

УДК 681.51:622.276(045)

DOI: 10.22213/2410-9304-2021-3-25-34

Направления совершенствования АСУ ТП в нефтегазодобывающей отрасли

С. Г. Мухаметдинова, аспирант, УдмФИЦ Уро РАН, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр» (ИННЦ), Ижевск, Россия

А. И. Коршунов, доктор технических наук, профессор, Институт механики, УдмФИЦ Уро РАН; УдГУ, Ижевск, Россия

Н. О. Вахрушева, кандидат технических наук, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр» (ИННЦ), Ижевск, Россия

В статье рассматриваются автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобывающих предприятий Российской Федерации. Описывается история развития АСУ ТП в нефтегазодобыче. В настоящий момент эффективная эксплуатация технологических объектов невозможна без использования автоматизированных систем управления. Следует особо обратить внимание на то, что практически все объекты нефтедобычи на текущий момент характеризуются высоким уровнем выработанности и находятся преимущественно на поздних (третьей или четвертой) стадиях эксплуатации. В этих условиях средний дебит падает, значительно увеличиваются расходы на технологические процедуры при добыче нефти и газа. В связи с этим в сложившихся условиях эффективное развитие АСУ ТП нефтегазодобывающих предприятий является крайне актуальной задачей.

В статье приведена типовая структурная схема и классификация автоматизированных систем, обеспечивающих управление технологическими процессами в нефте- и газодобыче. Обосновывается необходимость использования автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) и рассматриваются ее основные задачи.

Наглядно продемонстрирована необходимость выхода АСУ ТП в нефтегазодобыче на следующий уровень функционального развития, который могут обеспечить современные средства автоматизации и связи, тем самым придавая новый импульс процессу цифровой трансформации. Рассматривается понятие «умной» скважины, представлены сравнительные характеристики различных уровней промыслов: типового, цифрового и интеллектуального. Рассматриваются понятия больших данных (Big Data), облачных технологий (Cloud Storage), дополненной реальности применительно к специфике отрасли. Производится качественная оценка подготовленности и перспектив развития АСУ ТП в контексте перехода на цифровые технологии в нефтегазодобывающем производстве. Цифровая трансформация отрасли должна быть экономически оправдана и обоснована.

Ключевые слова: автоматизированная система управления технологическими процессами; «умная» скважина; интеллектуальный промысел; цифровая трансформация; четвертая индустриальная революция; большие данные; облачные технологии.

Введение

В настоящее время большинство нефтедобывающих месторождений России имеют высокий уровень выработанности и находятся на поздних (третьей или четвертой) стадиях эксплуатации [1–3]. Повсеместно средний дебит скважин падает, увеличиваются расходы при добыче нефти и газа. Средняя обводненность продукции с 1990 по 2000 г. возросла на 5,3 %, более одной трети всех месторождений в России имеют уровень обводненности выше 70 %. Снижается количество вновь открытых месторождений. Все вышесказанное приводит к повышению уровня затрат на каждую добываемую тонну нефти [4–7].

Для уменьшения влияния этих факторов необходимо постоянное совершенствование процесса нефтедобычи и эксплуатации технологи-

ческих объектов. В том числе одним из направлений этой деятельности является совершенствование систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) на нефтедобывающих предприятиях. В связи с этим при обустройстве новых и разработке существующих нефтегазовых месторождений в настоящее время предъявляются повышенные требования к наличию и функциональности АСУ ТП. Происходит рост количества автоматизированных объектов (кустов скважин, узлов запорной арматуры и т. д.), повышаются требования эксплуатирующих служб к точности и быстрдействию АСУ ТП [8].

Осознание необходимости активного внедрения современных и перспективных цифровых технологий, как одно из направлений повышения эффективности функционирования

и развития отраслевых АСУ ТП, формирует основу для дальнейшей качественной трансформации предприятий отрасли в соответствии с требованиями времени.

Формирование представления о структуре, принципах построения, типовом функционале АСУ ТП, применяемых в настоящее время в нефтедобывающей отрасли, является первым шагом к пониманию перспектив их развития и совершенствования. Ровно так же, как получение представления о инновационных технологиях, способных обеспечить дальнейшее эволюционирование АСУ ТП в нефтегазодобывающей отрасли путем дальнейшего перехода на цифровые технологии.

В классическом представлении автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) представляет собой сложную систему с человеком-машинным управлением. Ее составными частями является большое количество элементов разного типа, которые соединены между собой информационными связями. АСУ ТП предназначена для выполнения заранее заданных сложных функций, обеспечивающих решение задач управления технологическими процессами [9].

АСУ ТП в нефтегазодобывающей отрасли традиционно начинали строиться методом синтеза от датчиков (нулевой уровень) до автоматизированного рабочего места (АРМ) диспетчера (второй уровень). Их развитие, как и в других отраслях, происходило в несколько этапов. Разработка первой АСУ ТП стартовала в 1970-х гг. XX века. В 1980-х гг. стала развиваться концепция системы автоматизации, предназначенной для решения задач расчета и подбора технологического оборудования, расчета технологий увеличения нефтеотдачи, моделирования месторождений, прогнозирования показателей разработки. Была реализована автоматизация бухгалтерского учета с помощью отечественных средств в соответствии с требованиями советского законодательства. Далее, в 90-х годах автоматизация бухгалтерского учета претерпела изменения в связи с проводимыми в стране экономическими реформами. Стало возможным применение перспективных технологий, импортируемых из-за рубежа. Начали внедряться системы планирования, бюджетирования, учета затрат. Данный уровень развития подготовил предпосылки для создания «кусковой» или «фрагментарной» автоматизации, которая и реализована в настоящее время на многих предприятиях. Вопросы интеграции комплексов, в основной массе, носят локальный характер.

Они направлены на отладку взаимодействия программных продуктов разных производителей в пределах одной сферы деятельности и организацию межплатформенного взаимодействия.

Типовая структура и функции АСУ ТП нефтегазодобычи

Структура АСУ ТП нефтегазодобычи, согласно [10], показана на рис. 1. Нулевой уровень, как уже было отмечено, представляют датчики и исполнительные механизмы, первый уровень, соответственно, программируемые логические контроллеры, второй уровень – оперативно диспетчерский контроль. В дальнейшем вся собранная информация агрегируется и поступает в комплексную информационно-управляющую систему. Совокупность АСУ ТП, существующих в отрасли нефтегазодобычи, должна представлять собой многоуровневую информационно-управляющую систему, выполненную в соответствии с единой архитектурой.

Архитектура системы автоматизации отражает ее абстрактное исполнение, включающее в себя идеализированные модели компонентов системы, и модели взаимодействий между компонентами. Элементы архитектуры взаимосвязаны, образуют общую автоматизированную систему и обеспечивают решение поставленной задачи автоматизации на архитектурном уровне. Корректно выполненная архитектура предполагает изобилие технических решений с помощью выбора разных компонентов архитектуры и методов взаимодействия между ними [11].

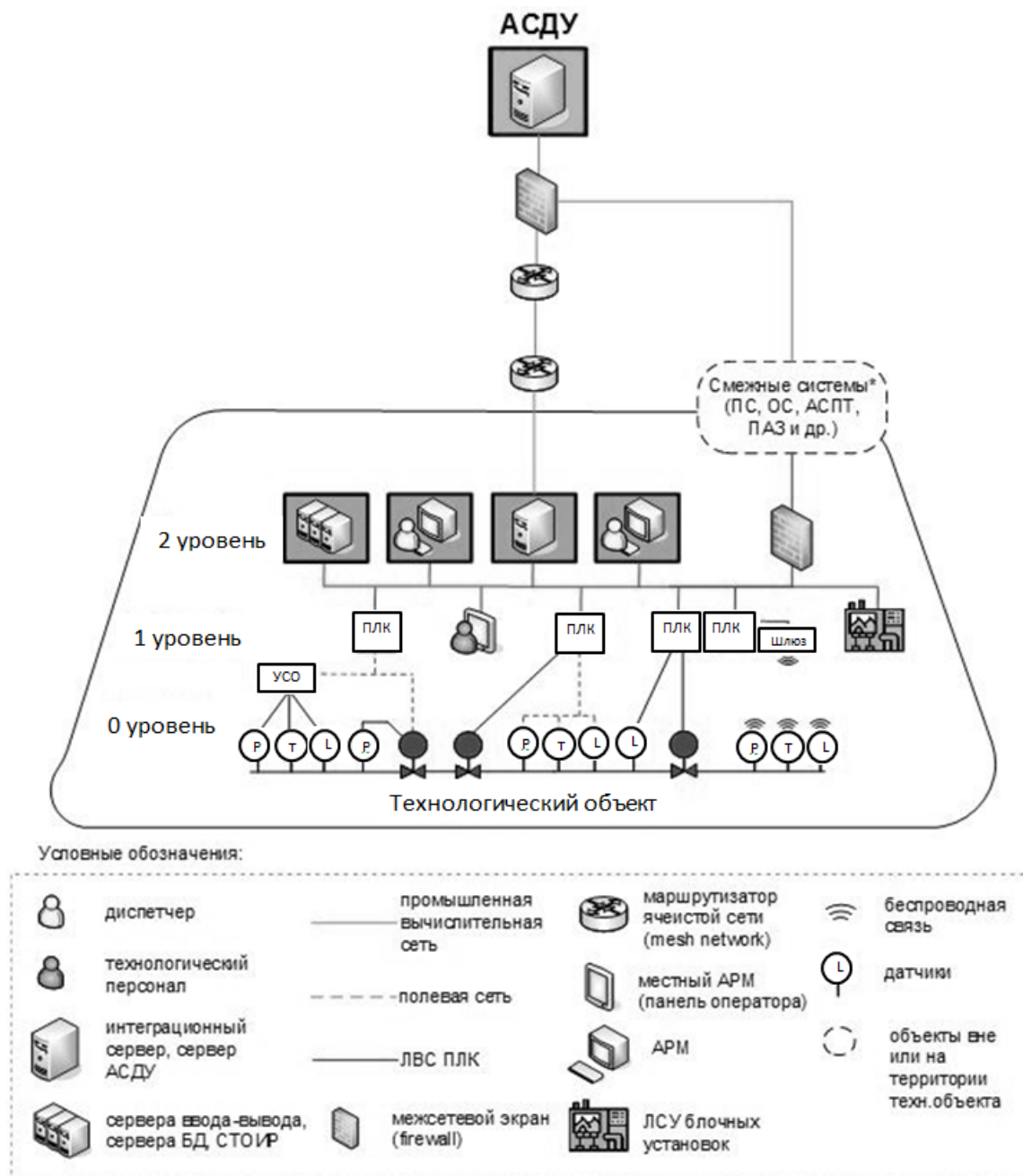
На вершине структуры АСУ ТП, в соответствии с рис. 1, располагается автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ). АСДУ представляет собой сложную человеко-машинную систему, которая обеспечивает сбор, обработку и передачу необходимой информации от уровня технологического оборудования к уровню управления предприятием в целом.

Формирование структуры и функционала АСДУ происходило постепенно, на протяжении достаточно большого количества лет. На ранних этапах развития основным средством управления служила голосовая связь (телефон). В настоящее время система имеет разветвленную иерархическую структуру с высокоавтоматизированным программно-информационным окружением, которое условно объединено как информационно-управляющая система, реализуемая на основе современных достижений в области информационных технологий, вычислительной техники и моделирования [12].

Огромное преимущество, которое обеспечивает АСУ ТП, заключается в уменьшении влия-

ния субъективного, человеческого фактора на управляемый процесс, уменьшении штата работников, экономия расходных материалов

и сырья, а также повышении качества производимой продукции, что, в свою очередь, приводит к повышению эффективности производства.



* - возможно взаимодействие с системой АСУ ТП по дискретным и аналоговым каналам, а также по интерфейсным линиям передачи данных RS-232/422/485 и др.

Рис. 1. Структура АСУ ТП нефтегазодобычи
 Fig. 1. Structure of ACS of TP for oil and gas production

Основные функции, реализуемые АСУ ТП: управление и контроль; обработка и хранение информации, обмен данными; построение графиков и отчетов, формирование предупредительных и тревожных сигналов, которые отрабатываются в дальнейшем оператором.

Тем не менее при разработке конкретной системы возникает широкий спектр сложных практических вопросов, которые охватывают проблемы безопасности, стандартизации, коммерческой эффективности, точности, технологичности, совместимости, надежности, технического сопровождения и т. д.

В настоящее время АСУ ТП являются одной из основных составляющих интегрированной системы управления производством и создаются в соответствии с иерархическим принципом, обеспечивая интеграцию в информационную систему более высокого уровня [13].

Большинство технологических процессов, реализованных на объектах нефтегазодобычи, относятся к непрерывным процессам с распределенной системой управления. Распределенная система управления (PCU) – DCS (Distributed Control System) – это система управления технологическим процессом, отличающаяся от обычной системы управления построением распределенной системы ввода и вывода информации, а также децентрализацией обработки данных. Вследствие этого такая система характеризуется повышенной надежностью, с одной стороны, и более высокой сложностью структуры – с другой, обладает типовой структурой баз данных.

Направления цифровой трансформации

В настоящее время в условиях четвертой индустриальной революции (Industry 4.0) приходит осознание того факта, что АСУ ТП и информационные технологии должны перейти на следующий, цифровой уровень своего развития [14, 15]. В данный момент большинство нефтегазодобывающих компаний бросили все силы на то, чтобы создать единую цифровую систему управления функционированием предприятия. Все системы управления, в том числе производством, логистикой, запасами, должны быть интегрированы в единый комплекс, единое цифровое пространство. Для решения поставленной задачи требуются новые высококвалифицированные специалисты, владеющие современными цифровыми технологиями разработки и создания информационных систем.

Следует также отметить, что сложность цифровой трансформации нефтедобывающего комплекса состоит в том, что на данный момент далеко не все объекты нефтегазодобычи в принципе автоматизированы. До сих пор около 40 % объектов остаются без телемеханизации. Морально устаревшие разнородные приборы и устройства, обеспечивающие процесс управления, продолжают эксплуатироваться на целом ряде предприятий отрасли.

Президент РФ В. В. Путин в своем послании к Федеральному собранию от 1 декабря 2016 г. сказал следующее: «Для выхода на новый уровень экономики, социальных отраслей нам нужны собственные передовые разработки и научные решения. Необходимо сосредоточиться на

направлениях, где накапливается мощный технологический потенциал будущего, а это цифровые, так называемые сквозные технологии, которые сегодня определяют облик всех сфер жизни. Страны, которые не смогут их генерировать, будут иметь долгосрочное преимущество, возможность получать громадную технологическую ренту. Те, кто этого не сделают, окажутся в зависимом, уязвимом положении...» [16].

«Умные» скважины и месторождения

Внедрение «умных» скважин рассматривается в настоящее время как инновационный подход при разработке нефтегазодобывающих месторождений. Первую в мире «умную» скважину построили и начали эксплуатировать в 1997 г. в Северном море, на норвежском месторождении Snorre. В настоящее время термин «умная» скважина является вполне устоявшимся и общепризнанным. «Умные» скважины в нефтегазодобыче применяют также в Западной Африке, в Австралии, в Северной Америке и в России [17].

По словам Николая Еремина, заместителя директора Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), выступавшего на саммите «Интеллектуальное месторождение – 2019», в 2030 году в России число цифровых месторождений будет около пятисот, цифровых скважин в 2025 году – более пятидесяти тысяч [18].

По оценкам экспертов [19], «умные» скважины способствуют снижению себестоимости эксплуатации месторождений примерно на 20 %. Выгода от использования цифровых решений при управлении процессами технического обслуживания и ремонта может составлять от 5 до 20 % затрат на эксплуатацию в пределах конкретного предприятия.

В настоящее время на стадии опытно-пилотных испытаний находятся усовершенствованные «умные» скважины, датчики на которых расположены на обсадной колонне, где каждый датчик-сенсор измеряет субмикронные деформации. Эти сенсоры измеряют трубные напряжения, изменения формы труб, температуру и давление (рис. 2). С помощью такой аппаратной реализации усовершенствованной «умной» скважины возможно обеспечить мониторинг выработки запасов на протяжении всего жизненного цикла месторождения [20, 21].

Создание «умной» скважины подразумевает применение различных типов цифровых конечных устройств – датчиков и исполнительных механизмов. В частности, тысячи оптоволоконных датчиков-сенсоров в «умной» скважине мо-

гут быть расположены на обсадной колонне, где каждый датчик-сенсор измеряет субмикронные деформации. Эти сенсоры измеряют трубные напряжения, изменения формы труб, температуру и давление (рис. 2). С помощью такой ап-

паратной реализации «умной» скважины возможно обеспечить мониторинг выработки запасов на протяжении всего жизненного цикла месторождения [15, 16].

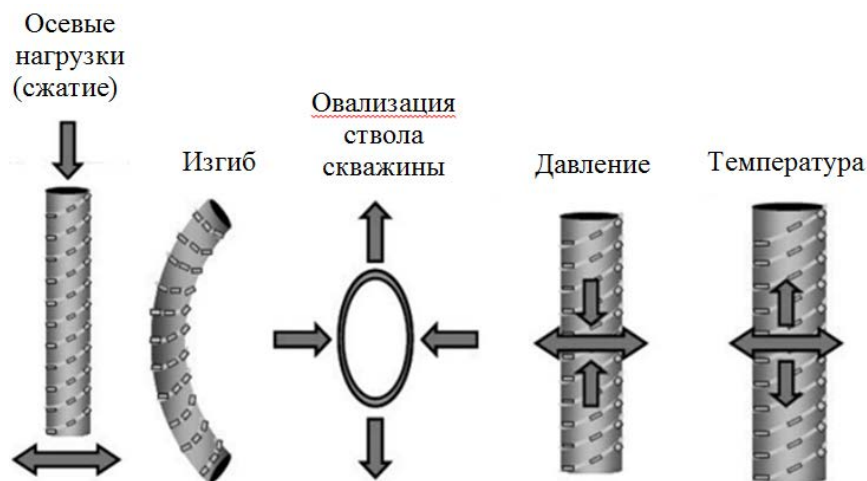


Рис. 2. Оценка деформаций колонны датчиками усовершенствованных «умных» скважин
Fig. 2. Sensors and their locations in smart wells

В таблице представлены сравнительные характеристики различных классов (типов) промыслов:

типового, цифрового и интеллектуального в соответствии со сложившейся классификацией.

**Сравнительная характеристика различных типов промыслов
Comparative characteristics of different types of fisheries**

Параметр	Типовой промысел	Цифровой промысел	Интеллектуальный промысел
Функции (отличительная характеристика)	Сбор (передача) данных	Единая модель промысла	Оптимизация добычи и сокращение финансовых потерь путем своевременного выявления проблем и быстрого принятия решений в режиме реального времени
Датчики	Аналоговые датчики температуры, давления, уровня	Аналоговые датчики, цифровые датчики, датчики-сенсоры	Интеллектуальные датчики
Тип входной информации	Аналоговые сигналы	Аналоговые и/или цифровые сигналы	Цифровые сигналы
Количество датчиков (сенсоров) на скважине	Не более 5 штук	От 5 до 50 штук	До 50 000 штук
Объем передачи информации со скважин	До 100 КБ	До 100 МБ	Более 1 ГБ
Телеметрия	Отсутствует \ частичное применение	Частичное применение	Полное применение
Система принятия решений (Decision Support System, DSS)	В ручном режиме	Частичное применение	Автоматически без участия человека

К 2023–2025 гг. можно прогнозировать, что число разрабатываемых месторождений нефти и газа, где будут применены цифровые технологии производства, должно превысить 10 % от

общего числа месторождений. В таких условиях задача переобучения специалистов нефтегазовой отрасли на другие высокотехнические специальности становится очень актуальной. К 2025 г.,

по экспертным оценкам, предполагается выполнить переобучение примерно 30 % персонала нефтегазовых компаний [22–26].

Перспективные цифровые технологии

Перспективными технологиями, которые могут быть использованы при разработке АСУ ТП предприятий нефтегазодобывающей отрасли, являются технологии больших данных, облачные технологии и дополненная реальность.

Большие данные (Big Data). Цифровую модернизацию нефтегазовой промышленности невозможно обеспечить без эффективных технологий хранения и обработки больших объемов данных (Big Data) [27–30].

Как показывают аналитические прогнозы, количество датчиков, представляющих в свою очередь нулевой уровень АСУ ТП, к 2022 году возрастет до 1 триллиона штук в масштабе отрасли.

«Цифровые двойники» технологических и бизнес-процессов, происходящих при нефтегазодобыче, также требуют обработки огромных массивов данных. При работе с ними сложно рассчитывать на серьезное снижение издержек производства [31–33], поскольку применение технологий Big Data является достаточно затратным. В то же время, в соответствии с выводами компании Gartner Planning Strategic Assumption, каналы связи АСУ ТП могут быть заполнены данными, непосредственно не связанными с обеспечением производственных процессов, обработка и хранение которых требует значительных затрат, что приводит к росту бюджета [34].

Облачные технологии (Cloud Storage). Облачные технологии представляют собой виртуальные онлайн-сервисы для хранения и обработки данных пользователя (рис. 3).

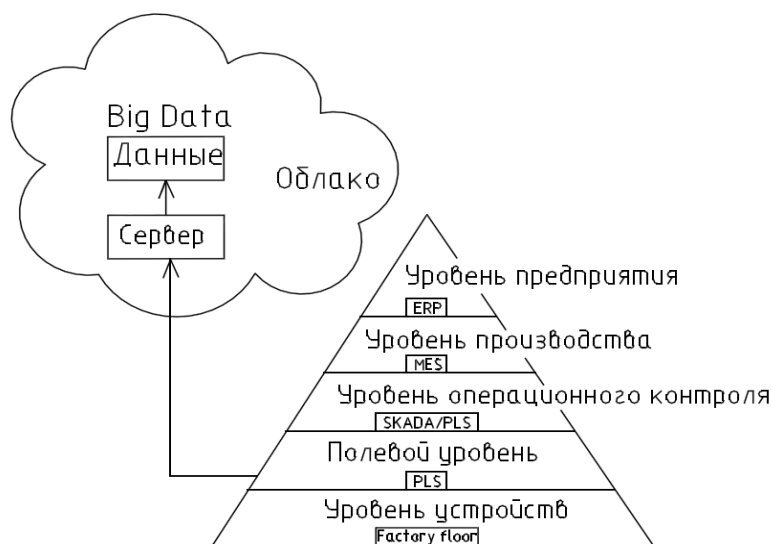


Рис. 3. Облачные технологии и их применение в АСУ ТП
Fig. 3. Cloud technologies and their applications in ACS of TP

Работают такие сервисы, соответственно, только при наличии постоянного широкополосного доступа к сети Интернет. Они высвобождают место на жестких дисках компьютеров, упрощают работу, позволяют обрабатывать огромные массивы данных в автоматическом режиме. Их можно использовать на различных платформах, а также легко масштабировать. В качестве недостатка данной технологии можно рассматривать открытость данных, хранящихся в облачных сервисах на удаленных серверах, что не обеспечивает необходимый уровень защиты для конфиденциальной информации.

Дополненная реальность (Augmented reality). Дополненная реальность представляет собой

технология, позволяющую к реальности добавлять виртуальные объекты, взаимодействующие в реальном времени. Можно также назвать ее смешанной реальностью. Такая технология в области нефтегазодобычи может существенно помочь в работе оператора. Например, виртуальные мониторы в реальном масштабе времени могут показывать положения задвижек, параметры насосов, дополнительные графики режимов работы технологического оборудования. Появляется возможность в реальном масштабе времени наблюдать за работой нефтегазового месторождения, передвижениями персонала, состоянием и условиями работы оборудования и т. д. [35].

Перспективы и подготовленность к переходу на цифровые технологии в АСУ ТП

Потребность в переходе АСУ ТП в нефтегазодобыче на следующий этап – этап цифровой трансформации – очень велика (рис. 4). Одними из основных препятствий являются отсутствие

готовых решений для того, чтобы перейти на облачные платформы, а также недостаточное финансирование создания Data-центров. Каждому предприятию необходимо будет создать свои Data-центры для обеспечения работы облачных платформ.

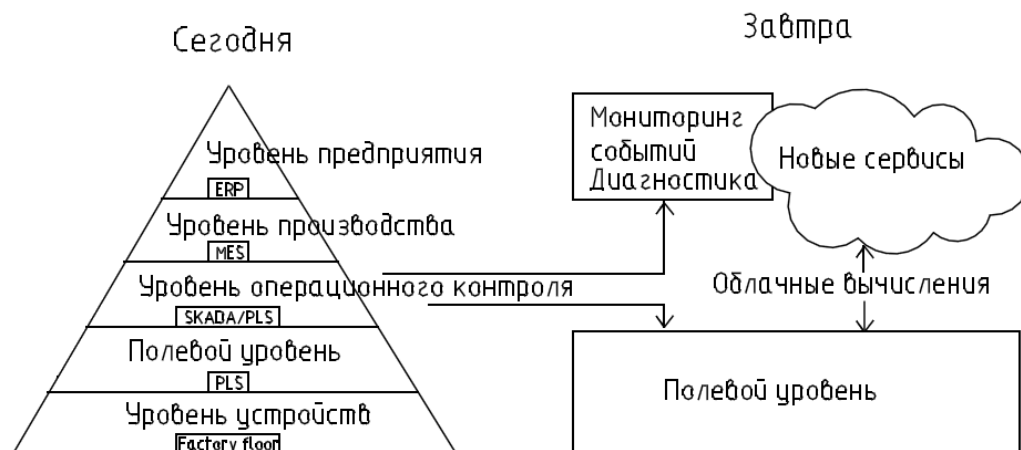


Рис. 4. Перспективы и готовность к переходу на цифровые технологии в АСУ ТП
Fig. 4. Prospects and readiness for the transition to digital technologies in ACS of TP

Заключение

Рассмотрев историю развития систем АСУ ТП применительно к нефтегазодобывающей отрасли, типовую структуру, принципы построения и основные функции таких систем, необходимо отметить, что современные требования к таким системам непрерывно изменяются в соответствии с требованиями текущего момента. Современный взгляд на «цифровой» и «интеллектуальный» промыслы претерпевает изменения в процессе их создания и опытной эксплуатации. Краткий обзор перспективных цифровых технологий позволяет получить представление о некоторых направлениях дальнейшего совершенствования АСУ ТП нефтегазодобывающей отрасли.

Текущий уровень автоматизации промыслов требует создания типовой АСУ ТП цифрового промысла, с одной стороны, обеспечивающей задачу автоматизации и управления технологическими процессами нефтегазодобычи с учетом требования регламентов и действующей нормативной документации, обеспечения возможности применения перспективных цифровых технологий. С другой стороны, необходимо учитывать реальное состояние дел на эксплуатирующихся промыслах, далеко не все из которых оснащены необходимым цифровым оборудованием и устройствами, в том числе широкополосными системами связи.

Цифровая трансформация нефтегазовых промыслов в общем случае должна включать следующие необходимые составляющие:

- обеспечение необходимого и достаточного уровня цифровой готовности технологических процессов;
- обеспечение возможности применения цифрового оборудования и перспективных инновационных технологий;
- организационные изменения производственных процессов в соответствии с возможностями оборудования, формирование новых регламентов.

Цифровая трансформация должна быть организационно и экономически оправдана. Целью цифровой трансформации является повышение эффективности добычи, увеличение скорости реакции на возникающие критические ситуации и проблемы в процессе добычи, снижение количества простоев и потерь, экономия ресурсов, повышение уровня безопасности эксплуатации объектов нефтегазодобычи.

Библиографические ссылки

1. Система автоматического регулирования режимов газовых и газоконденсатных скважин – элемент концепции интеллектуального промысла / Д. Н. Трушников, Р. Р. Лопатин, А. Н. Харитонов, А. Ю. Юшков, А. В. Стрекалов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2019. № 10. С. 5–11.

2. Мухаметдинова С. Г., Хмелинин К. С., Трефилов А. С. Применение технологии широкополосного высокоскоростного радиодоступа (ШПД) на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2019. № 8. С. 5–15.
3. Мухаметдинова С. Г., Кориунов А. И., Трефилов А. С. Использование беспроводных высокоскоростных каналов связи для решения задач автоматизации на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» // Нефтяное хозяйство. 2020. № 11. С. 120–123.
4. Зибзеев А. Г., Малышенко А. М. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Разработка и реинжиниринг // Главный механик. 2019. № 4. С. 28–39.
5. Шаньгин Е. С., Колесник С. В. Вопросы автоматизации нефтяных промыслов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. № 12. С. 10–12.
6. Бутрин Д. В. Нефтяники не удержали добытое // Коммерсантъ. 2006. № 207. С. 14.
7. Коршаков А. А., Шаммазов А. М. Основы нефтегазового дела. Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2001. С. 194.
8. Григулецкий В. В. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российской нефтегазовой отрасли // Технологии ТЭК. 2007. Апрель. С. 14–16. URL: <http://www.oilcapital.ru/technologies/2007/05>.
9. Обзор современного рынка распределенных систем управления в нефтяной и газовой промышленности / А. В. Окружнов, Р. Р. Хайбунасов, И. Р. Хасанов, М. М. Андреева // Вестник технологического университета. Казанский национальный исследовательский технологический университет. 2015. № 2. С. 383–389.
10. Стандарт компании ПАО «НК «Роснефть» № ПЗ–04 Р–0389 версия 3.0. Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам. М. : Роснефть, 2019. С. 138.
11. Убайдуллаева Ш. Р. К вопросу применения современных АСУТП // 6-я МНТК «Современные инновации в науке и технике», 21–22 апреля 2016 года. С. 168–171.
12. Григорьев Л. И., Костокрызов А. И. Актуальность и основы инновационного пути развития АСДУ // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2016. № 3. С. 12–20.
13. Еремин Н. А. Цифровые тренды в нефтегазовой отрасли // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 12. С. 17–23.
14. Туренко С. К. О цифровизации нефтегазовой геофизики // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2021. № 6. С. 23–28.
15. Интегрированные системы проектирования и управления: SCADA – системы: учебное пособие / И. А. Елизаров, А. А. Третьяков, А. Н. Пчелинцев и др. Тамбов : Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2015. 160 с. ISBN 978-5-8265-1469-6.
16. Прокофьев Д. В. Автоматизация & цифровизация // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2017. № 12. С. 18–26.
17. Еремин Н. А., Еремин Ал. Н. Современное состояние и перспективы развития интеллектуальных скважин // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 12. С. 51–54.
18. Еремин А. Н. Новая классификация цифровых и интеллектуальных скважин // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. 2016. № 2. С. 20–22.
19. Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли: популярный миф или объективная реальность? // Нефтегаз-2018 : XVII Международная выставка. URL: <http://cilandgasforum.ru/datfiles/Dgest%20site/DADJEST%20WEB2.pdf>.
20. Кочнев А. А. Концепция «интеллектуального» месторождения // Master's journal. 2015. № 2. С. 165–171.
21. Интеллектуальные скважины открывают новые горизонты. URL: http://rogtcmagazine.com/PDF/Issue_006/08.pdf (дата обращения: 15.08.15).
22. Столяров В. Е., Еремин Н. А. Эволюция систем автоматизации нефтегазодобычи // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2018. № 8. С. 5–12.
23. Путем цифровизации и квантовизации / Н. А. Еремин, С. С. Камаева, А. Д. Черников, Ал. Н. Еремин // Нефть России. 2018. № 3–4. С. 62–65.
24. Kozhevnikov N. A., Bekmukhametova Z. A., Eremın N. A. The digital petroleum education // Herald of the Kazakh – British technical university. 2017. No. 4. Pp. 28–36.
25. Кожевников Н. А., Еремин Н. А., Пустовой Т. В. О нефтегазовом сетевом университете // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2017. № 10. С. 41–47.
26. Еремин Н. А., Дмитриевский А. Н., Тихомиров Л. И. Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 12. С. 45–50.
27. Еремин Н. А., Степанян А. А., Столяров В. Е. Управление нефтегазовыми активами в эпоху технологий хранения и обработки больших массивов данных // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2019. № 12. С. 5–14.
28. Перспективные технологии Big Data в нефтяном инжиниринге: опыт компании «Газпромнефть» / М. М. Хасанов [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 76–79.
29. Еремин Н. А., Сарданашвили О. Н. Инновационный потенциал цифровых технологий // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. № 3 (18). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-18.art13e.
30. Дмитриевский А. Н., Еремин Н. А. Нефтегазовый комплекс РФ – 2030: цифровой, оптический, роботизированный // Нефть России. 2017. № 3. С. 4–9.
31. Госкомпании перейдут на «цифру» по бумажке. URL: <https://www.rbc.ru/newspaper/2019/05/27/5ce825f99a7947aaec2e09ae>.
32. Особенности цифровой трансформации активов при реализации инвестиционных нефтегазовых проектов / Н. А. Еремин, М. А. Королев, А. А. Сте-

панян, В. Е. Столяров // Газовая промышленность. 2019. № 4 (783). С. 108–119.

33. Цифровая модернизация нефтегазовой отрасли: состояние и тренды / Л. А. Абукова, А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин, А. Д. Черников // Датчики и системы. 2017. № 11. С. 13–19.

34. Gartner Planning Strategic Assumption. Gartner BI Summit. 2015.

35. Белоусов П. Е., Шульга Е. С. Очки смешанной реальности HoloLens // Горная промышленность. 2017. № 2. С. 44–46.

References

1. Trushnikov D.N., Lopatin R.R., Haritonov A.N., YUshkov A.YU., Strelakov A.V. [Automatic control system for gas and gas condensate wells - an element of the concept of intelligent production]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*. 2019. No. 10. Pp. 5-11 (in Russ.).

2. Muhametdinova S.G., Hmelinin K.S., Trefilov A.S. [Application of technology of broadband high-speed radio access (BBA) at the fields of JSC "Udmurtneft"]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*. 2019. No. 8. Pp. 5-15 (in Russ.).

3. Muhametdinova S.G., Korshunov A.I., Trefilov A.S. [The use of wireless high-speed communication channels for solving automation problems at the fields of OAO Udmurtneft]. *Neftyanoe hozyajstvo*. 2020. No. 11. Pp. 120-123 (in Russ.).

4. Zebzeev A.G., Malysenko A.M. [Automated control systems for technological processes. Development and reengineering]. *Glavnyy mekhanik*. 2019. No. 4. Pp. 28-39 (in Russ.).

5. SHan'gin E.S., Kolesnik S.V. [Oilfield automation issues]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*. 2015. No. 12. Pp. 10-12 (in Russ.).

6. Butrin D.V. [Oil workers did not keep the extracted]. *Komersant*. 2006. No. 207. P. 14 (in Russ.).

7. Korshak A.A., SHammazov A.M. *Osnovy neftegazovogo dela* [Basics of oil and gas business]. Ufa: DizajnPoligrafServis, 2001. P. 194 (in Russ.).

8. Griguleckiy V.V. [Watering of fields is a fundamental issue of the present day of the Russian oil and gas industry]. *Tekhnologii TEK*. 2007. April. Pp. 14–16. Available at: <http://www.oilsapital.ru/teshnologies/2007/05>.

9. Okruzhnov A.V., Hajbunasov R.R., Hasanov I.R., Andreeva M.M. [An overview of the current market for distributed control systems in the oil and gas industry]. *Vestnik tekhnologicheskogo universiteta. Kazanskij nacional'nyj issledovatel'skij tekhnologicheskij universitet*. 2015. No. 2. Pp. 383-389 (in Russ.).

10. *Standart kompanii PAO «NK «Rosneft'» № P3-04 R-0389 versiya 3.0. Avtomatizirovannye sistemy upravleniya tekhnologicheskimi processami neftegazodobychi. Trebovaniya k funktsional'nym harakteristikam* [Rosneft standard No. P3-04 R-0389 version 3.0. Automated control systems for technological processes of oil and gas production. Performance requirements]. Moscow: Rosneft', 2019. P. 138 (in Russ.).

11. Ubajdullaeva SH.R. *K voprosu primeneniya sovremennyh ASUTP* [On the issue of using modern process control systems]. *6-ya MNTK "Sovremennye innovatsii v nauke i tekhnike" 21–22 aprelya 2016 goda* [Proc. 6th IRTC "Modern innovations in science and technology", April 21-22, 2016]. Pp. 168-171 (in Russ.).

12. Grigor'ev L.I., Kostogryzov A.I. [Relevance and foundations of the innovative way of development of ASDU]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*. 2016. No. 3. Pp. 12-20 (in Russ.).

13. Eremin N.A. [Digital trends in the oil and gas industry]. *Neft'. Gaz. Novacii*. 2017. No. 12. Pp. 17-23 (in Russ.).

14. Turenko S.K. [On digitalization of oil and gas geophysics]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*. 2021. No. 6. Pp. 23-28 (in Russ.).

15. Elizarov I.A., Tret'yakov A.A., Pchelincev A.N. i dr. *Integrirrovannye* [Integrated design and control systems: SCADA - systems]. Tambov: Izd-vo FGBOU VPO «TGTU», 2015. – 160 p. ISBN 978-5-8265-1469-6 (in Russ.).

16. Prokofev D.V. [Automation & digitalization]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*. 2017. No. 12. Pp. 18-26 (in Russ.).

17. Eremin N. A., Eremin A.I. N. [Current state and development prospects of intelligent wells]. *Neft'. Gaz. Novacii*. 2015. No. 12. Pp. 51-54 (in Russ.).

18. Eremin A.N. [New classification of digital and intelligent wells]. *Avtomatizatsiya i IT v neftegazovoy oblasti*. 2016. No. 2. Pp. 20-22 (in Russ.).

19. Cifrovaya transformatsiya neftegazovoj otrasli: populyarnyj mif ili ob"ektivnaya real'nost'? [Digital transformation of the oil and gas industry: popular myth or objective reality?]. 18 mezhdunarodnaya vystavka Neftegaz-2018. Available at: <http://silandgasforum.ru/datfiles/Dgest%20site/DADJEST%20WEB2.pdf>. (in Russ.).

20. Kochnev A.A. [The concept of an "intelligent" field]. *Master's journal*. 2015. No. 2. Pp. 165-171 (in Russ.).

21. Intellektual'nye skvazhiny otkryvayut novye gorizonty [Smart wells open up new horizons]. Available at: http://rogtesmagazine.com/PDF/Issue_006/08.pdf (data obrashcheniya 15.08.15) (in Russ.).

22. Stolyarov V.E., Eremin N.A. [Evolution of oil and gas production automation systems]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*. 2018. No. 8. P. 5-12 (in Russ.).

23. Eremin N.A., Kamaeva S.S., Chernikov A.D., Eremin A.I.N. [By digitalization and quantization]. *Neft' Rossii*. 2018. No. 3-4. Pp. 62-65 (in Russ.).

24. Kozhevnikov N.A., Bekmukhametova Z.A., Eremin N.A. The digital petroleum education. In *Herald of the Kazakh – British technical university*. 2017. No. 4. Pp. 28-36.

25. Kozhevnikov N.A., Eremin N.A., Pustovoj T.V. [About Oil and Gas Network University]. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*. 2017. No. 10. Pp. 41-47 (in Russ.).

26. Eremin N.A., Dmitrievskij A.N., Tihomirov L.I. [The present and future of smart fields]. *Neft' Gaz. Novacii*. 2015. No. 12. Pp. 45-50 (in Russ.).

27. Eremin N.A., Stepanyan A.A., Stolyarov V.E. [Oil and gas asset management in the era of storage and processing technologies for big data]. *Avtomatizaciya, telemekhanizaciya i svyaz' v neftyanoj promyshlennosti*. 2019. No. 12. Pp. 5-14 (in Russ.).

28. Hasanov M.M. [i dr.] [Promising Big Data technologies in oil engineering: the experience of Gazpromneft]. *Neftyanoje hozyajstvo*. 2016. No. 12. Pp. 76-79 (in Russ.).

29. Eremin N.A., Sardanashvili O.N. [Innovative potential of digital technologies]. *Aktual'nye problemy nefti i gaza*. 2017. No. 3 (in Russ.). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-18.art13e.

30. Dmitrievskij A.N., Eremin N.A. [Oil and Gas Complex of the Russian Federation - 2030: digital, optical, robotic]. *Neft' Rossii*. 2017. No. 3. Pp. 4-9 (in Russ.).

31. *Goskompanii perejdut na "cifru" po bumazhke* [State-owned companies will switch to "digital" on a piece of paper]. Available at: <https://www.rbc.ru/newspaper/2019/05/27/5ce825f99a7947aaec2e09ae>.

32. Eremin N.A., Korolev M.A., Stepanyan A.A., Stolyarov V.E. [Features of digital transformation of assets in the implementation of investment oil and gas projects]. *Gazovaya promyshlennost'*. 2019. No. 4. Pp. 108-119 (in Russ.).

33. Abukova L.A., Dmitrievskij A.N., Eremin N.A., Chernikov A.D. [Digital modernization of the oil and gas industry: state and trends]. *Datchiki i sistemy*. 2017. No. 11. Pp. 13-19 (in Russ.).

34. Gartner Planning Strategic Assumption. Gartner BI Summit. 2015.

35. Belousov P.E., SHul'ga E.S. [HoloLens mixed reality glasses]. *Gornaya Promyshlennost'*. 2017. No. 2. Pp. 44-46 (in Russ.).

Directions for Improving Apcs in the Oil and Gas Production Industry

S. G. Mukhametdinova, Post-graduate, UdmFRC UB RAS, JSC "INNTs", Izhevsk, Russia

A. I. Korshunov, DSc in Engineering, Professor, Institute of Mechanics, UdmFRC UB RAS, Udmurt State University, Izhevsk, Russia

N. O. Vakhrusheva, PhD in Engineering, JSC "INNTs", Izhevsk, Russia

The paper discusses automated control systems for technological processes (APCS) of oil and gas producing enterprises of the Russian Federation. The history of the development of automated process control systems in oil and gas production is described. At the moment, the efficient operation of technological facilities is not possible without the use of automated control systems. Special attention should be paid to the fact that almost all oil production facilities are currently characterized by a high level of depletion and are mainly at the late (third or fourth) stages of operation. Under these conditions, the average production rate falls, the costs of technological procedures for oil and gas production increase significantly. In this regard, in the current conditions, the effective development of process control systems for oil and gas enterprises is an extremely urgent task.

The paper provides a typical block diagram and classification of automated systems that provide control of technological processes in oil and gas production. The necessity of using an automated dispatch control system (ADCS) is substantiated and its main tasks are considered.

The need for an automated process control system in oil and gas production to reach the next level of functional development, which can be provided by modern automation and communication means, is clearly demonstrated, thereby giving a new impetus to the digital transformation process. The concept of "smart" well is considered, comparative characteristics of different levels of oil fields are presented: standard, digital and intelligent. The concepts of big data (Big Data), cloud technologies (Cloud Storage), augmented reality are considered in relation to the specifics of the industry. A qualitative assessment of the readiness and development prospects of the APCS in the context of the transition to digital technologies in oil and gas production is carried out. The digital transformation of the industry must be economically substantiated and justified.

Keywords: automated control system of technological processes; smart well; intellectual development; digital transformation; fourth industrial revolution; big data; Cloud Storage.

Получено: 21.06.2021