УДК 62-529

Д.С. Торгаева, Ю.А. Шурыгин, Ю.А. Шиняков, М.П. Сухоруков, А.Г. Старинов

Алгоритм управления установкой штангового глубинного насоса для определения и поддержания оптимального динамического уровня жидкости в скважине

Описана разработка систем управления установками штанговых глубинных насосов для добычи нефти. Предложен алгоритм управления установкой, реализующий функции поиска и поддержания оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины посредством математической обработки сигнала потребляемой приводом установки мощности (ваттметрограммы). Проверка работоспособности алгоритма проводилась с помощью имитационной модели установки штангового глубинного насоса. Приведены результаты имитационного моделирования, которые подтверждают работоспособность и эффективность предложенного метода определения и поддержания оптимального динамического уровня жидкости.

Ключевые слова: штанговый глубинный насос, динамический уровень жидкости, система управления, ваттметрограмма, алгоритм.

doi: 10.21293/1818-0442-2019-22-4-62-68

Описание проблемы

Штанговый глубинный насос со станком-качалкой является наиболее распространенным видом оборудования, применяемого при добыче из низкодебитных скважин и скважин с различными типами осложнений. Более 40% скважин в России оснащены такими установками [1].

Основной задачей систем управления установками штанговых глубинных насосов является регулирование подачи этой установки. Существующие в настоящее время методы регулирования подачи условно можно разделить на три группы: методы, основанные на стабилизации давления на приеме насоса, методы, основанные на стабилизации динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, и методы, основанные на стабилизации объема добываемой жидкости [2].

Проведенные патентный и литературный обзоры показывают, что наибольшее распространение получили системы управления, основанные на методах стабилизации динамического уровня жидкости [3–5]. Одним из способов определения динамического уровня жидкости в скважине является эхолотирование затрубного пространства, т.е. измерение глубины по времени прохождения звуковой волны [6]. Этот способ является основным в нефтедобывающей промышленности, однако он не лишен ряда недостатков.

Во-первых, при недостаточном давлении в скважине для измерения уровня необходимо выпускать в атмосферу межтрубный газ. Во-вторых, скорость прохождения акустической волны зависит от компонентного состава нефтяного газа, температуры и давления, что требует постоянного мониторинга изменений данных параметров для обеспечения высокой точности измерений [7–9]. Подробное сравнение эхолотирования с другими способами измерения динамического уровня (динамометрированием, ваттметрированием и др.) проведено в работе [10]. Исходя из анализа, представленного в данной работе,

можно сделать вывод, что существующие методы измерения уровня жидкости дороги в осуществлении или требуют реализации сложных математических моделей, для адекватной работы которых требуется точное измерение и ввод большого числа переменных во времени параметров скважины и оборудования.

В настоящее время все большее распространение получают бездатчиковые системы управления установками штанговых глубинных насосов (УШГН), которые позволяют регулировать подачу только на основании математической обработки сигнала потребляемой приводом УШГН мощности. Такие системы более надежны и просты в обслуживании, поскольку не требуют проверки, ремонта и обслуживания большого количества датчиков физических величин [11, 12]. Поэтому в настоящее время актуальными становятся исследования в области разработки методов автоматического регулирования динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины на основании математической обработки сигнала ваттметрограммы [5, 13, 14].

Недостатком использования сигнала потребляемой приводом мощности в качестве сигнала обратной связи для системы управления является невозможность численного измерения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины без реализации в системе управления сложных математических моделей объекта управления, что не позволяет осуществлять регулирование по заданному динамическому уровню. Однако существует связь сигнала потребляемой мощности (ваттметрограммы) с изменением нагрузки в системе УШГН. Увеличение динамического уровня жидкости приводит к уменьшению давления на приеме насоса и соответствующему увеличению нагрузки в системе, что вызывает увеличение потребляемой приводом мощности, следовательно, существует возможность создания метода управления на осно-

вании исследования реакции объекта управления (изменения потребляемой мощности, вызванного изменением динамического уровня жидкости) на изменение управляющего воздействия (скорости откачивания скважинной жидкости).

Описание алгоритма

Для формирования законов и алгоритмов управления с целью нахождения и поддержания оптимального динамического уровня жидкости необходимо сформулировать ряд задач, которые должна выполнять система управления в процессе своего функционирования.

В начальный момент времени скважина остановлена, приток жидкости равен нулю вследствие выравнивания пластового и забойного давлений, уровень жидкости равен статическому уровню, т.е. имеет максимально близкое к устью скважины положение. Первоочередной задачей является вывод скважины на режим откачивания, т.е. поиск оптимального положения динамического уровня, а также согласование скорости притока пластовой жидкости со скоростью откачивания. После выхода скважины на режим необходима стабилизация выбранного положения динамического уровня в течение всего времени работы установки. Воспользовавшись принципом декомпозиции систем автоматического управления (САУ), можно разделить метод определения и поддержания оптимального динамического уровня жидкости в скважине на этапы, решающие следующие задачи [15]:

1. Определение оптимального динамического уровня жидкости, при котором обеспечивается максимальная скорость притока, при максимальном коэффициенте заполнения цилиндра штангового глубинного насоса.
2. Подбор скорости откачивания, соответствующей скорости притока скважинной жидкости.
3. Стабилизация выбранного положения динамического уровня.

Параметрами оборудования, задаваемыми оператором, являются: диапазон возможного изменения частоты качания балансира УШГН, зависящий от параметров выбранного оборудования, и передаточное число клиноременной передачи и редуктора. Исходя из этих параметров, рассчитывается соответствующий диапазон частот вращения вала двигателя $[f_{\min}, f_{\max}]$.

При увеличении динамического уровня жидкости происходит снижение забойного давления, что ведет к увеличению пластовой депрессии, а следовательно, и скорости притока скважинной жидкости [16, 17]. Однако при приближении динамического уровня к приему штангового насоса увеличивается содержание газа в жидкости, что негативно влияет на коэффициент заполнения насоса вследствие попадания в него большого количества газа [18, 19]. Следовательно, оптимальным в данном случае является такое положение динамического уровня жидкости, при котором обеспечивается максимальная скорость притока скважинной жидкости при минимальном попадании газа в цилиндр насоса.

Определение оптимального динамического уровня жидкости, обеспечивающего максимальную скорость притока, заключается в установлении на выходе системы управления текущей частоты вращения вала двигателя, соответствующей максимальной частоте качания балансира станка-качалки $f_m = f_{\max}$, а следовательно, максимальной скорости откачивания скважинной жидкости с последующим измерением системой управления средней за период качания балансира T потребляемой мощности P . Увеличение динамического уровня сопровождается увеличением потребляемой мощности. Неполное заполнение цилиндра насоса вследствие влияния газа либо приводит к ее уменьшению (рис. 1) и появлению на кривой $P(t)$ точки перегиба A , либо к характерному искривлению формы ваттметрограммы (рис. 2).

Рис. 1. Зависимость потребляемой приводом мощности от времени при постепенном увеличении динамического уровня жидкости до приема насоса

Рис. 2. Изменение формы ваттметрограммы (пунктирная линия — полное заполнение цилиндра насоса ШГН, сплошная линия — заполнение цилиндра насоса на 70%)

В момент появления одного из перечисленных признаков, в соответствии с предлагаемым методом, система управления переходит ко второму этапу решения задачи — определению скорости откачивания равной скорости притока скважинной жидкости при найденной величине динамического уровня. Скорость откачивания регулируется путем изменения частоты вращения вала двигателя.

Вблизи точки оптимума (точка A , см. рис. 1) происходит искривление формы ваттметрограммы, а значит появляется риск неверно интерпретировать изменение ее сигнала, поэтому необходимо уменьшить динамический уровень до определенной величины, позволяющей произвести настройку скорости откачивания с полным цилиндром. Для этого текущая частота вращения вала двигателя уменьшается до минимальной $f_m = f_{\min}$, происходит накопление

жидкости в затрубном пространстве скважины. Далее, в соответствии с предлагаемым методом, производится подбор скорости откачивания скважинной жидкости с использованием метода дихотомии. Алгоритм подбора скорости представлен на рис. 3.

Рис. 3. Алгоритм подбора скорости откачивания скважинной жидкости: $[f_l, f_r]$ – границы интервала поиска частоты вращения вала двигателя; $[f_{\min}, f_{\max}]$ – минимальное и максимальное значение частоты вращения вала двигателя; ϵ – погрешность определения частоты вращения вала двигателя; f_m – текущее значение частоты вращения вала двигателя; P – значение средней за период T потребляемой мощности

Задаются начальные значения границ интервала поиска частоты вращения вала двигателя $[f_l = f_{\min}, f_r = f_{\max}]$ и текущее значение частоты вращения, равное половине от заданного интервала $f_m = (f_r - f_l) / 2 + f_l$. Вводится значение погрешности определения частоты ϵ . Далее производится откачивание жидкости с выбранной скоростью в течение N периодов с параллельной записью значений средней за период потребляемой мощности P . По истечении N периодов производится вычисление скорости изменения средней мощности v_{cp} с последующим изменением значений границ интервала поиска и значения текущей частоты вращения вала. Если скорость изменения мощности меньше нуля ($v_{cp} < 0$), следовательно, потребляемая установкой мощность падает, что свидетельствует об уменьшении динамического

уровня жидкости, следовательно, текущая скорость откачивания жидкости меньше скорости ее притока, а значит, границы диапазона поиска частоты вращения вала двигателя и ее текущее значение изменяются по формулам

$$[f_l = f_m, f_r], f_m = (f_r - f_l) / 2 + f_l. \quad (1)$$

Если скорость изменения мощности больше нуля ($v_{cp} > 0$), следовательно, потребляемая установкой мощность растет, что свидетельствует об увеличении динамического уровня жидкости, следовательно, текущая скорость откачивания жидкости больше скорости ее притока, а значит, границы диапазона поиска частоты вращения вала и ее текущее значение изменяются по формулам:

$$[f_l, f_r = f_m], f_m = (f_r - f_l) / 2 + f_l. \quad (2)$$

Если скорость изменения средней за период T потребляемой мощности равна нулю ($v_{cp} = 0$) или диапазон интервала поиска частоты меньше значения погрешности $-(f_l - f_r) < \epsilon$, искомая скорость считается найденной и происходит выход из цикла алгоритма поиска скорости откачивания скважинной жидкости.

В процессе подбора скорости откачивания жидкости происходит изменение динамического уровня, а следовательно, и незначительное изменение скорости притока скважинной жидкости. По завершении этапа подбора значения скорости откачивания скважинной жидкости положение динамического уровня несколько меньше оптимального значения. Следовательно, необходимо вновь вывести систему в точку оптимума.

Для этого значение текущей частоты вращения вала двигателя увеличивается на величину погрешности $f_m = f_m + \epsilon$. Производится запись средней за период T потребляемой мощности в течение M периодов откачивания с последующим вычислением скорости изменения средней за период потребляемой мощности v_{cp} . Падение скорости v_{cp} до нуля свидетельствует о выравнивании пластового и забойного давлений, в этом случае система управления вновь увеличит частоту $f_m = f_m + \epsilon$. Падение скорости нарастания мощности v_{cp} ниже нуля или характерное для неполного заполнения цилиндра насоса искажение формы ваттметрограммы свидетельствуют о выходе динамического уровня за точку оптимума. Текущая частота вращения вала двигателя снижается $f_m = f_m - \epsilon$, значение скорости откачивания скважинной жидкости, соответствующее этой частоте вращения, считается оптимальным. Система управления переходит к третьему этапу решения задачи – стабилизации выбранного положения динамического уровня в течение длительного периода времени.

При выбранной скорости откачивания скважинной жидкости изменение динамического уровня может происходить вследствие изменений давления в скважине, скорости притока или ее технического состояния. В режиме стабилизации динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины производится запись значений сред-

ней за период потребляемой мощности в течение M периодов T с последующим вычислением скорости изменения мощности $v_{\text{ср}}$. Если с течением времени значение величины потребляемой мощности уменьшается, производится увеличение скорости откачивания $f_m = f_m + \varepsilon$. При появлении признаков незаполнения насоса вследствие попадания газа в цилиндр насоса производится уменьшение скорости откачивания скважинной жидкости $f_m = f_m - \varepsilon$.

Таким образом, все три этапа составляют метод регулирования подачи установки штангового глубинного насоса, позволяющий определять оптимальные параметры откачивания жидкости и автоматически выводить систему на режим работы.

Рис. 4. Имитационная модель УШГН, включающая следующие узлы УШГН: скважина и пласт (Oil Well), штанговый глубинный насос (Sucker-rod pump), станок-качалка (Conventional pumping unit), электродвигатель (Asynchronous Motor), Wattmeter1 – вспомогательный блок, предназначенный для вычисления средней за период потребляемой мощности

В начальный момент времени откачивание производится со статического уровня жидкости равного 600 м. Оптимальным уровнем жидкости для данной модели является отметка 800 м, $\varepsilon = 0,5$ Гц, $N = 20$, $M = 400$. Срабатывание системы управления по признаку неполного заполнения насоса происходит на отметке 801 м, что соответствует 95% заполнению цилиндра насоса.

Моделирование и описание результатов

Проверка предлагаемого алгоритма производилась с помощью математической модели, описывающей УШГН (рис. 4). Реализация производилась с использованием среды программирования в MATLAB/Simulink. Изменение скорости откачивания скважинной жидкости осуществлялось путем изменения скорости вращения вала двигателя [20].

На рис. 5 представлены графики зависимостей средней за период потребляемой мощности P , динамического уровня и частоты вращения вала двигателя от времени, полученные при тестировании разработанного алгоритма.

Рис. 5. Графики зависимости средней за период T потребляемой приводом УШГН мощности $P(t)$, динамического уровня $H_{\text{дин}}(t)$ и частоты вращения вала двигателя $f_m(t)$ от времени

В процессе корректировки частоты дважды происходит увеличение частоты вращения на величину $\varepsilon = 0,5$ Гц. Зафиксированная частота вращения вала двигателя составляет 40,75 Гц. Общее время настройки системы на оптимальный уровень и скорость откачивания составляет около 11 ч.

Заключение

Разработанный метод позволяет производить регулирование динамического уровня на основании математической обработки сигнала ваттметрограммы без необходимости реализации в системе управления сложных математических моделей объекта управления, что позволяет осуществлять быструю настройку системы под конкретный объект управления. При этом откачивание скважинной жидкости происходит на максимально возможной скорости для конкретной скважины и УШГН при минимальном вредном влиянии растворенного в нефти газа, что позволяет обеспечить высокий суточный дебит скважинной жидкости. Также метод позволяет автоматически выводить установку на оптимальный режим работы без участия оператора, что позволяет повысить уровень автоматизации нефтедобычи.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках проекта ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы», соглашение № 14.574.21.0157 (уникальный идентификатор RFMEFI57417X0157).

Литература

1. Хакимьянов М.И. Повышение энергоэффективности и оптимизация режимов работы электроприводов в нефтедобывающей промышленности: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – Уфа, 2018. – 34 с.
2. Рзаев А.Г. Автоматическое регулирование подачи глубинного насоса / А.Г. Рзаев, С.Р. Расулов, С.Ф. Бабаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2018. – № 4. – С. 43–45.
3. Исмагулова А.И. Системы автоматического регулирования динамического уровня жидкости в скважине в штанговых глубинно-насосных установках // Инженерный вестник Дона. – 2012. – Т. 22, № 4-1. – С. 87–92.
4. Пат. 8036829 US, МПК G01V1/40, G06F17/40 Apparatus for analysis and control of a reciprocating pump system by determination of a pump card / G.S. Gibbs, D.M. Dorado, K.B. Nolen, E.S. Oestreich, J.J. DaCunha. – опубл. 11.10.2011.
5. Ахметгаряев Р.Т. Принцип поддержания уровня жидкости в скважине / Р.Т. Ахметгаряев, Н.К. Андреев // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2013. – № 1–2. – С. 132–136.
6. Пугачев Е.В. Определение уровня жидкости и скорости звука в затрубном пространстве добывающей скважины / Е.В. Пугачев, Г.П. Налимов, П.О. Гаус // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 2. – С. 50–52.
7. Сикора Е.А. Повышение точности измерения уровня жидкости (скважинного флюида) в нефтедобывающих скважинах методом эхометрирования // Современные техника и технологии: Труды XV Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – 2009. – Т. 1. – С. 332–334.
8. Налимов К.Г. Информационная система эхометрирования многоимпульсными сигналами для определения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах: дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 2007. – 136 с.
9. Кочегуров А.И. Анализ применения фазочастотных алгоритмов прослеживания сигналов для измерения уровня жидкости в нефтедобывающих скважинах / А.И. Кочегуров, Е.А. Кочегурова // Изв. Том. политехн. ун-та. – 2011. – Т. 319, № 5. – С. 56–59.
10. Shinyakov J., Sukhorukov M., Torgaeva D., Soldatov A., Shalyapina N., Li D. Analysis of methods for measuring the liquid level in the annular space of an oil well // MATEC Web of Conferences. – 2018. – Vol. 158. doi: 10.1051/matecconf/201815801029. <https://doi.org/10.1051/matecconf/201815801029>
11. Контроллеры автоматизации установок штанговых глубинных насосов / М.И. Хакимьянов, В.Д. Ковшов, А.М. Чикишев, Н.С. Максимов, А.И. Почуев // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2007. – № 1. – С. 1–20.
12. Хакимьянов М.И. Современные станции управления скважинными штанговыми глубинно-насосными установками // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12, № 1. – С. 78–85.
13. Сакаев А.Ф. Системы и алгоритмы энергосберегающего управления частотно-регулируемыми электроприводами штанговых скважинных насосных установок: дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2009. – 149 с.
14. Пат. RU 2242588, МПК E21B43/00, E21B47/00, F04B47/02. Способ оптимального управления штанговой глубинно-насосной установкой нефтяной скважины / А.М. Зюзев, А.В. Костылев, В.П. Муковозов, В.А. Черепанова (РФ). – № 2163658, заявл. 21.08.03; опубл. 20.12.04. Бюл. № 16. – 4 с.
15. Ерофеев А.А. Теория автоматического управления: учебник для вузов / А.А. Ерофеев. – 2-е изд., доп. и перераб. – СПб.: Политехника, 2005. – 302 с.
16. Щуров И.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин за счет оптимизации кинематических характеристик штанговых насосов: дис. ... канд. техн. наук. – Самара, 2002. – 119 с.
17. Ивановский В.Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти // В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров, В.С. Каштанов. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 824 с.
18. Турбаков М.С. Анализ и оптимизация технологических режимов работы добывающих скважин с целью повышения эффективности их эксплуатации / М.С. Турбаков, В.А. Мордвинов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2005. – № 6. – С. 77–81.
19. Латыпов Б.М. Установка штангового винтового насоса для добычи нефти в осложненных условиях // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10, № 1. – С. 13–15.
20. Имитационное моделирование установки штангового глубинного насоса для добычи нефти / Д.С. Торгаева, М.П. Сухоруков, Ю.А. Шурыгин, Ю.А. Шиняков, Н.А. Шаляпина // Доклады ТУСУР. – 2019. – Т. 22, № 3. – С. 71–78.

Торгаева Дарья Сергеевна

Мл. науч. сотр. лаб. цифровых систем управления
НИИ космических технологий ТУСУР
Ленина пр-т, д. 40, г. Томск, Россия, 634050
Тел.: + 7-923-425-70-35
Эл. почта: belial1349@mail.ru

Шурыгин Юрий Алексеевич

Д-р техн. наук, проф., зав. каф. компьютерных систем в управлении и проектировании ТУСУРа
Ленина пр-т, д. 40, г. Томск, Россия, 634050
Тел.: + 7 (382-2) 51-05-30
Эл. почта: office@tusur.ru

Шиняков Юрий Александрович

Д-р техн. наук, директор
НИИ космических технологий ТУСУРа
Ленина пр-т, д. 40, г. Томск, Россия, 634050
Тел.: + 7 (382-2) 90-01-62
Эл. почта: shua@main.tusur.ru

Сухоруков Максим Петрович

Зав. лаб. цифровых систем управления
НИИ космических технологий ТУСУРа
Ленина пр-т, д. 40, г. Томск, Россия, 634050
Тел.: +7 (382-2) 90-01-06
Эл. почта: max_sukhorukov@mail.ru

Старинов Андрей Геннадьевич

Главный конструктор АО «Энергонефтемаш»
Харьковская ул., д. 2, г. Омск, Россия, 644041
Тел.: + 7 (381-2) 33-04-07
Эл. почта: zao-enm55@mail.ru

Torgaeva D.S., Shurygin Yu.A., Shinyakov Yu.A.,
Sukhorukov M.P., Starinov A.G.

Development of a control algorithm for the installation of a downhole pump to determine the optimal dynamic fluid level in a well

The paper is devoted to the development of SRPU control system for oil production. The control algorithm that implements the search and maintenance of the optimal dynamic fluid level in the annular space by mathematical processing of the power signal (wattmeter card) is proposed. The algorithm was tested using a sucker rod pumping unit simulation model. The results of simulation which confirm the efficiency and effectiveness of the proposed method for determining and maintaining the optimal dynamic level of the fluid are presented.

Keywords: sucker rod pump, dynamic fluid level, control system, wattmetrogram, algorithm.

doi: 10.21293/1818-0442-2019-22-4-62-68

References

1. Hakimyanov M.I. *Povyshenie jenergojeffektivnosti i optimizacija rezhimov raboty jelektroprivodov v nefedobyvajushhej promyshlennosti* [Improving energy efficiency and optimizing operating modes of electric drives in the oil-producing industry. Doc. Diss. Abstract.]. Ufa, 2018, 34 p. (in Russ.).
2. Rzaev A.G., Rasulov S.R., Babayev S.F. [Automatic control of the subsurface pump delivery]. *Transport and storage of oil products and hydrocarbon raw materials*, 2018, no. 4, pp.43–45. (in Russ.).
3. Ismagulova A.I. [Simulation of the design activity diversification of innovative enterprise]. *Engineering journal of Don*, 2012, vol. 22, no. 4-1, pp. 87–92 (in Russ.).
4. Gibbs G.S., Dorado D.M., Nolen K.B., Oestreich E.S., DaCunha J.J. Apparatus for analysis and control of a reciprocating pump system by determination of a pump card. Patent US, no. 8036829, 2011.
5. Akhmetgaryaev R.T., Andreev N.K. [Princip maintenance fluid level in oil well]. *Power engineering: research, equipment, technology*, 2013, no. 1–2, pp. 132–136 (in Russ.).
6. Pugachev E.V., Nalimov G.P., Gauss P.O. [Determination of the liquid level and sound speed in the hole clearance of the producing well]. *Oil Industry*, 2003, no. 2, pp. 50–52 (in Russ.).
7. Sikora E.A. *Povyshenie tochnosti izmerenija urovnja zhidkosti (skvazhinnogo fljuida) v neftedobyvajushhih skvazhinah metodom jehometrirovaniya* [Improving the accuracy of measuring the level of liquid bones (borehole fluid) in oil wells using the echo method] *Sovremennye tehnika i tehnologii: Trudy XV Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii studentov, aspirantov i molodyh uchenyh* [Modern equipment and technologies. Proceedings of the XV scientific and practical conferences of students, graduate students and respiratory scientists.], 2009, vol 1, pp. 332–334 (in Russ.).
8. Nalimov K.G. *Informacionnaja sistema jehometrirovaniya mnogoimpul'snymi signalami dlja opredelenija urovnja zhidkosti v neftedobyvajushhih skvazhinah*. [Multi-pulse echo metering information system for determining the liquid level in oil wells. Cand. Diss.]. Tomsk, 2007. 136 p. (in Russ.).
9. Kochegurov A.I., Kochegurova E.A. [Analysis of the use of phase-frequency algorithms for tracking signals for measuring liquid level in oil-producing wells]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2011, Vol. 319, no. 5, p. 56–59 (in Russ.).
10. Shinyakov J., Sukhorukov M., Torgaeva D., Soldatov A., Shalyapina N., Li D. Analysis of methods for measuring the liquid level in the annular space of an oil well. *MATEC Web of Conferences*, 2018, vol. 158, doi: 10.1051/mateconf/201815801029. <https://doi.org/10.1051/mateconf/201815801029>
11. Hakimyanov M.I., Kovshov V.D., Chikishev A.M., Maksimov N.S., Pochuev A.I. *Kontrollery avtomatizacii ustanovok shtangovyh glubinnyh nasosov* [Controllers for automation of sucker rod pump installations]. *Petroleum engineering*, 2007, no. 1, pp. 1–20 (in Russ.).
12. Hakimyanov M.I. [Modern control stations for sucker rod pump units]. *Petroleum engineering*, 2014, vol. 12, no. 1, pp. 78–85 (in Russ.).
13. Sakaev A.F. *Sistemy i algoritmy jenergosberegajushhego upravlenija chastotno-reguliruemymi jelektroprivodami shtangovyh skvazhinnyh nasosnyh ustanovok* [Systems and algorithms for energy-saving control of variable-frequency electric drives of sucker-rod pumping units. Cand. Diss.]. St. Petersburg, 2009, p. 149. (in Russ.).
14. Zyuzev A.M., Kostylev A.V., Mukovozov V.P., Cherepanova V.A.. A method for optimal control of a rod deep well pumping unit of an oil well. Patent RU, no. 2242588, 2004 (in Russ.).
15. Erofeev A.A. *Teorija avtomaticheskogo upravlenija: uchebnik dlja vuzov* [Theory of automatic control]. St. Petersburg, Polytechnic, 2005, 302 p. (in Russ.).
16. Schurov I.V. *Povyshenie jeffektivnosti jekspluatcii skvazhin za schet optimizacii kinematicheskikh harakteristik shtangovyh nasosov* [Improving well operation efficiency by optimizing the kinematic characteristics of sucker rod pumps Cand. Diss.]. Samara, 2002, 119 p. (in Russ.).
17. Ivanovsky V.N. *Skvazhinnye nasosnye ustanovki dlja dobychi nefiti* [Oil Well Pumping Units]. Moscow, GUP Izd-vo «Nef't i gaz» RGU nefiti i gaza im. IM Gubkina, 2002, 824 p.
18. Turbakov M.S., Mordvinov V.A. *Analiz i optimizacija tehnologicheskikh rezhimov raboty dobyvajushhih skvazhin s cel'ju povyshenija jeffektivnosti ih jekspluatcii* [Analysis and optimization of production modes of production wells in order to increase the efficiency of their operation]. *Vestnik PNIPU. Geologija. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2005, no. 6, pp. 77–81 (in Russ.).

19. Latypov B.M. Progressing cavity pump for oil production under complicated conditions. *Petroleum engineering*, 2012, vol. 10, no. 1, pp. 13–15 (in Russ.).

20. Torgaeva D.S., Sukhorukov M.P., Shurygin Yu.A., Shinyakov Yu.A., Shalyapina N.A. Simulation of the installation of a sucker rod pump for oil production. *Proceedings of TUSUR University*, 2019, vol. 22, no.3. pp. 71–78 (in Russ.).

Daria S. Torgaeva

Junior Researcher, Laboratory of Digital Control Systems, Space Technology Research Institute, Tomsk State University of Control Systems and Radioelectronics (TUSUR) 40, Lenin pr., Tomsk, Russia, 634050
Phone: + 7-923-425-70-35
Email: belial1349@mail.ru

Yury A. Shurygin

Doctor of Engineering Science, Professor, Head of the Department of Computer Control and Design Systems, TUSUR 40, Lenin pr., Tomsk, Russia, 634050
Phone: + 7 (382-2) 51-05-30
Email: office@tusur.ru

Yuriy A. Shinyakov

Doctor of Engineering Science, Professor, Director of the Scientific Research Institute of Space Technology, TUSUR 40, Lenin pr., Tomsk, Russia, 634050
Phone: + 7 (382-2) 90-01-62
Email: shua@main.tusur.ru

Maxim P. Sukhorukov

Head of the Laboratory of Digital Control Systems, Space Technology Research Institute, TUSUR 40, Lenin pr., Tomsk, Russia, 634050
Phone: +7 (382-2) 90-01-06
Email: max_sukhorukov@mail.ru

Andrey G. Starinov

Senior Designer of Energoneftemash JSC 2, Kharkovskaya st., Omsk, Russia, 644041
Phone: + 7 (381-2) 33-04-07
Email: zao-enm55@mail.ru