

УДК 622.276

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2016

МЕХАНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ЗАЩИТЫ ПЛАСТА И ТЕХНОЛОГИЯ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ КОЛЬМАТАЦИИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА В ПРОЦЕССЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

В.В. Пепеляев, И.Л. Коробков, Д.В. Пепеляев, А.М. Насыров¹, С.В. Галкин²

Пермское конструкторско-технологическое бюро технического проектирования и организации производства (614013, Россия, г. Пермь, ул. Академика Королева, 21)

¹Институт нефти и газа им. М.С. Гущириева (426034, Республика Удмуртия, г. Ижевск, ул. Университетская, 1)

²Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

MECHANICAL SYSTEM OF LAYER PROTECTION AND TECHNOLOGY OF ITS APPLICATION TO PREVENT CLOGGING OF BOTTOMHOLE FORMATION ZONE IN PERFORMING GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES

V.V. Pepeliaev, I.L. Korobkov, D.V. Pepeliaev, A.M. Nasyrov¹, S.V. Galkin²

Perm construction and technological Bureau of technical design and production organization (21 Akademika Koroleva str., Perm, 614013, Russian Federation)

¹Institute of Oil and Gas named after M.S. Gurtsev (1 Universitetskaya str., Izhevsk, 426034, Russian Federation)

²Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskii ave., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 12.09.2016. Принята / Accepted: 25.10.2016. Опубликовано / Published: 02.12.2016

Ключевые слова:

призабойная зона пласта, геолого-технические мероприятия, жидкость глушения, кольматация, скважинные осложнения, насосное оборудование, механический комплекс защиты пласта, клапан-отсекатель, шламоуловитель.

Одной из важных задач эффективной эксплуатации скважин нефтяных месторождений является предотвращение кольматации призабойной зоны пласта в процессе проведения различных геолого-технических мероприятий. В качестве одного из перспективных средств предотвращения падения продуктивности пласта предложена технология с использованием забойных клапанов-отсекателей. Сущность технологии заключается в применении глубинного комплекса защиты пласта, который герметично монтируется в скважине, разделяя продуктивный пласт и зону размещения насосного оборудования. Проведенный анализ показал, что известные варианты компоновок с клапанами-отсекателями (системы с гидравлическим, механическим, электрическим приводом) не позволяют проводить исследования по контролю за разработкой эксплуатируемого объекта. Соответственно, ни одна из компоновок к настоящему времени не принята для промышленного использования.

В статье предложен новый механический комплекс защиты пласта (включающий в том числе и клапан-отсекатель забоя), обеспечивающий герметичное разобщение продуктивного пласта и области закачки жидкости глушения при наличии перепада давления до 10 МПа. В основу конструкции клапана-отсекателя положен принцип шарового крана, в закрытом положении шар прижимается к седлу давлением, что создает сопротивление его открытию. С целью достижения высокой наработки оборудования особое внимание при проектировании уделялось обеспечению работы устройства при наличии скважинных осложнений. Для решения данной проблемы в состав оборудования включен специальный шламоуловитель, устанавливаемый между полым толкателем и насосной установкой, внутри которого размещаются обратный клапан и перфорированный патрубков. Выполнены расчеты заполнения шламоуловителя в зависимости от различного числа остановок и при различных концентрациях мехпримесей.

В результате расчетов сделаны выводы о выполнении условий прочности для заданных геометрических размеров для пар материалов сталь-полиамид и сталь-Zedex.

Предлагаемая конструкция устройства гарантирует надежное разобщение подпакерного и надпакерного пространств, предотвращая попадание жидкости глушения в призабойную зону пласта. Универсальное исполнение оборудования расширяет область его применения и возможность его эксплуатации в компоновке с любой насосной установкой в зависимости от скважинных условий.

Key words:

bottomhole formation zone, geological and technical measures, killing fluid, clogging, well complications, pump units, mechanical system of layer protection, shutoff valve, sludge trap.

One of the important tasks of effective well operation in oil fields is to prevent clogging of bottomhole formation zone in the process of various geological and technical measures. As one of the most promising means to prevent reservoir productivity decreasing a technology using downhole shutoff valves has been proposed. Summary of the technology consists in application of a deep reservoir protection system, which is hermetically mounted in the well and dividing the productive formation area and pumping equipment placement. The analysis showed that the known shutoff valves configurations (systems with hydraulic, mechanical, electric drive) does not allow to carry out research on monitoring the development of operated object. Accordingly, none of the configurations has not been accepted for industrial use so far.

The paper proposes a new mechanical reservoir protection system (including the bottomhole shutoff valve), providing a hermetic separation of productive reservoir and area of killing fluid injection when the differential pressure is up to 10 MPa. The basis of the shutoff valve construction is the principle of ball valve, in closed position the ball is pressed to valve seat by pressure, which creates a resistance to its opening.

In order to achieve a high equipment's operating time in design a special attention was paid to ensure device operation with the presence of well complications. To solve this problem a special sludge trap was included in the equipment and it was placed between the hollow plunger and the pump unit with a back pressure valve and a perforated pipe inside. Calculations of sludge trap filling were made according to the different number of stops and at various concentrations of mechanical impurities.

As a result of calculations conclusions about the strength conditions fulfillment for geometric dimensions specified for pairs of steel-polyamide and steel-Zedex materials were made.

Proposed device construction ensures a reliable isolation between under and above packer space, preventing ingress of killing fluid in the bottomhole formation zone. Universal equipment configuration extends its application area and the possibility of its use in combination with any pump unit depending on well conditions.

Пепеляев Валерий Витальевич – кандидат технических наук, доцент, директор (тел.: +007 342 239 16 04, e-mail: pepelyaev@tehproekt.perm.ru). Контактное лицо для переписки.

Коробков Илья Леонидович – ведущий инженер-конструктор (тел.: +007 342 239 16 04, e-mail: ikorobkov@tehproekt.perm.ru).

Пепеляев Дмитрий Валерьевич – ведущий специалист по внешним связям и развитию (тел.: +007 342 239 16 04, e-mail: dpepelyaev@tehproekt.perm.ru).

Насыров Агдах Мустафавич – кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 912 856 43 79, e-mail: amdakh_nasyrov@rambler.ru).

Галкин Сергей Владиславович – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 342 19 81 18, e-mail: doc_galkin@mail.ru).

Valerii V. Pepeliaev – PhD of Technical Sciences, Associate Professor, Director (tel.: +007 342 239 16 04, e-mail: pepelyaev@tehproekt.perm.ru). The contact person for correspondence.

Iliia L. Korobkov – Leading Design Engineer (tel.: +007 342 239 16 04, e-mail: ikorobkov@tehproekt.perm.ru).

Dmitrii V. Pepeliaev – Leading Specialist for External Relations and Development (tel.: +007 342 239 16 04, e-mail: dpepelyaev@tehproekt.perm.ru).

Amdakh M. Nasyrov – PhD of Technical Sciences, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Fields (tel.: +007 912 856 43 79, e-mail: amdakh_nasyrov@rambler.ru).

Sergei V. Galkin – Doctor of Technical Sciences, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 342 19 81 18, e-mail: doc_galkin@mail.ru).

Введение

В настоящее время значительная доля скважин на месторождениях нефтяных компаний РФ находится на завершающей стадии эксплуатации. В таких скважинах нередко наблюдается снижение продуктивности пластов после их глушения при проведении ремонтных работ, ремонтно-изоляционных работ колонны, замене глубинно-насосного оборудования, исследовании пластов и т.д. Согласно статистическим данным дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть»», около 22 % запусков скважин после текущего и капитального ремонтов скважин происходят с потерей базового дебита.

Причиной падения продуктивности, как правило, является проникновение технологических жидкостей глушения на основе солевых растворов в призабойную зону пласта (ПЗП) и их взаимодействие с породообразующими минералами и пластовыми флюидами, в результате которого ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства пласта [1]. Обусловлено это тем, что в процессе взаимодействия происходят такие процессы, как набухание глинистого материала породы, кольматация пор коллектора частицами твердой фазы жидкости глушения, выпадение нерастворимых солей при смешении жидкости глушения с пластовым флюидом.

Один из вариантов сохранения коллекторских свойств пласта в процессе проведения технологических операций на сегодняшний день – применение полисахаридных жидкостей для глушения скважин. В их состав входят ингибиторы, предотвращающие набухание глинистых минералов и выпадение нерастворимых в воде солей, обеспечивающие сохранение продуктивности пласта [2].

Другим способом борьбы с кольматацией ПЗП является технология глушения скважин на основе специальных блокирующих составов (блок-пачек), которые контролируют поглощение жидкости в продуктивном пласте [3]. Состав представляет собой специально подобранную систему, его компоненты позволяют создать плотную фильтрационную корку в зоне

перфорации. Такая корка, непроницаемая для фильтрации водных растворов, защищает пласт от глубокого проникновения жидкости глушения. При запуске скважины после ремонта блокирующий состав удаляется из скважины при минимальной депрессии на пласт и выносятся пластовым флюидом на поверхность.

Актуальным направлением в области сохранения продуктивности скважин после ремонта также является применение жидкости глушения на углеводородной основе [4]. Так, например, используют обратные эмульсии, дисперсионной средой в которых выступают дегазированная и товарная нефть, дизельное топливо, битумный дистиллят и другие углеводороды, а дисперсной фазой – водные растворы солей (или кислот и других реагентов). Существенным преимуществом такого состава является высокая совместимость с любыми коллекторами.

Вместе с тем все вышеперечисленные технологии могут рассматриваться лишь в качестве способов снижения кольматации ПЗП. Более кардинальным средством предотвращения падения продуктивности пласта в результате геолого-технических мероприятий может рассматриваться технология с использованием забойных клапанов-отсекателей. Её сущность заключается в применении глубинного оборудования, которое герметично монтируется в скважине, разделяя продуктивный пласт и зону размещения насосного оборудования, и имеет два рабочих положения. В одном из положений в период отбора жидкости внутренний канал клапана-отсекателя открыт, что обеспечивает сообщение приема насоса с эксплуатируемым объектом. В другом – в момент проведения ремонтных работ происходит перекрытие канала, что позволяет изолировать ПЗП от контакта с жидкостью глушения, находящейся выше клапана-отсекателя.

Известны различные варианты компоновок с клапанами-отсекателями, которые условно можно разделить на системы с гидравлическим [5–9], механическим [10] и электрическим [11, 12] приводом отсекающего элемента клапана. Существенным недостатком ряда указанных

компоновок является возможность их эксплуатации только совместно с определенным типом насосных установок. Кроме того, разработанные компоновки не позволяют согласно РД 153-39.0-109-01 [13] проводить исследования по контролю за разработкой эксплуатируемого объекта. Необходимо также отметить, что ни одна из этих компоновок к настоящему времени не принята для промышленного использования. Таким образом, разработка технических средств защиты ПЗП от воздействия жидкости глушения является в настоящее время и в дальнейшем актуальной задачей.

Постановка задачи

В данной работе предложена концепция и разработан механический комплекс защиты пласта (МКЗП), составной частью которого является клапан-отсекатель. Технические характеристики МКЗП ориентированы на геолого-технические условия разработки компании ПАО «НК «Роснефть» и предполагают широкий диапазон по величинам глубин залегания и интервалам максимального набора кривизны (600–3500 м), дебитам жидкости (5–600 м³/сут), обводненности продукции скважин (0–99 %), значениям забойного (10–200 атм) и пластового (25–280 атм) давлений, пластовой температуре (20–105 °С), вязкости нефти (0,1–100,0 сПз), газовому фактору (10–2000 м³/т), содержанию количества взвешенных частиц (0–100 мг/л).

Одно из основных требований к конструкции разрабатываемого оборудования – обеспечение герметичного разобщения продуктивного пласта и области закачки жидкости глушения при наличии перепада давления до 10 МПа. Для этого в МКЗП был включен серийный пакер типа ПМ(А1)-Ф производства ООО ТД «НКМЗ», который показал высокую надежность при работе в различных скважинных условиях, а также специально разработанный клапан-отсекатель, шаровая конструкция которого минимизирует риски неполного закрытия и наличие утечек через его внутренний канал.

При проектировании МКЗП принята концепция универсальности, т.е. возможность его

работы с любым стандартным глубинно-насосным оборудованием (установки электроцентробежного насоса, электровинтового насоса, штангового глубинного насоса, штангового винтового насоса), открытие входящего в его состав клапана-отсекателя не должно производиться при помощи элементов конструкции конкретной насосной установки (силовой кабель, телеметрическая система, колонна насосных штанг и т.д.). В связи с этим в качестве приводного механизма для открытия внутреннего канала клапана выбрано механическое нажатие на его рабочие элементы колонной насосно-компрессорных труб (НКТ).

Для проведения контроля за разработкой эксплуатируемого объекта в соответствии с РД 153-39.0-109-01 [13] без извлечения всей системы в разрабатываемом клапане-отсекателе предусмотрена возможность организации сквозного канала, геометрические размеры которого позволяют производить спуск геофизических приборов, а также достаточны для спуска оборудования с целью обработки ПЗП, в том числе и на гибких НКТ 33 мм.

Одним из возможных осложнений при эксплуатации оборудования является «присыпание» пакера механическими примесями, содержащимися в скважинном флюиде, с потенциальным риском неизвлечения скважинного оборудования. Для минимизации такого риска в состав комплекса защиты пласта включен специальный узел, предотвращающий оседание механических частиц на элементы конструкции компоновки.

Дополнительно для обеспечения удобства эксплуатации конструкционно обеспечено выполнение следующих требований:

- монтаж клапанного механизма за 1 спуско-подъемную операцию;
- наличие разъединительного устройства для отцепления от НКТ;
- монтаж и демонтаж оборудования стандартным оборудованием бригад текущего и капитального ремонта скважин;
- возможность извлечения приводного устройства для проведения его ревизии или замены;
- работоспособность клапанного узла не зависит от его наклона к зениту.

С целью обеспечения безопасной работы конструкция устройства проектировалась с учетом требований ПБ 07-601-03 [14].

Особенности конструкции и принцип работы оборудования

В соответствии с установленными требованиями принят вариант конструкции МКЗП, состоящей из следующих основных элементов: пакер, клапан-отсекатель, разъединительное устройство, перфорированный патрубок, обратный клапан, нажимной полый шток, технологический клапан. Монтаж оборудования производится за одну спуско-подъемную операцию.

При монтаже клапанного узла (рис. 1, *а*) на технологической колонне НКТ производится спуск и установка клапана-отсекателя и расположенного под ним на заданной глубине пакера. При помощи разъединительного устройства колонна НКТ отсоединяется от компоновки (клапан-отсекатель и пакер), и производится ее подъем. Клапан-отсекатель находится в закрытом положении (см. рис. 1, *б*).

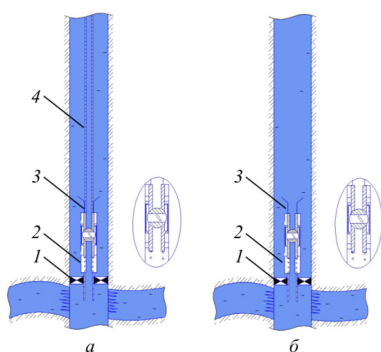


Рис. 1. Монтаж клапанного узла: *а* – спуск на технологической колонне, *б* – подъем технологической колонны; 1 – пакер, 2 – клапан-отсекатель, 3 – разъединительное устройство, 4 – технологическая колонна НКТ

В процессе монтажа насосного оборудования (рис. 2, *а*) на колонне НКТ производится спуск следующей компоновки (сверху вниз): насосная установка, перфорированный патрубок, обратный клапан, нажимной полый шток. При этом затрубное пространство и полость внутри НКТ заполнены до устья жидкостью глушения для предотвращения нефтегазопроявления. Спуск производится до момента захода штока в ловитель клапана-

отсекателя. В начале разгрузки контролируется начало попадания штока в ловитель. Обратный клапан закрыт. После подгонки и достижения разгрузки полым штоком открывается проходной канал клапана-отсекателя, полый шток уплотняется внутри клапана-отсекателя, в результате чего через внутренний канал полого штока и перфорированный патрубок сообщаются надпакерное и подпакерное пространства. После запуска насоса уровень жидкости глушения падает, давление под пакером становится выше давления столба жидкости глушения, открывается обратный клапан. Пластовая жидкость через внутренние каналы пакера, клапана-отсекателя, полого штока, обратный клапан и перфорированный патрубок поступает в затрубное пространство над пакером, откуда производится ее отбор насосной установкой (см. рис. 2, *б*).

В случае замены насосной установки затрубное пространство доливаеся до устья жидкостью глушения (рис. 3, *а*). Обратный клапан при этом закрывается. Демонтируется устьевая арматура, после чего натяжкой колонны

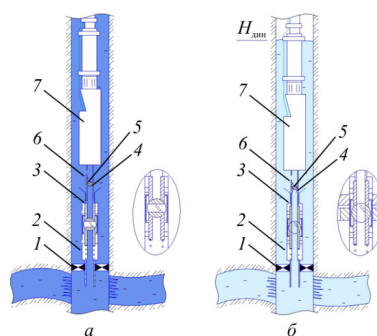


Рис. 2. Монтаж и запуск насосного оборудования: *а* – заход штока в ловитель, *б* – запуск оборудования; $H_{дин}$ – динамический уровень жидкости в скважине; 1 – пакер, 2 – клапан-отсекатель, 3 – разъединительное устройство, 4 – полый шток, 5 – обратный клапан, 6 – патрубок перфорированный, 7 – насосная установка

НКТ вытягивают полый шток из ловителя клапана-отсекателя, при этом проходной канал клапана-отсекателя закрывается, разобщаются надпакерное и подпакерное пространства. При подъеме на НКТ компоновки «насосная установка – перфорированный патрубок – обратный клапан – нажимной полый шток» контролируют долив жидкости глушения в затруб. Оставшиеся в скважине пакер и закрытый клапан-

отсекатель надежно разобщают подпакерное и надпакерное пространства (см. рис. 3, б).

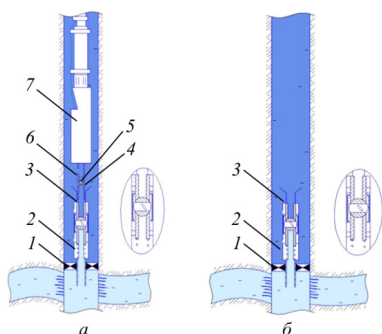


Рис. 3. Демонтаж оборудования: *а* – заполнение затрубного пространства жидкостью глушения, *б* – подъем оборудования; 1 – пакер, 2 – клапан-отсекатель, 3 – разъединительное устройство, 4 – полый шток, 5 – обратный клапан, 6 – патрубок перфорированный, 7 – насосная установка

В случае необходимости проведения исследований в подпакерном пространстве производится спуск технологической колонны с нажимным полым штоком (рис. 4, *а*), а также полнопроходным устройством защиты от наполнения НКТ в процессе спуска, расположенным выше штока (клапан технологической колонны). По началу разгрузки контролируется момент попадания штока в ловитель клапана-отсекателя.

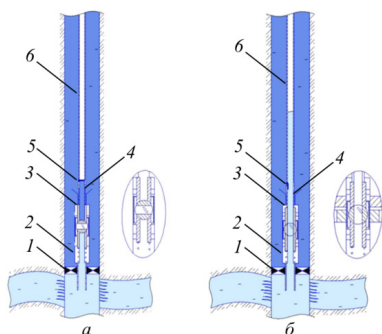


Рис. 4. Проведение исследований: *а* – спуск технологической колонны, *б* – открытие клапана-отсекателя; 1 – пакер, 2 – клапан-отсекатель, 3 – разъединительное устройство, 4 – нажимной полый шток, 5 – клапан технологической колонны, 6 – технологическая колонна НКТ

При заходе шток уплотняется в ловителе. Производится подгонка НКТ и сборка устьевого арматуры с геофизическим лубрикатром. На протяжении всей операции закрытый клапан технологической колонны не дает поступать

жидкости глушения внутрь НКТ. Осуществляется дальнейшая разгрузка колонны в ловитель. После подгонки и достижения необходимой разгрузки полым штоком открывается проходной канал клапана-отсекателя, полый шток уплотняется внутри клапана-отсекателя, открывается клапан технологической колонны, при этом надпакерное и подпакерное пространства сообщаются (см. рис. 4, *б*).

Уровень жидкости в НКТ зависит от пластового давления, а жидкость глушения из затрубного пространства не поступает в продуктивный пласт (в данной компоновке полый шток, внутренний канал клапана технологической колонны и колонна НКТ образуют герметичный канал до устья). Таким образом, реализуется канал для спуска приборов или другого оборудования, герметизация которого осуществляется в лубрикаторе на устье. После завершения исследований производится натяжение технологической колонны подъемником. Полый шток выходит из ловителя клапана-отсекателя, поворотный механизм закрывается под действием возвратной пружины. При подъеме оборудования контролируется долив жидкости глушения в затруб. Оставшиеся в скважине пакер и закрытый клапан-отсекатель надежно разобщают подпакерное и надпакерное пространства (см. рис. 3, *б*).

Мероприятия по обеспечению работоспособности оборудования

С целью достижения высокой наработки оборудования особое внимание при проектировании уделялось обеспечению работы устройства при наличии скважинных осложнений. С целью предотвращения выпадения солей на детали оборудования предусмотрено применение специальных противoadгезионных покрытий. Для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями рекомендовано размещение клапана-отсекателя близко к зоне перфорации пласта, где термобарические условия не способствуют их выпадению. Также предусмотрено изготовление деталей и узлов оборудования из специальных коррозионно-стойких и высокопрочных сталей с высокой частотой рабочих поверхностей, применение полимеров на основе полиэфирэфиркетон (ПЭК, Zedex и т.д.). В конструкции клапана-отсекателя предусмотрены увеличенные сечения

проходных каналов, что минимизирует влияние эмульсий на работу.

Одним из наиболее распространенных скважинных осложнений, влияющих на работу глубинно-насосного оборудования, является наличие механических примесей в составе добываемого пластового флюида. Поскольку в составе компоновки для защиты пласта применяется пакерное оборудование, а отбор жидкости ведется из затрубного пространства, то при эксплуатации данного оборудования возникает риск образования застойной зоны в интервале между пакером и перфорированным патрубком, в которую будут осаждаться выносимые из пласта частицы твердой фазы. При накоплении достаточного объема частиц существует риск «прихвата» пакера и возникновения проблемы его извлечения из скважины. С учетом этого в состав оборудования дополнительно включен специальный шламоуловитель, устанавливаемый между полым толкателем и насосной установкой, внутри которого размещаются обратный клапан и перфорированный патрубок. Функция данного узла заключается в улавливании тех механических примесей, которые выходят из перфорированного патрубка вместе со скважинным продуктом, выделяются из общего потока жидкости и оседают на пакер. Кроме того, шламоуловитель является дополнительной степенью защиты от попадания инородных предметов во внутренний канал клапана-отсекателя, что может повлиять на его работоспособность. Поскольку шламоуловитель монтируется над полым толкателем, его подъем, ревизия и очистка происходят при каждой смене насосного оборудования.

При расчете размеров шламоуловителя исходили из того, что во время работы насоса весь объем взвешенных частиц поднимается на поверхность. В таком случае максимально возможный объем механических примесей будет оседать в шламоуловитель при остановленном насосе и после полной остановки притока жидкости из пласта. В результате количество мехпримесей, потенциально оседающих в шламоуловителе, будет зависеть только от числа длительных остановок насосного оборудования.

При проведении вычислений предполагалось, что в процессе эксплуатации объем жидкости между приемом насоса и динамическим уровнем находится в покое (в указанном объеме не происходит движения жидкости) и, следовательно, там нет механических примесей. Таким образом, при остановках насоса происходит сепарация мехпримесей из объема жидкости ($V_{ж}$), состоящего из двух частей: одна часть, которая постоянно находится между отверстиями перфорированного патрубка и приемом насосного оборудования, вторая часть определяется притоком из пласта после остановки насоса. В расчетах рассматривался предельный неблагоприятный случай, при котором продолжительность остановок была достаточна для восстановления уровня в скважине до статического и выпадения всех мехпримесей из рассматриваемого объема жидкости $V_{ж}$. Объем жидкости, поступивший в скважину при остановленном насосе, для данного случая рассчитывается как разница между объемами жидкости в кольцевом пространстве между эксплуатационной колонной и колонной НКТ при статическом и динамическом уровнях. Для расчетов объема частиц, поступающих в шламоуловитель в ходе одной остановки, использовалась следующая зависимость:

$$V_M = \frac{M \cdot V_{ж}}{\rho_{квч}}, \quad (1)$$

где M – концентрация мехпримесей, г/л; $V_{ж}$ – объем жидкости, в которой происходит сепарация мехпримесей, л; $\rho_{квч}$ – плотность мехпримесей, г/л.

При этом

$$V_{ж} = S(H_D - H_S + \Delta H), \quad (2)$$

где S – площадь кольцевого зазора между эксплуатационной колонной и колонной НКТ, м²; H_D – динамический уровень, м; H_S – статический уровень, м; ΔH – расстояние между отверстиями перфорированного патрубка и приемом насоса, м.

Расчет объема шламоуловителя произведен исходя из предельных значений параметров, влияющих на объем выпадающих мехпримесей. Конкретные значения параметров, использованные

для расчета необходимого объема шламоуловителя, представлены в таблице.

Исходные параметры для расчета объема шламоуловителя

Параметр	Значение
Диаметр эксплуатационной колонны (наружный/внутренний), мм	146/130
Диаметр колонны НКТ (наружный), мм	73
Глубина спуска насоса, м	3300
Расстояние между отверстиями перфорированного патрубка и приемом насоса, м	50
Динамический уровень, м	1300
Статический уровень, м	700
Содержание мехпримесей, мг/л	50/250/ 500/1000
Плотность мехпримесей, г/л	2000

Результаты расчетов заполнения шламоуловителя в зависимости от различного числа остановок и при различных концентрациях мехпримесей приведены на рис. 5.

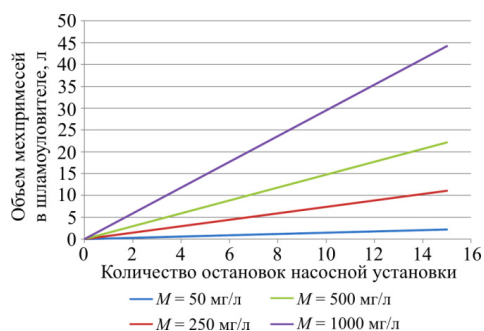


Рис. 5. Зависимость заполнения объема шламоуловителя от числа остановок за год при различной концентрации мехпримесей

При проектировании шламоуловителя предполагалось, что число остановок в течение года не должно превышать 10. Тогда даже при максимальном содержании количества взвешенных частиц (1000 мг/л) ожидаемый объем выпавших за год мехпримесей не должен превысить 30 л. В соответствии с указанным предположением предложена конструкция шламоуловителя, наружная часть которого изготавливается из НКТ 114, внутренняя – из НКТ 73. При длине шламоуловителя, равной 10 м, его внутренний объем составит около 36 л, его заполнение произойдет более чем за год работы оборудования.

В основу конструкции клапана положен принцип шарового крана. В закрытом положении

шар прижимается к седлу давлением, что создает сопротивление его открытию (рис. 6, а). Открытие клапана производится приводным механизмом, который приводится в действие нажатием полого штока (рис. 6, б). Работоспособность этого механизма зависит от нагрузки, вызванной перепадом давления, на наиболее нагруженные узлы – оси привода, которые представляют собой штифты диаметром 6 мм, а также от величины коэффициента трения между материалами уплотняющих поверхностей (сталь, полиамид, Zedex).

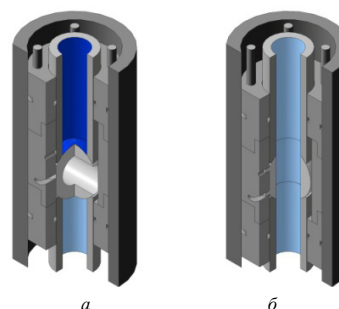


Рис. 6. 3D-модель исполнительного механизма (шарового типа) клапана-отсекателя из состава МКЗП: а – закрытое положение; б – открытое положение

Кинематика принципа поворота механизма шарового клапана изображена на рис. 7.

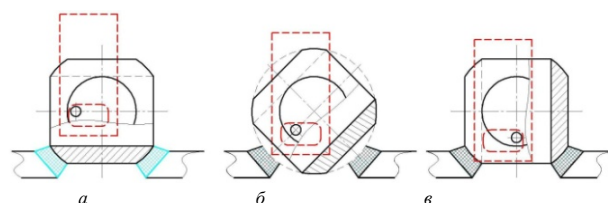


Рис. 7. Кинематическое изображение принципа действия шарового клапана: а – клапан закрыт; б – открытие клапана; в – клапан открыт

На рис. 8 представлена схема нагружения клапана-отсекателя.

Расчетная схема для определения необходимого усилия на приводном механизме изображена на рис. 9.

При расчетах исходя из условия наличия перепада давления на шаровом механизме $\Delta P = 10$ МПа выбраны следующие исходные данные: величина давления над шаровым механизмом $P_1 = 14$ МПа; величина давления под шаровым механизмом $P_2 = 4$ МПа. Исходя из геометрических ограничений размера клапана-отсекателя подобраны следующие размеры элементов конструкции:

- расстояние от оси вращения шара до оси приводного механизма $X = 0,018$ м;
- радиус шара $X_1 = 0,036$ м;
- диаметр седла $D = 0,056$ м;
- площадь седла $S = 0,00246176$ м².

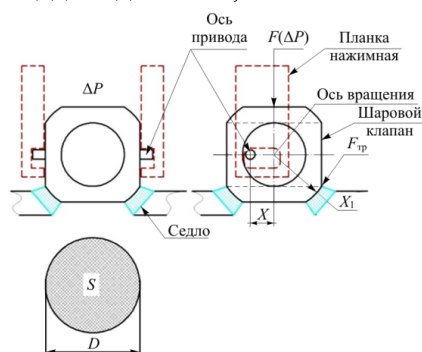


Рис. 8. Схема нагружения клапана-отсекателя: ΔP – перепад давлений на его запирающем элементе (шаровом механизме); S – площадь, на которую действует перепад давлений ΔP ; $F(\Delta P)$ – сила, действующая на клапан (прижимающая шаровой клапан к седлу); $F_{тр}$ – сила трения, препятствующая повороту шара (действует касательно к поверхности шарового клапана); X – плечо, на которое действует сила привода (расчетная величина); X_1 – радиус шара или плечо, на которое действует сила трения

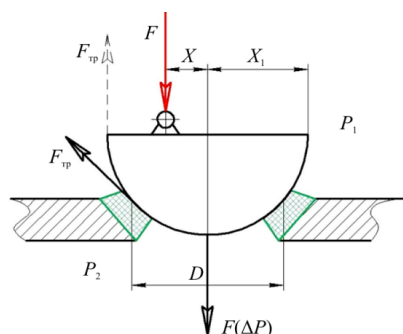


Рис. 9. Расчетная схема для определения необходимого усилия на приводе

Расчеты проведены для трех вариантов уплотняющих поверхностей, которым соответствуют следующие коэффициенты трения: $K_1 = 0,5$ (сталь по стали); $K_2 = 0,2$ (сталь по полиамиду); $K_3 = 0,1$ (сталь по Zedex).

Для определения силы, действующей на клапан, использовано выражение

$$F(\Delta P) = \Delta P \cdot S. \quad (3)$$

Сила трения, препятствующая повороту шара, определялась по формуле

$$F_{тр} = F(\Delta P) \cdot K, \quad (4)$$

где K – коэффициент трения.

Усилие на приводном механизме рассчитывалось по формуле

$$F = \frac{F_{тр} \cdot X_1}{X}. \quad (5)$$

С учетом (3)–(5) определены величины необходимого усилия на приводном механизме, которые составили: $F_1 = 24617,6$ Н (для пары сталь–сталь); $F_2 = 9847$ Н (для пары сталь–полиамид); $F_3 = 4923,5$ Н (для пары сталь–Zedex).

При открытии клапана на оси привода действует сила F , определяемая по формуле (5). В качестве материала осей была выбрана сталь 40X13 с допустимым напряжением на срез $\sigma = 160$ МПа. Диаметр оси был выбран равным 8 мм, поперечный размер – 6 мм.

Ввиду малых поперечных размеров оси и наличия значительных поперечных сил, производился только расчет по касательным напряжениям. Величина касательных напряжений, возникающих в осях привода, определялась по формуле

$$\tau = \frac{F}{2 \cdot S_o}, \quad (6)$$

где F – усилие на приводном механизме; S_o – площадь сечения оси (поскольку конструкция клапана симметрична, то нагрузка распределяется между двумя осями).

С учетом (6) были определены величины касательных напряжений в осях привода, которые составили:

- $\tau_1 = 244$ МПа (для пары сталь–сталь);
- $\tau_2 = 98$ МПа (для пары сталь–полиамид);
- $\tau_3 = 49$ МПа (для пары сталь–Zedex).

В результате расчетов сделан вывод о выполнении условий прочности для заданных геометрических размеров при исследовании пар материалов сталь–полиамид и сталь–Zedex, поскольку возникающие в осях напряжения не превышают допустимые при любых заданных коэффициентах трения.

Выводы

Отметим следующие особенности механического комплекса защиты пласта, обеспечивающие его конкурентоспособность в сравнении с известными аналогами оборудования и технологий:

1. Конструкция устройства гарантирует надежное разобщение подпакерного и надпакерного пространств, предотвращая попадание жидкости глушения в призабойную зону пласта.

2. Работоспособность оборудования обеспечивается как при наличии скважинных осложнений, так и при разных величинах перепада давления, действующих на клапан-отсекатель.

3. Конструкция клапана-отсекателя, входящего в состав оборудования, позволяет при необходимости производить спуск приборов в подпакерное пространство для исследования продуктивного пласта и проведения геолого-технических мероприятий на скважине.

4. Универсальное исполнение оборудования расширяет область его применения и возмож-

ность его эксплуатации в компоновке с любой насосной установкой в зависимости от скважинных условий.

5. Конструкция комплекса защиты пласта обеспечивает простоту и безопасность проведения работ по его монтажу и активации.

В настоящее время разработана 3D-модель и конструкторская документация на МКЗП. В ближайшей перспективе будут организованы изготовление опытных образцов оборудования, проведение их заводских испытаний и доработка после испытаний. С рядом заинтересованных нефтяных компаний согласовано проведение промысловых скважинных испытаний после успешного завершения заводских испытаний доработанного оборудования.

Список литературы

1. Гладков П.Д., Рогачев М.К. Выбор технологической жидкости для глушения скважин перед подземным ремонтом на Приобском нефтяном месторождении // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – 2012. – № 2. – URL: http://ogbus.ru/authors/Gladkov/Gladkov_2.pdf (дата обращения: 12.07.2016).

2. Жидкости глушения и промывки, сохраняющие коллекторские свойства пласта / Л.А. Магадова, М.А. Силин, Е.Г. Гаевой, В.Л. Заворотный, Д.Ю. Елисеев // Время колтюбинга. – 2009. – № 3 (028). – С. 72–80.

3. Демахин С.А., Меркулов А.П., Касьянов Д.Н. Щадящее глушение скважин как основа сохранения коллекторских свойств пласта // Нефтегазовая вертикаль. – 2016. – № 6. – С. 94–96.

4. Черыгова М.А. Повышение эффективности промывки скважин, осложненных асфальтосмолопарафиновыми отложениями, в условиях аномально-низкого пластового давления многофункциональной технологической жидкостью: дис. ... канд. техн. наук: 02.00.11. – М., 2016. – 123 с.

5. Способ закрытия клапана-отсекателя при извлечении электроцентробежного насоса из фонтанной скважины и устройство для его осуществления: пат. 2204695 Рос. Федерация № 2001105712/03 / Саркисов Н.М., Шишов С.В.; заявл. 28.02.2001; опубл. 20.05.2003.

6. Скважинный клапан отсекающий: пат. 2112863 Рос. Федерация № 96100444/03 / Францев В.Ф.; заявл. 09.01.1996; опубл. 10.06.1998.

7. Отсекатель ствола скважины: пат. 2362872 Рос. Федерация № 2007144245/03 / Алексеев М.А., Бычков Н.А., Балдина Т.Р., Воеводкин В.Л., Гебель А.Я., Краснов В.А., Лейфрид А.В., Мазеин И.И., Опалев В.А., Третьяков О.В., Шалинов А.В., Ширяев В.П.; патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»; заявл. 28.11.2007; опубл. 27.07.2009

8. Скважинный клапан-отсекатель: пат. 2516708 Рос. Федерация № 2012114031/03 / Бекетов С.Б., Машков В.А.; патентообладатель ЗАО «Газтехнология»; заявл. 10.04.2012; опубл. 20.10.2013.

9. Аминев М.Х. Новые технологии НПФ «Пакер» // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – № 19. – С. 62–65.

10. Прямоточный скважинный клапан-отсекатель: пат. 2564701 Рос. Федерация № 2014134326/03 / Крыганов П.В., Пономарев А.К., Свалов А.В., Корнаева Д.А.; патентообладатель ЗАО «Центр гидродинамических исследований «ИНФОРМПЛАСТ»»; заявл. 22.08.2014; опубл. 10.10.2015.

11. Способ проведения подземного ремонта скважины для смены глубинно-насосного оборудования без воздействия на пласт: пат. 2592903 Рос. Федерация № 2015136826/03, МПК Е 21 В 29/00, Е 21 В 34/06, Е 21 В 34/16 / Сливка П.И., Габдулов Р.Р., Байбурун Б.Х.; заявл. 28.08.2015; опубл. 27.07.2016.

12. Способ отсечения пласта для проведения подземного ремонта без глушения скважины: пат. 2531011 Рос. Федерация № 2013120822/03, Е 21 В 34/06 / Сливка П.И., Габдулов Р.Р., Ерастов С.А.; заявл. 16.05.2013; опубл. 20.10.2014.

13. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. – М.: Министерство энергетики Российской Федерации, 2002.

14. ПБ 07-601-03. Охрана недр и геолого-маркшейдерский контроль. Правила охраны недр. – М.: Научно-технический центр по безопасности и промышленности Госгортехнадзора России, 2003.

References

1. Gladkov P.D., Rogachev M.K. Vybór tehnologicheskoi zhidkosti dlia glusheniia skvazhin pered podzemnym remontom na Priobskom nef'tianom mestorozhdenii [Selection of technological fluid for well-kill treatments on Priobskoye oil field]. *Neftegazovoe delo: elektronnyi nauchnyi zhurnal*, 2012, no.2, available at: http://ogbus.ru/authors/Gladkov/Gladkov_2.pdf
2. Magadova L.A., Silin M.A., Gaevoi E.G. Zavorotnyi V.L., Eliseev D.Iu. Zhidkosti glusheniia i promyvki, sokhraniushchie kollektorskie svoystva plasta [Killing and Washing Fluids Preserving Reservoir Characteristics of the Formation]. *Vremia koltubinga*, 2009, no.3(028), pp.72-80.
3. Demakhin S.A., Merkulov A.P., Kas'ianov D.N. Shchadiashchee glushenie skvazhin, kak osnova sokhraneniia kollektorskikh svoystv plasta [Sparing wells killing as the basis of preservation of reservoir properties]. *Neftegazovaia vertikal'*, 2016, no.6, pp.94-96.
4. Cherygova M.A. Povyshenie effektivnosti promyvki skvazhin, oslozhnennykh asfal'tosmoloparofinovymi otlozheniyami, v usloviakh anomal'no-nizkogo plastovogo davleniia razrabotkoi mnogofunktsional'noi tekhnologicheskoi zhidkost'iu [Improving wells washing efficiency complicated with asphalt resin paraffin deposits in conditions of abnormally low reservoir pressure by development of multifunctional process fluid]: dis. ... kand. tekhn. nauk: 02.00.11. Moscow, 2016, 123 p.
5. Sarkisov N.M., Shishov S.V. Sposob zakrytiia klapan-otsekatelia pri izvlechenii elektrosentrobezhnogo nasosa iz fontanoi skvazhiny i ustroystvo dlia ego osushchestvleniia [A method of shutoff valve closing when removing electrocentrifugal pump from natural flow well and device for its realization]: pat. 2204695 Ros. Federatsiia no. 2001105712/03; zaiavl. 28.02.2001; opubl. 20.05.2003.
6. Frantsev V.F. Skvazhinnyi klapan otsekatel' [Downhole shutoff valve]: pat. 2112863 Ros. Federatsiia no. 96100444/03; zaiavl. 09.01.1996; opubl. 10.06.1998.
7. Alekseev M.A., Bychkov N.A., Baldina T.R., Voevodkin V.L., Gebel' A.Ia., Krasnov V.A., Leifrid A.V., Mazein I.I., Opalev V.A., Tret'iakov O.V., Shalinov A.V., Shiriaev V.P. Otsekatel' stvola skvazhiny [Wellbore shutoff device]: pat. 2362872 Ros. Federatsiia no. 2007144245/03; patentoobladatel' OOO «LUKOIL-Perm'»; zaiavl. 28.11.2007; opubl. 27.07.2009.
8. Beketov S.B., Mashkov V.A. Skvazhinnyi klapan-otsekatel' [Wellbore shutoff valve]: pat. 2516708 Rossiiskaia Federatsiia no. 2012114031/03; patentoobladatel' ZAO «Gaztekhologii»; zaiavl. 10.04.2012; opubl. 20.10.2013.
9. Aminev M.Kh. Novye tekhnologii NPF «Paker» [New technologies SPF "Packer"]. *Neftegazovaia vertikal'*, 2015, no.19, pp.62-65.
10. Kryganov P.V., Ponomarev A.K., Svalov A.V., Kornaeva D.A. Priamotochnyi skvazhinnyi klapan-otsekatel' [Single-flow wellbore shutoff valve]: pat. 2564701 Ros. Federatsiia no. 2014134326/03; patentoobladatel' ZAO «Tsentr gidrodinamicheskikh issledovanií "INFORMPLAST"»; zaiavl. 22.08.2014; opubl. 10.10.2015.
11. Slivka P.I., Gabdulov R.R., Baiburin B.Kh. Sposob provedeniia podzemnogo remonta skvazhiny dlia smeny glubinno-nasosnogo oborudovaniia bez vozdeystviia na plast [Method of well servicing for changing downhole pumping equipment without formation stimulation]: pat. 2592903 Ros. Federatsiia no. 2015136826/03, MPK E 21 V 29/00, E 21 V 34/06, E 21 V 34/16; zaiavl. 28.08.2015; opubl. 27.07.2016.
12. Slivka P.I., Gabdulov R.R., Erastov S.A. Sposob otsecheniia plasta dlia provedeniia podzemnogo remonta bez glusheniia skvazhiny [Layer cutoff method for well servicing without well killing]: pat. 2531011 Ros. Federatsiia no. 2013120822/03, E 21 V 34/06; zaiavl. 16.05.2013; opubl. 20.10.2014.
13. RD 153-39.0-109-01. Metodicheskie ukazaniia po kompleksirovaniu i etapnosti vypolneniia geofizicheskikh, gidrodinamicheskikh i geokhimicheskikh issledovanií nef'tianykh i neftegazovykh mestorozhdenii [Methodical guidelines for integrator and the phasing of geophysical, hydrodynamic and geochemical studies of oil and gas fields]. Moscow: Ministerstvo energetiki Rossiiskoi Federatsii, 2002.
14. PB 07-601-03. Okhrana nedr i geologomarkshaiderskii kontrol'. Pravila okhrany nedr i geologicheskogo kontrol' mineralnykh resursov i geologicheskogo kontrol' mineralnykh resursov [Protection of mineral resources and geological survey control. Terms of protection of mineral resources]. Moscow: Nauchno-tekhnicheskii tsentr po bezopasnosti i promyshlennosti Gosgortekhnadzora Rossii, 2003.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Механический комплекс защиты пласта и технология его применения для предотвращения кольматации призабойной зоны пласта в процессе проведения геолого-технических мероприятий / В.В. Пепеляев, И.Л. Коробков, Д.В. Пепеляев, А.М. Насыров, С.В. Галкин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т.15, №21. – С.329–338. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.21.4

Please cite this article in English as:

Pepeliaev V.V., Korobkov I.L., Pepeliaev D.V., Nasyrov A.M., Galkin S.V. Mechanical system of layer protection and technology of its application to prevent clogging of bottomhole formation zone in performing geological and technical measures. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining*, 2016, vol.15, no.21, pp.329–338. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.21.4