



О ЦИФРОВИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ГАЗОДОБЫЧИ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Н.А.Еремин^{*1,2}, В.Е.Столяров²

¹Российский государственный университет нефти и газа (НИУ)
имени И.М.Губкина, Москва, Россия;

²Институт проблем нефти и газа Российской Академии Наук, Москва, Россия

On the Digitalization of Gas Production in the Late Stages of Field Development

*N.A.Eremin^{*1,2}, V.E.Stolyarov²*

¹Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia;

²Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract

The article is devoted to the optimization of gas production processes based on the use of digital technologies. The basis of the approach is to improve the quality of management, analysis of the effectiveness of control actions in the presence of integrated model or digital twin of the field. The integrated use of digital technologies and effective management algorithms is the basis for the cost optimization, ensuring the transition to automatic and/or robotic control, and increasing the coefficient of return on capital of major gas assets.. These solutions are particularly effective in regions with difficult climatic conditions or underdeveloped infrastructure, shelf and marine fields. The proposed integrated approach allows extending the periods of profitable exploitation of fields at the stage of declining production and complicated production conditions

Keywords:

Digital gas complex;
Digital gas economy;
Digital economy;
Digitalization;
Intellectualization;
Robotization;
Digital wells and fields,
Intellectualization of production
and development

© 2020 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Особенностью текущего состояния развития газовой отрасли России является то, что уникальные и крупные месторождения с высокой концентрацией разведанных запасов вступили в позднюю стадию разработки. Это такие месторождения как Медвежье, Уренгойское, Вынгапуровское, Ямбургское и Заполярное, которые обеспечивали лидирующие позиции России на мировом газовом рынке и порядка 85% объемов добычи газа на внутреннем рынке. Цифровая и технологическая модернизация созданных систем разработки будет способствовать сохранению фонда скважин и объемов добычи в длительной перспективе, снижению эксплуатационных затрат, росту коэффициента фондоотдачи основных активов [1].

Поздняя стадия освоения месторождений характеризуется снижением эффективности работы скважин в связи с падением пластового давления, скоплением жидкости и разрушением породы продуктивного пласта [1, 2].

Цифровой контроль, регулирование скважин

и шлейфов газосборных сетей в режиме реального времени является обязательнейшим условием обеспечения добычи. В рамках решения этих задач были апробированы модульные установки, энергозависимые и энергонезависимые решения по телемеханике и телеметрии, проводные, беспроводные, спутниковые, широкополосные решения по передаче информации и впоследствии принят ряд стандартов способствующих эффективной эксплуатации в сложных условиях при отсутствии развитой территориальной инфраструктуре на промыслах, в том числе [3]:

- 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;
- СТО Газпром. 2-2.3-934-2015. Эксплуатация газовых скважин месторождений Надым-Пур-Тазовского региона с использованием средств телемеханики;
- СТО Газпром. 2-2.3-1016-2015. Эксплуатация газовых скважин месторож-

*E-mail: ermn@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20200100424>

дений Надым-Пур-Тазовского региона с использованием газлифта;

- СТО Газпром. 2-2.3-1017-2015. Эксплуатация газовых скважин месторождений Надым-Пур-Тазовского региона по концентрическим лифтовым колоннам;
- СТО Газпром. 2-2.3-935-2015. Эксплуатация газовых скважин месторождений Надым-Пур-Тазовского региона с использованием поверхностно-активных веществ.

Цифровая и технологическая модернизация газового производства предусматривает не только автоматизацию газовых промыслов, но и их цифровизацию, роботизацию, оптикализацию, суперкомпьютеризацию и интеллектуализацию. До середины 60-х годов автоматические устройства на отечественных газовых месторождениях практически не применялись. В Министерстве газовой промышленности действовал нормативный документ, согласно которому скважина не подлежала автоматизации, а управление режимами обеспечивалось индивидуальным подбором и заменой штуцеров (шайб) постоянного сечения для изменения давления на шлейфах. В декабре 1997 года руководством ОАО «Газпром» были утверждены «Основные положения по автоматизации, телемеханизации и созданию информационно-управляющих систем предприятий и подземного хранения газа». Отношение к автоматизации коренным образом изменилось и скважины (кусты скважин) были включены в перечень объектов, подлежащих автоматизации, а в список измеряемых параметров были добавлены измерения устьевого давления, температуры и расхода газа, расхода жидкости, обнаружения в составе сырья механических примесей и глинопесчаной смеси.

Инновационный процесс включал в себя автоматизацию различными системами телеметрии и телеуправления более половины от имеющегося скважинного фонда газодобывающих и эксплуатационных скважин. Одним из новых технических решений является применение методов машинного обучения для раннего предупреждения осложнений и аварий при строительстве и эксплуатации скважин. В основном применяются три основных класса систем: энергозависимые, энергонезависимые решения и локальные станции управления. Применение этих технологий в широком масштабе обеспечивает возможность сохранить объемы добычи и потенциал промыслов в длительной перспективе. Это обусловлено динамикой устранения значительного снижения среднесуточных дебитов скважин, имеющимися значительными остаточными запасами для большинства нефтегазоконденсатных месторождений, а также наличием промышленной инфраструктуры в традиционных районах газодобычи.

С учетом этого фактора особенно важной становится оценка Института проблем нефти и газа Российской Академии Наук (ИПНГ РАН)

эффективности технологий добычи. Так коэффициент извлечения нефти при применении традиционных технологий составляет 29%, а у цифровых месторождений (комплексное решение) этот показатель составляет не менее 47%. Вследствие длительного процесса эксплуатации без аппаратного контроля состояния скважинного оборудования, сезонных неравномерностей и работы на максимальных режимах в пиковый период добычи стали проявляться осложняющие добычу факторы:

- значительная выработка месторождений, наличие значительной амортизации и морального старения оборудования газосборных сетей;
- накопление жидкости в стволе скважины при дебитах газа меньше базовых (скорость потока не обеспечивает подъем жидкости);
- разрушение призабойной зоны продуктивного пласта, выявление выноса песка на забой скважины и образование протяженной песчаной пробки на забое скважины, скопление песка в технологических трубопроводах и аппаратах, абразивное разрушение скважинного оборудования, запорной арматуры на устье скважины и установках сбора и подготовки газа;
- факты замерзания жидкости в наземных трубопроводах обвязки кустов скважин и шлейфов;
- значительный износ подземного и наземного оборудования скважин;
- снижение эффективности проведения буровых и ремонтных работ в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) и другие осложняющие эксплуатацию факты.

По информации Росстата, степень изношенности производственных активов в РФ составляет 48.1%, а по ряду ключевых отраслей этот показатель еще выше (в добыче полезных ископаемых составляет более 56.4%). На стадии «падающая» (выработка более 50%) эти месторождения обеспечивают и в настоящее время более 60% добычи, при этом на долю высоко обводнённых скважин в этих показателях приходится более 70% от всего объема добычи. Аналогичная ситуация существует и в нефтедобычи, где с 1960 по 2000 гг. проектные показатели коэффициент извлечения нефти (КИН) снизились с 51% до 27%, при этом в недрах остается не извлеченными более 70% от разведанных ранее запасов.

Основными особенностями развития и сохранения позиций на нефтегазовом рынке является необходимость формирования комплексного подхода, с возможностью организации управлением производственными объектами по экономическим критериям эксплуатации активов, широкому применению диагностики оборудования, наличию для объектов цифровых геологических моделей и бизнес-моделей производств, интегрированных моделей и цифровых

двойников [4-6]. Важным также является формирование оптимальных критериев эксплуатации и принятие на государственном уровне новых методик расчета эффективности газового бизнеса с учетом расширения добычи за счет повторного доосвоения месторождений на основе внедрения передовых технологий и прорывных инновационных решений.

Роль оперативной информации в этих процессах резко возрастает. Информация фактически становится сама новым товаром (добавленной стоимостью) и, соответственно, в технологическом комплексе «пласт-скважина-ГСС-УКПГ-УППГ-ДКС-МГ» требуется применение технологий ситуационного оперативного управления с целью рационального использования остаточного пластового давления и фонда эксплуатационных скважин.

Проблемы организации надежной связи, автономного энергоснабжения удаленных объектов остается актуальной и сегодня. Следующие беспроводные технологии займут доминирующее положение на газовом рынке: сотовые сети пятого поколения (5G), Wi-Fi, миллиметрового диапазона волн, Wi-Fi обратного рассеяния и V2X; системы беспроводного питания для нефтегазовых дронов; энергоэффективные беспроводные сети дальнего радиуса действия; беспроводные нефтегазовые сенсоры с функцией радиолокации; беспроводной трекинг устройств.

Применение пневматических «летающих клапанов» в 1964 г. на Сангилевском месторождении обеспечило увеличение дебита обводненной скважины с 6 до 24 тыс. м³/сутки в течение года. Внедрение технологий постоянного мониторинга скважинного фонда для северных месторождений и подземного хранения газа обеспечило улучшение технико-экономических характеристик промыслов не менее чем на 10-30%, что позволило сэкономить от 5-15% капитальных вложений и не менее 10-30% эксплуатационных затрат от проектных показателей. Сравнение затрат по мониторингу состояния скважинного

фонда с применением энергонезависимых решений и стандартными подходами показывает возможность обеспечить экономию порядка 60% от объема первоначальных капитальных вложений.

Эти показатели достигаются за счет экономии затрат на проведение изыскательских работ, получение разрешений на землеотводы, исключение больших объемов изысканий, проектных и строительно-монтажных работ в связи с отсутствием работ по коммуникациям и энергоснабжению, а также значительное сокращение времени по организации эксплуатации. Применение беспроводной передачи данных позволяет также отказаться от закупки контролирующих пунктов, а стоимость оборудования беспроводных датчиков отечественного производства в среднем на 30...40% дешевле зарубежных аналогов. На рисунке 1 приведен базовый вариант комплекса, где приведено: С - скважина с комплектом телеметрического оборудования; 1 - мобильный центр мониторинга; 2 - передвижной регистрирующий комплект; 3 - блок автоматики; 4 - стационарный центр мониторинга.

Приведенная конфигурация обеспечивает возможность проведения постоянных или периодических измерений, протоколирование эксплуатационных испытаний скважин. Также возможно оснащение и обеспечение мониторинга при разработке и других объектов месторождений, в том числе проведении испытаний межпромысловых коллекторов и шлейфов в реальном режиме времени до начала проведения основных работ и отсутствия энергоснабжения. Проведение измерений возможно при размещении в виде мобильного центра мониторинга или регистрирующего центра данных в мобильном транспорте (2). Установка такого оборудования не требует специальных работ по обустройству, лицензированию и монтажу.

Энергонезависимые (рис.2.) системы телеметрии с недавних пор стали широко использоваться для автоматизации различных нефтегазовых объектов, а среди отечественных и зарубежных



Рис.1. Организация телеизмерений на объекте

производителей наиболее широко известны следующие производители:

- РТП-04 производства ООО НПЦ «Знание» (Российская Федерация, г. Сергиев Посад, Московской области);
- Системы «ГиперФлоу - АССД» производства ООО «НПФ «Вымпел» (Российская Федерация, г. Саратов);
- АСОИ «Скважина» производства ЗАО «Объединение БИНАР» (Российская Федерация, Нижегородская область, г.Саров),
- Беспроводные контрольно-измерительные приборы OneWireless фирмы «Honeywell International» (США, штат Нью Джерси, г. Морристаун);
- Беспроводные контрольно-измерительные приборы фирмы «Yokogawa Electric Corporation» (Япония, г.Токио);
- Беспроводные контрольно-измерительные приборы SmartWireless фирмы «Emerson Process Management» (США, штат Миссури, г.Сент-Луис) и другие решения.

С продвижением на рынок многофункциональной системы персональной спутниковой связи и передачи данных (МСПСС) стало реально предоставлять услуги по передаче данных независимо от политических и экономических обстоятельств на мировом телекоммуникационном рынке с помощью спутников связи, в том числе и имеющейся спутниковой группировки Ямал и Гонец.

Особое внимание к работе со скважиной не случайно - суммарная стоимость составляет порядка 1/3 основных производственных фондов. При этом проведенные мероприятия по оснащению эксплуатационных скважин системами контроля и управления позволяет оптимизировать работу скважины в кусте, а также предотвратить разрушение призабойной зоны и увеличить суточные дебиты порядка 10-25% для скважин имеющих осложнения с выносом жид-

кости, песка.

Анализ различных применяемых решений по телемеханизации и телеметрии скважин позволил сформировать в ПАО «Газпром» оптимальный алгоритм выбора типового решения, разработать и принять на уровне стандарта систему классификации скважин. Схема принятия решения (типовой алгоритм) по типу системы и объему автоматизации скважины приведена на рисунке 3.

Это позволило формализовать в СТО типовые требования, обеспечивающие выполнение задач и функций систем управления и выработать типовые технические решения. Классификация скважин проводится по алгоритму и учету ряда факторов:

- конструктивных и технологических особенностей скважин, расстояния между устьями в группе скважин;
- схемы расположения скважин, технологической схемы сборных сетей, организации схемы передачи данных;
- вида добываемой продукции, значения дебитов скважин;
- этапов инвестирования (строительство или реконструкция), возможности благоустройства;
- наличие в добываемой продукции сероводорода, необходимости оборудования аварийной защиты, энергоемкости и исполнения оборудования автоматизации;
- наличие возможности обеспечения внешнего электроснабжения;
- климатического района расположения объекта, требований к климатическому исполнению оборудования и др. условия.

В ПАО «Газпром» до последнего времени широко не применялись термины «цифровые» технологии, а в отношении управления и технологий обычно использовали термины «малолюдные технологии», «дистанционное» или «уда-



Рис.2. Варианты обеспечения автономного энергообеспечения скважин

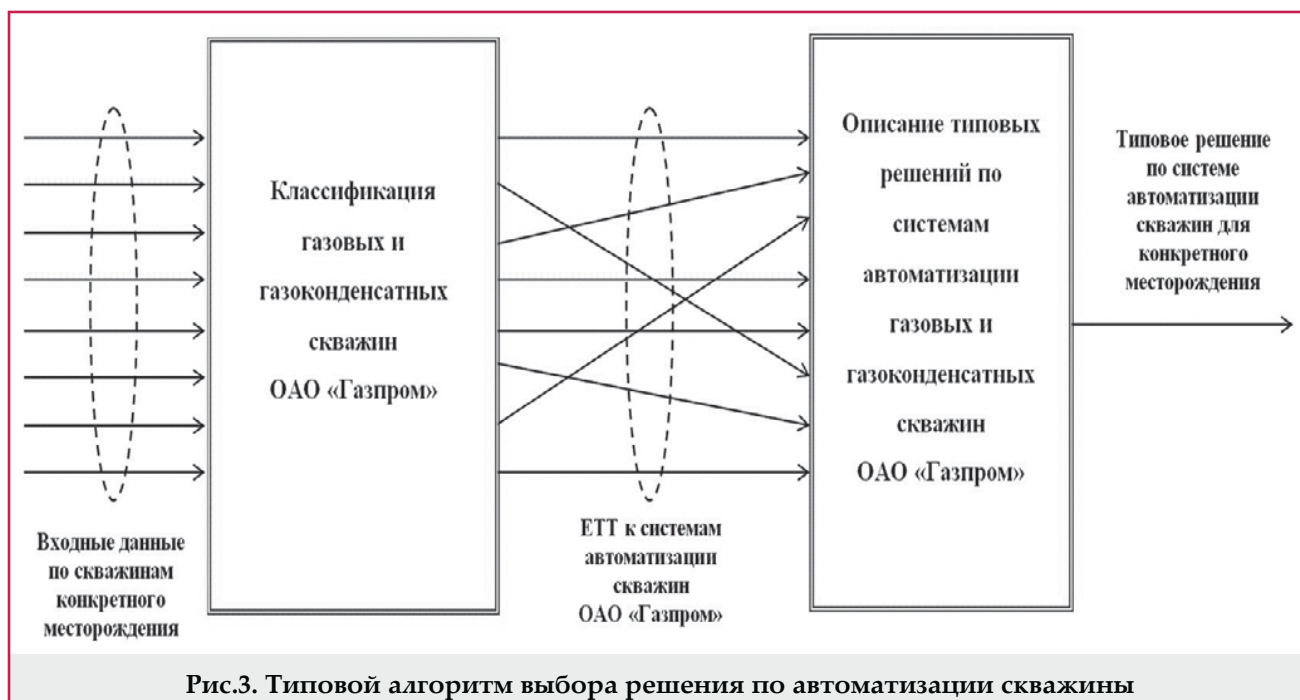


Рис.3. Типовой алгоритм выбора решения по автоматизации скважины

ленное управление» согласно 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».

Применение этих подходов обеспечивает возможность эксплуатировать технологические комплексы с минимальным участием оперативного персонала в автоматическом и автоматизированном режиме, в нормальном и аварийном режиме эксплуатации. Впервые в руководящем для проектирования документе была предусмотрена возможность локализации нештатной ситуации без срыва плановых показателей добычи, предусмотрена возможность отключения неисправного оборудования и подключения резервных мощностей в аварийном режиме без нарушения технологии. Цифровые технологии (интегрированные модели, цифровой двойник [4-6]) придают невиданное ранее ускорение бизнес-процессам и продукции за счет применения сквозных информационных процессов, возможности моделирования и согласования виртуальных решений в реальном времени [7-16].

Задача создания искусственного интеллекта (следующий этап развития) требует изменения имеющихся компетенций, серьезной формализации знаний экспертов и профессионалов в специфических направлениях, применения только ранее апробированных на объектах программно-технических средств и систем (АСУ ТП), эффективных алгоритмов управления, как обязательного условия в создаваемых математических моделях цифровых объектов и новых знаний по роботизированному управлению.

Реализация цифровых технологий в обязательном порядке требует значительного развития фундаментальной и прикладной научной

базы, интеграции новых технологий и материалов, процессов и персонала в развитие информационной системы, кардинального пересмотра практик работы [4, 10].

В рамках реализации этой программы в России (ПАО «Газпром») предусмотрено «Развитие ИТ-обеспечения основных бизнес-процессов управления газового бизнеса» и создание цифровых моделей производственных объектов «цифровых двойников» для ряда технологических объектов, в том числе «Цифрового месторождения», «Цифровой компрессорной станции (КС)» и ряда других объектов.

Запуск первых сетей сотовой связи пятого поколения (5G) начался в 2018 году. В газовом производстве сети 5G охватят до 80% рынка беспроводной связи к 2025 году. Для ранних стадий освоения месторождений Западной Сибири и средних дебитов скважин в 100-200 тыс. м³ в сутки, эффективность цифровых технологий сравнима с вводом новых объектов добычи при общих затратах для извлечения остаточных запасов порядка \$1-2 на 1000 м³ газа по оценке ИПНГ РАН [5, 11, 12].

В рамках концепции эффективного использования ресурсов применяются комплексные подходы реализации «цифрового» месторождения на базе информационно-коммуникационных решений. Применению удаленного управления промышленными объектами и скважинами исторически предшествовало развитие автоматических и роботизированных технологий бурения [17, 18], создание интегрированных моделей газового производства, освоение многоствольного бурения и технологий гидроразрыва пластов, а также опыт развития на дожимном комплексе автоматического управления и регулирования газоперекачивающего агрегата (ГПА), группы ГПА и цехов ДКС. Это позволило обеспечить на

всех промысловых ДКС:

- снижение количества аварийных остановов и незавершенных пусков и ремонтных затрат, объемов восстановительных работ по нагнетателю и ГТУ за счет ограничения зоны возможного помпажа;
- ограничение избыточной мощности ГПА, точную настройку работы систем управления, плавность пусков и оптимальное тепломеханическое состояние агрегата;
- автоматический ввод/вывод в «Магистраль» ГПА и групп ГПА, сокращение суммарного времени простоя ГПА за счет непрерывной диагностики всего технологического комплекса и, соответственно, увеличения объемов поставки газа в пределах 1.3-2.3% и как результат, продление эксплуатационного ресурса оборудования;
- внедрение унифицированных комплектов оборудования, включая системы пожарного обнаружения и защиты агрегата и нагнетателя;
- формирование групп и ступеней сжатия, одновременного ввода их в «Магистраль», что обеспечивает эффективность работы для режимов «падающая добыча» на поздней стадии эксплуатации месторождений, за счет гибкости конфигурирования и возможности алгоритмического комплекса регулирования;
- ограничение количества включенных ГПА с одновременным сокращением неоправданной рециркуляции компримируемого газа и повышением загрузки ГПА, сокращение времени формирования ступеней сжатия и расхода газа на рециркуляцию в пределах 1.3-2.5%.

На Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) центр управления газовым промыслом позволяет в реальном масштабе времени обеспечить добычу газа и подготовку

газа к транспорту на уровне 120 млрд м³/год для всего комплекса и очередей газовых промыслов (ГП), дожимных компрессорных станций (ДКС) и промыслов с несколькими десятками газоперерабатывающих агрегатов (ГПА), сотнями скважин различной производительности с единого пульта управления.

Эффективно и безопасно управлять такими сложными производственными комплексами в настоящее время невозможно без современных высоконадежных автоматизированных систем контроля и управления, наличия систем диагностики и поддержки принятия диспетчерских решений и прогнозирования на основе «рисковых» моделей и резерва мощностей для сохранения технологического режима локализации в нештатных ситуациях (рис.4).

Возможность в реальном времени получать большие массивы информации со всех технологических объектов позволяет создать адекватную модель месторождения, определить и своевременно скорректировать основные показатели разработки, а также снизить риски по оценке запасов и режимам добычи и, в целом, обеспечить оптимальный технологический режим добычи месторождения. Применяемая при этом интегрированная геолого-технологическая модель включает в себя геологическую и фильтрационную модель, модели систем сбора, транспорта газа и газового конденсата, установок подготовки газа и основных объектов ДКС.

Опыт эксплуатации такого сложного территориально-распределенного объекта показал, что эффективная эксплуатация в усложненных условиях добычи, достигается за счет:

- адекватности информационной модели интегрированного месторождения (в части надземной и подземной технологии);
- адекватности модели процесса добычи продукции (геологической модели) и возможности оперативной корректировки в



Рис.4. Интегрированный пульт управления ДКС



процессе добычи;

- наличие программно-технических средств, комплексных алгоритмов (аппарата управления) для всего технологического комплекса добычи;
- наличия интерфейсов и обратных связей для интегрированного комплекса, включая подземную часть и надземную инфраструктуру промысла.

Структура алгоритмов интегрированного цифрового комплекса Автоматизированного рабочего места разработки месторождения (АСУРМ) приведена на рисунке 5. Обработка и интерпретация большого массива геоинформации позволяет эффективно организовать управление основным технологическим оборудованием газового промысла по всей цепочке: КГС-ГСС-УКПГ (ДКС)- МПК-УКПГ-ГКС-МГ в режиме реального времени.

Структурная схема организации добычи на месторождении приведена на рисунке 6.

Базовым трендом является повторяющийся коррекционный технологический цикл управления процессом добычи: Измерение – Коррекция – Контроль – Прогноз – Воздействие, а с точки зрения эффективности бизнес- процессов обеспечивается циклом: Цифра – Модель – Оперативность – Экономика.

Необходимым элементом управления газовым производством в режиме реального времени является возможность осуществления дистанционного мониторинга состояния оборудования по всей технологической цепочке: КГС-ГСС-УКПГ (ДКС)- МПК-УКПГ-ГКС-МГ (рис.7).

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

- автоматизированную подстройку и обе-

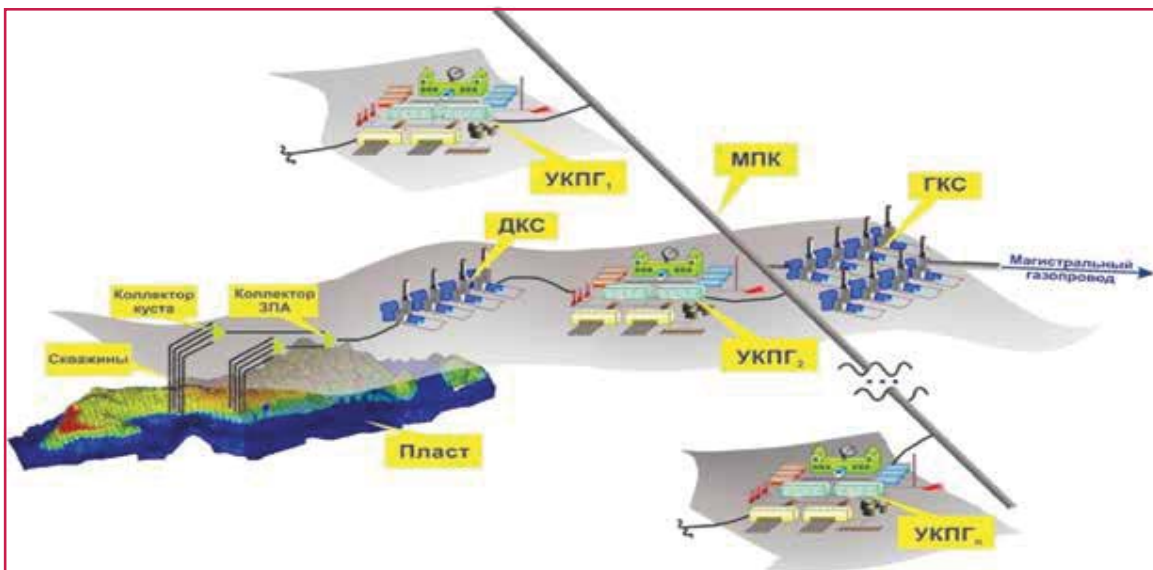


Рис.6. Структурная схема организации добычи на месторождении



Рис.7. Дистанционный мониторинг состояния оборудования ДКС

спечение 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.

В настоящее время имеется значительная база действующих нормативно-технических документов, стандартов в области применения «малолюдных технологий», «цифровых» технологий для всех стадий жизненного цикла газового промысла, в том числе изучения, моделирования, проектирования, строительства, эксплуатации, диагностики, управления, безопасности и ликвидации основных объектов. Имеется ряд производственных объектов с высоким уровнем внедрения цифровых и информационно-коммуникационных технологий.

Более десяти лет эксплуатируются базовые элементы интеллектуализации газового производства на Астраханском месторождении, что позволило реализовать комплексные алгоритмы удаленного управления, диагностики, синхронизации и распределения загрузки мощностей добычи и переработки для производственного комплекса «газовое месторождение - газоперерабатывающий завод». На Чайндинском «цифровом» месторождении предусмотрена интеграция автоматизированного и автоматического управления объектами технологической цепочки. Центр управления автоматизированным технологическим комплексом Чайндинского место-

рождения на базе отечественных программно-аппаратных средств и высокоскоростных каналов связи обеспечивает моделирование и мониторинг состояния технологических объектов, а также информационное взаимодействие и диагностику всех элементов производственной цепочки.

В ООО «Газпром добыча Ноябрьск» внедрена и развивается информационно-управляющая система распределенного управления группой малогабаритных компрессорных установок Вынгапуровского газового промысла, прошла опытно-промышленную апробацию энергонезависимая система газодинамических исследований пластов Комсомольского газового предприятия. Создан и успешно эксплуатируется моделирующий центр предприятия, в базе данных которого постоянно функционирует и обновляется около 25 000 параметров, формируется более 240 автоматизированных отчетов и 1300 диспетчерских форм. Анализ эффективности воздействия на промысел организуется с учетом проектной разработки и актуальной геолого-геофизической модели месторождения на основании газоконденсатных характеристик скважин.

Основой управления объектами газодобычи является широкое применение информационных (цифровых) технологий, а повышение эффективности и безопасности эксплуатации достигается при этом за счет:

- применения современного технологического оборудования, единой программно-аппаратной платформы с наличием высокоскоростных каналов связи для обеспечения централизованного эффективного управления, дистанционного мониторинга технологического комплекса;
- применяемых типовых решений для скважин, кустов, промыслов; организации резервирования ответственных модулей, систем и оборудования;

- проработки технологических алгоритмов (операций) и реализации системы поддержки принятия решений на основе ГТМ месторождения;
- организации информационного взаимодействия функциональных подсистем (АСУ ТП, АСУ Э, АСПС КЗ и др.);
- обеспечения оптимальных режимов разработки и извлечения сырья, обеспечения максимальной производительности обораживания и продуктивности скважин;
- снижения влияния человеческого фактора вследствие уменьшения лиц, участвующих в ведении технологического процесса и передачи функций на системы автоматизированного (роботизированного) управления;
- планирования ППР с учётом состояния оборудования, анализа технологических рисков и принятия решений на основе ситуационного прогнозного развития, расчёта вариантов на основе банка моделей;
- функционального расширения и модульности всех уровней управления. Обеспечение передачи режимной информации от скважины по всем уровням управления и поддержки бизнес-процессов.

В ПАО «Газпром» эффективно функционирует многоуровневая система управления месторождениями и в рамках работы централизованной структуры дистанционно обеспечивается контроль и управление режимами всего информационно - коммутационного технологического комплекса уровней: ЦПДС ПАО «Газпром» (Общество) - ПДС «Газпром добыча регион» (базовое предприятие) - Газопромысловое управление (опорная база базового предприятия) - Газовый промысел (месторождение) - КГС (газовые скважины или удаленные технологические объекты месторождения).

Статья подготовлена 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 промышленного 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.

Литература

1. Dmitrievskiy, A.N., Eremin, N.A., & Stolyarov, V.E. (2019). Digital transformation of gas production. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 700, 012052.
2. Dmitrievsky, A.N., Eremin, N.A., & Stolyarov, V.E. (2019). On the issue of the application of wireless decisions and technologies in the digital oil and gas production. *Actual Problems of Oil and Gas*, 2(25).
3. 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.
4. Føllesdal Tjønn, A. (2018, November). Digital twin through the life of a field. SPE-193203-MS. *In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers.*

References

1. Dmitrievskiy, A.N., Eremin, N.A., & Stolyarov, V.E. (2019). Digital transformation of gas production. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 700, 012052.
2. Dmitrievsky, A.N., Eremin, N.A., & Stolyarov, V.E. (2019). On the issue of the application of wireless decisions and technologies in the digital oil and gas production. *Actual Problems of Oil and Gas*, 2(25).
3. STO Gazprom 2-2.1-1043-2016. Avtomatizirovannyj gazovyj promysel. Tekhnicheskie trebovaniya k tekhnologicheskomu oborudovaniyu i ob'yomam avtomatizacii pri proektirovanii i obustrojstve na principah malolyudnyh tekhnologij.
4. Føllesdal Tjønn, A. (2018, November). Digital twin through the life of a field. SPE-193203-MS. *In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Society of Petroleum Engineers.*

5. Van Os, J. (2018, November). The digital twin throughout the lifecycle. SNAME-SMC-2018-022. In *SNAME Maritime Convention. The Society of Naval Architects and Marine Engineers. Society of Petroleum Engineers*.
6. Еремин, Н.А., Еремин, Ал.Н. (2018). Цифровой двойник в нефтегазовом производстве. *Нефть. Газ. Новации*, 12(217), 14-17.
7. Минликаев, В.З., Дикамов, Д.В., Столяров, В.Е., Дяченко, И.А. (2014). Газовая скважина как объект автоматизации в современных условиях. *Газовая промышленность*, 10, 52-57.
8. <http://www.gazprom.ru/about/strategy/innovation/>
9. Столяров, В.Е. (2016, октябрь). Концепция обустройства месторождений, реализованных на принципах малолюдных технологий (интеллектуальное месторождение). Сборник докладов V Международной конференции «Современные технические инновационные решения, направленные на повышение эффективности реконструкции и технического перевооружения объектов добычи углеводородного сырья». Москва: ООО «Газпром ВНИИГАЗ».
10. Дмитриевский, А.Н., Еремин, Н.А. (2015). Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*, 6, 10-16.
11. Еремин, Н.А. (2018). Работа с большими геолого-промысловыми данными в эпоху нефтегазового интернета вещей. *Нефть. Газ. Новации*, 2, 70-72.
12. Дмитриевский, А.Н., Еремин, Н.А. (2018). Цифровая модернизация нефтегазовой экосистемы – 2018. Актуальные проблемы нефти и газа, 2(21), 1-12.
13. Zaini, M.Z., Du, K., Zhu, M., et al. (2019, March). Yanbei-unlocking the tight gas green field development potential through integrated technology application. IPTC-19265-MS. In *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
14. Еремин, Н.А., Дмитриевский, А.Н., Тихомиров, Л.И. (2015). Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений. *Нефть. Газ. Новации*, 12, 45–50.
15. Yang, X., Bello, O., Yang, L., et al. (2019, March). Intelligent oilfield - cloud based big data service in upstream oil and gas. IPTC-19418-MS. In *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
16. Temizel, C., Canbaz, C.H., Palabiyik, Y., et al. (2019, March). A comprehensive review of smart/intelligent oilfield technologies and applications in the oil and gas industry. SPE-195095-MS. In *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers*.
17. Дмитриевский, А.Н., Еремин, Н.А., Дуплякин, В.О., Капранов, В.В. (2019). Алгоритм создания нейросетевой модели для классификации в системах предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин. *Датчики и системы*, 12(243), 3-11.
18. Богаткина, Ю.Г., Еремин, Н.А. (2020). Методика экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов Казахстана. *Нефтяное хозяйство*, 1(1155), 15-19.
5. Van Os, J. (2018, November). The digital twin throughout the lifecycle. SNAME-SMC-2018-022. In *SNAME Maritime Convention. The Society of Naval Architects and Marine Engineers. Society of Petroleum Engineers*.
6. Eremin, N.A., Eremin, Al.N. (2018). Digital twin in the oil and gas production. *Neft. Gaz. Novatsii*, 12(217), 14-17.
7. Minlikaev, V.Z., Dikamov, D.V., Stolyarov, V.E., Dyachenko, I. A. (2014). Gazovaya skvazhina kak ob"ekt avtomatizacii v sovremennyh usloviyah. *Gazovaya promyshlennost*, 10, 52-57.
8. <http://www.gazprom.ru/about/strategy/innovation/>
9. Stolyarov, V. E. (2016, oktyabr). Konceptiya obustrojstva mestorozhdenij, realizovannyh na principah malolyudnyh tekhnologij (intellektual'noe mestorozhdenie). Sbornik dokladov V Mezhdunarodnoj konferencii «Sovremennye tekhnicheskie innovacionnye resheniya, napravlennye na povyshenie effektivnosti rekonstrukcii i tekhnicheskogo perevooruzheniya ob"ektov dobychi uglevodorodnogo syr'ya». Moskva: OOO «Gazprom VNIIGAZ».
10. Dmitrievsky, A.N., Eremin, N.A. (2015). Modern scientific-technical revolution (STR) and the shift of paradigm of hydrocarbon resources development. *Problems of Economics and Management of Oil and Gas Complex*, 6, 10-16.
11. Eremin N.A. (2018). Working with Big Geological and Industrial Data in the Era of Petroleum Internet of Things (PIOT). *Neft. Gaz. Novatsii*, 2, 70-72.
12. Dmitrievsky, A. N., Eremin, N. A. (2018). Digital modernization of oil and gas ecosystems - 2018. Actual Problems of Oil and Gas, 2(21), 1-12.
13. Zaini, M.Z., Du, K., Zhu, M., et al. (2019, March). Yanbei-unlocking the tight gas green field development potential through integrated technology application. IPTC-19265-MS. In *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
14. Eremin, N.A., Dmitrievskij, A.N., Tihomirov, L.I. (2015). Nastoyashchee i budushchee intellektual'nyh mestorozhdenij. *Neft. Gaz. Novacii*, 12, 45–50.
15. Yang, X., Bello, O., Yang, L., et al. (2019, March). Intelligent oilfield - cloud based big data service in upstream oil and gas. IPTC-19418-MS. In *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
16. Temizel, C., Canbaz, C. H., Palabiyik, Y., et al. (2019, March). A comprehensive review of smart/intelligent oilfield technologies and applications in the oil and gas industry. SPE-195095-MS. In *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers*.
17. Dmitrievsky, A.N., Eremin, N.A., Duplyakin, V.O., Kapranov, V.V. (2019). Algorithm for creating a neural network model for classification in systems for preventing complications and emergencies in construction of oil and gas wells. *Sensors & Systems*, 12(243), 3-11.
18. Bogatkina, Ju.G., Eremin, N.A. (2020). The methodology for economic evaluation of oil and gas investment projects in Kazakhstan. *Oil Industry*, 1(1155), 15-19.

О цифровизации процессов газодобычи на поздних стадиях разработки месторождений

Н.А.Еремин^{1,2}, В.Е.Столяров²

¹Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия;

²Институт проблем нефти и газа Российской Академии Наук (ИПНГ РАН), Москва, Россия

Реферат

Статья посвящена оптимизации процессов газодобычи на основе применения цифровых технологий. Основой подхода является повышение качества управления, анализ эффективности управляющих воздействий при наличии интегрированной модели или цифрового двойника месторождения. Комплексное применение цифровых технологий и алгоритмов эффективного управления является основой оптимизации затрат, обеспечения перехода на автоматическое и/или роботизированное управление, повышения коэффициента фондоотдачи основных газовых активов. Приведенные решения особенно эффективны в регионах со сложными природно-климатическими условиями или неразвитой инфраструктурой, шельфовых и морских месторождениях. Предлагаемый комплексный подход позволяет обеспечить продление сроков рентабельной эксплуатации месторождений на стадии падающей добычи и осложненных условиях добычи.

Ключевые слова: цифровой газовый комплекс; цифровая экономика; цифровизация; интеллектуализация; роботизация; цифровые скважины и месторождения; интеллектуализация добычи и разработки; комплексный подход.

Yataqların işlənməsinin son mərhələlərində qazçıxarma proseslərinin rəqəmsallaşdırılması haqqında

N.A.Eremin^{1,2}, V.E.Stolyarov²

¹İ.M.Qubkin adına Rusiya Dövlət Neft və Qaz Universiteti (ETU), Moskva, Rusiya;

²REA-nın Neft və Qaz Problemləri İnstitutu, Moskva, Rusiya

Xülasə

Məqalədə rəqəmsal texnologiyaların istifadəsi ilə qaz istehsalı proseslərinin optimallaşdırılması məsələlərinə baxılmışdır. Yanaşmanın əsasını idarəetmənin keyfiyyətinin artırılması, yatağın inteqrasiya olunmuş modeli ya da rəqəmsal əkizi mövcud olduqda idarəedicilərin hərəkətlərinin səmərəliliyinin təhlili təşkil edir. Rəqəmsal texnologiyaların və səmərəli idarəetmə alqoritmlərinin kompleks istifadəsi xərclərin optimallaşdırılmasının, avtomatik və/ya da robotlaşdırılmış idarəetməyə keçmənin, əsas qaz aktivlərinin gəlir əmsalının artımının əsasını təşkil edir. Yuxarıda göstərilən həllər xüsusilə qəliz iqlim şəraiti və ya infrastrukturunu inkişaf etməmiş bölgələrdə, şelf və dəniz yataqlarında daha səmərəli olur. Təklif olunan kompleks yanaşma hasilatın aşağı düşməsi və mürəkkəbləşməsi dövrlərində yataqların rentabel istismar müddətlərinin uzadılmasına imkan yaradır.

Açar sözlər: rəqəmsal qaz kompleksi; rəqəmsal iqtisadiyyat; rəqəmsallaşdırma; intellektləşdirmə; robotlaşdırma; rəqəmsal quyular və yataqlar; hasilatın və işlənmənin intellektləşdirilməsi; kompleks yanaşma.