

# Нефтегазовый комплекс России – 2020

Часть 1. Нефтяная промышленность – 2020:  
долгосрочные тенденции и современное состояние



НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИЗДАНИЕ

УДК 338.012  
ББК 65.305.14  
Н 583

*Авторы:*

И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная, М.В. Мишенин,  
А.В. Комарова, Е.А. Земнухова, С.И. Шумилова, В.Д. Кожевин,  
Е.Х.-М. Никифорова, А.Ю. Новиков

Н 583. Нефтегазовый комплекс России – 2020: в 4 ч. / И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная и др.; Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2021. Часть 1. Нефтяная промышленность – 2020: долгосрочные тенденции и современное состояние. – 88 с.

ISBN 978-5-4437-1221-5 (цикл работ)  
ISBN 978-5-4437-1222-2 (ч. 1 цикла работ)

## Информационные партнеры



Специализированный журнал «*Бурение и нефть*»



Информационно-аналитический журнал «*Нефть России*»



Научно-теоретический журнал «*Вестник Санкт-Петербургского университета*»



Национальный отраслевой журнал «*Нефтегазовая вертикаль*»

Научно-аналитическое издание «Нефтяная промышленность – 2020: долгосрочные тенденции и современное состояние» представляет первую часть цикла работ «Нефтегазовый комплекс России – 2020», посвященных вопросам развития нефтегазового комплекса России.

В издании представлен анализ результатов работы нефтяной промышленности России в 2020 г. и начале 2021 г. Особое внимание уделено анализу динамики развития мирового рынка нефти, включая технологические и ценовые факторы, оказавшие существенное влияние на отечественную экономику. Проанализированы устойчивые тенденции воспроизводства запасов нефти (кратность воспроизводства, объёмы финансирования, эффективность бурения, стоимость подготовки и др.). Дана расширенная характеристика структуры и качества сырьевой базы, выполнен детальный анализ добычи нефти из месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Исследованы динамика, организационная и региональная структуры переработки нефти в России, а также направления экспортных поставок сырья и нефтепродуктов на мировые энергетические рынки.

В работе получили обобщение результаты академических исследований, выполненных авторами, а также аналитических центров при соответствующих органах государственной власти, учтены результаты научных разработок институтов Российской академии наук и ряда отечественных компаний.

Данная работа выполнена в Центре экономики недропользования нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ЦЭН ИНГГ СО РАН) и на кафедре политической экономии экономического факультета Новосибирского государственного исследовательского университета (ЭФ НГУ).

Публикуемый материал предназначен прежде всего для обеспечения аналитической основы дискуссии по вопросам развития нефтегазового комплекса России с учетом общероссийских и международных процессов. Работа адресована специалистам нефтегазового комплекса России, включая ученых, экспертов и бизнес-сообщество, представителей органов государственной власти. Результаты исследования могут быть использованы в учебно-образовательном процессе.

**Любое использование материалов документа допускается только со ссылкой на источник – Центр экономики недропользования нефти и газа ИНГГ СО РАН, ЭФ НГУ**

УДК 338.012  
ББК 65.305.14

Все права защищены  
© Авторский коллектив, 2021  
© ИНГГ СО РАН, 2021  
© ЭФ НГУ, 2021

## Авторы

**Ирина ФИЛИМОНОВА**

*Заведующая Центром,  
доктор экономических наук, профессор*

**Василий НЕМОВ**

*Старший научный сотрудник,  
кандидат экономических наук*

**Ирина ПРОВОРНАЯ**

*Старший научный сотрудник,  
кандидат экономических наук, доцент*

**Михаил МИШЕНИН**

*Старший научный сотрудник,  
кандидат экономических наук, доцент*

**Анна КОМАРОВА**

*Старший научный сотрудник,  
кандидат экономических наук*

**Екатерина ЗЕМНУХОВА**

*Научный сотрудник*

**Светлана ШУМИЛОВА**

*Младший научный сотрудник*

**Владислав КОЖЕВИН**

*Младший научный сотрудник*

**Елена НИКИФОРЕНКО**

*Ведущий инженер*

## Научный редактор

**Алексей КОНТОРОВИЧ**

*Советник РАН,  
академик РАН, профессор*



Нефтегазовый комплекс России – 2020.  
Часть 1. Нефтяная промышленность – 2020:  
долгосрочные тенденции и современное состояние

1. **Нефтяной комплекс России на современном этапе**

2. **Россия на фоне мировых тенденций**

3. **Геологоразведочные работы в России**

*Общепромышленные тенденции геологоразведки  
Основные направления воспроизводства  
минерально-сырьевой базы нефти России*

4. **Особенности добычи нефти в России**

*Ресурсно-сырьевые особенности добычи  
Технологические особенности добычи*

5. **Добыча нефти в России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

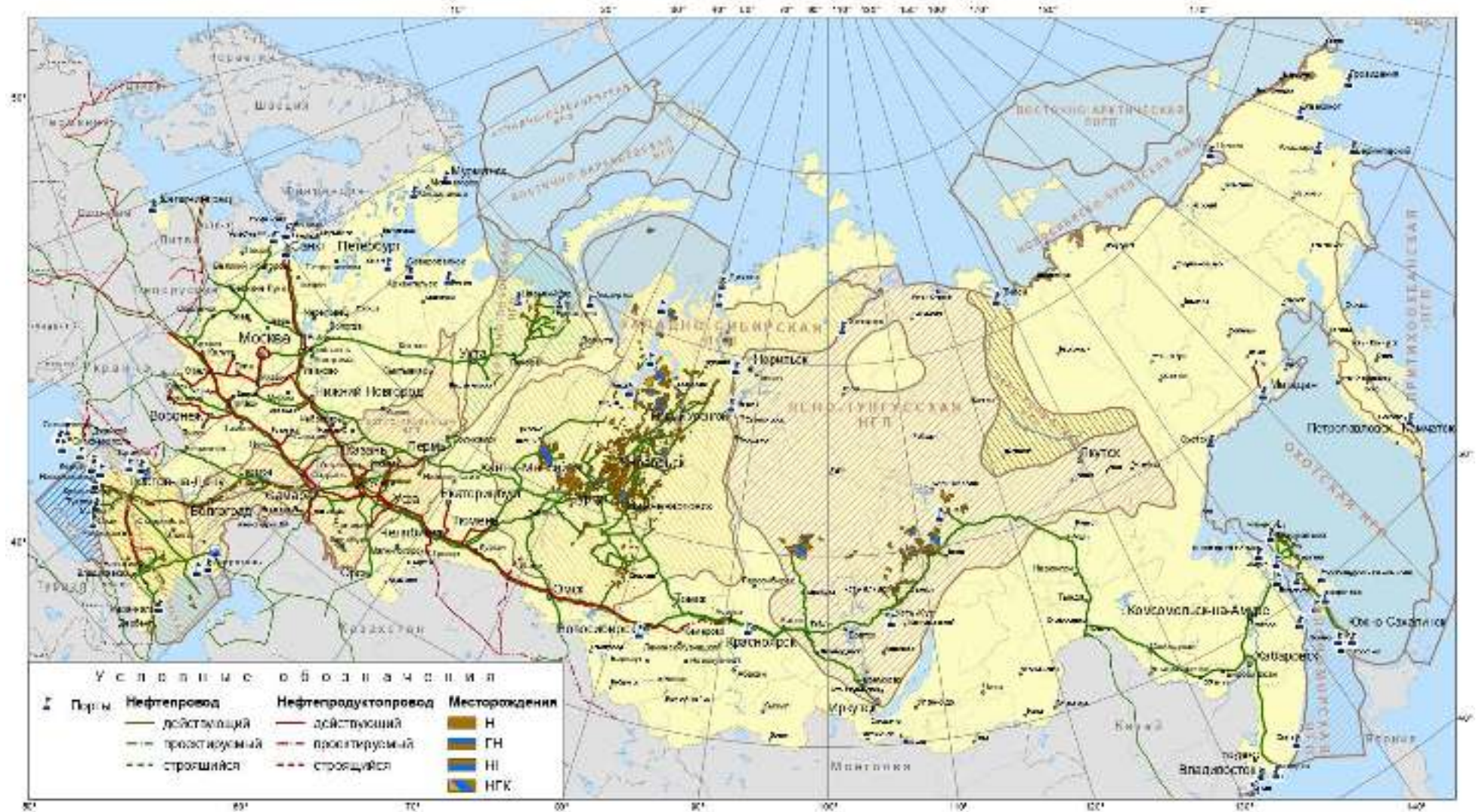
6. **Переработка нефти в России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

7. **Экспорт нефти из России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

## Нефтяной комплекс России на современном этапе



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН



## Нефтяной комплекс России на современном этапе

### Россия на фоне мировых тенденций

Последнее десятилетие нефтяной рынок находится в состоянии высокой волатильности, что связано с перестройкой региональной структуры добычи нефти, изменением качественных характеристик добываемой нефти, структуры и направлений международных поставок нефти, трансформацией роли нефти в программах энергетических стратегий развития крупнейших экономик мира на фоне усиления экологических требований в обществе.

В 2020 г. сильное влияние на рынок нефти оказало существенное падение спроса, связанное с последствиями пандемии. Однако производители нефти не сразу отреагировали на сигналы рынка и приняли меры по снижению уровня добычи только в мае 2020 г. Это привело к разбалансировке рынка, переполнению нефтехранилищ и падению цен. В результате многие производители нефти на национальном уровне вынуждены были координировать политику в области ограничения добычи.

В настоящее время основным инструментом балансировки мирового рынка нефти остается соглашение ОПЕК+, которое впервые было достигнуто в конце 2016 г. Большую часть обязательств в рамках соглашения несут Россия и Саудовская Аравия.

### Добыча нефти

По итогам 2020 г. добыча жидких углеводородов в России сократилась на 48,4 млн т и составила 512,7 млн т. Выполнение обязательств России в рамках соглашения ОПЕК+ в 2020 г. происходило прежде всего за счет снижения объема добычи на зрелых месторождениях в традиционных районах нефтедобычи в пределах Волго-Уральской и Западно-Сибирской НГП. Наибольший вклад в снижение добычи внес ХМАО (-25,3 млн т). В то же время в ЯНАО и Республике Саха (Якутия) добыча выросла, что обусловлено реализацией проектов по освоению новых участков месторождений.

Прирост запасов нефти и газового конденсата в результате выполненных геологоразведочных работ за счет средств федерального бюджета и средств недропользователей в 2020 г. по данным Минприроды России составил 614 млн т, увеличившись по сравнению с предыдущим годом на 29 млн т, или 5,0 %. Основной объем геологоразведочных работ

осуществляется за счет средств недропользователей – 294 млрд руб. в 2020 г., в то время как стоимость выполненных региональных работ за счет средств федерального бюджета не превышает в общей сумме финансирования 4 %. Устойчивой тенденцией стало опережение темпов лицензирования недр над процессом регионального изучения территорий, что обуславливает риски и увеличивает продолжительность поиска и оценки запасов недропользователями, но прежде всего ограничивает проведение региональных работ и формирование банка геологической информации о недрах на государственном уровне. Стоимость подготовки запасов углеводородного сырья ежегодно возрастала, но вследствие высокой результативности геологоразведочных работ на севере Красноярского края по итогам 2020 г. сократилась и составила 229 руб./т УУВ. Эффективность глубокого бурения на нефть и газ в настоящее время составляет 1184 т УУВ/м, что выше показателя предыдущего года и нарушает тенденцию снижения последних четырех лет.

Закономерностью изменения добычи жидких углеводородов в России является увеличение доли добычи газового конденсата до 6,8 %. На долю подразделений Группы «Газпром» приходится около 50 % добычи газового конденсата. Наиболее крупные из них – «Газпром добыча Уренгой» (17 % от общего объема добычи конденсата), доля компаний «Газпром добыча Ямбург» и «Газпром добыча Астрахань» составляет около 11 %. ОАО «АРКТИКГАЗ» добывает около 20 % газового конденсата.

В пределах Уральского федерального округа располагаются базовые нефте- и газодобывающие регионы России: Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа. В 2020 г. на регион легло основное бремя по сокращению добычи нефти. Суммарная добыча нефти и газового конденсата в федеральном округе сократилась на 24,8 млн т и составила 285,3 млн т. С 2018 г. в ХМАО впервые за 10 лет удалось остановить падение добычи нефти. Стабилизировать уровень добычи позволило наращивание объемов эксплуатационного бурения. При этом даже при падении добычи в 2020 г. объем бурения практически не сократился.

Сибирский федеральный округ частично расположен на территории южных нефтедобывающих регионов Западной Сибири (Томская, Новосибирская, Омская области), а также регионов Восточной Сибири (Красноярский край и Иркутская область). В нефтегазоносном плане федеральный округ включает южные территории Западно-Сибирского НГБ и западные территории Лено-Тунгусского НГБ. По итогам 2020 г. темпы снижения добычи нефти и конденсата в СФО оказались выше среднероссийского уровня. Так, в 2020 г. добыча в регионе сократилась на



12,9 % и составила 44,6 млн т. Доля округа в региональной структуре добычи нефти сократилась до 8,7 %. Снижение добычи происходило за счет месторождений с высокой степенью выработанности в Томской области, а также месторождений Красноярского края, находящихся на падающей стадии добычи.

Добыча нефти в Дальневосточном федеральном округе сосредоточена на территории Республики Саха (Якутия) и Сахалинской области (включая шельф). В нефтегазоносном плане федеральный округ включает восточные территории Лено-Тунгуской НГП. Несмотря на обязательства России по сокращению добычи нефти, в округе сохранилась положительная тенденция увеличения нефтедобычи. Это обусловлено расположением на территории округа перспективных центров нефтегазодобычи с активно развивающейся инфраструктурой. По итогам 2020 г. добыча нефти и газового конденсата в ДВФО составила 34,5 млн т, что на 0,4 млн т больше, чем в предыдущем году. В региональной структуре добычи нефти доля Дальневосточного округа выросла до 6,7 %.

Основой сырьевой базы в Северо-Западном федеральном округе является Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, в пределах которой располагаются административные границы Республики Коми и Ненецкого автономного округа. Помимо Тимано-Печорской провинции, добыча нефти также осуществляется в Калининградской области, включая шельф. В 2020 г. динамика добычи нефти в СЗФО соответствовала общей тенденции и составила 27,6 млн т, что на 3,6 млн т меньше, чем в предыдущем году. При этом в Ненецком автономном округе добыча сократилась на 1,9 млн т, в Калининградской области снижение составило на 54 тыс. т. В Республике Коми положительная динамика добычи нефти последних лет сменилась снижением на 1,6 млн т.

Приволжский федеральный округ, расположенный в основном в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, является традиционно одним из наиболее развитых нефтегазовых регионов России. Ресурсная база ПФО отличается высокой плотностью и вязкостью запасов нефти. Месторождения имеют высокую степень выработанности и обводненности. В 2020 г. объем добычи нефти в регионе сократился на 10,7 % и составил 106,2 млн т, что стало самым низким показателем с 2008 г. Крупнейшие нефтедобывающие центры в округе – Республика Татарстан и Оренбургская область, на которые приходится более 50 % региональной добычи

В организационной структуре добычи нефти в России наблюдается устойчивая тенденция сокращения доли вертикально-интегрированных

компаний (ВИНК) и укрепление позиции независимых производителей. В структуре добычи нефти и конденсата 78,5 % приходится на ВИНК, независимыми компаниями добывается 17,9 % углеводородов, а на долю СРП приходится 3,6 % добычи. В период 2007–2019 гг. стабильно положительную динамику прироста добычи нефти в России показывали независимые нефте- и газодобывающие компании, так или иначе формально не входящие в структуру ВИНК. Средний темп прироста добычи нефти независимыми компаниями за последние 10 лет составил 7,8 %. Кризис 2020 г. в меньшей степени отразился на уровне добычи независимых компаний. Так, по итогам 2020 г. добыча независимыми компаниями сократилась на 3 %, в то время как ВИНК вынуждены были снизить добычу на 10 %. Доля нефтегазовых компаний, контролируемых государством («Роснефть», «Газпром» и «Газпром нефть» без учета неконтролируемых активов) составила 46,4 %, что на 1,4 % больше уровня предыдущего года.

## Переработка нефти

В 2020 г. объем первичной переработки нефти в России сократился на 5,3 % и составил 270 млн т. Существенное влияние на снижение объема первичной переработки в 2020 г. оказало снижение спроса на топливо на фоне пандемии коронавируса. Кроме того, последние годы на динамику первичной переработки нефти оказывают влияние законодательные решения в сфере налогообложения, снижающие привлекательность экспорта темных нефтепродуктов, а также с регулирование внутреннего рынка нефтепродуктов. В 2020 г. загрузка установок по первичной переработке нефти опустилась до минимального уровня с 2007 г. и составила 82 %.

В то же время в России имеется высокий потенциал развития нефтехимии, выпускающей продукт высокой степени переработки и высокой добавленной стоимости. Так доля России производится только 4,8 млн т этиленов, а доля в мире составляет только 2,7 %. При этом в мире наметилась тенденция изменения структуры потребления жидких углеводородов. Так, ожидается сокращение доли нефти, используемой в качестве сырья для автомобильного топлива при увеличении доли её использования в нефтегазохимии.

В 2020 г. Минфин и Минэнерго разработали меры по развитию нефтегазохимии, которые должны позволить к 2030 г. увеличить объем производства нефтегазохимической продукции до 12 млн т и выйти России на четвертое место в мире по этому показателю. Снижение уровня экономической активности в 2020 г. и последовавшее снижение спроса на



автомобильное топливо привело к сокращению объёма производства. Так, по итогам 2020 г. объём производства автомобильного бензина сократился на 4,4 %, дизельного топлива – на 0,5 %.

Средняя глубина переработки нефти на российских НПЗ в конце 2020 г. составила 82,3 %, что на 0,5 % меньше, чем в предыдущем году. Вместе с тем в России сохраняется существенная дифференциация НПЗ по глубине переработки. Наибольшая глубина переработки нефти зафиксирована на НОВАТЭК-Усть-Луге (99,9 %), Антипинском (99,5 %), Новошахтинском (99,1 %), Омском (98,9 %) НПЗ. Однако на ряде заводов сохраняются низкие показатели глубины переработки: Ачинский (65,6 %), Туапсинский (65,4 %), Комсомольский (63,1 %).

## Экспорт нефти

В 2020 г. экспорт российской нефти составил 232,4 млн т, что на 12,7 % меньше, чем в предыдущем году. Также осуществлялись транзитные поставки казахской, азербайджанской, белорусской и туркменской нефти по территории России в объёме 19,7 млн т.

Экспорт нефти в страны дальнего зарубежья в 2020 г. сократился на 11,8 % и составил 219,2 млн т. При этом продолжился рост поставок российской нефти в тихоокеанском направлении на фоне падения поставок в западном направлении. Так, если в 2019 г. доля восточного направления составляла 37 %, то в 2020 г. – 42 %. В атлантическом направлении отгружено около 58 % нефти. Крупнейшими покупателями российской нефти остаются Китай и Нидерланды, где находится крупнейший транзитный порт Роттердам.

Экспорт нефти в страны ближнего зарубежья сократился на 4,2 млн т и составил 13,3 млн т (по данным ФТС – 14,7 млн т). Единственным направлением поставок в страны ближнего зарубежья остается Белоруссия. Поставки нефти в Казахстан и Украину были прекращены соответственно в 2014 и 2012 гг.

Средняя экспортная цена нефти в 2020 г. сократилась на 20,7 долл. за баррель и составила 41,4 долл., при этом средняя экспортная цена для стран дальнего зарубежья составила 41,8 долл./барр. для стран ближнего зарубежья – 33,4 долл./барр. На фоне снижения стоимости нефти на мировом рынке и снижения экспортных поставок выручка от экспорта российской нефти в 2020 г. сократилась на 40,4 % относительно предыдущего года и составила 72,4 млрд долл. Наибольший объём выручки от экспорта нефти был достигнут в 2011 г. и составил 181,8 млрд долл., при средних экспортных ценах 101,7 долл. за баррель.

Основная часть поставок нефти (81,4 %, или 194,3 млн т) из России (включая транзитные ресурсы) в дальнее зарубежье экспортируется по системе «Транснефть». Минуя трубопроводную систему «Транснефть», поставлено на экспорт в страны дальнего зарубежья 44,4 млн т, или 18,6 %.





Нефтегазовый комплекс России – 2020.  
Часть 1. Нефтяная промышленность – 2020:  
долгосрочные тенденции и современное состояние

1. Нефтяной комплекс России на современном этапе

2. **Россия на фоне мировых тенденций**

3. Геологоразведочные работы в России

*Общепромышленные тенденции геологоразведки  
Основные направления воспроизводства  
минерально-сырьевой базы нефти России*

4. Особенности добычи нефти в России

5. Добыча нефти в России

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

6. Переработка нефти в России

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

7. Экспорт нефти из России

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

# Россия на фоне мировых тенденций

Добыча нефти в мире\*



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН, по данным BP Statistical Review of World Energy



## Россия на фоне мировых тенденций

Последнее десятилетие нефтяной рынок находится в состоянии высокой волатильности, что связано с перестройкой региональной структуры добычи нефти, изменением качественных характеристик добываемой нефти, структуры и направлений международных поставок нефти, трансформацией роли нефти в программах энергетических стратегий развития крупнейших экономик мира на фоне усиления экологических требований в обществе (рис. 2.1, 2.2). Можно выделить следующие факторы, оказывающие наиболее существенное влияние на развитие мирового рынка нефти в последние годы:

- существенное снижение себестоимости добычи сланцевой нефти благодаря развитию технологий;
- развитие технологий шельфовой добычи нефти, увеличение максимальной глубины добычи, что привело к появлению новых крупных мировых центров нефтедобычи;
- развитие новых центров нефтедобычи с различными качественными характеристиками добываемой нефти приводит к изменению структуры и направлений межрегиональных поставок нефти в зависимости от «специализации» НПЗ на переработке определенных сортов нефти.
- политические и экономические кризисы в странах-производителях нефти.

В 2020 г. определяющее влияние на рынок нефти оказало существенное падение спроса, связанное с последствиями пандемии. Мировой спрос на нефть в 2020 г. составил 90,6 млн барр. в сутки, что на 9,5 млн барр. ниже уровня 2019 г. Однако производители нефти не сразу отреагировали на сигналы рынка и приняли меры по снижению уровня добычи только в мае 2020 г. Это привело к разбалансировке рынка, переполнению нефтехранилищ и падению цен. В результате многие производители нефти на национальном уровне вынуждены были координировать политику в области ограничения добычи.

В настоящее время основным инструментом балансировки мирового рынка нефти остается соглашение ОПЕК+, которое впервые было достигнуто в конце 2016 г. Большую часть обязательств в рамках соглашения несут Россия и Саудовская Аравия.

В 2020 г. доля ОПЕК в структуре добычи составила 35,4 %, что является самым низким показателем за последние 30 лет. В 2021 г. добыча нефти в мире ожидается на уровне 95,1 млн барр. в сутки, в том числе странами ОПЕК – 31,4 млн барр. в сутки, что может привести к дальнейшему сокращению доли ОПЕК на мировом рынке.

Рисунок 2.1. Динамика добычи нефти в мире

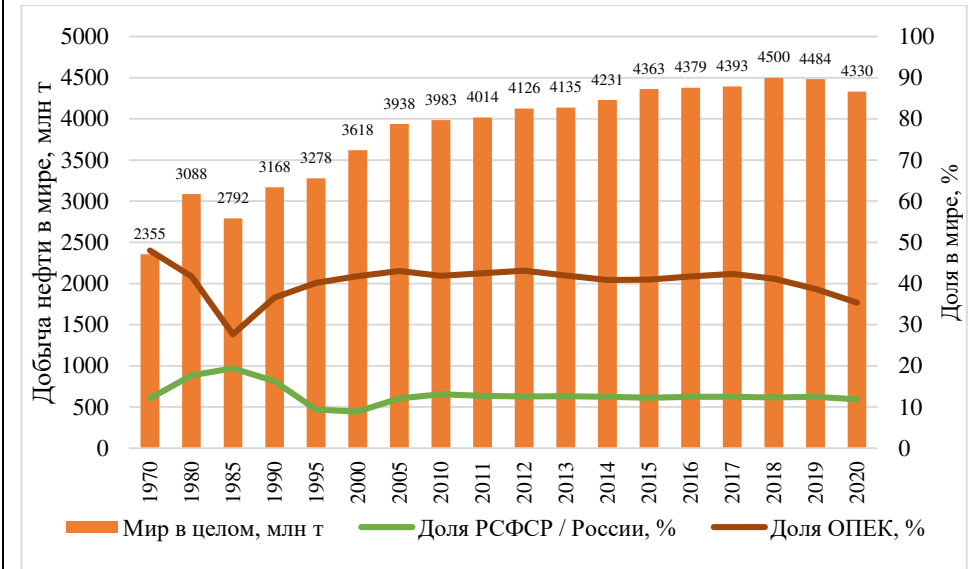
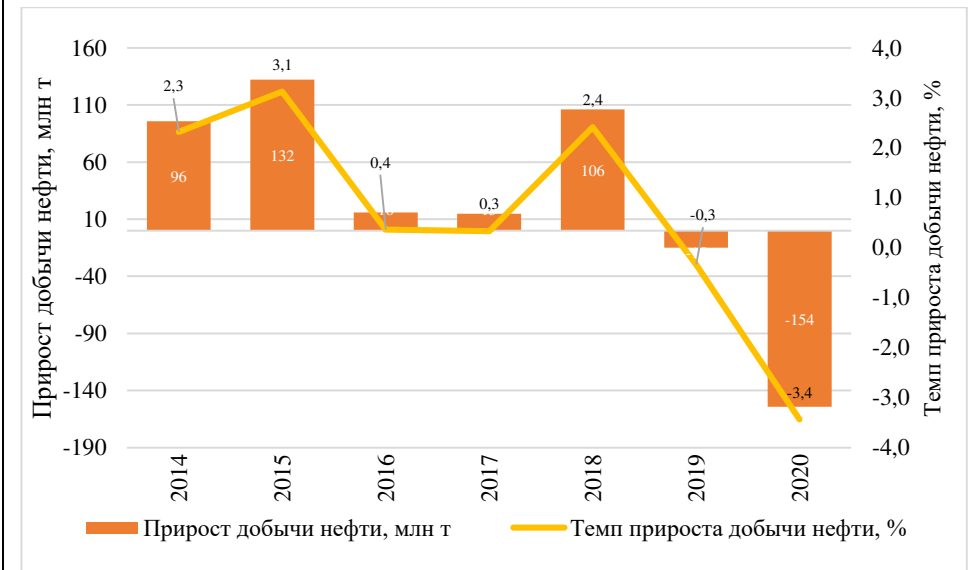


Рисунок 2.2. Прирост и темп прироста добычи нефти в мире



Источник: ЦЭН ИНГГ, ВР



## Россия на фоне мировых тенденций

Развитие технологий добычи трудноизвлекаемых запасов нефти позволило США значительно нарастить добычу за последнее десятилетие, что повлияло на структуру мирового рынка. В 2018 г. США вышли на первое место в мире по добыче нефти и на данный момент занимают около 15 % рынка, в то время как доли России и Саудовской Аравии за весь период почти не изменялись и оставались на уровне 12–13 %. Появление нового крупного производителя нефти привело к увеличению волатильности цен на нефть при снижающейся эффективности мер со стороны стран-участниц ОПЕК+. В частности, увеличение предложения нефти при медленно растущем спросе привело к снижению мировых цен (рис. 2.3). При этом на всем рассматриваемом промежутке времени хорошо видна обратная зависимость между ценами на нефть и объемом складских запасов в США, что, в частности, объясняется задержкой в выравнивании спроса и предложения на рынке нефтепродуктов.

В 2020 г. началась пандемия COVID-19, которая также повлияла на снижение мирового спроса на нефть. Одновременно с падением спроса на энергоносители во время первой фазы глобальных ограничений нефтяные рынки были «потрясены» объявлением о том, что сделка ОПЕК+ не будет продлена. В начале марта Россия и Саудовская Аравия объявили, что снимут ограничения на уровни добычи нефти (скачок добычи у Саудовской Аравии). Рынок отреагировал на это падением цен на нефть к отметке 20 долл./барр. в начале апреля. После чего переговоры продолжились и 12 апреля было принято новое соглашение в рамках ОПЕК+ о суммарном снижении добычи стран-участниц на 9,7 млн барр. в сутки на два года — с 1 мая 2020 г. до начала мая 2022 г. США также сократили добычу, однако при восстановлении цен, могут продолжить её наращивать, что потребует новых ограничительных мер. Несмотря на неприсоединение США к сделке ОПЕК+, добыча нефти в стране была снижена в результате воздействия рыночных механизмов на инвестиции в буровые установки.

Падение цен на нефть привело к замедлению роста доли США на мировом рынке, так как рентабельность добычи сланцевой нефти сильно зависит от цены реализации. В период пандемии в рамках мер поддержки ФРС США выкупил корпоративные облигации нефтяных компаний на 100 млн долл., а Министерство энергетики США закупило 2,44 млн барр. нефти для пополнения стратегического резерва. Однако данные меры оказали поддержку в основном крупным компаниям, в то время как поддержать производителей средних размеров не удалось, что привело к многочисленным банкротствам.

Рисунок 2.3. Динамика доли добычи нефти крупнейших производителей и нефтяных цен сортов Brent и WTI

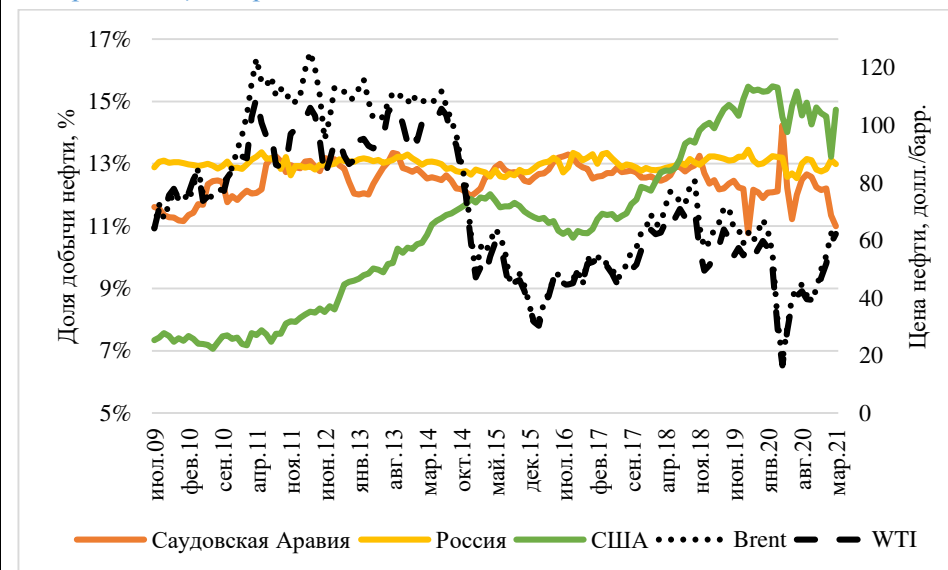


Рисунок 2.4. Динамика нефтяных цен сорта WTI и складских запасов нефти США.



Источник: ЦЭН ИНГГ, ВР, IEA



## Россия на фоне мировых тенденций

Как уже было отмечено, США вносят существенный вклад в увеличение мирового уровня добычи нефти. В частности, это стало возможно благодаря инновационным методам добычи и постоянно растущей производительности добывающих установок. Эффективность добычи одной установки возросла более чем в 3 раза с 2009 по 2019 г., хотя в отдельные периоды и наблюдались краткосрочные спады (рис. 2.6). В начале 2020 г. также был совершен новый скачок производительности, увеличивший, добычу одной установки на месторождениях Eagle Ford и Bakken до 2400 барр./день, на Niobrara – до 1900 барр./день и на других месторождениях – до 1000 барр./день. Это позволило многим компаниям справиться с кризисной ситуацией из-за падения мировых цен, так как появилась возможность поддерживать объем добычи при относительном снижении её стоимости и сохранении рентабельности.

Таким образом, рост производительности позволяет нефтяной отрасли сохранять инвестиционную привлекательность даже в кризисные периоды. При этом число буровых установок тесно привязано к ценам на нефть, а отклик на изменение цен происходит менее чем за полгода (рис. 2.5). С 2018 г. отрасль реагировала на падение цен и сокращала число установок, однако после быстрого роста цен с середины 2020 г. число буровых установок изменялось уже меньшим темпом. Это также объясняется резким скачком в производительности скважин, позволившим наращивать объем добычи при меньшем количестве скважин.

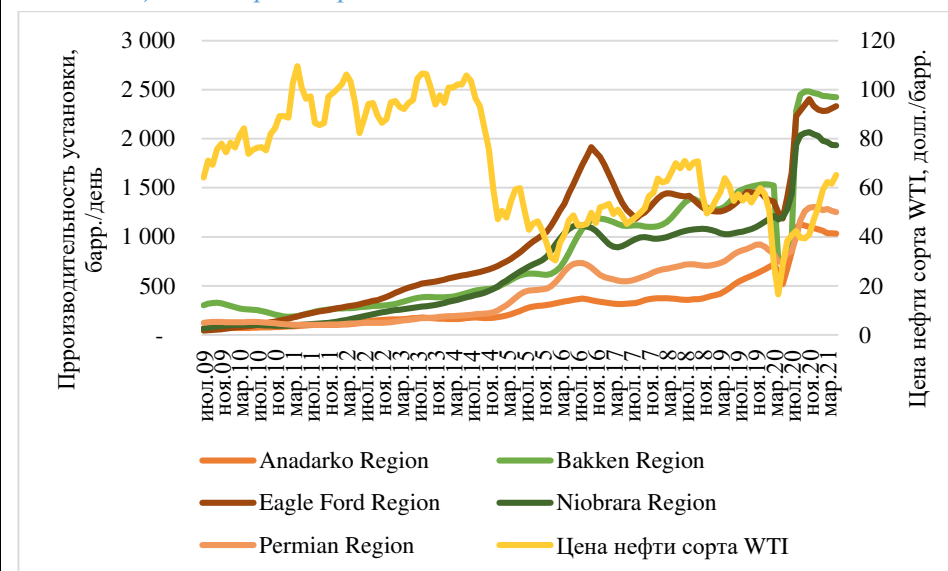
По сути должна произойти смена индикаторов в мировой модели ценообразования на нефтяном рынке. Нефтедобывающая отрасль теперь развивается не столько в зависимости от абсолютных показателей – объема бурения или качества сырьевой базы, сколько от относительных показателей – уровня развития технологий и эффективности бурения в соответствующем сегменте. Так, например, в связи существенным сокращением срока бурения и ростом производительности установок, сервисные компании стали терять доход. Поэтому уже предложена новая модель ценообразования на услуги бурения, которая зависит не от дневной ставки, а уровня производительности.

Достаточно хорошо развитые рыночные механизмы регулирования нефтяного рынка США в сочетании с быстрым технологическим прогрессом будут способствовать новому скачку уровня добычи нефти в стране при росте цен. Так, с начала 2021 г. во всех бассейнах начало расти число буровых установок, особенно в Пермском бассейне, а добыча нефти в Северной Дакоте восстановилась до кризисного уровня.

Рисунок 2.5. Динамика изменения числа буровых установок в США и цен на нефть сорта WTI



Рисунок 2.6. Динамика изменения производительности буровых установок в США и цен на нефть сорта WTI



Источник: ЦЭН ИНГГ, IEA



## Россия на фоне мировых тенденций

После событий конца 2019 – первой половины 2020 г., приведших к резкому падению спроса на нефть при продолжающемся росте добычи, дисбаланс на мировом рынке нефти существенно вырос. Так, в апреле 2020 г. мировой спрос на нефть сократился на 25,2 млн барр. в сутки, а добыча нефти в странах ОПЕК после прекращения сделки выросла на 2,38 млн барр. в сутки. В мае, по данным МЭА, падение спроса сократилось до 21,5 млн барр. в сутки, в июне – до 13 млн барр. в сутки.

Рост дисбаланса на мировом рынке, завершение срока действия соглашения ОПЕК+ и существенные скидки на нефть Saudi Aramco на европейском рынке в начале апреля 2020 г. привели к падению цен на нефть. При этом интенсивность падения была различной для разных сортов нефти. Так, в апреле–июле 2020 г. нефть сорта Urals торговалась с премией к сорту Brent, причем в мае премия превышала 3 долл./барр.

Возобновление соглашения ОПЕК+ с мая 2020 г. с учетом сложившегося дисбаланса на рынке позволило запустить длительный процесс по восстановлению равновесия на мировом рынке нефти. В результате средняя стоимость нефти Brent выросла с 18,5 долл./барр. в апреле до 29 долл./барр. в мае.

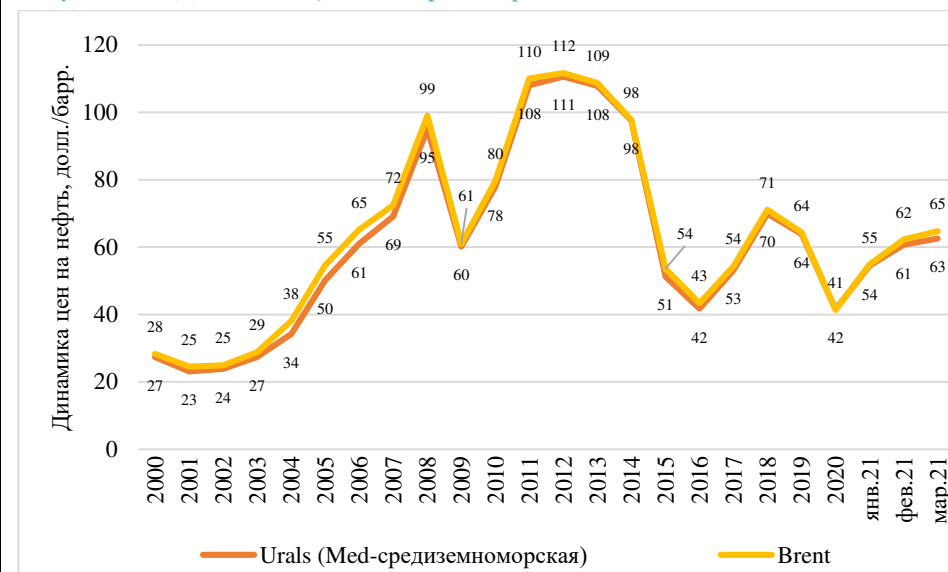
Более плавное по сравнению с изначальными планами ОПЕК+ наращивание добычи нефти и осторожная реакция стран-участниц соглашения на происходящие изменения на мировом рынке позволило в целом избежать больших колебаний на рынке. В декабре 2020 г. средняя стоимость нефти марки Brent возросла до 49,86 долл./барр.

По итогам 2020 г. мировой спрос на нефть сократился на 9,5 % и составил 90,6 млн барр. в сутки. Среднегодовая стоимость нефти сорта Brent в 2020 г. составила 41,4 долл./барр., что на 36 % ниже уровня предыдущего года (рис. 2.8).

Более низкие темпы восстановления добычи относительно ожиданий рынка, а также дополнительное добровольное снижение добычи нефти на 1 млн барр. в сутки с февраля 2021 г. со стороны Саудовской Аравии способствовали дальнейшему росту мировых цен в начале года. Так, в марте 2021 г. средняя стоимость нефти сорта Brent выросла до 64,7 долл./барр.

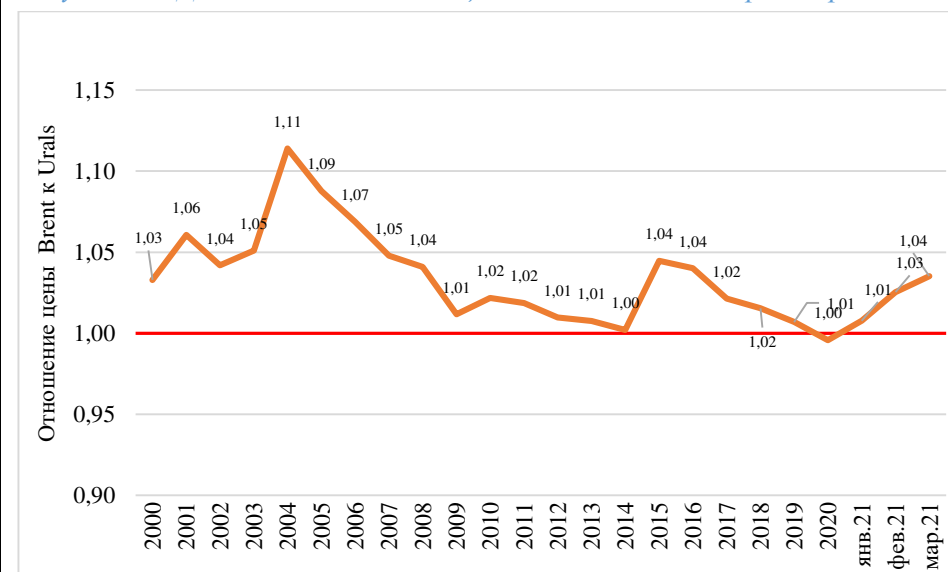
Согласно прогнозу ОПЕК, в 2021 г. среднегодовой спрос на нефть составит 96,6 млн барр. в сутки. В то же время предложение нефти составит 95,1 млн барр. в сутки. Ожидается, что это позволит существенно сократить коммерческие запасы нефти и приблизить их к среднегодовому уровню последних лет.

Рисунок 2.7. Динамика цен на нефть сорта Urals и Brent



Источник: ЦЭН ИНГГ, Thomson Reuters, BP

Рисунок 2.8. Динамика отношения цены Brent/Urals на мировом рынке



Источник: ЦЭН ИНГГ, Thomson Reuters, BP



## Россия на фоне мировых тенденций

Новое соглашение ОПЕК+, действующее с мая 2020 г., предполагало три периода ограничения добычи с постепенным наращиванием объема производства. На первом этапе в мае–июне 2020 г. участники соглашения обязались сократить совокупную добычу на 9,7 млн барр. в сутки, к апрелю 2021 г. планировалось смягчить ограничение до 5,8 млн барр. в сутки.

На долю России в рамках первого этапа сокращения добычи пришлось 2,5 млн барр. в сутки. Для всех участников сделки, кроме России и Саудовской Аравии, в качестве базового уровня, относительно которого сокращается добыча принят уровень добычи в октябре 2018 г. Для России и Саудовской Аравии в качестве базового уровня принят показатель среднесуточной добычи нефти 11 млн барр.

Учитывая сохраняющуюся высокую волатильность на рынке нефти и высокий уровень накопленных запасов нефти в нефтехранилищах, участниками соглашения ОПЕК+ принято решение о более низких темпах восстановления добычи. В результате планируемое ранее на апрель 2021 г. смягчение ограничения добычи до 5,8 млн барр. в сутки должно быть достигнуто в июле 2021 г. При этом для России объем сокращения добычи нефти в июле составит 1,5 млн барр. в сутки, а уровень добычи возрастет до 9,5 млн барр. в сутки. Максимальный среднесуточный уровень добычи нефти в России (без учета газового конденсата), достигнутый в октябре 2018 г., составил около 10,6 млн барр.

Добыча нефти и газового конденсата в России по итогам 2020 г. сократилась на 8,6 % или 48,5 млн т. В том числе добыча нефти сократилась на 9 %, а добыча газового конденсата – на 2,9 %. За первые пять месяцев 2021 г. добыча сократилась на 6,4 % относительно аналогичного периода прошлого года. При этом в мае 2021 г. добыча выросла более, чем на 11 % относительно прошлого года, когда начало действовать новое соглашение ОПЕК+ (рис. 2.9, 2.10).

Объем первичной переработки нефти за пять месяцев 2021 г. составил 114,7 млн т, что на 1,6 млн т меньше, чем за аналогичный период 2020 г. При этом с апреля 2021 г. объем переработки превышает как уровень 2020 г., так и докризисный уровень 2019 г.

Также в начале 2021 г. существенно вырос объем производства автомобильного бензина. В январе–мае 2021 г. производство выросло на 1,4 млн т и составило 16,6 млн т. Производство дизельного топлива за аналогичный период сократилось на 0,6 млн т и составило 33,1 млн т.

Рисунок 2.9 Динамика добычи нефти и газового конденсата в январе-мае.

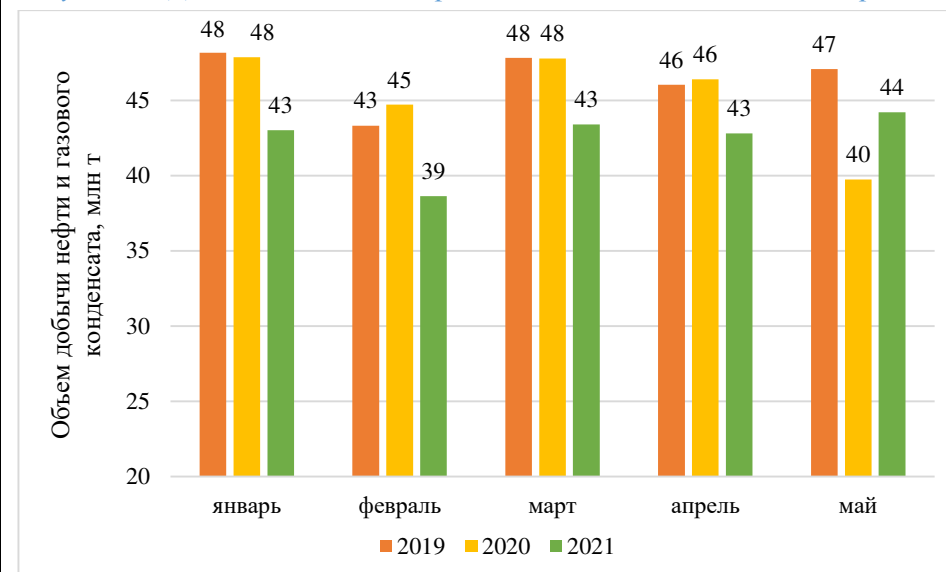
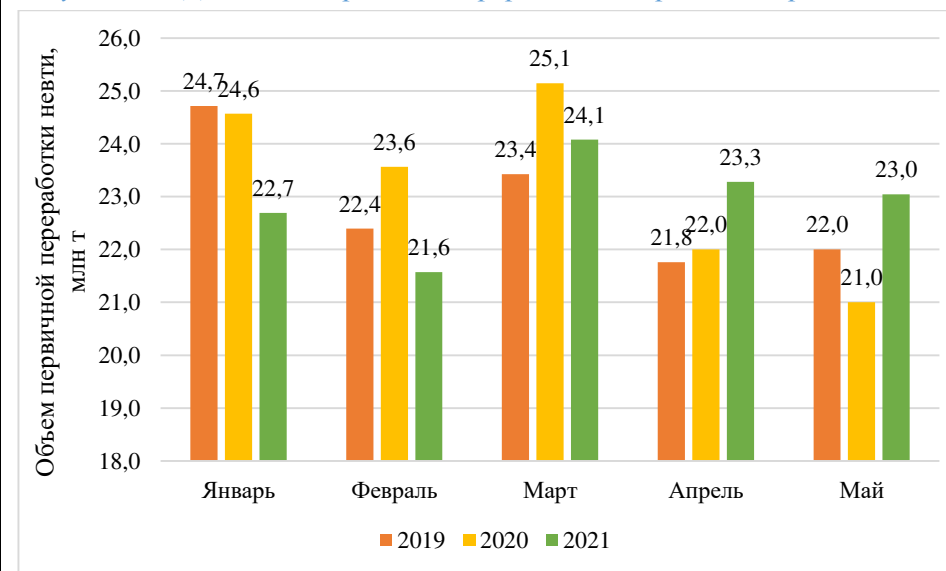


Рисунок 2.10 Динамика первичной переработки нефти в январе-мае





Нефтегазовый комплекс России – 2020.  
Часть 1. Нефтяная промышленность – 2020:  
долгосрочные тенденции и современное состояние

1. **Нефтяной комплекс России на современном этапе**

2. **Россия на фоне мировых тенденций**

3. **Геологоразведочные работы в России**

*Общепромышленные тенденции геологоразведки  
Основные направления воспроизводства  
минерально-сырьевой базы нефти России*

4. **Особенности добычи нефти в России**

*Ресурсно-сырьевые особенности добычи  
Технологические особенности добычи*

5. **Добыча нефти в России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

6. **Переработка нефти в России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

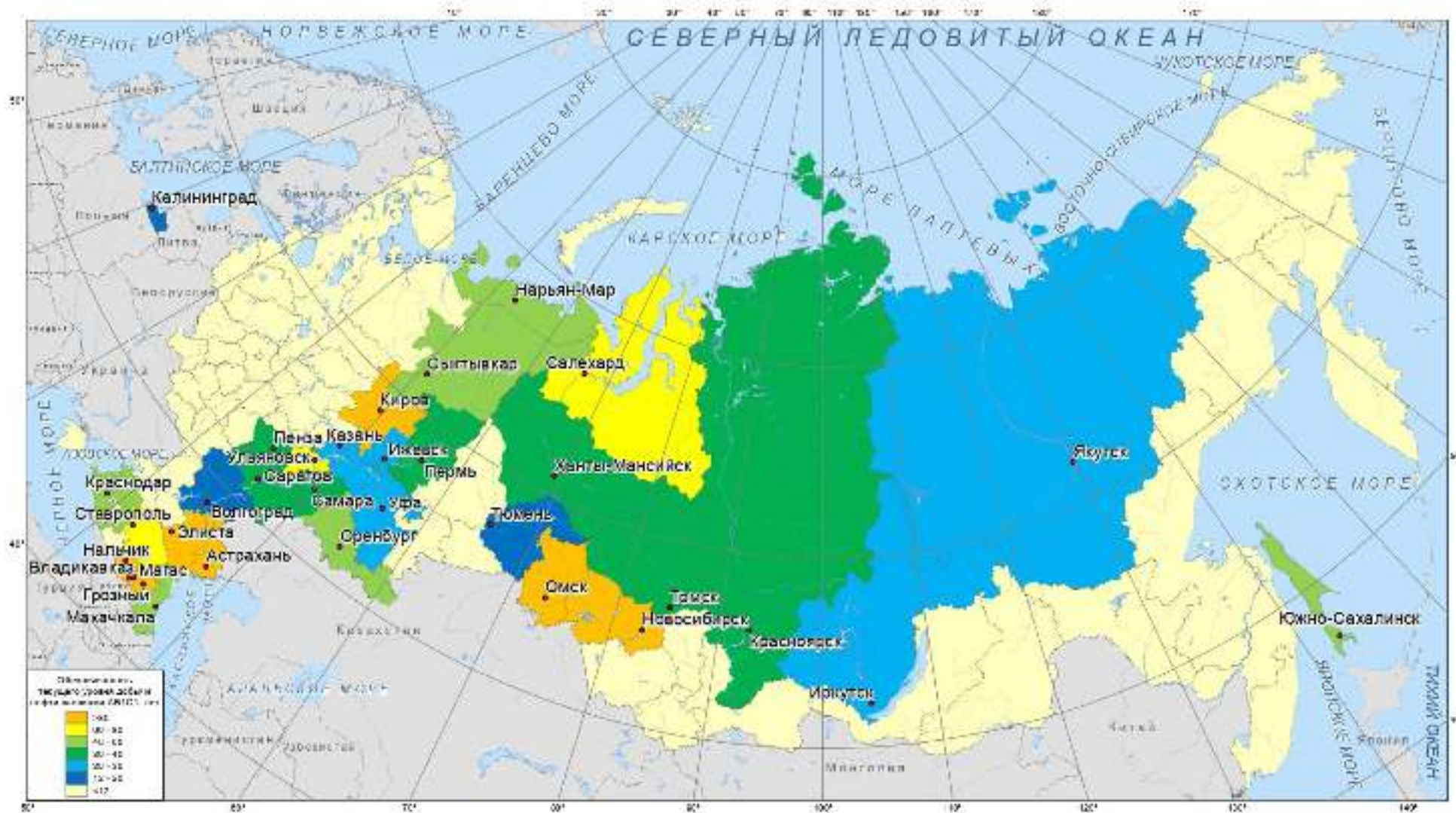
7. **Экспорт нефти из России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*





## Геологоразведочные работы в России\*



\* Текущий уровень добычи нефти без учёта газового конденсата  
 Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН



## Общепромышленные тенденции геологоразведки

Устойчивость работы добывающих отраслей в значительной мере зависит от объёмов подготовки и качества минерально-сырьевой базы (МСБ), параметров процесса воспроизводства запасов.

Прирост запасов нефти и газового конденсата в результате выполненных геологоразведочных работ на счёт средств федерального бюджета и средств недропользователей в 2020 г. по данным Минприроды России составил 614 млн т, увеличившись по сравнению с предыдущим годом на 29 млн т или 5,0 %.

Значительный вклад в воспроизводство сырьевой базы внесли запасы открытых в рамках проекта Восток Ойл месторождения Западно-Иркинское и Новоогненное на севере Красноярского края (рис. 3.1, 3.2).

В период с 1991 по 2004 г. наблюдалось устойчивое снижение темпов подготовки сырьевой базы нефти, в 2004 г. прирост запасов составил всего 218 млн т, или 47 % от текущего уровня добычи нефти в стране. Однако с ростом мировых цен на нефть и необходимостью восполнения сырьевой базы темпы прироста запасов начали расти, и в 2008 г. впервые за 15 лет объём подготовки новых запасов соответствовал уровню текущей добычи нефти (500 млн т). В дальнейшем, вплоть до 2010 г., наблюдалось устойчивое превышение прироста запасов нефти над добычей, что обеспечивало расширенное воспроизводство МСБ с кратностью до 1,5 в 2010 г. С 2010 г. наметилась тенденция на постепенное снижение темпов подготовки сырьевой базы нефти, особенно в период 2014–2018 гг., но кратность воспроизводства поддерживалась на уровне единицы.

В настоящее время основной объём геологоразведочных работ на региональном этапе ориентирован на изучение перспективных нефтегазоносных зон – Гыданско-Хатангской, Аргышско-Чунской, Карабашской, Кочечумско-Мархинской, Предуральской и Вилуйской. Особое внимание уделено Гыданской и Енисей-Хатангской НГО, где формируются новые центры нефтегазодобычи компаниями ПАО «НК "Роснефть"» и ПАО «НОВАТЭК», а также центральной части восточносибирского региона для восполнения сырьевой базы для нефтепровода ВСТО и получения новых знаний о ресурсном потенциале природного газа. Вместе с тем слабо изученными глубоким бурением остаются краевые области основных нефтедобывающих нефтегазоносных провинций и шельф арктических морей.

Устойчивой тенденцией стало опережение темпов лицензирования недр над процессом регионального изучения территорий, что обуславливает риски и увеличивает продолжительность поиска и оценки запасов недропользователями, но прежде всего ограничивает проведение региональных работ и формирование банка геологической информации о недрах на государственном уровне.

Рисунок 3.1. Прирост запасов и кратность воспроизводства нефти

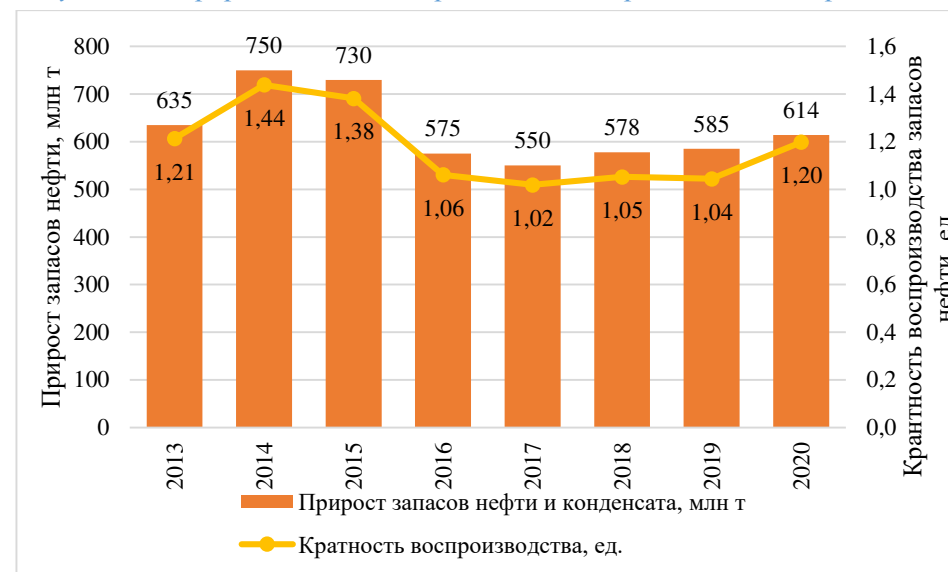
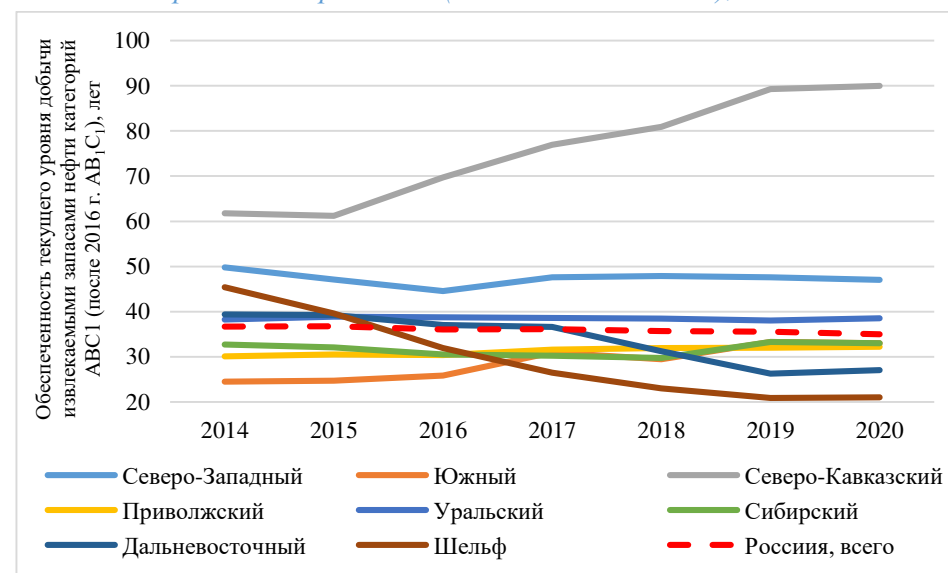


Рисунок 3.2. Обеспеченность текущего уровня добычи извлекаемыми запасами нефти категорий ABC<sub>1</sub> (после 2016 г. – AB<sub>1</sub>C<sub>1</sub>), лет



Источник: ЦЭН ИНГТ, Минприроды России



## Общепромышленные тенденции геологоразведки

Критериями оценки эффективности воспроизводства минерально-сырьевой базы, наряду с показателем кратности воспроизводства, являются эффективность глубокого бурения (т. е. прирост запасов углеводородов на один метр глубокого бурения, т УУВ/м) и стоимость подготовки запасов (руб./т УВВ).

Эффективность глубокого бурения на нефть и газ в настоящее время составляет 1184 т УУВ/м, что выше показателя предыдущего года и нарушает тенденцию снижения последних четырех лет (рис. 3.3, 3.4).

Стоимость подготовки запасов углеводородного сырья ежегодно возрастала, но вследствие увеличения результативности геологоразведочных работ на севере Красноярского края по итогам 2020 г. сократилась и составила 229 руб./т УУВ.

Основной объём геологоразведочных работ осуществляется за счёт средств недропользователей – 294 млрд руб. в 2020 г., а стоимость выполненных региональных работ за счёт средств федерального бюджета не превышает в общей сумме финансирования 4 %.

В 2019–2021 гг. достаточно большой объём параметрического бурения был сконцентрирован в слабоизученных регионах Восточной Сибири:

- бурение параметрической скважины Новоякимовская-1 (проектная глубина 5000 м, средняя юра) в Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе Красноярского края. Цель работ – подтверждение нефтегазоносного потенциала перспективной территории между месторождениями Пайяхской группы и Восточно-Таймырским кластером;

- бурение параметрической скважины Чамбэнская-1 (проектная глубина 5500 м, булайская свита нижнего кембрия) в Тунгусско-Чунском районе Эвенкийского муниципального района Красноярского края. Цель работ – изучения геологического строения южного борта Курейской синеклизы для оценки перспектив нефтегазоносности разреза венд-кембрийских отложений и верхних слоев рифея Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции;

- бурение параметрической скважины Канандинская-278 (проектная глубина 5400 м) в восточной части Эвенкийского района Красноярского края. Цель работ – достичь тэтэрской свиты венда и исследовать геолого-геофизические параметры кембрийских рифогенных массивов;

- на протяжении последних лет складывается устойчивая тенденция удорожания всех видов геологоразведочных работ. Так, в среднем по России в 2020 г. удельная стоимость опорного и параметрического бурения составила 370 тыс. руб./м, сейсморазведочных работ 2D – 361 тыс. руб./км, сейсморазведочных работ 3D – 1549 тыс. руб./кв. км, глубокого бурения на нефть и газа – 196 тыс. руб./м (рис. 3.5–3.8).

Рисунок 3.3. Стоимость выполненных геологоразведочных работ за счет всех источников финансирования (углеводородное сырьё)



Рисунок 3.4. Стоимость выполненных геологоразведочных работ по источникам финансирования (углеводородное сырьё)



Источник: статистическая отчётность Роснедр по формам 2-ГР и 7-ГР



Рисунок 3.5 Объем выполненного опорного и параметрического бурения



Рисунок 3.7 Объем выполненного глубокого бурения на нефть и газ

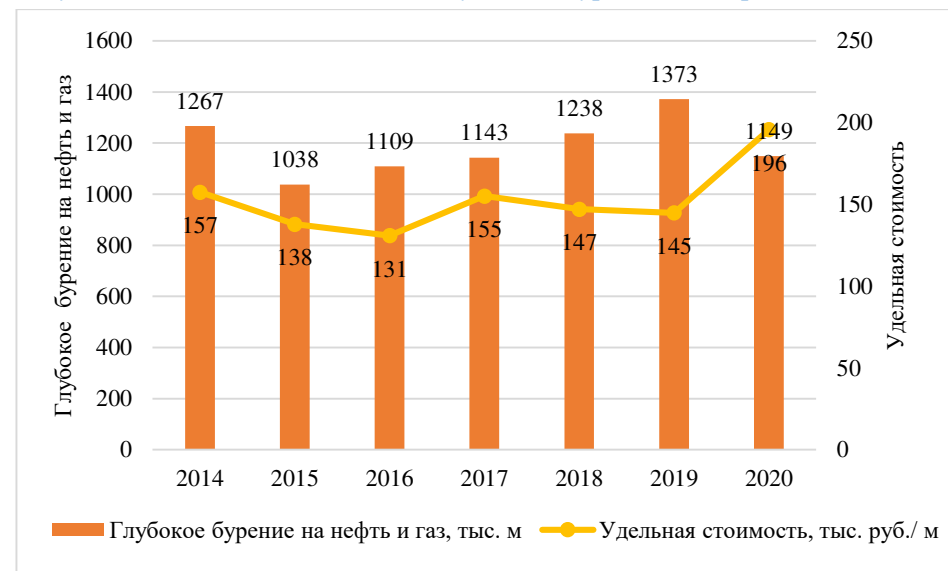


Рисунок 3.6 Объем выполненных сейсморазведочных работ 3D

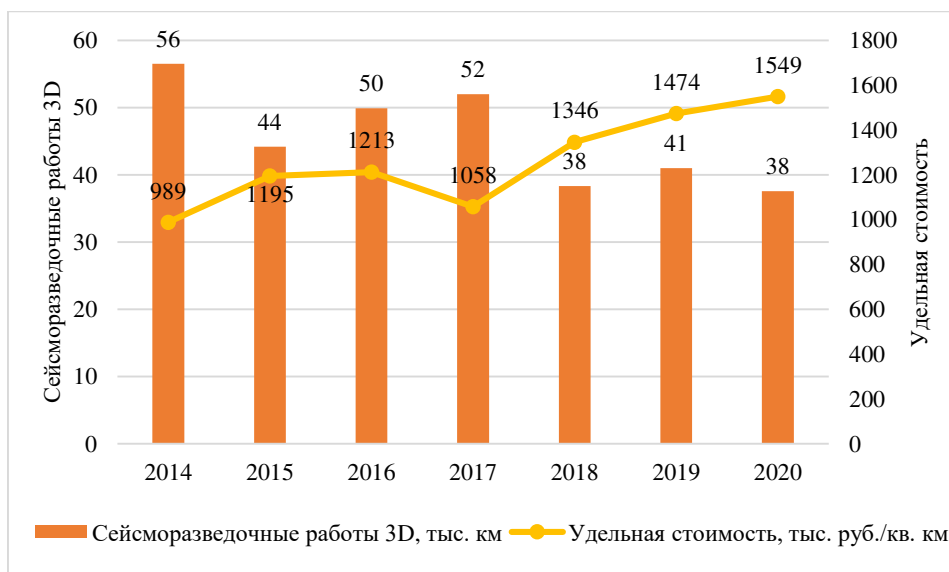


Рисунок 3.8 Объем выполненных сейсморазведочных работ 2D



Источник: статистическая отчетность Роснедр по формам 2-ГР и 7-ГР



Нефтегазовый комплекс России – 2020.  
Часть 1. Нефтяная промышленность – 2020:  
долгосрочные тенденции и современное состояние

1. **Нефтяной комплекс России на современном этапе**

2. **Россия на фоне мировых тенденций**

3. **Геологоразведочные работы в России**

*Общепромышленные тенденции геологоразведки  
Основные направления воспроизводства  
минерально-сырьевой базы нефти России*

4. **Особенности добычи нефти в России**

*Ресурсно-сырьевые особенности добычи  
Технологические особенности добычи*

5. **Добыча нефти в России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

6. **Переработка нефти в России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

7. **Экспорт нефти из России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*



## Особенности добычи нефти в России



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН, данные ФНС



## Ресурсно-сырьевые особенности добычи: нефть и конденсат

В структуре добычи жидких углеводородов доля конденсата увеличилась до 6,8 %. Высокие темпы прироста добычи газового конденсата в последние годы связаны с освоением новых месторождений с высоким содержанием конденсата, в частности на территории ЯНАО. Кроме того, росту доли конденсата в структуре добычи жидких углеводородов способствовала договоренность об исключении конденсата из расчета сокращения добычи в рамках соглашения ОПЕК+.

В организационной структуре добычи конденсата наибольшую долю занимают добывающие подразделения Группы «Газпром». На их долю приходится около 50 % добычи газового конденсата. Наиболее крупные из них – «Газпром добыча Уренгой» (17 % от общего объема добычи конденсата), доля компаний «Газпром добыча Ямбург» и «Газпром добыча Астрахань» составляет около 11 %. ОАО «АРКТИКГАЗ» добывает около 20 % газового конденсата.

В региональной структуре наибольшие запасы газового конденсата сосредоточены в Уральском (53 %), Южном (20 %) и Сибирском (7 %) федеральных округах. В региональной структуре добычи конденсата около 74 % приходится на ЯНАО, на шельфе Охотского моря добывается около 6 %, также значительные объёмы конденсата добываются на месторождениях Красноярского края, Иркутской и Томской областей (суммарно более 5 %) (рис. 4.1, 4.2).

С началом разработки Чайдинского и Ковыктинского месторождений в течение 2022–2024 гг. ожидается существенный рост добычи газового конденсата в Республике Саха (Якутия) и Иркутской области.

Рисунок 4.1. Структура добычи нефти и газового конденсата

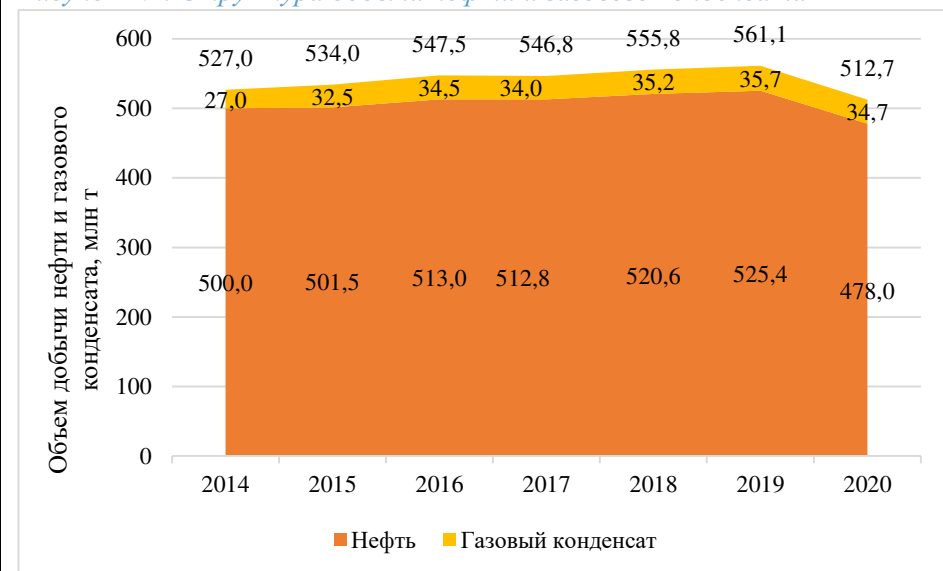


Рисунок 4.2. Прирост добычи газового конденсата



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН



## Ресурсно-сырьевые особенности добычи: ТРИЗ

В 2020 г. добыча так называемой «трудноизвлекаемой» нефти составила 222 млн т, что на 12,9 % меньше значения предыдущего года. Это обусловлено общим сокращением добычи нефти в стране в связи со взятыми на себя обязательствами в рамках соглашения ОПЕК+, а также пересмотром некоторых категорий льготированной нефти, например, сверхвязкой или добываемой в регионах Восточной Сибири. Добыча «трудноизвлекаемой» нефти в России в 2020 г. составила 54 % от всей добычи. (рис. 4.3, 4.4).

В последние десятилетия в России наблюдается устойчивое ухудшение качественных и горно-геологических характеристик сырьевой базы. Понятие «трудноизвлекаемой» нефти на официальном уровне в некоторой степени описано в Налоговом кодексе в Главе 26. «Налог на добычу полезных ископаемых». Такая нефть подлежит налогообложению с применением понижающих коэффициентов, поэтому формируются нефтегазовые доходы, которые «выпадают» из федерального бюджета.

Наибольший объём добычи «трудноизвлекаемой» нефти в 2020 г. пришёлся на месторождения с высокой степенью выработанности (КВ) – 104,8 млн т, или 47 %, что на 29,9 млн т, или 22 %, меньше значения 2019 г. Это самое значительное изменение по отношению к другим категориям льготной нефти, так как сокращение добычи нефти в рамках соглашения ОПЕК+ на месторождениях на падающей стадии добычи – наиболее оправданно с технологической точки зрения. Основные регионы, в которых добывается нефть с применением данной льготы, – ХМАО (27 %), Республика Татарстан (18 %), Оренбургская область (10 %), Самарская область (9 %) и Республика Башкортостан (8 %).

Значительный вклад в 2020 г. также внесла добыча нефти с применением коэффициента, характеризующего степень сложности добычи нефти (КД) – 48,5 млн т, или 22 %, что на 0,6 млн т, или 1,3 %, больше значения 2019 г. В данном случае сложность добычи нефти связана с низкой проницаемостью и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта (21,1 млн т, или 9,5 %), а также приуроченностью продуктивных отложений к тюменской свите (27,4 млн т, или 12,3 %). Основные регионы, в которых добывается нефть с применением данной льготы, – ХМАО, ЯНАО, в меньшей степени Оренбургская и Тюменская области.

Несколько сократился в 2020 г. объём добычи нефти с применением коэффициента, характеризующего регион добычи и свойства нефти (ККАН) – 31,5 млн т, что на 3,1 млн т меньше значения 2019 г. Основные регионы, в которых добывается нефть с применением данной льготы, – ЯНАО, Красноярский край, Ненецкий автономный округ и Республика Саха (Якутия).

Рисунок 4.3. Объем добычи льготной нефти в России

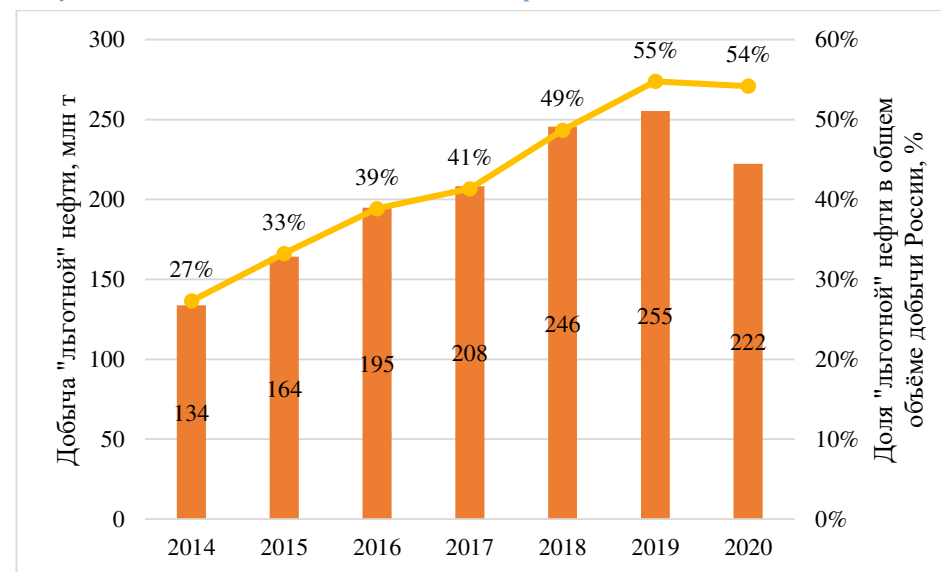
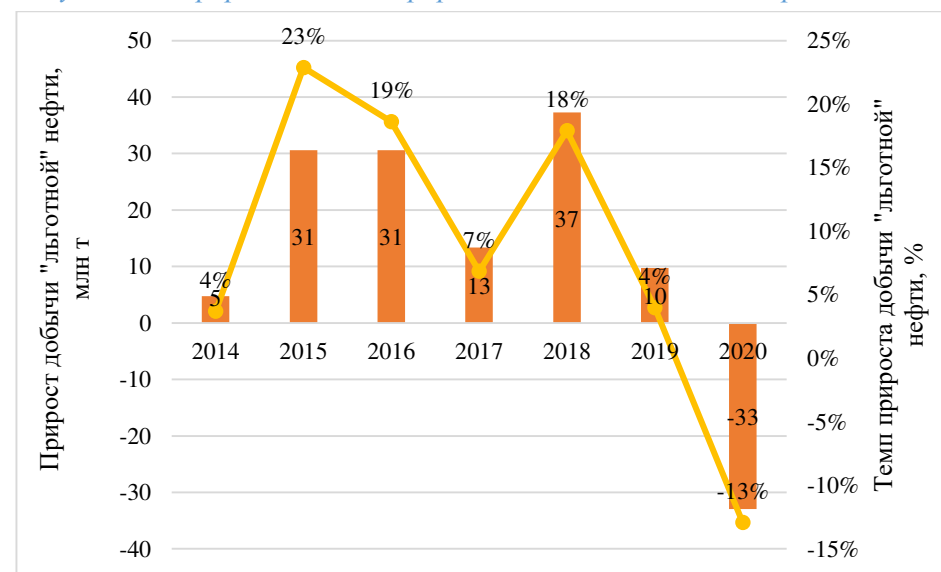


Рисунок 4.4. Прирост и темп прироста добычи льготной нефти в России



Источник: ФНС РФ, ЦЭН ИНГГ СО РАН





## Ресурсно-сырьевые особенности добычи: ухудшение качества сырьевой базы

Одной из важных характеристик качества нефти, оказывающих принципиальное влияние на эффективность её извлечения является плотность. В зависимости от плотности нефть можно классифицировать на группы: легкая (0,831–0,850 г/куб. см), средняя (0,851–0,870 г/куб. см), тяжелая (0,871–0,895 г/куб. см) и битуминозная с плотностью более 0,895 г/куб. см.

Наиболее известные примеры освоения битуминозной нефти в мире связаны с разработкой битуминозных песков на площади Атабаски в Канаде и в районе реки Ориноко в Венесуэле. Развитие технологий добычи битуминозной нефти до уровня, обеспечивающего рентабельную разработку, позволили Канаде в 1999 г. увеличить запасы нефти в 2,6 раза и стать второй страной в мире после Саудовской Аравии по этому показателю. А после переоценки запасов в период 2005–2010 гг. Венесуэлла увеличила запасы битуминозной нефти в 4 раза и до настоящего времени остаётся первой страной в мире по этому показателю (BP Statistical Review of World Energy).

Добыча битуминозной нефти в 2020 г., по оценке ЦЭН ИНГГ СО РАН, составила 63,1 млн т, или 13,2 %, от общего уровня добычи нефти в России. За исключением 2020 г., объем добычи битуминозной нефти в последние годы увеличивался, достигнув уровня 71,7 млн т, или 13,6 %, в структуре добычи нефти по стране к 2019 г. (рис. 4.5).

В региональной структуре большой объем битуминозной нефти добывается в Приволжском федеральном округе – 30,8 млн т (48,9 %), а также Уральском – 12,6 млн т (20,1 %) и Сибирском – 7,9 млн т (12,6 %) федеральных округах.

В Приволжском федеральном округе основной вклад в добычу битуминозной нефти вносит Республика Татарстан. Нефть этой категории добывается преимущественно на Ромашкинском, Ново-Елховском, Ашальчинском и Соколкинском месторождениях.

В Уральском федеральном округе добыча битуминозной нефти ведётся в основном в Ханты-Мансийском автономном округе, преимущественно с месторождений Лянторское, Федоровское и Вачимское. Также значительный вклад вносит Ямало-Ненецкий автономный округ, где добывается битуминозная нефть на Восточно-Мессояхском нефтегазоконденсатном месторождении.

В Сибирском федеральном округе почти вся битуминозная нефть добывается в Красноярском крае, преимущественно на Ванкорском нефтяном месторождении (рис. 4.6).

Рисунок 4.5. Объем добычи битуминозной нефти (плотность более 0,895 г/куб. см), млн т

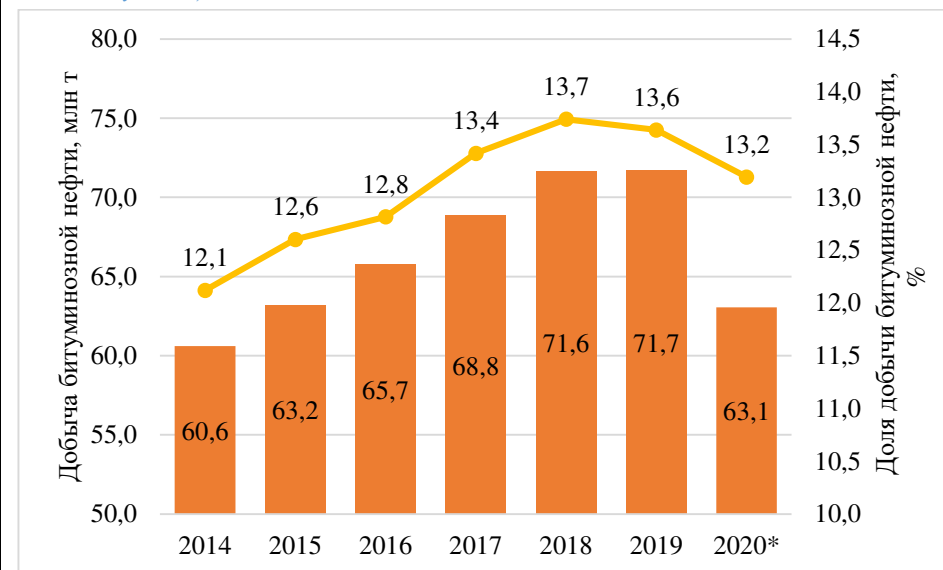
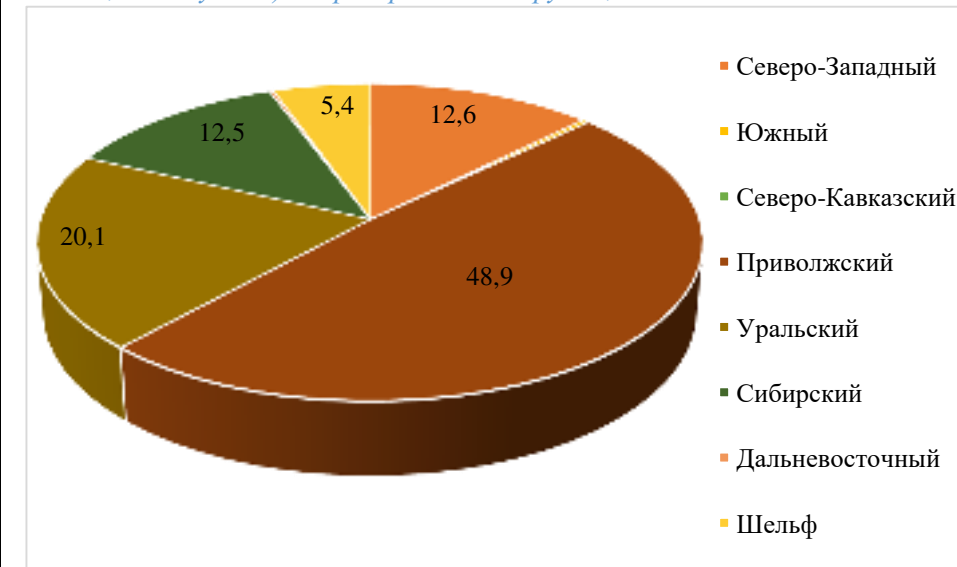


Рисунок 4.6. Распределение добычи битуминозной нефти (плотность более 0,895 г/куб. см) по федеральным округам, %



\* Оценка ЦЭН ИНГГ СО РАН. Источник: ФНС РФ, ЦЭН ИНГГ СО РАН



## Ресурсно-сырьевые особенности добычи: ухудшение качества сырьевой базы

Вязкостная характеристика нефти имеет большое значение при обосновании выбора метода добычи, способа транспортировки и технологии переработки нефти. В зависимости от вязкости нефть классифицируется на группы: с незначительной вязкостью (менее 0,5 мПа·с), маловязкая (5,1–10,0 мПа·с) с повышенной вязкостью (10,1–30,0 мПа·с), высоковязкая (30,1–200 мПа·с), сверхвязкая (более 200 мПа·с).

Нефть с вязкостью более 10 000 мПа·с относится к природным битумам, которые принято называть нетрадиционными углеводородами. В основном добыча сверхвязкой нефти связана с применением технологий термического (в том числе парового) и химического воздействия на пласт, внутрипластового горения и других методов, направленных на повышение текучести нефти и её притока к добывающим скважинам.

По этой качественной характеристике нефти при расчёте налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) до 2020 г. были предусмотрены существенные льготы. Применялся коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти (К<sub>КАН</sub>), который принимал значение равное 0 в отношении сверхвязкой нефти (более 200 мПа·с и менее 10 000 мПа·с). Однако в 2020 г. этот коэффициент был отменён, вместе с пониженной ставкой по экспортной пошлине для этой категории нефти.

Добыча сверхвязкой нефти в 2020 г. по оценке ЦЭН ИНГГ СО РАН составила 10,6 млн т, или 2,2 %, от общего уровня добычи нефти в России. За исключением 2020 г., объём добычи сверхвязкой нефти в последние годы увеличивался, достигнув уровня 11,8 млн т, или 2,3 %, в структуре добычи нефти по стране к 2019 г.

В региональной структуре большой объём сверхвязкой нефти добывается в Приволжском федеральном округе – 5,3 млн т (50,5 %) и в Северо-Западном федеральном округе – 4,4 млн т (41,2 %).

В Приволжском федеральном округе основной вклад в добычу сверхвязкой нефти вносит Республика Татарстан. Нефть этой категории добывается преимущественно на Ашальчинском, Мордово-Кармальском, Зюзеевском, Степноозерском, Пионерском, Черемшанском и Черемуховском месторождениях.

В Северо-Западном федеральном округе добыча сверхвязкой нефти ведётся в основном в Республике Коми. Преимущественно добыча ведётся на Усинском и Ярегском месторождениях (рис. 4.7, 4.8).

Рисунок 4.7. Объём добычи сверхвязкой нефти (более 200 мПа·с), млн т

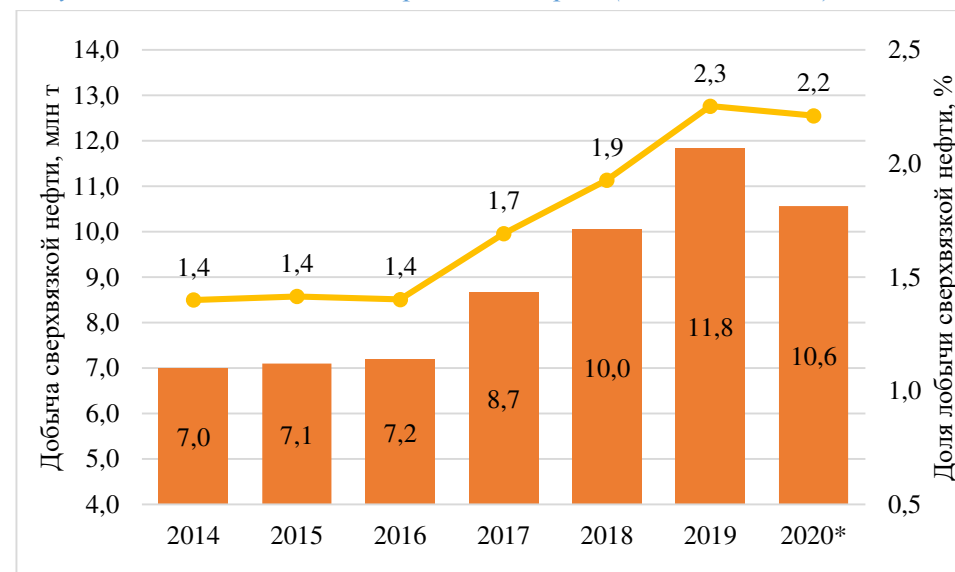
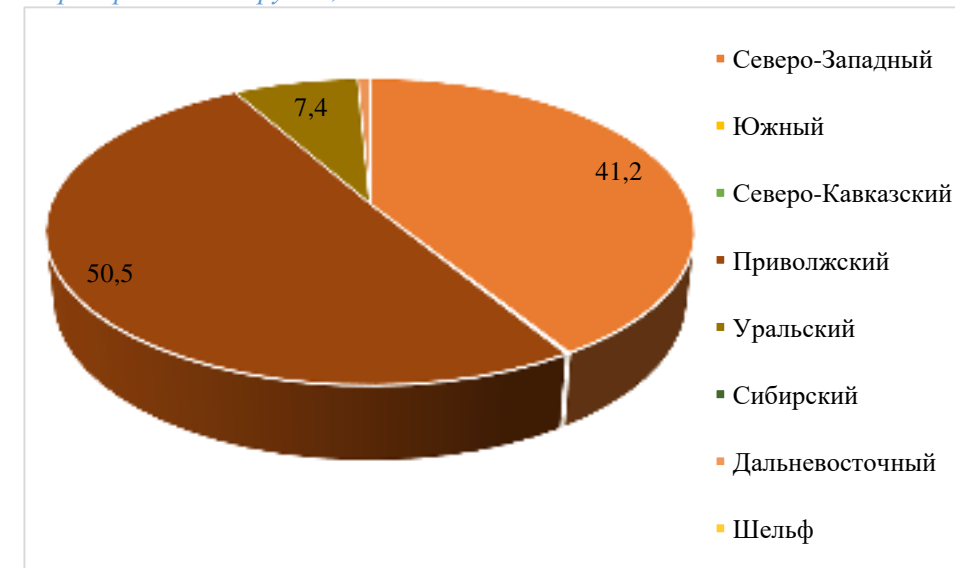


Рисунок 4.8. Распределение добычи сверхвязкой нефти (более 200 мПа·с) по федеральным округам, %



\* Оценка ЦЭН ИНГГ СО РАН  
Источник: ФНС РФ, ЦЭН ИНГГ СО РАН



## Ресурсно-сырьевые особенности добычи: ухудшение качества сырьевой базы

Добыча нефти из малопроницаемых коллекторов (менее 0,05 кв. мкм) в 2020 г. по оценке ЦЭН ИНГГ СО РАН составила 207,7 млн т, или 43,9 %, от общего уровня добычи нефти в России. За исключением 2020 г. объем добычи нефти из малопроницаемых коллекторов увеличился в последние годы, достигнув 229,5 млн т к 2019 г.

В региональной структуре большой объем нефти из малопроницаемых коллекторов добывается в Уральском федеральном округе – 161,6 млн т (77,8 %), в Приволжском федеральном округе – 24,23 млн т (11,7 %) и в Сибирском федеральном округе – 12,1 млн т (5,8 %).

В Уральском федеральном округе основной вклад в добычу нефти из малопроницаемых коллекторов вносит Ханты-Мансийский автономный округ. Нефть этой категории добывается преимущественно на крупнейших месторождениях округа – Приобском, Приразломном, Малобалыкском, Самотлорском, Федоровском и Краснотуркменском.

Для стимулирования добычи и повышения рентабельности разработки месторождений с низкой проницаемостью в формуле НДПИ применяется понижающий коэффициент, характеризующий степень сложности добычи (Кд). Коэффициент равен 0,2 и 0,4 при добыче нефти из залежи с проницаемостью не более  $2 \cdot 10^{-3}$  и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта не более 10 м и более 10 м соответственно.

Добыча высокосернистой нефти (более 3 %) в 2020 г. по оценке ЦЭН ИНГГ СО РАН составила 23,7 млн т, или 4,9 % от общего уровня добычи нефти в России. Объем добычи высокосернистой нефти практически не менялся в период 2016-2019 гг. и составлял 26,5 млн т или 5,1 % в структуре добычи нефти по стране в целом.

В региональной структуре большой объем высокосернистой нефти добывается в Приволжском федеральном округе, в Северо-Западном федеральном округе и в Уральском федеральном округе. Также высокосернистая нефть добывается в Самарской области, Удмуртской Республике, Республике Башкортостан, Пермском крае, Оренбургской и Ульяновской областях. (рис. 4.9, 4.10).

В Северо-Западном федеральном округе основной вклад в добычу высокосернистой нефти вносят Ненецкий автономный округ и Республика Коми.

Рисунок 4.9. Объем добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов (менее 0,05 кв. мкм), млн т

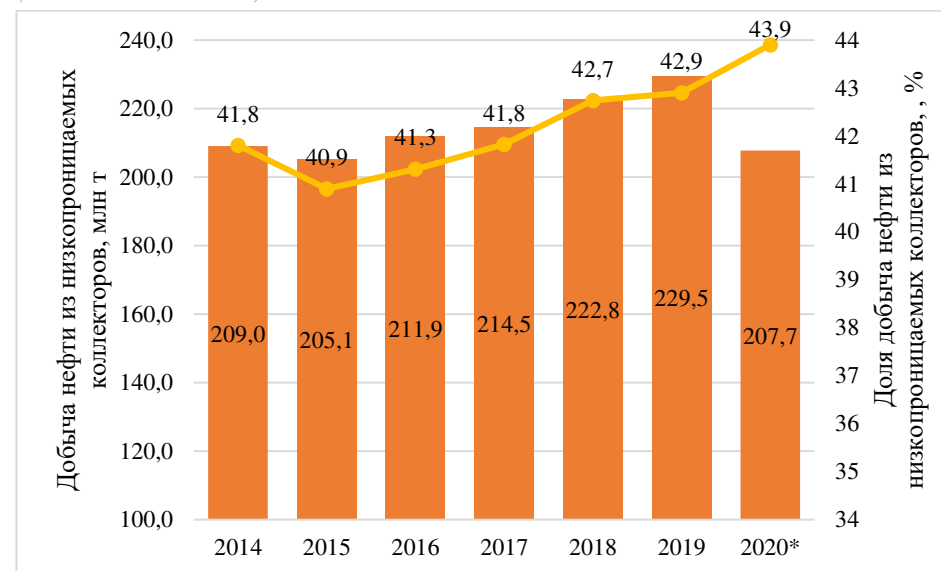
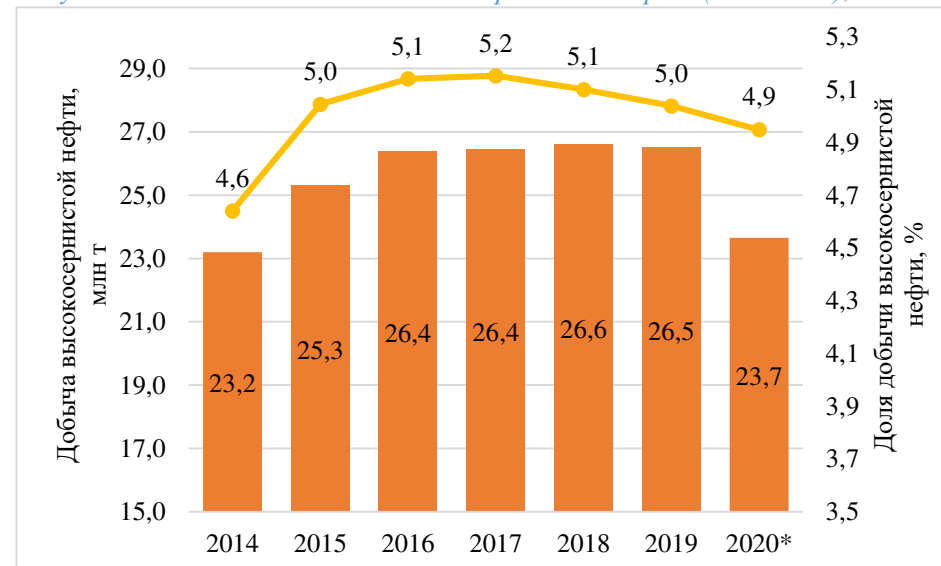


Рисунок 4.10. Объем добычи высокосернистой нефти (более 3 %), млн т



\* Оценка ЦЭН ИНГГ СО РАН  
Источник: ФНС РФ, ЦЭН ИНГГ СО РАН



## Ресурсно-сырьевые особенности добычи: ухудшение структуры сырьевой базы

Введение в 2016 г. новой Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов закрепило тенденцию изменения сырьевой базы углеводородов в уменьшении объема запасов открываемых месторождений. В целом это соответствует теории «геологоразведочного фильтра», впервые предложенной В.И. Шпильманом и получившей развитие в работах А.Э. Конторовича. Процесс поиска месторождений на перспективной нефтегазоносной территории направлен прежде всего на обнаружение наиболее крупных по запасам залежей, что обусловлено экономической целесообразностью первоочередного вовлечения в разработку крупных объектов, формирование на их базе локальных центров нефтегазодобычи в регионе с развитой перерабатывающей и транспортной инфраструктурой. Поэтому на первых этапах изучения нефтегазоносной территории с большей вероятностью обнаруживаются более крупные по запасам месторождения, чем более мелкие.

Однако эта тенденция обуславливает необходимость трансформации и законодательной базы в направлении поддержания малых и независимых нефтяных компаний, для которых прежде всего представляют интерес «мелкие» и «очень мелкие» месторождения.

По официальным данным на 2020 г. по величине извлекаемых запасов нефти к группе уникальных (с запасами более 300 млн т) относятся 11 месторождений, к группе крупных (30–300 млн т) – 179 месторождений, к группе средних (5–30 млн т) – 539 месторождений, к группе мелких (1–5 млн т) – 816 месторождений, к группе очень мелких (с запасами менее 1 млн т) – 1528 месторождений.

Большая часть запасов нефти в России сосредоточена на крупных месторождениях. На долю уникальных и средних месторождений приходится по одной пятой суммарных запасов нефти.

В структуре добычи нефти по группам месторождений 49,5 % добывается на крупных месторождениях, добыча нефти на средних месторождениях составляет 23,2 %. Доля уникальных месторождений в структуре добычи в 2019 г. составила 15,6 %. Добыча нефти на уникальных и крупных месторождениях снижается. Так, если в 2014 г. на уникальных и крупных месторождениях добывалось 66,7 % нефти, то к 2020 г. их доля сократилась до 65,1 % (рис. 4.11, 4.12).

Рисунок 4.11. Структура добычи нефти по величине месторождений, %

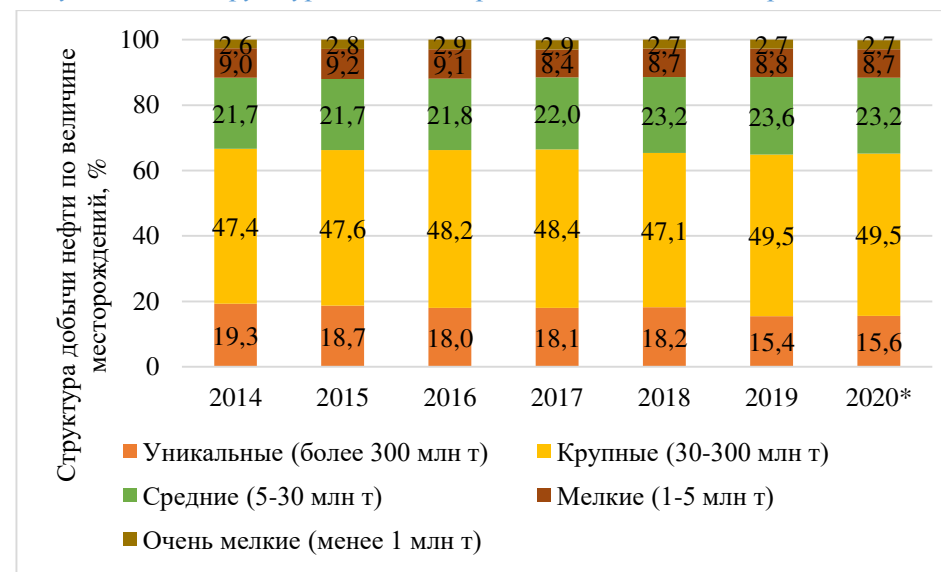
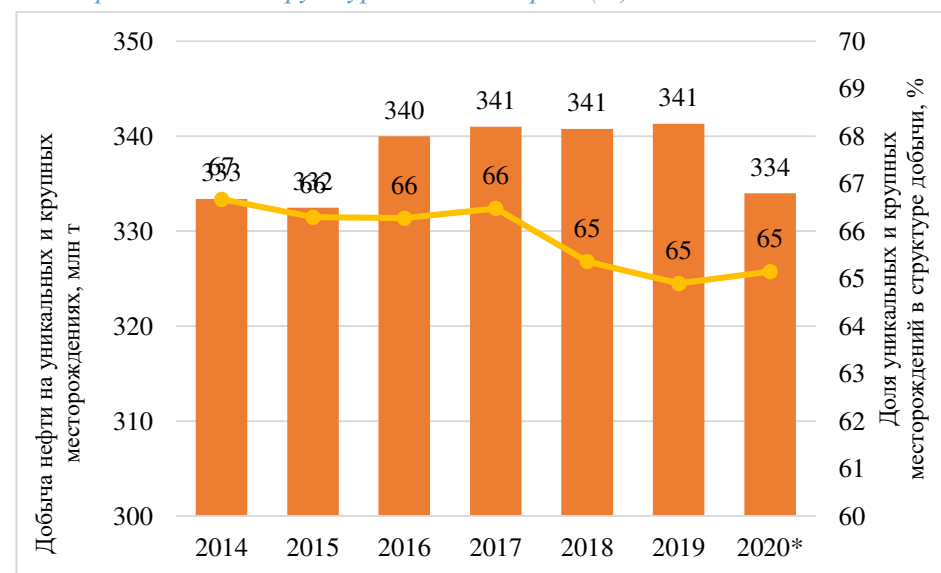


Рисунок 4.12. Объем добычи нефти (млн т) и доля уникальных и крупных месторождений в структуре добычи нефти (%)



\* Оценка ЦЭН ИНГГ СО РАН

Источник: ФНС РФ, ЦЭН ИНГГ СО РАН



## Ресурсно-сырьевые особенности добычи: изменение географии добычи

Добыча нефти в России ведётся на шельфе Балтийского, Азовского, Карского, Каспийского, Баренцева и Охотского морей.

Основной объем добычи приходится на шельф Охотского моря (проекты Сахалин-1 и Сахалин-2), где в 2020 г. было добыто 61,7 % нефти в структуре добычи нефти на российском шельфе. Более 26 % было добыто в Каспийском море (месторождения им. Корчагина и им. Филановского), около 11 % – в Баренцевом море (Приразломное месторождение), на остальные моря приходится около 1 % шельфовой добычи нефти на шельфе в стране (рис. 4.13, 4.14).

С 2012 г. объем добычи нефти на континентальном шельфе России вырос почти в 2 раза – с 15,1 до 28,0 млн т, что активно поддерживается государством, преимущественно с помощью предоставления налоговых льгот.

За 2020 г. объем добычи нефти на российском шельфе не изменился, составив 28,0 млн т. В предыдущие годы прирост добычи был связан с развитием промышленной добычи нефти на месторождении им. Филановского в российском секторе дна Каспийского моря. Также в 2019 г. наблюдался рост добычи нефти в Баренцевом море на Приразломном месторождении, что обусловлено вводом в эксплуатацию новых добывающих и нагнетательных скважин.

Введение с 2014 г. секторальных санкций послужило фактором, сдерживающим освоение шельфовых проектов в России, прежде всего арктических. Развитие арктического шельфа столкнулось с ограничениями, связанными с отсутствием собственных технологий, оборудования, кадров, а также низкой степенью геологической изученности и инфраструктурной обеспеченности прилегающих территорий. Необходимость проектирования и строительства практически всех инфраструктурных объектов, включая социальные, транспортные, портовые и другие, обуславливает потребность в значительных инвестициях, которые способны осуществить только крупные компании с учётом государственных программ поддержки.

Рисунок 4.13. Объем добычи и доля нефти на континентальном шельфе России

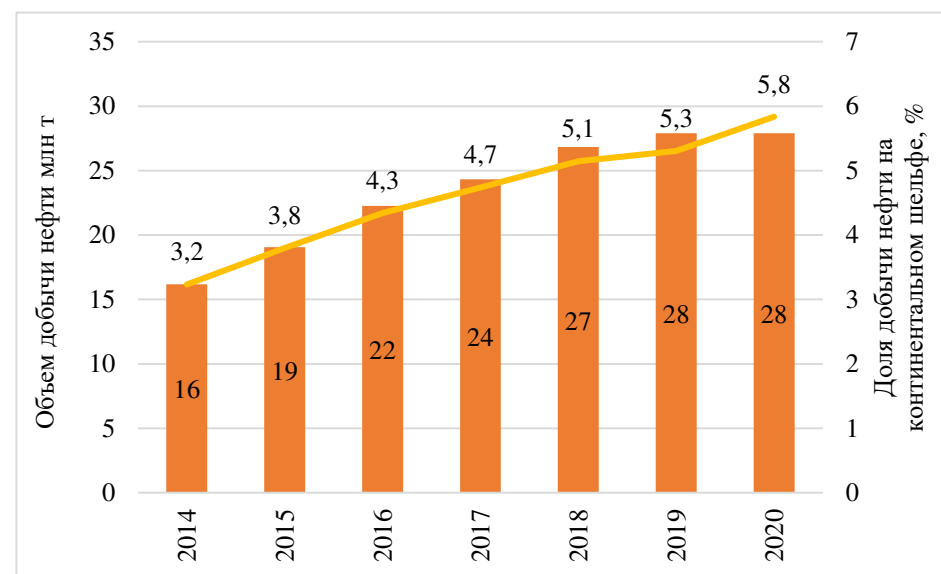
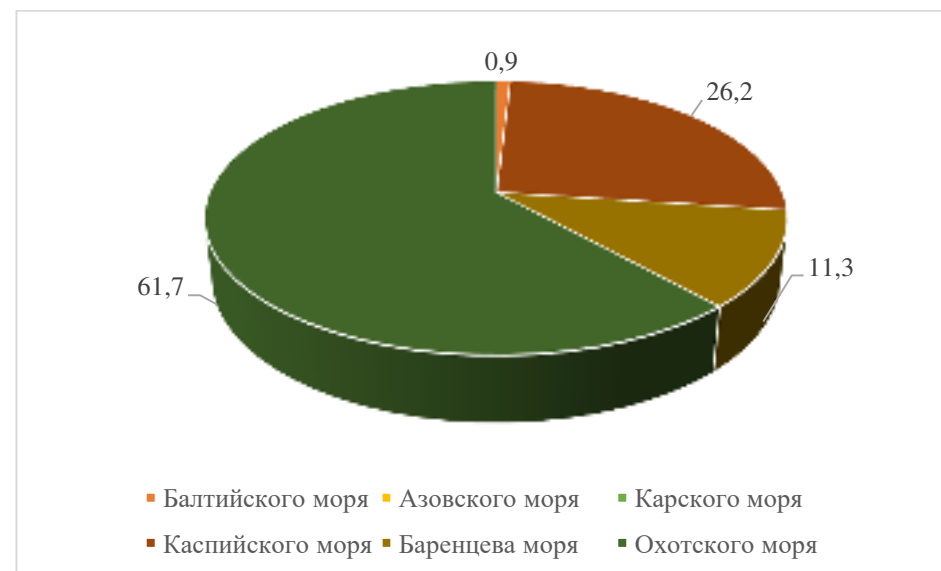


Рисунок 4.14. Добыча нефти на континентальном шельфе России в 2020 г., %





## Ресурсно-сырьевые особенности добычи: изменение географии добычи

В соответствии с Указом Президента РФ № 296 от 2 мая 2014 г. к сухопутным территориям Арктической зоны Российской Федерации отнесены: Мурманская область, Ненецкий АО, Чукотский АО, ЯНАО, части Республики Коми, Республики Саха (Якутия), Красноярского края и Архангельской области.

В 2019–2020 гг. было утверждено большое количество стратегических документов федерального, регионального и отраслевого значения, в фокусе которых находится Арктическая зона РФ: «Стратегия пространственного развития РФ на период до 2025 г.», «Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года», «Доктрина энергетической безопасности РФ» и ряд других.

Одним из последних утвержденных документов является «Стратегия развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года», которая систематизирует угрозы и риски развития региона, а также устанавливает целевые значения ряда социально-экономических показателей. Принятый в 2020 г. пакет законопроектов о государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне России призван стимулировать развитие нефтегазовой отрасли как напрямую, так и опосредованно, с точки зрения формирования инфраструктуры и развития экономики арктических регионов.

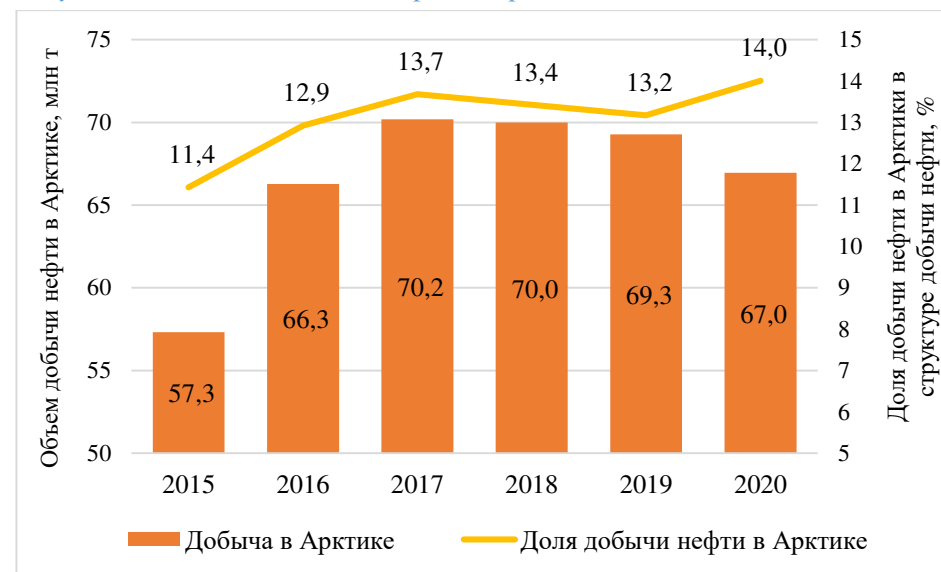
Серьезным риском освоения арктических месторождений остается неустойчивость институциональных условий и в первую очередь изменчивость налоговой системы. На ежегодной основе вносятся поправки в налоговое законодательство, которые включают изменение налоговых режимов и ставок, что имеет значительное влияние на экономическую эффективность реализации долгосрочных нефтегазовых проектов и, как следствие, на заинтересованность инвесторов.

Одним из приоритетных принципов развития арктических территорий является формирования так называемых «минерально-сырьевых центров» (МСЦ), что зафиксировано в «Стратегии пространственного развития России на период до 2025 года». Такой подход способен обеспечить достижения максимального эффекта от освоения ресурсного потенциала за счёт эффекта масштаба и консолидированного управления сложным объектом недропользования.

В настоящее время добыча нефти в Арктической зоне России составляет 67 млн т в год, что ниже предыдущих двух лет, так как произошло системное сокращение объёма добычи нефти по стране в целом.

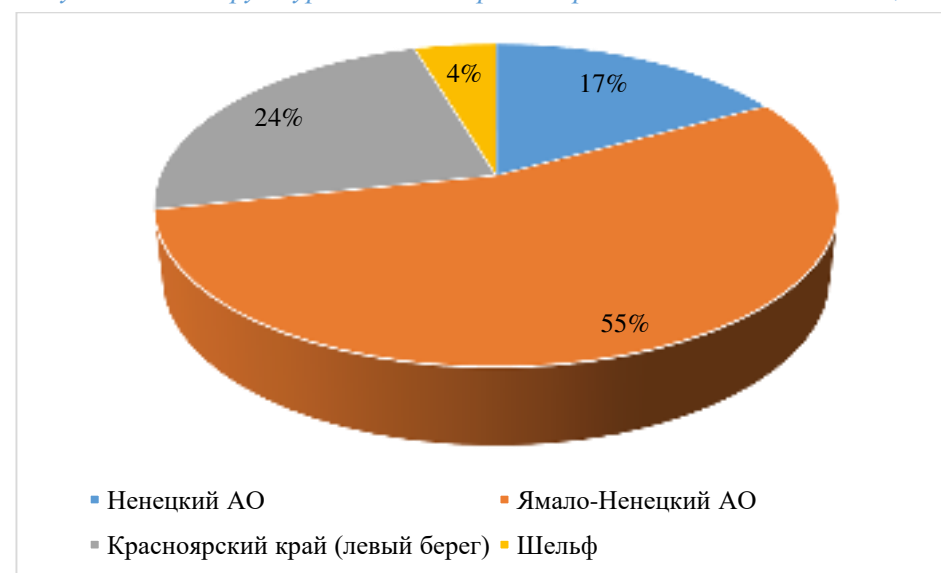
Крупнейшим регионом по добыче нефти в Арктической зоне является Ямало-Ненецкий АО, на долю которого в 2020 г. пришлось более 55 % (36,6 млн т). На долю Красноярского края в 2020 г. пришлось почти 24 % добычи нефти Арктической зоны. В Ненецком АО в 2020 г. было добыто 11,4 млн т нефти, что составляет 17 % от общей добычи нефти в Арктике (рис. 4.15, 4.16).

Рисунок 4.15. Объем добычи нефти в Арктической зоне



Источник: данные ИНГГ СО РАН с учетом материалов ГКС и Минэнерго РФ

Рисунок 4.16. Структура добычи нефти в Арктической зоне в 2020 г., %





## Технологические особенности добычи: фонд нефтяных скважин

Фонд нефтяных скважин – число и классификация по состоянию и назначению всех пробуренных скважин. В этот фонд входят все разведочные, эксплуатационные, наблюдательные и специальные скважины.

Эксплуатационный фонд скважин подразделяется на действующие и бездействующие скважины, к числу действующих относятся скважины, находившиеся в работе в отчетном периоде даже непродолжительное время.

В последние 10 лет количество нефтяных скважин эксплуатационного фонда (включая газоконденсатные) показывало тенденцию постоянного роста. В 2020 г. эксплуатационный фонд составил 179 тыс. шт., что почти на 2 тысячи меньше уровня 2019 г. Прошедший год стал переломным для всех отраслей нефтегазовой отрасли. В условиях пандемии компаниям потребовалось пересмотреть подходы к своей работе и даже временно «заморозить» многие проекты. Наибольшее влияние на отрасль оказали значительное уменьшение цен на нефть, сокращение спроса и ограничения ОПЕК+ в части добычи, в результате которых у нефтегазовых предприятий отпала необходимость в разбуривании новых скважин.

Ввиду ухудшения качества сырьевой базы и истощения запасов месторождений величина среднесуточного дебита одной нефтяной скважины стабильно сокращалась в последние 10 лет, с 10,6 т в 2009 г. до 7,7 т в 2020 г.

К бездействующему фонду относятся скважины, не работающие более одного календарного месяца. Такие скважины могут быть остановлены в текущем году или переведены в нерабочее состояние за предыдущие годы.

В 2020 г. доля бездействующих скважин составила 9,4 % (16,7 тыс. шт.). За период с 2008 по 2020 г. динамика бездействующего фонда скважин была непостоянной, однако определяется общий тренд на уменьшение доли бездействующих скважин в общем эксплуатационном фонде скважин почти в 2 раза (рис. 4.18).

Рисунок 4.17. Эксплуатационный фонд скважин и среднесуточный дебит

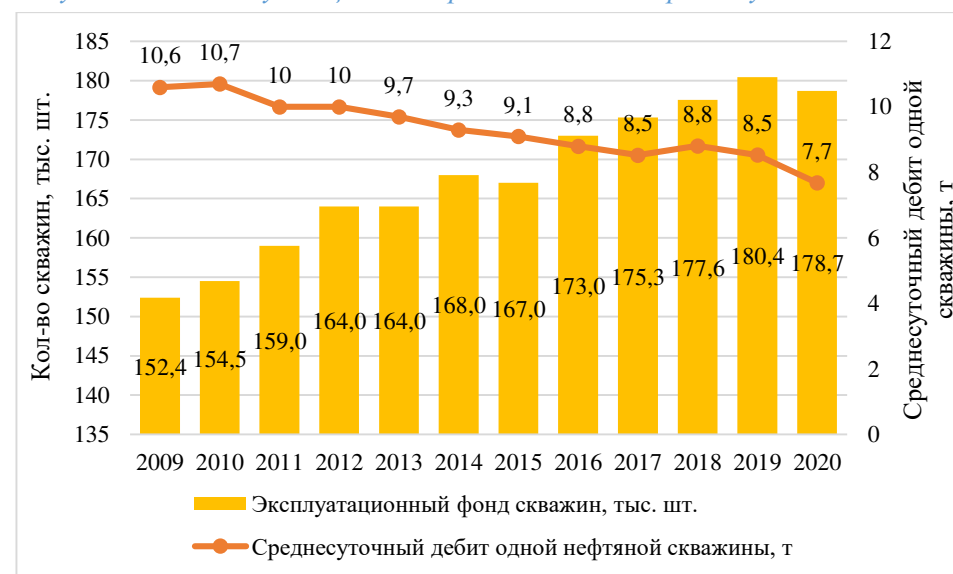
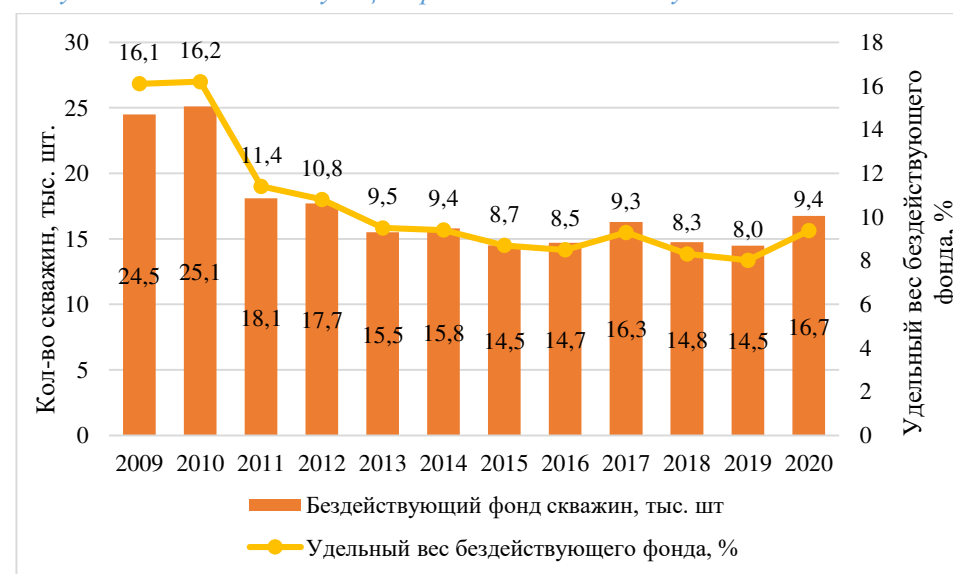


Рисунок 4.18. Бездействующий фонд скважин и его удельный вес





## Технологические особенности добычи: эксплуатационное и разведочное бурение

Рынок бурения является ключевым индикатором состояния нефтесервисного рынка в целом, в 2019 г. на него приходилось более 35 % от всего объема нефтесервисного рынка, а с учетом сопутствующих сервисов – более 50 %. В денежном выражении рынок бурения составил более 37 млрд рублей на 2019 г. Таким образом, тенденции на рынке бурения скважин характерны и для всех сопутствующих сегментов, таких как сопровождение бурения, цементирование, ГИС и др. Снижение рынка нефтесервисных услуг в 2020–2021 гг., как оценивают в Минэнерго России, может составить почти 50 % от уровня 2019 г., это негативно скажется на добыче нефти в будущем.

Бурение подразделяется на эксплуатационное и разведочное. До 2019 г. отмечается тенденция роста объемов эксплуатационного бурения, в то время как данные по разведочному бурению показывают незначительные колебания. Эксплуатационное бурение увеличилось почти в 2 раза – до 27,6 млн м в 2018 г. по сравнению с 14 млн м в 2009 г. (рис. 4.19, 4.20). Рост объемов эксплуатационного бурения в целом по России в последние годы был достигнут за счет увеличения бурения в Западной и Восточной Сибири, разведочного – на Волго-Урале и в Восточной Сибири.

В 2019–2020 гг., рынок бурения сменил тенденцию с роста на уменьшение. В 2020 г. причинами этого стали существенное падение мирового спроса на энергоресурсы, вызванное резким снижением экономической активности из-за эпидемии коронавируса, с одной стороны, а также неспособность добывающих стран ограничить предложение на рынке нефти, отразившееся в отмене прежней сделки ОПЕК+ привело к обновлению минимумов стоимости нефти с 2003 г.

Среди ближайших тенденций можно выделить следующие:

- Высокая вероятность снижения объемов разведочного бурения в 2020–2021-х гг. как наибольших инвестиционных затрат, не влияющих напрямую на объем добычи в краткосрочном периоде.
- Приостановка нефтегазовыми компаниями крупных проектов, часть из которых может быть заморожена, что в результате приведет к снижению добычи, а также снижению цен на услуги бурения.

Рисунок 4.19. Эксплуатационное и разведочное бурение



- Падение цены на нефть и изменение системы льготирования добычи нефти. Так, разработан и введен инфраструктурный налоговый вычет по НДС для компаний «Роснефть» и «Газпром нефть» на Приобском и Ванкорском месторождениях. Льгота для Приобского месторождения применяется, если цена на нефть по итогам месяца превысит базовую (в 2021 г. 43,4 долл. за баррель), пороговая величина вычета составляет – не более 459,6 млрд руб. Если нефть дешевеет ниже этого уровня, льгота не применяется. Ванкорская группа месторождений получает вычет по НДС в сумме расходов на инфраструктуру, построенную для участков недр пятой группы НДС.

- Активизация на рынке слияний/поглощений: снижение цен на услуги и прибыльности проектов будет вынуждать мелкие и средние независимые компании продавать свой бизнес ВИНК, наращивающим собственные нефтесервисные мощности, или более крупным независимым игрокам.





## Технологические особенности добычи: эксплуатационное и разведочное бурение

В 2020 г. крупнейшей компанией по объему эксплуатационного бурения является «Роснефть», ее доля в организационной структуре составляет 39 % (10 462,4 тыс. м) (рис. 4.21).

На 2-м и 3-м местах с долями 17 и 13 % соответственно находятся «Сургутнефтегаз» и «ЛУКОЙЛ». Динамика организационной структуры по объемам эксплуатационного бурения в последние 10 лет заключается в планомерном снижении доли компании «Сургутнефтегаз» (доля которой сократилась с 25 % в 2010 г. до 17 % в 2020 г., но эксплуатационное бурение увеличилось с 4,2 млн м до 4,7 млн м) и значительном росте доли «Роснефти» (с 27 % в 2010 г. с учетом «ТНК ВР» до 39 % в 2020 г., объем эксплуатационного бурения вырос более чем в два раза – до 10,5 млн м).

По объемам разведочного бурения в 2020 г. крупнейшими являются компании «Роснефть» – 25 %, «Сургутнефтегаз» – 24 %, «ЛУКОЙЛ» – 16 %.

За период 2010–2020 гг. отмечена тенденция роста доли компании «Роснефть» и увеличения объема разведочного бурения в 4 раза – до 246 тыс. м в 2020 г. Однако в 2019–2020 г. оно сократилось, так как компания замедлила темпы проходки бурения в целом. Учитывая ранее проведенную масштабную работу по сейсморазведке в стратегически важных регионах присутствия, компания продолжает обработку и интерпретацию полученного значительного объема сейсморазведочных данных, по результатам которых будет проводиться поисково-оценочное бурение в будущем.

Рисунок 4.20. Эксплуатационное бурение на нефть по компаниям

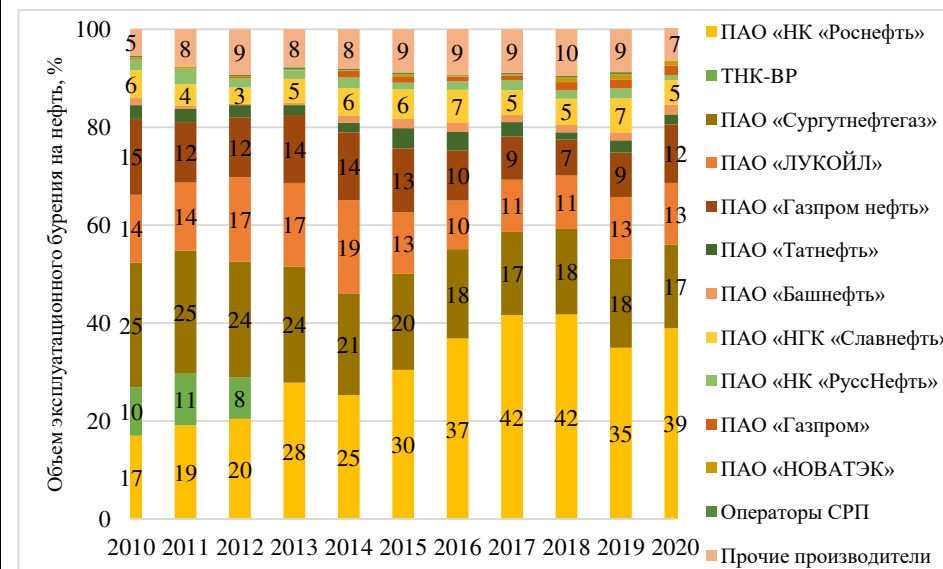
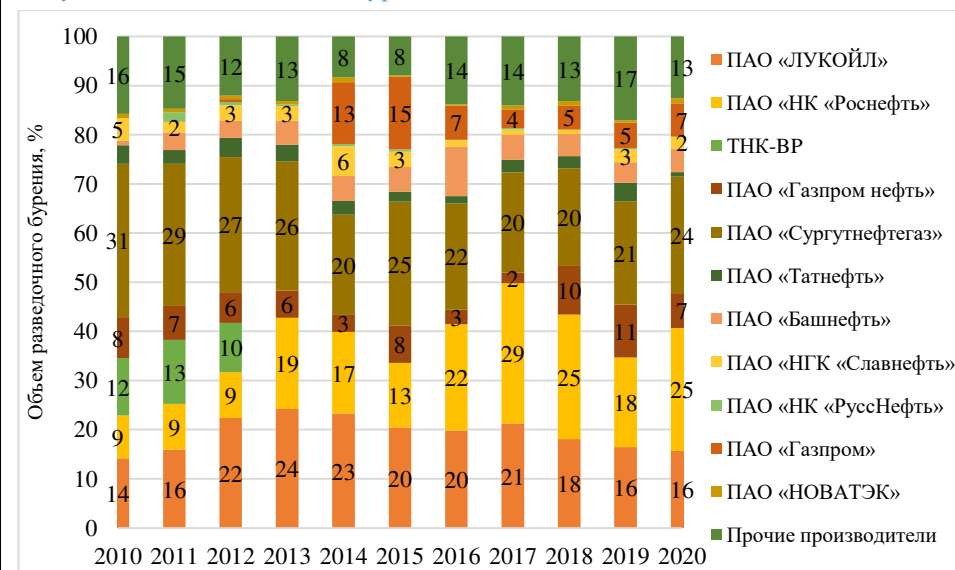


Рисунок 4.21. Разведочное бурение по компаниям, %





## Технологические особенности добычи: ВВОД ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

В 2020 г. было введено 6957 ед. новых скважин в России, что на 904 (9 %) меньше, чем в 2019 г., в то же время средняя глубина законченных эксплуатационным бурением новых скважин увеличилась на 411 м. В целом, если не учитывать кризисный 2020 г., за период с 2010 по 2019 г. объем ежегодного ввода добывающих скважин увеличился на 36 %, с 5802 ед. в 2010 г. до 7861 ед. – в 2019 г. При этом средняя глубина этих скважин выросла на 22 % (рис. 4.22): с 2848 м в 2010 г. до 3474 м в 2019 г.

Нефтегазовые продукты могут быть извлечены посредством фонтанного, насосного или газлифтного способа эксплуатации. Фонтанный способ эксплуатации нефтяной скважины подразумевает поднятие жидкостей от забоя вверх по всей скважине, стимулятором чего будет только энергия нефтяных пластов. К преимуществам такого способа относится его высокая экономичность, поскольку подъем происходит естественным путем и не требует дополнительных затрат.

Для обеспечения дополнительной энергоподачи можно применять газлифтный способ эксплуатации: газ с высоким коэффициентом давления позволяет увеличить приток. При этом способе подаваемый газ перемешивается с жидкостью в пластах, а полученная смесь имеет невысокую плотность. Снижение давления в забое позволяет увеличить приток нефти и газа и поднятие вверх по стволу скважины.

Наиболее распространенным способом эксплуатации является насосный. За период с 2010 по 2020 г. около 80 % всех вводимых скважин эксплуатировалось с помощью установки центробежных электронасосов, около 10 % – штанговых скважинных насосов. (рис. 4.23)

Рисунок 4.22. Ввод добывающих скважин и средняя глубина

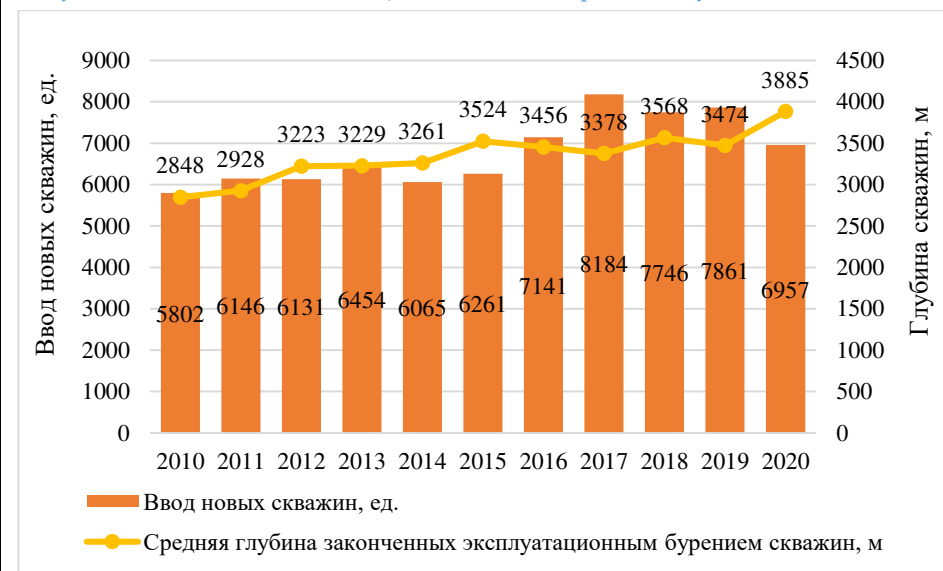
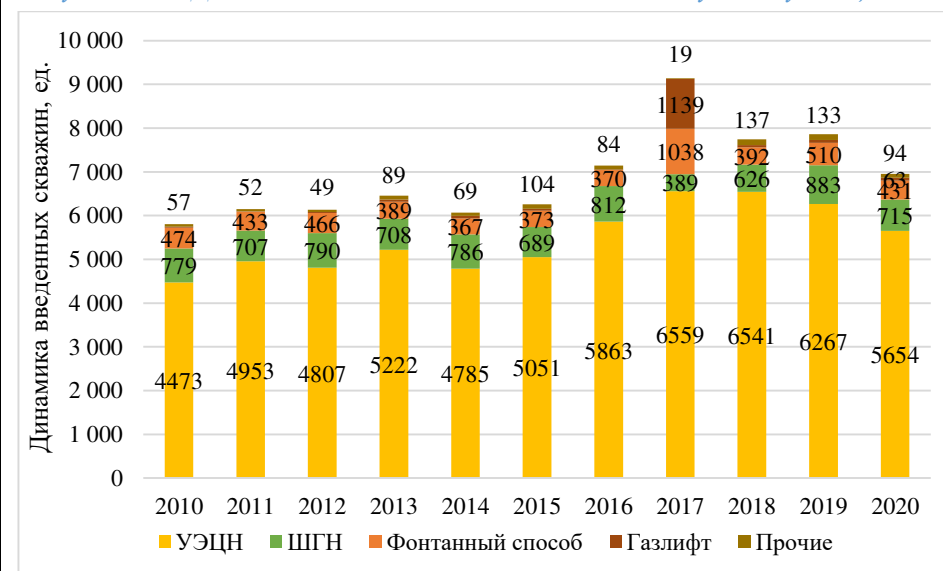


Рисунок 4.23. Динамика введенных скважин по способу эксплуатации, ед.



ШСН – штанговые скважинные насосы;

УЭЦН – установки центробежных электронасосов



## Технологические особенности добычи: новые месторождения РФ

В последние 5 лет на новые месторождения России со сроком ввода в эксплуатацию не старше 5 лет приходится в среднем около 36 млн т нефти (около 7 %) ежегодно, а в 2020 г. добыча нефти на этих месторождениях составила 36,5 млн т (рис. 4.24).

В последний год было введено наименьшее за 10 лет количество добывающих скважин на новых месторождениях со сроком ввода в эксплуатацию не старше 5 лет – 366 ед. Динамика ввода скважин не постоянна, пиковые падения до 405–414 ед. пришлось на послекризисные 2015–2016 гг. и кризисный 2020 г.

Значение среднесуточного дебита в 2020 г. достаточно сильно выросло к предыдущему году – 273 т против 199 т в сутки (рис. 4.25).

За последние 10 лет средний дебит скважин по всем новым месторождениям сильно колебался, но в итоге возвращался к уровню 2010 г., при этом бурить приходится почти в два раза больше. Себестоимость добычи в России, включая операционные (ОРЕХ) и капитальные (САРЕХ) затраты, находится на уровне 9–20 долл. за баррель в зависимости от проекта.

Рисунок 4.24. Добыча на новых месторождениях со сроком ввода в эксплуатацию не старше 5 лет и доля их добычи от суммарной добычи по РФ

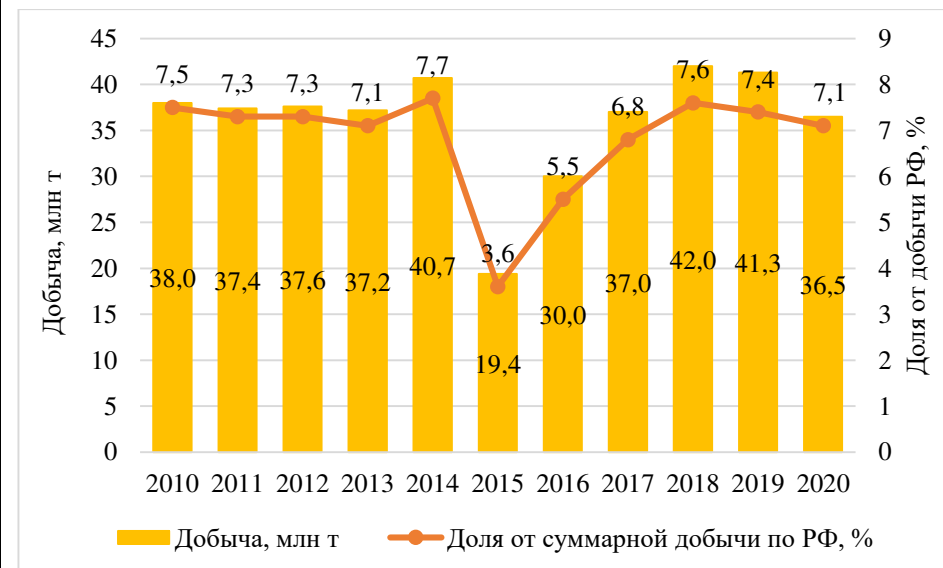


Рисунок 4.25. Ввод добывающих скважин на новых месторождениях со сроком ввода в эксплуатацию не старше 5 лет





Нефтегазовый комплекс России – 2020.  
Часть 1. Нефтяная промышленность – 2020:  
долгосрочные тенденции и современное состояние

1. **Нефтяной комплекс России на современном этапе**

2. **Россия на фоне мировых тенденций**

3. **Геологоразведочные работы в России**

*Общепромышленные тенденции геологоразведки  
Основные направления воспроизводства  
минерально-сырьевой базы нефти России*

4. **Особенности добычи нефти в России**

*Ресурсно-сырьевые особенности добычи  
Технологические особенности добычи*

5. **Добыча нефти в России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

6. **Переработка нефти в России**

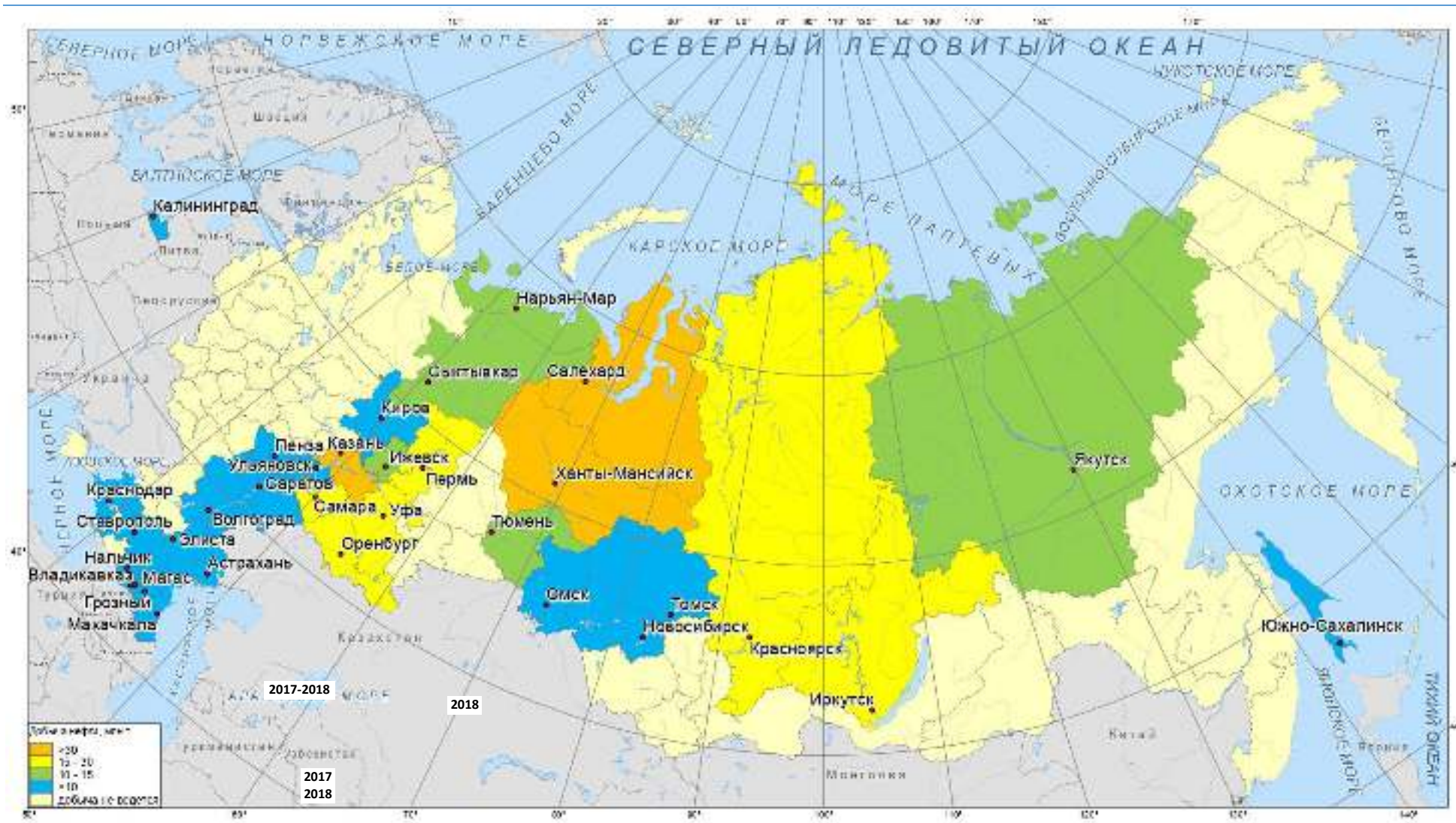
*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

7. **Экспорт нефти из России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*



## Добыча нефти в России\*



\* Добыча нефти без учёта газового конденсата  
 Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН



## Общепромышленные тенденции добычи нефти

По итогам 2020 г. добыча жидких углеводородов в России сократилась на 48,4 млн т и составила 512,7 млн т. Сокращение добычи нефти обусловлено обязательствами России в рамках соглашения ОПЕК+. Так, согласно новому соглашению стран-производителей нефти, добыча нефти в России с мая 2020 г. должна снизиться на 2,5 млн барр. в сутки – до уровня 8,5 млн барр. в сутки с последующим постепенным наращиванием добычи. Базовый показатель добычи для России в рамках соглашения ОПЕК+ определен на уровне 11 млн барр. в сутки. Стоит отметить, что с декабря 2019 г. из расчета исключен газовый конденсат, а среднесуточный объём добычи нефти без учета конденсата в октябре 2018 г. в России составлял около 10,6 млн барр. (рис. 5.1, 5.2).

По итогам 2021 г. можно ожидать постепенного восстановления добычи нефти в России. Так, согласно договоренностям ОПЕК+ в мае Россия сможет восстановить добычу нефти до уровня 9,4 млн барр. в сутки, к июлю 2021 г. – до 9,5 млн барр. в сутки. Также поддерживает уровень добычи жидких углеводородов в России высокая доля газового конденсата, что связано с вовлечением в разработку высококонденсатного газа Западной Сибири.

Выполнение обязательств России в рамках соглашения ОПЕК+ в 2020 г. происходило прежде всего за счет снижения объёма добычи на зрелых месторождениях в традиционных районах нефтедобычи в пределах Волго-Уральской и Западно-Сибирской НГП. Наибольший вклад в снижение добычи внес ХМАО (–25,3 млн т). В то же время в ЯНАО и Республике Саха (Якутия) добыча выросла, что обусловлено реализацией проектов по освоению новых участков месторождений.

В организационной структуре добычи жидких углеводородов около 50 % снижения добычи в 2020 г. обеспечили компании «Роснефть» (–15,2 млн т) и «ЛУКОЙЛ» (–8,7 млн т). В целом вклад ВИНК в сокращение добычи составил 44,6 млн т или более 92 %. Суммарное снижение добычи независимых и газодобывающих компаний составило 2,9 млн т. При этом нарастили добычу «Газпром» (+0,6 млн т), «Мессояханефтегаз» (+1 млн т), «Арктикгаз» (+0,5 млн т) и др.

Рисунок 5.1. Добыча нефти в России

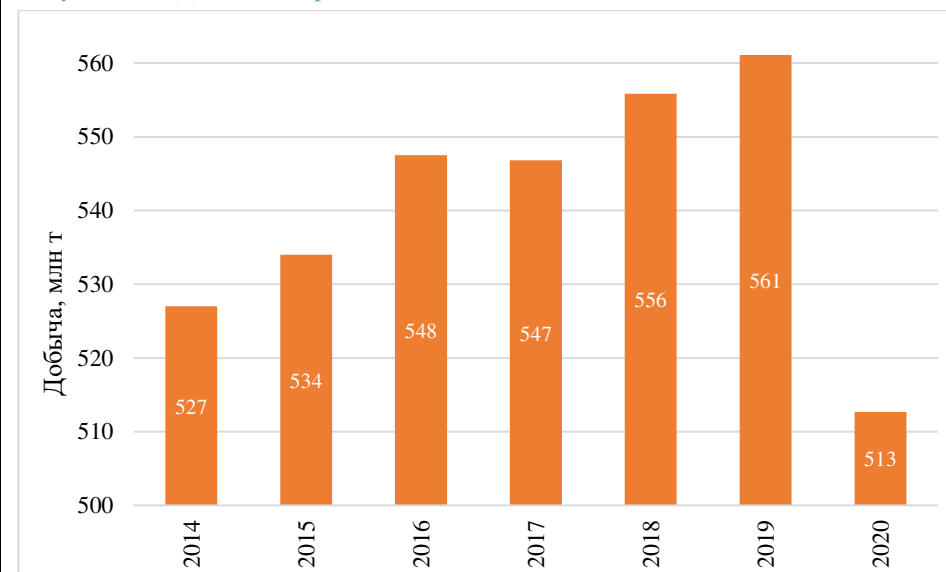
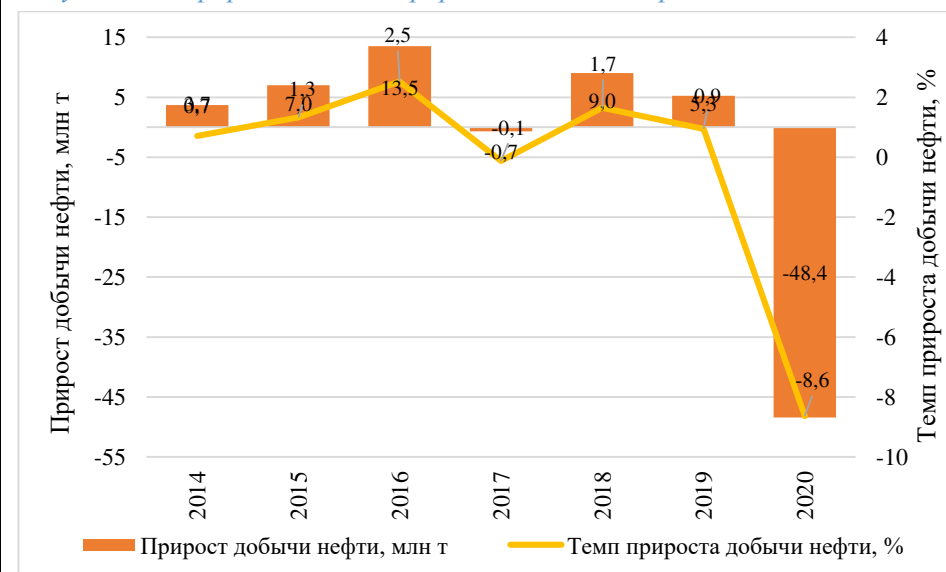


Рисунок 5.2. Прирост и темп прироста добычи нефти в России





## Региональная структура добычи нефти: по макрорегионам

Промышленная нефтегазонасность установлена в 37 субъектах Российской Федерации. Добыча нефти в России сосредоточена в Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях (НГП). Ведется также добыча в Тимано-Печорской и Северо-Кавказской НГП. Высокими темпами идет широкомасштабное освоение запасов Охотоморской и Лено-Тунгусской провинций. Всего добыча нефти осуществляется в 33 субъектах.

Главный центр российской нефтяной промышленности – Западная Сибирь, где добывается 57 % российской нефти. Однако высокая степень выработанности и обводненности крупнейших базовых месторождений региона и освоение новых районов нефтедобычи на Востоке приводит к снижению доли Западной Сибири в региональной структуре добычи нефти.

Нефтедобывающая промышленность европейской части представлена преимущественно традиционными районами нефтедобычи в рамках Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП. Поддержание уровня добычи на месторождениях с высокой степенью выработанности и низким качеством нефтей, характеризующихся высокой вязкостью и содержанием серы, обеспечивается благодаря активному внедрению новых технологий на месторождениях. Помимо традиционных районов нефтедобычи, в европейской части также развиваются новые направления нефтедобычи, в частности высокими темпами идет освоение месторождений на шельфе Каспийского моря. Тем не менее в течение последних четырех лет происходит снижение доли региона в структуре добычи. Так, в 2020 г. в европейской части добыто 148,3 млн т нефти, или 28,9 % от общего объема добычи в России.

Развитие транспортной инфраструктуры в восточном направлении с выходом на рынок стран АТР привело к интенсификации освоения ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока. Наиболее динамично добыча растет в Республике Саха (Якутия), а также восточной части Красноярского края. В 2020 г. доля Восточной Сибири и Дальнего Востока в региональной структуре добычи выросла с 13,5 до 14,1 %. Тем не менее объем добычи сократился на 3,9 млн т, из которых 2,7 млн т пришлось на Ванкорское месторождение (рис. 5.3, 5.4).

Рисунок 5.3. Структура добычи нефти в России по макрорегионам

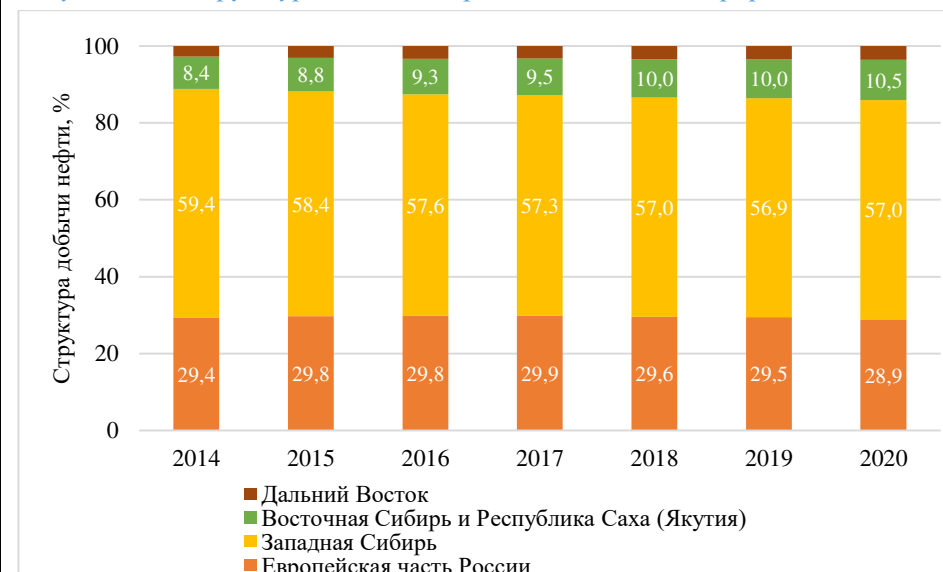
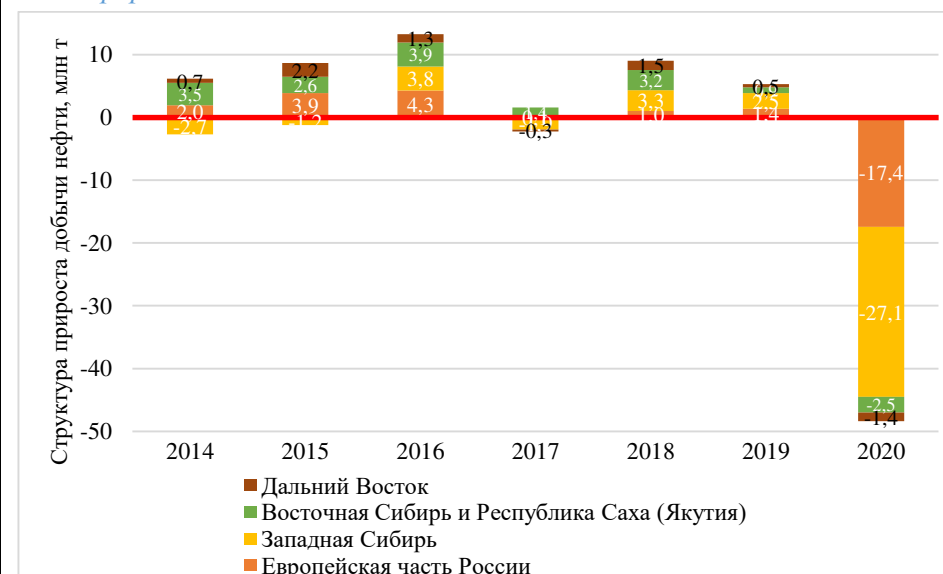


Рисунок 5.4. Структура прироста добычи нефти в России по макрорегионам



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России, Росстат



## Региональная структура добычи нефти: по федеральным округам

В структуре добычи нефти по федеральным округам доминирует Уральский федеральный округ, в границах которого располагается часть Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в том числе крупнейшие регионы по объёму добычи нефти (Ханты-Мансийский АО) и газового конденсата (Ямало-Ненецкий АО). Обязательства России по сокращению добычи нефти в 2020 г. более чем на 50 % выполнены за счет снижения добычи на месторождениях Уральского округа. По итогам года добыча нефти в ХМАО и на юге Тюменской области сократилась на 26,6 млн т. При этом в ЯНАО сохранилась тенденция последних 10 лет положительного прироста добычи газового конденсата. В целом добыча жидких углеводородов в округе сократилась на 24,8 млн т, а доля региона выросла до 55,6 %.

Приволжский федеральный округ – второй по объёму добываемой нефти. В пределах округа расположены традиционные регионы нефтедобычи, приуроченные к Волго-Уральской НГП. В 2020 г. добыча нефти в округе сократилась на 12,7 млн т и составила 106,2 млн т. Ресурсная база региона характеризуется прежде всего мелкими месторождениями и трудноизвлекаемыми запасами нефти. Доля округа в структуре добычи сократилась до 20,7 %.

В Сибирский федеральный округ входят одни из наиболее динамично развивающихся регионов нефтедобычи в предыдущее десятилетие – Иркутская область и Красноярский край. Так, в период 2008–2018 гг. добыча нефти в округе выросла почти в 4 раза: с 14 до 53,1 млн т. Также в регионе ожидается реализация проектов, которые могут стать центрами роста нефтедобычи в предстоящее десятилетие. Тем не менее в течение последних двух лет добыча нефти в округе сокращается, а его доля в структуре добычи в 2020 г. снизилась до 8,7 %.

В 2020 г. Дальневосточный федеральный округ расположился на четвертом месте по объёму добычи нефти. По итогам года добыча выросла на 0,4 млн т и составила 34,5 млн т. Доля региона в структуре добычи выросла до 6,7 %.

Доля Северо-Западного федерального округа в структуре добычи по итогам 2020 г. составила 5,4 %. Объём добычи нефти сократился на 3,6 млн т и составил 27,6 млн т (рис. 5.5, 5.6).

Рисунок 5.5. Структура добычи нефти по федеральным округам

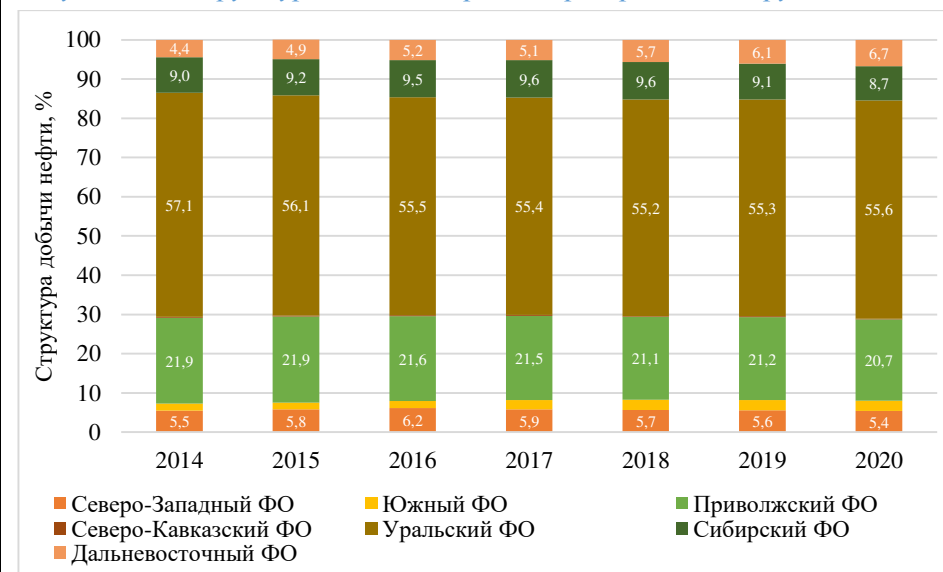
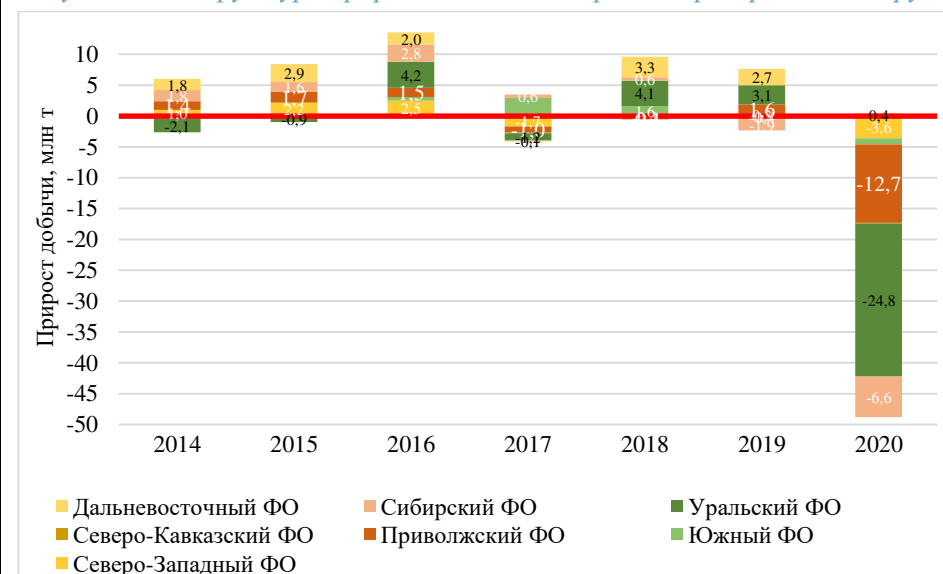


Рисунок 5.6. Структура прироста добычи нефти по федеральным округам



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России, Росстат





## Нефтяная промышленность Северо-Западного ФО





## Региональная структура добычи нефти: Северо-Западный федеральный округ

Основной сырьевой базы в Северо-Западном ФО является Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, в пределах которой располагаются административные границы Республики Коми и Ненецкого автономного округа. Помимо Тимано-Печорской провинции, добыча нефти также осуществляется в Калининградской области, включая шельф.

В 2020 г. динамика добычи нефти в СЗФО соответствовала общей тенденции и составила 27,6 млн т, что на 3,6 млн т меньше, чем в предыдущем году. При этом в Ненецком автономном округе добыча сократилась на 1,9 млн т, в Калининградской области снижение составило на 54 тыс. т. В Республике Коми положительная динамика добычи нефти последних лет сменилась снижением на 1,6 млн т.

Развитие нефтедобычи в Республике Коми идет с 1920-х гг. Пик добычи нефти приходится на середину 1980-х гг., когда добывалось более 19 млн т нефти в год, однако в течение 10 лет добыча сократилась до 7 млн т. С середины 1990-х гг. по настоящее время происходит восстановление добычи нефти, что связано с интенсификацией добычи тяжелых и высоковязких нефтей. Крупнейшей нефтедобывающей компанией на территории Республики является «ЛУКОЙЛ-Коми». Несмотря на общее снижение добычи нефти, в республике продолжается реализация приоритетных проектов, в частности разработка пермокарбоновой залежи Усинского месторождения и освоение Ярегского месторождения, добыча на которых выросла на 0,3 млн т и составила 5,2 млн т. Всего по итогам 2020 г. добыча нефти в Республике Коми составила 13 млн т (рис. 5.7, 5.8).

Промышленная добыча нефти в Ненецком автономном округе началась в 1988–1989 гг. на Харьягинском месторождении. Всего в НАО открыто 86 нефтяных месторождений: два крупных месторождения (Харьягинское и им. Р. Требса), с начальными запасами более 100 млн т, четыре месторождения с начальными запасами 50–100 млн т, 17 месторождений с запасами 15–50 млн т. Однако большинство относятся к группе мелких. Крупнейшие недропользователи на территории округа – «ЛУКОЙЛ-Коми», «РН-Северная нефть», «Башнефть-Полюс» и «Зарубежнефть-добыча Харьяга», действующая в рамках СРП. В последние годы в округе происходит «проедание» запасов нефти, что связано с низким уровнем ГРП. При этом степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти составляет 32,2%, что свидетельствует о высоком потенциале прироста запасов. На территории округа ведется разработка 48 месторождений, добыча нефти в 2020 г. сократилась на 1,9 млн т и составила 14,1 млн т.

Рисунок 5.7. Добыча нефти в Северо-Западном федеральном округе

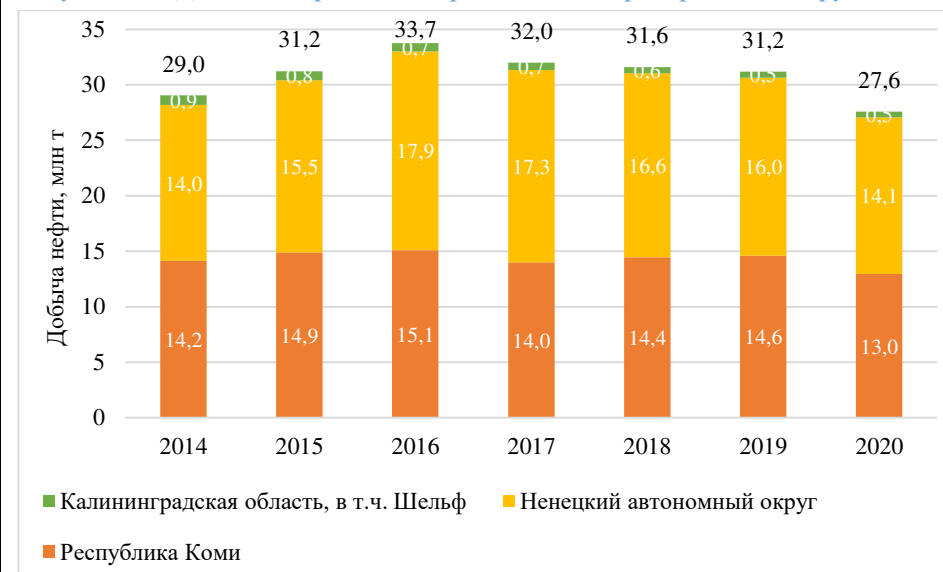
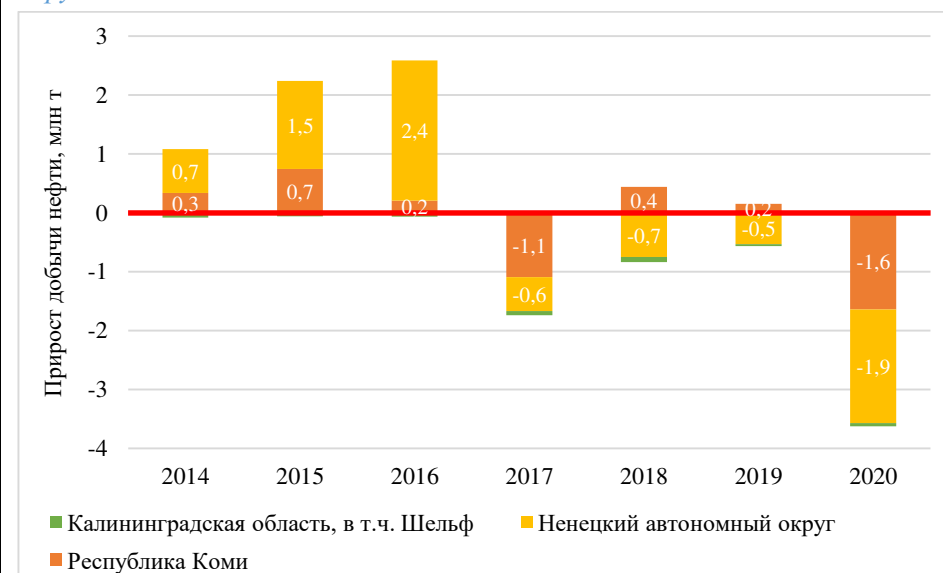


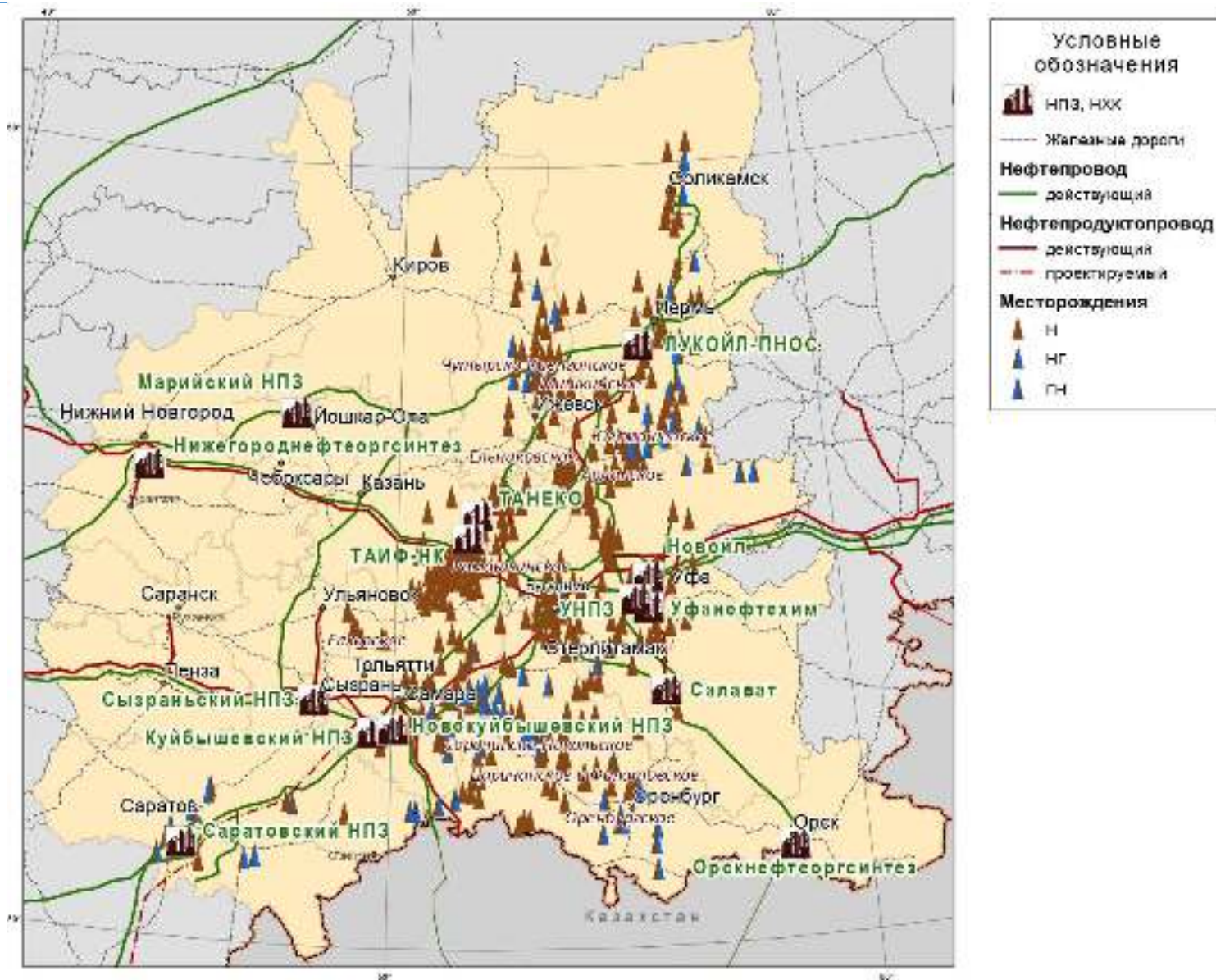
Рисунок 5.8. Прирост добычи нефти в Северо-Западном федеральном округе



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России, Росстат



## Нефтяная промышленность Приволжского ФО





## Региональная структура добычи нефти: Приволжский федеральный округ

Приволжский федеральный округ, расположенный в основном в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, является традиционно одним из наиболее развитых нефтегазовых регионов России. Ресурсная база ПФО отличается высокой плотностью и вязкостью запасов нефти. Месторождения имеют высокую степень выработанности и обводненности.

Из 1581 месторождений к категории мельчайших относятся 951 (с запасами менее 1 млн т), к категории мелких – 423 (1–5 млн т), к категории средних – 192 (5–30 млн т), к категории крупных – 15 (30–300 млн т). Текущие извлекаемые запасы составляют около 4,5 млрд т, при этом основная часть сосредоточена на мелких и мельчайших месторождениях. Перспективные ресурсы (категория D<sub>0</sub>) составляют более 1,5 млрд т. Основная часть перспективных ресурсов сосредоточена в Саратовской (27,8 %) и Оренбургской (26,2 %) областях. Активное освоение мелких и мельчайших месторождений стало одним из приоритетных направлений региональной политики и одним из определяющих факторов в удержании добычи нефти в регионе.

В 2020 г. объём добычи нефти в регионе сократился на 10,7 % и составил 106,2 млн т, что стало самым низким показателем с 2008 г. Крупнейшие нефтедобывающие центры в округе – Республика Татарстан и Оренбургская область, на которые приходится более 50 % региональной добычи (рис. 5.9, 5.10).

Более всего добыча сократилась в Татарстане (–4 млн т) и Башкортостане (–5 млн т), причем для Башкортостана сокращение составило почти треть от уровня добычи 2019 г.

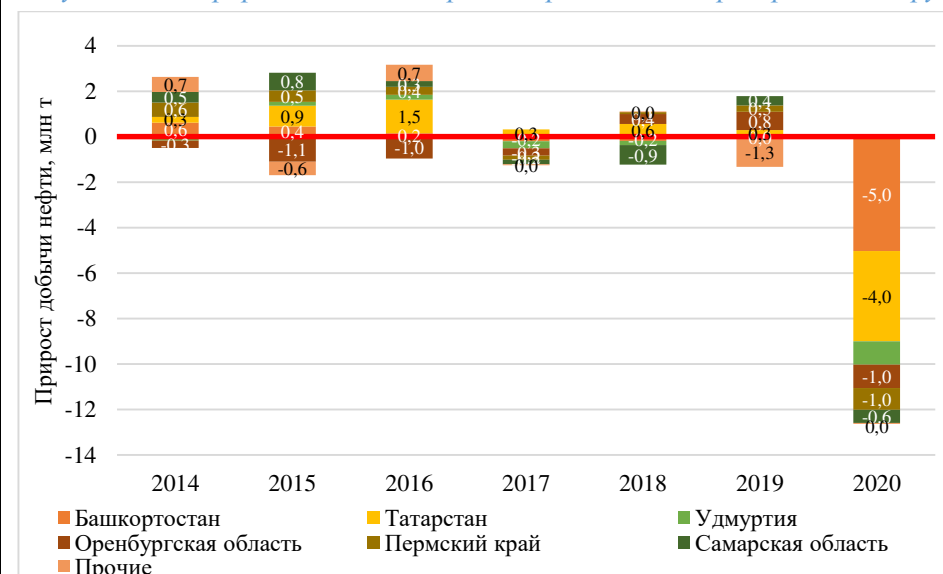
На фоне падающей добычи в течение последних четырёх лет, в Башкирии планируется стимулирование развития нефтедобычи малыми нефтяными компаниями. Так, в 2020 г. создана Ассоциация малых нефтяных компаний, и поставлена цель к 2025 г. увеличить добычу малыми компаниями до 1 млн т нефти.

Лидерами по развитию МНК являются и Оренбургская область и Татарстан, где на малые компании приходится до 20 % региональной добычи нефти. Благодаря развитой в регионе инфраструктуре разработка мелких и мельчайших месторождений является рентабельной, а начало их освоения возможно в короткие сроки.

Рисунок 5.9. Добыча нефти в Приволжском федеральном округе



Рисунок 5.10. Прирост добычи нефти в Приволжском федеральном округе



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России, Росстат



## Нефтяная промышленность Уральского ФО





## Региональная структура добычи нефти: Уральский федеральный округ

В пределах Уральского федерального округа располагаются базовые нефте- и газодобывающие регионы России: Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа. В 2020 г. на регион легло основное бремя по сокращению добычи нефти. Суммарная добыча нефти и газового конденсата в федеральном округе сократилась на 24,8 млн т и составила 285,3 млн т (рис. 5.11, 5.12).

В 2018 г. в ХМАО впервые за 10 лет удалось остановить падение добычи нефти. Стабилизировать уровень добычи позволило наращивание объемов эксплуатационного бурения. При этом даже при падении добычи в 2020 г. объем бурения практически не сократился. Так, в 2019 г. объем бурения составил около 17 млн м, в 2020 г. – 16,9 млн м. Таким образом, в регионе сохраняется высокий потенциал восстановительного роста добычи нефти. По итогам 2020 г. добыча нефти в ХМАО сократилась на 25,3 млн т. При этом на отдельных месторождениях, находящихся в начальной стадии разработки, продолжился рост добычи: им. Московцева (+1,3 млн т) и им. А. Жагрина (+0,8 млн т).

Несмотря на падение спроса на нефть и обязательствам по сокращению добычи, в ЯНАО сохранилась тенденция роста добычи жидких углеводородов. В 2020 г. добыча нефти и конденсата в ЯНАО составила 63,3 млн т, что на 1,8 млн т выше уровня предыдущего года. При этом добыча нефти выросла на 6,7 %, добыча конденсата сократилась на 1,3 %.

Ранее «Газпром нефть» приступила к проектам освоения ачимовских нефтяных залежей Ямбургского (добыча с 2024 г.) и нефтяных оторочек Песцового и Ен-Яхинского (добыча с 2021 г.) месторождений, в рамках проекта добыча составит до 10 млн т в год. В перспективе рост добычи газового конденсата также поддержит разработка неоком-юрских залежей Бованенковского и Харасавэйского месторождений. В 2021 г. в ЯНАО прогнозируется увеличение добычи газового конденсата на 47 %. Таким образом, суммарная добыча нефти и газового конденсата по итогам года может возрасти до 73 млн т.

На юге Тюменской области добыча нефти в 2020 г. сократилась на 1,3 млн т и составила 11,2 млн т. Интенсификация добычи на юге Тюменской области началась в 2009 г. с промышленной добычи нефти на крупнейшем в регионе Усть-Тегусском месторождении. С 2015 г. уровень добычи в регионе поддерживается на уровне 11–12,6 млн т.

Рисунок 5.11. Добыча нефти в Уральском федеральном округе

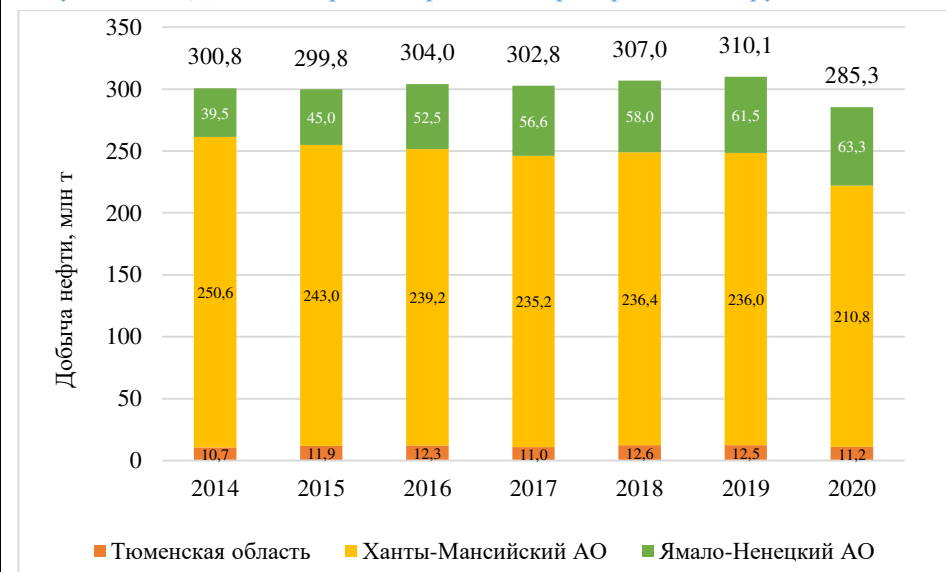
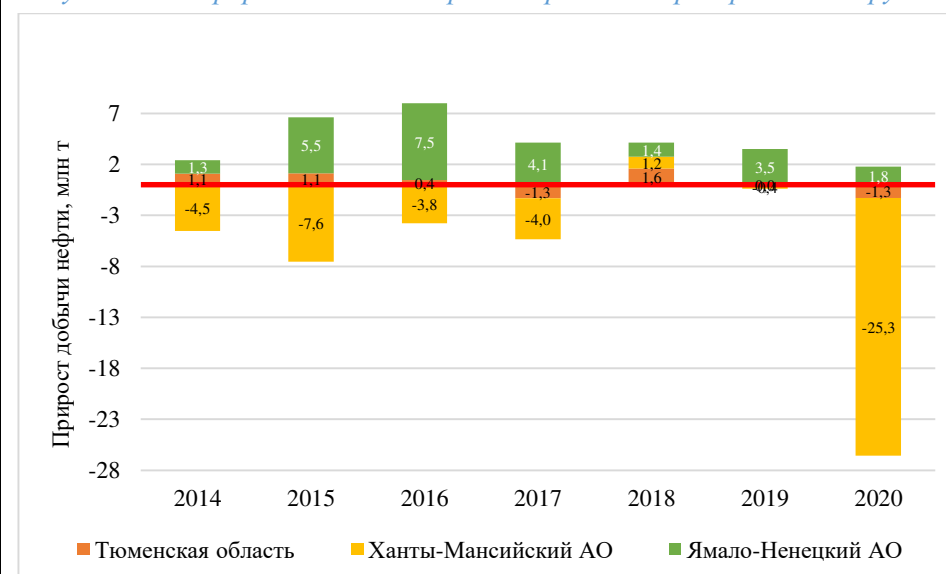


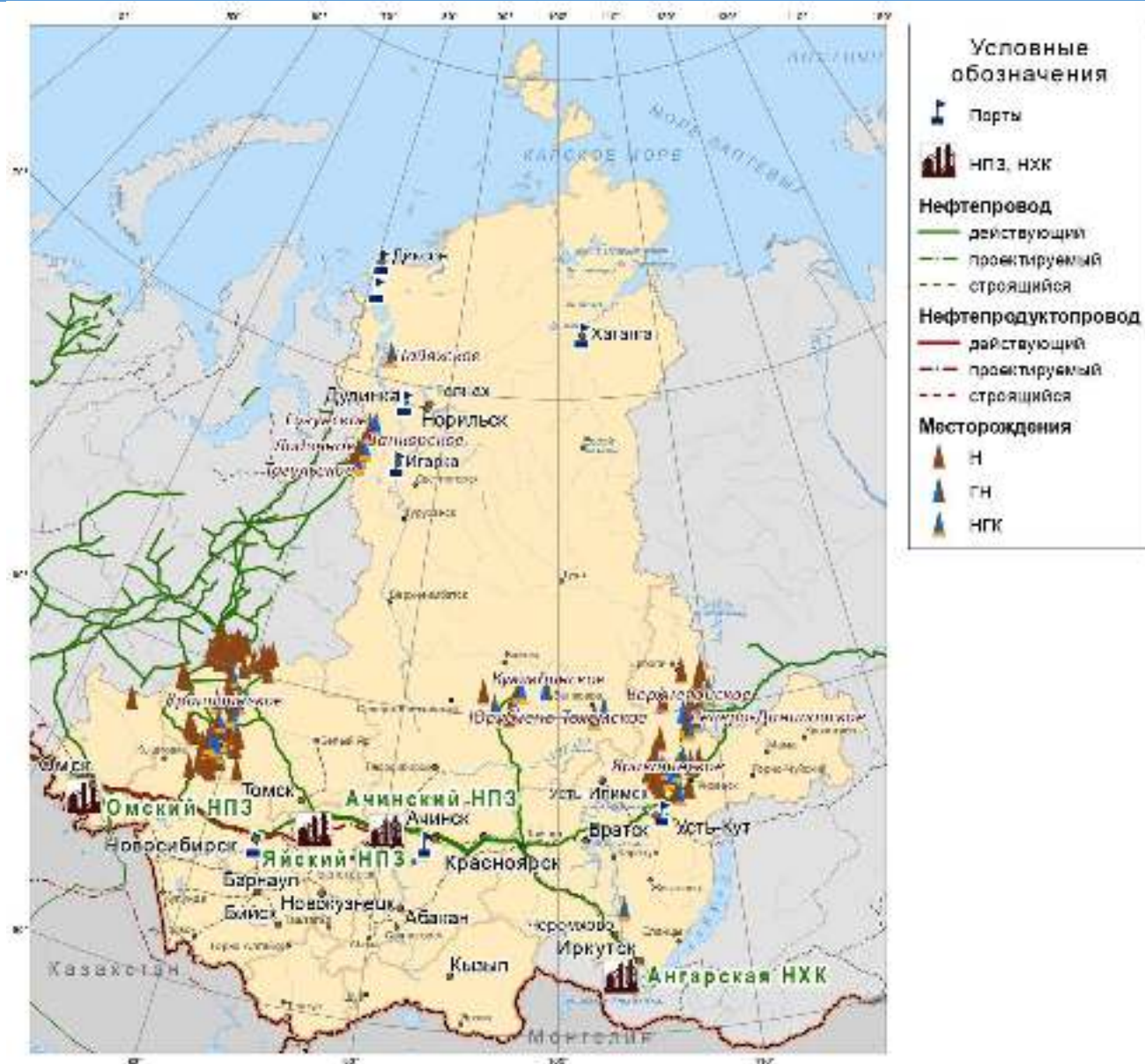
Рисунок 5.12. Прирост добычи нефти в Уральском федеральном округе



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России, Росстат



## Нефтяная промышленность Сибирского ФО



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН



## Региональная структура добычи нефти: Сибирский федеральный округ

Сибирский федеральный округ частично расположен на территории южных нефтедобывающих регионов Западной Сибири (Томская, Новосибирская, Омская области), а также регионов Восточной Сибири (Красноярский край и Иркутская область). В нефтегазоносном плане федеральный округ включает южные территории Западно-Сибирского НГБ и западные территории Лено-Тунгусского НГБ.

По итогам года темпы снижения добычи нефти и конденсата в Сибирском округе оказались выше среднероссийского уровня. Так, в 2020 г. добыча в регионе сократилась на 12,9 % и составила 44,6 млн т (рис. 5.13, 5.14). Доля округа в региональной структуре добычи нефти сократилась до 8,7 %. Снижение добычи происходило за счет месторождений с высокой степенью выработанности в Томской области, а также месторождений Красноярского края, находящихся на падающей стадии добычи.

Существенно сократилась добыча нефти в Красноярском крае (–3,7 млн т). Снижение обусловлено продолжающимся падением добычи на Ванкорском и Сузунском месторождениях: в 2020 г. добыча сократилась соответственно на 2,7 млн т и 0,7 млн т. Частично это падение компенсируется за счет разработки других месторождений Ванкорского кластера: Тагульского и Лодочного. Также продолжается планомерная разработка уникального Куюмбинского месторождения, относящегося к Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления. В 2020 г. добыча нефти на месторождении выросла на 0,5 млн т и составила 1,5 млн т. Выход Куюмбинского месторождения на проектный уровень добычи в 10,8 млн т запланирован на 2029 г. Перспективы развития нефтедобычи в Красноярском крае также связаны с разработкой Пайяхской группы месторождений и Западно-Иркинского участка в рамках проекта «Восток Ойл».

В Иркутской области добыча нефти сократилась на 0,6 млн т и составила 17,3 млн т. Сокращение добычи в Иркутской области обусловлено прежде всего обязательствами в рамках ОПЕК+. Так, добыча нефти и газового конденсата компанией «ИНК-Запад», разрабатывающей Ичединское, Ярактинское, Большетирское месторождения, сократилась на 0,4 млн т. В то же время продолжился рост добычи на Ярактинском месторождении. Также в регионе некоторые месторождения находятся на падающей стадии добычи, однако их вклад в сокращение добычи составил около 0,3 млн т. Так, добыча на Верхнечонском месторождении сократилась на 0,15 млн т и составила 7,7 млн т, на Дульсиминском – на 0,1 млн т и составила 0,9 млн т.

В Томской области ускорилось падение добычи нефти и газового конденсата. Помимо обязательств в рамках ОПЕК+ снижению добычи также способствовало и сокращение внутреннего спроса. В результате в 2020 г. добыча составила 6,9 млн т.

Рисунок 5.13. Добыча нефти в Сибирском федеральном округе

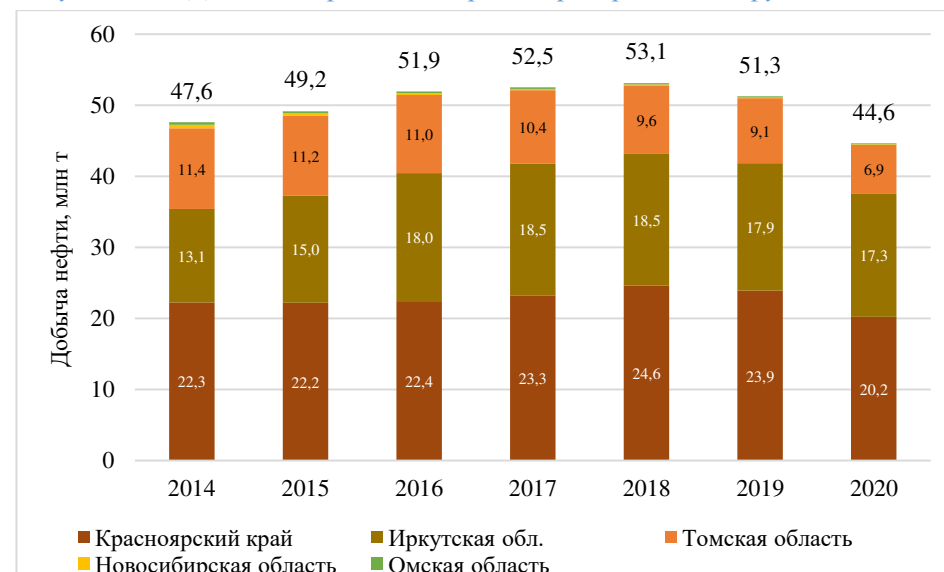
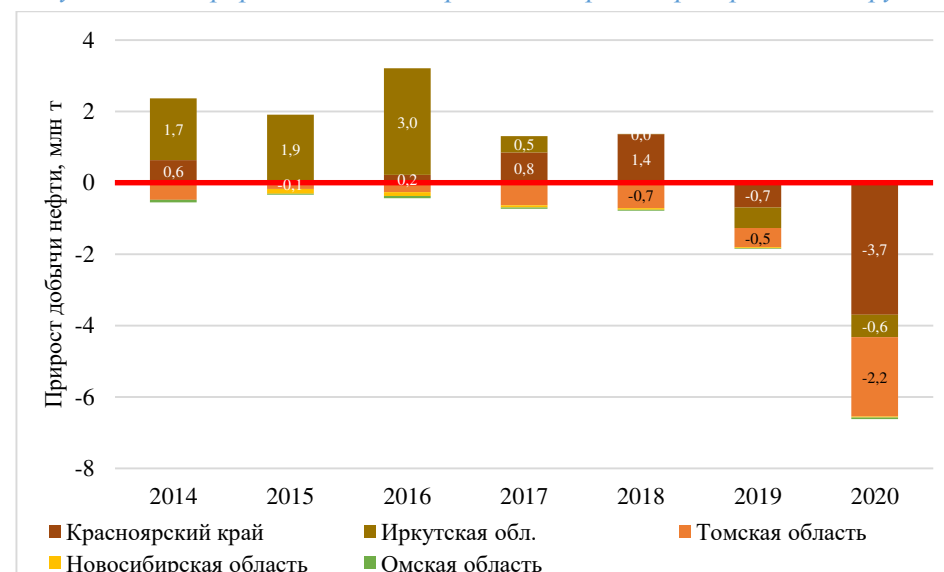


Рисунок 5.14. Прирост добычи нефти в Сибирском федеральном округе



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России, Росстат





## Нефтяная промышленность Дальневосточного ФО



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН



## Региональная структура добычи нефти: Дальневосточный федеральный округ

Добыча нефти в Дальневосточном ФО сосредоточена на территории Республики Саха (Якутия) и Сахалинской области (включая шельф). В нефтегазоносном плане федеральный округ включает восточные территории Лено-Тунгуской НПП.

Несмотря на обязательства России по сокращению добычи нефти, в округе сохранилась положительная тенденция увеличения нефтедобычи. Это обусловлено расположением на территории округа перспективных центров нефтегазодобычи с активно развивающейся инфраструктурой. По итогам 2020 г. добыча нефти и газового конденсата в ДВФО составила 34,5 млн т, что на 0,4 млн т больше, чем в предыдущем году. В региональной структуре добычи нефти доля Дальневосточного округа выросла до 6,7 %.

В 2020 г. добыча нефти в Сахалинской области (включая шельф) составила 18,3 млн т, что на 1,4 млн т меньше, чем в предыдущем году (рис.5.15, 5.16). 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-Сахалин-Морнефтегаз», «Петросах» и ОГУП «Сахалинская нефтяная компания». Снижение добычи нефти имеет преимущественно плановый характер и связано с проведением ремонтных работ, плановыми комплексными технологическими остановками. В 2021 г. ожидается дальнейшее снижение добычи до уровня 14,9 млн т.

Добыча нефти и конденсата в Республике Саха (Якутия) в 2020 г. составила 16,2 млн т, что на 1,8 млн т больше, чем в предыдущем году. Существенный прирост добычи нефти в республике связан с продолжением промышленной эксплуатации одного из крупнейших активов ПАО «НК "Роснефти"» – Среднеботуобинского месторождения. По итогам года добыча нефти на месторождении выросла на 21,4 % и составила 4,8 млн т. Выход на полку добычи в 5 млн т нефти в год планируется в 2021 г. Независимая компания АО «РНГ», разрабатывающая восточный блок месторождения также значительно увеличила добычу до 1,1 млн т.

В 2021 г. «Газпром нефть» запустила трубопроводные поставки нефти с Чаинского месторождения. Это позволит увеличить добычу на нефтяной оторочке до 1,5 млн т в год.

Добыча нефти на разрабатываемых месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» в 2020 г. выросла на 0,5 млн т и составила 9,9 млн т – Алинском, Восточно-Алинском, Северо-Талаканском, Талаканском и Южно-Талаканском.

Рисунок 5.15. Добыча нефти в Дальневосточном федеральном округе

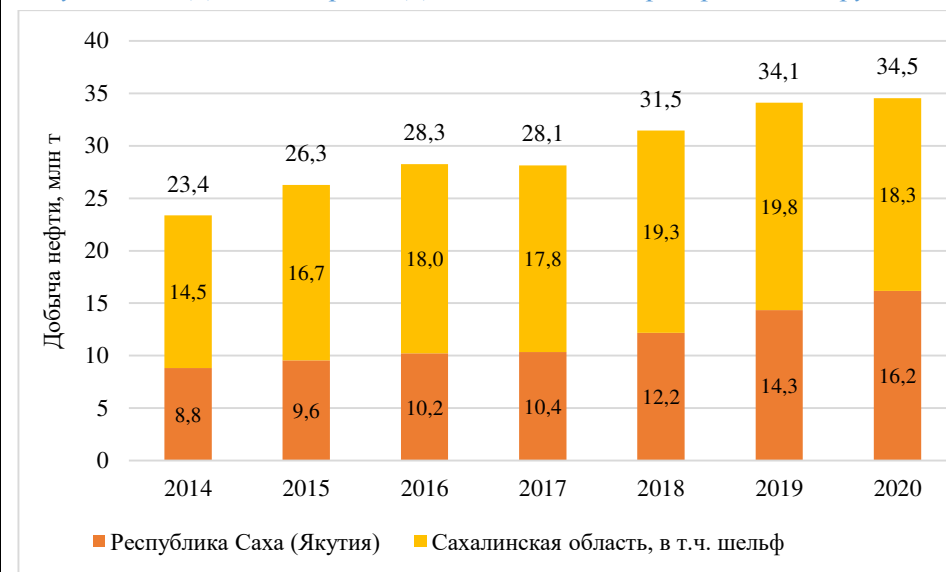
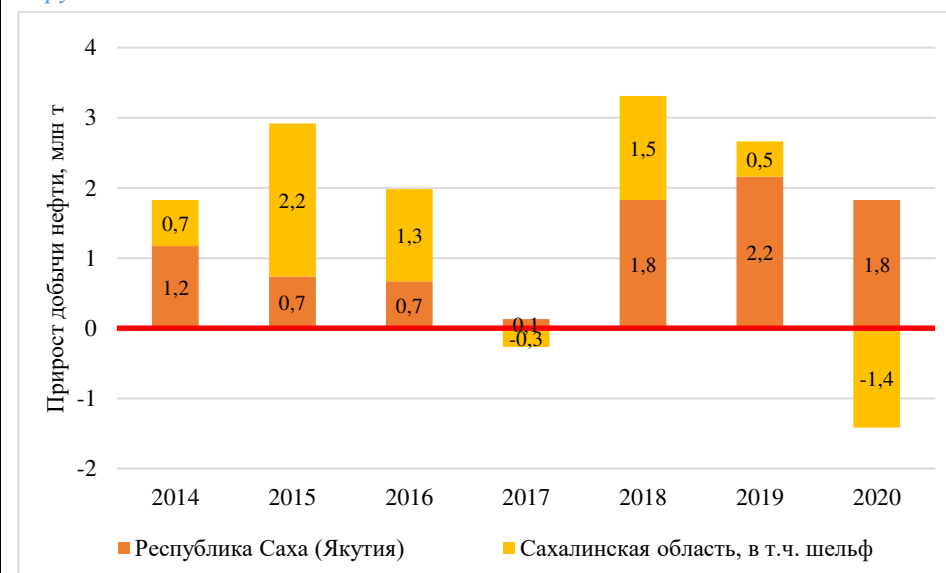


Рисунок 5.16. Прирост добычи нефти в Дальневосточном федеральном округе



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России, Росстат



## Организационная структура добычи нефти

По данным Минэнерго России, добычу нефти и газового конденсата на территории России осуществляют 285 организаций, из них 98 входят в структуру 11 вертикально-интегрированных компаний (ВИНК), преимущественно нефтедобывающих, и двух преимущественно газо- и конденсатодобывающих. Количество независимых добывающих компаний, не входящих в структуру ВИНК, – 184. На условиях соглашений о разделе продукции в России работают три компании.

В структуре добычи нефти и конденсата 78,5 % приходится на ВИНК, независимыми компаниями добывается 17,9 % углеводородов, а на долю СРП приходится 3,6 % добычи.

В период 2007–2019 гг. стабильно положительную динамику прироста добычи нефти в России показывали независимые нефте- и газодобывающие компании, так или иначе формально не входящие в структуру ВИНК. Средний темп прироста добычи нефти независимыми компаниями за последние 10 лет составил 7,8 %. Кризис 2020 г. в меньшей степени отразился на уровне добычи независимыми компаниями. Так по итогам 2020 г. добыча независимыми компаниями сократилась на 3 %, в то время как ВИНК вынуждены были снизить добычу на 10 % (рис. 5.17, 5.18).

Доля нефтегазовых компаний, контролируемых государством («Роснефть», «Газпром» и «Газпром нефть» без учета неконсолидированных активов), составила 46,4 %, что на 1,4 % больше уровня предыдущего года.

Все большее влияние на инвестиционную привлекательность компании и доступ к финансовым инструментам оказывают показатели экологической эффективности компаний и «углеродный след». Это стимулирует российские добывающие компании разрабатывать стратегии по снижению выбросов парниковых газов. Так, «Татнефть» ставит цель стать углеродно-нейтральной к 2050 г., а к 2030 г. снизить выбросы на 20 %. «Роснефть» в 2020 г. утвердила «план по углеродному менеджменту до 2035 г.», согласно которому к 2035 г. планируется сократить удельные выбросы CO<sub>2</sub> в разведке и добыче на 30 %. «Газпром» осуществляет подготовку сценариев устойчивого развития компании до 2050 г. с учетом низкоуглеродного тренда мировой экономики.

Рисунок 5.17. Организационная структура добычи нефти в России

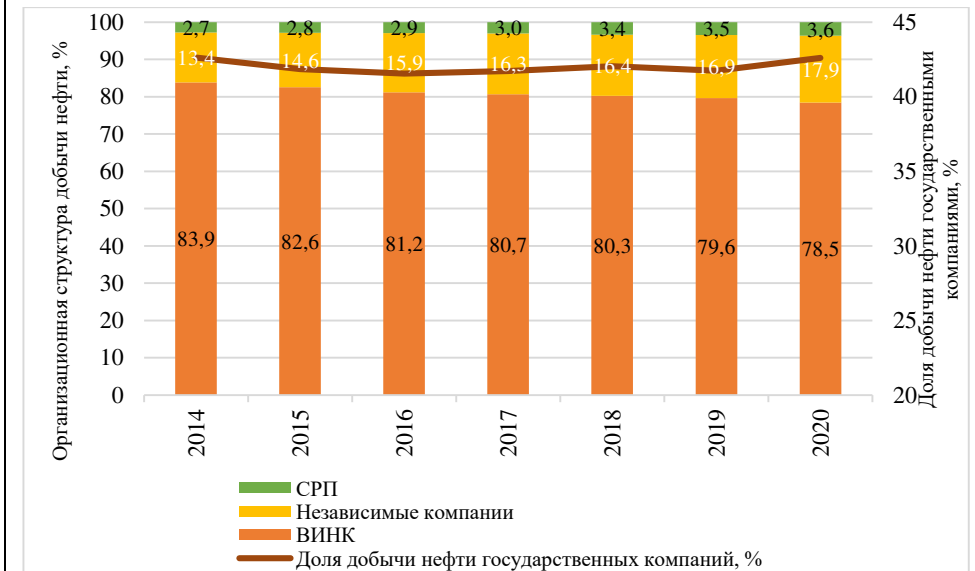
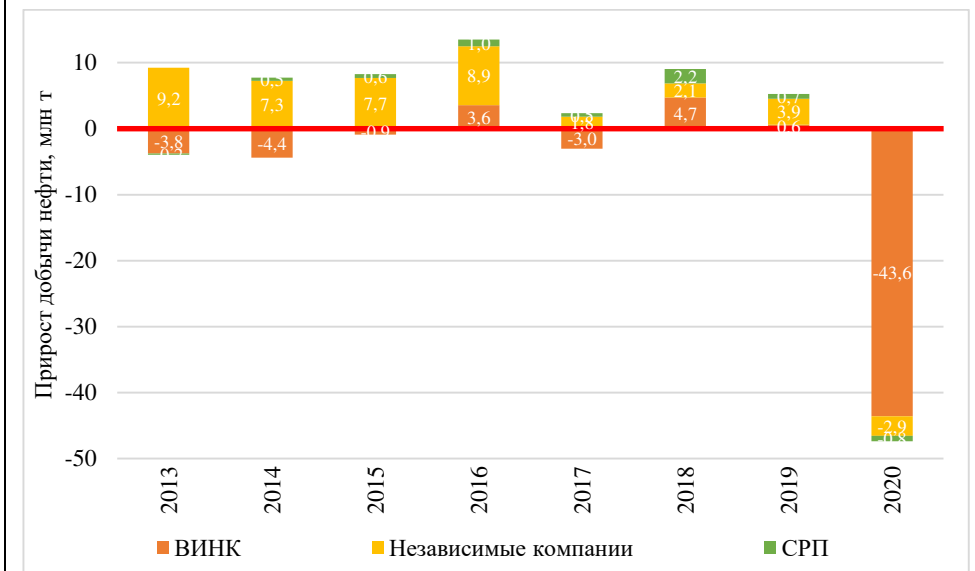


Рисунок 5.18. Организационная структура прироста добычи нефти в России



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минэнерго России



## Организационная структура добычи нефти по компаниям

Крупнейшая компания по объёму добычи жидких углеводородов в России – «Роснефть». В 2020 г. добыча на дочерних добывающих предприятиях компании на территории России составила 180 млн т, или 35,1 % от добычи нефти в России.

Вторая компания по объёму добычи жидких углеводородов – ЛУКОЙЛ. По итогам года добыча на дочерних предприятиях компании с учетом доли в добыче зависимых обществ составила 73,4 млн т, доля компании в организационной структуре добычи составила 14,3 %.

Третья компания по объёму добычи – «Сургутнефтегаз», на долю которой приходится 10,7 % или 54,8 млн т. Таким образом, на три крупнейшие вертикально-интегрированные нефтяные компании приходится более 60 % добычи нефти в России.

Динамика добычи нефти российскими нефтедобывающими компаниями в 2020 г. обусловлена обязательствами России по сокращению добычи нефти в рамках соглашения ОПЕК+. В соответствии с занимаемой долей наибольшее бремя по сокращению добычи легло на компанию «Роснефть». По итогам года добыча сократилась на 15,2 млн т или на 7,8 %. Компания «ЛУКОЙЛ» снизила добычу на 10,6 % или 8,7 млн т. «Сургутнефтегаз» сократил добычу на 9,9 % или 6 млн т. Несмотря на внешние ограничения объёмов добычи и падение цен на нефть в 2020 г., компании продолжили развитие приоритетных проектов и запуск новых высокомаржинальных проектов. В то же время, несмотря на снижение добычи на прочих месторождениях без консервации скважин, использование режима периодической эксплуатации скважин позволяет компаниям более оперативно реагировать на смягчение ограничений добычи нефти.

Рисунок 5.19. Добыча нефти в России по компаниям

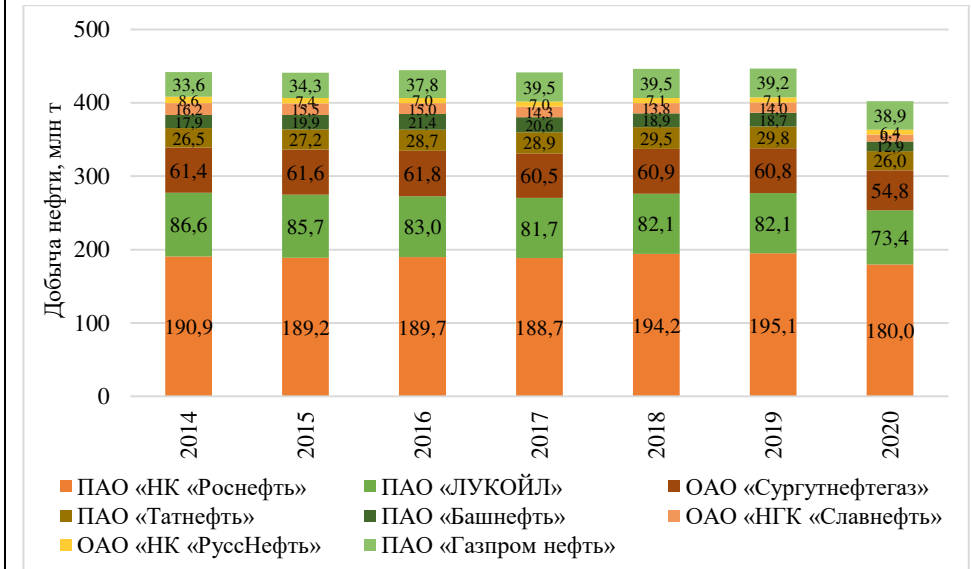
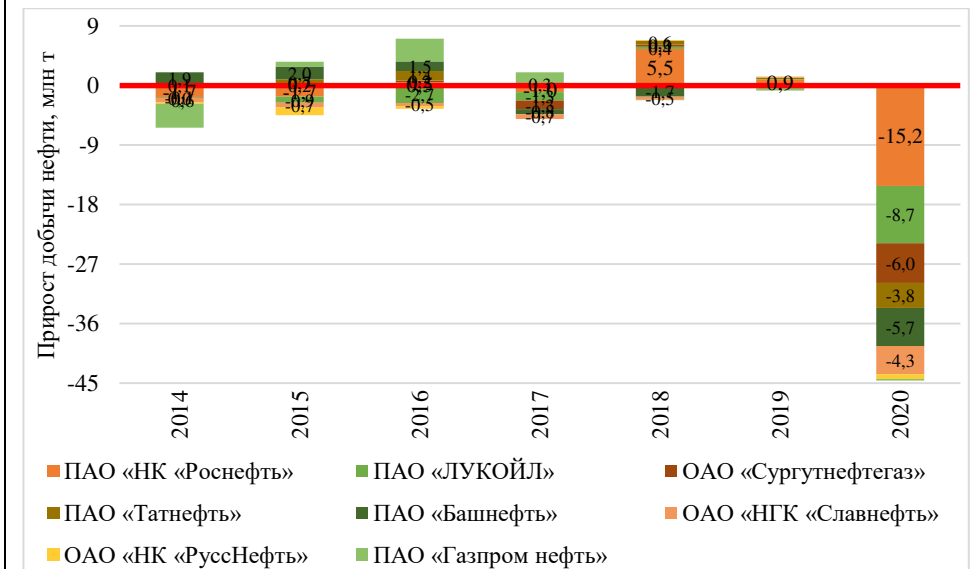


Рисунок 5.20. Прирост добычи нефти в России по компаниям



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минэнерго России, данные компаний



## Организационная структура добычи нефти ПАО «Роснефть»

В 2020 г. добыча нефти «НК "Роснефть"» сократилась на 7,8 % и составила 180 млн т (рис. 5.21). Доля крупнейшей нефтедобывающей компании России без учета доли добычи в зависимых обществах составила 35,1 %. На производственные показатели добывающих подразделений существенное влияние оказывает обязательства России по сокращению добычи нефти в рамках соглашения ОПЕК+.

Несмотря на внешние ограничения, компания продолжает развитие новых проектов, а также поддерживает зрелые месторождения. По итогам 2020 г. проходка в эксплуатационном бурении выросла на 9,4 % и составила 10,5 млн м, объем разведочного бурения вырос на 18,4 %. Эксплуатационный фонд скважин сократился на 2,2 %, при этом неработающий фонд скважин вырос на 60 %: с 7,2 тыс. до 11,5 тыс.

Крупнейшее добывающее подразделение компании «РН-Юганскнефтегаз» по итогам года сократило добычу на 4,5 млн т до уровня 65 млн т. Предприятие ведет геологоразведку и разработку месторождений на 38 лицензионных участках, накопленная добыча превысила 2,5 млрд т нефти. Развитие компании связано с освоением запасов низкопроницаемых коллекторов, а также высокой степени обводненности.

Вместе с тем компания продолжает развитие новых кластеров, прежде всего в Иркутской области, Красноярском крае и Республике Саха (Якутия). В рамках реализации Даниловского кластера в 2020 г. состоялся запуск Северо-Даниловского месторождения в Иркутской области и обеспечены трубопроводные поставки нефти до Верхнечонского месторождения. В рамках развития Ванкорского кластера выросла добыча нефти на Тагульском месторождении до 2 млн т. В 2021 г. стартовали подготовительные работы и строительство инфраструктурных объектов для проекта «Восток Ойл». Так, «Восток Ойл» и АО «ОЭК» заключили договор на строительство терминала «Порт Бухта Север» с мощностью на первом этапе до 30 млн т. Продолжается освоение месторождений Юрубчено-Тохомской зоны. В 2020 г. добыча на Куюмбинском месторождении выросла до 1,5 млн т. Выход на «полку» добычи в 10,8 млн т запланирован на 2029 г. В Республике Саха (Якутия) «Таас-Юрях Нефтегаздобыча» выходит на проектный уровень добычи Среднеботуобинское месторождение. В 2020 г. добыча выросла на 0,8 млн т и составила 4,8 млн т. Продолжается реализация проекта Эргинского кластера в ХМАО. Так, в 2020 г. стартовала разработка Эргинского лицензионного участка.

5.21. Добыча нефти ПАО «Роснефть»

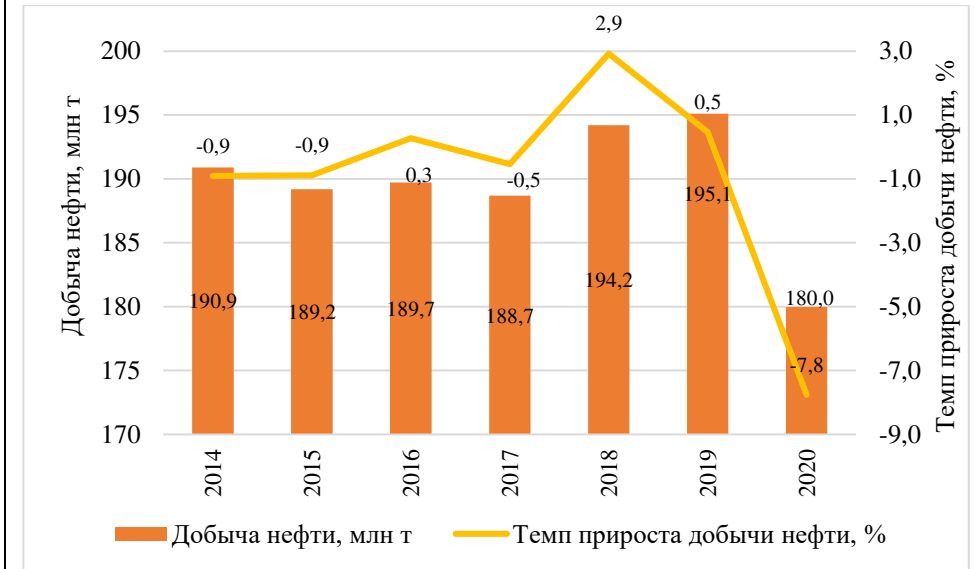
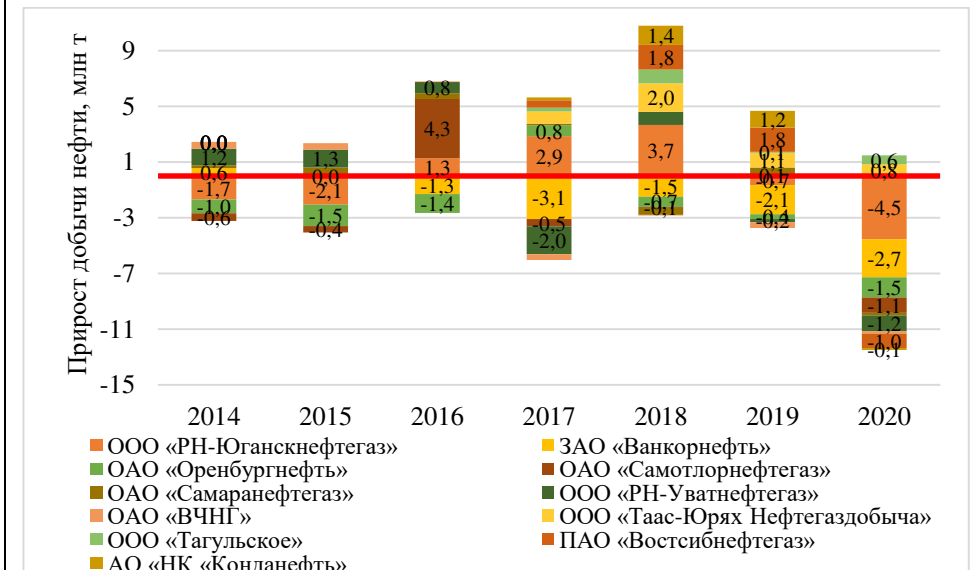


Рисунок 5.22. Структура прироста добычи нефти ПАО «Роснефть» по крупнейшим добывающим подразделениям



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний



## Организационная структура добычи нефти: ПАО «ЛУКОЙЛ»

ПАО «ЛУКОЙЛ» – вторая по объему добычи жидких углеводородов ВИНК. В 2020 г. добыча в дочерних и зависимых обществах компании на территории России составила 73,4 млн т. Доля компании в организационной структуре добычи сократилась до 14,3 %. По итогам года «ЛУКОЙЛ» сократила добычу на 8,7 млн т или на 10,6 % относительно уровня 2019 г. (рис. 5.23, 5.24). Большая часть снижения добычи пришлось на крупнейшие добывающие подразделения компании: «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и «ЛУКОЙЛ-Коми».

На крупнейшем подразделении компании «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» добыча углеводородов снижается с 2005 г., когда уровень добычи достиг 53,8 млн т. По итогам 2020 г. объем добычи сократился на 4,8 млн т и составил 29,4 млн т. Частично компенсировать падение добычи на зрелых месторождениях позволяет разработка месторождений им. В. Виноградова, им. Имилорского, Средне-Назымского и Пяяхинского, на которых объем добычи нефти и конденсата за год вырос на 20,4 % и составил 4,2 млн т.

Добыча нефти «ЛУКОЙЛ-Коми» в 2020 г. сократилась на 2 млн т и составила 14,1 млн т. При этом компания продолжила развитие проектов по добыче высоковязкой нефти на Ярегском и Усинском месторождениях: за год добыча выросла на 0,3 млн т и составила 5,2 млн т.

После четырех лет стабильного роста добыча нефти компанией «ЛУКОЙЛ-Пермь» сократилась на 0,9 млн т и составила 14 млн т. Снижение обусловлено прежде всего обязательствами по ограничению добычи нефти.

Компания «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», которая в течение пяти лет обеспечивала наиболее динамичный прирост добычи, по итогам 2020 г. сохранила уровень добычи на уровне 7,4 млн т. «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» занимается разработкой месторождений в акватории Каспийского моря. В 2020 г. накопленная добыча нефти на месторождениях компании на Северном Каспии составила 35 млн т. На месторождениях им. В. Филановского и им. Ю. Корчагина благодаря реализации программ бурения поддерживается добыча на проектных уровнях. Также компания продолжает обустройство месторождения им. В.И. Грайфера. В 2020 г. установлены опорные блоки ледостойкой стационарной платформы месторождения. Начало промышленной эксплуатации месторождения им. В.И. Грайфера запланировано на 2022 г., проектный уровень добычи составит 1,2 млн т.

Рисунок 5.23. Добыча нефти ПАО «ЛУКОЙЛ»

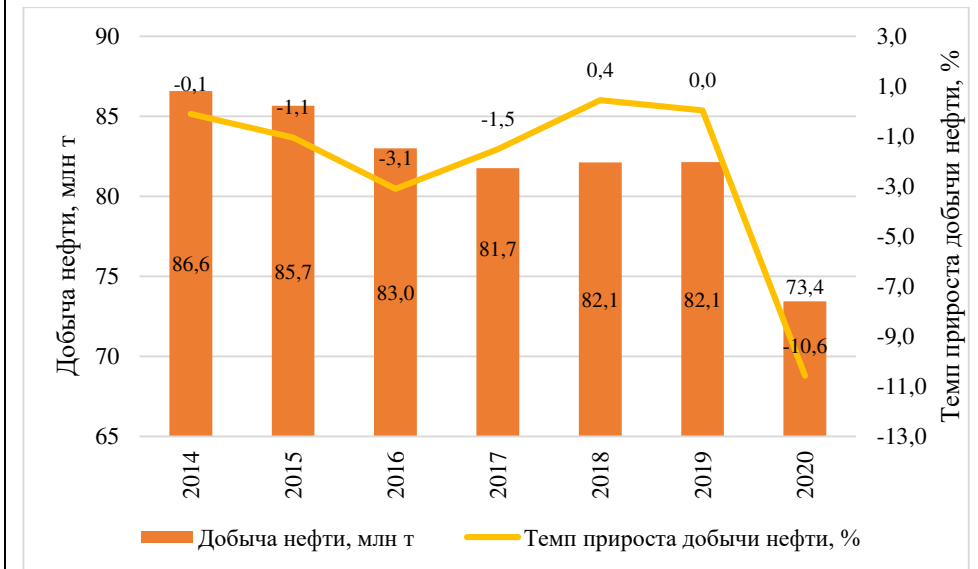
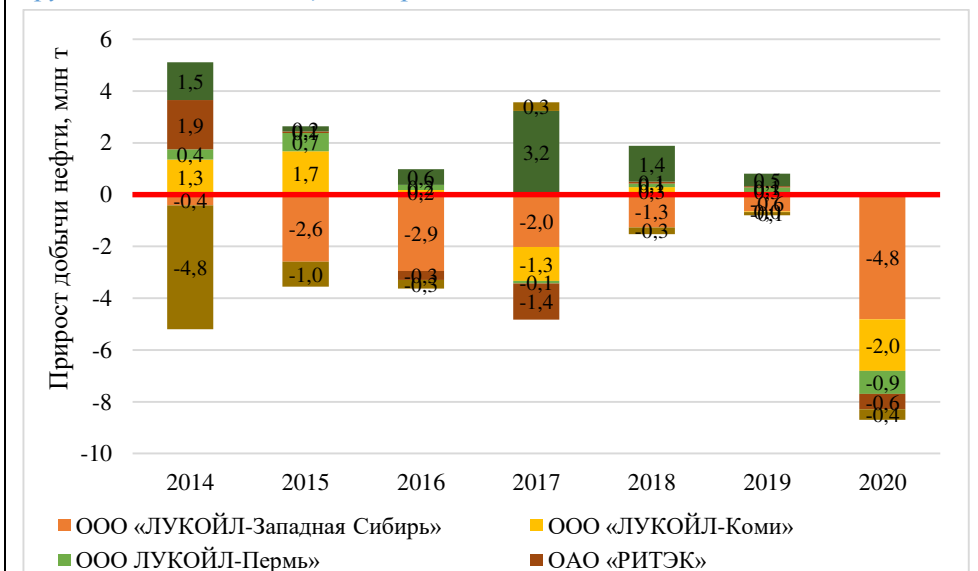


Рисунок 5.24. Структура прироста добычи нефти ПАО «ЛУКОЙЛ» по крупнейшим добывающим подразделениям



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний



## Организационная структура добычи нефти: ПАО «Газпром нефть»

Добыча нефти и газового конденсата ПАО «Газпром нефть» в 2020 г. составила 38,9 млн т. (рис. 5.25, 5.26) Доля компании (без учета совместных предприятий) в организационной структуре добычи составила 7,6 %. На «Газпром нефть» в наименьшей степени отразились обязательства России по сокращению добычи нефти в рамках соглашения ОПЕК+. По итогам года добыча компании сократилась менее чем на 0,3 млн т, или 0,6 %. При этом ряд подразделений, среди которых «Меретояханефтегаз» и «Газпром нефть шельф» показали положительный прирост добычи.

«Меретояханефтегаз» занимается эксплуатацией активов компании в перспективном добывающем кластере в Надым-Пур-Тазовском регионе ЯНАО. Этот кластер включает в себя Тазовское, Меретояхинское и Северо-Самбургское месторождения, а также два Западно-Юбилейных участка. По итогам 2020 г. добыча подразделения выросла на 0,2 млн т. В 2021 г. состоялся запуск в промышленную эксплуатацию Тазовского месторождения, проектный уровень добычи которого составляет 1,7 млн т. В настоящее время на участках продолжаются геологоразведочные работы, по результатам которых «Газпром нефть» сформирует стратегию разработки кластера.

«Газпром нефть шельф» осуществляет первый российский проект по добыче нефти на шельфе Арктики. Добыча нефти на Приразломном месторождении началась в конце 2013 г. и реализуется на мировом рынке как нефть сорта Arctic Oil (ARCO). В 2020 г. добыча нефти на Приразломном месторождении выросла на 0,1 млн т и составила 3,3 млн т.

Снизил уровень добычи «Газпромнефть-Хантос», «Газпромнефть-Ямал», а также «Газпромнефть-ННГ» с учетом добычи присоединенного ООО «Заполярье».

Для крупнейшего добывающего подразделения «Газпромнефть-Хантос» снижение добычи продолжило четырёхлетнюю тенденцию падения, однако её темпы существенно замедлились. Так, в 2020 г. добыча сократилась лишь на 0,2 млн т против снижения более чем на 1 млн т в 2019 г. Задачу стабилизации добычи нефти компания решает за счет проведения ГРП, расширения ресурсной базы и развития новых центров добычи. В 2020 г. прирост запасов составил 39,1 млн т.

Добыча жидких углеводородов «Газпромнефть-Ямал» сократилась на 0,2 млн т и составила 7,7 млн т. Предприятие создано в 2011 г. в рамках проекта по освоению Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения. Проектный уровень добычи на «полке» составляет 8 млн т нефти в год. Транспортировка нефти осуществляется танкерами от нефтеналивного терминала «Ворота Арктики» в Обской губе до плавучего нефтехранилища «Умба» в Кольском заливе.

На четвертый год промышленного освоения Восточно-Мессояхского месторождения, освоение которого ведет совместное предприятие «Газпром нефть» (оператор проекта) и «Роснефти», добыча выросла до 6,2 млн т. В 2020 г. компания ввела в эксплуатацию ПХГ на Западно-Мессояхском участке, куда поступает ПНГ с разрабатываемого Восточно-Мессояхского месторождения.

Рисунок 5.25. Добыча нефти ПАО «Газпром нефть»

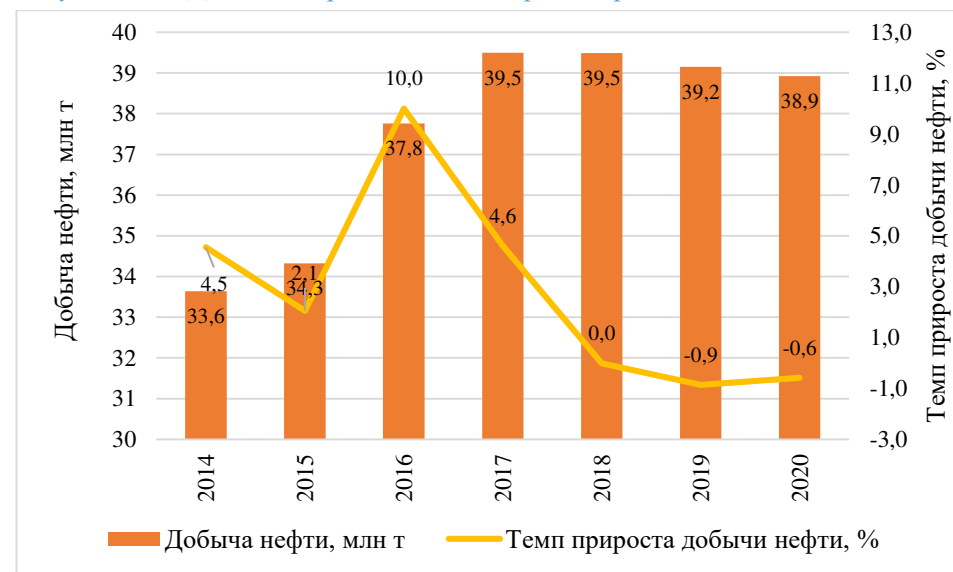
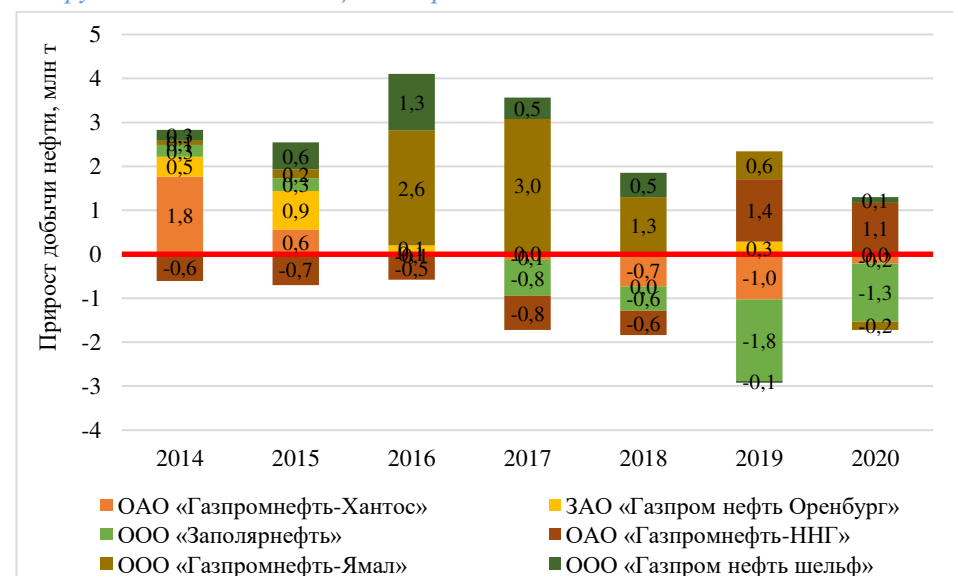


Рисунок 5.26. Структура прироста добычи нефти ПАО «Газпром нефть» по крупнейшим добывающим подразделениям



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний



## Организационная структура добычи нефти: ОАО «Сургутнефтегаз»

«Сургутнефтегаз» – это третья компания по объему добычи нефти в России, которая обеспечивает 10,7 % добычи нефти в стране. Компания ведет разработку месторождений в Западной (Ханты-Мансийский АО) и Восточной Сибири, Республике Саха (Якутия). По итогам года добыча сократилась 6 млн т, или 9,9 %. Причем сокращение добычи происходило за счет традиционных регионов нефтедобычи, в то же время компания «Сургутнефтегаз» продолжила наращивать добычу в Республике Саха (Якутия) (рис. 5.27, 5.28).

По итогам 2020 г. добыча жидких углеводородов в новых центрах нефтедобычи в Восточной Сибири выросла на 0,5 млн т и составила 9,9 млн т. На территории Республики Саха (Якутия) компания эксплуатирует семь месторождений: Центральный блок Талаканского, Алинское, Северо-Талаканское, Восточно-Алинское, Восточный блок Талаканского, Южно-Талаканское и Ленское. Наибольший рост добычи компании внесла разработка Ленского нефтегазоконденсатного месторождения, эксплуатация которого началась в 2019 г. В 2020 г. добыча на месторождении выросла до 0,6 млн т, проектный уровень добычи нефти на Ленском месторождении составляет 2 млн т, выход на полку намечен на 2023 г.

В Западной Сибири сосредоточены основные добывающие активы компании. По итогам года добыча компании в Западной Сибири сократилась на 6,5 млн т и составила 44,9 млн т, или около 82 % от общего объема добычи «Сургутнефтегаза». На территории региона компания занимается как разработкой действующих месторождений (в том числе освоение трудноизвлекаемых запасов), так и развитием новых центров нефтедобычи, которые компенсируют естественное снижение уровней добычи углеводородов на зрелых месторождениях региона. Так, за последние годы в регионе введены в разработку месторождения им. И.Н. Логачева, Сахалинское, Южно-Конитлорское, им. Филипенко, Демьянское.

Кроме того, компания планирует расширять свое присутствие в европейской части России. В частности, были получены лицензии на изучение, поиск, оценку, разведку и добычу на лицензионных участках в Ненецком автономном округе.

Объем поисково-разведочного бурения по итогам 2020 г. сократился на 2,4 % и составил 233,3 тыс. м, объем эксплуатационного бурения сократился на 4,7 % – до 4,7 млн м. Прирост извлекаемых запасов нефти за счет проведения ГРП составил 59,4 млн т.

Рисунок 5.27. Добыча нефти ОАО «Сургутнефтегаз»

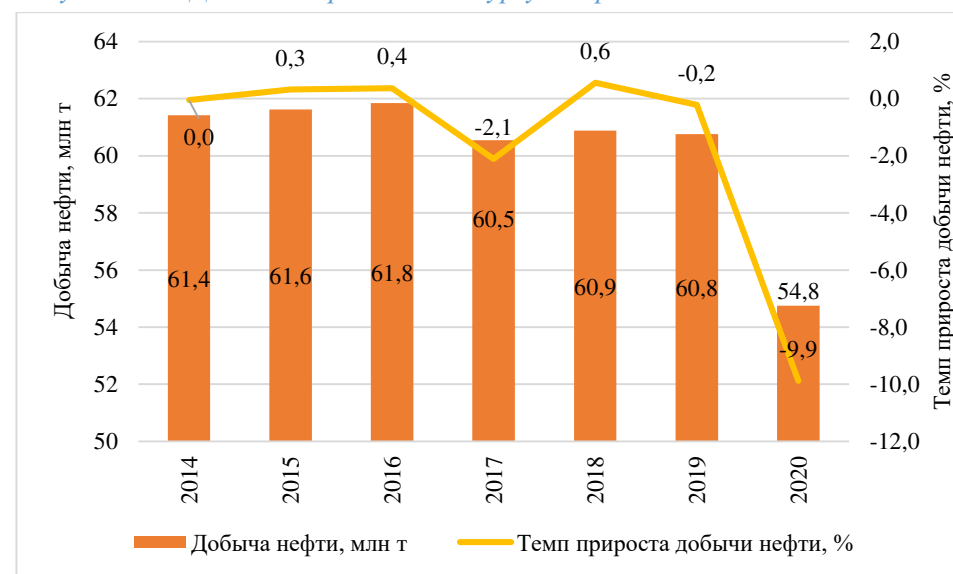
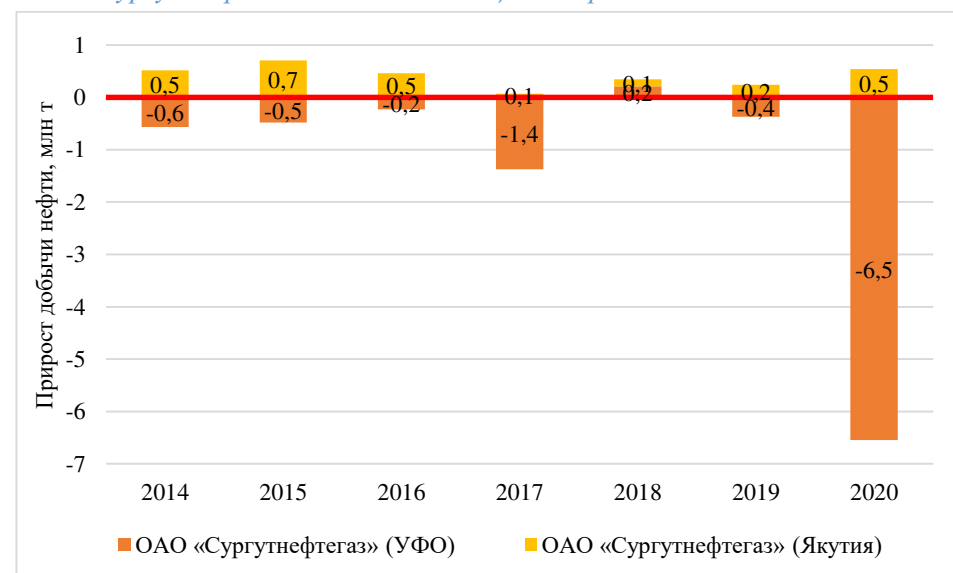


Рисунок 5.28. Структура прироста добычи нефти ОАО «Сургутнефтегаз» по добывающим подразделениям



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний





## Организационная структура добычи нефти: ПАО «Татнефть» и ПАО «Башнефть»

В 2020 г. добыча нефти предприятиями группы «Татнефть» составила 26 млн т, что на 3,8 млн т меньше, чем в предыдущем году. Около 98 % нефти добывается на месторождениях Республики Татарстан, где располагается одно из крупнейших Ромашкинское месторождение. Также компания ведет разведку и добычу на территориях Ульяновской, Самарской, Оренбургской областей, Ненецкого АО, Республики Калмыкия. Доля «Татнефти» в организационной структуре добычи нефти составляет 5,1 %.

Основные разрабатываемые месторождения находятся в традиционных центрах и характеризуются высокой степенью выработанности, обводненности, а сама нефть высокосернистая и вязкая. Тем не менее за счет расширенного внедрения и использования новых технологий «Татнефть» поддерживает высокий уровень добычи (рис. 5.29, 5.30).

Одним из приоритетов развития нефтедобычи компании является изучение и освоение недр, содержащих нетрадиционные трудноизвлекаемые запасы, к которым относятся доманиковые продуктивные отложения и сверхвязкая нефть. На долю сверхвязкой нефти приходится 13 % от общего объема добычи. С 2017 г. добыча сверхвязкой нефти выросла в 4,2 раза: с 0,8 до 3,4 млн т. В 2021 г. компания завершает проект «СВН-3200», включающий 24 залежи сверхвязкой нефти.

Объем поисково-разведочного бурения «Татнефти» по итогам 2020 г. сократился на 50,5 % и составил 22 тыс. м, объем эксплуатационного бурения сократился на 28,2 % – до 0,6 млн м. Прирост извлекаемых запасов нефти за счет проведения ГРП составил 36,9 млн т.

Добыча компании «Башнефть» в 2020 г. сократилась на 30,7 % и составила 12,9 млн т. Ресурсная база компании представлена преимущественно зрелыми месторождениями, расположенными на территории Республики Башкортостан. Также добыча осуществляется на месторождениях в Республике Татарстан, Оренбургской области, НАО и ХМАО.

Объем добычи нефти на зрелых месторождениях «Башнефти» составил 11,2 млн т, при этом потенциал добычи составляет 16 млн т. Добыча на новых месторождениях составила 1,7 млн т. В 2020 г. «Башнефть» приступила к промышленной разработке нового Абдукаевского нефтяного месторождения.

Объем эксплуатационного бурения вырос на 15,7 %, разведочное бурение сохранилось на уровне предыдущего года. Прирост извлекаемых запасов нефти за счет проведения ГРП составил 44,3 млн т.

Рисунок 5.29. Добыча нефти ПАО «Татнефть» и ПАО «Башнефть»

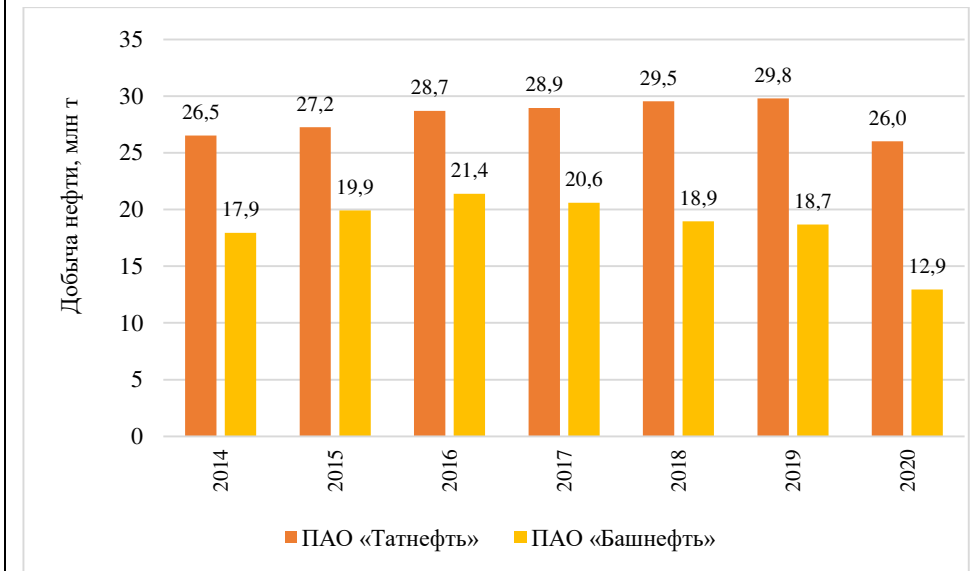
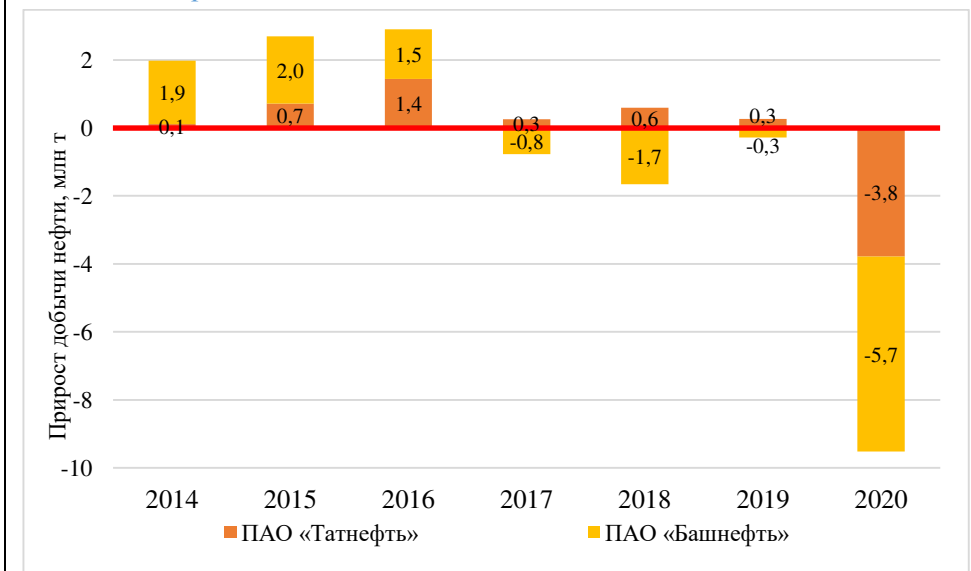


Рисунок 5.30. Структура прироста добычи нефти ПАО «Татнефть» и ПАО «Башнефть»



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний



## Организационная структура добычи нефти: газовые, независимые нефтяные компании и совместные предприятия

Добыча жидких углеводородов газодобывающими и нефтедобывающими компаниями, не входящими напрямую в структуру ВИНК, в 2020 г. составила 92,1 млн т, что на 3,1 % меньше, чем в предыдущем году. При этом их доля в организационной структуре добычи выросла с 16,9 % до 18 %. Наибольший прирост добычи показали «Газпром», «Мессояханефтегаз», «Арктикгаз» (рис. 5.31). Наибольшее снижение добычи показала «Томскнефть ВНК» (-2,9 млн т).

На протяжении 2017–2020 гг. среди этой группы компаний наиболее динамично добыча растет у «Мессояханефтегаз» (совместное предприятие «Газпром нефть» и «НК «Роснефть»). В 2020 г. компания увеличила добычу нефти на 1 млн т – до 6,2 млн т (рис. 5.32). Добыча нефти на «полке» оценивается в 6,5 млн т в год.

ПАО «Газпром» – крупнейший производитель конденсата в России. В 2020 г. добыча жидких углеводородов компанией выросла на 0,6 млн т и составила 18,9 млн т. Значительный объем конденсата компанией добывается в Западной Сибири, прежде всего на Уренгойском и ряде других месторождений. В 2021 г. компания планирует завершение проектов по выводу жидких углеводородов из Надым-Пур-Тазовского региона (нефтеперекачивающая станция Уренгойская и нефтеконденсатопровод Уренгой – Пурпе).

Совместное предприятие ПАО «НОВАТЭК» и ПАО «Газпром нефть» «Арктикгаз» вышло на второе место в этой группе по объёму добычи жидких углеводородов. Добыча ведется из ачимовских отложений, которые характеризуются значительной глубиной залегания и сверхвысоким содержанием газового конденсата. В 2020 г. «Арктикгаз» расширила мощности по подготовке конденсата на 1,2 млн тонн в год, что позволяет увеличить добычу газа и газового конденсата на ачимовских залежах Уренгойского месторождения. По итогам года добыча жидких углеводородов составила 8,8 млн т, что на 0,5 млн т больше, чем в предыдущем году.

Компания «НОВАТЭК» в 2020 г. сократила добычу нефти и конденсата на 0,3 млн т – до 8,1 млн т. С учетом доли в совместных предприятиях добыча компании составила 12,2 млн т, что на 0,1 млн т больше, чем в предыдущем году. Компенсировать падение добычи конденсата на зрелых месторождениях позволил запуск в эксплуатацию сеноманских и валанжинских залежей Северо-Русского месторождения, Восточно-Тазовского и Дороговского месторождений «НОВАТЭКа», а также рост добычи «Арктикгаза».

Пятая компания по объёму добычи нефти в этой группе «НК «Нефтиса». В группу компаний входят 15 добывающих обществ, работающих на территории Самарской, Новосибирской и Тюменской областей, ХМАО, Пермского края, Удмуртской Республики и Республики Коми. По итогам 2020 г. добыча нефти и газового конденсата сократилась на 0,7 млн т и составила 6,1 млн т.

Наибольшее падение добычи показала компания «Томскнефть ВНК», сократившая добычу на 2,9 млн т. Ресурсная база компании характеризуется большой разбросанностью месторождений, располагающихся преимущественно в Васюганских болотах и на неосвоенных землях.

Рисунок 5.31. Добыча нефти и газового конденсата в России крупнейшими независимыми компаниями (включая газовые)

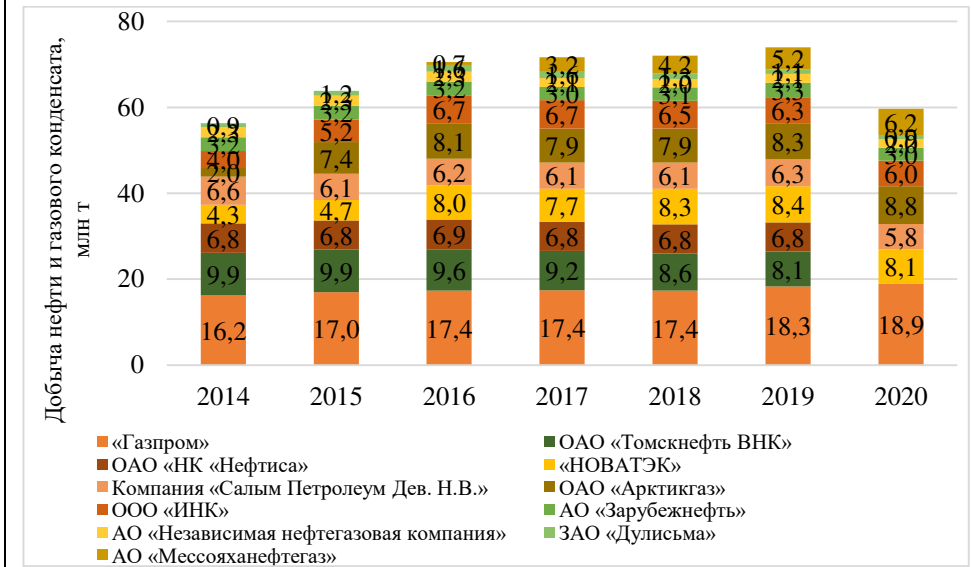
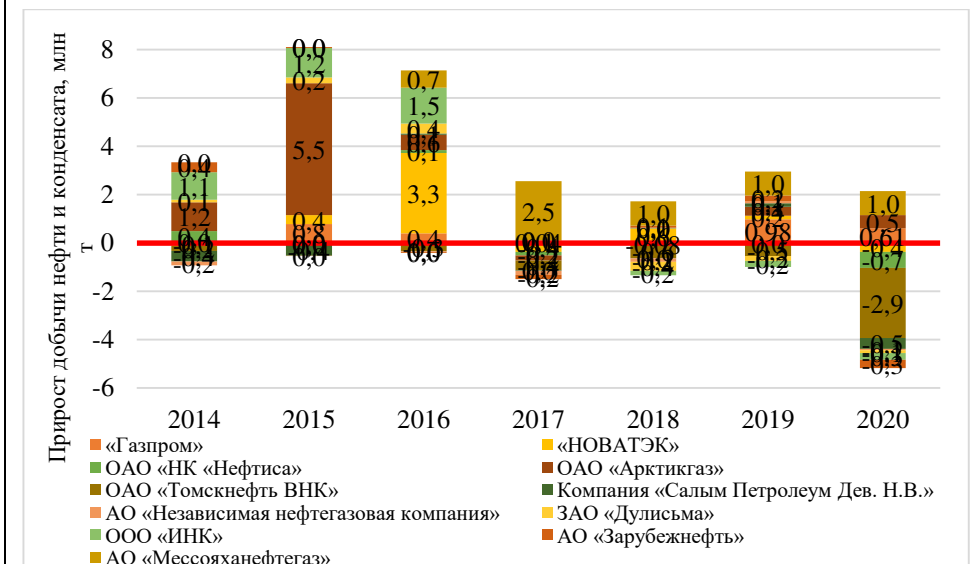


Рисунок 5.32. Прирост добычи нефти и конденсата в России крупнейшими независимыми компаниями (включая газовые)



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний



Нефтегазовый комплекс России – 2020.  
Часть 1. Нефтяная промышленность – 2020:  
долгосрочные тенденции и современное состояние

1. **Нефтяной комплекс России на современном этапе**

2. **Россия на фоне мировых тенденций**

3. **Геологоразведочные работы в России**

*Общепромышленные тенденции геологоразведки  
Основные направления воспроизводства  
минерально-сырьевой базы нефти России*

4. **Особенности добычи нефти в России**

*Ресурсно-сырьевые особенности добычи  
Технологические особенности добычи*

5. **Добыча нефти в России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

6. **Переработка нефти в России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

7. **Экспорт нефти из России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*



## Переработка нефти в России



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН, данные ЦДУ ТЭК



## Общепромышленные тенденции переработки нефти

Нефтеперерабатывающая промышленность России – организационно высококонцентрированная и территориально диверсифицированная отрасль нефтегазового комплекса, обеспечивающая переработку около 50 % добываемых жидких углеводородов. На НПЗ, входящие в состав ВИНК, приходится 83 % первичной переработки нефти в России, на независимых и мини-НПЗ перерабатывается около 17 % от общего объема переработки.

В 2020 г. объем первичной переработки нефти в России сократился на 5,3 % и составил 270 млн т. Существенное влияние на снижение объема первичной переработки в 2020 г. оказало снижение спроса на топливо на фоне пандемии коронавируса. Кроме того, последние годы на динамику первичной переработки нефти оказывают влияние законодательные решения в сфере налогообложения, снижающие привлекательность экспорта темных нефтепродуктов, а также регулирование внутреннего рынка нефтепродуктов. В 2020 г. загрузка установок по первичной переработке нефти опустилась до минимального уровня с 2007 г. и составила 82 % (рис. 6.1, 6.2).

В России функционируют 37 крупных НПЗ с объемами переработки более 1 млн т в год, а также мини-НПЗ (МНПЗ). Суммарная мощность нефтеперерабатывающих заводов в России оценивается на уровне 328 млн т нефти в год. Российская нефтеперерабатывающая промышленность по объему переработки является одной из крупнейших (уступает только США и Китаю), однако характеризуется относительно низкой глубиной переработки нефти.

В то же время в России имеется высокий потенциал развития нефтехимии, выпускающей продукт высокой степени переработки и высокой добавленной стоимости. Так, доля России в производстве только 4,8 млн т этиленов, а доля в мире составляет только 2,7 %. При этом в мире наметилась тенденция изменения структуры потребления жидких углеводородов. Так, ожидается сокращение доли нефти, используемой в качестве сырья для автомобильного топлива, при увеличении доли её использования в нефтегазохимии.

В 2020 г. Минфин и Минэнерго разработали меры по развитию нефтегазохимии, которые должны позволить к 2030 г. увеличить объем производства нефтегазохимической продукции до 12 млн т и выйти России на четвертое место в мире по этому показателю.

Рисунок 6.1. Объем первичной переработки нефти в России

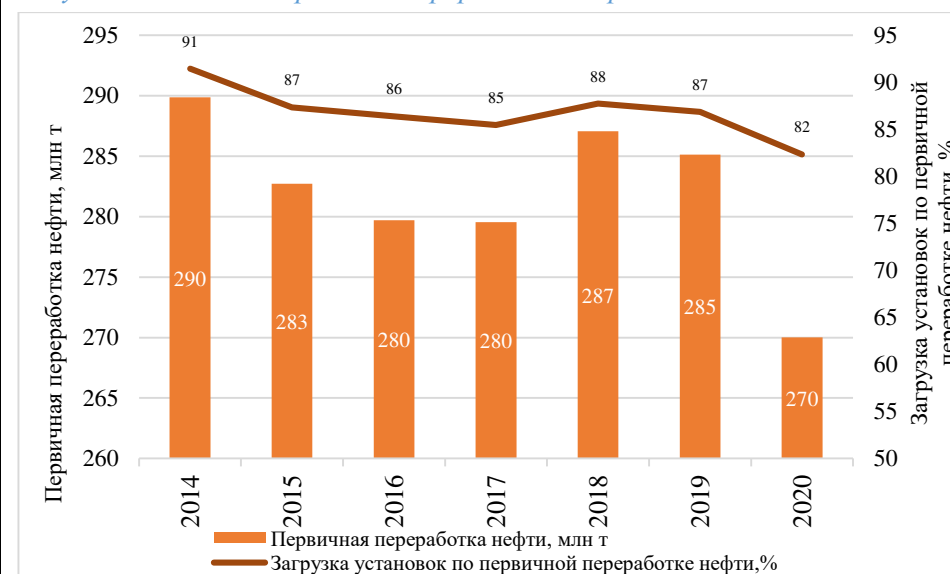
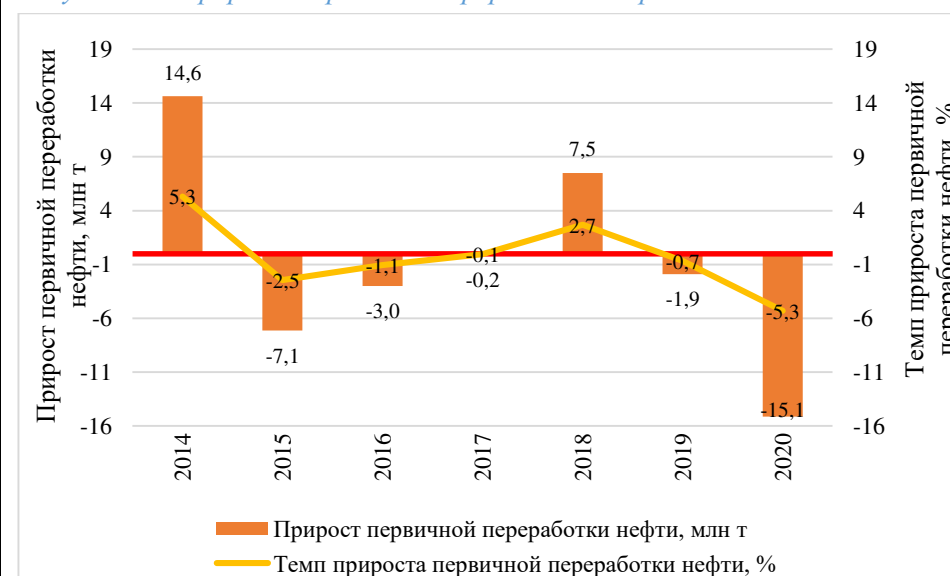


Рисунок 6.2. Прирост первичной переработки нефти в России



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минэнерго России



## Общепромышленные тенденции переработки нефти: нефтепродукты

Снижение уровня экономической активности в 2020 г. и последовавшее снижение спроса на автомобильное топливо привело к сокращению объёма производства. Так, по итогам 2020 г. объём производства автомобильного бензина сократился на 4,4 %, дизельного топлива – на 0,5 %.

Средняя глубина переработки нефти на российских НПЗ в конце 2020 г. составила 82,3 %, что на 0,5 % меньше, чем в предыдущем году (рис. 6.3, 6.4). Вместе с тем в России сохраняется существенная дифференциация НПЗ по глубине переработки. Наибольшая глубина переработки нефти зафиксирована на НОВАТЭК-Усть-Луге (99,9 %), Антипинском (99,5 %), Новошахтинском (99,1 %), Омском (98,9 %) НПЗ. Однако на ряде заводов сохраняются низкие показатели глубины переработки: Ачинский (65,6 %), Туапсинский (65,4 %), Комсомольский (63,1 %).

В 2020 г. сохранилась тенденция сокращения производства мазута. По итогам года производство сократилось на 5 млн т. Относительно максимального уровня производства мазута, достигнутого в 2014 г., снижение производства составило 37,6 млн т, или 47,9 %. Налоговый маневр с 2014 г. привел к снижению рентабельности переработки нефти и в частности производства нефтепродуктов с низкой добавленной стоимостью. Кроме того, с 1 апреля по 31 декабря 2020 г. вводился акциз на мазут, однако позже был отменен в связи с негативными эффектами в виде роста цен на тепловую и электрическую энергию и неравномерную налоговую нагрузку на производителей.

В 2019 г. стартовал очередной этап налогового маневра в нефтяной промышленности, направленный на поэтапный рост налоговых платежей за добычу полезных ископаемых при одновременном снижении пошлин на вывоз нефти и бензина за рубеж. К 2024 г. ставка пошлин на вывоз нефти и отдельных нефтепродуктов должна быть снижена до нуля, а для организаций, реализующих отечественное топливо на внутреннем рынке, введен отрицательный акциз.

В начале 2021 г. Минэнерго заключило с 14 российскими НПЗ соглашение о модернизации и строительстве новых мощностей. Суммарный объём инвестиций на строительство 30 установок вторичной переработки оценивается в 800 млрд руб. Это позволит увеличить выход светлых нефтепродуктов и нарастить объём производства автомобильного бензина и дизельного топлива пятого экологического класса.

Рисунок 6.3. Объем производства основных нефтепродуктов в России

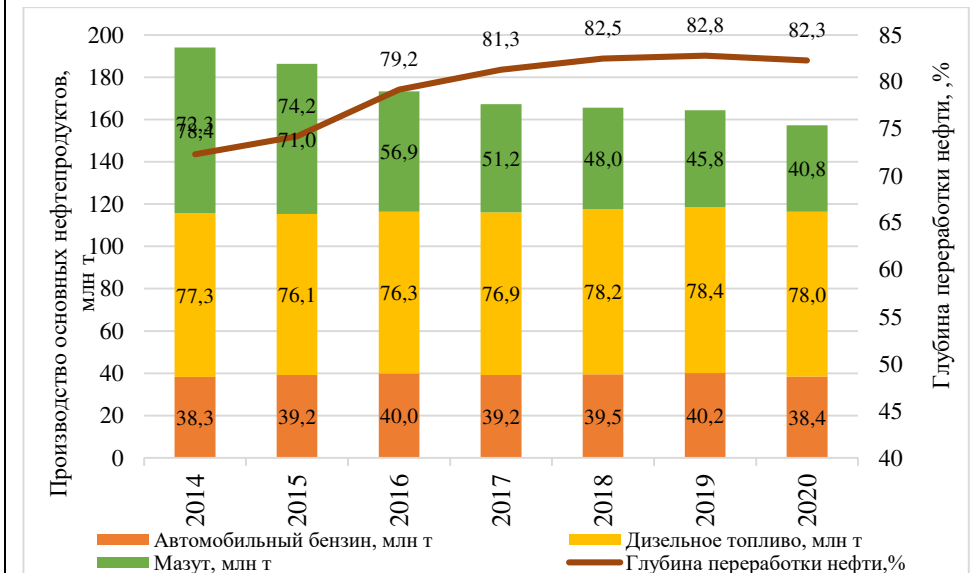
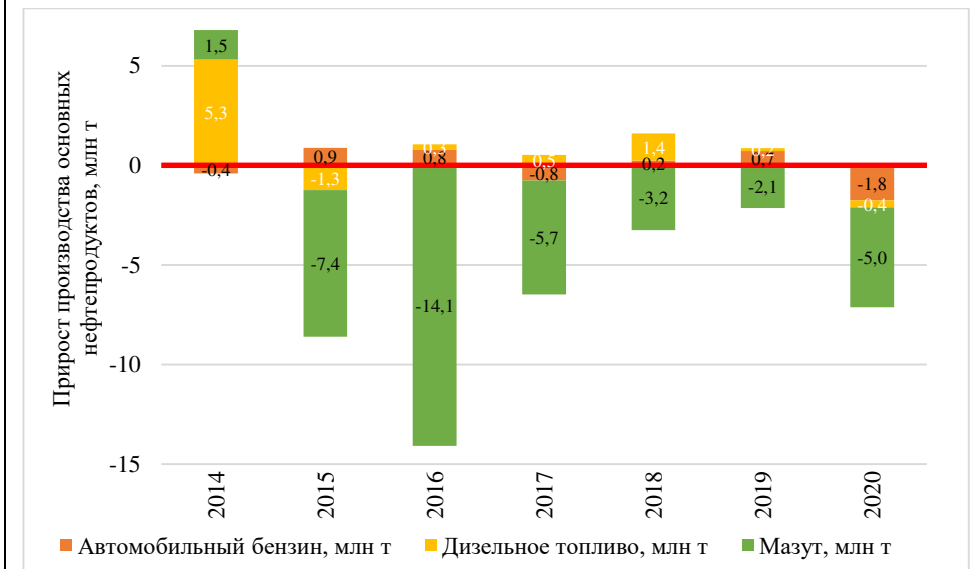


Рисунок 6.4. Прирост производства основных нефтепродуктов в России



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минэнерго России



## Региональная структура переработки нефти

В региональной структуре первое место по объему первичной переработки нефти занимает Приволжский федеральный округ. На округ приходится 35,1 % первичной переработки нефти в России. В 2020 г. объём переработки нефти сократился на 7,9 млн т и составил 93,8 млн т (рис. 6.5, 6.6). Наиболее крупные заводы в округе принадлежат компании «ЛУКОЙЛ» – это «Нижегороднефтеоргсинтез» и «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» мощностью 17 млн т и 13,1 млн т соответственно. Значительные мощности в округе сосредоточены в Башкирской группе предприятий, а также на НПЗ в Самарской области (Новокуйбышевском, Куйбышевском и Сызранском НПЗ). В регионе также расположены наиболее «технологичные» заводы с глубиной переработки около 99 % (Марийский НПЗ, ТАНЕКО). Всего в округе функционирует 14 крупных НПЗ.

Второй регион по объему первичной переработки нефти – Южный федеральный округ, территориально наиболее приближенный к экспортным рынкам нефтепродуктов. В 2020 г. объём переработки нефти в округе снизился только на 0,6 млн т и составил 44,8 млн т. Доля округа в структуре первичной переработки выросла до 16,8 %. В Южном ФО сосредоточено восемь крупных НПЗ. Наиболее крупный из них – Волгоградский НПЗ компании «ЛУКОЙЛ» с установленной мощностью 15,7 млн т нефти в год.

Третий регион по объему переработки нефти – Сибирский федеральный округ, доля которого выросла до 14,7 %. В 2020 г. объём первичной переработки вырос на 0,2 млн т и составил 39,4 млн т. Наибольший вклад в увеличение переработки внес Ачинский НПЗ, восстановивший уровень добычи до 7,1 млн т (-0,8 млн т). Всего в округе расположено четыре крупных НПЗ, в том числе крупнейший в России – Омский НПЗ.

Центральный ФО – четвертый по объёму первичной переработки, на долю которого приходится 14,1 % от общего объёма переработки. В округе расположено три крупных НПЗ, суммарный объём переработки которых составил 37,6 млн т, что на 3,3 млн т меньше, чем в предыдущем году.

В Северо-Западном федеральном округе перерабатывается 10,1 % российской нефти. В 2020 г. объём переработки нефти сократился на 0,7 млн т и составил 27,1 млн т. Большая часть перерабатывающих мощностей расположена в Ленинградской области, среди которых один из крупнейших российских НПЗ – «Киришинефтеоргсинтез» с объемом первичной переработки сырья более 18 млн т нефти в год. Всего в округе работает три крупных НПЗ.

Рисунок 6.5. Структура переработки нефти по федеральным округам (исключая мини-НПЗ)

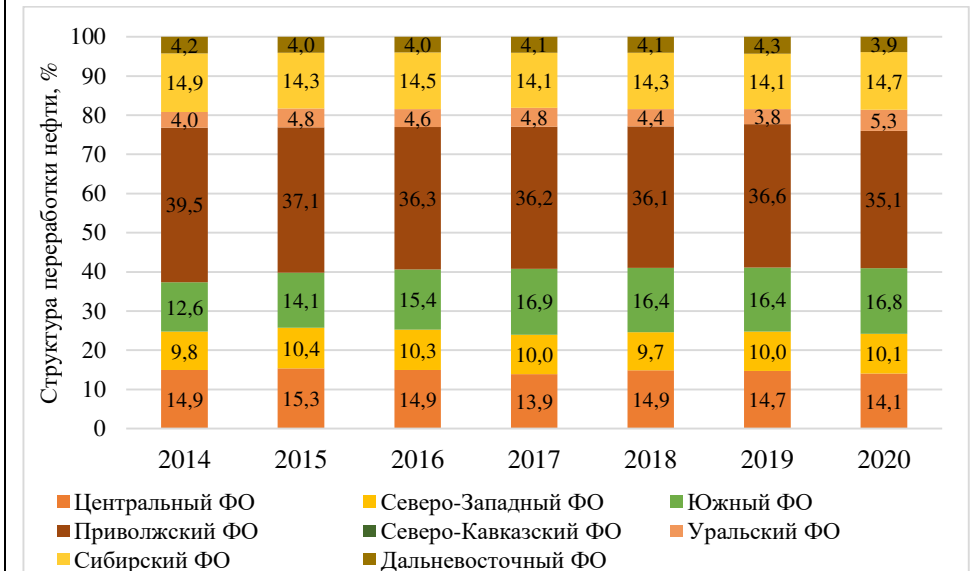
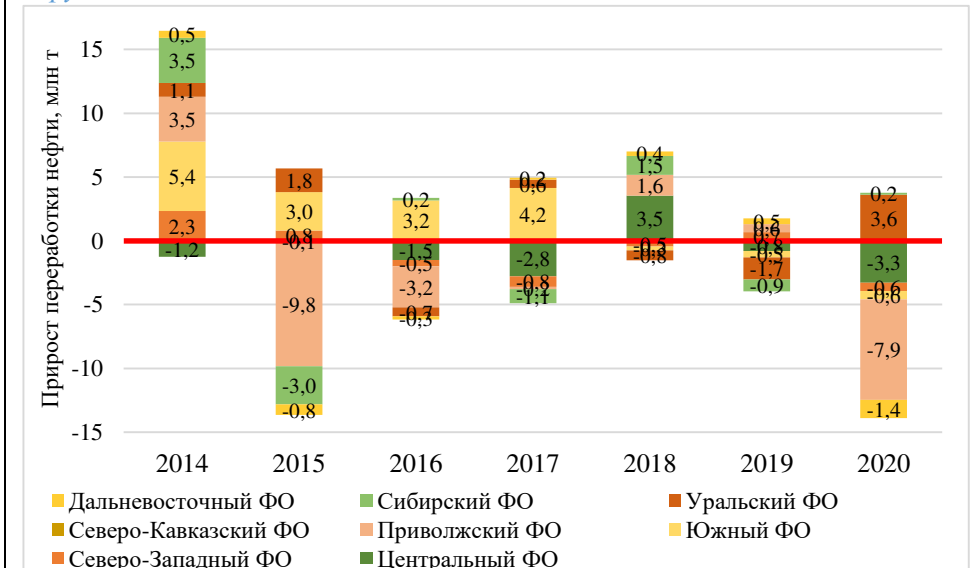


Рисунок 6.6. Динамика прироста переработки нефти по федеральным округам



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минэнерго России, данные компаний



## Организационная структура переработки нефти

Более 83 % первичной переработки нефти в России осуществляется на заводах, напрямую входящих в структуру ВИНК. По итогам 2020 г. переработка нефти ВИНК сократилась на 4,9 % составила 225 млн т. Доля независимых компаний в структуре переработки жидких углеводородов составляет 15,3 %. Переработка независимыми НПЗ сократилась на 1,2 % и составила 41 млн т. На мини-НПЗ объём первичной переработки нефти составил 3,7 млн т, что соответствует 1,4 % от общего объёма переработки (рис. 6.7, 6.8).

«Роснефть» – лидер по объёму первичной нефтепереработки нефти в России. В состав перерабатывающих мощностей входят 12 крупных НПЗ (включая активы «Башнефть»), один НПЗ совместного предприятия с «Газпром нефтью», а также мини-НПЗ. Суммарная мощность НПЗ компании без учета СП составляет 113 млн т, или около 34 % от общей мощности НПЗ в России. В 2020 г. первичная переработка жидких углеводородов сократилась на 7,4 % и составила 85,8 млн т. Средний уровень выхода светлых нефтепродуктов на НПЗ «Роснефти» составил 57,1 %, глубина переработки – 74,5 %.

Перерабатывающие мощности «ЛУКОЙЛа» представлены четырьмя крупными НПЗ, а также мини-НПЗ, общая мощность которых составляет около 50 млн т нефти в год. В 2020 г. объём переработки нефти сократился на 9,2 % и составил 40,1 млн т. Средний уровень выхода светлых нефтепродуктов на НПЗ «ЛУКОЙЛа» составил 70,3 %, глубина переработки – 91,4 %.

«Газпром нефть» – третья по объёму переработки нефти и газового конденсата компания. В состав российских перерабатывающих мощностей входят собственные Московский и Омский нефтеперерабатывающие заводы, а также совместные предприятия (Славнефть-ЯНОС и Мозырский НПЗ). Установленная мощность собственных предприятий составляет более 34 млн т нефти в год. Выход светлых нефтепродуктов компании в 2020 г. составил 66,8 %, глубина переработки нефти на НПЗ компании составила 86,4 %. Перерабатывающие мощности ПАО «Газпром» в целом без учета СП представлены пятью крупными НПЗ общей мощностью 52,4 млн т.

Объём переработки жидких углеводородов независимыми НПЗ сократился на 1,2 % и составил 41 млн т. Наиболее крупные НПЗ в этой группе – Антипинский (с установленной мощностью 9 млн т), ТАИФ-НК (8,4 млн т), Афицкий (6,3 млн т), Ильский (6,3 млн т).

Рисунок 6.7. Организационная структура объема переработки нефти в России

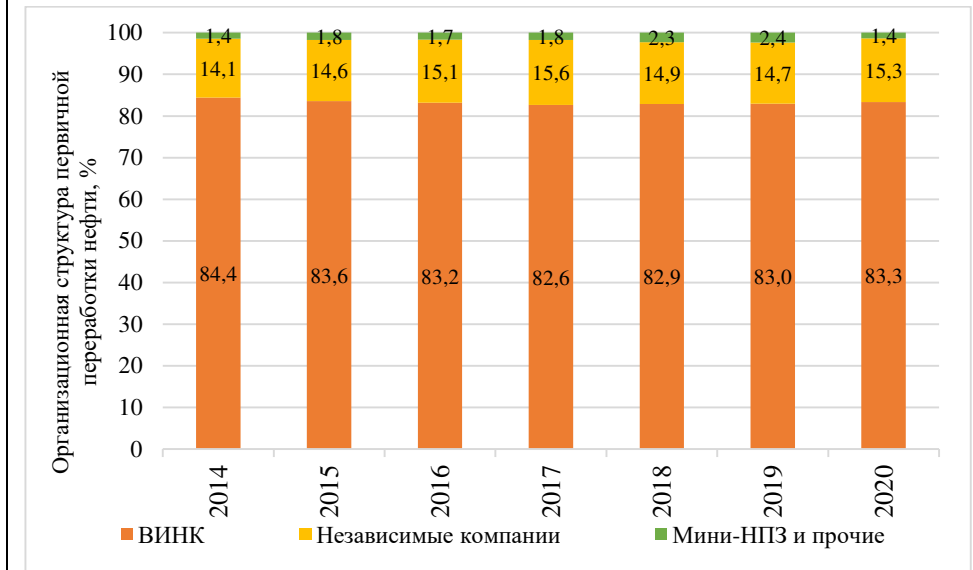
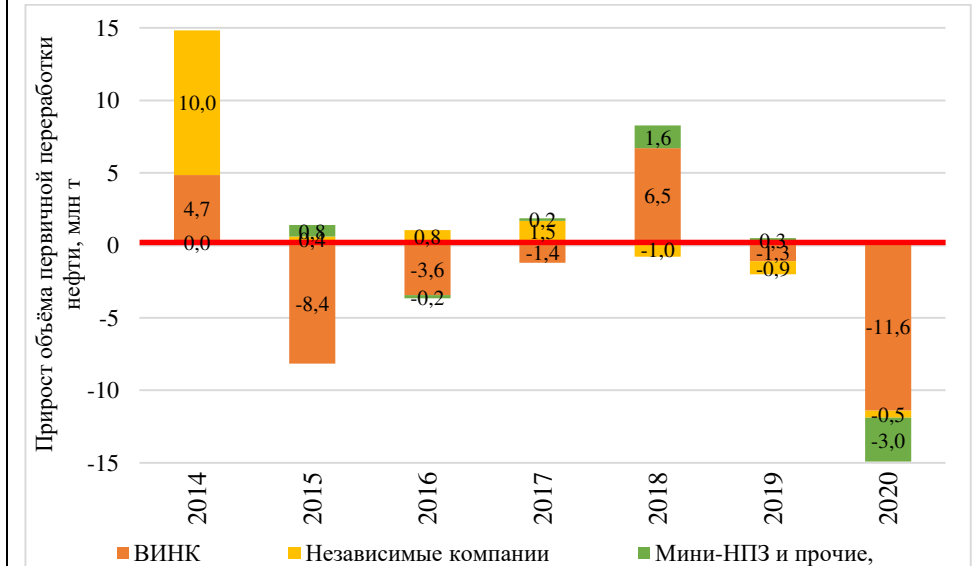


Рисунок 6.8. Прирост объема первичной переработки нефти в России



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минэнерго России, данные компаний





## Организационная структура переработки нефти: ПАО «Роснефть»

Объем переработки нефти на НПЗ ПАО «Роснефть» (не включая активы «Башнефти» и совместные предприятия) в 2020 г. составил 70,3 млн т, что на 5 % меньше, чем в предыдущем году (рис. 6.9, 6.10). В состав перерабатывающих мощностей входят девять крупных НПЗ: Комсомольский, Туапсинский, Куйбышевский, Новокуйбышевский, Сызранский, Ачинский, Саратовский НПЗ, Рязанская нефтеперерабатывающая и Ангарская нефтехимическая компании. Кроме того, ПАО «Роснефть» принадлежит 50 % акций ОАО «Славнефть-ЯНОС», доля в НПЗ Индии, доли в трех НПЗ Германии и другие активы. Также компания владеет долями в нескольких мини-НПЗ.

«Роснефть» продолжает программу модернизации НПЗ, которая предполагает строительство и реконструкцию технологических установок и комплексов, направленное на повышение глубины переработки, выхода светлых нефтепродуктов и существенное сокращение производства высокосернистого мазута. Также в рамках программы замещения импортных технологий компания продолжает развивать собственное производство катализаторов.

Крупнейший завод по объёму переработки в 2020 г. – Ангарская НХК (9,3 млн т). В настоящее время на НХК реализуются проекты строительства установок серноокислотного алкилирования, комплекса гидроочистки дизельного топлива. Глубина переработки составляет 82,2 %.

Наибольший прирост переработки по итогам 2020 г. показал Ачинский НПЗ (+0,8 млн т). В 2020 г. на заводе продолжались работы по восстановлению после аварий газодиффузионной секции установки ЛК-6Ус. Также в 2020 г. на Ачинском и Сызранском НПЗ организовано производство малосернистого судового топлива, соответствующего требованиям IMO. Тем не менее глубина переработки нефти на Ачинском НПЗ остается на низком уровне – 65,6 %.

Наибольшее снижение объёма переработки показала Рязанская НПК (– 2,7 млн т). В 2020 г. на заводе началась реконструкция установки первичной переработки нефти АВТ-2, которая позволит снизить объемы производства высокосернистого мазута. Мощность установки составляет 2 млн т.

Также существенно сократился объём первичной переработки нефти на Комсомольском НПЗ (–1,4 млн т). В 2020 г. проведено техническое перевооружение установки первичной переработки нефти ЭЛОУ АВТ-2, завершены ремонтно-восстановительные работы на установке замедленного коксования. На заводе продолжается строительство комплекса гидрокрекинга, который должен повысить глубину переработки нефти на НПЗ до 92 %. По итогам 2020 г. глубина переработки составила 63,1 %.

Рисунок 6.9. Структура переработки нефти на заводах ПАО «Роснефть»

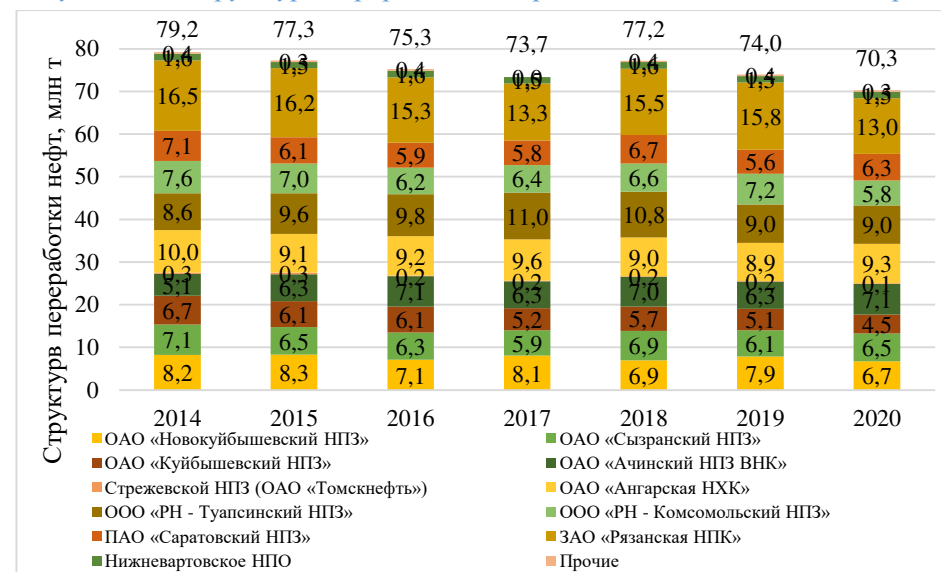
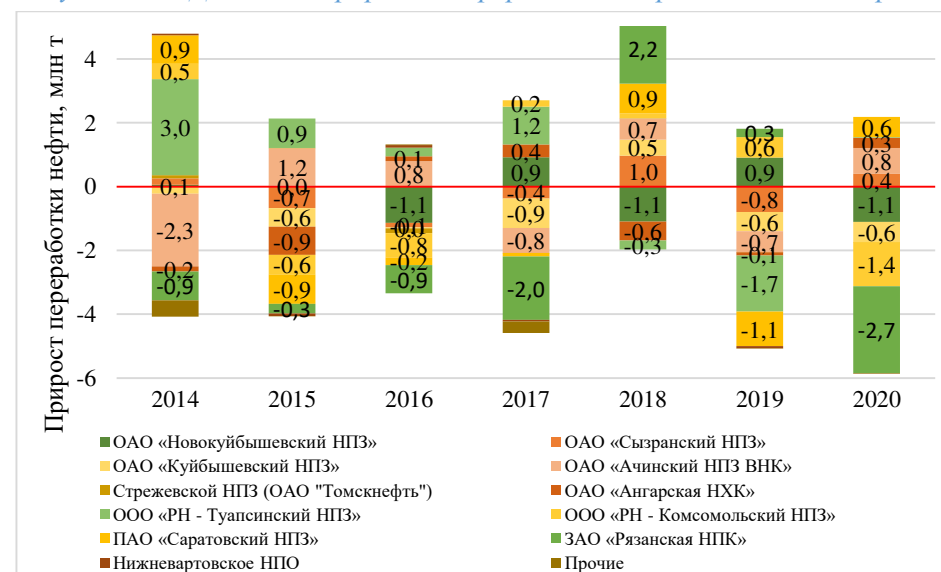


Рисунок 6.10. Динамика прироста переработки нефти ПАО «Роснефть»



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний



## Организационная структура переработки нефти: ПАО «ЛУКОЙЛ»

Объём первичной переработки жидких углеводородов на российских НПЗ компании в 2020 г. составил 40,1 млн т, что на 9,2 % меньше, чем в предыдущем году (рис. 6.11, 6.12). Снижение переработки обусловлено снижением спроса на нефтепродукты и маржи переработки из-за пандемии COVID-19, а также проведением плановых ремонтных работ.

В группу «ЛУКОЙЛ» входят четыре крупных НПЗ, суммарной мощностью около 50 млн т, а также мини-НПЗ, мощность которых составляет 0,45 млн т.

Нижегородский НПЗ – крупнейший завод компании, установленная мощность которого составляет 17 млн т нефти в год. В 2020 г. объём первичной переработки сократился на 3,7 млн т и составил 11,2 млн т. На заводе продолжается строительство комплекса переработки нефтяных остатков: установки замедленного коксования, установки дизельных фракций и производства водорода, а также возведение инфраструктурных объектов. Комплекс позволит сократить выпуск мазута на 2,6 млн т, повысить глубину переработки нефти до 97 %, а выход светлых нефтепродуктов – до 74 %. Ввод в эксплуатацию комплекса запланирован на 2021 г., а его мощность составит 2,1 млн т в год.

На Волгоградском НПЗ объём первичной переработки нефти составил 14,1 млн т, что на 0,2 млн т меньше, чем в предыдущем году. В начале 2021 г. на заводе введены в эксплуатацию установки деасфальтизации и фракционирования остатка гидрокрекинга. Также в 2021 г. компания ввела в эксплуатацию вторую солнечную электростанцию, увеличив мощность альтернативной энергетики на территории НПЗ до 30 МВт. В настоящее время НПЗ выпускает высококачественные нефтепродукты, глубина переработки нефти составляет 96,7 %.

На Пермском НПЗ объём переработки жидких углеводородов вырос на 0,2 млн т и составил 12,7 млн т. Компания работает над проектом строительства нового комплекса каталитического крекинга, что позволит увеличить выход светлых нефтепродуктов. В 2020 г. глубина переработки на Пермском НПЗ составила 97,5 %.

Одним из приоритетных направлений развития компании является проработка проектов в нефтехимии. В настоящее время в России компании принадлежат два нефтехимических завода, объём производства в 2020 г. составил 0,9 млн т. В планах компании строительство на базе завода «Ставролен» комплекса по переработки ПНГ, что позволит увеличить выпуск этилена, полиэтилена и полипропилена.

Рисунок 6.11. Структура переработки нефти на заводах ПАО «ЛУКОЙЛ»

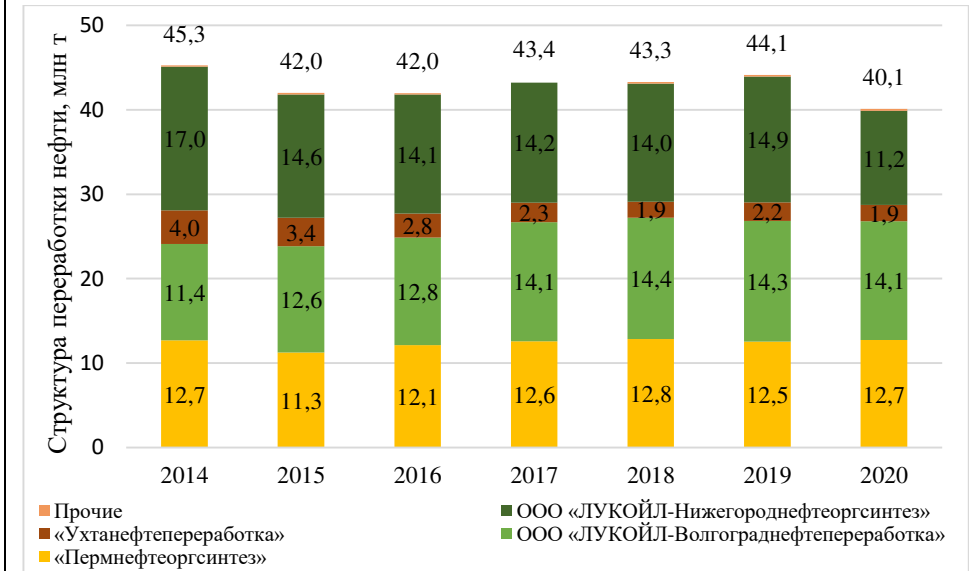
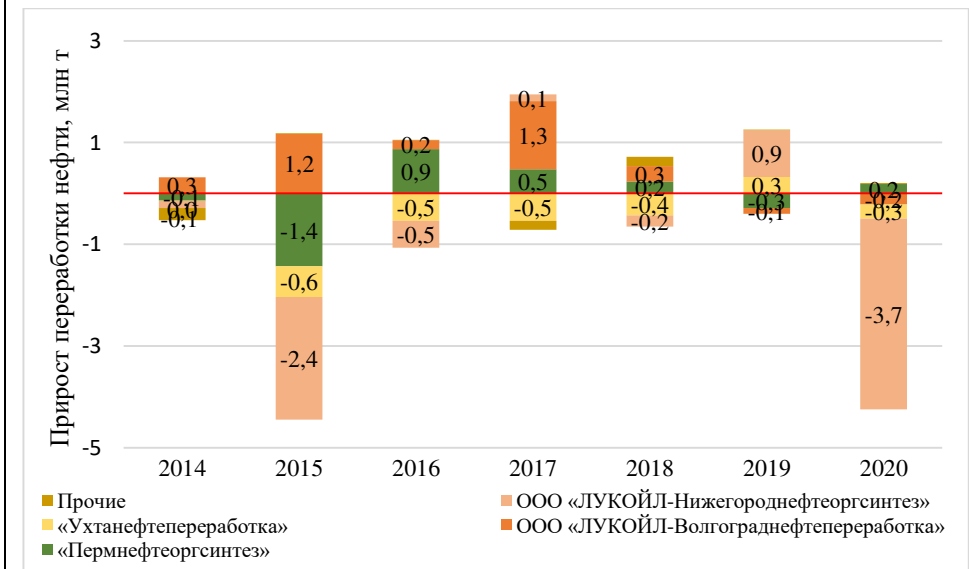


Рисунок 6.12. Динамика прироста переработки нефти ПАО «ЛУКОЙЛ»



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний



## Организационная структура переработки нефти: ПАО «Газпром нефть»

«Газпром нефть» осуществляет переработку нефти в России на двух собственных НПЗ, суммарной мощностью около 35 млн т, также компании принадлежит половина перерабатывающих мощностей ПАО «Славнефть-ЯНОС». Объём первичной переработки на собственных НПЗ компании в 2020 г. составил 29,8 млн т, что на 3,3 % меньше, чем в предыдущем году (рис. 6.13, 6.14).

Установленная мощность крупнейшего в России Омского НПЗ составляет 22,23 млн т нефти в год. В 2020 г. объём переработки сократился на 0,9 млн т и составил 19,8 млн т. В рамках модернизации комплекса замедленного коксования компания приступила к испытаниям технологического оборудования на строящейся установке. Новая установка замедленного коксования мощностью 2 млн т позволит исключить выпуск мазута и увеличить выпуск бензина и дизельного топлива, а также производить высококачественное сырьё для алюминиевой промышленности – нефтяной кокс. В начале 2021 г. на НПЗ начались пусконаладочные работы нового комплекса глубокой переработки нефти, центральной частью которого является установка гидрокрекинга. Комплекс обеспечит переработку тяжелых нефтяных фракций для получения дизельного топлива, авиакеросина. Реализация второго этапа модернизации позволит повысить глубину переработки нефти до 99 %. По итогам 2020 г. глубина переработки нефти выросла до 93,9 %, выход светлых нефтепродуктов составил 71,2 %.

Объём первичной переработки нефти на Московском НПЗ в 2020 г. составил 10 млн т, что на 0,1 млн т меньше, чем в предыдущем году. В 2020 г. на НПЗ введен в эксплуатацию комплекс переработки нефти «Евро+», мощностью 6 млн т, который заменил установки предыдущего поколения. Комплекс позволит увеличить выпуск бензина на 15 %, дизельного топлива – на 40%, авиакеросина – в два раза. Следующий этап развития НПЗ – реализация проекта строительства комплекса глубокой переработки нефти, в который войдут установки гидрокрекинга вакуумного газойля (2 млн т в год) и замедленного коксования (2,4 млн т в год). Завершить строительство комплекса планируется в 2025 г. В настоящее время глубина переработки нефти на Московском НПЗ составляет 84,1 %, а выход светлых нефтепродуктов – 62,3 %.

Объём переработки нефти на заводе «Славнефть-ЯНОС» составил 14,6 млн т. В 2024 г. планируется завершить строительство первого этапа комплекса замедленного коксования, который позволит существенно повысить глубину переработки нефти. В 2020 г. глубина переработки нефти на Ярославском НПЗ составила 66,7 %, выход светлых нефтепродуктов – 65,2 %.

Рисунок 6.13. Структура переработки нефти на заводах ПАО «Газпром нефть»

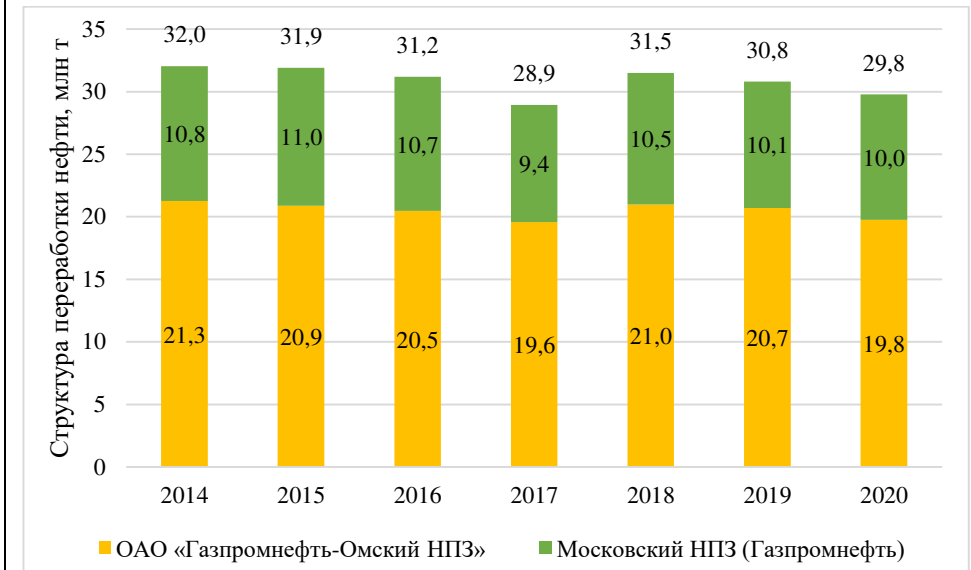
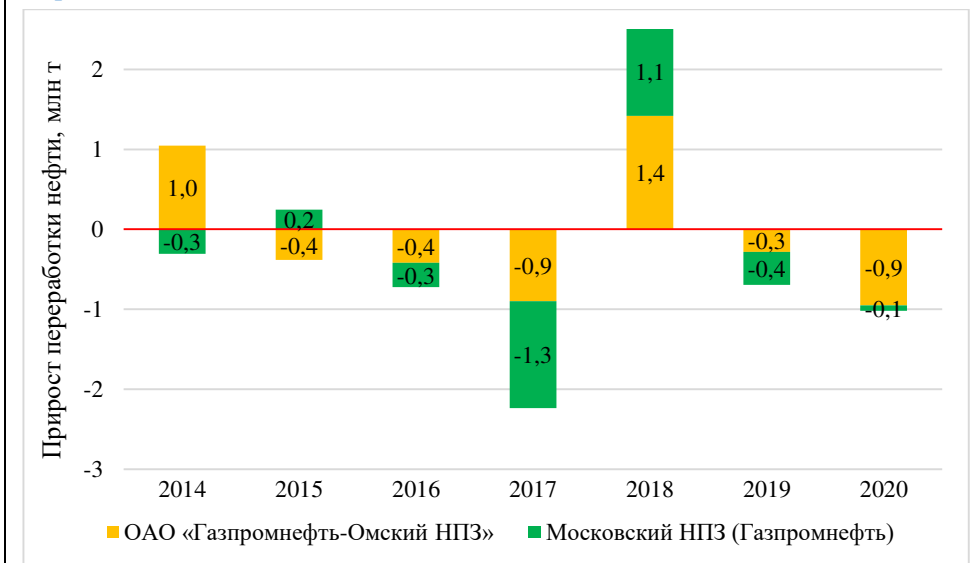


Рисунок 6.14. Динамика прироста переработки нефти ПАО «Газпром нефть»



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний



## Организационная структура переработки нефти: ОАО «Сургутнефтегаз»

«Сургутнефтегаз» осуществляет переработку нефти на Киришском нефтеперерабатывающем заводе, установленной мощностью 20,1 млн т нефти в год. По итогам 2020 г. объём первичной переработки сократился на 2,5 % и составил 18,1 млн т.

Основные направления развития нефтеперерабатывающего завода – улучшение структуры выпуска продукции и качественных характеристик топлива. На нефтеперерабатывающем заводе компания реализует мероприятия по повышению экономической эффективности, в том числе по оптимизации товарной корзины и повышению энергоэффективности за счет технического перевооружения и замены оборудования.

В 2019 г. на Киришском НПЗ завершено техническое перевооружение объектов комплекса глубокой переработки нефти ЭЛОУ-АВТ-6. В 2020 г. приобретена лицензия на строительство комплекса установки замедленного коксования.

Рисунок 6.15. Структура переработки нефти на заводах ОАО «Сургутнефтегаз»

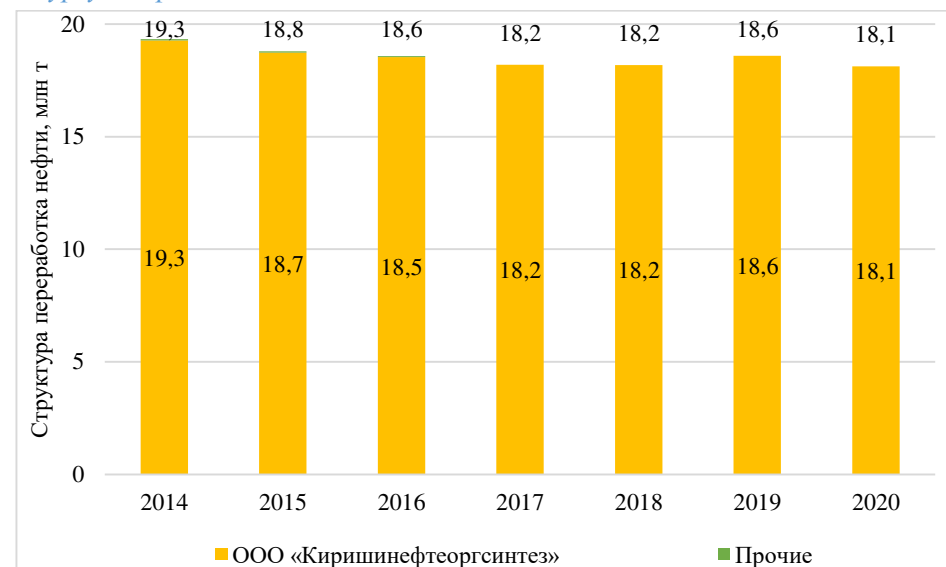
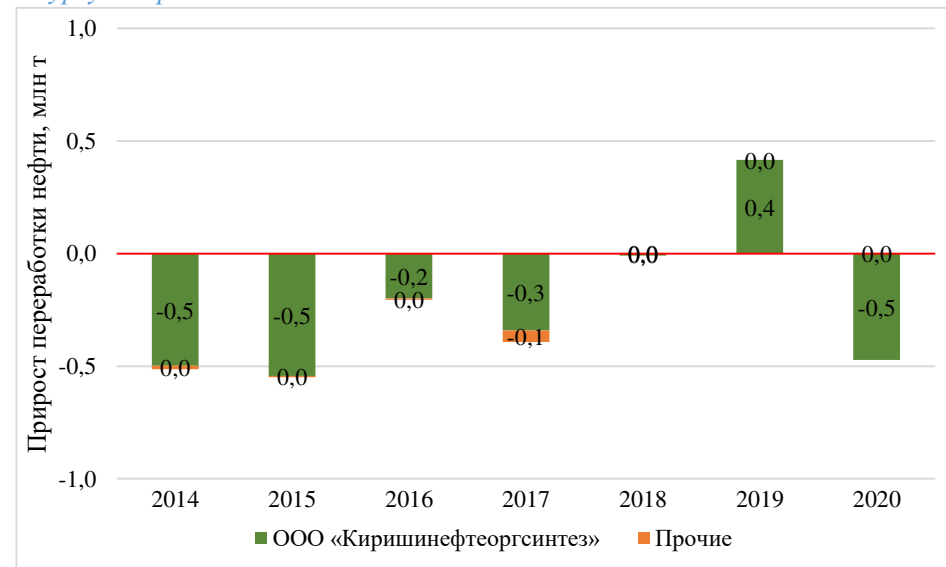


Рисунок 6.16. Динамика прироста переработки нефти ОАО «Сургутнефтегаз»



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний



## Организационная структура переработки нефти: ПАО «Татнефть» и ПАО «Башнефть»

Ключевой нефтеперерабатывающий актив «Татнефти» – комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов «ТАНЕКО», который является одним из лидеров по глубине переработки нефти в России (99 %). Выход светлых нефтепродуктов на заводе составляет 75 %. В 2020 г. установленная мощность завода выросла до 14,6 млн т, а объём переработки вырос на 12,8 % и составил 11,4 млн т (рис. 6.17). В 2020 г. введены в эксплуатацию три установки: гидроочистки тяжелого газойля коксования, «Экстрактивная дистилляция сульфоланом», гидроочистки средних дистиллятов производительностью 3,7 млн т в год. В первой половине 2021 г. на заводе введена в эксплуатацию установка каталитического крекинга мощностью 1 млн т, которая позволит увеличить производство бензинов на 0,5 млн т и дизельного топлива на 0,2 млн т. Также состоялся запуск установки по производству водорода и промышленное производство смазочных материалов.

Перерабатывающие мощности компании «Башнефть» представлены тремя заводами: «Башнефть-УНПЗ», «Башнефть-Новыйл» и «Башнефть-Уфанефтехим», общая мощность которых составляет 23,5 млн т нефти в год. В 2020 г. объём первичной переработки нефти сократился на 17,1 % и составил 15,5 млн т (рис. 6.18).

В рамках стратегии по обеспечению технологического лидерства «Башнефть» продолжает реализацию проектов по модернизации производственных процессов. Запланировано строительство новых установок первичной переработки АВТ-6 на «Башнефть-Уфанефтехим» и замедленного коксования на «Башнефть-УНПЗ». Это позволит сократить выпуск мазута и увеличить производство моторных топлив и сырья для нефтехимии.

Программа модернизации ПАО АНК «Башнефть» позволит увеличить глубину переработки нефти до 98 %, а выход светлых нефтепродуктов – до 79 %. Также предполагается развитие нефтехимического направления и рост синергетического эффекта от интеграции с НПЗ. Средняя глубина переработки нефти в 2020 г. составила 86 %, выход светлых нефтепродуктов – около 65,7 %.

Рисунок 6.17. Структура переработки нефти на заводах ПАО «Татнефть»

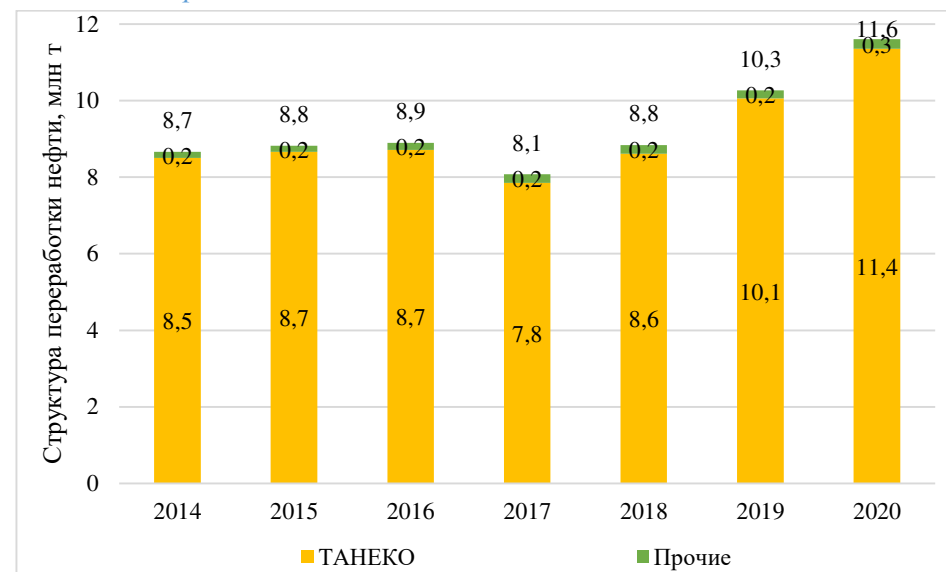
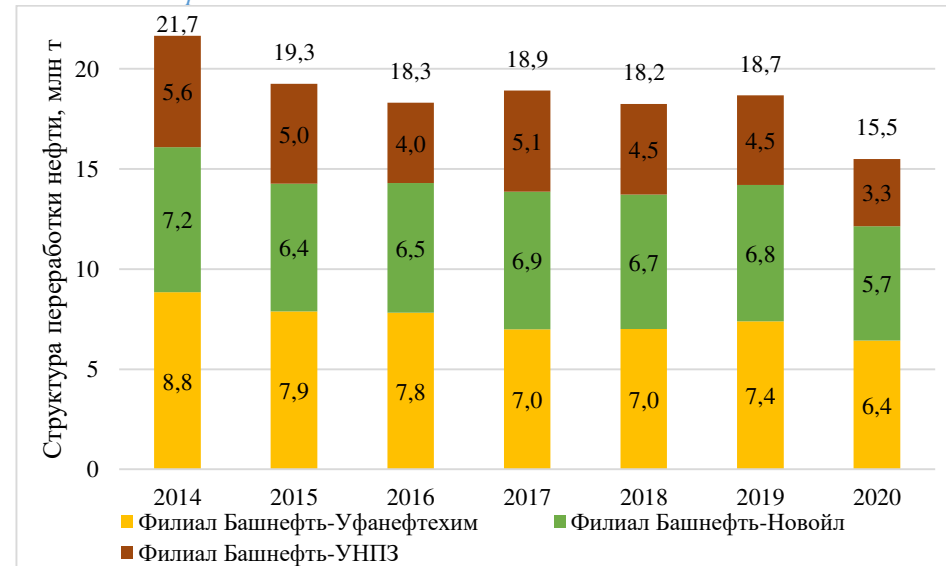


Рисунок 6.18. Структура переработки нефти на заводах ПАО «Башнефть»



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний



## Организационная структура переработки нефти: независимые НПЗ

До 2017 г. происходил устойчивый рост объема первичной переработки нефти независимыми НПЗ. Так, за счет расширения существующих мощностей и строительства новых заводов годовой объем перерабатываемой нефти за период 2010–2017 гг. увеличился на 80 %. В 2020 г. объем переработки независимыми НПЗ сократился на 1,2 % и составил 41,3 млн т (рис. 6.19, 6.20). Крупнейшие НПЗ, входящие в группу независимых, – Антипинский (установленная мощность 9 млн т), «ТАИФ- НК» (8,4 млн т), Афипиский (6,3 млн т), Ильский (6,3 млн т).

Наибольший прирост первичной переработки нефти в 2020 г. показал Ильский НПЗ (+1,9 млн т). Благодаря подключению НПЗ к магистральному нефтепроводу существенно вырос потенциал предприятия по увеличению перерабатываемых мощностей. Так, в 2021 г. введена в эксплуатацию установка первичной подготовки и переработки нефти ЭЛОУ-АТ-6 мощностью 3,6 млн тонн в год.

На Антипинском НПЗ переработка выросла на 1,5 млн т и составила 6,3 млн т. После банкротства и временной приостановки НПЗ в 2019 г., завод перешел под контроль основного кредитора – Сбербанка и возобновил переработку по давальческой схеме.

Наибольший вклад в сокращение переработки в 2020 г. внесли Краснодарский НПЗ (–1 млн т), «ТАИФ-НК» (–1 млн т), «Орскнефтеоргсинтез» (–0,9 млн т).

Первичная переработка нефти «ТАИФ-НК» в 2020 г. составила 7,3 млн т. В 2020 г. компания начала эксплуатацию в режиме комплексного опробования комплекса глубокой переработки тяжелых остатков проектной мощностью 3,7 млн т. Это позволило снизить выпуск темных нефтепродуктов и увеличить выход светлых нефтепродуктов до 76,1 %. В настоящее время изучается вопрос объединения активов «ТАИФ-НК» «Сибур».

Первичная переработка Краснодарского НПЗ составила 1,6 млн т. В мае 2021 г. завод вошел в состав Афипиского НПЗ. После объединения планируется разделение технологических процессов: первичная переработка будет размещена в периметре территории Краснодарского завода, а глубокие процессы переработки будут проходить на площадке Афипиского НПЗ. На Афиписком НПЗ продолжается модернизация производства. В 2022 г. запланирован ввод в эксплуатацию комплекса гидрокрекинга, мощностью 2,5 млн т в год.

Рисунок 6.19. Структура переработки нефти на независимых НПЗ

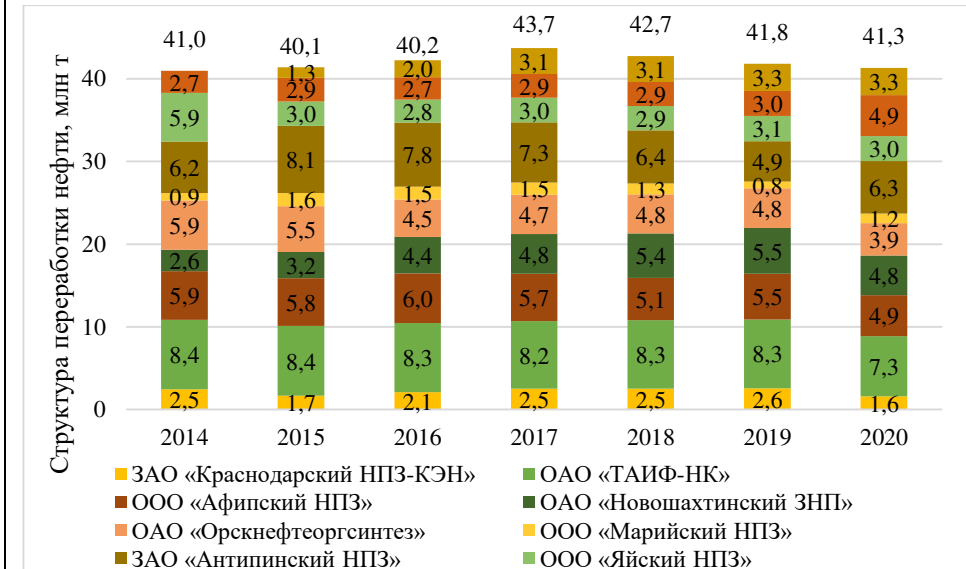
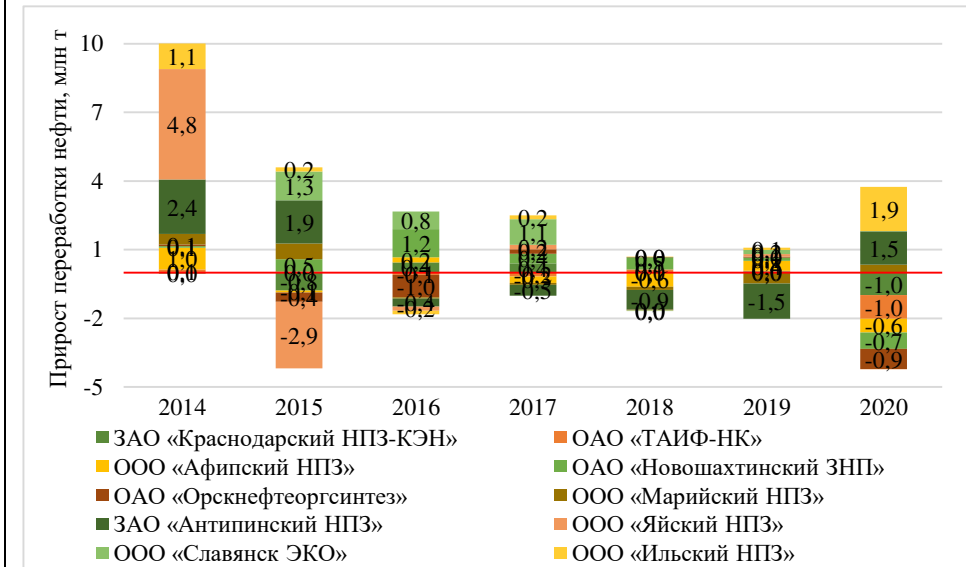


Рисунок 6.20. Динамика прироста переработки нефти на независимых НПЗ



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний



Нефтегазовый комплекс России – 2020.  
Часть 1. Нефтяная промышленность – 2020:  
долгосрочные тенденции и современное состояние

1. **Нефтяной комплекс России на современном этапе**

2. **Россия на фоне мировых тенденций**

3. **Геологоразведочные работы в России**

*Общепромышленные тенденции геологоразведки  
Основные направления воспроизводства  
минерально-сырьевой базы нефти России*

4. **Особенности добычи нефти в России**

*Ресурсно-сырьевые особенности добычи  
Технологические особенности добычи*

5. **Добыча нефти в России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

6. **Переработка нефти в России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*

7. **Экспорт нефти из России**

*Общепромышленные тенденции  
Региональная структура  
Организационная структура*



## Общепромышленные тенденции экспорта нефти

Данные по экспорту нефти из России по различным источникам варьируются, что связано с различными методиками расчетов. Традиционно данные по экспорту нефти, публикуемые Росстатом (по данным ФТС), несколько превосходили данные Минэнерго России. В 2020 г. расхождение составило 6,2 млн т.

По данным ФТС, включающей данные о взаимной торговле со странами ЕАЭС, в 2020 г. объем экспорта нефти снизился на 32,1 млн т (-11,9 %) и составил 238,6 млн т. По данным Минэнерго России, в 2020 г. на экспорт поставлено 232,4 млн т нефти, что на 33,7 млн т меньше, чем в предыдущем году (рис. 7.1, 7.2).

Рисунок 7.1. Экспорт российской нефти по данным ФТС

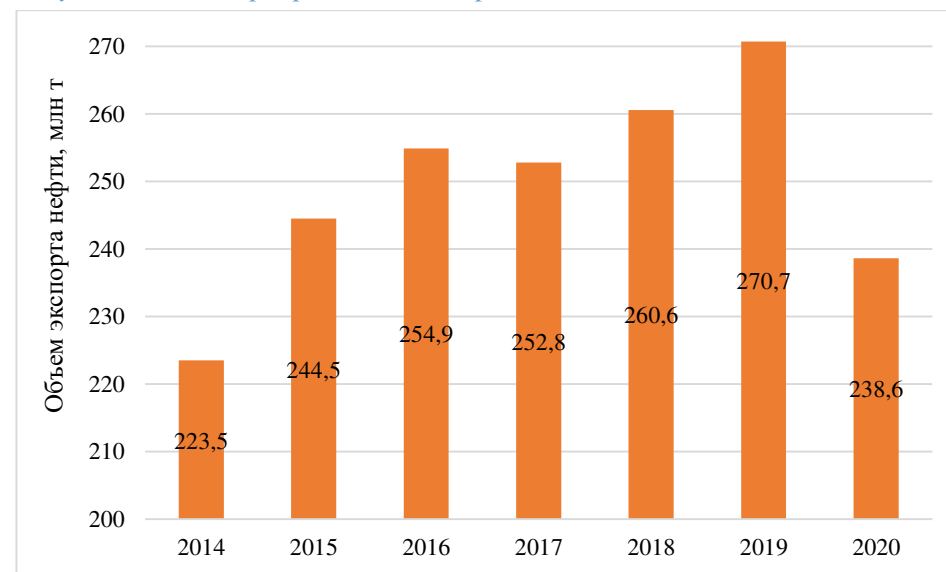
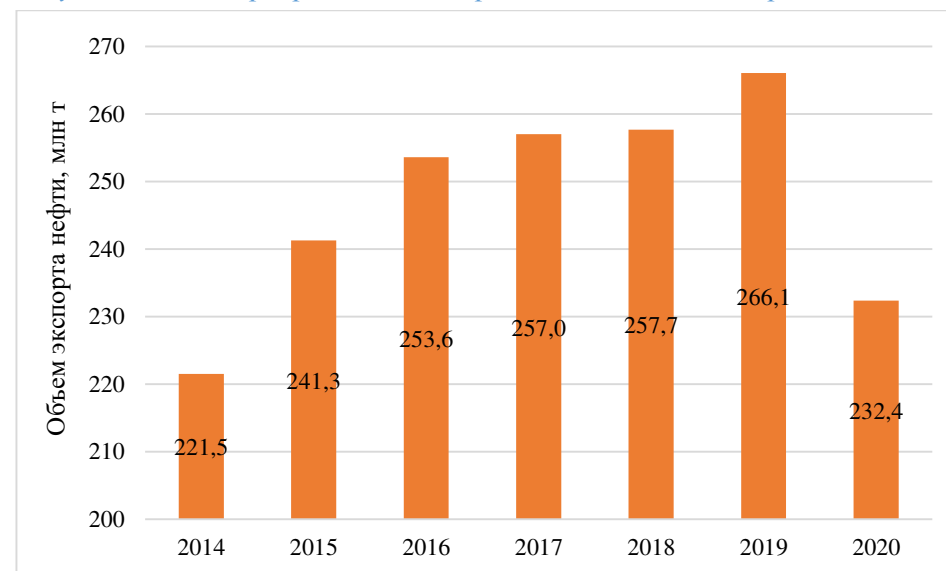


Рисунок 7.2. Экспорт российской нефти по данным Минэнерго России



Источник: ЦЭН ИНГГ, ФТС России, Минэнерго России





## Общепромышленные тенденции экспорта нефти

По данным Минэнерго России экспорт Российской нефти в 2020 г. составил 232,4 млн т, что на 12,7 % меньше, чем в предыдущем году. Также осуществлялись транзитные поставки казахской, азербайджанской, белорусской и туркменской нефти по территории России в объеме 19,7 млн т (рис. 7.3, 7.4).

Экспорт нефти в страны дальнего зарубежья в 2020 г. сократился на 11,8 % и составил 219,2 млн т. При этом продолжился рост поставок российской нефти в тихоокеанском направлении на фоне падения поставок в западном направлении. Так, если в 2019 г. доля восточного направления составляла 37 %, то в 2020 г. – 42 %. В атлантическом направлении отгружено около 58 % нефти. Крупнейшими покупателями российской нефти остаются Китай и Нидерланды, где находится крупнейший транзитный порт Роттердам.

Экспорт нефти в страны ближнего зарубежья сократился на 4,2 млн т и составил 13,3 млн т (по данным ФТС – 14,7 млн т). Единственным направлением поставок в страны ближнего зарубежья остается Белоруссия. Поставки нефти в Казахстан и Украину были прекращены соответственно в 2014 и 2012 гг.

Средняя экспортная цена нефти в 2020 г. сократилась на 20,7 долл. за баррель и составила 41,4 долл., при этом средняя экспортная цена для стран дальнего зарубежья составила 41,8 долл./барр. для стран ближнего зарубежья – 33,4 долл./барр. На фоне снижения стоимости нефти на мировом рынке и снижения экспортных поставок выручка от экспорта российской нефти в 2020 г. сократилась на 40,4 % относительно предыдущего года и составила 72,4 млрд долл. Наибольший объем выручки от экспорта нефти был достигнут в 2011 г. и составил 181,8 млрд долл., при средних экспортных ценах 101,7 долл. за баррель.

Основная часть поставок нефти (81,4 %, или 194,3 млн т) из России (включая транзитные ресурсы) в дальнее зарубежье экспортируется по системе «Транснефть». Минуя трубопроводную систему «Транснефть» поставлено на экспорт в страны дальнего зарубежья 44,4 млн т, или 18,6 %.

Рисунок 7.3. Экспорт российской нефти и транзитные поставки

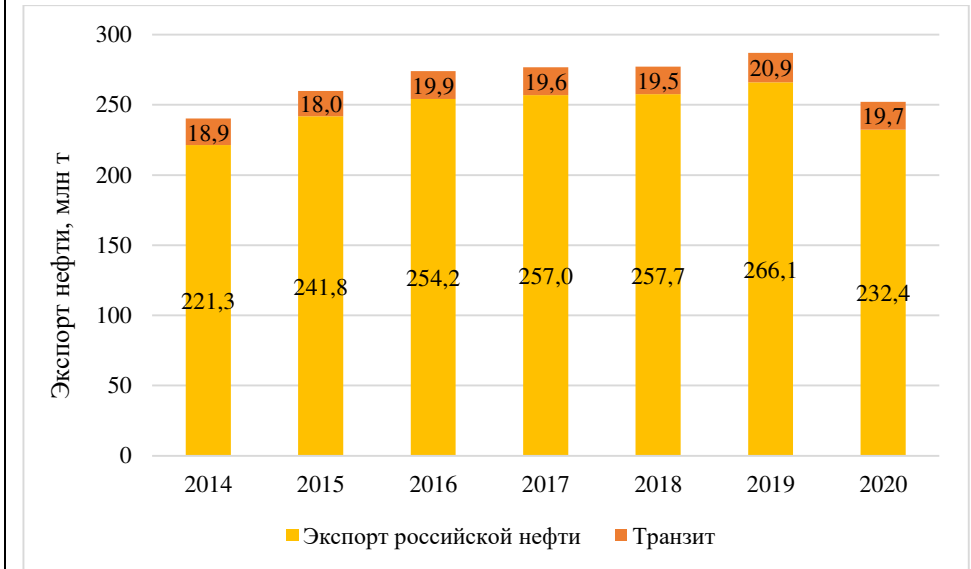
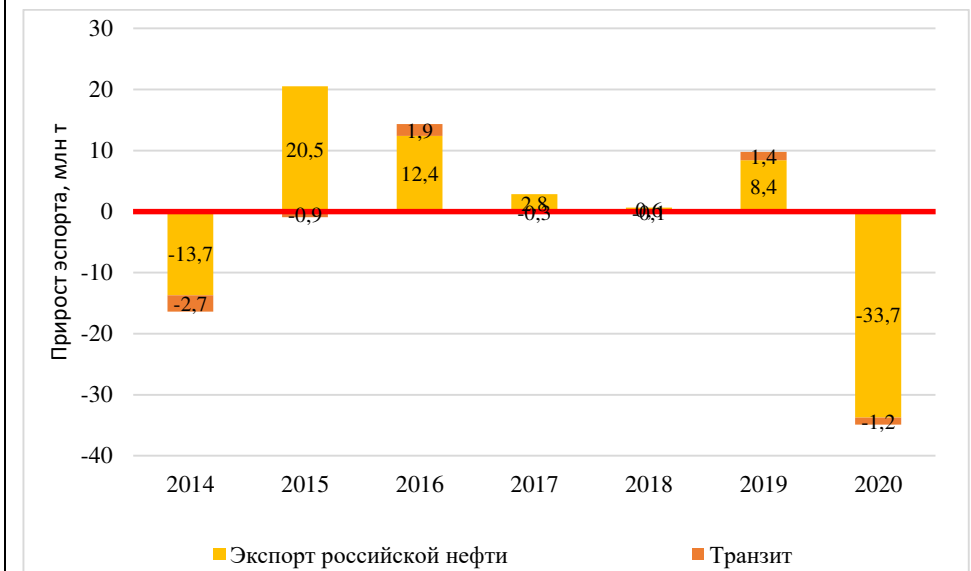


Рисунок 7.4. Прирост экспорта российской нефти и транзитные поставки



Источник: ЦЭН ИНГГ, ФТС России



## Общепромышленные тенденции экспорта нефтепродуктов

По данным Федеральной таможенной службы, суммарный объем экспорта нефтепродуктов в 2020 г. сократился на 0,7 % и составил 141,8 млн т (рис. 7.5, 7.6). В страны ближнего зарубежья поставки нефтепродуктов выросли на 67 % и составили 8,2 млн т. В страны дальнего зарубежья экспорт нефтепродуктов снизился на 3,3 % и составил 133,6 млн т. Объем выручки от экспорта нефтепродуктов в 2020 г. сократился на 32,2 % и составил 45,3 млрд долл. Наибольший объем выручки от экспорта нефтепродуктов в России был достигнут в 2014 г. и составил 115,8 млрд долл.

В товарной структуре экспорта нефтепродуктов наибольшую долю занимает дизельное топливо (37,5 %). В 2020 г. поставки дизельного топлива выросли на 3,5 % и составили 53,2 млн т. Доля мазута в структуре экспорта составила 22,5 %. По итогам года его экспорт вырос на 1,6 % и составил 31,9 млн т. Доля автомобильного бензина в экспорте выросла до 4,1 %, объем поставок составил 5,8 млн т. В стоимостной структуре экспорта 42,8 % выручки приходится на дизельное топливо, 4,9 % на автомобильный бензин.

С учетом обеспеченности России нефтеперерабатывающими мощностями и ростом конкурентоспособности выпускаемой продукции Россия имеет потенциал для последующего увеличения экспорта нефтепродуктов в долгосрочной перспективе.

К 2024 г. в России планируется завершение налогового маневра. В течение четырех лет планируется постепенное снижение ставок акциза до нулевой ставки. Для насыщения внутреннего рынка необходимым объемом топлива и снижения влияния колебаний мировых цен на нефтепродукты на внутрироссийский рынок введен демпферный механизм. Этот механизм предусматривает компенсацию нефтяным компаниям разницы цены между экспортной стоимостью топлива и установленной стоимостью в России в случае, если экспортная стоимость превышает установленную стоимость. В противном случае нефтяные компании выплачивают в бюджет дополнительный доход от внутрироссийских продаж.

Рисунок 7.5. Структура экспорта нефтепродуктов из России

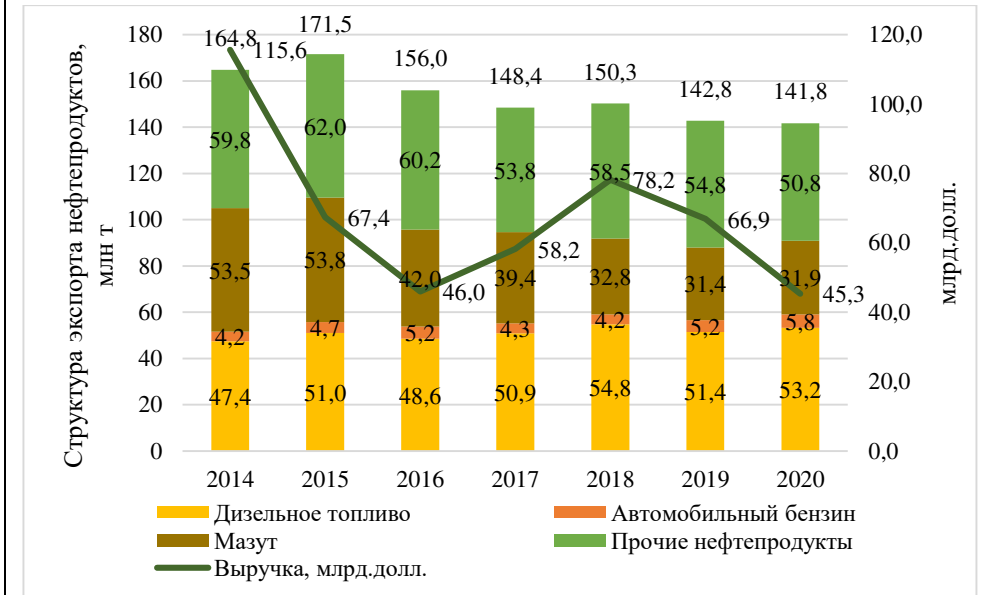
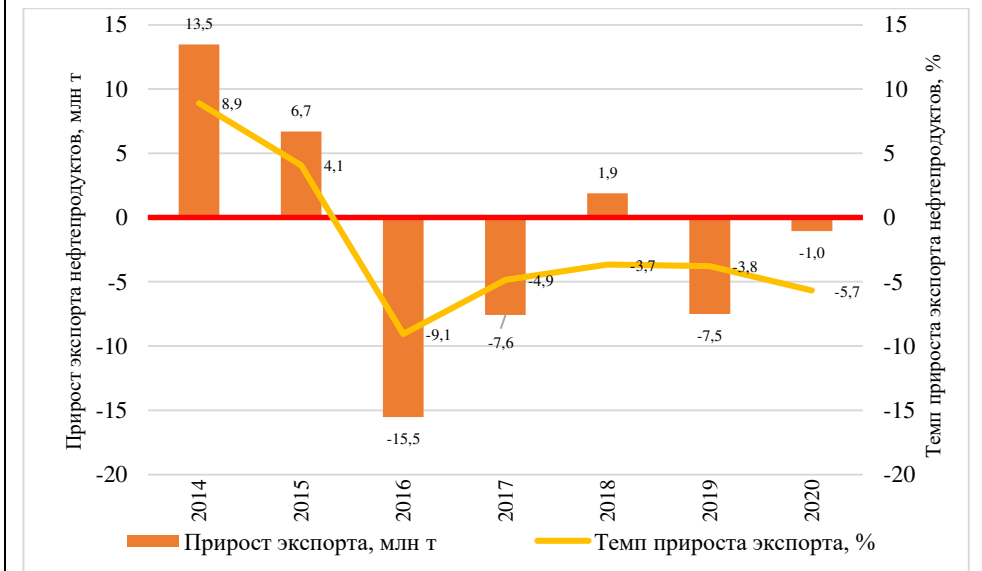


Рисунок 7.6. Прирост экспорта нефтепродуктов из России



Источник: ЦЭН ИНГГ, ФТС России



## Региональная структура экспорта нефти

По данным ФТС экспорт российской нефти в 2020 г. составил 238,6 млн т. что на 32,1 млн т меньше, чем в предыдущем году. В региональной структуре экспорта доля стран атлантического направления в 2020 г. сократилась до 53 %, при этом существенно выросла доля стран Тихоокеанского направления – до 41 %. На страны ближнего зарубежья приходится только 6 % экспорта российской нефти (рис. 7.7, 7.8).

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

В ноябре 2019 г. мощность ключевой магистрали для поставок нефти в восточном направлении – ВСТО достигла максимального проектного уровня: 80 млн т на участке Тайшет–Сковородино. Далее нефть поступает в Китай по нефтепроводу «Сковородино–Дацин» (проектная мощность 30 млн т в год) и по маршруту ВСТО-2 Сковородино–Козьмино (50 млн т в год) с ответвлениями на Комсомольский и Хабаровский НПЗ. В 2020 г. объем поставок нефти по ВСТО составил 73,2 млн т, в том числе на экспорт более 63 млн т.

Крупнейший импортер российской нефти – Китай. Поставки осуществляются по трем основным направлениям: по нефтепроводу ВСТО, через морской терминал в Козьмино и транзитом через Казахстан. По итогам 2020 г. поставки нефти в Китай выросли на 7 % до 75,3 млн т. Второй крупнейший покупатель российской нефти в восточном направлении – Южная Корея (14,6 млн т), также поставки нефти осуществлялись в Японию (5,9 млн т) и США (2,8 млн т).

В атлантическом направлении крупнейшим импортерами нефти являются Нидерланды. По итогам года экспорт сократился на 31 % и составил 31,8 млн т. Также поставки нефти осуществлялись в Германию (21,6 млн т), Польшу (14,6 млн т), Италию (12,6 млн т), Финляндию (9,2 млн т) и другие страны.

Наиболее высокая средняя цена за баррель российской нефти составила 48,1 долл. (Япония) и 47,1 долл. (Южная Корея). Наиболее низкая средняя цена российской нефти составила 32,7 долл./барр. (Белоруссия) и 38,1 долл./барр. (Польша).

Рисунок 7.7. Региональная структура экспорта нефти из России

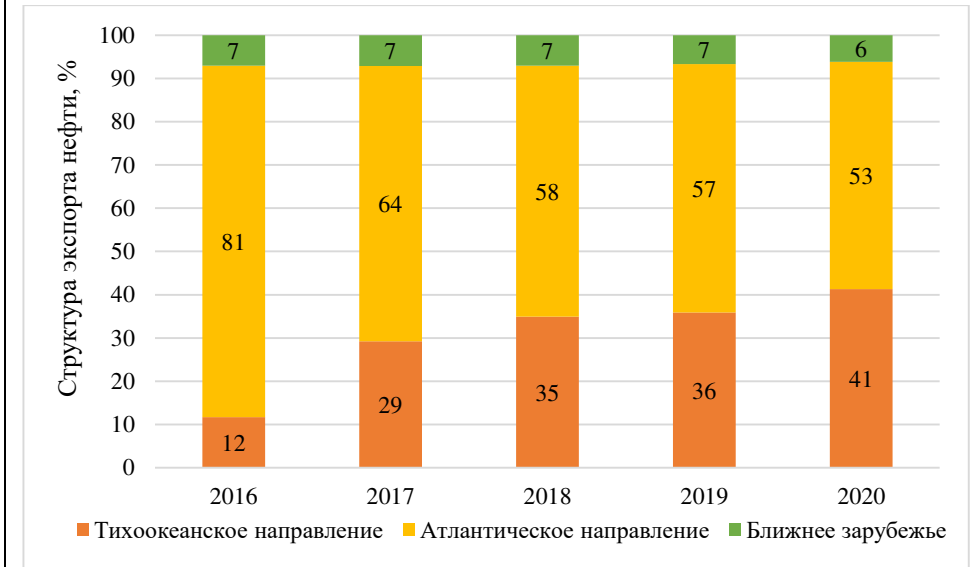
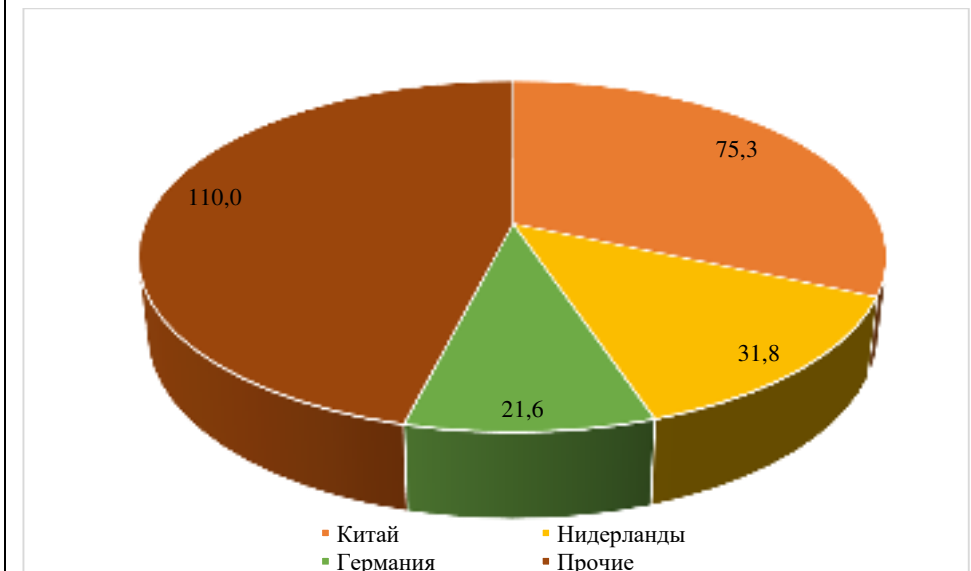


Рисунок 7.8. Основные направления поставок нефти из России



Источник: ЦЭН ИНГГ, ФТС России



## Организационная структура экспорта нефти

Транспортировка нефти в России осуществляется преимущественно по трубопроводной системе «Транснефти» – естественного монополиста в области транспортировки нефти по трубопроводам. В настоящее время в активах компании 67,2 тыс. км магистральных трубопроводов, в том числе 50,8 тыс. км нефтепроводов.

Транспортировка нефти и нефтепродуктов по системе магистральных нефтепроводов и продуктопроводов в 2020 г. составила 480,1 млн т, что на 8,2 млн т меньше, чем в предыдущем году. Погрузка нефти и нефтепродуктов на сети РЖД по итогам 2020 г. сократилась на 10 % и составила 208,8 млн т.

В 2020 г. транспортировка нефти по системе «Транснефть» сократилась на 8,8 % и составила 442,2 млн т. (в том числе российская нефть – 422,4 млн т). Всего через систему магистральных нефтепроводов «Транснефти» транспортируется 82,4 % российской нефти.

Поставки нефти на российские НПЗ по системе «Транснефть» в 2020 г. сократились на 5 % и составили 233,7 млн т. Суммарный объём поставок нефти в дальнее зарубежье, включая транзитные ресурсы, составил около 239 млн т, что на 30 млн т меньше, чем в предыдущем году. Из них по трубопроводной системе АК «Транснефть» отгружено 194,3 млн т нефти, в том числе 175,6 млн т российской нефти. Снижение поставок нефти происходило прежде всего в западном направлении. В восточном направлении поставки нефти на экспорт сохранились на уровне предыдущего года.

Экспорт нефти в дальнее зарубежье минуя систему магистральных нефтепроводов в 2020 г. сократился на 8,3 % и составил 44,4 млн т. В ближнее зарубежье экспорт сократился на 4,2 млн т и составил 13,3 млн т (рис.7.9, 7.10).

Также по территории России проходит трубопроводная система КТК. Протяженность трубопровода Тенгиз–Новороссийск, соединившего нефтяные месторождения Западного Казахстана с Морским терминалом в Новороссийске, составляет 1 511 км. Мощность нефтепровода – 67 млн т нефти в год. В 2020 г. КТК отгрузил на Морском терминале в Новороссийске 59 млн т нефти, из которых 51,8 млн т – нефть казахстанских грузоотправителей, 7,2 млн т – нефть российских грузоотправителей.

Рисунок 7.9. Организационная структура экспорта российской нефти и транзитные поставки в дальнее зарубежье

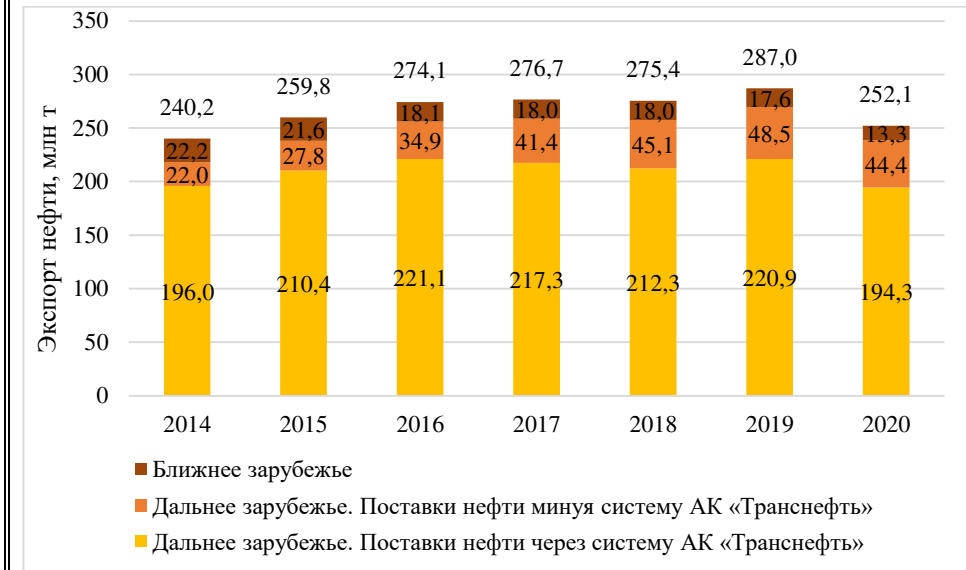
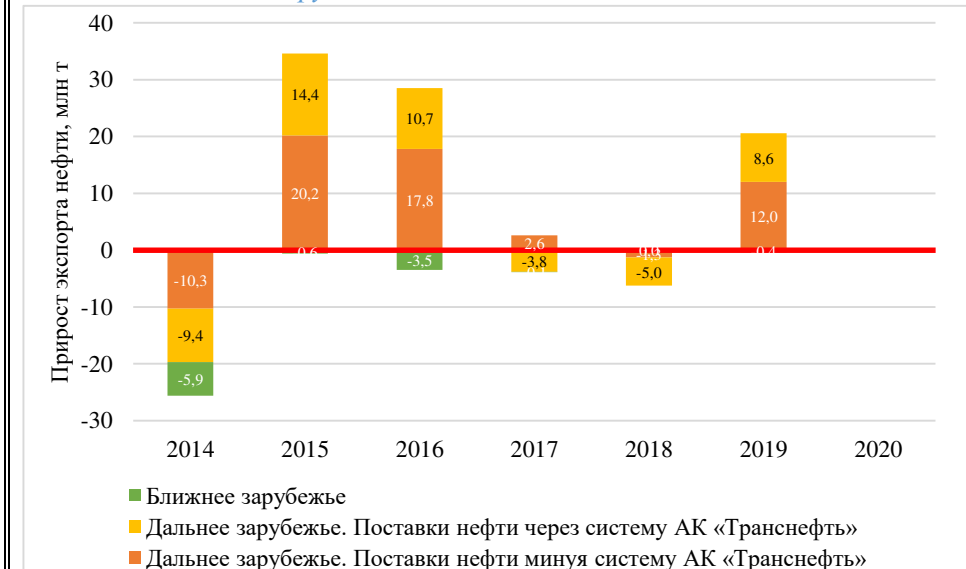


Рисунок 7.10. Прирост экспорта российской нефти и транзитные поставки в дальнее зарубежье



Источник: ЦЭН ИНГГ, ФТС России, Росстат, АК «Транснефть»



## Организационная структура экспорта нефти: АК «Транснефть»

В 2020 г. поставки нефти по системе АК «Транснефть» в дальнее зарубежье составили 194,3 млн т, что на 12 % меньше, чем в предыдущем году, в том числе поставки российской нефти составили 175,6 млн т. Наибольшее сокращение отгрузки нефти в 2020 г. произошло через морские порты. В то же время экспорт нефти трубопроводным транспортом по итогам года вырос.

В 2020 г. морские поставки нефти через систему «Транснефти» сократились на 29,4 млн т и составили 108,6 млн т (рис. 7.11, 7.12). Снижение поставок нефти происходило прежде всего в западном направлении. Так, отгрузка нефти в СМНП Приморск сократилась на 30 % (до 33,2 млн т), в СМНП Усть-Луга – на 17 % (до 22 млн т). Помимо падения мирового спроса на нефть сокращению поставок через морские терминалы также способствовала нормализация работы нефтепровода «Дружба» относительно 2019 г.

Поставки нефти по магистральному нефтепроводу «Дружба» в 2019 г. составили 45,3 млн т, что на 3 млн т больше, чем в предыдущем году. При этом наибольший рост поставок произошел в направлении Германии (на 2,8 млн т) и Польши (на 1,1 млн т). Сократились поставки нефти в Чехию (– 0,8 млн т) и Венгрию (–0,5 млн т).

Последние годы развитие экспортных мощностей происходило преимущественно в Азиатско-Тихоокеанском направлении. Основной проект – это расширение трубопроводной мощности ВСТО. В ноябре 2019 г. мощность нефтепровода ВСТО-1 («Гайшет – Сковородино» доведена до проектного уровня – 80 млн т в год. Нефтепровод «Сковородино – Козьмино» («ВСТО-2»). Пропускная способность трубопроводной системы «ВСТО-2» («Сковородино – Козьмино») увеличена до 50 млн т для обеспечения транспортировки нефти на экспорт через СМНП «Козьмино», а также на нефтеперерабатывающие заводы Российской Федерации (ООО «РН-Комсомольский НПЗ», АО «ННК – Хабаровский НПЗ», АО «ВНХК»).

В 2020 г. поставки нефти по нефтепроводу ВСТО составили 73,2 млн т, в том числе на экспорт – 63,3 млн т. Относительно предыдущего года экспорт сократился на 0,5 млн т.

Рисунок 7.11. Структура экспорта российской нефти через систему АК «Транснефть» (дальнее зарубежье)

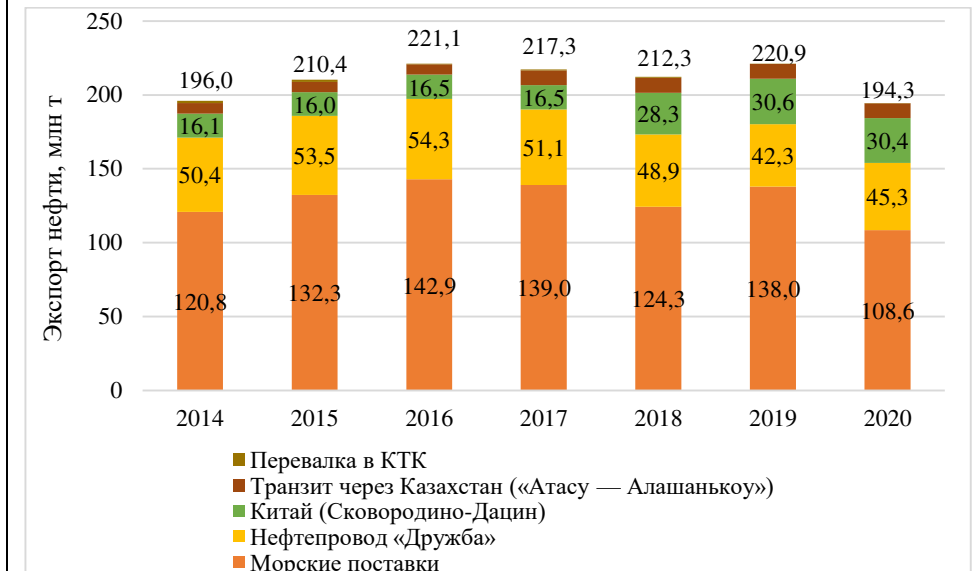
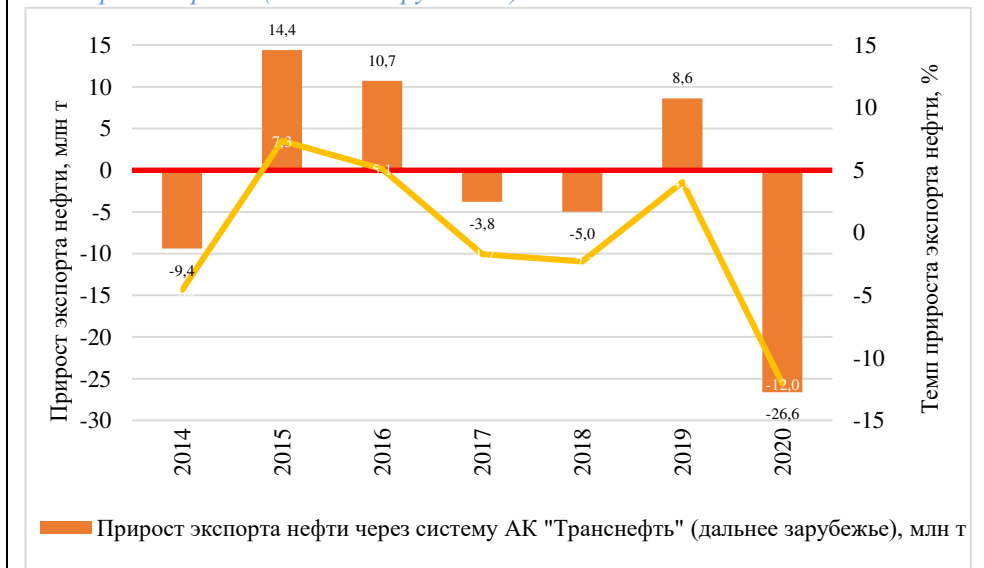


Рисунок 7.12. Прирост экспорта российской нефти через систему АК «Транснефть» (дальнее зарубежье)



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний, АК «Транснефть»



## Список литературы

1. Филимонова И.В., Комарова А.В., Мишенин М.В., Земнухова Е.А. Роль трудноизвлекаемых запасов нефти в воспроизводстве сырьевой базы и устойчивом развитии нефтегазового комплекса России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2020. – Т. 6. – № 174. – С. 12-20.
2. Филимонова И.В., Комарова А.В., Мишенин М.В., Кожевин В.Д. Экспорт нефти и нефтепродуктов из России в Атлантическом и Тихоокеанском направлениях // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2020. – № 12 (192). – С. 55-62.
3. Филимонова И.В., Комарова А.В., Проворная И.В., Мишенин М.В. Изменение структуры сырьевой базы нефти как фактор, определяющий доходы федерального бюджета // Горный журнал. – 2020. – № 4. – С. 30-36.
4. Филимонова И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. База данных стоимостных нормативов проведения геологоразведочных работ в России: Свидетельство о государственной регистрации базы данных // № 2021620959, заявка № 2021620743 от 22.04.2021, зарегистрировано 14.05.2021, RU.
5. Филимонова И.В., Моисеев С.А., Немов В.Ю., Гордеева А.О. Современное состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса республики Саха (Якутии) // Маркшейдерия и недропользование. – 2020. – Т. 2. – № 106. – С. 3-10.
6. Филимонова И.В., Комарова А.В., Мишенин М.В. ТРИЗ как база устойчивого развития // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 15. – С. 25-40.
7. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Кожевин В.Д., Кожевина С.И. Экспорт газа из России в условиях межтопливной конкуренции и экологизации экономики // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2020. – № 11 (191). – С. 51-61.
8. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Комарова А.В. Механизм обеспечения энергобезопасности. Современное состояние и перспективы развития НГК Дальнего Востока // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 13-14. – С. 9-20.
9. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Комарова А.В., Кожевина С.В. Устойчивые тенденции и факторы развития рынка нефтесервиса в России // Бурение и нефть. – 2020. – № 11. – С. 4-10.
10. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Комарова А.В., Мишенин М.В. Экспорт газа из РФ: возможности и вызовы // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 16. – С. 41-52.
11. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Комарова А.В., Проворная И.В., Мишенин М.В. База данных учебного пособия "Газовая промышленность России: долгосрочные тенденции и закономерности развития": Свидетельство о государственной регистрации базы данных // № 2020621400, заявка № 2020621196 от 10.08.2020, зарегистрировано 10.08.2020, RU.
12. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Мишенин М.В., Проворная И.В. Нефтяная промышленность России: региональная и организационная структура добычи, переработки и экспорт // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2020. – № 4-5 (173). – С. 53-63.
13. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Дзюба Ю.А. Перспективы сотрудничества восточносибирских регионов России и стран Азиатско-Тихоокеанского региона в сфере транспортировки нефти и газа // Транспорт: наука, техника, управление. Научный информационный сборник. – 2020. – № 6. – С. 37-47.
14. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В. Региональные особенности добычи и переработки нефти в России // Бурение и нефть. – 2020. – № 10. – С. 3-10.
15. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В. Экспортная стратегия России. Структура и динамика поставок нефти и нефтепродуктов из РФ // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 18. – С. 8-17.
16. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Шумилова С.И., Кожевин В.Д., Дзюба Ю.А., Чеботарева А.В., Бурштейн Л.М., Моисеев С.А., Казаненков В.А., Фомин М.А., Юркевич Ник.В., Рыжкова С.В., Фомин А.М. Нефтегазовый комплекс России - 2019: в 4 ч. Часть 1. Часть 1. Нефтяная промышленность - 2019: долгосрочные тенденции и современное состояние. // ИНГГ СО РАН – Новосибирск – 2020. – 90 с.
17. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Шумилова С.И., Кожевин В.Д., Чеботарева А.В., Дзюба Ю.А., Земнухова Е.А. Нефтегазовый комплекс России - 2019: в 4 ч. Часть 2. Газовая промышленность - 2019: долгосрочные тенденции и современное состояние. // ИНГГ СО РАН – Новосибирск – 2020. – 61 с.
18. Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Чеботарева А.В. Восточный вектор сотрудничества России со странами Азиатско-Тихоокеанского региона в энергетической сфере // Азиатско-тихоокеанский регион: экономика, политика, право. – 2020. – Т. 22. – № 1. – С. 15-29.



20. Филимонова И.В., Никитенко С.М., Немов В.Ю., Чеботарева А.В. Изменение географии добычи нефти в России до 2040 года // Маркшейдерия и недропользование. – 2020. – № 4 (108). – С. 12-17.
21. Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю., Дзюба Ю.А. Российская нефтепереработка на современном этапе развития // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 17. – С. 8-20.
22. Филимонова И.В., Эдер И.В., Проворная И.В., Черепанова Д.М. Влияние нефтегазовой отрасли на экономику добывающих стран // Вестник СПбГУ. Экономика. – 2020. – Т. 36. – № 4. – С. 693-718.
23. Чеботарева А.В. Анализ структуры капитала нефтегазовых компаний России // Материалы 58-й Международной научной студенческой конференции МНСК-2020: Экономика (г. Новосибирск, 10-13 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 137-138.
24. Филимонова И.В. Оценка влияния структурных сдвигов в области недропользования на эффективность нефтегазового комплекса России // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 939-947.
25. Филимонова И.В., Комарова А.В. Инструменты государственного налогового регулирования недропользования, направленные на повышение эффективности работы нефтегазового комплекса России // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 948-956.
26. Филимонова И.В., Комарова А.В., Казаненков В.А., Немов В.Ю. Особая роль Арктики. Развитие Арктических регионов России с учетом влияния нефтегазового комплекса // Нефтегазовая вертикаль. – 2021. – № 3-4 (482). – С. 21-32.
27. Чеботарева А.В., Филимонова И.В. Анализ структуры капитала компаний нефтегазового сектора России и мира // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 957-968.
28. Алексеев А.В., Балдакова Е.Г., Баранов А.О., Гильмундинов В.М., Дементьев Н.П., Казанцев К.Ю., Казанцев С.В., Казанцева Л.К., Колужнов Д.В., Комарова А.В., Кузнецова Н.Н., Музыко Е.И., Павлов В.Н., Рыженков А.В., Слепенкова Ю.М., Тагаева Т.О., Тесля П.Н., Филимонова И.В., Фомин Д.А., Шумилова С.И. Инвестиционный процесс и структурная трансформация российской экономики // ИЭОПП СО РАН – Новосибирск – 2020. – 402 с.
29. Гладков Е.А., Шарф И.В., Карпова Е.Г., Пулькина Н.Э., Филимонова И.В., Гладкова Е.Е. Перспективы нефтеносности залежей углеводородов в баженовской и марьяновской свитах юго-востока Западной Сибири (Томская область) // Бурение и нефть. – 2020. – № 7-8. – С. 56-59.
30. Грачев С.Л., Филимонова И.В., Немов В.Ю. Стратегия управления социальной инфраструктурой ООО "Газпром добыча Надым" // Газовая промышленность. – 2020. – № 5 (800). – С. 108-116.
31. Земнухова Е.А. Проблемы и перспективы формирования минерально-сырьевых центров в Арктической зоне России // Экономика и предпринимательство. – 2021. – № 3 (128). – С. 443-448.
32. Земнухова Е.А., Мишенин М.В. Транспортная обеспеченность нефтегазового комплекса регионов Восточной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 795-804.
33. Казаненков В.А., Немов В.Ю. Обоснование перспективных направлений развития минерально-сырьевой базы углеводородов Арктики // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 805-815.
34. Калгашкина Т.Д., Проворная И.В. Экономическая оценка накопленного экологического ущерба в пределах территории Комсомольской золотоизвлекательной фабрики // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 816-827.
35. Немов В.Ю. Классификация этапов развития структуры топливно-энергетического баланса с учетом фактора экологизации экономики //



Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 862-872.

36. Немов В.Ю. Особенности социально-экономического развития арктических регионов России с учетом роли нефтегазового комплекса // Экономика XXI века: Сборник материалов Международной научно-практической конференции, посвященной 65-летию Сибирского университета потребительской кооперации (СибУПК)(г. Новосибирск, 23 октября 2020 г.). – 2020. – С. 206-212.

37. Ниязбекова Д.Б., Комарова А.В. Определение ставки дисконтирования для компаний нефтегазового комплекса // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 873-882.

38. Новиков А.Ю., Комарова А.В. Подходы к выявлению ресурсного проклятия // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 883-890.

39. Ожогова Л.М., Немов В.Ю. Исследование влияния эколого-энергетических факторов на экономический рост стран // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 891-899.

40. Проворная И.В. Развитие направлений транспортировки нефти газа по регионам мира // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 900-912.

41. Проворная И.В., Филимонова И.В., Комарова А.В., Земнухова Е.А. Закономерности развития нефтегазовых ресурсных регионов России с учетом

транспортной обеспеченности // Экологический вестник России. – 2020. – № 1. – С. 16-21.

42. Проворная И.В., Филимонова И.В., Комарова А.В., Земнухова Е.А. Закономерности развития нефтегазовых ресурсных регионов России с учетом транспортной обеспеченности (окончание) // Экологический вестник России. – 2020. – № 2. – С. 20-24.

43. Торощина А.В., Проворная И.В. Влияние бюджетной системы на экономический рост добывающих регионов // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 928-938.

44. Черепанова Д.М., Филимонова И.В. Сравнительный анализ влияния нефтегазового комплекса на экономический рост в макрорегионах мира // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 969-977.

45. Чукарева С.Б., Комарова А.В. Анализ применения налоговых льгот по НДС на нефтяных месторождениях Восточной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 978-987.

46. Шумилова С.И., Мочалов Р.А. Технологическое развитие нефтегазового комплекса в интересах обеспечения диверсификации и модернизации экономики России // Интерэкспо ГЕО-Сибирь - "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Материалы XVI международной научной конференции (г. Новосибирск, 20-24 апреля 2020 г.). – 2020. – С. 988-997.

47. Filimonova I., Komarova A., Chebotareva A. Factor analysis of economic efficiency of the oil and gas industry in Russia // E3S Web of Conferences. Topical Problems of Green Architecture, Civil and Environmental Engineering, TPACEE 2019 (20 - 22 November 2019). – 2020. – Vol. 164.





48. Filimonova I., Komarova A., Mishenin M. Impact of the global green factor on the capitalization of oil companies in Russia // *Oeconomia Copernicana*. – 2020. – Vol. 11., N. 2. – P. 309-324.
49. Filimonova I., Komarova A., Nemov V., Provornaya I. Sustainable development of Russian energy sector: Hydrocarbons of Eastern Siberia // 20th International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying, Geology and Mining, Ecology and Management (SGEM 2020) (16th to 25th August 2020, Albena, Bulgaria): Conference Proceedings. – 2020. – Vol. 2020-August. – N. 1.2. – P. 777-783.
50. Filimonova I., Komarova A., Nemov V., Provornaya I., Dzyuba Y. State-private partnership-the growth factor of gasification of Russian region // E3S Web of Conferences. Sustainable Development and Smart Management, ENERGY-21 (Irkutsk, Russia, 7-11 September, 2020). – 2020. – Vol. 209.
51. Filimonova I., Provornaya I., Kozhevin V. Identification of factors affecting renewable energy consumption by country groups [Электронный ресурс] // E3S Web of Conferences. Key Trends in Transportation Innovation (KTTI-2019) (Khabarovsk, Russia, October 24-26, 2019). – 2020. – Vol. 157.
52. Filimonova I.V., Cherepanova D.M., Provornaya I.V., Kozhevin V.D., Nemov V.Y. The dependence of sustainable economic growth on the complex of factors in hydrocarbons-exporting countries // *Energy Reports*. – 2020. – Vol. 6. – P. 68-73.
53. Filimonova I.V., Kozhevin V.D., Nemov V.Y., Komarova A.V., Mishenin M.V. Supply as a factor in the destabilization of the oil market // *Energy Reports*. – 2020. – Vol. 6. – P. 74-79.
54. Filimonova I.V., Nemov V.Y., Shumilova S.I. Evaluation of the Mutual Influence of Foreign Investment and the Development of the Oil and Gas Complex of Russia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International science and technology conference "EarthScience" (Rusky Island, Russian Federation, 10-12 December 2019). – 2020. – Vol. 459. – N. 6.
55. Filimonova I.V., Nikitenko S.M., Provornaya I.V., Dzyuba Y. Forecast of regional structure of oil production in Russia // *Eurasian Mining*. – 2020. – Vol. 2020., N. 1. – P. 25-30.
56. Filimonova I.V., Provornaya I.V., Komarova A.V., Zemnukhova E.A., Mishenin M.V. Influence of economic factors on the environment in countries with different levels of development // *Energy Reports*. – 2020. – Vol. 6. – P. 27-31.
57. Filimonova Irina, Nemov Vasilii, Provornaya Irina, Zemnukhova Catherine Tax Preferences of Resource Regions and the Risk to the Federal Budget // Abstracts of The Second Eurasian RISK-2020 Conference and Symposium. (12 - 19 April 2020; Georgian Technical University, Tbilisi, Georgia). – 2020. – P. 36-37.
58. Kavkaeva O., Filimonova I., Goosen E., Pakhomova E., Nikitenko S. Influence of the world innovation project "Industry 4.0" on the development of the Russian energy sector [Электронный ресурс] // *SWS Journal of Earth and Planetary Sciences*. – 2020. – Vol. 2., N. 1. – P. 44-54.
59. Komarova A., Filimonova I., Nemov V., Provornaya I. Integrated indicators of companies' efficiency in petroleum industry // 20th International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying, Geology and Mining, Ecology and Management (SGEM 2020) (18th to 24th August 2020, Albena, Bulgaria): Conference Proceedings. – 2020. – Vol. 2020-August. – N. 5.2. – P. 309-316.
60. Nemov V., Filimonova I., Mishenin M., Zemnukhova E. Contribution assessment of a technological factor to reducing CO2 emissions in Russia // E3S Web of Conferences. Sustainable Development and Smart Management, ENERGY-21 (Irkutsk, Russia, 7-11 September, 2020). – 2020. – Vol. 209.
61. Nemov V.Y., Filimonova I.V., Komarova A.V. Assessment of the Mutual Influence of Energy Intensity of the Economy and Pollutant Emissions // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International science and technology conference "EarthScience" (Rusky Island, Russian Federation, 10-12 December 2019). – 2020. – Vol. 459. – N. 6.
62. Nemov Vasilii, Filimonova Irina, Komarova Anna, Mishenin Mikhail Factor Analysis of Environmental Risk Amid Rising Energy Consumption // Abstracts of The Second Eurasian RISK-2020 Conference and Symposium. (12 - 19 April 2020; Georgian Technical University, Tbilisi, Georgia). – 2020. – P. 38-39.
63. Provornaya I.V., Filimonova I.V., Eder L.V., Nemov V.Y., Zemnukhova E.A. Formation of energy policy in Europe, taking into account trends in the global market // *Energy Reports*. – 2020. – Vol. 6. – P. 599-603.
64. Provornaya I.V., Filimonova I.V., Nemov V.Y., Komarova A.V., Dzyuba Y.A. Features of the petroleum products pricing in Russia, in the USA, and Saudi Arabia // *Energy Reports*. – 2020. – Vol. 6. – P. 514-522.
65. Provornaya I.V., Yurkevich N.V., Dzyuba Y.A. Mine Tailings: Environmental Damage and Resource Potential // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Science and Technology Conference on Earth Science, ISTCEarthScience (10-12 December 2019). – 2020. – Vol. 459. – N. 2.



## Центр экономики недропользования нефти и газа ИНГГ СО РАН

Центр «Экономики недропользования нефти и газа» был создан после реструктуризации лаборатории «Ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса», которая в свою очередь была выделена из структурного подразделения «Теоретические основы нефтидогенеза» бессменным руководителем которого является академик А.Э. Конторович.

### *Основные виды деятельности Центра:*

- отраслевые исследования и прогнозы;
- корпоративные стратегии;
- взаимодействие с органами государственной власти;
- консультирование и консалтинг;
- подготовка кадров.

### *Ключевые направления деятельности:*

- воспроизводство сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности России;
- развитие нефтяной и газовой промышленности России: добыча, переработка, потребление, экспорт углеводородов;
- геолого-экономическая оценка запасов и ресурсов углеводородов;
- инвестиционная оценка реализации крупных проектов в области поисков, разведки, добычи, переработки и транспорта нефти, газа и продукции их переработки;
- вопросы устойчивого развития ресурсных регионов России;
- прогноз развития мировых нефтегазовых и энергетических рынков;
- оценка эффективности работы и развития нефтегазовых компаний России и мира;
- стратегические вопросы развития топливно-энергетического комплекса России.
- исследование проблемы эффективного недропользования и комплексного освоения недр.

Коллектив Центра составляют доктора и кандидаты наук, профессиональные научно-производственные интересы и специализация которых позволяют решать весь комплекс рассматриваемых вопросов.

В рамках научно-практической деятельности реализуются программные комплексы в области геолого-экономической и инвестиционной оценки (IPGG Estimator), прогнозирования российского и мирового нефтегазового комплекса (IPGG Forecast).

Коллектив Центра активно участвует в разработке федеральных, отраслевых и региональных программ, таких как «Энергетическая стратегия до 2030 г.», «Энергетическая стратегия до 2020 г.», «Стратегия социально-экономического развития Сибири до 2020 г.», «Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона до 2025 г.» и др.

За последние пять лет сотрудниками Центра опубликовано около 200 статей в ведущих общеэкономических и отраслевых изданиях в России и за рубежом. Члены Центра входят в состав редакционных коллегий таких журналов, как «Минеральные ресурсы России. Экономика и управление», «Бурение и нефть», «Экологический вестник» и др.

Центр принимает активное участие в проектах ИНГГ СО РАН совместно с лабораториями, занимающимися изучением геологического строения и оценкой сырьевой базы Западной и Восточной Сибири, шельфа арктических и дальневосточных морей и др.

Центр как в составе проектов ИНГГ СО РАН, так и самостоятельно активно сотрудничает с ведущими нефтегазовыми компаниями России, такими как «Газпром», «Роснефть», «Транснефть», «Газпром нефть» и др.

Сотрудники Центра активно вовлечены в педагогическую деятельность и занимают ведущие позиции на экономическом факультете Новосибирского государственного университета. Одним из основных направлений преподавания является международная магистерская программа «Oil and Gas Management».



## Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН)

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН) создан как Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук постановлением Президиума Российской академии наук от 22 ноября 2005 г. № 272 в порядке реорганизации путем слияния Института геологии нефти и газа Сибирского отделения РАН, Института геофизики Сибирского отделения РАН и Конструкторско-технологического института геофизического и экологического приборостроения Сибирского отделения РАН с прекращением деятельности последних как юридических лиц и передачей их прав и обязанностей.

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук переименован в Учреждение Российской академии наук Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН (в дальнейшем Институт) в соответствии с постановлением Президиума Российской академии наук от 18 декабря 2007 г. № 274. Постановлением Президиума РАН от 13 декабря 2011 г. № 262 изменен тип и наименование Института с Учреждение Российской академии наук Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН на Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук. Институт зарегистрирован и внесен в Единый государственный реестр юридических лиц 29 декабря 2011 г. МИФНС России, № 16 по Новосибирской области, основной государственный регистрационный номер 1065473056670.

Институт осуществляет деятельность в соответствии с Уставом, утвержденным постановлением Президиума Российской академии наук от 28 мая 2008 г., № 97, согласованным с Бюро Отделения наук о Земле РАН (постановление от 22 мая 2008 г., № 13000/6-62.19) и Президиумом Учреждения Российской академии наук СО РАН (постановление от 19 мая 2008 г., № 342), Изменением в Устав, утвержденным постановлением Президиума Российской академии наук от 27 мая 2009 г., № 426, согласованным с Бюро Отделения наук о Земле РАН (постановление от 2 июня 2009 г., № 13000/5-52) и Президиумом Учреждения Российской академии наук СО РАН (постановление от 15 мая 2009 г., № 150), Изменением и дополнением в Устав Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН), утвержденным постановлением Президиума Российской академии наук от 14 декабря 2011 г., № 491, согласованным с Бюро Отделения наук о Земле Российской академии наук (постановление от 14 декабря 2011 г., № 13000/11-122.4.2).

По состоянию на 31.12.2016 г. в 39 научно-исследовательских лабораториях и подразделениях Института, в том числе в Западно-Сибирском, Томском и Ямало-Ненецком филиалах работает 860 сотрудников (основные сотрудники – 714 человек, внешние совместители – 146 человек), в том числе 338 научных работников, из которых 39 – внешние совместители. В Институте трудятся 5 действительных членов РАН (2 – по совместительству), 8 членов-корреспондентов РАН (1 – по совместительству), 77 докторов наук (60 – основные работники) и 169 кандидатов наук (154 – основные работники). В Институте работают действительные члены РАН А.Э. Конторович, М.И. Эпов, В.А. Верниковский, Н.Л. Добрецов, О.М. Ермилов, члены-корреспонденты РАН Г.И. Грицко, В.А. Каширцев, В.А. Конторович, И.Ю. Кулаков, А.Р. Курчиков, И.И. Нестеров, Б.Н. Шурыгин. В 2016 г. были избраны члены академии РАН: академиком РАН В.А. Верниковский, академиком РАН О.М. Ермилов, членом-корреспондентом РАН И.Ю. Кулаков. Основы научных направлений Института были заложены академиками А.А. Трофимуком и Н.Н. Пузыревым.

## Магистерская программа “Oil and Gas Management” Экономического факультета Новосибирского государственного университета

Быстрое развитие технологий разработки традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородов повышает интерес к эффективному управлению ископаемыми энергетическими ресурсами в странах, в которых ведется добыча нефти и газа, в первую очередь в России, а также в странах Латинской Америки, Африки, Азиатско-Тихоокеанского региона, Ближнего Востока и СНГ.

Отвечая потребностям и запросам топливно-энергетического комплекса РФ и стран мира в области подготовки кадров высшей квалификации, а также в рамках Федерального проекта 5-100, на Экономическом факультете НГУ в 2013 г. была создана англоязычная магистерская программа «Oil and Gas Management».

Целью программы «Oil and Gas Management» является подготовка высококвалифицированных экономистов, менеджеров, аналитиков и специалистов, принимающих решения в нефтегазовой отрасли. Учебный план программы «Oil and Gas Management» составлен в соответствии с федеральным образовательным стандартом для магистратуры 38.04.02 «Менеджмент». В рамках учебного плана студенты изучают дисциплины, посвященные особенностям функционирования нефтегазовых компаний, нефтегазовой отрасли в целом, энергетических рынков, способам и методам принятия управленческих решений в топливно-энергетическом секторе. Предусмотрены научно-производственные практики, в рамках которых студенты посещают нефтегазовые месторождения и знакомятся с основными технологическими процессами отрасли. Обучение ведется на английском языке.

Студенты программы активно вовлечены в научно-исследовательскую деятельность, в процессе обучения предполагается написание магистерской диссертации на актуальную тему управления в нефтегазовой отрасли, а также выступления на конференциях и участие в публикации монографий и статей.



## Информационные партнеры

Читайте журнал

# Нефть россии

По вопросам сотрудничества  
обращайтесь по телефонам:  
+7 (495) 350-05-72; +7 (916) 138-52-99  
e-mail: [adv@neltrossil.ru](mailto:adv@neltrossil.ru); [asoldatov@neltrossil.ru](mailto:asoldatov@neltrossil.ru)  
web-site: [www.neltrossil.ru](http://www.neltrossil.ru)

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЖУРНАЛ

# БУРЕНИЕ & Нефть

**В КАЖДОМ НОМЕРЕ**

- новые научные разработки и технологии
- проблемы отраслевой науки и инвестирования
- стратегия развития отрасли
- отечественный опыт
- вести отраслевых предприятий
- правовые вопросы

**РАСПРОСТРАНЕНИЕ ЖУРНАЛА**

- органы власти
- нефтяные и газовые компании
- нефтегазодобывающие управления
- управления буровых работ
- российские и зарубежные выставки и конференции
- производители нефтегазового оборудования
- учебные и научные организации

**АДРЕС РЕДАКЦИИ:**  
115201, Москва, Каширский пр-д, 21,  
офис 32, 42  
Тел/факс: +7 (499) 613-93-17  
Тел: +7 (495) 979-13-33  
Моб.: +7 (495) 971-65-84  
E-mail: [well@doi.ru](mailto:well@doi.ru)  
[Http://www.burneft.ru](http://www.burneft.ru)

**ВЫ МОЖЕТЕ ОФОРМИТЬ ПОДПИСКУ ЧЕРЕЗ АГЕНТСТВО «РОСПЕЧАТЬ»**  
79931, каталог «Газеты, журналы»  
Агентство «Роспечать»  
58880, каталог «Издания органов научно-технической информации»  
Агентство «Роспечать»  
29003, объединенный каталог «Пресса России», том 1 «Российские зарубежные газеты и журналы»

**В РЕДАКЦИИ**  
стоимость подписки:  
на год — 9840 руб.  
на 6 месяцев — 4920 руб.  
за 1 экземпляр — 820 руб.

**ЭЛЕКТРОННЫЕ ВЕРСИИ**  
12 месяцев — 7560 руб.  
6 месяцев — 3780 руб.  
1 месяц — 630 руб.

**РЕКВИЗИТЫ РУБЛЕВОГО СЧЕТА**  
ООО «БУРНЕФТЬ»  
ИНН/КПП 7725177030/772401001  
р/с 40702810436250104257 Московский банк Сбербанка России ОАО с/Москва  
к/с 30101810400000000225 БИК 044525225  
Сбербанк России (ОАО) с/Москва ОКВЗД  
22.13.22.15.22.25



«Вестник Санкт-Петербургского университета. Экономика» (StPetersburg University Journal of Economic Studies, SUJES) – ежеквартальный рецензируемый международный научно-теоретический журнал, специализирующийся на публикации результатов фундаментальных и прикладных исследований, посвященных оценке, сравнительному анализу тенденций и перспектив экономического развития стран с формирующимися рынками в контексте общемировых трендов.

Журнал «Вестник Санкт-Петербургского университета. Экономика» двуязычный, принимает к публикации на безвозмездной основе материалы на русском или английском языках.

Журнал включен в перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией Министерства образования и науки РФ для публикации основных научных результатов диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук по экономике.

Журнал размещен на ресурсах: EBSCO, Ulrich's Periodicals Directory, eLIBRARY.ru, EastView, КиберЛенинка, Russian Science Citation Index на платформе Web of Science, Emerging Sources Citation Index (Web of Science Core Collection).

Главный редактор: Ковалёв Валерий Викторович

Соредактор: Прохоров Артём Борисович

Ответственный секретарь: Козьминых Ольга Валерьевна

E-mail: economics.vestnik@spbu.ru





Научно-аналитическое издание

**Филимонова** Ирина Викторовна, **Немов** Василий Юрьевич, **Проворная** Ирина Викторовна,  
**Мишенин** Михаил Владимирович, **Комарова** Анна Владимировна, **Земнухова** Екатерина Андреевна,  
**Кожевина** Светлана Игоревна, **Кожевин** Владислав Дмитриевич, **Никифоренко** Елена Хаджи-Муратовна,  
**Новиков** Александр Юрьевич

# Нефтегазовый комплекс России – 2020

## Часть 1. Нефтяная промышленность – 2020: долгосрочные тенденции и современное состояние

Контактная информация:

630090, г. Новосибирск, просп. Академика Коптюга, д. 3, офис 412

тел: +7 (383) 333 28 14

e-mail: [EnergyReport@ipgg.sbras.ru](mailto:EnergyReport@ipgg.sbras.ru)

web: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/institute/structure/petroleum/economics-subsoil>

