

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К СНИЖЕНИЮ ВЛИЯНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ШТАНГОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

COMPLEX APPROACH TO REDUCING THE INFLUENCE OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS ON ROD PUMP UNIT EFFICIENCY

С. Г. Зубаиров
Sibagat G. Zubairov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

А. М. Азизов
Amir M. Azizov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

К. Р. Уразаков
Kamil R. Urazakov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Р. В. Усманов
R.V. Usmanov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Проблема достижения максимальной депрессии на пласт и, соответственно, дебита в малодебитных скважинах является одной из главных. Поэтому минимизация давления попутного нефтяного газа в затрубном пространстве скважины с соблюдением экологических требований является актуальной.

Цель данной работы — повысить эффективность механизированной добычи нефти за счет исключения влияния попутного нефтяного газа на дебит нефти и производительность насосов; разработать способ и техническое обеспечение транспортирования газа из затрубного пространства в однотрубный промысловый коллектор.

Использована математическая модель для ориентировочного расчета минимального потребного объема технологической жидкости для заполнения затрубного пространства с учетом дисбаланса производительности скважинного насоса и насоса для нагнетания технологической жидкости.

Разработаны способ полного вытеснения попутного нефтяного газа из затрубного пространства технологической жидкостью и агрегат для его реализации.

Полученные результаты позволяют увеличить дебит скважин и работоспособность скважинных штанговых насосных установок за счет увеличения депрессии на пласт снижением давления газа в затрубном пространстве.

Ключевые слова

попутный нефтяной газ;
сепараторы; скважинная штанговая
насосная установка;
скважинный насос;
технологическая жидкость;
буферная емкость;
буферный насос

The problem of achieving maximum depression in the reservoir and, accordingly, production in low-yield wells is one of the main ones. Therefore, minimizing associated petroleum gas pressure in the annulus of the well in compliance with environmental requirements is relevant. The purpose of this work is to increase the efficiency of mechanized oil production by eliminating the effect of associated petroleum gas on the oil production rate and pump performance; to develop a method and technical support for the transportation of gas from the annular space to a single-pipe field collector.

A mathematical model was used to approximate the calculation of the minimum required volume of the process fluid to fill the annular space, taking into account the imbalance of the performance of the well pump and the pump for injecting the process fluid.

A method has been developed for the complete replacement of associated petroleum gas from the annular space by the process fluid and the unit for its implementation.

The obtained results allow to increase the flow rate of wells and the efficiency of downhole sucker-rod pumping units by increasing the depression to the reservoir by reducing the gas pressure in the annulus.

Влияние попутного нефтяного газа (ПНГ) на эффективность механизированной добычи нефти, в том числе штанговыми насосами, неоднозначно. При содержании газа на приеме насоса только в растворенном состоянии, по мере подъема флюида по насосно-компрессорным трубам (НКТ), начинается процесс естественной сепарации газа. При этом плотность флюида уменьшается, а пузырьки газа при движении вверх в определенной мере увлекают флюид, благодаря чему уменьшаются нагрузки на НКТ и на привод. Если же выделение газа из флюида происходит на приеме насоса или в самом насосе, то этот газ при любом способе механизированной добычи нефти оказывает отрицательное воздействие на технико-экономический комплекс показателей их работы.

Для минимизации отрицательного действия выделяющегося (свободного) газа на работу насосов используют либо диспергаторы, устанавливаемые на приеме насоса, либо газосепараторы.

Диспергаторы, увеличивающие однородность откачиваемого флюида, используются редко из-за низкой эффективности.

Газосепараторы можно подразделить условно на автономные и встроенные в конструкцию погружного насоса. К первым, соответственно, надо относить те сепараторы, которые транспортируют отделенный газ в затрубное пространство скважины, а ко вторым — сепараторы, газ из которых поступает в обводной канал погружного насоса, а затем в НКТ, где смешивается с флюидом, из которого был отсепарирован.

Key words

associated petroleum gas; separators; well pumping unit; borehole pump; process fluid; buffer capacity; buffer pump

Одним из сепараторов первого типа, то есть автономным, является конструкция, описанная в патенте RU 2241858 [1]. Газосепаратор, размещенный между электродвигателем с гидрозашитой и насосом, содержит корпус с узлом отвода отсепарированного газа в затрубное пространство, вал со шнеком, кавернообразующим лопастным колесом и сепарационным барабаном с ребрами, размещенными в корпусе.

Довольно типичным представителем сепараторов второго типа является конструкция, защищенная патентом RU 2310771 [2]. Его конструкция содержит не только узлы, перечисленные в описанном выше патенте [1], но и дополнительные: узел отвода отсепарированной жидкости, объемный насос и узел смешивания потоков жидкости и газа.

Из приведенного краткого описания конструкций обоих типов сепараторов очевидна их сложность, особенно у второго типа. С точки зрения технологической эффективности сепараторы второго типа более предпочтительны, так как они часть попутного нефтяного газа сразу направляют в НКТ и далее в промысловый коллектор.

Описанные конструкции сепараторов могут быть реализованы только в комплексе с погружными электроцентробежными насосами, так как для выполнения ими своих функций необходимо обеспечить большую частоту вращения валов сепараторов.

Эффективность сепараторов оценивается коэффициентом сепарации, то есть отношением отведенного в затрубное пространство газа к объему всего свободного газа на приеме

насоса. Хотя в стендовых условиях коэффициент сепарации у лучших конструкций достигает до 90 %, однако промышленная практика показывает реальное значение в пределах 30–50 %. Так что теоретически резервы для повышения сепарирующей способности есть, но при этом надо учитывать конечную технико-экономическую эффективность вновь создаваемых конструкций.

Рассмотрим влияние ПНГ на эффективность скважинных штанговых насосных установок (СШНУ) и меры по уменьшению его отрицательного влияния.

Если на приеме штангового насоса или в самом насосе при такте всасывания давление меньше давления насыщения, то газ занимает некоторый объем цилиндра насоса. При такте нагнетания часть хода плунжера вниз расходуется на сжатие этого объема газа в цилиндре без открытия нагнетательного клапана, то есть без подачи флюида в НКТ и далее в коллектор. Как известно, на динамограммах это отображается «хвостом незаполнения», который может быть весьма значительным. Нередки случаи и срыва подачи. Для исключения, или хотя бы уменьшения, вредного влияния ПНГ на эффективность СШНУ разработаны и запатентованы газовые сепараторы, также устанавливаемые на приеме насосов или встроенные в их конструкции.

Одной из первых удачных отечественных конструкций для откачки газированных высоковязких флюидов является «Глубинный штанговый насос», защищенный авторским свидетельством 590482 [3]. Насос выполнен из двух последовательно соединенных штанговых насосов, причем в качестве верхнего использован насос большего диаметра. Цилиндры этих насосов соединены между собой полый трубой со стаканом, подвижным отсекаем и уплотнительной головкой, причем стакан выполнен с радиальными отверстиями и связан с одним из цилиндров, а подвижный отсекатель с другим. Плунжеры также соединены трубой (полым штоком) и стаканом с отверстиями, связанным с одним из плунжеров и дополнительным подвижным отсекаем и дополнительной уплотнительной головкой, жестко связанными с другим плунжером.

При ходе верхнего плунжера вверх нижний плунжер за счет сил трения отстает в движении, в результате дополнительная уплотнительная головка смещается и открывает отвер-

стия в дополнительном стакане. Газ, выделяющийся из поступающего в нижний цилиндр флюида, засасывается в кольцевое пространство между соединительной трубой цилиндров и полым штоком, соединяющим плунжеры. При этом отверстия в стакане между цилиндрами закрыты. При ходе плунжеров вниз отверстия в дополнительном стакане закрываются, а в стакане цилиндров открываются, и газ из кольцевого пространства вытесняется в затрубное пространство.

Основной целью создания такого насоса являлось получение эффекта «тяжелого низа» гидравлического принципа действия, особенностью которого, по сравнению с «тяжелым низом» из штанг большего диаметра, является безинерционность [4]. Данная особенность была актуальна для периода добычи нефти с частотой качаний 7–15 в минуту и обводненностью в пределах 50–75 %, при которой образуются флюид высокой вязкости и, соответственно, происходит «зависание» штанг со всеми отрицательными последствиями. Второй эффект от использования такого насоса, заключающийся в сепарации ПНГ и отвода его в затрубное пространство, был как бы второстепенным.

Промышленная апробация и эксплуатация были первоначально проведены в НГДУ «Ишимбайнефть» на скважинах Табынской и Северо-Зирганской площадей [5], показавшие работоспособность и реализованность заложенных функций. Не менее успешной была эксплуатация и на скважинах НГДУ «Жетыбайнефть» ПО «Мангышлакнефть».

Дальнейшего развития это направление не получило, так как не было большой заинтересованности нефтедобывающих предприятий в утилизации ПНГ из-за отсутствия жестких экологических требований, и нефтяникам было проще и дешевле стравливать газ в атмосферу или сжигать на факелах. Необходимость же в эффекте «тяжелого низа» практически исчезла из-за перехода большинства месторождений на позднюю стадию эксплуатации, при которой обводненность достигает 90–99 %, и флюид становится маловязким, а частота «двойных ходов» не превышает 4–5 в минуту.

Наиболее удачной конструкцией сепаратора для штанговых насосов, разработанного в последние годы, является забойный сепаратор глубинного насоса [6].

В этой конструкции зона перфорации отделена от приема насоса пакером, через который проходит трубка, служащая для перетекания флюида под пластовым давлением из зоны фильтрации в зону размещения штангового насоса, причем выход из трубки снабжен рассекателем потока.

После рассекателя отсепарированный газ заполняет затрубное пространство, а флюид стекает вниз к приему насоса.

Все рассмотренные сепараторы, в том числе даже встроенные, не решают полностью проблему отрицательного влияния ПНГ на производительность, надежность и динамику глубинных насосов любого исполнения. Как известно, ПНГ, отсепарировавшийся до сепаратора и в сепараторе, скапливается в затрубном пространстве, создавая в нем давление несколько большее чем давление в промысловом коллекторе, которое достигает 1,0–1,5 МПа. Только при этом открывается затрубная задвижка, и газ частично выбрасывается в коллектор; но как только давление в затрубном пространстве выравнивается с давлением в коллекторе, задвижка автоматически закрывается. Следовательно, давление в затрубном пространстве практически постоянно будет больше давления в коллекторе. Под действием этого давления динамический уровень снижается, уменьшаются депрессия на пласт и, соответственно, приток флюида из пласта и производительность насоса. Используемый чаще всего технологический прием в виде увеличения глубины погружения насоса под уровень жидкости лишь частично решает проблему с одновременным появлением новых: увеличение длины и веса НКТ и штанг, их деформации и т.д.

Но, как известно, еще более серьезная проблема, возникающая при добыче нефти с ПНГ, заключается в необходимости утилизации этого газа. В связи с тем, что до недавнего прошлого около 20 млрд м³ ПНГ сжигалось на факельных установках с выбросом в атмосферу до 400 тыс. т экологически опасных продуктов горения, Правительство РФ своим Постановлением от 08 января 2009 года обязало нефтяные компании к 2012 году обеспечить утилизацию не менее 95 % попутного газа. В случае невыполнения были предусмотрены жесткие санкции, в том числе экономические. Безусловно, это вынудило нефтяников активизировать поиски технологических и технических решений по утилизации ПНГ, в

первую очередь кустовых скважин крупных месторождений. При однотрубной системе, применяемой на промыслах, требуется соответственно газ из затрубного пространства либо непосредственно в скважине перепускать в НКТ, либо у скважин компримировать в промысловый коллектор, обеспечивая минимальное затрубное давление.

Первый способ для УЭЦН реализован в патенте РФ 2081998 [7] дополнением типичной УЭЦН струйным насосом, установленным на колонне НКТ выше динамического уровня, причем конфузор сообщен с затрубным пространством. Такие конструкции работоспособны только при больших подачах насоса, а неизбежное местное сужение просвета НКТ повлечет к еще большему увеличению гидравлического сопротивления и, соответственно, нагрузки на двигатель и НКТ. Такой же недостаток у конструкции по патенту РФ 2496971 [8], предназначенной для установок штанговых винтовых насосов. Недостатком обеих конструкций является необходимость извлечения их из скважины для обслуживания и ремонта.

Для компримирования газа из затрубного пространства и подачи его в промысловый коллектор разработана и запатентована конструкция по патенту РФ 2567571 [9], в которой рабочие циклы поршневого компрессора обеспечиваются энергией скважинного рабочего насоса, передаваемой посредством откачиваемого флюида. Такой компрессор может при соответствующих объемах газовых полостей и частотах возвратно-поступательных ходов спаренных поршней полностью ликвидировать избыточное давление в затрубном пространстве. В то же время весьма существенным недостатком является необходимость создания рабочим насосом давления на устье, значительно превышающего давление в коллекторе, сопровождающегося увеличением нагрузки на внутрискважинное оборудование.

Конструкция по патенту РФ 2630490 [10] лишена этого недостатка, так как работа компрессора, выполненного в виде двух емкостей с эластичными диафрагмами, отделяющими ПНГ и рабочую жидкость, обеспечивается дополнительным насосом, подающим рабочую жидкость поочередно в указанные емкости.

Общим недостатком обеих конструкций является их сложность.

Авторами данной статьи разработан способ отбора попутного нефтяного газа и комплексов агрегатов для его осуществления. Особенностью разработанного способа является периодическое вытеснение ПНГ из затрубного пространства технологической жидкостью (ТЖ), нагнетаемой из стационарной или мобильной буферной емкости насосом. В качестве технологической жидкости может использоваться любая жидкость, совместимая с флюидом данной скважины, включая флюид самой скважины. При этом технологическая жидкость может быть «горячей» или содержать ингибиторы и т.д., необходимые для обработки скважинного оборудования и (или) флюида. Для предотвращения прорыва ТЖ в буферную емкость скорость истечения потока из нагнетательной линии насоса в затрубное пространство должна на 30–40 % превышать скорость всплытия газа в этом потоке. Данное требование неактуально, если для подачи ТЖ будет использоваться винтовой насос, конструкция и принцип работы которого исключают возможность прорыва газа в буферную емкость. Для минимизации требуемого объема ТЖ, которая должна на 95–100 % заполнить газонаполненное затрубное пространство для полноценного достижения цели и сокращения времени на вытеснение, подача насоса должнакратно превышать подачу скважинного насоса, если он в течение реализации способа работает. В случае, если при заполнении ТЖ газонаполненного затрубного пространства возникает репрессия, независимо от того, работает скважинный насос или выключен, при расчете требуемого объема ТЖ необходимо учитывать и ее «поглощение».

При принятии решения об использовании этого способа необходимо учитывать, что во время откачки ТЖ скважинный насос будет работать как бы «сам на себя». Поэтому необходимо минимизировать требуемый объем ТЖ, тем более что подготовка ее нужной температуры и компонентного состава, а также доставка ТЖ к скважине требуют материальных затрат. Следовательно, более предпочтительным видится применение способа на одиночных скважинах с низким пластовым давлением и небольшим газовым фактором, когда накопление ПНГ в затрубном пространстве до допустимого давления и, соответственно, депрессии происходит относительно долго, а другие способы нерентабельны.

Требуемый объем ТЖ для одной скважины можно рассчитать по следующей формуле:

$$Q = Q_0 + Q_1 + Q_2, \quad (1)$$

где Q_0 — объем газонаполнительного затрубного пространства; Q_1 — объем флюида, откачанного скважинным насосом за время от начала и до полного заполнения ТЖ затрубного пространства; Q_2 — объем флюида, поглощенного пластом за счет возможного возникновения репрессии.

Процесс заполнения затрубного пространства ТЖ можно рассматривать состоянием из двух этапов. На первом этапе растущая высота жидкости в затрубном пространстве снижает депрессию от начального значения до нуля, а на втором этапе уже начинает создавать репрессию. В результате можно в первом приближении считать, что флюид, поступивший в скважину на первом этапе, поглощается пластом на втором этапе. При таком допущении Q_2 можно принять равным нулю, а скважину — изолированной от пласта в течение всего периода заполнения технологической жидкостью.

При принятых допущениях формула (1) приобретает вид:

$$Q = Q_0 + Q_1. \quad (2)$$

Обозначим производительность (подачу) скважинного насоса через q_c , а производительность насоса при буферной емкости через q_b . Тогда на заполнение газонаполнительного объема затрубного пространства потребуется время t , равное

$$t = \frac{Q_0}{q_b - q_c}. \quad (3)$$

За это время скважинный насос откачает жидкость объемом

$$Q_1 = q_c \cdot t = q_c \frac{Q_0}{q_b - q_c}. \quad (4)$$

Подставив (4) в (2), получаем:

$$Q = Q_0 \left(1 + \frac{q_c}{q_b - q_c} \right) = Q_0 \frac{q_b}{q_b - q_c}. \quad (5)$$

Очевидно, что минимальный требуемый объем ТЖ будет равен Q_0 , что будет достигнуто или при выключенном скважинном насосе, или при $q_b \gg q_c$. Недостатком первого варианта является возможность возникновения недопустимой вибрации коллектора и (или) образование в нем газовых пробок. Аналогичные последствия будут и при завышенной кратности подачи буферного насоса

по сравнению с подачей скважинного. Поэтому кратность должна быть в оптимальных границах, которые могут быть определены в процессе эксплуатации.

Необходимо иметь в виду, что q_c является величиной практически постоянной для насосов объемного типа, в частности для штанговых скважинных, а для электроцентробежных (ЭЦН) зависит от создаваемого давления. Поэтому для ЭЦН корректнее под q_c понимать среднее значение. Принимая линейной зависимость изменения q_c от изменения давления на выходе, находим, что

$$q_c = \frac{q_{сн} + q_{ск}}{2},$$

где q_c — начальная производительность, т.е. в момент начала подачи ТЖ; $q_{ск}$ — конечная, т.е. когда завершается заполнение затрубного пространства.

На коллекторе, согласно авторской разработке, предусмотрена установка струйного насоса, который может работать либо постоянно, либо периодически.

В тех случаях, когда большая производительность скважинного насоса сочетается с быстрым накоплением ПНГ в затрубном пространстве, своевременное вытеснение газа только ТЖ может оказаться технически невозможным и экономически неоправданным. В такой ситуации допустимо усложнение устьевого оборудования установкой на выкидном коллекторе струйного насоса, как наиболее простого по конструкции, не требующего согласования производительности со скважинным насосом и имеющего прямую зависимость между подачей скважинного насоса и эжектирующей способностью струйного

насоса. В таком случае повышение давления в затрубном пространстве будет происходить значительно реже, и не будет достигать давления в коллекторе. При этом основной целью полного замещения ПНГ технологической жидкостью будет являться воздействие на призабойную зону пласта, на откачиваемый флюид и внутрискважинное оборудование в сочетании со снятием избыточного давления в затрубном пространстве.

Выводы

1. Попутный нефтяной газ, являющийся ценным углеводородным сырьем, оказывает отрицательное воздействие на эффективность механизированной добычи нефти за счет снижения работоспособности скважинных насосов и дебита скважин.

2. Сепарация газа на приеме насоса повышает его работоспособность, но ведет к накоплению газа в затрубном пространстве с уменьшением депрессии на пласт и дебита.

3. Применяемые или предлагаемые агрегаты для откачки газа из затрубного пространства сложны и (или) ведут к значительному увеличению нагрузки на насос и насосно-компрессорные трубы.

4. Предложен способ периодического полного вытеснения ПНГ из затрубного пространства технологической жидкостью, совместимой с откачиваемым флюидом, обеспечивающий достижение требуемого от технологической жидкости эффекта применительно для конкретной скважины.

5. Данный способ наиболее актуален и эффективен в малодебитных скважинах, оснащенных СШНУ.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Пат. 2241858 РФ, МПК F 04 D 13/10. Погружная насосная система / А.Н. Дроздов, Ш.Р. Агеев, М.А. Мохов, М.Ю. Захаров, И.Т. Мищенко, В.В. Бондаренко, А.В. Денъгаев, Е.Ю. Дружинин, В.С. Вербицкий, Д.Н. Ламбин. 2004101269/06, Заявлено 20.01.2004; Оpubл. 10.12.2004.

2. Пат. 2310771 РФ, МПК F 04 D 13/10. Способ откачки пластовой жидкости из скважин и погружная насосная установка для его осуществления / С.А. Ефремов, А.А. Лобанов. 2006135381/06, Заявлено 09.10.2006; Оpubл. 20.11.2007. Бюл. 32.

3. А.с. 590482. Глубинный штанговый насос / С.Г. Зубаиров, Б.З. Султанов, Т.А. Утемисов. 1978. Бюл. 4.

4. Зубаиров С.Г. Проектирование штанговых насосных установок для осложненных условий эксплуатации. Уфа: УГНТУ, 1999. 157 с.

5. Утемисов Т.А., Зубаиров С.Г. Скважинный штанговый насос с газосепаратором и гидроутяжелителем штанговой колонны // Проблемы нефти и газа: тез. докл. Республиканск. науч.-техн. конф. Уфа, 1981. С. 38–39.

6. Пат. 2586349 РФ, МПК E 21 В 43/00. Глубинно-насосная установка / К.Р. Уразаков, Р.Н. Бахтизин, А.М. Азизов, С.Ф. Исмагилов, И.А. Мухин. 2015122320/03; Заявлено 10.06.2015; Оpubл. 10.06.2016. Бюл. 16.

7. Пат. 2081998 РФ, МПК E 21 В 43/00. Способ снятия избыточного давления газа из межтрубного пространства скважины при эксплуатации погружными электронасосами / В.Л. Грабовецкий. 93051749/03; Заявлено 09.11.1993; Оpubл. 20.06.1997.

8. Пат. 2496971 РФ, МПК E 21 В 34/06. Автоматическое устройство для перепуска затрубного газа в колонну насосно-компрессорных труб / К.Р. Уразаков, Р.И. Вахитова, Э.В. Абрамова, А.С. Топольников,

А.Р. Буранчин, В.А. Костилюевский. 2012106234/03; Заявлено 21.02.2012; Опубл. 27.10.2013.

9. Пат. 2567571 РФ, МПК Е 21 В 43/00. Устройство для отвода газа из затрубного пространства нефтяной скважины / А.М. Валеев, С.М. Фаткуллин, А.В. Севастьянов, Ю.В. Нигай, Р.М. Ахметзянов. 2014126252/03; Заявлено 27.06.2014; Опубл. 10.11.2015. Бюл. 31.

10. Пат. 2630490 РФ, МПК Е 21 В 43/00. Насосная установка для откачки газа из затрубного пространства нефтяной скважины / М.Д. Валеев, Р.М. Ахметзянов, Д.В. Шаменин, М.А. Багаутдинов. 2016130032; Заявлено 21.07.2016; Опубл. 11.09.2017. Бюл. 26.

REFERENCES

1. Drozdov A.N., Ageev Sh.R., Mokhov M.A., Zakharov M.Yu., Mishchenko I.T., Bondarenko V.V., Den'gaev A.V., Druzhinin E.Yu., Verbitskii V.S., Lambin D.N. *Pogruzhnaya nasosnaya sistema* [Submersible Pump System]. Patent RF, No. 2241858, 2004. [in Russian].

2. Efremov S.A., Lobanov A.A. *Sposob otkachki plastovoi zhidkosti iz skvazhin i pogruzhnaya nasosnaya ustanovka dlya ego osushchestvleniya* [Method of Pumping Reservoir Fluid from Wells and Submersible Pumping Unit for its Implementation]. Patent RF, No. 2310771, 2007. [in Russian].

3. Zubairov S.G., Sultanov B.Z., Utemisov T.A. *Glubinnyi shtangovyi nasos* [Deep-Well Rod Pump]. Author's certificate USSR, No. 590482, 1978. [in Russian].

4. Zubairov S.G. *Proektirovanie shtangovykh nasosnykh ustanovok dlya oslozhnennykh uslovii ekspluatatsii* [Design of Sucker Rod Pumping Units for Complicated Operating Conditions]. Ufa, USPTU Publ., 1999. 157 p. [in Russian].

5. Utemisov T.A., Zubairov S.G. *Skvazhinnyi shtangovyi nasos s gazoseparatorom i gidroutyazhelitelem shtangovoi kolonny* [Downhole Rod Pump with Gas Separator and Hydraulic Weight of the Rod Column]. *Tezisy dokladov respublikanskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii «Problemy nefli i gaza»* [Theses of the Report of the Republican Scientific and Technical Conference «Oil and Gas Problems»]. Ufa, 1981. pp. 38-39. [in Russian].

6. Urazakov K.R., Bakhtizin R.N., Azizov A.M., Tsmagilov S.F., Mukhin I.A. *Glubimno-nasosnaya ustanovka* [Deep-Well Pumping Unit]. Patent RF, No. 2586349, 2016. [in Russian].

7. Grabovetskii V.L. *Sposob snyatiya izbytochnogo davleniya gaza iz mezhrubnogo prostranstva skvazhiny pri ekspluatatsii pogruzhnymi elektronasosami* [The Method of Relieving Excessive Gas Pressure from the Annulus of the Well when Operating Submersible Pumps]. Patent RF, No. 2081998, 1997. [in Russian].

8. Urazakov K.R., Vakhitova R.I., Abramova E.V., Topol'nikov A.S., Buranchin A.R., Kostilevskii V.A. *Avtomaticheskoe ustroystvo dlya perepuska zatrubnogo gaza v kolonnu nasosno-kompressornykh trub* [Automatic Device for Bypass of the Annular Gas into the Pump-Compressor Pipe Column]. Patent RF, No. 2496971, 2013. [in Russian].

9. Valeev A.M., Fatkullin S.M., Sevast'yanov A.V., Nigai Yu.V., Akhmetzyanov R.M. *Ustroystvo dlya otvoda gaza iz zatrubnogo prostranstva neflyanoi skvazhiny* [Device for Gas Removal from the Annulus of an Oil Well]. Patent RF, No. 2567571, 2015. [in Russian].

10. Valeev M.D., Akhmetzyanov R.M., Shamenin D.V., Bagautdinov M.A. *Nasosnaya ustanovka dlya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva neflyanoi skvazhiny* [Pumping Unit for Pumping Gas from the Annulus of an Oil Well]. Patent RF, No. 2630490, 2017. [in Russian].

ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Зубаиров Сибагат Гарифович, д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Механика и конструирование машин», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Sibagat G. Zubairov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of Mechanics and Design of Machines Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: mkm-ufa@mail.ru

Уразаков Камил Рахматулович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Kamil R. Urazakov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Oil & Gas Field Machinery and Equipment Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: urasakovkr@ufanipi.ru

Азизов Амир Мурад аглу, аспирант кафедры «Механика и конструирование машин», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Amir M. Azizov, Postgraduate Student, Mechanics and Design of Machines Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: azizov.amir@mail.ru

Усманов Руслан Валерьевич, аспирант кафедры «Технологические машины и оборудование», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ruslan V. Usmanov, Postgraduate Student, Process Machinery and Equipment Department, USPTU, Ufa, Russian Federation