



Гибкая колонна: как полимерная труба меняет подход к ремонту скважин

Коррозия эксплуатационных колонн остается одной из проблем старого фонда скважин, у которой до недавнего времени не было универсального решения. Особенно остро она проявляется на скважинах системы поддержания пластового давления. Постоянный контакт с закачиваемой водой, длительная эксплуатация и постепенная потеря герметичности колонн рано или поздно приводят к необходимости капитального ремонта. Чем старше фонд, тем дороже обходятся традиционные методы восстановления.

«Татнефть-Пресскомпозит» совместно со специалистами «Татнефти» сегодня отработывает альтернативный подход. Вместо дополнительной металлической колонны внутрь старой эксплуатационной трубы спускают непрерывную гибкую полимерно-армированную трубу (ГПАТ). Межтрубное пространство цементируют, и внутри металла формируется новый, коррозионностойкий контур.

Технология не нова по своей сути — ГПАТ трубы давно и успешно применяются на промысловых трубопроводах. Однако перенос труб с поверхности в скважину, их адаптация к условиям забоя, цементирование и экономическое обоснование потребовали решения отдельной инженерной задачи. И, судя по первым результатам, задача оказалась вполне решаемой.

Из трубопровода в скважину

Гибкая полимерно-армированная труба представляет собой многослойную конструкцию на основе полиэтилена с армирующими слоями, которые обеспечивают прочность. В отличие от обычного пластика, такие трубы выдерживают давление до 25 МПа, но при этом сохраняют главное преимущество полимера — полную устойчивость к коррозии.

«Татнефть-Пресскомпозит» изначально производил эти трубы для систем нефтесбора и перекачки воды. Труба выпускается непрерывной длиной, наматывается на барабан и доставляется на объект готовой плетью. На месте её разматывают по траншее, соединяя между собой сваркой через металлические фитинги из нержавеющей стали.

У такого решения есть очевидные плюсы: высокая скорость строительства и минимум стыков. А соединение — это всегда самое слабое место трубопровода.

Именно непрерывность трубы и подсказала инженерам другое направление. В нефтяной практике существует технология колтубинга, то есть спуска гибкой металлической трубы в скважину без последовательной сборки секций. А почему бы не попробовать то же самое с полимерной трубой? Она легче металлической, не подвержена коррозии и также выпускается непрерывной длиной.

Так началась совместная работа специалистов «Татнефть-Пресскомпозита», «ТатНИПИнефти» и специалистов «Татнефти». Сначала сформировали техническое задание и провели стендовые испытания. Затем для проведения опытно-промышленных испытаний выбрали скважины ППД с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн.

Как это работает

Принцип достаточно прост. Гибкую трубу спускают внутрь существующей металлической эксплуатационной колонны, после чего межтрубное пространство заливают цементом. Сечение скважины при этом ожидаемо уменьшается. Но взамен нефтяники получают дополнительную колонну из материала, которому не страшна коррозия.

Технология не восстанавливает старый металл, а заменяет материал внутреннего контура скважины, исключая дальнейшую коррозию. Старых скважин становится больше, и продление их жизни — это уже не просто ремонт, а вопрос рентабельности.

Пока технология применяется только на нагнетательных скважинах. И это логично: здесь нет штангового оборудования, которое могло бы повлиять на поведение трубы. Можно сосредоточиться на главном: как ведет себя колонна при спуске, как схватывается цемент, как работает материал в реальных условиях.

Цифры первых спусков

На сегодняшний день по новой технологии отработаны три скважины. Первый спуск стал проверкой концепции. ГПАТ удалось спустить на глубину около 860 метров. Эксперимент признали успешным, после чего поставили следующую задачу: уйти глубже полутора километров.

Здесь проявилось технологическое ограничение. Производство было рассчитано на выпуск трубы длиной 800–900 метров, что мало для скважины. Одним из главных преимуществ технологии является непрерывность колонны, а значит, длину трубы на барабане нужно было увеличивать.

Предприятие модернизировало оборудование и технологию намотки. Задача была амбициозной: произвести трубу длиной под 1 700 метров.

Первый спуск на 1 600 метров завершился неудачей — труба порвалась. В таких случаях ценен не сам факт аварии, а инженерный анализ. Причины изучили, конструкцию доработали. И повторили операцию.

На второй скважине глубину довели до 1 633 метров. На третьей — до 1 715 метров.

Первые две скважины уже эксплуатируются и работают штатно. На третьей проведение перфорации, запуск ожидается в ближайшие дни.

Таким образом, за несколько операций технология прошла путь от предельной заводской длины до непрерывного спуска на глубину более 1,7 километра.

Технические нюансы и экономика

Перфорация требует отдельного инженерного решения. Чтобы вода, закачиваемая в скважину, уходила в нужный пласт, на определенном уровне в трубе нужно сделать отверстие.



С полиэтиленом такой опыт пока отсутствует. Поэтому на первых скважинах нижнюю часть колонны длиной около 60 метров выполняют из металлических обсадных труб. Через них и проводят перфорацию традиционным способом.

Следующим шагом производители планируют заменить металл в нижней части на стеклопластик. В перспективе возможен полный отказ от металла по всей длине дополнительной колонны. Но это уже поле для исследований: поведение композитов при перфорации, характер разрушения, сохранение прочности вокруг отверстий, взаимодействие с цементным камнем.

Техническая возможность — это полдела. В нефтяной экономике не менее важен вопрос стоимости. ГПАТ дороже стальной обсадной трубы. Но капитальный ремонт скважины — это не только цена трубы. Металлическую колонну собирают из отдельных секций непосредственно при спуске. Каждую трубу нужно подать, установить, соединить с предыдущей. На все это уходит около двух суток. Гибкая труба поступает на объект в виде готовой плиты непрерывной длины. Спуск 1 700 метров занимает порядка четырех часов.

Сокращение времени работы бригады КРС снижает затраты на оплату труда и эксплуатацию техники. Скважина быстрее возвращается в эксплуатацию. На одной скважине разница кажется небольшой. Но вот при тиражировании на десятки скважин экономия во времени и ресурсах становится ощутимой.

По предварительному технико-экономическому обоснованию, совокупная стоимость ремонта с гибкой трубой оказывается ниже, чем с дополнительной металлической колонной. Точные цифры ещё предстоит подтвердить статистикой, но расчёты дают основание говорить об экономической эффективности.

Срок службы и планы на тиражирование

Для наземных трубопроводов нормативный ресурс ГПАТ составляет 35 лет. В скважине условия другие: труба зафиксирована цементом, нет подвижек грунта и части внешних нагрузок. Так что теоретически ресурс может быть и выше. В отрасли встречаются оценки

и в 100 лет, но подтверждённых данных по такому сроку пока нет.

Фактический срок службы покажут время и накопленная статистика. Но для производителя и заказчика важно другое: первые скважины — это не только промышленные объекты, но и исследовательская база. Наблюдения требуют изменение свойств материала, состояние армирующих слоёв, герметичность и взаимодействие с цементом.

Самым надёжным показателем перспективности технологии остается готовность заказчика применять ее повторно. По итогам первых работ решение о тиражировании принято. В планах до конца текущего года — планируется отработать еще около 20 скважин. На следующий год рассматривается уже 73 объекта.

При этом возникает новое ограничение — производственные мощности. Гибкие трубы востребованы и для строительства трубопроводов, поэтому резкое увеличение скважинной программы создает дополнительную нагрузку для «Татнефть-Пресскомпозита» и открывает новые возможности для расширения производства. Если технология подтвердит свою эффективность при масштабировании, то развитие производственной базы станет не только технической, но и инвестиционной задачей.

Что дальше?

Нагнетательные скважины стали первым этапом развития технологии. Разработчики рассматривают применение ГПАТ в строительстве новых скважин, а не только при ремонте старого фонда. Следующим этапом может стать применение технологии на добывающих скважинах. Но там условия сложнее: нужно изучить поведение внутренней поверхности трубы при трении штанг, оценить абразивный износ, понять, как долго конструкция сохраняет герметичность.

Отдельное направление — использование гибких полимерно-армированных труб в качестве насосно-компрессорных. Мировой опыт таких решений существует. В Китае, например, коллеги пробовали применять композитные трубы как НКТ и получили как

положительные, так и отрицательные результаты. Но вот вариант с формированием дополнительной эксплуатационной колонны внутри старой с последующим цементованием — это разработка именно «Татнефти» и «Татнефть-Пресскомпозита». Когда о ней рассказали китайским партнерам, те, по словам разработчиков, очень удивились.

Нефтяная отрасль вступила в период, когда эффективность все чаще определяется не только тем, как мы строим новые скважины, но и тем, как долго, рационально и экономно умеем эксплуатировать уже созданный фонд.

Гибкая полимерно-армированная труба не претендует на универсальную замену металла. Речь идет о другом: в каких конструкциях и при каких условиях полимер уже сегодня может быть эффективнее стали по совокупным затратам на ремонт и эксплуатацию.

Три скважины — это пока статистика, но статистика обнадеживающая. А программа на десятки объектов в ближайшие годы даст то, чего технологии сегодня не хватает больше всего: длительную промышленную практику. И если она подтвердит расчетные параметры, у этой разработки есть все шансы пройти путь от инженерной идеи до типового решения для старого фонда.

 **ТАТНЕФТЬ**
ООО «Татнефть-Пресскомпозит»



423601, Республика Татарстан,
район Елабужский, ул. 22.1
(промышленная площадка Алабуга
тер.), корпус 48/3
+7 (905) 347-0380
info@tnpc.ru
tnpc.ru