

ИНФОРМАТИКА, ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА И УПРАВЛЕНИЕ

УДК 519.711.2

DOI: 10.22213/2410-9304-2026-2-16-24

Системные проблемы и интегрированные пути повышения эффективности добычи нефти в условиях осложненного фонда скважин

Г. А. Благодатский, доктор технических наук, доцент, ИжГТУ имени М. Т. Калашникова, Ижевск, Россия
Е. В. Бухарин, аспирант, ИжГТУ имени М. Т. Калашникова; ПАО «Ижнефтемаш», Ижевск, Россия
М. М. Горохов, доктор физико-математических наук, профессор, ИжГТУ имени М. Т. Калашникова;
НИИ ФСИН России, Москва, Россия

В статье представлен всесторонний анализ современных подходов к повышению эффективности работы системы «пласт – скважина – насосное оборудование» в условиях увеличения доли трудноизвлекаемых запасов. Показано, что традиционные методы локальной оптимизации уступают место системной парадигме, основанной на принципе иерархического планирования качества. В статье представлены основные направления развития отрасли: от целенаправленных инженерных решений для борьбы с механическими примесями, высоковязкой нефтью и сложной геометрией скважин до цифрового преобразования и создания прогнозных моделей. Особое внимание уделяется анализу взаимосвязи между фундаментальными методологическими принципами и их практической реализацией в виде нового оборудования и программного обеспечения. Глубинные штанговые насосы и станки-качалки относятся к группе оборудования, являющегося подсистемами единой системы добычи нефти. Система состоит из следующих частей: привод штангового насоса – качалка, глубинный штанговый насос, колонна штанг, колонна насосно-компрессорных труб, устьевое оборудование. Станок-качалка включает в себя: раму, стойку, балансир с головкой, редуктор с кривошипно-шатунным механизмом, электродвигатель и систему управления. На основе обобщения научно-технических источников и патентной документации сформулированы системные противоречия и предложена логика перехода к «проактивному системно-цифровому проектированию». Ключевым выводом является необходимость синергетического подхода, при котором качество системы «пласт – скважина – насосное оборудование» определяется не суммой характеристик ее элементов, а их согласованностью, основанной на едином иерархическом принципе. Это подтверждается практикой ведущих предприятий отрасли, например, ПАО «Ижнефтемаш». Дальнейшее развитие отрасли будет определяться способностью преодолеть институциональные барьеры (обновление нормативной базы, унификация языка) и обеспечить интеграцию передовых инженерных и цифровых решений в единую систему управления жизненным циклом добывающего актива.

Ключевые слова: система «пласт – скважина – насос», механизированная добыча, осложненные условия эксплуатации, принцип иерархии, цифровизация, глубинные штанговые насосы.

Введение

В эпоху глобального перехода к разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов нефтегазовая отрасль столкнулась с фундаментальным вызовом. Эксплуатация скважин с высоковязкой нефтью, механическими примесями, сложной инклинометрией и боковыми стволами требует пересмотра устоявшихся подходов.

Традиционная практика, ориентированная на локальную оптимизацию работы отдельных узлов оборудования, исчерпала свой потенциал. На первый план выходит необходимость целостного, системного управления всей технологической цепочкой «пласт – скважина – насосная установка – системы сбора», где конечная эффективность определяется синергией всех элементов (рис. 1).

На сегодняшний день наблюдается значительный разрыв между уровнем развития передовых технических и цифровых решений и методологической базой, регламентирующей их применение.

Бессистемный выбор критериев качества, преобладание реактивных стратегий управления над упреждающими, использование устаревших методик расчета и терминологическая разобщенность приводят к низкой энергоэффективности, высокой аварийности и неполной реализации инновационного потенциала.

Цель данного исследования – комплексный анализ современных подходов, формирующих новую парадигму повышения эффективности добычи нефти. В основе этой парадигмы лежит интеграция системного планирования, адресных

технических решений для осложненных условий добычи в условиях цифровой трансформации.



Рис. 1. Схема системы добычи нефти

Fig. 1. Oil production system scheme

Методологический фундамент: системный подход и иерархия качества

Фундаментальную теоретическую основу для переосмысления подходов к эффективности закладывают работы В. Н. Протасова и соавторов [1–4]. Авторы обосновывают критическую важность применения принципа иерархии для планирования качества сложных технических систем в нефтегазовом комплексе. Суть принципа заключается в том, что критерии качества элементов системы (насос, штанги, фильтр, трубы) не могут определяться изолированно. Они должны быть производными от критериев качества системы более высокого уровня (добывающий комплекс конкретной скважины) с учетом их соподчиненности.

В работах [1, 4] констатируется, что действующая нормативная документация нефтегазовых компаний и сервисных предприятий, как правило, игнорирует этот принцип. Требования формулируются к отдельным элементам (например, к стали труб или типу резьбы) при отсутствии четко определенных критериев качества для всей системы в целом. Такой бессистемный подход, как отмечается в [3], является первопричиной низкой энергоэффективности, частых отказов, длительных простоев и значительных затрат на ремонт, а также создает существенные барьеры для эффективного импортозамещения. Планирование качества, согласно данному подходу, должно представлять собой процесс выбора критериев, обеспечивающих выполнение системой своих функций с заданной надежностью и безопасностью при допустимых затратах на всех этапах жизненного цикла. Схема применения данного принципа, детально раскрытая в монографии [2] на примере нефтепромысловых трубопроводов, демонстрирует, что соблюдение иерархии позволяет раз-

работать современную нормативную документацию, обеспечивающую способность технических систем эффективно выполнять свои функции в заданных условиях эксплуатации.

Анализ и инженерные решения ключевых эксплуатационных проблем

Методологический принцип иерархии находит свое прямое отражение в прикладных исследованиях, направленных на решение конкретных проблем эксплуатации.

Защита от механических примесей и абразивного износа. Механические примеси (продукты разрушения пласта, пропант после гидро разрыва пласта (далее ГРП)) являются одной из главных причин преждевременного выхода из строя насосного оборудования. В работе [5] проведен комплексный анализ фильтрующих элементов, используемых для защиты скважинных насосов. Авторы подчеркивают, что выбор типа фильтра (щелевые, сетчатые, из проволоочно-проницаемых материалов) и его геометрических параметров (площадь, длина, размер ячеек) должен определяться не универсальными таблицами, а гранулометрическим составом примесей и свойствами пластовой жидкости для конкретной скважины. Особое внимание уделяется проблеме колюматации фильтров при добыче высоковязкой нефти. Моделирование сил сцепления показывает, что для регенерации фильтров в таких условиях требуется обратный ток жидкости, обеспечивающий восстановление пропускной способности до 90–95 %.

Для наиболее критического периода – освоения скважины после ГРП – в исследовании [6] предлагается альтернативный метод защиты установок электроприводных лопастных насосов (УЭЛН). Авторами разработана методика расчета параметров периодического режима работы насоса (циклы «работа/остановка»). Анализ данных по отказам и эксперименты на модельных средах позволили определить условия начала выноса взвешенных частиц и рассчитать время остановки, необходимое для оседания механических примесей, чтобы их концентрация на приеме насоса не превышала критических значений (200 мг/л). Применение данного режима позволяет исключить абразивный износ в первые 50 дней освоения, существенно увеличивая наработку оборудования на отказ.

Диагностика причин отказов. Эффективная борьба с осложняющими факторами невозможна без точной диагностики. Статья [7] систематизирует характерные причины отказов УЭЛН, такие как абразивный износ, солеотложения, коррозия и усталостные разрушения в искрив-

ленных скважинах. Авторы подчеркивают сложность определения истинного виновника аварии, так как один и тот же внешний вид разрушения (например, излом вала) может быть следствием как коррозионного растрескивания, так и механической перегрузки из-за трения в искривленном стволе. Приведенные в работе фотоматериалы и примеры расследований служат практическим руководством для повышения качества диагностики.

Эксплуатация скважин со сложной геометрией и малым диаметром. Особую категорию осложненного фонда представляют скважины малого диаметра и боковые стволы (БС). Проблема усугубляется сложной инклинометрией, которая делает невозможной эффективную работу стандартного штангового оборудования из-за интенсивного износа труб и штанг. Как показано в работах [8, 9], решение было найдено в применении насосных установок с канатными штангами.

Разработанная конструкция канатной штанги [16] представляет собой канат закрытого типа с наружным слоем из Z-образных проволок и внутренними X- и O-образными проволоками, что обеспечивает максимальное заполнение сечения. Такая конструкция, в отличие от традиционных канатов, обладает жесткостью, составляющей 85–92 % от жесткости колонны прутковых штанг диаметром 22 мм, при меньшем диаметре (20 мм) и высоком разрывном усилии (до 36,2 т). Заделки головок обеспечивают равномерную нагрузку всех проволок, а наружное полимерное покрытие защищает от коррозии. Опытные-промышленные испытания на месторождениях Пермского края подтвердили эффективность данной технологии для рентабельной эксплуатации малодобитных скважин с БС, позволяя вовлекать в разработку запасы, нерентабельные при использовании традиционных методов.

Совершенствование методов испытаний. Внедрение новых конструкций требует и новых методов оценки их эффективности. Исследование [10] подвергает критике устаревшие аналитические методики расчета утечек в штанговых насосах, разработанные еще в середине XX века. Авторы разработали и применили стенд для сравнительных испытаний пар «плунжер – цилиндр» с различными материалами и видами упрочнения поверхности. Результаты испытаний показали, что фактические объемы утечек могут в разы отличаться от расчетных, что делает невозможным корректный подбор оборудования на основе старых формул. Сделан вывод о необходимости определения областей эффек-

тивного применения насосов различных конструкций исключительно на основе эмпирических данных, получаемых в ходе стендовых испытаний, имитирующих реальные условия эксплуатации.

Цифровизация как драйвер системного управления

Цифровые технологии выступают ключевым инструментом, позволяющим реализовать принципы системного подхода на практике.

От «цифровой тени» к предиктивным моделям. В работах [12, 13] рассматривается опыт внедрения цифровых решений для УЭЛН, таких как программы подбора и анализа «Автотехнолог» и виртуальный расходомер «Бинус» [23]. Эти системы позволяют в режиме онлайн определять ключевые рабочие параметры (дебит, забойное давление, энергопотребление), что создает основу для оперативного управления и диагностики.

Однако, как подчеркивается в концептуальной статье [14], простая оцифровка показаний («цифровая тень») недостаточна. Истинная ценность цифровизации раскрывается при создании адекватных предиктивных моделей, способных прогнозировать поведение системы «пласт – скважина – насос» при изменении внешних условий. Переход от констатации факта (скорость осаждения частиц увеличилась) к прогнозу (при сохранении текущего режима через 48 часов произойдет заклинивание насоса) требует не просто сбора данных, а построения физически и математически обоснованных моделей, учитывающих взаимосвязи всех элементов.

Разработка алгоритмов и ПО для системной оптимизации.

Наиболее ярким примером реализации системного подхода являются запатентованные способы и программное обеспечение, учитывающие при оптимизации как потенциал пласта, так и технические ограничения оборудования.

Патент [21] предлагает способ определения дебита скважины, основанный на пересчете паспортных характеристик насоса с учетом фактических параметров газожидкостной смеси (вязкость, плотность, газосодержание) и режима работы (частота вращения, температура). Это позволяет повысить точность измерений без применения дорогостоящих многофазных расходомеров.

Еще более комплексный подход представлен в патенте [22]. Способ оптимизации работы скважины в автоматическом режиме включает построение фактической индикаторной диаграммы путем изменения частоты вращения на-

соса. Оптимальный дебит выбирается не только исходя из условия максимизации отбора или минимизации энергозатрат, но и с обязательным учетом критерия, при котором скорость потока на приеме насоса не превышает скорость свободного осаждения частиц механических примесей определенной плотности и размера. Тем самым автоматически обеспечивается защита оборудования от преждевременного износа.

Разработка специализированного ПО не ограничивается управлением. В работе [15] описан процесс создания и верификации расчетной программы в среде Mathcad для определения коэффициента фильтрации фильтроэлементов из проволочных проницаемых материалов. Сравнение результатов моделирования с данными стендовых испытаний показало погрешность не более 10 %, что подтверждает возможность использования цифровых двойников фильтров для сокращения дорогостоящих и длительных натуральных экспериментов.

Перспективные технические решения для осложненных условий добычи

Параллельно с цифровизацией продолжается эволюция добывающего оборудования. Новые конструкции изначально проектируются с учетом интеграции в интеллектуальные системы управления.

Для абразивных сред: предложен скважинный лопастной насос [17], в радиальном подшипнике скольжения которого на втулке выполнена волнообразная канавка с упругим полимерным кольцом. Это позволяет компенсировать износ и вибрации при перекачке жидкости с механическими примесями, повышая ресурс опоры.

Для высоковязкой нефти и газа: разработан скважинный многоступенчатый трохлоидный насос [18] с оригинальной схемой соединения ступеней и байпасными каналами. Конструкция обеспечивает плавность работы и высокую надежность при откачке продукции с высоким газосодержанием и вязкостью. Для интенсификации добычи вязкой продукции предложен способ [20], включающий совместное управление работой насоса и модульным внутрискважинным нагревателем, установленным под насосом.

Для повышения ремонтпригодности и герметизации: полезная модель [19] скважинного штангового насоса включает устройство (цанговый механизм), позволяющее упростить демонтаж насоса в ходе ремонтных работ.

Одним из ярких примеров реализации системного цифрового подхода к созданию надежного нефтедобывающего оборудования является продукция ПАО «Ижнефтемаш».

Глубинно-штанговые насосы и станки-качалки относятся к группе оборудования для добычи нефти и являются подсистемами единой системы добычи нефти.

Система состоит из следующих частей: привод насоса штангового – станок-качалка, глубинный штанговый насос, колонна штанг, колонна насосно-компрессорных труб, устьевое оборудование.

В состав станка-качалки входят: рама, стойка, балансир с головкой, редуктор с кривошипно-шатунным механизмом, электродвигатель и система управления. Рама станка-качалки изготавливается из прокатных профилей и служит основанием для монтажа всех узлов. На стойке шарнирно закреплен балансир, на головке которого установлена канатная подвеска для соединения с колонной насосных штанг. Редуктор преобразует вращательное движение от электродвигателя в возвратно-качательное движение балансира через кривошипы и шатуны. Электродвигатель, как правило, оснащается частотным преобразователем, позволяющим регулировать число качаний в минуту. Система управления обеспечивает автоматическую работу станка-качалки, контроль параметров и защиту при аварийных ситуациях. Станки-качалки могут комплектоваться различными типами редукторов и электродвигателей в зависимости от условий эксплуатации.

Глубинный вставной насос представляет собой сложную сборочную единицу, состоящую из следующих основных элементов: цилиндра с замковой опорой, плунжера с нагнетательным клапаном и всасывающего клапана. Цилиндр насоса изготавливается из высоколегированной стали с прецизионной обработкой внутренней поверхности, что обеспечивает минимальный зазор в паре с плунжером. Замковая опора, расположенная в нижней части цилиндра, служит для фиксации насоса в посадочном nipple насосно-компрессорных труб и герметизации кольцевого пространства. Плунжер с износостойким твердосплавным покрытием имеет обратный нагнетательный клапан шарикового типа и перемещается внутри цилиндра возвратно-поступательно. Всасывающий клапан, оснащенный шариком и седлом из твердосплавных материалов, устанавливается в нижней части цилиндра и обеспечивает поступление пластовой жидкости в рабочую полость. Такая конструкция позволяет извлекать насос из скважины без подъема насосно-компрессорных труб, что существенно сокращает время и стоимость ремонтных работ.

Предприятие выпускает как вставные, так и трубные насосы различных типов (таблица), включая специализированные модификации: с противопесочной гильзой для предотвращения оседания песка, двухступенчатые (дифференци-

альные) насосы для эффективной откачки газированной жидкости, а также насосы с боковым всасывающим клапаном для скважин с небольшим погружением под динамический уровень (схема работы насосов представлена на рис. 2).

Типы насосов производства ПАО «Ижнефтемаш»

Types of pumps manufactured by PJSC Izhneftemash

Тип насоса	Обозначение насосов			
	С металлическим плунжером		С манжетным плунжером	
	Толстостенный цилиндр	Тонкостенный цилиндр	Толстостенный цилиндр	Тонкостенный цилиндр
Вставные штанговые:				
неподвижный цилиндр с верхним креплением	RHA	RWA	–	RSA
неподвижный цилиндр с нижним креплением	RHB	RWB	–	RSA
подвижный цилиндр с нижним креплением	RHT	RWT	–	RST
Трубные насосы	TH	–	TP	–

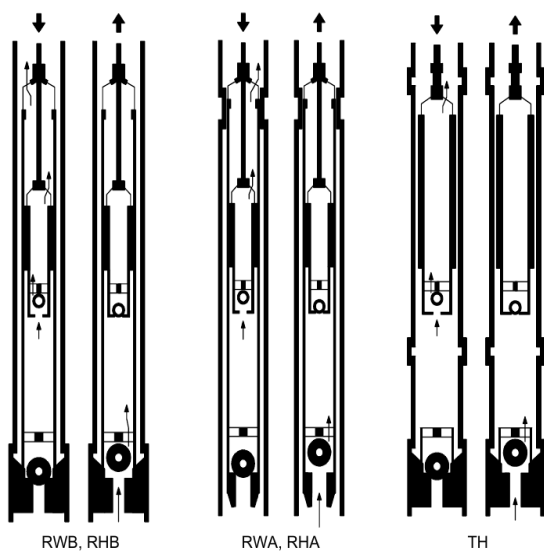


Рис. 2. Схема работы глубинных штанговых насосов

Fig. 2. Deep rod pumps operating scheme

Для обеспечения надежной работы в сложных условиях, в частности при добыче высоковязкой нефти с повышенным содержанием парафина из наклонных скважин, в конструкции насосов предусмотрена модернизация нагнетательного клапана с установкой стержневого толкателя, обеспечивающего принудительное закрытие шарикового клапана, что предотвращает зависание клапана из-за парафиновых отложений и повышает надежность работы насоса в целом.

Цифровизация системы подготовки оборудования

Алгоритм работы с цифровой моделью состоит из 3 этапов.

Первый этап:

1. Разработка технического задания (далее ТЗ), как при инициативном проектировании, так и в соответствии требованиям заказчика.

2. Анализ ТЗ конструктором, оценка планируемых характеристик изделия, оценка ресурсов для проектирования, составление план проектирования.

Второй этап (проектирование в CAD-системах – Компас-3D или Creo):

1. Разработка 3D-модели изделия. Разработка 2D-документации (чертежи деталей, сборочные чертежи, спецификации, текстовая документация, эксплуатационная документация).

2. Внесение документации в PDM-систему (Search). Согласование документации со службами предприятия.

3. Утвержденная документация принимается в электронный архив системы Search и далее там хранится.

Третий этап:

1. Внесение производственного состава изделия в ERP-систему ОЛИМП (КИС ОЛИМП).

Обсуждение

Проведенный анализ позволяет говорить о формировании целостной стратегии повышения

эффективности, которую можно охарактеризовать как «проактивное системно-цифровое проектирование». Ключевой особенностью этой стратегии является не просто набор передовых технологий, а изменение логики их применения.

Эволюция системного подхода. Теоретические принципы иерархии, заложенные в работах В. Н. Протасова, перестали быть абстракцией. Они материализуются в инженерных решениях, где каждое новое устройство (канатная штанга, специализированный фильтр) является ответом на системный вызов, а не на узкую проблему. Эффективность фильтра [5] оценивается не по его собственной пропускной способности, а по вкладу в надежность всей насосной системы.

Цифровизация как системный интегратор. Цифровые технологии служат связующим звеном между элементами системы. Они обеспечивают сбор данных, их анализ и, что самое главное, обратную связь для управления. Виртуальные расходомеры [13, 23] и алгоритмы оптимизации [22] превращают систему из статичной конструкции в динамично управляемый организм.

Критика «цифровой тени» [14] подчеркивает важность перехода к моделям, которые не просто описывают, а предсказывают поведение системы, позволяя перейти от реактивного к предиктивному управлению.

Конвергенция инжиниринга и софта. Наблюдается неразрывная связь между появлением нового физического оборудования и развитием программного обеспечения для его эффективного использования.

Конструкция подшипника для абразивных сред [17] требует новых алгоритмов диагностики его состояния. Создание проволочных фильтров [15] повлекло за собой разработку цифровых моделей для расчета их характеристик. Эта тенденция ведет к формированию «технико-технологических комплексов», где аппаратная часть и алгоритмы управления проектируются совместно.

Системные противоречия. Несмотря на прогресс, анализ выявил «узкие места» институционального характера. Критика устаревших методик расчета утечек [10] и призыв к унификации технической терминологии [11] указывают на наличие инфраструктурного разрыва. Современные технологии упираются в архаичную нормативную базу и размытость профессионального языка. Это создает правовые и коммуникационные барьеры, снижая отдачу от инвестиций в инновации и требуя комплексных изменений в стандартизации и образовании.

Выводы

Представленный обзор демонстрирует эволюцию подходов к повышению эффективности добычи нефти. Путь от констатации необходимости системного методологического базиса через разработку адресных инженерных решений для конкретных вызовов к активному внедрению цифровых технологий и предиктивной аналитики формирует новую парадигму управления.

Ключевым выводом является необходимость синергетического подхода, при котором качество работы системы «пласт-скважина-насос» определяется не суммой характеристик ее элементов, а их согласованностью на основе единого иерархического принципа. Это подтверждается практикой деятельности ведущих предприятий отрасли, например, ПАО «Ижнефтемаш».

Дальнейшее развитие отрасли будет определяться способностью преодолеть институциональные барьеры (обновление нормативной базы, унификация языка) и обеспечить интеграцию передовых инженерных и цифровых решений в единую систему управления жизненным циклом добывающего актива.

Библиографические ссылки

1. Протасов В. Н., Сабиров А. А., Карелина С. А. Системный подход к выбору критериев качества технических систем и их элементов для добычи нефти и газа по принципу иерархии // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2022. № 5 (131). С. 77–84.
2. Протасов В. Н., Кершенбаум В. Я., Штырев О. О. Планирование и обеспечение качества технических систем нефтегазового комплекса. Нефтепромысловые трубопроводы. М. : Национальный институт нефти и газа, 2020. 448 с.
3. Актуальность системного подхода к планированию качества технических систем нефтегазового комплекса и их элементов / В. Н. Протасов, В. Я. Кершенбаум, О. О. Штырев [и др.] // Территория Нефтегаз. 2020. № 1-2. С. 14–18.
4. Протасов В. Н., Карелина С. А. Методологические основы системного подхода к планированию и обеспечению качества технических систем и их элементов для нефтегазодобычи на разных стадиях их жизненного цикла // Территория Нефтегаз. 2022. № 11-12. С. 20–24.
5. Анализ конструктивных решений, обеспечивающих возможность эффективной работы фильтроэлементов в составе системы скважина - скважинные насосные установки / В. Н. Ивановский, С. А. Карелина, Н. Н. Соколов, А. И. Ходырев // Территория Нефтегаз. 2025. № 1-2. С. 58–65.
6. Сабиров А. А., Копнышева А. Р. Методика определения параметров технологического процесса периодической эксплуатации установок электроприводных лопастных насосов при освоении скважин

после гидроразрыва пласта // Территория Нефтегаз. 2024. № 9-10. С. 70–79.

7. Характерные причины и примеры преждевременных отказов электроприводных лопастных насосов для добычи нефти / А. В. Деговцов, В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров [и др.] // Территория Нефтегаз. 2022. № 7-8. С. 62–70.

8. Разработка и внедрение новой техники и технологии эксплуатации скважин малого диаметра с помощью насосных установок с канатной штангой / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, А. В. Деговцов [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2022. № 5 (131). С. 91–99.

9. Создание и внедрение технологии и оборудования для эксплуатации нефтяных скважин малого диаметра насосными установками с канатными штангами / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, А. В. Деговцов [и др.] // Территория Нефтегаз. 2021. № 1-2. С. 36–48.

10. Методика стендовых испытаний скважинных штанговых насосов, предназначенная для определения областей их применения / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, Т. Р. Долов [и др.] // Территория Нефтегаз. 2022. № 3-4. С. 52–61.

11. К вопросу о необходимости использования современных технических терминов и определений / А. В. Булат, В. Н. Ивановский, А. В. Мурадов, Д. Ю. Сериков // Территория Нефтегаз. 2023. № 7-8. С. 60–64.

12. Повышение эффективности работы установок электроприводных лопастных насосов за счет использования цифровых технологий / Ю. А. Донской, В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2024. № 6 (144). С. 12–18.

13. Повышение эффективности добычи нефти за счет внедрения элементов цифровизации / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, А. В. Деговцов [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2021. № 7. С. 118–124.

14. Цифровые двойники и предиктивный анализ работы установок ЭЛН в осложненных условиях / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, А. В. Деговцов, И. Н. Герасимов // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2021. № 4 (112). С. 164–171.

15. Сабиров А. А., Орлов А. С. Разработка расчетной программы для определения коэффициента фильтрации фильтроэлементов из проволочных проницаемых материалов // Территория Нефтегаз. 2024. № 3-4. С. 92–96.

16. Патент на полезную модель № 203166 U1 Российская Федерация, МПК E21B 17/00. Канатная насосная штанга / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, А. В. Деговцов, С. С. Пекин. 2021.

17. Патент № 2787446 C1 Российская Федерация, МПК F04D 13/10. Скважинный лопастной насос / Н. И. Смирнов, Е. Е. Григорян, В. Г. Тимошенко [и др.]. 2023.

18. Патент № 2739932 C1 Российская Федерация, МПК F04C 11/00. Скважинный многоступенчатый трохлоидный насос / И. С. Пятов, С. В. Ладанов, В. Г. Тимошенко [и др.]. 2020.

19. Патент на полезную модель № 173961 U1 Российская Федерация, МПК F04B 47/02. Скважинный штанговый насос / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, А. В. Деговцов [и др.]. 2017.

20. Патент № 2710057 C1 Российская Федерация, МПК E21B 43/24. Способ добычи вязкой продукции нефтяной скважины / А. С. Голубов, Ю. А. Донской. 2019.

21. Патент № 2575785 C2 Российская Федерация, МПК E21B 47/10. Способ определения дебита скважин, оборудованных насосными установками / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, С. Б. Якимов. 2016.

22. Патент № 2700149 C1 Российская Федерация, МПК E21B 47/10. Способ оптимизации работы скважины, оборудованной скважинным насосом / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, А. В. Деговцов [и др.]. 2019.

23. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016618641 Российская Федерация. Автотехнолог – виртуальный расходомер / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, А. В. Деговцов [и др.]. 2016.

24. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015613609 Российская Федерация. Автотехнолог – Менеджер штанговых насосов / В. Н. Ивановский, А. А. Сабиров, А. В. Деговцов [и др.]. 2015.

References

1. Protasov V.N., Sabirov A.A., Karelina S.A. [System approach to the selection of quality criteria for technical systems and their elements for oil and gas production according to the hierarchy principle]. Equipment and technologies for the oil and gas complex. 2022. No. 5. Pp. 77-84 (in Russ.).

2. Protasov V.N., Kershenbaum V.Ya., Shtyrev O.O. [Planning and ensuring the quality of technical systems in the oil and gas complex. Oil field pipelines]. Moscow : National Institute of Oil and Gas, 2020. 448 p. (in Russ.).

3. Protasov V.N., Kershenbaum V.Ya., Shtyrev O.O. [et al.] [Relevance of a systematic approach to quality planning of technical systems of the oil and gas complex and their elements]. Territory of Neftegaz. 2020. No. 1-2. Pp. 14-18 (in Russ.).

4. Protasov V.N., Karelina S.A. [Methodological foundations of a systematic approach to planning and ensuring the quality of technical systems and their elements for oil and gas production at different stages of their life cycle]. Territory of Neftegaz. 2022. No. 11-12. Pp. 20-24 (in Russ.).

5. Ivanovsky V.N., Karelina S.A., Sokolov N.N., Khodyrev A.I. [Analysis of design solutions enabling efficient operation of filter elements in the well - down-hole pumping units system]. Territory of Neftegaz. 2025. No. 1-2. Pp. 58-65 (in Russ.).

6. Sabirov A.A., Kopnysheva A.R. [Methodology for determining the parameters of the technological process of periodic operation of electric vane pump installations during well development after hydraulic fracturing]. Territory of Neftegaz. 2024. No. 9-10. Pp. 70-79 (in Russ.).

7. Degovtsov A.V., Ivanovsky V.N., Sabirov A.A. [et al.] [Characteristic causes and examples of premature failures of electric vane pumps for oil production]. Territory of Neftegaz. 2022. No. 7-8. Pp. 62-70 (in Russ.).
8. Ivanovsky V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V. [et al.] [Development and implementation of new equipment and technology for operating small-diameter wells using pumping units with cable rods]. Equipment and technologies for the oil and gas complex. 2022. No. 5). Pp. 91-99 (in Russ.).
9. Ivanovsky V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V. [et al.] [Creation and implementation of technology and equipment for operating small-diameter oil wells with pumping units using cable rods]. Territory of Neftegaz. 2021. № 1-2. Pp. 36-48 (in Russ.).
10. Ivanovsky V.N., Sabirov A.A., Dolov T.R. [et al.] [Methodology of bench tests of downhole sucker rod pumps intended for determining their application areas]. Territory of Neftegaz. 2022. No. 3-4. Pp. 52-61 (in Russ.).
11. Bulat A.V., Ivanovsky V.N., Muradov A.V., Serikov D.Yu. [On the need to use modern technical terms and definitions]. Territory of Neftegaz. 2023. No. 7-8. Pp. 60-64 (in Russ.).
12. Donskoy Yu.A., Ivanovsky V.N., Sabirov A. [et al.] [Improving the efficiency of electric vane pump installations through the use of digital technologies]. Equipment and technologies for the oil and gas complex. 2024. No. 6. Pp. 12-18 (in Russ.).
13. Ivanovsky V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V. [et al.] [Increasing oil production efficiency through the introduction of digitalization elements]. Oil Industry. 2021. No. 7. Pp. 118-124 (in Russ.).
14. Ivanovsky V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V., Gerasimov I.N. [Digital twins and predictive analysis of ESP operation in complicated conditions]. Business journal Neftegaz.RU. 2021. No. 4. Pp. 164-171 (in Russ.).
15. Sabirov A.A., Orlov A.S. [Development of a calculation program for determining the filtration coefficient of filter elements made of wire permeable materials]. Territory of Neftegaz. 2024. No. 3-4. Pp. 92-96 (in Russ.).
16. Patent for Utility Model No. 203166 U1 Russian Federation, IPC E21B 17/00. Cable sucker rod / V.N. Ivanovsky, A.A. Sabirov, A.V. Degovtsov, S.S. Pekin. 2021.
17. Patent No. 2787446 C1 Russian Federation, IPC F04D 13/10. Downhole vane pump / N.I. Smirnov, E.E. Grigoryan, V.G. Timoshenko [et al.]. 2023 (in Russ.).
18. Patent No. 2739932 C1 Russian Federation, IPC F04C 11/00. Downhole multistage trochoidal pump / I.S. Pyatov, S.V. Ladanov, V.G. Timoshenko [et al.]. 2020 (in Russ.).
19. Patent for Utility Model No. 173961 U1 Russian Federation, IPC F04B 47/02. Downhole sucker rod pump / V.N. Ivanovsky, A.A. Sabirov, A.V. Degovtsov [et al.]. 2017 (in Russ.).
20. Patent No. 2710057 C1 Russian Federation, IPC E21B 43/24. Method for producing viscous products from an oil well / A.S. Golubov, Yu.A. Donskoy. 2019 (in Russ.).
21. Patent No. 2575785 C2 Russian Federation, IPC E21B 47/10. Method for determining the flow rate of wells equipped with pumping units / V.N. Ivanovsky, A.A. Sabirov, S.B. Yakimov. 2016 (in Russ.).
22. Patent No. 2700149 C1 Russian Federation, IPC E21B 47/10. Method for optimizing the operation of a well equipped with a downhole pump / V.N. Ivanovsky, A.A. Sabirov, A.V. Degovtsov [et al.]. 2019 (in Russ.).
23. Certificate of State Registration of Computer Program No. 2016618641 Russian Federation. Avtotekhnolog - virtual flow meter / V.N. Ivanovsky, A.A. Sabirov, A.V. Degovtsov [et al.]. 2016 (in Russ.).
24. Certificate of State Registration of Computer Program No. 2015613609 Russian Federation. Avtotekhnolog - Sucker Rod Pump Manager / V.N. Ivanovsky, A.A. Sabirov, A.V. Degovtsov [et al.]. 2015 (in Russ.).

Systemic Problems and Integrated Ways to Improve Oil Production Efficiency in Complicated Well Conditions

G. A. Blagodatsky, DSc in Engineering, Associate Professor, Kalashnikov Izhevsk State University, Izhevsk, Russia

E. V. Bukharin, Post-graduate, Kalashnikov Izhevsk State University; Chief Designer, PJSC "Izhneftemash", Izhevsk, Russia

M. M. Gorokhov, Doctor of Physics and Mathematics, Professor, Kalashnikov Izhevsk State University, Izhevsk, Russia; Research Institute of the Federal Penitentiary Service of Russia, Moscow, Russia

The article presents a comprehensive analysis of modern approaches to improve operational efficiency of the "reservoir – well – pumping equipment" system in the context of increasing share of hard-to-recover reserves. It is shown that traditional methods of local optimization are giving way to a systemic paradigm based on the principle of hierarchical quality planning. The paper structures the main directions of the industry development: from targeted engineering solutions combating mechanical impurities, high-viscosity oil and complex borehole geometry to digital transformation and creation of predictive models. Special attention is paid to the analysis of the relationship between funda-

mental methodological principles and their practical implementation in the form of new equipment and software. Deep-rod pumps and rocking machines belong to the group of equipment as subsystems of a unified oil production system. The system consists of the following parts: a rod pump drive – a rocking machine, a deep rod pump, a column of rods, a column of tubing, and wellhead equipment. The rocking machine includes: a frame, a rack, a balancer with a head, a gearbox with a crank mechanism, an electric motor and a control system. Based on the synthesis of scientific and technical sources and patent documentation, system contradictions are formulated and the logic of transition to "proactive system-digital design" is proposed. The key conclusion is the need for a synergetic approach, in which the quality of the reservoir-well-pump system is determined not by the sum of the characteristics of its elements, but by their consistency based on a single hierarchical principle. This is confirmed by the practice of leading industry enterprises, for example, PJSC Izhneftemash. The further development of the industry will be determined by the ability to overcome institutional barriers (updating the regulatory framework, unifying the language) and ensure the integration of advanced engineering and digital solutions into a single lifecycle management system for a mining asset.

Keywords: reservoir-well-pump system, mechanized production, complicated operating conditions, hierarchy principle, digitalization, sucker rod pumps.

Получено: 02.03.26

Образец цитирования

Благодатский Г. А., Бухарин Е. В., Горохов М. М. Системные проблемы и интегрированные пути повышения эффективности добычи нефти в условиях осложненного фонда скважин // Интеллектуальные системы в производстве. 2026. Т. 24, № 2. С. 16–24. DOI: 10.22213/2410-9304-2026-2-16-24.

For Citation

Blagodatsky G.A., Bukharin E.V., Gorokhov M.M. [Systemic Problems and Integrated Ways to Improve Oil Production Efficiency in Complicated Well Conditions]. *Intellektual'nyesistemy v proizvodstve*. 2026, vol. 24, no. 2, pp. 16-24 (in Russ.). DOI: 10.22213/2410-9304-2026-2-16-24.