

УДК 621.515
doi:10.18720/SPBPU/2/id18-94

Сальников Сергей Юрьевич

Директор Центра газотранспортных систем и технологий, кандидат технических наук
S_Salnikov@vniigaz.gazprom.ru

Щуровский Владимир Александрович

Ведущий научный сотрудник Центра газотранспортных систем и технологий, кандидат технических наук
V_Schurovskiy@vniigaz.gazprom.ru

Семушкин Алексей Владимирович

Начальник лаборатории технологического оборудования компрессорных станций Центра газотранспортных систем и технологий
A_Semushkin@vniigaz.gazprom.ru

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, Россия

**ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ТИПОВ КОМПРЕССОРНОЙ
ТЕХНИКИ НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ГАЗПРОМ»**

Аннотация. Электродвигатели, применяемые в компрессорных установках, могут быть постоянного и переменного тока. Двигатели переменного тока делятся на синхронные и на асинхронные. Асинхронные двигатели в свою очередь на АД с короткозамкнутым ротором и АД с фазным ротором

Ключевые слова: Газопровод, поршневой компрессор, аппарат воздушного охлаждения, газоперекачивающий агрегат, газ

Salnikov Sergey U.

Director of the Center for Gas Transportation Systems and Technologies, Candidate of Technical Sciences
S_Salnikov@vniigaz.gazprom.ru

Schurovskiy Vladimir A.

Leading Researcher, Center for Gas Transportation Systems and Technologies, Candidate of Technical Sciences
V_Schurovskiy@vniigaz.gazprom.ru

Semushkin Alexey V.

Head of the Laboratory of Technological Equipment for Compressor Stations of the Center for Gas Transportation Systems and Technologies
A_Semushkin@vniigaz.gazprom.ru

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Moscow, Russia

**NEW COMPRESSOR EQUIPMENT TYPES USAGE
AT OBJECTS OF THE PAO «GASPROM» COMPANY**

Annotation. Electric motors used in compressor units can be direct current and alternating current. AC motors are divided into synchronous and asynchronous. Asynchronous motors, in turn, on the AC with a squirrel-cage rotor and AC with a phase rotor.

KEYWORD: Gas pipeline, piston compressor, air cooling unit, gas pumping unit, gas

В настоящее время на компрессорных станциях ПАО «Газпром» установлено более 4500 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) суммарной мощностью более 53 млн. кВт. Основная часть газоперекачивающего оборудования сосредоточена на КС магистральных газопроводов 88,4 % (рисунок 1). В структуре парка газоперекачивающих агрегатов преобладают ГПА, оснащенные газотурбинным приводом в комбинации с ЦБК – более 89 %. На электрический тип привода приходится около 10,5 %. (рисунок 2)

Мощностной ряд газотурбинных ГПА включает типоразмеры от 2,5 до 50 МВт. Основу парка ГПА с газотурбинным приводом составляют агрегаты с номинальной мощностью 10 и 16 МВт – 68,7 %, на ГПА мощностью 25-30(32)-50 МВт приходится порядка 18,4 % эксплуатируемого парка. Средняя единичная мощность ГГПА составляет 12,9 МВт. Средневзвешенный КПД парка составляет ≈30,5 %.

Большинство установленных газотурбинных ГПА относится к классу мощности 16-18 МВт, около 45,5 %. Средневзве-

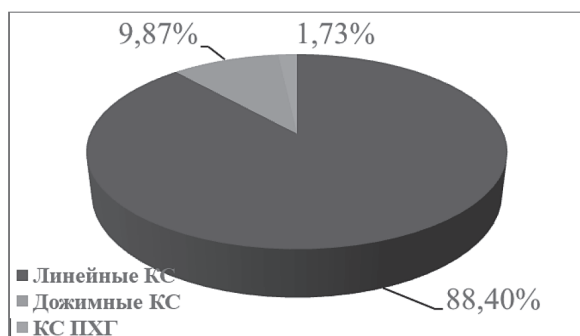


Рис. 1. Структура парка ГПА

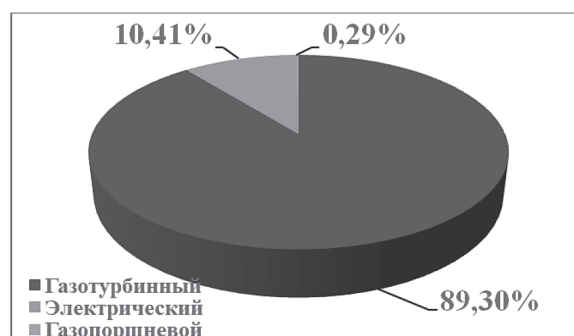


Рис. 2. Структура парка приводов ГПА

шенный КПД парка составляет порядка 30,5 %.

Для формировавшегося в течение почти пятидесяти лет парка ГПА характерно большое разнообразие оборудования по типоразмерам и возрасту. В эксплуатации находятся 65 типов приводных двигателей, более 100 модификации газовых компрессоров, более 150 комбинации «привод-компрессор». Различны также компоновочные решения по размещению газоперекачивающих агрегатов на КС — в общих и индивидуальных зданиях, в блочно-контейнерном исполнении. В зависимости от комплектации применяемого оборудования существует около 200 различных вариантов компоновок ГПА.

Магистральные газопроводы являются инструментом для доставки газа от удаленных мест его добычи к потребителю. Снижение эксплуатационных затрат, в том числе за счет применения более эффективного оборудования является одной из ключевых задач ПАО «Газпром» в этом направлении бизнеса.

Установленный парк газоперекачивающих агрегатов КС магистральных газопроводов составляет более 3820 единиц (около 47 млн. кВт). Более трети машин разработаны в 1965-1973 гг., $\approx 30\%$ — в 1979-1983 гг., $\approx 5\%$ агрегатов — до 1965 г. Доля современного оборудования, созданного за последнее десятилетие (ГПА серии «Урал», ГПА серии РМ, ГПА серии «Волга» и т.д.) составляет порядка 30%.

Обновление парка газоперекачивающих агрегатов в рамках программы реконструкции отстает от темпов его старения и составляет около 8 ГПА в год. Поддержание работоспособности парка в основном осуществляется по средствам капитального ремонта. В сложившихся условиях все большую актуальность приобретает задача разработки технических решений по модернизации «старого парка» ГПА, обеспечивающих продление назначенного ресурса и повышения эффективности агрегатов.

При проектировании и строительстве новых газотранспортных систем «Голубой

поток», «Североевропейский газопровод» (СЕГ), «Сахалин-Хабаровск-Владивосток», «Бованенково-Ухта», «Ухта-Торжок», «Турецкий поток» и «Сила Сибири» предпочтение отдается применению высокоэффективного газоперекачивающего оборудования:

1) Достигнутый уровень политропного КПД для модификаций ЦБК со степенями сжатия 1,35 – 1,50 составляет 84-87 %.

2) Внедрены ЦБК с «сухими» опорным и уплотнительным узлами.

3) Внедрены газоперекачивающие агрегаты повышенной единичной мощностью до 32 МВт (типа «Ладога» разработки АО «РЭПХ»), на отдельных объектах — до 50 МВт с эффективным КПД привода до 40 %.

4) Внедрены унифицированные ГПА единичной мощностью 16 МВт.

В рамках продолжения сотрудничества с предприятиями компрессоростроения по развитию КС магистральных газопроводов могут быть предложены следующие направления:

1) Продолжение работ по повышению эффективности ЦБК при обеспечении требуемого диапазона его эффективного регулирования, в том числе и создание ЦБК с осевым входом.

2) Совместно с производителями газоперекачивающих агрегатов разработать линейку унифицированных ГПА для применения на объектах различного назначения.

Разработку газовых месторождений можно условно разделить на четыре этапа: начальный этап разработки, характеризующийся высокими уровнями пластового давления и увеличением отбора газа из залежей в соответствии с графиком ввода производственных фондов; период постоянной добычи газа; этап падающей добычи и завершающий этап эксплуатации. В развитии дожимного комплекса также прослеживаются четыре крупных периода (рисунок 3).

При обустройстве большинства дожимных КС ПАО «Газпром» принята традиционная для отечественной практики параллельно-последовательная техноло-

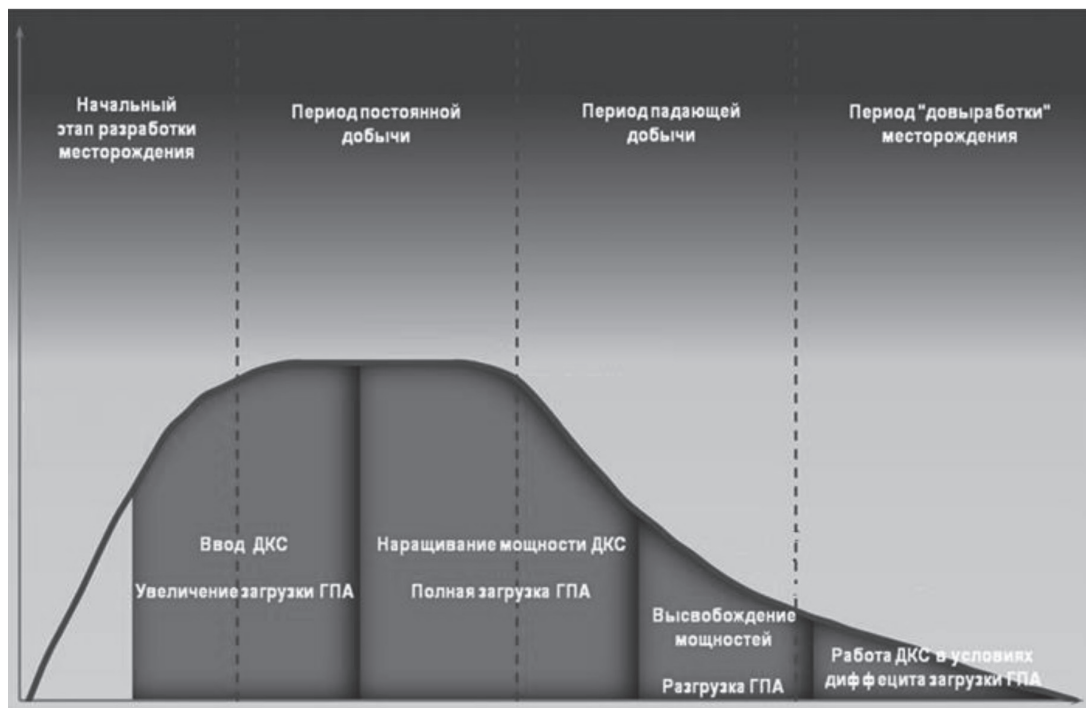


Рис. 3. Этапы развития дожимного комплекса

гия. Нарращивание мощностей осуществляется поэтапным вводом 2-х-3-х последовательно работающих компрессорных цехов в период постоянной добычи (дополнительный цех вводится перед существующим цехом, в существующем цехе меняются только сменные проточные части ЦБК).

Полная загрузка ГПА достигается за счет поэтапной замены сменных проточных частей на высоконапорные со степенью сжатия 1,70-2,2-3,0 и переобвязки в 3-4 ступени в период падающей добычи.

Применение газоперекачивающих агрегатов высокой единичной мощности позволяет сократить капитальные вложения при обустройстве месторождений, а также минимизировать эксплуатационные затраты на ДКС в течении первых трех этапов разработки.

Однако, в дальнейшем при вступлении месторождений в период «довыработки» последовательно приобретают актуальность две проблемы:

- исчерпывается возможность увеличения степени сжатия ДКС «классическими» методами;

- единичная мощность ГПА становится избыточной при низких (по сравнению с начальными) объемах добычи.

Таким образом требуется дальнейшее развитие или адаптация существующей технологии компримирования газа к новым условиям работы с целью максимального извлечения запасов и выполнения лицензионных обязательств с одной стороны, и обеспечения рентабельной довыработки месторождения с другой.

В 2014 году в рамках 16-й международной научно-технической конференции по компрессоростроению [1] ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были предложены технические решения, обеспечивающие оптимизацию загрузки ГПА:

- 1) применение высоконапорных ЦБК со степенью сжатия до 5,0;
- 2) применение двухсекционных и многокорпусных ЦБК;
- 3) применение технологии распределенного компримирования;
- 4) централизация мощностей или снижение единичной мощности ГПА.

К настоящему моменту эти технические решения частично реализованы отечественными машиностроителями.

АО «РЭПХ» создан унифицированный корпус ЦБК мощностью 16 МВт, обеспечивающий установку СПЧ с номинальной степенью сжатия до 4,0 и объемным расходом на входе до 1000 м³/мин (рисунок 4). Головной образец ЦБК успешно прошел приемочные испытания на ДКС Западно-Таркосалинского месторождения ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Применение данных ЦБК предусмотрено на ДКС Заполярного НГКМ (ДКС УКПГ-3С введена в эксплуатацию в конце 2017 года).

С целью апробации применения принципа малолюдных технологий ведется разработка электроприводного ГПА для ДКС Еты-Пуровского месторождения. Работа ДКС предполагается круглогодично в отсутствие резерва без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Управление ДКС предполагается осуществлять с площадки УКПГ Вынгайинского месторождения, расположенной в 40 км от объекта.

ЗАО «НИИтурбокомпрессор» совместно с ОАО «Казанькомпрессормаш» в рамках реализации проекта МКС на

УМВГК Чаюдинского НГКМ разработаны двухкорпусные многосекционные ЦБК мощностью 10 МВт для компримирования гелиевого пермеата. Суммарная номинальная степень сжатия двух последовательно работающих агрегатов составляет порядка 70,0. Компрессорные блоки оснащены промежуточными сепараторами и АВОГ. ЦБК успешно прошли стендовые прямо-сдаточные испытания и готовятся к монтажу на площадке объекта эксплуатации.

Также в рамках реализации технологии распределенного компримирования на Ямбургском НГКМ разработана первая отечественная МКУ (рисунок 5) для работы на площадке куста газовых скважин № 611. Установка состоит из двух блок-контейнеров с полностью смонтированным оборудованием и системами: установка очистки газа в первом и установка компримирования – во втором. МКУ оснащена маслозаполненным винтовым компрессором с приводом от электродвигателя. Охлаждение масла и газа осуществляется в индивидуальных АВОГ. В 2017 году установка смонтирована на

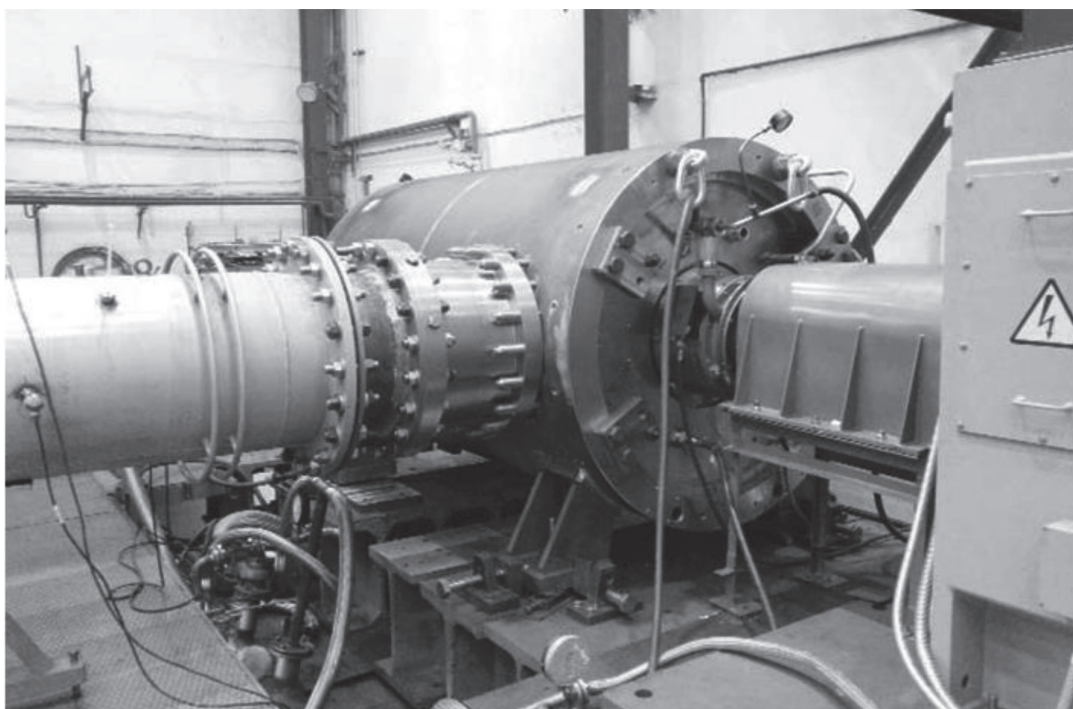


Рис. 4. Унифицированный ЦБК мощностью 16 МВт для объектов добычи



Рис. 5. МКУ типа ТАКАТ на площадке КГС-611 Ямбургского НГКМ

объекте и проходит опытно-промышленную эксплуатацию.

В рамках проекта реконструкции Медвежьего НГКМ с объединением газовых промыслов ПАО «НПО «Искра» выполнена реконструкция ГПА со снижением единичной мощности ГПА типа ГТН-6 и заменой ЦБК.

В рамках продолжения сотрудничества с предприятиями компрессоростроения по развитию и повышению эффективности дожимного комплекса могут быть предложены следующие направления:

1) Дальнейшее развитие работ по созданию унифицированного высоконапорного корпуса ЦБК с возможностью установки СПЧ с номинальной степенью сжатия до 5,0.

2) Создание линейки МКУ для обеспечения развития технологии распределенного компримирования на месторождениях ПАО «Газпром» на базе разработанного ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ» параметрического ряда (300 (355)-500-1000 кВт) с учетом возможности их

перебазирования как в рамках одного месторождения, так и между ними.

3) Учитывая соотношение стоимости электроэнергии и природного газа, а также принцип независимости от источника энергии необходимым видится создание МКУ на базе газопоршневого привода и поршневого компрессора. Данная задача осложняется требованиями к импорто-независимости установки с учетом современного состояния производства поршневых машин.

4) Совместно с производителями газоперекачивающих агрегатов:

– проработать варианты снижения единичной мощности эксплуатируемых в настоящее время ГПА;

– разработать проект перебазированного ГПА для применения на объектах добычи газа, состоящего из блоков полной заводской готовности с полностью смонтированным оборудованием и системами;

– разработать проект мультимощностного ГПА, предусматривающего возможность замены ГТУ на менее мощный в

соответствии с потребностями эксплуатирующей организации без проведения дополнительных работ по его реконструкции.

Отличительной особенностью эксплуатации КС подземных хранилищ газа является сезонность их эксплуатации в периоды закачки и, в отдельных случаях, в периоды отбора газа.

В рамках развития ПХГ ПАО «Газпром» внедряются новые типы газоперекачивающего оборудования, в том числе:

– ГПА, оснащенные двухкорпусными ЦБК, технологическая обвязка которых предусматривающими возможность как параллельной, так и последовательной работы секций;

– ГПА мощностью 4 МВт, оснащенные газотурбинным приводом, в комбинации с поршневым компрессором (передача крутящего момента осуществляется при помощи редуктора);

– ГПА мощностью до 2,5 МВт на базе газопоршневого привода в комбинации с поршневым компрессором.

Решение последней из указанных выше задач осложняется в условиях реализации в ПАО «Газпром» политики импортозамещения в отсутствие отечественных производителей серийных газопоршневых двигателей, а также низкой конкуренции на рынке отечественных производителей поршневых компрессоров.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Минликаев В.З., Скорик М.С. 1.<http://severru.ru/index.php/statiya-o-kompressorakh>

2. <https://www.ronl.ru>

3. Минликаев В.З., Скорик М.С., Семушкин А.В., Михеев С.С. «Применение новых типов компрессорной техники для обустройства

дожимного комплекса газовых промыслов и реконструкции действующих мощностей на месторождениях ОАО «Газпром». Труды XVI Международной научно-технической конференции по компрессоростроению. – СПб.: ЗАО «РЭПХ», АСКОМП, 2014. – Т. 1, С. 360-365.