

Расширяем географию

На вопросы журнала отвечает заместитель Председателя Правления ОАО «Газпром» Виталий Маркелов



— Виталий Анатольевич, сколько газа и жидких углеводородов «Газпром» добыл в 2012 году?

— В 2012 году ОАО «Газпром» добыло 487 млрд куб. м газа, 12,85 млн т газового конденсата и 33,33 млн т нефти.

— Каковы результаты геологоразведочных работ в 2012 году?

— В целом по компании по результатам проведенных в 2012 году геологоразведочных работ в РФ суммарный прирост запасов углеводородного сырья категории С1 составил 600,5 млн т у.т., в том числе 572,6 млрд куб. м газа, 21,5 млн т конденсата и 6,5 млн т нефти. Коэффициент восполнения запасов газа достиг 117,6%.

Наибольший удельный вес в объеме прироста запасов пришелся на месторождения федерального фонда в Ямало-Ненецком автономном округе – Северо-Тамбейское и Тасийское (386 млн т у.т.), а также на Чаяндинское месторождения в Республике Саха (Якутия) (73 млн т у.т.). Физические показатели геологоразведочных работ (ГРР) в РФ следующие: проходка в поисково-разведочном бурении составила 77,1 тыс. м, выполнено 1840 пог. км сейсморазведочных работ 2Д, 5954 кв. км сейсморазведочных работ 3Д, закончено строительством 46 скважин, освоено 25 млрд рублей.

— Каковы планы по добыче и приросту запасов на 2013 год?

— План по добыче на текущий год составляет 495,73 млрд куб. м газа, 14,75 млн т газового конденсата, 33,34 млн т нефти. В 2013 году по результатам ГРР планируем полу-

чить прирост запасов углеводородного сырья категории С1 в объеме 560,5 млн т у.т., в том числе газа – 521,7 млрд куб. м, конденсата – 23 млн т, нефти – 15,8 млн т.

ЯМАЛ

— Расскажите, пожалуйста, о планах освоения месторождений полуострова Ямал.

— «Программой комплексного освоения месторождений углеводородного сырья Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края», утвержденной Министерством

• **План по добыче на текущий год составляет 495,73 млрд куб. м газа, 14,75 млн т газового конденсата, 33,34 млн т нефти**

энергетики РФ приказом №441 от 10 сентября 2010 года, предусмотрены два сценария развития добычи углеводородов на полуострове Ямал: базовый, на основе балансовых запасов газа, и интенсивный, учитывающий перспективные ресурсы по объектам прилегающего шельфа. В соответствии



• **Добыча газа по месторождениям полуострова Ямал ожидается в объеме до 236 млрд куб. м в год, а за пределами 2025 года предусматривается освоение крупнейших месторождений шельфа Карского моря с добычей**

до 74 млрд куб. м ежегодно

с базовым сценарием добыча газа по месторождениям полуострова Ямал ожидается в объеме до 236 млрд куб. м в год, а за пределами 2025 года предусматривается освоение крупнейших месторождений шельфа Карского моря с добычей до 74 млрд куб. м ежегодно.

Освоение месторождений суши Ямала планируется осуществить путем создания трех промышленных зон – Бованенковской, Тамбейской и Южной. Первая группа (Бованенковская) – включает три базовых месторождения: Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштернское. Валовая добыча по группе оценивается в 217 млрд куб. м газа и 4 млн т стабильного конденсата в год.

Вторая группа (Тамбейская) состоит из шести месторождений: Южно-Тамбейского, Северо-Тамбейского, Западно-Тамбейского, Тасийского, Мальгинского, Сядорского. Здесь ежегодная валовая добыча может достигать 65 млрд куб. м газа и 2,8 млн т стабильного конденсата.

Третья группа (Южная) включает девять месторождений: Ново-Портновское, Нурминское, Мало-Ямальское, Ростовцевское, Арктическое, Средне-Ямальское, Хамбатеиское, Нейтинское, Каменномыское. Группа рассматривается как первоочередной объект для добычи нефти с максимальным годовым уровнем в 7 млн т. Добычные возможности Южной группы по газу небольшие – около 30 млрд куб. м в год.

Освоение объектов шельфа Карского моря предполагается начать после 2025 года – для выхода добычи газа на прогнозный уровень и загрузки системы магистрального транспорта в период падения отборов из месторождений континентальной части Ямала.

— Как идет строительство системы газопроводов с полуострова Ямал?

— Природные и климатические условия Ямала требуют применения самых современных, экологически чистых технологий освоения месторождений и строительства

магистральных газопроводов. Проект «Система магистральных газопроводов Бованенково–Ухта» предусматривает строительство и ввод в эксплуатацию двухниточного газопровода общей протяженностью 2512,37 км и девяти двухцилиндровых компрессорных станций общей мощностью 1854 МВт.

К активной стадии реализации проекта ОАО «Газпром» приступило в августе 2008 года (строительство подводного перехода через Байдарацкую губу). В конце 2012 года была введена в эксплуатацию линейная часть первой нитки газопровода и две компрессорные станции – КС-1 «Байдарацкая» и КС-8 «Чикшинская». К концу текущего года ожидается поэтапный ввод в эксплуатацию объектов первой нитки.

– Каковы перспективы добычи газа и конденсата из ачимовских залежей?

– Освоение ачимовских отложений Уренгойского НКМ осуществляется в соответствии с Единой технологической схемой разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения, разработанной ООО «ТюменНИИгипрогаз» и утвержденной в 2011 году. В рамках данного документа приняты показатели разработки не только лицензионных участков ООО «Газпром добыча Уренгой», но и ЗАО «Роспан Интернешнл» и ОАО «Арктикгаз».

В настоящее время разрабатываются 1-й и 2-й лицензионные участки ООО «Газпром добыча Уренгой». По итогам 2012 года добыча газа из ачимовских отложений ООО «Газпром добыча Уренгой» составила 2,7 млрд куб. м, в том числе 1,2 млрд куб. м на 1-м участке и 1,5 млрд куб. м на 2-м, а газового конденсата – 0,5 млн т и 0,7 млн т соответственно.

С вводом в разработку всех пяти лицензионных участков ООО «Газпром добыча Уренгой» суммарная добыча газа к 2020 году прогнозируется в объеме 33 млрд куб. м, а к 2025 году достигнет максимального значения – 38 млрд куб. м. Добыча газового конденсата при этом будет обеспечиваться на уровне 10 млн т.

ШЕЛЬФ

– Каковы планы по добыче нефти на Приразломном месторождении?



– В настоящее время ведется интенсивная подготовка к запуску Приразломного нефтяного месторождения: арендована береговая база обслуживания в Мурманске и открыт аэропорт для международных полетов; построены и введены в эксплуатацию два многофункциональных ледокольных судна-снабжения, арендованы танкеры и специализированные суда; предусмотрено использование необходимого количества оборудования и средств ликвидации аварийных разливов нефти, дислоцированных на береговой перевалочной базе на Варандее, на морской ледостойкой стационарной платформе «Приразломная» и на судах, несущих аварийно-спасательное дежурство рядом с ней.

В четвертом квартале 2013 года планируем получить первую нефть Приразломного месторождения.

– Когда вы собираетесь начать разработку месторождений Обско-Тазовской губы? Какой максимальный объем добычи должен быть достигнут на этих месторождениях?

Программой освоения ресурсов углеводородов на шельфе Российской Федерации до 2030 года первоочередными объектами освоения акватории Обской и Тазовской губ определены газовые месторождения Северо-Каменномысское и Каменномысское-море. Начало добычи газа в регионе прогнозируется в 2019–2020 годах.

В результате освоения месторождений Обской и Тазовской губ может быть обеспечена ежегодная добыча газа в объеме более 50 млрд куб. м. Вместе с тем проекты по освоению шельфовых месторождений являются затратными, и начало их реализации, безусловно, должно быть связано с гарантированным долгосрочным спросом на газ.

– А каковы перспективы Штокмановского проекта?

– Стратегией освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения (ГКМ) предполагается использование газа для как для поставок трубопроводным транспортом, так и для производства сжиженного природного газа (СПГ). В настоящее время ООО «Газпром добыча шельф» и ОАО «Гипроспецгаз» проводят подготовку к разработке Штокмана. Обустройство месторождения предусматривает



подводное размещение устьев скважин и систем сбора продукции, подготовку газа и конденсата к транспорту на плавучей технологической платформе судового типа, транспортировку газа на берег в однофазном состоянии и отгрузку стабильного конденсата на танкеры в море.

Проектно-исследовательские работы по морским объектам обустройства планируется завершить в 2014 году. Подготовка проектной документации по заводу СПГ будет завершена в 2015 году.

– Расскажите о планах работы на шельфе острова Сахалин.

– Первоочередным объектом освоения на шельфе о. Сахалин является Кириновское ГКМ. В настоящее время на месторождении проводятся работы по строительству и обустройству берегового и морского технологических комплексов. Добычу газа предусматривается начать в четвертом квартале текущего года.

Следующим этапом освоения сахалинского шельфа будет ввод в эксплуатацию Южно-Кириновского и Мынгинского месторождений. В настоящее время ОАО «Газпром» осуществляет разработку проектного технологического документа.

Разработка месторождений Айяшского и Восточно-Одоптинского блоков проекта «Сахалин-3» намечено после уточнения их запасов в процессе геологоразведочных работ.

Восточная Сибирь

– Когда будет запущено Чаяндинское месторождение, сколько газа и жидких углеводородов оно будет давать? Когда планируется запустить другие месторождения в Якутии?

– В 2010 году была утверждена Технологическая схема разработки Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения с семилетним этапом опытно-промышленных работ (ОПР) в 2012–2018 годах. Согласно проекту, в 2014 году вводится нефтяная оторочка ботубинского горизонта для

испытания возможностей использования барьерной технологии, предложенной для достижения директивных коэффициентов извлечения нефти. Для этого будут применяться многофункциональные четырехзабойные скважины. С 2017 года в разработку будут введены газоконденсатные залежи ботубинского, хамакинского и талахского горизонтов. В целом для этапа ОПР на 2018 год приняты следующие проектные технологические показатели: добыча пластового газа (без учета нефтяного попутного газа) – 16,1 млрд куб. м, нефти – 146 тыс. т, конденсата – 254 тыс. т.

По результатам ОПР будет принято решение о целесообразности продолжения реализации барьерной технологии. Показатели на полное развитие выглядят следующим образом: добыча пластового газа (без учета попутного нефтяного) – 25 млрд куб. м с выходом в 2021 году и поддержанием постоянной добычи до 2034 года, максимальная добыча нестабильного конденсата – 391 тыс. т в том же 2021 году, максимальная добыча нефти – 1,542 млн т в 2027 году.

• Валовая производительность газопровода «Сила Сибири» составит

32,5 млрд куб. м газа в год

Решения о вводе в разработку других месторождения Якутии, лицензированных ОАО «Газпром», будет приниматься после завершения геологоразведочных работ, уточнения ресурсной базы, добычных возможностей эксплуатационных объектов и определения рынков сбыта газа.

– Как будет идти строительство системы Якутия–Хабаровск–Владивосток?

– Как известно, в конце минувшего года название газопровода Якутия–Хабаровск–Владивосток было изменено на магистральный газопровод «Сила Сибири». Этот газопровод рассчитан на транспорт газа не только Чаяндинского месторождения, но и других месторождений Якутского центра газодобычи. Его валовая производительность составит 32,5 млрд куб. м газа в год. Прокладка трассы газопровода предусматривается в параллельном следовании с нефтепроводом Восточная Сибирь – Тихий океан, с подключением максимального количества региональных потребителей.

Ввод газопровода «Сила Сибири» в эксплуатацию запланирован на четвертый квартал 2016 года. Протяженность газопровода до г. Белогорска, где будет размещен газоперерабатывающий и газохимический комплекс, составит 2166 км. Газопровод сооружается из труб диаметром 1420 мм и рассчитан на рабочее давление 9,8 МПа. На этом участке запланировано строительство восьми компрессорных станций суммарной мощностью газоперекачивающих агрегатов 788 МВт.

Ввод газопровода на участке Белогорск–Хабаровск запланирован на 2020 год. Протяженность газопровода составит 842 км. Данный участок газопровода сооружается из труб диаметром 1020 мм, на котором предусмотрено сооружение

одной компрессорной станции суммарной установленной мощностью газоперекачивающих агрегатов – 32 МВт.

– Расскажите о ходе реализации проекта по добыче угля метана. Каковы перспективы этого направления?

– Инновационный проект добычи метана из угольных месторождений в Кузбассе является одним из перспективных направлений в стратегии социально-экономического развития Кемеровской области. В ходе его реализации создается новая подотрасль в топливно-энергетическом комплексе России, позволяющая повысить безопасность труда шахтеров, улучшить экологическую обстановку в регионе и создать новые рабочие места.

В феврале 2010 года на Талдинском месторождении был осуществлен запуск первого в России метаноугольного промысла в пробную эксплуатацию. В ходе пробной эксплуатации семи разведочных скважин было добыто более 12 млн куб. м метана. В 2010 году извлекаемый газ реализовывался в качестве газомоторного топлива через автомобильные газонаполнительные компрессорные станции, в том числе проводилась заправка двух передвижных автомобильных газовых заправщиков.

В конце 2010 года в целях отработки технологий получения электрической энергии и передачи ее в энергосеть были завершены пусконаладочные работы и произведен ввод в опытно-промышленную эксплуатацию газопоршневой электростанции (ГПЭС) мощностью 1,35 МВт. В начале 2011 года была установлена и запущена вторая ГПЭС мощностью 1,063 МВт – для генерации электроэнергии на под-



станцию Талдинского разреза и строящихся шахт Жерновская-1 и Жерновская-3.

В 2011 году на Нарыкско-Осташкинской площади закончены строительством 10 разведочных скважин. Пробную эксплуатацию этих скважин предполагается начать в текущем году.

В 2013–2015 годах планируем приступить к опытно-промышленной разработке Талдинского метаноугольного месторождения, завершить разведочные работы на Нарыкско-Осташкинской площади, а также начать ГРП на высокоперспективных Чалтокском участке и Тугуясской (Распадской) площади.

– Каковы планы по добыче газа в Иркутской области?

– Базовым месторождением для создания Иркутского центра газодобычи является Ковыктинское ГКМ. В рамках «Обоснования инвестиций в обустройство Чаяндинского НГКМ, транспорт и переработку газа» в качестве приоритетного направления определено совместное освоение Чаяндинского (с добычей до 25 млрд куб. м в год) и Ковыктинского месторождений (с добычей до 35,3 млрд куб. м ежегодно). В настоящее время сроки ввода в промышленную разработку Ковыктинского месторождения, а также объемы возможной добычи соотносятся с перспективами долгосрочного спроса на газ потенциальных потребителей.

ВЬЕТНАМ

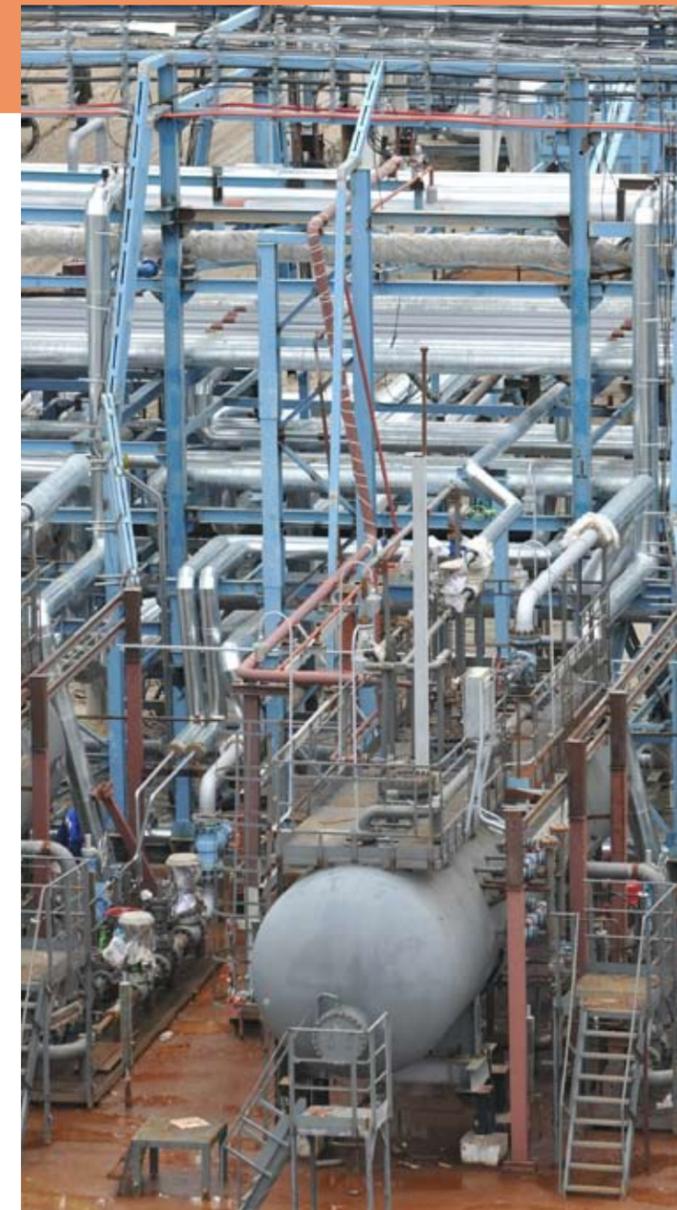
– Когда «Газпром» начнет добывать газ на шельфе Вьетнама?

– В 2012 году «Газпром» получил доли участия в блоках 05–2 и 05–3 на шельфе Вьетнама в акватории Южно-Китайского моря. В пределах блоков открыто два газоконденсатных месторождения: Мок Тинь (блок 05–3) и Хай Тач (блоки 05–2 и 05–3). Запасы этих месторождений составляют 55,6 млрд куб. м газа и 25,1 млн т конденсата.

Месторождения удалены от береговой базы Вунг Тау на 320 км. В 43 км от месторождения Хай Тач проходит подводный газопровод «Нам Кон Шон». Глубина моря в районе месторождений – 100–135 м.

Для разработки месторождений планируется строительство 16 эксплуатационных скважин. В настоящее время проект находится в стадии обустройства. Продолжается строительство четвертой эксплуатационной скважины на добывающей платформе WHP-MT1 (месторождение Мок Тинь). Начало добычи газа ожидается в июне 2013 года.

Беседу вел Сергей Правосудов



• Протяженность газопровода до г. Белогорска, где будет размещен газоперерабатывающий и газохимический комплекс, составит

2166 км