



**Наталья ЛЫКОВА**  
Начальник лаборатории  
фильтрационных систем  
АО «Новомет-Пермь», к.т.н.

## ЗАЩИТА УЭЦН ОТ ЗАСОРЕНИЯ: комплексный подход

Засорение рабочих узлов установки является одним из основных осложняющих факторов в нефтедобыче. Проблема вызвана двумя причинами: отложением солей и выносом нерастворимых твёрдых частиц из пласта. Для успешного ее решения «Новомет» предлагает комплексный подход: предотвращение солеотложений с помощью различных ингибиторов, защиту узлов УЭЦН от засорения с помощью фильтров и сепараторов. Если же засорение насоса все-таки произошло, для его очистки выполняется прямая промывка, для чего предназначен обратный клапан КОПР.

### Защита установки от отложения солей

В настоящее время наиболее востребованной технологией данной защиты является химический метод – применение ингибиторов солеотложения. Эффективность технологии зависит не только от правильности подбора ингибитора к месторождению, где наблюдаются солеотложения, но и от способов его доставки в проблемную зону скважины. Среди последних наибольшее распространение приобрели следующие:

- **закачка ингибиторов** через затрубное пространство с применением наземных дозирующих установок или через систему поддержания пластового давления вместе с нагнетаемой в пласт водой;
- **подача ингибитора посредством скважинных контейнеров**, подвешиваемых под погружной электродвигатель (ПЭД) УЭЦН.

Последний способ имеет ряд преимуществ: простота и удобство монтажа, низкие эксплуатационные расходы. Кроме того, при таком способе доставки ингибитора происходит защита не только насоса, но и всего оборудования, в том числе уменьшается перегрев ПЭД. Скважинные контейнеры востребованы в первую очередь на месторождениях, расположенных в труднодоступных районах, поскольку являются автономными, надежны и достаточно эффективны в плане программируемого дозирования ингибитора в пластовую жидкость. Фактором, ограничивающим их применение, является подача ~200 м<sup>3</sup>/сут., поскольку при дальнейшем её увеличении габариты и масса контейнера становятся избыточными для подвески к ПЭД.

В настоящий момент производителями разработан широкий ряд химических реагентов для предотвращения отложений солей. В зависимости от свойств реагента необходимо использовать разные механизмы его дозирования. Поэтому в нашей компании был разработан ряд устройств для различных типов реагентов (см. табл. 1).

Табл. 1. Погружные контейнеры

Тип устройства	Рекомендации по применению	
	Тип ингибитора	Условия применения
КСТР	Твёрдый	температура пластовой жидкости – от 75 до 120 °С обводнённость пластовой жидкости – от 0 до 90%
КСКР	Капсулированный, жидкий	нет ограничений по температуре и обводнённости
КСУ	Твёрдый, жидкий, капсулированный	нет ограничений по температуре и обводнённости
КСШ	Жидкий	КВЧ, мг/л – < 200 средний диаметр частиц, мкм – < 300

Для твёрдого реагента нами был разработан контейнер, который основан на вытекании вязкого ингибитора под действием силы тяжести (рис. 1).

Данная конструкция контейнера успешно прошла опытно-промышленные испытания в нефтяной компании «Аки-Отыр» [1].

Конструкция контейнера для капсулированного ингибитора, заключенного в растворимую в воде полимерную оболочку, была предложена для уменьшения расхода реагента на начальном этапе. Оболочка капсул ограничивает его пиковый выброс в начальный момент эксплуатации, делая вынос ингибитора более равномерным.

Конструкция контейнера данного типа представляет собой цилиндрический корпус с отверстиями в верхней части. Добываемая жидкость через них попадает в контейнер и растворяет находящийся внутри ингибитор. Затем раствор выносится через эти же отверстия в затрубное пространство, и предотвращает солеотложение (рис. 2).



Рис. 1. Контейнер с твёрдым реагентом

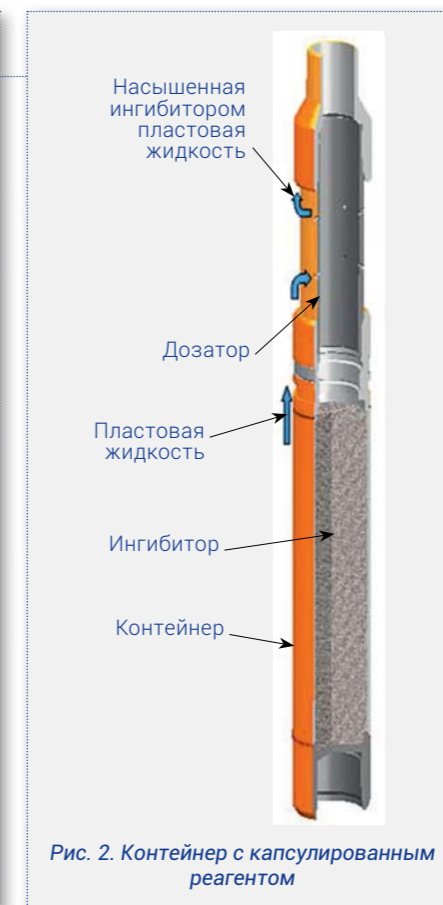


Рис. 2. Контейнер с капсулированным реагентом

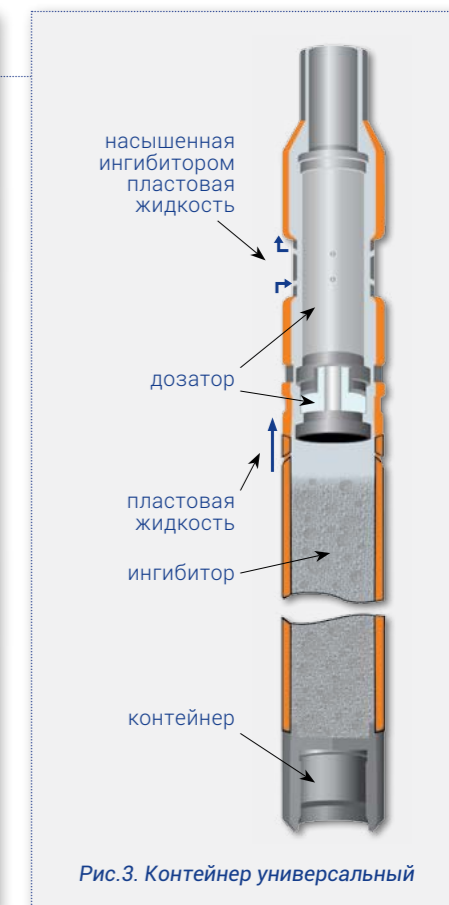


Рис. 3. Контейнер универсальный

Данная конструкция успешно прошла опытно-промышленные испытания в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Для двух описанных выше вариантов контейнера требуется определённый тип ингибитора: твёрдый или капсулированный. Для возможности использовать любой тип реагента по желанию заказчика был разработан контейнер скважинный универсальный, отличающийся от предыдущей конструкции дополнительным дозатором для регулировки выноса ингибитора (рис. 3). В настоящий момент данная конструкция проходит опытно-промышленные испытания.

Как отмечалось вначале, зачастую проблеме отложения солей сопутствует вынос механических примесей из пластов. В таблице 2 приведён анализ выноса механических примесей из пластов месторождений ТНК-ВР Западной Сибири [3]: средний диаметр выносимых частиц и концентрация взвешенных частиц (КВЧ), 2008 год.

Видно, что наблюдается постоянный вынос мелкодисперсных частиц в небольших количествах, это свойство многих скважин было предложено использовать для дозирования реагента в скважину с помощью контейнера скважинного со шнеком.

Контейнер данного типа не просто содержит жидкий ингибитор, но и представляет собой устройство для отделения механических примесей. Последние, отделяясь, оседают на дно контейнера, тем самым вытесняя жидкий ингибитор. В качестве устройства для отделения твёрдых частиц используется сепарационный шнек (рис. 4, стр. 38).

Расчётным путём было установлено, что для дозирования ингибитора в течение одного года достаточно коэффициен-

та его сепарации 20%. Разработаны две конструкции шнека: для частиц диаметром 0-150 мкм и 150-300 мкм. Стендовые испытания подтвердили работоспособность предложенной схемы дозирования. Несмотря на стендовый контроль, определяющим критерием успешности разработки остаются промышленные условия. В настоящее время конструкция как раз проходит опытно-промышленные испытания.

Всего с 2006 года было поставлено Заказчикам более 1500 погружных контейнеров. На данный момент самый большой опыт внедрения получен по результатам работы первого разработанного контейнера КСТР, которые представлены в таблице 3 (стр. 39).

У каждого из перечисленных типов погружных контейнеров свои преимущества. Так, у контейнера с твёрдым реагентом это низкая стоимость, у контейнера с капсулированным реагентом – отсутствие зависимости от температуры и обводнённости. Для быстрого подбора погружных контейнеров к условиям в скважине нами была

Табл. 2. Анализ выноса механических примесей из пластов Западной Сибири

Пласт	КВЧ *, мг/л	Размер частиц, мкм
БВ	60	25
Юрские	50	20
ВК	30	50
АВ	80	50

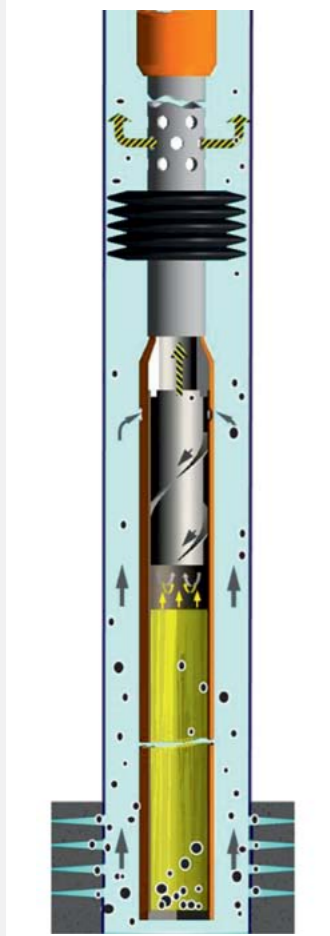


Рис. 4. Контейнер скважинный со шнеком



Рис. 5. Гидроциклонный сепаратор

разработана программа подбора, которая отдельным модулем внедрена в программу NovometSel-Pro.

#### Защита установки от выноса механических примесей

Наиболее распространённым и экономически эффективным методом защиты насоса от выноса механических примесей является их отделение от добываемой жидкости перед насосом защитными устройствами.

Для этого применяют механические фильтры и устройства, основанные на принципах либо гравитационной, либо центробежной очистки. Фильтры получили широкое применение, но их срок службы ограничен из-за засорения, более надёжны в этом плане гравитационные сепараторы твёрдых частиц.

В данных сепараторах организовано течение поступающей жидкости сверху вниз и разворот потока на 180 градусов с одновременным уменьшением скорости потока, вследствие чего тяжелые частицы оседают в зоне разворота под действием силы тяжести. Для повышения коэффициента сепарации при больших подачах в кольцевом зазоре размещают неподвижные спиральные лопасти (рис. 5). Поток жидкости, двигаясь по спирали, вовлекается во вращательное движение, и на частицы примесей в потоке действует центробежная сила, вызывающая их дополнительную сепарацию за счёт прижатия к внешним стенкам корпуса. Такие сепараторы называют гидроциклонными, инерционными или десендерами.

Выигрывая в надёжности, они зачастую проигрывают фильтрам в тонкости очистки. Так, в промышленных условиях широко используются фильтры с тонкостью очистки 100 мкм. Тогда как с помощью гравитационных сепараторов зачастую удаётся достигнуть лишь 250 мкм, а с помощью сепараторов гидроциклонного типа при расходах жидкости до 200 м<sup>3</sup>/сут – порядка 150 мкм [4]. Нами была проведена работа по созданию сепаратора с улучшенными характеристиками. Для этого сначала была разработана имитационная модель движения жидкости и твёрдых частиц в сепараторе механических примесей. Типичный вид траекторий твёрдых частиц в нижней части сепаратора, полученных в результате моделирования, приведен на рис. 6.

Видно, что частицы, сместившиеся к внешней стенке сепаратора, при повороте потока оседают в их сборник, в то время как остальные продолжают движение с потоком на приём насоса.

Гидроциклонный сепаратор с оптимальными геометрическими параметрами был изготовлен и испытан на стенде. Для проведения физических экспериментов и подтверждения результатов моделирования был специально спроектирован испытательный стенд и разработана методика испытаний, целью которых явилось измерение коэффициента сепарации, т.е. массовой доли осевших в сепараторе частиц. (Рис. 7). [5].

В результате моделирования были получены оптимальные конструкции гидроциклонных сепараторов 3 и 5 габарита, характеристики которых были проверены с помощью стендовых

Скорость

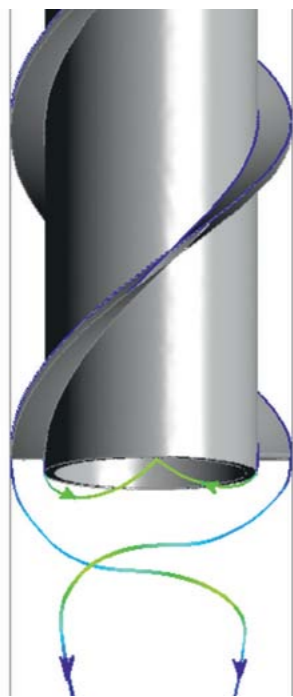
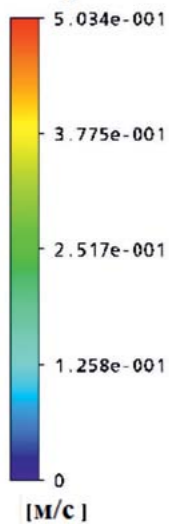
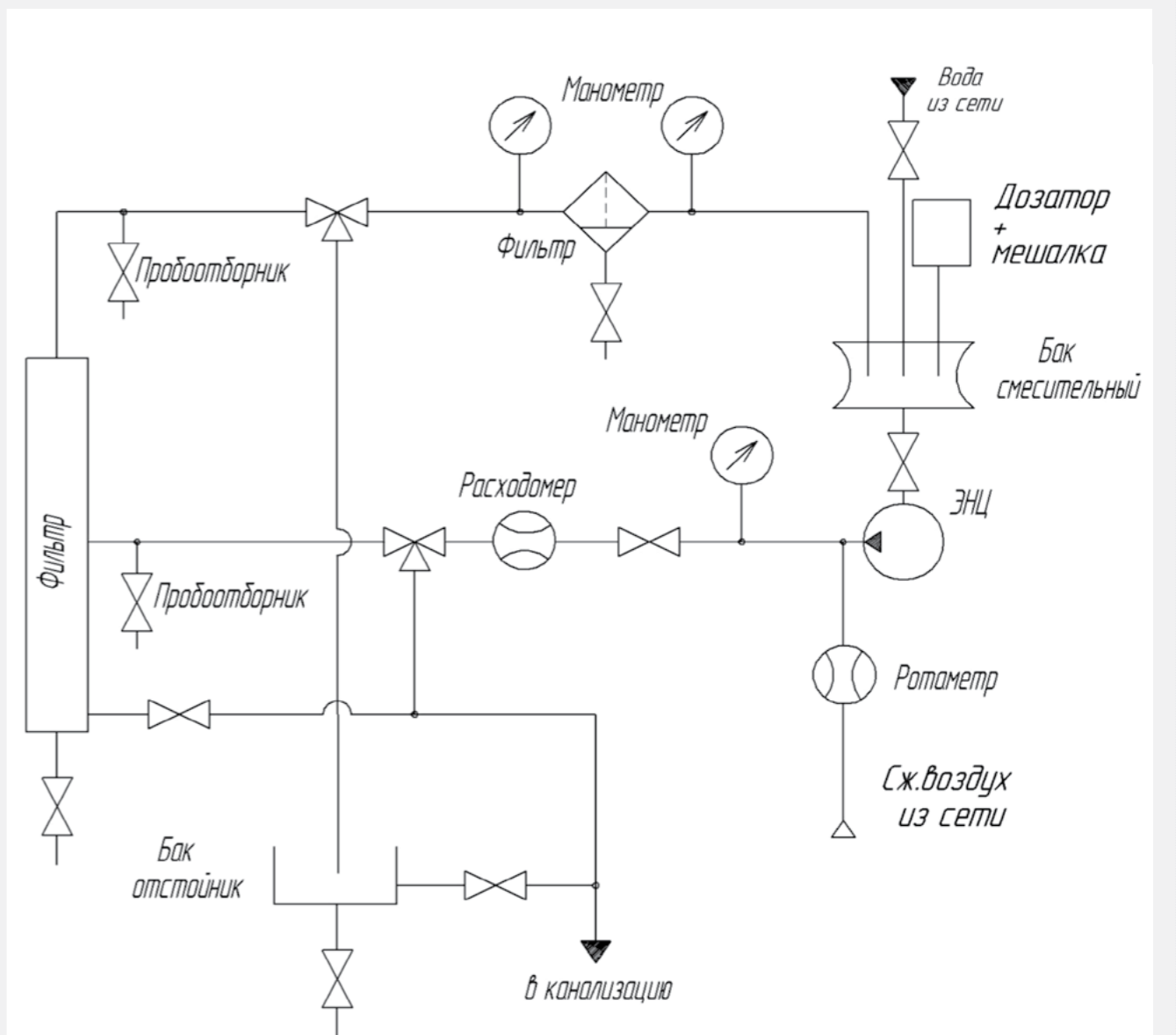


Рис. 6. Траектории частиц в нижней части гидроциклонного сепаратора

Рис. 7. Схема стенда для испытаний гравитационных сепараторов и фильтров



испытаний. Коэффициент сепарации таких устройств увеличивается с увеличением диаметра частиц: был получен коэффициент сепарации 90% для частиц размером 300 мкм и 85% для частиц размером 200 мкм [6].

Для достижения коэффициента сепарации 100 % для любого размера частиц нами были разработаны каскадные устройства, сочетающие в себе преимущества самых успешных механических фильтров (шелевых) и гидроциклонных сепараторов.

Принцип их действия заключается либо в параллельном, либо в последовательном соединении шелевого фильтра и сепаратора.

Табл.3. Опыт внедрения контейнеров с твёрдым реагентом

Компания	Начало внедрения	Запущено в эксплуатацию установок	Средняя наработка до внедрения	Средняя наработка УЭЦН с контейнером
«НАК «Аки-Отыр»	2007 г.	более 300 шт.	224 сут.	541 сут.
«Салым Петролеум Девелопмент Н. В.»	2008 г.	67 шт.	285 сут.	627 сут.
«Томскнефть» ВНК	2009 г.	более 800 шт.	118 сут.	313 сут.
«Саратовнефтегаз»	2010 г.	19 шт.	196 сут.	399 сут.



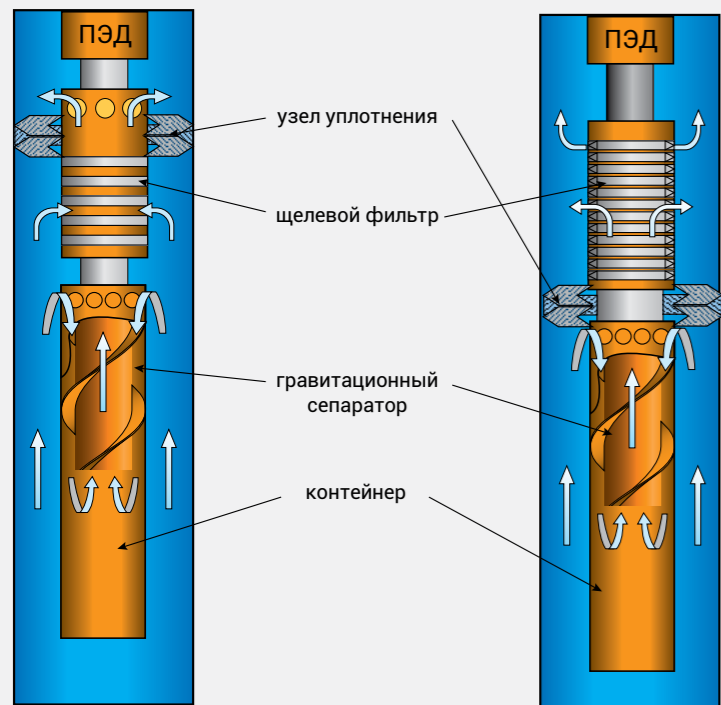


Рис. 8. Способы соединения гидроциклонного сепаратора с щелевым фильтром

На рис. 8 показаны принципиальные схемы их компоновки.

#### Фильтр скважинный гравитационно-щелевой

В данном устройстве (ФСГЩ) для увеличения ресурса работы щелевого фильтра предложено параллельно соединить его с гидроциклонным сепаратором, при этом узел уплотнения устанавливается выше щелевого фильтра [7]. После запуска УЭЦН поток жидкости сначала проходит преимущественно через щелевой фильтр, поскольку его гидравлическое сопротивление на порядок ниже, чем у гидроциклонного. Например, при подаче 100 м<sup>3</sup>/сут гидравлические потери в гидроциклонном сепараторе 5 габарита составляют 0.5 м, в то время как в щелевом фильтре длиной 5 м и шириной щели 100 мкм они равны 0.03 м. Количество и длина секций щелевого фильтра подбирается для обеспечения заданной подачи установки при соответствующей тонкости фильтрации. По мере засорения фильтра и увеличения сопротивления на нём начинает работать гидроциклонный сепаратор. Таким образом, сепаратор функционирует как предохранительный клапан на байпасной линии щелевого фильтра, при этом очистка пластовой жидкости продолжается. Ресурс работы предложенного устройства поэтому существенно выше, чем щелевого фильтра.



Рис. 9. Фильтр скважинный гравитационно-щелевой



Рис. 10. Фильтр скважинный каскадный

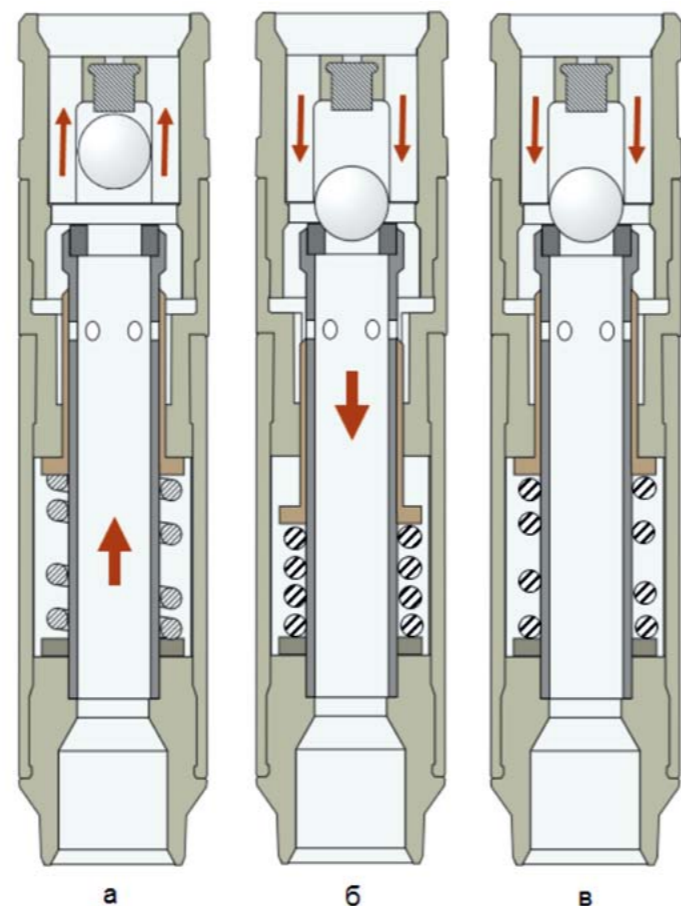


Рис. 11. Схема движения жидкости в клапане обратном КОПР. а) при добыче нефти; б) при прямой промывке УЭЦН; в) при опрессовке НКТ

#### Список литературы

1. Кудрявцев И.А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса механических примесей (на примере самотлорского месторождения) // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук.
2. Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Энциклопедический справочник. Пермь: ООО «Пресс-Мастер», 2007, 645 с.
3. Якимов С.Б. О выборе технологий защиты подземного оборудования от песка с учётом динамики его выноса при запуске скважин на Самотлорском нефтяном месторождении // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 6/2013, с. 81-89.
4. Антипина Н.А., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И. и др. О повышении надёжности погружных контейнеров для твёрдого ингибитора // Бурение и нефть. 2008. №11. С. 36-38.
5. Антипина Н.А., Киселев А.Е., Пещеренко С.Н. и др. Система защиты УЭЦН от солеотложений с использованием капсулированного жидкого ингибитора // Бурение и нефть. 2009. №4. С. 30-32.
6. Якимов С.Б. Индекс агрессивности выносимых частиц на месторождениях ТНК-ВР в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело, 9/2008. Стр. 33-39.
7. Афанасьев, А.В., Шмонин П.А., Якимов С.Б. Применение десендеров для защиты ЭЦН на пластах Покурской свиты // Журнал о технологиях ТНК-ВР «Новатор».- 1999.- Вып. 27.- С. 27-31.
8. Антипина Н.А., Пещеренко С.Н. «Математическое моделирование движения твёрдых частиц в погружных сепараторах» // Научно-технические ведомости СПбГПУ, серия «Физико-математические науки», №2(146), 2012 г, с. 62-68.
9. Антипина Н.А. «Моделирование рабочих процессов в устройствах защиты нефтяных насосов от засорения с целью повышения их эффективности» // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук, 2012 г.
10. Антипина Н.А., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И. и др. «Фильтр для очистки скважинной жидкости», патент RU 2 422 622, опубликовано 27.06.2011 Бюл. №18.
11. Данченко Ю.В. «Фильтрующее скважинное устройство», патент на полезную модель RU 116 571, опубликовано 27.05.2012 Бюл. №15.

Данная конструкция ФСГЩ прошла опытно-промышленные испытания в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Лабораторные исследования проб добываемой жидкости, взятых с устья скважин, показали отсутствие частиц размером более 100 мкм. По скважине №5194 наработка составила 514 суток против предыдущей наработки 17 суток с щелевым фильтром. Высокая наработка по испытываемым скважинам и результаты лабораторных исследований позволили опытно-промышленные испытания признать успешными и продолжить внедрение разработанного устройства.

#### Фильтр скважинный каскадный

В данном фильтре (ФСК) для улучшения качества очистки добываемой жидкости предложено соединить щелевой фильтр и гидроциклонный сепаратор не параллельно, а последовательно посредством установления узла уплотнения между ними [8]. После запуска УЭЦН в таком фильтре поток жидкости сначала проходит через сепаратор, являющийся первой ступенью очистки, затем – через щелевой фильтр, который является второй ступенью очистки жидкости. Благодаря уменьшению грязевой нагрузки на щелевой фильтр продолжительность его работы увеличивается. Поэтому его длину, а следовательно, и стоимость изделия, можно уменьшить, либо использовать щелевой фильтр с улучшенной тонкостью очистки без уменьшения длины.

ФСК комплектуется предохранительным клапаном для исключения перегрева электродвигателя. В случае засорения щелевого фильтра поток добываемой жидкости будет проходить только первую ступень очистки через сепаратор.

Нижняя часть каскадных устройств может быть выполнена в двух исполнениях: с контейнером для сбора и последующего подъёма отсепарированных частиц на поверхность и с хвостовиком для сброса частиц в нижнюю часть скважины. Во втором случае при переполнении контейнера частицы будут падать обратно в скважину через проходящий по центру контейнера сквозной хвостовик. Длины и диаметры хвостовиков рассчитаны таким образом, чтобы при любом расходе жидкости через него не было подсоса, т.е. при любом режиме течения гидравлическое сопротивление хвостовика существенно больше, чем гравитационного сепаратора.

#### Двусторонний клапан

Перечисленные устройства в комплексе успешно решают проблему засорения установки насоса от солей и механических примесей. В случае, если всё-таки мелкодисперсным частицам удалось проникнуть в установку, цель очищения насоса от примесей и отложений выполняет обратный клапан КОПР (рис. 11), который обеспечивает движение жидкости в обоих направлениях. Он предназначен как для удержания пластовой жидкости в колонне НКТ в случае остановки УЭЦН, так и для прямой промывки погружных электроцентробежных насосов. Клапан состоит из корпуса, центратора, головки и основания. В корпусе устанавливается поршневая система с подпружиненным поршнем и ниппелем, в котором предусмотрены перепускные отверстия, а в головке – клапанная пара, состоящая из седла и шарика.

Клапан находится в колонне НКТ над электроцентробежным насосом. При работе УЭЦН поток пластовой жидкости поднимает шарик и удерживает его в верхней буферной зоне. Клапан, таким образом, открыт, и пластовая жидкость поступает в лифт НКТ.

При остановке УЭЦН шар клапанной пары под собственным весом и давлением столба жидкости в лифте НКТ опускается в седло, тем самым перекрывая его. Это происходит мгновенно, в результате чего пластовая жидкость из лифта НКТ над клапаном не поступает в ЭЦН.

Для промывки электроцентробежного насоса необходимо увеличить давление над клапаном в колонне НКТ для его открытия вниз. При этом поршень, сжимая пружину, перемещается вниз относительно ниппеля, открывая перепускные отверстия в ниппеле для сообщения надклапанного и подклапанного пространств. Жидкость из лифта НКТ, таким образом, поступает в ЭЦН для его промывки.

#### Выводы

Зачастую решение проблемы засорения оборудования при добыче нефти требует комплексного подхода. В рамках данного подхода специалистами компании разработаны конструкции погружных контейнеров-дозаторов для различных типов ингибиторов и каскадные устройства с сепараторами гидроциклонного типа. Для промывки установки от засорений предложен клапан КОПР. Использование указанных изделий в составе УЭЦН позволяет защитить насос от засорения и существенно увеличить его наработку.