

УДК 622.276.53.054

ПНЕВМОКОМПЕНСАТОР ДЛЯ ПЛУНЖЕРНОГО НАСОСА С ПОГРУЖНЫМ ЛИНЕЙНЫМ ПРИВОДОМ

Уразаков Камил Рахматуллович¹,
urazakk@mail.ru

Тимашев Эдуард Олегович¹,
timashev@mail.ru

Абдуллин Наиль Ахиярович¹,
1_jane@mail.ru

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность. Разработана конструкция и принцип работы пневмокомпенсатора для плунжерного насоса с погружным магнитоэлектрическим двигателем, позволяющего снизить амплитуду колебаний давления на выкиде насоса путем выравнивания скорости потока жидкости в лифтовых трубах. При использовании в пневмокомпенсаторах диафрагмы, выполненной из резины с армированием, она становится устойчивой к разрушению, что в целом увеличивает эффективность работы и срок эксплуатации пневмокомпенсатора.

Цель: разработать пневмокомпенсатор для плунжерного насоса с погружным магнитоэлектрическим двигателем. Провести прочностной анализ и оценку эффективности применения диафрагмы с армированием в пневмокомпенсаторах, применяемых для снижения пульсаций скорости и давления потока флюида в насосно-компрессорных трубах; обосновать выбор материала диафрагмы пневмокомпенсатора.

Объекты: скважинные пневмокомпенсаторы, погружной бесштанговый плунжерный насос с линейным магнитоэлектрическим двигателем, колонна насосно-компрессорных труб.

Методы: имитационное моделирование диафрагмы, закрепленной на перфорированной трубе, с применением программного комплекса «Компас 3D» модуль APMFEM; задание в граничных условиях расчетной модели технологических параметров при моделировании численных значений скорости, расхода, давления, температуры аналогичными действующей скважинной установкой.

Результаты. Установлено, что максимальные напряжения, возникающие в диафрагме в процессе работы пневмокомпенсатора, в 4 раза меньше предельно допускаемых, что показывает работоспособность пневмокомпенсатора в скважинных условиях. Показано положительное влияние армирования диафрагмы с точки зрения снижения максимальных напряжений в эластичной оболочке. Проанализировано влияние технологических параметров пневмокомпенсаторов (суммарного газового объема, начального давления в газовой камере) на эффективность их работы. Обосновано оптимальное давление зарядки пневмокомпенсаторов, которое не должно превышать минимально давление в насосно-компрессорных трубах в течение цикла откачки, чтобы исключить негативное влияние прижатия эластичной оболочки к перфорированной трубе (внутренней стенке пневмокомпенсатора).

Ключевые слова:

Пневматические компенсаторы давления, выравнивание пульсаций давления, диафрагма, установка плунжерного насоса с погружным линейным приводом, рабочая камера пневмокомпенсатора, прочностной анализ диафрагмы.

Введение

При добыче пластового флюида плунжерными насосами возникают пульсации давления жидкости в насосно-компрессорных трубах и выкидной линии скважин. Пульсационный характер давления возникает в результате воздействия циклических знакопеременных нагрузок, воспринимаемых погружным электродвигателем, на плунжер насоса. Вышесказанное повышает усталостный износ насосного оборудования и оказывает негативное влияние на надежность работы двигателя, энергопотребление насосной установки [1].

С целью выравнивания пульсаций скорости и давления при откачке жидкости плунжерными насосами и более эффективной добычи пластового флюида предложены пневматические компенсаторы давления (пневмокомпенсаторы), известные в нефтепромысловой практике для буровых насосов и штанговых установок. Работа пневмокомпенсаторов основана на по-

нижении амплитуды колебаний давления за счет выравнивания скорости потока флюида в насосно-компрессорных трубах (НКТ). Во время работы установки (рис. 1) при каждом цикле нагнетания происходит рост давления в полости НКТ, при этом часть откачиваемой скважинной жидкости через щелевые вырезы подается в рабочую камеру пневмокомпенсатора, сжимая газ в газовой камере, в которую предварительно закачан инертный газ под давлением. При снижении давления происходит вытеснение принятой жидкости в НКТ и возврат в исходное состояние диафрагмы за счет давления в газовой камере [2–4].

Пневмокомпенсатор состоит из муфты с обратным клапаном и сквозным цилиндрическим каналом, корпуса, трубы с щелевыми вырезами, нижней переводной муфты. Внутреннее пространство между корпусом и диафрагмой образует газовую камеру, а между трубой и диафрагмой – рабочую камеру. Пневмокомпенсатор устанавливается в нижней части НКТ на

глубине порядка 1000 м. В расчетах полагается, что давление откачиваемой жидкости в месте установки пневмокомпенсатора выше давления насыщения нефти газом, что позволяет исключить влияние свободного газа, содержащегося в откачиваемой продукции, на его работу [5–7].

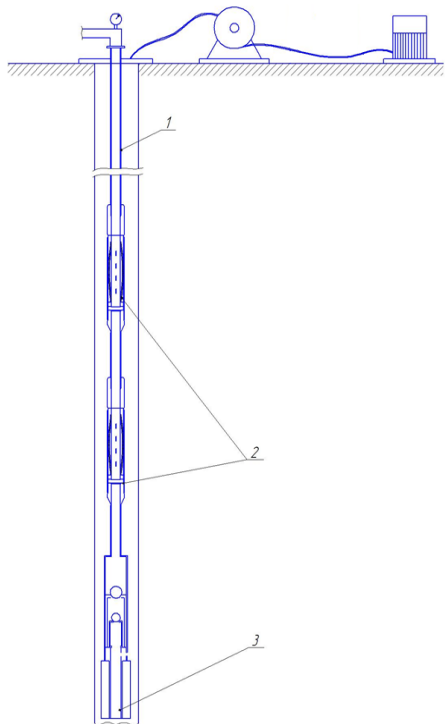


Рис. 1. Погружная бесштанговая насосная установка с пневмокомпенсаторами (1 – колонна НКП, 2 – пневмокомпенсаторы, 3 – погружной бесштанговый плунжерный насос)

Fig. 1. Submerged rodless pump installation with pneumatic compensators (1 – column of PCP (pump and compressor pipes), 2 – pneumatic compensators, 3 – submerged rodless plunger pump)

В пневмокомпенсаторе для устранения пульсаций давления в колонне НКП предлагается использовать резиновую диафрагму (рис. 1), которая производится компанией ООО «РЕАМ-РТИ».

Для сравнения рассматривали два типа резины:

1. Аф-15 (Aflas 100Н) резиновая смесь на основе фторэластомеров AFLAS (FEP, TFE/P) в соответствии с ТУ 2512-016-46521402-2004, предназначенная для формовых уплотнительных деталей подвижных и неподвижных соединений. РТИ (резинотехнические изделия) для УЭЦН (диафрагмы гидрозашиты, сильфоны торцевых уплотнений, уплотнительные кольца). Манжеты для пакеров и свабов обладают следующими свойствами:

- среда: минеральные и синтетические масла, пластовые жидкости, топлива, острый пар, меркаптан;
- температура: $-40 \dots +250$, кратковременно до $+300$;
- свойства: стойкость к агрессивным средам, устойчивость к H_2S до 25 %, стойкость кессон-

ная 1–2 класса по NACE ТМО 192-98, устойчивость к воздействию пара, диэлектрические свойства, температура хрупкости $-48 \text{ }^\circ\text{C}$.

2. РС-66 (Aflas/EPDM) резиновая смесь на основе фторэластомера и этиленпропиленового каучука (TFE/P|EPDM), предназначенная для формовых уплотнительных деталей подвижных и неподвижных соединений, РТИ для УЭЦН (диафрагмы гидрозашиты, уплотнительные кольца), обладающая следующими свойствами:

- среда: минеральные и синтетические масла, пластовые жидкости, топлива;
- температура, $^\circ\text{C}$: $-50 \dots +230$;
- свойства: улучшенная морозостойкость и теплостойкость в сравнении с Аф-15.

С учетом проанализированных свойств материалов диафрагмы был выбран тип Аф-15, так как у данного типа резины более широкий диапазон применения в различных средах, в сравнении с резиной РС-66, а улучшенные морозостойкость и теплостойкость незначительное преимущество РС-66 перед Аф-15.

Диафрагма крепится двумя хомутами на двухдюймовой трубе, которая в зависимости от исполнения может быть выполнена с перфорацией отверстиями или щелевыми вырезами.



Рис. 2. Общий вид диафрагмы компенсатора

Fig. 2. General view of the compensator diaphragm

Внутри слоя резины расположены полиакрилатные волокна типа «Орлон», которые выполнены в виде нитей и позволяют значительно повысить прочностные свойства резиновой смеси диафрагмы. Физические свойства материала диафрагмы показаны в табл. 1 [8, 9].

Таблица 1. Физические свойства материала диафрагмы
Table 1. Physical properties of the diaphragm material

Физические свойства волокна «Орлон» Physical properties of «Orlon» fiber	
Прочность на разрыв, $\text{кГс}/\text{см}^2$ Tensile strength, kGs/sm^2	3500
Диаметр нити, мкм Thread diameter, mkm	10–25
Максимальная температура, $^\circ\text{C}$ Maximum temperature, $^\circ\text{C}$	230
Модуль упругости, $\text{кГс}/\text{см}^2$ Elastic modulus, kGs/sm^2	$2,8 \cdot 10^3$
Физические свойства резины/Physical properties of rubber	
Удлинение при разрыве, % Elongation at break, %	не менее 100–150 not less than 100–150
Прочность при растяжении, $\text{кГс}/\text{см}^2$ Tensile strength, kGs/sm^2	не менее 90–122 not less than 90–122
Предельная температура, $^\circ\text{C}$ Limiting temperature, $^\circ\text{C}$	230
Относительная остаточная деформация после разрыва, % Relative permanent deformation after rupture, %	не более 5–24 no more than 5–24

Таблица 2. Исходные данные

Table 2. Source data

Параметры Parameters	Значения Values
Длина хода плунжера, S , м Stroke length of the plunger, S , m	1,2
Число двойных ходов в минуту, n Number of swings per minute, n	10
Диаметр насоса, мм/Pump diameter, mm	44
Глубина спуска насоса, м/Depth of pump descent, m	1000
Дебит скважины, Q , т/сут/Well flow rate, Q , t/day	20
Плотность нефти, ρ_n , кг/м ³ /Oil density, ρ_o , kg/m ³	840
Плотность газа, ρ_r , кг/м ³ /Gas density, ρ_g , kg/m ³	1,04
Плотность воды, ρ_w , кг/м ³ /Water density, ρ_w , kg/m ³	1009
Давление в газовой камере компенсатора, P_c , МПа Pressure in the gas chamber of the compensator, P_c , MPa	9–10
Перепад давления при работе компенсатора, $\Delta P_{пл}$, МПа Pressure drop during compensator operation, ΔP_{pl} , MPa	0,1–0,4
Диаметр НКТ, d_n , дюймы/Tubing diameter, d_n , inches	2
Наружный диаметр диафрагмы, мм Outer diaphragm diameter, mm	88,6
Толщина стенки диафрагмы, мм Diaphragm wall thickness, mm	5
Площадь одного выреза (14 вырезов) трубы с щелевыми вырезами, мм ² Area of one cutout (14 cutouts) of slotted pipes, mm ²	50
Объем жидкости, вмещаемый компенсатором, л Liquid volume, accommodated by the expansion joint, l	2

Наиболее важным требованием, предъявляемым к резинам, используемым в комплектующих для нефтедобывающего оборудования, является их стойкость к условиям, при которых возникают большие рабочие давления, а также изменяется давление окружающей среды, т. е. так называемая «кессонная» стойкость.

При изготовлении диафрагмы компенсатора применяются резиновая смесь марки Аф (Aflas (тетрафторэтиленпропилен TFE/P (FERM))). Это резина, не содержащая серу, рабочая температура до 230 °С. Среды, в которых эксплуатируется резина: минеральное и МДПН масло, синтетические масла ShellFluid 4600, топлива, спирты, бензин, кислоты и щелочи, водяной пар, пластовая жидкость [10–12].

На первом этапе выполнено моделирование гидродинамических процессов в НКТ при работе пнев-

мокомпенсаторов, основанное на численном решении уравнений Навье–Стокса [13]. Параметры технологического режима эксплуатации насосной установки и пневмокомпенсаторов представлены в табл. 2.

Проанализировано влияние технологических параметров пневмокомпенсаторов (газовый объем, начальное давление в газовой камере – давление зарядки) на эффективность работы пневмокомпенсаторов. Результирующий газовый объем регулируется изменением количества пневмокомпенсаторов, устанавливаемых в скважине. С увеличением суммарного газового объема пневмокомпенсаторов амплитуда колебаний скорости потока и давления в НКТ закономерно снижаются (рис. 3). В частности, при увеличении результирующего объема газовых камер от 25 до 100 л амплитуда колебаний давления снижается от 0,42 до 0,15 МПа. С увеличением суммарного количества и соответственно газового объема пневмокомпенсаторов не только снижается амплитуда колебаний давления, но также и уменьшается рабочий ход (т. е. амплитуда деформаций) диафрагмы для отдельно взятого пневмокомпенсатора, что способствует снижению темпов усталостного износа и увеличению срока эксплуатации (долговечности) диафрагмы.

Следует отметить также, что в рассмотренном примере цикловая подача насоса составляет около 1,8 л, при этом суммарный газовый объем системы пневмокомпенсаторов, необходимый для эффективного сглаживания пульсаций давления (в частности, для кривых 2, 3 на рис. 3 он составляет 50 и 100 л соответственно), кратно превышает величину цикловой подачи. Вышесказанное связано с тем, что изменение объема газовых камер, соответствующее объему принимаемой жидкости, связано с изменением давления в НКТ и ограничено (в процессе сжатия газовой камеры и приема жидкости давление в газовой камере возрастает, и, если оно достигает давления в НКТ, прием жидкости прекращается). В результате при работе пневмокомпенсатора полезной (т. е. принимающей жидкостью) является только часть объема газовой камеры.

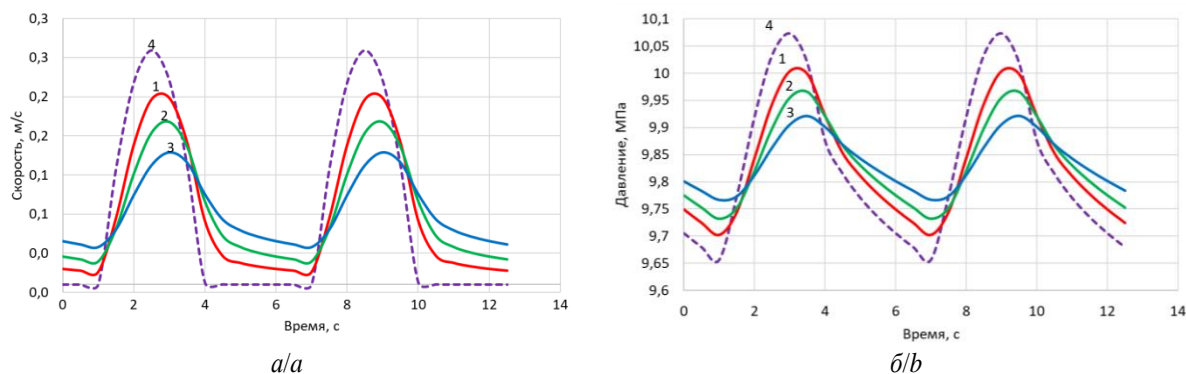


Рис. 3. Динамика скорости потока (а) и давления (б) в нижнем конце НКТ при различном суммарном газовом объеме системы пневмокомпенсаторов (1 – 25 л; 2 – 50 л; 3 – 100 л; 4 – без пневмокомпенсаторов)

Fig. 3. Dynamics of the flow rate (a) and pressure (b) at the lower end of the tubing with different total gas volume of the pneumatic compensator system (1 – 25 l; 2 – 50 l; 3 – 100 l; 4 – without pneumatic compensators)

Таблица 3. Параметры и результаты разбиения
Table 3. Parameters and results of splitting figure

Наименование Name	Значение Values
Длина стороны ячейки, мм/Cell side length, mm	5
Коэффициент разрежения в объеме Volume dilution ratio	1,5
Максимальный коэффициент сгущения на поверхности Maximum surface thickening factor	1
Число конечных элементов/Finite element count	49949
Количество узлов/Number of nodes	16463

На втором этапе выполнен прочностной анализ с применением программного комплекса «Компас 3D» модуль АРМFЕМ. Перед началом прочностного анализа в программном комплексе «Компас 3D» модуль АРМFЕМ 3D модель диафрагмы разбивается на конечно-элементную сетку (рис. 4), параметры которой

показаны в табл. 3. Далее были приложены нагрузки, соответствующие рабочему режиму эксплуатации компенсатора, указанные в табл. 2, задан материал исполнения диафрагмы (с армированием и без) и проведен статический расчет [14–16]. На рис. 5 показана модель распределения максимальной величины напряжений в диафрагме.

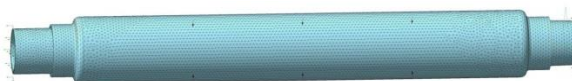


Рис. 4. Модель диафрагмы, закрепленной на перфорированной трубе, разбитая на конечно-элементную сетку в программном комплексе «Компас 3D» модуль АРМFЕМ

Fig. 4. Model of the diaphragm fixed to a perforated pipe, divided into a finite element grid in the software package «Compass 3D» module АРМFЕМ

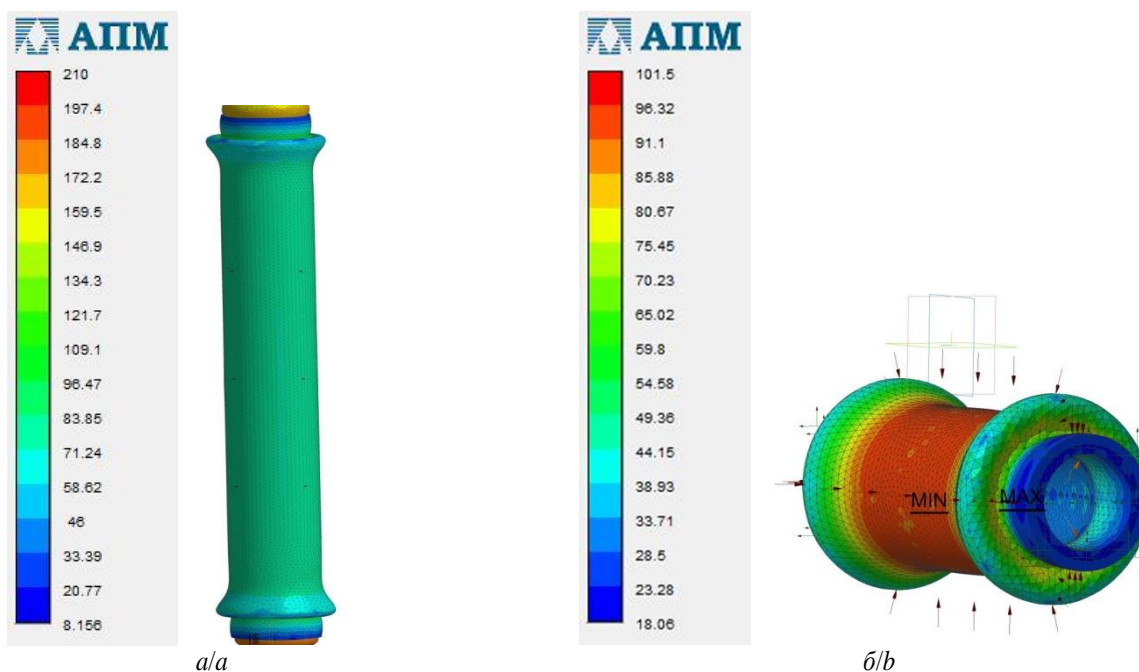


Рис. 5. Сравнение распределения напряжений МПа в диафрагме (а – диафрагма с армированием, б – диафрагма без армирования) в программном комплексе «Компас 3D» модуль АРМFЕМ

Fig. 5. Comparison of the voltage distribution of MPa in the diaphragm (a – diaphragm with reinforcement, b – diaphragm without reinforcement) in the software package «Compass 3D» module АРМFЕМ

Одной из основных эксплуатационных характеристик является прочность диафрагмы на разрыв, которая по данным изготовителя составляет 340 МПа для резины типа АФ-15 с армированием. Из графиков видно, что максимальные напряжения, возникающие в диафрагме в процессе работы пневмокомпенсатора, составляют порядка 85 МПа, что в 4 раза меньше предельно допускаемых. Максимальные напряжения для диафрагмы без армирования несколько выше (на 11 %, что составляет около 95 МПа), поскольку при растяжении стенок диафрагмы часть нагрузки воспринимает армирующая сетка. Кроме того, следует отметить, что в армированной диафрагме не возникает резких перепадов напряжений во всем сечении, т. е.

материал менее подвержен появлению мелких трещин в тех местах, где возникают циклические нагрузки.

Важное влияние на эффективность и надежность работы пневмокомпенсатора оказывает давление зарядки (давление предварительно закачиваемого газа на устье скважины). На графиках (рис. 6) показано влияние давления зарядки на величину колебаний давления в НКТ погружной установки с пневмокомпенсаторами (суммарный газовый объем в расчетах принят 50 л). Видно, что при равном суммарном газовом объеме пневмокомпенсаторов увеличение давления зарядки с 9 до 10 МПа приводит к снижению эффективности сглаживания колебаний скорости потока и давления в НКТ, поскольку давление зарядки 10

МПа является чрезмерно высоким: при снижении давления в НКТ до величины, меньше давления зарядки, в процессе расширения газовой камеры диафрагма полностью прилегает к перфорированной трубе, что обусловлено его конструктивными особенностями, и подача пневмокомпенсатора прекращается (т. е. дальнейшее расширение газовой камеры ограничено конструктивными особенностями пневмокомпенсатора), нарушая его нормальную работу. Негативное влияние высокого давления зарядки также обусловлено следующим: если в перфорированной трубе давление меньше, чем в газовой полости компенсатора и диафрагма прижата давлением газа к перфорированной трубе, тогда давление газа в местах расположения от-

верстий выдавливает эластичную оболочку в отверстия. В этом случае армирование стенки оказывает положительное влияние на надежность работы диафрагмы, сводя к минимуму эффект выдавливания эластичной оболочки [17–20]. Таким образом, оптимальное давление зарядки не должно превышать минимальное давление в НКТ в течение цикла откачки, чтобы исключить негативное влияние прижатия эластичной оболочки к перфорированной трубе. Кроме того, необходимо учитывать и тот факт, что с ростом глубины установки пневмокомпенсаторов увеличивается естественная геотермическая температура и давление в газовой полости пневмокомпенсаторов возрастает относительно устьевого значения.

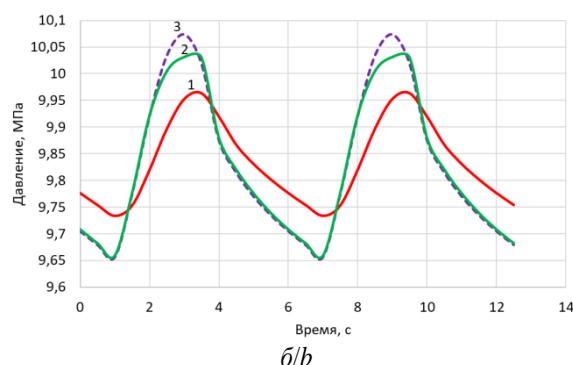
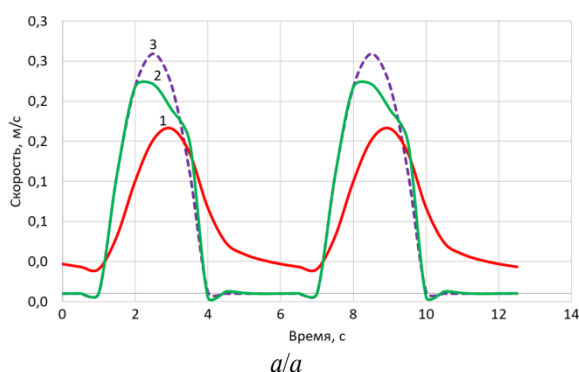


Рис. 6. Динамика скорости потока (а) и давления (б) в нижнем конце НКТ при различном давлении зарядки (1 – 8 МПа; 2 – 10 МПа; 3 – без пневмокомпенсаторов)

Fig. 6. Dynamics of the flow rate (a) and pressure (b) at the lower end of PCP at different charging pressures (1 – 8 MPa; 2 – 10 MPa; 3 – without pneumatic compensators)

Достоинством разработанного пневмокомпенсатора является то, что его применение позволяет улучшить технологический режим работы скважинной безштанговой насосной установки и снизить колебания давления и скорости потока в НКТ. Для эффективной и надежной работы необходимо согласование рабочих параметров компенсаторов с технологическими параметрами насосной установки (цикловой подачи, глубиной спуска насоса и др.).

Выводы

1. Разработана конструкция, и показан принцип работы пневмокомпенсатора для установки плунжерного насоса с погружным линейным приводом. Построена имитационная модель работы резиновой диафрагмы в пневмокомпенсаторе. Установлено, что максимальные напряжения, возникающие в диафрагме в процессе работы пневмокомпенсатора, в 4 раза меньше предельно допускаемых, что показывает работоспособность пневмокомпенсатора в скважинных условиях. Максимальные напряжения для диафрагмы без армирования несколько выше, чем для диафрагмы с ар-

мированием (на 11 %), поскольку при растяжении стенок диафрагмы часть нагрузки воспринимает армирующая сетка.

2. Проанализировано влияние технологических параметров пневмокомпенсаторов (суммарного газового объема, начального давления в газовой камере) на эффективность работы пневмокомпенсаторов. Показано, что с увеличением суммарного количества и соответственно газового объема пневмокомпенсаторов снижается амплитуда колебаний давления (в модельном примере в 3 раза), а также амплитуда деформаций диафрагмы для каждого пневмокомпенсатора, что способствует снижению темпов усталостного износа и увеличению срока эксплуатации (долговечности) диафрагмы. Обосновано оптимальное давление зарядки пневмокомпенсаторов, которое не должно превышать минимальное давление в НКТ в течение цикла откачки, чтобы исключить негативное влияние прижатия эластичной оболочки к перфорированной трубе (внутренней стенке пневмокомпенсатора).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Николаев Г.И., Уразаков К.Р., Валеев М.Д. Совершенствование эксплуатации наклонных и обводнившихся глубиннонасосных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1980. – № 1. – С. 32–35.

2. 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.
3. Уразаков К.Р., Тимашев Э.О., Тухватуллин Р.С. Устьевого пневмокомпенсатор штанговой скважинной насосной установки // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 12. – С. 60–64.

4. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. – М.: Изд-во «Наука», 1987. – 464 с.
5. Гидродинамика скважинного гидромеханического компенсатора колебаний давлений промывочной жидкости / М.С. Габдрахимов, Ф.И. Ермоленко, Т.Н. Миннивалеев, Р.И. Сулейманов // Экспозиция нефть и газ. – 2015. – № 6. – С. 14–16.
6. Байбурин И.Р., Булюкова Ф.З., Ямалиев В.У. Особенности эксплуатации УЭЦН в осложненных условиях ООО РН-Ставропольнефтегаз // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9. – № 1. – С. 31–34.
7. SolidWorks Flow Simulation 2012 Tutorial // Docslide. 2014. URL: https://www.solidworks.com/sw/docs/edu_simulation_hotd_instructor_2012.pdf (дата обращения 11.06.2020).
8. Бахтияров Р.Х. Осложнения при эксплуатации скважин УЭЦН и методы повышения эффективности эксплуатации УЭЦН // Современные технологии в нефтегазовом деле-2019: Международная научно-техническая конференция. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2019. – С. 28–32.
9. Романова Н.А. Повышение эффективности работы штанговых насосных установок при добыче высоковязких нефтей: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2010. – 23 с.
10. Скважинный компенсатор гидроудара: пат. Рос. Федерация, № 112261 заявл. 25.02.2011; опубл. 10.01.2012. Бюл. № 1. – 5 с.
11. Скважинный компенсатор давления: пат. Рос. Федерация, № 2591235 заявл. 10.05.2015; опубл. 20.07.2016. Бюл. № 20. – 15 с.
12. Research on intelligent power supply control based on sensor-less temperature identification of Electric Submersible Motor / H. Zhang, J. Yu, Q. Jiang, L. Wang, D. Xu // Green World with Power Electronics: 9th International Conference on Power Electronics – ECCE Asia. – USA, 2015. – P. 2807–2808.
13. Perforating the largest deepwater wells in Brazil – minimizing shock loads / C.E. Baumann, R.P. Scudino, M.E. Smart, M.J. Tsuchie, E. Schnitzler, R.S. Roman // Offshore Technology Conference. – Brazil, 2019. – V. 22. – P. 88–90.
14. Baumann C.E., Oden J.T. An adaptive-order discontinuous Galerkin method for the solution of the Euler equations of gas dynamics // International Journal for Numerical Methods in Engineering. – 2000. – V. 47 (1–3). – P. 61–73.
15. Perforating high-pressure deepwater wells in the Gulf of Mexico / C. Baumann, H. Williams, T. Korf, R. Pourciau // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Denver, CO, United States, 2011. – V. 4. – P. 2744–2756.
16. Pressure dependent permeability: unconventional approach on well performance / T.C. Nguyen, S. Pande, D. Bui, E. Al-Safran, H.V. Nguyen // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 193. – 107358.
17. El-Saghier R.M., Abu El Ela M., El-Banbi A. A model for calculating bottom-hole pressure from simple surface data in pumped wells // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – V. 10 (5). – P. 2069–2077.
18. Dynamics and frequency and voltage control of downhole oil pumping system / W. Li, V. Vaziri, S.S. Aphale, S. Dong, M. Wiercigroch // Mechanical Systems and Signal Processing. – 2020. – V. 139. – 106562.
19. Improved method on hydraulic power calculations for conventional sucker rod pumping system / O.E. Mwangupili, P. Chunsheng, C. Bululu, S.L. Nyanswi, S.M. Muya // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – V. 431. – 012026.
20. Тимашев Э.О., Уразаков К.Р. Обоснование снижения нагрузок на привод погружных плунжерных установок, оборудованных пневмокомпенсаторами // Нефтяное хозяйство. – 2020. – V. 5. – P. 88–92.

Поступила: 30.06.2020 г.

Информация об авторах

Уразаков К.Р., доктор технических наук, профессор кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Тимашев Э.О., кандидат технических наук, докторант кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Абдуллин Н.А., кандидат технических наук, доцент кафедры пожарной и промышленной безопасности, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

UDC 622.276.53.054

PNEUMATIC COMPENSATOR FOR PLUNGER PUMP WITH SUBMERSIBLE LINEAR DRIVE**Kamil R. Urazakov¹,**
urazakk@mail.ru**Eduard O. Timashev¹,**
timashev@mail.ru**Nail A. Abdullin¹,**
1_jane@mail.ru¹ Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russia.

The relevance. The authors have developed the design and operation principle of a pneumatic compensator for a plunger pump with a submerged magnetolectric motor, which allows reducing the amplitude of pressure fluctuations at the pump outlet by equalizing liquid flow rate in the lift pipes. It is shown that when using a diaphragm made of reinforced rubber in pneumatic compensators, it becomes resistant to destruction, which in general increases the efficiency and service life of the pneumatic compensator.

The main aim of the research is to develop a pneumatic compensator for a plunger pump with a submerged magnetolectric motor; conduct a strength analysis and evaluation of the effectiveness of the diaphragm with reinforcement in pneumatic compensators, which used to reduce the pulsations of the speed and pressure of the fluid flow in the pump and compressor pipes; justify the choice of the diaphragm material of the pneumatic compensator.

Objects: downhole pneumatic compensators, submerged rodless plunger pump with linear magnetolectric motor, column of pump and compressor pipes.

Methods: simulation of the diaphragm fixed on a perforated pipe using the software package «Compass 3D» module of the APMFEM; setting the design model of technological parameters in boundary conditions of the design model of technological parameters, at modeling numerical values of speed, flow rate, pressure, temperature similar to the existing well installation.

Results. It is established that the maximum stresses that occur in the diaphragm during the operation of the pneumatic compensators are 4 times less than the maximum permissible ones, which shows the operability of the pneumatic compensator in downhole conditions. The positive effect of diaphragm reinforcement in terms of reducing the maximum stresses in the elastic shell is shown. The influence of technological parameters of pneumatic compensators (total gas volume, initial pressure in the gas chamber) on the efficiency of pneumatic compensators is analyzed. The optimal charging pressure of pneumatic compensators is justified, which should not exceed the minimum pressure in the tubing during the pumping cycle, in order to exclude the negative impact of pressing the elastic shell against the perforated pipe (the inner wall of the pneumatic compensator).

Key words:

Pneumatic pressure compensators, pressure pulsation equalization, diaphragm, installation of a plunger pump with a submersible linear drive, working chamber of pneumatic compensator, diaphragm strength analysis.

REFERENCES

- Nikolaev G.I., Urazakov K.R., Valeev M.D. Sovershenstvovanie ekspluatatsii naklonykh i obvodnivshikhysya glubinonasosnykh skvazhin [Improving the operation of inclined and flooded deep-pump wells]. *Oil economy*, 1980, no. 1, pp. 32–35.
- Zotov A.N., Timashev E.O., Urazakov K.R. Methods of damping pressure fluctuations at the mouth of rod installations. *Oil and Gas industry*, 2018, vol. 16, no. 6, pp. 56–64. In Rus.
- Urazakov K.R., Timashev E.O., Tukhvatullin R.S. Wellhead pneumatic compensator of a rod well pumping unit. *Territory «NEFTEGAZ»*, 2017, no. 12, pp. 60–64. In Rus.
- Nigmatullin R.I. *Dinamika mnogofaznykh sred* [Dynamics of multiphase media]. Moscow, Nauka Publ., 1987. 464 p.
- Gabdrakhimov M.S., Ermolenko F.I., Minnivaliev T.N., Sul-eymanov R.I. Hydrodynamics of a borehole hydro-mechanical compensator for pressure fluctuations of washing liquid. *Oil and gas exposition*, 2015, no. 6, pp. 14–16. In Rus.
- Baiburin I.R., Bulykov F.Z., Yamaleev V.W. Features of IECP operation (installation of an electric centrifugal pump) in complicated conditions LLC RN-Stavropolneftegaz. *Oil and gas*, 2011, vol. 9, no. 1, pp. 31–34. In Rus.
- SolidWorks Flow Simulation 2012 Tutorial*. Docslide, 2014. Available at: https://www.solidworks.com/sw/docs/edu_simulation_hotd_instructor_2012.pdf (accessed 11 June 2020).
- Bakhtiyarov R.Kh. Oslozhneniya pri ekspluatatsii skvazhin UEEN i metody povyshehiya effektivnosti ekspluatatsii UEEN [Complications in the operation of wells IECP (installation of an electric centrifugal pump) and methods for exploitation improving IECP's efficiency]. *Sovremennye tekhnologii v neftegazovom dele 2019. Mezhdunarodnaya nauchno-tekhnicheskaya konferentsiya* [Modern technologies in the oil and gas industry. International scientific and technical conference]. Ufa, Ufa State Oil Technical University, 2019. pp. 28–32.
- Romanova N.A. *Povyshenie effektivnosti raboty shtangovykh nasosnykh ustanovok pri dobyche vysokovязkikh neftey*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Improving the efficiency of rod pumping units in production of high-viscosity oils. Cand. Diss. Abstract]. Ufa, 2010. 23 p.
- Eliseev A.D., Maltsev P.V., Neskromnykh V.V. *Skvazhinny kompesator gidroudara* [Downhole hydraulic shock compensator]. Patent RF, no. 112261, 2012.
- Hallunbek I. *Skvazhinny kompesator davleniya* [Downhole pressure compensator]. Patent RF, no. 2591235, 2016.
- Zhang H., Yu J., Jiang Q., Wang L., Xu D. Research on intelligent power supply control based on sensor-less temperature identification of Electric Submersible Motor. *9th International Conference on Power Electronics, ECCE Asia. Green World with Power Electronics*. USA, 2015. pp. 2807–2808.
- Baumann C.E., Scudino R.P., Smart M.E., Tsuchie M.J., Schnitzler E., Roman R.S. Perforating the largest deepwater wells in Brazil. Minimizing shock loads. *Offshore Technology Conference. Brazil*, 2019. Vol. 22, pp. 88–90.
- Baumann C.E., Oden J.T. An adaptive-order discontinuous Galerkin method for the solution of the Euler equations of gas dynamics. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 2000, vol. 47, pp. 61–73.

15. Baumann C., Williams H., Korf T., Pourciau R. Perforating high-pressure deepwater wells in the Gulf of Mexico. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, CO, United States, 2011. Vol. 4, pp. 2744–2756.
16. Nguyen T.C., Pande S., Bui D., Al-Safran E., Nguyen H.V. Pressure dependent permeability: Unconventional approach on well performance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193, Article number 107358.
17. El-Saghier R.M., Abu El Ela M., El-Banbi A. A model for calculating bottom-hole pressure from simple surface data in pumped wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10 (5), pp. 2069–2077.
18. Li W., Vaziri V., Aphale S.S., Dong S., Wiercigroch M. Dynamics and frequency and voltage control of downhole oil pumping system. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 2020, vol. 139, Article number 106562.
19. Mwangupili O.E., Chunsheng P., Bululu C., Nyanswi S.L., Muya S.M. Improved method on hydraulic power calculations for conventional sucker rod pumping system. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2019, vol. 431, Article number 012026.
20. Timashev E.O., Urazakov K.R. Obosnovanie snizheniya nagruzok na privod pogruznykh plunzhernykh ustanovok, oborudovannykh pnevmokompensatorami [Justification of reducing loads on the drive of downhole plunger installations with pneumatic compensators]. *Oil Industry*, 2020, vol. 5, pp. 88–92.

Received: 30 June 2020.

Information about the authors

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

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

Nail A. Abdullin, Cand. Sc., associate professor, Ufa State Petroleum Technological University.