



НГК-2030: цифровой, оптический и роботизированный

Коренная модернизация отрасли на базе программ импортозамещения позволит вовлечь в разработку «трудные» запасы и увеличить добычу нефти

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ,
академик РАН, доктор геолого-минералогических наук, научный руководитель;
Николай ЕРЁМИН,
доктор технических наук, заведующий Аналитическим центром
научно-технического прогнозирования в нефтегазовой отрасли
(Институт проблем нефти и газа РАН, РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина)

В проекте Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017–2030 гг. цифровая экономика определяется как деятельность, в которой ключевыми факторами производства являются данные, представленные в цифровом виде.

С нашей точки зрения, краеугольный камень цифровой экономики страны – цифровая нефтегазовая промышленность, сформированная на новой парадигме цифрового развития нефтегазового дела, роста капитализации (стоимости основных активов) компаний и отрасли в целом в режиме реального времени [1].

Один из безусловных приоритетов внутренней политики России – научно-технологическое развитие нефтегазового комплекса. В ближайшее время предстоит осуществить эволюционный переход к безлюдным и цифровым технологиям добычи углеводородов на больших глубинах, шельфах морей (в том числе Северного Ледовитого океана), к их добыче из горючих сланцев, к эксплуатации нефтяных и газовых месторождений на поздних стадиях разработки, транспортировке газа и нефти на большие расстояния по интеллектуальным трубопроводам, производству сжиженного природного газа (СПГ), синтетического бензина и синтетического дизельного топлива [12, 13, 14, 15].

Развитие в условиях санкций

Отечественный НГК столкнулся с серьёзными вызовами, угрожающими его эффективному развитию, – нестабильностью мирового энергетического рынка, высокой зависимостью от иностранных передовых технологий (в том числе морских), а также от внешней политики других стран, которые ввели санкции с целью подорвать нефтегазовую отрасль. К серьёзным внешним вызовам следует отнести и влияние низких цен на производство энергоресурсов. Происходит снижение добычи нефти из глубоководных месторождений, низкопроницаемых коллекторов, нефтеносных песчаников, на арктическом шельфе.

Зависимость отечественных нефтегазовых компаний от зарубежного оборудования, по оценкам Министерства промышленности и торговли РФ, в среднем составляет 50–60%. С учётом услуг, которые оказывают российские «дочки» иностранных компаний, доля импортного оборудования и технологий может достигать 75%.

По данным Минэнерго, доля отечественных и локализованных технологий

при добыче традиционной нефти достигает 80%, трудноизвлекаемых запасов – от 40 до 60%, при реализации шельфовых проектов – менее 20% [20, 21].

С 2014 г. объектами экономических санкций со стороны США и ЕС являются:

- высокотехнологичные процессы, важные для разработки трудноизвлекаемых ресурсов и бурения;
- импортная электроника, используемая для комплектования морских нефтедобывающих платформ и подводно-добычных комплексов;
- оборудование для строительства подводных трубопроводов и заводов по сжижению газа [20, 21].

Высокая зависимость от иностранных компаний может угрожать долгосрочной энергетической и экономической безопасности страны [16, 17]. Для снижения рисков руководство страны поставило задачу развития отечественной промышленности и осуществления импортозамещения в энергетике. Эта цель имеет приоритетное значение для обеспечения устойчивого функционирования ТЭК в будущем вне зависимости от геополитических обстоятельств.

Необходимо развитие собственных интеллектуальных нефтегазовых технологий, способных повысить конкурентоспособность НГК и нивелировать влияние санкций. А для этого требуется системная интеграция перспективных разработок РАН. Российская наука в состоянии обеспечить непрерывный процесс формирования научно-технического задела и создания прорывных инструментальных, технических и технологических инноваций по всей производственной цепочке нефтегазового комплекса, включая прогноз, поиск, разведку, разработку нефтяных и газовых месторождений, транспортировку и переработку нефти и газа [20, 21, 22, 23, 25].

Главный вызов – структура запасов

Среди внутренних вызовов для российского НГК следует особо выделить изменение структуры запасов. Оно обусловлено вступлением нефтяных месторождений, в том числе крупных и гигантских (Самотлорское, Ромашкинское и другие) в завершающий период разработки и сокращением в связи с этим добычи лёгкой маловязкой нефти. Балансовые запасы нефти категорий АВС1 в России превышают 18 млрд т, из них две трети относятся к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Степень вы-

работанности разведанных запасов достигает 55%, нефтеотдача – 30%, уровень разведанности начальных суммарных ресурсов – 46%. По оценке ГКЗ, в истощающихся месторождениях содержится 3,9 млрд т нефти с обводнёностью более 90%.

Анализ прогнозных ресурсов углеводородов свидетельствует, что России ещё предстоит открыть около 60% нефтяных и более 70% газовых и газоконденсатных месторождений.

Анализ прогнозных ресурсов углеводородов свидетельствует, что России ещё предстоит открыть около 60% нефтяных и более 70% газовых и газоконденсатных месторождений. Поэтому необходимо реализовать масштабные работы по поиску, разведке и освоению углеводородных ресурсов в сложных горно-геологических и природно-климатических условиях в регионах Восточной Сибири, Крайнего Севера и арктического шельфа. Требуется также организовать добычу нефти на больших глубинах в Запад-

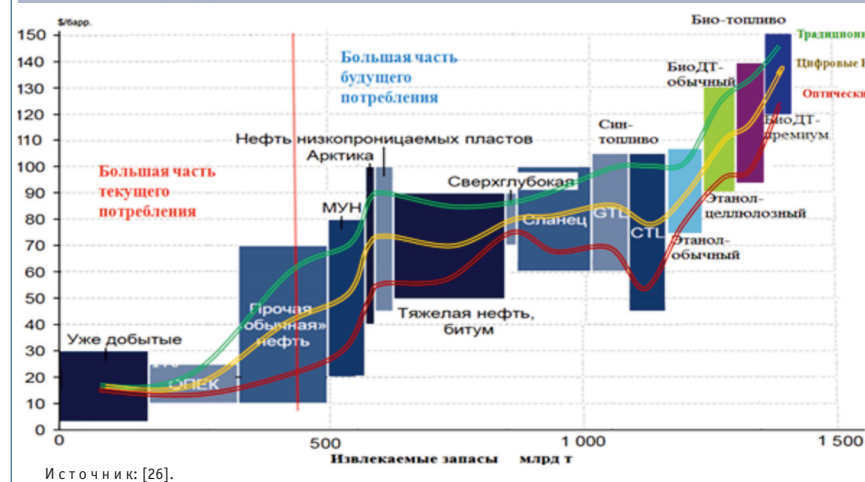
циаторами от России являются Институт проблем нефти и газа РАН и ГИН РАН. В ходе реализации данного проекта планируется, в частности, впервые создать скважинную и поверхностную антенную решётку для мониторинга сложных процессов миграции углеводородов в верхних слоях мантии [5].

К внутренним рискам также следует отнести следующие аспекты: низкий уровень цифровизации и интеллектуализации нефтегазовых скважин и месторождений; незначительный фонд эксплуатационных скважин, управляемых в режиме реального времени; отсутствие государственных и региональных программ для моногородов в старых нефтегазоносных регионах [18, 19].

Цифровизация НГК препятствует отсутствию следующих документов [3]:

- Государственной программы цифровизации;
- Положения о заявительном характере НИОКР по принципу «одного окна» по аналогии с Китаем, Индией, США и ЕС. Это позволило бы использовать научный потенциал институтов РАН и нефтегазовых университетов;
- Государственной программы конвертирования аэрокосмических и атомных технологий в безлюдные нефтегазовые;

Рис. 1. Прирост запасов нефти за счёт цифровизации и оптимизации нефтегазового производства



ной Сибири (5–7 км) и в Прикаспийской впадине (6–8 км), в зонах действия высоких температур и давлений, из месторождений сложного состава, содержащих агрессивные газы (см. рис. 1).

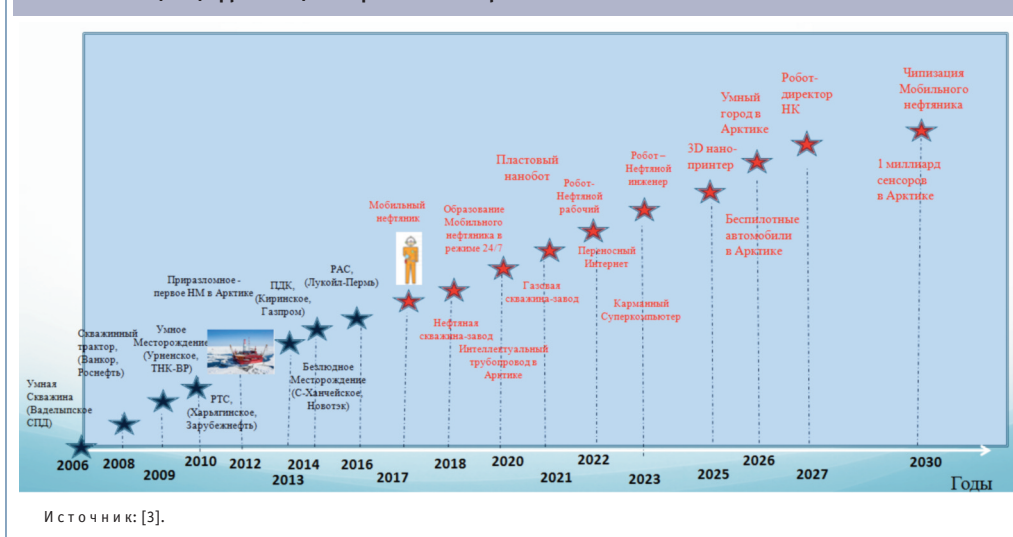
Президенты России и Казахстана уже одобрили проект бурения самой глубокой скважины в мире (15 км). Его ини-

- Государственной программы оптимизации нефтегазового производства [26].

- единых протоколов (стандартов) передачи больших объёмов геоданных (Big GeoData).

По оценке учёных ИПНГ, в случае неинновационного развития НГК добыча

Рис. 2. Эволюция цифровизации нефтегазовой отрасли России



может снизиться к 2022 г. на 45–50 млн т. Для извлечения лёгкой маловязкой нефти необходимо создать высокоэффективные инновационные технологии – цифровые, интеллектуальные, роботизированные, оптоволоконные.

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.

Серьёзные проблемы связаны с эксплуатацией старых и со строительством новых трубопроводных систем. Значительная часть действующих нефте-, газо- и продуктопроводов достигли или приближаются к завершению проектного срока службы. Большинство подземных хранилищ, обеспечивающих надёжность и стабильность поставок газа потребителям, в связи с известными событиями 1990-х оказались за пределами России.

Следует отметить и позитивные факторы. Коэффициенты эксплуатации основных фондов компаний возрастают за счёт цифровизации, интеллектуализации, роботизации и оптикализации всей производственной цепочки добычи нефти и газа (см. рис. 2). У лидеров в области инноваций – «Газпрома», «Роснефти» и «ЛУКОЙЛа» – эксплуатационные затраты на добычу нефти самые низкие среди ведущих мировых компаний. Так, «Роснефть» в сотрудничестве с ВР добилась снижения эксплуатационных затрат до 2,3 долл./барр., «ЛУКОЙЛ» – до 3,5 долл./барр.

У лидеров в области инноваций – «Газпрома», «Роснефти» и «ЛУКОЙЛа» – эксплуатационные затраты на добычу нефти самые низкие среди ведущих мировых компаний. Так, «Роснефть» в сотрудничестве с ВР добилась снижения эксплуатационных затрат до 2,3 долл./барр., «ЛУКОЙЛ» – до 3,5 долл./барр.

СНИЖЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ

Основная предпосылка к внедрению интеллектуальных технологий и организации цифрового месторождения – существенное снижение эксплуатационных затрат, что, в свою очередь, приводит к увеличению извлекаемых запасов нефти и газа. Если первое положение (снижение эксплуатационных затрат) достаточно широко известно в профессиональных кругах, то второе (увеличение извлекаемых запасов УВ) комментируется достаточно узким кругом специалистов.

С момента начала добычи нефти, с середины XIX столетия, в основном разрабатывались месторождения с лёгкой, маловязкой нефтью. Достигнутая общемировая средняя нефтеотдача по таким месторождениям составляет 30% (в Западной Сибири – 29%), то есть 70% открытых ресурсов нефти остаются лежать нетронутыми в нефтенасыщенных горизонтах. Снижение





эксплуатационных затрат позволяет извлечь эти остаточные запасы за счёт незначительных вложений в цифровизацию и интеллектуализацию месторождений (соответственно 1–2 и 3–4 доллара на 1 баррель добытой нефти).

По оценке Cambridge Energy Research Associates (CERA), внедрение интеллектуальных технологий позволит увеличить среднюю нефтеотдачу до 50%. Общие затраты на цифровизацию и интеллектуализацию нефтегазовой отрасли РФ в ближайшие 5–15 лет могут достичь от 500 млн до 2 млрд долларов в год.

Профильный комитет Госдумы по энергетике поддержал предложения РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина и ИПНГ РАН по цифровизации и интеллектуализации нефтегазовой отрасли РФ. Они направлены на то, чтобы «восстановить эффективную добычу лёгкой маловязкой нефти обводненных месторождений, вступивших в позднюю стадию разработки, в недрах которых ещё остаётся 50–70% нефти, продлить жизнь крупных и гигантских месторождений, возродить старые регионы нефтегазодобычи».

Для возрождения старых гигантских месторождений, находящихся на поздней или завершающей стадии разработки, и выработки крупных остаточных запасов «сухого» газа необходимо использование недорогих высокотехнологичных цифровых и интеллектуальных инноваций, а также создание центров интегрированных или цифровых операций [6, 7].

В традиционных районах добычи требуется решить задачу максимально полного извлечения запасов низконапорного «сухого» газа из старых месторожде-

Для возрождения старых гигантских месторождений, находящихся на поздней или завершающей стадии разработки, и выработки крупных остаточных запасов «сухого» газа необходимо использование недорогих высокотехнологичных цифровых и интеллектуальных инноваций, а также создание центров интегрированных или цифровых операций.

ний за счёт внедрения высокотехнологичных цифровых и интеллектуальных технологий и управления эксплуатацией месторождений в режиме реального времени [20, 21, 22, 23, 25]. А в среднесрочной перспективе – ввести в эксплуатацию уже разведанные запасы «жирного» газа, содержащие тяжёлые гомологи метана.

ЭФФЕКТЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ

На начало 2016 г. количество цифровых месторождений (включая те, на которых был частично внедрён ряд элементов цифровых технологий) в мире достигло 240; число интеллектуальных месторождений – 2. В том числе в РФ действует 27 цифровых месторождений («Роснефть» – 10, «Газпром» – 7, «ЛУКОЙЛ» – 5, «НОВАТЭК» – 2, «Татнефть», «РИТЭК», «Зарубежнефть» – по одному). Российский подход к строительству цифрового месторождения от зарубежного принципиально не отличается.

Хотелось бы отметить, что «идеального цифрового месторождения» ни в РФ, ни за рубежом не существует. Каждая компания развивает и внедряет те элементы цифровых и интеллектуальных технологий, которые наиболее пригодны для того или иного объекта.

За рубежом первое цифровое месторождение было запущено в эксплуатацию в 2001 г., в РФ – в 2008-м. Лидерами внедрения данной технологии за границей являются компании Shell и BP, все остальные корпорации – как зарубежные, так и российские – являются последователями. Как правило, они отстают по внедрению инновационных интеллектуальных технологий от лидеров на 3–5 лет.

Представителями отечественной нефтегазовой отрасли наиболее востребованы следующие «умные» технологии:

- строительство цифровых нагнетательных и добывающих скважин;
- создание центров управления операциями в режиме реального времени;
- организация оптоволоконных систем сбора, передачи исходных данных и управляющих параметров [20, 21, 22, 23, 25, 26].

Количество цифровых скважин в мире на начало 2016 г. превысило 50 тыс., из них в России – более 2 тыс. единиц. Компания Shell в 2016 г. завершила перевод всего своего фонда эксплуатационных скважин на режим дистанционного управления в реальном времени.

Внесение изменений в налоговую систему в части стимулирования перехода НГК на цифровой формат производства обеспечит внедрение цифровых и интел-

Импортозамещение оптических волокон

В настоящее время США, Великобритания, Германия и Япония резко ограничили поставки специальных оптических волокон с уникальными параметрами для освоения шельфовых месторождений [4, 10]. Оказались недоступны радиационно стойкие оптические волокна, а также волокна для волоконных лазеров. В небольших объёмах спецволокна двойного назначения могут изготавливаться «под заказ» в лабораторных условиях в институтах РАН. Однако при отсутствии технологических регламентов весьма сложно обеспечить воспроизводство характеристик от образца к образцу [20, 21].

Перспективная потребность российских нефтегазовых предприятий в специальных оптических волокнах для цифровых и интеллектуальных месторождений и скважин оценивается в 5 млрд рублей. Данные изделия широко востребованы и в иных отраслях промышленности и науки: для электронных трансформаторов тока и напряжения, интеллектуальных распределительных систем, си-



стем энергопитания кораблей. Радиационно стойкие оптические волокна необходимы для создания долговечных отказоустойчивых систем измерения и автоматизации объектов атомной энергетики. Значительное потребление специальных оптических волокон ожидается в оборонных отраслях при создании новых высокотехнологичных и интеллектуальных лазерных систем вооружений и средств противодействия.

Организация промышленного производства специальных оптических волокон позволит развить на их основе выпуск оптоволоконных приборов и систем измерения двойного назначения с объёмом рынка по России примерно до 50 млрд рублей.

Специальные оптические волокна востребованы и на мировом нефтегазовом рынке. Это обусловлено растущим неудовлетворённым спросом, в первую очередь в Китае.

лектуальных технологий. Это приведёт к повышению коэффициента извлечения нефти. В результате суммарный прирост запасов составит около 3 млрд т до 2030 г. А объём дополнительно добытой нефти достигнет 60 млн т в год.

Цифровизация и интеллектуализация нефтегазовой отрасли на базе программ импортозамещения позволят обеспечить увеличение добычи нефти, поставку на внутренний и внешний рынки новой нефтегазохимической продукции (синтетического бензина, синтетического ДТ).

Это снизит зависимость страны от экспорта первичных ресурсов, а также активизирует инновационные процессы и модернизацию смежных отраслей экономики с одновременным созданием новых высокопроизводительных рабочих мест.

Основные задачи цифровой нефтегазовой экономики – это создание:

- инструментального базиса для цифровизации, оптикализации, роботизации нефтегазового дела;
- технического базиса с целью организации оперативного мониторинга в ре-

жиме реального времени: эксплуатационного фонда скважин (свыше 180 тыс. нефтяных и 17 тыс. газовых); лицензионных соглашений по поиску, разведке и разработке; мирового нефтегазового производства;

- технологического базиса с целью конверсии аэрокосмических и атомных технологий в безлюдные нефтегазовые (скважинные, пластовые и подлёдные роботы).

От цифровизации нефтегазовой экономики ожидаются следующие результаты:

- эксплуатационный фонд скважин, дистанционно управляемых в режиме реального времени: 2020 г. – 40 тыс. шт. (из них газовых – 10 тыс.); 2030 г. – 100 тыс. (газовых – 17 тыс.);
- прирост капитализации нефтегазовых компаний в процентах к 2016 г.: 2020 г. – 20%; 2030 г. – 100%; 2035 г. – 150%;
- суммарный прирост запасов лёгкой маловязкой нефти: 2020 г. – 0,2 млрд т; 2030 г. – до 2,5 млрд т; 2035 г. – до 3 млрд т;
- увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН): 2016 г. – 29%; 2020 г. – 31–32%; 2030 г. – 40–42%, 2035 г. – 45–50%;
- увеличение нефтедобычи до 620–630 млн т к 2035 г.

Индикаторами поступательного развития цифровой нефтегазовой отрасли можно рассматривать следующие показатели:

- прирост капитализации компаний, млрд руб.;
- снижение удельных капитальных затрат на добычу, руб./т;
- уменьшение удельных эксплуатационных затрат на добычу, руб./т;
- количество центров интегрированных операций на цифровых месторождениях, штук;
- площадные (донные) оптоволоконные антенны для постоянно действующего мониторинга месторождений, тыс. км², либо % от общей площади месторождений;
- скважинные оптоволоконные распределённые антенны, тыс. км²;
- эксплуатационный фонд скважин, дистанционно управляемый в режиме реального времени, штук;
- оптоволоконные точечные сенсоры, тыс. шт.;
- интеллектуальный трубопровод, тыс. км;
- количество мобильных нефтегазовых рабочих и ИТР, оснащённых пере-

носным оборудованием и средствами связи в режиме реального времени, тыс. чел.;

- число интегрированных моделей месторождений (ГОСТ 56450-2015), штук.

Итак, наиболее актуальными направлениями развития нефтегазовой отрасли до 2030 г. являются следующие:

- создание новой цифровой нефтегазовой промышленности для безлюдного освоения углеводородных ресурсов в российской 200-мильной морской экономической зоне, а также в Арктике, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке;

- ускоренное импортозамещение подводных (подлёдных) заводов и добычных комплексов для освоения арктических ресурсов углеводородов;

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

- государственная поддержка и развитие научно-технических работ, технологий и промышленного производства спецволокна на базе имеющихся заделов;

- распространение опыта создания цифровых месторождений в целях снижения капиталоемкости, ресурсоемкости и повышения энергоэффективности при освоении новых и эксплуатации старых месторождений нефти и газа на море и на суше;

- разработка Государственной программы интеллектуализации нефтегазовой отрасли и Государственной программы конверсии аэрокосмических технологий в арктические нефтегазовые [8, 9];

- обеспечение перевода процессов управления нефтегазовым производством, фондом эксплуатационных скважин в режим реального времени, внедрение низкократных высокотехнологичных, цифровых и интеллектуальных нефтегазовых технологий;

- организация постоянно действующего оперативного мониторинга рационального использования недр, защиты окружающей среды, выполнения лицензионных соглашений, а также поведения ключевых игроков на мировом нефтегазовом рынке;

- обеспечение развития малых и средних нефтегазовых компаний для введения в оборот истощённых, мелких и очень мелких месторождений, залежей с низконапорным газом в старых добывающих регионах. Система стимулов должна быть направлена на продление срока работы промыслов, полное извлечение из недр остаточных запасов нефти, обеспечение занятости местного населения;

- экономическое стимулирование сокращения потребления водных ресурсов недропользователями при разработке нефтегазовых месторождений за счёт повышения качества подготовки нагнетаемой воды для поддержания пластового давления, в том числе за счёт использования низкоминерализованной («умной») воды [11];

- переобучение кадров, которые высвобождаются в рамках проводимой реструктуризации нефтегазовой отрасли с целью освоения новых высокотехнологичных специальностей – геологов, инженеров, операторов цифрового и интеллектуального нефтегазового производства; операторов роботизированных скважинных и процессинговых комплексов.

Литература.

1. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2015. № 6. С. 10–16.
2. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. Нефтегазовый комплекс РФ – 2030: цифровой, оптический, роботизированный // Материалы II Всероссийской конференции «Конкурентоспособность и импортозамещение в нефтегазовом комплексе России». 15 декабря. 2016.
3. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. Цифровая нефтегазовая экономика / Материалы «круглого стола» «Мозговой штурм» по направлению «Цифровая экономика». – Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. 2 февраля. 2017.
4. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. Создание инструментальной, технической и технологической основы инновационного освоения нефтегазовых месторождений Арктики // Материалы VI Международного Форума «Арктика: настоящее и будущее», 5–7 декабря 2016. – Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный центр «Экспофорум». 5 декабря 2016 / рабочая сессия «Развитие научных исследований в Арктике», зал 9.
5. Скважинные сенсорные системы / Н. А. Ерёмин, А. Н. Дмитриевский, В. Г. Мартынов, С. П. Скопинцев, Ал. Н. Ерёмин // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 2. – С. 50–55.
6. Ерёмин Н. А., Дмитриевский А. Н. Цифровизация и интегрированные операции на нефтегазовых месторождениях // Партнёрский саммит по решениям Cisco для нефтегазового сектора. – М., Бизнес-центр «Крылатские холмы». 19 мая. 2016. – Материалы на CD.
7. Инновационные методы управления нефтегазодобычей на основе интегрированных операций / С. В. Волков, А. Н. Дмитриевский, Н. А. Ерёмин, Л. И. Тихомиров // III Национальный нефтегазовый форум. Москва. 18–21.04.2016 / Доклад на сессии «Современные информационные и цифровые технологии в ТЭК» 20.04.2016. – Материалы на CD.
8. Абукова Л. А., Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. О необходимости разработки Государственной программы интел-

лектуализации нефтегазовой отрасли // Интегрированные операции как инструмент повышения эффективности процесса нефтедобычи: Совместный семинар ИПНГ РАН и ITPS, Центр Cisco. 23 июня. 2016 г. – Материалы на CD.

9. Абукова Л. А., Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. OilNet и интегрированные операции // Интегрированные операции как инструмент повышения эффективности процесса нефтедобычи: Совместный семинар ИПНГ РАН и ITPS, Центр Cisco. 23 июня. 2016 г.

10. Обоснование новых технологий освоения месторождений на акваториях Азовского моря / Н. А. Ерёмин, О. Н. Сарданавили, Ю. Г. Богаткина, П. Г. Терещенко // Труды РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина. – 2016. – № 2/283. – С. 48–58.

11. Ерёмин Н. А., Ерёмин Ан. Н., Ерёмин Ал. Н. МПН/МУН – современное состояние и тренды развития // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 4. – С. 64–69.

12. Цифровизация и интеллектуализация нефтегазовых месторождений / А. Н. Дмитриевский, В. Г. Мартынов, Л. А. Абукова, Н. А. Ерёмин // Автоматизация и IT в нефтегазовой области. – 2016. – № 2 (24). Апрель – июнь. – С. 13–19.

13. Дмитриевский А. Н., Мартынов В. Г., Абукова Л. А., Ерёмин Н. А. Вопросы цифровизации и интеллектуализации нефтегазовой отрасли // Тез. докладов. XXI Губкинские чтения «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России». Секция 5. Разработка и освоение месторождений УВ. – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина. 24–25 марта. 2016. С. 29–38.

14. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. Нефтегазовый комплекс РФ – 2030: цифровой, оптический, роботизированный печатный // Сб. материалов II Всероссийской конференции «Конкурентоспособность и импортозамещение в нефтегазовом комплексе». М. – РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина. Союз нефтегазопромышленников России. 15 декабря 2016. С. 19–26.

15. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А. Инновационный потенциал умных нефтегазовых технологий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». 2016. № 1. С. 4–9.

16. Богаткина Ю. Г., Пономарёва И. А., Ерёмин Н. А. Применение информационных технологий для экономической оценки инвестиционных проектов. – М.: МАКС Пресс, 2016. – 148 с. ISBN 978-5-317-05187-7.

17. Ерёмин Н. А., Богаткина Ю. Г., Лындин В. Н. Проблемы разработки месторождений шельфа и методология их технико-экономической оценки // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – № 11. – С. 37–40.

18. Ерёмин Н. А., Дмитриевский А. Н., Тихомиров Л. И. Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 12. – С. 44–49.

19. Ерёмин Ал. Н., Ерёмин Н. А. Современное состояние и перспективы развития интеллектуальных скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 12. – С. 50–53.

20. Решение Комитета по энергетике ГД РФ шестого созыва № 3.25-5/114 от 11 декабря 2015 г. «Наука и производство: применение инновационных разработок в нефтегазодобыче».

21. Решение Комитета по энергетике ГД РФ шестого созыва № 3.25-5/116 от 23 декабря 2015 г. по результатам проведения «круглого стола». 30 ноября. 2015. «Импортозамещение нефтегазового оборудования как основа экономической и энергетической безопасности».

22. Гаричев С. Н., Ерёмин Н. А. Технология управления в реальном времени: Учеб. Пособие: В 2 ч. – М.: МФТИ, 2015. – Ч. 1. – 196 с.: ил. ISBN 978-5-7417-0563-6 (Ч. 1).

23. Garichev S. N., Eremin N. A. Technology of management in real time. The Moscow Institute of Physics and Technology (State University). Part 1. 2013. ISBN 978-5-7417-0501-8; ISBN 978-5-7417-0503-2 (Part 1). 228 p.

24. Eremin A. N., Eremin N. A., Eremin N. A. Smart Fields and Wells, Publishing Center of Kazakh-British Technical University (KBTU) JSC. 2013. 320 p. Almaty. ISBN 978-601-269-053-8.

25. Ерёмин Н. А., Ерёмин А. Н., Ерёмин Н. А. Управление разработкой интеллектуальных месторождений: Учеб. пособие для вузов. В 2-х кн.: учеб. пособие для вузов. – Кн. 2. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина. 2012. – 210 с.: ил. ISBN 978-5-91961-329-7.

26. Ерёмин Н. А., Ерёмин Ал. Н., Ерёмин Ан. Н. Оптикализация нефтегазовых месторождений // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 12. – С. 40–44.