

ГИДРОДИНАМИКА ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА В НАСОСНЫХ ТРУБАХ ШТАНГОВЫХ УСТАНОВОК

HYDRODYNAMICS OF GAS-LIQUID FLOW IN THE TUBING OF ROD PUMP INSTALLATIONS

Э. О. Тимашев
Eduard O. Timashev

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

К. Р. Уразаков
Kamil R. Urazakov

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

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В процессе эксплуатации штанговых установок возникают колебания давления в насосно-компрессорных трубах, обусловленные влиянием сил гидродинамического трения и инерции в условиях неравномерной подачи плунжерного насоса в течение цикла откачки. Колебания давления оказывают отрицательное влияние на работу насосных установок: приводят к росту нагрузок на узлы насосного оборудования, темпов усталостного износа насосных штанг и др. Перспективным направлением повышения эффективности штанговых установок является разработка методов и технологий снижения колебаний давления в насосных трубах.

Для сглаживания колебаний давления известны пневмокомпенсаторы — устройства, предназначенные для выравнивания скорости жидкости в трубах. Разработана математическая модель нестационарного течения газожидкостного потока в насосных трубах штанговых установок. Путем моделирования откачки продукции с различными реологическими свойствами (отличающейся обводненностью, вязкостью и сжимаемостью) проанализированы особенности динамики давления в нижнем конце насосно-компрессорных труб (НКТ) и в выкидной линии на устье скважины для оценки потенциальной эффективности размещения устьевого (расположенного в выкидной линии на устье) и глубинного (расположенного в нижней части НКТ) пневмокомпенсаторов.

Моделированием откачки высоковязкой нефти показано, что максимум давления на устье и нижнем конце НКТ достигается в различных полциклах хода плунжера (на устье — при ходе вверх, в нижнем конце НКТ — при ходе вниз), что связано с влиянием относительного движения штанг и жидкости на формирование давления в НКТ. В результате при откачке высоковязкой продукции устьевой пневмокомпенсатор позволяет снизить составляющую максимальной нагрузки на плунжер и головку балансира, обусловленную гидродинамическим трением жидкости при ее движении в коллекторе, глубинный — снизить нагрузку гидродинамического трения, действующую на штанговую колонну, и обеспечить свободный ход штанг вниз.

Показано, что при откачке маловязкой нефти с высоким газосодержанием амплитуда колебаний давления является небольшой и в рассмотренных примерах не превышает 0,02 МПа. Проанализировано влияние сил инерции, являющихся определяющими при откачке высокообводненной нефти. Расчетами показано, что амплитуда колебаний давления на устье составляет порядка 70 % амплитуды колебаний в нижнем конце НКТ, что позволяет использовать устьевые пневмокомпенсаторы для снижения составляющей пульсаций давления в НКТ, обусловленной силами инерции при движении жидкости в коллекторе.

Ключевые слова

штанговая насосная установка;
плунжерный насос; колебания
давления; скорость потока;
вязкость; нестационарное течение;
пневмокомпенсатор;
гидродинамическое давление

During the operation of rod installations, pressure oscillations occur in the pump and compressor pipes due to the influence of hydrodynamic friction and inertia forces under conditions of uneven supply of the plunger pump during the pumping cycle. Pressure oscillations have a negative impact on the operation of pumping units: they lead to an increase in loads on pumping equipment components, the rate of fatigue wear of pumping rods, etc. Promising direction for improving the efficiency of rod installations is the development of methods and technologies for reducing pressure oscillations in pumping pipes.

To smooth out pressure oscillations, pneumatic compensators are used. Pneumatic compensators are designed to equalize the speed of the liquid in the pipes. A mathematical model of the unsteady flow of gas-liquid flow in the pumping pipes of rod installations has been developed. By modeling the pumping of products with different rheological properties (differing in water content, viscosity, and compressibility), the features of pressure dynamics in the lower end of the tubing and in the flushing line at the wellhead are analyzed to assess the potential efficiency of placing wellhead (located in the flushing line at the mouth) and deep (located in the lower part of the tubing) pneumatic compensators.

By modeling the pumping of high-viscosity oil it is shown that the maximum pressure at the wellhead and the lower end of the tubing is achieved in different half-cycles of the plunger (at the mouth of the upstroke, at the lower end of the tubing — at moving down) that is associated with the influence of relative movement of the rods and fluid on the formation pressure in the tubing. As a result, when pumping out high viscosity products, the wellhead pneumatic compensator reduces the component of the maximum load on the balancer head due to the hydrodynamic friction of the liquid when it moves in the collector, while the deep one reduces the load of hydrodynamic friction acting on the rod column and ensures free movement of the rods downwards.

It is shown that when pumping low-viscosity oil with a high gas content, the amplitude of pressure oscillations is small and in the considered examples does not exceed 0.02 MPa. The influence of inertia forces that are crucial for pumping high-water oil is analyzed. Calculations show that the amplitude of pressure oscillations at the mouth is about 70 % of the amplitude of oscillations at the lower end of the tubing, which allows using wellhead pneumatic compensators to reduce the component of pressure pulsations in the tubing caused by the forces of inertia when the fluid moves in the reservoir.

Введение

В настоящее время определяющими тенденциями механизированной добычи нефти являются снижение объемов добычи и рост осложненного фонда скважин. При эксплуатации низкодебитных скважин широкое распространение получили установки скважинных штанговых насосов (УСШН). На сегодняшний день достигнут значительный прогресс в совершенствовании штанговых установок, обладающих наибольшим коэффициентом полезного действия в сравнении с альтернативными способами механизированной добычи при эксплуатации мало- и низкодебитного фонда добывающих скважин [1, 2].

В процессе добычи нефти штанговыми установками возникают колебания давления в насосно-компрессорных трубах (НКТ), обусловленные неравномерной подачей плунжерного насоса в течение цикла откачки.

Key words

rod pumping unit; plunger pump;
pressure oscillations;
flow rate; viscosity; unsteady flow;
pneumatic compensator;
hydrodynamic pressure

Причиной возникновения колебания давления является совместное влияние сил инерции и гидродинамического трения жидкости о штанги и трубы. При эксплуатации скважин штанговыми установками ситуация дополнительно осложняется тем, что наличие штанговой колонны приводит к уменьшению проходного сечения НКТ и росту гидравлических сопротивлений. Кроме того, упругие деформации штанговой колонны приводят к возникновению вибрационных колебаний в штангах и жидкости в НКТ [3, 4].

Пульсации давления жидкости в НКТ обуславливают возникновение циклических знакопеременных нагрузок, действующих на плунжер насоса и штанговую колонну, что оказывает негативное влияние на работу насосной установки: приводит к росту максимальных нагрузок на головку балансира (до 5 кН — порядка 10 % максимальной нагрузки на головку балансира — при ампли-

туде колебаний давления до 2 МПа), увеличению напряжений в штанговой колонне и темпов усталостного износа насосных штанг, в особенности в скважинах с направленным профилем ствола, снижению коэффициента подачи насоса вследствие повышенных деформаций штанговой колонны. Таким образом, разработка методов и технологий снижения колебаний давления является одним из перспективных направлений повышения эффективности добычи нефти штанговыми установками [5, 6].

Для сглаживания колебаний давления могут быть использованы пневмокомпенсаторы (ПК) — устройства, предназначенные для выравнивания скорости жидкости в трубах. В зависимости от месторасположения в скважине пневмокомпенсаторы можно условно разделить на устьевые (расположены на поверхности и сообщаются с выкидной линией) и глубинные (расположены внутри НКТ) [7, 8]. В общем виде пневмокомпенсатор включает в себя газовую и рабочую камеры, разделенные непроницаемой подвижной стенкой (в качестве стенки может быть использована, например, диафрагма), причем суммарный объем камер пневмокомпенсатора является постоянной величиной. 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).

Преимуществом глубинных пневмокомпенсаторов, в частности, расположенных в нижней части НКТ у выкида насоса, является возможность сглаживания колебаний давления (и, следовательно, гидродинамических нагрузок), непосредственно действующих на плунжер насоса, и выравнивания профиля скорости жидкости по всей длине насосных труб. С другой стороны, давление в НКТ непосредственно зависит от устьевого давления,

поскольку определяется суммой устьевого давления и перепада давления в НКТ. Повсеместный переход в комплексе сбора и подготовки нефти на однострунную систему обуславливает повышение давления в коллекторе (определение «коллектор» в работе включает выкидную линию и сборный коллектор до дожимной насосной станции (ДНС) или приема центрального пункта сбора и подготовки нефти (ЦППН)), в том числе рост колебаний устьевого давления. Сглаживание пульсаций давления на устье позволяет снизить составляющую колебаний давления в НКТ, обусловленную колебаниями давления в коллекторе, которые могут составлять значительную величину. Кроме того, преимуществами устьевых пневмокомпенсаторов являются отсутствие ограничений на размер рабочей камеры ПК, необходимости установки дополнительных патрубков для поддержания давления в газовой камере, возможность оперативного контроля и технического обслуживания. В результате более целесообразным решением может быть размещение пневмокомпенсатора на устье скважины [9].

Для обоснования используемого пневмокомпенсатора и области его эффективного применения производится моделирование 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 движения потока в насосных трубах

Моделирование нестационарного течения в НКТ в общем виде базируется на законах сохранения массы и импульса для потока в трубах (уравнениях Навье-Стокса). Исследованию формирования полей давления и температуры в стволе скважины с учетом неизотермического, многокомпонентного и многофазного течения жидкости посвящены работы [10–12]. В представленных работах основное внимание уделено рассмотрению взаимовлияния системы «скважина — пласт», при этом не учитываются особенности формирования поля скорости в НКТ, связанные с переменной скоростью движения плунжера и жидкости при механизированном способе эксплуатации скважины. В качестве граничного

условия на устье скважины используется условие постоянного давления или расхода, что не позволяет учесть особенности формирования устьевого давления, обусловленные движением жидкости в коллекторе. В работе [13] исследуется формирование полей скорости и давления в насосных трубах при откачке жидкости плунжерными установками с погружным приводом (УПЛД). Следует отметить, что, в отличие от УПЛД, подача жидкости штанговыми установками осуществляется в обоих полуциклах хода плунжера (и вверх, и вниз). Таким образом, исследование гидродинамики потока в система «скважина — коллектор» при откачке скважинной продукции УСШН является актуальным.

Математическая модель течения жидкости в НКТ и коллекторе штанговой насосной установки включает в себя уравнения нестационарного движения газожидкостного потока в насосных трубах, базирующиеся на уравнениях Навье-Стокса в одномерном приближении.

Закон сохранения массы для жидкости в трубах

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

где ρ , α , v — соответственно плотность, объемная доля и скорость фазы;

J — слагаемое, связанное с фазовыми переходами;

z — пространственная координата вдоль НКТ и коллектора.

Уравнение сохранения количества движения:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t}(\rho_L\alpha_L v_L + \rho_G\alpha_G v_G) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho_L\alpha_L v_L^2 + \rho_G\alpha_G v_G^2) = \\ & = -\frac{\partial p}{\partial z} - \frac{\tau_t \Pi_t + \tau_s \Pi_s}{S} - (\rho_L\alpha_L + \rho_G\alpha_G)g_z, \quad (2) \end{aligned}$$

где p — давление;

τ_t , τ_s — касательные напряжения на стенке труб и штанг соответственно;

Π — периметр контакта жидкости со стенкой;

S_t — площадь внутреннего поперечного сечения труб;

S_s — площадь поверхности штанг;

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, газ опи-

сывается уравнением состояния реального газа с учетом сверхсжимаемости. Касательные напряжения на стенке трубы при ламинарном режиме течения определяются в соответствии с формулой Пуазейля-Гагена, при турбулентном режиме (для чисел Рейнольдса больше 2300) — согласно корреляции Блазиуса [12].

В качестве граничных условий задаются: на входе — скорость жидкости в нижнем конце НКТ, определяемая скоростью движения плунжера насоса, на выходе — давление на конце коллектора:

$$\begin{cases} v|_{z=0} = \begin{cases} \frac{\pi S n}{60} \sin\left(\frac{\pi n t}{30}\right) \frac{d_p^2 - d_s^2}{d_t^2}, t < T/2 \\ \frac{\pi S n}{60} \sin\left(\frac{\pi n t}{30}\right) \frac{d_s^2}{d_t^2}, t \geq T/2, \end{cases} \\ p|_{z=L} = p_s \end{cases} \quad (3)$$

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

d_p , d_s , d_t — диаметры плунжера, штанг и внутреннего поперечного сечения подъемных труб соответственно;

L — суммарная длина НКТ и коллектора;

T — период одного цикла откачки.

Полученная система нелинейных уравнений (1)–(3) решается численно методом Ньютона-Рафсона для определения распределения скоростей потока и давления в НКТ и коллекторе [14].

Моделирование динамики давления в насосных трубах УСШН

Давление в НКТ и в выкидной линии на устье зависит от комплекса параметров: геометрии скважины и коллектора, технологических параметров откачки, реологических параметров флюида. Характер колебаний давления на устье скважины определяется, главным образом, гидродинамическими процессами при тении жидкости в коллекторе. Коллектор моделируется горизонтальным трубопроводом постоянного поперечного сечения. Влияние перепада высот не учитывается. Данное предположение справедливо, если максимальная разница геодезических отметок точек трубопровода много меньше его длины. Для исследования закономерностей формирования давления на устье и в нижнем конце насосных труб с точки зрения потенциального размещения пневмокомпенсаторов проводится моделирование течения газожидкостного потока в НКТ и коллекторе при эксплуатации УСШН, принятые при рас-

четах параметры представлены в таблице 1. Анализируется процесс откачки жидкости трех типов, наиболее распространенных в

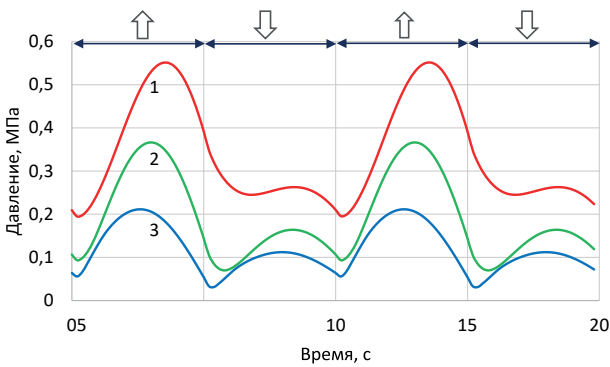
практике: высоковязкой дегазированной нефти, маловязкой нефти с высоким газосодержанием, высокообводненной нефти.

Таблица 1. Геолого-технические и технологические параметры

Параметры	Значения
Диаметр НКТ, мм	62
Диаметр плунжера, мм	44
Длина колонны НКТ, м	1000
Вязкость (высоковязкая нефть), Па·с	0,05; 0,1
Вязкость нефти, Па·с	0,01
Вязкость воды, Па·с	0,001
Вязкость газа, Па·с	0,00001
Плотность нефти, кг/м ³	800
Плотность воды, кг/м ³	1000
Плотность газа в нормальных условиях, кг/м ³	1,2
Обводненность (высокообводненная нефть), %	90
Газовый фактор (маловязкая нефть с высоким газосодержанием), т/м ³	100
Давления насыщения (маловязкая нефть с высоким газосодержанием), МПа	7,2
Длина хода, м	3
Число качаний, мин ⁻¹	6
Длина выкидной линии, м	2000
Давление приема ЦППН (ДНС), МПа	0,3

Кривые изменения гидродинамического давления в выкидной линии на устье (рисунок 1) и в нижнем конце НКТ (рисунок 2) построены при откачке высоковязкой дегазированной нефти (вязкость нефти 50 МПа·с). Под гидродинамическим давлением понимается

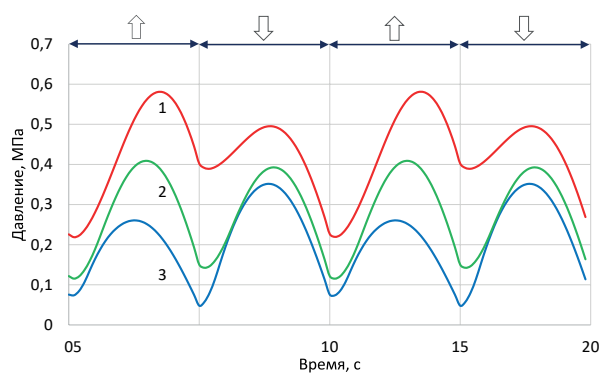
разница между абсолютным и гидростатическим давлением в данной точке, т.е. динамической составляющей, обусловленной действием сил гидродинамического трения, а также сжимаемостью и силами инерции.



1 — 4000 м; 2 — 2000 м; 3 — 1000 м

Рисунок 1. Изменение гидродинамического давления на устье в течение цикла откачки высоковязкой нефти (50 МПа·с) при различной длине коллектора (стрелками показано направление движения плунжера)

Поскольку дегазированная нефть характеризуется невысокой сжимаемостью, скорость движения жидкости в коллекторе соответствует скорости движения жидкости у плунжера. В результате на кривых давления в выкидной линии на устье (рисунок 1) наблюдаются два максимума, достигаемые ближе к



1 — 4000 м; 2 — 2000 м; 3 — 1000 м

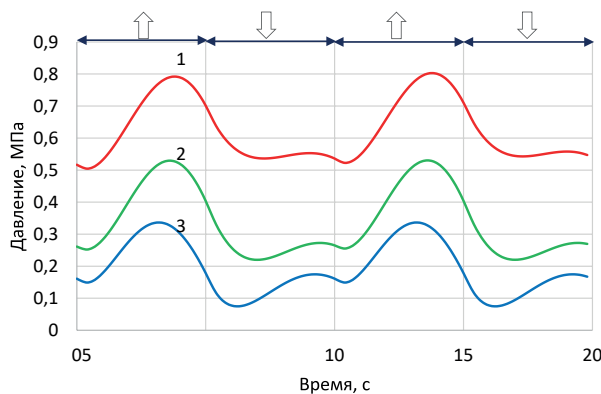
Рисунок 2. Изменение гидродинамического давления в нижнем конце насосно-компрессорных труб в течение цикла откачки высоковязкой нефти (50 МПа·с) при различной длине коллектора (стрелками показано направление движения плунжера)

середине ходе плунжера вверх и вниз, причем давление на устье при ходе плунжера вверх превышает давление при ходе вниз. С увеличением длины коллектора увеличивается работа сил гидродинамического трения и возрастают как максимальная величина, так и амплитуда колебаний давления.

Форма кривых давления в нижнем конце НКТ (рисунок 2) претерпевает существенные изменения, обусловленные гидродинамическим трением жидкости в кольцевом канале между штангами и НКТ. В отличие от коллектора, в полости НКТ максимальное давление достигается при ходе плунжера вниз, что связано с движением штанг, встречным к движению жидкости. При небольшой длине коллектора вклад вязкого трения в НКТ превосходит влияние трения в коллекторе, в результате наблюдается смещение точки максимального давления. В частности, при длине коллектора 1000 м (длина колонны НКТ 1000 м) максимальное гидродинамическое давление на устье скважины составляет порядка 0,2 МПа и достигается в середине хода плунжера вверх, максимальное гидродинамическое давление в нижнем конце НКТ труб составляет 0,35 МПа и достигается в середине хода плунжера вниз (кривая 3 на рисунках 1 и 2). Если

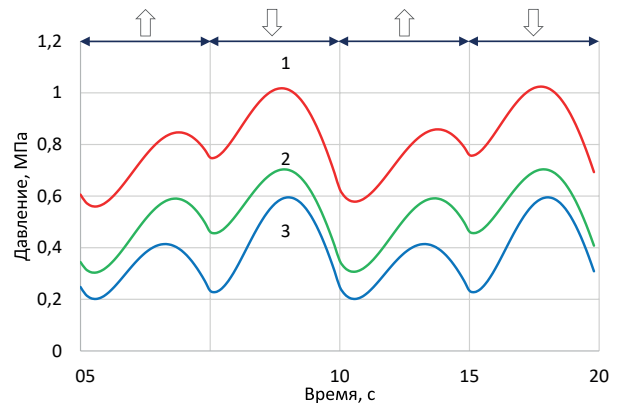
длина коллектора в несколько раз превышает длину колонны НКТ, вязкое трение жидкости в коллекторе преобладает над вязким трением в НКТ, максимальное давление как на устье, так и в нижнем конце НКТ труб достигается в полцикле хода плунжера вверх (кривая 1 на рисунках 1 и 2).

При увеличении вязкости нефти вдвое до 100 мПа·с и увеличении сжимаемости жидкости с $5 \cdot 10^{-10}$ до $8 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹ (вязкость дегазированной нефти варьируется от $3 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹ до $10 \cdot 10^{-10}$ Па⁻¹ [5]) форма колебаний давления на устье практически не меняется (рисунок 3), в нижнем же конце НКТ при различной длине коллектора максимальное гидродинамическое давление достигается при ходе плунжера вниз (рисунок 4), поскольку с увеличением вязкости и сжимаемости скорость жидкости в выкидной линии и коллекторе выравнивается и амплитуда её колебаний снижается.



1 — 4000 м; 2 — 2000 м; 3 — 1000 м

Рисунок 3. Изменение гидродинамического давления на устье в течение цикла откачки высоковязкой нефти (вязкость 100 мПа·с) при различной длине коллектора (стрелками показано направление движения плунжера)



1 — 4000 м; 2 — 2000 м; 3 — 1000 м

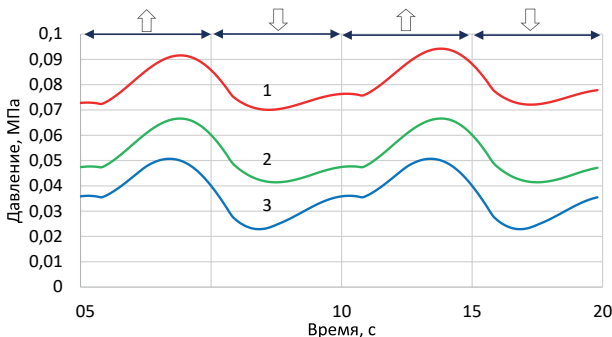
Рисунок 4. Изменение гидродинамического давления в нижнем конце НКТ труб в течение цикла откачки высоковязкой нефти (вязкость 100 мПа·с) при различной длине коллектора (стрелками показано направление движения плунжера)

Из графиков на рисунках 1–4 видно, что размах колебаний давления (разница между максимальным и минимальным давлением за цикл откачки) на устье составляет существенную часть размаха колебаний давления в нижней части НКТ (в рассмотренных примерах от 42 % до 90 %). Поскольку максимум устьевого давления достигается в полцикле хода плунжера вверх, а максимум давления в нижней части НКТ при ходе плунжера вниз, механизмы работы устьевого и глубинного пневмокомпенсаторов в скважине различаются. Снижение амплитуды колебаний давления (путем приема части жидкости рабочей каме-

рой ПК) для устьевого пневмокомпенсатора достигается при ходе плунжера вверх, что позволяет снижать составляющую максимальной нагрузки на плунжер и головку балансира, обусловленную гидродинамическим трением жидкости в коллекторе, и напряжения в штангах. Работа глубинного пневмокомпенсатора, принимающего жидкость при ходе плунжера вниз, заключается в снижении силы гидродинамического трения, действующей на штанговую колонну, путем уменьшения относительной скорости встречного движения штанг и жидкости, что позволяет не допустить эффекта «зависания» штанговой ко-

лонны и потери ее устойчивости при ходе вниз.

Замена высоковязкой нефти маловязкой нефтью с высоким газосодержанием приводит к значительному росту сжимаемости жидкости и изменению характера колебаний жидкости. Увеличение сжимаемости обуславливает выравнивание скорости жидкости в коллекторе в течение цикла откачки, в результате колебания давления на устье сглаживаются (рисунок 5), причем с увеличением длины коллектора среднеинтегральное за цикл откачки давление увеличивается, а амплитуда колебаний давления снижается. Форма кривой колебаний давления приобретает близкий к синусоидальному вид: в полуцикле хода плунжера вверх достигается максимальное, а при

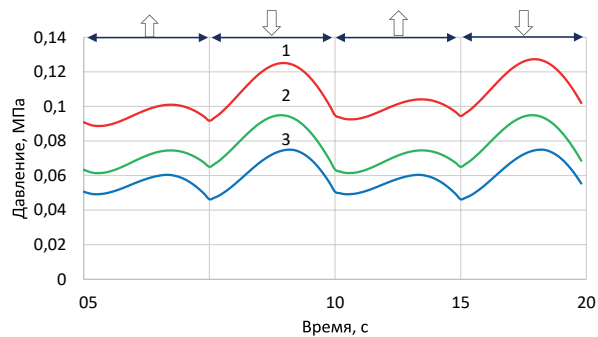


1 — 4000 м; 2 — 2000 м; 3 — 1000 м

Рисунок 5. Изменение гидродинамического давления на устье в течение цикла откачки маловязкой нефти с высоким газосодержанием при различной длине коллектора (стрелками показано направление движения плунжера)

При откачке высокообводненной нефти, характеризующейся как незначительным содержанием газа в продукции, так и малой вязкостью, существенное влияние на конфигурацию барограмм оказывают силы инерции при переменном движении потока, преобладающие в общем балансе сил. На графиках (рисунок 7) приведены расчетные кривые изменения давления в выкидной линии и НКТ при откачке высокообводненной продукции. Максимальное давление, обусловленное силами инерции, достигается ближе к началу хода плунжера, и в рассмотренном примере достигает 0,3 МПа в нижнем конце НКТ и 0,2 МПа на устье скважины, что составляет порядка 70 % амплитуды колебаний на выкиде. Таким образом, при откачке высокообводненной жидкости устьевой пневмокомпенсатор позволяет снижать составляющую пульсаций давления в НКТ, обусловленную силами инерции при движении жидкости в коллекторе.

ходе плунжера вниз — минимальное давление за цикл откачки. Колебания давления в НКТ, связанные с гидродинамическим трением, превосходят по величине «сглаженные» колебания давления в коллекторе, вследствие чего максимальное давление в нижней части НКТ труб достигается при ходе плунжера вниз (рисунок 6). В результате размещение пневмокомпенсатора на устье является более эффективным с точки зрения снижения максимальной нагрузки на плунжер и головку балансира. Амплитуда колебаний давления при откачке маловязкой жидкости с высоким газосодержанием является небольшой (максимальная ее величина в рассмотренных примерах не превышает 0,02 МПа).



1 — 4000 м; 2 — 2000 м; 3 — 1000 м

Рисунок 6. Изменение гидродинамического давления в нижнем конце насосно-компрессорных труб в течение цикла откачки маловязкой нефти с высоким газосодержанием при различной длине коллектора (стрелками показано направление движения плунжера)

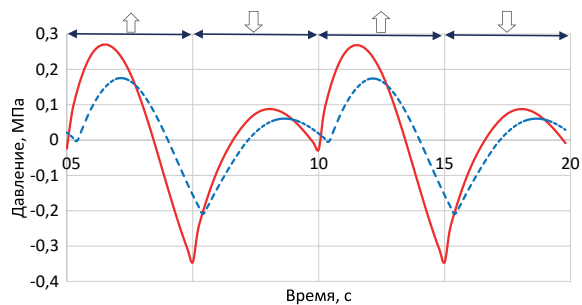


Рисунок 7. Изменение гидродинамического давления на устье (штриховая линия) и в нижнем конце НКТ (сплошная линия) в течение цикла откачки высокообводненной нефти (стрелками показано направление движения плунжера)

Выводы

1. Разработана математическая модель нестационарного течения жидкости в насосных трубах штанговых установок. Путем построения кривых гидродинамического давления (разности между абсолютным и гидростатическим давлением в данной точке) проанализи-

зированы особенности динамики давления в нижнем конце НКТ и в выкидной линии на устье скважины. Проведена оценка потенциальной эффективности размещения пневмокомпенсаторов в НКТ и на устье в выкидной линии скважины.

2. Моделированием откачки высоковязкой нефти показано, что размах колебаний давления на устье составляет существенную часть размаха колебаний давления в нижней части НКТ (в рассмотренных примерах от 42 % до 90 %). Максимум устьевого давления достигается в полувцикле хода плунжера вверх, а максимум давления в нижней части НКТ — при ходе плунжера вниз. В этих условиях устьевой пневмокомпенсатор позволяет снижать составляющую максимальной нагрузки на плунжер и головку балансира, обусловленную гидродинамическим трением жидкости в коллекторе, глубинный пневмокомпенсатор, принимающий жидкость при ходе плунжера вниз, снижает силу гидродинамического трения, действующую на штанговую колонну при ходе вниз, что позволяет не допустить эффекта ее «зависания».

3. Показано, что при откачке маловязкой нефти с высоким газосодержанием форма

кривой колебаний устьевого давления приобретает близкий к синусоидальному вид: в полувцикле хода плунжера вверх достигается максимальное, а при ходе плунжера вниз — минимальное давление за цикл откачки. Амплитуда колебаний давления является небольшой (максимальная ее величина в рассмотренных примерах не превышает 0,02 МПа). Размещение пневмокомпенсатора на устье является более эффективным с точки зрения снижения максимальной нагрузки на плунжер и головку балансира.

4. Проанализировано влияние сил инерции, являющихся определяющими при откачке высокообводненной нефти. Показано, что максимальное гидродинамическое давление, обусловленное силами инерции, достигается ближе к началу хода плунжера, причем амплитуда колебаний давления на устье составляет порядка 70 % амплитуды колебаний в нижнем конце НКТ, что позволяет использовать устьевые пневмокомпенсаторы для снижения составляющей пульсаций давления в НКТ, обусловленной силами инерции при движении жидкости в коллекторе.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гилаев Г.Г., Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р. Современные методы насосной добычи нефти. Уфа: Восточная печать, 2016. 412 с.
2. 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.
3. Топольников А.С., 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: 19.05.2020).
4. Пат. 2159867 РФ, МПК F 04 B 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. Кутлуяр, И.А. Маков. 99105651/06, Заявлено 15.03.1999; Оpubл. 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. Уразаков К.Р., Латыпов Б.М., Исмагилов Р.Р. Экспериментальные исследования коэффициента трения элементов штанговой колонны винтовых насосных установок // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. № 3. С. 256–270. URL: <http://ogbus.ru/>

files/ogbus/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p256-270_UrazakovKR_ru.pdf (дата обращения: 19.05.2020).

7. 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.
8. Уразаков К.Р., Тимашев Э.О., Тухватуллин Р.С. Устьевой пневмокомпенсатор штанговой скважинной насосной установки // Территория «Нефтегаз». 2017. № 12. С. 60–64.
9. 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. № 5. С. 23–32. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-23-32.
10. Shi H., Holmes J., Diaz L., Durlofsky L.J., Aziz K. Drift-Flux Parameters for Three-Phase Steady-State Flow in Wellbores // SPE Journal. 2005. Vol. 10. Issue 2. P. 130–137. DOI: 10.2118/89836-PA.
11. Шарафутдинов Р.Ф., Хабиров Т.Р., Садретдинов А.А. Исследование неизотермического двухфазного течения в вертикальной скважине // Прикладная механика и техническая физика. 2015. Т. 56. № 2 (330). С. 15–20. DOI: 10.15372/PMTF20150202.
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.
13. Уразаков К.Р., Тимашев Э.О. Динамика скорости потока и давления в лифтовых трубах установок плун-

жерных 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.

14. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. М.: Наука, 1984. 282 с.

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. 412 p. [in Russian].

2. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Latypov B.M., Ishmukhametov B.Kh. Utechki zhidkosti v shtangovom nasose s regulyarnym mikrorel'efom na poverkhnosti plunzhera [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].

3. Topolnikov A.S., 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 19.05.2020). [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 Downhole Sucker Rod and Screw Pumps]. Patent RF, No. 2159867, 2000. [in Russian].

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

6. Urazakov K.R., Latypov B.M., Ismagilov R.R. Eksperimental'nye issledovaniya koeffitsienta treniya elementov shtangovoi kolonny vintovykh nasosnykh ustanovok [Experimental Studies of the Friction Coefficient for the Elements of the Progressing Cavity Pumps]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2015, No. 3, pp. 256–270. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p256-270_UrazakovKR_ru.pdf (accessed 19.05.2020). [in Russian].

7. 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].

8. Urazakov K.R., Timashev E.O., Tukhvatullin R.S. Ust'evoi 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].

9. Belozеров 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, No. 5, pp. 23–32. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-23-32. [in Russian].

10. Shi H., Holmes J., Diaz L., Durlinsky L.J., Aziz K. Drift-Flux Parameters for Three-Phase Steady-State Flow in Wellbores. *SPE Journal*, 2005, Vol. 10, Issue 2, pp. 130–137. DOI: 10.2118/89836-PA.

11. Sharafutdinov R.F., Khabirov T.R., Sadretdinov A.A. Issledovanie neizotermicheskogo dvukhfaznogo techeniya v vertikal'noi skvazhine [Nonisothermal Two-Phase Flow in a Vertical Well]. *Prikladnaya mekhanika i tekhnicheskaya fizika — Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 2015, Vol. 56, No. 2 (330), pp. 15–20. DOI: 10.15372/PMTF20150202. [in Russian].

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

13. 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 nefiti 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].

14. Patankar S. *Chislennyye metody resheniya zadach teploobmena i dinamiki zhidkosti* [Numerical Methods for Solving Problems of Heat Transfer and Fluid Dynamics]. Moscow, Nauka Publ., 1984. 282 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

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

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

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

e-mail: urazakk@mail.ru