



ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2022

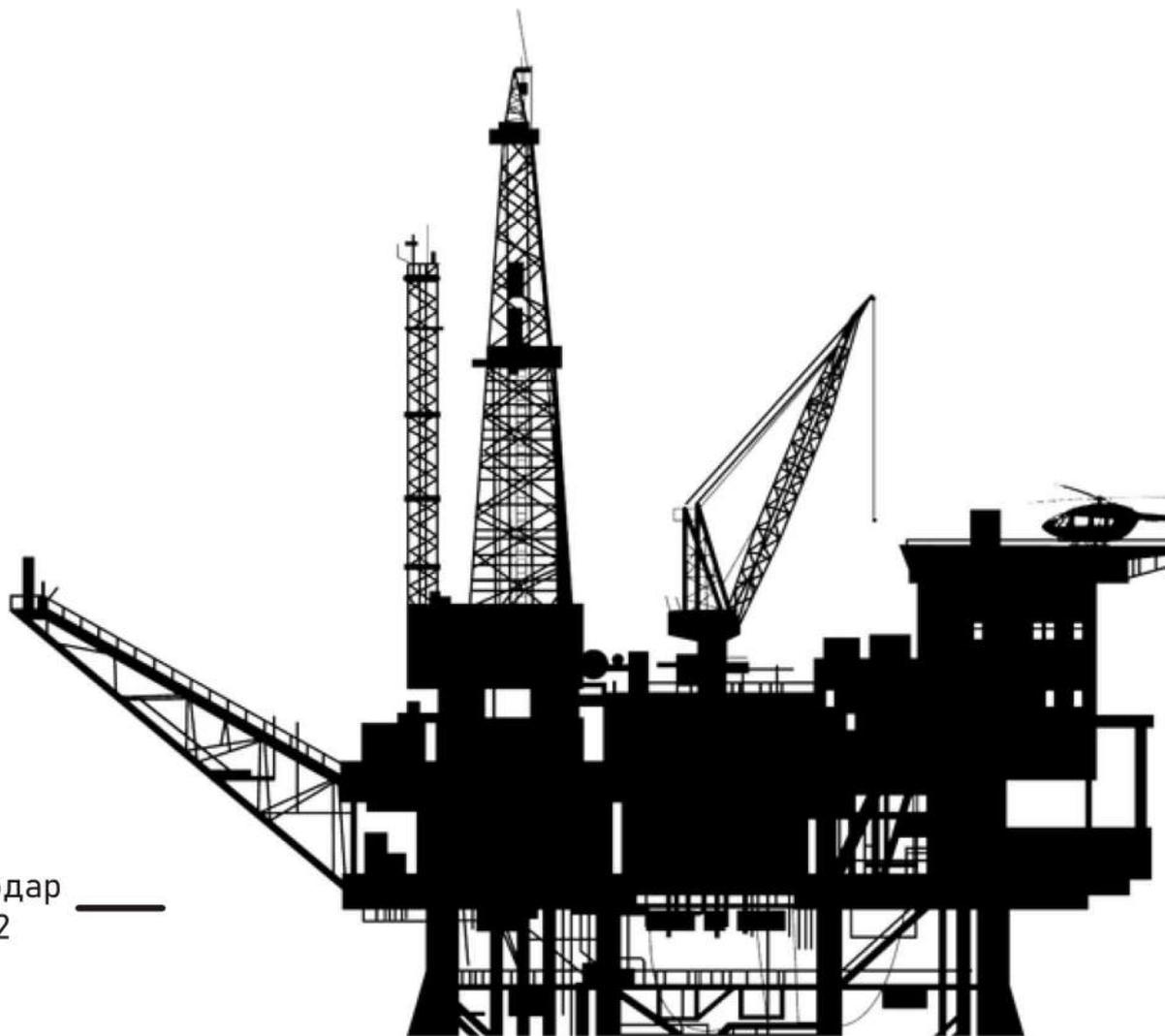
# СБОРНИК ДОКЛАДОВ

10-й Международной научно-практической конференции

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ:  
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ ПЛАСТА ДО МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ**

03 – 08 октября 2022 год

Сочи, Россия



Краснодар  
2022



ООО «Научно-производственная фирма «Нитро»

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ:  
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ ПЛАСТА  
ДО МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ**

Сборник докладов  
10-й Международной научно-практической конференции  
Сочи, Краснодарский край  
03 – 08 октября 2022 г.

Краснодар

2022

УДК 622.24; 622.276; 622.279; 65.011

ББК 33.131, 33.361; 33.362

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

**Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы:** Сб. докл. 10-й Международной научно-практической конференции. Сочи, Краснодарский край, 2022 г. / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо» – Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2022. – 82 с.: ил.

ISBN 978-5-905924-40-8



«Research-and-Production firm «Nitpo» LLC

# **INTELLECTUAL FIELD: INNOVATIVE TECHNOLOGIES FROM STRATUM TO HEADER PIPE**

The collection of reports  
of the 10<sup>th</sup> International scientific-and-practical conference  
Sochi, Krasnodar region  
03 – 08 October 2022

Krasnodar

2022

UDK 622.24; 622.276; 622.279; 65.011

BBK 33.131, 33.361; 33.362

Editorial Committee: **V.M. Stroganov, D.M. Ponomarev, A.M. Stroganov**

**Intellectual field: innovative technologies from stratum to header pipe:** The collection of reports of the 10<sup>th</sup> International scientific-and-practical conference. Sochi, Krasnodar region, 2022 / «Research-and-Production firm «Nitpo» LLC, – Krasnodar: «Research-and-Production firm «Nitpo» LLC, 2022. – 82 sheets.:fig.

ISBN 978-5-905924-40-8

<b>СО Д Е Р Ж А Н И Е</b>	<b>стр.</b>
<p><b>ЦИФРОВИЗАЦИЯ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b></p> <p>Н.А. Еремин (ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина», ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН») В.Е. Столяров, И.А. Еремина, З.Т. Краус (ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН»)</p>	14
<p><b>СИСТЕМА МОНИТОРИНГА НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ КАК КОМПОНЕНТ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b></p> <p>А.В. Шпильман, И.Ю. Погорельцева (ООО «СибГеоПроект»)</p>	19
<p><b>ОТ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОМЫСЛА К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ: НАПРАВЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАЦИИ</b></p> <p>Н.А. Еремин (ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН») В.Е. Столяров (ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН»)</p>	25
<p><b>ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И УПРАВЛЕНИИ ЦИФРОВЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ</b></p> <p>Д.В. Ефимов (ООО «РН-БашНИПИнефть»)</p>	32
<p><b>ПОСТРОЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОПТОВОЛОКОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ</b></p> <p>Н.А. Еремин, В.Е. Столяров, Е.А. Сафарова (ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН»)</p>	38
<p><b>УПРАВЛЕНИЕ АКТИВОМ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ</b></p> <p>А.Г. Жуков (ООО «Иркутская нефтяная компания») Д.В. Масленников (ООО «МодельПро»)</p>	45
<p><b>ВИРТУАЛЬНАЯ РАСХОДОМЕТРИЯ КАК ТЕХНОЛОГИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО МОНИТОРИНГА ДОБЫЧИ</b></p> <p>А.Н. Грызлов, С.С. Сафонов (ООО «Арамко Инновейшнз», Москва, Россия) М. Арсалан (Сауди Арамко, Дахран, Саудовская Аравия)</p>	47
<p><b>МЕТОДИКА РАСЧЁТА ГАЗОЖИДКОСТНОГО ТЕЧЕНИЯ С МАЛЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ЖИДКОСТИ</b></p> <p>А.А. Пашали (ПАО НК «Роснефть»)</p>	53
<p><b>ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b></p> <p>Э.Р. Харасов, И.В. Воробьев, В.С. Капорцев (ООО «СамараНИПИнефть»)</p>	57
<p><b>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ МАШИННОГО ЗАЛА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ</b></p> <p>И.С. Сухачев, С.В. Сидоров, П.В. Чепур (Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень) А.А. Колядко (Сургутский институт нефти и газа /филиал ТИУ в г. Сургуте/, г. Сургут)</p>	60

<b>C O N T E N T S</b>	<b>p.</b>
<p><b><i>Digitalization and Intellectualization of Oil and Gas Fields</i></b>  <i>N.A. Eremin (Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NIU), Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences)</i>  <i>V.E. Stolyarov, I.A. Eremina, Z.T. Kraus (Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences)</i></p>	14
<p><b><i>Subsoil Management System – the Essential Component for Digital Field Design</i></b>  <i>A.V. Shpilman, I.Yu. Pogoreltseva (LLC «SibGeoProject»)</i></p>	19
<p><b><i>From Automated Fishing to an Intelligent Field: Directions of Transformation</i></b>  <i>N.A. Eremin (Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NIU), Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences)</i>  <i>V.E. Stolyarov (Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences)</i></p>	25
<p><b><i>Experience and Prospects for the Use of Integrated Modeling in the Design and Management of a Digital Field</i></b>  <i>D.V. Efimov (LLC «RN-BashNIPIneft»)</i></p>	32
<p><b><i>Construction of an Intelligent Field Based on the Use of Fiber-Optic Technologies</i></b>  <i>N.A. Eremin, V.E. Stolyarov, E.A. Safarova (Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences)</i></p>	38
<p><b><i>Data-driven Asset Management</i></b>  <i>A.G. Zhukov (Irkutsk Oil Company LLC)</i>  <i>D.V. Maslennikov (Modelpro LLC)</i></p>	45
<p><b><i>Virtual Flow Metering as Intelligent Production Monitoring Technology</i></b>  <i>A. Gryzlov, S. Safonov (Aramco Innovations, Moscow, Russia)</i>  <i>M. Arsalan (Saudi Aramco, Dhahran, Saudi Arabia)</i></p>	47
<p><b><i>Method for Calculating Low Liquid Loading Gas-Liquid Flow</i></b>  <i>A.A. Pashali (Rosneft Oil Company)</i></p>	53
<p><b><i>Integrated Model Using for Improving the Efficiency of the Oil and Gas Fields Operation</i></b>  <i>E.R. Harasov, I.V. Vorobev, V.S. Kaportsev (LLC «SamaraNIPIneft»)</i></p>	57
<p><b><i>The Grounding System and Lightning Protection Improvement for Machine Room of an Oil Pumping Station</i></b>  <i>I.S. Sukhachev, S.V. Sidorov, P.V. Chepur (Tyumen Industrial University, Tyumen)</i>  <i>A.A. Kolyadko (Surgut Institute of Oil and Gas /TIU branch in Surgut/, Surgut)</i></p>	60
<p><b><i>Methods of Engineering Protection of Pipelines Laid in Difficult Geological Conditions of the Far North</i></b>  <i>T.N. Drynkina (AO «Giprovostokneft»)</i></p>	66

## ОТ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОМЫСЛА К ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ: НАПРАВЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАЦИИ

Н.А. Еремин (ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН»)

В.Е. Столяров (ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН»)

### *From Automated Fishing to an Intelligent Field: Directions of Transformation*

*N.A. Eremin (Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NIU), Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences)*

*V.E. Stolyarov (Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences)*



Еремин Н.А.



Столяров В.Е.

Наличие единой унифицированной программно-аппаратной платформы и информационного пространства позволяет обеспечить основные решения по созданию высокорентабельных роботизированных производств, а также предусмотреть поэтапное развитие технологического комплекса до уровня интеллектуального нефтегазового месторождения. Комплексное применение цифровых технологий и алгоритмов эффективного управления как основы оптимизации затрат обеспечивает возможность удаленного управления объектами нефтегазового производства. Приведенные решения особенно эффективны в регионах со сложными природно-климатическими условиями или неразвитой инфраструктурой, обустройстве шельфовых и морских месторождений.

В случае ограниченных финансовых ресурсов приоритетными направлениями являются поэтапное внедрение элементов интеллектуального месторождения, что обеспечивает существенное сокращение временных и финансовых затрат по внедрению цифровых технологий управления и регулирования от момента постановки задачи до ее полной реализации.

**Ключевые слова:** алгоритм, автоматизация, промысел, скважина, месторождение, управление, регулирование, цифровизация, интеллектуальная технология, трансформация.

*The presence of a single unified software and hardware platform and information space allows us to provide basic solutions for the creation of highly profitable robotic productions, as well as to provide for the gradual development of the technological complex to the level of an intelligent oil and gas field. The integrated application of digital technologies and effective management algorithms as the basis for cost optimization provides the possibility of remote management of oil and gas production facilities. These solutions are especially effective in regions with difficult climatic conditions or undeveloped infrastructure, the development of offshore and offshore fields.*

*In the case of limited financial resources, the priority areas are the phased introduction of elements of an intelligent deposit, which provides a significant reduction in time and financial costs for the introduction of digital management and regulation technologies from the moment of setting the task to its full implementation.*

**Keywords:** algorithm, automation, fishing, well, field, management, regulation, digitalization, intelligent technology, transformation.

Обеспечение стабильной добычи нефти и газа определяет надежность функционирования всего топливно-энергетического комплекса и формирует экономические показатели нефтегазовых компаний, надежность исполнения контрактных обязательств для внутренних и внешних поставок продукции.

В действующей практике ПАО «Газпром» для проектирования и эксплуатации до настоящего времени широко не применяется термин «цифровые» технологии и в отношении автоматизированного управления обычно используют термин «малолюдные», «дистанционное» или «удаленное управление». «Малолюдные технологии это технологии, предусматривающие высокоэффективные организационные и технические решения, надёжное технологическое, электротехническое оборудование, обеспечивающие высокую степень автоматизации производства и позволяющие эксплуатировать технологические комплексы с минимальным вмешательством оперативного персонала в автоматизированный технологический процесс в установленном, переходном или аварийном режиме эксплуатации, а также минимизировать работы по техническому обслуживанию и ремонту в течение жизненного цикла» [1].

С учетом сложившейся в нефтегазовой отрасли ситуации – «если не будем осваивать месторождения, которые являются трудно-извлекаемыми, то к 2035 г., по оптимистичному

развитию, мы будем добывать в 2 раза меньше, а по пессимистичному – почти в четыре раза меньше нефти» (из выступления заместителя Председателя Правительства Российской Федерации, куратора ТЭК Д.Н. Козака), задача цифровизации нефтегазовой отрасли приобретает особую актуальность и востребованность.

Проектом «Обустройство сеноман-аптских залежей Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ)», расположенного на полуострове Ямал и фактически являющимся новым центром газодобычи за Полярным кругом, предусмотрена интеграция различных объектов добычи в единый технологический комплекс, состоящий из трех газовых промыслов (ГП) с четырьмя установками комплексной подготовки газа (УКПГ), трех очередей с четырьмя дожимными компрессорными станциями (ДКС) суммарной мощностью 1460 МВт, а также 775 газовых и газоконденсатных скважин в составе 56 кустов, расположенных на различных территориях [2].

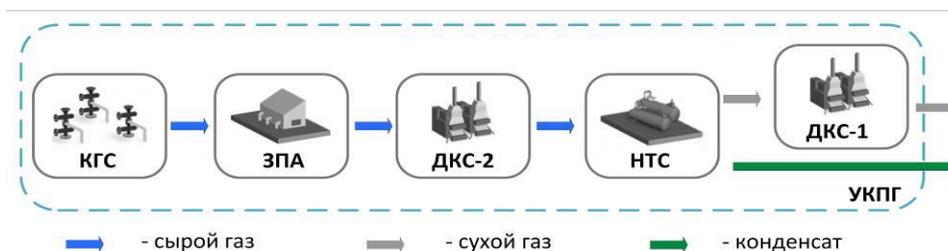
Разработанная и реализованная интегрированная модель месторождения предусматривает возможность апробации различных сценариев управления территориально разнесенных технически сложных объектов добычи на основании создаваемых «цифровых двойников». Возросшее влияние человека на управление технологическим комплексом при разработке и применении автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП) обострило проблему обеспечения стабильности работы объекта, чувствительного к отклонению технологических параметров от режимных значений каждого элемента в цепочке подготовки и компримирования природного газа. Фото автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора газового промысла Бованенковского НГКМ приведено на **рисунке 1**.



**Рис. 1.** АРМ оператора газового промысла

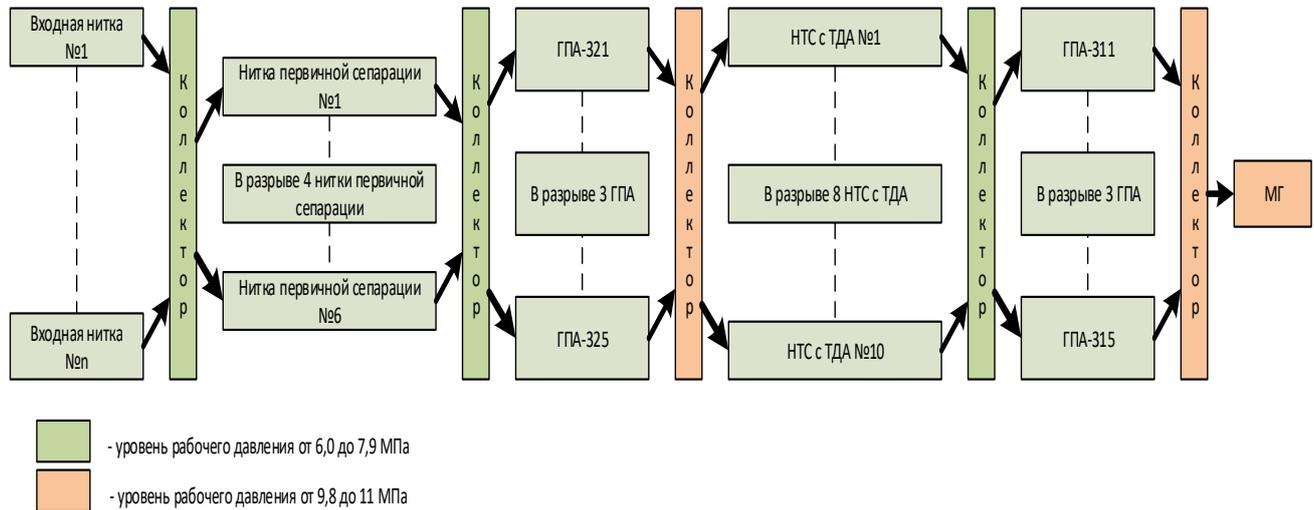
Цифровая интеграция в этих условиях формирует необходимость информационного взаимодействия, разработку критериев управления и бизнес-оценку моделей эффективности работы как отдельных промыслов, так и месторождения в целом. Естественным и поэтапным процессом для обеспечения надежности функционирования на месторождении является эволюционный процесс перехода по типу «автоматизация–информатизация–цифровизация».

Укрупненная технологическая схема добычи, подготовки и компримирования природного газа приведена на **рисунке 2** и включает: кусты газовых скважин (КГС), газосборные сети (ГСС), здание запорно-переключающей арматуры (ЗПА), дожимную компрессорную станцию ДКС, установки низкотемпературной сепарации (НТС), ДКС для подготовки к транспорту, УКПГ – установка комплексной подготовки газа [3].



**Рис. 2.** Укрупненная технологическая схема газового промысла

Высокая производительность надземного технологического комплекса (как следствие – высокие скорости потока газа в технологических коммуникациях и газосборных сетях (ГСС)) и инфраструктура предъявляют достаточно жесткие требования к быстродействию процесса управления, а значительное количество динамически активного технологического оборудования – газоперекачивающих агрегатов и турбодетандерных аппаратов (ГПА, ТДА) в составе комплекса предъявляет особые требования к системе управления в части обеспечения качества переходных процессов. Укрупненно структура технологического комплекса подготовки газа БНГКМ представлена на **рисунке 3**.



**Рис. 3.** Структура технологического комплекса подготовки газа

В связи с необходимостью обеспечения работы оборудования по технологическим нормам и поддержания характеристик товарного газа необходимо было решить задачу исключения дисбаланса в производительности каждого участка технологической схемы в условиях возмущений и отклонений, связанных с особенностями работы НТС с ТДА.

В целях обеспечения управляемости объединенных в общий коллектор входных ниток газосборных газопроводов-шлейфов выполнено каскадное регулирование давления в коллекторе с внутренним расходным контуром. При этом сформированное задание распределяется централизованно между нитками газосборных коллекторов с равной удаленностью от ограничений для каждой нитки (определяется количеством работающих в кусте скважин и их рабочими параметрами) и выполнения задания расходного контура.

Целями создания АСУ ТП газового промысла является обеспечение: режимов работы в автоматизированном и автоматическом режиме; автоматизация операций контроля и управления технологическими процессами; загрузки оборудования; локализации нештатных ситуаций и оперативного управления в нештатных ситуациях; технологическая и экологическая безопасность добычи.

Базовым трендом при таком управлении служит повторяющийся коррекционный цикл «Цифра–Модель–Оперативность–Экономика». Технологический цикл комплекса оборудования обеспечивается непрерывным обменом информации по повторяющейся схеме «Измерение–Коррекция–Контроль–Прогноз–Воздействие». Такой процесс обеспечивает эффективность эксплуатации и безопасность работы промысла и месторождения в целом. Поставленные цели достигаются за счет:

- ÷ применения современных средств и систем автоматизации, коммуникаций и связи на базе волоконно-оптических линий, обеспечивающих надежное информационно-управляющее взаимодействие между различными уровнями управления и своевременную доставку информации о состоянии технологического объекта на каждый из уровней управления;

- ÷ рационального распределения функций между автоматизированными системами управления технологических объектов и различными уровнями АСУ ТП;

- ÷ автоматизации взаимосвязанного решения на основе единой базы данных;
- ÷ выявления предаварийных и аварийных ситуаций в автоматическом режиме;
- ÷ автоматических противоаварийных защит технологического оборудования;
- ÷ создания комплексных алгоритмов управления для добычи и подготовки газа.

Результатом развития интегрированной автоматизированной системы управления технологическим процессом (ИАСУ ТП) стала комплексная автоматизация всех объектов добычи и внедрение специально разработанных комплексных алгоритмов управления с элементами малолюдных технологий. Применение комплексных алгоритмов для интегрированного добычного технологического комплекса обеспечило возможность и преимущества обеспечения динамической оптимизации и повышения качества управления комплексом при наличии осложняющих возмущений. Комплексная автоматизация промысла предусматривает наличие единого центра мониторинга диспетчерских процессов, управление и контроль параметров по всей технологической цепочке «пласт–скважина–КГС–ДКС–УКПГ–ДКС».

Такой режим обеспечивается при последовательной работе различных очередей и промыслов. Алгоритмы, управляющие технологическими процессами добычи (изменение режимов, останов, регулирование и управление технологическим оборудованием) в автоматическом режиме без постоянного присутствия персонала, обеспечивают адаптивное регулирование и недопущение развития аварийных ситуаций по всей технологической цепочке месторождения (от скважин до выдачи товарной продукции) с минимизацией человеческого фактора.

Функциональное соответствие, надежность и масштабируемость процесса при наличии единой платформы программно-технических средств (ПТС) позволяют в сжатые сроки производить оборудование отечественного производства и организовывать единое информационное пространство для основных технологических параметров месторождения. Реализация комплексных алгоритмов управлений на основе цифровых технологий позволяет рационально использовать пластовое давление месторождения, оптимизировать работу оборудования и эксплуатации скважин, снизить эксплуатационные издержки и повысить уровень технологической и экологической безопасности, имеющийся ряд технологических и климатических ограничений на промысле.

Комплексное применение цифровых технологий на уровне программно-аппаратных средств и алгоритмов эффективного управления для территориально распределенных сложных технических объектов, таких как Бованенковское НГКМ, при организации централизованного управления создает предпосылки к удаленному режимному управлению объектами добычи, а также условия для оптимизации эксплуатационных затрат и продления сроков рентабельной эксплуатации на всех стадиях жизненного цикла оборудования.

Стабилизация параметров работы промысла обеспечивается с рабочего места оператора и осуществляется за счет совместной и сбалансированной работы систем в управления и регулирования групп ГПА и агрегатных систем всего дожимного комплекса.

Проведенный комплекс работ по обеспечению взаимосвязанной работы комплекса технологического оборудования газового промысла с несколькими связанными контурами регулирования подтвердил потребность в разработке комплексных алгоритмов как необходимого элемента при создании цифрового двойника нефтегазового объекта в режиме реального времени и наличия качественной информации о работе пласта, скважинного и наземного технологического оборудования с целью сокращения сроков и повышения качества управляющих воздействий.

С учетом этих тенденций на БНГКМ завершается создание единой геолого-технологической модели (геологическая и фильтрационные модели; модели системы сбора, транспорта газа и конденсата, а также моделирование установок подготовки газа и газового конденсата). Внедрение этого рабочего инструмента геолога позволит обеспечить моделирование всего месторождения и визуализацию геолого-геофизической информации согласно реальным газоконденсатным характеристикам скважин, обеспечить обновление моделей месторождений с целью динамической оптимизации и повышения качества управления и контроля над разработкой в процессе выработки управляющих решений.

Технология дистанционного управления при наличии управляющих воздействий и информации позволяет обеспечить оперативную динамическую оптимизацию и повышение качества управления процесса добычи за счет алгоритмического формирования управляющих воздействий в реальном масштабе времени, а также:

- ÷ Автоматизированную подстройку и обеспечение адекватности построенной геолого-технологической модели;
- ÷ Автоматизированный расчет материального баланса по скважинам, промыслам и месторождению в целом;
- ÷ Подсчет запасов и оформление соответствующих отчетных форм для списания и уплате НДС по месторождению;
- ÷ Оптимизацию распределения нагрузки по скважинам и планирование мероприятий по капитальному ремонту и интенсификации;
- ÷ Адаптацию системы управления режимами (СУР) месторождения.

Необходимо отметить, что создание геологической модели должно основываться на высокотехнологичных подходах и применяемых программных комплексах на основе оперативных данных с разведывательных и эксплуатационных скважин на всем жизненном цикле промысла, что позволяет создать реальную модель месторождения, определить и своевременно корректировать основные показатели разработки, снизить риски по оценке запасов и технологическому режиму эксплуатации. Наличие моделирования состояния объектами (включая подземное состояние скважин) на базе единой геолого-технологической модели, оперативное воздействие и контроль результата по заранее определенным критериям являются обязательным условием обеспечения итоговой эффективности месторождения. Соответственно станет возможным реализация алгоритма интеллектуального месторождения, учитывающего:

- ÷ Адекватность построенной информационной модели месторождения (надземной и подземной технологии) в течении всего жизненного цикла;
- ÷ Адекватность технологической модели процесса добычи, обеспечивающей возможность оперативной корректировки режимов и объемов продукции;
- ÷ Наличие интерфейсов и обратных связей для интегрированного управления с учетом критериев эффективности бизнес-процессов добычи и оптимальности;
- ÷ Наличие компетентных специалистов, обеспечивающих разработку и эксплуатацию высокоавтоматизированных промыслов.

Алгоритм реализации интеллектуального месторождения на основе взаимодействия АСУ ТП (АСУ технологических процессов) и АСУ РМ (разработки месторождения) приведен на **рисунке 4**.



**Рис. 4.** Алгоритм реализации интеллектуального месторождения

Основой оптимизации процессов добычи нефти и газа при применении цифровых технологий является интеграция эффективных, апробированных на объектах решений в единый интегрированный технологический комплекс, обеспечивающий динамическую оптимизацию и повышение качества управления на базе реальных параметров и геолого-геофизической информации по всей технологической цепочке добычи от цифровых скважин до подготовки

продукта к транспорту, обеспечение моделирования с учетом технологических особенностей месторождения в реальном времени, применение оперативных корректирующих воздействий согласно заданных критериев эффективности.

Оптимизация процессов и эффективность месторождения определяются возможностью оперативного регулирования между месторождениями и отборами по конкретным КГС (кустам скважин) и отдельным скважинам, проведением оперативных измерений для точной реализации заданий по добыче в рамках проектных показателей обустройства промысла. Первоначальное внедрение автоматических, автоматизированных и в ряде случаев роботизированных систем автоматического управления и регулирования особенно важно с учетом объемов автоматизации технологических объектов для создания эффективных инструментов управления распределенным технологическим комплексом [4].

Государственная программа «Цифровая экономика» предусматривает широкий диапазон развития технологий: от нейро- и квантовых до технологий виртуальной и дополненной реальностей, искусственного интеллекта, больших данных и робототехники, а также нормативное регулирование, преобразования в области образования, подготовки кадров, формирование технологических заделов и исследовательских компетенций, развитие ИТ-инфраструктуры и кибербезопасность. Исходя из необходимости проведения цифровой модернизации, нефтегазодобывающие компании согласно программы должны будут развивать технические решения в виде: единых цифровых платформах, включающих такие элементы, как DSS (система поддержки принятия решений), PLM (управление жизненным циклом продукта), MES (система управления производственными процессами), ERP (планирование ресурсов предприятия), MDM (управление основными данными), CRM (управление взаимоотношениями с клиентами), ERM (управление рисками предприятия), а также развивать «продвинутую бизнес-аналитику»; модель постоянной оптимизации бизнеса; предсказательную и предписывающую аналитику; машинное обучение в операционные и управленческие процессы; формировать модель «цифрового двойника» (виртуальную модель) технологических и бизнес-процессов.

Цифровая нефтегазовая экономика в своей основе базируется на достижениях научно-технического прогресса, таких как цифровизация, цифровые двойники объектов, интеллектуализация, роботизация производства и широкое применение высокоскоростных каналов связи. Развитие цифровой модернизации газовой отрасли обусловлено не только географическим расположением уникальных и гигантских месторождений, сложными климатическими условиями эксплуатации, но и значительными запасами нефти и газа, остающимися в недрах до использования и широкого применения интеллектуальных технологий на стадии «падающая добыча».

Таким образом, можно утверждать, что в процессе цифровой трансформации реализуется конкурентоспособная эффективная экономика, построенная на базе современных научных разработок, реализованных на основе отечественных программно-аппаратных средств и компетенций. С учетом необходимости быстрого проведения цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса Правительством Российской Федерации утверждено Распоряжение от 28 декабря 2021 г. № 3924-р «Стратегическое направление в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса». Распоряжением предусмотрено, что в ходе стратегического направления и внедрения конкурентоспособного отечественного программного обеспечения и программно-аппаратных комплексов будут внедрены следующие технологии: большие данные, нейротехнологии и искусственный интеллект, компоненты робототехники и сенсорики, технологии беспроводной связи. Распоряжением определены ответственные министерства, сроки реализации и показатели цифровой трансформации. Построение новой бизнес-модели предполагает создание Стратегии реализации, типовых проектных решений с использованием инновационных подходов по формированию базы нормативно-правовых документов технического регулирования и стандартизации.

Лучшие мировые практики подтверждают эффективность применения принципов «интеллектуальное месторождение», которые обеспечивают увеличение газонефтедобычи на 10 % и снижение времени простоя скважин на 50 %. Имеющаяся нормативно-техническая база, состав

действующих стандартов позволяет системно перейти к практике внедрения принципиально новых цифровых объектов и создать оптимальные условия газодобычи.

По оценке Института проблем нефти и газа Российской Академии наук (ИПНГ РАН) доля добычи нефти и газа при применении традиционных технологий составляет порядка 29 %, для цифровых месторождений, оснащенных локальными системами автоматизации эффективность добычи увеличивается до 38 %, а у интеллектуальных месторождений этот показатель возрастает до 47 %, что соответствует лучшим достигнутым показателям ведущих нефтегазовых компаний.

#### Список использованных источников:

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.: Газпром экспо. 2016 г. – 31 с.

2. Дарымов А.В., Стратов Д.В., Столяров В.Е. и др. Разработка высокоавтоматизированной системы управления для применения на интеллектуальном месторождении // Газовая промышленность. – 2021. – № 6 (817).– С. 36-40.

3. Мельников И.В., Столяров В.Е., Щеголев Д.П. и др. Применение комплексных алгоритмов управления как элемента для создания цифрового двойника технологического комплекса Бованенковского НГКМ // Газовая промышленность. – 2019. – № 6 (785) – С. 42-49.

4. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е. К вопросу цифровизации процессов газодобычи // Известия Тульского ГУ. – Науки о Земле. – Вып. 2. – 2019. – С. 136-152.

**НИТРО**  
**NITRO**

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
**«Научно-производственная фирма «Нитро»**  
с 1991 года

Надежность  
Оперативность  
Качество

Торгово-промышленная палата РФ

ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ  
ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ  
2017

- НИР в области РИР и ПНП
- Инжиниринг
- Производство и поставка тампонажных кремнийорганических материалов группы АКОР БН
- Поставка бурового и нефтепромыслового оборудования, материалов и химических реагентов
- Организация и проведение нефтегазовых конференций

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ  
**OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES**

**OilGas**  
conference

oilgasconference.ru

350049, г. Краснодар, ул. Котовского, 42  
Тел./факс: +7 (861) 216-83-63 (-64; -65), 212-85-85  
E-mail: nitpo@nitpo.ru, nitpo@mail.ru

**www.nitpo.ru**

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ:  
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ  
ОТ ПЛАСТА ДО МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ**

Сборник докладов  
10-й Международной научно-практической конференции  
Сочи, Краснодарский край  
03 - 08 октября 2022 г.

Компьютерная верстка и дизайн:  
Ю.В. Куценко

Сдано в набор 12.12.2022 г. Подписано в печать 15.12.2022 г.  
Формат бумаги 210×297. Бумага листовая для офисной техники.  
Гарнитура «Times New Roman». Печать лазерная полноцветная.  
Тираж 500 экз.

ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо»  
350049, г. Краснодар, ул. Котовского, д. 42  
Тел/факс: (861) 212-85-85, 216-83-63, 216-83-64, 216-83-65  
e-mail: [nitpo@mail.ru](mailto:nitpo@mail.ru), [nitpo@nitpo.ru](mailto:nitpo@nitpo.ru)  
[www.nitpo.ru](http://www.nitpo.ru)