

УДК 622.246

**ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ И РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ
ПОВТОРНОЙ ГЕРМЕТИЗАЦИИ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ
ТРУБ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА**

Петров Н.А.¹, Исмаков Р.А., Янгиров Ф.Н.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

¹e-mail: napetroff@inbox.ru

Аннотация. *Рассмотрены результаты промышленного эксперимента по повторной герметизации резьбовых соединений эксплуатационной колонны и изоляции водопритока на скважине Ноябрьского нефтегазового региона Западной Сибири. Разработаны рекомендации по совершенствованию ремонтно-изоляционных работ.*

Ключевые слова: *резьбовое соединение, смола, отвердитель, повторная герметизация, вязко-упругий состав, кремнийорганическое соединение, наполнитель, "скользящее" тампонирование*

Исходя из результатов, полученных при проведении лабораторных и стендовых испытаний, а также имеющегося практического опыта на скв. 1101/к. 42 Муравленковского месторождения совместно с работниками Долинского УПНП и КРС были проведены работы по повторной герметизации резьбового соединения. Герметизирующая композиция состояла из алкилрезорциновой эпоксифенольной смолы (АЭФС) гидрофобного тампонажного материала (ГТМ-3) с отвердителем ОЖ-1 [1].

На основе промыслово-геофизических исследований (ПГИ) было установлено, что негерметичность находилась на глубине 2076 м. Температура в этой зоне составляла плюс 63 °С.

Перед проведением работ был установлен цементный мост на глубине 2138 м для изоляции интервала перфорации. Приёмистость интервала негерметичности по воде составила 60 м³/сут при давлении 13 МПа, удельная приёмистость – 4,6 м³/сут/МПа, что свидетельствует о низких ее значениях. Поэтому наполнители (кероген или тампонажный цемент) не использовали.

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) диаметром 0,073 м были спущены на глубину 2076 м, низ которых был оборудован "воронкой" и репером для контроля глубины спуска при помощи ПГИ. Две неполные бочки смолы состава ГТМ-3 слили в мерник цементировочного агрегата ЦА-320 М и при непрерывной циркуляции "на себя" при температуре окружающего воздуха +2 °С ввели 7 % (по объёму) отвердителя ОЖ-1. В процессе перемешивания вязкость композиции (АЭФС + ОЖ-1) уменьшилась, что позволило перекачивать её сначала на II скорости, а затем на III скорости ЦА-320М.

Ввиду низкой температуры окружающего воздуха при изготовлении смеси, а также из-за высокой адгезии композиции была принята следующая технология.

Вначале закачали в НКТ-73 0,3 м³ ацетона, затем 0,35 м³ ГТМ-3 + ОЖ-1 и ещё раз 0,3 м³ ацетона. Продавку осуществили технической водой из расчёта выхода композиции в интервал негерметичности. После закрытия задвижки на затрубном пространстве крестовины фонтанной елки при давлении 13 МПа продавили через негерметичность 0,2 м³ композиции и оставили под давлением. За 1 час давление понизилось на 2 МПа.

Впоследствии, перед тем как должен был начаться процесс загустевания смеси, остатки реагентов вымыли обратной промывкой и произвели подъём 140 м НКТ. После чего скважину оставили в покое на 36 ч.

При опрессовке обсадной колонны водой на 13 МПа снижение давления не происходило. Тем не менее, после снижения уровня компрессором до 1000 м был получен приток воды в 13 м³/сут. Потребовалось проведение повторной операции по ликвидации негерметичности.

Возможно, это явилось результатом, прежде всего недостаточного количества обновленного состава ГТМ-3 с отвердителем ОЖ-1, а так же потому, что в скважинных условиях произошло разжижение существенной части композиции ацетоном.

При проведении последующих работ на скважинах, необходимо продавку осуществлять в первую очередь органическими составами, и только после них прокачивать ацетон для смыва с внутренней поверхности оборудования остатков композиции.

Объём композиции следует увеличить до 0,8-1,0 м³, а наполнители добавлять в зависимости от приёмистости скважины и температуры окружающего воздуха. В зимний период времени следует найти способ разогрева композиции до температуры плюс 50-60 °С без применения открытого огня. Слив из бочек смолы АЭФС состава ГТМ-3 при прохладной погоде (0...+10 °С) следует проводить непосредственно сразу в мерник агрегата, но с использованием подъёмных механизмов (передвижных или стационарных).

Целесообразно в колонне устанавливать мост с последующей его разбуркой.

Таким образом, первый промысловый эксперимент показал, что использование композиции ГТМ-3 + ОЖ-1 позволяет снизить приёмистость (приток) скважины, и позволил накопить определенный опыт для проведения последующих операций.

Предлагаемая комплексная технология повторной герметизации резьбовых соединений обсадных труб предусматривает закачку (задавку) под давлением в каналы утечки в резьбе и небольшие (< 2 м) трещины, как вдоль образующей, так и поперёк, а также каналы в затрубном пространстве. Эти каналы (трещины)

являются причиной негерметичности обсадных колонн при опрессовке или при снижении уровня жидкости в скважине, а также источниками межколонных проявлений при эксплуатации скважин.

При малой приёмистости негерметичного резьбового соединения (трещины) в качестве тампонирующих материалов используются различные композиции на основе полимерных составов с наполнителем или без него, превращающиеся через определённое время для заданной температуры в газоводонепроницаемый камень или гель. Цементный раствор применяется только для снижения приёмистости скважины q_c (при $q_c > 40 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$) с последующим закреплением полимерным составом.

Разработанная технология предусматривает использование серийного оборудования и инструментов, существующих устройств и приспособлений, технологических жидкостей и химических композиций, применяемых в нефтяной и газовой промышленности.

Подготовительные работы на скважине проводятся в соответствии с действующими правилами [2].

При исследовании скважины, её останавливают, замеряют затрубное P_3 и межколонное $P_{\text{м.к.}}$ давление на устье. После стравливания межколонного давления определяют время его восстановления. Стравливание давления – это снижение давления в межколонном (трубном, затрубном) пространстве при истечении флюида с контролируемым расходом.

Местоположение негерметичности обсадной колонны определяют при проведении ПГИ в соответствии с РД-39-9-250-79 и РД-39-9-414-80, путём опрессовки негерметичной колонны сжатым инертным газом или жидкостью, вязкость которой более чем в 10 раз выше вязкости воды.

В случае предполагаемой деформации обсадной колонны её необходимо прошаблонировать полномерной печатью до глубины, превышающей на 200-300 м нижнюю границу интервала негерметичности.

Далее устанавливают цементный мост на 100-200 м ниже интервала негерметичности в случае наличия перфорированного пласта. После ОЗЦ при промывке с расходом 5-8 л/с проверяют прочность моста разгрузкой НКТ не менее 10 % их веса. Затем заменяют при необходимости промывочную жидкость в колонне на воду. Опрессовывают колонну на герметичность водой, замерив расход и величину снижения давления ΔP в течении контрольного времени.

Вновь проводят ПГИ и в том числе замеряют изменение температуры по стволу скважины. При необходимости можно откомпрессировать скважину максимум до 900 м и снова провести ПГИ.

При проведении промысловых работ предполагается применение разных технологических операций и тампонажных материалов.

Если приемистость скважины менее $10 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, установлен точный интервал (место) негерметичности и скважина наполнена жидкостью, то следует применить схему закачки тампонирующих составов под давлением без наполнителей с оставлением моста в обсадной колонне. При приемистости до $10 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$ композиция уточняется для применения в конкретных условиях.

Если приемистость скважины составляет $10\text{-}30 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$ и точно определен интервал негерметичности, а скважина заполнена жидкостью, то рекомендуется применить схему закачки тампонирующих композиций под давлением, первая порция которых обладает хорошей проникающей способностью и без наполнителей, а вторая – с наполнителями с последующим оставлением моста в обсадной колонне.

Если приемистость более $30 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$, при точном определении интервала негерметичности и заполненной жидкостью скважине рекомендуется закачка тампонажных композиций с наполнителями типа Кероген-70, глинопорошок, цемент и пр.

Если не удастся снизить приемистость до нуля, то при повторной закачке следует применить предыдущие методы. При этом необходимо учитывать, что цементы в некоторых случаях являются отвердителями.

Если местоположение интервала негерметичности установить не удалось, то для изоляции каналов негерметичности следует применить метод "скользящего" тампонирования под давлением с применением тех или иных композиций в зависимости от приемистости скважины.

При минимальной приемистости скважин следует использовать гелеобразующие составы на основе ПАА с электролитами или однокомпонентного кремнийорганического соединения – продукта 119-204 с последующим закреплением традиционным гидрофобным отверждающимся тампонажным материалом ГТМ-3 (АЭФС + отвердитель полиэтиленполиамин – ПЭПА). При отсутствии состава ГТМ-3 можно применить менее эффективный вариант – смола ФР-101Т с отвердителем ОЖ-1.

При средней приемистости скважин следует использовать продукт 119-204 или смолу ФР-101Т + ОЖ-1 с последующим закреплением ГТМ-3 с наполнителем типа Кероген-70, глинопорошком или цементом. При отсутствии ГТМ-3 можно также применить для закрепления смолу ФР-101Т с отвердителем и наполнителем или еще несколько менее эффективный вариант – цементный раствор.

Для условий с высокой приемистостью скважин рекомендуется закачка смолы ФР-101Т + отвердитель ОЖ-1 с наполнителем, смолы АЭФС + отвердитель ОЖ-1 с наполнителем или их композиций с оставлением "стакана" в колонне.

В качестве одного из вариантов может быть использован способ закрепления цементным раствором только смолы ФР-101Т с оставлением стакана в колонне. Естественно смолы во всех случаях смешивают с отвердителем.

Для скользящего тампонирования следует применить смолу ФР-101Т или АЭФС с наполнителем Кероген-70 в зависимости от приемистости скважины, концентрация которого должна подбираться для конкретных условий.

Уточняют рецептуры тампонирующих композиций в зависимости от приемистости скважины, времени начала загустевания или гелеобразования для конкретных партий реагентов и температуры в изолируемом участке.

Объем тампонирующей композиции после ее приготовления должен быть не менее $0,8 \text{ м}^3$, а буферных жидкостей – $0,2 \text{ м}^3$.

Устанавливается два насосных агрегата, емкость (бойлер), подвозятся в бочках необходимые компоненты как тампонирующей композиции, так и буферной жидкости.

Целесообразно иметь на скважине посуду для отбора проб и приборы: конус АзНИИ, вискозиметр ВБР-1, консистомер КЦ-5, ареометр АГ-3ПП.

Непосредственно на объекте работ или близлежащей лаборатории подготавливается термостат с температурой в скважине в интервале негерметичности.

При проведении технологической операции с оставлением тампонажного раствора производится установка башмака НКТ на 8-15 м ниже интервала негерметичности обсадной колонны. Скважину промывают до выравнивания плотностей жидкости внутри НКТ и в затрубном пространстве.

При подготовке к ремонтно-изоляционным работам (РИР) по повторной герметизации резьбовых соединений обсадных труб обвязка технических средств выполняется в соответствии со схемой рис. 1.

Для образования гелеобразного вещества или вязкоупругого состава (ВУС) в заколонном пространстве вначале в НКТ закачивается электролит, затем буферная оторочка из воды и раствор ПАА. После продавки электролита в заколонное пространство буферная жидкость прокачивается в затрубное пространство между НКТ и обсадной колонной. А раствор ПАА задавливаются через негерметичное резьбовое соединение до давления опрессовки обсадной колонны или до его полного прокачивания.

Остатки химических реагентов вымываются через затрубное пространство обратной промывкой.

Для закрепления геля (ВУС) перед смолой АЭФС обновленного состава ГТМ-3 и за ней прокачивается буферный раствор из органических соединений (дизельное топливо, керосин, безводная нефть), для смолы ФР-101Т в качестве буферной жидкости может быть использована вода. Продавка же состава ГТМ-3 водой запрещается вследствие образования малоподвижной резиноподобной массы. В порядке исключения продавку можно осуществлять ацетоном или растворами электролитов, тогда количество композиции следует увеличить в 1,5 раза.

Для смыва с оборудования состава ГТМ-3 необходимо использовать ацетон.

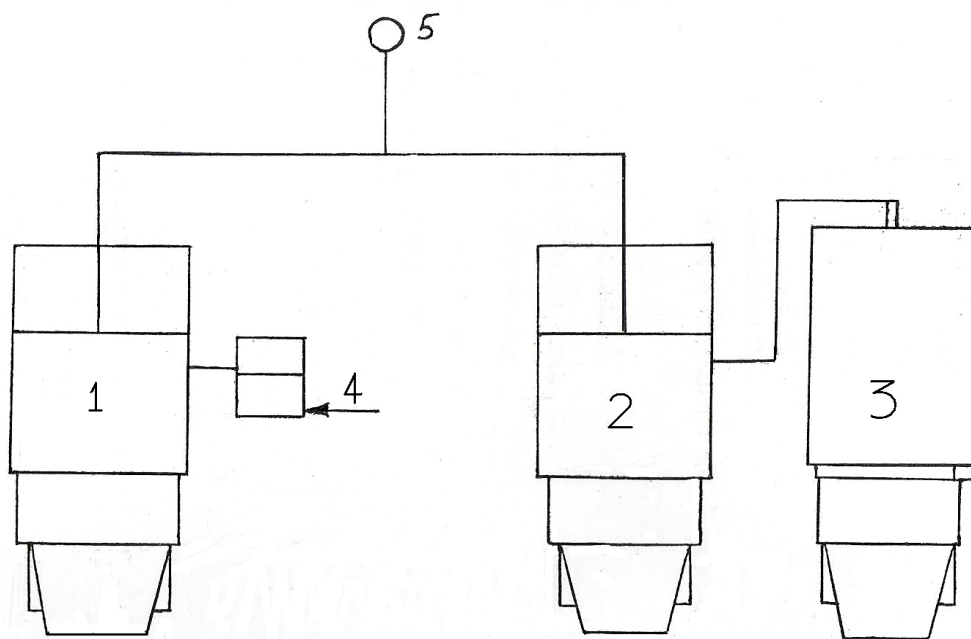


Рис. 1. Схема обвязки оборудования:
1, 2 – ЦА-320М; 3 – бойлер; 4 – чанок; 5 – устье скважины

При закачке однокомпонентного состава кремнийорганического соединения продукта 119-204 до и после него в качестве буферной жидкости используется ацетон. В последующем производят закрепление составом ГТМ-3 в последовательности, аналогичной вышеописанной.

При закачке в качестве первой порции смолы ФР-101Т используют первую буферную жидкость – техническую воду, вторую – дизельное топливо (керосин, безводная нефть) в количестве 0,2 м³ без или с наполнителем Кероген-70 (или другим в зависимости от приемистости). А затем сразу осуществляют закрепление составом ГТМ-3 с наполнителем и без него в зависимости также от приемистости скважины. Во всех случаях отбираются пробы для экспресс-анализа.

При закачке тампонирующих композиций продавку осуществляют до равновесия столбов жидкости в трубах и кольцевом пространстве. Если используются отверждающиеся тампонирующие составы, то башмак НКТ приподнимают над уровнем тампонирующей смеси на высоту 30-50 м и обратной промывкой производится контрольный вымыв (для проверки отсутствия тампонирующей смеси).

Для нагнетания композиции в каналы негерметичности в колонне создают избыточное давление в пределах допустимого при опрессовке обсадной колонны. Периодическим подкачиванием добиваются стабилизации давления. В конечном счете в колонне должен остаться состав для образования стакана высотой не менее 10 м.

На период гелеобразования и отверждения композиций скважину оставляют под давлением, которое существовало в заколонном пространстве, перекрыв трубное и затрубное пространство. После чего плавным допуском НКТ с промывкой уточняют верхнюю границу тампонажного моста (стакана).

Разбуривают стакан при промывке скважины с навеса и с использованием гидравлических двигателей, шарошечных или лопастных долот в зависимости от прочности и эластичности тампонажного стакана.

При проведении РИР методом "скользящего" тампонирования в качестве изоляционного материала целесообразно использовать гелеобразующие составы на основе ПАА (гипан и др.), жидкого стекла с добавками магния, керогена при средней и высокой приемистости скважины с последующим закреплением смолой ФР-101Т или АЭФС с отвердителем ОЖ-1.

До температуры плюс 70 °С в качестве гелеобразующего состава можно применить гипан – гидролизованный полиакрилонитрил в сочетании с электролитами: растворами хлористого кальция, хлористого магния, марганцево-кислого калия, соляной кислоты и др.; физико-химическая характеристика которого изложена в книге [3].

Из зарубежных ПАА можно рекомендовать сайпан и кемпас в сочетании с хлористым кальцием, магнием, сернокислым алюминием, соляной и серной кислотой. А также поликем-Д, ДК-крилл, ОРП-40 и кванатролл – в сочетании с сернокислым алюминием.

В качестве герметизирующих составов для повторной изоляции негерметичной колонны с низкой удельной приемистостью можно кроме перечисленного рекомендовать составы, образующие гелеобразные осадки. В частности, двухкомпонентную композицию жидкости ГКЖ-11 и соляной кислоты, а также трехкомпонентную – из раствора аминированного NaCl (АХН) + НТФ + раствора CaCl₂.

Для повышения успешности работ целесообразно применить комбинированный метод по закачке вначале порции из жидкости ГКЖ-11 с алюминиевой пудрой, а затем – жидкости ГКЖ-11, нейтрализованной соляной кислотой.

До температуры плюс 60 °С можно применить вязкоупругий состав, разработанный ВНИИ и Гипростокнефтью, вязкоупругий гель (ВУГ-2), разработанный ВНИИКрнефть [4].

Условная вязкость состава на ВБР-1 должна быть в пределах от 150 до 200 с.

Обвязку выполняют в соответствии с рис. 1.

Следует приготовить тампонирующие составы из расчета заполнения 150-200 м внутреннего пространства обсадной колонны, причем каждый состав готовят одним и тем же насосным агрегатом. Также необходимо перекачать состав в одну из половин мерника каждого агрегата, а другую половину заполнить промывочной (буферной или продавочной) жидкостью. Выбор количества отвердителя в

самоотверждающейся композиции осуществляют после обнаружения интервала негерметичности и определения соответствующей ему температуры.

Башмак НКТ устанавливают на 10-15 м выше моста. Закачивая промывочную жидкость в затрубное пространство при подаче 3-5 л/с (10^{-3} м³/с) и открытом трубном пространстве, восстанавливают циркуляцию.

В последующем закачивают гелеобразующий состав в затрубное пространство и, закрыв трубное, поднимают давление до давления опрессовки. Потом фиксируют его падение во времени.

Далее, открыв трубное пространство, прокачивают с перекрытием гель в следующий интервал и задавку снова повторяют до обнаружения места негерметичности. Продавливают в последнее по возможности 1/2-1/3 объема геля. Излишки гелеобразующей композиции вымывают на поверхность через трубное пространство.

По соседним скважинам определяют градиент температуры и вычисляют нужное для интервала негерметичности. Осуществляют соответствующую корректировку по количеству отвердителя для приготовления самоотверждающейся композиции.

Приподнимают башмак НКТ до нижней границы интервала негерметичности и закачивают в трубное пространство вначале буферную жидкость, а затем самоотверждающийся состав из расчета 100-150 м обсадной колонны до выравнивания давлений в трубном и в затрубном пространствах. Отбирают пробы композиции и помещают в термостат.

В дальнейшем приподнимают башмак НКТ до верхней границы интервала негерметичности с запасом 10-20 м и выливают остатки композиции из труб обратной промывкой.

В заключение задавливают в интервал негерметичности половину объема самоотверждающейся композиции, следят, чтобы давление закачки не превысило давление опрессовки обсадной колонны. Оставляют мост (стакан) на ОЗЦ и поднимают НКТ из скважины.

На основе анализа проб в термостате уточняют качество моста, а затем его разбуривают.

В порядке исключения (недостаток времени на технологический процесс) может применяться метод непрерывного "скользящего" тампонирувания путем закачки композиции в затрубное пространство и штуцирование выкида из НКТ путем частичного перекрытия крана до давления регламентированного при опрессовке скважины.

По мере перехода состава из затрубного пространства в НКТ, постепенно открывая кран на выкиде из НКТ, снижают давление прокачки и вымывают излишки тампонирующей композиции на поверхность.

В фонтанных скважинах возможна повторная герметизация резьбовых соединений колонн гелеобразующими составами без отключения перфорированной зоны.

При оценке качества повторной герметизации резьбового соединения руководствуются “Инструкцией по испытанию скважин на герметичность” (Куйбышев, 1977 г.), используя как метод опрессовки, так и снижения уровня.

Для определения показателя долговечности – срока службы изолирующей композиции (тампона) необходимо установить ежемесячный контроль за эксплуатацией отремонтированных скважин.

Таким образом, проведенные промысловые исследования позволили выявить упущения и наметить пути их устранения для достижения положительного результата, в результате разработана высокоэффективная комплексная технология повторной герметизации резьбовых соединений обсадных труб нефтяного сортамента.

Литература

1. Петров Н.А., Коренько А.В., Янгиров Ф.Н., Елизаров О.И. Повторная герметизация резьбовых соединений обсадных колонн нефтяных скважин. Под общей ред. проф. Конесева Г.В. Уфа: Монография, 2005. 88 с.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03). М., 2004. 312с. – (Серия 08; Вып 4 / ФГУП «Науч.-техн. центр по безоп. в пром-сти Госгортехнадзора России).
3. РД39-1-844-82. Технология повторной герметизации резьбовых соединений обсадных колонн. Краснодар: ВНИИКРнефть, 1983. 40 с.
4. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти : справочник. М.: Недра, 1991. 384 с.

**FIELD EXPERIENCE AND RECOMMENDATIONS
ON IMPROVEMENT OF TECHNOLOGIES TO RE-SEALING
THE THREADED CONNECTIONS OF THE OIL GRADE PIPES**

N.A. Petrov¹, R.A. Ismakov, F.N. Jangirov

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

¹*e-mail: napetroff@inbox.ru*

Abstract. *In the article considered results of the field experiment on the re-sealing the threaded connections of casing strings and water zone isolation in the wellbore of West Siberia Noyabrsk oil field. Designed recommendation on improvement repair-insulating work.*

Keywords: *threading connection, resin, hardener, re-sealing, visco-elastic composition, organo-silicon compound, filler, "sliding" plugging*

References

1. Petrov N.A., Korenyako A.V., Yangirov F.N., Elizarov O.I. Povtornaya germetizatsiya rez'bovykh soedinenii obsadnykh kolonn neftyanykh skvazhin (Re-sealing of threaded connections casing strings of oil wells). Ufa: Monografiya, 2005. 88 p.
2. PB 08-624-03. Pravila bezopasnosti v neftyanoi i gazovoi promyshlennosti (Safety Regulations for oil and gas industry). Moscow, 2004. 312 p.
3. RD 39-1-844-82. Tekhnologiya povtorno germetizatsii rez'bovykh soedinenii obsadnykh kolonn (Technology re-sealing of threaded connections casing strings). Krasnodar: VNIKRneft, 1983. 40 p.
4. Ibragimov G.Z., Fazlutdinov K.S., Khisamutdinov N.I. Primenenie khimicheskikh reagentov dlya intensivatsii dobychi nefti : spravochnik (Application of chemical reagents for enhanced recovery of oil: A handbook). Moscow: Nedra, 1991. 384 p.