

Инвестиционные программы нефтегазовых компаний

Аналитические материалы конференции
«Строительство в нефтегазовом комплексе»
30 мая, НЕФТЕГАЗСТРОЙ

2019



Уважаемые участники конференции!

Ежегодный аналитический обзор «Инвестиционные программы нефтегазовых компаний» информирует участников рынка об основных направлениях вложения средств нефтяниками и газовиками. В обзоре отражены планы и проекты нефтегазовых компаний на перспективу, объем инвестиций, сроки и виды работ в перспективных и действующих объектах.

Обзор используется при подготовке популярной настенной нефтегазовой карты «Инвестиционные проекты в нефтегазовом комплексе». На карте указаны названия и места расположения основных проектов, реализуемых в нефтегазовом комплексе Российской Федерации.

Желаю участникам конференции «Нефтегазстрой-2019» полезного общения, новых деловых контактов, благополучия и успехов во всех начинаниях!

До новых встреч в отеле InterContinental!

*С наилучшими пожеланиями,
Руководитель Московских нефтегазовых конференций,
директор общественной организации «ТЭК-Рейтинг»*

Елена Логинова

Производственные показатели отрасли за 2018 год

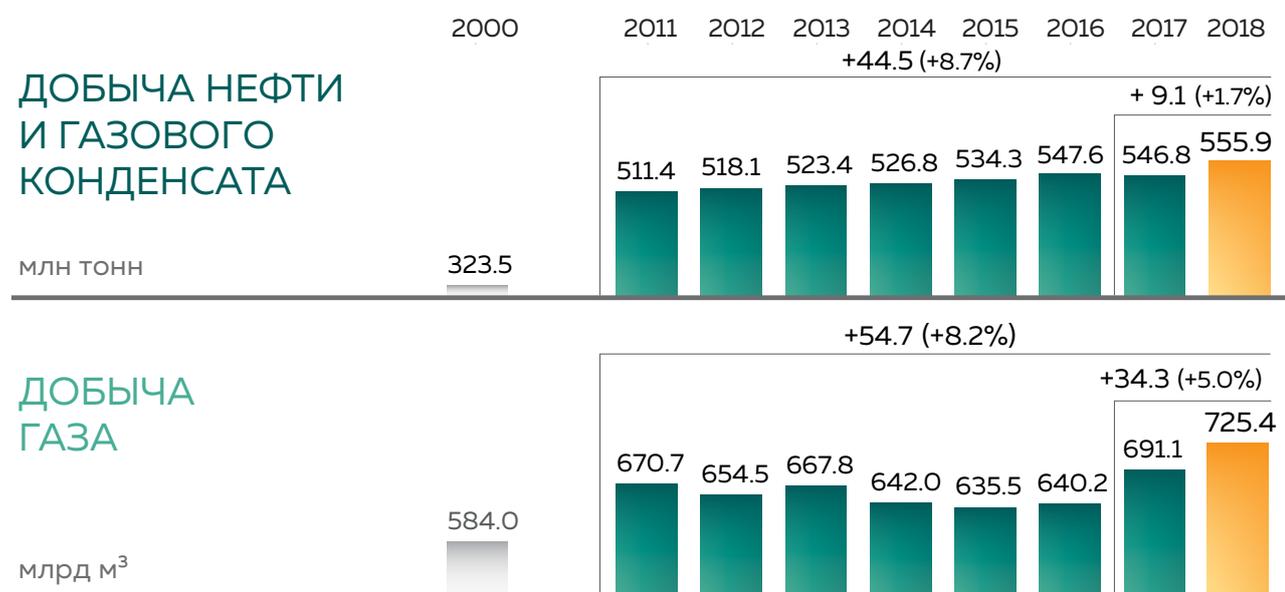
Нефтяная отрасль

Объем добычи нефти и газового конденсата	555,9 млн т
Поставка нефти на экспорт	257,7 млн т
Введено месторождений	54 ед
Проходка в эксплуатационном бурении	27,7 тыс м
<i>в т.ч. в горизонтальном бурении</i>	13,4 тыс м
Общая протяженность введенных магистральных нефтепроводов	216 км

Газовая отрасль

Объем добычи газа	725,4 млрд м ³
Поставка газа на экспорт	248,1 млрд м ³
Поставка газа на внутренний рынок	480,5 млрд м ³
Общая протяженность введенных магистральных газопроводов	977,0 км

Динамика добычи нефти и газа с 2011 по 2018 года



Доля России в мире по добычи нефти и газа в 2018 году



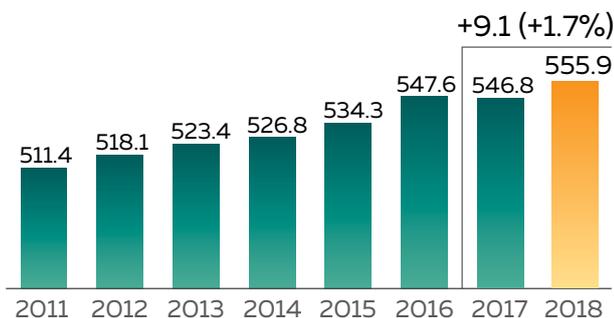
- 1 Саудовская Аравия
- 2 Россия
- 3 США
- 4 Иран
- 5 Ирак



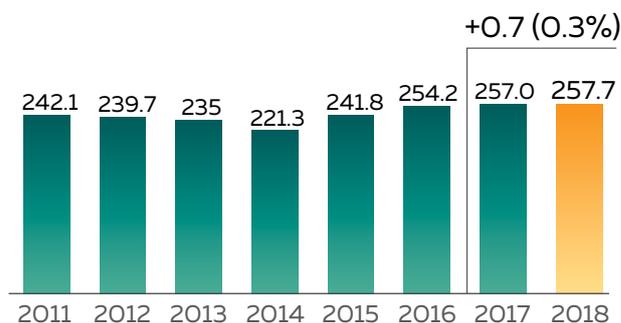
- 1 США
- 2 Россия
- 3 Иран
- 4 Катар
- 5 Канада



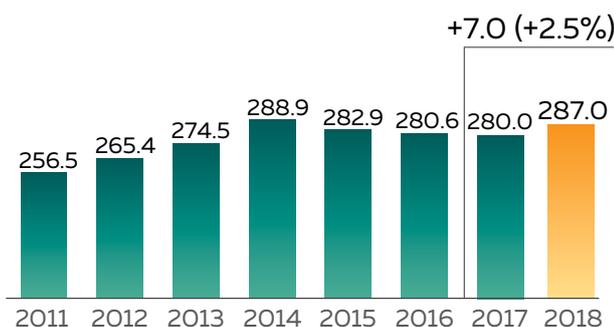
Добыча нефти и газового конденсата, млн т



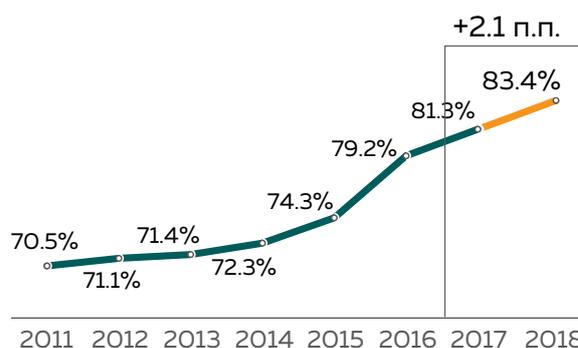
Поставка нефти на экспорт, млн т



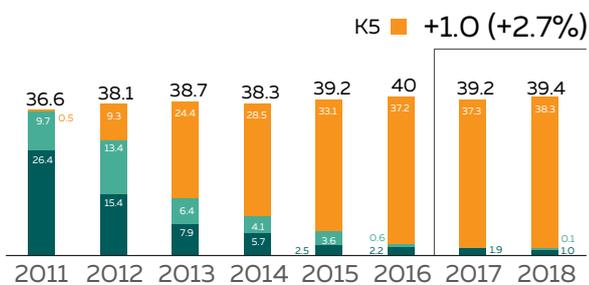
Первичная переработка нефти, млн т



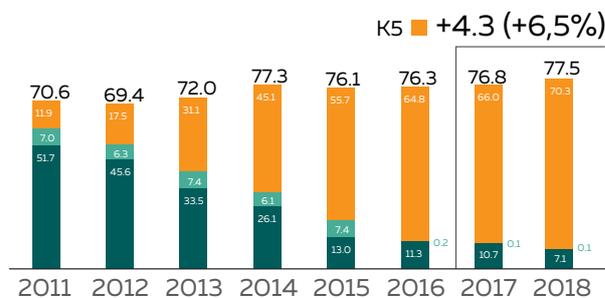
Глубина переработки нефти, %



Производство автобензина, млн т

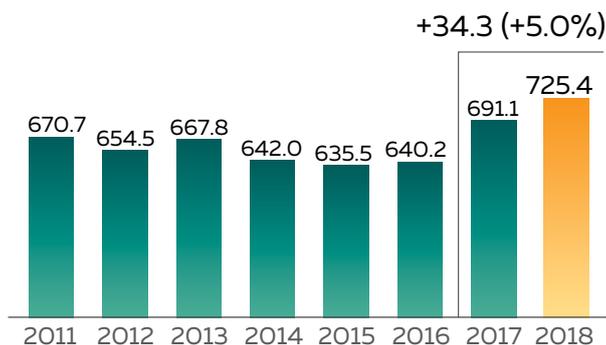


Производство дизельного топлива, млн т

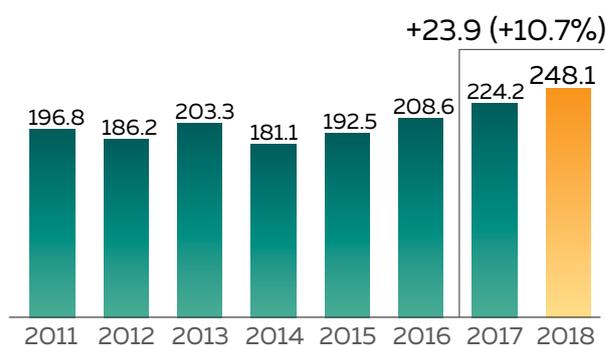


■ класс 3 и ниже ■ класс 4 ■ класс 5

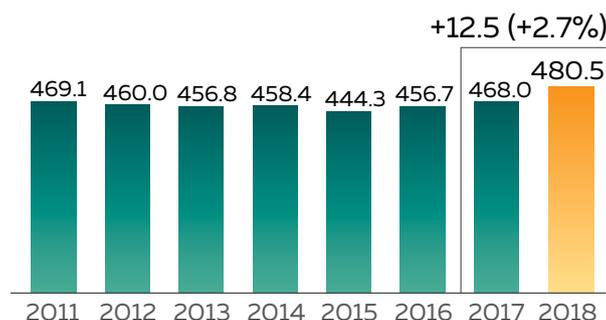
Добыча природного и попутного нефтяного газа, млрд м³



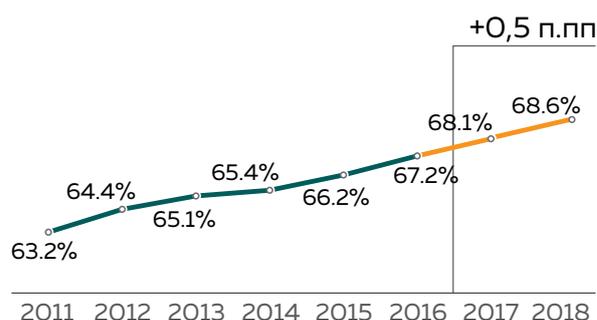
Поставка российского газа на экспорт (включая СПГ)*, млрд м³



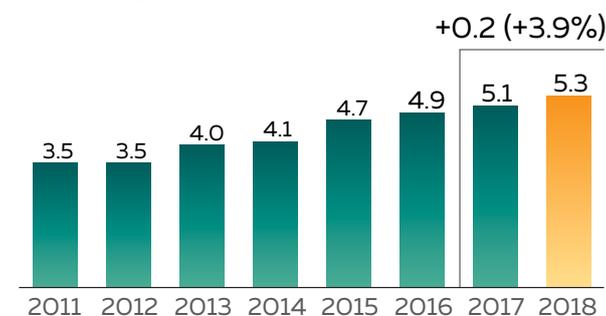
Поставка газа на внутренний рынок, млрд м³



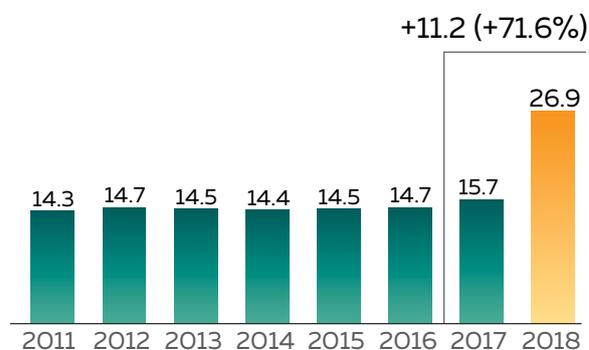
Уровень газификации природным газом, %



Производство крупнотоннажных полимеров, млн т

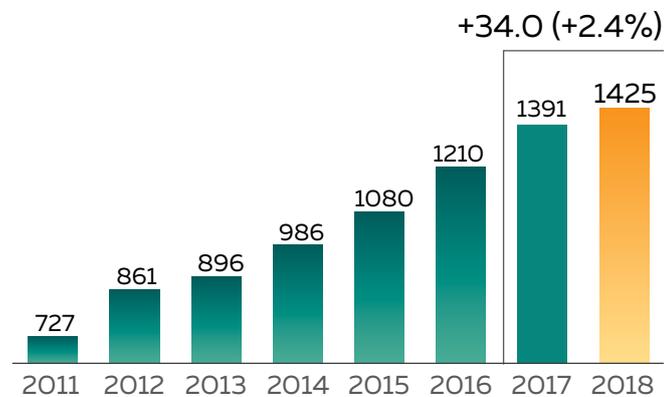


Валовое производство СПГ, млрд м³

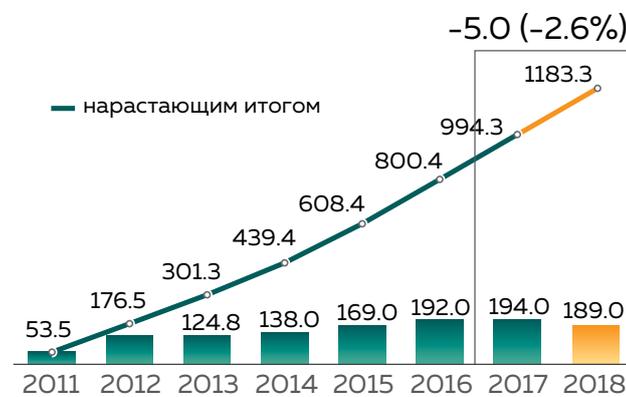


* с учетом отбора/заказки из ПХГ и изменения запасов в ЕСГ

Инвестиции в нефтедобычу, млрд руб.

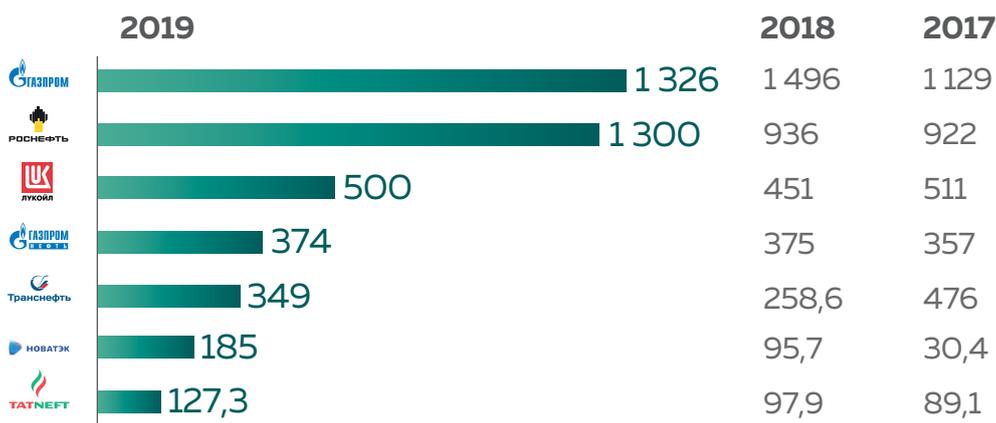


Инвестиции в модернизацию нефтегазохимических производств, млрд руб.



По данным Минэнерго России, ЦДУ ГЭК

Инвестиционные программы нефтегазовых компаний 2017-2019 гг., млрд руб.

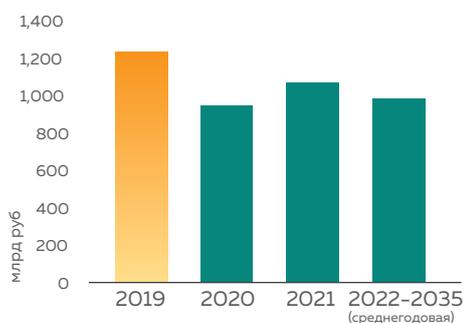




1 326 млрд руб.
Общая сумма инвестиций 2019 г.

Инвестиционная программа предусматривает реализацию всех стратегически важных проектов компании и развитие газотранспортной системы России, а также проекты, обеспечивающие пиковый баланс газа на среднесрочную перспективу.

Среднегодовые показатели инвестиционных вложений



Инвестиционные проекты 2019 года

Северный поток – 2	53 млрд руб.
Сила Сибири	148 млрд руб.
Ухта – Торжок – 2	31 млрд руб.
КС «Грязовец» – КС «Славянская»	167 млрд руб.
Турецкий поток	26 млрд руб.
Комплекс СПГ на КС «Портовая»	15 млрд руб.
Амурский ГПЗ	320 млрд руб.
Чаяндинское месторождение	120 млрд руб.
Бованенковское месторождение	39 млрд руб.

Инвестиции в геологоразведочные работы в 2019 году 76,7 млрд руб.

Перспективные месторождения

Месторождение	ввод в эксплуатацию	выход на проектную мощность
Харасавейское (сеноман-апские залежи)	2023-2024	2026-2027
Харасавейское (неоком-юрские залежи)	2026-2027	2028-2029
Северо-Каменномысское	2025-2027	2030-2032
Каменномысское-море	2023-2025	2025-2027
Ковыктинское	2022	2025
Южно-Кириновское	2023	2033-2034
Чаяндинское	2019	2024
Кириновское	2014	2021-2022
Бованенковское (сеноман-апские залежи)	2012	2021-2024
Бованенковское (неоком-юрские залежи)	2024-2025	2029-2030
Песцовое	2020-2021	2025-2026
Медвежье	2011	2020-2021
Уренгойское (участок 1)	2008	2021-2023
Уренгойское (участок 2)	2009	2021-2023
Уренгойское (участок 4,5)	2020	2024-2027

Харасавэйское месторождение: в 2019 году дан старт полномасштабному освоению Харасавэйского месторождения. В текущем году планируется отсыпка дорог и площадок для производственных объектов. В июне 2020 года планируется начать бурение эксплуатационных скважин.

Тамбейское месторождение: в 2019 году детально изучается вопрос о возможности поэтапного ввода Тамбейского месторождения в разработку с 2026 года.

Семаковское месторождение: в 2019 году продолжается работа по проектированию обустройства Семаковского месторождения, ввод первой очереди месторождения в разработку планируется осуществить в 2022 году путем строительства и обустройства скважин на суше. В рамках второй и третьей очередей будет выполнено строительство ERD-скважин (extended-reach drilling, скважины с отходом от вертикали более 3,5 тыс. м) и морского добычного комплекса для освоения акваториальной части Семаковского месторождения.

Парусовое, Северо-Парусовое месторождения: в 2019 году ведутся работы по Парусовому и Северо-Парусовому месторождениям, направленные на принятие окончательного инвестиционного решения по их освоению. Ввод Парусового месторождения в разработку планируется в 2025 году, а Северо-Парусового месторождения – на более поздних этапах с целью поддержания «полки добычи». Оператор ООО «Русгазальянс» (СП ПАО «Газпром» и АО «Русгаздобыча»).

Печорогородское месторождение: в 2025 году ожидается ввод в эксплуатацию Печорогородского газоконденсатного месторождения. Оператор ООО «Газпром добыча Краснодар».

Уренгойское месторождение: в 2018 году совместные предприятия ПАО «Газпром» и Wintershall – Ачим Девелопмент» и «Ачимгаз» договорились о подписании договора строительства первоочередных объектов на участках 4А и 5А ачимовских залежей Уренгойского месторождения. Инвестиции в проект составят 143 млрд. руб. Окончание строительства запланировано на 2021 год.

Модернизация ПХГ: с 2021 года запланировано начало строительство Новомосковского ПХГ, с 2024 года – Шатровского ПХГ. В период 2018–2022 гг. запланированы работы по реконструкции и расширению действующих мощностей на ПХГ: Пунгинское, Кущевское, Невское, Канчуринско–Мусинский комплекс, Удмуртский резервирующий комплекс.

ГРП на шельфе: предполагается строительство двух новых скважин на Скуратовском и Ленинградском лицензионных участках. Всего в 2019–2022 годах на шельфе Карского моря запланировано закончить строительством семь скважин, а также выполнить более 10 тыс. кв. км сейсморазведочных работ 3D на Нярмейском, Скуратовском, Амдерминском, Белоостровском и Западно-Шараповском участках.



Северный поток – 2

«Северный поток – 2» – экспортный газопровод из России в Европу через Балтийское море.

Инвестиции 2019 г.

53 млрд руб

Начало строительства – 2018 г.

Окончание строительства – 2019 г.

Разработчик – NordStream2 AG

Инвесторы: ENGIES.A., OMVAG, Royal Dutch Shell plc, Uniper SE and Wintershall Holding GmbH. Вклад каждой из европейских компаний составит до 950 млн евро.



В проекте две параллельные нитки диаметром 48 дюймов каждая протяженностью около 1 225 км. от Балтийского берега в Ленинградской области до побережья в Германии недалеко от действующего газопровода «Северный поток», ежегодная пропускная способность каждой нитки – 27,5 млрд куб. м.

Для строительства каждой нитки потребуется примерно 100 000 труб с бетонным утяжеляющим покрытием массой 24 т.

Укладка труб производится на морское дно специализированными судами, выполняющими весь объем сварочных и трубоукладочных работ.

В мае 2018 года Главгосэкспертизой России одобрена проектная документация, которая позволяет отказаться от сухопутных технологий строительства на участке пересечения берега. Предусмотрено, что сваренные на трубоукладочном судне трубы будут протянуты в заполненную водой траншею.



КС «Грязовец» – КС «Славянская»

Развитие газотранспортных мощностей ЕСГ Северо-Западного региона, участок КС «Грязовец» – КС «Славянская»

Инвестиции 2019 г.
167 млрд руб

Начало строительства – 2018 г.
Окончание строительства – 2019 г.

Протяженность трассы
867 км.

Проект реализуется в рамках расширения Единой системы газоснабжения для обеспечения подачи газа в газопровод «Северный поток-2».



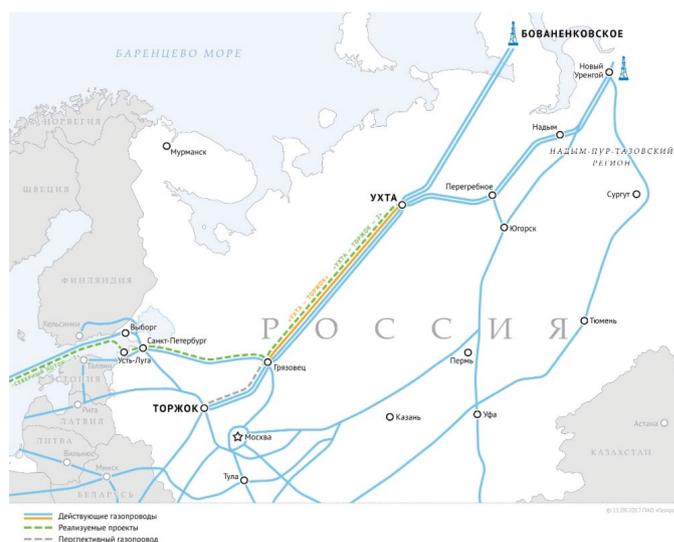
Ухта – Торжок – 2

Магистральные газопроводы «Ухта – Торжок» и «Ухта – Торжок – 2» имеют ключевое значение для развития Единой системы газоснабжения России в коридоре от полуострова Ямал до Финского залива. Они предназначены для доставки дополнительных объемов газа на Северо-Запад России для газоснабжения и газификации отечественных потребителей и поставок на экспорт.

Инвестиции 2019 г.
31 млрд руб

Начало строительства – 2015 г.
Окончание строительства – 2018 г.

В 2019 году запланирован ввод компрессорных станций «Новоприводинская» и «Новоюбилейная» общей мощностью 200 МВт.
В 2020 году – пяти компрессорных станций мощностью 425 МВт.





Турецкий поток

«Турецкий поток» – новый экспортный газопровод из России в Турцию через Черное море. Первая нитка газопровода предназначена для поставок газа турецким потребителям, вторая – для газоснабжения стран Южной и Юго-Восточной Европы. Общая стоимость строительства по проекту оценивается в 7 млрд. \$

Инвестиции 2019 г.

26 млрд. руб.

Начало строительства – 2017 г.

Окончание строительства – 2019 г.

Мощность каждой нитки

15,75 млрд. м³ газа в год

Длина морской части трубы составит около 930 км., сухопутной части по турецкой территории – 180 км.



Строительством морского участка

газопровода занимается компания South Stream Transport B.V. Строительством сухопутного участка транзитной нитки газопровода «Турецкий поток» для поставок российского газа европейским потребителям займется совместная проектная компания TurkAkim Gaz Tasima A.S. Компанию создадут на паритетной основе.

В мае 2018 года завершена глубоководная укладка морского участка первой нитки.



Сила Сибири

Газопровод строится на основе соглашения «Газпром» и Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорации (CNPC) о поставке газа в Китай.

Инвестиции 2019 г.

148 млрд. руб.

Начало строительства – 2014 г.

Окончание строительства – 2019 г.

Общая стоимость проекта оценивается в 1,1 трлн. руб.

В 2019 году будет введена в эксплуатацию компрессорная станция «Зейская». Строительство семи компрессорных станций мощностью 481 МВт продолжится до 2022 года. На втором этапе Якутский центр газодобычи соединен с Иркутским центром газодобычи (803,5 км. 1 компрессорная станция мощностью 48 МВт). На третьем этапе будут расширены газотранспортные мощности на участке от Чаяндинского месторождения до Благовещенска (1491,45 км.)

В 2019 году ФАУ «Главгосэкспертиза России» одобрила проект сооружения компрессорной станции КС-4 «Нимырская» и объектов соответствующей инфраструктуры на 1027,3 км трассы газопровода. В состав проекта объекта входят КС-4 «Нимырская», промбаза с вахтовым жилым комплексом и площадка водозаборных сооружений. Также здесь будут проложены внеплощадочные коммуникации, воздушные и межплощадочные кабельные

линии электропередач, подъездные дороги и канализационный коллектор. Генеральный проектировщик – ПАО «ВНИПИгаздобыча».



Чаяндинское месторождение

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение – одно из крупнейших на Востоке России. Является базовым для формирования Якутского центра газодобычи и ресурсной базой для газопровода «Сила Сибири»

Инвестиции 2019 г.

120 млрд. руб.

Ввод в эксплуатацию – 2019 г.

Выход на полку добычи – 2024 г.

Проектная мощность – 25 млрд. м³

Общая стоимость проекта оценивается в 450 млрд. руб.

На месторождении завершаются общестроительные работы на первоочередных производственных объектах. Ожидается ввод в эксплуатацию газовые скважины, коллекторов-газосборной системы, установки комплексной подготовки газа, дожимной компрессорной станции. Уже готовы полигон твердых бытовых и промышленных отходов, водозабор, очистные сооружения.



Бованенковское месторождение

Бованенковское месторождение является крупнейшим на полуострове Ямал. Разведанные и предварительно оцененные запасы газа здесь составляют 4,9 трлн. м³

Проектный уровень добычи газа на Бованенковском месторождении – 115 млрд. м³ в год. В перспективе проектный уровень должен увеличиться до 140 млрд куб. м в год за счет подключения неоком-юрских залежей.

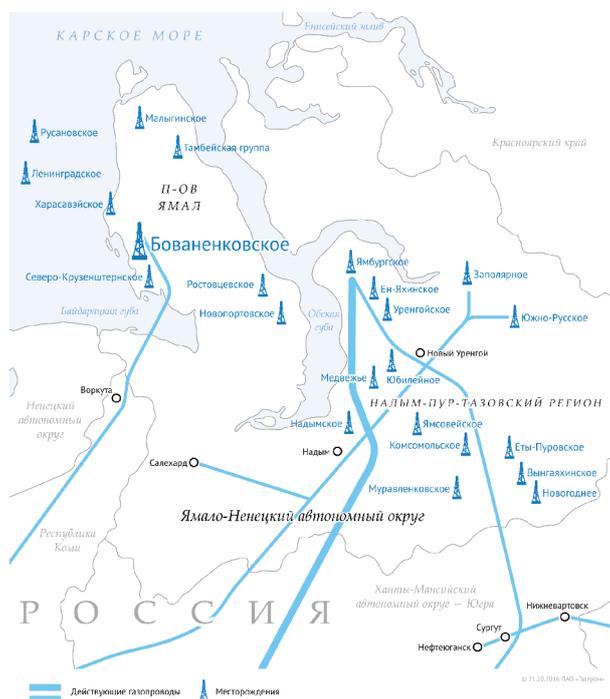
Инвестиции 2019 г.

39 млрд. руб.

Выход на полку добычи

2021-2024 гг.

В 2018 году на магистральном газопроводе «Бованенково – Ухта – 2» завершены строительные-монтажные и пусконаладочные работы по вторым цехам четырех компрессорных станций общей мощностью 371 МВт.





Амурский ГПЗ

Один из самых больших в мире предприятий по переработке природного газа. Завод будет важным звеном технологической цепочки поставок природного газа в Китай.

Инвестиции 2019 г.

320 млрд. руб.

Начало строительства – 2015 г.

Окончание строительства – 2024 г.

Технология креоленного разделения газа

Linde AG

Проектная мощность 42 млрд. м³

Основной объем субподрядных строительно-монтажных работ выполнит – Renaissance Heavy Industries LLC. Инвестор и заказчик проекта строительства – ООО «Газпром переработка Благовещенск». Управление строительством осуществляет генеральный подрядчик – АО «НИПИГАЗ».

Проект предусматривает строительство шести технологических линий по 7 млрд м³. На 2019 год планируется строительство второго причала для доставки оборудования.



Комплекс СПГ на КС «Портовая»

Комплекс по производству, хранению и отгрузке сжиженного природного газа в районе КС «Портовая». Генеральный подрядчик проекта НИПИ НГ Петон.

Инвестиции 2019 г.

15 млрд. руб.

Начало строительства – 2016 г.

Окончание строительства – 2019 г.

Проектная мощность – 1,5 млн. т/год

В рамках реализации четвертого этапа работ причал в районе бухты «Дальняя» реконструируется под причал портофлота, который потребовался для организации безопасной стоянки судов портового флота, используемых для обслуживания транспортных судов и содержания акватории при эксплуатации СПГ-завода.

Проектом предусмотрено сооружение причального фронта с прилегающими участками операционной акватории и площадок для обслуживания средств ликвидации разлива нефти, а также строительство береговых зданий вспомогательного назначения.

Кроме того, запланированы обустройство фундамента под осветительную мачту, возведение каналов для прокладки водопровода и электрических сетей, кабельной канализации слаботочных сетей, строительство ограждения и другие необходимые работы.

Причал портофлота обеспечит стоянку 10 судов. Длина причальной линии составит 436 м.



Проекты СПГ

«СПГ в Усть-Луге» - в 2019 году ПАО «Газпром» и АО «РусГазДобыча» приняли решение о финальной конфигурации проекта создания крупного комплекса по переработке этансодержащего газа и производству сжиженного природного газа. Инвестиции в проект составят более 700 млрд руб.

Ввод в эксплуатацию первой очереди комплекса намечен на вторую половину 2023 года, второй очереди – до конца 2024 года. Оператором проекта является компания специального назначения ООО «РусХимАльянс», созданная на паритетной основе «Газпромом» и «РусГазДобычей».

В числе первоочередных задач компании-оператора: подготовка проектной и рабочей документации, начало землеустроительных работ на арендованной площадке будущего предприятия в южной части порта Усть-Луга (1400 Га). Также планируется сформировать контрактную схему проекта, определить ЕРС-подрядчиков и разместить заказы на оборудование с длительным циклом изготовления.

Производимый заводом этан планируется поставлять на перспективный газохимический комплекс (ГХК), в создание которого будет самостоятельно инвестировать «РусГазДобыча» (компания специального назначения – ООО «Балтийский Химический Комплекс»). ГХК будет выпускать свыше 3 млн тонн полимеров в год.

«Сахалин-2» – «Газпром» и Shell подписали Меморандум по реализации проекта строительства третьей технологической линии СПГ-завода в рамках «Сахалина-2». Документ определяет целевые сроки выполнения стадии проектирования и реализации проекта, а также дальнейшие шаги и основные принципы взаимодействия сторон при подготовке проекта к окончательному инвестиционному решению. Sakhalin Energy приступила к разработке проектной документации.

«Владивосток-СПГ» – проект предполагает строительство в районе Владивостока завода по производству сжиженного природного газа мощностью 1,5 млн. т/год. Проект на стадии обоснования инвестиционных планов. Работа над обоснованием завершится в 2019 году.



Перспективы развития сегментов «Добыча газа», «Добыча нефти и газового конденсата»

Стратегическими приоритетами в разведке и добыче газа являются:

- формирование центров газодобычи на Востоке России. Чаюдинское НГКМ является основным для формирования Якутского центра газодобычи, Ковыктинское газоконденсатное месторождение (ГКМ) – Иркутского центра газодобычи. Эти месторождения станут ресурсной базой для магистрального газопровода «Сила Сибири». В развитии добычных мощностей Сахалинского центра газодобычи первостепенными объектами освоения являются месторождения проекта «Сахалин-3»: введенное в промышленную разработку в 2014 г. Киринское ГКМ, а также Южно-Киринское ГКМ, входящее в число приоритетных проектов Газпрома в области добычи газа на долгосрочную перспективу;

- вовлечение в разработку уникальных и крупных месторождений полуострова Ямал (сеноман-аптские залежи Харасавэйского месторождения, неоком-юрские залежи Бованенковского и Харасавэйского месторождений, Крузенштернское месторождение);

- ввод в разработку новых месторождений Надым-Пур-Тазовского региона;

- доразведка залежей в глубокозалегающих ачимовских и юрских отложениях, а также в надсеноманском комплексе на разрабатываемых месторождениях в ЯНАО;

- вовлечение в разработку месторождений континентального шельфа северных морей (месторождения Обской и Тазовской губ, прежде всего Северо-Каменномысское и Ка-

менномысское-море, Штокмановское месторождение на шельфе Баренцева моря).

Задачами в разведке и добыче газа на 2019 г. и среднесрочную перспективу в рамках стратегических приоритетов являются:

- обеспечение расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы;
- продолжение работы по формированию новых центров газодобычи;
- реконструкция и техническое перевооружение действующих объектов добычи газа для поддержания проектных уровней добычи.

В частности, планируется ввод в промышленную разработку Чаяндинского месторождения (2019 г.), а также участков 4, 5 ачимовских залежей Уренгойского месторождения (2020 г.), завершение ввода скважин для обеспечения выхода на проектную производительность сеноман-аптских залежей Бованенковского месторождения (2021 г.), выход на проектную производительность Киринского месторождения (2021 г.), ввод в промышленную разработку Ковыктинского месторождения (2022 г.) и сеноман-аптских залежей Харасавэйского месторождения (2023 г.).

Стратегическими приоритетами в разведке и добыче нефти являются:

- эффективная разработка зрелой ресурсной базы;
- освоение ресурсной базы полуострова Ямал;
- вовлечение в разработку и монетизация уникальных по объему запасов жидких углеводородов в Надым-Пур-Тазовском регионе;
- формирование центра добычи углеводородов на шельфе Охотского моря;
- разработка технологии для рентабельного освоения запасов баженовской свиты, доманиковых и палеозойских отложений;
- вовлечение в эксплуатацию нерентабельных на данный момент остаточных извлекаемых запасов за счет разработки и применения новых технологий;
- подготовка ресурсной базы для обеспечения добычи после 2025 г.

Задачами в разведке и добыче нефти на 2019 г. и среднесрочную перспективу в рамках стратегических приоритетов являются:

- эффективная эксплуатация зрелых месторождений и реализация программы мероприятий по повышению нефтеотдачи;
- реализация мероприятий, направленных на повышение изученности участков недр на шельфе Охотского моря;
- освоение Новопортовского месторождения и Восточно-Мессояхского НГКМ, проектов в Надым-Пур-Тазовском регионе, включая развитие инфраструктуры;
- разработка технологии для рентабельного освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

В частности, планируется выход на проектную мощность Новопортовского месторождения (2020 г.), восточного участка Оренбургского месторождения (2021 г.), а также Восточно-Мессояхского месторождения (2021 г.)



Перспективы развития сегмента «Транспортировка»

Стратегическими приоритетами в транспортировке газа являются:

- комплексное синхронизированное развитие с объектами добычи, хранения газа, готовностью новых потребителей к приему газа и экспортными проектами;
- диверсификация маршрутов поставок газа на экспорт;

- строительство новых газотранспортных мощностей;
- реконструкция и техническое перевооружение действующих объектов транспорта газа.

Задачами в транспортировке газа на 2019 г. и среднесрочную перспективу в рамках стратегических приоритетов являются:

- строительство газотранспортных мощностей, обеспечивающих диверсификацию маршрутов поставок газа на экспорт;
- строительство новых газотранспортных мощностей на территории России для поставок газа на внутренний рынок и выполнения контрактных экспортных обязательств, в том числе мощностей, предназначенных для транспортировки газа с месторождений полуострова Ямал в газопровод «Северный поток – 2»;
- реализация комплексных программ реконструкции и технического перевооружения действующих объектов транспорта газа;
- вывод избыточных мощностей Центрального газотранспортного коридора.

В частности, в 2019 г. планируется ввести в эксплуатацию газопроводы «Сила Сибири», «Северный поток – 2», «Турецкий поток», а также газотранспортные мощности, предусмотренные проектом развития ГТС на участке Грязовец – КС Славянская. Кроме того, планируется развитие на полную мощность газопроводов «Ухта – Торжок – 2» (2020 г.) и «Бованенково – Ухта – 2» (2021 г.), а также начало поэтапного ввода в эксплуатацию газопроводов «Бованенково – Ухта – 3» и «Ухта – Торжок – 3» (2023 г.).



Перспективы развития сегмента «Переработка»

Стратегическими приоритетами в переработке газа и газового конденсата являются:

- создание новых газоперерабатывающих мощностей для освоения ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока;
- переработка перспективных объемов жидкого углеводородного сырья месторождений Западной Сибири.

Задачами в переработке газа и газового конденсата на 2019 г. и среднесрочную перспективу в рамках стратегических приоритетов являются:

- реализация проектов создания новых газоперерабатывающих мощностей для освоения ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также по переработке перспективных объемов жидкого углеводородного сырья месторождений Западной Сибири;
- реконструкция действующих мощностей.

В частности, планируется ввод в эксплуатацию проектов, обеспечивающих вывод жидких углеводородов из Надым-Пур-Тазовского региона (2019 г.), а также Амурского ГПЗ (2021 г.).

Стратегическими приоритетами в переработке нефти являются:

- увеличение глубины переработки и выхода светлых нефтепродуктов;
- повышение эффективности и технологичности переработки и сбыта;
- повышение устойчивости традиционного бизнеса за счет развития нефтехимического направления.

Задачей в переработке нефти на 2019 г. и среднесрочную перспективу в рамках стратегических приоритетов является модернизация и развитие производственных мощностей НПЗ Группы Газпром.

В частности, в 2019 г. планируется ввести в эксплуатацию новый комплекс установок переработки нефти «Евро+» Московского НПЗ и новую установку замедленного коксования на НПЗ в г. Панчево в Сербии. Кроме того, планируется ввод в эксплуатацию новых комплексов первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ и глубокой переработки нефти, а также новой установки замедленного коксования Омского НПЗ (2020 г.), ввод в эксплуатацию производства катализаторов в г. Омске (2021 г.) и комплекса глубокой переработки нефти Московского НПЗ (2023 г.).



Капитальные вложения Группы Газпром в 2018 году, млн руб.

	2018	2017
Транспортировка	640 063	498 550
Переработка	309 417	225 240
Добыча газа	308 007	216 450
Добыча нефти и газового конденсата	257 932	330 424
Производство и продажа электрической и тепловой энергии	72 907	58 110
Поставка газа	39 078	51 675
Хранение газа	19 391	37 694
Прочие	149 089	86 457
Итого	1 795 884	1 504 600



374 млрд руб.
Общая сумма инвестиций 2019 г.

Компания планирует сохранить объем инвестиций до 2020 года в районе 6-7 млрд \$
В рамках реализации проектов в Сербии Компания планирует инвестировать до 2025 года 1,4 млрд \$

Инвестиции 2019 года на геологоразведку составят 52 млрд руб. Согласно стратегии развития компании до 2030 года, диапазон инвестиций в геологоразведочные работы в среднесрочной перспективе должен составлять от 30 до 45 млрд руб. ежегодно.

Капитальные вложения, млн руб.	2018	2017	2016
Разведка и добыча	227 883	223 916	245 256
Дочерние компании	211 169	207 900	228 084
Совместные операции	16 714	16 016	17 172
Нефтепереработка	94 263	81 370	50 095
Маркетинг и сбыт	16 060	12 466	9 728
Прочие	19 937	16 227	14 724
Изменения в сумме авансов выданных и материалах по кап. строительству	17 054	23 111	65 014
Итого	375 197	357 090	384 817

Капитальные вложения в сегменте разведка и добыча выросли на 1,8% вследствие:

- введения в эксплуатацию высокотехнологичных ледоколов;
- участия в аукционах на право пользования недрами (Савицкий, Похвистневский, Карабашский ЛУ).

Рост капитальных вложений в сегменте переработка на 15,8% в основном обусловлен модернизацией завода в Сербии (строительство установки замедленного коксования).

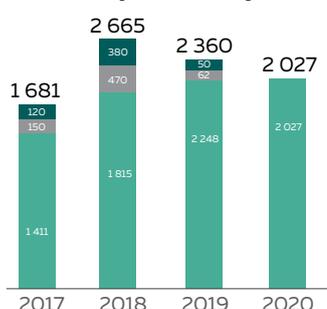


Национальный проект «Технологический центр «Бажен»

В рамках проекта разрабатывается спектр технологий освоения баженовской свиты, включая технологии бурения горизонтальных скважин, оборудование термохимического воздействия, технологии МГРП, оборудование для проведения операций ГРП, оборудование сбора и подготовки продукции, геофизические приборы и программные комплексы.

Ожидается общий объем рынка технологий и оборудования для разработки баженовской свиты достигнет 300 млрд руб./год. Объем годовой добычи в 2025 г. составит 10 млн т/год.

Объем финансирования проекта, млн руб.



Планируемые объемы бурения (скважин)

- 2019 г. – 100 шт.
- 2020 г. – 150 шт.
- 2021 г. – 200 шт.
- 2022 г. – 300 шт.
- 2023 г. – 600 шт.
- 2024 г. – 800 шт.
- 2025 г. – 1000 шт.

■ Газпром нефть ■ Государственное финансирование ■ Производитель

Некоторые результаты работ центра в 2018 г:

- применением российских технологий были построены 10 высокотехнологичных скважин, с каждой из которых получен промышленный приток нефти;

- произведено 70 стадий гидроразрыва пласта (ГРП), плотность 15 стадий/1000 м;
- сроки бурения высокотехнологичных скважин были сокращены с 47 до 35 суток;
- срок проведения стадии ГРП сокращен в 2 раза – с 48 до 24 часов, а лучший результат составил 8 часов;

В 2019 г. число стадий ГРП будет увеличено до 30, а протяженность горизонтальных участков скважин – до 1500 м.



Проект «Новый порт»

Проект «Фаза 3» – это разработка северной части Новопортовского НГКМ.

Инвестиции в Новопортовское месторождение с начала реализации проекта составили более 300 млрд руб., за это время введено в эксплуатацию 11 объектов инфраструктуры. С момента начала промышленной эксплуатации добыто более 15 млн т нефти.

Основные объекты инфраструктуры Проекта «Фаза 3»:

- Обустройство кустов скважин НГКМ. 3 очередь
- Нефтегазосборные сети (38,6 км)
- Газосборный коллектор (Ø530x10 – 24,1 км)
- Нефтесборный коллектор (Ø530x10 – 24,1 км)
- Узел сепарации в районе КП-19
- Внутрипромысловые автодороги и ИП КП
- Реконструкция ЦПС



Геолого-разведочные работы

Интенсификация и повышение эффективности геологоразведочных работ в целях расширения ресурсной базы – одна из стратегических целей компании.

Инвестиции в 2018 году – 52 млрд руб

Динамика производственных показателей

3D Сейсморазведка, км²

	2016	2017	2018
<i>Дочерние компании</i>	1 967	7 460	3 400
Арчинское	-	-	-
Газпром нефть	-	310	-
Меретояханефтегаз	-	-	-
Ноябрьскнефтегаз	420	651	199
Газпромнефть-Восток	-	-	-
Газпромнефть-Хантос	330	-	374
Сибнефть-Югра	-	-	-
Газпромнефть-Ангара	272	-	-
НИС	748	1 224	1 123
НИС (концессии)	151	-	223
Магма	-	-	-
Живой исток	-	-	-
ЦНТ	-	-	-
Газпромнефть-Оренбург	46	170	-
Югра-ИНТЭК	-	-	-
Газпромнефть-Сахалин	-	4 031	387
Газпромнефть-Шельф	-	1 074	1 094
Южуралнефтегаз	-	-	-

*Пропорционально
консолидированные
компании (100%)*

Томскнефть	113	191	474
Салым	-	-	-
<i>Совместные предприятия (100%)</i>			
Арктикгаз	-	265	334
Славнефть	270	653	365
Мессояханефтегаз	-	200	-

«Газпромнефть–Хантос» активно реализует программу геологоразведочных работ на 2017–2018 годы. В рамках программы ГРП на Южной лицензионной территории Приобского месторождения идет бурение двух скважин.

На Западно–Зимнем лицензионном участке началось бурение трех поисково–оценочных скважин для доразведки месторождения им. А. Жагрина.



Разработка месторождений

Реализация проектов

В 2019 году Компания приступила к реализации масштабных проектов, связанных с освоением ачимовских нефтяных залежей Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения и нефтяных оторочек Песцового и Ен–Яхинского месторождений. Подготовка к разработке этих активов началась в 2018 году.

Промышленную добычу углеводородов из ачимовских залежей Ямбургского месторождения планируется начать в 2024 году. Начало разработки нефтяных оторочек Песцового и Ен–Яхинского месторождений запланировано на конец 2021 года.

Новые лицензии

Компания получила лицензии на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородов Западно–Рубежинского, Надеждинского и Корнаваринского участков в Оренбургской области. Комплекс геологоразведочных работ на лицензионных участках будет проводить «Газпромнефть–ГЕО».

Динамика производственных показателей

Эксплуатационное бурение, тыс. м

	2018	2017	2016
<i>Дочерние компании</i>	2 123	2 530	2 652
Арчинское	-	-	-
Газпром нефть	-	-	-
Меретояханефтегаз	-	-	17
Ноябрьскнефтегаз	339	593	776
Газпромнефть–Восток	147	108	141
Газпромнефть–Хантос	773	1 203	1 233
Сибнефть–Югра	-	-	-
НИС	67	70	43
Магма	-	-	-
ЦНТ	-	-	102
Газпромнефть–Оренбург	314	233	43
Южуралнефтегаз	-	-	-
Живой исток	-	-	15
ГПН Ямал	459	271	252

ГПН Ангара	5	-	5
ГПН Шельф	15	18	27
ГПН Бвдра	6	33	-
<i>Пропорционально консолидированные компании (100%)</i>			
Томскнефть	392	457	472
Салым	367	333	313
<i>Совместные предприятия (100%)</i>			
Славнефть	1 101	1 111	1 065
Мессояха нефтегаз	532	420	192
Арктикгаз	140	73	-



Переработка

Омский НПЗ

В 2018 году началась подготовка площадки строительства установки гидроочистки дизельного топлива, мощность 2,5 млн т. Ввод в эксплуатацию - 2020 год. Инвестиции - 17,5 млн руб.

В 2019 году Газпром нефть, Минпромторг России и Правительство Омской области подписали инвестиционный контракт по созданию высокотехнологичного производства катализаторов для ключевых процессов нефтепереработки. На текущий год запланировано начало строительно-монтажных работ и проведение промышленных испытаний. Строительство завода должно быть завершено в начале 2021 года. Инвестиции - 18 млрд руб.

В 2020 году завершится строительство очистных сооружений закрытого типа. Ориентировочное сокращение выбросов составит 1 тыс. 882 тонны в год. Новые очистные сооружения включают многоступенчатую очистку промышленных стоков - механическую, физико-химическую, биологическую, а также угольную фильтрацию и обеззараживание ультрафиолетом. Инвестиции - 20,7 млн руб.

В 2021 году планируется начать промышленный выпуск игольчатого кокса, после завершения реконструкции установки замедленного коксования. Инвестиции - 5,2 млрд руб.

В рамках предстоящих этапов реконструкции будут заменены технологические печи и колонны подготовки вторичного сырья, построен дополнительный резервуарный парк, внедрена автоматизированная система управления.

Московский НПЗ

В 2019 году на площадке комбинированной установки переработки нефти «Евро+» завершаются строительно-монтажные работы. Специалисты начали подготовку к этапу пусконаладки технологических систем. Инвестиции в проект составили 98 млрд руб.

С 2019 года Московский НПЗ перейдет на четырехгодичный цикл межремонтного пробега оборудования.

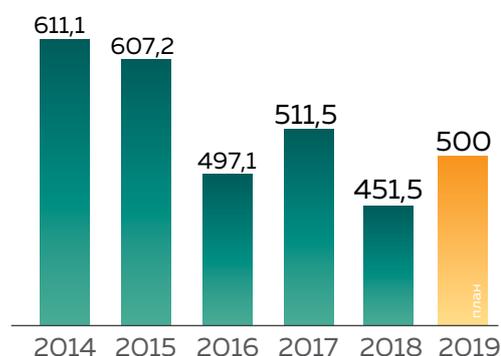


ЛУКОЙЛ

500 млрд руб.
Общая сумма инвестиций 2019 г.

Приоритетом долгосрочной стратегии компании являются сильная инвестиционная дисциплина, консервативная финансовая политика, контроль над расходами, повышение операционной эффективности, устойчивый рост дивидендов, минимизация воздействия на окружающую среду и обеспечение здоровья и безопасности труда.

Капитальные затраты, млн руб.	2018	2017	2016
Разведка и добыча	363 856	443 634	427 451
<i>в России</i>	299 104	315 474	283 765
Западная Сибирь	129 050	132 170	115 152
Тимано-Печора	69 770	77 079	83 870
Урал	35 374	31 449	26 668
Поволжье	53 481	60 832	50 060
Прочие	11 429	13 944	8 015
<i>за рубежом</i>	64 752	128 160	143 686
Ирак	18 849	15 978	31 845
Прочие	45 903	112 182	111 841
Переработка, торговля и сбыт	83 942	66 427	68 135
<i>в России</i>	65 326	50 293	51 588
Переработка	44 261	25 220	32 624
Прочие	21 065	25 073	18 964
<i>за рубежом</i>	18 616	16 134	16 547
Переработка	12 381	9 840	9 814
Прочие	6 235	6 294	6 733
Корпоративный центр и прочие	3 728	1 435	1 544
Итого	451 526	511 496	497 130

Динамика капитальных затрат, млрд руб.


В 2018 году капитальные затраты сегмента разведки и добычи снизились на 80 млрд руб. (-18%), что в основном связано со снижением расходов в Узбекистане после завершения основной части обустройства месторождений «Гиссар» и «Кандым».

Рост капитальных затрат в блок переработки и сбыта в 2018 году связан с началом строительства комплекса замедленного коксования в Нижнем Новгороде.

Перспективные инвестиции в действующие проекты в Узбекистане составят 2 млрд \$. Инвестиции до 2035 года в нефтяные проекты в Ираке составят около 45 млрд \$.

В 2020 году ожидается завершение строительства газотурбинной электростанции на Жилинском месторождении в Пермском крае. В объёме проекта планируется строительство цифровой электроподстанции, линии электропередач, газопровода, по которому ПНГ будет поступать с месторождения на ГТЭС. Оператор - ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Инвестиции - 5 млрд руб.

Капитальные затраты на геологоразведку, млн руб.

	2015	2016	2017	2018
<i>Дочерние общества</i>	69 641	36 295	33 506	29 355
Россия	19 424	22 467	26 791	17 677
Международные проекты	50 217	13 828	5 715	11 678
<i>Зависимые организации</i>	1 628	885	1 382	686
Итого	71 269	37 180	34 888	59 396

**Проекты роста: Западная Сибирь**

ЛУКОЙЛ

Западная Сибирь является основным регионом добычи нефти компании – 44,4%.

В 2019 году ожидается снижения темпа падения добычи нефти до 2,2% на месторождениях в Западной Сибири против 3,7% в 2018 году. Остановить падение добычи и выйти на рост в этом регионе Компания планирует к 2020 году.

На территории ЯНАО в 2019 году компания приступила к эксплуатационному бурению двух газоконденсатных объектов. Первым в промышленную эксплуатацию в конце 2019 года будет введено Южно-Мессояхское месторождение, далее в 2020 планируется ввести Хальмерпаютинское месторождение.

На Южно-Мессояхском месторождении выполняются работы по строительству установки подготовки товарного газа, энергокомплекса, газопровода подключения протяжённостью почти 7 километров, сетей сбора и транспортировки углеводородов. Возведён временный вахтовый жилой комплекс на 81 койко-место со столовой. Подобный жилой комплекс строят и на Хальмерпаютинском месторождении. Суммарные инвестиции в Хальмерпаютинское месторождение составят 89 млрд руб.

Имилорское месторождение: в 2019 году запланирован ввод 91 добывающих скважин. Ожидаемый уровень добычи – 1,5 млн тонн нефти в текущем году.

Месторождение им. В. Виноградова: в 2019 году запланирован ввод 27 добывающих скважин.

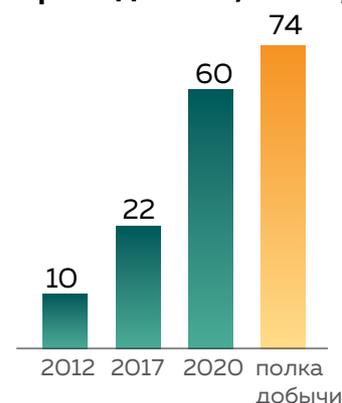
**Проекты роста: Тимано-Печора**

ЛУКОЙЛ

Ярегское месторождение

Крупнейшее месторождение высоковязкой нефти Группы. Оно включает две основные разрабатываемые площади: Ярегскую, на которой добыча ведется термошахтным способом, и Лыаельскую, где нефть добывается с помощью технологии встречного термогравитационного дренирования пласта (ТГДП).

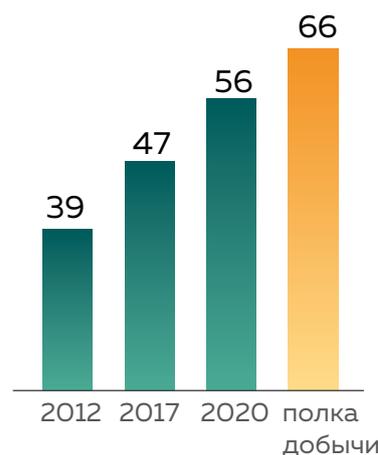
Ввод в эксплуатацию энергоцентр «Ярега» мощностью 75 МВт, парогенераторная установка «Лыаель» (третья и четвертая очереди) производительностью 200 т. пара в час, парогенераторная установка «Центр».

Профиль добычи, тыс. барр./сут

Усинское месторождение

Пермокарбонатная залежь Усинского месторождения характеризуется высокой вязкостью нефти и разрабатывается с применением тепловых методов воздействия. На месторождении работает энергоцентр «Уса» мощностью 100 МВт, введенный в эксплуатацию в 2016 году, который обеспечивает энергетическую независимость производственных объектов месторождения, а также месторождений Денисовской впадины.

Профиль добычи, тыс. барр./сут



ЛУКОЙЛ

Проекты роста: Северный Каспий

Месторождение им. В. Филановского

Открытие месторождения	2005 год
Промышленная эксплуатация	2016 год
Проектный уровень добычи	6 млн. т. нефти
Разработка месторождения	в III очереди
Завершение строительства III очереди	2019 год
Бурение 12 добывающих скважин	с 2018 по 2020 гг.

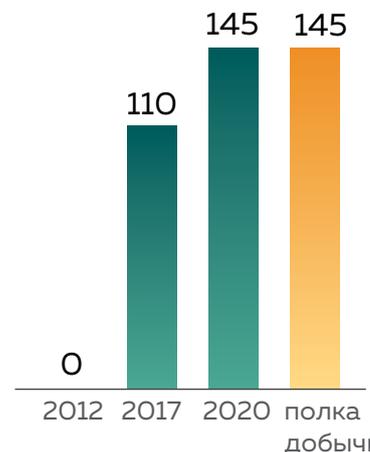
I очередь включает райзерный блок (РБ), ледостойкую стационарную платформу (ЛСП), центральную технологическую платформу (ЦТП), платформу жилого модуля (ПЖМ) и головные береговые сооружения (ГБС).

II очередь обустройства месторождения состоит из ледостойкой стационарной платформы и платформы жилого модуля. III очередь обустройства включает блок-кондуктор (мини-платформу).

В рамках II очереди завершены строительные работы на морских сооружениях. Дальнейшая реализация программы бурения позволит стабилизировать добычу на месторождении на проектном уровне.

В рамках III очереди обустройства месторождения осуществляется подготовка к морской транспортировке верхнего строения блок-кондуктора (мини-платформы) для его последующей установки на опорные основания в Каспийском море.

Профиль добычи, тыс. барр./сут



Месторождение им. Ю. Корчагина

Открытие месторождения	2000 год
Ввод в эксплуатацию II очереди	2018 год
Разработка месторождения	в II очереди

I очередь включает морскую ледостойкую стационарную платформу с буровым комплексом, платформу жилого модуля, а также морской перегрузочный комплекс, который использовался для отгрузки всей добываемой нефти до запуска инфраструктуры месторождения им. В. Филановского.

На блок-кондукторе введена в эксплуатацию третья добывающая скважина. Скважина оснащена современной системой интеллектуального заканчивания с электроприводом. Фонд скважин на месторождении составляет 27 добывающих и 6 нагнетательных скважин.

Месторождение Ракушечное

Открытие месторождения	2001 год
Принятие инвестиционного решения	2018 год
Ввод в эксплуатацию	2023 год

В 2019 году в рамках обустройства месторождения проводятся корпусные работы на верхних строениях и опорных основаниях. Начало бурение ожидается в 2021 году.

На I стадии освоения запланированы обустройство неоконского надъяруса, опытно-промышленная разработка аптского яруса. В состав объектов обустройства входит ледостойкая стационарная платформа, установка платформы жилого модуля и переходная галерея. В ходе реализации проекта будут проложены подводные газопроводы, водоводы и силовые кабельные линии для транспортировки многофазной пластовой продукции, газлифтного газа, подготовленной пластовой и морской воды для системы поддержания пластового давления от ЛСП Ракушечного до ЛСП-2 месторождения им. Филановского.



Проекты роста: Балтика

ЛУКОЙЛ

Разработана концепция разведки и освоения шельфа Балтийского моря, в рамках которой в 2017 году начата подготовка к проектированию освоения открытых месторождений.

Месторождение D41

Эксплуатационное бурение	2018 год
Промышленная эксплуатация	2019 год

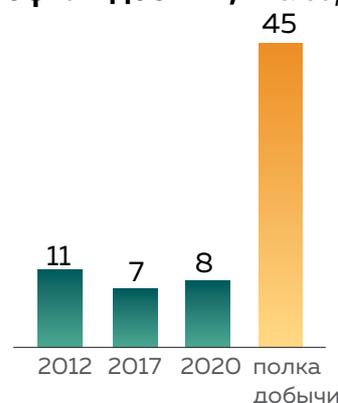
Месторождение D33

FEED	2019 год
Ввод в эксплуатацию	2023 год

Месторождение D6-южное

Завершение геологоразведочных работ	2022 год
-------------------------------------	----------

Профиль добычи, тыс. барр./сут



Переработка, торговля и сбыт

ЛУКОЙЛ

Капитальные затраты на переработку, торговлю и сбыт, млн руб.

	2015	2016	2017	2018
<i>в России</i>	83 911	51 588	50 293	65 326
Переработка	55 312	32 624	25 220	44 621
Сбытовая сеть	13 312	6 888	10 677	7 433
Прочее	15 287	12 076	14 396	13 272
<i>за рубежом</i>	25 285	16 547	16 134	18 616
Переработка	18 283	9 814	9 840	12 381
Сбытовая сеть	5 609	5 383	5 490	4 222
Прочее	1 393	1 350	804	2 013
Итого	109 196	68 135	66 427	83 942

ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез: в 2020 году запланирован ввод установки изомеризации на основе технологий компании UOP.

В 2021 году будут введены четыре новые установки: замедленное коксование (лицензия - McDermott), гидроочистка дизельного топлива (лицензия - Haldor Topsoe), газофракционирования, производство серы (лицензия - Kinetics Technology S.p.A.). Проектирование объектов выполнено ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегородниинепфтепроект».

ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка: в 2021 году запланирован ввод установки получения серы по технологии компании Le Gaz Integral.

ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка: в 2020 году будут проведены работы по модернизации установки ЭЛОУ-АВТ-5, в 2021 году ожидается ввод установки фракционирования остатка гидрокрекинга.

ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез: в 2019 году Главгосэкспертиза России выдало положительное заключение на строительство блока гликолевой осушки. Проектом предусмотрено строительство самого блока гликолевой осушки и подземных емкостей - оборудования полной заводской готовности комплектной поставки, а также эстакады. Кроме того, будут установлены прожекторная мачта и мачта под пожарный извещатель и проведена реконструкция технологически связанных с проектируемой установкой существующих эстакад и опор под трубопроводы.

Ставролен: в 2018 году принято инвестиционное решение о строительстве газозимического комплекса на Каспии стоимостью 120 млрд. руб. Первая очередь комплекса - производство химикатов, вторая очередь - полиэтилен, полипропилен.

Перспективы развития нефтехими на площадках НПЗ:

- производство пропилена: Нижегородский НПЗ, pre-FEED, мощность до 500 тыс. т
- переработка ароматики: Нижегородский НПЗ, pre-FEED по проекту строительства производства стирола, мощность 300 тыс. т
- пиролиз: выбор площадки, pre-FEED



185 млрд руб.
Общая сумма инвестиций 2019 г.

Капитальные затраты, млн руб.	1 кв. 2019	2018	2017
Проект «Арктик СПГ 2»	19 147	22 729	8 593
Северо-Русский и Восточно-Тазовский л.у.	6 908	17 602	2 679
Инфраструктура будущих СПГ-проектов	5 632	16 421	2 641
Восточно-Таркосалинское м/р	1 515	6 820	4 215
Ярудейское м/р	1 295	4 693	4 489
Юрхаровское м/р	406	4 215	1 800
Северо-Обский л.у.	-	3 330	1 281
Западно-Юрхаровское м/р	580	2 961	914
Гыданский л.у.	-	2 303	282
Комплекс в Усть-Луге	1 269	1 477	223
Береговое м/р	1 288	1 400	-
Геофизическое м/р	-	914	256
Усть-Ямсовейский л.у.	-	846	-
Дороговское м/р	665	770	22
Верхнетиутейское, Западно-Сеяхинское м/р	-	662	82
Няхартинский л.у.	-	642	36
Западно-Ярояхинский л.у.	-	578	23
Офисные здания	1 693	3 093	1 046
Прочие	2 503	4 280	1 837
Итого	42 901	95 736	30 419

Увеличение капитальных затрат в первую очередь направлено на развитие СПГ-проектов: проекту «Арктик СПГ 2» и проекту по созданию центра строительства крупнотоннажных морских сооружений в Мурманской области.

В 2019 году значительно увеличены капитальные вложения в освоение Северо-Русского месторождения, ведется активное строительство объектов обустройства. Продолжается разработка нефтяных залежей на Ярудейском и Восточно-Таркосалинском месторождениях. А также Компания инвестировала в проект по строительству установки гидрокрекинга на комплексе в Усть-Луге.

В 2022 году планируется запуск первой очереди нового завода - Обский СПГ в Сабетте мощностью 4,8 млн тонн. Проект будет реализован на базе собственной технологии сжижения компании – «Арктический каскад».



«Ямал СПГ» – интегрированный проект по добыче, сжижению и транспортировке газа, мощностью по производству 16,5 млн тонн в год

Стоимость проекта 27 млрд. \$

Проектирование и строительство (EPC)

СП Technip, JGC и Chiyoda

Подрядчик для строительства СПГ танкеров

Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering

Акционеры «Ямал СПГ»



Оператор проекта: ОАО «Ямал СПГ»

Сроки реализации проекта

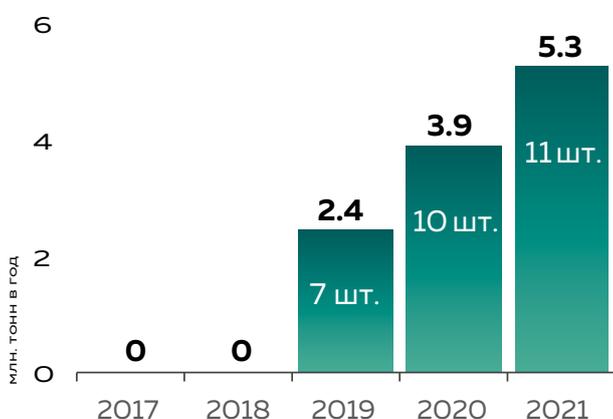
Запуск II-III линии 2018 г.
 Запуск IV линии 2019 г.

Запатентована собственная технология сжижения природного газа «Арктический каскад» для использования на 4-й технологической линии завода проекта «Ямал СПГ».

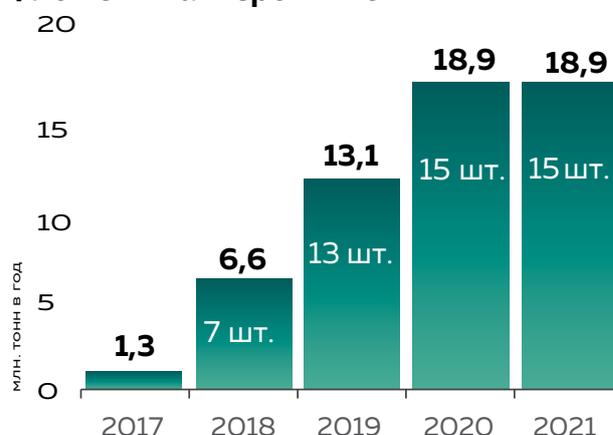
Ресурсной базой проекта «Ямал СПГ» является Южно-Тамбейское месторождение, расположенное на северо-востоке полуострова Ямал. Проект разработки месторождения предусматривает бурение 208 скважин на 19 кустовых площадках.

Специально для проекта «Ямал СПГ» спроектированы уникальные СПГ-танкеры ледового класса Arc7, позволяющие осуществлять навигацию без ледокольной проводки по Северному морскому пути (СМП) в западном направлении круглогодично и в восточном направлении – в течение летне-осеннего навигационного периода. По состоянию на конец 2018 года было задействовано 8 из 15 СПГ-танкеров класса Arc7.

Флот традиционных СПГ танкеров



Флот СПГ танкеров ARC7



НОВАТЭК Арктик СПГ-2

Второй проект «НОВАТЭКа», связанный с производством сжиженного природного газа.

Проект предусматривает строительство трех технологических линий по производству сжиженного природного газа мощностью 6,6 млн т в год каждая и стабильного газового конденсата до 1,6 млн т в год.

Общая мощность трех линий составит 19,8 млн т СПГ в год. Проект основан на инновационной концепции строительства с использованием оснований гравитационного типа (ОГТ).

Оператор проекта - ООО «Арктик СПГ 2».



В 2018 году были завершены основные технические решения и проектная документация (FEED), начато выполнение инженерной подготовки территории, строительство первоочередных объектов энергоснабжения и бурение эксплуатационных скважин, строительство причальной набережной.

Для обеспечения изготовления ОГТ, сборки и установки модулей верхних строений недалеко от Мурманска вблизи п. Белокаменка строится Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений. Центр будет включать два сухих дока для строительства ОГТ и мощности для изготовления модулей верхних строений. Инвестиции в строительство Центра оцениваются в 120 млрд руб.

В декабре 2018 года ООО «Арктик СПГ 2» подписало договор на проектирование и изготовление трех ОГТ, работы по которому будут выполняться российской компанией SAREN – совместным предприятием компании Renaissance Heavy Industries Россия (RHI Russia B. V.) и итальянской SAIPEM S. p. A.

Также в декабре подписан контракт с компанией Nuovo Pignone (Италия) на поставку турбомашинного оборудования, включая газотурбинные компрессорные агрегаты и газотурбинные электрогенераторы для трех линий по сжижению природного газа.

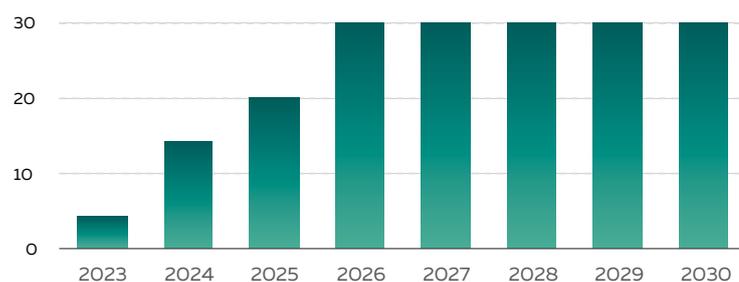
В мае 2018 года «НОВАТЭК» и французский концерн «Тоталь» достигли принципиального соглашения о вхождении в проект «Арктик СПГ 2», которое предусматривает приобретение «Тоталь» 10% доли участия в проекте. Сделка закрыта в марте 2019 года.

FEED «Арктик СПГ - 2»	2018 г.
Мощность	19,8 млн. т
Ввод в эксплуатацию	
I линии	2022-2023 гг.
II линии	2024 г.
III линии	2025 г.

Терминал «Утренний»

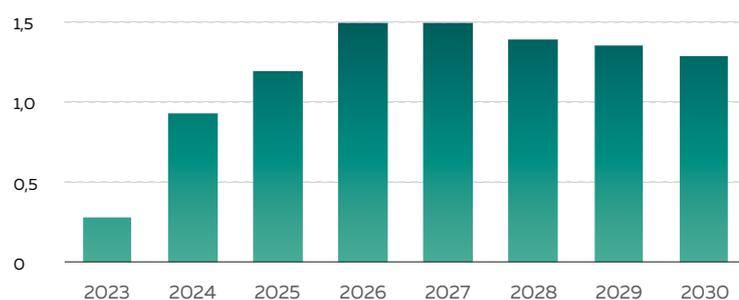
Президент РФ Владимир Путин поручил Правительству предусмотреть в бюджете на 2020-2022 годы средства на строительство СПГ-терминала «Утренний» в порту Сабетта, необходимый для реализации нового проекта «Новатэка», а дноуглубительные работы провести уже в текущем году.

Добыча газа на Утреннем м/р, млрд. м³



Ресурсной базой проекта является Утреннее месторождение. В 2018 году границы лицензионного участка были расширены со включением в контур участка газоконденсатных залежей южного фланга месторождения. Срок действия лицензии продлен до 2120 года.

Добыча конденсата на Утреннем м/р, млн. тонн



В 2018 году в результате разведочного бурения на месторождении были открыты две новые залежи и подтверждена промышленная продуктивность среднеюрских отложений.

НОВАТЭК Морской перегрузочный комплекс СПГ в Камчатском крае

НОВАТЭК и Правительство Камчатского края подписали соглашение о строительстве терминала по перевалке сжиженного природного газа (СПГ). Терминал необходим для перегрузки СПГ, который будут экспортировать с завода Ямал СПГ в страны Азиатско-Тихоокеанского региона по Северному морскому пути (СМП). Объем инвестиций Компании в проект более 60 млрд руб.

Завершить строительство первого пускового комплекса планируется в 2022 г., второго – в 2023 г. Оператор проекта – ООО «Новатэк-Камчатка».

Мощность перевалки

20 млн. тонн

Местонахождение

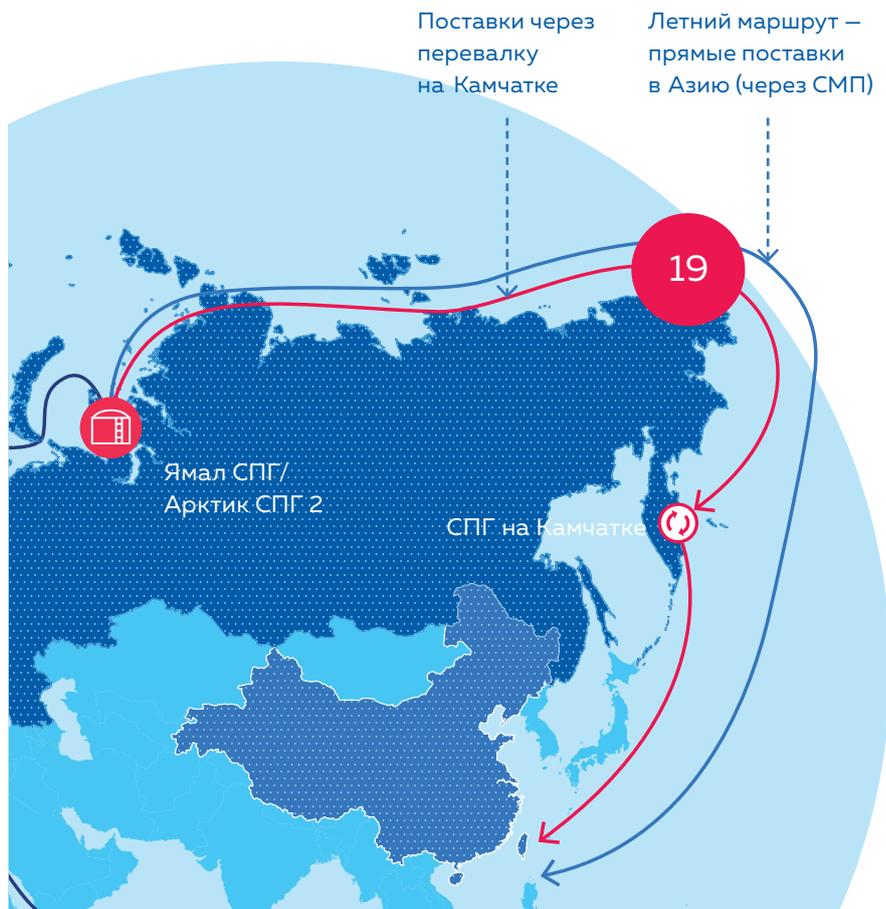
п-ов. Камчатка, Бечевинская бухта

Ввод в эксплуатацию

2022-2023 гг.

В 2019 году Правительством РФ утверждён комплексный план реализации инвестиционного проекта «Морской перегрузочный комплекс сжиженного природного газа в Камчатском крае».

Реализация проекта позволит увеличить объём перевозки по Северному морскому пути с 9,7 млн т в 2017 году до 31,4 млн т к концу 2026 года, обеспечить переход Северного морского пути на круглогодичную загрузку.



НОВАТЭК Криогаз-Высоцк

Первый проект по среднетоннажному производству СПГ на Балтийском море. Инфраструктура проекта включает две линии сжижения по 330 тыс. т в год каждая, резервуар хранения СПГ вместимостью 42 тыс. куб. м и отгрузочный причал.

Инвестиции в проект - 65 млрд руб. Оператор - ООО «Криогаз-Высоцк».

Ввод в эксплуатацию

- I очередь 2019 г.
- II очередь 2020 г.





НОВАТЭК

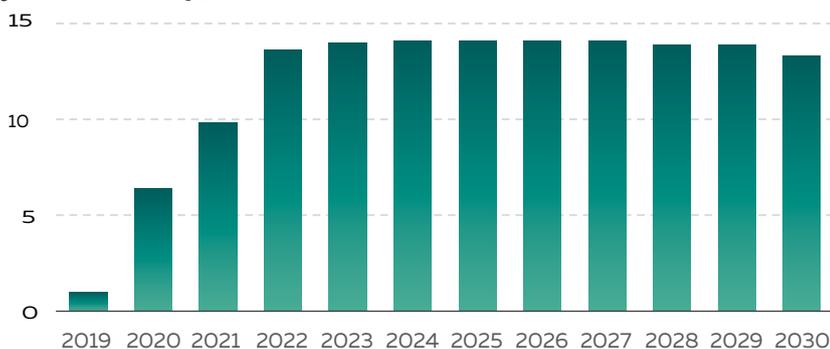
Северо-русская группа – новый центр добычи

Состояние запасов PRMS

	Газ, млрд. м ³	ЖУВ, млн. т
Всего по группе	190	29
<i>в том числе:</i>		
Северо-Русское	81	5
Харбейское	46	16
Дороговское	16	1
Восточно-Тазавское	47	7
Потенциал прироста запасов до 2030 года	151	71

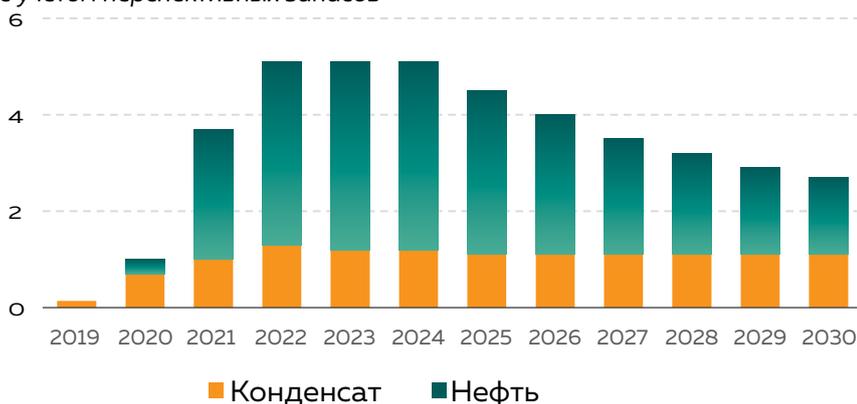


Добыча газа на месторождениях Северо-Русского участка недр, млрд. м³ с учетом перспективных запасов



в 2018 году на Северо-Русском, Харбейском и Дороговском лицензионных участках велось бурение трех поисково-разведочных скважин с целью подтверждения перспектив нефтегазоносности и определения продуктивности с целью подготовки месторождений к вводу в разработку.

Добыча ЖУВ на месторождениях, млн. т с учетом перспективных запасов



В 2018 году на Северо-Русском месторождении продолжилось строительство газопровода и конденсатопровода внешнего транспорта диаметрами 820 и 273 мм. Начато строительство переходов под рекой Таз методом наклонно-направленного бурения. Велась работа по строительству зданий и сооружений установки комплексной подготовки газа, дожимной компрессорной станции, вспомогательных зданий и вахтового жилого комплекса.



НОВАТЭК Арктикгаз

В I квартале 2018 года «НОВАТЭК» и «Газпром нефть» провели заключительный этап реструктуризации, направленной на достижение паритетного (50%) владения в АО «Арктикгаз».

АО «Арктикгаз» владеет лицензиями на разработку Яро-Яхинского, Ево-Яхинского, Самбургского и Северо-Часельского участков в Ямало-Ненецком автономном округе.

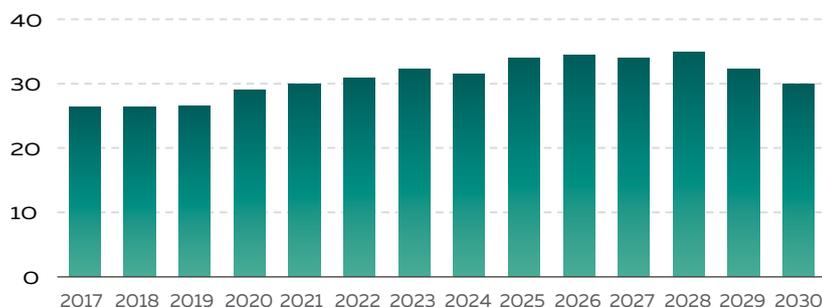
Состояние запасов PRMS

	Газ, млрд. м ³ 100% / доля ⁽¹⁾	ЖУВ, млн. т 100% / доля ⁽¹⁾
Всего по группе	1 075 / 573	215 / 114
<i>в том числе:</i>		
Самбургский	669 / 356	148 / 79
Яро-Яхинский	192 / 102	40 / 21
Ево-Яхинский	104 / 56	22 / 12
Северо-Часельский	110 / 59	5 / 2
Потенциал прироста запасов до 2030 года	148 / 79	24 / 13

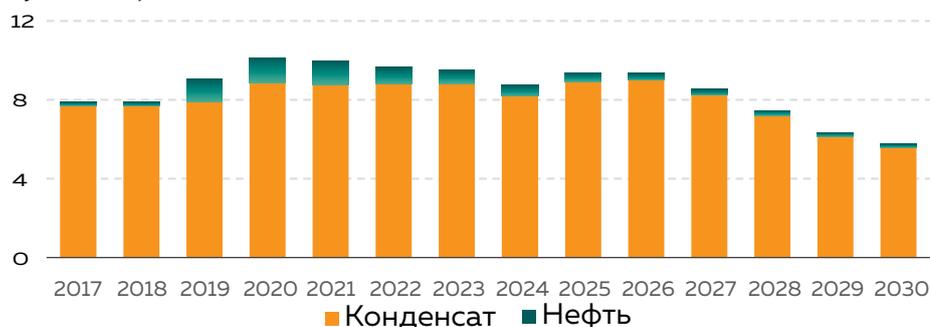
(1) с учетом доли в СП



Добыча газа на месторождениях, млрд. м³ с учетом перспективных запасов



Добыча ЖУВ на месторождениях, млн. т. с учетом перспективных запасов



На нефтяной части Яро-Яхинского месторождения построены и введены в эксплуатацию установка подготовки нефти производительностью 1 400 тыс. т в год с приемо-сдаточным пунктом, нефтепровод внешнего транспорта протяженностью 57 км, кусты скважин и нефтегазосборные сети.



НОВАТЭК

Геофизическое и Трехбугорное месторождения

Состояние запасов

	Газ, млрд. м ³	ЖУВ, млн. т
Всего по группе	251	3
Потенциал прироста запасов до 2030 года	165	25
<i>в том числе:</i>		
Геофизическое	51	21
Трехбугорное	114	4

Проект разработки может предусматривать направление газа на внутренний рынок или СПГ на мировой рынок (месторождения не включены в профиль добычи).

Запуск Геофизического месторождения запланировано на 2022–2023 гг.



НОВАТЭК

Новые месторождения и ЛУ

В 2018 году получены лицензии на право пользования недрами Берегового, Усть-Ямсовейского, Паютского, Южно-Лескинского, Палкуртойского, Центрально-Надояхского участков.



НОВАТЭК

Геологоразведочные работы

	2016	2017	2018
Сейсморазведка 3D, км²	989	1 465	4 759
дочерние общества	989	1 215	4 412
совместные предприятия	-	250	347
Проходка в поисково-разведочном бурении, тыс. м	10,2	24,5	36,1
дочерние общества	10,2	16,2	24,3
совместные предприятия	-	8,3	11,8



РОСНЕФТЬ

1 300 млрд руб.
Общая сумма инвестиций 2019 г.

Инвестиционная программа направлена на реализацию высокоэффективных проектов разведки и добычи нефти и газа для их последовательного запуска и вывода на полку добычи, проектов на НПЗ по строительству и реконструкции технологических установок и комплексов для повышения глубины переработки и выхода светлых нефтепродуктов.

В основном инвестиции сосредоточены в России с долей от общего объема более 92 %, из них порядка 20 % приходится на проекты Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Динамика капитальных вложений, млрд руб



Капитальные затраты, млрд руб.	2018	2017	2016
Всего	936	922	709
Разведка и добыча	840	798	608
РН-Юганскнефтегаз	213	207	158
Ванкорские проекты	71	62	72
Оренбургнефть	32	34	29
Самотлорнефтегаз	62	50	44
Шельфовые проекты	12	11	30
РН-Уватнефтегаз	29	26	26
Верхнечонскнефтегаз	15	19	17
РН-Пурнефтегаз	24	24	19
Роспан Интернешнл	33	50	42
Самаранефтегаз	28	31	24
Варьеганнефтегаз	19	19	18
Вотоксибнефтегаз	27	23	21
Томскнефть ВНК	8	8	7
РН-Няганьнефтегаз	24	19	12
РН-Северная нефть	17	14	14
Тюменнефтегаз	21	23	10
Таас-Юрях Нефтегазодобыча	23	37	22
Сибнефтегаз	5	4	5
Башнефть-Добыча	22	24	7
Башнефть-Полюс	15	20	4
Соровскнефть	5	7	2
Конданефть	24	17	-
Проект Зохран	46	12	-
Прочие	59	65	33

	2018	2017	2016
Переработка, коммерция и логистика	77	87	85
Туапсинский НПЗ	5	10	11
Куйбышевский НПЗ	4	7	10
Новокуйбышевский НПЗ	6	6	8
Сызранский НПЗ	4	3	5
Ангарская НХК	3	5	5
Ачинский НПЗ	1	3	4
Рязанская НПК	4	5	4
Комсомольский НПЗ	4	2	2
Саратовский НПЗ	2	2	1
НПЗ Башнефти	3	8	5
Прочие заводы	19	14	10
Сбытовые подразделения и прочие	22	22	20
Прочее	19	37	16

Зрелые месторождения

Объем инвестиций в зрелые активы Рид в 2018 году достиг 480 млрд. руб., что составляет более половины годовых инвестиций Компании. Из них более 75% составляют инвестиции в проекты развития, обеспечивающие максимизацию возврата на вложенный капитал. В среднесрочной перспективе объем капитальных вложений планируется сохранять на уровне (порядка 450–500 млрд руб. в год).

Новые месторождения

Объем капитальных вложений в такие проекты в 2018 году составил свыше 200 млрд руб., или порядка 22 % от инвестиций Компании. В период 2019–2022 годов Компания ставит цели по вводу ряда месторождений Эргинского кластера, а также Северо-Комсомольского, Лодочного и Северо-Даниловского месторождений.

Проекты на шельфе России

Капитальные вложения Компании в проекты на шельфе России за 2018 год в объеме более 15 млрд руб. направлены как в действующие добычные проекты, так и в проекты геолого-разведки в целях воспроизводства и развития ресурсной базы.

Газовые проекты

В 2018 году объем капитальных вложений, направленных в газовые проекты, составил 55 млрд руб. В 2018 году продолжилась активная фаза строительства ключевых производственных объектов инфраструктуры Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков проекта «Роспан». В 2018 году Компания в партнерстве с ВР приступила к активной фазе разработки Харампурского и Фестивального лицензионных участков. Запуск проектов «Роспан» и «Харампур» планируется в период 2019–2020 годов.

Развитие внутреннего сервиса

Объем инвестиций, направленных на развитие собственного внутреннего сервиса, составил в 2018 году порядка 25 млрд руб. Основные направления капитальных затрат – приобретение буровых установок и применение новых технологических решений.

Нефтепереработка и нефтехимия

Общий объем инвестиций в переработку, коммерцию и логистику в 2018 году составил 77 млрд руб.

Основные инвестиции в нефтепереработку и нефтегазохимию направлены на строительство и реконструкцию технологических установок и комплексов на НПЗ для повышения глубины переработки и увеличения выпуска высококачественных нефтепродуктов с учетом потребностей рынка, а также реализацию программы поддержания активов.

Ключевые результаты 2018 года в нефтепереработке:

- На Рязанской НПК начат выпуск высокооктанового бензина АИ-100, а также завершены масштабные работы по реконструкции комплекса установки ЛЧ-24/7.
- На Ангарской НХК завершены монтажные работы по замене колонны на газодракционирующей установке.
- На Новокуйбышевском НПЗ внедрена инновационная экологичная технология водоочистки, которая обеспечивает высочайшую степень очистки сточных вод.
- Центральная заводская лаборатория Сызранского НПЗ и операторная центра управления производства Комсомольского НПЗ оснащены передовым техническим оборудованием.
- На Уфимской группе НПЗ и Саратовском НПЗ начато производство улучшенных высокооктановых автомобильных бензинов АИ-95 «Евро-6».

Охрана окружающей среды

В 2018 году «зеленые» инвестиции составили 45,6 млрд руб. За последние пять лет «зеленые» инвестиции Компании составили более 240 млрд руб.

Условия труда и отдыха на производстве

Затраты на содержание объектов производственной социальной сферы в 2018 году составили 7,6 млрд руб. Капитальные вложения в строительство, реконструкцию, развитие и обустройство вахтовых поселков, опорных баз бригад, участков, цехов в 2018 году составили 8 млрд руб.



Разработка новых месторождений

Тагульское месторождение

ЗР запасы (PRMS)	456 млн. тнэ / 3 251 млн. бнэ
Ввод в эксплуатацию	2018 г.
Полка добычи (год выхода)	>4,5 млн т/год (2022+)

Завершен этап опытно-промышленной эксплуатации. Месторождение введено в эксплуатацию.

Продолжается эксплуатационное бурение, общее количество буровых установок составляет 8 ед., закончено бурением 52 скважины.

Продолжается строительство 1-го пускового комплекса установки подготовки нефти (УПН) проектной мощностью 2,3 млн т в год и обустройство кустовых площадок.



Таас-Юрях (Среднеботуобинское м/р, 2 очередь)

ЗР запасы (PRMS)	281 млн тнэ / 2 053 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	2018 г.
Полка добычи (год выхода)	~5 млн т/год (2021+)

Введены в эксплуатацию основные объекты второй очереди обустройства месторождения (нефтепровод, центральный пункт сбора, приемо-сдаточный пункт).

Продолжается строительство газокompрессорной станции высокого давления, газотурбинной электростанции, ведется подготовка кустовых площадок для последующего бурения.

Реализуется программа бурения горизонтальных и многозабойных скважин.



Русское месторождение

ЗР запасы (PRMS)	416 млн тнэ / 2 799 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	2018 г.
Полка добычи (год выхода)	>6,5 млн т/год (2022+)

Пробурено более 190 скважин с потенциалом добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов более 11 тыс. т/сут. В рамках ОПР пробурено 8 многоствольных скважин, в т.ч. 3 по технологии Fishbone.

Введен в работу энергокомплекс по выработке электроэнергии на попутном нефтяном газе. Завершены испытания напорного нефтепровода «ЦПС Русское – ПСП Заполярное»



Продолжаются строительно-монтажные работы по ключевым промышленным объектам: ПСП «Заполярье», ЦПС с КНС Русского месторождения, а также по вспомогательным и прочим объектам обустройства.

Куюмбинское месторождение

ЗР запасы (PRMS)	285 млн тнэ / 2 176 млн бнэ
Ввод в эксплуатацию	2018 г.
Полка добычи (год выхода)	~3 млн т/год (2021+)

Осуществлен технологический запуск основного объекта обустройства месторождения – ЦПС. Завершено строительство 34 км внутрипромысловых трубопроводов и вахтовый жилой комплекс на 100 чел.

Продолжаются работы по расширению мощности ЦПС (для обеспечения добычи 1,6 млн. т/год) и строительству объектов обустройства месторождения.

Осуществляется инженерная подготовка кустовых площадок для последующего бурения, автодорог, объектов энергетики, сбора и транспорта нефти.



Проект «Роспан»

Запуск проекта – 2019 год

В активной фазе строительство ключевых производственных объектов обустройства:

УКПГиК Восточно – Уренгойского ЛУ: завершен монтаж технологического оборудования на установке регенерации метанола второй очереди, гидроиспытание шарового резервуара на складе пропан-бутана технического. Ведется работа по монтажу систем отопления в зданиях.

Железнодорожный терминал: ведутся работы по обвязке оборудования на эстакаде налива, монтажу и термообработке шаровых резервуаров (закончено 9 резервуаров из 11). На 95% выполнена укладка внутренних железнодорожных путей и стрелочных переводов. На вышеуказанных объектах обустройства, а также на ГТЭС Восточно – Уренгойского ЛУ, Установке подготовки нефти продолжаются работы по монтажу технологических трубопроводов, кабельно-проводниковой продукции.

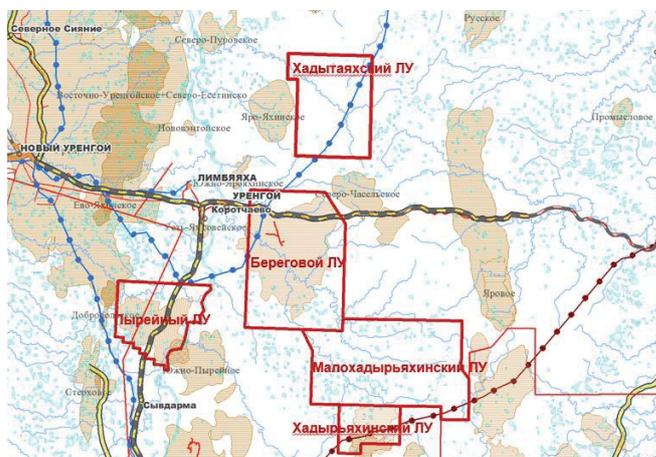
Продолжается строительство магистральных и внутрипромысловых трубопроводов, объектов энергообеспечения. Завершены работы на переходах через трубопроводы Транснефти и Новатэк-Юрхаровнефтегаз.



Разработка зрелых и новых месторождений: Месторождения АО «Сибнефтегаз»

Продолжается эксплуатационное бурение, ведется строительство УКПГиК и сопутствующих инфраструктурных объектов для разработки нижних горизонтов Берегового НГКМ.

Ведется строительство дожимной компрессорной станции на Береговом НГКМ, которая позволит обеспечить подачу газа в магистральные трубопроводы без привлечения внешних подрядчиков для оказания услуг по компримированию.



Харампурское месторождение

Ведутся работы по опытно-промышленной эксплуатации Туронской залежи – долгосрочные испытания на 3-х эксплуатационных скважинах, бурение и испытание новых скважин с целью определения оптимальной конструкции и заканчивания скважин.

Обустройство газового промысла Сеноманской залежи и строительство УКПГ.

Подготовка предварительного ТЭО полномасштабной разработки объектов Туронской залежи (2-я очередь).





РОСНЕФТЬ

Нефтепереработка

Компания продолжает реализацию проектов поддержания действующих мощностей и развития НПЗ. Общий объем финансирования по блоку «Нефтепереработка» в проекты поддержания и развития в 2018 году составил 43,6 млрд руб.

В 2019 году и ближайшей перспективе планируется завершение строительства следующих установок:

Уфимский НПЗ: установка замедленного коксования.

Ангарская НХК: установка гидроочистки бензина каталитического крекинга, установка гидроочистки дизельного топлива.

Ачинский НПЗ: установка гидроочистки дизельного топлива, установка гидрокрекинга.

Новокуйбышевский НПЗ: установка гидрокрекинга, установка гидроочистки дизельного топлива.

Рязанская НПК: установка гидрокрекинга вакуумного газойля, установка гидроочистки бензина каталитического крекинга, установка производства МТБЭ.

Сызранский НПЗ: установка гидроочистки вакуумного газойля, установка производства водорода, установка производства серы, установка производства МТБЭ, установка каталитического крекинга, установка гидроочистки дизельного топлива.

РН-Комсомольский НПЗ: установка гидроочистки дизельного топлива, установка гидрокрекинга вакуумного газойля.

РН-Туапсинский НПЗ: установка гидрокрекинга вакуумного газойля, установка гидроочистки дизельного топлива, установка изомеризации, установка каталитического риформинга.



127,3 млрд руб.
Общая сумма инвестиций 2019 г.

Инвестиционная деятельность Компании осуществляется в соответствии со стратегическими планами развития и текущими приоритетами в решении производственных и социальных задач. Корпоративная инвестиционная политика основана на принципах обеспечения максимальной эффективности инвестиций и повышения доходности по каждому направлению деятельности Компании.

Инвестиционная программа ПАО «Татнефть»



Объем инвестиции в рамках Стратегии развития до 2030 гг.

Разработка и добыча	1 142,2 млрд руб.
Переработка	799 млрд руб.
Розничный бизнес	194 млрд руб.
Газонефтехимическое направление	13,8 млрд руб.
Шинный бизнес	70,6 млрд руб.
Энергетика	37,5 млрд руб.
Машиностроение	25,7 млрд руб.
	1,6 млрд руб.

Планируемый объем инвестиций по направлениям в 2020-2030 гг., млрд руб.

Год	РиД	Нефтепереработка	ГХК	Шинный бизнес	Прочее
2020	68	21	8	10	25
2021	63	50	24	6	6
2022	69	2	12	4	1
2023	69	2	24	3	6
2024	68	2	-	1	1
2025	71	65	-	1	1
2026	65	3	-	1	2
2027	59	3	-	1	1
2028	65	1	-	1	1
2029	59	1	-	1	1
2030	67	1	-	1	1



348,82

 млрд руб.
Общая сумма инвестиций 2019 г.

Инвестиционная политика ПАО «Транснефть» направлена на реализацию стратегических задач в части развития инфраструктуры системы магистральных трубопроводов, диверсификации нефтяных и нефтепродуктовых потоков, укрепления позиции на традиционных рынках сбыта, увеличения поставок нефти на российские нефтеперерабатывающие заводы, а также выхода на новые рынки сбыта, в том числе стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Инвестиционная программа в период 2019–2023 гг. будет направлена на техническое перевооружение и реконструкцию объектов.

Объемы финансирования капитальных вложений, млрд руб.

	2019–2023	2018	2017
Новые проекты	99,2	63,8	143,0
Техническое перевооружение и реконструкция	1 225,1	194,8	185,5
Расширение ТС ВСТО на участке ГНПС «Тайшет» - НПС «Сковородино» до 80 млн. тонн в год			14,57 млрд руб.
Перекачивающие станции			10,37 млрд руб.
Прочие объекты			4,20 млрд руб.
Расширение ТС ВСТО на участке НПС «Сковородино» - СМНП «Козьмино» до 50 млн. тонн в год			9,32 млрд руб.
Перекачивающие станции			4,78 млрд руб.
Прочие объекты			4,54 млрд руб.
Прочие инвестиционные проекты			6,71 млрд руб.
Техническое перевооружение и реконструкция			246 млрд руб.
Капитальный ремонт			10,9 млрд руб.



Расширение ТС ВСТО на участке ГНПС «Тайшет» - НПС «Сковородино» до 80 млн. тонн в год

Увеличение пропускной способности трубопроводной системы «ВСТО-1» до 80 млн тонн и трубопроводной системы «ВСТО-2» до 50 млн тонн для обеспечения транспортировки нефти на экспорт в Китайскую Народную Республику и в направлении СМНП «Козьмино», а также на нефтеперерабатывающие заводы.

Общий объем инвестиций	96,24 млрд руб.	Начало строительства	2014 г.
Инвестиции в 2019 г.	14,57 млрд руб.	Окончание строительства	2019 г.
Перекачивающие станции	10,37 млрд руб.		
Прочие объекты	4,20 млрд руб.		

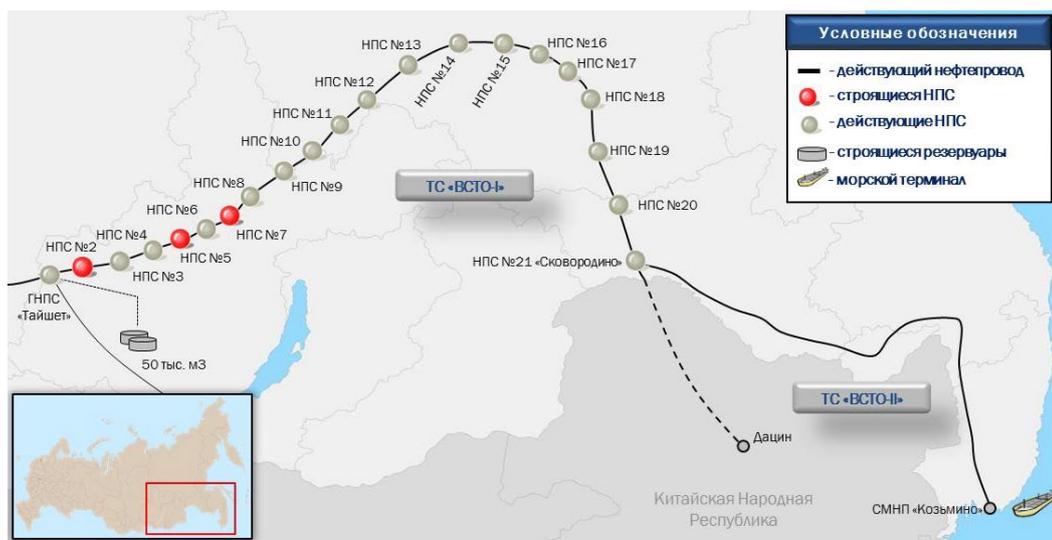
Завершенность проекта: 90%
Реализация проекта осуществляется в соответствии с установленными сроками.

Ключевые результаты 2018 года:

С 2018 года обеспечено увеличение пропускной способности ТС «ВСТО» на участке ГНПС «Тайшет» - НПС «Сковородино» до 73 млн тонн в год.

- На ГНПС «Тайшет» завершён комплекс строительно-монтажных работ.
- На НПС 2, 5, 7 завершён основной объём работ по монтажу зданий, сварке технологических трубопроводов и монтажу эстакад, металло-конструкций резервуаров.

- По объектам ВЭС НПС 2, 5, 7 завершен основной комплекс строительно-монтажных работ, выполняется благоустройство территории.



Основные технические показатели проекта

Нефтеперекачивающие станции **9 шт.**

Объем ВЭС **908 км.**

Объем резервуарного парка **50 тыс. м³**



Расширение ТС ВСТО на участке НПС «Сковородино» - СМНП «Козьмино» до 50 млн. тонн год

Увеличение пропускной способности трубопроводной системы «ВСТО-2» до 50 млн тонн для обеспечения транспортировки нефти на экспорт через СМНП «Козьмино», а также на нефтеперерабатывающие заводы.

Общий объем инвестиций 40,27 млрд руб.

Инвестиции в 2019 г. 9,32 млрд руб.

Перекачивающие станции 4,78 млрд руб.

Прочие объекты 4,54 млрд руб.

Начало строительства 2014 г.

Окончание строительства 2019 г.

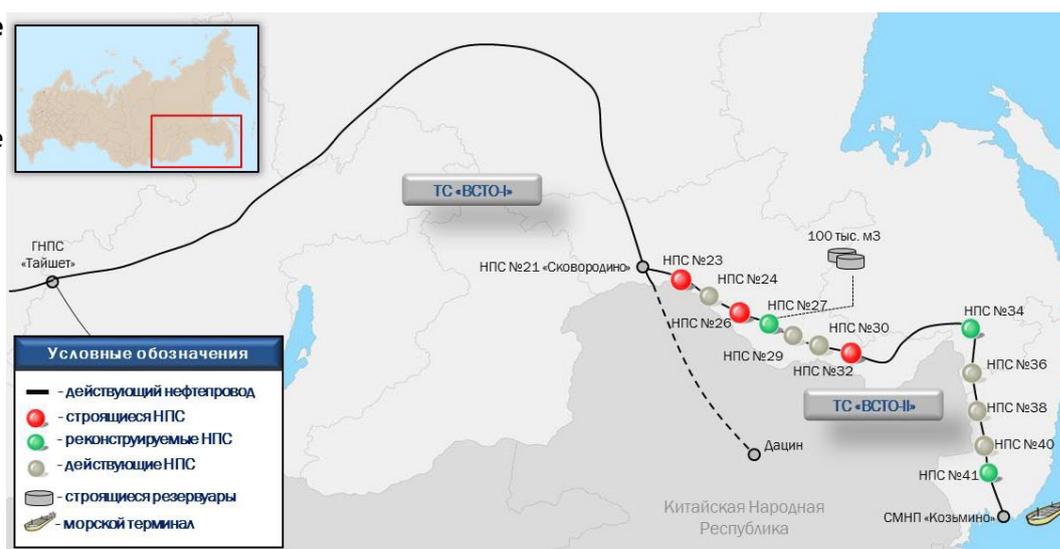
Завершенность проекта: 75%

Реализация проекта осуществляется в соответствии с установленными сроками.

Основные технические показатели проекта

Нефтеперекачивающие станции **7 шт.**

Объем резервуарного парка **100 тыс. м³**



Ключевые результаты 2018 года:

- С 2018 года обеспечено увеличение пропускной способности ТС «ВСТО» на участке НПС «Сковородино» - СМНП «Козьмино» до 45 млн тонн в год.
- Ведется строительство НПС 23, 26, 32 с объектами ВЭС и связи.
- Выполняется реконструкция НПС 27, 34, 41.

