МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ШТАНГОВОЙ УСТАНОВКИ С УСТЬЕВЫМ ПНЕВМОКОМПЕНСАТОРОМ ПРИ ОТКАЧКЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

MATHEMATICAL MODEL OF A ROD INSTALLATION WITH A WELLHEAD PNEUMATIC COMPENSATOR FOR HIGH-VISCOSITY OIL PUMPING

Э. О. Тимашев

Eduard O. Timashev

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Поддержание рентабельности эксплуатации месторождений, вступающих в заключительную стадию разработки, в значительной степени определяется совершенствованием техники и технологий добычи нефти. В настоящее время в связи с ростом трудно-извлекаемых запасов актуальной задачей является разработка технических средств повышения эффективности добычи высоковязкой нефти, в частности при эксплуатации скважин штанговыми насосными установками. Одним из перспективных путей ее решения являются пневмокомпенсаторы (ПК) — устройства, позволяющие путем сглаживания колебаний давления и скорости потока в лифтовых трубах снизить нагрузки гидродинамического трения, действующие на плунжер и штанговую колонну. В работе на базе численного моделирования исследуются гидродинамические процессы в насосных трубах штанговых установок, оборудованных устьевым (расположен на поверхности и сообщается с выкидной линией) и глубинным (расположен в полости насосно-компрессорных труб (НКТ)) пневмокомпенсаторами.

Разработана математическая модель нестационарного течения жидкости в насосных трубах и выкидной линии штанговой установки, оборудованной пневмокомпенсаторами. Проанализированы механизмы работы устьевого и глубинного ПК. Показано, что устьевой ПК позволяет значительно сгладить колебания скорости потока на устье скважины в течение цикла откачки, благодаря чему достигается снижение амплитуды колебаний давления на устье и в НКТ, следовательно, нагрузки на плунжер насоса и штанговую колонну при ходе плунжера вверх. При работе глубинного ПК его рабочая камера принимает жидкость при ходе плунжера вниз, что обеспечивает снижение скорости жидкости в насосных трубах и силы гидродинамического трения насосных штанг о жидкость.

Построены теоретические динамограммы работы штанговой установки, оборудованной пневмокомпенсаторами. Показано, что благодаря сочетанию эффектов, характеризующих работу устьевого и глубинного ПК (снижение нагрузки на плунжер при ходе плунжера вверх для устьевого ПК, снижение силы гидродинамического трения штанг о жидкость при ходе плунжера вниз для глубинного ПК), размещение в насосных трубах и на устье скважины системы пневмокомпенсаторов позволяет обеспечить максимальную эффективность их работы: увеличить минимальную и уменьшить максимальную нагрузку на штанговую колонну и головку балансира, снизить напряжения в штангах.

Ключевые слова

штанговая насосная установка;
пневмокомпенсатор;
устьевой пневмокомпенсатор;
давление; гидродинамическое
трение; высоковязкая нефть;
динамограмма; моделирование

Maintaining the profitability of oil fields entering the final stage of development is largely determined by improving oil production techniques and technologies. Currently, due to the growth of hard-to-recover reserves, an urgent task is to develop technical means to improve the efficiency of high-viscosity oil production, in particular, when wells are operated with rod pumping units. One of the most promising ways to solve this problem are pneumatic compensators (PC) — devices that allow to reduce the hydrodynamic friction loads acting on the plunger and rod column by smoothing the pressure and flow rate fluctuations in pumping pipes. Based on numerical modeling, hydrodynamic processes are studied in the pumping pipes of rod installations equipped with wellhead (located on the surface and connected with the switch line) and deep (located in the tubing cavity) pneumatic compensators.

A mathematical model of non-stationary fluid flow in pumping pipes and a switch line of a rod installation equipped with pneumatic compensators has been developed. The mechanisms of operation of the wellhead and deep PC are analyzed. It is shown that the PC wellhead allows to significantly smooth out fluctuations in the flow rate at the wellhead during the pumping cycle, thereby reducing the amplitude of pressure fluctuations at the wellhead and in the tubing, hence, the load on the pump plunger and the rod column when the plunger goes up. When working with a deep PC, its working chamber receives liquid when the plunger moves down, which reduces the speed of the liquid in the pumping pipes and the force of hydrodynamic friction of the pumping rods against the liquid.

Theoretical dynamograms of the rod installation equipped with pneumatic compensators are constructed.

It is shown that due to a combination of effects, characterizing the operation of wellhead and in-depth PC (reducing the load on the plunger when the plunger stroke up to the wellhead of the PC, reducing the hydrodynamic friction force of the rod on the fluid when the plunger stroke down to the deep PC) placement system of pneumocompensators in the pumping pipe and wellhead allows to maximize the efficiency of their work: to increase the minimum and decrease the maximum load on the sucker-rod column and the head balancer to reduce tension in the rods.

Введение

Установки скважинных штанговых насосов (УСШН) получили широкое распространение при разработке низко- и малodeбитного фонда добывающих скважин. Однако эксплуатация штанговых установок в ряде случаев сопровождается осложнениями при добыче. В частности, увеличение вязкости добываемой продукции приводит к росту максимальной и снижению минимальной нагрузки в точке подвеса штанг, росту напряжений в штангах, снижению подачи насосной установки. В связи с этим разработка технологических решений, направленных на улучшение технико-экономических показателей добычи высоковязкой продукции (водонефтяной эмульсии, высоковязкой нефти), является актуальной задачей [1, 2].

В практике механизированной добычи нефти штанговыми установками известны следующие технические решения, направленные на снижение или частичную компенсацию сил гидродинамического трения: подъем жидкости по затрубному пространству, использование штанговой колонны с утяжелите-

Key words

rod pumping unit;
pneumatic compensator;
wellhead pneumatic compensator;
pressure; hydrodynamic friction;
high viscosity oil;
dynamometer card; simulation

лями гидравлического или механического типа (тяжелый низ), дифференциальные штанговые насосы. Однако вследствие технологической сложности реализации данные способы добычи не получили повсеместного распространения [3, 4].

Значительные знакопеременные нагрузки, действующие на штанги и плунжер насоса, обусловленные неравномерностью хода плунжерного насоса во времени и силами гидродинамического трения, приводят к возникновению колебаний (пульсаций) давления и скорости потока в насосных трубах. Одним из эффективных путей снижения нагрузок гидродинамического трения является сглаживание колебаний скорости потока и давления в насосных трубах, реализуемое путем использования пневмокомпенсаторов (ПК). В зависимости от месторасположения в скважине пневмокомпенсаторы можно условно разделить на устьевые (расположены на поверхности и сообщаются с выкидной линией) и глубинные (расположены внутри насосно-компрессорных труб (НКТ)). В общем виде пневмокомпенсатор включает в себя газовую

и рабочую камеры, разделенные непроницаемой подвижной стенкой (в качестве стенки может быть использована, например, диафрагма). Газовая камера пневмокомпенсатора заполнена газом под определенным давлением, рабочая камера сообщается с выкидной линией (устьевой пневмокомпенсатор) или полостью НКТ (глубинный пневмокомпенсатор). При повышении скорости потока и давления в трубах происходит сжатие газовой камеры пневмокомпенсатора, и часть жидкости перетекает в освободившийся объем рабочей камеры ПК. При снижении скорости потока и давления в трубах пневмокомпенсатор отдает порцию жидкости в трубы, таким образом, осуществляется выравнивание подачи в выкидной линии (устьевой пневмокомпенсатор) или в НКТ выше места установки пневмокомпенсатора (глубинный пневмокомпенсатор) [5–8].

Обоснование области эффективного применения пневмокомпенсаторов базируется на численном моделировании течения газожидкостного потока в НКТ при работе штанговой установки. По результатам моделирования анализируется формирование давления в двух сечениях: в нижнем конце НКТ и выкидной линии на устье скважины, для оценки потенциальной эффективности размещения глубинного или устьевого пневмокомпенсатора.

Математическая модель

Математическая модель нестационарного течения жидкости в НКТ штанговой установки и коллекторе (под термином «коллектор» в работе подразумевается выкидная линия и сборный коллектор до дожимной насосной станции (ДНС) или приема ЦППН (центральный пункт сбора и подготовки нефти)) основана на законах сохранения массы и импульса для движущегося потока. В отличие от существующих моделей, применяемых при расчете параметров газожидкостного потока в трубах [9–11], разработанная модель детально учитывает гидродинамические процессы при эксплуатации УСШН: гармонический характер движения штанговой колонны, переменную скорость движения плунжера насоса, а также наличие пневмокомпенсаторов в полости труб [12].

Закон сохранения массы для произвольной точки НКТ при размещении ПК в рассматриваемом сечении труб запишется в виде:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v)}{\partial z} = \frac{1}{Sl} \frac{dm}{dt}, \quad (1)$$

где ρ, v — соответственно плотность, объемная доля и скорость жидкости; S — площадь внутреннего поперечного сечения труб; l — длина пневмокомпенсатора; $\frac{dm}{dt}$ — слагаемое, описывающее динамику массообмена между полостью НКТ (выкидной линией) и рабочей камерой пневмокомпенсаторов. Скорость массообмена в предположении изотермичности процесса сжатия-расширения газовой камеры ПК рассчитывается согласно зависимости:

$$\frac{dm}{dt} = -\rho \frac{p_0 V_0}{p^2} \frac{dp}{dt}, \quad (2)$$

где p — давление; p_0, V_0 — соответственно рабочее давление и объем газовой камеры ПК.

Закон сохранения количества движения жидкости:

$$\frac{\partial(\rho v)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v^2)}{\partial z} = -\frac{dp}{dz} - \frac{\tau_t \Pi_t + \tau_s \Pi_s}{S} - \rho g_z, \quad (3)$$

где τ_t, τ_s — касательные напряжения на стенке труб и штанг соответственно; Π — периметр контакта жидкости с поверхностью труб; g_z — ускорение свободного падения.

Жидкая фаза описывается в рамках слабо-сжимаемой модели. Граничные условия: на входе — скорость жидкости в нижнем конце НКТ, определяемая скоростью движения плунжера насоса, на выходе — заданное давление на конце коллектора. Модель динамики штанговой колонны, используемая в работе, подробно описана в работах [13, 14]. Результирующая система уравнений решается численно.

Моделирование откачки высоковязкой жидкости устьевым и глубинным ПК

Эффективность пневмокомпенсаторов (устьевого и глубинного) с точки зрения снижения колебаний давления в насосных трубах и нагрузок, действующих на плунжер штангового насоса и головку балансира, исследуется на примере модельной скважины, технологические и геолого-технические параметры УСШН и ПК представлены в таблице 1.

На графиках (рисунки 1–4) показана динамика скорости потока и гидродинамического давления (т.е. разницы между абсолютным и гидростатическим давлением в данной точке, т.е. динамической составляющей давления) в выкидной линии на устье скважины и в нижнем конце насосных труб, формируемая при откачке высоковязкой продукции, при наличии устьевого, глубинного пневмокомпенсатора и при их отсутствии. Циклы работы на-

Таблица 1. Геолого-технические и технологические параметры

Диаметр насосных труб, мм	62
Диаметр плунжера, мм	44; 57
Длина колонны насосных труб, м	1000
Вязкость жидкости, Па·с	0,2
Плотность жидкости, кг/м ³	900
Сжимаемость жидкости, МПа	1500
Длина хода, м	3
Число качаний, мин ⁻¹	6
Давление на приеме насоса, МПа	3
Длина коллектора	2000
Давление установки сбора нефти, МПа	0,3
Рабочее давление в газовой камере ПК, МПа	0,5; 10,0
Рабочий объем газовой камеры, м ³	0,04

соса (от 0 до 10 с и от 10 до 20 с) условно можно разделить на полуциклы хода плунжера вверх (от 0 до 5 и от 5 до 15 с) и вниз (от 5 до 10 и от 15 до 20 с). Диаметр плунжера

насоса в расчетах принят 57 мм, поэтому скорость потока при ходе плунжера вверх существенно превышает скорость потока при ходе вниз.

а) сплошная линия — УСШН без ПК, длинная штриховая — УСШН с устьевым ПК;
короткая штриховая — УСШН с глубинным ПК

Рисунок 1. Изменение скорости потока на устье (а) и в нижнем конце насосных труб (б) в течение цикла откачки высоковязкой нефти, диаметр плунжера 57 мм

а) сплошная линия — УСШН без ПК; длинная штриховая — УСШН с устьевым ПК;
короткая штриховая синяя — УСШН с глубинным ПК

Рисунок 2. Изменение гидродинамического давления на устье (а) и в нижнем конце насосных труб (б) в течение цикла откачки высоковязкой нефти, диаметр плунжера 57 мм

Работа устьевых ПК заключается в снижении амплитуды колебаний скорости жидкости и давления в выкидной линии путем приема порции жидкости в полуцикле хода плунжера вверх, в котором достигаются максимальная скорость потока и соответственно гидродинамическое давление, и отдачи принятой порции в полуцикле хода плунжера вниз. Устьевой ПК позволяет существенно снизить амплитуду колебаний скорости и давления жидкости в выкидной линии (рисунки 1, а, 3, а) практически в 5 раз. Уменьшение колебаний скорости жидкости способствует повышению точности измерения дебита скважины устьевыми расходомерами и повышению эффективности диагностики и мониторинга технического состояния скважины. Снижение максимальной величины гидродинамического давления на устье в выкидной линии скважины позволяет уменьшить максимальное гидродинамическое давление в нижнем конце насосных труб, действующее на плунжер насоса (на 20 %, с 2,4 до 2,0 МПа). Поскольку в нижнем конце насосных труб максимальное давление также достигается в полуцикле хода плунжера вверх, работа глубинного пневмокомпенсатора осуществляется схожим образом, но, кроме того, обуславливает снижение максимальной скорости движения жидкости не только в выкидной линии скважины и коллекторе, но и насосных трубах (рисунок 1, б). С точки зрения снижения максимального гидродинамического давления в нижнем конце насосных труб эффективности устьевого и глубинного пневмокомпенсаторов близки (макси-

мальное гидродинамическое давление составляет 1,96 МПа для УСШН с устьевым ПК и 2,04 МПа для УСШН с глубинным ПК).

При изменении диаметра плунжера с 57 до 44 мм подача насоса и скорость жидкости в полуцикле хода плунжера вверх существенно снижаются, в связи с чем максимальное гидродинамическое давление в выкидной линии и нижнем конце НКТ также уменьшается. В результате изменяется конфигурация динамики гидродинамического давления в нижнем конце НКТ: максимальное давление достигается в полуцикле хода плунжера вниз, что обусловлено гидродинамическим трением жидкости о НКТ и насосные штанги в условиях возникновения встречного потока штанг и жидкости. Это приводит к изменению механизма работы глубинного пневмокомпенсатора: прием жидкости в рабочую камеру ПК осуществляется преимущественно в полуцикле хода плунжера вниз, что позволяет снизить скорость жидкости в насосных трубах. В частности, в средней части хода плунжера вниз, когда в обычных условиях достигается максимальная скорость относительного движения штанг и жидкости, скорость жидкости в НКТ для штанговой установки с глубинным ПК снижается практически в 2 раза, с 0,15 до 0,07 м/с. Благодаря уменьшению скорости жидкости снижаются и силы гидродинамического трения насосных штанг о жидкость, при этом увеличивается минимальная нагрузка на головку балансира и снижаются риски потери устойчивости и «зависания» штанговой колонны.

а)
сплошная линия — УСШН без ПК; длинная штриховая — УСШН с устьевым ПК;
короткая штриховая — УСШН с глубинным ПК

Рисунок 3. Изменение скорости потока (а) и гидродинамического давления (б) в нижнем конце насосных труб в течение цикла откачки высоковязкой нефти, диаметр плунжера 44 мм

Принцип работы устьевых пневмокомпенсаторов УСШН при диаметрах плунжера 44 и 57 мм остается неизменным: за счет приема жидкости рабочей камерой ПК в полувыходного хода плунжера вверх снижаются максимальная скорость потока в выкидной линии и гидродинамическое давление на устье, в результате уменьшается и максимальное давление в нижнем конце НКТ и соответственно нагрузка, действующая на плунжер насоса (на 27 %, с 1,1 до 0,8 МПа).

Использование совокупности взаимосвязанных процессов, происходящих при работе устьевых и глубинных пневмокомпенсаторов

(снижение гидродинамического давления и максимальной нагрузки на плунжер при ходе плунжера вверх для устьевых ПК, снижение скорости жидкости в НКТ и гидродинамического трения штанг о жидкость при ходе плунжера вниз для глубинного ПК), путем размещения в насосных трубах и на устье скважины в выкидной линии системы ПК позволяет обеспечить максимальную эффективность работы пневмокомпенсаторов с точки зрения снижения нагрузок на головку балансира (на рисунке 4 показана динамограмма УСШН при совместной работе устьевых и глубинных ПК).

Рисунок 4. Динамограммы УСШН при откачке высоковязкой нефти

Для штанговой установки с системой ПК достигается одновременно повышение минимальной нагрузки на головку балансира (в рассмотренном примере на 13,5 %), снижение максимальной нагрузки (3,7 %), приведенных (7,8 %) и максимальных (3,7 %) напряжений в штанговой колонне, что способствует повышению эффективности и надежности работы УСШН.

Выводы

1. Разработана математическая модель нестационарного течения жидкости в НКТ и выкидной линии штанговой установки, оборудованной пневмокомпенсаторами. Показано, что устьевой пневмокомпенсатор обеспечивает снижение амплитуды колебаний давления на устье (на 20 %) и скорости потока (в 5 раз), благодаря чему снижаются давление в НКТ и нагрузка на плунжер насоса, штанговую колонну и головку балансира в полувыходного хода плунжера вверх. Выравнивание подачи насоса

на устье способствует повышению точности расчета дебита скважины и эффективности диагностики и мониторинга ее технического состояния.

2. Установлено, что работа глубинного пневмокомпенсатора заключается в приеме жидкости рабочей камерой ПК в полувыходного хода плунжера вниз, что позволяет снизить скорость жидкости в насосных трубах (в средней части хода плунжера вниз скорость потока в НКТ снижается практически в 2 раза). Вследствие уменьшения скорости жидкости снижаются и силы гидродинамического трения насосных штанг о жидкость.

3. Построены теоретические динамограммы и проанализирована динамика нагрузок на головку балансира для штанговой установки, оборудованной пневмокомпенсаторами. Показано, что благодаря совокупности взаимосвязанных процессов, происходящих при работе устьевых и глубинных пневмо-

компенсаторов (снижение гидродинамического давления и нагрузки на плунжер при ходе штанг вверх для устьевых ПК, снижение скорости жидкости в НКТ и гидродинамического трения штанг о жидкость при ходе плунжера вниз для глубинного ПК), достигаются

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гиляев Г.Г., Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р. Современные методы насосной добычи нефти. Уфа: Изд-во Восточная печать, 2016. 410 с.

2. Уразаков К.Р., Латыпов Б.М., Комков А.Г., Давлетшин Ф.Ф. Расчёт теоретической динамограммы дифференциального штангового насоса при добыче высоковязкой нефти // Оборудование и технологии нефтегазового комплекса. 2017. № 4. С. 41–47.

3. Уразаков К.Р., Вахитова Р.И., Сарачева Д.А. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 3. С. 134–146. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Topolnikov/Topolnikov_1.pdf (дата обращения: 19.03.2020).

4. Пат. 2159867 РФ, МПК F 04 В 51/00. Установка для испытания скважинных штанговых и винтовых насосов / К.Р. Уразаков, Н.Х. Габдрахманов, М.Д. Валеев, М.М. Ахтямов, Т.С. Галиуллин, Ю.Х. Кутлуярв, И.А. Маков. 99105651/06, Заявлено 15.03.1999; Опубл. 27.11.2000. Бюл. 33.

5. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И., Сейтпагамбетов Ж.С., Газаров А.Г. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин. М.: Недра, 2003. 303 с.

6. Зотов А.Н., Тимашев Э.О., Уразаков К.Р. Методы гашения колебаний давления на устье штанговых установок // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 6. С. 56–64. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-56-64.

7. Уразаков К.Р., Тимашев Э.О., Тухватуллин Р.С. Устьевой пневмокомпенсатор штанговой скважинной насосной установки // Территория «Нефтегаз». 2017. № 12. С. 60–64.

8. Белозеров В.В., Рабаев Р.У., Уразаков К.Р., Жулаев В.П., Хабибуллин М.Я. Метод оптимизации давления газа в затрубном пространстве добывающей скважины // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 5. С. 23–32. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-23-32.

9. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase Flow in Wells. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1999. 156 p.

10. Hasan A.R., Kabir C.S. Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2002. 181 p.

11. Shoham O. Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006. 396 p.

12. Уразаков К.Р., Тимашев Э.О. Динамика скорости потока и давления в лифтовых трубах установок плунжерных насосов с погружным приводом // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Вып. 5 (121). С. 45–55. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-45-55.

13. Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Исмагилов С.Ф., Топольников А.С., Давлетшин Ф.Ф. Динамическая мо-

снизение максимальной и рост максимальной нагрузки на головку балансира (на 3,7 % и 13,5 % соответственно), снижение приведенных напряжений в штангах (до 7,8 %), что способствует повышению эффективности эксплуатации УСШН.

дель штанговой насосной установки для скважин с направленным профилем ствола // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2017. № 4. С. 74–82. DOI: 10.5510/OGP20170400333.

14. Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Тимашев Э.О., Белов А.Е. Новый метод количественной диагностики технологических параметров штанговых установок решением обратных задач методами многомерной оптимизации // Нефтяное хозяйство. 2019. № 7. С. 118–122. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-7-118-122.

REFERENCES

1. Gilaev G.G., Bakhtizin R.N., Urazakov K.R. *Sovremennye metody nasosnoi dobychi nefiti* [Modern Methods of Pumping Oil Production]. Ufa, Vostochnaya pechat' Publ., 2016. 410 p. [in Russian].

2. Urazakov K.R., Latypov B.M., Komkov A.G., Davletshin F.F. Raschet teoreticheskoi dinamogrammy differentsial'nogo shtangovogo nasosa pri dobyche vysokovyazkoi nefiti [Calculation of the Theoretical Dynamometer Card of a Differential Sucker-Rod Pump when Producing High-Viscosity Oil]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa — Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2017, No. 4, pp. 41–47. [in Russian].

3. Urazakov K.R., Vakhitova R.I., Saracheva D.A. Metodika rascheta parametrov struinogo nasosa pri sovmestnoi ekspluatatsii s ETsN [The Method of Calculation of Parameters of Jet Pump Attached to Joint Operation with Submersible Electric Pump]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2011, No. 3, pp. 134–146. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Topolnikov/Topolnikov_1.pdf (accessed 19.03.2020). [in Russian].

4. Urazakov K.R., Gabdrakhmanov N.Kh., Valeev M.D., Akhtyamov M.M., Galiullin T.S., Kutluyarov Yu.Kh., Makov I.A. *Ustanovka dlya ispytaniya skvazhinnykh shtangovykh i vintovykh nasosov* [Installation for Testing Well Sucker-Rod and Screw Pumps]. Patent RF, No. 2159867, 2000. [in Russian].

5. Urazakov K.R., Bogomolnyi E.I., Seitpagambetov Zh.S., Gazarov A.G. *Nasosnaya dobycha vysokovyazkoi nefiti iz naklonnykh i obvodnennykh skvazhin* [Pumping High-Viscosity Oil from Deviated and Flooded Wells]. Moscow, Nedra Publ., 2003. 303 p. [in Russian].

6. Zotov A.N., Timashev E.O., Urazakov K.R. Metody gasheniya kolebaniy davleniya na ust'e shtangovykh ustanovok [Methods of Pressure Damping upon the Ostium of Sucker Rod Pumps]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 16, No. 6, pp. 56–64. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-56-64. [in Russian].

7. Urazakov K.R., Timashev E.O., Tuxvatullin R.S. *Ust'voi pnevmokompensator shtangovoi skvazhinnoi nasosnoi ustanovki* [Wellhead Pneumatic Compensator of

the Sucker-Rod Pumping Unit]. *Territoriya «Neftegaz» — Oil and Gas Territory*, 2017, No. 12, pp. 60–64. [in Russian].

8. Belozero V.V., Rabaev R.U., Urazakov K.R., Zhulaev V.P., Khabibullin M.Ya. Metod optimizatsii davleniya gaza v zatrubnom prostranstve dobyvayushchei skvazhiny [Method of Gas Pressure Optimization in Producing Well Annulus]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 5, pp. 23–32. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-23-32. [in Russian].

9. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase Flow in Wells. Richardson, Society of Petroleum Engineers, 1999. 156 p.

10. Hasan A.R., Kabir C.S. Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores. Richardson, Society of Petroleum Engineers, 2002. 181 p.

11. Shoham O. Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes. Richardson, Society of Petroleum Engineers, 2006. 396 p.

12. Urazakov K. R., Timashev E.O. Dinamika skorosti potoka i davleniya v liftovykh trubakh ustanovok plunzhernykh nasosov s pogruzhnym privodom [Dynamics of Flow Rate and Pressure in the Tubing of Plunger Pumps with Downhole Drive]. *Problemy sbora, podgotovki i*

transporta nefii i nefteproduktov — Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, 2019, Issue 5 (121), pp. 45–55. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-45-55. [in Russian].

13. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S., Davletshin F.F. Dinamicheskaya model' shtangovoi nasosnoi ustanovki dlya skvazhin s napravlenym profilem stvola [Dynamic Model of a Rod Pump Installation for Inclined Wells]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegaz GNKAR — SOCAR Proceedings*, 2017, No. 4, pp. 74–82. DOI: 10.5510/OGP20170400333. [in Russian].

14. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Timashev E.O., Belov A.E. Novyi metod kolichestvennoi diagnostiki tekhnologicheskikh parametrov shtangovykh ustanovok resheniem obratnykh zadach metodami mnogomernoi optimizatsii [A New Approach of Quantifying the Technical Condition of Rod Units with the Solution of Inverse Dynamic Problems by Multidimensional Optimization Methods]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2019, No. 7, pp. 118–122. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-7-118-122. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

ABOUT THE AUTHOR

Тимашев Эдуард Олегович, канд. техн. наук, докторант, УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Eduard O. Timashev, Candidate of Engineering Sciences, Doctorant, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: mongp2017@mail.ru