

Интернет-журнал «Наукоедение» ISSN 2223-5167 <http://naukovedenie.ru/>

Том 8, №2 (2016) <http://naukovedenie.ru/index.php?p=vol8-2>

URL статьи: <http://naukovedenie.ru/PDF/140TVN216.pdf>

DOI: 10.15862/140TVN216 (<http://dx.doi.org/10.15862/140TVN216>)

Статья опубликована 29.04.2016.

Ссылка для цитирования этой статьи:

Пяльченков Д.В. Исследование влияния параметров добывающих скважин на отказы штанговых насосных установок // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 8, №2 (2016)
<http://naukovedenie.ru/PDF/140TVN216.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ. DOI: 10.15862/140TVN216

УДК 681.5.015

Пяльченков Дмитрий Владимирович

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Россия, г. Тюмень¹

Доцент кафедры «Бизнес-информатика и математика»

Кандидат технических наук

E-mail: d_v_pial@tsoгу.ru

РИНЦ: http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=417528

Исследование влияния параметров добывающих скважин на отказы штанговых насосных установок

Аннотация. В работе исследованы причины, влияющие на отказы штанговых скважинных насосов, применяющихся для нефтедобычи в условиях Западной Сибири. Был проанализирован опыт подобных исследований для отечественной техники, в результате которого имеются рекомендации по эксплуатации насосов в зависимости от условий конкретных месторождений. Однако проведенные исследования показали, что есть возможность выработки универсальных эксплуатационных параметров для штанговых установок без привязки к условиям конкретного месторождения.

Выявлено, что на частоту отказов штанговых насосов оказывает два фактора – свойства добываемой жидкости и режим эксплуатации насоса. В результате проведенного анализа и исследований выявлено, что трубные насосы эффективнее применять при обводненности до 75%, а вставные при обводненности более 30%. Также сделан вывод о нецелесообразности эксплуатации штанговых насосов при вязкости добываемой жидкости менее 100 мм²/сек. Кроме этого определено, что глубина подвески насосов оказывает влияние на плотность распределения отказов. Плотность отказов возрастает с увеличением глубины спуска до 1100 м вставных насосов и до 650 м - трубных насосов. Дальнейшее углубление насосов под динамический уровень приводит к уменьшению плотности отказов.

Ключевые слова: вероятность безотказной работы; скважинное насосное оборудование; надежность насосных установок; штанговые насосные установки; закон распределения отказов; обводненность нефти; глубина подвески насоса; режим эксплуатации насоса

¹ 625000, г. Тюмень, ул. Вододарского 38, к. 443

Одним из важнейших факторов, оказывающих влияние на отказы *штанговых насосных установок (ШСН)*, являются свойства добываемой жидкости. Данные факторы требуют тщательного рассмотрения для оценки возможностей воздействия на них и противодействия их негативному влиянию на работу установок [1].

Установки ШСН в настоящее время используются для эксплуатации различных категорий скважин и занимают особое место в нефтедобывающей промышленности страны. Более 60% фонда скважин работает с установками ШСН, поэтому вопросы совершенствования техники и технологии добычи нефти с их помощью являются чрезвычайно важными. Особое внимание уделяется работе ШСН в осложненных условиях, а также увеличению производительности штанговых насосов [1, 2].

Известно, что механические примеси, содержащиеся в откачиваемой жидкости, приводят не только к абразивному износу насоса и оборудования, но и к сложным авариям.

При остановках насоса механические примеси осаждаются над насосом, попадают в зазор между плунжером и цилиндром, что вызывает заклинивание плунжера. Попытки запуска насоса после остановки путем разрабатывания плунжера в большинстве случаев приводят к задиру трущихся поверхностей, увеличению зазора пары «цилиндр-плунжер», возрастанию утечек, снижению коэффициента подачи или к аварии. В целях предотвращения указанных последствий предлагается новая конструкция с использованием наклонных полок - пескоприемников. Диаметр кольца каждой нижерасположенной полки несколько больше диаметра кольца вышерасположенной, что обеспечивает равномерное заполнение механическими примесями межполочных объемов при остановках насоса и уменьшает гидродинамическое сопротивление потоку жидкости при выходе ее из плунжера и поступлении в подъемные трубы. При последующем запуске насоса осевший в межполочных объемах песок полностью выносится из них под действием струи жидкости [2].

Данные о количестве и характере отказов насосов анализировались в зависимости от категории скважин. Основными видами отказов являются износ плунжерной пары, низкое качество изготовления, влияние эксплуатационных факторов.

Получены зависимость частоты отказов пары "плунжер-цилиндр" от времени ее работы и вероятность безотказной работы, а также факторы, от которых зависит наработка до первого отказа (обводненность продукции, наличие песка и элементов, вызывающих коррозию, скорость откачки, глубина подвески) [2, 3].

В ходе исследований получена зависимость технического ресурса ШСН НСН2-43 от района нефтедобычи: для малообводненных скважин (до 50%) ресурс определяется износом пары «плунжер-цилиндр», зависящим от вязкости, смолистости и т.п., при большом содержании воды - минерализацией пластовых вод.

В результате применения множественной корреляции между временем работы насоса и рядом факторов для невставных насосов получена и реализована зависимость технического ресурса ШСН от совместного влияния глубины подвески, обводненности, коррозионных свойств продукции и скорости откачки [4, 5].

При исследовании влияния обводненности добываемой жидкости на период безотказной работы ШСН выявлено, что при обводненности извлекаемой продукции до 45% наблюдается снижение надежности ШСН, при обводненности более 45% - повышение надежности их работы.

С увеличением обводненности продукции наблюдается тенденция уменьшения плотности отказов вставных насосов. Наибольшая плотность отказов приходится на обводненность до 30%. В скважинах, оборудованных насосами НСВ1-38, в интервале

обводненности 20-60% чаще отказывают насосы в многодебитных скважинах, оборудованных насосами НСВ1-43 - в скважинах с малым дебитом.

Увеличение обводненности продукции приводит к увеличению плотности отказов. Наибольшая плотность отказов приходится на интервал обводненности 75-100%. Влияние дебита скважины на плотность отказов трубных насосов незначительно [7].

При больших вязкостях добываемой жидкости надежность работы глубиннонасосных установок возрастает, что объясняется улучшением смазывающих свойств добываемой жидкости.

Существует тенденция уменьшения отказов ШСН с увеличением вязкости жидкости до 300 мм²/с. Наибольшая плотность отказов отмечена при вязкостях жидкости до 100 мм²/с. В интервале 70... 250 мм²/с чаще отказывают насосы НСВ1-38 [6].

С увеличением вязкости добываемой жидкости наблюдается тенденция уменьшения плотности отказов, как и в скважинах, оборудованных вставными насосами. При вязкостях добываемой жидкости до 100 мм²/с частые отказы насосов наблюдаются в малodeбитных скважинах, оборудованных насосами НСН2-68 и НСН2-56. В интервале 100... 200 мм²/с чаще отказывают насосы НСН2-56, эксплуатирующиеся в высокодебитных скважинах.

Вопросы выбора типоразмера установки ШСН с учетом влияния добываемого вместе с нефтью газа являются весьма важными. Газ, попадающий вместе с нефтью в насос, снижает его подачу. При этом изменяются нагрузки на штанги и станок-качалку. Американский нефтяной институт (АНИ) при разработке рекомендаций для подбора установок ШСН к скважинам учитывает изменение наполнения насоса в зависимости от величины газового фактора, но не дает рекомендаций по изменению погрузочных характеристик. Метод по подбору СШН (APIRPIL) основан на использовании электронной аналоговой математической модели, с помощью которой получено 1100 различных динамограмм, учитывающих все возможные факторы. При применении метода получены хорошие результаты для большинства скважин при условиях обычной геометрии станка-качалки, отсутствия свободного газа, пренебрежимо малых значений ускорения жидкости и трения.

Фирмой Shell разработана методика, базирующаяся на использовании математической модели, которая позволяет определить нагрузки и наполнение насоса с учетом влияния газа. Учитываются вязкость жидкости и продольные колебания в колонне штанг. При выборе оборудования штанговой установки рассчитывают глубинную и наземную динамограммы. Расчеты показывают хорошую сходимость с фактическими данными.

Лесин А.С., Шишов В.В. и другие авторы исследовали факторы, влияющие на долговечность пары "плунжер-цилиндр" ШСН. Результаты исследований показали, что на долговечность пары значительное влияние оказывает наличие в жидкости песка, воды, углекислого газа, сероводорода, а также вязкость откачиваемой жидкости [5, 8].

Экспериментами было доказано, что чаще отказывают насосы в высокодебитных скважинах, содержащих в добываемой жидкости от 2 до 4% сероводорода. При содержании более 4% сероводорода наблюдаются частые отказы насосов, эксплуатирующихся в малodeбитных скважинах. Кроме того, отмечается увеличение числа отказов ШСН с ростом содержания сероводорода до 3% в высокодебитных и до 4% в малodeбитных скважинах. Дальнейший рост количества сероводорода в добываемой жидкости приводит к уменьшению отказов.

Наибольшая плотность отказов вставных насосов наблюдается при содержании сероводорода в добываемой жидкости до 3%. Количество отказов ШСН уменьшается с увеличением содержания сероводорода до 7%.

Двойное влияние обводненности жидкости на отказы ШСН обусловлено подобным влиянием на них сероводорода, так как эти параметры при совместном воздействии определяют интенсивность коррозионного износа нефтепромыслового оборудования.

Таким образом, результаты проведенного исследования позволяют сделать следующие выводы:

- для повышения эксплуатационной надежности установок ШСН необходимо правильно выбрать тип насоса (с учетом характеристик добываемой жидкости);
- вставные насосы чаще отказывают при обводненности добываемой жидкости до 30%, трубные насосы - при обводненности более 75%, что объясняется влиянием газа и глубины подвески на плотность отказов ШСН;
- наибольшее число отказов ШСН наблюдается в скважинах с вязкостью добываемой жидкости менее 100 мм²/с.

Вторым важным фактором, оказывающим сильное влияние на работу ШСН, является режим работы установок.

Процесс насосной нефтедобычи характеризуется режимом эксплуатации скважин и рациональной частотой подземных ремонтов. Эти элементы взаимосвязаны, и поэтому их раздельное рассмотрение носит в значительной мере условный характер. При насосных способах добычи нефти постоянство режима эксплуатации труднее поддерживать в течение длительного периода вследствие снижения подачи скважинных насосов.

В последние годы возрастает фонд скважин, оборудованных ШСН. Наибольшее распространение на месторождениях Западной Сибири получили штанговые насосы с диаметром плунжера 43 и 56 мм. Приводом насосов служат станки-качалки типов 6СК6, 6СК8, ИР-12Т. Максимальный дебит скважин, оборудованных ШСН, не превышает 70 м³/сут. [5, 9].

В последних трех группах для согласования системы "пласт-скважина-насос" необходимо увеличить длину хода плунжера и число его качаний, ликвидировать утечки жидкости в НКТ и оборудовании, увеличить глубину спуска насоса в скважину.

Анализ насосного фонда скважины выявил, что около 60% насосного оборудования эксплуатируется в режимах, согласованных с добывными возможностями скважин; 25% насосных установок работает с низкими коэффициентами подачи и высокими динамическими уровнями, что свидетельствует об абразивно-коррозионном износе плунжерных или клапанных пар.

Наличие в добываемой жидкости механических примесей, ее высокая коррозионная активность, искривленность ствола скважин снижают МРП штанговых насосов. Приведены корреляционные модели формирования отказов скважин, оборудованных ШСН. В качестве критерия надежности принят показатель изменения коэффициента подачи насоса за отработанные сутки. Выбор критерия надежности данного комплекса объясняется абразивно-коррозионным износом его узлов. При анализе отказов колонны насосных штанг за критерий надежности авторы предлагают принимать число циклов насоса в единицу времени. Получены модели для различных месторождений в зависимости от следующих параметров: обводненность; дебит скважины по жидкости; относительное удлинение ствола скважины; вынос мехпримесей; произведение длины хода штанги на число качаний.

Влияние глубины подвески насосов на эксплуатационную надежность ШСН исследовалось в работах. Выявлено, что глубина спуска насосов оказывает влияние на

надежность ШСН и наблюдается тенденция увеличения периода безотказной работы насоса с увеличением глубины спуска более 1100 м [9].

Наибольшая плотность отказов отмечается для НСВ1-38 в интервале 1075-1200 м, для НСВ1-43 в интервале 1050 - 1150 м. Наблюдаются частые отказы НСВ1-38 в указанном интервале в высокодебитных скважинах и НСВ1-43 - в малодебитных. Полученные зависимости показывают, что с ростом глубины подвески до 1075 м для насоса НСВ1-43 и до 1150 м для насоса НСВ1-38 наблюдается увеличение плотности отказов. Дальнейшее увеличение глубины подвески приводит к уменьшению плотности отказов. Очевидно, что полученные результаты тесно связаны с динамическим уровнем жидкости и коэффициентом продуктивности скважин.

Наибольшая плотность отказов НСН2-68 наблюдается при глубинах подвески от 600 до 750 м, а для НСН2-56 - до 900 м. Установлено, что НСН2-68, эксплуатирующиеся в малодебитных скважинах, чаще отказывают при глубинах подвески до 750 м. При глубинах подвески более 750 м число отказов уменьшается [2, 5, 9].

Добыча нефти всегда сопровождается добычей попутного газа, находящегося у приема насоса в растворенном или в свободном состоянии. Свободный газ, попадая вместе с нефтью в цилиндр насоса, занимает часть его полезного объема и оказывает отрицательное влияние на работу всей насосной установки, снижая ее подачу и надежность. Под действием газа отмечаются срывы подачи насосов. При этом могут возникать ударные нагрузки, что приводит к выходу установки из строя. Длительность срыва зависит от условий эксплуатации и режима откачки.

В скважинах с недостаточным притоком жидкости из пласта насос работает с неполным заполнением цилиндра. Изменение скорости движения плунжера оказывает влияние на значение коэффициента подачи насоса, откачивающего маловязкую жидкость и работающего с полным заполнением цилиндра. В обводненных скважинах, в которых насосы работают с полным заполнением цилиндра жидкостью, при увеличении скорости движения плунжера возрастает не только теоретическая подача насосов, но и коэффициент их подачи. При одинаковых средних скоростях движения плунжера коэффициент подачи насоса возрастает быстрее при увеличении длины хода, чем при увеличении числа качаний.

Чем больше доля утечки в нагнетательной части насоса от его теоретической подачи, тем больший эффект достигается от повышения скорости движения плунжера. Практическая целесообразность форсирования режимов откачки различных обводненных скважин может быть установлена только при наличии данных о влиянии форсирования на срок службы насосов, частоту подземных ремонтов и обводненность продукции скважин.

Поскольку в ШСН быстрее всего из строя выходит пара «плунжер-цилиндр», работы по увеличению долговечности насосов направлены в основном на борьбу с износом плунжерной пары. При применении метода "безызносности", основанного на принципе создания молекулярного слоя из антифрикционных материалов на трущихся поверхностях, были получены следующие результаты: использование насосов с масляной камерой и бронзовыми кольцами на плунжере приводят к увеличению коэффициента подачи в среднем соответственно на 30 и 16%, продолжительность работы насоса увеличивается в среднем в 1,5 раза при прочих равных условиях.

Наибольшая плотность отказов НСН2-68 наблюдается при коэффициентах подачи более 70%. Отмечена тенденция роста плотности отказов с увеличением коэффициента подачи насосов. Наибольшая плотность отказов насоса НСН2-56 при коэффициентах подачи 40...60%.

Для анализа режимов откачки необходимо определить три величины, характеризующие условия работы шатунно-кривошипной насосной установки, подачу установки, усилия в точке подвеса штанг и крутящий момент на кривошипном валу станка-качалки. Эти величины взаимосвязаны и являются функциями режима откачки, глубины спуска насоса и других параметров. Наиболее точной для расчета производительности насосной установки и действующих в ней усилий являются формулы А.С. Вирновского. Однако присущие им недостатки ограничивают применение формул. В частности, они не учитывают, что вследствие несовершенства кинематики станка-качалки в колонне штанг возникают вынужденные колебания двойной частоты по отношению к числу качаний, и совпадение частоты собственных колебаний колонны с двойной частотой вызывает резкое возрастание динамических усилий в штангах [5, 10].

Исследователями рассмотрены вопросы установления корреляционной связи между числом качаний и подачей глубиннонасосной эксплуатации. Результаты показывают, что на подачу скважинного насоса оказывает существенное влияние длина хода плунжера и число качаний. Кроме того, длина хода значительно влияет на надежность ШСН, причем наблюдается повышение надежности установок с увеличением длины хода, за исключением скважин, оборудованных НСВ1-38 и НСН2-43.

Высокие темпы внедрения штанговых насосов в 70-80-е годы привели к некоторому отставанию в вопросах технологии, связанных с оптимизацией условий их работы. Одной из особенностей эксплуатации скважин с газированной продукцией является влияние газа на работу штангового насоса. В связи с этим представляют практический интерес изучение степени влияния газа на параметры насосов и разработка мероприятий по уменьшению его отрицательного действия. Существуют два метода борьбы с вредным влиянием газа на работу насоса: заглубление насоса под динамический уровень и установка газосепарирующих устройств на приеме насоса.

На промыслах Западной Сибири получил широкое распространение метод борьбы с вредным влиянием газа, основанный на спуске насоса в зону относительно больших давлений. При этом используются различные глубины погружения насоса под динамический уровень. В результате исследования выявлено, что увеличение погружения насоса под динамический уровень с целью повышения его коэффициента подачи в скважинах, откачивающих жидкость с газом, эффективно только до определенной глубины. Рекомендуемый интервал рабочих давлений на приеме насоса в пределах 1-2 МПа можно считать оптимальным и вполне достаточным для проектирования режима работы насосной установки. В первом приближении оптимальным принимается давление погружения 1,5 МПа, что позволяет после уточнения режима работы скважин обеспечить необходимый отбор жидкости, не прибегая к подземному ремонту, а путем изменения параметров откачки - длины хода и числа качаний.

Плотность распределения отказов скважинных насосов зависит от длины хода полированного штока.

Наибольшая плотность отказов наблюдается при длине хода от 0,9 до 2,7 м. Отмечается рост отказов НСВ1-38 с увеличением длины хода до 1,8, а для НСВ1-43 - до 2,1 м. Дальнейшее увеличение длины хода приводит к уменьшению плотности отказов. Кроме того, НСВ1-38, эксплуатирующиеся в малобежитных скважинах, при длине хода до 1,5 м отказывают чаще, чем при длине хода более 1,5 м. Аналогичное явление характерно и для НСВ1-43.

Длина хода полированного штока также оказывает большое влияние на плотность отказов трубных насосов. Наибольшая плотность отказов трубных насосов наблюдается при длинах хода более 2 м. НСН2-68, эксплуатирующиеся в малобежитных скважинах, при длине

хода до 2,8 м чаще отказывают, а при длине хода более 2,8 м наблюдается тенденция к уменьшению плотности отказов. НСН2-56, эксплуатирующиеся в маломощных скважинах, также чаще отказывают при длинах хода до 2 м. При длине хода 2-3 м чаще отказывают насосы в высокодебитных скважинах [2].

Число качаний имеет предел, обусловленный специфическими качествами насосной установки. По мере увеличения числа качаний при неизменном диаметре насоса и длине хода минимальная нагрузка на насос уменьшается и контур динамограммы приближается к нулевой линии. Когда динамограмма при увеличении числа качаний достигает нулевой линии, определяется предельное число качаний для данного насоса и длины хода. При незначительном увеличении числа качаний возникают ударные нагрузки, и нормальная работа насосной установки нарушается. Следовательно, предельным для любой ШСН является такое число качаний, при котором в цикле насоса отмечена хотя бы одна точка с нулевой нагрузкой на полированный шток.

Наибольшая плотность отказов насосов, эксплуатирующихся в высокодебитных скважинах, наблюдается при 5...7 качаниях, в маломощных - 5.5...8. Если число качаний более 6, с его увеличением плотность отказов уменьшается при любых дебитах скважины. В маломощных скважинах при числе качаний 6...9 частота отказов возрастает.

Наибольшая плотность отказов НСН2-68 от числа качаний приходится на интервал 6,0...8,5 качаний в 1 мин, причем частые отказы характерны для маломощных скважин. Наибольшая плотность отказов НСН2-56 в маломощных скважинах наблюдается при числе качаний 6...8,5 в 1 мин, в высокодебитных - 7...8 качаний в 1 мин. Отмечается увеличение плотности отказов трубных насосов с увеличением числа качаний до 7-7,5 в 1 мин. Дальнейшее увеличение числа качаний приводит к уменьшению плотности отказов.

Следует отметить, что влияние длины хода и числа качаний на плотность отказов ШСН является более существенным по сравнению с другими параметрами.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- глубина подвески насосов оказывает влияние на плотность распределения отказов ШСН. Плотность отказов возрастает с увеличением глубины спуска до 1100 м вставных насосов и до 650 м - трубных насосов. Дальнейшее углубление насосов под динамический уровень приводит к уменьшению плотности отказов;
- более эффективна эксплуатация скважины при значениях длины хода более 2,5 м и числа качаний не более 8 в минуту. Влияние этих факторов на плотность распределения отказов ШСН является определяющим;
- для повышения надежности работы ШСН необходимо правильно выбрать тип насоса и режим его работы с учетом добывных возможностей скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рациональная разработка нефтяных месторождений [Текст] / Лысенко В.Д., Грайфер В.И. М.: Недра - Бизнесцентр. 2005. 607 с.
2. Методы обеспечения надежности эксплуатации скважинного оборудования [Текст] / Р.Я. Кучумов, В.А. Пяльченков, Д.В. Пяльченков; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. - 148 с.
3. Организация ремонтных работ на скважинах в осложненных условиях разработки нефтяных месторождений [Текст] / Р.Я. Кучумов, В.А. Пяльченков, Р.Р. Кучумов; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. - 154 с.
4. Пяльченков Д.В. Моделирование показателей надежности нефтяных насосных установок с применением резервирования // Интернет-журнал «Наукоедение». 2013 №5 (18) [Электронный ресурс].-М. 2013. – Режим доступа: <http://naukovedenie.ru/PDF/59tvn513.pdf>, свободный – Загл. с экрана.
5. Математические методы в теории надежности. [Текст] / Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьев А.Д. – М.: Наука, 1965. 356 с.
6. Пяльченков В.А. Исследование распределения нагрузки между подшипниками опоры шарошечного долота с использованием фотоупругой модели // Известия вузов. Нефть и газ. – 2014. - № 1. – С. 57-61.
7. Пяльченков В.А. Методы исследования нагруженности вооружения и подшипников опоры шарошечных долот // Известия вузов. Нефть и газ. – 2015, № 1, - С. 88-95.
8. Основы теории надежности нефтепромыслового оборудования. [Текст] / Бабаев С.Г. - М.: Недра, 1987. 452 с.
9. Методика управления надежностью нефтепромыслового оборудования по данным эксплуатации скважин. [Текст] / Кучумов Р.Я., Булгаков Р.Р. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. 184 с.
10. Пяльченков Д.В., Пяльченков В.А., Кучумов Р.Я. Упрощенный алгоритм задачи численного моделирования показателей надежности скважинного оборудования по схеме "гибели и размножения" // Известия вузов. Нефть и газ. - 2005, №3, - С. 50-55.

Pyalchenkov Dmitry Vladimirovich

Tyumen State Oil and Gas University, Russian Federation, Tyumen
E-mail: d_v_pial@tsogu.ru

Investigation of the effect of producing wells parameters on waivers rod pumping units

Abstract. The paper investigated factors influencing the failure of downhole sucker rod pumps used for oil production in Western Siberia. experience of similar studies have been analyzed for domestic equipment, as a result of which there are recommendations for the operation of pumps depending on the conditions of specific fields. However, studies have shown that there is a possibility of developing a universal operational parameters for rod systems without being tied to a specific field conditions.

It was revealed that the frequency of failures rod pumps has two factors - properties of the produced fluid and pump operation mode. As a result of research and studies revealed that the tube pumps effectively applied with a water content up to 75%, and the plug with a water content greater than 30%. It concluded that inappropriate operating rod pumps are also made when the viscosity of the produced fluid is less than 100 mm²/s. In addition, it is determined that the depth of suspension pumps influences the failure density function. failure density increases with depth up to 1100 m descent plug pumps and up to 650 m - tube pumps. Further deepening of the pumps at the dynamic level leads to a decrease in the density of failures.

Keywords: the probability of failure-free operation; the downhole pumping equipment; the reliability of pumping units; sucker rod pumping units; the distribution law of failures; water cut oil pump suspension depth; pump operation mode

REFERENCES

1. Ratsional'naya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy [Tekst] / Lysenko V.D., Grayfer V.I. M.: Nedra - Biznestsentr. 2005. 607 s.
2. Metody obespecheniya nadezhnosti ekspluatatsii skvazhinnogo oborudovaniya [Tekst] / R.Ya. Kuchumov, V.A. Pyal'chenkov, D.V. Pyal'chenkov; TyumGNGU. - Tyumen': TyumGNGU, 2005. - 148 s.
3. Organizatsiya remontnykh rabot na skvazhinakh v oslozhnennykh usloviyakh razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy [Tekst] / R.Ya. Kuchumov, V.A. Pyal'chenkov, R.R. Kuchumov; TyumGNGU. - Tyumen': TyumGNGU, 2004. - 154 s.
4. Pyal'chenkov D.V. Modelirovanie pokazateley nadezhnosti neftyanykh nasosnykh ustanovok s primeneniem rezervirovaniya // Internet-zhurnal «Naukovedenie». 2013 №5 (18) [Elektronnyy resurs].-M. 2013. – Rezhim dostupa: <http://naukovedenie.ru/PDF/59tvn513.pdf>, svobodnyy – Zagl. s ekrana.
5. Matematicheskie metody v teorii nadezhnosti. [Tekst] / Gnedenko B.V., Belyaev Yu.K., Solov'ev A.D. – M.: Nauka, 1965. 356 s.
6. Pyal'chenkov V.A. Issledovanie raspredeleniya nagruzki mezhdru podshipnikami opory sharoshechnogo dolota s ispol'zovaniem fotouprugoy modeli // Izvestiya vuzov. Neft' i gaz. – 2014. - № 1. – S. 57-61.
7. Pyal'chenkov V.A. Metody issledovaniya nagruzhennosti vooruzheniya i podshipnikov opory sharoshechnykh dolot // Izvestiya vuzov. Neft' i gaz. – 2015, № 1, - S. 88-95.
8. Osnovy teorii nadezhnosti neftepromyslovogo oborudovaniya. [Tekst] / Babaev S.G. - M.: Nedra, 1987. 452 s.
9. Metodika upravleniya nadezhnost'yu neftepromyslovogo oborudovaniya po dannym ekspluatatsii skvazhin. [Tekst] / Kuchumov R.Ya., Bulgakov R.R. – M.: VNIIOENG, 1992. 184 s.
10. Pyal'chenkov D.V., Pyal'chenkov V.A., Kuchumov R.Ya. Uproshchennyy algoritm zadachi chislennogo modelirovaniya pokazateley nadezhnosti skvazhinnogo oborudovaniya po skheme "gibeli i razmnozheniya" // Izvestiya vuzov. Neft' i gaz. - 2005, №3, - S. 50-55.