

УДК 622.276

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ПОГРУЖНЫХ ПЛУНЖЕРНЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК С ПНЕВМОКОМПЕНСАТОРАМИ

Уразаков Камил Рахматуллович¹,
urazakk@mail.ru

Тимашев Эдуард Олегович¹,
timashev@mail.ru

Молчанова Вероника Александровна¹,
felix8047@mail.ru

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность. На сегодняшний день наиболее актуальной задачей механизированной добычи нефти является увеличение рентабельности эксплуатации низко-дебитного и осложненного фонда скважин. Одним из перспективных путей ее решения является совершенствование традиционных и разработка альтернативных технологий эксплуатации, в частности плунжерных насосных установок с погружным приводом. Эффективность работы погружных плунжерных установок в значительной степени определяется нагрузкой, действующей на плунжер насоса. Существенный рост циклических переменных нагрузок на плунжер и привод обусловлен колебаниями давления в насосно-компрессорных трубах, возникающими вследствие неравномерной подачи насоса. Вышесказанное обуславливает актуальность разработки методов и технологий снижения колебаний (пульсаций) давления в насосно-компрессорных трубах погружных плунжерных установок.

Объект: установка насосная плунжерная с погружным приводом, оборудованная пневматическими компенсаторами давления (пневмокомпенсаторами), работающая в стендовой скважине. Пневмокомпенсаторы представляют собой устройства, предназначенные для создания равномерного течения жидкости в насосно-компрессорных трубах.

Цель: исследование эффективности пневмокомпенсаторов в составе плунжерных насосных установок с погружным приводом, анализ влияния технологических и геометрических параметров пневмокомпенсаторов на эффективность сглаживания колебаний давления и скорости потока в насосно-компрессорных трубах.

Методы: разработка аналитической математической модели работы погружной плунжерной установки в стендовой скважине; проведение численных экспериментов для выявления закономерностей влияния технологических параметров пневмокомпенсаторов на эффективность их работы; физическое моделирование работы погружной плунжерной установки на стендовой скважине.

Результаты. Получено аналитическое выражение, позволяющее для заданного закона изменения подачи насоса и энергоемкости системы пневмокомпенсаторов рассчитать динамику давления в насосно-компрессорных трубах. В результате моделирования работы погружной плунжерной установки в стендовой скважине получена теоретическая барограмма изменения давления в насосно-компрессорных трубах в течение цикла откачки, которая хорошо согласуется с фактической барограммой. Моделированием работы погружной плунжерной установки, оборудованной пневмокомпенсаторами, показано значительное, практически на порядок, снижение пульсаций давления в насосно-компрессорных трубах и нагрузок на плунжер и привод. Проанализировано влияние суммарного объема и давления зарядки пневмокомпенсаторов на эффективность их работы. Даны практические рекомендации по расчету оптимального давления зарядки пневмокомпенсаторов.

Ключевые слова:

Установка насосная плунжерная с погружным приводом, пневмокомпенсатор, технологические параметры пневмокомпенсатора, колебания давления, давление зарядки, рабочая камера пневмокомпенсатора.

Введение

На сегодняшний день в связи с переходом ряда ведущих месторождений России на завершающую стадию эксплуатации одной из ключевых тенденций механизированной добычи нефти является снижение дебитов и рост осложненного фонда скважин. К основным факторам, осложняющим эксплуатацию скважин, следует отнести: низкое пластовое давление и продуктивность коллекторов, высокую вязкость нефти, интенсивное отложение парафинов в узлах внутрискважинного оборудования, что особенно актуально при разработке трудноизвлекаемых запасов. Традиционные способы эксплуатации данных категорий скважин – штанговыми насосными установками (УСШН) и установками электроцентробежного насоса (УЭЦН) – в ряде случаев оказываются нерентабельными [1–3].

Один из перспективных путей повышения рентабельности и эффективности механизированной нефтедобычи – использование плунжерных установок с погружным приводом, в частности, с линейным двигателем (УПЛД). Использование погружного привода в составе с плунжерным насосом позволяет преодолеть недостатки существующих способов эксплуатации, в частности, низкий коэффициент полезного действия (КПД) УЭЦН в области низкого (до 40 кубических метров в сутки) дебита, ограничения по глубине спуска и кривизне скважин, характерные для штанговых установок в связи с наличием штанговой колонны. Однако, несмотря на вышеприведенные достоинства, процесс откачки пластового флюида УПЛД также сопровождается осложнениями в работе насосной установки. Поскольку плунжерный насос в

составе УПЛД является насосом одностороннего действия, его подача является неравномерной: подъем жидкости в насосно-компрессорных трубах (НКТ) осуществляется только в полувцикле хода плунжера вверх, при ходе плунжера вниз подача насоса отсутствует. Колебания скорости жидкости в НКТ в процессе работы УПЛД обуславливают возникновение колебаний (пульсаций) давления в НКТ, возникающих за счет действия сил гидродинамического трения жидкости о стенки труб. Пульсации давления, в свою очередь, вызывают рост циклических переменных нагрузок, действующих на плунжер насоса и привод, что ведет к снижению надежности работы привода и росту потребляемой электроэнергии [4–10].

Для снижения колебаний давления при откачке жидкости плунжерными насосами могут быть использованы пневматические компенсаторы давления – пневмокомпенсаторы (ПК). В нефтепромысловой практике широкое распространение получили пневмокомпенсаторы в составе буровых насосных установок, также известен опыт применения ПК при добыче нефти штанговыми установками. Принцип работы пневмокомпенсаторов основан на снижении амплитуды колебаний давления путем выравнивания скорости потока жидкости в НКТ. Теоретический расчет технологических параметров пневмокомпенсаторов основан на определении объема жидкости, который принимает и затем отдает рабочая камера ПК таким образом, что скорость потока в НКТ остается постоянной величиной. Эффективность работы ПК в значительной степени определяется обоснованным расчетом технологических параметров. Для исследования эффективности пневматических компенсаторов в составе плунжерных установок с погружных линейным приводом, анализа влияния технологических и геометрических параметров пневмокомпенсаторов на эффективность сглаживания колебаний давления и скорости потока в НКТ разработана методика проведения лабораторных экспериментов. Эксперименты проводятся на специализированной стендовой скважине [11–13].

Стенд для моделирования работы УПЛД с пневмокомпенсаторами

Стенд представляет собой вертикальную скважину, оборудованную насосной установкой с погружным приводом УПЛД. В качестве привода используется погружной линейный магнитоэлектрический двигатель. В колонне НКТ устанавливаются пневмокомпенсаторы. Кроме того, установка включает следующие элементы: НКТ, обсадные трубы, станция управления, приборный щит, трансформатор, диафрагма, манометры, датчик давления, датчик расхода, счетчики активной и реактивной электроэнергии [14–17]. Схема установки приведена на рис. 1.

Принцип работы насосной установки: плунжер приводится в движение погружным линейным магнитоэлектрическим двигателем со станции управления. Объемный расход жидкости в НКТ зависит от диаметра плунжера, длины хода и частоты качаний (числа двойных ходов в минуту) плунжерного насоса.

НКТ дополнительно оборудуются пневмокомпенсатором (пневмокомпенсаторами). Конструктивно пневмокомпенсатор представляет собой газовую и рабочую камеры, разделенные непроницаемой подвижной стенкой, например, эластичной диафрагмой. Газовая камера пневмокомпенсатора заполнена газом под определенным давлением, рабочая камера сообщается с полостью НКТ. При возрастании скорости потока и давления в НКТ и рабочей камере ПК, гидродинамически связанной с полостью НКТ, объем газовой камеры снижается, при этом часть жидкости поступает в освободившийся объем рабочей камеры ПК. При снижении скорости потока и давления сжатый газ вытесняет порцию жидкости в полость НКТ. В результате выше места установки пневмокомпенсатора достигается выравнивание скорости жидкости в НКТ и снижение колебаний давления (рис. 2).

Устье скважины герметизируется, а также предусматривается система, обеспечивающая циркуляцию жидкости в скважине. Система циркуляции состоит из нагнетательной линии с расходомером и манометром, регистрирующими соответственно скорость потока и давление на устье. Для регулирования давления в НКТ и нагнетательной линии на устье скважины устанавливается штуцер, причем величина устьевого давления регулируется изменением диаметра штуцера. Дополнительные гидравлические сопротивления движению жидкости в НКТ (эквивалентные гидродинамическому трению жидкости в НКТ) за счет размещения на устье штуцера малого проходного сечения создаются ввиду небольшой глубины скважины (порядка 10 м) для моделирования промысловых условий работы УПЛД.

Для регистрации пульсаций давления в обсадной колонне на приеме насоса и в НКТ устанавливаются соответствующие датчики давления (манометры). Показания датчиков выводятся на прибор регистрации давления в станции управления. Числовые величины технологических и технических параметров стенда представлены в табл. 1.

Таблица 1. Параметры стенда

Table 1. Bench parameters

	Величина Value
Свойства флюида Fluid properties	
Плотность, кг/м ³ /Density, kg/m ³	900
Вязкость, мПа*с/Viscosity, mPa*s	100
Параметры скважины Well parameters	
Внутренний диаметр НКТ, мм Tubing inner diameter, mm	60
Диаметр насоса, мм/Pump diameter, mm	32
Глубина спуска, м/Depth of pump descent, m	10
Технологические параметры Technological parameters	
Длина хода, м/Stroke length, m	1,230
Число качаний в минуту Number of swings per minute	8
Формирование устьевого давления Wellhead pressure formation	
Диаметр проходного сечения штуцера, мм Fitting passage section diameter, mm	2

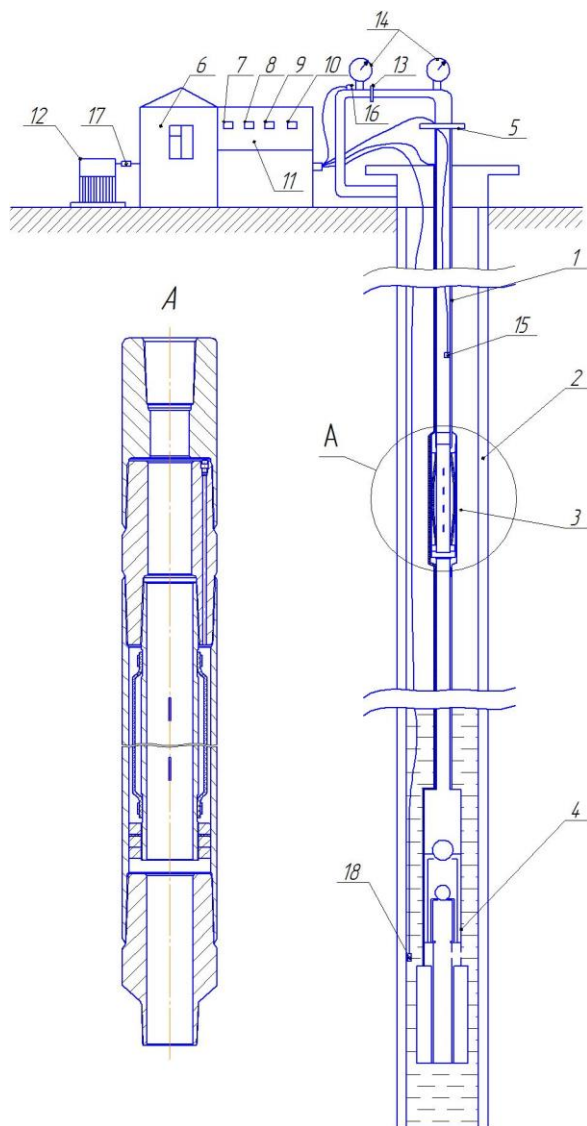


Рис. 1. Схема экспериментального стенда: 1 – насосно-компрессорные трубы, 2 – обсадные трубы, 3 – пневмокомпенсатор (-ы), 4 – плунжерный насос с погружным линейным двигателем, 5 – датчик давления в обсадной колонне на приеме насоса, 6 – станция управления, 7 – прибор регистрации потребления мощности, 8 – прибор регистрации давления в обсадной колонне на приеме насоса, 9 – прибор регистрации расхода на устье скважины, 10 – прибор регистрации давления на устье скважины, 11 – приборный щит, 12 – трансформатор, 13 – штуцер, 14 – манометры, 15, 18 – датчик давления, 16 – датчик расхода, 17 – счетчик активной и реактивной электроэнергии

Fig. 1. Scheme of the experimental bench: 1 – tubing pipe, 2 – casing pipes, 3 – pneumatic compensator (s), 4 – plunger pump with downhole linear motor, 5 – pressure sensor at the pump reception, 6 – control station, 7 – power consumption registration device, 8 – pressure registration device at the pump reception, 9 – flow registration device at the wellhead, 10 – wellhead pressure registration device, 11 – instrument panel, 12 – transformer, 13 – fitting, 14 – pressure gauges, 15, 18 – pressure sensor, 16 – flow sensor, 17 – active and reactive electricity meter

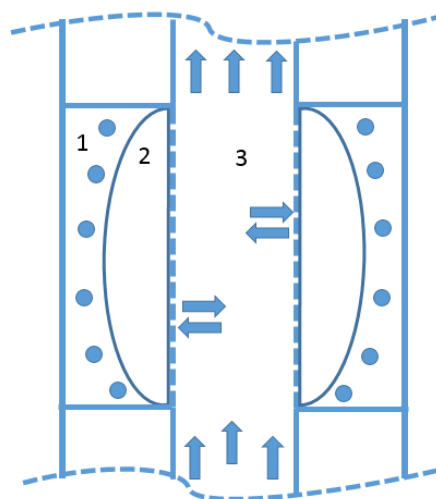


Рис. 2. Схема пневмокомпенсатора (1 – газовая камера ПК, 2 – рабочая камера ПК, 3 – полость НКТ, стрелками показаны возможные направления потоков)

Fig. 2. Pneumatic compensator design (1 – PC gas chamber, 2 – PC working chamber, 3 – tubing cavity, arrows show possible flow direction)

Математическая модель работы погружной плунжерной установки с пневмокомпенсаторами

В общем случае расчет течения жидкости в НКТ базируется на совместном решении уравнений сохранения импульса и энергии (уравнений Навье–Стокса). Поскольку глубина спуска насоса для стендовой скважины является небольшой (10 м), влиянием нестационарного и инерционного слагаемых в уравнениях можно пренебречь. Полагая режим течения в НКТ ламинарным и определяя касательные напряжения на стенке трубы согласно формуле Пуазейля–Гагена, закон сохранения импульса можно переписать в виде [17]

$$\frac{dp}{dz} = \frac{64 \rho v^2}{\text{Re } 2d_t} - \rho g_z, \quad (1)$$

где p – давление, Па; z – координата вдоль ствола скважины, направлена вертикально вверх, м; v – скорость жидкости в НКТ, м/с; Re – число Рейнольдса; d_t – внутренний диаметр НКТ, мм; ρ – плотность жидкости, кг/м³; g_z – ускорение свободного падения, м/с².

Скорость движения жидкости в НКТ определяется скоростью движения плунжера насоса, а также обменными массовыми потоками между полостью НКТ и рабочей камерой пневмокомпенсаторов, рассчитываемыми согласно следующей зависимости, полученной в предположении изотермического характера расширения и сжатия газовой камеры пневмокомпенсатора:

$$v = \frac{1}{S_t} \left(Q_{pump}(t) - \frac{p_0 V_0}{p^2} \frac{dp}{dt} \right), \quad (2)$$

где $Q_{pump}(t)$ – закон изменения во времени подачи насоса, м³/с; p – давление в газовой камере, Па; p_0 , V_0 – начальное давление (Па) и объем (м³) газовой

камеры соответственно; S_t – площадь внутреннего поперечного сечения НКТ, м².

Дополнительные гидравлические сопротивления, возникающие на устьевом штуцере, рассчитываются согласно зависимости [18, 19]

$$\Delta p = \varepsilon \frac{\rho v^2}{2}, \quad (3)$$

где ε – коэффициент местных гидравлических сопротивлений для штуцера.

Совместным решением (1)–(3) получено выражение для расчета производной давления в НКТ (в нижней части колонны НКТ, прилегающей к насосу):

$$\frac{dp_{out}}{dt} = \frac{Q_{pump}(t)}{U_0} p_{out}^2 - \frac{S_t p_{out}^2}{U_0} \times \left(\frac{-32\mu L}{\varepsilon \rho d_t^2} + \frac{1}{\varepsilon \rho} \sqrt{\left(\frac{32\mu L}{d_t^2} \right)^2 + 2\varepsilon \rho (p_{out} - p_s)} \right), \quad (4)$$

где p_{out} – давление в нижней части НКТ, Па; $U_0 = p_0 V_0$ – энергоемкость системы ПК, Дж; μ – динамическая вязкость жидкости в НКТ, Па·с; p_s – статическое давление в жидкости в нижней части НКТ, Па; L – длина колонны насосно-компрессорных труб, м.

Динамика изменения давления в нижней части НКТ для насосной установки, оборудованной пневмокомпенсаторами энергоемкостью U_0 , рассчитывается численным решением (4) для произвольного закона изменения подачи насоса $Q_{pump}(t)$.

Моделирование работы погружной плунжерной установки и обоснование эффективности пневмокомпенсаторов

В результате моделирования работы УПЛД в стендовой скважине (без пневмокомпенсаторов) получена теоретическая барограмма изменения давления в НКТ в течение цикла откачки, которая хорошо согласуется с фактической барограммой (рис. 3). Отклонение кривых не превышает 4 %, что свидетельствует об адекватности моделирования. Амплитуда колебаний давления в НКТ составляет порядка 13 МПа, что обусловлено главным образом значительными гидравлическими сопротивлениями, развиваемыми при течении жидкости через устьевой штуцер.

Моделирование работы УПЛД, оборудованной пневмокомпенсаторами, показало значительное снижение пульсаций давления в НКТ и нагрузок на плунжер и привод (табл. 2). Расчетные технологические параметры пневмокомпенсаторов представлены в табл. 3.

Эффективность снижения колебаний давления определяется двумя ключевыми параметрами: давлением и объемом газа в газовой камере ПК, причем эти величины непрерывно изменяются в течение цикла работы плунжерного насоса УПЛД. В качестве анализируемых и контролируемых технологических параметров рассматриваются: давление зарядки пневмокомпенсаторов (давление предварительно закачиваемого на поверхности газа в ПК) и суммарный объем пневмокомпенсаторов (под объемом одного ПК пони-

мается максимальный возможный объем газовой камеры ПК, определяемый его геометрическими характеристиками). Результирующий объем ПК регулируется изменением количества пневмокомпенсаторов стандартного образца, устанавливаемых в скважину. В качестве стандартного образца ПК рассматривается цилиндрический коаксиальный диафрагменный пневмокомпенсатор, подвижный элемент которого (эластичная упругая диафрагма) перемещается в пространстве между НКТ и внешней трубой (рис. 2).

Таблица 2. Показатели работы погружной плунжерной установки

Table 2. Performance indicators of downhole plunger installations

Показатель/Index	УПЛД без ПК DPI without pneumatic compensators	УПЛД с ПК DPI with pneumatic compensators
Максимальное давление в НКТ, МПа Maximum pressure in the tubing, MPa	12,7	2,0
Среднее давление за цикл откачки, МПа Average pressure during the pumping cycle, MPa	2,5	1,6
Максимальная нагрузка на плунжер, кН Maximum load on the plunger, kN	10,4	1,6
Средняя за цикл нагрузка на плунжер, кН Average per cycle load on the plunger, kN	2,0	1,3

Таблица 3. Технологические параметры пневмокомпенсаторов

Table 3. Technological parameters of pneumatic compensators

Показатель/Index	Значение/Value
Давление зарядки пневмокомпенсаторов, МПа Charging pressure of pneumatic compensators, MPa	1
Количество пневмокомпенсаторов Number of pneumatic compensators	6
Объем одного пневмокомпенсатора, м ³ ·10 ⁻³ Volume of the one pneumatic compensator, м ³ ·10 ⁻³	0,5
Интервал размещения пневмокомпенсаторов Placement interval of pneumatic compensators	Последовательно, в нижней части НКТ In series, at the bottom of the tubing

С увеличением суммарного объема ПК возрастает энергоемкость системы пневмокомпенсаторов, амплитуда колебаний и максимальная величина давления закономерно снижаются (рис. 4), причем по мере роста количества ПК темп сглаживания пульсаций давления снижается. В частности, при увеличении количества ПК в системе с 1 до 2 максимальная величина давления уменьшается более чем в 2 раза – с 7 до 3 МПа, при увеличении с 3 до 6 ПК – на 20 %, с 2,5 до 2 МПа. Следует отметить, что подача плунжерного насоса за один цикл составляет порядка $1 \cdot 10^{-3}$ м³ (1 л,

что соответствует объему 2 ПК). Из графиков на рис. 4 видно, что существенное сглаживание колебаний давления (кривые 2–4) достигается в случаях, когда суммарный объем пневмокомпенсаторов близок к подаче насоса за цикл иликратно превышает ее. Оценка количества и суммарного объема пневмокомпенсаторов, устанавливаемых в скважину, может проводиться с использованием уравнения для изотермического сжатия газа в газовых камерах ПК:

$$V_0 = \Delta V \left(1 + \frac{P_0}{\Delta P} \right), \quad (5)$$

где ΔP , ΔV – изменение давления (Па) и объема (м^3) газовых камер.

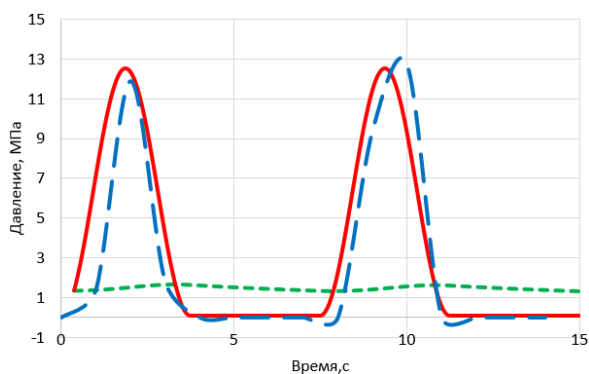


Рис. 3. Барограммы в насосно-компрессорных трубах (сплошная линия – модель, длинный штрих – фактическая, короткий штрих – модельная, погружная плунжерная установка с пневмокомпенсаторами)

Fig. 3. Barograms in tubing (solid line – model, long bar – actual, short bar – model, downhole plunger installations with pneumatic compensators)

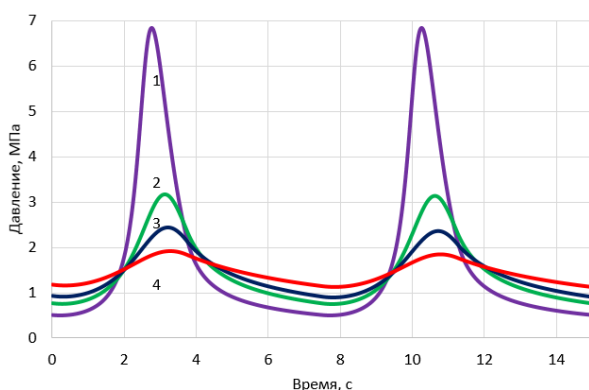


Рис. 4. Модельные барограммы в насосно-компрессорных трубах при различном суммарном количестве пневмокомпенсаторов в системе (1 – 1, 2 – 2, 3 – 3, 4 – 6 пневмокомпенсаторов)

Fig. 4. Model barograms in the tubing with different total number of pneumatic compensators in the system (1 – 1, 2 – 2, 3 – 3, 4 – 6 pneumatic compensators)

Поскольку с увеличением суммарного объема ПК постепенно снижается амплитуда колебаний давления, уменьшается и рабочий ход диафрагмы, а также эффективный объем жидкости, принимаемый ПК. В результате увеличение количества ПК не приводит

к пропорциональному снижению амплитуды колебания давления. Напротив, связь между этими двумя величинами близка к гиперболической. Согласно формуле (5) для полного выравнивания пульсаций давления в НКТ количество и суммарный объем пневмокомпенсаторов должны стремиться к бесконечности (рис. 5).

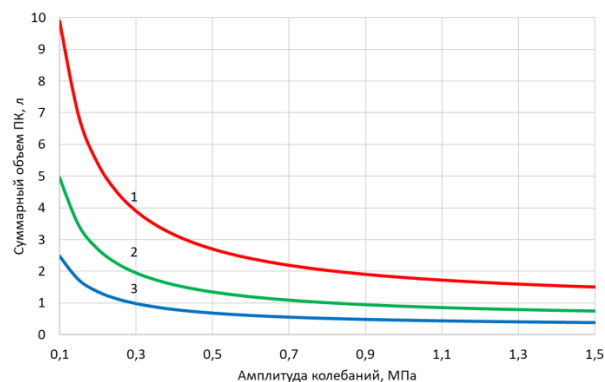


Рис. 5. Расчетная зависимость суммарного объема ПК, требуемого для достижения заданной амплитуды колебаний давления после сглаживания (1 – подача насоса за цикл 2 л, 2 – 1 л, 3 – 0,5 л)

Fig. 5. Calculated dependence of the total PC volume required to achieve the specified amplitude of pressure oscillations after smoothing (1 – pump supply per cycle 2 l, 2 – 1 l, 3 – 0,5 l)

Характер влияния давления зарядки пневмокомпенсаторов на конфигурацию барограмм показан на рис. 6. Вначале рост давления зарядки с 0,5 до 1 МПа (от кривой 2 к кривой 4 на рис. 6) приводит к снижению амплитуды колебаний давления: при чрезмерно низком давлении зарядки давление жидкости в насосно-компрессорных трубах, в течение цикла откачки превышающее давление зарядки, обуславливает постоянное сжатие газовой камеры, следовательно, снижение рабочего хода диафрагмы ПК и эффективного объема жидкости, принимаемой ПК. При росте давления зарядки с 1 до 1,5 МПа (от кривой 4 к кривой 3 на рис. 6) амплитуда колебаний давления возрастает, причем форма барограммы претерпевает значительные изменения. В процессе снижения давления в НКТ в полцикле всасывания (ход плунжера вниз) подача насоса отсутствует, движение потока в НКТ обеспечивается исключительно за счет вытеснения жидкости из рабочей камеры ПК сжатым газом. Однако если давление в НКТ становится ниже давления зарядки ПК, в процессе расширения газовой камеры диафрагма полностью прилегает к внутренней стенке пневмокомпенсатора, и его подача прекращается. Поскольку подача и насоса, и ПК равны нулю, прекращается движение жидкости в насосно-компрессорных трубах, и давление в НКТ снижается до статического. В дальнейшем в начале полцикла нагнетания (ход плунжера вверх) пневмокомпенсатор не принимает жидкость до тех пор, пока давление в НКТ не превысит давление зарядки ПК. Таким образом, чрезмерно высокое давление зарядки, так же, как и чрезмерно низкое, оказывает отрицательное влия-

ние на эффективность работы ПК. Исходя из вышесказанного, оптимальное давление зарядки рационально устанавливать равным минимальному давлению в НКТ в течение цикла откачки.

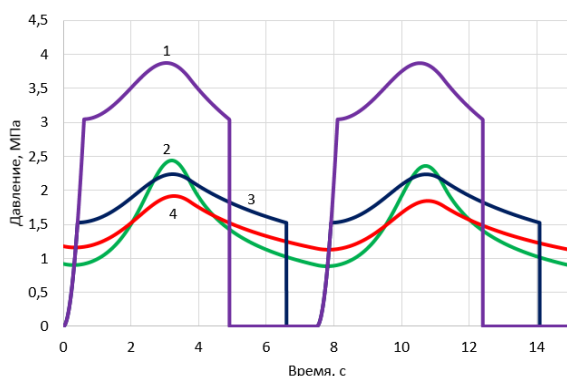


Рис. 6. Модельные барограммы в насосно-компрессорных трубах при различном давлении зарядки пневмокомпенсаторов, МПа: 1) 3; 2) 0,5; 3) 1,5; 4) 1

Fig. 6. Model barograms in tubing at different charging pressure of pneumatic compensators, MPa: 1) 3; 2) 0,5; 3) 1,5; 4) 1

Следует отметить, что существующие методы расчета технологических параметров пневмокомпенсаторов не учитывают рассмотренных выше физических принципов формирования колебаний скорости потока и давления в трубах при работе ПК. В частности, в [20] давление зарядки ПК рекомендуется принимать равным статическому давлению на глубине его установки. Расчет технологических параметров пневмокомпенсаторов с учетом приведенных в статье рекомендаций позволит обеспечить максимальную энергоемкость пневмокомпенсаторов и оптимальные условия их работы.

Выводы

1. Разработана математическая модель течения жидкости в подъемных трубах плунжерной насосной

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гилаев Г.Г., Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р. Современные методы насосной добычи нефти. – Уфа: Восточная печать, 2016. – 410 с.
2. Эксплуатация скважин установками штанговых насосов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / В.М. Валовский, К.М. Валовский, Г.Ю. Басос, Н.Г. Ибрагимов, В.Г. Фадеев, А.В. Артюхов. – М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2016. – 592 с.
3. Robust technology and system for management of sucker rod pumping units in oil wells / Т.А. Aliev, А.Н. Rzayev, G.A. Guluyev, Т.А. Alizada, N.E. Rzayeva // Mechanical Systems and Signal Processing. – 2018. – V. 99. – P. 47–56.
4. Kolawole O., Gamadi T., Bullard D. Comprehensive review of artificial lift system applications in tight formations // SPE (Society of Petroleum Engineers) – 196592, SPE Eastern Regional Meeting. – Charleston, West Virginia, USA, 15–17 October 2019. – P. 1–21.
5. Valeev A.R., Zotov A.N., Kharisov Sh.A. Application of disk springs for manufacturing vibration isolators with quasi-zero stiffness // Chemical and Petroleum Engineering. – 2015. – V. 51. – № 3. – P. 194–200.
6. Model predictive automatic control of sucker rod pump system with simulation case study / B. Hansen, B. Tolbert, C. Vernon, J.D. Hedengren // Computers and Chemical Engineering. – 2019. – V. 121. – P. 265–284.

установки с погружным (линейным) приводом, оборудованной системой пневматических компенсаторов, для стеновой скважины. Получено аналитическое выражение, которое позволяет для произвольного закона изменения подачи насоса и заданной энергоемкости системы пневмокомпенсаторов рассчитать динамику давления в насосно-компрессорных трубах.

2. В результате моделирования работы погружной плунжерной установки в стеновой скважине (без пневмокомпенсаторов) получена теоретическая барограмма изменения давления в насосно-компрессорных трубах в течение цикла откачки, которая хорошо согласуется с фактической барограммой (отклонение кривых не превышает 4 %).
3. Моделирование работы погружной плунжерной установки, оборудованной пневмокомпенсаторами, показало значительное снижение пульсаций давления в насосно-компрессорных трубах и нагрузок на плунжер и привод: максимальное давление в насосно-компрессорных трубах и максимальная нагрузка на плунжер снизились практически на порядок, в 6 раз. Показано, что степень сглаживания пульсаций давления возрастает с увеличением суммарного объема газовых камер пневмокомпенсаторов, т. е. с увеличением количества пневмокомпенсаторов, причем по мере роста количества пневмокомпенсаторов темп сглаживания пульсаций давления снижается.
4. Показан нелинейный характер влияния давления зарядки пневмокомпенсаторов на эффективность их работы. Чрезмерно высокое давление зарядки, так же, как и чрезмерно низкое, оказывает отрицательное влияние на эффективность работы пневмокомпенсаторов. Оптимальное давление зарядки рекомендуется устанавливать равным минимальному давлению в насосно-компрессорных трубах в течение цикла откачки.
7. Application of low-carbon, rodless artificial lift in low-production, low-permeability oilfields / Sh. Zhu, D. Lei, H. Liu, Zh. Hao, L. Zhang // SPE (Society of Petroleum Engineers) – 192071, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Brisbane, Australia, 23–25 October 2018. – P. 1–11.
8. A unique Electrical Submersible Reciprocating Pumping (ESRP) system design applied in unconventional oilfield / W. Zhang, L. Wang, F. Wang, Y. Huang, G. Cao, F. Zhang, H. Ren, J. Ge, W. Zhang, L. Liu, X. Wang // SPE (Society of Petroleum Engineers) – 153123, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, USA, 8–10 October 2012. – P. 1–6.
9. Bhandari V.B. Introduction to machine design. – New York City: Tata McGraw-Hill Education, 2013. – 645 p.
10. Gabor T. Sucker-rod pumping handbook: production engineering fundamentals and long-stroke rod pumping. – Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2015. – 585 p.
11. Gabor T. Electrical submersible pumps manual: design, operations, and maintenance. – Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2017. – 562 p.
12. Шулаков Н.В., Шутемов С.В. Перспективы использования цилиндрического линейного вентильного двигателя в качестве привода плунжерных нефтедобывающих агрегатов // Фундаментальные исследования. – 2016. – Т. 4. – № 12. – С. 795–799.
13. Optimization and application of reciprocating direct-drive electric submersible plunger pump lifting system in the xinjiang oilfield /

- D. Lei, X. Huang, H. Zhang, M. Yao, R. Chen, J. Liu // The Open Chemical Engineering Journal. – 2019. – V. 13. – № 1. – P. 68–80.
14. Погружная бесштанговая насосная установка: пат. Рос. Федерация, № 2669418, заявл. 28.11.2017; опубл. 11.10.2018. Бюл. № 29. – 5 с.
15. Development and application of throwing-in and pulling reciprocating direct-drive electric submersible plunger pump / X.D. Huang, M.C. Yao, D.R. Lei, X. Li, H. Zhang, R.X. Chen, H. Meng // Drilling & Production Technology. – 2018. – V. 41. – № 2. – P. 82–84.
16. Li W.W. The applicability evaluation of electric submersible plunger pump technology in low production block // Proceeding of Oil production engineering. – 2017. – V. 1. – P. 43–47.
17. Тимашев Э.О., Уразаков К.Р. Динамика скорости потока и давления в насосно-компрессорных трубах установок плунжерных насосов с погружным приводом // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 4. – С. 82–88.
18. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. – Richardson, Texas: Society of petroleum engineers, 1999. – 384 p.
19. Двухуровневый метод диагностики технического состояния штанговых насосных установок / Р.Н. Бахтизин, К.Р. Уразаков, С.Ф. Исмагилов, Ф.Ф. Давлетшин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – № 2. – С. 188–198.
20. 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.

Поступила: 24.04.2020 г.

Информация об авторах

Уразаков К.Р., доктор технических наук, профессор, профессор кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Тимашев Э.О., кандидат технических наук, докторант кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Молчанова В.А., кандидат технических наук, доцент кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.276

SIMULATION OF OPERATION OF DOWNHOLE PLUNGER PUMPING INSTALLATIONS WITH PNEUMATIC COMPENSATORS

Kamil R. Urazakov¹,
Urazakk@mail.ru

Eduard O. Timashev¹,
timashev@mail.ru

Veronika A. Molchanova¹,
felix8047@mail.ru

¹ Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

Relevance. To date, the most urgent task of mechanized oil production is to increase the profitability of operation of low-debit and complicated well stock. One of the promising ways to solve this problem is to improve traditional and develop alternative operating technologies, in particular, plunger pumping units with downhole drive. The efficiency of downhole plunger installations is largely determined by the load acting on the pump plunger. A significant increase in cyclic variable loads on the plunger and drive is due to pressure fluctuations in the lift pipes, resulting from uneven pump supply. The above causes the relevance of the development of methods and technologies for reducing pressure pulsations in the lift pipes of downhole plunger installations.

Object: pump plunger installation with downhole drive, equipped with pneumatic pressure compensators (pneumatic compensators), working in the bench well. Pneumatic compensators are devices designed to create a uniform flow of liquid in lift pipes.

Purpose: to study the effectiveness of pneumatic compensators as part of plunger pumping units with downhole drive, to analyze the influence of technological and geometric parameters of pneumatic compensators on the effectiveness of smoothing pressure fluctuations and flow rate in lift pipes.

Methods: development of an analytical mathematical model of the downhole plunger installation in a bench well; numerical experiments to identify patterns of influence of the technological parameters of pneumocompensators on their performance; physical modelling of downhole plunger installation in a bench hole.

Results. The authors have obtained the analytical expression that allows calculating the pressure dynamics in the lift (tubing) pipes for a given law of change in the pump supply and energy intensity of the pneumatic compensator system. As a result of modeling the operation of a downhole plunger installation in a bench well, a theoretical barogram of the pressure change in the tubing during the pumping cycle is obtained, which is in good agreement with the actual barogram. Simulation of the operation of the downhole plunger installation equipped with pneumatic compensators shows a significant, almost an order of magnitude, reduction of pressure pulsations in the tubing and loads on the plunger and drive. The influence of the total volume and charging pressure of pneumatic compensators on the efficiency of their operation is analyzed. Practical recommendations for calculating the optimal charging pressure of pneumatic compensators are given.

Key words:

Plunger pump installation with downhole drive, pneumatic compensator, technological parameters of the pneumatic compensator, pressure oscillation, charging pressure, working chamber of the pneumatic compensator.

REFERENCES

- GilaeV G.G., Bakhtizina R.N., Urazakov K.R. *Sovremennye metody nasosnoy dobychi nefii* [Modern methods of pumping oil production]. Ufa, Vostochnaya pechat Publ., 2016. 410 p.
- Valovskii V.M., Valovskii K.M., Basos G.Yu., Ibragimov N.G., Fadeev V.G., Artyukhov A.V. *Ekspluatatsiya skvazhin ustanovkami shtangovykh nasosov na pozdney stadii razrabotki nefyanykh mestorozhdeniy* [Well operation by installation of rod pumps in the late stages of development of oil fields]. Moscow, Neftyanoe khozyaistvo Publ., 2016. 592 p.
- Aliev T.A., Rzayev A.H., Guluyev G.A., Alizada T.A., Rzayeva N.E. Robust technology and system for management of sucker rod pumping units in oil wells. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 2018, vol. 99, pp. 47–56.
- Kolawole O., Gamadi T., Bullard D. Comprehensive review of artificial lift system applications in tight formations. *SPE (Society of Petroleum Engineers) – 196592, SPE Eastern Regional Meeting*, Charleston, West Virginia, USA, 15–17 October 2019, pp. 1–21.
- Valeev A.R., Zotov A.N., Kharisov Sh.A. Application of disk springs for manufacturing vibration isolators with quasi-zero stiffness. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2015, vol. 51, no. 3, pp. 194–200.
- Hansen B., Tolbert B., Vernon C., Hedengren J.D. Model predictive automatic control of sucker rod pump system with simulation case study. *Computers and Chemical Engineering*, 2019, vol. 121, pp. 265–284.
- Zhu Sh., Lei D., Liu H., Hao Zh., Zhang L. Application of low-carbon, rodless artificial lift in low-production, low-permeability oilfields. *SPE (Society of Petroleum Engineers) – 192071, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Brisbane, Australia, 23–25 October 2018, pp. 1–11.
- Zhang W., Wang L., Wang F., Huang Y., Cao G., Zhang F., Ren H., Ge J., Zhang W., Liu L., Wang X. A unique Electrical Submersible Reciprocating Pumping (ESRP) system design applied in unconventional oilfield. *SPE (Society of Petroleum Engineers) – 153123, SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas, USA, 8–10 October 2012, pp. 1–6.
- Bhandari V.B. *Introduction to machine design*. New York City, Tata McGraw-Hill Education, 2013. 645 p.
- Gabor T. *Sucker-rod pumping handbook: production engineering fundamentals and long-stroke rod pumping*. Houston, Texas, Gulf Professional Publishing, 2015. 585 p.
- Gabor T. *Electrical submersible pumps manual: design, operations, and maintenance*. Houston, Texas, Gulf Professional Publishing, 2017. 562 p.
- Shulakov N.V., Shutemov S.V. Prospects for the use of a cylindrical linear valve motor as a drive for plunger oil production units. *Fundamental Research*, 2016, vol. 4, no. 12, pp. 795–799. In Rus.
- Lei D., Huang X., Zhang H., Yao M., Chen R., Liu J. Optimization and application of reciprocating direct-drive electric submersible

- plunger pump lifting system in the Xinjiang oilfield. *The Open Chemical Engineering Journal*, 2019, vol. 13, no. 1, pp. 68–80.
14. Vdovin E.Yu., Lokshin L.I., Lurie M.A., Oshmarin N.S., Timashev E.O. Vdovin E.Yu., Lokshin L.I., Lur'e M.A., Oshmarin N.S., Timashev E.O. Pogruzhnaya besshtangovaya nasosnaya ustanovka [Submersible rodless pump unit]. Patent RF, no. 2669418, 2018.
 15. Huang X.D., Yao M.C., Lei D.R., Li X., Zhang H., Chen R.X., Meng H. Development and application of throwing-in and pulling reciprocating direct-drive electric submersible plunger pump. *Drilling & Production Technology*, 2018, vol. 41, no. 2, pp. 82–84.
 16. Li W.W. The applicability evaluation of electric submersible plunger pump technology in low production block. *Proceeding of Oil production engineering*, 2017, vol. 1, pp. 43–47.
 17. Urazakov K.R., Timashev E.O. Dynamics of flow rate and pressure in the tubing of plunger pumps with downhole drive. *Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products*, 2019, no. 4, pp. 45–55. In Rus.
 18. Brill J.P., Mukherjee H. *Multiphase flow in wells*. Richardson, Texas, Society of petroleum engineers, 1999. 384 p.
 19. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Davletshin F.F. Two-level method for diagnosing technical condition of sucker-rod pumping units. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 2, pp. 188–198. In Rus.
 20. Zotov A.N., Timashev E.O., Urazakov K.R. Methods of pressure damping upon the ostium of sucker rod pumps. *Petroleum Engineering*, 2018, vol. 16, no. 6, pp. 56–64. In Rus.

Received: 24 April 2020.

Information about the authors

Kamil R. Urazakov, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Eduard O. Timashev, Cand. Sc., doctoral candidate, Ufa State Petroleum Technological University.

Veronika A. Molchanova, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.