ГИАБ. Горный информационно-аналитический бюллетень /
MIAB. Mining Informational and Analytical Bulletin, 2020;(12):125-136
ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ / ORIGINAL PAPER

УДК 622.276 DOI: 10.25018/0236-1493-2020-12-0-125-136

ПРОТИВОПЕСОЧНЫЕ КЛАПАНЫ ДЛЯ ЗАЩИТЫ СКВАЖИННОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЯ

Б.А. Мырзахметов[1], Ж.Б. Нуркас[1], С.М. Токтамисова, Л.А. Крупник[1]

[1] Институт металлургии и промышленной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева, Алматы, Республика Казахстан, e-mail: salta.mahmood@gmail.com

Аннотация: Пескопроявление является одним из самых частых осложнений при скважинной добыче твердых полезных ископаемых методом подземного скважинного выщелачивания и одной из основных причин отказов глубиннонасосного оборудования. Для снижения негативного воздействия пескопроявления при добыче урана с применением технологии подземного скважинного выщелачивания используются различные технологические мероприятия и технические средства, связанные с регулированием и оптимизацией режима работы насосного оборудования, темпа отбора жидкости, а также с применением технических устройств в виде песочных фильтров и песочных якорей. Эти мероприятия и рекомендации в большинстве своем успешно работают только в режимах непрерывной эксплуатации скважин. С ростом числа месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, вопрос пескопроявления становится все более актуальным, так как из-за низкого дебита скважины они часто переводятся на режим периодической эксплуатации, что способствует образованию песчаных пробок над насосом. При последующем запуске это может привести к заклиниванию насоса или обрыву штанг. Высокая интенсивность выноса песка из откачных скважин при добыче продуктивных растворов урана связана с тем, что глубина откачных скважин незначительна (порядка 400—600 м), и их забои располагаются преимущественно на глубинах, характерных для слабосцементированных песчаных пластов. Перечисленные проблемы требуют создания не только эффективных внутрискважинных устройств по предотвращению попадания песка на прием насоса, но также устройств по предотвращению образования песчаных пробок над ним. Предложены новые конструкции противопесочных клапанов для бесштанговых и штанговых насосных установок с регулируемым параметром их активации в зависимости от концентрации механических примесей в откачиваемой жидкости и времени их седиментации, что позволяет сбрасывать в затрубное пространство наиболее высококонцентрированную часть столба жидкости из насоснокомпрессорных труб. Это также способствует уменьшению энергозатрат и снижению нагрузки на привод насоса при последующем запуске скважины. Применение их на практике позволит снизить эксплуатационные расходы, связанные с отказами оборудования и увеличить межремонтный период эксплуатации скважин.

Ключевые слова: скважина, осложнения, пескопроявление, механические примеси, глубинно-насосное оборудование, противопесочный клапан, защита, штанговый винтовой насос.

Для цитирования: *Мырзахметов Б.А., Нуркас Ж.Б., Токтамисова С.М., Крупник Л.А.* Противопесочные клапаны для защиты скважинного насосного оборудования в условиях высокого пескопроявления // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2020. – № 12. – С. 125–136. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-12-0-125-136.

© Б.А. Мырзахметов, Ж.Б. Нуркас, С.М. Токтамисова, Л.А. Крупник. 2020.

Sand valves to protect downhole pumping equipment in the conditions of high sand production

B.A. Myrzakhmetov[1], Zh.B. Nurkas[1], S.M. Toktamissova[1], L.A. Krupnik[1]

[1] Institute of Metallurgy and Industrial Engineering, Satbayev University (K.I. Satpayev Kazakh National Research Technical University), Almaty, Kazakhstan, e-mail: salta.mahmood@gmail.com

Abstract: Sand production is one of the prevailing implications in in-situ leaching and one of the main causes of borehole pump failures. The adverse effects of sand production in in-situ leaching of uranium can be abated using techniques and equipment connected with optimization and control of pumping equipment operation and drainage rate, or involving engineering devices such as sand filters and sand anchors. Yet these techniques and guidelines are only efficient in case of continuous well performance. Now that many deposits approach their final operating phase, the problem of sand production becomes increasingly more acute, for wells with low flow rates are switched to periodic duty, which leads to formation of sand plugs above pumps. In this case, after such wells are started again after the work stoppage, the pumps can suffer from chocking, or hoses can collapse. High sand production during pumping-out of uranium pregnant solutions is due to the shallow depth of pumping wells (400–600 m) since the well bottoms occur in weakly cemented sand beds in this case. These problems call for engineering of effective downhole facilities both to prevent sand entry in pump inlets and also to eliminate plug formation above the pumps. This subject is discussed in this article. New designs of sand valves are proposed for rodless and sucker-rod pumps with adjustable actuation depending on concentration and sedimentation time of mechanical impurities in pumped fluids. This engineering solution allows discharge of the standing column with the highest concentration of mechanical impurities from the stalk to annular space. Furthermore, the energy input and the load on the pump motor during the well re-start are decreased. Application of the new-design sand valves can reduce operating expenses connected with equipment failure and can expand the repair interval of production wells.

Key words: well, implications, sand production, mechanical impurities, downhole pumping equipment, sand valve, protection, sucker-rod screw pump.

For citation: Myrzakhmetov B.A., Nurkas Zh.B., Toktamissova S.M., Krupnik L.A. Sand valves to protect downhole pumping equipment in the conditions of high sand production. *MIAB. MiningInf.Anal.Bull.* 2020;(12):125-136.[InRuss].DOI:10.25018/0236-1493-2020-12-0-125-136.

Актуальность

Одним из неблагоприятных факторов эксплуатации скважинного глубинно-насосного оборудования (ГНО) на месторождениях при добыче полезных ископаемых методом подземного скважинного выщелачивания (ПСВ) является высокое содержание механических примесей в откачиваемой жидкости. Эти проблемы характерны для технологии добычи урана методом ПСВ, так как глубина откачных скважин незначительна, и призабойная зона располагается преимущественно в слабосцементированных песчаниках.

Природа происхождения механических примесей многообразна — это и выносимые из пласта в процессе эксплуатации скважин слабосцементированные породы, и вносимые в скважину в результате проведенных ремонтов вместе с жидкостью глушения частицы проппанта после гидроразрыва пласта. Однако, как показывает опыт эксплуа-

тации, наибольший удельный вес занимают частицы пластового происхождения [1–4].

Большой опыт борьбы с пескопроявлением накоплен при разработке нефтяных месторождений.

К примеру, по данным анализа продукций скважин на месторождениях Узень, Каражамбас, Бузачи и других до 65% механических примесей имеют пластовое происхождение и лишь порядка 8—12% — поверхностное. Характер слабосцементированного продуктивного пласта является основной причиной выноса песка, что послужило причиной 51% отказов из-за проблем с пескопроявлением, приводящих к пересыпанию интервалов перфорации или заклиниванию ротора в статоре штанговых винтовых насосов (ШВН) на месторождении «Северный Бузачи» [5, 6].

К примеру, на месторождении «Северный Бузачи» на момент исследований более 90% скважин эксплуатируются установками штанговых винтовых насосов (УШВН). На основе анализа наиболее «проблемных» 200 скважин с наибольшим количеством отказов установлено, что порядка 90% всех отказов приходилось на следующие четыре группы: обрыв штанг — 36%, негерметичность насосно-компрессорных труб (НКТ) — 9%, песко-проявление — 35% и пересыпание интервалов перфорации — 12% (рис. 1).

Принимая во внимание, что отказы, связанные с пересыпанием интервалов перфораций и отказами ШВН, вызваны высоким содержанием механических примесей, добываемых вместе с пластовой продукцией, были представлены три основные группы отказов глубинно-насосного оборудования (рис. 2), которые вызвали в среднем 2,18 ремонтов на скважину в год за указанный период.

Несмотря на то, что ШВН могут эффективно прокачивать песочную пульпу, осаждение песка над насосом по причине его остановок или в процессе эксплуатации было превалирующей причиной осложнений. Это приводило к заклиниванию ротора насоса и невозможности его повторного запуска, что вызывало необходимость проведения частой промывки скважин. Однако эти процессы приводили к потерям объема добычи, росту трудозатрат персонала и расходу подготовленной нефти или воды для промывки скважины.

Данная проблема усугублялась еще и тем, что только 42% наземных станций управления от общего фонда оборудованы преобразователями частоты, которые позволяют контролировать крутящий момент на полированном штоке.

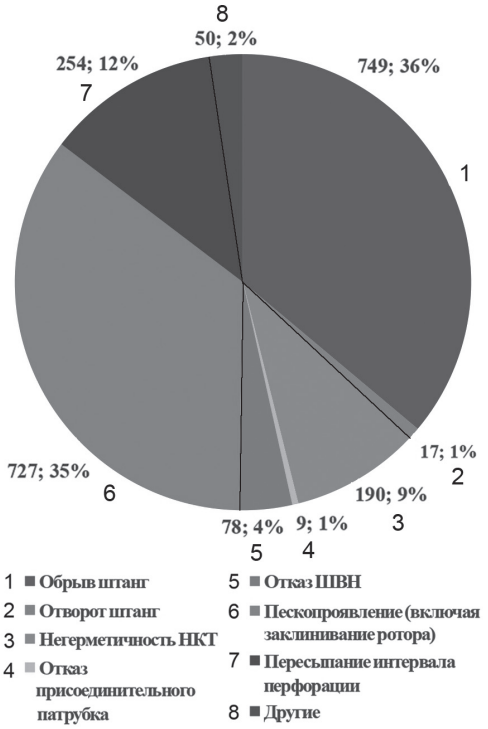

Рис. 1. Основные причины отказов УШВН на месторождении «Северный Бузачи» за период 2009—2013 гг.

Fig. 1. The main reasons for the failure of installation of a sucker rod screw pumps at the North Buzachi field for the period 2009—2013

Рис. 2. Распределение причин отказов УШВН, связанных с пескопроявлением на месторождении «Северный Бузачи» за период 2009 – 2013 гг.

Fig. 2. The distribution of the causes of failure of installation of a sucker rod screw pumps associated with sand occurrence at the North Buzachi field for the period 2009 – 2013

Таким образом, проведенный анализ подтверждает актуальность проблемы песко-проявления на месторождениях и высокую степень его влияния на отказы глубинно-насосного оборудования.

Состояние вопроса в области защиты глубинно-насосного оборудования скважин от пескопроявления

Технологические методы и технические устройства защиты от пескопроявления. Для борьбы с пескопроявлениями рекомендуются и успешно применяются на практике как технологические, так и технические мероприятия [7–12]. К ним можно отнести рекомендации по режимам и темпу откачки продукции скважин с поддержанием оптимального забойного давления и других условий, определяющих состояние породы в призабойной зоне скважины; применение различных скважинных песочных якорей и противопесочных фильтров, обеспечение оптимальной скорости восходящего потока жидкости в лифтовой трубе для предотвращения осаждения и обеспечения выноса песка и т.п.

Однако применение противопесочных фильтров оправдано на высокодебитных и высокорентабельных скважинах, что в условиях многих месторождений (зрелые или малорентабельные) серьезно ограничивает их повсеместное внедрение, т.к. с каждым годом наблюдается рост обводненности и ухудшение запасов. В отдельных исследованиях для снижения выноса песка рекомендуется значительное снижение темпов отбора жидкости, что зачастую является не только экономически неэффективным [13], но часто способствует образованию песчаных пробок над насосом во время вынужденных остановок скважины, так как скорости восходящего потока в НКТ оказываются недостаточными для выноса крупнозернистых фракций песка. В результате над насосом будет наблюдаться непрерывный рост их концентрации. Оценка же содержания механических примесей в отбираемых с устья скважины пробах не дает объективной картины, так как в ней присутствуют более мелкие частицы песка, выносимые потоком.

Стоит отметить, что большинство из вышеперечисленных рекомендаций успешно работают на режимах непрерывной эксплуатации скважин. Однако большинство старых месторождений из-за низкого дебита скважин переведено на режим периодической эксплуатации, а, соответственно, в таком же режиме эксплуатируется насосное оборудование. В этих условиях наибольшую опасность представляют эти технологические остановки скважин, которые приводят к осаждению песка в колонне НКТ и образованию песчаных пробок. Высота и плотность осажденного слоя

песка зависит как от его концентрации в столбе жидкости от насоса до устья скважины, так и от времени технологического перерыва между очередными включениями. Высота столба песчаных пробок достигает десятков метров. При последующем запуске это может привести к заклиниванию насоса или обрыву штанг.

Исходя из этого, при эксплуатации ГНО возникает необходимость в периодическом сбросе столба жидкости с песком из НКТ в затрубное пространство.

Анализ исследований седиментации механических примесей в нефти и нефтепродуктах [14] показывает, что наиболее интенсивный процесс осаждения наблюдается в первой его половине, когда происходит осаждение наиболее крупных частиц. В последующем процесс несколько стабилизируется, так как происходит осаждение менее крупных частиц. Полной седиментации может и не наступить, т.к. в вязкой жидкости мелкие частицы могут находиться во взвешенном состоянии достаточно долгое время. Поэтому для предотвращения образования песчаных пробок и заклинивания насоса достаточно периодически сбрасывать из НКТ в затрубное пространство наиболее высококонцентрированную механическими примесями часть столба жидкости. Применяемые же на практике стандартные сливные клапаны с разрушающими элементами позволяют лишь однократно сливать жидкость в колонне НКТ перед подъемом насоса при ремонте скважины.

Для защиты ГНО в скважинах с высоким фактором пескопроявления и предотвращения образования песчаных пробок компаниями Zenith (Tubing Drain Valve) и MANTL (ATD) предлагаются устройства автоматического дренирования НКТ, позволяющие вымывать скопившиеся в колонне твердые частицы в межтрубное пространство во время остановок скважины и уменьшающие вероятность заклинивания ГНО. Однако их применение требует контроля крутящего момента ротора винтовой насосной установки (ВНУ), тогда как не все установки на месторождениях оснащены таким оборудованием. К тому же крутящий момент на роторе в условиях эксплуатации нестабилен в силу целого ряда причин.

Представляют интерес конструкции противопесочных клапанов по патенту США № US 9, 027,654 B2 [15], где предлагаются два вида устройств по сбросу песка в межтрубное пространство — один для бесштанговых глубиннонасосных установок с погружными электроприводами (рис. 3), другой — для насосов со штанговым верхним приводом (рис. 4).

Оба устройства представляют собой комбинированную клапанную группу.

Противопесочный клапан для бесштанговых насосных установок (см. рис. 3) состоит из сливного клапана *1* золотникового типа с конусным запор-

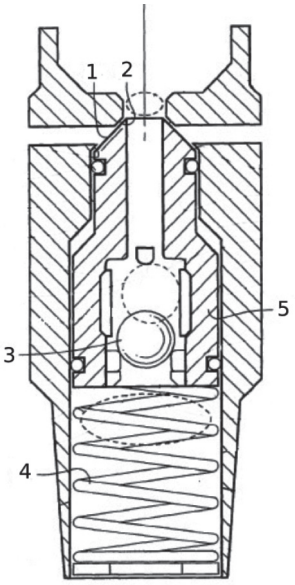

Рис. 3. Противопесочный клапан
Fig. 3. Anti-sand valve for rodless pump systems

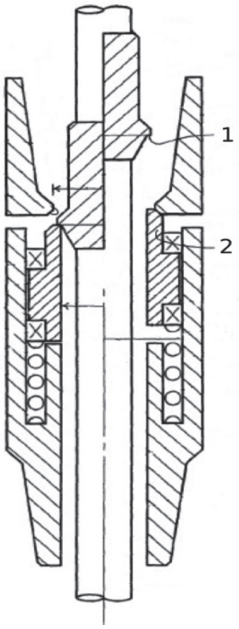

Рис. 4. Противопесочный клапан для бесштанговых насосных установок для штанговой насосной установки
Fig. 4. Anti-sand valve for sucker rod pump installation

ным элементом *5* для сброса жидкости в затрубное пространство и размещенного внутри него активатора в виде обратного клапана с шариковым запорным элементом *3*.

Клапан для штанговых винтовых насосных установок (см. рис. 4) также включает в себя сливной клапан золотникового типа *2* для сброса песка в затрубное пространство через отверстия в корпусе и размещенный на полированном штоке обратный клапан *1*, выполняющий роль активатора и приведения в действие сливного клапана *2*.

В обеих конструкциях параметром активации клапанов является перепад между давлением столба жидкости в НКТ и установленной упругостью пружины *4* на устройстве. Величина предварительной затяжки пружины определяет остаточный после слива столб жидкости в НКТ.

К недостаткам этих конструкций клапанов следует отнести то, что активация происходит сразу после остановки насоса со сбросом жидкости из НКТ, в которой частицы механических примесей еще равномерно распределены по всей его высоте. После его закрытия в оставшейся части столба жидкости над клапаном может сохраняться достаточное количество песка для последующего образования песчаной пробки при длительных перерывах. Последующий запуск насоса может привести к его заклиниванию или перегреву и отказу электродвигателя.

Такой принцип активации сливного клапана имеет еще один существенный эксплуатационный недостаток — сброс значительного столба жидкости из лифтовой трубы над устройством во время последующего запуска насосного оборудования приведет к перерасходу электроэнергии, затрачиваемой на его последующее заполнение до устья скважины.

Поэтому имеет смысл ограничить время и период срабатывания устройства для сброса именно того участка столба жидкости в НКТ, который имеет максимальную концентрацию механических примесей. Это будет зависеть от концентрации механических примесей в жидкости и времени их седиментации.

Кроме того, конусная форма запирающей части подвижного золотника и седла сливного клапана имеет малый ресурс, т.к. при сбросе жидкости с песком эта часть уплотнения будет подвергаться интенсивному гидроабразивному изнашиванию и потере его герметичности.

Учитывая, что данные устройства разработаны относительно недавно (заявка на патент зарегистрирована в 2015 г.), на сегодняшний день отсутствуют данные об их применении. Поэтому применение подобных противопесоч-

ных клапанов можно считать новым направлением в технологии защиты скважинных насосов от песка [16, 17].

Конструктивные особенности противопесочного клапана с управляемым параметром активации

Исходя из анализа работы ГНО в условиях высокого пескопроявления, можно сформулировать следующие требования к конструкции противопесочного клапана:

- клапан должен вписываться в компоновку НКТ и создавать минимальные гидравлические сопротивления потоку жидкости от насоса;
- клапан должен обеспечивать многократный слив жидкости из НКТ без подъема насоса;
- управление активацией клапана должно происходить автоматически по мере накопления механических примесей или при остановках скважины в зависимости от установленного на ней перепада давления жидкости;
- клапан должен иметь возможность задавать время задержки начала активации для седиментации наиболее крупных частиц песка для сброса наиболее высококонцентрированного механическими примесями столба жидкости;
- клапан должен обладать высокой надежностью и герметичностью запорных органов.

Исходя из поставленных требований, нами разработаны конструкции противопесочных клапанов для штанговых и бесштанговых насосных установок (рис. 5, 6), лишенные, на наш взгляд, вышеперечисленных недостатков.

Так, на рис. 5 представлена усовершенствованная конструкция противопесочного клапана для бесштанговых насосных установок, к примеру, для электроцентробежных насосных установок (УЭЦН). Конструкция клапана состоит из двух основных узлов — непосредственно узла сливного клапана и узла регулирования задержки его срабатывания.

Узел сливного клапана включает в себя подвижный цилиндрический золотник *2*, боковой поверхностью прилегающий к внутренней стенке насосно-компрессорной трубы *3* и запирающий сливные отверстия *4*, а также его активатор *1*, запирающий проходное отверстие в золотнике. В нижней части золотник сливного клапана опирается на регулировочную пружину *5* со стопорным кольцом *6* на резьбе, что позволяет регулировать усилие затяжки пружины *5*.

Узел регулирования времени задержки начала активации сливного клапана располагается под ним самим и состоит из обратного клапана *7*, дренажного клапана *8* с активатором сильфонного типа *9*. В качестве него может быть использован газлифтный клапан из так называемой «мандрели» газлифтной установки.

Между сливным и обратным клапанами в их закрытом положении образуется герметичная полость *10*, которая может сообщаться с затрубным пространством посредством дренажного клапана *8* через дренажные окна *11*.

Клапаны-активаторы в противопесочном клапане могут быть различными, к примеру, поворотными, тарельчатыми и др., и комбинироваться в различных сочетаниях в одном устройстве.

Регулирование времени задержки начала активации сливного клапана осуществляется изменением давления P_c инертного газа в сильфоне дренажного клапана при его заправке. На рис. 5 в позиции (а) показано положение его элементов при работе глубинного насоса, а в позиции (б) – положение элементов клапана после остановки глубинного насоса в момент начала активации и

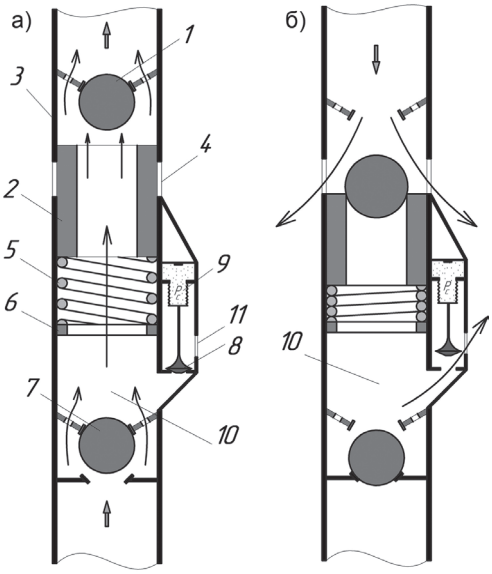

Рис. 5. Противопесочный клапан для бесштанговых насосных установок: положение элементов клапана при работе глубинного насоса (а); положение элементов клапана после остановки глубинного насоса (б)

Fig. 5. Anti-sand valve for rodless pumping units: a — position of the valve elements during operation of the downhole pump; b — position of the valve elements after stopping the downhole pump

сброса части столба жидкости с механическими примесями в затрубное пространство.

Устройство работает следующим образом. При работе глубинно-насосного оборудования (рис. 5, *а*) под действием напора жидкости от электроцентробежного насоса оба обратных клапана — верхний *1* и нижний *7* — открыты, и идет процесс откачки жидкости из скважины. Сливные отверстия *4* в корпусе противопесочного клапана перекрыты золотником *2* сливного клапана под действием пружины *5* и частично за счет гидравлического сопротивления потоку жидкости, создаваемого самим золотником *2*.

После остановки насоса (рис. 5, *б*) из-за отсутствия напора клапан-активатор *1* под действием гидростатического столба жидкости в НКТ над ней закрывается, и на золотник *2* сливного клапана воздействует гидростатическое давление столба жидкости в НКТ, уравновешиваемое снизу усилием пружины *5* и остаточным давлением жидкости в замкнутом объеме *10* при закрытом нижнем обратном клапане *7* и закрытом дренажном клапане *8*.

В этот момент дренажный клапан *8* закрыт, т.к. установленное давление в сильфоне *9* больше затрубного давления жидкости. По мере притока жидкости из пласта, статический уровень жидкости в затрубном пространстве постепенно растет, и при превышении им давления Рс в сильфоне *9* дренажный клапан *8* открывается и начинает «стравливать» жидкость из замкнутого объема *10* в затрубное пространство, понижая в нем давление. В момент достижения перепада давления на сливном клапане *2*, достаточного для преодоления усилия пружины *5*, золотник сливного клапана *2* смещается вниз, открывая сливные отверстия *4* в корпусе *3*. Начинается процесс сброса столба жидкости из НКТ в затрубное пространство. В процессе слива жидкости из НКТ в затрубное пространство уровень жидкости в нем быстро растет, что приводит к более интенсивному росту внешнего давления на сильфон *9* и способствует полному открытию дренажного клапана *8* и снижению давления в замкнутом объеме *10*. Последнее также способствует дальнейшему перемещению золотника *2* и полному открытию сливных окон *4* для слива жидкости из НКТ в затруб.

В период времени от остановки насоса и роста затрубного давления до величины, достаточной для срабатывания дренажного клапана, происходит седиментация наиболее крупных частиц механических примесей, которые и могут образовать устойчивую песча-

ную пробку. Продолжительность этого периода времени может регулироваться внутренним давлением в сильфоне дренажного клапана в зависимости от концентрации и скорости седиментации песка в пластовом флюиде и времени восстановления гидростатического уровня жидкости в скважине.

Такая задержка срабатывания противопесочного клапана позволяет сбросить наиболее высококонцентрированный механическими примесями столб жидкости из НКТ, предотвратить образование песчаных пробок над насосом и уменьшить расход электроэнергии на заполнение освободившейся части лифтовой трубы при последующем запуске.

Цилиндрическая же форма золотника сливного клапана имеет большее проходное отверстие для прокачки жидкости (следовательно, создает меньшее гидравлическое сопротивление), боковая запорная поверхность его менее подвержена гидроабразивному износу и более надежна, чем конусный запорный в прототипе.

Аналогичную конструкцию может иметь и противопесочный клапан для штанговых насосных установок (рис. 6). Отличием является то, что клапаны-активаторы *1* и *7* установлены подвижно на штанге *12*.

В случае возможного образования небольшой песчаной пробки после длительной остановки насоса при последующем его запуске есть опасность, что давления жидкости от насоса в первоначальный момент будет недостаточно для его размыва. В этом случае дренажный клапан *8* сработает как предохранительный, и жидкость частично будет сбрасываться в затрубное пространство. Это позволит предотвратить резкий рост давления между противопесочным клапаном и насосом и частично снивелировать резкий рост нагрузки на электродвигатель.

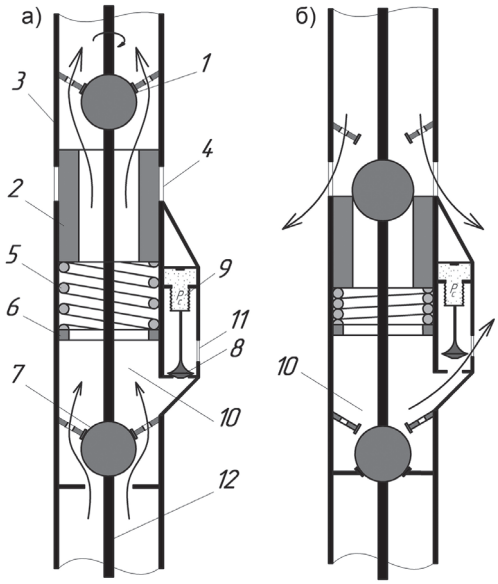

Рис. 6. Противопесочный клапан для штанговых насосных установок: положение элементов клапана при работе глубинного насоса (а); положение элементов клапана после остановки глубинного насоса (б)

Fig. 6. Anti-sand valve for sucker rod pump installations: a — position of the valve elements during operation of the downhole pump; b — position of the valve elements after stopping the downhole pump

Благодаря наличию этого устройства, отсутствует необходимость компоновки скважинного оборудования стандартными обратным и сливным клапанами, функции которых она может одновременно выполнять. Это же устройство позволяет проводить различные технологические операции, связанные с закачкой технологических жидкостей в затрубное пространство при выключенном насосе. Предлагаемая конструкция позволяет также сообщать канал НКТ с кольцевым пространством для полного слива жидкости из НКТ путем пневмовоздействия с наземной части (с устья скважины) при проведении ремонтов скважины.

На вышеприведенные конструкции противопесочных клапанов поданы заявки на получение патентов Республики

Казахстан и Евразийской патентной организации (приоритет от 27.02.2019 г.).

Заключение

Применение противопесочных клапанов является новым направлением в технологии защиты скважинного ГНО при добыче методом ПСВ полезных ископаемых в условиях высокого пескопроявления, позволяющего также предотвратить образование песчаных пробок и заклинивание подвижных элементов насоса.

Преимуществами предлагаемых клапанов по сбросу песка является:

- простота их конструкций и изготовления;
- высокая надежность в эксплуатации;
- возможность регулирования режима их активации в зависимости от концентрации механических примесей в откачиваемой жидкости;
- отпадает необходимость компоновки НКТ стандартным сливным клапаном однократного действия для подъема насоса при ремонте скважины;
- отсутствие в необходимости компоновки НКТ обратным клапаном.

Конструкция клапана хорошо вписывается в компоновку лифтовой трубы и может позволить снизить эксплуатационные расходы, связанные с отказами оборудования и увеличить межремонтный период эксплуатации скважин.

Опытный образец клапана находится на стадии опытно-промышленных испытаний на месторождении.

Предварительные результаты испытаний подтверждают указанные преимущества предлагаемой конструкции клапана.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Шмидт А. А.* Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложненных содержанием мехпримесей в продукции: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Уфа: СамГТУ, 2007. — 25 с.

2. *Латыпов Б. М.* Техническое обеспечение устойчивости работы штанговой винтовой насосной установки в малодебитных скважинах, осложненных пескопроявлением: Автореф. дисс. ... канд. техн. наук. — Уфа: УГНТУ, 2014. — 133 с.

3. *Chen J., Chen S., Altunbay M. M., Tyurin E.* A new method of grain size determination for sand-control completion applications // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 10—12 February, Lafayette, Louisiana, USA. 2010. Pp. 683—692. DOI: 10.2118/128011-MS.

4. *Султанов Б. З.*, *Орекешев С. С.* Проблемы добычи и внутрипромыслового транспорта нефти с высоким содержанием песка / Новоселовские чтения: материалы 2-й международной научно-технической конференции. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. — С. 45—47.

5. *Nurkas Z., Ubaidollauly B.* Case Study: enhancing PCP performance through the complex failure analysis of more than 200 wells // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference: SPE Canada Unconventional Resources Conference. Canada, 13—14 March. 2018. DOI: 10.2118/189732-MS.

6. *Мырзахметов Б. А.*, *Нуркас Ж. Б.*, *Султабаев А. Е.*, *Калиев Б. З.* Особенности эксплуатации скважин в условиях высокого пескопроявления (на примере месторождения «Северные Бузачи») // Oil & Gas Journal Russia. — 2018. — № 10. — С. 60—65.

7. *Смольников С. В.*, *Топольников А. С.*, *Уразаков К. Р.*, *Бахтизин Р. Н.* Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей. — Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. — 41 с.

8. *Netzhanova A., Bae W., Arystanbay R.* A Case study on optimization of PCP operations for production increase in an unconsolidated sandstone reservoir (Russian) // SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. 12—14 November, Astana, Kazakhstan. 2014. DOI: 10.2118/172285-RU.

9. *Бахтизин Р. Н., Смольников Р. Н.* Особенности добычи нефти с высоким содержанием механических примесей // Нефтегазовое дело. — 2012. — № 5. — С. 159—169. http://ogbus.ru/article/view/osobennosti-dobychi-nefti-s-vysokim-soderzhaniem-mexanicheskix-primesej.

10. *Казаков Д. П.* Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами после гидравлического разрыва пласта (на примере Вынгапурского разрыва пласта): Автореф. дисс. ... канд. техн. наук. — Уфа: ОАО НПФ «Геофизика», 2010. — 26 с.

11. *Шашкин М. А.* Применяемые в ТПП «Лангепаснефтегаз» методы защиты для снижения негативного влияния механических примесей на работу ГНО // Инженерная практика. — 2010. — № 2. — С. 26—31.

12. *Султанов Б. З., Орекешев С. С.* Вопросы выноса песка в процессе эксплуатации нефтяных скважин // Нефтегазовое дело. — 2005. — № 1. — 13 с. http://ogbus.ru/article/view/voprosy-vynosa-peska-v-processe-ekspluatacii-neftyanyx-skvazhin.

13. Савацки Р., Уэрта М., Лондон М., Меца Б. Холодная добыча на западе Канады: шаг вперед в первичной добыче нефти // RogTech. — 2010. — № 20. — С. 68—74.

14. *Рыбак Б. М.* Анализ нефти и нефтепродуктов. — М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1962. — 887 с.

15. United States Patent «Valve with shuttle» № US 9 027 654 B2.

16. *Мырзахметов Б. А., Крупник Л. А., Бейсенов Б. С., Токтамисова С. М.* Применение струйных насосов и средств защиты от пескопроявления при откачке продуктивных растворов урана // Безопасность труда в промышленности. — 2018. — № 7. — С. 74—80. DOI: 10.24000/0409-2961-2018-7-74-80.

17. *Gao G., Dang R., Nouri A., Jia H., Li L., Feng X., Dang B.* Sand rate model and data processing method for non-intrusive ultrasonic sand monitoring in flow pipeline // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 134. Pp. 30—39. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.07.001. ГИАБ

REFERENCES

1. Shmidt A. A. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin, oslozhnennykh soderzhaniem mekhprimesey v produktsii* [Improving the efficiency of operation of wells complicated by the content of solids in the product], Candidate's thesis, Ufa, SamGTU, 2007, 25 p.

2. Latypov B. M. *Tekhnicheskoe obespechenie ustoychivosti raboty shtangovoy vintovoy nasosnoy ustanovki v malodebitnykh skvazhinakh, oslozhnennykh peskoproyavleniem* [Technical support of the stability of the operation of a sucker-rod pumping unit in low-production wells complicated by sand development], Candidate's thesis, Ufa, UGNTU, 2014, 133 p.

3. Chen J., Chen S., Altunbay M. M., Tyurin E. A new method of grain size determination for sand-control completion applications. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 10—12 February, Lafayette, Louisiana, USA. 2010.* Pp. 683—692. DOI: 10.2118/128011-MS.

4. Sultanov B. Z., Orekeshev S. S. Problems of production and in-field transport of oil with a high sand content. *Novoselovskie chteniya: materialy 2-y mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Novoselovsky readings: materials of the 2nd international scientific and technical conferences], Ufa, Izd-vo UGNTU, 2004, pp. 45—47. [In Russ].

5. Nurkas Z., Ubaidollauly B. Case Study: enhancing PCP performance through the complex failure analysis of more than 200 wells. *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference: SPE Canada Unconventional Resources Conference. Canada, 13—14 March. 2018.* DOI: 10.2118/189732-MS.

6. Myrzakhmetov B. A., Nurkas Zh. B., Sultabaev A. E., Kaliev B. Z. Features of well operation in conditions of high sand manifestation (on the example of the North Buzachi field). Oil & Gas Journal Russia. 2018, no 10, pp. 60—65. [In Russ].

7. Smol'nikov S. V., Topol'nikov A. S., Urazakov K. R., Bakhtizin R. N. *Metody zashchity nasosnogo oborudovaniya dlya dobychi nefti ot mekhanicheskikh primesey* [Methods of protect-

ing pumping equipment for oil production from mechanical impurities], Ufa, Neftegazovoe delo, 2010, 41 p.

8. Netzhanova A., Bae W., Arystanbay R. A Case study on optimization of PCP operations for production increase in an unconsolidated sandstone reservoir (Russian). *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition. 12—14 November, Astana, Kazakhstan. 2014*. DOI: 10.2118/172285-RU.

9. Bakhtizin R.N., Smol'nikov R.N. Features of oil production with a high content of solids. *Neftegazovoe delo*. 2012, no 5, pp. 159—169. [In Russ]. http://ogbus.ru/article/view/osobennosti-dobychi-nefti-s-vysokim-soderzhaniem-mexanicheskix-primesej.

10. Kazakov D.P. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin elektrotsentrobezhnymi nasosami posle gidravlicheskogo razryva plasta (na primere Vyngapurskogo razryva plasta)* [Improving the efficiency of well operation using electric centrifugal pumps after hydraulic fracturing (for example, the Vyngapur fracturing)], Candidate's thesis, Ufa, OAO NPF «Geofizika», 2010, 26 p.

11. Shashkin M.A. The protection methods used at the Langepasneftegaz CCI to reduce the negative impact of mechanical impurities on the operation of downhole pumping equipment. *Inzhenernaya praktika*. 2010, no 2, pp. 26—31. [In Russ].

12. Sultanov B.Z., Orekeshev S.S. Issues of sand removal during the operation of oil wells. *Neftegazovoe delo*. 2005, no 1, 13 p. http://ogbus.ru/article/view/voprosy-vynosa-peska-v-processe-ekspluatacii-neftyanyx-skvazhin.

13. Savatski R., Uerta M., London M., Metsa B. Cold production in western Canada: a step forward in primary oil production. *RogTech*. 2010, no 20, pp. 68—74.

14. Rybak B.M. *Analiz nefti i nefteproduktov* [Analysis of oil and oil products], Moscow, 1962, 887 p.

15. *United States Patent «Valve with shuttle» № US 9 027 654 B2*.

16. Myrzakhmetov B.A., Krupnik L.A., Beysenov B.S., Toktamisova S.M. Use of jet pumps and means of protection against sand ingress when pumping product uranium solutions. *Occupational Safety in Industry*. 2018, no 7, pp. 74—80. [In Russ]. DOI: 10.24000/0409-2961-2018-7-74-80.

17. Gao G., Dang R., Nouri A., Jia H., Li L., Feng X., Dang B. Sand rate model and data processing method for non-intrusive ultrasonic sand monitoring in flow pipeline. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2015. Vol. 134. Pp. 30—39. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.07.001.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Мырзахметов Бейбит Абикенович[1] — канд. техн. наук, доцент, профессор,
Нуркас Жасулан Болатжанулы[1] — научный сотрудник,
Токтамисова Салтанат Махмутовна[1] — студент PhD, научный сотрудник,
e-mail: salta.mahmood@gmail.com,
*Крупник Леонид Андреевич*1 — д-р техн. наук, профессор, профессор-исследователь,
[1] Институт металлургии и промышленной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева, Казахстан.
Для контактов: Токтамисова С.М., e-mail: salta.mahmood@gmail.com.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

B.A. Myrzakhmetov[1], Cand. Sci. (Eng.), Assistant Professor, Professor,
Zh.B. Nurkas[1], Researcher,
S.M. Toktamissova[1], PhD Student, Researcher, e-mail: salta.mahmood@gmail.com,
L.A. Krupnik[1], Dr. Sci. (Eng.), Professor, Professor-Researcher,
[1] Institute of Metallurgy and Industrial Engineering, Satbayev University
(K.I. Satpayev Kazakh National Research Technical University), 050013, Almaty, Kazakhstan.
Corresponding author: S.M. Toktamissova, e-mail: salta.mahmood@gmail.com.

Получена редакцией 09.01.2020; получена после рецензии 08.06.2020; принята к печати 10.11.2020.
Received by the editors 09.01.2020; received after the review 08.06.2020; accepted for printing 10.11.2020.