

ВЛИЯНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ПРИЕМЕ ШТАНГОВОГО НАСОСА С ГАЗОСЕПАРАТОРОМ НА ЕГО ПОДАЧУ

INFLUENCE OF PRESSURE ON THE RECEPTION OF THE SUCKER PUMP WITH GAS SEPARATOR ON ITS SUPPLY

Эксплуатация скважин, добывающих газожидкостную смесь, характеризуется обычно технологическими осложнениями в работе глубиннонасосного оборудования, вызванными присутствием газовой фазы в продукции скважины. Эти осложнения проявляются в снижении технических параметров насосного оборудования: производительности, межремонтного периода и т.д. Степень осложнений пропорциональна превышению количества газовой фазы в откачиваемой смеси, регламентированного заводами-изготовителями. На практике данная задача решается искусственным снижением содержания газовой фазы в откачиваемой смеси двумя путями. Первый заключается в повышении давления на приеме насоса, второй – в отделении свободного газа от жидкости на приеме насоса и транспортировании жидкости через насос отдельно от газа. Первый путь связан главным образом со снижением депрессии на пласт и, следовательно, со снижением дебита скважины. Второй путь вызывает повышение энергетических затрат на подъем жидкости из пласта, так как полезным свойством газовой фазы является снижение плотности добываемой смеси. Из этого следует, что первый путь решения задачи неприемлем, так как снижает рентабельность и проектные показатели эксплуатации скважины, второй путь требует оптимального распределения газовой фазы при транспортировке на поверхность междуподъемным лифтом и по затрубному пространству скважины. Технически приемлемое распределение достигается путем поддержания на выкиде сепаратора газа определенного (оптимального) давления. Критерием оптимизации является минимизация энергетических затрат на добычу нефти при сохранении проектных показателей скважины и регламентированных условий эксплуатации глубиннонасосного оборудования.

Exploitation of wells producing gas-liquid mixture is usually characterized by technological complications in the operation of deep-well pump equipment, caused by the presence of a gas phase in well production. These complications are manifested in the reduction of technical parameters of pumping equipment: productivity, overhaul period, etc. The degree of complications is proportional to the excess of the amount of gas phase in the pumped out mixture, regulated by the manufacturing plants. In practice, this problem is solved by artificially reducing the content of the gas phase in the pumped mixture in two ways. The first is to increase the pressure at the pump intake, the second is to separate the free gas from the liquid at the pump intake and transport the liquid through the pump separately from the gas.

The first way is mainly connected with the reduction of depression in the reservoir, and, consequently, with a decrease in well production rate.

The second way causes an increase in energy costs for lifting fluid from the reservoir, since the useful property of the gas phase is the reduction in the density of the produced mixture. From this it follows that the first way to solve the problem is unacceptable, since it reduces the profitability and design parameters of the well operation, the second way requires an optimal distribution of the gas phase during transportation to the surface between the lifting elevator and the annulus of the well. Technically acceptable distribution is achieved by maintaining a certain (optimal) pressure on the gas separator. The criterion of optimization is minimization of energy costs for oil production while maintaining the design parameters of the well and the regulated operating conditions of deep-pumping equipment.

Выбор глубины спуска насоса, а, следовательно, давления на его приеме – одно из важнейших условий эффективной и надежной работы всей насосной установки. С одной стороны, глубина спуска насоса должна быть достаточной для обеспечения высоких значений коэффициента наполнения, с другой – по возможности минимальной, чтобы не произошло чрезмерного роста нагрузок на штанги и станок-качалку, а также увеличения затрат на оборудование и подземный ремонт. Необходимо давление на приеме насоса зависит, в первую очередь, от содержания свободного газа.

Если свободного газа в откачиваемой смеси содержится мало, что возможно, например, при высокой (свыше 80 %) обводненности жидкости или низком газовом факторе, то минимально необходимое давление на приеме насоса зависит от потерь напора во всасывающем клапане и может быть рассчитано. Согласно практическим рекомендациям при дебите скважины менее 100 м³/сут и вязкости жидкости не более 10⁻⁴ м²/с можно принимать погружение насоса под динамический уровень равный 20–50 м, что соответствует давлению на приеме насоса примерно 0,16–0,40 МПа. При значитель-

**Уразаков К. Р., Азизов А. М.,
Мушин И. А., Щелоков А. В.**
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
ООО НИПИ «ПЕГАЗ»,
г. Уфа, Российская Федерация

**K. R. Urazakov, A. M. Azizov, I. A.
Mukhin, A.V. Shchelokov**
Ufa State Petroleum
Technological University,
NIPPI «PEGAZ» LLC,
Ufa, Russian Federation

Ключевые слова:

Газ-якорь, разгазирование,
массообмен, скважина,
подача насоса.

Key words:

Gas-anchor, degassing,
mass transfer, well, pump flow.

ном содержании свободного газа в откачиваемой продукции трудно заранее выбрать оптимальное давление на приеме насоса. Для каждого нефтяного района разрабатываются конкретные рекомендации. Так, для месторождений Татарии и Башкирии оптимальное давление на приеме насоса составляет 2,0–2,5 МПа. Для Арланского месторождения оно принимается равным 3 МПа. В среднем оптимальное давление на приеме насоса должно составлять примерно 30 % от давления насыщения. Следовательно, основанные на практическом опыте эксплуатации рекомендации по установлению давления на приеме и глубины спуска насоса могут обеспечить приемлемую точность расчётов 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 пакером с газовым якорем [2] при поддержании на выкиде газового якоря определенного (оптимального) давления. Критерием оптимизации является минимизация энергетических затрат на добычу нефти при сохранении проектных показателей скважины и регламентированных условий эксплуатации глубиннонасосного оборудования. Отличие конструкции показанного сепаратора (ГЯ) от сепараторов указанного типа заключается в том, что отделение газа от жидкости происходит в затрубном пространстве выше приема насоса. Причем разделение смеси на жидкость и газ может происходить в газовой среде, что обеспечивает максимальный сепарационный эффект при гравитационном способе разделения жидкости и газа.

Задачей, решаемой в данной работе, является уточнение переходных процессов, протекающих при движении плунжера.

Для решения данной задачи применено численное моделирование в среде ANSYS.

Геометрия расчётной области представлена из двух доменов (рисунок 1):

- 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 движение штангового насоса, использующего кривошипно-шатунный механизм для преобразования вращательного движения в возвратно-поступательное.

Расчётная область представлена в осесимметричной постановке и повторяет следующие размеры: диаметр — 70 мм, ход плунжера — 3000 мм.

Так как данная задача может быть решена только в нестационарной постановке, то для соз-

дания нестационарности расчёта введена частота качаний плунжера — 7 качаний в минуту. Один такт всасывания-выталкивания занимает 8,75 с.

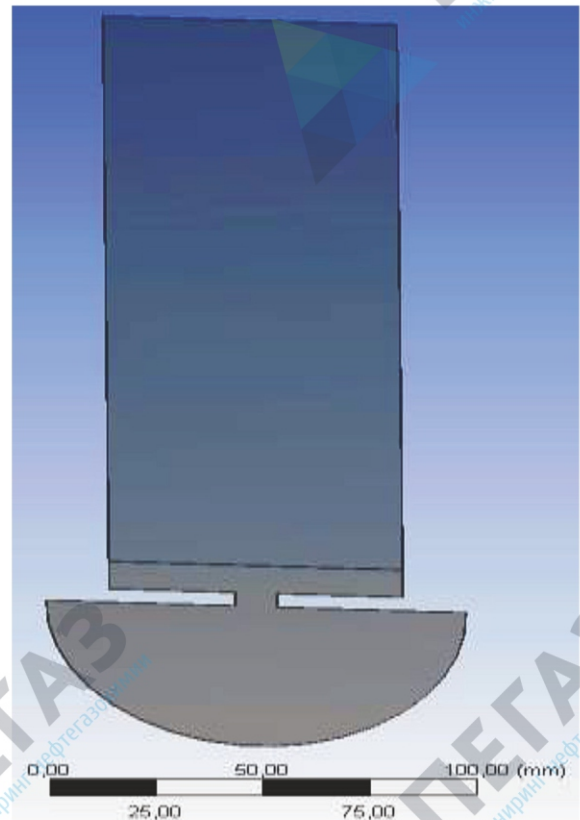


Рисунок 1.

Расчётная область

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 $C_{12}H_{23}$ с характеристиками, приведенными на рисунке 2;

- для имитации газовой фазы был использован газ метан CH_4 с характеристиками, приведенными на рисунке 3.

Для описания многофазной среды керосин был задан как непрерывная жидкая фаза, а метан был представлен как полидисперсная фаза. Полидисперсная фаза описывается в AnsysCFX как HomogeneousMUSIG и представляет распределение свободного газа в качестве пузырьков диаметрами 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, а 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, учитывающих ускорение свободного падения — 9,81 м/с².

Thermodynamic Properties

Equation of State

Option Value

Molar Mass 167.31462 [kg kmol⁻¹]

Density 780 [kg m⁻³]

Specific Heat Capacity

Option NASA Format

Temperature Limits

Lower Temperature 273.15 [K]

Midpoint Temperature 550 [K]

Upper Temperature 550 [K]

Upper Interval Coefficients

NASA a1 1.9049613E+01

NASA a2 -1.6918532E-02 [K⁻¹]

NASA a3 6.3022035E-04 [K⁻²]

NASA a4 -1.3336577E-06 [K⁻³]

NASA a5 9.4335638E-10 [K⁻⁴]

NASA a6 -4.4803964E+04 [K]

NASA a7 -6.7690200E+01

Lower Interval Coefficients

NASA a1 1.9049613E+01

NASA a2 -1.6918532E-02 [K⁻¹]

NASA a3 6.3022035E-04 [K⁻²]

NASA a4 -1.3336577E-06 [K⁻³]

NASA a5 9.4335638E-10 [K⁻⁴]

NASA a6 -4.4803964E+04 [K]

NASA a7 -6.7690200E+01

Рисунок 2.

Термодинамические характеристики жидкой фазы

Расстановка граничных условий

Домен входа содержит следующие граничные условия (рисунок 4).

Граничное условие входа характеризуется входным давлением 0,3 МПа, 2,5 МПа; объемным содержанием фаз в потоке — 0,1 для газовой фазы; 0,9 для жидкой фазы.

Для реализации осесимметричной постановки по стенкам расчетной области применено граничное условие — симметрия.

Для передачи информации от домена входа в домен плунжера добавлено граничное условие интерфейса.

Остальные стороны представлены как адиабатные стенки с трением.

Домен плунжера содержит следующие граничные условия (рисунок 5).

Данный домен имеет функцию движения сетки, позволяющую реализовать имитацию увеличения объема насосной полости при движении плунжера вверх. Данное условие наложено на верхнюю стенку по формульной зависимости $\sin(t/1[s] \cdot 45^\circ - 90^\circ) \cdot 1,5[m] + 1,5[m]$

Данная зависимость описывает движение плунжера в зависимости от расчётного времени.

Thermodynamic Properties

Equation of State

Option:

Molar Mass:

Specific Heat Capacity

Option:

Temperature Limits

Lower Temperature:

Midpoint Temperature:

Upper Temperature:

Upper Interval Coefficients

NASA a1:

NASA a2:

NASA a3:

NASA a4:

NASA a5:

NASA a6:

NASA a7:

Lower Interval Coefficients

NASA a1:

NASA a2:

NASA a3:

NASA a4:

NASA a5:

NASA a6:

NASA a7:

Рисунок 3.

Термодинамические характеристики газовой фазы

Расчёт реализовался в нестационарной постановке на расчётной станции (40 Гб оперативной памяти, 28 процессоров IntelXeon) с параметрами, приведенными на рисунке 6.

Давление на входе 0,3 МПа

На графике, изображённом на рисунке 7, представлено изменение давления в полости насоса на такте всасывания. По оси абсцисс — временной интервал, по оси ординат — давление в полости плунжера.

Судя по графику, давление в полости насоса падает от входного — 0,3 МПа до минимального — 0,22 МПа в середине такта всасывания, когда

достигается максимальная скорость поршня, т. е. происходит снижение давления на 0,08 МПа.

На рисунке 8 представлено относительное объемное содержание газовой фазы в полости насоса.

Давление на входе 2,5 МПа

На графике рисунка 9 представлено изменение давления в полости насоса на такте всасывания. По оси абсцисс — временной интервал, по оси ординат — давление в полости плунжера.

Судя по графику, давление в полости насоса падает от входного — 2,5 МПа, до минимального — 2,37 МПа в середине такта всасывания, когда

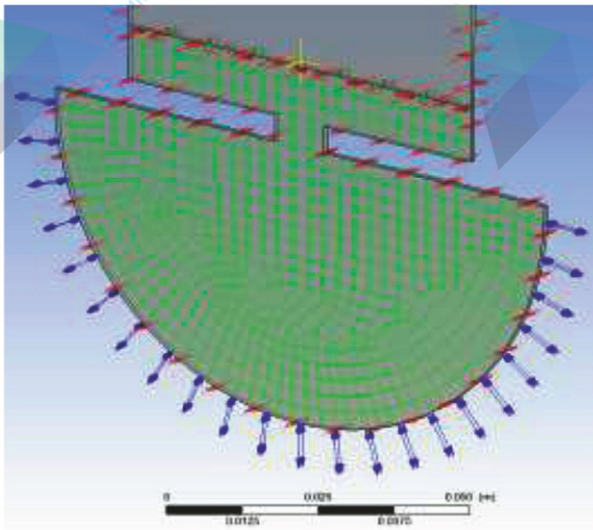


Рисунок 4.

Домен входа

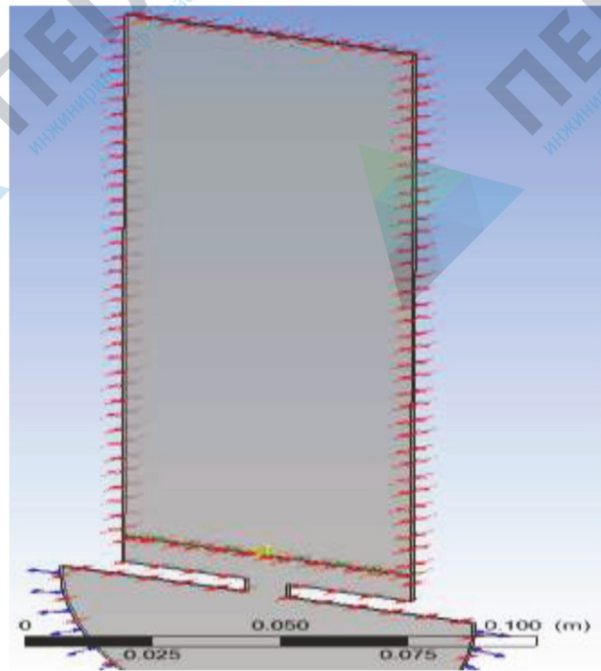


Рисунок 5.

Домен плунжера

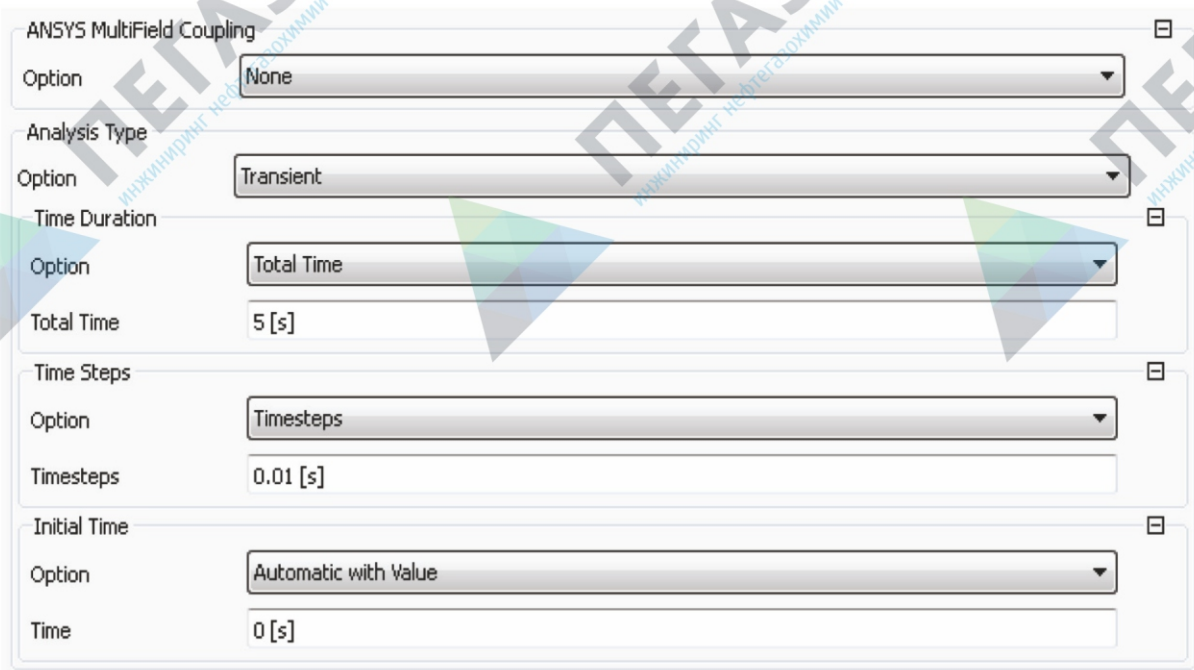


Рисунок 6.

Параметры нестационарного анализа

достигается максимальная скорость поршня, т. е. происходит снижение давления на 0,13 МПа.

На рисунке 10 представлено относительное объемное содержание газовой фазы в полости насоса.

При совмещении графиков относительного объемного содержания газа по такту всасывания на рисунке 11 видно, что повышение давления на входе в насос благоприятно влияет на объемную

производительность последнего, ввиду того, что снижается объем, занимаемый газом.

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод, что для компоновки насоса с газовым якорем снизить газосодержание в полости плунжера можно только уменьшив число качаний плунжера в минуту, т.е. снизить скорость движения поршня и, тем самым повысить давление на такте всасывания или применить седло всасывающего

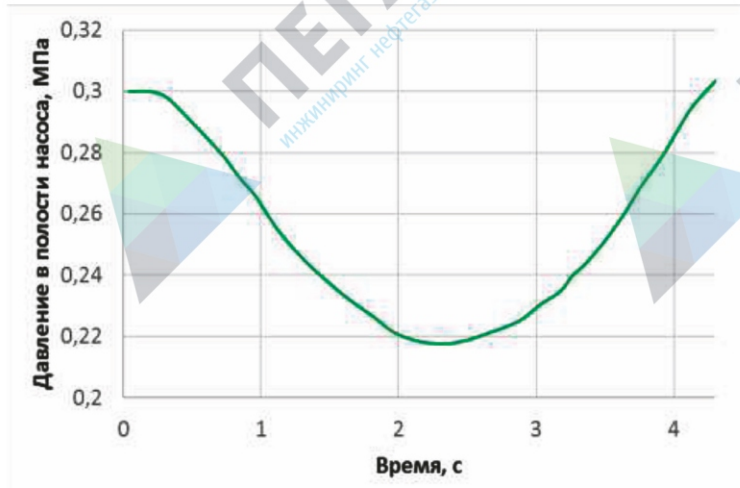


Рисунок 7.

Изменение давления в такте всасывания

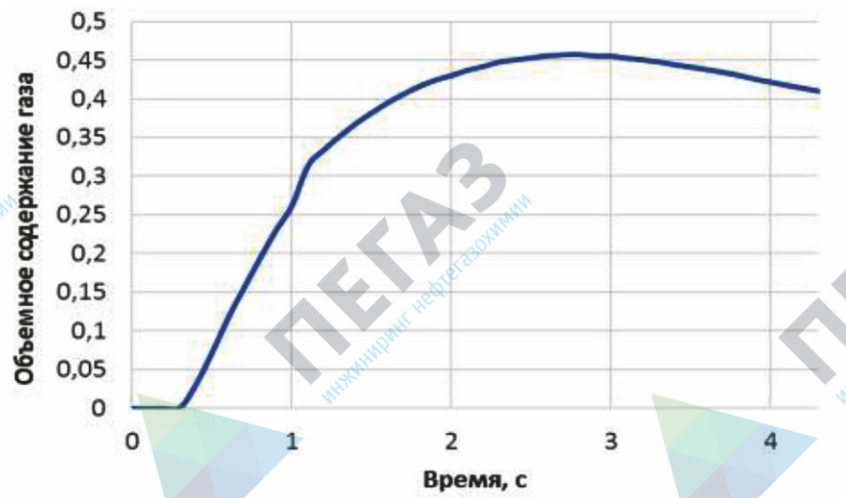


Рисунок 8.

Относительное объёмное содержание газа по такту всасывания



Рисунок 9.

Изменение давления в такте всасывания

клапана с максимально возможным проходным сечением.

На рисунках 10, 11 по оси ординат значение в середине цикла подъема плунжера — 0,45 %, что означает, почти половину рабочего объема занимает газ.

Для исключения негативного влияния клапана на работу насоса и местного сопротивления, отверстие подачи было увеличено в диаметре до $50,8 \cdot 0,875 = 45$ мм [5].

Снижение местного сопротивления положительно влияет на наполнение газом рабочего объема цилиндра плунжера (рисунок 11).

Учитывая, что давление по такту всасывания сильно меняется, то и содержание газа, как фазы очень чувствительной к давлению, коррелируется с давлением в насосе.

Судя по графику, давление в полости насоса падает от величины входного — 3 МПа, до минимального — 2,37 МПа.

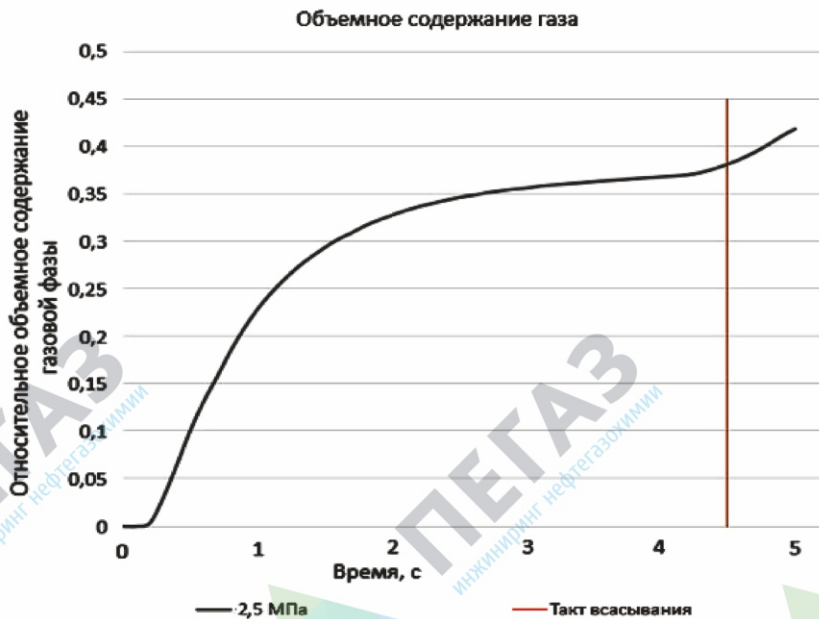


Рисунок 10.

Относительное объемное содержание газа по такту всасывания

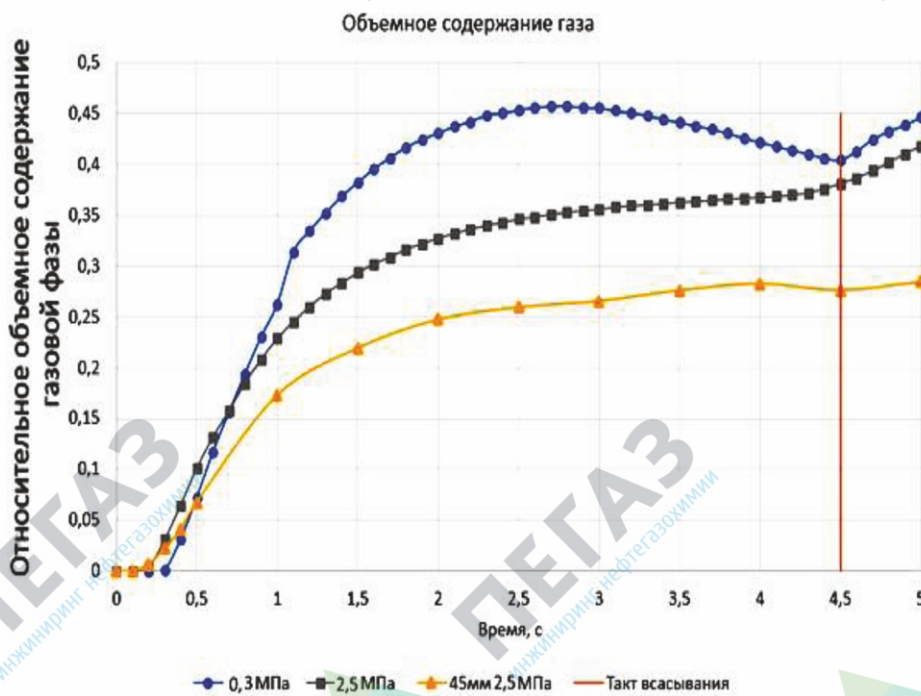


Рисунок 11.

Сравнительный график

Выводы

Численное моделирование работы штангового насоса при откачке газожидкостной смеси показало, что объем вредного пространства оказывает существенное влияние на характер протекания процессов в полости насоса.

Для компоновки насоса с газовым якорем снизить газосодержание в полости плунжера можно,

уменьшив число качаний плунжера в минуту, т.е. снизить скорость движения поршня и тем самым повысить давление на такте всасывания, или же применять седло всасывающего клапана с максимально возможным проходным сечением.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти/ И.Т. Мищенко Р. С. Андриасов, А. И. Петров и др.; под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. М., Недра, 1983. 455 с.

2 Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. 816 с.

3 Глубинно-насосная установка / К. Р. Уразаков, Р. Н. Бахтизин и др.: пат. Рос. Федерация RU 2586349 C1, 10.06.2015.

4 Методика определения глубины установки газового сепаратора в добывающей скважине / Р. Н. Бахтизин, К. Р. Уразаков и др. // Нефтяное хозяйство. 2015. № 12. С. 116 -120.

5 Гиматудинов Ш. К. Справочная книга по добыче нефти. М., 2012. 456 с.

REFERENCES

1 Mishchenko I.T. Andriasov R. S., Petrov A.I. i. dr. Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanyih mestorozhdeniy. Dobyicha nefiti [Reference Guide for Designing the Development and Operation of Oil Fields. Oil production]. Moscow, Nedra Publ., 1983, 455 p.[in Russian].

2 Mischenko I. T. Skvazhinnaya dobycha nefiti: ucheb. posobie dlya vuzov. [Downhole oil: Stud. Handbook for universities]. Moscow, Oil and gas RSU of oil and gas I. M. Gubkin Publ., 2003. 816 p. [in Russian].

3 Urazakov K. R., Bakhtizin R. N. etc. Glubinnonasosnaya ustanovka [Deep well pump installation]. Patent RU 2586349 C1, 10.06.2015. [in Russian].

4 Bakhtizin R. N., Urazakov K. R. etc. Method of determining depth of gas separator in production well. Neftyanoe hozyaistvo - Oil industry, 2015, no. 12, pp. 116-120. [in Russian].

5 Gimatudinov Sh. K. Spravochnaya kniga po dobyiche nefiti [Reference book on oil production]. Moscow, The book on Demand Publ., 2012, 456 p.[in Russian].

*Уразаков К. Р. д-р техн. наук, профессор кафедры «Технологические машины и аппараты» ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация
K. R. Urazakov Doctor of Engineering Sciences, Professor of the Chair «Technological Machines and Apparatuses» FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation
e-mail: urazakk@mail.ru*

*Азизов А. М. аспирант кафедры «Технологические машины и аппараты» ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация
A. M. Azizov, Post-graduate Student of the Chair «Technological machines and apparatuses» FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation
Мухин И. А., канд. техн. наук, ГИП, ООО «НИПИ ПЕГАЗ», г. Уфа, Российская Федерация*

*I. A. Muhin, Candidate of Engineering Sciences, Chief Engineer of the Bureau of ISU «NIPI PEGAZ» LLC, Ufa, Russian Federation
e-mail: ilya.muhin@gmail.ru*

*Щелоков А. В., ГИП, ООО «НИПИ ПЕГАЗ», г. Уфа, Российская Федерация
A.V. Shchelokov Chief Engineer of the Bureau of ISU «NIPI PEGAZ » LLC, Ufa, Russian Federation
e-mail: vinfalen@gmail.co*