

Устройства для защиты УЭЦН от осложняющих факторов

Н.А. Лыкова

к.т.н., ведущий математик
департамента инновационных разработок¹
antipina@novomet.ru

¹АО «Новомет-Пермь», Пермь, Россия

Засорение рабочих узлов установки для добычи нефти является одним из основных факторов, осложняющих добычу нефти. Как правило, отложения представляют собой прочные соединения, состоящие из нерастворимых твёрдых частиц и солей. В данной статье предлагается оборудование, предотвращающее негативное влияние механических примесей и отложения солей.

Материалы и методы

В процессе разработки устройств использовались математические модели физических процессов, сопровождающих отделение частиц от жидкости и вынос химических реагентов. Достоверность полученных результатов подтверждена соответствием результатов моделирования экспериментальным и эксплуатационным данным.

Ключевые слова

оборудование для добычи нефти, отложение солей, погружной контейнер, сепаратор механических примесей, математическое моделирование, вычислительная гидродинамика



Рис. 1 — Контейнер с твёрдым реагентом

Доля добычи нефти установками электродвигательных насосов (УЭЦН) составляет порядка 70% [1]. Интенсификация добычи нефти за последние два десятилетия сопровождается гидроразрывами пласта, увеличением глубины подвески установок и увеличением депрессии на пласт [2]. Всё это приводит к таким осложнениям при добыче нефти, как вынос твёрдых частиц, отложение солей, нерастворённый газ, высокая температура скважинной жидкости.

Отложения представляют собой поликомпонентные соединения, включающие в себя зёрна кварца, плагиоклаза, частицы гидроокислов железа. Карбонат кальция и другие виды солей цементируют зёрна твёрдых пород, образуя прочные соединения [3]. Таким образом, проблема засорения вызвана двумя причинами — отложением солей и выносом нерастворимых твёрдых частиц из пласта, и для успешного решения к проблеме засорения нужно подходить комплексно.

Защита установки от отложения солей

Отложение солей на скважинном оборудовании происходит вследствие перенасыщения воды труднорастворимыми солями при изменении температуры, давления, водородного показателя pH, при выделении газа, смешивании несовместимых жидкостей.

В настоящее время наиболее востребованной технологией защиты от выпадения солей является применение ингибиторов солеотложения. Эффективность технологии зависит не только от правильности подбора ингибитора к определенной группе скважин (месторождению), осложненных солеотложением, но и от способов доставки ингибитора в проблемную зону скважины. Среди последних наибольшее распространение приобрели закачка ингибиторов через систему поддержания пластового давления вместе с нагнетаемой в пласт водой или через затрубное пространство с применением наземных дозирочных установок, а также подача ингибитора посредством скважинных контейнеров, подвешиваемых под погружной электродвигатель (ПЭД) УЭЦН.

Защита УЭЦН с помощью погружного контейнера имеет ряд преимуществ: простота и удобство монтажа, низкие эксплуатационные расходы. При таком способе доставки ингибитора происходит защита не только насоса, но и всего оборудования, в том числе предохраняется перегрев ПЭД. Скважинные контейнеры востребованы в первую очередь на месторождениях, расположенных в труднодоступных районах, поскольку являются автономными, надежными и достаточно эффективными в плане программируемого дозирования ингибитора в пластовую жидкость. Фактором, ограничивающим применение погружных контейнеров, является подача ~150 м³/сут, поскольку при дальнейшем её увеличении габариты и масса контейнера становятся избыточными для подвески к ПЭД.

Задача погружного контейнера — обеспечить длительное равномерное поступление ингибитора в пластовую жидкость. В зависимости от свойств химических реагентов используются разные механизмы его дозирования. Для твёрдого реагента нами был разработан контейнер, который основан на вытекании вязкого ингибитора под действием силы тяжести (рис. 1).

Вязкость придавалась реагенту путём его смешения с битумами. Вследствие высокой вязкости битумы обладают пределом текучести, т.е. они начинают деформироваться и течь только после того, как к ним приложено некоторое напряжение. Поэтому для моделирования вытекания смеси была использована модель Бингама [4]. Согласно этой модели, вязкость определяется по формуле:

$$\tau = \tau_c + \eta^* \dot{\gamma}, \quad (1)$$

$$\eta = \eta^* + \frac{\tau_c}{\dot{\gamma}} = K_1 \left(K_2 + \frac{1}{\dot{\gamma}} \right), \quad (2)$$

где η^* — динамическая вязкость, [кг/м·сек], τ_c — предел текучести [кг/м·сек²], $\dot{\gamma}$ — скорость деформации [1/сек]. В одномерном случае $\dot{\gamma} = \partial v / \partial x$.

Коэффициенты K_1 и K_2 определялись на основании физического эксперимента вытекания смеси. Моделирование вытекания осуществлялось в гидродинамическом пакете ANSYS CFX, расчёт проводился для

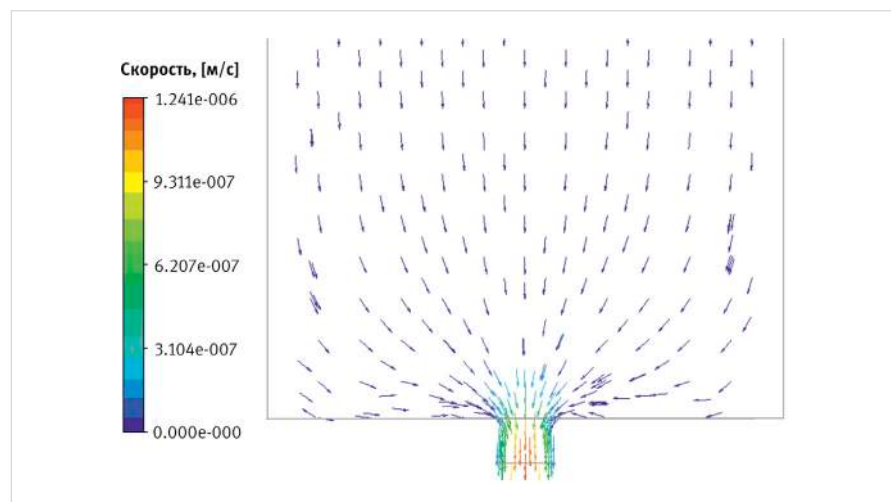


Рис. 2 — Вектора скорости смеси внутри контейнера

контейнера с одним отверстием в нижней части. В качестве граничных условий на входе задавалось давление P_1 , на выходе задавалось давление P_2 . На рис. 2 показано расчётное значение векторов скорости в нижней части контейнера. С помощью модели были получены геометрические параметры контейнера, гарантирующие постепенное вытекание смеси из устройства в течение 1 года.

Данная конструкция контейнера успешно прошла опытно-промышленные испытания в нефтяной компании «Аки-Отыр» [4].

В контейнере для твёрдого реагента на начальном этапе работы наблюдается максимальная скорость выноса ингибитора (рис. 3), когда высота смеси в контейнере максимальна.

Для уменьшения расхода ингибитора на начальном этапе эксплуатации была предложена конструкция контейнера для капсулированного ингибитора, заключенного в полимерную оболочку, растворимую в воде [5]. Оболочка капсул ограничивает пиковый вынос ингибитора в начальный момент эксплуатации и делает вынос ингибитора более равномерным.

Конструкция контейнера данного типа представляет собой цилиндрический корпус с отверстиями в верхней части. Добываемая жидкость через отверстия попадает в контейнер и растворяет находящийся внутри

ингибитор. Затем раствор выносится через эти отверстия в затрубное пространство и предотвращает солеотложение (рис. 4).

Растворение внутри контейнера с учетом движения жидкости описывается уравнением диффузии:

$$\frac{\partial(\rho C_i)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho U_j C_i)}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left(D_j \frac{\partial C_i}{\partial x_j} \right) \quad (3)$$

$$\sum C_i = 1 \quad (4)$$

где C_i — массовая концентрация, U_j — скорость, D_j — коэффициент диффузии, вычислялся по физическим экспериментам.

При расчете была использована многофазная модель. Для жидкости, омывающей контейнер, решалось уравнение (3), для ингибитора — уравнение (4). На входе расчётной области задавался массовый поток $Q = 100 \text{ м}^3/\text{сут}$, на выходе — нулевое давление, на стенках — прилипание. В качестве начального условия задавалось начальное распределение ингибитора в контейнере. В процессе расчёта вычислялось распределение ингибитора внутри контейнера, а также концентрация вынесенного ингибитора в пластовой жидкости. Сравнение эксплуатационных данных и расчёта приведено на рис. 5.

Конструкция контейнера для капсулированного реагента доказала свою эффективность, успешно пройдя

опытно-промышленные испытания в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» [5].

Как отмечалось в начале статьи, зачастую проблеме отложения солей сопутствует вынос механических примесей из пластов. В таб. 1 приведён анализ выноса механических примесей из пластов месторождений ТНК-ВР Западной Сибири [6]: средний диаметр выносимых частиц и концентрация взвешенных частиц (КВЧ). Данное свойство многих скважин — постоянный вынос механических примесей в небольших количествах, было предложено использовать для дозирования реагента в скважину с помощью контейнера скважинного со шнеком.

Контейнер данного типа заполняется жидким ингибитором и содержит в верхней части устройство для отделения механических примесей, которые после отделения оседают на дно контейнера, тем самым вытесняя ингибитор. В качестве устройства для отделения твёрдых частиц используется сепарационный шнек (рис. 6).

Были разработаны две конструкции шнека: для частиц диаметром 0–150 мкм и 150–300 мкм с таким коэффициентом сепарации, чтобы заполнение контейнера происходило в течение года работы. Работоспособность предложенной схемы дозирования была подтверждена стендовыми испытаниями. Сейчас конструкция контейнера со

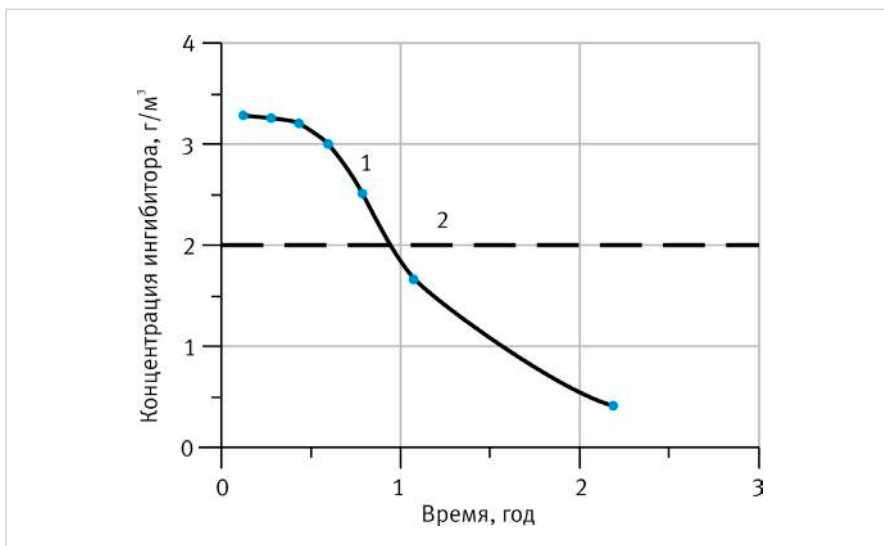


Рис. 3 — Зависимость концентрации ингибитора в пластовой жидкости от времени работы контейнера: 1 — расчёт; 2 — минимально эффективная концентрация



Рис. 4 — Контейнер с капсулированным реагентом

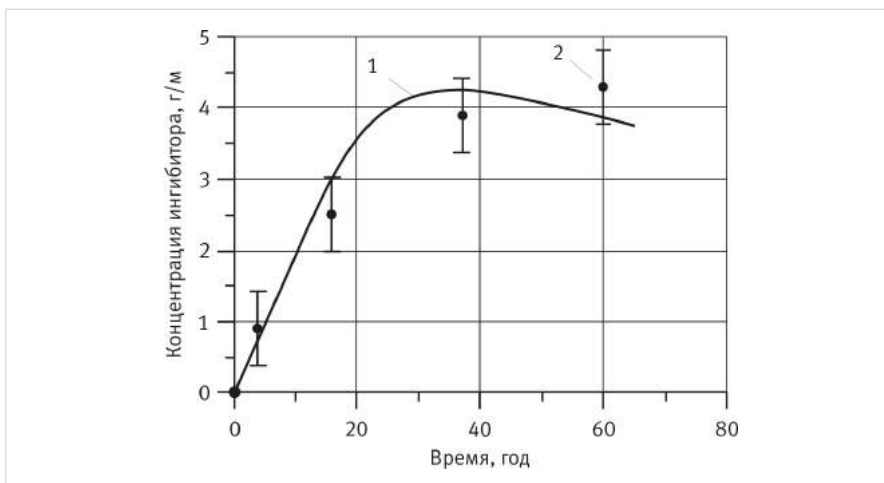


Рис. 5 — Сравнение расчёта (1) и эксплуатационных данных (2) выноса ингибитора



Рис. 6 — Контейнер скважинный со шнеком

шнеком проходит опытно-промышленные испытания.

Всего с 2006 г. было поставлено более 1500 погружных контейнеров. На данный момент самый большой опыт внедрения получен по результатам работы контейнера с твёрдым реагентом, которые представлены в таб. 2.

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 отделения твёрдых частиц внутри скважины применяют механические фильтры и устройства, основанные на принципах гравитационной и центробежной очистки. Фильтры получили широкое применение, но их срок службы ограничен из-за засорения, более надёжны сепараторы твёрдых частиц. Однако, проигрывая в надёжности, фильтры выигрывают в тонкости очистки. Так, в промышленных условиях широко используются фильтры с тонкостью очистки 100 мкм. Тогда как с помощью гравитационных сепараторов зачастую удаётся достигнуть только тонкости очистки 250 мкм, а с помощью сепараторов гидроциклонного типа при расходах жидкости до 200 м³/сут — порядка 150 мкм [7]. Поэтому была поставлена задача по разработке сепаратора с улучшенными характеристиками.

В сепараторах гравитационного типа организовано течение поступающей жидкости сверху вниз, разворот потока на 180° с одновременным уменьшением его скорости, вследствие чего тяжёлые частицы оседают в зоне разворота под действием силы тяжести. Для повышения коэффициента сепарации

при больших подачах в кольцевом зазоре размещают неподвижные спиральные лопасти (рис. 7). Поток жидкости, двигаясь по спирали, вовлекается во вращательное движение, и на частицы примесей в потоке действует центробежная сила, вызывающая дополнительную сепарацию частиц. Такие сепараторы называют гидроциклонными.

Чтобы выяснить рабочий диапазон сепаратора гидроциклонного типа и выбрать оптимальные геометрические параметры, была создана математическая модель разделения твёрдых частиц, имеющих произвольное распределение по размерам. Для описания переноса механических примесей потоком жидкости был использован подход Лагранжа. Объёмная доля частиц была порядка 0.3%, поэтому считалось, что частицы не взаимодействуют друг с другом и не влияют на течение жидкости. Проведены оценки [8], показавшие, что подъёмной силой из-за неоднородности скорости жидкости, силой Магнуса из-за вращения частицы в жидкости и силой гидростатического давления окружающей жидкости можно пренебречь. Учитывалась сила сопротивления, сила Архимеда, сила тяжести и «присоединённая масса жидкости» (жидкость, увлекаемая движущейся частицей):

$$m \frac{d\vec{U}_p}{dt} = C_x S \rho_f \frac{\vec{v} \cdot |\vec{v}|}{2} + \frac{4}{3} \pi r^3 \vec{g} \cdot (\rho_p - \rho_f) + \frac{1}{2} m_j \left(\frac{d\vec{U}_f}{dt} - \frac{d\vec{U}_p}{dt} \right), \quad (5)$$

где m — масса частицы, C_x — коэффициент сопротивления, S — площадь сечения частицы, ρ_f — плотность жидкости, обтекающей тело, $\vec{v} = \vec{U}_f - \vec{U}_p$ — разность скоростей частицы и жидкости, r — радиус частицы, ρ_p — плотность частицы.

Задача о разделении твёрдых частиц от потока жидкости в гидроциклонном

сепараторе решалась методами вычислительной гидродинамики с использованием специализированных комплексов программ [9]. Распределение твёрдых частиц по диаметру задавали в соответствии с таб. 3.

Для гидроциклонного сепаратора с помощью численного моделирования были определены оптимальные геометрические размеры для достижения максимального коэффициента сепарации. Варьировались следующие параметры: длина винтового шнека L , высота лопасти Δd , количество лопастей n . Расчеты проводили при подачах 50 м³/сут и 300 м³/сут и следующих значениях варьируемых параметров: $n = 1, 2, 3$, $L = 500, 750, 1000$ мм, $\Delta d = 12, 16, 20$ мм. Общая длина расчетной области была равна $(L + 1000)$ мм. Угол навивки лопасти был равен 45°. Типичный вид траекторий твёрдых частиц в нижней части сепаратора приведен на рис. 8.

Видно, что частицы, сместившиеся к внешней стенке сепаратора, при повороте потока оседали в сборник частиц, а остальные частицы продолжили движение с потоком на приём насоса. Согласно результатам расчётов, максимум коэффициента сепарации достигался при $n=2$, $L=1000$ мм, $\Delta d=12$ мм.

Достоверность полученных результатов подтверждалась соответствием результатов моделирования экспериментальным данным. Гидроциклонный сепаратор с полученными параметрами был изготовлен и испытан на стенде. Для проведения физических экспериментов был специально спроектирован испытательный стенд и разработана методика испытаний. Целью испытаний являлось измерение коэффициента сепарации, т.е. массовой доли осевших в сепараторе частиц. Схема стенда показана на рис. 9.

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

Таб. 1 — Анализ выноса механических примесей из пластов Западной Сибири

Компания	Начало внедрения	Запущено в экпл. установок	Сред. наработка до внедр.	Сред. 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.

Таб. 2 — Внедрение контейнеров с твёрдым реагентом

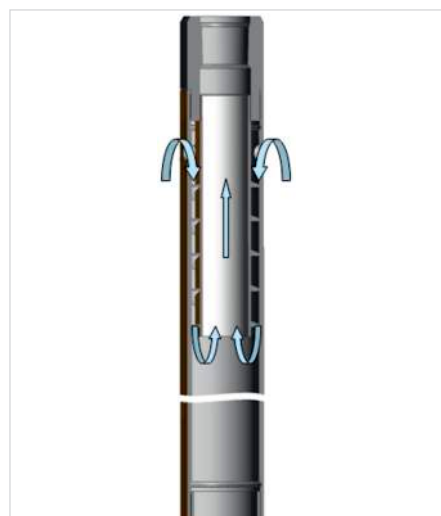


Рис. 7 — Гидроциклонный сепаратор

Размер частиц, мм	Массовая доля частиц, %
0,1	1,5
0,2	3,9
0,3	2,0
0,4	2,5
0,5	7,8
0,6	15,6
0,7	20,3
0,8	17,4
0,9	11,1
1,0	6,3
1,1	4,7
1,2	2,6

Таб. 3 — Распределение частиц песка по размеру

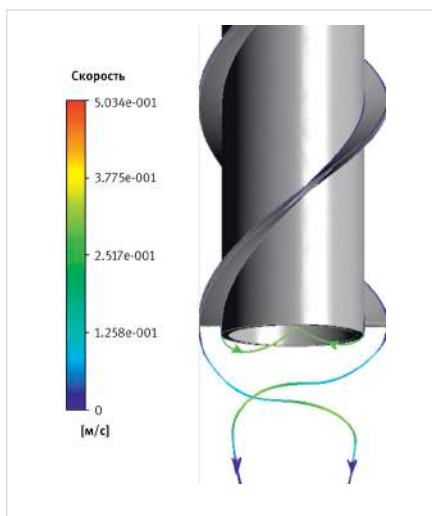


Рис. 8 — Траектории частиц в нижней части гидроциклонного сепаратора

Рабочей жидкостью была вода, в качестве твёрдых частиц механических примесей использовали кварцевый песок. Сравнение расчёта и экспериментальных данных для подачи $Q=100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и разных фракций твёрдых частиц дало совпадение данных в пределах (5–7) % [8].

С помощью предложенной методики расчёта было разработано две конструкции сепараторов разного диаметра, зависимости коэффициента сепарации от среднего размера частиц приведены на рис. 10.

Из приведённых данных видно, что коэффициент сепарации гидроциклонных сепараторов всё же снижается с уменьшением диаметра частиц, и для частиц размером 100 мкм составляет порядка 70%. Поэтому перспективным решением являются каскадные устройства, сочетающие в себе преимущества самых успешных механических фильтров — щелевых, и гидроциклонных сепараторов.

Принцип их действия заключается в соединении механического фильтра и сепаратора параллельно, либо последовательно. На рис. 11 показаны принципиальные схемы их компоновки.

Фильтр скважинный гравитационно-щелевой

В фильтре скважинном гравитационно-щелевом (ФСГЩ) для увеличения ресурса работы щелевого фильтра предложено соединить его с гидроциклонным сепаратором параллельно, при этом узел уплотнения устанавливается выше щелевого фильтра [10]. В таком устройстве после запуска УЭЦН добываемая жидкость движется через щелевой фильтр, поскольку его гидравлическое сопротивление на порядок ниже, чем у гравитационного. Например, при подаче $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ гидравлические потери в гидроциклонном сепараторе 5 габарита составляют 0.5 м, в то время как гидравлические потери щелевого фильтра длиной 5 м и шириной щели 100 мкм составляют 0.03 м. По мере засорения щелевого фильтра и увеличения его сопротивления поток начинает двигаться через гидроциклонный сепаратор. Таким образом, сепаратор работает как предохранительный клапан на байпасной линии щелевого фильтра, и при этом продолжается очистка пластовой жидкости. Поэтому ресурс работы предложенного устройства существенно выше, чем щелевого фильтра.

Нижняя часть фильтра 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 не было подсоса жидкости через него.

Данная конструкция ФСГЩ успешно 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 по причине засорения щелевого фильтра.

Фильтр скважинный каскадный

В фильтре скважинном каскадном (ФСК) для улучшения качества очистки добываемой жидкости предложено соединить щелевой фильтр и гидроциклонный сепаратор не параллельно, а последовательно

посредством установления узла уплотнения между ними [11]. В таком фильтре после запуска УЭЦН поток жидкости сначала проходит через сепаратор, являющийся первой ступенью очистки. Затем поток проходит через щелевой фильтр — вторая ступень очистки жидкости. Благодаря уменьшению грязевой нагрузки на щелевой фильтр продолжительность его работы увеличивается. Поэтому можно использовать щелевой фильтр с улучшенной тонкостью очистки.

ФСК комплектуется предохранительным клапаном для исключения перегрева электродвигателя. В случае засорения щелевого фильтра поток добываемой жидкости будет проходить только первую ступень очистки через сепаратор. В настоящее время проходят опытно-промышленные испытания данного устройства в ОАО «Самотлорнефтегаз».

Итоги

Приведены методики расчёта, расчётные и экспериментальные значения характеристик погружных контейнеров и сепараторов механических примесей. Анализ полученных результатов позволил предложить новые конструкции устройств, предотвращающих засорение нефтяных насосов.

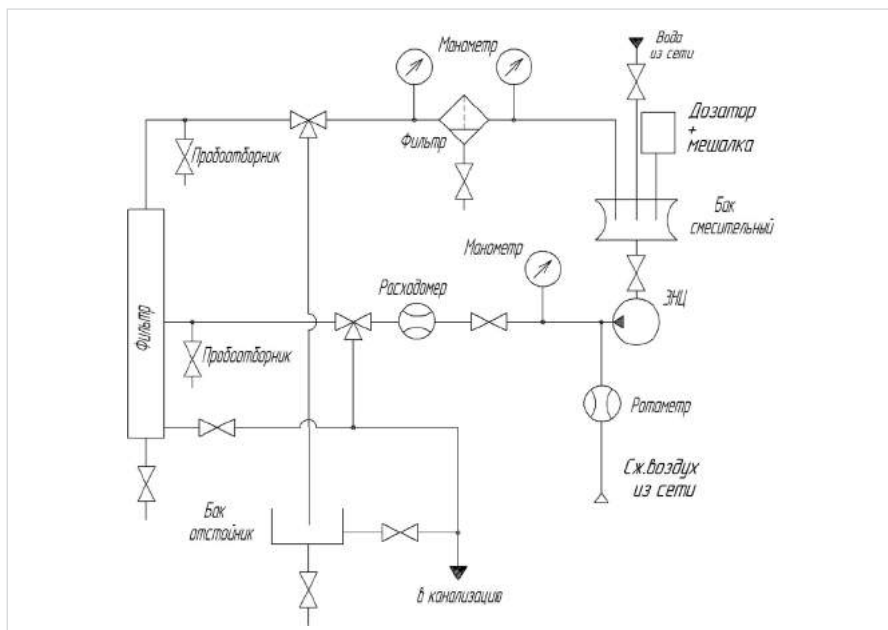


Рис. 9 — Схема стенда для испытаний гравитационных сепараторов и фильтров

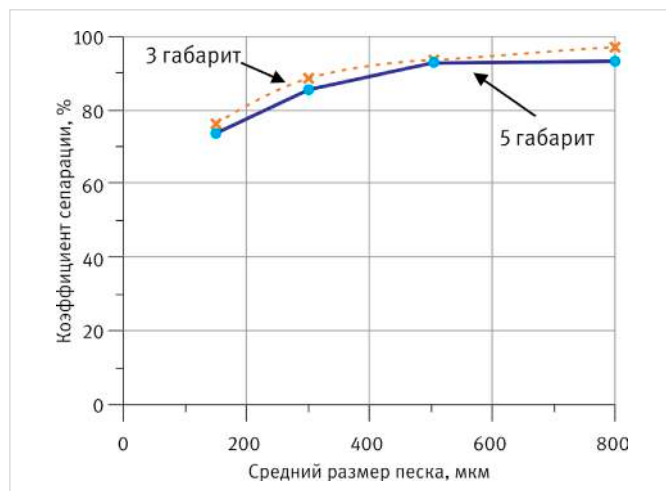


Рис. 10 — Сравнение коэффициента сепарации для 3 и 5 габаритов

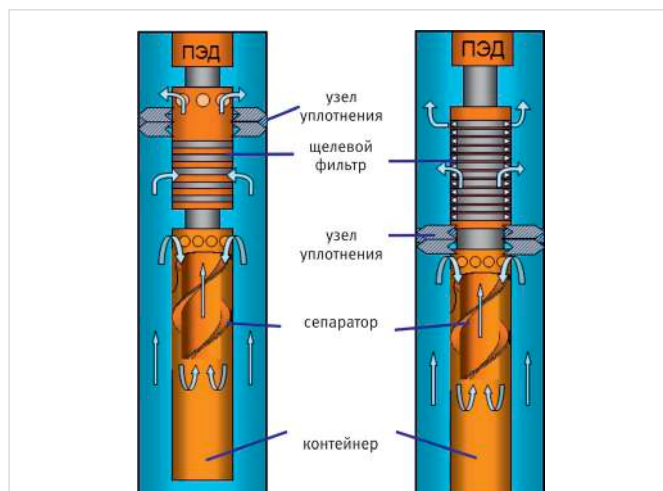


Рис. 11 — Способы соединения сепаратора с щелевым фильтром

Выводы

Для решения проблемы засорения при добыче нефти предложены конструкции устройств: контейнеров-дозаторов твердого и жидкого ингибитора, контейнера скважинного со шнеком, каскадные устройства с сепараторами гидроциклонного типа. Геометрические параметры устройств получены с помощью разработанных математических моделей рабочих процессов перечисленных устройств. Адекватность разработанных моделей подтверждена путём сравнения расчёта и экспериментальных данных, полученных на стендах и в эксплуатационных условиях.

Список используемой 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, Тюмень, 2004.
2. Ageev Sh.P., Grigoryan E.E., Makienko G.P. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Пермь: 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. 2013. №6. С. 81–89.
4. Антипина Н.А., Пещеренко С.Н., Рабинович А.И. и др. О повышении надежности погружных контейнеров для твердого 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. 2008. №9. С. 33–39.
7. Афанасьев А.В., Шмонин П.А., Якимов С.Б. Применение десендеров для защиты ЭЦН на пластах Покурской свиты // Новатор. 1999. №27. С. 27–31.
8. Антипина Н.А., Пещеренко С.Н. Математическое моделирование движения твердых частиц в погружных сепараторах // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Физико-математические науки. 2012. №2(146). С. 62–68.
9. Антипина Н.А. Моделирование рабочих процессов в устройствах защиты нефтяных насосов от засорения с целью повышения их эффективности. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Пермь, 2012.
10. Патент RU 2 422 622. Фильтр для очистки скважинной жидкости, опубликовано 27.06.2011 Бюл. №18.
11. Патент на полезную модель RU 116 571. Фильтрующее скважинное устройство, опубликовано 27.05.2012 Бюл. №15.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Devices for protection ESP from severe downhole conditions

UDC 622.276.72

Author:

Natalya A. Lykova — Ph.D., leading mathematician of R&D department¹; antipina@novomet.ru

¹JSC "Novomet-Perm", Perm, Russian Federation

Abstract

ESP plugging and scaling are major factors which complicated oil recovery. Typically, scale deposits consist of insoluble solid particles and salts. This article offers a solution to prevent the negative impact of solids and scale.

Materials and methods

Mathematical models of particles separation from the liquid and disposing of the chemicals were used to develop new devices. The reliability of the obtained results is confirmed by the correspondence of the simulation results to experimental and operational data.

Results

The article contains calculation methods, the calculated and experimental values of the submersible containers and separators characteristics. New devices to preventing ESP plugging and scaling were offered after obtaining analysis data of research obtained solutions.

Conclusions

The proposed devices are solid and liquid inhibitor containers, downhole containers with a screw and cascade devices with hydro cyclones. The geometrical parameters

of these devices were obtained using the mathematical models of physical processes in these devices. These models were confirmed by means of comparison between calculated and test data, received from bench tests and during operation.

Keywords

equipment for oil production, scale deposits, submersible container, solid particles separator, mathematical modeling, computational fluid dynamics

References

1. Kudryavtsev I.A. *Sovershenstvovanie tekhnologii dobychi nefi v usloviyakh intensivnogo vynosa mekhanicheskikh primesei (na primere Samotlorskogo mestorozhdeniya)* [Improved oil recovery in wells with high solids production (by example of Samotlor oil field)] // Abstract of a dissertation for the degree of candidate of technical Sciences, Tyuman, 2004.
2. Ageev Sh.R., Grigoryan E.E., Makienko G.P. *Rossiyskie ustanovki lopastnykh nasosov dlya dobychi nefi i ikh primeneniye* [Russian vane-type pumps: design and application]. Perm: Press-Master, 2007, 645 p.
3. Yakimov S.B. *O vybere tekhnologii zashchity podzemnogo oborudovaniya ot peska s uchetom dinamiki ego vynosa pri zapuske skvazhin na Samotlorskom nefyanom mestorozhdenii* [Selecting a sand control solution for various sand production rates for new wells in Samotlor oil field]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2013, issue 6, pp. 81–89.
4. Antipina N.A., Peshcherenko S.N., Rabinovich A.I. and other. *O povyshenii nadezhnosti pogruzhnykh konteynerov dlya tverdogo ingibitora* [About increasing of reliability of immersible containers for the hard inhibitor]. *Burenie i nef'*, 2008, issue 11, pp. 36–38.
5. Antipina N.A., Kiselev A.E., Peshcherenko S.N. and other. *Sistema zashchity UETSН ot soleotlozheniy s ispol'zovaniem kapsulirovannogo zhidkogo ingibitora* [Protecting system of electrical centrifugal pumps from salt sedimentation using capsulated liquid inhibitor]. *Burenie i nef'*, 2009, issue 4, pp. 30–32.
6. Yakimov S.B. *Indeks agressivnosti vynosimykh chastits na mestorozhdeniyakh TNK-VR v Zapadnoy Sibiri* [The aggressiveness index of particles on the fields of TNK-BP in Western Siberia]. *Neftpromyslovoe delo*, 2008, issue 9, pp. 33–39.
7. Afanas'ev, A.V., Shmonin P.A., Yakimov S.B. *Primeneniye desenderov dlya zashchity ETsN na plastakh Pokurskoy svity* [The application of de-sanders for ESP protection in the Pokurskoy svity oil field]. *Novator*, 1999, issue 27, pp. 27–31.
8. Antipina N.A., Peshcherenko S.N. *Matematicheskoe modelirovaniye dvizheniya tverdykh chastits v pogruzhnykh separatorakh* [Mathematical modeling of solid particles motion in submersible separators]. St. Petersburg State Polytechnical University Journal, 2012, issue 2(146), pp. 62–68.
9. Antipina N.A. *Modelirovaniye rabochikh protsessov v ustroystvakh zashchity neftyanykh nasosov ot zasoreniya s tsel'yu povysheniya ikh effektivnosti* [Modeling workflows in oil pumps protection devices from clogging to increase their effectiveness]. Dissertation for the degree of candidate of technical Sciences, Perm, 2012.
10. Patent for invention № 2422622 of the Russian Federation. *Fil'tr dlya ochistki skvazhinnoy zhidkosti* [Filter for cleaning the borehole fluid]. Published 27.06.2011, Bul. 18.
11. Usful model patent № 116 571 of the Russian Federation. *Fil'truyushchee skvazhinnoe ustroystvo* [Filtering the downhole device]. Published 27.05.2012, Bul. 15.