 5 minutes (Don't forget to slightly open the caps). Do not disturb. After the second heating period, look at the 3 samples for separation as before. (If there is 'dirty' material clinging to the glass in the acid phase (a sign of oil wetting) – you may retighten the cap of the sample bottle and spin it – the particles or drips should dislodge and join the oil phase)
- Assess whether all of the acid and oil have separated from the other phase. The interface should be clean and sharp compared to the acid line marked on the bottle before test. The acid will be rejected if the acid and crude oil phases do not separate completely on all emulsion break tests.

- Снова поместить 3 пробы в подогретую водяную ванну. Общее время нахождения проб в водяной ванне должно составлять 30 минут, включая, приведенные выше периоды.
- Если необходимо провести тест пластовой воды, то следует повторить представленные выше тесты с одной бутылочкой пробы, содержащей 50 мл раствора кислоты и окисного железа и 50 мл пластовой воды.

Бутылочка 7 (проба - 50% нефти и 50% кислоты «отработанной кислоты»)

- Насыпать 11,05 г мраморной крошки в пробирку емкостью 1000 мл (1л) и долить раствор кислоты (см. таблицу 2). Это касается 15% HCl. По массам, требуемым для других концентраций HCl, следует смотреть таблицу нейтрализации кислоты. Оставить кислоту на реакцию до тех пор, пока с поверхности мраморной крошки перестанет высвобождаться газ (в результате данной реакции концентрация кислоты снизится примерно до 3 % HCl). В выше приведенном примере для того, чтобы прореагировало 50 мл 15% HCL требуется 11,05 г мраморной крошки или карбоната кальция за минусом того, что необходимо для реакции с 3% HCl. 3% HCl является нормальной концентрацией, отработанной кислоты на выходе из скважины.

*****Примечание:** Для проверки “отработанной” кислоты, TNK-BP требует, чтобы тесты проводились при статической температуре забоя скважины и не менее 4 часов. По желанию, пробу можно проверять каждые 30 минут, для определения степени разделения фаз, но фильтрация через фильтровальный ватман №4 или сито 100 меш должна быть произведена не менее чем через 4 часа. Тест будет считаться пройденным при отсутствии осадка, эмульсии или выпадении каких-либо примесей. Если после фильтрования наблюдается что-либо из перечисленного выше, то тест будет считаться не пройденным. Данный тест проводится только в лаборатории на базе и проведение его на кустовой площадке не требуется. Хотя по желанию супервайзера компании TNK-BP, проведение данного теста может быть затребовано и на кустовой площадке.

- Place the 3 samples into the heated water bath again to a total of 30 minutes including times above.
- If there is produced water to be tested: Repeat the above tests with one sample bottle containing 50 ml of acid and iron solution and 50 ml of produced water.

For Bottle 7 (50% Crude Oil & 50% Acid ‘Spent Acid’ Test Sample)

- Add 11.05 grams of marble chips to a 1000 ml (1L) beaker and add the acid blend. (See Table 2) ((This if for 15% HCl) – refer to acid neutralization tables for mass required for other HCl strengths) Allow the acid to spend until no gas is being released from the surfaces of the chips (this reaction spends the acid strength down to approx. 3 % HCl strength). 11.05 grams of marble chips or calcium carbonate powder in the above example is the mass required to spend 50 ml of 15% strength HCl subtracting the mass required to spend 3% strength HCl. 3% strength HCl is representative of the normal strength of spent acid upon flowing back the well.

*****Note:** For the spent acid test, TNK-BP requires that this test be kept at BHST for a period of not less than 4 hours. It may be inspected after 30 minutes to witness separation but it shall not be poured through the 100 mesh screen or grade #4 Whatman Filter paper until 4 hours has been achieved. There is to be no sludging, emulsions or precipitation of solids resulting from this test. If Sludging, Emulsions or Precipitations are seen, TNK-BP will consider this test “Failed”. This test is to be conducted at the Base Laboratory facility and not a requirement to perform this test at the field location. TNK-BP supervisors are welcome to request this test be conducted in the field if they choose.

Карбонат кальция (CaCO ₃) Таблица нейтрализации HCl									
CaCO ₃ + 2HCl → CaCl ₂ + H ₂ O + CO ₂									
Килограмм CaCO ₃ необходимо на 1 м ³ HCl									
% HCl									
3%	5%	7.5%	10%	15%	20%	25%	28%	32%	36%
42	71	107	144	221	302	386	438	510	583

Тест на осадкообразование. Бутылочки емкостью 150 мл уже пронумерованные в порядке: 4, 5, 6 и 7

- Профильтровать содержимое бутылочки #7 с отработанной кислотой через фильтровальный ватман №4. Собрать фильтрат в чистую бутылочку. При помощи фильтровальной бумаги можно легко удалить мелкие зерна мраморной крошки и / или остатки карбоната кальция. Как уже указывалось выше, добавить нефть и взболтать бутылочку в течение 30 секунд и наблюдать за распадом эмульсии.
- Поместить бутылочку №7 на 4 часа в водяную ванну, нагретую до статической температуры забоя скважины. Профильтровать содержимое бутылочки #7 через фильтровальный ватман №4 и проверить наличие сгустков или осадка. Можно использовать вакуум-насос для фильтрации смеси. Осмотр фильтровальной бумаги осуществлять при ярком освещении.
- Профильтровать содержимое каждой из 3 бутылочек (с 4 по 6) через фильтровальный ватман №4 и проверить наличие сгустков или осадка после всех бутылочек. Можно использовать вакуум-насос для фильтрации смеси. Осмотр фильтровальной бумаги осуществлять при ярком освещении.

Следует отказаться от использования данной кислоты, если на сите или на фильтровальной бумаге остается осадок или твердая фаза, или если вся жидкость не проходит за достаточно короткий промежуток времени.

*****Примечание:** – Можно пролить образец водой, взятой из нагретой водяной бани. Из-за поверхностного напряжения пробы и мелкого размера сита, часть эмульсии может просочиться через фильтр только с помощью воды. Не используйте больше чем 500 мл воды для выполнения данной процедуры.

Карбонат кальция (CaCO ₃) Таблица нейтрализации HCl									
CaCO ₃ + 2HCl → CaCl ₂ + H ₂ O + CO ₂									
Килограмм CaCO ₃ необходимо на 1 м ³ HCl									
% HCl									
3%	5%	7.5%	10%	15%	20%	25%	28%	32%	36%
42	71	107	144	221	302	386	438	510	583

Sludge test – 150 ml glass bottles labeled 4, 5, 6 and 7

- Pour the contents of the **Bottle 7** with the spent acid through a Whatman grade #4 filter paper. Catch the liquid filtrate in a clean bottle. (The filter paper should easily remove most marble chip grit and/ or calcium carbonate powder residue). Add oil and shake the bottle for 30 seconds and observe for emulsion break.
- Place the bottle #7 into the heated water bath at BHST for 4 hours. Pour the contents of bottle # 7 through a clean Whatman grade #4 filter paper and look at the screen for sludge or precipitation. A vacuum pump may be used to assist mixture filtration. The filter paper should be inspected in bright light.
- Pour the contents of each of the 3 bottles (4 through 6) through a clean Whatman grade #4 filter paper and look at the screen for sludge or precipitate after each test bottle. A vacuum pump may be used to assist mixture filtration. The filter paper should be inspected in bright light.

The acid will be rejected if the screen/filter paper catches sludge or precipitate, or if it fails to pass all the liquid in a reasonable period of time.

*****Note** – You may rinse the sample from water taken from the heated water bath. Due to surface tension of the test sample and the mesh of the screen, some of the apparent emulsion may rinse through easily. Do not use more than 500 ml of water to perform the rinsing technique.

Примеры тестов:

Пробы, прошедшие тест;



Пробы, не прошедшие тест;

Ниже приведены примеры проб, не прошедших тест на совместимость после того, как они были пролиты через сито размером 100 меш (150 микрон)

Test Sample Examples:

Samples considered as "Passed";



Samples Considered as "Fail";

Below are examples of "Failed" Compatibility Tests after the sample has been poured through a 100 mesh screen.



Процедура С

Тест на скорость распространения коррозии

Для установления стандартной процедуры, ТНК-ВР рекомендует использовать трубу НКТ (обязательно новую, марка стали обычно «К»), которая будет разрезана на отрезки длиной 2,54 см по телу трубы между резьбовым соединением и муфтой. Затем, каждый отрезок необходимо разрезать на 4 одинаковые части. Сталь НКТ следует разрезать пилой, а не газовым резаком (если резать трубу резаком, прочность стали изменится и это повлияет на результаты теста).

Подрядчик несёт ответственность за пополнение запасов купонов для тестирования. Купоны заводского изготовления не могут быть использованы для этого теста.

Как только Сервисные Компании изготовят купоны, им необходимо просверлить отверстия в каждом купоне, чтобы его можно было повесить в середину баночки с пробой. Необходимо, чтобы все отверстия в купонах имели один диаметр, этот фактор важен при проведении сравнительного теста. Диаметр самих отверстий значения не имеет.

Тест на скорость распространения коррозии должен быть проведен, именно с той маркой стали НКТ, которая будет использована в этой скважине. Скорость коррозии не должна превышать следующие значения:

- a. При температуре на забое < 200°F или < 93°C – скорость коррозии за 12 часов не должна превышать 0.02 фунт/фут² или 0.009765 г/см². Если потеря веса выше чем эти значения, то тест считается не пройденным, необходимо поменять ингибитор коррозии или увеличить



Procedure C

Corrosion Rate Test

As a standard, TNK-BP recommend to take a joint of tubular steel (New Tubular Only and generally “K” grade) and cut it into 2.54 cm lengths between the Pin and Box end. Each 2.54 cm piece is then to be cut into 4 equal parts. The tubular steel is to be cut with saw and not a cutting torch (When the steel is cut with a torch, it changes the hardness of the steel thus effecting the outcome of the tests).

Contractor is responsible for maintaining inventory of steel for use as coupons. Tubing manufacturers coupons are not to be used for this test.

Once the Service Company receives these coupons of steel, they are to drill 1 hole into the coupon so it has the ability to be suspended in the middle of a sample. The hole size does not matter as long as all of test samples have the same size holes when performing comparison tests.

Perform Corrosion Inhibitor Test with coupons, insuring steel grade is the same as what will be used in the well being treated. Corrosion Rates are “Not” to exceed the following:

- a. BHT's < 200° F or < 93° Celsius – Corrosion Rate for 12 hrs is not to exceed > 0.02 lbs/ft² or 0.009765 g/cm². If weight loss is greater than this, the test will be considered as a failure, corrosion inhibitor must be changed or concentration increased then repeats the test until the above limits are achieved.

- его концентрацию, а затем повторить тест для получения требуемых ограничений.
- b. При температуре на забое > 200° F или > 93° C – скорость коррозии за 12 ч не должна превышать > 0.05 фунт/фут² или 0.024412 г/см². Если потеря веса выше чем эти значения, то тест считается не пройденным, необходимо поменять ингибитор коррозии или увеличить его концентрацию, а затем повторить тест для получения требуемых ограничений.
 - c. Все тесты на скорость распространения коррозии должны проводиться с использованием ВСЕХ химреагентов для данного кислотного состава.
 - d. Купоны для тестов должны быть взвешены перед тестированием.
 - e. Тесты на скорость распространения коррозии должны проводиться при статической температуре забоя скважины. Если ранее уже были проведены тесты с такой же концентрацией кислоты и таким же кислотным составом, они могут считаться приемлемыми при условии разницы температуры не более 5° C. Ранее проведенные тесты должны быть зафиксированы и выделены в оформленном отчете.
 - f. Для проведения данных тестов при температурах > 200° F или > 93° C необходимо использование термощафа или автоклава.

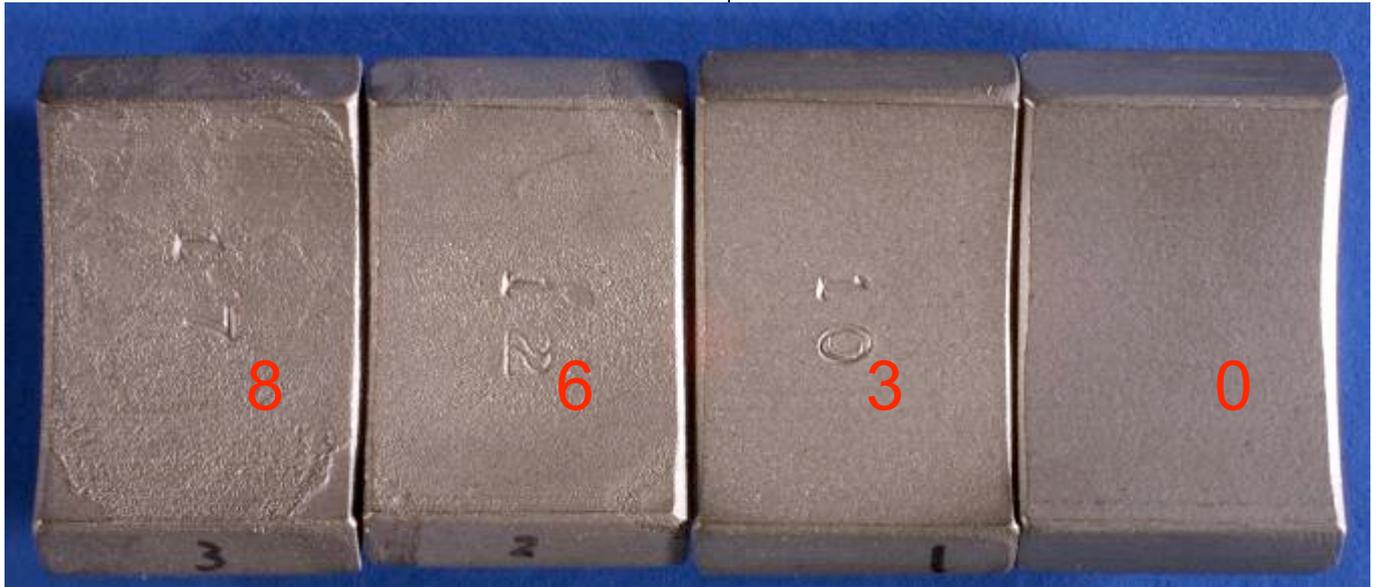
Степень точечной коррозии – TNK-BP ожидает, что все сервисные компании добьются того, чтобы степень точечной коррозии не превысит 5 ед.

0. Отсутствие точек, поверхность без изменений
1. Отсутствие точек, межзерновая коррозия по краям
2. Отсутствие точек на главной поверхности. Мелкие точки по краям.
3. < 25 точек – мелкая точечная коррозия
4. 25 точек – мелкая точечная коррозия
5. < 11 точек - ~16 - 31 мил в диаметре , 8 - 16 мил глубина
6. 11 - 25 точек, размер как в пункте 5.
7. больше чем 25 точек, размер как в пункте 5.
8. большие точки - ~63 - 126 мил в диаметре; > 31 мил глубина
9. Неприемлемо – Заменить антикоррозийные химреагенты

- b. BHT's > 200° F or > 93° Celsius – Corrosion Rate for 12 hrs is not to exceed > 0.05 lbs/ft² or 0.024412 g/cm². If weight loss is greater than this, the test will be considered as a failure, corrosion inhibitor must be changed or concentration increased then repeats the test until the above limits are achieved.
- c. All Corrosion Tests will be performed inclusive of "ALL" reagents being proposed for that particular Acid Package.
- d. Pre test weighing of coupon is required.
- e. Corrosion Tests will be performed at BHST. If there has been a previous corrosion test performed at the same acid concentration and reagent concentration package, it's within 5 degrees Celsius, that test will be considered acceptable. This previous test must be noted & highlighted on the formalized report.
- f. To perform these tests at temperatures > 200° F or > 93° Celsius, an oven or an autoclave device will have to be used.

Pitting Index – TNK-BP expects all of the Service Companies to achieve a Pitting Index of 5 or less.

0. No pits, unchanged surface
1. No pits, intergranular cut edge corrosion
2. No pits on major surfaces. Shallow pits on edges
3. < 25 pits - very shallow pinpoint pits
4. 25 pits - very shallow pinpoint pits
5. < 11 pits - ~16 - 31 mils diameter, 8 - 16 mils depth
6. 11 - 25 pits of rating 5
7. More than 25 pits of rating 5
8. Large pits - ~63 - 126 mils diameter; > 31 mils depth
9. Not Good – Alter Corrosion Package



Ниже представлен пример теста, на скорость распространения коррозии который, может быть проведен при температурах < 93°С. При температурах > 93°С, необходимо использовать духовой шкаф

Below is an example of a corrosion test than can be conducted at temperatures < 93° Celsius. At temperatures > 93° degrees, an oven type unit will have to be utilized.



Процедура D

Процедура смешивания кислотной эмульсии (кислоты ароматического ряда).

Кислотная эмульсия также известна как, ароматическая кислота. Обычно она используется в следующих соотношениях 15% кислота/растворитель: 70/30, 85/15, или 90/10. Хотя стандартным растворителем являются ксилол, вместо него могут применяться дизельное топливо, керосин и другие растворители.

При приготовлении кислотной эмульсии необходимо придерживаться следующей последовательности:

Объём загрузки всех химреагентов высчитывается от объёма кислоты только, а не из суммарного объёма кислоты смешанной с растворителями.

Замер ксилола (или другого растворителя) должен быть предварительно произведён в отдельной ёмкости. Добавки для предотвращения осадкообразования добавляются в растворитель и тщательно перемешиваются.

Примечание: Несмотря на то, что добавки для предотвращения осадкообразования добавляются в ксилол или другой растворитель, их количество также зависит от объёма самой кислоты.

Смешивание кислоты производится по отдельности, вначале в воду добавляются присадки, а затем концентрированная кислота. Всё тщательно перемешивается (При расчете, не забудьте вычесть объём жидких химреагентов из объёма затворяемой воды). Во время циркуляции смеси ксилола и добавок против осадкообразования, кислота добавляется в ёмкость с ксилолом или растворителем поэтапно. Вначале добавить половину объёма кислоты и циркулировать в течение 15 мин. Потом добавить вторую половину кислоты и циркулировать еще в течение 30 минут с максимальной скоростью замешивания. Если времени достаточно, кислоту можно добавлять по третям, для получения более сильной эмульсии.

Эмульсия должна получаться густая и кремообразная. Прежде чем отправить данную смесь на кустовую площадку, её необходимо протестировать.

Не добавлять в кислотную эмульсию чрезмерное количество пеногасителя (предпочтительнее вообще обходиться без него). Смесь не будет образовывать пену и это может вызвать разрушение эмульсии.

После замеса необходимо выполнить тест на совместимость. (Необходимо иметь ввиду, что концентрация кислоты, определяемая путем титрования, примерно равна концентрации кислоты,

Procedure D

Emulsified (Aromatic) Acid Mixing Procedures

Emulsified Acid is also known as Aromatic Acid. It is normally used in 70/30, 85/15, or 90/10 15% acid/solvent ratios. Although the standard solvent used is xylene, diesel, kerosene and others can be used instead.

The following procedure should be used as a guideline when loading Emulsified Acid:

The loadings for all chemical additives are calculated based on the volume of acid, and not on the total volume of the acid/solvent mixture.)

The xylene (or other solvent) must be pre-measured into a separate tank. Anti-sludging additives are added to the solvent and mixed thoroughly prior to proceeding.

Note: Although anti-sludging additives are added to the xylene or solvent, their amounts are still based on the volume of acid.

The acid is then blended separately by adding the remaining additives to the water and then adding the raw acid. Mix thoroughly. (Remember to subtract the volume of water based additives from the water volume required.)

While circulating the Xylene/Anti-Sludge mixture, the acid is then added to the xylene or solvent tank in stages. ½ of the acid should be added and circulated for 15 minutes. The last ½ should then be added and circulated for another 30 minutes with maximum shear. If there is sufficient time, the acid can be added in 1/3's for a stronger emulsion.

A thick and creamy emulsion should form. The blend should now be tested prior to sending to location.

Do not add excess defoamer (none at all is preferred) to an emulsified acid system. The blend will not foam and it may destroy the emulsion.

After mixing, perform compatibility test. (Note that the titration strength will be approximately the acid strength multiplied by the acid volume percent due to dilution by

умноженной на процент объема кислоты, разведенной растворителем.). Пример, для смеси 15% кислотной эмульсии в отношении 70/30 окончательная концентрация кислоты должна составлять примерно 10,5% (70% из 15%).

Для замера эффективности раствора кислотной эмульсии, необходимо замерить сопротивление замешенной пробы, оно не должно превышать отметку >5 микроомов. Данные этого теста должны быть замерены и задокументированы. Для измерения сопротивления эмульсии можно использовать портативный измеритель удельного сопротивления (омметр). Например, эмульсия считается приемлемой при значении сопротивления менее 5 микроомов. Этот метод тестирования является предпочтительным для определения качества эмульсии.

Как дублирующий метод (используется только для проверки эмульсии, без определения её качества) можно капнуть эмульсию в мензурку с водой. Кислотная эмульсия должна утонуть в воде в виде капли, а не раствориться. Если образование капли не произошло или если эмульсия растворилась, то это означает, что эмульсия не сформировалась. Продолжайте размешивать.

Тщательно следите за временем стабильности эмульсии. Проведите тест эмульсии через 1 час, чтобы убедиться, что изменений нет. Если что-то поменялось, убедитесь в том, что все химреагенты действительно размешаны. Внесите изменения, если это требуется. Стабильность эмульсии должна быть эффективной (менее 5 микроомов) на время не менее чем общее время проведения работы плюс 25% замеренное при температуре равной (статическая температура на забое + температура на поверхности)/2. Данные должны быть записаны и задокументированы. Это даст гарантию того, что кислотная эмульсия попала в пласт, как и планировалось в дизайне на обработку, до того, как она начала реагировать.

Производственное примечание:

- До закачки в пласт любая кислота должна быть перемешана в емкости.
- Если кислотный раствор находился в статическом состоянии более одного часа, то перед закачиванием в скважину, весь состав должен быть обязательно перемешан в объеме одной емкости, при максимальном скоростном режиме.

Примечание по безопасности:

Наряду с прочим обычным защитным оборудованием обязательным является использование защитных масок для лица. Так как кислотная эмульсия (ароматическая кислота) воспламеняема, необходимо следовать соответствующим мерам предосторожности по ТБ.

the solvent). (Example: For a 70/30 Emulsified 15% Acid blend, the final acid strength should be approximately 10.5% (70% of 15%).

To measure the effectiveness of an emulsified acid package, resistivity must be measured from a mixed sample and is not to achieve a measurement < 5 micro ohms. Data is to be recorded and documented. A portable resistivity meter can be used to measure the resistivity of the emulsion. As an example, a good emulsion is acceptable at < 5 micro ohms. This is the preferred test method to insure a quality emulsion.

As a backup method (which is used only to check the emulsion and not to qualify it) is to create drops of the emulsion into a beaker of water. The emulsified acid should sink into the water and form into a teardrop, not disperse. If the teardrop is not formed or disperses, the emulsion has not been properly formed. Keep mixing.

Pay close attention to the time that the emulsion holds for. Test the emulsion after 1 hour to insure there is no change. If there has been a change, check to make sure that all chemicals were in fact mixed. Make adjustments if required. The stability of the emulsion should be effective (<5 micro ohms) for a time of not less than: Treatment Time (Job Time) plus 25% at temperature equal to (BHST+Surface temp.)/2. Data is to be recorded and documented. This will insure the Emulsified Acid has been placed into the formation as per the job design before it begins to react.

Operational Note:

- All mixed acid must be rolled in its tanks prior to pumping into the well.
- All acid blends that have been sitting idle for periods longer than 1 hour, must be rolled 1 tank volume at maximum rate prior to pumping into the well.

Safety Note:

Face shield must be worn in addition to all usual safety equipment. Emulsified (Aromatic) acid blends are flammable – proper safety precautions should be followed.

Процедура E

Смешивание концентрированной соляной кислоты (HCl) с водой и добавками в лаборатории

Использовать все необходимые СИЗ (оборудование для обеспечения безопасности) согласно выше изложенному.

1. Сразу же после определения концентрации соляной кислоты (HCl) согласно изложенному выше, можно приступить к подготовке необходимого кислотного раствора (например, 15% раствора).
2. По табличкам (во всех сервисных компаниях есть справочники с табличками по разведению концентрированных кислот, или же использовать представленные ниже формулы) определить требуемую концентрацию кислоты и объем воды. По табличкам определить требуемую концентрацию кислоты и объемы воды:

Формула для разбавления концентрированной кислоты

Объем конц. кислоты =
(Объем разбавленной кислоты × % разбавленной кислоты × уд. вес разбавл. Кислоты) / (% Конц. кислота × уд. вес конц. Кислоты)

3. Сразу после определения объема концентрированной кислоты требуемого для получения кислоты необходимой концентрации и в необходимом объеме для проведения теста, необходимый объем воды является остатком, который нужен для подготовки остального объема.
4. Определить требуемый объем жидких добавок. За счет этого объема жидких добавок (который вычитается) уменьшается общий объем воды. Исключение составляют лишь некоторые ароматические растворители.

Примечания:

- Некоторые добавки (жидкие или твердые) являются кислотными и могут влиять на конечную концентрацию кислоты, увеличивая или уменьшая ее. Такие добавки следует регистрировать документально и вносить в табличку с указанием ожидаемого влияния на концентрацию, исходя из концентрации добавки в данной смеси.

Procedure E

Laboratory Mixing of Raw (Strong) Hydrochloric Acid (HCl) with Water and Additives

Use all PPE (safety equipment) as outlined above.

1. Once the strength of Raw HCl acid has been determined in the above procedure, you may begin making your proposed acid blend (Example 15% Strength).
2. Now determine from the acid charts (all service company Engineering Handbooks contain Hydrochloric Acid Dilution Charts, or use the formula below) the required Strong Acid and Water volumes:

Strong Acid Dilution Formula

Volume Strong Acid =

$$\frac{\text{Vol. Weak Acid} \times \% \text{ Weak Acid} \times \text{S.G. of Weak Acid}}{\% \text{ Strong Acid} \times \text{S.G. of Strong Acid}}$$

3. Once you know the volume of strong acid required, then achieve your desired strength of acid for your test, at your desired volume. The required water volume will be the fluid used to make up the rest of the volume.
4. Determine the volume of liquid additives required. This volume of liquid additives required reduces (is subtracted from) the total water volume. The exception to this is some aromatic solvents.

Notes:

- Some additives (liquid or solid) are acidic and alter the final acid strength up or down. These additives should be documented and put in a table showing the expected effect on acid strength based on the concentration of the additive in the blend.
- Add 0.5% defoamer / demulsifier to all non-

- Добавить 0,5% пеногасителя/деэмульгатора во все неэмульгированные кислотные растворы (например, 0,5% деэмульгатор в 2 м³ (2000 л) = 10 л)
- Снова посредством титрования определить концентрацию конечного кислотного раствора согласно «Определению концентрации кислоты путем титрования». Проверить концентрацию титрованной кислоты при помощи ареометра со шкалой до тысячных единиц (0,001).

Примечание по Безопасности:

Всегда добавлять концентрированную кислоту в воду, а НЕ НАОБОРОТ. В результате добавления воды в концентрированную кислоту происходит экзотермическая реакция (с выделением тепла), которая может представлять опасность.

Приложение 1 – Запись Параметров

Для всех видов ОПЗ, проводимых в ТНК-ВР, требуется наличие специального манифольда, который должен быть предоставлен сервисной компанией в случае установки и срыва пакера или ретейнера при проведении ОПЗ. Типоразмер и качество линий закачки/данного манифольда должны соответствовать требованиям к прочему оборудованию высокого давления, указанному выше.

Регистрация, запись и предоставление нижеперечисленных параметров является **ОБЯЗАТЕЛЬНЫМ** для подрядчиков на всех скважинах ТНК-ВР при выполнении любой стадии ОПЗ. Нижеперечисленные параметры должны быть предоставлены в ТНК-ВР в виде распечатки или в электронном виде на усмотрение представителя компании ТНК-ВР.

1. Время (шкала времени и дата)
2. Давление основной линии закачки (два манометра измеряющие давление в атм. или МПа)
3. Затрубное давление (манометр измеряющий давление в атм и МПа)
4. Расход жидкости (м³/мин – показания должны отражаться с точностью до двух знаков после запятой – например: 0.56 м³/мин)
5. Суммарный объем закачки (м³ – показания должны отражаться с точностью до двух знаков после запятой – например: 10.56 м³)
6. Объем закачки по стадиям (м³ – показания должны отражаться с точностью до двух знаков после запятой – например: 10.56 м³)

emulsified acid blends (Example: 0.5% demulsifier in 2 m³ (2000 liters) = 10 liters)

- Titrate the strength of the final acid blend again as per 'Acid Strength Determination by Titration'. Verify the titrated acid strength with a hydrometer accurate to 0.001 units.

Safety Note:

Always add Strong Acid to Water and NOT Water to Strong Acid. Adding Water to Strong Acid produces an 'Exothermic Reaction' (generates heat) which can be violent.

Attachment 1 – Data Recording

All BHT's that are performed for TNK-BP will require a squeeze manifold that is to be supplied by the service company and installed if the BHT requires that the Packer or Retainer has to be set and unset during the course of the BHT. The type and quality of the treating line/squeeze manifold must meet the same standard as the high pressure treating line equipment listed in the above requirements.

Registering, recording and submitting the following parameters are **MANDATORY** for every acid BHT contractor on any TNK-BP well during every stage of job execution. The below parameters must be submitted to TNK-BP by both paper reports and a compatible electronic file as chosen by the TNK-BP representative.

1. Acquired Time (time string and date)
2. Main Line Pressures (2 sensor units measured in Atm or MPa).
3. Annulus Pressure (1 sensor unit measured in ATM or MPa)
4. Flow rate (m³/min – Measurement is to be shown to 2 decimal places – i.e. – 0.56 m³/min)
5. Total volume pumped (m³ - Measurement is to be shown to 2 decimal places – i.e.– 10.56 m³)
6. Stage volume pumped (m³ - Measurement is to be shown to 2 decimal places – i.e.– 10.56 m³)

Запись остальные параметров закачиваемых жидкостей на различных стадиях (такие как, температура, плотность и т.п.) не обязательна, но приветствуется.

Pressure Registration:

An Electronic Pressure transducer or any other pressure registering device that has the ability to convert pressure into an analog or digital electrical signal for recording is to be used.

Расход жидкости:

Приоритет отдается использованию комбинации из турбинного и магнитного расходомеров. Для небольших работ (менее 15м³ кислоты), достаточно использование только турбинного расходомера. Магнитные расходомеры сильно восприимчивы к малым скоростям закачки и проводящим флюидам. Турбинные расходомеры больше подходят для измерения непроводящих жидкостей.

Счет ходов поршней насоса может быть использован как альтернативный вариант турбинному или магнитному расходомеру, или как резервное устройство только при небольших объемах обработки (менее 15 м³ жидкости). Для ОПЗ с общим объемом закачки более 15 м³, должны использоваться расходомеры указанные **выше в данных стандартах.**

Существует целый ряд расходомеров другого типа (ультразвуковые, кориолисовые, т.д.). Использование таких приборов допускается, если это одобрено Блоком Технологий Департамента скважинных работ ТНК-ВР при предоставлении всей необходимой технической документации по данным устройствам.

Total and Stage volumes:

After every stage pumped the operator must “zero” volume of pumped stage in order to clearly separate this stage from others on a chart. Total volume of pumped fluids must be recorded from each pump being used or from a common in-line type flow meter device.

All other parameters (like temperature, density etc.) of pumped fluids or stages are not mandatory but welcome.

Регистрация давления:

Для регистрации давления, необходимо использовать электронный датчик или любые другие устройства, способные преобразовывать показания давления в аналоговый или цифровой электрический сигнал.

Flow Metering:

The priority will be given to a combination of Turbine Flowmeter and Magnetic Flowmeter or a Turbine Flowmeter only for smaller jobs (<15 m³ of acid). Magnetic Flowmeters are very sensitive at low rates and with conductive fluids. Turbine Flowmeters are better suited for the measurement of nonconductive fluids.

Pump stroke counters can be used as alternative to Turbine and Magnetic flowmeters or as a backup rate device for smaller volume BHT's (<15 m³ of fluid). For treatments with pump volumes >15 m³ total fluid, flowmeter device(s) that **listed above in this standards should be used**

Since there are a lot of other types of flow meters on the market, (Ultrasonic flowmeters, Coriolis Mass Flowmeters, etc.) the use of these devices is not prohibited but must have approval from TNK-BP Tech Block after submitting all necessary technical documentation.

Объём закачки по стадиям и суммарный объём:

После каждой стадии закачки оператору необходимо обнулить счетчик, чтобы четко отделять эту стадию от всех последующих на графике. Суммарный объём закаченной жидкости должен записываться с каждого используемого насоса или общего, встроенного в линию расходомера.