

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГЕНЕРАЛЬНАЯ СХЕМА РАЗВИТИЯ
НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
НА ПЕРИОД ДО 2020 ГОДА

1 ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ГЕНЕРАЛЬНОЙ СХЕМЫ

Генеральная схема развития нефтяной отрасли на период до 2020 года (далее – Генеральная схема) разработана в рамках исполнения поручения Председателя Правительства Российской Федерации В.В.Путина (протокол совещания от 12 февраля 2009 г. № ВП-П9-4пр).

Генеральная схема конкретизирует цели и задачи долгосрочного развития нефтяной отрасли России в соответствии с Концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 1662-р) и Энергетической стратегией России на период до 2030 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р).

Главной целью разработки Генеральной схемы является определение условий, обеспечивающих максимизацию бюджетного и экономического эффектов функционирования отрасли в долгосрочной перспективе.

Основными задачами Генеральной схемы являются:

- оценка последствий для отрасли прогнозного изменения внутреннего и внешнего рынков нефти и нефтепродуктов;
- оценка перспектив воспроизводства минерально-сырьевой базы отрасли с учетом ресурсной обеспеченности, в том числе в рамках нераспределенного фонда недр;
- оценка перспективных уровней добычи нефти, газового конденсата и попутного газа с учетом объемов рентабельной добычи на месторождениях, находящихся в стадии эксплуатации, и инвестиционно привлекательных новых проектов разработки;
- прогноз объемов и мощностей по переработке нефти с учетом эффективности проектов модернизации и развития, в т.ч., - проектов по повышению глубины переработки;
- формирование схемы нефтепроводного и нефтепродуктопроводного транспорта, обеспечивающей эффективное развитие добычи и переработки нефтяного сырья;

- формирование пакета основных инвестиционных проектов отрасли и оценка инвестиционных потребностей, включая необходимые инвестиции со стороны государства и компаний в развитие инфраструктуры;
- определение эффективности изменения уровней налоговой нагрузки на отрасль с целью повышения уровней нефтеизвлечения запасов;
- приоритизация направлений развития отрасли в разрезе регионов, сроков и основных инвестиционных проектов;
- определение экономического эффекта развития отрасли, в том числе оценка общих налоговых поступлений в бюджет;
- определение основных направлений повышения конкурентоспособности и инновационного развития нефтяной отрасли, включая направления повышения энергоэффективности;
- формирование системы реализации и мониторинга Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2020 года.

С целью решения поставленных задач ведущими российскими и зарубежными научно-исследовательскими организациями (ОАО «ВНИПИнефть», ОАО «Гипротрубопровод», ОАО «НИПИГазпереработка», ОАО «СибНАЦ», IHS CERA Inc, McKinsey и др.) осуществлен комплекс исследований текущего состояния и прогноза развития по следующим направлениям:

- внутренний и внешний рынок нефти и нефтепродуктов;
- ресурсная база и добыча нефти, газового конденсата и попутного газа;
- переработка нефти, газового конденсата и попутного газа;
- инфраструктура транспортировки нефти и нефтепродуктов;
- экономическая эффективность реализации Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2020 года.

<...>

3 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ И УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА, ПНГ:

3.1 Текущее состояние ресурсной базы нефти

Текущее состояние ресурсной базы выполнено по данным Государственного баланса запасов Российской Федерации на 1.01.2009 г.

Россия входит в первую десятку стран с крупнейшими запасами нефти, уступая только странам Ближнего Востока и Венесуэле. Всего в мире текущие запасы нефти составляют 182 млрд.т. Доля Российской Федерации по данным BP-statistic-2010 в мировых запасах составляет 6,5% (рис. 3.1.1).

Текущее состояние ресурсной базы нефти демонстрирует структура начальных суммарных ресурсов (рис. 3.1.2). На первый взгляд, недра России содержат значительный потенциал ресурсов - извлечено менее 20% нефти, разведанные запасы категории АВС₁ составляют 15%, а оставшиеся - невыявленные пока запасы и ресурсы, соответственно, 65%.

Однако, применив коэффициент подтверждаемости ресурсов, принятый согласно «Правил определения размера разовых платежей за пользование недрами на участке недр, которые предоставляются в пользование...», утвержденных Постановлением Правительства РФ от 04.02.2009 г., можно констатировать, что современное состояние ресурсной базы нефти не столь благополучно. Расчет показывает, что задел для поиска новых запасов нефти в России достаточно ограничен, и только 25% ресурсов нефти еще не выявлено (рис. 3.1.3).

История российской нефтедобычи началась с освоения месторождений на Кавказе, затем в Поволжье. В результате открытия уникальных месторождений в Западной Сибири география добычи переместилась за Урал. К настоящему моменту более половины всей российской нефти извлечено из недр Уральского ФО (рис. 3.1.4).

В 2008 году в Российской Федерации было добыто 472 млн.т нефти и газового конденсата, из них 65% (308 млн.т) в Уральском ФО, 21% (100 млн.т) - в Приволжском ФО (рис. 3.1.5).

Основная доля (60%) текущих доказанных запасов нефти России сосредоточена в УрФО. (рис. 3.1.6), выработанность разведанных запасов, т.е. доля накопленной добычи в начальных запасах, составляет в УрФО 49%.

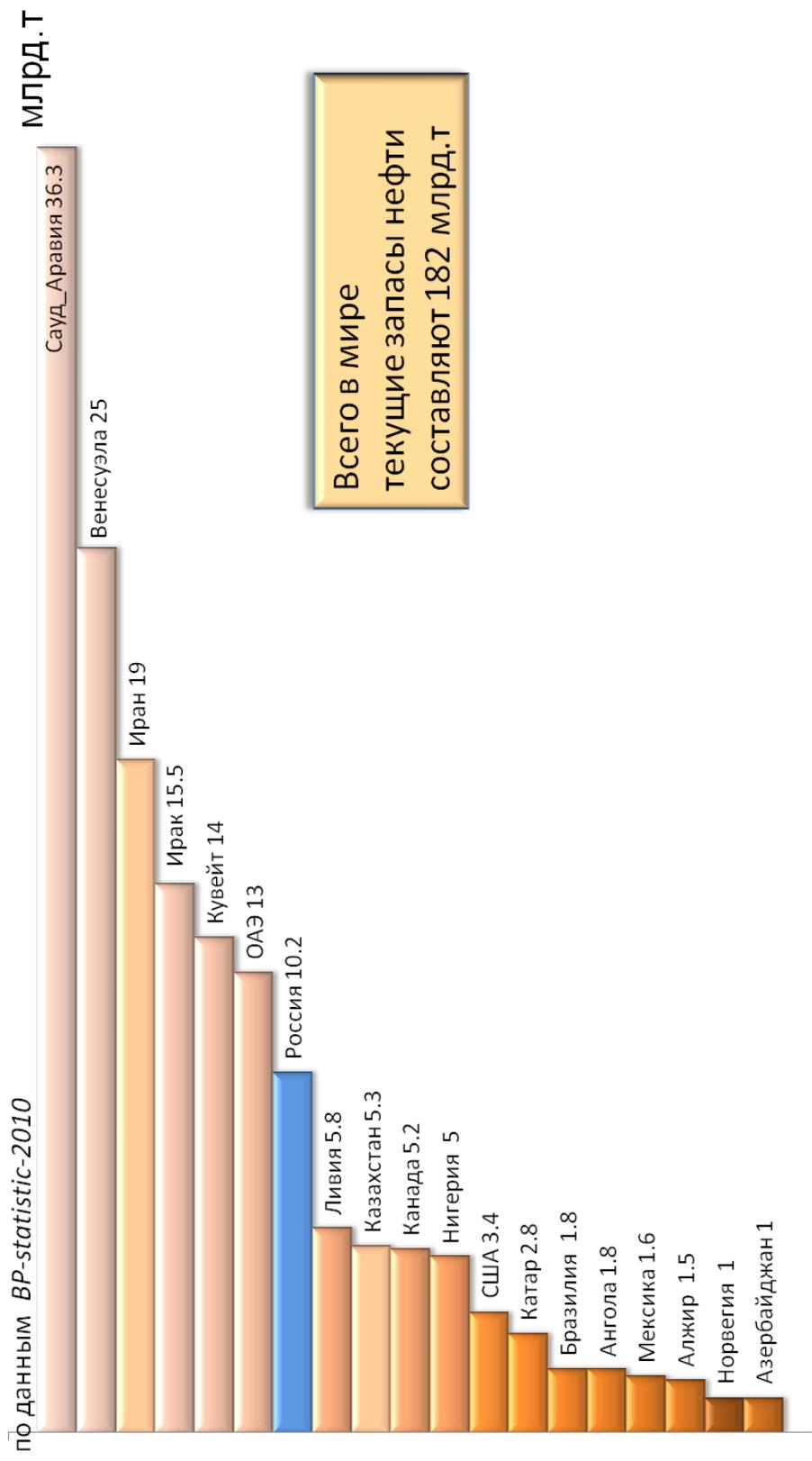


Рис. 3.1.1. Доказанные запасы нефти

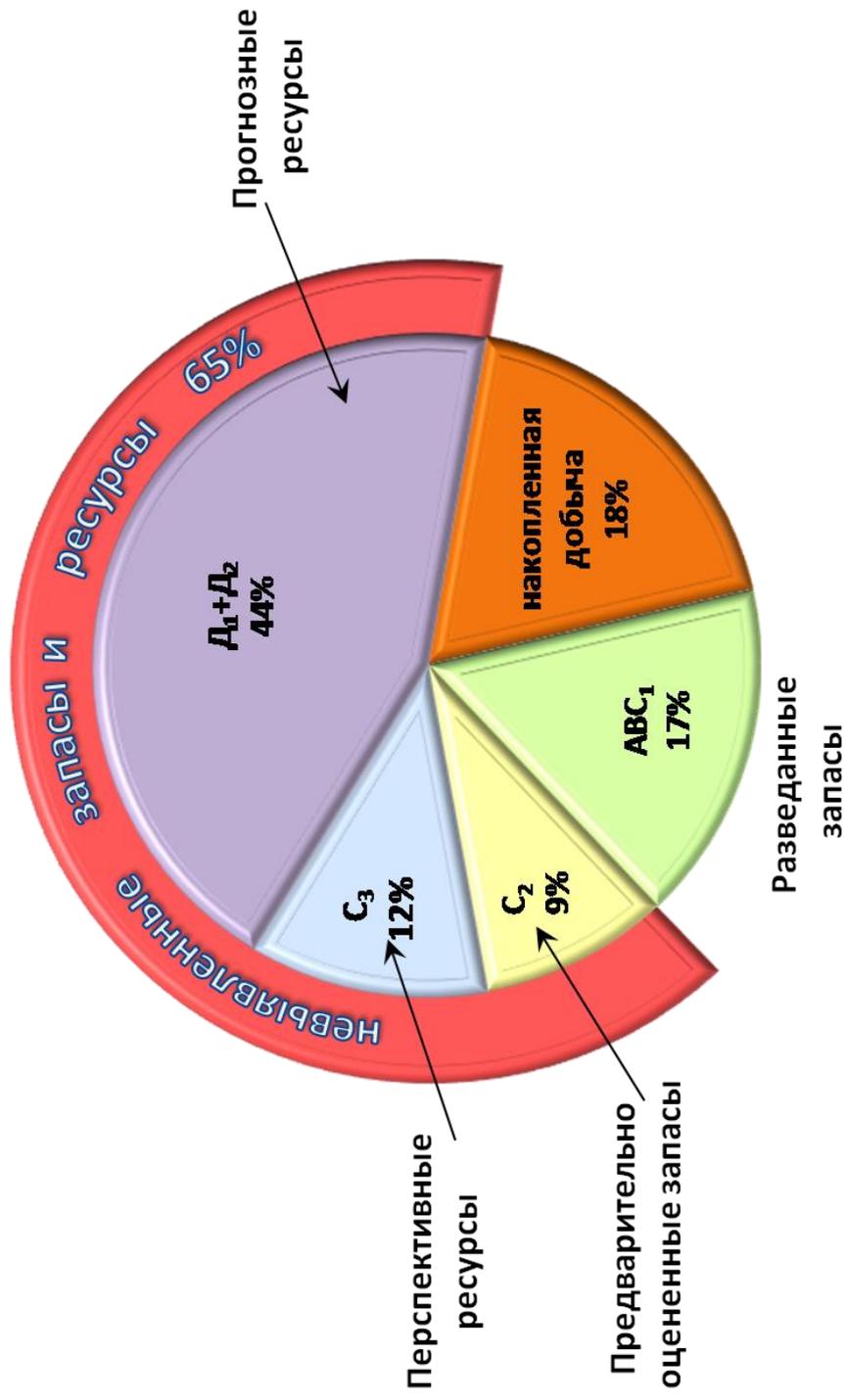


Рис. 3.1.2. Российская Федерация. Структура начальных суммарных ресурсов нефти

<...>

Старые нефтедобывающие районы (Поволжье, северный Кавказ) достигли значительной выработки запасов - 70% - 85%. В тоже время, в новых перспективных регионах объем разведанных запасов пока незначителен (рис. 3.1.6).

Кратность запасов (сумма остаточных запасов категории ABC_1 и половины от запасов категории C_2 , разделенная на годовой отбор), характеризует на сколько лет хватит запасов при современном уровне отборов. Этот параметр зависит как от запасов, так и от добычи. Кратность запасов более 100 лет на востоке страны – показатель не огромных запасов, а незначительной пока добычи. Всего по РФ кратность запасов нефти составляет 47 лет (рис. 3.1.7).

Распределение невыевленных ресурсов ($C_3+D_1+D_2$) нефти по Федеральным округам представлено на рисунке. 3.1.8. Невыевленные ресурсы территории – это остаток от начальных суммарных ресурсов (НСР) за вычетом накопленной добычи (Н.д), разведанных (ABC_1) и предварительно-оцененных запасов (C_2) территории.

Начальные суммарные ресурсы углеводородного сырья (НСР) территорий рассчитываются по специальной методике ведущими научно-исследовательскими отраслевыми институтами и утверждаются в Федеральном агентстве по недропользованию (ФАН РФ) один раз в 5 лет. Главным регионом по невыевленным ресурсам нефти также является УрФО – 45%. Значительная доля ресурсов, соответственно, 21% и 17%, оценены на континентальном шельфе и в Сибирском федеральном округе.

На первый взгляд, УрФО кажется достаточно изученным регионом, где пробурено огромное количество скважин и выполнен значительный объем сейсморазведочных работ. По данным ВНИГНИ в Западной Сибири выполнено 63 067 профилей 2D, общей протяженностью 1 252 290 км, пробурено 15 816 разведочных скважин, суммарной проходкой 39 920 тыс. м. Соответственно изученность сейсмикой составляет 0,86 км/км², а бурением 34,4 м/км².

Есть мнение, что здесь уже не может быть неоткрытых ресурсов. На самом деле в Западно-Сибирской провинции есть такие районы, где не было даже регионально-поисковых работ.

<...>

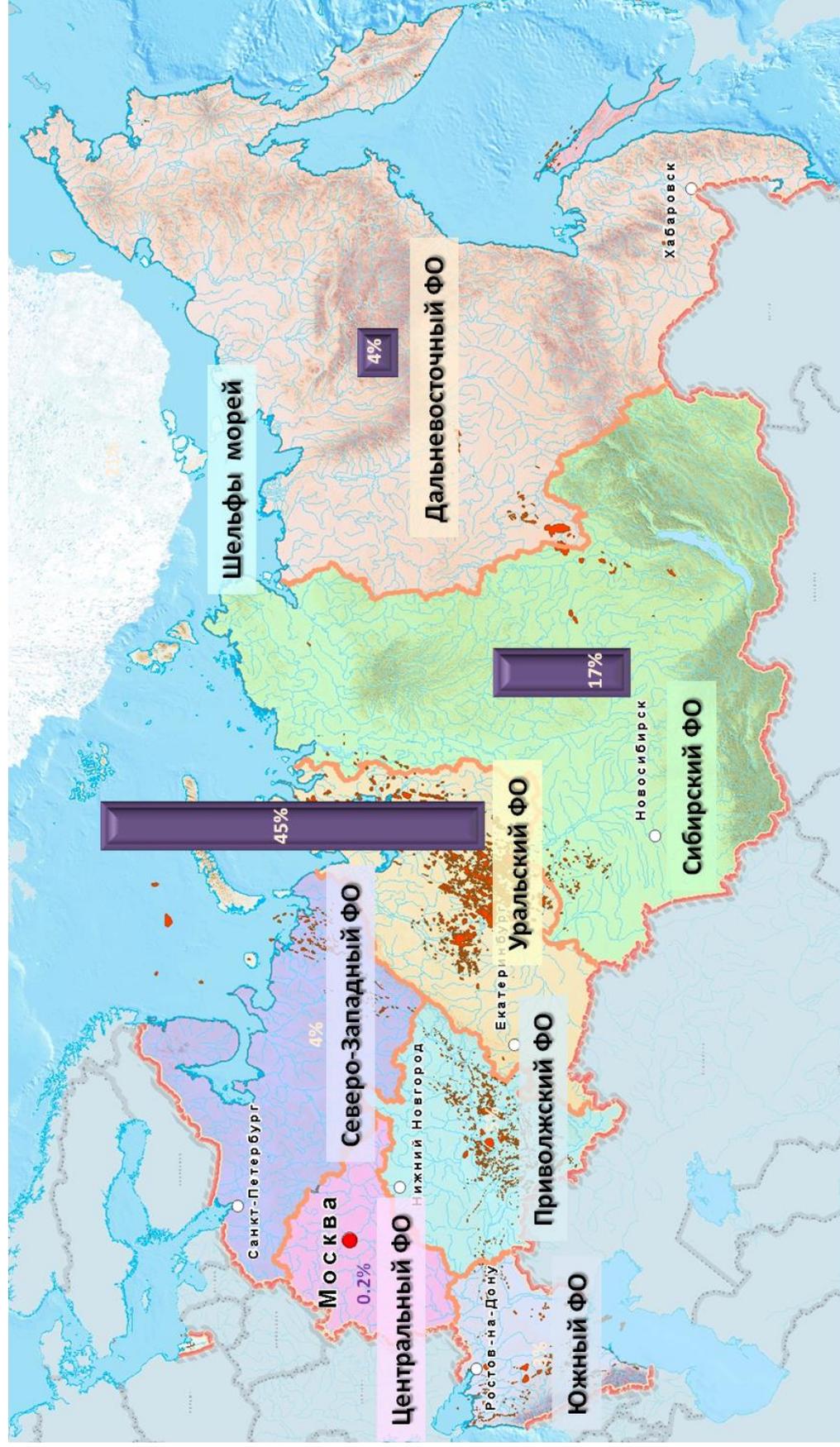


Рис. 3.1.8. Распределение не выявленных ресурсов ($C_3 + D_1 + D_2$) нефти по Федеральным округам

Однако, сравнивая изученность бурением по разным территориям страны, становится очевидно, что этот показатель, например, в Татарстане в 4 раза выше, чем в среднем для УрФО, и в 2 раза выше, чем в ХМАО. Изученность бурением Ямало-Ненецкого АО в 6 раз ниже, чем в Татарии <...>.

Аналогично, по изученности сейсморазведочными работами, ХМАО и ЯНАО на 20 и 21 месте среди регионов<...>. Таким образом, вероятность наличия значительных невыеявленных ресурсов в УрФО очень высока и требует проведения дополнительных геологоразведочных работ.

В России разведано 2750 месторождений с запасами нефти. В разработке 1580 месторождений, в них сосредоточено 78% всех запасов страны. Практически все разрабатываемые месторождения характеризуются высокой степенью выработанности разведанных запасов – более 60%.

Источником для поддержания падающей добычи нефти в стране должны были бы стать неведенные еще в разработку 1170 нефтяных месторождений. Но эти месторождения не разрабатываются по ряду причин: мелкие по запасам, удалены от инфраструктуры, сложные геологические условия, трудные для разработки свойства нефти, в итоге – нерентабельны в современных условиях.

Так, например, из подготовленных, но неразрабатываемых в настоящее время месторождений, только 4 - уникальные (более 300 млн. т) по запасам, а 25 месторождений – крупные (60-300 млн. т). Почти половина неразрабатываемых запасов содержится в 1140 мелких и средних месторождениях <...>.

В России открыто 20 уникальных нефтяных месторождений (с запасами более 300 млн. т). В настоящее время эти месторождения обеспечивают треть нефтедобычи в стране. Эти месторождения можно разделить по степени выработанности на три обособленные группы:

Первая группа – месторождения на поздней стадии разработки характеризуются значительной степенью выработанности запасов, большой обводненностью продукции – это Самотлорское, Туймазинское, Арланское, Ромашкинское, Мамонтовское, Новоелховское, Аганское и Фёдоровское.

Вторая группа – Ватьеганское, Тевлинско-Русскинское, Усинское - находятся на полке разработки.

Третья группа – это месторождения с перспективами увеличения добычи. У каждого из этих месторождений разные проблемные вопросы:

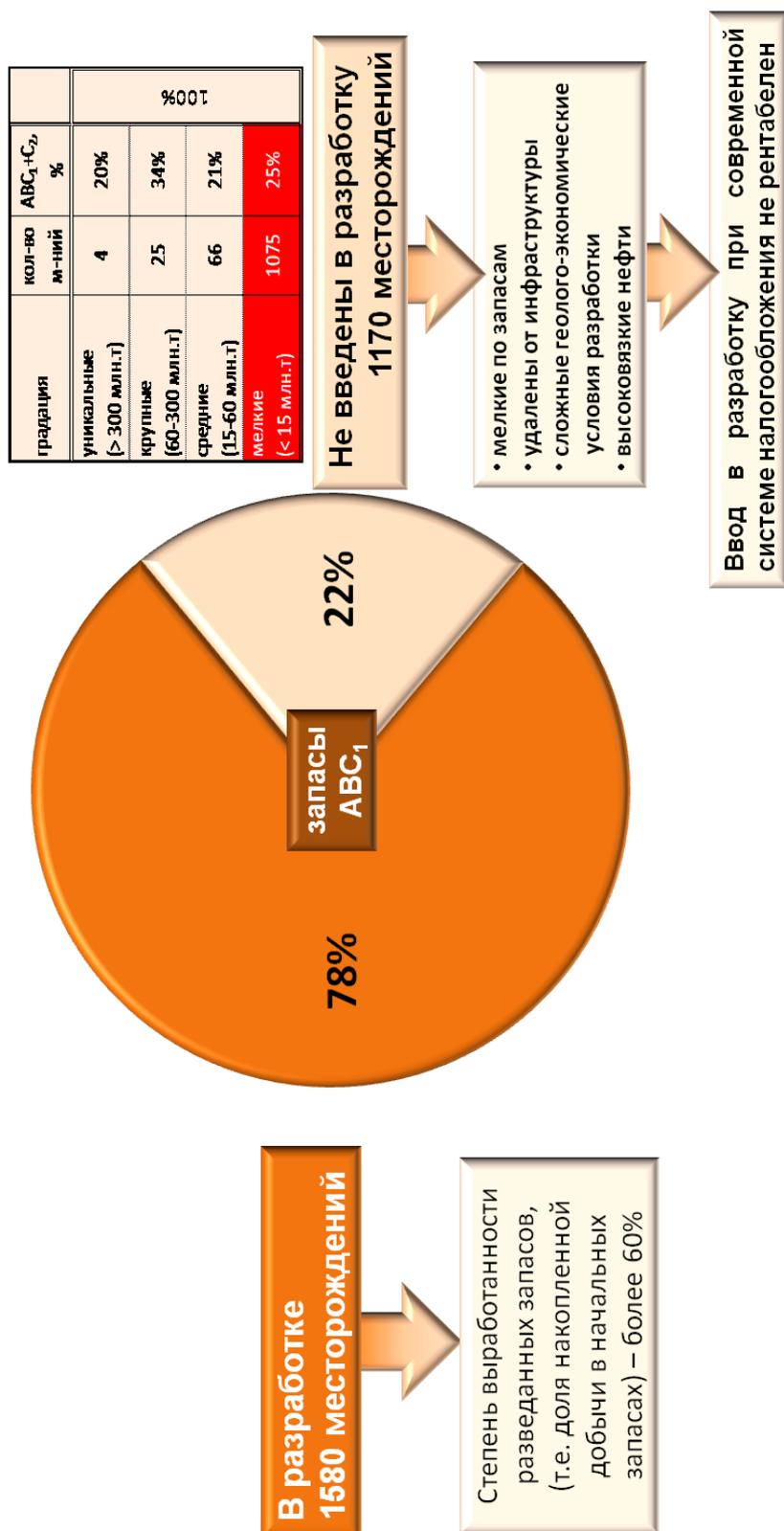


Рис. 3.1.12. Распределение запасов нефти (ABC₁) по степени промышленного освоения

Ванкорское – введено в разработку в 2009 году только при установлении налоговых льгот и создании собственной инфраструктуры для транспорта нефти, Красноленинское - низкие коллекторские свойства, многопластовое Приобское – практически все расположено в пойме р. Обь, Уренгойское месторождение характеризует некомплексный подход к отработке недр, связанный с преимущественной добычей газ, основные запасы Салымского месторождения (нераспределенного фонда недр) находятся в отложениях баженовской свиты с низкими коллекторскими свойствами. Причины задержки с вводом в разработку Юрубчено-Тохомского, Русского, Восточно-Мессояхского месторождений – это отсутствие инфраструктуры, сложные физико-химические свойства нефти. (рис. 3.1.13)

Характеризуя структуру текущих запасов нефти, приходится констатировать, что только треть всех разведанных запасов - активные запасы. 67% всех разведанных запасов – это трудноизвлекаемые запасы, в том числе высоковязкие нефти 13%, малопроницаемые коллектора – 36%, малые толщины пластов- 4%, подгазовые зоны – 14% (рис. 3.1.14).

Анализ динамики запасов показал резкое ухудшение структуры – если до начала разработки доля трудно-извлекаемых запасов составляла 45%, то в текущих запасах - уже 67%. Кроме того, необходимо отметить, что трудноизвлекаемые запасы практически не вырабатываются – их доля в накопленной добыче за все годы разработки составила 26%. (рис. 3.1.15).

Почти все запасы нефти (94%) находятся в распределенном фонде недр.

Нефтяные компании «Роснефть», «ТНК-ВР» и «ЛУКОЙЛ» в сумме владеют 57% от суммарных запасов РФ, соответственно, 23%, 18%, 16%. Сургутнефтегаз обладает 6% запасов России, по 5% у компаний Славнефть, Газпром, Газпромнефть. Татнефть – 4%, Руснефть и Башнефть по 2%.

Текущие извлекаемые запасы нефти распределенного фонда недр по степени освоения можно разделить на 3 группы:

№ п/п	Месторождения	Степень выработанности запасов, %	ПРОБЛЕМЫ
Месторождения на поздней стадии разработки			
1.	Туймазинское	93	
2.	Арланское	90	• значительная степень выработанности запасов,
3.	Ромашкинское	87	
4.	Мамонтовское	83	• большая обводненность продукции
5.	Новоелховское	80	• другие проблемы, характерные для месторождений на поздней стадии разработки
6.	Аганское	80	
7.	Фёдоровское	73	
8.	Самотлорское	71	
9.	Ваьеганское	56	
10.	Тевлинско-Русскинское	51	
11.	Усинское	46	
Месторождения с перспективами увеличения добычи			
12.	Ванкорское	0.003	Введено в разработку в 2009 году при установлении налоговых льгот и создании собственной инфраструктуры для транспорта нефти
13.	Красноленинское	21	низкие коллекторские свойства
14.	Приразломное	21	Введено в разработку в 1991 году
15.	Приобское	15	60% расположено в пойме р.Обь, многопластовость
16.	Уренгойское	10	некомплексный подход к отработке недр (добыча газа)
17.	Сальмское	5	Баженовка, НФН, низкие коллекторские свойства
18.	Юрубчено-Тохомское	0.4	Отсутствие инфраструктуры
19.	Русское	0.003	Высоковязкие нефти
20.	Восточно-Мессояхское	0	Высоковязкие нефти, отсутствие инфраструктуры

Рис.3.1.1.13. Характеристика уникальных месторождений (начальные запасы нефти кат.АВС₁+С₂ более 300 млн.т)

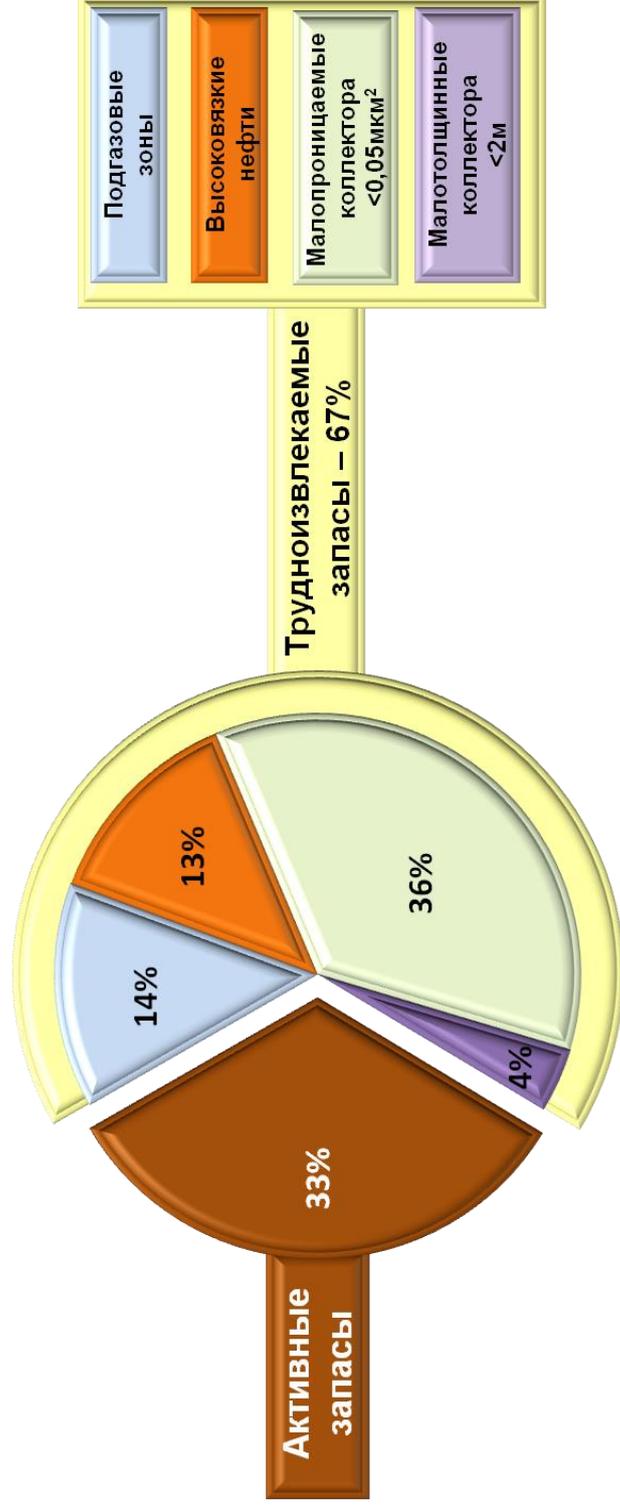


Рис.3.1.14. Доля активных запасов нефти (ABC₁)

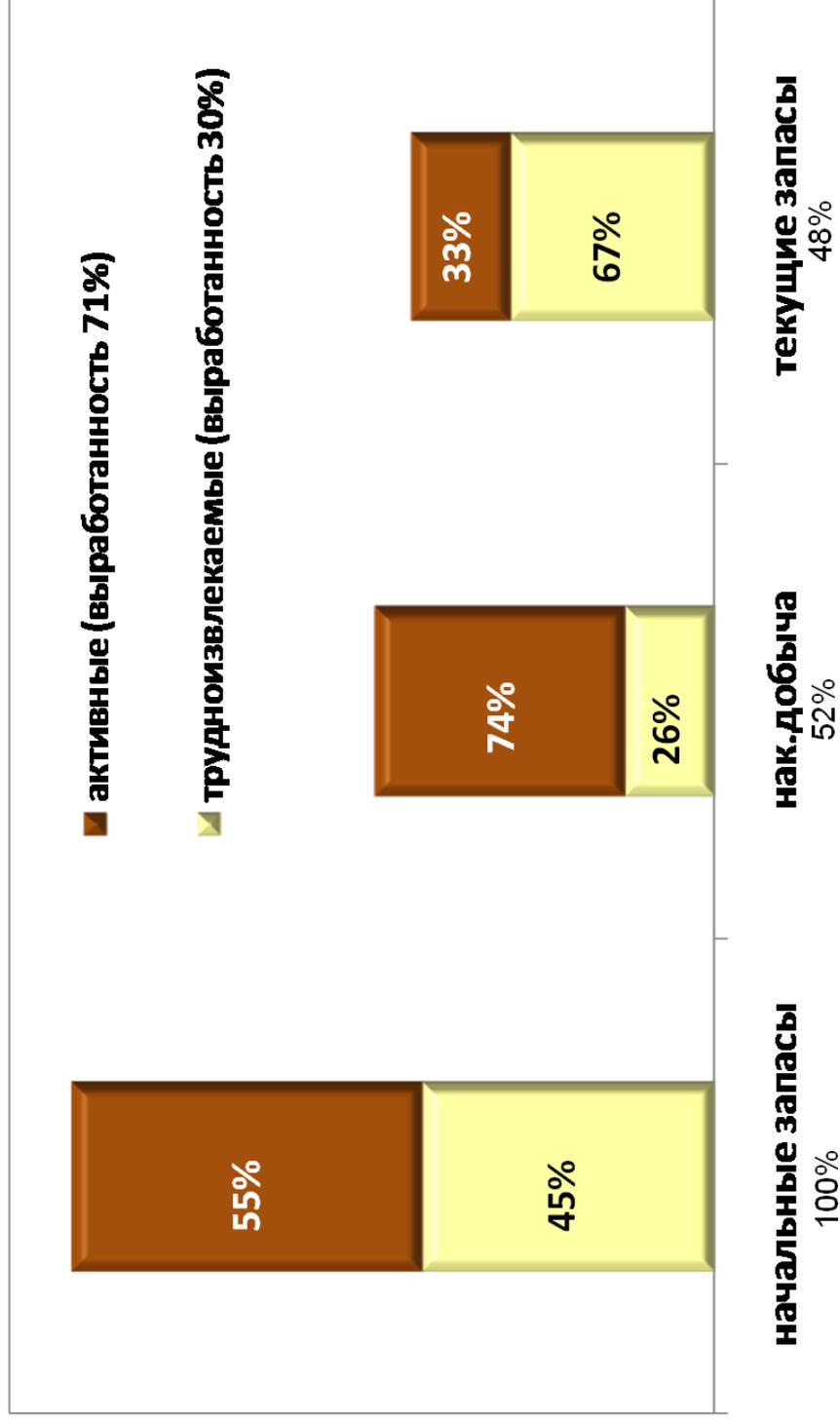


Рис. 3.1.15. Динамика активных и трудноизвлекаемых запасов нефти (ABC₁)

•Разрабатываемые месторождения, имеется инфраструктура, осуществляется промышленная эксплуатация

На группу месторождений приходится 82.5% текущих извлекаемых запасов нефти России.

Основные текущие запасы разрабатываемых месторождений локализованы в ХМАО (54%), Приволжском ФО (21%) и ЯНАО (8%).

Это основной источник добычи нефти в России на рассматриваемую перспективу.

•Подготовленные к разработке месторождения с необходимой инфраструктурой, в эксплуатацию не введены

Доля этой группы месторождений в текущих извлекаемых запасах России составляет 5%.

Объемы доказанных запасов нефти по этой группе месторождений незначительны и не могут служить источником для стабилизации или расширения добычи.

Запасы группы месторождений рассредоточены по разным территориям и акваториям России. Среди этой группы месторождений 21% текущих извлекаемых запасов нефти приходится на шельф Каспийского моря, 20.7% на ХМАО, 15% на шельф Охотского моря, 11% на Ненецкий АО, 10% на Республику Коми, 7% на Приволжский ФО и 15.3% на остальные регионы РФ.

• Новые месторождения с отсутствием инфраструктуры

Доля данной группы месторождений в текущих извлекаемых запасах нефти России составляет 12.5%. Здесь основные запасы локализованы в трех регионах России – ЯНАО (62%), Красноярском крае (16%) и Республике Саха + Чукотке (12%). Доля остальных регионов в разведанных запасах нефти по этой группе месторождений составляет 10%.

На месторождениях данной группы можно добывать значительные объемы нефти, поэтому новые месторождения с отсутствием инфраструктуры являются перспективными для ввода в промышленную разработку.

В данное время это основной источник для компенсации падения добычи нефти по традиционным нефтяным регионам России.

Доля нераспределенного фонда в структуре разведанных запасов РФ весьма

незначительна - незалицензировано только 6% разведанных запасов (рис.3.1.16).

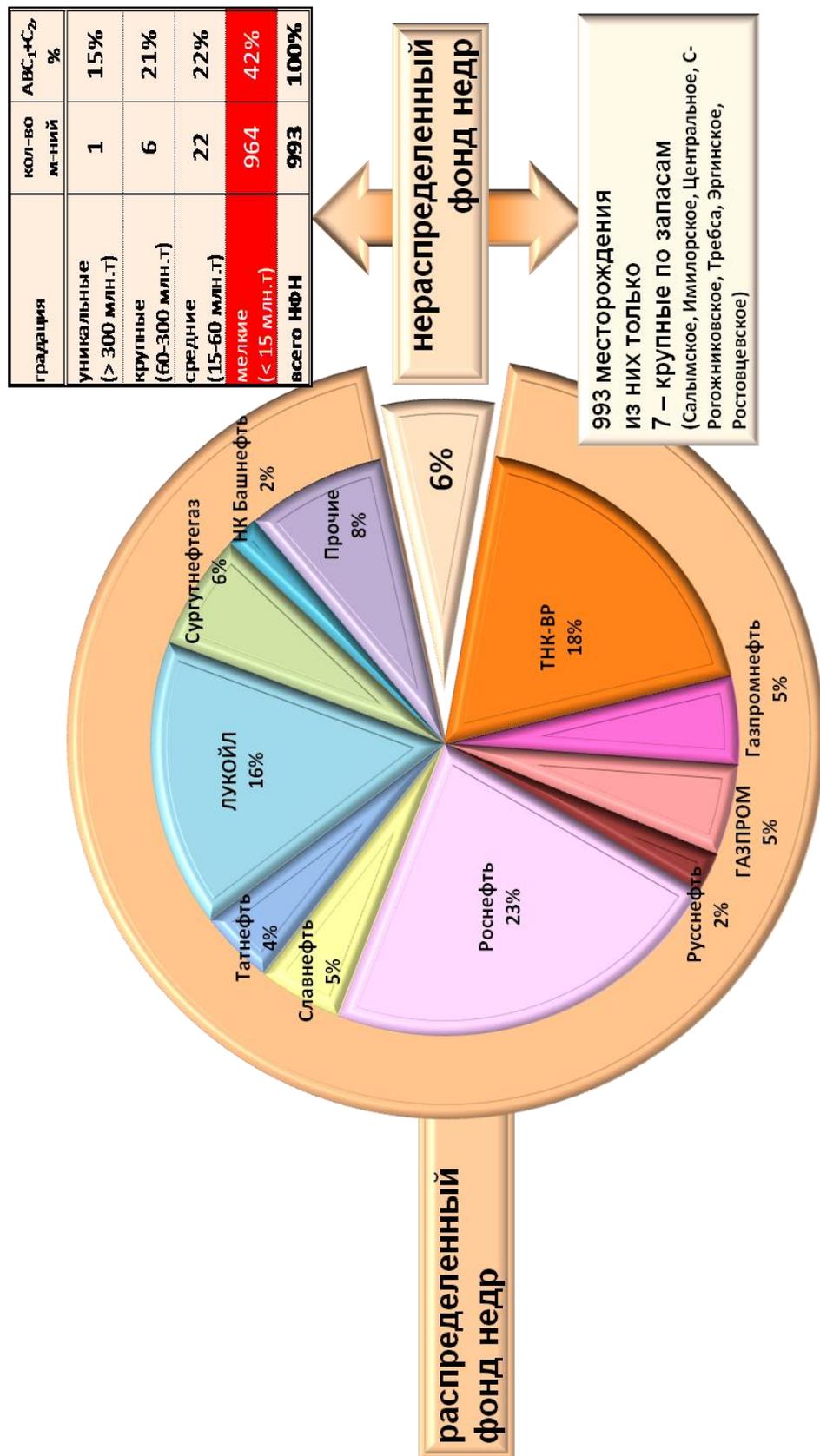


Рис.3.1.16. Распределение текущих разведанных запасов нефти (ABC1) по компаниям. Структура нераспределенного фонда недр.

На учете в нераспределенном фонде недр РФ 993 месторождения. За редким исключением (только 7 месторождений крупные по запасам - Салымское, Имилорское, Центральное, С-Рогожниковское, Требса, Эргинское, Ростовцевское) - это запасы мелких месторождений, с низкой изученностью, соответственно – с высокими экономическими рисками. Кроме того, это участки, примыкающие к разрабатываемым месторождениям, нижние горизонты, удаленные от инфраструктуры. Лицензирование открытых месторождений не станет поддержкой для падающей добычи нефти в стране.

Существенной поддержкой для стабилизации добычи нефти может стать увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН). В настоящее время средний проектный КИН в стране 37%. Достигнутый КИН, т.е. доля извлеченных запасов в геологических запасах составляет в России 20% (рис. 3.1.17). Разница между проектным и достигнутым КИНОм – это запасы, которые еще находятся в недрах (рис. 3.1.18). Увеличение проектного КИНа, только на 5 % (до 42%) даст дополнительные извлекаемые запасы в количестве более 4 млрд.т (рис. 3.1.19).

Проведенный анализ динамики утверждаемого в ГКЗ РФ КИН за последние 60 лет показывает, что данный параметр практически не изменился. В 1948 году в ГКЗ были утверждены запасы по трем новым залежам – со средним КИНОм равным 31%. В 2009 году в ГКЗ были утверждены запасы по 30 новым залежам – средний КИН составил 32% (рис. 3.1.20). Инновации не касаются нефтяную отрасль?

На примере ХМАО, базового региона по нефтедобыче, представлен процесс увеличения обводненности продукции за последние 7 лет (рис. 3.1.21). Для извлечения 1 т нефти, необходимо закачать и затем поднять 7 т воды (рис. 3.1.22). Это чрезвычайно энерго- и капиталоемкий процесс, значительно ухудшающий экономические показатели.

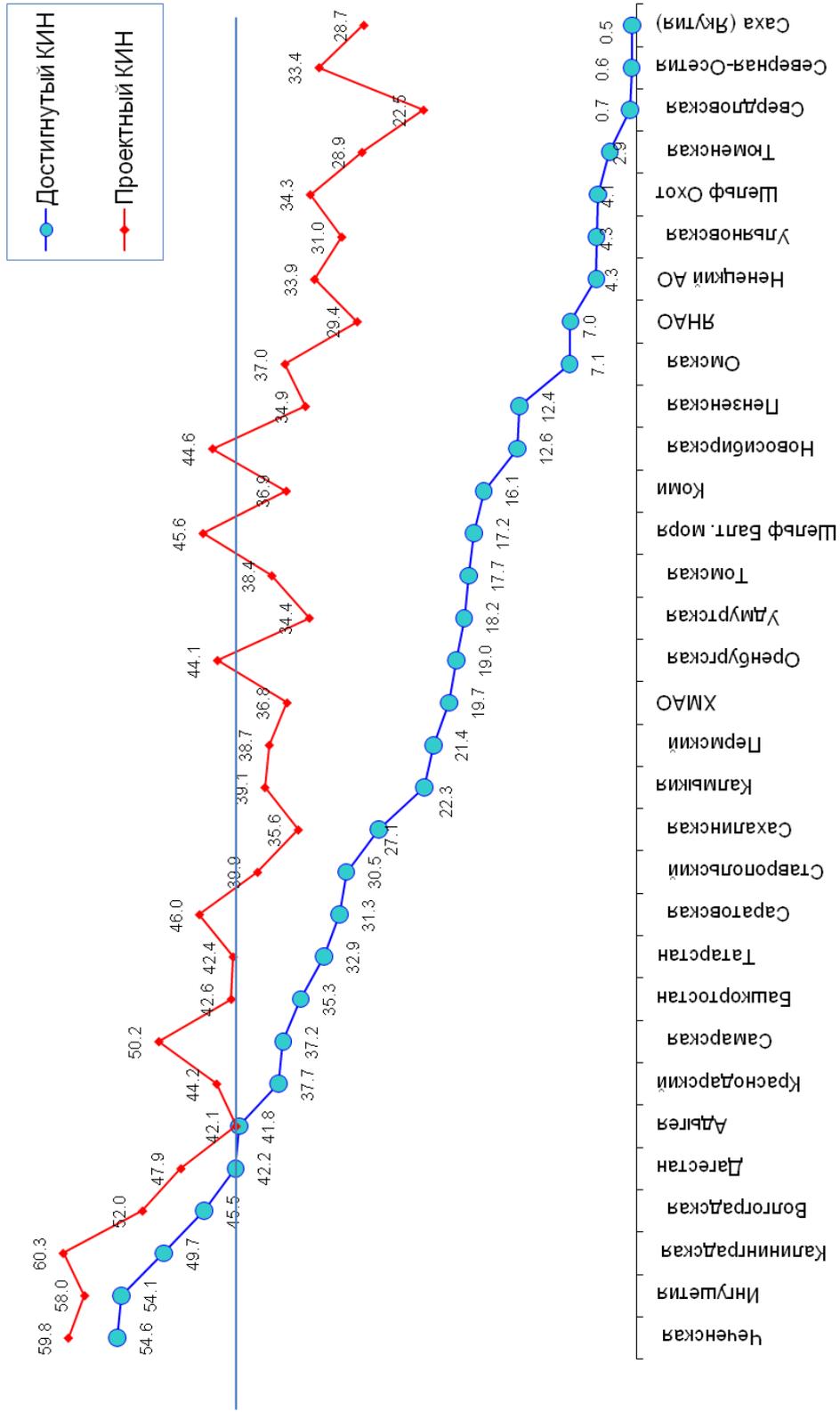


Рис. 3.1.1.17. Коэффициент извлечения нефти по регионам РФ, отсортированный по достигнутому КИИ

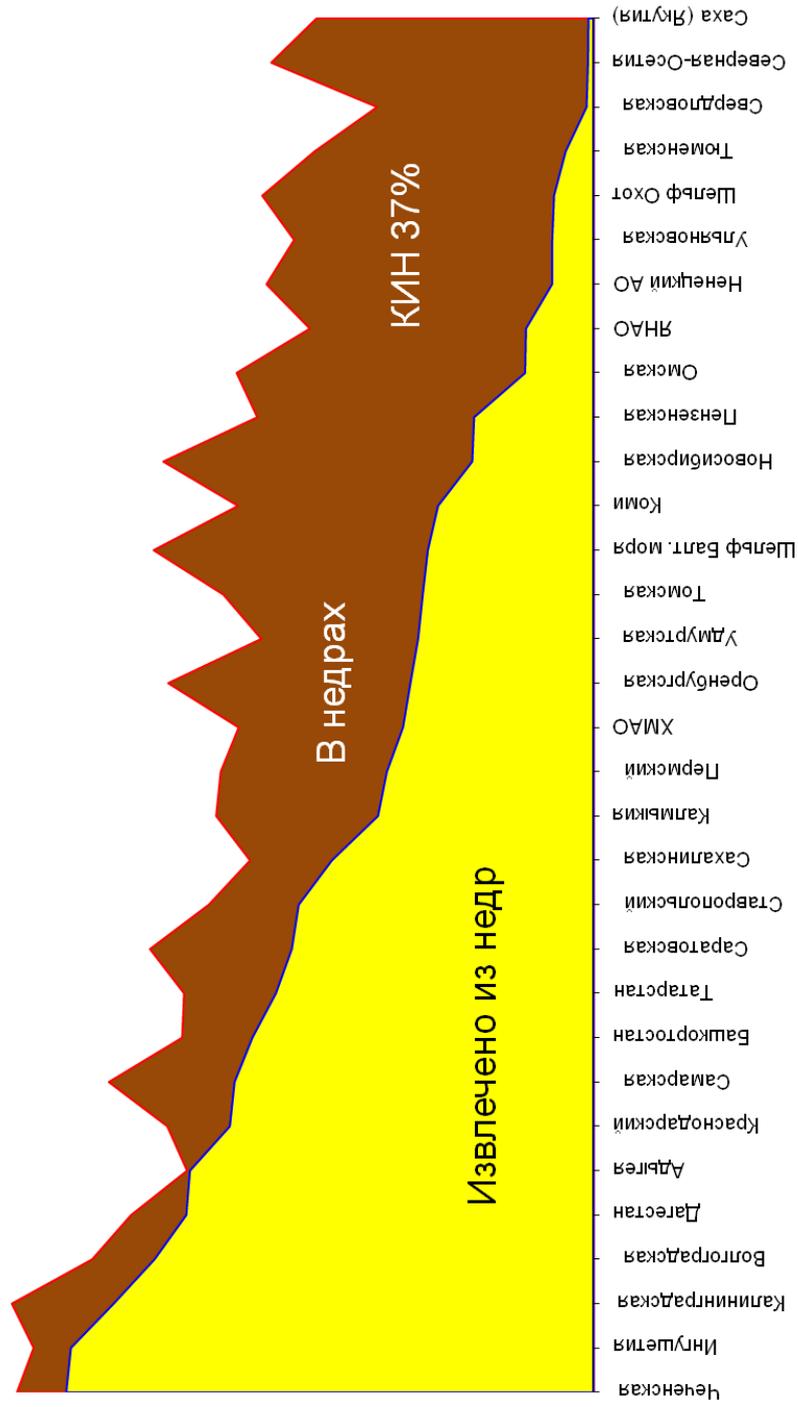


Рис.3.1.18. Доля текущих остаточных запасов в недрах при КИН 37%

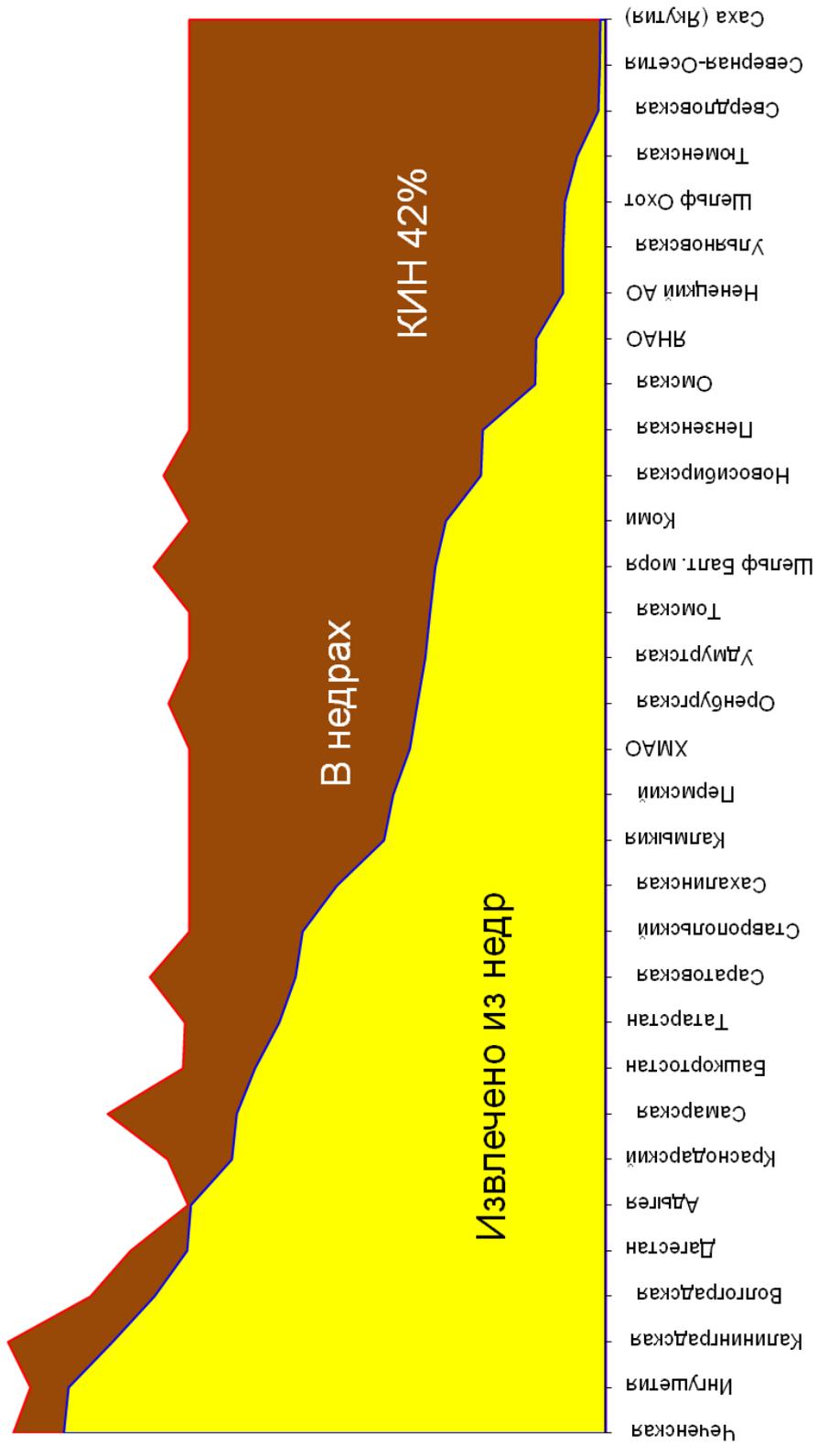


Рис.3.1.19. Доля текущих остаточных запасов в недрах при КИН 42%

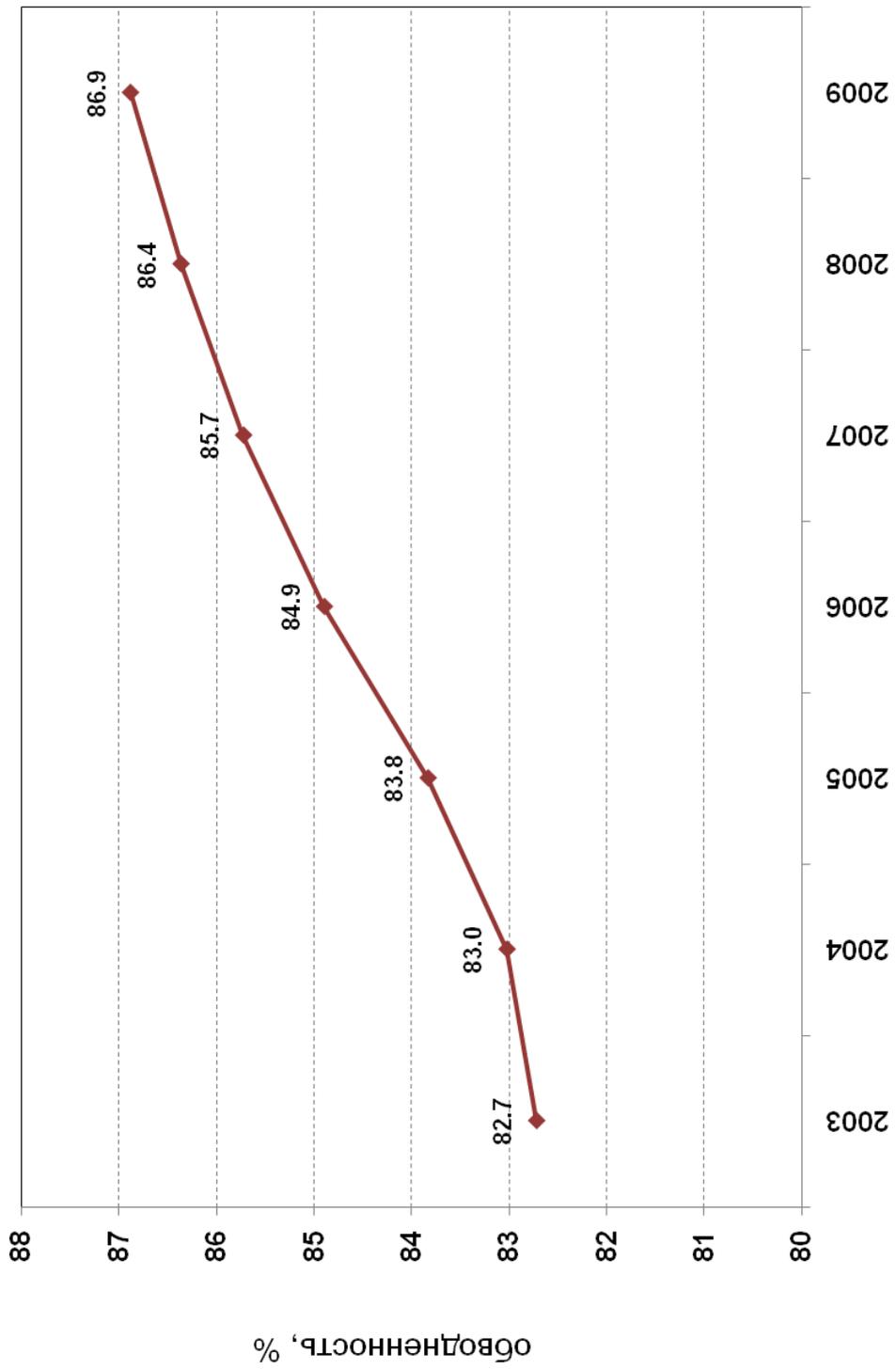


Рис.3.1.21. Ханты-Мансийский автономный округ
Динамика обводненности

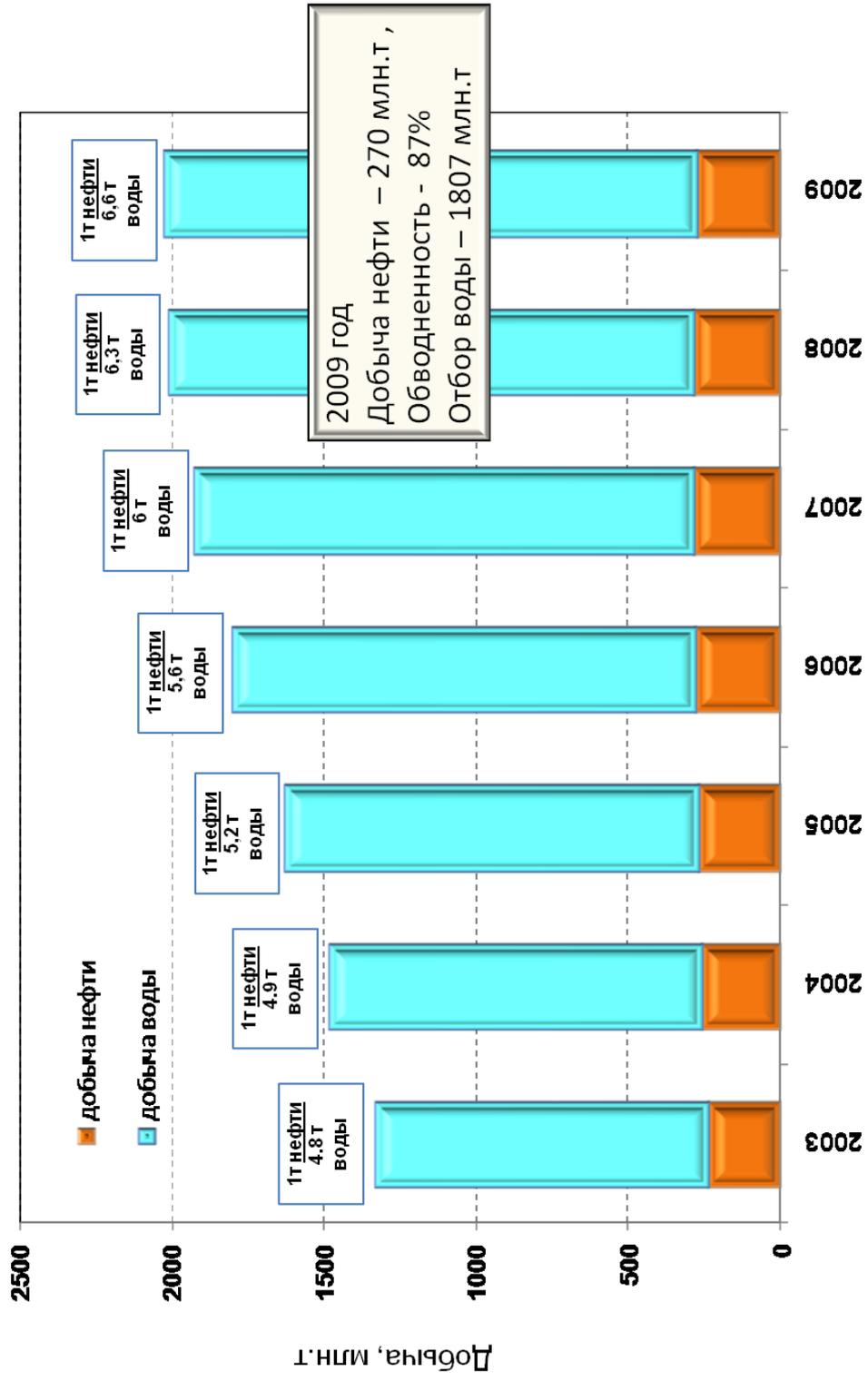


Рис. 3.1.22. Ханты-Мансийский автономный округ
Динамика обводненности и добычи нефти

Многokратное снижение объемов геологоразведочных работ после 1991 года привело к сокращению прироста запасов и некомпенсированным отборам углеводородного сырья из недр. При высоких темпах «проедания» запасов в долгосрочной перспективе может сложиться критическая ситуация с объемами добычи нефти в перспективе.

Не менее пагубно отразился кризис в нефтедобывающей отрасли в 90-х годах на объемы эксплуатационного бурения. По сравнению с 1988 годом, когда в Российской Федерации было пробурено 35 млн.м (в СССР более 40 млн.м) эксплуатационных скважин, в 1999 году объем бурения сократился в 8 раз (рис.3.1.23, 3.1.24).

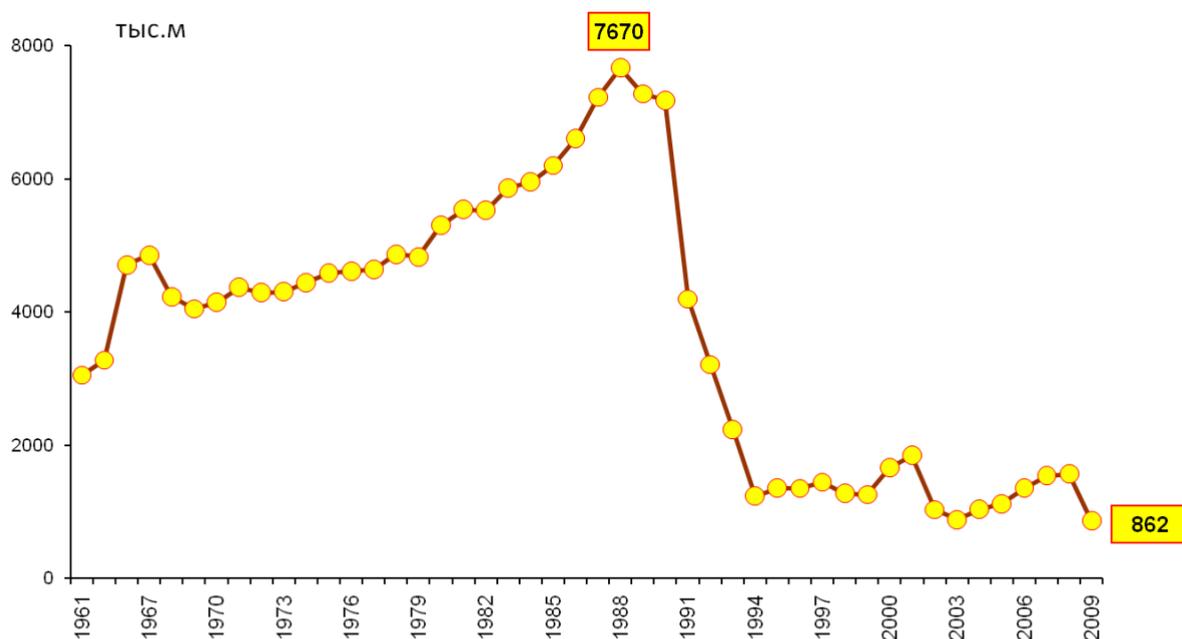


Рис. 3.1.23. Поисково-разведочное бурение в Российской Федерации

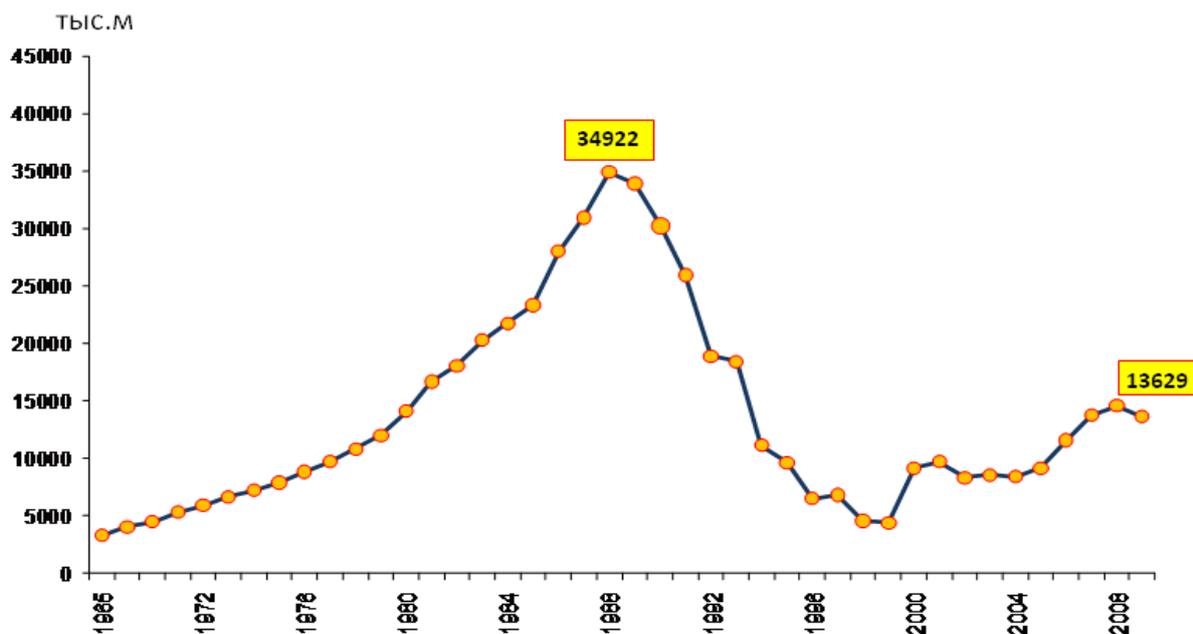


Рис. 3.1.24 Эксплуатационное бурение в Российской Федерации

3.2 Текущее состояние добычи нефти

Добыча нефти в Российской Федерации, снизившись до минимального значения в 1996 году (301 млн.т), начиная с 1998 года, постоянно увеличивалась и составила 491 млн.т в 2007 году (рис. 3.2.1).

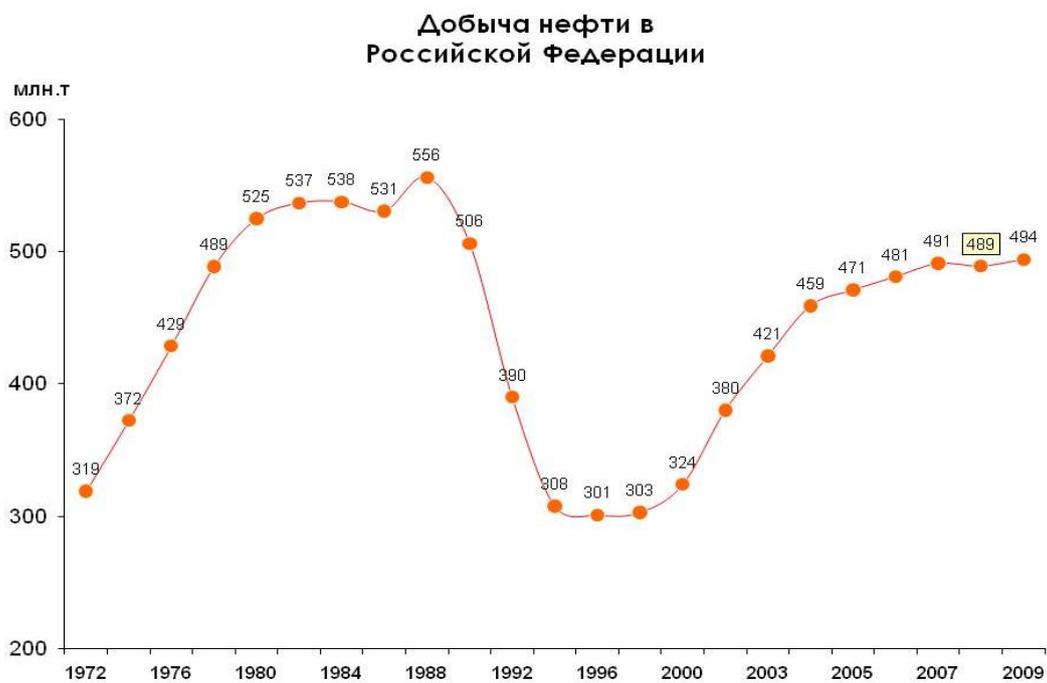


Рис. 3.2.1 Динамика добычи нефти в РФ

Темп ежегодного прироста добычи нефти в 2003 году достиг 10%. Однако, начиная с 2005 года, темп увеличения добычи нефти сократился, и к 2007 году

составлял только 2%.

В 2008 году, несмотря на все усилия, добыча нефти в России снизилась на 3 млн.т (-0,6% по сравнению с 2007 годом) и составила 489 млн.т. Максимальное падение добычи произошло в ОАО «Сургутнефтегаз» -2,8 млн.т (-4,4%), в ОАО «Газпромнефти» - 1,8 млн.т (-5,6%), НК «ЛУКОЙЛ» -1,2 млн.т (-1,3%), НК «Славнефть» -1,3 млн.т (-6,4%).

В 2009 году России удалось переломить отрицательную тенденцию и увеличить добычу нефти на 1,2% (494 млн.т) (таб. 3.2.1). Согласно подготовленному ВР ежегодному статистическому обзору мировой энергетики (Statistical Review of World Energy), Российская Федерация вышла на первое место по добыче нефти в мире. Таким образом, доля России в мировой добыче нефти в 2009 году составила 12,9%, Саудовской Аравии – 12%.

Таблица 3.2.1 Добыча нефти в России в разрезе компаний за 2008-2009 гг.

Компания	Добыча в 2008 г. тыс.т	Добыча в 2009 г. тыс.т	Соотношение добычи 2009 г. к 2008 г.,%	Снижение, тыс.т	Увеличение, тыс.т
ЛУКОЙЛ	90245	92176	2,1%		1931
Газпром нефть	30735	29880	-2,8%	-855	
Сургутнефтегаз	61684	59634	-3,3%	-2050	
Татнефть	26060	26107	0,2%		47
ТНК-ВР Холдинг	68794	70237	2,1%		1443
Башнефть	11738	12234	4,2%		496
Роснефть	113847	116286	2,1%		2439
Славнефть	19571	18894	-3,5%	-677	
РуссНефть	14247	12687	-10,9%	-1560	
Газпром	12723	12033	-5,4%	-690	
НОВАТЭК	2736	3322	21,4%		586
Прочие производители	24125	25983	7,7%		1858
Операторы СРП	11983	14777	23,3%		2794
Итого по России	488488	494250	1,2%	-5832	11594

Итого +5762 тыс.т

Рост добычи нефти был обеспечен, прежде всего, вводом в эксплуатацию Ванкорского месторождения ОАО НК «Роснефть». Официальная церемония ввода

месторождения в эксплуатацию состоялась 21 августа 2009 г. За 2009 год на месторождении было добыто 3,6 млн.т нефти.

По состоянию на конец 2009 года на Ванкорском месторождении были пробурены 142 эксплуатационные скважины (в том числе 119 добывающих и нагнетательных скважин). Было построено 1 685 объектов инфраструктуры, 148 км промысловых нефтепроводов, 60 км газопроводов, 120 км автодорог, резервуарный парк, мини-НПЗ и несколько современных вахтовых поселков.

Несомненно, одной из причин ускоренного ввода Ванкорского месторождения в разработку стала нулевая ставка на добычу полезных ископаемых и пониженная экспортная пошлина на нефть, а также строительство инфраструктуры для транспортировки нефти с месторождения.

В компании «ЛУКОЙЛ» рост добычи был достигнут за счет Южно-Хыльчуйского месторождения, введенного в эксплуатацию в середине 2008 года. Негативно на темпе прироста сказалось снижение добычи нефти на месторождениях Западной Сибири, связанное в первую очередь с объективными изменениями в структуре извлекаемых запасов. Компания планирует ослабить их негативное влияние на процесс добычи за счет применения новейших технологий повышения нефтеотдачи пластов.

В 2009 году на месторождении им. Ю. Корчагина были сооружены морская ледостойкая стационарная платформа с буровым комплексом, жилая и транспортная инфраструктуры. Месторождение им. Ю. Корчагина будет разрабатываться системой горизонтальных эксплуатационных скважин верхпротяженной длины (более 5 км), что является уникальным для Российской Федерации проектно-технологическим решением. Максимальный уровень добычи нефти составит около 2,5 млн т/год, газа – 1 млрд м³/год. Первая нефть на месторождении получена во втором квартале 2010 года. Но для интенсивного освоения региона месторождениям Каспия требуются налоговые преференции.

Увеличить объемы добычи нефти **ТНК-ВР** удалось благодаря вводу в разработку Урненского и Усть-Тегусского месторождений на юге Тюменской области, Верхнечонского месторождения в Иркутской области. Рост добычи нефти произошел на Оренбургских активах ТНК, а также на Краснотенинском месторождении в ХМАО.

Ввод в разработку в 2004 году Западно-Салымского месторождения (ХМАО)

Салым Петролеум Девелопмент позволяет этой компании ежегодно наращивать темпы добычи. В 2009 году на Западно-Салымском месторождении добыто 7,7 млн.т нефти, что на 20% выше чем в 2008 году.

Прироста добычи нефти в **ОАО АНК «Башнефть»** на 4% удалось добиться за счет оптимизации системы разработки: ввода в эксплуатацию новых скважин, бурения боковых стволов, проведения геолого-технических мероприятий, применения современных методов увеличения нефтеотдачи. Немаловажным фактором является приобретение в марте 2009 года АФК «Система» контрольного пакета акций БашТЭКа.

Не смотря на активную разработку одного из самых перспективных месторождений – Приобского(ХМАО), добыча **«Газпром нефти»** сократилась в основном за счет резкого падения добычи на месторождениях ЯНАО.

«Сургутнефтегаз» продолжил снижение объемов добычи нефти за счет сокращения добычи на Конитлорском, Биттемском, Лянторском, Мурьяунском, Лукьявинском, Юкьяунском и Федоровском месторождениях

ОАО НК «РуссНефть» - снижение добычи нефти произошло в основном за счет сокращения добычи нефти месторождениях Нижневартовского блока и Западно-Малобалыкском месторождении.

Итак, по итогам 2009 года **«Роснефть»** является лидером по добыче нефти - 116 млн.т (25% добычи в России), на втором месте с добычей 92 млн.т (20%) **«ЛУКОЙЛ»**, на третьем - с добычей 70 млн.т (15%) – **«ТНК-ВР»**, на четвертом - с добычей 60 млн.т (13%) – **«Сургутнефтегаз»**.

В сумме эти четыре компании в 2009 году добыли почти 340 млн.т нефти (73% добычи в России).

В территориальном разрезе - добыча нефти, прежде всего, сконцентрирована на месторождениях Уральского (63 %), Приволжского (21%) и Северо-Западного (6%) Федеральных округов.

За 7 месяцев 2010 года добыча нефти в Российской Федерации продолжила свой рост. Суммарная добыча составила 292,5 млн.т, что на 8 млн.т (почти на 3%) больше, чем за аналогичный период 2009 года. Однако, необходимо отметить, что в

минус вышли компании «ЛУКОЙЛ» (-1.8%) и «Роснефть» (-1.6%) (таб. 3.2.2).

Таблица 3.2.2 Сравнение добычи нефти в РФ за 7 месяцев 2009 г. и 2010 г.

Компания	Добыча в 2009 г. тыс.т	Добыча в 2010 г. тыс.т	Соотношение добычи 2010 г. к 2009 г.,%	Снижение, тыс.т	Увеличение, тыс.т
ЛУКОЙЛ	53841	52884	-1,8%	-957	
Газпром нефть	17234	17316	0,5%		82
Сургутнефтегаз	34662	34306	-1%	-357	
Татнефть	15147	15159	0,08%		12
ТНК-ВР Холдинг	40376	41667	3,2%		1291
Башнефть	6958	8072	16%		1114
Роснефть	65936	64878	-1,6%	-1057	
Славнефть	10978	10710	-2,4%	-268	
РуссНефть	7441	7321	-1,6%	-120	
Газпром	6729	7808	-16%		1079
НОВАТЭК	1865	2274	21,9%		409
Прочие производители	14897	21631	45,2%		6734
Операторы СРП	8440	8524	1%		84
Итого по России	284504	292549	2,8%	-2760	10806

Итого +8046 тыс.т

Причина - продолжающееся снижение добычи на разрабатываемых месторождениях Западной Сибири.

«Газпром» увеличил добычу газа по сравнению с 2009 годом, это определило увеличение добычи газового конденсата. Продолжают наращивать добычу т.н. «прочие недропользователи» и «НОВАТЭК». Незначительное увеличение добычи (+0,5%) показала компания «Газпромнефть».

<...>

3.3 Прогноз развития ресурсной базы

В Энергетической стратегии России до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. №1715-р, отмечено, что достижение энергетической безопасности осуществляется на базе

реализации всех основных составляющих государственной энергетической политики.

Одним из важнейших принципов этого определена своевременность геологоразведки, подготовки и освоения новых месторождений (залежей, площадей, участков, провинций) традиционных видов топлива, в том числе за счет частно-государственного партнерства и рациональной налоговой политики (имея в виду опережающий добычу прирост разведанных извлекаемых запасов).

Стратегической целью государственной энергетической политики в области недропользования и управления государственным фондом недр является обеспечение устойчивого, эффективного и экологически безопасного воспроизводства минерально-сырьевой базы для удовлетворения энергетических потребностей экономики страны и обеспечения экспорта энергоресурсов.

Финансирование геологоразведочных работ осуществляется из двух источников – средств федерального бюджета и средств недропользователей.

3.5.1 Геологоразведочные работы (ГРР) за счет средств федерального бюджета

Согласно «Долгосрочной государственной программе изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья» (утверждена приказом Минприроды России от 16 июля 2008 г, № 151) основными задачами по геологическому изучению недр и воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородного сырья за счет средств федерального бюджета являются:

- Оценка нефтегазового ресурсного потенциала и его локализация в слабоизученных отдаленных районах страны, в первую очередь, на участках, примыкающих к трассам будущих нефтегазопроводов;
- Выявление новых зон нефтегазонакопления и новых нефтегазоносных горизонтов в изученных добывающих регионах.

Результатом решения этих задач должна стать подготовка новых участков недр к аукционам.

Согласно программе ВМСБ в период 2011-2020 гг. предполагается создание новых центров нефтедобычи.

За счет средств федерального бюджета планируются в период 2011-2020 гг.

инвестиции на ГРП на нефть и газ в объеме 200.6 млрд. рублей (в ценах 2008 года).

Федеральные средства будут распределены следующим образом - Сибирский ФО - 84.3 млрд. руб., шельф РФ - 38.9 млрд. руб., Уральский ФО - 21.3 млрд. руб., Дальневосточный ФО - 20.1 млрд. руб., Приволжский ФО - 8.5 млрд. руб., Южный ФО - 8.4 млрд. руб., Северо-Западный ФО - 4.9 млрд. руб., новые объекты и площади - 14.2 млрд. рублей.

В Программе ВМСБ прогнозируется, что с учетом средств недропользователей, за период реализации программы (2005-2020 гг.) будет приращено в РФ запасов нефти и конденсата категории C_1 – 11.7 млрд. т, оценено прогнозных ресурсов $D_{1л}$ – 44.6 млрд. т.

Простой расчет показывает (объем прироста запасов делим на количество лет, получаем среднегодовое значение), что на рассматриваемую перспективу в России согласно Программе ВМСБ необходимо приращивать по 780 млн. т нефти и конденсата ежегодно. Таким образом, за период 2010-2020 гг. в России требуется разведать 8.6 млрд. т нефти.

Программа ВМСБ на рассматриваемую перспективу определяет основным регионом по приростам запасов жидких углеводородов, а также по объемам оценки прогнозных ресурсов Уральский Федеральный округ.

3.5.2 Геологоразведочные работы (ГРП) за счет средств недропользователей

Несмотря на необходимость проведения ГРП в неизученных районах, профиль добычи нефти на рассматриваемую перспективу будет определяться разработкой уже открытых месторождений, находящихся в распределенном фонде недр. Поэтому важнейшее значение приобретают геологоразведочные работы в пределах лицензионных участков компаний, комплексная выработка запасов. Новых крупных открытий здесь ожидать не приходится, но стабилизировать объемы добычи нефти на эксплуатируемых объектах возможно.

Основные объемы инвестиций ГРП за счет средств недропользователей до 2020 года будут приходиться на распределенный фонд недр.

В период 2010-2020 гг. за счет средств нефтяных компаний планируется выполнить в России 278 тыс. км сейсморазведочных работ 2D.

Сейсморазведочные работы 2D являются основным инструментом при

подготовке перспективных ресурсов. За 2010-2015 гг. объемы сейсморазведочных работ 2D будут относительно на высоком уровне (26-47 тыс. км ежегодно). Однако после 2015 года планируется постепенное сокращение их объемов.

К 2020 году, в сравнении с 2010 годом, объемы сейсморазведочных работ 2D сократятся в 8 раз - до 4 тыс. км (рис. 3.5.2.1).

На протяжении всего рассматриваемого периода основные объемы сейсморазведочных работ 2D в Российской Федерации будут проводиться компанией ОАО «Роснефть» (70%).

Всего в России за счет запланированных объемов сейсморазведки 2D и текущей оценки начальных суммарных и прогнозных ресурсов будет подготовлено 160 млн. т извлекаемых перспективных ресурсов нефти. Предполагаемый перевод ресурсов в запасы промышленных категорий составит около 40 млн. тонн.

Таким образом, планируемых объемов сейсморазведочных работ 2D недостаточно для подготовки соизмеримого с планами добычи объема перспективных ресурсов.

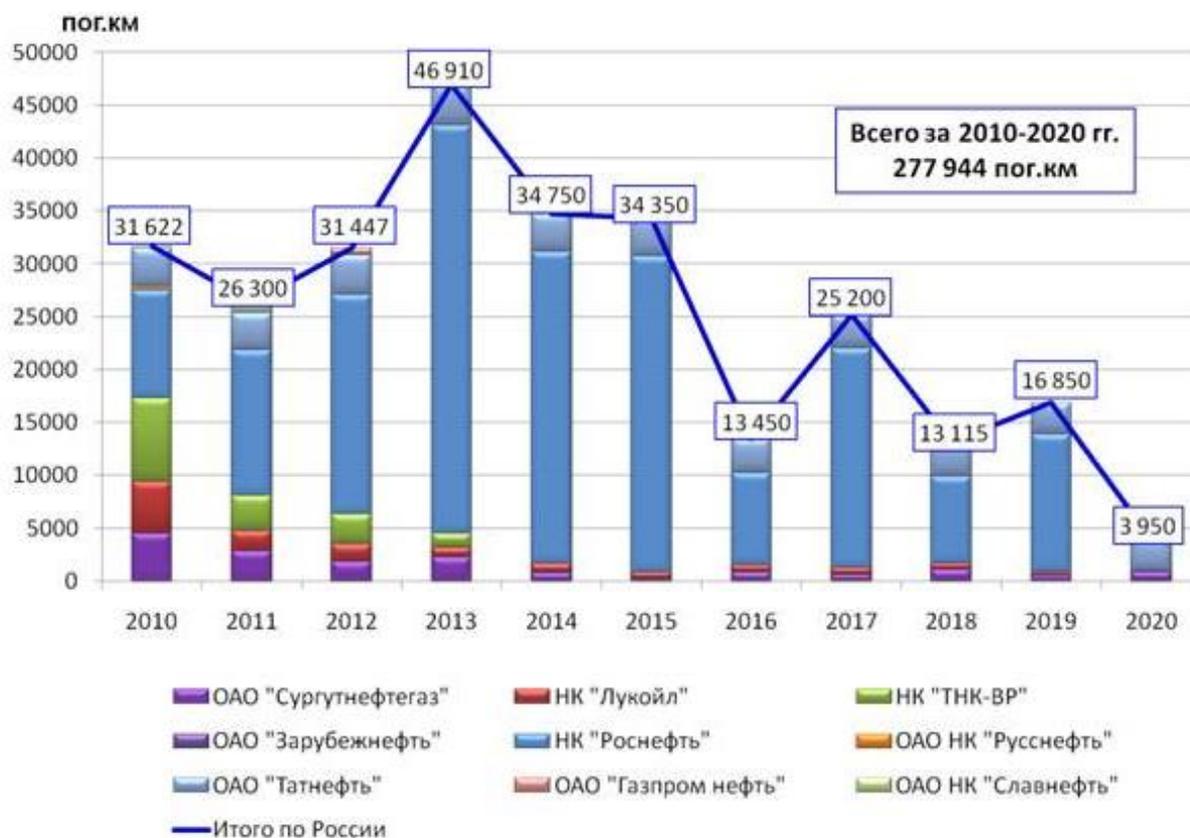


Рис. 3.5.2.1 Планируемые объемы сейсморазведочных работ МОГТ 2D по России

В практике российского недропользования объемная сейсморазведка 3D проводится обычно в пределах уже открытых месторождений для детализации геологических и гидродинамических моделей, более корректной и обоснованной постановки разведочного бурения и количественной оценки запасов. Объемы сейсморазведочных работ 3D косвенно свидетельствуют об активности компаний в подготовке новых месторождений к промышленному освоению.

В период 2010-2020 гг. намечается тенденция по сокращению объемов сейсморазведочных работ 3D. Если в 2010 году компании выполняют 20.6 тыс. км² сеймопрофилей, то к 2020 году только 6 тыс. км². Всего за 2010-2020 год в России будет выполнено 125 тыс. км² сейсморазведочных работ 3D. Половина этих объемов будет обеспечена компанией Роснефть (рис. 3.5.2.2).

Несмотря на сокращение сейсморазведочных работ 3D, запланированных объемов будет достаточно для подготовки значительного количества месторождений к промышленному освоению, а при комплексировании с работами прошлых лет, геохимическими, электро-, грави- и магниторазведочными исследованиями, данными глубокого бурения возможно существенно повысить эффективность и рентабельность

подготовки месторождений.

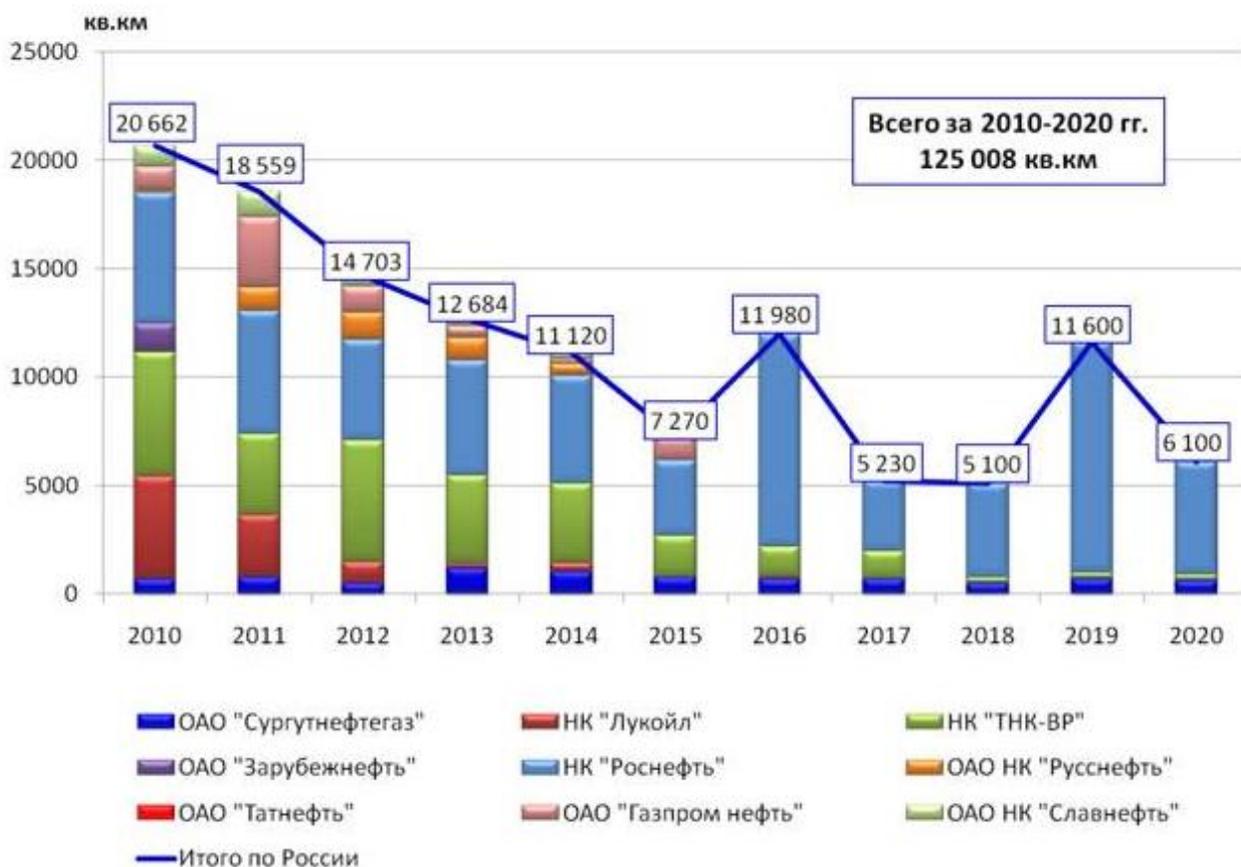


Рис. 3.5.2.2 Планируемые объемы сейсморазведочных работ МОГТ 3D (кв/км) по России

В последние годы для большинства регионов России характерна тенденция снижения объемов разведочного и, особенно, поискового бурения, что является основной причиной отставания ежегодных приростов запасов от объемов добычи нефти.

Запланированные объемы поисково-разведочного бурения в России в период 2010-2020 гг. составят 6.8 млн. м.

Наибольший объем бурения будет достигнут в 2012 году (0.9 млн. м), затем объемы проходки постепенно будут сокращаться. К 2020 году этот показатель составит 0.3 млн. м. Закономерно, что с уменьшением объемов бурения будет сокращаться и прирост запасов нефти.

Для сравнения, в советские годы максимум по бурению достигал объема 7.6 млн. м (1988 год).

За период 2010-2020 гг. объемы финансирования ГРП составят 743 млрд. рублей. Будет наблюдаться постепенное снижение объемов финансирования

геологоразведочных работ. Если в 2010 году компании инвестируют в геологоразведку 84 млрд.рублей, то в 2020 году – только 32 млрд. рублей (рис. 3.5.2.3).

Результатом выполненных геологоразведочных работ (2010-2020 гг.) станет прирост запасов нефти в объеме 3.3 млрд. т. Значительные объемы приростов запасов на протяжении рассматриваемого периода будут обеспечены компанией ОАО «Роснефть» - 1.8 млрд. т.

Согласно прогнозам, выполненным в Энергетической стратегии России, предусматривается расширенное воспроизводство минерально-сырьевой базы углеводородов за счет проведения геологоразведочных работ. По оценке, к 2020 году может быть обеспечен совокупный прирост запасов нефти в объеме 7.5 млрд. тонн. Компенсация добычи нефти приростами запасов при реализации планового варианта составит 70%, проектного – 60%.

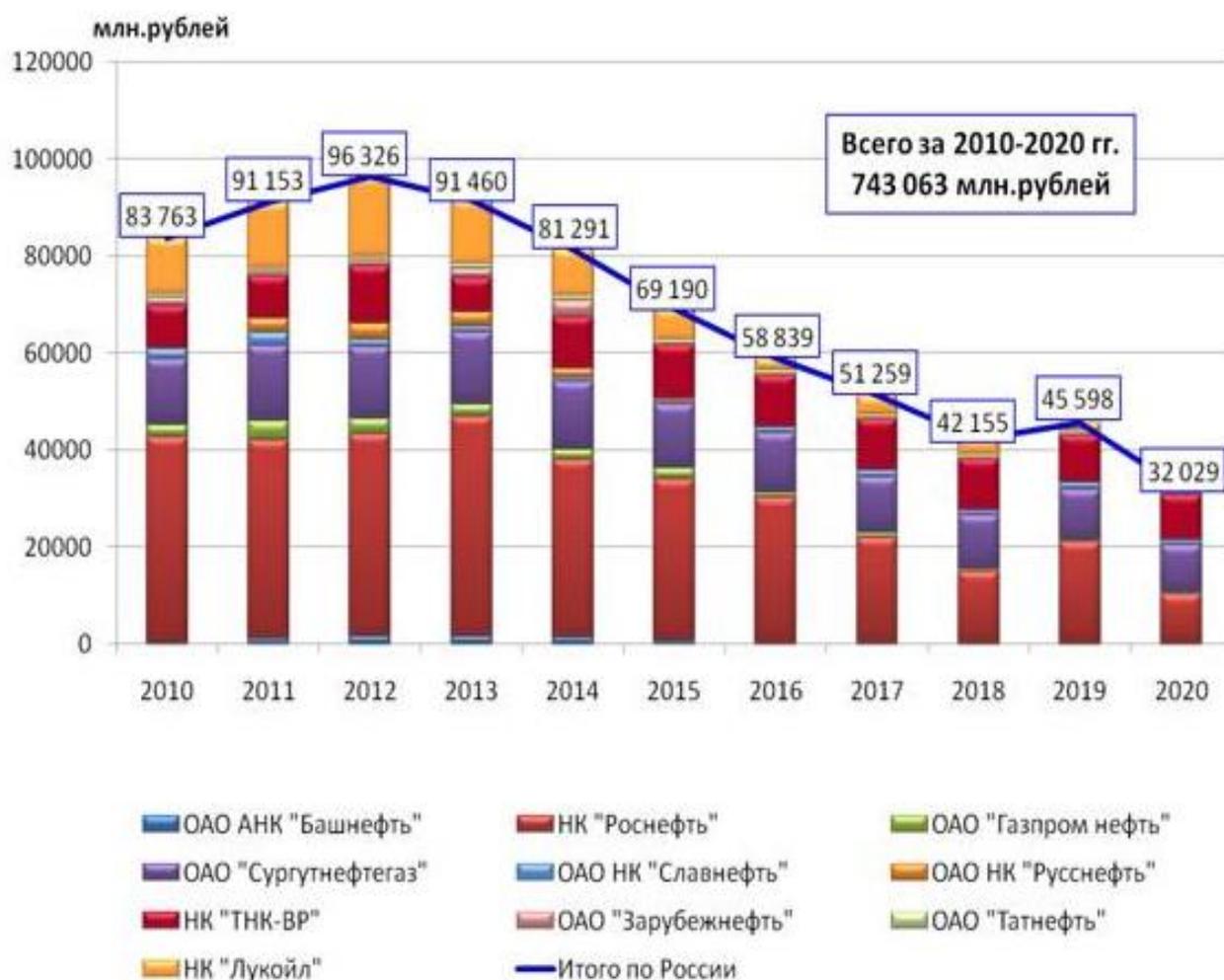


Рис. 3.5.2.3 Затраты на ГРР (млн.рублей) по России

3.5.3 Состояние ресурсной базы нефти РФ на 1.01.2021 г при реализации планового варианта

Плановый сценарий развития нефтяной отрасли соответствует текущему бизнес-плану компаний. При этом варианте компании осуществляют те виды основной деятельности, которые приносят максимальную доходность в текущих экономических условиях и при действующей системе налогообложения. То есть компании инвестируют в такие виды основной деятельности, где минимальны финансовые риски.

Накопленная добыча нефти за 2009-2020 гг. составит при плановом варианте 4.6 млрд.т. При этом сценарии 66% извлеченной нефти будет обеспечено тремя ВИНК – Роснефть, ЛУКОЙЛ и ТНК-ВР.

За 2009-2020 гг. компенсация добычи приростами новых запасов составит 71% или в абсолютном выражении 3.3 млрд.т (рис. 3.5.3.1).

Расширенное воспроизводство запасов ожидается только по компании ОАО «Роснефть» и «Зарубежнефть». По остальным ВИНК будет наблюдаться сокращение доказанных запасов нефти.

За период 2009-2020 гг. компания Роснефть извлечет из недр 1.2 млрд. т нефти, а прирастит за счет ГРП – 1.8 млрд. т, обеспечив воспроизводство запасов на уровне 135%.

Весьма неблагоприятная ситуация с воспроизводством запасов будет наблюдаться у компаний Русснефти (компенсация – 6%), Башнефти (компенсация – 14%), Газпромнефти (компенсация – 26%), Славнефти (компенсация – 35%), ЛУКОЙЛа (компенсация – 36%), ТНК-ВР (компенсация 47%), Татнефти (компенсация – 63%) и Сургутнефтегаза (компенсация – 64%) (рис. 3.5.3.2)

При плановом сценарии развития к 2021 году значительными объемами текущих запасов нефти категории АВС₁ будут располагать компания Роснефть, ТНК-ВР и ЛУКОЙЛ. Суммарно на балансе этих компаний будет находиться к 2021 году 61% от текущих извлекаемых запасов нефти Российской Федерации.

В разрезе регионов России основные запасы нефти С₁ на 1.01.2021 год будут по-прежнему сконцентрированы на территории Ханты-Мансийского автономного округа (38%), ЯНАО и севере Красноярского края (17%).

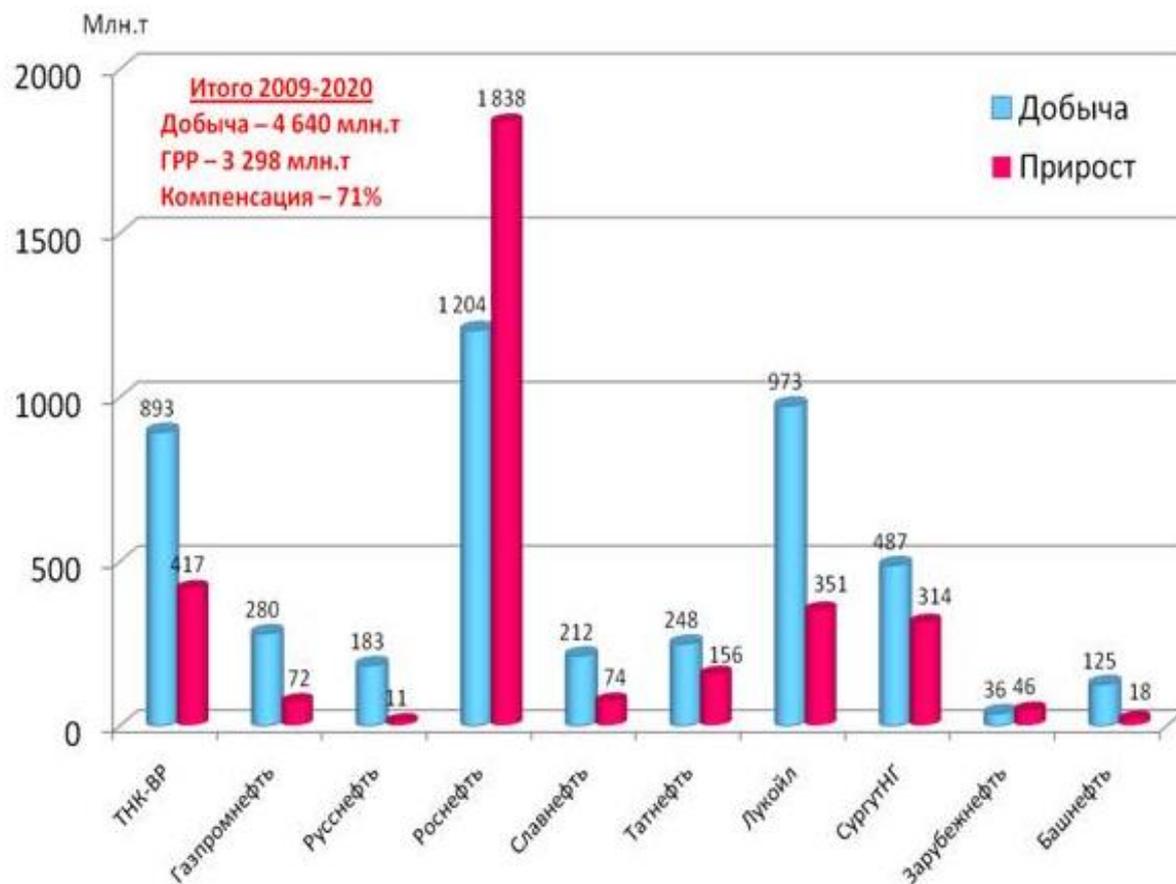
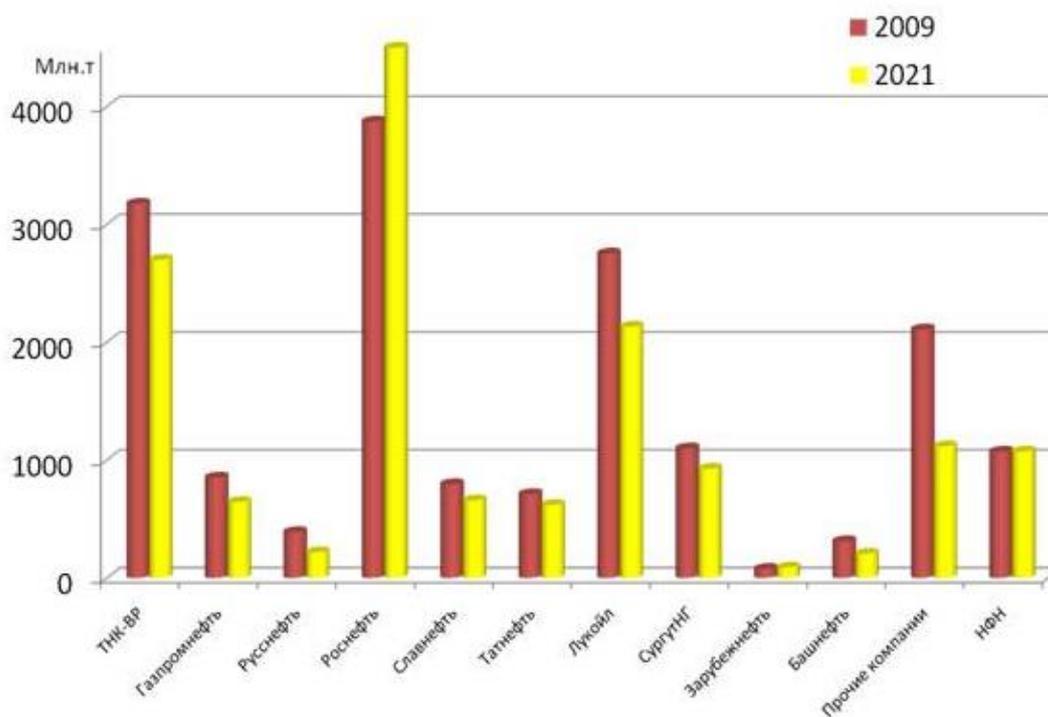


Рис. 3.5.3.1 Плановый вариант.
 Добыча и прирост запасов за период 2009 – 2020 гг.



**Рис. 3.5.3.2 Плановый вариант.
Динамика текущих запасов нефти АВС₁**

К 2021 году из-за отсутствия необходимых приростов запасов по ВИНК будут в значительной степени выработаны запасы. В целом по России выработанность запасов составит на 1.01.2021 год – 60%.

Из всех компаний наименьшая степень выработки у Роснефти (за счет проводимых ГРП) – 56% (рис. 3.5.3.3).

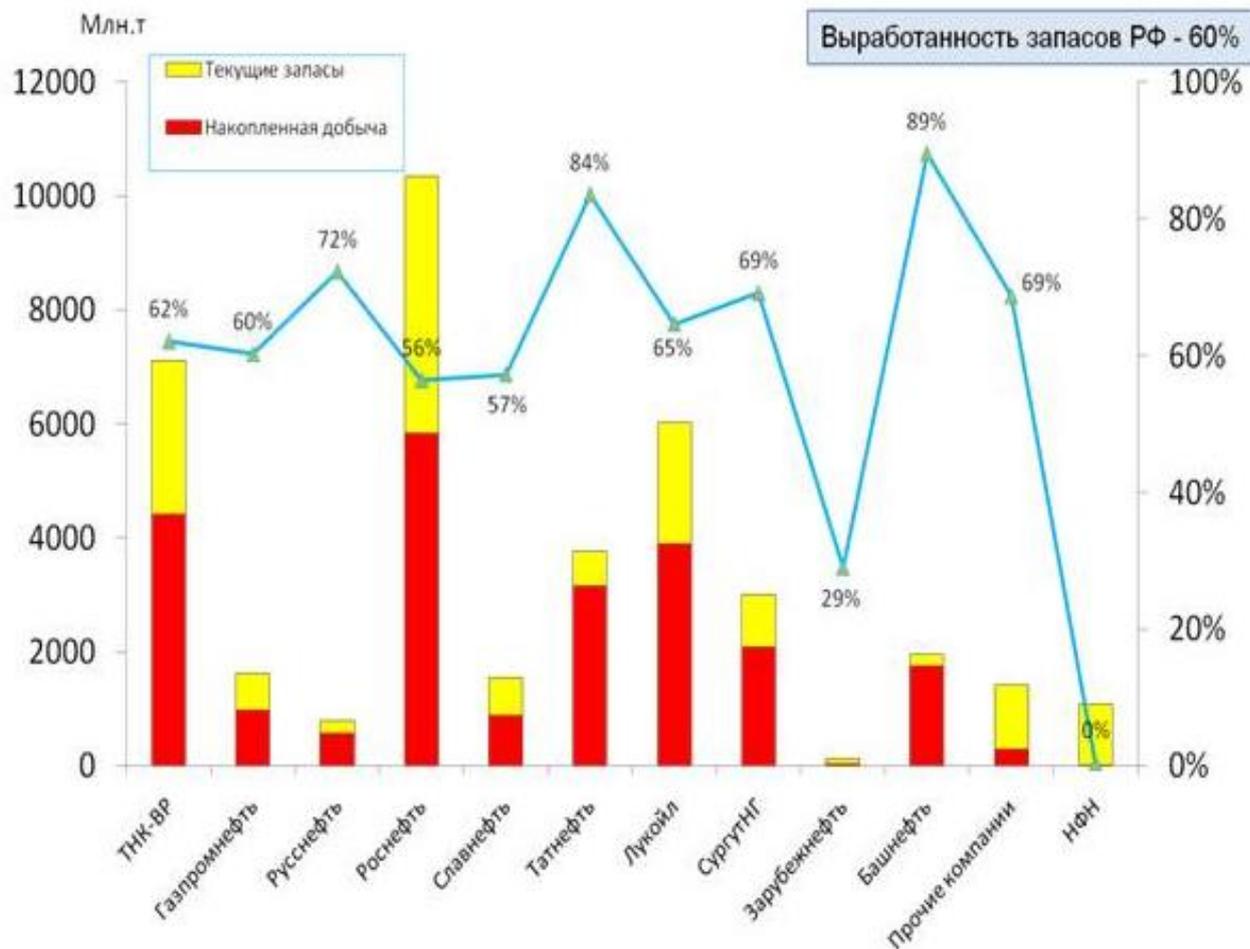


Рис. 3.5.3.3 Плановый вариант.
Структура начальных запасов на 1.01.2021 г.

Наименьшая степень отработки запасов будет наблюдаться в ЯНАО и на севере Красноярского края (29%), Тимано-Печоре (33%) и Восточной Сибири (15%).

Связано это с тем, что регионы находятся на значительном расстоянии от действующей инфраструктуры. Освоение месторождений в этих регионах только начинается.

Значительно будут выработаны запасы шельфе Балтийского моря (98%), в Урало-Поволжье (79%), в ХМАО и в Южном ФО – 66%.

3.5.4 Состояние ресурсной базы нефти РФ на 1.01.2021 г при реализации проектного варианта

Проектный вариант развития нефтяного комплекса предусматривает дополнительные вложения в новые объекты, обеспечивающие максимальный

суммарный экономический эффект, как для компании, так и для государства.

При проектном варианте, одним из приоритетов государственной политики в сфере государственного регулирования нефтяной отрасли является стимулирование увеличения объемов добычи из распределенного фонда недр. В разделе 3.1. было рассмотрено, что только за счет увеличения КИН можно значительно увеличить объем извлекаемых запасов нефти и соответственно расширить ее добычу.

В перспективе увеличить добычу нефти в России также возможно за счет реализации новых добывающих проектов:

- ЯНАО и Север Красноярского края (Программа комплексного освоения месторождений ЯНАО и Севера Красноярского края);
- Каспийский регион (комплексная программа освоения месторождений Прикаспийского региона ОАО «ЛУКОЙЛ»);
- Шельфовые проекты (Приразломное).

Всего из недр России за период 2009-2020 гг. при проектном варианте будет извлечено 5.7 млрд. т нефти. Это на 20% больше, чем при реализации планового варианта.

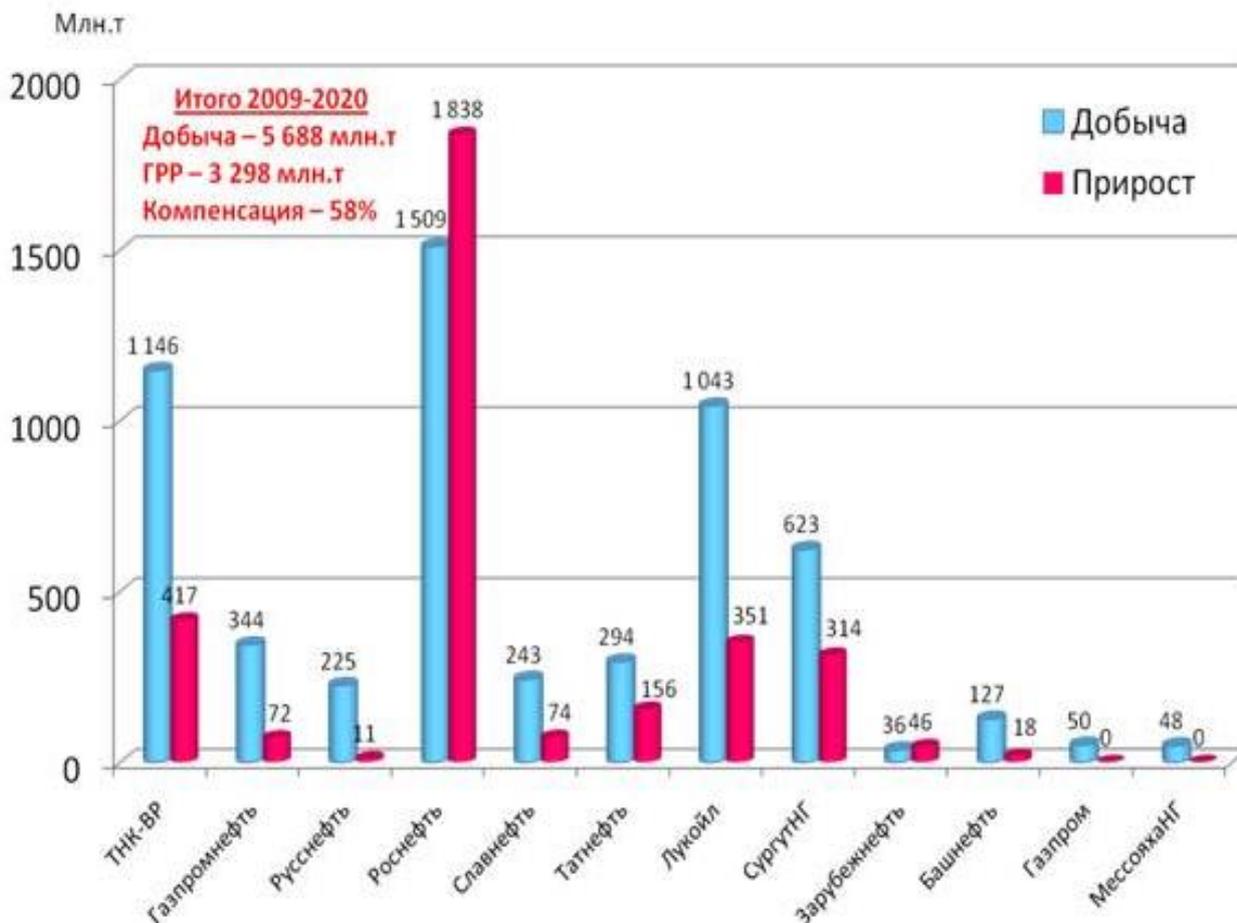
65% всей накопленной добычи будет обеспечено производственными мощностями компаний Роснефть, ТНК-ВР и ЛУКОЙЛ.

Компенсация добычи новыми приростами запасов составит в России за 2009-2020 гг. только 58% (рис. 3.5.4.1)

Как и в плановом варианте, расширенное воспроизводство при проектном сценарии будет достигнуто только по компаниям Роснефть и Зарубежнефть.

Наибольшими запасами нефти категории C_1 на 1.01.2021 г. будет располагать компания ОАО «Роснефть» (28% от российских разведанных запасов). В сравнении с 2009 годом компания увеличит доказанные запасы нефти на 8%.

Фактически у всех остальных компаний запасы к 2021 году сократятся.



**Рис. 3.5.4.1 Проектный вариант.
 Добыча и прирост запасов за период 2009 – 2020 гг.**

В сравнении с 2009 годом к 2021 году истощится ресурсная база у ТНК-ВР (на 23%), ЛУКОЙЛа (на 25%), Сургутнефтегаза (на 28%), Газпромнефти (на 32%), Славнефти (на 42%), Русснефти (на 55%). Таким образом, компании не будут обеспечивать даже простое воспроизводство запасов (рис. 3.5.4.2).

При проектном варианте развития нефтяной отрасли к 2021 году основные запасы нефти России будут по-прежнему в ХМАО. Однако в сравнении с 2009 годом запасы нефти этого главного добывающего региона России сократятся на 28%.

Ресурсная база нефти в Тимано-Печоре в сравнении с 2009 годом увеличится к 2021 году на 17%, в Восточной Сибири на 41%.

Выработанность запасов нефти составит в целом по России 62%. Фактически по всем ВИНК будет высокая степень выработанности запасов нефти (от 59% до 90%).

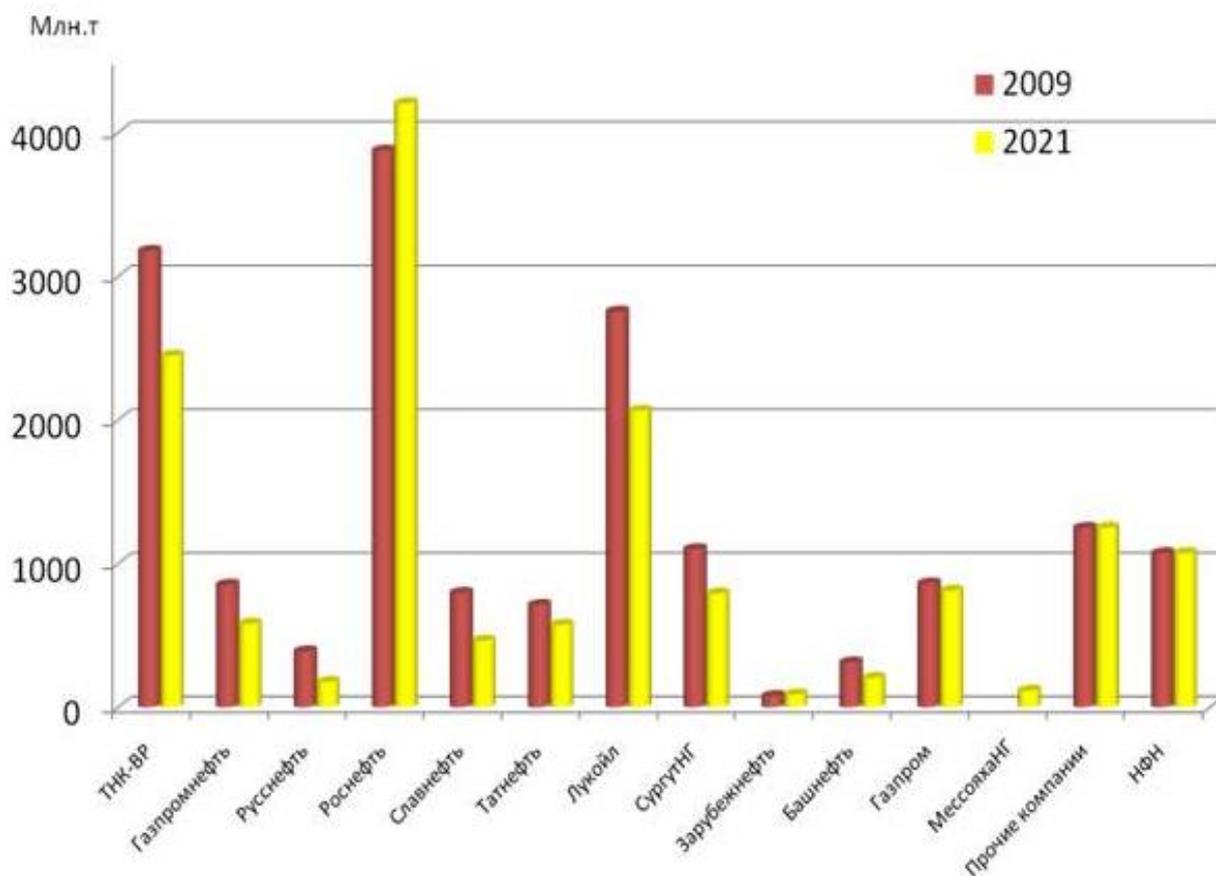


Рис. 3.5.4.2 Проектный вариант.
Динамика текущих запасов нефти ABC₁

Незначительная степень выработки будет только по компаниям, которые фактически не разрабатывают имеющиеся у них залежи нефти (рис. 3.5.4.3).

Наибольший отбор запасов нефти будет наблюдаться в традиционных регионах нефтедобычи – ХМАО (выработанность запасов 68%), Урало-Поволжье (81%), Южный ФО (70%).

В новых регионах нефтедобычи выработанность, соответственно будет ниже – Восточная Сибирь (19%), ЯНАО и север Красноярского края (38%).

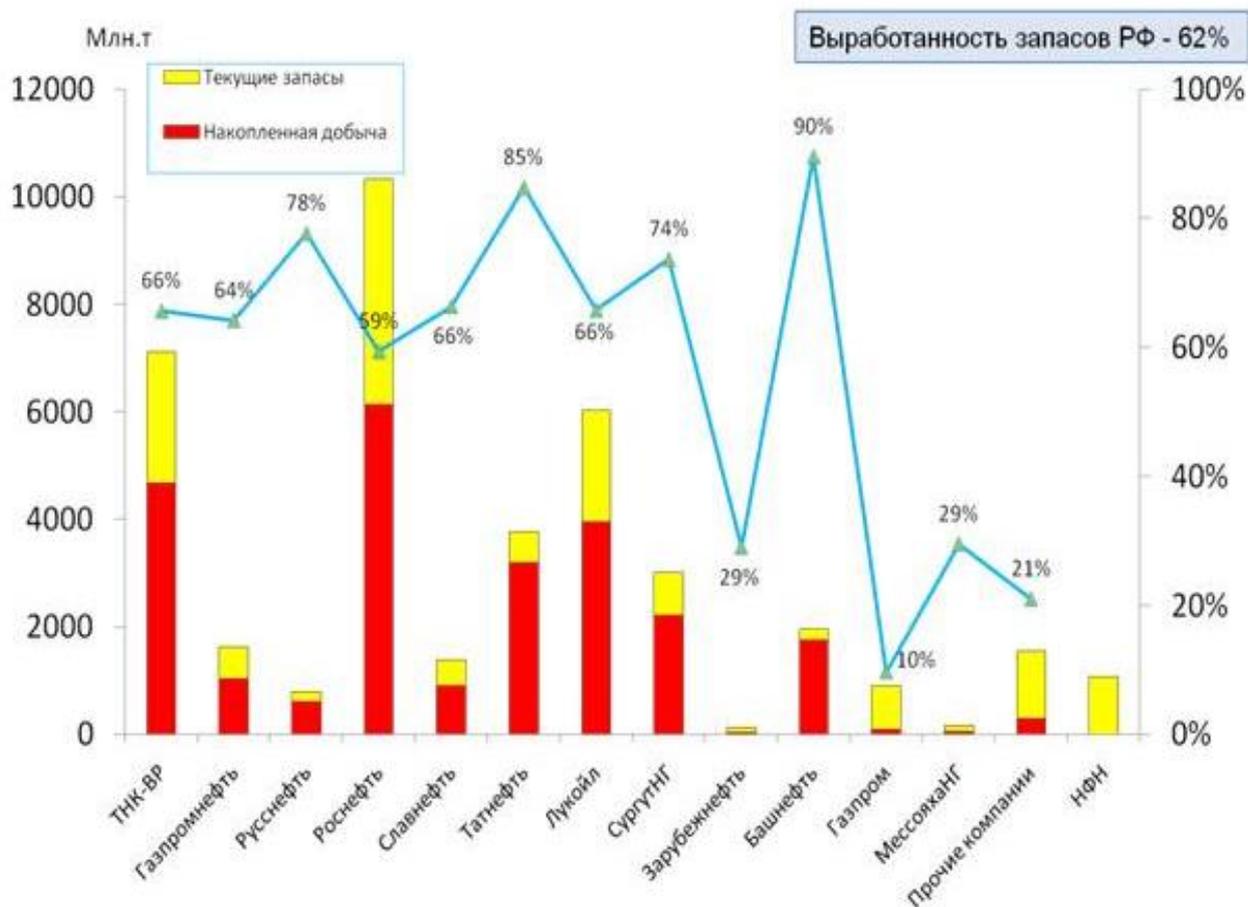


Рис. 3.5.4.3 Проектный вариант.
Структура начальных запасов на 1.01.2021 г.

3.6 Вызовы развития ресурсной базы нефти

Устойчивое развитие нефтяного комплекса РФ на перспективу во многом зависит от состояния ресурсной базы нефти. Объем разведанных запасов нефти, качество подготовленных к разработке запасов, их географическая локализация, горно-геологические условия залегания, рентабельность извлечения запасов для различных регионов – все эти факторы напрямую влияют на добывающие планы компаний.

В настоящее время стабилизация и возможный рост добычи нефти в стране определен выходом на подготовленные еще в советское время месторождения в новых регионах (например, Ванкорское в Красноярском крае и ряд других месторождений). Таким образом, ближайшие перспективы добычи нефти в России до 2020 года

связаны с распределенным фондом недр и открытыми месторождениями. Поиск и разведка новых залежей углеводородов необходимы для стабильной добычи нефти в период после 2020 года.

Сейчас в недропользовании России накопился целый ряд. Выделим проблемы, относящиеся непосредственно к ресурсной базе нефти.

Основными проблемами развития ресурсной базы являются:

- отставание ежегодных объемов прироста запасов топливно-энергетических ресурсов, осуществляемых за счет геологоразведочных работ, от объемов добычи нефти и газа;

- низкие темпы геологоразведочных работ при освоении месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, полуострова Ямал, континентального шельфа арктических морей;

- недостаточная эффективность эксплуатации действующих месторождений в части наиболее полного и комплексного извлечения ресурсов;

- недостаточная эффективность механизма регулирования недропользования от поисковой стадии до завершения разработки и ликвидации месторождений.

Для достижения стратегической цели недропользования и управления государственным фондом недр необходимо решение следующих задач:

- повышение активности геологического освоения новых территорий и акваторий;
- стимулирование привлечения частных инвестиций в геологоразведочные работы и недропользование;
- стимулирование эффективного недропользования на основе полного и комплексного извлечения топливно-энергетических ресурсов из недр, увеличения коэффициента извлечения нефти;
- развитие рынка независимых сервисных и инжиниринговых услуг в сфере недропользования.

3.7 Варианты уровней добычи углеводородного сырья: проектный, плановый

3.7.1 Прогноз добычи нефти

Плановый вариант добычи нефти

Плановый сценарий развития нефтяной отрасли соответствует текущему бизнес-плану компаний. При этом варианте компании осуществляют виды основной деятельности, которые приносят максимальную доходность в текущих экономических условиях и при действующей системе налогообложения. Т.е. компании минимизируют финансовые риски.

Суммарная добыча по 10 нефтяным компаниям при плановом сценарии сократится с 427 млн. т в 2009 году до 328 млн. т в 2020 году. В сравнении с 2009 годом добыча нефти упадет на 23% (рис.3.7.1.1).

В 2025 году добыча нефти по компаниям снизится до 243 млн. т, а к 2030 году до 175 млн. т.

К 2020 году 225 млн. т нефти или 69% от добычи по ВИНК будет приходиться на три компании - Роснефть, ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР.

К 2020 году произойдет резкое снижение добычи по компании Сургутнефтегаз. В сравнении с 2008 годом добыча нефти к 2020 году упадет вдвое – до 28.9 млн. т. Доля Сургутнефтегаза в добыче нефти по РФ составит к 2020 году 9%.

На остальные нефтяные компании будет суммарно приходиться 22% (73.8 млн. т) от добычи в России (рис. 3.7.1.2).

Средний темп отбора запасов от текущих извлекаемых запасов составит в России к 2020 году 2.4%. (рис.3.7.1.3).

По Роснефти отбор запасов к 2020 году составит только 1.7%, что свидетельствует о значительном потенциале роста по добыче нефти.

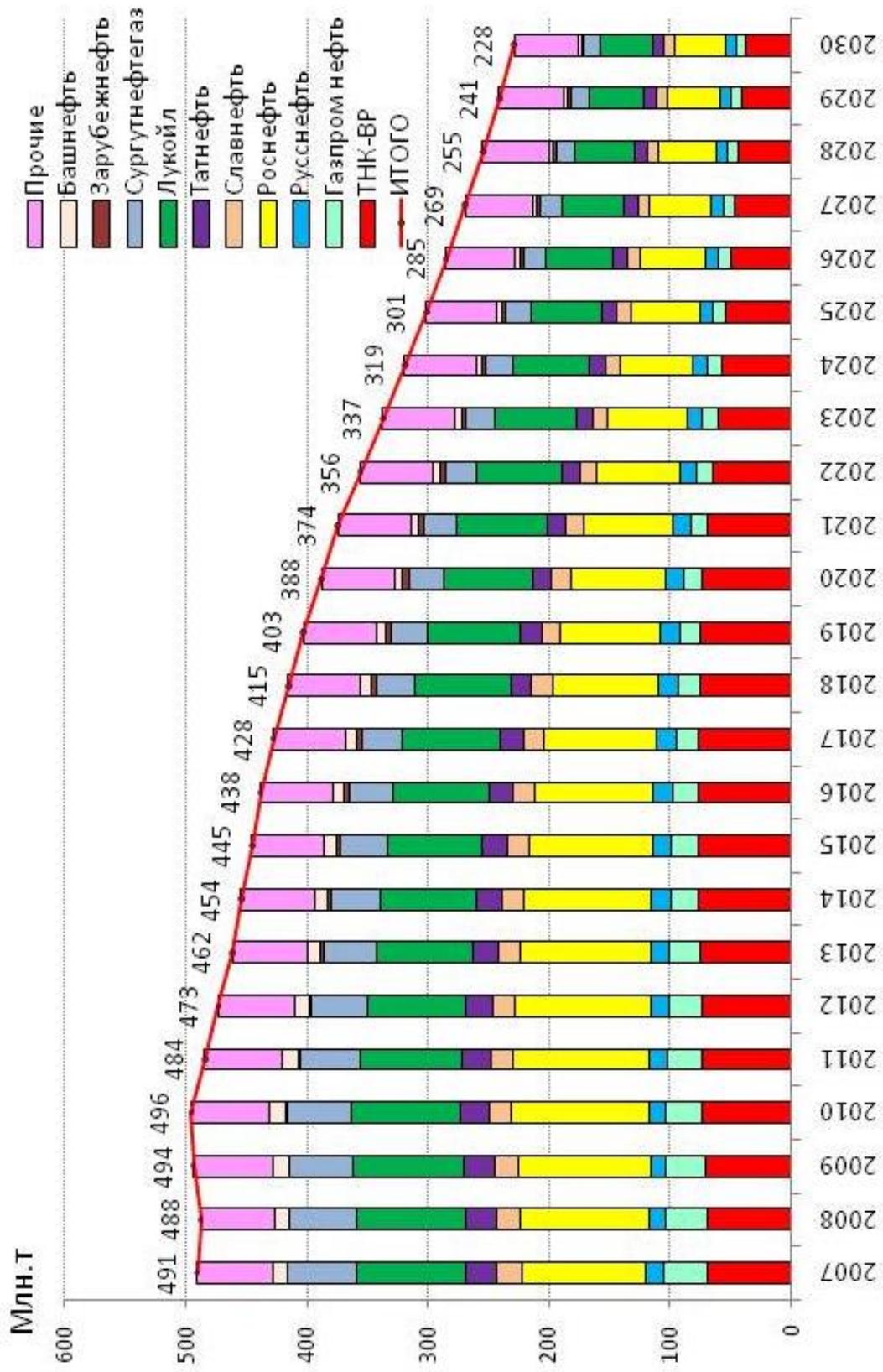


Рис. 3.7.1.1 Плановый вариант. Динамика добычи нефти по компаниям

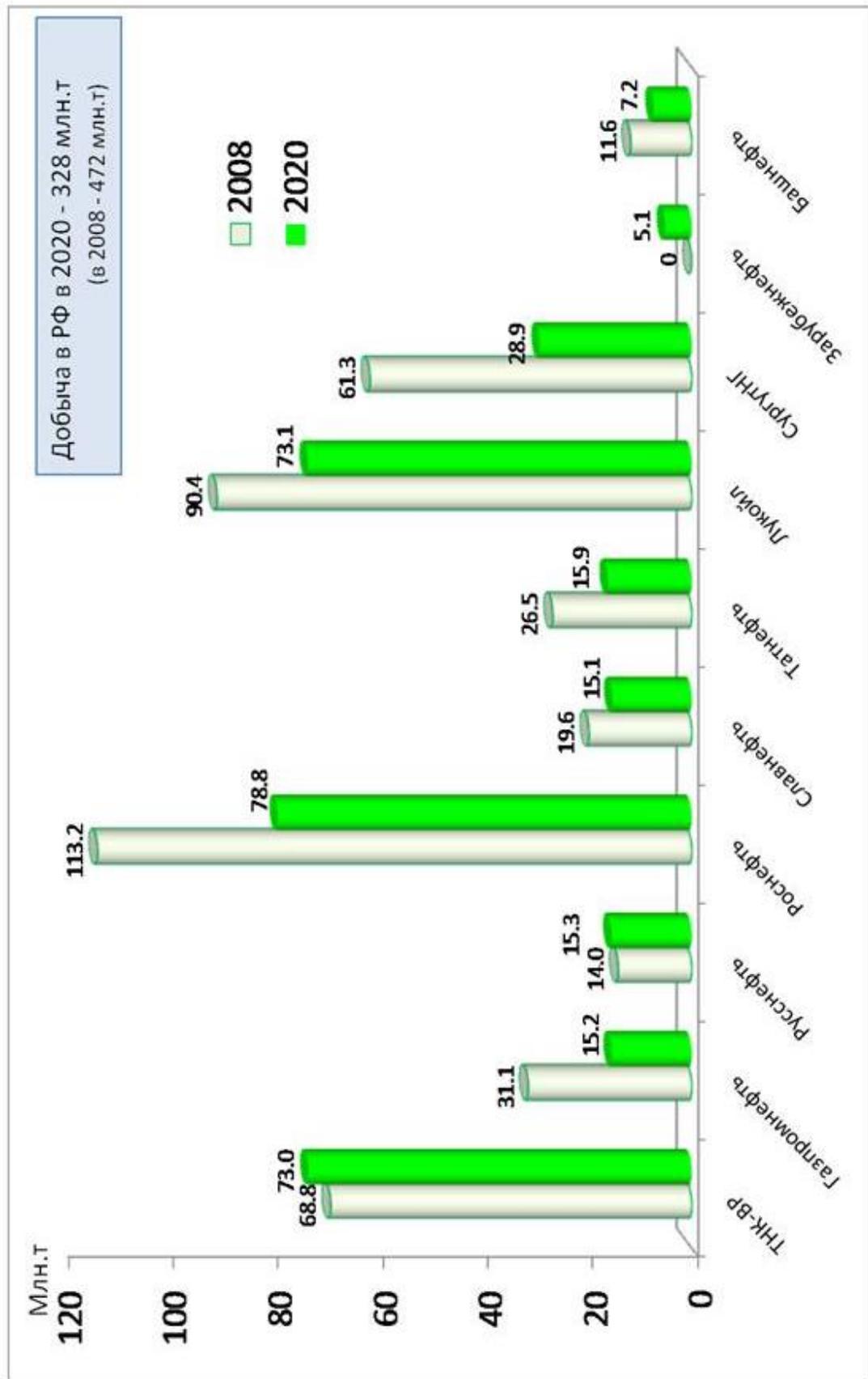


Рис. 3.7.1.2 Плановый вариант. Динамика добычи нефти



Рис. 3.7.1.3. Плановый вариант. Темп отбора запасов нефти от ТПЗ в 2020 г. по компаниям

В географии добычи нефти к 2020 году в сравнении с 2009 годом не произойдет существенных изменений.

На фоне общего снижения производства нефти во всех регионах, очень незначительно увеличится добыча нефти на юге Западной Сибири и в Восточной Сибири. В Восточной Сибири продолжится разработка уже введенных в разработку месторождений - Верхнечонского (ТНК-ВР) и Талаканского (Сургутнефтегаз).

Доля ХМАО к 2020 году в добыче нефти составит 47% вместо 60% в 2008 году (рис. 3.7.1.4)

В Энергетической стратегии РФ до 2030 года рассчитаны необходимые объемы добычи нефти на основе потребностей национальной экономики, а также экспортных обязательств России.

Согласно Энергетической стратегии добыча нефти к 2020 году должна достигнуть в России в России 525 млн.т.

Даже с учетом добычи нефти и газового конденсата прочими компаниями (60 млн. т), суммарный объем производства жидких углеводородов в России составит 388 млн. т к 2020 году, что на 137 млн. т меньше, чем запланировано в Энергетической стратегии РФ (рис. 3.7.1.5).

Таким образом, плановый сценарий развития не обеспечит устойчивого функционирования нефтяного комплекса РФ.

Динамика добычи по регионам РФ представлена на рисунке 3.7.1.6.

При плановом варианте почти во всех Федеральных округах к 2020 году снизятся объемы добычи нефти. Только в Северо-Западном ФО производство нефти в сравнении с 2015 годом незначительно увеличится (рис.3.7.1.7).

Лидером по объемам добычи нефти в России к 2020 году будет оставаться Уральский Федеральный округ. Доля УрФО в российской нефтедобыче составит к 2020 году 55%. В Приволжском Федеральном округе будет добываться 22%, в Сибирском ФО – 8%, Северо-Западном ФО – 7%, Дальневосточном ФО – 6% и Южном ФО – 2%.

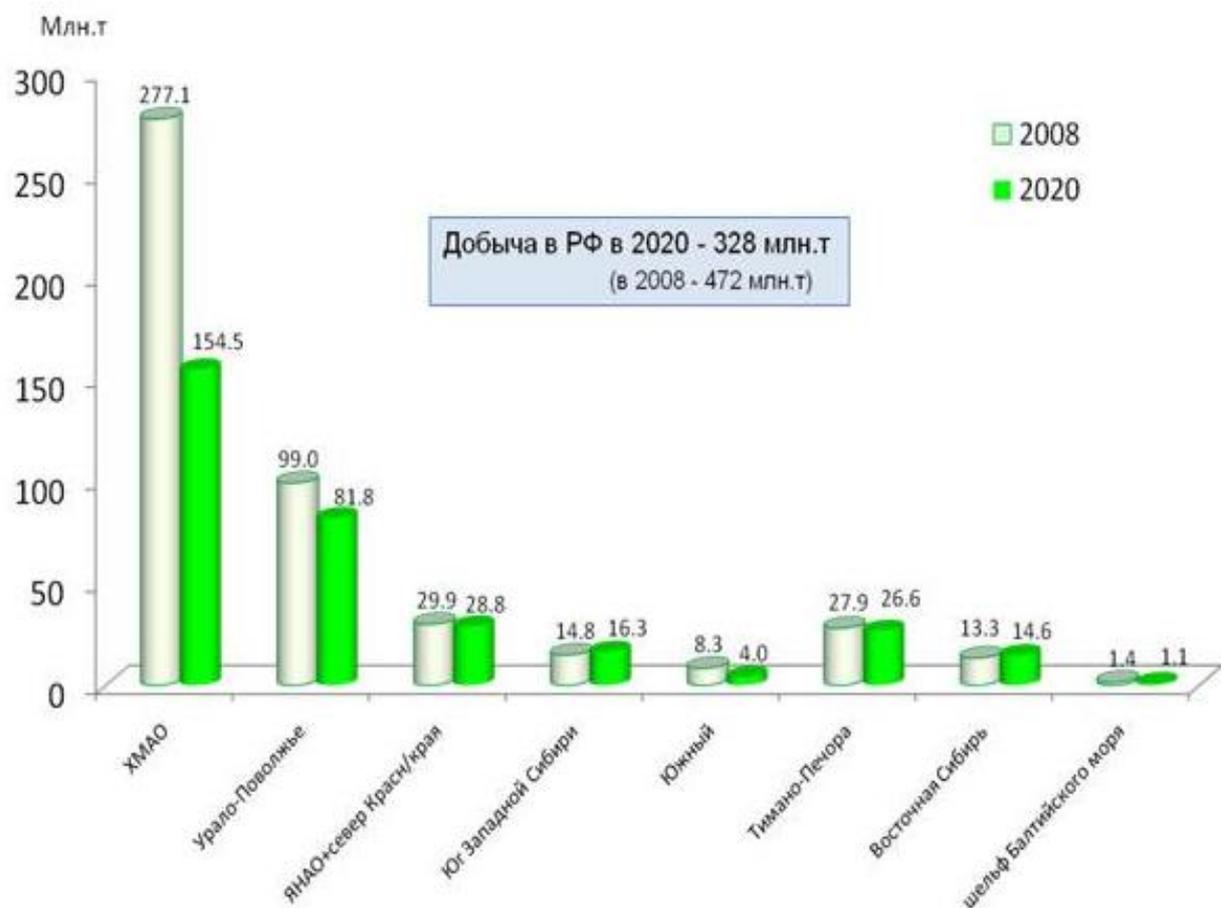


Рис. 3.7.1.4 Плановый вариант.
Динамика добычи нефти по регионам России

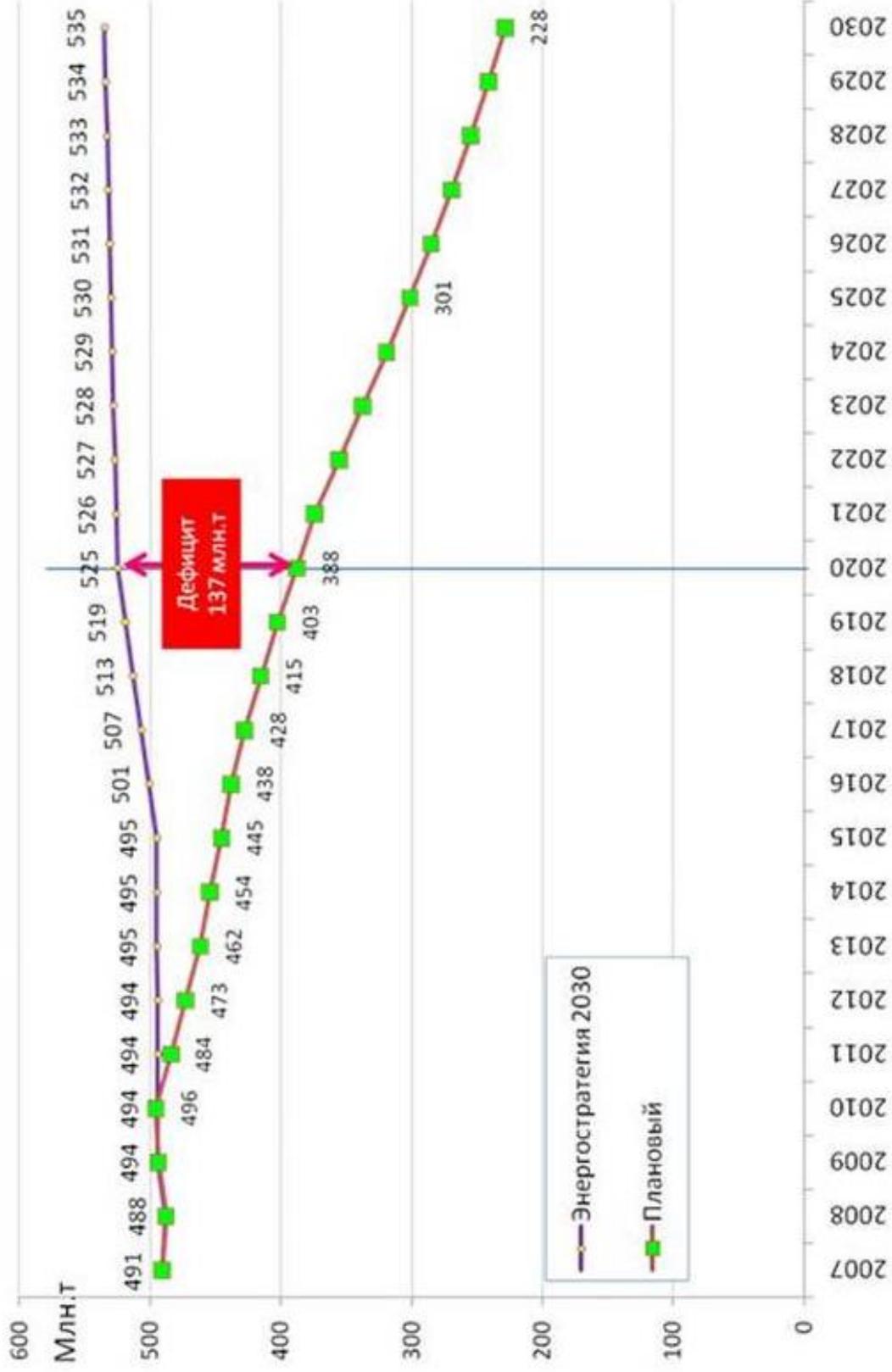


Рис. 3.7.1.5 Плановый вариант. Динамика добычи нефти в России. Сравнение с энергостратегией 2030 г.

Согласно экспертной оценке, более существенные изменения в секторе нефтедобычи произойдут к 2030 году. Если в 2009 году в России было добыто 494 млн. т нефти, то к 2030 году ее производство упадет в два раза - до 228.4 млн. т. Между тем, Энергетическая стратегия планирует объем добычи нефти к 2030 году в объеме 535 млн. т.

Однако необходимо помнить, что добыча нефти после 2020 года пока не совсем определена и реальный объем производства жидких углеводородов в РФ будет зависеть от множества разных факторов – от состояния экономики страны до проведения геологоразведочных работ и открытия новых месторождений углеводородного сырья.

Несмотря на перспективы новых нефтегазоносных провинций (Восточная Сибирь и Дальний Восток) в 2030 году основные объемы добычи нефти будут по-прежнему добываться на территории Уральского Федерального округа (54% от российской нефтедобычи).

Проектный вариант добычи нефти

Проектный вариант развития нефтяного комплекса предусматривает дополнительные вложения в новые объекты, обеспечивающие максимальный суммарный экономический эффект, как для компании, так и для государства.

В проектном варианте, одним из приоритетов государственной политики в сфере государственного регулирования нефтяной отрасли является стимулирование увеличения объемов добычи из распределенного фонда недр.

Предполагается, что в данном варианте в разработку будут вовлекаться новые объекты.

Разработка месторождений нефти в разных регионах будет неодинаковой по затратам (удаленность от инфраструктуры и рынков сбыта, горно-геологические условия залегания пластов, качество запасов, сложный фазовый состав и т.д.). Поэтому освоение новых перспективных регионов будет рентабельно при наличии налоговых льгот, а также изменений в нормативно-правовой базе недропользования.

Добыча нефти в проектном варианте по основным нефтяным компаниям будет увеличиваться, достигнув пика в 511 млн. т в 2017 году. Начиная с 2018 года, производство нефти начнет постепенно уменьшаться.

К 2020 году нефтяные компании будут добывать 487 млн. т нефти, что на 12%

больше, чем факт добычи в 2009 году (рис. 3.7.1.8).

Основная часть добычи нефти (66%) в РФ в 2020 году будет обеспечиваться производственными мощностями компаний Роснефть, ТНК-ВР и ЛУКОЙЛ.

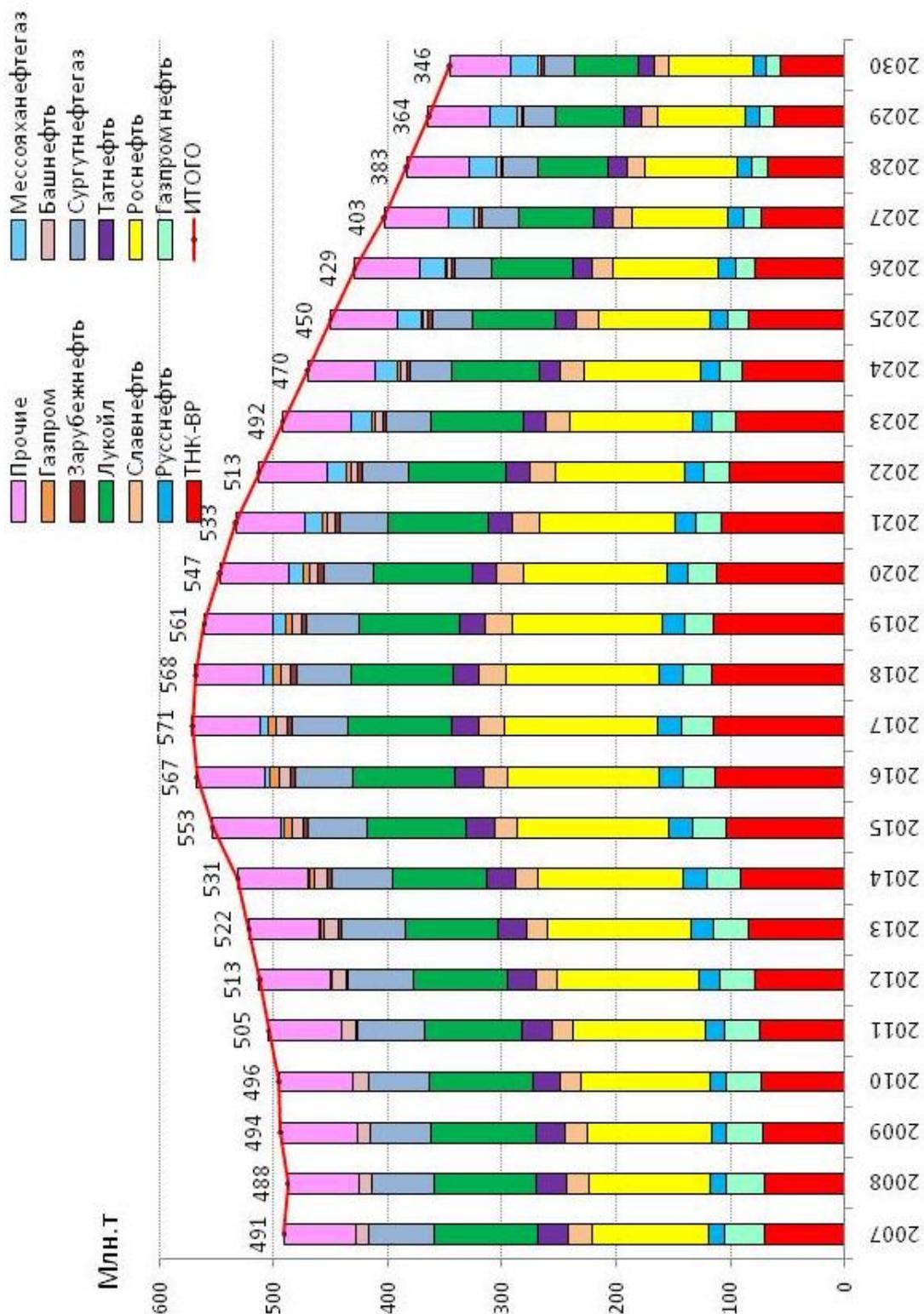


Рис. 3.7.1.8 Проектный вариант. Динамика добычи нефти по компаниям

В сравнении с 2009 годом к 2020 году возрастет добыча нефти по компаниям Роснефть, ТНК-ВР, Русснефть, Славнефть, Зарубежнефть и Газпром.

Добыча нефти по ЛУКОЙЛу, Газпром нефти, Сургутнефтегазу, Татнефти и Башнефти сократится (рис. 3.7.1.9).

Средний темп отбора от текущих извлекаемых запасов в России составит 3.3% (рис. 3.7.1.10).

При проектном варианте планируется расширение географии нефтедобычи к 2020 году.

Будут введены в разработку месторождения Большехетской зоны ЯНАО и севера Красноярского края (Тагульское, Сузунское, Русско-Реченское, Мессояхская группа). К 2020 году эти объекты обеспечат в сумме 24 млн. т добычи нефти. На полное развитие также выйдут месторождения ЛУКОЙЛа в Каспийском море – им.Филановского и им.Корчагина. В сумме добыча нефти на этих месторождениях составит к 2020 году 9 млн. т.

Начнется разработка новых объектов компании Славнефть в Восточной Сибири – Куюмбинского месторождения и Терско-Камовского блока. В сумме к 2020 году здесь будет добываться 8.7 млн. т нефти. Отметим также, что в Восточной Сибири на более высокий уровень добычи нефти выйдут уже разрабатываемые месторождения – Талаканское и Верхнечонское.

Также будет вовлечена в разработку высоковязкая нефть Русского месторождения (ТНК-ВР) в ЯНАО. К 2020 году на Русском месторождении будет добываться 6.6 млн. т нефти.

На полуострове Ямал к 2020 году будет извлекаться 4.5 млн. т нефти на Новопортовском месторождении (Газпром). Ввод в разработку Новопортовского месторождения будет зависеть от начала добычи газового конденсата на полуострове Ямал. Транспорт нефти с Новопортовского месторождения будет осуществляться самостоятельно, минуя систему магистральных нефтепроводов. Нефть будет транспортироваться через морской порт Харасавэй.

Всего на новых объектах добыча нефти к 2020 году составит 55 млн. т. (рис. 3.7.1.11).

Добыча нефти в главном добывающем регионе - ХМАО сократится к 2020 году (в сравнении с 2008 годом) на 67 млн.т и составит 210 млн.т (рис. 3.7.1.12).

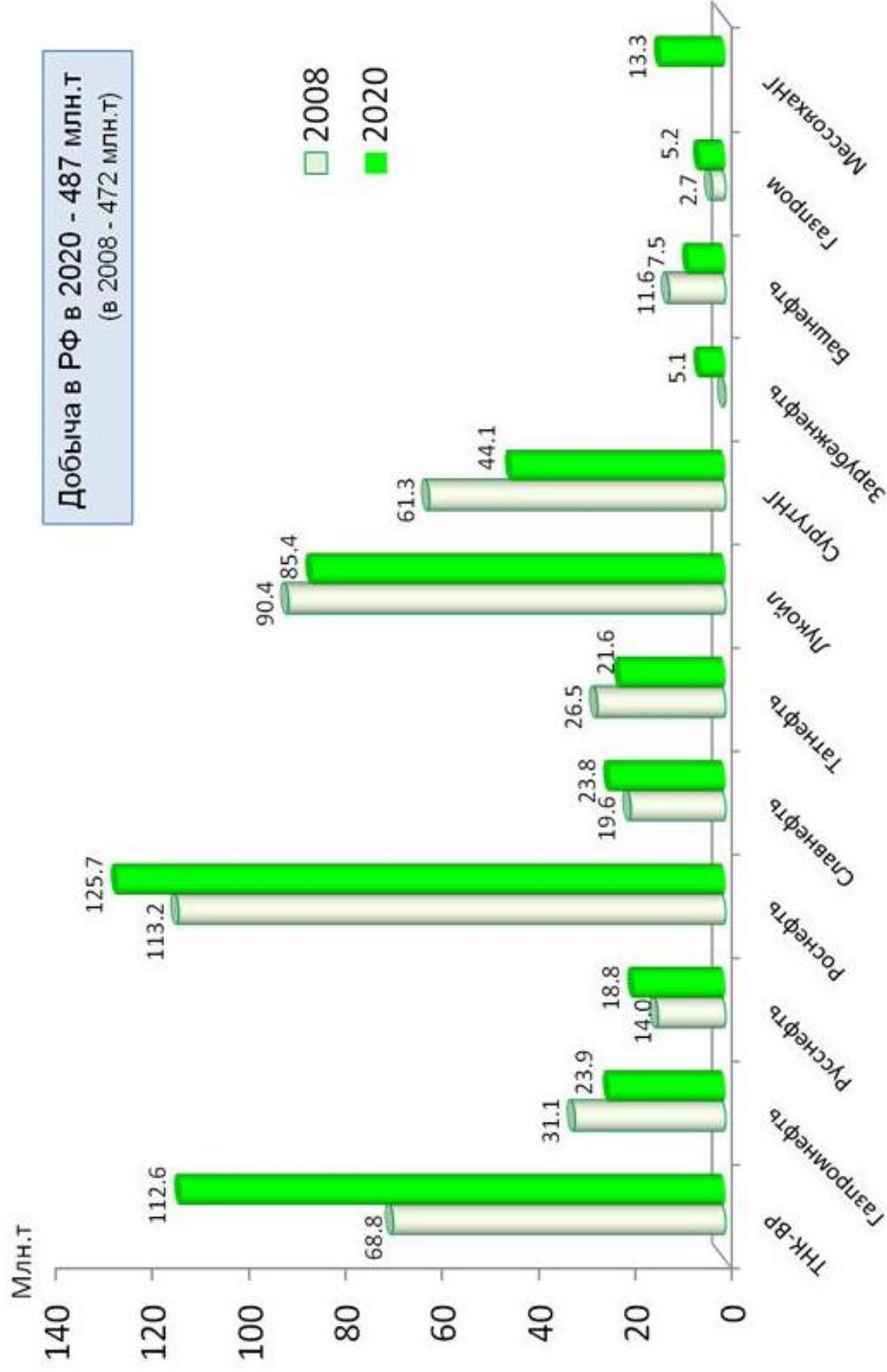


Рис. 3.7.1.9 Проектный вариант. Динамика добычи нефти

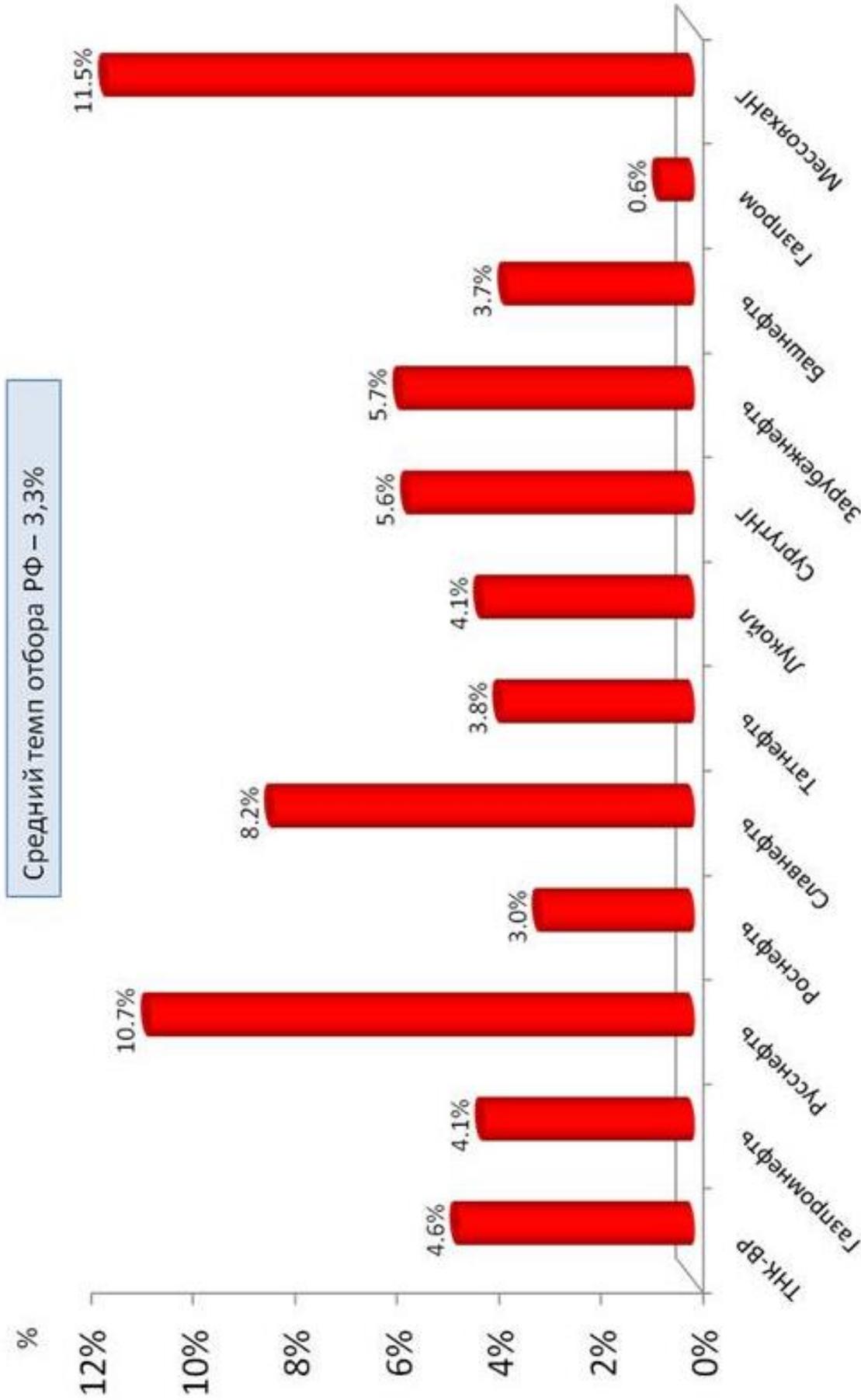


Рис. 3.7.1.10. Проектный вариант. Темп отбора запасов нефти от ТИЗ в 2020 году

МЛН.Т

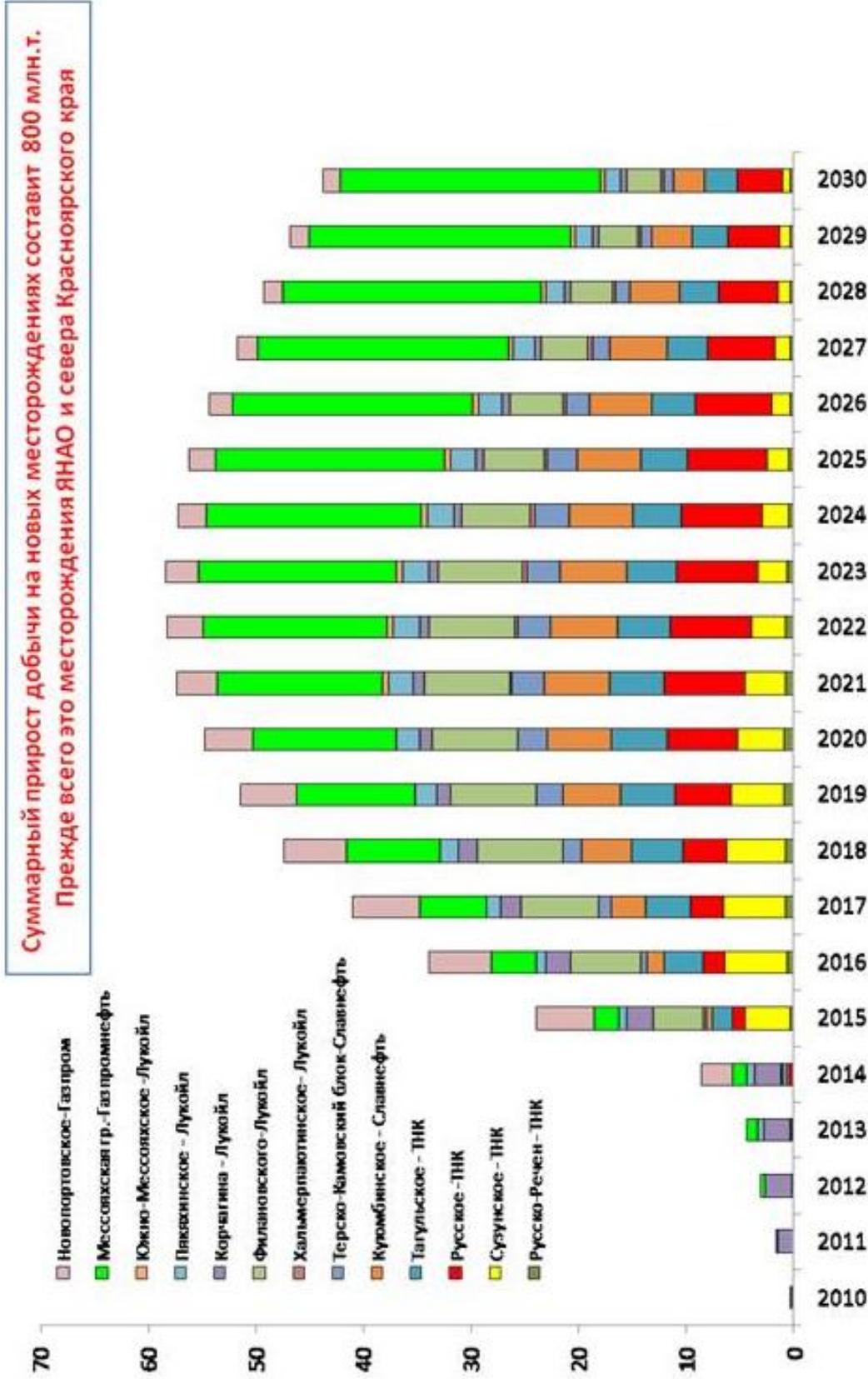


Рис. 3.7.1.11 Проектный вариант. Добыча нефти в РФ на новых месторождениях

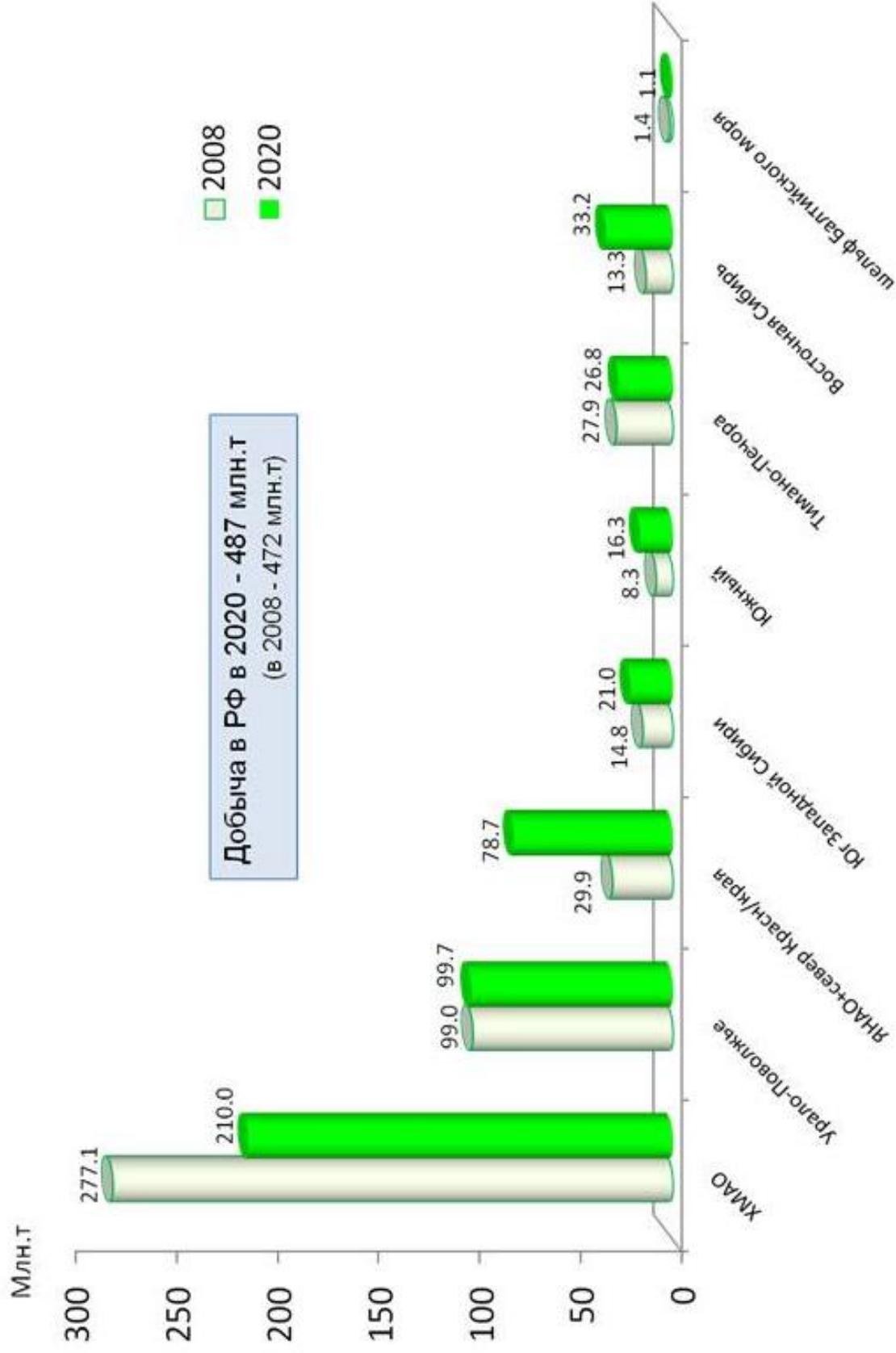


Рис. 3.7.1.12 Проектный вариант. Добыча нефти по регионам

В проектом варианте объем добычи нефти в России за период 2010-2020 гг. превысит показатели, заложенные в Энергетической стратегии.

С учетом добычи газового конденсата и нефти прочих компаний (60 млн. т) добыча нефти в России составит 547 млн. т к 2020 году, что на 4% больше, чем планируется в Энергетической стратегии (рис. 3.7.1.13).

К 2020 году при проектом сценарии основные объемы добычи (78%) нефти будут добываться в ХМАО (223.4 млн. т), Урало-Поволжье (108.9 млн. т), ЯНАО и севере Красноярского края (94.4 млн. т) (рис. 3.7.1.14).

В разрезе Федеральных округов к 2020 году 58% добычи будет обеспечиваться Уральским Федеральным округом (рис. 3.7.1.15).

Экспертная оценка добычи нефти на перспективу после 2020 года показывает падение уровней добычи нефти до 443 млн. т в 2025 году и 337 млн. т в 2030 году. Однако необходимо понимать, что добыча в этот период менее определена и зависит от проведения геологоразведочных работ, открытия новых объектов, спроса на углеводородное сырье.

При любых вариантах развития основным регионом по нефтедобыче на период 2010-2020 и далее до 2030 года останется Уральский Федеральный округ. Альтернативы УрФО по объемам добычи нефти не предвидится до конца рассматриваемого периода, т.е. до 2030 года.

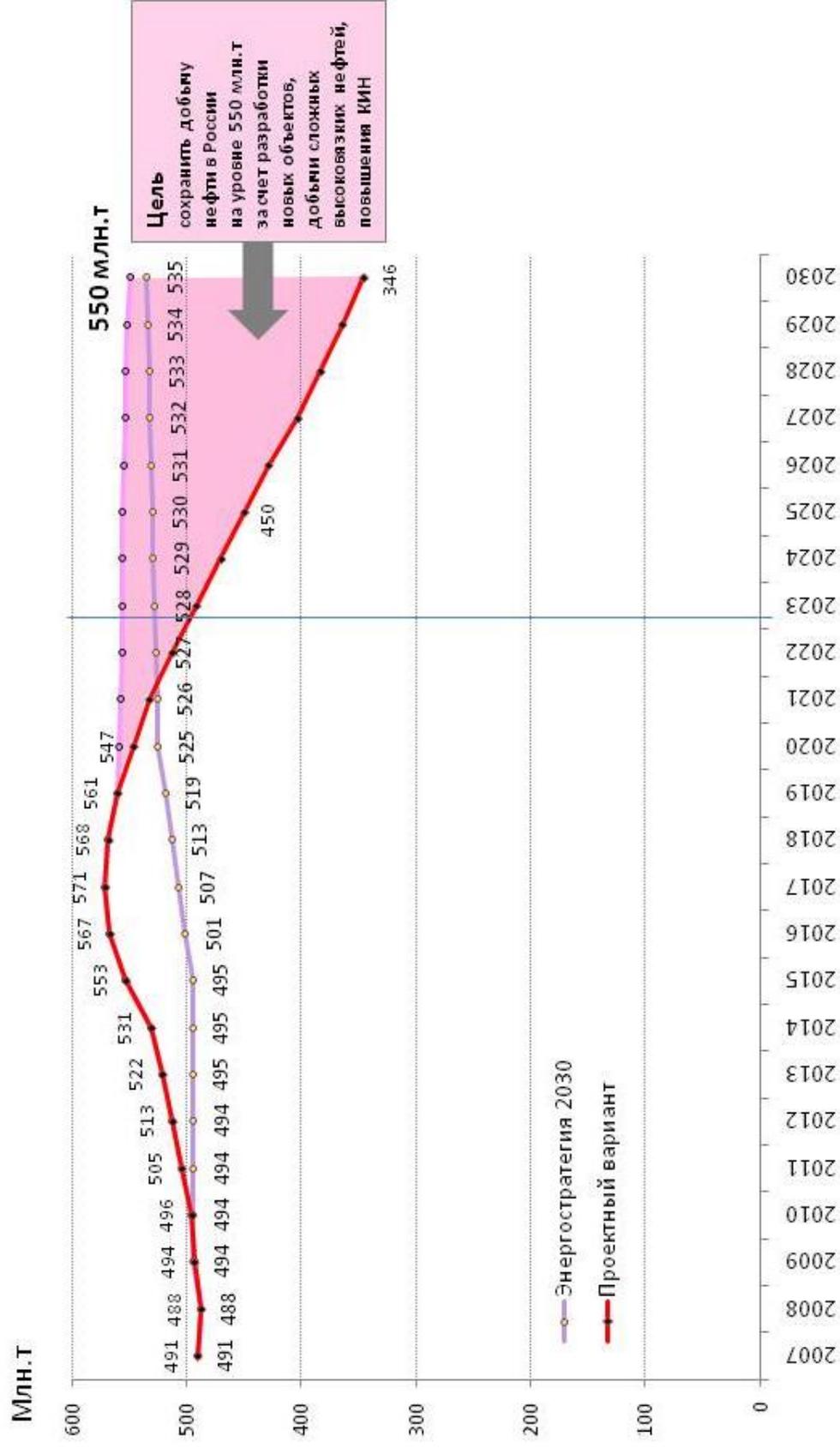


Рис. 3.7.1.13 Проектный вариант. Динамика добычи в РФ. Сравнение с энергостратегией 2030 г.

3.7.2 Объемы эксплуатационного бурения в РФ

В плановом варианте эксплуатационное бурение к 2020 году сокращается в 5 раз, как результат - снижение добычи нефти на 100 млн.т (рис.3.7.2.1).

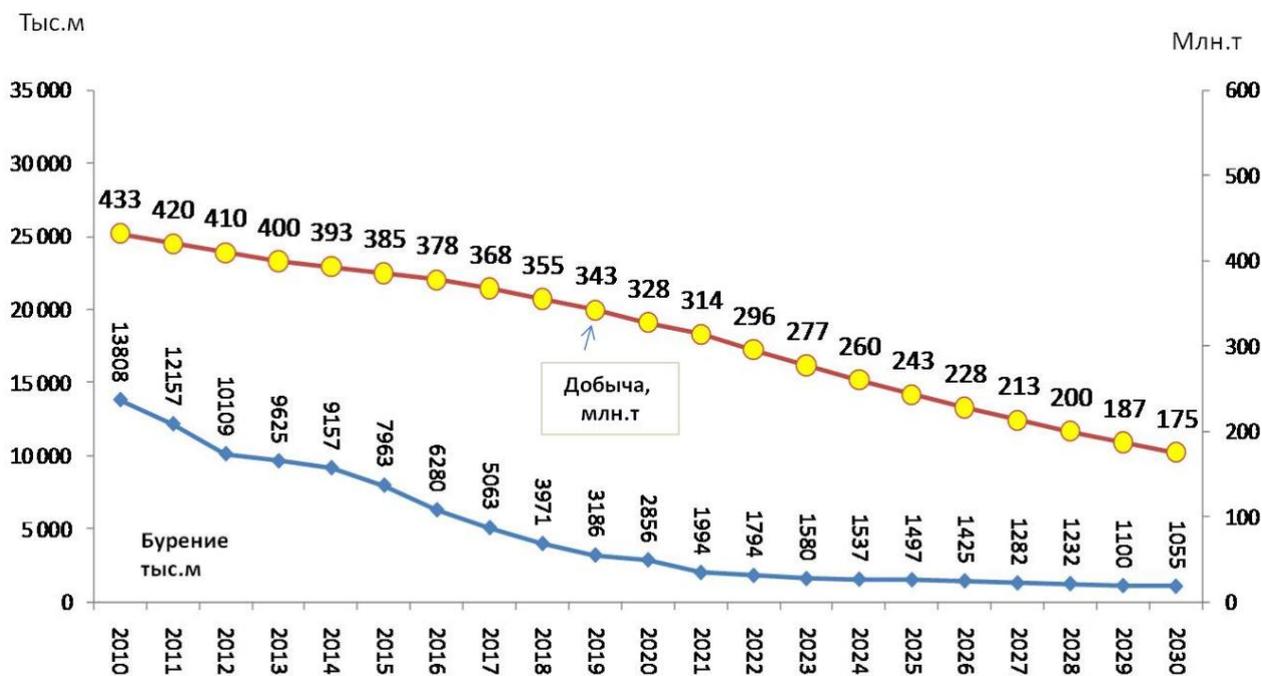


Рис. 3.7.2.1 Плановый вариант.

Эксплуатационное бурение и добыча нефти по основным компаниям.

В проектном варианте эксплуатационное бурение увеличивается к 2014 году на 25%, а к 2020 сокращается 20%. Соответственно - увеличение добычи до 2017 года по сравнению с 2010 на 85 млн.т (рис.3.7.2.2).

Тыс.м

Млн.т

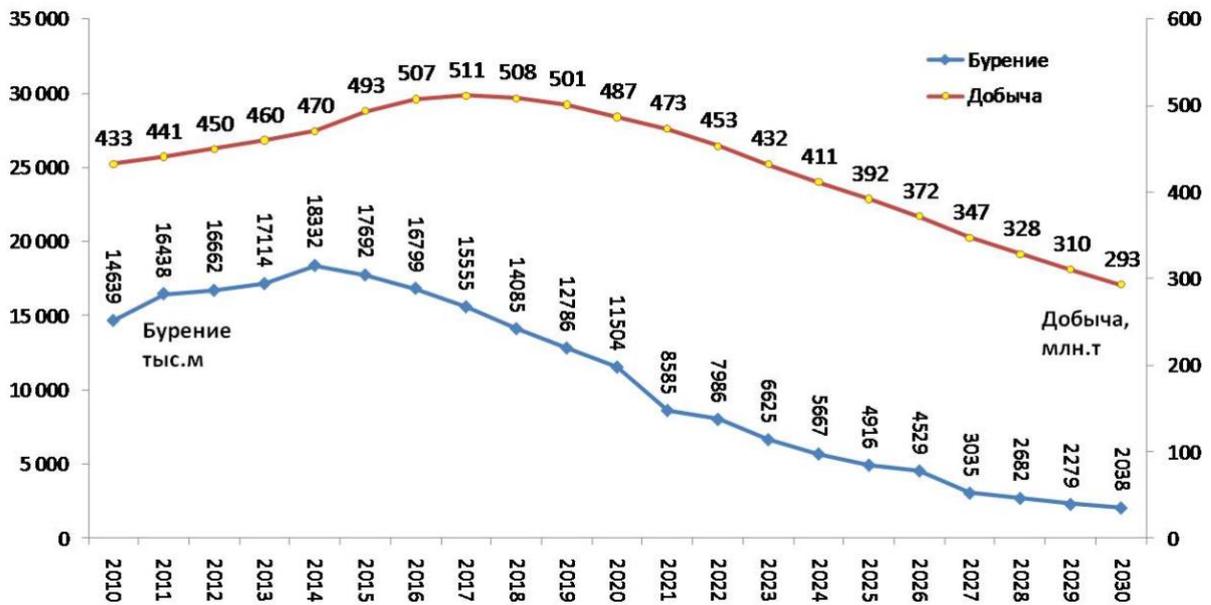


Рис. 3.7.2.2 Проектный вариант.

Эксплуатационное бурение и добыча нефти по основным компаниям

Разница между проектным и плановым вариантами по эксплуатационному бурению достигает 2-х кратной величины (рис.3.7.2.3).

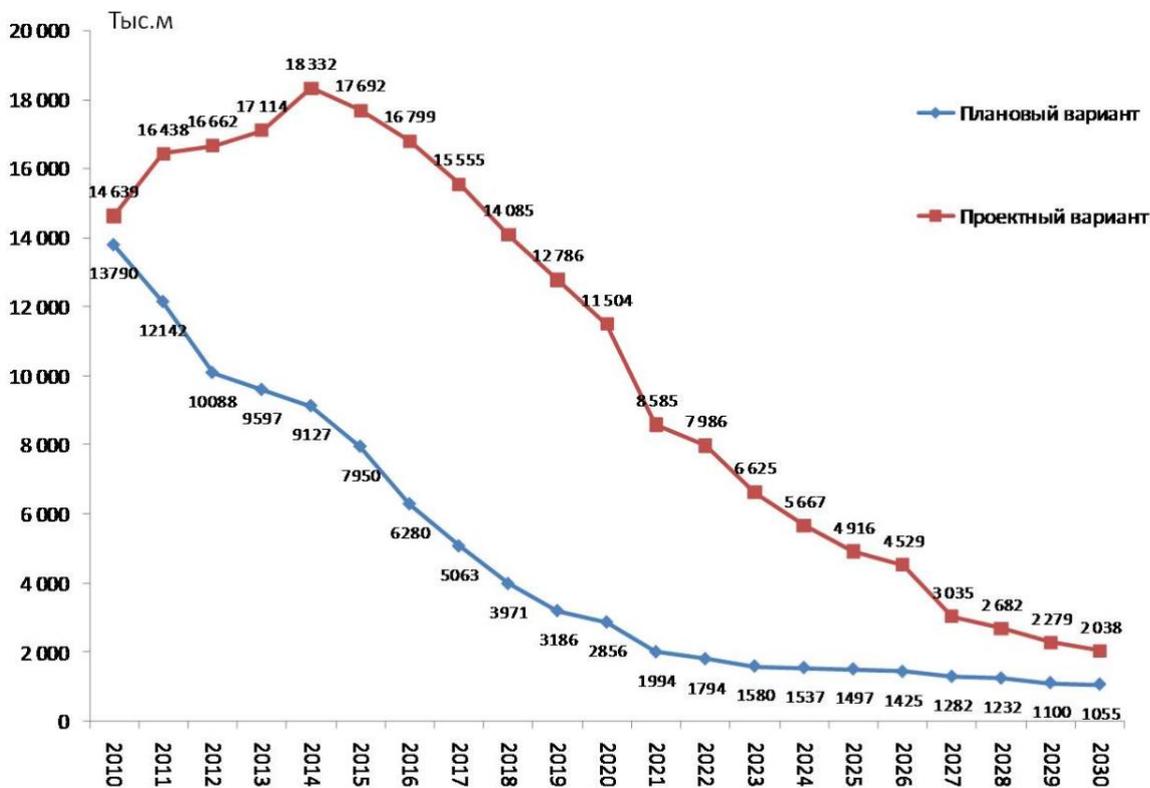
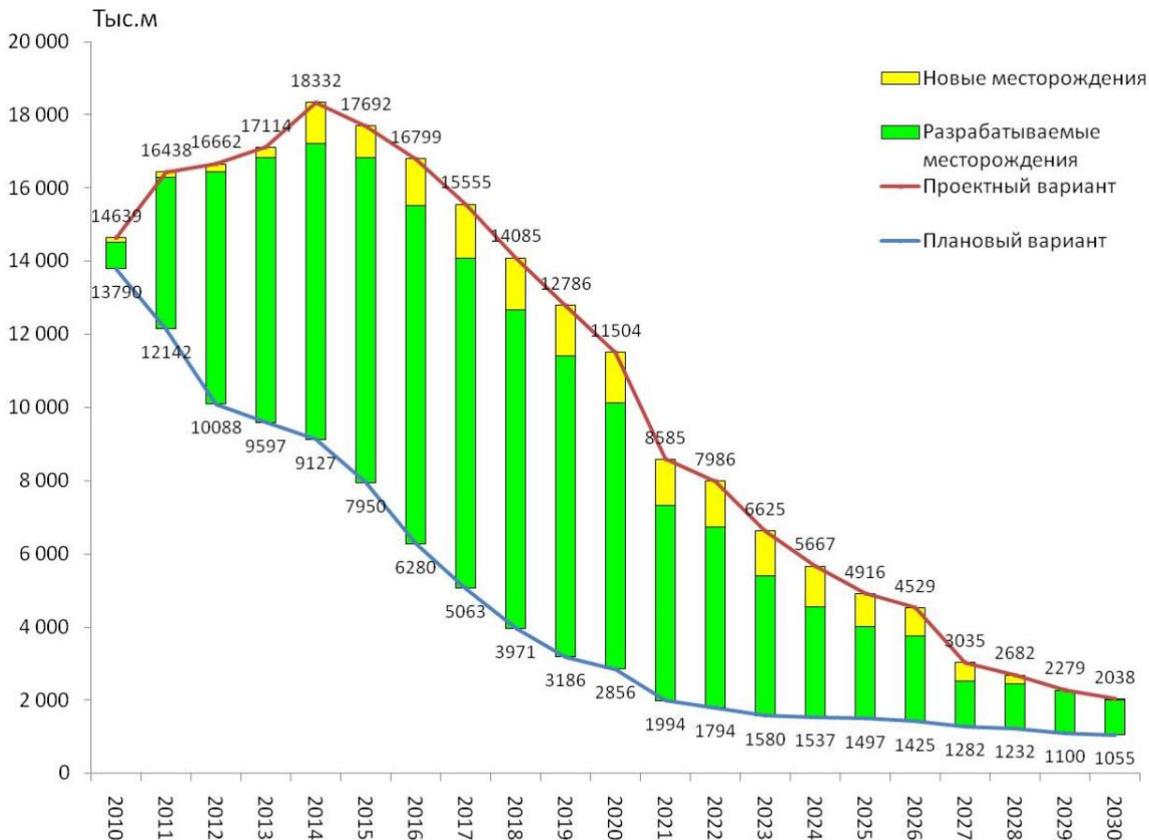


Рис.3.7.2.3 Плановый и проектный вариант.

Эксплуатационное бурение по основным компаниям.

Доля новых месторождений в дельте между плановым и в проектным вариантом составляет всего лишь 14%. Остальной объем бурения будет приходиться на разрабатываемые в настоящее время месторождения (рис.3.7.2.4).



**Рис. 3.7.2.4 Плановый и проектный вариант.
Эксплуатационное бурение**

Объем бурения в проектном варианте на новых месторождениях составит в сумме 17 млн.м. В среднем 1,5 млн.м в год или 440 скважин (3.5 тыс.м - 1 скв)

Если разница между проектным и плановым вариантами по эксплуатационному бурению достигает 2-х кратной величины, то по добыче это значение составит 1,4 раза (рис.3.7.2.5).

Причем новые месторождения дадут гораздо больший вклад в добычу (32%) по сравнению с их долей в эксплуатационном бурении (14%) (рис.3.7.2.6).

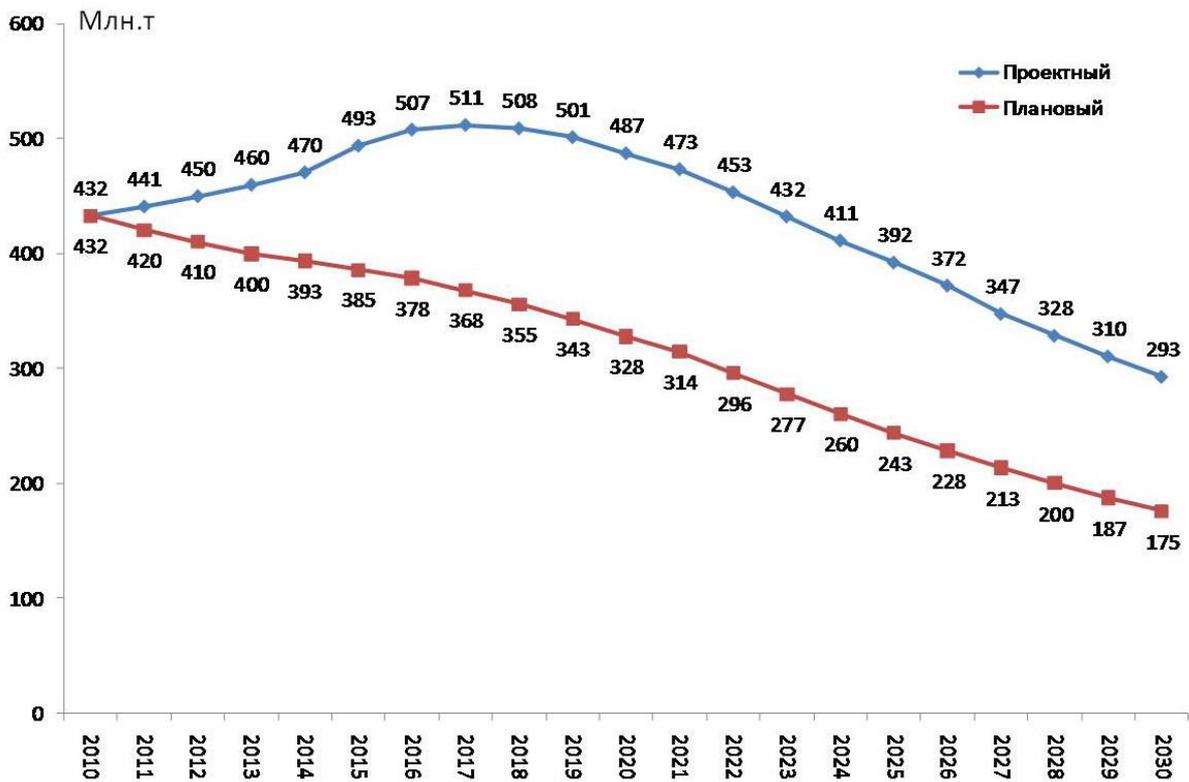


Рис. 3.7.2.5 Плановый и проектный вариант.

Добыча нефти в РФ по основным компаниям

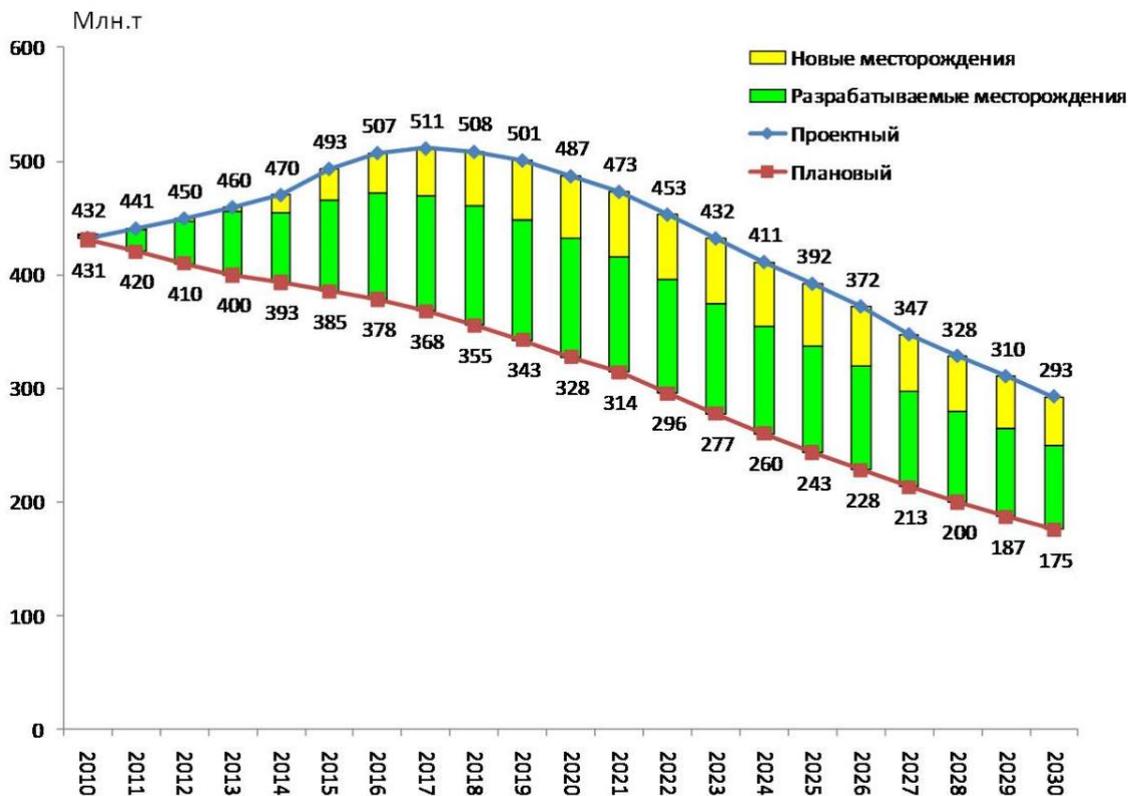


Рис. 3.7.2.6 Плановый и проектный вариант.

Добыча нефти в РФ на новых и разрабатываемых месторождениях

<...>

Выводы:

Ресурсная база:

- По оценкам мировых экспертов Россия входит в первую десятку стран с крупнейшими запасами нефти, уступая только странам Ближнего Востока и Венесуэле.
- Однако проведенный анализ показал, что ресурсная база нефти Российской Федерации находится в критическом состоянии.
- Старые регионы нефтедобычи (Кавказ, Урало-Поволжье) достигли высокой степени выработанности запасов – 70%-85%. В то же время, новые перспективные регионы (Восточная Сибирь, Дальний Восток, шельфы северных морей) пока не изучены. Задел для поиска новых запасов нефти в России достаточно ограничен - не выявлено только 25% ресурсов нефти.
- Разработка подготовленных запасов, в том числе, на уникальных месторождениях затрудняется из-за целого ряда проблем: сложных геолого-экономических условий, низких коллекторских свойств, удаленности от инфраструктуры, отсутствия технологий извлечения высоковязких нефтей, нерентабельности ввода в разработку новых участков в современной системе налогообложения.
- Происходит процесс ухудшения качества разрабатываемых запасов нефти. Растет доля тяжелых нефтей, продолжается увеличение обводненности продукции.
- Запасы нераспределенного фонда недр весьма незначительны, поэтому лицензирование новых участков недр в ближайшие годы не станет стабилизирующим фактором для падающей добычи нефти в стране.
- Нефтяной потенциал шельфа северных морей оценивается в 10 млрд.т. Однако доля разведанных запасов в этом очень незначительна – менее 1%. Очевидно, что добыча углеводородов здесь будет происходить за рамками 2020 года. В настоящее время первоочередными задачами государства должны стать проведение поисковых работ в акваториях, и, конечно же, разработка технологий добычи в условиях шельфа северных морей Российской Федерации.

Геологоразведочные работы

- Многократное снижение объемов геологоразведочных работ после 1991 года привело к сокращению прироста запасов и некомпенсированным отборам углеводородного сырья из недр. При высоких темпах «проедания» запасов в долгосрочной перспективе может сложиться критическая ситуация с объемами добычи нефти в перспективе.
- Необходимо усилить роль государства в управлении недрами, увеличить объемы финансирования геологоразведочных работ, определить главным показателем эффективности ГРР не финансовые затраты, а физические объемы работ и прирост запасов.
- Необходимо, чтобы «ниша» геологоразведочных работ, образовавшаяся между недропользователями и работами, выполняемыми по заданию государства, превратилась в собственный вид бизнеса.
- Законодательно создать условия деятельности компаний, выполняющих поисковые работы, и в случае открытия месторождения, получающих компенсацию затрат, и премию в зависимости от размера открытого месторождения и его рыночной стоимости.

Текущее состояние нефтедобычи

- Четыре основные вертикально-интегрированные нефтяные компании («Роснефть», ТНК, «ЛУКОЙЛ» и «Сургутнефтегаз») в 2009 году обеспечили три четверти добычи нефти в России.
- В территориальном разрезе добыча нефти в 2009 году была сконцентрирована на месторождениях Уральского (63%), Приволжского (21%) и Северо-Западного (6%) Федеральных округов.
- В 2009 году России удалось переломить отрицательную тенденцию падения добычи нефти. Это стало возможным благодаря значительным инвестициям компаний в освоение новых месторождений, а также предоставления налоговых льгот и снижения экспортных пошлин на нефть для этих месторождений. Немаловажным фактором стала стабилизация добычи нефти на давно осваиваемых месторождениях за счет оптимизации системы разработки.

Прогноз добычи

- Плановый сценарий развития нефтяной отрасли соответствует текущему бизнес-плану компаний. В этом варианте компании осуществляют виды основной деятельности, которые приносят максимальную доходность в текущих экономических условиях и при действующей системе налогообложения. В плановом варианте объем производства жидких углеводородов в России составит 388 млн. т к 2020 году, что на 100 млн. меньше, чем в 2009 году. Плановый вариант развития не обеспечит устойчивого функционирования нефтяного комплекса РФ.

- Проектный вариант развития нефтяного комплекса предусматривает дополнительные вложения в новые объекты, обеспечивающие максимальный суммарный экономический эффект без учета налогов и пошлин. Реализация проектного варианта возможна только при стимулировании добычи нефти с вовлечением в разработку запасов, не разрабатываемых в текущем налоговом режиме. В данном варианте добыча нефти в России к 2020 году достигнет уровня 550 млн.т. Помимо активной разработки старых месторождений, будут освоены новые территории и месторождения. Сохранение данного уровня добычи и до 2030 года – цель развития отрасли – которая может быть достигнута вводом в разработку новых объектов, залегающими в более сложных геологических условиях, добычей высоковязких нефтей, применением новейших методов нефтеотдачи.

- Условием осуществления проектного варианта является применение гибкой и адаптивной налоговой системы в отрасли оптимизирующей бюджетные поступления, прибыль компаний, уровень добычи и в целом создающей условия для формирования (по оценкам внешних консультантов) более 500 млрд. долларов США чистой приведенной стоимости для страны.

<...>

6 РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

6.1 Определение налоговых нагрузок, обеспечивающих максимальную бюджетную и коммерческую эффективность отрасли

Экономическое моделирование нефтедобычи

Для экономического анализа перспектив и текущего состояния нефтедобывающей отрасли были собраны данные по 227 объектам, сгруппированным по логике хозяйственной деятельности и представляющих собой отдельные месторождения, участки крупнейших месторождений с независимой добычей, группы месторождений, разрабатываемых как единый комплекс, или территориально-производственные единицы нефтедобывающих компаний, разрабатывающие большое количество мелких месторождений. Эти данные были собраны по всей производственной базе 10 крупнейшим нефтедобывающим компаниям России, обеспечивающим около 90% текущей добычи. Для моделирования были собраны данные по капитальным и эксплуатационным затратам, объемам бурения и добычи в трех вариантах разработки месторождений – без бурения новых скважин («базовый»), в соответствии с нынешними планами компаний («плановый») и для варианта,

максимизирующего доходы от месторождения без учета налогов («проектный»), кроме того, для каждого месторождения были собраны данные по производственно-экономическим характеристикам единичных геологотехнических мероприятий (ГТМ), что позволило также реализовать два промежуточных счетных сценария, базовый с применением ГТМ и проектный с применением ГТМ. Моделирование эффектов от дополнительных ГТМ учитывает истощение месторождений по мере разработки и снижающуюся эффективность по мере вовлечения менее продуктивных зон и было откалибровано по результатам подробного технического моделирования по избранным месторождениям.

Построенная экономическая модель позволяет оценивать результаты работы отрасли в широком спектре внешних экономических условий и фискальных режимов, как для государства, так и для компаний, позволяет прогнозировать объемы затрат, добычу, денежные потоки государства и недропользователей как на уровне отдельных месторождений, так и по регионам и типам месторождений.

Экономическая модель использует долгосрочные прогнозы Министерства экономического развития РФ в части цен на нефть, курса рубля и инфляции различных видов затрат, таких, как эксплуатационные, капитальные и расходы на транспортировку нефти трубопроводным транспортом.

Для каждого из вариантов разработки месторождения рассчитывается денежный поток от продажи нефти и газа с разделением на доли государства и компаний, капитальные и эксплуатационные затраты. Критерием остановки эксплуатации месторождения является окончательный переход текущего денежного потока (нетбэк минус затраты) в отрицательную зону или некупаемость отрицательного денежного потока какого-либо года положительным денежным потоком будущих периодов.

В модуле нефтедобычи все экономические расчеты производились исходя из предположения о том, что вся продукция поставляется на экспорт. Для экономики компаний данное предположение не оказывает влияния на денежные потоки, ибо предполагается, что и на внутренний рынок они поставляют нефть по экспортному нетбэку, т.е. их выручка безразлична к направлению продаж. Для экономики государства при вычислении полных денежных потоков отрасли вносится дополнительная поправка – модель нефтепереработки дает количество нефти,

принятой на внутренний рынок на переработку и сообщает объем экспортной пошлины на сырую нефть, который был бы уплачен в случае экспорта этой нефти.

Наложение экономических критериев остановки добычи на профили, декларируемые компаниями как плановые, вносит существенные коррективы. При текущем налоговом режиме темп спада добычи по пакету месторождений, вошедших в периметр анализа, с учетом требования безубыточной работы, превышает темп падения, заложенный в планы компаний без учета экономики в 2 раза, в результате прогнозируемый объем добычи по этим месторождениям к 2020-му году составляет около 260 млн. тонн. Причины падения в основном состоят в существенно более ранней остановке ряда месторождений и в незапуске новых крупных проектов, денежный поток по которым не оправдывает потребных инвестиций (рис. 6.1.1).

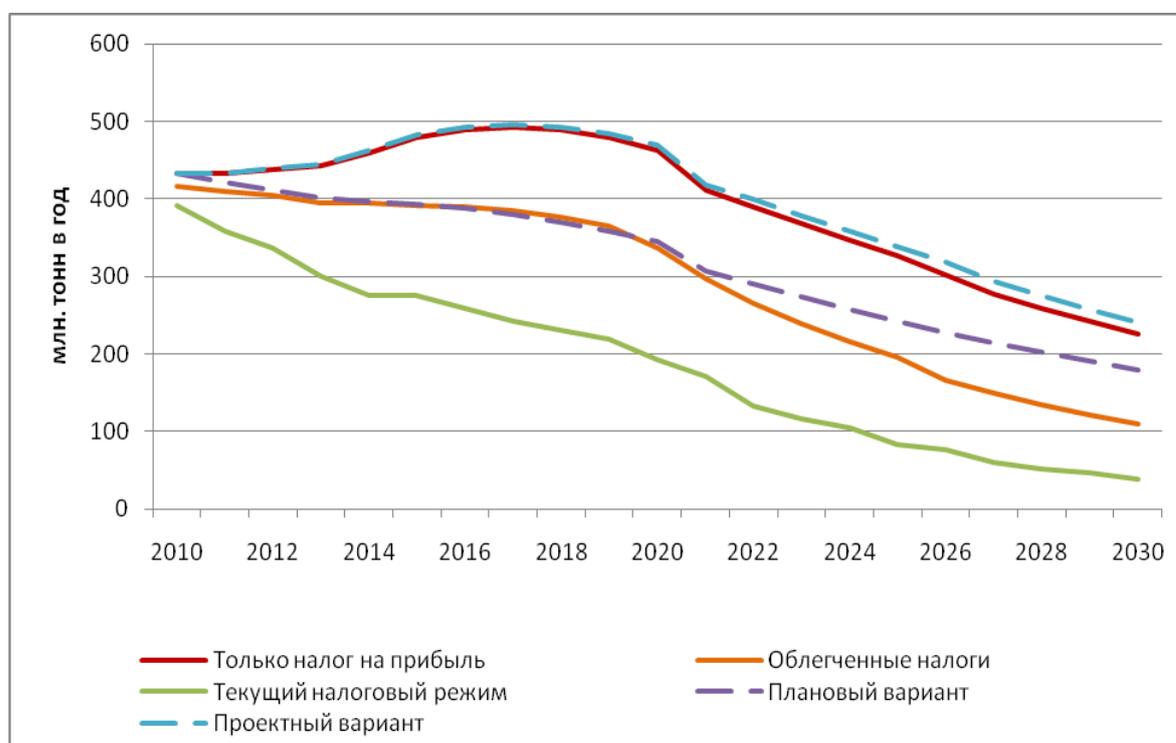
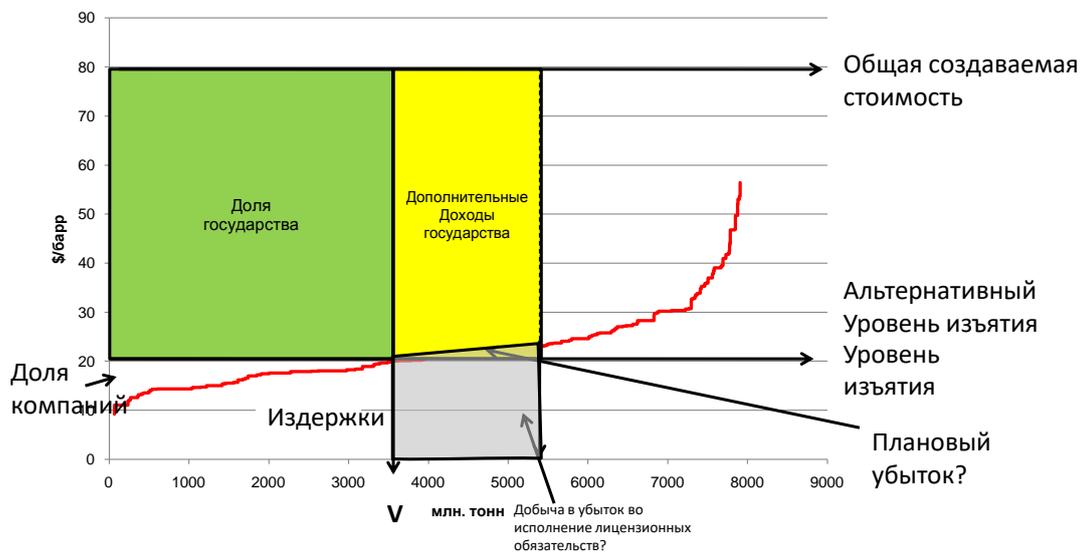


Рис. 6.1.1 - Результаты моделирования добычи нефти в РФ по различным сценариям

Существует несколько причин столь пессимистичного прогноза. Возможен вариант, при котором компании слишком консервативно оценили затраты будущих периодов, заложив слишком большие величины. Учитывая рост затрат в отрасли период 2000-2008-го годов, когда он резко превышал инфляцию в целом по стране, такие осторожные оценки будущих затрат имеют под собой основания. Тем не менее, заявляемые уровни добычи не полностью достигаются даже при сокращении

капитальных и эксплуатационных затрат на 30% на весь будущий период разработки месторождений. Кроме того, реальна ситуация при которой недропользователи разрабатывают и продолжают эксплуатировать часть месторождений и определенную долю скважинного фонда на других месторождениях в убыток. Это может быть связано с особенностями разнесения фиксированных затрат между различными активами, желанием отложить затраты на закрытие, консервацию и рекультивирование земель вокруг месторождений на возможно более поздний срок, необходимостью соблюдения лицензионных обязательств и опасениями лишиться других, более выгодных активов в случае оппортунистического поведения, ожиданием более благоприятной экономической конъюнктуры и налогового климата. Данный порог терпения может достигать в среднем 3-4 долларов допустимых убытков на баррель добываемой нефти. В нынешней ситуации такие действия недропользователей позволяют удерживать добычу на существующих месторождениях в режиме контролируемого снижения добычи на 10-15% выше, чем она могла бы быть в ситуации полностью рационального поведения нефтедобывающих компаний. (рис.6.1.2)



Существенная часть доходов государства может обеспечиваться добычей с месторождений, убыточных для компаний

Рис.6.1.2 - Анализ экономики добычи нефти

Тем не менее, эти тенденции показывают, в сколь неустойчивом состоянии

находится сейчас отрасль добычи нефти. При небольших ухудшениях ситуации убытки могут стать неприемлемыми и компании перестанут поддерживать добычу на нерентабельных месторождениях, что может привести к падению добычи к 2020-му году до уровней 250-270 млн. тонн в год.

Существующая производственная база, без дальнейших капиталовложений в расширение производства, сможет обеспечить извлечение 3,5 млрд. тонн нефти без учета рентабельности, 1,7 млрд. тонн в нынешнем налоговом режиме и 3 млрд. тонн в модернизированной налоговой системе. При этом, на эту добычу лягут существенные постоянные затраты на поддержание инфраструктуры, так что, переход с этих объемов добычи на уровни добычи планового варианта обеспечивает, несмотря на необходимость капитальных затрат на бурение скважин, снижение удельной стоимости добычи.

Для дальнейшего анализа приняты допущения о возможности снижения затрат против заявленных на 10%.

Экономическое моделирование показывает, что основным фактором, влияющим на экономику и объемы нефтедобычи в России, является уровень налогообложения (таблица 6.1.1) При нынешней налоговой системе добыча с месторождений, вошедших в периметр исследования в 2010 г. составит 430 млн. тонн, 293 млн.т в 2015 г. и 235 млн.т в 2020 г. При этом, ни один из рассматриваемых крупных проектов в новых регионах добычи не оказывается выгодным и скорее всего, не будет запущен в разработку. С другой стороны, полная отмена всех налогов на нефтедобычу, кроме налога на прибыль, позволяет выйти на уровень 500 млн. т. в 2017 г. и 470 млн. т в 2020 г. Наконец, промежуточный вариант, предусматривающий определенное ослабление удельной налоговой нагрузки дает 467 млн. т в 2017 г. и 430 млн. т в 2020 г.

Поскольку основной целью Генеральной схемы является максимизация бюджетного и экономического эффектов нефтяной отрасли, то наиболее предпочтительным является промежуточный вариант, являющийся по сути целевым сценарием развития нефтяной отрасли

для государства.

Таблица 6.1.1 - Действующая налоговая система и модернизированная налоговая система

	Действующая налоговая система	Модернизированная налоговая система (целевой сценарий)	Только налог на прибыль
Накопленная добыча, 2011-2020 гг., млрд.т	2,9	4,5	4,7

Денежный поток государства, 2011-2020 гг., млрд. долл, NPV12	681	657	223
Денежный поток компаний, 2011-2020 гг., млрд. долл, NPV 12	39	338	795
Капитальные затраты, сумма 2011-2020 гг., млрд. долл.	97	203	237
Эксплуатационные затраты, сумма 2011-2020 гг., млрд. долл.	131	265	292
Накопленная добыча, 2021-2020 гг., млрд.т	1,4	2,7	3,2
Денежный поток государства, 2021-2030 гг., млрд. долл, NPV12 к 2010 г.	133	196	54
Денежный поток компаний, 2011-2030 гг., млрд. долл, NPV 12, к 2010 г.	10	57	219
Капитальные затраты, сумма 2021-2030 гг., млрд. долл.	18	69	132
Эксплуатационные затраты, сумма 2021-2030 гг., млрд. долл.	67	228	327

Целевой сценарий развития нефтедобычи предполагает модернизацию налоговой системы, направленную на дифференцированное налогообложение старых и новых месторождений с заменой НДС для новых месторождений новым налогом, что сделает налоговую систему для таких месторождений более адаптивной к необходимости крупных капиталовложений на первых фазах новых проектов, оставляя общую налоговую нагрузку на новые месторождения, равной разрабатываемым. Для разрабатываемых месторождений предлагается снизить налоговую нагрузку таким образом, чтобы очищенная цена реализации нефти добывающих подразделений (цена за вычетом НДС и экспортной пошлины) повысилась с нынешних 33% от мировой цены до 40%.

В сегменте добычи, несмотря на значительное расширение налоговой базы, в 2011-2020 гг. будет наблюдаться незначительное сокращение налоговых поступлений, которое будет многократно компенсировано в 2021-2030 гг. за счет поступлений от введенных в эксплуатацию и сохраненных в разработке месторождений, которые были бы заглушены или не разработаны при сохранении текущего налогового режима или, тем более, при его ужесточении. Тем не менее, повышение внутренних цен на нефть приведет и к определенным изменениям в сегменте нефтепереработки, увеличив доходы государства от этого сегмента.

В результате будет достигнуто 9-кратное увеличение денежного потока

компаний и стабилизация добычи для 2021-2030 гг. Дальнейшее же снижение удельной налоговой нагрузки не приведет к значительному увеличению добычи и создаваемой в отрасли стоимости, но лишь к перераспределению ее между компаниями и государством.

Рассмотрение структуры стоимости в отрасли дает объяснение такой взаимной динамике налоговых поступлений и уровней добычи. Усреднение с дисконтированием различных компонент денежных потоков (капитальных, эксплуатационных и транспортных затрат, доли государства и доли компаний, полной выручки) и отнесение их на дисконтированную добычу позволяет оценить важность различных факторов в структуре затрат и стоимости в отрасли.

Полная усредненная выручка за весь период эксплуатации составляет около \$80 за баррель нефти в условиях, задаваемых базовым сценарием МЭР. При этом, существующая налоговая система оставляет недропользователям около \$22 за баррель из этой выручки, из этой суммы должны быть покрыты все затраты. Таким образом, задается планка отсечения прибыльности месторождений, и месторождения с полной стоимостью разработки, эксплуатации и транспорта выше этой планки становятся нерентабельными. Превалирующий уровень затрат в нефтедобывающей отрасли России вплотную подошел к уровню \$22 за баррель, а на многих месторождениях и превысил его, на всех новых месторождениях значительно превышает его. Этот фактор и обуславливает возможное резкое снижение добычи по экономическим причинам.

Возможности российских компаний контролировать себестоимость разработки и добычи ограничены – существенную долю в затратах составляют затраты на транспорт нефти по системе магистральных трубопроводов, тарифы на которые в последнее время росли значительно быстрее темпов инфляции, и затраты на электроэнергию для обеспечения механизированной добычи. С повышением степени истощенности месторождений, обводненности пластов, будет наблюдаться кратное увеличение объемов жидкости, выкачиваемой на поверхность для извлечения одной тонны нефти, и соответствующее увеличение объемов воды, которую будет необходимо закачивать в пласт, таким образом, расход электроэнергии будет только возрастать. Отчасти, компании намерены уменьшать эти затраты путем самостоятельной генерации электроэнергии на утилизируемом попутном нефтяном

газе, но строительство автономных газоэнергетических установок достаточно затратно, и объемы производимого газа будут также снижаться по мере истощения месторождений и окажутся недостаточно для обеспечения всех потребностей в электроэнергии. В отрасли используется большое количество металла и труб, цены на которые вышли на новый уровень, в 3-4 раза превышающий уровень цен начала 2000-х годов.

Таким образом, главным средством для государства влиять на поддержание добычи нефти является снижение удельной налоговой нагрузки. Необходимо отметить, что увеличение объемов добычи нефти по сравнению с базовым вариантом, может обеспечить увеличение суммарных объемов налоговых поступлений. Вовлечение дополнительных запасов нефти в разработку, создание дополнительной стоимости в отрасли нефтедобычи, ведет к повышению инвестиций в отрасль, размещению дополнительных заказов для остальной экономики, укреплению российских нефтяных компаний, созданию финансовых основ для их выхода на международные рынки. В текущей налоговой системе денежный поток компаний балансирует около нулевой отметки, не позволяя им отвлекать значительные финансовые ресурсы на освоение новых месторождений или международную экспансию.

Из-за регрессивной системы налогообложения, не передающей недропользователям эффект роста цен на международной арене, в России на данный момент не рассматриваются современные технологии повышения нефтеотдачи, более дорогостоящие, чем ныне используемые, со средней полной приведенной стоимостью добычи около \$35 за баррель, но позволяющие поднимать коэффициент извлечения нефти на 10%, соответственно увеличивая ресурсную базу. Так, на некоторых месторождениях Северного моря уже достигнут КИН выше 60% и месторождения продолжают эксплуатироваться. В России на данный момент из-за заведомой неприбыльности этих технологий, у компаний отсутствуют стимулы даже к опытно-промышленному их применению, к изучению возможностей и потенциала их использования.

Более того, из-за жесткой налоговой системы с предельной ставкой 93% (т.е. при росте мировых цен на 1 рубль, выручка производителей повышается всего на 7 копеек), положение российской нефтедобычи ухудшается с ростом мировых цен на

нефть, которое сопровождается укреплением рубля, и соответственно, повышением уровня затрат относительно выручки, а также ростом конкуренции за услуги нефтесервисных компаний и повышением спроса на продукцию поставщиков нефтегазового оборудования и материалов, влекущего повышение цен на эти факторы производства.

Важно отметить, что смягчение налоговой нагрузки на отдельные классы месторождений и запасов не является предметом компромисса или выбора, по каждому из этих классов государство стоит перед дилеммой, согласиться с получением меньшей долей выручки, чем изымалось в последние годы, или столкнуться с тем, что проекты будут остановлены или не начаты и в результате не получить никаких доходов.

Анализ себестоимости разработки и распределения объемов вовлекаемых запасов по регионам представлен в таблице 6.1.2.

Таблица 6.1.2 - Анализ себестоимости разработки и распределения объемов вовлекаемых запасов по регионам

Регион	Проектный вариант			Целевой вариант		
	запасы, вовлекаемые в разработку, млн.т	средний UTC с транспортом, \$/барр	максимальный UTC с транспортом \$/барр	запасы, вовлекаемые в разработку, млн.т	средний UTC с транспортом, \$/барр	максимальный UTC с транспортом \$/барр
ХМАО	3731	25,1	58,5	2436	19,8	32,6
Урало-Поволжье	1942	20,3	52,1	1553	16,7	25,1
ЯНАО и север Красноярского края	1149	30	58,9	868	25,8	37
Тимано-Печора	534	24	56,9	247	21,3	27,8
Восточная Сибирь	374	29,9	42,3	290	26,3	39,4
Юг Западной Сибири	313	23,8	34,5	200	17,9	23,1
Южный	206	21,5	32,9	138	18,2	23,8
Прочие	43,5	21,1	23,6	22,9	13,8	27
Страна в целом	8293	24,6	58,9	5755	20,1	39,4

Основными регионами, в которых сосредоточено более 75% идентифицированной потенциальной добычи на сегодняшний день остаются Ханты-Мансийский автономный округ и Урало-Поволжский регион. Слишком дорогие запасы в этих регионах, которые не рентабельно извлекать в налоговой системе целевом варианте, но возможно извлечь в проектном по своим объемам превышают все коммерческие запасы, включая и нерентабельные, Ямало-Ненецкого АО, севера Красноярского края и Западной Сибири. Тем не менее, основной акцент в стимулировании дополнительной добычи сейчас делается на налоговых послаблениях для новых месторождений. Такая политика оправдана с точки зрения вовлечения новых регионов в разработку и создания условий для поиска, разведки и введения в эксплуатацию новых, неизвестных ныне месторождений, но оставляет невовлеченными уже идентифицированные запасы в районах с существующей добычей и с гораздо более низкими геологическими рисками. С точки зрения вовлечения дополнительных запасов в разработку, имеет смысл создавать дополнительные стимулы, прежде всего, фискальные, к длительному поддержанию существующего фонда месторождений в работе, пусть и на более высоких уровнях эксплуатационной себестоимости.

Анализ себестоимости разработки и распределения объемов вовлекаемых запасов по месторождениям на различных этапах освоения поддерживают этот вывод (таблица 6.1.3)

Таблица 6.1.3 - Анализ себестоимости разработки и распределения объемов вовлекаемых запасов по месторождениям

Тип месторождений	Проектный вариант			Целевой вариант		
	запасы, вовлекаемые в разработку, млн.т	средний UTC С транспортом, \$/барр	максимальный UTC с транспортом \$/барр	запасы, вовлекаемые в разработку, млн.т	средний UTC С транспортом, \$/барр	максимальный UTC с транспортом \$/барр
Давно эксплуатируемые	6682	23,7	58,9	4427	18,6	27,5
В процессе освоения	734	21,5	32,6	657,5	21,6	32,6
Подготавливаемые к освоению	877	34,6	57,5	670	28,9	39,4

6.2 Формирование рейтинга нефтедобывающих регионов Российской Федерации

Рейтинг составлен по 8 нефтедобывающим регионам России:

1. Калининградская область и шельф Балтийского моря;
2. Тимано-Печорский регион и шельф Баренцева моря;
3. Южный регион и шельф Каспийского моря;
4. Урало-Поволжский регион;
5. Ханты-Мансийский автономный округ;
6. Юг Западной Сибири;
7. ЯНАО и Север Красноярского края;
8. Восточная Сибирь

<...>

Для формирования рейтинга, каждый из регионов оценивался по основным показателям:

- 1) Объем текущих извлекаемых запасов нефти ABC_1 по состоянию на 01.01.2009 г.;
- 2) Объем предварительно оцененных запасов нефти C_2 по состоянию на 01.01.2009 г.;
- 3) Объем перспективных ресурсов нефти C_3 по состоянию на 01.01.2009 г.;
- 4) Объем добычи нефти за 2009 год;
- 5) Объем добычи нефти к 2020 году в двух вариантах – плановом и проектном;
- 6) Расчет текущих извлекаемых запасов на 01.01.2021 г. в двух вариантах – плановом и проектном.

Рейтинг нефтедобывающих провинций рассмотрен отдельно по состоянию на 01.01.2009 г. и 01.01.2021 г.

6.2.1 Рейтинг нефтедобывающих регионов РФ по состоянию на 01.01.2009 г.

Текущий рейтинг нефтедобывающих регионов России сформирован на основе важнейших для отрасли показателей:

1. Уровнях добычи нефти за 2009 г.; (таблица 6.2.1.1.)
2. Объемах текущих извлекаемых запасов нефти категории АВС₁ по состоянию на 01.01.2009 г. (таблица 6.2.1.2.)

Таблица 6.2.1.1 - Рейтинг нефтедобывающих регионов РФ. Объемы добычи нефти в 2009 году в РФ

Рейтинг региона	Регион	Объем добычи нефти в 2009 году, млн.т
1	ХМАО	268
2	Урало-Поволжье	101
3	ЯНАО и север Красноярского края	44
4	Тимано-Печорский и шельф Баренцева моря	30
5	Восточная Сибирь	20
6	Юг Западной Сибири	20
7	Южный регион и шельф Каспийского моря	10
8	Калининградская обл. и шельф Балтийского моря	1
ИТОГО:	-	494

Таблица 6.2.1.2 - Рейтинг нефтедобывающих регионов РФ. Доля регионов России в разведанных запасах АВС₁ на 01.01.2009 г.

Рейтинг региона	Регион	% в запасах нефти России (АВС ₁)
1	ХМАО	47
2	ЯНАО и север Красноярского края	17
3	Урало-Поволжье	16
4	Тимано-Печорский и шельф Баренцева моря	9
5	Восточная Сибирь	6
6	Юг Зап.Сибири	3
7	Южный регион и шельф Каспийского моря	2
8	Калининградская обл. и шельф Балтийского моря	менее 0.1
ИТОГО:	-	100

1. Ханты-Мансийский автономный округ является главным регионом по добыче и запасам нефти в стране. В округе добывается 54% российской нефти и разведано 47% текущих извлекаемых запасов нефти. Высокий показатель объемов доказанных запасов гарантия значительных объемов добычи нефти на долгосрочную перспективу.

2. Урало-Поволжский регион занимает вторую позицию по объемам годовой добычи нефти. Доля региона в производстве нефти в России составляет более 20%. Урало-Поволжье занимает третью позицию по объемам текущих извлекаемых запасов – 16% от запасов страны.

3. Ямало-Ненецкий автономный округ и север Красноярского края по уровню годовой добычи нефти занимает третью позицию. Регион является перспективным на расширение добычи нефти. ЯНАО и север Красноярского края находится на второй позиции по объемам текущих извлекаемых запасов нефти. Доля запасов нефти региона в запасах России 17%.

4. Тимано-Печорский регион и шельф Баренцева моря занимает четвертую позицию по объемам годовой добычи нефти и разведанным запасам. Запасы нефти на долгосрочную перспективу позволяют сохранять и увеличивать текущий уровень добычи жидкого углеводородного сырья.

5. Восточная Сибирь по объемам годовой добычи нефти в России занимает пятую позицию и аналогичное место по объемам текущих извлекаемых запасов нефти. Регион только начинает осваиваться и его перспективы будут зависеть от сооружения необходимой инфраструктуры и ввода в разработку новых месторождений. Доля Восточной Сибири в доказанных запасах страны составляет 5%.

6. Юг Западной Сибири – по объемам годовой добычи в настоящее время фактически не уступает Восточной Сибири, однако объем текущих извлекаемых запасов здесь в два раза меньше. На юге Западной Сибири разведано 3% от текущих извлекаемых запасов нефти России.

7. Южный регион и шельф Каспийского моря - объемы годовой добычи нефти здесь незначительны и составляют 2% от российской. Доля в текущих извлекаемых запасах России также 2%.

8. Калининградская область и шельф Балтийского моря – добыча нефти на шельфе балтийского моря – 0.2%. Объем текущих извлекаемых запасов менее 0.1%.

6.2.2 Рейтинг нефтедобывающих регионов РФ по состоянию на 01.01.2021 г.

Рейтинг нефтедобывающих регионов РФ на долгосрочную перспективу – по состоянию на 01.01.2021 год сформирован на основе показателей:

1. Уровень добычи нефти к 2020 году по 2 вариантам – плановому и проектному (таблица 6.2.2.1);

2. Объем разведанных запасов нефти АВС₁ по состоянию на 01.01.2021 г. (с учетом ГРР) в двух вариантах добычи – плановом и проектном (таблица 6.2.2.2).

Отдельно отметим, что шельф северных морей России до 2020 года разрабатываться не будет.

Таблица 6.2.2.1 - Рейтинг нефтедобывающих регионов РФ. Плановый и проектный варианты. Добыча нефти по регионам РФ в 2020 году.

Регион	Объем добычи нефти в 2020 г. по плановому варианту, млн. т	Рейтинг	Объем добычи нефти в 2020 г. по проектному варианту, млн. т	Рейтинг
ХМАО	168	1	223	1
Урало-Поволжье	91	2	109	2
ЯНАО и север Красноярского края	44	3	94	3
Тимано-Печорский и шельф Баренцева моря	29	4	29.5	5
Восточная Сибирь	29	5	48	4
юг Западной Сибири	19	6	23	6
Южный регион и шельф Каспийского моря	7	7	19.5	7

Калининградская обл. и шельф Балтийского моря	1	8	1	8
ИТОГО	388	-	547	-

Таблица 6.2.2.2 - Рейтинг нефтедобывающих регионов РФ. Плановый и проектный варианты. Доля регионов России в разведанных запасах нефти АВС₁ на 01.01.2021 г.

Регион	% в запасах нефти России (АВС ₁) по плановому варианту	Рейтинг	% в запасах нефти России (АВС ₁) по проектному варианту	Рейтинг
ХМАО	40	1	40.5	1
ЯНАО и север Красноярского края	17.5	2	16.5	2
Урало-Поволжье	12.5	3	12	4
Тимано-Печорский и шельф Баренцева моря	12	4	13	3
Восточная Сибирь	11	5	11	5
Южный регион и шельф Каспийского моря	4	6	4	6
юг Западной Сибири	3	7	3	7
Калининградская обл. и шельф Балтийского моря	менее 0.005	8	менее 0.005	8
ИТОГО	100	-	100	-

1. Ханты-Мансийский автономный округ. При любых вариантах развития нефтяного комплекса страны ХМАО сохранит за собой статус лидера по объемам годовой добычи нефти в России в перспективе до 2020 года.

В плановом варианте доля ХМАО в производстве нефти по России составит 43%, в проектном – 41%.

Доказанные запасы нефти ХМАО (АВС₁) будут равняться в российских запасах 40% в двух вариантах развития – плановом и проектном. Таким образом, регион сохранит высокий рейтинг и после 2020 года, так как основной объем разведанных запасов нефти даже к 2021 году будет сконцентрирован здесь.

2. Урало-Поволжский регион. В двух вариантах развития (плановый, проектный) регион все еще будет занимать вторую позицию по объемам производства нефти в России к 2020 году. Доля Урало-Поволжья в российской нефтедобыче составит 23% в плановом варианте и 20% в проектном.

К 2021 году регион будет располагать достаточной ресурсной базой нефти и доля запасов Урало-Поволжья в российских равняется 12%-12.5% в плановом и

проектном варианте развития. По объему запасов регион занимает в плановом варианте третью позицию, в проектном – четвертую.

Учитывая объем запасов нефти, регион и после 2020 года сохранит за собой одну из ведущих позиций в российской нефтедобыче.

3. Ямало-Ненецкий автономный округ и север Красноярского края будет занимать третью позицию по объемам добычи нефти в России к 2020 году. Однако в абсолютном выражении добыча в проектном уровне составит по региону к 2020 году 91 млн.т, а в плановом 44 млн.т.

Это говорит о том, что при реализации планового варианта добычи нефтяной потенциал ЯНАО и севера Красноярского края будет не задействован полностью.

К 2020 году в регионе останутся значительные запасы нефти (16.5%-17.5% от российских). По объемам запасов регион будет занимать вторую позицию в России, уступая только ХМАО.

4. Восточная Сибирь только начинает осваиваться. К 2020 году регион займет 4-ю позицию по объему нефтедобычи в проектном варианте или пятую в плановом. В двух сценариях развития доказанные запасы нефти Восточной Сибири будут значительными, занимая пятую позицию в РФ или в процентном выражении – 11%.

5. Тимано-Печорский регион и шельф Баренцева моря в двух вариантах развития нефтяного комплекса сохранит практически одинаковые уровни добычи нефти (около 30 млн.т). В плановом варианте доля Тимано-Печоры в российском производстве нефти составит 7.5%, в проектном – 5%.

Несмотря на незначительный объем добычи, регион к 2020 году будет располагать крупными запасами нефти. Доля разведанных запасов Тимано-Печоры займет третью позицию в проектном варианте и четвертую в плановом.

В процентном выражении доказанные запасы Тимано-Печорского региона составят 12%-13% от российских.

6. Юг Западной Сибири к 2020 году, как и в 2009 году будет прочно занимать шестую позицию в России по объемам нефтедобычи. Доля юга Западной Сибири в производстве нефти по России в плановом варианте составит 4.9%, в проектном –

4.2%. Среди нефтедобывающих провинций запасы юга Западной Сибири одни из самых незначительных – 3% от российских.

7. Южный регион и шельф Каспийского моря. В плановом варианте объем добычи нефти составит к 2020 году 7 млн.т, в проектном – 19 млн.т. Это будет зависеть от ввода в разработку месторождения шельфа Каспийского моря. Регион сохранит седьмую позицию по добыче нефти в стране. Запасы Южного ФО по состоянию на 01.01.2021 г. составят 4% от российских.

8. Калининградская область и шельф Балтийского моря - добыча нефти на шельфе Балтийского моря к 2020 году останется на прежнем уровне, т.е. 1 млн.т.

Выводы:

Таким образом, профиль нефтедобывающих провинций к 2020 году фактически не изменится. Тройку лидеров по объемам нефтедобычи и запасов по-прежнему будут возглавлять ХМАО, Урало-Поволжский регион и Ямало-Ненецкий автономный округ совместно с севером Красноярского края.

В проектном варианте начнется более интенсивное освоение месторождений Восточной Сибири, поэтому объемы добычи по этому региону опередят уровни добычи в Тимано-Печорском регионе, сместив эти регион на пятую позиции по нефтедобыче.

В плановом варианте в Восточной Сибири и Тимано-Печорском регионе будут добываться фактически равные объемы добычи нефти.

При любых сценариях развития Восточная Сибирь опередит также по объемам извлекаемой нефти юг Западной Сибири.

Что касается Калининградской области и шельфа Балтийского моря, то запасы здесь фактически выработаны и добыча на протяжении всего рассматриваемого периода составит 1 млн.т нефти.

<...>

Выводы:

Недопущение резкого сокращения добычи нефти на существующих месторождениях и ввод в эксплуатацию новых возможны лишь в случае системной

адаптации налоговой системы, обеспечивающей покрытие увеличивающихся расходов недропользователей на извлечение запасов, и в части налогов на новые месторождения находящейся в большем соответствии с профилем затрат и выручки от проектов.

Основные ресурсы нефти сосредоточены в существующих месторождениях в освоенных нефтяных провинциях. В этих же провинциях и месторождениях сосредоточена основная масса рискованных запасов, рентабельность добычи которых находится в прямой зависимости от жесткости фискальной системы. Попытка решить проблему спада добычи на старых месторождениях путем восполнения дефицита с новых месторождений, предоставляя им определенные налоговые и таможенные льготы, будет неуспешной из-за несопоставимости масштаба имеющихся ресурсов разрабатываемых провинций и новых объектов разработки.

Профиль нефтедобывающих регионов к 2020 году фактически не изменится. Тройку лидеров по объемам нефтедобычи и запасов по-прежнему будут возглавлять ХМАО, Урало-Поволжский регион и Ямало-Ненецкий автономный округ совместно с севером Красноярского края.

Максимизация экономического эффекта от сектора нефтедобычи для государства и национальной экономики в целом достигается при одновременной гармонизации налоговой системы с внутренней экономикой отрасли как для новых, так и для старых месторождений.

<...>

7 ОБЕСПЕЧЕНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ ГЕНЕРАЛЬНОЙ СХЕМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

7.1 Основные инвестиционные проекты

Общая оценка инвестиционных вложений, необходимых для реализации Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2020 г., с выделением наиболее крупных проектов осуществлялась по следующим направлениям: геологоразведочные работы, обустройство и разработка месторождений, развитие транспортной

инфраструктуры и модернизация нефтеперерабатывающей промышленности (таблица 7.1.1).

Таблица 7.1.1 - Оценка инвестиций для реализации Генеральной схемы развития нефтяной отрасли до 2020 г., млрд. руб.

	Инвестиции, млрд. руб.
Геологоразведочные работы, в т.ч.	943,6
Геологоразведочные работы за счет федерального бюджета	200,6
Геологоразведочные работы за счет средств нефтяных компаний	743,0
Обустройство и разработка месторождений (проектный вариант), в т.ч.	5758
Дальневосточный федеральный округ	24
Приволжский федеральный округ	1108
Северо-Западный федеральный округ	679
Сибирский федеральный округ	1004
Уральский федеральный округ	2699
Южный федеральный округ	244
Расширение существующих и строительство новых магистральных нефтепроводов	165,7
Модернизация нефтеперерабатывающей промышленности	354,0
Всего	7221,3

Согласно «Долгосрочной государственной программе изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья» (утверждена приказом Минприроды России от 16 июля 2008 г, № 151) за счет средств федерального бюджета планируются в период 2011-2020 гг. инвестиции на геологоразведочные работы на нефть и газ в объеме 200,6 млрд. руб. (в ценах 2008 года). Финансирование геологоразведочных работ за счет средств недропользователей (по данным, предоставленным нефтяными компаниям) за период 2010-2020 гг. планируется в объеме 743 млрд. руб. Основной объем инвестиций в рамках реализации Генеральной схемы будет направлен на обустройство и разработку месторождений – 5,8 трлн. руб. Основными инвестиционными площадками на период до 2020 г. будут Уральский федеральный округ (47% всех инвестиций), Приволжский федеральный округ (19%) и Сибирский федеральный округ (17%). Наибольшие инвестиционные затраты прогнозируются до 2020 г. при освоении следующих месторождений: Приобское, Ванкорское, Западно-Мессояхское, Новопортовское, Приразломное, Юрубчено-Тохомское, месторождение им. Филановского, Восточно-Мессояхское, Мало-Балыкское, Восточно-Уренгойское, Ново-Уренгойское, Куюмбинское, Верхнечонское. Общий объем капиталовложений

на эти 11 месторождений превысит 2,5 трлн. руб.

По отдельным крупным проектам освоения месторождений расположенных в районах отдаленных на значительные расстояния от необходимой инфраструктуры, такие месторождения как Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское, необходима государственная поддержка в виде создания необходимой инфраструктуры.

Для обеспечения транспортировки планируемого до 2020 г. объема нефти необходимы развитие и модернизация транспортной инфраструктуры. С этой целью Генеральная схема развития нефтяной отрасли до 2020 г. предусматривает реализацию следующих инфраструктурных проектов:

- развитие системы магистральных нефтепроводов в Ямало-Ненецком автономном округе со строительством нефтепровода Заполярье-Пур-Пе для транспортировки нефти ЯНАО в действующую систему МН ОАО «АК «Транснефть»;
- строительство нефтепровода Пур-Пе-Самотлор для подачи нефти Ванкорского месторождения в ТС ВСТО;
- расширение пропускной способности МН Пур-Пе-Холмогоры на участке Ханымей-Холмогоры и Красноленинск-Шаим;
- расширение пропускной способности МН Уса-Ухта-Ярославль для обеспечения транспортировки нефти Тимано-Печорского региона для поставки в Трубопроводную систему БТС;
- расширение пропускной способности МН для транспортировки нефти Северного Каспия ОАО «НК ЛУКОЙЛ»;
- развитие экспортных направлений БТС-2 и ВСТО.

Для увеличения пропускной способности действующей системы магистральных нефтепроводов, поставки нефти на НПЗ России, развития экспортных направлений в период 2012-2020 гг. необходима реализация следующих мероприятий:

- строительство 1024 км линейной части;
- замена 14 км линейной части;
- строительство 13 НПС;
- реконструкция 10 НПС;
- строительство 6513 тыс. м³ резервуарной емкости.

Инвестиционные затраты на расширение пропускной способности

действующих и строительство новых магистральных нефтепроводов для обеспечения заданных объемов транспортировки до 2020 гг. составят 165,7 млрд. руб.

Основной ввод трубопроводных мощностей и, соответственно, основной объем капитальных вложений (82%) планируется на период 2012-2015 гг.

Развитие нефтеперерабатывающей промышленности России, направленное на углубление переработки нефтяной сырья и повышение качества конечных продуктов, потребует порядка 350 млрд. руб.

7.2 Мониторинг реализации Генеральной схемы

Для достижения стратегических целей, повышения эффективности механизмов реализации настоящей Генеральной схемы, а также своевременного выполнения запланированных мероприятий формируется система мониторинга ее реализацией, которая предполагает:

- разработку и принятие эффективной организационной модели по реализации мероприятий настоящей Генеральной схемы;

- обеспечение согласованности положений настоящей Генеральной схемы, плана мероприятий по ее реализации с отраслевыми стратегиями и стратегиями регионального развития субъектов Российской Федерации;

- создание механизма мониторинга и оценки рисков выполнения, предусмотренных мероприятий, включая эффективные механизмы их адаптации и изменения в соответствии с меняющимися внешними и внутренними условиями;

- выделение на каждом этапе реализации Генеральной схемы важнейших целевых показателей и концентрацию имеющихся ресурсов на их достижении.

Координатором реализации настоящей Стратегии является Министерство энергетики Российской Федерации. Задачами координатора является разработка системы мониторинга на основе целевых показателей Генеральной схемы, анализ хода реализации плана мероприятий и оценка достигнутых результатов, представление в Правительство Российской Федерации сводной отчетности и предложений по оптимизации комплекса мер и финансового обеспечения.

Организация системы мониторинга реализации настоящей Генеральной схемы предполагает создание специального органа при Министерстве энергетики РФ, в

состав которого должны войти представители заинтересованных министерств и ведомств, ведущих нефтяных компаний и научных организаций.

<...>

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

Генеральная схема разработана с учетом взаимного развития всех подотраслей нефтяной отрасли: геологоразведки, разработки и обустройства месторождений нефти и газового конденсата, утилизации попутного нефтяного газа, реализации нефти и нефтепродуктов, переработки нефтяного сырья и транспортной инфраструктуры. Развитие нефтяной отрасли России будет определяться следующими факторами:

1. Негативные последствия снижения темпов роста спроса на нефть в Европе хеджируются строительством ряда новых трубопроводов – ВСТО, БТС-2, отвода от Сковородино на Китай. Таким образом, можно отметить, что диверсификация маршрутов экспорта российской нефти находится на завершающей стадии, позволяющей сохранить свою долю на мировом нефтяном рынке. Спрос на жидкие углеводороды в Европе, ключевом российском экспортном рынке, как ожидается, увеличится в 2010-2020 гг. примерно на 11 млн. т/год.

В настоящее время позиции России как возможного поставщика сырья на рынки АТР, центра роста мирового нефтяного спроса, существенно улучшились. Россия может принять участие в конкурентной борьбе за азиатский рынок, предлагая различные варианты поставок: в Китай трубопроводным и железнодорожным транспортом, танкерные партии из порта Козьмино, а также с Сахалина. С точки зрения наращивания объемов поставок период 2010-2020 гг. представляется наиболее перспективным.

Поставки нефти Urals на рынок Северной Америки имеют неплохие перспективы. Трансокеанские танкерные поставки открывают новые возможности для российского нефтяного экспорта. В краткосрочной перспективе маржа от подобных поставок на рынке Северной Америки потенциально может быть выше, чем в Азии.

Россия столкнется с нарастающей конкуренцией со стороны стран ОПЕК за долю мирового рынка нефти. Саудовская Аравия и другие страны ОПЕК скорее всего будут наращивать свою добычу, конкурируя с Россией за долю как на традиционных, так и на новых рынках в Европе, АТР и Северной Америке.

Что касается внутреннего рынка, спрос на нефть и нефтепродукты в России в обозримом будущем, вероятно, объединит в себе тенденции, характерные для промышленно-развитых западных рынков и развивающихся стран. В ряде аспектов динамика спроса будет очень близка к ситуации на рынках стран ОЭСР, где, как ожидается, объем потребления не претерпит существенных изменений до 2030 г. Однако движущие факторы на двух рынках будут существенно отличаться. Сокращение потребления нефти и нефтепродуктов в странах ОЭСР (относительно предыдущих периодов), в первую очередь, связано с повышением энергоэффективности, расширением использования возобновляемых источников энергии и т.д. В России же ограничение роста спроса вызвано продолжающейся реструктуризацией экономики. Так, например, дальнейшее вытеснение мазута из сырьевой корзины электроэнергетики и его замещение природным газом будут способствовать замедлению темпов роста спроса на нефтепродукты относительно темпов роста экономики в целом. Однако в долгосрочной перспективе взаимозависимость между ростом потребления нефтепродуктов и темпами роста экономики проявится в России в существенно большей степени, чем в странах ОЭСР. Кроме того, предполагается, что страны ОЭСР уже миновали пик нефтяного спроса, тогда как в России потребление нефтепродуктов продолжит расти, хотя и более низкими относительно развивающихся стран темпами. В целом, в долгосрочном периоде величина нефтяного спроса в России не превысит значительно текущий уровень.

2. Основной прогноз нефтедобычи в России до 2020 г.(плановый вариант) выполнен исходя из долгосрочного сценария социально-экономического развития России (подготовленного Министерством экономического развития РФ), действующей налоговой системы и максимизации доходности нефтедобычи для нефтяных компаний. В данном варианте прогноза объем производства жидких углеводородов в России составит 388 млн. т к 2020 году, что на 100 млн. меньше, чем в 2009 году. Плановый вариант развития не обеспечит устойчивого функционирования нефтяного комплекса РФ.

Максимальным вариантом развития нефтедобычи является проектный вариант предусматривающий дополнительные вложения в новые объекты, обеспечивающие максимальные объемы добычи нефти и суммарный экономический эффект без учета

налогов и пошлин. Условием осуществления проектного варианта является применение гибкой и адаптивной налоговой системы в отрасли. В данном варианте добыча нефти в России к 2020 году достигнет уровня 550 млн.т. Помимо активной разработки старых месторождений, будут освоены новые территории и месторождения. Сохранение данного уровня добычи и до 2030 года - цель развития отрасли, которая может быть достигнута за счет ввода в разработку новых объектов, залегающими в более сложных геологических условиях, добычи высоковязких нефтей, применения новейших методов нефтеотдачи.

Условием осуществления проектного варианта является применение гибкой и адаптивной налоговой системы в отрасли оптимизирующей бюджетные поступления, прибыль компаний, уровень добычи и в целом создающей условия для формирования (по оценкам внешних консультантов) более 500 млрд. долларов США чистой приведенной стоимости для страны. Прогнозная оценка инвестиций в добычу нефти по проектному варианту на период до 2020 г. составляет более 5.8 трлн. рублей.

Необходимо проведение геологоразведочных работ на шельфе и в Восточной Сибири. Развитие работ по увеличению ресурсной базы должно стимулироваться. В России имеются большие ресурсы и запасы углеводородов проработка которых в данное время невыгодна.

3. Экстенсивное развитие нефтеперерабатывающей промышленности России в условиях, когда наблюдается устойчивый рост объемов переработки нефти без улучшения качественного состава продукции НПЗ, не отвечает долгосрочной стратегии России, направленной на инновационное развитие экономики. В связи с этим предложен целевой сценарий развития нефтеперерабатывающей промышленности России, учитывающий:

- необходимость технологической модернизации отечественных НПЗ;
- повышение качества конечной продукции, в том числе ужесточение экологических требований к моторному топливу;
- обеспечение внутреннего спроса на основные нефтепродукты в перспективе до 2020 г.;
- прогноз изменения внешнего рынка нефтепродуктов и нарастающей на нем конкуренции;
- экономическую эффективность проектов модернизации НПЗ.

В результате реализации целевого сценария будет значительно повышено качество конечной продукции, соответствующей европейским экологическим требованиям, мощности первичной переработки нефти составят порядка 224 млн. т в год, вторичной:

- мощности установок гидрокрекинга 15,7 млн.т/год;
- мощности установок каталитического риформинга 27,8 млн.т/год;
- мощности установок каталитического крекинга 27,4 млн.т/год;
- мощности установок серноокислотного алкилирования 2,7 млн.т/год;
- мощности установок коксования 18,8 млн.т/год.

Основными задачами государства по модернизации нефтеперерабатывающей отрасли являются:

- Создание экономических стимулов для модернизации нефтеперерабатывающих заводов, направленной на значительное увеличение глубины переработки.

- Равноценное поощрение экспорта светлых и темных нефтепродуктов и нацеливание нефтеперерабатывающей промышленности на удовлетворение внутреннего спроса.

Необходимые инвестиции в нефтеперерабатывающую промышленность на период до 2020 г. оцениваются в 354 млрд. руб.

4. Формирующаяся в настоящее время диверсифицированная система транспорта сырой нефти в России в перспективе до 2020 г. полностью обеспечит все потребности участников нефтяного рынка с учетом расширения и развития следующих основных проектов:

- развитие системы магистральных нефтепроводов в Ямало-Ненецком автономном округе со строительством нефтепровода Заполярье-Пур-Пе для транспортировки нефти ЯНАО в действующую систему МН ОАО «АК «Транснефть»;

- строительство нефтепровода Пур-Пе-Самотлор для подачи нефти Ванкорского месторождения в ТС ВСТО;

- расширение пропускной способности МН Пур-Пе-Холмогоры на участке Ханымей-Холмогоры и Красноленинск-Шаим;

- расширение пропускной способности МН Уса-Ухта-Ярославль для обеспечения транспортировки нефти тимано-Печорского региона для поставки в

Трубопроводную систему БТС;

- расширение пропускной способности МН для транспортировки нефти Северного Каспия ОАО «НК ЛУКОЙЛ»;

- развитие экспортных направлений БТС-2 и ВСТО.

Общие капиталовложения в реконструкцию и расширение системы магистральных нефтепроводов на период до 2020 г. составляют 166 млрд. руб.

Развитие транспорта нефтепродуктов будет вестись по направлениям реконструкции существующих нефтепродуктопроводов так и строительству новых. К последним относится развитие нефтепродуктопроводов по проекту «Север» и «Юг».

Проект «Север» позволит обеспечить поставки светлых нефтепродуктов Киришского НПЗ на экспорт. Протяженность нефтепродуктопровода – 306 км, суммарная мощность составит до 16,6 млн. тонн/год.

Магистральный нефтепродуктопровод «Сызрань – Саратов – Волгоград – Новороссийск» (проект «ЮГ») протяженностью 1465 км и возможным объемом перекачки 11,5 млн. т/год.

К системе нефтепродуктопроводного транспорта будут подключены Волгоградский НПЗ ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» и Саратовский НПЗ ОАО «ТНК–ВР».

Кроме того предполагается строительство нового магистрального нефтепродуктопровода «Ачинск – Кемерово – Сокур», позволяющего, в перспективе, осуществить подключение Ачинского НПЗ к системе нефтепродуктопроводного транспорта, что даст возможность отправлять светлые нефтепродукты по системе МНПП как на внутренний рынок, так и на экспорт. Его протяженность составит 567 км, объемы перекачки – 4,0 млн. тонн в год.

Развитие системы транспорта нефтепродуктов и обеспечение их выхода на экспортные рынки потребует инвестиций порядка 165 млрд. руб.

5. С целью прогноза экономического эффекта было выполнено математическое моделирование развития нефтяной отрасли, которое показало следующие результаты:

- существующая система налогообложения отрасли делает нерентабельной разработку более чем 3,6 млрд. т. запасов, что может привести к снижению уровня добычи на 45% в 2020 г. по сравнению с 2009 г.;

- в районах традиционной добычи нефти, в первую очередь Ханты-Мансийском автономном округе и Урало-Поволжье, сосредоточено значительно больше запасов,

нерентабельных при действующей налоговой системе, но коммерчески эффективных при предоставлении определенных льгот, чем в новых нефтедобывающих районах, которым уже предоставлены налоговые льготы;

- снижение налоговой нагрузки на 7% в перспективе до 2030 г. может обеспечить дополнительные доходы бюджета в объеме 1,2 трлн. руб. и стабилизацию добычи. С другой стороны, дальнейшее снижение удельной налоговой нагрузки не обеспечит значительного увеличения добычи и создаваемой в отрасли стоимости, но лишь приведет к перераспределению ее между компаниями и государством.

Вовлечение дополнительных запасов нефти в разработку, создание дополнительной стоимости в отрасли нефтедобычи приводит к значительному мультипликативному эффекту для экономики страны в целом. Кроме того это приведет к укреплению российских нефтяных компаний, созданию финансовых основ для их выхода на международные рынки. В текущей налоговой системе денежный поток компаний балансирует около нулевой отметки, не позволяя им отвлекать значительные финансовые ресурсы на освоение новых месторождений или международную экспансию.