

Газпром нефть: Линия добычи

Драйверы добычи и перспективные активы

Gazprom Neft: Production Line

Production Drivers and Prospective Assets



Текст: Александр Алексеев
Инфографика: Алексей Столяров

Text: Alexander Alexeev
Infographics: Alexey Stolyarov

Запустив два крупнейших проекта — Мессояху и Новый Порт, — «Газпром нефть» создала прочную основу для развития на севере ЯНАО и роста добычи в ближайшие годы. Однако сегодня в фокусе внимания компании оказываются и новые регионы и направления. Это и проекты в малоизученной Восточной Сибири, геологоразведочные и опытно-промышленные работы на которых идут уже не один год, и новые активы в традиционных регионах присутствия. Что касается более отдаленной перспективы, основой развития «Газпром нефти» должны стать шельфовые проекты, а также освоение баженовской свиты и ачимовских залежей

Северная нефть

В 2016 году «Газпром нефть» ввела в эксплуатацию первую очередь Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения. Сегодня это самое северное континентальное месторождение России, введенное в разработку. Лицензия на разведку и освоение актива принадлежит «Мессояханефтегазу» — совместному предприятию «Газпром нефти» (осуществляет операционное управление проектом) и «Роснефти».

Хотя Мессояхская группа месторождений была открыта еще в 1980-х годах, ее разработка долгое

Having launched two major projects, Messoyakha and Novy Port, Gazprom Neft has created a solid basis for development in the north of YNAO, and for production growth in the coming years. However, today the Company is focusing on other regions and trends. This includes both of the projects in the underexplored East Siberia, where the geological surveys and pilot operations have been in progress for several years, and the new assets within traditional regions of presence. In the future, Gazprom Neft is likely to have offshore projects as the basis for the company growth, together with the development of the Bazhenov suite and Achimov deposits.

Northern Oil

In 2016 Gazprom Neft put into operation the first phase of the East-Messoyakha Oil and Gas Condensate Field. Today it is the northernmost active onshore field in Russia. The license for the asset exploration and development is held by a joint venture between Gazprom Neft (Operations Management) and Rosneft.

Though the Messoyakha group of fields was explored back in 1980's, its development was postponed as the area was lacking the transport infrastructure. The preparations for the development started actively once

время откладывалась из-за отсутствия в регионе транспортной инфраструктуры. Активная подготовка к освоению актива началась после решения о строительстве нефтепровода Заполярье-Пурпе, связывающего северные месторождения Тюменской области с нефтепроводной системой Восточная Сибирь — Тихий океан.

Восточно-Мессояхское месторождение отличается непростым геологическим строением: мощные газовые шапки, расчлененные, гидродинамически не связанные залежи, коллекторы с изменчивыми свойствами — все эти особенности вызвали немало сложностей при создании геологической модели и концепта разработки актива. Первые разведочные скважины и вовсе оказались сухими. Изменение представлений о геологии месторождения заставляло на ходу пересматривать планы бурения и обустройства инфраструктуры.

Для «Газпром нефти» Мессояха — один из самых высокотехнологичных активов, разработка которого без применения инноваций была бы невозможна. Добыча здесь ведется только из горизонтальных скважин с длиной горизонтальных участков около 1 км. Чтобы повысить нефтеотдачу и охватить как можно больше нефтеносных пропластков, здесь бурят «фишбоны» — горизонтальные скважины с несколькими боковыми ответвлениями.

Восточно-Мессояхское и Западно-Мессояхское месторождения расположены на Гыданском полуострове, в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, в 340 км к северу от Нового Уренгоя

473 000 000

тонн нефти и газового конденсата и 188 млрд кубометров газа составляют извлекаемые геологические запасы Мессояхской группы месторождений

70%

запасов нефти Мессояхи — тяжелая, высоковязкая, смолистая, с низким содержанием светлых фракций

85 000 000 000

рублей составили инвестиции в проект Мессояха в 2010–2016 гг. Всего же до 2040 года в разработку месторождений планируется инвестировать 256 млрд рублей

Нефть Мессояхи вязкая и холодная, однако первоначальные опасения о возможных связанных

the decision to build the Zapolarye-Purpe oil pipeline was made, this pipeline connects the fields in the North of Tyumen Oblast with the East Siberia-Pacific Ocean Oil Pipelines System.

The East-Messoyakha Field has a complicated geological structure: thick gas caps; split deposits without hydrodynamic connectivity; reservoirs with variable properties – which has all caused many difficulties in building the geological model and creating the asset development concept. Indeed, the first exploration wells were dry. The new understanding of the field's geology meant reconsidering the drilling and infrastructure development plans.

For Gazprom Neft, the Messoyakha field is one of its most hi-tech assets, the development of which would have been impossible had it not been for the application of new technologies. The only producers in this field are the horizontal wells, with the horizontal legs about 1 km long. In order to increase the oil recovery and cover as many pay zones as possible, fishbone wells were drilled - horizontal wells with several sidetracks.

The East Messoyakha and West Messoyakha Fields are located in Gydansky Peninsula, Tazovsky Region, YNAO, 340km north of Novy Urengoy.

473 000 000

tons of oil and gas condensate and 188 bln cubic meters of gas - these are the recoverable geological reserves of the Messoyakha group of fields

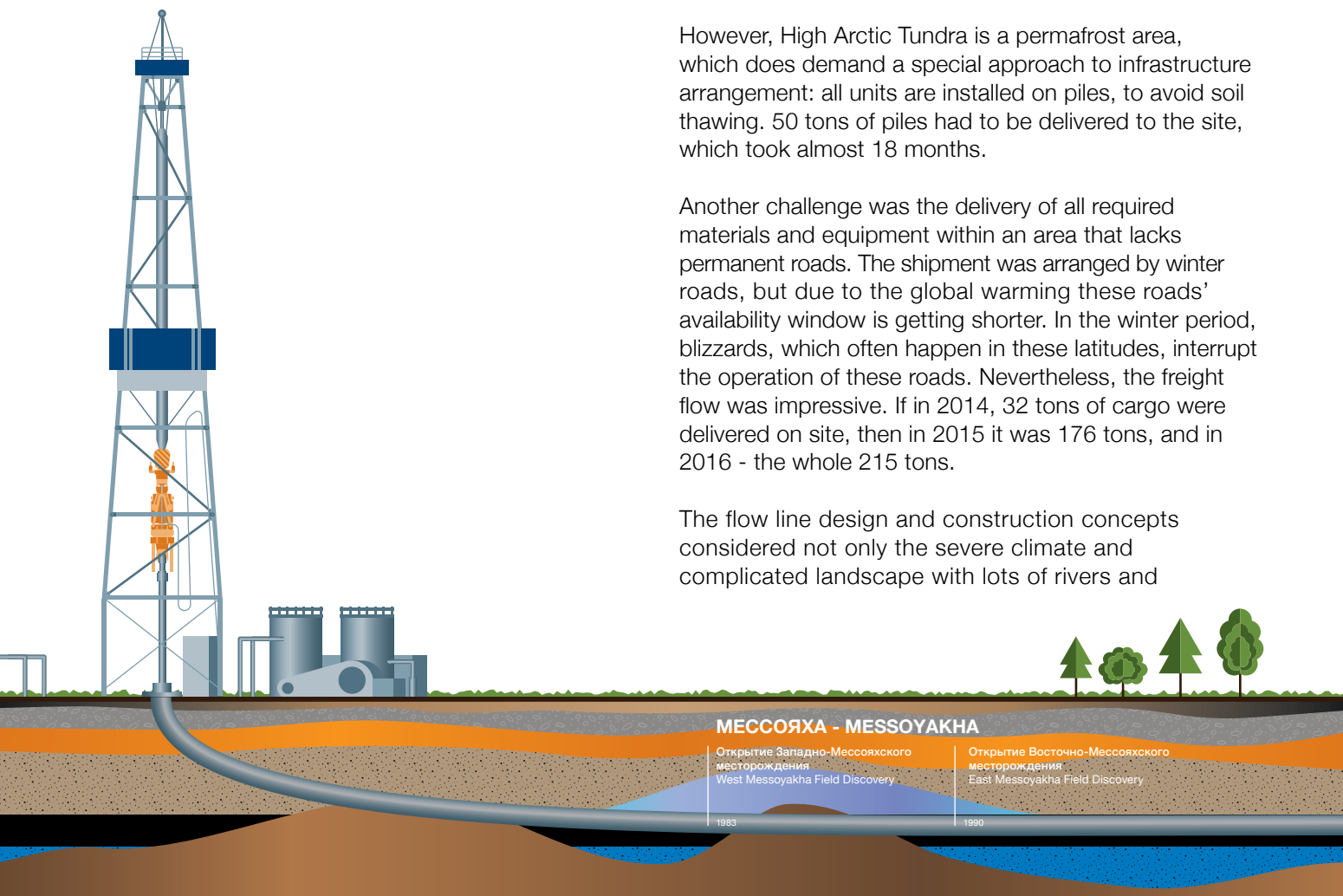
70%

of the Messoyakha resources is a heavy, highly viscous, tarry oil with low content of light fractions.

85 000 000 000

rubles have been invested in Messoyakha Project throughout 2010-2016. In total, 256 billion rubles are planned to be invested in the field development up to the year of 2040.

The Messoyakha oil is viscous and cold, nevertheless the concerns about the difficulties related with this fact were groundless. Despite the air temperature in the winter period, which drops down to -50-60°C, conventional oil treatment and transport methods are applied here for the most part. Only some sections of the small diameter infield lines required additional heat tracing. As for the 98-km long flow line that connects the field with the Transneft transport system - the required temperature is maintained thanks to the heat insulation.



However, High Arctic Tundra is a permafrost area, which does demand a special approach to infrastructure arrangement: all units are installed on piles, to avoid soil thawing. 50 tons of piles had to be delivered to the site, which took almost 18 months.

Another challenge was the delivery of all required materials and equipment within an area that lacks permanent roads. The shipment was arranged by winter roads, but due to the global warming these roads' availability window is getting shorter. In the winter period, blizzards, which often happen in these latitudes, interrupt the operation of these roads. Nevertheless, the freight flow was impressive. If in 2014, 32 tons of cargo were delivered on site, then in 2015 it was 176 tons, and in 2016 - the whole 215 tons.

The flow line design and construction concepts considered not only the severe climate and complicated landscape with lots of rivers and

с этим сложностями не оправдались. Несмотря на то что температура окружающей среды в регионе зимой опускается до $-50-60^{\circ}\text{C}$, в основном здесь используются стандартные технологии подготовки и транспортировки нефти. Дополнительный обогрев потребовался лишь на некоторых участках внутрипромысловых трубопроводов малого диаметра. Что же касается 98-километрового напорного нефтепровода, соединяющего месторождение с транспортной системой «Транснефти», в нем требуемая температура поддерживается лишь благодаря теплоизоляции.

Однако заполярная тундра — край вечной мерзлоты, и это требует особых подходов при строительстве инфраструктуры: чтобы избежать растепления вечномёрзлых грунтов, все объекты подняты над поверхностью земли на сваях. Для этого на месторождение потребовалось доставить около 50 тыс. тонн свай. Забивка свайных полей заняла почти полтора года.

Отдельной непростой задачей стала организация доставки всех необходимых материалов и

brooks, but also the local's sanctuaries and reindeer pastures. Special crossovers were arranged on the reindeer herds migration paths. To avoid damaging the arctic basin's ecosystem while crossing the rivers, the pipelines were laid under the waterways using horizontal directional drilling (HDD).

By 2018, the oil production rate at the East Messoyakha Field is expected to be about 4M tons per year. To achieve the production peak of 6.5M tons per year by 2020, a second train will be constructed. This train will also serve the West Messoyakha field, which will be developed later.

Yamal Oil and Gas Cluster

Besides Messoyakha and Novy Port, there are several new Gazprom Neft assets in development in the YNAO oil and gas province. These are: the Kamennomyssk oil and gas field (onshore) with 34.4MM cubic meters of gas reserves, when Gazprom Neft won the bid for its development in 2016; Tazovskoye (72M tons of oil, 4.6M tons of condensate, 183.3MM m³ of free gas) and North-Samburgskoye fields, the license for which were obtained by the Company in 2017.



ТОО Казахстанско - китайская буровая компания «Великая Стена»



-
- Основана 1 ноября 1999 года в г. Актобе;
 - Основная деятельность: бурение нефтяных и газовых скважин различных глубин, капитальный ремонт скважин, а также оказание услуг по бурению горизонтальных и наклонно - направленных участков ствола скважин, цементированию, отбору керна, кислотной обработке и ГРП, работы связанные с ликвидацией аварий, услуги буровых растворов;
 - До 20 августа 2017г. было пробурено 880 скважин и общая проходка составила 2,473,924 метра;
 - Процент местных работников составляет 95% от общей численности сотрудников в компании;
 - Крупнейшая компания по предоставлению инжиниринговых услуг бурения в Центральной Азии;
 - Современное оборудование и технический персонал высокого уровня, уровень технических возможностей обеспечивают одобрение и квалифицированные услуги для клиентов;
 - Соответствие международному стандарту системы менеджмента ISO, QHSE;
 - Безопасность на первом месте, экологические приоритеты, качество и эффективность производства.
-

Оборудование и буровые бригады:

- 18 буровых установок (ZJ70D, ZJ50DB, ZJ70L, ZJ30C, XJ30C, XJ650S);
 - 2 комплекта оборудования верхнего привода;
 - 4 комплекта цементировочного оборудования;
 - 3 комплекта для каротажа во время бурения + направленного бурения и 3 комплекта для измерений во время бурения;
 - 3 бригады по бурению с отбором керна;
 - 1 бригада по кислотной обработке и ГРП;
 - Возможность работать под «под ключ» и по «суточной ставке»;
 - Проектирование скважин;
 - Материальное снабжение;
 - Предоставление комплексных услуг в промежутке 0~7000м.
-

Адрес: проспект А.Молдагуловой, д. 43А , 030000, Казахстан, Актобе

Тел: +77132 947 200 Факс: +77132 947 226

E-mail: sk.gwdc@cnpc.com.cn, mard.skgw@yandex.ru

оборудования по территории, где нет стационарных дорог. Основой логистики стали зимние дороги, время действия которых в связи с глобальным потеплением становится все короче. Зимой же их работа то и дело прерывается метелями, которых в этих широтах бывает немало. Между тем грузопоток был впечатляющим. Если в 2014 году на месторождение доставили 32 тыс. тонн грузов, то в 2015-м — 176 тыс. тонн, а в 2016-м — уже 215 тыс. тонн.

При проектировании и строительстве напорного нефтепровода были учтены не только суровые климатические условия и сложный рельеф со множеством рек и ручьев, но и расположение священных для коренных жителей мест и оленьих пастбищ. На путях миграции оленьих стад были организованы специальные наземные переходы. А при пересечении рек, чтобы не нанести вреда экосистеме арктических водоемов, трубу прокладывали под их руслами методом наклонно-направленного бурения.

По планам к 2018 году добыча нефти на Восточно-Мессояхском месторождении должна достигнуть примерно 4 млн тонн в год. Выход к 2020 году на пиковую добычу в 6,5 млн тонн в год потребует строительства второй очереди инфраструктуры. Она сможет обслуживать и Западно-Мессояхское месторождение, разработка которого запланирована на более поздний срок.

Нефтегазовый кластер на Ямале

Помимо Мессояхи и Нового Порта к развивающейся нефтегазовой провинции на севере ЯНАО относятся еще несколько новых активов «Газпром нефти». Это Каменномысский нефтегазовый участок (сухопутная часть) с запасами 34,4 млрд кубометров газа, аукцион по которому «Газпром нефть» выиграла в 2016 году, а также Тазовское (72 млн тонн нефти, 4,6 млн тонн конденсата, 183,3 млрд куб. м свободного газа) и Северо-Самбургское (90,5 млн

As an Operator, Gazprom Neft re-tested two Tazovskoye wells in Q1 2017 and started preparing the pad drilling. On North-Samburgsky LA the Company re-activated and re-tested two oil wells; carried out 3D seismic acquisition. The pilot drilling is scheduled on winter 2017-2018. The development of these fields will help use the regional infrastructure more efficiently.

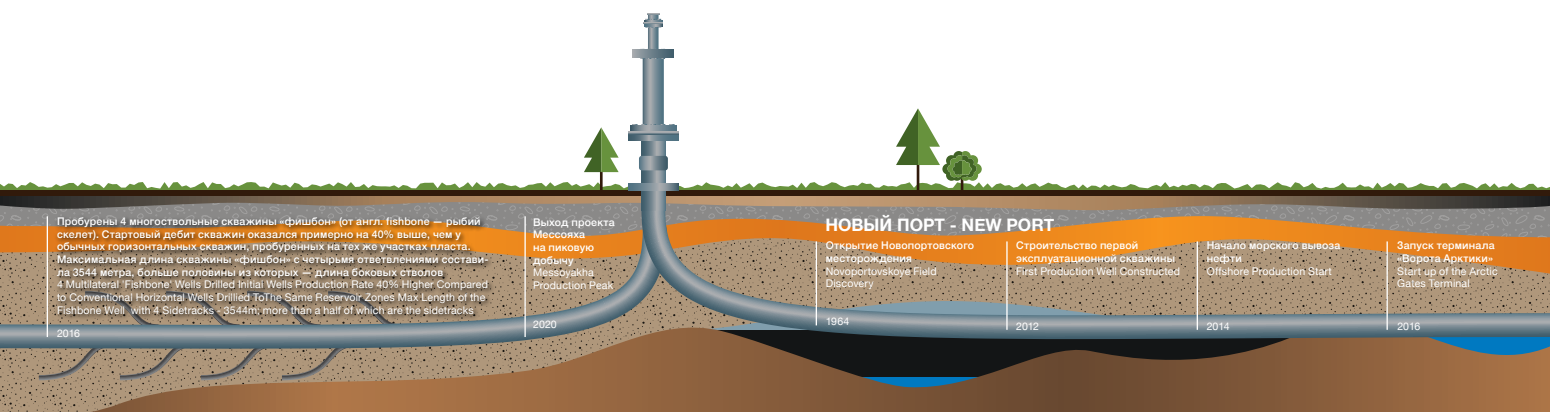
Aim Towards Novy Port

Development of the Novoportovskoye Field is another strategic project of Gazprom Neft in Yamal. In 2016, after commissioning of the Arctic Gates offshore loading terminal, the Company started year-round shipments of Novy Port oil.

Novoportovskoye Field is the first hydrocarbons field discovered in the Yamal Peninsula. The presence of significant amounts of the oil and gas reserves was proven as far back as in 1964, but the lack of transport infrastructure was a roadblock for a long time. By 1987, 117 exploration wells were drilled in the field, but active development only started after 2010, the year when Gazprom made a decision to hand the asset over to Gazprom Neft. Today, Gazprom Neft-Yamal is the Field Operator.

The geological survey and pilot operations were ongoing up to 2014. Then, the production drilling started. A total of 186 bln rubles have been invested in development of the Novoportovskoye Field; the expected tax revenue will exceed 1.5 trillion rubles.

The Novoportovskaya suite includes several reservoirs; the best pay reservoir is NP-4. To date, most of the hydrocarbons are produced from this formation. In 2017, a new oil reservoir, NP-8, was put into production. This is the second formation in the field in terms of the productivity; within the next three years it will deliver about 25% of total production, and throughout the field cycle it will produce over 10% of the entire Novy Port oil reserves. By late 2017, 14 oil producers are planned to be drilled to NP-8; and by late 2019 - 50 oil wells.





XVI МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ СЕРВИС И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

23 октября, Москва
ЦВК «Экспоцентр»

ОРГАНИЗАТОР



в рамках Международной
специализированной выставки
«ТЕХНОФОРУМ - 2017»



www.rpi-conferences.com



Форум
проходит
при поддержке:



Министерства
промышленности
и торговли
Российской Федерации



Торгово-
промышленной
Палаты
Российской Федерации



Влияние новой рыночной
конъюнктуры на состояние
нефтесервисного сегмента в
РФ. Перспективы и возможные
направления развития

Технологии и будущее
горизонтального бурения. Развитие
сервиса сопровождения бурения.
Перспективы российских компаний в
сегменте MWD/LWD. Системы
мониторинга скважин

Третьичные методы
интенсификации нефтеотдачи –
возможности долгосрочного
поддержания объема добычи
нефти в России

3 года санкций для нефтегазовой отрасли РФ –
подводим первые итоги импортозамещения. Наиболее
успешные сегменты и возможности для развития

Инвестиции в технологии как ключевой фактор
конкурентоспособности российских компаний.
Необходимые условия и приоритетные направления

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2017!

Возможности сохранения финансовых показателей работы нефтесервисных компаний
и удержания их рыночных долей в условиях нестабильности нефтесервисного рынка



>20
спикеров

>120
участников

16
лет успеха



+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32



Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com

тонн нефти) месторождения, лицензии на которые компания получила в 2017 году.

В статусе оператора разработки в первом квартале 2017 года «Газпром нефть» переиспытала две скважины на Тазовском месторождении и начала подготовку к кустовому бурению. На Северо-Самбургском участке расконсервированы и переиспытаны две нефтяные скважины, проведены сейсмические исследования 3D, пилотное бурение намечено на зимний сезон 2017–2018 годов. Разработка этих месторождений позволит более эффективно использовать созданную в регионе инфраструктуру.

Курс на Новый Порт

Еще один стратегический проект «Газпром нефти» на Ямале — освоение Новопортовского месторождения. В 2016 году, после ввода в эксплуатацию ледового нефтеналивного терминала «Ворота Арктики», компания приступила к круглогодичной отгрузке нефти Нового Порта.

Новопортовское — первое месторождение углеводородов, открытое на полуострове Ямал. Наличие здесь значительных запасов нефти и газа было доказано еще в 1964 году, но отсутствие транспортной инфраструктуры долгое время оставалось непреодолимым фактором. К 1987 году на месторождении было пробурено 117 разведочных скважин, однако в активную фазу проект освоения актива вступил лишь после 2010 года, когда «Газпром» принял решение о его передаче «Газпром нефти». Сегодня оператором проекта выступает «Газпромнефть-Ямал».

До 2014 года на месторождении проводились геологоразведка и опытно-промышленные работы. Затем началось бурение эксплуатационных скважин. К настоящему времени объем инвестиций в развитие Новопортовского месторождения составил 186 млрд рублей, ожидаемые налоговые поступления за время реализации проекта превысят 1,5 трлн рублей.

Новопортовская свита включает несколько пластов, наиболее продуктивный из которых — пласт НП-4. Именно из него сегодня идет основная добыча. В 2017 году началась разработка нового нефтяного пласта — НП-8. Это второй по продуктивности пласт месторождения, который в ближайшие три года обеспечит около 25% добычи, а за весь период эксплуатации даст более 10% всей нефти Нового Порта. Всего до конца 2017 года на пласт НП-8 планируется пробурить 14, а до конца 2019-го — 50 нефтяных скважин.

Novoportovskoye field is located beyond the Arctic Circle, at southeast part of the Yamal Peninsula, 250km north to Nadym and 30 km to the Gulf of Ob shore.

250 000 000

tons of oil and 320 bln cubic meters of gas (together with Paleozoic deposits) are the recoverable reserves of the Novoportovskoye field.

Novy Port — сорт нефти, добываемый на Новопортовском месторождении. Относится к категории легких, по низкому содержанию серы (около 0,1%) превосходит не только российскую смесь Urals, но и европейский сорт Brent.

186 000 000 000

rubles were invested by Gazprom Neft in the development of the Novoportovskoye field.

For a long time the crude transport difficulties remained the main challenge in development of Novy Port. At the end of the day, the marine oil shipment via Mys Kamenny was acknowledged as the best option. In 2011, the pilot escorting a nuclear ice-breaker from the port of Sabetta to Mys Kamenny confirmed it was possible to ship the oil by sea in winter period. In the summer of 2014, the tanker transported the first Yamal oil to Europe by the Northern Sea Route.

Bazhenov Suite Prospect

One of the strategic Gazprom Neft tasks is to develop the Bazhenov suite. This is a 2-3K meters deep geological formation in West Siberia with huge oil resources: from 100 to 170MM tons. But it would be extremely difficult to extract them, as the Bazhenov suite formations have low permeability.

In 2013, Gazprom Neft launched the first targeted study of this formation in the Palyanovskaya Area of the Krasnoleninskoye field to evaluate its production potential. The Project came up with the set of technologies that has already had great success: two horizontal wells drilled in 2016 gave significant oil inflow, which proved the anticipations, right.

In May 2017, The Ministry of Energy of Russia granted the Gazprom Neft Bazhenov Suite Study Project national status. The follow-up development and improvement of this approach will continue at the Research Centre, which is organised together with KhMAO-Yugra Administration in KhMAO area. In case of success, the rate of production from the Bazhenov suite that Gazprom Neft might achieve about 2.5M tons per year by 2025.

Новопортовское месторождение расположено за Полярным кругом в юго-восточной части полуострова Ямал, в 250 км к северу от Надыма и в 30 км от побережья Обской губы

250 000 000

тонн нефти и 320 млрд кубометров газа (с учетом палеозойских отложений) составляют извлекаемые запасы Новопортовского месторождения

Novy Port — сорт нефти, добываемый на Новопортовском месторождении. Относится к категории легких, по низкому содержанию серы (около 0,1%) превосходит не только российскую смесь Urals, но и европейский сорт Brent.

186 000 000 000

рублей «Газпром нефть» инвестировала в развитие Новопортовского месторождения

Долгое время главным вызовом при разработке Нового Порта оставалась сложность транспортировки добываемого сырья. В итоге оптимальным решением была признана морская отгрузка нефти через мыс Каменный. В 2011 году опытная проводка атомного ледокола из порта Сабетта до мыса Каменного подтвердила возможность вывоза нефти морским путем и в зимний период. А первый танкер с ямальской нефтью отправился по Северному морскому пути к европейским потребителям летом 2014 года.

Баженовская перспектива

Освоение нефти баженовской свиты входит в разряд стратегических задач «Газпром нефти». Это геологическая формация, располагающаяся на глубине 2–3 тыс. м на территории Западной Сибири и содержащая огромные нефтяные ресурсы: от 100 до 170 млрд тонн. Однако извлечь их чрезвычайно трудно, ведь породы баженовской свиты имеют очень низкую проницаемость.

В «Газпром нефти» первый проект целенаправленного изучения этой формации для оценки потенциала ее вовлечения в разработку был запущен в 2013 году на Пальяновской площади Краснотинского месторождения. В рамках проекта разработан комплекс технологий, уже позволивший достичь больших успехов: две горизонтальные скважины, пробуренные в 2016 году, дали заметный приток нефти, подтвердив правильность выдвинутых гипотез.

Starting in 2016, the oil is loaded into tankers from the Arctic Gate oil loading terminal, installed in the Ob Bay area, 3.5km offshore. This is a unique facility designed to operate under extreme conditions. The terminal has a two-tier protection system and complies with the most stringent requirements for industrial safety and environmental protection. The zero discharge technology prevents foreign substances from getting into the Ob Bay. The subsea pipeline is additionally protected with a concrete shell.

A full-scale development of the Novoportovskoye field was hindered not only by oil shipment difficulties, but also by imperfect recovery methods. Low-permeable reservoirs, divided deposits and thick gas cap required the construction of horizontal and multilateral wells, together with the multistage hydrofracs. In 2016, a well with 2000m long horizontal leg was drilled in Novoportovskoye field, which is a Company record. In 2017, a 20-stage hydrofrac was conducted here, applying the hi-end 'ball-less' technique.

A significant GOR is a feature of the Novoportovskoye field. Some of the produced associated gas will be injected back into the gas cap to maintain the reservoir pressure and increase the oil recovery. For this, the biggest Russian gas injection unit is being constructed in the field; its startup is scheduled in summer 2017. At the same time it will be decided if it is feasible to run the gas line on the Ob Bay mudline, which would help monetize part of the produced Novoportovskoye gas.

Now 85 wells are operating in the field, with the rate from 50 to 1100 tons of oil per day, including 19 wells constructed in 2017, with the total rate of 5163 tons of oil per day. By May this year, the cumulative production had reached a value of 5M tons. In total, at least 6M tons of oil are planned to be recovered in 2017.

Old Assets. New Development

Noyabrsk is the region Gazprom Neft has operated in the longest. The majority of the operating fields here are mature. But a 2016 discovery makes this region a new promising point of development for the Group of Companies in general, and ensures a stable production growth for Gazprom Neft-Noyabrskneftegas until 2025.

Until recently, the Remote Fields Group included five fields: Kholmistoye, Chatylkinskoye, Vorgenskoye, South-Udmurtskoye and Ravninnoye. Their proven recoverable resources were about 16M tons of oil. Three of the five (Kholmistoye, Chatylkinskoye and Vorgenskoye) were in operation; the other two were too small for commercial production.

В мае 2017 года Министерство энергетики РФ присвоило проекту «Газпром нефти» по изучению баженовской свиты статус национального. Отработка и совершенствование подхода продолжатся на базе центра, который создается на территории Ханты-Мансийского автономного округа совместно с администрацией ХМАО-Югры. В случае успешной реализации проекта уровень добычи «Газпром нефти» из залежей баженовской свиты в 2025 году может составить около 2,5 млн тонн в год.

С 2016 года отгрузка нефти на танкеры осуществляется с нефтеналивного терминала «Ворота Арктики», установленного в акватории Обской губы в 3,5 км от берега. Это уникальное техническое сооружение, рассчитанное на работу в экстремальных условиях. Терминал оснащен двух-уровневой системой противоаварийной защиты и отвечает самым жестким требованиям в области промышленной безопасности и охраны окружающей среды. Технология «нулевого сброса» исключает попадание любых посторонних веществ в Обскую губу. Подводный трубопровод защищен дополнительной бетонной оболочкой.

Полномасштабную разработку Новопортовского месторождения сдерживали не только сложности с вывозом нефти, но и несовершенство технологий добычи. Низкопроницаемые коллекторы, расчлененность залежей, мощная газовая шапка требовали строительства горизонтальных и многостовольных скважин, проведения многостадийных гидроразрывов пласта. В 2016 году на Новопортовском месторождении была пробурена скважина с длиной горизонтального участка ствола 2000 метров — рекордный показатель для компании. А в 2017 году здесь успешно провели 20-стадийный гидроразрыв пласта по прогрессивной «бесшаровой» технологии.

Особенность Новопортовского месторождения — серьезный газовый фактор. Часть добываемого здесь попутного газа (ПНГ) предполагается закачивать обратно в газовую шапку для поддержания пластового давления и увеличения

In 2016, two previously unknown oil deposits were discovered in West-Chatylkinsky LA, where the 3D seismic lasted for two years. The preliminary evaluation says the recoverable reserves of all deposits in West-Chatylkinskoye field and the adjacent areas might vary from 40 to 70 mln tons. At this, the total reserves of the Remote Fields will grow 4-5 times.

over 40 000 000

tons are the recoverable reserves of the Remote Fields Group

over 500 000 000

tons of oil are the recoverable reserves of Kuyumbinskoye and Yurubcheno-Tokhomskoye fields

10 800 000

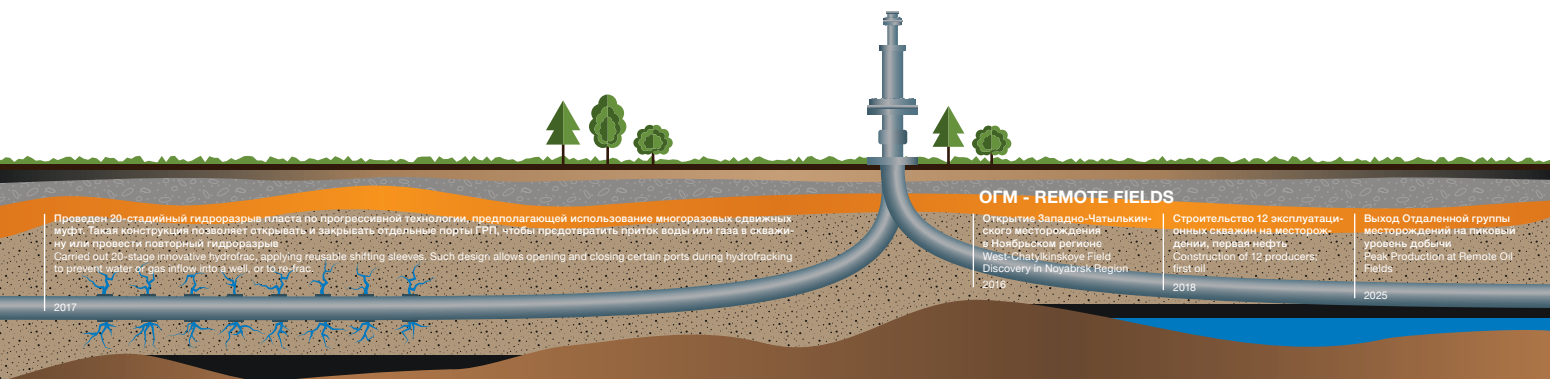
tons per year - this will be the production rate of Kuyumba fields by 2029

The discovery has significantly changed the situation on the entire production asset: a synergistic effect of created common infrastructure will allow putting previously non-commercial stock into production. As result, the Remote Fields Project production might peak at around 3 mln tons of oil per year. The short time required to put the stock into production is a big advantage: the first oil from the newly discovered field is expected in 2018; and in 2023 the field will be on commercial production.

Progressing to the East

The Kuyumba fields cluster in the Evenkinsky District of Krasnoyarsk Region is one of the largest prospective Gazprom Neft projects. Licenses for these fields belong to Slavneft-Krasnoyarskneftegas Company, a joint venture co-owned by Gazpromneft and Rosneft. The biggest Project fields are Kuyumbinskoye and Yurubcheno-Tokhomskoye.

The Kuyumbinskoye field was discovered in 1973, but it remained suspended for a long time: the region was



нефтеотдачи. Для этого на месторождении строится крупнейшая в России установка по закачке ПНГ в пласт, которая начнет работу летом 2017 года. В это же время будет принято решение о целесообразности строительства газопровода по дну Обской губы, который позволит монетизировать часть добываемого на Новопортовском месторождении газа.

Сейчас на месторождении эксплуатируется 85 скважин дебитом от 50 до 1100 тонн нефти в сутки, в том числе в 2017 году было завершено строительство 19 скважин суммарным дебитом 5163 тонны нефти в сутки. К маю этого года накопленная добыча на активе достигла 5 млн тонн. А в целом за 2017 год планируется добыть не менее 6 млн тонн нефти.

Новое развитие на старых активах

Ноябрьск — старейший регион присутствия «Газпром нефти». Большинство разрабатываемых здесь месторождений находится на поздних стадиях добычи. Однако открытие 2016 года делает регион новой перспективной точкой развития для группы компаний в целом, а для «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» обеспечивает стабильный рост добычи вплоть до 2025 года.

До недавнего времени Отдаленная группа месторождений (ОГМ) включала пять месторождений: Холмистое, Чатылькинское, Воргенское, Южно-Удмуртское и Равнинное. Их подтвержденные извлекаемые запасы составляли около 16 млн тонн нефти. Три из пяти (Холмистое, Чатылькинское и Воргенское) находились в эксплуатации, еще два были слишком малы для того, чтобы добыча на них могла стать рентабельной.

В 2016 году на Западно-Чатылькинском лицензионном участке, где в течение двух лет велись сейсморазведочные работы в 3D, были

более 40 000 000

тонн составят извлекаемые запасы Отдаленной группы месторождений

более 500 000 000

тонн нефти — извлекаемые запасы Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений

10 800 000

тонн в год составит добыча на месторождениях проектах Куюмба к 2029 году

lacking the infrastructure to allow for the oil shipment to consumers. The East-Siberia - Pacific Ocean pipeline system startup and Transneft's decision to build 700 km long Kuyumba - Taishet pipeline branch have changed the situation.

Activities on production infrastructure development and preparation of hydrocarbon reservoirs development have been performed at the Kuyumba field since 2010. So far, it has been decided to start developing two areas where recently the pilot operations were carried out. The production level is expected to be 1.6MM tons of oil per year, but it might increase should the geological surveys be successful. In early 2017 the Kuyumba-Taishet pipeline was hooked up, and the 'Early Oil' program introduction campaign deployed at the Kuyumbinskoye field. Total expected annual production is 295K tons of oil. The field is planned to be fully hooked up in late 2018.

Achimov Approaching

A huge potential of future growth is related with the development of the Achimov deposits, which are spread almost all over the entire West Siberia. The Gazprom Neft resources of this type count more than 10 bln tons of oil. Almost the same quantity is on stock of the joint ventures and Gazprom.

The biggest part of the Achimov oil is under production at the moment, but mostly these resources are yet non-recoverable due to low permeability. The commercial production of these resources depends on development of the horizontal drilling and reservoir stimulation techniques. But just like the Bazhenov suite, the Achimov deposits differ in their properties depending on the region. To determine the most promising areas and test the recovery techniques, the Company established a Project office called 'Bolshaya Achimov'.

Chonsky is another major project in East Siberia, at the border of Irkutsk Oblast and Sakha Republic (Yakutia), 100km of the East Siberia-Pacific Ocean pipeline. In Soviet times, the Chonsky fields, just like other East Siberia resources, was beyond the active production area, though the geological surveys were carried out here. The survey results became needed only in 2000s, when the government made a decision to deploy a full-scale development of Siberia platform and construct the East Siberia-Pacific Ocean pipeline system.

In 2011, the Gazprom Neft's Research Center studied all the available data on the Project's license areas and built

210 000 000

tons of oil and 270 bln cubic meters of gas are the initial recoverable reserves of Gazprom Neft's Chonsky project.

обнаружены ранее неизвестные залежи нефти. По предварительным оценкам, извлекаемые запасы всех залежей Западно-Чатылькинського месторождения и смежных с ним территорий могут составить от 40 до 70 млн тонн. При этом общие объемы запасов ОГМ вырастут в 4–5 раз.

Открытие существенно изменило ситуацию на всем активе: синергетический эффект от создания общей инфраструктуры позволит ввести в разработку прежде нерентабельные запасы. В результате пиковая добыча проекта ОГМ может составить здесь около 3 млн тонн нефти в год. Большим преимуществом станет и скорость ввода этих запасов: первая нефть на вновь открытом месторождении начнет добываться уже в 2018 году, а в 2023 году оно выйдет на этап промышленной эксплуатации.

Продвижение на восток

В перспективном портфеле «Газпром нефти» проект разработки Курумбинской группы месторождений в Эвенкийском районе Красноярского края — один из крупнейших. Лицензии принадлежат компании «Славнефть-Красноярскнефтегаз» — совместному предприятию с равными долями «Газпром нефти» и «Роснефти». Наиболее крупные месторождения проекта — Курумбинское и Юрубчено-Тохомское.

Курумбинское месторождение было открыто в 1973 году, однако долгое время оставалось законсервированным: в регионе отсутствовала инфраструктура, которая обеспечивала бы транспортировку нефти потребителям. Ситуация изменилась после запуска трубопроводной системы Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО) и принятия

an integrated seismic and geological model, which was later proved by drilling. This comprehensive job helped justify the significant project resources increment.

Today the Chonsky Project operations include exploration drilling and pilot operations for determination of optimal development method. Planned fields commissioning date - 2021.

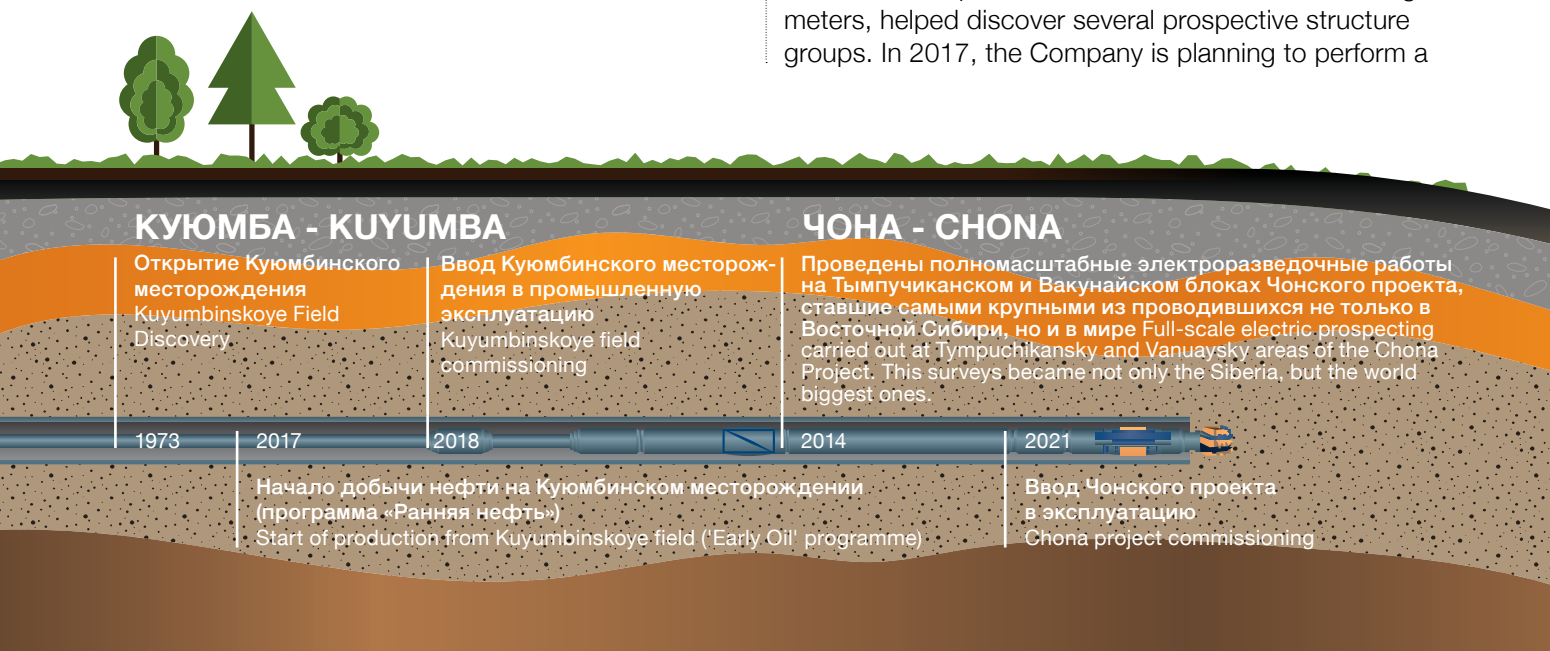
Going Offshore

Apart from the Pirazlomnoye field, which was hooked up in 2013, Gazprom Neft possesses licenses for several shelf areas, where the geosurveys are ongoing at the moment. Commercial production from these fields is not an immediate concern. But given how complicated these projects are, the preparation has already started.

Ayashsky LA in the Sea of Okhotsk is located close to the Sakhalin-1 and Sakhalin-2 fields. The area is over 4Km², and about the half of it has already been covered by 3D seismic prospecting. In 2016, based on geological and geophysical data, the most promising prospects were selected for exploration drilling. The construction of the first well is set on June 2017.

There is an oil field called Dolinskoye just 60km away from the Pirazlomnoye field, in the central part of Pechora Sea. 2D and 3D seismic work have already been done in the area, and four exploration wells have been drilled. During 2017 it is planned to continue with the 3D acquisition here. The obtained data will allow to update the geological model, and by 2018-2019 to start the appraisal well drilling to the Devonian horizons.

The North-West Area is another LA in Pechora Sea. 2D seismic acquisitions, which covered 12.8K running meters, helped discover several prospective structure groups. In 2017, the Company is planning to perform a



решения о строительстве «Транснефтью» ветки Куюмба — Тайшет протяженностью почти 700 км.

С 2010 года на Куюмбинском месторождении активно ведутся работы по развитию производственной инфраструктуры и подготовке запасов к промышленной разработке. Пока принято решение о разработке двух зон, где ранее проводились опытно-промышленные работы. Планируемый уровень добычи — 1,6 млн тонн нефти в год, однако в случае успеха геологических работ он может быть увеличен. В начале 2017 года нефтепровод Куюмба — Тайшет был введен в эксплуатацию, а на Куюмбинском месторождении между тем началась реализация программы «Ранняя нефть». За год планируют добыть в общей сложности 295 тыс. тонн нефти. Полномасштабный запуск месторождения назначен на конец 2018 года.

Приближение Ачимовки

Огромный потенциал будущего развития связан и с освоением ачимовских отложений, распределенных практически по всей территории Западной Сибири. Ресурсы этого типа у «Газпром нефти» составляют более 10 млрд тонн нефти. Еще почти столько же состоит на балансе совместных предприятий и «Газпрома».

Небольшая часть ачимовской нефти находится в разработке уже сейчас, однако в основном эти ресурсы пока недоступны из-за своей низкой проницаемости. Возможности их промышленного освоения связаны с развитием технологий горизонтального бурения и стимуляции пласта. Но, как и бажендовская свита, ачимовские залежи сильно различаются по своим характеристикам от региона к региону. Для определения наиболее перспективных участков и отработки технологии

Gazprom Neft are performing geological surveys on several shelf areas in the sea of Okhotsk, the Barents and Chukchee shelves. The development of these areas is a remote prospect, but the preparations have already started.

over 100 000 000 tons

of reference fuel are the geological resources of Ayashsky LA in the shelf of the Sea of Okhotsk

feasibility study of the promising fields, and in 2018 the plan is to run 3D surveying.

Kheisovsky LA is in the northern part of Barents Sea, The sea depth here reaches 500 m, and the climate is extremely severe: the ice may stay the whole year round NE and NW to the LA. The area is not well surveyed yet. In 2017, it is planned to finish building a regional basin model, and in 2018-2020 to continue with the 2D seismic.

In June 2014, Gazprom Neft Sakhalin were also granted permission to survey, explore and produce hydrocarbons within North-Vrangelevsky LA, which occupies 117K km² in NE of the East Siberian and NW of the Chukchi Sea. In 2017 the plan is to forecast the production rates and parameters of the promising fields and start preparing to the 2D seismic campaign in 2018-2020.

Published with thanks to Gazprom Neft & Sibirskaya Neft MAGAZINE

ШЕЛЬФ SHELF



Ввод Приразломного месторождения в промышленную эксплуатацию
Prirazlomnoye field commissioning

2013

Бурение первой разведочной скважины на Аяшском лицензионном участке
Drilling of the first exploration well at Ayashky LA

2017

Бурение четвертой разведочной скважины на Долгинском месторождении
Drilling of the fourth exploration well at Dolginskoye field

2014

вовлечения этих запасов в компании создан проектный офис «Большая Ачимовка».

Чона — еще один крупный проект компании в Восточной Сибири, на границе Иркутской области и Республики Саха (Якутия), в 100 км от трубопровода ВСТО. В советский период Чонские месторождения, как и другие запасы Восточной Сибири, оставались за периметром активных разработок, хотя здесь велись геологоразведочные работы. К результатам исследований вернулись лишь в 2000-х, когда на правительственном уровне было принято решение о масштабном освоении Сибирской платформы и строительстве нефтепроводной системы ВСТО.

210 000 000

тонн нефти и 270 млрд кубометров газа — начальные извлекаемые запасы Чонского проекта «Газпром нефти»

В 2011 году специалисты Научно-технического центра «Газпром нефти» проанализировали все имеющиеся данные по лицензионным участкам проекта и построили единую сейсмогеологическую модель, впоследствии подтвержденную результатами бурения. Эта масштабная работа позволила обосновать значительный прирост запасов проекта.

Сейчас на Чоне продолжается поисково-разведочное бурение, а также ведутся опытно-промышленные работы, направленные на определение оптимальной схемы разработки. Плановая дата ввода месторождений в промышленную эксплуатацию — 2021 год.

Выход в море

Помимо Приразломного месторождения, добыча нефти на котором началась еще в 2013 году, «Газпром нефть» имеет лицензии на несколько участков шельфа, где ведутся геологоразведочные работы. Промышленная разработка этих месторождений — вопрос не завтрашнего дня. Однако с учетом сложности проектов подготовка к их реализации идет уже сегодня.

Аяшский лицензионный участок в Охотском море расположен рядом с месторождениями проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2». Площадь участка — более 4 тыс. км², около половины из которых уже охвачено 3D-сейсморазведкой. В 2016 году по результатам анализа геолого-геофизической информации были выбраны наиболее перспективные структуры для бурения поисково-разведочных скважин. Строительство первой такой скважины начнется в июне 2017 года.

Всего лишь в 60 км от Приразломного в центральной части Печорского моря расположено Долгинское нефтяное месторождение. На участке уже проведены 2D- и 3D-сейсморазведочные работы, а также пробурены четыре разведочные скважины. В 2017-м здесь планируется продолжить 3D-сейсморазведку. Полученные данные позволят актуализировать геологическую модель актива и приступить в 2018–2019 гг. к строительству поисково-оценочной скважины на девонские отложения.

«Газпром нефть» ведет геологоразведочные работы сразу на нескольких участках шельфа Охотского, Баренцева и Чукотского морей. Их разработка — вопрос отдаленной перспективы, но подготовка к ней уже началась

более 100 000 000 тонн

условного топлива составляют геологические ресурсы Аяшского лицензионного участка на шельфе Охотского моря

Еще один лицензионный участок в Печорском море — Северо-Западный. Проведенные здесь сейсморазведочные работы категории 2D объемом 12,8 тыс. погонных км позволили выявить несколько групп перспективных структур. В 2017 году компания планирует выполнить технико-экономическую оценку освоения потенциальных месторождений, а в 2018-м — начать сейсморазведку в 3D.

Хейсовский лицензионный участок находится в северной части Баренцева моря. Глубина моря здесь доходит до 500 м, а природно-климатические условия чрезвычайно сложны: на северо-западе и северо-востоке от участка льды могут держаться круглый год. Степень изученности блока пока невысокая. В 2017 году планируется завершить работы по построению региональной бассейновой модели участка, а в 2018–2020 гг. — продолжить сейсморазведочные работы 2D.

В июне 2014 года «Газпромнефть-Сахалин» также получила право на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов в пределах Северо-Врангелевского лицензионного участка, который занимает 117 тыс. км² на северо-востоке Восточно-Сибирского и северо-западе Чукотского морей. В 2017 году планируется выполнить расчет прогнозных технологических показателей разработки и характеристик потенциальных месторождений, а также начать подготовку к проведению 2D-сейсморазведочных работ 2018–2020 гг.

Материал любезно предоставлен компанией ОАО «Газпром нефть» и журналом «Сибирская нефть»