

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-45-55

УДК 622.276

**К.Р. Уразаков, Э.О. Тимашев** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

## ДИНАМИКА СКОРОСТИ ПОТОКА И ДАВЛЕНИЯ В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ УСТАНОВОК ПЛУНЖЕРНЫХ НАСОСОВ С ПОГРУЖНЫМ ПРИВОДОМ

**Kamil R. Urazakov, Eduard O. Timashev** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

### DYNAMICS OF FLOW RATE AND PRESSURE IN THE TUBING OF PLUNGER PUMPS WITH DOWNHOLE DRIVE

#### **Введение**

Достигнут значительный прогресс в совершенствовании конструкции штанговых насосных установок (УСШН), обладающих наибольшим КПД в сравнении с альтернативными способами механизированной добычи при эксплуатации мало- и низкодебитного фонда добывающих скважин. Успешно ведется разработка научно-обоснованных методов подбора и оптимизации режима эксплуатации скважин штанговыми насосами, благодаря чему эффективная добыча нефти УСШН достигается в широких пределах изменения эксплуатационных параметров. Однако следует отметить, что при эксплуатации скважин штанговыми установками имеются существенные ограничения, связанные с наличием в системе станка-качалки и колонны насосных штанг.

#### **Цели и задачи**

Математическое моделирование гидродинамических процессов в лифтовых трубах и выкидной линии скважин с целью расчета оптимальных геометрических размеров и технологических параметров пневмокомпенсаторов, прогнозирования изменения их характеристик при изменении режима эксплуатации скважины.

#### **Background**

Significant progress has been achieved in improving the design of sucker rod pump units (SRPU), which have the highest efficiency in comparison with alternative methods of mechanized production during the operation of low flow rate production wells. Successful development of scientifically-based methods for selecting and optimizing the operation mode of sucker rod wells is being carried out, thanks to which efficient SRPU production of oil is achieved over a wide range of changes in production parameters. However, it should be noted that when operating wells with rod installations, there are significant limitations associated with the presence in the system of the pumping unit and the string of pump rods.

#### **Aims and Objectives**

Mathematical modeling of hydrodynamic processes in lift pipes and wells flow lines with the aim of calculating the pneumocompensators optimal geometric dimensions and technological parameters, predicting changes in their characteristics when changing the well operating mode.

### Результаты

Исследованы механизмы и особенности формирования скорости потока и давления в лифтовых трубах и выкидной линии скважин, оборудованных установками плунжерных насосов с линейным приводом. Предложена математическая модель нестационарного течения газожидкостной смеси.

Представлен анализ формирования поля давления и скорости течения в полости лифтовых труб при откачке добываемой продукции.

Моделированием откачки высоковязкой нефти и водонефтяной эмульсии установками плунжерных насосов с линейным приводом показано, что с увеличением вязкости флюида амплитуда колебаний на выкиде насоса растет. На устье при росте вязкости до 0,1 Па·с амплитуда колебаний давления снижается, а при дальнейшем увеличении до 0,2 Па·с повышается.

Расчетами показано, что с увеличением газосодержания нефти амплитуда колебаний давления на выкиде насоса и в устье снижается, что связано с демпфирующими свойствами газа за счет его высокой сжимаемости, а также со снижением вязкости газожидкостной смеси по мере роста объемной доли газа в продукции скважины. Моделированием откачки высокообводненной нефти показано, что формируемые при ее течении колебания давления незначительны.

В соответствии с результатами моделирования сделан вывод, что при откачке высоковязкой продукции (вязкость более 0,05 Па·с) наибольший эффект за счет выравнивания скорости потока жидкости в трубах может быть получен при оборудовании скважины глубинными пневмокомпенсаторами, например при размещении пневмокомпенсаторов на выкиде насоса и выше по глубине.

---

---

**Ключевые слова:** погружной привод; плунжерный насос; колебания давления; скорость потока; пневмокомпенсатор; вязкость; нестационарное течение

---

---

### Results

The mechanisms and features of the flow velocity and pressure in the lift pipes and flow lines of the wells equipped with plunger pump units with a linear drive are investigated. A mathematical model of the unsteady flow of a gas-liquid mixture is proposed.

The analysis of the formation of the pressure field and the flow velocity in the cavity of the lift pipes during pumping of the produced products is presented.

Simulation of the pumping out of high-viscosity oil and water-oil emulsion by the plunger pumps with a linear drive showed that with an increase in the viscosity of the fluid, the oscillation amplitude at the pump tip increases. At the mouth, with an increase in viscosity to 0.1 Pa·s, the amplitude of pressure fluctuations decreases, and with a further increase to 0.2 Pa·s, it increases.

Calculations show that with an increase in the gas content of oil, the amplitude of the pressure fluctuations at the pump cradle and at the mouth decreases, which is associated with the damping properties of the gas due to its high compressibility, as well as a decrease in the viscosity of the gas-liquid mixture with increasing volume gas shares in well production. By modeling the pumping out of highly watered oil, it was shown that the pressure fluctuations formed during its flow are insignificant.

In accordance with the simulation results, it was concluded that when pumping out highly viscous products (viscosity more than 0.05 Pa·s), the greatest effect due to equalization of the fluid flow rate in the pipes can be obtained when the well is equipped with deep pneumatic compensators, for example, placement of pneumatic compensators on the pump side and higher in depth.

---

---

**Key words:** downhole drive; plunger pump; pressure oscillations; flow rate; pneumatic compensator; viscosity; non-stationary flow

---

---

*Введение*

Достигнут значительный прогресс в совершенствовании конструкции штанговых насосных установок (УСШН), обладающих наибольшим КПД в сравнении с альтернативными способами механизированной добычи при эксплуатации мало- и низкодебитного фонда добывающих скважин. Успешно ведется разработка научно-обоснованных методов подбора и оптимизации режима эксплуатации скважин штанговыми насосами, благодаря чему эффективная добыча нефти УСШН достигается в широких пределах изменения эксплуатационных параметров. Однако следует отметить, что при эксплуатации скважин штанговыми установками имеются существенные ограничения, связанные с наличием в системе станка-качалки и колонны насосных штанг. В частности, наличие штанговой колонны приводит к снижению проходного сечения лифтовых труб и повышению гидравлических сопротивлений, а упругие деформации колонны штанг приводят к возникновению вибрационных колебаний в штангах и в подъемном лифте, способствующих снижению эффективности эксплуатации [1, 2].

Повышение надёжности механизированной эксплуатации, расширение возможностей регулирования подачи при одновременном сохранении достоинств плунжерного объемного насоса возможны при переносе привода на забой скважины. Вышесказанное достигается применением цилиндрического линейного двигателя в составе установки погружного насоса с линейным приводом (УНЛП) [3].

В процессе добычи нефти УНЛП давление в полости насосно-компрессорных труб и выкидной линии (под выкидной линией понимается непосредственно небольшой участок устьевого трубопровода, сопряженного с промысловым нефтепроводом от скважины до системы сбора нефти и газа) скважин в течение одного цикла откачки непрерывно изменяется, т.е. наблюдаются колебания («пульсации») давления, обусловленные неравномерным распределением во времени подачи насоса, а также влиянием сил гидро-

динамического трения, сжимаемости и инерции откачиваемой жидкости [4, 5].

В зависимости от соотношения физико-химических и реологических параметров откачиваемую газожидкостную смесь можно в общем случае структурировать в следующие близкие по физическим свойствам и наиболее распространенные в практике добычи группы.

1. *Высоковязкая жидкость малой сжимаемости* (в эту группу можно отнести высоковязкую нефть с низким газосодержанием и водонефтяную эмульсию в интервале обводненности 40-70 %).
2. *Маловязкая жидкость высокой сжимаемости* (в эту группу входит маловязкая нефть с небольшой обводненностью и высоким газосодержанием).
3. *Маловязкая жидкость низкой сжимаемости* (в эту группу входит нефть с высокой обводненностью и маловязкая нефть с низким газосодержанием).

Пульсации давления жидкости в лифтовых трубах оказывают негативное влияние на работу насосной установки, поскольку приводят к возникновению циклических знакопеременных нагрузок, действующих на плунжер насоса и воспринимаемых линейным электродвигателем. Уменьшение нагрузок на плунжер УНЛП и повышение эксплуатационной надежности внутрискважинного оборудования возможны путем сглаживания импульсов динамических нагрузок за счет выравнивания колебаний давления в лифтовых трубах и выкидной линии скважин.

Для этой цели могут быть использованы *пневмокомпенсаторы*. Они представляют собой газовые колпаки, сообщающиеся с полостью лифтовых труб. Камеры аккумулируют энергию сжатого газа при увеличении давления жидкости в лифтовых трубах. При снижении давления сжатый газ вытесняет порцию жидкости в трубы.

В результате, характер изменения давления в каждом полупериоде откачки из полигармонического преобразуется в равномерный, благодаря чему происходит снижение динамических нагрузок на плунжер насоса. В зависимости от месторасположения в сква-

жине пневмокомпенсаторы можно условно разделить на *устьевые* и *глубинные* [6].

Обоснованный расчет оптимальных геометрических размеров и технологических параметров пневмокомпенсаторов, прогнозирование изменения их характеристик при изменении режима эксплуатации скважины возможны путем *математического моделирования гидродинамических процессов в лифтовых трубах и выкидной линии скважин*, учитывающего рассмотренные выше причины и механизмы, обуславливающие формирование динамических барограмм.

В общем случае моделирование нестационарных гидродинамических процессов при течении газожидкостных потоков в трубах базируется на численном решении уравнений Навье-Стокса.

Теоретическим основам многофазных потоков в скважине посвящено множество исследований отечественных и зарубежных авторов, таких как Р.И. Нигматулин, С.С. Кутателадзе, G.B. Wallis, N. Zuber и J.A. Findlay, W.E. Gilbert, K.E. Brown, J.P. Brill и H.D. Beggs, A.R. Hasan и C.S. Kabir и др. [7-11].

Следует отметить, что несмотря на значительное число опубликованных работ вопросы, связанные с формированием нестационарного распределения давления в скважине в процессе откачки жидкости УНЛП, для которой наблюдается существенная асимметрия полциклов откачки (в одном из полупериодов подача насоса отсутствует, а вторым обеспечивается вся подача насосной установки), авторами исследованы не были. В

связи с этим, а также благодаря важному прикладному значению, исследование гидродинамических процессов при откачке продукции скважины УНЛП является актуальным.

#### Математическая модель

В работе предложена математическая модель течения жидкости в лифтовых трубах и выкидной линии насосной установки с погрузным линейным приводом.

Модель включает в себя уравнения нестационарного течения газожидкостного потока в лифтовых трубах, записанные в одномерном приближении, которые получаются осреднением уравнений Навье-Стокса по поперечному сечению потока [12].

В предположении, что жидкая фаза представляет собой единую водонефтяную смесь, компоненты которой (нефть и вода) движутся с одной и той же скоростью, закон сохранения массы для жидкости или газа запишется в виде:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\alpha) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho\alpha v) = J, \quad (1)$$

где  $\rho, \alpha, v$  - соответственно плотность, объемная доля и скорость фазы;

$J$  - источниковое слагаемое, связанное с фазовыми переходами;

$z$  - пространственная координата вдоль лифтовых труб и выкидной линии.

Уравнение сохранения количества движения:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_L \alpha_L v_L + \rho_G \alpha_G v_G) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho_L \alpha_L v_L^2 + \rho_G \alpha_G v_G^2) = -\frac{\partial p}{\partial z} - \frac{\tau \Pi}{S} - (\rho_L \alpha_L + \rho_G \alpha_G) g_z, \quad (2)$$

где  $p$  - давление;

$\tau$  - касательные напряжения на стенке труб;

$\Pi$  - периметр контакта жидкости со стенкой;

$S$  - площадь внутреннего поперечного сечения труб;

$g_z$  - проекция ускорения свободного падения вдоль координаты  $z$ ,

индексы  $G$  и  $L$  соответствуют газу и жидкости соответственно.

Для описания жидкой фазы используется модель слабосжимаемой жидкости с учетом обводненности продукции, газ описывается уравнением состояния реального газа:

$$\begin{aligned} \rho_L &= \rho_{L0}(1 + \beta_L(p - p_0)) \\ \rho_G &= \frac{\rho_{G0}T_0}{p_0T} p \end{aligned}, \quad (3)$$

где  $\rho_{L0}, \rho_{G0}$  - плотности жидкости и газа в стандартных (при давлении  $p_0$  и температуре  $T_0$ ) условиях;

$\beta_L$  - сжимаемость жидкости.

Касательные напряжения на стенке трубы при ламинарном режиме течения (для чисел Рейнольдса меньше 2300) определяются в соответствии с формулой Пуазейля-Гагена, при турбулентном режиме (для чисел Рейнольдса больше 2300) - согласно корреляции Блаузиуса.

В качестве граничных условий задаются:

*на входе* - скорость жидкости на выкиде насоса, определяемая скоростью движения плунжера насоса;

*на выходе* - заданное давление на конце промыслового нефтепровода

$$\begin{cases} v|_{z=0} = \begin{cases} \frac{\pi S n}{60} \sin\left(\frac{\pi n t}{30}\right) \frac{d_p^2}{d_t^2}, t < T/2 \\ 0, t \geq T/2 \end{cases} \\ p|_{z=L} = p_s \end{cases}, \quad (4)$$

где  $S, n$  - длина хода плунжера и число качаний в минуту соответственно;

$d_p, d_t$  - диаметры плунжера и внутреннего поперечного сечения подъемных труб соответственно;

$L$  - суммарная длина скважины и нефтепровода;

$T$  - период одного цикла откачки.

Полученная система нелинейных уравнений решается методом Ньютона-Рафсона для определения распределения скоростей потока и давления в лифтовых трубах и выкидной линии.

*Расчет распределения давления в лифтовых трубах в процессе работы УНЛП*

Исследование механизмов формирования нестационарного поля давления в полости насосных труб и выкидной линии скважины, эксплуатируемой УНЛП, производится на примере условно-вертикальной скважины. Выкидная линия скважины моделируется горизонтальным трубопроводом, на конце которого поддерживается некоторое постоянное давление, соответствующее рабочему давлению установки сбора нефти. Анализируется распределение давления при откачке добываемой продукции, реологические свойства которой, в частности вязкость и сжимаемость, варьируются, в соответствии с рассмотренными выше группами. В качестве вязкости продукции принимается эффективная вязкость, соответствующая осредненной по стволу скважины величине вязкости, значение которой можно использовать для адекватного учета сил вязкого трения при решении различных задач проектирования и эксплуатации УНЛП.

Параметры, принятые при моделировании, представлены в таблице 1.

Динамика скорости потока в различных сечениях полости лифтовых труб при откачке *высоковязкой нефти* (или *водонефтяной эмульсии*, вязкость 0,2 Па·с) представлены на рисунке 1. Графики построены для двух последовательных циклов установившейся работы насоса. Видно, что кривые практически повторяют друг друга, что позволяет утверждать об устойчивости их форм во времени.

Поскольку в компоновке УНЛП, как правило, используется плунжерный насос одностороннего действия, применяемый и для УСШН, наблюдается существенная неравномерность его подачи во времени.

**Таблица 1.** Геолого-технические и технологические параметры

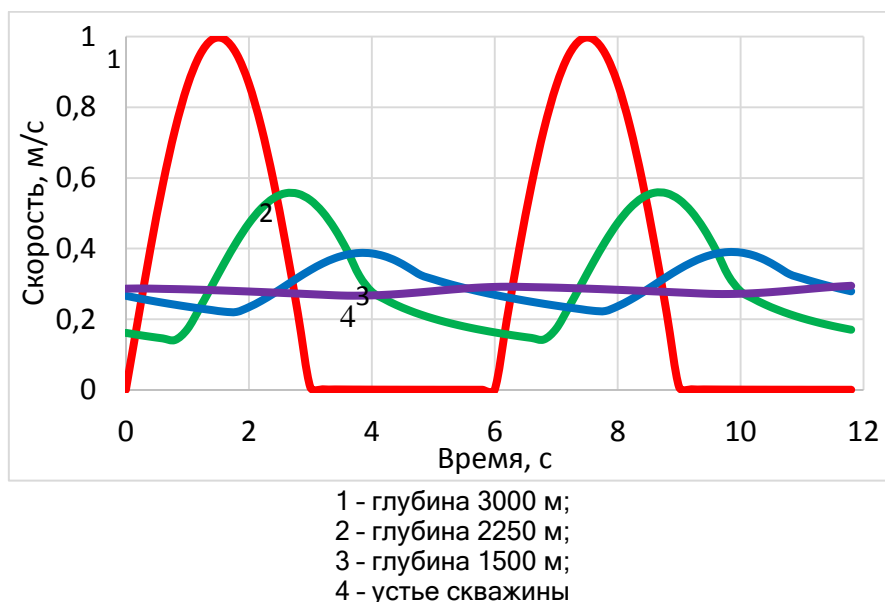
Диаметр лифтовых труб, мм	62
Диаметр плунжера, мм	44
Длина колонны лифтовых труб, м	3000
Вязкость эмульсии, Па·с	0,05; 0,1; 0,2
Вязкость нефти, Па·с	0,02
Вязкость воды, Па·с	0,001
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	800
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup>	1000
Плотность эмульсии, кг/м <sup>3</sup>	900
Обводненность (высокообводненная нефть), %	90
Длина хода, м	2
Число качаний, мин <sup>-1</sup>	10
Длина выкидной линии, м	3000
Давление установки сбора нефти, МПа	0,3

В полцикле всасывания при движении плунжера вверх скорости плунжера и жидкости на выкиде насоса (т.е. в нижнем конце

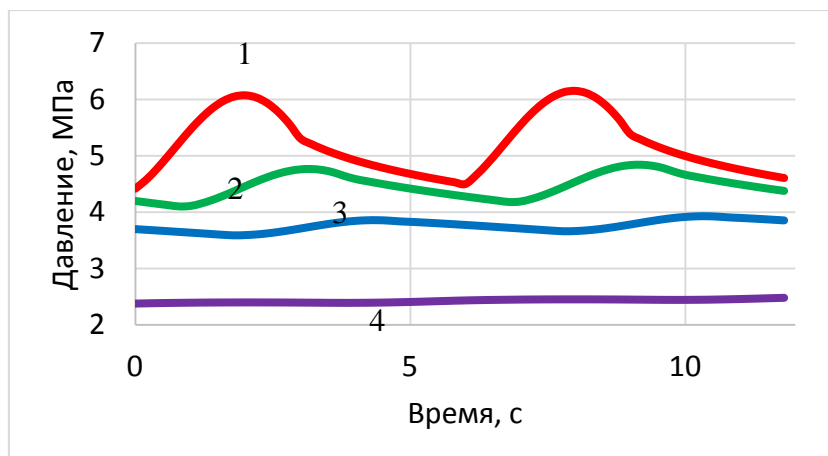
лифтовых труб у насосного агрегата) изменяются по гармоническому закону. В такте нагнетания скорость жидкости в нижнем конце лифтовых труб, за исключением интервала движения плунжерного штока, равна 0 (кривая 1 на рисунке 1).

Характеры колебаний скорости жидкости в сечениях полости лифтовых труб, соответствующих глубинам 2250, 1500 м и устью скважины (кривые 2-4 на рисунке 1), претерпевают существенные изменения. Видно, что кривые смещены относительно друг друга по фазе, что обусловлено влиянием сжимаемости жидкости и сил гидродинамического трения. С уменьшением глубины происходит выравнивание скорости жидкости в полциклах откачки, причем амплитуда колебаний снижается.

Соответствующая картина изменения давления в лифтовых трубах представлена на рисунке 2. В качестве нулевой линии для каждого из графиков выбрана линия статического давления жидкости, и под термином «гидродинамическое давление жидкости» понимается его разница в сравнении со статическим давлением, характеризующая влияние сил гидродинамического трения на колебания давления.



**Рисунок 1.** Скорость жидкости в лифтовых трубах при откачке водонефтяной эмульсии



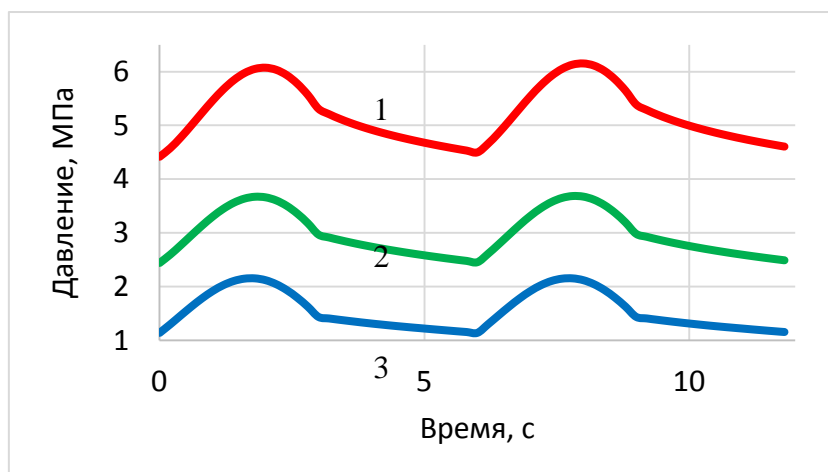
1 - глубина 3000 м;  
 2 - глубина 2250 м;  
 3 - глубина 1500 м;  
 4 - устье скважины

**Рисунок 2.** Гидродинамическое давление жидкости в лифтовых трубах при откачке водонефтяной эмульсии

Наибольшая амплитуда колебаний давления соответствует выкиду насоса (порядка 1,7 МПа). Амплитуда колебаний давления увеличивается пропорционально глубине. В частности на устье скважины она составляет величину около 0,3 МПа (20 % от макси-

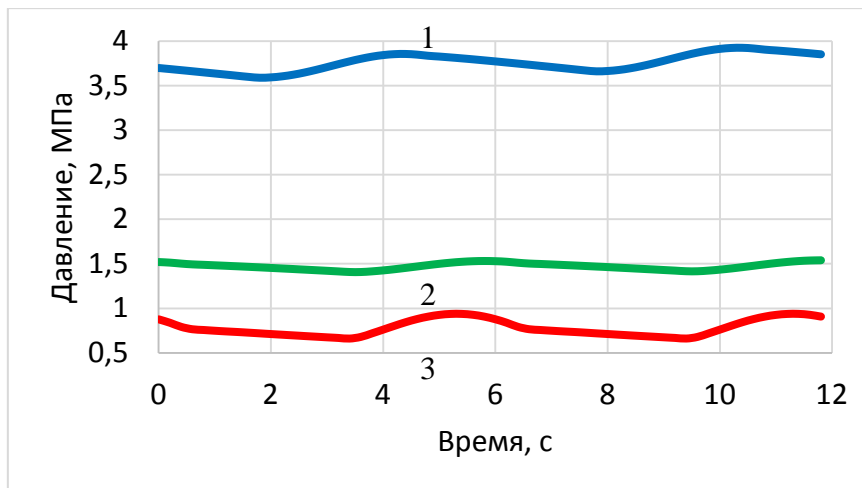
мальной величины, соответствующей выкиду насоса).

Влияние вязкости продукции скважины на амплитуду колебаний давления на устье скважины и выкиде насоса показано на рисунках 3 и 4.



1 - вязкость жидкости 0,2 Па·с;  
 2 - вязкость жидкости 0,1 Па·с;  
 3 - вязкость жидкости 0,05 Па·с

**Рисунок 3.** Гидродинамическое давление жидкости на выкиде насоса при различной вязкости продукции



- 1 - вязкость жидкости 0,2 Па·с;
- 2 - вязкость жидкости 0,1 Па·с;
- 3 - вязкость жидкости 0,05 Па·с

Рисунок 4. Гидродинамическое давление жидкости на устье при различной вязкости продукции

С повышением вязкости продукции амплитуда колебаний давления на выкиде насоса растет: от величины 1 МПа при вязкости 0,05 Па·с до 1,7 МПа при вязкости 0,2 Па·с.

На устье скважины наблюдается нелинейная связь между вязкостью и амплитудой колебаний давления. С ростом вязкости от 0,05 до 0,1 Па·с амплитуда колебаний давления снижается с 0,27 до 0,13 МПа, поскольку рост вязкости продукции обуславливает выравнивание скорости движения жидкости на устье скважины и в выкидной линии.

Дальнейший рост вязкости продукции до 0,2 Па·с сопровождается повышением амплитуды колебаний давления на устье до 0,33 МПа в связи с увеличением абсолютной величины сил гидродинамического трения с ростом вязкости. Средняя за цикл откачки величина гидродинамического давления с ростом вязкости закономерно повышается.

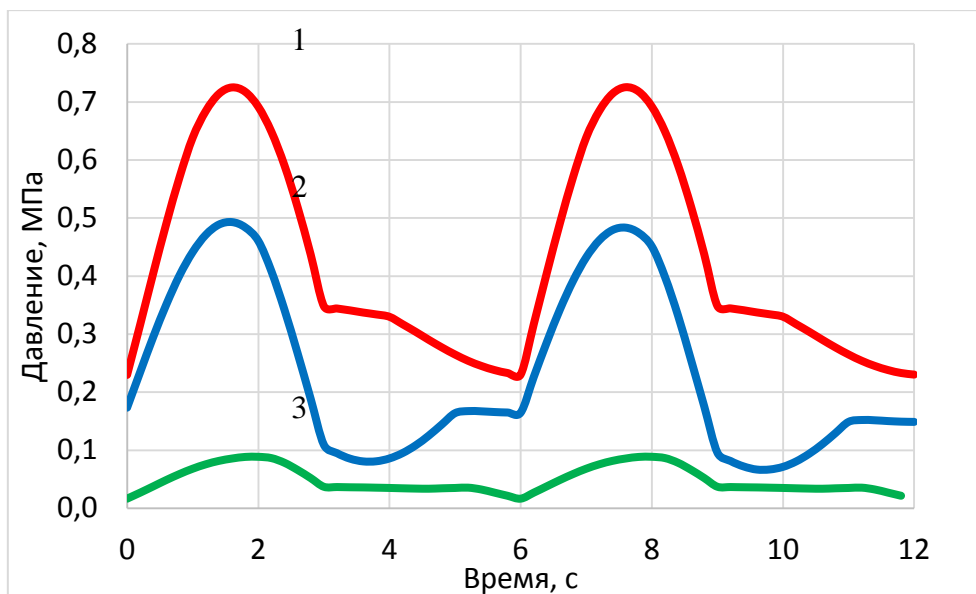
Таким образом, в скважинах с высокой вязкостью откачиваемой продукции наибольший эффект за счет выравнивания скорости потока жидкости в трубах может быть получен при оборудовании скважины глубин-

ными пневмокомпенсаторами, в частности, при установке пневмокомпенсаторов на выкиде насоса и выше по глубине, поскольку амплитуда колебаний давления на выкиде насоса составляет значительную величину (более 1 МПа) и в несколько раз превышает амплитуду колебаний давления на устье.

Замена высоковязкой продукции скважины нефтью с высоким газосодержанием, обладающей меньшей величиной вязкости (при моделировании вязкость нефти принята 0,01 Па·с), но характеризуемой повышенной сжимаемостью за счет наличия свободного и растворенного газа (газосодержание нефти 100 м<sup>3</sup>/т, давление насыщения 72 атм), приводит как к качественному, так и количественному изменению форм кривых колебания давления жидкости (кривая 2 на рисунке 5).

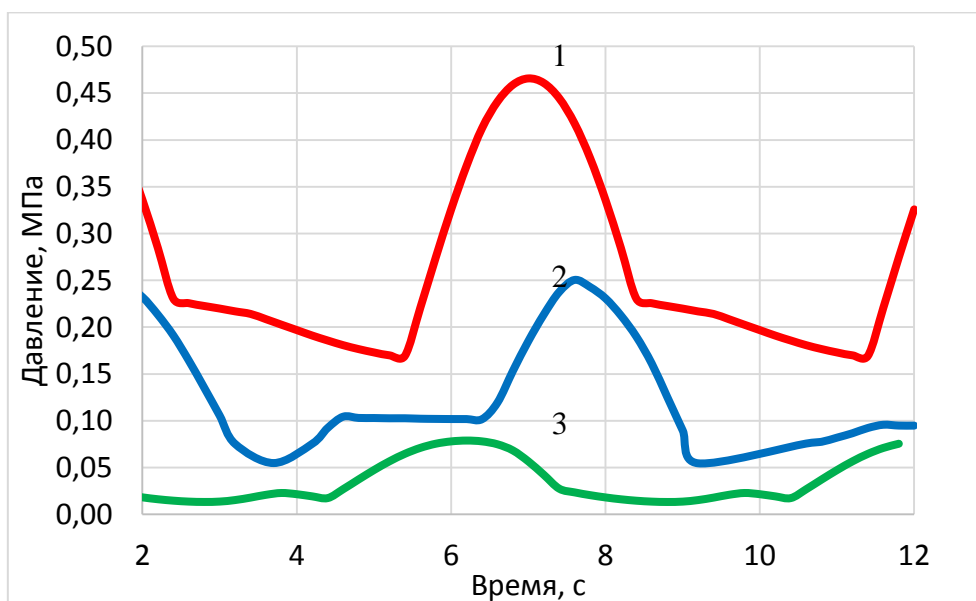
На графиках (рисунки 5, 6) показаны модельные барограммы в полости лифтовых труб на выкиде насоса и устье скважины при двух различных величинах газосодержания нефти (5 и 100 м<sup>3</sup>/т), а также представлены барограммы при откачке высокообводненной нефти (обводненность продукции 90 %).





- 1 - газосодержание 5 м<sup>3</sup>/т;
- 2 - газосодержание 100 м<sup>3</sup>/т;
- 3 - высокообводненная нефть

Рисунок 5. Гидродинамическое давление в полости лифтовых труб на выкиде насоса при различном газосодержании продукции



- 1 - газосодержание 2 м<sup>3</sup>/т;
- 2 - газосодержание 100 м<sup>3</sup>/т;
- 3 - высокообводненная нефть

Рисунок 6. Гидродинамическое давление в полости лифтовых труб на устье при различном газосодержании продукции

С увеличением газосодержания нефти амплитуда колебаний давления на выкиде насоса и устье снижается, что связано, во-первых, с демпфирующими свойствами газа за счет его высокой сжимаемости, и во-вторых, со снижением вязкости газожидкостной смеси по мере роста объемной доли газа в продукции скважины. При откачке высокообводненной нефти амплитуда колебаний и средняя за цикл величина гидродинамического давления достигают наименьшего значения, что обусловлено малой вязкостью пластовой воды.

Скорость распространения возмущений давления снижается по мере увеличения газосодержания нефти: минимальная скорость и наибольший сдвиг фаз колебаний наблюдаются для нефти с высоким газосодержанием. Поскольку при откачке продукции с небольшой вязкостью амплитуда колебаний давления на устье составляет существенную величину от амплитуды колебаний на выкиде насоса (до 80 % при откачке высокообводненной нефти), положительный эффект от выравнивания пульсации скорости потока и давления может быть достигнут и при оборудовании скважины устьевыми пневмокомпенсаторами.

### Выводы

1. Формы кривых колебания скорости и давления в подъемных трубах в процессе эксплуатации скважины плунжерными уста-

новками с линейным приводом коррелируют с кривой распределения во времени подачи плунжерного насоса, причем амплитуда колебаний и относительное смещение фаз кривых определяются расстоянием от выкида насоса до рассматриваемого сечения полости лифтовых труб.

2. Характеристики барограмм и динамики изменения скорости потока во времени зависят, в основном, от вязкости и сжимаемости откачиваемой продукции. В зависимости от величины и соотношения данных параметров предложено разделение флюидов на три группы при расчете гидродинамической характеристики течения в подъемных трубах.

3. Расчетами показано, что с увеличением вязкости флюида амплитуда колебаний давления на выкиде насоса растет, а на устье связь между вязкостью и амплитудой колебания давления носит нелинейный характер: вначале с ростом вязкости до величины 0,1 Па·с амплитуда колебаний давления снижается, рост вязкости продукции от 0,1 до 0,2 Па·с сопровождается повышением амплитуды колебаний давления.

4. В скважинах с высокой вязкостью откачиваемой продукции (более 0,05 Па·с) наибольший эффект за счет выравнивания скорости потока жидкости в трубах может быть получен при оборудовании скважины глубинными пневмокомпенсаторами, в частности, при установке пневмокомпенсаторов на выкиде насоса и выше по глубине.

### Список литературы

1. Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Латыпов Б.М., Ишмухаметов Б.Х. Утечки жидкости в штанговом насосе с регулярным микрорельефом на поверхности плунжера // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 4. С. 33-39.
2. 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](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Topolnikov/Topolnikov_1.pdf) (дата обращения: 19.07.2019).
3. Вдовин Э.Ю., Локшин Л.И., Лурье М.А., Коротаев А.Д., Тимашев Э.О. Новые технологии эксплуатации малодебитного и периодического фонда // Инженерная практика. 2017. № 11. С. 40-43.
4. Николаев Г.И., Уразаков К.Р., Валеев М.Д. Совершенствование эксплуатации наклонных и обводнившихся глубиннонасосных скважин // Нефтяное хозяйство. 1980. № 1. С. 32-35.
5. Зотов А.Н., Тимашев Э.О., Уразаков К.Р. Методы гашения колебаний давления на устье

### References

1. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Latypov B.M., Ishmukhametov B.Kh. Uteчки жидкости в штанговом насосе с регулярным микрорельефом на поверхности плунжера [Fluid Leakage in a Sucker-Rod Pump with Regular Micro-Relief at Surface of the Plunger]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2016, Vol. 14, No. 4, pp. 33-39. [in Russian].
2. 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. Available at: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Topolnikov/Topolnikov\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Topolnikov/Topolnikov_1.pdf) (accessed 19.07.2019). [in Russian].
3. Vdovin E.Yu., Lokshin L.I., Lur'e M.A., Korotaev A.D., Timashev E.O. Novye tekhnologii ekspluatatsii malodebitnogo i periodicheskogo fonda [New Technologies of Low-Rate and Periodic Fund Operation]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2017, No. 11, pp. 40-43. [in Russian].

штанговых установок // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 6. С. 56-64. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-56-64.

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

7. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. М.: Наука, 1987. 464 с.

8. Кутателадзе С.С., Стырикович М.А. Гидродинамика газожидкостных систем. М.: Энергия, 1976. 296 с.

9. Wallis G.B. One-Dimensional Two-Phase Flow. New York: McGraw-Hill Book Co. Inc., 1969. 408 p.

10. Beggs H.D., Brill J.P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes // Journal of Petroleum Technology. 1973. Vol. 25. Issue 5. P. 607-617. DOI: 10.2118/4007-PA.

11. Hasan A.R., Kabir C.S. A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells // SPE Production Engineering. 1988. Vol. 3. Issue 2. P. 263-272.

12. Уразаков К. Р., Молчанова В. А., Топольников А.С. Математическая модель штанговой установки с эжектором для откачки газа из затрубного пространства // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2007. № 6. С. 54-60.

4. Nikolaev G.I., Urazakov K.R., Valeev M.D. Sovershenstvovanie ekspluatatsii naklonnykh i obvodnivshikhysya glubinnonasosnykh skvazhin [Improvement of Operation of Inclined and Flooded Deep-Well Wells]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 1980, No. 1, pp. 32-35. [in Russian].

5. 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]. *Neftgazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 16, No. 6, pp. 56-64. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-56-64. [in Russian].

6. Urazakov K.R., Timashev E.O., Tukhvatullin R.S. Ust'evoi pnevmoкомпенсатор shtangovoi skvazhinnoi nasosnoi ustanovki [Well-head Pneumatic Compensator of the Sucker-Rod Pumping Unit]. *Territoriya «NEFTEGAZ» - Oil and Gas Territory*, 2017, No. 12, pp. 60-64. [in Russian].

7. Nigmatulin R.I. *Dinamika mnogofaznykh sred* [Dynamics of Multiphase Media]. Moscow, Nauka Publ., 1987. 464 p. [in Russian].

8. Kutateladze S.S., Styrikovich M.A. *Gidrodinamika gazozhidkostnykh sistem* [Hydrodynamics of Gas-Liquid Systems]. Moscow, Energiya Publ., 1976. 296 p. [in Russian].

9. Wallis G.B. *One-Dimensional Two-Phase Flow*. New York, McGraw-Hill Book Co. Inc., 1969. 408 p.

10. Beggs H.D., Brill J.P. A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, Vol. 25, Issue 5, pp. 607-617. DOI: 10.2118/4007-PA.

11. Hasan A.R., Kabir C.S. A Study of Multiphase Flow Behavior in Vertical Wells. *SPE Production Engineering*, 1988, Vol. 3, Issue 2, pp. 263-272.

12. Urazakov K.R., Molchanova V.A., Topol'nikov A.S. Matematicheskaya model' shtangovoi ustanovki s ezhektorom dlya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva [Mathematical Model of Rod Installation with Ejector for Pumping Gas from Annulus]. *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii - Interval. Advanced Oil and Gas Technologies*, 2007, No. 6, pp. 54-60. [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

• Тимашев Эдуард Олегович, канд. техн. наук  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
Докторант  
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,  
ул. Космонавтов, 1  
e-mail: mongp2017@mail.ru

#### The Authors

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

• Timashev Eduard O., Candidate of Engineering  
Sciences  
Ufa State Petroleum Technological University  
Doctorant  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,  
Russian Federation  
e-mail: mongp2017@mail.ru