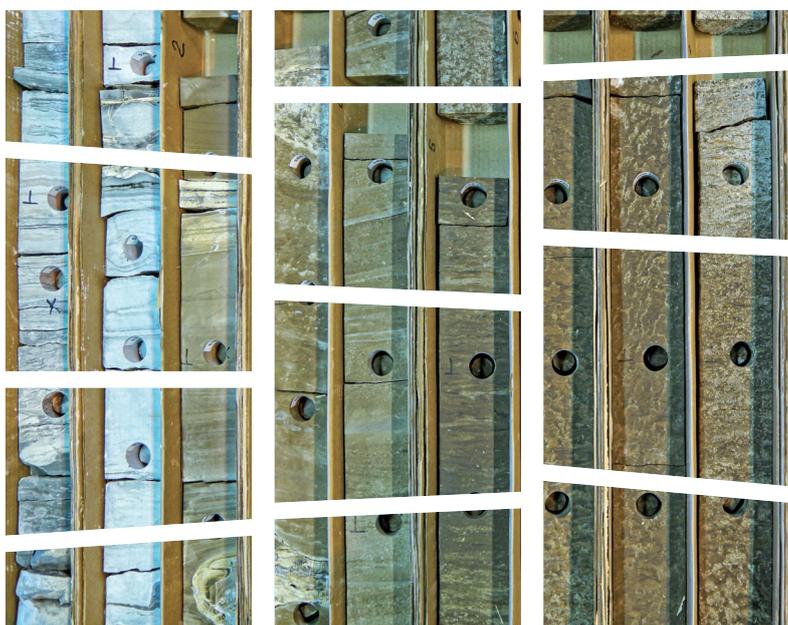




III Международная научно–практическая конференция

# АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

# 20 SP 20 RS RS 20



## СБОРНИК ДОКЛАДОВ



г. Москва  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

23–24 сентября 2020

Партнеры конференции



## ПРИМЕНЕНИЕ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ЦИФРОВИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Н.А. Еремин - д.т.н., ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, (Москва, РФ), профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, [ermn@mail.ru](mailto:ermn@mail.ru);

В.Е. Столяров – член НТС ПАО «Газпром», заместитель заведующего Аналитическим центром научно-технического прогнозирования в нефтегазовой отрасли, ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН (Москва, РФ), [bes60@rambler.ru](mailto:bes60@rambler.ru);

А.Д. Черников – старший научный сотрудник ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН (Москва, РФ), [cha60@mail.ru](mailto:cha60@mail.ru)

Е.А. Сафарова – младший научный сотрудник ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН (Москва, РФ), [safarovaelisaveta@gmail.com](mailto:safarovaelisaveta@gmail.com);

Д.С. Филиппова – младший научный сотрудник ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН (Москва, РФ), [filippovads@ipng.ru](mailto:filippovads@ipng.ru).

Эффективную эксплуатацию нефтегазоносных пластов невозможно обеспечить без оперативного мониторинга и исследования свойств продуктивного пласта в реальном времени, организации оперативного измерения и контроля параметров в области ствола и призабойных зон эксплуатационных скважин и организации работ без выпуска газа в атмосферу.

Соответственно, проведение газодинамических исследований (ГДИ) является одним из самых эффективных способов обеспечения контроля за разработкой нефтегазового месторождения для принятия решений по обеспечению эффективности как отдельных скважин, так и месторождения в целом. При этом могут быть использованы различные методы передачи как традиционные типы кабельного соединения, так и современные с помощью физических полей на основе акустических сигналов, а также передачи данных с использованием низкочастотного электромагнитного поля или оптических (оптоволоконных) и других методов.

Передачу информации с помощью низкочастотного электромагнитного поля используют в основном для целей совершенствования бурения, но этот вид передачи недостаточно информативен в связи с ограниченной скоростью и емкостью каналов. Для контроля скважинных процессов более пригодны акустический и оптоволоконный методы передачи данных. При применении оптоволоконных методов датчики физических величин интегрированы в канал передачи данных. При использовании акустических методов, подсистемы измерения параметров и передачи информации разделены. Применение волоконно-оптических технологий стало фактически следствием развития цифровых технологий и искусственного интеллекта и позволяет обеспечить информацией эксплуатационный персонал в достаточных объемах для принятия решений по объекту управления и организации автоматического (роботизированного) управления на всех стадиях жизненного цикла объекта управления. Функционально разные методы обеспечили преемственность решения задач мониторинга и управления на различных физических принципах получения и передачи информации о происходящих на скважинах технологических процессах.

Примером локальной системы для проведения газодинамических исследований является применение акустического оборудования для скважины. В 2015 г. на объектах ООО «Газпром добыча Ноябрьск» были успешно апробированы элементы автоматизированной системы контроля и управления технологическими процессами кустов газовых скважин на базе телемеханики «Сириус КГС» производства ООО «НПА Вира Реалтайм» (г. Москва) [1]. При внедрении системы были решены задачи контроля устьевых и забойных параметров и управления арматурой кустов (месторождения) с возможностью удаленного мониторинга и управления оборудованием с единого пульта управления промыслом, в том числе:

- ÷ измерения забойных параметров (температуры, давления природного газа и порогового измерения уровня воды), стандартного пересчета прямых измерений и

косвенных расчетов забойных величин, пластовых значений, массивов данных для оператора;

- ÷ расчета коэффициента продуктивности скважины и проницаемости пласта в призабойной зоне;
- ÷ исследования взаимодействия скважин, кустов и т.п., то есть реакции скважины на проводимые действия в другой скважине или реакции куста скважин на операции в близко расположенном кусте;
- ÷ получения данных пьезопроводимости пласта.

Функционально АСКУ ТП КГС «Сириус КГС» состоит из двух частей:

- ÷ комплекса оперативного управления, функционирующего в составе и во взаимодействии с уровнем АСУ ТП (уровнем предприятия) и реализующего функции контроля и управления технологическими процессами на газовых скважинах;
- ÷ комплекса гидродинамических исследований скважин (ГДИС), функционирующего автономно от АСУ ТП и реализующего функции исследования состояния продуктивного пласта в области призабойных зон эксплуатационных скважин.

Структурная схема АСКУ ТП КГС «Сириус КГС» показана на рис. 1.

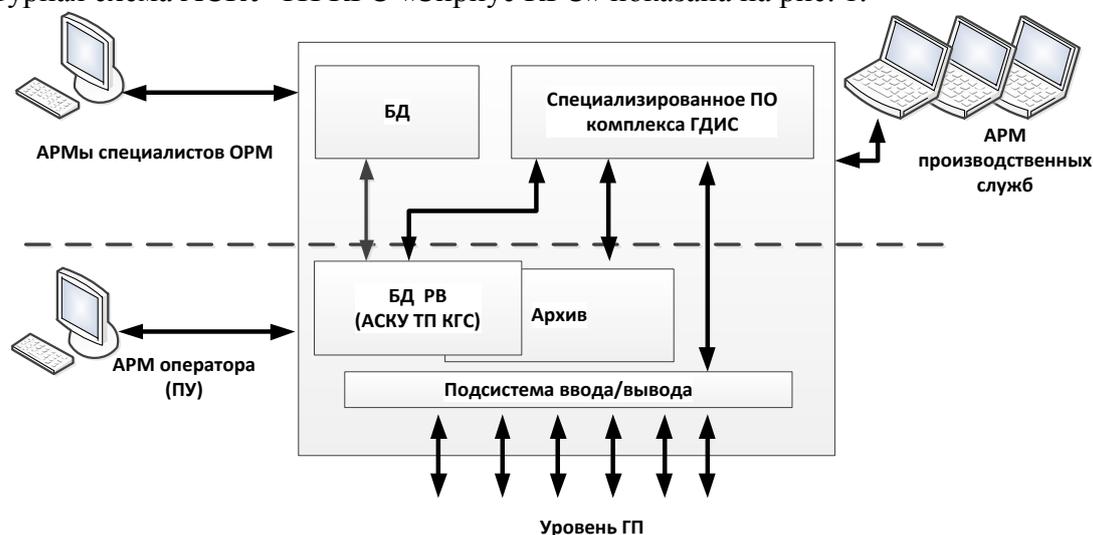


Рис.1. Структурная схема АСКУ ТП КГС «Сириус КГС»

В забой скважины (без остановки) был осуществлен спуск автономного скважинного снаряда (АСС), осуществляющего измерение параметров и передачу информации в виде акустического сигнала по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) на наземный модуль (СИППЗ), преобразующий акустический сигнал в электрический.

Габаритные размеры системы АСС, её внешний вид в собранном состоянии перед установкой в действующую скважину приведены на рис. 2.

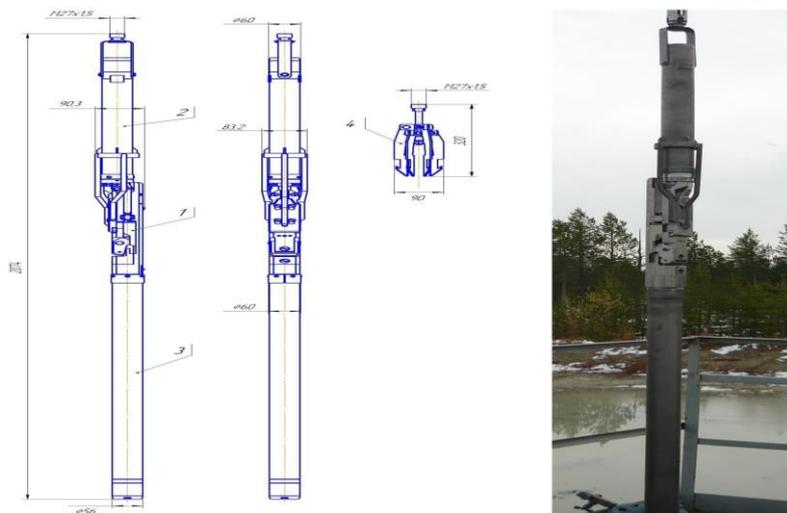


Рис.2. Исследовательский снаряд АСС

Далее сигнал попадает в электронное устройство сопряжения (система сбора), которое обеспечивает первичную обработку результатов измерения параметров забоя и беспроводную передачу на контролируемый пункт (КП), размещенный в блок-боксе на кусте газовых скважин (КГС). Измерение параметров и передача данных АСС на поверхность по беспроводному каналу связи осуществляется по заданному расписанию.

В заданное время происходит измерение параметров, которые, в свою очередь, кодируются и в виде акустической посылки излучаются в стенку трубы НКТ. Информационный акустический сигнал передается по звукопроводящему каналу, состоящему из плети труб НКТ, и достигает фонтанной арматуры, где принимается с внешней стороны, при этом никаких датчиков внутрь фонтанной арматуры дополнительно не вводится. Сигнал декодируется в блоке ЭУС (электронное устройство сопряжения), и полученные данные о физических параметрах передаются в систему телемеханики.

На рис.3. приведена организация передачи данных с акустического снаряда при работе.

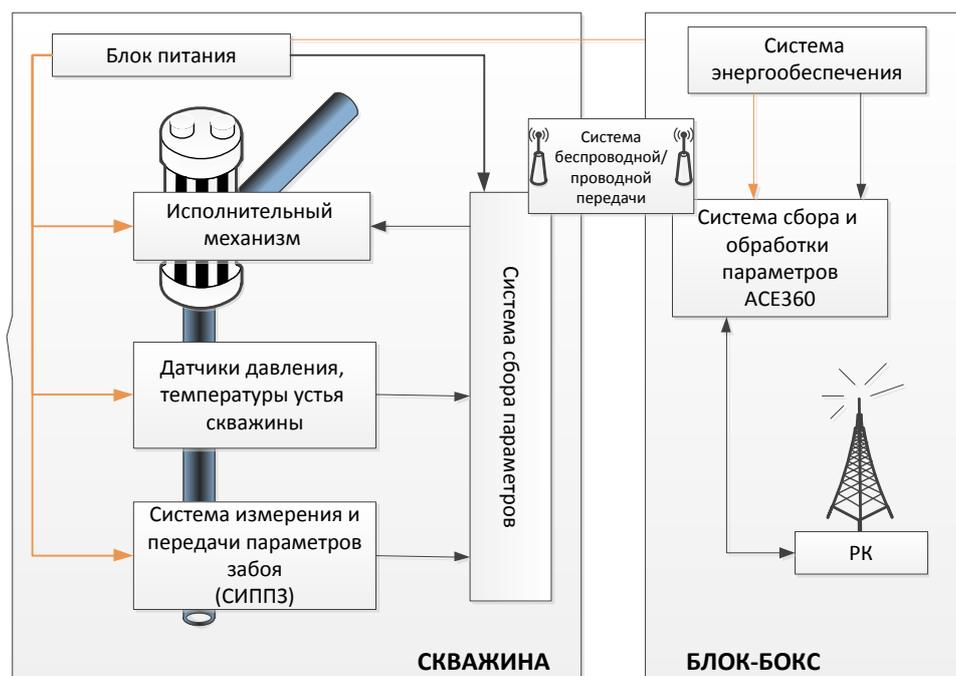


Рис. 3. Организация передачи информации с акустического снаряда

Чувствительный акустический элемент (акустический датчик) устанавливается на фонтанную арматуру скважины с внешней стороны и имеет надежный долговременный акустический контакт со звукопроводом НКТ (через металлические элементы фонтанной арматуры). При эксплуатации были проведены изменения технологических режимов, включая остановку скважины для измерения статического давления, продувки технологических линий, значительное изменение расхода газа и др. Снаряд, установленный на глубине 914 метров продолжал функционировать и производить измерения при различных режимах и при производстве работ на скважине.

Установка оборудования была выполнена без изменения конструктивных решений с использованием штатного геофизического оборудования подъема и спуска. В процессе работы были предложены различные варианты исполнения оборудования, автономного исполнения на встроенных элементах энергоснабжения, имеющих ограниченный срок применения и количества исследований, и с использованием кабельных линий энергообеспечения, также связи с неограниченным ресурсом по исследованию динамических параметров процессов добычи.

Примером распределенной акустической системы являются стационарные и мобильные антенные системы, предназначенные для исследования месторождений и проведения морских сейсморазведочных работ на шельфовых месторождениях [2-5].

Протяженная автономная секционная донная сейсмокоса (АСДС) с пятикомпонентными датчиками была разработана и апробирована АО «АКИН» и АО «НПП «Интелспецтех» (Россия) в рамках Государственной программы Российской Федерации «Развитие судостроения и техники для освоения шельфовых месторождений на 2013-2030 годы» и является многофункциональной по решаемым задачам (Рис.4.)

Для интерпретации сейсмических данных использовано разработанное в России программное обеспечение для эмиссионной сейсмической томографии для обработки информации с пространственно-распределенных массивов многокомпонентных датчиков.

В настоящее время метод эмиссионной томографии для микросейсмического мониторинга процессов разработки месторождений газа также успешно применяется зарубежными сервисными компаниями MicroSeismic, Inc. (<https://www.microseismic.com>) и Global Geophysical Services, Inc (<http://www.globalgeophysical.com>), что позволяет: повысить эффективность разведочного бурения не менее чем на 15%; обеспечить рост продуктивности коллекторов при эксплуатации месторождения до 10%.

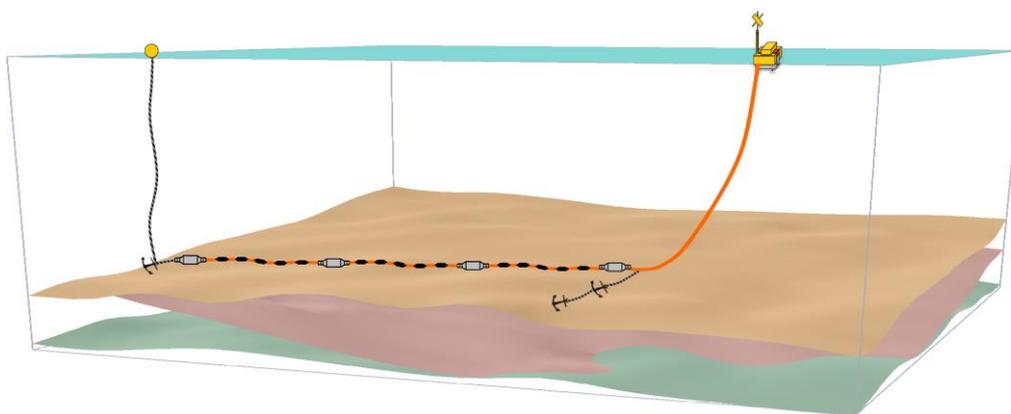


Рис.4. Сейсмокоса донного исполнения

В состав оборудования АСДС входит: цифровая секционная донная сейсмокоса, радиобуй с модулем сбора геофизической информации, подсистемами автономного питания и ГЛОНАСС/GPS синхронизации, бортовой программно-аппаратный комплекс. Технически изделие является секционным и конфигурируется для решения различных задач, при этом

количество секций сейсмокосы до 30 шт., длина секции – 200 м, количество датчиков в секции -16 шт.

С учетом имеющихся преимуществ и появления различных элементов для исследования физических процессов другим аналогом антенной системы является волоконно-оптическая фазированная сейсмоакустическая антенна на базе волоконно-оптических детекторов (ВОД) интерферометрического типа с импульсным возбуждением. Комплекс состоит из: оптоволоконна с заданными уникальными свойствами методом плазмохимического осаждения при микроволновом разряде плотных оксидных слоев редкоземельных металлов (технология SPCVD); волоконных лазеров с распределённой обратной связью (DFB) с сверх узкой полосой генерации, позволяющих создавать высокочувствительные сенсорно-измерительные датчики, оборудования различного назначения.

Реализованная на этих принципах система Optoplan применена на месторождении Экофиск (Северное море); Компания BP развернула в 2010 г. в Мексиканском заливе волоконно-оптическую систему охватывающую 64 платформы и 7 глубоководных подводных нефтедобывающих комплексами (ПНК) с глубинами до 2000 м; Норвежская звездчатая оптоволоконная система контроля управления разработкой морскими платформами и ПНК в Северном море имеет протяженность более 2000 км. Принцип организации волоконно-оптической системы приведен на рис. 5.

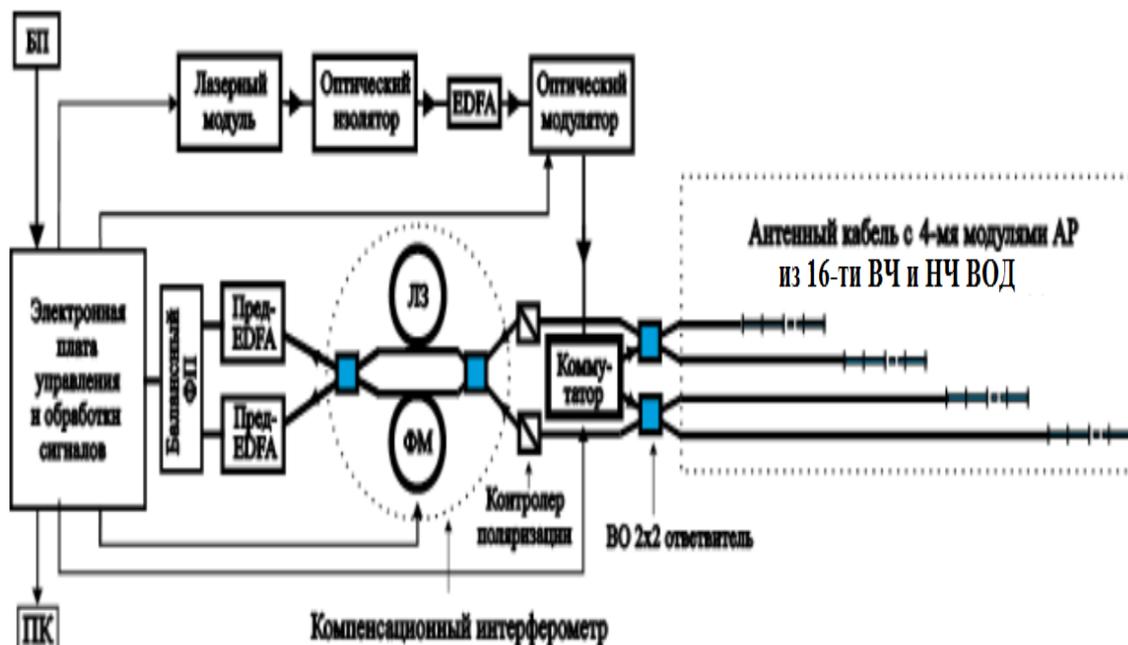


Рис.5. Принцип организации волоконно-оптической системы

Пример оснащения скважины системой мониторинга с применением волоконно-оптических (ВО) технологий измерения внутрискважинных параметров приведен на рис.6.



Рис.6. Фото применения ВО технологий на скважине

Создание и широкое применение волоконно-оптических технологий стало следствием разработки и производства новой линейки активных оптических волокон для волоконных лазеров и усилителей с легированием на основе редкоземельных элементов, в том числе: иттербием (Yb), эрбием (Er), тулием (Tm), гольмием (Ho), неодимом (Nd) и празеодимом (Pr).

С учетом этого применяются различные волоконные элементы для сенсоров: ответвители, брэгговские решетки, мультиплексоры (спектральные и пространственные) и интерферометры; фоточувствительные и тензорометрические волокна для записи брэгговских решеток, в том числе с учетом радиационно- и температурно-стойких свойств; волокон с поддержанием различных состояний поляризации: линейной, эллиптической, круговой, для датчиков угловых вращений, магнитных полей, электрических токов.

Принятые решения и результаты исследований обеспечены высокой стабильностью качества изготовленной продукции и однородностью показателей преломления по сечению сердцевины кабельного волокна - на уровне  $10^{-4}$ .

Преимуществами применения технологий является энергонезависимость или низкое потребление вторичного оборудования, широкий температурный диапазон измерений и пространственное разрешение, возможность построения комбинированных с традиционными решений и высокая чувствительность, надежность и помехозащищенность при низкой стоимости внедрения и длительных сроках эксплуатации. В связи с широкими возможностями по применению, простотой при реализации и широким кругом реализуемых задач, массовое развитие при освоении и обустройстве месторождений получили скважинная диагностика, и диссипативный наносейсмометрический мониторинг.

Принцип работы стационарной антенной волоконно-оптической системы на месторождении для проведения исследования характеристик залежи приведен на Рис.7.

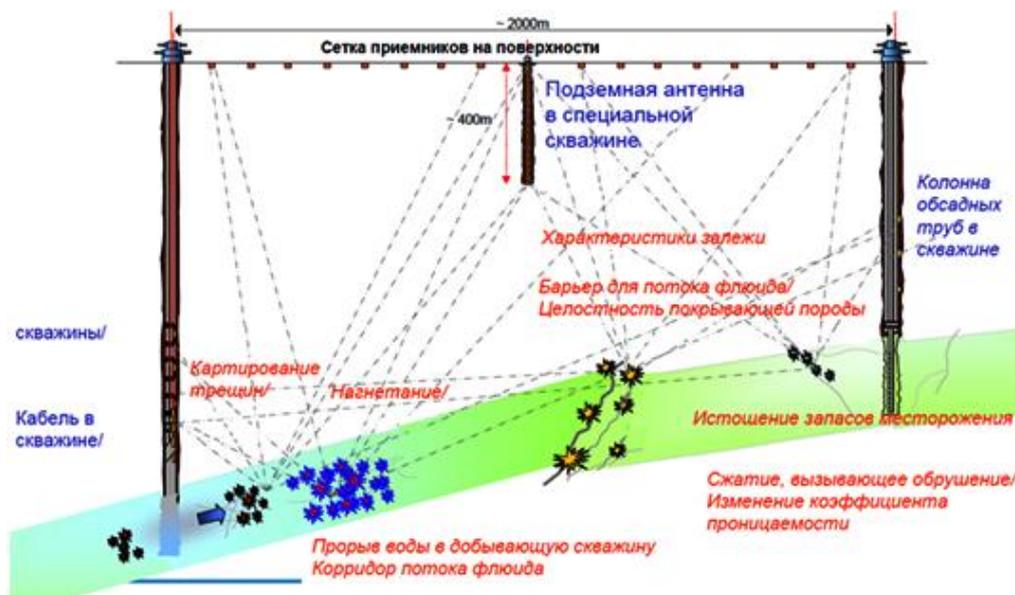


Рис.7. Применение волоконно-оптических технологий при исследовании

К основным решениям с применением волоконно-оптических систем относятся:

- ÷ организация сбора и передачи данных через волоконно-оптические линии связи от различных видов технологического оборудования; построение информационных систем на основе точечных (FBG) и распределенных (DTS/DAS) волоконно-оптических датчиков; управление технологическим оборудованием;
- ÷ возможность подключения наземной кустовой телеметрии - датчиков давления, температуры, расходомеров, массометров - по открытым протоколам типа RS-485 и 4-20 мА и др. систем;
- ÷ обнаружение точек утечки и выбрасываний жидкости, мониторинг движения флюидов и воды на сборных сетях; мониторинг систем газлифта; построение комплексных систем обнаружения утечек, перемещений и вибраций; построение комплексных систем распределенного и точечного термомониторинга резервуаров и емкостного оборудования;
- ÷ распределенная термометрия (DTS) по стволу скважины, акустический профиль (DAS) нефтяных и газовых скважин, точечный контроль давления в контрольных точках ствола скважины;
- ÷ мониторинг напряженно-деформированного состояний оборудования; построение системы интегрированной безопасности технологических объектов;
- ÷ подключение оборудования для исследования скважин без их остановки.

В настоящее время в России имеется несколько интересных разработок отечественных производителей оборудования (Компания «Mimir Engineering» г. Санкт-Петербург, ООО «Опто мониторинг», г. Москва, ООО «СЕДАТЭК», г. Москва), предлагающих различные комплексные решения по построению волоконно-оптические системы мониторинга (ВОСМ) специализированного и общего назначения в области добычи, хранения, транспорта и переработки различного углеводородного сырья.

В типовой состав системы обычно входит комплекс контрольно-измерительной аппаратуры (точечные и распределенные волоконно-оптические датчики, извещатели, кабель ВОЛС и мультиплексоры, объединенный со специализированными SCADA-системами, позволяющими в режиме реального времени осуществлять сбор и обработку данных о различных параметрах объекта мониторинга, управление исполнительным оборудованием. Основными показателями, измеряемыми с помощью ВОСМ в этих процессах, являются:

- ÷ температура - точечное измерение для датчика, точки измерения;

- ÷ температура - распределенное измерение по всей длине протяженного датчика;
- ÷ давление и измерение нагрузки, веса-точечно для датчика, точки измерения;
- ÷ виброакустический профиль – распределено по всей длине протяженного датчика;
- ÷ деформации и напряженное состояние – точечно для датчика, точки измерения;
- ÷ пространственное положение объектов – точечно для датчика, точки измерения;
- ÷ утечки - распределено (интерпретация данных) для датчиков;
- ÷ утечки - точечно (на фланцевых соединениях) для датчика.

Применение температурного мониторинга для верхнего интервала крепи скважины предполагает мониторинг криолитозоны, расположенной в интервале 0-500 метров или глубже, и обеспечивает температурный контроль за растеплением горных пород вокруг ствола скважины с целью своевременного обнаружения опасных зон возможной потери устойчивости крепи скважины, а также контроль вторичного промерзания при остановке в момент проведения ремонтных работ, например, обоснованными нарушением целостности эксплуатационной колонны. Могут быть предложены при этом варианты крепления, когда размещение ВО кабель-датчика обеспечивается между эксплуатационной колонной и колонной НКТ посредством клямсов и спускается в скважину одновременно со спуском колонны. Второе предложение предусматривает размещение кабеля-датчика в межтрубном пространстве за кондуктором с последующим его цементированием. Для решения задачи крепления применяются центраторы и монтаж ВО кабеля-датчика на трубах кондуктора, выполняется одновременно со спуском обсадной колонны.

Интерес к применению волоконно-оптических решений проявляют нефтегазовые компании и сервисные организации, обеспечивающие для отрасли геологоразведку, геофизические исследования скважин, мониторинг скважин, месторождений и технологических объектов, построение систем мониторинга и безопасности протяженных технологических объектов, емкостного парка.

Широкое применение в настоящее время получили также скважинные оптоволоконные системы активно-пассивного режима, которые позволяют обеспечить мониторинг работы скважины в призабойной зоне за счет широкого спектра датчиков различного назначения в том числе: давления, температуры, акустические, сейсмические, а также электрического, магнитного, гравиметрического поля и др. Примененные в системах технологии и материалы позволяют обеспечить надежную эксплуатацию и функционирование.

Эксплуатационные показатели компонент, входящих в оптоволоконные системы, обеспечивают долговременное стабильное функционирование в условиях повышенного давления до 30 МПа и применение в течении длительного времени в условиях высоких температур до 200-350 °С, специальное исполнение обеспечивает эксплуатацию в условиях агрессивных сред и газов, в том числе и при наличии сероводорода. Герметичный волоконно-оптический кабель ограничивает проникновения воды в волоконный световод из-за высоких давления и температуры.

Особенностью внедрения современных технологий в настоящее время является эволюционное развитие, показанное на примере перехода от акустических к оптоволоконным технологиям, когда разработанные ранее модели и решения предназначены уже не на простое представление информации для мониторинга деятельности и получение продукции на месторождении, а включают предложения для сравнения текущей эффективности и оказания помощи персоналу в выявлении и решении требующих внимания проблем, если целью эксплуатации стоит достижение оптимальной производительности и эффективности добычи.

За счет применения информационных технологий происходит уже не количественный, а качественный процесс трансформации отрасли в отрасль передовых разработок и внедрения.

Все вышеперечисленные задачи позволяют организовать управление добычей на основании других механизмов планирования и контроля исполнения, планировать показатели для продуктивного пласта, корректировать в оперативном режиме эффективность месторождения (коэффициент извлечения газа из залежи) и т. п.

По данным Schlumberger в мире около 1 млн. действующих скважин дают нефть и газ, из них только 5% работают на режимах близких к оптимальным в связи с недостаточным объемом информации для оптимального управления. В последние годы это направление стало приоритетным, и фирма Shell обеспечила в реальном времени фондом всех своих скважин, а «BP» вышла на интегрированный показатель для фонда скважин 60%.

В Таблице 1 показан информационный переход по объемам обрабатываемой информации для принятия решения по управлению для различных имеющихся сегодня видов управления (ручное, автоматизированное и интеллектуальное), а также требуемые для этого источники информации (датчики).

Таблица 1. Объемы информации по типам управления

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

Необходимо отметить, что качественное изменение формы управления должно предусматривать также наличие цифровой модели объекта, геологическое моделирование и систему поддержки принятия решения на уровне месторождения и распределенную систему управления и контроля месторождением. Применяемые технологии должны быть построены на базе единой цифровой платформы и базироваться на высокотехнологичных программных комплексах с применением оперативных данных, получаемых с разведывательных и добывающих скважин на всем протяжении жизненного цикла промысла.

Приведенные в статье материалы показывают, что в настоящее время имеется реальная возможность в ведущих нефтегазовых компаниях России обеспечить переход к цифровым технологиям для создания высокопроизводительной системы управления скважинами на нефтегазовых месторождениях.

Это возможно обеспечить за счет внедрения технологий больших геоданных, интеграции промышленных платформ, блокчейна, машинного обучения, искусственного интеллекта и нейросетей для учета имеющихся моделей осложнений и неопределенностей, а также технологических ограничений для месторождений, находящихся на стадии падающей добычи, при возможности обеспечения получения и передачи информации на основе современных каналов и нефтегазового интернета вещей для любых технологических процессов.

По оценке Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) эффективность добычи нефти при применении традиционных технологий составляет 29%, цифровых (оснащенных локальной автоматикой) - 38%, а у интеллектуальных месторождений с использованием элементов кибернетики этот показатель достигает 47%. Такие различные показатели эффективности объясняются тем, что для скважин и

месторождений обычно приводится четыре различных режима работы - фактический, проектный, режимный и потенциальный.

Цифровой режим приближен по показателям к режимному, а для интеллектуальных объектов приближается к потенциальным и максимально возможным с учетом геолого-технологических ограничений. Реализация интеллектуального управления предполагает также наличие современной научной базы, интеграцию технологий, процессов и соответствующей процессам квалификации. Применение цифровизации, как основы интеллектуальной информационной системы эксплуатации, требует кардинального пересмотра существующих практик и обеспечивается необходимостью трансформации бизнеса с использованием элементов модели интеллектуального управления за счет цифровизации, интеллектуализации, элементов кибер-производства, применения промышленного интернета и виртуальной реальности для всех стадий и компонент объектов добычи, транспорта, переработки.

Имеющиеся в настоящее время технологические преимущества способствуют широкому применению волоконно-оптических технологий при цифровизации нефтегазовых скважин и создания на этой основе интеллектуальных скважин и месторождений.

Статья подготовлена по результатам работ, выполненных в рамках государственного задания по темам: «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № АААА-А19-119013190038-2, «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», №АААА-А19-119022890063-9. и в рамках выполнения работ ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по теме: «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологии искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах» по Соглашению с Министерством науки и высшего образования РФ о выделении субсидии в виде гранта от 22 ноября 2019 г. № 075-15-2019-1688, уникальный идентификатор проекта RFMEFI60419X0217.

#### Библиография:

1. В.З. Минликаев, В.Е. Столяров, Д.В. Дикамов, И.А. Дяченко. // 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», ООО «Газпром экспо», г. Москва, 2016 г.;
2. Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н., Тихомиров Л.И. Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений. // «Нефть. Газ. Новации», №12, 2015 г., С. 44–49;
3. Еремин Н.А., Столяров В.Е. Оптимизация процессов добычи газа при применении цифровых технологий // «Геология. Геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», 6/2018, Разработка нефтяных и газовых месторождений стр. 54-61, ISSN 2413-5011, УДК519.878:661.992:553.69.054.2:001.9:004.387ВНИИОЭНГг. Москва. стр. 54-61

4. Еремин Н.А., Архипов А.И., Черников А.Д., Сарданашвили О.Н., Столяров В.Е. Цифровые технологии строительства скважин. Создание высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин // Neftegaz.Ru, ООО ИА Neftegaz.RU, № 4, Цифровизация., УДК 622.24; 622.279.23., 2020 г., №4, стр. 38-50.
5. Eremin, N. A., & Stolyarov, V. E. (2020). On the digitalization of gas production in the late stages of field development. SOCAR Proceedings, (1), 59–69. doi:10.5510/ogp20200100424