НИТПО
NITPO

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

iOilGas conference

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2022

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

11-й Международной научно-практической конференции

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЦЕССАХ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА. ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ.

г. Сочи

23 - 28 мая 2022 г.

Краснодар
2022

УДК 622.691; 622.692; 622.276.8; 622.279.8

ББК 33.361; 33.362

Под редакцией: **В.М. Строганова, Д.М. Пономарева, А.М. Строганова**

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов: Сб. докл. 11-й Международной научно-практической конференции. Сочи, Краснодарский край, 2022 г. / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо» – Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2022. – 110 с.: ил.

ISBN 978-5-905924-38-5

«Research-and-Production firm «Nitpo», LLC

INNOVATIVE TECHNOLOGIES IN THE PROCESS OF GATHERING, PREPARATION AND TRANSPORTATION OIL AND GAS. DESIGN, CONSTRUCTION, OPERATION AND AUTOMATION OF PRODUCTION OBJECTS

The collection of reports

of the 11th International scientific-and-practical conference

Sochi, Krasnodar region

23th – 28th May 2022

Krasnodar

2022

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЦЕССАХ СБОРА, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

Н.А. Еремин, В.Е. Столяров, А.Д. Черников, И.К. Басниева, З.Т. Краус, И.А. Еремина
(Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г. Москва)

Digital Technologies in the Processes of Collecting, Preparing and Transporting Oil and Gas

N.A. Eremin, V.E. Stolyarov, A.D. Chernikov, I.K. Basnieva, Z.T. Kraus, I.A. Eremina
(Federal State Budgetary Institution of Science Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow)

Еремин Н.А.

В материалах обоснована необходимость внедрения цифровых технологий с элементами искусственного интеллекта в топливно-энергетическом комплексе. Приведены примеры эволюционного развития в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Применение интеллектуальных технологий позволяет не только снизить стоимость обустройства отдельных скважин, но и обеспечить повышение уровня добычи для месторождений, находящихся на заключительной стадии эксплуатации, а также рентабельность месторождения.

Модернизацию комплекса возможно обеспечить за счет внедрения технологий больших геоданных, блокчейна, интеграции индустриальных платформ, машинного обучения, искусственного интеллекта и нейросетей с моделирование процессов и моделей осложнений, а также автоматизации технологических и экологических ограничений при получении и обработке информации для любых технологических процессов.

В процессе цифровой трансформации реализуется конкурентоспособная эффективная экономика, построенная на базе отечественных научных разработок, выполненных на основе современных программно-аппаратных средств и компетенций эксплуатационного персонала.

Лучшие мировые практики показали эффективность применения больших объемов информации отражающих все стадии жизненного цикла скважин и месторождений, что обеспечивает построение «цифрового» интеллектуального месторождения, что обеспечивает увеличение сроков эксплуатации скважин и извлекаемых запасов не менее чем на 10 %, уменьшение времени простоев скважин порядка 50 % от начального уровня при наличии ограничений и сокращение операционных затрат не менее чем 10-25 % в процессах сбора, подготовки и транспорта углеводородной продукции.

The materials substantiate the need for the introduction of digital technologies with elements of artificial intelligence in the fuel and energy complex. Examples of evolutionary development in the processes of collecting, preparing and transporting oil and gas are given. The use of intelligent technologies allows not only to reduce the cost of developing individual wells, but also to ensure an increase in the level of production for fields in the final stage of operation, as well as the profitability of the field.

Modernization of the complex can be achieved through the introduction of large geodata technologies, blockchain, integration of industrial platforms, machine learning, artificial intelligence and neural networks with modeling of processes and complication models, as well as automation of technological and environmental constraints in obtaining and processing information for any technological processes.

In the process of digital transformation, a competitive efficient economy is being implemented, built on the basis of domestic scientific developments made on the basis of modern software and hardware and the competencies of operational personnel.

The world's best practices have shown the effectiveness of using large amounts of information reflecting all stages of the life cycle of wells and fields, which ensures the construction of a "digital" intelligent field, which ensures an increase in the life of wells and recoverable reserves by at least 10%, a reduction in well downtime of about 50% of the initial level in the presence of restrictions and a reduction in operating costs at least 10-25% in the processes of collection, preparation and transportation of hydrocarbon products.

Нефтегазовая отрасль – важнейшая составная часть современной глобальной национальной экономики, развитие которой происходит в контексте всех мировых хозяйственных отношений, в тесном взаимодействии с другими отраслями мировой экономики и энергетики.

Одним из безусловных приоритетов внутренней и внешней политики России является научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса. Это предполагает ресурсно-инновационное развития страны, существенный вклад в развитие экономики и значительные валютные поступления при проведении модернизации с привлечением отечественного научного потенциала.

Как показали последние события, высокая зависимость от иностранных компаний угрожает долгосрочной энергетической и экономической безопасности страны. Для снижения рисков руководством страны поставлена задача развития отечественной промышленности и осуществления импортозамещения в энергетике. Эта цель имеет одно из приоритетных значений для обеспечения устойчивого функционирования ТЭК в будущем, вне зависимости от геополитических обстоятельств.

Серьёзным внутренним вызовом является изменение структуры запасов, обусловленное вступлением нефтяных месторождений, в том числе крупных и гигантских (Самотлорское, Ромашкинское и др.), в завершающий период разработки и сокращением, в связи с этим добычи лёгкой маловязкой нефти. Балансовые запасы нефти категории АВС1 в России превышают 18 млрд. т; из них две трети относятся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ). Степень выработанности разведанных запасов достигает 55 %, коэффициент извлечения нефти – 29-30 %, степень разведанности начальных суммарных ресурсов – 46 %.

По оценке ГКЗ РФ в истощающихся месторождениях содержится 3,9 млрд. тонн с обводненностью более 90 %. По результатам анализа прогнозных ресурсов нефти и газа, России ещё предстоит открыть около 60 % нефтяных и более 70 % газовых и газоконденсатных месторождений. НГК страны необходимо реализовать масштабные работы по поиску, разведке и освоению нефтегазовых ресурсов в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях в регионах Восточной Сибири, Крайнего Севера и арктического шельфа, провести практические работы по добыче нефти на больших глубинах в Западной Сибири (5,0-7,0 км) и в Прикаспийской впадине (6,0-8,0 км), в зонах действия высоких температур и давлений, из месторождений сложного состава, содержащих агрессивные газы.

К внутренним рискам также следует отнести: низкий уровень цифровизации нефтегазовых скважин и месторождений; незначительный фонд эксплуатационных скважин, управляемых в режиме реального времени и дистанционно, слабая стандартизация типовых проектных решений. Столь же масштабные задачи по созданию новых инновационных технологий стоят перед газовой промышленностью. Гигантские месторождения сеноманского газа (Уренгойское, Ямбургское, Медвежье) также вступили в период падающей добычи. Необходимы новые подходы к разработке гигантских месторождений с низконапорным газом с возможностью снижения геологических и технологических осложнений на основе интеллектуального управления добычей.

Серьёзные проблемы связаны с эксплуатацией старых и со строительством новых трубопроводных систем. Значительная часть действующих нефтегазо- и продуктопроводов достигла или приближается к завершению проектного срока эксплуатации. Значительная часть подземных хранилищ, обеспечивающих надёжность и стабильность поставок газа потребителям, в связи с известными событиями 90-х годов, оказалась за пределами России. Эффективным инновационным ответом на вызовы волатильности и конкуренции на мировом рынке нефти и газа является цифровизация основных фондов всей цепочки нефтегазодобычи, которая должна возрасти до 10 % к 2030 г. [1, 2].

Основной движущей силой наступающих перемен в нефтегазовом комплексе являются цифровые нефтегазовые технологии. Среди наиболее актуальных направлений развития нефтегазовой отрасли до 2030 г. эксперты называют:

÷ создание новой цифровой нефтегазовой промышленности для безлюдного освоения углеводородных ресурсов;

÷ ускоренное импортозамещение подводных (подледных) заводов и добычных комплексов для освоения Арктических ресурсов углеводородов;

÷ создание благоприятных стимулирующих условий для развития ресурсно-инновационной деятельности, направленной на цифровизацию и интеллектуализацию нефтегазовой отрасли, на коренное обновление отечественной производственно-технологической базы освоения остаточных ресурсов нефти и газа;

÷ государственную поддержку и развитие научно-технических работ, технологий и промышленного производства специальных оптических волокон на базе имеющихся заделов в институтах РАН и нефтегазовых университетов и предназначенных для обеспечения

энергетической, информационно-коммуникационной безопасности и мониторинга нефтегазовых месторождений;

÷ распространение опыта строительства и эксплуатации цифровых месторождений в Российской Федерации, как реализующих государственную политику в области снижения капиталоемкости, ресурсоемкости и энергоэффективности при освоении новых и эксплуатации старых месторождений нефти и газа на море и на суше и способствующих значительному приросту запасов «легкой» нефти за счет снижения эксплуатационных затрат на 10-15 %;

÷ создание постоянно действующего «зеленого» мониторинга рационального использования недр, защиты окружающей среды;

÷ переобучение кадров, которые высвобождаются в рамках проводимой реструктуризации нефтегазовой отрасли, новым цифровым специальностям – цифровой оператор и супервайзер цифрового нефтегазового производства; цифровой оператор и супервайзер роботизированных систем нефтегазового производства.

Цифровые технологии определенно не новость дня. Массово цифровые решения применялись в ПАО «Газпром» при строительстве и эксплуатации экспортного магистрального газопровода Ямал-Европа в 1997-2007 гг., строительстве и расширении Отраслевой Системы Оперативно Диспетчерского Управления (ОСОДУ).

С учетом этого сформированы требования к персоналу и оборудованию; развиваются технологии автоматизированного управления объектами; сформирован ряд документов для проектирования, строительства и эксплуатации объектов. Эволюция строительства цифровых месторождений в России приведена на **рисунке 1**.

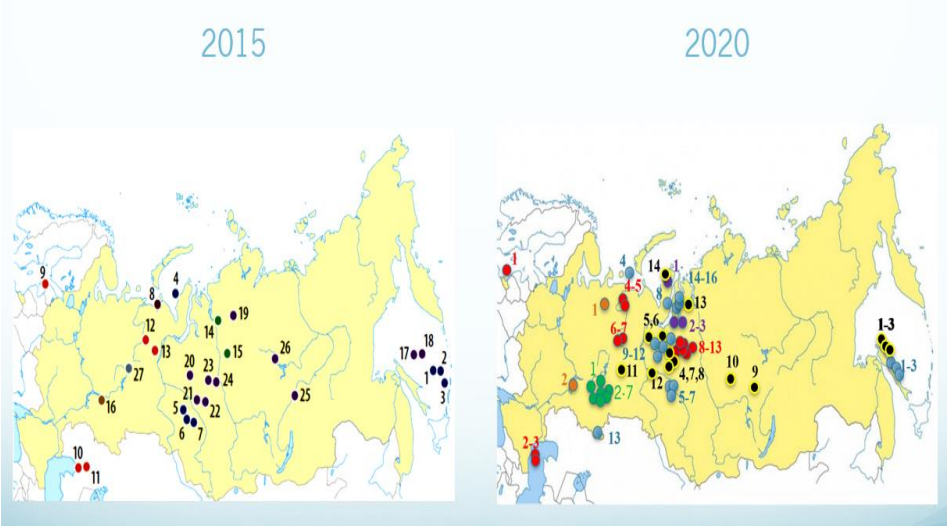

Рис. 1. Эволюция строительства цифровых месторождений в России

Новым в настоящее время является экспоненциальное возрастание скорости цифровой модернизации НГК, которая является следствием растущей синергии цифровой нефтегазовой экономики и понимание, что следующим этапом станут интеллектуальные системы, с тенденцией снижения роли персонала и появления новых цифровых компетенций, а затем последует этап интеграции интеллектуальных систем и роботизации процессов. Это предполагает в дальнейшем моделирование транспортной загрузки потоков нефти и газа, организацию работ по выявлению резервов и свободных мощностей для выполнения контрактных обязательств.

Синергия цифровой нефтегазовой экономики (от греч. synergys – вместе действующий) – это возрастание эффективности деятельности НГК за счет цифровой эмерджентности, т.е. степени интеграции и взаимодействия отдельных частей в единой цифровой нефтегазовой экосистеме.

Цифровые нефтегазовые технологии способны и обеспечивают непрерывное развитие. Эволюцию нефтегазовых технологий можно описать S-образными кривыми, когда одно поколение технологий становится основой для развития следующего поколения более продвинутых технологий. Эволюция развития нефтегазовых технологий приведена на **рисунке 2**.

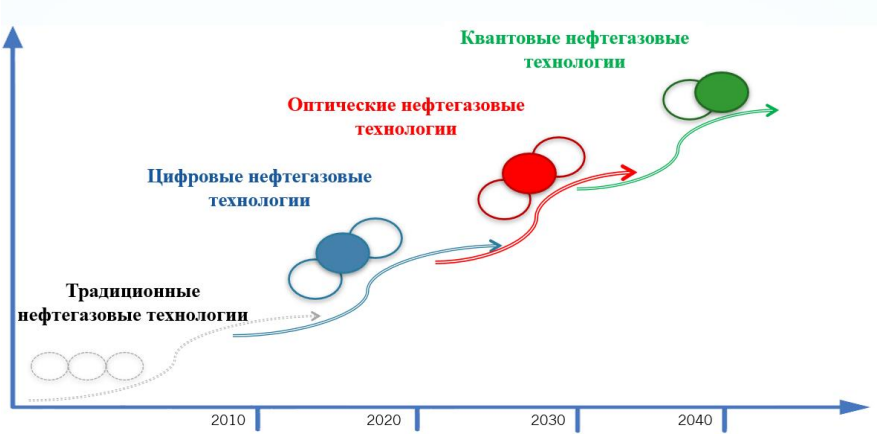

Рис. 2. Эволюция развития нефтегазовых технологий

В начале S-образной кривой наблюдается медленное развитие технологии. Затем темпы развития технологии становятся большими и достигают максимума в точке перегиба. В конце происходит постепенное затухание развития технологии.

Цифровая нефтегазовая технология базируется на переходе с механической или аналоговой формы на цифровую форму сбора, передачи и обработки информации, организации предиктивной аналитики для больших геоданных при принятии решений.

В Институте проблем нефти и газа (ИПНГ РАН) в 2021 году были завершены работы по созданию цифровой нефтегазовой технологии передачи больших геоданных со станций геолого-технологических измерений при строительстве скважин с использованием нефтегазового блокчейн [3, 4].

Оптическая нефтегазовая технология использует оптическую регистрацию и трансмиссию больших объемов геоинформации, закодированных в дискретных световых импульсах по оптоволокну и используется в системах управления нефтегазовым производством.

Квантовая нефтегазовая технология основывается на регистрации и трансмиссии больших объемов геоинформации, закодированной в квантовых состояниях (КС) в виде фотонов по оптоволокну или по открытому пространству и предназначена для внедрения в системах управления нефтегазовым производством в режиме онлайн.

Фотоны – кванты электромагнитного излучения распространяются со скоростью света, и позволяют кодировать информацию в частотных, фазовых, амплитудных, поляризационных и временных переменных. Общие затраты на цифровизацию, оптикализацию, квантовизацию, интеллектуализацию, петроороботизацию, мультисенсоризацию и суперкомпьютеризацию нефтегазовой отрасли по оценкам экспертов к 2035 г. в Российской Федерации могут достичь $10,0 миллиардов в год.

За рубежом первое цифровое месторождение было введено в эксплуатацию в 2001 г., в РФ это произошло несколько позднее – в 2008-м. Лидерами внедрения технологий цифрового месторождения являются ПАО «Газпром», ПАО «Роснефть», ПАО «Лукойл».

Первая цифровая скважина была закончена строительством в августе 1997 года на платформе на натяжных опорах Saga’s Snorre в Северном море.

Цифровая скважина – это проводимый комплекс мероприятий и оборудования, имеющий определенные цели и обеспечивающий: увеличение и/или оптимизацию добычи, рост показателей нефте- (газо-) отдачи; оптимизацию капитальных и эксплуатационных затрат, а также снижение влияния человеческого фактора за счет автоматизации и роботизации части процессов добычи с возможностью предиктивного управления и организации поддержки принятия решений.

Задачами цифровой скважины являются: получение достоверной и оперативной информации о дебите (жидкость, газ), затратах энергии, состоянии скважинной насосной установки, обработки информации, анализа, сохранения информации, принятия решений об изменении параметров работы системы «пласт-скважина-насосная установка» по заданному критерию (объем добычи нефти, объем пластовой жидкости, затраты электроэнергии, сумма

капитальных и текущих затрат на работу системы при обеспечении заданного дебита и т.д.), оптимальная добыча из нескольких пластов, управление закачкой в несколько пластов, дренирование нескольких нефтяных зон в разобщенных пластах, разработка нефтяных оторочек, внутрискважинный газлифт, переменная добыча газа, контроль притока из отдельных стволов многозабойной скважины, повышение охвата пласта воздействием в системе добывающих и нагнетательных скважин, получение информации о процессах, происходящих в стволе скважины, нестационарное заводнение, межпластовый транспорт флюидов для поддержания пластового давления, связующие скважины, испытание разведочных скважин, датчики на ликвидированных скважинах, системы скважинного сейсмоакустического мониторинга. Основные элементы высокотехнологичной или цифровой скважины приведены на **рисунке 3**.

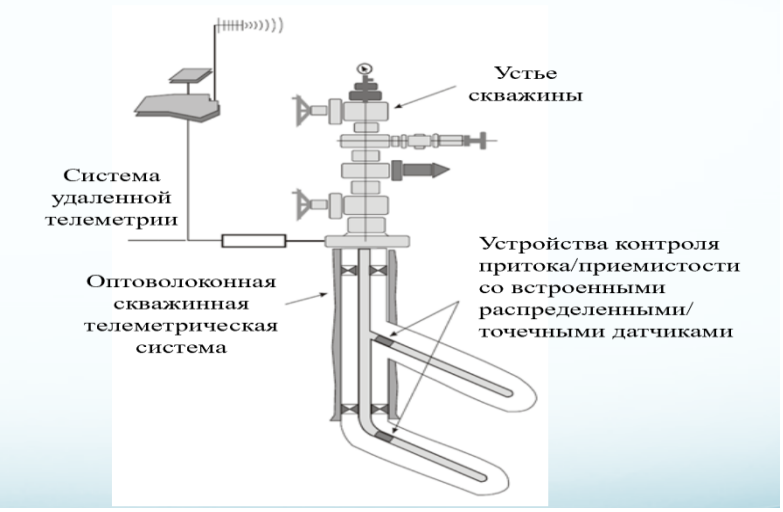

Рис. 3. Элементы высокотехнологичной или цифровой скважины

К высокотехнологичным или цифровым скважинам относятся:

÷ Многозабойные скважины (особенно пятого и шестого поколений);

÷ Скважины сложного профиля;

÷ Скважины, оснащенные забойными системами измерения;

÷ Скважины, оснащенные устройствами контроля притока (пассивными или активными), высокотехнологичными встроенными распределенными/ точечными датчиками и управления в автоматическом режиме.

Основная предпосылка для внедрения цифровых технологий ведущими нефтегазовыми компаниями – это существенное снижение эксплуатационных затрат; обеспечение технологической и экологической безопасности, что в свою очередь, приводит к увеличению извлекаемых запасов нефти и газа, продлению сроков эксплуатации месторождений, находящихся на заключительной стадии эксплуатации.

Это особенно актуально с учетом того, что достигнутая общемировая средняя нефтеотдача по «выбывающим» из добычи месторождениям составляет 30 % (в Западной Сибири – 29 %), т.е. 70 % открытых ресурсов нефти остаются нетронутыми и технологически ограниченными для добычи в нефтегазоносных горизонтах. Снижение эксплуатационных затрат позволяет извлечь эти остаточные запасы за счет незначительных дополнительных вложений в оборудование месторождений (цифровизацию скважин и оборудование), имеющих инфраструктуру и подготовленный эксплуатационный персонал.

Предлагается выделить 5 категорий цифровых скважин.

Первая категория – это цифровые скважины, которые имеют устройства управления притоком продукции в скважине, но без управляющего кабеля с поверхности. Устройство срабатывает при определенных условиях, когда давление или температура достигают заданной точки.

Вторая категория – это цифровые скважины, оборудованные как устройством управления притоком продукции, так и управляющим кабелем с поверхности. Например, для управления

газлифтной скважиной или управления потоками/приемистостью из различных добывающих/нагнетательных зон.

Третья категория – это скважины, оборудованные многочисленными устройствами управления притоком продукции, системами контроля и управления.

Четвертая категория – это скважины со сложными устройствами управления притоком продукции, скважинной системой и многочисленным количеством добывающих/нагнетательных зон.

Пятая категория – это скважины, предназначенные для специализированного скважинного мониторинга, например, оборудованные многофазными расходомерами или датчиками анализа состава флюидов.

Оснащение скважин и месторождений оборудованием для анализа состояния добываемой продукции на основе волоконно-оптических технологий позволяет обеспечить распределенный по стволу скважины мониторинг температуры (DTS), деформаций и тензометрии (DSS), акустических возмущений (DAS), измерения давления и состояние различных технологических процессов, мониторинг промышленных и гражданских объектов. Главным преимуществом применения таких технологий является возможность совмещения кабеля и датчика в одном устройстве, а также обеспечение измерения различных параметров в реальном времени.

Цифровые скважинные технологии имеют и ряд других преимуществ. Во-первых, это качественное управление залежами в реальном времени. Во-вторых, интеллектуальное заканчивание скважин сокращает время до получения первой продукции и снижает затраты на эксплуатацию. В-третьих, цифровые скважинные технологии дают уменьшение расходов на вмешательства в работу скважин, обеспечивают непрерывную работу согласно проекту разработки месторождения. Стоимость остановки скважин для проведения ГИС достаточно высокая, а это означает, большие экономические выгоды от применения цифровых скважинных технологий и снижение капитальных затрат на ремонт и определение режимов работы.

Внедрение цифровых скважин позволяет уменьшить потребляемую электроэнергию в среднем на 20 %, снизить затраты на обслуживание и ремонт, увеличить коэффициент эксплуатации установок штанговых насосов на 25 %, увеличить добычу нефти на 1-4 %, сократить простои поверхностного технологического оборудования. Технико-экономический эффект от внедрения цифровых скважин заключается в сокращении капитальных затрат на строительство скважин в среднем на 5-10 % и сроков строительства и благоустройства скважин не менее чем на 10 %.

Соответственно цифровое управление скважинным фондом месторождения позволяет обеспечить:

÷ Непрерывный расчет и анализ технологической и экологической безопасности, снижение вероятности (рисков) опасных отклонений путем автоматизации процессов управления в автоматическом режиме;

÷ Передачу части компетенций на уровень роботизированных систем, что снижает влияние человеческого фактора и компетенций и обеспечивает возможность ситуационного управления на основе моделей развития;

÷ Регулирование в автоматическом режиме и автоматизированную подстройку адекватности построенной геолого-технологической модели фактическим показателям скважины и промысла во времени;

÷ Автоматизированный расчет материального баланса по скважинам и управление режимами кустов скважин, промыслами и месторождениями в целом; Учет ресурсов, планирование работ, оформление отчетных форм с учетом целевых показателей согласно принятой бизнес-модели и ранжирования показателей эксплуатации;

÷ Оптимизацию распределения нагрузки по скважинам, агрегатам и установкам, планирование и организацию работ по ремонту, обслуживанию и интенсификациям; соответствие режимных установок проектным показателям эксплуатации, моделям рисков и режимов работы скважин и месторождений.

Пример оборудования скважины системой распределенной телеметрии на основе волоконно-оптической системы приведен на **рисунке 4**.

Примером внедрения инновационных цифровых технологий является бесконтактная диагностика методом магнитной томографии водных переходов газопровода компании ОАО «АЛРОСА – Газ», который был проведен совместным центром магнитной томографии ИПНГ РАН и компанией Транскор-Р [5].

Рис. 4. Оборудование скважины волоконно-оптической системой телеметрии

С использованием беспилотного летательного аппарата (БПЛА) обследовано четыре водных перехода газопровода общей протяженностью 1,5 км, в т.ч. через реку Вилюй шириной более 400 м.

Мониторинг состояния водных переходов газопровода в режиме онлайн с применением квадрокоптера приведен на **рисунке 5**.

Рис. 5. Мониторинг состояния водных переходов газопровода

В результате мониторинга газопровода было выявлено их техническое состояние, наличие дефектов, нарушение целостности (разрывы, пробоины, трещины), остаточные деформации (гофрировки, бухтины, вмятины) и износ (общий, линейный, местный, язвенный, канавочный). Результаты мониторинга методом магнитной томографии приведены на **рисунке 6**.

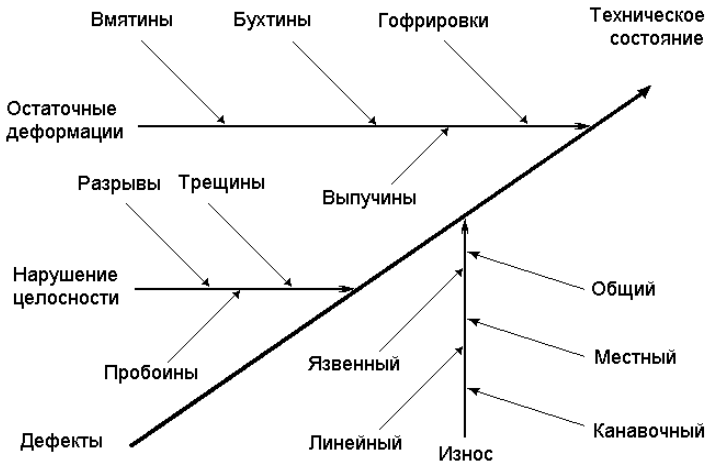

Рис. 6. Мониторинг методом магнитной томографии состояния трубопроводов

Комплексный подход также предусмотрен при создании цифрового Южного инфраструктурного хаба (морской порт, ПХГ, СПГ, ГХК) на южном направлении транспортировки газа как одного из «краеугольных камней» в установлении надежной и всеобъемлющей системы национальной и энергетической безопасности на юге России, который приведен на **рисунке 7**.

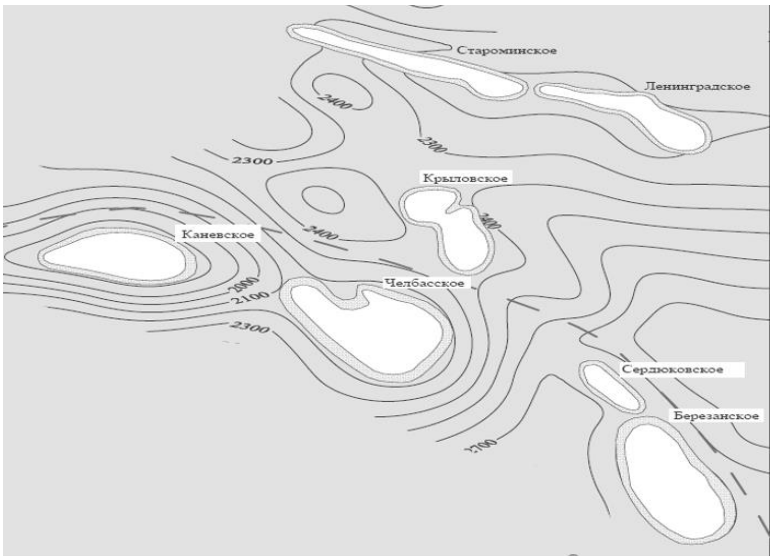

Рис. 7. Создание ПХГ на базе истощенных газовых месторождений Краснодарского края

Реализация сложного проекта предусматривает несколько этапов создания и финансирования:

÷ На первом этапе – создание ПХГ объемом 20 млрд. м^3 к концу 2023 г. на базе истощенного газового месторождения Ленинградского. Оценочная стоимость работ – $250 млн;

÷ На втором этапе – создание комплекса ПХГ объемом 100 млрд. м^3 к 2024 г. на базе выработанных газовых месторождений Березанского, Каневского, Староминского и Сердюковского. Стоимость работ и оборудования порядка – $700 млн.;

÷ На третьем этапе строительство завода СПГ мощностью до 5 млн. в год к 2025 г. Стоимость работ и оборудования – $ 5 млрд;

÷ На четвертом этапе строительство завода ГХК мощностью до 5 млн. в год. Стоимость работ и оборудования – $ 5 млрд.

Преимуществом интеллектуального управления является возможность организации управления как отдельными скважинами, так и группой скважин в соответствии с заданными критериями управления; создавать группы интеллектуальных промыслов и месторождений; оптимизировать инфраструктуру промысла и технологические режимы добычи и транспорта продукции, эффективно планировать работы и затраты из Единого удаленного центра строительства и эксплуатации нефтегазового Общества. Структура и задачи Центра интегрированных операций приведена на **рисунке 8**.

Рис. 8. Структура и задачи Центра интегрированных операций

В последнее время цифровая трансформация рассматривается как обязательная составляющая нефтегазовых технологий способных обеспечить преобразование топливно-энергетического сектора из сырьевой направленности в передовую отрасль отечественных цифровых технологий инновационной направленности.

Для реализации этого подхода принято Распоряжение Правительства РФ от 28 декабря 2021 г. № 3924-р «Об утверждении стратегического направления в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса». В ходе цифровой трансформации до 2030 года должен быть реализован ряд перспективных технологий, включая большие данные, нейротехнологии и искусственный интеллект, компоненты робототехники и сенсорики, технологии беспроводной связи, а также с учетом развития топливно-энергетического комплекса обеспечен рост производительности труда, снижение аварийности и обеспечен реальный рост инвестиций в создание отечественных решений за счет правового регулирования.

Заключение

Развитие отечественных цифровых нефтегазовых технологий способно повысить конкурентоспособность нефтегазового сектора экономики; нивелировать влияние санкций зарубежных стран на стабильное функционирование нефтегазовой отрасли; обеспечить системную интеграцию имеющихся перспективных фундаментальных и перспективных разработок РАН по созданию прорывных инновационных технологий для устойчивого развития НГК РФ.

Российская наука способна сделать непрерывным процесс формирования научно-технического задела и создания прорывных инструментальных, технических и технологических инноваций по всей производственной цепочке нефтегазового комплекса, включающей прогноз,

поиск, разведку, разработку нефтяных и газовых месторождений, транспорт, хранение и переработку нефти и газа.

Благодарности: Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № АААААА19-119013190038-2).

Список использованных источников:

1. Дмитриевский А. Н., Еремин Н. А., Шабалин Н.А., Басниева И.К., Еремина И.А. О проекте Стратегии цифровой модернизации нефтегазового комплекса РФ. // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 12 (241) – С. 9-13.

2. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Filippova D.S., Safarova E.A. (2020). Digital oil and gas complex of Russia // Georesources.- Special issue. - pp. 32–35. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.SI.32–35

3. A.N. Dmitrievsky, N.A. Eremin, E.A. Safarova, D.S. Filippova, S.O. Borozdin Qualitative Analysis of Time Series GeoData to Prevent Complications and Emergencies During Drilling of Oil and Gas Wells // SOCAR Proceedings. - No.3 (2020) 031-037. - http://dx.doi.org/10.5510/OGP20200300442

4. Dmitrievsky A.N., Sboev A.G., Eremin N.A., Chernikov A.D., Naumov A.V., Gryaznov A.V., Moloshnikov I.A., Borozdin S.O., Safarova E.A. (2020). On increasing the productive time of drilling oil and gas wells using machine learning methods // Georesources. - 22 (4). - pp. 79–85. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.4.79-85

5. Svetlana S. Kamaeva, Igor S. Kolesnikov, Nikolai A. Eremin, Linar A. Husnutdinov Remote inspection by the magnetic tomography to prevent the risks of exploitation of Arctic offshore pipelines // COTech&OGTech 2019. - Stavanger. – Norway. - IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (MSE). - DOI: 10.1088/1757-899x/700/1/012051.