

ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА НАРАБОТКУ ШТАНГОВЫХ ВИНТОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК**IMPACT OF EXPLOITATION CONDITIONS UPON THE PUMP DOWN TIME OF THE PROGRESSIVE SUCKER ROD PUMPING UNITS**

В статье представлены результаты статистического анализа влияния параметров эксплуатации нефтяной скважины на наработку штанговых винтовых насосных установок. В качестве параметров эксплуатации скважины, были выбраны: глубина подвески насоса по стволу, устьевое давление, частота вращения колонны насосных штанг, коэффициент подачи насоса, обводненность продукции скважины, динамический уровень жидкости в скважине, затрубное давление газа, давление жидкости на приеме насоса, динамическая вязкость скважинной продукции, отношение максимального угла искривления скважины к глубине, на которой достигается это искривление, отношение максимального зенитного угла к глубине расположения максимального зенитного угла, град/м. Объем выборки составлял 70 скважин Урмышлинского месторождения, для которых построены зависимости средней наработки на отказ от параметров эксплуатации скважины. Для каждого параметра указаны диапазоны их изменения по рассматриваемой выборке.

По результатам проведенного статистического анализа, установлено, что достоверными корреляциями являются зависимости наработки на отказ от частоты вращения штанговой колонны, коэффициента подачи насоса, углов искривления ствола скважины, обводненности и вязкости откачиваемой продукции. Для статистически значимых факторов, таких как частота вращения, вязкость и угол искривления скважины, был проведен анализ их влияния на напряженно-деформированное состояние штанговой колонны. Проведенный анализ напряженно-деформированного состояния штанговой колонны показал, что на среднюю наработку на отказ штанговой винтовой насосной установки в первую очередь будет влиять частота вращения, увеличение которой приводит к увеличению циклов изгибающих нагрузок, действующих на штанги, а также углы искривления скважины, влияющие на значения изгибающих напряжений.

In the article the results of the statistic analysis of the exploitation parameters of the oil well upon the pump operating time of the progressive sucker rod pumping units have been given. The following things were chosen as the exploitation parameters of the oil well: the hanger setting depth of the pump in the hole, the well head pressure, the frequency of the rotation rod string, the pump suction coefficient, water influx of the well products, dynamic level of the fluid in the well, annular gas pressure, fluid pressure in the pump suction, well products' dynamic viscosity, the ratio of the maximum inclination angle to the depth at which this inclination occurs, the ratio of the maximum zenith angle to the depth of maximum zenith location, degrees/m. The sampling volume included 70 wells of Urmyshlinsk oil field, for which the dependences of the average pump operating time for the relinquishment of the well exploitation parameters have been constructed. For each parameter their change ranges in the sampling under consideration have been specified.

By the results of the statistic analysis it has been defined that the proved correlations are the dependences of the pump operating time for the relinquishment of the rotation rod string frequency, the pump suction coefficient, water influx and viscosity of the pumped products. For the statistically significant factors such as the rotation frequency, the viscosity and the inclination angle, the analysis of their impact upon the stress deformed state of the rod string was carried out. The analysis performed of the stress - deformed state of the rod string has shown that first of all the average pump operating time for the relinquishment of the progressive beam pumping unit will be influenced by the rotation frequency the increase of which leads to the increase of the cycles of the bending stresses affecting the sucker rods as well as the well inclination angles influencing upon the bending stresses' values.

Ключевые слова: винтовой насос, добыча нефти, статистический анализ, насосные штанги, параметры эксплуатации, прочностной расчет, эксплуатация скважины.

Key words: progressive pump, oil production, statistic analysis, sucker rods, exploitation parameters, strength calculation, well exploitation.

В последние годы для добычи высоковязкой нефти все больше используются штанговые винтовые насосные установки, реализующие одну из наиболее перспективных технологий. Относительная простота конструкции, способность откачки высоковязких нефтей и их эмульсий с повышенным содержанием газа и механических примесей, широкий диапазон рабочих дебитов и давлений, низкое энергопотребление, возможность использования без

потери эффективности в наклонных скважинах – эти и другие достоинства винтовых насосов позволяют им успешно конкурировать с электроцентробежными и штанговыми насосами.

Результаты анализа опыта эксплуатации производственно освоенных типов установок штанговых винтовых насосов (УШВН) и их рабочих характеристик свидетельствуют об успешности применения винтовых установок в НГДУ Альметьевнефть [1].

Обеспечение безотказной работы скважин, оборудованных винтовыми насосами, достигается предварительной отработкой технологий на испытательных установках и стендах, на которых определяются оптимальные режимы эксплуатации [2,3].

В данной статье рассмотрена выборка из 70 скважин Урмышлинского месторождения ЗАО

Латыпов Б. М., Топольников А. С., Комков А. Г., Исмагилов Р. Р.
Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация

B. M. Latypov, A. S. Topolnikov, A. G. Komkov, R. R. Ismagilov
Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

«Татойлгаз», для которых построены зависимости наработки на отказ от параметров эксплуатации. Для первичного анализа рассматривались следующие независимые параметры:

- $H_{сп}$ – глубина подвески насоса по стволу, м;
- $P_{уст}$ – устьевое давление, МПа;
- n – частота вращения колонны насосных штанг, мин⁻¹;
- $K_{под}$ – коэффициент подачи насоса, определяемый как отношение фактического дебита к теоретическому;
- w_c – обводненность, %;
- $H_{дин}$ – динамический уровень, м;
- $P_{затр}$ – затрубное давление, МПа;
- $P_{пр}$ – давление на приеме насоса, МПа;
- μ – коэффициент динамической вязкости скважинной продукции, сПз;
- $\frac{\Delta\varphi}{L}$ – отношение максимального угла искривления скважины к глубине, на которой достигается это искривление, град/м/10;
- $\frac{\alpha_{max}}{L}$ – отношение максимального зенитного угла к глубине расположения максимального зенитного угла, град/м.

В статистический анализ включены только те скважины, для которых набор исходной информации из таблицы является полным и корректным (отсутствуют пропуски, коэффициент подачи насоса меньше единицы). Кроме того, исключены из анализа скважины с наработкой более 1000 суток. В результате выборка анализируемой группы составила 33 скважины. В анализируемую группу вошли скважины с дебитом жидкости от 1,4 до 36,0 м³/сут, обводненностью от 1,2 до 94,0%, глубиной подвески насоса от 700 до 1100 м и коэффициентом его подачи от 0,21 до 0,93. Числа оборотов винтов составляли от 141 до 388 об/мин, максимальный угол наклона ствола скважины в рабочей зоне насосной установки колебался в интервале от 1,0 до 59,0 градусов. Откачиваемая продукция имела плотность от 864 до 965 кг/м³ и вязкость от 24 до 554 мПа·с [4].

Построение регрессионной зависимости для наработки на отказ проводилось в соответствии с методикой, описанной в работе [5]. Сущность методики приводится ниже.

На первом этапе определяется перечень факторов, из числа которых будут выбираться параметры для построения регрессионной зависимости. Для этого из множества доступных параметров и простых физических соображений выбираются те, от которых должна зависеть наработка на отказ. В

нашем случае такими параметрами могут быть любые, из перечисленных выше.

После того, как сформирован перечень независимых переменных X_i (часть из которых на самом деле может находиться в статистической и даже функциональной зависимости), которые являются кандидатами на роль предикторов функции Y (наработки на отказ), на втором этапе, с помощью стандартной пошаговой процедуры [6, 7] находится перечень параметров, входящих в регрессионное уравнение. Здесь и далее будем рассматривать линейную зависимость функции Y от переменных X_i . Смысл процедуры поиска параметров, входящих в регрессию, состоит в том, что сначала, на основе сравнения простых коэффициентов корреляции X_i с Y выбирается переменная X_{i_1} , которой соответствует наибольшее значение, после чего, оцениваются коэффициенты частной корреляции $r_{YX_i X_{i_1}}$ при фиксированном X_{i_1} и выбирается второй по значимости предиктор X_{i_2} и т. д. Процедура заканчивается в тот момент, когда все вычисленные значения критерия включения Фишера оказываются меньше установленного минимума. При этом на каждом шаге процедуры с помощью критерия удаления Фишера проверяется условие, что набор из n выбранных переменных предсказывает Y с большей точностью, чем набор из $n-1$ переменных с предыдущего шага, что позволяет гарантировать отсутствие предикторов с сильной парной корреляцией.

В таблице 1 представлена матрица корреляций для выборки скважин Урмышлинского месторождения.

Из таблицы 1 следует, что достоверными корреляциями являются зависимости наработки на отказ от частоты вращения, коэффициента подачи, обводненности, вязкости и искривления. При этом наибольшее по абсолютной величине значение коэффициента парной корреляции достигается для параметра n – частоты вращения колонны насосных штанг – 0,702, его и будем рассматривать в качестве первого зависимого параметра. График зависимости средней наработки на отказ (СНО) от частоты вращения приведен на рисунке 1.

$$\text{СНО (сут)} = 905 - 2,24 \cdot n \text{ (об/мин)} \quad (1)$$

Регрессионный анализ показывает, что при выборе p -уровня равным 0,05 (вероятность того, что полученная зависимость не является случайной, равна 95%) уравнение множественной регрессии будет включать 2 переменные: частоту вращения и вязкость (уравнение 2), при $p = 0,1$ (вероятность 90%) в уравнение регрессии добавится коэффициент подачи (уравнение 3).

Таблица 1. Матрица корреляций для выборки скважин Урмышлинского месторождения

Наименование показателя	$H_{сп}$	$P_{уст}$	n	$K_{под}$	w_c	$H_{дин}$	$P_{затр}$	$P_{пр}$	μ	$\frac{\Delta\varphi}{L}$	$\frac{\Delta\varphi}{L}$
К-т кор.	0,127	0,148	0,702	0,569	0,481	0,003	0,059	0,096	0,395	0,476	0,007
P-значение	0,481	0,410	0,000	0,001	0,005	0,988	0,746	0,597	0,023	0,005	0,967

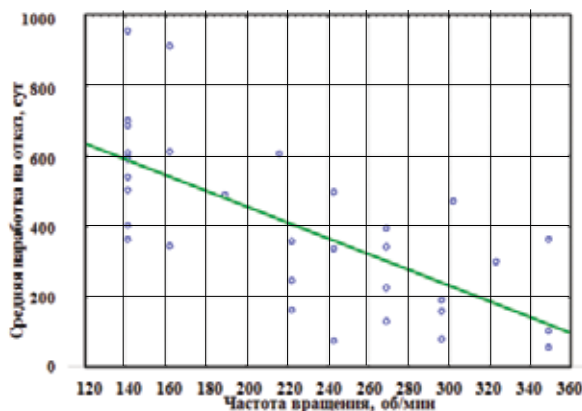


Рисунок 1. Зависимость наработки на отказ от частоты вращения штанг

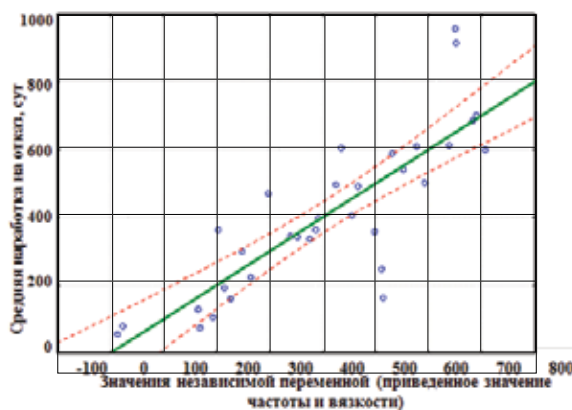


Рисунок 2. Зависимость наработки на отказ от частоты вращения штанг и вязкости откачиваемой жидкости и ее доверительный интервал (95%)

Все 5 переменных, которые согласно таблице 1 показывали сильные корреляции с наработкой на отказ, будут включены в уравнение множественной регрессии только при $r = 0,4$ (вероятность 60%). Ниже представлены уравнения регрессии для каждого случая и графические зависимости прогнозной наработки от фактической для каждого случая.

Зависимость наработки на отказ от частоты вращения штанг и вязкости откачиваемой жидкости (рисунок 2) определяется как:

$$\text{Нароботка (сут)} = 1099 - 2,344 \cdot n \text{ (об/мин)} - 1,192 \cdot \mu \text{ (сПз)} \quad (2)$$

Зависимость наработки на отказ от частоты вращения штанг, вязкости откачиваемой жидкости и коэффициента подачи (рисунок 3) определяется как:

$$\text{Нароботка (сут)} = 910,0 - 2,127 \cdot n \text{ (об/мин)} + 190,0 \cdot K_{\text{под}} - 0,959 \cdot \mu \text{ (сПз)} \quad (3)$$

Зависимость наработки на отказ от частоты вращения штанг, вязкости откачиваемой жидкости, коэффициента подачи, обводненности и угла искривления (рисунок 4) определяется как:

$$\text{Нароботка (сут)} = 904,4 - 2,116 \cdot n \text{ (мин}^{-1}\text{)} + 225,9 K_{\text{под}} - 0,9216 w_c - 0,959 \mu \text{ (сПз)} + 168,9 \text{ (град/м/10)} \quad (4)$$

Полученные уравнения следует рассматривать, как качественную оценку влияния эксплуатационных параметров на показатели работы скважин, оборудованных винтовыми установками.

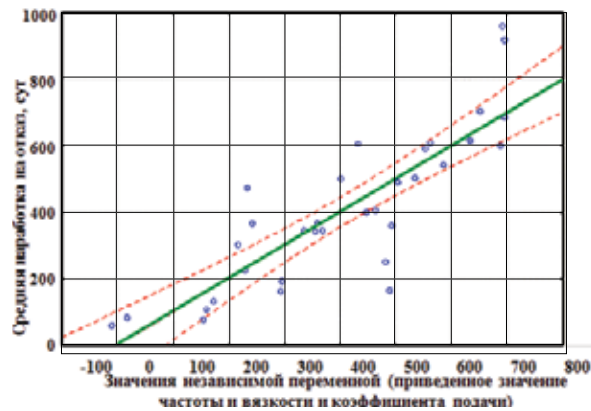


Рисунок 3. Зависимость наработки на отказ от частоты вращения штанг, вязкости откачиваемой жидкости и коэффициента подачи, и ее доверительный интервал (95%)

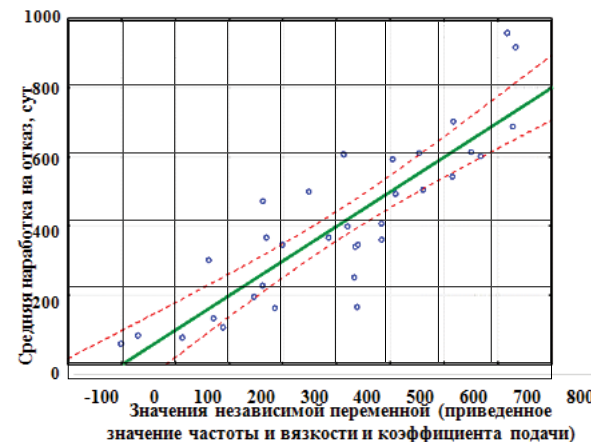


Рисунок 4. Зависимость наработки на отказ от частоты вращения штанг, вязкости откачиваемой жидкости, коэффициента подачи, обводненности и угла искривления, и ее доверительный интервал (95%)

Полученные данные, свидетельствуют, прежде всего, о снижении СНО при увеличении нагрузки на штанговую колонну и привод УШВН. По методике [8] для модели скважины были определены зависимости коэффициентов запаса прочности от частоты вращения и вязкости продукции. Исходные данные для расчета приведены в таблицах 2-5.

На рисунках 5 и 6 представлены графики зависимости нормальных напряжений, напряжений кручения и коэффициента запаса усталостной прочности, от частоты вращения при неизменных других параметрах.

Снижение значений напряжений, возникающих в штанговой колонне, обеспечивается уменьшением значений сил граничного трения. Это обусловлено характерными зависимостями коэффициентов пар трения штанговая колонна – стенки НКТ, от числа Зоммерфельда (So), согласно которым при увеличении частоты вращения штанговой колонны (и числа So соответственно), коэффициенты граничного трения элементов штанговой колонны и пар трения винтового насоса уменьшаются [9,10,11]. При этом растут соответственно и значения коэффициентов

Таблица 2. Характеристика скважинной жидкости

Характеристика скважинной жидкости	Значение
Вязкость жидкости на забое, мПа·с	450
Вязкость жидкости на устье, мПа·с	550
Плотность жидкости, кг/м ³	880

Таблица 3. Характеристики винтового насоса

Характеристики винтового насоса	Значение
КПД	0,7
Радиус винта, м	0,02
Эксцентриситет, м	0,004
Максимальный диаметр канала статора, м	0,03
Длина винта, м	2
Шаг винта	0,065 м
Масса винта	20 кг
Коэффициент В	0,95
Коэффициент С	113
Толщина обоймы	1 см
Натяг винта в статоре	0,02 см
Число заходов винта	1
Коэффициент формы зуба	3

Таблица 4. Характеристики скважины

Характеристика скважины	Значение
Внутренний радиус НКТ	0,03 м
Длина вертикального участка скважины	450 м
Длина наклонного участка скважины	100 м
Длина участка набора кривизны	450 м
Радиус кривизны	573 м
Давление на устье	1 МПа
Динамический уровень	800 м
Зенитный угол в начале участка набора кривизны	0
Зенитный угол в конце участка набора кривизны	45
Глубина подвески насоса	1000 м

Таблица 5. Характеристика штанговой колонны

Характеристика штанговой колонны	Значение
Диаметр насосных штанг	25 мм
Длина колонны	1000 м
Диаметр муфты	56 мм
Вес штанговой колонны	42 Н/м
Длина штанг	8 м
Плотность стали (сталь 40 с нормализацией)	7800 кг/м ³
Предел выносливости при изгибе	210 МПа
Предел выносливости при кручении	155 МПа
Предел прочности	580 МПа

запаса усталостной прочности. Однако, при увеличении частоты вращения, пропорционально увеличивается количество циклов нагружения штанговой колонны на участках искривления скважины. Так, при частоте вращения 100 об/мин, 10 млн циклов совершается за 69 сут, а за один год непрерывной работы, совершается более 50 млн циклов. При таких количествах циклов нагружения, проводить оценку усталостной прочности затруднительно. В процессе эксплуатации штанговой колонны, на искривленных участках скважины значительное

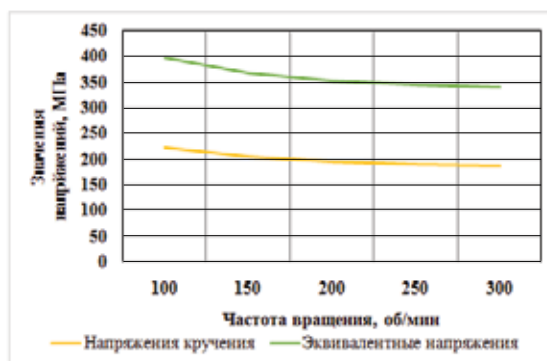


Рисунок 5. Зависимость напряжений в штанговой колонне от частоты ее вращения

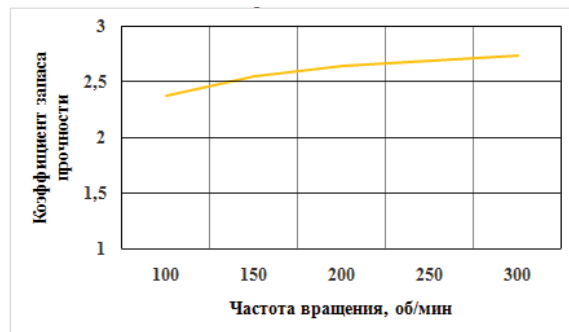


Рисунок 6. Зависимость коэффициента запаса усталостной прочности штанговой колонны от частоты ее вращения

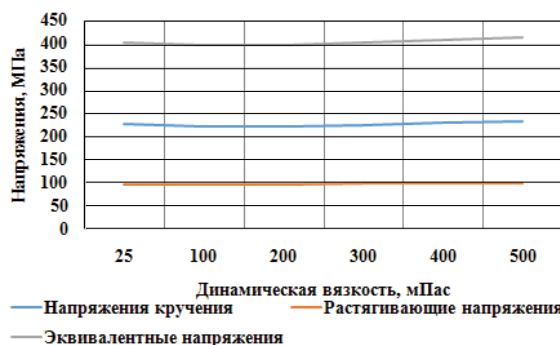


Рисунок 7. Зависимость напряжений в штанговой колонне от вязкости откачиваемой жидкости

влияние на наработку оказывает также интенсивный износ элементов штанговой колонны, особенно при наличии механических примесей. Поэтому, в общем случае можно установить, что при увеличении частоты вращения и соответственно числа рабочих циклов, СНО будет снижаться, что и показывают опытные данные.

На рисунке 7, представлены графики зависимости нормальных напряжений, напряжений кручения и эквивалентных напряжений, от вязкости откачиваемой жидкости при неизменных других параметрах.

При увеличении вязкости откачиваемой жидкости, с одной стороны растут напряжения кручения, вызванные ростом момента трения штанг о жидкость и моментом на вращение ротора насоса, а с другой стороны уменьшается составляющая граничного трения штанг о стенки НКТ. Кроме того, значе-

ние крутящего момента, затрачиваемого на трение штанг о жидкость вязкостью до 500 мПа·с, согласно расчетам, не превышает 15 Н·м, что не превышает 5% от общих затрат крутящего момента, а дополнительный момент затрачиваемый на подъем жидкости вязкостью 500 мПа·с в сравнении с жидкостью вязкостью 10 мПа·с (из-за роста гидравлических сопротивлений течению жидкости), не превышает 12 Н·м. Таким образом, в рассматриваемом диапазоне, значение эквивалентных напряжений практически не изменяется, поэтому, влияние вязкости откачиваемой жидкости на напряженное состояние штанговой колонны не значительно. В то же время увеличение вязкости с 25 до 500 мПа·с может значительно повысить вынос механических примесей на поверхность, что способствует увеличению износа и увеличению нагрузок на трение штанговой колонны о стенки скважины. Однако, данный фактор на Урмышлинском месторождении является вторичным.

Представленные результаты расчетов приведены для скважины, в которой максимальный угол искривления скважины достигает значения 1 градус на 10 м. Увеличение углов искривления скважины ведет к росту радиуса изгиба штанговой колонны и соответственно, изгибающих напряжений, возникающих в насосных штангах. Поскольку, при вращении колонны насосных штанг значения изгибающих напряжений будут являться амплитудами знакопеременных напряжений, то рост кривизны ствола сква-

жины при больших циклах нагружения может снизить СНО.

Выводы

Получены статистические зависимости, описывающие степень влияния геолого-технических параметров добывающих скважин с УШВН и реологических свойств откачиваемых жидкостей на наработку на отказ.

Установлено, что зависимости наработки на отказ от частоты вращения, коэффициента подачи, обводненности, вязкости и искривления ствола скважины, являются статистически значимыми. При этом наибольшее по абсолютной величине значение коэффициента парной корреляции достигается для параметра n – частоты вращения колонны насосных штанг – 0,702 и вероятность того, что полученная зависимость не является случайной равна 95%.

Прочностной анализ штанговой колонны винтовой насосной установки показал, что влияние частоты вращения колонны на наработку на отказ обусловлено увеличением числа циклов изгибающих напряжений, действующих на штанговую колонну, а влияние углов искривления скважины объясняется ростом изгибающих напряжений штанговой колонны.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Применение винтовых насосов с поверхностным приводом для добычи нефти / К. Р. Уразаков, А. М. Валеев, У. М. Абуталипов, А. Ф. Закиров // Нефтяное хозяйство. 2003. № 6. С. 108-110.

2 Установка для испытания скважинных штанговых и винтовых насосов / К. Р. Уразаков, Н. Х. Габдрахманов, М. Д. Валеев, М. М. Ахтямов, Т. С. Галиуллин, Ю. Х. Кутлуяров, И. А. Маков: пат. на изобретение RUS 2159867 15.03.1999.

3 Стенд для испытания винтовых насосов / К. Р. Уразаков, А. Ф. Закиров, Ю. Х. Кутлуяров, У. М. Абуталипов, А. М. Муталов, А. М. Валеев: пат. на изобретение RUS 2172868 15.02.2000.

4 Бадретдинов А. М. Повышение эффективности добычи обводненной нефти установками скважинных винтовых насосов: Дис.... канд.техн.наук, Уфа, 2008. 111 с.

5 Топольников А. С., Смольников С. В., Вахитова Р. И. Статистический анализ работоспособности насосного оборудования при подъеме нефтей с мехпримесями / Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. Т.ХI. Ч. 1. Альметьевск: АГНУ, 2013. С.126-140.

6 Афифи А., Эйзен С. Статистический анализ: Подход с использованием ЭВМ. М.: Мир, 1982. 488 с.

7 Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. М.: Финансы и статистика. 1986. 366 с.

8 Уразаков К. Р., Латыпов Б. М., Исмагилов Р. Р. Методика расчета штанговых колонн для винтовых насосных установок // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2015. № 4. С.72-94. http://ogbus.ru/issues/4_2015/ogbus_4_2015_p72-94_UrazakovKR_ru.pdf

9 Уразаков К. Р., Латыпов Б. М., Исмагилов Р. Р. Экспериментальные исследования коэффициента трения элементов штанговой колонны винтовых насосных установок // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2015. №3. С.256-270. http://ogbus.ru/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p256-270_UrazakovKR_ru.pdf

10 Абуталипов У. М. Совершенствование эксплуатации наклонно - направленных скважин установками винтовых насосов с поверхностным приводом: автореф. Дис. канд. техн. наук. Уфа, 2005. 22 с.

11 Закиров А. Ф. Совершенствование эксплуатации наклонно направленных

скважин установками винтовых насосов: автореф. дис. канд. техн. наук. Уфа: БашНИПИнефть, 2000. 22 с.

REFERENCES

1 Urazakov K. R., Valeev A. M., Abutalipov U. M., Zakirov A. F. Application of screw pump with surface drive for oil. *Neftyanoe hozyaistvo - Oil industry*. 2003, No 6, pp. 108-110. [in Russian].

2 Urazakov K. R., Gabdrakhmanov N. KH., Valeev M. D., Akhtyamov M. M., Galiullin T. S., Kutluyarov YU.KH., Makov I. A. *Ustanovka dlya ispytaniya skvazhinnykh shtangovykh i vintovykh nasosov*. [Test of downhole sucker rod and screw pumps] Patent RUS 2159867 15.03.1999. [in Russian].

3 Urazakov K. R., Zakirov A. F., Kutluyarov Yu. Kh., Abutalipov U. M., Mutalov A. M., Valeev A. M. *Stend dlya ispytaniya vintovykh nasosov*. [Test of downhole sucker rod and screw pumps]. patent RUS 2172868 15.02.2000. [in Russian].

4 Badretdinov A. M. *Povyshenie ehffektivnosti dobychi obvodnennoj nefsti ustanovkami skvazhinnykh vintovykh nasosov*. Diss.... k.t.n., [Improving the efficiency of extraction of oil flooded screw downhole pump installations: DIS. ... Ph.d]. Ufa, 2008, 111 p. [in Russian].

5 Topol'nikov A. S., Smol'nikov S. V.,

Vakhitova R. I. *Statisticheskij analiz rabotosposobnosti nasosnogo oborudovaniya pri pod'eme neftej s mekhprimesyami. Uchenye zapiski Al'met'evskogo gosudarstvennogo neftyanogo instituta. T. XI. CHast' 1.* [Statistical analysis of efficiency of pumping equipment while climbing crude oils with mehprimesâmi]. Al'met'evsk: AGNU Publ., 2013, pp. 26-140. [in Russian].

6 Affi A., EHjzen S. *Statisticheskij analiz: Podkhod s ispol'zovaniem EHVМ* [Statistical analysis: approach using computers]. Moscow, Mir Publ., 1982, 488 p. [in Russian].

7 Drejper N., Smit G. *Prikladnoj regressionnyj analiz. Finansy i statistika*, [Applied regression analysis]. Moscow, 1986, 366 p. [in Russian].

8 Urazakov K. R., Latypov B. M., Ismagilov R. R. Calculation method of sucker Rod columns for screw pumps. *Neftegazovoe delo- Oil and gas business* 2015. no.4. pp. 72-94. http://ogbus.ru/issues/4_2015/ogbus_4_2015_p72-94_UrazakovKR_ru.pdf

9 Urazakov K. R., Latypov B. M., Ismagilov R. R. Experimental study of coefficient of friction elements of an aerial convoy of screw pumps. *Neftegazovoe delo - Oil and gas business*, 2015, no.3. pp. 256-270. http://ogbus.ru/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p256-270_UrazakovKR_ru.pdf

10 Abutalipov U. M. *Sovershenstvovanie ehkspluatatsii naklonnonpravlennykh skvazhin ustanovkami vintovykh nasosov s poverkhnostnym privodom: avtoref. dis.... kand. tekhn.nauk* [Improving the operation of directional wells installations of screw pumps with surface drive: katege. DIS. ... Cand. Tech. Sciences], Ufa, 2005. 22 p. [in Russian].

11 Zakirov A. F. *Sovershenstvovanie ehkspluatatsii naklonnonpravlennykh skvazhin ustanovkami vintovykh nasosov: avtoref. dis. ... kand.tekhn. nauk.* [Improvement of operation of wells directionally installations of screw pumps: katege. Dees. ... Cand. Tech. Sciences]. Ufa, BashNIPIneft Publ., 2000, 22 p. [in Russian].

Латыпов Б. М., канд. техн. наук, доцент кафедры «Технологические машины и оборудование» ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

B. M. Latypov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair "Technological Machinery and Equipment" FSBEI HE USPTU, Ufa, the Russian Federation

Исмагилов Р. Р., аспирант кафедры «Технологические машины и

оборудование» ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация
R. R. Ismagilov, Post-graduate Student of the Chair "Technological Machinery and Equipment" FSBEI HE USPTU, Ufa, the Russian Federation

Топольников А.С., канд. физ.-мат. наук, старший научный сотрудник лаборатории механики многофазных систем Института механики им. Р.Р. Мавлютова УНЦ РАН, г. Уфа, Российская Федерация
A. S. Topolnikov, Candidate Physical-mathematical Sciences, senior scientist of mechanics Lab of multiphase systems mechanics Institute R.R. Mavlütova mechanics branch of RAS, Ufa, the Russian Federation

Комков А. Г., начальник Департамента перспективного развития и капитального строительства ОАО «Газпром нефть», Российская Федерация
A. G. Komkov, Head of Department of Perspective Development and Capital Construction, JSC «Gazprom Neft», the Russian Federation