

М.Я. Хабибуллин (Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация),
А.Г. Гилаев (ООО «Башнефть-Добыча», г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация), **Л.З. Самигуллина, Р.И. Сулейманов, А.Ю. Давыдов, Э.Р. Васильева** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация)

АНАЛИЗ НАДЁЖНОСТИ УСТАНОВОК ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЯХ

Marat Ya. Khabibullin (Ufa State Petroleum Technological University, Branch, Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, Russian Federation),
Artem G. Gilaev (Bashneft-Dobycha LLC, Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, Russian Federation), **Lilia Z. Samigullina, Rustem I. Suleimanov, Alexander Yu. Davydov, Elmira R. Vasilieva** (Ufa State Petroleum Technological University, Branch, Oktyabrskiy, Republic of Bashkortostan, Russian Federation)

RELIABILITY ANALYSIS OF SUBMERSIBLE CENTRIFUGAL PUMPS IN OIL COMPANIES

Введение

При отказе любого из агрегатов погружной части необходимо проводить подземный ремонт – глушение скважины технологической жидкостью, извлечение из скважины погружной части, монтаж в ней дуговой погружной части, пуск установки, освоение скважины (удаление из нее технологической жидкости) и вывод установки погружного центробежного электронасоса (УЭЦН) на рабочий режим. Продолжительность подземного ремонта достигает нескольких суток, затраты на его проведение сопоставимы со стоимостью УЭЦН, а потери от простоя скважины в этот период значительно ее превосходят. Поэтому для потребителя наиболее важными являются показатели безотказности погружной части УЭЦН.

Background

In the event of failure of any of the submersible units, it is necessary to carry out underground repairs - killing the well with process fluid, removing the submersible from the well, installing the arc submersible part in it, starting the installation, developing the well (removing the process fluid from it) and removing the installation of the submersible centrifugal electric pump to the operating mode. The duration of underground repairs reaches several days, the costs for its implementation are comparable to the cost of the submersible centrifugal electric pump, and the losses from the downtime of the well during this period significantly exceed it. Therefore, for the consumer, the most important indicators are the reliability of the submersible centrifugal electric pump unit.

Цели и задачи

Статья посвящена анализу надёжности установок погружных центробежных насосов в ряде нефтяных компаний. В качестве наиболее важного показателя безотказности УЭЦН, существующего как единая сборочная единица только в период спуска в скважину до первого подъема (отказа), принята средняя наработка до отказа погружной части УЭЦН.

Методы

Средние наработки до конструкционно-технического отказа погружной части новой УЭЦН по результатам контрольной эксплуатации определяли следующим образом. Предполагали, что наработки до отказа погружных частей подчиняются закону распределения Вейбулла. Анализ проводили по 22 выборкам контрольной эксплуатации 9 наиболее распространенных УЭЦН в ОАО НК «Татнефть», ОАО НК «Башнефть», ОАО «Роснефть-Самаранефтегаз» и ОАО «Нижневартовскнефтегаз». Выборки состояли из 1–89 единиц УЭЦН с числом отказов 0–31. В 6 из них (2 в ОАО НК «Татнефть», 3 в ОАО НК «Башнефть», 1 в ОАО «Роснефть-Самаранефтегаз») имелась статистика, достаточная для проверки соответствия теоретического закона распределения статистическому с приемлемой достоверностью (число наблюдаемых УЭЦН – не менее 25 и число объектов с зачетными отказами – не менее 12).

Результаты

Средняя по четырем объединениям наработка до конструкционно-технологического отказа погружной части типичной УЭЦН составляет 64,5–81,9 % соответствующей средней наработки новых УЭЦН. Учитывая, что в совокупность типичных установок входит значительная доля отремонтированных, а также смешанных (укомплектованных новыми и отремонтированными агрегатами) установок, можно трактовать этот факт как свидетельство низкого качества ремонта агрегатов потребителем. С этим выводом полностью согласуются данные, полученные в ОАО НК «Татнефть» и «Башнефть». Не противоречат этому выводу и данные ОАО «Нижневартовскнефтегаз». Полученные высокие значения в ОАО «Роснефть-Самаранефтегаз», скорее всего, являются следствием недостаточно тщательного выявления причин подъемов УЭЦН при контрольной эксплуатации, в результате чего часть отказов по эксплуатационным причинам трактуется как отказы по конструкционно-технологическим причинам.

Aims and Objectives

The article is devoted to the analysis of the reliability of installations of submersible centrifugal pumps in a number of oil companies. The mean time to failure of the submersible part of the submersible centrifugal pumps is taken as the most important indicator of submersible centrifugal pumps reliability, which exists as a single assembly unit only during the run into the well before the first lift (failure).

Methods

The average operating time to structural and technical failure of the submersible part of the new submersible centrifugal pumps unit, based on the results of control operation, was determined as follows. It was assumed that the operating time to failure of the loaded parts obey the Weibull distribution law. The analysis was carried out on 22 samples of control operation of the 9 most common submersible centrifugal pumps units in oil companies: Tatneft, Bashneft, Rosneft-Samaraneftegaz and Nizhnevartovskneftegaz. The samples consisted of 1-89 submersible centrifugal pumps units with the number of failures 0-31. 6 of them (2 in ОАО НК Tatneft, 3 in ОАО НК Bashneft, 1 in ОАО Rosneft-Samaraneftegaz) had statistics sufficient to check the correspondence of the theoretical distribution law to the statistical one with acceptable reliability (the number of monitored submersible centrifugal pumps units is at least 25 and the number of objects with credited failures is at least 12).

Results

The average operating time for the four associations to structural and technological failure of the submersible part of a typical submersible centrifugal pumps unit is 64.5-81.9% of the corresponding average operating time for new submersible centrifugal pumps units. Considering that the aggregate of typical installations includes a significant proportion of repaired and mixed (equipped with new and repaired units) installations, this fact can be interpreted as evidence of the low quality of repair of units by the consumer. The data obtained in Oil companies: Tatneft and Bashneft fully agree with this conclusion. The data of Oil company Nizhnevartovskneftegaz do not contradict this conclusion either. The high values obtained in Oil company Rosneft-Samaraneftegaz are most likely the result of insufficiently thorough identification of the reasons for the rise of the submersible centrifugal pumps during control operation, as a result of which some of the failures for operational reasons are interpreted as failures for structural and technological reasons.

Ключевые слова: установка погружного центробежного электронасоса; погружной насос; агрегат; средняя наработка; наработка на отказ; распределение; критерий

Key words: a submersible centrifugal electric pump unit; submersible pump; unit; average operating time; MTBF; distribution; criterion

Современная установка погружного центробежного электронасоса (УЭЦН) для добычи нефти состоит из спускаемой в скважину погружной части, включающей центробежный насос, электродвигатель, гидрозащиту (компенсатор и протектор), кабельную линию, и наземной части, включающей станцию управления и трансформатор. При отказе любого из агрегатов погружной части необходимо проводить подземный ремонт – глушение скважины технологической жидкостью, извлечение из скважины погружной части, монтаж в ней дуговой погружной части, пуск установки, освоение скважины (удаление из нее технологической жидкости) и вывод УЭЦН на рабочий режим. Продолжительность подземного ремонта достигает нескольких суток, затраты на его проведение сопоставимы со стоимостью УЭЦН, а потери от простоя скважины в этот период значительно ее превосходят. Поэтому для потребителя наиболее важными являются показатели безотказности погружной части УЭЦН.

После подъема отказавшая погружная часть разукрупняется, и входящие в нее агрегаты поступают на ревизию, а затем – в ремонт или на списание. Погружную часть УЭЦН, идущую в последующую эксплуатацию, никогда не собирают из тех же агрегатов, из которых она состояла до подъема. Следовательно, уровень безотказности идущей в последующую эксплуатацию погружной части УЭЦН, определяемый надежностью случайно подобранных агрегатов, прошедших ремонт, не связан с уровнем безотказности погружной части УЭЦН предыдущей эксплуатации. При этом уровни безотказности агрегатов могут существенно различаться как из-за неодинакового качества ремонта, так и из-за того, что каждый из них в предыдущей

эксплуатации работал различное время и в различных условиях и, следовательно, поступил на ревизию в значительно различающихся состояниях.

С учетом изложенного, в качестве наиболее важного показателя безотказности УЭЦН, существующей как единая сборочная единица только в период спуска в скважину до первого подъема (отказа), целесообразно применять среднюю наработку до отказа погружной части УЭЦН. В практике разработчиков применяется эквивалент этому показателю – так называемый межремонтный период (МРП) УЭЦН. Этот показатель отличается от показателя МРП скважины, применяемого эксплуатационниками, тем, что при его подсчете не учитываются отказы и подъемы погружной части по эксплуатационным причинам.

Совокупность эксплуатирующихся УЭЦН можно разделить на две группы – с погружными частями, укомплектованными перед спуском в скважину новыми, еще не эксплуатировавшимися агрегатами, и с погруженными частями, определенную долю которых составляют уже эксплуатировавшиеся ранее агрегаты.

Значения средней наработки до отказа погружных частей каждой из этих групп различны.

Средняя наработка до отказа первой из них (в дальнейшем они будут именоваться «новые УЭЦН») характеризует заложенную при проектировании и изготовлении безотказность погружных частей и может быть определена по результатам их контрольной эксплуатации при учете только отказов, обусловленных конструкторско-технологическими причинами.

Средняя наработка до отказа второй группы в значительной мере характеризует качество ремонта комплектующих агрегатов потребителями. Однако в поступающей от потребителей информации, как правило, не содержится статистических данных отдельно по результатам эксплуатации УЭЦН второй группы, что вынуждает выносить суждение о влиянии качества ремонта на безотказность по величине средней наработки до отказа погружной части «типичной» УЭЦН, определяемой по результатам эксплуатации всей совокупности установок, при учете отказов, вызванных только конструкторско-технологическими причинами (здесь и далее под типичной понимается установка с неопределенной комплектацией погружной части). Влияние эксплуатационных факторов оценивают расчетом средней наработки до отказа погружной части типичной УЭЦН с учетом отказов по всем (в том числе и эксплуатационным) причинам.

При определении наработок до отказа по результатам контрольной эксплуатации встретились определенные методические трудности, связанные с тем, что практически каждая совокупность наработок погружных частей УЭЦН представляют собой многократно усеченную (центрированную) выборку, так как ее вариационный ряд состоит из произвольно смешанных наработок до отказа (зачетного) и до приостановки (под приостановкой понимается окончание наработки наблюдаемого объекта без реализации зачетного отказа). В этих расчетах в качестве наработки до приостановки учитывали наработку отдельной УЭЦН на момент прекращения (прерывания) наблюдения за ней; подъема работоспособной погружной части в связи с необходимостью проведения геолого-технических мероприятий.

Наработку отдельной УЭЦН до отказа по эксплуатационным причинам учитывали как наработку до отказа (в случае определения средней наработки УЭЦН до эксплуатационного отказа) и до приостановки (в случае определения наработки до конструкционно-технологического отказа).

Средние наработки до конструкционно-технологического отказа погружной части новой

УЭЦН по результатам контрольной эксплуатации определяли следующим образом.

Предполагали, что наработки до отказа погружных частей подчиняются закону распределения Вейбулла

$$F = e^{-at^b}, \quad (1)$$

где a, b - параметры масштаба и формы закона распределения;

t - наработка, ч.

По задаваемым значениям b из выражения, полученного методом максимума правдоподобия для многократно усеченной выборки, определяли значения

$$a = \frac{G}{\sum_{i=1}^G t_i^b + \sum_{j=1}^J t_j^b}, \quad (2)$$

где t_i и t_j - наработки i -го и j -го объектов наблюдения соответственно до зачетного отказа и до приостановки;

G и J - общее число объектов.

Для каждой пары значений b и a определяли значение критерия Пирсона χ_p^2 и строили зависимость $\chi_p^2 = f(b)$, по которой определяли минимальное значение $\chi_p^2_{min}$ и соответствующие ему величины a_m и b_m .

Значение $\chi_p^2_{min}$ сопоставляли с предельным табличным значением критерия Пирсона, определяемым при доверительной вероятности $\gamma = 0,9$.

Если оказывалось, что величина $\chi_p^2_{min}$ превышала предельное значение критерия, то рассматриваемый закон распределения отбрасывали, если же она была меньше, то принимали для дальнейших расчетов значения параметров a_m и b_m .

Среднюю наработку до конструкционно-технологического отказа погружной части новой УЭЦН определяли по выражению:

$$T_n = a_m^{-\frac{1}{b_m}} \Gamma\left(\frac{1}{b_m} + 1\right), \quad (3)$$

где $\Gamma\left(\frac{1}{b_m} + 1\right)$ - значение гамма-функции.

Анализ проводили по 22 выборкам контрольной эксплуатации 9 наиболее распространенных УЭЦН в ОАО НК «Татнефть», ОАО НК «Башнефть», ОАО «Роснефть-Самаранефтегаз» и ОАО «Нижневартовскнефтегаз».

Выборки состояли из 1–89 единиц УЭЦН с числом отказов 0–31. В 6 из них (2 в ОАО НК «Татнефть», 3 в ОАО НК «Башнефть», 1 в ОАО «Роснефть - Самаранефтегаз») имелась статистика, достаточная для проверки соответствия теоретического закона распределения статистическому с приемлемой достоверностью (число наблюдаемых УЭЦН – не менее 25 и число объектов с зачетными отказами – не менее 12).

Как показал проведенный для этих 6 выборок анализ, во всех случаях расчетное минимальное значение критерия Пирсона меньше его предельного значения, что свидетельствует об удовлетворительной аппроксимации распределений наработок до отказа законом распределения Вейбулла с достаточно узким диапазоном варьирования значений параметра формы ($b_m = 0,9-1,1$); во всех случаях значения b_m для распределения этих наработок составляли: 1,1 в ОАО НК «Башнефть»; 1 в ОАО НК «Татнефть»; 0,9 в ОАО «Роснефть-Самаранефтегаз»; что позволяет предположить, что значения b_m зависят от места проведения контрольной эксплуатации, и, следовательно, можно распространить полученные значения на всю совокупность выборок контрольной эксплуатации в каждой организации для дальнейших расчетов.

В связи с отсутствием достаточных по объему выборок контрольной эксплуатации в ОАО «Нижневартовскнефтегаз» для расчетов принято допущение о том, что распределение наработок до отказа во всех выборках контрольной эксплуатации на этом предприятии подчиняется закону распределения Вейбулла

со среднестатистическим значением $b_m = 1$, т.е. экспоненциальному закону распределения.

В результате расчетов для каждой из 22 выборок контрольной эксплуатации новых УЭЦН получены значения средних наработок T_{HKT} до конструкционно-технологического отказа, а затем их значения в каждой организации и в целом по четырем рассматриваемым организациям.

Если значение средней наработки до отказа погружной части УЭЦН в целом по четырем объединениям принять за единицу, то в ОАО НК «Татнефть» средняя наработка существенно больше (1,59–1,92), в ОАО НК «Башнефть» – практически такая же (0,89–1), в ОАО «Роснефть-Самаранефтегаз» – существенно меньше (0,55–0,67), что свидетельствует о влиянии на величину показателя безотказности места проведения контрольной эксплуатации.

Средняя наработка до зачетного отказа погружной части типичной УЭЦН (сут.)

$$T_T = K_3 \frac{N}{M} 365, \quad (4)$$

где N - среднее годовое число эксплуатирующихся УЭЦН;

M - суммарное годовое число зачетных отказов;

K_3 - коэффициент эксплуатации.

Подставляя в эту формулу число суммарных годовых отказов по конструкторско-технологическим причинам, получаем величину средней наработки T_{mkt} до конструкционно-технологического отказа погружной части типичной УЭЦН, а подставляя величину общего годового числа отказов (включая и отказы по эксплуатационным причинам), получаем среднюю наработку T_{md} до любого отказа, приводящего к подземному ремонту.

Приняв величины T_{HKT} в каждой из организаций и в целом по четырём организациям за 100 %, получим следующие значения T_{mkt} и T_{md} (% от T_{mkt}) (таблица 1).

Таблица 1. Средние наработки до любого отказа, приводящего к подземному ремонту скважин по объединениям

Средняя наработка на отказ	ОАО НК «Татнефть»	ОАО НК «Башнефть»	ОАО «Роснефть-Самаранефтегаз»	ОАО «Нижневартовск-нефтегаз»
$T_{ткт}$	66,2-69,5	68,3-77,2	108,5-112,7	9,3-130,5
$T_{тд}$	35,4-37,2	53,9-61,1	73-75,8	7,6-106,2

Как видно, средняя по четырем организациям наработка до конструктивно-технологического отказа погружной части типичной УЭЦН составляет 64,5–81,9 % соответствующей средней наработки новых УЭЦН.

Учитывая, что в совокупность типичных установок входит значительная доля отремонтированных, а также смешанных (укомплектованных новыми и отремонтированными агрегатами) установок, можно трактовать этот факт как свидетельство низкого качества ремонта агрегатов потребителем. С этим выводом полностью согласуются данные, полученные в ОАО НК «Татнефть» и ОАО НК «Башнефть». Не противоречат этому выводу и данные ОАО «Нижневартовскнефтегаз». Полученные высокие значения доли $T_{ткт}$ в ОАО «Роснефть - Самаранефтегаз», скорее всего, являются следствием недостаточно тщательного выявления причин подъемов УЭЦН при контрольной эксплуатации, в результате чего часть отказов по эксплуатационным причинам трактуется как отказы по конструкционно-технологическим причинам.

Выводы

В среднем по четырем объединениям доля $T_{тд}$ составляет 45,8–58,1% $T_{ткт}$, причем в ОАО НК «Татнефть» это отношение несколько ниже, а в ОАО «Роснефть-Самаранефтегаз» - несколько выше.

Из этого следует, что под воздействием плохого качества ремонта и эксплуатации погружных частей УЭЦН (большого числа отказов по эксплуатационным причинам) и неправильной практики формирования их новыми вперемежку с отремонтированными агрегатами (когда в установку внедряется заведомо слабое звено - отремонтированный агрегат) наработка до отказа погружных частей типичных УЭЦН снижается практически вдвое по сравнению с исходной наработкой до отказа новых (заводского изготовления) УЭЦН. Эти данные свидетельствуют о том, что за счёт устранения перечисленных недостатков во всех рассмотренных организациях имеются значительные резервы повышения реальной наработки до отказа погружных частей типичных УЭЦН.

Список литературы

1. Гилаев Г.Г., Хабибуллин М.Я., Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории самарской области // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 54-57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-54-57.
2. Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьёв А.Д. Математические методы в теории надёжности. М.: Наука, 1985. 524 с.

References

1. Gilaev G.G., Khabibullin M.Ya., Gilaev G.G. Perspektivy primeneniya kislotnogo gelya dlya zakachki proppanta v protsesse provedeniya gidrorazryva karbonatnykh plastov na territorii samarskoi oblasti [Prospects for the Use of Acid Gel for Proppant Fracturing of Carbonate Reservoirs in the Samara Region]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2020, No. 8, pp. 54-57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-54-57. [in Russian].

3. Габдрахимов М.С., Зарипова Л.М., Сулейманов Р.И., Габдрахимов Ф.С. Бурение сейсмических скважин вибрационным методом // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 1. С. 68-71. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-68-71.
4. Давыдов А.Ю., Габдрахимов М.С., Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Зарипова Л.М. Бурение скважин на аэрированной нефти с применением отечественных забойных телеметрических систем // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2017. № 6. С. 69-73.
5. Васильева Э.Р. Комплекс педагогических условий, формирующих поликультурные компетенции студентов технического вуза средствами дисциплины «Иностранный язык» // Педагогический журнал. 2017. Т. 7. № 2А. С. 356-366.
6. Хабибуллин М.Я. Установки бесштанговых скважинных насосов. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2014. 54 с.
7. Зарипов А.К., Габдрахимов М.С., Хабибуллина Р.Г., Сулейманов Р.И. Моделирование работы реверсивного вибратора // Нефтегазовое дело. 2014. Т. 12. № 4. С. 35-39.
8. Антониади Д.Г., Гилаев Г.Г., Джалалов К.Э. Проблемы разработки залежи высоковязкой нефти Северо-Комсомольского месторождения // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2003. № 4. С. 38-41.
9. Близиуков В.Ю., Гилаев А.Г., Исламов Р.Ф., Моллаев З.Х. Методы предупреждения и ликвидации пескопроявления в добывающих скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 9. С. 15-21.
10. Хабибуллин М.Я. Установки для добычи нефти с погружными двигателями. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. 105 с.
11. Давыдов А.Ю., Никифоров А.А., Габдрахимов М.С. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем // Территория «Нефтегаз». 2015. № 10. С. 76-79.
12. Васильева Э.Р. Иностранный язык как глобальный феномен и эффективное средство формирования поликультурной компетентности студентов технического вуза // Kant. 2018. № 1 (26). С. 31-36.
13. Gabdrakhmanova K.F., Izmaylova G.R., Samigullina L.Z. Probabilistic Statistical Model for Predicting the Effectiveness of Hydraulic Fracturing // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 952. P. 012045. DOI:10.1088/1757-899x/952/1/012045.
14. Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Сидоркин Д.И., Зайнагилина Л.З. Исследование напряженного состояния колонны насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 4. С. 94-99. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-4-94-99.
15. Габдрахимов М.С., Сулейманов Р.И., Зайнагилина Л.З. Стендовые испытания колебательной системы наддолготного измельчителя шлама
2. Gnedenko B.V., Belyaev Yu.K., Solovov A.D. *Matematicheskie metody v teorii nadezhnosti* [Mathematical Methods in the Theory of Reliability]. Moscow, Nauka Publ., 1985. 524 p. [in Russian].
3. Gabdrakhimov M.S., Zaripova L.M., Suleimanov R.I., Gabdrakhimov F.S. Burenie seismicheskikh skvazhin vibratsionnym metodom [Drilling of Seismic Wells by the Vibration Method]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii - Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2019, No. 1, pp. 68-71. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-1-68-71. [in Russian].
4. Davydov A.Yu., Gabdrakhimov M.S., Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I., Zaripova L.M. Burenie skvazhin na aerirovannoi nefiti s primeneniem otechestvennykh zaboiynykh telemetricheskikh sistem [Well-Drilling on the Aerated Oil Using Domestic Bottomhole Telemetric Systems]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa - Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2017, No. 6, pp. 69-73. [in Russian].
5. Vasileva E.R. Kompleks pedagogicheskikh uslovii, formiruyushchikh polikul'turnye kompetentsii studentov tekhnicheskogo vuza sredstvami distsipliny «Inostrannyi yazyk» [Complex of Pedagogical Conditions Forming a Multicultural Competence at Students of Higher Technical Education by Means of the Discipline of Foreign Language]. *Pedagogicheskii zhurnal - Pedagogical Journal*, 2017, Vol. 7, No. 2A, pp. 356-366. [in Russian].
6. Khabibullin M.Ya. *Ustanovki besshtangovykh skvazhinnykh nasosov* [Installations of Rodless Borehole Pumps]. Ufa, UGNTU Publ., 2014. 54 p. [in Russian].
7. Zaripov A.K., Gabdrakhimov M.S., Khabibullina R.G., Suleimanov R.I. Modelirovanie raboty reverzivnogo vibratora [Modeling Work Reverse Vibrator]. *Neftgazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2014, Vol. 12, No. 4, pp. 35-39. [in Russian].
8. Antoniadis D.G., Gilaev G.G., Dzhahalalov K.E. Problemy razrabotki zalezhi vysokov'yazkoi nefiti Severo-Komsomol'skogo mestorozhdeniya [Development Problems of the High-Viscosity Oil Reserve of the Severo-Komsomolskoye Field]. *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii - Interval. Advanced Oil and Gas Technologies*, 2003, No. 4, pp. 38-41. [in Russian].
9. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Islamov R.F., Mollaev Z.Kh. Metody preduprezhdeniya i likvidatsii peskoproyavleniya v dobyvayushchikh skvazhinakh [Methods of Prevention and Liquidation of Appearance Sand in Production Wells]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more - Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 9, pp. 15-21. [in Russian].
10. Khabibullin M.Ya. *Ustanovki dlya dobychi nefiti s pogruzhnyimi dvigatelyami* [Submersible Motor Oil Production Units]. Ufa, UGNTU Publ., 2018. 105 p. [in Russian].
11. Davydov A.Yu., Nikiforov A.A., Gabdrakhimov M.S. Podbor optimal'nykh rezhimov raboty vintovykh nasosnykh ustanovok s poverkhnostnym privodom s pomoshch'yu upravlyayushchikh ekspertnykh sistem [The Use of Expert Systems for

// Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2011. № 3. С. 13-16.

16. Gabdrakhmanova K. F., Izmailova G. R., Samigullina L. Z. Solution of the Problem of Annular Space Gas Utilization in Wells Operated by Walking-Beam Pumping Unit // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2020. Vol. 459. Chapter 3. P. 042080. DOI: 10.1088/1755-1315/459/4/042080.

17. Близиуков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г., Еганьянц Р.Т. Обоснование условий расчета и выбора прочностных характеристик эксплуатационных колонн сладковско-морозовской группы месторождений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 2. С. 31-38.

18. Гилаев А.Г. Исследование влияния выноса мелких частиц продуктивного пласта на изменение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов: дис. ... канд. техн. наук... М.: Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, 2012. 242 с.

19. Хабибуллин М.Я. Исследование влияния режимных параметров работы центробежного погружного насоса на его надежность // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2018. № 2. С. 57-59. DOI: 10.30713/1999-6934-2018-2-57-59.

20. Давыдов А.Ю., Яхина И.А., Зарипова Л.М. Строительство скважин с применением наддолотных модулей // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2020. № 2 (326). С. 16-19. DOI: 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-16-19.

21. Близиуков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г. Анализ нарушений эксплуатационных колонн при разработке пескопроявляющих продуктивных пластов с аномально высокими пластовыми давлениями // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 6. С. 50-54.

22. Васильева Э.Р. Поликультурная образовательная среда как интеграционное взаимодействие в формировании высококвалифицированного специалиста нефтегазовой отрасли // Проблемы современного педагогического образования. 2018. № 59-3. С. 173-176.

23. Gabdrakhmanova K.F., Izmailova G.R., Samigullina L.Z. Methods of Mathematical Statistics Application in Assessing the Density of Actual and Forecasting Distribution Density of Residual Oil Reserves // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 860. P. 012008. DOI: 10.1088/1757-899X/860/1/012008.

24. Близиуков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г., Еганьянц Р.Т., Моллаев З.Х. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн. Оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин сладковско-морозовской группы месторождений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 1. С. 17-22.

25. Хабибуллин М.Я. Совершенствование процесса солянокислотной обработки скважин применением новейших технологий и оборудова-

Management of Screw Pumps with Surface Drive Order to Select the Optimal Mode of Operation and Prevent]. *Territoriya «Neftegaz» - Oil and Gas Territory*, 2015, No. 10, pp. 76-79. [in Russian].

12. Vasileva E.R. Inostrannyi yazyk kak global'nyi fenomen i effektivnoe sredstvo formirovaniya polikul'turnoi kompetentnosti studentov tekhnicheskogo vuza [Foreign Language as a Global Phenomenon and Effective Means for Forming Multicultural Competence of Students of Technical Higher Education]. *Kant*, 2018, No. 1 (26), pp. 31-36. [in Russian].

13. Gabdrakhmanova K.F., Izmaylova G.R., Samigullina L.Z. Probabilistic Statistical Model for Predicting the Effectiveness of Hydraulic Fracturing. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2020, Vol. 952, pp. 012045. DOI:10.1088/1757-899X/952/1/012045.

14. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I., Sidorkin D.I., Zainagalina L.Z. Issledovanie napryazhennogo sostoyaniya kolonny nasosno-kompressornykh trub pri rabote impul'snykh ustroystv [Stress State Columns of Tubing String during Operation Pulsed Downhole Device]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz - Oil and Gas Studies*, 2018, No. 4, pp. 94-99. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-4-94-99. [in Russian].

15. Gabdrakhimov M.S., Suleimanov R.I., Zainagalina L.Z. Stendovye ispytaniya kolebatel'noi sistemy naddolotnogo izmel'chitelya shlama [Benchmarking of Vibratory System of Over-Bit Slime Grinder]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa - Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2011, No. 3, pp. 13-16. [in Russian].

16. Gabdrakhmanova K. F., Izmailova G. R., Samigullina L. Z. Solution of the Problem of Annular Space Gas Utilization in Wells Operated by Walking-Beam Pumping Unit. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2020, Vol. 459, Chapter 3, pp. 042080. DOI: 10.1088/1755-1315/459/4/042080.

17. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G., Egan'yants R.T. Obosnovanie uslovii rascheta i vybora prochnostnykh kharakteristik ekspluatatsionnykh kolonn sladkovsko-morozovskoi gruppy mestorozhdenii [Base Condition on Estimation Options of Strength Characteristics a Production Stingsins Sladkovskoy-Morozovskaya Group of Fields]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na suше i na more - Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 2, pp. 31-38. [in Russian].

18. Gilaev A.G. *Issledovanie vliyaniya vynosa melkikh chastits produktivnogo plasta na izmenenie nefteotdachi nizkopronitsaemykh kollektorov: dis. kand. tekhn. nauk* [Investigation of the Influence of the Removal of Small Particles of a Productive Formation on the Change in Oil Recovery of Low-Permeability Reservoirs: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Moscow, Institut mashinovedeniya im. A.A. Blagonravova RAN Publ., 2012. 242 p. [in Russian].

19. Khabibullin M.Ya. Issledovanie vliyaniya rezhimnykh parametrov raboty tsentrobezhnogo pogruzhnogo nasosa na ego nadezhnost' [Investigation of the Influence of the Mode Parameters of Work

ния // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 10. С. 128-134.

of the Centrifugal Submersible Pump on its Reliability]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa - Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2018, No. 2, pp. 57-59. DOI: 10.30713/1999-6934-2018-2-57-59. [in Russian].

20. Davydov A.Yu., Yakhina I.A., Zaripova L.M. Stroitel'stvo skvazhin s primeneniem naddolotnykh modulei [Construction of Wells Using a Near-Bit Module]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more - Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2020, No. 2 (326), pp. 16-19. DOI: 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-16-19. [in Russian].

21. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G. Analiz narushenii ekspluatatsionnykh kolonn pri razrabotke peskoproyavlyayushchikh produktivnykh plastov s anamal'no vysokimi plastovymi davleniyami [Analysis of Defect of Production Strings during Development in Sand in an Abnormal]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more - Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 6, pp. 50-54. [in Russian].

22. Vasileva E.R. Polikul'turnaya obrazovatel'naya sreda kak integratsionnoe vzaimodeistvie v formirovaniy vysokokvalifitsirovannogo spetsialista neftegazovoi otrasli [Multicultural Education Environment as Integration Interaction in the Formation of a Highly Qualified Specialist of the Oil and Gas Industry]. *Problemy sovremennogo pedagogicheskogo obrazovaniya - Problems of Modern Pedagogical Education*, 2018, No. 59-3, pp. 173-176. [in Russian].

23. Gabdrahmanova K.F., Izmailova G.R., Samigullina L.Z. Methods of Mathematical Statistics Application in Assessing the Density of Actual and Forecasting Distribution Density of Residual Oil Reserves. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2020, Vol. 860, pp. 012008. DOI: 10.1088/1757-899X/860/1/012008.

24. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G., Eganyants R.T., Mollaev Z.Kh. Peskoproyavlenie v dobyvayushchikh skvazhinakh i narushenie ob-sadnykh kolonn. Otsenka zakonmernostei raspredeleniya plastovykh, porovykh davlenii po razrezu skvazhin sladkovsko-morozovskoi gruppy mes-torozhdenii [Potential to Produce Sand in Production Wells and Destruction of Conductor. Estimate Pattern on Distribution of Formation and Pore Pressure in the Wells Sladkovsko-Morozovskaya Group of Fields]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more - Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 1, pp. 17-22. [in Russian].

25. Khabibullin M.Ya. Sovershenstvovanie protsessa solyanokislotoi obrabotki skvazhin primeneniem noveishikh tekhnologii i oborudovaniya [Improvement of Hydroxylic Acid Well Processing Applying the Latest Technologies and Equipment]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov - Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, Vol. 331, No. 10. pp. 128-134. [in Russian].

Авторы

• Хабибуллин Марат Яхиевич, канд. техн. наук
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Доцент кафедры «Нефтепромысловые машины
и оборудование»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский,
ул. Девонская, 54 а
e-mail: m-hab@mail.ru

• Гилаев Артем Ганиевич
ООО «Башнефть-Добыча»
Управление добычи нефти и газа
Начальник Туймазинского региона добычи нефти
и газа
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский,
ул. Кувыкина, 32
e-mail: GilaevAG@Bashneft.ru

• Самигуллина Лилия Закариевна, канд. филол.
наук
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Доцент кафедры «Гуманитарные
и социально-экономические науки»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский,
ул. Девонская, 54 а
e-mail: sliliyaz@mail.ru

• Сулейманов Рустэм Исакович, канд. техн. наук
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Заведующий кафедрой «Нефтепромысловые
машины и оборудование»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский,
ул. Девонская, 54 а
e-mail: rustamsul@rambler.ru

• Давыдов Александр Юрьевич, канд. техн. наук
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Доцент кафедры «Нефтепромысловые машины
и оборудование»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский,
ул. Девонская, 54 а
e-mail: alex-dy@yandex.ru

• Васильева Эльмира Раисовна
Филиал Уфимского государственного нефтяного
технического университета в г. Октябрьском
Старший преподаватель кафедры
«Гуманитарные и социально-экономические
науки»
Российская Федерация, 452607, Республика
Башкортостан, г. Октябрьский,
ул. Девонская, 54 а
e-mail: elmira-vasilyeva@mail.ru

The Authors

• Khabibullin Marat Ya., Candidate of Engineering
Sciences
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Assistant Professor of Oilfield Machines
and Equipment Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: m-hab@mail.ru

• Gilaev Artem G.
Bashneft-Dobycha LLC
Oil and Gas Production Department
Head of Tuimazinsky Region of Oil and Gas
Production
32, Kuvykina str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: GilaevAG@Bashneft.ru

• Samigullina Lilia Z., Candidate of Philological
Sciences
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Assistant Professor of Humanities
and Socio-Economic Sciences Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: sliliyaz@mail.ru

• Suleimanov Rustem I., Candidate of Engineering
Sciences
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Head of Oilfield Machines and Equipment
Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: rustamsul@rambler.ru

• Davydov Alexander Yu., Candidate
of Engineering Sciences
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Assistant Professor of Oilfield Machines
and Equipment Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: alex-dy@yandex.ru

• Vasilyeva Elmira R.
Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum
Technological University
Senior Lecturer of Humanities
and Socio-Economic Sciences Department
54 a, Devonskaya str., Oktyabrskiy, Republic
of Bashkortostan, 452607, Russian Federation
e-mail: elmira-vasilyeva@mail.ru