

DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-5-33-41
УДК 622.276

К.Р. Уразаков (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация), **А.Е. Белов** (Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Российская Федерация), **Ф.Ф. Давлетшин** (Башкирский государственный университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ПРИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Kamil R. Urazakov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation), **Aleksandr Ye. Belov** (Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation), **F.F. Davletshin** (Bashkir State University, Ufa, Russian Federation)

DYNAMIC MODEL OF A ROD PUMP INSTALLATION FOR DUAL COMPLETION

Введение

В последнее время в связи с сокращением объемов добычи нефти и повышением удельных экономических затрат значительное внимание уделяется разработке методов и технологий, направленных на повышение рентабельности разработки месторождений. Для повышения технико-экономической эффективности разработки за счет совмещения эксплуатационных объектов широкое распространение получила технология одновременно-раздельной эксплуатации скважин штанговыми насосными установками.

Цели и задачи

Разработать динамическую модель штанговой насосной установки при одновременно-раздельной эксплуатации.

Методы

В работе представлена математическая модель штанговой насосной установки, предназначенной для одновременной добычи нефти из двух продуктивных пластов штанговым насосом, оборудованным дополнительным всасывающим клапаном.

Background

Recently, due to the reduction in oil production and the increase of specific economic costs, considerable attention has been paid to the development of techniques and technologies aimed at increasing the profitability of field development. To increase the technical and economic efficiency of the development due to the combination of working seams, the technology of dual completion of wells by rod pump installations is widely used.

Aims and Objectives

Develop a dynamic model of a rod pump installation for dual completion.

Methods

The paper presents a mathematical model of a rod pump installation intended for commingled production of oil from two productive layers by a sucker rod pump equipped with an additional intake valve.

Математическая модель базируется на уравнении упругой волны для расчета совместных деформации и динамических нагрузок в насосных штангах и трубах и уравнении, описывающем гидравлические процессы в подплунжерной полости при одновременной добыче газожидкостной смеси из двух продуктивных интервалов.

Результаты

С помощью разработанной модели построена теоретическая динамическая динамограмма работы насоса при одновременно-раздельной эксплуатации, определены основные особенности формирования конфигурации динамограммы. Сравнение расчетной динамограммы с промысловой показало, что модель с достаточной для практики точностью позволяет производить расчет динамических нагрузок при работе насосной установки для одновременно-раздельной эксплуатации скважин.

The mathematical model is based on the elastic wave equation for calculating joint deformations and dynamic loads in pumping rods and pipes, and an equation describing the hydraulic processes in the working space volume while simultaneously extracting a gas-liquid mixture from two productive formation.

Results

With the help of the developed model, a theoretical dynamic dynamometer card of the pump operation at the dual completion is calculated, the main features of the formation of the dynamometer card configuration are determined. Comparison of the calculated dynamometer card with the field data showed that the model with sufficient accuracy for practice allows the calculation of dynamic loads during the operation of the rod pump installation for the dual completion.

Ключевые слова: одновременно-раздельная эксплуатация, штанговая насосная установка, динамограмма, динамическая нагрузка, скважинный штанговый насос

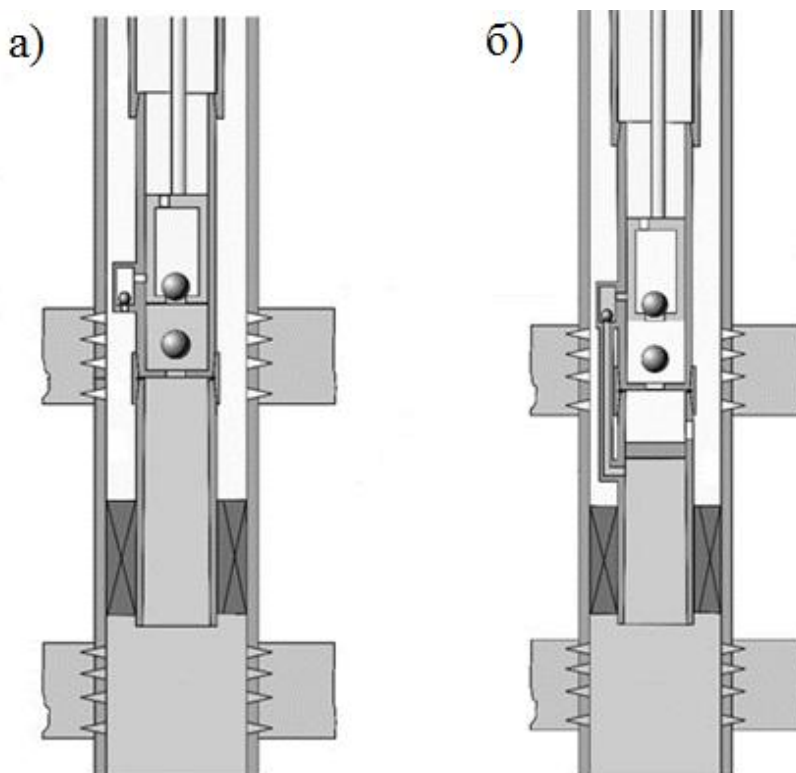
Key words: dual completion, rod pump installation, dynamometer card, dynamic load, sucker rod pump

Современный этап развития нефтяной промышленности России и стран ближнего зарубежья характеризуется переходом месторождений на завершающую стадию разработки, снижением темпов добычи нефти и увеличением доли малодебитных скважин, эксплуатация которых производится преимущественно установками скважинного штангового насоса (УСШН). Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов, в частности месторождений низкопроницаемых коллекторов, эксплуатация объектов в которых часто экономически невыгодна, требует разработки методов и технологий, направленных на увеличение экономической эффективности разработки. К одному из таких направлений следует отнести увеличение количества разрабатываемых продуктивных пластов, которое осуществляется технологиями одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) [1, 2].

Известно множество вариантов исполнения компоновок ОРЭ: однолифтовая с

применением одного скважинного штангового насоса (СШН), оборудованного дополнительным всасывающим клапаном для одновременной разработки двух пластов; двухлифтовая СШН-СШН, каждый пласт которой эксплуатируется своим штанговым насосом; комбинированная установка электроцентробежного и штангового насосов УСШН-УЭЦН и др. Выбор той или иной технологии разработки определяется эксплуатационными характеристиками объектов разработки, а также особенностями условий разработки конкретного месторождения [3, 4].

Рассмотрим схему однолифтовой установки ОРЭ, получившей широкое распространение в практике одновременно-раздельной добычи нефти благодаря своей простоте, невысокой стоимости за счет возможности применения стандартного оборудования, низкой металлоемкости. Компоновка штанговой насосной установки представлена на рисунке 1.



а) когда забойное давления верхнего пласта превышает давление нижнего пласта;
б) обратный вариант

Рисунок 1. Схемы однолифтовой установки для ОРЭ

При однолифтовой ОРЭ состав типовой штанговой установки отличается в нижней части внутрискважинного оборудования специальной конструкцией скважинного штангового насоса, включающей дополнительный всасывающий клапан, размещенный на боковой поверхности цилиндра насоса, а также наличием пакера и хвостовика, соединяющего прием насоса с подпакерным пространством [5].

Наиболее современным методом, направленным на поддержание в работоспособном состоянии и обеспечение оптимальных условий эксплуатации насосного оборудования скважин при одновременно-раздельной эксплуатации, является моделирование работы насосной установки.

Адекватное моделирование позволит производить оперативный контроль режима

эксплуатации скважин и своевременную диагностику технического состояния оборудования. С этой целью разработана динамическая модель штанговой насосной установки при ОРЭ.

Математическая модель штанговой насосной установки при одновременно-раздельной эксплуатации

Особенности работы штангового насоса при ОРЭ в сравнении со стандартным скважинным штанговым насосом обусловлены изменением нагрузок, действующих в нижней части штанговой колонны, связанным с одновременной разработкой двух продуктивных интервалов, имеющих различные эксплуатационные характеристики, в частности разное забойное давление.

Рассмотрим динамическую нагрузку на полированный шток станка-качалки в процессе работы УСШН.

Возвратно-поступательное движение штанговой колонны описывается волновым уравнением продольных упругих колебаний

$$\rho_s S_r \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = ES_r \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} \right) + (\rho_s - \rho_t) g \cos \alpha - \frac{P \mu_{fg} \rho}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial t} + w_t \right) \left| \frac{\partial u}{\partial t} + w_t \right| - f N \text{sign}(v), \quad (1)$$

где $u(x, t)$ - перемещение фиксированной точки колонны штанг, м;

t - время;

E - модуль Юнга материала штанг;

ρ_s - плотность материала штанг;

x - лагранжева координата по длине колонны штанг;

ρ_t - плотность смеси в НКТ;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

α - угол наклона скважины к вертикали в данной точке НКТ, рад;

P - периметр штанги, м;

S_r - площадь поперечного сечения штанг;

μ_{fg} - переменный коэффициент сопротивления жидкости движению штанг, который определяется из решения уравнений Навье-Стокса, описывающих движение жидкости в кольцевом пространстве между штангами и насосными трубами;

w_t - скорость движения газожидкостной смеси в НКТ;

f - коэффициент трения штанг о НКТ;

N - удельная прижимающая сила;

стержня с учетом удельной внешней силы, действующей на штанги, которая складывается из силы тяжести насосных штанг в жидкости, силы вязкого трения штанг о жидкость и силы граничного трения штанг о стенки насосно-компрессорных труб (НКТ) [6]:

$\text{sign}(v)$ - дискретная функция, определяющая направление силы граничного трения;

v - скорость поперечного сечения штанг в данной точке штанговой колонны.

Верхний конец колонны штанг движется по гармоническому закону

$$u(0, t) = A \cos(2\pi\omega t), \quad (2)$$

где A - амплитуда колебаний, равная половине длины хода полированного штока;

ω - частота колебаний.

Закон перемещения точки подвеса штанг в случае цепного привода кроме всего прочего определяется также радиусом зубчатого колеса цепного привода и периодом его вращения [7, 8].

К нижнему концу колонны приложена переменная сила, действующая на плунжер штангового насоса, которая складывается из силы гидродинамического давления жидкости на плунжер в насосно-компрессорных трубах и в подплунжерной полости насоса с учетом гидравлических потерь и силы трения плунжера о цилиндр насоса, в связи с чем граничное условие для нижнего конца принимает вид:

$$ES_r \frac{\partial u}{\partial x}(L, t) = (p_{out} - p_p) S_p - \text{sign}(v) \cdot \left(25000 D_p + 0.288 f_p \frac{\Delta EI}{R \sqrt{R \delta}} \right), \quad (3)$$

где L - длина штанговой колонны;

P_{out} - давление на выкиде насоса;

S_p - площадь поперечного сечения плунжера;

D_p - диаметр плунжера;

P_p - давление в подплунжерной полости насоса;

f_p - коэффициент граничного

трения в плунжерной паре;

R - радиус искривления оси цилиндра насоса;

δ - зазор между плунжером и цилиндром насоса;

ΔEI - разность жесткостей цилиндра и плунжера насоса.

Определение деформаций нижнего конца насосных труб базируется на решении соответствующего волнового уравнения для колонны труб с учетом следующих граничных условий: верхний конец колонны НКТ закреплен, к нижнему концу приложена сосредоточенная сила, обусловленная давлением жид-

кости в подплунжерной полости и на приеме насоса, а также граничным трением в плунжерной паре [9]:

$$\begin{cases} \theta|_{x=0} = 0 \\ ES_t \frac{\partial \theta}{\partial x}|_{x=L} = P_{out}(S_{in} - S_p) + P_p S_p - P_{in} S_{out} \\ + \text{sign}(v) \cdot (25000 D_p + 0.288 f_{nl} \frac{\Delta EI}{R \sqrt{R \delta}}) \end{cases}, (4)$$

где $\theta(x, t)$ - деформация фиксированной точки НКТ;

S_t - площадь поперечного сечения материала НКТ;

S_{in}, S_{out} - площади поперечного сечения НКТ соответственно по внутреннему и внешнему диаметрам;

P_{in} - давление на приеме насоса.

Давление в подплунжерной полости насоса (P_p) определяется из закона сохранения массы газожидкостной смеси:

$$\frac{dp_p}{dt} = \frac{1}{V_p} \left(\sum_{k=in_b}^{in_l} \sqrt{2\rho_k} \lambda_k \frac{P_k - P_p}{\sqrt{P_k - P_p}} k_k \delta_k + \sqrt{2\rho_{out}} \lambda_{out} \frac{P_p - P_{out}}{\sqrt{P_p - P_{out}}} k_{out} \delta_{out} \right) \left(\frac{\partial \rho(t)}{\partial p} \right), (5)$$

где индекс in_b соответствует нижнему всасывающему клапану, индекс in_l - боковому всасывающему клапану, индекс out - нагнетательному клапану насоса;

P - давление;

ρ - плотность смеси в подплунжерной полости насоса;

λ - коэффициент расхода смеси через клапан;

k - коэффициент, отражающий степень открытия клапанов (при $k = 0$ клапан закрыт, при $k = 1$ клапан полностью открыт);

δ - площадь сечения отверстия клапана;

v_p - скорость движения плунжера относительно клетки нижнего всасывающего клапана;

V_p - объем подплунжерной полости.

Поскольку эксплуатационные характеристики разрабатываемых объектов могут в общем случае значительно различаться, давления на приеме насоса у нижнего (P_{in_b}) и бокового (P_{in_l}) всасывающих клапанов также будут различны.

Для получения дискретного аналога уравнения, описывающего колебания колонны штанг и насосно-компрессорных труб, а также переменный характер давления в подплунжерной полости насоса, представляются в виде системы из 5 дифференциальных уравнений в частных производных:

$$\begin{aligned} \frac{\partial v}{\partial t} &= V(u, v, \theta, w, p_p, t) \\ \frac{\partial u}{\partial t} &= v = W(u, v, \theta, w, p_p, t) \\ \frac{\partial p_p}{\partial t} &= v = X(u, v, \theta, w, p_p, t), \\ \frac{\partial \theta}{\partial t} &= w = Y(u, v, \theta, w, p_p, t) \\ \frac{\partial w}{\partial t} &= Z(u, v, \theta, w, p_p, t) \end{aligned} \quad (6)$$

где V, W, X, Y, Z - функционалы уравнений, определяемые из уравнений (1), (3) и (4).

Совместное решение системы (6) относительно 5 искоемых функций $\{u, v, \theta, w, p_p\}$ позволяет получить распределение во времени деформаций и скоростей в произвольном сечении колонны штанг и насосно-компрессорных труб, а также динамику изменения давления в подплунжерной полости насоса при одновременной откачке газожидкостной смеси из двух пластов.

Полученная система уравнений (6) решается при помощи комбинированной численной схемы, основанной на использовании метода контрольных объемов для пространственной дискретизации уравнений и метода Дормана-Принса 8-го порядка точности для расчета изменения во времени динамических деформаций и нагрузок, действующих на насосные штанги и трубы.

Динамическая теоретическая динамограмма скважинной штанговой установки

Теоретическая динамическая динамограмма насоса при ОРЭ имеет высокую практическую значимость с точки зрения получе-

ния информации о техническом состоянии скважинного насосного оборудования [10].

Алгоритм расчета теоретической динамической динамограммы базируется на решении задачи динамики штанговой колонны с учетом сил граничного и вязкого трения, действующих по длине штанговой колонны, а также сосредоточенной нагрузки на плунжер скважинного штангового насоса, обусловленной переменным давлением в подплунжерной полости насоса и нагрузкой от веса жидкости в затрубном пространстве и лифтовых трубах (блок-схема расчета представлена на рисунке 2).

На рисунке 3 представлена теоретическая динамическая динамограмма работы насоса при ОРЭ, работающего без осложнений.

Из анализа графиков (рисунок 3) видно, что динамограмма работы насоса при ОРЭ, оборудованного дополнительным всасывающим клапаном, представляет собой «сумму» динамограмм работы стандартных насосов, каждый из которых эксплуатирует отдельный объект. Кроме того, из графиков (рисунок 3) следует, что теоретическая и фактическая динамограммы хорошо согласуются между собой, наблюдаются лишь небольшие различия в характере линии снятия нагрузки на динамограмме.

Формирование конфигурации динамограммы происходит следующим образом: в начале хода плунжера вверх из крайнего нижнего положения давление в полости насоса под плунжером снижается до давления на приеме у нижнего (основного) всасывающего клапана с учетом гидравлических потерь, и происходит открытие клапана. Дифференциальное давление на плунжере насоса растет, нагрузка на штанговую колонну повышается.

Таким образом, в первом полуцикле хода плунжера вверх нагрузка на полированный штоке определяется разностью давления на выкиде и на приеме насоса у нижнего всасывающего клапана, а значит и забойного давления нижнего пласта.



Рисунок 2. Блок-схема расчета теоретической динамической динамограммы

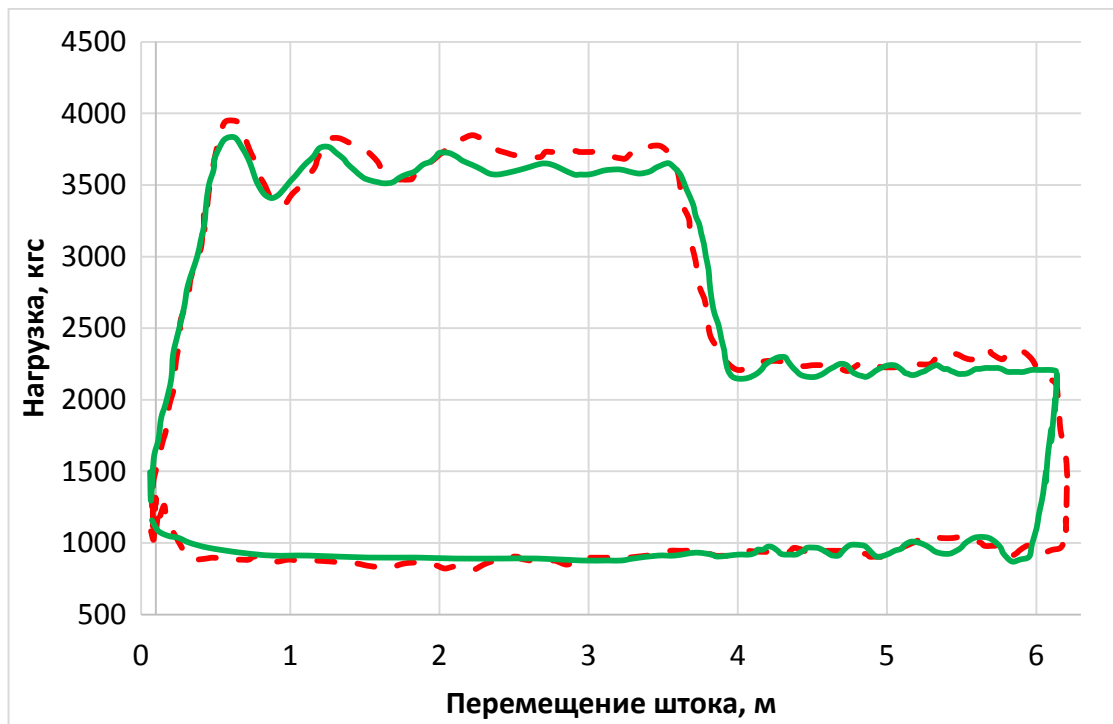


Рисунок 3. Фактическая (штриховая линия) и модельная (сплошная линия) динамограммы работы насоса при ОРЭ

В процессе хода плунжера вверх, когда нижняя кромка плунжера проходит через боковой всасывающий клапан, за счет разности давлений, обусловленной тем, что забойное давление верхнего разрабатываемого пласта больше, чем нижнего, открывается боковой (дополнительный) всасывающий клапан, основной всасывающий клапан закрывается, и насос переключается на откачку жидкости из верхнего пласта. Давление в подплунжерной полости насоса повышается до давления на приеме у бокового клапана с учетом гидравлических потерь, нагрузка на штанговую колонну снижается. На динамограмме это проявляется в резком снижении нагрузок на полированном штоке в начале второго полуцикла хода насоса вверх.

Изменения характера нагрузок при ходе плунжера вниз для насоса с дополнительным клапаном и стандартного штангового насоса не отличаются друг от друга. При перемещении плунжера вниз давление в подплунжерном пространстве растет до тех пор, пока не сравняется с давлением над плунжером, когда открывается нагнетательный клапан. Дифференциальное давление на плунжере насоса снижается, нагрузка на штанговую колонну принимает минимальное значение.

Дальнейшее перемещение плунжера вниз до крайнего нижнего положения сопровождается перетеканием жидкости из подплунжерного пространства в НКТ через открытый нагнетательный клапан. Далее в конце хода вниз - начале хода вверх происходит закрытие нагнетательного клапана, и весь процесс повторяется заново.

Выводы

1. Разработана математическая модель штанговой насосной установки при одновременно-раздельной эксплуатации двух продуктивных пластов скважинным штанговым насосом, оборудованным дополнительным всасывающим клапаном.

2. Построена теоретическая динамическая динамограмма работы штангового насоса при одновременно-раздельной эксплуатации, проанализированы особенности формирования конфигурации динамограммы.

3. Сравнение результатов расчетов с промысловыми данными свидетельствует о высокой точности моделирования динамических процессов при одновременно-раздельной эксплуатации.

Список литературы

1. Заббаров Р.Г., Дмитриев В.В., Агамалов Г.Б., Уразаков К.Р. Методика расчета давления на приеме насосов при одновременно-раздельной эксплуатации скважины // Нефть. Газ. Новации. 2007. № 7. С. 18-22.
2. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н., Гарифов К.М., Кадыров А.Х. Одновременно-раздельная эксплуатация двух пластов в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. 2006. № 3. С. 58-61.
3. Уразаков К.Р. Механизированная добыча нефти: сборник изобретений. Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2010. 329 с.
4. Уразаков К.Р., Жулаев В.П., Булюкова Ф.З., Молчанова В.А. Насосные установки для малодобитных скважин. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. 236 с.
5. Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н., Гарифов К.М., Кадыров А.Х. Новые технические средства одновременно-раздельной эксплуатации, разработанные в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. 2008. № 7. С. 79-81.
6. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S., Davletshin F.F. Dynamic Model of a

References

1. Zabbarov R.G., Dmitriev V.V., Agamalov G.B., Urazakov K.R. Metodika rascheta davleniya na prieme nasosov pri odnovremenno-razdel'noi ekspluatatsii skvazhiny [Method of Calculating the Intake Pressure for Dual Completion]. *Neft' Gaz. Novatsii - Oil. Gas. Novation*, 2007, No. 7, pp. 18-22. [in Russian].
2. Takhautdinov Sh.F., Ibragimov N.G., Fadeev V.G., Zabbarov R.G., Akhmetvaliev R.N., Garifov K.M., Kadyrov A.Kh. Odnovremennorazdel'naya ekspluatatsiya dvukh plastov v OAO «Tatneft'» [Dual Completion and Production of Two Layers in OAO «Tatneft'»]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2006, No. 3, pp. 58-61. [in Russian].
3. Urazakov K.R. *Mekhanizirovannaya dobycha nefi: sbornik izobretenii* [Mechanized Oil Production: Collection of Inventions]. Ufa, Neftgazovoe delo Publ., 2010. 329 p. [in Russian].
4. Urazakov K.R., Zhulaev V.P., Bulyukova F.Z., Molchanova V.A. *Nasosnye ustanovki dlya malodebitnykh skvazhin* [Pumping Installations for Low-Yield Wells]. Ufa, UGNTU Publ., 2014. 236 p. [in Russian].
5. Ibragimov N.G., Fadeev V.G., Zabbarov R.G., Akhmetvaliev R.N., Garifov K.M., Kadyrov A.Kh. *Novye tekhnicheskie sredstva odnovremennorazdel'noi ekspluatatsii, razrabotannye v OAO*

Rod Pump Installation for Inclined Wells // SOCAR Proceedings. 2017. № 4. P. 74-82.

7. Уразаков К.Р., Бахтизин Р.Н., Исмагилов С.Ф., Топольников А.С. Расчет теоретической динамограммы с учетом осложнений в работе скважинного штангового насоса // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 90-93.

8. Ковшов В.Д., Светлакова С.В., Сидоров М.Е. Диагностирование состояния штанговой насосной установки с цепным приводом // Нефтегазовое дело. 2010. Т. 8, № 2. С. 68-72.

9. Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Бакиров Р.И., Баширов И.Р., Киселев А.В., Исмагилов С.Ф., Давлетшин Ф.Ф. Методика расчета подвески плунжера в цилиндре насоса // Нефтяное хозяйство. 2018. № 2. С. 80-84.

10. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров и др. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. 824 с.

«Tatneft'» [New Technical Means of Dual Completion, Developed by ОАО «Tatneft'»]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2008, No. 7, pp. 79-81. [in Russian].

6. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S., Davletshin F.F. Dynamic Model of a Rod Pump Installation for Inclined Wells. SOCAR Proceedings, 2017, No. 4, pp. 74-82.

7. Urazakov K.R., Bakhtizin R.N., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S. Raschet teoreticheskoi dinamogrammy s uchetom oslozhnenii v rabote skvazhinного shtangovogo nasosa [Theoretical Dynamometer Card Calculation Taking into Account Complications in the Sucker Rod Pump Operation]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2014, No. 1, pp. 90-93. [in Russian].

8. Kovshov V.D., Svetlakova S.V., Sidorov M.E. Diagnostirovanie sostoyaniya shtangovoi nasosnoi ustanovki s tsepnym privodom [Diagnostic the Condition of Chain-Driven Rod Pump]. *Neftgazovoe delo - Oil and Gas Business*, 2010, No. 2, pp. 68-72. [in Russian].

9. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Bakirov R.I., Bashirov I.R., Kiselev A.V., Ismagilov S.F., Davletshin F.F. Metodika rascheta podveski plunzhera v tsilindre nasosa [Method of Calculation of the Plunger Hanger in the Cylinder of the Sucker-Rod Pump]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2018, No. 2, pp. 80-84. [in Russian].

10. Ivanovskii V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A. e.a. *Skvazhinnye nasosnye ustanovki dlya dobychi nefi* [Downhole Pumping Installations for Oil Production]. Moscow, Neft i gaz Publ. of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2002. 824 p. [in Russian].

Авторы

• Уразаков Камил Рахматуллович, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Машины и оборудование
нефтегазовых промыслов»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: urazakk@mail.ru

• Белов Александр Евгеньевич
Альметьевский государственный нефтяной
институт
Аспирант кафедры «Машины, агрегаты
и процессы (в нефтегазовой промышленности)»
Российская Федерация, 423458, Республика
Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2
e-mail: BAE@tatnipi.ru

• Давлетшин Филус Фанизович
Башкирский государственный университет
Магистрант кафедры геофизики
Российская Федерация, 450076, г. Уфа,
ул. Заки Валиди, 32
e-mail: felix8047@mail.ru

The Authors

• Urazakov Kamil R., Doctor of Engineering
Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Professor Mashines and Equepment for Oil
and Gas Fields Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: urazakk@mail.ru

• Belov Aleksandr Ye.
Almetyevsk State Oil University
Post-Graduate Student of Machines, Units
and Processes (in Oil and Gas Industry) Department
2, Lenin str., Almetyevsk, 423458, Republic
of Tatarstan, Russian Federation
e-mail: BAE@tatnipi.ru

• Davletshin Filus F.
Bashkir State University
Undergraduate Student of Geophysics Department
32, Zaki Validi str., Ufa, 450076, Russian Federation
e-mail: felix8047@mail.ru