

LITERATURA

1. Mil'shteyn L.M. *Neftegazopromyslovaya separatsionnaya tekhnika: sprav. posob. – 2-e izd., pererab. i dop. – Raleigh, North Carolina, USA: Open Science Publishing, 2017. – 211 p.*
2. TU 3683-015-00220575-2002. *Neftegazovye i gazovye sepa-*

ratory i ikh bloki. – Volgograd: OAO "Volgogradneftemash", 2002. – 60 s.

3. *Regulyarnye protsessy i oborudovanie v tekhnologiyakh sbora, podgotovki i pererabotki neftyanykh i prirodnykh gazov: ucheb. posob. / E.P. Zaporozhets, D.G. Antoniadi, G.K. Zibert [i dr.]. – Krasnodar: Izdatel'skiy dom – Yug, 2012. – 620 s.*

E-mail: mleonmark@gmail.com

УДК 622.276.5

Исследование влияния давления на приеме насоса и объема вредного пространства на коэффициент наполнения штангового насоса с газосепаратором

К.Р. Уразаков (докт. техн. наук, профессор), А.М. Азизов (аспирант)
(ФГБОУ ВО "Уфимский государственный нефтяной технический университет" (УГНТУ)),
И.А. Мухин (канд. техн. наук)
(ООО Научно-исследовательский и проектный институт "ПЕГАЗ"),
Ф.Ф. Давлетшин (магистрант)
(ФГБОУ ВО "Башкирский государственный университет")

Одним из важнейших факторов, определяющих эффективность работы установки скважинного штангового насоса (УСШН), является коэффициент наполнения штангового насоса. Наибольшее влияние на степень заполнения жидкостью цилиндра насоса оказывают содержание газа в продукции скважины, а также наличие объема, заключенного между всасывающим и нагнетательным клапанами насоса в крайнем нижнем положении плунжера и называемого вредным (мертвым) пространством скважинного штангового насоса. Степень влияния объема вредного пространства на коэффициент наполнения прежде всего определяется соотношением свободного и растворенного газа в условиях приема насоса, которое, главным образом, зависит от давления на приеме насоса, коэффициента сепарации, обводненности продукции и др.

В статье рассмотрены процессы, происходящие в подплунжерной полости насоса с газосепаратором при откачке газожидкостной смеси, и количественно оценено влияние давления на приеме насоса и объема вредного пространства на характер протекания этих процессов. Проведен анализ известных моделей, описывающих гидравлику скважинного штангового насоса, и предложена модель, детально учитывающая сжимаемость смеси в подплунжерной полости, равновесные процессы выделения и растворения газа в нефти. При помощи численного моделирования программным комплексом ANSYS детально исследованы переходные процессы, происходящие в подплунжерной полости насоса при такте всасывания, и оценено влияние давления на приеме насоса на особенности данных процессов.

При значительном содержании свободного газа в откачиваемой продукции трудно заранее выбрать оптимальное давление на приеме насоса, оказывающее существенное влияние на технико-экономические показатели работы скважины. Для каждого нефтяного района разрабатываются конкретные рекомендации. Так, для условий девонских месторождений Урало-Поволжья давление на приеме скважин принимается равным 2,5 МПа; для месторождений угленосной свиты – 3 МПа (некоторое увеличение давления на приеме обусловлено большей вязкостью нефти угленосных отложений) [1]. Следовательно, основанные на практическом опыте эксплуатации рекомендации по установлению давления на приеме и глубины спуска насоса могут обеспечить приемлемую точность рас-

чётов только для хорошо изученных месторождений. Поэтому при выборе оптимального типоразмера установки и режима ее работы рекомендуется задаваться несколькими вариантами возможных глубин спуска насоса и для каждого варианта проводить расчёты.

Однако данные расчёты требуют уточнения для компоновки насоса газосепаратором, применение которого позволяет увеличить долю газа, уходящего через затрубное пространство, а значит, уменьшить количество газа, поступающего в цилиндр насоса. В качестве сепаратора газа выбран газовый якорь. Основным отличием разработанной конструкции газосепаратора является то, что газ отделяется от жидкости в затрубном пространстве выше приема насоса. При этом разделение смеси на жидкость и газ может происхо-

дить в газовой среде, что обеспечивает максимальный сепарационный эффект при гравитационном способе разделения жидкости и газа. На рис. 1 представлена схема скважины, оборудованной скважинным насосом с сепаратором свободного газа [2, 3].

Условно выделенная зона *A* простирается от забоя скважины до глубины начала выделения газа из нефти, зона *B* – от глубины начала разгазирования нефти до выкидной линии газового якоря. В ней за счет пластовой энергии фильтруется газожидкостная смесь. Зона *C* – это полость НКТ от выкидной линии насоса до устья скважины. Для улучшения процесса дегазации предлагается клапан 5 (см. рис. 1) выполненный в форме обтекателя (рис. 2). Такая форма клапана затрудняет последовательный ток жидкости,

вынуждает поток жидкости двигаться с различными скоростями, а также рассекает поток, увеличивая площадь межфазного контакта жидкости и газа. Для повышения эффекта дегазации за счет увеличения удельной поверхности раздела фаз зона приёма насоса оснащается массообменной насадкой регулярной формы 6 (см. рис. 1). Газожидкостный поток, выходящий под действием забойного давления через трубку 4, рассекается обтекаемым элементом, при этом происходит противоток жидкости, стекающей через насадочное устройство 6 (см. рис. 1, 2) к зоне приёма насоса и газа, продолжающего интенсивно выделяться из-за разницы давлений газонасыщения и парциального давления газового столба.

Задачей данной работы является исследование процессов, происходящих в подплунжерной полости насоса с газосепаратором при откачке многофазной смеси, с учетом влияния объема вредного пространства и давления на приеме насоса на характер протекания данных процессов.

Расчет коэффициента наполнения скважинного штангового насоса

Величина коэффициента наполнения в значительной степени определяется количеством свободного газа, попадающего в цилиндр насоса, а также количеством растворенного газа во вредном пространстве насоса. При ходе плунжера вниз газожидкостная смесь в подплунжерной полости сжимается до давления, равного давлению на выкиде насоса. Газ растворяется в жидкости, находящейся во вредном пространстве. При последующем ходе вверх давление под плунжером падает до давления на приеме насоса, при этом выделяющийся из вредного пространства растворенный газ задерживает открытие всасывающего клапана. В результате в насос поступает меньше жидкости [4].

Аналитические зависимости для расчета коэффициента наполнения с учетом объема вредного пространства приведены в работах И.М. Муравьева, А.Н. Адонина, А.В. Вирновского, И.Т. Мищенко, Н.Н. Репина, В.Н. Ивановского и др. [5–6]. Следует отметить, что существующие зависимости для расчета коэффициента наполнения штангового насоса имеют схожий вид (как правило, все они линейны относительно объема вредного пространства) и получены как предположение, что процессы выделения и растворения газа являются равновесными и мгновенными, откачиваемая смесь является однофазной и однородной, а сегрегация фаз отсутствует. К недостаткам данных зависимостей можно отнести то, что они не учитывают особенности процесса разгазирования нефти в процессе изменения объема, описываемого плунжером, и нелинейность кривой разгазирования. Для повышения точности расчета коэффициента наполнения штангового насоса с детальным учетом сжимаемости каждого из компонентов многофазной смеси и равновесных процессов выделения и раство-

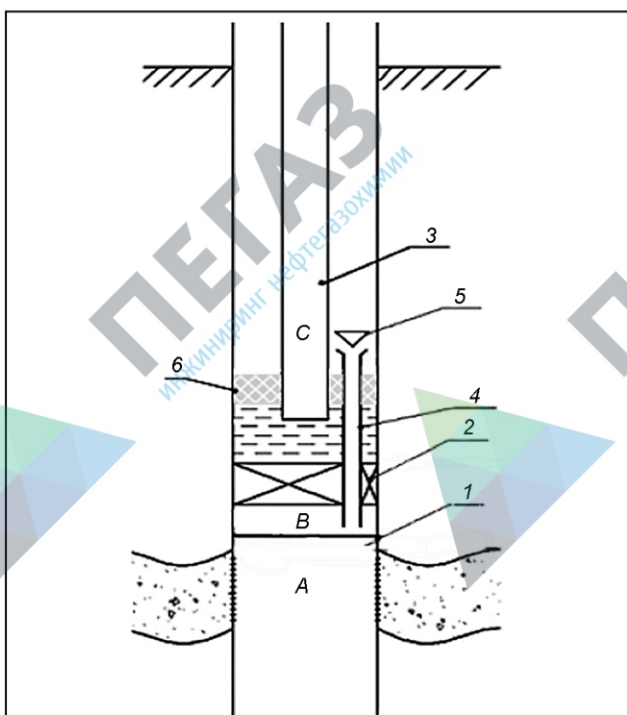


Рис. 1. Схема скважины, оборудованной СШН с газосепаратором: 1 – верхний уровень интервала перфорации; 2 – пакер; 3 – насос и насосные трубы; 4 – трубка для отвода газожидкостной смеси выше приема насоса; 5 – клапан; 6 – насадочное устройство; А, В, С – условно выделенные зоны скважины

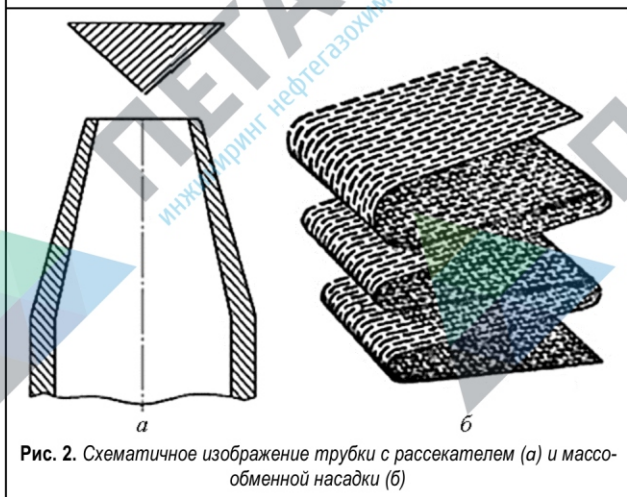


Рис. 2. Схематичное изображение трубки с рассекателем (а) и массообменной насадки (б)

рения газа в нефти, предлагается следующая математическая модель штангового насоса.

Предположим, что давление газожидкостной смеси на приеме насоса $P_{пр.}$, объемное содержание газа $\alpha_{пр.}$, на выкиде насоса $P_{вык.}$ и $\alpha_{вык.}$, соответственно, а давление газожидкостной смеси в подплунжерной полости штангового насоса P .

Закон сохранения массы газожидкостной смеси в подплунжерной полости

$$m(t + \Delta t) - m(t) = G_{пр.} + G_{вык.} \quad (1)$$

где $m(t) = \rho(t)FL(t) \quad (2)$

– масса газожидкостной смеси под плунжером в момент времени t , кг; F – площадь сечения плунжера, m^2 ; L – расстояние между седлами клапанов, м;

$$\rho = \alpha_g \rho_g + (1 - \alpha_g) \rho_l \quad (3)$$

– плотность газожидкостной смеси, $кг/м^3$; α_g – объемное содержание газа; ρ_g – плотность газа, $кг/м^3$; ρ_l – плотность жидкости, $кг/м^3$;

$$G_{пр.} = u_{пр.} k_{пр.} \delta_{пр.} \Delta t, \quad G_{вык.} = u_{вык.} k_{вык.} \delta_{вык.} \Delta t \quad (4)$$

– потоки массы через всасывающий и нагнетательный клапаны насоса, соответственно; u – скорость течения газожидкостной смеси через отверстие клапана, $кг/(м^2 \cdot с)$; k – коэффициент, отражающий степень открытия клапанов (при $k = 0$ клапан закрыт, $k = 1$ – клапан полностью открыт); δ – площадь сечения отверстия клапана, m^2 .

Продифференцировав (1) по времени, получим закон изменения давления в подплунжерной полости

$$\frac{dP}{dt} = \frac{1}{L(t)} \times \left(u_{пр.}(P(t))k_{пр.} + u_{вык.}(P(t))k_{вык.} \right) \frac{\delta}{F} - \rho(P(t))v \times \left(\frac{d\rho}{dP} \right)^{-1}, \quad (5)$$

где v – скорость движения плунжера, м/с.

Для расчета по формуле (5) необходимо определить зависимость функции плотности газожидкостной смеси от давления. Согласно (3) плотность смеси выражается через плотности газа и жидкости, при этом жидкость также является неоднородной, поскольку состоит из воды и нефти

$$\rho_l = B\rho_w + (1 - B)\rho_o, \quad (6)$$

где B – обводненность продукции; ρ_w, ρ_o – плотности воды и нефти, соответственно, $кг/м^3$.

В уравнениях (3) и (6) обводненность и плотность воды можно принять постоянными, в то время как плотности газа, нефти и объемное содержание газа являются функциями давления. Плотности газированной нефти и нефтяного газа определяются согласно известным корреляциям [7].

Объемное содержание газа определяется функцией

растворимости газа в нефти и его фактическим объемным содержанием на приеме насоса

$$\alpha_{пр.} = \frac{Q_{gпр.}}{Q_{gпр.} + Q_{lпр.}}, \quad (7)$$

где $Q_{gпр.} = Q_{lпр.}(1 - B)(\Gamma\Phi - R_s) \frac{\rho_{g0}}{\rho_g}(1 - \sigma_s) \quad (8)$

– расход газа в условиях приема насоса, $м^3/с$; $Q_{lпр.}$ – расход жидкости в условиях приема насоса, $м^3/с$; $\Gamma\Phi$ – газовый фактор, $м^3/м^3$; R_s – растворимость газа в нефти, $м^3/м^3$; ρ_{g0} – плотность газа в нормальных условиях, $кг/м^3$; σ_s – коэффициент сепарации газа на приеме насоса.

Для простоты считаем, что в любой точке насоса выше точки приема расход газа по-прежнему будет пропорционален расходу нефти с тем же коэффициентом сепарации, получим

$$\alpha = \frac{(1 - \sigma_s)(1 - B)(\Gamma\Phi - R_s) \frac{\rho_{g0}}{\rho_g}}{(1 - \sigma_s)(1 - B)(\Gamma\Phi - R_s) \frac{\rho_{g0}}{\rho_g} + 1}. \quad (9)$$

Таким образом, для расчета производной плотности смеси по давлению в формуле (5) необходимо дифференцировать равенство (3) с учетом выражений (6)–(9).

Для расчета скорости истечения газожидкостного потока через отверстие клапана воспользуемся уравнением Бернулли [8]

$$p_1 - p_2 = \frac{\rho U^2}{2\lambda^2}, \quad (10)$$

где p_1 и p_2 – давление газожидкостной смеси перед и после клапана, Па, соответственно; U – скорость смеси, м/с; λ – коэффициент расхода. Для чистой жидкости он определяется экспериментально или по номограммам и находится обычно в диапазоне от 0,5 до 0,8.

Примем, что плунжер насоса движется по гармоническому закону

$$u = A \cos(2\pi n t), \quad (11)$$

где A – амплитуда колебаний, равная половине длины хода плунжера, м; n – частота колебаний, $с^{-1}$.

В итоге формула для расчета изменения давления в полости под плунжером примет вид [9]

$$\frac{dP}{dt} = \frac{\rho}{V} (\sqrt{2}\lambda_{пр.} \frac{P_{пр.} - P}{\sqrt{\rho_{пр.} |P_{пр.} - P|}} k_{пр.} \delta_{пр.} + \sqrt{2}\lambda_{вык.} \frac{P_{вык.} - P}{\sqrt{\rho_{вык.} |P_{вык.} - P|}} k_{вык.} \delta_{вык.} + \left(F \frac{\partial u}{\partial t} \right) \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)^{-1}, \quad (12)$$

где V – объем подплунжерной полости, $м^3$.

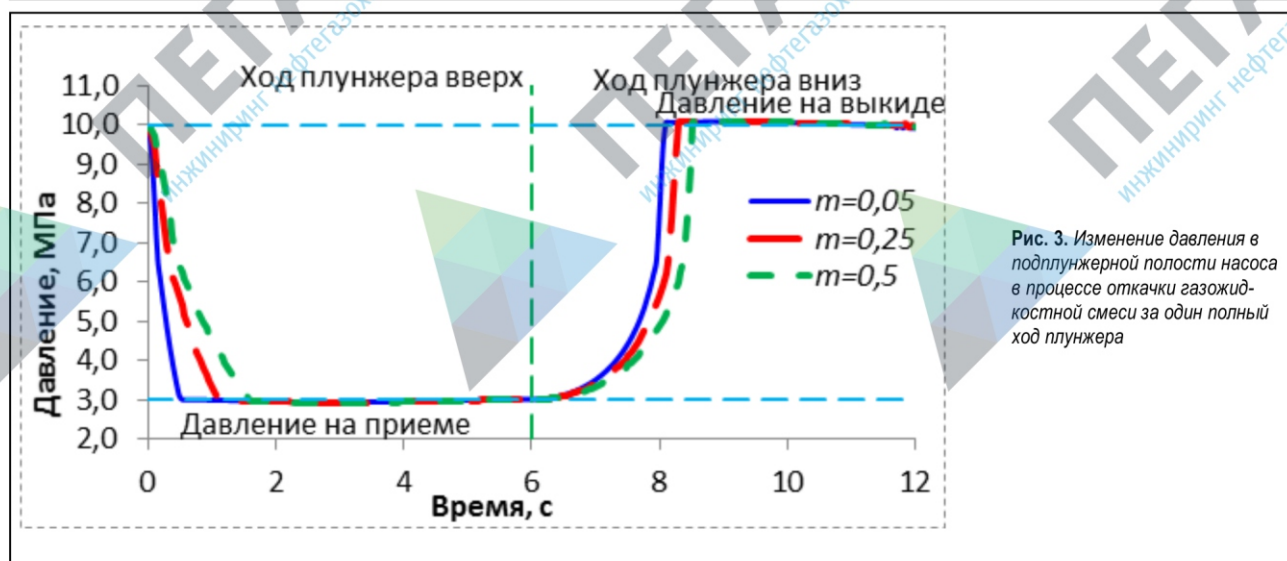


Рис. 3. Изменение давления в подплунжерной полости насоса в процессе откачки газожидкостной смеси за один полный ход плунжера

Открытие и закрытие клапанов происходит в зависимости от разности давлений в подплунжерном пространстве на приеме и выкиде насоса. Если выполняется условие $P_{пр.} \leq P \leq P_{вык.}$, то оба клапана, всасывающий и нагнетательный, закрыты, при этом $k_{пр.} = k_{вык.} = 0$. При выполнении условия $P < P_{пр.}$ открыт всасывающий клапан ($k_{пр.} = 1, k_{вык.} = 0$) и жидкость из скважины поступает в полость насоса, при выполнении условия $P > P_{вык.}$ работает нагнетательный клапан ($k_{пр.} = 0, k_{вык.} = 1$), через который жидкость перетекает в колонну насосно-компрессорных труб.

Полученная система уравнений решается методом Дормана – Принса восьмого порядка точности с автоматическим выбором шага по времени для расчета динамического давления в подплунжерной полости насоса и газожидкостных потоков через клапаны насоса [10].

Покажем пример расчета подачи насоса в зависимости от объема вредного пространства. Параметры моделирования: длина хода плунжера $S_{пл.} = 2$ м; число качаний $n = 5$ мин⁻¹; доля газа на приеме насоса $\alpha_{пр.} = 0,28$; плотность газа в нормальных условиях $\rho_{g0} = 1,3$ кг/м³; плотность нефти в нормальных условиях $\rho_{o0} = 820$ кг/м³; плотность воды $\rho_w = 1000$ кг/м³; обводненность продукции $B = 10$ %; газовый фактор ГФ = 80 м³/м³; давление на приеме насоса $P_{пр.} = 3$ МПа; давление на выкиде $P_{вык.} = 10$ МПа; коэффициент сепарации $\sigma_s = 0,75$. На рис. 3 приведены кривые изменения давления в подплунжерной полости насоса для различных объемов вредного пространства.

Из графиков на рис. 3 видно, что в начале хода плунжера вверх наблюдается интенсивное снижение давления в подплунжерной полости до давления

насыщения, расчетное значение которого при данных значениях плотностей нефти и газа в нормальных условиях равно $p_{нас.} = 6,4$ МПа. При дальнейшем уменьшении давления в полости под плунжером происходит выделение растворенного газа из нефти. Высокая сжимаемость газа приводит к снижению скорости падения давления в подплунжерной полости, что хорошо согласуется с расчетными кривыми. В результате всасывающий клапан открывается значительно позднее. Из графиков на рис. 3 следует, что при изменении доли вредного пространства с $m = 0,05$ до $m = 0,5$ открытие клапана задерживается на время от 0,5 до 1,6 с, за которое плунжер проходит расстояние от 0,04 до 0,35 м. Таким образом, с увеличением объема вредного пространства происходит уменьшение эффективной длины хода плунжера и подачи насоса, так как с ростом объема вредного пространства увеличиваются количество газа, выделяющегося из вредного пространства, и степень его отрицательного влияния.

При ходе плунжера вниз в процессе сжатия газ растворяется в жидкости, находящейся в полости насоса. За счет высокой сжимаемости газа снижается скорость роста давления в подплунжерной полости, что приводит к задержке открытия нагнетательного клапана. Как видно из модельных графиков, скорость роста давления минимальна в начале хода вниз, когда количество свободного газа в подплунжерной полости, определяемое количеством свободного газа, поступившего в насос вместе с откачиваемой жидкостью, и количеством газа, выделившегося из объема вредного пространства насоса, максимально. Наклон кривой давления существенно возрастает при достижении в подплунжерной полости давления, равного давлению насыщения, так как при этом газ переходит в растворенное состояние и сжимаемость смеси резко уменьшается, что также хорошо согласуется с расчетными графиками [11].

Численное моделирование процессов в подплунжерной полости насоса при такте всасывания

Целью моделирования является исследование процесса откачки газосодержащей жидкости объёмным насосом, в связи с чем при расчёте реализуется только такт всасывания, сопровождающийся понижением давления в подплунжерной полости насоса, обусловливающим выход свободного газа из жидкости и его расширение.

Для решения данной задачи применено численное моделирование в среде ANSYS. Геометрия расчётной области состоит из двух доменов (рис. 4):

- домен, описывающий граничное условие входа, имитацию клапана – как местное сопротивление, и интерфейс связи с доменом насоса;
- домен насоса представляет собой деформирующийся объём, который изменяет свою геометрию, вытягиваясь по синусоидальному закону в зависимости от времени, повторяя характер движения штангового насоса.

Расчётная область представлена в осесимметричной постановке и характеризуется следующими размерами: диаметр – 70 мм, ход плунжера – 3000 мм.

Так как данная задача может быть решена только в нестационарной постановке, то для создания нестационарности при расчёте введено число качаний плунжера – 7 мин⁻¹. Один такт, включающий всасывание и нагнетание, занимает 8,57 с.

Для имитации двухфазной жидкости на этапе описания характеристик материалов и задания граничных условий были использованы два материала:

- для имитации жидкой фазы был использован жидкий керосин (молярная масса $M = 0,167$ кг/моль, плотность в нормальных условиях $\rho_{o0} = 780$ кг/м³);
- для имитации газовой фазы был использован газ метан (молярная масса $M = 0,016$ кг/моль, плотность в нормальных условиях $\rho_{g0} = 0,72$ кг/м³), причем он был представлен как полидисперсная фаза. Полидисперсная фаза описывается в Ansys CFX как Homogeneous MUSIG и представляет распределение свободного газа в качестве пузырьков с диаметром от 2 до 5 мм с разбивкой на 5 групп диаметров.

Модель воздействия фаз друг на друга описывает поверхностное натяжение с коэффициентом 0,075 Н/м, коэффициент сопротивления пузырьков газовой фазы – 0,44; также алгоритм реализует коалесценцию и распад пузырьков газовой фазы в зависимости от динамического воздействия жидкой среды. Для создания гидростатического давления в столбе жидкости в полости насоса учитывается влияние поля гравитационных сил, ускорение свободного падения – 9,81 м/с².

Граничное условие для домена входа характеризуется фиксированными значениями входного давления, объёмного содержания жидкостной и газовой фаз (объёмное содержание газа принято равным 0,1, соответственно жидкости – 0,9). Для реализации осесимметричной постановки по стенкам расчетной области применено граничное условие симметрии. Для передачи информации от домена входа в домен плунжера добавлено граничное условие интерфейса. Остальные стороны представлены как адиабатные стенки с трением. Особенностью домена плунжера является реализация в нем функции движения сетки, позволяющая провести имитацию увеличения объема насосной полости при движении плунжера вверх. Данное условие наложено на верхнюю стенку согласно следующей зависимости, описывающей движение плунжера в зависимости от расчётного времени:

$$\sin(t/1[s] \cdot 45[\text{degree}] - 90[\text{degree}]) \cdot 1,5[m] + 1,5[m]. \quad (13)$$

На рис. 5 представлена визуализация объёмного содержания газа в полости насоса под плунжером.

На графике, изображённом на рис. 6, представлено изменение давления в полости насоса при такте всасывания, давление на приеме насоса равно 0,3 МПа.

Согласно графику (см. рис. 6), давление в полости насоса падает от входного 0,3 МПа до минимального 0,22 МПа в середине такта всасывания, когда достигается максимальная скорость плунжера, т. е. происходит снижение давления на 0,08 МПа.

На рис. 7 представлена кривая изменения относительного объёмного содержания газовой фазы в полости насоса во времени. Из графика видно, что содер-

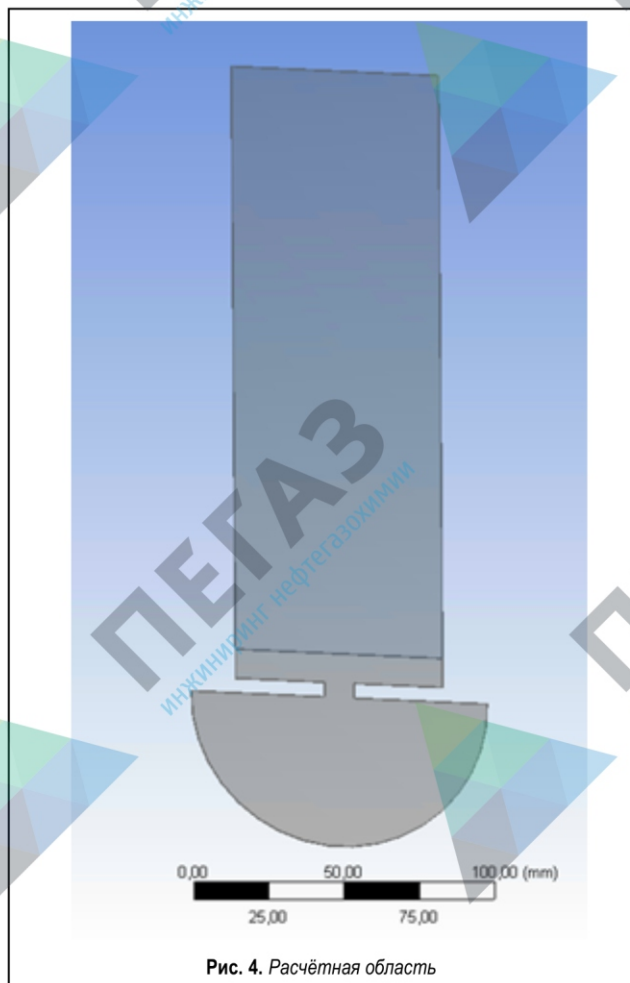


Рис. 4. Расчётная область

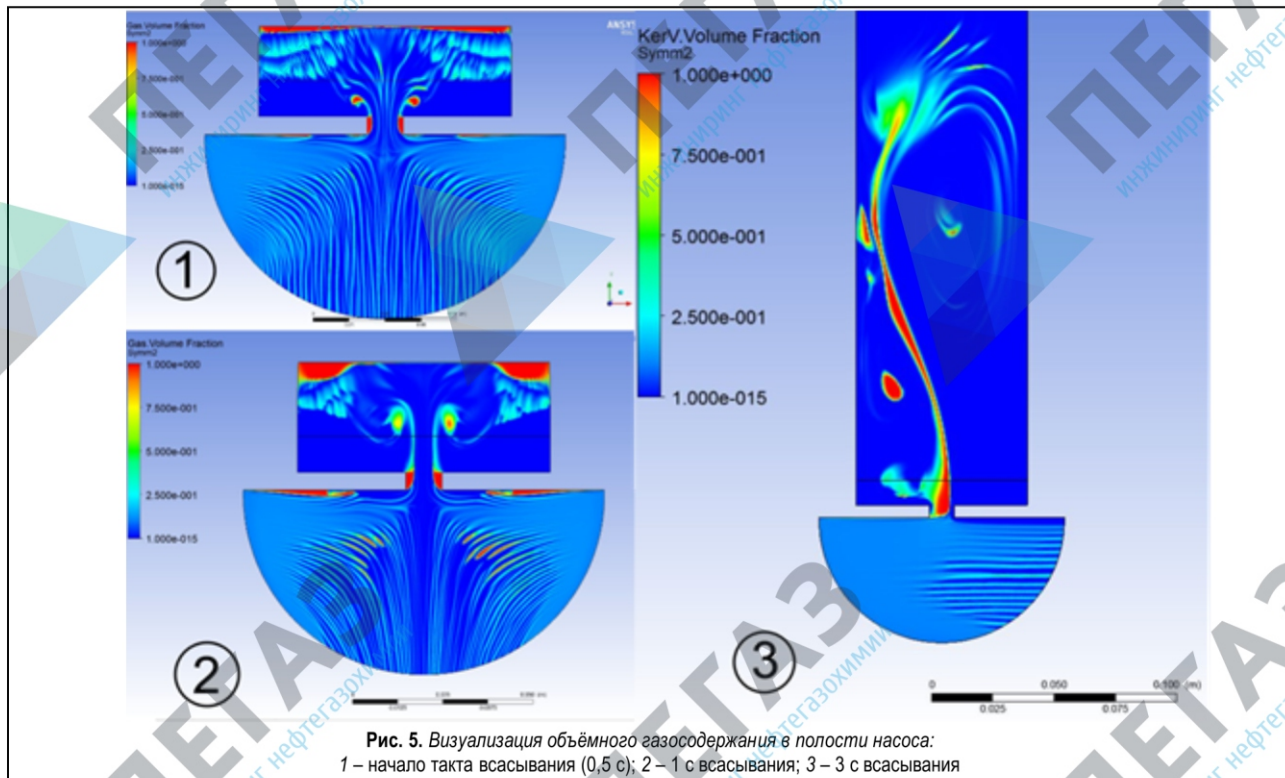


Рис. 5. Визуализация объёмного газосодержания в полости насоса: 1 – начало такта всасывания (0,5 с); 2 – 1 с всасывания; 3 – 3 с всасывания

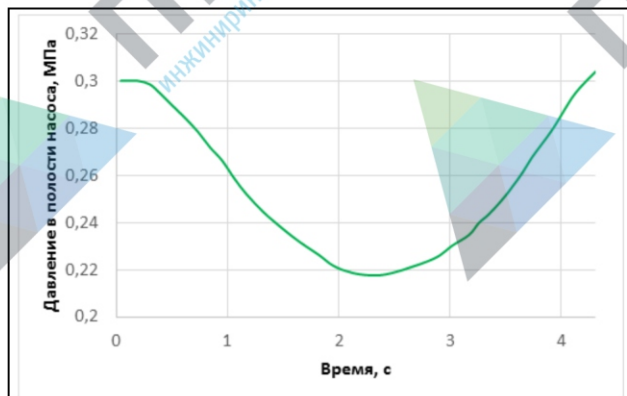


Рис. 6. Изменение давления в полости насоса под плунжером при такте всасывания

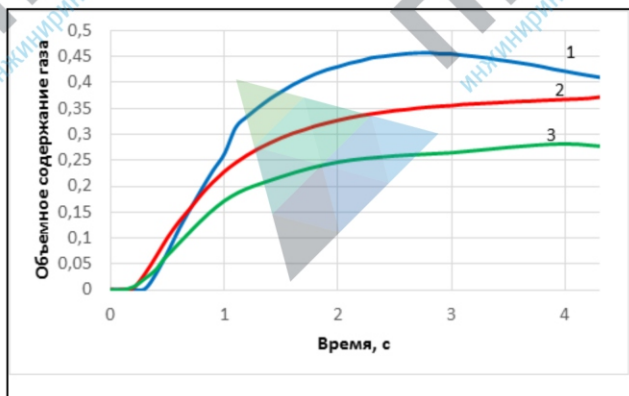


Рис. 8. Сравнительный график: 1 – $P_{пр.} = 0,3$ МПа; 2 – $P_{пр.} = 2,5$ МПа; 3 – $P_{пр.} = 2,5$ МПа ($d_{пр.} = 45$ мм)

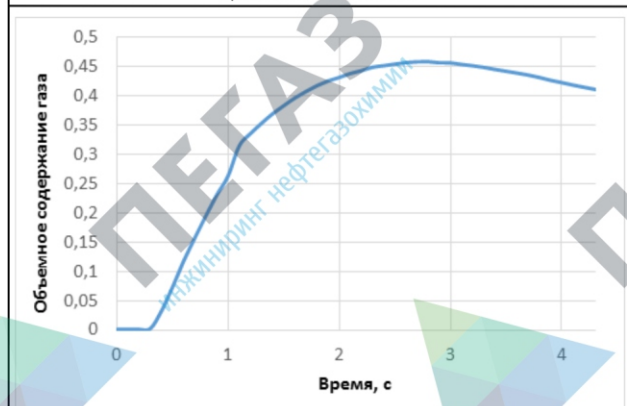


Рис. 7. Относительное объёмное содержание газовой фазы при такте всасывания

жание газа как фазы, очень чувствительной к давлению, хорошо коррелируется с давлением в полости

насоса и при попадании газа в область низкого давления он дополнительно расширяется и занимает больший объём.

При совмещении графиков относительного объёмного содержания газа, полученных при различных значениях давления на приеме насоса (рис. 8), можно сделать вывод, что повышение давления на приеме насоса благоприятно влияет на объёмную производительность последнего ввиду того, что снижается объём, занимаемый газом.

Из графиков на рис. 8 видно также, что объёмное содержание газа в середине цикла подъёма плунжера достаточно велико – почти половину рабочего объёма занимает газ.

Для исключения негативного влияния клапана на работу насоса, обусловленного его гидравлическим сопротивлением, проходное сечение всасывающего

клапана было увеличено в диаметре до 45 мм. Снижение местного сопротивления, как видно из рис. 8, положительно влияет на наполнение жидкостью рабочего объема цилиндра насоса.

Таким образом, можно выделить следующие пути уменьшения холостой работы насоса с газосепаратором, связанной со сжатием/расширением газа в подплунжерной полости:

- снижение скорости движения плунжера, которое предпочтительно осуществлять уменьшением числа качаний, позволяющее повысить давление в полости насоса под плунжером при такте всасывания;
- применение всасывающего клапана с максимально возможным проходным сечением, позволяющим уменьшить его гидравлическое сопротивление.

Выводы

1. Предложенная конструкция газосепаратора с расщепителем газожидкостного потока и массообменной насадкой регулярной формы позволяет интенсифицировать процесс разгазирования на приеме насоса.

2. Разработана математическая модель скважинного штангового насоса, детально учитывающая сжимаемость компонентов многофазной смеси в подплунжерной полости, а также равновесные процессы выделения и растворения газа в нефти.

3. Численное моделирование работы штангового насоса при откачке газожидкостной смеси показало, что объем вредного пространства и давление на приеме насоса оказывают существенное влияние на характер протекания процессов в подплунжерной полости насоса.

4. Для уменьшения холостой работы насоса с газосепаратором, связанной со сжатием/расширением газа в подплунжерной полости, предлагается:

- снижение скорости движения плунжера, которое предпочтительно осуществлять уменьшением числа качаний, позволяющее повысить давление в полости насоса под плунжером при такте всасывания;
- применение всасывающего клапана с максимально возможным проходным сечением, позволяющим уменьшить его гидравлическое сопротивление.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Нефть и газ, 2003. – 816 с.
2. Методика определения глубины установки газового сепаратора в добывающей скважине / Р.Н. Бахтизин, К.Р. Уразаков, А.М. Азизов, С.Ф. Исмагилов // Нефть. хоз-во. – 2015. – № 12. – С. 116–120.
3. Метод снижения влияния свободного газа на эффективность работы скважинного насоса / К.Р. Уразаков, А.М. Азизов, И.А. Мухин, А.В. Щелоков // Нефтегазовое дело: электр. науч.-техн. журн. – 2017. – Т. 15. – № 2. – С. 1–5.

4. Уразаков К.Р. Механизированная добыча нефти: сборник изобретений. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2010. – 329 с.
5. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. – М.: Недра, 1983. – 455 с.
6. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. – М.: Недра, 1979. – 213 с.
7. Brill J.P., Mukherjee H.K. Multiphase flow in wells // SPE, 1999. – 384 p.
8. Расчет теоретической динамограммы с учетом осложнений в работе скважинного штангового насоса / К.Р. Уразаков, Р.Н. Бахтизин, С.Ф. Исмагилов, А.С. Топольников // Нефть. хоз-во. – 2014. – № 1. – С. 90–93.
9. Зависимость коэффициента наполнения скважинного штангового насоса от объема вредного пространства / К.Р. Уразаков, А.М. Азизов, А.С. Топольников, Ф.Ф. Давлетишин // Нефтегазовое дело: электр. науч.-техн. журн. – 2017. – № 4. – С. 6–25.
10. Хайпер Э., Нерсетт С., Ваннер Г. Решение обыкновенных дифференциальных уравнений. Нежесткие задачи. – М.: Мир, 1990. – 512 с.
11. Насосные установки для малобитных скважин: учеб. пособ. / К.Р. Уразаков, В.П. Жулаев, Ф.З. Булюкова, В.А. Молчанова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. – 235 с.
12. Влияние давления на приеме штангового насоса с газосепаратором на его подачу / К.Р. Уразаков, А.М. Азизов, И.А. Мухин, А.В. Щелоков // Нефтегазовое дело: электр. науч.-техн. журн. – 2017. – № 5. – С. 16–35.

LITERATURA

1. Mishchenko I.T. Skvazhinnaya dobycha nefii. – М.: Neft' i gaz, 2003. – 816 s.
2. Metodika opredeleniya glubiny ustanovki gazovogo separatora v dobyvayushchey skvazhine / R.N. Bakhtizin K.R. Urazakov A.M. Azizov, S.F. Ismagilov // Neft. khoz-vo. – 2015. – № 12. – С. 116–120.
3. Metod snizheniya vliyaniya svobodnogo gaza na effektivnost' raboty skvazhinnogo nasosa / K.R. Urazakov, A.M. Azizov, I.A. Mukhin, A.V. Shchelokov // Neftgazovoe delo: elektr. nauch.-tekhn. zhurn. – 2017. – Т. 15. – № 2. – С. 1–5.
4. Urazakov K.R. Mekhanizirovannaya dobycha nefii: sbornik izobreteniy. – Уфа: Neftgazovoe delo, 2010. – 329 s.
5. Gimatudinov Sh.K. Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanykh mestorozhdeniy. Dobycha nefii. – М.: Nedra, 1983. – 455 s.
6. Adonin A.N. Dobycha nefii shtangovymi nasosami. – М.: Nedra, 1979. – 213 s.
7. Brill J.P., Mukherjee H.K. Multiphase flow in wells // SPE, 1999. – 384 p.
8. Raschet teoreticheskoy dinamogrammy s uchelom oslozhneniy v rabote skvazhinnogo shtangovogo nasosa / K.R. Urazakov, R.N. Bakhtizin, S.F. Ismagilov, A.S. Topol'nikov // Neft. khoz-vo. – 2014. – № 1. – С. 90–93.
9. Zavisimost' koeffitsienta napolneniya skvazhinnogo shtangovogo nasosa ot ob'ema vrednogo prostranstva / K.R. Urazakov, A.M. Azizov, A.S. Topol'nikov, F.F. Davletshin // Neftgazovoe delo: elektr. nauch.-tekhn. zhurn. – 2017. – № 4. – С. 6–25.
10. Khayrer E., Nersett S., Vanner G. Reshenie obyknovennykh differentsial'nykh uravneniy. Nezhestkie zadachi. – М.: Mir, 1990. – 512 s.
11. Nasosnye ustanovki dlya malodebitnykh skvazhin: ucheb.