

Нефтегазовый комплекс России – 2017. Часть 1. Нефтяная промышленность – 2017: долгосрочные тенденции и современное состояние

НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИЗДАНИЕ

ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ ИМ. А.А. ТРОФИМУКА СО РАН,
НОВОСИБИРСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

ИНГГ СО РАН | Российская Федерация, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3
НГУ, ЭФ | Российская Федерация, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 1

УДК 338.012
ББК 65.305.14
ISBN 978-5-600-01916-4

Авторский коллектив:

Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная,
М.В. Мишенин, А.В. Комарова, И.Н. Ельцов, М.И. Эпов,
С.И. Шумилова, Е.А. Земнухова, Л.М. Бурштейн, Н.В. Сенников,
С.В. Ершов, С.А. Моисеев, В.А. Казаненков, Д.В. Малев-Ланецкий,
Н.В. Юркевич, М.А. Фомин, А.М. Фомин, С.В. Рыжкова,
И.А. Губин, В.Г. Эдер, М.В. Соловьев, А.А. Кулик

Нефтегазовый комплекс России – 2017. Часть 1. Нефтяная промышленность – 2017: долгосрочные тенденции и современное состояние // Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная, М.В. Мишенин, А.В. Комарова и др. / под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2018. – 86 с.

Информационные партнеры



Научно-аналитический журнал
«Недропользование и экономика нефти и газа»



Информационно-аналитический журнал «Нефть России»



Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая вертикаль»



Специализированный журнал «Бурение и нефть»



Журнал «Экологический вестник России»

Благодарности



ГеоЛогика

АО "Геологика"

Информационно-аналитическое издание «Нефтяная промышленность – 2017: долгосрочные тенденции и современное состояние» представляет первую часть цикла работ «Нефтегазовый комплекс России – 2017», посвященных вопросам развития нефтегазового комплекса России.

В издании представлены результаты исследования особенностей развития современной нефтяной промышленности России на фоне мировых тенденций. Рассмотрены вопросы состояния геологоразведочных работ на углеводородное сырье. Проанализированы динамика, организационная и региональная структура добычи и переработки нефти в России, экспортных поставок нефти и нефтепродуктов на мировые энергетические рынки.

Данная разработка выполнена в Центре экономики недропользования нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (ЦЭН ИНГГ) и Новосибирского государственного исследовательского университета Экономического факультета (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 образовательно-преподавательском процессе.

В рамках данной разработки получили обобщение результаты академических исследований авторов, а также органов государственного управления и компаний-недропользователей. В исследовании использовались документы Правительства Российской Федерации, программные материалы регионов России, результаты научных разработок институтов Российской Академии наук и ряда отечественных компаний.

ISBN 978-5-600-01916-4



9 785600 019164

Все права защищены
© Авторский коллектив, 2018
© ИНГГ СО РАН, 2018
© ЭФ НГУ, 2018

Руководитель работы



Леонтий ЭДЕР
*Заведующий Центром,
доктор экономических наук, профессор*

Авторы



Ирина ФИЛИМОНОВА
*Ведущий научный сотрудник,
доктор экономических наук, профессор*



Василий НЕМОВ
*Старший научный сотрудник
кандидат экономических наук, доцент*



Ирина ПРОВОРНАЯ
*Старший научный сотрудник
кандидат экономических наук, доцент*



Михаил МИШЕНИН
*Старший научный сотрудник
кандидат экономических наук, доцент*



Анна КОМАРОВА
Научный сотрудник



Светлана ШУМИЛОВА
Младший научный сотрудник



Екатерина ЗЕМНУХОВА
Младший научный сотрудник

Научный редактор



Алексей КОНТОРОВИЧ
*Советник РАН,
Академик РАН, профессор*

Авторы отдельных материалов и разделов

Игорь ЕЛЬЦОВ
*Директор ИНГГ СО РАН,
д. т. н., проф.*

Лев БУРШТЕЙН
*Заместитель директора
ИНГГ СО РАН, д.г.-м.н.*

Владимир КОНТОРОВИЧ
*Заведующий лабораторией,
член-корр., д.г.-м.н.*

Сергей МОИСЕЕВ
*Заведующий лабораторией,
к.г.-м.н.*

Давид МАЛЕВ-ЛАНЕЦКИЙ,
Заведующий сектором

Михаил ЭПОВ
*Академик, д. т. н.,
советник РАН*

Николай СЕННИКОВ
*Заместитель директора,
ИНГГ СО РАН, д.г.-м.н.*

Сергей ЕРШОВ
*Заведующий лабораторией,
к.г.-м.н.*

Валерий КАЗАНЕНКОВ
*Заведующий лабораторией
к.г.-м.н.*

Николай Юркевич
ООО «Геологика», к.т.н.

В работе принимали участие

*к.г.-м.н. М. Фомин, к.г.-м.н. А. Фомин, к.г.-м.н. С. Рыжкова,
к.г.-м.н. И. Губин, к.г.-м.н. В. Эдер, к.г.-м.н. М. Соловьев*

Содержание цикла работ

«Нефтегазовый комплекс России»

1. Нефтяная промышленность в России
2. Газовая промышленность в России
3. Экономика нефтегазовой промышленности России
4. Мировые нефтегазовые рынки
5. Специфика сырьевой базы углеводородов в России

Нефтегазовый комплекс России – 2017. Часть 1. Нефтяная промышленность – 2017: 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. Добыча нефти в России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

5. Переработка нефти в России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

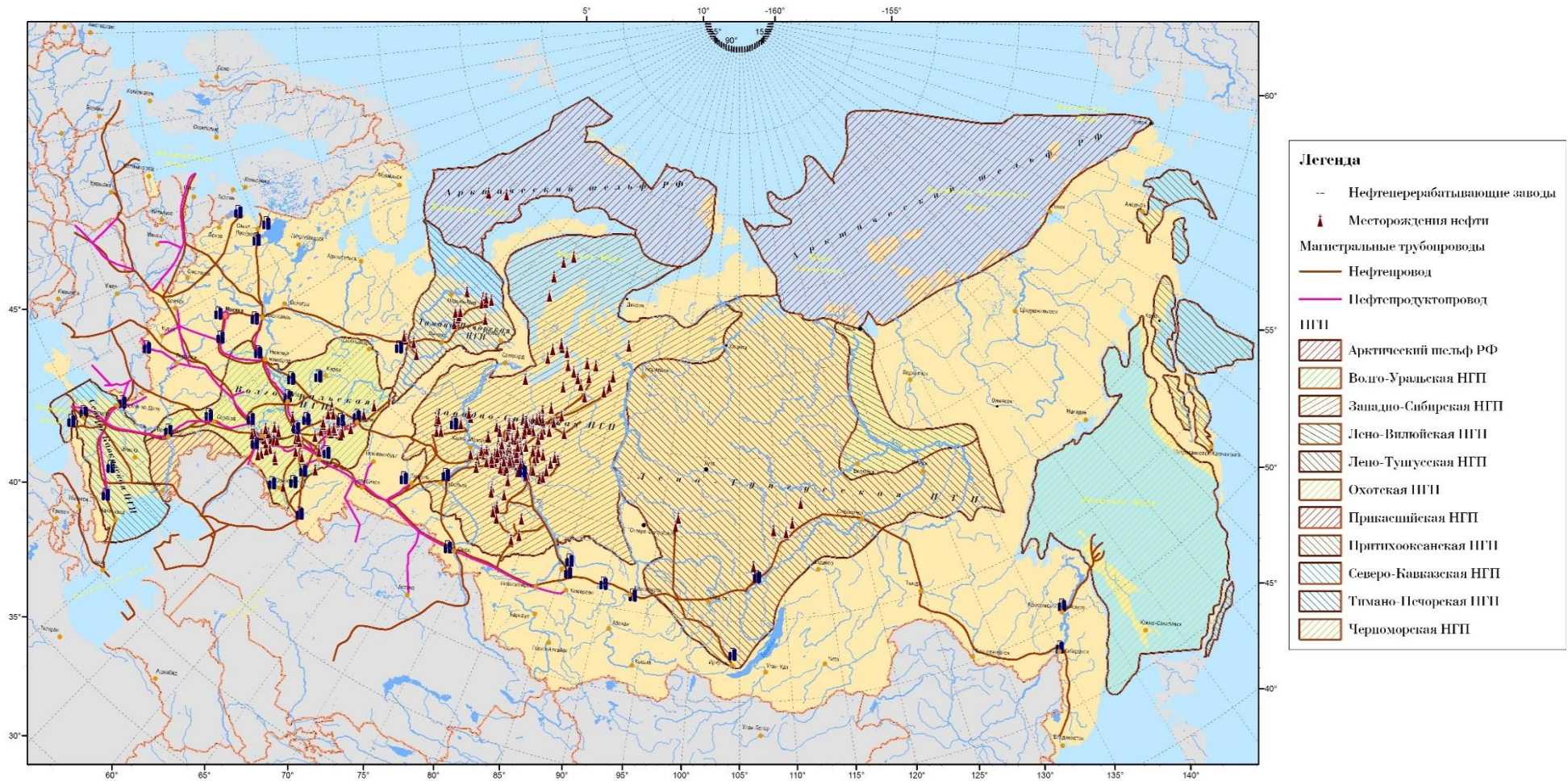
6. Экспорт нефти из России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

Нефтяной комплекс России на современном этапе



Источник: ЦЭН ИНГТ СО РАН

Нефтяной комплекс России на современном этапе

Добыча нефти

Ключевым событием не только для нефтяного комплекса России, но и для всей мировой нефтяной промышленности стало присоединение страны к ОПЕК. Сформированная организационная структура ОПЕК призвана стабилизировать предложение на мировом рынке нефти путем регулирования соответствующего уровня добычи. Это, действительно, позволило несколько стабилизировать мировой рынок нефти и оказать позитивное влияние на рост цен на нефть. Однако, также необходимо учитывать, что кроме России и Саудовской Аравии на мировом рынке нефти все более активную позицию занимает США. Добыча сланцевой нефти достаточно быстро адаптировалась к низким ценам на нефть. Произошло как резкое увеличение эффективности добычи нефти на скважину, так и само снижение стоимости бурения. Происходит быстрое увеличение производства буровых установок в США, что уже в следующем году может привести к резкому перепроизводству нефти в мире, и цены на нефть вновь начнут снижаться. Фактически в настоящих условиях мировой рынок нефти отходит от линейного отношения к динамике цен, восходящих и нисходящих трендов. Ценообразование на нефть приобретает циклический характер со смещением в более низкие ценовые уровни, что определяется резким увеличением эффективности добычи и быстрым технологическим прогрессом в НГК в развитых нефтегазодобывающих странах. По существу, можно говорить, что нефтедобывающая отрасль теперь развивается не столько в зависимости от наличия и качества сырьевой базы, сколько от уровня развития технологий в соответствующем сегменте.

Учитывая договоренности ОПЕК+ Россия сократила добычу нефти в последние месяцы 2017 г., что впервые за последние 6 лет привело к стабилизации годового уровня добычи нефти.

Несмотря на то, что нефтегазовый комплекс России четвертый год подряд работает в условиях низких цен на нефть и под воздействием наложенных финансовых, технологических и персональных санкций происходит реализация новых нефтедобывающих проектов. В значительной мере инвестиционный период реализации этих проектов начался несколько раньше, что и предопределило окончание инвестиционного цикла на месторождениях. Реализация инвестиционного периода другой части

нефтедобывающих проектов стартовала в более поздний период. За последние 5 лет добыча нефти на новых проектах выросла на 37 млн т.

По приросту добычи в последние годы доминировал Сибирский федеральный округ (ФО) (2010-2014 гг.) за счет реализации новых проектов в восточносибирских регионах (Ванкорского, Верхнечонского) и на Дальнем Востоке (Талаканского). Однако после 2014 г. в связи с выходом на проектную мощность основных крупных месторождений темпы прироста добычи здесь существенно снизились. В ближайшее время ожидается ввод в эксплуатацию новых проектов – месторождений Юрубчено-Тохомской зоны, а также наращивание добычи на Среднеботуобинском месторождении. Для поддержания добычи в Ванкорско-Сузунской зоне здесь также последовательно водятся новые месторождения (Сузунское, Тагульское).

Другим мощным трендом в увеличении добычи в региональном разрезе стало быстрое освоение северных регионов Уральского ФО в пределах Западной Сибири (Ямало-Ненецкий АО). Формирование трубопроводной инфраструктуры («Заполярье-Пурпе») позволило активно вводить ранее не задействованные месторождения (Пякяхинское, Мессояхское, Восточно-Мессояхское). Происходит активное наращивание добычи газового конденсата (ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК») на Уренгойском месторождении. Начало добычи нефти на месторождении Новый Порт позволило выйти в наиболее северные арктические территории Западной Сибири. Несмотря на быстрое падение добычи нефти в основном нефтедобывающем регионе – ХМАО, здесь вводятся последние крупные проекты, направленные на сдерживание добычи нефти в регионе (Эргинское, месторождение им. Шпильмана). Компания «Роснефть» и ряд других компаний наращивают эксплуатационное бурение на выработанных уникальных месторождениях с применением современных технологий для интенсификации нефтедобычи.

В 2014 г. переломлена тенденция сокращения добычи нефти в Северо-Западном ФО в пределах Тимано-Печорской провинции (НАО, Республика Коми) за счет начала широкомасштабной добычи высоковязкой «ЛУКОЙЛ» нефти в пределах Ярегского и Усинского месторождений, а также за счет начала промышленной добычи на месторождениях им. Требса и Титова (ПАО «Роснефть»). Несмотря на значительную выработанность месторождений, устойчиво растет добыча нефти в Приволжском ФО в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции за счет активной разработки трудноизвлекаемых запасов, введения мелких и средних месторождений, рационального использования остаточных запасов на

крупных объектах. Налоговые льготы на разработку высоковязких нефтей позволили активизировать добычу нефти в Республике Татарстан, активное разбуривание и применение технологий интенсификации добычи нефти позволили нарастить добычу нефти также и в Самарской и Оренбургской областях и Пермском крае.

В 2017 г. в связи с присоединением к соглашению ОПЕК+ добыча нефти на многих новых проектах России была приостановлена (например, месторождения им. Требса и Титова и др.), поэтому практически все федеральные округа показали снижение добычи, за исключением Южного ФО (Астраханская область), Сибирского ФО (Красноярский край, Иркутская область). Введение в разработку месторождения им. Филановского на шельфе Каспийского моря позволило компании «ЛУКОЙЛ» осуществить прирост добычи в объеме чуть менее 3 млн т в ЮФО.

На протяжении последних лет практически не происходило прироста добычи нефти вертикально-интегрированными компаниями (ВИНК). Это связано с тем, что падение добычи в традиционных районах компенсировалось реализацией новых проектов. Хотя необходимо отметить что реализация ряда крупных проектов ВИНК осуществляется в рамках отдельных совместных предприятий («Мессояханефтегаз»). На протяжении последних 10 лет прирост добычи нефти в России осуществляется преимущественно независимыми компаниями, так или иначе формально не входящих в структуру ВИНК. Это происходит за счет добычи нефти и газового конденсата в ЯНАО преимущественно газовыми компаниями («Арктикгаз», «НОВАТЭК»), а также проектов в Восточной Сибири («ННК», «Дулисьма»). Кроме того, растет добыча нефти малыми нефтяными компаниями. За период 2007-2017 гг. доля независимых нефтяных компаний в общероссийской добыче возросла почти в два раза - с 8,5 % до 16,3 %. Наиболее интенсивно этот процесс осуществляется последние четыре года (на протяжении 2013-2016 гг.). Так за этот период независимые компании увеличили добычу почти на 20 млн т, в то время как для ВИНК этот показатель практически не изменился.

В 2017 г., не смотря на соглашение с ОПЕК+ по ограничению добычи, независимые компании увеличили добычу нефти на 1,8 млн т, компании, работающие в рамках СРП – на 0,5 млн т, ВИНК сократили добычу на 3,8 млн т.

В структуре добычи нефти в России устойчивой тенденцией является увеличение доли добычи газового конденсата, что связано с активным вовлечением в разработку высококонденсатного газа

валанжинских и ачимовских отложений в Западной Сибири (ЯНАО). Отчасти в связи с этим рекордсменом по приросту добычи жидких углеводородов в стране является Ямало-Ненецкий округ, где происходит рост добычи как нефти, так и газового конденсата. За последние несколько лет добыча газового конденсата возросла с 20 до 34 млн т. В структуре общероссийской добычи жидких углеводородов на конденсат приходится более 6 %.

Устойчивой тенденцией отрасли является ухудшение ресурсно-сырьевой базы добычи углеводородного сырья с увеличением добычи нефти на шельфе, в арктической зоне, возрастанием добычи трудноизвлекаемой нефти, в том числе высоковязких нефтей, добычи из тюменской свиты и слабопроницаемых коллекторов. Так, за последние 6 лет добыча льготной нефти (которая не облагается, либо облагается по льготным налоговым ставкам) возросла почти в два раза с 122 млн т до 214,9 млн т. В результате уже почти половина всей нефти в России относится к категории льготной (45 %). Одним из значительных факторов сокращения поступления нефтегазовых доходов в бюджет наряду с ценами на нефть является рост доли льготной нефти. В результате в последнее время меняется отношение к нефтегазовой отрасли. Происходит смещение акцентов от отрасли-донора к инвестиционной отрасли в экономике, которая создает дополнительный валовый региональный продукт, обеспечивает рабочие места и развитие добывающих регионов в области формирования специализированной и общехозяйственной инфраструктуры, проектов по добыче и переработке углеводородного сырья, обеспечения мультипликативного эффекта на смежные и сопутствующие отрасли.

Предоставление налоговых льгот создало мощный стимул для разработки низкопроницаемых коллекторов (менее 2 мД), а также залежей тюменской свиты, которые также приурочены к отложениям низкопроницаемых коллекторов. В результате только за последние 6 лет добыча нефти из низкопроницаемых коллекторов возросла более чем в два раза с 15,7 до 34 млн т, тюменской свиты – с 17,5 до 33,9 млн т. Налоговые льготы на добычу нефти из низкопроницаемых коллекторов позволило поддержать добычу нефти в традиционных районах нефтедобычи и сделать более рентабельными ряд новых проектов. Это в значительной мере касается и отложений сверхвязкой нефти, добыча которой за шесть лет возросла чуть менее, чем в два раза (с 4,9 до 7,5 млн т).

Основная часть новых крупных нефтедобывающих проектов вводятся в эксплуатацию в Арктике, прежде всего в ЯНАО, НАО, на левобережье Красноярского края в пределах Ванкорско-Сузунской зоны,

а также на шельфе арктических морей. Только за последние 3 года добыча нефти в Арктике возросла почти на четверть (с 57 до 71 млн т).

На протяжении последних 6 лет почти в два раза выросла добыча нефти на шельфе в целом с 14,6 до 25,8 млн т. Основной прирост добычи на шельфе обеспечивается за счет Охотского (проекты Сахалин-1, Сахалин-2), Каспийского (месторождение им. Корчагина и Филановского), Баренцева морей (Приразломное месторождение). Добыча нефти на шельфах Балтийского, Азовского, Карского морей составляет относительно незначительную величину. В настоящее время перспективы прироста добычи нефти на шельфе связаны только с Охотским морем (месторождение Аркутун-Даги). Российский сектор Каспийского моря имеет достаточно ограниченную сырьевую базу. Развитие арктического шельфа сталкивается с ограничениями, связанными с отсутствием собственных технологий, оборудования, кадров, введением санкций на передачу технологий развитых стран в области добычи нефти на шельфе, относительно низкой степенью геологической изученности арктического шельфа России.

В области поиска и разведки уже достаточно длительное время происходят структурные сдвиги, связанные с изменением структуры сырьевой базы по крупности месторождений. Если до начала 1990-х гг. прирост запасов осуществлялся за счет уникальных и крупных месторождений, то в настоящее время ключевую роль играют мелкие и средние месторождения. Это в существенной мере касается и добычи нефти. Только за последние 4 года роль уникальных месторождений в структуре добычи нефти в России сократилась с 19,3 до 17,4%. Одновременно с этим продолжает устойчиво расти доля мелких и средних месторождений. Вместе с тем, в связи с активным инвестированием и пуском в эксплуатацию крупных месторождений в последние годы возрастает объем добычи нефти и в категории крупных по запасам нефти месторождений.

В условиях относительно низких цен на нефть и повышения степени геологической изученности основных традиционных регионов нефтедобычи происходит снижение объема геологоразведочных работ и прироста запасов. В результате сокращается кратность прироста запасов нефти. В 2017 г. эта тенденция продолжилась. Воспроизводство сырьевой базы нефти и газа обеспечивает устойчивое развитие и функционирование всего нефтегазового комплекса России. Достаточно очевидной тенденцией на протяжении последних лет было сокращение поискового бурения и наращивания разведочного. Компании концентрируются, преимущественно, на существующих объектах и в меньшей степени

выходят на новые. Снижается объем сейсморазведочных работ 2D с некоторым ростом проведения 3D сейсморазведки.

Важным элементом развития нефтегазового комплекса явились санкции, последовательно вводимые с 2014 г. Это явилось мощным фактором консолидации отрасли для преодоления собственной технологической отсталости и запустило процесс импортозамещения. Интенсификация процесса произошла в 2017 г. При содействии Минпромторга и Минэнерго была создана комиссия, включающая 14 экспертных групп и более 30 дорожных карт, определяющих создание, доработку и внедрение российских аналогов оборудования в нефтегазовой сфере, включая технологии в области разработки трудноизвлекаемых запасов, добычи на суше (пропант, буровые установки, газопоршневые электростанции и др.), добычи на шельфе (платформы, обсадные трубы и др.), переработки (катализаторы, присадки и др.), а также программное обеспечение. Одной из наиболее критических технологий, которая нуждается в российских аналогах является гидроразрыв пласта, включающий программное обеспечение моделирования, пропант, флот ГРП и т.д. В 2017-2018 г. подготовлен и запущен в реализацию проект «Гипер ГРП», направленный на создания российских аналогов в области моделирования ГРП. Ожидается, что уже в ближайшие несколько лет Россия может составить значительную конкуренцию в этом вопросе всем зарубежным аналогам.

Переработка нефти

Основным трендом в области развития нефтеперерабатывающих производств в России за последние годы было сокращение объема первичной переработки нефти за счет уменьшения производства мазута, который направлялся на экспорт, преимущественно в качестве сырья для дальнейшей переработки с целью производства высококачественной продукции. Старт этому процессу обеспечило повышение налогообложения темных нефтепродуктов, направляемых за рубеж. Этот процесс сопровождался запуском значительного количества инвестиционных проектов в области модернизации НПЗ. Основное сокращение первичной переработки нефти пришлось на 2015-2016 гг. По итогам 2017 г. первичная переработка нефти в России практически не изменилась.

Основные цели модернизации НПЗ – рост производства высокооктановых бензинов, соответствующих стандартам ЕВРО-5 и выше, организация «безмазутного» производства и, как следствие, увеличение глубины переработки нефти. Активная модернизация перерабатывающих



процессов в России обеспечила значительный рост показателя глубины переработки, который только за последние 4 года увеличился почти на 10% и составил около 80%. Тем не менее этот показатель в России находится все еще на достаточно низком уровне по сравнению с глубиной переработки в развитых и ряде развивающихся стран.

За последние три года производство мазута в России сократилось на 27 млн т, вместе с тем почти на 10 млн т вырос выпуск дизельного топлива. Производство автомобильного бензина варьируется в диапазоне 38-40 млн т в год, обеспечивая главным образом внутренний рынок и в незначительных объемах поставляется за рубеж.

Несмотря на высокую степень концентрации и централизации производства и капитала в нефтеперерабатывающей отрасли России, в последние годы прослеживается устойчивая тенденция к возрастанию роли независимых переработчиков. Так, их доля в структуре первичной переработки нефти выросла с 9,7 % в 2010 г. до 14,5 % – в 2017 г. На мини-НПЗ приходится около 2,9 % переработки нефти. Возрастает региональная обеспеченность нефтеперерабатывающими мощностями многих регионов России, которые до недавнего времени не имели собственных перерабатывающих мощностей (Кемеровская область и др.).

В региональном разрезе основные мощности сокращались в Приволжском федеральном округе, где сосредоточены основные нефтеперерабатывающие мощности. Только за последние несколько лет доля этого региона сократилась на 4% в общероссийском показателе достигнув уровня 36,7%. Вместе с тем активно возрастает доля регионов, которые наиболее приближены к портовой инфраструктуре для поставок нефтепродуктов за рубеж – Южный и Северо-Западный ФО.

Экспорт нефти

В 2017 г. общий объем экспорта нефти из России, включая транзитные ресурсы, вырос на 2,5 млн т и составил 276,7 млн т. В структуре поставок нефти из России основной рост пришелся на поставки собственной нефти (2,8 млн т), в то время как объем транзитной нефти незначительно сократился.

Прирост экспорта российской нефти пришелся на страны дальнего зарубежья. В 2017 г. поставки нефти в этом направлении составили 239 млн т. Экспорт российской нефти в страны ближнего зарубежья за минувший год сократился на 0,1 млн т и составил 18,1 млн т.

В региональной структуре около 164,2 млн т (63,9 % экспорта российской нефти) экспортируется в атлантическом направлении в страны

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

В настоящее время на Азиатско-Тихоокеанском направлении экспортируется чуть менее 30 % всего российского экспорта нефти. За последние 6 лет экспорт нефти в восточном направлении возрос более чем на 76 %. За этот период в структуре поставок доля АТР возросла более чем в 2 раза. В регионе спрос на российскую нефть во многом обеспечен более высоким ее качеством и более комфортными для переработчиков химическими характеристиками. В 2017 г. в АТР было экспортировано около 74,8 млн т. За минувший год прирост составил всего 2,7 млн т. В 2017 г. были проведены все необходимые мероприятия по наращиванию поставок нефти на тихоокеанском направлении, прежде всего в Китай. В декабре 2017 г. «Транснефть» увеличила пропускную способность ВСТО-1 до 70 млн т нефти в год и приступила к завершающему этапу расширения этой трубопроводной системы до 80 млн т.

Основным торговым партнером на восточном направлении является Китай. Россия занимает лидирующую позицию по объемам экспорта нефти в Китай. По итогам года поставлено 59,7 млн т. Относительно 2016 г. поставки выросли на 13,8 %.

В стоимостной структуре экспорта нефти кроме Китая (21,9 % от стоимости общероссийских поставок) значительную роль играют Южная Корея (5,3 %) и Япония (3,4 %). Необходимо отметить некоторое снижение этого показателя для Японии и Южной Кореи за последний год.

Крупнейшими потребителями российской нефти на европейском направлении в 2017 г. стали: Нидерланды (18,9 % в стоимостной структуре российского экспорта нефти), Германия (9,3 %), Польша (6,6 %), Италия (6,6 %), Финляндия (3,7 %).

В 2017 г. объем поставок нефти в дальнее зарубежье по системе «Транснефть» сократился на 2 %. Одновременно происходит интенсивный рост экспорта нефти по альтернативным транспортным системам. Так в период 2014-2017 гг. объем экспорта нефти минуя систему АК «Транснефть» вырос более, чем на 90 %: с 22 млн т до 42 млн т. Это связано с ростом объема добычи и экспорта нефти в рамках шельфовых проектов, прежде всего арктических, а также дальневосточных, а также арктических проектов поставки нефти с которых осуществляется через собственные

системы транспорта (шельфовые проекты на севере Западной Сибири, сахалинские проекты и др.).

В страны ближнего зарубежья поставляется около 7 % от российского экспорта нефти. Единственным направлением поставок в страны ближнего зарубежья остается Белоруссия. За минувший год экспорт нефти в Белоруссию сократился до 18 млн т. Поставки нефти в Казахстан и Украину были прекращены соответственно в 2014 и 2012 гг.

По данным Федеральной таможенной службы (ФТС), общий объем экспорта российских нефтепродуктов за рубеж составил около 148 млн т. По итогам 2017 г. экспорт нефтепродуктов из России сократился почти на 5 млн т (на 5 %). Сокращение экспорта нефтепродуктов связано с продолжающейся с 2015 г. тенденцией уменьшения объема поставок мазута за рубеж. Однако необходимо отметить, что по сравнению с 2016 г. темпы сокращения экспорта темных нефтепродуктов замедлились почти в два раза. В результате происходит перестройка структуры экспорта нефтепродуктов за рубеж - на фоне сокращения поставок мазута в 2017 г. отмечается наращивание экспорта дизельного топлива. Вместе с тем несколько снизился экспорт автомобильного бензина до – 4,3 млн т (сокращение – 0,9 млн т).

Нефтегазовый комплекс России – 2017.
Часть 1. Нефтяная промышленность – 2017:
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. Добыча нефти в России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

5. Переработка нефти в России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

6. Экспорт нефти из России

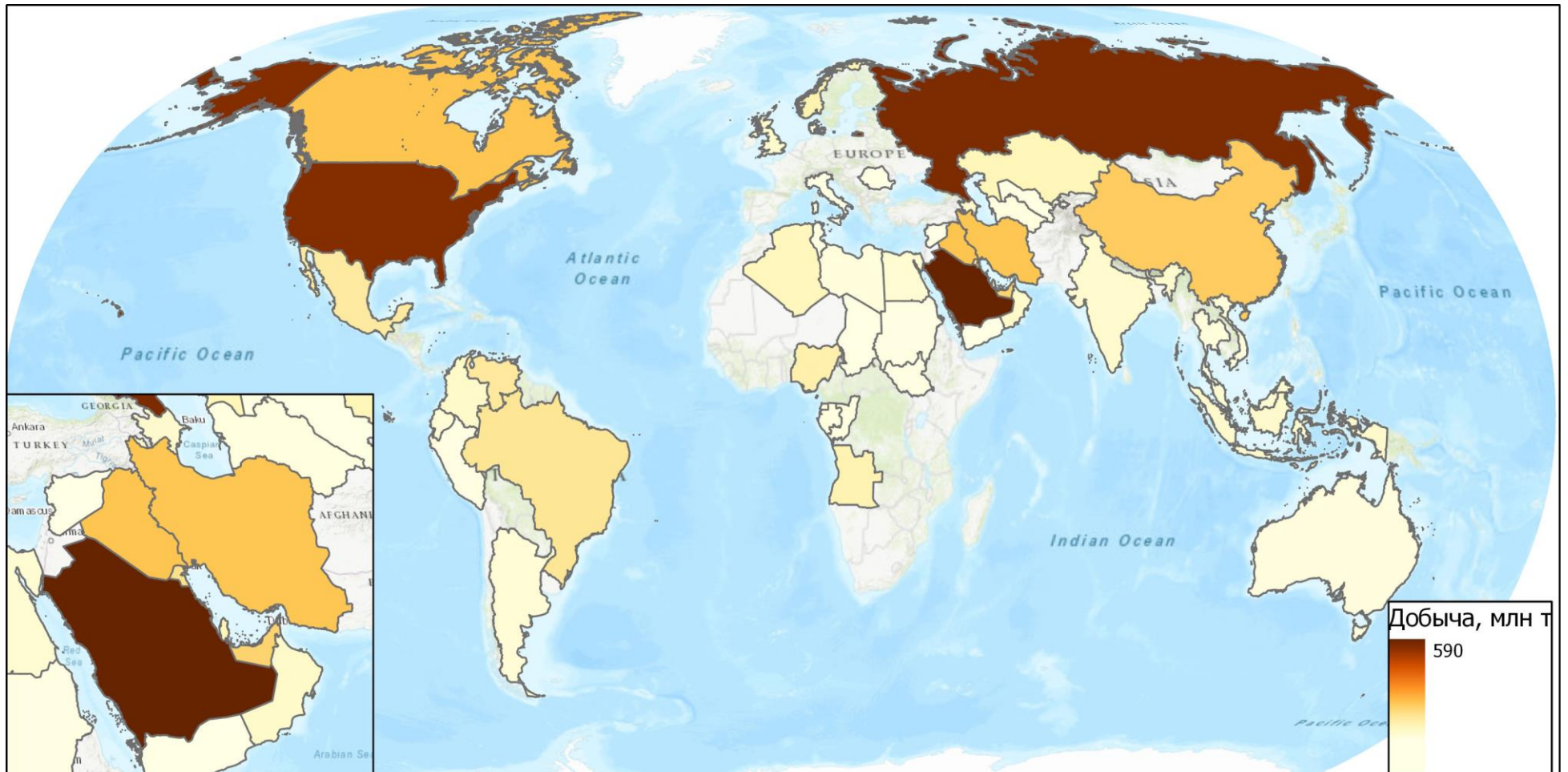
Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

Россия на фоне мировых тенденций.

Добыча нефти в мире



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН

Россия на фоне мировых тенденций

Важнейшим событием для мирового рынка нефти в 2017 г. стало продление соглашения ОПЕК+ об ограничении объемов добычи нефти. Соглашение между странами ОПЕК и 11 странами, не входящему в картель было достигнуто в конце 2016 г. для достижения баланса между спросом и предложением на нефтяном рынке и стабилизации цен на нефть. Большую часть обязательств взяли на себя крупнейшие производители нефти – Саудовская Аравия и Россия.

Эта сделка позволила снизить волатильность на рынке нефти, однако дисбаланс на рынке по-прежнему оставался существенным, а желаемый уровень цен в 55–60 долл./бар. не был достигнут. Основным фактором, замедляющим стабилизацию мирового рынка нефти, является увеличение добычи сланцевой нефти в США. Компании, добывающие сланцевую нефть с одной стороны, также заинтересованы в стабилизации рынка и росте цен на нефть, однако при достижении порога в 40–43 долл./бар., добыча и инвестиции становятся рентабельными, что влечет за собой рост добычи.

В мае 2017 г. действие соглашения ОПЕК+ было продлено до марта 2018 г. Это позволило достигнуть цели по стабилизации цены на нефть на уровне 60 долл./бар. и выше, а также сократить излишек предложения на 50 %. В ноябре 2017 г. соглашение ОПЕК+ продлено до конца 2018 г. Как ожидается, это не окажет существенного влияния на уровень цен, однако позволит полностью сбалансировать рынок нефти.

В 2017 г. мировая добыча нефти и конденсата выросла на 0,4 % и составила 4,4 млрд т (рис. 1.1, 1.2). Прирост был достигнут прежде всего за счет добычи сланцевой нефти. Благодаря росту цен на нефть и снижению себестоимости добычи, в 2017 г. существенно выросли инвестиции в отрасль, а число буровых установок в США к концу года превысило 930 шт.

По итогам 2017 г. в странах ОПЕК добыча нефти сократилась на 0,8 %. Доля стран ОПЕК в мировой добыче нефти сократилась до 42,3 %.

Добыча нефти в России по итогам 2017 г. снизилась на 0,7 млн т и составила 546,8 млн т. При этом абсолютный максимум добычи на территории РСФСР был достигнут в 1988 г. и составил около 570 млн т. В настоящее время доля России в мировой добыче нефти составляет 12,4 %.

Рисунок 1.1. Динамика добычи нефти в мире

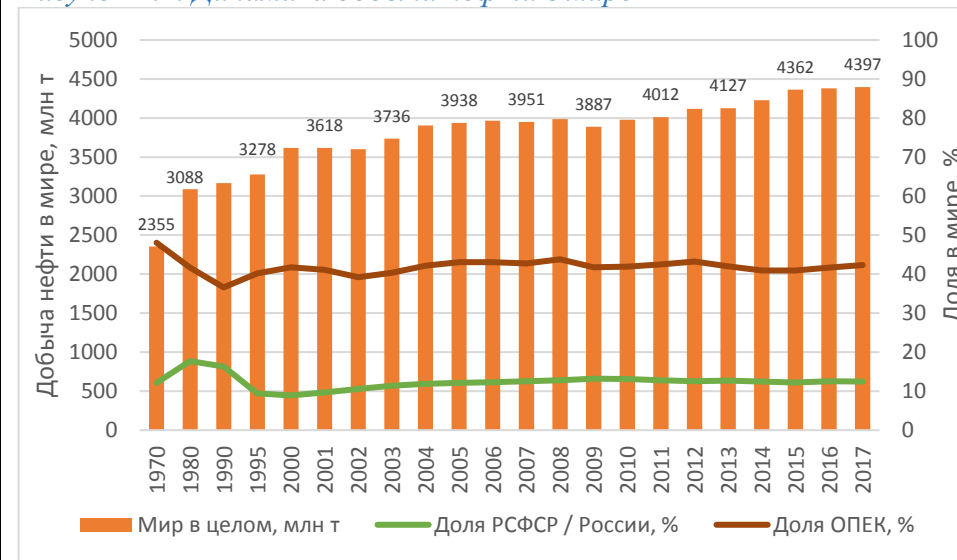
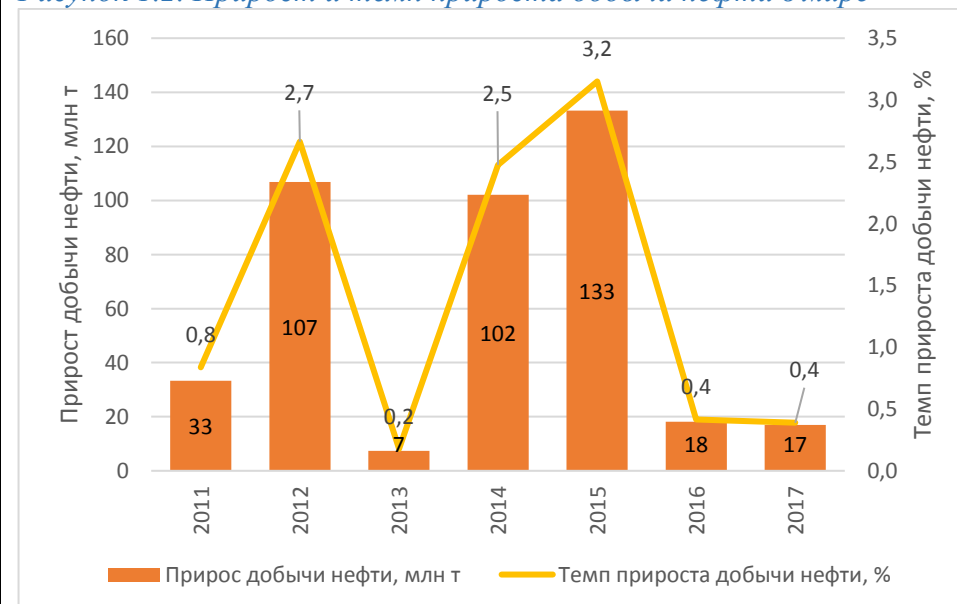


Рисунок 1.2. Прирост и темп прироста добычи нефти в мире



Источник: ЦЭН ИНГГ, МЭА

Россия на фоне мировых тенденций

Период стабильного роста цен на нефть 2001–2008 гг. сменился высокой волатильностью рынка нефти 2008–2017 гг. Влияние на нефтяной рынок в последнее десятилетие оказывали экономические (экономические кризисы, замедление темпов роста мировой экономики), политические (военные конфликты, санкции) и технологические (развитие технологий в нефтедобыче, инвестиции в альтернативную энергетику) факторы. В результате действия этих факторов цена нефти колебалась в пределах от 27 до 144 долл./бар.

В период экономического кризиса 2008–2009 гг. среднегодовая цена нефти снизилась на 40 % относительно предкризисных значений. Однако уже в 2011 г. цены превысили предкризисный уровень, что сделало выгодным инвестиции в освоение трудноизвлекаемых и нетрадиционных источников углеводородов. В результате уже в 2013–2014 гг. наметилась тенденция к «перепроизводству» нефти, а в 2015 г. предложение превысило спрос. В 2016 г. цены на нефть достигли многолетнего минимума, опустившись ниже 28 долл. за баррель марки Brent.

Высокий дисбаланс спроса и предложения и трехлетний период падения цен вынудили крупнейших производителей нефти, включая Россию и страны ОПЕК прийти к соглашению об ограничении добычи. Благодаря соглашению, наметилась тенденция к сокращению излишков предложения нефти. В результате в конце 2017 – начале 2018 гг. цены на нефть стабилизировались на уровне выше 65 долл./бар. (рис. 1.4, 1.5).

С 2014 г. происходило расхождение стоимости российского и европейского маркерного сорта на нефть, пик которого пришелся на 2015 г.: тогда разница доходила до 3,77 долл./бар. В 2017 г. наметилась тенденция к снижению спреда различных сортов нефти, в частности, Brent и Urals. Разница среднегодовых цен на нефть Brent и Urals в 2017 г. составила 1,14 долл./бар., однако в течение года спред Brent-Urals опускался ниже 50 центов за баррель.

Рисунок 1.3. Динамика цен на нефть сорта Urals и Brent

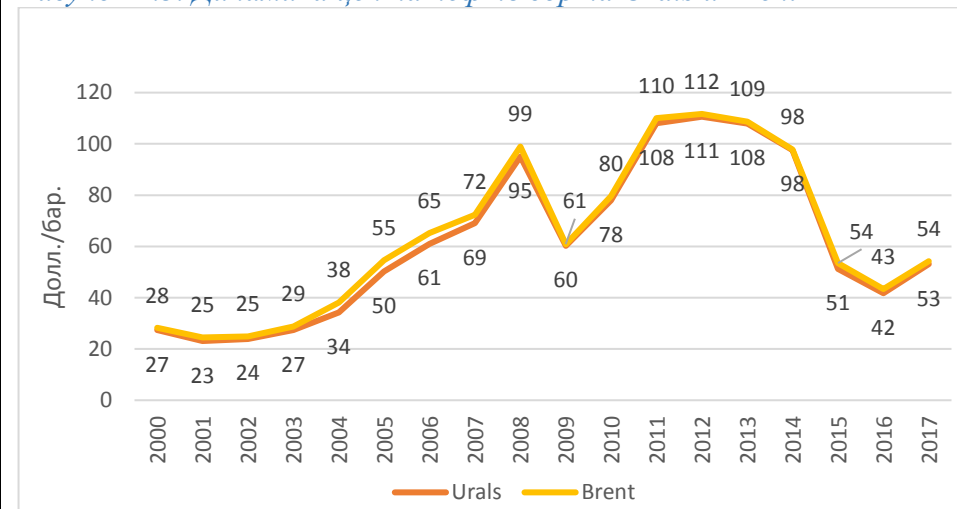
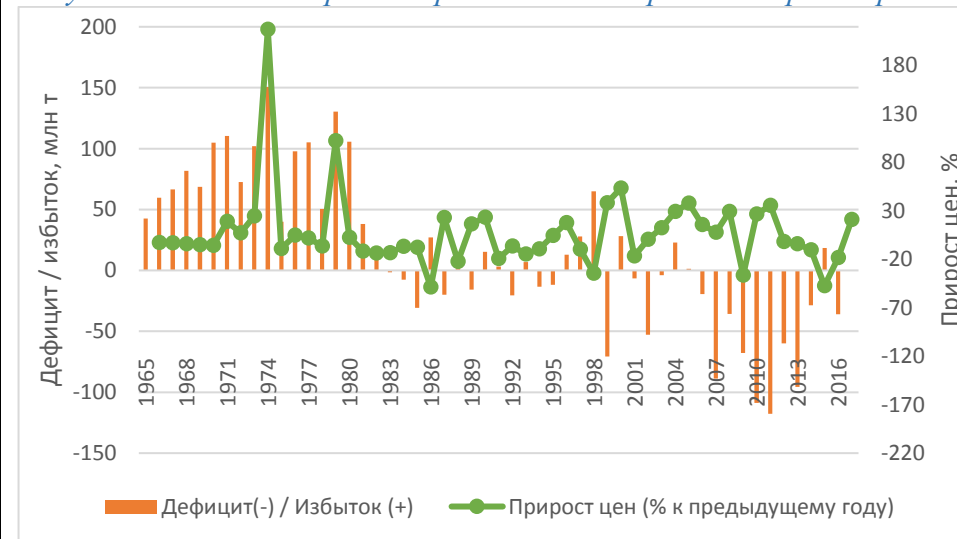


Рисунок 1.4. Баланс спроса и предложения нефти на мировом рынке



Источник: ЦЭН ИНГГ, Thomson Reuters, BP

Россия на фоне мировых тенденций

В 2017 г. значимой тенденцией на мировом рынке нефти (кроме присоединения России к ОПЕК) явился факт того, что сланцевая промышленность США фактически адаптировалась к низким ценам на нефть.

Падение цен на нефть в 2014 г. запустило процессы, направленные на достижение резкой эффективности процесса бурения. Фактически за период 2014-2017 гг. себестоимость добычи сланцевой нефти упала почти в два раза с 70 до 35 долл./бар. Это произошло за счет двух основных факторов: во-первых, повышения технологической эффективности бурения, во-вторых, одновременного снижения себестоимости бурения.

За период 2014-первая половина 2016 гг. количество буровых установок в США сократилось с чуть менее 1,9 тыс. шт. до почти 500 шт. При этом объем бурения снизился незначительно. Уже со второй половины 2016 г. объем добычи нефти в США стал планомерно расти. Этот процесс ускорился в 2017 г. (рис. 1.5, 1.6)

В результате резкое вовлечение нетрадиционных ресурсов в эксплуатацию наглядно показывает, что объем добычи зависит не столько от наличия ресурсно-сырьевой базы, сколько от технологического развития отрасли, прежде всего в добыче.

В результате прибыль нефтяных компаний определяется не столько ценами на нефть, сколько технологическими возможностями сокращения издержек добычи.

В ближайшие годы США планирует существенно нарастить объем добычи нефти и стать одним из крупнейших поставщиков нефти на мировой рынок. Несмотря на усилия ОПЕК+ это создаст значительное давление на мировую цену на нефть. В результате уже в конце следующего года можно ожидать ухудшения ценовой конъюнктуры на мировом рынке нефти.

Таким образом, нефтяные цены приобретают циклический характер, что подтверждают последние амплитудные флуктуации на периоде 2008-2017 гг.

Повышение эффективности добычи нефти в США создает существенные технологические вызовы для нефтяного комплекса России.

Рисунок 1.5. Объем добычи нефти и количество буровых установок в США

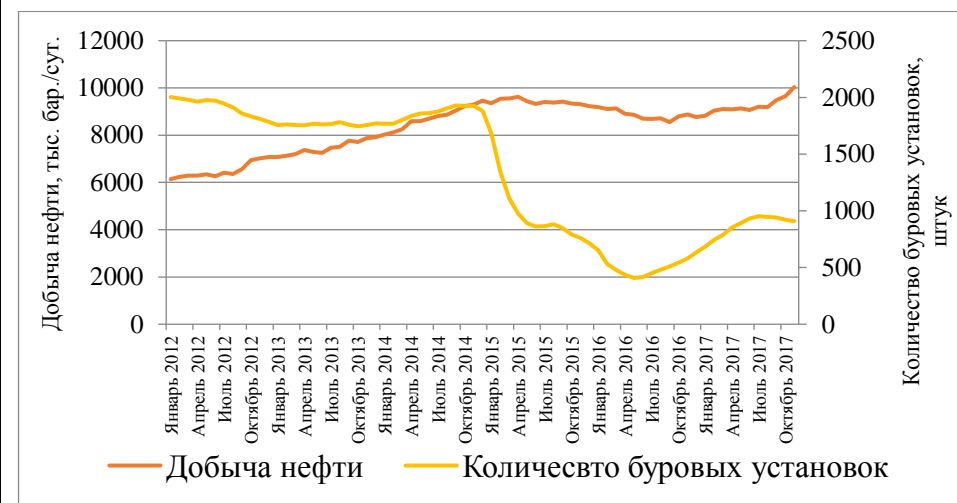
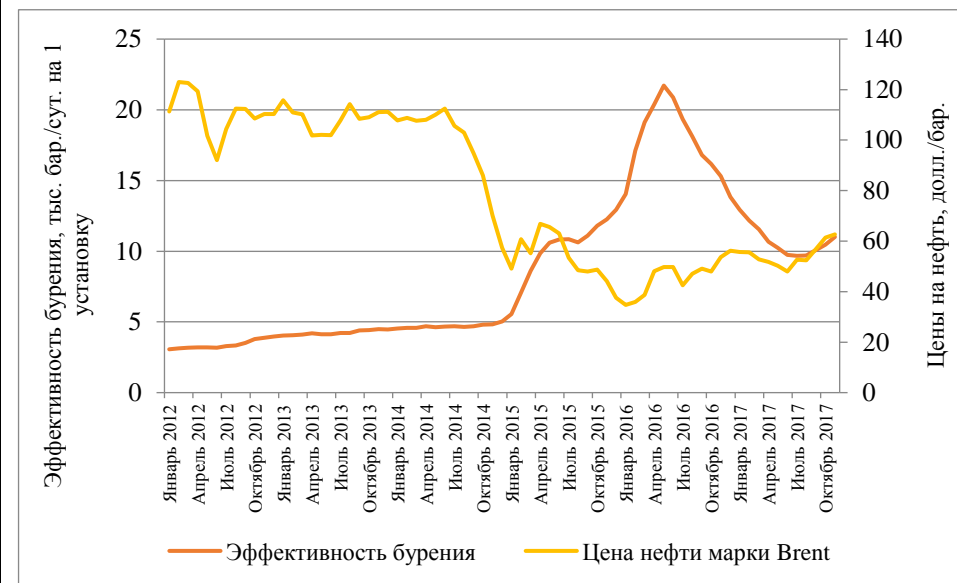


Рис 1.6. Эффективность бурения и динамика цен на нефть в США



Источник: ЦЭН ИНГГ, ЕИА

Нефтегазовый комплекс России – 2017. Часть 1. Нефтяная промышленность – 2017: 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. Добыча нефти в России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

5. Переработка нефти в России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

6. Экспорт нефти из России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

Общепромышленные тенденции геологоразведки

Прирост запасов нефти за счет геологоразведки в 2017 г. составил 526 млн т, что ниже текущего уровня добычи на 21 млн т, или на 3,8 %. По итогам 2017 г. открыто 53 новых месторождения, одни из наиболее крупных – Судьбадаровское месторождение с запасами 13 млн т и Южно-Моховое – с запасами 10 млн т. В нераспределенном фонде находятся 418 нефтяных месторождений, из которых 390 относятся к группе мелких, с запасами менее 10 млн т.

На протяжении последних 25 лет объем прироста запасов нефти имел неустойчивую динамику. В период с 1991 г. по 2004 г. наблюдалось в основном сокращение объема прироста запасов нефти, а с 2005 г. начался устойчивый рост. В то же время уровень прироста запасов нефти, который бы обеспечивал расширенное воспроизводство сырьевой базы, т. е. превышал текущую добычу, был достигнут только в 2008 г.

В последние годы меняется характер воспроизводства сырьевой базы нефти. В зрелых нефтегазоносных провинциях вновь открываемые месторождения и структуры представлены мелкими и мельчайшими по запасам нефти объектами, которые и дают в последние десятилетия основной прирост запасов в России. В то время как ранее прирост сырьевой базы нефти происходил главным образом за счет поисков, открытия и разведки преимущественно гигантских и крупных месторождений и расширения географии поисков за счет вовлечения в геологоразведочные работы все более восточных нефтегазоносных провинций. Продолжает ухудшаться структура разведанных запасов нефти и газа. Происходит опережающая разработка наиболее рентабельных частей месторождений и залежей. Вновь подготавливаемые запасы сосредоточены в основном в средних и мелких месторождениях и являются в значительной части трудноизвлекаемыми. В целом объем трудноизвлекаемых запасов составляет более половины разведанных запасов страны.

Современное состояние минерально-сырьевой базы углеводородного сырья характеризуется относительно невысокими темпами воспроизводства жидких углеводородов.

После 2014 г. наблюдается последовательное сокращение кратности прироста запасов нефти.

В 2017 г. эта тенденция продолжилась (рис. 2.1, 2.2).

Рисунок 2.1. Прирост запасов нефти в России

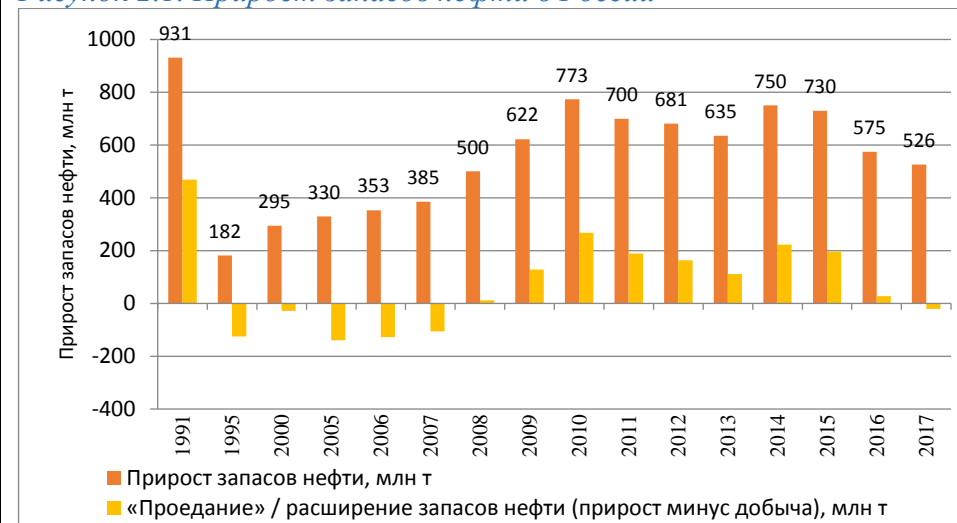
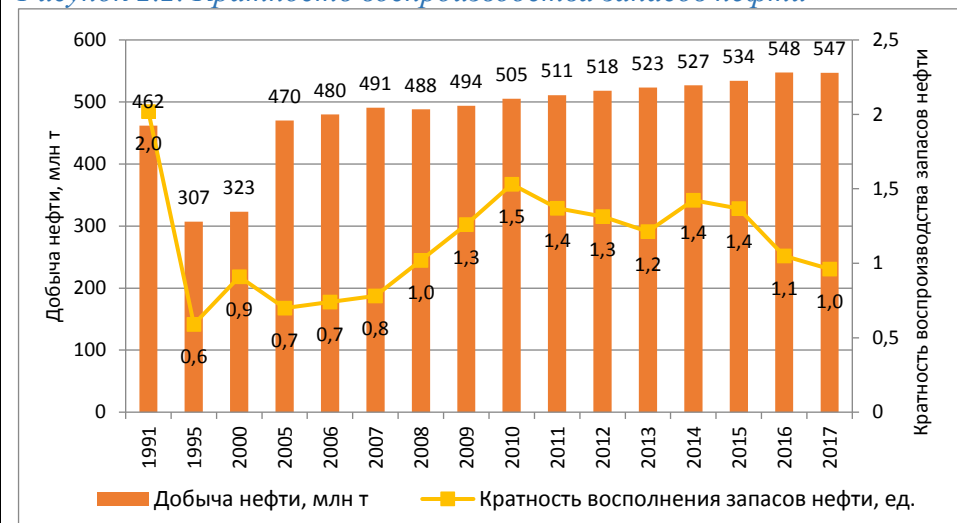


Рисунок 2.2. Кратность воспроизводства запасов нефти



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России

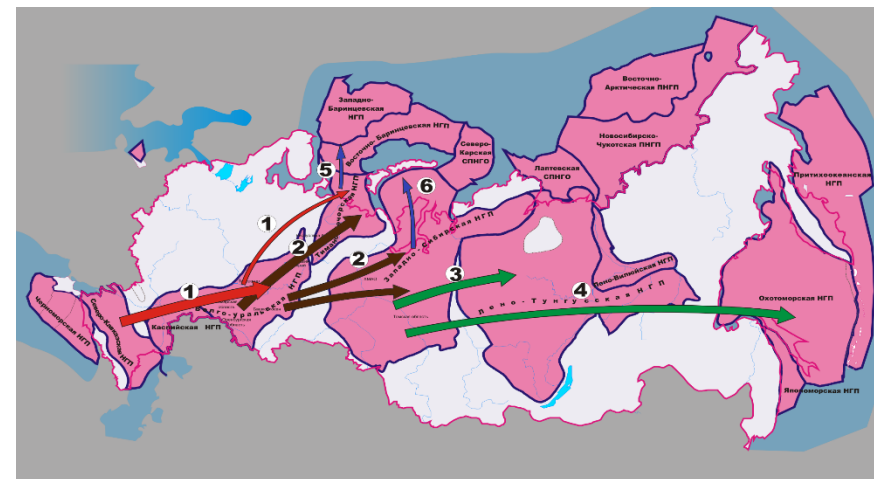
Основные направления воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти России

Одним из элементов развития нефтегазового комплекса России являлось последовательное продвижение с запада на восток и северные территории.

По данным ИНГГ СО РАН, ближайшие десятилетия главными новыми объектами поисков, разведки и разработки месторождений нефти, а также приоритетными задачами нефтегазовой отрасли Российской Федерации будут (рис. 2.3):

- 1) осадочные бассейны российского шельфа Северного Ледовитого океана;
- 2) слабо изученные провинции на суше (Лено-Тунгусская провинция);
- 3) крупные объекты, не введенные в разработку на севере Западной Сибири в Ямало-Ненецком АО, а также относительно глубокозалегающие отложения, включая юрские и ачимовские отложения;
- 4) уникальные ресурсы нефти нетрадиционных источников – баженовская свита;
- 5) рациональное использование остаточных запасов уникальных и крупных месторождений;
- 6) высоковязкие и трудноизвлекаемые месторождения Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций.
- 7) поиски, разведка и разработка мелких, мельчайших и средних месторождений в зрелых нефтегазоносных бассейнах.

Рисунок 2.3. Схема последовательной реализации стратегии развития нефтегазового комплекса Российской Федерации в XX веке



Обозначения цвета стрелок: красные - 1930–1960 гг.; коричневые – 1940–1990 гг.; зеленые – 1970 гг. по настоящее время; синие - 1980 гг. - по настоящее время; 5,6 – 80-е – 90-е гг.

Источник: ИНГГ СО РАН

Арктический шельф – основной перспективный источник прироста запасов углеводородов России на средне- и долгосрочную перспективу

Арктический шельф – основной перспективный источник прироста запасов углеводородов России на средне- и долгосрочную перспективу.

ИНГГ СО РАН осуществляет активные исследования в области геологии углеводородов на Арктическом шельфе, а также оценку его ресурсно-сырьевой базы, в том числе шельфе Карского моря.

В настоящее время геолого-геофизическая изученность осадочных бассейнов на шельфах морей Северного Ледовитого океана крайне низкая, что затрудняет оценку ресурсов нефти и газа в них. Сравнительно лучше изучены осадочные бассейны западной части Российской Арктики в пределах Баренцева и Карского морей. На этих акваториях выполнен значительный объем геофизических исследований, пробурено несколько скважин, открыт ряд нефтяных и газовых месторождений. Геологическое изучение центральной и восточной частей Российской Арктики (шельфы моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей) современными геолого-геофизическими методами только начинается.

В последние десятилетия в этих регионах выполнены большие объемы сейсморазведочных работ и глубокого бурения, которые привели к открытию нефтяных и газовых месторождений. В Карском море находятся три месторождения, уникальных по своим запасам газа месторождения – Русановское и Ленинградское, открытые еще в советские годы. В 2013 г. бурением скважины на Университетской структуре компания ПАО «Роснефть» открыла нефтяное месторождение «Победа» (рис. 2.4, 2.5).

Регион имеет большие перспективы открытия новых месторождений в антиклинальных структурах. Это в большей мере будут структуры III и V порядков.

Рисунок 2.4. Антиклинальные ловушки шельфа Арктики Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

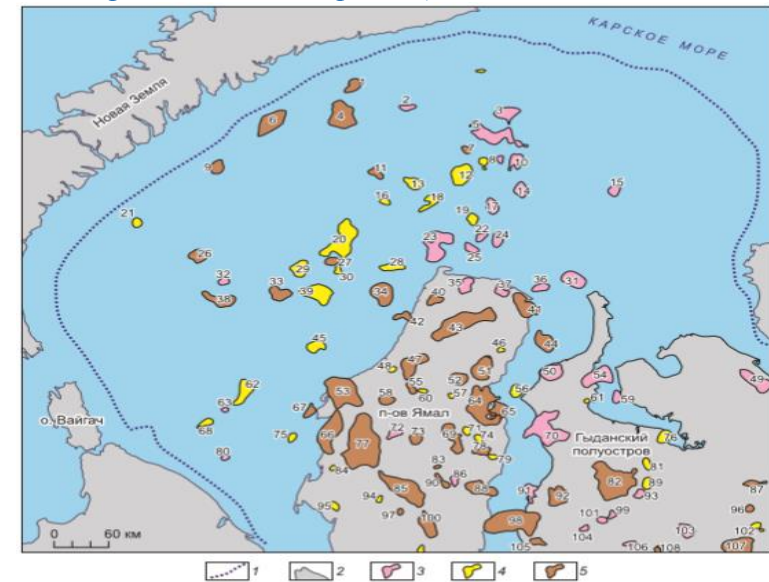
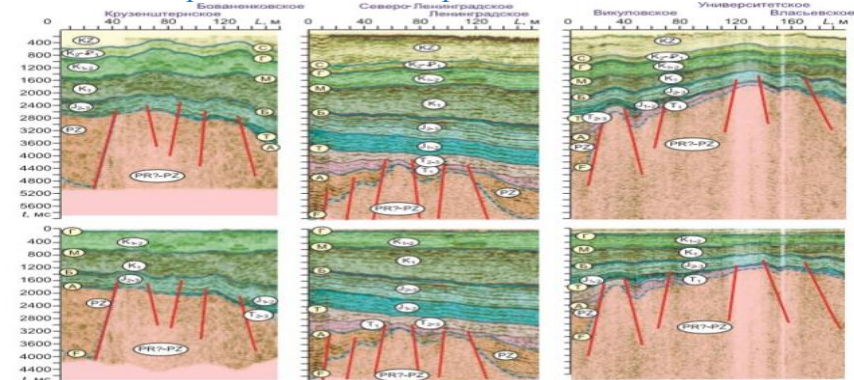


Рисунок 2.5. Распределение начальных суммарных ресурсов нефти Российского арктического шельфа, %



Источник: ИНГГ СО РАН (Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Конторович А.Э., Малышев Н.А., Скворцов М.Б., Соловьев М.В., Сурикова Е.С.) [16]

Перспективы нефтегазоносности на Востоке России – Северо-Тунгусская НГО

В настоящее время в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) сосредоточено около 20 % НСР нефти России. Разведанные и предварительно оцененные запасы нефти в регионе превышают 3,5 млрд т. Вместе с тем показатель степени разведанности составляет всего 11 %, в то время как в целом по стране – 36 %. Доля неоткрытых ресурсов – 75 %.

По данным ИНГГ СО РАН Северо-Тунгусская НГО – один из наиболее перспективных районов прироста запасов нефти в Восточной Сибири.

Северо-Тунгусская НГО – уникальный гигантский объект для поисков нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Фанерозой здесь представлен наиболее полно по сравнению с другими бассейнами. Второй особенностью является резкое преобладание в отложениях кембрия нормально-морских образований над эвапоритовыми. Это обусловило значительно больший генерационный потенциал нефтематеринских пород, с одной стороны, и создало более благоприятные условия для вертикальной миграции углеводородов (отсутствие соляных флюидоупоров в кембрии) – с другой. Третьей особенностью Северо-Тунгусской НГО является его исключительно высокая насыщенность интрузиями траппов.

Проведенные в последние годы сейсморазведочные работы подтвердили широкое распространение в Северо-Тунгусской области куонамской свиты и наличие над ней крупных резервуаров. По строению эти разрезы очень похожи на Западно-Сибирские, но они образованы не терригенными породами (песчаники и глины), а карбонатами. Отличие от значительно более молодых Западно-Сибирских морей состоит в том, что в морях того времени широко встречались отдельные рифовые постройки. Геофизики уверенно опознают их на сейсмических разрезах. Эти породы могут являться прекрасными резервуарами нефти (рис. 2.6, 2.7).

Сочетание трех этих благоприятных факторов нефтеносности (нефтепроизводящие породы, зрелость органического вещества и резервуары) позволяет высоко оценивать перспективы нефтеносности Северо-Тунгусской НГО и брать для ее оценки в качестве эталона Западно-Сибирский бассейн.

Исходя из благоприятных факторов и рисков, специалисты ИНГГ СО РАН оценили ресурсы нефти и газа на территории Северо-Тунгусской области. Согласно выполненной оценки извлекаемые ресурсы нефти в Северо-Тунгусской НГО равны 10,6 млрд т, свободного газа – 11,4 трлн.м³.

Если этот прогноз окажется верен и риски учтены правильно, то в Северо-Тунгусской нефтегазоносной области имеются очень высокие перспективы на открытие уникальных и крупных месторождений.

Для проверки описанной гипотезы ИНГГ СО РАН предложена программа региональных геофизических работ и параметрического бурения.

Рисунок 2.6. Карта перспектив нефтегазоносности Северо-Тунгусской НГО Лено-Тунгусской провинции

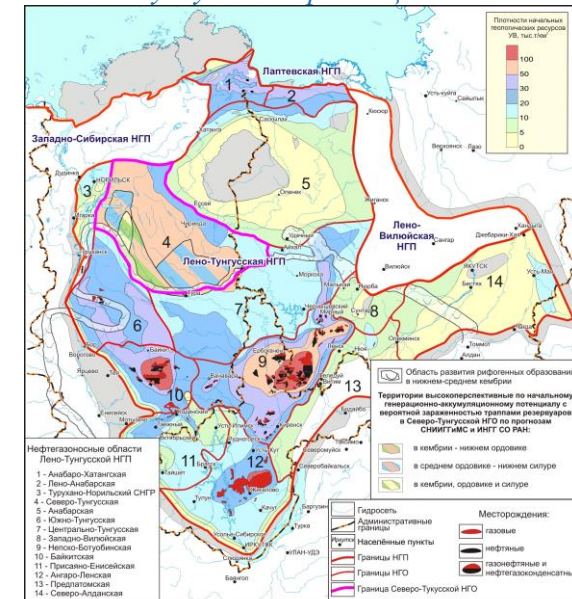
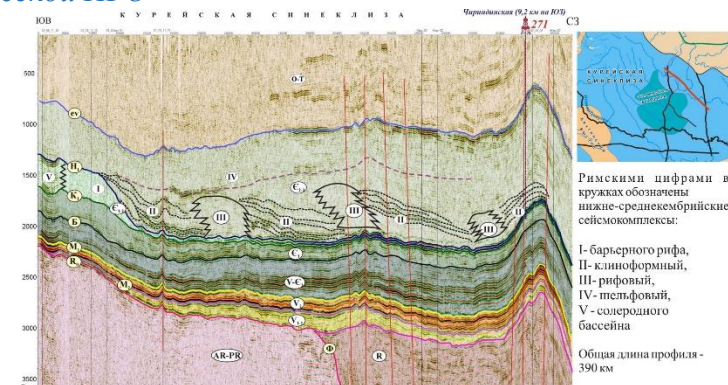


Рис. 3 Нефтегазогеологическое районирование Лено-Тунгусской НГО (Северо-Тунгусская НГО)
Редактор А.Э. Копторвич

Рисунок 2.7. Сейсмогеологический разрез, проходящий через зону выклинивания комплексов терригенного венда и рифея Северо-Тунгусской НГО



Источник: ИНГГ СО РАН

Перспективы нефтегазоносности на Востоке России – Южно-Тунгусская НГО

По данным ИНГГ СО РАН Южно-Тунгусская НГО – один из наиболее перспективных районов прироста запасов нефти в Восточной Сибири.

В редакции карты перспектив нефтегазоносности Сибирской платформы 2016 г. контур Южно-Тунгусской НГО претерпел изменения, которые касаются главным образом северной границы. Теперь она полностью охватывает Западно-Тунгусскую карбонатную платформу и ограничена с севера и запада системой кембрийских барьерных рифов. Вендско-кембрийские карбонатные комплексы, хорошо изученные бурением на Южно-Тунгусской НГО, интенсивно заражены траппами и ожидать значительного прироста запасов здесь не приходится. Главные направления поисков залежей углеводородов должны быть сосредоточены вокруг наметившихся зон, перспективных на выявление ловушек в рифейском и вендском терригенном комплексах, которые по материалам сейсморазведочных работ не были затронуты траппами. Попутно с этими работами должна продолжаться оценка нефтегазоносности кембрийских и ордовикско-девонских отложений.

С учетом всей имеющейся геолого-геофизической информации была выполнена оценка ресурсов Южно-Тунгусской НГО методом внутренних аналогий и построена карта перспектив ее нефтегазоносности. Максимальные плотности (до 50 тыс. т/км кв.) связаны с зонами выклинивания терригенных отложений венда и рифея, которые приурочены к юго-западному и северо-восточному склонам. Больше половины суммарных извлекаемых ресурсов УУВ приходится на вендский терригенный комплекс – 36 % и вендский карбонатный комплекс – 29 %.

Таким образом, возвращение к Южно-Тунгусской НГО на другом информационном уровне дает основу для принципиально новых направлений геологоразведочных работ. Началом комплексного изучения предлагаемых объектов должно стать бурение параметрических скважин в зонах развития отложений рифея и терригенного венда, а также увеличение плотности и кратности сейсмического профилирования. Дальнейшая детализация проведения работ по конкретным участкам и объектам послужит базой для формирования нефтяной и газовой промышленности в Красноярском крае на территории Сибирской платформы (рис. 2.8, 2.9).

Рисунок 2.8. Карта перспектив нефтегазоносности Южно-Тунгусской НГО Лено-Тунгусской провинции

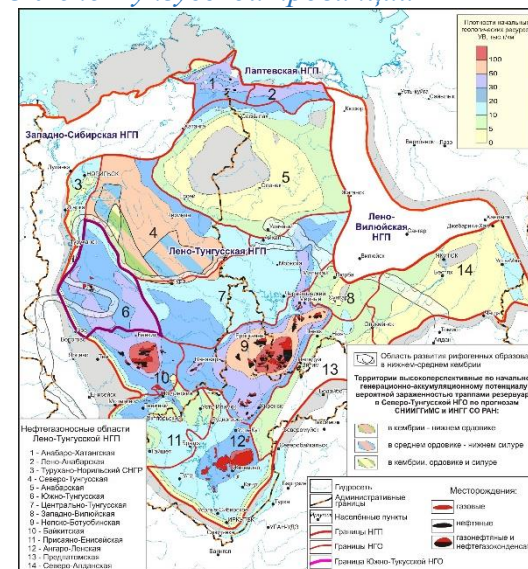
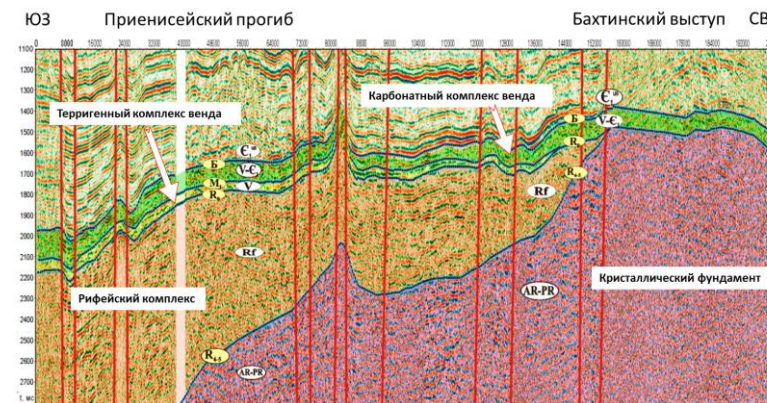


Рис. 1. Нефтегазовологическое районирование Лено-Тунгусской НПП (Южно-Тунгусская НГО)
Редактор А.Э. Котгорочиха

Рисунок 2.9. Сейсмогеологический разрез, проходящий через зону выклинивания комплексов терригенного венда и рифея Южно-Тунгусской НГО



Источник: ИНГГ СО РАН

Отложения нижней и средней юры – основной источник прироста запасов и добычи в традиционных районах нефтедобычи Западной Сибири

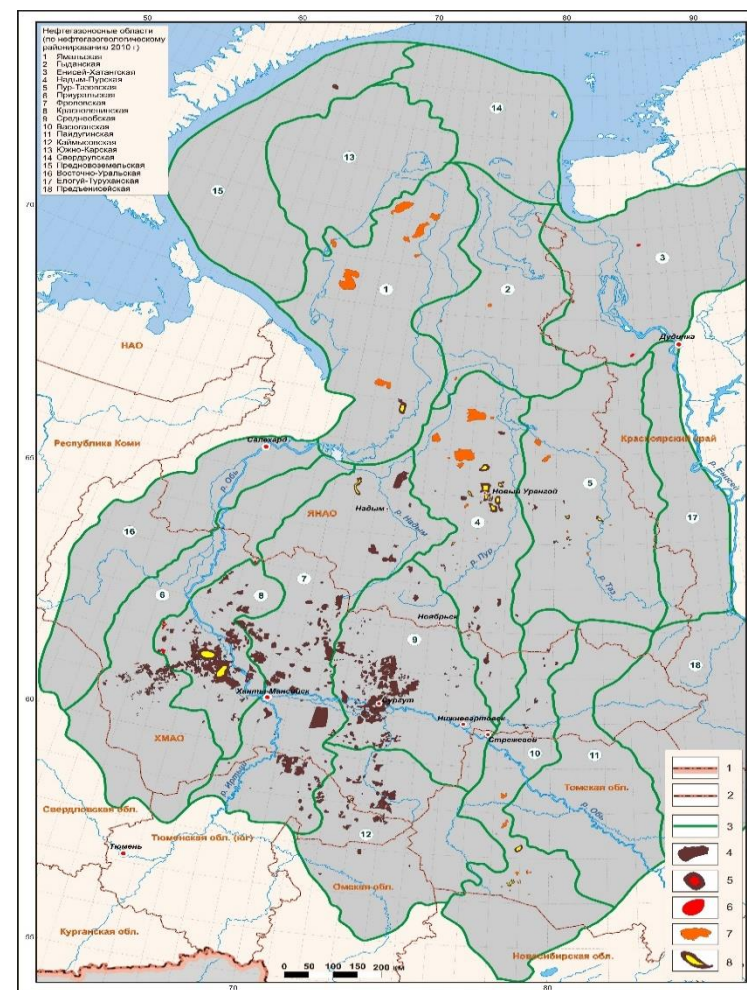
В настоящее время перспективы прироста запасов и добычи нефти в традиционных нефтедобывающих районах Западной Сибири связаны с отложениями батского яруса средней юры – тюменская свита. Отложения отличаются низкопроницаемыми коллекторами, поэтому интерес к поискам, разведке и разработке залежей нефти в этих отложениях появился в связи с развитием технологий, позволяющих более эффективно вскрывать продуктивные пласты (наклонно-направленное бурение, бурение горизонтальных скважин), а проблема получения притока из них стала решаться практически повсеместным использованием гидроразрыва пласта (ГРП) и других методов интенсификации получения притока.

В настоящее время в Западно-Сибирской НГП в пластах Ю2-Ю4 батского возраста открыто порядка 750 залежей углеводородов на более чем 320 месторождениях. Эти залежи расположены практически во всех нефтегазоносных областях Западно-Сибирской НГП. Наибольший прирост запасов нефти в батском резервуаре получен за последние 13 лет в процессе реализации Уватского проекта на территории юга Тюменской области. Освоение запасов углеводородов из отложений батского яруса в целом по всей Западно-Сибирской НГП остается ничтожно малым, что объясняется отнесением их к трудноизвлекаемым (ТРИЗ) (рис. 2.10).

В ИНГТ СО РАН проводятся разномасштабные комплексные работы по изучению батского резервуара на территории всего Западно-Сибирского осадочного бассейна, включающие палеогеографические, литологические, геотермические и геохимические исследования. Такой комплексный подход в исследованиях уже дал положительные результаты на ряде площадей центральных и южных районов Западной Сибири.

Слабоизученными глубоким бурением отложения бата остаются в Гыданской и практически не изученными в Южно-Карской НГО. Однако промышленная газоносность этих отложений уже доказана открытием мелких залежей газоконденсата на Геофизическом и Северо-Парусовом месторождениях в Гыданской НГО и залежи нефти на месторождении Победа в акватории Карского моря на территории Предновоземельской НГО.

Рисунок 2.10. Карта нефтегазоносности верхнетюменской подсвиты и малышевской свиты (бат) Западной Сибири



Карта нефтегазоносности пластов Ю2-Ю4 (тюменская и малышевская свиты) Западной Сибири
1 - государственная граница, 2 - административные границы, 3 - границы нефтегазоносных областей, 4 - залежи в пластах Ю2-Ю4, 5 - нефтяные, 6 - газонефтяные, 7 - газоконденсатные, 8 - нефтегазоконденсатные.

Источник: ИНГТ СО РАН (редактор В.А. Казанков)

Баженовская свита – основной источник нетрадиционных углеводородов в России

В настоящее время в условиях ухудшения сырьевой базы традиционных источников углеводородов в России баженовская свита является основным нетрадиционным источником углеводородов в России на долгосрочную перспективу.

ИНГГ СО РАН – одна из ведущих организаций по изучению баженовской свиты в России. Согласно оценке ИНГГ СО РАН, в этих отложениях сосредоточено 150–500 млрд т геологических ресурсов нефти, в том числе в «высокоемких» коллекторах – 120–400 млрд т. Принимая коэффициент извлечения нефти 0,15, можно предварительно оценить извлекаемые ресурсы нефти баженовской свиты в районе 10–60 млрд т.

Одним из важных аспектов развития баженовской свиты является изучение ее палеогеографии.

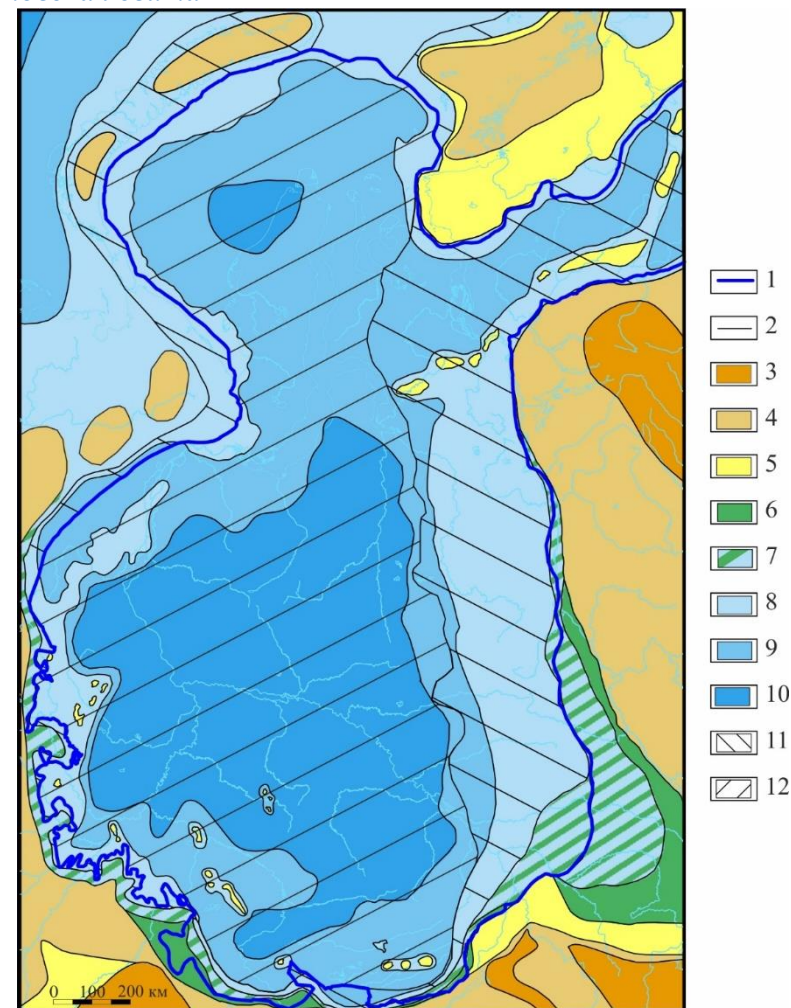
Баженовская свита по литологии, геохимии, роли в нефтегазоносности Западной Сибири, генезису – объект совершенно особый. Прежде всего, это имеющее немного аналогов в мире, значительное по площади распространения гигантское накопление органогенных пород, в прошлом – органогенных осадков. Это результат захоронения продуктов жизнедеятельности в относительно глубоком эпиконтинентальном море, образывавшем огромный залив, и окруженном пенепленизированной равнинной сушей. Органическое вещество баженовской свиты – кероген – само по себе объект тоже исключительный. Это огромное скопление в прошлом липидов планктона, бактерий и архей (рис. 2.11).

Баженовская свита формировалась в волжское время в результате самой крупной в юре Евразии длительной трансгрессии. Здесь накапливались основные массы углеродистого органического вещества.

Глинисто-кероген-кремнистые породы баженовской свиты за свою, пережили сложную эволюцию, которая привела к генерации и миграции значительной массы нефти, формированию внутри пород.

В конце позднего оксфорда началась самая крупная в юре Евразии длительная трансгрессия. В Западно-Сибирском море она проявилась формированием маломощного, но хорошо выдержанного по площади и очень широко распространенного базального пласта Ю10 (барабинская пачка), представленного глауконитовыми глинисто-алевролит-песчаными биотурбированными породами с многочисленными остатками морской фауны.

Рисунок 2.11. Палеогеографическая карта. Волжский век. Баженовская свита



1 – современная граница регионального распространения пород баженовского горизонта, 2 – границы палеогеографических элементов, 3 – горы низкие, 4 – суша холмистая; равнины: 5 – денудационная, 6 – аккумулятивная, низменная, 7 – аккумулятивная низменная, периодически заливавшаяся морем; море (глубина), м: 8 – <100, 9 – 100–200, 10 – 200–500; 11 – акватория развития маргинальных фильтров, 12 – акватория «голодного» морского бассейна

Источник: ИНГГ СО РАН (А.Э. Конторович, Л.М. Буриштейн, Б.Л. Никитенко, С.В. Рыжкова, Л.С. Борисова, А.Г. Замирайлова, Е.А. Костырева, В.А. Конторович, А.Ю. Нехаев, Е.В. Пономарева, М.А. Фомин, Б.Н. Шурыгин, В.Г. Эдер, П.А. Ян)

Нефтегазовый комплекс России – 2017.
Часть 1. Нефтяная промышленность – 2017:
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. Добыча нефти в России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

5. Переработка нефти в России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

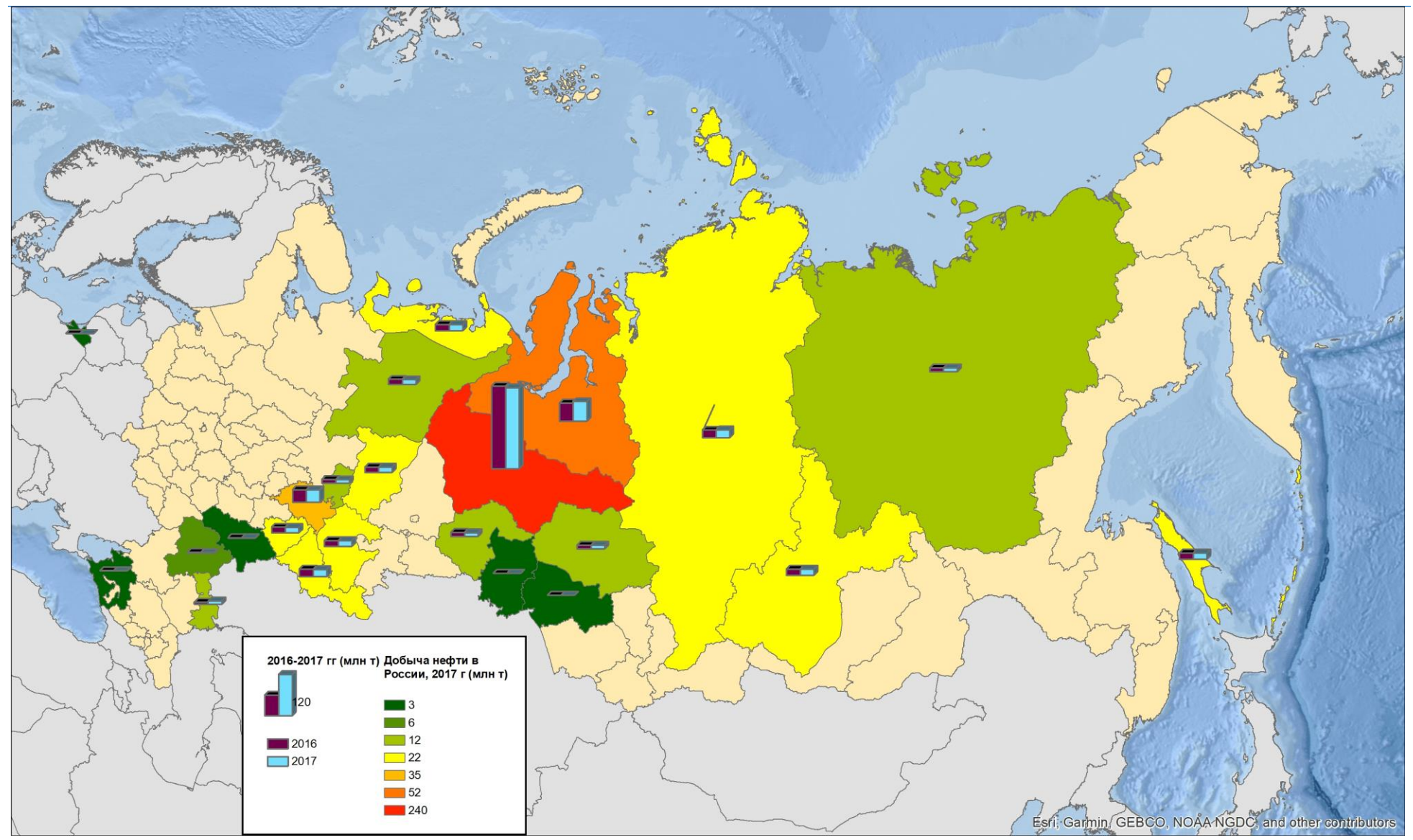
6. Экспорт нефти из России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

Добыча нефти в России



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН

Общепромышленные тенденции добычи нефти

В 2017 г. добыча нефти в России сохранилась на уровне предыдущего года и составила 546,8 млн т. Незначительное снижение добычи (на 0,1 % или 0,7 млн т) можно связать с меньшим количеством дней 2017 г. относительно высокосного 2016 г. В связи с продлением соглашения ОПЕК+ об ограничении добычи нефти до конца 2018 г., в текущем году Минэнерго ожидает сохранения добычи на уровне 547 млн т (рис. 3.1, 3.2).

Несмотря на санкции и снижение цен на нефть, компании запустили инвестиционные программы по освоению новых месторождений, оптимизации и повышению эффективности на традиционных объектах.

Устойчивой тенденцией изменения структуры добычи нефти в России является увеличение доли добычи газового конденсата, что связано с активным вовлечением в разработку высококонденсатного газа Западной Сибири. Отчасти в связи с этим рекордсменом по приросту добычи нефти в стране является Ямало-Ненецкий округ, где последние годы происходит рост добычи как нефти, так и газового конденсата.

Увеличивается вовлечение в разработку трудноизвлекаемой базы на шельфе, в арктической зоне, в низкопроницаемых коллекторах, а также высоковязких нефтей. Этому способствуют значительные налоговые льготы. Доля льготной налогооблагаемой нефти в структуре добычи нефти в России составляет уже чуть менее 50%.

Добыча нефти в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях обеспечивается активным применением технологий и методов интенсификации добычи нефти, а также вовлечением в разработку мелких и мельчайших месторождений для компенсации падения добычи на крупных и средних месторождениях региона. Активно вовлекаются в разработку сверхтяжелые нефти.

Значительные усилия компании предпринимают по стабилизации добычи в ХМАО. Введение в разработку последних крупных месторождений не позволило стабилизировать добычу в регионе. Одним из направлений стабилизации добычи нефти в Западной Сибири является вовлечение в разработку мелких и мельчайших месторождений.

В организационной структуре добычи нефти в России начиная с 2010 г. наметилась тенденция сокращения доли вертикально-интегрированных компаний с одновременным увеличением доли независимых компаний, в том числе газовых.

Рисунок 3.1. Добыча нефти в России

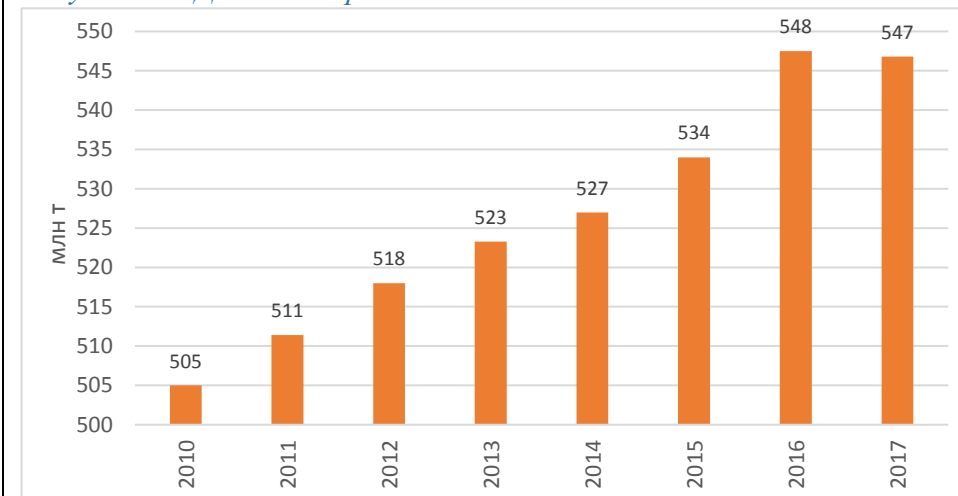
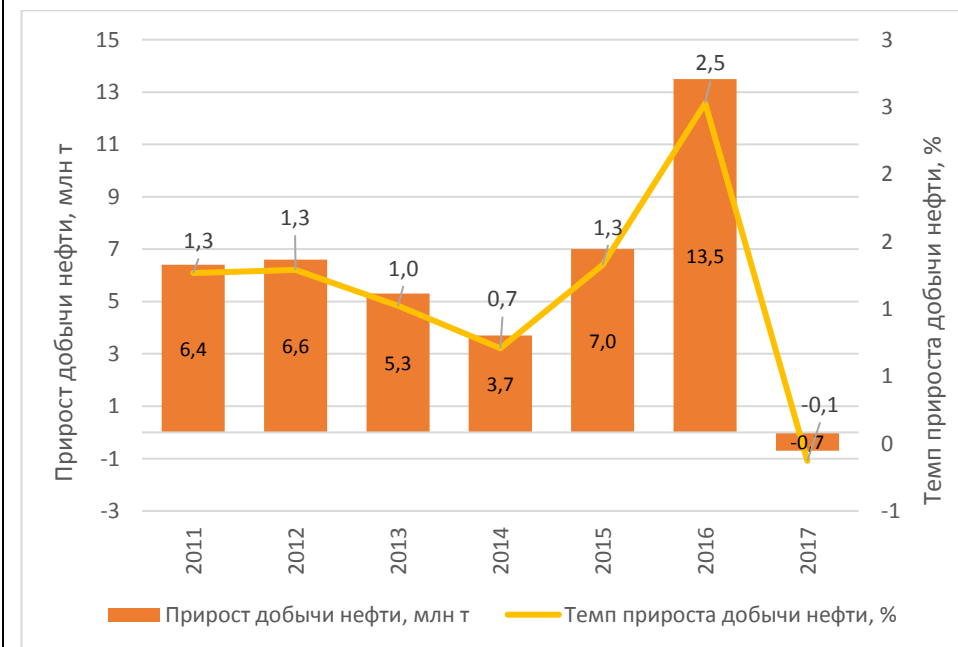


Рисунок 3.2. Прирост и темп прироста добычи нефти в России



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН

Ресурсно-сырьевые особенности добычи: новые проекты

В 2017 г. объем добычи российской нефти на новых проектах составил 37 млн т, увеличившись за год на 23 %. К новым месторождениям (greenfields) относятся месторождения, для которых срок эксплуатации составляет не более 5 лет. Остальные месторождения относятся к категории зрелых (brownfields).

За последние годы рекордный прирост добычи нефти (более 23 млн т) за счет новых месторождений произошел в 2016 г., когда стали постепенно выходить на проектные уровни значительное количество проектов – месторождения Трещина и Титова, Новопортовское, Приразломное, Ярудейское и др. В 2017 г. в условиях присоединения России к ОПЕК наращивание добычи нефти в соответствии с проектом разработки на значительном количестве новых объектов было остановлено.

Доля добычи нефти на greenfields в структуре суммарной добычи нефти в России растет и в 2017 г. составила 6,8 %, что обусловлено первой фазой разработки новых месторождений, а также сокращением добычи нефти на brownfields.

В 2017 г. наибольший прирост добычи нефти произошел на Пяяхинском месторождении в Ямало-Ненецком АО, Сузунском месторождении в Красноярском крае.

В региональном разрезе прирост добычи на новых месторождениях в 2017 г. наблюдался в европейской части России (4,1 млн т) и Западной Сибири (3,4 млн т) относительно предыдущего года. Одновременно произошло сокращение добычи на новых месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока – на 1,5 млн т по сравнению с 2016 г.

В европейской части страны «ЛУКОЙЛ» в 2017 г. увеличил добычу на месторождении имени Филановского, «Газпром нефть» – на Приразломном, «Зарубежнефть» – на Восточно-Янемдейском и Северо-Сихорейском, а «Роснефть» – на Наульском, Восточно-Волостновском и Волостновском месторождениях (рис. 3.3, 3.4).

Добыча в Западной Сибири увеличилась на разрабатываемом «Роснефтью» месторождении имени Московцева, а также на Верхнеказымском и Южно-Нюрымском участках недр «Сургутнефтегаза».

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке прирост добычи на новых месторождениях обеспечил консорциум «Сахалин-1» на месторождении Аркутун-Даги, «Роснефть» – на Лодочном участке недр, а «Сургутнефтегаз» – на Восточно-Алинском, Южно-Талаканском и Восточном блоке Талаканского месторождения.

Рисунок 3.3. Объем добычи нефти на новых месторождениях в России в 2013-2017 гг.

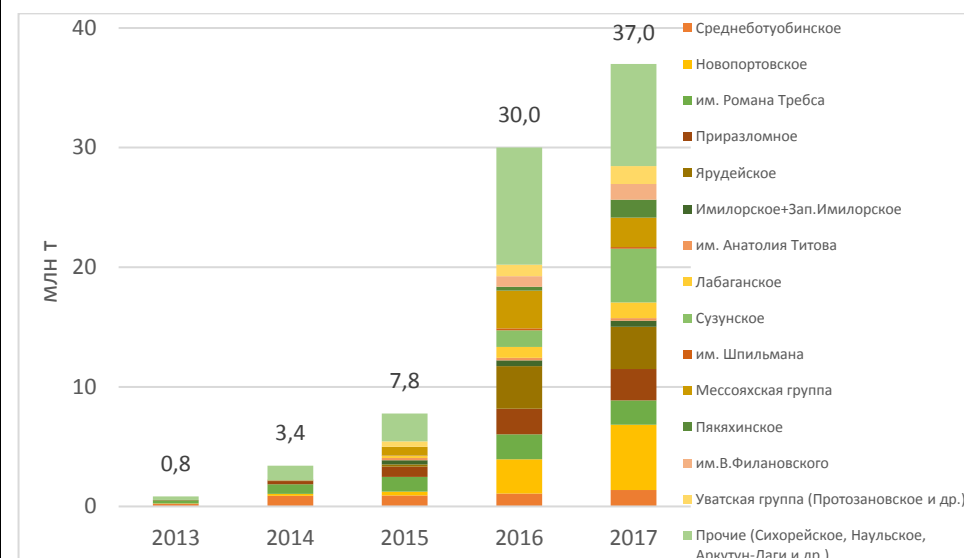
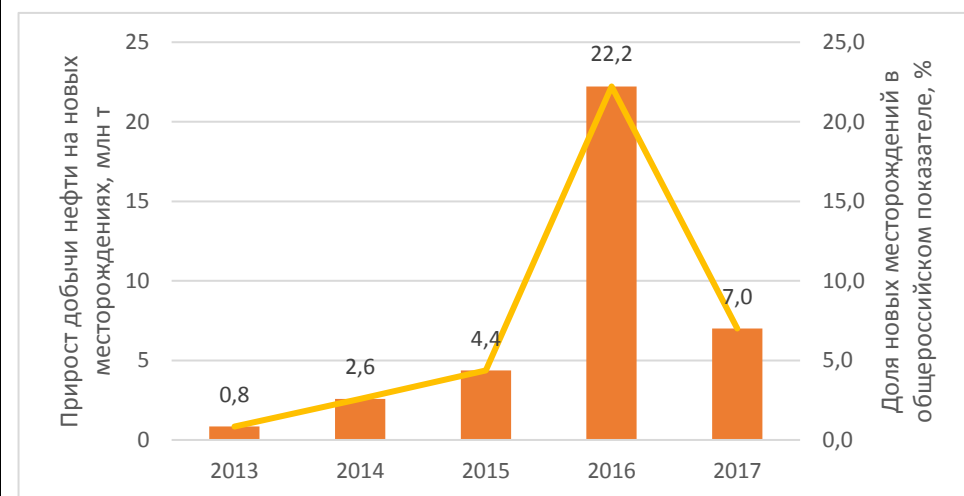


Рисунок 3.4. Прирост добычи нефти на новых месторождениях и доля их добычи в общероссийском показателе в 2014-2017 гг.



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН

Ресурсно-сырьевые особенности добычи: нефть и конденсат

В структуре добычи жидких углеводородов доля конденсата составляет 6,2 %. На протяжении последнего десятилетия происходил опережающий рост добычи газового конденсата. Так в период 2008–2017 гг. добыча конденсата выросла почти в два раза: с 17,1 млн т до 34 млн т. При этом добыча нефти за аналогичный период выросла менее, чем на 6 %.

Высокие темпы прироста добычи газового конденсата в последние годы (20,4 % в 2015 г.) связаны с увеличением добычи компанией «Арктикгаз», запасы которой характеризуются сверхвысоким содержанием газового конденсата. Однако в 2017 г. произошло снижение добычи конденсата, наиболее существенное снизила добычу компания «НОВАТЭК».

В организационной структуре добычи конденсата наибольшую долю занимает ОАО «Арктикгаз» (около 23 %). Предприятия Группы «Газпром» обеспечивают около 46 % 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 11 и 10 % соответственно.

В региональной структуре наибольшие запасы газового конденсата сосредоточены в Уральском (53 %), Южном (20 %) и Сибирском (7 %) федеральных округах. В региональной структуре добычи на Уральский федеральный округ приходится 67 % добычи конденсата, на Южный округ – 11 %, в Сибирском федеральном округе добывается 7 % конденсата (рис. 3.5, 3.6).

В последние годы на рынке газового конденсата происходят структурные изменения. Новая формула ценообразования привела к снижению экспортных поставок конденсата, в тоже время вырос внутренний спрос. Увеличение переработки газового конденсата приносит больший добавленный доход, и позволяет добиться большего выхода светлых нефтепродуктов.

Рисунок 3.5. Структура добычи нефти и газового конденсата

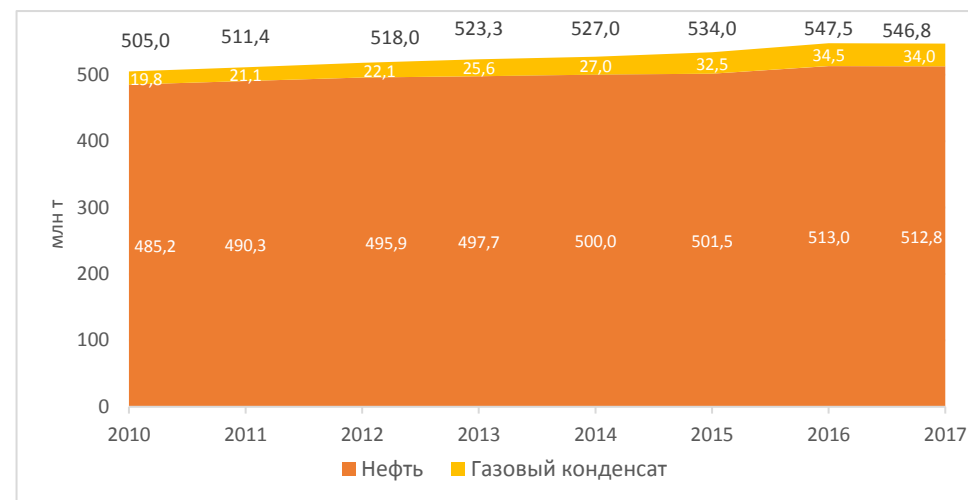
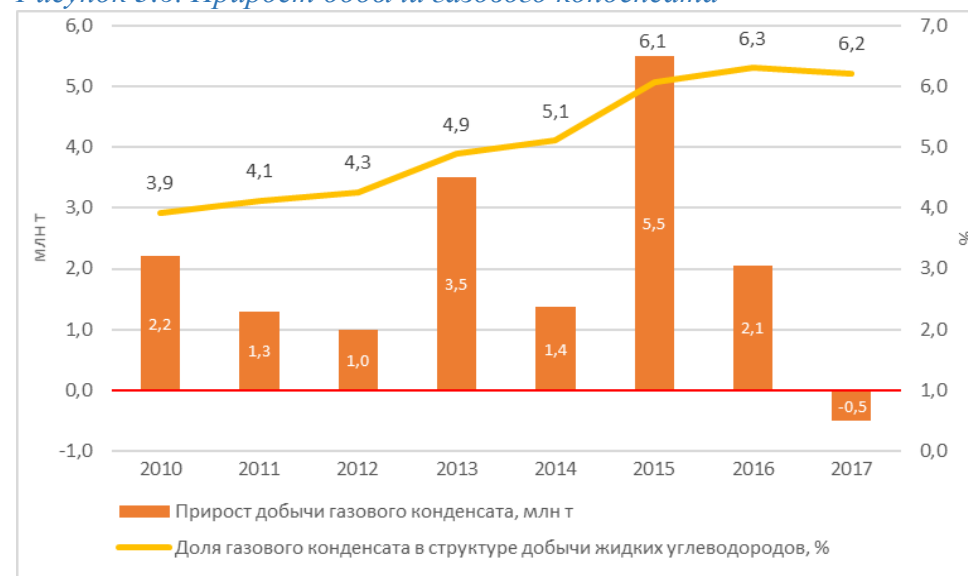


Рисунок 3.6. Прирост добычи газового конденсата



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН

Ресурсно-сырьевые особенности добычи: ухудшение сырьевой базы добычи

В России последнее десятилетие происходит ухудшение качественных характеристик сырьевой базы жидких углеводородов. Истощение уникальных месторождений Западной Сибири приводит к необходимости извлечения нефти с месторождений с высокой степенью обводненности, освоению тяжелых и высокосернистых запасов нефти Волго-Уральской НГП, освоению новых районов добычи Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия).

Не смотря на стабилизацию добычи нефти в России в 2017 г., происходит рост добычи нефти с низкими качественными характеристиками.

Так, в 2017 г. добыча сверхвязкой нефти выросла на 0,3 млн т – до 7,5 млн т. В структуре запасов доля сверхвязкой нефти составляет около 6 %, однако в структуре добычи ее доля составила 1,5 %, что говорит о высоком потенциале дальнейшего увеличения объема добычи. В региональной структуре наибольшие запасы сверхвязкой нефти расположены в Уральском, Северо-Западном и Приволжском федеральных округах.

Добыча высокосернистой нефти в 2017 г. составила около 27 млн т, что на 0,6 млн т больше, чем в предыдущем году. Доля высокосернистой нефти в структуре добычи составляет 5,3 %. В структуре запасов доля высокосернистой нефти составляет около 6 %. Основная часть запасов такой нефти расположена в недрах Волго-Уральской НГП.

Добыча тяжелой (битуминозной) нефти в 2017 г. составила 66,2 млн т, что на 0,5 млн т больше, чем в предыдущем году. Доля битуминозной нефти в структуре добычи составила 12,9 %. В структуре запасов доля битуминозной нефти составляет около 18 %. Более 70 % запасов битуминозной нефти расположены в Уральском и Приволжском федеральных округах (рис. 3.7, 3.6).

Добыча нефти из низкопроницаемых коллекторов в 2017 г. составила 214,8 млн т, что на 2,9 млн т больше, чем в предыдущем году. В низкопроницаемых коллекторах сосредоточено более 45 % запасов нефти, в структуре добычи доля такой нефти составила 41,9%. Наибольшие запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах расположены в Уральском и Приволжском федеральных округах.

Рисунок 3.7. Добыча высоковязкой и высокосернистой нефти

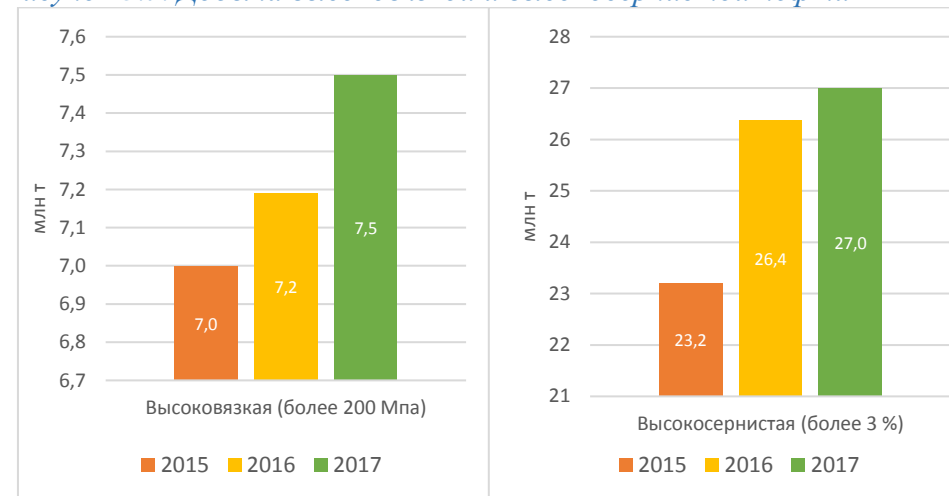
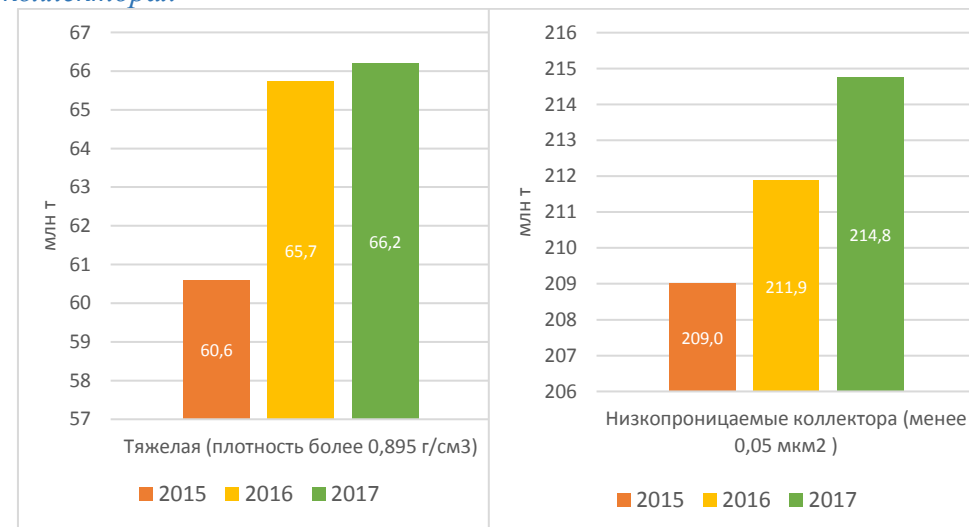


Рисунок 3.8. Добыча тяжелой нефти и нефти в низкопроницаемых коллекторах



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН

Ресурсно-сырьевые особенности: добыча льготной налогооблагаемой нефти

Под льготной нефтью понимается та часть добытой налогооблагаемой нефти, в отношении которой недропользователи имеют льготы при налогообложении. При расчете ставки НДС используются коэффициенты, по которым и исчисляются льготные ставки (коэффициент, характеризующий особенности добычи нефти, степень выработанности запасов конкретного участка недр, величину запасов конкретного участка недр, степень сложности добычи нефти, степень выработанности конкретной залежи, регион добычи и свойства нефти).

В настоящее время наблюдается тенденция увеличения количества льготной нефти и ее процентного соотношения с общим количеством налогооблагаемой нефти. С 2006 г. объем льготной нефти в структуре общей добычи нефти в России составлял всего 1 % (3 млн т), а в 2017 г. этот показатель увеличился до 45 % (214 млн т). В 2017 г. значительный объем льгот был получен с учетом применения понижающего коэффициента, характеризующего степень выработанности запасов конкретного участка недр и коэффициента, характеризующего регион добычи и свойства нефти.

Наименьший показатель льготной нефти в суммарном объеме налогооблагаемой нефти в регионе исчисляется в Уральском ФО 28 %, который является лидером по добыче нефти и крупнейшим ФО по объему налоговых отчислений в федеральный бюджет. Самая значительная доля льготной нефти в структуре Южного ФО – 83%. Приволжский ФО находится на втором месте по объему добычи нефти в России, но при этом в отличие от Уральского ФО в Приволжском ФО около 58 % налогооблагаемой нефти является льготной, что обусловлено добычей высоковязкой нефти в регионе, а также значительной степенью выработанности залежей (рис. 3.9, 3.10).

В Дальневосточной ФО половина налогооблагаемой нефти является льготной, что обусловлено исчислением льготной налоговой ставки НДС для нефти, добываемых на морских месторождениях. В Сибирском ФО около 44 % налогооблагаемой нефти является льготной, что связано с применением льготного периода по уплате НДС доля новых месторождений регионов Сибирского ФО.

Рисунок 3.9. Объем добычи и доля льготной налогооблагаемой нефти в России

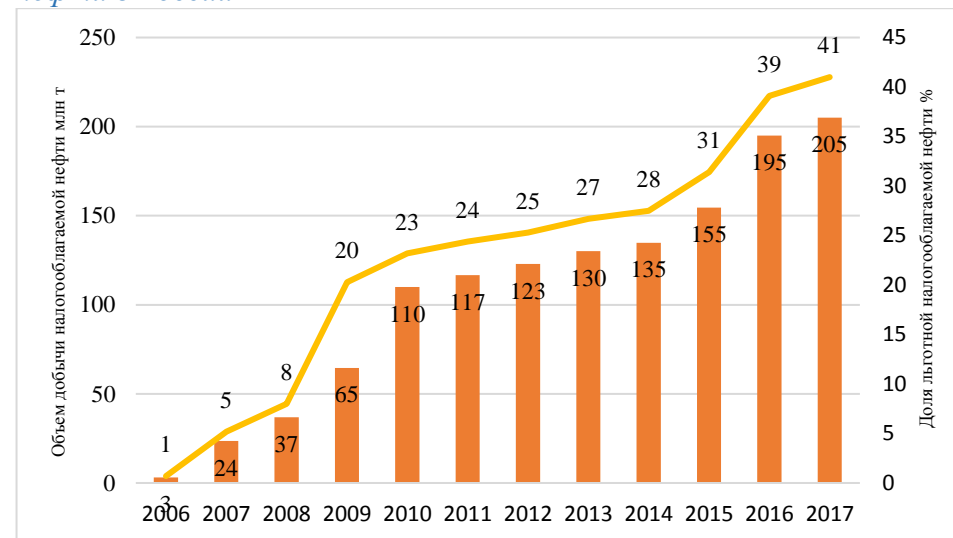
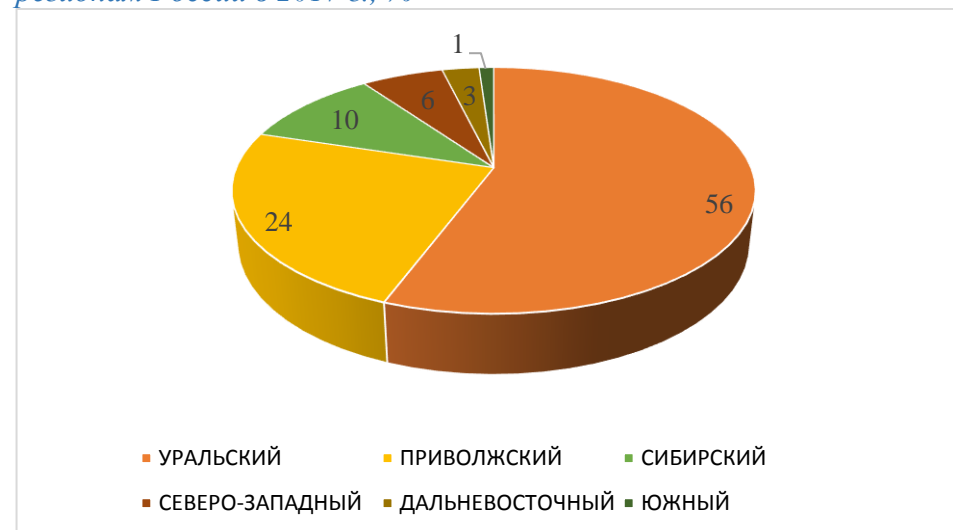


Рисунок 3.10. Структура льготной налогооблагаемой нефти по регионам России в 2017 г., %



Источник: ЦЭН ИНГГ, ФНС

Ресурсно-сырьевые особенности добычи нефти: шельф

Добыча нефти на континентальном шельфе России осуществляется на дне Балтийского, Азовского, Карского, Каспийского, Баренцева, Охотского морей. Основной объем добычи приходится на шельф Охотского моря (проекты Сахалин-1, Сахалин-2), где в 2017 г. было добыто 67 % нефти в структуре добычи нефти на российском шельфе. Чуть более 21 % было добыто в Каспийском море (месторождения им. Корчагина и Филановского), около 10 % в Баренцевом море (Приразломное месторождение), на остальные моря приходится около 2 %.

С 2012 г. объем добычи нефти на континентальном шельфе России вырос в 1,8 раза до 25,7 млн т, что обусловлено освоением новых месторождений. За 2017 г. объем добычи нефти на российском шельфе увеличился на 15,4 % до 25,7 млн т. Основной прирост добычи связан с началом промышленной добычи нефти на Филановском месторождении в российском секторе дна Каспийского моря, где добыча увеличилась почти в 2,5 раза до 5,5 млн т (рис. 3.11, 3.12).

Так же произошел рост добычи нефти в Баренцевом море па Приразломном месторождении до 2,6 млн т (на 21 %), что обусловлено вводом в эксплуатацию новых добывающих и нагнетательных скважин.

Добыча нефти на шельфе Охотского моря сократилась на 1,2 % до 17,2 млн т, что обусловлено выполнением обязательств в рамках соглашения ОПЕК + за счет ремонтных процессов на Сахалине 1.

В настоящее время перспективы прироста добычи нефти на шельфе связаны только с Охотским морем (месторождение Аркутун-Даги). Российский сектор Каспийского моря имеет достаточно ограниченную сырьевую базу. Развитие арктического шельфа сталкивается с ограничениями, связанными с отсутствием собственных технологий, оборудования, кадров, введением санкций на передачу технологий развитых стран в области добычи нефти на шельфе, относительно низкой степенью геологической изученности арктического шельфа России.

Рисунок 3.11. Объем добычи и доля нефти на континентальном шельфе России в 2012-2017 гг.

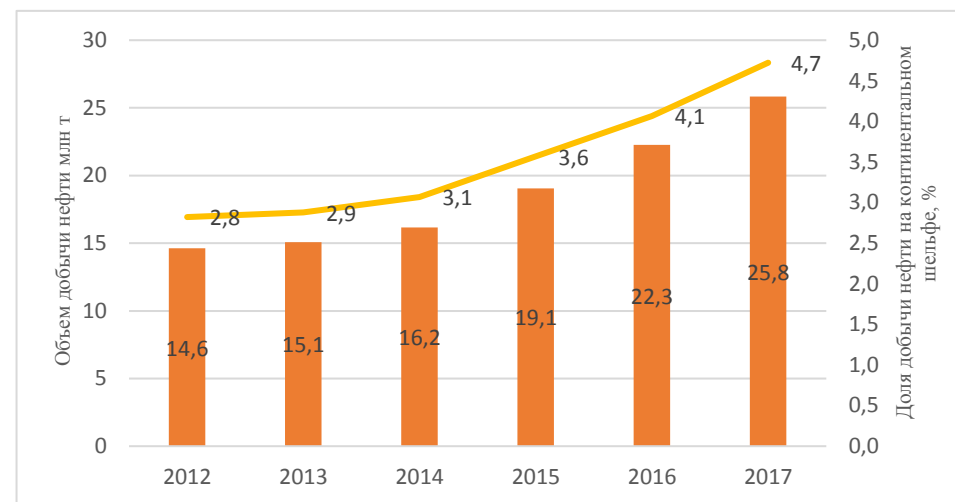


Рисунок 3.12. Структура добычи нефти на континентальном шельфе России в 2017 г., %



Источник: ЦЭН ИНГГ, ГКЗ

Ресурсно-сырьевые особенности добычи нефти: Арктика

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 366 г. от 21 апреля 2014 г. утверждена Государственная программа Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 года». В соответствии с этой программой одним из приоритетных направлений развития Арктической зоны является развитие ресурсной базы Арктической зоны Российской Федерации за счет использования перспективных технологий, а также модернизация и развитие инфраструктуры арктической транспортной системы в Арктической зоне Российской Федерации.

К настоящему времени в Арктике открыто около 600 нефтяных месторождений. Объем добычи нефти в Арктике в 2017 г. оставил 71 млн т, увеличившись относительно 2016 г. на 7,2 %. Крупнейшим регионом по добыче российской нефти в Арктике является Ямало-Ненецкий АО, на долю которого в 2017 г. пришлось более 43 % добычи нефти.

Рост добычи нефти обеспечен за счет ввода в промышленную разработку месторождений: Мессояхского и Новопортовского компании «Газпром нефть», Пяяхинского компании «ЛУКОЙЛ», Ярудейского компании «НОВАТЭК».

На долю Красноярского края в 2017 г. пришлось более 31 % (22 млн т) добычи нефти в Арктике. Крупнейшим проектом реализуемым в этом регионе является разработка Ванкорского нефтегазового месторождения, которое в настоящее время уже находится на падающей стадии добычи. Однако, добыча в регионе продолжает расти (на 4 % в 2017 г. относительно 2016 г.), что обеспечено за счет ввода в разработку месторождений Ванкорского кластера: Сузунского и Тагульского (рис. 3.13, 3.14).

В Ненецком АО в 2017 г. было добыто около 16 млн т нефти, что составляет 22 % от общей добычи российской нефти в Арктике.

В этом регионе осуществляется добыча на единственном российском проекте на шельфе Арктики – Приразломном месторождении, где в 2017 г. было добыто 1,6 млн т нефти.

Рисунок 3.13. Объем добычи нефти в Арктике и доля Арктики в структуре добычи нефти в России в 2015-2017 гг.

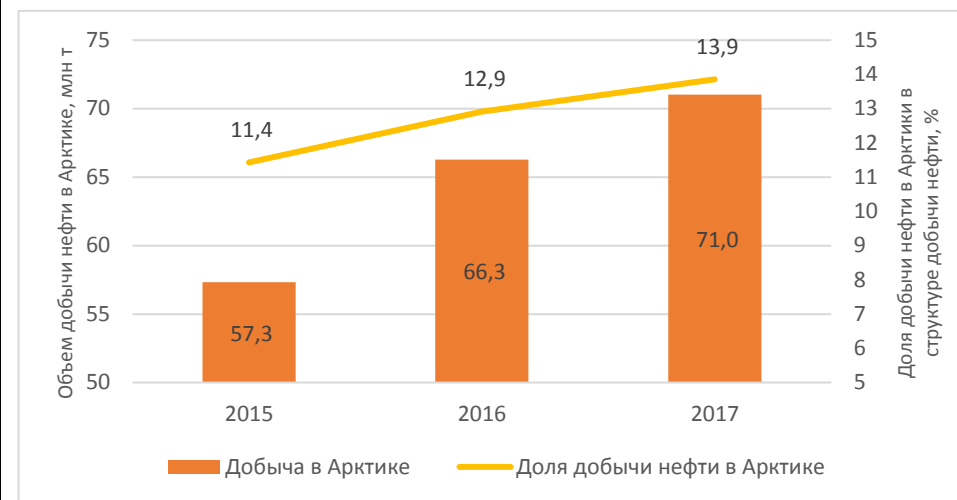
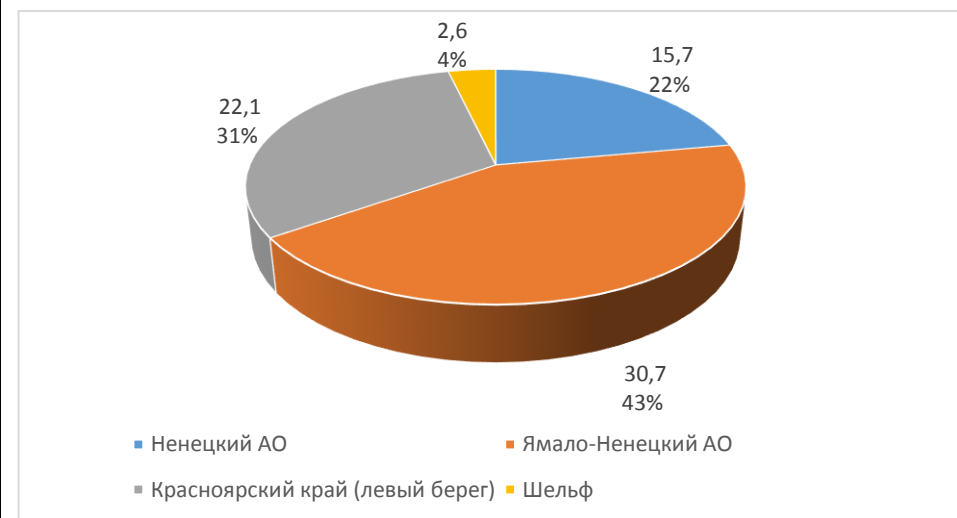


Рисунок 3.14. Прирост и темп прироста добычи нефти в России, %



Источник: ЦЭН ИНГГ, ГКЗ

Ресурсно-сырьевые особенности добычи: ТРИЗ

В существующей налоговой системе прописаны понижающие коэффициенты по НДС (налог на добычу полезных ископаемых) для залежей баженовской свиты, абалакской свиты, доманиковой свиты, тюменской свиты, хадумской свиты, низкопроницаемых залежей и сверхвысоковязких залежей нефти. Для части месторождений тюменской свиты также существуют льготы по экспортной пошлине.

Согласно закону, устанавливается порядок определения и применения коэффициента – от 0 до 0,8, характеризующего степень сложности добычи нефти, а также коэффициента, характеризующего степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья. Так, для залежей баженовских, абалакских, хадумских и доманиковых отложений с выработанностью от 3% до 13% (в зависимости от даты постановки запасов на госбаланс) обнуляется НДС в течение 180 налоговых периодов (15 лет). Для залежей тюменских отложений с выработанностью менее 13 % применяется льгота по НДС (понижающий коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти равный 0,8) в течение 180 налоговых периодов и в случае если доля запасов в залежах тюменской свиты на месторождении более 80 % применяется льгота по экспортной пошлине.

При разработке низкопроницаемых залежей применяется понижающий к НДС коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти равный 0,2 для залежей с эффективной нефтенасыщенной толщиной не более 10 м и равный 0,4 для залежей с эффективной нефтенасыщенной толщиной более 10 м (рис. 3.15, 3.16).

Для залежей нефтей с вязкостью 200-10000 мПа*с применяется понижающий к НДС коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти, составляет около 35 % от стандартной ставки. Для залежей битумов с вязкостью более 10000 мПа*с ставка НДС равно 0, также до 2023 г. применяется понижающая ставка экспортной пошлины.

В 2017 г. объем добычи трудноизвлекаемой нефти составил 80,5 млн т, увеличившись относительно 2016 г. на 9 %. Основной прирост добычи нефти - низкопроницаемая нефть (36 млн т), а также нефть месторождений тюменской свиты (33,9 млн т). Крупнейшим месторождением с низкопроницаемыми залежами является Приобское месторождение, а также Харампурское, Крайнее, Шингинское месторождения.

Рисунок 3.15. Объем добычи трудноизвлекаемой нефти и доля трудноизвлекаемой нефти в структуре добычи нефти в России в 2015-2017 гг.

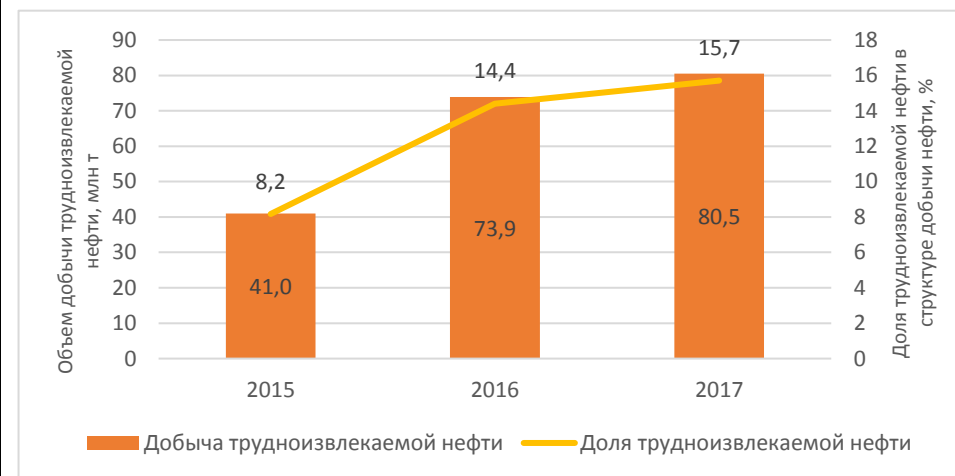
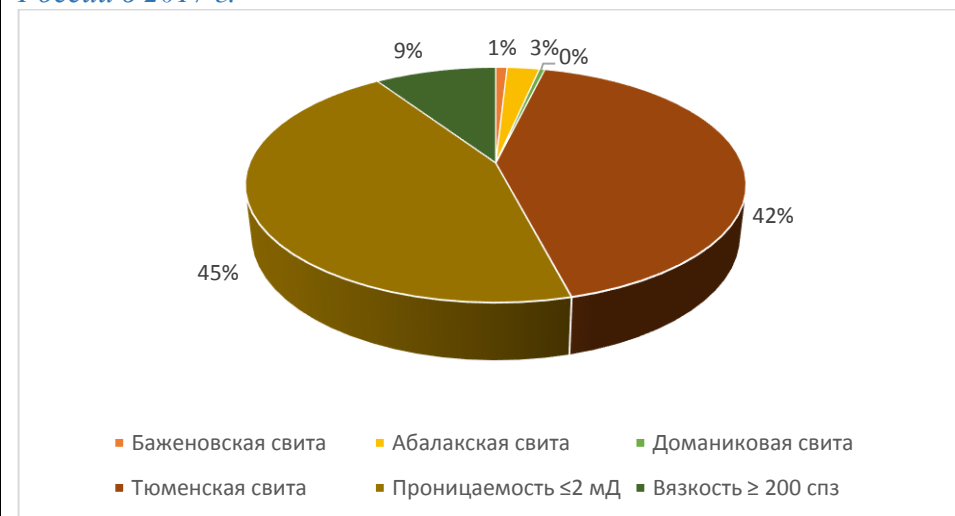


Рисунок 3.16. Структура добычи трудноизвлекаемой нефти в России в 2017 г.



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минэнерго России, ФНС

Ресурсно-сырьевые особенности добычи: по крупности месторождений

По данным на 2017 г., по величине извлекаемых запасов нефти к группе уникальных (с запасами более 300 млн т) относится 11 месторождений, к группе крупных (30-300 млн т) относятся 179 месторождений, к группе средних (5-30 млн т) относятся 539 месторождений, к группе мелких (1-5 млн т) относятся 816 месторождений, к группе очень мелких (с запасами менее 1 млн т) относятся 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 группа месторождений, 48,5 % добывается на крупных месторождениях, добыча нефти на средних месторождениях составляет 21,9 %. Доля уникальных месторождений в структуре добычи быстро снижается. Так, если в 2014 г. на уникальных месторождениях добывалось 19,3 % нефти, то к 2017 г. их доля сократилась до 17,4 % (рис. 3.17, 3.18).

Рисунок 3.17. Структура добычи нефти по группам месторождений

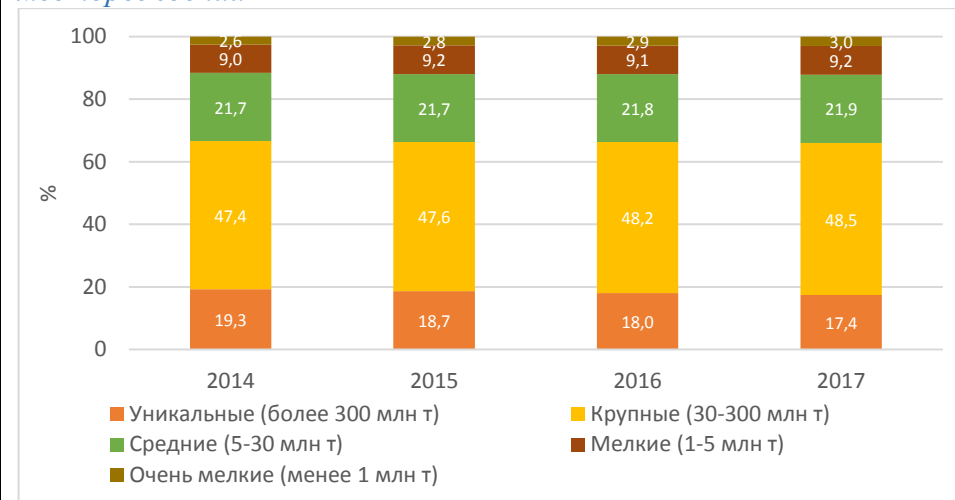
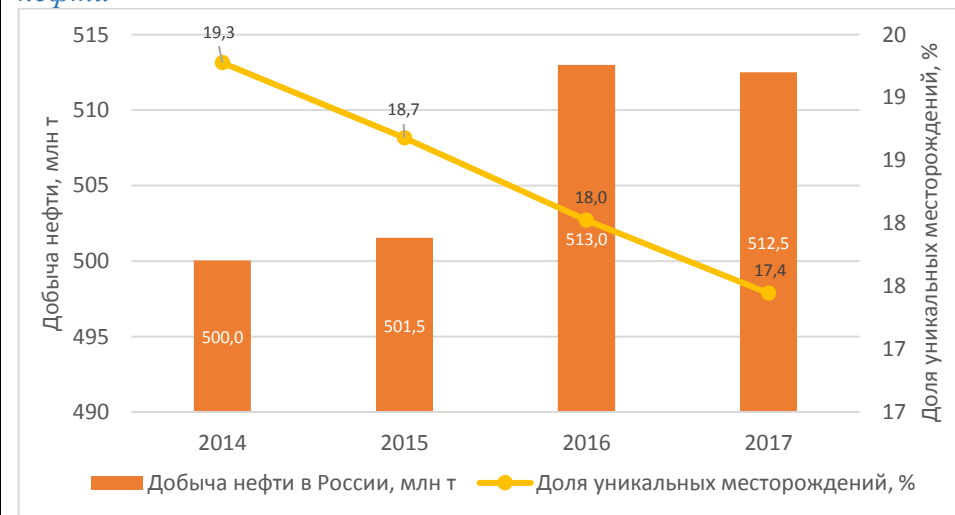


Рисунок 3.18. Доля уникальных месторождений в структуре добычи нефти



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России

Региональная структура добычи нефти: по макрорегионам

Промышленная нефтегазодобыча 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 57,3 % российской нефти. Однако высокая степень выработанности и обводненности крупнейших базовых месторождений региона приводит к снижению его в региональной структуре добычи нефти.

В европейской части России с 2012 г. преодолен тренд на снижение нефтедобычи и осуществляется планомерное ее наращивание. Доля региона в структуре общероссийской нефтедобычи составляет около 30 %. Рост добычи в традиционных старых районах нефтедобычи европейской части России стал возможен во многом благодаря активному внедрению новых технологий на месторождениях с высокой степенью выработанности, обводненности и низким качеством нефтей, характеризующихся высокой вязкостью и содержанием серы.

Регионы с наиболее динамично развивающейся нефтедобычей – Восточная Сибирь и Дальний Восток. Так, если в 2008 г. их доля в структуре добычи нефти составляла менее 3 %, то в 2017 г. – уже 12,8 %.

В региональной структуре до 2015 г. добыча в России наращивалась преимущественно только за счет освоения новых регионов нефтедобычи на Востоке России. Однако последние три года большая часть прироста обеспечивалась за счет традиционных регионов нефтедобычи в пределах Волго-Уральской НГП (рис. 3.19, 3.20).

Рисунок 3.19. Структура добычи нефти в России по макрорегионам

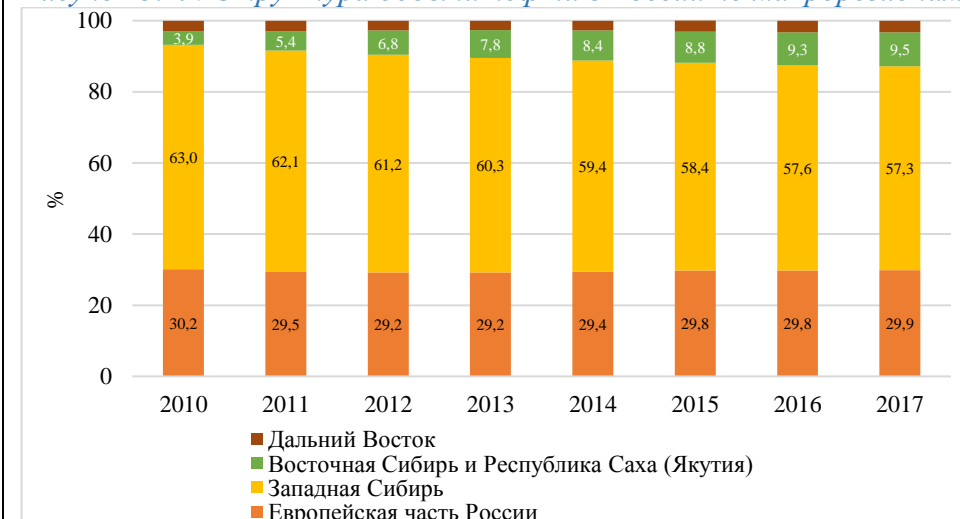
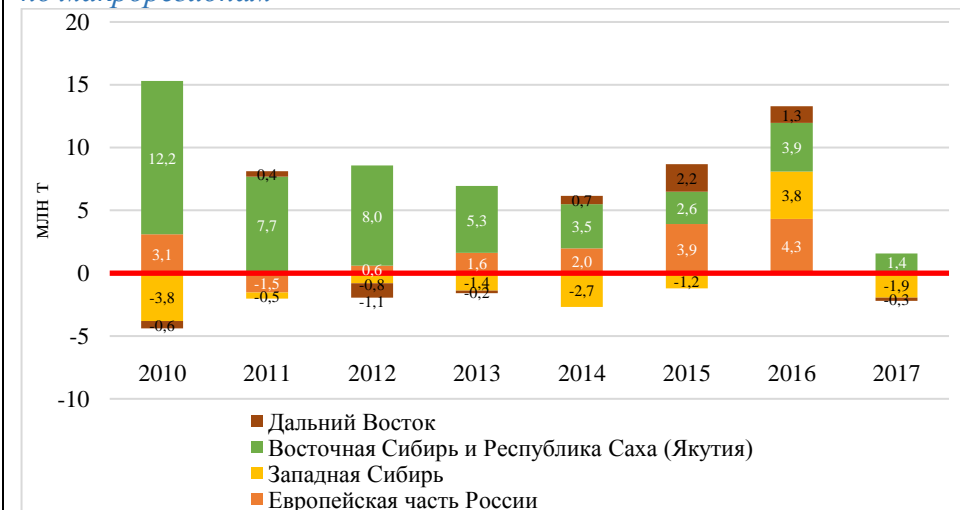


Рисунок 3.20. Структура прироста добычи нефти в России по макрорегионам



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 состав которого входит Ханты-Мансийский АО – крупнейший регион нефтедобычи в регионе и стране. В 2017 г. на территории округа добыто 302,8 млн т нефти и конденсата, что на 1,2 млн т меньше, чем в предыдущем году. Продолжается тенденция к сокращению доли округа в структуре добычи. В период 2010–2017 гг. доля округа сократилась с 60,5 до 55,4 %.

Приволжский федеральный округ – второй по объему добываемой нефти. В пределах округа расположены традиционные регионы нефтедобычи, приуроченные к Волго-Уральской НГП. В 2017 г. добыча нефти в округе составила 117,4 млн т, что на 1 млн т меньше, чем в предыдущем году. Благодаря освоению мелких месторождений и разработке трудноизвлекаемых запасов нефти, доля округа в структуре добычи стабилизировалась на уровне 21,5 %.

Сибирский федеральный округ – наиболее динамично развивающийся регион нефтедобычи. Прирост добычи нефти в России за последнее десятилетие обеспечивался большей частью новыми месторождениями Восточной Сибири. Так, добыча нефти в округе выросла почти в 4 раза: с 14 млн т в 2008 г. до 52,5 млн т – в 2017 г. Доля округа в структуре добычи в 2017 г. составила 9,6 %.

Доля Северо-Западного федерального округа в структуре добычи по итогам 2017 г. составила 5,9 %, что на 0,3 % меньше, чем в предыдущем году. Объем добычи нефти сократился на 1,7 млн т и составил 32 млн т. Снижение уровня добычи связано в основном с выполнением соглашения об ограничении добычи нефти ОПЕК (рис. 3.21, 3.22).

По итогам 2017 г. наибольший прирост добычи нефти (+2,9 млн т) показал Южный федеральный округ. Прирост добычи обеспечивался за счет увеличения объема добычи на месторождениях им. Корчагина и им. Филановского на шельфе Каспийского моря. Доля округа в региональной структуре добычи выросла с 1,8 % в 2016 г. до 2,3 % – в 2017 г.

Рисунок 3.21. Структура добычи нефти по федеральным округам

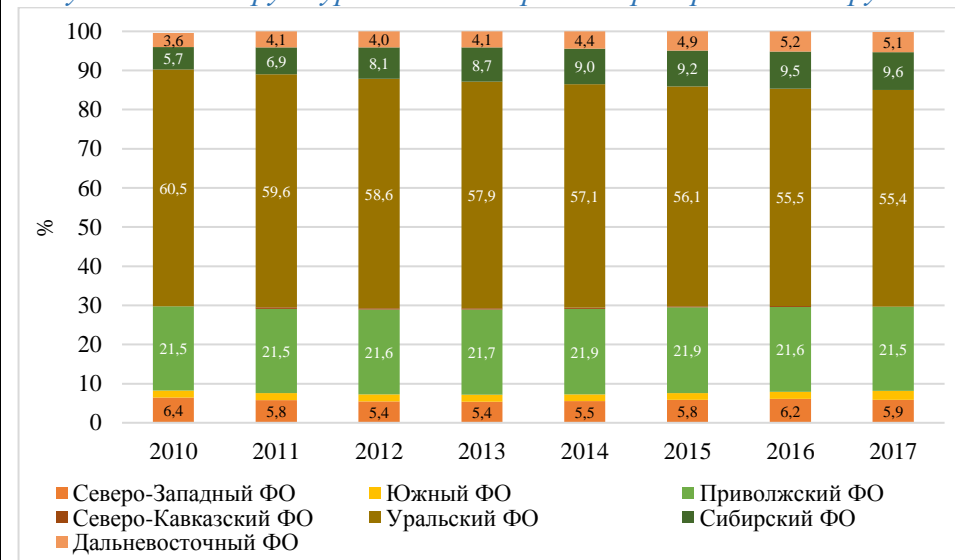
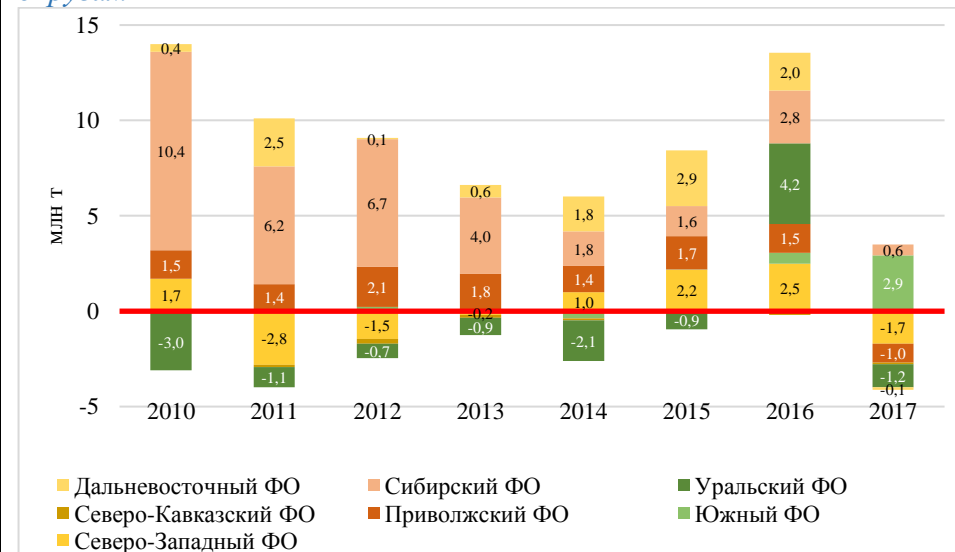
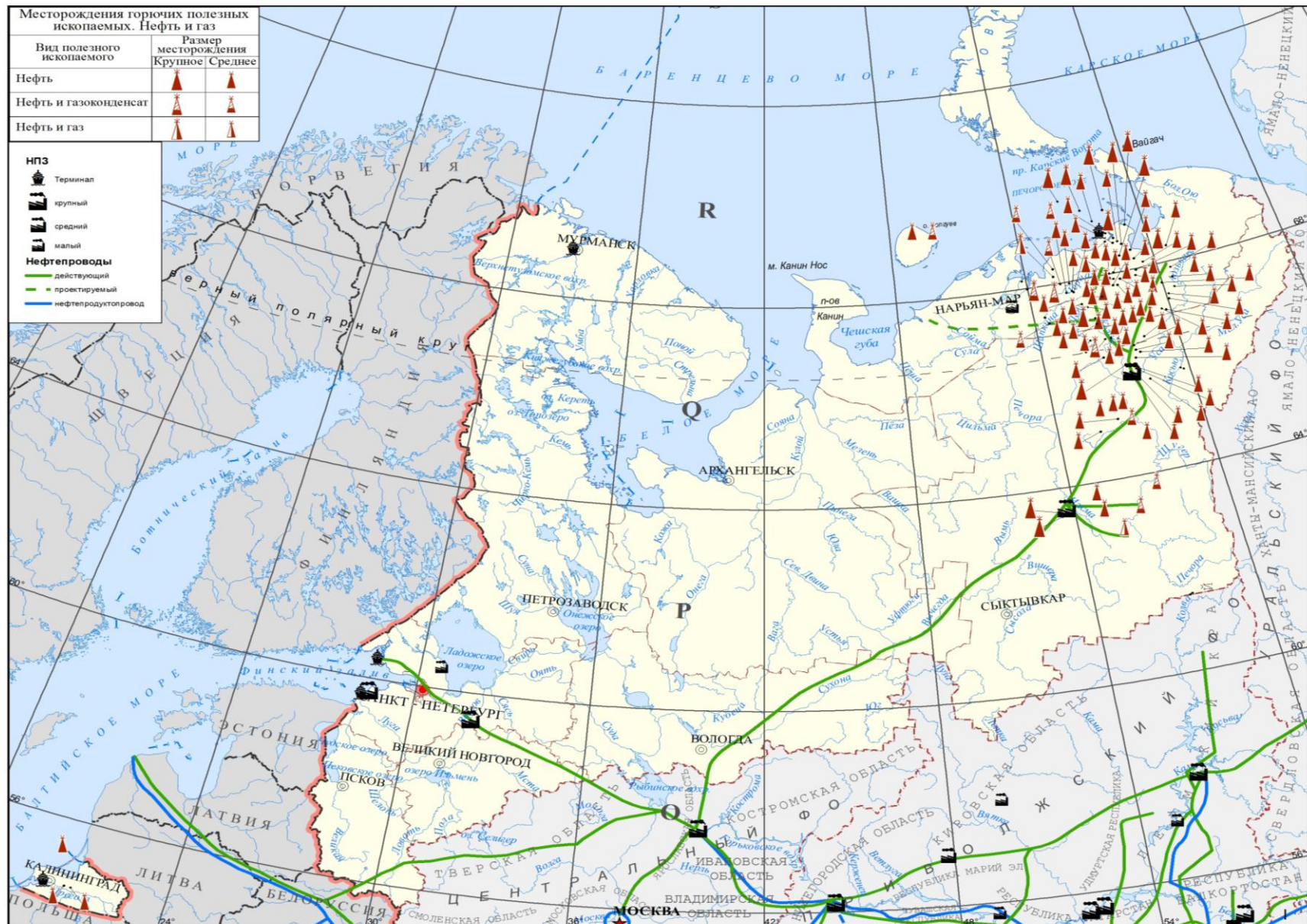


Рисунок 3.22. Структура прироста добычи нефти по федеральным округам



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России, Росстат

Нефтяная промышленность Северо-Западного ФО



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН

Региональная структура добычи нефти: Северо-Западный федеральный округ

Основой 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 2017 г. добыча нефти в СЗФО составила 32 млн т, что на 1,7 млн т меньше, чем в предыдущем году. Снижение объема добычи произошло во всех субъектах округа, что связано с действием соглашения ОПЕК+ об ограничении добычи нефти. Так, ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» сократило добычу на 7 %, ООО «РН-Северная нефть» на 12,4 %. В результате добыча нефти в Республике сократилась на 1,1 млн т. В Ненецком автономном округе добыча снизилась на 0,6 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. По итогам 2017 г. добыча нефти в Республике Коми составила 14 млн т.

Промышленная добыча нефти в Ненецком автономном округе началась в 1988–1989 гг. на Харьягинском месторождении. Пик добычи нефти был достигнут в 2010 г. – 18,8 млн. т. Особенно интенсивно добыча нефти в НАО протекала в период с 2003 по 2008 г. Однако, к 2013 г. объем добычи нефти сократился до 13,3 млн т. В 2017 г. добыча в НАО составила 17,3 млн т нефти (рис. 3.23, 3.24).

В НАО было открыто 86 нефтяных месторождений, из которых большинство (63 месторождения) относятся к группе мелких, с начальными запасами нефти менее 15 млн т. Также в округе открыто 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 начальными запасами 15–50 млн т и 63 мелких.

В настоящее время в разработке находится 38 месторождений, но значительная выработанность запасов отмечается только на четырех из них – Харьягинском, Южно-Хыльчуйском, Хасырейское и Ардалинское.

Рисунок 3.23. Добыча нефти в Северо-Западном федеральном округе

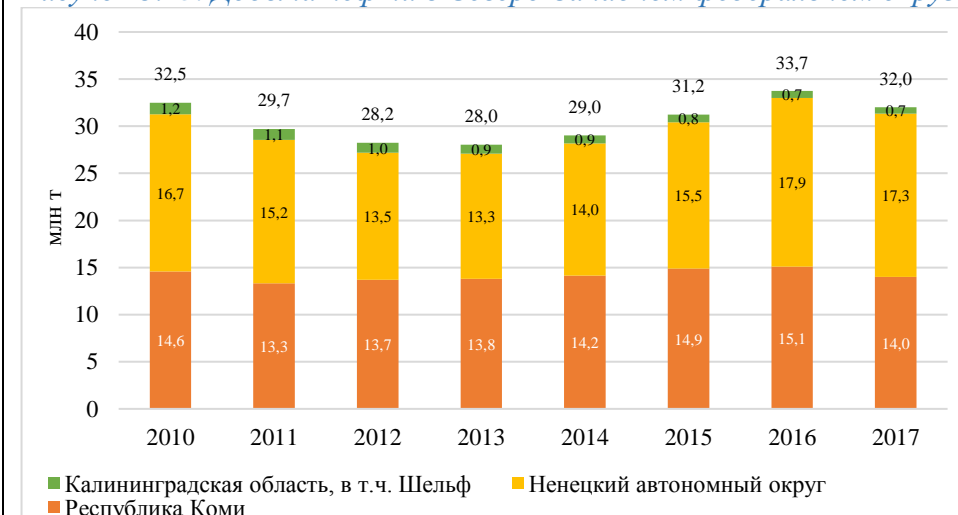
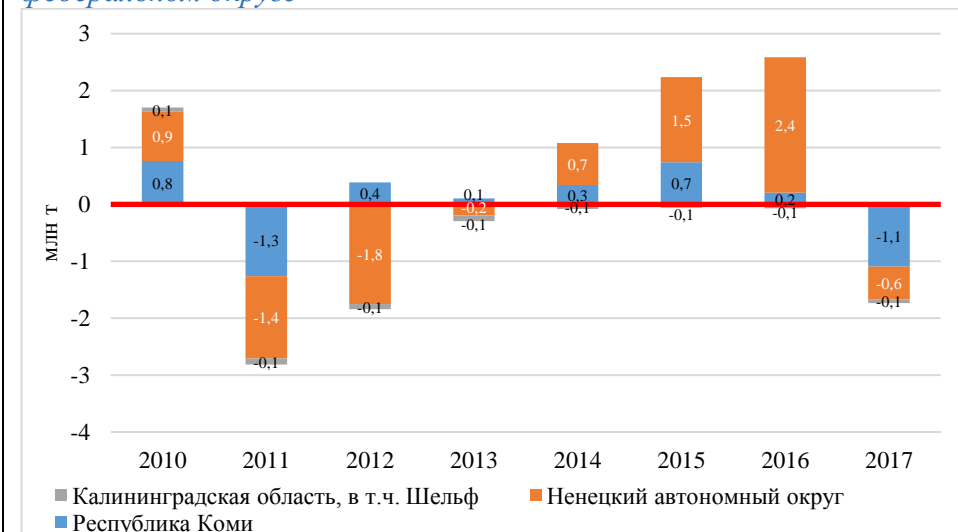
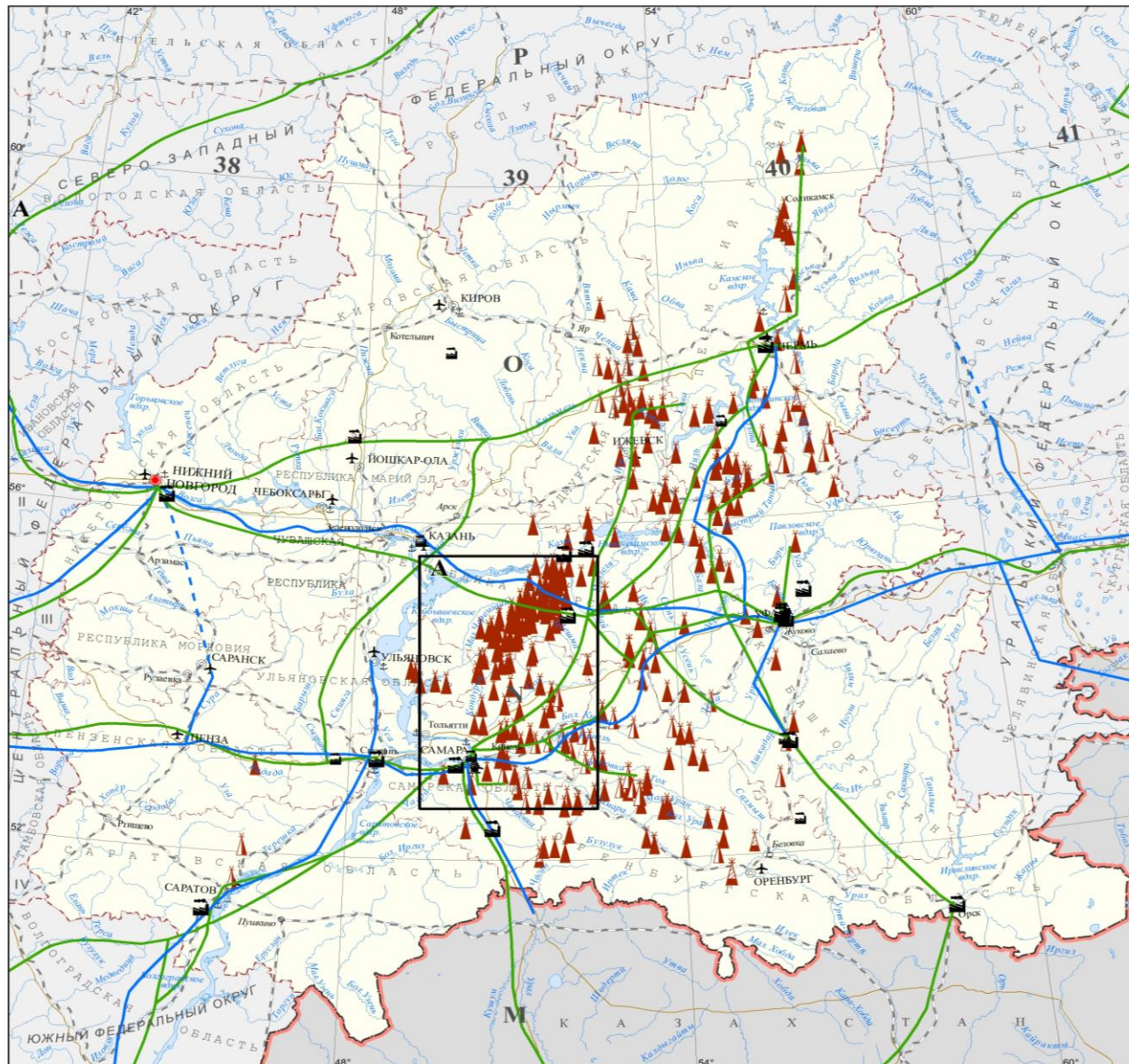


Рисунок 3.24. Прирост добычи нефти в Северо-Западном федеральном округе



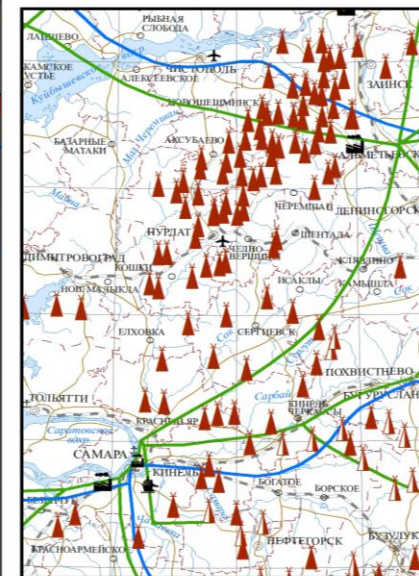
Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России, Росстат

Нефтяная промышленность Приволжского ФО



Месторождения горючих полезных ископаемых

Вид полезного ископаемого	Размер месторождения		
	Уникальное	Крупное	Среднее
Нефть	▲	▲	▲
Нефть и газоконденсат	▲	▲	▲
Нефть и газ	▲	▲	▲



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН

Региональная структура добычи нефти: Приволжский федеральный округ

Приволжский федеральный округ, располагающийся 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 2017 г. добыча нефти в Приволжском округе составила 117,4 млн т. По итогам года произошла стабилизация добычи нефти, что в целом соответствует общероссийской динамике.

Крупнейшими регионами ПФО по добыче нефти являются шесть субъектов федерации: Республика Татарстан – 35,8 млн т, Оренбургская область – 20,4 млн т, Самарская область – 16,5 млн т, Республика Башкортостан – 16,3 млн т, Пермский край – 15,7 млн т, Республика Удмуртия – 10,7 млн т, на которые приходится более 98 % добычи округа.

В период с 2000 по 2017 г. добыча нефти в регионе выросла почти в два раза – с 75 млн т до 117,4 млн т. Наибольший прирост показателя за рассматриваемый период показали Оренбургская область, где добыча выросла почти в три раза, Республика Татарстан, где добыча выросла на 9,8 млн т. Также значительный прирост показали Пермский край (5,7 млн т), Самарская область (5,8 млн т) и Республика Башкортостан (4,4 млн т).

Стабильная положительная динамика добычи нефти в Приволжском округе обеспечивается благодаря применению технологических и организационных новаций, активного вовлечения высоковязких и плотных запасов нефти, обводненных и выработанных запасов, а также широкомасштабного проведения геологоразведочных работ (рис. 3.25, 3.26).

В условиях истощения ресурсно-сырьевой базы, необходимости освоения трудноизвлекаемых углеводородов, регионы ПФО активно применяют организационные инновации в области стимулирования и поддержки малых и независимых нефтедобывающих компаний. В результате этого значительный прирост добычи осуществлялся малыми компаниями, разрабатывающими, мелкие и мельчайшие месторождения.

Активное освоение мелких и мельчайших месторождений стало одним из приоритетных направлений региональной политики и одним из определяющих факторов в удержании добычи нефти в регионе.

Рисунок 3.25. Добыча нефти в Приволжском федеральном округе

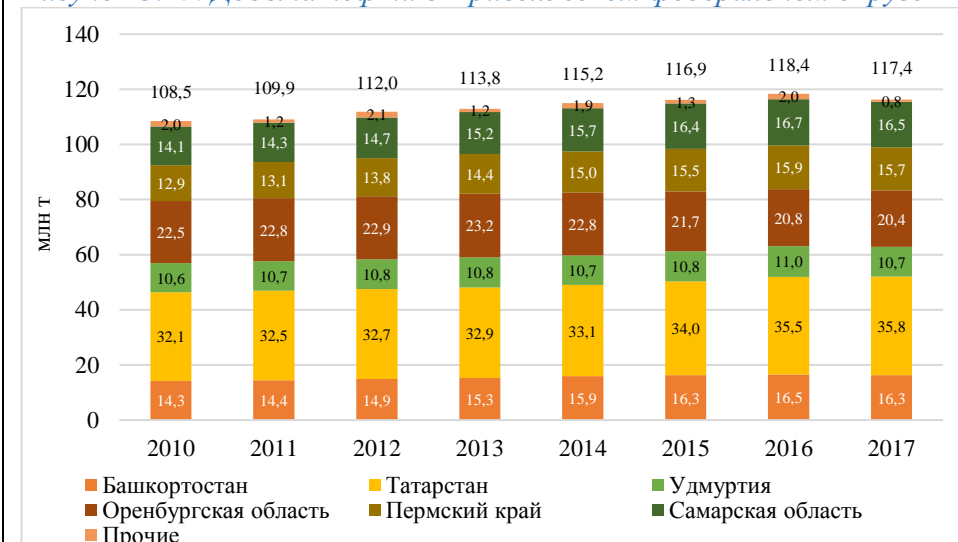
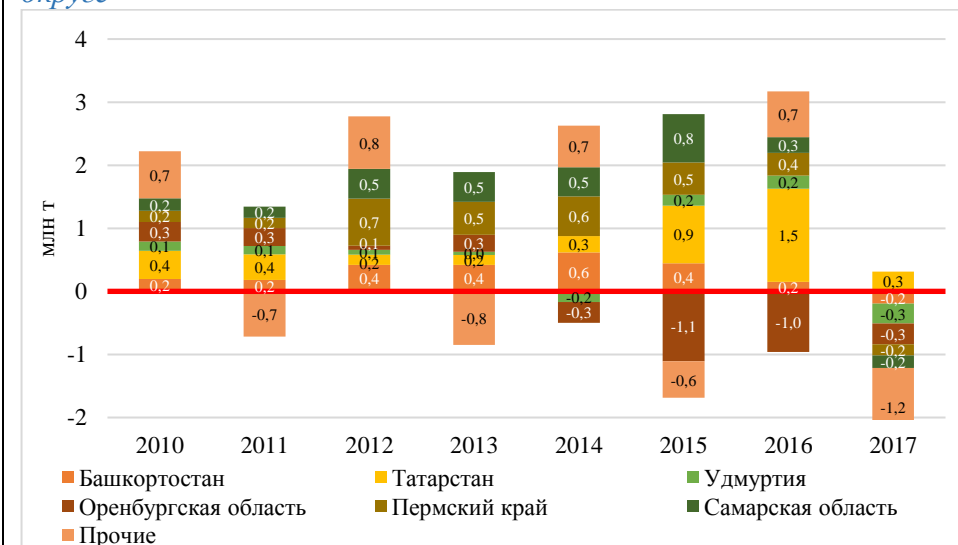


Рисунок 3.26. Прирост добычи нефти в Приволжском федеральном округе



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России, Росстат

Нефтяная промышленность Уральского ФО



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН

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. Суммарная добыча нефти и газового конденсата в округе в 2017 г. составила 302,8 млн т, что на 1,2 млн т меньше уровня предыдущего года. Частично компенсировать падение добычи нефти на базовых месторождениях ХМАО позволил рост добычи на новых месторождениях «Роснефти» и «Газпром нефти».

В 2017 г. добыча нефти и конденсата в ХМАО составила 235,2 млн т, что на 4 млн т меньше, чем в предыдущем году. В настоящее время в ХМАО добывается 43 % российской нефти. В 2017 г. введено в разработку 8 новых месторождений, в том числе месторождение им. И.Н. Логачева, Южно-Конитлорское, Сахалинское, им. А.В. Филипенко, Кузоваткинское, Отдельное, Восточно-Икилорское, Кондинское. Большинство крупнейших месторождений ХМАО продолжительное время находятся на падающей стадии добычи. Так, с 2010 г. годовой объем добычи нефти в автономном округе равномерно сокращается. Согласно базовому проекту бюджета округа, в 2018 г. добыча составит 224,1 млн т, а к 2020 г. сократится до 215 млн т.

В 2017 г. добыча нефти и конденсата в ЯНАО составила 56,6 млн т, что на 4,1 млн т выше уровня предыдущего года. Стабильный рост добычи газового конденсата в течение последних шести лет обеспечивался широкомасштабным вовлечением в разработку валанжинских и ачимовских запасов природного газа. Прирост добычи в 2017 г. обусловлен, прежде всего, ростом добычи на Новопротовском месторождении на 3 млн т (оператор проекта ООО «Газпромнефть-Ямал») и Верхне-Мессояхинском месторождении на 2,5 млн т («Мессояханефтегаз» – совместное предприятие «Газпром нефти» (оператор проекта) и «Роснефти») (рис. 3.27, 3.28).

В Тюменской области (без автономных округов) добыча по итогам 2017 г. составила 11 млн т, что на 1,3 млн т меньше, чем в предыдущем году. Интенсификация добычи на юге Тюменской области началась с 2009 г., когда началась промышленная добыча нефти на крупнейшем в регионе Усть-Тегусском месторождении. Благодаря увеличению объемов бурения и развитию межпромысловой инфраструктуры нефтедобывающие предприятия Тюменской области поддерживали положительный прирост добычи нефти вплоть до 2016 г. Снижение добычи в 2017 г. связано с выполнением компаниями соглашения об ограничении добычи ОПЕК+.

Рисунок 3.27. Добыча нефти в Уральском федеральном округе

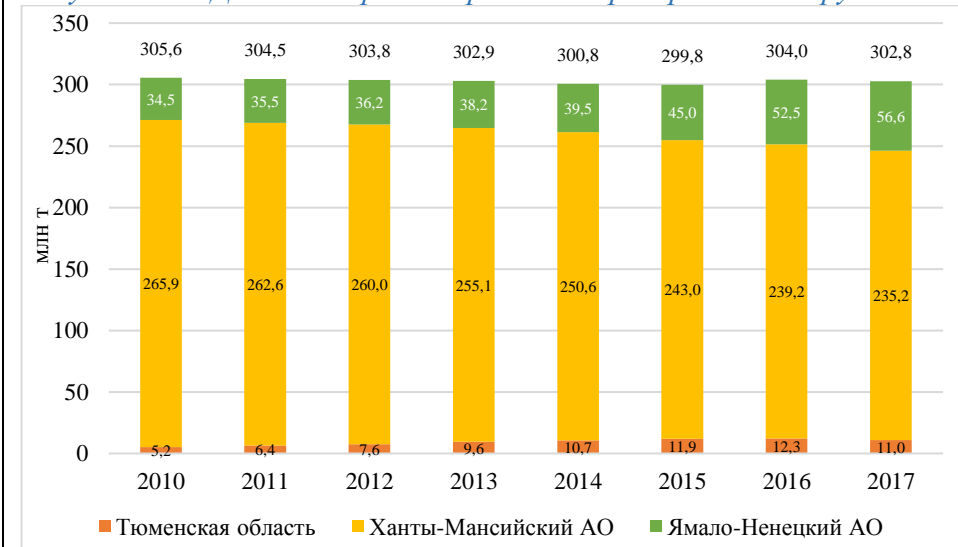
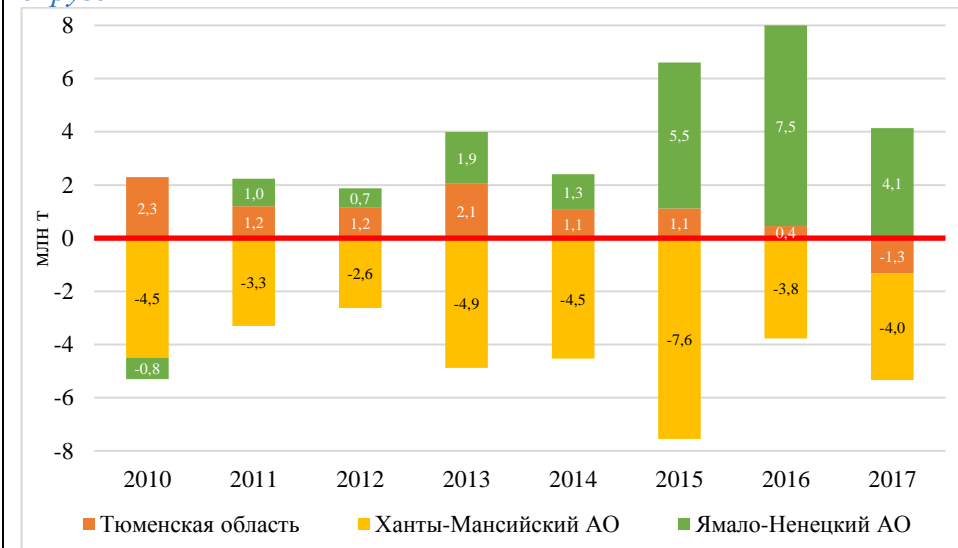
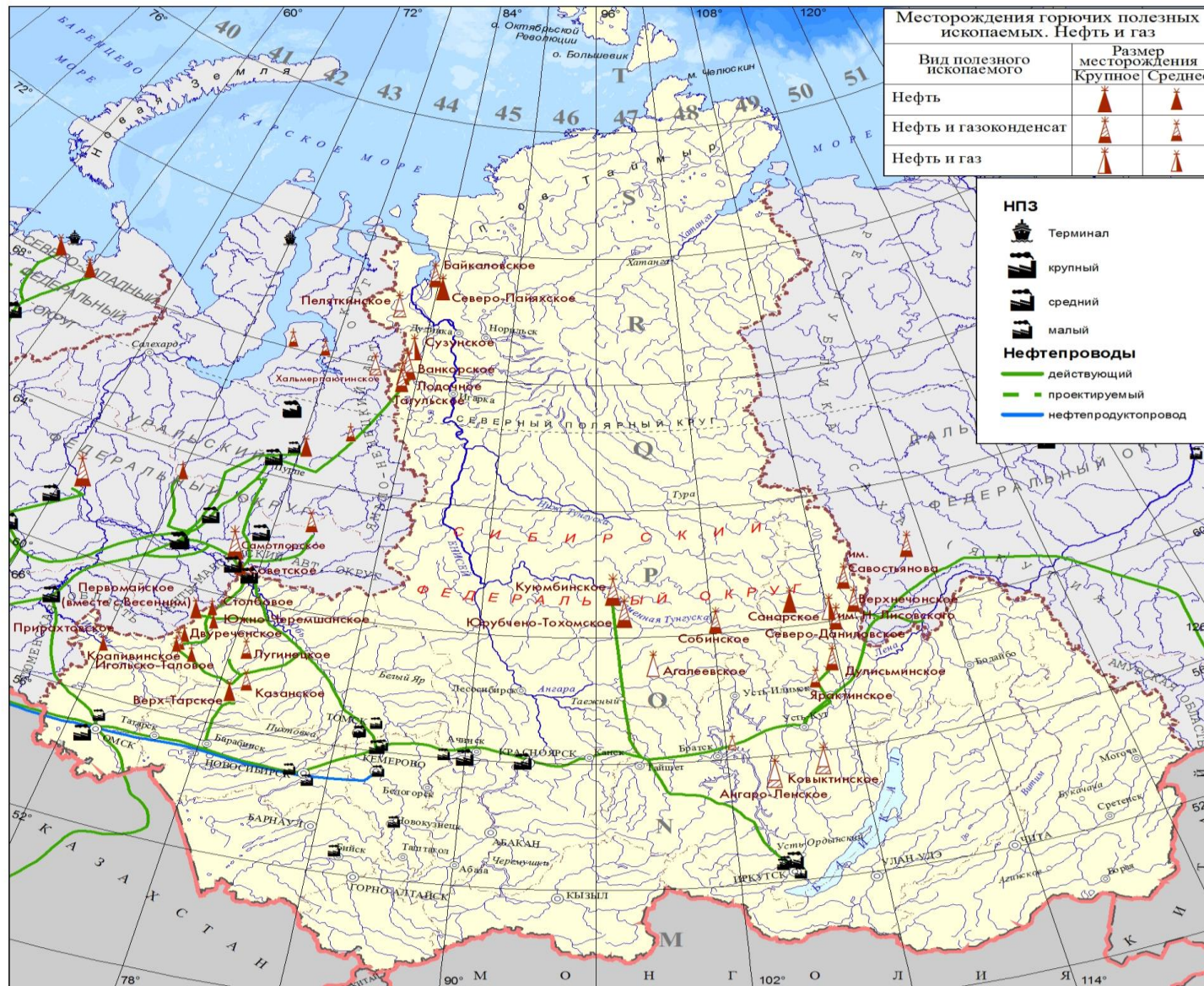


Рисунок 3.28. Прирост добычи нефти в Уральском федеральном округе



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России, Росстат

Нефтяная промышленность Сибирского ФО



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН

Региональная структура добычи нефти: Сибирский федеральный округ

Сибирский ФО частично располагается 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.

В 2017 г. в Сибирском ФО добыча нефти составила 52,5 млн т, что на 0,6 млн т выше уровня предыдущего года. Доля округа в региональной структуре добычи нефти составляет 9,6 %. Крупнейшие нефтедобывающие регионы в рамках округа – Красноярский край, Иркутская и Томская области, которые обеспечивают 99,3 % добычи в округе.

В 2017 г. добыча нефти в Красноярском крае составила 23,3 млн т, что на 0,8 млн т больше, чем в 2016 г. Пик приростов добычи пришелся на 2009–2012 гг. за счет разработки Ванкорского месторождения, однако после выхода на проектный уровень, добыча на месторождении стала падать. Рост добычи в Красноярском крае в 2017 г. связан с ростом добычи на Сузунском месторождении (+2,7 млн т), ввод которого в промышленную эксплуатацию состоялся в сентябре 2016 г. Также добыча выросла на Юрубчено-Тохомском (+0,6 млн т) и Тагульском (+0,3 млн т) месторождениях. В то же время добыча нефти на Ванкорском месторождении сократилась на 3,1 млн т. Ввод в эксплуатацию нефтепровода Курумба–Тайшет способствовал развитию добычи нефти на территории Эвенкийского района.

В Иркутской области в 2017 г. добыча нефти составила 18,5 млн т, что на 0,5 млн т больше, чем в предыдущем году. Крупномасштабная промышленная добыча нефти в Иркутской области началась с 2007 г., что связано с вводом в эксплуатацию нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» и Верхнечонского, Ярактинского и Дулисьминского месторождений. Прирост добычи в 2017 г. обеспечивался за счет Ичединского месторождения (+0,7 млн т), в то же время на Верхнечонском месторождении добыча сократилась на 0,4 млн т. В 2017 г. на Ичединском месторождении началось строительство установки подготовки нефти (рис. 3.29, 3.30).

В томской области в 2017 г. добыча нефти составила 10,4 млн т, что на 0,6 млн меньше, чем в предыдущем году. Снижение добычи связано с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов и снижением дебита. Формирование нефтяной промышленности Томской области было начато в 1966 г. Пик добычи пришелся на 2004 г. (14,8 млн т), после чего началось резкое падение. Благодаря разработке мелких месторождений и подключению малого и среднего бизнеса добычу удалось стабилизировать.

Рисунок 3.29. Добыча нефти в Сибирском федеральном округе

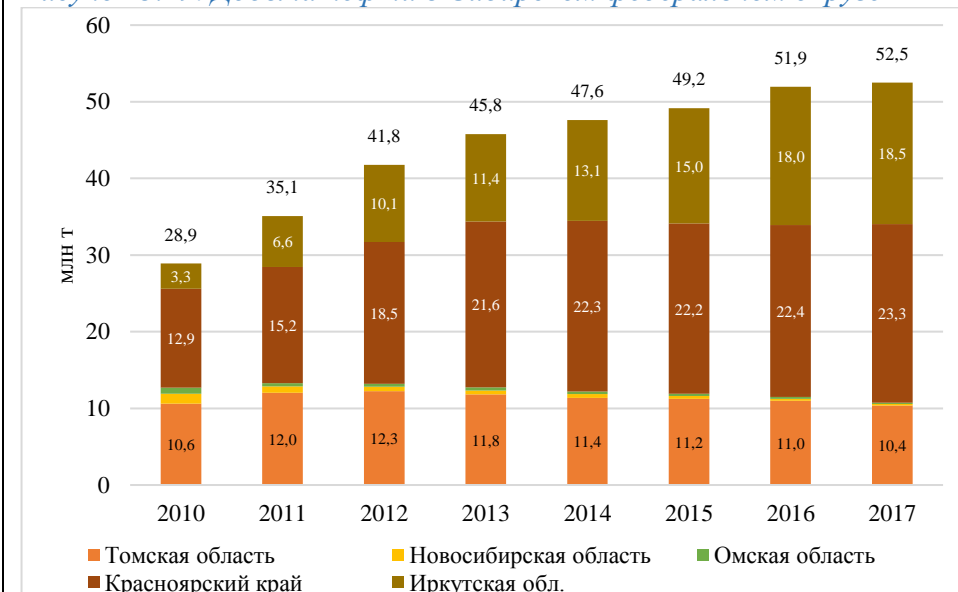
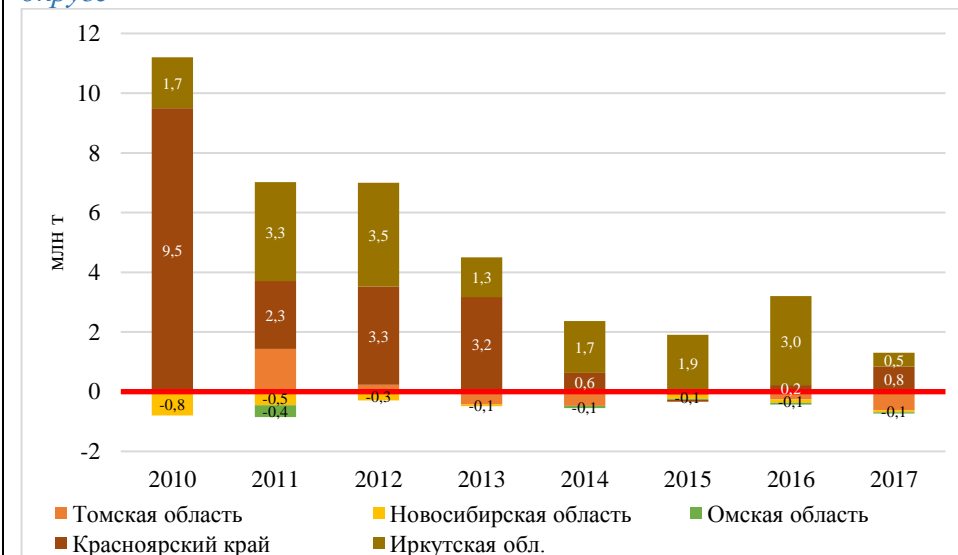


Рисунок 3.30. Прирост добычи нефти в Сибирском федеральном округе



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России, Росстат

Нефтяная промышленность Дальневосточного ФО



НПЗ

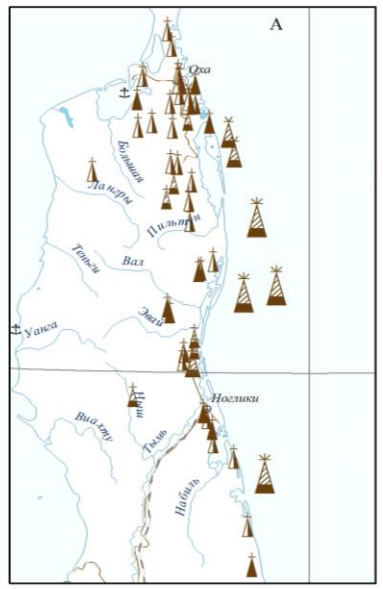
- Терминал
- крупный
- средний
- малый

Нефтепроводы

- действующий
- проектируемый

Месторождения горючих полезных ископаемых. Нефть и газ

Вид полезного ископаемого	Размер месторождения	
	Крупное	Среднее
Нефть	▲	▲
Нефть и газоконденсат	▲	▲
Нефть и газ	▲	▲



Источник: ЦЭН ИНГТ СО РАН

Региональная структура добычи нефти: Дальневосточный федеральный округ

Добыча нефти в округе сосредоточена на территории Республики Саха (Якутия) и Сахалинской области (включая шельф). В нефтегазоносном плане федеральный округ включает восточные территории Лено-Тунгусской НГП.

В 2017 г. добыча нефти в Дальневосточном федеральном округе составила 28,1 млн т, что на 0,3 млн т меньше, чем в предыдущем году. В региональной структуре на Дальневосточный округ приходится 5,1 % добычи нефти в России.

В 2017 г. добыча нефти в Сахалинской области (включая шельф) составила 17,8 млн т, что на 0,3 млн т меньше, чем в предыдущем году. На шельфе о-ва Сахалин добычу нефти и газа осуществляют операторы проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» – Exxon Neftegas Limited и Sakhalin Energy, на суше – «Роснефть-Сахалин-Морнефтегаз», «Петросах» и ОГУП «Сахалинская нефтяная компания». Снижение уровня добычи в области связано, прежде всего, с падением добычи на месторождении Северное Чайво (РН-Шельф-Дальний Восток), что предусмотрено действующей технологической схемой разработки месторождения. Добыча нефти на проектах «Сахалин-1» и «Сахалин-2» выросла соответственно на 0,2 и 0,3 млн т.

Добыча нефти в Республике Саха (Якутия) в 2017 г. составила 10,4 млн т, что на 0,1 млн т больше, чем в предыдущем году. Прирост добычи связан с планомерным увеличением добычи нефти на месторождениях компании «Сургутнефтегаз» (Талаканское, Алинское, Северо-Талаканское, Восточно-Алинское, Южно-Талаканское и др.) и «Роснефти (Среднеботуобинское). В 2017 г. добыча нефти компании «Сургутнефтегаз» на территории Якутии составила 9,3 млн т, дочернее предприятие «Роснефти» - «Таас-Юрях Нефтедобыча» добыло 1,1 млн т нефти (рис. 3.31, 3.32).

Развитие нефтедобычи в Якутии связано, прежде всего, с освоением месторождений, располагающихся вдоль магистрального нефтепровода ВСТО. На начало 2018 г. в Республике к нефтепроводу подключены семь месторождений.

В 2018 г. планируется завершение второго этапа развития наземной инфраструктуры для освоения Центрального блока Среднеботуобинского месторождения. Согласно прогнозам, объем добычи нефти в текущем году может вырасти до 12,5 млн т.

Рисунок 3.31. Добыча нефти в Дальневосточном федеральном округе

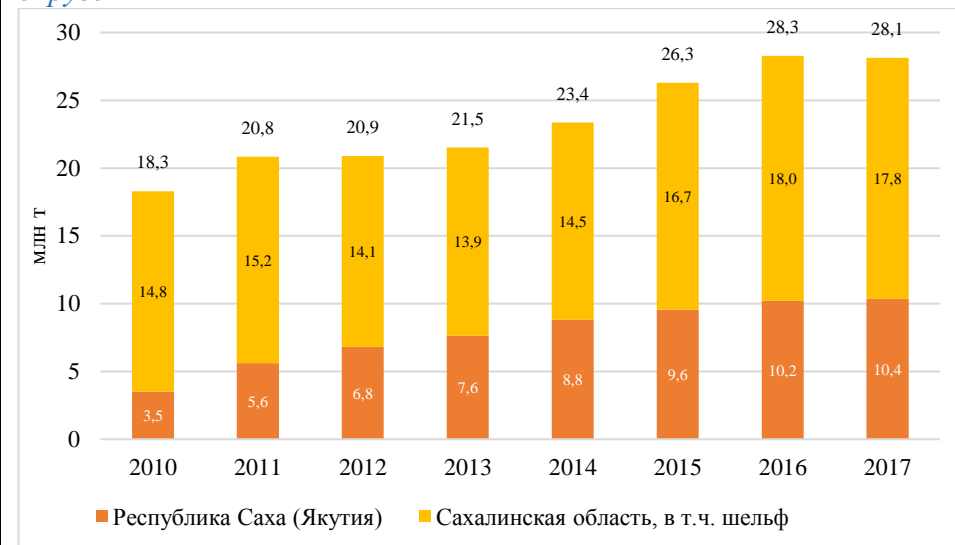
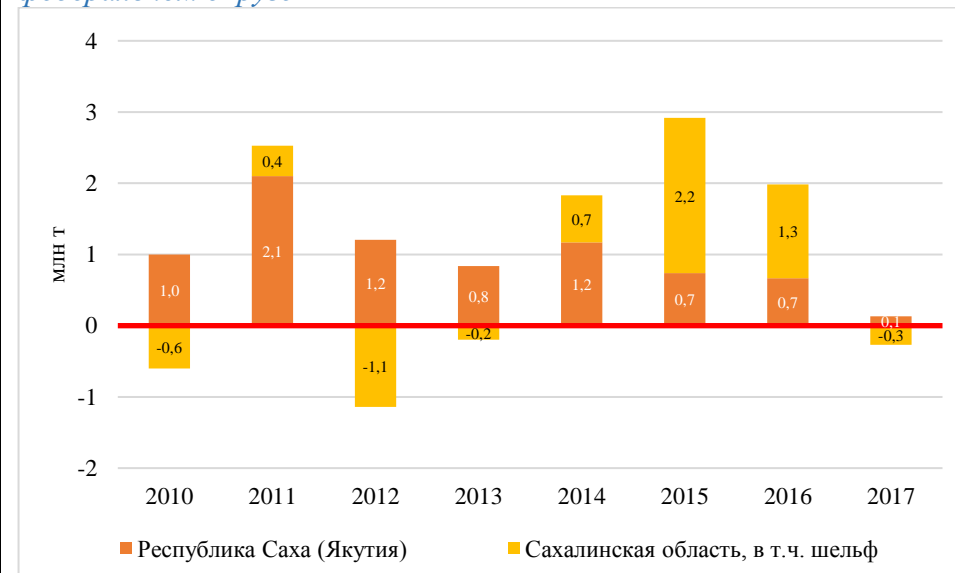


Рисунок 3.32. Прирост добычи нефти в Дальневосточном федеральном округе



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минприроды России, Росстат

Организационная структура добычи нефти

В настоящее время добычу нефти и газового конденсата на территории страны осуществляли 295 организаций, из них 107 организаций 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, – 185. На условиях соглашений о разделе продукции в России работают три компании.

В структуре добычи нефти и конденсата 80,7 % приходится на ВИНК. В 2017 г. вертикально-интегрированными нефтяными компаниями добыто 441,4 млн т нефти, что на 3 млн т меньше, чем в предыдущем году. Снижение добычи ВИНК обусловлено обязательствами России по ограничению добычи нефти в рамках соглашения с ОПЕК. Наибольшее бремя по сокращению добычи легло на компании ПАО «ЛУКОЙЛ» (1,3 млн т), ОАО «Сургутнефтегаз» (1,3 млн т) и ПАО «НК «Роснефть» (1 млн т). В то же время нарастили добычу нефти ПАО «Газпром нефть» (1,7 млн т) и ПАО «Татнефть» (0,3 млн т).

Доля предприятий, работающих на условиях Соглашения о разделе продукции (СРП) в структуре добычи нефти в России на протяжении последних лет составляет 2,7 %–3 %. По итогам 2017 г. на проектах СРП добыто 16,5 млн т нефти, что на 0,5 млн т больше, чем в предыдущем году.

Доля государственных компаний (ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром нефть» без учета неконсолидированных активов) составила 41,7 %, что на 0,2 % больше уровня предыдущего года.

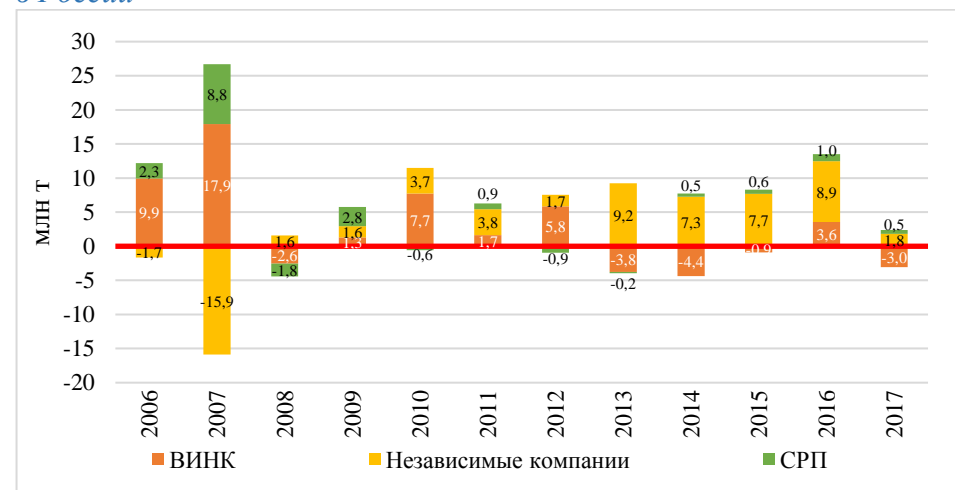
На протяжении последних 10 лет прирост добычи нефти в России осуществляется преимущественно независимыми нефтяными компаниями, так или иначе формально не входящими в структуру ВИНК. За период 2007–2017 гг. доля независимых нефтяных компаний в общероссийской добыче возросла почти в два раза – с 8,5 до 16,3 %.

Наиболее интенсивно этот процесс осуществляется последние четыре года. Так, в 2013 г. независимые компании увеличили добычу на 9,2 млн т, в то время как добыча нефти ВИНК сократилась на 3,8 млн т. В результате общий прирост добычи нефти в России в 2013 г. составил 5,4 млн т. Такая тенденция продолжалась на протяжении 2013–2016 гг. В 2017 г., не смотря на соглашение с ОПЕК по ограничению добычи, независимые компании увеличили добычу нефти на 1,8 млн т (рис. 3.33, 3.34).

Рисунок 3.33. Организационная структура добыча нефти в России



Рисунок 3.34. Организационная структура прироста добычи нефти в России



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минэнерго России

Организационная структура добычи нефти по компаниям

Более 60 % добычи нефти в стране приходится на три компании: «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз». Основным фактором, повлиявшим на динамику нефтедобычи крупнейших компаний, стало соглашение ОПЕК+ об ограничении добычи.

В 2017 г. компанией «Роснефть» добыто 188,7 млн т нефти, что на 1 млн т меньше, чем в предыдущем году. На долю компании приходится 34,5 % добычи нефти в России. Добыча ПАО «ЛУКОЙЛ» по итогам года составила 81,7 млн т, что на 1,3 млн т меньше уровня предыдущего года. Доля компании в структуре добычи нефти снизилась на 0,3 % и составила 14,9 %. Компания «Сургутнефтегаз» в 2017 г. добыла 60,5 млн т нефти, что на 1,3 млн т меньше, чем в предыдущем году. Доля компании в структуре добычи нефти в России составляет 11,1 %. Компании «Башнефть» и «Славнефть» также снизили добычу на 0,8 и 0,7 млн т соответственно. Суммарное снижение добычи этими компаниями составило 8,1 млн т.

Положительную динамику добычи нефти показали компании «Газпром нефть» (+1,7 млн т), «Татнефть» (+0,3 млн т), а также независимые компании (1,8 млн т) (рис. 3.35, 3.36).

Рисунок 3.35. Добычи нефти в России по компаниям

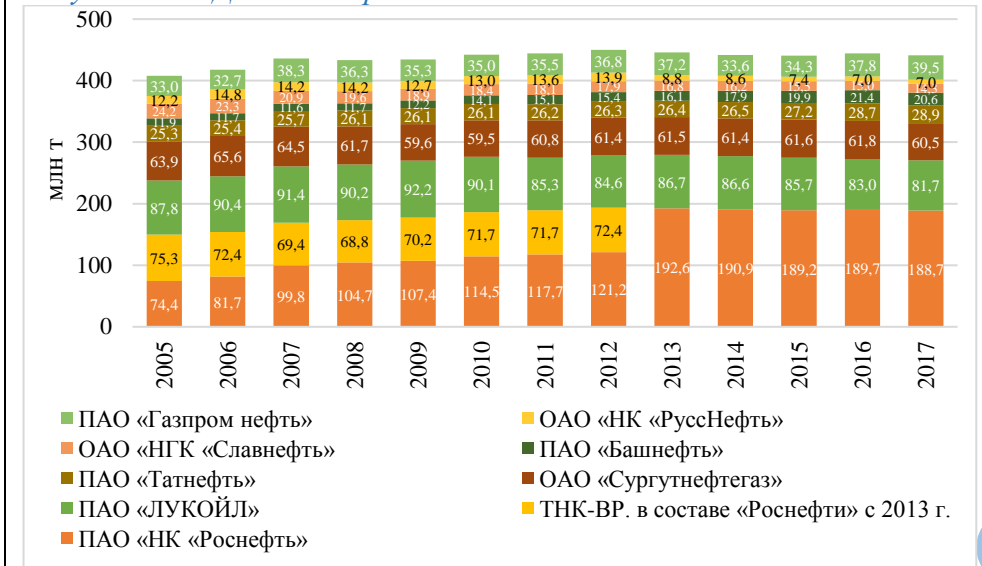
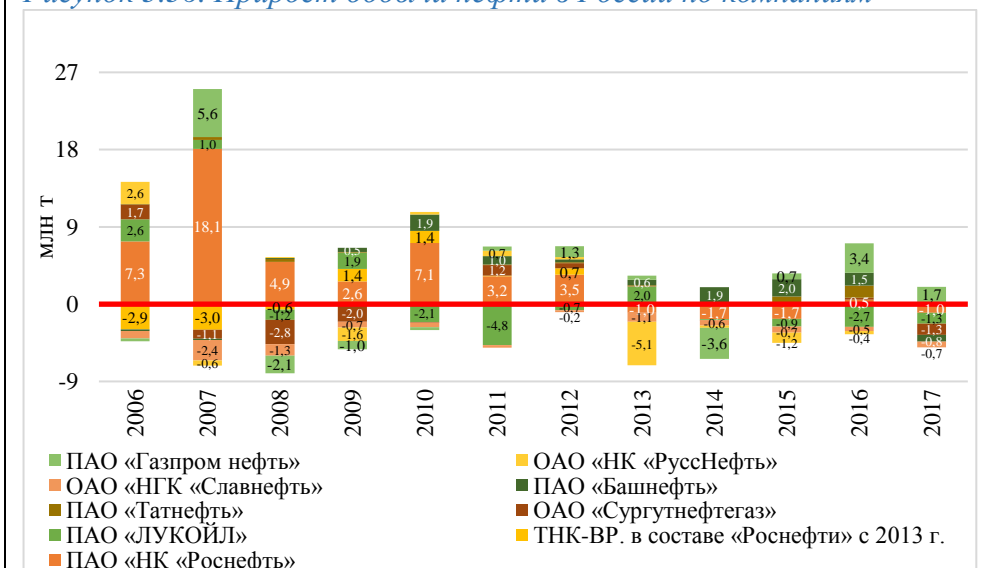


Рисунок 3.36. Прирост добычи нефти в России по компаниям



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минэнерго России, данные компаний

Организационная структура добычи нефти ПАО «Роснефть»

В 2017 г. добыча нефти «НК «Роснефть» сократилась на 0,5 % и составила 188,7 млн т нефти (рис. 3.37). «НК «Роснефть» – крупнейшая по добыче нефти компания России – 34,5 % общероссийского показателя.

До 2014 г. основной прирост добычи в компании, как и в России в целом, обеспечивался за счет ЗАО «Ванкорнефть» и ОАО «ВЧНГ», однако в настоящее время Ванкорское и Верхнечонское месторождения вышли на проектируемые уровни добычи (рис. 3.38).

Основной прирост добычи в 2017 г. был реализован на зрелых месторождениях Западной Сибири и Оренбургской области. «Роснефть» проводит последовательную реализацию стратегии по сдерживанию естественных темпов падения добычи на таких месторождениях.

Крупнейшее добывающее предприятие «Роснефти» – «Юганскнефтегаз» – по итогам 2017 г. нарастило объем добычи на 2,9 млн т – до 66,5 млн т. Увеличение добычи достигается благодаря применению технологий интенсификации добычи на месторождениях с высокой степенью обводненности. Наиболее интенсивно операции ГРП проводятся на Приобском, Приразломном, Омбинском месторождениях.

В 2017 г. принято решение о снижении НДПИ в размере 35 млрд руб. сроком на 10 лет на нефть Самотлорского месторождения, обводненность которой составляет 96 %. Компания обязуется пробурить в период до 2027 г. 2400 скважины, которые позволят дополнительно извлечь 50 млн т нефти. В 2017 г. «Самотлорнефтегаз» добыло 19,3 млн т нефти, что на 0,5 млн т меньше, чем в предыдущем году.

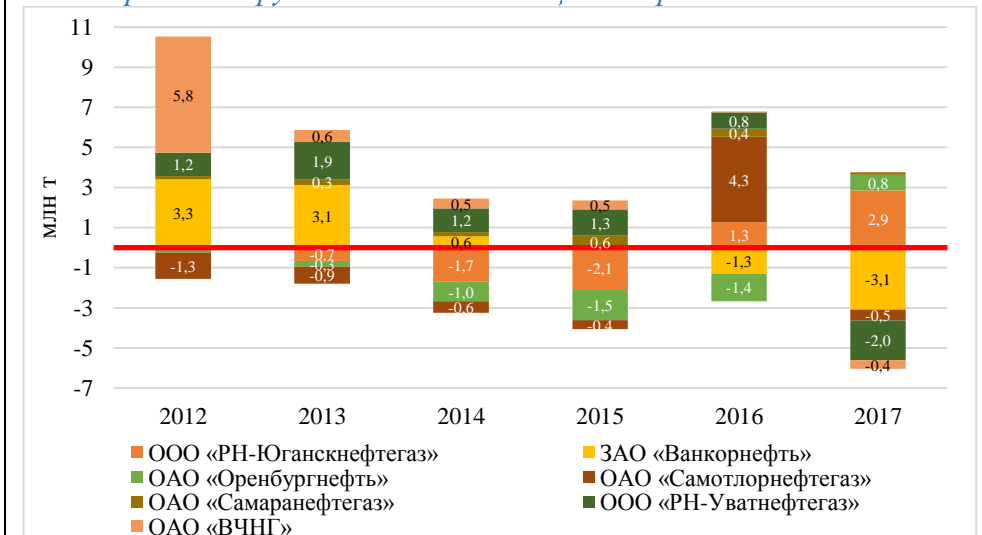
Продолжается развитие Уватского проекта. Так в 2017 г. введены в эксплуатацию Северо-Тамаргинское, Северо-Тямкинское и Косухинское месторождения. Тем не менее суммарная добыча «Уватнефтегаз» по итогам 2017 г. снизилась на 2 млн т и составила 9,6 млн т.

В конце 2017 г. «Роснефть» начала отгрузку нефти с Эргинского кластера ХМАО в трубопроводную систему «Транснефти». В Эргинский кластер входят Эргинское, Западно-Эргинское, Кондинское, Чапровское и Ново-Ендырское месторождения, с суммарными запасами 259 млн т. Проектный максимальный уровень добычи нефти кластера составит 8,8 млн т в год.

Рисунок 3.37. Добыча нефти ПАО «Роснефть»



Рисунок 3.38. 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 объемам добычи нефти ВИНК. Доля компании в структуре добычи нефти в России составляет 14,9 %. Динамика добычи нефти компании в 2017 г. определялась истощающимися месторождениями Западной Сибири и ограничением добычи по соглашению ОПЕК+. В 2017 г. добыча нефти «ЛУКОЙЛ» сократилась до 81,7 млн т (1,3 млн т) (рис. 3.39).

Крупнейшее подразделение компании «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в течение последних 10 лет планомерно сокращает уровень добычи (рис. 3.40). Вместе с тем в 2017 г. добыча нефти и конденсата на Пякяхинском месторождении в ЯНАО, введенном в эксплуатацию в 2016 г., увеличилась до 1,5 млн т в год. Это позволило частично компенсировать снижение добычи. По итогам 2017 г. добыча нефти «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» составила 36,1 млн т (2 млн т). Сокращается добыча нефти и на производственных мощностях ОАО «РИТЭК»

Вместе с этим ПАО «ЛУКОЙЛ» осуществляет значительные усилия и инвестиции по интенсификации добычи тяжелой нефти на месторождениях в Республике Коми и Ненецком АО. «ЛУКОЙЛ» является лидером по добычи нефти в Тимано-Печоре, активно развивается добыча нефти в акватории Каспийского моря.

«ЛУКОЙЛ» продолжает развитие проектов по добыче высоковязкой нефти. Так, по итогам 2017 г. добыча нефти на Ярегском и пермокарбоневой залежи на Усинском месторождениях выросла на 11,5 и 9,3 % соответственно. Тем не менее, суммарная добыча нефти ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» снизилась на 1,3 млн т и составила 15,8 млн т.

Наибольший прирост добычи нефти показала компания «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», разрабатывающая месторождения в акватории Каспийского моря. Здесь в 2010 г. компания ввела в эксплуатацию месторождение им. Корчагина. В октябре 2016 г. введено в разработку месторождение им. Филановского. В 2017 г. завершено бурение восьмой добывающей скважины, а в начале 2018 г. введена в эксплуатацию первая добывающая скважина на второй очереди месторождения им. Филановского. Это позволит стабилизировать добычу нефти на месторождении на уровне 6 млн т в год. В 2021 г. компания планирует также ввести в эксплуатацию Ракушечное месторождение на шельфе Каспийского моря. По итогам 2017 г. добыча нефти «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» выросла на 3,2 млн т и составила 5,5 млн т.

Рисунок 3.39. Добыча нефти ПАО «ЛУКОЙЛ»

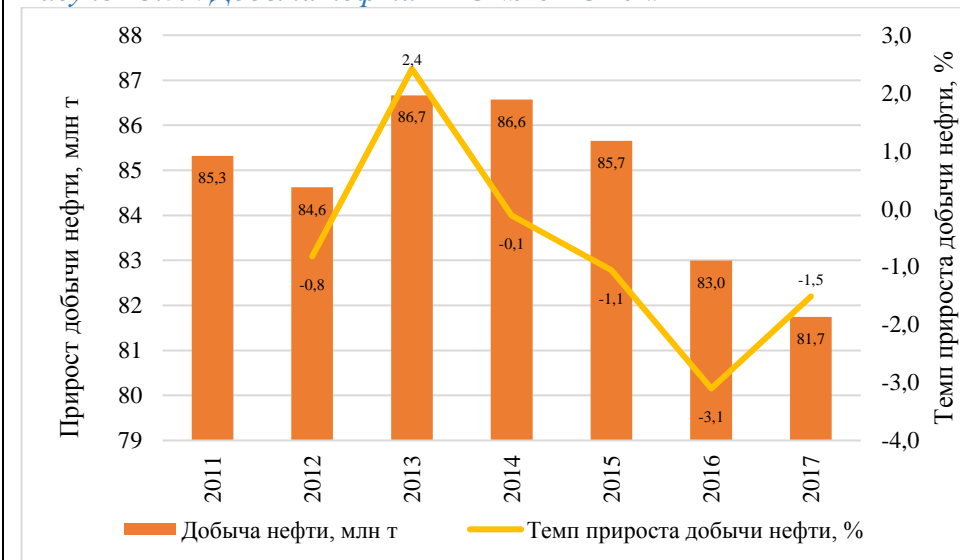
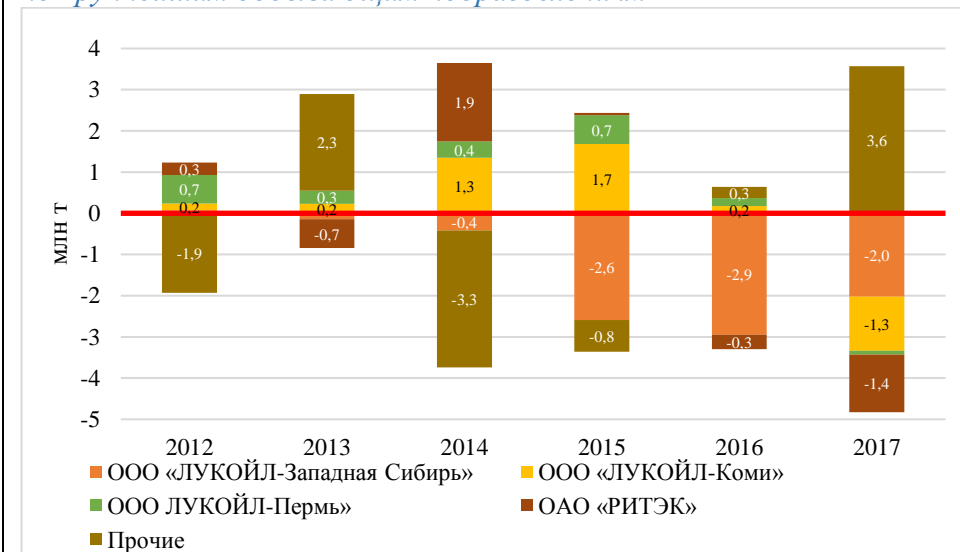


Рисунок 3.40. Структура прироста добычи нефти ПАО «ЛУКОЙЛ» по крупнейшим добывающим подразделениям



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний

Организационная структура добычи нефти: ПАО «Газпром нефть»

На ПАО «Газпром нефть» приходится 7,2 % добычи нефти в России. В 2017 г. добыча составила 39,5 млн т, что на 1,7 млн т выше, чем в предыдущем году (рис. 3.41). Увеличение добычи компании происходило прежде всего, за счет развития новых объектов на севере Западной Сибири – Новопортовского, Приразломного и Восточно-Мессояхского месторождений.

Крупнейшее нефтедобывающее подразделение компании «Газпромнефть-Хантос» работает на Южной лицензионной территории Приобского месторождения, Орехово-Ермаковском, Южном, Пальяновском, Южно-Киньяминском, Малоюганском, месторождении им. Александра Жагрина, а также на Зимнем месторождении в Тюменской области. В 2017 г. добыча компании составила 14,3 млн т нефти, что на 0,1 млн т меньше, чем в 2016 г. (рис. 3.42). Важным событием в сфере внедрения передовых технологий в 2017 г. стало начало промышленной эксплуатации Центра управления добычей (ЦУД), созданного в рамках программы «Цифровое месторождение». В перспективе планируется расширение функционала ЦУД и запуск аналогичных центров в других дочерних обществах «Газпром нефти».

Вторым крупнейшим подразделением является «Газпромнефть-ННГ» (Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа), добыча на котором последние годы планомерно снижается. Так, с 2011 г. добыча сократилась на 3,8 млн т. В 2017 г. добыча составила 8,5 млн т, что на 0,8 млн т ниже уровня 2016 г.

«Газпромнефть-Оренбург» ведет свою деятельность в традиционном нефтедобывающем регионе Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции. По итогам 2017 г. добыча здесь возросла до 2,6 млн т (прирост 0,1 млн т). Для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов активно применяется практика многостадийного гидроразрыва пласта. Так, в 2017 г. на месторождениях проведено 115 геолого-технических мероприятий.

ООО «Газпромнефть-Ямал» (до 2016 г. – ООО «Газпром нефть Новый Порт») создано в 2011 г. в рамках проекта по освоению Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения. В 2017 г. объем добычи нефти на месторождении составил 6 млн т (прирост 3 млн т). В начале 2018 г. запущена установка комплексной подготовки газа. При выходе на проектную мощность, УКПГ будет утилизировать более 95 % попутного нефтяного газа, закачивая его в пласт.

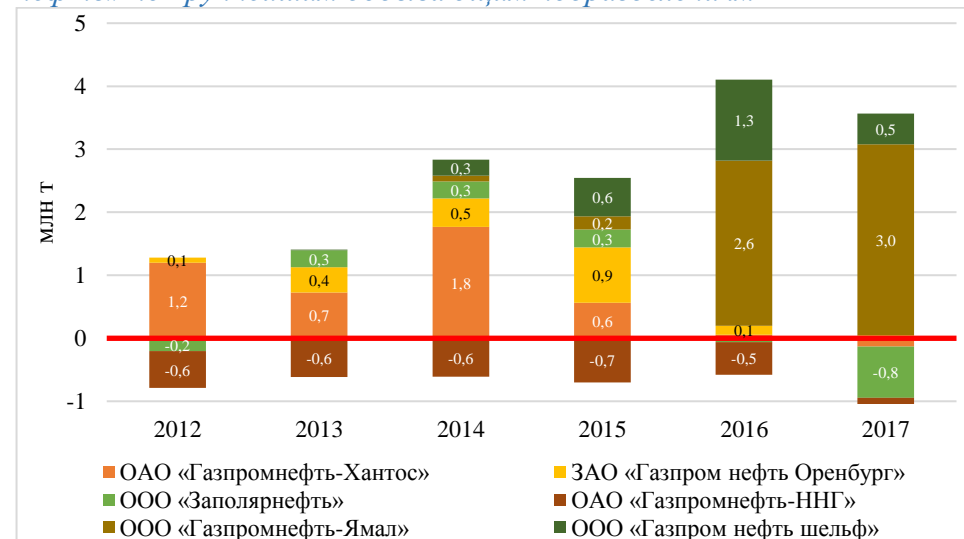
«Газпром нефть шельф» владеет лицензией на разработку Приразломного нефтяного месторождения. В 2017 г. добыча нефти возросла до 2,6 млн (прирост 0,5 млн т). Перспективный уровень добычи нефти на пике — около 5,5 млн т.

Освоение Восточно-Мессояхского месторождения ведет совместное предприятие «Газпром нефти» (оператор проекта) и «Роснефти» – «Мессояханефтегаз». С 2016 г. – года начала промышленной эксплуатации месторождения, добыча нефти выросла на 2,5 млн т и составила 3,2 млн т. В 2018 г. планируется добыть более 4 млн т нефти, а проектный уровень добычи к 2020 г. – 6,5 млн т.

Рисунок 3.41. Добыча нефти ПАО «Газпром нефть»



Рисунок 3.42. Структура прироста добычи нефти ПАО «Газпром нефть» по крупнейшим добывающим подразделениям



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний

Организационная структура добычи нефти: ОАО «Сургутнефтегаз»

В 2017 г. добыча нефти ОАО «Сургутнефтегаз» составила 60,5 млн т, что на 1,3 млн т ниже, чем в предыдущем году. (рис. 3.43). «Сургутнефтегаз» – это третья компания по объему добычи нефти в России, которая обеспечивает 11,1 % добычи нефти в стране.

В настоящее время в рамках компании функционирует два добывающих подразделения, ведущих свою деятельность в Уральском федеральном округе (Ханты-Мансийский АО) и Республике Саха (Якутия).

Компания осуществляет мероприятия по стабилизации добычи нефти в Западной Сибири, где сосредоточены основные активы компании. По итогам 2017 г. ОАО «Сургутнефтегаз» отчитался о падении добычи в основном опорном регионе – Ханты-Мансийском автономном округе – до 51,6 млн т (-1,4 млн т) (рис. 3.44). В Западной Сибири 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.

Объем добычи нефти ОАО «Сургутнефтегаз» в Восточной Сибири составил 9 млн т, что на 0,1 млн т выше уровня 2016 г. В целом на основных производственных объектах компания вышла на полку добычи на месторождениях Республики Саха (Якутия).

«Сургутнефтегаз» планирует расширять свое присутствие и в европейской части России. Так компания выиграла аукцион на право пользования Северо-Лигинским участком недр в Ненецком автономном округе. Запасы нефти на лицензионном участке оцениваются в 12,5 млн т.

В 2018 г. компания планирует провести поисково-разведочное и эксплуатационное бурение в объеме 198 тыс. м и 4,7 млн м соответствующим образом, планируемый уровень добычи – 61,4 млн т.

Рисунок 3.43. Добыча нефти ОАО «Сургутнефтегаз»

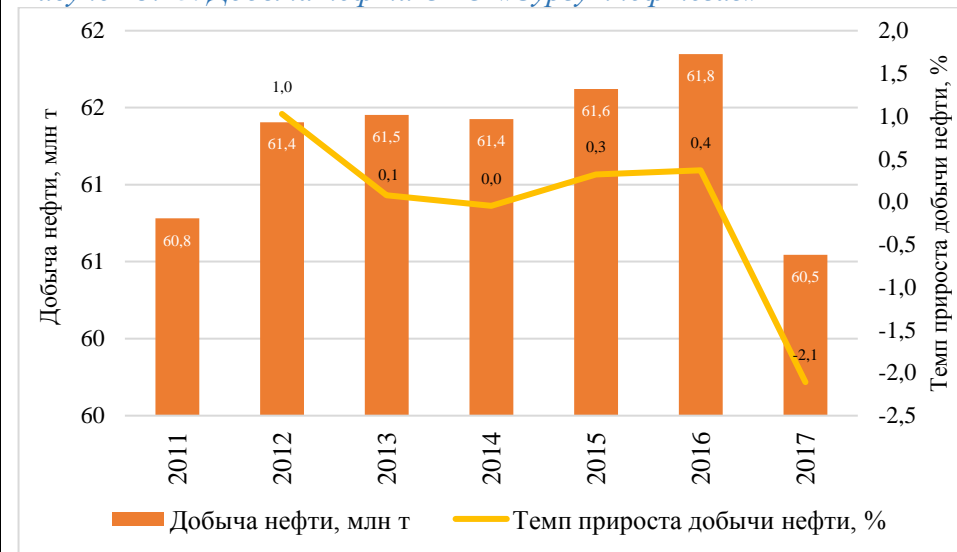
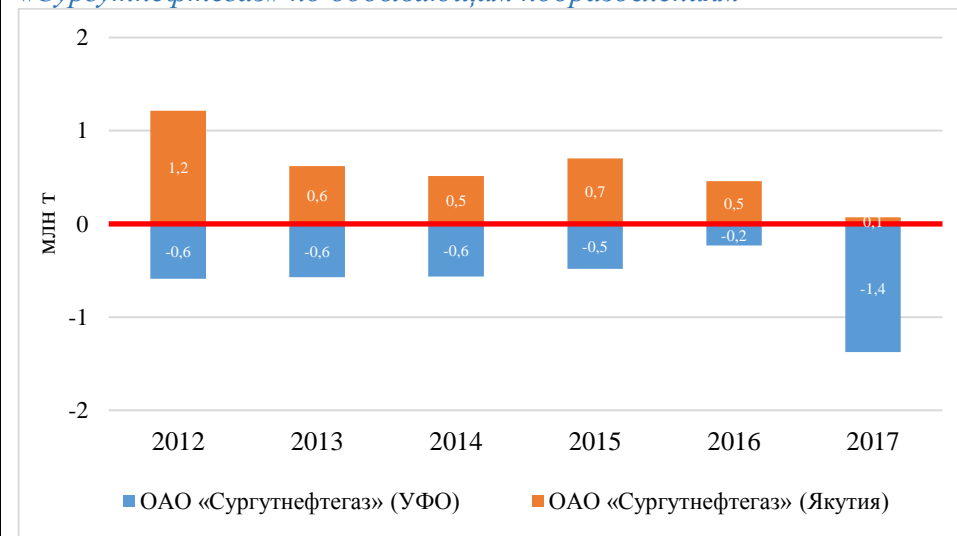


Рисунок 3.44. Структура прироста добычи нефти ОАО «Сургутнефтегаз» по добывающим подразделениям



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний

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

В 2017 г. добыча нефти ПАО «Татнефть» составила 28,9 млн т, что на 0,2 млн т больше, чем в предыдущем году. 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 в добыче, «Татнефть» наращивает объем добычи нефти в течение последних 25 лет (рис. 3.45, 3.46).

Доля компании в структуре добычи нефти в России составляет 5,3 %. Около 98,8 % нефти «Татнефть» добывает на месторождениях, располагающихся в пределах Республики Татарстан. Кроме того, отдельные виды работ по поиску, разведке и добыче ведутся на территории Республики Калмыкия, Оренбургской, Самарской и Ульяновской областей, Ненецкого АО.

Одним из приоритетов развития нефтедобычи компании является освоение месторождений сверхвязкой нефти (шешминского горизонта). В 2017 г. добыча сверхвязкой нефти выросла на 92 %: с 0,8 млн т до 1,6 млн т. В настоящее время в разработке находятся семь залежей сверхвязкой нефти шешминского горизонта (четыре залежи Ашальчинского, одна залежь Лангуевского, одна залежь Кармалинского и одна залежь Нижне-Кармальского месторождений). В перспективе «Татнефть» планирует увеличить добычу сверхвязкой битумной нефти до 5 млн т в год.

Добыча компании «Башнефть» (с 2016 г. в составе «Роснефти») в 2017 г. составила 20,6 млн т, что на 0,8 млн т меньше, чем в предыдущем году. Доля компании в структуре добычи нефти в России составляет 3,8 %.

Снижение добычи нефти, по данным компании, обусловлено соглашением ОПЕК+ об ограничении добычи нефти. В связи с этим компанией «Роснефть» принято решение о снижении добычи на месторождении им. Титова и Требса, которое разрабатывается подразделением «Башнефть-Полюс» (совместное предприятие с компанией «ЛУКОЙЛ»). Всего по итогам 2017 г. добыча на месторождении сократилась на 11,4 %. При этом, согласно плану разработки месторождения им. Титова и Требса, в 2018 г. планировался выход на проектный уровень добычи в 4 млн т нефти в год.

Также в 2017 г. произошло снижение добычи нефти подразделением ООО «Соровскнефть» на 17 %, которое владеет Соровским и Торгасинским месторождениями, а также рядом лицензионных участков.

Рисунок 3.45. Добыча нефти ПАО «Татнефть» и ПАО «Башнефть»

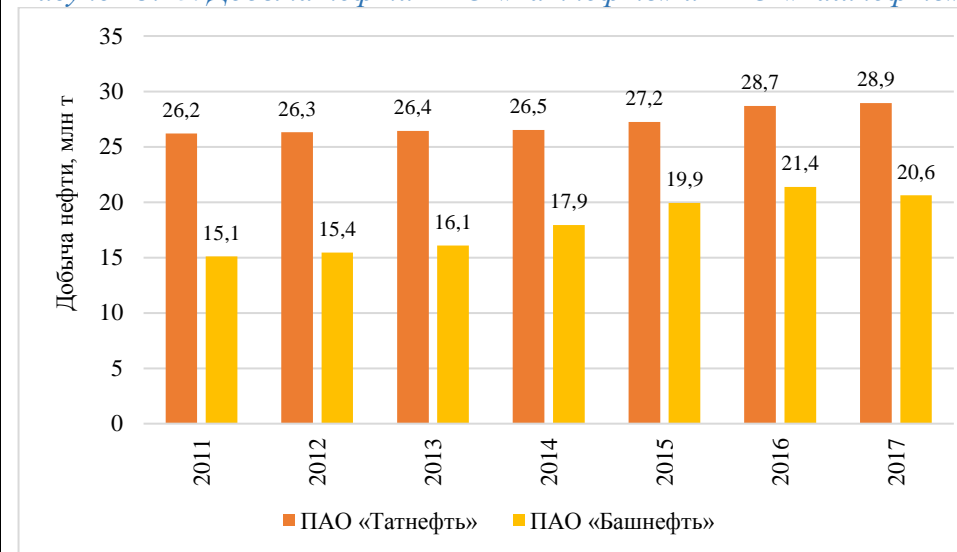
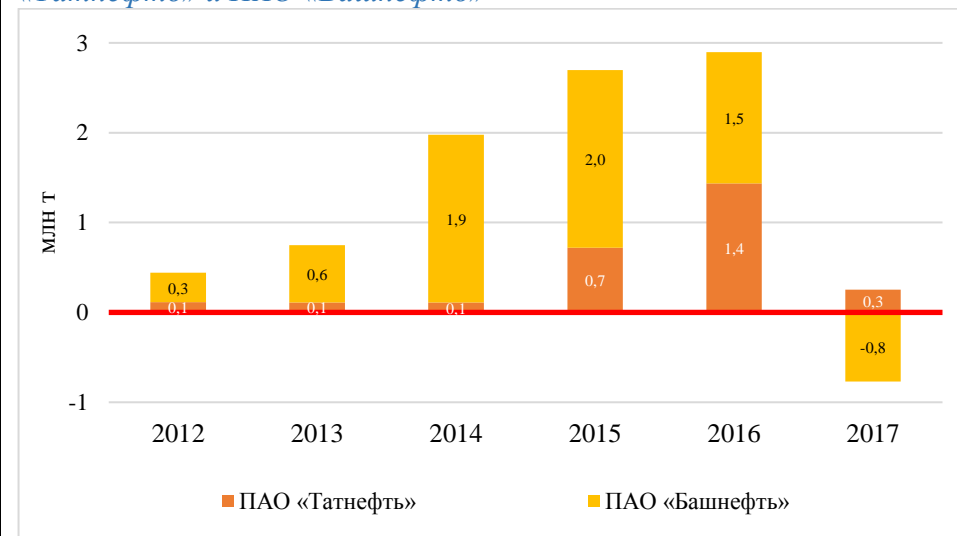


Рисунок 3.46. Структура прироста добычи нефти ПАО «Татнефть» и ПАО «Башнефть»



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний

Организационная структура добычи нефти: независимые компании (включая газовые)

Независимые нефтегазовые компании (не входящие в структуру ВИНК) добывают 16,3 % нефти в России, при этом объем добычи последние годы стабильно возрастает. Часть из этих компаний специализируются преимущественно на нефтяном бизнесе, другая быстро растущая, часть относится преимущественно к газовому бизнесу и специализируется на добыче конденсата (рис. 3.47).

В 2017 г. крупнейшие независимые компании стабилизировали добычу нефти на уровне прошлого года, что можно связать с соглашением ОПЕК+. Снижение добычи в пределах 0,2–0,4 млн т в некоторых компаниях связано с большим количеством дней в 2016 г. относительно 2017 г. Однако в целом за год объем добычи нефти независимыми компаниями вырос на 1,8 млн т и составил 89 млн т.

Основной прирост добычи жидких углеводородов в этой группе компаний пришелся на АО «Мессояханефтегаз» (совместное предприятие ПАО «Газпром нефть» и ПАО «НК «Роснефть»). В 2017 г. компания увеличила добычу нефти на 2,5 млн т – до 3,2 млн т (рис. 3.48). АО «Мессояханефтегаз» принадлежат лицензии на разведку и разработку Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского нефтегазоконденсатных месторождений. Запуск Восточно-Мессояхского месторождения в промышленную эксплуатацию состоялся в сентябре 2016 г.

ПАО «Газпром» – крупнейший производитель конденсата в России, в 2017 г. добыча составила 17,4 млн т. Значительный объем конденсата компанией добывается в Западной Сибири, прежде всего на Уренгойском и ряде других месторождений. Значительный прирост добычи конденсата ПАО «Газпром» был зафиксирован в 2013 г., в 2017 г. добыча стабилизировалась.

Добыча конденсата также осуществляется компанией «Арктикгаз», контролируемой газовой компанией «НОВАТЭК». Добыча ведется из ачимовских отложений, которые характеризуются значительной глубиной залегания и сверхвысоким содержанием газового конденсата. В 2017 г. производство конденсата компанией «Арктикгаз» составило 7,9 млн т, что на 0,2 млн т меньше, чем в предыдущем году.

Компания «НОВАТЭК» после двукратного роста добычи в 2016 г., по итогам 2017 г. сократила добычу нефти и конденсата на 0,4 млн т – до 7,7 млн т. Наибольшее снижение добычи конденсата показали подразделения «Таркосаленефтегаз» (0,2 млн т) и «Юрхаровнефтегаз» (0,3 млн т) в связи с уменьшением добычи природного газа. В то же время «ЯРГЕО» (СП «НОВАТЭК» и фонд «Энергия»), продолжило положительную динамику по приросту добычи на Ярудейском месторождении в ЯНАО (1,2 %).

Вторая компания по объему добычи нефти в этой группе ОАО «Томскнефть ВНК». В 2017 г. объем добычи сократился на 0,4 млн т и составил 9,2 млн т. Снижение объема добычи связано, прежде всего, с эксплуатацией месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

Рисунок 3.47. Добыча нефти и газового конденсата в России крупнейшими независимыми компаниями (включая газовые)

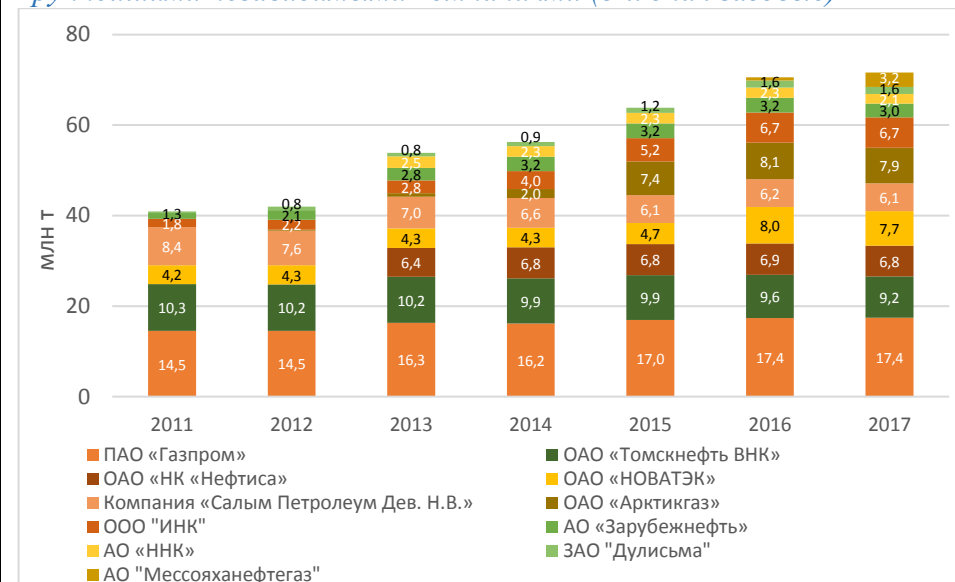
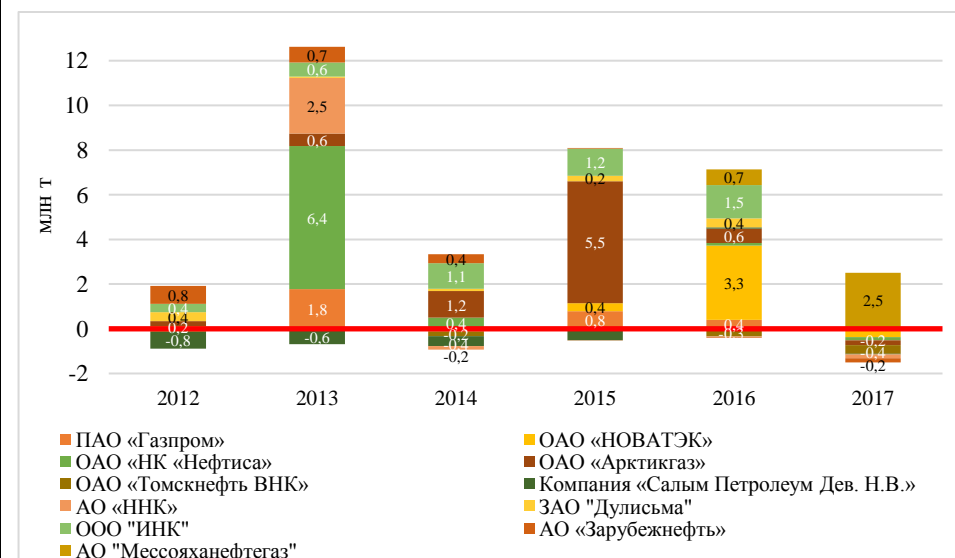


Рисунок 3.48. Прирост добычи нефти и конденсата в России крупнейшими независимыми компаниями (включая газовые)



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний

Нефтегазовый комплекс России – 2017.
Часть 1. Нефтяная промышленность – 2017:
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. Добыча нефти в России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

5. Переработка нефти в России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

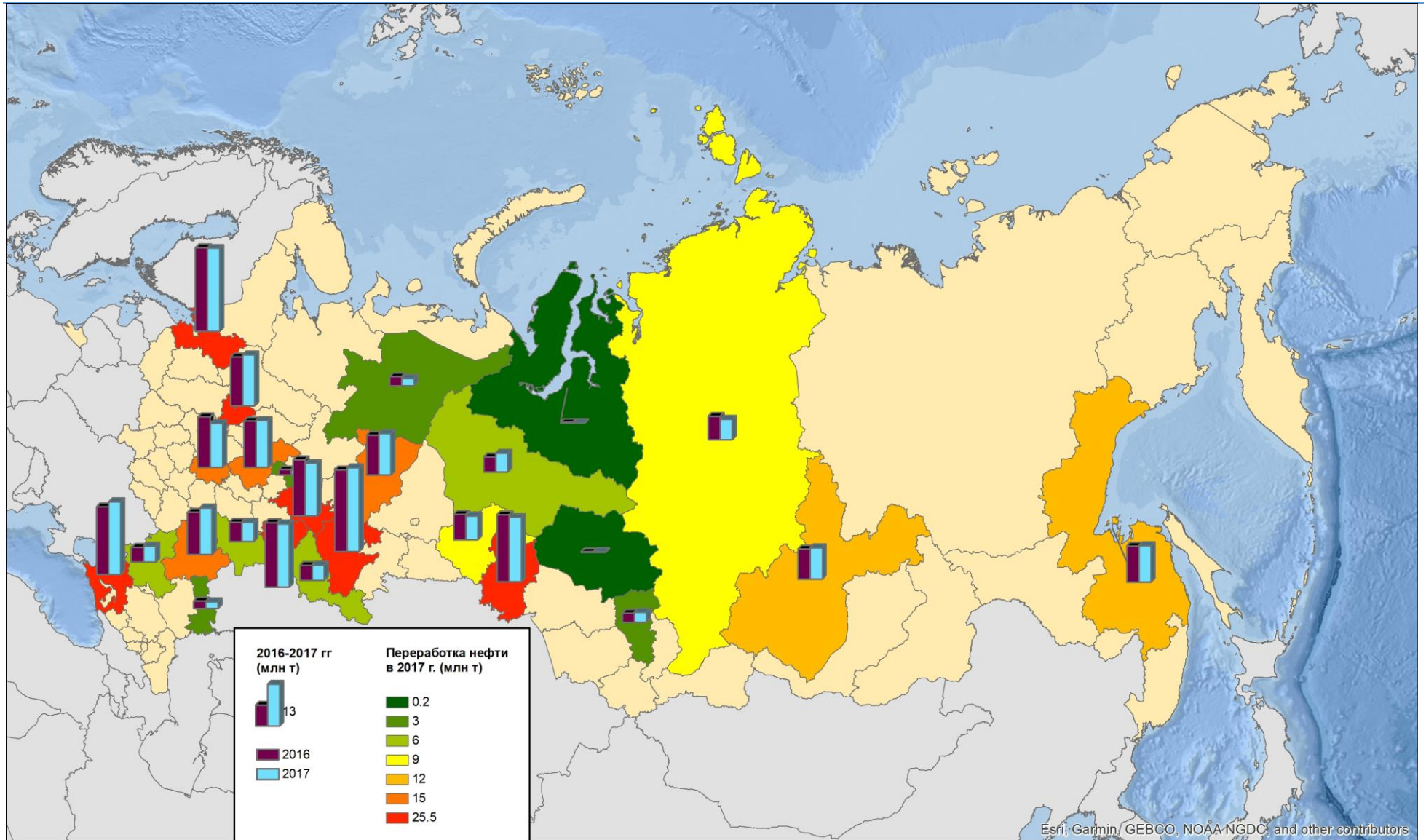
6. Экспорт нефти из России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

Переработка нефти в России



Источник: ЦЭН ИНГГ СО РАН

Общепромышленные тенденции переработки нефти

Нефтеперерабатывающая промышленность России – организационно высококонцентрированная и территориально диверсифицированная отрасль нефтегазового комплекса, обеспечивающая переработку порядка половины объема жидких углеводородов, добываемых в стране.

Объем первичной переработки нефти в России в 2017 г. остался на уровне предыдущего года и составил 279,5 млн т, уровень загрузки установок по первичной переработке нефти незначительно вырос: с 86,4 % до 86,7 % (рис. 4.1, 4.2). Снижение объема переработки нефти в России происходило в 2014–2016 гг. Все изменения в отрасли за последние годы во многом были связаны с законодательными решениями в сфере налогообложения, ограничивающими экспорт темных низкокачественных нефтепродуктов (мазута и отчасти дизельного топлива), используемых за рубежом в качестве сырья.

В России функционируют 37 крупных НПЗ с объемами переработки более 1 млн т в год, а также мини-НПЗ (МНПЗ). Общая мощность нефтепереработки в течение последних 5 лет стабилизировалась на уровне 323 млн т нефти в год, в том числе на мини-НПЗ приходится около 6 млн т. Российская нефтеперерабатывающая промышленность по объему переработки является одной из крупнейших (уступает только США и Китаю), однако характеризуется относительно низкой глубиной переработки нефти. Тем не менее, усилия ВИНК по модернизации своих НПЗ привели к заметному улучшению качественных показателей нефтеперерабатывающей промышленности в 2014–2017 гг.

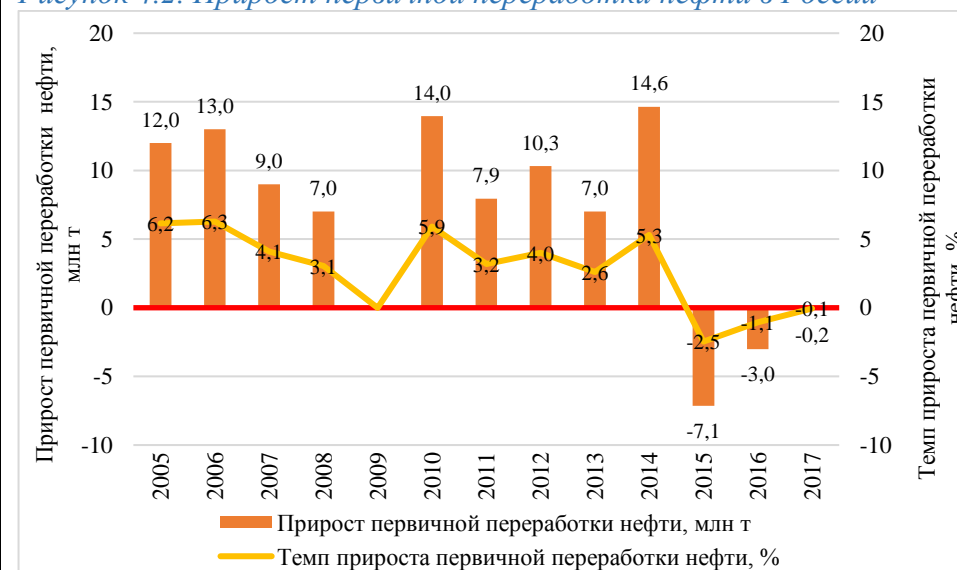
Нефтеперерабатывающая отрасль России характеризуется высокой концентрацией производства. Так, на НПЗ, входящие в состав вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний, приходится 82,6 % первичной переработки нефти в России. Однако в последние годы прослеживается устойчивая тенденция к возрастанию роли независимых компаний. Так, их доля в структуре первичной переработки выросла с 9,7 % в 2010 г. до 14,5 % – в 2017 г. На мини-НПЗ приходится около 2,9 % переработки нефти.

В настоящее время в России активно продолжается модернизация нефтеперерабатывающих заводов с целью перехода на выпуск автомобильного топлива высоких экологических классов и организации «безмазутного» производства.

Рисунок 4.1. Объем первичной переработки нефти в России



Рисунок 4.2. Прирост первичной переработки нефти в России



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минэнерго России

Общепромышленные тенденции переработки нефти: нефтепродукты

В 2017 г. перерабатывающие подразделения ВИНК и независимые НПЗ продолжили реконструкцию и ввод новых технологических мощностей. В течение года введено в эксплуатацию восемь технологических установок на НПЗ России. Основные цели модернизации НПЗ – рост производства высокооктановых бензинов, соответствующих стандартам ЕВРО-5 и выше, организация «безмазутного» производства и, как следствие, увеличение глубины переработки нефти.

Основными задачами в области нефтеперерабатывающей отрасли России являются повышение качества моторных топлив, повышение глубины переработки нефти и операционной эффективности отрасли. Так, в период 2013–2017 гг. средняя глубина переработки нефти в России выросла с 71,4 до 80,8 % (рис. 4.3, 4.4). При этом задача правительства – к 2020 г. достигнуть глубины переработки нефти в 90 %.

На конец 2017 г. наиболее высокие показатели глубины переработки нефти зафиксированы на независимых Марийском (99,6 %), Антипинском (99,5 %), Афипском НПЗ (99,3 %), а также на заводе ТАНЕКО (99,2 %), входящем в структуру «Татнефти».

Изменение налогового законодательства привело к сокращению выпуска темных нефтепродуктов. За 3 года производство мазута сократилось на 35 %. Так, если в 2014 г. в России производилось 78,4 млн т мазута, то к 2017 г. его производство сократилось до 51,2 млн т. В структуре производства базовых нефтепродуктов (автомобильный бензин, дизельное топливо, мазут), доля мазута сократилась с 40,4 % в 2014 г. до 30,6 % – в 2017 г.

Доля дизельного топлива в структуре производства нефтепродуктов составляет 45,9 %. В 2017 г. производство дизельного топлива составило 76,9 млн т, что на 0,6 млн т выше уровня предыдущего года.

На автомобильный бензин приходится 23,4 % производства нефтепродуктов в России. В 2017 г. было произведено 39,2 млн т бензина, что на 0,8 млн т меньше, чем в предыдущем году.

Рисунок 4.3. Объем производства основных нефтепродуктов в России

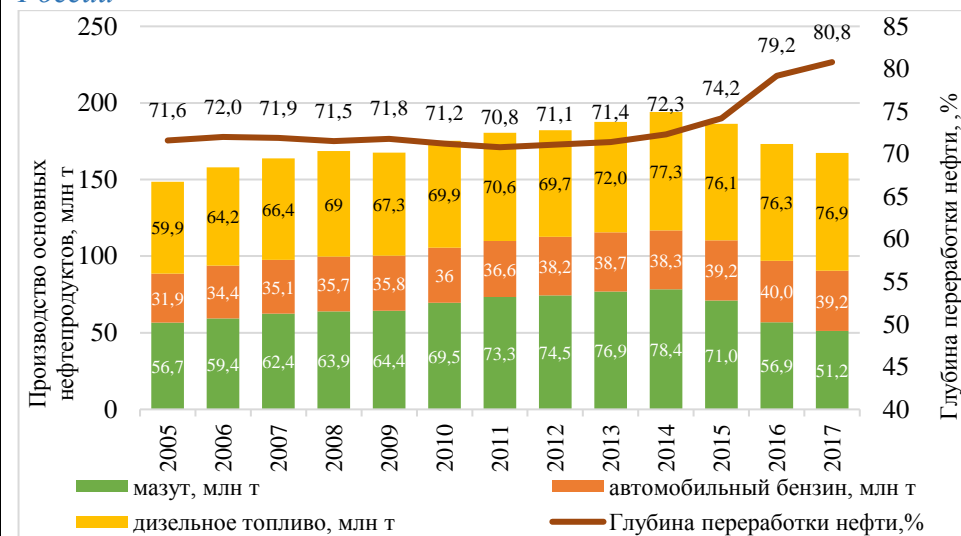
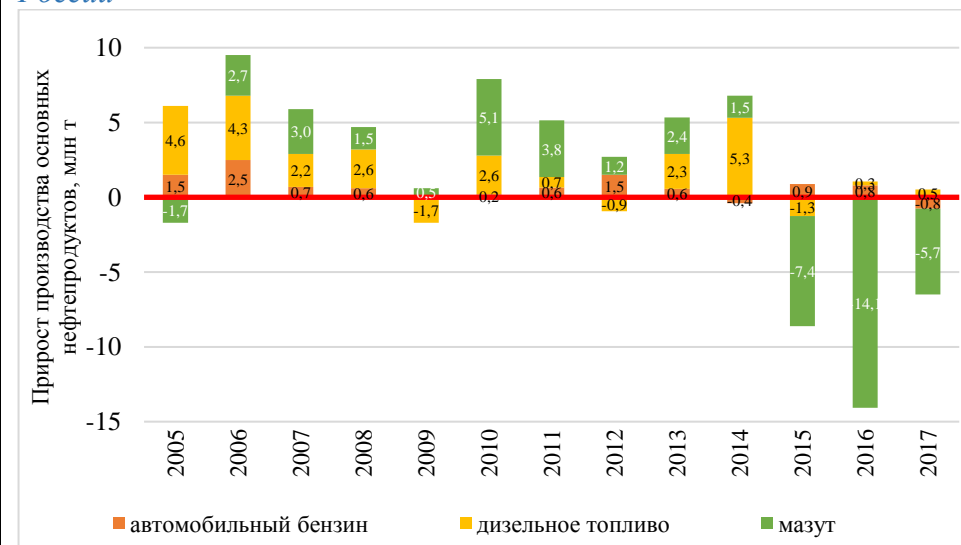


Рисунок 4.4. Прирост производства основных нефтепродуктов в России



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минэнерго России

Региональная структура переработки нефти

В региональной структуре первое место по объему первичной переработки нефти занимает Приволжский федеральный округ. На его территории перерабатывается более 36 % от общего объема переработки нефти в России (рис. 4.5, 4.6). Наиболее крупные заводы в округе принадлежат компании «ЛУКОЙЛ» – это «Нижегороднефтеоргсинтез» и «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез». Значительные мощности в округе сосредоточены в Башкирской группе предприятий, контролируемых «Башнефтью» и «Газпромом», а также на НПЗ компании «Роснефть» в Самарской области – Новокуйбышевском, Куйбышевском и Сызранском заводах. В регионе расположены наиболее «технологичные» заводы – Марийский НПЗ и ТАНЕКО.

Второй регион по объему первичной переработки нефти – Южный федеральный округ, территориально наиболее приближенный к экспортным рынкам нефтепродуктов. На долю округа приходится 15,9 % переработки нефти в России, а суммарная мощность перерабатывающих заводов составляет 47,9 млн т. Наиболее крупный завод в округе – Волгоградский НПЗ с установленной мощностью 14,5 млн т нефти в год.

Третий регион по объему переработки нефти – Сибирский федеральный округ, на который приходится 14,3 % переработки нефти. расположены заводы компании «Роснефть» и «Группы Газпром». В округе расположен крупнейший перерабатывающий завод в России – Омский НПЗ (ПАО «Газпром нефть») с установленной мощностью 20,5 млн т нефти в год. Также в округе расположены крупные НПЗ в Красноярском крае (Ачинский НПЗ) и Иркутской области (Ангарская НХК), входящие в структуру «Роснефти».

В Северо-Западном федеральном округе перерабатывается более 10 % российской нефти. В округе расположен один из крупнейших российских НПЗ – «Киришинефтеоргсинтез» с объемом первичной переработки сырья более 18 млн т нефти в год. Также в округе расположен комплекс по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата в порту Усть-Луга, введенный в эксплуатацию в 2013 г. Мощность комплекса составляет 7 млн т конденсата в год.

На Дальнем Востоке перерабатывается 4,5 % российской нефти. Здесь расположены два крупных завода – Комсомольский НПЗ, контролируемый «Роснефтью» и Хабаровский НПЗ, входящий в группу компаний «Альянс», их суммарная мощность составляет около 12 млн т нефти в год.

Рисунок 4.5. Структура переработки нефти по федеральным округам (исключая мини-НПЗ)

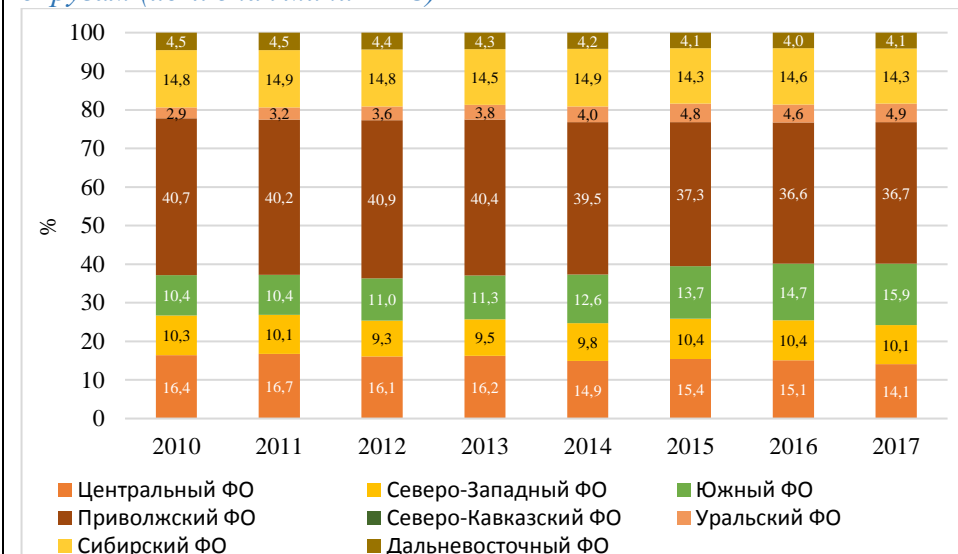
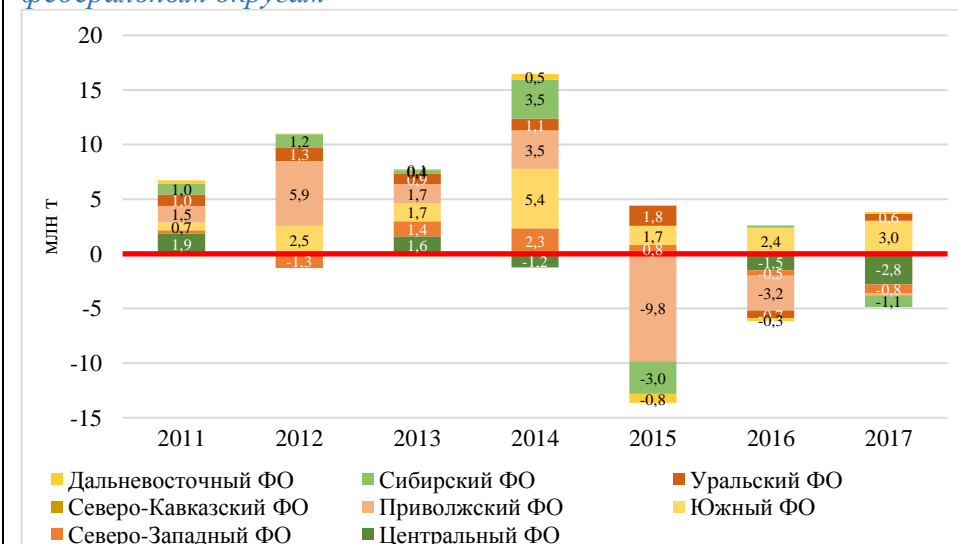


Рисунок 4.6. Динамика прироста переработки нефти по федеральным округам



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минэнерго России, данные компаний

Организационная структура переработки нефти

Организационная структура переработки нефти в России характеризуется высокой концентрацией. На долю ВИНК приходится 82,6 % переработки нефти в России. Доля независимых компаний в структуре переработки составляет 14,5 %, а на мини-НПЗ приходится менее 3 % переработки нефти (рис. 4.7, 4.8). Однако в последнее десятилетие наблюдается устойчивая тенденция к сокращению доли ВИНК в структуре переработки прежде всего за счет двукратного увеличения мощностей по первичной переработке независимыми компаниями.

«Роснефть» – лидер по объему первичной нефтепереработки нефти в России. По итогам 2017 г. компания переработала 73,7 млн т нефти. С учетом активов «Башнефти» объем переработки составил 92,6 млн т, что составляет более 33 % от общего объема переработки нефти в России. По итогам 2017 г. «Роснефть» допустила умеренное сокращение объема нефтепереработки на 1,5 млн т. Относительно максимального объема переработки, достигнутого в 2014 г., снижение составило 5,5 млн т. Более всего переработка снизилась на Рязанской НПЗ (2 млн т), Куйбышевском (0,9 млн т) и Ачинском НПЗ (0,8 млн т). Наибольший рост переработки нефти показал Туапсинский НПЗ (1,2 млн т) и Новокуйбышевский НПЗ (1 млн т).

«ЛУКОЙЛ» – вторая по объему перерабатываемой нефти компания в России. В состав российских перерабатывающих мощностей компании входит четыре крупных НПЗ, а также два мини-НПЗ. Суммарная мощность установок по первичной переработке нефти на российских заводах компании составляет около 50 млн т в год. По итогам 2017 г. объем переработки нефти составил 43,4 млн т, что на 1,4 млн т больше, чем в предыдущем году.

«Газпром нефть» – третья по объему переработки нефти 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 около 33 млн т нефти в год. В 2017 г. объем переработки составил 28,9 млн т, что на 2,2 млн т меньше, чем в предыдущем году. Доля компании в организационной структуре переработки составляет 10,3 %.

Рисунок 4.7. Организационная структура объема переработки нефти в России

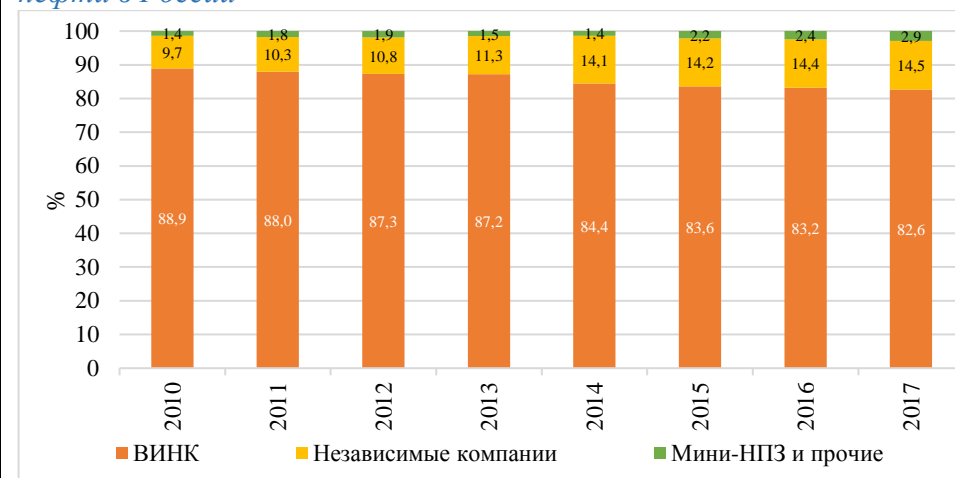
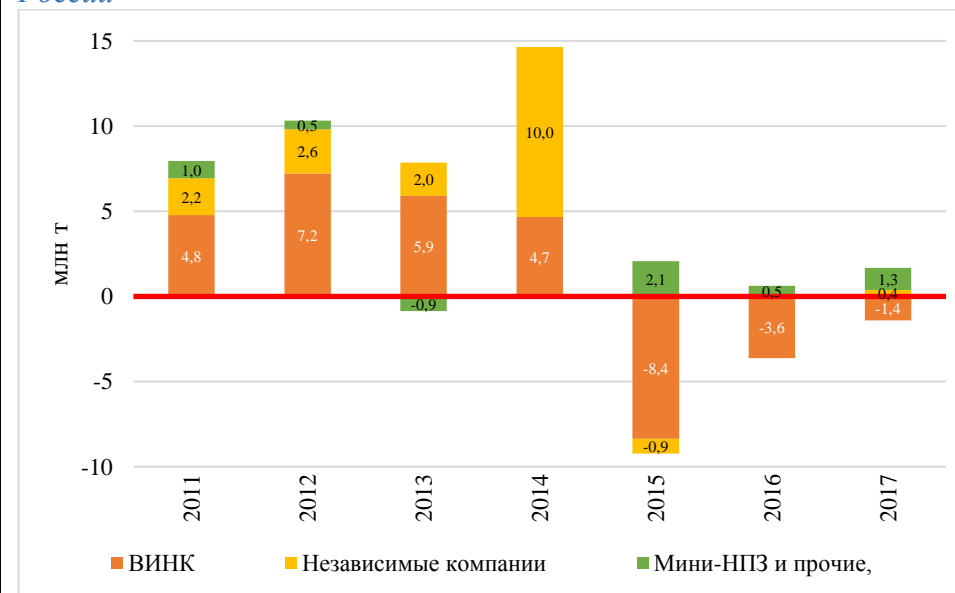


Рисунок 4.8. Прирост объема первичной переработки нефти в России



Источник: ЦЭН ИНГГ, Минэнерго России, данные компаний

Организационная структура переработки нефти: ПАО «Роснефть»

В 2017 г. объем переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах ПАО «Роснефть» (не включая активы «Башнефти») сократился на 1,5 млн т и составил 73,7 млн т (рис. 4.9, 4.10). Компания проводит оптимизацию работы нефтеперерабатывающих заводов, в результате чего наблюдается некоторый рост производства светлых нефтепродуктов и снижение производства мазута. В состав компании входят девять основных НПЗ: Комсомольский, Туапсинский, Куйбышевский, Новокуйбышевский, Сызранский, Ачинский, Саратовский НПЗ, Рязанская нефтеперерабатывающая и Ангарская нефтехимическая компания. Кроме того, ПАО «Роснефть» принадлежит 50 % акций ОАО «Славнефть-ЯНОС» и 95 % ЧАО «ЛИНИК» (Украина). Также компания владеет долями в нескольких мини-НПЗ. Суммарная проектная мощность основных нефтеперерабатывающих предприятий на территории России составляет около 95 млн т нефти в год.

Наибольшее снижение переработки по итогам 2017 г. показала Рязанская НПЗ (2 млн т), что связано с работами по реконструкции и модернизации установок: в парке приема и хранения сжиженных углеводородных газов, на установке производства битума, на установке атмосферной переработки нефти АТ-6.

В 2017 г. объем переработки нефти на Ангарской НХК вырос на 0,4 млн т. В 2017 г. на заводе завершён монтаж основного технологического оборудования на строящейся установке гидроочистки дизельного топлива. Новая установка предназначена для производства топлив стандарта «Евро-5», соответствующих современным эксплуатационным и экологическим требованиям. Проектная мощность – 4 млн т в год.

В 2017 г. объем переработки на Новокуйбышевском НПЗ вырос на 1 млн т и составил 8,1 млн т нефти. В 2017 г. была осуществлена доставка на Новокуйбышевский НПЗ девяти колонн для комплекса гидрокрекинга. Ввод комплекса в эксплуатацию позволит получать из тяжелых углеводородов светлые нефтепродукты. В долгосрочной перспективе планируется также реконструкция установки замедленного коксования и строительство новой установки АВТ-2, что позволит увеличить глубину переработки до 97 %.

Объем переработки на Туапсинском НПЗ в 2017 г. вырос на 1,2 млн т. На заводе продолжается второй этап программы модернизации, которая включает строительство установки гидроочистки дизтоплива мощностью 4,3 млн тонн и гидрокрекинга вакуумного газойля на 4 млн т.

Рисунок 4.9. Структура переработки нефти на заводах ПАО «Роснефть»

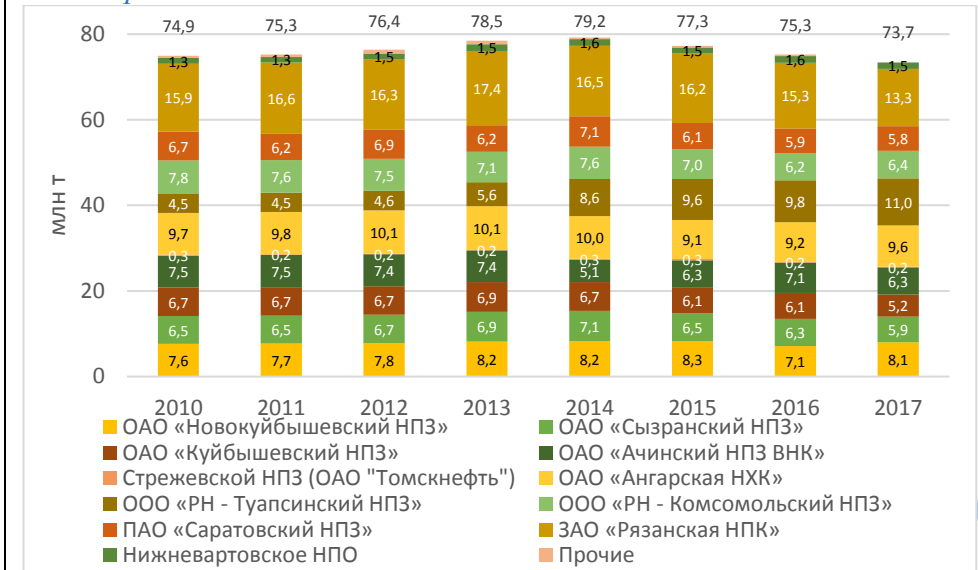
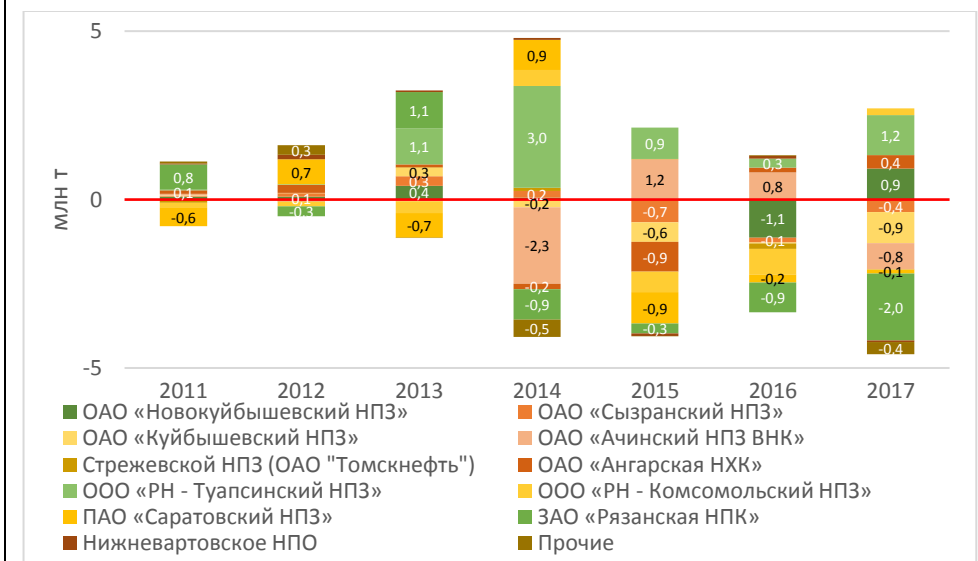


Рисунок 4.10. Динамика прироста переработки нефти ПАО «Роснефть»



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний

Организационная структура переработки нефти: ПАО «ЛУКОЙЛ»

В 2017 г. объем переработки нефти ПАО «Лукойл» вырос на 1,4 млн т и составил около 43,4 млн т (рис. 4.11, 4.12). В группу «Лукойл» входят четыре крупных НПЗ, суммарной мощностью около 50 млн т, а также мини-НПЗ, мощность которых составляет 0,45 млн т. Глубина переработки нефти на российских НПЗ компании в конце 2017 г. составила 89,2 %, что на 4,1 % больше, чем в предыдущем году. Выход светлых нефтепродуктов на заводах компании увеличился до 71,3 %.

Наибольшая глубина переработки отмечена на Пермском НПЗ (99 %), на котором ранее был введен в эксплуатацию комплекс замедленного коксования. Это позволило перейти на «безмазутную» схему производства. По итогам 2017 г. на Пермском НПЗ переработано 12,6 млн т нефти, что на 0,5 млн т больше, чем в 2016 г.

Наибольший прирост переработки нефти в 2017 г. показал Волгоградский НПЗ (+1,3 млн т), что связано с завершением этапа модернизации и вводом в эксплуатацию комплекса глубокой переработки вакуумного газойля. Волгоградский НПЗ стал первым в России, где стало возможным выпускать бензин, соответствующий стандарту «Евро-6». Мощность завода по сырью выросла до 14,5 млн т нефти в год.

Объем первичной переработки нефти на Нижегородском НПЗ в 2017 г. составил 14,2 млн т, что на 0,1 млн т выше, чем в предыдущем году. В конце 2017 г. принято решение о строительстве комплекса замедленного коксования, который включает в себя установки замедленного коксования, гидроочистки дизельного топлива, газодистилляции, производства водорода и серы, а также инфраструктурные объекты. Комплекс позволит сократить выпуск мазута на 2,7 млн т, а также существенно повысить глубину переработки нефти. Ввод в эксплуатацию комплекса запланирован на 2021 г., а его мощность составит 2,1 млн т в год.

С повышением налогов на экспорт мазута переработка нефти на Ухтинском НПЗ сократилась с 4 млн т до 2,3 млн т. Завод специализировался на переработке высоковязкой нефти Ярегского месторождения, а основным продуктом переработки являлся мазут. В планах компании – оптимизация работы Ухтинского НПЗ и переход на поставки легкой нефти. На конец 2017 г. глубина переработки нефти на заводе составила 76 %, что на 7 % больше, чем в предыдущем году.

Рисунок 4.11. Структура переработки нефти на заводах ПАО «ЛУКОЙЛ»

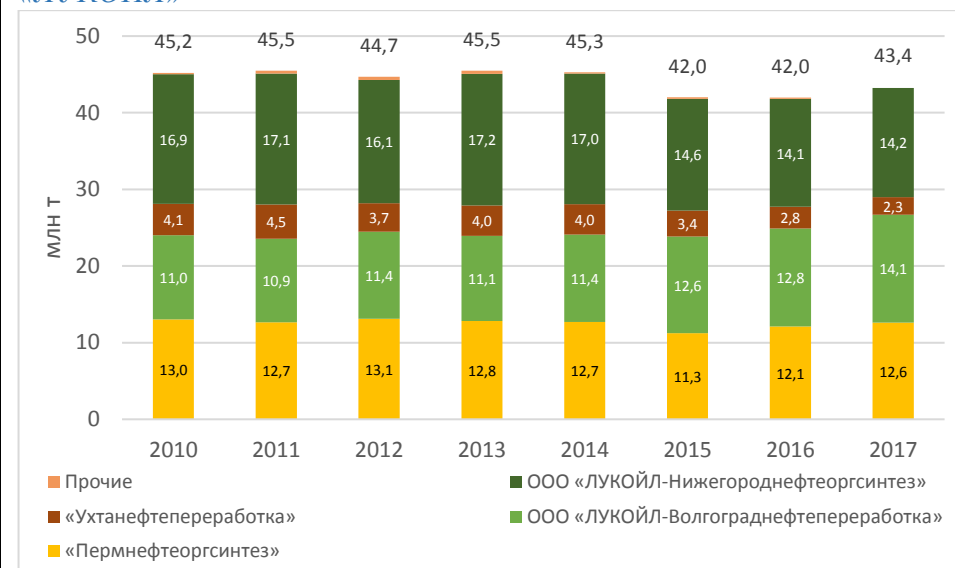
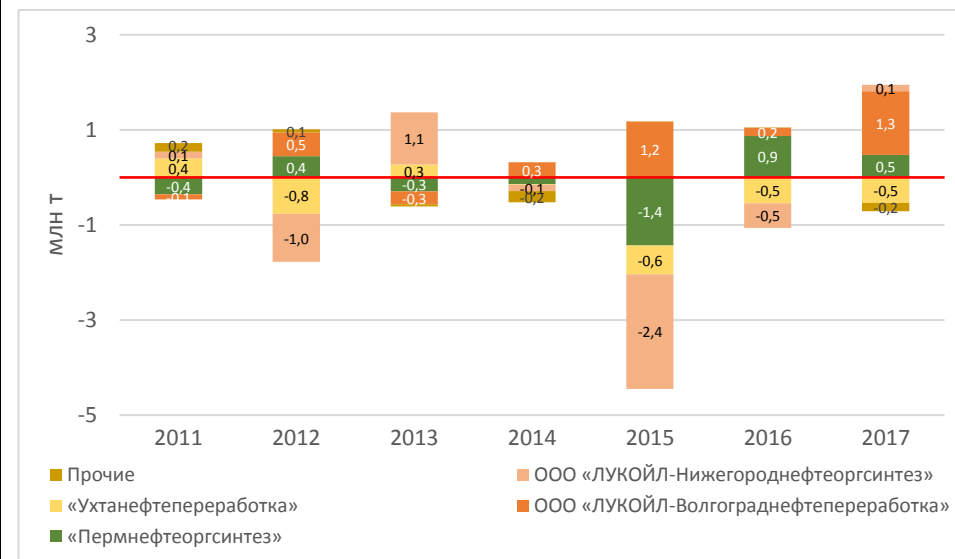


Рисунок 4.12. Динамика прироста переработки нефти ПАО «ЛУКОЙЛ»



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний

Организационная структура переработки нефти: ПАО «Газпром нефть»

С началом крупномасштабного изменения НПЗ в 2015 г. продолжается тенденция к снижению объема переработки нефти на заводах ПАО «Газпром нефть». В 2017 г. объем переработки нефти составил 28,9 млн т, что на 2,3 млн т ниже уровня предыдущего года (рис. 4.13, 4.14). Всего за период 2015–2017 г. объем перерабатываемой нефти сократился на 3,1 млн т. Объем производства нефтепродуктов снизился за счет судового топлива и мазута.

«Газпром нефть» продолжает реализацию второго этапа программы модернизации нефтеперерабатывающих заводов. В нефтеперерабатывающей отрасли России компания представлена двумя НПЗ, суммарная мощность которых составляет 34,2 млн т.

На крупнейшем в России Омском НПЗ в 2017 г. переработано 19,6 млн т нефти, что на 0,9 млн т ниже уровня предыдущего года. В 2017 г. на заводе началось строительства комплекса по глубокой переработке нефти – комплекса замедленного коксования, который является ключевым проектом второго этапа модернизации НПЗ. Установка позволит увеличить выпуск бензина и дизельного топлива с каждой тонны переработанной нефти, а также позволит производить высококачественное сырье для алюминиевой промышленности – нефтяной кокс. Реализация второго этапа модернизации позволит повысить глубину переработки нефти до 97 %, а выход светлых нефтепродуктов – до 80 %. Ввод комплекса в эксплуатацию запланирован на 2020 г.

Московский НПЗ в 2017 г. переработал 9,4 млн тонн нефти, что на 1,3 млн т ниже уровня предыдущего года. На заводе завершена комплексная реконструкция установки каталитического крекинга. В завершающую фазу вошел ключевой проект модернизации Московского НПЗ – строительство комбинированной установки переработки нефти «Евро+». Установка позволит увеличить объем переработки до 12 млн т нефти в год, а глубина переработки нефти вырастет до 85 %. Ввод в эксплуатацию установки «Евро+» запланирован на вторую половину 2018 г.

Рисунок 4.13. Структура переработки нефти на заводах ПАО «Газпром нефть»

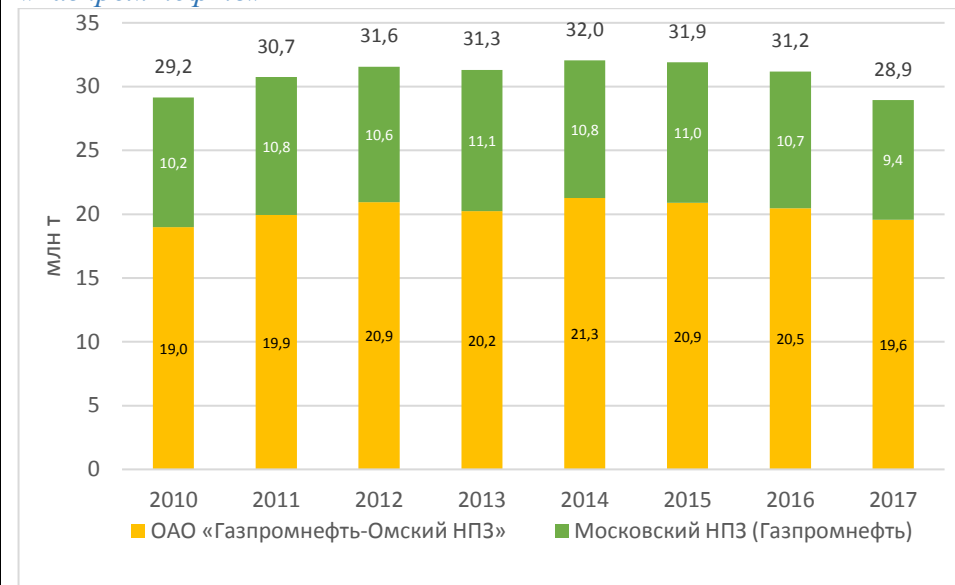
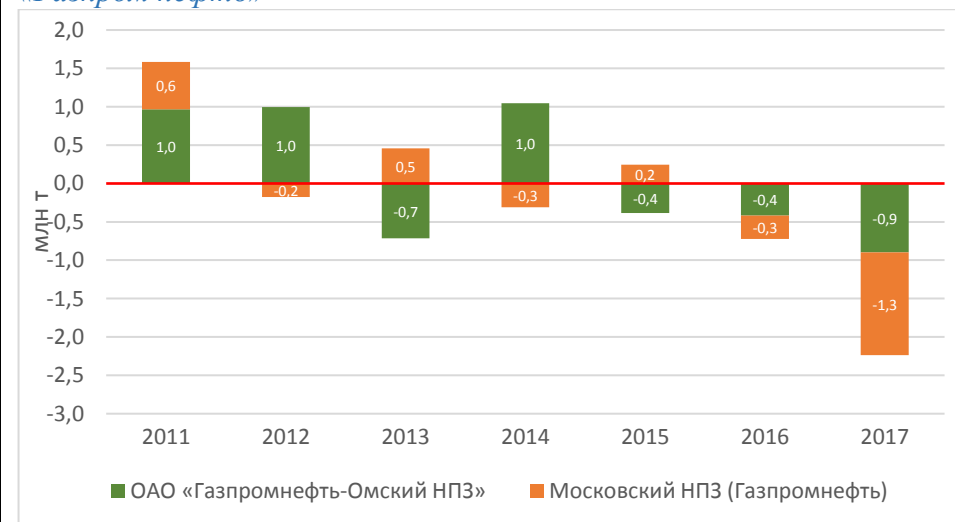


Рисунок 4.14. Динамика прироста переработки нефти ПАО «Газпром нефть»



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний

Организационная структура переработки нефти: ОАО «Сургутнефтегаз»

В 2017 г. объем переработки нефти ОАО «Сургутнефтегаз» составил 18,2 млн т, что на 0,4 млн т ниже уровня предыдущего года (рис. 4.15, 4.16). Переработка осуществляется на Киришском нефтеперерабатывающем заводе.

В 2017 г. на Киришском НПЗ завершено строительство комплекса по производству высокооктановых компонентов бензина ЛК--2Б. В составе комплекса будут работать установки гидроочистки, изомеризации и каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора. Общая мощность комплекса составляет 2 млн т в год. В результате завод должен полностью перейти на выпуск высокооктановых автомобильных бензинов класса 5.

Также на заводе реализованы программы капитальных ремонтов действующих установок. Так, в 2017 г. выполнено техническое перевооружение установок ЛЧ-35-11/600, «Парекс-2», проведена реконструкция комплекса ЛАБ-ЛАБС, завершено строительство паропровода высокого давления от ОГК-2 до объектов КИНЕФ, осуществлена замена физически изношенного оборудования на установке АВТ-2 и установке сернисто-щелочных стоков.

Рисунок 4.15. Структура переработки нефти на заводах ОАО «Сургутнефтегаз»

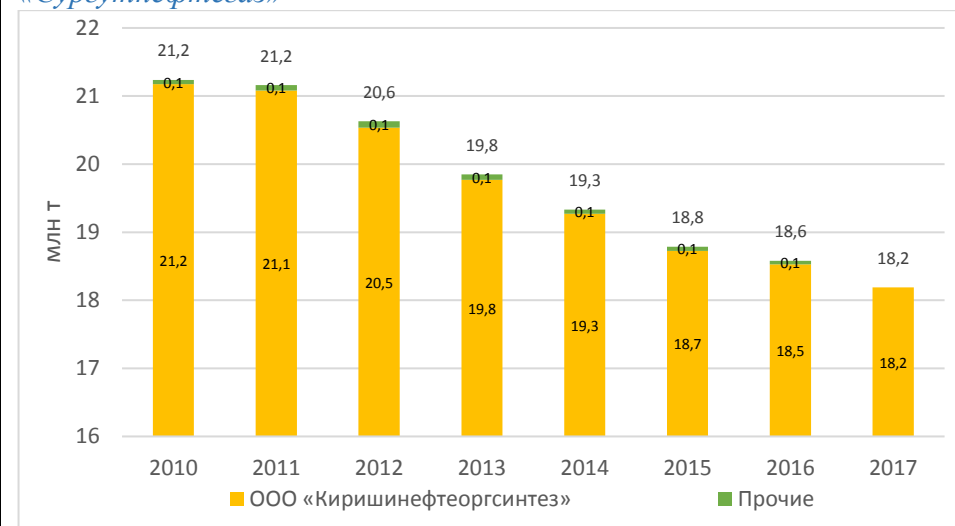


Рисунок 4.16. Динамика прироста переработки нефти ОАО «Сургутнефтегаз»



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний

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

В 2017 г. объем переработки нефти ПАО «Татнефть» составил 7,8 млн т, что на 0,9 млн т ниже уровня предыдущего года. Переработка осуществляется на Комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов «ТАНЕКО». Поэтапный ввод в эксплуатацию комплекса начался в 2011 г. В 2016 г. запущена установка замедленного коксования, которая дает возможность отказаться от выпуска мазута. Мощность установки замедленного коксования составляет 2 млн т в год, она позволит выпускать до 700 тыс. т в год нефтяного кокса. В перспективе планируется нарастить мощность по переработке нефти на НПЗ до 14 млн т в год. В 2017 г. глубина переработки нефти составила 99,2 %, а выход светлых нефтепродуктов составляет 87,4 %. Некоторое снижение объема переработки в 2017 г. связано с проведением ремонта оборудования (рис. 4.17, 4.18).

Перерабатывающие мощности компании «Башнефть» представлены тремя заводами: «Башнефть-УНПЗ», «Башнефть-Новойл» и «Башнефть-Уфанефтехим», общая мощность которых составляет около 24 млн т нефти в год. В 2017 г. объем переработки нефти на Уфимском нефтеперерабатывающем заводе вырос на 1,1 млн т и составил 5,1 млн т. Увеличение переработки связано с завершением планового капитального ремонта установок завода. Объем переработки нефти на заводе «Новойл» вырос на 0,4 млн т и составил 6,9 млн т, переработка нефти на заводе «Уфанефтехим» в 2017 г. сократилась и составила 7 млн т, снижение связано с проводимыми ремонтно-восстановительными работами. Средняя глубина переработки составляет около 86 %, выход светлых нефтепродуктов – около 68 %. ПАО АНК «Башнефть» продолжает выполнение программы модернизации, в результате которой планируется достигнуть показателя глубины переработки нефти 98 %, а выход светлых нефтепродуктов увеличить до 79 %, при этом выпуск мазута должен быть полностью прекращен. Также предполагается развитие нефтехимического направления и синергии от интеграции с НПЗ за счет модернизации нефтехимического производства и увеличения после 2020 г. выпуска высокомаржинальной полимерной продукции и прочей нефтехимической продукции.

Рисунок 4.17. Структура переработки нефти на заводах ПАО «Татнефть»

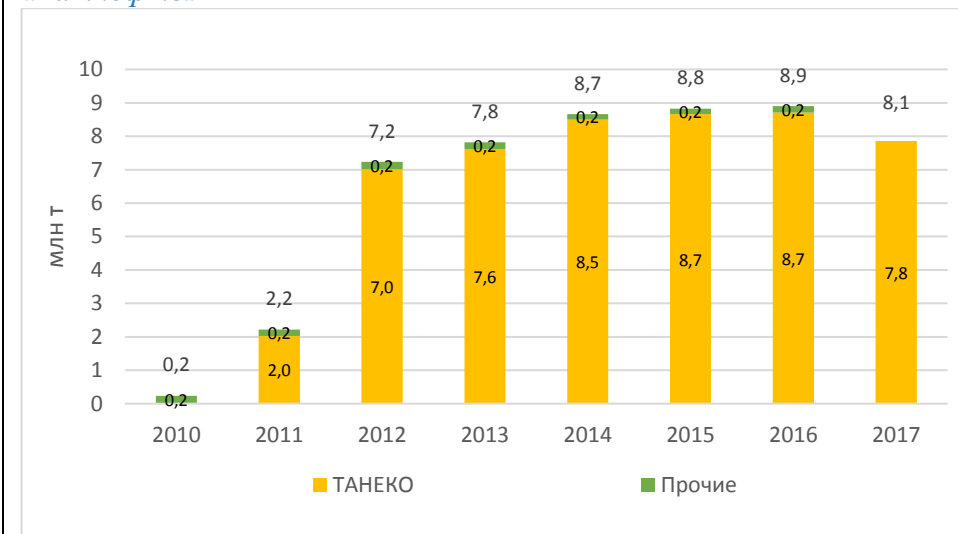
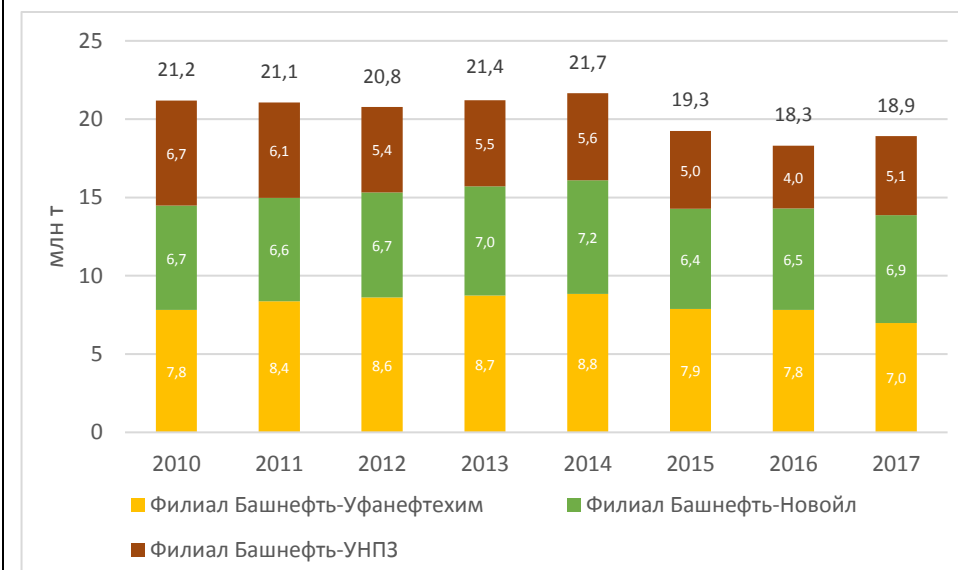


Рисунок 4.18. Структура переработки нефти на заводах ПАО «Башнефть»



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний

Организационная структура переработки нефти: независимые НПЗ

Последнее десятилетие наблюдается устойчивый рост переработки нефти на НПЗ, не входящих в структуру вертикально-интегрированных нефтяных компаний. Только с 2010 г. объем переработки нефти независимыми компаниями вырос на 65 % (рис. 4.19). В 2017 г. такими компаниями переработано 40,6 млн т нефти, а суммарная установленная мощность составила около 45 млн т.

Прирост переработки нефти независимыми производителями обеспечивался как за счет расширения существующих мощностей, так и за счет строительства новых заводов (рис. 4.20).

Так, в 2014 г. на Антипинском НПЗ была введена в эксплуатацию установка элетрообессоливания и атмосферной перегонки мощностью 3,7 млн т в год, в результате чего суммарная мощность завода достигла 7,7 млн т в год. В 2018 г. после завершения строительства технологических этапов, планируется выпуск автомобильного бензина и дизельного топлива стандарта «Евро-5», нефтяного кокса, гранулированной серы.

На нефтеперерабатывающем заводе «ТАИФ-НК» в 2017 г. переработано 8,2 млн т нефти, что на 0,1 млн т ниже уровня 2016 г. В 2018 г. на заводе планируется начать промышленную эксплуатацию комплекса глубокой переработки тяжелых нефтяных остатков, который позволит повысить глубину переработки нефти до 98,5 %.

В 2008 г. началось строительство Яйского НПЗ в Кемеровской области суммарной мощностью 6 млн т нефти в год. В настоящее время мощность завода составляет 3,3 млн т, а объем переработки в 2017 г. составил 3 млн т. Яйский НПЗ позволяет снизить зависимость от поставок моторного топлива из других регионов.

Рисунок 4.19. Структура переработки нефти на независимых НПЗ

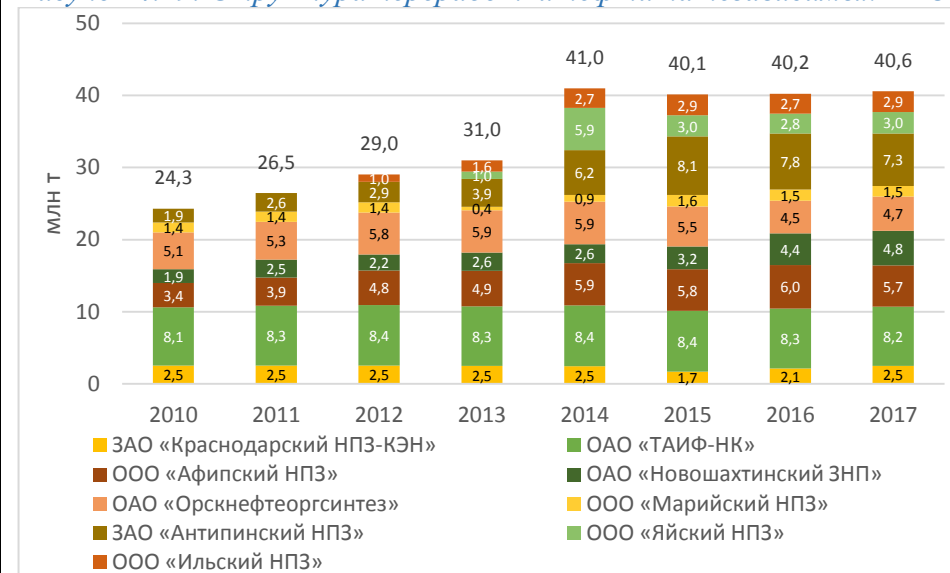
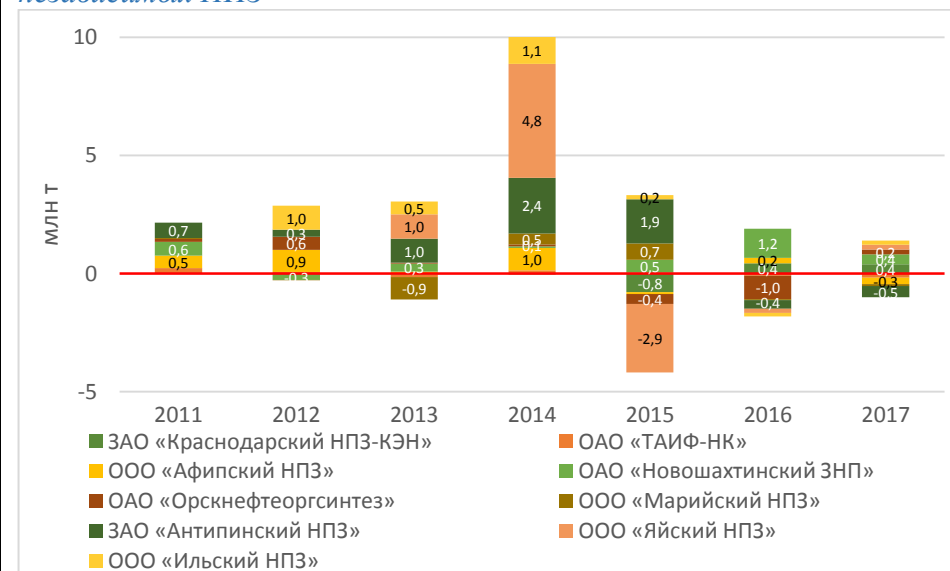


Рисунок 4.20. Динамика прироста переработки нефти на независимых НПЗ



Источник: ЦЭН ИНГГ, данные компаний

Нефтегазовый комплекс России – 2017.
Часть 1. Нефтяная промышленность – 2017:
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. Добыча нефти в России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

5. Переработка нефти в России

Общепромышленные тенденции

Региональная структура

Организационная структура

6. 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 (ФТС) несколько превосходили данные по Минэнерго. При этом с 2013 по 2015 гг. расхождение увеличивалось и достигло пика в 2015 г. – 3,2 млн т. В 2016 г. этот показатель несколько сократился до 1,3 млн т. Тем не менее до 2017 г. изменения показателя экспорта нефти носили однонаправленный характер по двум источникам.

В 2017 г. произошла инверсия и данные Минэнерго на 4,4 млн т превзошли аналогичные показатели Росстата. В результате в 2017 г. по данным Минэнерго экспорт нефти вырос на 1,1 %, в то время как по данным Росстата экспорт сократился на 0,9 % (рис. 5.1, 5.2).

В настоящем исследовании анализ основных тенденций экспорта нефти из России будет опираться на данные Минэнерго.

Рисунок 5.1. Экспорт российской нефти по данным ФТС

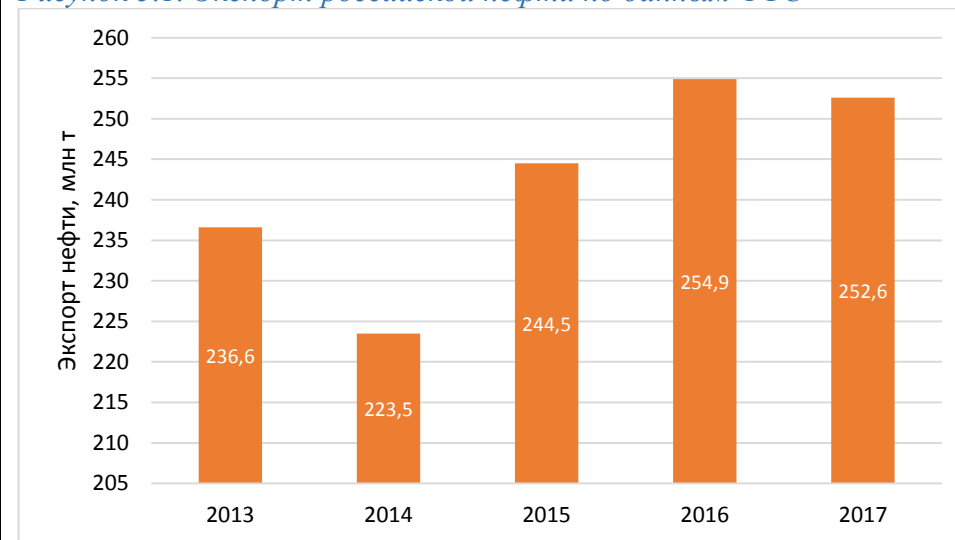
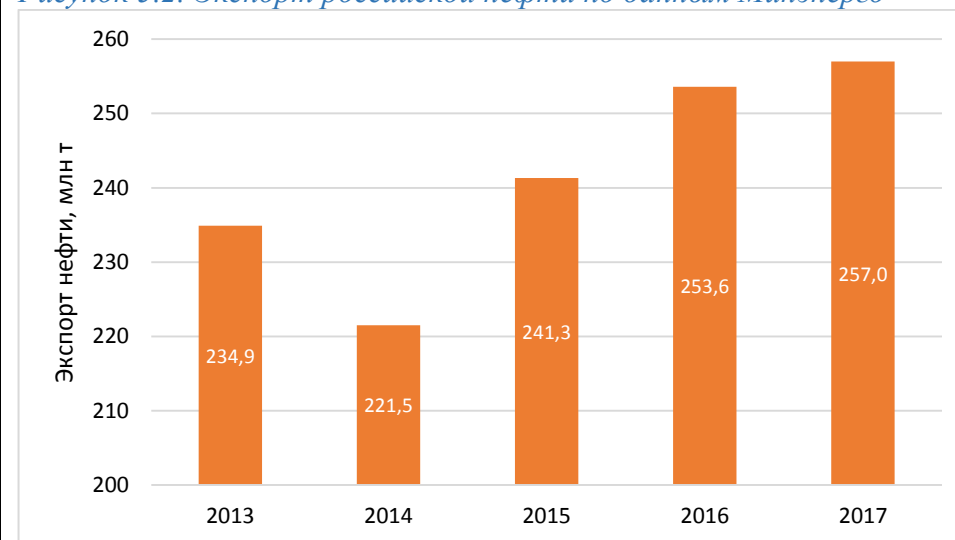


Рисунок 5.2. Экспорт российской нефти по данным Минэнерго



Источник: ЦЭН ИНГГ, ФТС России, Минэнерго России

Общепромышленные тенденции экспорта нефти

В 2017 г. по данным Минэнерго, не смотря на общую тенденцию стабилизации добычи и первичной переработки нефти в России, общий объем поставок российской и транзитной нефти из России увеличился на 2,5 млн т – с 274,1 до 276,7 млн т (рис. 5.3, 5.4).

В структуре поставок нефти из России основное изменение пришлось на поставки собственной нефти, объем транзитной нефти сократился 0,3 млн т или 1,5 %.

Основной рост поставок российской нефти произошел за счет экспорта в страны дальнего зарубежья (+2,9 млн т). В 2017 г. в этом направлении экспорт российской нефти составил 257 млн т, в то время как экспорт в страны ближнего зарубежья за минувший год сократился на 0,1 млн т и составил 18 млн т.

Основная часть поставок нефти (85,3 %, или 216,7 млн т) из России в дальнее зарубежье экспортируется по системе «Транснефть». Около 42 млн т (15,2 % в общей системе поставок) нефти экспортируется, минуя систему «Транснефть».

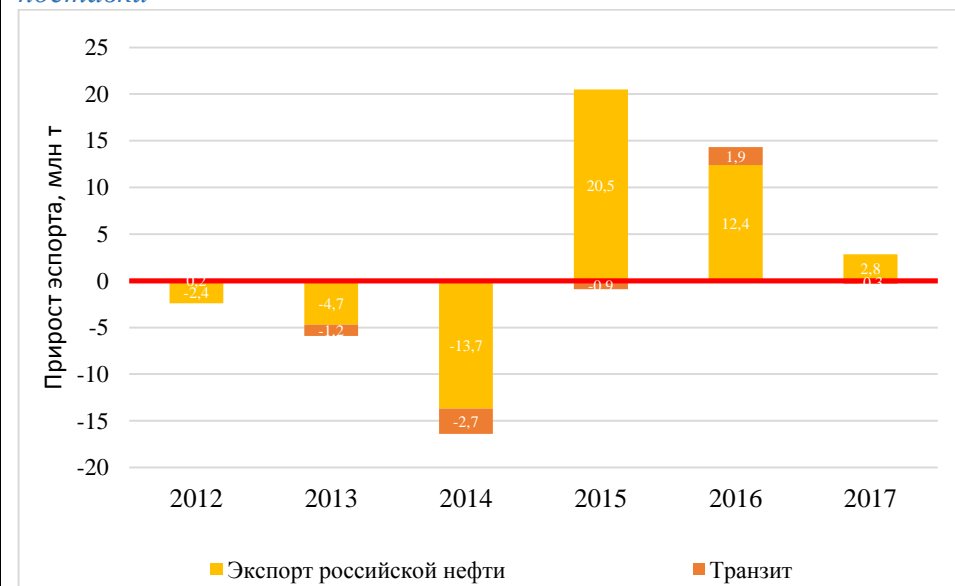
По итогам года поставки нефти в страны дальнего зарубежья по системе «Транснефть» сократились на 2 %. В тоже время выросли поставки нефти в дальнее зарубежье по альтернативным системам транспорта, что связано с ростом объема добычи и экспорта нефти в рамках шельфовых проектов, прежде всего арктических и дальневосточных.

В страны ближнего зарубежья поставляется около 7 % от экспорта российской нефти. Единственным направлением поставок в страны ближнего зарубежья остается Белоруссия. За минувший год экспорт нефти в Белоруссию сократился до 18 млн т, что на 0,1 млн т меньше, чем в предыдущем году. Поставки нефти в Казахстан и Украину были прекращены соответственно в 2014 и 2012 гг.

Рисунок 5.3. Экспорт российской нефти и транзитные поставки



Рисунок 5.4. Прирост экспорта российской нефти и транзитные поставки



Источник: ЦЭН ИНГГ, ФТС России

Общепромышленные тенденции экспорта нефтепродуктов

По данным Федеральной таможенной службы (ФТС), общий объем экспорта российских нефтепродуктов за рубеж составил около 148 млн т. С 2017 г. данные ФТС в целом унифицированы со статистикой Росстата.

По итогам 2017 г. экспорт нефтепродуктов из России сократился почти на 7,6 млн т (рис. 5.5, 5.6). Сокращение экспорта нефтепродуктов связано с продолжающейся с 2015 г. тенденцией уменьшения объема поставок за рубеж мазута. Однако необходимо отметить, что по сравнению с 2016 г. темпы сокращения экспорта темных нефтепродуктов замедлились почти в два раза.

В 2017 г. вывоз мазута за рубеж сократился почти на 5 млн т (с 44 до 39 млн т). Повышение таможенных пошлин на мазут, которые стали фактически заградительными, привели к резкому снижению его производства и экспорта.

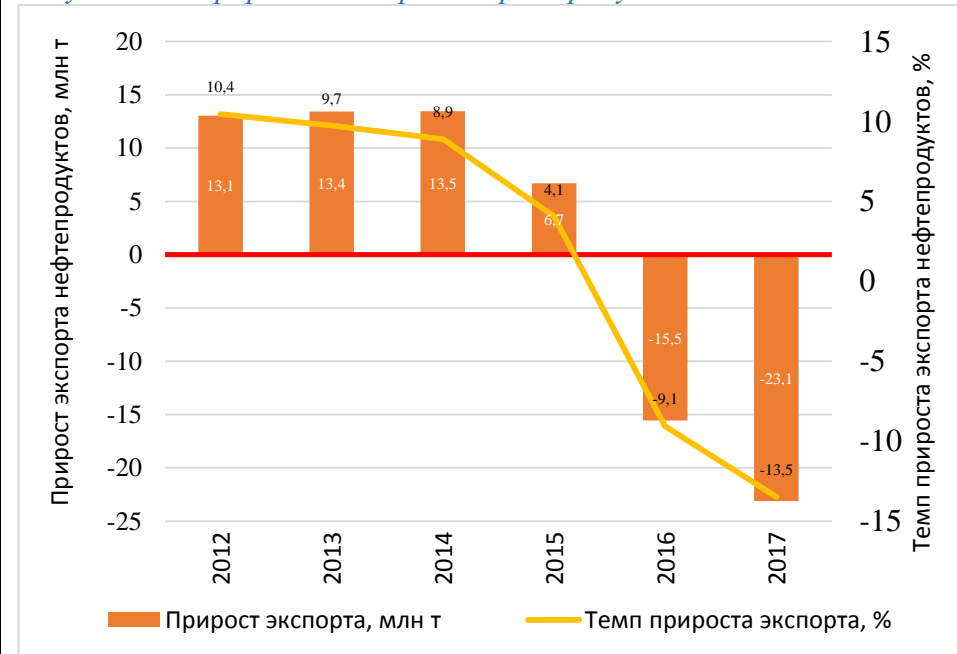
В 2017 г. объем экспорта дизельного топлива возрос на 2,3 млн т до 50,9 млн т.

Необходимо отметить, что происходит перестройка структуры экспорта нефтепродуктов за рубеж. На фоне сокращения поставок мазута в 2017 г. отмечается наращивание экспорта дизельного топлива. Вместе с тем несколько снизился экспорт автомобильного бензина до – 4,3 млн т (сокращение – 0,9 млн т).

Рисунок 5.5. Структура экспорта нефтепродуктов из России



Рисунок 5.6. Прирост экспорта нефтепродуктов из России



Источник: ЦЭН ИНГГ, ФТС России

Региональная структура экспорта нефти

В 2017 г. объем экспорта российской нефти составил 257 млн т. В региональной структуре 164,2 млн т (63,9 % всех поставок) экспортируется в атлантическом направлении в страны Европы (рис. 5.7, 5.8).

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 носят регулятивный характер. Все дополнительные объемы, связанные с возможным ростом добычи, который не реализуются на рынке АТР, направляются в Европу.

В настоящее время на Азиатско-Тихоокеанском направлении экспортируется чуть менее 30 % всего российского экспорта. За последние 5-6 лет экспорт нефти в восточном направлении возрос более чем на 70 %. За этот период в структуре поставок доля АТР возросла более чем в 2 раза. В регионе спрос на российскую нефть во многом обеспечен более высоким ее качеством и более комфортными для переработчиков химическими характеристиками.

В 2017 г. в Азиатско-Тихоокеанском направлении было экспортировано около 74,8 млн т. За минувший год прирост составил всего 2,7 млн т. В 2017 г. были проведены все необходимые мероприятия по наращиванию поставок нефти на тихоокеанском направлении, прежде всего в Китай. В декабре 2017 г. «Транснефть» увеличила пропускную способность ВСТО-1 до 70 млн т нефти в год и приступила к завершающему этапу расширения этой трубопроводной системы до 80 млн т.

Основным торговым партнером на восточном направлении является Китай. Россия занимает лидирующую позицию по объемам экспорта нефти в Китай. По итогам года поставлено 59,7 млн т. Относительно 2016 г. поставки выросли на 13,8 %.

В стоимостной структуре экспорта кроме Китая (21,9 % от стоимости общероссийских поставок) значительную роль играют Южная Корея (5,3 %) и Япония (3,4 %). Необходимо отметить некоторое снижение этого показателя для Японии и Южной Кореи за последний год.

Рисунок 5.7. Региональная структура экспорта нефти из России

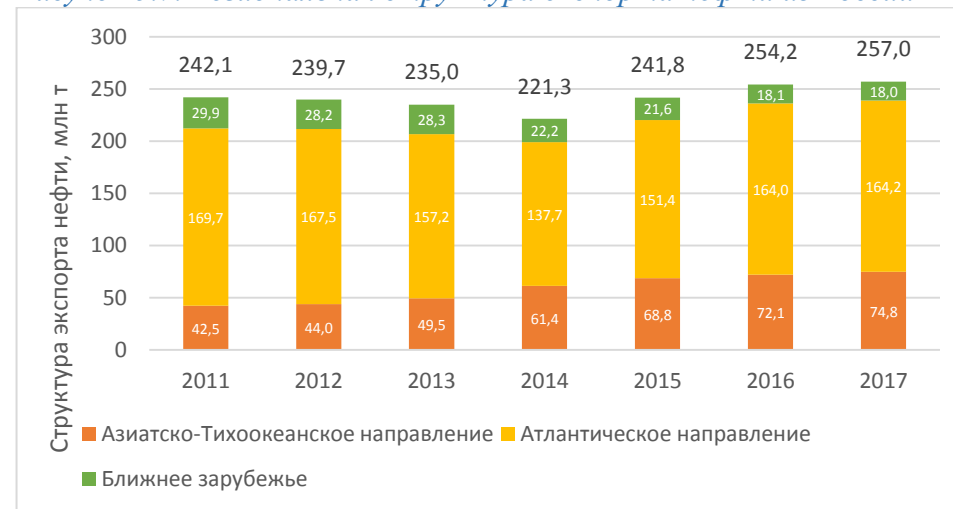
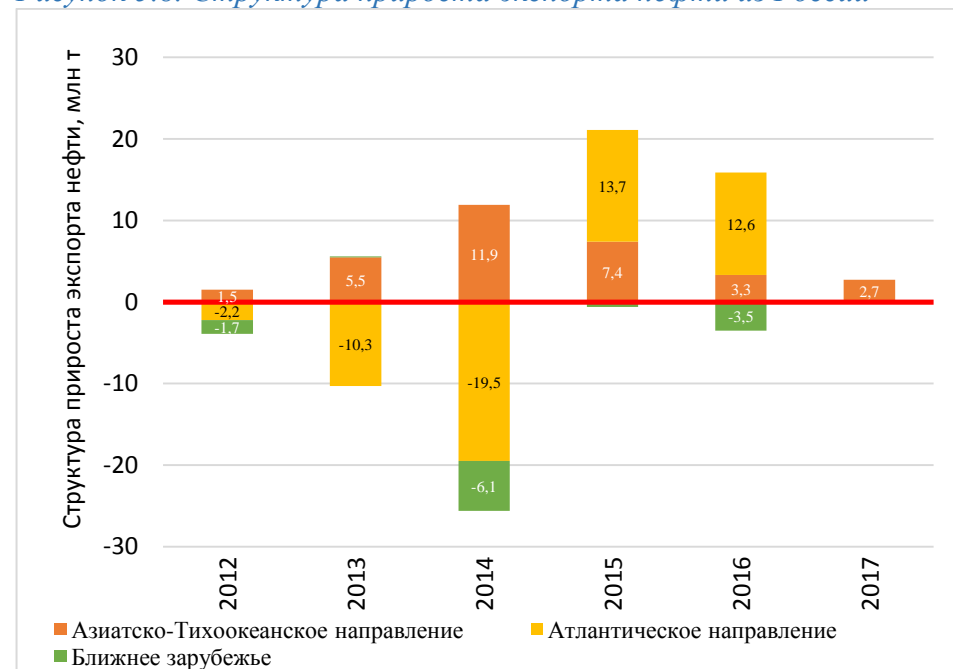


Рисунок 5.8. Структура прироста экспорта нефти из России



Источник: ЦЭН ИНГГ, ФТС России

Региональная структура экспорта нефти

В 2015–2016 гг. на фоне значительного прироста добычи нефти в России основные дополнительные объемы сырой нефти были экспортированы на европейском направлении. Однако в 2017 г. практически весь прирост экспортных поставок нефти пришелся на Азиатско-Тихоокеанское направление (рис. 5.9, 5.10).

Крупнейшими потребителями российской нефти на европейском направлении в 2017 г. стали: Нидерланды (18,9 % в стоимостной структуре российского экспорта нефти), Германия (9,3 %), Польша (6,6 %), Италия (6,6 %), Финляндия (3,7 %).

В 2017 г. в ближнее зарубежье (Белоруссию) экспортировано 18,0 млн т нефти, что примерно соответствует показателю прошлого года.

Так, с 2011 г. объем экспорта нефти в ближнее зарубежье сократился на 11,8 млн т, или 40 %. Это связано с прекращением экспорта в Казахстан и Украину.

Рисунок 5.9. Региональная структура экспорта нефти из России в 2016 г., %



Рисунок 5.10. Региональная структура экспорта нефти из России в 2017 г., %



Источник: ЦЭН ИНГГ, ФТС России

Организационная структура экспорта нефти

Транспортировка нефти в России осуществляется преимущественно по трубопроводной системе «Транснефть» – естественного монополиста в области транспортировки нефти по трубопроводам. В настоящее время в активах компании более 68 тыс. км магистральных трубопроводов, в том числе 53 тыс. км – нефтепроводов.

На протяжении последних трех лет за период с 2014 по 2016 гг. происходило перманентное увеличение поставок нефти по системе АК «Транснефть» как в Атлантическом, так и в Тихоокеанском направлениях. Однако в 2017 г. экспорт нефти транспортной компанией сократился.

В 2017 г. общий объем транспортировки нефти по системе «Транснефть» составил 477 млн т, в том числе на российские НПЗ – 244 млн т, на экспорт – 233 млн т. По всем показателям фиксируется снижение.

В дальнее зарубежье по системе АК «Транснефть» поставляется около 80 % всего экспорта нефти (включая транзитные ресурсы). Кроме того, 6,5 % от общего объема экспорта нефти компания поставляет в ближнее зарубежье.

Около 15 % экспорта нефти из России поставляется, минуя систему АК «Транснефть».

Рисунок 5.11. Организационная структура экспорта российской нефти и транзитные поставки в дальнее зарубежье

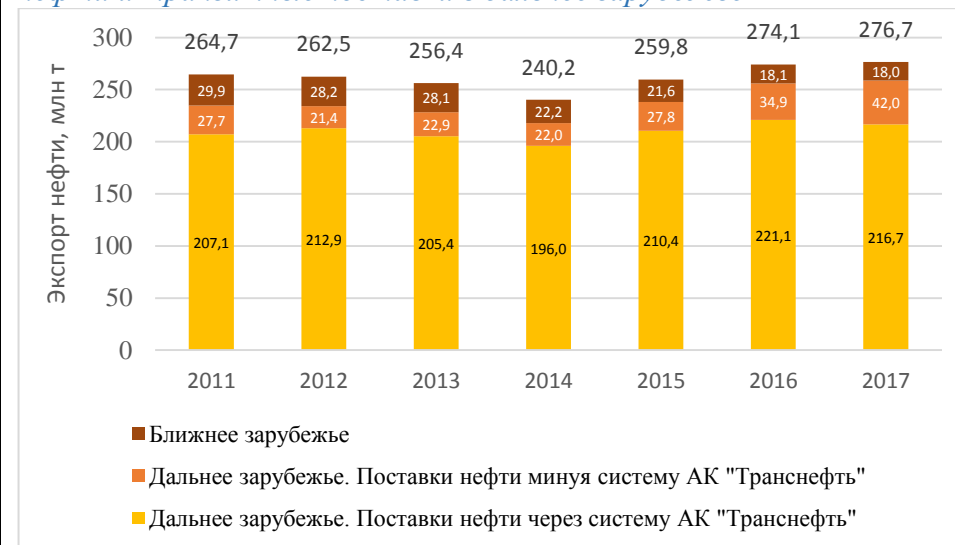
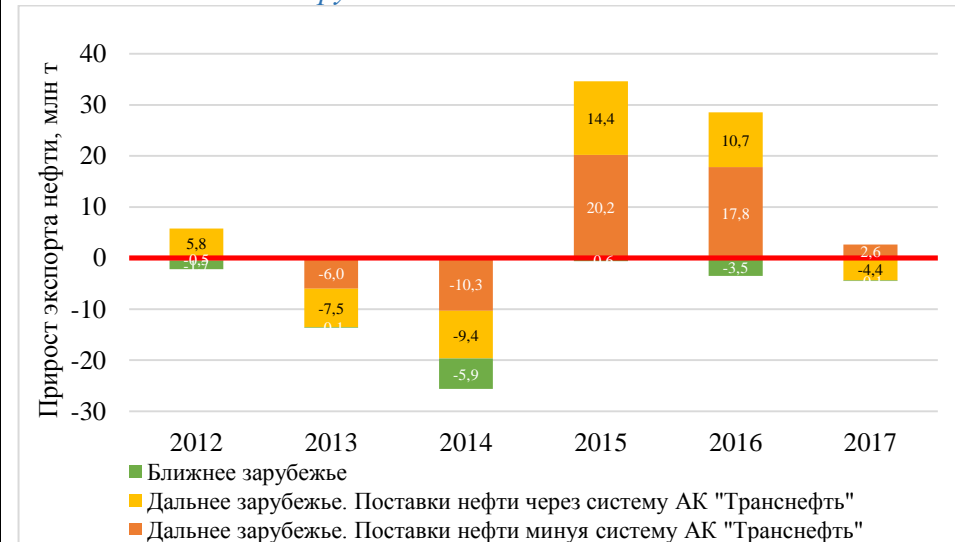


Рисунок 5.12. Прирост экспорта российской нефти и транзитные поставки в дальнее зарубежье



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

Организационная структура экспорта нефти: АК «Транснефть»

В 2017 г. АК «Транснефть» экспортировала в дальнее зарубежье около 216 млн т, что на 4 млн т меньше предыдущего года (2 %). Сокращения поставок произошло практически по всем направлениям и всеми видами транспорта, за исключением экспорта в Китай через Казахстан. Более всего сократился экспорт по нефтепроводу «Дружба», прежде всего за счет Польши и Германии.

Фактически основные новые транспортные мощности для поставок нефти на экспорт формируются для поставок нефти в АТР. Это ВСТО, а также подводящие нефтепроводы «Заполярье – Пурпе» и «Куюмба – Тайшет».

По нефтепроводу «Заполярье – Пурпе» осуществляются поставки нефти в ВСТО с Ванкорско-Сузунской зоны и месторождений ЯНАО и Северо-Востока ХМАО. В 2017 г. транспортировка нефти по нефтепроводу году составила 3165,2 тыс. т. В соответствии с заявками нефтяных компаний на 2018 г. объем приема нефти в магистральный нефтепровод планируется на уровне 11 млн т (рис. 5.13, 5.14).

По нефтепроводу «Куюмба – Тайшет» осуществляются поставки нефти с Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений в трубопроводную систему ВСТО. Транспортировка нефти по нефтепроводу «Куюмба – Тайшет» начата в 2017 г. и по итогам прошлого года составила 872,7 тыс. т. В соответствии с заявкой на 2018 г. объем сдачи нефти составит около 2,9 млн. тонн: чуть менее 400 тыс. т - с Куюмбинского месторождения «Славнефти», около 2,5 млн. т – с Юрубчено – Тохомского месторождения «Роснефти».

Развитие экспортных мощностей происходит преимущественно на Азиатско-Тихоокеанском направлении. Основной проект – это расширение трубопроводной мощности ВСТО:

- Нефтепровод «Тайшет - Сковородино» («ВСТО-1»). В декабре 2017 г. компания увеличила пропускную способность до 70 млн т нефти в год и приступила к завершающему этапу расширения этой трубопроводной системы до 80 млн т. Дата завершения – 2020 г. В 2018 г. компания планирует поднять прокачку по этому участку ВСТО до 66 млн т.

- Нефтепровод «Сковородино – Мохэ – Дацин». По итогам 2017 г. расширения объема поставок нефти из России по системе не произошло, что связано с проблемами прокачки на китайской стороне. В декабре 2017 г. китайские строители завершили работы по расширению нефтепровода «Сковородино – Мохэ – Дацин» на своей территории. 1 января 2018 г. трубопровод вышел на проектную мощность. Компания планирует в 2018 г. прокачать по трубопроводу 28,3 млн т нефти и далее до – 30 млн т в год.

- Нефтепровод «Сковородино – Козьмино» («ВСТО-2»). Пропускная способность трубопроводной системы «ВСТО-2» будет 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 2019 г.

Рисунок 5.13. Структура экспорта российской нефти через систему АК «Транснефть» (дальнее зарубежье)

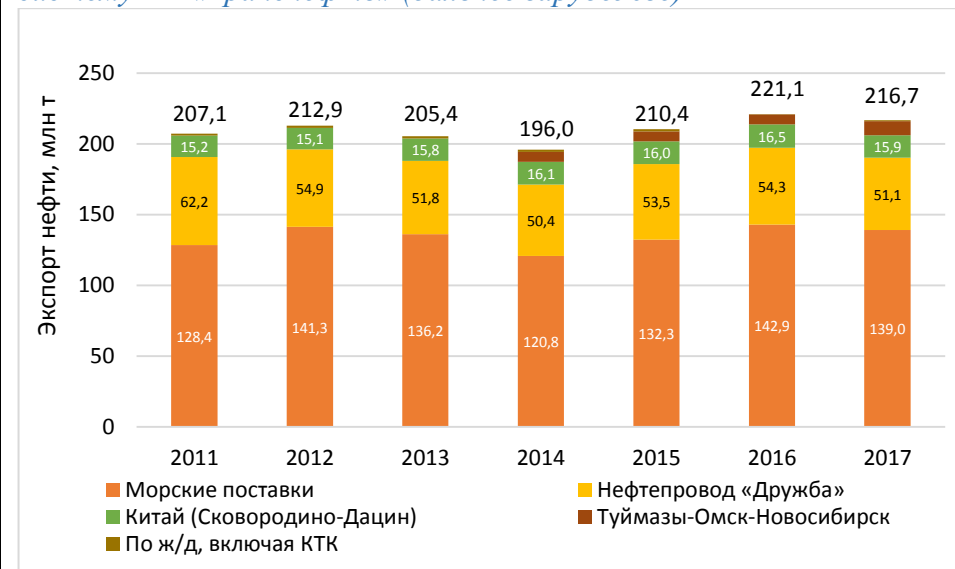
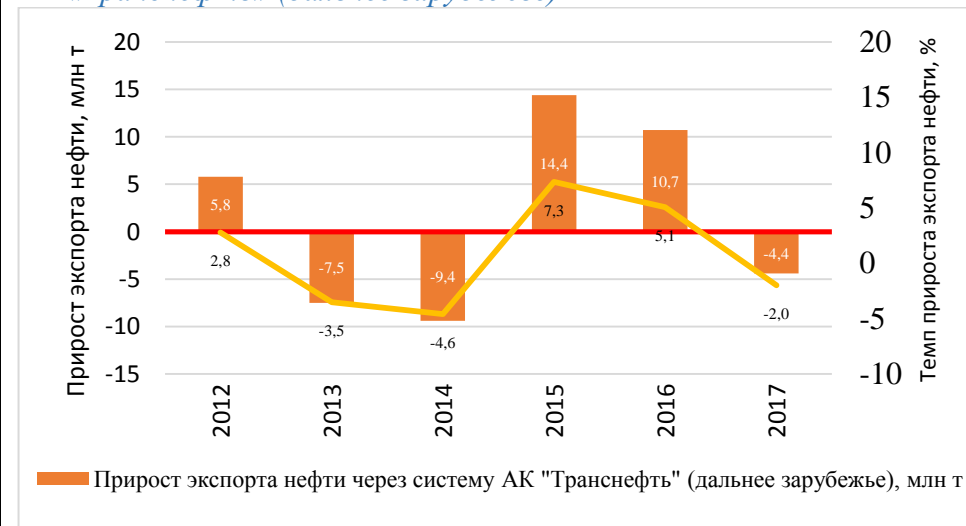


Рисунок 5.14. Прирост экспорта российской нефти через систему АК «Транснефть» (дальнее зарубежье)



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

Организационная структура экспорта нефти: ВИНК

В организационной структуре основной объем экспорта за рубеж обеспечивают вертикально-интегрированные нефтяные компании (ВИНК) через систему «Транснефть». С 2014 г. практически все ВИНК наращивали объем экспорта через магистральную систему «Транснефть» (рис. 5.15, 5.16)

В 2017 г. тенденция в целом сохранилась.

Крупнейшим экспортером выступает компания «Роснефть» с объемом поставок более 104 млн т. Поставки «Роснефти» превосходят общий объем экспорта всех российских ВИНК, вместе взятых.

Вторым эшелоном экспортеров выступают «Сургутнефтегаз» (32 млн т), «ЛУКОЙЛ» (21,9 млн т).

Рисунок 5.15. Экспорт российской нефти ВИНК в дальнее зарубежье по системе АК «Транснефть»

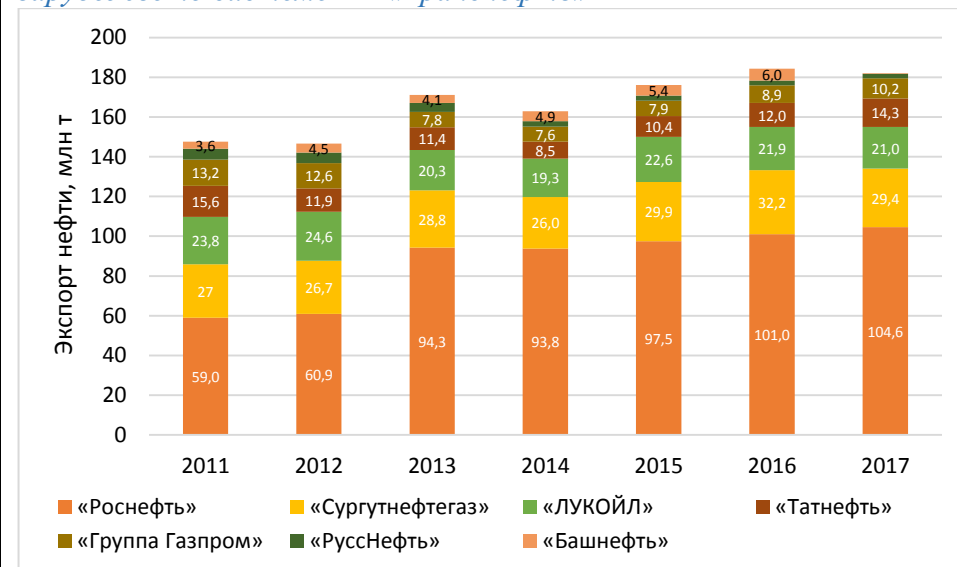
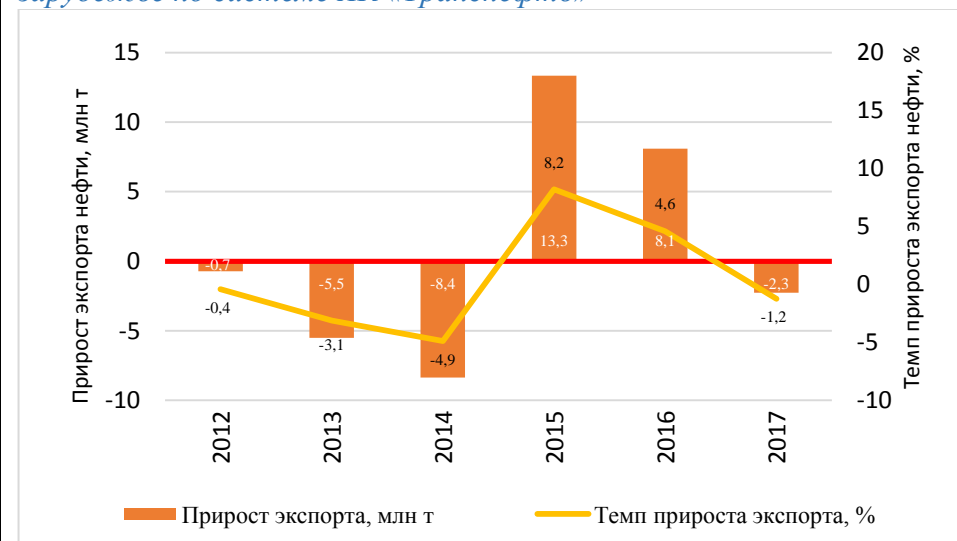


Рисунок 5.16. Прирост экспорта российской нефти ВИНК в дальнее зарубежье по системе АК «Транснефть»



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

Список литературы

1. Бурштейн Л.М., Губин И.А., Конторович А.Э., Моисеев С.А. Фомин А.М. Выделение очагов генерации углеводородов в куонамской свите в Северо-Тунгусской НГО с использованием сейсмических данных Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2018. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 21-28 апреля 2018): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов. - Новосибирск: СГУГиТ, 2018
2. Дементьев А.П., Давыдов А.В., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Трубопроводный транспорт нефти и газа на востоке России // Транспорт: наука, техника, управление. – 2016. – № 8. – С. 52-55.
3. Ершов С.В., Ким Н.С., Родченко А.П. Закономерности распределения органического вещества в келловей-нижнеберриасских отложениях Западной части Енисей-Хатангского прогиба и прилегающих районах Западно-Сибирской геосинеклизы // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 10. – С. 1578-1592.
4. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 31.12.2014) «О недрах».
5. Казаненков В.А. Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналогах в Западной Сибири // Бурение и нефть. – 2016. – № 3. – С. 3-11.
6. Конторович А.Э. Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России // Наука из первых рук. – 2016. – Т. 67. – № 1. – С. 6-17.
7. Конторович А.Э. Разработка И.М. Губкиным парадигмы развития нефтяной промышленности СССР в XX веке // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 3-4. – С. 351-365.
8. Конторович А.Э. Стране нужна мощная программа реиндустриализации на новом технологическом уровне // Бурение и нефть. – 2017. – № 7-8. – С. 4-11.
9. Конторович А.Э., Бейзель А.Л., Борисов Е.В., Вакуленко Л.Г., Ершов С.В., Казаненков В.А., Калинина Л.М., Конторович В.А., Нехаев А.Ю., Никитенко Б.Л., Рыжкова С.В., Фомин М.А., Шурыгин Б.Н., Ян П.А. Фациально-стратиграфическое районирование баженовского, георгиевского и васюганского горизонтов в Западно-Сибирском осадочном бассейне // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Седьмое Всероссийское совещание (г. Москва, 18-22 сентября 2017г.): Научные материалы. – 2017. – С. 98-101.
10. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Вальчак В.И., Губин И.А., Гордеева А.О., Кузнецова Е.Н., Конторович В.А., Моисеев С.А., Скузоватов М.Ю., Фомин А.М. Нефтегазгеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17-21 апреля 2017): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология": Сборник материалов в 4 т. - Новосибирск: СГУГиТ, 2017. - Т. 1. - С. 57-64.
11. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А., Конторович В.А., Костырева Е.А., Пономарева Е.В., Рыжкова С.В., Ян П.А. Баженовская свита - главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России [Электронный ресурс] // Георесурсы, геознергетика, геополитика: Электронный журнал. – 2014. – № 2 (10). – С. 1-8
12. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А., Скворцов М.Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179-1226.
13. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 745-776.
14. Конторович А.Э., Лившиц В.Р. Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций (на примере Волго-Уральской провинции) // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 12. – С. 1835-1852.
15. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 11. – С. 2034-2043.
16. Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Ершов С.В., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Канаков М.С., Соловьев М.В., Сурикова Е.С., Шестакова Н.И. Сейсмостратиграфия, история формирования и газоносность структур Надым-Пурского междуречья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 8. – С. 1583-1595.
17. Конторович В.А., Калинина Л.М., Канаков М.С. Сейсмологические критерии прогнозирования геологического строения и выявления сложнопостроенных нефтегазоперспективных объектов в нижней юре Западной Сибири // Технологии сейсморазведки. – 2017. – № 2. – С. 78-92.
18. Кузнецова Е.Н., Губин И.А., Гордеева А.О., Константинова Л.Н., Моисеев С.А., Конторович А.Э. Южно-Тунгусская нефтегазоносная область:

геологическое строение и перспективы нефтегазоносности // Геология и геофизика. - 2017. - Т. 58. - № 3-4. - С. 602-613

19. Моисеев С.А., Фомин А.М. Прогноз зон нефтегазонакопления в зоне сочленения Непско-Ботуобинской и Сюгджерской седловины // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: материалы Всероссийской науч.-практич. конференции, г. Якутск, 29-30 марта 2012. - Т. 2. - С. 16-19.

20. Налоговый кодекс РФ, Федеральный закон от 05.08.2000 N117-ФЗ.

21. НК РФ (часть вторая), Гл. 26 «НДПИ» от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 23.04.2018).

22. Постановление Правительства РФ от 21.04.2014 N 366 (ред. от 31.08.2017) "Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации".

23. Приказ Минприроды от 13 февраля 1998 № 41.

24. Приказ МПР РФ от 07.02.2001 №126 «Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов».

25. Приказ ФНС РФ от 30.11.2016, форма № 5-НДПИ «Отчет о налоговой базе и структуре начислений по налогу на добычу полезных ископаемых».

26. Филимонова И.В. Концепция воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти России до 2030 года // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17-21 апреля 2017 г.): Междунар. науч. конф. "Экономическое развитие Сибири и Дальнего Востока. Экономика природопользования, землеустройство, лесоустройство, управление недвижимостью": Сборник материалов в 2 т.. - 2017. - Т. 1. - С. 74-78.

27. Филимонова И.В., Мамахатов Т.М., Дякун А.Я. Особенности процедуры предоставления права пользования земельным участком над недрами с целью геологоразведки и добычи полезных ископаемых // Недропользование 21 век. - 2015. - № 4. С. 6-15.

28. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Дякун А.Я., Мамахатов Т.М. Комплексный анализ современного состояния нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока // Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование. - 2016. - Т. 2. - № 1. - С. 43-60.

29. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мишенин М.В., Дякун А.Я. Восточная Сибирь и Дальний Восток как основа устойчивого развития нефтегазового комплекса России // Вестник ТГУ. Экономика. - 2016. - № 3 (35). - С. 159-172.

30. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мочалов Р.А. Геолого-экономическая оценка целесообразности вовлечения в разработку ресурсов нефти на шельфе Карского моря с учётом различных налоговых режимов // Экологический вестник России. - 2016. - № 8. - С. 4-7.

31. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Мочалов Р.А., Дякун А.Я. Оценка сложности освоения различных участков российского континентального шельфа // Проблемы экономики и управления НГК. - 2015. - № 5. С. 30-37.

32. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. Устойчивые тенденции и закономерности развития налогообложения нефтегазового комплекса России // Недропользование - XXI век. - 2016. - № 5. - С. 34-47

33. Фомин А.М., Моисеев С.А., Топешко В.А. Перспективы нефтегазоносности восточной части Сюгджерской НГО XII Международной научной конференции Интерэкспо Гео-Сибирь-2016. Недропользование. горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений т. 1. Новосибирск 2016. С. 150-155.

34. Фомин А.М., Моисеев С.А., Топешко В.А. Характеристика нефтегазоносных комплексов и оценка нефтегазоносности Сюгджерской НГО // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. - 2017. - № 1 (29). - С. 43-53.

35. Эдер Л.В. Развитие нефтегазового комплекса Сибири на фоне общероссийских тенденций [Электронный ресурс] // Трофимукские чтения - 2017: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых. - 2017. - С. 350-352.

36. Эдер Л.В., Миловидов К.Н., Мочалов Р.А. Выручка и прибыль нефтегазового бизнеса в России: состояние перед кризисом и введением санкций // Нефть, газ и бизнес. - 2015. - № 5. С. 3-8.

37. Эдер Л.В., Проворная И.В., Филимонова И.В., Дементьев А.П. Обеспеченность трубопроводным транспортом регионов мира: методические подходы, сравнительные оценки, возможности России // Наука и техника транспорта. - 2017. - № 2. - С. 102-112.

38. Эдер Л.В., Саблин К.С., Проворная И.В. Научные подходы к обоснованию приоритетных инновационно-технологических направлений пространственной специализации ресурсных регионов России // Фундаментальные исследования. - 2017. - № 5. - С. 220-224.

39. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. Ключевые тенденции в области лицензирования участков, содержащих нефть и газ // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2017. - № 1. - С. 20-28.

40. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В. Устойчивые тенденции развития недропользования в России: лицензирование участков недр,

содержащих углеводородное сырье // Недропользование - XXI век. – 2016. – № 6. – С. 36-51.

41. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Нефтяная промышленность России. Анализ итогов 2016 г. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2017. – № 6. – С. 49-60.

42. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Прогнозирование энерго- и нефтепотребления автомобильным транспортом в регионах Российской Федерации // Экономика региона. – 2017. – Т. 13. – № 3. – С. 859-870.

43. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Состояние нефтяной промышленности Сибирского федерального округа на стадии выбора инновационно-технологических направлений пространственной специализации регионов // Научно-технические технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2017. – № 3. – С. 109-115.

44. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В., Ельцов И.Н., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Сенников Н.В., Ершов С.В., Моисеев С.А., Казаненков В.А., Малев-Ланецкий Д.В., Юркевич Н.В. Нефтегазовый комплекс России. Часть 1. Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние: Научно-аналитическое издание // ИНГГ СО РАН – Новосибирск – 2017. – 72 с.

45. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. Особенности развития нефтяной промышленности России на современном этапе // Бурение и нефть. – 2016. – № 12. – С. 3-14.

46. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. Состояние нефтяной промышленности России: добыча, переработка, экспорт // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2016. – № 6. – С. 41-51.

47. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мочалов Р.А. Современное состояние лицензионной политики в области недропользования в России (углеводородное сырье) // Экологический вестник России. – 2017. – № 3. – С. 4-16.

48. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю., Никитенко С.М. Ресурсные нефтегазовые регионы на Востоке России: углеводородный потенциал и экономическое развитие // Бурение и нефть. – 2017. – № 5. – С. 20-29.

49. Eder, L.V., Filimonova, I.V., Provornaya, I.V., Nemov, V.Y. The current state of the petroleum industry and the problems of the development of the Russian economy // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. -2017. -84(1),012012.

50. Filimonova, I.V., Eder, L.V., Mishenin, M.V., Mamakhatov, T.M. Current state and problems of integrated development of mineral resources base in

Russia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. -2017. -84(1),012011.

51. Kashirtsev V.A., Dolzhenko K.V., Fomin A.N., Kontorovich A.E., Shevchenko N.P. Hydrocarbon composition of bitumen from deeply buried terrestrial organic matter (zone of apocatagenesis) // Russian Geology and Geophysics. – 2017. – Т. 58. – № 6. – С. 702-710.

52. Kontorovich A.E., Eder L.V., Filimonova I.V., Mishenin M.V., Nemov V.Yu. Oil industry of major historical centers of the Volga-Ural petroleum province: past, current state, and long-run prospects // Russian Geology and Geophysics. – 2016. – Т. 57. – № 12. – С. 1653-1667.

53. Kontorovich, A.E., Eder, L.V., Filimonova, I.V. Paradigm oil and gas complex of Russia at the present stage // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. -2017. -84(1),012010.

Центр экономики недропользования нефти и газа ИНГГ СО РАН

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

Центр занимается *следующими видами деятельности:*

- отраслевые исследования и прогнозы,
- корпоративные стратегии,
- взаимодействие с органами государственной власти,
- консультирование и консалтинг.

По следующим ключевым направлениям:

- 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 инвестиционных проектов в области поисков, разведки, добычи, переработки и транспорта нефти, газа и продукции их переработки;
- вопросы устойчивого развития ресурсно-сырьевых регионов России;
- развитие основных мировых нефтегазовых и энергетических рынков;
- эффективность развития крупнейших нефтегазовых компаний России и мира;
- стратегические вопросы развития топливно-энергетического комплекса России.
- исследование проблемы эффективного недропользования и комплексного освоения недр.

Коллектив Центра включает нескольких докторов и кандидатов наук, профессиональные научно-производственные интересы и

специализация которых позволяет 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, в том числе «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 5 лет коллектив Центра опубликовал около 200 научно-практических 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 общеинститутских 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 общеинститутских проектов, так и самостоятельно активно сотрудничает с ведущими нефтегазовыми компаниями России: «Газпром», «Роснефть», «Транснефть», «Газпром нефть» и др.

Сотрудники Центра активно вовлечены в педагогическую деятельность и занимают ведущие позиции в составе Экономического факультета 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 Российской академии наук, Института геофизики Сибирского отделения Российской академии наук и Конструкторско-технологического института геофизического и экологического приборостроения Сибирского отделения Российской академии наук 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 члена 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 М.И. Эпов, В.А. Верниковский, Н.Л. Добрецов, О.М. Ермилов, А.Э. Конторович, члены-корреспонденты РАН Г.И. Грицко, А.В. Каныгин, В.А. Каширцев, В.А. Конторович, И.Ю. Кулаков, А.Р. Курчиков, И.И. Нестеров, Б.Н. Шурыгин. В 2016 году 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.



Информационные партнеры

Читайте журнал

**Нефть
россии**
АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

По вопросам сотрудничества
обращайтесь по телефонам:
+7 (495) 350-05-72; +7 (916) 138-52-99
e-mail: adv@neftrossii.ru; asoldatov@neftrossii.ru
web-site: www.neftrossii.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@dol.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 40702810438250104257 Московский банк Сбербанка России ОАО г.Москва
к/с 30101810400000000225 БИК 044525225
Сбербанк России (ОАО) г.Москва ОКВЭД 22.13 22.15 22.25

Научно-практический журнал «**Экологический вестник России**» – один из первых, самых популярных и известных специализированных журналов России.
Создан в 1990 году.

ЭВР ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК РОССИИ
научно-практический журнал

ТРАЖ 7500 ЭКЗЕМПЛЯРОВ В МЕСЯЦ



Главная задача

журнала -
быть полезным специалистам различных отраслей промышленности, стать незаменимым помощником в повседневной работе



РАСПРОСТРАНЕНИЕ:

Журнал "ЭВР" распространяется по подписке:

"РОСПЕЧАТЬ" - 72865

"ОБЪЕДИНЕННЫЙ КАТАЛОГ" - 42110

"ПОЧТА РОССИИ" - 10768

Через редакцию:

(495) 618-29-83; ecovest@ecovestnik.ru

Входит в систему Российского индекса научного цитирования (РИНЦ)

Распространяется в составе системы "КОДЕКС" в электронном виде (.pdf) тиражом 1 500 экз.

Осуществляется целевая адресная рассылка + E-mail рассылка по базе адресов.

Распространяется среди клиентов компаний-партнеров.

Принимает активное участие в тематических отраслевых, промышленных выставках, в т.ч. выставках проходящих в странах СНГ и за рубежом.

Распространяется на конференциях, семинарах, конгрессах, форумах, среди слушателей курсов повышения квалификации в печатном и электронном вариантах.

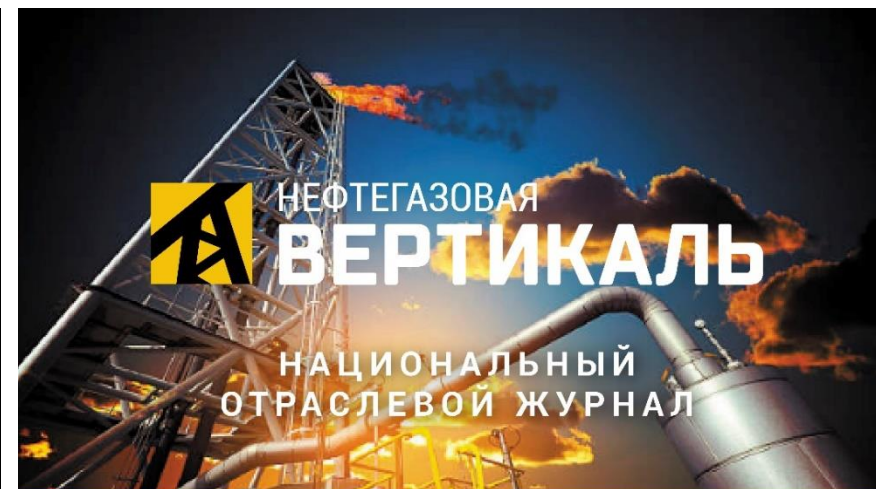
ПОСТОЯННЫЕ РАЗДЕЛЫ:

- «НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ. ООС»
- «ОБРАЩЕНИЕ С ОТХОДАМИ»
- «ВОДОБЕСПЕЧЕНИЕ И ТЕПЛО»
- «ЭКОТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ»
- «ООС: ПЫЛЕГАЗООЧИСТКА»
- «АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА»
- «ООС: ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА»
- «ООС: ЗАКОНЫ. НОРМЫ. ПРАВИЛА»
- «ОБРАЗОВАНИЕ. ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ»

В КАЖДОМ НОМЕРЕ ЖУРНАЛА:

- эксклюзивные интервью
- уникальные рейтинги
- специальные и региональные обзоры
- аналитические материалы
- научные статьи
- маркетинговые исследования
- комментарии юристов
- нормы и правила
- материалы о новинках отраслей: технике, оборудовании, технологиях

127521, Москва, ул. Старомарьинское шоссе, д.22, оф.28
Тел. +7 (495) 618-29-83, +7 (495) 518-23-83
Моб.: +7 (925) 518-58-20
e-mail: ecovest@ecovestnik.ru; reklama@ecovestnik.ru
www.ecovestnik.ru



НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

www.ngv.ru

КТО ВЛАДЕЕТ ИНФОРМАЦИЕЙ, ОБРЕЧЕН НА УСПЕХ!

Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая Вертикаль» издается более 20 лет. Занимает лидирующие позиции в сегменте нефтегазовых СМИ России. Журнал ориентирован на руководителей и специалистов предприятий топливно-энергетического комплекса, политиков и представителей органов власти, профессионально интересующихся проблемами ТЭК. Издание тесно взаимодействует с Министерством энергетики России.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ. ПЕРВЫЙ СРЕДИ РАВНЫХ!

ООО «Геологика» - комплексные исследования кернов и пропантов – одно из наиболее востребованных направлений в условиях ухудшения коллекторов и качества сырьевой базы

Снижение качества запасов углеводородов обуславливает применение недропользователями новых технологий заканчивания скважин и стимулирования резервуара. Разработка дизайна и корректное моделирование этих дорогостоящих геолого-технологических мероприятий невозможны без достоверных результатов лабораторных исследований керна скважин, проб пластовых флюидов и материалов гидроразрыва пласта (ГРП), а также инженерной оценки напряженного состояния вскрытого геологического разреза.

АО «Геологика» разрабатывает и производит классическое и инновационное оборудование для лабораторных исследований керна скважин, проб пластовых флюидов и материалов ГРП, адаптированное к задачам заказчиков. Являясь одним из крупнейших отечественных производителей лабораторного оборудования для нефтегазового комплекса, Компания осуществляет полный цикл работ – от проектирования и изготовления оборудования до его сертификации, консультаций и обучения персонала заказчика, а также гарантийного и послегарантийного сервисного обслуживания.

Независимый аккредитованный (аттестат аккредитации RA.RU.21.AP85) Научно-лабораторный центр АО «Геологика» выполняет общие и специальные (включая геомеханические, капиллярные и фильтрационные в пластовых РТ условиях) исследования керна скважин, а также расширенный комплекс исследований материалов ГРП.

Отдел геомоделирования АО «Геологика» оказывает услуги по 1-3D геомеханическому моделированию для проектирования строительства скважин и разработки дизайна ГРП.

Технологическая аппаратура комплексного исследования керна, в том числе фильтрационно-емкостных, деформационных и других свойств керна



Источник: ООО «Геологика»

Научно-аналитическое издание

Нефтегазовый комплекс России – 2017. Часть 1. Нефтяная промышленность – 2017: долгосрочные тенденции и современное состояние

Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная, М.В. Мишенин, А.В. Комарова, И.Н. Ельцов, М.И. Эпов, С.И. Шумилова, Е.А. Земнухова, Л.М. Бурштейн, Н.В. Сенников, С.В. Ершов, С.А. Моисеев, В.А. Казаненков, Д.В. Малев-Ланецкий, Н.В. Юркевич, М.А. Фомин, А.М. Фомин, С.В. Рыжкова, И.А. Губин, В.Г. Эдер, М.В. Соловьев, А.А. Кулик

Под ред. академика А.Э. Конторовича

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

Новосибирский национальный исследовательский государственный университет

Новосибирск, 2018

Цикл работ: Нефтегазовый комплекс России - 2017.

Часть 1. Нефтяная промышленность - 2017: долгосрочные тенденции и современное состояние

Центр экономики недропользования нефти и газа ИНГГ СО РАН (ЦЭН ИНГГ)

Контактная информация:

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

тел: +7 (383) 333 28 14

e-mail: EnergyReport@ipgg.sbras.ru

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

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

Все права защищены
© Авторский коллектив, 2018
© ИНГГ СО РАН, 2018
© ЭФ НГУ, 2018