



ЗАЩИТА УЭЦН ОТ ЗАСОРЕНИЯ: КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД

ЛЫКОВА Наталья Анатольевна

Начальник ЛФС департамента инновационных разработок АО «Новомет-Пермь»

Засорение рабочих узлов погружной насосной установки вследствие отложения солей и выноса нерастворимых твердых частиц из пласта остается одним из основных осложняющих факторов в процессе нефтедобычи. АО «Новомет-Пермь» предлагает комплексный подход к решению проблемы засорения, включающий в себя предотвращение солеотложений с помощью ингибиторов и защиту узлов УЭЦН от засорения с помощью фильтров и сепараторов различных типов и различного конструкционного исполнения.

В настоящее время наиболее востребованной остается химическая технология защиты УЭЦН от отложения солей – применение ингибиторов солеотложения. Эффективность данной технологии зависит не только от правильности подбора ингибитора к условиям месторождения, где наблюдаются солеотложения, но и от способов его доставки в проблемную зону скважины. Среди последних наибольшее распространение приобрела закачка ингибиторов через затрубное пространство с применением наземных дозировочных установок или через систему поддержания пластового давления вместе с нагнетаемой в пласт водой, а также подача ингибитора посредством скважинных контейнеров, подвешиваемых под погружной электродвигатель (ПЭД) УЭЦН.

Последний способ обладает рядом преимуществ, в числе которых простота и удобство монтажа и низкие эксплуатационные расходы. Кроме того, при контейнерном способе доставки ингибитора происходит защита не только насоса, но и всего оборудования: например, вследствие отсутствия отложений предотвращается перегрев ПЭД. Скважинные контейнеры востребованы, в первую очередь, на месторождениях, расположенных в труднодоступных районах, посколь-

ку они автономны, надежны и достаточно эффективны в плане настраиваемого дозирования ингибитора в пластовую жидкость. Также погружные контейнеры применяются при одновременно-раздельной эксплуатации, когда из-за наличия пакера нет возможности дозировать ингибитор с поверхности через установку дозирования реагента (УДР).

К настоящему времени мы разработали ряд устройств для различных типов реагентов и в зависимости от свойств ингибитора используем разные механизмы его дозирования (табл. 1).

Рис. 1. Контейнер с твердым реагентом

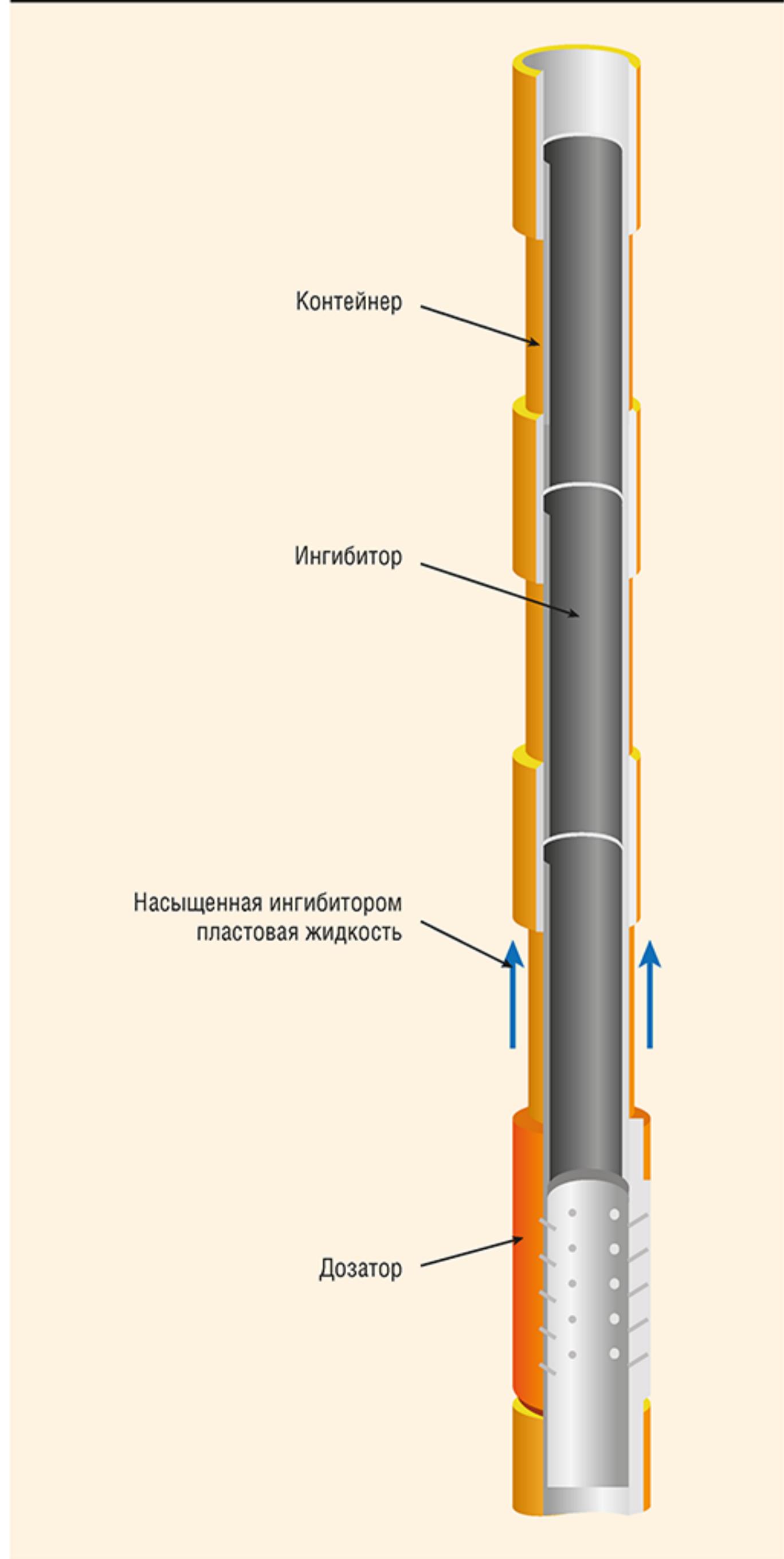
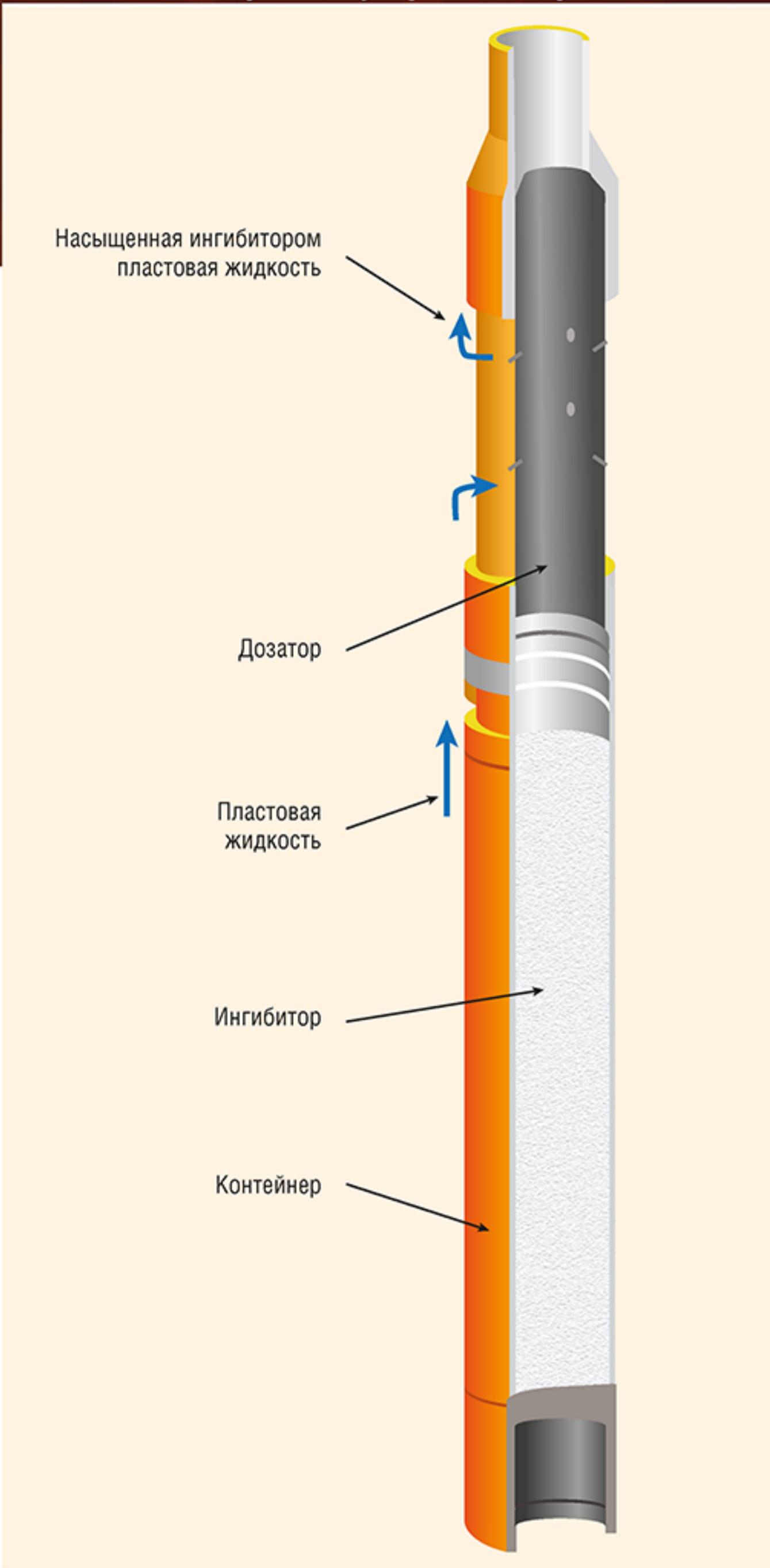
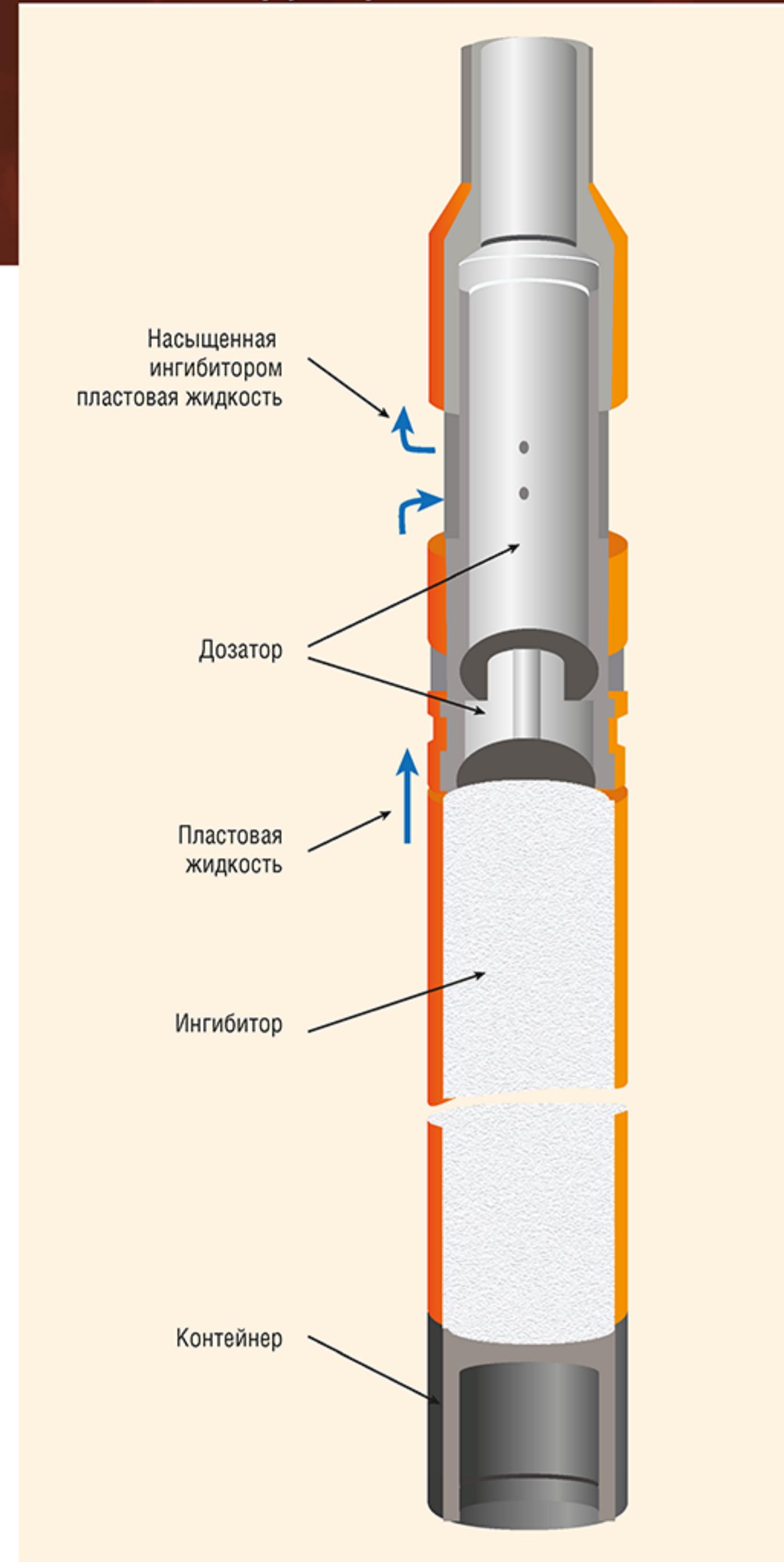


Таблица 1

Погружные контейнеры

| Тип устройства | Рекомендации по применению | |
|----------------|----------------------------------|---|
| | Тип ингибитора | Условия применения |
| КСТР | Твердый | Температура пластовой жидкости – от 75 до 120°C. Обводненность пластовой жидкости – от 0 до 90% |
| КСКР | Капсулированный, жидкий | Нет ограничений по температуре и обводненности |
| КСУ | Твердый, жидкий, капсулированный | Нет ограничений по температуре и обводненности |
| КСШ | Жидкий | КВЧ менее 200 мг/л. Средний диаметр частиц менее 300 мкм |

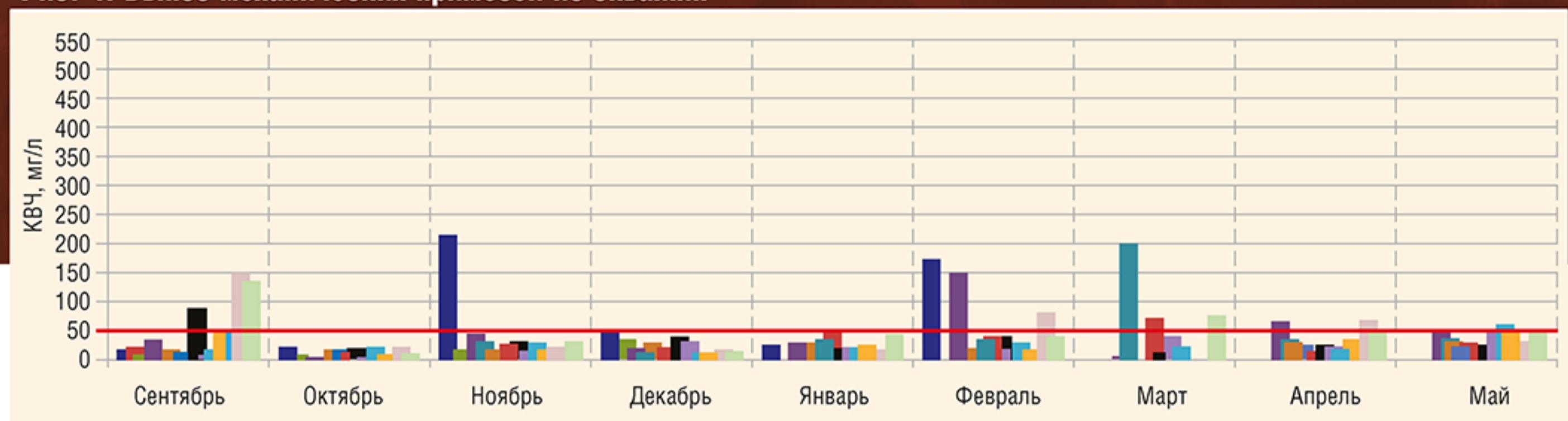
Рис. 2. Контейнер с капсулированным реагентом**Рис. 3. Контейнер универсальный**

Для твердых реагентов разработан контейнер, принцип действия которого заключается в вытекании вязкого ингибитора под действием силы тяжести через дозировочное отверстие (рис. 1). Далее ингибитор попадает в камеру для растворения, где пластовая жидкость растворяет ингибитор и выносит в затрубное пространство. Геометрические параметры контейнера рассчитывались методами вычислительной гидродинамики, а для подтверждения работоспособности модели проводились физические эксперименты. Данная конструкция контейнера успешно прошла опытно-промышленные испытания (ОПИ) в нефтяной компании ОАО НАК «Аки-Отыр» [1].

Конструкция контейнера для капсулированного ингибитора была предложена для уменьшения расхода реагента на начальном этапе. Растворимая в воде полимерная оболочка капсул ограничивает его пиковый выброс в начальный момент эксплуатации, благодаря чему обеспечивается более равномерный вынос ингибитора.

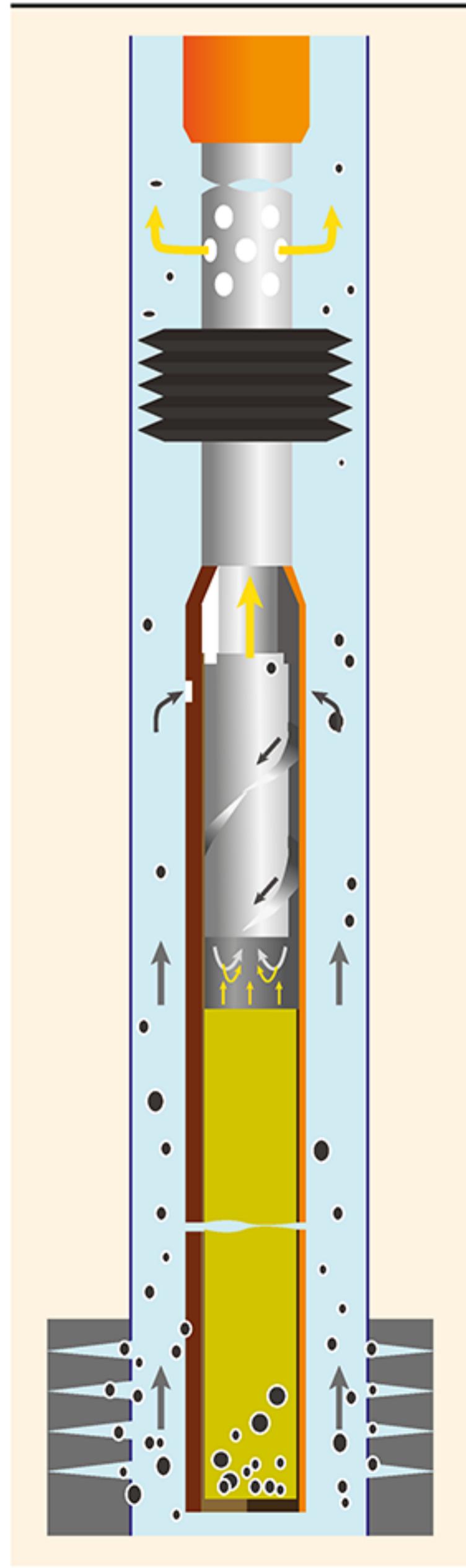
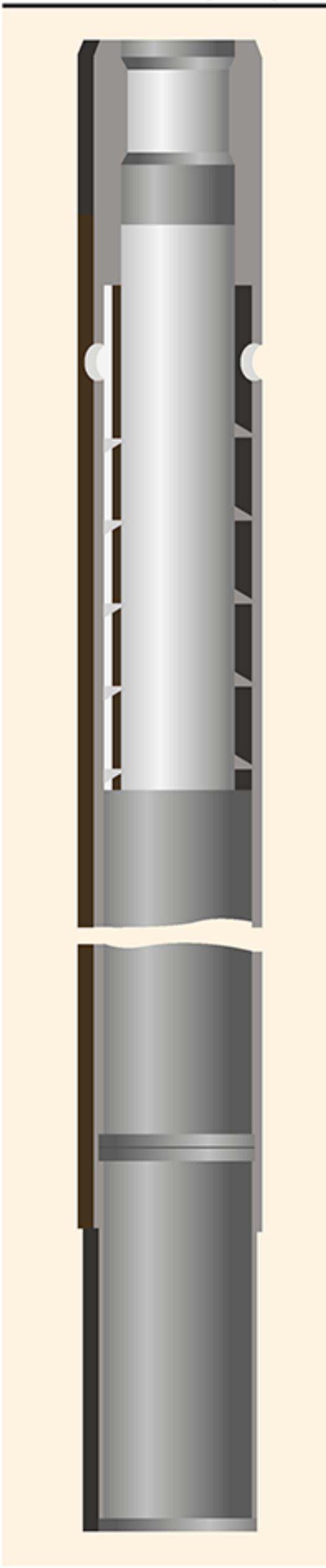
Данной разработкой мы начали заниматься совместно с компанией-производителем реагентов. Когда капсулированные реагенты появились на российском рынке, их заливали в скважины в расчете на оседание ингибитора в зумпфе. Но такой способ обладал двумя существенными недостатками: это длительное время ожидания оседания ингибитора и невозможность размещения необходимого количества ингибитора в случае недостаточной емкости зумпфа. Разработка контейнера для капсулированных реагентов позволила разрешить указанные трудности.

Конструкция контейнера данного типа представляет собой цилиндрический корпус с отверстиями в верхней части, через которые добываемая жидкость попадает в контейнер и растворяет находящийся внутри ингибитор по диффузионному механизму. Затем раствор выносится через эти же отверстия в затрубное пространство и предотвращает солеотложение (рис. 2). Данная конструкция успешно прошла ОПИ в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» [2].

Рис. 4. Вынос механических примесей из скважин

КОНТЕЙНЕР СКВАЖИННЫЙ УНИВЕРСАЛЬНЫЙ

Отметим, что для обоих описанных вариантов контейнера требуется определенный тип ингибитора: твердый или капсулированный. Для того чтобы можно было использовать любой тип реагента, по требованию заказчика был разработан контейнер скважинный универсальный, отличающийся от предыдущей конструкции дополнительным дозатором для гибкой регу-

Рис. 5. Контейнер скважинный со шнеком**Рис. 6. Гидроциклонный сепаратор**

лировки выноса ингибитора (рис. 3). В настоящий момент данная конструкция проходит ОПИ.

Как отмечалось выше, зачастую проблеме отложения солей сопутствует вынос механических примесей из пластов. В табл. 2 приведен анализ выноса механических примесей из пластов месторождений Западной Сибири: средний диаметр выносимых частиц и концентрация взвешенных частиц (КВЧ). На рис. 4 приведен анализ выноса частиц из 15 скважин нефтяной компании в 2012-2013 гг. Из представленных данных видно, что вынос мелкодисперсных частиц происходит постоянно и в небольших количествах. Это свойство многих скважин было предложено использовать для дозирования реагента в скважину с помощью контейнера скважинного со шнеком.

КОНТЕЙНЕР СКВАЖИННЫЙ СО ШНЕКОМ

Контейнер данного типа используется для жидких ингибиторов и содержит устройство для отделения механических примесей. Последние, отделяясь, оседают на дно контейнера, тем самым вытесняя жидкий ингибитор. В качестве устройства для отделения твердых частиц используется сепарационный шнек (рис. 5).

Расчетным путем было установлено, что для дозирования ингибитора в течение одного года достаточно коэффициента сепарации шнека 20%. Были разработаны две конструкции шнека: для частиц диаметром 0-150 и 150-300 мкм. Стендовые испытания подтвердили работоспособность предложенной схемы дозирования. Однако, несмотря на стендовый контроль, определяющим критерием успешности разработки будет

Таблица 2

Анализ выноса механических примесей из пластов в Западной Сибири

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

*Источник: 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. 2013. №6. С. 81-89.

Таблица 3

Опыт внедрения контейнеров с твердым реагентом

| Компания | Начало внедрения | Число установок | Средняя наработка, сут | |
|------------------------------------|------------------|-----------------|------------------------|-----------------|
| | | | до внедрения | после внедрения |
| ОАО «НАК «Аки-Отыр» | 2007 г. | Более 300 | 224 | 541 |
| «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» | 2008 г. | 67 | 285 | 627 |
| ОАО «Томскнефть» ВНК | 2009 г. | Более 800 | 118 | 313 |
| ОАО «Саратовнефтегаз» | 2010 г. | 19 | 196 | 399 |

успешность эксплуатации в промысловых условиях, и в настоящее время конструкция проходит ОПИ.

Всего с 2006 года заказчикам было поставлено более 1500 погружных контейнеров. На данный момент наибольшее распространение получил контейнер с твердым реагентом (КСТР) (табл. 3).

Преимущества контейнеров с твердым реагентом заключаются в более низкой стоимости по сравнению с контейнерами с капсулированным реагентом. В свою очередь последние не зависят от температуры и обводненности продукции скважин. Для быстрого подбора погружных контейнеров к скважинным условиям мы разработали специальный модуль ПО Novomet Sel-Pro.

ЗАЩИТА УСТАНОВКИ ОТ ВЫНОСА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

Наиболее распространенным и экономически эффективным методом защиты насоса от выноса механических примесей остается их отделение от добываемой жидкости перед насосом при помощи защитных устройств. С этой целью применяются механические фильтры и устройства, основанные на принципах либо гравитационной, либо центробежной очистки. Фильтры получили широкое применение, но срок их службы ограничен из-за засорения. Более надежны в этом отношении гравитационные сепараторы твердых частиц.

В сепараторах гравитационного типа организовано течение поступающей жидкости сверху вниз и разворот потока на 180° 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. 6). Поток жидкости, перемещаясь по спирали, вовлекается во вращательное движение, и на частицы примесей в потоке действует центробежная сила, вызывающая их дополнительную сепарацию за счет прижатия к внешним стенкам корпуса. Такие сепараторы называют гидроциклическими, инерционными, десандерами.

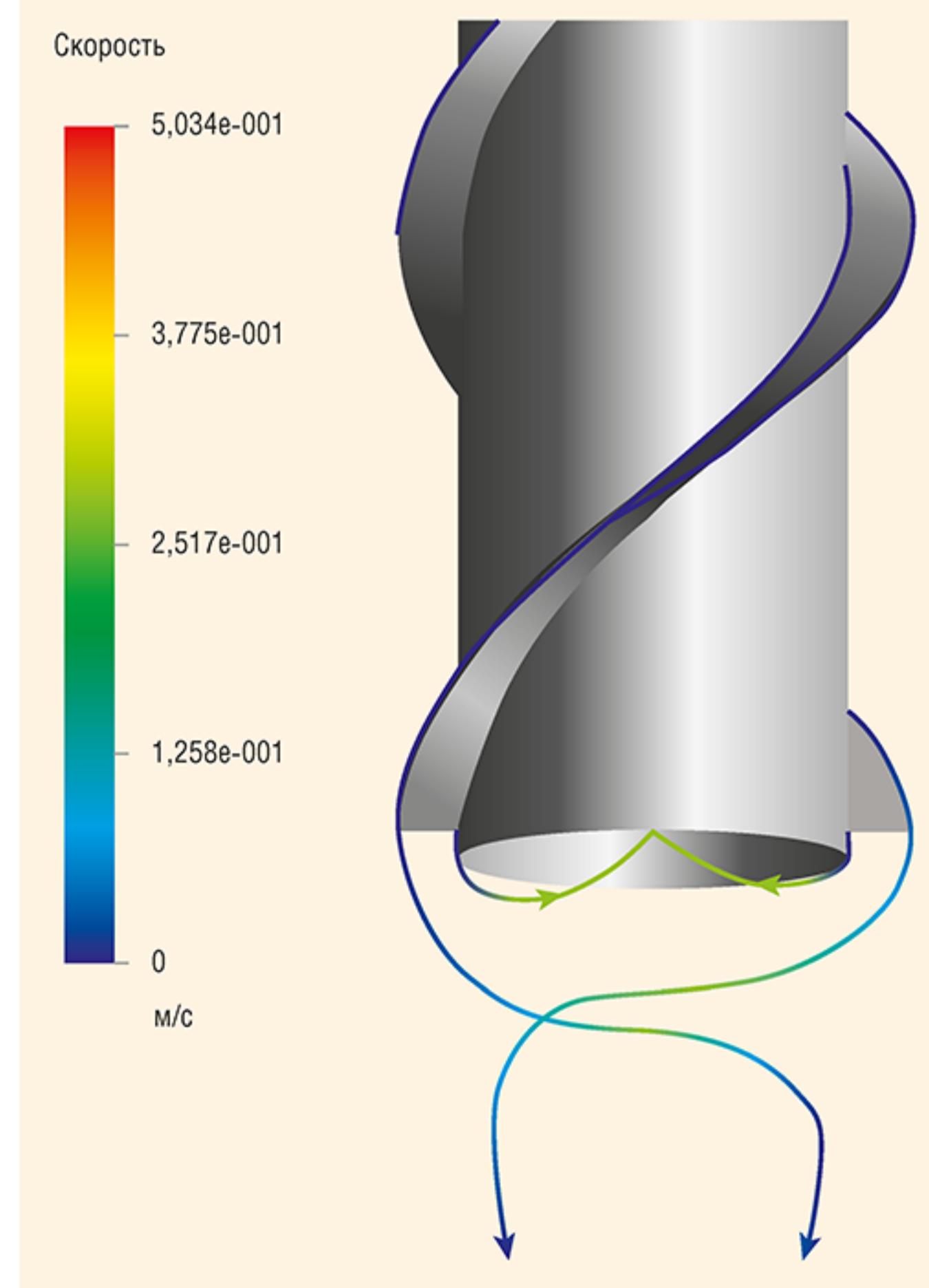
Выигрывая по надежности, сепараторы зачастую проигрывают фильтрам по такому параметру, как тонкость очистки. Так, в промысловых условиях широко используются фильтры с тонкостью очистки 100 мкм, тогда как с помощью гравитационных сепараторов зачастую степень очистки не превышает 250 мкм, а с помощью сепараторов гидроциклического типа при расходах жидкости до 200 м³/сут – 150 мкм.

В этой связи мы приступили к разработке сепаратора с улучшенными характеристиками. Для этого сначала была разработана имитационная модель движения жидкости и твердых частиц в сепараторе механических примесей. Типичный вид траекторий твердых

частиц в нижней части сепаратора, полученных в результате моделирования, приведен на рис. 7. Видно, что сместившиеся к внешней стенке сепаратора частицы при повороте потока оседают в сборник, в то время как остальные продолжают движение с потоком на прием насоса.

Гидроциклический сепаратор с оптимальными геометрическими параметрами был испытан на стенде. Для проведения физических экспериментов и подтверждения результатов моделирования был спроектирован испытательный стенд и разработана методика испытаний, целью которых стало измерение коэффициента сепарации – массовой доли осевших в сепараторе частиц (рис. 8).

Рис. 7. Траектории частиц в нижней части гидроциклического сепаратора



В результате моделирования нам удалось рассчитать оптимальные конструкции гидроциклонных сепараторов 3го и 5го габаритов, характеристики которых были проверены с помощью стендовых испытаний. Коэффициент сепарации таких устройств возрастает с увеличением диаметра частиц: для частиц размером 300 мкм был получен коэффициент сепарации 90%, а для частиц размером 200 мкм - 85%.

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

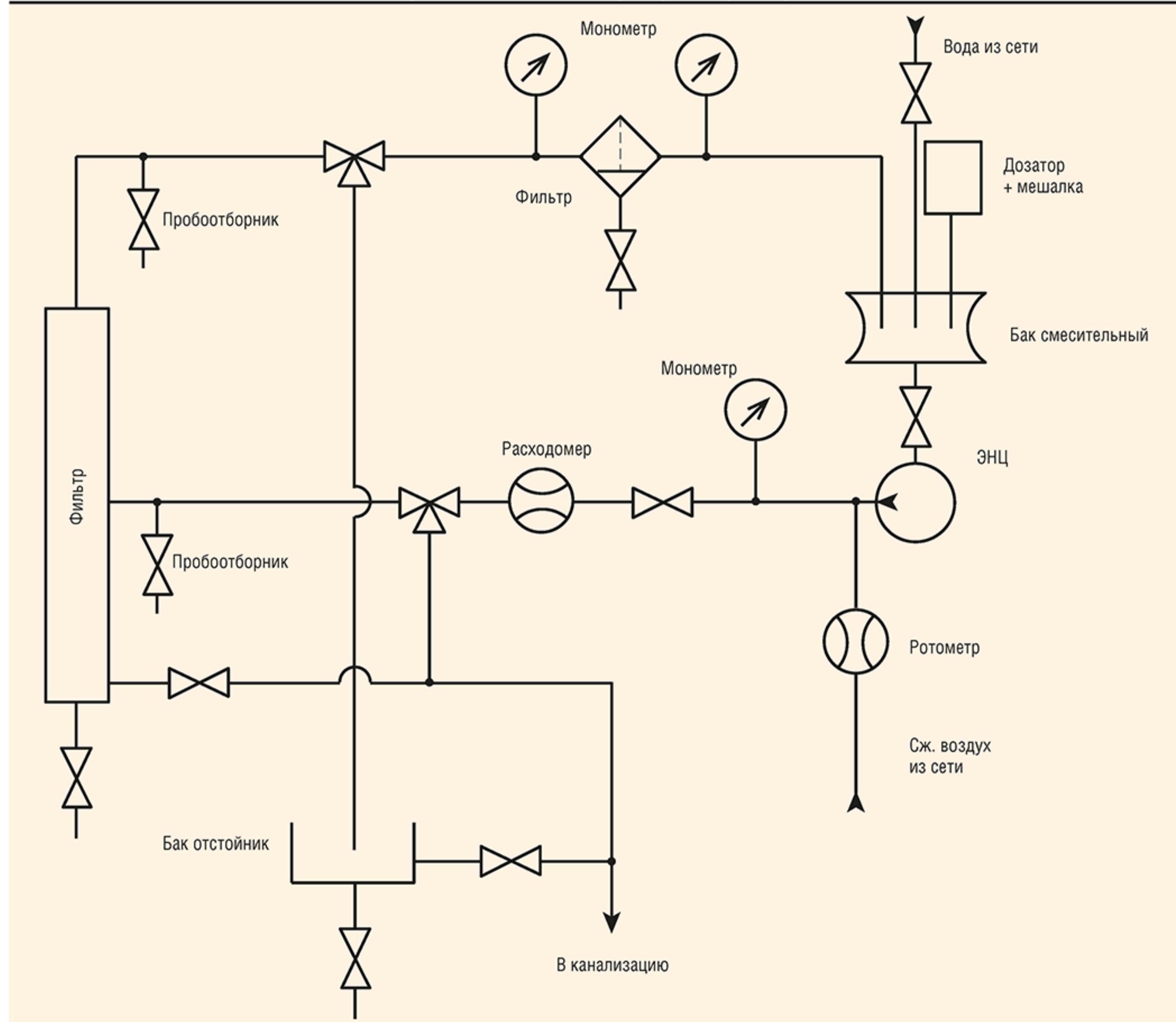
Принцип их действия заключается либо в параллельном, либо в последовательном соединении щеле-

вого фильтра и сепаратора. На рис. 9 показаны принципиальные схемы их компоновки.

ФИЛЬТР СКВАЖИННЫЙ ГРАВИТАЦИОННО-ЩЕЛЕВОЙ (ФСГЩ)

В ФСГЩ для увеличения ресурса работы щелевого фильтра предложено параллельно соединить его с гидроциклонным сепаратором, при этом узел уплотнения устанавливается выше щелевого фильтра (рис. 10). 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 м³/сут гидравлические потери в гидроциклонном сепараторе 5го габарита составляют 0,5 м, в то время как в щелевом

Рис. 8. Схема стенда для испытаний гравитационных сепараторов и фильтров



фильтре длиной 5 м и шириной щели 100 мкм они равны 0,03 метра. Число и длина секций щелевого фильтра подбираются для обеспечения заданной подачи установки при соответствующей тонкости фильтрации. По мере засорения фильтра и увеличения сопротивления начинает работать гидроциклонный сепаратор. Таким образом, сепаратор функционирует как предохранительный клапан на байпасной линии щелевого фильтра, при этом очистка пластовой жидкости продолжается. Поэтому ресурс работы предложенного устройства существенно выше, чем у щелевого фильтра.

Данная конструкция ФСГЩ прошла ОПИ в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» [3]. Лабораторные

исследования проб добываемой жидкости, взятых с устья скважин, показали отсутствие частиц размером более 100 мкм. Наработка установки в скважине №5194 составила 514 сут против предыдущей наработки в 17 сут с щелевым фильтром. Высокая наработка в испытуемых скважинах и результаты лабораторных исследований позволили признать ОПИ 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 па-

Рис. 9. Способы соединения гидроциклонного сепаратора с щелевым фильтром

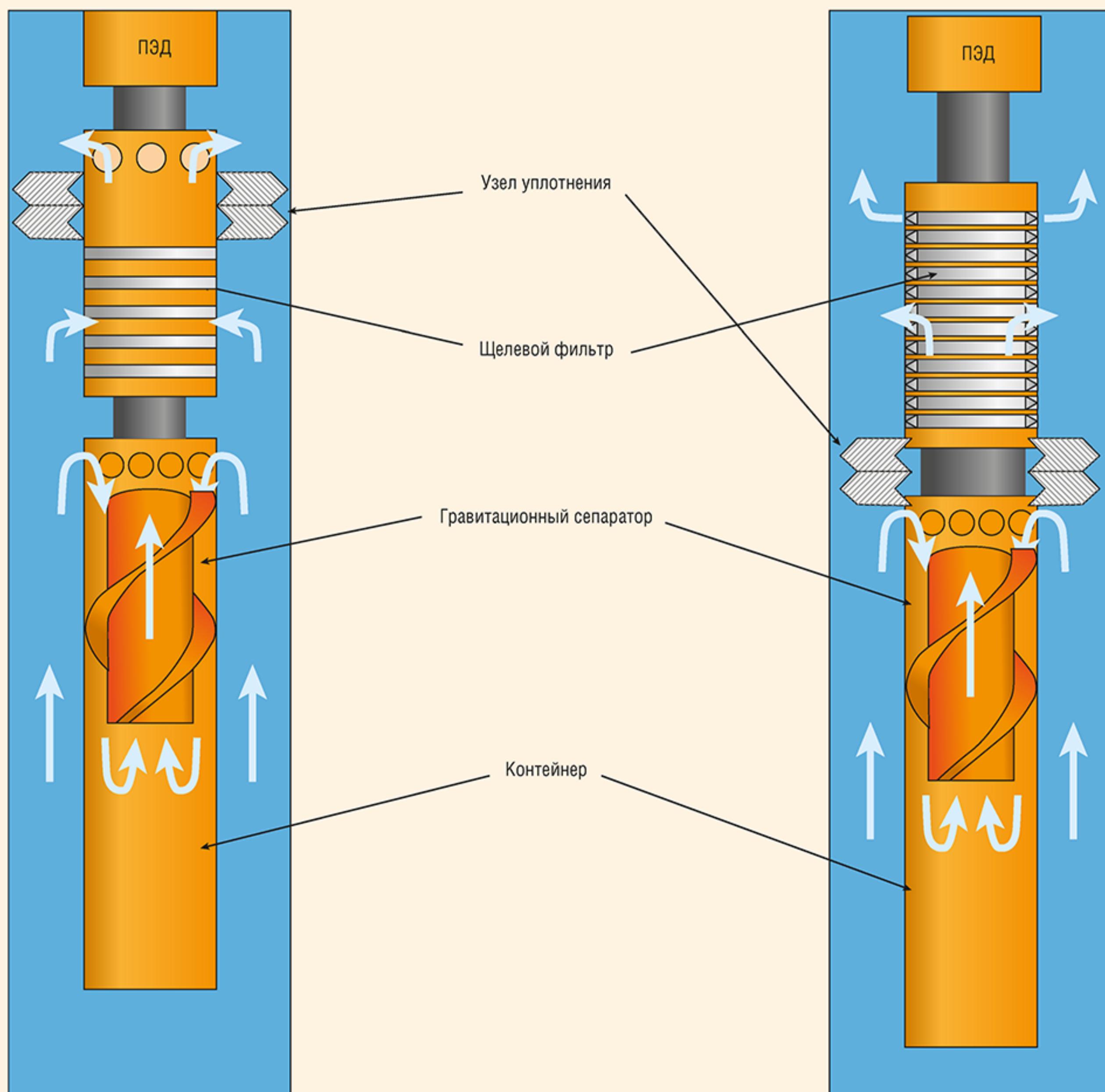
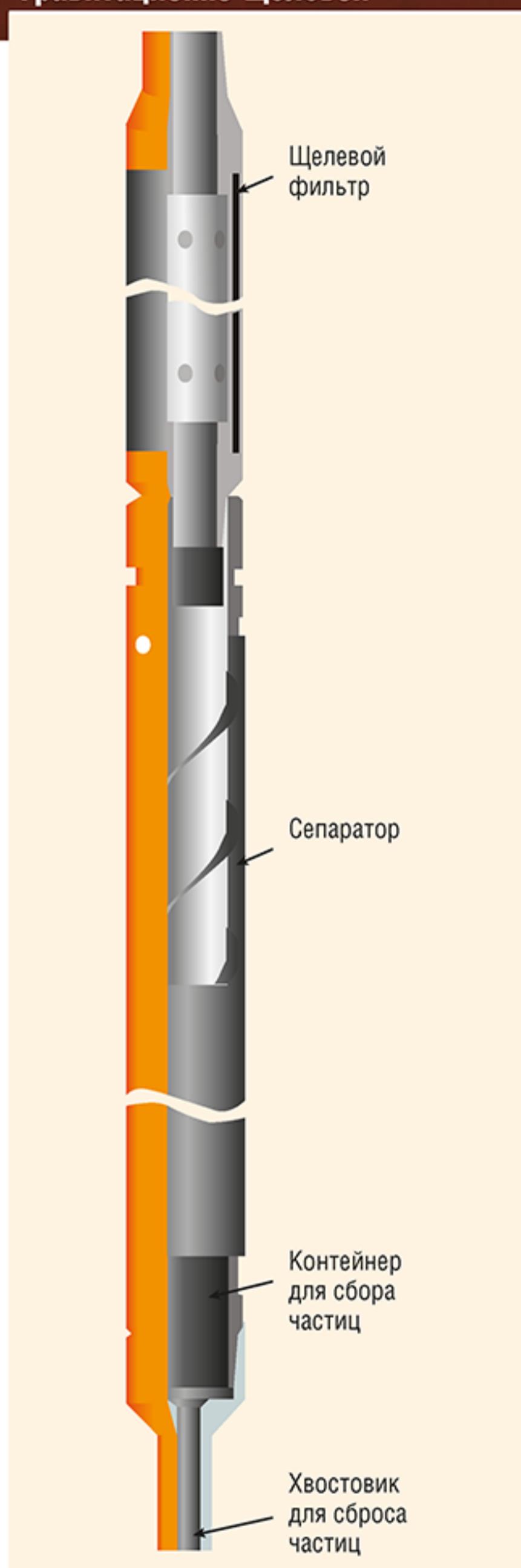
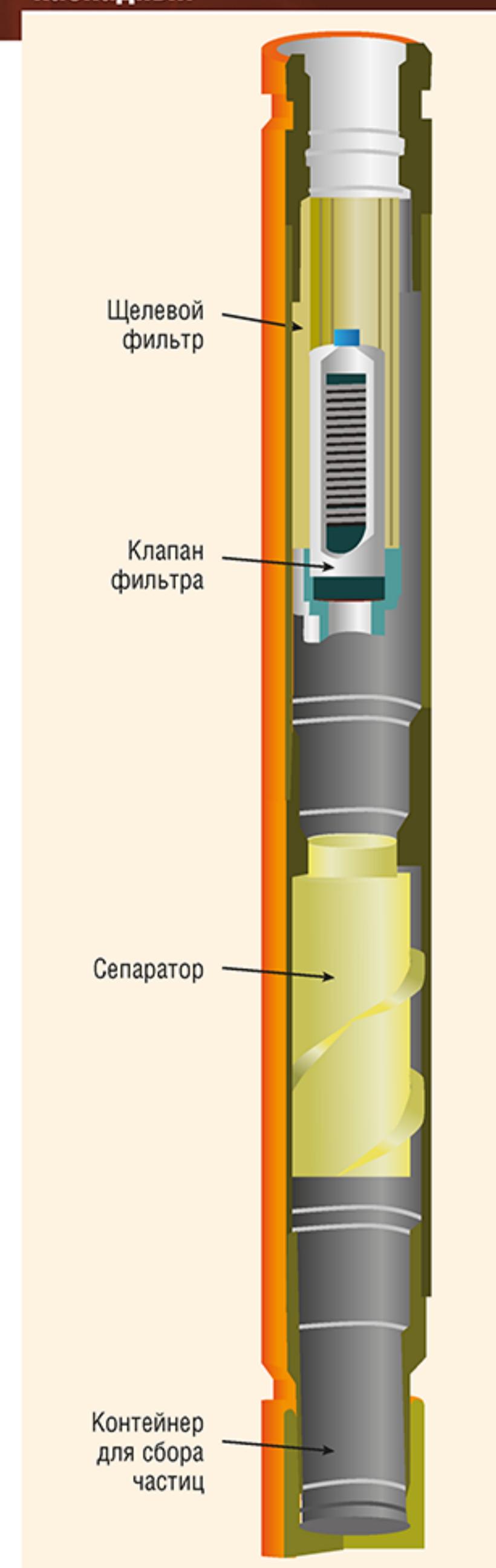


Рис. 10. Фильтр скважинный гравитационно-щелевой**Рис. 11. Фильтр скважинный каскадный**

ралльно, а последовательно – посредством установки узла уплотнения между ними (рис. 11). После запуска УЭЦН в таком фильтре поток жидкости сначала проходит через сепаратор, представляющий собой первую ступень очистки, затем – через щелевой фильтр, который выполняет роль второй ступени очистки жидкости. Благодаря уменьшению грязевой нагрузки на щелевой фильтр продолжительность его работы увеличивается. Поэтому его длину, а следовательно, и стоимость самого изделия, можно уменьшить, либо использовать щелевой фильтр с повышенной тонкостью очистки без уменьшения его 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 выпускается в двух исполнениях: с контейнером для сбора и последующего подъема 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. Длина и диаметр хвостовиков рассчитаны таким образом, чтобы при любом расходе жидкости через них не было подсоса, то есть при любом режиме течения гидравлическое сопротивление хвостовика существенно больше, чем у гравитационного сепаратора.

ВЫВОДЫ ПО ИТОГАМ РАБОТ

Таким образом, для решения проблемы засорения при добыче нефти специалистами компании разработаны конструкции погружных контейнеров-дозаторов для различных типов ингибиторов и каскадные устройства с сепараторами гидроциклонного типа. Полный перечень разработанных нами устройств для защиты установки от механических примесей представлен в табл. 4. ♦

Таблица 4

Устройства для отделения механических примесей

| Тип устройства | Устройства АО «Новомет-Пермь» |
|---|---|
| Фильтры объемного действия | ФСД (фильтр скважинный дисковый) |
| Фильтры поверхностного действия | ФВЩ (входной фильтр щелевой, измененный ЖНШ), ФСЩ (фильтр скважинный щелевой) |
| Гравитационные сепараторы механических примесей | ФСГЩ (фильтр скважинный гравитационно-щелевой), ФСК (фильтр скважинный каскадный) ШУМ (шламоуловитель модульный) |
| Центробежные сепараторы механических примесей | ПСМ (сепаратор механических примесей) |

ВЫДЕРЖКИ ИЗ ОБСУЖДЕНИЯ

1. О повышении надежности погружных контейнеров для твердого ингибитора / Н.А. Антипина, С.Н. Пещеренко, А.И. Рабинович и др. // Бурение и нефть. 2008. №11. С. 36-38.
2. Система защиты УЭЦН от солеотложений с использованием капсулированного жидкого ингибитора / Н.А. Антипина, А.Е. Киселев, С.Н. Пещеренко и др. // Бурение и нефть. 2009. №4. С. 30-32.
3. Антипина Н.А., Каплан А.Л., Пещеренко С.Н. Погружные сепараторы механических примесей // Бурение и нефть. 2011. №11. С. 39-42.