



Механизм обеспечения энергобезопасности

Современное состояние и перспективы развития НГК Дальнего Востока

ИРИНА ФИЛИМОНОВА

ВАСИЛИЙ НЕМОВ

АННА КОМАРОВА

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск

Перспективы развития нефтегазового комплекса Дальнего Востока обусловлены, прежде всего, значительным ресурсным потенциалом углеводородного сырья и других природных ресурсов, а также выгодным географическим положением, приближенным к мировым лидерам энергопотребления – странам Азиатско-Тихоокеанского региона.

Дальневосточный федеральный округ занимает 41 % территории России, в нем проживает почти 6 % населения страны и сосредоточено 7 % начальных извлекаемых ресурсов углеводородов. Запасы нефти и газа шельфа Охотского моря лидируют в структуре сырьевой базы континентального шельфа России, занимая более 40 %.

Современное взаимодействие и перспективы сотрудничества России со странами АТР основываются, главным образом, на сырьевой базе энергетических ресурсов, транспортной и портовой инфраструктуре Дальнего Востока. Это в значительной мере обеспечивает энергетическую безопасность, экономические и геополитические интересы страны в данном регионе.

В то же время внутренние приоритеты энергетической политики на Дальнем Востоке закреплены в Энергетической стратегии России до 2035 года, утвержденной Распоряжением Правительства РФ № 1523-р от 9 июня 2020 года. Они предполагают существенное увеличение добычи и углубление переработки всех видов энергетических ресурсов, развитие производства транспортабельной энергоемкой продукции высоких уровней передела и соответствующей транспортной и социальной инфраструктуры.

Поэтому развитие нефтегазового комплекса на Дальнем Востоке, строительство новой производственной (добывающей, перерабатывающей) и транспортной инфраструктуры останется в долгосрочной перспективе важнейшим механизмом обеспечения энергетической безопасности России, укрепления приграничных территорий и реализации геополитических интересов страны в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

СЫРЬЕВАЯ БАЗА УВС

Территориально Дальневосточный федеральный округ делится на два современных центра нефтедобычи – Якутский и Сахалинский. Однако промышленная нефтегазоносность установлена в Сахалинской области, Камчатском крае, Чукотском АО, Хабаровском крае, Республике Саха (Якутия), а также на шельфе Охотского моря.

Начальные суммарные ресурсы нефти на Дальнем Востоке составляют 4,8% от российских. При этом степень их разведанности существенно ниже среднего российского уровня и составляет только 19,2%.

Также на регион приходится 7,8% начальных суммарных ресурсов природного газа, а степень их разведанности составляет 18,1%. Низкий уровень разведанности и высокая доля прогнозных и перспективных ресурсов создают мощный потенциал и вероятность открытия новых крупных месторождений. Одновременно это потребует высоких капитальных вложений в геологоразведочные работы (со стороны как компаний, так и государства), проведения активной лицензионной политики и разработки системы стимулирования недропользователей.

На Дальнем Востоке, включая шельф Охотского моря, открыто 76 нефтяных месторождений, в которых сосредоточено более 1 млрд тонн извлекаемых запасов нефти категорий $A+B_1+C_1+B_2+C_2$. Большая часть запасов нефти в регионе (56%) располагается на территории Республики Саха (Якутия) (см. «*Степень выработанности извлекаемых запасов нефти ДВФО*»). Крупнейшие месторождения Республики – Среднеботуобинское с запасами более 200 млн тонн нефти, Талаканское (более 110 млн тонн) и Северо-Талаканское (около 80 млн тонн). На шельфе Охотского моря открыто 11 месторождений нефти, в которых распределено 39,1% запасов нефти в регионе. Крупнейшие месторождения – Аркутун-Дагинское (более 120 млн тонн), Пильтун-Астохское (более 80 млн тонн) и Одопту-море (более 50 млн тонн). В Сахалинской области открыто 42 нефтяных месторождения, однако на них приходится только 4% запасов нефти в регионе. Средний объем запасов нефти на месторождениях Сахалинской области составляет 1,1 млн тонн.

Начальные суммарные ресурсы нефти на Дальнем Востоке составляют 4,8% от российских. При этом степень их разведанности существенно ниже среднего российского уровня и составляет только 19,2%

В последние годы на Дальнем Востоке открыты два перспективных месторождения нефти, расположенные на шельфе о. Сахалин. Так, в 2017-м и 2018 году на Аяшском участке недр компанией «Газпром нефть» открыты месторождения Нептун и Тритон. Извлекаемые запасы

нефти на этих двух месторождениях оцениваются в 70 млн тонн и 45 млн тонн, соответственно. В 2020 году компания продолжила сейсморазведочные работы и разработку вариантов освоения месторождений.

Запасы природного газа в регионе распределены в 108 месторождениях и составляют 6,8% от суммарных запасов газа в России. Около 62% запасов приходится на Республику Саха (Якутия). Они распределены по 37 месторождениям (см. «*Степень выработанности запасов природного газа ДВФО*»). Крупнейшие газовые месторождения Республики – уникальное Чаяндинское (около 1,4 трлн м³), Среднеботуобинское (более 240 млрд м³) и Верхневилучанское (более 200 млрд м³).

На Дальнем Востоке, включая шельф Охотского моря, открыто 76 нефтяных месторождений, в которых сосредоточено более 1 млрд тонн извлекаемых запасов нефти категорий $A+B_1+C_1+B_2+C_2$

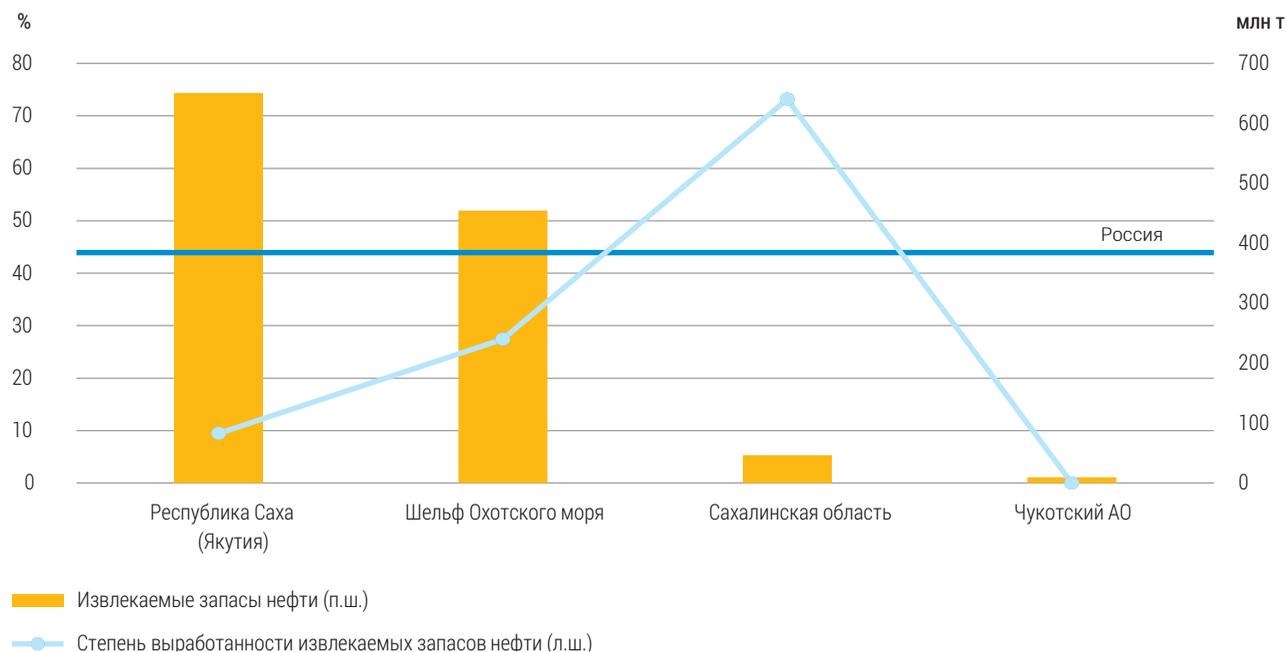
На шельфе Охотского моря открыто 15 газовых месторождений, в которых распределено 36,7% запасов природного газа в регионе. Нефтегазоносный бассейн разделен на лицензионные участки, из них высокоперспективными считаются Сахалинские, Магаданские и Западно-Камчатские проекты. Крупнейшие месторождения на шельфе – Южно-Кириновское (более 700 млрд м³), Лунское (свыше 380 млрд м³) и Чайво (около 320 млрд м³).

На Дальнем Востоке разведано большое количество нефтяных и газовых месторождений, имеются хорошие перспективы для новых открытий на территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в пределах Республики Саха (Якутия) и на акватории Охотской нефтегазоносной провинции в пределах Северо-Сахалинской нефтегазоносной области.

В Республике Саха (Якутия) основной прирост запасов нефти и газа ожидается вдоль трассы магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан, примерно в двухсоткилометровой зоне. Это обусловлено возможностью повысить инвестиционную привлекательность проектов за счет экономии на строительстве транспортной инфраструктуры. Вместе с тем российские компании проводят также научно-исследовательские и полевые работы в Хатанга-Ленском районе на севере Якутии, в Юдомо-Майской зоне в центре республики, а также в Зее-Бурейском районе Амурской области.

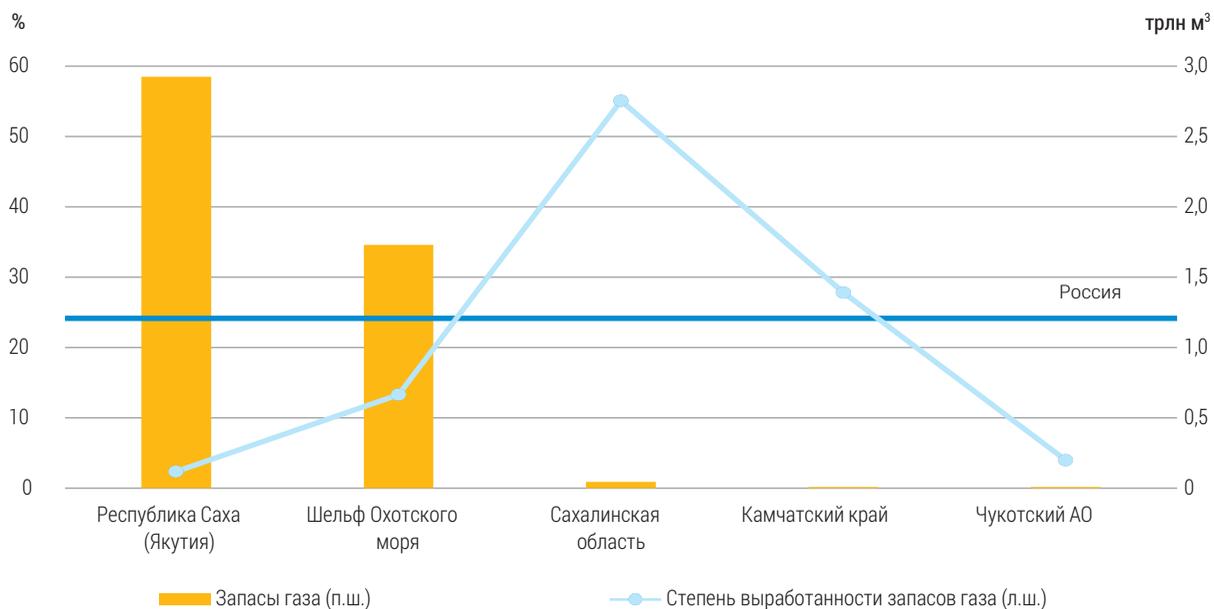
Однако полное отсутствие наземной транспортной, городской, портовой, производственной и другой инфраструктуры (например на севере Якутии) обуславливает целесообразность выбора кластерной стратегии освоения этой территории для минимизации общих издержек и получения синергетического эффекта от совместного освоения территориально близких перспективных

СТЕПЕНЬ ВЫРАБОТАННОСТИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ДВФО



Источник: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН

СТЕПЕНЬ ВЫРАБОТАННОСТИ ЗАПАСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДВФО



Источник: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН

геологических объектов. Такой подход доступен только крупным нефтегазовым компаниям, имеющим дифференцированную структуру выручки и возможность привлечения государственного финансирования – например, «Роснефти», «Газпром нефти».

РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Добыча нефти в Дальневосточном ФО сосредоточена на территории Республики Саха (Якутия), шельфе Охотского моря и в Сахалинской области. В нефтегазовом плане федеральный округ включает восточные территории Лено-Тунгусской НГП.

В 2019 году ДВФО расположился на четвертом месте по объему добычи нефти, превзойдя по этому показателю Северо-Западный округ. По итогам года добыча в округе выросла на 2,7 млн тонн и составила 34,1 млн тонн, при этом его доля в структуре добычи нефти в России достигла 6,1 %.

Первая нефть на *Сахалине* была обнаружена в 1909 году на Охинском месторождении в результате бурения под руководством горного инженера А. В. Миндова.

Промышленное освоение нефтяных запасов острова Сахалин началось в 1927 году с созданием треста общесоюзного значения «Сахалиннефть». Первая промышленная нефть острова Сахалин была получена в 1928 году с глубины 192 метра.

Для транспортировки добытой нефти с месторождения до порта в 1930 году была построена железная дорога Оха – Москальво протяженностью 36 км, а в 1931 году был сооружен нефтепровод Оха – Москальво.

К 1940 году добыча нефти на острове Сахалин превысила 500 тыс. тонн в год. В 1941 году начата добыча природного газа, что позволило газифицировать производственные и жилищно-бытовые объекты для экономии жидкого топлива.

Имеются хорошие перспективы для новых открытий на территории Лено-Тунгусской НГП в пределах Республики Саха и на акватории Охотской НГП в пределах Северо-Сахалинской нефтегазоносной области

Одной из сложнейших проблем нефтяной промышленности Северного Сахалина стала транспортировка сырья на материк. До 1942 года доставка нефти с острова осуществлялась в периоды навигации нефтяными танкерами, а с 1942 года – по нефтепроводу Оха – Софийск-на-Амуре, соединяющему остров Сахалин и Хабаровский край по дну пролива Невельского.

В послевоенные годы большое внимание было уделено расширению поисковых и разведочных работ, в результа-

те которых в 1950-х годах было открыто большое количество нефтяных и газовых месторождений.

Значительного развития нефтедобывающая промышленность Сахалина достигла в 1960-х годах. К середине десятилетия добычу нефти на острове вели на 19 месторождениях: Оха, Южная Оха, Эхаби, Тунгор, Центральное Сабо, Паромай, Некрасовка, Колендо, Гиляко-Абунан, Мухто, Уйглекуты, Лысая Сопка, Катангли, Восточное Эхаби, Одопту, Западное Сабо, Кыдыланы, Нельма, Волчинка.

К началу 1980-х годов основная масса нефтяных месторождений Сахалина оказалась почти исчерпанной: отбор извлекаемых запасов превысил 80%. С 1974 года началось падение объемов добычи.

Новая страница истории освоения нефтяных месторождений острова Сахалин была открыта с началом разведочных работ на шельфе Охотского моря. В первой разведочной наклонно-направленной скважине № 26 на площади Одопту, пробуренной в 1971 году с отклонением под дно моря на 650 метров, впервые из отложений шельфа Сахалина был получен фонтан нефти промышленного значения.

Добыча нефти в Дальневосточном ФО сосредоточена на территории Республики Саха (Якутия), шельфе Охотского моря и в Сахалинской области

Итогом морских геологоразведочных работ, проводимых «Сахалинморнефтегазпромом», стало создание мощной ресурсной базы углеводородов на шельфе острова, открытие восьми месторождений. Разведанные запасы нефти и газа на шельфовых месторождениях в десятки раз превышают запасы на континентальных. Открытые шельфовые месторождения были сгруппированы в несколько проектов, которые получили названия «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Сахалин-3» и т.д. В 1995 году ОАО «Сахалинморнефтегаз» вошло в состав нефтяной компании ОАО «НК «Роснефть». Сегодня сахалинские шельфовые проекты, практическая реализация которых началась в 1996 году, являются одними из крупнейших в России проектов с привлечением иностранных инвестиций.

В *Якутии* поиски нефти и газа были начаты еще до Великой отечественной войны. Значительные открытия месторождений углеводородов осуществлялись в Западной Якутии в 1970–1980-е годы. Первым было открыто крупное Среднеботуобинское газонефтяное месторождение. В конце 1980-х – начале 1990-х годов были сделаны главные открытия – гигантское Чаяндинское газовое и крупное Талаканское нефтяное месторождение. В результате экономических реформ 1990-х годов освоение этих месторождений было приостановлено.

Новый этап развития нефтяной отрасли на Дальнем Востоке начался с 2008 года, когда были введены

в эксплуатацию магистральный нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан, спецморнефтепорт в Козьмино, подводные и соединительные нефтепроводы. Это привело к многократному увеличению объемов добычи на разрабатываемых месторождениях региона, росту масштабов геологоразведочных работ и открытию новых месторождений вдоль трассы нефтепровода ВСТО. В результате добыча нефти на Дальнем Востоке выросла с 13,6 млн тонн в 2008 году до 34,1 млн тонн в 2019-м (см. «Динамика добычи нефти на Дальнем Востоке»). При этом были достигнуты максимальные уровни добычи на шельфе и в Республике Саха (Якутия). Основной рост пришелся на Среднеботуобинское месторождение (Республика Саха) и месторождения на шельфе Охотского моря.

Республика Саха (Якутия)

Главный прирост добычи нефти на Дальнем Востоке России в 2019 году пришелся на Республику Саха (Якутия). Добыча там увеличилась на 2,2 млн тонн, что является рекордным приростом с начала освоения месторождений республики. Такая динамика связана с продолжением промышленной эксплуатации одного из крупнейших активов «Роснефти» в Восточносибирском кластере – Среднеботуобинского месторождения. По итогам года добыча на месторождении выросла на 1,1 млн тонн и достигла 4 млн тонн. Проектный уровень производства составляет 5 млн тонн в год.

В 2019 году запущены в промышленную эксплуатацию Восточные блоки Среднеботуобинского месторождения, разрабатываемые компанией «Роснефтегаз». По итогам года добыча составила 0,8 млн тонн (прирост 0,7 млн тонн). В перспективе добыча может вырасти до 1,5 млн тонн, однако рост сдерживает пропускная способность подводного нефтепровода.

Рост добычи газа в Республике Саха (Якутия) тесно связан с началом крупномасштабной добычи нефти (с 2008 года), когда был введен в эксплуатацию магистральный нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан. Освоение нефтяного потенциала привело к увеличению добычи попутного нефтяного газа (ПНГ) компанией «Сургутнефтегаз».

Тем не менее, несмотря на высокие темпы роста добычи природного газа в России в последние годы, в Республике Саха (Якутия) не наблюдалось существенного прироста данного показателя. Это связано с тем, что крупномасштабная добыча газа на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) сдерживается отсутствием магистральной газотранспортной инфраструктуры и ведется в основном в рамках локальных центров газоснабжения для обеспечения энергетическим сырьем и электроэнергией производственных объектов и населения, а также добычи попутного нефтяного газа. По итогам 2019 года добыча газа в республике выросла на 0,2 млрд м³ и составила 3,1 млрд м³ (см. «Динамика добычи газа на Дальнем Востоке»).

Шельф Охотского моря

В 2019 году добыча нефти в Сахалинской области (включая шельф) составила 19,8 млн тонн, что на 0,5 млн тонн больше, чем в предыдущем году. На шельфе о-ва Сахалин

добычу нефти и газа осуществляют операторы проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» – Exxon Neftegas Limited и Sakhalin Energy, на суше – «Роснефть-Сахалинморнефтегаз», «Петросах» и ОГУП «Сахалинская нефтяная компания».

«Сахалин-1» – нефтегазовый проект, реализуемый на шельфе Охотского моря по условиям соглашения о разделе продукции. Район разработки включает в себя месторождения Чайво, Одопту-море и Аркутун-Даги. Объем извлекаемых запасов оценивается в 307 млн тонн нефти и 485 млрд м³ природного газа. На месторождениях Чайво и Одопту-море идет быстрое и существенное наращивание объемов добычи. На месторождении Аркутун-Даги также планируется наращивание объемов извлечения нефти.

Проект «Сахалин-2» предусматривает разработку двух шельфовых месторождений: Пильтун-Астохского (главным образом нефтяного, с попутным газом) и Лунского (преимущественно газового с попутным газовым конденсатом и нефтяной оторочкой). Суммарные извлекаемые запасы составляют порядка 150 млн тонн нефти и 500 млрд м³ газа.

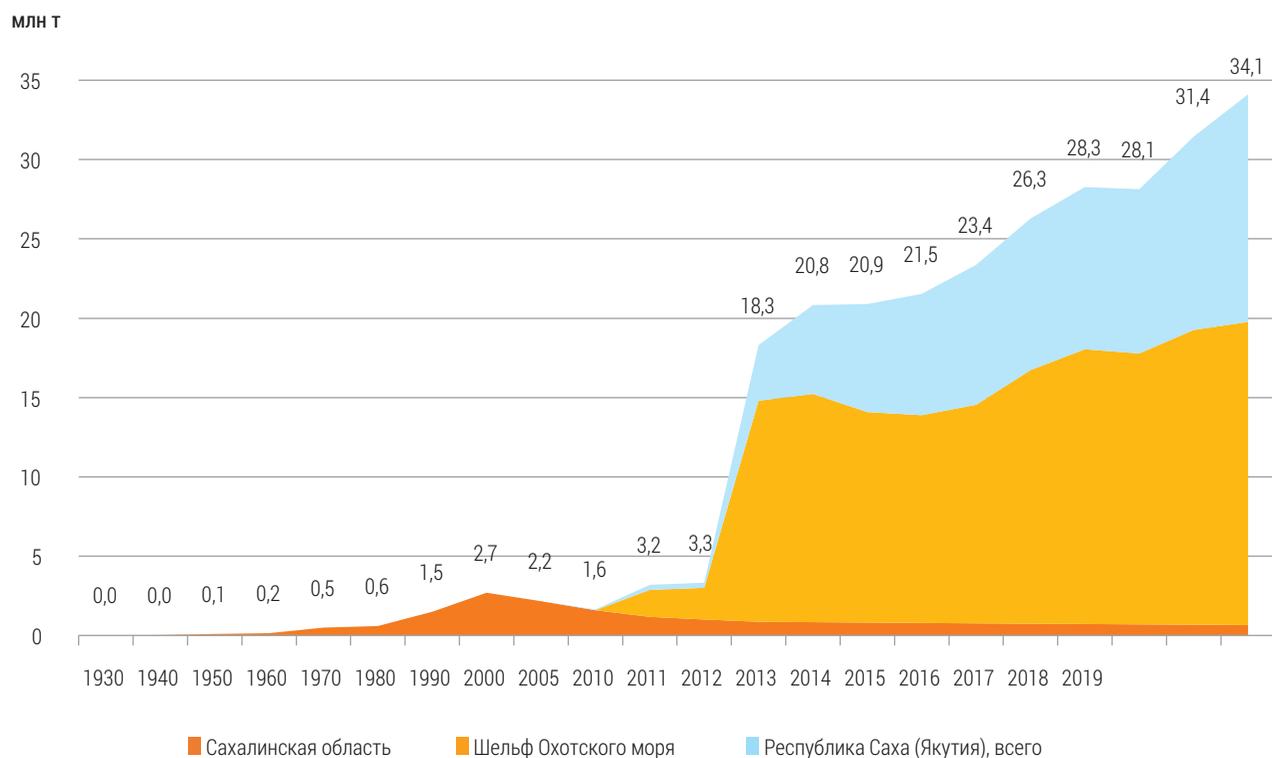
Наибольший рост добычи нефти произошел в рамках проекта «Сахалин-1», что связано с изменениями технологических схем разработки месторождений Одопту и Аркутун-Даги в сторону увеличения уровня производства. В 2019 году прирост добычи нефти на месторождениях проекта «Сахалин-1» составил 1,4 млн тонн, суммарная добыча составила более 12,9 млн тонн. Компания «РН-Шельф-Дальний Восток», разрабатывающая лицензионный участок на Северной оконечности месторождения Чайво, сократила добычу с 0,7 млн тонн в 2018 году до 0,5 млн тонн в 2019-м. Относительно 2017 года добыча сократилась в 2,9 раза. В рамках проекта «Сахалин-2» производство нефти уменьшилось на 0,6 млн тонн и составило 4,9 млн тонн.

ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ДОБЫЧИ

Операторы СРП – крупнейшие производители нефти и газа на Дальнем Востоке. По итогам 2019 года добыча нефти компаниями, работающими на основе СРП на Дальнем Востоке, составила 17,9 млн тонн, или 53,5%. Добыча газа составила 28,6 млрд м³, или 88% от суммарной добычи газа в регионе (см. «Организационная структура добычи нефти и газа на Дальнем Востоке, 2019 г.»).

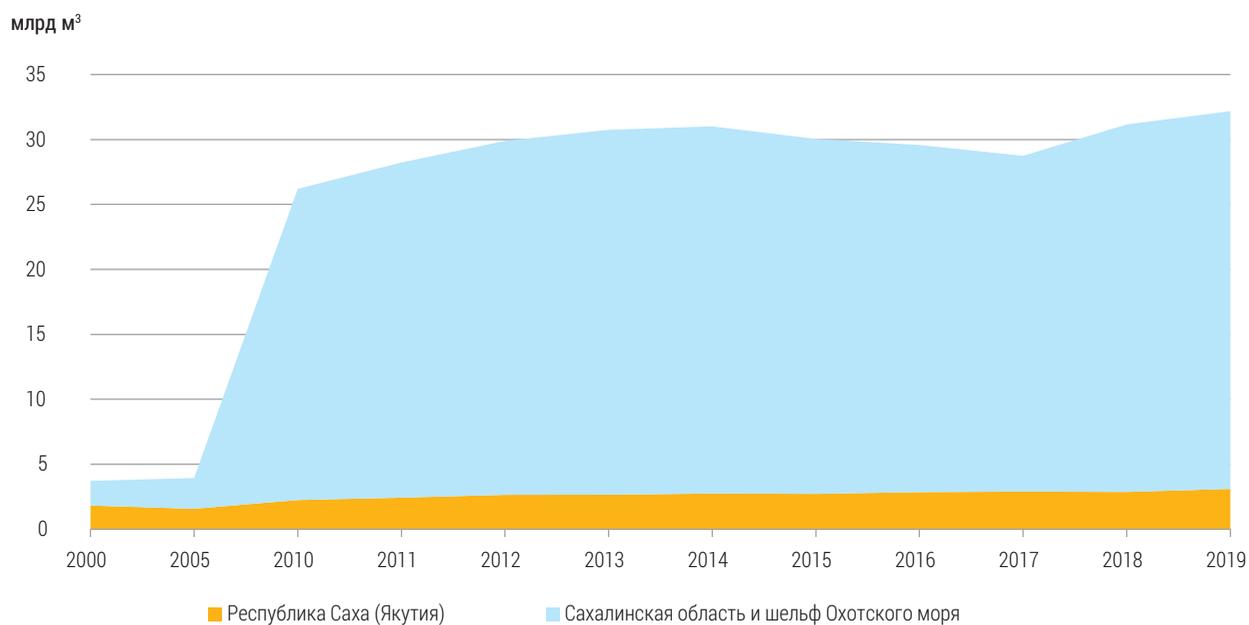
Соглашение о разделе продукции «Сахалин-1» между правительством РФ, администрацией Сахалинской области и международным консорциумом подписано в 1995 году. Проект включает освоение месторождений Чайво, Одопту и Аркутун-Даги на шельфе о. Сахалин. В 1994 году между Правительством РФ, администрацией Сахалинской области и компанией Sakhalin Energy подписано соглашение о разработке Пильтун-Астохского и Лунского месторождений нефти и газа на условиях раздела продукции («Сахалин-2»). В 2009 году в рамках проекта «Сахалин-2» начал работу первый российский завод по сжижению газа мощностью 9,6 млн тонн СПГ в год.

ДИНАМИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ



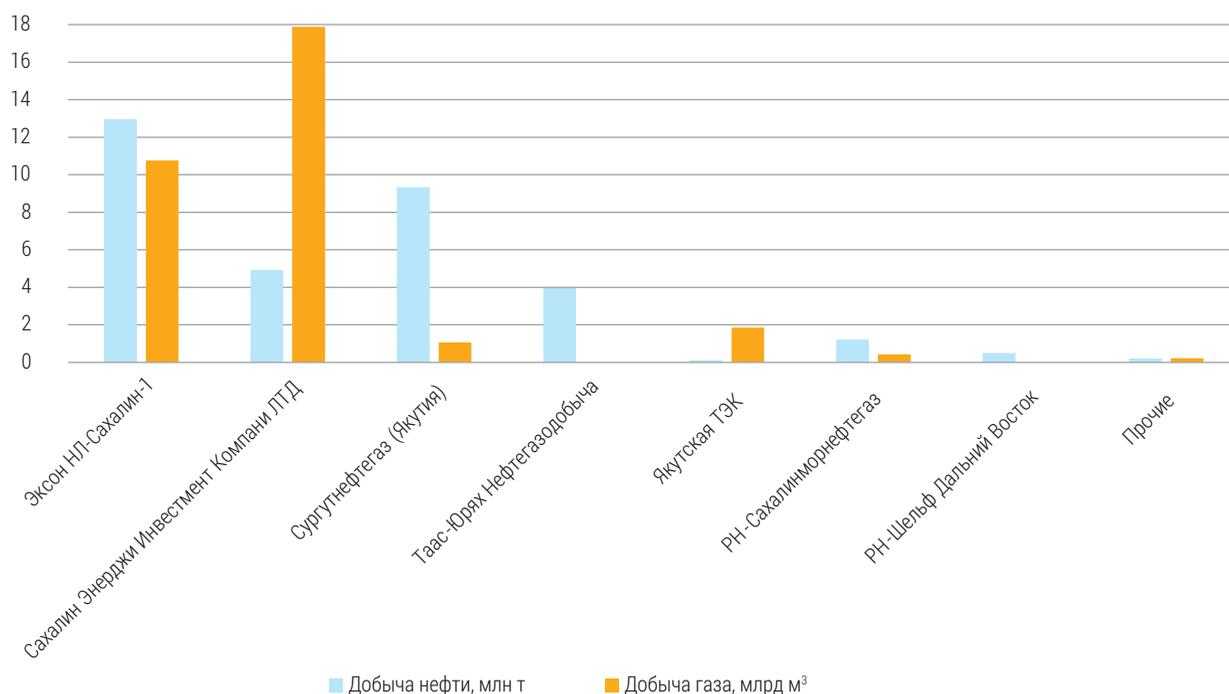
Источник: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН

ДИНАМИКА ДОБЫЧИ ГАЗА НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ



Источник: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН

ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ, 2019 г.



Источник: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН

В 2019 году добыча нефти «НК «Роснефть» выросла на 0,5% и составила 195,1 млн тонн. Общий положительный прирост достигнут, прежде всего, за счет продолжающегося роста добычи на востоке страны. «Таас-Юрях Нефтегазодобыча» продолжает работы по обустройству Среднеботуобинского месторождения на территории Республики Саха (Якутия). В 2019 году добыча выросла на 1,1 млн тонн и составила 4 млн тонн. На проектный уровень производства в 5 млн тонн планируется выйти в 2021 году.

«Сургутнефтегаз» – это третья компания по объемам добычи нефти в России, которая обеспечивает 10,8% производства нефти в стране. В настоящее время компания ведет разработку месторождений в Западной Сибири (Ханты-Мансийский АО) и Республике Саха (Якутия). Основной добывающий актив компании на Дальнем Востоке – Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение. По итогам года компания нарастила добычу нефти в республике на 0,2 млн тонн, до уровня 9,3 млн тонн.

В 2019 году «Сургутнефтегаз» ввел в эксплуатацию Ленское нефтегазоконденсатное месторождение в Республике Саха (Якутия). Проектный уровень добычи нефти на Ленском месторождении составляет 2 млн тонн в год.

Якутская топливно-энергетическая компания (ЯТЭК) – преимущественно газодобывающая. Она осуществляет свою деятельность на территории Республики Саха (Якутия). По итогам 2019 года добыча газа составила 1,8

млрд м³, что на 0,1 млрд м³ больше, чем в предыдущем году. Компания ведет добычу на Средневилюйском газоконденсатном месторождении. В активе ЯТЭК также участки Мастахского и Толонского месторождений.

ПАО «Газпром» – крупнейшая компания по величине запасов газа в Республике Саха (Якутия). Запасы распределены между пятью месторождениями, среди которых крупнейшие Чаяндинское, Верхневилучанское, Среднетюнское и Тас-Юряхское.

ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Относительно слабо развитая перерабатывающая промышленность Дальневосточного федерального округа является одной из важнейших современных проблем экономического развития региона. Регион обладает высоким ресурсным потенциалом и развивающейся транспортной инфраструктурой, имеет стратегическое положение и выход на премиальные рынки стран АТР, но тем не менее на Дальнем Востоке сохраняется дефицит перерабатывающих мощностей, а существующие заводы практически полностью загружены.

Нефте- и газоперерабатывающая промышленность представлена двумя крупными НПЗ, заводом по сжижению газа в рамках проекта «Сахалин-2», а также рядом перерабатывающих производств местного значения.

Нефтеперерабатывающая промышленность

Крупнейший нефтеперерабатывающий завод на Дальнем Востоке – Комсомольский НПЗ, входящий в структуру «Роснефти». Его установленная мощность составляет 8 млн тонн нефти в год, уровень загрузки установок – 90,4%. В июле 2019 года запущен нефтепровод-отвод от трубопроводной системы ВСТО до завода. Протяженность отвода на Комсомольский НПЗ составляет 294 км, пропускная способность – 8 млн тонн в год. До 2019 года сырье на завод поставлялось преимущественно железнодорожным транспортом.

В 2019 году первичная переработка нефти на Комсомольском НПЗ составила 7,2 млн тонн, что на 10% больше, чем в предыдущем году. Также в 2019 году на заводе начался выпуск малосернистого судового топлива новой марки RMLS, поскольку с 1 января 2020 года применяются новые требования Международной морской организации (ИМО) к содержанию серы в судовом топливе (до 0,5%). На предприятии продолжает реализовываться программа модернизации, ключевым элементом которой является строительство комплекса гидрокрекинга. Запуск в эксплуатацию комплекса позволит повысить глубину переработки нефти на НПЗ до 92%. В настоящее время выход светлых нефтепродуктов составляет 50,7%, индекс Нельсона – 3,4.

Хабаровский НПЗ входит в группу компаний ННК. Его установленная мощность составляет 5 млн тонн нефти в год, а уровень загрузки установок превышает 94%. Выход светлых нефтепродуктов на заводе равен 55,9%, индекс Нельсона – 4,55. В 2019 году первичная переработка нефти на Хабаровском НПЗ составила 4,7 млн тонн, что на 4% меньше, чем в предыдущем году. С 2015 года поставки сырья на завод осуществляются через нефтепровод-отвод от системы ВСТО. В настоящее время ННК изучает возможность строительства второй очереди завода и увеличения мощности до 10 или 15 млн тонн в год.

Газоперерабатывающая промышленность

До недавнего времени газовая промышленность России имела дело, главным образом, с однокомпонентным сухим газом, но сейчас Россия переходит на многокомпонентные системы. Особенности состава газа месторождений в новых регионах нефте- и газодобычи на Востоке страны обуславливают острую необходимость развития перерабатывающих производств с целью выделения ценных компонент, которые могут служить сырьем для выпуска нефте- и газохимической продукции, весьма востребованной в условиях программы импортозамещения.

Газ на месторождениях Республики Саха (Якутия) характеризуется высоким содержанием ценных компонент, прежде всего гелия, запасы которого учтены на 14 месторождениях. Это послужило одним из факторов, сдерживающих проектирование и строительство магистрального газопровода «Сила Сибири». Внутренний спрос на гелий в России в ближайшие годы не превысит 3–5 млн м³, а ресурсный потенциал Чаяндинского месторождения может обеспечить добычу до 120 млн м³ гелия. Поэтому стратегия освоения запасов гелия на Востоке страны ориентирована в основ-

ном на внешние рынки, прежде всего АТР, а также на сохранение гелия в соляных кавернах для будущих поколений.

С 2015 года «Газпром» ведет строительство Амурского газоперерабатывающего завода (ГПЗ), который будет разделять многокомпонентный газ с Ковыктинского месторождения Иркутской области и Чаяндинского месторождения Якутии. Метан будет поставляться в Китай, а этан – на одноименный газохимический комплекс (ГХК) СИБУРа, который будет возведен неподалеку от ГПЗ. Завод станет важным звеном технологической цепочки будущих поставок природного газа Республики Саха (Якутия) в Китай по газопроводу «Сила Сибири».

На Якутском ГПЗ в настоящее время активно ведутся строительные работы по вводу второй очереди, которая увеличит объем производства качественного СУГ и СПГ. Ввод второй очереди, согласно предварительному расчету, позволит добавить к имеющемуся производству в 13 тыс. тонн в год СУГ еще дополнительно 27 тыс. тонн в год. То есть общее производство составит 40 тыс. тонн в год.

На Якутском ГПЗ на данный момент производятся: глубокоосушенный природный газ, смесь пропан-бутановая (пропан-бутан технический, пропан-бутан автомобильный) и бензин автомобильный пентановый АИ-80-5К.

ТРАНСПОРТНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

Нефтепроводы

Трубопроводная система Восточная Сибирь – Тихий океан стала мощным стимулом интенсификации освоения ресурсного потенциала Восточной Сибири и Дальнего Востока. Нефтепровод ВСТО связал нефтяные месторождения Западной и Восточной Сибири с портами на Дальнем Востоке, а также непосредственно с потребителями в АТР. Однако темпы подготовки сырьевой базы компаниями-недропользователями на территории Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) существенно отстают от динамики строительства трубопроводной инфраструктуры, что создает риски простоя свободных мощностей, нарушения соглашений о поставке сырья на внутренний и международный рынки.

Трубопроводная система ВСТО включает в себя участок ВСТО-1, проходящий по маршруту Тайшет – Сковородино и отвод на Китай (Сковородино – Мохэ), далее магистральный нефтепровод продолжается по направлению ВСТО-2 (Сковородино – Козьмино). Общая протяженность магистрали составляет 4740 км.

Первая очередь строительства ВСТО (ВСТО-1) на участке Тайшет – Сковородино мощностью 30 млн тонн в год введена в эксплуатацию в декабре 2009 года. Протяженность трассы составляет 2694 км. В конце 2019 года мощность ВСТО-1 доведена до 80 млн тонн в год.

В конце 2012 года осуществлен ввод в эксплуатацию второй очереди магистрального нефтепровода (ВСТО-2) по маршруту Сковородино – Козьмино, мощностью 30 млн тонн в год. Протяженность трассы – 2046 км. К концу 2019 года пропускная способность ВСТО-2 доведена до проектного уровня – 50 млн тонн в год.

Начиная с декабря 2010 года организованы поставки нефти по нефтепроводу-отводу от ВСТО по маршруту Сковородино – Мохэ в объеме 15 млн тонн в год. Протяженность нефтепровода до границы с КНР – 67 км, дальше маршрут следует по китайской территории до НПЗ в г. Дацин (960 км). В 2018 году пропускная способность нефтепровода Сковородино – Мохэ доведена до 30 млн тонн в год.

Новый этап развития нефтяной отрасли на Дальнем Востоке начался с 2008 года, когда были введены в эксплуатацию магистральный нефтепровод Восточная Сибирь – Тихий океан, спецморнефтепорт в Козьмино, подводящие и соединительные нефтепроводы

Развитие системы магистральных нефтепроводов на Дальнем Востоке позволило заместить железнодорожные поставки сырья на НПЗ, обеспечить поставки нефти в расширенном объеме и загрузку новых мощностей заводов, увеличившихся вследствие реализации программы модернизации, сократить транспортные издержки в структуре себестоимости выпуска нефтепродуктов. Так, в 2015 году выполнено подключение нефтепровода-отвода от ВСТО до Хабаровского НПЗ протяженностью 48 км, мощностью 6 млн тонн в год. В июле 2019 года начались первые поставки по нефтепроводу-отводу от ВСТО до Комсомольского НПЗ протяженностью 294 км и мощностью 8 млн тонн в год.

Газопроводы

В настоящее время на Дальнем Востоке существуют отдельные локальные газотранспортные системы. Конечная точка Единой системы газоснабжения на Востоке России – с. Проскоково в Кемеровской области. Это сказывается на низком уровне газификации регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока (около 10%, что почти в семь раз ниже среднероссийского уровня).

Основой развития газотранспортной системы на востоке является газопровод «Сила Сибири». Он проходит по территории пяти субъектов Российской Федерации: Иркутской и Амурской областей, Еврейской автономной области, Республики Саха (Якутия) и Хабаровского края. Маршрут трассы «Силы Сибири» проложен вдоль действующего магистрального нефтепровода ВСТО. Это позволяет существенно экономить затраты на инфраструктуру и энергоснабжение, а в будущем – организовать сбыт природного газа с уже разрабатываемых нефтегазовых месторождений, которые сейчас поставляют нефть в ВСТО и испытывают проблемы с коммерческим освоением газового потенциала. Расстояние между дву-

мя трубопроводами составляет от 700 м до 17 км. Общая протяженность газопровода – около 3 тыс. км, а проектная мощность – 38 млрд м³ газа в год.

В сентябре 2014 года в присутствии Президента РФ прошла церемония соединения первого звена трубы, ранее в мае «Газпром» и китайская CNPC заключили контракт на поставку трубопроводного газа в КНР. А 13 октября 2015 года подписано межправительственное соглашение о поставках газа на уровне премьер-министров двух стран.

В декабре 2019 года начались поставки газа Чаяндинского месторождения в Китай в рамках первого этапа проекта «Сила Сибири». В 2020 году они могут возрасти до 10 млрд м³.

На втором этапе строительства газопровода предполагается подключение Ковыктинского месторождения (в 2024–2031 годах), ввод в эксплуатацию компрессорной станции между месторождениями и сооружение лупинга протяженностью 719,3 км.

Третьим этапом является строительство так называемого газопровода «Сила Сибири-3», то есть отвода до магистрального газопровода (МГП) Сахалин – Хабаровск – Владивосток. Это даст возможность прокачивать до 20 млрд м³ природного газа в год и организовать дополнительные поставки газа потребителям Хабаровского и Приморского краев, а также на экспорт через порты Тихого океана.

ЭКСПОРТНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

Экспорт нефти

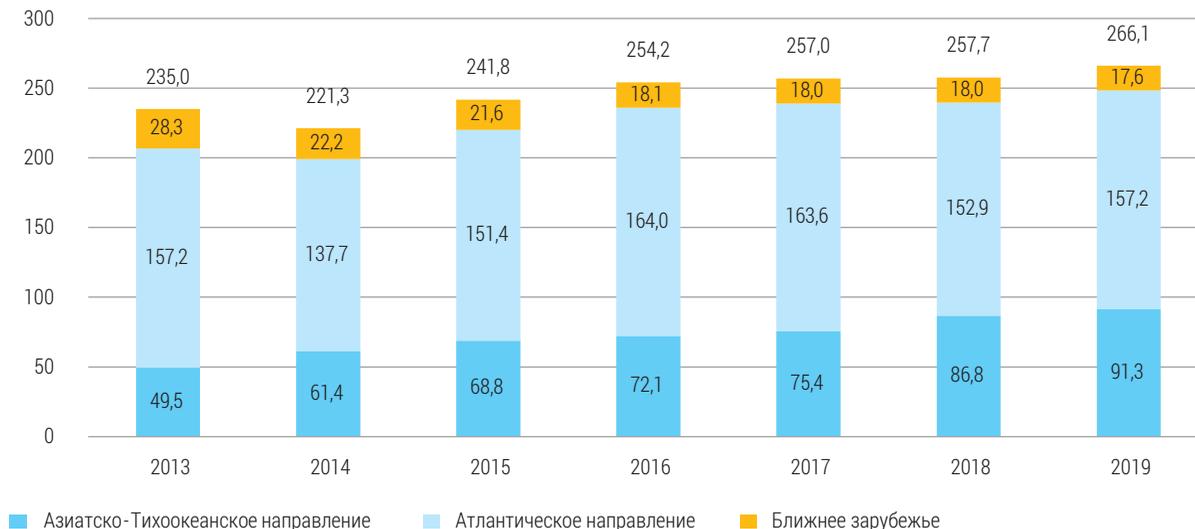
В 2019 году объем экспорта российской нефти составил 266,1 млн тонн, что на 8,4 млн тонн больше, чем в предыдущем году (см. «Региональная структура экспорта российской нефти»). В региональной структуре 157,2 млн тонн экспортируется в атлантическом направлении, в страны Европы. В страны Азиатско-Тихоокеанского региона экспортные поставки составили 91,3 млн тонн. При этом за период 2011–2019 годов доля атлантического направления в структуре экспорта российской нефти сократилась с 70,1 до 59,1%, а доля восточного направления выросла с 17,6 до 34,3%.

Азиатско-Тихоокеанский рынок, прежде всего Китай, – основное стратегическое направление наращивания экспорта нефти из России. Объем поставок нефти на соответствующий рынок в значительной степени определяется развитием транспортной инфраструктуры. Поставки на европейском направлении имеют регулятивный характер. Все дополнительные объемы, связанные с возможным ростом добычи, которые не реализуются на рынке АТР, направляются в Европу.

В ноябре 2019 года мощность ключевой магистрали для поставок нефти в восточном направлении – ВСТО – достигла максимального проектного уровня: 80 млн тонн на участке Тайшет – Сковородино. Далее нефть поступает в Китай по нефтепроводу Сковородино – Дацин (проектная мощность 30 млн тонн в год) и по маршруту ВСТО-2 Сковородино – Козьмино (50 млн тонн в год) с ответвлениями на Комсомольский и Хабаровский

РЕГИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ЭКСПОРТА РОССИЙСКОЙ НЕФТИ

млн т



Источник: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН

НПЗ. В 2019 году объем экспортных поставок по нефтепроводу ВСТО (не включая поставки на российские НПЗ) составил 63,2 млн тонн, что на 3,6 млн тонн больше, чем в предыдущем году.

Спрос на российскую нефть в АТР во многом обусловлен ее более высоким качеством и более комфортными для переработчиков химическими характеристиками. Основным торговым партнером на восточном направлении является Китай. Поставки осуществляются по трем основным направлениям: по нефтепроводу ВСТО, через морской терминал в Козьмино и транзитом через Казахстан. Объем экспорта в Китай по этим направлениям в 2019 году составил 65,9 млн тонн, общий объем экспорта в КНР достигал 70,6 млн тонн.

Азиатско-Тихоокеанское направление остается премиальным по сравнению с атлантическим. Стоимость нефти, экспортируемой в страны АТР, в среднем на 15% выше, чем поставляемой в страны Европы (см. «Стоимость экспорта российской нефти по основным направлениям, 2019 г.»).

Экспорт газа

Азиатско-Тихоокеанский регион, особенно страны Северо-Восточной Азии, стремительно развивается, в связи с этим спрос на энергоресурсы в данном регионе постоянно растет. Таким образом, он является важным направлением российской экспортной газовой политики. Основными центрами экспортных поставок СПГ являются страны АТР, а именно: Китай, Тайвань, Южная Корея и Япония.

В 2019 году Япония продолжила занимать лидирующее положение в региональной структуре среди стран АТР, объем экспорта СПГ в Японию из России составил 8 млрд м³. Вторым крупнейшим направлением экспорта

российского сжиженного природного газа в АТР является Южная Корея, которая импортировала в 2019 году примерно тот же объем СПГ из России, что и в 2018-м.

Экспорт в Тайвань в прошлом году составил 2,3 млрд м³, что на 1 млрд м³ выше уровня 2018 года. Китай незначительно уменьшил объемы импортируемого сжиженного природного газа – до 4,4 млрд м³.

Однако страны АТР уступили существенную долю импорта российского СПГ государствам Европы (51%, или 21 млрд м³, против 5,5 млрд м³ в 2018 году). Наибольший объем импорта СПГ из России среди стран Европы отмечен у Франции (6,6 млрд м³), Бельгии (4,5 млрд м³), Нидерландов (3,9 млрд м³) (см. «Региональная структура экспорта российского СПГ»). Причем отгрузку СПГ в Европу полностью осуществил проект «Ямал СПГ».

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА

Стратегическое значение нефтегазового комплекса Дальнего Востока для экономики РФ и реализации геополитических интересов страны на мировом энергетическом рынке зафиксировано в ряде государственных документов, определяющих приоритеты национальной и внешнеэкономической политики. Основополагающим среди них является Доктрина энергетической безопасности, утвержденная Указом Президента РФ № 216 от 13 мая 2019 года. В ней развитие инфраструктуры и объектов топливно-энергетического комплекса Дальнего Востока определено в качестве одной из задач обеспечения энергетической безопасности страны в целом.

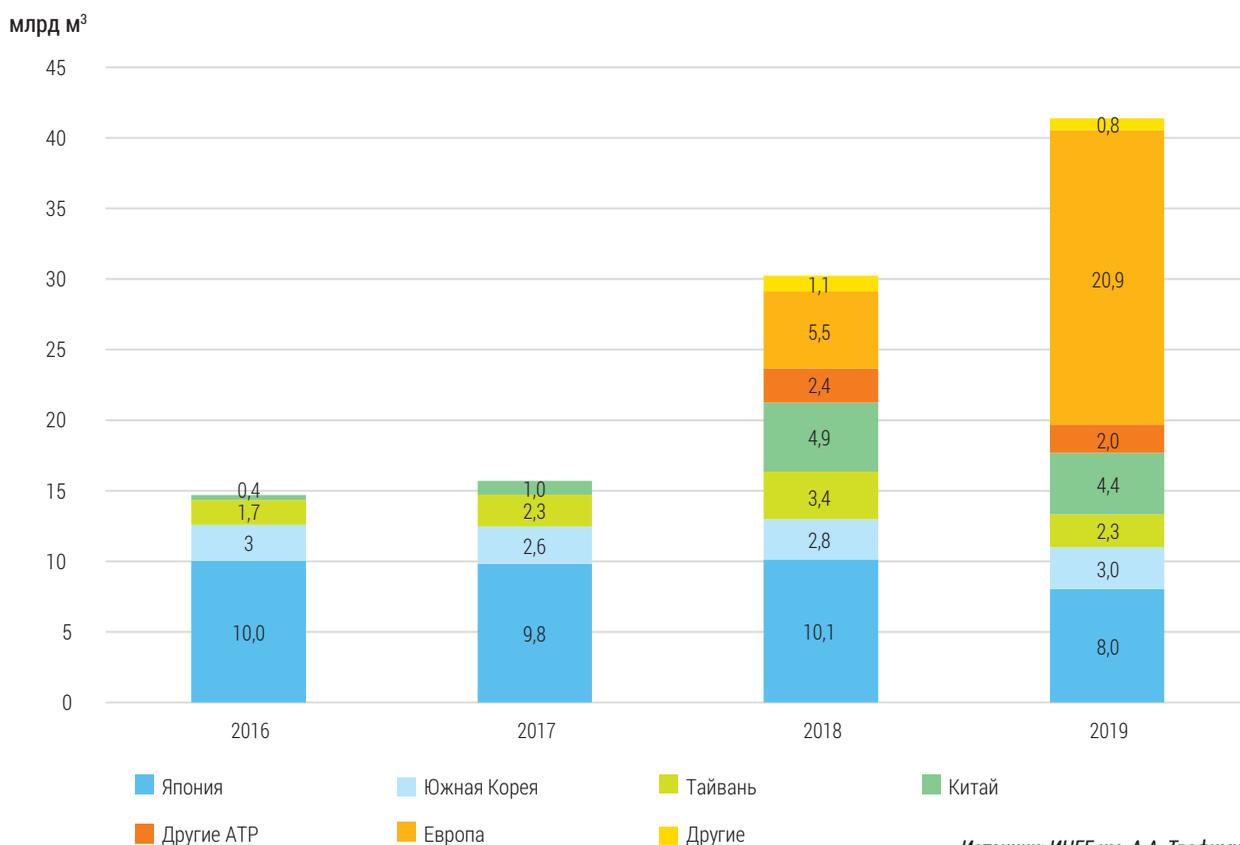
В соответствии со Стратегией экономической безопасности РФ на период до 2030 года приоритетно развитие

СТОИМОСТЬ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОЙ НЕФТИ ПО ОСНОВНЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ, 2019 г.

Направление экспорта	Объем экспорта, млн т	Стоимость экспортируемой нефти, \$/т	Стоимость экспортируемой нефти, \$/барр
Атлантическое направление			
Нидерланды	46,2	452,8	61,8
Германия	18,9	439,7	60,0
Италия	14,6	446,1	60,8
Польша	14,0	441,0	60,2
Финляндия	9,9	442,3	60,3
Белоруссия	18,0	363,3	49,5
Азиатско-Тихоокеанское направление			
Китай	70,6	476,7	65,0
Япония	6,4	499,9	68,2
Южная Корея	15,3	496,6	67,7
США	4,7	457,2	62,4

Источник: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН

РЕГИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО СПГ



Источник: ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РЕАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РФ ДО 2035 г. ДЛЯ ВОСТОЧНЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ

Показатель	2018 г. (база)	2024 г.	2035 г.
Объем добычи нефти и газового конденсата, млн т			
в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке	73	78,5	80,3–84,0
в России	555,9	555–560	490–555
Объем добычи газа, млрд м³			
в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке	48,5	126,1	203,7
в России	725,4	795–820	860–1000
Проектная производительность газопроводов, млрд м³			
в страны АТР	–	38	80
в среднем по России	240	363	405

Источник: Энергетическая стратегия РФ до 2035 года

экономического потенциала Дальнего Востока является одной из основных задач в рамках сбалансированного пространственного и регионального развития РФ. При этом в Стратегии пространственного развития РФ на период до 2025 года в качестве одной из основных проблем указано значительное отставание ключевых социально-экономических индикаторов Дальневосточного макрорегиона от общероссийских, а сам макрорегион отнесен к приоритетным геостратегическим территориям РФ.

Дальневосточный регион обладает значительным потенциалом для развития. Так, на данный момент из четырех базовых минерально-сырьевых центров, сформированных на территории страны, два находятся на территории ДВФО – в Республике Саха (Якутия) и Сахалинской области. Также предполагается развитие секторов переработки и транспорта в других регионах ДВФО. Так, для Приморского края, Республики Саха (Якутия) и Хабаровского края перспективной экономической специализацией считается производство кокса и нефтепродуктов. В Камчатском крае планируется реализация проектов строительства терминалов СПГ. В связи с высоким содержанием попутных компонент в природном газе на Дальнем Востоке планируется ввод в эксплуатацию газоперерабатывающего завода в Амурской области, а также развитие в макрорегионе производств для эффективной утилизации, хранения и транспортировки гелия.

Развитие газовой промышленности позволит осуществить газификацию ряда субъектов РФ, располо-

женных на Дальнем Востоке. Кроме того, в регионах, удаленных от сетей газоснабжения, развитие получит газификация с использованием сжиженного природного газа. Переход на газообеспечение улучшит экологическую обстановку в ряде субъектов РФ. При этом рассматривается возможность включения газотранспортной системы региона в Единую систему газоснабжения, в том числе за счет реализации комплексного проекта «Сила Сибири».

Ставятся также задачи расширения и модернизации системы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов с учетом необходимости обеспечения экспорта и развития нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств на территории РФ, в том числе задача увеличения пропускной способности ВСТО.

Ряд показателей, связанных с развитием нефтегазового потенциала восточных регионов России, был включен в Энергетическую стратегию РФ до 2035 года (см. «Основные показатели реализации ЭС РФ до 2035 г. для восточных регионов»). Предполагается рост добычи нефти опережающими темпами по сравнению со средним по России. Так, к 2035 году ежегодная добыча вырастет на 15% по сравнению с базовым 2018 годом (в оптимистическом варианте). Еще более высоких показателей роста планируется достичь в газовой отрасли региона – добыча природного газа может вырасти более чем в четыре раза. Повышение проектной производительности газопроводов будет в значительной мере достигаться за счет экспорта в страны АТР. 📌