ПРОГНОЗИРОВАНИЕ БЕЗОТКАЗНОЙ РАБОТЫ ШТАНГОВЫХ УСТАНОВОК НА БАЗЕ КОМПЛЕКСНОГО ПОКАЗАТЕЛЯ НАДЕЖНОСТИ

FORECASTING OF RODS RELIABLE OPERATION BASED ON THE COMPLEX RELIABILITY INDICATOR

П.М. Тугунов
Pavel M. Tugunov

Уфимский государственный
нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Обеспечение эксплуатационной надежности штанговых насосных установок в условиях снижения темпов добычи и повышения удельных затрат становится одной из ключевых задач нефтедобывающих предприятий. Критерии надежности, получившие широкое распространение в современной практике нефтедобычи, такие как межремонтный период работы и наработка на отказ, несмотря на простоту расчета и ясность понимания данных критериев, обладают рядом недостатков. С целью повышения объективности и эффективности оценки надежности штанговых установок предложен комплексный показатель надежности, отражающий полный объем работы, совершаемой установкой по подъему скважинной продукции.

Показано, что адекватность расчета совершаемой штанговой установкой работы в значительной степени определяется знанием точного значения числа качаний станка-качалки, изменяющегося в процессе эксплуатации. Для реализации нового подхода к оценке надежности погружных установок разработано устройство для определения интегрированного числа качаний станка-качалки. Предложена динамическая модель совместной работы системы «пласт — насосная установка — лифт», которая позволяет спрогнозировать изменение нагрузок на насосное оборудование и совершаемой работы при изменении числа качаний станка-качалки. Расчетами показано, что определение интегральной работы штанговых установок по данным периодических замеров числа качаний и нагрузок на головку балансира проведением динамометрирования в общем случае может приводить к существенным неточностям при расчете.

Путем применения вероятностно-статистического подхода к описанию отказов систем в процессе эксплуатации, базирующихся на экспоненциальном законе распределения, показано, что использование в качестве критерия надежности комплексного показателя позволяет получить результаты, более достоверно согласующиеся с теоретическими представлениями, чем наработка на отказ. Разработана методика расчета средней величины работы, производимой штанговой установкой по подъему скважинной продукции, с учетом индивидуальных условий её эксплуатации на основе ретроспективного анализа данных по выбранному месторождению. Для гипотетической выборки скважин продемонстрирован расчет среднего времени безотказной работы и межремонтного периода при варьировании технологических параметров работы скважины, и показано, что предлагаемый комплексный показатель надежности позволяет более объективно и достоверно производить оценку надежности работы штанговых насосных установок в процессе эксплуатации.

Ключевые слова

штанговый насос,
показатель надежности,
время безотказной работы,
станок-качалка,
скважинная продукция

Ensuring the operational reliability of the sucker-rod pumping units in conditions of production rates lowering and unit costs increasing becomes one of the key tasks of oil producing enterprises. Reliability criterion that have become widespread in modern oil production practices, such as the overhaul period and the time between failures, despite the simplicity of calculation and the clarity of understanding of these criteria, have a number of shortcomings. In order to increase the objectivity and effectiveness of the reliability assessment of the boom installations, a comprehensive reliability indicator is proposed that reflects the full amount of work performed by the well production rig.

It is shown that the adequacy of the calculation of the work performed by the pumping jack is largely determined by the knowledge of the exact value of the number of oscillations of the pumping jack which changes during operation. To implement a new approach to assessing the reliability of submersible units, a device to determine the integrated number of oscillations of a pumping jack has been developed. A dynamic model of joint operation of the system «layer — pumping unit — lift» is proposed, which allows to predict the change of loads on the pumping equipment and the work performed when the number of values of the pumping jack changes. Calculations show that the determination of the integral operation of pumping jack based on periodic measurements of the number of oscillations and loads on the mule head by dynamometry in the general case can lead to significant inaccuracies in the calculation.

Applying the probabilistic-statistical approach to the description of system failures during operation based on the exponential distribution law, it is shown that the use of a complex indicator as a reliability criterion makes it possible to obtain results more reliably consistent with theoretical concepts than the time between failures. A methodology has been developed for calculating the average value of the work done by the rod installation for the lifting of well products, taking into account the individual operating conditions based on a retrospective analysis of the data for the selected deposit. For a hypothetical sampling of wells, the calculation of the mean time of failure-free operation and the overhaul period by varying the technological parameters of the well is shown, and it is demonstrated that the proposed complex reliability indicator allows a more objective and reliable assessment of the reliability of the sucker-rod pumping units during operation.

Надежность узлов штанговых насосных установок зависит от конструктивных особенностей, режима работы и условий эксплуатации. Многочисленные факторы, одновременно воздействующие на работу установок, затрудняют выявление закономерностей отказов насосного оборудования. В этих условиях большое значение имеет правильный выбор показателей надежности.

В настоящее время в нефтедобывающей промышленности для исследования надежности работы погружного оборудования применяются два основных критерия — межремонтный период работы (МРП) и наработка на отказ (ННО). Б.Б. Круманом предложено за показатель надежности принимать число циклов работы насосных штанг [1-4]. Однако приведенные показатели надежности не отражают полный объем работы, совершаемой насосной установкой, в них не учитываются: длина пробега штанговой колонны (длина хода станка-качалки), нагруженность уста-

Key words

sucker rod pump,
reliability index, trouble-free
operation, pumping jack,
well products

новки (масса штанг и жидкости), условия эксплуатации насосного оборудования (кривизна ствола скважины, осложнения, возникающие в процессе эксплуатации и др.).

Учет вышеперечисленных факторов предлагается производить введением комплексного показателя надежности, представляющего собой работу, совершенную штанговой установкой за период безотказной работы:

$$W = \int_0^T n(t) dt \int_0^S (P_{um} + p_{nl}(s, t) S_{nl} + P_{din}(s, t) + P_{mp}(s, t)) ds, \quad (1)$$

где внутренний интеграл по переменной s представляет собой работу, совершенную УСН за один цикл хода полированного штока при числе качаний головки балансира $n(t)$;

t — время;

$p_{nl}(s, t)$ — переменный перепад давления на плунжере, определяющий нагрузку на

плунжер штангового насоса в процессе его хода;

$P_{дин}(s, t)$ — переменная динамическая нагрузка, действующая на колонну штанг;

$S_{пл}$ — площадь поперечного сечения плунжера штангового насоса;

$P_{тр}(s, t)$ — нагрузка от сил сопротивления движению колонны штанг и плунжера СШН;

S — длина хода головки балансира;

T — суммарное время безотказной работы насосного оборудования.

Из формулы (1) следует, что для расчета совершаемой станком-качалкой работы необходимо знать, помимо технических характеристик, нагрузку на головку балансира и точное число качаний станка-качалки в реальном времени. Точечный замер числа качаний и нагрузок на головку балансира в какой-то определенный момент времени работы установки скважинного штангового насоса (УСШН) возможен проведением динамометрирования. Однако в процессе работы станка-качалки число качаний головки балансира изменяется в широких пределах вследствие различных факторов: вытягивания приводных ремней станка-качалки, уменьшения количества ремней вследствие их обрыва, погодных условий, износа узлов редуктора и т.д. Изменение числа качаний обуславливает изменение динамического уровня жидкости в скважине, т.е. изменение нагрузок на головку балансира. В результате расчет совершаемой штанговой установкой работы, проведенный на основе отдельных, периодически выполняемых замеров числа качаний и нагрузок на полированный шток станка-качалки, может производиться с существенными погрешностями.

Для реализации нового метода оценки технического состояния было разработано устройство для определения интегрированного числа качаний станка-качалки. Данное устройство позволяет фиксировать время, затрачиваемое на полный оборот кривошипа станка-качалки и формировать из этих данных временной массив, с помощью которого определяется величина интегрированного числа качаний [5, 6].

Для учета интегральной работы штанговой установки с учетом фактической величины варьирования числа качаний предлагается расчет работы УСШН производить в рамках математической модель-системы «пласт — лифт — штанговая установка», позволяющей проследить за колебаниями динамического

уровня и нагрузок на головку балансира в процессе изменения числа качаний штанговой установки.

Модель работы штанговой установки базируется на работах [7, 8]. Отличие обусловлено учетом изменения нагрузок, действующих в нижней части штанговой колонны, обусловленных изменением динамического уровня жидкости в скважине и давления на приеме насоса вследствие изменения числа качаний головки балансира, вызывающих изменение равновесного состояния в системе «скважина — пласт — насосная установка», в том числе изменение дебита скважины.

Рассмотрим динамическую нагрузку на полированный шток станка-качалки в процессе работы УСШН аналогично [8]. Возвратно-поступательное движение штанговой колонны описывается волновым уравнением продольных упругих колебаний стержня с учетом удельной внешней силы, действующей на штанги, которая складывается из силы тяжести насосных штанг в жидкости, силы вязкого трения штанг о жидкость и силы граничного трения штанг о стенки насосно-компрессорных труб (НКТ):

$$\rho_s S_r \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = ES_r \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} \right) + (\rho_s - \rho_l) g \cos \alpha - \frac{P \mu_{fg} \rho}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial t} + w_l \right) \left| \frac{\partial u}{\partial t} + w_l \right| - f N \text{sign}(v), \quad (2)$$

где $u(x, t)$ — перемещение фиксированной точки колонны штанг;

E — модуль Юнга материала штанг;

ρ_s — плотность материала штанг;

x — лагранжева координата по длине колонны штанг;

ρ_l — плотность смеси в данной точке НКТ;

g — ускорение свободного падения;

α — угол наклона скважины к вертикали в данной точке НКТ;

$P = \pi d_r$ — периметр штанги;

$S_r = \frac{\pi d_r^2}{4}$ — площадь поперечного сечения штанг;

d_r — диаметр штанг;

μ_{fg} — переменный коэффициент сопротивления жидкости движению штанг, который определяется из решения уравнений Навье-Стокса, описывающих движение жидкости в кольцевом пространстве между штангами и насосными трубами;

$w_l(x, t)$ — скорость движения газожидкостной смеси в НКТ;

f — коэффициент трения штанг о НКТ;
 N — удельная прижимающая сила, Н/м;
 $sign(v)$ — дискретная функция, определяющая направление силы граничного трения;
 $v = \frac{\partial u}{\partial t}$ — скорость в данной точке штанговой колонны.

Граничные условия для задачи формулируются в предположении, что верхний конец колонны штанг движется по гармоническому закону, а к нижнему концу приложена переменная сила, действующая на плунжер штангового насоса, которая складывается из силы гидродинамического давления жидкости на плунжер в насосно-компрессорных трубах и в подплунжерной полости насоса с учетом гидравлических потерь и силы трения плунжера о цилиндр насоса:

$$\begin{cases} u(0, t) = \frac{S}{2}(1 - \cos(2\pi nt)) \\ s < \frac{S}{2}: ES_r \frac{\partial u}{\partial x}(L, s) = P_{вык} S_{nl} - P_{np}(n(t)) S_{nl} + \\ + \left(25000 D_{nl} + 0.288 f_p \frac{\Delta E}{R\sqrt{R\delta}} \right) \\ s > \frac{S}{2}: ES_r \frac{\partial u}{\partial x}(L, s) = \frac{2.62 \cdot 10^{-3} k \mu S n D_{nl}^2 (D_{nl}^2 - D_o^2)}{D_o \rho_t} - \\ - \left(25000 D_{nl} + 0.288 f_p \frac{\Delta E}{R\sqrt{R\delta}} \right) \end{cases}, \quad (3)$$

где L — длина штанговой колонны;

$P_{вык}$ — давление на выкиде насоса;

P_{np} — переменное давление на приеме насоса, определяемое числом качаний головки балансира;

D_{nl} — диаметр плунжера;

k — число нагнетательных клапанов;

D_o — диаметр проходного сечения клапана;

μ — динамическая вязкость смеси;

f_p — коэффициент граничного трения в плунжерной паре;

R — радиус искривления оси цилиндра насоса;

δ — зазор между плунжером и цилиндром насоса;

ΔEI — разность жесткостей цилиндра и плунжера насоса.

Расчет установившегося давления на приеме насоса в зависимости от режима откачки базируется на решении совместного уравнения, описывающего приток жидкости из пласта и подачу скважинного штангового насоса [7, 9]:

$$\begin{cases} Q_{nl} = \begin{cases} K_0 (P_{nl} - P_{заб}), P_{заб} > P_{нас} \\ K_0 (P_{nl} - P_{нас}) + f K_0 (P_{нас} - P_{заб}) + \\ + (1-f) K_0 \frac{P_{нас}}{1.8} \left(1 - 0.2 \frac{P_{заб}}{P_{нас}} - 0.8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right), P_{заб} < P_{нас} \end{cases} \\ Q_n = \frac{1440 S n S_{nl} P_{np}}{0.1\alpha + \beta P_{np}} \end{cases}, \quad (4)$$

где Q_{nl} — приток жидкости из пласта;

K_0 — коэффициент продуктивности скважины;

P_{nl} — пластовое давление;

$P_{нас}$ — давление насыщения нефти газом;

$P_{заб} = P_{np} + \Delta P$ — забойное давление;

ΔP — перепад давления от глубины подвески насоса до глубины залегания продуктивного пласта;

Q_n — фактическая подача насоса;

f — обводненность продукции;

α, β — эмпирические коэффициенты, индивидуальные для каждого месторождения.

Решение системы (4) при забойных давлениях выше давления насыщения приводит к квадратному уравнению для расчета установившегося забойного давления. Наличие нелинейного слагаемого при расчете кривой притока, определенного согласно формуле Вогеля с учетом обводненности, приводит в общем случае к кубическому уравнению вида:

$$AP_{заб}^3 + BP_{заб}^2 + CP_{заб} + D = 0 \quad (5)$$

со следующими коэффициентами:

$$\begin{aligned} A &= 0.8(1-f) \left(\frac{K_0 \beta}{1.8 P_{нас}} \right); \\ B &= f K_0 \beta + \frac{0.2(1-f) K_0 \beta}{1.8} + \frac{0.8(1-f) K_0}{1.8 P_{нас}} (0.1\alpha - \beta \Delta P); \\ C &= 1440 S n S_{nl} - \beta K_0 (P_{nl} - P_{нас}) - \beta K_0 f P_{нас} + f K_0 (0.1\alpha - \beta \Delta P) - \\ &- (1-f) \frac{K_0 P_{нас}}{1.8} \beta - \frac{0.2(1-f) K_0}{1.8} (0.1\alpha - \beta \Delta P); \\ D &= -K_0 (0.1\alpha - \beta \Delta P) (P_{nl} - P_{нас}) - f K_0 P_{нас} (0.1\alpha - \beta \Delta P) - \\ &- \frac{(1-f) K_0 P_{нас}}{1.8} (0.1\alpha - \beta \Delta P) - 1440 S_{nl} S n \Delta P. \end{aligned} \quad (6)$$

Согласно теории решения полиномиальных уравнений, корень уравнения (5), лежащий в вещественной области, определяется в соответствии с формулой Кардано [10]:

$$\begin{aligned} P_{заб} &= \sqrt[3]{-\frac{q}{2} + \sqrt{\left(\frac{p}{3}\right)^3 + \left(\frac{q}{2}\right)^2}} + \\ &+ \sqrt[3]{-\frac{q}{2} + \sqrt{\left(\frac{p}{3}\right)^3 + \left(\frac{q}{2}\right)^2}} + \frac{B}{3A}, \end{aligned} \quad (7)$$

где

$$p = \frac{3AC - B^2}{3A^2}, q = \frac{2B^3 - 9ABC + 27A^2D}{27A^3}. \quad (8)$$

Подставляя в (6)-(8) значения параметров технологического режима, а именно точное число качаний в текущий момент времени, получаем значение установившегося забойного давления. Расчет давления на приеме насоса пересчетом давления на глубину подвески насоса позволяет рассчитать дифференциальное давление на плунжер насоса, определяющее нагрузку на головку балансира, и работу, совершаемую штанговой установкой при ходе плунжера вверх.

Совместное решение системы уравнений (2)-(3) позволяет получить распределение во времени динамической нагрузки, действующей на полированный шток станка-качалки, в зависимости от величины числа качаний головки балансира в текущий момент времени после запуска скважины. Интегрирование по-

лученной динамической нагрузки подстановкой в (1) позволяет рассчитать суммарную работу, совершенную УСШН.

Учет интегральной работы УСШН по данным фактического изменения числа качаний позволяет производить более точный расчет работы, определяющей величину комплексного показателя надежности. Предположим, что в течение периода работы скважины, равного 6 мес., число качаний головки балансира уменьшилось с 6 до 4 по некоторой непрерывной функции. Пусть за это время было проведено 4 замера динамометрирования, дискретно зафиксировавших число качаний и динамическую нагрузку на головку балансира в момент проведения исследования. Результаты расчета работы скважины для первого и второго вариантов представлены на рисунке 1.

Рисунок 1. Рост суммарной работы УСШН в процессе эксплуатации скважины: верхняя поверхность — фактическая работа по интегрированному числу качаний, нижняя — рассчитанная по дискретным измерениям

Из графиков рисунка 1 следует, что при работе с некоторым установившимся числом качаний работа УСШН возрастает со временем линейно. При уменьшении числа качаний в процессе эксплуатации уменьшение скорости роста интегральной работы УСШН во времени происходит как за счет непосредственного снижения темпа откачки, так и вследствие повышения динамического уровня жидкости и уменьшения нагрузки на плунжер от веса столба жидкости в НКТ. В результате наклон кривой интегральной работы уменьшается по мере снижения числа качаний.

Из анализа графиков также видно, что с увеличением времени работы скважины неточность определения работы, произведенной штанговой установкой, возрастает в связи с накоплением погрешностей, вызванных дискретным учетом величин, составляющих работу УСШН. В течение 6 мес. эксплуатации скважины суммарная погрешность определения работы составляет величину более 40 %, что существенно сказывается на точности определения величины комплексного показателя надежности.

Из формулы (1) следует также, что при одной и той же величине периода безотказной работы T работа, совершаемая штанговой установкой, может варьироваться в широких пределах. На графиках, изображенных на ри-

сунке 2, показано, как изменяется величина комплексного показателя надежности при варьировании длины хода и диаметра насоса, при этом другие параметры считаем постоянными.

Рисунок 2. Работа, произведенная УСШН при различных параметрах откачки

Из графиков на рисунке 2 видно, что комплексный показатель при той же величине времени безотказной работы скважины чувствителен к изменению режима откачки, условий эксплуатации и, таким образом, является более объективным критерием оценки надежности УСШН.

Комплексный показатель надежности позволяет оценить среднюю величину работы, произведенной штанговой установкой, с учетом конкретных условий её эксплуатации на основе ретроспективного анализа данных по выбранному месторождению.

Предположим, что имеется выборка размерности K массива данных по отказам штанговых установок за определенный период, которая содержит время безотказной работы, параметры технологического режима эксплуатации, массив данных интегрированного числа качаний штанговой установки и массив динамограмм, отражающих нагрузки на головку балансира в конкретный момент эксплуатации штанговой установки. Расчет показателей надежности проводится на основании значений всех наработок исследуемой выборки, включающей выборку скважин, эксплуатация которых на момент расчета завершена отказом (полная выборка), при этом наработка установок определяется с момента запуска до момента остановки по причине отказа подземного оборудования, и неполную

выборку, эксплуатация скважин в которых на момент расчета продолжается, либо завершена по причинам, не связанным с отказом насосного оборудования. Нарботка данной группы скважин определяется с момента запуска до момента проведения расчета, либо до момента прекращения эксплуатации скважин. Алгоритм расчета показателей надежности штанговых установок выглядит следующим образом.

На основании данных интегрированного числа качаний с учетом времени работы скважины до отказа (либо времени на момент проведения расчета, если скважина продолжает эксплуатироваться) по формуле (1) вычисляется суммарная работа, произведенная УСШН.

Рассчитываются значения вероятности безотказной работы для моментов t_k , которая находится как произведение вероятностей безотказной работы на первом интервале, втором и далее до k -ого:

$$\hat{P}_k = \prod_{i=1}^k \left(1 - \frac{r_i}{s_i} \right), \quad (9)$$

где P_k — оценка в момент времени t_k ;

r_i — число отказов;

s_i — число изучаемых объектов, наработка которых составила более t_{k-1} .

P_k находится для каждого из интервалов t_{i-1} до t_k , границы которых определяются ближайшими наработками исследуемой выборки [11].

Предполагается, что распределение величины работы штанговых установок до отказа происходит по экспоненциальному закону. В рамках экспоненциального закона зависимость распределения теоретической вероятности безотказной работы от величины комплексного показателя имеет вид

$$P(W) = \exp(-\lambda W), \quad (10)$$

где λ — интенсивность отказов.

Фактические точки, определенные согласно (9), аппроксимируются функцией (10), аппроксимация производится методом наименьших квадратов.

Средняя величина работы, производимой штанговой насосной установкой в процессе безотказной работы, определяется интегрированием (10)

$$\bar{W} = \int_0^{\infty} P(W) dW = \exp(-\lambda W) dW \quad (11)$$

и геометрически представляет собой величину площади под графиком зависимости вероятности безотказной работы от комплексного показателя (совершенной работы).

На рисунках 3 и 4 представлены теоретические кривые плотности экспоненциального распределения, построенные для выборки из 100 скважин одного из нефтедобывающих предприятий Башкортостана. В качестве аргументов для функции распределения рассматриваются наработка на отказ и комплексный показатель надежности (совершенная УСШН работа за время безотказной работы).

Рисунок 3. Теоретические кривые распределения числа работающих установок от комплексного показателя

Рисунок 4. Теоретические кривые распределения числа работающих установок от наработки на отказ

Из анализа графиков следует, что комплексный показатель надежности, учитывающий работу, совершаемую штанговой установкой по поднятию жидкости, позволяет получить результаты, более достоверно согласующиеся с теоретическими представлениями, чем наработка на отказ. Достоверность аппроксимации (коэффициент детерминации) при использовании комплексного показателя надежности достигает 96 %, тогда как для наработки на отказ он составляет величину 85 %. Вышесказанное обусловлено тем, что комплексный показатель в сравнении с наработкой на отказ является более общей характеристикой, определяющей надежность штанговых установок — кроме не-

посредственно времени работы штанговых установок он учитывает интенсивность совершаемой работы, которая определяется двумя факторами — скоростью откачки, т. е. произведением $S \times n$, и нагрузками, действующими на насосное оборудование. На рисунке 5 показан расчетный график вероятности безотказной работы УСШН от составляющих комплексного показателя надежности — времени и интенсивности откачки (в качестве независимой переменной выбрана средняя за цикл откачки мощность, затрачиваемая на подъем скважинной продукции). Произведение времени работы на среднюю мощность дает совершенную УСШН работу.

Рисунок 5. Вероятность безотказной работы штанговых установок в зависимости от времени работы и средней мощности, затрачиваемой на подъем скважинной продукции

Из графика на рисунке 5 видно, что в соответствии с вероятностно-статистическими представлениями о характере возникновения отказов в процессе эксплуатации УСШН вероятность безотказной работы экспоненциально убывает со временем. При этом наклон теоретической кривой, показывающий интенсивность отказов во времени, в значительной степени определяется интенсивностью процесса откачки — чем выше длина хода / число качаний головки балансира и чем больше нагрузка, действующая на насосное оборудование, то есть чем большая работа была совершена УСШН, тем выше при одинаковом

времени работы штанговой установки вероятность отказа. Таким образом, предлагаемый комплексный показатель надежности позволяет более объективно и достоверно производить оценку надежности работы штанговых насосных установок в процессе эксплуатации.

Выводы

1. Для повышения эффективности оценки надежности штанговых насосных установок предложен комплексный показатель надежности, учитывающий работу, совершенную установкой при добыче скважинной продукции.
2. Разработана динамическая модель системы «пласт — лифт — штанговая уста-

новка», позволяющая спрогнозировать изменение нагрузок, действующих на насосное оборудование, и совершаемой работы при изменении числа качаний станка-качалки.

3. Показано, что учет интегрированного числа качаний позволяет производить более точный расчет совершенной штанговой установкой работы в сравнении с традиционными методами исследования.

4. Разработана методика расчета средней величины работы, произведенной штанговой

установкой, с учетом конкретных условий её эксплуатации на основе ретроспективного анализа данных по выбранному месторождению.

5. Расчетами показано, что предлагаемый комплексный показатель надежности позволяет в сравнении с традиционными показателями более объективно и достоверно производить оценку надежности работы штанговых насосных установок в процессе их эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Уразаков К.Р., Кутдусова З.Р. Метод обработки статистической информации о работе штанговых насосных установок // Нефтепромысловое дело. 1982. № 3. С. 7–9.

2. Уразаков К.Р., Топольников А.С. Комплексный показатель надежности насосного оборудования // Нефтяное хозяйство. 2009. № 1. С. 78–81.

3. Пат. 2626616 РФ. Устройство для измерения числа качаний станка-качалки / К.Р. Уразаков, П.М. Тугунов, Н.С. Шайжанов, С.Ф. Исмагилов, Б.Х. Ишмухаметов. 2016132092, заявл. 03.08.2016; опубл. 31.07.2017.

4. Уразаков К.Р., Абрамова Э.В., Топольников А.С., Миннигалимов Р.З. Технология увеличения добычи нефти из малопродуктивных скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. № 4. С. 201–211.

5. Уразаков К.Р., Тугунов П.М. Новый метод расчета сроков планово-предупредительного ремонта УСШН на базе учета интегрированного числа качаний // Булатовские чтения. 2017. Т. 2. С. 280–282.

6. Уразаков К.Р. Механизированная добыча нефти (сборник изобретений). Уфа, 2010. 327 с.

7. Уразаков К.Р. Эксплуатация наклонно направленных насосных скважин. М.: Недра, 1993. 169 с.

8. Динамическая модель штанговой насосной установки для скважин с направленным профилем ствола / Р.Н. Бахтизин К.Р. Уразаков, С.Ф. Исмагилов, А.С. Топольников, Ф.Ф. Давлетшин // Научные труды НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР. 2017. Т. 4. № 4. С. 64–72.

9. Насосные установки для малodeбитных скважин. Сер. Библиотека нефтяного университета / К.Р. Уразаков, В.П. Жулаев, Ф.З. Булюкова, В.А. Молчанова. Уфа, 2014. 236 с.

10. Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьев А.Д. Математические методы в теории надежности. Основные характеристики надежности и их статистический анализ. М.: Либроком, 2013. 584 с.

11. Литвиненко Р.С., Идиятуллин Р.Г., Аухадеев А.Э. Анализ использования показательного распределения в теории надежности технических систем // Надежность и качество сложных систем. 2016. № 2 (14). С. 17–22.

REFERENCES

1. Urazakov K.R., Kutdusova Z.R. Metod obrabotki statisticheskoi informatsii o rabote shtangovykh nasosnykh ustanovok [Method of Processing Statistical Information on the Operation of Sucker Rod Pumping Units].

Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering, 1982, No. 3, pp. 7–9. [in Russian].

2. Urazakov K.R., Topol'nikov A.S. Kompleksnyi pokazatel' nadezhnosti nasosnogo oborudovaniya [The Complex Index of Reliability for Pumping Equipment]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2009, No. 1, pp. 78–81. [in Russian].

3. Urazakov K.R., K.R. Tugunov K.R., Shaizhanov N.S., Ismagilov S.F., Ishmukhametov B.Kh. *Ustroistvo dlya izmereniya chisla kachanii stanka-kachalki* [Device for Measuring the Number of Oscillations of the Rocking Machine]. Patent RF, No. 2626616, 2017. [in Russian].

4. Urazakov K.R., Abramova E.V., Topol'nikov A.S., Minnigalimov R.Z. *Tekhnologiya uvelicheniya dobychi nefti iz maloproduktivnykh skvazhin* [Technology of Increasing Oil Production from Low-Productivity Wells]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» — Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2013, No. 4, pp. 201–211. [in Russian].

5. Urazakov K.R., Tugunov P.M. *Novyi metod rascheta srokov planovo-predupreditel'nogo remonta USShN na baze ucheta integrirovannogo chisla kachanii* [New Method of Calculation of Terms of Scheduled Preventive Maintenance of USHSN on the Basis of the Accounting of the Integrated Number of Swings]. *Bulatovskie chteniya — Readings of A.I. Bulatov*, 2017, Vol. 2, pp. 280–282. [in Russian].

6. Urazakov K.R. *Mekhanizirovannaya dobycha nefti (sbornik izobretenii)* [Mechanized Oil Production (Collection of Inventions)]. Ufa, 2010. 327 p. [in Russian].

7. Urazakov K.R. *Ekspluatatsiya naklonno napravlennykh nasosnykh skvazhin*. [Operation of Directional Pumping Wells]. Moscow, Nedra Publ., 1993. 169 p. [in Russian].

8. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Ismagilov S.F., Topol'nikov A.S., Davletshin F.F. *Dinamicheskaya model' shtangovoi nasosnoi ustanovki dlya skvazhin s napravlennym profilom stvola* [Dynamic Model of a Rod Pump Installation for Inclined Wells]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR — SOCAR Proceedings*, 2017, Vol. 4, No. 4, pp. 64–72. [in Russian].

9. Urazakov K.R., Zhulaev V.P., Bulyukova F.Z., Molchanova V.A. *Nasosnye ustanovki dlya malodebitnykh skvazhin. Ser. Biblioteka neftyanogo universiteta* [Pumping Units for Marginal Wells. Series oil University Library]. Ufa, 2014. 236 p. [in Russian].

10. Gnedenko B.V., Belyaev Yu.K., Solov'ev A.D. *Matematicheskie metody v teorii nadezhnosti. Osnovnye kharakteristiki nadezhnosti i ikh statisticheskii analiz*

[Mathematical Methods in the Theory of Reliability. Main Characteristics of Reliability and Their Statistical Analysis]. Moscow, Librokom Publ., 2013. 584 p. [in Russian].

11. Litvinenko R.S., Idiyatullin R.G., Aukhadееv A.E. Analiz ispol'zovaniya pokazatel'nogo raspredeleniya v teorii

nadezhnosti tekhnicheskikh sistem [Analysis of the Use of Exponential Distribution in the Theory of Reliability of Technical Systems.]. *Nadezhnost' i kachestvo slozhnykh system — Reliability & Quality of Complex Systems*, 2016, No. 2 (14), pp. 17–22. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

ABOUT THE AUTHOR

Тугунов Павел Михайлович, ассистент кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Pavel M. Tugunov, Assistant of Machinery and Equipment for Oil and Gas Industries Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: PavelTugunov@gmail.com