



УДК: 620.178:622.276.054.22

## ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ



### PHYSICAL MODEL OF SUCKER ROD PUMP UNIT

#### Молчанова Вероника Александровна

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «Машины и оборудование  
нефтегазовых промыслов»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
UrazakK@mail.ru

#### Тугунов Павел Михайлович

ассистент кафедры «Машины и оборудование  
нефтегазовых промыслов»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
PavelTugunov@gmail.com

#### Лежнин Владислав Александрович

магистрант кафедры «Машины и оборудование  
нефтегазовых промыслов»,  
Уфимский государственный нефтяной  
технический университет  
lezhnin.vladislav@yandex.ru

**Аннотация.** В статье предложено устройство моделирования нагрузок на головку привода штангового насоса, рассмотрена модель нагружения привода и принцип их моделирования на стенде.

**Ключевые слова:** установка скважинного штангового насоса, станок-качалка, нагрузка на головку балансира, лабораторный стенд.

#### Molchanova Veronica Alexandrovna

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor,  
Associate Professor of the department  
«Machines and equipment  
of oil and gas fields»,  
Ufa State Petroleum Technical University  
UrazakK@mail.ru

#### Tugunov Pavel Mikhailovich

Assistant of the department  
«Machines and equipment  
of oil and gas fields»,  
Ufa State Petroleum Technical University  
PavelTugunov@gmail.com

#### Vladislav Aleksandrovich Lezhnin

Graduate Student of the department  
«Machines and equipment  
of oil and gas fields»,  
Ufa State Petroleum Technical University  
lezhnin.vladislav@yandex.ru

**Annotation.** The article proposes a device for modeling the loads on the head of the drive of a sucker rod pump, considers the model of loading the drive and the principle of their modeling on the bench.

**Keywords:** installation of a borehole sucker rod pump, rocking machine, load on the head of the balancer, laboratory stand.

**В** статье рассмотрены вопросы стендового моделирования работы штанговых установок. Проведение детальных экспериментальных исследований работы штанговых установок является сложной технологической задачей, требующей значительных трудовых и материальных затрат. В работе предложен метод механического моделирования нагрузок на головку балансира, базирующийся на аналогии между упругими деформациями в штанговой колонне при откачке скважинной продукции и деформациями пружины с сосредоточенной массой. Разработан стенд физического имитационного моделирования нагрузок на привод установки скважинного штангового насоса (УСШН), включающий станок-качалку и имитатор нагрузки на головку балансира.

Физическое моделирование работы штанговой установки позволит решать следующие задачи:

- оценка влияния степени натяжения приводных ремней на рабочую характеристику установки;
- исследование динамики нагрузок на узлы трансмиссии привода в осложненных условиях эксплуатации насосного оборудования;
- уравнивание привода, обоснование оптимальных критериев уравнивания;
- исследование и оптимизация энергопотребления штанговых установок.

Одним из основных факторов, влияющих на техническое состояние оборудования и эффективность работы установки, является нагрузка на головку балансира, которая изменяется в цикле откачки от максимального до минимального, которые необходимо воссоздать на модели.

Максимальная нагрузка  $P_{max}$  на головку балансира в натуре определяется:

$$P_{max} = P_{вш} + P_{пл} + P_{\mu} + P_{тр} + P_{дин},$$

а минимальная  $P_{min}$ :

$$P_{min} = P_{вш} + P_{пл} - P_{\mu} - P_{тр} - P_{дин}.$$

где  $P_{max}$  – максимальная нагрузка на головку балансира;  $P_{min}$  – минимальная нагрузка на головку балансира;  $P_{вш}$  – нагрузка, обусловленная весом колонны штанг;  $P_{пл}$  – нагрузка, действующая на плунжер насоса;  $P_{\mu}$  – нагрузка, обусловленная силой вязкого трения;  $P_{тр}$  – нагрузка,



обусловленная действием силы граничного трения колонны штанг;  $P_{дин}$  – нагрузка, учитывающая действие динамических сил при ходе колонны штанг вверх.

Для упрощения процессов моделирования нагрузки на головку балансира принимаем:

$$P_{Mmax} = P'_{шт} + P'_{ж};$$

$$P_{Mmin} = P'_{шт},$$

где  $P_{Mmax}$  – максимальная нагрузка на головку балансира для модели;  $P_{Mmin}$  – минимальная нагрузка на головку балансира для модели;  $P'_{шт}$  – вес штанг;  $P'_{ж}$  – вес добываемой жидкости.

Разница нагрузки на головку балансира обуславливается весом жидкости в штангах. В промышленных условиях эта разница компенсируется уравнивающими механизмами.

Стенд (рис. 1) включает в себя станок-качалку 1 и имитатор нагрузки, который крепится к раме 2 станка-качалки 1 через верхнюю опору 3, нижнюю 4 и ребро жесткости 5. На опоре 3 установлен неподвижный фиксатор 6 штока 7. Шток 7 подвешен на головке балансира 8 через канатную подвеску 9 и тензодатчик 10. В нижней части штока подвешен груз 11. Шток 7 фиксируется зажимом 12, перемещающимся по направляющим 13 и приводимый в действие грузом 14 через систему блоков 15 и трос 16. На штоке 7 установлена пружина 17.

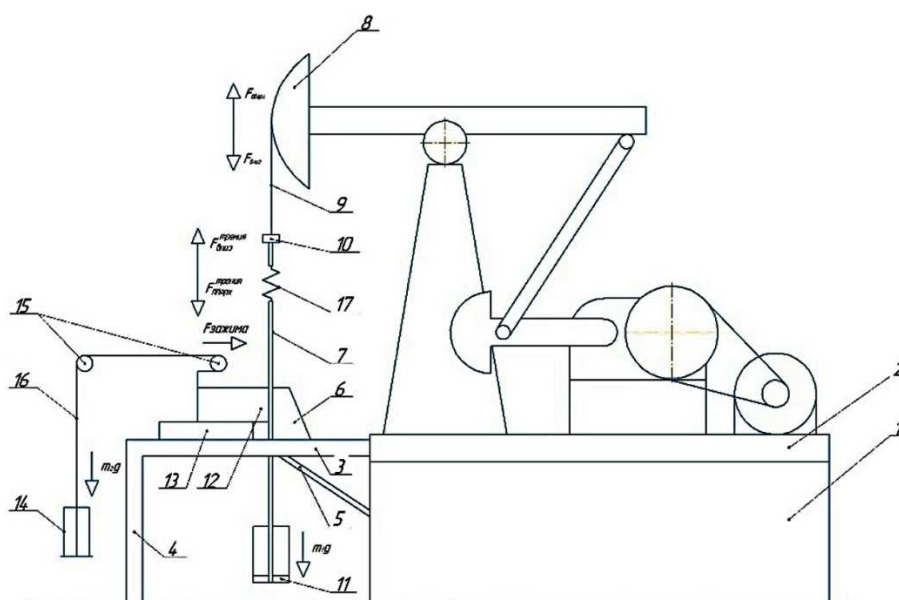


Рисунок 1 – Стенд, имитатор нагрузки устьевого

Устройство работает следующим образом. При движении головки балансира 8 вверх-вниз происходит движение штока 7 через подвеску 9. С одной стороны шток зафиксирован неподвижным фиксатором 6 штока 7, с другой на него давит зажим 12, через систему тросов 16 и блоков 15, создавая нагрузку за счет массы груза 14, равной  $m_гg$ . При оказании давления на шток 7 появляется сила трения  $f_{тр}$ , направленная противоположно движению штока 7. Пружина 17 обеспечивает имитацию растяжения/сжатия колонны штанг.

Кинематика движения зажимных механизмов и направление их движения представлены на рисунке 2.

Имитация веса жидкости на плунжере насоса производится с помощью грузов 11 и 14, зажима 12, неподвижного фиксатора 6 и штока 7. При ходе штока 7 вверх на шток действует вес груза 11 и сила трения зажима 12, прижимающего шток 7 к неподвижному фиксатору 6 с помощью груза 14, т.е. эти силы при ходе вверх складываются. При ходе штока 7 вниз вес груза 11 способствует перемещению штока 7, а сила трения штока 7, зажатым между зажимом 12 и фиксатором 6 препятствует ему, поэтому сила трения штока 7 вычитается из веса груза 11. Грузы 11 и 14 подбираются таким образом, что сила трения штока 7 равна весу груза 11, поэтому при ходе штока вниз сила трения штока 7 компенсируется весом груза 11, тем самым обеспечивается разгрузка штанг от веса жидкости, как это происходит в реальных насосах после открывания нагнетательного клапана в начале движения плунжера вниз. При ходе вверх сила, препятствующая движению штока, равна удвоенному весу груза 11. Вес груза 11 рассчитывается с учетом критерия подобия в зависимости от глубины моделируемой скважины и диаметра моделируемого насоса. Подбор груза 14 производится по грузу 10 непосредственно на установке.

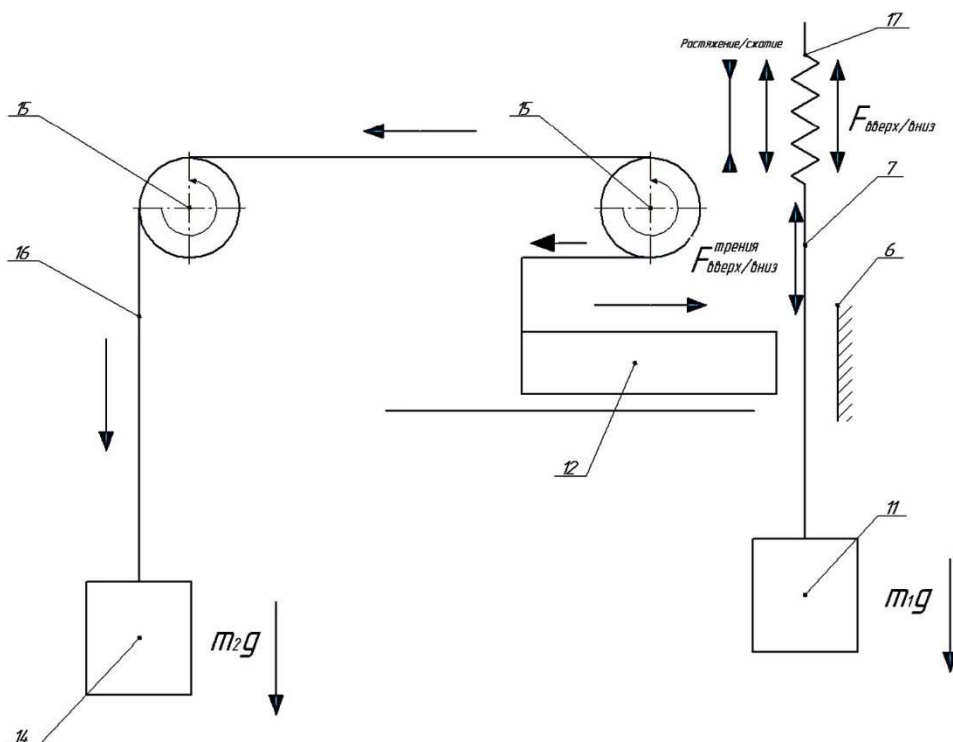


Рисунок 2 – Кинематическая схема

При движении штока 7 вниз суммарная нагрузка на головку балансира 8 равна:

$$F_{\text{вниз}} = m_1g - F_{\text{тр}}$$

При движении штока 7 вверх суммарная нагрузка на головку балансира 8 равна:

$$F_{\text{вверх}} = m_1g + F_{\text{тр}}$$

где  $m_1$  – масса груза, установленного на штоке;  $m_2$  – масса груза, установленного на зажиме;  $F_{\text{тр}}$  – сила трения между штоком и зажимами.

Или же, нагрузка на головку балансира определяется от:

$$P_{\text{min}} = m_1g + km_2g,$$

до:

$$P_{\text{max}} = m_1g - km_2g.$$

где  $k$  – коэффициент трения между штоком и зажимами.

### Выводы

Стенд позволяет моделировать изменения нагрузки на головку балансира под действием веса штанг и добываемой жидкости, что более детально описывает работу станка-качалки. Полученные результаты исследований на стенде уточняют закономерности изменения характеристик привода штанговой установки в зависимости от условий работы.

### Литература

1. Гиладев Г.Г., Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р. Современные методы насосной добычи нефти. – Уфа : Восточная печать, 2016. – 410 с.
2. Расчёт теоретической динамограммы дифференциального штангового насоса при добыче высоковязкой нефти / К.Р. Уразаков [и др.] // Оборудование и технологии нефтегазового комплекса. – 2017. – № 4. – С. 41–47.
3. Уразаков К.Р., Вахитова Р.И., Сарачева Д.А. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3. – С. 134–146. – URL : [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Topolnikov/Topolnikov\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Topolnikov/Topolnikov_1.pdf) (дата обращения: 19.01.2020).
4. Пат. 2159867 РФ, МПК F04B 51/00. Установка для испытания скважинных штанговых и винтовых насосов / Уразаков К.Р., Габдрахманов Н.Х., Валеев М.Д., Ахтямов М.М., Галиуллин Т.С., Кутлюяров Ю.Х., Маков И.А. 27.11.2000. № 99105651/06, Заявлено 27.11.2000; Опубликовано. 20.04.2013. Бюл. 33.



5. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин / К.Р. Уразаков [и др.]. – М. : ООО «Недра–Бизнесцентр», 2003. – 303 с.
6. Зотов А.Н., Тимашев Э.О., Уразаков К.Р. Методы гашения колебаний давления на устье штанговых установок // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 6. – С. 56–64. – DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-56-64.
7. Уразаков К.Р., Тимашев Э.О., Тухватуллин Р.С. Устьевой пневмокомпенсатор штанговой скважинной насосной установки // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 12. – С. 60–64.
8. Метод оптимизации давления газа в затрубном пространстве добывающей скважины / В.В. Белозеров [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2019. – № 5. – С. 23–32. – DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-23-32.
9. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase Flow in Wells. – Society of petroleum engineers, 1999. – 147 p.
10. Hasan A.R., Kabir C.S. Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores. – Society of petroleum engineers, 2002. – 181 p.
11. Shoham O. Mechanistic modeling of gas-liquid two-phase flow in pipes. – Society of petroleum engineers, 2006. – 396 p.
12. Уразаков К.Р., Тимашев Э.О. Динамика скорости потока и давления в лифтовых трубах установок плунжерных насосов с погружным приводом // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 4. – С. 45–55. – DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-45-55.
13. Расчет теоретической динамограммы с учетом осложнений в работе скважинного штангового насоса / К.Р. Уразаков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 90–93.
14. Динамическая модель штанговой насосной установки для скважин с направленным профилем ствола / Р.Н. Бахтизин [и др.] // Научные труды НИПИ «Нефтегаз» ГНКР. – 2017. – № 4. – С. 64–72.

## References

1. Gilayev G.G., Bakhtin R.N., Urazakov K.R. Modern methods of pumping oil production. – Ufa : Eastern Seal, 2016. – 410 p.
2. Calculation of the theoretical dynamogram of the differential rod pump for the high-viscosity oil production / K.R. Urazakov [et al.] // Equipment and technologies of oil and gas complex. – 2017. – № 4. – P. 41–47.
3. Urazakov K.R., Vakhitova R.I., Saracheva D.A. Calculation methods of the jet pump parameters at joint operation with ESP // Electronic scientific journal «Neftegazovoe Delo». – 2011. – № 3. – P. 134–146. – URL : [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Topolnikov/Topolnikov\\_1.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Topolnikov/Topolnikov_1.pdf) (date of address : 19.01.2020).
4. Pat. 2159867 RF, MPC F04B 51/00. Installation for testing the downhole rod and screw pumps / Urazakov K.R., Gabdrakhmanov N.H., Valeyev M.D., Akhtyamov M.M., Galiullin T.S., Kutluyarov Yu.H., Makov I.A. 27.11.2000. № 99105651/06, Declared 27.11.2000; Obl. 20.04.2013. Byul. 33.
5. Pump production of the high-viscosity oil from the inclined and waterlogged wells / K.R. Urazakov [et al.]. – М. : «Nedra-Business Center» LLC, 2003. – 303 p.
6. Zotov A.N., Timashev E.O., Urazakov K.R. Pressure oscillation damping methods at the rod unit mouth // Oil and gas business. – 2018. – V. 16. – № 6. – P. 56–64. – DOI: 10.17122/ngdelo-2018-6-56-64.
7. Urazakov K.R., Timashev E.O., Tuxvatullin R.S. Ustievoy pneumatic compensator of the boom downhole pump unit // Territory «Neftegaz». – 2017. – № 12. – P. 60–64.
8. Gas pressure optimization method in the annular space of a producing well / V.V. Belozеров [et al.] // Oil and gas business. – 2019. – № 5. – P. 23–32. – DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-23-32.
9. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase Flow in Wells. – Society of Petroleum Engineers, 1999. – 147 p.
10. Hasan A.R., Kabir C.S. Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores. – Society of Petroleum Engineers, 2002. – 181 p.
11. Shoham O. Mechanistic modeling of gas-liquid two-phase flow in pipes. – Society of Petroleum Engineers, 2006. – 396 p.
12. Urazakov K.R., Timashev E.O. Dynamics of the flow rate and pressure in the lift pipes of the submersible piston pump units // Problems of collection, preparation and transportation of oil and oil products. – 2019. – № 4. – P. 45–55. – DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-45-55.
13. Calculation of the theoretical dynamogram taking into account the complications of the downhole rod pump operation / K.R. Urazakov [et al.] // Petroleum economy. – 2014. – № 1. – P. 90–93.
14. Dynamic model of the downhole rod pump unit for the wells with the directed profile of a wellbore / R.N. Bakhtzin [et al.] // Scientific works of NIPI «Neftegaz» SOCAR. – 2017. – № 4. – P. 64–72.