

АНАЛИЗ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В ОАО «ТНК - НИЖНЕВАРТОВСК»

А.Л. Яковлев¹, А.С. Самойлов², Соланж Барамбонье³

¹Департамент проектирования ООО «КНГК-Групп», 8-918-11-11-384,
yakovlev@i-npz.ru

²ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»,
8-918-45-67-003, aleksandr3105@inbox.ru

³ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»,
8-964-912-41-58, barambone91@mail.ru

В статье проведён анализ химических методов увеличения производительности скважин в ОАО «ТНК-Нижевартовск». Приведена краткая характеристика геолого-технических мероприятий, а также причины, вызывающие ухудшение фильтрационной способности призабойной зоны пласта. Показаны назначение и условия проведения кислотных обработок. Рассмотрены типы применяемых ингибиторов и их свойства; виды кислотных обработок; применение поверхностно-активных веществ.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия; назначение кислотных обработок; условия проведения кислотных обработок; типы применяемых ингибиторов; виды кислотных обработок; поверхностно-активные вещества; химических методов увеличения производительности скважин.

1. Краткая характеристика геолого-технических мероприятий

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – работа по интенсификации добычи нефти и газа путём воздействия на продуктивные пласты и применения технико-технологических способов улучшения (облегчения) условий транспортирования нефти с забоя на устье скважины. При обработке призабойной зоны (ОПЗ) применяют механические, химические и физические методы воздействия на пласт. При механическом методе создаются новые каналы и трещины, которые соединяют ствол скважины с пластом. К механическим методам относятся

гидравлический разрыв пласта (ГРП), гидропескоструйная перфорация (ГПП) и торпедирование скважин. Механические методы применяют в плотных породах. Химический метод основан на реакции взаимодействия закачиваемых химических веществ с некоторыми породами (карбонатными породами и песчаниками, содержащими карбонатные вещества) пласта и загрязняющими пласт принесёнными отложениями. К химическим методам относятся и обработки пластов поверхностно-активными веществами (ПАВ). К физическим методам отнесены тепловые обработки и вибровоздействие, механизм действия которых основан на физических явлениях.

К геолого-техническим мероприятиям относятся также приобщение, дострел и перестрел пластов, оптимизация режима работы скважин, изменение способа добычи нефти, ввод скважин из бездействия и ремонтно-изоляционные работы. Приобщение пласта – работы по перфорации и освоению пластов в скважине, уже эксплуатирующей другой пласт.

2. Причины, вызывающие ухудшение фильтрационной способности призабойной зоны пласта

Все факторы, вызывающие ухудшение призабойной зоны пласта (ПЗП), подразделяют на четыре группы.

2.1. Факторы, вызывающие механическое загрязнение ПЗП:

- 1) засорение пористой среды ПЗП твёрдой фазой промывочного раствора при бурении, а также при капитальном и подземном ремонтах скважин;
- 2) закупорка тонкого слоя породы вокруг забоя глиной или тампонажным цементом при цементировании эксплуатационных колонн;
- 3) проникновение глинистого и особенно тампонажного растворов в трещины, что в несколько раз может снизить среднюю проницаемость ПЗП;
- 4) загрязнение ПЗП нагнетательных скважин илистыми частицами, содержащимися в закачиваемой воде. В этом случае проницаемость может снизиться в десятки раз;

5) обогащение ПЗП мельчайшими частичками за счёт кольматажа и суффозии при возвратно-поступательном движении фильтрата и пластовой жидкости во время спускоподъёмных операций;

б) кольматаж ПЗП минеральными частицами, приносимыми жидкостью из удалённых зон пласта.

2.2. Физико-литологические факторы, обусловленные действием пресной воды на цемент и скелет породы:

1) проникновение в ПЗП фильтрата глинистого раствора или воды при капитальном и подземном ремонте скважин;

2) закачивание воды в пласт для поддержания пластового давления;

3) закачивание в пласт сбросовой жидкости;

4) прорыв посторонних пластовых слабоминерализованных вод в продуктивный пласт;

5) прорыв закачиваемой в водонагнетательные скважины воды в ПЗП в добывающих скважинах.

2.3. Физико-химические факторы:

1) проникновение в пористую среду воды, что приводит к увеличению водонасыщенности и созданию «блокирующей» преграды фильтрации нефти и газа за счёт разности поверхностных натяжений воды и пластовой жидкости;

2) образование в ПЗП устойчивой эмульсии из-за периодического изменения гидродинамического давления на стенки скважины и поэтому взаимного диспергирования (измельчения) воды (фильтрата) и нефти. Этому способствует наличие в нефти асфальто-смолистых веществ, являющихся эмульгатором;

3) в водонагнетательных скважинах выпадение солей на скелете пород ПЗП при контакте пластовых и закачиваемых вод в начальный период нагнетания вод.

2.4. Термохимические факторы:

1) отложение парафина на скелете пород пласта в залежах с низкой пластовой температурой. Этот процесс происходит при охлаждении призабойной зоны во время вскрытия пласта, при длительной эксплуатации скважин и при закачивании воды в пласт;

2) проникновение в продуктивный пласт нижних высокотемпературных и сильноминерализованных вод и последующее их охлаждение.

3. Назначение и условия проведения кислотных обработок

Назначение соляной кислоты HCl – растворение карбонатных пород, карбонатных породообразующих минералов, а также привнесённых в пласт загрязняющих частиц. Уравнения химической реакции соляной кислоты с карбонатными породами следующие:

- с известняками:



- с доломитами:



Полученные в результате реакции хлористый кальций CaCl_2 и хлористый магний MgCl_2 хорошо растворяются в воде и легко удаляются из ПЗП вместе с продукцией скважины; в пласте образуются новые пустоты и каналы. Обычно применяют соляную кислоту 8-15 %-ной концентрации. Применение большей концентрации не рекомендуется из-за сильной коррозии и возможности растворения гипса с последующим закупориванием пласта.

Ниже приводятся геологические условия. Концентрация соляной кислоты при солянокислотных обработках:

- 8-10 % – для песчаников с карбонатным цементом;
- 10-12 % – для карбонатной породы высокой проницаемости при низком пластовом давлении;
- 12-15 % – для карбонатной породы низкой проницаемости при высоком пластовом давлении.

Глинокислоту нельзя применять для воздействия на карбонатные породы и песчаники с большим количеством карбонатного цемента, так как при этом образуется слизистый осадок фтористого кальция, закупоривающий поры пород. Уравнение химической реакции плавиковой кислоты с карбонатом кальция следующее:



Уксусная кислота CH_3COOH добавляется в соляную кислоту для замедления скорости растворения карбонатной породы. Это обеспечивает более глубокое внедрение в поры породы ещё активного раствора соляной кислоты. Уксусная кислота также предотвращает выпадение в осадок гидрата оксида железа $\text{Fe}(\text{OH})_3$, растворяет карбонатную породу, хотя и в меньшей степени (в 1,64 раза), чем соляная кислота. Учитывая это, а также высокую стоимость, основное назначение уксусной кислоты сводится к стабилизации раствора соляной кислоты от выпадения железистых осадков и замедлению скорости реакции кислоты с породой.

Концентрированная серная кислота предназначается для воздействия на песчаники. При этом снижается вязкость нефти за счёт теплоты, выделяющейся в процессе смешения серной кислоты с водой, и увеличивается производительность скважины. При смешении серной кислоты с нефтью образуется ПАВ, что также способствует улучшению притока нефти из пласта в скважину. Серную кислоту не рекомендуется применять для воздействия на карбонатные породы, так как при их взаимодействии образуется нерастворимый в воде сульфат кальция CaSO_4 . Уравнение химической реакции серной кислоты с карбонатной породой следующее:



При температуре пласта ниже 70 °С сульфат кальция выпадает в осадок в виде гипса $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. Концентрированная (98 %) серная кислота не реагирует с металлом, но разбавление её водой приводит к увеличению коррозии. Угольную кислоту H_2CO_3 применяют для воздействия на породы, содержащие

карбонаты кальция и магния, а также асфальто-смолистые осадки.

4. Типы применяемых ингибиторов и их свойства

Ингибиторы – вещества, замедляющие скорость коррозии металлов. Поэтому ингибирование растворов кислот является необходимой операцией при любой кислотной обработке и предназначается для защиты от преждевременного коррозионного износа подземного и наземного оборудования скважин: эксплуатационных колонн, НКТ, фильтров скважин, емкостей хранения и передвижных емкостей, насосных агрегатов, линий обвязки. К ингибиторам коррозии предъявляются следующие требования:

- 1) снижение скорости коррозии металла в 25 раз и более при малых концентрациях и невысокой стоимости;
- 2) хорошая растворимость в используемых кислотах;
- 3) возможность выпадения в осадок после взаимодействия кислоты с карбонатами (нейтрализации);
- 4) невозможность образования осадков с продуктами реакции кислоты.

На промыслах применяется целый ряд ингибиторов, различающихся защитными свойствами. Если защитные свойства того или иного ингибитора недостаточны, то используют комбинацию ингибиторов.

Формалин – водный раствор, содержащий 37 % формальдегида прозрачная жидкость плотностью 1106 кг/м³ с резким запахом, со временем мутнеет вследствие выпадения белого осадка параформальдегида, особенно при отрицательной температуре. Поэтому для его хранения нужно отапливаемое помещение. Из-за небольшого защитного свойства применение формалина при СКО не рекомендуется.

Уникол ПБ-5 – липкая тёмно-коричневая жидкость плотностью 1100 кг/м³. Полностью растворяется в соляной кислоте, но не растворяется в воде, особенно в сильно минерализованной. Поэтому в порах пласта после завершения реакции кислоты с породой выпадают очень объёмистые осадки липкой органической массы. Это отрицательно влияет на проницаемость пород и снижает

эффективность СКО. Поэтому рекомендуется применение уникода ПБ-5 при дозировке 0,05-0,1 %. При этом коррозия снижается в 15-22 раза.

Катапин-А – ионогенное катионоактивное ПАВ – один из лучших ингибиторов. При температуре до 80 °С и продолжительном воздействии на металл дозировка катапина-А может быть увеличена до 0,2 %. При температуре выше 80 °С катапин-А малоэффективен.

Катапин-К отличается от катапина-А только уменьшенным количеством углерода. Защитные свойства несколько хуже, чем катапина-А.

Катамин-А – также катионоактивное ПАВ, его защитные свойства хуже, чем катапина-А и катапина-К.

Уротропин технический – продукт взаимодействия аммиака с формальдегидом, бесцветные кристаллы, растворяется в воде, органических растворителях. Защитные свойства такие же, как у формалина. Поэтому оба реагента (и формалин, и уротропин) могут служить резервными на случай отсутствия высокоактивных реагентов.

Реагент И-1-А – побочный продукт процесса синтезирования и представляет собой смесь нескольких веществ.

Реагент УФЭв – неионогенное ПАВ, обладает определёнными защитными свойствами. При дозировке УФЭв 0,1-0,3 % кратность снижения коррозии составляет всего 11-14. Поэтому самостоятельно может применяться только при отсутствии более активных ингибиторов.

По согласованию с потребителем кислота может поставляться заводами-изготовителями с введённым в неё ингибитором.

5. Виды кислотных обработок

На промыслах применяют следующие кислотные обработки:

- 1) кислотные ванны;
- 2) простые кислотные обработки;
- 3) кислотные обработки под давлением;
- 4) термокислотные и термогазохимические обработки;

- 5) пенокислотные и термопено-кислотные обработки;
- 6) гидроимпульсные кислотные обработки;
- 7) кислотоструйные обработки;
- 8) обработки глинокислотой;
- 9) углекислотные обработки;
- 10) обработки сульфаминовой кислотой и др.

Кислотные ванны – наиболее простые кислотные обработки и предназначены для очистки стенок скважины и забоя от остатков цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, смолистых веществ, парафина и т.д. Такая очистка способствует увеличению зоны охвата пород раствором кислоты и предупреждает образование отложений в порах пород при последующих обработках. Кислотные ванны в основном устанавливаются в скважинах, в которых продуктивный пласт не закреплён обсадной колонной, т.е. в скважинах с открытым стволом. Рекомендуемая концентрация соляной кислоты составляет 15-20 %. Если кислотные ванны устанавливаются в обсаженных скважинах, то концентрация кислоты не должна превышать 12 %. Объём раствора для установки кислотной ванны определяют исходя из полного перекрытия обрабатываемого интервала от подошвы до кровли.

Перед кислотной ванной необходимо очистить стенки скважины и забой. Хотя кислотная ванна предназначена для очистки стенок скважины, но специальная предварительная очистка способствует максимальному удалению цементной корки. Всё это предупреждает образование осадков и сохраняет активность кислоты. Цементная корка снимается проработкой открытого ствола в интервале обработки с помощью расширителя, механического или гидромониторного скребка. Если стенки скважины не требуют очистки, то забойная пробка удаляется обычной промывкой. При подготовке скважины определяют также статический уровень и величины пластового давления.

Необходимое условие установления кислотной ванны – присутствие раствора кислоты в интервале обработки, для чего разработаны определённые технологические приёмы закачивания и продавливания раствора кислоты в сква-

жину. В скважинах, находящихся в освоении после бурения (ствол скважины после предварительной очистки заполнен водой или нефтью при слабом притоке её из пласта), технологический процесс осуществляется следующим образом (рисунок 1).

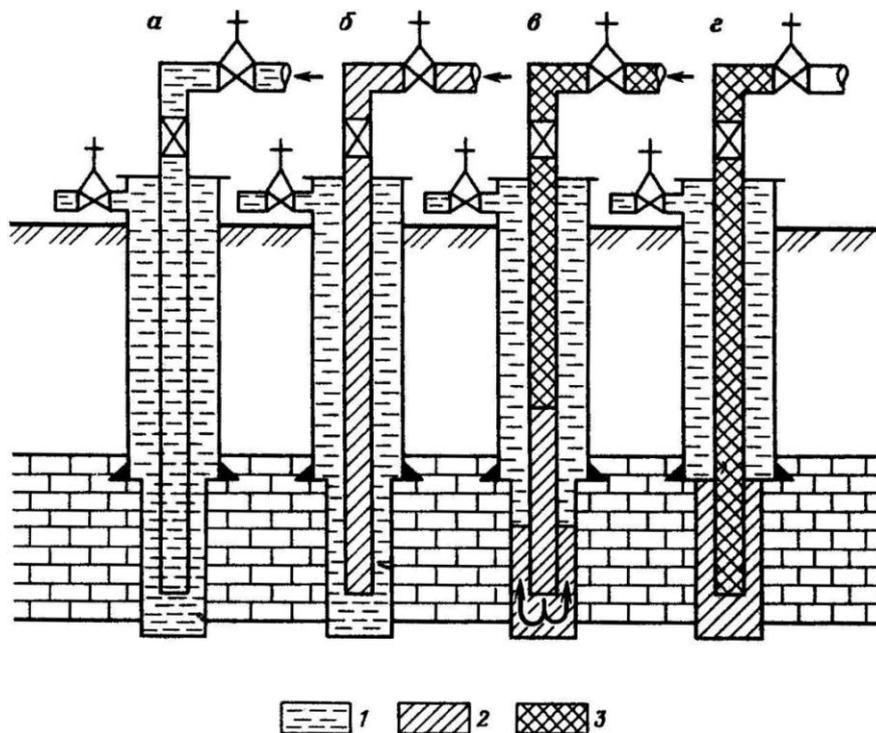


Рисунок 1 – Технологические схема установления кислотной ванны:

1 – вода; 2 – кислота; 3 – продавочная жидкость

Насосно-компрессорные трубы спускают до забоя и поддерживают циркуляцию воды до устойчивого перелива её из затрубного пространства (рисунок 1*а*). При открытом затрубном пространстве в НКТ закачивают расчётное количество раствора кислоты (рисунок 1*б*), а затем без остановки – продавочную жидкость – воду (рисунок 1*в*). После закачивания продавочной жидкости в объёме, равном объёму НКТ (рисунок 1*г*), закрывают задвижки в НКТ и выкиде затрубного пространства, и скважина оставляется на реагирование на 16-24 часов (точный срок устанавливают для каждого месторождения опытным путём на основе определения остаточной кислотности раствора после различных сроков выдерживания его на забое). По истечении времени реагирования производят промывку скважины через затрубное пространство (обратная промывка)

водой или через НКТ (прямая промывка) нефтью с целью удаления с забоя продуктов реакции. В нефтяных добывающих скважинах, находящихся в эксплуатации, для обратной промывки в затрубное пространство закачивают нефть. Жидкость, из НКТ принимается в ёмкость и замеряется. Объём этой жидкости сравнивается с объёмом продавочной жидкости, использованной во время установления ванны. Количество выдавленного из скважины отработанного раствора кислоты сравнивают с количеством закачанного в скважину раствора кислоты. В водонагнетательных скважинах в качестве продавочной и промывочной жидкости используют воду.

При установлении кислотной ванны в скважинах газовых и газоконденсатных месторождений отработанный раствор кислоты и продукты реакции удаляют газовым потоком путём открытия задвижки на устье скважины. Примерная схема обвязки оборудования при установлении кислотной ванны приведена на рисунке 2.

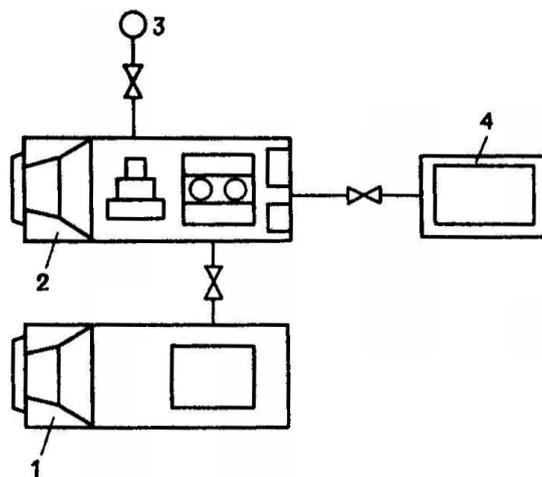


Рисунок 2 – Примерная схема обвязки наземного оборудования при установлении кислотной ванны:

1 – кислотовоз; 2 – установка насосная; 3 – скважина; 4 – резервуар

Простые кислотные обработки применяются наиболее часто для растворения привнесённых в пласт загрязняющих материалов, а также для увеличения размеров поровых каналов за счёт растворения карбонатной породы. В скважинах с низким пластовым давлением, в которых трудно восстановить циркуля-

цию жидкости при промывке, забой очищают желонкой. В водонагнетательных скважинах в качестве продавочной и промывочной жидкостей используют воду. Концентрацию рабочего раствора кислоты считают равной 15-20 %. Объёмы раствора кислоты для простых обработок в расчёте на 1 м толщины открытого ствола или интервала перфорации зависят от проницаемости пород.

Простые кислотные обработки пластов песчаников и алевролитов предназначены для растворения продуктов коррозии (в водонагнетательных скважинах) и кальцитовых отложений (в нефтедобывающих скважинах). Кальцит выделяется из пластовых вод при эксплуатации скважин и откладывается в трубах, на фильтре (в интервале перфорации), забое, иногда и в призабойной зоне. Простые кислотные обработки применяются также для растворения карбонатов в терригенной породе, когда их содержание составляет 25 % и более.

Подготовка скважины к проведению простой кислотной обработки заключается в тщательной очистке забоя и стенок скважины. Если простая кислотная обработка проводится после кислотной ванны, то для подготовки скважины достаточно промыть забойную пробку с использованием растворов ПАВ или нефти. Для очистки забоя скважины от больших уплотнённых забойных пробок из карбонатных пород и глинистых материалов можно использовать промывку с помощью сильной струи раствора кислоты. Для этого в скважину на НКТ спускают наконечник с соплами с направлением струи вниз. На устье к НКТ подсоединяется грязевый шланг. Благодаря этому во время закачивания раствора кислоты НКТ постепенно допускают до забоя.

Подготовка водонагнетательных скважин сводится к свабированию (гидросвабированию) с последующей прямой и обратной промывкой (свабирование – вид поршневания с помощью специального поршня (сваба), состоящего из нескольких резиновых манжет, клапана и перфорированного патрубка и спускаемого в скважину на стальном канате диаметром 16 или 19 мм). Для этого в скважину спускают НКТ с проверкой каждой трубы шаблоном. Поршень (сваб) спускают под уровень жидкости в НКТ на 75-150 м.

Перед проведением простой кислотной обработки в скважине проводят

исследования с целью определения её продуктивности, т.е. дебита на 1 МПа депрессии на пласт. Для этого определяют статический и динамический уровни, пластовое и забойное давление. Технология простой кислотной обработки заключается в следующем (рисунок 3). В нефтяную добывающую скважину через НКТ закачивают нефть, в водонагнетательную – воду до устойчивого переливания через отвод затрубного пространства (рисунок 3а). При открытом затрубном пространстве вслед за нефтью или водой в НКТ закачивают раствор кислоты в объёме НКТ и затрубного пространства от нижнего конца НКТ до верхней границы обрабатываемого пласта или интервала перфорации (рис. 3б).

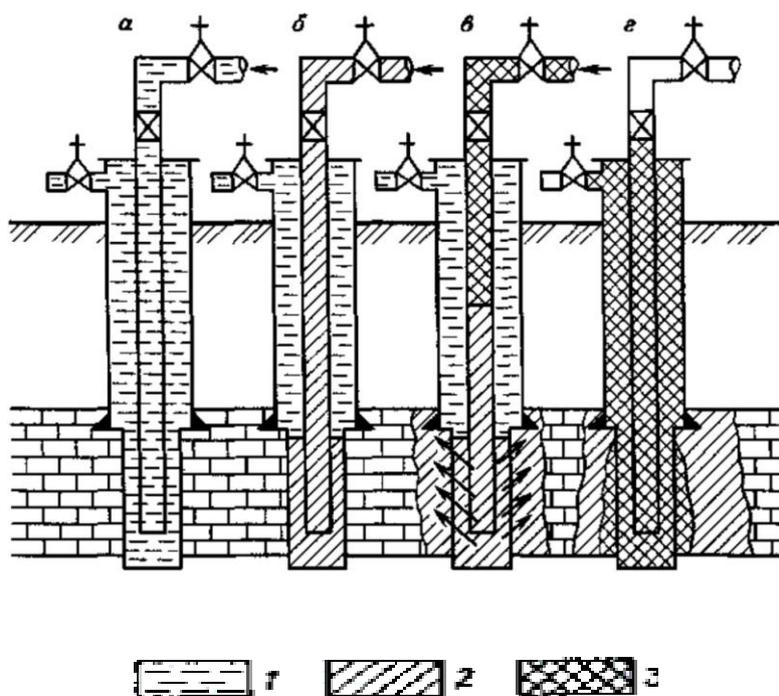


Рисунок 3 – Технологическая схема проведения простой кислотной обработки:

1 – вода; 2 – кислота; 3 – продавочная жидкость

Закрывают затрубное пространство, продолжают закачивать оставшуюся часть раствора кислоты, а затем – продавочную жидкость (рисунок 3в). После продавливания всего раствора в пласт закрывают устье и скважину оставляют на реагирование (рисунок 3г). Если планом работ предусматривается оставление раствора кислоты для реагирования с поверхностью карбонатных пород в открытом стволе, то количество продавочной жидкости берут равным объёму

спущенных в скважину НКТ. Если планируется задавливание всего раствора кислоты в пласт, то количество продавочной жидкости берут равным объёму НКТ и затрубного пространства в интервале обработки (рисунок 3г). При обработке обсаженных скважин рекомендуется задавливание всего раствора кислоты в пласт без оставления его в обсадной колонне.

При первичных обработках для более полного охвата всей толщины пласта рекомендуемое давление продавливания раствора кислоты составляет 8-10 МПа. При последующих обработках стремятся к максимально возможному увеличению скорости продвижения раствора кислоты по пласту для достижения наиболее глубокого проникновения его от ствола скважины в породу. Скорость продавливания увеличивают, повышая давления нагнетания насосной установки. При обработке малопроницаемых карбонатных пород рекомендуют несколько ограничить скорость продавливания раствора кислоты для более полного охвата толщины обрабатываемого пласта и исключения его разрыва.

Ориентировочно рекомендуют следующие сроки выдерживания растворов кислоты на забое скважины: при оставлении раствора кислоты в открытом стволе от 8-12 до 24 часов в зависимости от степени предварительной очистки поверхности ствола и забоя и проведения после неё кислотной ванны; если весь раствор кислоты продавливается в пласт, то до 2 часов при температуре на забое 15-30 °С и 1,0-1,5 часов при температуре на забое 30-60 °С; при более высоких температурах выдерживание не рекомендуют. В водонагнетательных скважинах по истечении времени реагирования производят прямую и обратную промывки забоя для удаления продуктов реакции. При обработке карбонатных пород, когда продавочной жидкостью является нефть, после очистки забоя скважину сразу вводят в эксплуатацию. При обработке карбонизированных песчанников, когда продавочной жидкостью является вода, рекомендуют удалять её из НКТ одним из эффективных в конкретных условиях способов, например, применением пенных систем.

В поглощающих скважинах, в которых невозможно добиться циркуляции жидкости при промывке, наилучшие результаты могут быть достигнуты с при-

менением ПКО. Примерная схема обвязки оборудования при простых кислотных обработках приведена на рисунке 4. В этой схеме использование емкостей вместо кислотовоза обусловлено большим объёмом раствора кислоты.

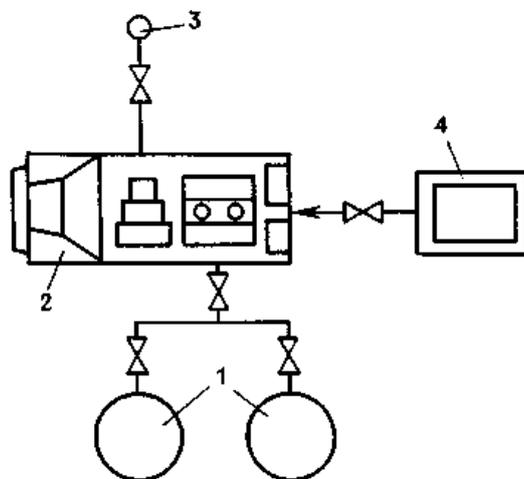


Рисунок 4 – Применяемая схема обвязки наземного оборудования при простой кислотной обработке:

- 1 – резервуары для раствора кислоты; 2 – установка насосная;
- 3 – скважина; 4 – резервуар с продавочной жидкостью

Кислотные обработки под давлением (рисунок 5) предназначены в основном для воздействия на малопроницаемые интервалы пласта. Для этого предварительно ограничивают приемистость высокопроницаемых интервалов путём закачивания высоковязкой эмульсии типа «кислота в нефти». Кроме того, полезную работу выполняет и кислота, входящая в состав эмульсии. Нейтрализация этой кислоты происходит намного медленнее, чем нейтрализация чистого раствора кислоты. За счёт этого обеспечивается более глубокая обработка кислотой высокопроницаемых интервалов. Исключения поглощения раствора кислоты высокопроницаемыми интервалами можно добиться и с помощью пакера типа ПРС.

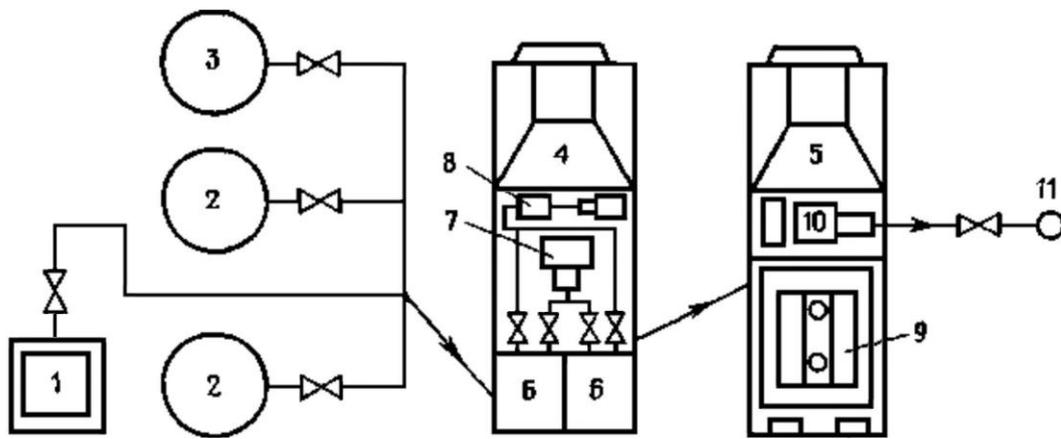


Рисунок 5 – Примерная схема обвязки наземного оборудования при кислотной обработке под давлением:

1 – передвижная емкость для кислоты; 2 – стационарная емкость для кислоты; 3 – ёмкость для нефти; 4 – цементировочный агрегат; 5 – установка насосная УНЦ-160Х 50 К (АЗИНМАШ-30А); 6 – бункеры; 7 – основной насос; 8 – водяной насос; 9 – резервуар; 10 – насос; 11 – скважина

Кислотные обработки под давлением увеличивают охват толщины продуктивного пласта воздействием раствора кислоты и применяются в нефтяных добывающих, водонагнетательных и газовых скважинах, как с открытым забоем, так и обсаженных. При применении этого вида кислотной обработки должны приниматься меры по предотвращению образования каналов связи с соседним водоносным пластом. Для этого необходимо правильно обосновать величину давления задавливания раствора кислоты в пласт. При термокислотной обработке продуктивный пласт подвергается воздействию дважды в одном технологическом процессе: сначала ТХВ, а затем простой кислотной обработке или обработке под давлением. Термохимическое воздействие (ТХВ) – воздействие на забой и призабойную зону пласта горячей кислотой, получаемой за счёт выделения тепла при реакции между кислотой и магнием. Термокислотные обработки предназначаются для растворения парафиновых и асфальтосмолистых отложений, для образования каналов растворения в доломитах, для интенсивного растворения загрязняющих материалов в скважинах после окончания бурения, для очистки фильтра водонагнетательных скважин от продуктов

коррозии и других загрязняющих материалов, трудно растворимых в холодной соляной кислоте и др. Термогазохимическое воздействие (ТГХВ) – сущность его заключается в создании высокого кратковременного давления в результате горения порохового заряда в жидкой среде. Под действием давления пороховых газов скважинная жидкость задавливается в пласт, расширяя естественные и создавая новые трещины.

Пеннокислотные обработки (рисунок 6) применяют для воздействия на продуктивные пласты, сложенные карбонатными породами, также на песчаники с высоким содержанием карбонатного цемента.

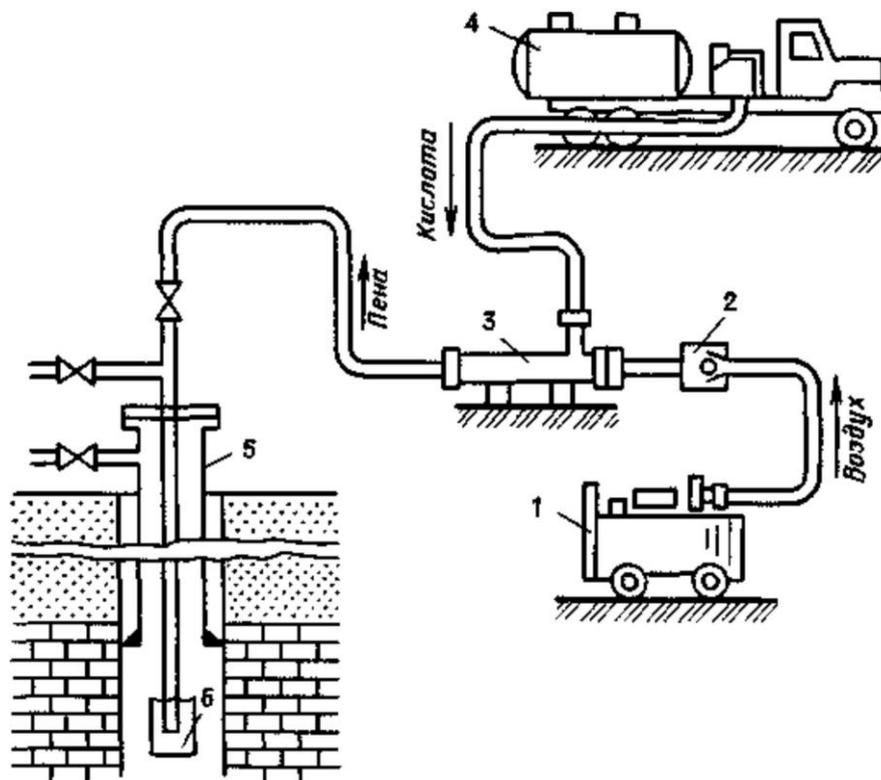


Рисунок 6 – Схема обвязки оборудования при пеннокислотной обработке:

1 – компрессор; 2 – обратный клапан; 3 – аэратор; 4 – установка насосная (кислотный агрегат); 5 – скважина; 6 – глубинный насос

Пены – пузырьки газа или воздуха в жидкости, разделенные тонкими прослойками (плёнками) этой же жидкости. Для получения пены кроме газа и жидкости нужно присутствие ещё одного вещества – пенообразователя (ПАВ).

Гидроимпульсные кислотные обработки служат для создания гидравличе-

ских импульсов (гидроимпульсов) в призабойной зоне пласта заключается в периодическом закачивании в скважину через НКТ жидкости под большим давлением и быстрым «сбрасывании» давления через затрубное пространство (разрядка скважины). Величина создаваемого давления не должна превышать допустимой его величины для данной обсадной колонны. При закачивании жидкости в призабойной зоне пласта раскрываются имеющиеся или образуются новые трещины. При «сбрасывании» давления происходит приток жидкости из трещины в ствол скважины с большой скоростью. С этой жидкостью из призабойной зоны выносятся привнесённые туда загрязняющие материалы.

Кислотоструйная обработка – воздействие на забой и стенки ствола скважины струей раствора кислоты, выходящей с большой скоростью из конусной насадки. Приспособление, с помощью которого осуществляют кислотоструйную обработку, называется *гидромонитором*. Основным назначением кислотоструйных обработок является очистка стенок ствола скважины и забоя от цементной и глинистой корок, образование новых каналов растворения в карбонатной породе. Поэтому кислотоструйные обработки в основном применяются в скважинах с открытым стволом.

Обработки глинокислотой предназначены для воздействия на песчаники или песчано-глинистые породы, а также на глинистую корку. Основное условие применения – отсутствие или минимальное содержание (до 0,5 %) карбонатов в породе. Количество глинокислоты подбирают опытным путём, чтобы не допустить разрушения пород продуктивного пласта. При первых обработках рекомендуется применять 300-400 л глинокислоты на 1 м толщины пласта. Если пласты сложены трещиноватыми породами, то объём глинокислоты для первичных обработок увеличивается до 800-1000 л на 1 м толщины пласта. Наиболее эффективна глинокислота, состоящая из 8 % соляной кислоты и 4 % плавиковой кислоты. Для песчаников с небольшим содержанием глинистого материала не следует применять плавиковую кислоту концентрацией менее 3 %. Для песчаников с большим содержанием глинистых материалов максимальные концентрации соляной кислоты – 10 %, плавиковой кислоты – 5 %. Глинокислоту рекомендуют

приготавливать путём растворения в соляной кислоте технического бифторид-фторид аммония. Серийные кислотные обработки – это многократное воздействие раствором кислоты на продуктивный пласт или его отдельный интервал – применяют в тех случаях, когда однократное воздействие раствора кислоты на продуктивный пласт недостаточно эффективно.

Время повторения кислотных обработок определяют исходя из времени, необходимого для очистки забоя и извлечения отработанного раствора кислоты. Серийно можно проводить любые виды рассмотренных выше кислотных обработок. Серийные кислотные ванны рекомендуют применять в основном при освоении скважин после бурения. Серийные термокислотные и термохимические обработки рекомендуют проводить в скважинах с интенсивным отложением парафино-смолистых веществ. Обработки серной кислотой применяют для обработки водонагнетательных скважин, у которых призабойная зона продуктивных пластов загрязняется привнесёнными закачиваемой водой механическими примесями, оксидами железа, илом, эмульгированной нефтью и др. Серная кислота растворяет загрязняющие пласты продукты и увеличивает проницаемость пород. Это происходит благодаря обильному выделению тепла при смешении серной кислоты с водой в пластовых условиях. Например, при снижении концентрации серной кислоты с 96 до 20 % (из-за смешения с водой) температура раствора повышается до 100 °С.

Технология обработки скважин серной кислотой в основном такая же, что и технология солянокислотных обработок. Главная особенность технологии заключается в том, чтобы не допустить контакта серной кислоты с водой в наземном оборудовании, НКТ и эксплуатационной колонне. Углекислотные обработки применяют в скважинах, породы продуктивных пластов которых содержат карбонаты кальция и магния, а также в скважинах с асфальто-смолистыми отложениями. Углекислотные обработки применяют как в нефтяных добывающих, так и в водонагнетательных скважинах.

Подготовка скважины к обработке заключается в промывке забоя, определении коэффициента продуктивности, уточнении содержания воды и др. В

водонагнетательной скважине определяют приемистость и строят профиль приёмистости.

6. Применение поверхностно-активных веществ

Поверхностно-активными веществами (ПАВ) называют такие вещества, которые способны накапливаться (адсорбироваться) на поверхности соприкосновения двух тел (или сред, фаз) и понижать её свободную энергию, т.е. поверхностное натяжение. Поверхностное натяжение жидкости часто определяют как силу, действующую на единицу длины контура поверхности раздела фаз и стремящуюся сократить эту поверхность до минимума. Например, благодаря поверхностному натяжению капля жидкости при отсутствии внешних сил принимает форму шара. ПАВ – органические вещества, получаемые обычно из углеводородов, а также спирты, фенолы, жирные кислоты и их щелочные соли – мыла и синтетические жирозаменители и моющие вещества.

Обработка призабойной зоны пластов ПАВ предназначена для удаления воды и загрязняющего материала, попавших в эту зону при глушении скважины, промывках забоя, ремонтных работах, вскрытии продуктивных пластов глинистым раствором. При этом глубина проникновения воды и загрязняющего материала в призабойную зону находится в прямой зависимости от перепада давления на пласт, проницаемости пород, продолжительности поведения работ с применением воды. Появление воды в призабойной зоне связано также с обводнением продуктивных пластов закачиваемыми, контурными или посторонними водами. Отрицательная роль воды заключается в следующем. Вода, попадая на забой скважины, оттесняет нефть и газ вглубь пласта, и поровое пространство оказывается занято водой. Поэтому нефть (газ) при своём движении к забою скважины встречают большое сопротивление. В результате этого уменьшается производительность скважины.

По мере эксплуатации скважины вода, продвигающаяся по пласту и обводняющая добываемую продукцию, всё больше охватывает призабойную зону и уменьшает при этом поверхность фильтрации для нефти. Поэтому дебит неф-

ти уменьшается, а дебит воды увеличивается. Вода, вступая в физико-химическое взаимодействие с глинистыми частицами пород, вызывает их набухание и разрушение. Это приводит к закупорке наиболее тонких поровых каналов, т.е. снижается проницаемость пород пласта и уменьшается производительность скважины. На границе раздела «нефть – вода» могут адсорбироваться асфальто-смолистые вещества, являющиеся активными эмульгаторами. Поэтому в призабойной зоне пласта может образоваться стойкая гидрофобная эмульсия, снижающая проницаемость пород и, следовательно, производительность скважины. Механизм действия ПАВ заключается в снижении поверхностного натяжения на границах раздела «нефть – вода», «нефть – газ», «вода – газ», «вода – твёрдая поверхность». Благодаря этому размер капель воды в нефти в поровом пространстве уменьшается в несколько раз, а мелкие капли воды вытесняются из пласта значительно быстрее, чем крупные.

Кроме уменьшения поверхностного натяжения некоторые ПАВ гидрофобизируют поверхности поровых каналов в породе. ПАВ, применяемые в водонагнетательных скважинах, способствуют гидрофилизации пород, разрыву плёнки нефти и уменьшению поверхностного натяжения на границе с нефтью. Остаточная нефть в виде плёнки и капель, прилипших к твёрдой поверхности, хорошо отмывается и увлекается вглубь пласта струёй воды. Это увеличивает фазовую проницаемость породы для воды, т.е. увеличивается приёмистость скважины. Обработка обводнённых скважин ПАВ увеличивает фазовую проницаемость породы для нефти и уменьшает фазовую проницаемость для воды. Это ограничивает приток воды в скважину и увеличивает приток нефти.

ПАВ по химическому строению делятся на два класса: *ионогенные* и *неионогенные*. Ионогенные ПАВ при растворении в воде диссоциируют (распадаются) на два иона – положительно заряженный катион и отрицательно заряженный анион. В зависимости от того, какой из ионов является носителем поверхностно-активных свойств, ионогенные ПАВ разделяются на *анионоактивные* и *катионоактивные*. Из анионоактивных ПАВ наибольшее применение на практике имеют: нейтрализованный чёрный контакт (НЧК), сульфатриевые

соли, сульфол, азолят, катапин, ДС-РАС и др. Неионогенные ПАВ не диссоциируют в водных растворах. Они более устойчивы к действию солей, кислот и щелочей, как при нормальной, так и при повышенной температурах. Молекула неионогенных ПАВ состоит из гидрофобной (молекулы амина, фенола, алкилфенола или других углеводородов) и гидрофильной частей (оксид этилена).

Неионогенные ПАВ растворяются в воде или керосине в зависимости от соотношения гидрофильной и гидрофобной частей. Например, ОП-4 не растворяется в воде или даёт в воде густые коллоидные растворы (размеры частиц таких растворов $10^5 \div 10^7$ см); ОП-7 и выше водорастворимы, но практически не растворяются в керосине. Неионогенные ПАВ рекомендуют применять для обработки призабойных зон водонагнетательных скважин, у которых продуктивные пласты глинистые и малопроницаемые. Неионогенные ПАВ при небольших концентрациях снижают набухаемость глинистых частиц и увеличивают приёмистость водонагнетательных скважин. Применение неионогенных ПАВ даёт хорошие результаты и в коллекторах с высокой карбонатностью.

7. Повышение нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти на предприятии

В последующем на месторождениях ОАО «ТНК-Нижевартовск» были продолжены работы, направленные на восстановление и стабилизацию добычи нефти с широкомасштабным применением методов увеличения нефтеотдачи пластов. Подрядчиками по внедрению физико-химических методов выступают ОАО «НК Черногорнефтеотдача» и НРО «ОТО Продакшин ЛТД», гидроразрыв пласта осуществляется ЗАО СП «МеКаМиннефть» и ООО СП «Катобьнефть».

Физико-химическое воздействие на продуктивные пласты Самотлорского месторождения проводится согласно разработанной программы с учётом плана геолого-технических мероприятий, целью которого было достижение долговременного положительного эффекта в процессе добычи нефти. Кроме того, осуществлялось внедрение технологий повышения нефтеотдачи на Гун-Ёганском, Лор-Ёганском.

Внедрение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи приводит к доотмыву остаточной нефти, снижению водонефтяного фактора и увеличению коэффициента охвата залежи заводнением. Результаты проведённых работ свидетельствуют об изменении механизма выработки объектов, вовлечения в активную разработку низкопроницаемых пропластков. На участках пластов АВ₁₃ и АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения сконцентрированы основные объёмы работ по физико-химическим методам повышения нефтеотдачи в ОАО «ТНК-Нижневартовск». Проектирование, формирование, а также трансформация системы разработки данного объекта осуществлялось в несколько этапов. В целом по объекту выделяются четыре основных участка применения методов увеличения нефтеотдачи.

Участок № 1 сформирован на базе скважин ЦДНГ-1. Действующий фонд добывающих скважин – 39, нагнетательных – 7. На сегодняшний день отмечается стабилизация обводнённости продукции на уровне 86 %. Дополнительная добыча нефти от обработок составляет 14,1 тыс. тонн.

В состав участка № 2 входят скважины с 29-го по 55 кольцевой элемент разработки. Действующий фонд добывающих скважин – 151, нагнетательных – 38. На сегодняшний день отмечается стабилизация обводнённости продукции на уровне 90%. Дополнительная добыча нефти от обработок составляет 34,2 тыс. тонн. Экономическая эффективность производства работ равна 37,4 млн. руб.

Участок № 3 включает в себя скважины с 1-го по 28 кольцевых элементов и имеющих административную привязку к ЦДНГ-3. Фонд добывающих скважин – 130, нагнетательных – 34. Это наиболее молодой фонд, самые старые эксплуатационные скважины пробурены в 1986 году. На сегодняшний день отмечается стабилизация обводнённости продукции на уровне 87 %. Дополнительная добыча нефти от обработок составляет 88,7 тыс. тонн.

На Самотлорском месторождении провели 226 скважино-операций силами ОАО «НК Черногоorneфтеотдача», на Лор-Ёганском – 14 скважино-операций и на Гун-Ёганском – 10 скважино-операций силами НПО «ОТО Продакшин ЛТД». Технологическая эффективность от применения ФХВ по переходящим

скважинам соответствует 377,9 тыс. тонн нефти. Средний прирост дебита нефти одной добывающей скважины – 4,2 тонн/сут.

Дополнительная добыча нефти на одну реагирующую скважину равна 1,9 тыс. тонн. Дополнительная добыча нефти на одну скважино-обработку составила 1,5 тыс. тонн. Расчёт проводился по временной методике оценки эффективности. Технологическая эффективность от применения ФХВ по скважинам составляет 137,0 тыс. тонн. С целью выявления характера и темпов поступления закачиваемых вод в добывающие скважины проведены работы по закачке меченых жидкостей на Самотлорском, Лор-Ёганском и Гун-Ёганском месторождениях; исследования планируется продолжить в дальнейшем. Планируется также проведение комплекса работ по стабилизации и наращиванию добычи нефти на Самотлорском месторождении. Всего будет проведено 235 операций по закачке оторочек химических реагентов в нагнетательные скважины участков № 1 и № 2. Ожидаемая дополнительная добыча нефти с учётом переходящих скважин составит 271,3 тыс. тонн. В зависимости от горно-геологических условий предлагается ряд комплексных технологий. Суммарный объём закачиваемого состава изменяется в зависимости от условий применения от 160 до 900 м³. Для создания водоограничивающих и водосдерживающих барьеров в высокопроницаемых зонах пласта планируются коллоидно-дисперсные системы (КДС) на основе полиоксиэтилена и дисперсных частиц, объём закачиваемых оторочек от 1000 до 5000 м³. Основными подрядчиками в выполнении намечаемого объёма работ по методам увеличения нефтеотдачи пластов выступают ОАО «НК Черногорнефтеотдача» при научном сопровождении ЗАО «АЦ Сибинкор».

8. Выводы

С целью интенсификации добычи нефти проведено 369 скважино-операций на добывающих скважинах. Дополнительная добыча нефти составила 104,0 тыс. тонн. На 1 скважино-операцию приходится 282 тонн дополнительно добытой нефти. Среднесуточный прирост дебита нефти на одну скважину ра-

вен 2,7 тонн/сут. Суммарный суточный прирост добычи нефти составил 560,5 тонн/сут. Анализ эффективности методов интенсификации добычи нефти показывает, что наиболее массовыми были глинокислотные обработки – 344 скважино-операций. Дополнительно добыто 81,6 тыс. тонн нефти. Среднесуточный прирост дебита нефти на 1 скважино-операцию составил 1,7 тонн/сут. Среднесуточный прирост дебита нефти на 1 эффективную скважино-операцию – 2,1 тонн/сут. Средняя продолжительность эффекта 1 скважино-операцию – 84 сут.

Основной объём работ по интенсификации добычи нефти проводится на Самотлорском месторождении – 275 скважино-операций, дополнительная добыча нефти соответствует 80,7 тыс. тонн. Необходимо отметить, что большое количество операций по интенсификации добычи нефти проводилось совместно с другими видами работ (ГРП, перестрелы, ликвидация аварий и др.).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сборник регламентов ЦДНГ-4.
2. Химические методы увеличения продуктивности скважин в ОАО «ТНК - Нижневартовск» [Электронный ресурс]. Режим доступа:
http://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65635b2ad78a5c43a89421306d37_0.html
3. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
4. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта: методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2014. – 86 с.
5. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
6. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
7. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1. – 348 с.
8. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 2. – 348 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.

10. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.

REFERENCES

1. Sbornik reglamentov CDNG-4.
2. Himicheskie metody uvelichenija produktivnosti skvazhin v OAO «TNK - Nizhnevartovsk» [Jelektronnyj resurs]. Rezhim dostupa: http://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65635b2ad78a5c43a89421306d37_0.html
3. Savenok O.V. Optimizacija funkcionirovanija jekspluatacionnoj tehniki dlja povyshenija jeffektivnosti neftepromyslovyh sistem s oslozhnjonnymi uslovijami dobychi. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – Jug», 2013. – 336 s.
4. Savenok O.V., Lavrent'ev A.V., Berezovskij D.A. Proektirovanie kislotnoj obrabotki plasta: metodicheskie ukazaniya k prakticheskim zanjatijam po discipline «Upravlenie produktivnost'ju skvazhin» dlja studentov vseh form obuchenija napravlenija podgotovki 131000.62 «Neftegazovoe delo». – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – Jug», 2014. – 86 s.
5. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Teoreticheskie osnovy razrabotki nef-tjanyh i gazovyh mestorozhdenij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Prosveshhenie-Jug», 2011. – 203 s.
6. Bulatov A.I., Voloshhenko E.Ju., Kusov G.V., Savenok O.V. Jekologija pri stroitel'stve nef-tjanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlja studentov vuzov. – Krasnodar: ООО «Prosveshhenie - Jug», 2011. – 603 s.
7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfal'to-smolo-parafinovye otlozhenija i gidra-toobrazovanija: preduprezhdenie i udalenie: v 2 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – Jug», 2011. – Т. 1. – 348 s.
8. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfal'to-smolo-parafinovye otlozhenija i gidra-toobrazovanija: preduprezhdenie i udalenie: v 2 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – Jug», 2011. – Т. 2. – 348 s.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont nef-tjanyh i gazovyh skva-zhin: v 4 tomah. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – Jug», 2012-2015. – Т. 1-4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie nef-tjanyh i gazo-vyh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – Jug», 2013-2014. – Т. 1-4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Jaremijchuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoenija nef-tjanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: ООО «Izdatel'skij Dom – Jug», 2016. – 576 s.

ANALYSIS OF CHEMICAL METHODS OF INCREASE OF WELLS PRODUCTIVITY IN OJSC TNK-NIZHNEVARTOVSK

A.L. Yakovlev¹, A.S. Samoylov², Solange Barambone³

¹*Design Department LLC «KNGK-Group», 8-918-11-11-384, yakovlev@i-npz.ru*

²*Kuban state technological university, 8-918-45-67-003, aleksandr3105@inbox.ru*

³*Kuban state technological university, 8-964-912-41-58, barambone91@mail.ru*

The article analyzes the chemical methods for increasing the productivity of wells at OJSC TNK-Nizhnevartovsk. A brief description of the geological and technical measures is given, as well as the reasons causing the deterioration of the filtration capacity of the bottom hole formation zone. The purpose and conditions for conducting acid treatments are shown. The types of inhibitors used and their properties are considered; types of acid treatments; use of surfactants.

Keywords: geological and technical measures; purpose of acid treatments; conditions for conducting acid treatments; types of inhibitors used; types of acid treatments; surface-active substances; chemical methods to increase the productivity of wells.