

## ИННОВАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Н.А. Еремин, О.Н. Сарданашвили  
Институт проблем нефти и газа РАН,  
e-mail: [ermn@mail.ru](mailto:ermn@mail.ru)

В послании Президента Российской Федерации Федеральному Собранию на 2017 год поставлена задача: реализовать системную программу развития цифровой экономики. Цифровизация экономики будет одним из основных направлений экономического роста и охватит все сферы экономики России, включая нефтегазовый комплекс. 5 июля 2017 года под председательством Владимира Путина состоялось заседание Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и приоритетным проектам, посвященное программе «Цифровая экономика». Цифровая экономика – это прорывное преобразование системы государственного управления, экономики, бизнеса, социальной сферы и общества. Один из проектов программы «Цифровая экономика» готовила межведомственная рабочая группа при Минкомсвязи России. В ее состав входили представители Администрации Президента РФ, федеральных и региональных органов власти, Аналитического центра при Правительстве РФ, научных учреждений РАН, общественных организаций, научно-исследовательских университетов, фондов, бизнеса, а также международные эксперты. Была поставлена задача в кратчайшие сроки разработать программу цифровизации, цифровую платформу и «дорожную карту» по цифровой модернизации нефтегазовой отрасли [1–6].

Цифровая нефтегазовая отрасль является краеугольным камнем цифровой экономики России. Цифровая нефтегазовая экономика становится важным инструментом повышения конкурентоспособности предприятий нефтегазовой отрасли России на мировом нефтегазовом рынке на долгосрочную перспективу. Цифровая нефтегазовая отрасль формируется на новой парадигме **цифровой нефтегазовой экономики, которая обеспечивает рост капитализации компаний в режиме реального времени – 60/24/7** [4–8]. Цифровая нефтегазовая экономика базируется на четырех основах: отечественных цифровых платформах для развития нефтегазовых технохабов (аналоги IoT, Индустрия 4.0); инновационных реинвестициях прибыли в нефтегазовые цифровые исследования и разработки; стратегиях слияний цифровых нефтегазовых компаний-лидеров с малыми компаниями-аутсайдерами, программах обучения и развития методов искусственного интеллекта [9] и информационных технологий в нефтегазовом деле.

Согласно статистике, нефтегазовая отрасль до сих пор доминирует в ВВП России и является единственной опорой отечественной промышленности. По оценке Всемирного экономического форума, цифровизация мировой экономики в течение следующего десятилетия может принести дополнительно более 30 трлн долл. США. Цифровизация основных отраслей экономики России к 2021 году позволит создать добавленную стоимость на 5–7 трлн руб. в год (прирост ВВП на 4–6%, по данным Бостонской консалтинговой группы), которая будет сопоставима с общими доходами российского бюджета от нефтегазового сектора – 5,050 трлн руб. в 2017 году.

Текущие вызовы отечественного нефтегазового комплекса заключаются в следующем [5–8]:

- Потенциал цифровой модернизации нефтегазовой отрасли используется явно недостаточно и неполно, в связи с чем необходимо увеличить темпы роста цифровизации нефтегазовой экономики с 25% на 2016 год до 50% к 2020 году.
- Падение цен на энергоносители привело к росту инвестиций в инновации и технологический прогресс в области цифровой модернизации нефтегазовых компаний.
- Увеличение объема запасов нефти и газа происходит в основном за счет внедрения инновационных и цифровых технологий, а не за счет открытий новых залежей.
- Ключевыми задачами для нефтегазовых компаний являются предотвращение внеплановых простоев подземного и наземного оборудования и снижение себестоимости добычи нефти и газа.
- Снижение цен на нефть и газ диктует необходимость оптимизации и повышения качества существующих портфелей нефтегазовых активов.

Основными направлениями цифровой модернизации нефтегазового производства являются следующие [10, 11]:

- внедрение передовых нефтегазовых технологий – высокоэффективных цифровых, интеллектуальных, роботизированных, оптоволоконных;
- создание цифровой нефтегазовой инфраструктуры:
  - оптоволоконных систем сбора и передачи больших объемов геоданных;
  - центров хранения и обработки больших объемов геоданных;
  - высокопроизводительных вычислительных комплексов для интегрированного гига-моделирования уникальных и крупных месторождений нефти и газа;

- совершенствование системы цифрового нефтегазового образования (открытого, сетевого и мобильного) в онлайн режиме;
- законодательное регулирование внедрения новых финансовых блокчейн-технологий для развития центров нефтегазовых компетенций (институтов РАН и нефтегазовых университетов), ведущих разработку цифровых, сквозных и виртуальных нефтегазовых технологий.

Анализ отечественного опыта строительства цифровых месторождений и скважин [12–17] позволил выявить основные тенденции цифровой модернизации нефтяного производства: технологическое обслуживание и ремонт в режиме реального времени, обеспечение надежности производственных операций и управление складскими запасами; технологические операции в режиме реального времени, оптоволоконные сенсорные устройства, постоянно действующий мониторинг разработки и добычи, безопасность производства и мобильность инженерно-технических работников уже доказали свою эффективность в цифровой нефтегазовой экономике. Технологические инновации определяют способность нефтегазовых компаний к проведению цифровой модернизации, без которой невозможно их выживание на мировом рынке нефти. Многообразие путей цифровой модернизации нефтегазового производства включает в себя:

- лидерство в области цифровых нефтегазовых технологий;
- интеграция цифровых и традиционных нефтегазовых технологий;
- конвергирование технологий космической и атомной промышленности в нефтегазовую;
- генерация новых денежных потоков от цифровой модернизации нефтяного производства;
- создание новых рабочих мест для талантов в области методов искусственного интеллекта и информационных технологий;
- внедрение сетевого и мобильного нефтегазового переобучения кадров, которые высвобождаются при цифровой модернизации нефтяного производства.

Цифровая модернизация нефтяных компаний приводит к росту темпов выработки запасов легкой нефти, которые достигают порядка 4% в год. Большая часть поставок нефти на мировой рынок производится из месторождений легкой маловязкой нефти. Отношение разрабатываемых запасов легкой нефти к запасам остальных типов нефти составляет 4 к 1. Цифровая нефтегазовая экономика, анализ Больших Геоданных,

операционная аналитика, промышленный Интернет и цифровая модернизация – это инновационные процессы, которые затрагивают нефтегазовый комплекс в целом. В России стремительно развиваются такие инновационные направления, как цифровое месторождение и цифровая скважина, в последний год отмечен растущий интерес к созданию цифровых платформ для нефтяного бизнеса. На рис. 1 представлена эволюция цифровизации нефтегазового комплекса России.



Рис. 1. Цифровой нефтегазовый комплекс России; где НПЗ (ГПЗ) – нефтеперерабатывающий завод (газоперерабатывающий завод)

Индикаторами поступательной цифровой модернизации нефтяного производства следует рассматривать следующие показатели:

- Прирост капитализации компаний (технохабов) за счет цифровизации, млрд руб.
- Снижение удельных капитальных затрат на добычу 1 т (1 тыс. куб. м) нефти (газа) за счет цифровизации, руб./1 т (1 тыс. куб. м).
- Снижение удельных эксплуатационных затрат на добычу 1 т (1 тыс. куб. м) нефти (газа) за счет цифровизации, руб./ 1 т (1 тыс. куб. м).
- Количество центров интегрированных операций на цифровых месторождениях, шт.
- Антенные системы для постоянно действующего мониторинга месторождений, тыс. кв. км, либо % от общей площади месторождений.
- Скважинные оптоволоконные распределённые антенны, тыс. км.
- Эксплуатационный фонд скважин, дистанционно управляемый в режиме реального времени, шт.
- Количество мобильных операторов, оснащенных переносным оборудованием и средствами связи в режиме реального времени, тыс. чел.

- Количество интегрированных гига-моделей гигантских и крупных месторождений (ГОСТ 56450-2015), шт.
- Количество пластовых, скважинных и промысловых роботов (роботизированных комплексов), подводных и воздушных дронов, мультикоптеров, тыс. шт.

Мобильная работа персонала нефтегазовых технохабов в цифровом поле требует тщательного управления рабочим временем и самоконтроля. Мобильный оператор – это технический сотрудник нефтегазовой компании, который работает на более чем одном рабочем месте и/или постоянно перемещается по нескольким производственным объектам (скважинам, кустам скважин, УКПН, УКПГ, ДНС и ДКС). Мониторинг работы мобильных операторов и управление ими осуществляются диспетчерами центра интегрированных операций на нефтегазовом технохабе (рис. 2).

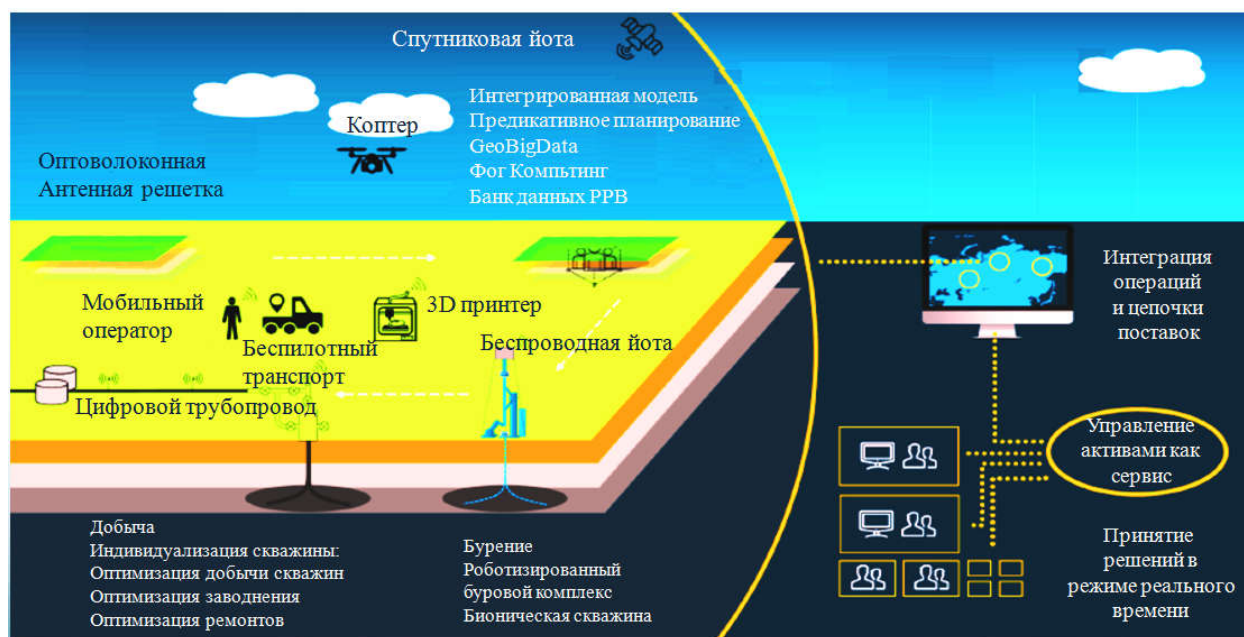


Рис. 2. Нефтегазовый технохаб (Источники: Accenture, PwC, Honeywell и др.)

Мобильный оператор оснащен переносным оборудованием, средствами связи в режиме реального времени, системой позиционирования в режиме реального времени – ГЛОНАСС/GPS, камерой на шлеме, голосовой гарнитурой на шлеме, датчиком содержания газа, индивидуальным гаджетом, сенсорами состояния здоровья (Healbe, совместный центр ИПНГ РАН – ИТПС, научный руководитель к.т.н. Л.И. Тихомиров), датчиками температуры окружающей среды, вибрации, пассивными радиочастотными метками местоположения. Мобильный оператор обычно передвигается по

производственному объекту со средней скоростью 1,5 м/с (5,4 км/ч). Замеры его местоположения обычно проводятся с периодичностью не менее одного раза каждые 1,3 с. Центр интегрированных операций предоставляет мобильному оператору прямой доступ к рекомендациям экспертов и онлайн-информации по каждому производственному объекту. Мобильный оператор в случае небольшого ремонта узлов и соединений может осуществить печать необходимых деталей на переносном микро-3D-принтере.

В настоящее время бурное развитие получили методы мониторинга и геофизических исследований с применением беспилотных летательных аппаратов – мультикоптеров. К наиболее перспективным из них относятся технологии:

- оперативного мониторинга районов и объектов инфраструктуры нефтегазовых месторождений, зон безопасности нефте- и газопроводов с автоматизированным выявлением и фиксацией событий заданных типов;
- комплексного выявления и локализации утечек нефти и газа на базе комплексного применения методов лазерной спектроскопии и многоспектральной съемки;
- оперативной бесконтактной диагностики нефте- и газопроводов с помощью методов магнитной томографии с использованием БПЛА;
- измерений и составления карт физических полей (магнитных, гравитационных, тепловых) в интересах повышения эффективности геологоразведки залежей углеводородов;
- комплексирования данных от разнородных средств (сенсоров) наблюдения, совместной обработки и многокритериального анализа данных геофизического мониторинга.

Применение мультикоптеров в интересах геофизического мониторинга нефтегазовых месторождений и комплексов находится на ранней стадии развития и не носит системного характера. По проведенным оценкам разработка, верификация и комплексное внедрение данных инновационных технологий уже на первом этапе позволит достичь следующих показателей эффективности:

- повышение производительности и качества процессов геологоразведки – 7%;
- повышение оперативности и достоверности выявления и высокоточной локализации утечек нефти и газа – 10%;
- повышение надежности и качества диагностирования технического состояния, напряженного состояния нефте- и газопроводов – 10%;

– повышение оперативности и качества мониторинга состояния районов и объектов инфраструктуры нефтяных и газовых месторождений – 15%.

В начале октября 2017 года совместный центр магнитной томографии ИПНГ РАН – Транскор-Р (научный руководитель к.т.н. С.С. Камаева) и совместный центр мониторинга и геофизических исследований с применением беспилотных летательных аппаратов ИПНГ РАН – Факт (научные руководители к.т.н. А.Д. Черников, д.т.н. С.С. Шесняк) завершили полевые работы по уникальной бесконтактной диагностике методом магнитной томографии на основе эффекта Вилари водных переходов газопровода компании ОАО «АЛРОСА–Газ» в Якутии через реки Вилюй (ширина более 400 м) и Большая Ботуобия, (ширина более 200 м). Общий объем работ составил четыре водных перехода газопровода длиной 1,5 км (рис. 3).



Рис. 3. Бесконтактная диагностика методом магнитной томографии водного перехода газопровода компании ОАО «АЛРОСА–Газ» через реку Большая Ботуобия (Якутия) шириной более 200 м, 3 октября 2017 г.

Цифровая модернизация нефтяного производства в технохабах позволит обеспечить энергетическую безопасность государства, удовлетворить рыночный спрос на товарную нефть, газ и продукты их переработки, сформировать цифровое поле нефтегазового производства в режиме реального времени.

*Статья написана в рамках выполнения Государственного задания в сфере научной деятельности на 2017 г.*

#### ЛИТЕРАТУРА

1. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов //Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2015. № 6. С. 10–16.
2. *Абукова Л.А., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Михайлов Н.Н.* Цифровая модернизация газового комплекса //доклады заседания секции «Добыча газа и газового конденсата» Научно-технического совета ПАО «Газпром» (г. Светлогорск, 22–26 мая 2017 года) //Актуальные вопросы разработки и внедрения малолюдных (удаленных) технологий добычи и подготовки газа на месторождениях ПАО «Газпром». М., 2017. С. 9–20.
3. *Абукова Л.А., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Цифровая модернизация нефтегазового комплекса России // Нефт. хоз-во. 2017. №10. С.2 – 6.
4. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Цифровое нефтегазовое производство // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 5. С. 58–61
5. *Garichev S.N., Eremin N.A.* Technology of management in real time. in 2 parts. М.: МИРТ, 2013. Pt1. 228 p.
6. *Eremin Al.N., Eremin An.N., Eremin N.A.* Smart Fields and Wells, Almaty: Publ. Center Kazakh-British Techn. Univ. JSC, 2013. 320 p.
7. *Еремин Н.А., Еремин Ал.Н., Еремин Ан.Н.* Оптикализация нефтегазовых месторождений // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 12. С. 40–44.
8. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Нефтегазовый комплекс РФ - 2030: цифровой, оптический, роботизированный// Нефть России. 2017. №3. С. 4–9
9. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А.* Инновационный потенциал умных нефтегазовых технологий //Геология, геофизика и разраб. нефт. и газовых месторождений. 2016. №1. С.4–9



10. Цифровизация и интеллектуализация нефтегазовых месторождений / А.Н. Дмитриевский, В.Г. Мартынов, Л.А. Абукова, Н.А. Еремин // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. 2016. № 2. С. 13–19.
11. *Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н., Тихомиров Л.И.* Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 12. С. 44–49.
12. Скважинные сенсорные системы / Н.А. Еремин, А.Н. Дмитриевский, В.Г. Мартынов, С.П. Скопинцев, Ал.Н. Еремин // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 2. С. 50–55.
13. *Еремин Н.А., Еремин Ан.Н., Еремин Ал.Н.* МПН/МУН – современное состояние и тренды развития // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 4. С. 64–69.
14. *Еремин Ал.Н., Еремин Н.А.* Современное состояние и перспективы развития интеллектуальных скважин // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 12. С. 50–53.
15. *Гаричев С.Н., Еремин Н.А.* Технология управления в реальном времени: учеб. пособие: в 2 ч. М.: МФТИ, 2015. Ч. 1. 196 с.
16. *Garichev S.N., Eremin N.A.* Technology of management in real time: учеб. пособие: в 2 ч. М. : МФТИ, 2013. pt.2. 167 p.
17. *Еремин Н.А., Еремин А.Н., Еремин А.Н.* Управление разработкой интеллектуальных месторождений: учеб. пособие для вузов: в 2-х кн.: М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2012. Кн. 2. 210 с.