

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

НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКОЕ ИЗДАНИЕ

ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ ИМ. А.А. ТРОФИМУКА СО РАН

ИНГГ СО РАН | Российская Федерация, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3

Нефтегазовый комплекс России. Часть 1. Нефтяная промышленность

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, Л.М. Бурштейн,  
Н.В. Сенников, С.В. Ершов, С.А. Моисеев, В.А. Казаненков, Д.В. Малев-  
Ланецкий, Н.В. Юркевич

Нефтегазовый комплекс России. Часть 1. Нефтяная промышленность: 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, 2017. – 72 с.

## Информационные партнеры

### Национальный отраслевой журнал «Нефтегазовая вертикаль»



Специализированный журнал «Бурение и нефть»



Информационно-аналитический журнал «Нефть России»



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



Журнал «Экологический вестник России»

## Благодарности



АО "Геологика"

Информационно-аналитическое издание «Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние» представляет первую часть цикла работ «Нефтегазовый комплекс России», 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 сырьё. Проанализированы динамика, организационная и региональная структура добычи и переработки нефти в России, экспортных поставок нефти и нефтепродуктов на мировые энергетические рынки. Исследованы и обобщены вопросы развития инновационных технологий в условиях ухудшения минерально-сырьевой базы нефти.

Данная разработка была выполнена в Центре экономики недропользования и развития нефтегазового комплекса Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН.

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.

Все права защищены  
© Авторский коллектив  
© ИНГГ СО РАН, 2017

ISBN 978-5-600-01916-4



9 785600 019164

## Авторы



**Леонтий ЭДЕР**  
*Заведующий центром,  
Доктор экономических наук, профессор*



**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**  
*Младший научный сотрудник*

## Научный редактор



**Алексей КОНТОРОВИЧ**  
*Советник РАН,  
Академик РАН, профессор*

## Авторы отдельных материалов и разделов

**Игорь ЕЛЬЦОВ**  
*Директор ИНГГ СО РАН,  
доктор технических наук,  
профессор*

**Михаил ЭПОВ**  
*Академик, доктор технических  
наук, советник РАН*

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

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

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

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

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

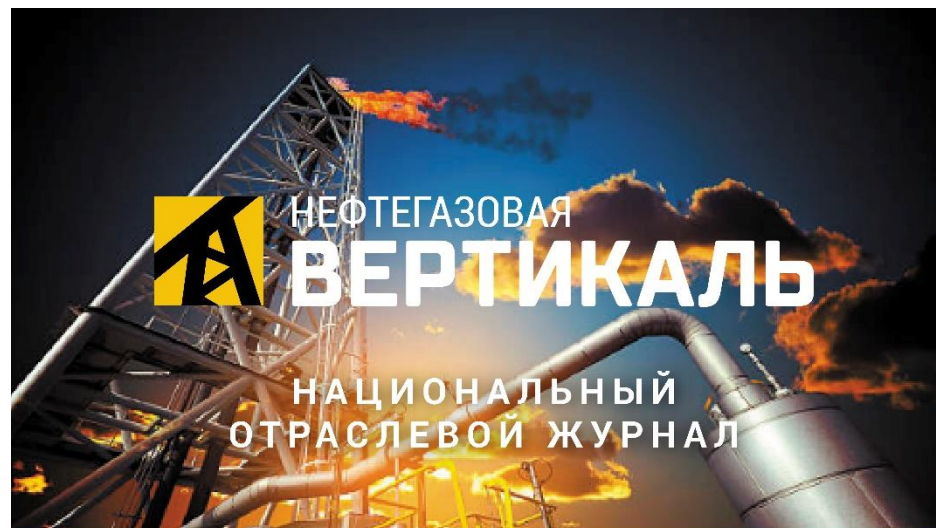
**Валерий КАЗАНЕНКОВ**  
*Заведующий лабораторией  
к.г.-м.н.*

**Давид Малев-Ланецкий,**  
*Заведующий сектором*

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

## 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



# НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

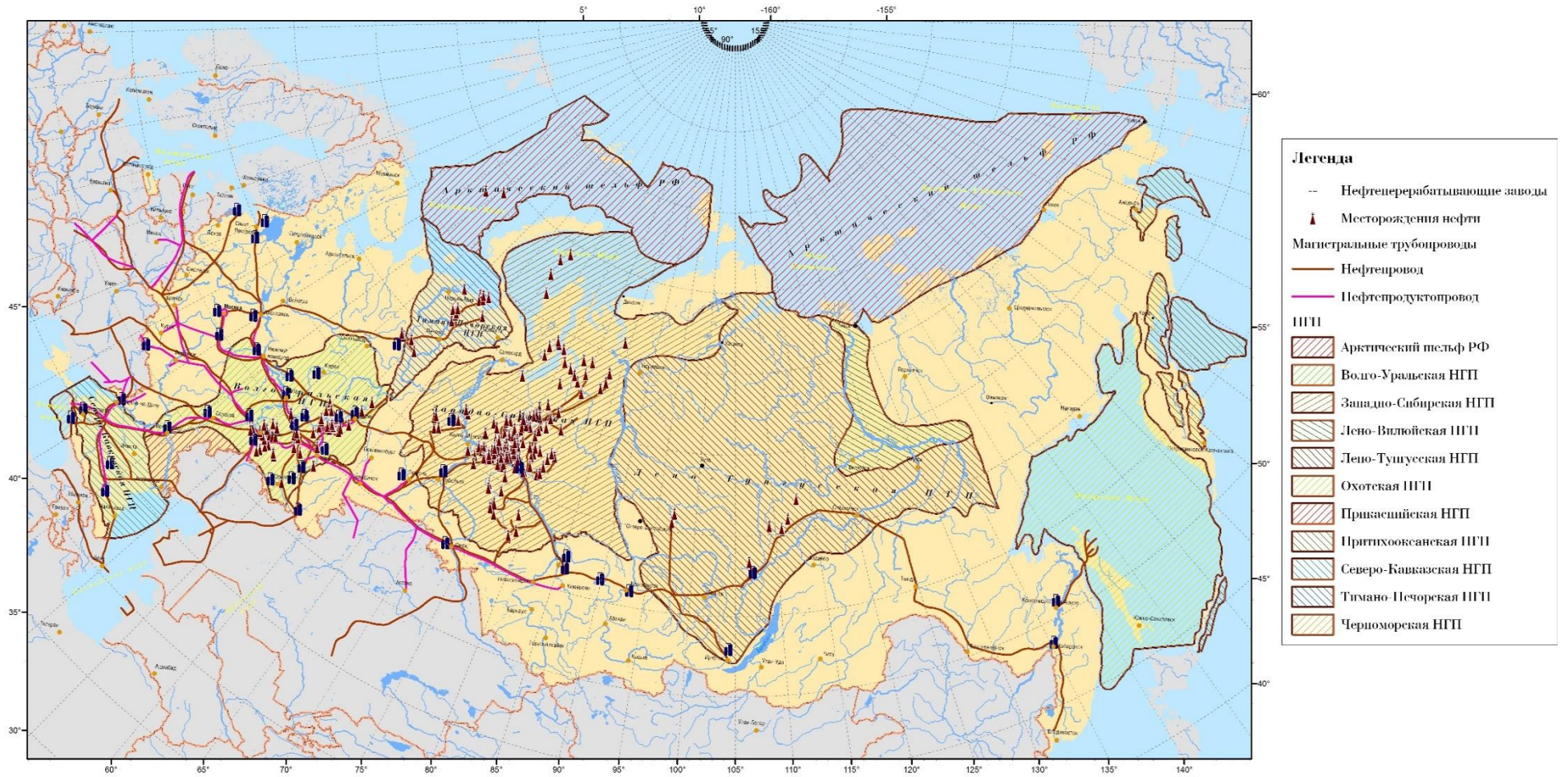
[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)

## 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!**

# Нефтяная промышленность России



Источник: ИНГГ СО РАН

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

1. Россия на фоне мировых тенденций

2. Геологоразведочные работы

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

3. Добыча нефти в России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

4. Переработка нефти в России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

5. Экспорт нефти из России

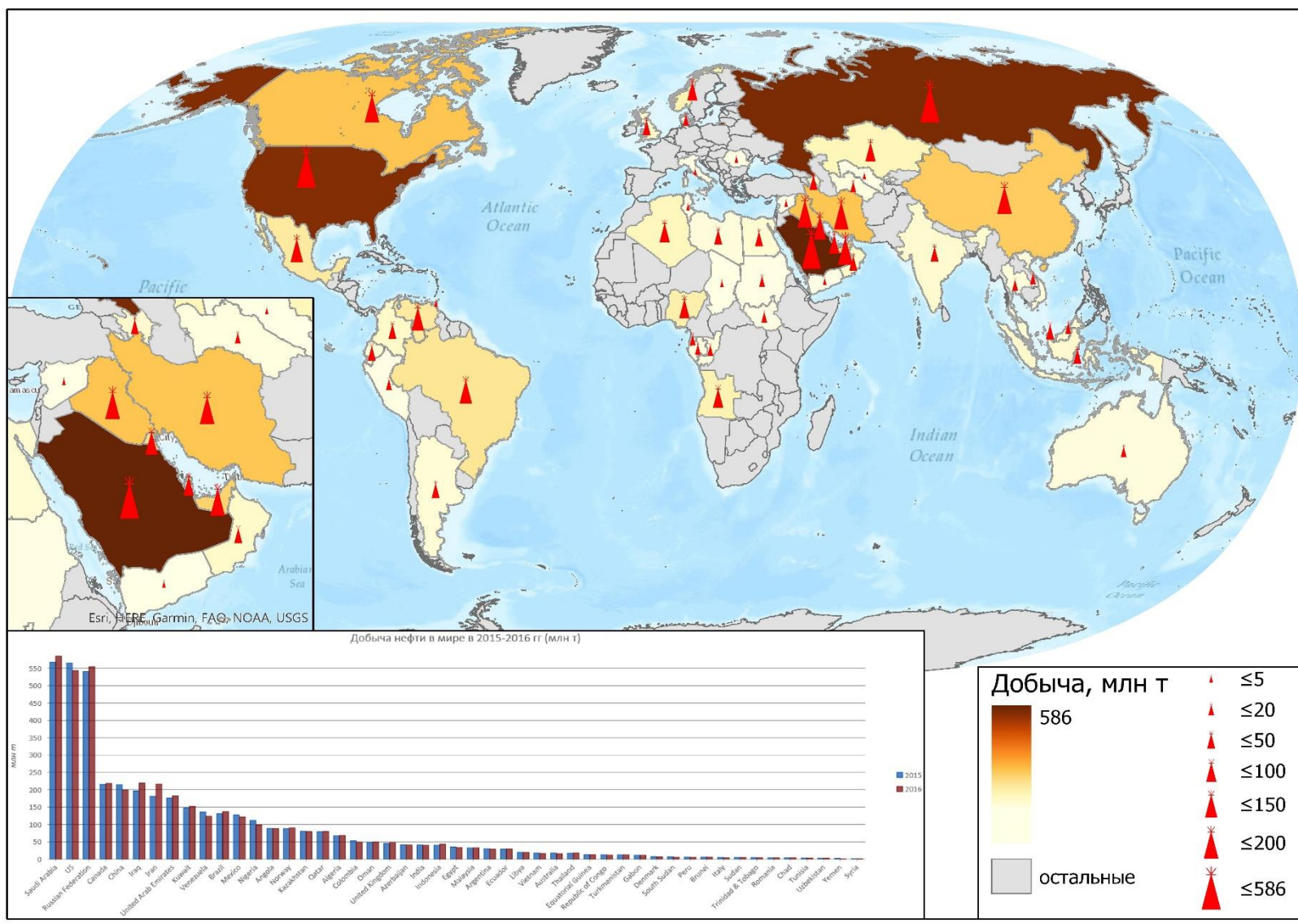
*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

# Россия на фоне мировых тенденций.

## Добыча нефти в мире



Источник: ИНГТ СО РАН

## Россия на фоне мировых тенденций

Рост мировой добычи нефти и конденсата в 2016 г. существенно замедлился по сравнению с предыдущим годом (прирост 0,4 %) и составил 4,38 млрд т (рис. 1.1, 1.2).

На динамику добычи повлияло, с одной стороны, сокращение добычи сланцевой нефти в США, с другой – увеличение добычи странами ОПЕК и России. Фактором, сдерживающим рост добычи, также выступило сокращение темпов прироста потребления в странах АТР – основном мировом драйвере прироста потребления нефти в мире, а также в ряде других регионов.

Тем не менее продолжающееся снижение цены безубыточности добычи сланцевой нефти, как ожидается, уже в 2017 г. приведет к существенному увеличению числа вышек для горизонтального бурения в США.

По итогам 2016 г. в странах ОПЕК добыча нефти выросла на 2,3 %. Рост этого показателя обеспечивался прежде всего Ираном и Саудовской Аравией.

В период 2012-2015 гг. доля ОПЕК в мировой добыче нефти планомерно сокращалась с 43,2 % до почти 40,9 %. Снижение мировых цен на нефть в 2016 г. позволило восстановить позиции ОПЕК на мировом рынке. В 2016 г. страны ОПЕК уже обеспечивали около 41,7 % мировой добычи.

Добыча нефти на постсоветском пространстве в 2016 г. в очередной раз обновила свой максимум и составила 686 млн т, что на 11,5 млн т выше уровня предыдущего года. Рост добычи в регионе обеспечивался за счет России, в то время как добыча нефти в Казахстане, Азербайджане, Узбекистане и Украине незначительно снизилась. В настоящее время крупнейшими производителями нефти в регионе являются Россия (79,8 %), Казахстан (11,4 %), Азербайджан (6 %) и Туркменистан (1,9 %). Вместе они обеспечивают 15,7 % мировой добычи нефти.

Добыча нефти в России по итогам 2016 г. выросла до максимальных показателей с 1990 г. и составила 547,5 млн т нефти. 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 12,5 %.

Рисунок 1.1. Динамика добычи нефти в мире

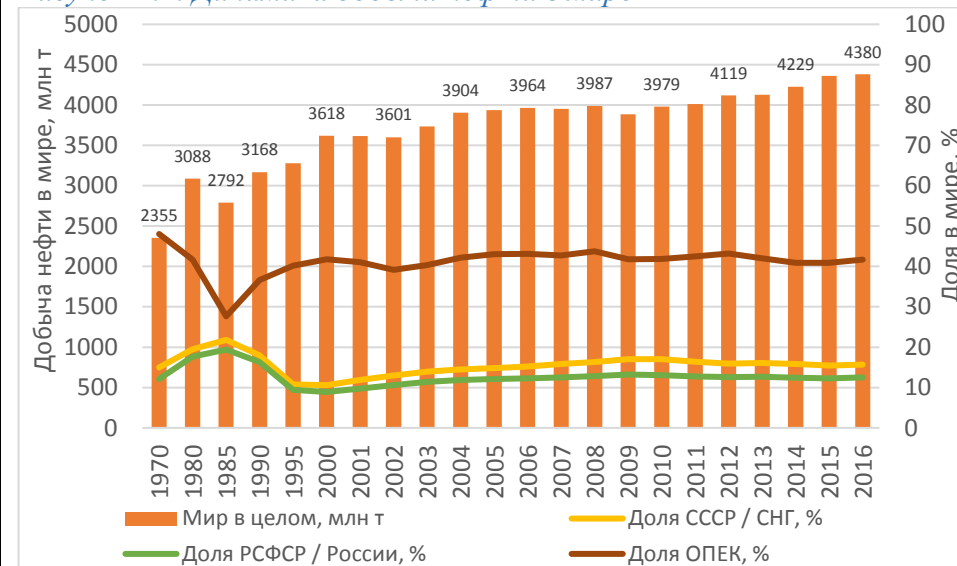
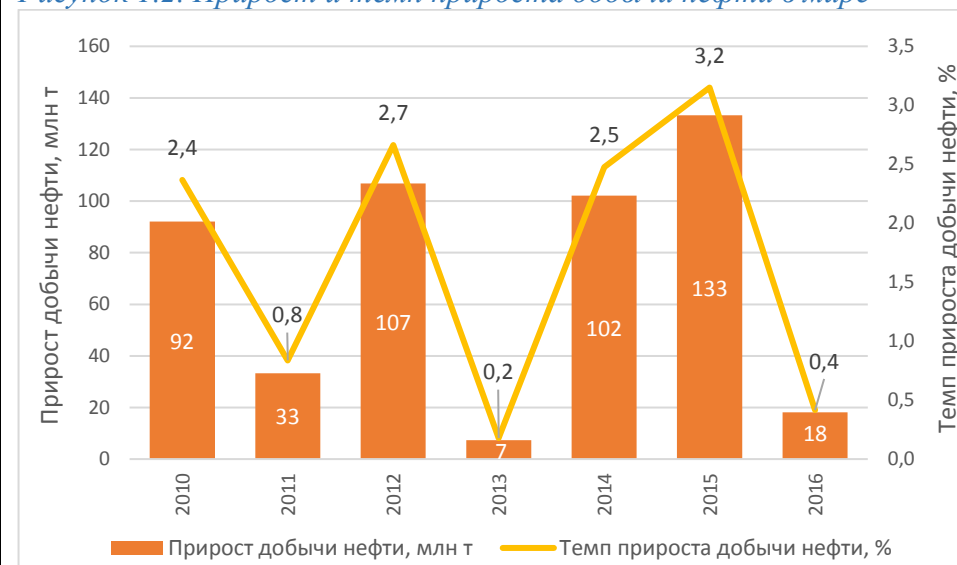


Рисунок 1.2. Прирост и темп прироста добычи нефти в мире



Источник: МЭА

## Россия на фоне мировых тенденций

Последнее десятилетие уровень цен на нефть находится под влиянием экономических кризисов, замедления темпов роста мировой экономики, бурного развития технологий в нефтедобыче и развитии альтернативной энергетики, дисбаланса спроса и предложения на рынке нефти, а также многих других факторов.

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 результате в 2014 г. на мировом рынке нефти началось падение цен на нефть (рис. 1.3, 1.4). В 2015 г. эта тенденция усилилась, цена Urals сократилась почти в два раза - с 97,6 до 51,2 долл./бар., чему способствовал комплекс факторов:

- рост добычи сланцевой нефти в США и битуменозной нефти в Канаде;
- резкое расширение сегмента независимой добычи нефти в мире, которое привело к значительному ослаблению консолидации стран ОПЕК;
- замедление темпов роста мировой экономики и спроса на энергоресурсы;
- быстрый рост эффективности потребления нефтепродуктов на транспорте и замещение альтернативными видами топлива с середины 2000-х гг.

В 2016 г. цены на нефть достигли многолетнего минимума, опустившись ниже 28 долл. за баррель марки Brent. Во второй половине 2016 г. произошла корректировка цен, а усилия стран ОПЕК и крупнейших производителей нефти по ограничению добычи позволили в конце 2016 г. и начале 2017 г. стабилизировать цены в диапазоне 48-57 долл. за баррель. По итогам года нефть марки Urals сократилась на 9,3 долл./бар. - с 51 до 42 долл./бар.

С началом последнего энергетического кризиса и снижения цен на нефть с 2014 г. происходит расхождение стоимости российского и европейского маркерного сорта на нефть, которое по этому показателю практически достиг максимального уровня за последние 15 лет.

На протяжении всего 2016 г. наблюдалась тенденция к постепенному росту спреда Brent-Urals. В первом квартале 2017 г. спред Brent-Urals достиг полуторогодового максимума и составил 1,5 доллара.

Рисунок 1.3. Динамика цен на нефть сорта Urals и Brent

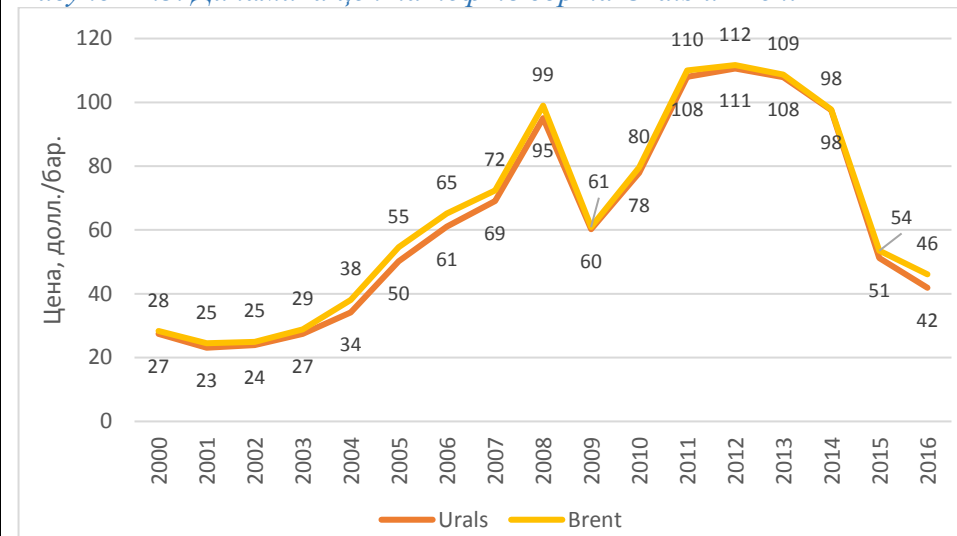
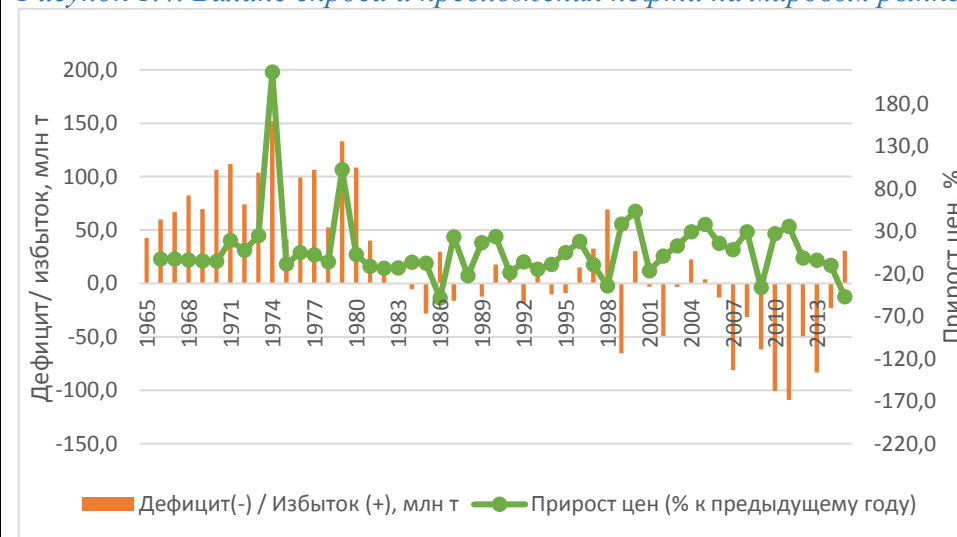


Рисунок 1.4. Баланс спроса и предложения нефти на мировом рынке



Источник: Thomson Reuters, BP

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

1. Россия на фоне мировых тенденций

2. Геологоразведочные работы в России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

*Главные направления воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти в России*

3. Добыча нефти в России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

4. Переработка нефти в России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

5. Экспорт нефти из России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

## Общепромышленные тенденции геологоразведки

Прирост запасов нефти в 2016 г. составил 575 млн т, что на 21,2 % ниже уровня 2015 г. (730 млн т) и превысил текущий уровень добычи нефти по стране на 41 млн т, или на 7,7 % (рис. 2.1, 2.2).

На протяжении последних 25 лет объём прироста запасов нефти имел неустойчивую динамику. В период с 1991 г. по 2004 г. наблюдалось в основном сокращение объёма 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. До этого на протяжении 14 лет происходило так называемое «проедание» запасов, т. е. объём разведанных и подготовленных к промышленной эксплуатации запасов нефти не компенсировал уровень текущего их изъятия из недр.

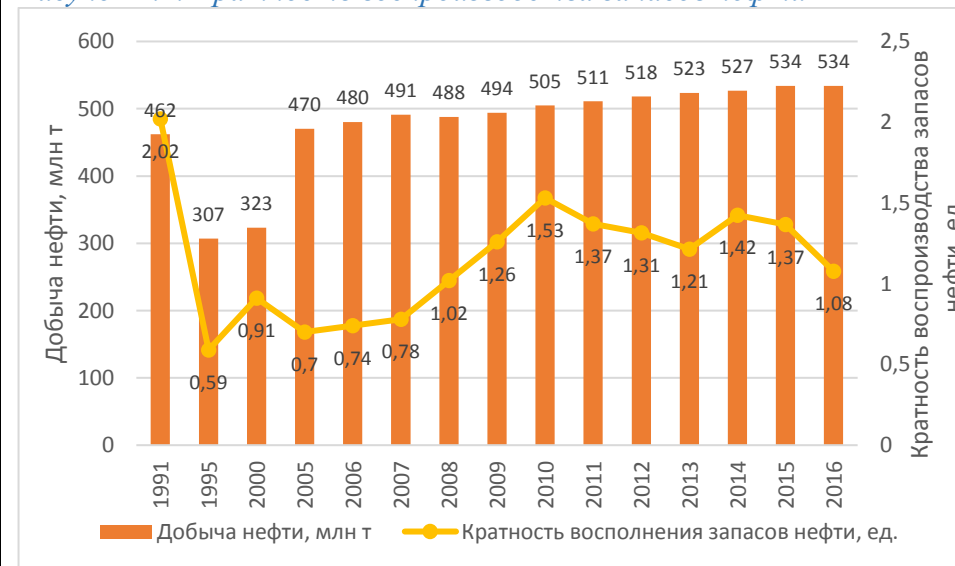
В последние годы меняется характер воспроизводства сырьевой базы нефти. В зрелых нефтегазоносных провинциях вновь открываемые месторождения и структуры представлены мелкими и мельчайшими по запасам нефти объектами, которые и дают в последние десятилетия основной прирост запасов в России. В то время как 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 объём трудноизвлекаемых запасов составляет более половины разведанных запасов страны.

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

Рисунок 2.1. Прирост запасов нефти в России



Рисунок 2.2. Кратность воспроизводства запасов нефти



Источник: Минприроды России

## Региональная структура геологоразведки

Основной прирост запасов нефти традиционно формируется в трёх ключевых регионах – Уральском, Приволжском и Сибирском федеральных округах (рис. 2.3, 2.4). В Дальневосточном федеральном округе прирост запасов нефти происходит в основном в Республике Саха (Якутия).

По итогам 2016 г. прирост запасов в УФО составил около 231 млн т (+29 млн т относительно предыдущего года), Приволжском – 159 млн т (-33 млн т), Сибирском – 68 млн т (-14 млн т). В результате самое значительное сокращение прироста запасов произошло по ПФО.

За счёт средств федерального бюджета геологоразведочные работы проводились на 77 объектах, из которых 42 завершились в 2016 г. Наибольшее количество объектов обрабатывалось в Сибирском ФО, на континентальном шельфе, в Уральском ФО и Дальневосточном ФО.

В Тимано-Печорской провинции сейсморазведочными работами 2D выявлено 17 перспективных объектов, локализованных в Коротаихинской впадине, Вашуткина-Талогинской складчато-надвиговой зоне и на их акваториальных продолжениях. Выделено 12 перспективных участков для лицензирования.

В пермских отложениях Волго-Уральской НГП в акватории р. Волга локализованы ресурсы в объеме порядка 315 млн. т. н. э.

Работы в Западно-Сибирской НГП были сконцентрированы преимущественно в нефтегазоперспективных Гыдано-Хатангской и Карабашской зонах, на востоке проведены региональные геолого-геофизические работы в Енисей-Газовском междуречье, в западной части — гравиметрические работы в Иусском и Ляминском НГР. Изучены основные перспективные нефтегазоносности баженовской свиты Западной Сибири.

Исследования в районе нефтепровода ВСТО включали изучение Енисей-Хатангской, Анабаро-Хатангской, Лено-Анабарской нефтегазоносных областей, а также малоизученных районов Камчатки, Амурской области и Сахалина. Установлено нефте- и газонасыщение отложений рифея, венда и нижнего кембрия в скв. Чункинская-282. Уточнена оценка ресурсов углеводородного сырья мезозойских и палеозойских отложений Енисей-Хатангского прогиба. Выявлены перспективные ловушки, дан прогноз нефтегазоносности районов перикратонного обрамления Сибирской платформы. Уточнена геологическая модель отложений нижнего кембрия Непско-Ботубинской антеклизы, получено проявление УВ газа и водонефтяной приток. Выполнены полевые сейсморазведочные работы на Рекиникской площади Камчатского края.

Велись работы по обнаружению пропущенных залежей в Волгоградской области и Республике Калмыкия.

Рисунок 2.3. Структура прироста запасов нефти по федеральным округам

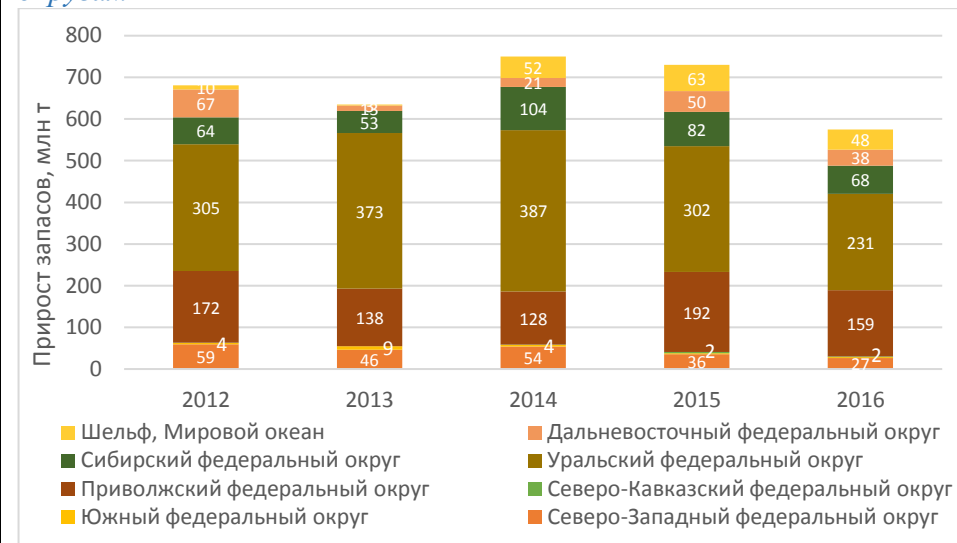
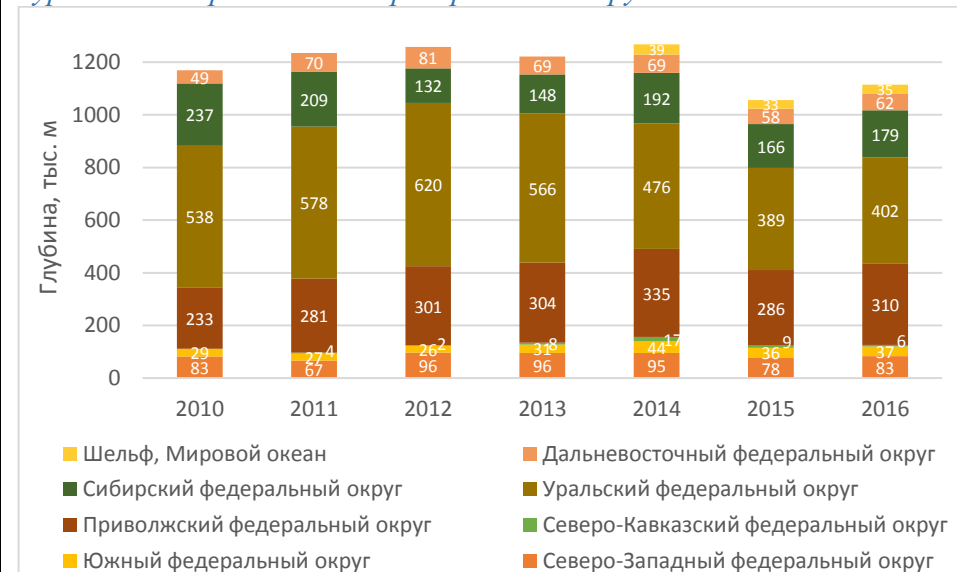


Рисунок 2.4. Структура глубокого поискового и разведочного бурения на нефть и газ по федеральным округам



Источник: Минприроды России

## Организационная структура геологоразведки по видам работ

В организационном плане, геологоразведочные работы распределены между государством и компаниями-недропользователями. Также выделяют три основных этапа геологоразведочных работ – региональный, поисковый и разведочный этапы.

Работы регионального этапа, выполняемого главным образом за счёт средств государства, в основном ориентированы на исследование слабоизученных и перспективных нефтегазоносных провинций. Основным методом исследования является бурение опорных и параметрических скважин (рис. 2.5). Бурение такого вида скважин в последние годы сокращается вследствие кризиса и общего сокращения бюджетного финансирования. В 2016 г. объём параметрического бурения составил 400 м, сократившись относительно 2015 г. более чем в 3 раза. Уменьшение объёмов бурения происходит по причинам, не зависящим от финансирования, – фактически бурение проводилось только на скв. Гыданская - 130, которая долгое время находилась в аварийном состоянии. Начато строительство Северо-Новоборской параметрической скважины, проектной глубиной 2300 м, составлена проектно-сметная документация по Чумпаловской параметрической скважине. В испытании находилось пять скважин: (Усть-Майская-366, Усть-Камчатская-1, Майгуннская-275, Чункинская-282 и Нижне-Чонская-252).

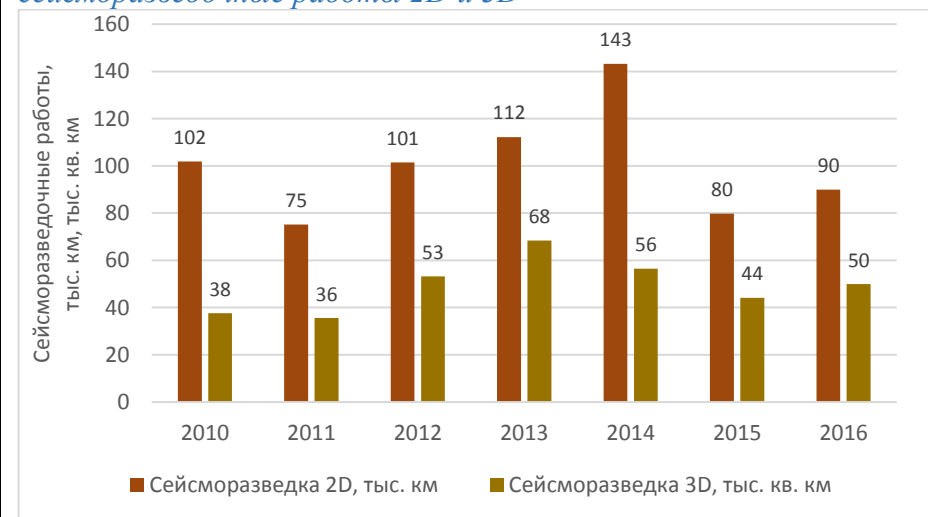
Работы поискового и разведочного этапа в основном осуществляются недропользователями и главным элементом системы воспроизводства запасов является глубокое бурение. Наличие запасов на участке и факт открытия месторождения устанавливается именно в результате получения притока нефти или газа из скважины. Хотя в связи с развитием и совершенствованием технологий геофизического изучения и прогнозирования нефтегазоносности недропользователи всё чаще заменяют дорогостоящее бурение разведочных скважин проведением сейсморазведочных работ 3D. Объём глубокого поисково-разведочного бурения на нефть и газ в России после 1991 г. в основном сокращался, сократившись за последние 20 лет почти в 4 раза – с 4263 м в 1991 г. до 1115 тыс. м в 2016 г.

Сейсморазведочные работы 2D и 3D в последние годы в основном имели тенденцию роста, однако в 2015-2016 гг. произошло их сокращение (рис. 2.6). В 2016 г. выполнено 90 тыс. км сейсморазведочных работ 2D и 50 тыс. кв. км сейсморазведочных работ 3D.

Рисунок 2.5. Геологоразведочные работы на нефть и газ – параметрическое, поисковое и разведочное бурение



Рисунок 2.6. Геологоразведочные работы на нефть и газ – сейсморазведочные работы 2D и 3D



Источник: Минприроды России

## Организационная структура геологоразведки по источникам финансирования

Геологоразведочные работы за счёт средств недропользователей в 2016 г. существенно превысили лицензионные обязательства, открыто 40 месторождений УВС (рис. 2.7). Средняя оценка величины месторождения (по сумме категорий  $C_1+C_2$ ) составляет по извлекаемым запасам нефти - 1,7 млн т, из них наиболее крупные – нефтяное Нерцетинское месторождение, расположенное в Ненецком АО, которое оценивается по извлекаемым запасам нефти в 17,4 млн т (открыто дочерним предприятием ПАО «Роснефть»), и нефтегазоконденсатное месторождение Верхнеичерское, расположенное в Иркутской области, с извлекаемыми запасами нефти 11,4 млн т, газа - 52,6 млрд куб. м (открыто ООО «Восток-Энерджи»).

В целом по России в 2016 г. по результатам выполненных исследований локализованы ресурсы углеводородного сырья категории D в объеме 6 200 млн т. н. э., в том числе: нефть и конденсат – 3 932,0 млн т; газ – 2 268,0 млрд куб. м (рис. 2.8). Геологоразведочные работы за счёт средств федерального бюджета в 2017 г. планируется проводить в пределах наиболее перспективных зон НГП России. Приоритетными направлениями работ станут:

- уточнение геологического строения и перспектив нефтегазоносности с локализацией части прогнозных ресурсов в слабоизученных отдаленных районах Восточной Сибири и Дальнего Востока, примыкающих к трассе нефтепровода ВСТО, а также других планируемых нефте- и газопроводов;
- получение новых материалов по геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирской НГП, включая ее окраинные части и нижние горизонты разреза осадочного чехла;
- уточнение геологического строения и оценка нефтегазового потенциала слабоизученных районов, участков и комплексов (в том числе нетрадиционных коллекторов) старых НГП европейской части России: Волго-Уральской, Прикаспийской, Тимано-Печорской и Северо-Кавказской;
- изучение геологического строения, выявление и уточнение положения нефтегазоперспективных структур на шельфе Российской Федерации и в транзитных зонах.

Рисунок 2.7. Структура объёмов геологоразведочных работ по источникам финансирования

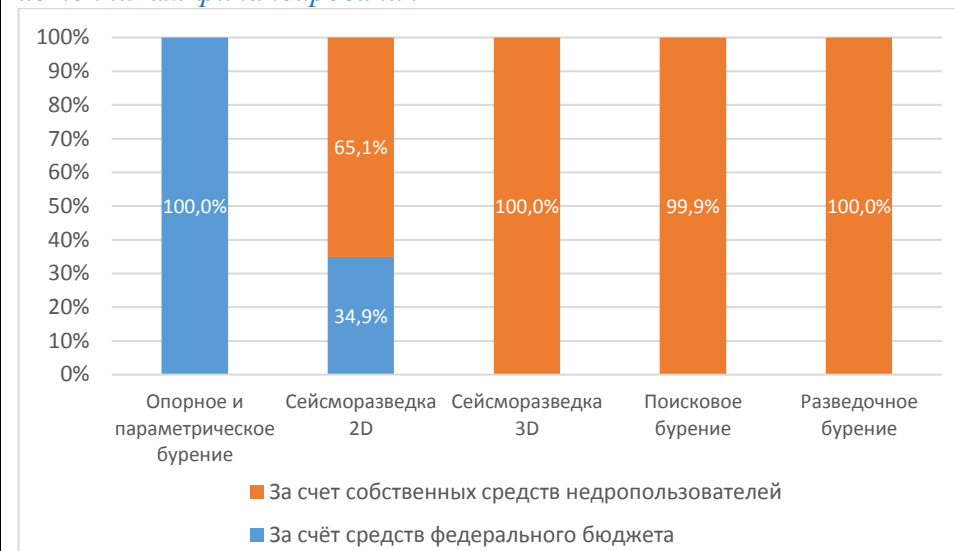
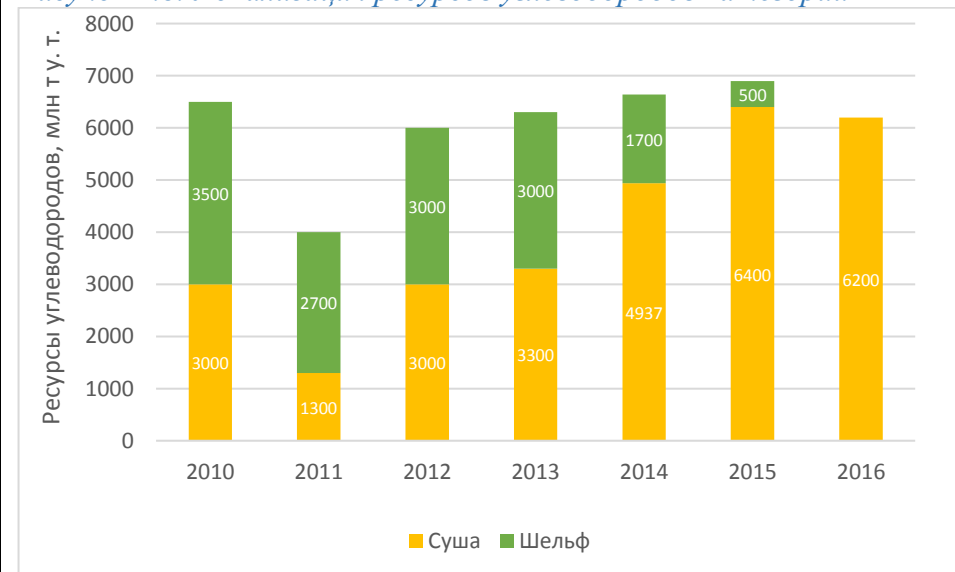


Рисунок 2.8. Локализация ресурсов углеводородов категории D



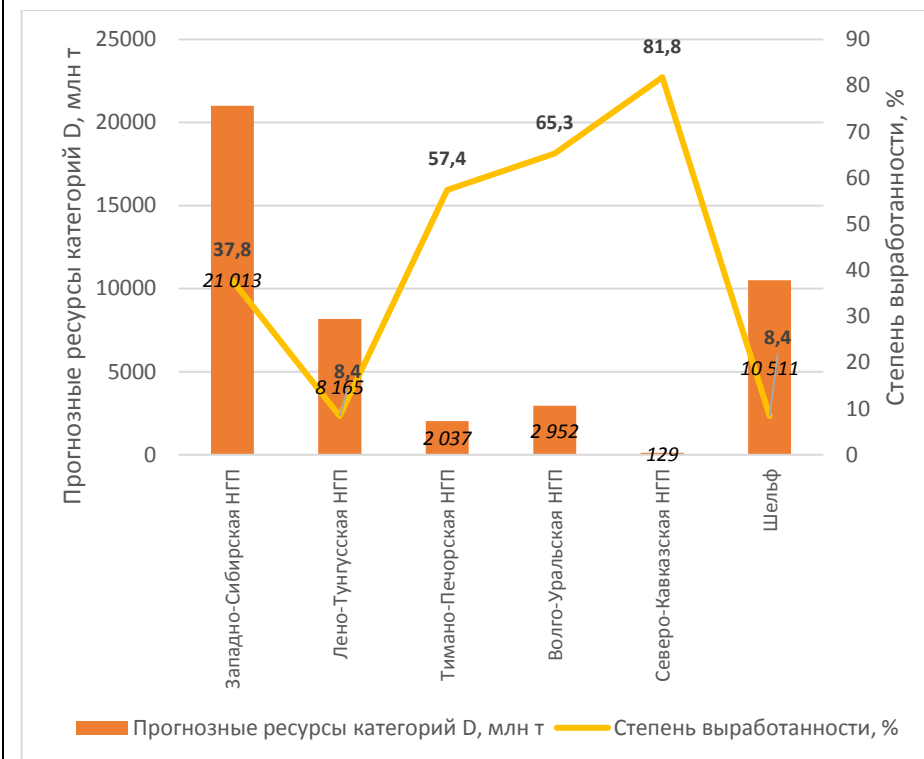
Источник: Минприроды России.

## Главные направления воспроизводства минерально-сырьевой базы нефти России

По данным ИНГТ СО РАН, ближайшие десятилетия главными новыми объектами поисков, разведки и разработки месторождений нефти, а также приоритетными задачами нефтегазовой отрасли Российской Федерации будут (рис. 2.9):

- 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 2.9. Прогнозные ресурсы категории D и степень выработанности запасов нефти по нефтегазоносным провинциям на 01.01.2016 г.



Источник: Минприроды, ИНГТ 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. НСР нефти акваторий распределены следующим образом: Печорское море – 25 %, Баренцево море – 8 %, Карское море – 34 %, море Лаптевых – 12 %, Восточно-Сибирское море – 13 %, Чукотское море – 8 % (рис. 2.10).

В настоящее время по Арктическому шельфу Российской Федерации учтено 13 месторождений: шесть нефтяных, одно нефтегазовое и три нефтегазоконденсатных. Промышленная нефтегазоносность в различных стратиграфических комплексах установлена на шельфе Баренцева и Карского морей.

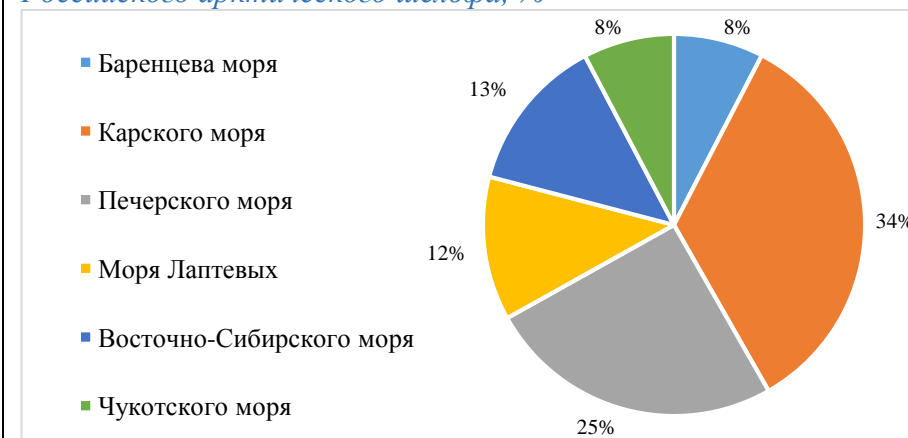
В настоящее время геолого-геофизическая изученность осадочных бассейнов на шельфах морей Северного Ледовитого океана крайне низкая, что затрудняет оценку ресурсов нефти и газа в них. Сравнительно лучше изучены осадочные бассейны западной части Российской Арктики в пределах Баренцева и Карского морей. 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.

Согласно выполненной в ИНГГ СО РАН количественной оценке, наиболее вероятные ресурсы углеводородов осадочных бассейнов севера континентальной окраины России составляют 140 млрд т условных углеводородов. Несмотря на значительный ресурсный потенциал шельфа арктических морей, геологическое строение и природные условия Северного Ледовитого океана требуют принципиальной модернизации методов поисков, разведки, добычи, подготовки и транспорта нефти и газа.

### Карта шельфовых месторождений углеводородов в российской Арктике



Рисунок 2.10. Распределение начальных суммарных ресурсов нефти Российского арктического шельфа, %



Источник: ИНГГ СО РАН (редакторы А.Э. Конторович, заместители редактора Л.М. Бурштейн, В.А. Конторович)

## Перспективы нефтегазоносности на Востоке России

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 %. Низкий уровень разведанности и высокая доля прогнозных и перспективных ресурсов создают мощный потенциал и вероятность открытия новых крупных месторождений. Одновременно это потребует высоких капитальных вложений в геологоразведочные работы как со стороны компаний, так и государства, – проведение активной лицензионной политики и разработки системы стимулирования недропользователей.

По данным ИНГГ СО РАН в настоящее время необходимо выделить ряд направлений геологического изучения на нефть и газ восточных регионов России:

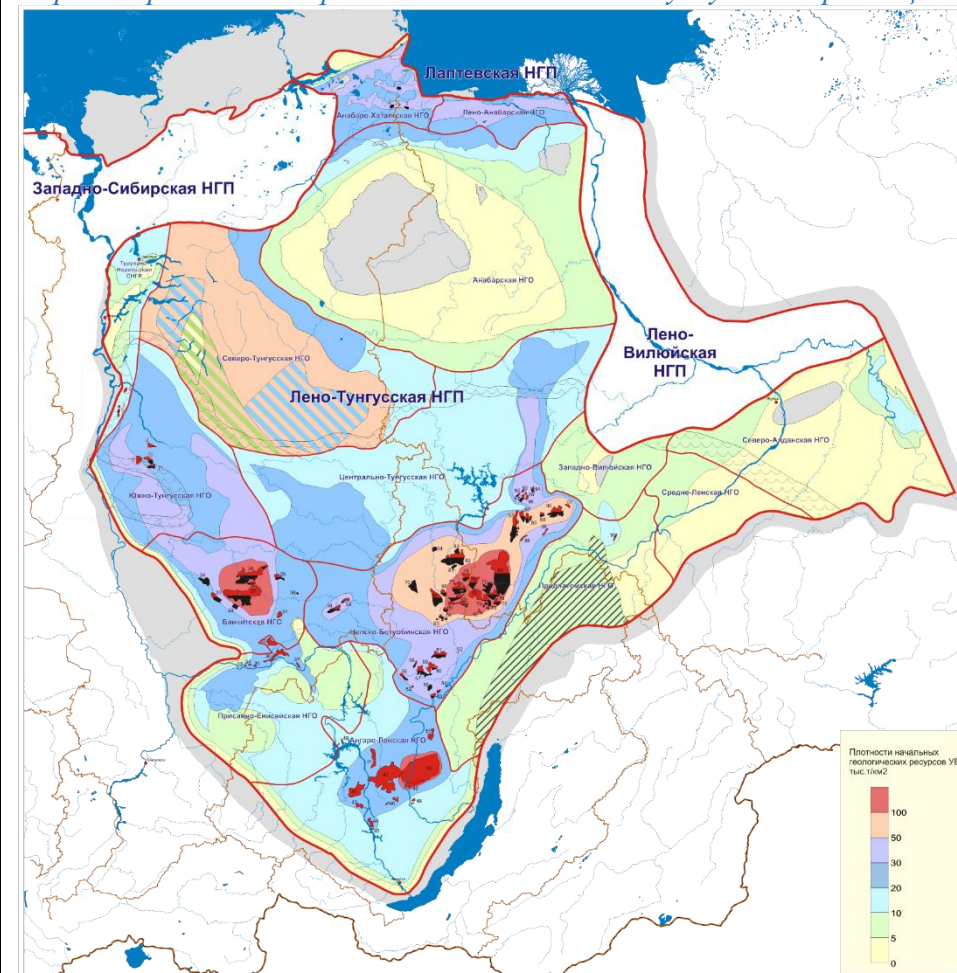
- 1) карбонатный комплекс венда-кембрия Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области;
- 2) перспективные комплексы Северо-Тунгусской нефтегазоносной области;
- 3) перспективные комплексы Южно-Тунгусской нефтегазоносной области;
- 4) рифей Сибирской платформы;
- 5) виллойская кембрийская перспективная зона газонакопления.

Исследования ИНГГ СО РАН последних лет позволили получить принципиально новый материал по оценке нефтегазоносности Северо-Тунгусской НГО. Выполненная оценка показывает, что территория Северо-Тунгусской нефтегазоносной области является одним из самых перспективных регионов Российской Федерации для выявления новых крупных и гигантских месторождений нефти и газа. Однако крайне низкая геолого-геофизическая изученность этой территории создает определенные риски для лицензирования недр и проведения поисково-оценочных работ.

Терригенные отложения венда на территории Южно-Тунгусской НГО не вскрыты скважинами и не охарактеризованы керном, однако их наличие доказывается сейсмическими работами.

На северо-востоке Республике Саха (Якутия) получили распространение обогащенные органическим веществом отложения куонамской свиты нижнего -среднего кембрия. По условиям формирования нефтепроизводящей толщи и формирования очага генерации углеводородов куонамский очаг подобен Западно-Сибирскому очагу генерации углеводородов.

Карта перспектив нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции



Источник: ИНГГ СО РАН (редакторы А.Э. Конторович, заместители редактора Л.М. Бурштейн, В.А. Конторович, С.А. Моисеев)

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

Последние годы и в настоящее время перспективы прироста запасов и добычи в Западной Сибири связаны со средней и нижней юрой (батский резервуар), располагающихся в пределах тюменской и малышевской свит. Отложения отличаются низкопроницаемыми коллекторами, поэтому интерес к поискам, разведке и разработки таких отложений появился в связи с развитием технологий добычи, позволяющих более эффективно вскрывать продуктивные пласты (наклонно-направленное бурение, бурение горизонтальных скважин), а проблема получения притока из низкопроницаемых коллекторов стала решаться с практически повсеместным использованием гидроразрыва пласта (ГРП) и других методов интенсификации получения притока.

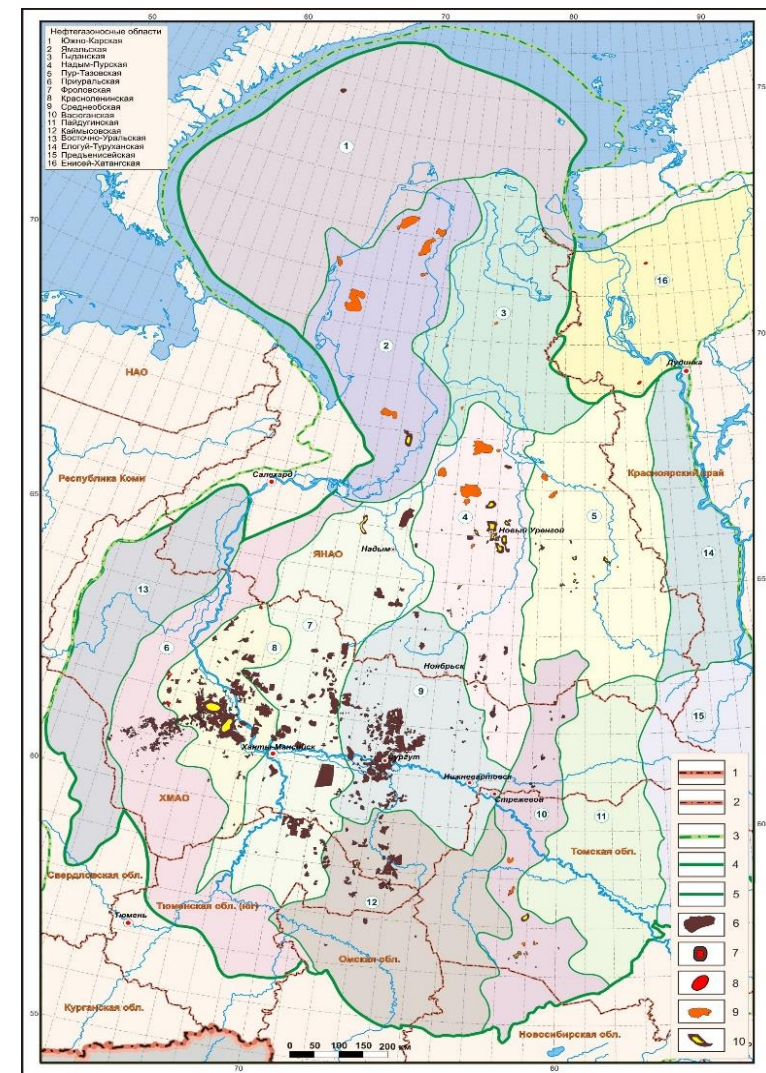
В настоящее время в Западно-Сибирской НГП в пластах Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub> батского резервуара открыто порядка 750 залежей углеводородов на 319 месторождениях. Эти залежи расположены практически во всех нефтегазоносных областях Западно-Сибирской НГП. Наибольший прирост запасов нефти в батском резервуаре на территории юга Тюменской области получен за последние десять лет в процессе реализации Уватского проекта.

В ИНГТ СО РАН проводятся детальные работы по исследованию батского резервуара, в том числе на территории ХМАО и ЯНАО.

К настоящему времени в батском резервуаре учтены значительные запасы УВ, однако освоение их в целом по всей Западно-Сибирской НГП остается ничтожно малым. Так, выработанность запасов нефти от начальных составляет 5,7. При этом надо иметь в виду, что более половины всего объема добытой нефти было извлечено из 70 залежей всего 30 месторождений, находящихся в ХМАО.

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 средних по запасам залежей газоконденсата на Харасавейском месторождении в Южно-Карской НГО.

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



1 - государственная граница, 2 - административные границы, 3 - граница Западно-Сибирской геосинеклизы, 4 - граница Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, 5 - границы нефтегазоносных областей. Залежи в пластах Ю<sub>2</sub>-Ю<sub>4</sub>:

6 - нефтяные, 7 - газонефтяные, 8 - газовые, 9 - газоконденсатные, 10 - нефтегазоконденсатные.

Источник: ИНГТ СО РАН (редакторы А.Э. Конторович, В.А. Казаненков, С.В. Ершов, В.А. Конторович)

## 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.

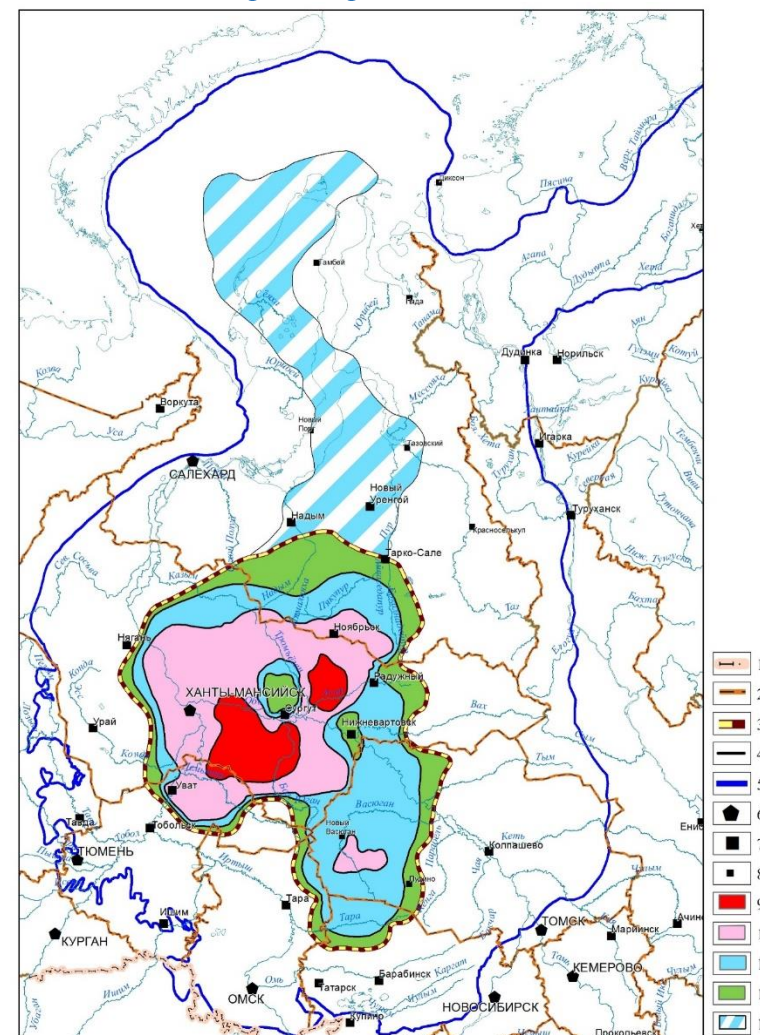
ИНГТ СО РАН - одна из ведущих организаций по изучению баженовской свиты в России. Согласно оценке ИНГТ СО РАН в этих отложениях сосредоточено 150-500 млрд т геологических ресурсов нефти, в том числе в «высокоемких» коллекторах – 120-400 млрд т. Принимая коэффициент извлечения нефти 0,15, можно предварительно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

Нетрадиционность баженовской свиты заключается в следующем:

- вся толщина баженовской свиты является нефтематеринской и содержит нефть и твёрдое органическое вещество;
- отсутствует понятие «залежь» с её атрибутами – водонефтяной контакт, внешним внутренним контуром, переходной зоной, зоной предельного нефтенасыщения и т.п.;
- отсутствует понятие коллектор/неколлектор с точки зрения граничных значений пористости и проницаемости;
- основное влияние на содержание углеводородов и качество запасов оказывает степень катагенеза твёрдого органического вещества (керогена);
- для прогноза продуктивных и перспективных зон необходима выработка комплекса специфических геологических критериев и признаков;
- нетрадиционность пород баженовской свиты требует изучения не только петрофизических, но и геохимических характеристик пород.

Баженовская свита сложена карбонатно-глинисто-кероген-кремнистыми породами. Толщина кремнистых и карбонатных прослоев не превышает 2-3 м. Они не имеют широкого площадного распространения даже в пределах локальных структур, в связи с этим они не могут рассматриваться как объекты разработки. В этом состоит отличие баженовской свиты от широко известной формации Бакен (крупнейшее месторождение «сланцевой» нефти в США). Нефтематеринские породы, слагающие основную матрицу баженовской свиты, могут быть как непроницаемы, так и являться коллектором. Именно с этим коллектором связывают основные перспективы добычи нефти из баженовской свиты и её стратиграфического эквивалента нижнетутлеймской подсвиты.

Карта перспектив нефтегазоносности баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ресурсы нефти и растворенного газа)



Границы: 1 – государственные, 2 – субъектов Российской Федерации, 3 – перспективных территорий, 4 – территорий с разной плотностью ресурсов, 5 – отложений баженовского горизонта; Населенные пункты: 6 – административный центр, 7 – город, 8 – поселок, село, деревня; Плотность геологических ресурсов углеводородов, тыс. т/км<sup>2</sup>: 9 - > 300, 10 - 100-300, 11 - 50-100, 12 - 30-50, 13 – территории с неясными перспективами, недостаточно изученные

Источник: ИНГТ СО РАН (редактор А.Э. Конторович)

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

1. Россия на фоне мировых тенденций

2. Геологоразведочные работы

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

3. Добыча нефти в России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

4. Переработка нефти в России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

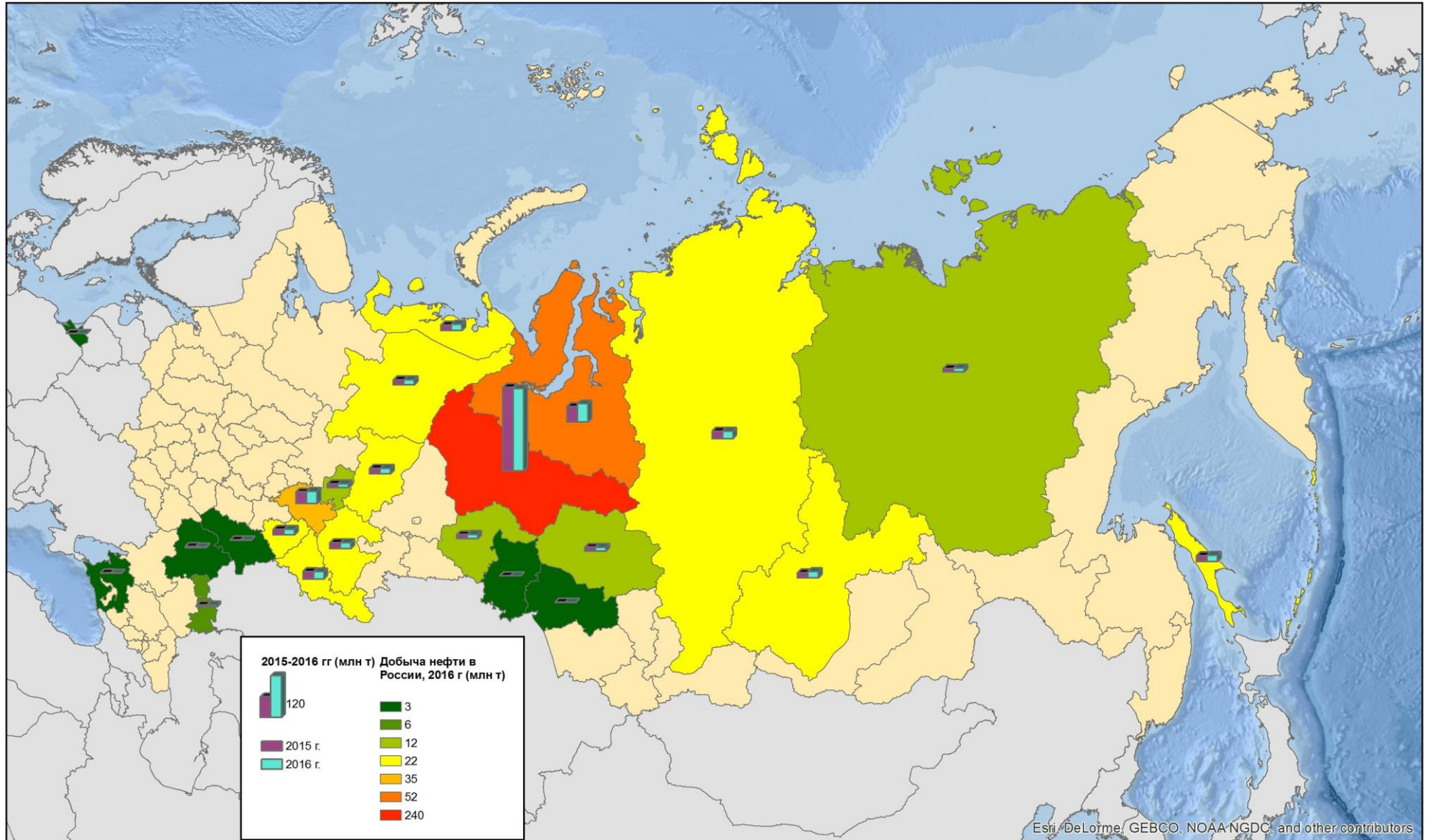
5. Экспорт нефти из России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

## Добыча нефти в России



## Общепромышленные тенденции добычи нефти

В 2016 г. добыча нефти в России возросла до 548 млн т (прирост 13,5 млн т, 2,5% относительно 2015 г.). За последние 10 лет достигнут рекордный показатель прироста добычи нефти, как в абсолютных, так и в относительных величинах (рис 3.1, 3.2).

Несмотря на 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 происходит рост добычи как нефти, так и газового конденсата.

Рост добычи 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. Кроме того, рост добычи нефти в европейской части и на востоке страны поддерживается за счет роста добычи на новых месторождениях. Однако происходит замедление темпов роста добычи нефти в Восточной Сибири, так как базовые месторождения вышли на проектный уровень.

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.

Продолжает ухудшаться структура минерально-сырьевой базы с ростом обводнённости, снижения качества коллекторов и ряда других показателей.

Рисунок 3.1. Добыча нефти в России

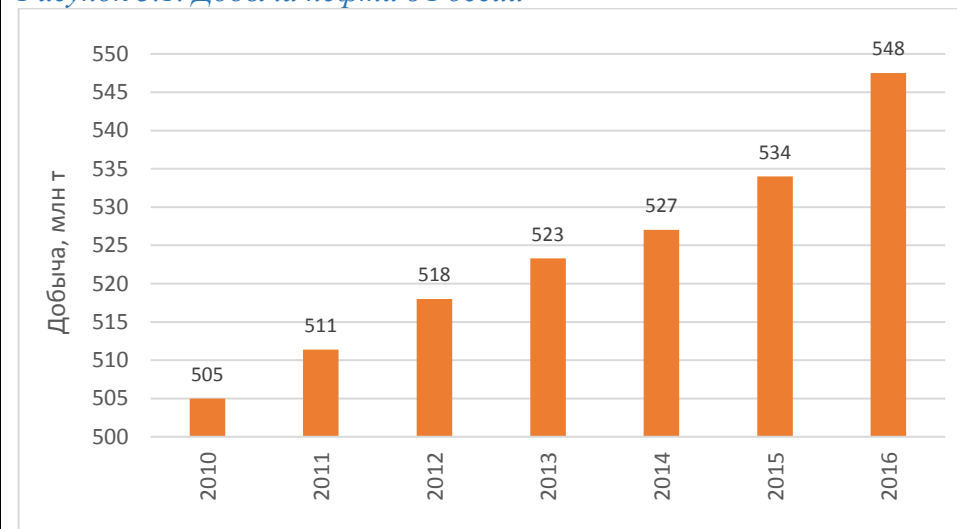


Рисунок 3.2. Прирост и темп прироста добычи нефти в России



Источник: Минэнерго России

## Региональная структура добычи нефти: по макрорегионам

Промышленная нефтегазонасыщенность 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 идёт широкомасштабное освоение запасов Охотоморской и Лено-Тунгусской провинций. Всего добыча нефти осуществляется в 33 субъектах.

Главный центр российской нефтяной промышленности – Западная Сибирь, где добывается более 57 % российской нефти (рис. 3.3). Однако за последнее десятилетие доля региона в структуре добычи снизилась на 12 %.

В европейской части России с 2012 г. преодолён тренд на снижение нефтедобычи и осуществляется планомерное ее наращивание. Доля региона в структуре общероссийской нефтедобычи планомерно возросло до 30 %. Рост добычи в традиционных старых районах нефтедобычи европейской части России стал возможен во многом благодаря активному внедрению новых технологий нефтедобычи 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 2016 г. - уже 12 %.

В региональной структуре до 2015 г. добыча в России наращивалась преимущественно только за счет освоения новых регионов нефтедобычи на Востоке России. Однако последние два года большая часть прироста обеспечивалась за счет традиционных регионов нефтедобычи в европейской части России.

За 2016 г. основной прирост в увеличение добычи нефти в России осуществляли регионы европейской части России (10, 5 млн т), кроме того, прирост этого показателя осуществлялся также в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) – 3,4 млн т, на шельфе Дальнего Востока – 1,6 млн т. Снижение добычи нефти отмечено только на месторождениях Западной Сибири (-2,2 млн т) (рис. 3.4).

Рисунок 3.3. Структура добычи нефти в России по макрорегионам

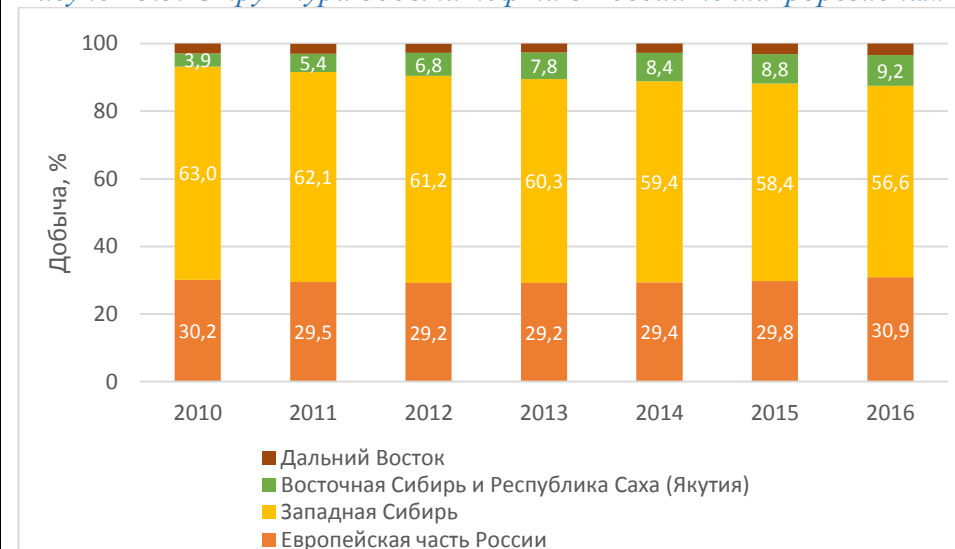
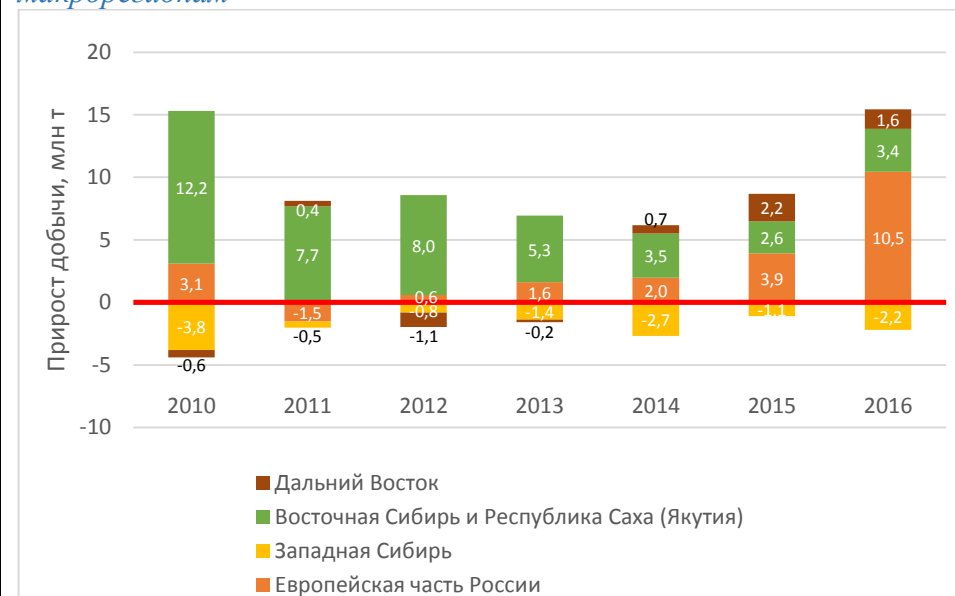


Рисунок 3.4. Структура прироста добычи нефти в России по макрорегионам



Источник: 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 2016 г. в УФО добывалось 55,5 % российской нефти (рис. 3.5).

В 2016 г. продолжилась тенденция последних лет к изменению структуры добычи нефти по федеральным округам. Доля Уральского округа в общей добыче сокращается в пользу новых регионов нефтедобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также в традиционных регионах нефтедобычи, относящихся к Приволжскому округу. Доля этих федеральных округов выросла с 30,1 % в 2010 г. до 36,3 % в 2016 г.

В 2016 г. увеличение объемов добычи нефти происходило во всех федеральных округах, за исключением Северо-Кавказского, где за год добыча сократилась на 0,2 млн т. В Южном округе добыча выросла на 0,6 млн т – до 9,8 млн т. Наибольший прирост добычи жидких углеводородов показал Уральский федеральный округ (рис. 3.6). Существенный прирост добычи конденсата в ЯНАО на 7,5 млн т позволил компенсировать сокращение добычи нефти в ХМАО, в результате чего общая добыча в округе выросла на 4,2 млн т.

Остальные федеральные округа показали умеренный рост добычи нефти. Так, в Сибирском федеральном округе добыча выросла на 2,8 млн т, в Северо-Западном – на 2,5 млн т, в Дальневосточном – на 2 млн т, в Приволжском – на 1,5 млн т.

Рисунок 3.5. Структура добычи нефти по федеральным округам

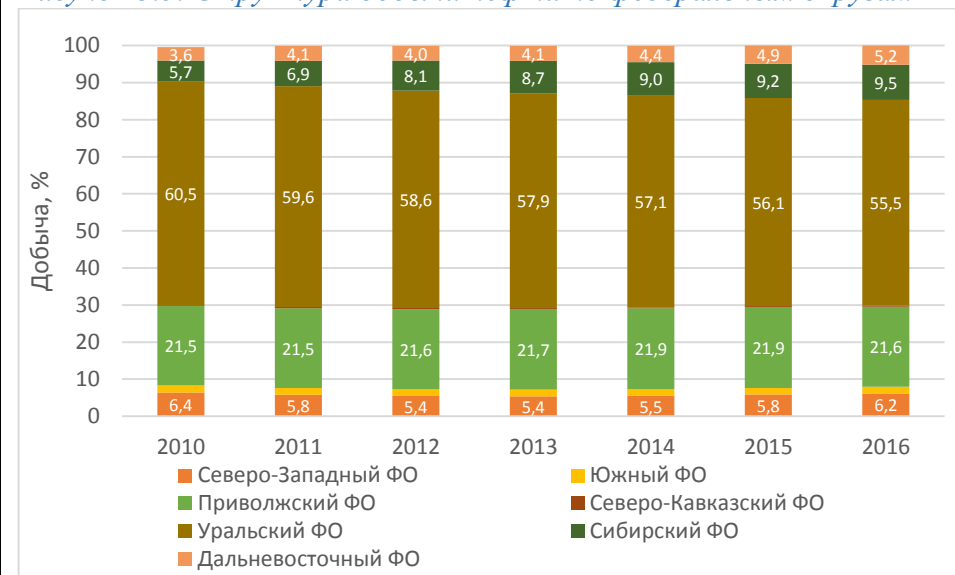
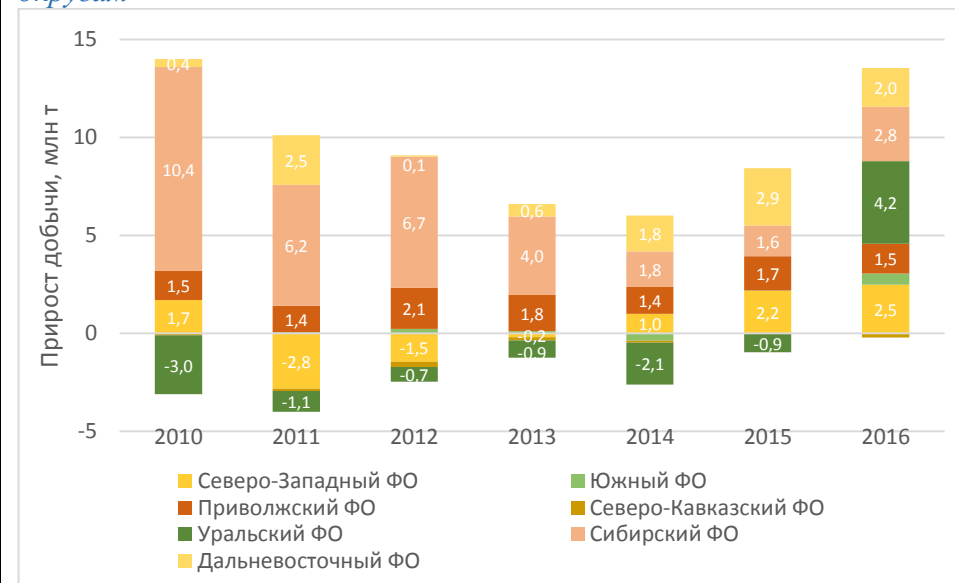
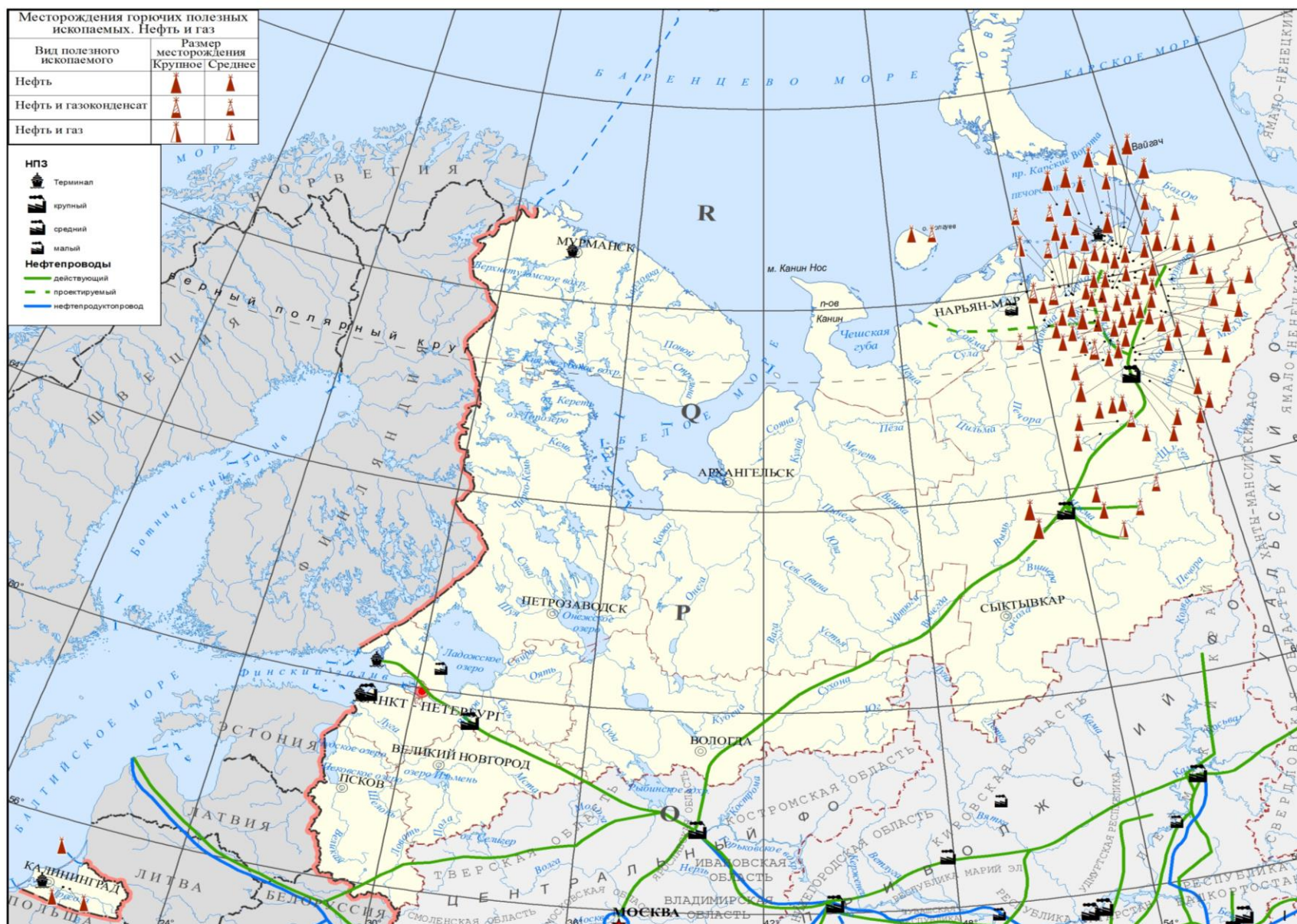


Рисунок 3.6. Структура прироста добычи нефти по федеральным округам



Источник: Минприроды России, Росстат

## Нефтяная промышленность Северо-Западного ФО



Источник: ИНГТ СО РАН

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

Добыча нефти в Северо-Западном федеральном округе составляет 33,7 млн т (около 6 % общероссийского показателя) (рис. 3.7, 3.8). Основной сырьевой базы в регионе является Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция. В рамках провинции располагаются административные границы двух субъектов: Республики Коми и Ненецкого автономного округа. Помимо Тимано-Печорской провинции, добыча нефти также осуществляется в Калининградской области, включая шельф.

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.

Широкомасштабная добыча нефти в Ненецком АО ведется с середины 1990-х гг. Пик добычи нефти в регионе пришелся на 2009-2010 гг. (более 18,8 млн т), после чего она несколько снизилась. Это связано с пересмотром прогноза развития ряда крупных базовых месторождений региона.

По итогам 2016 г. добыча нефти в Республике Коми составила 15,1 млн т. Добыча нефти в Ненецком автономном округе составляет 17,9 млн т. Суммарная добыча нефти в Тимано-Печорской провинции составила 33 млн т, что на 1,6 млн т выше уровня предыдущего года. В Калининградской области, включая месторождения на шельфе, добыто 0,7 млн т нефти.

Рисунок 3.7. Добыча нефти в Северо-Западном федеральном округе

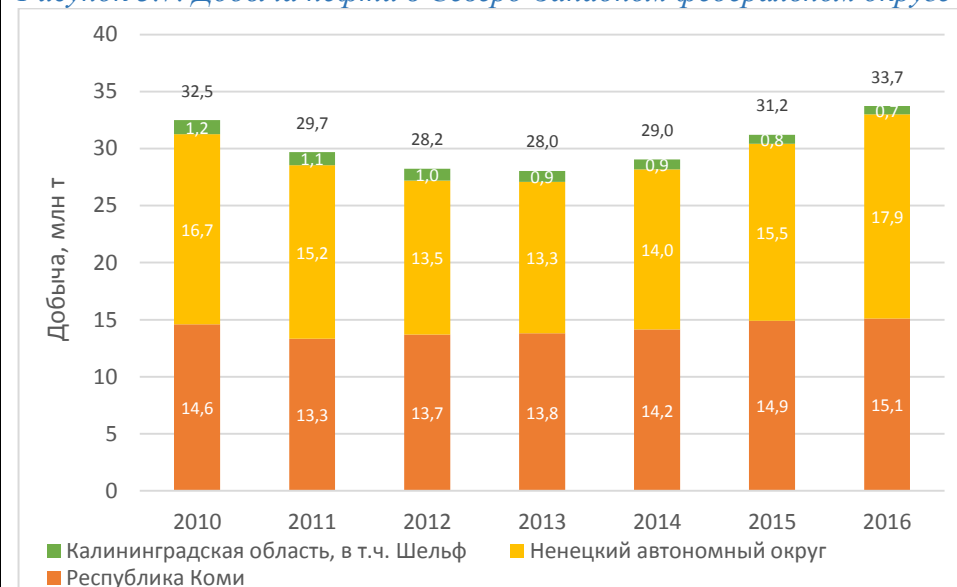
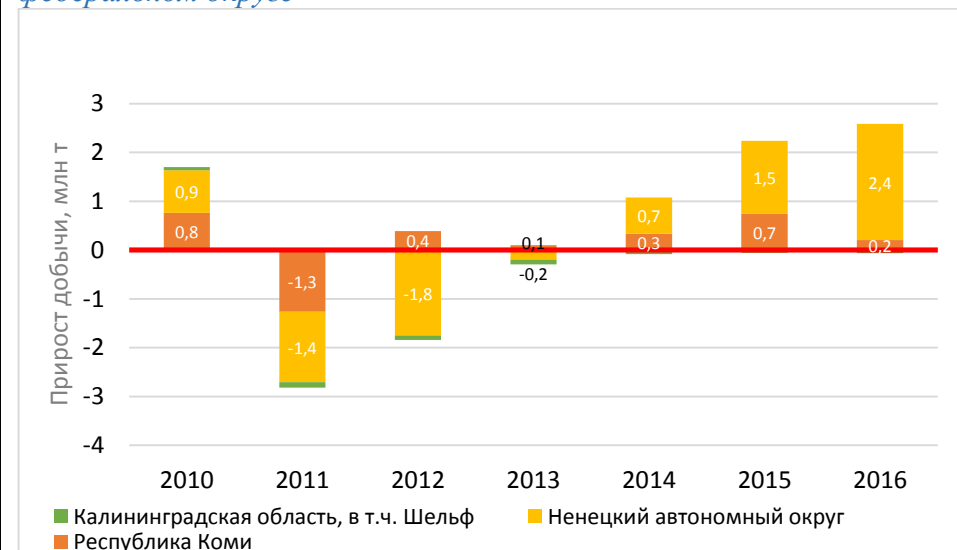
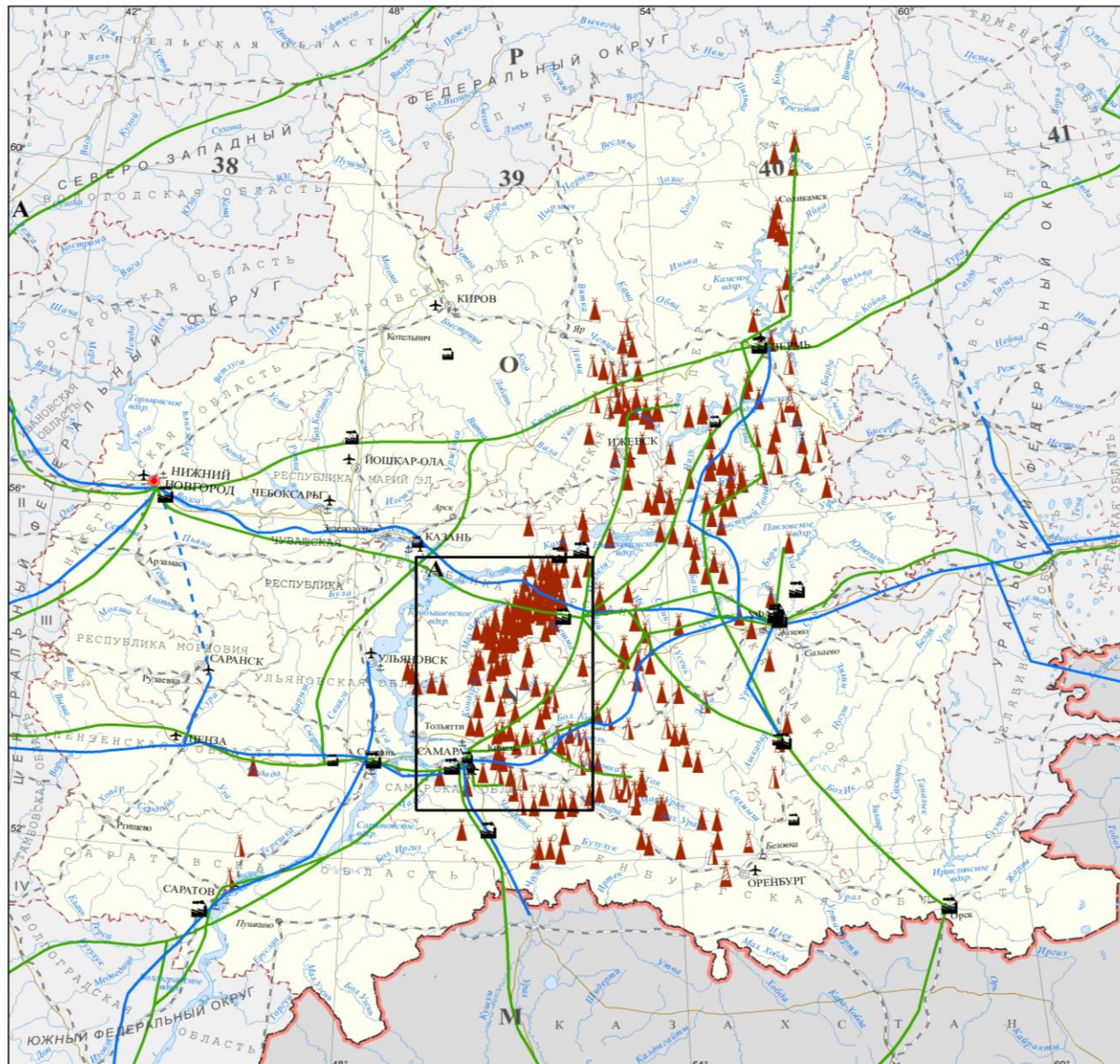


Рисунок 3.8. Прирост добычи нефти в Северо-Западном федеральном округе



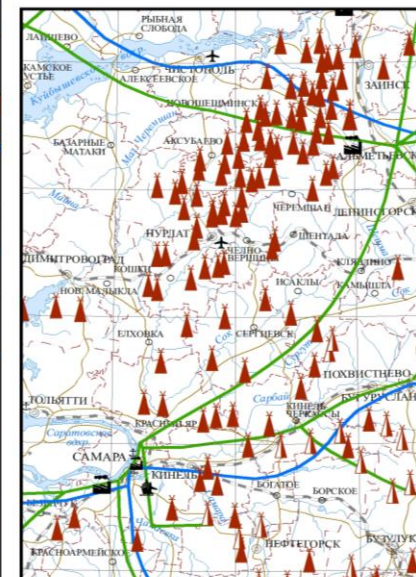
Источник: Минприроды России, Росстат

## Нефтяная промышленность Приволжского ФО



Месторождения горючих полезных ископаемых

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



Источник: ИНГТ СО РАН

## Региональная структура добычи нефти: Приволжский федеральный округ

В Приволжском федеральном округе добывается 21,6 % российской нефти. В 2016 г. добыча составила 118,4 млн т, что на 1,5 млн т выше уровня предыдущего года (рис. 3.9). В нефтегазоносном аспекте Приволжский ФО располагается в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Базовые месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции длительное время находились в стадии снижения добычи. Тем не менее последнее десятилетие наблюдается стабильный прирост (1,5-2,0 млн т в год) добычи нефти в округе. Наибольший прирост добычи показали Республика Татарстан (на 1,5 млн т), Пермский край (0,4 млн т), Самарская область (0,3 млн т). Сокращение добычи нефти отмечено только в Оренбургской области (рис. 3.10).

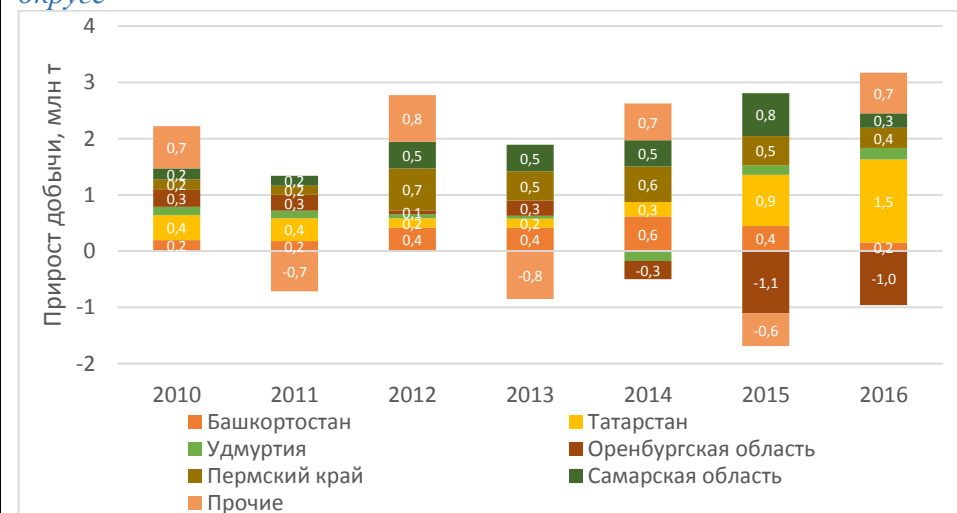
Стабильная положительная динамика добычи нефти в Приволжском округе обеспечивается во многом за счет планомерного ввода в разработку мелких и мельчайших месторождений. Кроме того, возрастает добыча трудноизвлекаемой и высоковязкой нефти. Этому в том числе способствовали и соответствующие налоговые льготы на добычу соответствующих типов нефтей.

Крупнейшими производителями нефти в Приволжском округе являются Республика Татарстан (35,5 млн т), Оренбургская область (20,8 млн т), Республика Башкортостан (16,5 млн т), Самарская область (16,7 млн т), Пермский край (15,9 млн т), Республика Удмуртия (11 млн т).

Рисунок 3.9. Добыча нефти в Приволжском федеральном округе



Рисунок 3.10. Прирост добычи нефти в Приволжском федеральном округе



Источник: Минприроды России, Росстат

## Нефтяная промышленность Уральского ФО



Источник: ИНГТ 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 2016 г. составила 304 млн т, что на 4,2 млн т больше уровня добычи предыдущего года (рис. 3.11).

Большинство крупнейших уникальных месторождений ХМАО продолжительное время находились на падающей стадии добычи. Так, с 2010 г. годовой объём добычи нефти в автономном округе сократился на 26,7 млн т. Тем не менее ХМАО обеспечивает 43,7 % добычи нефти в России.

Добыча нефти и конденсата в ЯНАО составляет 52,5 млн т, что на 7,5 млн т выше уровня предыдущего года. При этом с 2010 г. годовой объём добычи жидких углеводородов в ЯНАО вырос на 18 млн т. Стабильный рост добычи газового конденсата в регионе обеспечивается благодаря широкомасштабному вовлечению в разработку валанжинских и ачимовских запасов природного газа.

В Тюменской области (без автономных округов) благодаря увеличению объёмов бурения и развитию межпромысловой инфраструктуры продолжается наращивание объёмов добычи нефти. В 2016 г. объём добычи нефти на юге области вырос на 4 % или 0,4 млн т (рис. 3.12). Всего за последние восемь лет объём добычи нефти на юге Тюменской области вырос в 9 раз: с 1,4 до 12,3 млн т.

Рисунок 3.11. Добыча нефти в Уральском федеральном округе

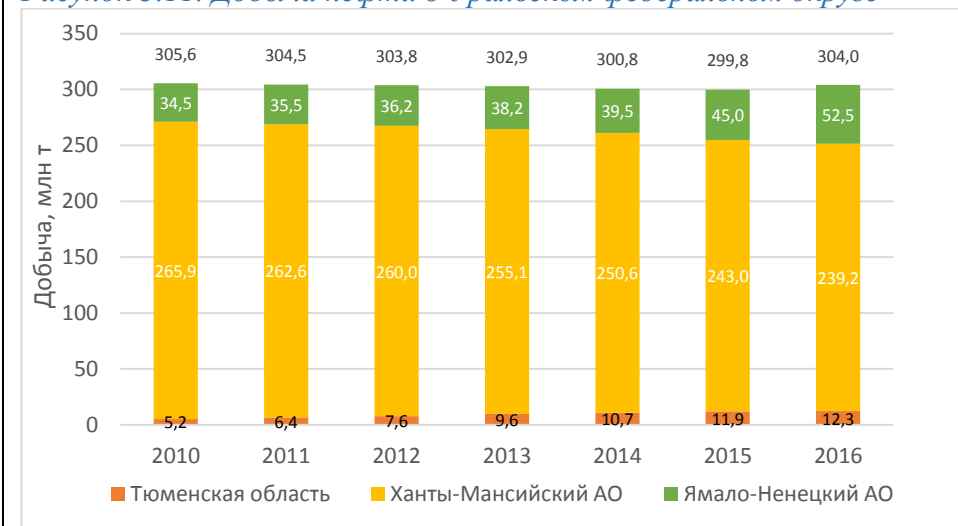
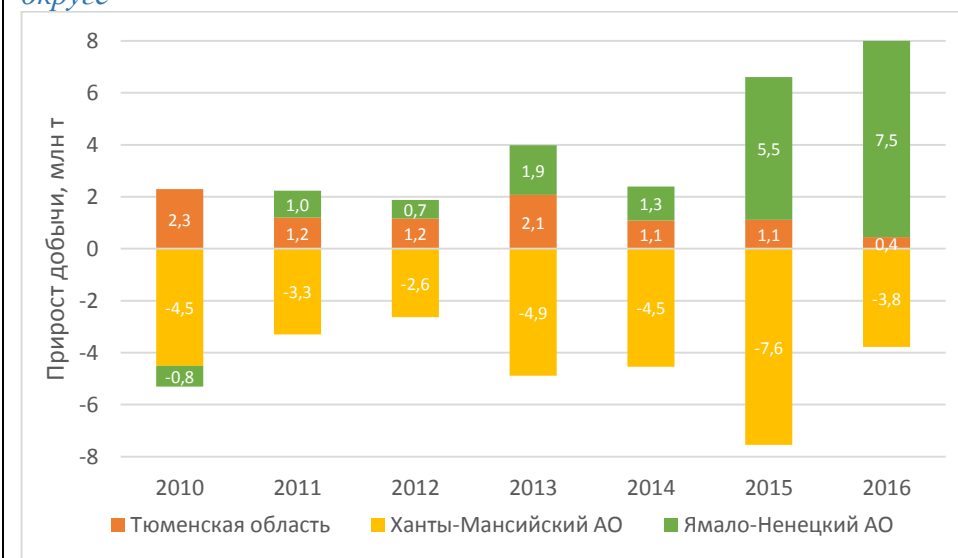
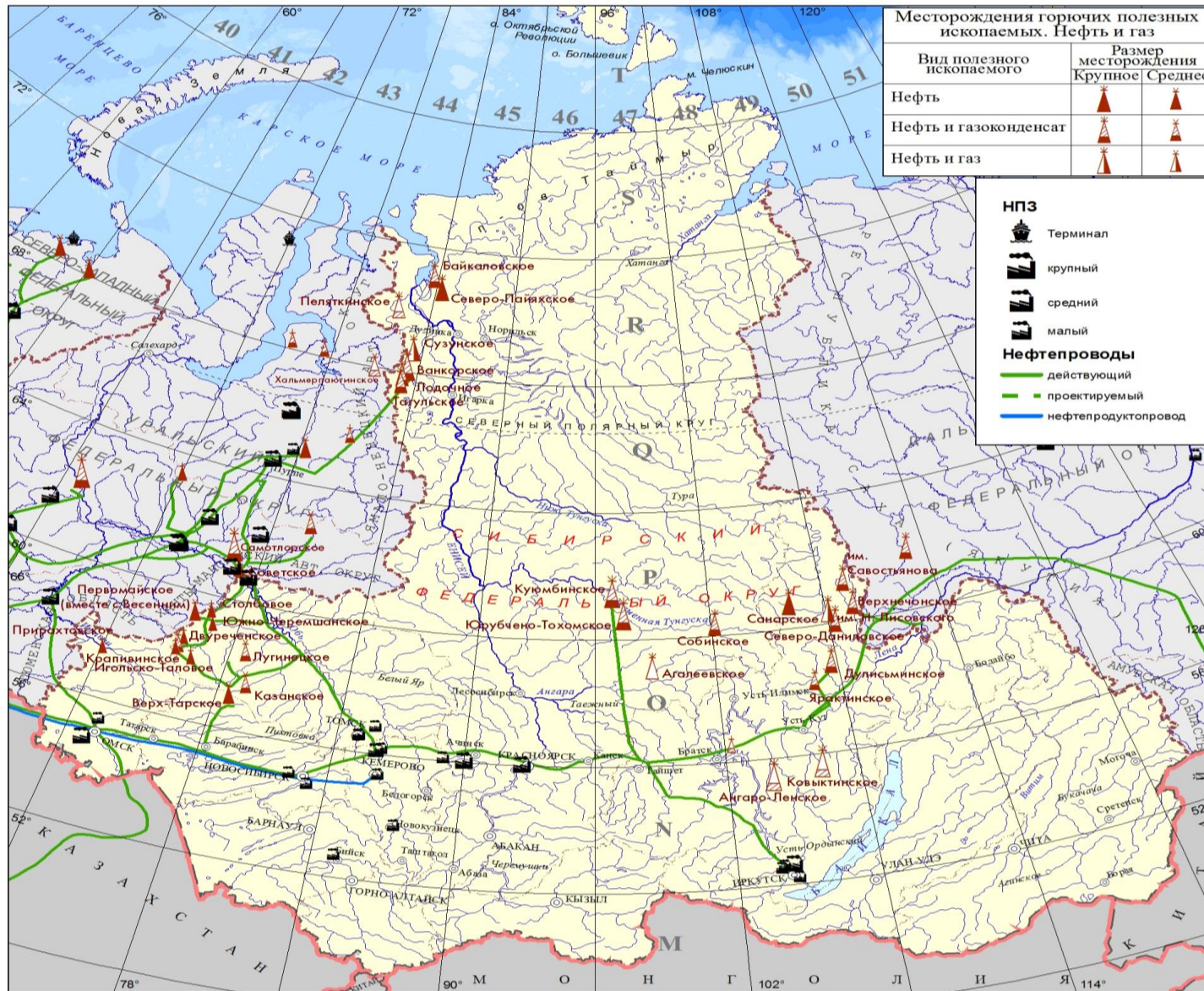


Рисунок 3.12. Прирост добычи нефти в Уральском федеральном округе



Источник: Минприроды России, Росстат

## Нефтяная промышленность Сибирского ФО



Источник: ИНГГ СО РАН

## Региональная структура добычи нефти: Сибирский федеральный округ

В 2016 г. в Сибирском ФО добыча нефти составила 51,9 млн т, что на 2,7 млн т выше уровня предыдущего года (9,5 % общероссийской добычи) (рис. 3.13).

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-Сибирской НГБ и западные территории Лено-Тунгуской НГБ.

В Сибирском федеральном округе можно выделить три крупных центра нефтедобычи: Красноярский край (22,4 млн т), Иркутскую область (18 млн т), Томскую область (11 млн т).

На протяжении последних 10 лет Сибирский федеральный округ является наиболее динамичным по освоению новых месторождений и развитию инфраструктуры. Так, в период 2008-2016 г. добыча нефти в округе выросла в 3,7 раза - с 14 до 51,7 млн т.

Пик приростов добычи пришелся на 2009-2012 гг. за счет выхода на проектную мощность Ванкорского месторождения в Красноярском крае и освоению месторождений в Иркутской области (рис. 3.14). Последние годы происходит планомерное возрастание нефтедобычи со средним темпом 2-5 % в год. Одновременно формируется транспортная и добывающая инфраструктура на новых крупных центрах, активная разработка которых была определена во вторую очередь, в частности, строительство трубопровода «Куюмба-Тайшет» в Юрубчено-Тохомской зоне в Красноярском крае.

Новейшую историю развития нефтедобычи в СФО можно разделить на два этапа. Первый этап начался с 2008 г., когда в восточных регионах округа были введены в разработку крупные (базовые) месторождения – Ванкорское, Верхнечонское в двух основных центрах нефтедобычи – красноярском и иркутском. Введение в эксплуатацию месторождений стало возможным благодаря строительству и запуску нефтепровода ВСТО, спецморнефтепорта в Козьмино, подводных и соединительных нефтепроводов.

Второй этап освоения углеводородного потенциала новых регионов нефтедобычи СФО начался в последние годы. Период характеризуется стабилизацией добычи нефти. Поддержание уровня добычи будет осуществляться за счет ввода в разработку месторождений, прилегающих к производственной инфраструктуре уже сформированных центров нефтедобычи.

Рисунок 3.13. Добыча нефти в Сибирском федеральном округе

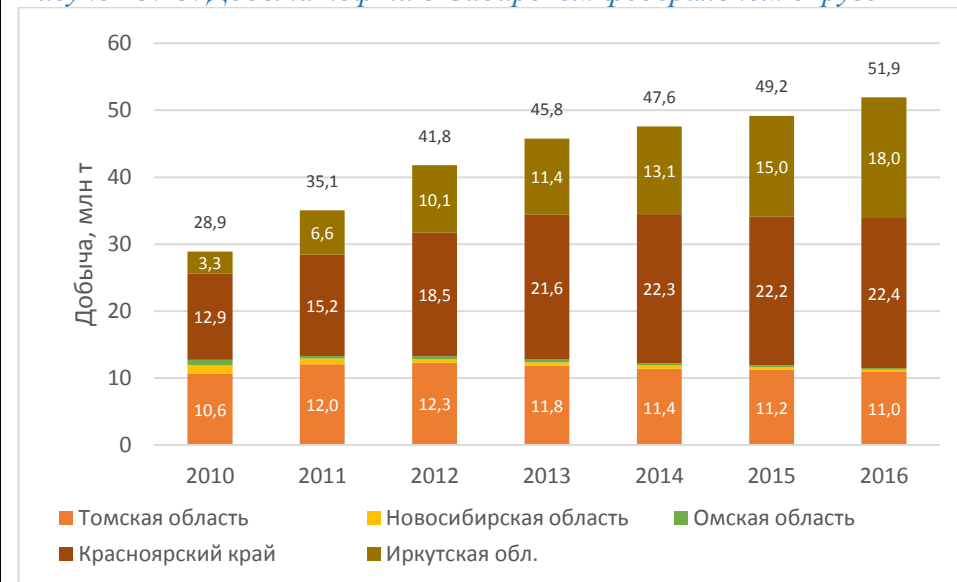
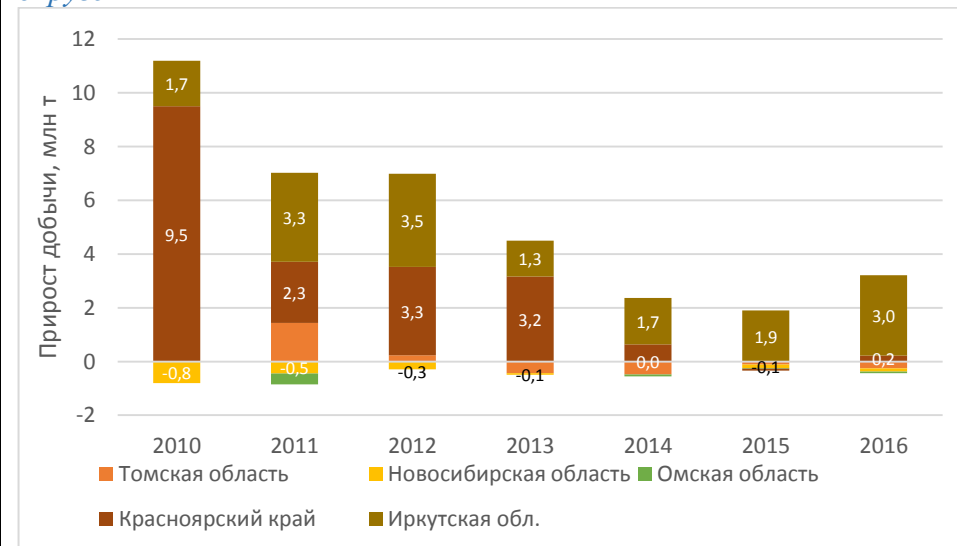


Рисунок 3.14. Прирост добычи нефти в Сибирском федеральном округе



Источник: Минприроды России, Росстат

## Нефтяная промышленность Дальневосточного ФО



**НПЗ**

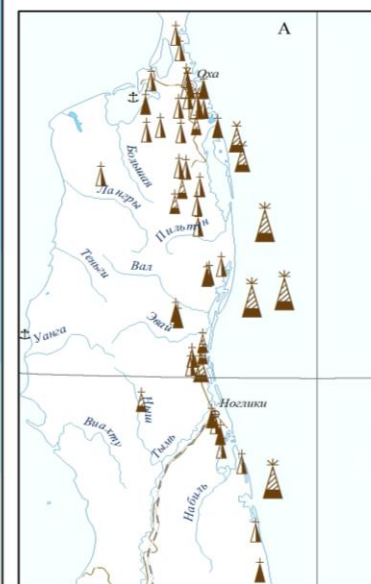
- Терминал
- крупный
- средний
- малый

**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: ИНГГ СО РАН

## Региональная структура добычи нефти: Дальневосточный федеральный округ

В 2016 г. добыча нефти в Дальневосточном федеральном округе составила 28,3 млн т, что на 2 млн т выше предыдущего года (5,2 % общероссийской добычи) (рис. 3.15).

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

В 2016 г. нефтедобывающие предприятия Сахалинской области увеличили добычу нефти и конденсата на 1,3 млн т относительно уровня предыдущего года – до 18 млн т (рис. 3.16). На шельфе о. 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».

Увеличение добычи нефти происходит по проекту «Сахалин-1» (на месторождении Аркутун-Даги). Вместе с тем снижение добычи происходит по проекту «Сахалин-2» (на Пильтун-Астохском месторождении).

В Республике Саха (Якутия) добыча возросла на 0,65 млн т и составила 10,2 млн т. Добыча нефти на Талаканском месторождении в Республике Саха (Якутия) в 2016 г. составила 8,9 млн т или 87 % добычи по республике. Рост добычи нефти обеспечен вводом в разработку «Сургутнефтегазом» Южно-Талаканского месторождения и продолжением промышленной эксплуатации «Роснефтью» Среднеботуобинского месторождения, для освоения которого «Роснефть» привлекла консорциум индийских компаний.

Рисунок 3.15. Добыча нефти в Дальневосточном федеральном округе

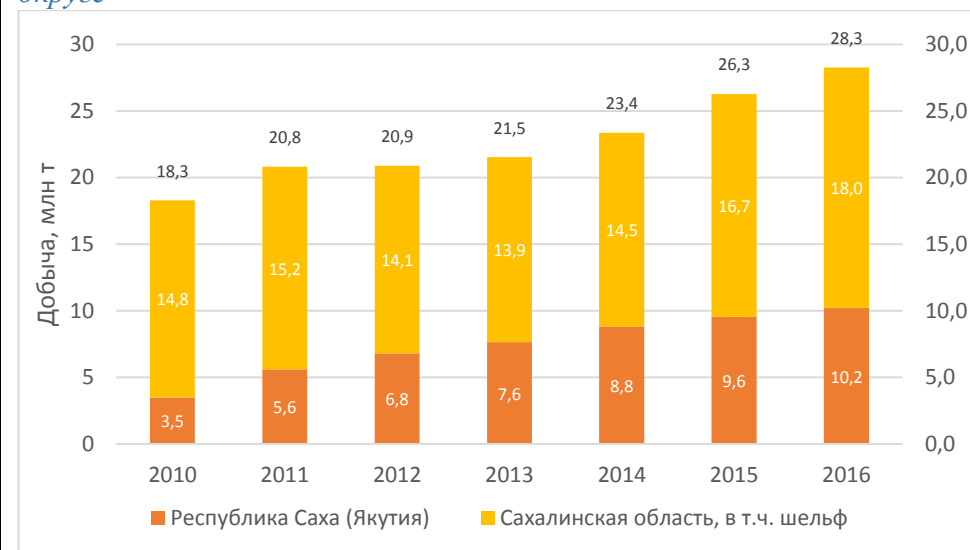
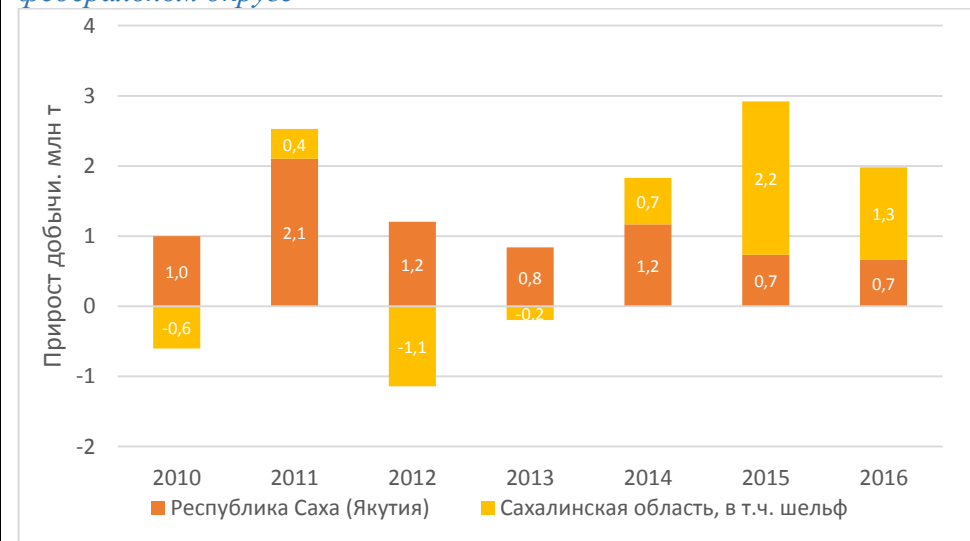


Рисунок 3.16. Прирост добычи нефти в Дальневосточном федеральном округе



Источник: Минприроды России, Росстат

## Организационная структура добычи нефти

По состоянию на 01.01.2017 г., 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.

Около 81 % всей добычи нефти и конденсата в России приходится на ВИНК (рис. 3.17). В 2016 г. вертикально-интегрированными нефтяными компаниями добыто 444,4 млн т нефти.

Доля государственных компаний (ПАО «Роснефть» и ПАО «Газпром нефть» без учета неконсолидированных активов) снизилась с 43,9 до 41,5 % за счет развития прежде всего независимого сектора и добычи конденсата газовыми компаниями.

На протяжении последних 10 лет прирост добычи нефти в России осуществляется преимущественно независимыми нефтяными компаниями, так или иначе формально не входящими в структуру ВИНК (рис. 3.18). За последние 10 лет доля независимых нефтяных компаний в общероссийской добыче возросла почти в два раза - с 8,5 до 15,9 %.

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 же тенденция продолжилась в последующие годы. В результате, по итогам 2016 г. добыча нефти независимыми компаниями выросла на 8,9 млн т относительно предыдущего года.

Рисунок 3.17. Организационная структура добычи нефти в России

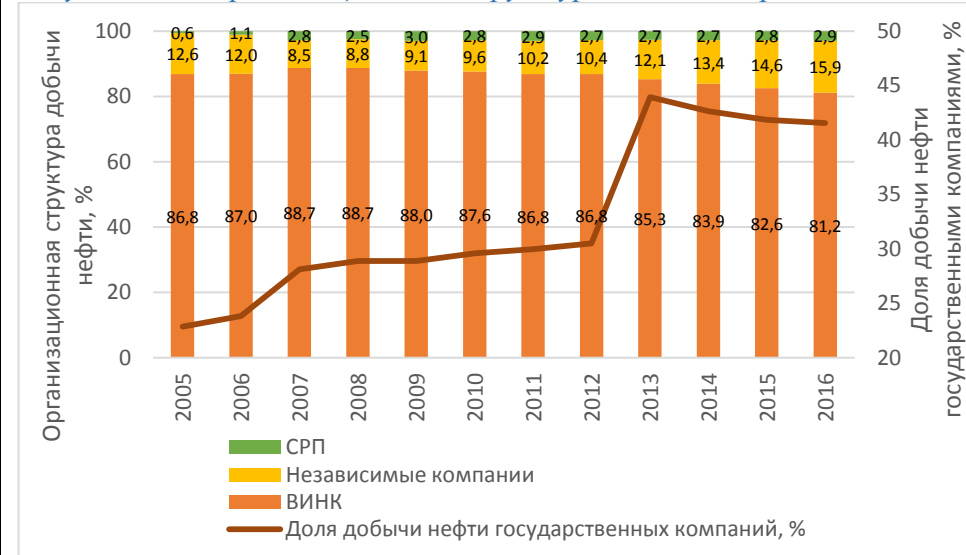
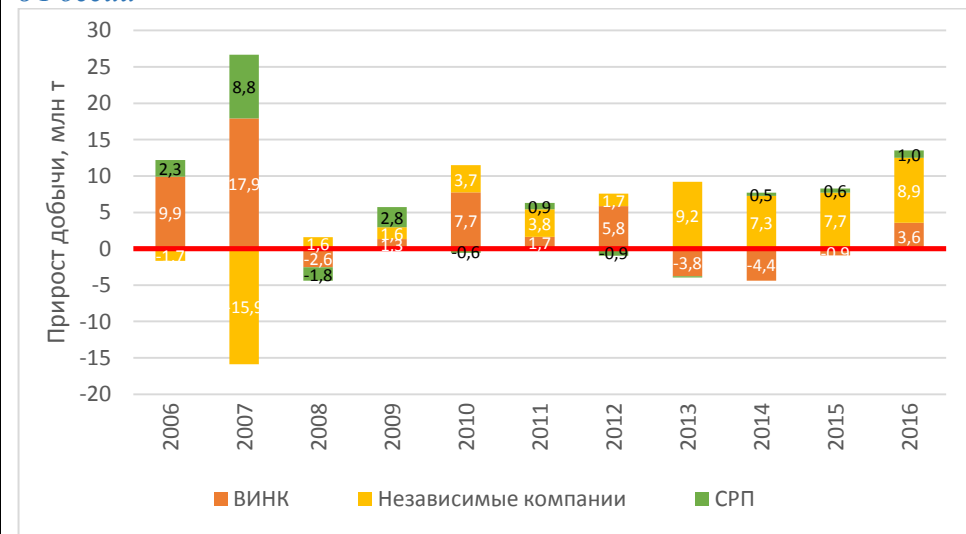


Рисунок 3.18. Организационная структура прироста добычи нефти в России



Источник: Минэнерго России

## Организационная структура добычи нефти: по компаниям

Устойчивым трендом последних лет было сокращение добычи нефти ВИНК (рис. 3.19). Однако по итогам 2016 г. прирост добычи в этой группе составил около 3,6 млн т относительно предыдущего года.

По итогам 2016 г. наибольший прирост добычи среди ВИНК показала ПАО «Газпром нефть», увеличив добычу на 3,4 млн т (рис. 3.20).

Очередной год подряд наращивают добычу нефти в России компании с наиболее сложной и выработанной сырьевой базой – «Татнефть» (+5,3 %) и «Башнефть» (+7,3 %). Региональные власти и соответствующие компании европейской части России внимательно следят за состоянием сырьевой базы и добычи нефти, рационально подходят к разработке существующих месторождений, методам интенсификации добычи, роли мелких и мельчайших месторождений в структуре добычи нефти.

Отрицательную динамику показали подразделения компаний, преимущественно работающих в традиционных нефтедобывающих регионах Западной Сибири. Значительное падение добычи среди ВИНК зафиксировало ПАО «ЛУКОЙЛ» (-2,7 млн т).

Рисунок 3.19. Добычи нефти в России по компаниям

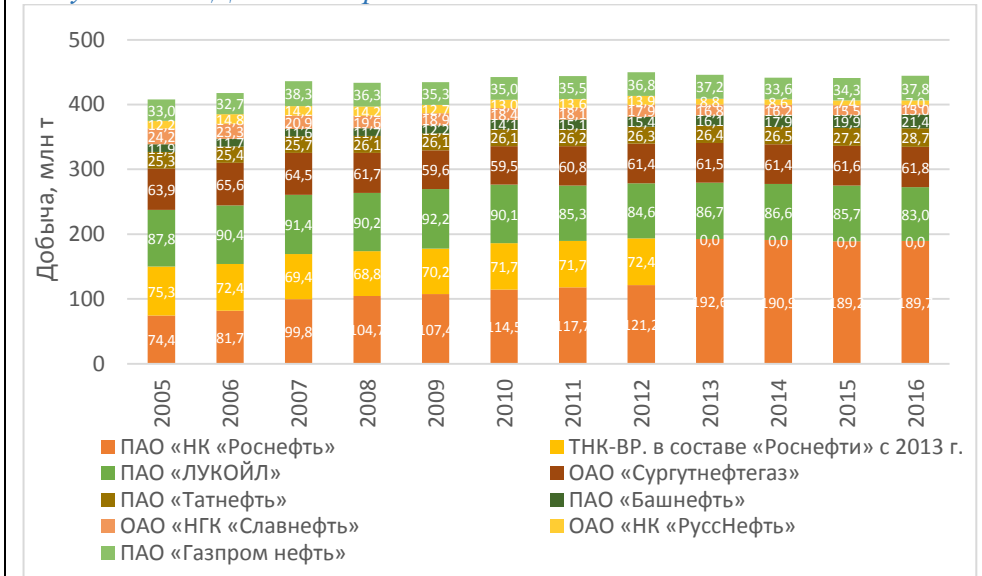
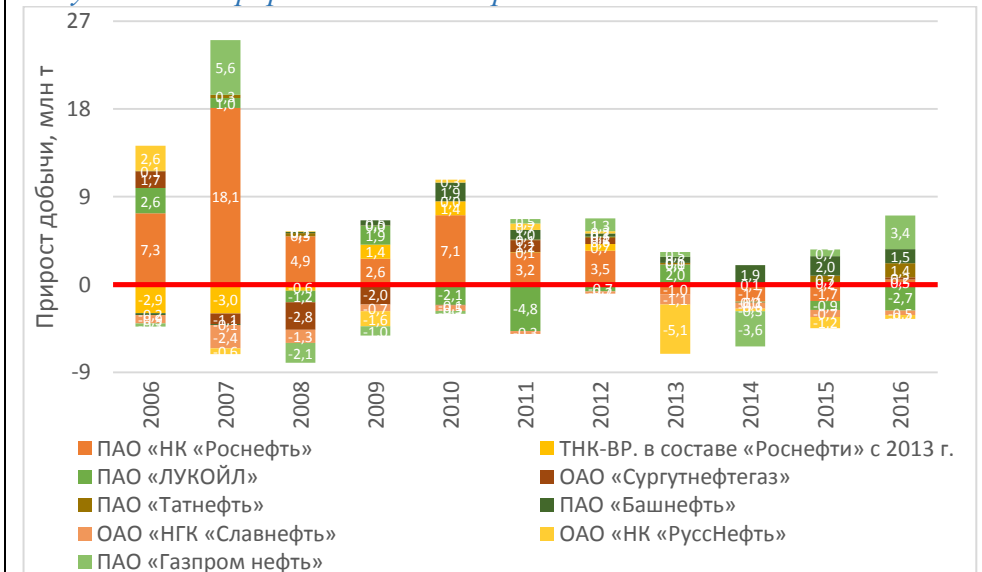


Рисунок 3.20. Прирост добычи нефти в России по компаниям



Источник: Минэнерго России, данные компаний

## Организационная структура добычи нефти: ПАО «Роснефть»

В 2016 г. добыча нефти «НК «Роснефть» практически не изменилась и составила 189,7 млн т нефти (прирост - 0,5 млн т) (рис. 3.21). «НК «Роснефть» - крупнейшая по добычи нефти компания России – 34,7 % 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. 3.22).

Основной прирост добычи был реализован на зрелых месторождениях Западной Сибири. Компания проводит реализацию стратегии по сдерживанию естественных темпов падения добычи на зрелых месторождениях Западной Сибири и Оренбурга за счет наращивания эксплуатационного бурения на зрелых месторождениях. Кроме того, на этих объектах интенсифицированы работы по повышению качества проводимых геолого-технических мероприятий.

«РН-Юганскнефтегаз» несмотря на длительную историю освоения месторождения имеет положительный тренд по добыче, годовой объем добычи жидких углеводородов вырос на 2 %, до 63,7 млн т.

Необходимо отметить продолжающуюся положительную динамику добычи на Уватской группе месторождений (юг Тюменской области), Баганской группе месторождений, а также группе месторождений в районе Вала Гамбурцева в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, разрабатываемой ООО «РН-Северная нефть».

Кроме того, в 2016 г. произведен ввод добывающих мощностей на Восточно-Мессояхском месторождении, а также осуществлено проведение комплексного технологического опробования объектов добычи, подготовки и транспорта нефти Сузунского месторождения. В настоящее время завершены работы на первом пусковом комплексе установки подготовки нефти проектной мощностью 4,5 млн т в год и нефтепроводе «УПН Сузун – УПН Ванкор».

По итогам 2016 г. «НК «Роснефть» реализовала проект ранней сдачи нефти с Юрубчено-Тохомского месторождения для заполнения магистрального нефтепровода «Куюмба-Тайшет».

В рамках реализации проекта освоения Среднеботубинского месторождения завершено строительство линейной части напорного трубопровода увеличенной мощности для обеспечения транспортировки нефти до магистральной транспортной системы ВСТО.

Рисунок 3.21. Добыча нефти ПАО «Роснефть»

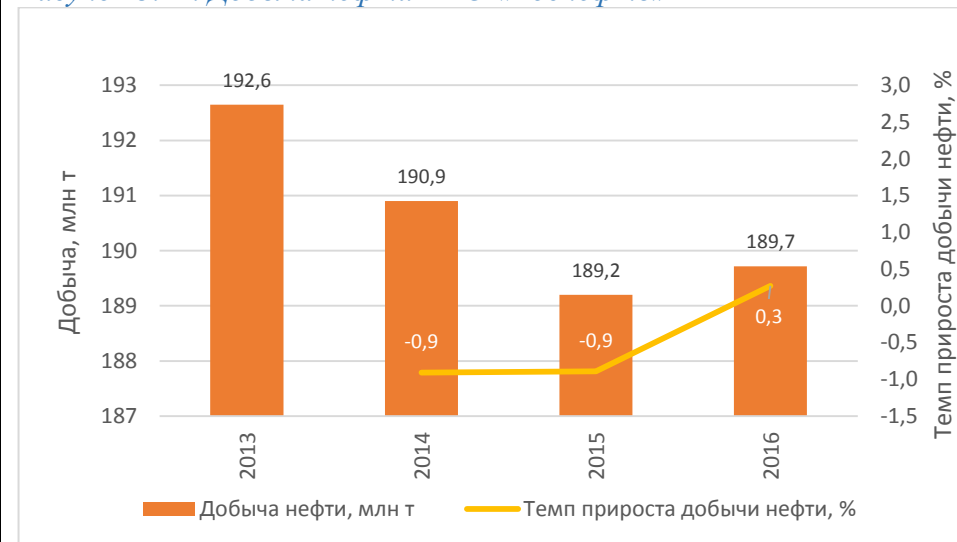
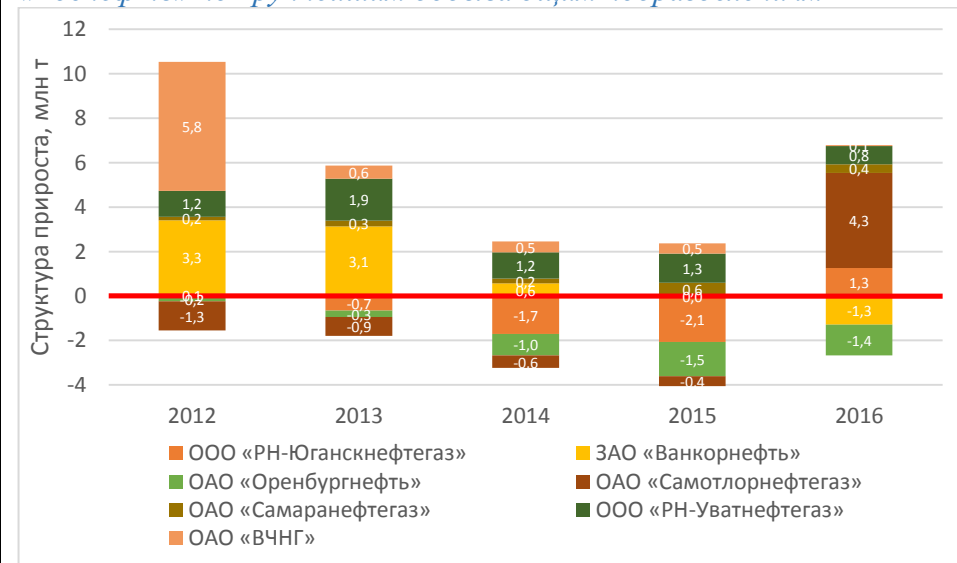


Рисунок 3.22. Структура прироста добычи нефти ПАО «Роснефть» по крупнейшим добывающим подразделениям



Источник: данные компаний

## Организационная структура добычи нефти: ПАО «ЛУКОЙЛ»

В 2016 г. добыча нефти ПАО «ЛУКОЙЛ» сократилась до 83 млн т (- 2,7 млн т) (рис. 3.23).

ПАО «ЛУКОЙЛ» – вторая по объемам добычи нефти ВИНК. Доля компании в структуре добычи нефти в России составляет 15,2 %.

Крупнейшее подразделение компании «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в течение последних 10 лет планомерно сокращает уровень добычи (рис. 3.24). По итогам года добыча здесь сократилась до 38,1 млн т (-2,9 млн т). Необходимо отметить, что с 2014 г. происходит ускорение сокращения добычи на этих объектах. 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.

Добыча нефти «ЛУКОЙЛ-Коми» несколько возросла - до 17,1 млн т. Развитие производственных мощностей на Ярегском месторождении является одним из наиболее значимых и перспективных проектов для предприятия, включающее строительство 25 новых производственных объектов, в том числе цех подготовки и перекачки нефти, установка подготовки воды, комплекс парогенерирующих установок. В результате на объекте обеспечен прирост более 1 млн т, с возможностью дальнейшего роста этого показателя.

В акватории Каспийского моря добычу нефти и разработку месторождений ведет «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». Здесь в 2010 г. компания ввела в эксплуатацию месторождение им. Корчагина. В октябре 2016 г. введено в разработку месторождение им. Филановского. В результате в 2016 г. добыча нефти «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» достигла 2,2 млн т (прирост 0,6 млн т) с возможностью дальнейшего наращивания этого показателя. В настоящее время пробурено шесть скважин, ведется бурение седьмой. Среднесуточная добыча в июне превысила 14 тыс. т. Завершение строительно-монтажных работ второй очереди месторождения им. В. Филановского планируется до конца 2017 г.

Рисунок 3.23. Добыча нефти ПАО «ЛУКОЙЛ»

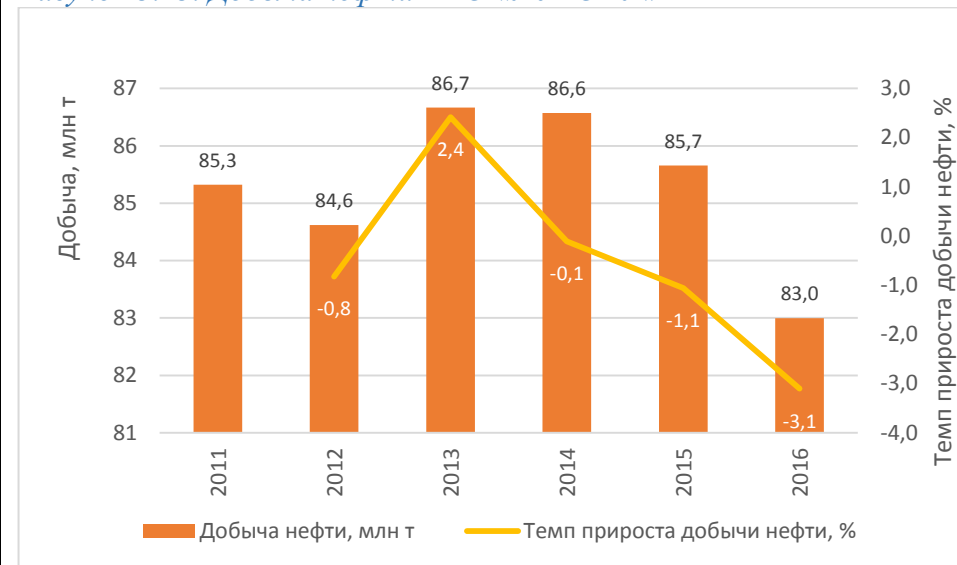
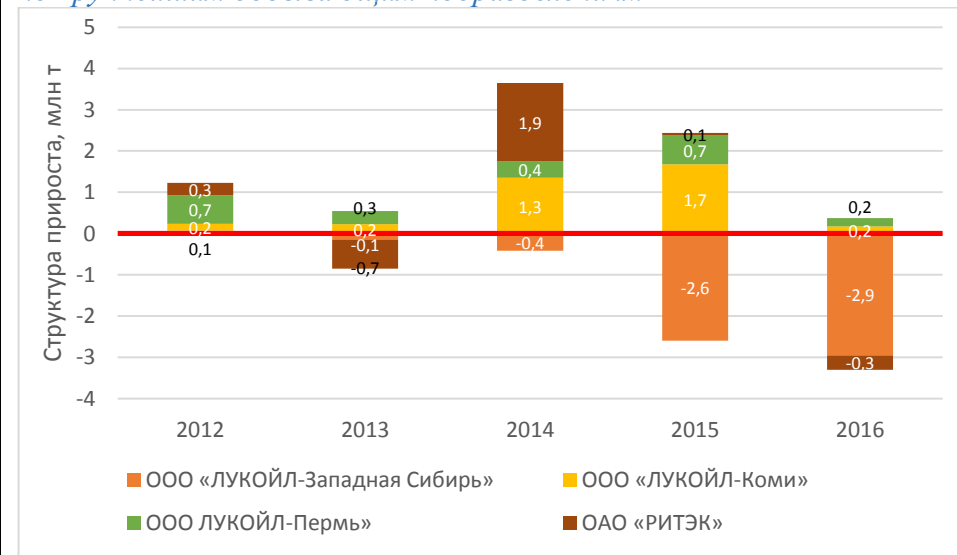


Рисунок 3.24. Структура прироста добычи нефти ПАО «ЛУКОЙЛ» по крупнейшим добывающим подразделениям



Источник: данные компаний

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

В 2016 г. добыча нефти ПАО «Газпром нефть» возросла до 37,7 млн т (прирост 10 % или 3,4 млн т) (рис. 3.25).

Крупнейшим нефтедобывающим подразделением компании является ОАО «Газпромнефть-Хантос» (Ханты-Мансийский АО), где за минувший год удалось удержать добычу на уровне предыдущего года (прирост 0,1 млн т) (рис. 3.26). Удержание добычи произошло за счет успешной реализации планового количества геолого-технических мероприятий, эффективной работы с базовым фондом скважин, а также внедрения новых передовых технологий. Компания имеет высокий показатель по количеству гидроразрывов пласта: на скважинах проведено 1586 операций, что на 46 % превышает аналогичный показатель 2015 г. «Газпромнефть-Хантос» установил рекорд по строительству горизонтальных скважин.

Вторым крупнейшим подразделением является «Газпромнефть-ННГ» - 9,2 млн т (Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономный округ), добыча на котором последние годы планомерно снижается (2016 г. – 0,5 млн т). В 2016 г. «Газпром нефть» утвердило стратегию реализации нового крупного проекта – освоения группы месторождений в южной части Ямало-Ненецкого автономного округа. Это позволит в рамках нефтедобывающего предприятия компенсировать естественную убыль добычи на зрелых месторождениях.

«Газпромнефть-Оренбург» - одно из крупных нефтегазодобывающих предприятий компании, ведущей свою деятельность в традиционном нефтедобывающем регионе Волго-Уральской нефтегазодобывающей провинции. По итогам 2016 г. добыча здесь возросла до 2,5 млн т (прирост - 0,1 млн т). Рост добычи стал возможным также благодаря реализации комплексной программы по повышению эффективности бурения новых скважин и проведения геолого-технических мероприятий. Для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов активно применяется практика многостадийного гидроразрыва пласта.

Значительных результатов в области добычи нефти компании удалось обеспечить благодаря развитию относительно новых объектов на севере Западной Сибири, включая шельф Карского моря, в рамках проектов «Газпромнефть-Ямал», «Газпром нефть шельф».

ООО «Газпромнефть-Ямал» (до 2016 года – ООО «Газпром нефть Новый Порт») создано в 2011 г. в рамках проекта по освоению Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения. Несмотря на то, что эксплуатационное бурение началось два года назад, в 2016 г. фактически началась полномасштабная разработка месторождения, и добыча возросла до 2,9 млн т.

«Газпром нефть шельф» владеет лицензией на разработку Приразломного нефтяного месторождения. В 2016 г. добыча нефти возросла до 2,2 млн (прирост -1,3 млн т). Перспективный уровень добычи нефти на пике — около 5,5 млн т.

Рисунок 3.25. Добыча нефти ПАО «Газпром нефть»

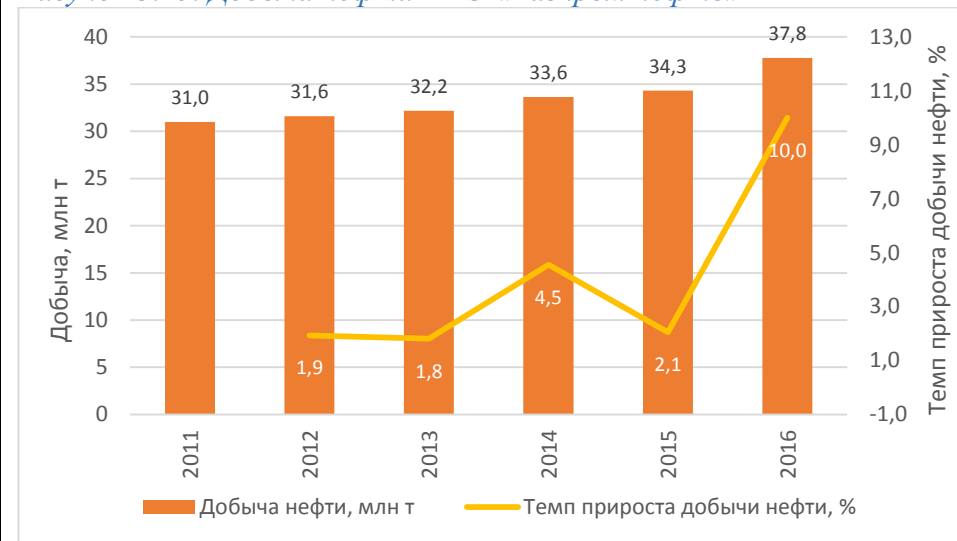
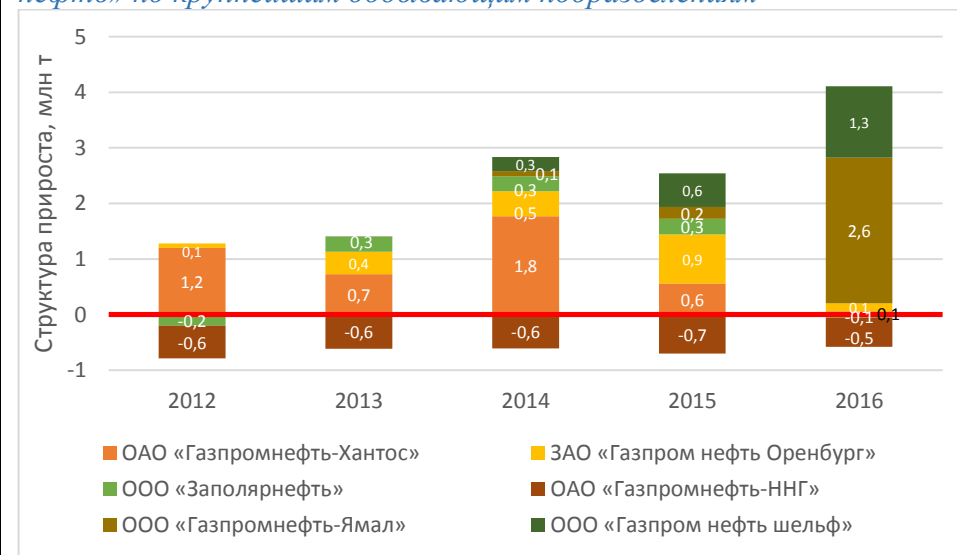


Рисунок 3.26. Структура прироста добычи нефти ПАО «Газпром нефть» по крупнейшим добывающим подразделениям



Источник: данные компаний

## Организационная структура добычи нефти: ОАО «Сургутнефтегаз»

В 2016 г. ОАО «Сургутнефтегаз» фактически стабилизировало добычу нефти на уровне 61,8 млн т (прирост - 0,2 млн т) (рис. 3.27). «Сургутнефтегаз» - это третья компания по объёму добычи нефти в России (11,3 % 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).

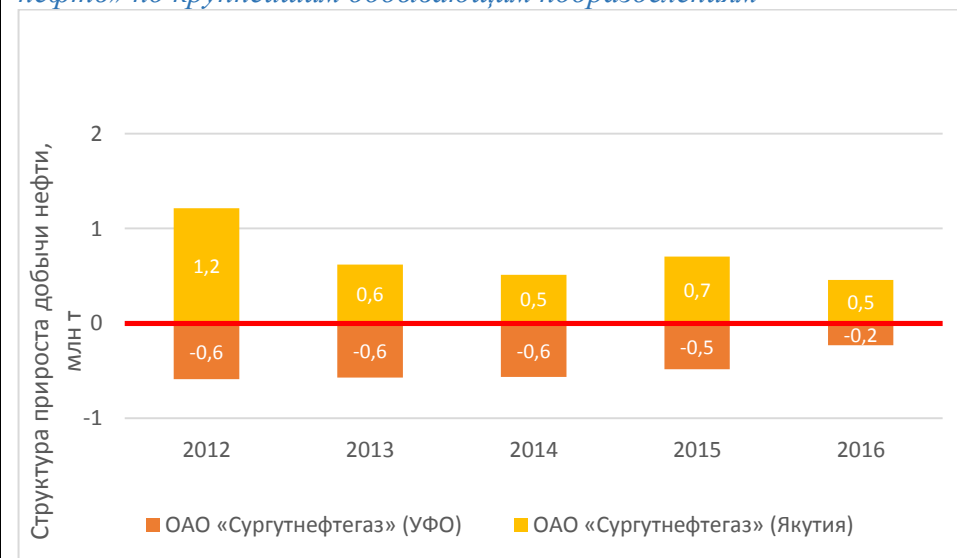
Компания осуществляет мероприятия по стабилизации добычи нефти в Западной Сибири, где сосредоточены основные активы компании. По итогам 2016 г. ОАО «Сургутнефтегаз» отчитался о падении добычи в основном опорном регионе – Ханты-Мансийском автономном округе до 52,9 млн т (-0,2 млн т) (рис. 3.28). В Западной 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. В 2016 г. добыча по Рогожниковской группе месторождений, являющейся одним из молодых нефтедобывающих кластеров, составила свыше 7,5 % нефтедобычи в регионе. Кроме того, в 2016 г. начата эксплуатация Уватской группы месторождений, нового добывающего центра ОАО «Сургутнефтегаз». В 2016 г. в Западной Сибири ОАО «Сургутнефтегаз» ввело в разработку два новых месторождения: Южно-Нюрымское и Южно-Ляминское. В настоящее время «Сургутнефтегаз» активно наращивает объемы эксплуатационного бурения в регионе, кроме того, оптимизирует фонд скважин с точки зрения экономической эффективности и режима работы.

Объем добычи нефти ОАО «Сургутнефтегаз» в Восточной Сибири составил 8,9 млн т, что на 5,4 % выше уровня 2015 г. В целом на основных производственных объектах компания вышла на полку добычи на месторождениях Республики Саха (Якутия). На конец 2016 г. в этом регионе ОАО «Сургутнефтегаз» вело промышленную разработку шести месторождений. В 2016 г. введено в эксплуатацию Южно-Талаканское месторождение. Прирост добычи нефти осуществляется как за счет экстенсивного вовлечения новых объектов и наращивания объема эксплуатационного бурения, так и за счет повышения эффективности геолого-технических мероприятий, включая обработку призабойных зон и забуривание боковых стволов.

Рисунок 3.27. Добыча нефти ОАО «Сургутнефтегаз»



Рисунок 3.28. Структура прироста добычи нефти ПАО «Газпром нефть» по крупнейшим добывающим подразделениям



Источник: данные компаний

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

В 2016 г. ПАО «Татнефть» нарастило добычу нефти до 28,7 млн т (прирост 1,4 млн т), в результате компания стала одним из лидеров в области прироста добычи нефти в стране (рис. 3.29, 3.30). Таким образом был достигнут максимальный уровень добычи нефти за последние 24 года. В настоящее время на компанию приходится более 5 % общероссийской добычи. Компания работает преимущественно на территории Республики Татарстан. Кроме того, отдельные виды работ по поиску, разведке и добыче ведутся на территории Республики Калмыкия, Оренбургской и Самарской, Ульяновской областей, Ненецкого АО. В результате основные разрабатываемые месторождения находятся в традиционных центрах на падающей стадии добычи. За счет расширенного использования новых технологий темп роста добычи на старых месторождениях составил 4 % к уровню 2015 г.

Более 40 % от общего объема добычи обеспеченно за счет третичных и гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи.

Одним из приоритетов развития нефтедобычи компании является освоение месторождений сверхвязкой нефти (шешминского горизонта). В 2016 г. добыто 843 тыс. т сверхвязкой нефти, рост добычи к уровню прошлого года составил более чем два раза. 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 месторождения).

В 2016 г. компания «Роснефть» приобрела активы компании «Башнефть», которая по итогам 2016 г. прирастила добычу на 1,5 млн т. Основной прирост добычи нефти обеспечен за счет относительно новых активов, за счет которых компания наращивает производственные мощности - ООО «Башнефть-Полюс», ООО «Бурнефтегаз».

ООО «Башнефть-Полюс» - совместное предприятие с компанией «ЛУКОЙЛ» по разработке месторождения им. Титова и Трбса (Ненецкий АО). По итогам 2016 г. добыча на месторождениях составила 2,3 млн т (прирост добычи - около 0,9 млн т). В 2018-2019 гг. компания выйдет на проектный максимальный уровень добычи на уровне 4 млн т. в год.

ООО «Бурнефтегаз» было приобретено ПАО «Башнефть» в 2014 г. Общество ведет разведку и добычу нефти и газа в Ханты-Мансийском автономном округе. По итогам года добыча нефти в рамках добывающего подразделения увеличилась до 2,3 млн т (прирост - 0,5 млн т). Впоследствии компания была реструктуризирована в ООО «Соровскнефть». Компания владеет Соровским и Тортасинским месторождениями, а также рядом лицензионных участков.

Рисунок 3.29. Добыча нефти ПАО «Татнефть» и ПАО «Башнефть»

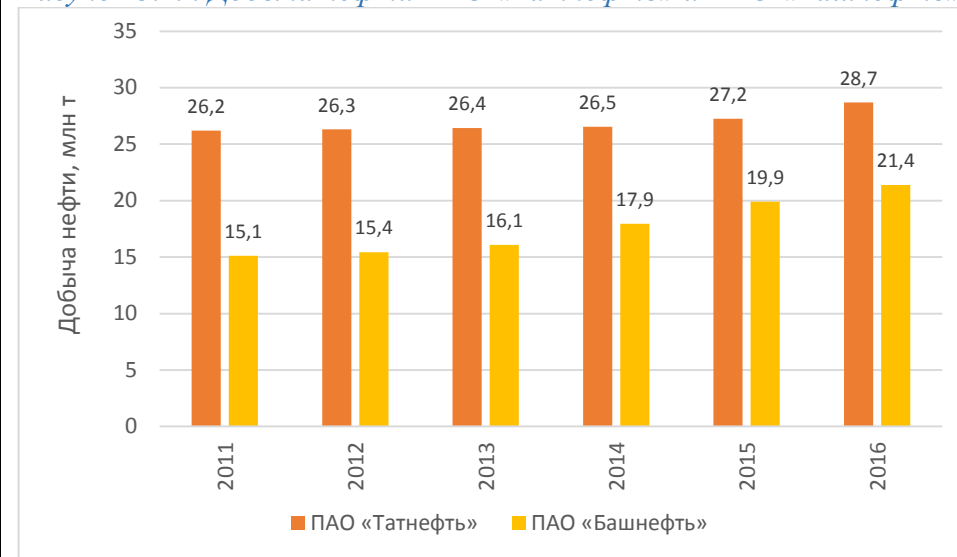
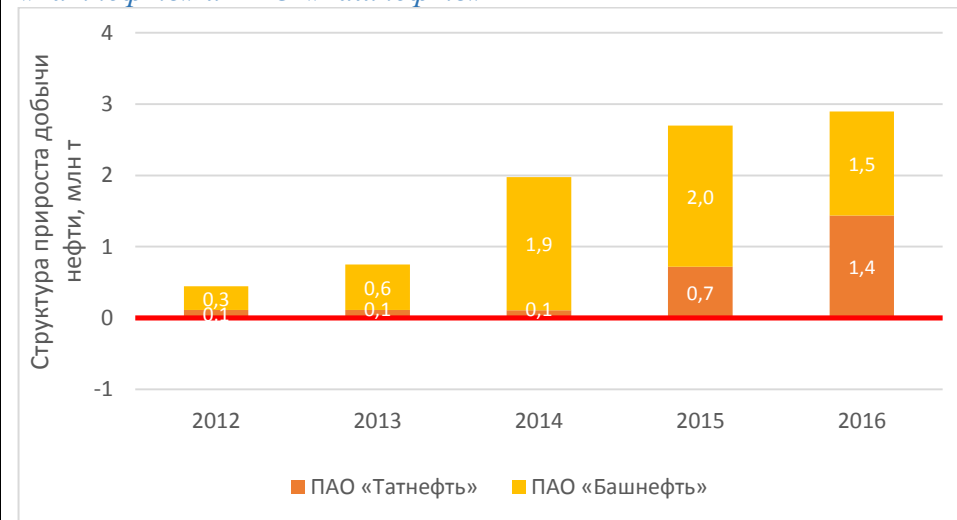


Рисунок 3.30. Структура прироста добычи нефти ПАО «Татнефть» и ПАО «Башнефть»



Источник: данные компаний

## Организационная структура добычи нефти: независимые компании (включая газовые)

В настоящее время в России более 15 % (87 млн т) добычи нефти приходится на независимые нефтегазовые компании, не входящие в структуру ВИНК (рис. 3.31). Часть из этих компаний специализируются преимущественно на нефтяном бизнесе, другая быстро растущая часть относится преимущественно к газовому бизнесу и специализируется на добыче конденсата. Основной прирост добычи жидких углеводородов формально независимыми и газовыми компаниями приходится на северные регионы Западной Сибири – Ямало-Ненецкий АО, а также Восточную Сибирь (рис. 3.32).

ПАО «Газпром» - крупнейший производитель конденсата в России, в 2016 г. этот показатель составил 17,4 млн т. При добыче природного газа может выделяться значительное количество конденсата. Этот процесс интенсифицировался с выходом компании в нижележащие отложения валанжина и ачима в Западной Сибири, прежде всего на Уренгойском и ряде других месторождений. Значительный прирост добычи конденсата ПАО «Газпром» был зафиксирован в 2013 г., после этого ежегодный прирост составлял чуть менее 0,5 млн т.

Кроме того, добыча такого типа сырья осуществляется компанией «Арктикгаз», контролируемая газовой компанией «НОВАТЭК». В 2014 г. состоялся ввод в эксплуатацию первой и второй очередей на Уренгойском месторождении. Суммарная производственная мощность составила 13 млрд куб. м природного газа и более 5 млн т дегидратированного конденсата в год. Добыча ведется также из ачимовских отложений, которые характеризуются значительной глубиной залегания и сверхвысоким содержанием газового конденсата. В 2016 г. производство конденсата компанией «Арктикгаз» возросло до 8,1 млн т (прирост - 0,6 млн т).

По итогам 2016 г. газовая компания «НОВАТЭК» нарастила добычу жидких углеводородов до 8 млн т, что составило двукратное увеличение. Основной прирост добычи нефти пришелся на дочернее добывающее подразделение «Яргео» (СП «Новатэк» и фонд «Энергия»), которое в 2015 г. ввело в разработку Ярудейское месторождение в Ямало-Ненецком автономном округе. По итогам года месторождение вышло на проектные уровни разработки – 3,6 млн т. В то же время сократилась добыча конденсата дочерним подразделением «Юрхаровнефтегаз» до 1,8 млн т (- 0,3 млн т), в связи с уменьшением добычи природного газа на Юрхаровском месторождении.

Продолжает уверенно наращивать добычу нефти «Иркутская нефтяная компания». По итогам года добыча возросла до 6,7 млн т (прирост – 2,5 млн т). ИНК участвует в геологическом изучении, разведке и разработке 25 месторождений и лицензионных участков недр на территории Иркутской области и Республики Саха (Якутия).

В 2016 г. отмечается рост добычи нефти компанией «Дулисьма» - до 1,5 млн т (прирост - 30 %), осваивающей месторождение Дулисьма в Иркутской области. В связи с постановкой на баланс второго нефтяного горизонта по планам компании к 2018 г. ежегодная добыча может увеличиться до 2,5 млн т.

Рисунок 3.31. Добыча нефти и газового конденсата в России крупнейшими независимыми компаниями (включая газовые)

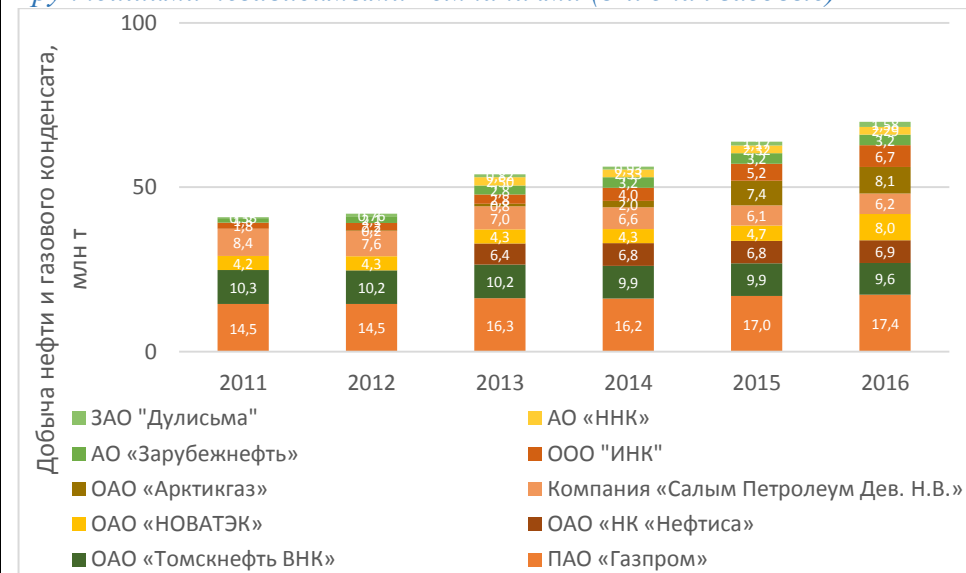
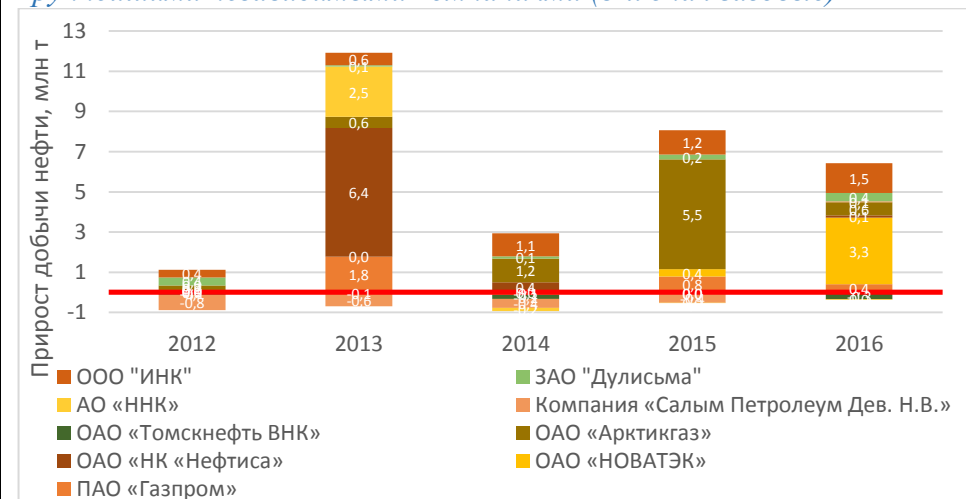


Рисунок 3.32. Прирост добычи нефти и конденсата в России крупнейшими независимыми компаниями (включая газовые)



Источник: данные компаний

## Организационная структура добычи нефти: малые независимые компании

В 2016 г. добычу нефти в России осуществляли 146 независимых нефтегазодобывающих компаний, в том числе 67 малых компаний с объемом добычи менее 50 тыс. т в год. Суммарный объем добычи сектора составил более 22 млн т, что составляет 4 % от общего объема добычи нефти и конденсата в России (рис. 3.33). Сектор независимых нефтяных компаний (ННК) по-прежнему остается лидером в нефтедобывающей отрасли РФ по темпам прироста добычи нефти. В 2016 г. в сравнении с 2015 г. темпы прироста добычи сектора ННК составили в среднем 19 % против 2,4 % (по отрасли в целом) и 1 % (по ВИНК) (рис. 3.34).

Лидером сектора по объемам добычи и темпам ее прироста остается ООО «Иркутская нефтяная компания» (ИНК). У данной компании темп прироста добычи по итогам 2016 г. составил около 49 %. Высокие темпы прироста добычи показывают и нефтяные компании, находящиеся в доверительном управлении АО «Русь-Ойл» – около 15 %.

Реализация добытого сырья нефтяными компаниями сектора происходит преимущественно на внутреннем рынке. Ограниченные возможности по экспортным операциям и одновременный рост НДПИ сужает инвестиционные возможности малых независимых компаний.

Рисунок 3.33. Добыча нефти и газового конденсата в России малыми независимыми компаниями

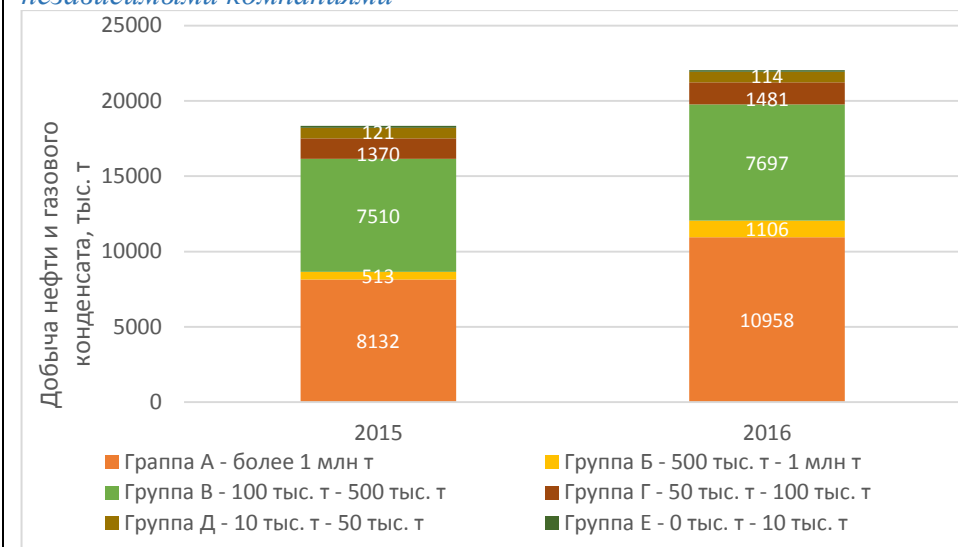
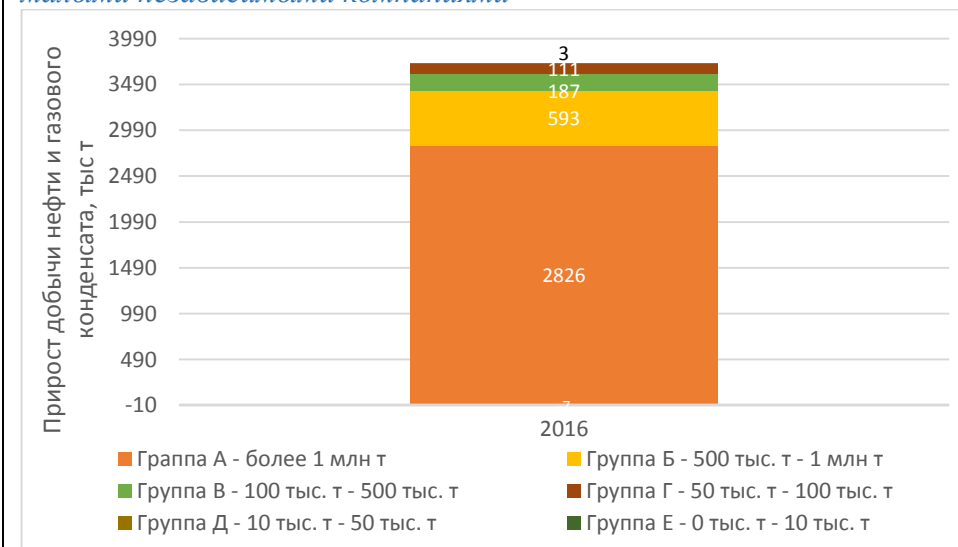


Рисунок 3.34. Прирост добычи нефти и конденсата в России малыми независимыми компаниями



Источник: «АссоНефть»

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

1. Россия на фоне мировых тенденций

2. Геологоразведочные работы

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

3. Добыча нефти в России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

4. Переработка нефти в России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

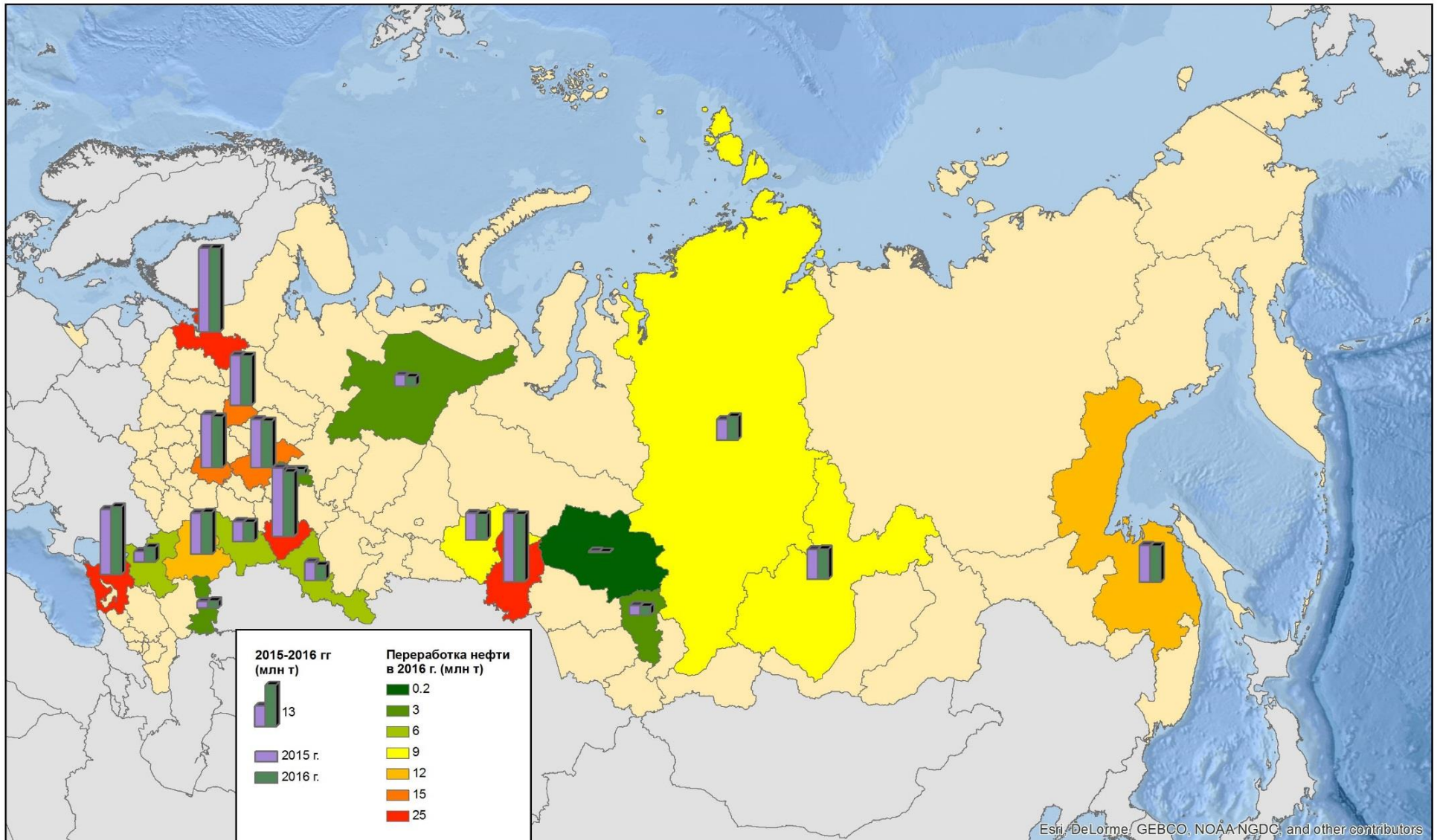
5. Экспорт нефти из России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

## Переработка нефти в России



Источник: ИНГГ СО РАН

## Общепромышленные тенденции переработки нефти

В 2016 г. объем первичной переработки нефти в России сократился до 280 млн т (- 3 млн т) (рис. 4.1, 4.2). С 2014 г. происходит уменьшение объема первичной переработки нефти. Сокращение этого показателя во многом связано с законодательными решениями в сфере налогообложения, ограничивающими экспорт темных низкокачественных нефтепродуктов (мазута и отчасти дизельного топлива), используемых за рубежом в качестве сырья. Вместе с этим наблюдается и сокращение загрузки установки по первичной переработке нефти (с 87 до 86 %).

В настоящее время в России функционируют 37 крупных НПЗ с объемами переработки более 1 млн т в год и значительное количество малых НПЗ (МНПЗ). По общей мощности российская нефтеперерабатывающая промышленность занимает третье место в мире, уступая США и Китаю. Однако относительно низкая глубина переработки нефти в России и специализация на выпуске темных нефтепродуктов приводит к недополучению добавленной стоимости. Развитие собственных нефтехимических производств и замещение импортируемой нефтехимической продукции с учетом мультипликативного воздействия позволит получить существенный экономический эффект.

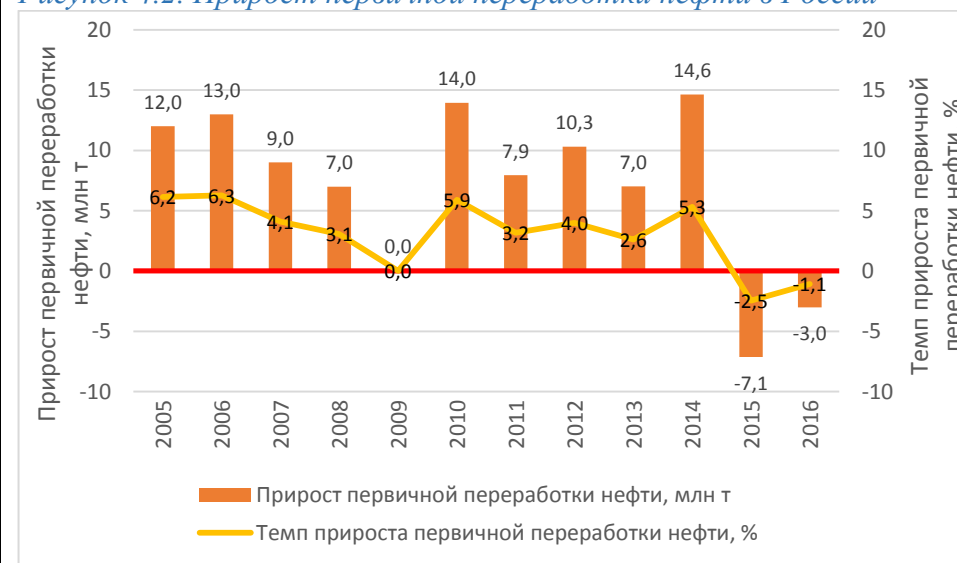
В нефтеперерабатывающей отрасли отмечается высокая концентрация производства, так в 2016 г. более 83 % (233 млн т) всего объема переработки жидких УВ осуществлялось на НПЗ, входящих в состав вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний. В последние годы в нефтепереработке прослеживалась тенденция к росту доли независимых компаний в структуре первичной переработки. В 2016 г. около 14,4 % нефти (40 млн т) перерабатывалось крупными НПЗ, не входящими в структуру ВИНК, на долю малых НПЗ пришлось порядка 2,4 % (6,8 млн т).

В настоящее время в России активно продолжается модернизация нефтеперерабатывающих заводов с целью перехода на выпуск автомобильного топлива высоких экологических классов. К концу 2017 г. планируется ввести в эксплуатацию восемь технологических установок на различных НПЗ России. В результате ожидается увеличение глубины переработки нефти на 1,7 %, рост производства автобензина и дизельного топлива на 1,8 % и 3,3 % соответственно.

Рисунок 4.1. Объем первичной переработки нефти в России



Рисунок 4.2. Прирост первичной переработки нефти в России



Источник: Минэнерго России

## Общепромышленные тенденции переработки нефти: основные нефтепродукты

В 2016 г. продолжился ввод новых и реконструкция действующих технологических мощностей, реализуемых, преимущественно на НПЗ ВИНК России. Процесс модернизации НПЗ, сопровождаемый существенным снижением доли мазута в структуре выпуска, позволил увеличить глубину переработки нефти в России до 79,2 % (прирост 5 %) (рис. 4.3).

Второй год подряд происходит сокращение производства мазута (рис. 4.4). Так, если в 2014 г. было произведено 78,4 млн т, то в 2016 г. объем производства сократился до 56,9 млн т (-21,5 млн т). В структуре выпуска базовых нефтепродуктов (автомобильный бензин, дизельное топливо, мазут) его доля сократилась до 33 % (2014 г. – 40,4 %).

В 2016 г. производство дизельного топлива почти не изменилось и составило 76,3 млн т, что на 0,2 млн т выше уровня предыдущего года. В 2016 г. продолжился последовательный рост производства автомобильного бензина: относительно 2015 г. производство выросло на 0,8 млн т – до 40 млн т.

Несмотря на стимулирование увеличения глубины переработки и подписание новых технических регламентов, в структуре выпуска нефтепродуктов в России по-прежнему продолжает доминировать производство тяжелых и средних фракций с низкой добавленной стоимостью.

Рисунок 4.3. Объем производства основных нефтепродуктов в России

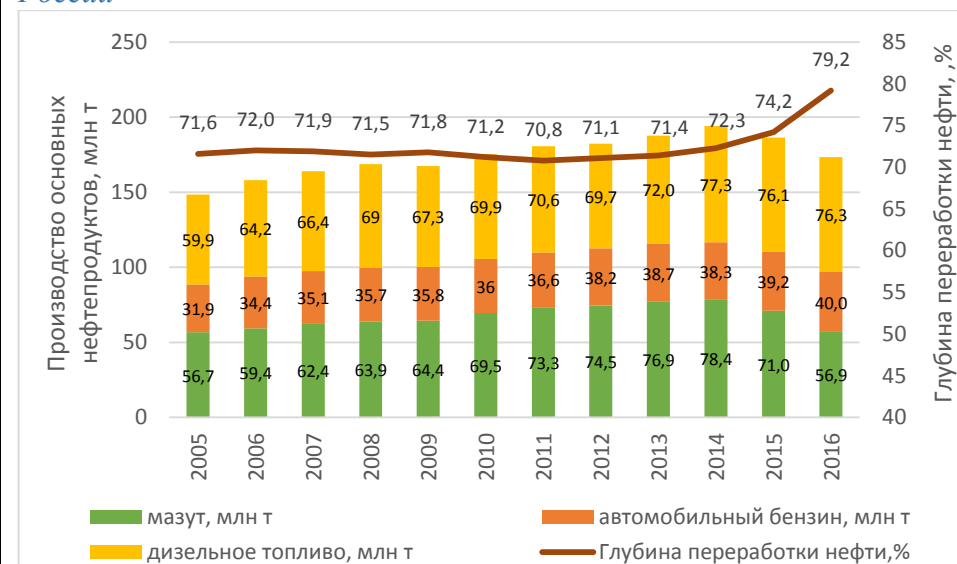
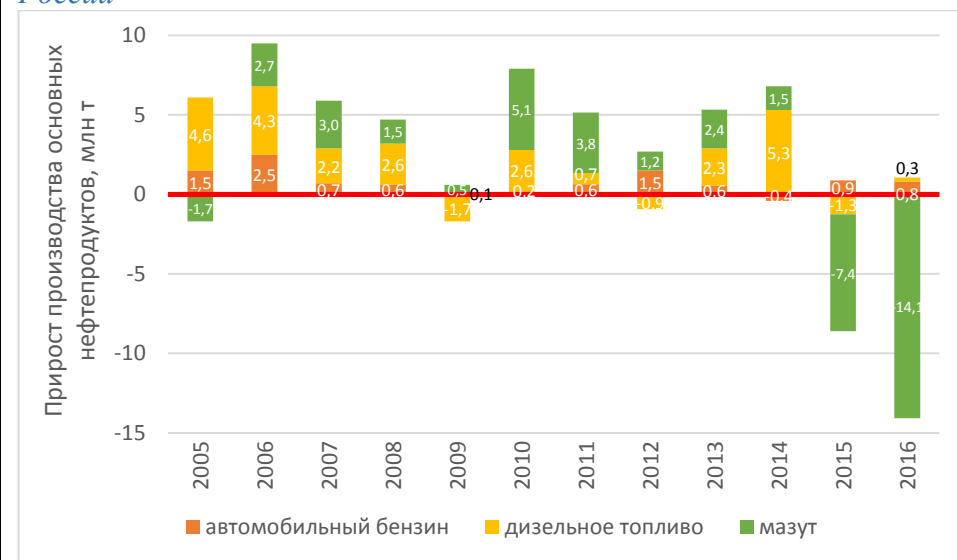


Рисунок 4.4. Прирост производства основных нефтепродуктов в России



Источник: Минэнерго России

## Региональная структура переработки нефти

В Приволжском федеральном округе сосредоточено чуть менее 40 % всех российских нефтеперерабатывающих мощностей (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 Северо-Западном федеральном округе расположено одно из крупнейших российских нефтеперерабатывающих предприятий – «Киришинефтеоргсинтез» с объемом первичной переработки сырья более 18,5 млн т нефти в год.

В Южном, Северо-Западном и Дальневосточном регионах, территориально наиболее приближенных к экспортным рынкам нефтепродуктов, сосредоточено около 24 % мощностей по первичной переработке нефти. Вместе с тем большинство российских НПЗ (за исключением «Киришинефтеоргсинтеза» и Туапсинского НПЗ) расположены на значительном удалении от морской портовой инфраструктуры, что увеличивает транспортные затраты.

В Сибирском федеральном округе расположены заводы компании «Роснефть» и «Группы Газпром». «Роснефть» владеет крупными заводами в Красноярском крае (Ачинский НПЗ) и Иркутской области (Ангарская НХК), а «Газпром нефть» контролирует один из крупнейших и высокотехнологичных заводов на территории России – Омский НПЗ с объемом первичной переработки 20,5 млн т нефти в год. В Сибирском федеральном округе перерабатывается 14,9 % нефти в стране.

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». Оба завода находятся на территории Хабаровского края, их суммарная мощность составляет около 12 млн т нефти в год.

Нефтеперерабатывающая промышленность России – организационно высококонцентрированная и территориально диверсифицированная отрасль нефтегазового комплекса, обеспечивающая переработку порядка половины объема жидких углеводородов, добываемых в стране. Однако технологический уровень большинства заводов, несмотря на проведенную в последние годы модернизацию, значительно уступает показателям развитых стран.

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

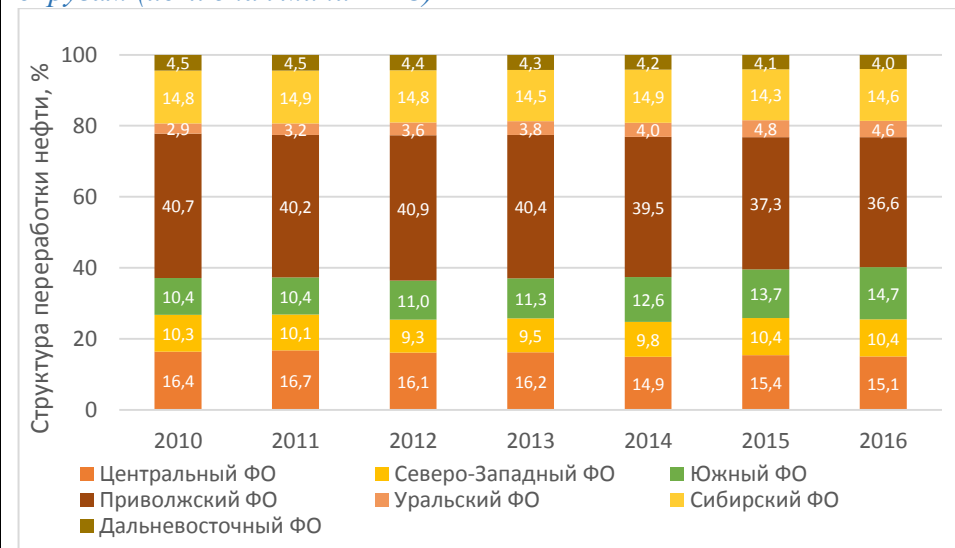
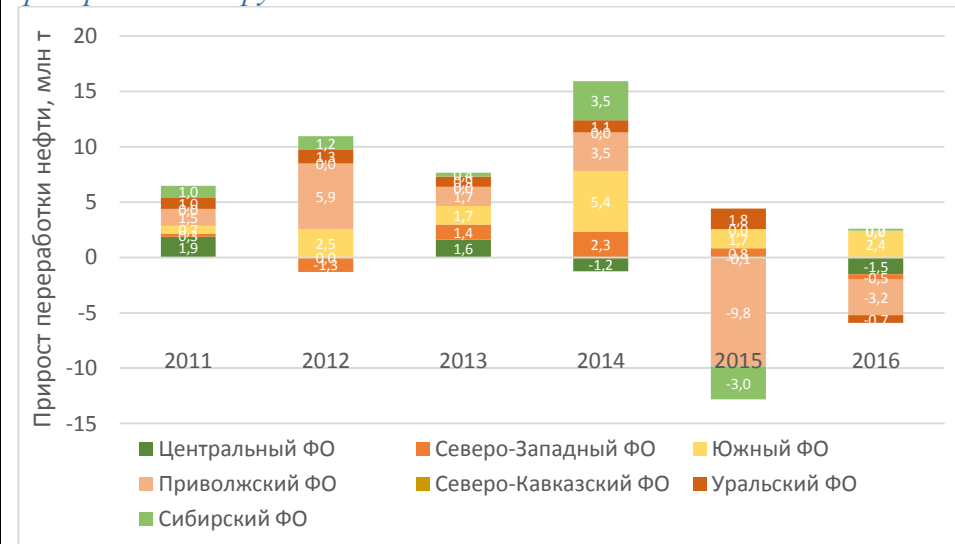


Рисунок 4.6. Динамика прироста переработки нефти по федеральным округам



Источник: Минэнерго России, данные компаний

## Организационная структура переработки нефти

«Роснефть» – лидер по объему первичной нефтепереработки нефти в России. По итогам 2016 г. компания переработала 75,3 млн т или чуть более четверти от общего объема первичной переработки нефти в стране. Значительные объемы нефти и конденсата перерабатывают заводы «Газпром нефти» – 31,2 млн т, «ЛУКОЙЛа» – 42 млн т, «Сургутнефтегаза» – 18,6 млн т, «Башнефти» – 18,3 млн т. Всего вертикально-интегрированными компаниями переработано 233 млн т нефти, что на 3 млн т меньше уровня 2015 г (рис. 4.7, 4.8).

По итогам 2016 г. «Роснефть» допустила умеренное сокращение объема нефтепереработки на 2 млн т. Относительно максимального объема переработки, достигнутого в 2014 г., снижение составило 4 млн т. Объем переработки сократился на большинстве НПЗ компании. Более всего переработка снизилась на «Новокуйбышевском НПЗ» – 1,1 млн т. Наибольший рост переработки нефти показал Ачинский НПЗ. За год объем переработки нефти вырос на 0,8 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 с мощностью по сырью менее 0,3 млн т. Общая мощность установок по первичной переработке нефти компании составляет 46 млн т. По итогам 2016 г. объем переработки нефти составил 42 млн т или 15 % от общего объема нефтепереработки в стране. Максимальный объем переработки с предельным уровнем загрузки перерабатывающих мощностей компании был достигнут в 2013-2014 гг., когда ежегодно перерабатывалось около 45,5 млн т нефти. Однако в условиях «налогового манёвра» загрузка мощностей компании снизилась до 91 % в 2016 г., а объем переработки составил 42 млн т нефти в год.

«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 33,3 млн т нефти в год. В 2016 г. объем переработки составил 31,2 млн т, или около 11 % от общего объема нефтепереработки.

Рисунок 4.7. Организационная структура объёма переработки нефти в России

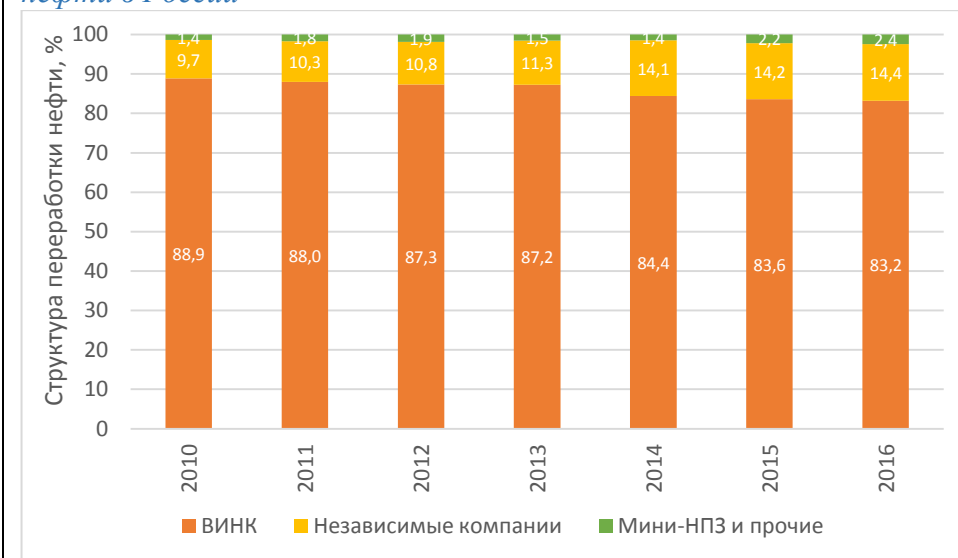
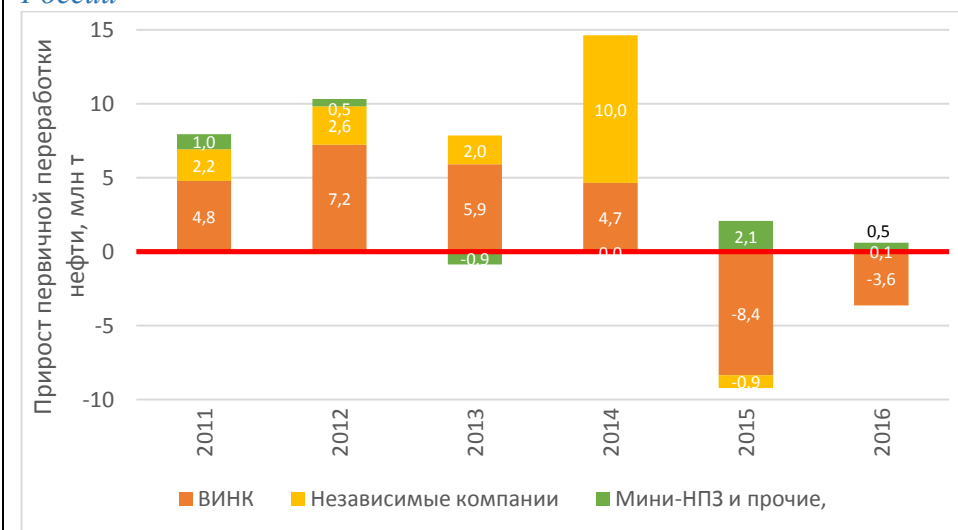


Рисунок 4.8. Прирост объёма первичной переработки нефти в России



Источник: Минэнерго России, данные компаний

## Организационная структура переработки нефти: ПАО «Роснефть»

В 2016 г. объем переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах ПАО «Роснефть» сократился на 2 млн т и составил 75,3 млн т (рис. 4.9, 4.10). 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. Общий объем переработки нефти на российских НПЗ, входящих «в периметр компании», составил 87,5 млн т. Суммарная проектная мощность основных нефтеперерабатывающих предприятий на территории России составляет 95,1 млн т нефти в год.

В 2016 г. объем переработки сократился на большинстве НПЗ компании. Более всего переработка снизилась на Новокуйбышевском НПЗ – 1,1 млн т. Наибольший рост переработки нефти показал Ачинский НПЗ, где за год объем переработки нефти вырос на 0,8 млн т.

Компания проводит оптимизацию работы нефтеперерабатывающих заводов, в результате чего наблюдается некоторый рост производства светлых нефтепродуктов и снижение производства мазута. В 2016 г. объем производства мазута на российских НПЗ снизился более чем на 17 %, при этом выпуск бензина и дизельного топлива класса «Евро-5» увеличился до 31,1 млн т. С учетом новых активов компании выход светлых нефтепродуктов увеличился 1,3 % и составил 56,6 %. Глубина переработки нефти ПАО «Роснефть» составляет 72,0 %.

По итогам 2016 г. на Куйбышевском НПЗ произведен пуск установки каталитического крекинга и установки производства МТБЭ, на Новокуйбышевском заводе введена в эксплуатацию установка регенерации катализаторов, на Сызранском НПЗ произведен запуск установки короткоциклового адсорбции. Тем не менее, несмотря на продолжающуюся модернизацию НПЗ, глубина переработки нефти на заводах компании составляет только 71 %, что существенно ниже среднего уровня по российским НПЗ.

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

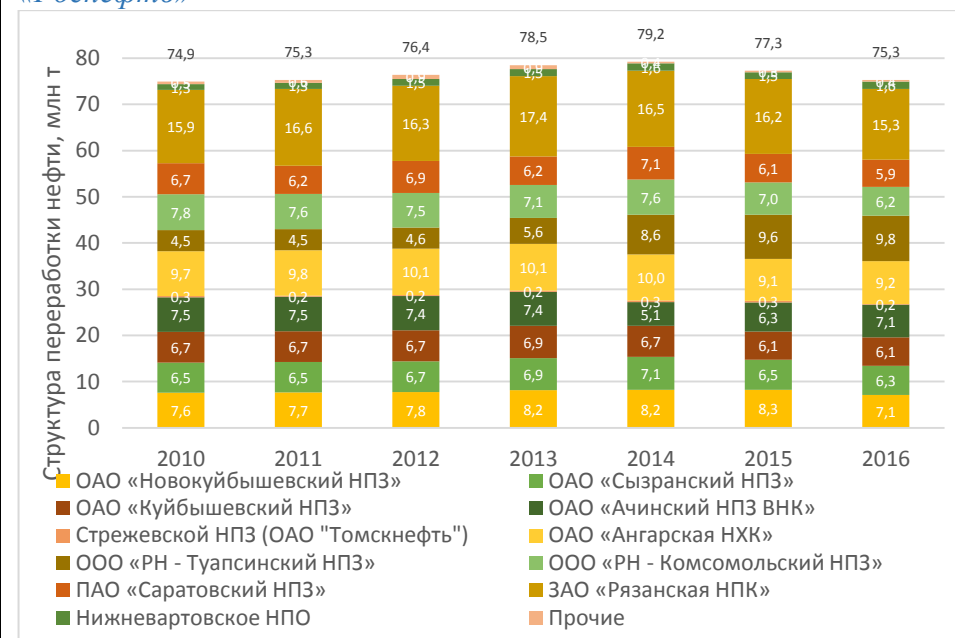
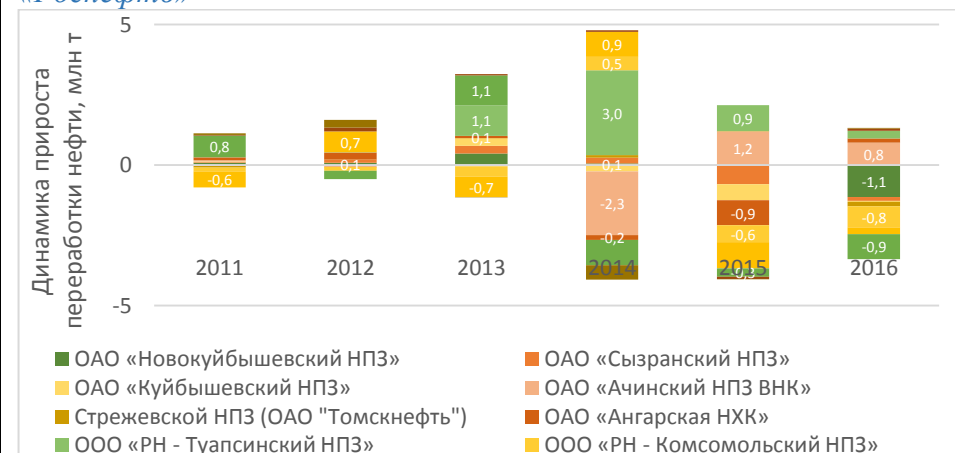


Рисунок 4.10. Динамика прироста переработки нефти ПАО «Роснефть»



Источник: данные компаний

## Организационная структура переработки нефти: ПАО «ЛУКОЙЛ»

В 2016 г. объём переработки нефти ПАО «Лукойл» сохранился на уровне предыдущего года и составил около 42 млн т (рис. 4.11, 4.12). В группу «Лукойл» входят четыре крупных НПЗ, суммарной мощностью 48,7 млн т, а также мини-НПЗ, мощность которых составляет 0,45 млн т.

Выход светлых нефтепродуктов на заводах компании составляет 62,9 %, что на 4,4 % больше уровня 2015 г. Глубина переработки нефти в 2016 г. выросла на 4,8 % и составила 84,7 %. Существенный рост глубины переработки обеспечил ввод комплекса переработки нефтяных остатков на Пермском НПЗ, в результате чего завод практически перестал выпускать мазут.

Объём переработки нефти на Пермском НПЗ в 2016 г. вырос на 0,8 млн т и составил 12,1 млн т. В 2016 г. на заводе завершена реконструкция блока гидродеароматизации дизельного топлива установки гидрокрекинга. Достигнута рекордная глубина переработки нефти – 97%.

На Волгоградском НПЗ переработано 12,8 млн т нефти, что на 0,2 млн т выше объёма переработки 2015 г. В 2016 году на заводе введён в эксплуатацию комплекс глубокой переработки вакуумного газойля, мощность которого составила 3,5 млн т в год. Это позволит увеличить производство дизельных топлив класса Евро-5 на 1,8 млн т в год.

Переработка нефти на Нижегородском НПЗ составила 14,1 млн т, что на 0,5 млн т ниже уровня предыдущего года. С 2015 г. на заводе происходит сокращение объёма переработки, что связано со снижением выработки мазута.

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

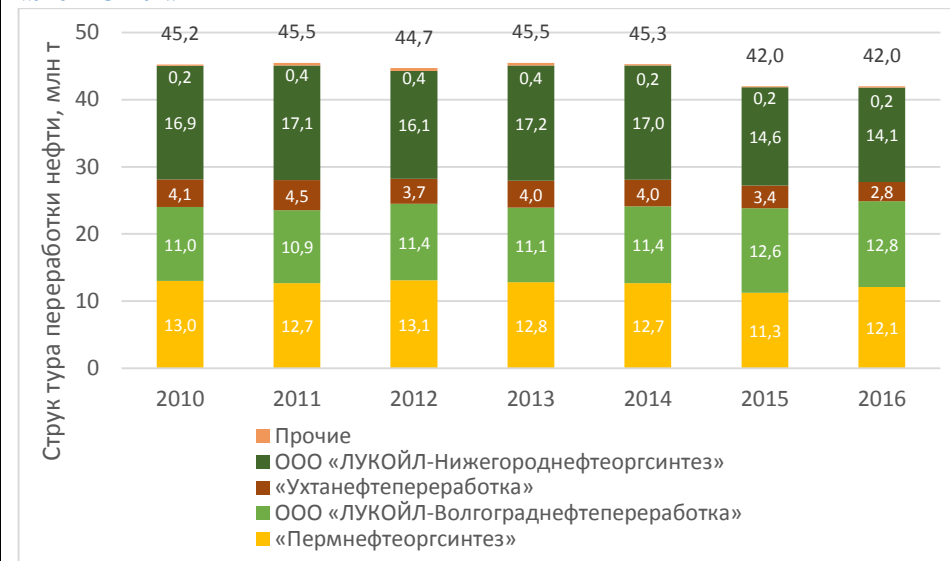
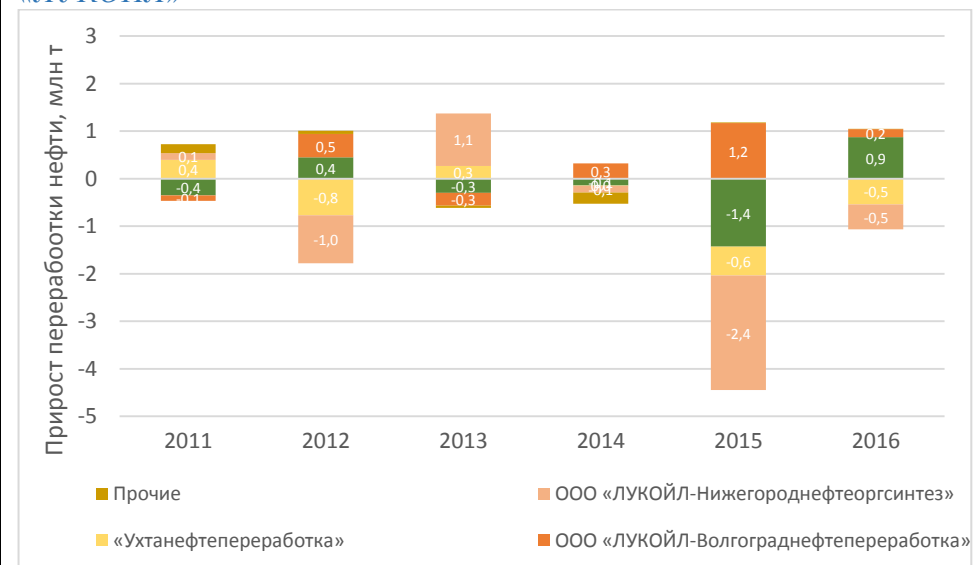


Рисунок 4.12. Динамика прироста переработки нефти ПАО «ЛУКОЙЛ»



Источник: данные компаний

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

В 2016 г. объём переработки нефти ПАО «Газпром нефть» составил около 31,2 млн т, что на 0,7 млн т ниже уровня предыдущего года (рис. 4.13, 4.14). Объём производства нефтепродуктов снизился за счет судового топлива и мазута. При этом производство моторных топлив и авиационного топлива увеличилось на 1,2 %. В нефтеперерабатывающей отрасли России компания представлена двумя НПЗ, суммарная мощность которых составляет 34,2 млн т.

На крупнейшем в России Омском НПЗ в 2016 г. переработано 20,5 млн т нефти, что на 0,4 млн т ниже уровня 2015 г. Доля выхода светлых нефтепродуктов составила 70,9 %. Выпуск бензинов за год вырос на 6,6 %, производство дизельного топлива увеличилось на 3,2 %. В 2015 г. стартовал проект строительства новой установки первичной переработки нефти, которая должна стать одной из крупнейших в России. Одним из важнейших проектов как для компании, так и для отрасли в целом является развитие производства катализаторов на Омском НПЗ.

Московский НПЗ в 2016 г. переработал 10,7 млн тонн нефти, что на 0,3 млн т ниже уровня предыдущего года. Доля выхода светлых нефтепродуктов составила 58,1 %. Глубина переработки нефти выросла до 75,8 %. Объём выпуск бензинов остался на уровне прошлого года и составил 2,6 млн т, производство дизельного топлива увеличилось на 1,8 %. На Московском НПЗ продолжается строительство комбинированной установки переработки нефти «Евро+» и биологических очистных сооружений «Биосфера».

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

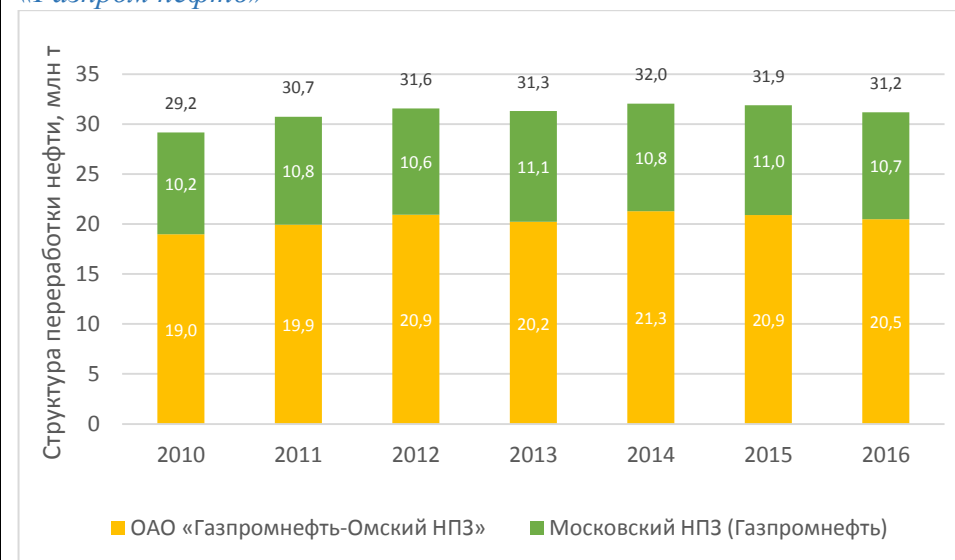
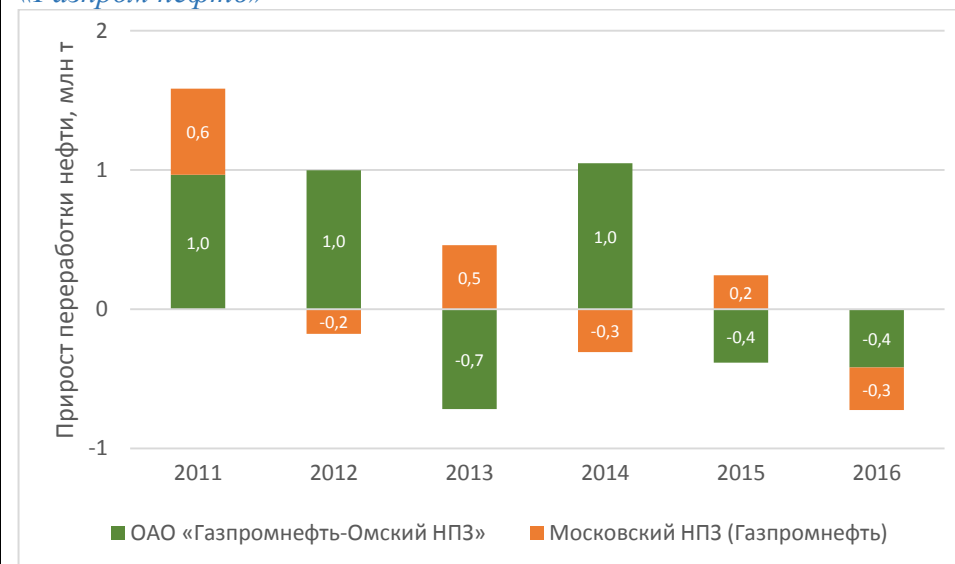


Рисунок 4.14. Динамика прироста переработки нефти ПАО «Газпром нефть»



Источник: данные компаний

## Организационная структура переработки нефти: ОАО «Сургутнефтегаз»

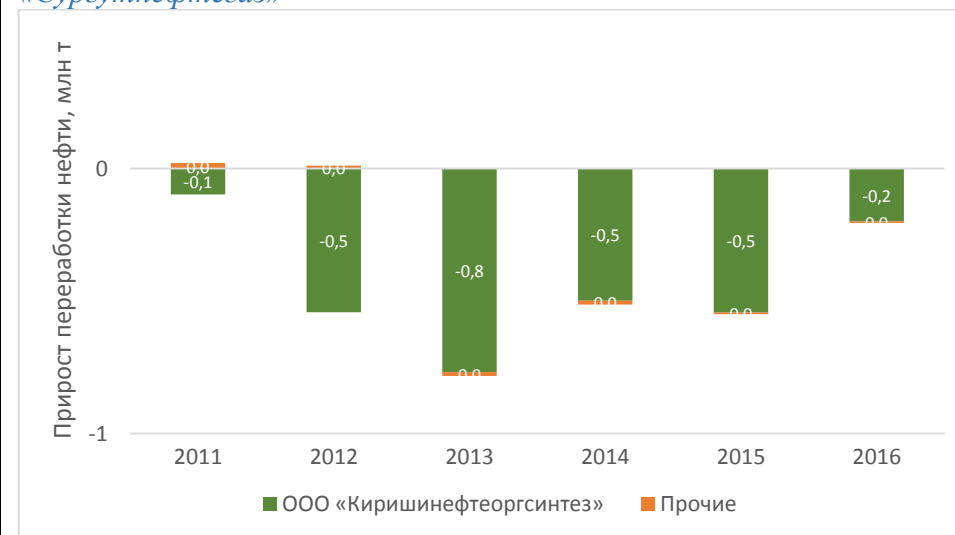
В 2016 г. объём переработки нефти ОАО «Сургутнефтегаз» составил 18,6 млн т, что на 0,2 млн т ниже уровня предыдущего года (рис. 4.15, 4.16). Переработка осуществляется на Киришском нефтеперерабатывающем заводе.

В 2016 г. на Киришском НПЗ завершён второй этап строительства комплекса производства высокооктановых компонентов бензина (ЛК-2Б). Данный этап включал в себя реконструкцию ПГВ-2 и строительство нового узла обратного водоснабжения (БОВ-7). В 2017 г. планируется завершение проекта строительства данного комплекса. В составе комплекса будут работать установки гидроочистки, изомеризации и каталитического риформинга с непрерывной регенерацией катализатора. Общая мощность комплекса составит 2 млн т в год. В результате завод должен полностью перейти на выпуск высокооктановых автомобильных бензинов класса 5.

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



Рисунок 4.16. Динамика прироста переработки нефти ОАО «Сургутнефтегаз»



Источник: данные компаний

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

В 2016 г. объём переработки нефти ПАО «Татнефть» составил 8,9 млн т, что на 0,1 млн т выше уровня предыдущего года (рис. 4.17). 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. Это позволит и увеличить глубину переработки нефти до 95 %, а выход светлых нефтепродуктов – до 85,8 %. 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 2016 г. объём переработки нефти ПАО «Башнефть» составил 18,3 млн т, что на 1 млн т ниже уровня предыдущего года. ПАО АНК «Башнефть» владеет тремя нефтеперерабатывающими активами: «Башнефть-УНПЗ», «Башнефть-Новыйл» и «Башнефть-Уфанефтехим», общая мощность заводов составляет 23,2 млн т нефти в год (рис. 4.18). Средняя глубина переработки - 85,8 %, выход светлых нефтепродуктов - 67,4 %.

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»

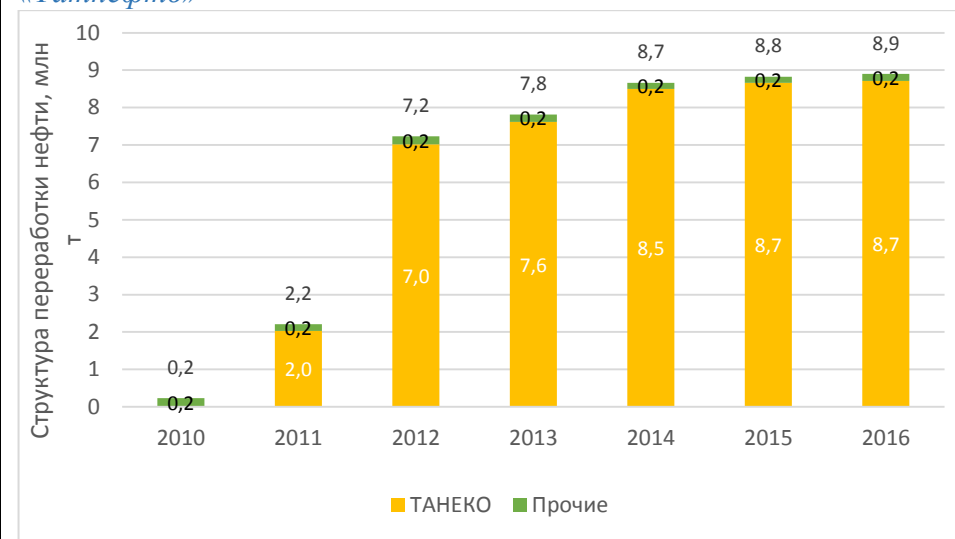
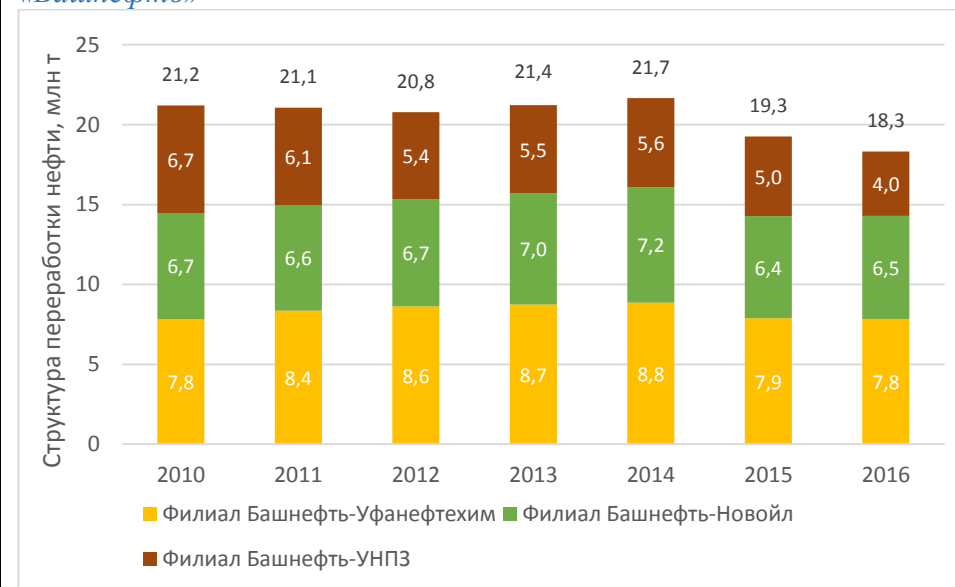


Рисунок 4.18. Структура переработки нефти на заводах ПАО «Башнефть»



Источник: 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. объём переработки нефти независимыми компаниями вырос на 65 % (рис. 4.19). В 2016 г. такими компаниями переработано более 40,2 млн т нефти, а установленная мощность составила 43,5 млн т.

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

Так, в 2014 г. на Антипинском НПЗ была введена в эксплуатацию установка электрообессоливания 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.

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 млн т, а объём переработки в 2016 г. составил 2,8 млн т. Яйский НПЗ позволяет снизить зависимость от поставок моторного топлива из других регионов.

Рисунок 4.19. Структура переработки нефти на независимых НПЗ

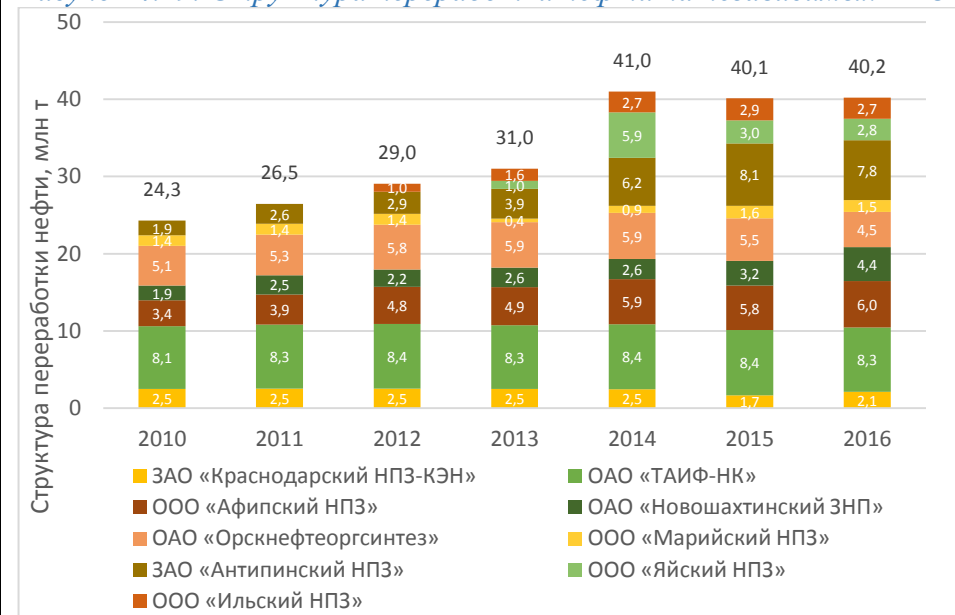
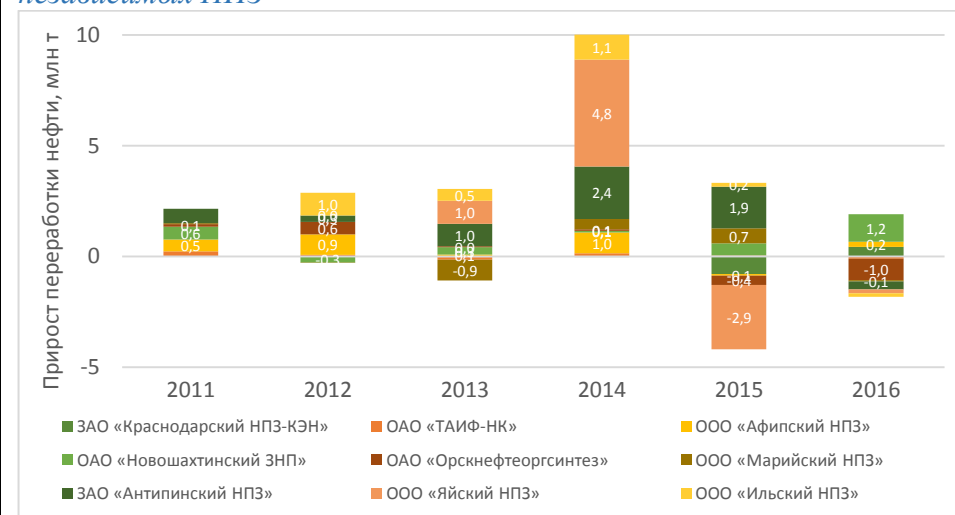


Рисунок 4.20. Динамика прироста переработки нефти на независимых НПЗ



Источник: данные компаний

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

1. Россия на фоне мировых тенденций

2. Геологоразведочные работы

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

3. Добыча нефти в России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

4. Переработка нефти в России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

5. Экспорт нефти из России

*Общепромышленные тенденции*

*Региональная структура*

*Организационная структура*

## Общепромышленные тенденции экспорта нефти

В 2016 г. второй год подряд продолжается тенденция наращивания экспортных поставок нефти при одновременном сокращении экспорта темных нефтепродуктов. Однако относительно 2015 г. темп роста экспортных поставок несколько замедлился.

В 2016 г. экспорт нефти из России с учетом транзитных ресурсов вырос на 14,3 млн т и составил 274,1 млн т (рис. 5.1, 5.2).

Объем экспорта российской нефти составил 254,2 млн т (рост на 12,4 млн т), транзитных ресурсов - 19,9 млн т.

Основные факторы наращивания экспорта сырой нефти:

- 1) Рост объема добычи нефти;
- 2) Сокращение объема первичной переработки с целью дальнейшего наращивания экспорта мазута и отчасти дизельного топлива;
- 3) Стагнация потребления нефтепродуктов на внутреннем рынке.

Объем поставок нефти в страны дальнего зарубежья в 2016 г. с учетом транзитных ресурсов составил 256 млн т нефти, что на 17,8 млн т больше экспорта 2015 г.

Основная часть поставок нефти (86,4 %, или 221,1 млн т) из России в дальнее зарубежье экспортируется по системе «Транснефть».

Около 34,9 млн т (13,6 % в общей системе поставок) нефти экспортируется, минуя систему «Транснефть». При этом необходимо отметить увеличение доли экспорта, минуя систему «Транснефть» (2015 г. - 11,7 %). Это связано с ростом объема добычи и экспорта нефти, в том числе в рамках шельфовых проектов, поставки нефти с которых осуществляется через собственные системы транспорта, прежде всего в рамках развития шельфовых проектов на Сахалине (Сахалинские проекты, шельфовые проекты на севере Западной Сибири и др.).

Экспорт в страны ближнего зарубежья поставляется около 7,1 % от российского экспорта нефти. Единственным направлением поставок в страны ближнего зарубежья является Белоруссия. За минувший год экспорт нефти в Белоруссию сократился до 18,1 млн т (-3,5 млн т). Ожидается дальнейшее сокращение этого показателя в условиях возникших разногласий относительно цен и условий поставок российских углеводородов, а также тарифов на транзит. Поставки нефти в Казахстан и Украину были прекращены соответственно в 2014 и 2012 гг.

Рисунок 5.1. Экспорт российской нефти и транзитные поставки



Рисунок 5.2. Прирост экспорта российской нефти и транзитные поставки



Источник: ФТС России

## Общепромышленные тенденции экспорта нефтепродуктов

По данным Федеральной таможенной службы (ФТС) общий объем экспорта российских нефтепродуктов за рубеж составил около 156 млн т. Данные ФТС в целом совпадают со статистикой Росстата.

По итогам 2016 г. экспорт нефтепродуктов из России сократился почти на 15,5 млн т (на 9 %) (рис. 5.3, 5.4). Сокращение экспорта нефтепродуктов связано с резким уменьшением объема экспорта мазута. За минувший год вывоз мазута за рубеж сократился почти на 10 млн т (с 54 до 44 млн т). Повышение таможенных пошлин на мазут, которые стали фактически заградительными, привели к резкому снижению его производства и экспорта.

В 2016 г. объем экспорта дизельного топлива составил около 43,8 млн т, практически не изменившись относительно предыдущего года (-1,3 млн т). Также практически не изменились поставки автомобильного бензина, уровень экспорта которого в 2016 г. составил около 5,1 млн т.

Рисунок 5.3. Структура экспорта нефтепродуктов из России



Рисунок 5.4. Прирост экспорта нефтепродуктов из России



Источник: ФТС России

## Региональная структура экспорта нефти

В 2016 г. объем экспорта российской нефти составил 254,2 млн т. В региональной структуре около 164 млн т (64,5 % всех поставок) экспортируется в атлантическом направлении в страны Европы (рис. 5.5, 5.6). До 2014 г. поставки нефти в Европу активно сокращались в условиях перераспределения существующих объемов экспорта. Однако при высвобождении значительных объемов сырья, которые раньше направлялись на переработку, с 2015 г. объем экспорта нефти в атлантическом направлении активно увеличивается и уже практически достиг уровня 2012 г. В 2015-2016 гг. основные дополнительные объемы сырой нефти были экспортированы на европейском направлении.

Крупнейшими потребителями российской нефти на европейском направлении в 2016 г. стали: Нидерланды (19,6 % российского экспорта нефти), Германия (9,3 %), Польша (7,6 %), Италия (6,1 %), Финляндия (3,8 %).

В 2016 г. в Азиатско-Тихоокеанском направлении было экспортировано около 72 млн т (чуть менее 30 % всего российского экспорта). Страны АТР - одно из наиболее приоритетных направлений поставок нефти из России. За последние 5 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 связи с выходом на проектную мощность первой очереди трубопровода ВСТО ежегодные приросты объемов экспорта в этом направлении имеют тенденцию снижения в последние два года. Однако с расширением мощностей нефтепровода Восточная Сибирь-Тихий океан и завершением второй стадии проекта экспорт нефти в страны АТР может существенно возрасти.

Основным партнёром на восточном направлении является Китай. В 2016 г. трубопроводные поставки в Китай составили 27 млн т, в 2017 г. планируется поставить около 30 млн т нефти.

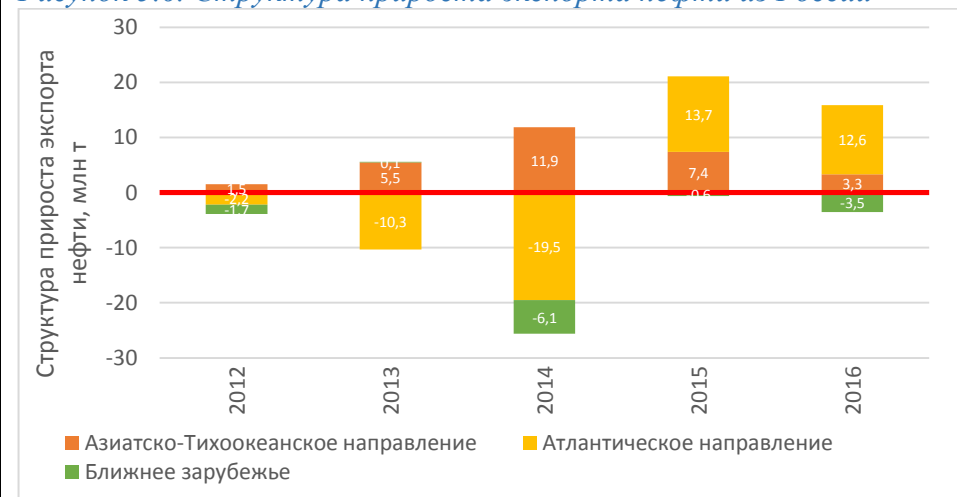
В 2016 г. крупнейшими потребителями российской нефти на Тихоокеанском направлении стали следующие страны: Китай (18,8 % от общего объема экспорта из России), Южная Корея (4,9 %), Япония (3,9 %)

В 2016 г. в ближнее зарубежье (Белоруссию) экспортировано 18,1 млн т нефти. При этом в течение последних шесть лет наблюдается тенденция к снижению поставок в этом направлении. 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 5.5. Региональная структура экспорта нефти из России



Рисунок 5.6. Структура прироста экспорта нефти из России



Источник: ФТС России

## Организационная структура экспорта нефти

Транспортировка нефти в России осуществляется преимущественно по трубопроводной системе «Транснефти» – естественного монополиста в области транспортировки нефти по трубопроводам. В настоящее время в активах компании более 68 тыс км магистральных трубопроводов, в том числе 53 тыс км – нефтепроводов. В 2016 г. объём транспортировки нефти по системе «Транснефти» составил 483 млн т, в том числе на российские НПЗ – 245,2 млн т, на экспорт – 237,8 млн т (рис. 5.7, 5.8).

Рисунок 5.7. Организационная структура экспорта российской нефти и транзитные поставки в дальнее зарубежье



Рисунок 5.8. Прирост экспорта российской нефти и транзитные поставки в дальнее зарубежье



Источник: ФТС России, Росстат, АК «Транснефть»

## Организационная структура экспорта нефти: АК «Транснефть»

Основные направления развития нефтепроводной системы:

- Нефтепровод «Заполярье – Пурпе». Для поставок нефти в ВСТО с Ванкорско-Сузунской зоны и месторождений ЯНАО и Северо-Востока ХМАО. Объем сдачи нефти в нефтепровод «Заполярье – Пурпе» в 2017 г. планируется на уровне 4,5 млн тонн.

- Нефтепровод «Куюмба – Тайшет». В январе 2017 г. был введен в эксплуатацию магистральный нефтепровод «Куюмба-Тайшет», который соединяет Куюмбинское и Юрубчено-Тохомское месторождения Красноярского края с трубопроводной системой ВСТО. Объем транспортировки нефти по нефтепроводу «Куюмба-Тайшет», согласно заявкам нефтяных компаний, в 2017 г. ожидается на уровне 0,9 млн т, в 2018 г. – 2,8 млн т, в 2019 г. – 6,5 млн т., в 2020 г. – 7,7 млн т.

- Расширение трубопроводной системы ВСТО. к 2020 г. мощность трубопроводной системы «Восточная Сибирь - Тихий океан», согласно плану «Транснефти», достигнет 80 млн т в год на участке «Тайшет – Сковородино» (ВСТО-1) и 50 млн т – на участке «Сковородино – Козьмино» (ВСТО-2).

- Расширение пропускной способности нефтепровода «Сковородино – Мохэ». В настоящее время объем транспортировки нефти по нефтепроводу составляет 16,5 млн т. Выход на проектный уровень пропускной способности нефтепровода на направлении «Сковородино – Мохэ» в 30 млн т нефти в год запланирован в 2018 г.

Рисунок 5.9. Структура экспорта российской нефти через систему АК «Транснефть» (далее зарубежье)

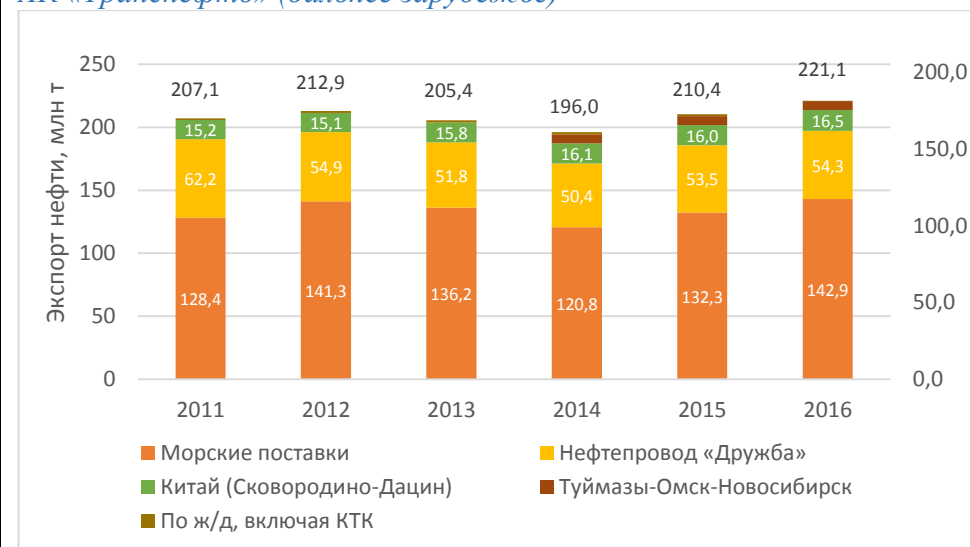
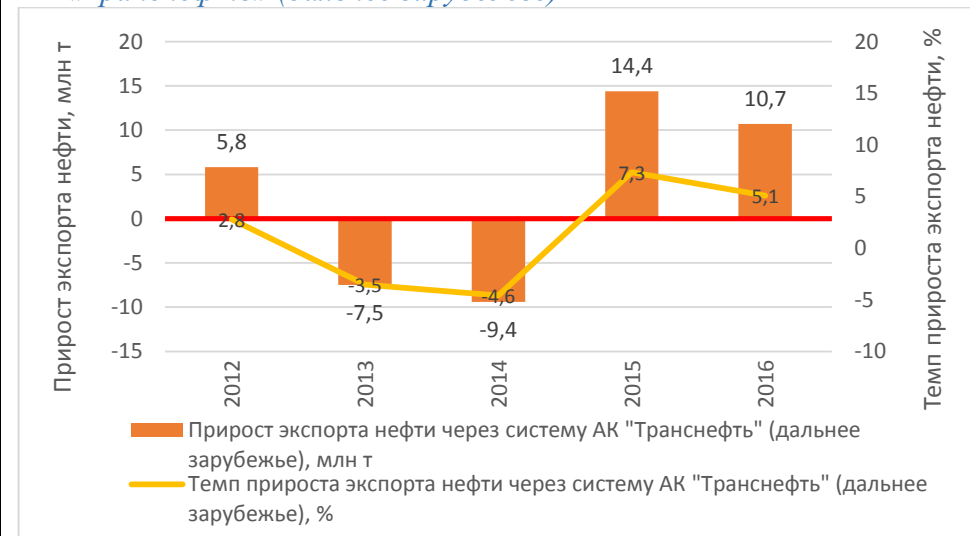


Рисунок 5.10. Прирост экспорта российской нефти через систему АК «Транснефть» (далее зарубежье)



Источник: 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». За исключением ПАО «ЛУКОЙЛ», с 2014 г. практически все ВИНК наращивали объем экспорта через магистральную систему «Транснефть» (рис. 5.11, 5.12)

Крупнейшим экспортером выступает компания «Роснефть» с объемом поставок более 100 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 5.11. Экспорт российской нефти ВИНК в дальнее зарубежье по системе АК «Транснефть»

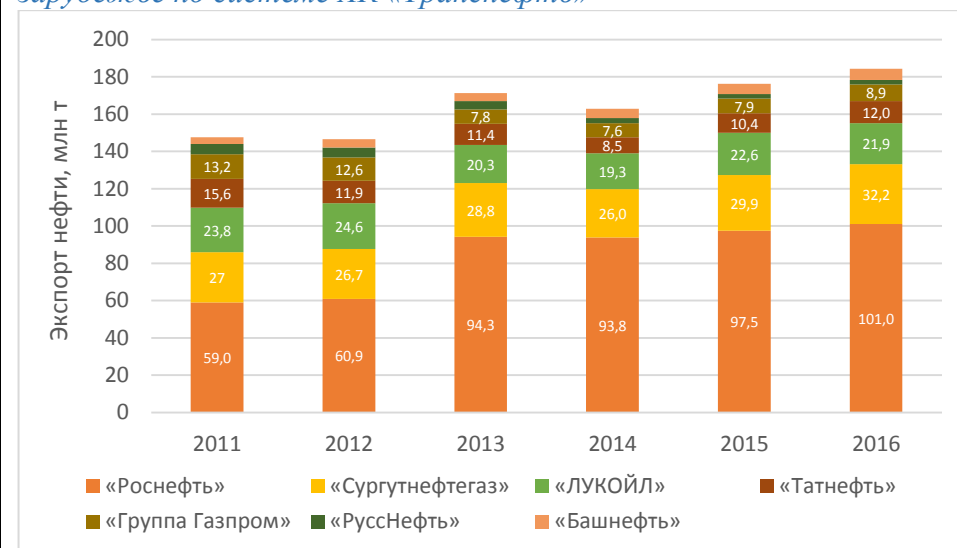


Рисунок 5.12. Прирост экспорта российской нефти ВИНК в дальнее зарубежье по системе АК «Транснефть»



Источник: данные компаний, АК «Транснефть»

## Список литературы

1. Бурштейн Л.М. Методы количественной оценки перспектив нефтегазоносности (на примере седиментационных бассейнов Сибири): Автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук // 2011. – С. 37 с.
2. Бурштейн Л.М., Грекова Л.С. К методике оценки размеров крупнейших скоплений углеводородов в нефтегазоносных районах // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 5-12
3. Бурштейн Л.М., Грекова Л.С. Локально-статистический метод количественного прогноза перспектив нефтегазоносности (на примере горизонта Ю1 Западной Сибири) // Геология нефти и газа. – 2016. – № 4. – С. 30-38.
4. Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Эпов М.И., Еремин В.Н. Алгоритмы и программное обеспечение для геонавигации по данным электромагнитного каротажа в процессе бурения [Электронный ресурс] // Horizontal Wells 2017: Challenges and Opportunities (Kazan, Russia, 15-19 May, 2017). – 2017. – С. 3-5
5. 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.
6. Ершов С.В. Палеобатиметрия позднюрско-неокомского бассейна севера Западной Сибири и влияние на нее природных процессов // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 8. – С. 1548-1570
7. 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
8. Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. – 2014. – № 1. – С. 27-49
10. Константинова Л.Н., Моисеев С.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности вендского НГК на юго-западе Камовского свода // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 10. – С. 18-24
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
- 13.
14. 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
15. 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
16. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972-1012.
17. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. – 2015. – №5. С. 23-38
18. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И. В., Мишенин М.В. Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз // Энергетическая политика – 2016. – № 2
19. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы. // Геология и геофизика. – 2016. – №12. – С. 1653-1667. 7196
20. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Никитенко С.М. Ключевые проблемы развития проекта «Сила Сибири» // Регион: экономика и социология. – 2017. – № 1. – С. 190-212.
21. 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 газонасность структур Надым-Пурского междуречья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 2016. – Т. 57. – № 8. – С. 1583-1595
22. Меньшиков С. Н., Грачёв С. Л., Резванова З.С., Ерина А.Н., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Управление социальной инфраструктурой крупных газодобывающих предприятий ПАО «Газпром» // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2017. – № 8. – С. – 20-28.

23. Мкртчян Г.М., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Эффективность управления компаниями нефтегазовой отрасли России в условиях кризиса // Менеджмент в России и за рубежом. – 2016. – № 2. – С. 48-57.
24. Немов В.Ю., Эдер Л.В. Методика и результаты прогнозирования количества автотранспортных средств в России с учетом международных тенденций. // Автотранспортное предприятие – 2016. – № 2. – С. 47-48.
25. Немов В.Ю., Эдер Л.В. Структурные сдвиги в энергопотреблении на автомобильном транспорте. // Транспорт: наука, техника, управление. – 2016. – № 4. – С. 34-37.
26. Попов А.Ю., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А., Ян П.А. Палеогеографические реконструкции для северо-восточной части Широкого Приобья на время формирования нефтегазоносного горизонта Ю2 // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 777-786
27. Попова Н.И., Ершов С.В. Корреляция продуктивных пластов берриас-нижнеаптских отложений Уренгойско-Пурпейского района Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2013. – № 3(15). – С. 31-38
28. Проворная И.В. Методика анализа обеспеченности трубопроводным транспортом регионов мира // Экологический вестник России. – 2016. – № 10. – С. 4-16. 7240
29. 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.
30. 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 –
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., Мамахатов Т.М. Влияние ценовой конъюнктуры и нефтегазовых налогов на экономическую эффективность освоения месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока // Экологический вестник России. – 2016. – № 11. – С. 4-14. 7243
33. 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. – №10. – С. 16-22. 5567
34. Фомин А.М., Моисеев С.А., Павлов Н.Ч. Особенности строения и условия формирования ботубинского горизонта в пределах Мирнинского выступа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 8. – С. 4-11
35. Фомин А.М., Моисеев С.А., Топешко В.А. Строение и условия формирования продуктивных горизонтов в терригенном комплексе венда центральных районов Непско-Ботубинской антеклизы // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири: Материалы 2-й науч.-практ. конф. Т. 2. – 2015. – С. 138-142.
36. 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
37. Шапорина М.Н., Сорокин А.П., Артеменко Т.В., Бурштейн Л.М., Скузоватов М.Ю. Перспективы нефтегазоносности Зейско-Буреинского бассейна (современная модель) // Молодые платформы восточной окраины Евразии (глубинное строение, условия формирования и металлогения). – 2013. – С. 203-214
38. Шестакова Н.И., Ершов С.В. Сейсмогеологическая модель верхнеюрских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и сопредельных районов Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. – 2016. – № 4. – С. 47-55
39. 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.
40. Эдер Л.В., Немов В.Ю. Методика и результаты потребления энергии легковым автомобильным транспортом // Проблемы прогнозирования. – 2017. – № 4. – С. 42-49.
41. Эдер Л.В., Немов В.Ю. Прогнозирование потребления энергии на транспорте: методические подходы, результаты оценок // Наука и техника транспорта. – 2016. – № 1. – С. 37-47.
42. Эдер Л.В., Немов В.Ю., Филимонова И.В. Перспективы энергопотребления на транспорте: методические подходы и результаты прогнозирования // Мир экономики и управления. – 2016. – Т. 16. – № 1. – С. 25-38.
43. Эдер Л.В., Проворная И.В., Филимонова И.В. Добыча и утилизация попутного нефтяного газа как направление комплексного освоения недр: роль государства и бизнеса, технологий и экологических ограничений // Бурение и нефть. – 2016. – №10. – С. 11-19.

44. Эдер Л.В., Проворная И.В., Филимонова И.В. Сага о попутном газе // Нефтегазовая вертикаль. Рынок газа. Сюжеты и перспективы. – 2016. – №19.
45. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Кожевин В.Д. Анализ эффективности крупнейших нефтегазовых компаний России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2016. – № 3. – С. 9-18.
46. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Ларионов В.Г. Особенности фискальной политики в нефтегазовом комплексе // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2016. – № 6. – С. 13-22.
47. 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.
48. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Моисеев С.А. Поднятая целина // Нефтегазовая вертикаль. – 2017. – № 3-4. – С. 46-53
49. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Налоговый манёвр или разворот? // Нефть России. – 2015. – № 1-2. С. 4-9.
50. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А. Эффективность бизнес-стратегий российских нефтегазовых компаний // Бурение и нефть. – 2015. – № 3. С. 4-11.
51. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А., Миловидов К.Н. Текущие и капитальные расходы нефтегазового бизнеса в России: состояние перед кризисом и введением санкций // Нефть, газ и бизнес. – 2015. – № 4. С. 10-15.
52. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А., Проворная И.В. Доходы нефтегазовых компаний России до кризиса и введения санкций // Экологический вестник России. – 2016. – № 1. – С. 1-6.
53. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мочалов Р.А., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. Экономика и политика стран Юго-Восточной Азии // Новосибирский гос. ун-т. – Новосибирск: РИЦ НГУ. – 2016. – 228 с.
54. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. // Прогнозирование добычи нефти: алгоритм, методика и апробация // Экологический вестник России. – 2015. – № 3. С. 20-27.
55. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Дементьев А.П. Транспорт нефти и нефтепродуктов из России на экспорт: ключевые тенденции, способы, направления и условия поставок // Транспорт: наука, техника, управление. 2017. № 4. С. 31-37.
56. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Дякун А.Я. На пути к новому равновесию // Нефть России. – 2015. – №4, С. 10-15.
57. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Проворная И.В., Мамахатов Т.М. Современные особенности транспортировки газа из России // Транспорт: наука, техника, управление. – 2016. – № 2. – С. 71-75.
58. 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. 14-23.
59. Эдер Л.В., Филимонова, Немов В.Ю., И.В., Проворная И.В. Состояние и перспективы развития нефтегазового комплекса // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. – 2017. – № 3. – С. 41-52.
60. Эпов М.И., Ельцов И.Н., Четчина Е.В., Меньшиков С.Н., Ермилов О.М. Инновации в организации научных исследований для нефтегазового сектора // Ноосфера. – 2016. – № 1. – С. 41-47.
61. Эпов М.И., Никитенко М.Н., Глинских В.Н., Еремин В.Н. Изучение электрической макроанизотропии интервалов наклонно-горизонтальных скважин по данным высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения // Каротажник. – 2016. – № 11 (269). – С. 94-109.

## Центр экономики недропользования и прогноза развития нефтегазового комплекса

Центр «Экономики недропользования и прогноза развития нефтегазового комплекса» была создана после реструктуризации Центра «Ресурсов углеводородов и прогноза развития нефтегазового комплекса», которая в свою очередь была выделена 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.

## 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. Часть 1. Нефтяная промышленность: 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, Л.М. Бурштейн, Н.В. Сенников, С.В. Ершов,  
С.А. Моисеев, В.А. Казаненков, Д.В. Малев-Ланецкий, Н.В. Юркевич

Под ред. А.Э. Конторовича

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

Новосибирск, 2017

Цикл работ: Нефтегазовый комплекс России.

Часть 1. Нефтяная промышленность: долгосрочные тенденции и современное состояние

## Центр экономики недропользования и развития нефтегазового комплекса ИНГГ СО РАН

Контактная информация по вопросам сотрудничества:

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

тел: +7 (383) 333 28 14

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

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

Любое использование материалов документа  
допускается только со ссылкой на источник -

Центр экономики недропользования и  
развития нефтегазового комплекса  
ИНГГ СО РАН

Все права защищены  
© Авторский коллектив  
© ИНГГ СО РАН, 2017

## Для заметок

---