

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

УДК 622.323

А.И. Власов, ООО «Газпромнефть НТЦ» (Санкт-Петербург, РФ),

Vlasov.AI@gazpromneft-ntc.ru

В.Д. Федоренко, ООО «Газпромнефть НТЦ»

В.О. Яковлев, ООО «Газпромнефть НТЦ»

В.В. Калинин, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Д.В. Самофалов, ПАО «Газпром нефть» (Санкт-Петербург, РФ)

Статья посвящена повышению качества и эффективности производственных процессов газового бизнеса за счет модернизации оборудования, снижения операционных издержек и повышения рентабельности объектов на примере деятельности ПАО «Газпром нефть». К 2019 г. прогнозируется рост уровня утилизации попутного нефтяного газа в целом по компании до 92 % за счет развития инфраструктуры по монетизации и использованию газа на собственные нужды.

Для каждого ключевого компонента системы газового баланса (от добычи до переработки газа) проанализированы факторы, вызывающие осложнения в технологическом режиме работы оборудования и системах использования газа. Выделены ключевые технологические вызовы, требующие решения в среднесрочной и долгосрочной перспективах. Представлена подробная классификация технологий использования углеводородных газов. Обобщены данные по мировому опыту синтеза жидких углеводородов из попутного нефтяного газа. Оценен уровень проработки технологий газожидкостной конверсии и готовности их к внедрению мировыми компаниями.

Авторами представлены данные по опытно-промышленным испытаниям мобильных компрессорных установок разных производителей с целью решения технологического вызова по компримированию газа. В настоящее время в ПАО «Газпром нефть» технология сжатия газа и транспорта его потребителю является основной, тогда как технология генерации электроэнергии на собственные нужды играет второстепенную роль.

На основе тренда научно-технического развития систем использования газа сделан прогноз на ближайшие десять лет о преобладании разработок в области создания технологий переработки газа на промысле. Компанией запланирована разработка собственных технологий в области газохимии, подготовки и компримирования газа.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ, НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, ПОДГОТОВКА ГАЗА, КОМПРИМИРОВАНИЕ ГАЗА, МОБИЛЬНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ УСТАНОВКА, ГАЗОЖИДКОСТНАЯ КОНВЕРСИЯ, GTL-ТЕХНОЛОГИЯ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ВЫЗОВ.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА

Активы ПАО «Газпром нефть» на территории Российской Федерации можно сгруппировать по региону или территории (рис. 1). Они отличаются друг от друга по географической доступности, геолого-физическим характеристикам пластов, физико-химическим свойствам нефти и газа, удаленности от инфраструктуры организации – потребителя продукции. Этими особенностями определя-

ются направления поиска и специфические требования к выбору технологий и оборудования для эффективной монетизации углеводородного газа.

В 2016 г. в целом по компании уровень использования природного газа составил около 6 млрд м³, попутного газа – около 8 млрд м³. Показатель утилизации в регионах длительного присутствия компании составляет 76,2 %. Развитие инфраструктуры по монетизации и использованию газа

на собственные нужды позволит повысить уровень утилизации до 92 % к 2019 г.

В регионах деятельности компании введено в эксплуатацию: один газоперерабатывающий завод (ГПЗ) мощностью переработки 900 млн м³/год, 29 дожимных компрессорных установок и газоперекачивающих агрегатов суммарной производительностью 21,3 млрд м³/год, 4 газотурбинные электростанции (ГТЭС) суммарной мощностью 252 МВт,

Vlasov A.I., Gazpromneft STC LLC (Saint Petersburg, Russian Federation), Vlasov.AI@gazpromneft-ntc.ru

Fedorenko V.D., Gazpromneft STC LLC

Yakovlev V.O., Gazpromneft STC LLC

Kalinin V.V., Gazpromneft STC LLC

Samofalov D.V., Gazprom Neft PJSC (Saint Petersburg, Russian Federation)

Experience of development and implementation of new technologies for using hydrocarbon gas at the fields of Gazprom Neft PJSC

The article presents the experience of Gazprom Neft PJSC in improvement of quality and efficiency of the gas business production processes by upgrading the equipment, reducing operational costs and rising the profitability of the facilities. By 2019, the average level of utilization of associated petroleum gas in the company is forecasted to increase to 92 %.

The factors causing complications in the operation of equipment and gas utilization systems were analyzed for each key component of the gas balance system (from gas production to gas processing). The key technological challenges, requiring solutions in the medium and long term, are determined. The detailed classification of technologies for the use of hydrocarbon gases is presented. Data on the world experience in the synthesis of liquid hydrocarbons from associated petroleum gas are summarized. The level of development of gas-to-liquid technologies and their availability for implementation by global companies is estimated.

The authors present data on pilot industrial tests of mobile compressor units of different manufacturers with the aim of solving the technological challenge for gas compression. At present, the technology of compressing gas and its transport to consumer is the main one in Gazprom Neft PJSC, while the technology of electrical generation for its own needs takes second place. Based on the trend of scientific and technical development of gas utilization systems, a forecast about the predominance of developments in the field of creation of technologies for gas processing in the field was made for the next ten years. The company plans to develop its own technologies in gas chemistry, gas preparation and compression.

KEYWORDS: ASSOCIATED PETROLEUM GAS, TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT, NEW TECHNOLOGY, GAS PREPARATION, GAS COMPRESSION, MOBILE COMPRESSOR UNIT, GAS-TO-LIQUID TECHNOLOGY, TECHNOLOGICAL CHALLENGE.

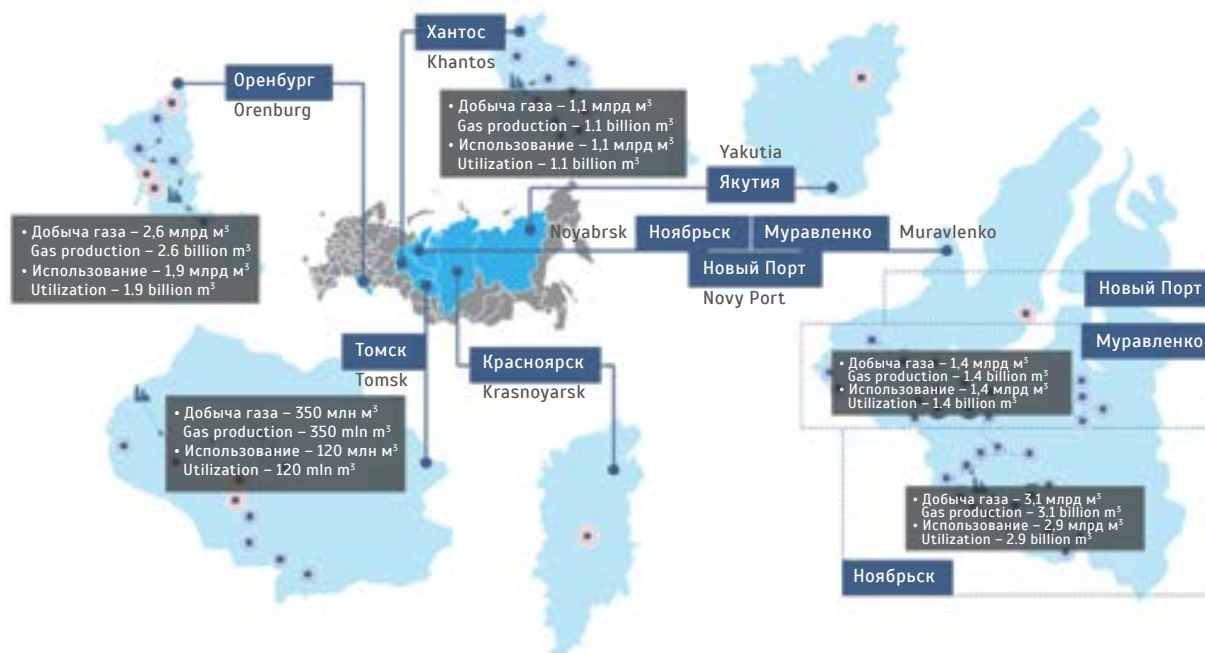


Рис. 1. Активы ПАО «Газпром нефть» на территории РФ
Fig. 1. Gazprom Neft PJSC assets on the territory of Russian Federation

212 установок по выработке электроэнергии суммарной мощностью более 461 МВт, более 3 тыс. км газопроводов, 25 вакуум-компрессорных станций (ВКС) для

утилизации газа конечной степени сепарации.

Развитие существующих эксплуатационных объектов ведется в направлении повышения каче-

ства и эффективности производственных процессов, модернизации устаревших технологических систем и оборудования в целях снижения операционных издер-

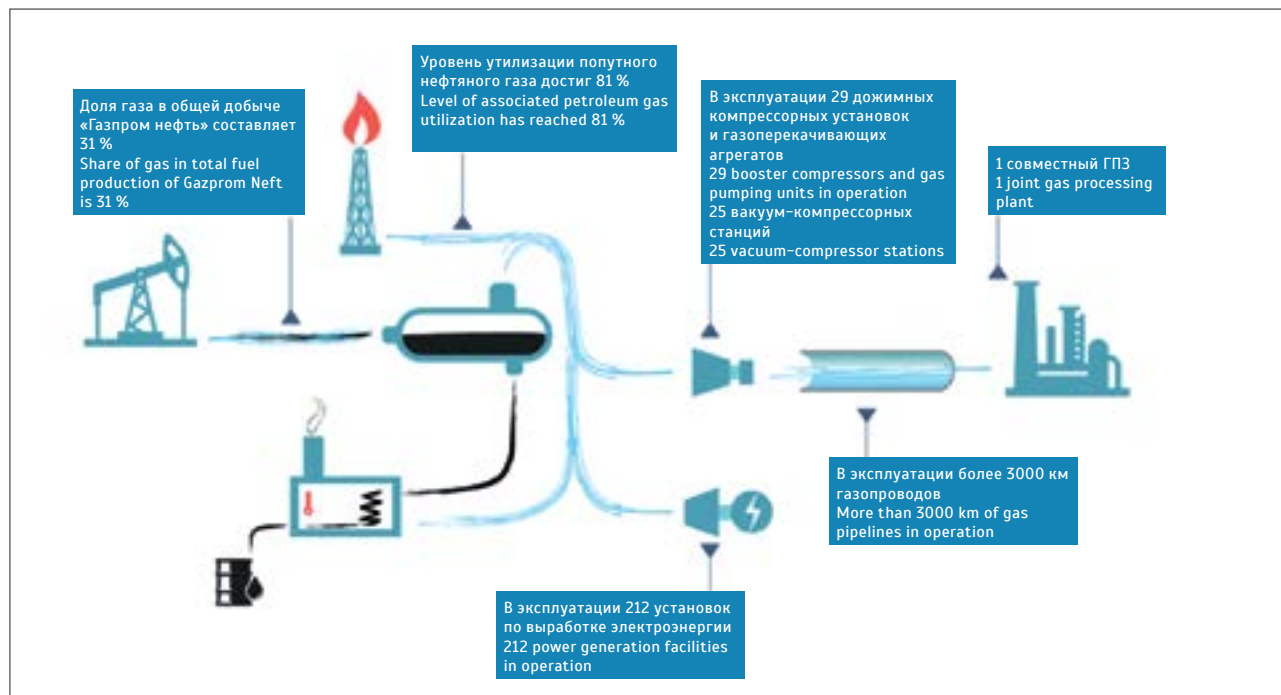


Рис. 2. Схема газового бизнеса, его процессов и элементов
Fig. 2. Gas business scheme, structure of its processes and elements

жек и повышения рентабельности бизнеса.

Решаются следующие технологические вызовы:

- повышение коэффициента эксплуатации компрессорного оборудования – совершенствование процесса обслуживания и ремонта оборудования, импортозамещение запасных частей и инструментов (ЗИП) и смазочных материалов, увеличение времени наработки до плановых остановов и исключение аварийных остановов за счет устранения недостатков в системах автоматизации, оптимизации технологических режимов работы оборудования, внедрения рационализаторских предложений и новаторских идей;
- повышение качества работы систем сбора, транспорта и подготовки газа – оптимизация потерь давления газа в системах трубопроводного транспорта, совершенствование процесса ингибирования, автоматизация сбора и обработки информации, совершенствование систем сжигания и использования газа на собственные нужды, применение

абсорбционных и адсорбционных процессов осушки, снижение уровня уноса капельной жидкости в систему транспорта газа, выделение тяжелых компонентов из газа, увеличение производства сухого отбензиненного газа (СОГ);



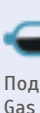
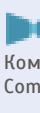
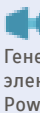
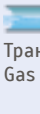

- расширение разнообразия методов и оборудования технологий использования и утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) – подогрев водонефтяной эмульсии/подтоварной/пресной воды для технологических нужд и/или закачки в пласт;
- внедрение методов контроля за технологическими объектами и производственными процессами.

Опыт эксплуатации объектов показал, что годовая производительность газовой инфраструктуры и стабильность ее работы зависят не только от качества и надежности работы технологических систем, а во многом от точности прогноза поступления ресурсов углеводородного газа из объектов разработки месторождений. Высокая частота изменений уровня добычи, вызванная ежемесячным пересмот-

ром технологического режима работы добывающих скважин, приводит к изменениям объемов поступления газа на установки подготовки. Большая амплитуда изменения профиля добычи газа ведет к дестабилизации режимов работы объектов подготовки [1]. Возникают такие явления, как унос вместе с потоком газа капельной нефти из нефтегазовых сепараторов по причине повышения уровня жидкости при разделении фаз в нефтегазовых сепараторах, залповые поступления жидкости на прием газопотребляющего оборудования (ВКС, ГТЭС и пр.). Осложнения приводят к технологическим остановам оборудования, продувкам технологических линий и сбросам газа на факел, потерям объемов поставки товарного газа потребителям.

Устранить и не допустить появления осложнений можно за счет точного планирования объемов поступления газа, которое зависит от таких неопределенностей в геолого-технических параметрах разработки месторожде-

Таблица 1. Технологические вызовы газового бизнеса
Table 1. Technological challenges of the gas business

Компонент Component	Факторы, осложняющие работы Factors complicating work	Технологический вызов Technological challenge
 Сжигание газа Combustion of gas	Малые объемы газа конечных ступеней сепарации Small gas volumes of the end separation stages Низкое давление газа Low gas pressure Высокая калорийность газа High calorific value of gas Высокое содержание механических примесей и воды High content of mechanical impurities and water	Вовлечение в использование низконапорного газа 2-й и 3-й ступеней сепарации Involvement in the use of low-pressure gas of the 2nd and 3rd separation stages
 Использование газа на собственные нужды Use of gas for own needs	Низкая доля использования газа на собственные нужды Low share of gas use for own needs	Поиск эффективных решений по использованию газа в условиях промысла Search of effective solutions for the use of gas in field conditions
 Подготовка газа Gas preparation	Унос капельной нефти газом Gas displacement of drip oil Высокая температура сепарации на объектах подготовки нефти High separation temperature at oil treatment facilities Отсутствие возможности увеличения давления на 1-й ступени сепарации нефти Absence of the possibility of increasing pressure at the 1st stage of oil separation	Повышение эффективности сепарации газа, снижение температуры газа Increasing the efficiency of gas separation, reducing the gas temperature
 Компримирование газа Compression of gas	Капитальное исполнение, высокие затраты на строительные-монтажные работы Capital execution, high costs for construction and installation work Сложность конструкции и обслуживания в условиях промысла Complexity of design and maintenance in field conditions Длительные сроки изготовления основного оборудования Long terms of manufacturing of the main equipment	Использование оборудования в блочно-модульном исполнении Use of equipment in block modular design
 Генерация электроэнергии Power generation	Наличие тяжелых компонентов в составе ПНГ Presence of heavy components in the composition of associated petroleum gas Разрушение деталей и узлов электростанций при работе на «жирном» газе Destruction of parts and components of power plants when working on wet gas Дерейт мощности – снижение коэффициента полезного действия Power derate – decrease in efficiency coefficient	Создание способа и мобильного оборудования для подготовки газа к использованию в газопотребляющих установках Development of a method and mobile equipment for gas preparation for use in gas-consuming plants
 Транспорт газа Gas transportation	Образование жидкостных и гидратных пробок Formation of liquid and hydrate blocks Конденсация жидких углеводородов из газа по системе транспорта вследствие изменения термодинамических параметров Condensation of liquid hydrocarbons from gas through the transport system as a result of changes in the thermodynamic parameters	Создание способа и мобильного оборудования для подготовки газа к транспорту по газопроводам Development of a method and mobile equipment for gas preparation for transportation through gas pipelines
 Переработка газа Gas processing	Значительные капитальные затраты на системы переработки газа Significant capital costs for gas processing systems Технологический передел сырья в несколько стадий Technological treatment of raw materials in several stages Высокая энергоемкость технологических процессов High energy consumption of technological processes Необходимость строительства региональной инфраструктуры для логистики сырья и продуктов переработки The necessity of building a regional infrastructure for the logistics of raw materials and processed products	Проведение реинжиниринга процессов и оборудования переработки газа в мобильные установки для промысла месторождений Reengineering of processes and equipment for gas processing in mobile production units for field mining

ния, как фактические запасы газа, фильтрационно-емкостные свойства породы, физико-химические свойства пластового флюида, точность расчета гидродинами-

ческих параметров, фактический дебит скважин, проводимые геолого-технические мероприятия и пр. Для того чтобы исключить или свести к минимуму осложне-

ния в работе газопотребляющего оборудования, повысить устойчивость системы использования газа, необходимо синхронизировать технологический режим ра-

Таблица 2. GTL-проекты, действующие заводы и пилотные установки
Table 2. Gas-to-liquids projects, operating plants and pilot plants

Компания Company	GTL-проект GTL project	Объем выпуска газа Gas processing capacity	Краткие комментарии Brief comments
BP (Великобритания) BP (Great Britain)	Демонстрационная установка в г. Никиски (Аляска, США) Demonstration plant in Nikiski (Alaska, USA)	25,0 млн м ³ /год 25.0 million m ³ /year	Установка эксплуатировалась с 2003 по 2009 г. для отработки технологии реактора Фишера – Тропша с неподвижным слоем катализатора. Дальнейшие продвижения и коммерциализация технологии переданы сторонним компаниям. На настоящий момент BP не занимается исследованиями в области GTL The plant was operated from 2003 to 2009 for the testing of Fischer-Tropsch fixed bed reactor technology. Further advancements and commercialization of technology are transferred to third-party companies. Currently, BP is not engaged in research in the field of gas-to-liquid
Chevron Corporation (США) Chevron Corporation (USA)	Действующий завод Escravos GTL (Эскравос, Нигерия) Operating plant Escravos GTL (Escravos, Nigeria)	3,3 млрд м ³ /год 3.3 billion m ³ /year	Сырьем является предварительно переработанный на близлежащем газоперерабатывающем заводе ПНГ из нефти месторождения Эскравос, преимущественно с морских платформ Feedstock is associated petroleum gas pre-processed from oil of the Escravos field at a nearby gas processing plant, mainly from offshore platforms
ExxonMobil (США) ExxonMobil (USA)	Пилотная установка в г. Батон-Руж (Луизиана, США) Pilot plant in Baton Rouge, (Louisiana, USA)	25,0 млн м ³ /год 25.0 million m ³ /year	Установка эксплуатировалась с 1996 г. для отработки собственных технологии и катализаторов. В 2004 г. было объявлено о строительстве завода Barzan Gas в Катаре, но в 2007 г. принято решение о прекращении работ по проекту GTL и переориентации в технологии производства сжиженного природного газа (LNG) The plant has been in operation since 1996 to develop proprietary technology and catalysts. The construction of a new plant was announced in 2004, but later, in 2007, a decision was made to quit the work on the gas-to-liquid project and to reorient in the technology of liquefied natural gas production
Petrobras (Бразилия) Petrobras (Brazil)	Пилотная установка в г. Аракажу (Сержипи, Бразилия) Pilot plant in Aracaju (Sergipe, Brazil)	2,0 млн м ³ /год 2.0 million m ³ /year	Сырьем является предварительно переработанный на газоперерабатывающем заводе ПНГ из нефти с морских платформ месторождения Feedstock is associated petroleum gas pre-processed from oil of the field offshore platforms at gas processing plant
	Пилотная установка в г. Форталеза (Сеара, Бразилия) Pilot plant in Fortaleza (Ceará, Brazil)	0,6 млн м ³ /год 0.6 million m ³ /year	В настоящий момент установка не эксплуатируется The plant is not operated at the moment
PetroChina (Китай) PetroChina (China)	–	–	В Китае активно внедряются проекты CTL (переработка угля в жидкие углеводородные продукты) Coal-to-liquid projects are actively being implemented in China (processing coal into liquid hydrocarbon products)
PETRONAS (Малайзия) PETRONAS (Malaysia)	Совместный с Национальной холдинговой компанией «Узбекнефтегаз» проект OLTIN YO'L GTL в г. Карши (Узбекистан) OLTIN YO'L GTL is a joint project of Petronas and National Holding Company "Uzbekneftegaz" in Qarshi (Uzbekistan)	3,5 млрд м ³ /год 3.5 billion m ³ /year	Переработка природного газа. Завод строится на базе существующего Шуртанского газохимического комплекса Natural gas processing. The plant is built on the basis of the existing Shurtan gas chemical complex
	Участие в проекте Bintulu GTL в г. Бинтулу (Малайзия) Participation in the Bintulu GTL project in Bintulu (Malaysia)	0,9 млрд м ³ /год 0.9 billion m ³ /year	Переработка природного газа с оффшорных платформ на месторождениях Саравак и Сабах. Основная переработка газа ведется на Petronas LNG Complex Natural gas processing from offshore platforms in the Sarawak and Sabah fields. The major gas processing is carried out at Petronas LNG Complex

Таблица 2. GTL-проекты, действующие заводы и пилотные установки
Table 2. Gas-to-liquids projects, operating plants and pilot plants

Компания Company	GTL-проект GTL project	Объем выпуска газа Gas processing capacity	Краткие комментарии Brief comments
ПАО «НК «Роснефть» (Россия) Oil Company Rosneft PJSC (Russia)	Ведутся работы по созданию опытно-промышленной установки (ОПУ) на площадке Новокуйбышевского нефтеперерабатывающего завода (Самарская обл., Россия) Efforts are underway to create a pilot plant at Novokuybyshevsk Refinery (Samara region, Russia)	0,6 млн м ³ /год 0.6 million m ³ /year	Планировалось построить ОПУ совместно с ООО «Газохим Техно», использующим реакторы Velocys, на площадке Ангарской нефтехимической компании It was planned to build a pilot plant in cooperation with GasChem Techno LLC, using Velocys reactors, on the site of the Angarsk petrochemical company
PetroSA (ЮАР) PetroSA (RSA)	Два действующих завода в г. Мосселбай (ЮАР): Two operating plants in Mossel Bay (RSA): Mossel Bay GTL Mossel Bay GTL Expansion	1,9 млрд м ³ /год 1.9 billion m ³ /year 1,0 млрд м ³ /год 1.0 billion m ³ /year	Переработка природного газа и конденсата, добываемых на морских платформах в 89 км от г. Мосселбай Processing of natural gas and condensate produced on offshore platforms about 89 km from Mossel Bay
Royal Dutch Shell (Нидерланды, Великобритания) Royal Dutch Shell (Netherlands, Great Britain)	Действующий завод Bintulu GTL в г. Бинтулу (Малайзия) Operating plant Bintulu GTL in Bintulu (Malaysia)	0,9 млрд м ³ /год 0.9 billion m ³ /year	Переработка природного газа с оффшорных платформ на месторождениях Саравак и Сабах. Завод расположен в непосредственной близости от Petronas LNG Complex Natural gas processing from offshore platforms in the Sarawak and Sabah fields. The major gas processing is carried out at Petronas LNG Complex
	Действующий завод Pearl GTL в г. Рас-Лаффан (Катар) Operating plant Pearl GTL in Ras Laffan (Qatar)	16,4 млрд м ³ /год 16.4 billion m ³ /year	Переработка природного газа из месторождения Северное в Персидском заливе Natural gas processing of the North field located in the Persian Gulf

боты пластов, скважин, системы сбора, подготовки и транспорта газа на месторождении.

В существующей системе газового бизнеса (рис. 2) выделяются следующие ключевые компоненты с основным оборудованием:

- добыча газа (природного и попутного);
- подготовка газа (сепараторы, системы осушки и отбензинивания);
- компримирование газа (газопоршневые и газотурбинные компрессорные станции);
- генерация электроэнергии (газотурбинные и газопоршневые электростанции);
- промысловые системы использования газа на собственные нужды (путевые подогреватели, печи, водогрейные установки, котельные);
- сжигание газа (вертикальные и горизонтальные факельные установки);
- транспорт газа до потребителя (газопроводы);
- переработка газа (ГПЗ).

Ключевые компоненты содержат факторы, которые являются «узкими местами» и вызывают осложнения в технологическом режиме работы оборудования и системах использования газа. На основании этих факторов выделены ключевые технологические вызовы (табл. 1), которые решаются в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Решение технологических вызовов обеспечивает повышение эффективности использования газа в компании.

Для решения технологических вызовов газовый бизнес компании ведет разработку и внедрение в производственные процессы новых технологий и оборудования.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА

Портфель инновационных решений для газового бизнеса состоит из долгосрочных и среднесрочных проектов. К долгосрочным проектам относятся технологии,

связанные с разработкой наукоемких методов и процессов использования газа – «подрывные» инновации. К среднесрочным – проекты по модернизации устаревших на промысле аппаратов, узлов и деталей оборудования для использования газа – «поддерживающие» инновации.

В период с 2014 по 2017 г. выполнены следующие проекты:

- «прорывные» инновации: мягкий паровой риформинг [2]; предварительное технико-экономическое обоснование технологии синтеза жидких углеводородов из ПНГ;
 - «поддерживающие» инновации: мобильная компрессорная станция; фильтрующие элементы и воздушные фильтры; рабочие колеса для аппарата воздушного охлаждения компрессорной установки; клапаны для цилиндров поршневого компрессора.
- В 2017 г. запущены проекты по испытанию новых технологий и оборудования на активах компании:

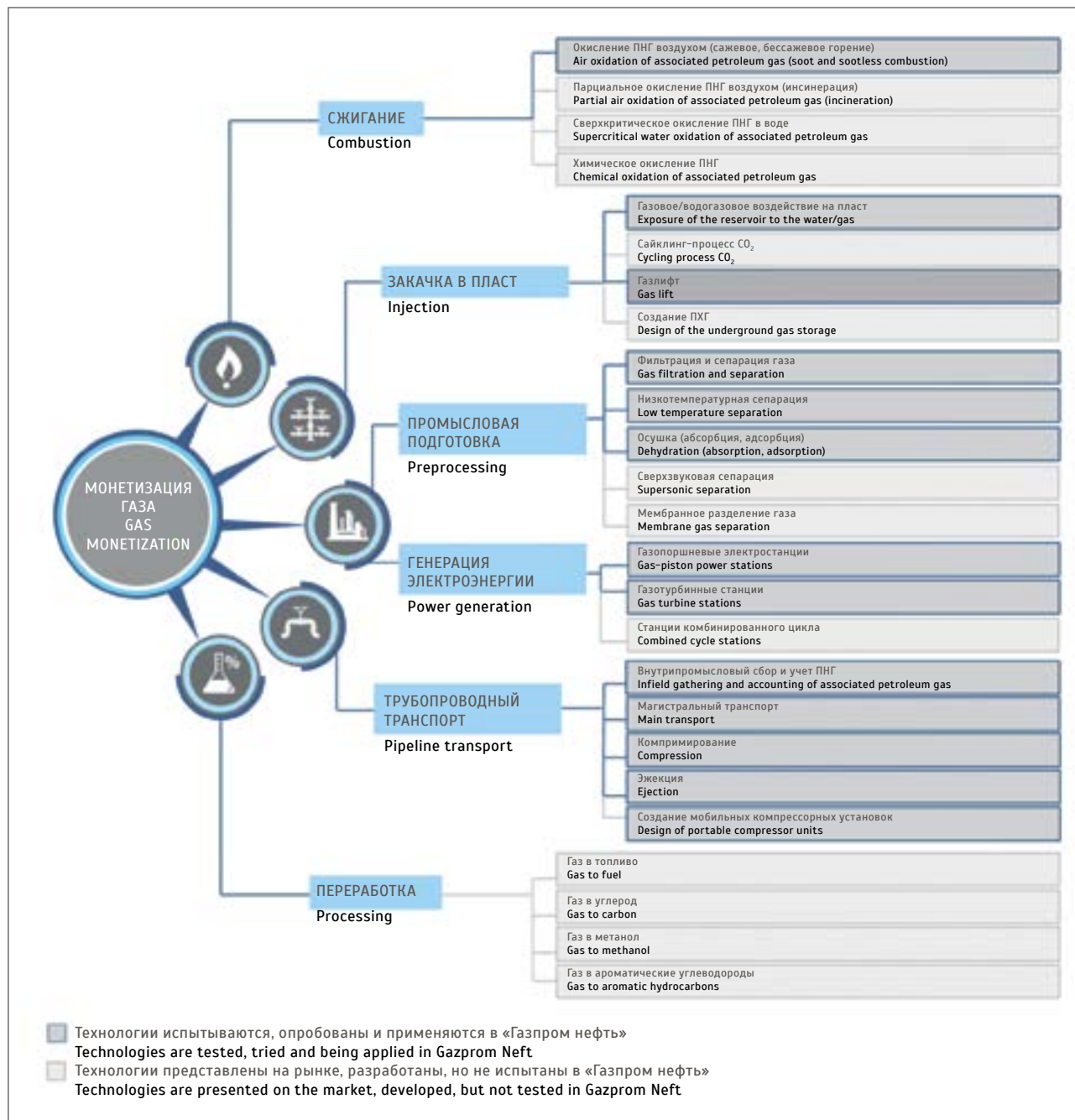


Рис. 3. Классификация технологий использования углеводородных газов
Fig. 3. Classification of technologies for use of hydrocarbon gases

- установка для отбензинивания ПНГ;
- статический смеситель для интенсификации ингибирования метанола;
- сепарационные элементы с поверхностью, обеспечивающей управляемое смачивание;
- испытания новых типов сепарационных элементов в газовом сепараторе;

- испытание сухих газодинамических уплотнений на компрессорной установке.
- Ведутся постоянный поиск и оценка уровня готовности технологий, представленных на рынке, к внедрению в производство. Информация о технологиях классифицируется и накапливается в виде структурированных данных по воз-

можным направлениям монетизации газа (рис. 3).
Основой оценки готовности технологии и (или) оборудования к внедрению является среднее положительное значение суммы критериев: наличие опубликованных статей или патентов, наличие опыта внедрения в других компаниях, стратегическая применимость и важность, потенциал

Таблица 3. Разработчики и уровень готовности их GTL-технологий к внедрению
Table 3. Developers and the level of readiness of their gas-to-liquid technologies for implementation

Компания – разработчик технологии Technology developer	Краткая характеристика технологии Brief description of technology	Уровень проработки Level of developmental work
Sasol Limited (ЮАР) Sasol Limited (RSA)	«Классическая» технология крупнотоннажного GTL-проекта в суспензионных или сларри-реакторах «Classical» technology of large-capacity gas-to-liquid project in suspension or slurry reactors	Реализация крупнотоннажных производств Realization of large capacity productions
Shell (Нидерланды) Shell (Netherlands)	«Классическая» технология крупнотоннажного GTL-проекта на базе собственных исследований в области получения синтез-газа (процесс SGP) и синтеза Фишера – Тропша (ФТ) «Classical» technology of large-capacity gas-to-liquid project on the basis of proprietary research in the field of synthesis gas production and Fischer-Tropsch synthesis	
Velocys (США) Velocys (USA)	Технология на основе микроканальных реакторов собственной разработки по классической цепочке GTL Microchannel reactor technology of own design on the classical gas-to-liquid chain	Стадия создания опытно-промышленного образца, отработка технологии Production prototype design stage, the development of technology
CompactGTL (Великобритания) CompactGTL (Great Britain)		
Haldor Topsøe (Дания) Haldor Topsøe (Denmark)	Технология TIGAS – получение бензина из газа через промежуточную стадию получения метанола The TIGAS technology – production of gasoline from gas through an intermediate stage of methanol production	Демонстрационная установка в Московской обл. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») Demonstration plant in Moscow region (Gazprom VNIIGAZ LLC)
ООО «ИНФРА» (Россия) INFRA Technology LLC (Russia)	Технология «классического» GTL-проекта на основе катализатора стадии ФТ собственной разработки «Classical» gas-to-liquid project technology based on the Fischer-Tropsch synthesis stage catalyst of own design	
Gas Technologies LLC (США) Gas Technologies LLC (USA)	Технология одностадийного превращения природного газа в смесь метанола, этанола, формальдегида One-stage conversion technology of natural gas into a mixture of methanol, ethanol and formaldehyde	Лабораторные и стендовые исследования Laboratory and bench studies
Synfuels International, Inc. (США) Synfuels International, Inc. (USA)	Технология получения жидких синтетических продуктов (бензин, дизель, нефть) через промежуточные стадии пиролиза газа, гидрогенизации ацетилена и олигомеризации этилена Technology for producing liquid synthetic products (gasoline, diesel, oil) through intermediate stages of gas pyrolysis, hydrogenation of acetylene and oligomerization of ethylene	
Primus Green Energy (США) Primus Green Energy (USA)	Технология Primus STG+ – получение бензина из газа через промежуточную стадию получения метанола. Интегрированный процесс очистки от дуrolа, в отличие от технологии TIGAS, где для очистки бензина используется отдельная стадия The Primus STG+ Technology – the production of gasoline from gas through an intermediate stage of methanol production. An integrated purification process from durene, as opposed to the TIGAS Technology, where a separate stage is used to purify gasoline	
Rentech, Inc. (США) Rentech, Inc. (USA)	Изучали технологии превращения биомассы в жидкое топливо самостоятельно, а также рассматривали возможности внедрения технологий сторонних разработчиков. Построен демонстрационный завод, в 2013 г. остановлен. Independently studied the technology of converting biomass into liquid fuel, and also considered the possibilities of implementing third-party technologies. A demonstration plant was built, but stopped operating in 2013.	
ООО «Газохим Техно» (Россия) GasChem Techno LLC (Russia)	Предлагаются решения на базе реакторов ФТ компании Velocys. Для стадии синтез-газа – решение на основе парциального окисления Offers solutions based on Fischer-Tropsch reactors by Velocys company. For the synthesis gas stage – a solution based on partial oxidation	
ЗАО «Ренфорс-НТ» (Россия) RENFORС-NT JSC (Russia)	Технология получения жидких синтетических продуктов (бензин, дизель, нефть) через промежуточные стадии пиролиза газа, гидрогенизации ацетилена и олигомеризации этилена Technology for producing liquid synthetic products (gasoline, diesel, oil) through intermediate stages of gas pyrolysis, hydrogenation of acetylene and oligomerization of ethylene	

Окончание таблицы 3 на стр. 74

Окончание. Начало таблицы 3 на стр. 73

Компания – разработчик технологии Technology developer	Краткая характеристика технологии Brief description of technology	Уровень проработки Level of developmental work
Группа компаний «ЭНЕРГОСИНТОП» (Россия) Group of companies "ENERGOSYNTOP" (Russia)	Технология получения бензина через промежуточную стадию получения метанола. В отличие от TIGAS, собственные наработки в области получения синтез-газа на основе модифицированного дизельного двигателя Technology of gasoline production through an intermediate stage of methanol production. In contrast to TIGAS, the Group of companies has its own inventions in the field of synthesis gas based on a modified diesel engine	Лабораторные и стендовые исследования Laboratory and bench studies
Greyrock (США) Greyrock (USA)	Технология «классического» GTL на основе катализатора ФТ собственной разработки «Classical» gas-to-liquid technology based on the Fischer-Tropsch synthesis stage catalyst of own design	
ЗАО «Безопасные Технологии» (Россия) Safe Technologies Industrial Group (Russia)	Технология «классического» GTL на катализаторе ФТ собственной разработки и применение автотермического риформинга на стадии получения синтез-газа «Classical» gas-to-liquid technology based on the Fischer-Tropsch synthesis stage catalyst of own design and application of autothermal reforming at the synthesis gas production stage	

тиражирования, экономическая рентабельность для бизнеса.

ПОЛУЧЕННЫЙ ОПЫТ И РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ НОВОЙ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИЙ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ГАЗА

Синтез жидких углеводородов из ПНГ

В настоящий момент на разных стадиях реализации в мире находятся более десятка GTL-проектов (технология gas-to-liquid, газожидкостная конверсия), включая действующие заводы и пилотные установки (табл. 2).

Следует отметить, что все указанные заводы ориентированы на получение конечных продуктов с высокой добавленной стоимостью: автомобильные и авиационные топлива, сырье для органического синтеза. Действующих заводов, на которых в качестве конечного продукта производится сырая нефть, в настоящий момент нет.

Таким образом, в мире существуют реализованные проекты крупнотоннажного производства синтетического топлива в местах с потенциально большим объемом добычи газообразных углеводородов. Для применения технологии GTL в качестве способа утилизации ПНГ ведутся исследования и совершенствуются процессы эффективного превращения газа

в жидкость [3]. Малотоннажные процессы, рассчитанные на реализацию проектов переработки газового сырья в небольших объемах, находятся на стадии лабораторных стендовых и пилотных исследований (табл. 3).

Технология GTL в своем развитии сегодня экономически целесообразна только для больших объемов (становится рентабельной при объеме сырьевого газа от 1,7 млрд м³/год) переработки газового сырья [4]. Применительно к малым удаленным месторождениям GTL-проекты становятся нерентабельными.

Проведенная в 2015 г. технико-экономическая оценка технологий синтеза жидких углеводородов из ПНГ показала отрицательную экономическую эффективность проекта строительства установки мини-GTL мощностью по сырьевому газу 20 тыс. м³/ч. Для небольшой производительности установки капитальные и эксплуатационные затраты высоки и не позволяют вывести экономическую эффективность в зону окупаемости. В настоящий момент осуществляется мониторинг рынка на предмет поиска новых технических решений или оборудования, которые позволят снизить затраты.

Выгодным станет появление на российском рынке локализован-

ной технологии и оборудования процесса GTL, спроектированного в мобильном блочно-модульном исполнении. Такой комплекс должен обеспечивать непосредственно на месторождениях производство из ПНГ «синтетической нефти» – транспортабельного продукта, не требующего создания отдельной инфраструктуры. Важными преимуществами такой технологии представляются:

- невысокая стоимость оборудования;
- возможность увеличения или снижения объемов переработки газа за счет количества модулей на месторождении и их производительности;
- отсутствие капитальных строений и, как следствие, небольшие (не более трех лет) сроки окупаемости оборудования.

Разработка мобильных компрессорных установок (МКУ)

В целях решения технологического вызова по компримированию газа ООО «Газпром нефть» провела опытно-промышленные испытания (ОПИ) МКУ российского и австрийского производства. Для реализации ОПИ по созданным Техническим требованиям производители компрессорного оборудования усовершенствовали

свои типовые технические решения на стадии конструкторских работ. Изготовленные МКУ по этим решениям в условиях промысла потребовали доработки и устранения недостатков.

Российский производитель разработал МКУ на базе оппозитного двухступенчатого поршневого компрессора 2ГМ2,5-18/10. МКУ была предназначена для компримирования и транспортировки ПНГ конечной ступени сепарации дожимной насосной станции-5 (ДНС-5) Вынгапуровского месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Производительность МКУ составила 21 нм³/мин (1260 нм³/ч) при давлении на входе в компрессор 0,001–0,02 МПа и давлении на выходе из компрессора 0,6–0,8 МПа.

Установка была выполнена в блочно-модульном исполнении с присоединением к действующему оборудованию при помощи гибких рукавов высокого давления. При комплектации МКУ максимально использовались материалы и комплектующие отечественного производства. В качестве привода компрессора МКУ был принят газопоршневой двигатель мощностью 250 кВт на базе дизельного двигателя ЯМЗ-850.10. В составе МКУ в контейнере было установлено теплообменное, сепарационное и фильтрующее оборудование также российского производства.

В ходе ОПИ были выявлены конструктивные недостатки и неисправности оборудования. Основные из них касались газопоршневого привода и выбора технических решений при проектировании компрессорных установок. Низкое качество оборудования и комплектующих узлов МКУ не позволило достичь ключевых показателей эффективности ОПИ, т. е. обеспечить бесперебойную работу.

Полученный опыт от проведенных ОПИ МКУ разных производителей показал необходимость глубокой адаптации существующих

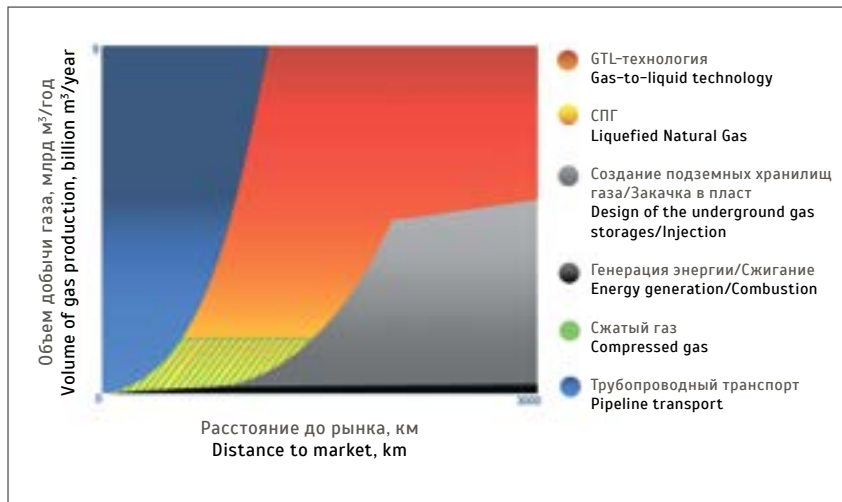


Рис. 4. Технологии по реализации газа потребителю (в мировой практике)
Fig. 4. Technologies for gas sales to the consumer (in the world practice)

щих типовых решений компрессорных установок к условиям мобильного исполнения. Таким образом, было принято решение о запуске Технологического проекта по разработке новых решений для компримирования газа.

НАПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

Необходимость ввода в разработку новых регионов добычи, сложные геолого-физические характеристики месторождений, отсутствие инфраструктуры, удаленность от текущих транспортных узлов и «хабов» по реализации газа, малые объемы газа делают проекты по использованию ПНГ нерентабельными.

Согласно приведенным обобщенным материалам, посвященным анализу мирового опыта по полезному использованию ПНГ, можно выделить следующие области для технологического развития:

- трубопроводный транспорт;
- генерация электроэнергии;
- закачка газа в пласт;
- производство сжиженного природного газа;
- компримирование;
- процессы газохимии (GTL, GTM и др.).

Тем не менее даже с появлением новых решений существующих

месторождения, для которых экспорт газа или его переработка экономически нецелесообразны. На таких месторождениях остатки газа после использования на собственные нужды сжигают на факеле.

Все существующие технические решения могут быть охарактеризованы в зависимости от объема добычи газа и расстояния от месторождения до ближайшего потребителя (рис. 4).

В настоящее время технология сжатия (компримирования) газа и транспорта его потребителю в ПАО «Газпром нефть» является основной, тогда как второстепенной служит технология генерации электроэнергии на собственные нужды.

Закачка газа в пласт в целях повышения нефтеотдачи и поддержания пластового давления не применяется ввиду ряда ограничений и рисков, связанных с геологическими особенностями месторождений. Основной риск сопряжен с возможностью резкого увеличения газового фактора месторождения и прорывами газа в нефтяных добывающих скважинах. Тем не менее целесообразность применения данной технологии в сравнении с другими рассматривается на этапе составления проектно-технологической

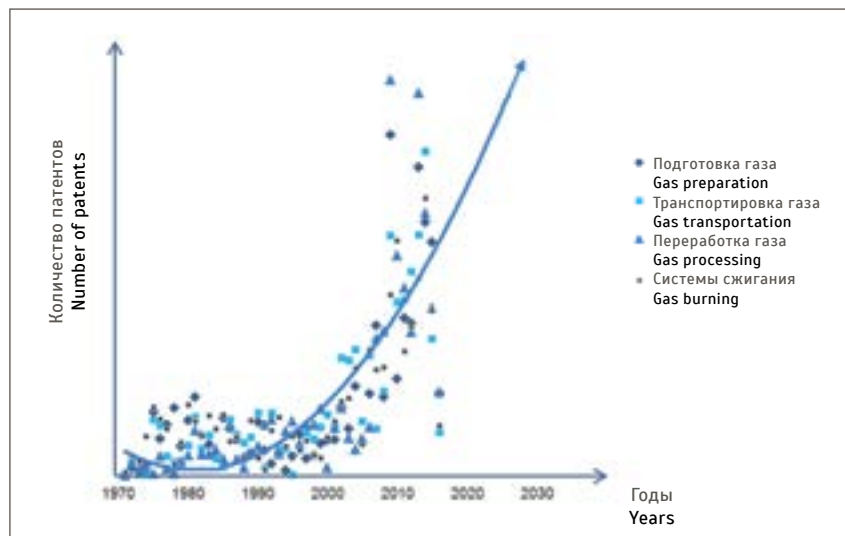


Рис. 5. Тренд научно-технического развития систем использования газа. Количество патентов ведущих зарубежных нефтегазовых компаний (Shell, BP, ExxonMobil, Total) с 1970 г. по настоящее время

Fig. 5. Trend of scientific and technical development of gas utilization systems. Number of patents of leading foreign oil and gas companies (Shell, BP, ExxonMobil, Total) from 1970 to the present

документации по разработке месторождений.

Установки по производству синтетического топлива из ПНГ (GTL, GTM и др.) не готовы к промышленному применению в рамках технологических объектов на промысле. Технология и оборудование GTL являются сложными, требующими наличия высококвалифицированного персонала. Широкое применение данной технологии ожидает появления ее компактного исполнения и максимально возможной автоматизации. Целесообразность ее

применения на удаленных месторождениях зависит от капитальной и операционной стоимости. При проектировании систем использования ПНГ на удаленных месторождениях данная технология рассматривается как перспективная, но требующая готового технического решения в виде компактного и автономного блока оборудования.

Тренд научно-технического развития систем использования газа показывает (рис. 5), что в ближайшем будущем сложные технологические процессы и обо-

рудование будут упрощаться и автоматизироваться. Массогабаритные размеры будут уменьшаться за счет создания и применения нестандартных узлов деталей и новых типов материалов. Энергоэффективность таких систем будет повышаться, а процессы – стремиться к автономности. На перспективу в течение 10 лет будут преобладать разработки в области создания технологий переработки газа на промысле.

ВЫВОДЫ

За 2015–2017 гг. было проведено:

- два мероприятия по ОПИ новых технологий и оборудования, одно из которых признано успешным;
- пять мероприятий по подконтрольной эксплуатации комплектов и узлов оборудования на промысле, четыре из которых признаны успешными.

В среднесрочной перспективе планируются запуск и выполнение четырех технологических проектов с одновременным усилением технологического (инновационного) развития газового бизнеса. Научно-технические исследования и разработки будут сосредоточены на мониторинге появления новых решений и разработке собственных в областях газохимии (GTL-процессы), подготовки газа (сепарационное оборудование, технологии отбензинивания газа) и компримирования газа (компрессорное оборудование). ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Власов А.И., Андреев К.В., Кырнаев Д.В. Совершенствование разработки месторождений с применением элементов «интеллектуального» месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014. № 3. С. 68–69.
2. Власов А.И., Самофалов Д.В., Гуйо Ю.В. и др. Технология мягкого парового риформинга нефтяного газа на месторождении ПАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 72–75.
3. Menon M. Comparative Study of Gas to Liquids (GTL) Technology for Monetising Marginal Reserves and Wasted Flared Gas // Offshore Technology Conference. 2016. SPE № 26473 [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.onepetro.org/conference-paper/OTC-26473-MS (дата обращения: 25.01.2018).
4. Глебова О.Л., Зубарева В.Д. Оценка капитальных и операционных затрат проекта промышленного производства СЖТ в России // Нефть, газ и бизнес. 2013. № 2. С. 21–26.

REFERENCES

1. Vlasov A.I., Andreev K.V., Kyrnaev D.V. Improving the Development and Exploitation through the Use of Elements of Smart Field. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2014, No. 3, P. 68–69. (In Russian)
2. Vlasov A.I., Samofalov D.V., Guyo Yu.V., et al. Soft Steam Reforming Technology for the Processing of Associated Petroleum Gas from the Field Gazprom Neft PJSC. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2016, No. 12, P. 72–75. (In Russian)
3. Menon M. Comparative Study of Gas to Liquids (GTL) Technology for Monetising Marginal Reserves and Wasted Flared Gas. *Offshore Technology Conference*, 2016, SPE No. 26473 [Electronic source]. Access mode: www.onepetro.org/conference-paper/OTC-26473-MS (access date: January 25, 2018).
4. Glebova O.L., Zubareva V.D. The Way to Estimate Capital and Operational Expenditures of Gas-to-Liquid (GTL) Projects in Russia. *Neft, gaz i biznes = Oil, Gas and Business*, 2013, No. 2, P. 21–26. (In Russian)