

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЖУРНАЛ

БУРЕНИЕ & НЕФТЬ

ISSN 2072-4799

Цифровая
модернизация ТЭК

стр. 3, 8, 28

Передовые технологии
нефтедобычи

стр. 22, 38

07-08 июль-август
2022



Значение информации для цифровой трансформации при бурении и строительстве нефтегазовых скважин

Н.А. ЕРЕМИН^{1,2},
д.т.н., профессор, главный
научный сотрудник

А.Д. ЧЕРНИКОВ¹,
к.т.н., главный научный
сотрудник

В.Е. СТОЛЯРОВ¹,
научный сотрудник,
заместитель заведующего
АЦ НТП
director@ipng.ru,
bes60@rambler.ru

¹ ФГБУН Институт проблем
нефти и газа РАН
г. Москва, 119333, РФ

² РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина
г. Москва, 119991, РФ

N.A. EREMIN^{1,2},
A.D. CHERNIKOV¹,
V.E. STOLYAROV¹

¹ FSBI Institute of Oil and Gas
Problems of the Russian
Academy of Sciences
Moscow, 119333,
Russian Federation

² Gubkin Russian State University
of Oil and Gas (NIU)
Moscow, 119991,
Russian Federation

Для топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России в настоящее время имеется возможность обеспечить переход к цифровым технологиям на основе отечественных программно-технических интеллектуальных систем управления.

Основным объектом управления при этом должен стать роботизированный комплекс, формирующий управляющие воздействия на базе единых массивов данных, учитывающих все технологические и геологические ограничения и осложнения для всего жизненного цикла объекта. Реализация предусматривает внедрение технологий больших геоданных, интеграцию промышленных платформ, блокчейна, машинного обучения, искусственного интеллекта и нейросетей с учетом моделей осложнений и неопределенностей, а также технологических ограничений для конкретных скважин и месторождений, развития технологий приема и передачи больших массивов информации и нефтегазового интернета вещей для любых технологических процессов.

Такое развитие и масштабирование в пределах отрасли обеспечит не только создание национальной интеллектуальной скважины и цифрового месторождения, но и реализацию основных подходов в рамках идеологии создания цифрового информационного нефтегазового предприятия и отрасли.

Ключевые слова: информация; бурение; строительство; цифровая экономика; интеллектуализация; мониторинг; месторождения; скважины; автоматизированные системы; управление

The importance of information for digital transformation in drilling and construction of oil and gas wells

For the fuel and energy complex (fuel and energy complex) of Russia, it is currently possible to ensure the transition to digital technologies based on domestic software and technical intelligent control systems.

The main object of control in this case should be a robotic complex that forms control actions based on unified data arrays that take into account all technological and geological limitations and complications for the entire life cycle of the object. The implementation provides for the introduction of large geodata technologies, the integration of industrial platforms, blockchain, machine learning, artificial intelligence and neural networks, taking into account models of complications and uncertainties, as well as technological limitations for specific wells and fields, the development of technologies for receiving and transmitting large amounts of information and the oil and gas Internet of Things for any technological processes/

Such development and scaling within the industry will ensure the creation of not only a national intellectual well and a digital field, but also ensure the implementation of the main approaches within the ideology of creating a digital information oil and gas enterprise and industry.

Keywords: information; drilling; construction; digital economy; intellectualization; monitoring; deposits; wells; automated systems; management

ВВЕДЕНИЕ

Не менее 40 % всех выделяемых инвестиций и ресурсов в нефтегазодобыче приходится на бурение и строительство нефтегазовых скважин. Качество проведения буровых и строительных работ определяет необходимость и количество капитальных ремонтов, срок и эффективность эксплуатации как отдельных скважин, так и эффективность добычи нефтегазового месторождения в целом. Амортизация скважин в себестоимости добычи нефти составляет не менее 20 %. Экономический эффект от использования новой техники,

направленной на сокращение времени ликвидации осложнений и аварий при строительстве скважин, определяется путем сравнения затрат по базовому (до использования новой техники) и новому (после использования новой техники) вариантам. В связи с этим снижение себестоимости строительства нефтяных скважин является одним из основных способов снижения себестоимости добычи нефти и производства нефтепродуктов.

Применяемые интеллектуальные цифровые технологии обеспечивают оптимизацию капитальных и эксплуатационных

Параметр	Типовая скважина	Цифровая скважина с точечными сенсорами	Цифровая скважина с распределенными сенсорами
Количество сенсоров, шт.	До 5	до 15	До 50,000
Размещение	Устье	Устье, забой	По стволу от устья до забоя
Тип информации	Аналоговый	Цифровой	Цифровой
Тип передачи информации	Аналоговый	Аналоговый	Цифровой
Объем информации	Кб	Мб	Гб
Телеметрия	НЕТ	Элементы	Полный контроль
Системы ИИ	НЕТ	Нечеткая логика	ИИ, САУ, Интеллектуальные агенты, Виртуальные среды
Система принятия решений	Ручное	АСУ	Роботизированная и/или Интеллектуальная СПР

Табл. 1. Объемы информации для разных типов управления

затрат, продление сроков эксплуатации объектов инфраструктуры, объем и качество добываемой продукции за счет внедрения машинных алгоритмов и роботизированных систем управления [1].

Суть цифровой трансформации – это осмысленное изменение всего бизнеса, основанное на данных (информации). Цифровая трансформация является переходом к проектированию и производству продукта с помощью искусственного интеллекта (далее ИИ).

Применяемые интеллектуальные цифровые технологии обеспечивают оптимизацию капитальных и эксплуатационных затрат, продление сроков эксплуатации объектов инфраструктуры, объем и качество добываемой продукции за счет внедрения машинных алгоритмов и роботизированных систем управления.

Скважина в этом процессе является наукоемким и критически важным объектом, определяющим эффективность и технологическую безопасность. Применение интеллектуальных технологий позволяет не только оптимизировать стоимость обустройства отдельных скважин, но и обеспечить повышение уровня добычи, а также рентабельность месторождения в целом. Возрастание объемов информации для различных типов управления и принятия решений по управлению скважиной приведено в табл. 1.

По оценке Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), эффективность добычи нефти при применении традиционных технологий составляет 29 %, цифровых (оснащенных локальной автоматикой) – 38 %, а у интеллектуальных месторождений с использованием элементов кибернетики этот показатель достигает 47 %. Соответственно, цифровая трансформация является первостепенной задачей для развития всего нефтегазового комплекса, способом сохранения лидирующих позиций и производственного потенциала

отрасли. Нефтегазовая экономика должна развиваться на основе достижений научно-технического прогресса, таких как цифровизация, интеллектуализация, роботизация производства и это обеспечивает возможность непрерывной трансформации построенного бизнеса из ресурсно-сырьевой добычи сырья в создание отрасли ресурсно-инновационного развития с использованием современных технологий и элементов модели управления «Индустрия 4.0» [2].

По оценке Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), эффективность добычи нефти при применении традиционных технологий составляет 29 %, цифровых (оснащенных локальной автоматикой) – 38 %, а у интеллектуальных месторождений с использованием элементов кибернетики этот показатель достигает 47 %.

Имеется возможность обеспечить переход к автоматизированному бурению и строительству скважин с учетом информации, получаемой на самых ранних стадиях освоения месторождений, избежать большинства нештатных и аварийных ситуаций, значительно снизить эксплуатацию оборудования буровой, а также время обустройства и затраты на экологические и технологические аварии. Это реально осуществить за счет внедрения технологий больших геоданных, интеграции промышленных платформ, блокчейна, машинного обучения, искусственного интеллекта и нейросетей для учета имеющихся моделей осложнений и неопределенностей, а также технологических ограничений при получении и обработке информации на основе современных каналов связи и интернета вещей для любых технологических процессов [3].

Цифровая трансформация окажется эффективной, если будут обеспечены изменения в основных составляющих нефтегазового комплекса:

- Данные (информация) о процессах – позволяют проанализировать процессы и тенденции, осмыслить бизнес в целом, формируют стоимость нефтегазовых активов.

- Люди – являются экспертами и носителями знаний, постановщиками задач и исполнителями; ответственны за создание и поддержание инновационной среды предприятия/проекта, инженерной культуры, что возможно обеспечить только через сформированную ранее стратегию развития Предприятия, за совершенствование структуры нефтегазовой Компании и развитие компетенций персонала.

- Технологии – обеспечивают преобразование существующих и создание новых бизнес-процессов на основе алгоритмов машинного обучения компетенциям и анализа с применением искусственного интеллекта (совершенствуются в процессе трансформации).

- Организационно-штатные структуры – формируют при заинтересованности ответственную команду внедрения, обеспечивают своевременность принятия решений, мониторинг процессов трансформации и финансирование в ограниченных финансовых и ресурсных условиях модернизации, формируют стратегию масштабирования.

БУРОВЫЕ И СТРОИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Применяемый традиционный подход при проведении буровых и строительных работ предполагает первоначальное проведение комплекса проектных работ, в основе которых заложены компетенции и исторический опыт по ранее проведенным работам без учета геологических и технологических ограничений на нефтегазовых месторождениях.

Созданные специалистами ИПНГ РАН технологии основаны на применении прогнозного анализа, интеграции автоматизированных методов проведения буровых работ в строительство, что обеспечивает контроль в реальном масштабе времени как непосредственно на буровом комплексе или месторождении, так и на удаленно расположенных Центрах мониторинга строительства и эксплуатации месторождений, создаваемых в рамках интегрированной модели нефтегазового производства.

Работа была выполнена в рамках федеральной целевой программы (ФЦП) «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по теме: «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геологоразведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах» по Соглашению с Министерством науки и высшего образования РФ о выделении субсидии в виде гранта от 22 ноября 2019 г. № 075-15-2019-1688, уникальный идентификатор проекта RFMEFI60419X0217.

Главная цель выполнения прикладного научного исследования – повышение уровня безопасности строительства нефтяных и газовых скважин за счет интегрального применения технологий индустрии 4.0: промышленного интернета вещей; анализа больших данных; искусственного интеллекта; индустриального блокчейна.

В основу концепции заложено положение, что при бурении и обустройстве нефтегазовых скважин стоимость проведения аварийных и восстановительных работ

составляет не менее 20–25 % от общих затрат [3]. Создание прогнозной модели высокой вероятности возникновения осложнения позволяет изменить параметры бурения для предотвращения нештатных ситуаций и/или подготовить комплекс мероприятий на буровой площадке для более быстрого и менее затратного его устранения или локализации последствий, имеющих в основном экологический или технологический характер.

С учетом важности снижения непроизводственных потерь была создана и апробирована высокопроизводительная автоматизированная система предотвращения осложнений и аварийных ситуаций, которая реализована на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта и индустриального блокчейна [4].

Технология обеспечивает снижение рисков проведения геологоразведочных и строительных работ, в т.ч. на шельфовых проектах, а также предусматривает возможность передачи информации в территориально удаленные центры обработки для формирования в различных режимах управления краткосрочных, среднесрочных и долгосрочных прогнозов развития нештатных и аварийных ситуаций, возникающих в процессе строительства и эксплуатации нефтегазовых объектов. Создана методология классификации осложнений и выбора оперативных и эффективных методов по их предупреждению, с возможностью применения получаемых с объекта оперативных технологических и геологических данных в нейросетевых моделях на основе машинного обучения для типовых моделей технологических объектов.

Внедрение технологий искусственного интеллекта при обустройстве скважинного фонда предполагает возможность предоставить лицам, принимающим решения по инвестиционным проектам, точную и оперативную информацию по текущей ситуации с учетом скорости и масштабов развития рисков модели и критериев эксплуатационных расходов, наилучших компетенций бурового персонала и исторического инженерного опыта строительства месторождений [5–6]. Классификация аварий и осложнений при бурении приведена на рис. 1.

Основное отличие в применении технологий искусственных нейронных сетей по сравнению с традиционно используемыми методами заключается в возможности обучения системы на полевых и получаемых на месте технологических данных, которые формируются на различных этапах строительства нефтяных и газовых скважин. Именно такие данные определяют принимаемые управленческие решения, которые вырабатываются на основе их анализа с применением методов искусственного интеллекта [7].

Новизна и инновационная составляющая созданной технологии заключается в постановке и решении следующих научных и научно-технических задач:

- разработка классификации аварий и осложнений при строительстве скважин с использованием нейросетевых алгоритмов;

- определение оптимального набора технических параметров, получаемых в режиме онлайн и по глубине скважины для задачи предотвращения осложнений (прихватов, поглощений, газонефтеводопроявлений);

- нахождение оптимальной топологии нейронной сети и параметров схождения результатов для выполнения достоверного прогноза аварийной ситуации (модификации

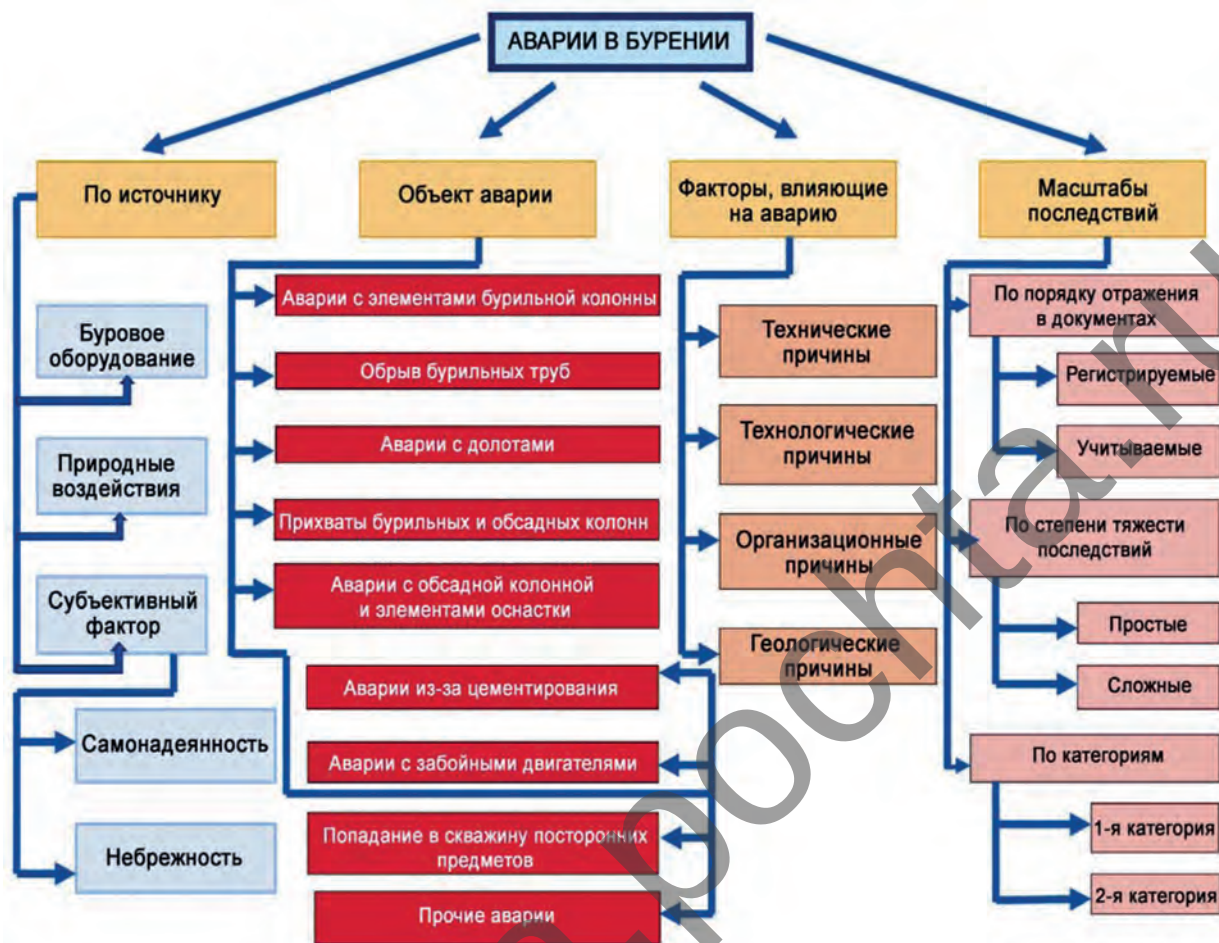


Рис. 1. Классификации аварий и осложнений при строительстве

весовых коэффициентов модели нейронной сети в онлайн-режиме при проведении параллельных вычислений на облачных высокопроизводительных ресурсах);

- разработка непрерывной системы передачи, сбора, распределения, хранения, валидации, обработки технологических и геолого-геофизических данных, получаемых в процессе строительства нефтяных и газовых скважин в режиме реального времени по средствам технологии «блокчейн» (качество оперативных технологических и геолого-геофизических данных бурения скважин – основная проблема для своевременного прогнозирования и предупреждения аварий и осложнений).

На рис. 2. изображен программно-технический комплекс для подготовки специалистов по супервайзингу в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, на котором отрабатывались ситуационные модели.

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Согласно «ГОСТ Р 53375-2016. Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования» сформировано базовое понятие – геолого-технологические исследования скважин (ГТИ), как комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, а также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины.



Рис. 2. Комплекс подготовки супервайзеров

Исходя из данной формулировки, ГТИ в нефтяных и газовых скважинах проводятся с целью достижения ряда целевых показателей [8]:

- повышения геологической эффективности поисково-разведочного бурения;
- оптимизации технологических процессов на всех этапах строительства, ввода скважин и проведения геолого-технических мероприятий в процессе эксплуатации;
- повышения безопасности проведения работ, преодоления осложнений и предотвращения аварий при бурении;
- изучения геологического разреза, обеспечения высокого качества и технико-экономических показателей строительства скважин;
- выполнения природоохранных требований.

Все данные, используемые для контроля и управления буровым комплексом, делятся на три вида: временные ряды (записи геолого-геофизических и технологических

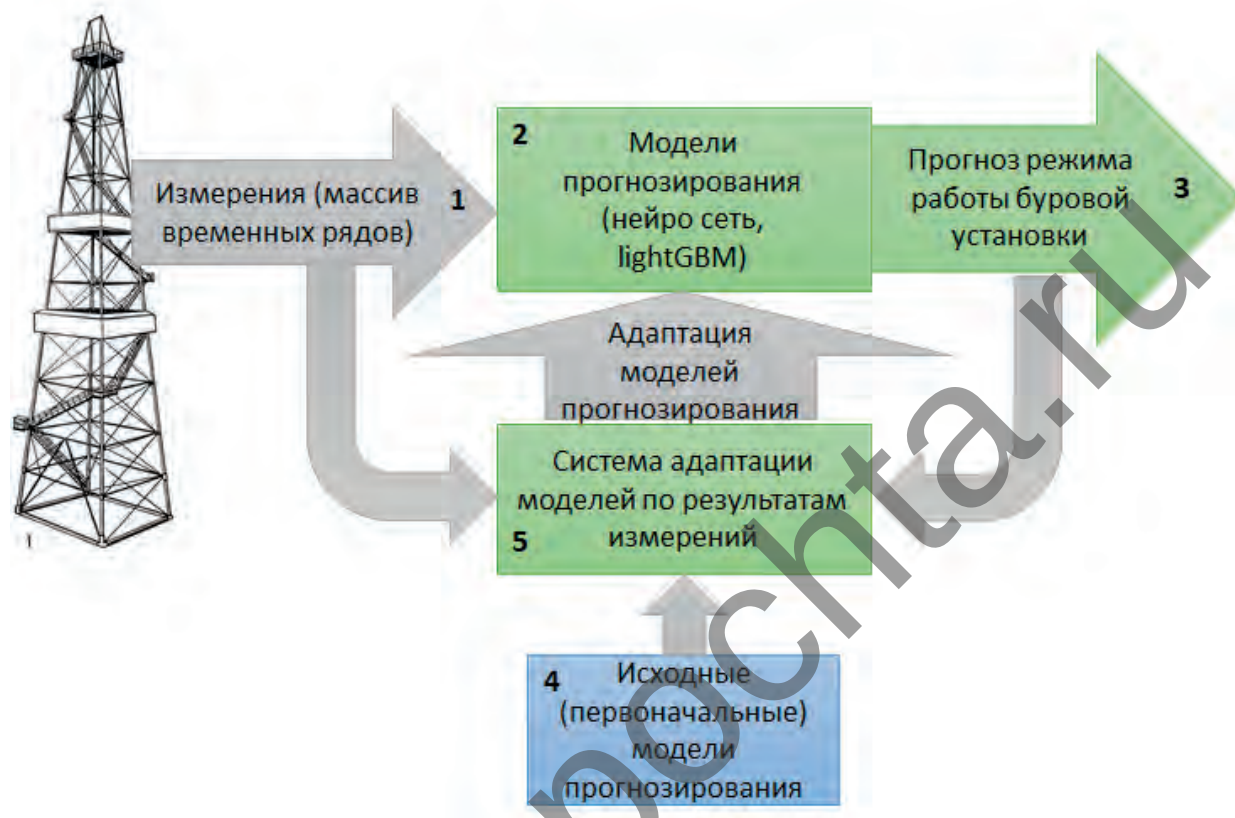


Рис. 3. Принципиальная структурная схема выявления осложнений

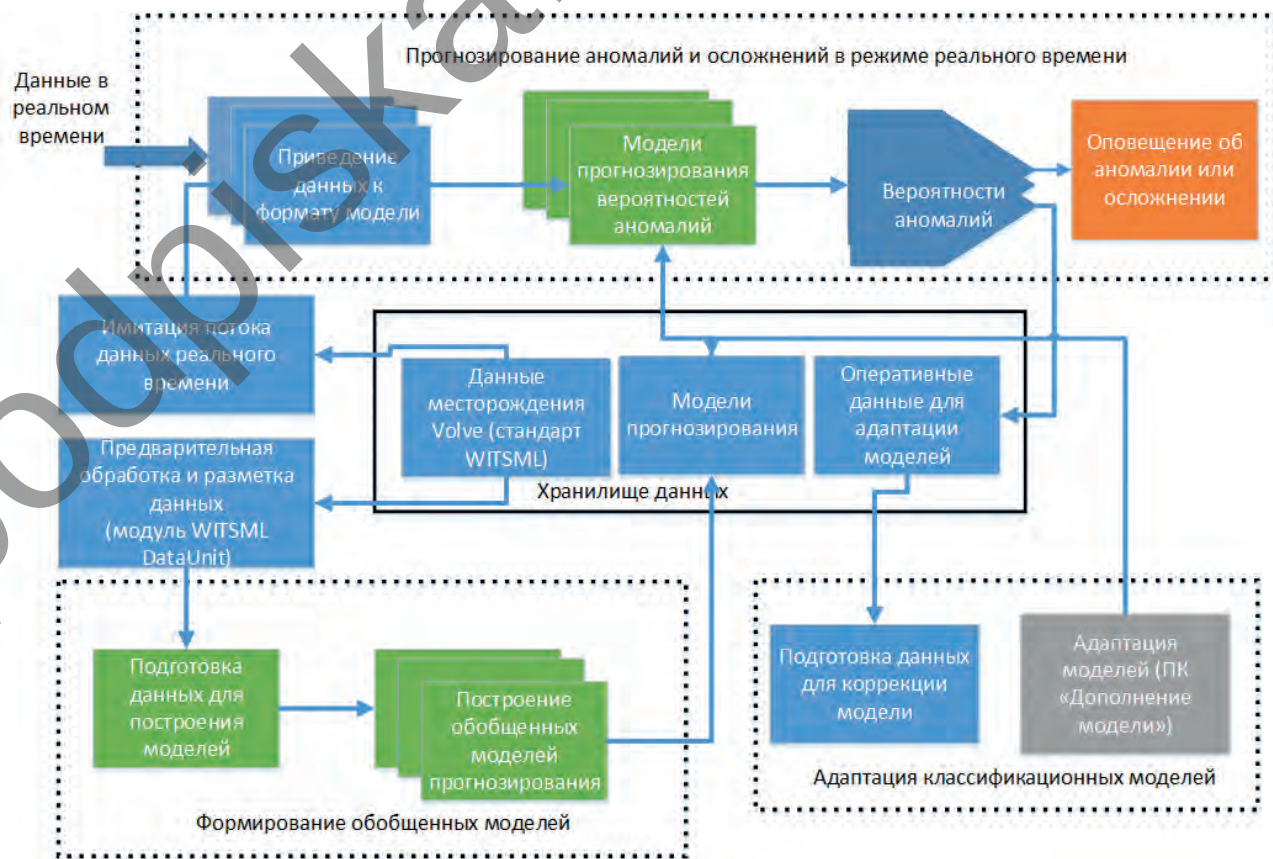


Рис. 4. Функциональная схема организации производственных процессов

параметров с привязкой по времени и глубине скважины); текстовая информация (суточные отчеты, акты, документация); фото- и видеоинформация.

Для полного анализа важны записи параметров режима бурения, регистрируемые станцией ГТИ, а также любая информация, которая может быть проанализирована или систематизирована для использования в работе по снижению рисков аварийных ситуаций или сокращения времени обустройства скважин.

Способы получения первичной геолого-технологической информации с бурового комплекса в зависимости от оснащения и автоматизации бурового комплекса и объектов инфраструктуры [9]:

- Параметры регистрируются автоматически с помощью датчиков, смонтированных непосредственно на территории буровой вышки и объектов инфраструктуры (технологические параметры бурения). Измеренные значения передаются в компьютер на станцию ГТИ либо через специальное устройство – на точку сбора в соответствии с параметрами дискретности, которые задаются программно-аппаратным комплексом.

- Параметры регистрируются автоматически с помощью аппаратуры, находящейся на станции ГТИ. К этой группе можно также отнести прогнозные параметры ГТИ, полученные при анализе результатов бурения соседних скважин, а также результаты геологических, геохимических и геофизических исследований.

- Параметры измеряются вручную с помощью датчиков и специальных приборов. Измеренные значения заносятся вручную или автоматически в программы для обработки и визуализации. К таким параметрам относят результаты исследований в полевой и стационарной лабораториях ГТИ образцов керна, проб бурового раствора, шлама и пластового флюида и др.

- Параметры вычисляются косвенно или с помощью аппаратно-программного комплекса ГТИ и могут быть технологическими, геологическими, технико-экономическими и параметрами газового каротажа. К параметрам также относят данные проекта на строительство скважины, сообщения, поступающие от специалистов, участвующих в технологическом процессе и характеризующие состояние процесса строительства.

Ограничениями в объеме информации, которая может быть использована в работе или получена с помощью заводских комплексов автоматизации, являются существующие требования, которыми руководствуются производители оборудования (ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88): Установки и буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основными параметрами, согласно требованиям, получаемым с буровой установки, являются:

- допустимая нагрузка на крюке (Кн);
- условная глубина бурения (м);
- скорость подъема крюка при расхаживании колонны (м/с);
- скорость подъема крюка без нагрузки (не менее) (м/с);
- расчетная мощность на входном валу Агрегата (кВт);
- диаметр отверстия в столе ротора (не менее) (мм);
- расчетная мощность привода ротора (кВт);
- мощность бурового насоса (не менее) (кВт);
- высота основания (отметка пола буровой (не менее) (м).

Выбор данных для обучения сети и их предварительная обработка является важным этапом. Набор данных для обучения должен удовлетворять нескольким критериям: репрезентативность – данные должны иллюстрировать истинное положение вещей в предметной области, непротиворечивость – противоречивые данные в обучающей выборке приведут к плохому качеству обучения сети. Исходные данные по конкретному месторождению должны быть преобразованы к виду, пригодному для автоматической обработки и анализа.

В работе по прогнозированию осложнений для работы с данными был использован формат WITSML (Wellsite Information Transfer Standard Markup Language), который является международным открытым стандартом обмена данными между различными службами и организациями, работающими в нефтегазовой отрасли. WITSML основывается на открытых интернет-стандартах (W3C, SOAP, WSDL, XML) и имеет свой интерфейс прикладных программ (Energistics DevKit API) [5].

Принципиальная структурная схема алгоритмов нейросетевого моделирования для выявления осложнений в процессе строительства нефтяных и газовых скважин представлена на рис. 3.

С учетом необходимости одновременной обработки больших массивов информации была создана конструкция из нескольких программно-технических комплексов, в том числе:

- системы передачи, сбора, распределения, хранения и валидации геолого-геофизических данных с применением технологии блокчейн (Компонент «Блокчейн»);
- оркестровки обработки реально временной информации с оптимальным подбором программных и аппаратных средств (Компонент «Оркестровка»);
- дополнения модели весовых коэффициентов нейронной сети, построенной по ретроспективной геолого-геофизической информации, данными, получаемыми по окончании строительства актуальных скважин (Компонент «Дополнение модели»);
- расчетов на облачных высокопроизводительных ресурсах с использованием открытых нейросетевых библиотек (Компонент Нейросетевые расчеты»);
- обратной связи и передачи указаний по процессу строительства скважины, включая рекомендации по уточнению технических и технологических параметров на основании проведенных нейросетевых расчетов (Компонент «Обратная связь»).

На основе методов нейронных сетей реализована обобщенная функциональная схема производственных процессов для системы выявления осложнений и пред-аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин, представленная на рис. 4.

На рисунке: синий цвет обозначает блоки, входящие в состав программного компонента «Оркестровка»; зеленый – «Нейросетевые расчеты»; серый – «Дополнение модели», оранжевый – «Обратная связь».

В процессе разработки автоматизированной системы также был оформлен ряд свидетельств и патентов, в том числе:

- Автоматизированная система выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин на основе комплексного применения рекуррентной нейронной сети и методов машинного обучения.
- Автоматизированная система выявления и прогнозирования осложнений при бурении нефтяных и газовых

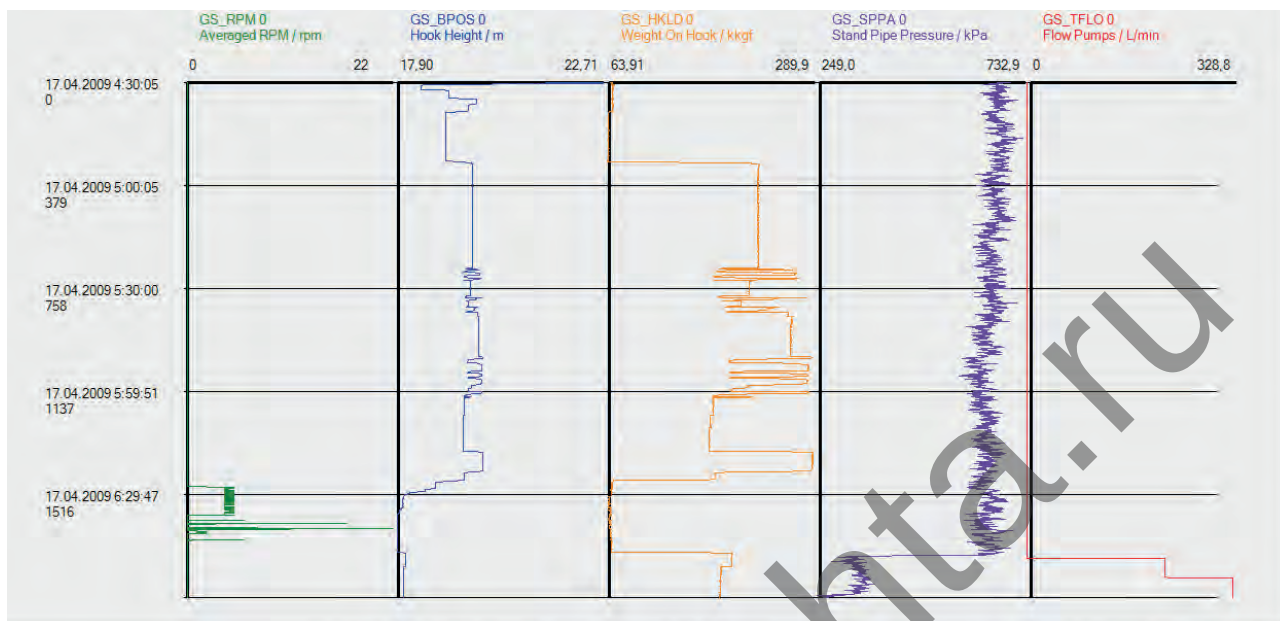


Рис. 5. Пример построения графиков параметров бурения

На рисунке: GS_RPM – обороты ротора об/мин; GS_BPOS – высота талевого блока, м; GS_HKLD – вес на крюке, т; GS_SPPA – давление на входе, кПа; GS_TFLO – расход на выходе, л/мин

ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА УРОВНЕЙ ПЛАНИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ОТРАСЛЕВОЙ СИСТЕМЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ АВАРИЙ СТРОИТЕЛЬСТВА ОСПАС



Рис. 6. Организационная схема отраслевой системы ОСПАС

скважин на основе применения искусственной нейронной сети с оперативной пошаговой адаптацией к реальным геолого-геофизическим условиям.

При создании системы был выделен массив данных ГТИ по 25 скважинам, общая продолжительность строительства которых составила более 1300 суток. При этом проанализировано более 31,2 тысячи часов технологических операций, выполняемых при бурении скважин. Количество параметров, измеряемых на каждой скважине, варьировалось от 21 до 55, что было связано с возможностью некоммерческого анализа информации

по месторождению Volve в Северном море, которые формировались на основе протоколов WITSML и находились в открытом доступе.

Разработанный и созданный WITSML-сервер осуществляет анализ информации с WITSML-объектов: Well (общая информация по скважине), wellbore (ствол), log (каротажи), mudlog (буровой раствор), realtime (реально-временные данные). Пример построения графиков параметров бурения приведен на рис. 5.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ИТОГИ ПРОВЕДЕНИЯ ПНИ

По итогам работы получена следующая точность прогнозирования при проведении буровых работ: газонефтеводопроявления (ГНВП) – 96 %; поглощение – 79 %; прихват – 87 %. Также:

- разработан и апробирован метод классификации аварий и осложнений в бурении по степени применимости нейросетевых алгоритмов;
- разработан метод определения оптимального набора параметров, получаемых в режиме онлайн для задачи предотвращения прихватов, поглощений, ГНВП;
- создан метод нахождения оптимальной конфигурации сети нейронов и параметров сходимости результатов для выполнения достоверного прогноза аварийной ситуации;
- выполнена сравнительная оценка возможных решений задачи предупреждения аварийности и обоснование выбора направления исследований;
- реализован экспериментальный образец программного комплекса (ПК), предназначенного для предупреждения аварийности при строительстве нефтегазовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей;
- на основании полученных экспериментальных материалов разработаны предложения и рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций для бурового комплекса;
- разработана Стратегия коммерциализации полученных в ходе ПНИ результатов;



Рис. 8. Модель Центра интегрированных операций

• Расщепление личности, когда анализ и решения фактически переходят к ИИ, происходит утрата целостности человека в условиях цифровой экономики, а функции человека становятся вспомогательными или наблюдательными.

Факторы неопределенности способны затруднить прогнозирование финансовых, социальных, логистических и других условий ведения бизнеса, в связи с чем долговременные крупные проекты могут быть или не реализованы, или же они не обеспечат нужного результата внедрения.

В рамках реализации гранта «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин» ИПНГ РАН был образован творческий коллектив, оперативно сформировавший итоговые цели разработки и получивший значительный опыт по внедрению отечественных систем интеллектуального бурения. Была сформирована методика внедрения. Согласно разработанным предложениям, оперативное управление и краткосрочное прогнозирование режимов выполняются на буровой, а удаленно, в центре мониторинга, организуется контроль выполняемых работ экспертами, расчет моделей и режимов в среднесрочной и длительной перспективе.

ПРЕИМУЩЕСТВА ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ

В то же время, несмотря на ряд указанных рисков и возникающих проблем, проводимая в России, и в том числе в нефтегазовом комплексе, политика перехода на интеллектуальные технологии рассматривается как один из основных источников экономического роста и обеспечивается сочетанием экономических, организационных, правовых и юридических мер и положений, реализуемых на федеральном, региональном и муниципальном уровнях для обеспечения эффективности и поддержки приоритетных и прибыльных инновационных проектов.

Одним из существенных преимуществ интеллектуального управления является возможность планового управления бурением без участия оператора на основе нейронных моделей. В дальнейшем это позволяет создавать не только группы интеллектуальных месторождений, но и интеллектуальное предприятие по добыче в пределах Общества. Модель Центра интегрированных операций приведена на рис. 8.

Все более широкое внедрение технологий ИИ для повышения эффективности производственных процессов в нефтегазовой отрасли приводит к растущему в геометрической прогрессии количеству и уникальной специализации моделей искусственных нейронных сетей и методов машинного обучения, настроенных на решение различных целевых задач: планирование разработки, оптимизация технологических режимов, прогнозирование различных типов осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин и др.

Основным направлением общего решения при реализации становится агрегирование разнородных программно-алгоритмических комплексов (ПАК) с применением технологий искусственного интеллекта в единую систему, обеспечивающую эффективное решение общего комплекса задач в условиях априорной неопределенности, связанной с необходимостью учета конкретных геолого-геофизических, технических и технологических факторов. При этом под агрегированием разнородных ПАК понимается их объединение в самообучающуюся систему на основе унифицированных алгоритмов искусственного интеллекта, образующих единую Smart платформу в информационно-управляющем пространстве технологическими процессами нефтегазовой отрасли.

Применение интеллектуальных технологий на нефтегазовых месторождениях позволяет обеспечить:

— Автоматизированную подстройку и адекватность геолого-технологической модели объектов (скважин, инфраструктуры) фактическим проектным показателям промысла.

— Автоматизированный расчет материального баланса, управление режимами работы отдельных скважин, месторождений и всего нефтегазового Общества в целом.

ВЫВОДЫ

Новизна реализованных решений в рамках создания автоматизированной системы заключается в совершенствовании технологий бурения на основе применения алгоритмов моделирования и нахождения оптимальной конфигурации сети для выполнения достоверного прогноза на базе модели искусственной нейронной сети. Без комплексной автоматизации невозможно обеспечить снижение роли персонала, что предполагает роботизацию части процесса бурения и технологий спускоподъемных операций и стандартизацию решений для проектирования. Представленная концепция территориально распределенной системы интеллектуального мониторинга и управления легко адаптируема к различным технологическим процессам при работе в нештатных ситуациях за счет информационной поддержки процессов строительства.

Лучшие мировые практики показали эффективность применения больших объемов информации отражающих все стадии жизненного цикла скважин и месторождений, что обеспечивает построение «умной скважины» и «цифрового» интеллектуального месторождения, увеличение сроков эксплуатации скважин и извлекаемых запасов не менее чем на 10 %, уменьшение времени простоев порядка 50 % от начального уровня и сокращение операционных затрат не менее чем на 10–25 %.

Благодарности

Статья написана в рамках исполнения государственного задания по теме: *Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Номер гос. учёта НИОКТР в РосРИД 122022800270-0.*

Литература

1. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е., Сафарова Е.А. Цифровые скважины и месторождения // Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем (SPRS-2020): сборник докладов. – III Международная научно-практическая конференция Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем (SPRS-2020), 23–24 сентября 2020 г. – Газпром ВНИИГАЗ Москва. – 2020. – С. 26–38.
2. Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. Digital transformation of gas production // Scopus IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 700 (2019) 012052. Dirac house, Bristol, England, BS1 6BE: 2019. – P. 1–6. – DOI: 10.1088/1757-899X/700/1/012052.
3. Gurina E. et al. Application of machine learning to accidents detection at directional drilling // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – T. 184. – С. 106519. – doi: 10.1016/j.petrol.2019.106519.
4. Еремин Н.А., Черников А.Д., Сарданашвили О.Н., Столяров В.Е., Архипов А.И. Цифровые технологии строительства скважин. Создание высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин // Деловой журнал Neftegaz.Ru. – 2020. – № 4 (100). – С. 38–50.
5. WITSML Data Standards / [Электронный ресурс] / URL: <https://www.energistics.org/portfolio/witsml-data-standards/>.
6. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. Digital transformation of gas production. // COTech&OGTech. – 2019. 29–29.11.19, Stavanger, Norway. – IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (MSE). – doi: 10.1088/1757-899X/700/1/012052.
7. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Сафарова Е.А., Филиппова Д.С., Бороздин С.О. Качественный анализ геодан-

ных временного ряда для предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин // SOCAR Proceedings. – № 3. – 2020. – С. 31–36. – <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20200300442>.

8. Дмитриевский А.Н., Дуплякин В.О., Еремин Н.А., Капранов В.В. Алгоритм создания нейросетевой модели для классификации в системах предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин // Датчики и системы. – 2019. – № 12 (243). – С. 3–10. – doi: 10.25728/datsys.2019.12.1.

9. Архипов А.И., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Черников А.Д., Бороздин С.О., Сафарова Е.А., Сейнароев М.Р. Анализ качества данных станции геолого-технологических исследований при распознавании поглощений и газонефтеводопроявлений для повышения точности прогнозирования нейросетевых алгоритмов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 08 (1162). – С. 63–67. – DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-63-67.

10. Еремин Н.А., Столяров В.Е. Совершенствование нормативно-правового регулирования развития науки и современных технологий в нефтегазовой отрасли // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – Т. 569. – № 12. – С. 15–26. – DOI: 10.33285/0132-2222-2020-12(569)-15-26.

References

1. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E., Safarova E.A. Digital wells and deposits // Topical issues of oil and gas reservoir systems research (SPRS-2020): collection of reports. – III International Scientific and Practical Conference Topical issues of oil and gas reservoir Systems Research (SPRS-2020), September 23–24. – 2020 – Gazprom VNIIGAZ Moscow. – 2020. – pp. 26–38.
2. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. Digital transformation of gas production // Scopus IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 700 (2019) 012052. Dirac house, Bristol, England, BS1 6BE: 2019, P. 1–6, DOI: 10.1088/1757-899X/700/1/012052.
3. Gurina E. et al. Application of machine learning to accidents detection at directional drilling // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 184. – p. 106519. doi:10.1016/j.petrol.2019.106519.
4. Eremin N.A., Chernikov A.D., Sardanashvili O.N., Stolyarov V.E., Arkhipov A.I. Digital technologies of well construction. Creation of a high-performance automated system for preventing complications and emergencies during the construction of oil and gas wells. // Neftegaz Business Magazine.Ru. – 2020. – No. 4 (100). – pp. 38–50.
5. WITSML Data Standards / [Electronic resource] / URL: <https://www.energistics.org/portfolio/witsml-data-standards/>.
6. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. Digital transformation of gas production. // COTech&OGTech 2019 29-29.11.19. – Stavanger. – Norway – IOP Conference Series: Materials Science and Engineering(MSE). – doi: 10.1088/1757-899X/700/1/012052.
7. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Safarova E.A., Filippova D.S., Borozdin S.O. Qualitative analysis of geodata of a time series for the prevention of complications and emergencies during drilling of oil and gas wells // SOCAR Proceedings – No. 3. – 2020 – pp. 31–36. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20200300442>.
8. Dmitrievsky A.N., Duplyakin V.O., Eremin N.A., Kapranov V.V. Algorithm for creating a neural network model for classification in systems for preventing complications and emergencies during the construction of oil and gas wells // Sensors and systems. – 2019. – No. 12 (243). – pp. 3–10. – doi: 10.25728/datsys.2019.12.1.
9. Arkhipov A.I., Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Chernikov A.D., Borozdin S.O., Safarova E.A., Seinarov M.R. Analysis of the data quality of the geological and technological research station in the recognition of absorption and oil and gas occurrences to improve the accuracy of forecasting neural network algorithms // Oil industry. – 2020. – № 08 (1162). – pp. 63–67. – DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-63.
10. Eremin N. A., Stolyarov V. E. Improvement of regulatory regulation of the development of science and modern technologies in the oil and gas industry // Automation, telemechanization and communication in the oil industry. – 2020. – Vol. 569, – No. 12. – p. 15–26.