

Тема номера:

Ямал и Гыдан

Энергетическое будущее России

12

Тренд

Положительные эмоции
от «ТАНЕКО»

8

Кратко о важном

Долгожданный
Аркутун-Даги

34

ТЭК стран мира

Саудовская Аравия

35

Итоги
производственной
деятельности
отраслей ТЭК
в январе — декабре
2014 года

55



ЦДУ ТЭК
www.cdu.ru



30

1985-2015

ЦДУ
ТЭК



MIOGE

13-я МОСКОВСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ И ГАЗ



23–26

ИЮНЯ 2015

МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



RPGC

12-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

23–25

ИЮНЯ 2015

МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР

**ГЛАВНЫЕ
СОБЫТИЯ ГОДА
ДЛЯ ГЛАВНОЙ
ОТРАСЛИ РОССИИ**



www.mioge.ru
www.mioge.com



ITE МОСКВА
+7 (495) 935 7350
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
og@ite-events.com





CREON ENERGY

ПЛАН КОНФЕРЕНЦИЙ 2015

МАРТ

23 ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ 2015

24 ТЕХНОЛОГИИ GTL И CTL 2015

АПРЕЛЬ

1 КЕРОСИНЫ 2015

2 БЕНЗИНЫ 2015

3 ДИЗЕЛЬ 2015

МАЙ

19 ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ 2015

21 ПРОМЫШЛЕННЫЕ ГАЗЫ 2015

22 БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ 2015

ИЮНЬ

30 МЕТАНОЛ

WWW.CREONENERGY.RU

КОНТАКТЫ: +7(495) 797-49-07

ORG@CREONENERGY.RU

* ДАТЫ КОНФЕРЕНЦИЙ МОГУТ БЫТЬ ИЗМЕНЕНЫ

Соответствующая публикация
носит информационный характер
и не является рекламой



4



8



20



– САМЫЙ ДОРОГОЙ
В МИРЕ ТОВАР –
ЭТО НЕ ГАЗ, НЕ НЕФТЬ –
ЭТО БЮДЖЕТНЫЙ
ДЕФИЦИТ США.

Аркадий Дворкович,
заместитель
председателя
Правительства РФ

24

Содержание

События месяца

- 4 Власть, компании, проекты, в мире, по данным ГП «ЦДУ ТЭК»**

Тренд

- 8 Положительные эмоции от «ТАНЕКО»**

В промышленную эксплуатацию запущена комбинированная установка гидрокрекинга, строительство которой велось четыре года

Тема номера: углеводородные месторождения Ямала и Гыдана

- 12 Полуостров сокровищ**

Энергетическое будущее России

- 20 На краю земли**

Мессояхские нефтегазовые месторождения — богатства Гыдана

No comment

- 24 Дословно**

Цитаты и афоризмы о работе топливно-энергетического комплекса

Страницы истории

- 26 Школа жизни**

Продолжаем серию материалов, посвященных 30-летию со дня основания ГП «ЦДУ ТЭК»

Кратко о важном

34 Долгожданный Аркутун-Даги

В январе 2015 года «Роснефть» начала добычу на третьем месторождении проекта «Сахалин-1»

35



ТЭК стран мира

35 Саудовская Аравия

Энергетический комплекс и сотрудничество с Российской Федерацией

47 Кувейт

Нефть, нефтепродукты, газ, электроэнергетика.
Совместные проекты с Россией

47



55



Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК в январе – декабре 2014 года

- 56 Нефтяная промышленность
- 71 Переработка нефти с газовым конденсатом
- 79 Цены на нефть и нефтепродукты
- 87 Газовая промышленность
- 94 Угольная промышленность
- 100 Электроэнергетическая промышленность

Учредитель:

Федеральное государственное унитарное предприятие «Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса». Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС 77-41856 от 01.09.2010 г.

Адрес редакции:

125047, Российская Федерация, г. Москва, ул. 1-ая Тверская-Ямская, дом 23, стр. 1, тел.: (495) 950-82-00, www.cdu.ru

Размещение рекламы:

тел.: (495) 950-86-08(09),
эл. почта: reklama@cdu.oilnet.ru

**Председатель
редакционного совета:**
Зырянов В.М.

Редакционный совет:
Зуев А.Г., Кацал И.Н., Любимов В.Г.,
Матвиевский П.В., Орлов Н.П.,
Панкратова А.Е., Пимонов В.В.,
Чавдаров Р.Э., Швед А.И., Юдельсон А.В.

Дизайнеры-верстальщики:

Овчинникова Е.В.
Шилин М.Д.

Отпечатано:

ООО «Печатный Дом «Магистраль»

Подписано в печать:
30.01.2015

Власть



МАКРОПРОГНОЗ РАССЧИТАН ИЗ ЦЕНЫ НЕФТИ \$50 ЗА БАРРЕЛЬ

Уточненный макропрогноз развития экономики РФ на 2015 год рассчитан из цены нефти \$50 за баррель. Об этом представителям СМИ сообщил глава Министерства экономического развития Алексей Улюкаев.

Ведомство подготовило уточненный прогноз макроэкономического развития на 2015 год, а также менее детальные расчеты на 2016–2017 годы.

Министр добавил, что сценарий с ценой нефти в \$50 за баррель может показаться избыточно консервативным; если взять прогнозы инвестбанков и аналитиков, то они примерно на \$10 выше.



ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИАЛОГ РОССИЯ-ЕС ВОЗОБНОВЛЕН

Состоялась встреча министра энергетики РФ Александра Новака и заместителя председателя Европейской Комиссии по Энергетическому союзу Мароша Шефчовича. На встрече обсуждались вопросы возобновления сотрудничества в рамках энергодIALOGA Россия-ЕС, осуществления поставок газа на Украину и его транзита для европейских потребителей, перспектив совместной работы в сфере электроэнергетики.

«Я приехал для того, чтобы изучить возможные пути нашего дальнейшего сотрудничества», — отметил Марош Шефчович.

В ходе переговоров стороны обменялись мнениями о сооружении трубопроводной инфраструктуры для обеспечения надежного газоснабжения потребителей Юго-Восточной Европы в свете недавно принятого решения о завершении работы над проектом «Южный поток» и начале строительства нового газопровода из России через территорию Турции к греческо-турецкой границе.



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВИЭ БУДУТ СТИМУЛИРОВАТЬ

Премьер-министр Российской Федерации Дмитрий Медведев подписал постановление «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на розничных рынках электрической энергии», которое было разработано Минэнерго.

Постановление вносит изменения в пять нормативных правовых актов Правительства, направленные на регулирование вопросов, связанных с поддержкой генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ на розничных рынках.

Механизмы поддержки на розничных рынках распространяются на объекты «зеленой» энергетики, использующие биогаз, биомассу, свалочный газ и другие ВИЭ.



НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПАНИИ ПОДТВЕРДИЛИ ГОТОВНОСТЬ К РЕАЛИЗАЦИИ ЗАЯВЛЕННЫХ ЗАДАЧ

В Министерстве энергетики РФ под председательством главы ведомства Александра Новака прошло совещание с руководством нефтегазовых компаний по вопросам развития отрасли в 2015 году.

Министр обсудил с компаниями вопросы, касающиеся снижения цен на нефть, будущего инвестиционных проектов, их финансирования, качества нефти и прогнозов по объемам ее добычи. Было отмечено, что добыча нефти в РФ сохранится на уровне 2014 года.

Александр Новак предложил компаниям активно включиться в работу по импортозамещению. Также была затронута тема налогового маневра, обозначены планы по топливообеспечению внутреннего рынка и исполнению четырехсторонних соглашений. В целом, компании подтвердили готовность к исполнению всех ранее взятых обязательств и реализации заявленных проектов, отметив, что некоторые из них могут быть сдвинуты по срокам.

Компании



ПЕРВАЯ СЛАНЦЕВАЯ НЕФТЬ ПОЛУЧЕНА НА ЮЖНО-ПРИБОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Компания «Газпром-нефть-Хантос» завершила испытания первых двух скважин, которые были пробурены на Южно-Приобском месторождении в ХМАО для изучения запасов баженовского горизонта.

На обеих наклонно-направленных скважинах проведен гидравлический разрыв пласта (ГРП) и получен приток углеводородов. В ближайшее время будет завершено испытание еще двух аналогичных скважин.

Следующим шагом станет бурение горизонтальных скважин с проведением многостадийного ГРП, чтобы определить начальные дебиты и динамику изменения добычи на отдельной скважине и, как следствие — оценить объемы извлекаемых запасов. В 2016 году планируется продолжить сейсмические исследования залежей методом 3D и начать бурение горизонтальных скважин.



В РОССИИ ВВЕДЕН РЕКОРДНЫЙ ОБЪЕМ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

В 2014 году в Единой энергетической системе России введено 7296,3 МВт новых генерирующих мощностей. По информации «Системного оператора Единой энергетической системы», это самый большой объем годового ввода генерирующего оборудования в постсоветской истории российской энергетики.

В течение прошлого года в ЕЭС России было выведено из эксплуатации 1762,6 МВт устаревшего и неэффективного генерирующего оборудования.

Таким образом, установленная мощность электростанций в ЕЭС России по итогам 2014 года увеличилась на 2,6% и составила 232451,8 МВт.

За прошедший год введено в эксплуатацию более 20 единиц генерирующего оборудования в объединенных энергосистемах Центра, Урала, Юга и Сибири.



ЛУЧШИМ В СНГ ЗАВОДОМ ГОРЮЧЕ-СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИЗНАН НЗМП

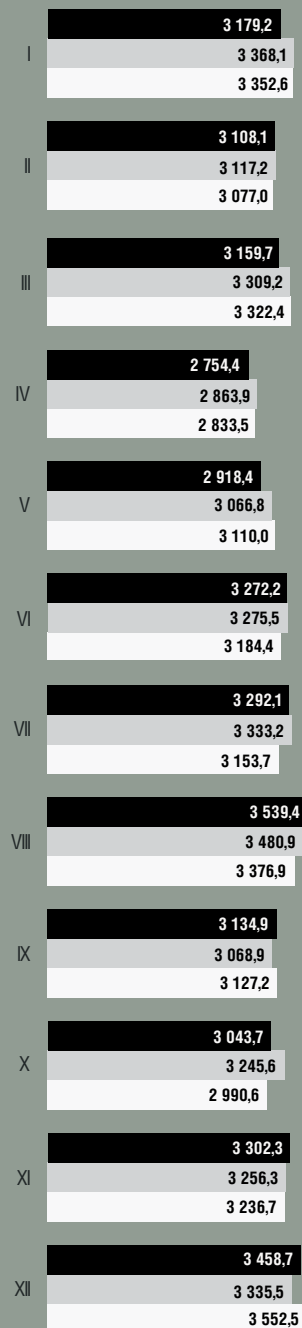
Новокуйбышевский завод масел и присадок (НЗМП), который входит в самарскую группу заводов «Роснефти», в декабре 2014 года назван лучшим производителем горюче-смазочных материалов стран СНГ. Предприятие также возглавило международный отраслевой рейтинг по версии Всемирной Ассоциации по нефтепереработке (The World Refining Association). Оценка кандидатов велась по целому ряду критериев: качество продукции и контроль качества, применение новейших технологий, гарантия безопасности производства.

В 2014 году НЗМП впервые переработал свыше миллиона тонн углеводородного сырья. По сравнению с 2013 годом переработка сырья увеличилась на 14,7%, производство товарных присадок на 25%.



ПО ДАННЫМ ГП «ЦДУ ТЭК»

Производство бензина автомобильного в 2012–2014 годах, тыс. тонн



■ 2012 год
■ 2013 год
■ 2014 год

Проекты



«ТРАНСНЕФТЬ» НАЧАЛА СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЕПРОВОДА-ОТВОДА «ВСТО — КОМСОМОЛЬСКИЙ НПЗ»

Центр управления проектом «Восточная Сибирь — Тихий Океан», который является дочерней структурой «Транснефти», приступил к подготовительным работам в рамках реализации мероприятий по проектированию и строительству нефтепровода — отвода от трубопроводной системы «Восточная Сибирь — Тихий океан» («ВСТО») до Комсомольского нефтеперерабатывающего завода (НПЗ).

Совместно с проектным институтом «Гипротрубопровод» уже начаты инженерные изыскания, ведутся буровые работы, которые необходимо завершить до наступления весенней распутицы, учитывая особые природно-климатические условия (болотистая местность, сезонное промерзание грунтов).

Нефтепровод — отвод пройдет по территории Амурского, Комсомольского и Солнечного районов Хабаровского края.



«РОСНЕФТЬ» ПРОДОЛЖАЕТ РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

«Роснефть» приступила к опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) Северо-Даниловского месторождения, которое расположено на территории Даниловского лицензионного участка на севере Иркутской области. Оператором месторождения является «Верхнечонскнефтегаз», который входит в структуру «Роснефти». Стадия ОПЭ продлится три года, в течение которых будут отработаны три скважины и определены потенциально возможные объемы добычи. Скважины, пробуренные на Северо-Даниловском месторождении в 2012–2014 годах, прошли испытания, объемы полученных промышленных притоков нефти составили до 216 т в сутки.

Северо-Даниловское месторождение открыто в 2011 году. Его запасы по состоянию на 1 января 2015 года составляют 75 млн т нефти и 35 млрд куб. м газа.



«ЛУКОЙЛ» СТАЛ ПОСТАВЩИКОМ МАСЕЛ ДЛЯ MSC

«ЛУКОЙЛ» начал поставки цилиндрического масла нового поколения LUKOIL NAVIGO 100 MCL на крупнейший контейнеровоз в мире — MSC OSCAR, который пополнил флот компании Mediterranean Shipping Company (MSC) в 2015 году.

Судно одновременно вмещает рекордное число контейнеров — 19224. Оно оснащено топливосберегающими двигателями, в которых и будут эксплуатироваться современные масла «ЛУКОЙЛа».

По условиям соглашения до конца 2015 года российская компания поставит Mediterranean Shipping Company 15 тыс. т смазочных материалов, обеспечив высококачественными судовыми маслами 100 крупнотоннажных судов компании.



SCHLUMBERGER ПОКУПАЕТ КРУПНЕЙШУЮ В РФ НЕФТЕСЕРВИСНУЮ КОМПАНИЮ

Несмотря на санкции и снижение цен на нефть, американская корпорация Schlumberger покупает крупнейшую нефтесервисную компанию России Eurasia Drilling. Объединенная компания может занять до 50% российского рынка.

Сумма сделки по покупке доли в Eurasia Drilling, которая должна быть завершена в первом квартале 2015 года, составит \$ 1,7 миллиардов. Таким образом, американская корпорация получит 45,65% акций российской компании.

Соглашение также предусматривает опцион на приобретение Schlumberger оставшихся акций Eurasia Drilling в течение 5 лет с момента закрытия сделки.

В мире



ОПРЕДЕЛЕН МАРШРУТ «ТУРЕЦКОГО ПОТОКА»

В Анкаре прошла рабочая встреча председателя правления «Газпрома»

Алексея Миллера и министра энергетики и природных ресурсов Турецкой Республики Танера Йылдыза.

В ходе встречи были рассмотрены предварительные результаты технико-экономического расчета по строительству газопровода из России в направлении Турции по дну Черного моря и принято решение о его маршруте. Мощность четырех ниток составит 63 млрд куб. м газа в год. Трубопровод пройдет 660 км в старом коридоре «Южного потока» и 250 км в новом — в направлении европейской части Турции.

В ближайшее время «Газпром» направит ноту с запросом на проведение проектно-изыскательских работ на новом морском участке. Уполномоченной компанией с турецкой стороны назначена компания Botas. «Газпром» и Botas подготовят совместный план-график реализации основных мероприятий по проекту.



«ЛУКОЙЛ» НАЧАЛ МОДЕРНИЗАЦИЮ ЗАВОДА СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ В АВСТРИИ

Президент «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов принял участие в церемонии запуска работ по строительству терминала в г. Вене (Австрия) по перевалке и хранению наливных масел, которые будут доставляться водным транспортом по реке Дунай.

Возведение объекта осуществляется в рамках Программы модернизации австрийского завода смазочных материалов «ЛЛК-Интернешнл» (дочернее предприятие «ЛУКОЙЛа»). Наряду с резервуарным парком «ЛУКОЙЛ» построит причальный комплекс. Начало строительных работ намечено на февраль 2015 года.

— Мы не просто модернизируем свой австрийский завод смазочных материалов, а фактически создаем целый комплекс с рядом технологических преимуществ, — заявил глава «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов.



НОРВЕГИЯ НЕ БУДЕТ СНИЖАТЬ НАЛОГИ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Правительство Норвегии не планирует снижать налоги для стимулирования нефтяной отрасли. Об этом заявила премьер-министр страны Эрна Сульберг.

По словам главы Правительства, в 2003–2004 годах, когда цены на северо-морскую нефть находились на уровне \$30 за баррель, нефтяники активно добивались налоговых послаблений.

«Если бы Правительство тогда уступило давлению лобби, то за следующие 10 лет государство потеряло бы огромные деньги, — подчеркнула Сульберг. — Это вызвало недовольство со стороны нефтяной отрасли, однако правительство консерваторов решило, что будущие доходы, которые достанутся народу, важнее, чем сиюминутный гнев представителей нефтяного бизнеса».

По оценкам международной консалтинговой компании EY, суммарная выручка компаний норвежского нефтяного сектора, достигшая в 2014 году рекордного показателя в \$60 миллиардов, в 2015 году может сократиться на 7%.

**Материал подготовил
Владимир Пимонов**

ЧИТАЙТЕ
на сайте

WWW.CDU.RU



УГОЛЬНАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
АВСТРИИ



УГОЛЬНАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
ШВЕЦИИ



ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
БОЛИВИИ

Актуальные
новости по данным
ГП «ЦДУ ТЭК»

Положительные ЭМОЦИИ от ТАНЕКО

В декабре 2014 года на комплексе нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов (НПЗ и НХЗ) «ТАНЕКО» в Нижнекамске в промышленную эксплуатацию была запущена комбинированная установка гидрокрекинга (КУГ).

В торжественной церемонии ввода установки в промышленную эксплуатацию приняли участие Председатель Правительства Российской Федерации Дмитрий Медведев, Президент Татарстана Рустам Минниханов, заместитель Председателя Правительства РФ Аркадий Дворкович.

«Поражает масштабами»

Дмитрий Медведев не первый раз посещает «ТАНЕКО». В 2010 году, будучи Президентом России, он участвовал здесь в мероприятиях, посвященных началу работ на установке первичной переработки нефти. С того времени комплекс в Нижнекамске изменился кардинально.

Сейчас на «ТАНЕКО» уже введены в эксплуатацию: установка по переработке нефти ЭЛОУ-АВТ-7 мощностью 8,7 млн т нефти в год, блок стабилизации нефти, установка висбрекинга гудрона, комбинированная установка получения серы. И вот новое достижение: в рекордно короткие для российской нефтепереработки сроки построена комби-

нированная установка гидрокрекинга (КУГ). Согласно проектным показателям, КУГ ежегодно будет перерабатывать 2,9 млн т вакуумного газойля, производить дизельное топливо стандарта «Евро-5», авиационный керосин марок РТ, ТС-1 и Jet, прямогонный бензин и гидроочищенный газойль, который пойдет на выработку высокоиндексных базовых масел III группы.

Дмитрий Медведев поздравил сотрудников и руководителей комплекса с началом работы новой установки. «Нефтехимическая компания — очень высокого уровня, — сказал он. — Она поражает и своими масштабами, и потенциальными возможностями. Некоторые вещи, о которых вы мне рассказали, я просто впервые слышал».

При этом он подчеркнул, что на «ТАНЕКО» создано полноценное производство светлых нефтепродуктов, в том числе дизельного топлива «Евро-5», авиакеросина трёх сортов, масел; внедряются лучшие экологические стандарты.

«В перспективе здесь появится мощный нефтеперерабатывающий

и нефтехимический комплекс с глубиной переработки 95%», — отметил премьер-министр. Немаловажным считает Дмитрий Медведев тот факт, что «ТАНЕКО» дает работу российским проектным и строительно-монтажным организациям, машиностроителям. Почти 60% оборудования (259 из 442 единиц) — продукция отечественных заводов.

В ходе торжественного мероприятия глава Правительства РФ вручил государственные награды рабочим и специалистам «ТАНЕКО» и компании «Татнефть», которые внесли большой вклад в реализацию строительства комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов.

«Приглашайте чаще, — попросил премьер-министр. — Нам всем нужны позитивные эмоции. А когда открываются новые предприятия, да еще и масштабные, это приятно всем».

Во время посещения «ТАНЕКО» Дмитрий Медведев высказался также о необходимости для экономики страны роста цен на нефть с нынешнего низкого уровня.

«Сейчас важно, чтобы нефть немножко дороже стала, а все остальное мы сможем сделать», — сказал он.

Впервые за 30 лет

Комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов в Нижнекамске входит в группу компаний «Татнефти». Реализация проекта начата согласно решению Совета безопасности Татарстана от 9 июня 2005 года, постановлению Кабинета Министров республики и соответствующему решению Совета директоров «Татнефти».

«ТАНЕКО» — это первый на постсоветском пространстве масштабный промышленный объект нефтеперерабатывающей промышленности за последние 30 лет, который строится с нуля.

Инвестором выступает «Татнефть». Она организовала финансирование проекта за счёт собственных и заёмных средств. Используется также механизм частно-государственного партнёрства. Так, в июле 2006 года Правительственная комиссия по инвестиционным проектам поддержала решение Государственной Инвестиционной комиссии РФ о выделении 16,5 млрд руб. на подготовку объектов инфраструктуры комплекса, в состав работ были включены реконструкция продуктопровода протяженностью 128 км, строительство нефтепровода (117,3 км) и внешних железнодорожных путей, протяженностью 34,5 километров.

Генеральным проектировщиком «ТАНЕКО» выступает российский проектный институт «ВНИПИнефть». Руководит проектом корпорация Fluor. В качестве консультанта привлечена международная инженеринговая компания в области нефтепереработки и нефтехимии Foster Wheeler.

В 2006 году проект «Комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов в Нижнекамске» получил федеральный статус, а в 2014 году Правительство РФ решило включить «ТАНЕКО» в «Энер-

Установка производства гранулированной серы



Монтаж вакуумной колонны для переработки мазута



ВКРАТЦЕ

В 2014 году на «ТАНЕКО» было переработано 8,52 млн т нефти, произведено нефтепродуктов — 8,7 млн т (рост в сравнении с 2013 годом на 15% по обоим показателям).

В декабре 2014 года на предприятии было переработано 735,2 тыс. т нефтяного сырья, произведено 727,7 тыс. т нефтепродуктов.

В качестве поставщиков оборудования и материалов при строительстве «ТАНЕКО» было привлечено две тысячи российских предприятий. На комплексе НПЗ и НХЗ в Нижнекамске создано 2500 рабочих мест.



Председатель Правительства РФ Дмитрий Медведев знакомится с ходом строительства на «ТАНЕКО»

гетическую стратегию России на период до 2035 года».

Лидер по загрузке установок

В декабре 2011 года первая очередь комплекса НПЗ и НХЗ была введена в эксплуатацию. По мощности «ТАНЕКО» вышла на проектные показатели, что позволило Татарстану в 2012 году занять шестое место среди регионов России по объемам нефтепереработки.

Проведенная в 2013 году модернизация способствовала увеличению производительности установки ЭЛОУ-АВТ-7 на 15%.

С введением в строй комбинированной установки гидрокрекинга выход светлых нефтепродуктов увеличился на 19,76% и достиг 67,92%. Входящая в состав КУГ установка производства масел будет производить высокоиндексные базовые масла III группы, которые ранее в России не выпускались. Эта продукция отличается низкой температурой засты-

вания, хорошей антиокислительной стабильностью, улучшенными показателями по испаряемости и цвету. В перспективе она будет использоваться для последующего производства высокоиндексных моторных, трансмиссионных масел.

В «Татнефти» уже создано специализированное подразделение, которое будет заниматься выводением на рынок инновационных смазочных материалов.

Нацеленность на замкнутый цикл

В настоящее время на предприятии полным ходом ведется строительство установки замедленного коксования (УЗК), работа которой позволит исключить выпуск мазута, увеличит глубину переработки и выход светлых нефтепродуктов.

УЗК будет производить кокс, который в качестве топлива начнут использовать на Нижнекамской ТЭЦ (входит в «Татнефть»), где начата работа по реконструкции котлоагре-

НАША СПРАВКА

Принципы, на которых основывается концепция развития комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов «ТАНЕКО»:

- переработка нефти на месте ее добычи;
- замещение экспорта нефти экспортом высококачественных нефтепродуктов;
- улучшение экологической ситуации за счет производства экологически чистых топлив и соблюдения жестких требований к выбросам при проектировании установок комплекса;
- применение 25 передовых апробированных мировых технологий;
- выработка электроэнергии, которая будет производиться методом когенерации низкокалорийного синтез-газа собственного производства;
- интеграция нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств в рамках единого комплекса.



Производственные объекты комплекса НПЗ и НХЗ в Нижнекамске

Первичная переработка нефтяного сырья и производство продукции на «ТАНЕКО»
за 2011–2014 годы, тыс. тонн

Наименование продукта	2011	2012	2013	2014
Первичная переработка	2 036,3	7 061,9	7 622,7	8 520,8
Бензин прямогонный	271,0	987,3	558,4	0,0
Бензин стабильный газовый	0,0	0,0	540,2	1 671,6
Керосин для технических целей	21,7	0,0	39,7	193,3
Дизтопливо, экологический кл. 5	0,0	0,0	0,0	1 030,4
Топливо печное бытовое	589,1	2 139,5	1 044,4	45,4
Топливо судовое маловязкое	0,0	15,4	1 210,8	2 603,4
Мазут топочный	1 059,6	2 066,9	1 918,2	1 856,0
Газойль вакуумный	73,4	1 599,3	1 925,3	523,0
Сера	0,0	3,6	7,7	50,0
ШФЛУ	0,0	81,6	104,7	169,0
Глубина переработки, %	47,9	70,2	74,2	77,5

По данным ГП «ЦДУ ТЭК»

готов ТГМЕ-464. Это позволит создать замкнутый цикл: из собственного сырья вырабатывать электрическую и тепловую энергию для нефтедобычи и переработки.

Уже завершён монтаж всего крупнотоннажного и крупногабаритного оборудования, ведутся строительно-монтажные работы. Пуск в промышленную эксплуатацию УЗК запланирован на 2015 год.

Просьба о льготе

В Нижнекамске Президент Татарстана Рустам Минниханов попросил премьер-министра РФ Дмитрия

Медведева содействовать продлению льготы на добычу трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти для некоторых месторождений «Татнефти». «ТАНЕКО» в перспективе собирается заняться переработкой битумной нефти, запасы которой в республике достаточно велики. Так, в Черемшано-Бастырской зоне выявлены крупнейшие в России залежи сверхвязких нефтей.

Рустам Минниханов заметил, что в регионе уделяют большое внимание разработке инвестиционных планов по добыче ТРИЗ, но без соответствующих налоговых льгот реализовать их будет сложно.

«Давайте подумаем», — сказал Медведев в ответ на просьбу.

В свою очередь вице-премьер РФ по ТЭК Аркадий Дворкович, напомнил, что Кабинет Министров во время весенней сессии парламента проанализирует результаты действия налогового маневра в отрасли. «Мы договорились, что по всем срокам льгот определимся по итогам налогового маневра в весеннюю сессию», — обещал Дворкович. При этом он попросил руководство Татарстана и компании представить свои предложения в Правительство РФ.

Владимир Пимонов

Полуостров сокровищ

Ямал — важнейший стратегический нефтегазоносный регион России. Здесь сосредоточено 20% российских запасов природного газа. Полуостров способен десятилетиями обеспечивать спрос на топливо на внутреннем и внешнем рынках. Доказанные запасы (11 газовых и 15 нефтегазоконденсатных месторождений Ямала) оцениваются в 16 трлн куб. м газа и 500 млн т нефти и конденсата, а прогнозные ресурсы — в 22 трлн куб. м газа.

На фото: Бованенковское месторождение



Освоение региона началось в середине прошлого века, но впоследствии было отложено. Среди причин эксперты выделяют нехватку средств и технические трудности разработки недр.

Полувековая история

Буровые геологоразведочные мероприятия по освоению газовых месторождений на полуострове Ямал были развернуты в 1963 году. Сплошная заболоченность местности вынуждала вести работы в основном зимой, когда была возможность транспортировать тяжелую буровую технику, несмотря на морозы, достигающие до -50°C и шквалистые ветра. Доставку оборудования и материалов для буровиков осуществляли суда Мурманского морского пароходства.

В 1964 году было открыто первое месторождение — Новопортовское нефтегазоконденсатное. В период с конца 1960-х годов до конца 1980-х годов почти ежегодно обнаруживались новые месторождения, в том числе Бованенковское в 1971 году, Харасавэйское и Южно-Тамбейское в 1974 году, Крузенштернское в 1976 году, Северо-Тамбейское в 1983 году.

В конце 1970-х годов значительно увеличились объемы разведочного бурения на уже известных месторождениях. Например, на Новопортовском месторождении в период с 1978 года по 1985 год пробурено 80 скважин в дополнение к имеющимся 29. Уточнялись контуры месторождений и объемы запасов.

В середине 1980-х годов были приняты планы промышленного освоения газовых ресурсов полуострова. Бованенковское месторождение собирались ввести в эксплуатацию в 1991 году, с предполагаемым объемом добычи 20 млрд куб. м природного газа. В 1992 году планировалось добыть уже 50 млрд куб. м газа, а к концу 1990-х годов — увеличить объем до 200 млрд куб. м, освоив также Харасавэйское месторождение. В 1988 году предполагалось развернуть строительство магистрального газопровода «Ямал — Торжок — Ужгород». Однако в 1989 году, в условиях кризиса экономики, финансирование проектов промышленного освоения было прекращено.

В начале 1990-х годов в десятки раз сократились и темпы буровых работ, хотя полностью они никогда не прерывались. Новый этап освоения начался после 2002 года.

Первоочередная задача

В 2002 году «Газпром» объявил о том, что освоение месторождений Ямала является его первоочередной стратегической задачей и представил Правительству РФ «Программу комплексного промышленного освоения месторождений полуострова Ямал». В ходе рассмотрения этого документа министерствами и ведомствами произошли существенные изменения условий развития и функционирования энергетики страны, включая газовую отрасль. В связи с этим возникла необходимость корректировки проекта Программы.

В 2005 году «Газпром» подготовил технико-экономическое обоснование инвестиций в освоение Бованенковского месторождения и транспортировки газа. А в следующем году, получив положительное заключение государственной экспертизы, госмонополия приступила к инвестиционной стадии проекта.

Комплексное освоение запасов углеводородов Ямала планируется осуществить путем создания трех промышленных зон — Бованенковской, Тамбейской и Южной. Согласно расчетам госкомпании, за счет последовательного ввода этих трех промышленных зон к 2030 году на полуострове ожидается добыча до 360 млрд куб. м газа.

Бованенковское месторождение — единственное в движении

В промышленной эксплуатации на территории полуострова находится лишь одно месторождение — Бованенковское. В эту промышленную зону наряду с Бованенковским входят Харасавэйское и Крузенштернское месторождения. Она является наиболее значительной по запасам газа ($\text{ABC}_1 + \text{C}_2$) месторождением Ямала — 4,9 трлн кубометров. Начальные запасы Харасавэйского, Крузенштернского и Южно-Тамбейского месторождений составляют 3,3 трлн куб. м газа.

Изначально Бованенковское месторождение планировалось ввести в строй в 1991 году, но это произошло

в 2012 году, когда начал работу первый пусковой комплекс, в состав которого входят установка комплексной подготовки (УКПП) мощностью 30 млрд куб. м газа в год и 60 скважин. Событие ознаменовало собой начало промышленной добычи газа на Ямале.

Согласно планам развития, ожидалось, что в общей сложности на Бованенковке будут работать 3 газовых промысла, в составе которых было запланировано ввести в эксплуатацию 4 УКПП и 775 скважин. Тем не менее «Газпром» пересмотрел планы добычи на Бованенковском в сторону уменьшения и к тому же ещё отложил на год срок строительства второй ветки газопровода «Бованенково — Ухта», позволяющей увеличить прокачку с месторождения вдвое, до 115 млн куб. м в год.

В 2013 году добыча на месторождении возросла с 4,9 млрд до 22,8 млрд кубометров. Однако при запуске промысла предполагалось, что в 2013 году на нем будет добыто 46,3 млрд куб. м, в 2014 году — 68,3 млрд куб. м, а в 2015 году — 89,5 млрд кубометров.

Корректировка планов

Несмотря на то что Бованенковская промышленная зона является для «Газпрома» первоочередным объектом освоения на Ямале, в период с 2013 года по 2014 год концерн начал разведочные работы и на других месторождениях региона, в том числе шельфовых. Но, по мнению экспертов, скорее всего планы «Газпрома» на Ямале будут реализовываться с опозданием. Промышленную разработку Харасавэйского месторождения, где прогнозный объем добычи составляет 32 млрд куб. м в год, вместо ранее намеченного 2014 года планируется начать в четвертом квартале 2018 года.

По мнению экспертов, придется корректировать прежние расчеты по освоению углеводородных запасов Ямала, согласно которым к 2015 году на полуострове ожидалась добыча 115 млрд куб. м газа, а к 2020 году планировалось увеличение до 175 млрд кубометров.

В 2016 году ожидается запуск Новопортовского промысла «Газпром нефти», а в 2017 году «НОВАТЭК» в партнерстве с зарубежными компаниями планирует запустить проект «Ямал СПГ».

«Ямал СПГ» — многопрофильный проект

«Ямал СПГ» является масштабным проектом на полуострове и предусматривает строительство завода по производству сжиженного природного газа мощностью 16,5 млн т в год на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения. Доказанные и вероятные запасы газа этого месторождения составляют 907 млрд кубометров. Реализация проекта предполагает создание транспортной инфраструктуры, включающей морской порт и аэропорт в районе поселка Сабетта.



Заканчивается строительство аэропорта Сабетта, получено разрешение на эксплуатацию, и начата его сертификация

Проект реализует компания «Ямал СПГ», акционерами которой в настоящее время являются «НОВАТЭК» — 60%, французская Total — 20% и китайская China National Petroleum Corporation (CNPC) — 20%. Общие капитальные вложения в проект оцениваются в \$26,9 миллиарда. На текущий момент акционеры вложили \$6,9 миллиарда.

Несмотря на ужесточение экономических санкций со стороны США, ни одна зарубежная компания, участвующая в реализации этого проекта, не намерена выходить из него.

На данный момент продукция компании «Ямал-СПГ» полностью законтрактована и распределена следующим образом: 27% — в Китай, 36% — в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, через «Газпром экспорт» продано 3 млн т на индийский рынок. Подписан долгосрочный договор с «Атомфлотом» для обеспечения топливом двух атомных ледоколов, включая строящийся ЛК-60. С «Портофлотом» также заключен договор на обеспечение пяти судов.

И снова санкции!

По мнению руководства Минэнерго России, санкции, которые были введены США и странами Евросоюза против России, не влияют на реализацию проекта, несмотря на то что компания «НОВАТЭК» включена в санкционный список. Французские партнеры в октябре 2014 года подтвердили готовность финансирования проекта. В России на сегодняшний день насчитывается большое количество проектов Total, в которые компания вложила 10 млрд евро инвестиций. В этих проектах самым крупным стратегическим партнером французской корпорации является «НОВАТЭК».

Руководство CNPC в ноябре 2014 года заявило о своей уверенности в перспективах реализации проекта в услови-



ях санкций. В китайской компании сообщили, что готовы развивать сотрудничество в соответствии с имеющимся планом, подчеркнув, что в этом вопросе не может быть никаких изменений, что ограничения не могут повлиять на позицию компании. CNPC ежемесячно переводит финансовые средства в соответствии с договором, чтобы обеспечить успешное продвижение проекта.

Преодолевая трудности

Тем не менее компания «Ямал СПГ» столкнулась с определенными трудностями, которые ей приходится преодолевать. Из-за санкций теперь не может быть привлечено финансирование в долларах, поэтому с лета 2014 года акционеры финансируют проект в евро. Из-за экономических ограничений в отношении «НОВАТЭКа» произошли некоторые изменения в составе потенциальных кредиторов компании. В настоящее время ведутся переговоры с китайскими финансовыми институтами, российскими банками, европейскими экспортно-импортными агентствами. Кроме того, рассматривается вопрос о выделении 150 млрд руб. из Фонда национального благосостояния (ФНБ). В условиях ужесточения экономических санкций «Ямал СПГ» пытается реализовать дорогостоящие стратегические проекты без западных кредитов.

Уже заключенные контракты были подписаны еще до введения санкций против России, поэтому все заказы на поставку оборудования для строительства завода СПГ должны быть исполнены поставщиками, которые приняли на себя соответствующие обязательства. Как дальше будут развиваться события — неизвестно. Если западные страны в дальнейшем не снимут санкции, которые пока действуют до июля 2015 года, то, по мнению экспертов, акционерам придется переориентироваться

на китайские технологии. Отраслевые эксперты отмечают, что сейчас проект зависит от поставок американских технологий и оборудования.

На поиски финансов

За 9 месяцев 2014 года акционеры профинансировали проект «Ямал СПГ» в объеме 126,3 млрд рублей, в том числе \$ 2,75 млрд и 610 млн в евро. Из общей суммы на компанию «НОВАТЭК» пришлось \$ 492 млн и 169 млн евро, партнеры договорились о диспропорциональном финансировании.

Бюджет проекта на 2014 год — составляет \$ 6 миллиардов. Акционеры ведут переговоры о привлечении проектного финансирования в объеме 60–70% от общей стоимости. Значительную долю проектного финансирования планируется привлечь у китайских финансовых институтов. Они готовы делать инвестиции в «Ямал СПГ» на сумму более \$ 10 миллиардов. Детали этого финансирования согласовываются, готовится проектная документация. Не исключено, что в проекте «Ямал СПГ» может быть частично увеличена доля CNPC.

Глава «НОВАТЭКа» Леонид Михельсон надеется, что вопросы, связанные с денежной поддержкой проекта «Ямал СПГ» китайскими банками, решатся в первом-втором квартале 2015 года. Руководство Минэнерго России не исключает возможности финансирования из ФНБ покупки облигаций «Ямал СПГ».

«НОВАТЭК» также ведет переговоры с индийскими компаниями, с азиатскими и европейскими экспортно-импортными агентствами. Акционеры рассчитывают привлечь финансирование в первой половине 2015 года. К концу года объем инвестиций акционеров в проект «Ямал-СПГ» приблизится к \$ 8 миллиардам.

Неизбежная сдача проекта

Несмотря на возникшие в стране экономические проблемы, которые затронули, в том числе и этот проект, объекты сдаются по плану. Заканчивается строительство аэропорта, получено разрешение на эксплуатацию, начата его сертификация. Ожидается, что к концу текущего года он вступит в строй.

Также готовится к вводу в строй грузовой порт. В 2013 году там было разгружено более полумиллиона тонн грузов, в 2014 году, по предварительным оценкам, будет разгружено 1,5 млн т строительных грузов.

В 2012 году на самом высоком уровне подтверждено намерение федеральных властей сделать арктический порт «Сабетта» многопрофильным, а также поддержана идея строительства железнодорожной ветки «Бованенково — Сабетта», которая должна соединить новый ямальский порт с магистралью «Северный широтный ход». При этом потенциальный грузооборот «Сабетты» может достигнуть 70 млн т в год.

Отгрузочный терминал «Нового порта» будет представлять собой выносной одноточечный причал. Порт сможет принимать танкеры ледового класса Arc6 максимальным дедвейтом до 55 тыс. тонн.

Танкеры будут осуществлять круглогодичные челночные рейсы в Мурманск с последующей перевалкой через рейдовый терминал «Белокаменка» на танкеры Aframax для дальнейшей транспортировки в Роттердам.

В рамках реализации проекта пробурено 20 эксплуатационных скважин, что составляет 35% от необходимых скважин первой очереди. Ведется строительство двух резервуаров СПГ, которые планируется сдать к пуску первой очереди.

Новая флотилия

Для транспортировки продукции завода нужно иметь танкерный флот. В этой связи финская компания Wärtsilä получила заказ от южно-корейской компании Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering (DSME) на изготовление 54 двухтопливных двигателей для танкеров, которые будут использоваться для перевозки сжиженного природного газа с проекта «Ямал СПГ». Мощность, вырабатываемая этими двигателями, составит 64,35 МВт для каждого судна. В октябре текущего года DSME приступила к строительству первого из 16 танкеров ледового класса, которые должны быть построены для проекта «Ямал СПГ».

Основным видом топлива для строящихся танкеров будет СПГ, при этом предусмотрена возможность использования мазута и маловязкого дизельного топлива.

Танкеры будут принадлежать совместному предприятию (СП) Teekay LNG и China LNG Shipping (CLNG), а также СП China Shipping LNG Investment Co., Ltd. (CSLNG) и Mitsui O. S. K.

Канадская компания Teekay в партнерстве с китайской CSLNG планирует построить шесть танкеров для проекта «Ямал СПГ». Японская Mitsui O. S. K. Lines (MOL) в консорциуме с китайской China Shipping Development построит еще три танкера.

Первый, заказанный «Совкомфлотом» у DSME, должен быть готов в начале 2016 года, чтобы еще до пуска проекта провести необходимые ледовые испытания. Остальные танкеры будут поставляться с конца 2016 года по 2019 год, по мере ввода очередей СПГ-завода в эксплуатацию.

Новопортовское месторождение

Южная промышленная зона Ямала включает девять месторождений: Нурминское, Малоямальское, Ростовцевское, Арктическое, Среднеямальское, Хамбатеинское, Нейтинское, Каменномысское и Новопортовское. Суммарная ежегодная добыча газа предполагается на уровне до 30 млрд куб. м, нефти — до 7 млн тонн.

Новопортовское является одним из самых крупных разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа. Его извлекаемые запасы по категории C₁ и C₂ составляют более 250 млн т нефти и конденсата, а также более 320 млрд куб. м газа. Здесь идут работы по созданию инфраструктуры, необходимой для полномасштабной разработки месторождения. В дальнейшем нефть планируется отгружать через Каменный комплекс по перевалке мощностью до 8,5 млн т нефти в год. Его строительство ожидается завершить к концу 2015 года. Месторождение и терминал соединит 100-километровый нефтепровод.

Один из трех вариантов

Опытно-промышленная эксплуатация месторождения началась в 2012 году, а в 2013 году «Газпром нефть Новый Порт» — оператор проекта, дочернее предприятие «Газпром нефти» — завершила программу бурения в рамках опытно-промышленной эксплуатации месторождения. В 2014 году «Газпром нефть» приступила к выполнению программы эксплуатационного бурения.

Отказавшись от планов прокладки трубопровода к Бованенковскому месторождению до порта Харасавэй и строительства железной дороги до газпромовской ветки «Обская — Бованенково», компания «Газпром нефть» выбрала третий вариант — вывоз нефти «Нового порта» по Обской губе.

В 2013 году корпорация подписала с «Росморпортом» соглашение о проектировании комплекса по перевалке нефти Новопортовского месторождения. Круглогодично работающий терминал будет расположен в районе мыса Каменный, с промыслом его соединит трубопровод. Завершить строительство планируется в конце 2015 года. Предполагается, что с вводом первой очереди терминала объем



Южнокорейская компания Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering (DSME) приступила к строительству первого из 16 танкеров ледового класса, которые будут использоваться для перевозки сжиженного природного газа с проекта «Ямал СПГ»

перевалки составит 5,5 млн т в год, а с выходом на полную мощность в 2019 году возрастет до 8,5 млн т в год.

Первая нефть Ямала для Европы

В июне 2014 года на Новопортовском месторождении началось эксплуатационное бурение. До конца года здесь планируется пробурить девять скважин; в период до 2016 года — 60 скважин.

В августе «Газпром нефть» впервые осуществила морскую отгрузку ямальской нефти в Европу. Всего за сезон, завершившийся в середине октября, по этому маршруту было отправлено четыре танкера с нефтью Новопортовского (более 100 тыс. т). Как сообщалось, нефть нового сорта, получившего название Novu Port, относится к категории легких, а по содержанию серы (около 0,1%) превышает по качеству не только российскую Urals, но и Brent.

Тамбейская зона

«Газпром геологоразведка» в 2013 году получила положительное заключение госэкспертизы на строительство четырех разведочных скважин на Тасийском, Малыгинском, Северо-Тамбейском и Западно-Тамбейском месторождениях на Ямале.

Эти месторождения включены «Газпромом» во вторую — Тамбейскую промышленную зону Ямала с прогнозной добычей 65 млрд куб. м газа и 2,8 млн т стабильного конденсата в год. Тамбейская промышленная зона включает в себя шесть месторождений: Северо-Тамбейское, Западно-Тамбейское, Тасийское, Малыгинское, Южно-Тамбейское и Сядорское.

Тасийское, Малыгинское, Северо-Тамбейское и Западно-Тамбейское месторождения, наряду с Крузенштернским, в 2013–2014 годах являлись приоритетными для проведения «Газпромом» геологоразведочных работ. В этот период на данных участках планировалось строительство 11 разведочных скважин.

В навигационный сезон 2014 года «Газпром геологоразведка» также планировала проведение сейсморазведочных работ на Ленинградском, Русановском, Северо-Харасавэйском, Обручевском, Невском, Скуратовском и Няме́йском лицензионных участках на приямальском шельфе Карского моря.

Большое будущее Ямала

Развитие экономики России подразумевает масштабное освоение богатейших природных ресурсов. Выполнение закладываемых в Энергетической стратегии России до 2030 года темпов и параметров увеличения добычи природного газа напрямую связано с освоением нового нефтегазодобывающего региона — полуострова Ямал.

Являясь наиболее изученным и подготовленным к освоению, Ямал близко расположен к существующей газотранспортной инфраструктуре, обладает значительными запасами и высокими добычными возможностями. Нигде более в России невозможно всего за два десятилетия создать подобный нефтегазодобывающий комплекс. По этой причине именно освоение Ямала будет играть решающую роль в развитии газовой промышленности России в XXI веке.

Андрей Зуев

ЯМАЛ

КАРСКОЕ
МОРЕ

С освоением углеводородных запасов полуострова Ямал, согласно Энергетической стратегии, связано планируемое увеличение добычи природного газа до 2030 года

Тамбейская промышленная зона

Предполагаемая ежегодная добыча



Бованенковская промышленная зона

Предполагаемая ежегодная добыча

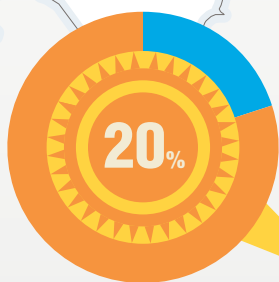


Южная промышленная зона

Суммарная ежегодная добыча



20% российских запасов природного газа находятся на Ямале



16 трлн куб. м газа и 500 млн т нефти и конденсата — доказанные запасы Ямала

16 трлн куб. м

500 млн т

360 млрд куб. м — ожидаемые объемы добычи газа к 2030 году на трех промышленных зонах — Бованенковской, Тамбейской и Южной

360 трлн куб. м

22 трлн куб. м

22 трлн куб. м газа — прогнозные ресурсы Ямала

Малыгинское Тасийское
Северо-Тамбейское
Западно-Тамбейское
Южно-Тамбейское
Харасавейское
Бованенковское
Круzenштерское
Нейтинское
Арктическое
Среднеямальское
Нурминское
Хамбательское
Ростовцевское
Малоямальское
Каменномыское
Новопортовское

Байдарацкая губа

Обская губа

Уса

ГЫДАН

Этот полуостров считается новым перспективным регионом газодобычи в России. Здесь разведано 13 месторождений, запасы нефти которых составляют 15 млн т, газа — 2 трлн куб. м, газового конденсата — 40 млн тонн



Утреннее (Салмановское)

60% **НОВАТЭК**

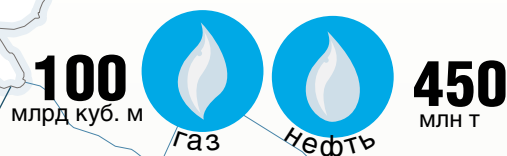
20%



20%



Восточно-Мессояхское



Продуктивный пласт ПК1-3 Восточно-Мессояхского месторождения выйдет на пик добычи в 2023 году с объемом 5 млн т нефти в год

Западно-Мессояхское



Продуктивный пласт ПК1-3 Западно-Мессояхского месторождения позволит получить к 2026 году 3,5 млн т нефти в год

«Ямал СПГ»

стоимость **\$26,9** млрд

запасы газа **907** млрд куб. м

мощность **16,5** млн т

Планы добычи газа на Ямале, млрд куб. м

75-115
2015

135-175
2020

200-250
2025

310-360
2030



Редактор: Андрей Зуев
Дизайнер: Михаил Шилин

ЦДУ
ТЭК





На краю земли

Гыданский полуостров — мало изученное место на карте РФ. Он считается следующим после Ямала регионом, с помощью которого можно не только поддержать, но и увеличить объемы российской добычи углеводородов. Мессояхские месторождения — одни из наиболее крупных. Их отдаленность, сложность геологического строения, отсутствие инфраструктуры и нефтегазопроводов определили особый подход к разработке.

Гыданский полуостров получил название от Гыданского залива, а он, в свою очередь, от имени впадающей в него реки Гыда. Полуостров считается новым перспективным регионом газодобычи в России. Здесь разведано

13 месторождений, запасы нефти которых, по ориентировочным данным, составляют 15 млн т, газа — 2 трлн куб. м, газового конденсата — 40 млн тонн.

Геологическое изучение Гыдана началось в семидесятых годах прошлого века. Тогда там рабо-



тала Гыданская нефтегазоразведочная экспедиция, участники которой открыли все известные сегодня на полуострове месторождения. В начале девяностых годов экспедиция была расформирована, а все геологоразведочные работы — свернуты. И только спустя 20 лет за счет федеральных средств начали проводить региональные сейсморазведочные работы. Сейчас на Гыдане реализуется проект по бурению параметрической скважины, который должен дать более точное понимание запасов этого региона.

Гыданские месторождения углеводородов расположены в арктической климатической зоне. Основная часть запасов составляет тяжелая высоковязкая нефть.

Здесь, как и в Восточной Сибири, не развита инфраструктура.

«Медвежий угол»

Мессояхские нефтегазовые кладовые включают в себя Западно-Мессояхское и Восточно-Мессояхское месторождения. Они являются самыми северными из известных нефтяных месторождений России, находящихся на суше.

Расстояние от них до ближайшего города Новый Уренгой — более 300 километров. В «медвежьем углу» нет ни дорог, ни населенных пунктов. Отсутствует энергетическая инфраструктура и нефтегазопроводы. Климатические условия даже по меркам Ямала считаются крайне суровыми, зимой температура здесь опускается до -60°C .

Мессояхские месторождения находятся в труднодоступной местности на северо-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа. Здешные места называют «краем земли» — настолько непригодными для жизни они считаются у северных народов.

Слишком сложные месторождения

Мессояхская группа является одной из крупнейших неразработанных нефтяных залежей в континентальной части страны. В России им нет аналогов по масштабам. По расчетам геологов, извлекаемые запасы Западно-Мессояхского месторождения составляют 180 млн т нефти и 60 млрд куб. м газа, Восточно-Мессояхское месторождение содержит в своих недрах 450 млн т нефти и 100 млрд куб. м газа. Основная часть запасов приходится на тяжелую, высоковязкую нефть.

Открытые в восьмидесятые годы прошлого века Мессояхские месторождения давно привлекали к себе внимание нефтяников, однако по ряду причин дело до их полномасштабного освоения не доходило. Наряду с их удаленностью от основных центров нефтегазодобычи, что подразумевает значительные финансовые вложения в создаваемую с нуля инфраструктуру, геологи и разработчики обращают внимание на ряд неблагоприятных факторов: слабая геологическая изученность участков, невысокая продуктивность залежей, большая плотность и вязкость нефти. Все эти факторы не располагают к принятию быстрого решения о разработке углеводородных месторождений. Предварительные экономические расчеты показали нерентабельность добычи при сохранении традиционных подходов к проектированию и разработке Мессояхской группы.

Оптимизм на основе новых фактов

Мониторинг запасов Мессояхи, проведенный в период с 2009 года по 2011 год на основе бурения новых разведочных скважин, позволил специалистам более оптимистично высказаться по поводу перспектив месторождений. Разведка обнаружила наличие в продуктивных пластах значительных объемов легкой нефти. Был произведен пересчет общих запасов в сторону их увеличения.

Основной проблемой в вопросе освоения Восточно-Мессояхского и Западно-Мессояхского месторождений, привлекательных с точки зрения общего количества запасов, является экономическая рентабельность разработки залежей. Эту задачу решено выполнить с помощью разработки специального проекта.

Суть заключалась в том, чтобы рассмотреть оптимальные варианты освоения месторождений в связке технологических и экономических параметров. Нужно было определить основные этапы разработки и провести экономический анализ.

Проект разработки месторождения

Этим вопросом занялись специалисты «Газпром нефти», проанализировав по семь вариантов разработки каждого из месторождений. Для расчета показателей и экономической оценки вариантов разработки наиболее продуктивного пласта ПК1–3 были выбраны два участка — по одному на каждом месторождении. На этих участках, каждый из которых содержит в недрах не менее 60% извлекаемой нефти месторождения, отрабатывались модели, позволившие распространить

полученные данные для полномасштабной разработки залежей.

В итоге в проект были включены рекомендации о создании так называемых специальных «пауков скважин», которые охватывают максимальную площадь продуктивных пластов.

Согласно произведенным расчетам экспертов, ожидается, что наиболее продуктивный пласт ПК1–3 Восточно-Мессояхского месторождения выйдет на пик добычи в 2023 году с объемом 5 млн т нефти в год. На Западно-Мессояхском — пласт ПК1–3 позволит получить максимум добычи к 2026 году, более 3,5 млн т нефти в год. С учетом других продуктивных пластов в период максимальной добычи на месторождениях будет извлекаться из недр еще 2,5 млн т нефти.

Учитывая, что в стоимости капитальных вложений в проект больше половины занимают затраты на бурение скважин, именно это направление в разработке месторождения стало главным при анализе возможных вариантов его разработки.

Основные нефтенасыщенные пласты на Мессояхских месторождениях залегают на глубине 850 м, а глубина вечной мерзлоты достигает отметки 350 метров. Все это создает дополнительные трудности при бурении нефтяных скважин в регионе.

«Мессояха»

Предполагается, что нефть с Западно-Мессояхского месторождения поступит на установку подготовки нефти (УПН) Восточно-Мессояхского месторождения и оттуда будет транспортироваться на головную нефтеперекачивающую станцию нефтепровода «Заполярье — Пурпе», расположенную на Пяяхинском месторождении. Протяженность нефтепровода с Восточно-Мессояхского месторождения до Пяяхинского составит 80 километров.

В рамках опытно-промышленной эксплуатации месторождений в мае 2012 года началось бурение первой эксплуатационной скважины, а в сентябре того же года там была получена первая нефть. К освоению Мессояхского нефтегазового месторождения компания «Мессояханефтегаз» планирует приступить в 2015 году, начав с полномасштабного бурения эксплуатационных скважин. Его разработка будет продолжаться 35 лет — до 2050 года. Согласно проекту, начало промышленной эксплуатации Восточно-Мессояхского месторождения предусматривается в 2016 году, а Западно-Мессояхского — в 2018 году.





Масштабный проект под названием «Мессояха» поддерживается на региональном и на федеральном уровнях. По оценке специалистов, проект сулит немалую прибыль. Однако в решении этого вопроса существует проблема, которая заключается в том, что часть месторождения располагается на территории государственного биологического заказника «Мессо-Яхинский». Прежде чем начать добычу нефти границы заказника нужно сдвинуть — перенести их от пойменной части реки Мессояха в тундру.

Имеются также вопросы, которые требуют дальнейшей проработки. Например, технико-экономическая оценка утилизации газа на обоих месторождениях. Здесь предстоит провести ряд научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, в том числе по выбору вариантов закачивания горизонтальных скважин.

Двое на Гыдане

«Газпром» и «НОВАТЭК» в 2012 году подписали меморандум о сотрудничестве, в соответствии с которым стороны рассматривают возможность создания совместных предприятий для увеличения комплекса мощностей по производству сжиженного природного газа на полуострове Ямал и совместно-му освоению имеющейся ресурсной базы Гыданского полуострова. Компании заявили о планах создать СП на базе Утреннего (Салмановского) месторождения компании «НОВАТЭК» на Гыданском полуострове с распределением долей между участниками: «Газпром» — 50%, «НОВАТЭК» — 50%.

Запасы природного газа месторождения Утреннее (Салмановское), расположенного на полуострове Гыдан, по категории ABC_1+C_2 составляют 767,1 млрд кубометров.

Андрей Зуев

Расстояние от Мессояхских нефтегазовых месторождений до ближайшего города — более 300 километров. Здесь нет ни дорог, ни населенных пунктов. Зимой температура опускается до -60°C

ДОСЛОВНО



– САМЫЙ ДОРОГОЙ В МИРЕ ТОВАР –
ЭТО НЕ ГАЗ, НЕ НЕФТЬ –
ЭТО БЮДЖЕТНЫЙ ДЕФИЦИТ США.

*Аркадий Дворкович,
заместитель председателя
Правительства РФ*



– АМЕРИКАНЦЫ ТАК
ЖАЖДАЛИ ЧУЖУЮ НЕФТЬ,
ЧТО БОГ, НАКОНЕЦ, УСЛЫШАЛ
ИХ МОЛИТВЫ. ТЕПЕРЬ ОНИ
ПРОСТО КУПАЮТСЯ
В СВОЕЙ.

Анекдот



*Махатма Ганди,
индийский
политический
деятель,
философ
(1869–1948)*

– НАЙДИ ЦЕЛЬ,
РЕСУРСЫ НАЙДУТСЯ.



– Я ВООБЩЕ НЕ ВЕРЮ
В ОДНУ–ЕДИНСТВЕННУЮ
СИЛУ ТАЛАНТА,
БЕЗ УПОРНОЙ РАБОТЫ.
ВЫДОХНЕТСЯ БЕЗ НЕЁ
САМЫЙ БОЛЬШОЙ
ТАЛАНТ, КАК ЗАГЛОХНЕТ
В ПУСТЫНЕ РОДНИК,
НЕ ПРОБИВАЯ СЕБЕ
ДОРОГИ ЧЕРЕЗ ПЕСКИ.

*Федор Шаляпин,
русский оперный певец
(1873–1938)*



– ЛЮДИ ВСЕГДА БЫЛИ И БУДУТ
ОЗАБОЧЕНЫ ДЕНЕЖНЫМ ВОПРОСОМ.
НО ТОЛЬКО В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ ТАКОЕ
ЧУВСТВО, ЧТО, КРОМЕ ДЕНЕГ, В ГОЛОВАХ
У ЛЮДЕЙ НЕ ОСТАЛОСЬ НИЧЕГО.

*Андрей Звягинцев,
русский
кинорежиссер*



– ЦЕНЫ ВСЕ ВРЕМЯ ХОДЯТ
ТУДА–СЮДА. НЕ ПОНИМАЮ, ПОЧЕМУ
СЕЙЧАС ИЗ–ЗА ЭТОГО ТАКОЙ
ПЕРЕПОЛОХ.

*Али аль-Наими, министр нефти
Саудовской Аравии*

– ЕСТЬ ТАКАЯ ПОПУЛЯРНАЯ ФРАЗА: ЕСЛИ ВЫ ХОТИТЕ ИСПОРТИТЬ РЕПУТАЦИЮ ПРЕДСКАЗАТЕЛЯ, ТО ПОПРОБУЙТЕ ПРЕДСКАЗАТЬ ЦЕНУ НА НЕФТЬ.

Кайрат Келимбетов,
глава Национального банка
Республики Казахстан

– ВСЯ ВСЕЛЕННАЯ С УЖАСОМ СМОТРИТ НА ЗЕМЛЮ.

– ТЕ, КТО ПРЕНЕБРЕГ УРОКАМИ ИСТОРИИ, ОБРЕЧЕНЫ НА ТО, ЧТОБЫ ЕЕ ПОВТОРЯТЬ.

– И ХОТЯ ЛЮДИ ГЛУПЫ И ЖЕСТОКИ, СМОТРИТЕ, КАКОЙ ПРЕКРАСНЫЙ НЫНЧЕ ДЕНЬ.

Курт Воннегут,
американский писатель
(1922–2007)

Редактор: **Владимир Пимонов**
Дизайнеры: **Елена Овчинникова,**
Михаил Шилин

– НЕФТЬ ДОБЫВАТЬ МЫ БУДЕМ БОЛЬШЕ ДЛЯ ДУШИ.

Семен Вайншток,
российский промышленник,
с 1999 года по 2007 год
возглавлял «Транснефть»

– НЕФТЬ ДЕШЕВЕЕТ ВОПРЕКИ ГЕОПОЛИТИКЕ.

Даниел Ергин,
председатель Кембриджской
ассоциации энергетических
исследований CERA, лауреат
Пулитцеровской премии

– МЫ ПРИШЛИ НЕ ТУДА, КУДА ХОТЕЛИ, ПОТОМУ ЧТО ШЛИ НЕ ТЕМ ПУТЕМ И НЕ С ТОЙ КОМАНДОЙ, НЕ ТУДА.

– МЫ ВСЕ БУДЕМ РАБОТАТЬ ПЛОДОТВОРНО, И ЭТО НЕ ЗАКОНЧИТСЯ НИКОГДА.

Сергей Миронов,
российский политический деятель,
лидер партии «Справедливая
Россия»

– МНОГИЕ ПО-ПРЕЖНЕМУ ВЕРЯТ В ТО, ЧТО ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ОТКРЫВАЮТ ЭРУ ДЕШЕВОГО СЫРЬЯ. НО ЕСЛИ ПОСМОТРЕТЬ НА ЗАТРАТЫ, ТО СРАЗУ ВИДНО, ЧТО ЭТО ДОВОЛЬНО ДОРОГО.

Марк Мобиус,
управляющий группой
фондов Templeton
Emerging Markets

– Я НЕ ХОЧУ СКАЗАТЬ, ЧТО ПАДЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ – ЭТО ОДНОЗНАЧНОЕ БЛАГО, НО И ГОВОРИТЬ, ЧТО ЭТО КАТАСТРОФА, ТОЖЕ НЕЛЬЗЯ.

Владимир Мау,
ректор Академии народного
хозяйства
и государственной службы

Школа жизни

Продолжаем серию материалов (смотри журнал «ТЭК России» № 11 и № 12 за 2014 год), посвященных 30-летию со дня основания Федерального государственного унитарного предприятия «Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса» (ГП «ЦДУ ТЭК»). О том, с каким настроением подходят к предстоящему юбилею в компании, какое место работа занимает в жизни человека, рассказывают сотрудники ГП «ЦДУ ТЭК».

НАШИ СТАРОЖИЛЫ



Игорь Владимирович Медведев,
главный технолог отдела мониторинга
нефтяной промышленности.
Работает в ГП «ЦДУ ТЭК»
с 1985 года

«Сдача смены представляла собой настоящий экзамен»

— По окончании школы я поступил в Куйбышевский политехнический институт на специальность «Бурение нефтяных и газовых скважин». Через год перевелся на заочное отделение в Московский институт нефтехимической и газовой промышленности (МИНХ и ГП) имени И. М. Губкина. Вскоре меня призвали в армию. После службы я продолжил обучение. Параллельно приходилось работать — сначала лаборантом на кафедре МИНХ и ГП, затем во ВНИИБТ (Всесоюзный научно-исследовательский институт буровой техники). В начале 1980-х годов, не рассчитываясь с основной работы, я уехал на Север, где

около года мне довелось трудиться на Возейском нефтяном месторождении. Бурил на нефть.

Вернувшись в Москву, понял, что нужно искать новую работу, поскольку во ВНИИБТ перспектив уже не было никаких — платили мало, интересные проекты сворачивались. Тогда я узнал, что при Министерстве нефтяной промышленности СССР создается новое предприятие — Центральное диспетчерское управление.

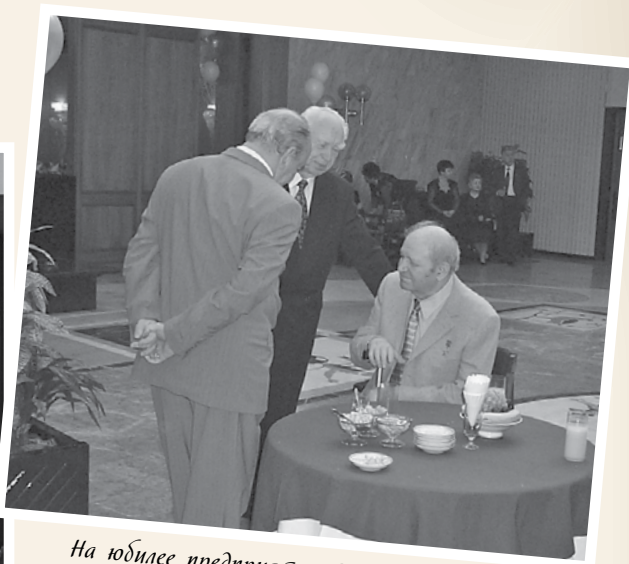
Как известно, в этот период Миннефтепром возглавил Василий Александрович Динков, который ранее в течение четырех лет руководил Министерством газовой промышленности СССР. Добыча нефти в стране в те годы стала падать, и отрасль требовала большего внимания к себе со стороны руководства, возникла необходимость в большем объеме оперативной информации. Для этой цели было создано «ЦДУ "Нефть"», генеральным директором которого назначили Виктора Владимировича Гнатченко.

— Как вы устроились на работу в Центральное диспетчерское управление?

— В конце апреля 1985 года я встретился с Альбертом Михайловичем Галустовым, главным инженером предприятия. Он провел со мной собеседование. Меня определили в отдел мониторинга нефтяной промышленности, я должен был собирать информацию о ремонтах скважин. После майских праздников я вышел на работу.

Поначалу ЦДУ не имело своего помещения. Все ютились в Министерстве нефтяной про-

*Сотрудники диспетчерской службы
и главный бухгалтер «ЦДУ ТЭК»
Людмила Федоровна Соболева (2006 г.)*



*На юбилее предприятия. В числе приглашенных –
Герой Социалистического Труда СССР Василий
Александрович Динков (2000 г.)*

мышленности в здании на Софийской набережной. Вновь набранных сотрудников подсаживали в кабинеты к миннефтепромовцам. Я одно время сидел вместе с газовиками.

На четвертом этаже Министерства размещался Главный информационно-вычислительный центр (ГИВЦ). Вскоре его перевели в другое место, а ЦДУ заняло место ГИВЦа.

К работникам, которые приходили в Центральное диспетчерское управление, предъявлялись достаточно жесткие требования в плане компетенции, опыта, ответственности. Иногда казалось, что генеральный директор Виктор Гнатченко делает ставку на то, чтобы подчиненный обладал устойчивостью, умел, что называется, выживать в условиях психологического давления. Не все выдерживали такой стиль руководства.

При этом Виктор Владимирович досконально знал производство. Первые сводки представляли собой двадцать с лишним листов формата А3. В них входила вся информация по отрасли — бурение, добыча, обустройство месторождений. Проверяя сводки, Гнатченко брал в руки большой красно-синий карандаш, просматривал по диагонали все листы и четко находил несоответствия. Правку он делал этим карандашом, после чего лист нужно было перепечатывать. Тогда в ЦДУ имелось только две пишущие машинки. Печатать мы не умели, эра компьютеров еще не наступила. И вот после смены остаешься и исправляешь ошибки.

— Вы все время работали в отделе мониторинга нефтяной промышленности?

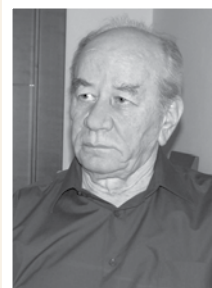
— Нет. Когда уже окончательно сформировалась структура и коллектив предприятия, меня перевели в диспетчерский отдел. Кстати, туда же перевели и тех диспетчеров, которые поначалу работали в приемной у министра.

На смене было четыре человека. Трудились сутки через трое.

Характерный момент. Диспетчера из приемной министра перешли в ЦДУ со своим хозяйством. Утром заходит Гнатченко. Видит перед собой раскладушку и телевизор. Естественно — взрыв негодования. После этого случая диспетчера, согласно распоряжению директора, были обязаны дежурить без права сна. Каждые два часа мы проводили обзвон по объединениям и вводили вручную полученную информацию в сводку. Бывало, сидишь на рабочем месте, буквально валяешься от усталости, но все равно стараешься держаться.

Утром сдача смены. Во времена, когда директором был Гнатченко, эта процедура представляла собой самый настоящий экзамен.

Доходило до того, что мы, находясь в Москве, знали фамилию сварщика, который ведет аварийные работы на месторождении. Обязаны также иметь информацию о каждом порыве трубопровода (весной при подвижках грунта их число доходило до шести-семи за сутки), на каком кусте, какое плечо отсыпки, сколько техники задействовано при ликвидации аварии. Всё это мы должны фиксировать.



*Первый
руководитель
ПП «ЦДУ ТЭК» —
Виктор
Владимирович
Гнатченко*



Альберт Михайлович Галустов – первый главный инженер предприятия (2000 г.)



Отдел капитального строительства ГП «ЦДУ ТЭК» на переднем плане



Собрание коллектива ГП «ЦДУ ТЭК» (2000 г.)

В начале рабочего дня Виктор Владимирович, как правило, обзванивал некоторых руководителей объединений. И к началу сдачи смены он был уже в курсе обстановки. Обладая этой информацией, он дотошно расспрашивал сдающего смену и при возникновении несоответствий, что вполне могло произойти, поскольку у директора и диспетчера все же разные источники информации, устраивал ему настоящий прессинг. Не каждый это выдерживал.

— Игорь Владимирович, как Вы выдержали такой прессинг? Что держало?

— Несмотря ни на что мне было интересно работать. Чувствовалось, что ты причастен к важному для страны делу. К тому же приходилось постоянно учиться, познавать новое.

Причем школа была суровая. Вспоминается такой случай. Прошла смена. Чрезвычайных ситуаций на производстве за сутки не возникало, за исключением одного дорожно-транспортного происшествия (ДТП). Задавило водителя самосвала. Он менял колеса, и в этот момент в его машину врезался другой грузовик. Поскольку в ДТП попала машина нефтегазодобывающего управления, я доложил о произошедшем ЧП. После небольшой паузы Гнатченко задает следующий вопрос: «А был ли аварийный знак вынесен у самосвала?». На что я, недолго думая, гово-

рю о том, что данный случай — это прерогатива ГАИ, и такой информацией я не обладаю. Боже, что началось! Оказалось, что я ничего не понимаю в оперативной обстановке, не знаю ситуации, не владею информацией.

Когда-то в ЦДУ работал Владимир Никаноров, человек мягкий, спокойный, знающий свое дело. Гнатченко нередко воспитывал его, учил работать, часто брал с собой в командировки. Так вот, по словам Володи, во время поездок Виктор Владимирович превращался в совершенно другого человека — внимательного и предупредительного. Производственники его воспринимали как отца родного.

Этот период в жизни для нашего предприятия я считаю самым мощным и интересным. Генеральный директор Виктор Гнатченко был членом коллегии Министерства нефтяной промышленности СССР. Ведомство все больше и больше загружало нас работой. На основе нашей информации готовились документы и постановления. Многие руководители нефтегазовых предприятий стали понимать, что не имело смысла обивать пороги в Миннефтепроме с той или иной проблемой, гораздо эффективнее обратиться в Центральное диспетчерское управление, которое вынесет этот вопрос на коллегию, где часто всё решалось положительно. Этим мы заслужили свою репутацию у нефтегазовых объединений.

«ЦДУ переживает вторую молодость»

— *Нина Петровна, расскажите, как Вы пришли в профессию?*

— В юности собиралась стать строителем, готовилась к поступлению в строительный вуз. В те годы молодые люди хотели быть геологами или строителями. Многих манила романтика большихстроек, неизведанные просторы, все стремились, как пели тогда в популярной песне, «за туманом и за запахом тайги».

Но вмешался «его величество» случай. Дело в том, что я еще со школы серьезно занималась спортивной стрельбой из пистолета. И вот однажды на соревнованиях ко мне подошел заведующий кафедрой физической культуры Московского института нефтехимической и газовой промышленности имени Губкина и посоветовал мне поступить в этот вуз. Я обсудила предложение с родителями, и было принято решение подавать документы на механический факультет, специализация — сооружение нефтегазопроводов, нефтебаз и газовых хранилищ.

— *Стрельбой продолжали заниматься?*

— Конечно, при этом выступала за команду института. Выполнила норматив кандидата в мастера спорта. Была второй на Всесоюзной универсиаде в Минске.

— *Как давалась учеба? Все таки вуз технический.*

Учиться было тяжело, но интересно. Начерталка, сопромат, теоретическая механика — достаточно серьезные предметы. Но студенческие годы — пожалуй, самые светлые в жизни.

После института стала работать в тресте «Союзнефтекомплект», который входил в структуру Министерства нефтяной промышленности. Мне приходилось заниматься вопросами обеспечения обустройства месторождений Западной Сибири оборудованием и материалами. На этом предприятии я проработала пять лет. Затем мы с мужем, который также заканчивал губкинский институт, получили приглашение на работу в производственное объединение «Сургутнефтегаз». Там по контракту мы трудились три года. В начале 1985 года срок контракта истек, и мы вернулись в Москву.

НАШИ СТАРОЖИЛЫ



Нина Петровна Покрасова,
главный технолог отдела мониторинга
нефтеперерабатывающей
и нефтехимической промышленности.
Работает в ГП «ЦДУ ТЭК»
с 1985 года

— *Как попали на работу в ЦДУ?*

— Из Сургута мы приехали в Москву в феврале 1985 года. Вскоре я узнала, что при Министерстве нефтяной промышленности СССР создается новое предприятие — Центральное диспетчерское управление. Пришлось подождать пару месяцев. Потом в апреле было собеседование с главным инженером, после чего меня зачислили в штат ЦДУ, и я начала работать в отделе капитального строительства. Таким образом, сбылась мечта моей юности, я стала строителем. В мои обязанности входил контроль за обустройством месторождений Западной Сибири.

— *Интересно было работать?*

— Работа сразу же захватила. В то время в Западной Сибири активно велось освоение новых месторождений. Обязанностей было много.

В отдел пришли люди, которые отвечали за строительство, электроснабжение, комплектацию оборудованием и материалами. Всего 13 человек.

Сейчас в ЦДУ вопросами строительства занимается только один человек, а в то время этому направлению уделялось большое внимание.

— *А вообще, какие задачи решало тогда ЦДУ?*

— За предприятием были закреплены функции оперативного управления производством в нефтяной отрасли. Поначалу ЦДУ занималось вопросами бурения скважин, добычи нефти, обустройства месторождений.

На первый взгляд может показаться, что поработать 30 лет на одном месте — скучно. Поверьте, это не так. Во-первых, каждый год отличался от предыдущего. Допустим, сначала я контро-



1. Генеральные
директора
ГП «ЦДУ ТЭК»
разных лет
(слева направо):
Лев Николаевич
Евдокимов,
Иван Андреевич
Матлашов,
Олег Георгиевич
Гордеев
(2000 г.)

2. Начальник
отдела
Николай Петрович
Орлов (1998 г.)

3. Водители
ГП «ЦДУ ТЭК»
получают
марируемые
листы
в бухгалтерии.
В центре —
Анна Ивановна
Трапезникова

лировала обустройство новых месторождений, потом — строительство предприятий по использованию газа. Далее были вопросы нефтепереработки, производства нефтепродуктов, отгрузки продукции на внутренний и внешний рынки. Это абсолютно разные по задачам участки. На каждом из них приходилось учиться новому, восстанавливать информацию предыдущих периодов.

Во-вторых, это люди, с которыми приходилось не только трудиться бок о бок в одном коллективе, но и те, с кем нужно было контактировать, у которых на протяжении многих лет брали информацию.

В-третьих, постоянная смена расположения нашего предприятия. Софийка, Щипок, Китайгород, Тверская — с каждым из этих замечательных мест что-то связано.

Всё это вносило разнообразие в нашу работу.

— Нина Петровна, что можете сказать о сегодняшнем дне ЦДУ?

— Приятно наблюдать, что в настоящее время у нас много молодежи. Средний возраст сотрудников, отвечающих за достаточно серьезные направления работы, около 30 лет. Так же было в самом начале — когда ЦДУ только организовывалось. Можно сказать, что сейчас наше предприятие переживает вторую молодость.

— Нынешняя молодежь отличается от Вашего поколения?

— Отличается. Мне кажется, они более устремленные. Как правило, это грамотные ребята.

Некоторые из них уже имеют за своими плечами по два высших образования.

— Кого из руководителей Вы можете отметить?

Кочнева. Вообще, к Александру Вячеславовичу особенные отношения у тех, кто работал под его руководством. Все отмечают его умение руководить и направлять коллектив. Он умел четко поставить задачу, разъяснить текущие или предстоящие трудности. При этом он старался довести до нас понимание того, что результат работы зависит от квалификации и ответственности исполнителей на всех уровнях.

Александр Вячеславович — очень человечный, он понимал и старался помочь каждому, кто обращался к нему за помощью.

Также с благодарностью вспоминаю время работы под руководством Игоря Николаевича Кацала. Сначала он был начальником отдела, затем — заместителем генерального директора. У него было ровное доброжелательное отношение ко всем подчиненным. Он умел ясно сформулировать задание, сплотить сотрудников на его выполнение. Все очень жалели, когда он ушел из ЦДУ (сейчас Игорь Кацал работает в «Транснефти»).

Нужно отметить, что коллектив у нас всегда был дружным; каждый при необходимости мог заменить коллегу, прийти на помощь.

— Нина Петровна, за время работы наверняка возникали какие-то неординарные, а, может быть, и курьезные ситуации...



— Вспоминается такой случай. Как известно, по долгу службы нам приходится контактировать не только с работниками ЦДУ, но и с теми, кто находится, что называется, на другом конце телефонного провода, с теми, кто дает нам информацию непосредственно с предприятия. С некоторыми из них у меня сложились достаточно теплые отношения.

Так вот, сижу я как-то за компьютером, работы полно. Вдруг слышу за спиной знакомый голос: «А где тут Нина Петровна?».

Я, не отрываясь от работы, не поворачивая головы, отвечаю: «Здравствуйте, Анатолий Алиевич!».

Оказалось, что это начальник центральной инженерно-технологической службы «Главтюменьнефтегаза» Анатолий Алиевич Алиев, с которым мне приходилось тесно общаться по телефону в течении нескольких лет, приехал в командировку в Москву и зашел в Центральное диспетчерское управление. До этого я его никогда в жизни не видела. Тем не менее сразу узнала по голосу. Мы потом с Анатолием Алиевичем долго смеялись по этому поводу.

Забавная история как-то произошла с нашим профсоюзным деятелем (по этическим причинам не буду называть его имя). Мы работали в здании Миннефтепрома СССР на Софийской набережной. Однажды он приехал на работу пораньше и застрял в лифте. Жмет на кнопку вызова лифтера, а она не работает. Тогда он начинает кричать из шахты лифта, чтобы его вызволили. В это время в параллельный лифт заходит гене-

ральный директор ЦДУ Виктор Владимирович Гнатченко. Он услышал, что кто-то застрял в лифте. Поднявшись в свой кабинет, директор распорядился связаться с лифтерами, которые вызволили нашего профсоюзного деятеля. Случай, можно сказать, тривиальный, но пикантности добавляет то обстоятельство, что накануне Виктор Владимирович поручил ему, как профсоюзному активисту, проконтролировать своевременный приход сотрудников на работу....

— Нина Петровна, что для Вас юбилей ЦДУ?

— Приятно осознавать, что такое событие, как день рождения родного предприятия есть в моей жизни. Каждый раз к нему готовишься с особенным волнением. Некоторые из моих знакомых удивляются, для них подобные события — рядовое проходное мероприятие.

Но для меня всё, что связано с Центральным диспетчерским управлением, ценно и незабываемо. Со многими коллегами по работе мы стали не просто добрыми приятелями, а подружились, некоторые стали друзьями по жизни. С теплотой вспоминаются также те, кто руководил работами и проектами, которые мы выполняли.

— Что можно сказать о будущем предприятия?

— Здесь уместно привести слова Александра Вячеславовича Кочнева, который был вторым директором: «Работа для ЦДУ будет всегда».

**Материал подготовили
Валерий Любимов, Владимир Пимонов**

*4. Заместитель
министра топлива
и энергетики РФ
Александр
Вячеславович Кочнев
и генеральный
директор
«ГП «ЦДУ ТЭК»
Иван Андреевич
Матлашов (1999 г.)*

*5. Бухгалтерия
ГП «ЦДУ ТЭК»
в полном составе
(1999 г.)*

*6. Одной из первых
в группе мониторинга
ценовой конъюнктуры
стала работать
Ольга Николаевна
Лащак (2004 г.)*

*7. На снимке
(слева направо):
Игорь Николаевич
Кацал, Николай
Петрович Орлов,
Владимир
Викторович
Тимофеев*

*Использованы
фотографии
из архива
ГП «ЦДУ ТЭК»*

Календарь конференций, конгрессов и выставок на 2015 год



МОДЕРНИЗАЦИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВО НПЗ

Практические примеры. Стратегии, технологии, процессы и оборудование

12-13 марта 2015, Москва



СПГ КОНГРЕСС РОССИЯ 2015

Вектор развития

31 марта - 2 апреля 2015, Москва



ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ 2015

Нефтегазовые месторождения Ямала и прилегающих акваторий

20-22 мая 2015, Салехард



НЕФТЕГАЗ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

Освоение трудноизвлекаемых запасов: привлечение инвестиций и передовых технологий

29 – 30 октября 2015, Тюмень



ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА В РОССИИ И СНГ

Эффективные недра и технологии

12 – 13 ноября 2015, Москва



НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ

Переработка, транспортировка и реализация нефти, нефтепродуктов и СУГ

26 – 27 ноября 2015, Санкт-Петербург

Vostock Capital – безусловный лидер в сфере консалтинга и организации международных конференций, семинаров и мастер-классов для специалистов энергетической отрасли!

- 11 лет на энергетическом рынке России, стран СНГ, Европы и Азии
- 120 мероприятий в 13 странах мира.
- Более 5000 благодарных участников из 30 государств
- Профессиональная команда из 30 человек, которая говорит на 10 языках мира
- Офисы в России и за рубежом

Серия круглых столов:

МОДЕРНИЗАЦИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВО НПЗ – ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ

стратегии, технологии, процессы и оборудование

12-13 марта 2015
Москва

80+ представителей НПЗ:

Это реальная возможность получить стратегически важную информацию, вооружиться самыми достоверными сведениями от ключевых фигур на рынке и **пообщаться напрямую с 80+ генеральными и техническими директорами** аффилированных и независимых НПЗ России и СНГ, представителями регуляторных органов и поставщиков технологий. Только здесь и сейчас на нашем мероприятии возможен **прямой открытый диалог** с теми, от кого зависит судьба заводов и отрасли нефтепереработки в России!

ПРАКТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ И ЗНАНИЯ:

- ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИМЕРЫ – строительство и модернизация НПЗ в России и СНГ
- Какую **схему реконструкции** НПЗ выбрать для переработки тяжелых нефтяных остатков и как оценивать чувствительность окупаемости инвестиций к изменению спроса на мазут?



Работа во время выставки, "Нефтяной терминал 2014"

СРЕДИ ПОДТВЕРЖДЕННЫХ УЧАСТНИКОВ:

- 1й зам. генерального директора – технический директор, **Куйбышевский НПЗ (Роснефть)**
- 1й зам. генерального директора – технический директор, **РНПК (Роснефть)**
- Зам. генерального директора по развитию, **Комсомольский НПЗ (Роснефть)**
- Генеральный директор, **ТАНЕКО (Татнефть)**
- Директор департамента управления программами модернизации нефтепереработки и нефтехимии, **Башнефть**
- Главный инженер, **Антипинский НПЗ**
- Начальник Департамента организации строительства и контроля исполнения проектов, **Лукойл**

- Как себя чувствуют поставщики **международных технологий** в реалиях сегодняшнего дня?
- Что делать поставщикам **отечественных технологий** и какие стратегии будущего выбирать?
- Что есть **интересного и нового на рынке технологий** и оборудования?



Бизнес-переговоры во время круглых столов на конференции "Нефтегаз – Западная Сибирь 2014"

- Начальник Управления технологии, **Лукойл**
- Зам. начальника Департамента маркетинга, переработки газа и жидких углеводородов, **Газпром**
- Главный инженер – 1й зам. генерального директора, **Газпром переработка**
- Зам. генерального директора по производству, **Газпром добыча Астрахань**
- Главный технолог, **Славнефть-ЯНОС**
- Управляющий директор, **КазМунайГаз – переработка и маркетинг**
- Генеральный директор, **ПНК Волга-Альянс**
- **и многие другие!**

СПГ 2015
конгресс РОССИЯ

Ingrussiacongress.com

ЯМАЛ
НЕФТЕГАЗ

yamaloilandgas.com



ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

georazvedkaforum.com

НЕФТЕГАЗ
ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

westsiberiaoilandgas.com

Oil TERMINAL

oilterminal.org

Для получения дополнительной информации и полного списка участников, пожалуйста, обращайтесь:

Антон Андреев: AAndreev@vostockcapital.com, +44 207 394 30 90 (Лондон), +7 499 505-1-505 (Москва)

Соответствующая публикация носит информационный характер и не является рекламой

Долгожданный Аркутун-Даги

В январе 2015 года «Роснефть» начала добычу нефти на месторождении Аркутун-Даги (проект «Сахалин-1»).

«Платформа “Беркут” дала первый Sokol — легкую низкосернистую нефть, добываемую на шельфе Сахалина», — прокомментировал событие глава «Роснефти» Игорь Сечин.

Sokol — российская марка нефти. Плотность составляет 36–37° API, содержание серы — 0,23%.

«Сахалин-1» — старейшина на российском рынке

Доли участников проекта «Сахалин-1» (реализуется в рамках Соглашения о разделе продукции, заключено в 1996 году):

- «Роснефть» — 20%;
- ExxonMobil — 30%;
- SODECO — 30%;
- ONGC Videsh Ltd. — 20%.

В элите буровых установок

Месторождение Аркутун-Даги расположено в 25 км от северо-восточного побережья о. Сахалин в Охотском море. «Беркут» позволяет обеспечить, согласно модели разра-

ботки, бурение скважин с отходом от вертикали не менее 7 километров. Таким образом, платформа, по сути, является гигантской кустовой площадкой, позволяющей эффективно обеспечить разработку морских месторождений.

Новые объемы — новые налоги

Разработка месторождения Аркутун-Даги повысит, по расчетам «Роснефти», общий суточный объем добычи по проекту «Сахалин-1» до 27 тыс. тонн.

При выходе на плановую мощность объем производства нефтяного сырья на Аркутун-Даги достигнет 4,5 млн т в год.

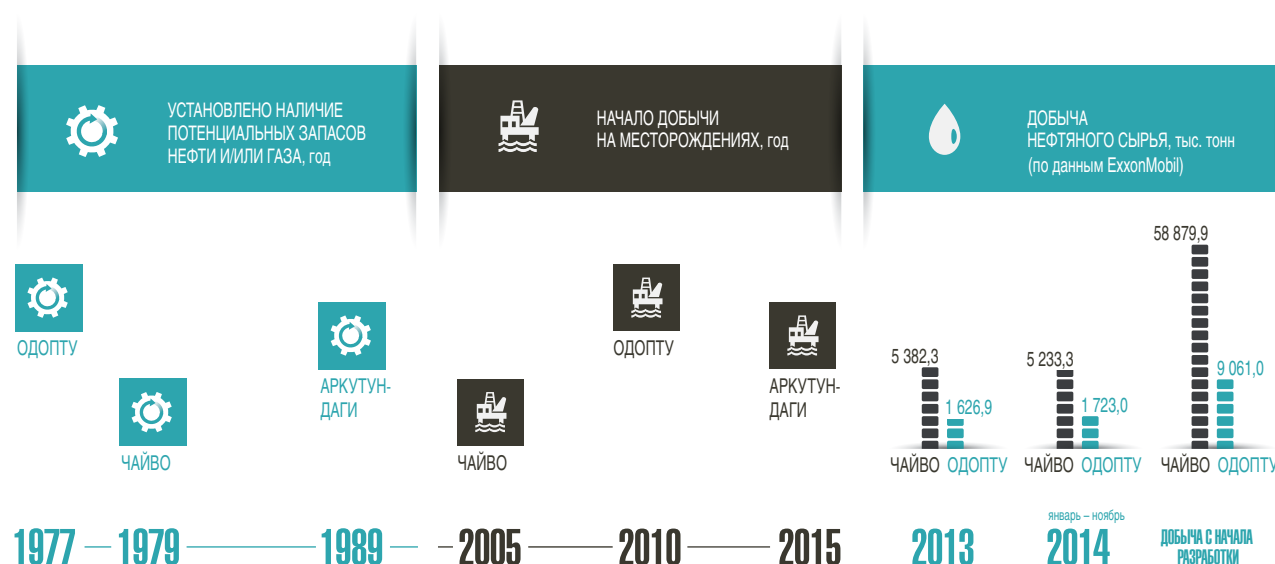
Прогнозируемые дополнительные поступления в федеральный и областной бюджет благодаря добыче на «Беркуте» в следующие десять лет составят, по предварительным подсчетам «Роснефти», \$9 миллиардов.

Дальнейшая жизнь

Нефть, добытая на Аркутун-Даги, будет направляться на действующий Береговой комплекс подготовки Чайво на острове Сахалин, а затем перекачиваться по трубопроводу на нефтеотгрузочный терминал в Де-Кастри в Хабаровском крае.

Александр Швед

Месторождения проекта «Сахалин-1»



الملك عبدالعزيز بن عبد الله آل سعود

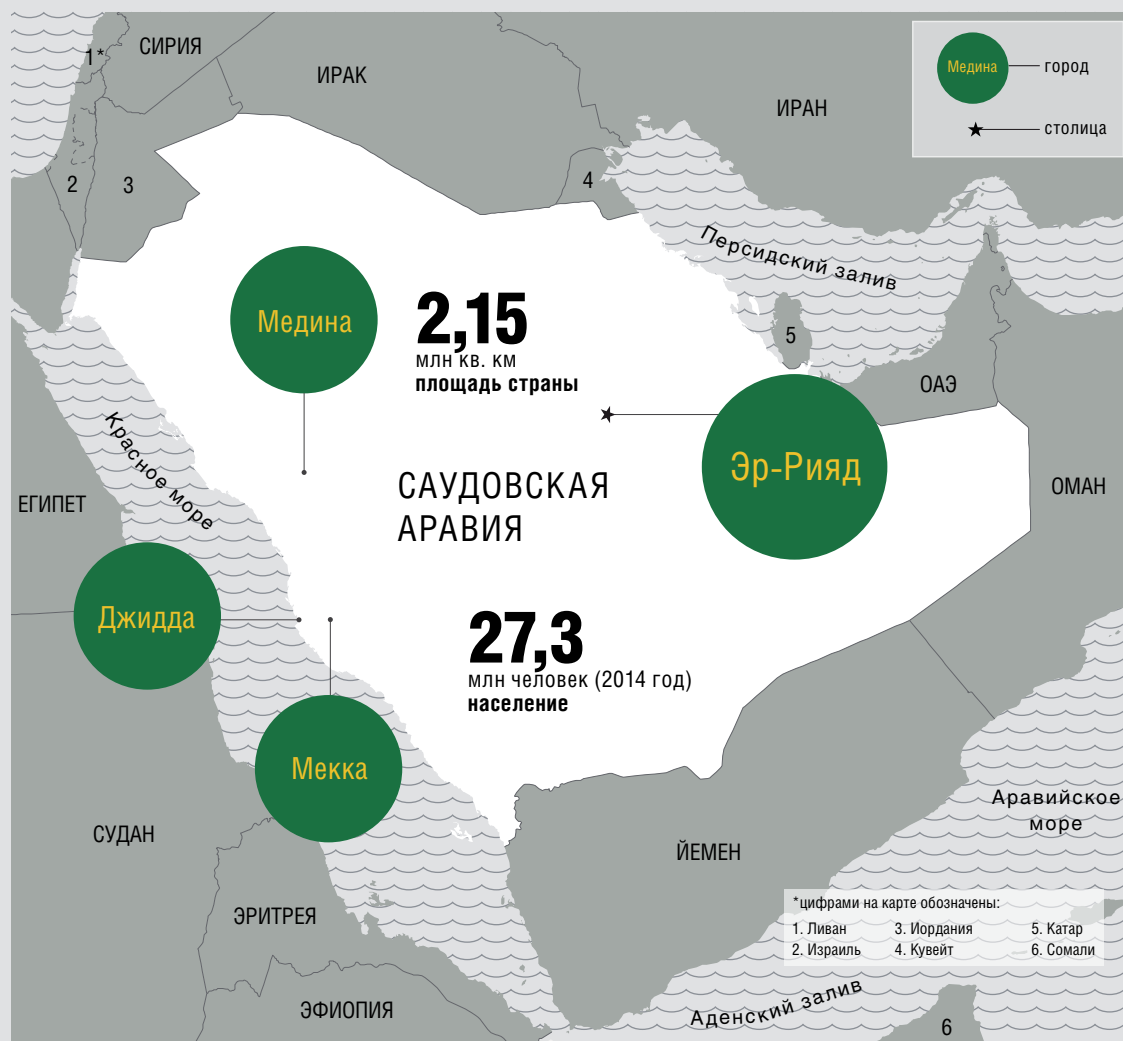


Топливо- энергетический комплекс

Саудовская Аравия



Краткие сведения о Саудовской Аравии



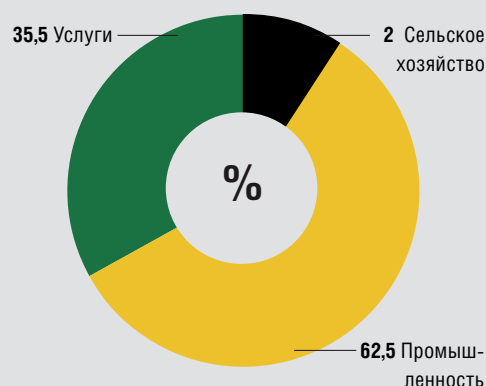
Саудовская Аравия – развивающаяся страна, основу экономики которой составляет нефтегазовый сектор, обеспечивающий около 45% ВВП, 80% бюджетных поступлений и 90% экспортных доходов. ВВП (по ППС) Саудовской Аравии в 2013 году составил \$927,8 млрд, в расчете на душу населения – \$31,3 тысячи.

Основные макроэкономические показатели Саудовской Аравии в 2013 году

Наименования показателей	Ед. изм.	Значение
ВВП:		
по официальному курсу	млрд \$	718,5
по паритету покупательной способности (ППС)	млрд \$	927,8
ВВП на душу населения	\$	31 300,0
Рост ВВП	%	3,6
Инфляция	%	3,7
Государственный бюджет:	млрд \$	44,2
доходы	млрд \$	302,6
расходы	млрд \$	258,4
Внешнеторговый оборот:	млрд \$	539,1
экспорт	млрд \$	375,4
импорт	млрд \$	163,7
Внешний долг (на 31 декабря 2013 года)	млрд \$	149,4
Золотовалютные резервы (на 31 декабря 2013 года)	млрд \$	739,5

По данным CIA

Структура ВВП по секторам экономики



По данным CIA за 2013 год

Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленности

Запасы нефти

Саудовская Аравия обладает вторыми в мире доказанными запасами нефти (после Венесуэлы): по состоянию на начало 2014 года они достигали 36,52 млрд т (15,8% мировых запасов). 35,39 млрд т доказанных запасов (97% запасов нефти в Саудовской Аравии) контролируется государственной компанией Saudi Aramco.

Расположенные на территории страны месторождения Ghawar (9,5 млрд т) и Safaniya (5 млрд т) являются крупнейшими в мире континентальным и шельфовым месторождениями нефти соответственно.

Saudi Aramco реализуется крупномасштабная программа по проведению геологоразведочных работ на нефть на шельфе Красного моря.

Добыча нефти

В 2013 году на территории Саудовской Аравии добыто 480,4 млн т нефтяного сырья, что на 1,6% ниже уровня 2012 года. Добыча крупнейшей нефтяной компании страны — Saudi Aramco — по итогам года составила 468,4 млн т (97,5% национальной добычи).

Мощности по добыче нефти в стране составляют 600 млн т в год (в том числе резервные мощности — 112 млн т в год). По оценкам Saudi Aramco, в ближайшие годы возможно увеличение добычных мощностей до 750 млн т нефти в год.

Основной объем производства нефти в Саудовской Аравии обеспечивают следующие месторождения:

- Ghawar — до 250 млн т в год;
- Safaniya — до 75 млн т в год;
- Khurais — до 60 млн т в год;
- Manifa — до 45 млн т в год.

В 2009 году началась добыча нефти на месторождениях Nyauyim (5 млн т в год) и Khurais, а также расширены добычные мощности на месторождении Shaybah. В 2010 году увеличены производственные мощности на месторождениях Khurais (59,8 млн т в год нефти сорта Arabian Light и 4,0 млн т в год конденсата) и Khursaniya (24,9 млн т в год нефти сорта Arabian Light). В 2011 году на ряде месторождений проведены работы по увеличению потенциала, для чего было пробурено 104 новые скважины. В итоге суммарные мощности добычи на них возросли

на 20,7 млн т в год. Также осуществляется проект комплексной модернизации добычных мощностей на месторождении Safaniya.

В апреле 2013 года началась добыча на месторождении Manifa на шельфе Персидского залива (пятое крупнейшее в мире месторождение по запасам нефти; мощность по состоянию на июль 2014 года — 24,9 млн т в год нефти сорта Arabian Heavy, выход на проектную мощность — 44,8 млн т в год — ожидается в декабре 2014 года).

В Саудовской Аравии производится нефть различного качества: от тяжелой до сверхлегкой. Почти $\frac{2}{3}$ нефтяного сырья, добываемого в стране, приходится на легкую и сверхлегкую нефть. Легкие сорта нефти добываются в основном на континентальных месторождениях, более тяжелые — на шельфовых. Нефтяное сырье Саудовской Аравии, за исключением сортов Arab Extra Light и Arab Super Light, отличается повышенным содержанием серы.

В 2013 году на территории Саудовской Аравии добыто 480,4 млн т нефтяного сырья, что на 1,6% ниже уровня 2012 года





Добыча нефти, млн тонн

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
466,2	459,0	439,4	459,7	407,9	407,0	464,1	488,0	480,4

По данным JODI

Характеристики основных сортов нефти Саудовской Аравии

Сорт нефти	Плотность		Содержание серы, %
	г / куб. см	API *	
Arab Super Light (ASL)	0,7770	50,6°API	0,04
Arab Extra Light (AXL)	0,8348	38,0°API	1,16
Arabian Light (AL)	0,8550	34,0°API	1,78
Arab Medium (AM)	0,8665	31,8°API	2,45
Arab Heavy(AH)	0,8833	28,7°API	2,79

* классификация Американского института нефти (American Petroleum Institute)

Экспорт нефти, млн тонн

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
372,5	361,9	342,9	356,3	294,9	288,8	351,2	370,3	375,9

По данным JODI

НПЗ Саудовской Аравии

НПЗ	Компании	Мощность, млн тонн/год
Ras Tanura	Saudi Aramco	27,5
Jiddah	Saudi Aramco	4,5
Riyadh	Saudi Aramco	6,0
Yanbu	Saudi Aramco	12,0
SAMREF–Yanbu	Saudi Aramco (50%), ExxonMobil (50%)	20,0
SASREF–Jubail	Saudi Aramco (50%), Shell (50%)	15,3
Petro Rabigh	Saudi Aramco (37,5%), Sumitomo (37,5%), частные инвесторы –25%	20,0
SATORP	Saudi Aramco (62,5%), Total (37,5%)	20,0
Итого:		125,3

По данным Saudi Aramco

Первичная переработка нефтяного сырья, млн тонн

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
85,9	86,5	86,0	89,9	87,5	86,9	91,0	86,3	78,7

По данным JODI

Производство нефтепродуктов, млн тонн

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Итого:	98,7	98,0	93,7	98,5	95,6	95,7	92,8	96,4	92,1
в т.ч. автобензин	15,7	14,1	17,6	16,9	17,8	18,8	19,5	19,9	18,5
авиакеросин	11,1	10,6	9,2	9,5	8,7	8,4	8,3	8,7	8,1
дизтопливо	32,4	33,1	32,7	33,8	31,2	31,7	31,4	32,0	30,1
топочный мазут	24,4	24,8	23,9	23,8	24,9	22,3	20,8	25,4	22,8
прочие	15,2	15,2	10,3	14,5	13,0	14,6	12,8	10,4	12,6

По данным ОПЕК

Потребление нефтепродуктов, млн тонн

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Итого:	63,9	67,0	72,9	78,8	85,1	91,3	95,7	101,1	103,5
в т.ч. автобензин	12,8	13,6	14,9	16,1	17,1	18,1	19,2	20,8	21,7
авиакеросин	2,6	2,6	2,7	2,9	2,8	3,0	3,1	3,2	3,3
дизтопливо	22,2	24,2	25,9	28,1	29,0	30,4	32,1	35,2	36,0
топочный мазут	16,0	16,3	17,9	18,3	13,6	12,9	14,8	15,1	17,5

По данным JODI
Экспорт нефтепродуктов, млн тонн

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
69,3	63,9	56,9	52,9	50,4	47,6	45,1	43,1	39,7

По данным OPEC
Импорт нефтепродуктов, млн тонн

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
34,5	32,9	36,41	33,2	39,9	43,2	48,0	47,8	51,1

Расчетно по данным OPEC и JODI
Добыча газа, млрд куб. м

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
71,2	73,5	74,4	80,4	78,5	87,7	92,3	99,3	103,0

По данным BP
Валовое потребление газа, млрд куб. м

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
71,2	73,5	74,4	80,4	78,5	87,7	92,3	99,3	103,0

По данным BP
Производство электроэнергии, млрд кВт·ч

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
176,1	181,4	190,5	204,2	217,1	240,1	250,1	273,6	292,2

По данным BP
Экспорт российских нефтепродуктов в Саудовскую Аравию, тыс. тонн

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Итого:	-	34,0	51,8	-	-	203,2	116,8
в том числе:							
автобензин	-	-	-	-	-	-	-
дизтопливо	-	31,2	51,8	-	-	173,2	30,7
топочный мазут	-	-	-	-	-	29,9	86,1
прочие	-	2,8	-	-	-	0,1	-

По данным ФТС России



На месторождении Ghawar производится нефть сорта Arabian Light. Более легкие сорта с низким содержанием серы — Arab Extra Light и Arab Super Light добываются на континентальных месторождениях Abqaiq и Hawtah.

На шельфе Персидского залива добывается нефть сорта Arab Medium (основные месторождения — Zuluf и Marjan) и нефть сорта Arab Heavy (основное месторождение — Safaniya).

Экспорт нефти

Саудовская Аравия является одним из крупнейших экспортеров нефтяного сырья в мире. В 2013 году объем экспорта увеличился на 1,5% по сравнению с уровнем 2012 года и составил 375,9 млн тонн. Резкий рост в 2011 году был обусловлен необходимостью замещения экспортных поставок нефти из Ливии. В структуре поставок нефти из Саудовской Аравии в 2013 году доля Азии составила 54%, США — 17%, Средиземноморья — 7%, Европы — 5%. В число крупнейших импортеров нефти из Саудовской Аравии входят США, Япония, Китай, Республика Корея, ЕС, Индия.

Переработка нефти

Переработка нефтяного сырья в Саудовской Аравии осуществляется на 8 НПЗ суммарной мощностью первичной переработки 125,3 млн т в год. 4 из 8 НПЗ принадлежат государственной компании Saudi Aramco (Ras Tanura, Yanbu, Riyadh, Jiddah), остальные 4 управляются совместными предприятиями, учрежденными Saudi Aramco совместно с иностранными компаниями.

Крупнейший НПЗ Саудовской Аравии — Ras Tanura — расположен в г. Рас-Танура на побережье Персидского залива. Мощность НПЗ по первичной переработке составляет 27,5 млн т нефтяного сырья в год.

По итогам 2013 года на НПЗ Саудовской Аравии переработано 78,7 млн т нефти, что на 8,8% ниже уровня 2012 года.

В апреле 2009 года в эксплуатацию введен комплекс Petro Rabigh мощностью первичной переработки 20 млн т нефтяного сырья в год. В стадии строительства находится вторая очередь проекта (3 млн т нефтяного сырья в год; планируемый срок сдачи в эксплуатацию — 2016 год).

В сентябре 2013 года состоялся ввод в эксплуатацию нефтехимического комплекса Saudi Aramco Total Refining and Petrochemical Program (SATORP; партнер по проекту — французская компания Total — 37,5%) в г. Эль-Джубайль мощ-

ностью первичной переработки 20 млн т нефтяного сырья в год.

В июне 2010 года Saudi Aramco принято окончательное инвестиционное решение по строительству нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса Red Sea Refining Company (RSRC; в июле 2012 года по проекту был подписан Меморандум о взаимопонимании с китайской Sinopec, доля которой составила 37,5%) в г. Янбу-эль-Бахр мощностью первичной переработки 20 млн т нефтяного сырья в год. Ввод предприятия в эксплуатацию запланирован на 2014 год — начало 2015 года.

В 2010 году проводились предпроектные изыскания по нефтехимическому комплексу Saudi Aramco и Dow Chemical в г. Эль-Джубайль. В 2011 году компании создали СП Sadara для реализации (к 2015 году) и последующего управления данным проектом.

В 2011 году Saudi Aramco начато строительство НПЗ Jazan мощностью первичной переработки 20 млн т нефтяного сырья в год. Завершить строительство нефтеналивного терминала и НПЗ в рамках проекта планируется в конце 2016 года.

Производство и потребление нефтепродуктов

Саудовская Аравия является крупным производителем и потребителем нефтепродуктов. В 2013 году суммарный объем производства нефтепродуктов в стране составил 92,1 млн тонн. Доля дизельного топлива в структуре производства составляет 32,7%, топочного мазута — 24,8%, автобензина — 20,1%, авиакеросина — 8,8%.

Потребление нефтепродуктов в Саудовской Аравии в 2013 году составило 103,5 млн т, из которых 34,8% пришлось на дизельное топливо, 21,0% — на автобензин, 16,9% — на топочный мазут, 3,2% — на авиакеросин.

Основными потребителями нефтепродуктов в стране являются: транспорт — 45% валового потребления, электроэнергетика — 27%, промышленность (исключая нефтехимию) — 17%, нефтехимия — 7%. Доля расходов на собственные нужды достигает 2%; домохозяйствами потребляется около 2% нефтепродуктов.

Экспорт и импорт нефтепродуктов

Экспорт нефтепродуктов в Саудовской Аравии в 2013 году составил 39,7 млн т при импорте 51,1 млн тонн. Основными экспортными направлениями являются Азия и АТР (57% в 2013 году), Ближний Восток (18%), Европа (13%), Африка (11%).



Транспортная инфраструктура

Протяженность магистральных нефтепроводов Саудовской Аравии, обеспечивающих транспортировку нефти как на НПЗ страны, так и на нефтеналивные морские терминалы в Персидском заливе и Красном море, составляет около 4,2 тыс. километров.

Основным эксплуатируемым магистральным нефтепроводом является Petroline («Трансаравийский трубопровод»). Его протяженность составляет 1,2 тыс. км, пропускная способность — 250 млн т в год. Petroline обеспечивает транспортировку нефти сортов Arabian Light и Super Light от месторождений на востоке страны на НПЗ и экспортные терминалы на побережье Красного моря.

Нефтепровод Shaybah — Abqaiq протяженностью 639 км соединяет месторождение Shaybah на юго-востоке страны с крупнейшей в мире установкой комплексной подготовки нефти в районе месторождений Abqaiq и Ghawar (мощностью 350 млн т в год) на востоке Саудовской Аравии.

В число основных внутренних нефтепроводов Саудовской Аравии также входят: Haradh-Abqaiq (производится транспортировка нефти с месторождения Ghawar на установку комплексной подготовки нефти), Abqaiq — Qatif — Ras Tanura, Khurais — Riyadh, Safaniya — Khursaniyah, Khursaniyah — Ras Tanura, Safaniya — Ju'aumah.

Поставки нефти в Бахрейн в объеме около 12,5 млн т в год осуществляются по 4 подводным трубопроводам с месторождений Abu Saafra и Dammam. Срок эксплуатации трубопроводов превышает 60 лет. Рассматривается проект

строительства нефтепровода New Arabia протяженностью 114 км и пропускной способностью 17,5 млн т в год с установок по подготовке нефти Abqaiq на НПЗ в г. Ситра (планируемый срок ввода в эксплуатацию — третий квартал 2016 года).

В консервации находятся следующие нефтепроводы:

- Tapline («Трансаравийский нефтепровод») протяженностью более 3,2 тыс. км и пропускной способностью 24 млн т в год. Tapline, обеспечивал транспортировку нефти из Саудовской Аравии в ливанский порт Сидон транзитом через территорию Иордании и Сирии;
- «Ирак — Саудовская Аравия» пропускной способностью 85 млн т в год. Соединял нефтяные промыслы Ирака и саудовский терминал в г. Янбу-эль-Бахр на Красном море. В настоящее время участок нефтепровода от Эр-Рида до Янбу-эль-Бахр после переоборудования используется для транспортировки природного газа.

Нефтеналивные терминалы Саудовской Аравии расположены в акватории Красного моря (Jiddah, Rabigh, Jaizan, Yanbu' и Duba) и Персидского залива (Ras Tanura, Ju'aumah). Крупнейшими из них являются:

- Ras Tanura (Персидский залив) мощностью по перевалке нефтеналивных грузов около 300 млн т в год (крупнейший в мире; через него осуществляется до 75% экспорта жидких углеводородов из Саудовской Аравии);
- Yanbu (Красное море) — 275 млн т в год;
- Ju'aumah (Персидский залив) — 180 млн т в год.

Переработка нефтяного сырья в Саудовской Аравии осуществляется на 8 НПЗ суммарной мощностью первичной переработки 125,3 млн т в год



Газовая промышленность

Запасы газа

По состоянию на начало 2014 года доказанные запасы природного газа в Саудовской Аравии составляли 8,23 трлн кубометров. По данному показателю страна занимала шестое место в мире после России, Ирана, Катар, Туркменистана и США, концентрируя на своей территории 4,4% мировых запасов. 7,97 трлн куб. м газа (96,8% национальных запасов) контролировалось государственной компанией Saudi Aramco.

Saudi Aramco совместно с иностранными партнерами ведет геологоразведочные работы на юго-востоке страны в пустыне Руб-эль-Хали в рамках четырех совместных предприятий.

СП South Rub' Al Khali Company (SRAK) (Shell — 50%, Saudi Aramco — 50%), учрежденное в декабре 2003 года (до 2008 года в проект входила Total с долей участия 30%) для разведки и разработки блоков 5–9 и 82–85, в августе 2009 года SRAK получила первый приток углеводородов на структуре Kidan-6. В мае 2010 года компания завершила первую фазу геологоразведочных работ, а в июле 2010 года начала второй этап. В августе 2014 года Shell объявила о выходе из проекта.

СП LUKSAR («ЛУКОЙЛ» — 80% и Saudi Aramco — 20%) учреждено в 2004 году для разведки и разработки Блока А. По итогам геологоразведочных работ обнаружены запасы углеводородов на структурах Tukhman и Mushayib/Faydah. В 2010 году LUKSAR отказалась от проведения второго этапа геологоразведочных работ и 90% территории лицензионных участков, за исключением вышеуказанных структур, на которых приступила к детальной оценке запасов. В 2011 году завершена научно-исследовательская работа по подбору технологий получения коммерческих дебитов трудноизвлекаемого газа на месторождении Tukhman. В 2012 году организована работа совместной с Saudi Aramco рабочей группы по вопросу внесения изменений (повышения закупочной цены на газ) в действующее соглашение о добыче. По утвержденному плану оценочных работ предусмотрено бурение 5 оценочных скважин и сейсмика 3D объемом более 1 500 кв. километров. В рамках выполненных поисковых работ первого разведочного периода на месторождениях Tukhman и Mushayib открыты запасы газа в низкопроницаемых пластах. На 2014 год запланировано начало реали-

зации программы первого этапа опытно-промышленных работ, а также завершение работ по подбору технологий по месторождению Mushayib: разработка программы бурения боковых стволов, дизайн ГПП, программы испытаний, завершение тендера и выбор подрядчика для бурения боковых стволов из существующих скважин.

СП Sino Saudi Gas (Sinopec — 80% и Saudi Aramco — 20%) учреждено в 2004 году для разработки Блока В. В 2010 году компанией завершён первый этап геологоразведочных работ по проекту; получено разрешение от Министерства нефтяной промышленности на проведение второго этапа геологоразведочных работ (был намечен на сентябрь 2012 года, но перенесен на неопределенные сроки).

СП EniRepSa Gas (Eni — 50%, Repsol — 30% и Saudi Aramco — 20%) учреждено в 2004 году для разработки Блока С. 27 июня 2011 года компанией завершён первый этап геологоразведочных работ. Велась оценка и интерпретация полученных данных. В начале 2012 года появилась информация о том, что компании планируют выйти из проекта.

По условиям заключенных контрактов, с началом коммерческой эксплуатации контрактных территорий природный газ будет приобретаться Saudi Aramco на условиях «бери или плати», а газовый конденсат и другие жидкие углеводороды будут реализовываться производителями по мировым рыночным ценам. Финансирование работ по прокладке трубопроводов, которые соединят газовые промыслы с национальной газотранспортной системой, будет осуществляться Саудовской Аравией.

В 2012 году Saudi Aramco осуществляла программу по оценке «нетрадиционных» ресурсов газа (в том числе сланцевого газа) на территории Саудовской Аравии. Основные районы проведения работ — северо-запад и восток страны.

Добыча газа

В 2013 году в Саудовской Аравии добыто 103,0 млрд куб. м газа (+3,7% к 2012 году). В структуре добычи природного газа до 50% приходится на попутный газ крупнейших нефтяных месторождений.

Летом 2011 года Saudi Aramco была введена в эксплуатацию первая очередь проекта по раз-

работке шельфового месторождения Karan, открытого в апреле 2006 года. В рамках данного этапа ведется пробная добыча на 1 добывающей платформе (5 эксплуатационных скважин) в объеме 4,0 млрд куб. м в год для обеспечения сезонно высокого спроса на газ в летний период. Добываемый на месторождении газ поставляется на ГПЗ Khursaniyah по подводному газопроводу протяженностью 110 километров.

Второй этап (3 добывающие платформы и 14 эксплуатационных скважин) был завершен в 2012 году (уровень добычи – 18,4 млрд куб. м в год).

До 2015 года компания рассчитывает начать промышленную эксплуатацию шельфовых месторождений высокосернистого природного газа Arabiyah (12,3 млрд куб. м в год) и Hasbah (13,3 млрд куб. м в год).

На ГПЗ Khursaniyah осуществляется переработка попутного нефтяного газа и конденсата, добываемых на месторождениях Abu Hadria, Fadhili, Khursaniyah, Marjan, Safaniyah и Zuluf. Мощность предприятия по сырью: 10,2 млрд куб. м газа и 4,0 млн т конденсата в год; по конечной продукции – 5,7 млрд куб. м товарного газа, 13,0 млн т ШФЛУ и 0,66 млн т серы в год. В течение 2012 года, с вводом второго этапа разработки месторождения Karan, мощность ГПЗ Khursaniyah увеличена по товарному газу – до 18,4 млрд куб. м в год, по ШФЛУ – до 13,9 млн т в год.

Проектная мощность ГПЗ Hawiyah по сырью составляет 38,8 млрд куб. м газа в год; по конечной продукции – 34,7 млрд куб. м товарного газа и 14,4 млн т ШФЛУ в год.

В стадии строительства находится ГПЗ Shaybah (район пустыни Руб-Эль-Хали) мощностью по сырью – 24,5 млрд куб. м газа в год. В ноябре 2010 года была выбрана производственная площадка под объект.

В рамках проекта разработки шельфовых месторождений Arabiyah и Hasbah ведется строительство ГПЗ Wasit мощностью по сырью – 25,6 млрд куб. м газа в год; по конечной продукции – 18,4 млрд куб. м товарного газа и 12,0 млн т ШФЛУ в год. Ввод завода в эксплуатацию намечен на первый квартал 2015 года.

Потребление газа

Весь газ, добываемый в Саудовской Аравии, потребляется на внутреннем рынке. В 2013 году объем валового потребления газа составил 103,0 млрд куб. м (+3,7% к 2012 году).



В число ключевых потребителей газа в стране входят электроэнергетика (45%) и химическая промышленность (22%). Доля потерь природного газа при добыче, сжигании в факелах и закачке в пласт для поддержания внутрипластового давления при добыче составляет около 33%.

Месторождение Karan

Транспортная инфраструктура

Протяженность магистральных газопроводов на территории Саудовской Аравии составляет около 4,0 тыс. километров. Месторождения нефти и газа с газоперерабатывающими заводами (крупнейшими из которых являются Hawiyah, Haradh, Khursaniyah) и крупными потребителями связывает система Master Gas System (MGS). Основные газопроводы – UBTG-1, Safaniyah – Ju'aumah, Ju'aumah – Jubail – расположены в северо-восточной части страны. Для транспортировки природного газа в Янбу-эль-Бахр переоборудован участок нефтепровода «Ирак – Саудовская Аравия» протяженностью 1,2 тыс. километров.

Пропускная способность MGS составляет 66,4 млрд куб. м товарного газа в год. Планируется увеличить пропускную способность системы до 73,6 млрд куб. м товарного газа в год.



Электроэнергетика

Установленные мощности

Электрогенерирующие мощности Саудовской Аравии представлены ТЭС и суммарно оцениваются в 72,7 млн кВт. На долю крупнейшей генерирующей компании — государственной Saudi Electric Co. (SEC) — приходится 80,5% установленных мощностей страны (58,5 млн кВт), на долю Saline Water Conversion Corporation (SWCC) — 7,0% (5,1 млн кВт), остальных компаний — 12,5% (9,1 млн кВт).

В 2010 году консорциумом компаний в составе Marafiq, SEC, Public Investment Fund of Saudi Arabia и Suez Consortium в эксплуатацию была введена газовая ТЭС IWPP Jubail мощностью 2,7 млн кВт. В апреле 2010 года на месторождении Khursaniya запущена в эксплуатацию газовая ТЭС мощностью 300 тыс. кВт в год.

В 2014 году планировалось ввести в эксплуатацию ТЭС Rabigh-6 мощностью 2,5 млн кВт.

В число перспективных направлений развития электроэнергетики Саудовской Аравии входят атомная и возобновляемая энергетика. В апреле 2010 года вышел указ Короля Абдаллы о создании на территории Эр-Рияда проекта King

Abdullah City for Atomic and Renewable Energy (KACARE), который будет служить в качестве научной базы по разработке и реализации национальной политики в отношении ядерных и возобновляемых источников энергии.

Производство и потребление электроэнергии

В 2013 году производство электроэнергии в Саудовской Аравии составило 292,2 млрд кВт·ч (+6,8% к уровню 2012 года). На долю компании SEC приходится около 68% выработки электроэнергии в стране.

В структуре потребления электроэнергии доля домохозяйств составляет 49,7%, коммерческого сектора — 14,8%, государственного сектора — 3,1%, промышленности — 19,2%, сельского хозяйства — 1,7%, опреснения — 1,3%.

Тарифы на электроэнергию регулируются созданным в 2003 году государственным ведомством Electricity and Cogeneration Regulatory Authority (ECRA). За счет дотаций электроэнергетическим предприятиям в отрасли действуют заниженные тарифы на электроэнергию и услуги по ее передаче.

Экспорт и импорт электроэнергии

В стадии реализации находится масштабный региональный проект по созданию единой энергосистемы арабских государств Персидского залива. Являясь крупнейшим потребителем электроэнергии в регионе, Саудовская Аравия несет основную долю расходов на строительство единой энергосистемы. Страной было обеспечено около 40% инвестиций в реализацию первой фазы проекта (\$1,4 млрд), завершившейся в конце 2009 года и объединившей энергосистемы Саудовской Аравии, Кувейта, Бахрейна и Катара. Предполагается, что на второй и третьей стадиях Программы в период до 2015 года к единой сети будут присоединены ОАЭ и Оман.

Сетевая инфраструктура

Оператором сети ЛЭП Саудовской Аравии является SEC. Протяженность высоковольтных сетей страны составляет 54,3 тыс. километров. Протяженность распределительных сетей, также находящихся в ведении SEC, достигала 465,5 тыс. километров.

Протяженность
высоковольтных
сетей страны
составляет
54,3 тыс. кило-
метров



Сотрудничество России и Саудовской Аравии в сфере ТЭК

Основу нормативно-правовой базы российско-саудовского сотрудничества в сфере ТЭК составляет межправительственное Соглашение о сотрудничестве в области нефти и газа, подписанное в сентябре 2003 года. В соответствии с Соглашением, в качестве ключевых выделены 3 направления двустороннего сотрудничества:

- взаимодействие в вопросах ценовой политики на энергоносители;
- поиск совместных инвестиционных проектов и выявление конкретных направлений развития нефтяной и газовой отраслей;
- возможный скоординированный выход на рынки третьих стран.

Сотрудничество в нефтегазовом комплексе

Поставки нефтепродуктов. В 2013 году в Саудовскую Аравию поставлено 116,8 тыс. т нефтепродуктов, в том числе 30,7 тыс. т дизельного топлива и 86,1 тыс. т мазута.

ОАО «ЛУКОЙЛ». В январе 2004 года «ЛУКОЙЛ» выиграл тендер на разработку Блока А в северной части пустыни Руб-эль-Хали. Для реализации проекта в феврале 2004 года было создано СП LUKSAR (доля «ЛУКОЙЛа» — 80%, Saudi Aramco — 20%). В марте 2004 года СП LUKSAR подписало с Правительством Саудовской Аравии 40-летнее соглашение по проекту разведки и разработки Блока А. В феврале 2007 года на структуре Tukhman были обнаружены залежи углеводородов. Позднее также запасы углеводородов были обнаружены на структуре Mushayib/Faydah. Указанные структуры характеризуются низкой проницаемостью коллекторов, что существенно осложняет их разработку.

В 2010 году компания отказалась от проведения второго этапа геологоразведочных работ и 90% территории лицензионных участков, за исключением вышеуказанных структур, на которых приступила к детальной оценке запасов.

В 2011 году завершена научно-исследовательская работа по подбору технологий получения коммерческих дебитов трудноизвлекаемого газа на месторождении Tukhman.

В 2012 году организована работа совместной с Saudi Aramco рабочей группы по вопросу внесения изменений (повышения закупочной цены



на газ) в действующее соглашение о добыче. В рамках выполненных поисковых работ первого разведочного периода на месторождениях Tukhman и Mushayib открыты запасы газа в низкопроницаемых пластах. На 2014 год запланировано начало реализации программы первого этапа опытно-промышленных работ, а также завершение работ по подбору технологий по месторождению Mushayib: разработка программы бурения боковых стволов, дизайн ГРП, программы испытаний, завершение тендера и выбор подрядчика для бурения боковых стволов из существующих скважин.

ОАО «Стройтрансгаз». 31 марта 2007 года «Стройтрансгаз» и Saudi Aramco заключили контракт на строительство нефтепровода Shaiba — Abqaiq протяженностью 217 км на востоке страны. В соответствии с контрактом, стоимость проекта составляла \$ 100 млн, срок строительства — 1,5 года. В октябре 2007 года «Стройтрансгаз» приступил к сварке линейной части нефтепровода. В 2009 году строительные работы завершены.

В июне 2009 года «Стройтрансгаз» и Saudi Aramco подписали контракт на поставку оборудования и обустройство газовых месторождений Hawiyah, Uthmaniyah, Shedgum. В соответствии с контрактом, «Стройтрансгаз» обеспечил обустройство 60 газовых скважин, а также строительство 60 шлейфов, 5 сборных пунктов и 5 коллекторов. Работы завершены в 2010 году.

Нефтепровод «Стройтрансгаза» в Саудовской Аравии



Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



4 декабря 2014

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе



17 марта 2015

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждаются организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка



26 мая 2015

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с иносфирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ – основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"



10 сентября 2015

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



14 октября 2015

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

Телефоны: (495) 514-44-68, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru

Новые встречи – новые возможности!

n-g-k.ru

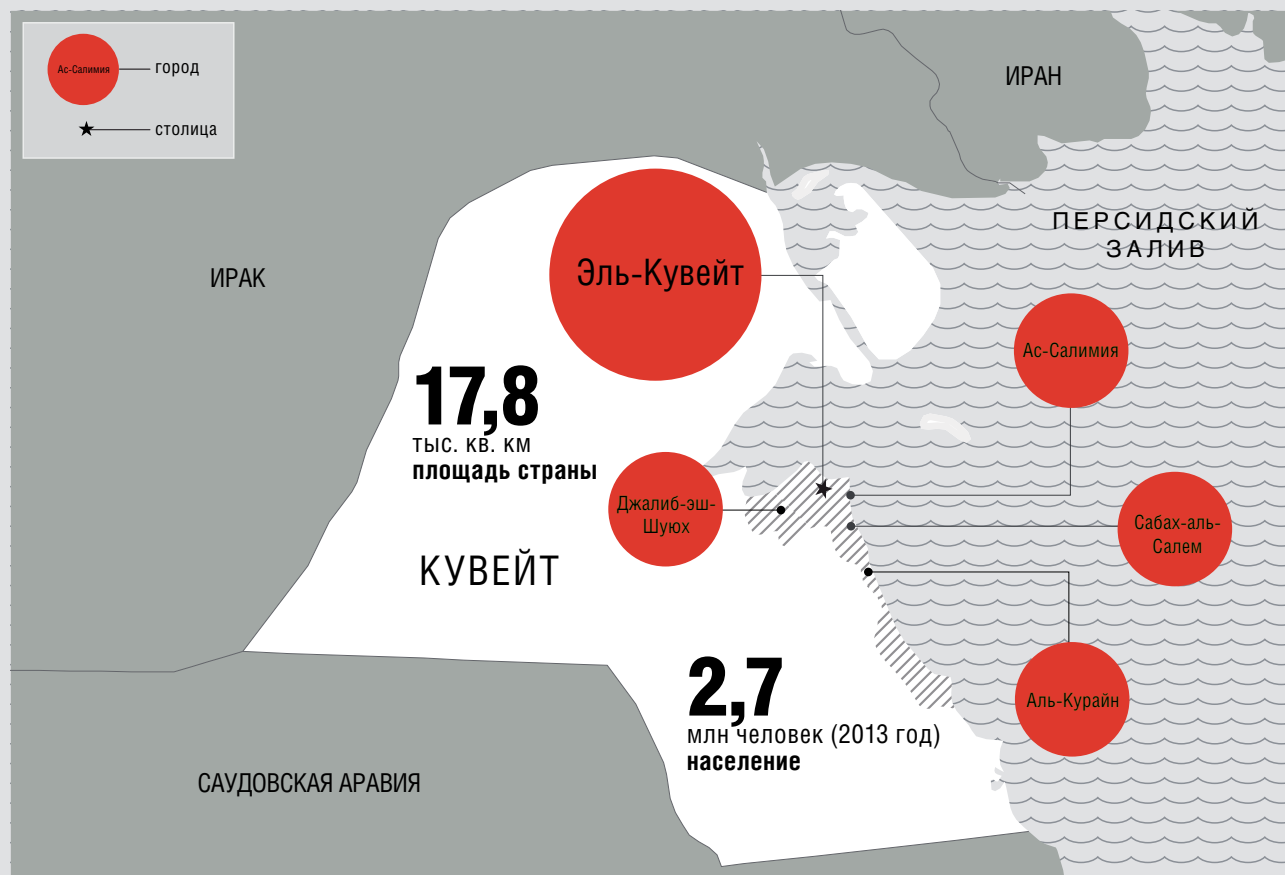


Топливо- энергетический комплекс

Кувейт



Краткие сведения о Кувейте



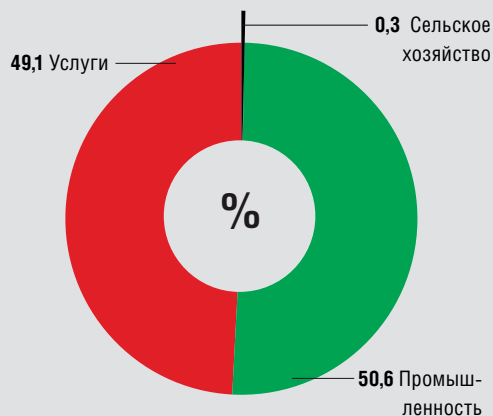
Кувейт – индустриальная страна со значительной долей государства в экономике. В 2013 году прирост ВВП Кувейта относительно уровня предыдущего года составил 2,3%, а ВВП по ППС достиг \$165,8 миллиарда. По показателю ВВП в расчете на душу населения (\$42,1 тыс.) Кувейт входит в число мировых лидеров. Основу экономики составляет полностью контролируемая государством нефтяная промышленность, которая обеспечивает около 50% ВВП и 70% экспортных доходов.

Основные макроэкономические показатели Кувейта в 2013 году

Наименования показателей	Ед. изм.	Значение
ВВП:		
по официальному курсу	млрд \$	179,5
по паритету покупательной способности (ППС)	млрд \$	165,8
ВВП на душу населения	\$	42 100,0
Рост ВВП	%	2,3
Инфляция	%	2,8
Государственный бюджет:	млрд \$	52,3
доходы	млрд \$	114,1
расходы	млрд \$	61,8
Внешнеторговый оборот:	млрд \$	136,4
экспорт	млрд \$	112,0
импорт	млрд \$	24,4
Внешний долг (на 31 декабря 2013 года)	млрд \$	34,4
Золотовалютные резервы (на 31 декабря 2013 года)	млрд \$	34,4

По данным CIA

Структура ВВП по секторам экономики



По данным CIA за 2013 год

Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленности

Запасы нефти

Доказанные запасы нефти Кувейта по состоянию на начало 2014 года составляли 13,98 млрд т, что эквивалентно 6,0% мировых запасов. По данному показателю страна занимает 6-е место в мире, уступая только Венесуэле, Саудовской Аравии, Канаде, Ирану и Ираку.

Большинство месторождений расположено на суше. Крупнейший нефтеносный район страны — Greater Burgan — расположен на юго-востоке Кувейта. В него входят месторождения Burgan, Magwa и Ahmadi с суммарными запасами около 9,5 млрд тонн.

К западу от Greater Burgan находятся месторождения Minagish, Umm Gudair, Abduliyah, Khashman и другие.

К числу крупнейших относятся расположенные на севере страны месторождения Ratqa, Raudyatian, Sabriyah и Bahrah.

Принадлежащие Кувейту запасы нефти в Нейтральной зоне составляют около 340 млн тонн. Крупнейшие из расположенных здесь месторождений — континентальное Wafra и шельфовые Khafji и Hout.

Добыча нефти

По итогам 2013 года добыча нефти в Кувейте (с учетом доли страны в добыче на территории Нейтральной зоны) составила 146,2 млн т (–1,4% к 2012 году).

Добыча нефти осуществляется дочерними компаниями КРС. Kuwait Oil Company (KOC) обеспечивает основную часть добычи. Kuwait Gulf Oil Company ведет разработку месторождений в Нейтральной зоне. Добычные мощности Кувейта в 2013 году составляли 146 млн т в год, а к 2020 году их планируется нарастить до 200 млн т в год.

Большая часть добычи обеспечивается за счет месторождений юго-востока страны. Мощности производства в пределах Greater Burgan составляют 88 млн т в год. Потенциал наращивания добычи на месторождении связан с разработкой структуры Wafra, добычу на которой к 2014 году планировалось увеличить до 17,5 млн т в год.

На месторождениях севера страны (Raudhatian, Sabriya, al-Ratqa, Abdali) добывается более 40 млн т нефти в год. Существенный

рост объемов производства связан с наращиванием уровня добычи на месторождении Sabriya на 6 млн т в год.

Кроме того, на юге Кувейта добыча нефти осуществляется на месторождениях Umm Gudair, Minagish и Abdaliya (около 10 млн т нефти в год).

Мощности добычи в пределах Нейтральной зоны составляют около 30 млн т в год (из них 12 млн т в год — на суше, 18 млн т в год — мощности шельфовой добычи), а производство делится в пропорции 50:50 между Кувейтом и Саудовской Аравией. Крупнейшими разрабатываемыми месторождениями в рамках Нейтральной зоны являются континентальное Wafra и шельфовое Khafji. Добычу нефти на шельфовых месторождениях Нейтральной зоны осуществляет дочерняя компания КРС — Kuwait Gulf Oil Company (KGOC).

В 1998 году впервые озвучен так называемый «проект Кувейт», суть которого заключалась в на-

Крупнейший нефтеносный район страны — Greater Burgan — расположен на юго-востоке Кувейта



Добыча нефти, млн тонн

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
114,0	128,2	132,7	128,2	133,3	112,6	115,1	132,4	148,3	146,2

По данным ОПЕК, без учета газового конденсата

Экспорт нефти, млн тонн

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
70,5	82,2	85,8	80,3	86,6	67,1	71,2	90,4	103,1	102,9

По данным ОПЕК

Первичная переработка нефти, млн тонн

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
41,8	43,0	44,7	46,0	45,2	43,3	44,4	42,4	45,7	43,5

По данным JODI

Производство нефтепродуктов, млн тонн

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Итого:	43,7	50,0	44,5	48,8	43,9	52,6	49,6
Бензин	3,0	2,7	2,8	2,7	2,8	2,6	3,0
Керосин	9,1	8,6	9,1	9,1	8,8	9,0	9,4
Дизельное топливо	12,4	12,1	15,0	12,1	12,2	11,3	12,4
Мазут	9,6	9,2	7,2	10,2	9,0	10,0	9,0
Прочие нефтепродукты	9,6	17,4	10,4	14,7	11,1	19,7	15,8

По данным ОПЕК

Потребление нефтепродуктов, млн тонн

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Итого:	15,8	16,1	17,0	17,8	18,0	18,8	19,2
Бензин	2,7	2,7	2,8	3,1	2,9	3,1	3,3
Керосин	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0
Дизельное топливо	1,7	2,2	2,8	2,9	2,6	2,7	2,8
Мазут	6,7	7,6	6,2	6,2	6,7	6,7	6,6
Прочие нефтепродукты	4,0	2,8	4,3	4,7	4,9	5,3	5,5

По данным ОПЕК

Экспорт нефтепродуктов, млн тонн

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
30,1	30,6	37,3	36,8	35,3	33,5	31,5	31,3	32,9	40,3

По данным ОПЕК

Добыча товарного газа, млрд куб. м

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
11,9	12,3	12,4	12,1	12,7	11,5	11,7	13,5	15,5	16,3

По данным ОПЕК

Потребление газа, млрд куб. м

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
11,9	12,2	12,5	12,1	12,8	12,4	14,5	17,0	18,2	17,8

По данным ВР

Импорт газа, млрд куб. м

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012*	2013*
–	–	–	0,9	2,8	3,2	2,5	2,1

по данным ВР
* по данным GII/GNL

Производство электроэнергии, млрд кВт·ч

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
41,3	43,7	47,6	48,8	51,7	53,2	57,1	57,5	61,1	62,9

По данным ВР

Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
35,6	39,9	41,6	42,6	45,2	46,6	50,1	50,4	53,8	53,6

По данным Arab Union of Electricity

Добыча нефти Pechora Energy Company, тыс. тонн

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
5,2	4,8	10,5	12,5	30,2	34,7	28,5	26,2	42,2	37,6

По данным ГП «ЦДУ ТЭК»

рации добычи нефти на северных месторождениях страны до 45 млн т в год. Для достижения этой цели планировалось изменение структуры договоров для более активного привлечения иностранных инвесторов в нефтегазовую промышленность Кувейта. На деле в рамках проекта были внедрены «стимулирующие договоры об обратных закупках», согласно которым за государством сохранялось право владения нефтяными резервами и контроль за уровнем добычи, кроме того, государство сохраняло возможность осуществлять стратегическое управление предприятиями. Иностранные компании, выступая в роли поставщиков услуг и подрядчиков, получают оплату из расчета «за баррель», а также платежи за возмещение капитала и стимулирующие выплаты за увеличение запасов.

Кроме того, компания Shell с февраля 2010 года осуществляет деятельность на террито-

рии Кувейта (в рамках расширенного соглашения о техническом содействии).

Экспорт нефти

В 2013 году Кувейтом экспортировано 102,9 млн т нефти (–0,2% к 2012 году). Экспортируемая смесь нефтей «кувейтская экспортная» имеет плотность 31,4° API и содержание серы – 2,5%.

В 2013 году 78,4% нефти из Кувейта экспортировано в АТР. Поставки нефти также осуществлялись в страны Северной Америки (15,5%), Европы (4,1%) и Африки (2,0%).

Основной экспортный нефтяной терминал Кувейта – Мина-эль-Ахмади. Поставки также осуществляются с терминалов Мина-Абдулла, Мина-Сауд (Аль-Зур) и Мина-эш-Шуайба.

Экспорт кувейтской нефти производится в основном по срочным контрактам, формула цены которых привязана к ценам на нефть сорта

Arabian Medium (при поставках в Европу и Северную Америку) и сортов Dubai и Oman (при поставках в страны АТР).

Переработка нефти

Суммарная установленная мощность НПЗ Кувейта по первичной переработке нефти по состоянию на начало 2014 года составляла 46,8 млн тонн. На территории Кувейта эксплуатируются 3 НПЗ:

- Mina al-Ahmadi мощностью 23,3 млн т в год;
- Mina Abdullah мощностью 13,5 млн т в год;
- Shuaiba мощностью 10,0 млн т в год.

Управление НПЗ Кувейта осуществляет дочернее подразделение КРС — Kuwait National Petroleum Company (KNPC).

В июне 2011 года Высший нефтяной совет Кувейта одобрил проект «Чистое топливо» по модернизации существующих НПЗ и проект Al Zour, предусматривающий строительство к 2018 году нового НПЗ мощностью 30,8 млн т в год. В рамках проекта «Чистое топливо» предполагается модернизация заводов Mina Abdullah и Mina al-Ahmadi и вывод из эксплуатации НПЗ Shuaiba. Мощность НПЗ Mina al-Ahmadi планируется снизить до 17,2 млн т, а мощность НПЗ Mina Abdullah нарастить до 22,6 млн т в год.

В 2013 году на НПЗ Кувейта переработано 43,5 млн т нефти (–4,8% к уровню 2012 года).

Производство и потребление нефтепродуктов

В 2013 году производство нефтепродуктов в Кувейте составило 49,6 млн т (–5,7% к 2012 году).

В структуре производства нефтепродуктов преобладали дизельное топливо (25,0%), авиационный керосин (19,0%) и мазут (18,1%).

В 2013 году потребление нефтепродуктов в Кувейте составило 19,2 млн тонн. По сравнению с 2012 годом данный показатель возрос на 2,1%. В структуре потребляемых нефтепродуктов доминирующие позиции занимает топочный мазут (34,4%), использующийся в электроэнергетике и на установках по опреснению воды.

В структуре потребления нефтепродуктов по отраслям на долю электроэнергетики приходится около 45%, на транспорт — 22%, на собственные нужды — 14%, на промышленность — 5%.

Экспорт нефтепродуктов

Кувейт является крупным экспортером нефтепродуктов. По итогам 2013 года объем экспорта составил 40,3 млн т (+22,5% к уровню 2012 года). Основное направление поставок — АТР (80,4%). Также нефтепродукты экспортируются в страны Европы (15,5%) и Северной Америки (4,1%).

Транспортная инфраструктура

Трубопроводная инфраструктура Кувейта представлена нефтепроводами от основных объектов разработки до экспортных терминалов и НПЗ страны, а также продуктопроводами Mina al-Ahmadi — Suhan, Mina al-Ahmadi — Kafco, Mina al-Ahmadi — Al-Zour, Shuaiba — Kafco, Shuaiba — ML.

Газовая промышленность

Запасы газа

Доказанные запасы газа в Кувейте на начало 2014 года составляли 1,78 трлн куб. м (эквивалентно 1,0% мировых запасов). Большая часть представлена попутным газом крупнейших нефтяных месторождений.

В 2006 году на севере страны были открыты залежи естественного газа (Jurassic project) с оценочными запасами 1 трлн кубометров. Кроме того, на шельфе Нейтральной зоны расположено газовое месторождение Dorga с оценочными запасами в 1,7 трлн куб. м, входящее в сферу интересов Кувейта, Саудовской Аравии и Ирана.

Добыча газа

В 2013 году добыча товарного газа в Кувейте составила 16,3 млрд куб. м, что на 5,2% выше уровня 2012 года. Более 80% объема добычи приходится на попутный газ.

До 2008 года Кувейт осуществлял только добычу попутного газа, однако с 2008 года на севере страны начали разрабатывать газовые месторождения в рамках проекта Jurassic. На первом этапе максимальный уровень добычи газа составляет 1,8 млрд куб. м в год. Вторая фаза (уровень добычи — 5,1 млрд куб. м в год) должна быть запущена к 2014 году. С 2010 года в проекте участвует ком-

пания Shell на основании подписанного в феврале 2010 года расширенного соглашения о техническом содействии.

Планы Кувейта по увеличению добычи газа связаны в том числе с освоением месторождения Dogga. В 2000 году было подписано соглашение между Кувейтом и Саудовской Аравией о равном разделении ресурсов месторождения. Оператором месторождения было назначено СП компаний Saudi Aramco и KOC — Al-Khafji Joint Operations Company. Тендер на разработку месторождения планировалось провести в начале 2013 года, однако по состоянию на ноябрь 2014 года проект заморожен из-за несогласия сторон по условиям поставок газа. Территориальный спор между Кувейтом и Ираном относительно раздела месторождения остается неурегулированным.

Потребление газа

Весь добываемый в Кувейте природный газ потребляется на внутреннем рынке. По итогам 2013 года в стране потреблено 17,8 млрд куб. м газа (–2,2% к 2012 году). Основными потребителями являются электрогенерирующие предприятия и опреснительные установки (27%), а также заводы по производству азотных удобрений и полипропилена (34%). Кувейт планирует увеличить использование газа в электроэнергетике, химической промышленности и для опреснения воды, в том числе чтобы высвободить дополнительные объемы нефти и нефтепродуктов для экспорта.

Импорт газа

В августе 2009 года в Кувейте введен в эксплуатацию первый в стране плавучий регазификационный СПГ-терминал мощностью 7,1 млрд куб. м в год. Оператором проекта является государственная кувейтская компания KNPC. В 2013 году в Кувейт поставлено 2,1 млрд куб. м СПГ. Основными поставщиками являлись: Катар (85,5%), Нигерия (10,7%), Австралия (3,8%). Весь объем поставок СПГ в 2013 году был осуществлен по краткосрочным и спотовым контрактам.

В марте 2005 года между Кувейтом и Ираном был подписан предварительный Меморандум о взаимопонимании по импорту природного газа. В апреле 2010 года стороны заключили договор по строительству газопровода между двумя странами протяженностью 570 километров.

Предполагалось, что сырьевой базой трубопровода станет месторождение Южный Парс, однако по состоянию на ноябрь 2014 года проект неактивен.

Транспортная инфраструктура

Крупнейшим внутренним газопроводом на территории страны является Booster station 131 — Mina al-Ahmadi протяженностью 150 км, по которому газ с северных месторождений поступает на объекты переработки в Мина-эль-Ахмади. Газопровод был введен в эксплуатацию в июле 2010 года.



Кувейт принимает участие в Программе строительства региональной энергетической сети стран-членов Совета по сотрудничеству в Персидском заливе

Электроэнергетика

Установленные мощности

Установленные мощности электростанций Кувейта по состоянию на начало 2014 года составляли 15,7 млн кВт и были представлены ТЭС, одновременно с выработкой электроэнергии осуществляющими опреснение воды. Все электростанции страны находятся в собственности Министерства электроэнергии и водных ресурсов Кувейта.

Крупнейшей ТЭС на территории Кувейта является Al Zour South установленной мощностью 4,4 млн кВт. Кроме того, крупными ТЭС являются мазутная Sibiya (2,7 млн кВт) и Doha West (2,5 млн кВт).

В июне 2011 года введена в эксплуатацию газовая ТЭС Subiya мощностью 1,32 млн кВт. Проект стоимостью \$2,65 млрд был реализован совместно американской компанией General Electric и корейской Hyundai. В июле 2012 года мощность ТЭС была увеличена до 2,0 млн кВт.

В сентябре 2011 года завершены строительные работы по проекту ТЭС Shuaiba North установленной мощностью 0,8 млн кВт.

В июне 2010 года Правительство Кувейта одобрило проект строительства ТЭС Al Zour North мощностью на первой стадии 1,5 млн кВт (всего планируется реализация 4 стадий, по итогам которых установленная мощность ТЭС достигнет 4,8 млн кВт). В марте 2011 года был объявлен тендер на строительство электростанции, который выиграл консорциум во главе с французской GDF Suez. Ожидается, что первая фаза проекта стоимостью \$3 млрд будет введена в эксплуатацию к 2016 году.

Правительством Кувейта рассматривалась возможность строительства АЭС на территории страны, но в июле 2011 года власти объявили об отказе от использования атомной энергии на территории Кувейта.

Производство и потребление

В 2013 году производство электроэнергии в Кувейте составило 62,9 млрд кВт·ч, в том числе на ТЭС, работающие на нефтепродуктах, пришлось 74,4%, на ТЭС, работающие на природном газе — 25,6%.

Потребление электроэнергии в Кувейте в 2013 году составило 53,6 млрд кВт·ч. Основными потребителями электроэнергии в стране являются домохозяйства (48%) и промышленность (45%), на коммерческий сектор приходится 7% потребления.

Экспорт и импорт электроэнергии

Кувейт принимает участие в Программе строительства региональной энергетической сети стран-членов Совета по сотрудничеству в Персидском заливе (стоимость программы — \$1,4 млрд). Первая стадия программы завершилась в конце 2009 года: в единую сеть были объединены энергосистемы Саудовской Аравии, Кувейта, Бахрейна и Катара. Предполагается, что на второй стадии Программы в период до 2015 года к единой сети будут присоединены ОАЭ и Оман.

В 2013 году экспорт электроэнергии страной составил 164 млн кВт·ч (импорт — 124 млн кВт·ч).

Сотрудничество России и Кувейта в сфере ТЭК

ООО «Газпром геофизика»

В апреле 2009 года в Министерстве юстиции Кувейта состоялась регистрация компании «НУР — Газпромгеофизика» («НУР-ГПГ») — совместного предприятия финансово-инвестиционной компании Noor Financial Investment (51% участия) и «Газпром геофизика» (29% участия) — дочернего предприятия «Газпрома». Сфера интересов СП — предоставление услуг по геологоразведке и подготовке месторождений к эксплуатации, ремонту и внедрению новых технологий.

Pechora Energy Company и OJSC VIK

В январе 2011 года кувейтская частная энергетическая компания Kuwait Energy Company (КЕС) приобрела 100% акций российских компаний Pechora Energy Company LLC и OJSC VIK, осуществляющих разведку и добычу углеводородов на месторождениях Лужское и Чикшина в Республике Коми. Ранее КЕС владела 36,56% месторождений, благодаря доле в компании Concorde Oil and Gas Ltd..

Материал подготовлен сектором международного и регионального ТЭК и рынка ТЭР ГП «ЦДУ ТЭК»

A low-angle, upward-looking photograph of a complex industrial structure, likely a power plant or refinery. The structure is composed of numerous blue-painted steel beams, walkways, and large, curved pipes. A bright sunburst effect is centered in the upper-middle part of the frame, where the sun is shining through the structure. The sky is a clear, pale blue.

Итоги производственной деятельности

отраслей ТЭК России

в январе – декабре 2014 года

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ОТРАСЛЕЙ ТЭК

	Единица измерения	декабрь 2014	+/- к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	+/- к январю — декабрю 2013
Добыча нефти с газовым конденсатом	млн т	45,1	0,1	526,7	3,3
Добыча газа	млрд куб. м	62,6	-2,3	642,1	-27,8
Добыча угля	млн т	35,8	2,9	358,2	6,1
Выработка эл. энергии	млрд кВт·ч	104,1	3,8	1 057,0	5,7

1. НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

1.1. Добыча нефти

В нефтяной отрасли Российской Федерации добыча нефти с газовым конденсатом в декабре 2014 года составила 45,1 млн т, что на 0,1 млн т (+0,2%) выше показателя декабря 2013 года.

В январе — декабре 2014 года нефтедобывающими предприятиями добыто 526,7 млн т, что на 3,3 млн т (+0,6%) больше добычи за январь — декабрь 2013 года.

1.1.1. Добыча нефти по предприятиям России, тыс. тонн

Нефтяные компании, предприятия	декабрь 2014	% к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ОАО «ЛУКОЙЛ»	7 369,2	100,2	86 571,3	99,9
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	3 664,4	97,2	43 681,2	99,1
ООО СП «Волгодеминийол»	47,8	99,6	556,6	110,5
ЗАО «КАМА-ойл»	29,8	169,0	292,2	177,5
ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК»	192,6	96,3	2 284,0	95,5
ООО «НМНГ-МНА»	0,0	0,0	2,0	2,3
ЗАО «ПермТОТИнефть»	18,1	107,2	205,5	105,3
ЗАО «Турсунт»	9,3	98,2	108,2	95,0
ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»	68,9	89,6	853,1	91,2
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	1 369,0	112,0	15 296,6	109,7
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»	137,9	113,8	1 460,4	106,5
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»	1 180,5	102,7	13 717,6	103,0
ООО «Нарьянмарнефтегаз»	0,0	0,0	515,6	43,0
ОАО «РИТЭК»	650,9	101,8	7 598,4	91,0
ОАО «НК «Роснефть»	16 144,1	97,9	190 900,0	99,1
ЗАО «Ванкорнефть»	1 868,8	101,0	22 006,2	102,6
ОАО «Роснефть-Дагнефть»	13,5	100,8	137,3	92,3
ОАО «Грознефтегаз»	36,4	91,1	447,1	90,9
ОАО «Дагнефтегаз»	2,1	95,4	24,1	92,0
ООО «Полуньяхское»	0,0	0,0	0,7	0,0
ООО «Роснефть-Маланинская группа»	3,4	72,3	42,1	72,3
ООО «РН-Шельф Дальний Восток»	134,1		278,9	
ООО «РН-Сахалинморнефтегаз»	105,8	93,3	1 268,5	89,1
ООО «РН-Ставропольнефтегаз»	72,7	100,5	794,3	95,0
ООО «Бугурусланнефть»	138,5	98,7	1 617,7	97,0

Нефтяные компании, предприятия	декабрь 2014	% к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ООО СП «Ваньеганнефть»	108,8	89,8	1 362,8	100,4
ОАО «Варьеганнефтегаз»	136,0	91,3	1 685,8	98,4
ОАО «Востсибнефтегаз»	4,0	246,8	54,3	103,0
ОАО «ВЧНГ»	728,7	109,0	8 191,6	106,5
ОАО «Ермаковское»	57,4	90,1	698,5	89,0
ОАО «Кальчинское»	36,1	85,4	467,0	90,1
ООО «РН-Краснодарнефтегаз»	73,0	96,0	868,3	95,9
ОАО «ННП»	194,3	93,2	2 360,7	94,5
ООО «Полярное Сияние Компания»	33,5	89,6	417,7	94,3
ООО «РН-Пурнефтегаз»	484,8	89,5	6 036,1	93,6
ЗАО «Роспан Интернешнл»	68,3	105,6	793,7	106,8
ОАО «Оренбургнефть»	1 404,1	90,1	17 377,0	94,7
ОАО «Самаранефтегаз»	954,6	101,6	11 175,4	102,0
ОАО «Самотлорнефтегаз»	1 363,0	96,7	16 027,9	96,6
ООО «РН-Северная нефть»	240,2	95,4	2 832,5	91,8
ОАО «Северо-Варьеганское»	37,7	101,0	434,1	99,0
ОАО «Сузун»	0,4		0,8	
ОАО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча»	79,5	98,6	907,1	395,6
ОАО «РН-Нижневартовск»	453,7	93,0	5 520,6	94,5
ОАО «РН-Няганьнефтегаз»	519,8	96,3	6 230,7	97,0
ООО «РН-Уватнефтегаз»	822,9	106,5	9 507,3	114,1
ОАО «Тюменнефтегаз»	14,0	119,8	132,4	135,4
ОАО «Удмуртнефть»	544,0	99,3	6 422,1	99,4
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	5 387,1	96,0	64 483,9	97,4
ООО «Юпитер-А»	1,0	74,2	12,2	67,6
ОАО «Корпорация Югранефть»	22,1	83,9	282,7	85,0
ОАО «Газпром нефть»	2 839,8	101,0	33 635,4	104,5
ЗАО «Арчинское»	25,7	126,2	266,2	133,3
ООО «Газпромнефть-Восток»	119,7	99,2	1 433,7	103,3
ООО «Живой источник»	0,2	98,8	2,2	103,7
ООО «Газпромнефть-Хантос»	1 157,3	98,3	13 795,1	101,2
ООО «Газпром нефть-Оренбург»	139,8	134,8	1 511,8	144,4
ООО «ЮУНГ»	21,4	90,4	259,7	97,3
ООО «Заполярнефть»	384,3	105,9	4 481,5	111,1
ОАО «Газпром нефть»	48,0	300,9	399,2	317,6
ООО «Газпром нефть-Ангара»	0,0		4,4	3 298,5
ООО «Газпром нефть Новый Порт»	0,0	134,4	148,1	928,1
ОАО «Газпромнефть-ННГ»	858,7	92,8	10 500,3	94,5
ООО «Газпромнефть шельф»	36,9	310,8	263,2	2 218,3
ОАО «Моретояханефтегаз»	0,0		0,6	56,3
ЗАО «ЦНТ»	47,9	97,4	569,6	171,6
ОАО «Сургутнефтегаз»	5 232,7	100,1	61 425,0	100,0
ОАО «Сургутнефтегаз» (УФО)	4 543,2	98,7	53 696,0	99,0
ОАО «Сургутнефтегаз» (Якутия)	689,5	110,6	7 729,0	107,1
ОАО «Татнефть»	2 248,5	100,2	26 529,2	100,4
ОАО «Илекнефть»		0,0	2,8	17,9
ЗАО «Татнефть-Самара»	24,2	105,7	286,9	98,6
ООО «Татнефть-Северный»	1,7	342,9	17,0	293,0
ОАО «Татнефть»	2 222,7	100,1	26 222,6	100,4

Нефтяные компании, предприятия	декабрь 2014	% к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ОАО «Башнефть»	1 596,6	108,9	17 940,8	109,6
ООО «Башнефть-Добыча»	1 411,4	104,5	16 314,0	103,4
ООО «Башнефть-Полюс»	89,8	154,5	828,3	284,6
ООО «Бурнефтегаз»	95,5	164,9	798,5	273,5
ОАО «НГК «Славнефть»	1 362,9	98,9	16 185,6	96,3
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»	771,7	104,3	8 949,2	98,3
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегазгеология»	29,1	76,0	390,9	77,8
ОАО «ОНГГ»	305,8	97,3	3 601,6	94,6
ЗАО «Обьнефтегеология»	36,1	105,3	472,3	104,3
ОАО «НГК «Славнефть»	39,0	86,3	513,4	84,5
ЗАО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»	10,2	219,3	85,6	268,0
ОАО «Соболь»	9,3	91,8	110,7	83,2
ООО «Славнефть-Нижневартовск»	161,6	84,3	2 061,9	95,2
ОАО «НК «РуссНефть»	682,3	93,0	8 552,1	96,2
ОАО «НАК «АКИ-ОТЪИР»	159,0	111,9	1 875,1	115,7
ОАО МПК «АНГГ» (Аганнефтегазгеология)	78,3	79,0	1 160,9	117,2
ООО «Белые ночи»	99,8	79,7	1 266,9	73,3
ОАО «Варьеганефть»	88,2	93,5	1 091,5	95,1
СТЗАО «Голойл»	10,9	89,6	139,6	91,8
ОАО «Мохтикефть»	18,5	74,2	242,2	72,5
ОАО «Нефтеразведка»	0,6	111,4	6,2	115,4
ООО «РедОйл»	7,8	125,3	82,3	113,1
ОАО «Саратов-Бурение»		0,0	8,9	25,5
ОАО «Саратовнефтегаз»	0,3	0,5	313,5	38,2
ООО «Томская нефть»	71,7	91,5	884,2	87,9
ОАО «Ульяновскнефть»	70,2	99,6	825,7	99,1
ООО СП «Черногорское»	7,8	79,7	106,4	87,6
ООО «Валюнинское»	2,2	130,1	22,6	106,5
ОАО «НК «Русснефть»	66,3		525,4	
ООО «Севернефть-Ярайнер»	0,8		0,8	
Итого (нефтяные компании):	37 476,1	99,4	441 739,3	100,1
Группа «Газпром»	4326,2	100,5	49 837,6	102,8
ОАО «Газпром»	1486,4	99,6	16 202,1	99,3
ООО «Сервиснефтегаз»	0,4	90,3	4,6	87,3
ОАО «Камчатгазпром»	1,5	91,3	12,9	170,4
ООО «Газпром добыча Краснодар»	26,5	91,7	332,1	95,1
ЗАО «Газпром добыча Астрахань»	308,9	88,8	3 520,7	94,1
ООО «Газпром добыча Иркутск»	0,2	91,5	2,5	45,5
ООО «Газпром добыча Оренбург»	25,4	90,3	275,8	87,4
ООО «Газпром добыча Надым»	5,2	144,1	47,3	207,2
ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	2,7	105,4	23,8	61,4
ОАО «Томскгазпром» (Востокгазпром)	144,8	112,8	1 484,2	103,6
ООО «Газпром добыча Уренгой»	545,6	105,6	5 723,7	104,7
ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»	6,4	1 721,1	15,3	4 129,5
ООО «Газпром добыча Ямбург»	418,9	96,5	4 759,2	96,4

Нефтяные компании, предприятия	декабрь 2014	% к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ОАО «НОВАТЭК»	376,7	101,5	4 348,8	100,3
ООО «Таркосаленефтегаз»	174,0	122,4	1 849,1	114,3
ООО «Юрхаровнефтегаз»	202,6	88,5	2 499,7	91,9
Прочие производители				
ОАО «ННК»	188,0	92,1	2 332,6	93,4
ОАО «Восточная Транснациональная компания»	29,6	88,4	361,9	81,7
ЗАО «Санеко»	43,2	90,6	535,6	95,5
ООО «СН-Газдобыча»	4,4	72,1	58,0	101,3
ОАО «Татнефтеотдача»	47,1	99,0	573,7	108,4
ООО «Колвинское»	36,6	92,6	474,7	91,4
ОАО «Печоранефть»	27,1	90,9	328,7	84,6
ООО «Восточносибирская Управл. компания»	86,0	120,1	928,5	111,6
ООО «НК «Дулисьма»	86,0	120,1	928,5	111,6
ОАО «Зарубежнефть»	265,4	98,8	3 202,7	114,5
ООО «РУСВЬЕТПЕТРО»	265,4	98,8	3 202,7	114,5
ООО «Юкола-нефть»	22,4	113,0	243,6	109,4
ЗАО «Юкола-нефть»	22,4	155,4	195,0	114,6
ООО «Поволжскнефть»		0,0	48,6	92,4
ОАО «НК «Нефтиса»	580,2	99,5	6 846,7	98,8
ООО «ЕНЭС»	4,4	307,1	20,4	116,9
Филиал компании «КанБайкал Резерсез Инк.»	28,8	114,8	344,5	106,1
ООО «ПИТ «СИБИНТЭК»	25,9	97,3	310,6	136,3
ОАО «Самараинвестнефть»	15,3	121,3	158,8	100,0
ООО «СтандартНафта»	0,4	117,2	4,6	105,2
ЗАО «Уралнефтесервис»	11,2	104,4	144,3	141,7
ООО «Белкамнефть»	175,0	94,5	2 149,0	97,1
ООО «КННК»	0,2	109,6	3,2	74,0
ОАО «Комнедра (УПК Недр)»	46,3	96,7	563,7	99,0
ОАО «Новосибирскнефтегаз»	23,8	86,8	302,9	80,9
ООО «Окуневское»	10,5	389,0	72,0	377,9
ООО «Региональный нефтяной консорциум»	80,8	86,3	1 027,3	87,2
ООО «РешНК»	1,5	87,9	19,0	81,9
ООО «Рябовское»	24,8	191,5	192,7	99,5
ОАО «Северноенефтегаз»	23,1	132,9	221,5	116,0
ООО «Удмуртгеология»	11,9	113,2	125,7	101,1
ОАО «Удмуртская национальная нефтяная компания»	8,9	103,7	100,6	92,1
ОАО «Удмуртская нефтяная компания»	34,6	79,7	462,2	110,2
ОАО «Уральская нефть»	1,9	71,7	26,4	84,8
ООО «Юрскнефть»	50,7	97,3	597,3	93,0
ОАО «Арктикгаз»	406,9	581,5	1 970,5	278,3
ЗАО «Арктикнефть»	2,6	99,5	30,5	96,2
ЗАО «ВЕЛЛлойл»	0,2	59,6	3,0	74,1
ООО «Верхнеомринская нефть»	0,1		0,5	216,1
ООО «Динью»	3,7	85,9	49,3	87,3
ООО «ИНК»	410,7	159,2	3 983,8	140,2
ОАО «РН «Ингушнефть»	5,6	107,9	61,8	97,2
ЗАО «Карбон»	0,0	0,0	0,1	7,3
ООО «Нижеомринская нефть»	1,0	74,3	13,9	92,0
ЗАО «Нортгаз»	128,8	115,4	1 460,5	247,0
ЗАО «Петросах»	4,6	95,8	56,2	89,6

Нефтяные компании, предприятия	декабрь 2014	% к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ООО «Пурнефть»	4,6	141,8	45,7	81,9
ООО «Тарховское»	24,6	89,1	305,1	92,2
ОАО «Томскнефть ВНК»	859,4	100,1	9 939,1	97,9
ООО «ЦНПСЭИ»	2,9	90,4	36,4	85,7
ЗАО «Чепецкое НГДУ»	2,9	112,9	31,3	94,1
ОАО «Южно-Аксютинское»	0,2	101,3	1,8	99,6
ОАО «Акмай»	1,8	104,8	19,9	114,5
ЗАО «Алойл»	22,4	98,2	277,6	100,1
ОАО «АЛРОСА-Газ»	0,5	88,9	4,0	95,3
ООО «Альянснефтегаз»	16,8	60,6	242,2	67,3
ФГУП «Арктикморнефтегазразведка»	1,5	96,0	18,1	94,1
ООО «БайТекс»	38,2	120,0	400,0	115,8
ООО «Бенталь»	1,1	91,0	13,2	95,5
ООО «Благодаров-Ойл»	5,8	63,4	103,4	93,1
ОАО «Братскэкогаз»	0,1	270,0	0,7	141,2
ОАО «Булгарнефть»	10,8	76,1	170,1	98,2
ООО «Веселовское»	0,7	113,4	9,6	89,6
ЗАО «Винка»	0,0	475,0	0,03	30,1
ЗАО «ВОЛЬНОВСКНЕФТЬ»	0,9	105,9	11,0	88,3
ООО «ВУМН»	15,2	100,9	177,5	101,1
ООО «Газнефтересервис»	2,4	54,8	43,2	147,1
ЗАО «Геология»	13,8	93,9	174,0	98,0
ЗАО «Геотех»	8,1	90,6	114,8	98,6
ЗАО «Геотрансгаз»	20,9	77,1	248,0	84,7
ОАО «Геолого-разведочный иссл. центр»	6,5	71,1	107,5	100,5
ООО «Дальпромсинтез»	3,4	108,1	34,8	96,3
ООО «ДИАЛЛ АЛЪЯНС»	1,9	79,3	21,9	60,5
ООО «ДонНефть»	1,2	95,5	15,4	125,9
ОАО «Дружбанефть»	1,9	103,3	21,7	100,4
ООО «ЕвроСибОйл»	6,6	80,9	90,3	77,2
ООО «Евротэк»	0,3	137,0	3,3	168,9
ОАО «Елабуганефть»	1,5	95,9	18,4	115,4
ООО «Енисей»	27,3	87,9	342,6	80,4
ООО «Западно-Новомолодежное»	0,5		0,8	51,9
ОАО «Иделойл»	7,0	46,5	173,2	98,4
ООО НПФ «Иджат»	0,2	98,1	2,5	97,7
ОАО «ИНГА»	14,2	92,2	172,3	87,6
ЗАО «Ингеохолдинг»	1,9	74,4	26,2	156,2
ООО «ИНК-НефтеГазГеология»	2,7	86,8	34,1	95,8
ООО «ИНТЭК-Западная Сибирь»	4,7	81,5	62,6	141,4
ЗАО «Институт РОСТЭК»	0,2	97,6	2,2	89,7
ЗАО «Иреляхнефть»	5,6	161,7	84,0	80,5
ООО «ИТАНЕФТЬ»	0,2	84,9	2,4	75,2
ОАО «Каббалкнефететоппро»	0,2	227,0	1,4	81,8
ОАО «Калининграднефть»	0,8	92,6	9,9	91,3
ЗАО «НК «Калмпетрол»	0,1	47,8	0,9	11,8
ООО «Кама-нефть»	0,9		11,3	
ЗАО «Кара-Алтын»	43,2	103,3	511,4	100,3
ООО «Карбон-Ойл»	1,8	54,1	42,0	109,2
ЗАО «Колванефть»	33,3	90,6	429,0	84,1
ООО «Комсомольскнефть»	1,6		8,5	
ОАО «Кондурчанефть»	1,4	26,9	57,8	87,0

Нефтяные компании, предприятия	декабрь 2014	% к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ООО «Косьюнефть»	3,7	88,2	53,0	104,3
ООО «Каюм Нефть»	56,0	95,2	647,7	110,9
ООО «Кунгурская нефтяная компания»	1,7	119,0	15,2	92,2
ООО «ГДК Ленск-Газ»	0,2	112,1	1,1	93,3
ЗАО «МакОйл»	1,4	100,0	17,4	101,0
ООО «Матюшкинская вертикаль»	9,0	62,1	142,2	74,3
ООО «МЕГАЛИТ»	0,6	116,1	6,8	128,7
ОАО «Меллянефть»	6,1	100,8	67,8	95,4
ООО «Мессояханефтегаз»	0,0		3,7	880,5
ООО «МНКТ»	11,1	108,0	123,8	101,5
ООО «НГК «Горный»	4,5	161,9	60,0	117,8
ООО «НК «Развитие регионов»	11,2		46,3	
ОАО «Негуснефть»	29,7	99,1	366,5	97,8
ООО «Недра-К»	6,6	97,4	79,8	105,7
ЗАО «Нем Ойл»	14,5	88,4	182,6	95,1
ООО «Нефтебурсервис»	0,7	225,7	8,7	229,2
ОАО «Нефтегазопромысловые технологии»		0,0	1,0	89,4
ЗАО «НефтУС»	16,1	61,6	216,1	82,4
ОАО «Нефтьинвест»	2,3	55,5	44,4	97,4
ЗАО «Нократойл»	0,5	88,9	6,0	95,7
ООО «Норд Империл»	4,7	137,9	48,2	86,1
ОАО «Норильскгазпром»	0,2	100,4	2,2	83,8
ОАО «Нефть» (Саратовская обл.)	1,0	99,5	11,9	94,2
ООО «Нурлатская нефтяная компания»	0,3	54,7	3,1	94,4
ООО «ННК-Саратовнефтегаздобыча»	0,9	72,2	9,1	63,6
ЗАО «Ойлгазтэт»	4,9	277,9	48,6	254,5
ООО «Омега»	0,4	98,7	4,9	834,3
ЗАО «Оренбургнефтеотдача»	5,8	95,0	75,3	101,7
ЗАО «Охтин-Ойл»	18,6	105,9	222,4	123,5
ЗАО «Печоранефтегаз»	17,3	98,2	211,3	96,9
ООО «Печорская энергетическая компания»	1,5	51,5	31,6	84,0
ООО «Прикаспийская Газовая Компания»	2,6	66,8	32,6	85,1
ООО «ПриНеКо»	0,0	0,0	0,1	23,2
ЗАО «Преображенскнефть»	10,8	83,4	131,2	72,0
ЗАО «Печоранефтегазпром»	0,5	99,3	4,2	102,2
ООО «Развитие Санкт-Петербурга»	0,0		0,05	
ООО «Регион-Нефть»	20,7	192,7	200,3	168,5
ООО «Регион-Сириус»	0,1	110,0	1,0	81,8
ЗАО «Реимпэкс-Самара-Нефтепромысел»	1,7	89,3	21,6	77,8
ООО «Энергетич. компания РИФ»	0,6	151,4	6,9	120,1
ООО «РТП-Саратов»		0,0	1,1	38,1
ООО «Руфьеганнефтегаз»	0,9	52,3	14,2	69,3
ООО «Садакойл»	1,5	104,6	15,4	99,6
Компания «Салым Петролеум Дев. Н.В.»	536,3	90,8	6 550,3	93,7
ООО «НК «Самара»	11,1		31,2	
ОАО «НК «Саратовнефтегеофизика»	3,5	100,1	43,1	104,8
ЗАО «Саратовнефтедобыча»	2,2	131,2	20,7	72,6
ОАО «Сахатранснефтегаз»	0,0	118,8	0,3	97,7
ООО «НК «Севернефть-Уренгой»	13,6	87,6	163,3	97,0
ООО «НК «Северное Сияние»	3,4	101,7	36,1	65,6

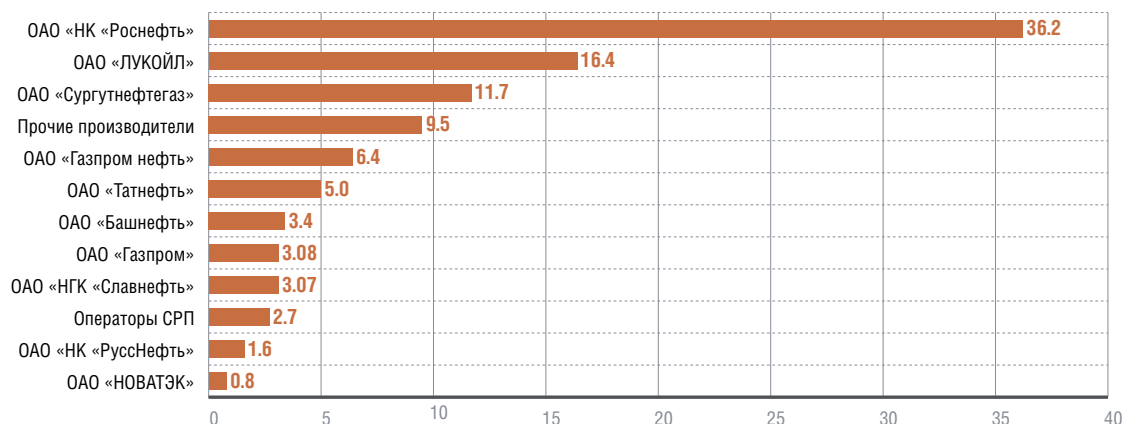
Нефтяные компании, предприятия	декабрь 2014	% к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ЗАО «Селенгушнефть»	0,9	93,9	13,2	136,5
ОАО «СМП-Нефтегаз»	25,2	97,5	300,3	97,8
ООО «Сиаль»	10,1	97,6	112,7	120,4
ООО «СТимул-Т»	7,0	86,8	94,8	83,8
ОАО «Таймыргаз»	13,5	96,7	129,5	109,6
ООО «ТАКС»	0,1	155,1	0,7	98,0
ООО «Татнефть-Геология»	15,8	108,7	175,5	103,5
ОАО «Татнефтепром»	17,4	77,4	256,1	97,9
ОАО «Татнефтепром-Зюзеевнефть»	29,2	99,8	343,9	100,9
ЗАО «Татойлгаз»	34,6	100,7	420,7	102,5
ЗАО «ТАТЕХ»	32,3	82,6	457,4	99,2
ООО «Тевризнефтегаз»	0,0	360,0	0,1	203,8
ЗАО «ТЕРРИГЕН»	0,2	83,7	2,7	138,7
ОАО «Технефтьинвест»	0,2	88,8	2,8	70,6
ЗАО «Тиман-Печора Эксплорэйшн»	1,9	90,9	27,7	88,6
ООО «ТНС-Развитие»	6,0	106,2	67,4	96,2
ОАО «Томскгеонефтегаз»	2,3	283,5	40,9	169,5
ООО «Трансойл»	13,2	101,5	151,0	104,4
ОАО «Транс-ойл»	0,0	0,0	0,8	2,4
ЗАО «Троицкнефть»	20,4	99,8	239,4	100,0
ООО «ТНГК-Развитие»	12,3	62,5	225,7	96,8
ООО «Ульяновскнефтегаз»	3,1	157,0	31,1	137,4
ЗАО «УНК-Пермь»	5,2	107,6	61,8	112,0
ЗАО «Уралнефтегазпром»	4,9	86,4	53,1	98,3
ООО «Уренгойская газовая компания»	2,8		9,3	44,1
ЗАО «Ханты-Мансийская НК»	0,1	9,0	18,0	104,2
ЗАО «ХИТ Р»	8,6	91,6	113,7	117,4
КРП «Черноморскнефтегаз»	6,6	93,3	71,3	97,1
ООО «Чумпаснефтедобыча»	2,1	74,9	28,7	103,4
ОАО «Шешмаойл»	12,0	35,3	372,0	90,6
ОАО «Южгазэнерджи»	0,2	159,7	2,3	93,0
ООО «Южно-Охтеурское»	5,7	106,3	63,8	96,7
ОАО «Якутская ТЭК»	12,4	110,3	86,1	97,6
ОАО «Ямал СПГ»	0,6	177,9	7,6	174,8
ЗАО «Ямбулойл»	0,9	77,6	12,8	122,0
ООО «НК «Янгпур»	13,4	123,8	143,5	111,7
ООО «Яр-Ойл»	0,2	200,0	1,6	105,9
Итого (прочие производители):	4 495,1	109,1	50 031,4	105,4
Операторы Соглашений о разделе продукции				
АО «Тоталь РРР»	137,3	94,2	1 481,0	95,2
Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.	447,9	86,4	5 301,0	98,3
Эксон НЛ («Сахалин-1») итого, в т.ч.	669,0	103,5	7 625,2	108,8
Операторы СРП итого:	1 254,2	95,7	14 407,3	103,2
Итого по России:	45 088,5	100,2	526 729,0	100,6

(добыча нефти по текущей структуре компаний)

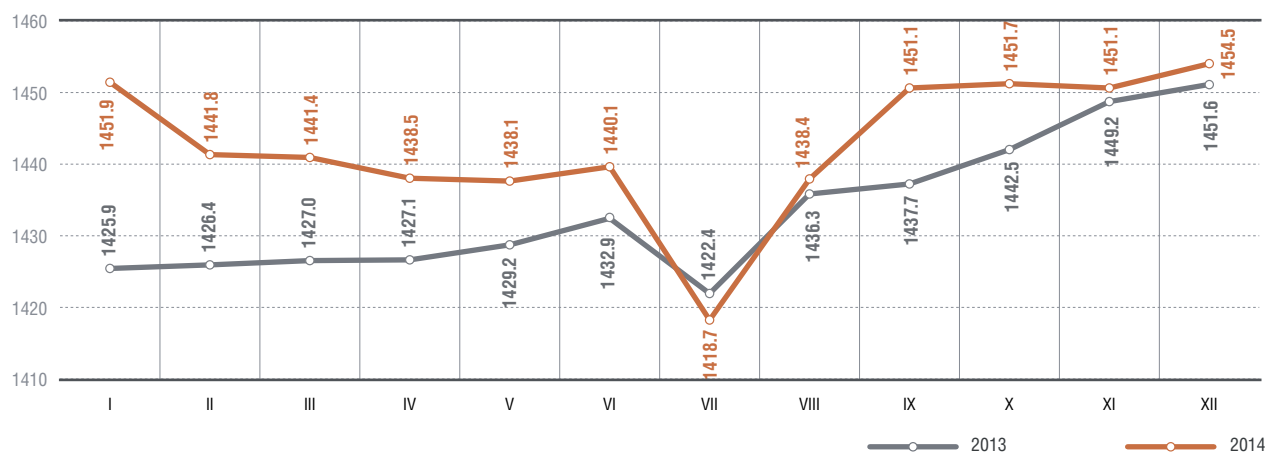
В декабре 2014 года по сравнению с декабрем 2013 года среднесуточная добыча нефти по России увеличилась на 0,2%

(+2,9 тыс.т) и составила 1 454,5 тыс.т, а по сравнению с ноябрем 2014 года увеличилась на 3,3 тыс. тонн.

1.1.2. Рейтинг нефтедобывающих предприятий России по добыче нефти с газовым конденсатом в январе — декабре 2014 года, %



1.1.3. Динамика среднесуточной добычи нефти в России в 2013–2014 годах, тыс. тонн



1.1.4. Среднесуточная добыча нефти с газовым конденсатом в декабре 2014 года, тонн

Нефтяные компании, предприятия	изменение в % к		
	декабрю прошлого года	пред. месяцу	соотв. месяцу прошлого года
ОАО «ЛУКОЙЛ»	100,2	99,8	100,2
ОАО «НК «Роснефть»	97,9	99,8	97,9
ОАО «Газпром нефть»	101,0	100,2	101,0
ОАО «Сургутнефтегаз»	100,1	100,3	100,1
ОАО «Татнефть»	100,2	99,4	100,2
ОАО «Башнефть»	108,9	100,7	108,9
ОАО «НГК «Славнефть»	98,9	100,0	98,9
ОАО «НК «РуссНефть»	93,0	98,1	93,0
Итого (нефтяные компании):	99,4	99,9	99,4
ОАО «Газпром»	99,6	104,5	99,6
ОАО «НОВАТЭК»	101,5	101,9	101,5
Прочие производители	109,1	101,8	109,1
Операторы СРП	95,7	99,6	95,7
Итого по России:	100,2	100,2	100,2

(добыча нефти по текущей структуре компаний)

1.2. Бурение скважин

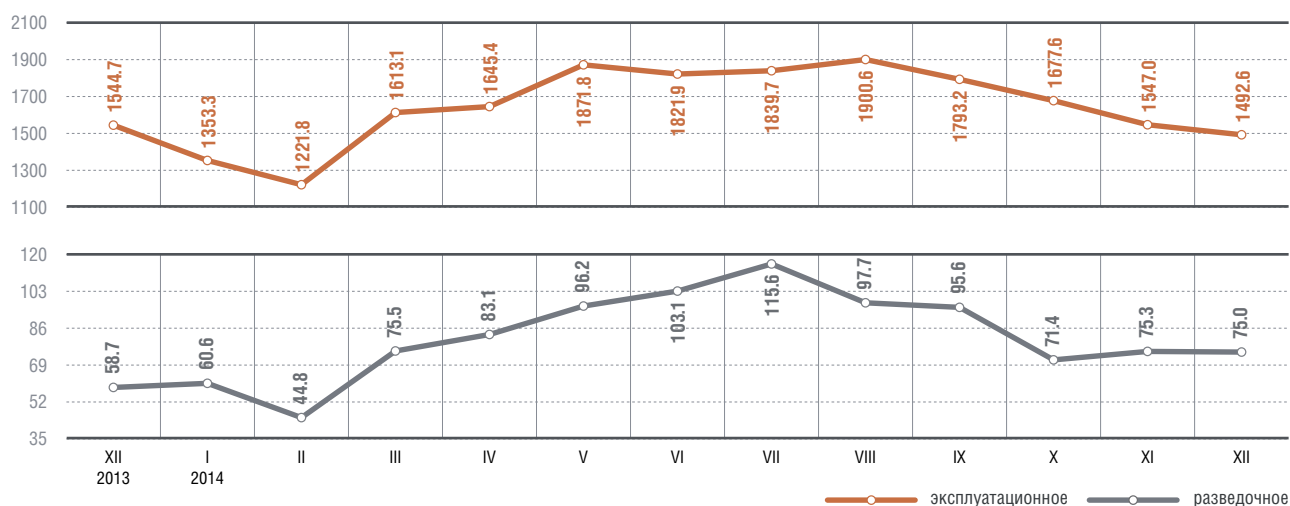
Проходка в бурении по нефтяной отрасли России в январе — декабре 2014 года составила 20772,1 тыс. м, если сравнивать с соответствующим периодом 2013 года, то уменьшилась на 6,4% (–1418,8 тыс. м), в том числе в эксплуатационном бурении уменьшилась на 7,0% (–1497,9 тыс. м), в разведочном бурении увеличилась на 8,7% (+ 79,1 тыс. м).

В декабре 2014 года проходка в бурении по отрасли составила 1567,6 тыс. м, если сравнивать с аналогичным периодом 2013 года, то

уменьшилась на 2,2% (–35,8 тыс. м), в том числе в эксплуатационном бурении уменьшилась на 3,4% (–52,1 тыс. м), в разведочном бурении увеличилась на 27,8% (+ 16,3 тыс. м).

По сравнению с ноябрем 2014 года, в декабре 2014 года проходка в бурении по отрасли уменьшилась на 3,4% (–54,7 тыс. м), в том числе в эксплуатационном бурении уменьшилась на 3,5% (–54,3 тыс. м), в разведочном бурении уменьшилась на 0,4% (–0,3 тыс. м).

1.2.1. Динамика проходки эксплуатационного и разведочного бурения по России в 2013–2014 годах, тыс. м

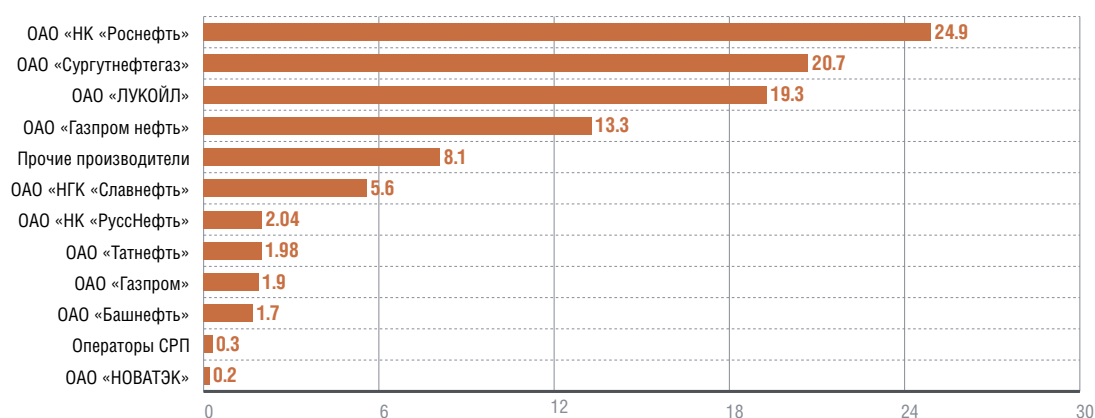


1.2.2. Бурение скважин в нефтяной отрасли, тыс. м

	декабрь 2014	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ОАО «ЛУКОЙЛ»	218,5	3 999,3	106,6
в т.ч. эксплуатационное бурение	195,2	3 768,2	106,0
разведочное бурение	23,3	231,2	116,9
ОАО «НК «Роснефть»	509,0	5 173,0	86,8
в т.ч. эксплуатационное бурение	502,1	5 007,4	86,3
разведочное бурение	6,9	165,6	109,3
ОАО «Газпром нефть»	168,1	2 772,0	94,5
в т.ч. эксплуатационное бурение	168,1	2 738,2	94,8
разведочное бурение	0,0	33,8	75,2
ОАО «Сургутнефтегаз»	355,7	4 306,0	83,5
в т.ч. эксплуатационное бурение	343,8	4 103,4	83,0
разведочное бурение	11,9	202,7	94,3
ОАО «Татнефть»	31,0	410,4	90,8
в т.ч. эксплуатационное бурение	25,6	382,3	90,1
разведочное бурение	5,3	28,1	101,1

	декабрь 2014	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ОАО «Башнефть»	26,1	348,2	157,5
в т.ч. эксплуатационное бурение	23,9	297,7	176,5
разведочное бурение	2,2	50,5	96,5
ОАО «НГК «Славнефть»	85,0	1 165,3	112,7
в т.ч. эксплуатационное бурение	74,7	1 104,8	109,4
разведочное бурение	10,3	60,4	249,6
ОАО «НК «РуссНефть»	20,9	424,7	114,9
в т.ч. эксплуатационное бурение	20,9	420,6	114,8
разведочное бурение	0,0	4,2	132,4
Нефтяные компании, проходка итогов:	1 414,2	18 599,0	93,6
в т.ч. эксплуатационное бурение	1 354,3	17 822,6	93,0
разведочное бурение	59,9	776,4	108,3
ОАО «Газпром»	33,8	394,7	76,3
в т.ч. эксплуатационное бурение	25,7	269,4	64,1
разведочное бурение	8,1	125,3	128,6
ОАО «НОВАТЭК»	13,0	35,2	110,8
в т.ч. эксплуатационное бурение	12,3	25,8	97,4
разведочное бурение	0,7	9,4	177,3
Операторы СРП	4,0	61,0	71,8
в т.ч. эксплуатационное бурение	4,0	61,0	71,8
Прочие производители	102,5	1 682,2	100,2
в т.ч. эксплуатационное бурение	96,4	1 599,4	101,0
разведочное бурение	6,2	82,8	86,9
Проходка итогов по России:	1 567,6	20 772,1	93,6
в т.ч. эксплуатационное бурение	1 492,6	19 778,2	93,0
разведочное бурение	75,0	993,9	108,7

1.2.3. Рейтинг нефтедобывающих предприятий по проходке в бурении в январе — декабре 2014 года, %

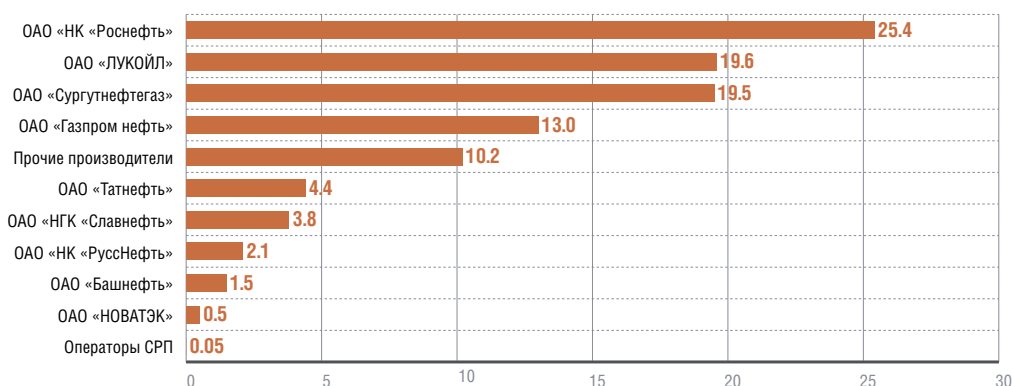


1.3. Ввод новых скважин

Ввод новых нефтяных скважин в эксплуатацию по предприятиям России за январь — декабрь 2014 года составил 6065 скважин, что на 389 ед. меньше, чем за январь — декабрь 2013 года (–6,0%).

Ввод новых скважин в декабре составил 606 ед., что на 34 скважины больше, введенных в декабре 2013 года, на 91 скважину больше, чем введено в ноябре 2014 года.

1.3.1. Рейтинг нефтедобывающих предприятий по вводу новых нефтяных скважин в январе — декабре 2014 года, %



1.3.2. Ввод новых скважин, единиц

	январь — декабрь 2014	+/- к январю — декабрю 2013	в том числе по способам эксплуатации				
			фонтан	УЗЦН	ШГН	газлифт	прочие
ОАО «ЛУКОЙЛ»	1 188	50	53	948	143		44
ОАО «НК «Роснефть»	1 541	-265	76	1 404	59		2
ОАО «Газпром нефть»	787	49	65	665		57	
ОАО «Сургутнефтегаз»	1 183	-268	96	937	150		
ОАО «Татнефть»	264	-19	2	15	233		14
ОАО «Башнефть»	93	20	10	74	9		
ОАО «НГК «Славнефть»	228	41		228			
ОАО «НК «РуссНефть»	128	8	13	113	2		
Итого (нефтяные компании):	5 412	-384	315	4 384	596	57	60
ОАО «НОВАТЭК»	32	6	9	23			
Прочие производители	618	-9	41	378	190		9
Операторы СРП	3	-2	2			1	
Итого по России:	6 065	-389	367	4 785	786	58	69

1.4. Производственные мощности в добыче нефти

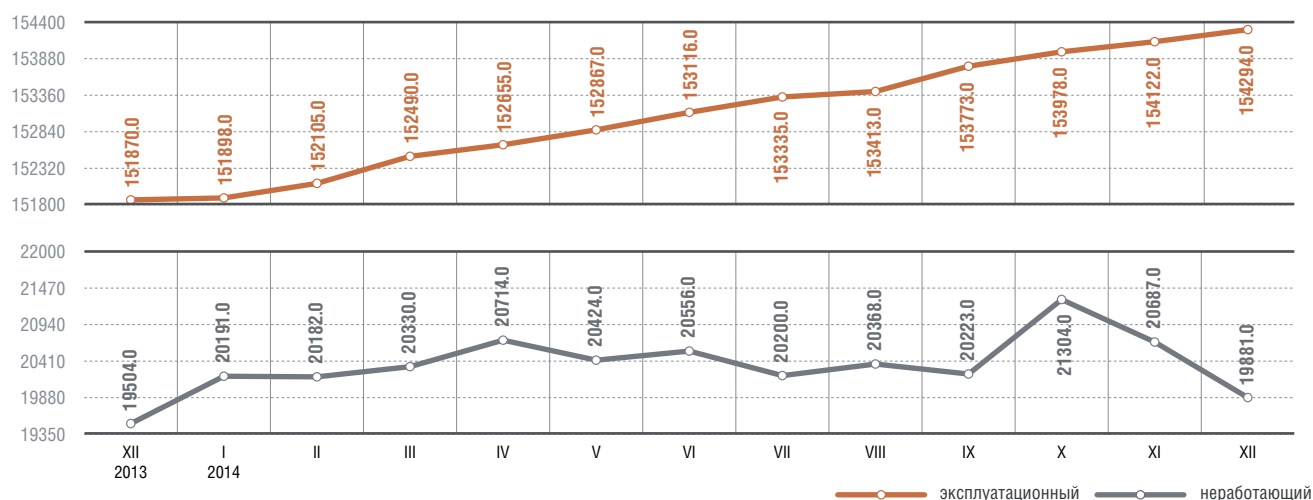
На 1 января 2015 года эксплуатационный фонд нефтедобывающих скважин по нефтяной отрасли России увеличился по сравнению с 1 января 2014 года на 2856 ед. (+1,7%) и составил 168315 скважин.

В декабре по сравнению с ноябрем 2014 года эксплуатационный фонд по России увеличился на 185 скважин (+0,1%).

Неработающий фонд скважин по отрасли в декабре 2014 года по сравнению с декабрем 2013 года увеличился на 439 ед. (2,0%) и составил 22033 скважины, или 13,1% эксплуатационного фонда.

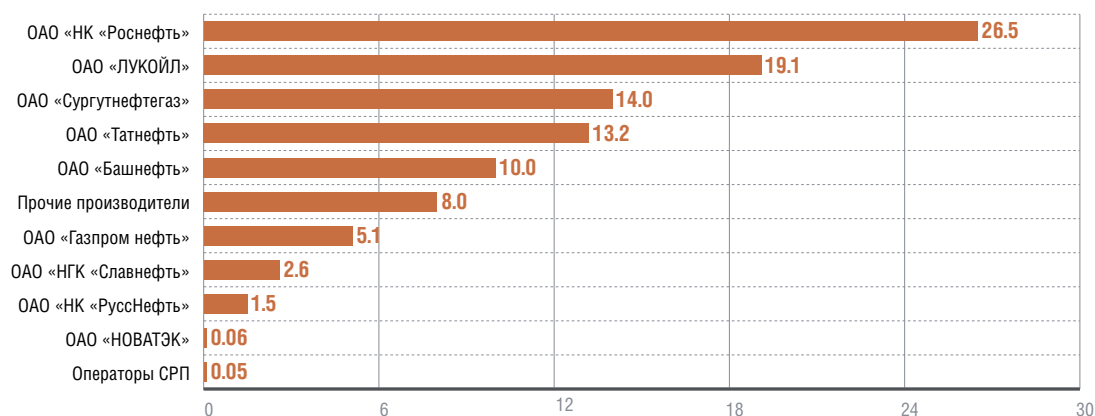
В декабре по сравнению с ноябрем 2014 года неработающий фонд по отрасли уменьшился на 1471 скважину (–6,3%).

1.4.1. Динамика фонда нефтяных скважин ВИНК в 2013–2014 годах, единиц



(фонд нефтяных скважин по текущей структуре компаний)

1.4.2. Рейтинг фонда нефтяных скважин, дающих продукцию в декабре 2014 года, %

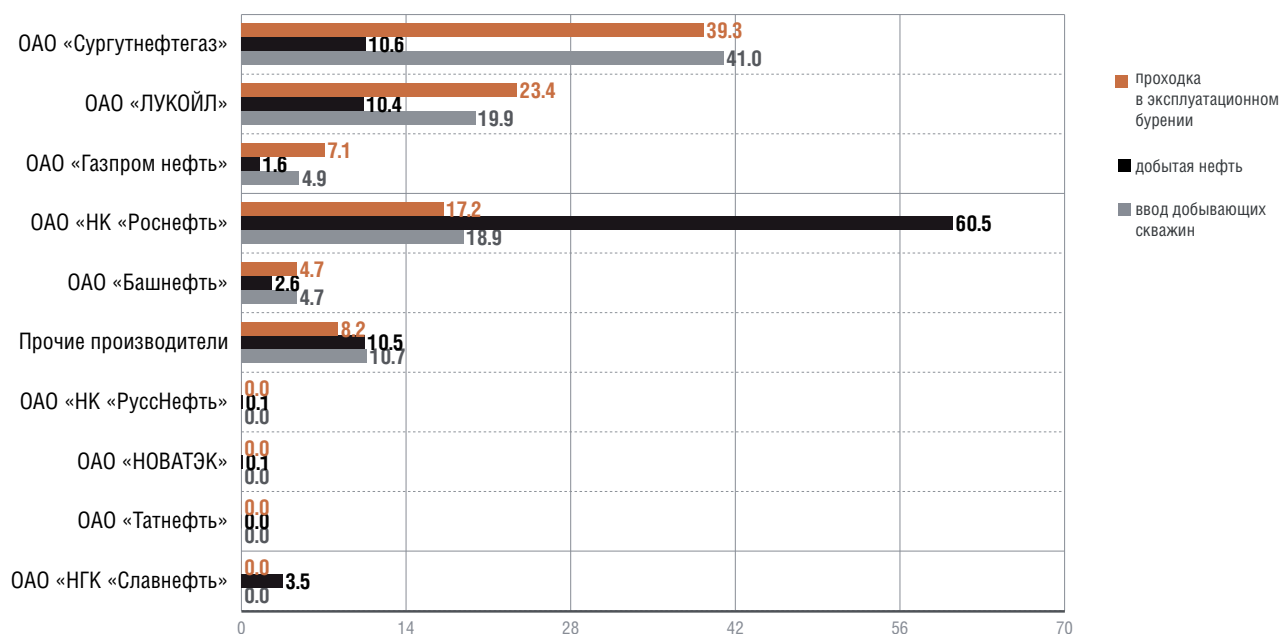


1.4.3. Использование фонда нефтяных скважин в декабре 2014 года, единиц

	Эксплуатационный фонд скважин	Фонд скважин, дающих продукцию	Неработающий фонд скважин	Бездействующий фонд скважин
ОАО «ЛУКОЙЛ»	31 538	27 889	3 649	2 784
ОАО «НК «Роснефть»	46 089	38 746	7 343	5 797
ОАО «Газпром нефть»	8 164	7 411	753	483
ОАО «Сургутнефтегаз»	22 380	20 446	1 934	1 163
ОАО «Татнефть»	22 416	19 338	3 078	2 033
ОАО «Башнефть»	16 860	14 672	2 188	1 426
ОАО «НГК «Славнефть»	4 431	3 757	674	528
ОАО «НК «РуссНефть»	2 416	2 154	262	164
Итого (нефтяные компании):	154 294	134 413	19 881	14 378
ОАО «НОВАТЭК»	131	90	41	14
Прочие производители	13 790	11 701	2 089	1 465
Операторы СРП	100	78	22	11
Итого по России:	168 315	146 282	22 033	15 868

1.5. Производственные показатели новых месторождений

1.5.1. Рейтинг нефтедобывающих предприятий по работам на новых месторождениях со сроком ввода в эксплуатацию не старше 5 лет в январе — декабре 2014 года, %



В январе — декабре 2014 года на новых месторождениях со сроками ввода в эксплуатацию не старше 5 лет введено 534 добывающих скважины (что меньше на 24 скважины, введенных в январе — декабре 2013 года), добыто 40 734,1 тыс. т нефти (+3 471,7 тыс.т), проходка в эксплуа-

тационном бурении составила 1 617,6 тыс. м (–74,9 тыс. м).

В декабре 2014 года на новых месторождениях со сроками ввода в эксплуатацию не старше 5 лет введено 50 скважин, что на 12 скважин меньше, введенных в декабре 2013 года.

1.5.2. Основные производственные показатели на новых месторождениях со сроком ввода в эксплуатацию не старше 5 лет в январе — декабре 2014 года

	Ввод добывающих скважин, шт.	Проходка в эксл. бурении, тыс. м	Добытая нефть, тыс. тонн
ОАО «ЛУКОЙЛ»	106	378,5	4 253,1
ОАО «НК «Роснефть»	101	279,0	24 633,7
ОАО «Газпром нефть»	26	115,0	666,8
ОАО «Сургутнефтегаз»	219	635,3	4 327,2
ОАО «Татнефть»	0	0,0	9,3
ОАО «Башнефть»	25	76,6	1 065,3
ОАО «НГК «Славнефть»	0	0,0	1 435,2
ОАО «НК «РуссНефть»	0	0,0	52,1
Итого (нефтяные компании):	477	1 484,5	36 442,6
ОАО «НОВАТЭК»	0	0,0	20,7
Прочие производители	57	133,2	4 270,8
Итого по России:	534	1 617,6	40 734,1

1.6. Поставка нефти на нефтяной рынок

1.6.1. Поставка нефти на объекты переработки России, тыс. тонн

Компания/завод	декабрь 2014	% к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
<i>Поставки нефти по системе магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть»</i>				
ОАО «НК «Роснефть»	6 607,8	98,2	75 210,4	102,6
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	530,0	99,1	6 354,8	111,4
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	613,4	94,4	8 667,1	155,7
ЗАО «Рязанская НПК»	1 505,0	101,6	16 512,5	96,4
ОАО «Саратовский НПЗ»	533,0	90,0	6 699,9	123,7
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	669,4	97,0	7 971,5	97,5
ОАО «Сызранский НПЗ»	625,0	109,6	7 120,6	103,7
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	614,0	99,0	6 686,7	96,1
ОАО «Ачинский НПЗ»	660,0	96,4	5 184,2	70,2
ОАО «Ангарская НХК»	858,0	94,8	10 013,1	99,0
ООО «Афипский НПЗ»	493,1	103,0	5 881,0	120,1
ЗАО «Краснодарский НПЗ-КЭН»	174,9	105,9	2 074,9	101,1
ОАО «Газпром нефть»	2 668,4	105,2	31 617,4	102,6
ОАО «Газпромнефть-Омский НПЗ»	1 840,0	108,4	20 801,4	104,9
ОАО «Московский НПЗ»	828,4	98,6	10 816,0	98,3
ОАО «ТАИФ-НК»	667,7	99,7	7 384,4	103,3
ОАО «Газпром нефтехим Салават»	529,0	111,8	5 555,7	114,1
ОАО «Башнефть»	1 530,0	100,3	18 687,1	100,9
ОАО «Ново-Уфимский НПЗ»	601,1	114,2	6 821,0	110,6
ОАО «Уфанефтехим»	494,2	89,0	7 007,0	104,7
ОАО «Уфимский НПЗ»	434,7	97,8	4 859,1	85,7
ОАО «ЛУКОЙЛ»	3 563,1	95,4	44 039,0	100,0
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	1 028,8	109,2	11 372,1	103,5
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»	756,4	73,7	11 714,9	98,1
ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка»	341,0	99,4	3 896,6	98,2
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	1 436,9	100,9	17 055,4	99,4
ОАО «Сургутнефтегаз»	1 650,0	103,1	19 299,2	97,8
ООО «Киришинефтеоргсинтез»	1 650,0	103,1	19 299,2	97,8
ОАО «Орскнефтеоргсинтез»	392,0	97,2	4 630,6	102,8
ОАО «Орскнефтеоргсинтез»	392,0	97,2	4 630,6	102,8
ОАО «Хабаровский НПЗ»	343,7	105,2	4 400,4	100,6
ОАО «НГК «Славнефть»	1 406,2	106,0	15 382,8	102,2
ОАО «Славнефть-ЯНОС»	1 401,2	105,6	15 331,9	101,9
ОАО «Ярославский НМЗ»	5,0		50,9	
ЗАО «Антипинский НПЗ»	599,3	176,0	5 889,2	167,5
ОАО «ТАНЕКО»	734,0	100,9	8 395,4	109,4
ООО «Марийский НПЗ»	159,8		898,9	203,7
ООО «Трансбункер»	60,0	109,1	629,9	102,1
ООО «Томскнефтепереработка»	40,0	242,4	192,2	47,8
ООО «Ильский НПЗ»	264,8	115,9	2 582,1	162,8
ОАО «Новошахтинский ЗНП»	221,8	99,5	2 640,0	117,6
ЗАО «НефтеХимСервис»	250,0	125,0	2 564,9	157,7
Прочие	423,3	128,2	3 890,4	132,4
Итого:	22 778,9	103,1	261 845,9	104,6
кроме того, казахский ресурс	65,6		266,8	

Компания/завод	декабрь 2014	% к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
<i>Поставки нефти, минуя систему магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть»</i>				
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	103,0	91,8	1 260,9	88,8
ОАО «Саратовский НПЗ»	15,6	50,2	358,9	46,6
ОАО «Сызранский НПЗ»			12,6	
ЗАО «Краснодарский НПЗ-КЭН»	34,7	93,8	408,4	89,9
ОАО «Газпром нефть-Омский НПЗ»	70,6	268,4	507,5	126,4
ОАО «ТАИФ-НК»	94,8	106,6	1 031,5	94,1
ОАО «Газпром нефтехим Салават»	270,5	97,4	2 906,8	114,3
ОАО «Ново-Уфимский НПЗ»	22,7	454,0	436,3	94,1
ОАО «Уфанефтехим»	160,6	101,1	1 849,6	100,5
ОАО «Уфимский НПЗ»	50,5	77,0	715,2	115,8
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	2,0	100,0	95,2	67,9
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»	82,6	108,4	944,7	107,7
ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка»	9,1		85,8	290,8
ОАО «Орскнефтеоргсинтез»	77,5	89,5	1 342,0	98,3
ОАО «Ярославский НМЗ»	24,7	84,0	372,6	128,9
ОАО «ТАНЕКО»	0,7	87,5	10,3	239,5
ОАО «Марийский НПЗ»	8,5		59,4	8 485,7
ЗАО «Антипинский НПЗ»	56,1	280,5	383,3	90,2
ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»	535,0	154,3	4 696,7	373,9
ООО «Ильский НПЗ»	15,2		248,1	
Итого на НПЗ, минуя ОАО «АК «Транснефть»:	1 634,4	119,8	17 725,8	123,1
мини-НПЗ	340,8	92,4	4 707,4	98,4
ГПЗ ОАО «Газпром»	543,9	99,1	5 728,5	98,9
Итого, минуя ОАО «АК «Транснефть»:	2 519,1	110,4	28 161,7	112,7
Итого по России:	25 298,0	103,8	290 007,6	105,3
кроме того, казахский ресурс	5,0	106,4	52,9	110,7

1.6.2. Поставка нефти из России в Белоруссию, тыс. тонн

	декабрь 2014
«Мозырский НПЗ»	1 046,1
ПО «Нафтан»	953,5
НПЗ Белоруссии, итого:	1 999,6

1.6.3. Прием, транзит и взаимопоставки нефти Казахстана и России, тыс. тонн

	декабрь 2014
Итого из Казахстана (с «КТК»):	4 704,2
1. Поставка на НПЗ РФ рос. компаний из каз. ресурса	65,6
2. Г/конденсат на Оренбург	64,7
3. Транзит через РФ в соответствии с Соглашением	1 404,2
3.1. Дальнее Зарубежье	1 404,2
4. Сдача в «КТК-К» для транзита	3 049,5
5. Экспорт рос. компаний из казахских ресурсов	120,2
5.1. Дальнее Зарубежье	63,7
5.2. Ближнее Зарубежье	56,5
Итого в Казахстан	1,5
экспорт	1,5
Транзит российской нефти в Китай через Казахстан	600,0

1.6.4. Вывоз нефтяного сырья в Дальнее Зарубежье по направлениям отгрузки системы ОАО «АК «Транснефть», тыс. тонн

Направления вывоза	декабрь 2014
Новороссийск	1 747,3
Приморск	2 304,3
Усть-Луга	1 504,5
Германия	1 529,7
Польша	1 403,2
Чехия	309,3
Словакия	495,0
Венгрия	349,4
Босния и Герцеговина	0,0
Китай (через Казахстан)	600,0
Китай («ВСТО»)	1 347,9
Козьмино	1 999,2
Перевалка на «КТК» (росс. нефть)	173,9
Вывоз итога (с учетом по системе ОАО «АК «Транснефть»)	13 763,9

2. ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ С ГАЗОВЫМ КОНДЕНСАТОМ

2.1. Первичная переработка нефтяного сырья

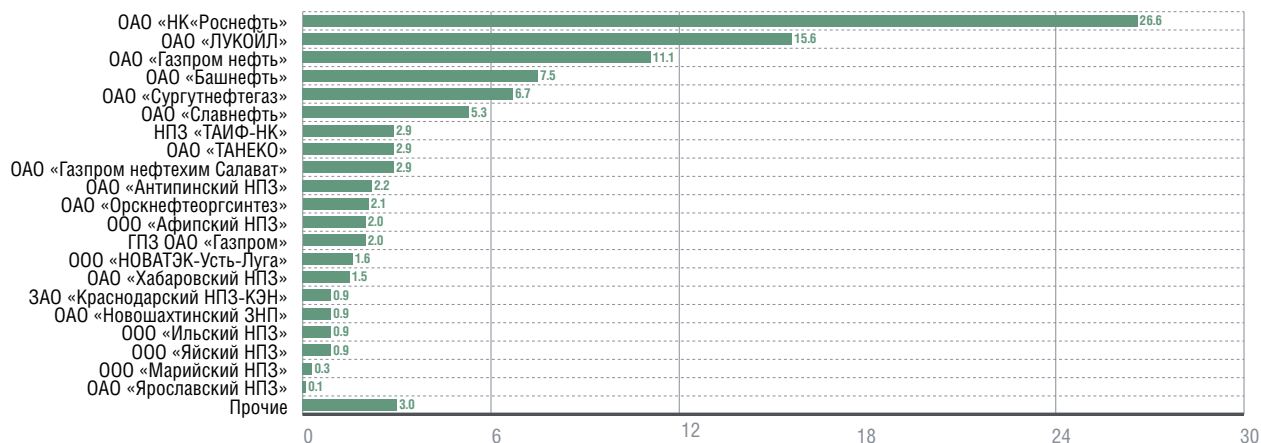
В декабре 2014 года на заводах России (НПЗ, ГПЗ «Газпрома» и мини-НПЗ) первичная переработка нефтяного сырья составила 24 791,7 тыс. тонн. Среднесуточная переработка зафиксирована на уровне 799,7 тыс. т, что выше уровня декабря 2013 года на 12,1 тыс. тонн. Переработка нефтяного сырья на мини-НПЗ составила 780,0 тыс. тонн.

2.1.1. Первичная переработка нефти, тыс. тонн

Компания, предприятие	декабрь 2014	+/- к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ОАО «НК «Роснефть»				
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	623,1	-31,9	7 600,0	106,7
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	591,3	-59,3	8 646,2	155,0
ОАО «Сызранский НПЗ»	615,0	45,0	7 135,7	103,9
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	725,8	32,4	8 239,4	100,8
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	625,7	0,9	6 719,4	96,7
ОАО «Ачинский НПЗ ВНК»	605,0	-83,8	5 128,0	69,3
ОАО «Ангарская НХК»	808,6	-96,5	9 970,7	98,4
ЗАО «Рязанская НПК»	1 483,0	-0,5	16 497,7	95,9
ОАО «Саратовский НПЗ»	573,7	-44,9	7 057,3	114,5
ОАО «Башнефть»				
Филиал «Башнефть-Новоил»	608,9	96,0	7 247,2	110,0
Филиал «Башнефть-Уфанефтехим»	655,2	-52,0	8 848,8	104,0
Филиал «Башнефть-УНПЗ»	447,2	-73,4	5 567,6	88,3
ОАО «ЛУКОЙЛ»				
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	955,0	9,5	11 412,1	102,9
ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС»	860,7	-243,4	12 684,9	98,9
ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»	347,7	3,6	3 992,8	99,7
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	1 410,9	-10,4	17 014,2	99,2
ОАО «Сургутнефтегаз»				
ООО «Киришинефтеоргсинтез»	1 645,4	47,0	19 270,8	97,5
ОАО «Газпром нефть»				
ОАО «Газпромнефть-Омский НПЗ»	1 876,7	111,1	21 278,4	105,2
ОАО «Газпромнефть-Московский НПЗ»	803,8	-38,6	10 769,9	97,2
ОАО «Газпром»				
ООО «Газпром добыча Астрахань»	221,9	2,4	2 232,1	99,9
ООО «Газпром переработка», Сургутский ЗСК	304,1	11,0	3 252,1	101,2
ООО «Газпром переработка», Уренгойский ЗПКТ	26,8	0,0	298,5	99,2
ООО «Газпром добыча Ямбург»	2,6	0,1	23,8	136,5
ОАО «Газпром нефтехим Салават»	822,5	46,9	8 268,7	111,5
ЗАО «Краснодарский НПЗ-КЭН»	195,9	-6,4	2 466,3	98,5
ОАО «ТАИФ-НК»	765,9	8,5	8 422,8	102,0
ОАО «Орскнефтеоргсинтез»	470,5	-25,4	5 937,4	101,3
ОАО «Хабаровский НПЗ»	355,6	30,2	4 438,3	101,4
ОАО «НГК «Славнефть»				
ОАО «Славнефть-ЯНОС»	1 364,1	17,6	15 303,0	101,7
ОАО «НОВАТЭК»				
ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»	548,7	167,3	4 708,8	252,3
ООО «Афипский НПЗ»	480,5	0,3	5 855,9	119,4
ООО «Яйский НПЗ»	245,9	62,6	2 579,7	263,8
ЗАО «Антипинский НПЗ»	586,4	225,3	6 237,8	158,7
ООО «Марийский НПЗ»	140,7	140,7	910,3	203,6
ОАО «Новошахтинский ЗНП»	198,7	-29,3	2 622,9	102,7
ОАО «ТАНЕКО»	735,0	4,0	8 521,0	111,8

Компания, предприятие	декабрь 2014	+/- к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ОАО «Ярославский НПЗ»	29,8	6,7	359,6	121,5
ООО «Ильский НПЗ»	253,4	32,8	2 716,3	172,5
Мини-НПЗ	780,0	70,2	8 712,8	108,7
Итого по России:	24 791,7	376,3	288 949,2	105,2

2.1.2. Распределение объемов переработки нефтяного сырья на НПЗ в январе — декабре 2014 года, %



В декабре текущего года проводилась плановая реконструкция установки первичной переработки нефти на Новокуйбышевском НПЗ.

Внеплановый ремонт установок первичной переработки нефти проводился на Московском НПЗ и Краснодарском НПЗ.

Глубина переработки нефти на предприятиях России в декабре 2014 года зафиксирована на уровне 70,8%, что ниже предыдущего месяца на 0,8%. Наиболее высокие показатели зафиксированы на Уфанефтехиме (94,1%), Волгограднефтепереработке (92,7%), Омском НПЗ (88,5%) и Новоуфимском НПЗ (85,3%).

2.2. Производство основных нефтепродуктов

В декабре 2014 года на заводах России, перерабатывающих нефтяное сырье (НПЗ, ГПЗ «Газпрома» и мини-НПЗ), среднесуточная выработка основных нефтепродуктов составила 587,9 тыс. т в сутки, что на 13,1 тыс. т выше, чем в декабре 2013 года.

За декабрь текущего года было выработано 3552,5 тыс. т автобензина (+217,0 тыс. т, или 106,5% к декабрю 2013 года), 1074,5 тыс. т прямогонного бензина (−29,0 тыс. т, или 97,4%), 325,5 тыс. т бензина для химической промышленности (−88,2 тыс. т, или 78,7%), 6811,3 тыс. т дизельного топлива (+189,4 тыс. т, или 102,9%) и 7118,8 тыс. т топочного мазута (+91,1 тыс. т, или 101,3%).

За январь — декабрь текущего года было выработано автобензина А-76 (80) — 1931,0 тыс. т, или 5,0% от общей выработки,

Аи-92 и выше — 36386,4 тыс. т, или 95,0%. По итогам 2013 года соотношение производства низко- и высокооктановых бензинов было 5,9% и 94,1%.

За январь — декабрь текущего года дизельного топлива было выработано с содержанием серы до 0,05% — 82,2%, с содержанием серы от 0,05% до 0,2% — 16,2%, с содержанием серы 0,5% и выше — 1,6%.

Выход основных нефтепродуктов на НПЗ России составил 70,9%.

На мини-НПЗ за январь — декабрь 2014 года было выработано автобензина 251,7 тыс. т (−3,3 тыс. т к соответствующему периоду прошлого года), 1610,8 тыс. т бензина прямогонного (+15,2 тыс. т), 1497,1 тыс. т дизельного топлива (−166,3 тыс. т), 2931,7 тыс. т мазута топочного (+368,2 тыс. т).

2.2.1. Производство автобензина, тыс. тонн

Компания, предприятие	декабрь 2014	+/- к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ОАО «НК «Роснефть»				
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	36,0	-4,2	359,2	75,5
ОАО «Сызранский НПЗ»	108,7	6,7	1 196,4	110,8
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	101,7	16,9	978,7	106,4
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	101,0	7,7	983,4	98,5
ОАО «Ачинский НПЗ ВНК»	102,9	-16,0	663,2	53,9
ОАО «Ангарская ХКК»	115,3	-16,7	1 380,2	107,9
ЗАО «Рязанская НПЗ»	271,2	-12,5	3 014,1	90,2
ОАО «Саратовский НПЗ»	87,3	-12,2	1 076,6	115,2
ОАО «Башнефть»				
Филиал «Башнефть-Новоил»	129,7	3,1	1 819,9	98,9
Филиал «Башнефть-Уфанефтехим»	148,2	9,9	1 389,8	97,3
Филиал «Башнефть-УНПЗ»	174,4	74,1	1 509,7	106,9
ОАО «ЛУКОЙЛ»				
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	157,3	15,5	1 760,5	106,9
ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС»	149,0	37,3	1 743,7	107,4
ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»	44,5	8,9	469,7	112,5
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	256,9	14,4	3 044,0	99,0
ОАО «Сургутнефтегаз»				
ООО «Киришинефтеоргсинтез»	218,4	21,4	2 469,6	112,4
ОАО «Газпром нефть»				
ОАО «Газпромнефть-Омский НПЗ»	413,8	37,3	4 620,2	101,4
ОАО «Газпромнефть-Московский НПЗ»	169,2	-25,9	2 396,0	96,7
ОАО «Газпром»				
ООО «Газпром добыча Астрахань»	98,2	-3,0	1 002,6	101,4
ООО «Газпром переработка», Сургутский ЗСК	149,6	16,9	1 517,0	105,3
ОАО «Газпром нефтехим Салават»	73,5	1,2	703,2	90,9
ОАО «ТАИФ-НК»	61,8	5,4	517,0	89,3
ОАО «Орскнефтеоргсинтез»	59,7	-6,4	696,3	83,1
ОАО «Хабаровский НПЗ»	57,4	14,2	622,4	131,3
ОАО «НГК «Славнефть»				
ОАО «Славнефть-ЯНОС»	242,2	20,8	2 132,3	87,5
Мини-НПЗ	24,6	2,2	251,7	98,7
Итого по России:	3 552,5	217,0	38 317,4	99,0

2.2.2. Производство бензина прямогонного, тыс. тонн

Компания, предприятие	декабрь 2014	+/- к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ОАО «НК «Роснефть»				
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	84,7	1,7	1 088,2	133,2
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	108,4	-21,5	1 588,5	138,2
ОАО «Сызранский НПЗ»	2,0	-1,1	48,4	36,5
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	17,3	-6,0	289,3	82,4
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	13,9	-11,2	247,0	93,7
ОАО «Ачинский НПЗ ВНК»	21,3	2,5	364,2	120,2
ОАО «Ангарская НХК»	0,0	-7,6	143,1	68,6
ЗАО «Рязанская НПК»	12,3	0,7	106,4	101,0
ОАО «ЛУКОЙЛ»				
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	17,5	-3,7	291,0	114,5
ЗАО «Краснодарский НПЗ-КЭН»	34,5	0,4	431,4	99,0
ОАО «Хабаровский НПЗ»	13,6	4,3	184,0	69,1
ОАО «НОВАТЭК»				
ОАО «НОВАТЭК-Усть-Луга»	352,6	44,1	3 431,4	226,4
ООО «Афипский НПЗ»	82,0	3,9	978,7	116,8
ООО «Яйский НПЗ»	0,0	-24,9	246,2	170,5
ЗАО «Антипинский НПЗ»	103,2	37,7	1 151,3	161,4
ОАО «Новошахтинский ЗНП»	24,9	-11,8	286,6	73,3
ООО «Ильский НПЗ»	44,1	6,8	486,9	153,5
Мини-НПЗ	142,2	5,5	1 610,8	101,0
Итого по России:	1 074,5	-29,0	12 973,3	117,0

2.2.3. Производство бензина для химической промышленности, тыс. тонн

Компания, предприятие	декабрь 2014	+/- к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ОАО «НК «Роснефть»				
ОАО «Ангарская НХК»	61,7	-4,7	678,8	104,6
ОАО «ЛУКОЙЛ»				
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	0,0	-4,6	16,0	26,6
ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС»	37,6	-55,2	715,5	88,4
ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»	12,1	-4,0	134,8	91,1
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	41,6	-33,2	527,6	91,5
ОАО «Газпром нефтехим Салават»	71,6	16,9	549,9	97,9
ОАО «ТАИФ-НК»	100,9	-3,4	1 177,3	103,9
Итого по России:	325,5	-88,2	3 799,9	96,5

2.2.4. Производство дизельного топлива, тыс. тонн

Компания, предприятие	декабрь 2014	+/- к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ОАО «НК «Роснефть»				
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	151,6	-21,1	1 909,8	98,9
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	197,2	-17,2	2 763,3	155,3
ОАО «Сызранский НПЗ»	179,9	22,4	1 959,6	112,2
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	214,8	2,4	2 256,5	101,0
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	223,1	1,8	2 365,1	96,7
ОАО «Ачинский НПЗ ВНК»	171,7	-19,8	1 351,0	66,2
ОАО «Ангарская НХК»	266,9	-17,2	2 673,8	100,4
ЗАО «Рязанская НПК»	388,4	0,4	4 306,5	105,5
ОАО «Саратовский НПЗ»	161,9	-7,0	1 986,4	119,3
ОАО «Башнефть»				
Филиал «Башнефть-Новоил»	164,4	56,7	1 912,7	93,6
Филиал «Башнефть-Уфанефтехим»	191,2	-56,6	3 248,7	99,8
Филиал «Башнефть-УНПЗ»	231,1	17,6	2 327,2	106,7
ОАО «ЛУКОЙЛ»				
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	307,2	15,6	3 405,0	108,5
ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС»	336,6	-62,8	4 306,7	109,2
ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»	96,1	9,2	1 134,0	108,2
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	383,1	5,0	4 211,0	91,8
ОАО «Сургутнефтегаз»				
ООО «Киришинефтеоргсинтез»	497,5	70,7	5 828,0	116,1
ОАО «Газпром нефть»				
ОАО «Газпромнефть-Омский НПЗ»	547,9	3,8	6 317,4	99,7
ОАО «Газпромнефть-Московский НПЗ»	167,6	11,6	2 159,6	101,2
ОАО «Газпром»				
ООО «Газпром добыча Астрахань»	74,9	0,5	764,4	101,0
ООО «Газпром переработка», Сургутский ЗСК	69,1	2,5	721,9	101,6
ООО «Газпром переработка», Уренгойский ЗПКТ	8,5	0,0	82,9	91,3
ООО «Газпром добыча Ямбург»	1,9	0,2	16,6	152,4
ОАО «Газпром нефтехим Салават»	231,0	-48,0	2 590,0	101,2
ЗАО «Краснодарский НПЗ-КЭН»	61,8	1,6	750,0	99,8
ОАО «ТАИФ-НК»	218,5	-12,8	2 233,1	108,9
ОАО «Орскнефтеоргсинтез»	169,0	10,5	1 563,2	90,0
ОАО «Хабаровский НПЗ»	71,7	56,3	732,6	260,2
ОАО «НГК «Славнефть»				
ОАО «Славнефть-ЯНОС»	376,8	-35,1	4 353,7	99,3
ООО «Афипский НПЗ»	178,3	11,3	2 152,2	118,4
ООО «Яйский НПЗ»	83,1	42,5	1 024,6	625,5
ЗАО «Антипинский НПЗ»	137,3	55,3	1 158,4	169,5
ООО «Марийский НПЗ»	17,1	17,1	124,8	0,0
ОАО «ТАНЕКО»	115,4	115,4	1 030,4	0,0
ООО «Ильский НПЗ»	0,0	-29,0	103,3	133,7
Мини-НПЗ	118,7	-14,5	1 497,1	90,0
Итого по России:	6 811,3	189,4	77 321,4	107,4

2.2.5. Производство топочного мазута, тыс. тонн

Компания, предприятие	декабрь 2014	+/- к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ОАО «НК «Роснефть»				
ООО «РН-Комсомольский НПЗ»	129,5	-6,1	920,8	35,4
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	276,6	-12,8	4 080,7	164,6
ОАО «Сызранский НПЗ»	213,8	28,9	2 366,3	107,1
ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»	190,0	-1,1	2 153,3	96,7
ОАО «Куйбышевский НПЗ»	240,6	2,2	2 599,3	96,3
ОАО «Ачинский НПЗ ВНК»	203,1	-82,2	1 798,4	63,7
ОАО «Ангарская НХК»	263,1	18,1	2 447,9	88,3
ОАО «Новокуйбышевский завод масел и присадок»	2,2	0,9	18,6	95,9
ЗАО «Рязанская НПК»	514,2	22,7	5 533,3	96,0
ОАО «Саратовский НПЗ»	161,8	-10,5	1 814,1	89,6
ОАО «Башнефть»				
Филиал «Башнефть-Новоил»	85,5	-18,4	879,8	112,1
Филиал «Башнефть-Уфанефтехим»	34,0	1,1	600,9	125,2
Филиал «Башнефть-УНПЗ»	143,3	-32,4	1 698,1	92,0
ОАО «ЛУКОЙЛ»				
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	64,5	5,0	794,6	76,3
ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС»	129,4	-85,8	2 083,0	98,4
ООО «ЛУКОЙЛ-УНП»	118,5	4,9	1 286,3	85,0
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	514,5	26,3	5 921,3	99,4
ОАО «Сургутнефтегаз»				
ООО «Киришинефтеоргсинтез»	724,5	1,7	8 177,6	97,2
ОАО «Газпром нефть»				
ОАО «Газпромнефть-Омский НПЗ»	203,3	49,4	1 345,6	80,4
ОАО «Газпромнефть-Московский НПЗ»	310,4	-5,1	2 963,1	99,4
ОАО «Газпром»				
ООО «Газпром добыча Астрахань»	33,2	0,4	329,5	93,8
ОАО «Газпром нефтехим Салават»	193,7	49,2	1 656,8	125,6
ЗАО «Краснодарский НПЗ-КЭН»	94,8	4,0	1 172,5	102,9
ОАО «ТАИФ-НК»	207,9	13,2	2 170,7	105,9
ОАО «Орскнефтеоргсинтез»	176,4	-8,1	1 952,6	108,5
ОАО «Хабаровский НПЗ»	122,4	-7,7	1 631,1	106,2
ОАО «НГК «Славнефть»				
ОАО «Славнефть-ЯНОС»	493,7	2,3	5 495,9	109,9
ООО «Афипский НПЗ»	212,0	-6,3	2 633,9	121,0
ООО «Яйский НПЗ»	106,6	16,4	1 102,2	257,9
ЗАО «Антипинский НПЗ»	288,2	113,8	2 990,3	162,7
ООО «Марийский НПЗ»	74,6	74,6	475,4	458,4

Компания, предприятие	декабрь 2014	+/- к декабрю 2013	январь — декабрь 2014	% к январю — декабрю 2013
ООО «Новошахтинский НПЗ»	39,2	-87,5	1 218,9	86,4
ЗАО «ТАНЕКО»	141,4	-44,6	1 856,0	96,8
ОАО «Ярославский НПЗ»	12,7	2,8	123,5	104,7
ООО «Ильский НПЗ»	118,9	20,9	1 166,1	178,7
Мини-НПЗ	280,3	41,0	2 931,7	114,4
Итого по России:	7 118,8	91,1	78 390,0	102,0

2.3. Отгрузка основных нефтепродуктов

Отгрузка на внутренний рынок основных нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих предприятий России за декабрь 2014 года, по данным нефтяных компаний, составила:

- автобензина — 3 066,4 тыс. т (+139,7 тыс. т к соответствующему периоду 2013 года, или 104,8%);
- дизельного топлива — 2 855,8 тыс. т (-51,4 тыс. т, 98,2%);
- мазута топочного — 1 785,5 тыс. т (+163,3 тыс. т, 110,1%).

На внутренний рынок за январь — декабрь 2014 года с нефтеперерабатывающих предприятий России отгружено 34 114,9 тыс. т автобензина (-303,1 тыс. т, или 99,1% к соответствующему периоду прошлого года), 31 739,4 тыс. т дизтоплива (-1 403,8 тыс. т, или 95,8%) и 19 681,9 тыс. т топочного мазута (+3 810,6 тыс. т, или 124,0%).

В декабре нефтяными компаниями предприятиям ЕЭС России было отгружено 88,9 тыс. т мазута, или 115,3% к соответствующему периоду прошлого года.

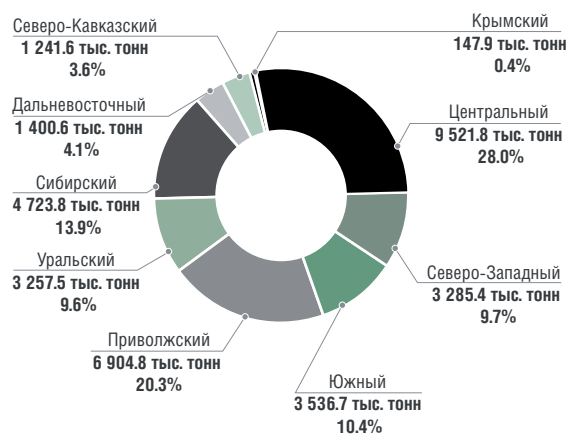
В январе — декабре 2014 года нефтяными компаниями предприятиям ЕЭС России было отгружено 562,4 тыс. т мазута, или 75,7% к соответствующему периоду прошлого года.

Предприятиям ЖКХ России в декабре нефтяными компаниями было отгружено 86,3 тыс. т мазута, или 66,2% к аналогичному периоду прошлого года.

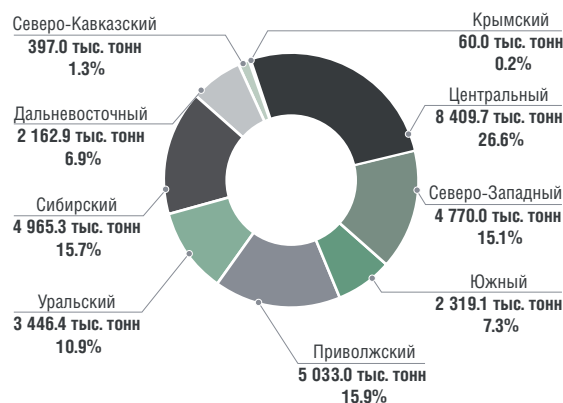
Предприятиям ЖКХ России в январе — декабре нефтяными компаниями было отгружено 972,0 тыс. т мазута, или 92,3% к аналогичному периоду прошлого года.

Подразделениям «РЖД» в декабре нефтяными компаниями было отгружено 190,1 тыс. т дизтоплива (105,3%) и 56,6 тыс. т мазута (121,2%).

2.3.1. Структура отгрузок автобензина на предприятия нефтепродуктообеспечения (ПНПО) нефтяных компаний и в регионы России в январе — декабре 2014 года



2.3.2. Структура отгрузок дизельного топлива на предприятия нефтепродуктообеспечения (ПНПО) нефтяных компаний и в регионы России в январе — декабре 2014 года



Подразделениям «РЖД» за январь — декабрь 2014 года нефтяными компаниями было отгружено 2126,4 тыс. т дизтоплива (110,5%) и 342,1 тыс. т мазута (92,3%).

Сельхозпроизводителям России в декабре нефтяные компании отгрузили 1,1 тыс. т автобензина (110,6%) и 5,5 тыс. т дизтоплива (102,2%).

Сельхозпроизводителям России за январь — декабрь 2014 года нефтяные компании отгрузили 32,9 тыс. т автобензина (97,4%) и 805,1 тыс. т дизтоплива (101,1%).

В районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности с ограниченными сроками завоза грузов нефтяными компаниями в декабре отгружено 40,2 тыс. т автобензина (увеличилось в 1,5 раза), 62,4 тыс. т дизтоплива (62,2%), мазута 56,5 тыс. т (117,5%).

В районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности с ограниченными сроками завоза грузов нефтяными компаниями за январь — декабрь отгружено 553,1 тыс. т автобензи-

на (98,2%), 1144,69 тыс. т дизтоплива (115,3%), мазута 300,8 тыс. т (73,7%).

Отгрузка на экспорт основных нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих предприятий России за декабрь 2014 года, по данным нефтяных компаний, составила:

- автобензина — 481,0 тыс. т (–10,2 тыс. т к соответствующему периоду 2013 года, или 97,9%);
- дизельного топлива — 4058,6 тыс. т (+296,3 тыс. т, 107,9%);
- мазута топочного — 5001,4 тыс. т (–120,1 тыс. т, 97,7%).

Отгрузка за январь — декабрь текущего года составила:

- автобензина — 4 205,6 тыс. т (–149,7 тыс. т к соответствующему периоду 2013 года, или 96,6%);
- дизельного топлива — 45 423,3 тыс. т (+6 627,5 тыс. т, 117,1%);
- мазута топочного — 56 536,3 тыс. т (–2 010,6 тыс. т, 96,6%).

2.4. Транспортировка трубопроводным транспортом

В декабре 2014 года от НПЗ России в систему «АК «Транснефть» принято для транспортировки 2791,2 тыс. т нефтепродуктов.

За январь — декабрь 2014 года от НПЗ России в систему «АК «Транснефть» принято для транспортировки 31 557,5 тыс. т нефтепродуктов.

Из системы «АК «Транснефть» для потребителей внутреннего рынка в декабре текущего года сдано 156,4 тыс. т автобензина (+1,1 тыс. т к соответствующему периоду прошлого года),

309,3 тыс. т дизтоплива (–82,8 тыс. т); на экспорт — 15,1 тыс. т автобензина (+13,1 тыс. т) и 2 038,1 тыс. т дизтоплива (+423,1 тыс. т).

Из системы «АК «Транснефть» для потребителей внутреннего рынка за январь — декабрь текущего года сдано 2 057,7 тыс. т автобензина (+55,1 тыс. т к соответствующему периоду прошлого года), 5 150,4 тыс. т дизтоплива (–717,5 тыс. т); на экспорт — 33,1 тыс. т автобензина (–108,1 тыс. т) и 21 689,0 тыс. т дизтоплива (+991,2 тыс. т).

2.4.1. Основные показатели работы ОАО «АК «Транснефтепродукт» в январе — декабре 2014 года, тыс. тонн

	месяц	с начала года
Сдача на внутренний рынок:		
автобензин	156,4	2 057,7
дизельное топливо	309,3	5 150,4
Сдача на экспорт:		
автобензин	15,1	33,1
дизельное топливо	2 038,1	21 689,0

* На НПЗ, подключенных к системе МНПП

3. ЦЕНЫ НА НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ

3.1. Внутренние цены на нефтепродукты

В начале января 2015 года нефтяные компании понизили цены с НПЗ на все моторные топлива, кроме дизтоплива.

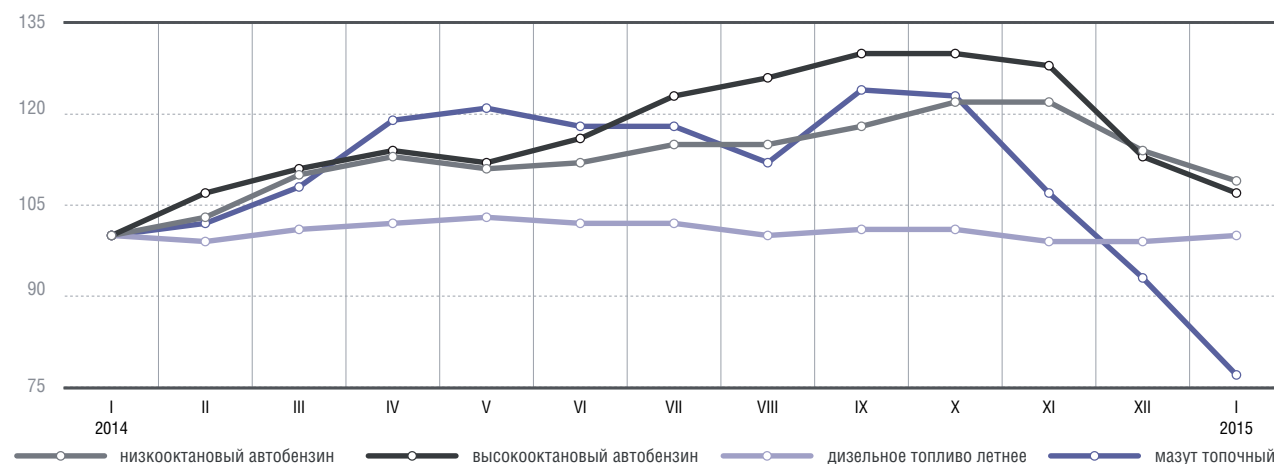
3.1.1. Динамика средневзвешенных цен с НПЗ на основные нефтепродукты по России, руб./тонна

	Низкооктановый автобензин	Высокооктановый автобензин	Дизельное топливо	Мазут топочный
июль	34 349	36 675	32 148	11 229
август	34 356	37 697	31 539	10 673
сентябрь	35 228	38 801	31 761	11 764
октябрь	36 281	38 754	31 775	11 667
ноябрь	36 362	38 277	31 080	10 185
декабрь	33 836	33 785	31 168	8 843
январь	32 435	32 123	31 340	7 284

Средневзвешенные цены рассчитывались с учетом производства нефтепродуктов на НПЗ в соответствующем месяце. В расчетах использовались цены прайс-листов нефтяных компаний на начало каждого месяца.

На графике прослеживается изменение отпускных цен с НПЗ на временном отрезке январь 2014 года — январь 2015 года.

3.1.2. Относительное изменение средневзвешенных цен на основные нефтепродукты с НПЗ России в 2014–2015 годах, %



В целом по России за декабрь 2014 года средневзвешенные цены нефтеперерабатывающих предприятий уменьшились на:

- низкооктановый бензин — 1 401 руб./т (4,1%);
- высокооктановый автобензин — 1 662 руб./т (4,9%);
- мазут топочный — 1 558 руб./т (17,6%).

И увеличились на дизельное топливо — 171 руб. т (0,5%).

В начале января 2015 года цены производителей были следующими:

- автобензины марок А-76/АИ-80 в диапазоне 30 200–37 800 руб./т (минимальные — Омский НПЗ и Орскнефтеоргсинтез — 30 200 руб./т, максимальные — Хабаровский НПЗ — 37 800 руб./т);
- автобензины марок АИ-92/93 в диапазоне 29 000–40 000 руб./т (минимальные — Нижнекамский

НПЗ — 29 000 руб./т, максимальные — Хабаровский НПЗ — 40 000 руб./т);

- дизельное топливо в диапазоне 26 500–37 500 руб./т (минимальные — Омский НПЗ — 26 500 руб./т, максимальные — Хабаровский НПЗ — 37 500 руб./т);
- топочный мазут в диапазоне 4500–15 622 руб./т (минимальные — Башкирские НПЗ и Омский НПЗ — 4500 руб./т, максимальные — Комсомольский НПЗ — 15 622 руб./т).

По отношению к 30 декабря 2014 года средневзвешенные цены нефтеперерабатывающих предприятий увеличились на:

- низкооктановый автобензин — 2,0%;
- высокооктановый автобензин — 0,4%;
- дизельное топливо — 0,1%.

И уменьшились на мазут топочный — 6,4%.

За декабрь 2014 года средневзвешенные оптовые цены предприятий нефтепродуктообеспечения уменьшились на:

- низкооктановые бензины — 1,96%;
- высокооктановый автобензин — 6,5%.

И увеличились на дизельное топливо — 0,1%.

По отношению к 30 декабря 2014 года средневзвешенные оптовые цены предприятий нефтепродуктообеспечения уменьшились на:

- низкооктановый автобензин — 0,4%;
- высокооктановый автобензин — 1,8%;
- дизельное топливо — 0,01%.

В течение декабря 2014 года в России наблюдалось увеличение розничных цен на дизельное топливо — 0,9%, на низкооктановые бензины — 0,77% и уменьшение на высокооктановые бензины — на 0,9%.

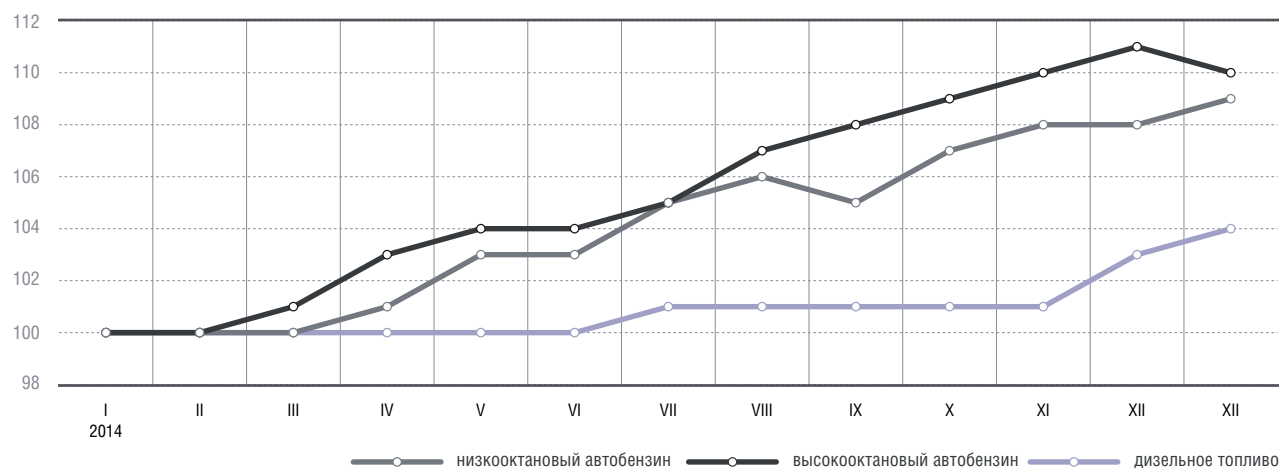
3.1.3. Динамика средневзвешенных цен на АЗС на основные нефтепродукты по России, руб./литр

	Низкооктановый автобензин	Высокооктановый автобензин	Дизельное топливо летнее
июль	28,88	30,99	33,53
август	29,17	31,46	33,50
сентябрь	29,12	31,77	33,52
октябрь	29,43	32,20	33,61
ноябрь	29,71	32,41	33,74
декабрь	29,78	32,63	34,17
январь	29,98	32,33	34,47

Средневзвешенные цены рассчитывались с учетом поставок нефтепродуктов в регионы в соответствующем месяце. В расчетах использовались цены предприятий нефтепродуктообеспечения на начало каждого месяца.

На графике прослеживается изменение отпускных цен АЗС на временном отрезке январь 2014 года — январь 2015 года.

3.1.4. Изменение отпускных цен АЗС на временном отрезке январь 2014 года — январь 2015 года, %



Максимальные цены на высокооктановые автобензины в начале января 2015 года зафиксированы в Дальневосточном федеральном округе (49,50 руб. за литр — в Якутске), минимальные — в Сибирском федеральном округе (29,45 руб. за литр — в Кемерове). На низкооктановые автобензины максимальные цены были в Дальневосточном федеральном округе (44,0 руб. за литр — в Анадыре), минимальные — в Сибирском федеральном округе (26,80 руб. за литр — в Омске).

Максимальные цены на дизельное топливо на начало января 2015 года были в Дальневосточном федеральном округе (50,30 руб. за литр — в Якутске), минимальные цены — в Приволжском федеральном округе (29,0 руб. за литр — в Пензе).

По отношению к 30 декабря 2014 года средневзвешенные розничные цены увеличились на:

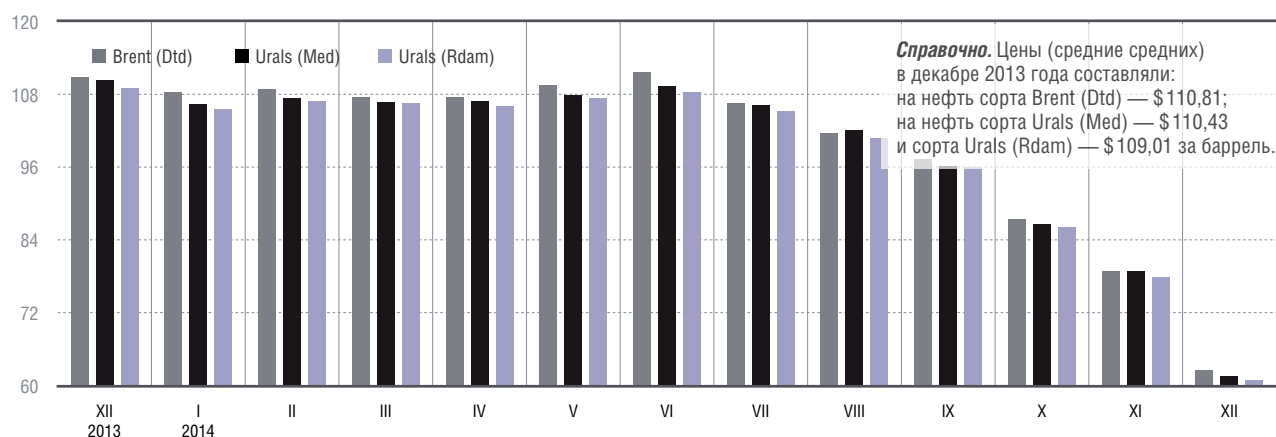
- низкооктановые бензины — 0,3%;
- высокооктановые бензины — 0,3%;
- дизельное топливо — 0,5%.

3.2. Цены внешнего рынка на нефть и нефтепродукты

За декабрь 2014 года цена на нефть сорта Brent (Dtd) уменьшилась на \$ 15,97 (на 22,5%) за баррель (с \$ 70,94 по состоянию на 01.12.2014 до \$ 54,97 — на 31.12.2014).

Цена (среднее средних значений) одного барреля нефти в декабре составила: нефти сорта Brent (Dtd) — \$ 62,52, нефти сорта Urals (Med) — \$ 61,52, нефти сорта Urals (Rdam) — \$ 60,80.

3.2.1. Динамика цен на нефть сортов Brent и Urals в 2013–2014 годах, среднее средних в USD/BBL



3.2.2. Цена нефти на мировом рынке в декабре 2014 года (средние значения на указанную дату), USD/BBL

	Brent (Dtd)	Urals (Med)	Urals (Rdam)
01.12.2014	70,94	70,80	70,06
10.12.2014	63,17	62,46	61,58
22.12.2014	58,52	57,12	56,79
31.12.2014	54,97	53,57	53,22

Цена барреля нефти сорта Urals (Rdam) на 31 декабря по сравнению с началом месяца уменьшилась на \$ 16,84 (на 24,0%), нефти сорта Brent (Dtd) уменьшилась на \$ 15,97 (на 22,5%), нефти сорта Urals (Med) на \$ 17,23 (на 24,3%).

Изменение цен внешнего рынка (средних FOB, 31 декабря сравнивается с 1 декабря) на основные нефтепродукты за тонну в декабре 2014 года характеризовалось следующими данными (приведены в таблице 3.2.3):

3.2.3. Изменение цен внешнего рынка (средних FOB, 31 декабря сравнивается с 1 декабря)

	Северо-Западная Европа	Средиземноморье
По прямогонному бензину	-\$169,50 за тонну (21,9%)	-\$171,50 за тонну (31,4%)
По автобензину (Prem Unl)	-\$143,00 за тонну (22,0%)	-\$164,25 за тонну (25,1%)
По авиакеросину	-\$131,00 за тонну (18,7%)	-\$134,75 за тонну (20,0%)
По дизельному топливу	-\$128,50 за тонну (20,0%)	-\$135,50 за тонну (21,6%)
По топочному мазуту	-\$105,50 за тонну (28,8%)	-\$97,00 за тонну (26,9%)

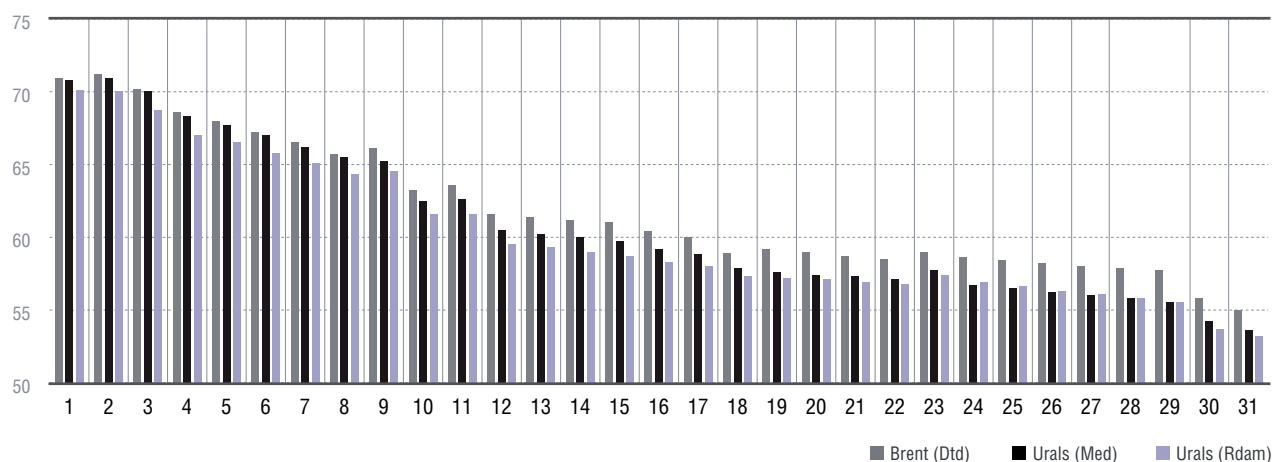
Изменение внешних цен (средних FOB) на нефть и основные нефтепродукты в декабре по сравнению с ноябрем составило:

3.2.4. Изменение внешних цен (средних FOB)

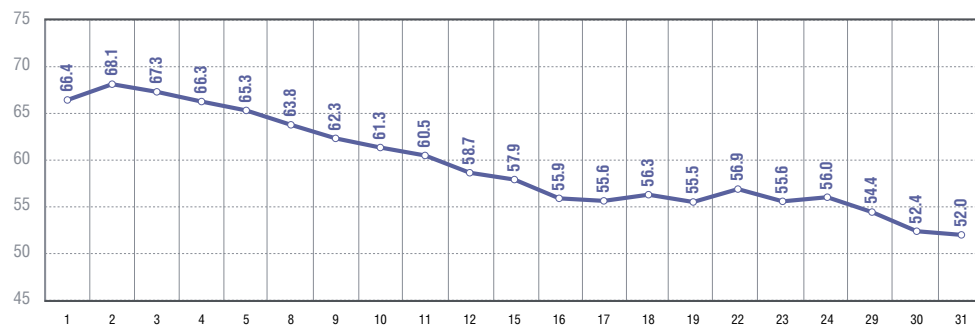
На нефть сорта Brent (Dtd)	-\$16,37 за баррель, или \$123,92 за тонну (20,8%)
На нефть сорта Urals (Med)	-\$17,39 за баррель, или \$127,12 за тонну (22,0%)
На нефть сорта Urals (Rdam)	-\$16,96 за баррель, или \$123,98 за тонну (21,8%)

	Северо-Западная Европа	Средиземноморье
На прямогонный бензин	-\$136,96 за тонну (21,9%)	-\$142,79 за тонну (24,0%)
На автобензин Prem Unl	-\$195,60 за тонну (25,6%)	-\$168,48 за тонну (23,0%)
На авиакеросин	-\$135,64 за тонну (17,5%)	-\$142,47 за тонну (19,0%)
На дизельное топливо	-\$134,56 за тонну (19,0%)	-\$139,63 за тонну (20,1%)
На мазут топочный	-\$102,20 за тонну (24,7%)	-\$105,62 за тонну (25,5%)

3.2.5. Динамика цен на нефть в декабре 2014 года, среднее средних в USD/BBL



3.2.6. Ценовое значение «корзины» ОПЕК в декабре 2014 года, USD/BBL



Среднемесячное ценовое значение нефтяной «корзины» ОПЕК в декабре 2014 года составило \$59,46 за баррель.

3.2.7. Цены внешнего рынка на нефть за 2012–2014 годы

	Цены внешнего рынка на нефть по сортам (USD/BBL)						Цены внешнего рынка на нефть по сортам (USD/т)					
	Brent (DTD)		Urals (Med)		Urals (Rdam)		Brent (DTD)		Urals (Med)		Urals (Rdam)	
	на начало и конец квартала	среднее средних за квартал	на начало и конец квартала	среднее средних за квартал	на начало и конец квартала	среднее средних за квартал	на начало и конец квартала	среднее средних за квартал	на начало и конец квартала	среднее средних за квартал	на начало и конец квартала	среднее средних за квартал
IV квартал 2012												
на 01.10	112,28	110,02	110,66	108,91	110,25	108,58	849,96	832,85	808,92	796,13	805,93	793,72
на 31.12	109,98		108,26		107,91		832,55		791,38		788,82	
I квартал 2013												
на 02.01	113,41	112,55	111,35	111,04	110,99	110,51	858,51	852,00	813,97	811,70	811,34	807,83
на 28.03	107,38		107,01		105,95		812,87		782,24		774,49	
II квартал 2013												
на 02.04	109,50	102,44	108,84	102,34	107,73	101,91	828,92	775,47	795,62	748,11	787,51	744,96
на 28.06	102,45		102,38		102,58		775,55		748,40		749,86	
III квартал 2013												
на 01.07	103,29	110,36	103,44	109,90	103,49	109,41	781,91	835,43	756,15	803,39	756,51	799,76
на 30.09	108,08		106,86		105,94		818,17		781,15		774,42	
IV квартал 2013												
на 01.10	107,44	109,27	106,50	108,81	105,52	107,69	813,32	827,17	778,52	795,40	771,35	787,21
на 31.12	110,28		109,54		108,66		834,82		800,74		794,30	
I квартал 2014												
на 02.01	108,02	108,22	107,26	106,82	106,39	106,26	817,71	819,21	784,07	780,89	777,71	776,74
на 31.03	106,02		105,54		105,09		802,57		771,50		768,21	
II квартал 2014												
на 01.04	105,73	109,63	105,62	108,01	104,95	107,28	800,38	829,89	772,08	789,59	767,18	784,25
на 30.06	111,02		109,77		108,58		840,42		802,42		793,72	
III квартал 2014												
на 01.07	110,46	101,84	109,61	101,48	108,42	100,66	836,18	770,96	801,25	741,78	792,55	735,81
на 30.09	94,80		93,08		93,28		717,64		680,41		681,88	
IV квартал 2014												
на 01.10	94,60	76,27	93,57	75,69	93,29	74,88	716,12	577,38	684,00	553,27	681,95	547,40
на 31.12	54,97		53,57		53,22		416,12		391,60		389,04	

3.2.8. Цены внешнего рынка на нефтепродукты за 2013–2014 годы

	Северо-Западная Европа, Barges FOB Rotterdam								Курс доллара
	Бензин прямогонный		Дизтопливо		Мазут		Керосин		
	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	
декабрь 2013									
на 02.12	959,00	952,78	942,50	937,33	577,75	577,84	1 010,25	1 009,48	33,19
на 31.12	944,50		943,25		580,50		1 017,75		32,73
январь 2014									
на 02.01	933,75	914,58	922,25	912,30	573,25	562,07	996,50	979,09	32,66
на 31.01	912,00		914,25		570,00		978,25		35,24
февраль									
на 03.02	896,75	909,65	901,25	920,48	561,75	577,81	965,25	979,64	35,18
на 28.02	920,25		919,75		581,25		974,50		36,05
март									
на 03.03	943,00	907,40	938,52	90,23	591,00	574,98	994,75	956,67	36,18
на 31.03	914,25		892,75		575,50		953,75		35,69
апрель									
на 01.04	919,75	921,63	891,75	904,00	580,25	575,30	952,00	960,79	35,61
на 30.04	922,00		901,00		568,50		957,75		35,70

	Северо-Западная Европа, Barges FOB Rotterdam								Курс доллара
	Бензин прямогонный		Дизтопливо		Мазут		Керосин		
	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	
май									
на 01.05	917,75	933,84	898,00	906,93	565,50	574,38	955,00	969,18	35,72
на 30.05	933,75		891,00		577,00		951,25		34,65
июнь									
на 02.06	933,50	948,45	888,75	909,36	576,75	587,17	948,00	980,30	34,74
на 30.06	960,50		913,25		590,25		986,50		33,63
июль									
на 01.07	957,00	931,51	913,00	887,24	586,75	572,12	984,50	965,02	33,84
на 31.07	902,50		884,50		569,75		962,75		35,73
август									
на 01.08	888,00	861,81	880,75	866,65	565,25	561,70	962,50	943,34	35,44
на 29.08	868,25		862,50		567,50		930,25		36,93
сентябрь									
на 01.09	869,25	837,36	861,50	829,75	561,50	542,69	929,00	900,28	36,93
на 30.09	806,75		803,50		538,75		879,00		39,39
октябрь									
на 01.10	802,50	707,52	806,00	751,83	545,25	472,89	882,25	827,82	39,38
на 31.10	677,75		742,25		450,25		820,25		43,49
ноябрь									
на 03.11	675,75	624,94	746,75	706,80	446,00	413,66	825,25	773,04	41,96
на 28.11	595,50		654,25		373,25		714,00		47,66
декабрь									
на 01.12	580,50	487,98	641,75	572,34	365,75	311,46	699,50	637,40	49,32
на 31.12	411,00		513,25		260,25		568,50		56,26

	Средиземноморье, FOB Med Basis Italy								курс доллара
	Бензин прямогонный		Дизтопливо		Мазут		Керосин		
	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	
декабрь 2013									
на 02.12	933,50	925,31	936,25	929,31	574,75	572,86	988,50	986,29	33,19
на 31.12	916,50		934,25		574,50		995,25		32,73
январь 2014									
на 02.01	907,25	888,89	917,00	903,01	574,50	567,98	975,00	955,95	32,66
на 31.01	887,00		900,75		575,25		957,50		35,24
февраль									
на 03.02	871,75	886,03	888,25	908,73	568,75	576,95	944,50	959,85	35,18
на 28.02	895,00		905,00		581,50		952,00		36,05
март									
на 03.03	917,75	880,73	924,50	889,07	587,75	570,01	971,25	933,43	36,18
на 31.03	888,50		884,00		565,25		930,25		35,69
апрель									
на 01.04	894,75	902,11	882,50	895,21	571,25	568,09	928,75	942,14	35,61
на 30.04	904,75		892,75		564,25		942,75		35,70
май									
на 01.05	900,50	916,50	889,25	897,29	565,00	576,74	938,25	948,58	35,72
на 30.05	915,25		880,00		578,25		927,75		34,65
июнь									
на 02.06	915,00	928,68	878,00	901,80	577,00	580,84	925,50	958,18	34,74
на 30.06	940,75		905,75		582,00		966,25		33,63

	Средиземноморье, FOB Med Basis Italy								курс доллара
	Бензин прямогонный		Дизтопливо		Мазут		Керосин		
	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	на начало и конец м-ца	среднее средних за месяц	
июль									
на 01.07	937,75	913,48	907,25	883,51	581,00	573,68	963,75	946,49	33,84
на 31.07	884,75		883,00		573,50		945,75		35,73
август									
на 01.08	870,25	844,30	877,75	863,44	570,25	559,89	945,50	926,30	35,44
на 29.08	850,25		859,50		558,25		913,25		36,93
сентябрь									
на 01.09	851,25	818,76	859,00	826,08	558,25	541,28	912,50	882,59	36,93
на 30.09	787,00		800,25		534,00		860,50		39,39
октябрь									
на 01.10	782,75	683,61	801,75	745,54	538,75	476,90	863,75	807,22	39,38
на 31.10	644,75		727,75		455,25		792,75		43,49
ноябрь									
на 03.11	644,50	595,33	735,25	694,86	452,50	413,58	797,50	750,49	41,96
на 28.11	562,25		641,00		369,75		689,50		47,66
декабрь									
на 01.12	546,25	452,54	626,50	555,23	361,25	307,96	674,25	608,02	49,32
на 31.12	374,75		491,00		264,25		539,50		56,26

3.2.9. Цены внешнего и внутреннего рынка на нефтепродукты (данные на начало каждого месяца), USD/тонн

	2014												2015
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	январь
Автобензин А-92 на НПЗ России*	536,5	548,5	561,5	571,8	569,3	612,7	673,8	668,2	688,7	622,5	546,6	390,0	321,1
Бензин Prem Unl, FOB Средиземноморье	952,5	929,0	989,8	984,0	991,8	986,5	1 036,3	948,5	942,3	782,8	776,5	654,0	501,8
Бензин Prem Unl, FOB Северо-Западная Европа	957,0	928,0	990,0	998,5	1 008,0	1 009,8	1 055,0	951,8	965,5	802,5	782,0	651,0	520,8
Дизтопливо на НПЗ России*	641,5	603,9	594,6	599,5	612,3	631,6	638,8	598,2	588,4	534,3	458,6	394,6	355,5
Дизтопливо, FOB Средиземноморье	917,0	888,3	924,5	882,5	889,3	878,0	907,3	877,8	859,0	801,8	735,3	626,5	489,8
Дизтопливо, FOB Северо-Западная Европа	922,3	901,3	938,5	891,8	898,0	888,8	913,0	880,8	861,5	806,0	746,8	641,8	512,3
Мазут топочный на НПЗ России*	235,9	230,0	238,5	262,8	271,9	275,1	277,8	253,1	273,9	247,3	192,7	141,1	95,0
Мазут топочный, FOB Средиземноморье	574,5	568,8	587,8	571,3	565,0	577,0	581,0	570,3	558,3	538,8	452,5	361,3	266,5
Мазут топочный, FOB Северо-Западная Европа	573,3	561,8	591,0	580,3	565,5	576,8	586,8	565,3	561,5	545,3	446,0	365,8	264,5
Авиакеросин на НПЗ России*	752,5	715,7	667,2	633,4	651,0	686,1	745,4	733,1	726,9	666,9	572,4	491,8	345,6
Авиакеросин, FOB Средиземноморье	975,0	944,5	971,3	928,8	938,3	925,5	963,8	945,5	912,5	863,8	797,5	674,3	539,0
Авиакеросин, FOB Северо-Западная Европа	996,5	965,3	994,8	952,0	955,0	948,0	984,5	962,5	929,0	882,3	825,3	699,5	569,5
Нефть Urals (Rdam) (справочно)	777,7	759,1	806,5	767,2	771,6	777,3	792,6	751,6	732,9	681,9	605,7	512,1	388,6

* Средневзвешенная цена НПЗ без акциза и НДС, пересчитанная в \$ по курсу ЦБ

(данные на начало каждого месяца)

3.2.10. Изменение акцизов на нефть и нефтепродукты, руб./тонна

Федеральный Закон (№, дата подписания)	134-ФЗ 26.07.06	75-ФЗ 26.05.07	117-ФЗ 30.12.08	282-ФЗ 29.11.09	306-ФЗ 27.11.10	Приказ ФТС РФ №757 от 08.04.11	117-ФЗ 03.05.12	117-ФЗ 03.05.12	117-ФЗ 03.05.13	269-ФЗ 30.09.13	
Действует с:	01.01.07	01.01.08	01.01.09	01.01.10	01.01.11	01.01.12	01.07.12	01.01.13	01.07.13	01.01.14	
Низкооктановые бензины	2 657	2 657	2 657	2 923	5 995	7 725	8 225	10 100	10 100	11 110	класс 2 и 1
Высокооктановые бензины	3 629	3 629	3 629	3 992	5 672	7 382	7 882	9 750	9 750	10 725	класс 3
					5 143	6 822	6 822	8 560	8 960	9 916	класс 4
					5 143	6 822	5 143	5 143	5 750	6 450	класс 5
Дизтопливо	1 080	1 080	1 080	1 188	2 753	4 098	4 300	5 860	5 860	6 446	класс 2 и 1
					2 485	3 814	4 300	5 860	5 860	6 446	класс 3
					2 247	3 562	3 562	4 934	5 100	5 427	класс 4
					2 247	3 562	2 962	4 334	4 500	4 767	класс 5
Масла для дизельных и карбюраторных двигателей	2 951	2 951	2 951	3 246	4 681	6 072	6 072	7 509	7 509	8 260	
Топливо печное бытовое									5 860	6 446	
Прямогонный бензин	2 657	2 657	3 900	4 290	6 089	7 824	7 824	9 617	10 229	11 252	

3.2.11. Изменение таможенных пошлин на нефть

Постановление РФ (№, дата подписания)	информация Минэкономразвития России												
	20.12.13	23.01.14	23.02.14	23.03.14	25.04.14	23.05.14	23.06.14	23.07.14	23.08.14	23.09.14	23.10.14	23.11.14	23.12.14
Действует с:	01.01.14	01.02.14	01.03.14	01.04.14	01.05.14	01.06.14	01.07.14	01.08.14	01.09.14	01.10.14	01.11.14	01.12.14	01.01.15
Размерность	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т
Нефть	401,0	386,3	384,4	387,0	376,1	385	385,2	388,4	367,6	344,7	316,7	277,5	170,2
Нефть*	196,7	190,3	188,8	190,8	182,4	189,2	189,4	191,8	176,0	158,5	137,1	107,3	22,0

* Плотность при +20° С не менее 694,7 кг/м³

3.2.12. Изменение таможенных пошлин на нефтепродукты

Постановление РФ (№, дата подписания)	информация Минэкономразвития России												
	20.12.13	23.01.14	23.02.14	23.03.14	25.04.14	23.05.14	23.06.14	23.07.14	23.08.14	23.09.14	23.10.14	23.11.14	23.12.14
Действует с:	01.01.14	01.02.14	01.03.14	01.04.14	01.05.14	01.06.14	01.07.14	01.08.14	01.09.14	01.10.14	01.11.14	01.12.14	01.01.15
Размерность	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т	\$/т
Мазут топочный	264,6	254,9	253,7	255,4	248,2	254,1	254,2	256,3	242,6	227,5	209,0	183,1	129,3
Газойль	264,6	251,0	249,8	251,5	244,4	250,2	250,3	252,4	238,9	224,0	205,8	180,3	81,6
Бензины товарные	360,9	347,6	345,9	348,3	338,4	346,5	346,6	349,5	330,8	310,2	285,0	249,7	132,7
Средние дистилляты	246,6	254,9	253,7	255,4	248,2	254,1	254,2	256,3	242,6	227,5	209,0	183,1	81,6
СУГ**	196,5	202,4	169,1	129,1	88,3	86,0	89,6	147,4	221,0	145,0	125,8	124,8	48,2

** Пропан, бутан, этилен, пропилен, бутилен и прочие

4. ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

4.1. Динамика среднесуточных показателей производства и поставки

Среднесуточные показатели добычи газа за декабрь 2014 года по сравнению с показателями за ноябрь 2014 года увеличились на 113,3 млн куб. м/сутки (+5,9%).

Увеличение среднесуточных показателей добычи связано с увеличением добычи газа нефтяными компаниями (ВИНК) на 4,4 млн куб. м/сутки (+1,8%), независимыми производителями на 15,1 млн куб. м/сутки (+10,5%), операторами СРП на 5,8 млн куб. м/сутки (+7,6%).

Среди ВИНК увеличили добычу газа в сутки:

- «ЛУКОЙЛ» (+1,8 млн куб. м/сутки, +3,4%);
- «Сургутнефтегаз» (+0,2 млн куб. м/сутки, +0,6%);

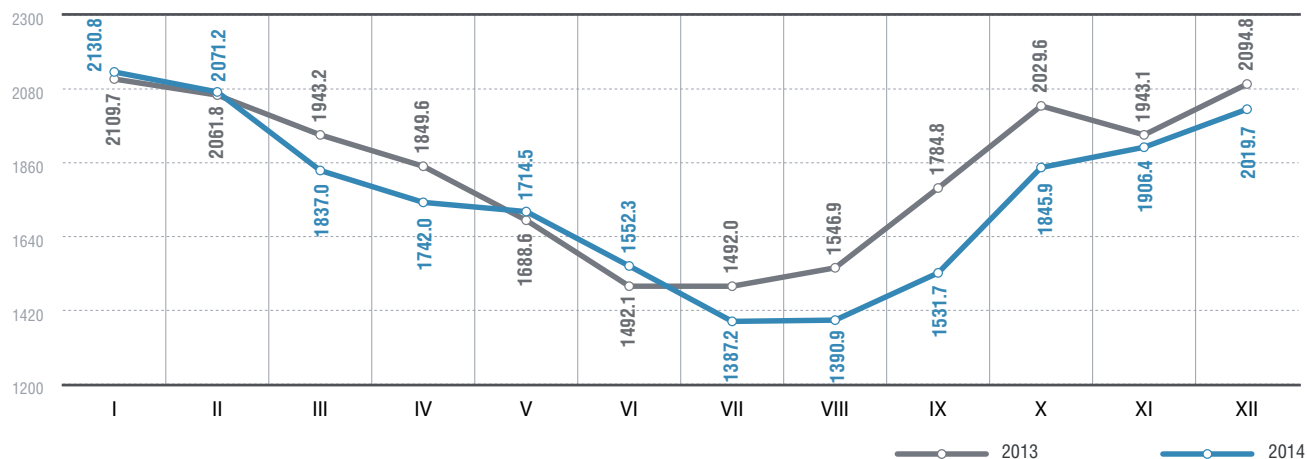
- «Роснефть» (+1,5 млн куб. м/сутки, +1,3%);
- «Газпром нефть» (+1,1 млн куб. м/сутки, +3,2%);
- «Башнефть» (0,04 млн куб. м/сутки, +2,3%).

Среди ВИНК снизили добычу газа в сутки:

- «РуссНефть» (–0,1 млн куб. м/сутки, –1,8%);
- «Славнефть» (–0,1 млн куб. м/сутки, –3,2%);
- «Татнефть» (–0,1 млн куб. м/сутки, –3,1%).

«НОВАТЭК» снизил добычу газа на 1,1 млн куб. м/сутки (–0,8%).

4.1.1. Динамика среднесуточной добычи в 2013–2014 годах, млн куб. м



4.2. Добыча газа

Добыча газа в декабре текущего года без учета объема, сожженного в факелах, составила 62 610,3 млн куб. м, что ниже уровня декабря 2013 года на 2 328,1 млн куб. м (–3,6%). Уменьшилась добыча природного газа и газа газоконденсатных месторождений на 3 035,0 млн куб. м (–5,1%) и составила 56 610,7 млн кубометров. Добыча попутного нефтяного газа (ПНГ) выросла на 706,9 млн куб. м (+13,4%) до 5 999,6 млн кубометров.

В структуре производителей по отношению к декабрю прошлого года увеличили добычу газа:

- «ЛУКОЙЛ» на 122,6 млн куб. м (+7,7%);
- «Роснефть» на 794,4 млн куб. м (+27,5%);
- «Башнефть» на 3,3 млн куб. м (+6,5%);
- «Славнефть» на 8,4 млн куб. м (+12,5%);
- «Газпром нефть» на 44,0 млн куб. м (+4,1%);
- независимые производители газа на 1 072,1 млн куб. м (+27,7%).

В структуре производителей по отношению к декабрю прошлого года сократили добычу газа:

- «Газпром» на 4 038,1 млн куб. м (–8,6%);
- «Сургутнефтегаз» на 152,6 млн куб. м (–15,4%);
- «НОВАТЭК» на 61,4 млн куб. м (–1,3%);
- «Татнефть» на 2,7 млн куб. м (–3,6%);
- «РуссНефть» на 1,1 млн куб. м (–0,7%);
- операторы СРП на 116,9 млн куб. м (–4,4%).

В сравнении с декабрем 2013 года коэффициент полезного использования ПНГ увеличился с 81,7% до 88,0%.

Извлечение ПНГ с начала года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года увеличилось на 2,5% (+1 848,3 млн куб. м), при этом потери в факеле уменьшились на 22,7%.

Увеличили коэффициент полезного использования ПНГ в декабре 2014 года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года:

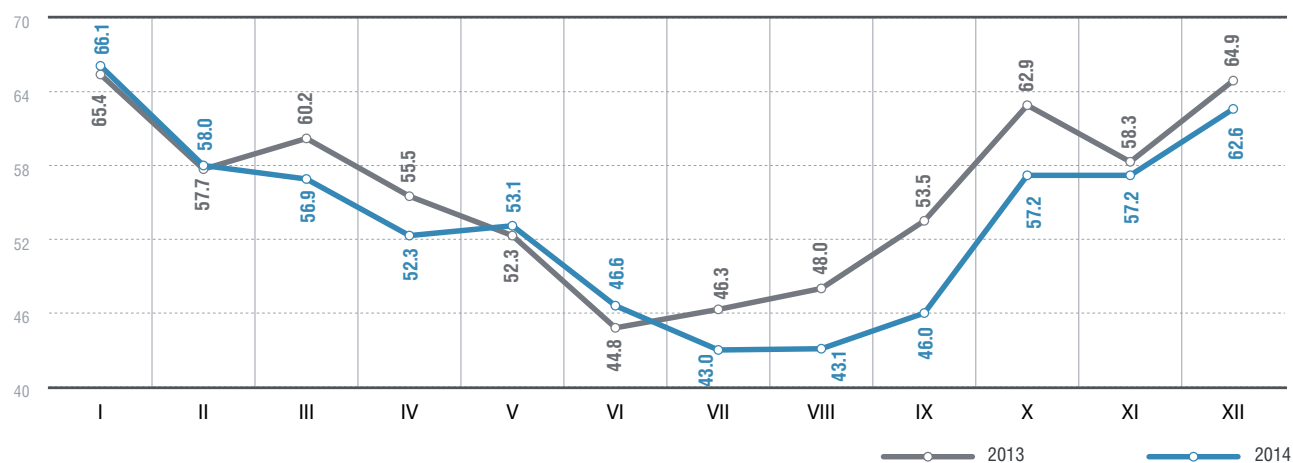
- «НОВАТЭК» с 93,9% до 96,4;
- «Славнефть» с 77,1% до 84,8%;
- «РуссНефть» с 93,8% до 96,3%;
- «ЛУКОЙЛ» с 88,2% до 92,2%;
- «Газпром» с 92,2% до 93,9%;
- независимые производители газа с 64,8% до 66,3%;
- «Башнефть» с 76,6% до 77,6%;
- «Роснефть» с 73,3% до 87,5%;
- «Сургутнефтегаз» с 99,4% до 99,5%;
- операторы СРП с 90,1% до 91,1%.

Снизил коэффициент полезного использования ПНГ «Газпром нефть» с 86,3% до 83,2%.

За отчетный период доля «Газпрома» в структуре добычи газа составила 68,5%.

В структуре добычи газа за декабрь 2014 года доля природного газа и газа газоконденсатных месторождений составила 90,4% (в 2013 году — 91,8%), а нефтяного — 9,6% (в 2013 году — 8,2%).

4.2.1. Динамика добычи газа в 2013–2014 годы, млрд куб. м



4.2.2. Добыча газа*, млн куб. м

Компании, предприятия	декабрь 2014				январь — декабрь 2014			
	факт	факт 2013	к 2013		факт	факт 2013	к 2013	
			+/-	%			+/-	%
ОАО «Газпром»	42 879,4	46 917,5	-4 038,1	91,4	432 057,1	476 247,5	-44 190,3	90,7
Нефтяные компании	7 714,7	6 898,4	816,2	111,8	81 611,3	76 336,9	5 274,4	106,9
ОАО «НОВАТЭК»	4 511,7	4 573,1	-61,4	98,7	53 686,4	53 024,2	662,2	101,2
Прочие независимые производители	4 947,2	3 875,3	1 071,9	127,7	46 991,9	36 743,9	10 248,0	127,9
Операторы СРП	2 557,2	2 674,0	-116,9	95,6	27 720,4	27 510,2	210,2	100,8
Итого по России:	62 610,1	64 938,4	-2 328,3	96,4	642 067,2	669 862,6	-27 795,5	95,9

*Добыча приведена без учета газа, сожженного в факелах

4.2.3. Добыча природного газа и газа газоконденсатных месторождений, млн куб. м

Компании, предприятия	декабрь 2014				январь — декабрь 2014			
	факт	факт прошлого года	к прошлому году		факт	факт прошлого года	к прошлому году	
			+/-	%			+/-	%
ОАО «Газпром»	42 701,6	46 806,7	-4 105,1	91,2	430 631,2	474 922,2	-44 291,0	90,7
ВИНК	2 504,3	2 284,5	219,9	109,6	25 840,9	25 130,6	710,4	102,8
ОАО «ЛУКОЙЛ»	825,6	788,9	36,6	104,6	9 101,4	9 028,1	73,3	100,8
ОАО «НК «Роснефть»	1 041,5	885,1	156,4	117,7	10 462,5	9 570,4	892,0	109,3
ОАО «Газпром нефть»	588,5	559,4	29,1	105,2	5 729,4	5 966,2	-236,8	96,0
ОАО «Сургутнефтегаз»	6,5	3,5	2,9	182,3	64,4	58,3	6,1	110,4
ОАО «Татнефть»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	-0,2	0,0
ОАО «Башнефть»	3,4	4,4	-1,1	75,7	38,0	37,3	0,8	102,0
ОАО «НГК «Славнефть»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ОАО «НК «РуссНефть»	38,9	43,1	-4,2	90,3	445,3	470,1	-24,8	94,7
ОАО «НОВАТЭК»	4 466,4	4 542,0	-75,6	98,3	53 294,3	52 701,9	592,4	101,1
Пр. независимые производители	4 572,9	3 543,1	1 029,7	129,1	43 021,6	33 326,5	9 695,1	129,1
Операторы СРП	2 365,5	2 469,3	-103,8	95,8	25 271,1	25 200,7	70,4	100,3
Итого по России:	56 610,7	59 645,7	-3 035,0	94,9	578 059,1	611 281,9	-33 222,7	94,6

4.2.4. Добыча попутного нефтяного газа*, млн куб. м

Компании, предприятия	декабрь 2014				январь — декабрь 2014			
	факт	факт прошл. года	к прошлому году		факт прошл. года	% к 2013	к прошлому году	
			+/-	%			+/-	%
ОАО «Газпром»	177,8	110,8	67,0	160,5	1 425,9	1 325,3	100,6	107,6
ВИНК	5 210,3	4 614,0	596,3	112,9	55 770,3	51 206,3	4 564,0	108,9
ОАО «ЛУКОЙЛ»	885,5	799,5	86,0	110,8	9 635,0	9 147,4	487,6	105,3
ОАО «НК «Роснефть»	2 637,3	1 999,4	638,0	131,9	26 881,0	21 295,8	5 585,2	126,2
ОАО «Газпром нефть»	523,7	508,9	14,8	102,9	6 128,8	5 388,1	740,7	113,7
ОАО «Сургутнефтегаз»	833,3	988,9	-155,5	84,3	9 381,1	12 002,7	-2 621,6	78,2
ОАО «Татнефть»	73,2	76,0	-2,7	96,4	887,3	884,4	2,9	100,3
ОАО «Башнефть»	51,4	47,0	4,4	109,4	529,2	446,7	82,5	118,5
ОАО «НГК «Славнефть»	75,4	67,0	8,4	112,5	870,8	817,3	53,5	106,5
ОАО «НК «РуссНефть»	130,4	127,4	3,0	102,4	1 457,1	1 223,8	233,3	119,1
ОАО «НОВАТЭК»	45,3	31,1	14,2	145,7	392,1	322,3	69,7	121,6
Пр. независимые производители	374,4	332,2	42,2	112,7	3 970,4	3 417,4	553,0	116,2
Операторы СРП	191,7	204,7	-13,0	93,6	2 449,3	2 309,5	139,9	106,1
Итого по России:	5 999,4	5 292,7	706,7	113,4	64 008,0	58 580,8	5 427,2	109,3

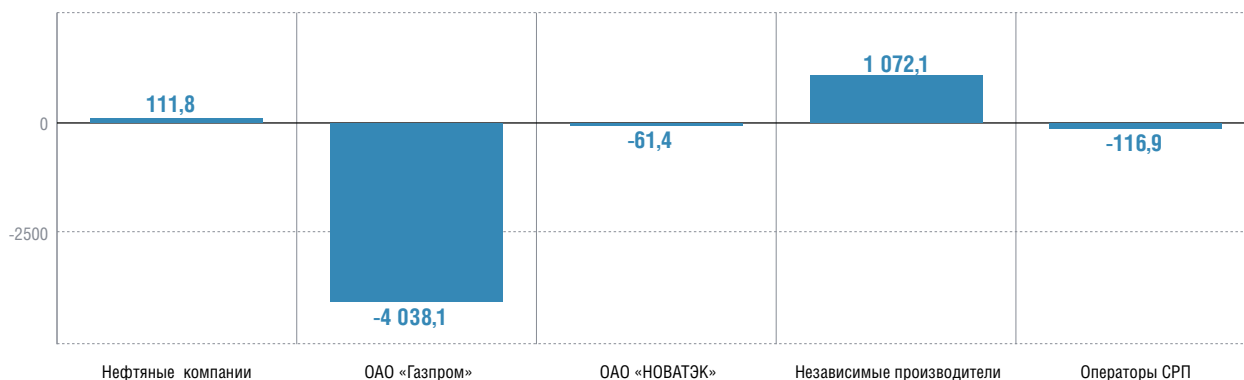
*Добыча приведена без учета газа, сожженного в факелах

4.2.5. Использование нефтяного попутного газа, млн куб. м

Компании, предприятия	сожжено в факелах в декабре 2014				% утилизации в декабре 2014	
	факт	факт прошлого года	к прошлому году		факт	факт прошлого года
			+/-	%		
ОАО «Газпром»	11,6	9,3	2,2	123,9	93,9	92,2
ВИНК	597,8	969,0	-371,2	61,7	89,7	82,6
ОАО «ЛУКОЙЛ»	75,4	107,2	-31,8	70,3	92,2	88,2
ОАО «НК «Роснефть»	375,3	727,8	-352,4	51,6	87,5	73,3
ОАО «Газпром нефть»	105,9	80,8	25,1	131,1	83,2	86,3

Компании, предприятия	сожжено в факелах в декабре 2014				% утилизации в декабре 2014	
	факт	факт прошлого года	к прошлому году		факт	факт прошлого года
			+/-	%		
ОАО «Сургутнефтегаз»	3,8	6,4	-2,6	58,9	99,5	99,4
ОАО «Татнефть»	4,0	4,1	0,0	98,8	94,8	94,9
ОАО «Башнефть»	14,8	14,4	0,4	103,0	77,6	76,6
ОАО «НГК «Славнефть»	13,5	19,9	-6,4	67,7	84,8	77,1
ОАО «НК «РуссНефть»	5,0	8,4	-3,4	59,3	96,3	93,8
ОАО «НОВАТЭК»	1,7	2,0	-0,4	82,3	96,4	93,9
Пр. независимые производители	190,2	180,6	9,6	105,3	66,3	64,8
Операторы СРП	18,7	22,6	-3,9	82,6	91,1	90,1
Итого по России:	819,9	1 183,6	-363,7	69,3	88,0	81,7

4.2.6. Изменение добычи газа в структуре производителей в декабре 2014 года по сравнению с декабрем 2013 года, млн куб. м

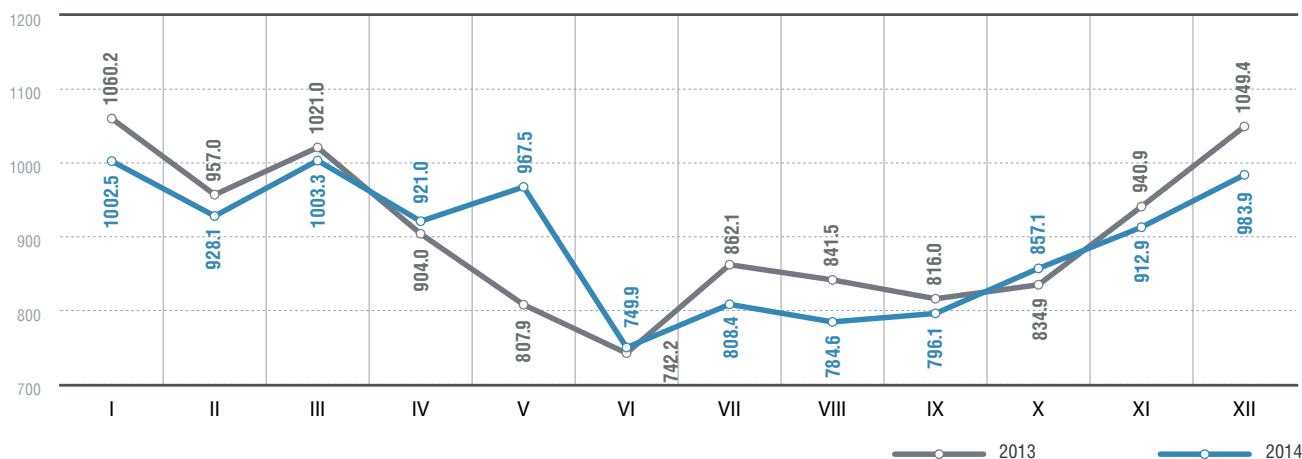


4.3. Поставка сжиженного природного газа

Экспорт СПГ в декабре 2014 года уменьшился на 87,9 млн куб. м (в газообразном эквиваленте) (-6,2%) и составил 1 321,7 млн куб. м (983,9 тыс. т).

Поставка осуществлялась в Японию и Республику Корея. Доля СПГ в экспорте газа из РФ составила 7,6% (в декабре прошлого года 6,0%).

4.3.1. Динамика поставки СПГ в 2013–2014 годах, тыс. тонн



4.4. Переработка газа на ГПЗ России

В декабре 2014 года объем газа, поставленного на переработку на ГПЗ России, составил 6 245,0 млн куб. м, что меньше показателя декабря 2013 года на 190,4 млн куб. м (–3,0%).

Кроме того, объем газа, принятого на компримирование, составил 688,0 млн куб. м, что больше показателя декабря 2013 года на 6,0 млн куб. м (+0,9%).

Уменьшился объем переработки как природного газа на 52,2 млн куб. м (–1,4%), так и нефтяного газа на 138,3 млн куб. м (–4,9%). Удель-

ный вес нефтяного газа в переработке за декабрь 2014 года составил 42,6% (в 2013 году – 43,5%), природного – 57,4% (в 2013 году – 56,5%).

Вырос объем переработки газа на предприятиях: «СИБУР Холдинг» (+3,5%), «РусГазМенеджмент» (+6,2%), «Башнефть» (+16,3%).

Сократился объем переработки газа на предприятиях: «Газпром» (–3,3%), «Татнефть» (–1,5%), «ЛУКОЙЛ» (–22,0%), «Сургутнефтегаз» (–16,6%), «Роснефть» (–10,3%).

4.4.1. Объем переработки газа, млн куб. м

Газоперерабатывающие предприятия	декабрь 2014			январь — декабрь 2014		
	факт	к прошлому году		факт	к прошлому году	
		+/-	%		+/-	%
Астраханский ГПЗ	902,1	-107,2	89,4	10 282,4	-578,2	94,7
Сосногорский ГПЗ	196,0	-12,2	94,1	2 273,8	-59,1	97,5
Оренбургский ГПЗ	2 257,2	-3,9	99,8	25 516,5	-123,9	99,5
ЗАО «Метанол»	85,7	6,2	107,8	894,3	10,6	101,2
Нижевартовский ГПК	525,6	-9,0	98,3	5 906,7	-37,8	99,4
Белозерный ГПК	423,2	10,0	102,4	4 715,0	-0,6	100,0
Южно-Балыкский ГПК	292,4	42,6	117,1	3 142,2	709,1	129,1
Муравленковское ППГ	103,9	-9,1	92,0	1 244,9	139,9	112,7
Вынгапуровский ГПЗ	206,8	17,2	109,1	2 503,0	184,1	107,9
Коробковский ГПЗ	37,4	-2,0	94,8	433,3	-2,7	99,4
Пермнефтегазпереработка	0,0	-48,9	0,0	467,6	-86,7	84,4
УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз»	175,6	-9,2	95,0	2 048,8	151,0	108,0
Нефтегорский ГПЗ	39,1	1,2	103,2	428,5	14,1	103,4
Отраденский ГПЗ	21,7	4,1	123,5	260,5	-40,2	86,6
Зайкинское ГПП, КС и УПНГ	231,9	-39,1	85,6	2 836,4	186,3	107,0
Туймазинское ГПП	2,5	0,2	107,3	28,0	0,8	102,8
Шкаповское ГПП	6,8	1,1	120,1	71,8	6,6	110,2
Татнефтегазпереработка	64,1	-1,0	98,5	786,3	20,6	102,7
Сургутский УПГ	556,4	-110,6	83,4	6 224,0	-1 313,8	82,6
Якутский ГПЗ	76,1	75,3	9 448,8	776,0	768,5	10 356,5
ЗАО «ОбьГазПроцессинг»	19,7	0,8	104,2	225,8	22,2	110,9
ЗАО «ЮграГазПроцессинг»	19,1	1,5	108,3	237,3	98,0	170,3
ЗАО «САНЕКО»	1,6	1,6	-	31,1	31,1	-
Итого по России:	6 245,0	-190,4	97,0	71 334,0	100,1	100,1

4.5. Производство продуктов газопереработки

В декабре 2014 года по отношению к декабрю 2013 года возросло товарное производство ШФЛУ на 172,3 тыс. т (+24,2%) и составило 884,3 тыс. тонн.

В декабре 2014 года по отношению к декабрю 2013 года сократилось товарное производство: сухого газа — на 117,6 млн куб. м (–2,2%) и составило 5 128,5 млн куб. м, серы — на 33,5 тыс. т (–6,9%)

и составило 455,2 тыс. т, сжиженных углеводородных газов — на 199,7 тыс. т (–31,8%) и составило 428,2 тыс. т, этана — на 3,0 тыс. т (–4,4%) и составило 65,7 тыс. т, стабильного бензина — на 0,02 тыс. т (–0,02%) и составило 90,8 тыс. тонн.

Производство СПГ на сахалинском заводе компании «Сахалин Энерджи Инвестмент» в декабре 2014 года составило 1 015,9 тыс. тонн.

4.6. Производство сжиженных углеводородных газов

В декабре 2014 года валовое производство сжиженных углеводородных газов (СУГ) на предприятиях-производителях (НПЗ, ГПЗ, предприятия нефтехимии) России составило 1371,0 тыс. т, что на 48,0 тыс. т (+23,6%) больше, чем за соответствующий период прошлого года. Внутризаводская переработка составила 241,4 тыс. т, что на 31,0 тыс. т (+14,7%) больше, чем в декабре 2013 года.

На нефтеперерабатывающих предприятиях валовое производство СУГ в декабре 2014 года по сравнению с декабрем 2013 года увеличилось на 95,6 тыс. т (+39,1%) и составило 340,1 тыс. тонн.

На газоперерабатывающих предприятиях нефтяных компаний валовое производство СУГ в декабре 2014 года составило 157,1 тыс. т, что ниже на 107,0 тыс. т (–40,5%) аналогичного периода прошлого года.

На предприятиях «Газпрома» валовое производство СУГ в декабре 2014 года увеличилось на 11,7 тыс. т (+5,3%) по сравнению с аналогичным периодом прошлого года и составило 231,8 тыс. тонн.

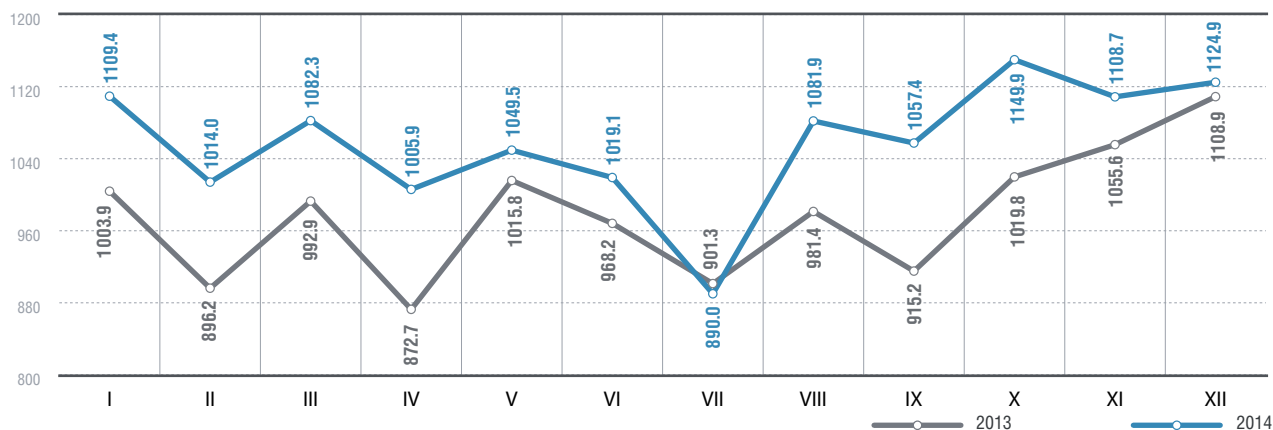
Предприятия нефтехимии в декабре 2014 года по сравнению с аналогичным периодом прошлого года увеличили валовое производство СУГ на 154,1 тыс. т (+33,0%) до 621,5 тыс. тонн.

За счет переноса производства СУГ «НОВА-ТЭК» с Пуровского ЗПК на мощности «Тобольск-Нефтехима» производство СУГ прочими независимыми производителями уменьшилось на 106,4 тыс. т (–83,8%) по отношению к декабрю прошлого года и составило 20,5 тыс. тонн.

В декабре 2014 года товарное производство СУГ по сравнению с аналогичным периодом прошлого года увеличилось на 16,0 тыс. т (+1,4%) и составило 1124,9 тыс. тонн.

В общем объеме производства товарной продукции увеличился выпуск бутана на 10,8 тыс. т (+4,2%), пропана на 17,3 тыс. т (+6,9%), изобутана на 40,2 тыс. т (+82,6%), СПБТ на 3,9 тыс. т (+1,2%), ППФ на 0,9 тыс. т (+1,4%). Уменьшение произошло по бутану техническому на 33,0 тыс. т (–60,7%), ПБА на 18,1 тыс. т (–23,9%), по прочим газам на 6,0 тыс. т (–23,8%).

4.6.1. Динамика товарного производства СУГ в 2013–2014 годах, тыс. тонн



4.7. Отгрузка сжиженных углеводородных газов

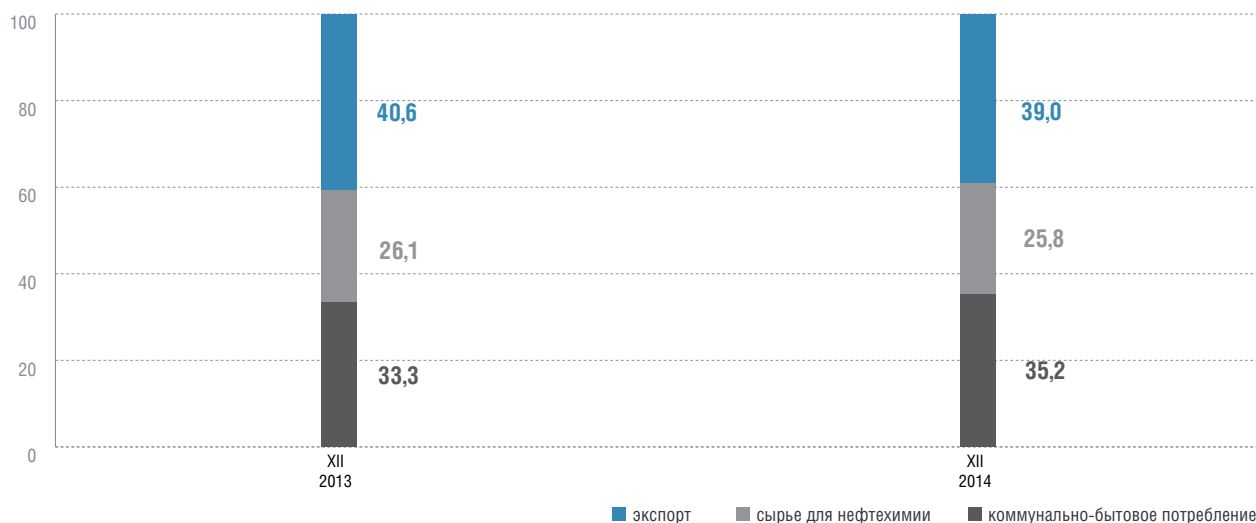
В декабре 2014 года отгрузка СУГ увеличилась по сравнению с декабрем прошлого года на 6,1 тыс. т (+0,5%). В общем объеме отгрузок отгрузка российским потребителям увеличилась на 21,7 тыс. т (+3,3%). Отгрузка на коммунально-бытовые нужды, нужды промышленности и автотранспорта выросла на 23,4 тыс. т (+6,4%), в т.ч. отгрузка населению увеличилась на 6,0 тыс. т (+4,8%), отгрузка СУГ по регулируемым ценам уменьшилась на 3,8 тыс. т (–7,5%). Поставка сжиженного углеводородного газа на нефтехимические предприятия снизилась на 1,7 тыс. т (–0,6%).

В этом направлении 109,2 тыс.т СУГ было отгружено в декабре 2014 года трубопроводным транспортом.

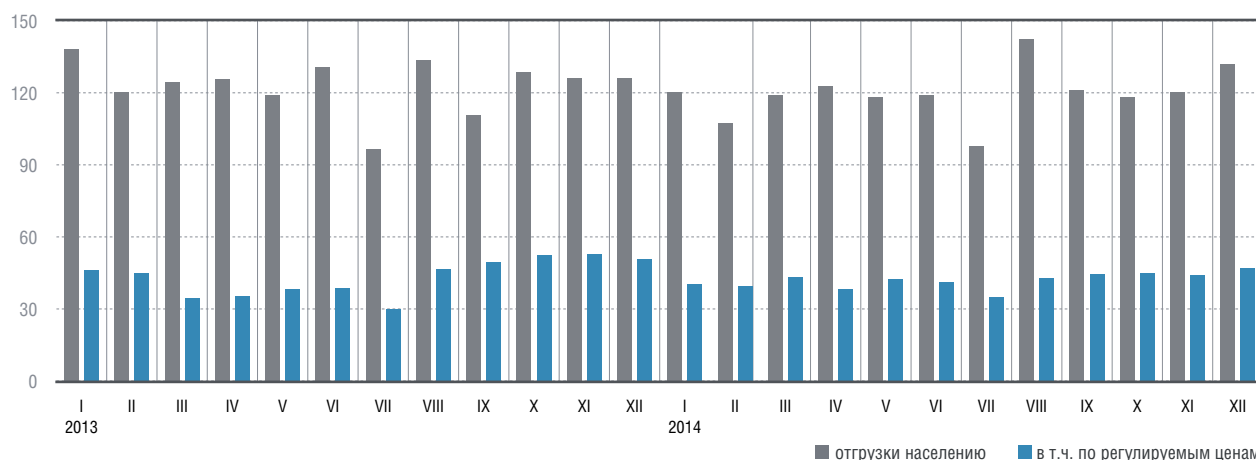
Уменьшение отгрузки на экспорт составило 15,6 тыс. т (–3,5%). Отгрузка в Дальнее Зарубежье снизилась на 9,2 тыс. т (–2,7%), в Ближнее Зарубежье уменьшилась на 6,4 тыс. т (–6,2%). В общем объеме экспорта удельный вес отгрузки в Ближнее Зарубежье составил 22,2% (в 2013 году — 22,9%).

Экспортная пошлина в декабре 2014 года составляла 124,8\$ за тонну.

4.7.1. Структура отгрузки СУГ по направлениям использования за декабрь 2013–2014 годов, %



4.7.2. Динамика отгрузки СУГ для населения по регулируемым и рыночным ценам в 2013–2014 годах, тыс. тонн



5. УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

5.1. Динамика производства в течение месяца

В декабре 2014 года среднесуточная добыча угля увеличилась к уровню предыдущего месяца (ноябрь 2014 года) на 25,6 тыс. т (+2,2%), среднесуточная поставка угля увеличилась на 10,8 тыс. т (+1,1%), остатки угля на складах предприятий в течение декабря текущего года увеличились на 2,0 млн т (+11,8% к концу декабря 2014 года). Общий объем угля и угольной продукции на складах предприятий на конец декабря 2014 года составил 18,7 млн тонн.

Снижение среднесуточной добычи угля по сравнению с ноябрем 2014 года отмечено в Северном (–1,1 тыс. т, –2,1%) и Северо-Кавказском (–0,7 тыс. т, –3,3%) экономических районах, увеличение — в Уральском (+2,1 тыс. т, +67,7%), Западно-Сибирском (+6,4 тыс. т, +1,0%), Восточно-Сибирском (+17,9 тыс. т, +5,7%) и Даль-

невосточном (+1,0 тыс. т, +0,9%) экономических районах. Среднесуточная добыча в Центральном экономическом районе не изменилась (0,8 тыс. т).

По данным угледобывающих предприятий, в структуре среднесуточных поставок по сравнению с ноябрем 2014 года увеличились поставки российского угля на внутренний рынок (+36,3 тыс. т, +6,2%) и уменьшились по экспорту и вывозу (–25,5 тыс. т, –6,4%). На внутреннем рынке увеличились среднесуточные поставки угля на электростанции (+20,6 тыс. т, +7,2%), а также населению и коммунальным потребителям (+6,3 тыс. т, +6,7%), уменьшились — на нужды коксования (–12,4 тыс. т, –10,9%). Поставки угля в страны Дальнего Зарубежья уменьшились на 9,2 тыс. т (–2,5%), Ближнего — уменьшились на 16,3 тыс. т (–48,9%) к ноябрю 2014 года.

5.2. Добыча угля

В декабре 2014 года добыча угля, по данным Росстата, составила 36 278,0 тыс. т, что на 3 284,0 тыс. т больше уровня 2013 года (+10,0%).

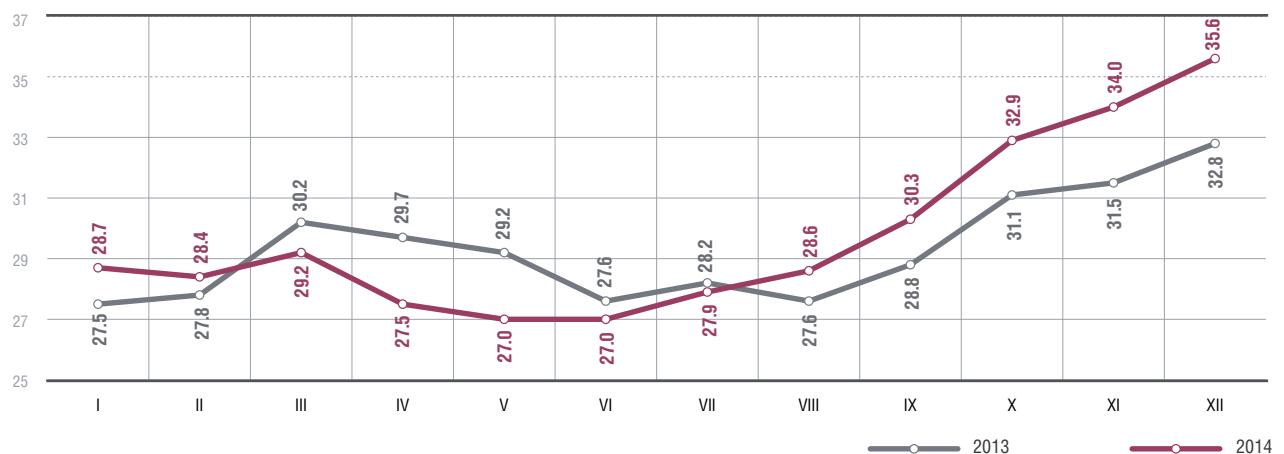
По данным ГП «ЦДУ ТЭК», добыча угля в декабре составила 35 757,6 тыс. т (+2 949,3 тыс. т, +9,0% к декабрю 2013 года).

5.2.1. Добыча угля, тыс. тонн

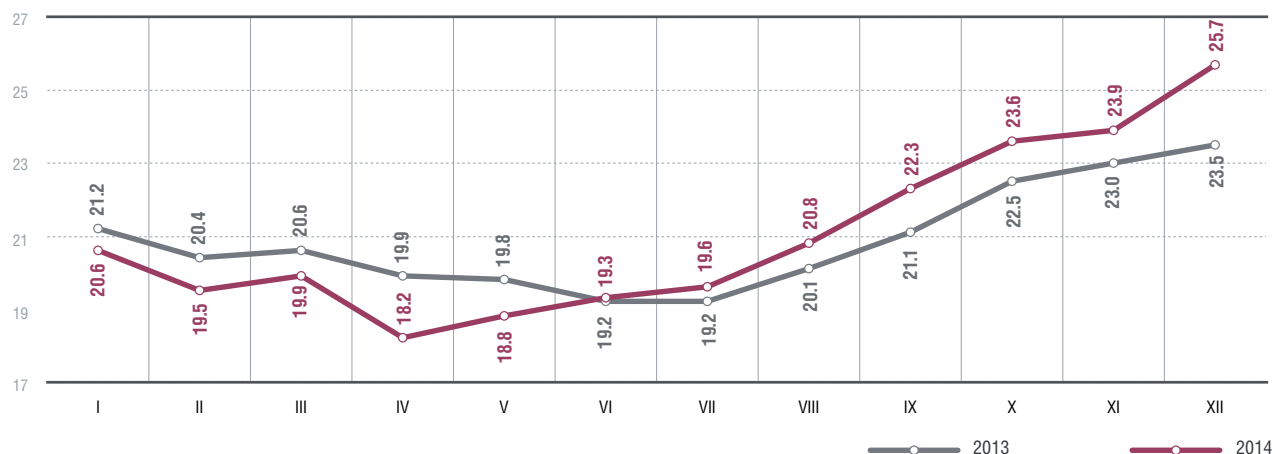
	декабрь 2014				январь — декабрь 2014			
	факт	факт прошлого года	к прошлому году		факт	факт прошлого года	к прошлому году	
			+/-	%			+/-	%
по данным Росстата								
По Российской Федерации	36 278,0	32 994,0	3 284,0	110,0	356 116,0	353 731,0	2 385,0	100,7
по данным ГП «ЦДУ ТЭК»								
По Российской Федерации	35 757,6	32 808,3	2 949,3	109,0	358 181,6	352 116,7	6 064,9	101,7
подземный способ	10 061,7	9 284,2	777,5	108,4	105 299,6	101 355,1	3 944,5	103,9
открытый способ	25 695,9	23 524,1	2 171,8	109,2	252 882,0	250 761,6	2 120,4	100,8
По бассейнам:								
Печорский	1 609,0	1 116,1	492,9	144,2	13 079,4	13 883,8	-804,4	94,2
Донецкий	609,0	531,3	77,7	114,6	5 867,6	4 693,3	1 174,3	125,0
Кузнецкий	18 920,2	18 044,4	875,8	104,9	210 822,9	202 708,0	8 114,9	104,0
Канско-Ачинский	5 030,4	4 417,1	613,3	113,9	36 178,2	37 303,6	-1 125,4	97,0
По экономическим районам:								
Северный район	1 614,6	1 124,2	490,4	143,6	13 218,2	14 023,8	-805,6	94,3
Центральный район	25,9	33,6	-7,7	77,1	301,8	268,8	33,0	112,3
Северо-Кавказский район	609,0	531,3	77,7	114,6	5 867,6	4 693,3	1 174,3	125,0
Уральский район	176,3	154,8	21,5	113,9	2 048,2	2 248,6	-200,4	91,1
Западно-Сибирский район	19 413,1	18 534,0	879,1	104,7	215 733,2	207 789,8	7 943,4	103,8
Восточно-Сибирский район	10 334,1	9 270,3	1 063,8	111,5	87 015,1	89 866,8	-2 851,7	96,8
Дальневосточный район	3 584,6	3 160,1	424,5	113,4	33 997,5	33 225,6	771,9	102,3

	декабрь 2014				январь — декабрь 2014			
	факт	факт прошлого года	к прошлому году		факт	факт прошлого года	к прошлому году	
			+/-	%			+/-	%
По федеральным округам:								
Центральный ФО	25,9	33,6	-7,7	77,1	301,8	268,8	33,0	112,3
Северо-Западный ФО	1 614,6	1 124,2	490,4	143,6	13 218,2	14 023,8	-805,6	94,3
Южный ФО	609,0	531,3	77,7	114,6	5 867,6	4 693,3	1 174,3	125,0
Приволжский ФО	46,2	60,2	-14,0	76,7	558,4	569,0	-10,6	98,1
Уральский ФО	130,1	94,6	35,5	137,5	1 489,8	1 679,6	-189,8	88,7
Сибирский ФО	29 747,2	27 804,3	1 942,9	107,0	302 748,3	297 656,6	5 091,7	101,7
Дальневосточный ФО	3 584,6	3 160,1	424,5	113,4	33 997,5	33 225,6	771,9	102,3
По отдельным компаниям:								
ОАО «СУЭК», итого:	10 943,9	9 675,8	1 268,1	113,1	98 860,4	96 452,4	2 408,0	102,5
ОАО «СУЭК» (Кемеровская обл.)	2 923,3	2 970,3	-47,0	98,4	33 093,7	32 615,2	478,5	101,5
ОАО «СУЭК-Красноярск»	3 887,0	3 089,4	797,6	125,8	26 976,9	26 517,8	459,1	101,7
ОАО «СУЭК» (р. Харанорский)	397,5	411,6	-14,1	96,6	2 790,2	3 357,3	-567,1	83,1
ОАО «Арктические разработки»	76,6	45,1	31,5	169,8	1 006,8	650,8	356,0	154,7
ОАО «СУЭК» (Читауголь)	145,5	110,8	34,7	131,3	1 159,2	1 435,3	-276,1	80,8
ОАО «СУЭК» (р. Тугнуйский)	1 174,6	1 005,6	169,0	116,8	13 229,0	12 564,1	664,9	105,3
ОАО «СУЭК» (Хакасия)	1 247,5	1 029,4	218,1	121,2	11 732,5	10 581,4	1 151,1	110,9
ОАО «Приморскуголь»	483,0	437,8	45,2	110,3	2 751,4	4 091,9	-1 340,5	67,2
ЗАО «ш/у Восточное»	14,3	0,0	14,3		736,3	0,0	736,3	
ОАО «Ургалуголь»	594,6	575,8	18,8	103,3	5 384,4	4 638,6	745,8	116,1
ОАО «ХК «СДС-Уголь»	2 789,2	2 287,0	502,2	122,0	29 337,7	25 619,1	3 718,6	114,5
ОАО «УК «Кузбассразрезуголь»	3 531,1	3 467,5	63,6	101,8	43 472,9	43 851,4	-378,5	99,1
ЗАО «УК «Южжузбассуголь»	840,7	1 294,4	-453,7	64,9	11 546,0	12 541,8	-995,8	92,1
ООО «Компания Востсибуголь»	1 419,4	1 520,0	-100,6	93,4	12 078,5	15 777,9	-3 699,4	76,6
ОАО «Распадская»	1 121,2	569,6	551,6	196,8	10 222,3	7 823,7	2 398,6	130,7
ОАО «УК «Южный Кузбасс»	860,9	1 326,8	-465,9	64,9	11 965,6	15 123,5	-3 157,9	79,1
ОАО «Кузбасская ТК»	1 046,0	932,0	114,0	112,2	10 608,0	10 146,0	462,0	104,6
ОАО «Междуречье»	452,7	472,1	-19,4	95,9	6 551,5	6 125,2	426,3	107,0
ОАО «Воркутауголь»	1 431,4	928,0	503,4	154,2	11 359,8	12 116,8	-757,0	93,8
ОАО «Белон»	339,6	344,0	-4,4	98,7	3 657,5	3 287,4	370,1	111,3
ОАО «ХК «Якутуголь»	847,7	876,1	-28,4	96,8	9 472,9	10 033,8	-560,9	94,4
ОАО «ш. Заречная»	401,0	301,8	99,2	132,9	2 880,3	4 172,9	-1 292,6	69,0
Лучегорский угольный разрез	316,3	327,2	-10,9	96,7	3 499,1	3 601,0	-101,9	97,2

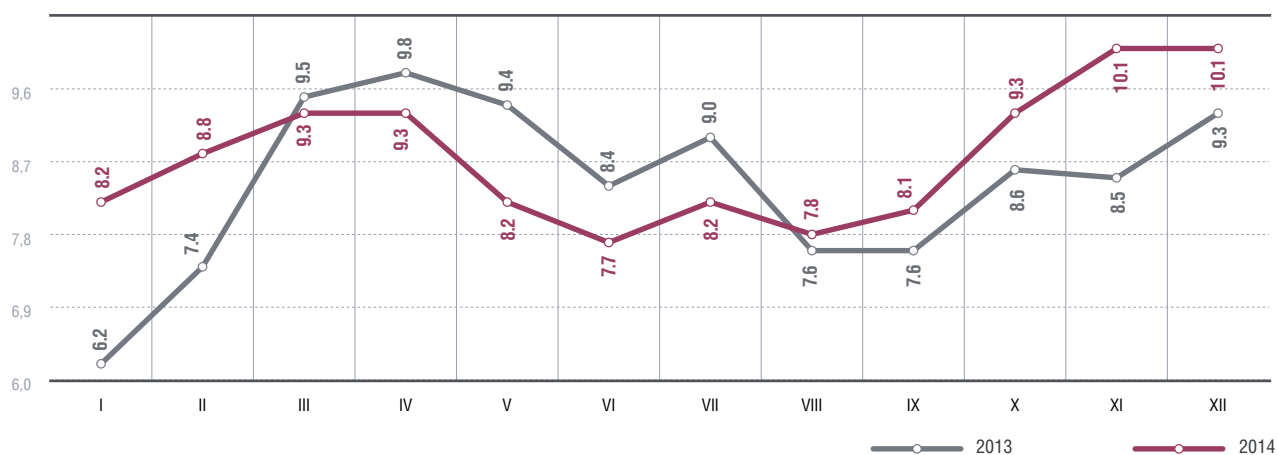
5.2.2. Добыча угля, млн тонн



5.2.3. Добыча угля открытым способом, млн тонн



5.2.4. Добыча угля подземным способом, млн тонн

**Добыча угля по экономическим районам**

По сравнению с декабрем 2013 года добыча угля уменьшилась в Центральном (–7,7 тыс. т, –22,9%) экономическом районе, увеличилась — в Северном (+490,4 тыс. т, +43,6%), Северо-Кавказском (+77,7 тыс. т, +14,6%), Уральском (+21,5 тыс. т, +13,9%), Западно-Сибирском (+879,1 тыс. т, +4,7%), Восточно-Сибирском (+1063,8 тыс. т, +11,5%) и Дальневосточном (+424,5 тыс. т, +13,4%) экономических районах.

Среди ведущих угледобывающих предприятий Западной Сибири в декабре 2014 года увеличилась добыча угля в ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» (+63,6 тыс. т, +1,8%), ОАО «Распадская» (+551,6 тыс. т, +96,8%), ОАО «Кузбасская ТК» (+114,0 тыс. т, +12,2%) и других.

Снизилась к декабрю 2013 года добыча угля в ОАО «УК «Южный Кузбасс» (–465,9 тыс. т, –35,1%), на предприятиях ОАО «СУЭК» Кемеровской области (–47,0 тыс. т, –1,6%), в ЗАО «УК «Южкузбассуголь» (–453,7 тыс. т, –35,1%), ОАО «Междуречье» (–19,4 тыс. т, –4,1%), ЗАО «Черниговец» (–89,3 тыс. т, –16,7%), ОАО «Белон» (–4,4 тыс. т, –1,3%) и ряде других компаний.

В Восточной Сибири снизилась добыча угля в ОАО «Красноярсккрайуголь» (–176,6 тыс. т, –23,9%), ООО «Компания Востсибуголь» (–119,8 тыс. т, –7,9%), ОАО «Приаргунское ПГХО» (–18,0 тыс. т, –5,8%) и в других, увеличилась — на предприятиях ОАО «СУЭК» Красноярского края (+797,6 тыс. т, +25,8%) и Республики Хакасия (+218,1 тыс. т, +21,2%), на разрезе Тугнуйский (+169,0 тыс. т, +16,8%) и других.

Добыча угля в Канско-Ачинском буроугольном бассейне в декабре 2014 года увеличилась на 613,3 тыс. т, или на 13,9% к аналогичному периоду прошлого года, при этом удельный вес добычи по бассейну составил 48,7% от добычи угля по Восточной Сибири (в декабре 2013 года — 47,6%).

На территории Дальнего Востока наращивали добычу угля в филиале ОАО «СУЭК» — ОАО «Приморскуголь» (+45,2 тыс. т, +10,3%), ОАО «Ургалуголь» (+18,8 тыс. т, +3,3%) и некоторых других предприятиях.

Снизилась добыча в ОАО «ХК «Якутуголь» (–28,4 тыс. т, –3,2%), на Лучегорском угольном разрезе (–10,9 тыс. т, –3,3%), в ООО «Амурский уголь» (–13,7 тыс. т, –4,9%) и некоторых других.

Добыча угля открытым и подземным способами

В декабре 2014 года добыча угля открытым способом увеличилась на 2 171,8 тыс. т (+9,2%) к декабрю 2013 года и составила 25 695,9 тыс. т, при этом доля открытого способа увеличилась и составила 71,9% (в декабре 2013 года — 71,7%).

Увеличилась добыча на предприятиях ОАО «СУЭК» Кемеровской области (+114,0 тыс. т), в ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» (+212,4 тыс. т), ОАО «ш/у Майское» (+195,0 тыс. т), ОАО «Кузбасская ТК» (+114,0 тыс. т), на предприятиях ОАО «СУЭК» Красноярского края (+797,6 тыс. т) и Хакасии (+194,1 тыс. т), на Тунгуйском разрезе (+169,0 тыс. т), в ОАО «Приморскуголь» (+137,3 тыс. т), ООО «Сахалин-уголь-2» (+248,9 тыс. т) и в ряде других.

Снизилась добыча угля открытым способом в ОАО «УК «Южный Кузбасс» (–308,1 тыс. т),

ОАО «Красноярсккрайуголь» (–176,6 тыс. т), на предприятиях ООО «Востсибуголь» Иркутской области (–115,4 тыс. т) и других.

Добыча угля подземным способом в декабре 2014 года в целом по отрасли увеличилась по сравнению с аналогичным периодом 2013 года (+8,4% к декабрю 2013 года). При этом рост добычи отмечен в Северном (+472,4 тыс. т, +43,9%), Северо-Кавказском (+77,7 тыс. т, +14,6%), Западно-Сибирском (+267,6 тыс. т, +3,9%), Восточно-Сибирском (+24,0 тыс. т, +13,6%) экономических районах, снизилась — в Дальневосточном (–64,2 тыс. т, –9,6%) экономическом районе. В Центральном и Уральском экономических районах добыча угля подземным способом в декабре 2014 года не осуществлялась.

Добыча угля для коксования

В декабре 2014 года добыча угля для коксования составила 7 324,5 тыс. т, что на 776,5 тыс. т больше уровня 2013 года (+11,9%). При этом увеличение добычи угля для коксования отмечено на предприятиях всех основных регионов: Республики Коми (+503,4 тыс. т, +54,2%), Кемеровской области (+142,9 тыс. т, +3,0%) и Республики Саха (+130,2 тыс. т, +16,4% к декабрю 2013 года).

По марочному составу рост добычи к декабрю 2013 года отмечен по маркам К (+28,5 тыс. т, +2,7%), Ж (+332,9 тыс. т, +16,7%), ГЖ (+766,2 тыс. т, +106,5%), ГЖО (+30,9 тыс. т, +15,1%), Г (+152,0 тыс. т, +59,0%) и ОС (+40,0 тыс. т, +8,2%), снижение — по маркам КО (–112,4 тыс. т, –22,2%), КС (–433,8 тыс. т, –33,3%) и ТС (–27,8 тыс. т, –100,0%).

5.3. Переработка угля

В декабре 2014 года объем переработки угля на обогатительных фабриках увеличился на 635,7 тыс. т (+4,7% к декабрю 2013 года),

переработка углей для коксования увеличилась на 555,9 тыс. т (+8,0%), энергетических — также увеличилась на 79,8 тыс. т (+1,2%).

5.3.1. Переработка угля, тыс. тонн

Показатель	декабрь 2014			январь — декабрь 2014		
	факт	к прошлому году		факт	к прошлому году	
		+/-	%		+/-	%
Переработка угля	14 174,3	635,7	104,7	161 856,7	5 767,2	103,7
в т.ч. для коксования	7 495,9	555,9	108,0	87 160,5	5 659,2	106,9
Выпуск концентрата	8 450,0	495,2	106,2	95 268,2	3 604,4	103,9
в т.ч. для коксования	4 837,1	302,8	106,7	56 800,8	3 222,5	106,0
Выпуск сортовых углей	1 450,8	-90,8	94,1	14 756,8	-482,5	96,8

Увеличение объемов переработки в декабре 2014 года отмечено на обогатительных фабриках Челябинской (+25,0 тыс. т, +27,2%), Новосибирской (+13,9 тыс. т, +4,0%), Кемеровской (+523,0 тыс. т, +6,1%) и Иркутской (+17,4 тыс. т, +6,0%) областей, Республики Хакасия (+35,8 тыс. т, +3,7%), Республики Саха (+51,1 тыс. т, +6,5%)

и Забайкальского края (+5,7 тыс. т, +0,6% к декабрю 2013 года). Снизились объемы переработки в Республике Коми (–18,1 тыс. т, –1,7%) и Ростовской (–8,6 тыс. т, –2,2%) области. С начала 2014 года удельный вес переработки от общего объема добытого угля составил 45,2% (против 44,3% за аналогичный период 2013 года).

5.4. Поставка угольной продукции

Общий объем поставок российских углей в декабре 2014 года составил 30 829,0 тыс. т, что на 172,6 тыс. т больше уровня 2013 года, или +0,6% к декабрю 2013 года.

Поставки российского угля на внутренний рынок

Поставки российского угля на внутренний рынок (с учетом данных ОАО «РЖД» по экспорту) в декабре 2014 года составили 19 324,4 тыс. т (+1 649,8 тыс. т, +9,3% к декабрю 2013 года).

По отчетам угледобывающих компаний, поставки российского угля на внутренний рынок в декабре 2014 года составили 18 965,4 тыс. т (+445,7 тыс. т, +2,4% к декабрю 2013 года), при этом объемы поставок угля на нужды коксования

уменьшились на 7,3%, на электростанции — увеличились на 12,9%, для обеспечения населения, коммунально-бытовых нужд и АПК — уменьшились на 14,7% к декабрю 2013 года.

Экспорт и вывоз угля из России

В декабре 2014 года объемы экспорта и вывоза российского угля (с учетом данных ОАО «РЖД») составили 11 504,7 тыс. т (–1 477,2 тыс. т, –11,4% к декабрю 2013 года).

По отчетам угледобывающих компаний, объемы экспорта и вывоза российского угля составили 11 863,7 тыс. т (–273,1 тыс. т, –2,3% к декабрю 2013 года). Экспорт коксующихся углей увеличился на 12,4% к декабрю 2013 года, энергетических — уменьшился на 14,2%.

5.4.1. Поставка угля по направлениям использования и потребителям, тыс. тонн

	декабрь 2014				январь — декабрь 2014			
	факт	факт прошлого года	к прошлому году		факт	факт прошлого года	к прошлому году	
			+/-	%			+/-	%
по данным ГП «ЦДУ ТЭК» (с учетом данных ОАО «РЖД» по экспорту)								
Общая поставка российского угля	30 829,0	30 656,4	172,6	100,6	322 706,9	318 658,5	4 048,5	101,3
В Российскую Федерацию (внутренний рынок)	19 324,4	17 674,6	1 649,8	109,3	177 686,6	177 542,4	144,2	100,1
Экспорт, итого	11 504,7	12 981,8	-1 477,2	88,6	145 020,4	141 116,0	3 904,3	102,8
в т.ч. Ближнее Зарубежье	527,6	962,9	-435,4	54,8	11 594,1	11 522,0	72,1	100,6
Дальнее Зарубежье	10 977,1	12 018,9	-1 041,8	91,3	133 426,3	129 594,0	3 832,3	103,0
по данным ГП «ЦДУ ТЭК» (по отчетам угледобывающих компаний)								
Общая поставка российского угля	30 829,0	30 656,4	172,6	100,6	322 706,9	318 658,5	4 048,5	101,3
В Российскую Федерацию (внутренний рынок)	18 965,4	18 519,7	445,7	102,4	170 648,2	177 660,0	-7 011,8	96,1
Обеспечение электростанций	9 460,2	8 379,3	1 080,9	112,9	84 086,4	88 028,3	-3 941,9	95,5
Нужды коксования	3 119,3	3 363,8	-244,6	92,7	38 360,4	38 093,1	267,3	100,7
Обеспечение населения, комбытнужд, АПК	3 108,7	3 642,8	-534,0	85,3	23 347,7	27 073,7	-3 726,0	86,2
Нужды металлургии (энергетика)	307,1	318,0	-11,0	96,6	2 826,7	2 790,0	36,7	101,3
РАО «РЖД»	210,4	228,3	-17,9	92,2	1 228,7	1 489,2	-260,5	82,5
Минобороны РФ	170,4	84,4	86,0	201,8	1 006,2	933,4	72,9	107,8
МВД РФ	0,2	1,7	-1,6	9,2	69,2	50,7	18,5	136,5
Минюст РФ	2,4	5,7	-3,3	41,5	125,7	23,6	102,1	532,4
ФПС РФ	0,1	0,1	0,0		0,3	0,2	0,1	
Атомная промышленность	114,4	83,7	30,7	136,7	777,5	873,3	-95,8	89,0
Остальные потребители (в т.ч.: Росрезерв, цементные заводы и др.)	2 472,5	2 412,0	60,6	102,5	18 819,5	18 304,6	514,9	102,8

	декабрь 2014				январь — декабрь 2014			
	факт	факт прошлого года	к прошлому году		факт	факт прошлого года	к прошлому году	
			+/-	%			+/-	%
Справочно:								
Собственные нужды	143,1	145,4	-2,3	98,4	1 432,0	1 561,8	-129,9	91,7
Поставка (продажа) угля на ОФ	848,0	1272,4	-424,4	66,6	12 582,5	15 129,3	-2 546,8	83,2
Завоз на ОФ др. АО, как давальческое сырье	1 042,9	650,1	392,8	160,4	10 885,5	10 125,7	759,8	107,5
в т.ч. коксующиеся угли	925,6	558,5	367,1	165,7	9 708,0	8 292,7	1 415,2	117,1
На экспорт	11 863,7	12 136,8	-273,1	97,7	152 058,7	140 998,4	11 060,3	107,8
в т.ч. коксующиеся угли	1 540,0	1 370,6	169,5	112,4	19 448,6	20 498,6	-1 050,1	94,9
Ближнее Зарубежье	884,0	987,1	-103,1	89,6	14 456,5	12 084,5	2 372,0	119,6
в т.ч. коксующиеся угли	286,6	408,8	-122,2	70,1	4 955,7	5 607,7	-652,0	88,4
Страны СНГ	558,0	791,4	-233,4	70,5	11 178,7	10 210,6	968,1	109,5
в т.ч. коксующиеся угли	286,6	408,8	-122,2	70,1	4 873,0	5 096,4	-223,4	95,6
Страны вне СНГ	152,8	195,7	-43,0	78,0	1 653,7	1 873,9	-220,2	88,3
в т.ч. коксующиеся угли	0,0	0,0	0,0		82,7	511,3	-428,6	16,2
Дальнее Зарубежье	10 979,7	11 149,7	-170,0	98,5	137 602,3	128 913,9	8 688,4	106,7
в т.ч. коксующиеся угли	1 253,4	961,8	291,6	130,3	14 492,8	14 890,9	-398,1	97,3
Завоз угля (импорт)	7,6	119,8	-112,3	6,3	662,1	1 245,4	-583,3	53,2
коксующегося	2,2	38,8	-36,7	5,6	189,1	455,2	-266,0	41,6
энергетического	5,4	81,0	-75,6	6,7	473,0	790,2	-317,3	59,9
Завоз угля из Казахстана	2 334,8	2 949,5	-614,7	79,2	24 639,2	28 379,3	-3 740,1	86,8
коксующегося	59,0	84,5	-25,6	69,7	1 068,6	1 403,0	-334,4	76,2
энергетического	2 275,8	2 865,0	-589,1	79,4	23 570,6	26 976,3	-3 405,7	87,4
Поставлено угля с учетом завоза в Российскую Федерацию (внутр. рынок)	21 307,7	21 589,0	-281,2	98,7	195 949,5	207 284,7	-11 335,2	94,5
Обеспечение электростанций	11 741,4	11 325,2	416,2	103,7	108 130,0	115 794,8	-7 664,8	93,4
Нужды коксования	3 180,4	3 487,2	-306,8	91,2	39 618,1	39 951,2	-333,1	99,2
Обеспечение населения, комбытнужд, АПК	3 108,7	3 642,8	-534,0	85,3	23 347,7	27 073,7	-3 726,0	86,2
Нужды металлургии (энергетика)	307,1	318,0	-11,0	96,6	2 826,7	2 790,0	36,7	101,3
РАО «РЖД»	210,4	228,3	-17,9	92,2	1 228,7	1 489,2	-260,5	82,5
Минобороны РФ	170,4	84,4	86,0	201,8	1 006,2	933,4	72,9	107,8
МВД РФ	0,2	1,7	-1,6	9,2	69,2	50,7	18,5	136,5
Минюст РФ	2,4	5,7	-3,3	41,5	125,7	23,6	102,1	532,4
ФПС РФ	0,1	0,1	0,0		0,3	0,2	0,1	
Атомная промышленность	114,4	83,7	30,7	136,7	777,5	873,3	-95,8	89,0
Остальные потребители (в т.ч.: Росрезерв, цементные заводы и др.)	2 472,5	2 412,0	60,6	102,5	18 819,5	18 304,6	514,9	102,8

Поставки коксующихся углей составили 13,4% от общего объема экспорта угля (в декабре 2013 года — 10,6%).

В структуре экспорта 95,4% поставок пришлось на страны Дальнего Зарубежья и 4,6% — на страны Ближнего (в декабре 2013 года соотношение составило 92,6% и 7,4% соответственно).

Поставки в страны Ближнего Зарубежья по сравнению с декабрем 2013 года уменьшились на 45,2%, в том числе по коксующимся углям — уменьшились на 29,9%, по энергетическим — уменьшились на 56,5%.

Поставки в страны Дальнего Зарубежья уменьшились на 8,7%, в том числе по коксующимся углям — увеличились на 30,3%, а экспорт

энергетических углей уменьшился к декабрю 2013 года на 12,1%.

Импорт и завоз угля в Россию

Общий объем завезенных в Россию углей в декабре 2014 года составил 2 342,4 тыс. т (-23,7% к декабрю 2013 года). Из общего объема завоз энергетических углей из Казахстана в декабре 2014 года составил 2 275,8 тыс. т, что на 20,6% меньше уровня декабря 2013 года.

Кроме того, в Россию по импорту в декабре 2014 года было завезено 66,6 тыс. т, в том числе 59,0 тыс. т коксующихся углей из Казахстана, а также 5,4 тыс. т энергетических и 2,2 тыс. т коксующихся углей из других стран Дальнего Зарубежья.

6. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

6.1.1. Производство и потребление электро- и теплоэнергии за декабрь 2014 года, млрд кВт·ч, млн Гкал

	декабрь 2014	в % к декабрю 2013
Производство электроэнергии по России, итого:	104,1	103,8
в т.ч. ТЭС	68,5	111,2
ГЭС	12,3	77,8
АЭС	16,8	94,9
блокстанции	5,5	105,8
прочие	1,0	-
Потребление эл./з. по России, итого:	102,5	103,2
Отпуск тепла	68,9	110,2

6.1.2. Перетоки электроэнергии за декабрь 2014 года, млрд кВт·ч

	декабрь 2014	к декабрю 2013	
		+/-	%
Экспорт	1,4	0,1	107,7
в страны вне СНГ	1,2	1,2	120,0
в страны СНГ	0,2	-0,1	66,6
Импорт	0,7	0,4	233,0
из стран вне СНГ	0,3	0,3	-
из стран СНГ	0,4	0,1	133

6.1.3. Производство и потребление электро- и теплоэнергии за январь — декабрь 2014 года, млрд кВт·ч, млн Гкал

	январь — декабрь 2014	в % к январю — декабрю 2013
Производство электроэнергии по России, итого:	1 057,0	100,5
в т.ч. ТЭС	650,6	102,6
ГЭС	171,2	94,6
АЭС	182,9	106,2
блокстанции	41,1	75,6
прочие	11,2	123,9
Потребление эл./з. по России, итого:	1 041,8	100,4
Отпуск тепла	530,6	103,7

6.1.4. Перетоки электроэнергии за январь — декабрь 2014 года, млрд кВт·ч

	январь — декабрь 2014	к январю — декабрю 2013	
		+/-	%
Экспорт	11,3	-6,9	62,1
в страны вне СНГ	9,5	-3,3	74,2
в страны СНГ	1,8	-3,6	33,3
Импорт	4,8	0,1	102,1
из стран вне СНГ	2,2	1,7	440,0
из стран СНГ	0,6	-3,6	14,3

ТЭК России

ПОДПИСНОЙ ЛИСТ НА ЖУРНАЛ «ТЭК РОССИИ» НА 2015 ГОД

ГП «ЦДУ ТЭК» продолжает выпуск специализированного информационно-аналитического журнала «ТЭК России», который пришел на смену «МИНТОПу», издававшемуся с 2002 года.

«ТЭК России» – это 100 страниц с актуальными материалами о функционировании топливно-энергетического комплекса. Среди них:

- анализ последних и наиболее значимых событий ТЭК;
- комплексное описание работы отдельных отраслей;
- дискуссионные материалы и интервью с ведущими специалистами и участниками нефтегазового и нефтехимического рынков;
- разбор нормативно-правовых проблем, касающихся ТЭКа;
- материалы, по технологическим новинкам в нефтегазовой сфере, в частности IT-технологиям;
- оперативная статистическая информация о функционировании топливно-энергетического комплекса по отраслям: добыча нефти и газа, бурение скважин, переработка нефти, производство нефтепродуктов и их отгрузки потребителям, добыча и реализация угля, производство и потребление электроэнергии;
- ценовая конъюнктура на рынке нефти и нефтепродуктов.

Печатная версия журнала «ТЭК России» (НДС 10%)

Срок подписки	Цена подписки	Отметка о заказе
1 месяц	8 400	☐
3 месяца	19 200	☐
6 месяцев	28 200	☐
9 месяцев	38 700	☐
12 месяцев	45 000	☐

Электронная версия журнала «ТЭК России» (НДС 18%)

Наименование	1 мес.	3 мес.	6 мес.	9 мес.	12 мес.	Отметка о заказе
«ТЭК России» + «Цены месяца»	13 500	33 300	57 000	83 700	91 500	☐
Журнал «ТЭК России»	11 000	28 500	41 100	49 500	58 500	☐
«Цены месяца»	8 500	21 000	31 200	45 000	51 600	☐

Подписка на первый номер журнала «ТЭК России» (итоги года)*

Наименование	Цена подписки	Отметка о заказе
Печатная версия «ТЭК России» + «Цены месяца»	12 000	☐
Электронная версия «ТЭК России» + «Цены месяца»	15 000	☐

Специальное предложение*

Наименование	6 мес.	12 мес.	Отметка о заказе
Печатная и электронная версии «ТЭК России» и «Цены месяца»	68 160	109 200	☐

* включая НДС на печатную версию 10% и электронную версию 18%

Для оформления подписки направьте в наш адрес заполненный ПОДПИСНОЙ ЛИСТ по тел./факсу: (495) 950-86-09, e-mail: dogovor@cdu.oilnet.ru

Банковские реквизиты

р/с 40502810738000031098

Банк: ОАО «Сбербанк России», г. Москва

к/с 30101810400000000225

БИК 044525225

ИНН 7706039098

КПП 771001001

ОГРН 1027739448395

Талон подписки (заполняется печатными буквами)

Наименование организации

ФИО руководителя (должность)

Действует на основании

Юридический адрес

Телефон (код):

Факс (код):

e-mail (код): (обязательно для подписчиков электронной версии)

Оплата суммы подписки за электронную версию означает принятие условий публичной оферты, опубликованной на сайте www.cdu.ru в разделе «Журнал «ТЭК России»

Банковские реквизиты организации-подписчика

ИНН | | | | | | | | | |

КПП | | | | | | | | | |

ОГРН | | | | | | | | | |

БИК | | | | | | | | | |

р/с | | | | | | | | | |

к/с | | | | | | | | | |

Банк

Период подписки:

Количество комплектов: прописью:

Почтовый адрес доставки (индекс):

Ответственное лицо (ФИО, телефон, e-mail)

М. П.

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса»
(ГП «ЦДУ ТЭК») — признанный лидер в области информационного сопровождения
деятельности топливно-энергетического комплекса Российской Федерации.



**Самая полная информация
о состоянии
топливно-энергетического
комплекса России**

Добыча углеводородов, цены на нефтепродукты, капитальное строительство, переработка нефти и газа, обустройство месторождений и разрезов, экспорт углеводородов.

Журнал «ТЭК России»

Оперативно и авторитетно о ТЭК России и мира, статистика, аналитика.

Распространяется в печатном и в электронном виде.

**Телефонный справочник
«Топливо-энергетический
комплекс России»**

Быстрый доступ к контактной информации о предприятиях ТЭК России.