

Методика расчета и подбора дизайнов установок винтовых насосов с погружным и поверхностным приводами для добычи нефти

М.Г. Волков¹, Р.С. Халфин^{1,3}, А.Р. Брот¹, А.С. Топольников², Б.М. Латыпов², Э.О. Тимашев³
(ООО "РН-УфаНИПнефть"¹, ООО "БашНИПнефть"², ФГБОУ ВО "Уфимский государственный нефтяной технический университет"³)

Приведено описание комплексной методики расчета и подбора дизайнов установок винтовых насосов с погружным и поверхностным приводами для добычи нефти, основанной на математических моделях работы отдельных элементов установки и скважины. Особенности разработанной методики являются детальный учет физических эффектов, возникающих при эксплуатации отдельных элементов установки (насоса, штанговой колонны, кабельной линии, погружного и поверхностного приводов, эластомера), моделирование процессов течения газожидкостного потока в элементах скважины (насосно-компрессорных трубах, обсадной колонне, затрубном пространстве), формализация технических ограничений при выборе марок и типоразмеров оборудования, возможность подбирать дизайны оборудования на целевые параметры эксплуатации и рассчитывать их на основе существующего дизайна оборудования. Результаты расчетов по разработанной методике демонстрируют удовлетворительное согласование с промысловыми данными и данными расчетов, выполненных в стороннем коммерческом программном обеспечении.

Ключевые слова: винтовой насос; эластомер; насосные штанги; погружной электродвигатель; поверхностный привод.

DOI: 10.30713/1999-6934-2018-6-32-37

METHOD OF CALCULATION AND SELECTION OF DESIGNS INSTALLATIONS OF PCP PUMPS WITH SUBMERSIBLE AND SURFACE DRIVE FOR OIL PRODUCTION

M.G. Volkov¹, R.S. Khalfin^{1,3}, A.R. Brot¹, A.S. Topolnikov², B.M. Latipov², E.O. Timashev³
(LLC "RN-UfaNIPneft"¹, LLC "BashNIPneft"², Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University"³)

The description of a complex method of calculation and selection of designs of PCP pumps with submersible and surface drive for oil production, based on mathematical models of the individual elements of the installation and the well. A feature of the developed technique is a detailed account of the physical effects arising from the operation of individual elements of the installation (pump, rod, cable line, submersible and surface drives, elastomer), modeling of the flow of gas-liquid flow in the elements of the well (tubing, casing, annular space), the formalization of technical constraints in the selection of brands and sizes of equipment, possibility to select equipment designs for target operating parameters and calculate them on the basis of existing equipment design. The results of calculations on the developed technique demonstrate satisfactory agreement with the field data and the data of calculations performed in third-party commercial software.

Keywords: PCP pump; elastomer; sucker rods; submersible motor; surface drive.

Винтовые насосы обладают уникальными характеристиками, важнейшей из которых является высокий коэффициент полезного действия (КПД) всей системы в целом. Установки винтовых насосов имеют КПД от 50 до 70 %, это выше, чем у установок механизированной добычи нефти любого другого типа. Кроме того, винтовые насосы способны перекачивать жидкости с высокой вязкостью и большой концентрацией механических примесей, имеют низкие капитальные и операционные затраты. Эти достоинства позволяют рентабельно эксплуатировать малodeбитный и осложнённый фонд скважин [1]. Однако недостаток опыта персонала и отсутствие адаптированных методик расчёта и программных продуктов при подборе, монтаже и эксплуатации сдерживают их широкое применение.

Анализ литературных данных показал, что вопросы подбора и расчетов оборудования для установок винтового насоса со штанговым или погружным электропри-

водами в настоящее время проработаны недостаточно. В частности, в работах [2–10] в основном рассматриваются отдельные элементы расчетов и выбора оборудования, между тем для их практического использования необходима комплексная методика, позволяющая анализировать текущий и подбирать оптимальный режим работы скважин, эксплуатируемых установками винтовых насосов. В этой связи очевидна актуальность разработки такой методики.

Описание методики

Методика подбора и расчета дизайнов установок винтовых насосов основана на математических моделях работы отдельных элементов установки и скважины. К их числу относятся:

- винтовой насос;
- элементы скважины: насосно-компрессорные трубы (НКТ), обсадная колонна, затрубное пространство;

– элементы оборудования, обеспечивающие передачу энергии к насосу в случае поверхностного привода для установок штангового винтового насоса (УШВН): штанговая колонна, поверхностный привод, станция управления, центраторы;

– элементы оборудования, обеспечивающие передачу энергии к насосу в случае погружного привода для установки электровинтового насоса (УЭВН): погружной электродвигатель (ПЭД), кабельная линия, трансформатор, станция управления.

Винтовой насос является основным элементом установки независимо от типа привода (рис. 1). Он обеспечивает подачу жидкости на поверхность при определенном напоре. На основе известного дебита скважины и расчетных параметров для приемной и нагнетательной частей насоса определяются расход газожидкостной смеси через насос и дифференциальное давление в насосе.

Критериями выбора типоразмера винтового насоса являются: подача насоса соответствует расходу газожидкостной смеси через насос при базовой частоте вращения (для УШВН 250 об./мин, для УЭВН 500 об./мин); номинальная подача для выбора насоса по каталогу определяется пересчетом подачи с базовой частоты вращения ротора насоса на номинальную частоту 100 об./мин; напор насоса по каталогу определяется в метрах водяного столба путем пересчета расчетного значения дифференциального давления в насосе; наружный диаметр насоса должен соответствовать внутреннему диаметру эксплуатационной колонны с учетом минимального зазора между стенкой эксплуатационной колонны и диаметром переводника.

Требуемая подача насоса Q_{pump} , м³/сут, рассчитывается по формуле

$$Q_{pump} = Q_{pump0} + Q_{slip}, \quad (1)$$

где Q_{pump0} – расход газожидкостной смеси через насос;
 Q_{slip} – утечки через насос

$$Q_{slip} = (1 - \eta_{vol}) Q_{pump0}; \quad (2)$$

η_{vol} – объемный КПД насоса.

Требуемый напор H , м, вычисляется исходя из соотношения

$$H = \frac{101325(P_{out} - P_{in})}{\rho_{wat}g}, \quad (3)$$

где P_{in} и P_{out} – давления на приеме и выкиде насоса, соответственно, МПа;

ρ_{wat} – плотность воды, кг/м³;

$g = 9,8$ м/с².

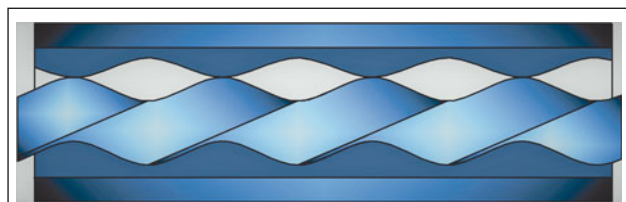


Рис. 1. Схема винтового насоса

Потребляемая мощность насоса N_{pump} , Вт, и крутящий момент M_{pump} , Н·м, равны:

$$N_{pump} = \frac{101325(P_{out} - P_{in})Q_{pump}}{86400\eta_{vol}\eta_{gdr}}, \quad (4)$$

$$M_{pump} = \frac{9,554 N_{pump}}{F'}, \quad (5)$$

где η_{gdr} – снижение КПД насоса из-за гидромеханических потерь;

F' – частота вращения ротора насоса, об./мин.

Критериями выбора эластомера являются фактические значения температуры, плотности нефти, обводненности и доли свободного газа, не превышающие максимально допустимых значений; фактические значения массовых долей CO₂ и H₂S, не превышающие максимально допустимых. Например, по данным фирмы Netzsch [11] для разных марок эластомеров максимально допустимые значения по содержанию CO₂ могут достигать 10 %, по H₂S – 8 %, по температуре до 160 °С, плотности нефти до 40 град API. Критериями выбора "покрытия" ротора являются фактические данные pH, массовые доли содержания Cl, H₂S, количество взвешенных частиц (КВЧ) и твердость взвешенных механических частиц по Моосу не должны превышать максимально допустимых значений. Например, при pH менее 6,0 ед. и содержании H₂S более 0,125 % рекомендуется применять ротор без покрытия. Критерием выбора газосепаратора к насосу является расчетная доля газа на приеме насоса, не превышающая критического значения (по умолчанию 0,2).

Винтовой насос является составной частью добывающей скважины, поэтому для корректного расчета параметров эксплуатации и подбора его дизайна необходимо рассчитывать потери давления и температуры во всех её элементах (НКТ, обсадная колонна, затрубное пространство скважины). Далее приведен алгоритм расчета параметров скважины при известном забойном давлении (если установка винтового насоса задана, то забойное давление рассчитывается исходя из характеристик установки):

– на основании известных значений коэффициента продуктивности, пластового и забойного давлений рассчитывается дебит добываемой скважинной жидкости в поверхностных условиях. Для его расчета можно воспользоваться одной из известных корреляций, например Вогеля [4], учитывающей влияние обводненности добываемой продукции и выделение свободного газа в призабойной зоне скважины;

– с учетом известного давления на забое скважины и рассчитанного дебита по одной из известных корреляций (Беггс – Брилл, Ансари) [4] вычисляются перепад давления на участке скважины от забоя до приема винтового насоса, откуда определяется давление на приеме насоса P_{in} , МПа, а также температура и доля газа на его приеме с учетом сепарации газа (естественной и после газосепаратора);

– давление на выкиде насоса вычисляется исходя из известных значений буферного давления, дебита жид-

кости и расхода свободного газа, поступающего в затрубное пространство скважины. Для этого используется корреляция Беггс – Брилла, Ансари, для УШВН дополнительно учитывается наличие в колонне НКТ штанговой колонны с муфтами. При этом рассчитываются градиенты давления при трении со штангами и муфтами;

– с учетом известных давления на приеме насоса, расхода свободного газа в затрубном пространстве скважины и затрубного давления, по корреляции Хасана – Кабира [4] рассчитывается динамический уровень жидкости в скважине.

Штанговая колонна для УШВН предназначена для передачи крутящего момента от поверхностного привода к винтовому насосу, восприятия осевой нагрузки от веса штанг в жидкости и осевых усилий в насосе. Дополнительные потери мощности и крутящего момента складываются из следующих составляющих:

– потери на вращение штанг в добываемой скважинной жидкости

$$M_1 = \int_0^{H_{in}} \frac{(8,83 + 1,517Re_z) \psi}{Re_{\omega} (0,176 + 0,0103Re_z)} \frac{\rho \omega^2}{2} dl,$$

$$N_1 = \frac{M_1 F'}{9,554},$$

где H_{in} – длина подвески НКТ (м);

$$\omega = \frac{\pi F'}{30},$$

ψ , Re_z и Re_{ω} – параметры эксплуатации насоса, использованные из данных работы [5];

– потери на вращение штанговой колонны на искривленных участках скважины

$$M_2 = \frac{d_{rod}}{2} \int_0^{H_{in}} f \sqrt{\left(T \frac{\partial \varphi}{\partial l} - g \sin \varphi \right)^2 + \left(T \sin \varphi \frac{\partial \theta}{\partial l} \right)^2} dl,$$

$$N_2 = \frac{M_2 F'}{9,554},$$

где d_{rod} – диаметр насосной штанги, м;

φ и θ – азимутальный и тангенциальный углы, соответственно;

T – осевая сила, Н;

f – коэффициент граничного трения, вычисляемый по формуле [8].

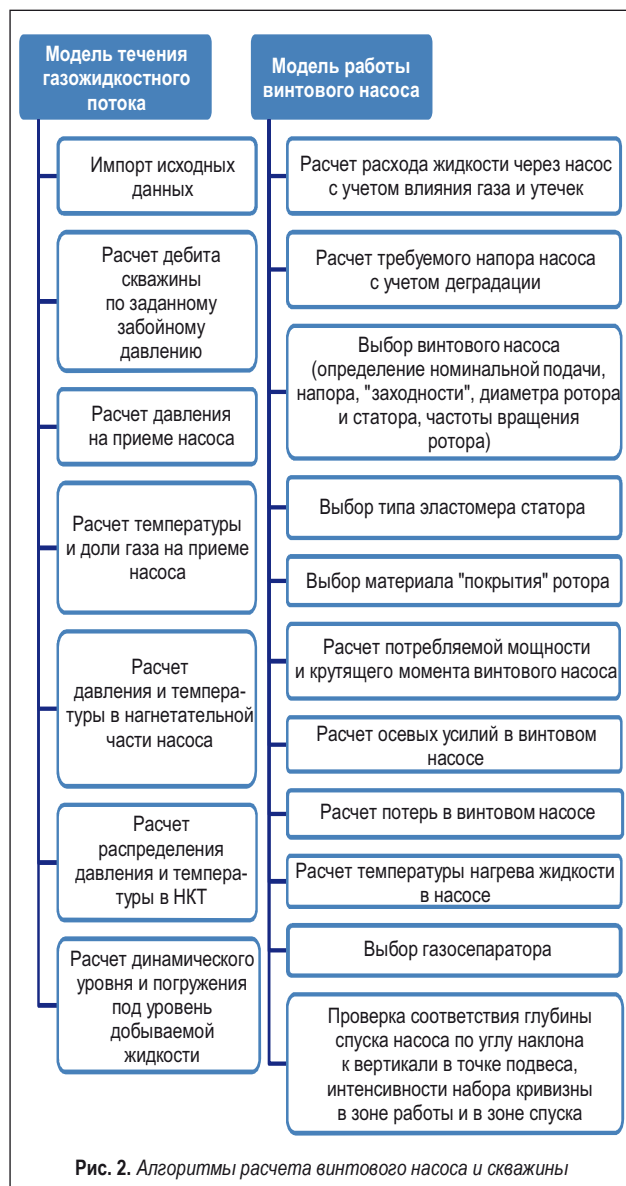


Рис. 2. Алгоритмы расчета винтового насоса и скважины

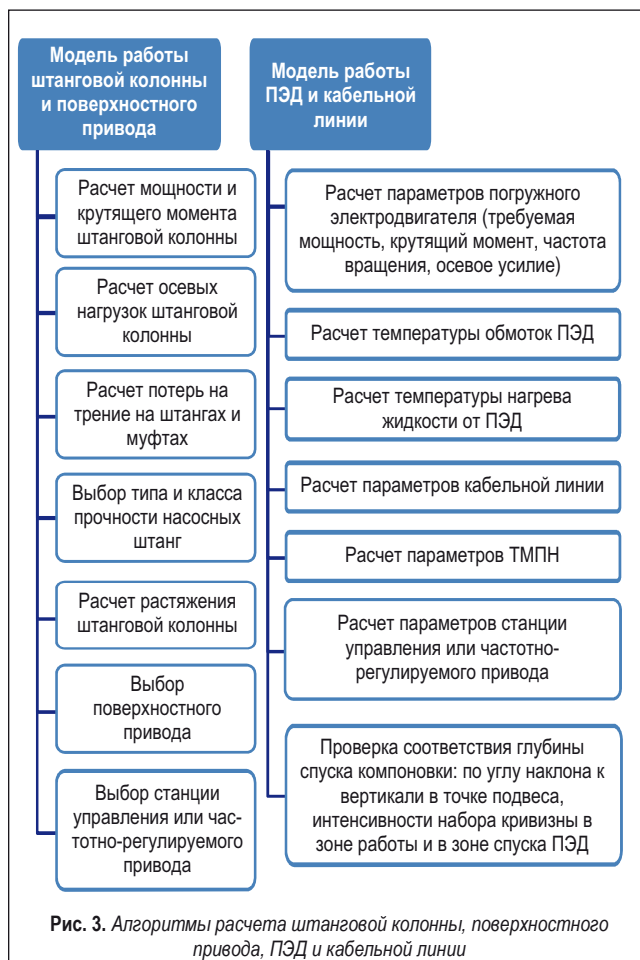


Рис. 3. Алгоритмы расчета штанговой колонны, поверхностного привода, ПЭД и кабельной линии

Осевая сила, действующая на поверхностный привод, складывается из силы, действующей на винтовой насос за счет перепада давления на роторе и силы "зацепления" ротора и статора, веса штанговой колонны. Осевая сила в насосе определяется по формуле [9]

$$F_1 = (P_{out} - P_{in}) \left(\frac{\pi D^2}{4} + 4eD \right) - P_{out} \frac{\pi d_{rot}^2}{4}, \quad (8)$$

где $D = d_{rot} - 2e$ – для однозаходного насоса и $D = d_{rot} - 4e$ – для многозаходного;

d_{rot} – максимальный диаметр ротора винтового насоса из каталога, м;

e – эксцентриситет.

Критериями выбора штанговой колонны являются класс прочности и диаметр штанг, которые обеспечивают расчетную нагрузку на штанговую колонну с заданным коэффициентом запаса прочности (по умолчанию равным 1,3 по эквивалентным напряжениям от предела текучести); диаметр муфт обеспечивает свободное перемещение штанговой колонны внутри НКТ с учетом заданного критического значения зазора между муфтами и НКТ.

Критериями выбора поверхностного привода насоса являются обеспечение вращения штанговой колонны с заданной частотой, необходимой мощности, требуемого ресурса работы под действием осевой нагрузки, создание требуемого момента вращения. Критериями выбора станции управления или частотно-регулируемого привода являются обеспечение достаточной мощности и изменения частоты вращения штанговой колонны с учетом КПД поверхностного привода. Критерием расстановки центраторов по длине штанговой колонны является число центраторов на единицу длины штанговой колонны, определяемое из условия обеспечения неравенства [8]

$$\sqrt{So} < 10^{-2}, \quad (9)$$

где So – число Зоммерфельда, коэффициент нагруженности, характеризующий нагрузку и режим трения при взаимодействии штанговой колонны и внутренней поверхности НКТ. Если значение числа Зоммерфельда ниже указанной величины, необходимо применение центраторов. Число центраторов подбирается последовательным увеличением до тех пор, пока число Зоммерфельда не возрастает до порогового значения.

Методика расчета УЭВН отличается от методики расчета УШВН, но в то же время они имеют общие элементы – винтовой насос и скважину. Следует отметить, что при расчете перепада давления в НКТ не учитывается штанговая колонна, а при расчете распределения температуры учитывается её дополнительный перепад после обтекания добываемой жидкостью погружного электродвигателя (рис. 2).

Нагрев погружного электродвигателя определяется по формуле

$$T_w = T_{in} + \Delta T_f + \Delta T_s + \Delta T_w, \quad (10)$$

где T_w – температура обмоток ПЭД, °С;

T_{in} – начальная температура пластовой жидкости, °С;

ΔT_f – нагрев жидкости, °С;

ΔT_s – разность температур стенки ПЭД и жидкости, °С;

ΔT_w – разность температур обмоток статора и стенки ПЭД, °С.

На рис. 3 приведены алгоритмы расчета штанговой колонны, поверхностного привода, ПЭД и кабельной линии.

Критерии выбора ПЭД: максимально допустимая температура электродвигателя должна быть больше расчетной температуры его обмоток; номинальная мощность, с учетом работы на заданной частоте, должна быть больше требуемой мощности с учетом коэффициента запаса (по умолчанию 1,3). Критерии выбора электрического кабеля: ширина кабеля должна позволять производить его спуск в скважину вместе с НКТ; максимальная температура нагрева кабеля не должна превышать её предельную температуру; напряжение и сила тока ПЭД не должны превышать предельные значения для кабеля; оптимальное сечение кабеля выбирается из условия 1 мм² на 2 А.

Критерии выбора трансформатора (ТМПН): номинальная полная мощность должна обеспечивать требуемую мощность ПЭД с учетом потерь в кабельной линии с заданным коэффициентом запаса (по умолчанию равным 1,3); верхняя "отпайка" напряжения по высокой стороне должна обеспечивать требуемое напряжение ПЭД с учетом потерь мощности в кабельной линии. Критерий выбора станции управления или частотно-регулируемого привода – станция управления должна обеспечивать требуемую мощность ТМПН с учетом его КПД и изменения частоты вращения ротора насоса.

Методика расчета установок винтового насоса реализована в двух вариантах: подбор дизайнов и расчет параметров его эксплуатации. Вариант методики по подбору дизайнов УШВН или УЭВН предназначен для расчета параметров установки по заданным значениям забойного давления или дебита скважины. Вариант методики по расчету УШВН или УЭВН отличается от варианта подбора дизайнов тем, что параметры установки известны и требуется определить забойное давление или дебит скважин.

Апробация разработанной методики

По разработанной методике проведены тестовые расчеты и подбор дизайнов установок винтовых насосов с погружным и поверхностным приводами для добычи нефти на действующих скважинах (табл. 1). Сравнительный анализ показал практическую применимость методики; отклонения фактических и расчетных значений по подаче насоса, динамическому уровню жидкости и давлению на приеме насоса составили менее 5 %. Следует отметить, что отклонения расчетных значений потребляемой мощности насосов от фактиче-

ских данных имеют место как в большую, так и в меньшую стороны – в пределах 20...30 %. Достаточно большие отклонения наблюдаются для рекомендуемых методикой номинальных значений мощности для двигателей и номинальных значений их напоров для насосов по сравнению с паспортными значениями. Данное несоответствие может быть вызвано тем, что при подборе оборудования сервисные организации, как правило, используют большой запас по характеристикам его эксплуатации. Кроме того, режим эксплуатации насосного оборудования может отличаться от режима, на который подбирались УЭВН.

Таблица 1

Результаты расчета по разработанной методике и данные по действующим скважинам

Тип расчета	Ед. измерения	Промысел	Методика
Месторождение		xxxxxx	xxxxxx
Номер скважины		3007П	3007П
Параметры рабочей точки			
Дебит жидкости	м³/сут	30	29,7
Динамический уровень	м	1072	1076
Параметры насоса			
Номинальная подача	м³/сут	16	16
Напор	м	2000	1200
Частота вращения ротора	об./мин	Нет данных	209,4
Параметры вентильного двигателя			
Диаметр корпуса	мм	117	117
Номинальная мощность	кВт	33	28

Таблица 2

Результаты расчета по разработанной методике и коммерческой программе "Автотехнолог"

Тип расчета	Ед. измерения	"Автотехнолог"	Методика
Месторождение		xxxxxx	xxxxxx
Номер скважины		2	2
Параметры рабочей точки			
Дебит жидкости	м³/сут	9,42	9,4
Давление на приеме	МПа	4,63	4,77
Требуемый напор	м	1233	947
Динамический уровень	м	1025	1231
Параметры насоса			
Номинальная подача	м³/сут	6	7
Напор	м	1300	1200
Параметры насосных штанг			
Диаметр штанги	мм	22	19
Класс прочности штанги		30 ХМА	Д

Проведено сравнение расчетов по разработанной методике с результатами расчета согласно коммерческой программе по подбору УЭВН – "Автотехнолог" (табл. 2). Сравнительный анализ показал практическую применимость разработанной методики. Отклонения фактических и расчетных значений для большинства параметров не превысили 5...10 %. Основные отличия результатов расчетов по разработанной методике от результатов, полученных согласно программе "Автотехнолог", связаны с расчетом нагрева жидкости в насосе, учетом кривизны ствола скважины при расчете нагрузок штанговой колонны, расчетом интенсивности искривления ствола скважины в зоне спуска насоса и его эксплуатации, расчетом удельных затрат электроэнергии, применяемыми методиками расчета содержания газа, подбором станций управления.

Заключение

1. Разработана методика расчета и подбора дизайнов установок винтовых насосов с погружным и поверхностным приводами, позволяющая решать важные производственные задачи, в частности:

- анализ текущего режима эксплуатации скважины, оборудованной УЭВН или УШВН;

- оптимизация режима эксплуатации скважины с учетом целевых параметров добычи нефти и технических возможностей оборудования;

- выбор оптимального дизайна оборудования УЭВН или УШВН.

2. Приведены результаты апробации разработанной модели на реальных промысловых данных и их сравнение с результатами расчетов по другим методикам. Результаты апробации и сравнения свидетельствуют о том, что предложенная методика может быть успешно реализована для решения производственных задач, а выявленные несоответствия обусловлены особенностями промыслового подбора оборудования (в случае сравнения с промысловыми данными) либо разными подходами к расчету элементов оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Волков М.Г. Динамика малodeбитных механизированных скважин: монография. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2017. – 238 с.
2. ГОСТР 55849–2013 (ИСО 15136-1:2009). Нефтяная и газовая промышленность – Системы винтовых насосов для механизированной добычи. Ч. 1. Насосы.
3. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Одновинтовые гидравлические машины: в 2 т. Т. 1. Одновинтовые насосы. – М.: ИРЦ Газпром, 2005. – 488 с.
4. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах: пер. с англ. Ю.В. Русских, под ред. М.Н. Кравченко. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
5. Валовский В.М. Винтовые насосы для добычи нефти: учеб. пособ. – М.: Нефт. хоз-во, 2012. – 246 с.
6. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров и [др.]. – М.:

- Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2002. – 824 с.
7. Мищенко И.Т. Расчёты при добыче нефти и газа. – М.: Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.
8. Уразакоев К.Р., Латыпов Б.М., Исмагилов Р.Р. Методика расчёта штанговых колонн для винтовых насосных установок // Электрон. науч. журн. Нефтегазовое дело. – 2015. – № 4. – С. 72–94. – URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/4_2015/ogbus_4_2015_p72-94_UrazakovKR_ru.pdf
9. Alhanati F.J.S., Skoczylas P. PCP Axial Load: Theory and lab Results // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Texas, USA, 26–29 September 2004. – Society of Petroleum Engineering, 2004. – 6 p.
10. Wittrisch Ch., Cholet H. Progressing cavity pumps. – 2nd ed. revised and expanded. – Paris: Technip, 2013. – 219 p.
11. Каталог продукции 2014. Насосы и системы. Нетч. Нефть и Газ – Регионы: Европа, Средний Восток и Африка, Германия. – NETZSCH Pumpen & System GmbH, 2014. – 44 с.

LITERATURA

1. Volkov M.G. Dinamika malodebitnykh mekhanizirovannykh skvazhin: monografiya. – Ufa: Neftgazovoye delo, 2017. – 238 s.
2. GOSTR 55849–2013 (ISO 15136-1:2009). Neftyanaya i gazovaya promyshlennost' – Sistemy vintovykh nasosov dlya mekhanizirovannoy dobychi. Ch. 1. Nasosy.

3. Baldenko D.F., Baldenko F.D., Gnoyevykh A.N. Odnovintovyye gidravlicheskiye mashiny: v 2 t. T. 1. Odnovintovyye nasosy. – M.: IRTs Gazprom, 2005. – 488 s.
4. Brill Dzh.P., Mukerdzhi K.H. Mnogofaznyy potok v skvazhinakh: per. s angl. Yu.V. Russkikh, pod red. M.N. Kravchenko. – M.–Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2006. – 384 s.
5. Valovskiy V.M. Vintovyye nasosy dlya dobychi nefiti: ucheb. posob. – M.: Neft. khoz-vo, 2012. – 246 s.
6. Skvazhinnyye nasosnyye ustanovki dlya dobychi nefiti / V.N. Ivanovskiy, V.I. Darishchev, A.A. Sabirov i [dr.]. – M.: Izd-vo "Neft' i gaz" RGU nefiti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2002. – 824 s.
7. Mishchenko I.T. Raschety pri dobyche nefiti i gaza. – M.: Izd-vo "Neft' i gaz" RGU nefiti i gaza im. I.M. Gubkina, 2008. – 296 s.
8. Urazakov K.R., Latypov B.M., Ismagilov R.R. Metodika rascheta shtangovykh kolonn dlya vintovykh nasosnykh ustanovok // Elektron. nauch. zhurn. Neftgazovoye delo. – 2015. – № 4. – S. 72–94. – URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/4_2015/ogbus_4_2015_p72-94_UrazakovKR_ru.pdf
9. Alhanati F.J.S., Skoczylas P. PCP Axial Load: Theory and lab Results // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Texas, USA, 26–29 September 2004. – Society of Petroleum Engineering, 2004. – 6 p.
10. Wittrisch Ch., Cholet H. Progressing cavity pumps. – 2nd ed. revised and expanded. – Paris: Technip, 2013. – 219 p.
11. Katalog produktsii 2014. Nasosy i sistemy. Netch. Neft' i Gaz – Regiony: Evropa, Sredniy Vostok i Afrika, Germaniya. – NETZSCH Pumpen & System GmbH, 2014. – 44 s.

Максим Григорьевич Волков¹, канд. техн. наук, заместитель генерального директора по технологическому развитию и инновациям,
Рузиль Сагыйтович Халфин^{1,3}, начальник управления, ассистент кафедры "Цифровые технологии в разработке нефтяных и газовых месторождений",
Александр Робертович Брот¹, канд. техн. наук, главный специалист,
Андрей Сергеевич Топольников², канд. физ.-мат. наук, эксперт,
Буллат Маратович Латыпов², канд. техн. наук, главный специалист,
Эдуард Олегович Тимашев³, канд. техн. наук, докторант

ООО "РН-Уфанипинефть"
 450103, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Бехтерева, 3, стр. 1.
 E-mail: m_volkov@ufanipi.ru, KhalfinRS@ufanipi.ru, BrotAR@ufanipi.ru;

ООО "БашНИПинефть"
 450006, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ленина, 86/1.
 E-mail: TopolnikovAS@ufanipi.ru, LatypovBM@ufanipi.ru;

ФГБОУ ВО "Уфимский государственный нефтяной технический университет"³
 450062, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.
 E-mail: eotimashev@msk.rn.ru, KhalfinRS@ufanipi.ru

Maxim Grigorievich Volkov¹, Cand. of tech. sci., Deputy-General Director (technological development and innovations),
Ruzil Sagytovich Halfin^{1,3}, Chief of the Managerial Board, assistant professor of the Department "Digital Technologies in the development of oil and gas fields",
Alexander Robertovich Brot¹, Cand. of tech. sci., chief specialist,
Andrey Sergeevich Topolnikov², Cand. of phys.-math. sci., an expert,
Bulat Maratovich Latipov², Cand. of tech. sci., chief specialist,
Eduard Olegovich Timashev³, Cand. of tech. sci., doctoral candidate

LLC "RN-UfaNIPineft"
 3, bld. 1, Bekhterev str., Ufa, 450103, Republic of Bashkortostan, Russian Federation.
 E-mail: m_volkov@ufanipi.ru, KhalfinRS@ufanipi.ru, BrotAR@ufanipi.ru;

LLC "BashNIPineft"
 86/1, Lenin str., Ufa, 450006, Republic of Bashkortostan, Russian Federation.
 E-mail: TopolnikovAS@ufanipi.ru, LatypovBM@ufanipi.ru;

Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University"³
 1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Republic of Bashkortostan, Russian Federation.
 E-mail: eotimashev@msk.rn.ru, KhalfinRS@ufanipi.ru