



Научно-производственная фирма «Нитро»

# нефть. газ. 11/2022 НОВАЦИИ

ISSN 2077-5423

научно-технический журнал • входит в перечень ВАК

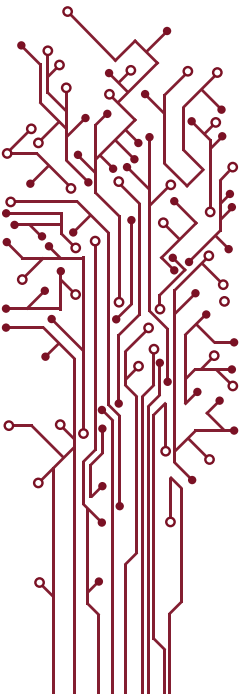
ГЛАВНАЯ ТЕМА НОМЕРА:

## ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ  
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES



РОССИЙСКИЙ ЦЕНТР КОМПЕТЕНЦИЙ ПО ПРОЕКТНОМУ И СТОИМОСТНОМУ ИНЖИНИРИНГУ



МЕТОДОЛОГИЯ  
КОНСАЛТИНГ


УПРАВЛЕНИЕ  
ПРОЕКТАМИ  
СО СМЫСЛОМ



МИССИЯ  
«ДЕЛАТЬ КОМПАНИИ БОГАТЫМИ,  
ПРОЕКТЫ УСПЕШНЫМИ,  
А ЛЮДЕЙ СЧАСТЛИВЫМИ»


ПРОЕКТНЫЙ ИНТЕГРАТОР

ПОДГОТОВКА  
ПРОЕКТНОГО  
ПЕРСОНАЛА



PM  
University

РАЗРАБОТКА  
ПРОГРАММНОГО  
ОБЕСПЕЧЕНИЯ




ВНЕДРЕНИЕ



С  
ЕРВИСЫ

ИНЖИНИРИНГ



ПРОЕКТНАЯ  
ЭКСПЕРТИЗА

8 495 232-1100

WWW.PMSOFT.RU

SALES@PMSOFT.RU

Стратегический партнер выпуска  
организатор проекта «Черноморские  
нефтегазовые конференции»

ООО «Научно-производственная  
фирма «Нитро»

По материалам 10-й Международной научно-практической конференции  
**«ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ:  
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ ПЛАСТА  
ДО МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ»**

## Содержание 11(264)



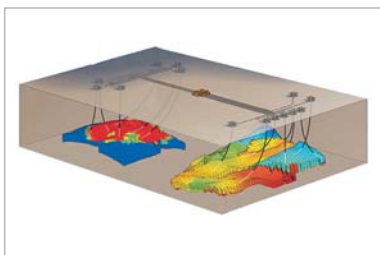
### научно-практическая конференция

**Эволюция интеллектуализации процессов нефтегазового производства** ..... 6

### проектирование цифровых месторождений. строительство и обустройство интеллектуальных нефтепромыслов

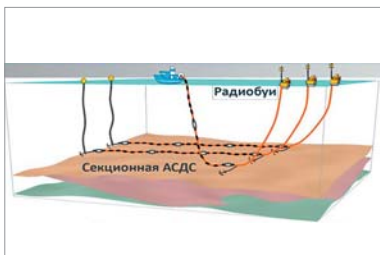
Ефимов Д.В.

**Опыт и перспективы применения интегрированного моделирования при проектировании и управлении цифровым месторождением** ..... 10



Дрынкина Т.Н.

**Особенности интеллектуального месторождения с учетом обеспечения промышленной, пожарной и экологической безопасности проектных решений** ..... 16



Еремин Н.А., Столяров В.Е., Сафарова Е.А.

**Строительство цифрового месторождения с использованием оптоволоконных технологий** ..... 20

### интеллектуальное месторождение – реализация проектов, перспективы развития

Еремин Н.А., Столяров В.Е.

**Модернизация от автоматизированного промысла к цифровому месторождению** ..... 27



Мухаметдинова С.Г., Коршунов А.И.,  
Вахрушева Н.О., Иванова Т.Н.

**Анализ перспектив развития цифровых нефтегазовых месторождений** ..... 34

Шпильман А.В., Погорельцева И.Ю.

**Система мониторинга недропользования как компонент для создания интеллектуального месторождения** ..... 42

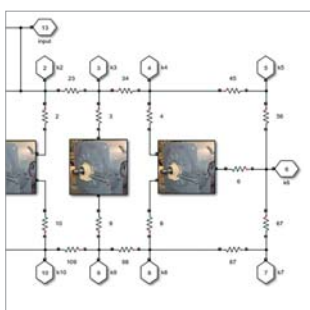
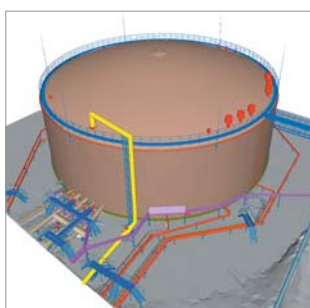
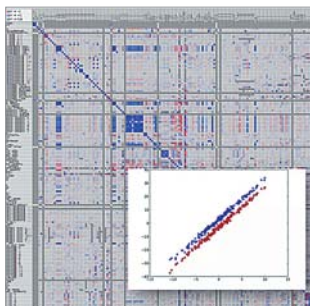


Жуков А.Г., Масленников Д.В.

**Управление активом на основе данных** ..... 48

Мухаметдинова С.Г., Коршунов А.И., Вахрушева Н.О.

**Автоматизация нефтегазодобывающих скважин на цифровом месторождении** ..... 50



Масленников Д.В., Баушин В.В., Рамазанов Р.Г., Рыков А.Д.

**Машинное обучение в нефтегазовой отрасли.**

**Прогноз вероятности успешности ГТМ и факторный анализ на примере ГРП..... 56**

Грызлов А.Н., Сафонов С.С., Арслан М.

**Виртуальная расходомерия как технология интеллектуального мониторинга добычи .....**

**62**

**цифровизация и оптимизация процессов хранения и транспортировки нефти и газа**

Палагушкина Е.А.

**Использование наземного лазерного сканирования при капитальном ремонте резервуаров.**

**Создание цифровой информационной модели.**

**Определение отклонений от вертикали стенок резервуара .....**

**67**

Чепур П.В., Тарасенко А.А., Сухачев И.С., Колядко А.А.

**Численная модель резервуара с усиливающими элементами для подъема.....**

**71**

Сухачев И.С., Сидоров С.В., Чепур П.В., Колядко А.А.

**Совершенствование системы заземления и молниезащиты машинного зала нефтеперекачивающей станции .....**

**74**

Разов И.О.

**Сравнение вариантов учета давления грунта**

**на внешнюю поверхность наземного магистрального трубопровода .....**

**79**

**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:**

- Аграфенин С. И.**, к.т.н., заместитель главного инженера – главный технолог АО «Гипровостокнефть»
- Алтунина Л. К.**, д.т.н., профессор, заведующая лабораторией коллоидной химии нефти Института химии нефти СО РАН
- Антиоиади Д. Г.**, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазовое дело» имени профессора Г.Т. Вартумяна Кубанского технологического университета
- Балаба В. И.**, д.т.н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
- Боровский М. Я.**, к.г.-м.н., генеральный директор ООО «Геофизсервис»
- Борхович С. Ю.**, к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Удмуртского государственного университета
- Бриллиант Л. С.**, к.т.н., генеральный директор Тюменского института нефти и газа
- Булыгин Д. В.**, д.г.-м.н., заместитель генерального директора по геологии ООО «Нефтегазовый НИЦ МГУ имени М.В. Ломоносова»
- Быков Д. Е.**, д.т.н., профессор, ректор СамГТУ, заведующий кафедрой «Химическая технология и промышленная экология» Самарского государственного технического университета
- Восмериков А. В.**, д.х.н., профессор, директор ИХН СО РАН
- Еремин Н. А.**, д.т.н., профессор, заместитель директора Института проблем нефти и газа РАН
- Елецкий Б. Д.**, д.б.н., к.г.н., профессор, помощник генерального директора по взаимодействию с государственными, региональными, муниципальными и общественными организациями ООО «Нефтяная компания «Приазовнефть»
- Исмагилов А. Ф.**, к.э.н., заместитель генерального директора по развитию бизнеса АО «Зарубежнефть»
- Кожин В. Н.**, к.т.н., генеральный директор ООО «СамараНИПИнефть» (научно-исследовательский и проектный институт ПАО «НК «Роснефть»)
- Котенёв Ю. А.**, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» Уфимского государственного нефтяного технического университета
- Кульчицкий В. В.**, д.т.н., профессор, директор НИИБТ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
- Курочкин А. В.**, к.х.н., главный технолог ООО ПФ «Уралтрубопроводстройпроект», исполнительный директор Ассоциации инженеров-технологов нефти и газа «Интегрированные технологии»
- Лавренов А. В.**, д.х.н., доцент, директор ИК СО РАН, ЦНХТ ИК СО РАН
- Муслимов Р. Х.**, д.г.-м.н., профессор, консультант президента Республики Татарстан по вопросам разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений
- Опарин В. Б.**, д.ф.-м.н., профессор кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых и химических производств» Самарского государственного технического университета
- Рогачев М. К.**, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Санкт-Петербургского горного университета
- Самигуллин Г. Х.**, д.т.н., заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа Санкт-Петербургского горного университета
- Силин М. А.**, д.х.н., проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина
- Телин А. Г.**, к.х.н., доцент, заместитель директора по научной работе ООО «Уфимский научно-технический центр»
- Теляшев Э. Г.**, д.т.н., профессор, член-корр. АНРБ, научный руководитель института, заместитель директора АО «ИНХП»
- Третьяк А. Я.**, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» Южно-Российского государственного политехнического университета имени М. И. Платова
- Тян В. К.**, д.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Трубопроводный транспорт» Самарского государственного технического университета
- Хисаметдинов М. Р.**, к.т.н., заведующий лабораторией отдела увеличения нефтеотдачи пластов института «ТатНИПИнефть»

**РЕДАКЦИЯ:**

Главный редактор  
Г.Н. БЕЛЯНИН,  
к.г.-м.н., академик МТА РФ

Литературный редактор  
Е.С. ЗАХАРОВА

Дизайн  
Е.А. ОБРАЗЦОВА  
Верстка  
И.М. ПРОНЯЕВА

Отдел распространения  
и подписки:  
тел. +7 (846) 979-91-10

Отдел рекламы и маркетинга:  
тел. +7 (846) 979-91-44  
тел. +7 (846) 979-91-88

Адрес редакции и издателя:  
443008, Самарская область,  
г. Самара, Томашевский тупик, 3а  
Тел. (846) 979-91-77  
(846) 979-91-47  
(846) 302-91-99

journal@neft-gaz-novacii.ru  
info@neft-gaz-novacii.ru  
red@neft-gaz-novacii.ru  
redaktor@neft-gaz-novacii.ru  
marketing@neft-gaz-novacii.ru  
www.neft-gaz-novacii.ru

Учредитель  
ООО «Портал Инноваций»

Журнал зарегистрирован  
Министерством  
Российской Федерации  
по делам печати,  
телерадиовещания  
и средств массовых  
коммуникаций  
Рег. номер № С01964  
от 25 февраля 1999 г.  
Перерегистрирован  
28 сентября 2018 г.  
Рег. номер ПИ  
№ ФС 77-73741

Периодичность –  
12 номеров в год  
При перепечатке материалов  
ссылка на журнал  
«Нефть. Газ. Новации»  
обязательна

Тираж 10 000 экз.  
Подписано в печать 26.12.2022  
Цена:  
870 руб. – печатная версия  
1200 руб. – электронная версия

Отпечатано в типографии  
ООО «ПРИНТ-РУ»  
443070, г. Самара  
ул. Верхне-Карьерная, 3а

## Строительство цифрового месторождения с использованием оптоволоконных технологий



Н.А. Еремин



В.Е. Столяров

**Н.А. Еремин**, д.т.н., проф., [ernn@mail.ru](mailto:ernn@mail.ru)  
**В.Е. Столяров**, н.с., член НТС ПАО «Газпром»  
**Е.А. Сафарова**, н.с.

/ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук» (ИПНГ РАН), г. Москва/

Описана технология построения модели цифрового месторождения на основе информации с волоконно-оптических линий на нефтегазовых месторождениях и объектах инфраструктуры. Приведенные материалы показывают, что в настоящее время имеется реальная возможность обеспечить переход к цифровым технологиям для создания высокопроизводительной интеллектуальной системы управления фондом скважин. Особенно эффективны технологии в условиях заключительной стадии эксплуатации и наличия технологических и геологических ограничений. Широкое внедрение сенсорных технологий в нефтегазодобыче позволяет сформировать основы цифрового и технологического лидерства нефтегазовой отрасли, создать фонд высокоэффективных

ENG

### Construction of a Digital Field Based on the use of Fiber-optic Technologies

N.A. Eremin, DSc, Prof.,  
V.E. Stolyarov, Researcher, Member of the Scientific and Technical Council of "Gazprom"  
PJSC, E.A. Safarova, Researcher  
/FSBI Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow/

The theses describe the technology of constructing field model based on information from fiber-optic lines at oil and gas fields and infrastructure facilities. These materials show that there is currently a real opportunity to ensure the transition to digital technologies to create a high-performance intelligent well fund management system. Technologies are especially effective in the conditions of the final stage of operation and the presence of technological and geological limitations. The widespread introduction of sensor technologies in oil and gas production makes it possible to form the foundations of digital and technological leadership in the oil and gas industry, create a fund of high- production wells, and ensure an annual increase in hydrocarbon reserves.

**KEY WORDS:** digital well, fiber-optic communication line, downhole fiber-optic measurement



эксплуатационных скважин, обеспечить ежегодный прирост запасов углеводородов.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** цифровая скважина, волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС), скважинная оптоволоконная система измерения, обустройство высокотехнологичной цифровой скважины, единая геолого-цифровая модель месторождения, интегрированная модель нефтегазового месторождения, гибридные внутрискважинные и геофизические оптические кабели, эмиссионная сейсмическая томография, цифровая секционная донная сейсмокося, шельфовая сейсмическая разведка, волоконно-оптические кабели на магистральных трубопроводах, оптоволоконная система на газопроводе, мониторинг несанкционированного доступа к объектам инфраструктуры месторождения

system, high-tech digital well construction, unified geological and digital field model, integrated oil and gas field model, hybrid down-hole and geophysical optical cables, emission seismic tomography, digital sectional bottom seismic streamer, offshore seismic exploration, fiber optic cables on main pipelines, fiber-optic system on a gas pipeline, monitoring of unauthorized access to field infrastructure facilities

**К**лючевыми факторами происходящей в нефтегазовой отрасли революции являются: цифровизация объектов, построение интеллектуальных процессов и интегральных моделей, комплексное моделирование, в том числе за счет применения сенсоров и оптоволоконных технологий для сбора и передачи Больших геоданных. Информация является основой новой формы развития нефтегазового бизнеса, формирует требования к проектированию цифровых объектов и определяет режимы эффективной и безопасной эксплуатации. Применение цифровизации как основы для интеллектуальной информационной системы управления и эксплуатации объектов требует кардинального пересмотра существующих практик и обеспечивается необходимостью трансформации бизнеса с использованием элементов модели интеллектуального управления, получения информации от систем диагностики и мониторинга в реальном времени, формирования критерийного управления с возможностью предиктивной аналитики, внедрения элементов киберпроизводства и машинного обучения, использования промышленного интернета и компьютерного зрения, виртуальной реальности и широкого применения мобильных рабочих, роботизированных систем для всех стадий и компонент объектов добычи, транспорта, переработки не только для континентальных, но и для шельфовых и подводных нефтегазовых месторождений.

Цифровизация является эволюционным элементом в развитии процессов «автоматизация – информатизация – интеллектуализация – роботизация», протекающих на нефтегазовом месторождении, однако имеющаяся нормативная база не обеспечивает широкого внедрения технологий сенсоризации и

оптикализации. Прогноз динамики изменения нефтегазовых технологий в перспективе 2020–2040 гг. приведен на **рис. 1**.

Нефтегазовая скважина в этом процессе является основным наукоемким и критически важным технологическим объектом, определяющим базовую стоимость и экономическую эффективность нефтегазового месторождения, а также сроки разработки [1].

Применение стандартных нефтегазовых технологий не обеспечивает возможность получения глубинных и наземных параметров в реальном масштабе времени с целью формирования режимов эффективной добычи, не позволяет сформировать требования к характеристикам подземной и наземной инфраструктуры месторождений, влияющим на показатели добычи и сроки эксплуатации месторождений, находящихся на заключительной стадии эксплуатации, с целью учета критериев эффективности. Цифровая скважина является программно-техническим комплексом оборудования, обеспечивающим решение ряда задач в автономном режиме или за счет комплексной автоматизации, включающей: оптимизацию показателей добычи, обеспечивающую увеличение конечной нефтегазоотдачи и безаварийную эксплуатацию, сокращение капитальных и эксплуатационных затрат, снижение влияния человеческого фактора за счет роботизации части процессов добычи с возможностью управления по заданным критериям, возможность локализации или предупреждения нештатных и аварийных ситуаций [2].

В типовой состав цифровой скважины обычно входит комплекс контрольно-измерительной аппаратуры (точечные и распределенные волоконно-оптические

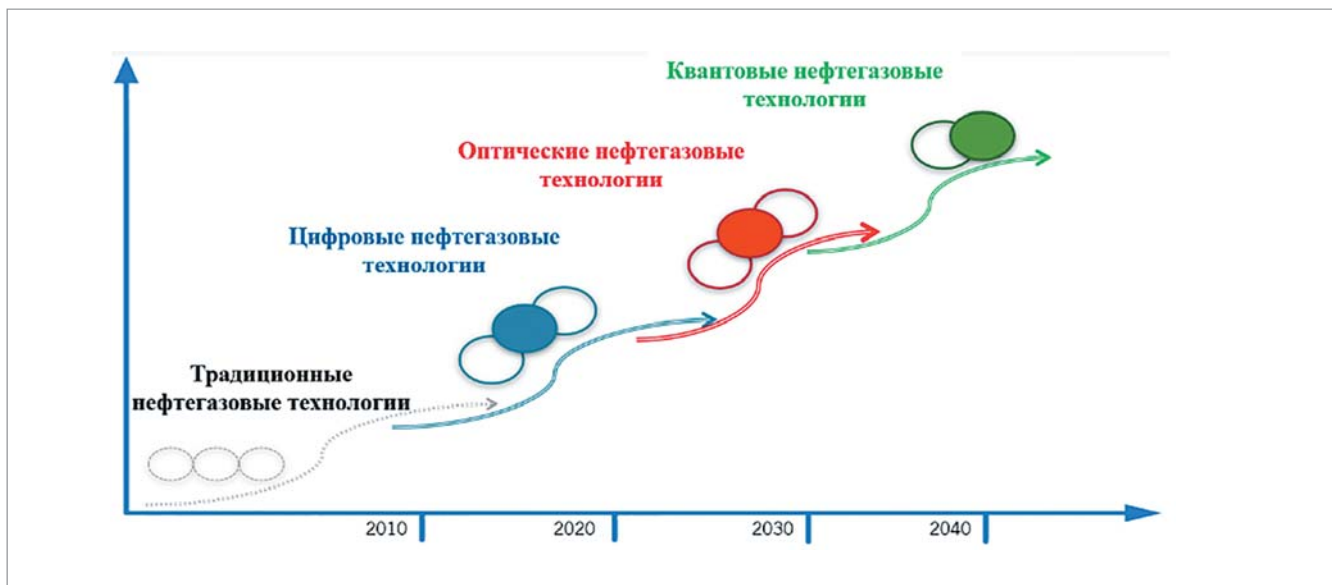


Рис. 1. Динамика изменения нефтегазовых технологий

датчики, извещатели, кабель волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) и мультиплексоры, объединенные для работы со специализированными SCADA-системами, позволяющими в режиме реального времени осуществлять сбор и обработку данных о различных параметрах объекта мониторинга, управление исполнительным оборудованием).

Функциональная схема высокотехнологичной цифровой скважины, оборудованной скважинной оптоволоконной системой измерения и системой те-

лемеханики с возможностью дистанционного управления, приведена на рис. 2.

Основной эффект от создания цифровой скважины может быть получен за счет интегрального моделирования комплекса автоматики с информацией, отражающей нефтегазовые процессы по стволу скважины, интерпретации и визуализации задач измерения и диагностики процессов добычи (температура, давление, акустика), обеспечения визуализации и мониторинга происходящих

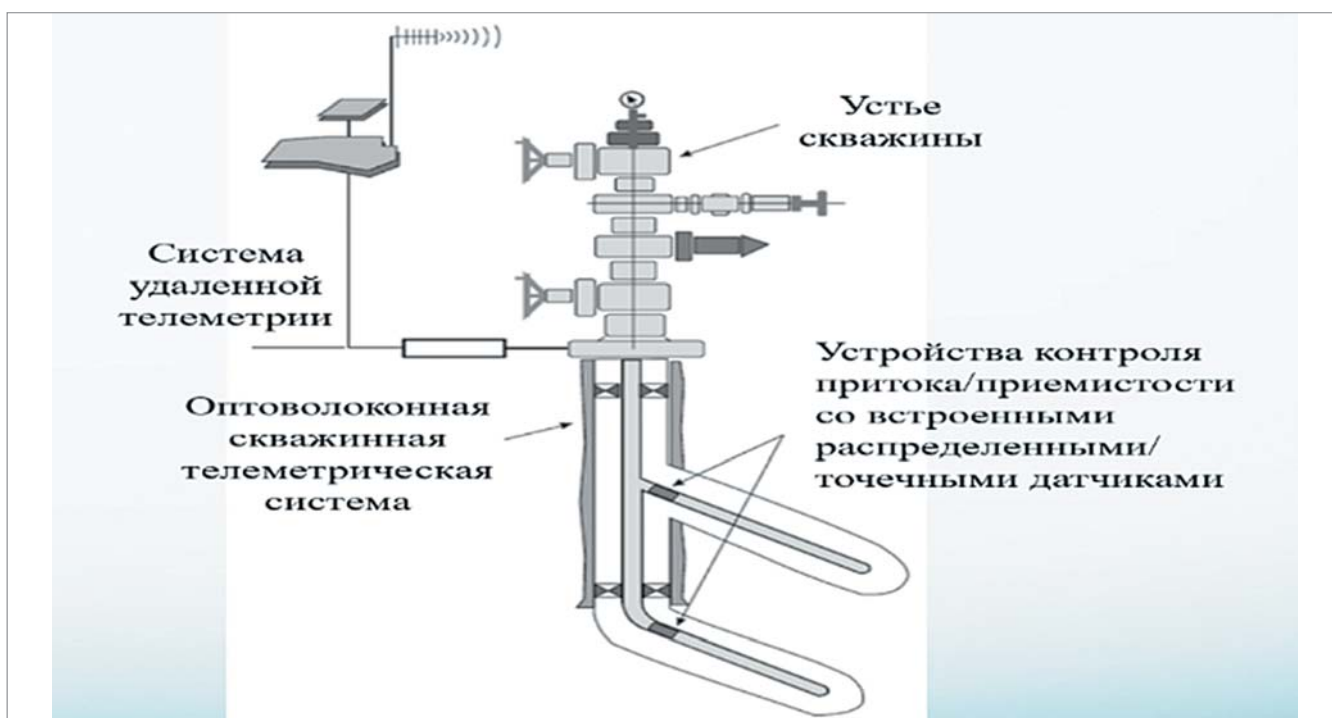


Рис. 2. Обустройство высокотехнологичной цифровой скважины

динамических процессов. Это позволяет обеспечить как для отдельных скважин, так и для месторождения в целом:

- непрерывный расчет рисков, анализ технологической и экологической безопасности, снижение вероятности опасных отклонений путем автоматизации и роботизации процессов управления за счет применения информации, поступающей в режиме реального времени, и применения ее при корректировке эксплуатационных режимов;

- передачу части компетенций на уровень роботизированных систем, что снижает влияние человеческого фактора и компетенций персонала и предусматривает ситуационное управление на основе моделей развития;

- автоматизированную подстройку и обеспечение адекватности построенной геолого-технологической модели фактическим показателям промысла с учетом ограничений;

- автоматизированный расчет материального баланса по скважинам и управление режимами кустов скважин, промыслами и месторождениями предприятия; учет ресурсов, планирование работ, возможность автоматизированного оформления отчетных форм с учетом целевых показателей по принятой бизнес-модели и ранжирования показателей;

- оптимизацию распределения нагрузки по скважинам, агрегатам и установкам, планирование и организацию работ по ремонту, обслуживанию и интенсификации; адаптацию системы управления режимами (СУР) месторождения, приведения в соответствие фактических показателей добычи разработанным ранее моделям рисков и режимам эксплуатации согласно проекту разработки месторождения.

Основой применения интеллектуального управления является единая геолого-цифровая модель, которая также учитывает ряд интеграционных задач:

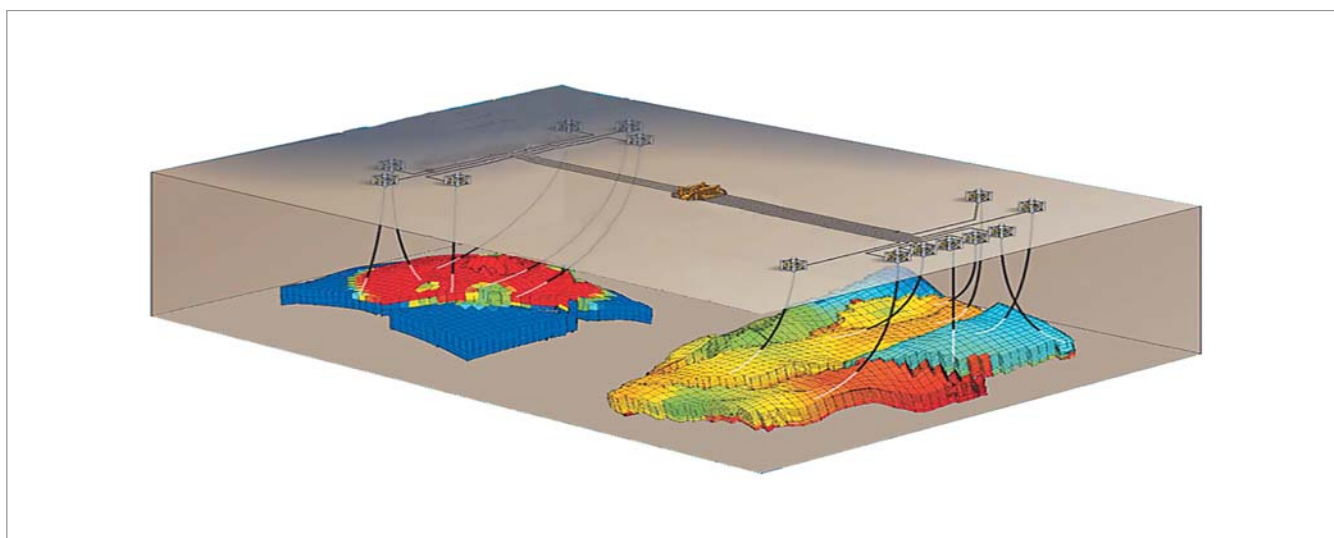
- геологическую модель месторождения; фильтрационную модель месторождения;

- модели системы добычи, сбора, транспорта газа и конденсата;

- модели установок подготовки газа и газового конденсата, дожимной компрессорной станции (ДКС), межпромыслового коллектора (МПК), магистрального газопровода (МГ) и другие объекты, формирующие подземную и наземную инфраструктуру добычи.

Интегрированное моделирование целесообразно рассматривать как комплексную задачу определения влияния режимов работы отдельных скважин и групп скважин на показатели добычи, с учетом эффективности объектов наземной инфраструктуры, а также интеграции взаимодействия подземной и наземной инфраструктуры нефтегазового месторождения, что предполагает широкое использование предиктивной аналитики на основе информации со всех объектов: скважинной и пластовой диссипативной сейсмометрии; геологической петрофизики; интерактивной базы данных ремонтов и свободных мощностей, осложнений оборудования и различных технологических ограничений по всему технологическому комплексу – от параметров пласта до подготовки продукции к транспорту, включая потоковое определение качественного состава добываемой продукции. Пример интегрированной модели нефтегазового месторождения приведен на **рис. 3**.

Для обеспечения эффективной эксплуатации, моделирования технологических процессов в скважине



**Рис. 3.** Интегрированная модель нефтегазового месторождения

в настоящее время создана и успешно применяется на нефтегазовых объектах отечественная линейка, совмещающих в себе ряд функций:

- непрерывный распределенный мониторинг вдоль всего ствола скважины и сборных сетей с возможностью телеметрии;

- грузонесущая возможность подвеса и силового электропитания для спуска и подвеса насосов и точечных датчиков;

- подача реагентов для обеспечения гидравлического управления.

Основными показателями, измеряемыми с помощью волоконно-оптических систем и применяемыми для диагностики состояния скважин, оборудования и формирования режимов эксплуатации (в зависимости от спецификаций изготовления), являются:

- температура – точечное измерение для датчика или точки измерения / распределенное измерение по всей длине протяженного датчика;

- давление и измерение нагрузки, веса – точно для датчика, точки измерения;

- виброакустический профиль – распределенное измерение по всей длине протяженного датчика;

- деформации и напряженное состояние – точно для датчика, точки измерения;

- пространственное положение объектов – точно для датчика, точки измерения;

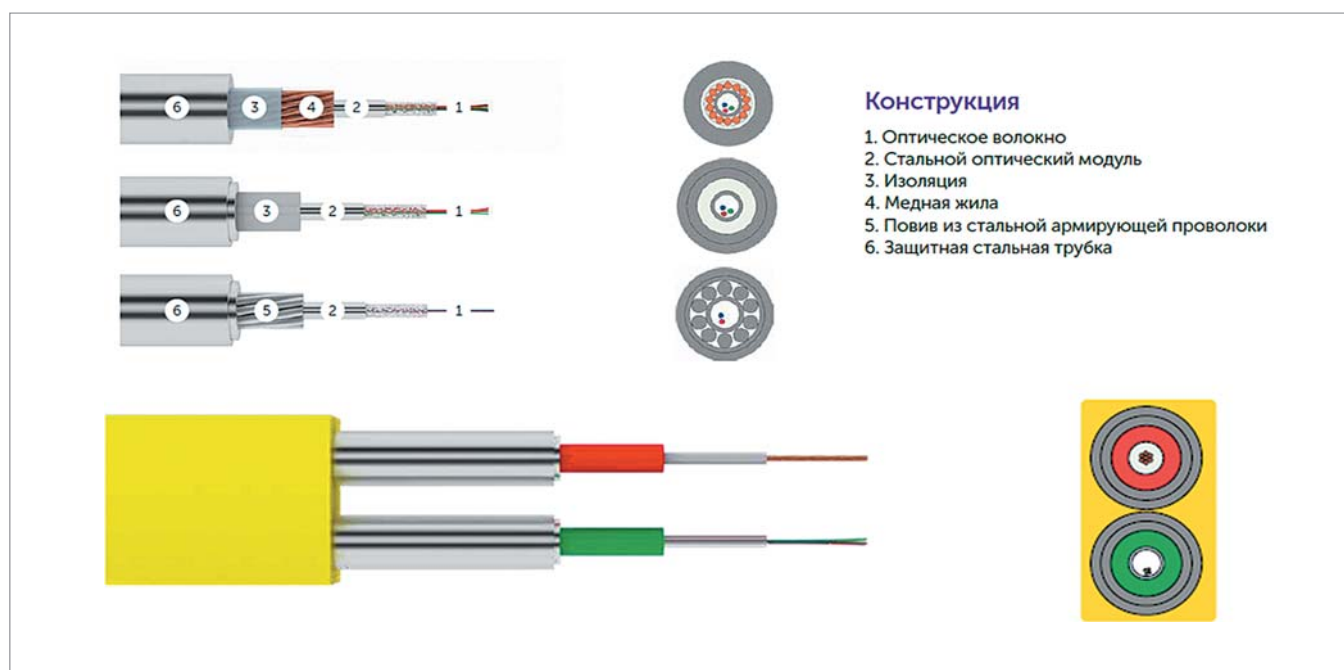
- утечки – точно (на фланцевых соединениях) для датчика / распределенно (интерпретация данных) для ряда датчиков.

Оптоволоконный кабель является пассивным компонентом линии измерения и связи, который состоит из одного или нескольких светонесущих элементов,

защищенных внешней оболочкой. С помощью оптических кабелей можно производить такие исследовательские работы, как каротаж, вертикальное сейсмическое профилирование, термопрофилирование скважины, мониторинг параметров и результатов гидроразрыва пласта. Указанный функционал в любой из комбинаций может быть реализован в едином кабеле с учетом согласования механических, тепловых и виброакустических характеристик каждого из модулей, как показано на **рис. 4**.

Эксплуатационные показатели компонент обеспечивают долговременное стабильное функционирование в условиях повышенного давления – до 30 МПа и применение в течение длительного времени в условиях высоких температур – до 200–350 °С, а специальное исполнение обеспечивает эксплуатацию в условиях агрессивных сред и газов, в том числе и при наличии сероводорода.

Основой применяемой термометрии является термодинамика нефтегазовых пластов и проведение пространственно-временного распределения температуры по стволу скважины в установившихся и неуставившихся режимах с целью исключения технологических и геологических ограничений для месторождений. Распределенный мониторинг обеспечивает одновременное измерение параметров температуры и вибрации вдоль вертикального ствола скважины или горизонтального участка НКТ, или газосборных сетей, или трубопроводов с пространственной дискретизацией от 0,25 до 1,5 м, и для этого требуется значительно (кратно) меньшее количество внешних воздействий для вертикального сейсмического профилирования.



**Рис. 4.** Примеры внутрискважинных кабелей с оптоволоконным модулем



Световой поток служит для передачи информации и генерируется лазером, который потом трансформируется электрическим регенератором и фотоприемником. Датчики физических величин преимущественно интегрированы в канал передачи данных, при этом виды оптоволоконных кабелей определяются особенностями и условиями применения, а то, как будет прокладываться кабель, определяет конструкцию изготовления.

Изготавливаются различные виды волоконно-оптических кабелей: для внутреннего монтажа, для использования в кабельных каналах, размещения в грунте, подвеса и прокладки под водой и др. В линейке кабелей-датчиков представлены конструкции с одномодовым и многомодовым оптическим волокном, а также гибридные конструкции. Кабели проектируются и производятся с учетом особенностей применения: существуют конструкции как перманентной установки, так и многократных спусков и подъемов при проведении кратковременных и сервисных работ. Основными способами прокладки кабеля в скважинах являются: закрепление на насосно-компрессорной трубе (преимущественно конструкции с прямоугольным сечением); самонесущее и грузонесущее исполнение со свободным спуском; спуск по технологии Coiled Tubing; перманентная установка за колонной и бетонирование.

Кабель производят в соответствии с требованиями заказчика из доступных на российском рынке материалов. При разработке конструкции учитываются эксплуатационные особенности, в том числе температура в скважине (до 300 °С) и агрессивная среда (например, повышенное содержание сероводорода).

Применение оптических технологий по аналогии с традиционными приборами автоматики имеет ряд значительных преимуществ:

- оптическое оборудование не требует электропитания (энергонезависимо) или отличается низким потреблением вторичного оборудования;

- оптическое волокно является чувствительным элементом системы и может использоваться как канал передачи данных и как датчик; методика измерений отличается эффективностью измерений различных параметров в широком диапазоне рабочих температур и давлений, вибраций;

- кабель используется для измерения различных параметров и для диагностики; оборудование не подвержено электромагнитному воздействию; обладает высокой чувствительностью, надежностью и помехозащищенностью при низкой стоимости внедрения, простоте монтажа и длительных сроках эксплуатации;

- оптическое волокно для разных условий использует различные покрытия, что обеспечивает возможность в разных средах проводить измерения

акустических воздействий (аналогично набору различных микрофонов по всей длине кабеля);

- обеспечивает пространственное разрешение, измерение температуры, вибрации, акустических воздействий, координат и изменений пространственного положения.

Реализация интеллектуального управления предполагает наличие современной научной базы, стандартизации типовых проектных решений и соответственно комплексной автоматизации на объектах нефтегазодобычи; интеграцию технологий, процессов и соответствующей процессам квалификации эксплуатационного персонала. Для эмиссионной сейсмической томографии и обработки информации с пространственно распределенных массивов многокомпонентных датчиков в настоящее время разработана протяженная автономная секционная донная сейсмокоса (АСДС). В состав оборудования входит цифровая секционная донная сейсмокоса, радиобуй с модулем сбора геофизической информации, подсистемами автономного питания и ГЛОНАСС/GPS-синхронизации, бортовой программно-аппаратный комплекс. Комплекс средств и специализированного программного обеспечения обеспечивает обработку данных в режимах активного сейсмического зондирования и пассивной сейсмологии в реальном масштабе времени [3].

Основой применения комплекса на шельфовых и подводных месторождениях является создание модели и программное обеспечение обработки сигналов с измерительной линейки акустических и трехкомпонентных сейсмологических сенсоров на основе волоконно-оптических датчиков интерферометрического типа. Пример проведения сейсмических исследований с использованием волоконно-оптических кабелей на основе автономной секционной донной сейсмокосы (АСДС) представлен на **рис. 5**.

Преимущества оптоволоконного мониторинга с использованием гибридного кабеля заключаются в комбинации данных с точечных датчиков с высокой чувствительностью и динамическим диапазоном с получением информации о температуре и вибрациях во всех точках между ними. Это дает возможность использовать меньшее количество точечных датчиков в «косе» и обеспечивает мониторинг скважин со сложной конструкцией.

Оптический кабель позволяет подключать к нему аппаратуру различного типа. В последнее время волоконно-оптические кабели стали широко применяться на магистральных трубопроводах в качестве систем диагностики мониторинга природно-геологических процессов и технического состояния, акустической и технологической безопасности. Использование оптико-волоконной системы вдоль газопровода дает возможность выявлять изменение деформации конструктивных элементов технологических объектов, изменение температуры

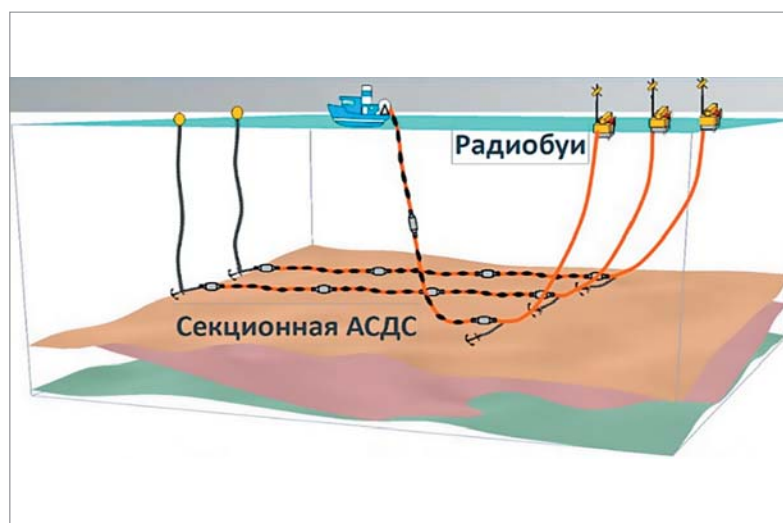


Рис. 5. Проведение шельфовой сейсмической разведки

грунтов и деформаций грунтовых оснований, осуществлять визуализацию подвижек грунтов, разгерметизации газопроводов и утечек или образования опасных концентраций метана. Реализация мероприятий обеспечения безопасности на основе акустических проявлений определяет в режиме реального времени попытки возможных врезок, места прохождения внутритрубных диагностических снарядов, движения техники и людей, работы инструментами при раскопке трубопроводов.

Особо эффективным является применение волоконно-оптической продукции для мониторинга целостности объектов инфраструктуры и несанкционированного доступа к ним, в том числе периметров протяженных объектов, емкостных сооружений, баз хранения и сложных технологических сооружений в виде тоннелей, конвейеров, железных дорог и трубопроводов различного назначения. Можно выделить ряд специализированных систем:

- объемного мониторинга грунтов и оснований для решения задач непрерывного отслеживания подвижности грунтов, оснований, склонов, оползней, ледников по осям X, Y, Z; позволяет проводить шумометрию движения грунтов;

- мониторинга деформированного состояния для оперативного контроля напряжений и деформаций, возникающих в

элементах конструкций инженерных сооружений и конструкций;

- мониторинга инженерных конструкций (СМИК) с использованием технологии точечного волоконно-оптического измерения для контроля показателей надежности несущих конструкций зданий и сооружений;

- комплексного мониторинга для одновременного измерения и представления информации (DTS, DAS, DSS) в одной конструкции, что позволяет обеспечить геотехнический мониторинг и выявить механические деформации.

Комплексное моделирование месторождений предполагает использование предиктивной аналитики; скважинной и пластовой диссипативной сейсмометрии; геологической петророботики; интерактивной базы данных осложнений оборудования и технологических ограничений.

## ВЫВОДЫ

Основным риском замены процессов, осуществляемых персоналом, является устоявшееся традиционное мышление и отсутствие компетенций, недостаточное развитие теории автоматизированных систем управления в части рисков для широкого применения человеко-машинных (диспетчерских) систем управления. Технологические преимущества волоконно-оптических технологий способствуют широкому применению отечественного оборудования при цифровизации нефтегазовых скважин, месторождений и создания на этой основе интеллектуальных объектов управления для обеспечения технологической независимости и энергетической безопасности.

## ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. СТО Газпром 2-2.1-1043-2016. Автоматизированный газовый промысел. Технические требования к технологическому оборудованию и объемам автоматизации при проектировании и обустройстве на принципах малолюдных технологий. – М.: ООО «Газпромэкспо», 2016. – 203 л.
2. Тчаро Хоноре, Воробьев А.Е., Воробьев К.А. Цифровизация нефтяной промышленности: базовые подходы и обоснование «интеллектуальных» технологий // Вестник Евразийской науки. – 2018. – № 2. – Т. 10. – С. 1–17.
3. Интеллектуальные системы предупреждения осложнений для безопасного строительства скважин / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, А.Д. Черников, С.О. Бороздин // Безопасность труда в промышленности. – 2022. – № 6. – С. 7–13. – DOI 10.24000/0409-2961-2022-6-7-13. – EDN WSKHDO.
4. Актуальные проблемы цифровизации производственных процессов в нефтегазовой отрасли / Н.А. Еремин, В.Е. Столяров, А.Д. Черников, И.К. Басниева // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2022. – № 3. – С. 341–353. – EDN FGRDQB.
5. Еремин Н.А. Применение оптоволоконных технологий при нефтегазодобыче и обеспечении безопасности производственных объектов / Н.А. Еремин, В.Е. Столяров, Е.А. Сафарова [и др.] // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2022. – № 10(591). – С. 5–17. – DOI 10.33285/2782-604X-2022-10(591)-5-17. – EDN NJQPPL.