

## ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ

УДК 681.5+622.279

П.П. Слугин, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ)

В.Е. Петропавлов, ПАО «Газпром»

А.Р. Закиров, ПАО «Газпром»

О.А. Николаев, ООО «Газпром добыча Ямбург» (Новый Уренгой, РФ)

И.В. Мельников, ООО «Газпром добыча Надым» (Надым, РФ)

Д.А. Журавлев, ПАО «Газпром автоматизация» (Москва, РФ)

Н.М. Бобриков, ПАО «Газпром автоматизация»

Р.Р. Гарифуллин, ПАО «Газпром автоматизация», r.garifullin@gazprom-auto.ru

Основные производственные мощности объектов добычи газа, спроектированные на научно-технической базе 1970–80-х гг., введены в строй более 30 лет назад. Выработанность запасов по данным месторождениям, обеспечивающим более 50 % общей добычи газа ПАО «Газпром», к настоящему времени достигла 70–80 %. Они находятся на стадии падающей добычи и в ближайшее время перейдут на завершающий этап разработки. По этой причине в ПАО «Газпром» планомерно ведутся разработка и реализация комплекса мер по реконструкции промышленных объектов для обеспечения регламентного технологического процесса добычи газа и, прежде всего, для поддержания безопасности производства. В этих условиях создание и внедрение новых технических решений являются одними из ключевых направлений работы по повышению эффективности работы месторождений, находящихся на различных стадиях разработки. При этом неотъемлемой частью данной работы стало внедрение автоматизированных систем управления. Необходимость разрабатывать и внедрять автоматизированные технологические комплексы добычи газа с использованием цифровых технологий, обеспечивающих работу добычного комплекса в автоматическом режиме в различных условиях эксплуатации с учетом поэтапного обустройства месторождений, повысилась в 2000-е гг., когда ПАО «Газпром» приступило к обустройству новых залежей, расположенных в районах Арктики, п-ова Ямал и Восточной Сибири, которые характеризуются сложными климатическими, геологическими и географическими условиями.

В статье рассматриваются основные результаты выполненных работ по созданию и испытаниям отечественных автоматизированных технологических комплексов нового поколения, в том числе опытных установок скважин с концентрическими лифтовыми колоннами, модульных компрессорных установок, дожимных компрессорных станций и газоперекачивающих агрегатов.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС, МОДУЛЬНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ УСТАНОВКА, ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЙ АГРЕГАТ, ДОЖИМНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ.

Основная цель функционирования автоматизированного технологического комплекса добычи газа состоит в бесперебойном обеспечении необходимого объема и качества товарной продукции при решении следующих задач: максимальное (с учетом экономической целесообразности)

извлечение запасов разрабатываемых месторождений; минимизация затрат на разработку, обустройство и эксплуатацию месторождений; выполнение требований охраны труда, техники безопасности, промышленной безопасности и охраны окружающей среды.

Главная задача автоматизированного технологического комплекса добычи газа – обеспечение плановых показателей (расход и давление газа на входе в межпромысловый коллектор (МПК)) при обеспечении следующих требований: качественные показатели (температура точки

**Slugin P.P.**, Gazprom PJSC (Saint Petersburg, Russian Federation)

**Petrovavlov V.E.**, Gazprom PJSC

**Zakirov A.R.**, Gazprom PJSC

**Nikolaev O.A.**, Gazprom dobycha Yamburg LLC (Novy Urengoy, Russian Federation)

**Melnikov I.V.**, Gazprom dobycha Nadym LLC (Nadym, Russian Federation)

**Zhuravlev D.A.**, Gazprom avtomatizatsiya PJSC (Moscow, Russian Federation)

**Bobrikov N.M.**, Gazprom avtomatizatsiya PJSC

**Garifullin R.R.**, Gazprom avtomatizatsiya PJSC, r.garifullin@gazprom-auto.ru

### Automated process systems produced in Russia for fields under different development stages

Main gas production assets were designed based on scientific and engineering concepts developed in 1970–80s and were commissioned more than 30 years ago. These fields ensuring over 50 % of Gazprom's total gas production are currently 70–80 % depleted. Production rate is currently decreasing and soon these fields will enter into the final development stage. For this reason, Gazprom PJSC systematically develops and implements measures for upgrade of the infield facilities to ensure smooth gas production process and, primarily, to ensure safe production. In these circumstances, the development and implementation of new technical solutions is one of the key points for the improvement of field operation efficiency at different development stages. In this respect, the implementation of automated control systems represents an integral part of this approach. Need for development and implementation of automated gas production systems with the use of digital technologies that provide automatic operation of the production facility in different service conditions regard to phased development of gas fields increased in 2000s when Gazprom PJSC started the development of new gas fields in the Arctic Region, Yamal Peninsula and Eastern Siberia that are characterized by extreme weather, difficult geological and geographical conditions. The article presents the main results of developing and testing new generation automated process systems produced in Russia, including the pilot wells with concentric tubing, modular compressor units, booster compressor stations, and gas compressor units.

**KEYWORDS:** AUTOMATED PROCESS SYSTEM, MODULAR COMPRESSOR UNIT, GAS COMPRESSOR UNIT, BOOSTER COMPRESSOR STATION.

росы по воде, углеводородам и т. д.) и температура газа на выходе промысла не хуже значений, заданных СТО Газпром 089–2010 [1] и технологическим регламентом промысла; заданный уровень безопасности; минимальные эксплуатационные затраты.

Основным направлением повышения эффективности функционирования производственно-технологического комплекса добычи газа, газового конденсата и нефти ПАО «Газпром» является создание автоматизированных промыслов с использованием «цифровых технологий».

За прошедшие 15 лет в ПАО «Газпром» были созданы и реконструированы, а также прошли капитальный ремонт более 350 систем автоматизации на 52 установках комплексной (УКПГ) и предварительной подготовки газа (УППГ) следующих месторождений: Заполярное, Бованенковское, Уренгойское (в том числе ачимовские залежи),

Медвежье нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ); Кириновское, Юбилейное газоконденсатные месторождения (ГКМ); Еты-Пуровское, Западно-Таркосалинское газовые месторождения; Муравленковское газонефтяное месторождение и др.

В условиях внешних ограничений и санкций, введенных рядом стран в отношении Российской Федерации, ПАО «Газпром» в 2014 г. была поставлена задача по реализации программы применения отечественных программно-технических средств в автоматизированных технологических комплексах с сохранением достигнутого уровня развития и установленных стоимостных показателей вне зависимости от валютных колебаний на финансовых рынках. Во исполнение данного поручения ПАО «Газпром» силами ПАО «Газпром автоматизация» была проведена системная работа по конъюнктурному анализу, отбору отечественных

программно-технических средств, а также созданию и испытаниям на их базе систем автоматизации в соответствии с «Регламентом проведения испытаний опытных образцов систем автоматизации на объектах ПАО «Газпром». На сегодняшний день обновленные в части программно-технических средств системы автоматизации успешно прошли испытания и применяются на объектах ПАО «Газпром» (табл. 1).

Газовые скважины составляют в среднем 30 % основных производственных фондов, представляя одну из преобладающих статей в структуре основных средств газодобывающих обществ ПАО «Газпром». Основным фактором, осложняющим эксплуатацию скважин, выступает скопление конденсационной воды на забое по причине снижения дебитов и притока пластовой воды в связи с подъемом газовой воды контакта, что приводит к самозадавлению скважин.

Таблица 1. Набор апробированных АСУ для автоматических технических комплексов объектов добычного комплекса  
Table 1. Set of approved automated process control systems for automatic process systems of the mining complex facilities

Расположение объектов Objects location	Объекты Objects	Системы* Systems*	Функции и задачи Functions and tasks
Месторождение Field	МОС, КГС, МПК, ТДА, УКПГ, УППГ, продуктопроводы Well piping module, gas well cluster, interfield trunk pipeline, turbo-expanding assembly, gas treatment unit, gas-gathering station, product pipelines	АСУ ТП «Промысел-1», СЛТМ с СОУ «Магистраль-21» Automatic process control system "Promysel-1", line telemechanics system with leak detection system "Magistral-21"	
	МКУ, ГПА Modular compressor system, gas compressor unit	САУ ГПА «Неман-Р» Automatic control system "Neman-R"	
	ДКС Gas booster station	АСУ ТП КЦ «Промысел-КЦ» Automatic process control system of compressor department "Promysel-KTs"	
	ЗРУ, КТП, КОС, ВОС и т.д. Closed distribution device, complete transformer substation, well cleanup unit, water treatment plant, etc.	АСУ Э «ПТК-Э» Automatic process control system E "PTK-E"	
	Противопожарная безопасность Fire safety	СПАиКЗ, АСПС КЗиПТ «КСПА» Automatic fire fighting system and gas testing, automatic fire alarm system of gas testing and fire fighting "KSPA"	
	Комплексные алгоритмы управления Integrated control algorithms	АСУ ТП «Промысел-1», АСУ ТП КЦ «Промысел-КЦ» Automatic process control system "Promysel-1", automatic process control system of compressor department "Promysel-KTs"	

- Распределение производительности месторождения между УКПГ в соответствии с режимами работы МПК  
Distribution of the performance of the interfield trunk pipeline operation in accordance with the modes of the interfield trunk pipeline operation
- Поддержание дебита скважины  
Well flow rate maintenance
- Система мониторинга подземной части скважины  
Well underground monitoring system
- Поддержание заданной производительности технологических ниток и УКПГ в целом  
Maintenance of the specified productivity of the process line and the gas treatment unit as a whole

- Автоматическое регулирование подачи метанола в шлейфы ЗПА и на кусты газовых скважин  
Automatic control of the supply of methanol to the flowlines of the switching valve building and to the gas well clusters
- Оптимальное перераспределение расхода по технологическому оборудованию  
Optimal redistribution of consumption for process equipment
- Автоматический режим работы  
Automatic mode
- Автоматический перевод оборудования в резерв и вывод из резерва  
Automatic shut-down of equipment to the reserve and takeaway from the reserve
- Локализация порывов трубопровода (скважина, куст, УППГ и др.)  
Localization of pipeline ruptures (well, cluster, gas-gathering station, etc.)

*Примечание.* МОС – модуль автоматизированной технологической обвязки скважин; ТДА – турбодетандерный агрегат; ЗРУ – закрытое распределительное устройство; КТП – комплектная трансформаторная подстанция; КОС – комплекс для очистки скважины; ВОС – водоочистное сооружение; СЛТМ – система линейной телемеханики; СОУ – система обнаружения утечек; КЦ – компрессорный цех; СПАиКЗ – система пожарной автоматики и контроля загазованности; АСПС КЗиПТ – автоматическая система пожарной сигнализации, контроля загазованности и пожаротушения; ЗПА – здание переключающей арматуры.

\*Модификации на базе отечественных ПТС: ПТС «Текон»; ПТС «Трэй»; ПТС «Фаствелл».

\*Modifications on the basis of domestic hardware and software: Tekon; Trei; Fastvell.

## МЕДВЕЖЬЕ НГКМ

Во исполнение «Программы проведения испытаний модульной обвязки на скв. № 814 Медвежьего НГКМ, оборудованной дополнительной центральной лифтовой колонной, для удаленных, неэлектрифицированных месторождений» компанией

ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ» совместно с ПАО «Газпром автоматизация» разработан, изготовлен и поставлен на скважину № 814 ГП-8 Медвежьего НГКМ модуль МОС2/1-04 (рис. 1). Для его электропитания в комплекте к нему поставлен автономный источник питания АИП-400 (рис. 2) произ-

водства ООО Завод «Саратовгаз-автоматика» – дочернего предприятия ПАО «Газпром автоматизация».

Модуль создавался для исполнения следующих целей:

- обеспечение надежной эксплуатации газовых скважин за счет создания условий для непрерывного или периодического



Рис. 1. Модуль МОС2/1-04 на скв. № 814 Медвежьего НГКМ  
Fig. 1. Module MOS2/1-04 on the well No. 814 of the Medvezhie oil and gas condensate field



Рис. 2. Автономный источник питания АИП-400 на скв. № 814 Медвежьего НГКМ  
Fig. 2. Autonomous power supply AIP-400 on the well No. 814 of the Medvezhie oil and gas condensate field

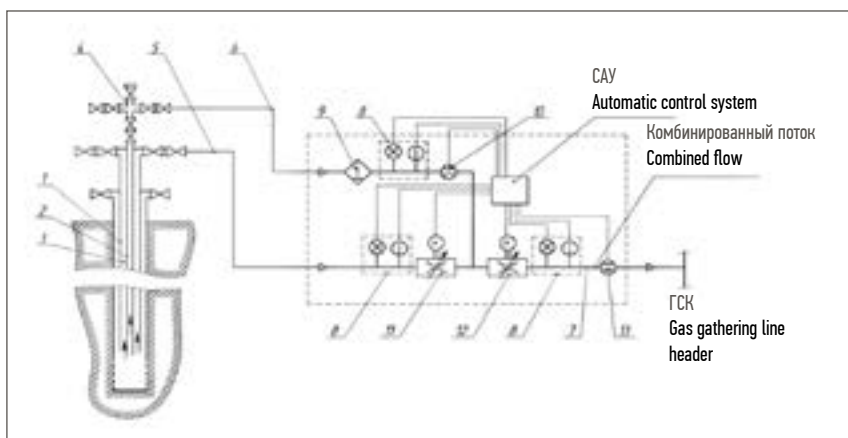


Рис. 3. Принципиальная схема модуля МОС2/1-04: 1 – основная лифтовая колонна; 2 – центральная лифтовая колонна; 3 – межколонное пространство; 4 – фонтанная арматура; 5 – трубопровод межколонного пространства; 6 – трубопровод центральной лифтовой колонны; 7 – трубопровод комбинированного потока; 8 – датчики давления и температуры; 9 – фильтр; 10, 13 – расходомеры; 11, 12 – регулирующие клапаны

Fig. 3. Schematic diagram of the MOS2/1-04 module: 1 – main production string; 2 – central production string; 3 – annular space; 4 – production tree; 5 – pipeline of the annular space; 6 – pipeline of the central production string; 7 – combined flow pipeline; 8 – pressure and temperature sensors; 9 – filter; 10, 13 – flow meters; 11, 12 – control valves

выноса жидкости и механических примесей из скважины;

- предотвращение нештатных и аварийных ситуаций, связанных с самозадавливанием скважин;
- автоматическое управление режимами работы скважин, предотвращение их остановки и аварийных ситуаций, обусловленных выносом песка;
- повышение производительности и срока устойчивой эксплуатации газовых скважин, обеспечение эффективной загрузки технологического оборудования;
- обеспечение эксплуатации газового промысла с минималь-

ной численностью оперативного персонала;

- сокращение эксплуатационных расходов и трудовых затрат на исследование и обслуживание газовых скважин, улучшение технико-экономических показателей работы промысла;
- сокращение объемов и стоимости строительно-монтажных работ с использованием блочно-модульных решений при монтаже контрольно-измерительных и исполнительных устройств на шлейф скважины;
- обеспечение экологической безопасности производства.

Поставленные цели достигаются за счет: автоматического сбора, обработки и предоставления информации о текущих режимах работы скважин оперативному персоналу; автоматического обнаружения нештатных и аварийных ситуаций на скважинах; автоматического непрерывного или периодического удаления жидкости из скважин; автоматического ограничения или предупреждения выноса песка из скважин; оптимизации режимов работы скважины путем автоматического регулирования дебита; применения современных высоконадежных технических средств, конструктивно объединенных в модуль полной заводской готовности, поставляемый в собранном виде; развитой системы диагностики состояния и режимов работы технических средств модуля.

Модуль МОС2/1-04 (рис. 3) на скв. № 814 Медвежьего НГКМ в процессе опытно-промышленной эксплуатации обеспечил надежную работу газовой скважины за счет поддержания оптимального дебита одновременно с непрерывным выносом жидкости. Скважина не продувалась на факел для выноса жидкости с забоя и ствола, не останавливалась по причине самозадавливания. При этом система автоматизированного управления (САУ), разработанная на базе программно-технического комплекса (ПТК) «Промысел-1», в автоматическом режиме осуществляла поддержание дебита газа по линии центральной лифтовой колонны и линии комбинированного потока на уровне, обеспечивающую бесперебойную работу скважины и предотвращение ее самозадавливания. По итогам проведенной работы комиссия рекомендовала МОС2/1-04 к применению на объектах ПАО «Газпром».

Автоматизированный газовый промысел на завершающей стадии своего жизненного цикла эксплуатируется в условиях низких пластовых давлений. Для обеспечения на выходе промысла уров-





Рис. 4. МКУ на КГС № 611 000 «Газпром добыча Ямбург»  
Fig. 4. Modular compressor system at the gas well cluster No. 611 of Gazprom добыча Yamburg LLC

ня давления газа, необходимо для подачи газа в МПК, а также для поддержания эффективных режимов эксплуатации оборудования цеха подготовки (осушки) газа реализуется ряд компенсирующих мероприятий: последовательный ввод нескольких очередей дожимных компрессорных станций (ДКС), переподключение скважин с низким и высоким устьевым давлением в разные группы, ввод газопроводов-лупингов и т. д.

#### ЯМБУРГСКОЕ НГКМ

Одним из перспективных компенсирующих мероприятий стала установка модульных ком-

прессорных установок (МКУ) в непосредственной близости от кустов газовых скважин (КГС) или группы КГС, объединенных общим газосборным коллектором (ГСК). Например, в соответствии с утвержденным технологическим проектом разработки сеноманской залежи Ямбургского НГКМ [2, 3] для поддержания эффективной работы шлейфов и минимально допустимых расходов по газоперекачивающим агрегатам (ГПА) первых и вторых очередей ДКС, где компримирование ведется в две ступени сжатия, дальнейшую разработку сеноманской залежи Ямбургского НГКМ рекомендуется осуществлять с во-

дом МКУ на кустах промыслов 2, 3, 5 и 6, а также на отдельных кустах промыслов 1, 4, 4а, 7, ТП-9, УППГ-10, ЭУ-11.

Модульная компрессорная установка состоит из входного сепаратора, приводного компрессорного агрегата, системы охлаждения газа. В агрегатах используются винтовые или поршневые компрессоры, в качестве приводов применяются газопоршневой двигатель или электропривод.

Первая отечественная МКУ ТАКАТ 78-3а ХЛ1В разработана АО «НИИтурбокомпрессор им. В.Б. Шнеппа» и ПАО «Газпром автоматизация» в соответствии с решением ПАО «Газпром» на полностью отечественной элементной базе и успешно испытана на КГС № 611 Ямбургского НГКМ (рис. 4). В МКУ ТАКАТ 78-3а ХЛ1В в качестве привода применяются электродвигатель мощностью 800 кВт и компрессор винтового типа.

При этом САУ для МКУ ТАКАТ 78-3а ХЛ1В разработана на базе отечественного ПТК «Неман-Р» и обеспечивает работу МКУ полностью в автоматическом режиме (рис. 5). В САУ для повышения надежности реализовано резервирование контроллеров, а модули обработки входных и выходных сигналов подклю-

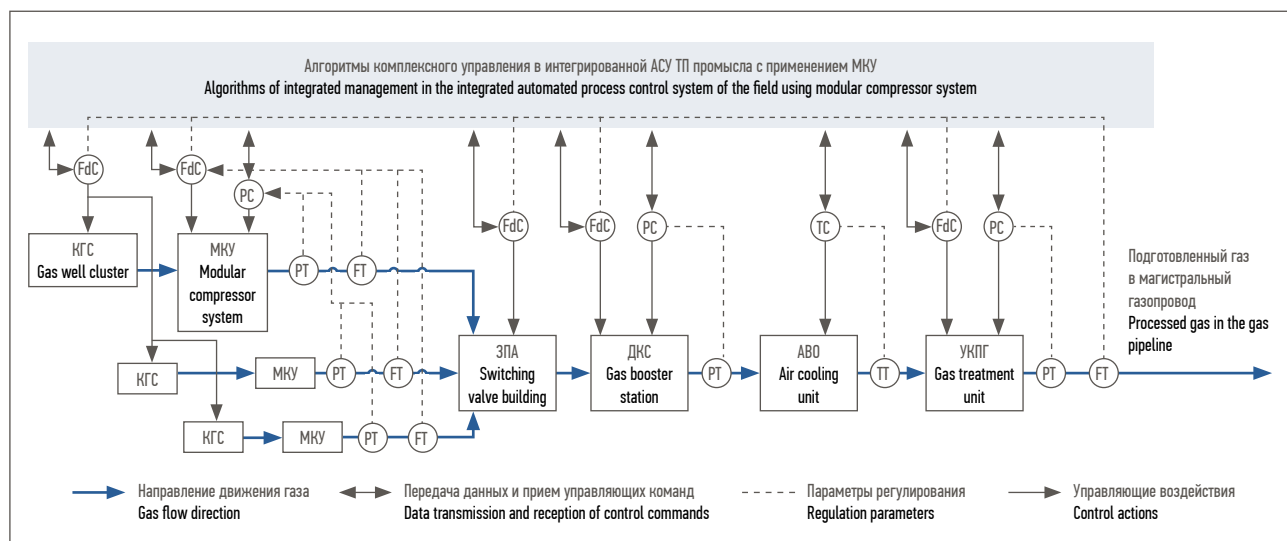


Рис. 5. Алгоритмы управления месторождением с применением МКУ: ЗПА – здание переключающей арматуры; АВО – агрегат воздушного охлаждения  
Fig. 5. Algorithms of field management using modular compressor system

Таблица 2. Модификации отечественных АСУ для применения на ГПА и ДКС  
Table 2. Modifications of domestic automatic control systems for use on the gas compressor units and booster compressor stations

Испытанные системы Tested systems	Пройденные этапы испытаний в соответствии с Регламентом Completed test stages in accordance with the Regulations				Разрешительная документация Permit documentation	Разрешение производителей газотурбинных установок (ГПА) Permit of manufacturer of gas turbine units (gas compressor units)		Рекомендовано к применению на объектах ПАО «Газпром» Recommended for use at the facilities of Gazprom PJSC
	Стендовые Bench test	Предварительные Trial test	Опытная эксплуатация Trial operation	Приемочные Inspection test		Наличие разрешения Possession of a permit	Тип газотурбинной установки (ГПА) Type of gas turbine unit (gas compressor unit)	
АСУ ГПА «Неман-Р-20» Automatic control system of gas compressor unit “Neman-R-20”	+	+	+	+	+	+	ПС-90, НК-36СТ PS-90, NK-36ST	+
АСУ ТП КЦ «Неман-Р-КЦ» Automatic process control system of compressor department “Neman-R-KTs”	+	+	+	+	+	*	*	+
АСУ ГПА «Неман-Р-11» Automatic control system of gas compressor unit “Neman-R-11”	+	+	+	+	+	+	ПС-90 PS-90	+
СПАиКЗ ГПА «КСПА-11» Emergency shut down system and gas testing of gas compressor unit “KSPA-11”	+	+	+	+	+	*	*	+
АСУ ГПА «Неман-Р-12» Automatic control system of gas compressor unit “Neman-R-12”	+	+	+	+	+	+	ПС-90, ГТД-4, 6.3, 10PM PS-90, GTD-4, 6.3, 10RM	+

Примечание. + – пройдено; \* – не требуется.  
Note. + – passed; \* – not required.

ны к контроллерам посредством дублированного интерфейса. Для связи САУ МКУ с автоматизированным рабочим местом, расположенным на пульте управления газовым промыслом, предусмотрена связь с использованием аппаратуры широкополосного доступа. Для обеспечения сохранности данных при неисправности канала связи реализована функция буферизации передаваемых на пульт оператора параметров с последующим восстановлением

данных на пульте управления при возобновлении связи. Также в САУ МКУ реализовано решение по ее бесперебойному электропитанию в течение 5 ч.

При переходе на отечественные ПТК одной из основных поставленных ПАО «Газпром» задач было создание САУ ГПА нового поколения, исключающей избыточные системы автоматизации в своем составе (такие как АСДО, СУМП, САУ вспомогательным оборудованием).

В соответствии с вышеупомянутой задачей на сегодняшний день ПАО «Газпром автоматизация» успешно создало и испытало на действующих технологических объектах три модификации САУ ГПА на базе ПТК «Неман-Р» собственной разработки с использованием отечественных программно-технических средств («Текон», «Трэи», «Фаствелл»). Все САУ ГПА имеют разрешения на управление основными типами современных ГТУ различной мощности на базе



Рис. 6. Бованенковское НГКМ  
Fig. 6. Bovanenkovskoye oil and gas condensate field

ПС-90, НК-36СТ и ГТД-РМ. Все модификации САУ ГПА прошли испытания в соответствии с действующим регламентом ПАО «Газпром» (табл. 2).

#### БОВАНЕНКОВСКОЕ НГКМ

Как один из наиболее перспективных нефтегазоносных районов Западной Сибири, п-ов Ямал является стратегическим регионом ПАО «Газпром» по добыче газа и газового конденсата. Проект разработки Бованенковского НГКМ предусматривает ежегодную добычу 115 млрд м<sup>3</sup> газа.

В рамках реализации проекта «Обустройство сеноман-аптских залежей Бованенковского НГКМ» вводятся в эксплуатацию три газовых промысла, 12 дожимных компрессорных цехов, включая по три очереди строительства в каждом. Общая суммарная мощность ГПА месторождения составляет 1460 МВт при эксплуатации 777 газовых и газоконденсатных скважин (рис. 6).

Технология подготовки газа к транспорту на газовых промыслах Бованенковского НГКМ условно может быть разделена на ступени с различными показателями процесса, в том числе по рабочим давлениям. Малый объем межцеховых коммуникаций, высокая производительность



Рис. 7. Пульт управления Бованенковского НГКМ  
Fig. 7. Management station of the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field

ГП и значительное количество технологического оборудования, обеспечивающего подготовку газа, обязывают осуществлять комплексное управление и регулирование основных параметров процесса по всей технологической цепочке в динамическом режиме, выполнять автоматический перевод комплекса из одного установленного состояния в другое. Данные задачи решены системным интегратором ПАО «Газпром автоматизация» за счет применения интеллектуальных комплексных алгоритмов управления, позволяющих контролировать весь автоматизированный технологический комплекс.

Укрупненная архитектура автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) газового промысла,

построенная на импортных программно-технических средствах (ПТС), наглядно демонстрирует наличие узких мест при взаимодействии неоднородных систем управления различных разработчиков. Указанный недостаток негативно сказывается на надежности работы комплекса в целом.

Применение единого однотипного ПТК российского производства позволяет избежать слабых мест при взаимодействии систем, обеспечить их полную интеграцию и функционирование в едином информационном пространстве, повысить в целом надежность управления технологическим процессом.

Создание такого комплекса требует наличия апробированных решений. Первым опытом внедрения российских ПТС как ча-





сти системы управления технологической цепочкой подготовки газа стало внедрение САУ ГПА и расширение АСУ ТП на объекте ДКС (2-я очередь) ГП-1 Бованенковского НГКМ в 2017 г. Реализация САУ ГПА и цехового регулирования ДКС с УКПГ единым разработчиком позволила обеспечить «бесшовную» интеграцию и сформировать единое информационное пространство между системами и управление всеми объектами ГП в автоматическом режиме посредством реализации комплексных алгоритмов управления и противоаварийной защиты.

Опыт эксплуатации на Бованенковском НГКМ систем автоматизации, созданных на базе ПТК «Неман-Р» и ПТК «Промысел-1», показал высокую надежность и функциональное соответствие выбранных и испытанных технических и программных средств российского производства импортным аналогам (рис. 7).

В 2018 г. введен ГП-3, системы автоматизации которого также выполнены на ПТК «Промысел-1», ПТК «Неман-Р» российского производства. Данное решение позволяет обеспечить однородность систем автоматизации, упростив реализацию комплексных алгоритмов, необходимых для связного управления процессом подготовки газа.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, можно констатировать, что на сегодняшний день имеется полный набор апробированных систем автоматизации для создания отечественных автоматизированных технологических комплексов объектов добычи ПАО «Газпром». Особо стоит отметить полученный положительный опыт внедрения отечественных САУ ГПА в промышленных условиях. Созданные автоматизированные технологические комплексы нового поколения с использованием цифровых технологий показывают высокие эксплуатационные характеристики и обеспечивают выполнение всех заданных функций в соответствии с нормативными документами РФ и ПАО «Газпром», с требуемой надежностью во всех режимах эксплуатации. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 089–2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. М.: ОАО «Газпром», 2011. 12 с.
2. Протокол Комиссии ПАО «Газпром» от 10.01.2014 № 117-р/2013 [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
3. Протокол ЦКР Роснедр по УВС от 13.01.2014 № 108–13 [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.

#### REFERENCES

1. Company Standard STO Gazprom 089–2010. Combustible Natural Gas, Supplied and Transported through Gas Pipelines. Specifications. Moscow, Gazprom OJSC, 2011, 12 p. (In Russian)
2. Protocol of the Commission of Gazprom PJSC of January 10, 2014 No. 117-r/2013 [Electronic source]. Access mode: limited. (In Russian)
3. Protocol of the Central Commission for the Development of Mineral Deposits of Rosnedra for Raw Hydrocarbons on January 13, 2014 No. 108-13 [Electronic source]. Access mode: limited. (In Russian)

## БЕЗОПАСНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ, КАЧЕСТВО

- Газораспределительные станции ГРС «Газпромаш»
- Блоки для подготовки сырого газа на месторождениях
- Блоки подготовки газа с использованием низкотемпературной сепарации
- Устройства горелочные горизонтальные (УГГ)



- Сепараторы газовые (ГПМ-ГСС, ГПМ-ГСЦ, ГПМ-ГСФ)
- Одоризаторы газа
- Пункты учета и расхода газа
- Фильтры газовые
- Подогреватели нефти и газа



- Блок подготовки и дозирования реагента
- Газопоршневые электростанции (ГПЭС)
- Газорегуляторные пункты блочные, шкафовые и на раме
- Перекачивающие дозирующие насосные установки
- Запорно-регулирующая арматура



на правах рекламы