

**ВЕСТНИК  
НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ**

Департамент по недропользованию  
Ханты-Мансийского  
автономного округа - Югры

ГП Ханты-Мансийского автономного  
округа - Югры «Научно-аналитический  
центр рационального недропользова-  
ния им. В.И. Шпильмана»

**ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:**

Шпильман А.В.

**РЕДАКЦИОННАЯ  
КОЛЛЕГИЯ:**

Алешин С.А., Ахпателов Э.А.,  
Волков В.А., Коровин В.А.,  
Кузьмин Ю.А., Мясникова Г.П.,  
Филатов С.А., Тепляков Е.А.,  
Толстолыткин И.П.,  
Хафизов Ф.З., Шпильман А.В.

**ЛИТЕРАТУРНЫЙ РЕДАКТОР:**

Кольмаберг Н.В.

**КОМПЬЮТЕРНАЯ ВЕРСТКА:**

Мистюрина Ю.В.

Адрес составителя сборника  
(для направления статей, замечаний,  
предложений):

ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана»  
625026, г. Тюмень,  
ул. Малыгина, 75, а/я 286.  
Телефон: (3452) 22-97-34  
Факс: (3452) 40-01-91

**Содержание**

**ПРОЕКТ.**

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХАНТЫ-  
МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА -  
ЮГРЫ ДО 2030 ГОДА**

**Введение.....6**

**1. Анализ ситуации в ТЭК.....8**

1.1. Ресурсная база нефтедобычи.....8
1.2. Геологоразведочные работы и их эффективность.....10
1.3. Лицензирование недр.....11
1.4. Разработка месторождений и добыча нефти....12

**2. Стратегические варианты, целевые показатели  
и возможности их реализации.....16**

2.1. Вариант сохранения уровня добычи до 2020 года.....16
2.2. Вариант сохранения объемов эксплуата- ционного бурения на уровне 16.6 млн м с 2013 до 2020 года.....18
2.3. Базовый (оптимистический) вариант Стратегии.....18
2.4. «Кризисный» вариант Стратегии.....19
2.5. Пессимистический вариант.....20

**3. Геологоразведочные работы и восполнение  
ресурсной базы нефтедобычи.....22**

**4. Развитие и реконструкция объектов  
инфраструктуры нефтедобычи.....28**

**5. Прогноз экономических показателей развития  
нефтедобычи Ханты-Мансийского автономного  
округа – Югры на период до 2030 года.....33**

# Содержание

## ПРОЕКТ.

### ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХАНТЫ- МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ ДО 2030 ГОДА

6. Электроэнергетика и теплоэнергетика.....	37
6.1. Электроэнергетика.....	37
6.2. Теплоэнергетика.....	39
6.3. Перспективы развития.....	40
7. Добыча и использование бурых углей и торфа.....	44
8. Экологические аспекты Стратегии.....	45
9. Приоритетные направления государственного регулирования развития ТЭК (механизмы государственного регулирования).....	47
9.1. Управление государственным фондом недр....	48
9.2. Управление фондом геологической информации.....	48
9.3. Воспроизводство минерально-сыревой базы.....	49
9.4. Лицензирование недр.....	50
9.5. Рациональное использование недр.....	51
9.6. Развитие и реконструкция объектов производственной инфраструктуры добычи полезных ископаемых.....	52
9.7. Развитие электроэнергетики.....	52
9.8. Природоохранные мероприятия.....	52
10. Базовые варианты развития ТЭК Ханты- Мансийского автономного округа – Югры. Целевые параметры Энергетической Стратегии до 2030 года.....	54
11. Сравнение прогнозных показателей.....	57
12. Перечень принятых сокращений.....	58

## ИЗДАТЕЛЬ:

ООО «Издательский Дом  
«ИздатНаукаСервис»

620131, г. Екатеринбург,  
ул. Викулова, д. 30, к.38.

ISSN 00868-801X

© Правительство Ханты-  
Мансийского автономного  
округа - Югры

© ГП «НАЦ РН  
им. В.И. Шпильмана»

Подписано в печать 23.05.2011.  
Формат 60x84/8.  
Печать офсетная.  
Усл.печ. л. 7,0. Тираж 500 экз.  
Заказ № 83.

Отпечатано с готовых  
диапозитивов  
в Типографии «Уральский центр  
академического обслуживания»

620990, г. Екатеринбург,  
ул. Первомайская, 91

Электронный адрес  
«Вестника недропользователя»:  
[www.oilnews.ru](http://www.oilnews.ru)

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

Разработка Стратегии началась в 2008 году по заказу Департамента по нефти, газу и минеральным ресурсам автономного округа (в настоящее время ДепНедра) по договору №12/07.0065 (37000.07.000075) от 27.12.2007 г.

Работа состояла из двух основных блоков: первый – анализ сложившейся ситуации в различных направлениях ТЭК, где приводятся как качественное описание ситуации, так и количественные оценки; второй – прогноз развития ТЭК, в котором устанавливаются стратегические цели и задачи и приводятся расчеты необходимых объемов работ для достижения этих целевых показателей.

В основу всех расчетов положены знания о ресурсной базе региона, данные об инфраструктуре ТЭК, выявленные закономерности и проектные документы.

Соисполнителями ЦРН по разделам стратегии развития электроэнергетики и ЖКХ стали ООО «Уральский центр энергосбережения и экологии», а по развитию угольной отрасли и возможностей использования торфа – ОАО «НПЦ «Мониторинг».

Первоначально Стратегия разрабатывалась до 2020 года, а затем Заказчиком – Департаментом по нефти, газу и минеральным ресурсам округа было принято решение доработать Стратегию до 2030 года.

В связи с этим в Стратегии определены две ключевые даты 2020 и 2030 гг., и основные целевые показатели приведены на эти даты.

Отчет по разработке Энергетической Стратегии состоит из 4 томов и 7 графических приложений. Здесь же авторы публикуют только «Пояснительную записку», которая включает в себя основные результаты работ, выводы и рекомендации, сводные таблицы целевых параметров.

В 2009 году Стратегия рассматривалась на президиуме Правительства ХМАО-Югры и в целом была одобрена.

Но в дальнейшем ее согласование затянулось в кабинетах чиновников на долгие два года.

Мы решили опубликовать проект Стратегии как научный труд и будем рады комментариям, замечаниям, пожеланиям, которые можно направить по адресу: 625026, г. Тюмень, ул. Малыгина 75, а/я 286, или по электронной почте [crgu@crgu.ru](mailto:crgu@crgu.ru) с пометкой Энергетическая Стратегия Югры.

Основные авторы Стратегии – сотрудники ГП «НАЦ РН им. В.И.Шпильмана»: Шпильман А.В., Ахпателов Э.А., Волков В.А., Хафизов Ф.З., Тепляков Е.А., Южакова В.М., Толстолыткин И.П., Сулейманова Л.О., Теплоухова И.А., Коровин В.А., Алексин С.А., Филатов С.А., Мамыкина Л.И., Судат Н.В., Рыльчикова С.Л., Мухарлямова Н.В., Тимофеева Н.Т., Потеряев А.Г., Севастьянов А.А., Захарченко Н.Н., Мариненкова Н.Л.

Глава 7 посвящена использованию твердых полезных ископаемых (уголь, торф) и написана сотрудниками ОАО НПЦ «Мониторинг» (г. Ханты-Мансийск): Устинов А.А., Белоусова И.В., Горбунов М.Ю.

Глава 6, посвященная развитию тепло- и электроэнергетики, написана сотрудниками ООО «Уральский центр энергосбережения и экологии» (г. Екатеринбург): Чазов А.В., Школьный А.В., Кулигин А.П., Александров Е.Н., Корнилова Е.С., Пермякова Т.И.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.



### ВЫПИСКА ИЗ ПРОТОКОЛА ЗАСЕДАНИЯ ПРЕЗИДИУМА ПРАВИТЕЛЬСТВА ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ

от 17 июня 2009 года

№ 1

#### 10.Об Энергетической стратегии Ханты-Мансийского автономного округа - Югры до 2030 года.

По данному вопросу слушали А.В.Шпильмана - директора ГП автономного округа «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана».

(мультимедийное представление)

В обсуждении вопроса приняли участие: Л.Т.Семешко, В.Ф.Новицкий, В.А.Бец, Н.В.Бойко, Г.А.Амиров, В.И.Карасев, А.В.Филипенко.

#### Решили:

1. Согласиться в основном с позициями Энергетической стратегии Ханты-Мансийского автономного округа - Югры до 2030 года.
2. Поручить В.И.Карасеву - заместителю Председателя Правительства автономного округа по недропользованию и ТЭК, В.Ф.Новицкому - первому заместителю Председателя Правительства автономного округа совместно с заинтересованными структурами доработать данный документ с учетом замечаний и предложений, высказанных в ходе обсуждения.

Председатель Правительства  
Ханты-Мансийского  
автономного округа - Югры

А.В.Филипенко

## **ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.**

### **ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ ДО 2030 ГОДА**

*Под редакцией Шпильмана А.В. Коллектив авторов*

#### **ВВЕДЕНИЕ**

Цель разработки Стратегии – формирование эффективной политики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в энергетической сфере, скоординированной со стратегией социально-экономического развития Югры, направленной на повышение надежности энергоснабжения секторов экономики автономного округа и России в интересах сегодняшнего и будущих поколений.

Энергетическая Стратегия Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2030 года (далее ЭС-2030 Югры) использует основные положения ЭС-2030 России (в соответствии с общими положениями ЭС-2030 России «Основные положения ЭС-2030 подлежат использованию при разработке энергетических стратегий и программ субъектов Российской Федерации»).

В ЭС-2030 Югры детализируются индикаторы стратегического развития отраслей ТЭК, приводятся расчеты, обосновывающие индикаторы и целевые параметры, сопоставление индикаторов, установленных в ЭС-2030 России и ЭС-2030 Югры. В ЭС-2030 России показатели не разделены по субъектам Федерации, а приводятся или в целом по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, или по Уральскому Федеральному округу, или в целом по Тюменской области или в целом по России, поэтому в ряде случаев используются тенденции изменения параметров ЭС-2030 России, а не конкретные показатели.

Согласно прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА), в странах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) в период до 2020

года продолжится тенденция роста спроса на топливо и энергию. Причем, спрос на ископаемые виды топлива для «стационарных услуг» (отопление, вентиляция, технологические процессы) будет практически стабилизирован в связи с насыщением рынка этих услуг, тогда как спрос на энергоресурсы для производства электроэнергии и, особенно для удовлетворения «потребности в мобильности» (в основном – нефтепродукты для транспорта), возрастет в 1.5 раза.

На протяжении последних лет доля России в общемировой добыче углеводородного сырья неуклонно возрастала и в 2009 году составила около 13% по нефти и 19% по газу.

В соответствии с ЭС-2030 России главной целью ЭС-2030 Югры является создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны, адекватного как потребностям растущей экономики в энергоресурсах, так и внешнеэкономическим интересам России, и вносящего необходимый вклад в социально ориентированное инновационное развитие экономики страны и ее регионов.

В течение всего периода реформ, начиная с 1991-1992 гг., энергетические секторы отечественной экономики в значительной степени позволили пережить трудности переходного этапа. В период стагнации и последующей глубокой рецессии экономики, приватизации и реструктуризации нефтедобывающей и угледобывающей отраслей ТЭК основное бремя «выживания» отечественной экономики приняли на себя нефтегазодобывающая промышленность и электроэнергетика. Переход к позитив-

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

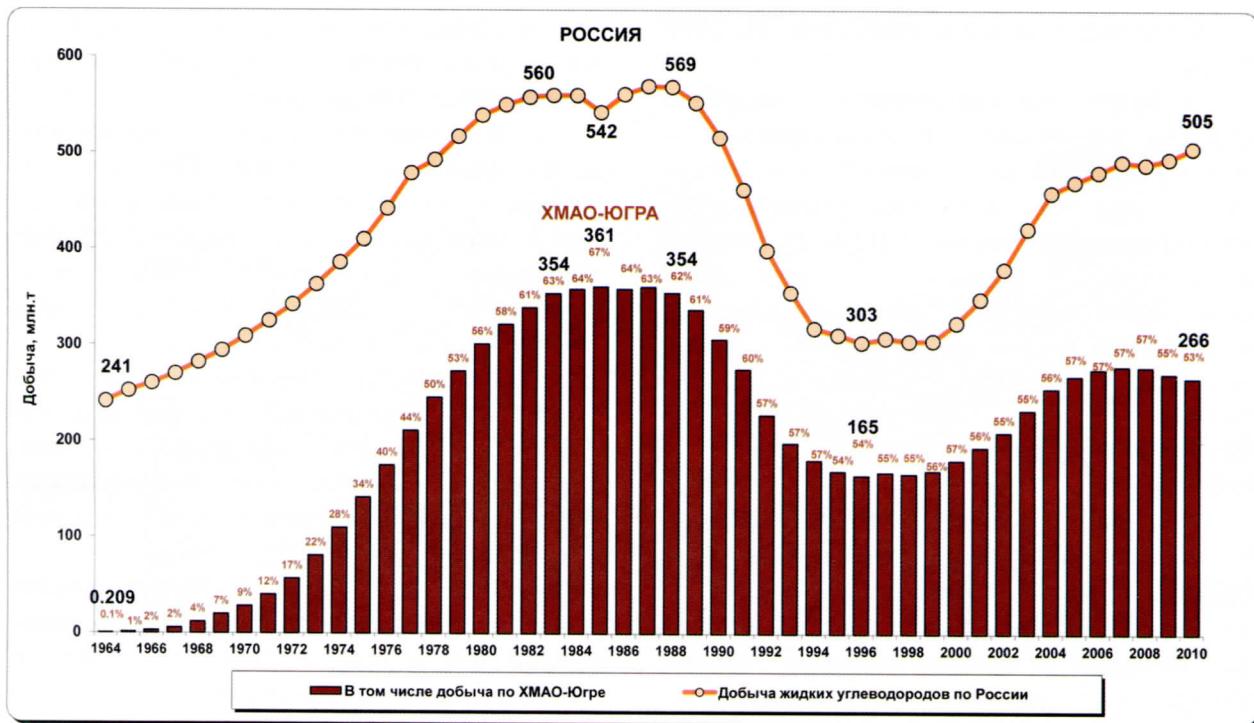


Рис. 1. Динамика добычи нефти по России и Югре

ной динамике развития экономики России знаменуется 1999-2000 годами, благодаря, в первую очередь, началу и последующему динамичному росту добычи нефти, на фоне чрезвычайно благоприятной конъюнктуры мирового рынка.

В этот период ТЭК выполнил функцию «локомотива» отечественной экономики.

Налог на добычу нефти и таможенная пошлина на экспорт нефти в 2009 году в сумме составляли треть налоговых поступлений в консолидированный бюджет страны.

Добыча нефти в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре во многом определяет и уровень добычи нефти в России (рис.1). Только в последние два года отмечается снижение добычи в Югре при росте добычи в России.

В связи с этим развитие ситуации с нефтедобычей в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, возможность ее

прогноза, разработка мероприятий по поддержке добычи и устойчивому развитию всего топливно-энергетического сектора экономики автономного округа определяет не только социально-экономическое развитие Югры, но и влияет на энергетическую безопасность и стабильное развитие экономики России. Энергетическая безопасность определена в ЭС-2030 России как «стратегический ориентир» в «государственной энергетической политике» (раздел 4.1 ЭС-2030 России).

«Энергетическая Стратегия Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» разработана в 2008-2009 гг. в ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» по заказу Департамента по нефти, газу и минеральным ресурсам Правительства Югры.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

### Основные принципы разработки ЭС-2030

Югры:

– **Выработка стратегических целей по каждому направлению.** В этом главное отличие стратегий от прогнозов. Например, прогноз добычи – это расчёт уровней добычи по годам при определённых параметрах и условиях. Стратегия же может устанавливать уровень добычи как целевой показатель и для этого рассчитываются необходимые действия. Целевыми показателями Стратегии могут быть не только уровни добычи, но и состояние ресурсной базы, объём работ по вводу месторождений в разработку.

– Использование в расчётах только доказанных фактических показателей. Обоснование этих показателей на основе детального **анализа ситуации по всем направлениям** за предшествующий период. Оценка реальной эффективности геологоразведочных работ, плотности запасов на одну эксплуатационную скважину, изменения начальных дебитов, состояния тру-

бопроводной системы, ресурсной базы по категориям запасов и ресурсов и многие другие параметры отрасли.

– **Комплексный подход к оценке развития ситуации в целом.** При расчётах прогнозируемой добычи необходимо учесть в совокупности такие факторы, как состояние ресурсной базы, наличие производственных мощностей, состояние инфраструктуры, экономические показатели.

– **Разработка нескольких вариантов Стратегии,** поскольку все сценарии развития ТЭК, с одной стороны, носят вероятностный характер, а с другой – могут быть установлены различные целевые показатели для разных вариантов стратегии.

– Стратегия должна **сформулировать набор действий по реализации целевых параметров** как в количественном выражении (необходимые объёмы бурения, инвестиции и т.п.), так и в качественном (меры организационного, законодательного характера, направления работ и т.п.).

## 1. АНАЛИЗ СИТУАЦИИ В ТЭК

### 1.1. Ресурсная база нефтедобычи

Состояние ресурсной базы нефти в целом на территории Югры показано на рис.2. Отмечается значительное смещение доли прогнозных ресурсов (неоткрытых месторождений) в сторону мелких и средних по размерам залежей. Гигантские и крупные залежи нефти практически все уже открыты, поэтому будущие открытия связаны с залежами более мелких размеров, и этот факт необходимо учитывать при прогнозе эффективности поисково-разведочных работ.

На рис.3 показана структура запасов открытых месторождений как вовлеченных, так и не вовлеченных в разработку. На рисунке видно, что около половины промышленных запасов категории АВС<sub>1</sub> уже разбурено, неразбуренная часть составляет 36%, 9% – это запасы неразрабатываемых залежей уже разрабатываемых месторождений, около 7% составляют запасы месторождений нераспределенного фонда недр (НФН).

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

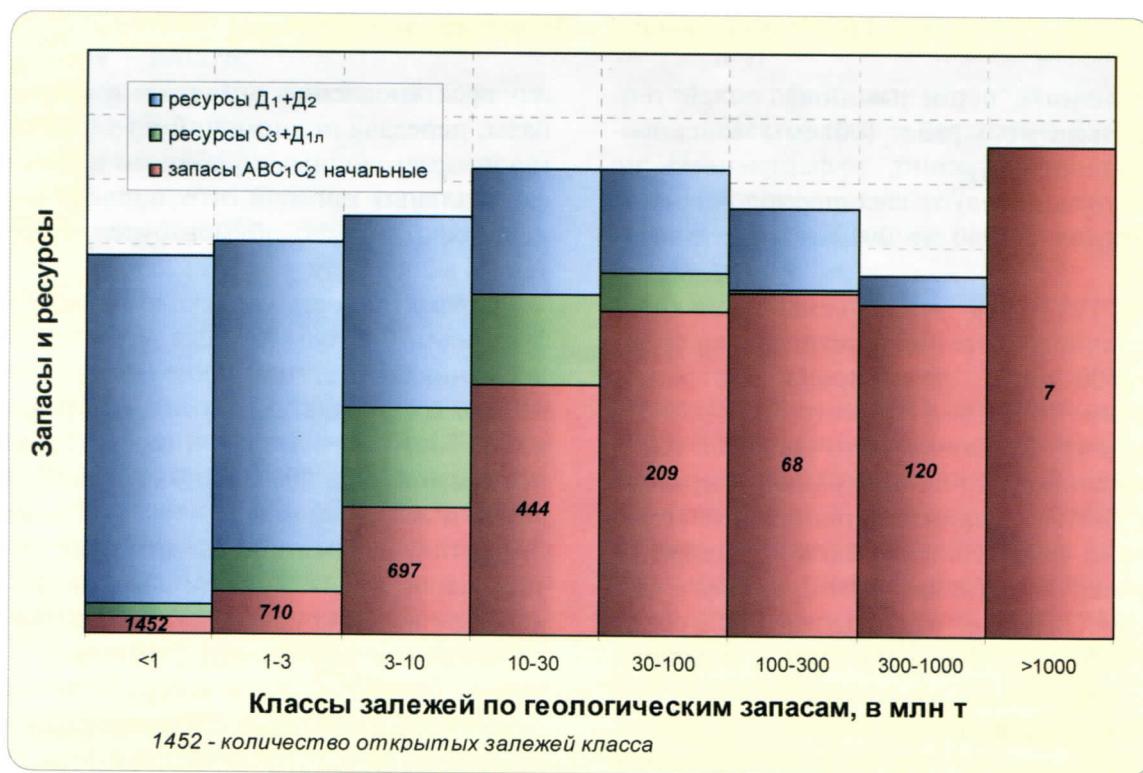


Рис.2. Распределение геологических начальных суммарных ресурсов нефти по залежам разных размеров на территории Югры

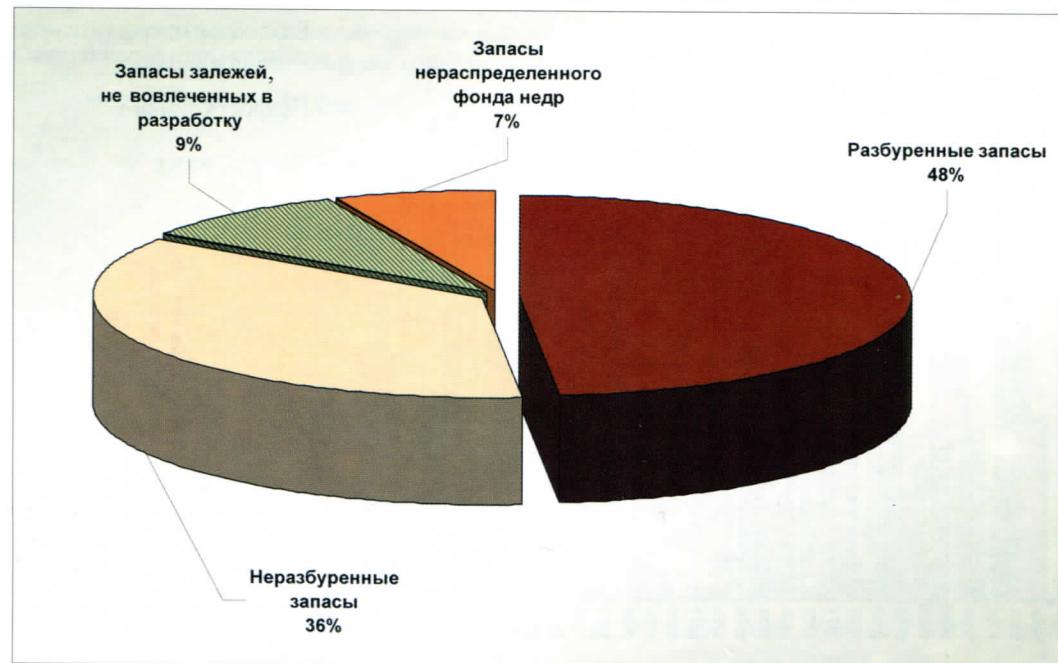


Рис.3. Структура промышленных запасов по степени ввода их в разработку

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

## 1.2. Геологоразведочные работы и их эффективность

Динамика основных показателей геологоразведочных работ (объёмы поисково-разведочного бурения, эффективность по приросту запасов) за весь период освоения провинции с 1960 по 2010 гг. показана на рис.4.

В 1987-1988 гг. объёмы поисково-разведочного бурения достигли максимума ~1500 тыс.м, затем произошло резкое снижение (в период «перестройки») до 350 тыс.м в 1994 г. После этого вводится налог на восстановление минерально-сырьевой базы (ВМСБ), принимается законодательство как федеральное (Закон «О недрах»), так и окружное, в автономном округе создаётся Система Управления Ресурсами (СУР). Все эти меры позволили восстановить геологоразведку в автономном округе к 2001 г., добиться простого восполнения добычи запасами. В 2001 году объём поисково-разведочного бурения составил ~1 млн м. Далее произошла отмена налога

на восстановление минерально-сырьевой базы, передача полномочий по управлению геологоразведочными работами на уровень федеральных органов, что привело к резкому сокращению объемов бурения до 213 тыс. м в 2009 году.

Эффективность поисково-разведочного бурения в 70-е годы XX века, когда открывались уникальные, гигантские месторождения нефти, составляла 2-2.5 тыс.т/м бурения. В конце 90-х – начале 2000-х годов эффективность составляла 200-250 т/м, но с 2006 года резко повысилась до 500-600 т/м и более. Детальный анализ показал, что такое резкое увеличение эффективности связано не с открытием новых крупных месторождений или повышением успешности бурения, это результат отнесения части пересчета запасов к графе разведка, возврат на баланс ранее списанных запасов. Этую эффективность работ нельзя использовать для прогноза, а необходимо опираться на следующие параметры:

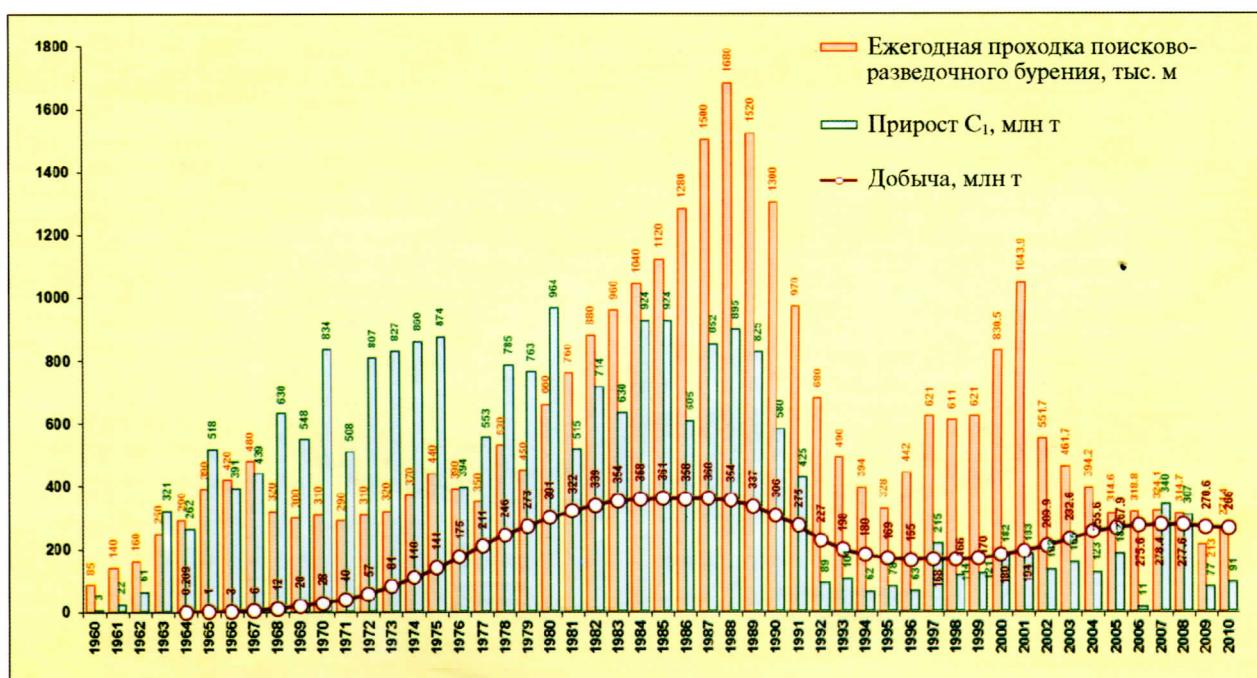


Рис.4. Динамика основных показателей ГРР по территории Югры за период 1960-2010 гг.

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

- эффективность разведочного бурения – 220 т/м;
- эффективность поискового бурения – 86 т/м;
- эффективность поисково-разведочного бурения (при соотношении 70/30%) – 180 т/м;

- успешность поискового бурения – 0.51;
- коэффициент перевода запасов из категории  $C_2$  в категорию  $C_1$  – 0.4.

При прогнозе результативности ГРР также следует учитывать снижение эффективности в будущем за счет ухудшения структуры ресурсов.

### 1.3. Лицензирование недр

На рис. 5 показана динамика лицензирования недр в автономном округе. До 2001 года лицензирование недр проводилось системно, поскольку основной задачей представления в пользование участков недр была не сумма бонусных платежей, а ввод недр в хозяйственный оборот. Это позволило передать компаниям 100 участков с запасами около миллиарда тонн нефти. До 2011 года 52 участка введено в разработку, годовая добыча по ним составляет около 14 млн т и достигнет 20-25 млн т к 2020 году. С 2002 года

проведение аукционов в автономном округе фактически «заморожено», открытые месторождения нераспределенного фонда недр не передаются в пользование компаниям, на них не ведется ни добыча, ни разведка. Как видно на графике, ввод месторождений и, соответственно, добыча нефти не могут начинаться сразу после передачи участков, временной интервал составляет 10-12 лет. Таким образом, «провал» в лицензировании недр отразится на добыче по новым участкам, начиная с 2010-2012 гг.



Рис.5. Динамика передачи участков недр по результатам конкурсов и аукционов и ввод их в разработку

#### 1.4. Разработка месторождений и добыча нефти

Добыча нефти в автономном округе достигла своего максимума в 1987 г. и составила 360 млн т (рис.1). Затем произошло резкое сокращение добычи в 1996 г. до 165 млн т. С 1997 г. отрасль начала восстанавливаться после реформ, и в 2007 году добыча вновь достигла своего максимума – 278.4 млн т. С 2004 года в Югре происходит значительный рост объемов эксплуатационного бурения с 5.5 млн м в 2003 г. до 12 млн м в 2010 г. Кроме того, за счет применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) обеспечивается дополнительная добыча в количестве 25-30 млн т нефти ежегодно. Тем не менее, при практически двукратном увеличении объемов эксплуатационного бурения в течение последних 5 лет темпы увеличения добычи нефти начинают снижаться, а с сере-

дины 2006 года рост добычи прекращается, и в 2009 г. добыча ниже объемов 2008 г. на 7 млн т, а в 2010 г. на 4.6 млн т по сравнению с 2009 г.

Разработка всех месторождений нефти и газа ведется по проектным документам. Проектные документы содержат плановые показатели на весь период рентабельной разработки месторождений, включая объем эксплуатационного бурения, ввод новых скважин, действующий фонд, проектные дебиты скважин, годовую добычу нефти. Если просуммировать все проектные показатели по годовой добыче, по всем разрабатываемым месторождениям, то можно спрогнозировать добычу нефти по проектным документам. Но, реальная ситуация значительно отличается от ситуации, пла-

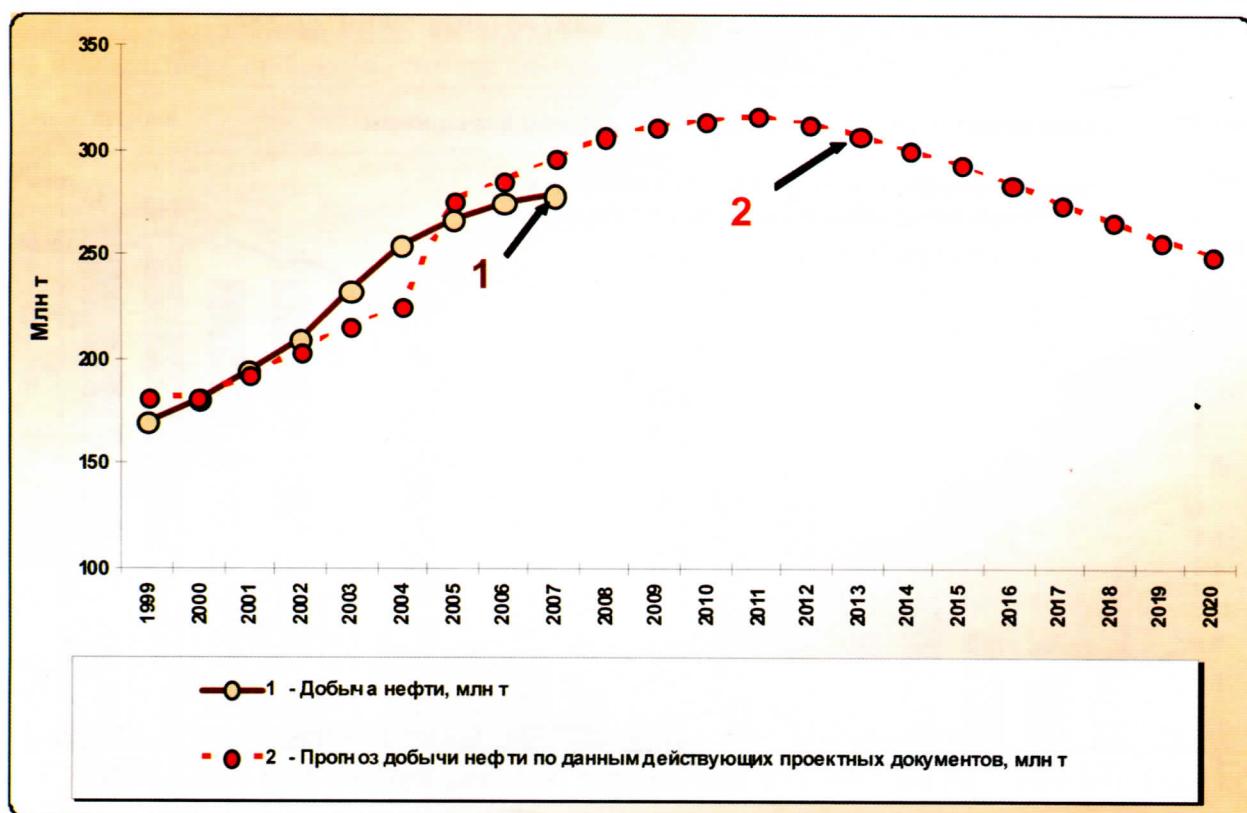


Рис.6. Выполнение проектных документов по добыче нефти

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

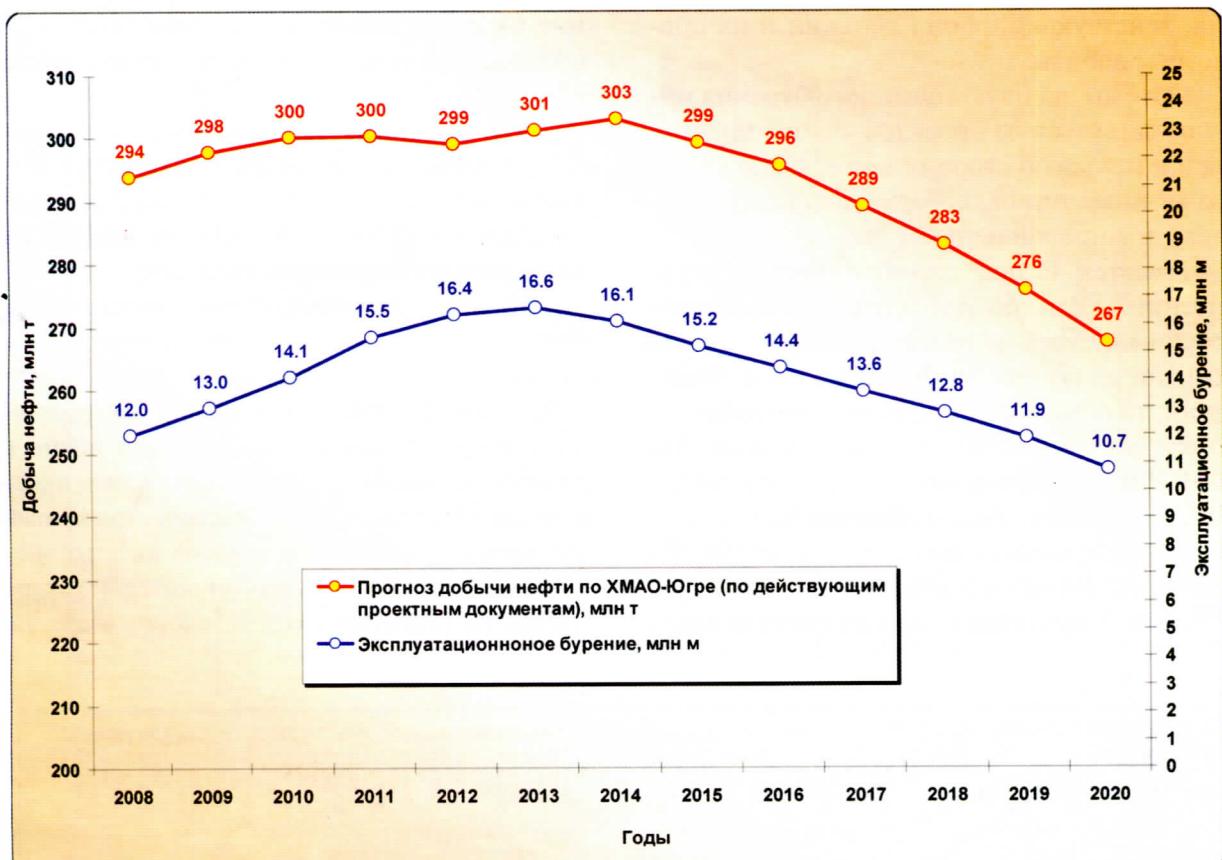


Рис. 7. Прогноз добычи нефти и объемов эксплуатационного бурения по действующим проектным документам (на 01.01.2008 г.)

нируемой по проектным документам. На рис.6 показано отклонение фактических показателей добычи нефти от проектных. Если до 2004 года наблюдалось превышение фактической добычи над проектной, то с 2005 года из-за претензий правоохранительных и контрольных органов проектные документы были массово изменены, и фактическая добыча стала ниже проектной. В 2007 году расхождение составило 11 млн т. Это расхождение между проектной и фактической добычей необходимо учитывать при прогнозе.

Основные причины снижения добычи в Югре:

1. Ухудшение сырьевой базы.
2. Допущенные грубые нарушения проектных технологических решений.

3. Использование потенциала методов увеличения нефтеотдачи не в полной мере.

4. Крайне недостаточный при эксплуатации месторождений объем исследований по изучению объектов и процессов разработки, выработки запасов, энергетики пластов и технического состояния скважин, что приводит к неудовлетворительному информационному обеспечению как проектирования, так и самой разработки.

Прогноз добычи нефти и объемов эксплуатационного бурения по проектным документам приведен на рис.7. Как показано выше, уровень годовой добычи нефти требует корректировки, при этом основными параметрами для расчетов добычи следует считать объемы эксплуатационного буре-

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

ния, действующий фонд скважин и их прогнозные дебиты.

Объёмы эксплуатационного бурения могут отклоняться от проектов как в большую, так и в меньшую сторону, что связано с объемами инвестиций, которые в основном зависят от мировой цены на нефть.

Имеется и ряд технологических ограничений. Если по проектным документам просуммировать не годовую добычу, а фонд скважин на полное разбуривание месторождений, то общий фонд (с начала разработки) может составить 243 тысячи скважин. На 01.01.2010 г. в автономном округе пробурено 148 706 скважин. Таким образом, оставшийся для разбуривания фонд составляет 94 294 скважины. Из них в период до 2020 года проектными документами запланировано буре-

ние 64 294 скважин, с 2020 по 2030 гг. – 28 000 скважин и около 2 тысяч скважин после 2030 года.

Для прогноза необходимо учесть и качество запасов, вводимых в разработку. Качество запасов количественно выражает показатель вводимых в разработку запасов на одну эксплуатационную скважину.

На рис. 8 представлена теоретическая кривая изменения плотности запасов на одну эксплуатационную скважину. Замыкающая предельно рентабельная плотность составляет 25-30 тыс.т/скв. В настоящее время в разработку вводятся запасы со средней плотностью 60-65 тыс.т/скв. Фактическая кривая изменения плотностей запасов на одну эксплуатационную скважину значительно отличается от теоретической и, скорее всего, не

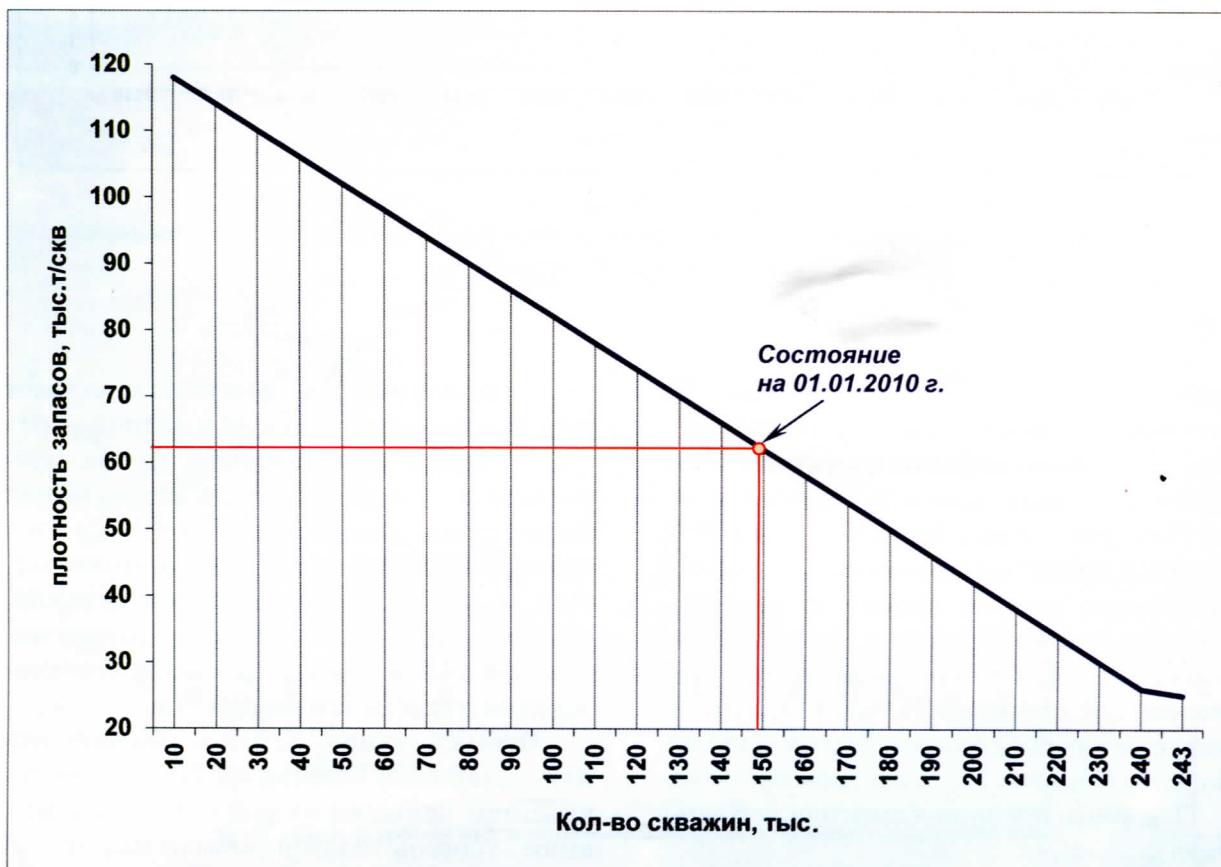


Рис.8. Зависимость плотности запасов от количества эксплуатационных скважин

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

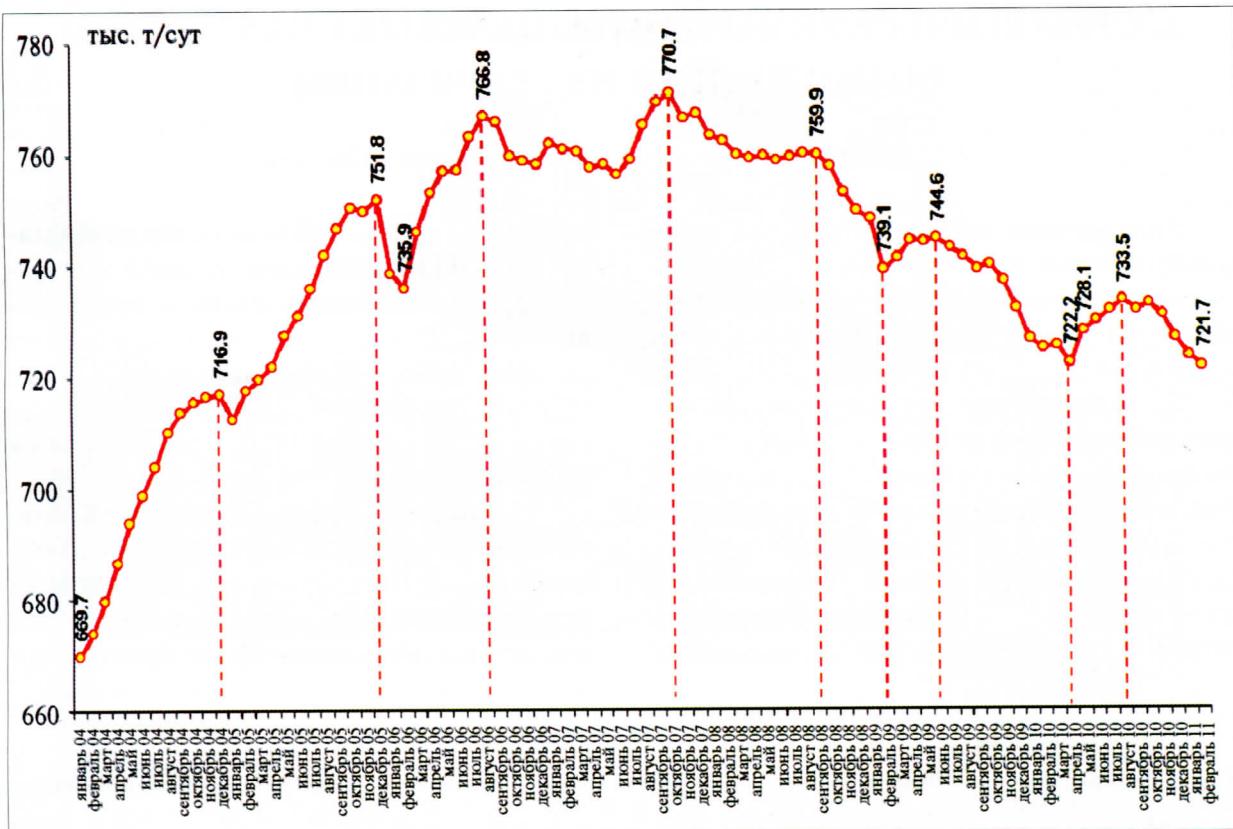


Рис. 9. Среднесуточная добыча нефти в Югре

носит линейный характер, но её интегральные характеристики соответствуют состоянию запасов и могут быть использованы для расчетов при прогнозе добычи и оценке состояния ресурсной базы.

Если проанализировать реальную среднесуточную добычу нефти в округе (рис.9), то можно увидеть, что в середине 2006 года

уровень добычи достиг максимума ~760 тыс.т/сут и стабилизировался на этом значении с небольшими вариациями. Период стабилизации добычи нефти сменился её снижением. Соответственно, рост добычи, заложенный в проектные документы, не соответствует тому, что происходит в реальности.

## 2. СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ВАРИАНТЫ, ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ

### 2.1. Вариант сохранения уровня добычи до 2020 года

Этот вариант можно назвать «политическим», поскольку он отражает политическое стремление сохранить уровни добычи нефти на достигнутых показателях ~280 млн т в год.

На первом этапе для расчетов параметров работы отрасли были скорректированы проектные показатели добычи на основе фактических показателей. За основу расчетов был взят наиболее вероятный вариант скорректированной добычи с выходом на уровень 250 млн т в год в 2020 году. Анализ ситуации также показал, что для удержания

добычи на уровне 280 млн т в год необходимо не только выполнение уровней эксплуатационного бурения в соответствии с проектными документами, но и наращивание объемов работ. Объем эксплуатационного бурения необходимо увеличить к 2020 г. в два раза с 10.2 млн м в 2007 г. до 20.2 млн м к 2020 году (рис. 10).

Но при таком росте объемов эксплуатационного бурения в 2022 году заканчивается фонд скважин на полное разбуривание месторождений, т.е. на разрабатываемых месторождениях негде будет бурить. Рез-

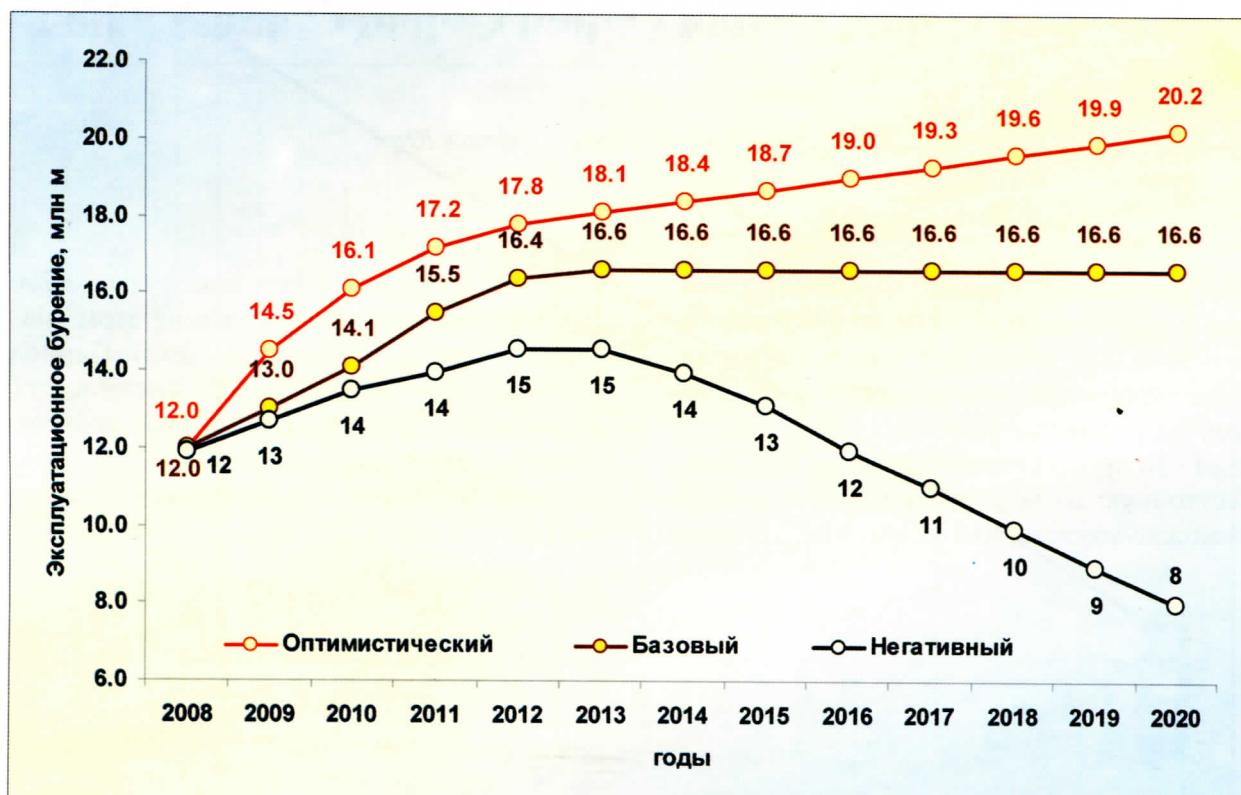


Рис. 10. Три варианта прогноза объемов эксплуатационного бурения

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

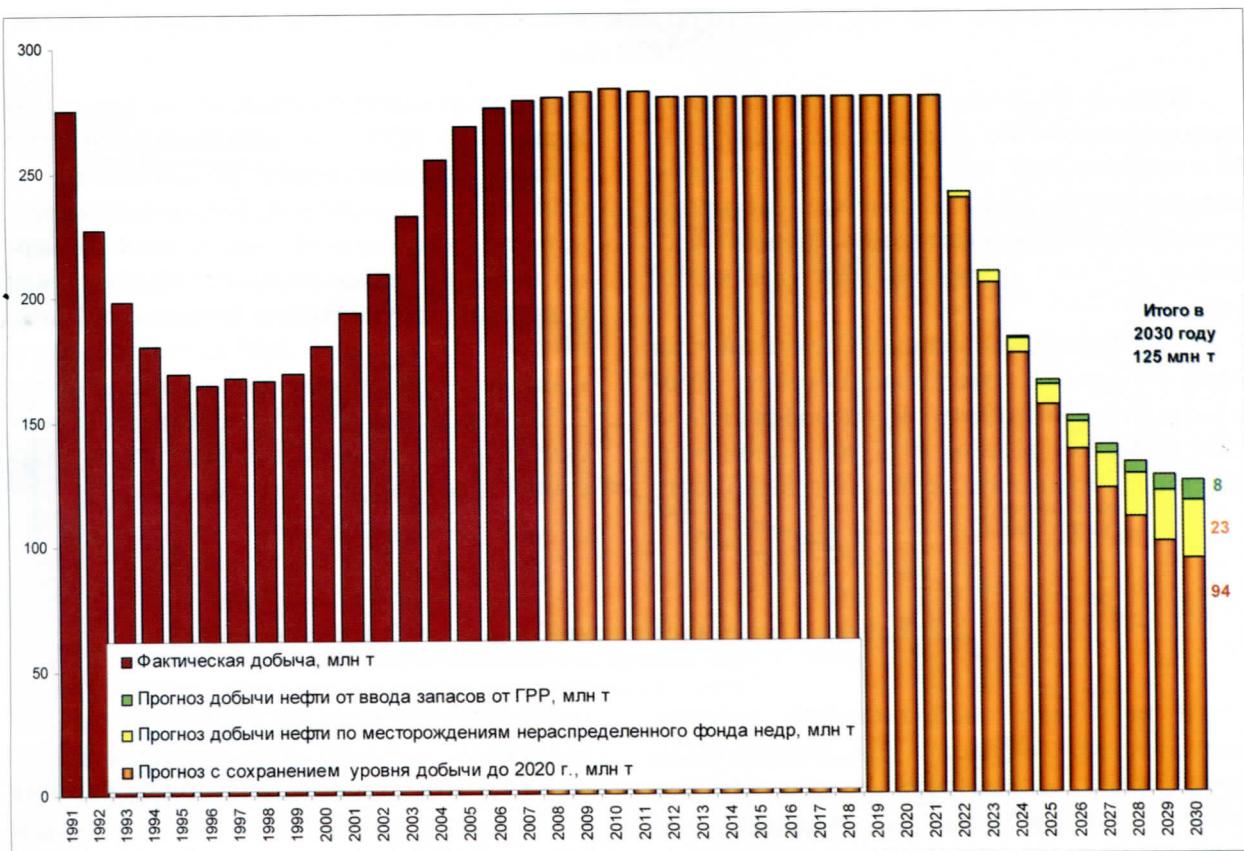


Рис. 11. Прогноз добычи нефти до 2030 года по «политическому» варианту Стратегии

кая остановка бурения приведет и к резкому, «катастрофическому» падению добычи (рис.11), что не может быть восполнено вводом в разработку даже новых месторождений. Уровень добычи в этом случае сократится к 2030 году до 125 млн т.

Кривая добычи теоретическая – не может произойти одномоментного прекращения бурения, скорее всего, этот период растянется на 5-7 лет, но результат резкого сокращения объемов эксплуатационного

бурения такой же – падение годовой добычи до 125 млн т в год.

К тому же, это вызовет и социальную напряженность, поскольку резкое сокращение объемов работ это и резкое сокращение рабочих мест, занятости населения. Допустить такого развития ситуации нельзя, поэтому предлагается реализацию «политического» варианта с сохранением уровней добычи нефти 280 млн т до 2020 года считать нецелесообразной.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

### 2.2. Вариант сохранения объемов эксплуатационного бурения на уровне 16.6 млн м с 2013 до 2020 года

Проектные документы определяют рост эксплуатационного бурения по округу до 16.6 млн м к 2012 году. Далее по проектным документам на разрабатываемых месторождениях планируется снижение объемов бурения до 10.7 млн м (уровень 2008 года) к 2020 году.

Был предложен вариант Стратегии, при котором уровень эксплуатационного бурения, достигнув 16.6 млн м, удерживается до 2020 года, т.е. если к 2013 году производственные мощности позволяют выполнять

такие возросшие объемы, то их можно сохранить до 2020 года, при этом прогнозная добыча соответственно увеличивается по сравнению с проектной. Выполненные расчёты по этому варианту показывают примерно такое же резкое падение добычи в связи с полным разбуриванием проектного фонда, но не с 2022 года, а с 2025 г., что приведет и к «катастрофическому» снижению добычи к 2030 году. Таким образом, и этот стратегический вариант не может быть признан целесообразным для реализации.

### 2.3. Базовый (оптимистический) вариант Стратегии

В результате выполненного анализа возможностей наращивания добычи было предложено рассмотреть в качестве базового (оптимистического) варианта тот, при котором уровень эксплуатационного бурения растёт до 16.6 млн м в 2013 году, сохраняется на этом уровне 3-4 года, а затем постепенно снижается до 12.1 млн м к 2020 году и до 7.4 млн м к 2030 году (рис. 12). Эти уровни эксплуатационного бурения несколько выше заложенных в проектных документах, но даже к 2030 году фонд скважин по разрабатываемым в настоящее время месторождениям ещё не разбурен, и объемы бурения по ним составят в 2030 году ~3 млн м.

Следует отметить, что в этом варианте предполагается с 2020 года начать ввод в разработку новых месторождений. В настоящее время эти месторождения находятся в основном в нераспределенном фонде недр – 119 месторождений с запасами категорий С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> – 824 млн т. Часть месторождений из находящихся в распределенном фонде недр не введены в разработку, их ввод также планируется после 2020 года. Запланировано, что эксплуатаци-

онное разбуривание месторождений, не введенных в разработку, начнётся в 2020 году, уровень эксплуатационного бурения по ним достигнет 3.5 млн м к 2030 году, и дополнительная годовая добыча составит 23 млн т. Ещё одним резервом добычи являются месторождения, которые будут открыты в прогнозируемый период. Исходя из состояния ресурсной базы и планируемых в ЭС-2030 Югры объемов геологоразведочных работ, прогнозируется открытие значительного количества месторождений. Ввод в разработку этих месторождений после 2020 года даст дополнительную добычу около 8 млн т. Реализация этого сценария Стратегии определяет годовую добычу по автономному округу в объеме 253 млн т в 2020 году и 222 млн т в 2030 году (рис. 12).

«Оптимизм» этого сценария обусловливает следующие факторы:

- компании выполняют инвестиционные обязательства, заложенные в проектных документах на разработку месторождений;
- месторождения нераспределенного фонда недр будут переданы компаниям через аукционы, в лицензионных соглаше-

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030

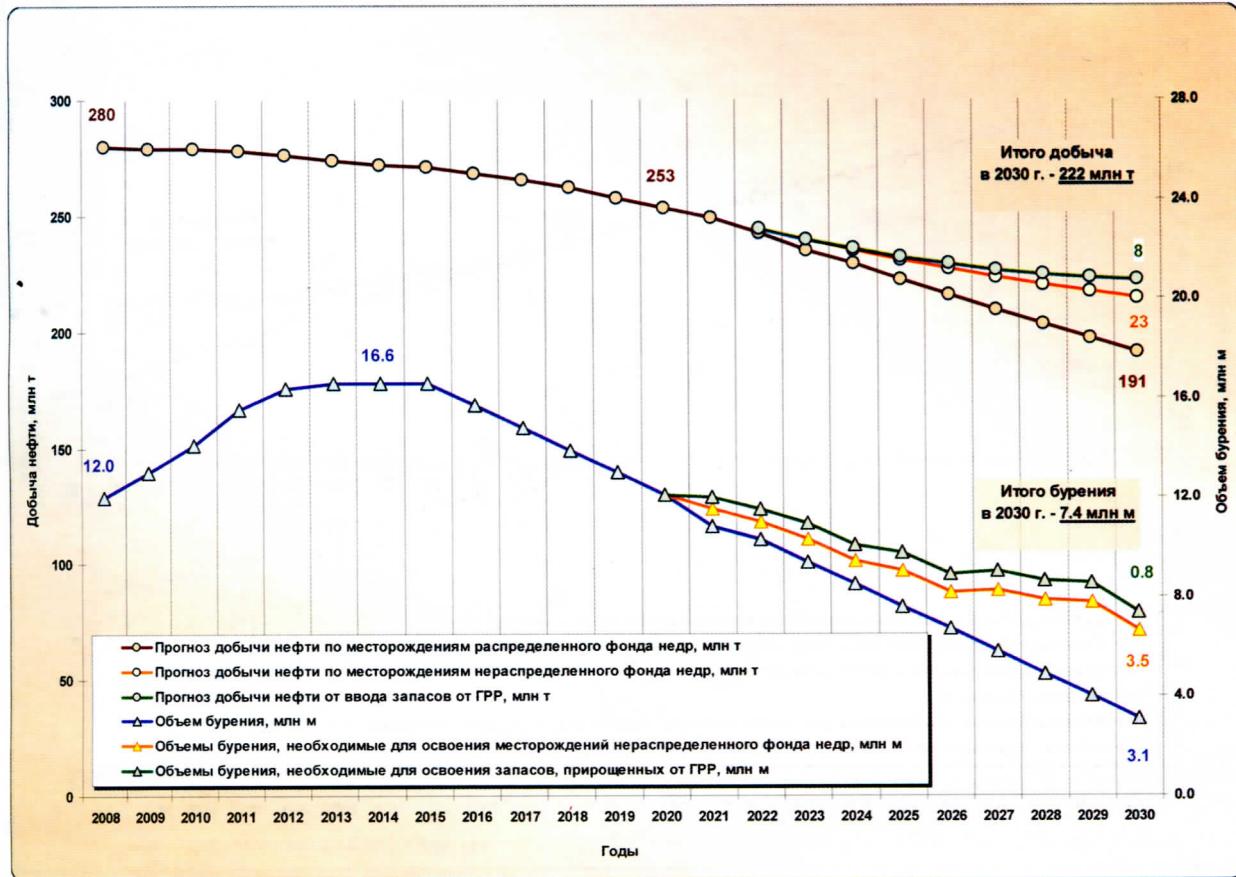


Рис. 12. Добыча нефти и объемы эксплуатационного бурения по Югре 2008-2030 гг. (вариант 1)

ниях будут указаны жесткие требования по срокам ввода месторождений в разработку;

– будут восстановлены объемы геологоразведочных работ (сейморазведочные

работы, поисково-разведочное бурение), обеспечивающие простое восполнение добычи приростом запасов.

### 2.4. «Кризисный» вариант Стратегии

На завершающем по времени этапе разработки Стратегии в мире разразился финансово экономический кризис.

В ЭС-2030 Югры так же, как и в ЭС-2030 России, пришлось учесть реалии стремительно развивающихся событий и предложить «кризисный» вариант Стратегии. В кризисном варианте была заложена следующая целевая установка: сохранить объемы

эксплуатационного бурения не ниже уровня, сложившегося в 2007-2008 гг., что составляет ~10 млн м. Сохранение этого уровня означает и сохранение производственных мощностей, рабочих мест, уровня капитальных вложений и инвестиций.

Расчеты показывают, что сохранение объемов эксплуатационного бурения, но снижение их от проектного уровня при-

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

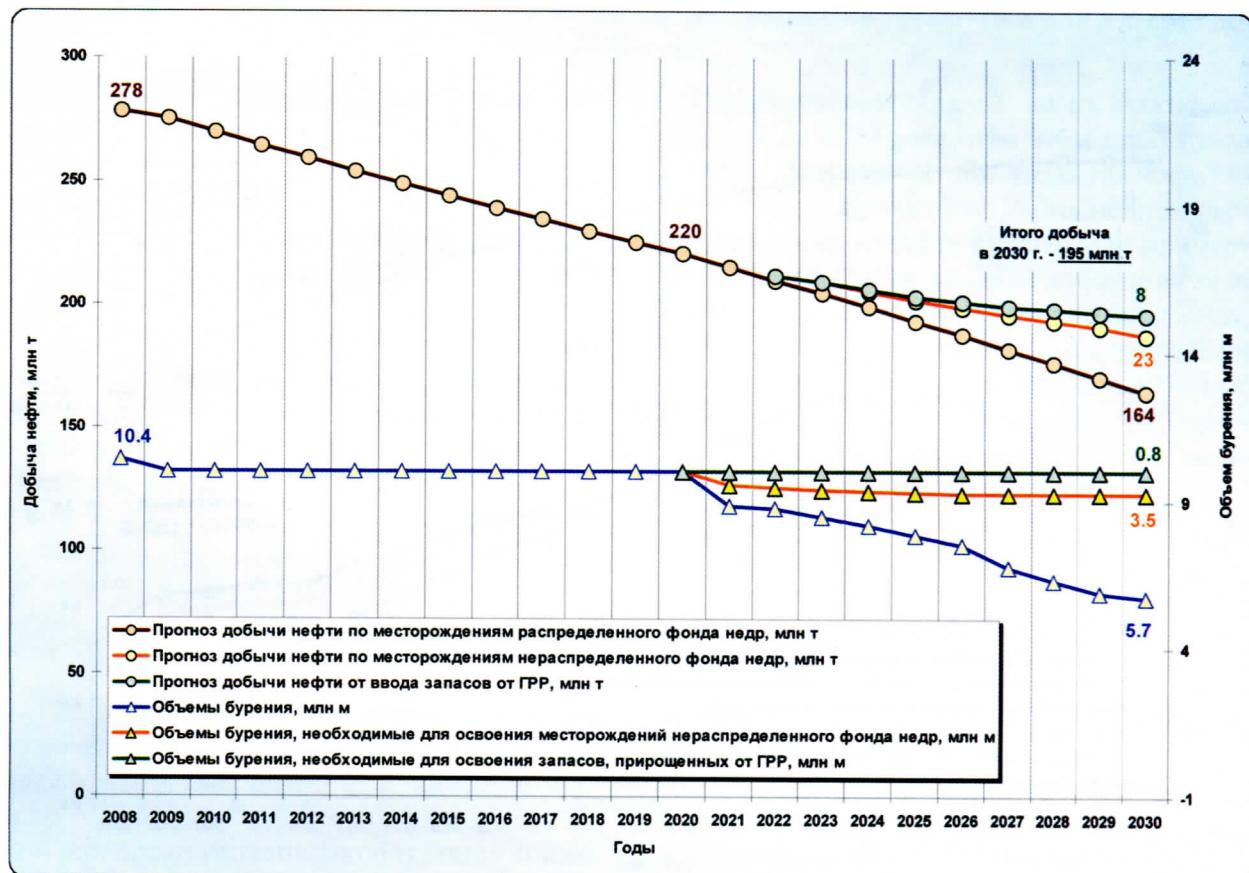


Рис. 13. Добыча нефти и объемы эксплуатационного бурения по Югре 2008-2030 гг. (вариант 2)

ведет к уменьшению добычи до 220 млн т к 2020 году. Как и в оптимистическом варианте, предполагается ввод в разработку новых месторождений с добычей из них в 2030 году дополнительно 31 млн т нефти. Уровень эксплуатационного бурения при этом по разрабатываемым в настоящее время месторож-

дениям составит 10 млн м в 2020 году и 5.7 млн м в 2030 году (рис. 13).

Дополнительные 4.3 млн м бурения будут проводиться в 2030 году на вновь введенных в этот период месторождениях. При реализации этого варианта Стратегии расчетная добыча в 2020 году составит 220 млн т, в 2030 году — 195 млн т (рис. 13).

## 2.5. Пессимистический вариант

Возможны варианты развития событий, при которых объемы эксплуатационного бурения сократятся ниже 10 млн м в год, лицензирование новых месторождений

будет по-прежнему «заморожено», объемы геологоразведочных работ и подготовки запасов не вырастут, а упадут ниже существующих в настоящее время объемов, дебиты

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

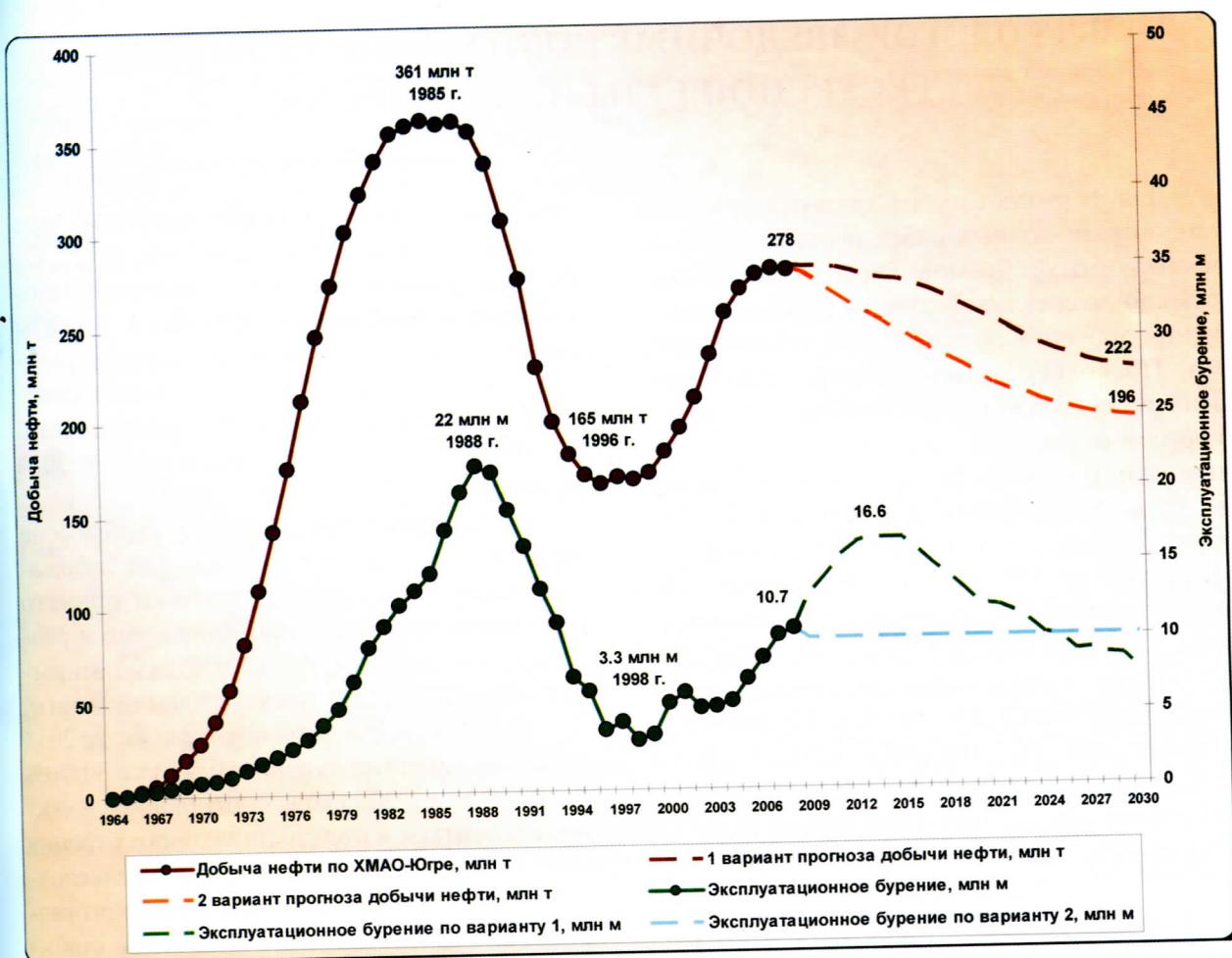


Рис. 14. Динамика добычи нефти и эксплуатационного бурения с прогнозом до 2030 г.

скважин снижаются ниже проектных значений. Это может привести к тому, что добыча в 2020 году станет ниже 200 млн т, а в 2030 году ниже 150 млн т. Разработчики Стратегии считают, что эти варианты не являются вариантами Стратегии развития ТЭК Югры, это «Стратегия развала ТЭК Югры». В связи с этим данные прогнозы развития ситуации не нашли своего отражения в заключительных положениях ЭС-2030 Югры.

Авторы Стратегии предлагают также отказаться от терминов «оптимистический», «кризисный», «пессимистический» сценарии, как это сделано и в ЭС-2030 России. Вариант с сохранением проектных уровней эксплуатационного бурения называть вариантом 1, а с сохранением объемов эксплуатационного бурения на уровне не ниже 10 млн м – вариантом 2 (рис.14).

### 3. ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ И ВОСПОЛНЕНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ НЕФТЕДОБЫЧИ

Для формирования Стратегии развития геологоразведочных работ выполнен расчет необходимых объёмов бурения поисково-разведочных скважин для простого восполнения добычи нефти разведенными запасами. Поскольку эффективность подготовки запасов существенно различается для поисковых и разведочных работ, то при расчётах принято соотношение объёмов поискового бурения к объёму разведочного 30/70% в начальный период. При суммарной эффективности 200 т/м и годовой добыче 280 млн т простое воспроизведение потребует 1.4 млн м бурения. По всем вариантам ЭС-2030 Югры добыча будет снижаться, что соответствует и ЭС-2030 России: «В Западной Сибири при стабилизации и постоянном снижении добычи в Ханты-Мансийском автономном округе будет происходить её рост в Ямало-Ненецком автономном округе» (раздел 5.4 ЭС-2030 России), «На первом этапе реализации ЭС-2030 России ожидается стабилизация и постепенное снижение объемов нефтедобычи в регионе (УФО)» (раздел 6.1 ЭС-2030 России). Но и эффективность поисково-разведочных работ также будет снижаться из-за ухудшения ресурсной базы. Поэтому для варианта 1 Стратегии принимается необходимость увеличения объёмов поисково-разведочного бурения до 1.5 млн м. Такой рост не может быть реализован за 1-2 года. Исторический опыт показывает, что от минимального уровня 350 тыс. м в 1994 г. до уровня ~1 млн м в 2001 году прошло 7 лет. В Стратегии период восстановления геологоразведки и доведение объемов работ геологоразведочного бурения до 1.5 млн м оценивается в 12 лет, т.е. к 2020 году ежегодный рост при этом составит около 100 тыс. м бурения (рис.15).

После определения необходимых объёмов геологоразведочных работ выполн-

ен прогноз по состоянию ресурсной базы по всем категориям запасов – А, В, С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub>. Объёмы добычи нефти и эксплуатационного бурения приняты по варианту 1. Расчеты показали, что если вести геологоразведочные работы такими темпами и в соотношениях 30% поискового и 70% разведочного бурения, то запасы С<sub>2</sub> закончатся в 2024 году (рис.16).

На графике эта ситуация отображена желтой прерывистой линией. Для избежания такой ситуации в Стратегии принято изменение соотношения поискового и разведочного бурения, т.е. необходимо открывать больше новых месторождений нефти, новых залежей. Расчеты показали, что с 2018 года соотношение нужно изменить с 30/70% до 50/50%, а с 2025 года соотношение должно измениться в пользу поискового бурения (70% – поискового бурения, 30% – разведочного), рис.15. При таких объемах геологоразведочных работ ситуация с запасами стабилизируется, начиная с 2017-2018 гг.

Сопоставление планируемых объемов геологоразведочных работ с объемами ГРР в ЭС-2030 России затруднено тем, что данные в ней приводятся в целом по Западно-Сибирской провинции (табл.4, раздел 5.3 ЭС-2030 России). Для сопоставления, данные по Югре приняты в объеме 50% от параметров ЭС-2030 России.

Суммарный объем поисково-разведочного бурения по первому варианту на первом этапе 2009-2013 гг. (5 лет) составит по ЭС-2030 России 1 млн 150 тыс. м, на втором этапе 2014-2020 гг. (7 лет) – 6 млн 125 тыс. м. По ЭС-2030 Югры на первом этапе – около 3 млн м, а на втором этапе – 8840 тыс. м. Таким образом, темпы роста объемов геологоразведочных работ по первому варианту до 2020 года в 1.5 раза превышают объемы в ЭС-2030 России. Но только в этом случае ре-

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

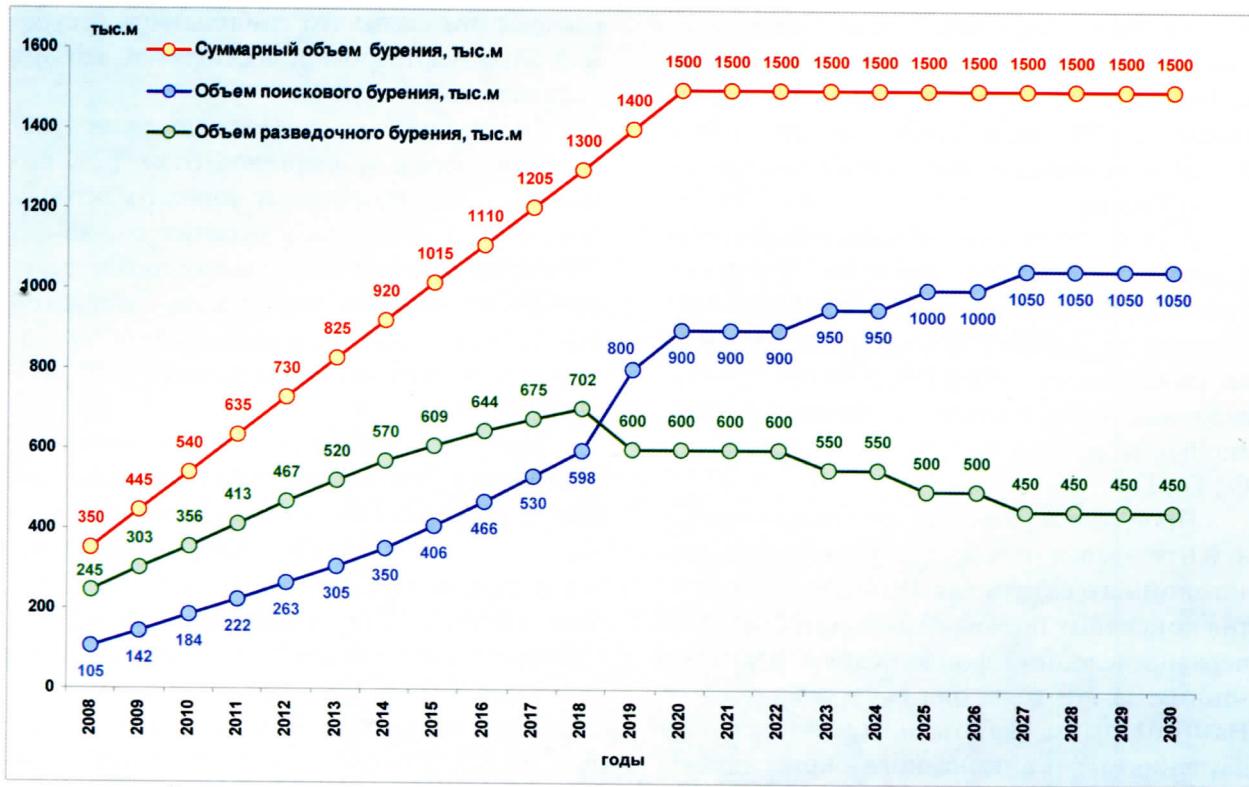


Рис. 15. Необходимые объемы поисково-разведочного бурения до 2030 года (вариант 1)

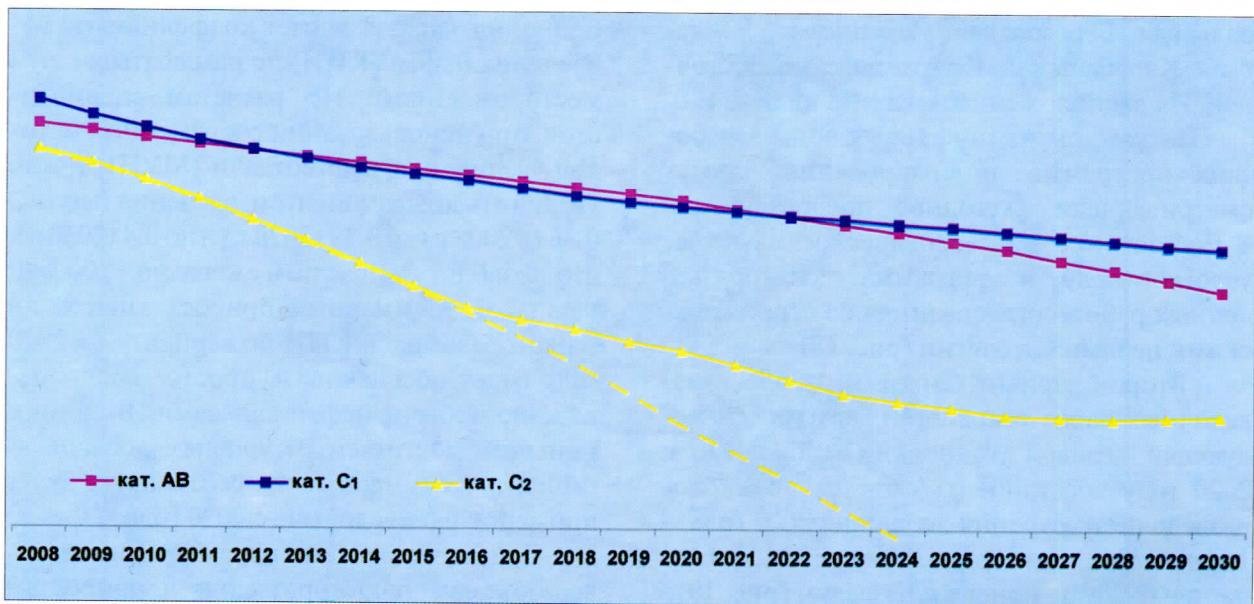


Рис. 16. Прогноз состояния запасов категорий АВС<sub>1</sub>С<sub>2</sub> по ХМАО-Югре до 2030 года при соотношении поискового и разведочного бурения 30/70%

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

шается задача ЭС-2030 России: «Обеспечение расширенного воспроизведения запасов нефти за счет геологоразведочных работ» (раздел 5.4 ЭС-2030 России) на территории Югры – основного нефтедобывающего региона России.

Резкое увеличение объемов поисковых буровых работ со 105 тыс. м до ~1 млн м в 2030 году, т.е. почти в 10 раз, потребовало детальной проработки в Стратегии вопросов лицензирования, направлений геологоразведочных работ, оценки состояния перспективных и прогнозных ресурсов категорий C<sub>3</sub>, D<sub>1</sub>, D<sub>2</sub>.

Программа развития поисковых работ в Югре была утверждена Правительством автономного округа как «Концепция развития поисковых геологоразведочных работ на нераспределенном фонде недр» в 2001 г. Во многом за эти годы она была реализована. На 01.01.2010 г. работы по геологическому изучению недр автономного округа проводятся на 181 участке, выполняются сейсморазведочные работы и поисковое бурение.

При разработке Стратегии с целью поиска новых месторождений на территории Югры выделено 7 поисковых зон: Предуральская, Березовская, Сергинская, Юильская, Карабашская, Колтогорская и Восточная. Их расположение показано на рис. 17.

По каждой из поисковых зон разработана программа лицензирования, предусматривающая ежегодное предоставление в пользование на геологическое изучение участков недр, и программа геологоразведочных работ, согласованная со стратегическими целями Стратегии (рис. 18).

Второй вариант Стратегии геологоразведочных работ разработан, исходя из следующей целевой установки: необходимо к 2020 году восстановить объемы поисково-разведочного бурения до уровня 2001 года – 1 млн м. И в этом варианте меняется соотношение объемов поиска и разведки (рис. 19).

При оценке состояния ресурсной базы добыча нефти также взята по варианту 2, и

расчеты показали, что стабильность ресурсной базы нефтедобычи достигается, как и в варианте 1.

Сопоставление с Индикаторами развития минерально-сырьевой базы ТЭК показывает, что по второму варианту объемы поисково-разведочного бурения с 2009 по 2020 гг. составляют ~8 млн м, что соответствует 52% от объемов по Западно-Сибирской НГП и может быть признано полностью соответствующим индикаторам по ГРР ЭС-2030 России.

Проведен расчет и пессимистического варианта развития геологоразведочных работ. В нем заложен сценарий, при котором объемы работ не изменяются и составляют ~350 тыс.м поисково-разведочного бурения. На рис. 20 показано, что «проедание» запасов в этом варианте будет продолжаться, хотя до 2030 года они не иссякнут. Но стабилизации уровней запасов в этом случае не наступит. Вариант предлагается не принимать как стратегический.

Варианты сокращения объемов геологоразведочных работ в Стратегии не рассматривались.

В Стратегии оценена возможность восполнения запасов за счет коэффициента извлечения нефти (КИН) по разрабатываемым месторождениям. По расчетам специалистов, при использовании современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) можно увеличить коэффициент извлечения нефти с 0.36 (в 2008 г.) до 0.39 (2020 г.) и до 0.4 (2030 г.), что позволит прирастить ежегодно ~100 млн т запасов. Суммарный прирост запасов по геологоразведке и КИН по варианту 1 к 2020 году будет обеспечивать простое воспроизведение добычи нефти запасами. В связи с меньшим достижимым уровнем добычи по варианту 2 суммарные приросты также будут примерно равны добыче с 2020 года.

Суммарно целевые параметры по добыче, объемам геологоразведки и приростам запасов по первому и второму вариантам приведены в табл. 1, 2.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

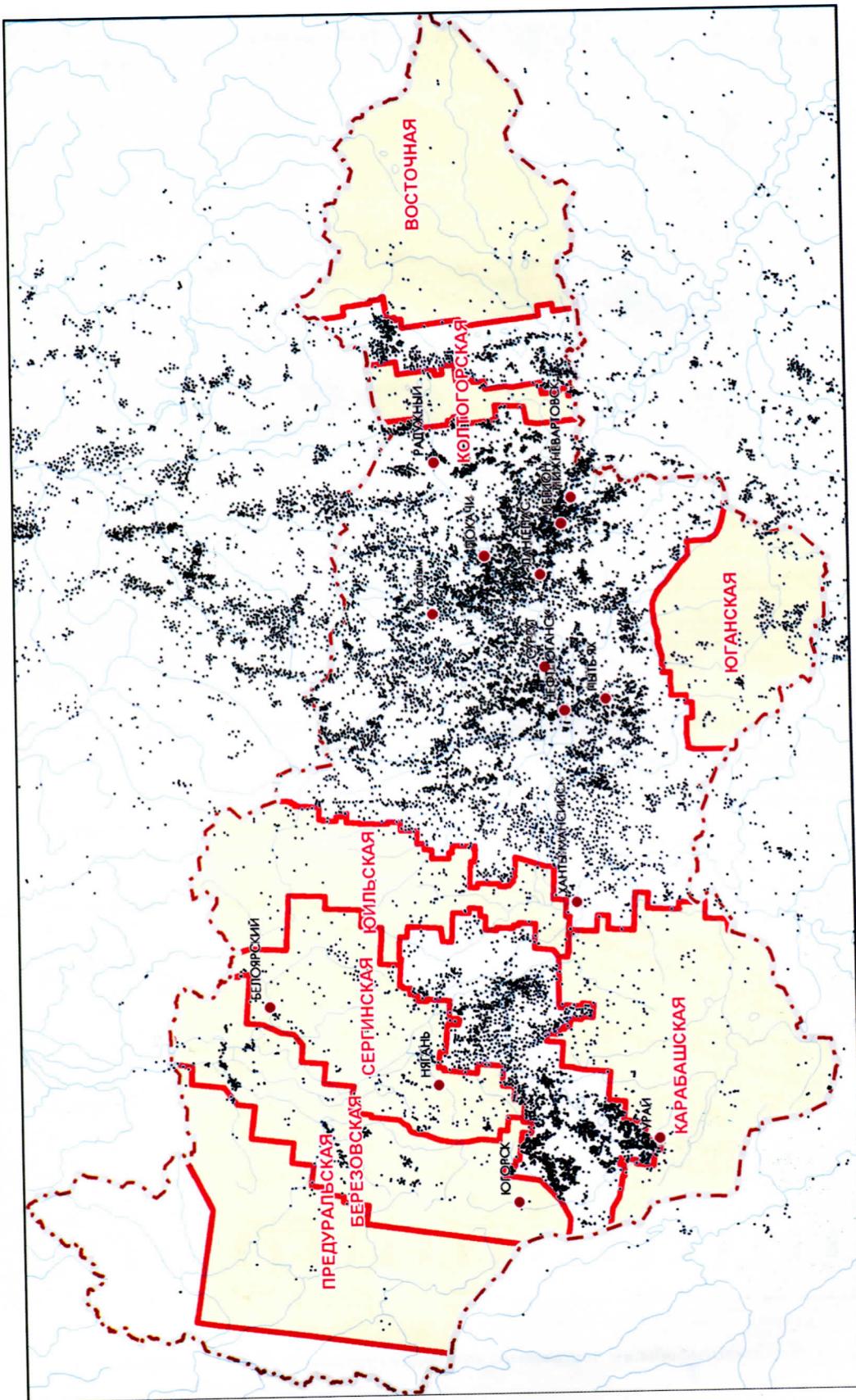


Рис. 17. Карта расположения поисковых зон на территории Югры

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.



Рис. 18. Объемы лицензирования участков недр в пределах поисковых зон и за их пределами

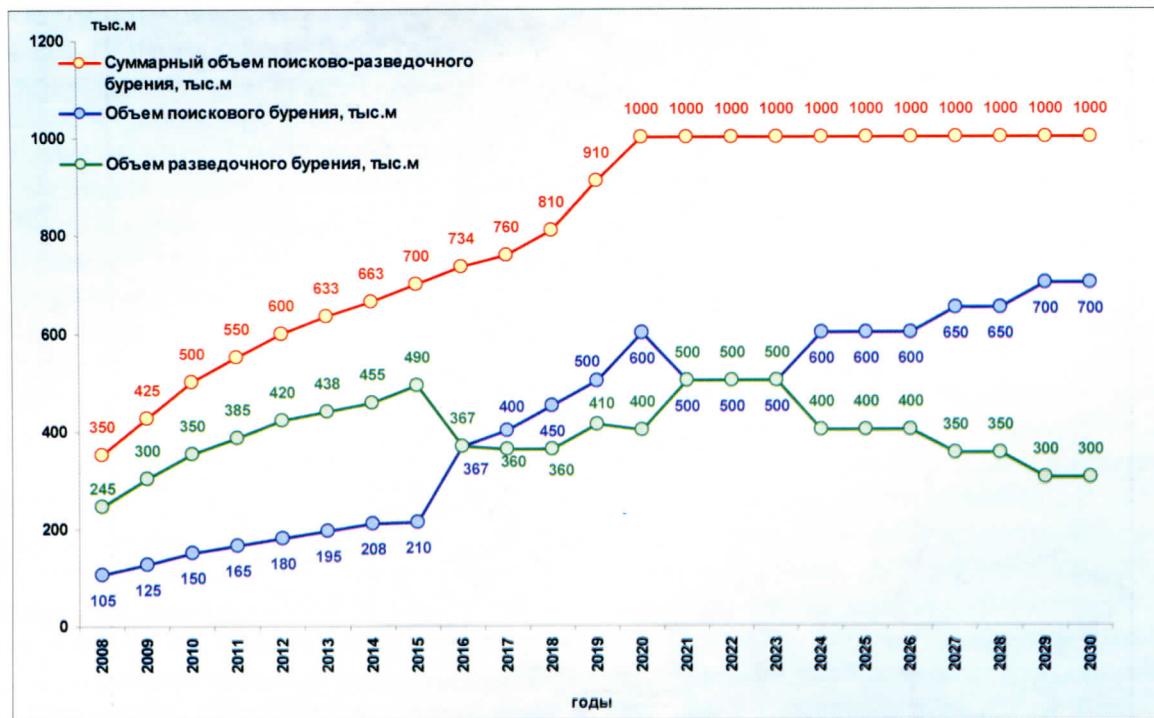


Рис. 19. Необходимые объемы поисково-разведочного бурения до 2030 года (вариант 2)

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

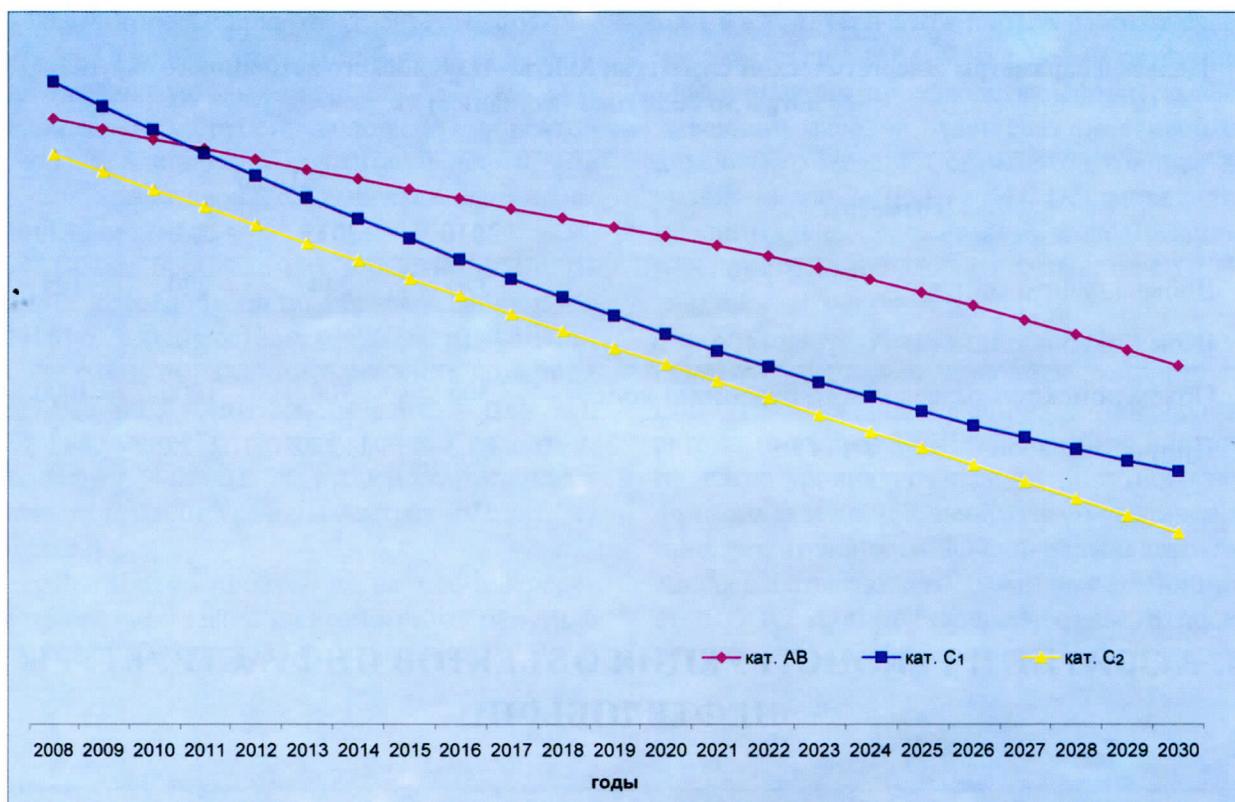


Рис.20. Прогноз состояния запасов категорий АВ, С<sub>1</sub>, С<sub>2</sub> по Югре до 2030 года при объеме поисково-разведочного бурения 350 тыс.м

Таблица 1

**Целевые параметры Энергетической Стратегии Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2030 года (вариант 1)**

Параметры	Годы			
	2010	2015	2020	2030
Добыча нефти, млн т	279	271	253	222
Объем эксплуатационного бурения, млн м	14.1	16.6	12.1	7.4
Объем поисково-разведочного бурения, тыс.м	540	1015	1500	1500
Прирост запасов С <sub>1</sub> , млн т по ГРР	93.46	157.12	163.8	133.5

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

Таблица 2

## Целевые параметры Энергетической Стратегии Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2030 года (вариант 2)

Параметры	Годы			
	2010	2015	2020	2030
Добыча нефти, млн т	270	244	220	195
Объем эксплуатационного бурения, млн м	10	10	10	10
Объем поисково-разведочного бурения, тыс.м	500	700	1000	1000
Прирост запасов С <sub>1</sub> , млн т по ГРР	89.3	113.12	117.2	83

#### 4. РАЗВИТИЕ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ОБЪЕКТОВ ИНФРАСТРУКТУРЫ НЕФТЕДОБЫЧИ

На 01.01.2010 г. в автономном округе построено: 12990 кустов скважин, 323 объекта сбора нефти и газа, 234 установки предварительного сброса пластовой воды, 100 объектов подготовки нефти, общая протяженность трубопроводов составляет 99833 км, затраты на строительство и реконструкцию объектов обустройства в 2009 г. составили 258.1 млрд руб., или 954 руб./т.

Старение трубопроводов, которое приводит к аварийным разливам и загрязнениям почвы и воды, характеризуется следующим показателем: 39.7% трубопроводов разного назначения имеют срок эксплуатации выше 15 лет. Необходимы высокие темпы модернизации изношенных трубопроводов, иначе экологические катастрофы и загрязнения земель неизбежны.

По двум вариантам Стратегии развития нефтедобычи в округе сделаны оценки по объемам строительства основных объектов производственной инфраструктуры – кустовых площадок для бурения скважин, трубопроводов различного назначения, объектов

системы поддержания пластового давления, объектов транспортного обеспечения, энергообеспечения и других объектов.

Расчеты сделаны на основе анализа зависимости ежегодного объема строительства нефтепромысловых объектов от ввода эксплуатационных скважин, построенной по фактическим данным строительства объектов производственной инфраструктуры в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2000-2009 гг. Для каждого из видов объектов обустройства на основе прогноза динамики соотношения «ввод объектов обустройства/ввод эксплуатационных скважин» рассчитана динамика строительства по годам.

В первом варианте Стратегии для обеспечения нефтедобычи с 2010 по 2030 гг. необходимо построить 84.6 тысячи эксплуатационных скважин, 6.9 тысячи кустовых площадок, 71.7 тыс. км нефтепромысловых трубопроводов, 485 объектов сбора, транспорта и подготовки нефти, 185 резервуарных парков, 7.6 тыс. км межпромысловых автодорог.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

Во втором варианте требуется построить 68.3 тысячи эксплуатационных скважин, 5.5 тысячи кустовых площадок, 57.8 тыс. км промысловых трубопроводов, 387 объектов сбора, транспорта и подготовки нефти, 152 резервуарных парка, 6.2 тыс. км межпромысловых автодорог.

Объем необходимых инвестиций в развитие нефтедобычи по первому варианту с 2010 по 2030 гг. составит ~ 4960 млрд руб., или в удельном выражении в среднем за период 887 руб. на 1 тонну добытой нефти (рис.21). Второй, менее затратный вариант развития, потребует 4400 млрд рублей капитальных вложений (или удельных затрат 797 руб./т) (рис.22).

Выработка продукции на нефтеперерабатывающих заводах автономного округа в период с 2010 по 2030 гг. не превысит 1.7-2.0

млн т в год. При этом на переработку будет направляться 5.6-6.0 млн т нефти ежегодно. Модернизация производств нефтеперерабатывающих заводов будет связана с необходимостью доведения стандартов топлива до уровня «Евро-3» и «Евро-4». Общая величина капитальных вложений на модернизацию и реконструкцию заводов за период до 2030 года составит около 6 млрд руб.

Большое внимание в развитии нефтегазового комплекса уделяется реконструкции газоперерабатывающих производств автономного округа. Для доведения в целом по Югре уровня утилизации попутного нефтяного газа до 95% необходимо увеличение производительности Южно-Балыкского газоперерабатывающего комплекса, мощностей ООО «Няганьгазпереработка», а также реконструкции оборудования Нижневартов-

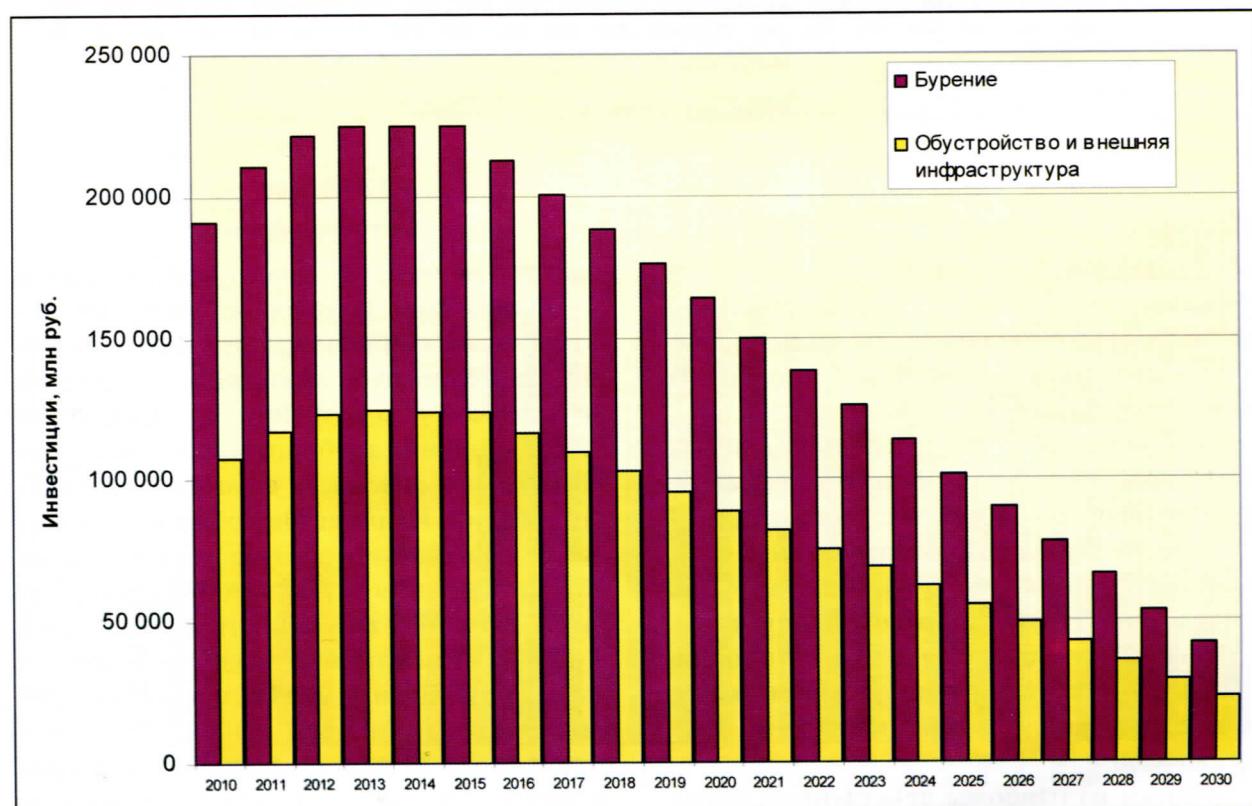


Рис.21. Динамика инвестиций в развитие нефтедобычи (вариант 1)

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

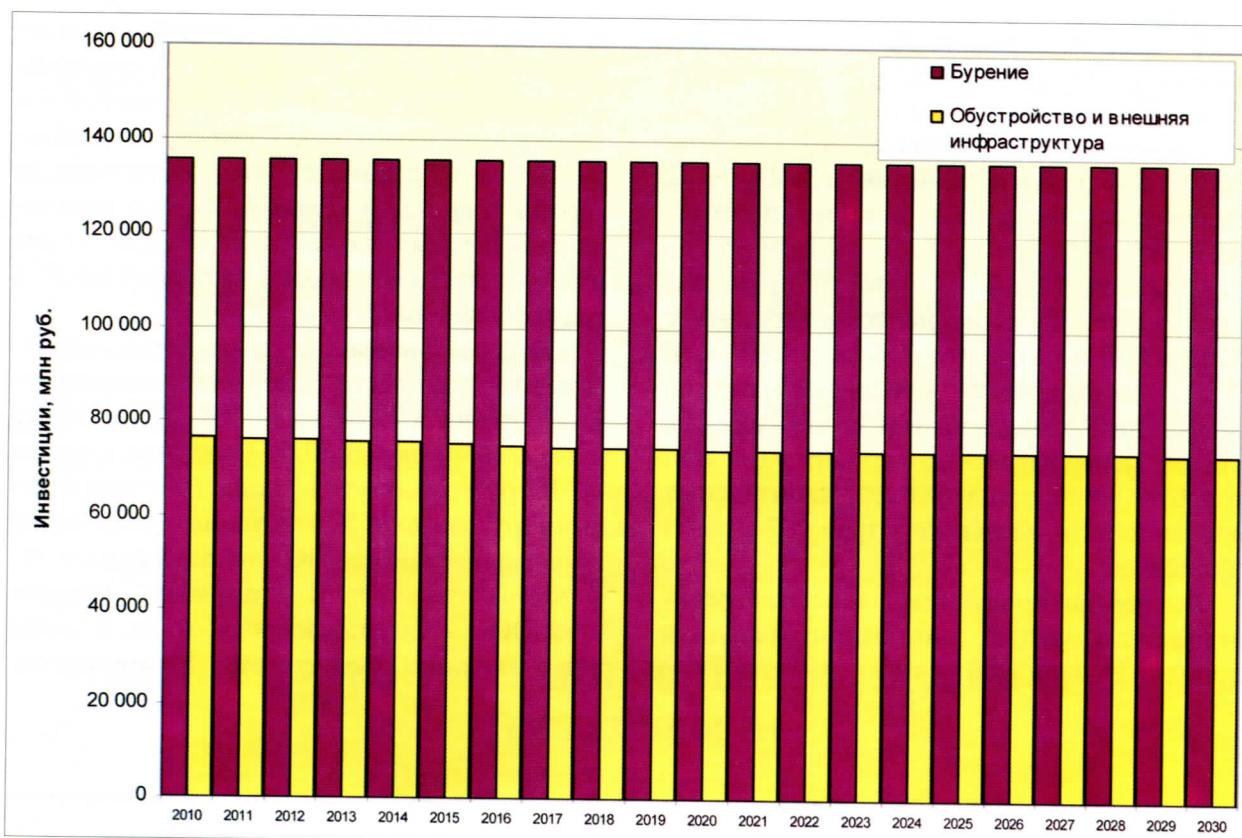


Рис.22. Динамика инвестиций в развитие нефтедобычи (вариант 2)

ского газоперерабатывающего комплекса. На эти цели, а также на обеспечение стабильной работы оборудования на других заводах необходимо за 21 год инвестировать в газопереработку не менее 10.4 млрд рублей.

Ежегодные темпы строительства новых трубопроводов в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре составляют 2.2-2.4 тыс. км труб различного назначения, темп реконструкции около 1.8-2.0 тыс. км в год. В последние годы объем реконструкции трубопроводов растет, однако существующие темпы реконструкции в автономном округе не обеспечивают «омоложение» фонда трубопроводов.

Одним из наиболее действенных путей снижения аварийности на трубопроводах является разработка мероприятий своеевре-

менного ремонта, реконструкции и замены трубопроводов. В условиях развития нефтегазового комплекса, когда ежегодно новых нефтепроводов строится в 1.2 -1.5 раза больше, чем реконструируется, происходит общее старение трубопроводов, растет потенциальная опасность увеличения количества аварий. Из расчетов по вариантам развития нефтедобычи следует, что количество объектов производственной инфраструктуры за 2010-2030 гг. увеличится более чем в 2 раза, а по некоторым видам объектов – в 2.5 – 3 раза. Если за 2009 г., при общей протяженности нефтепромысловых трубопроводов около 83 тыс. км, количество аварий в округе, по данным Департамента охраны окружающей среды и экологической безопасности, составило 4.8 тысячи, то в бли-

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

жайшие годы количество аварий при недостаточных темпах замены и реконструкции объектов может увеличиваться ежегодно на 1.2 – 1.5 тысячи, а к 2030 г. общая аварийность может вырасти до 18 тысяч в год. Объем ежегодных потерь нефти от аварийных разливов (прямых и косвенных) при этом достигнет 1.0-1.5 млн т.

Для реализации плана мероприятий по реконструкции трубопроводов необходимо поддерживать средние объемы замены и капитального ремонта по автономному округу не менее чем 3300-3600 км трубопроводов в год для сохранения уровня аварийности 2008-2009 гг. (при среднем возрасте трубопроводов не более 11.5-12 лет). По отдельным лицензионным участкам, на которых средний возраст трубопроводов превышает 15 лет, необходимо увеличить объемы реконструкции на 25-35% по сравнению с рекомендуемыми в среднем по автономно-

му округу. При этом общие объемы реконструкции трубопроводов должны ежегодно увеличиваться с 3.2-3.5 тыс. км в 2010 г. до 5.8-6.2 тыс. км в 2030 г. (рис.23).

При рассмотрении развития системы использования попутного нефтяного газа в Стратегии заложены следующие основные положения:

- полное выполнение намеченной программы мероприятий на 2006-2010 гг. по строительству объектов инфраструктуры утилизации газа;
- доведение уровня утилизации газа по округу в 2012 г. не менее 95%;
- увеличение общей производительности газоперерабатывающих заводов, расположенных на территории автономного округа, до 23-25 млрд м<sup>3</sup>;
- увеличение использования газа на промысловых газоэлектростанциях для выработки электроэнергии до 2.5 млрд м<sup>3</sup> к 2010 г. и до 5.5-6 млрд м<sup>3</sup> к 2020 г.;

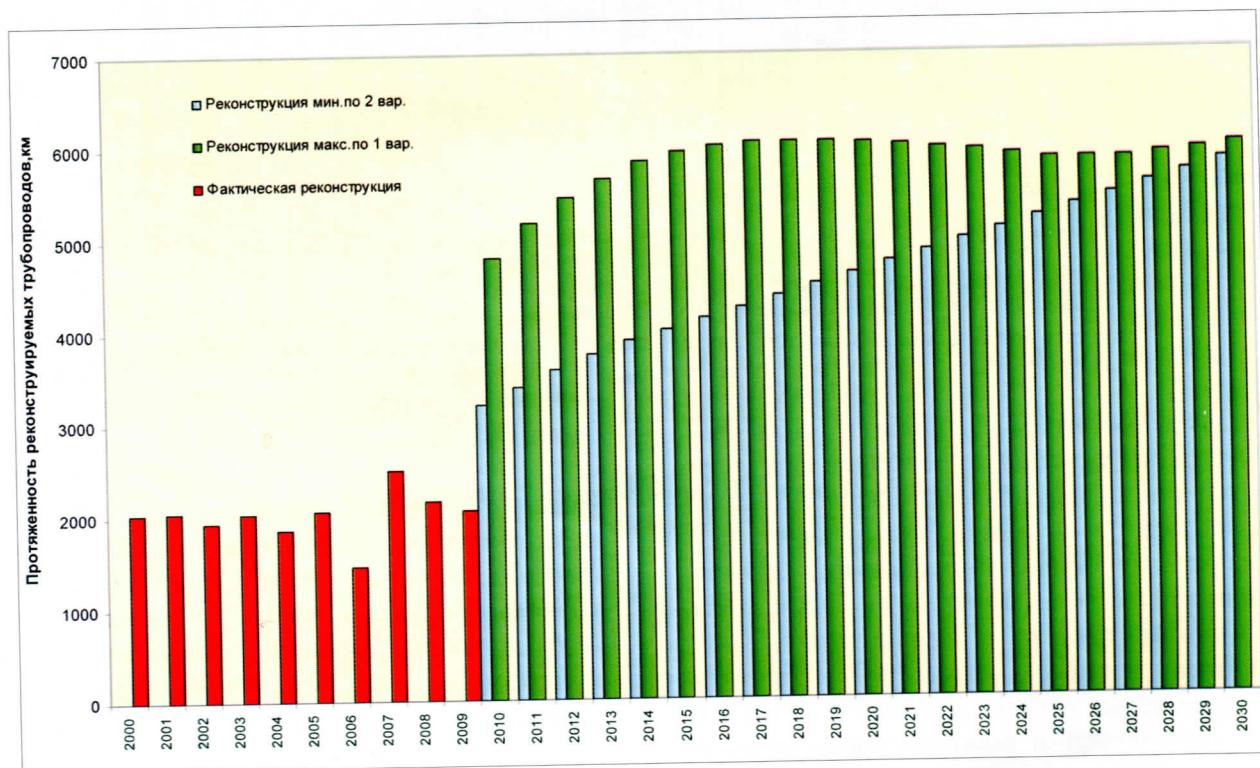


Рис.23. Объем реконструкции трубопроводов по вариантам 1 и 2 Стратегии

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

— увеличение использования попутного нефтяного газа для поддержания пластового давления в системах разработки нефтяных месторождений.

Объем ресурсов попутного газа по первому варианту составит от 36 млрд м<sup>3</sup> в 2010 г. до 29 млрд м<sup>3</sup> в 2030 г., а суммарно с 2010 по 2030 гг. — 654 млрд м<sup>3</sup>. Из них около 350

млрд м<sup>3</sup> поступит на переработку на газоперерабатывающих заводах, 213 млрд м<sup>3</sup> — на выработку электроэнергии.

По второму варианту суммарный объем ресурсов газа составит 564 млрд м<sup>3</sup>, в том числе для переработки — 300 млрд м<sup>3</sup>, для выработки электроэнергии — 188 млрд м<sup>3</sup> (рис.24).

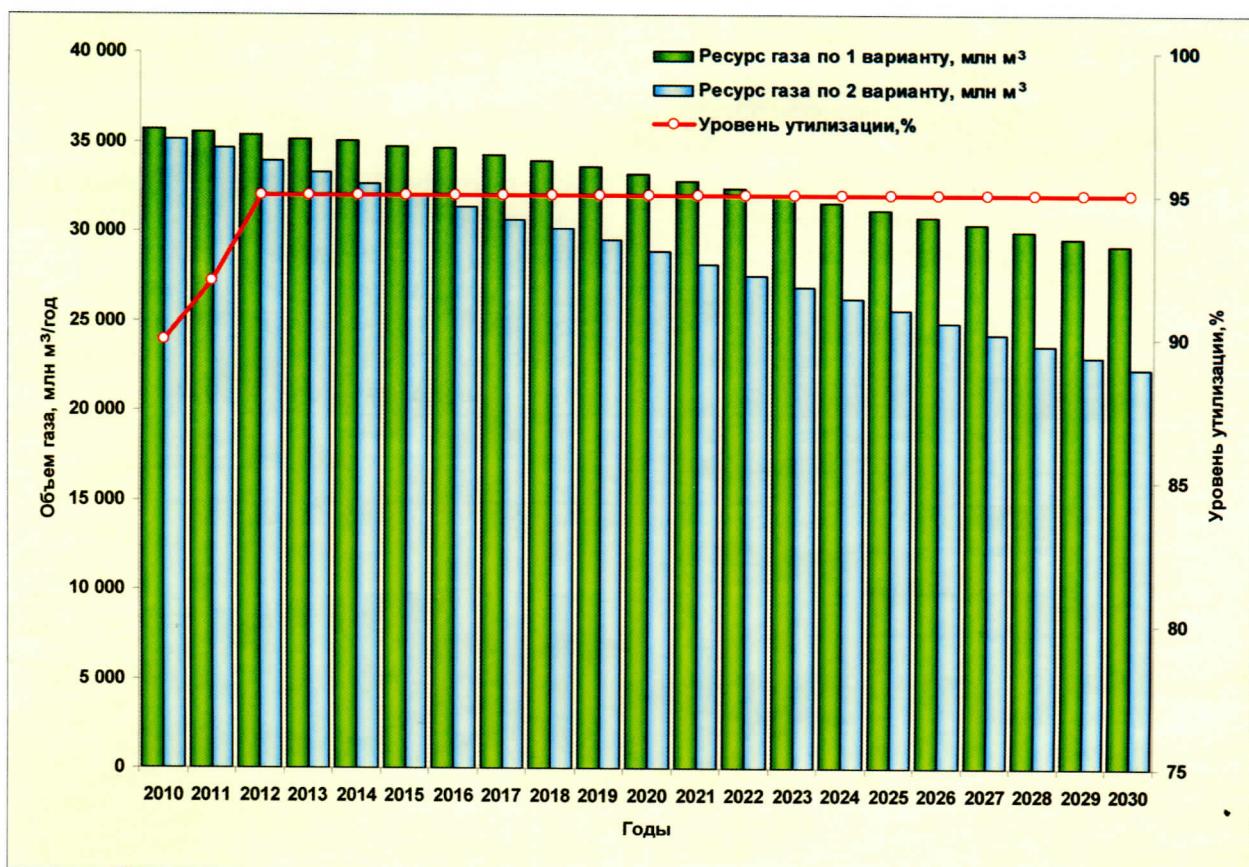


Рис.24. Ресурсы ПНГ по вариантам 1 и 2 Стратегии

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

### 5. ПРОГНОЗ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗВИТИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА

В рамках сценариев, предусмотренных по Энергетической Стратегии ХМАО – Югры, был осуществлен прогноз величины налоговых поступлений в различные уровни бюджета РФ, оценена их структура по видам бюджетов, а также выполнен анализ чувствительности налоговых платежей в зависимости от изменения таких факторов, как мировая цена на нефть и текущие затраты на добычу углеводородного сырья.

При проведении расчетов использована цена нефти на мировом рынке 75.88 \$/bbl, внутренняя цена нефти на свободном рынке 7851 руб./т (47% от мировой), курс доллара принят на уровне 30.01 руб. за доллар, доля экспорта оценена в размере 42.16% (средние значения экономических показателей за 1 полугодие 2010 года). Расчет размеров поступлений налогов и платежей осуществлен в соответствии с условиями действующей налоговой системы, с использованием средних показателей поступлений налогов по Югре. Нормативы текущих затрат приняты на основе данных начала 2010 года и составляют 2045.78 руб./т.

Сценарии, предусмотренные Энергетической Стратегией Югры, предполагают различную динамику и уровни годовой добычи нефти, что служит причинами различной наполняемости консолидированного бюджета РФ.

Динамика величины налогов и платежей, а также накопленные их величины за период с 2010 по 2030 годы позволяют сделать вывод, что первый сценарий развития наиболее выгоден в плане получения государством доходов от функционирования нефтедобывающей отрасли автономного округа (рис.25-27).

Расчеты свидетельствуют, что накопленная величина налоговых поступлений

в консолидированный бюджет РФ составит, соответственно: по 1 варианту – 38.23 трлн руб., по 2 варианту – 34.16 трлн руб. В условиях прогнозирования налоговых доходов при стабильных макроэкономических показателях абсолютное изменение по сценариям происходит за счет различной динамики и величины добычи нефти. Налоговые поступления в бюджет автономного округа оцениваются в размере 1.25 и 1.12 трлн руб., соответственно. В среднем доля поступлений в бюджет автономного округа среди общих налоговых отчислений составляет 3.28%. В структуре налоговой нагрузки около 86% занимают два специфических для отрасли платежа: НДПИ и экспортная пошлина на нефть. Таким образом, можно сделать вывод о превышении налоговых поступлений по первому сценарию на 10.6% по сравнению со вторым.

В связи с тем, что макроэкономические параметры, заложенные в варианты Энергетической стратегии, сильно подвержены различного рода колебаниям, целесообразным является оценка чувствительности налоговых поступлений в бюджет в зависимости от изменения таких факторов, как цены на нефть и текущие затраты на добычу (рис.28-29).

Анализ чувствительности свидетельствует, что наибольшее влияние на доходную часть бюджетов оказывает цена нефти на мировом рынке. В текущих налоговых условиях при значении цен нефти марки «Urals» в диапазоне от 60 до 65 \$/bbl совокупные поступления в бюджет автономного округа ожидаются в размере около 1 трлн руб. Однако в условиях исчерпаемости природных ресурсов и прогнозирования повышения спроса на углеводороды в долгосрочной перспективе можно ожидать

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

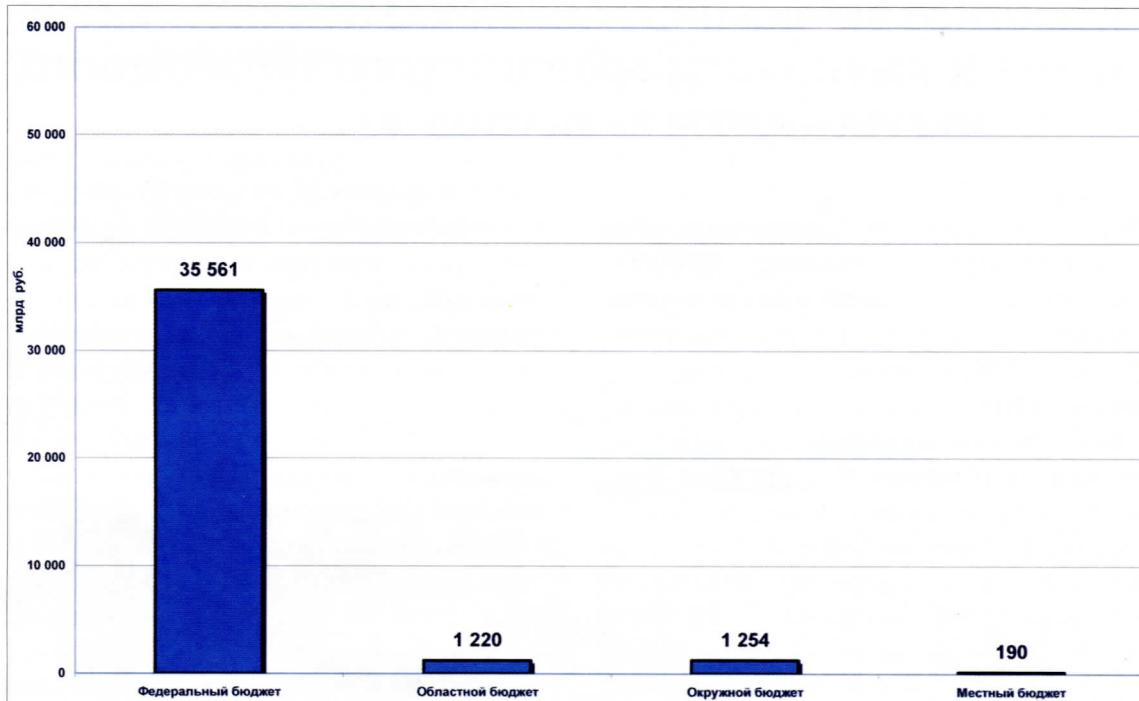


Рис.25. Распределение совокупных налоговых поступлений по различным уровням бюджетов РФ за период 2010-2030 гг. (1 вариант)

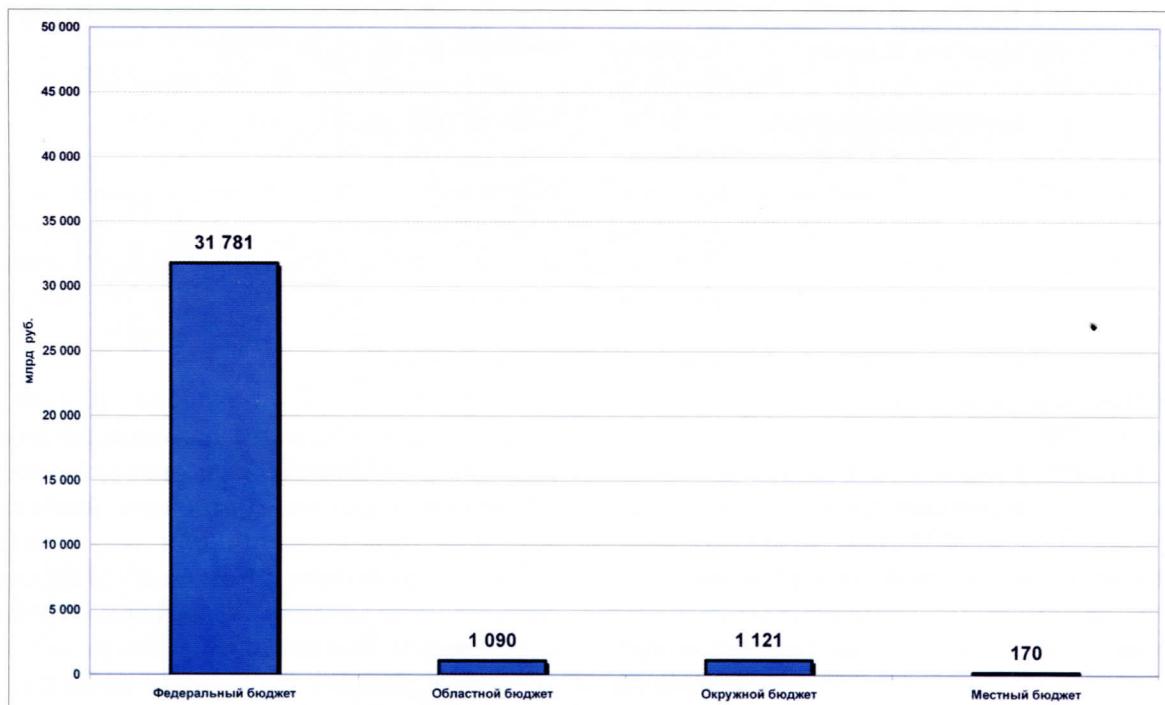


Рис.26. Распределение совокупных налоговых поступлений по различным уровням бюджетов РФ за период 2010-2030 гг. (2 вариант)

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

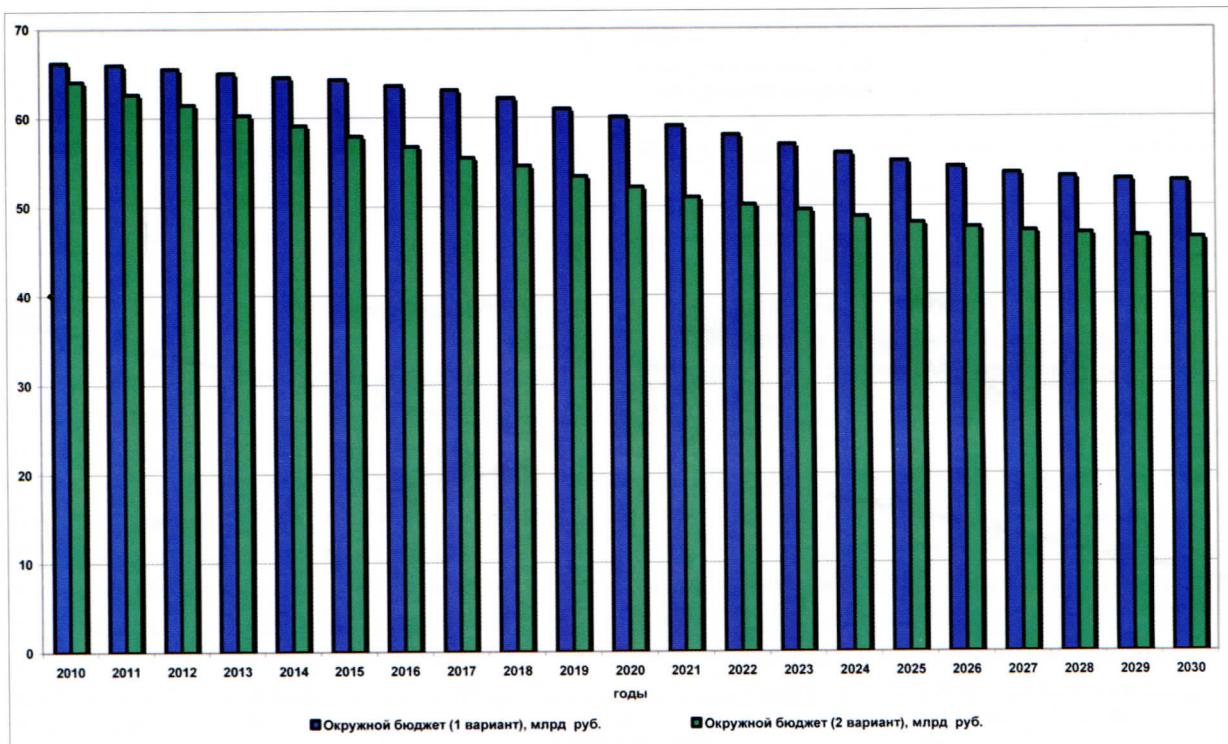


Рис.27. Сравнительная динамика налоговых поступлений в бюджет автономного округа за период 2010-2030 гг. по вариантам Энергетической Стратегии

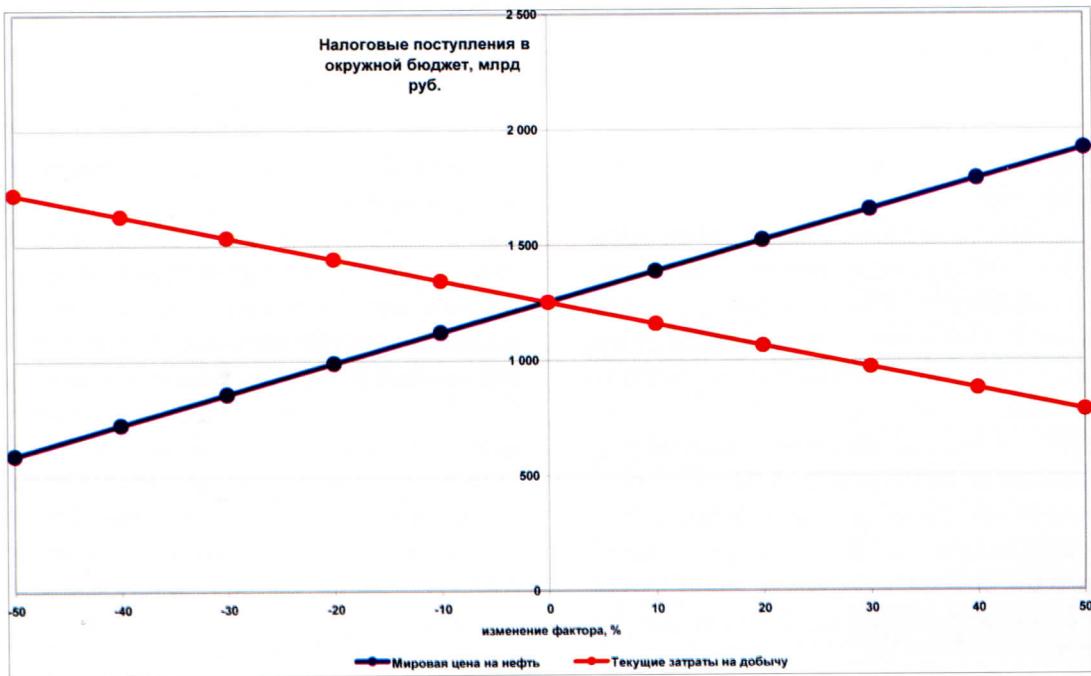


Рис.28. Чувствительность уровня налоговых поступлений в бюджет ХМАО-Югры к изменению мировой цены нефти и текущих затрат на добычу по I варианту Энергетической Стратегии

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

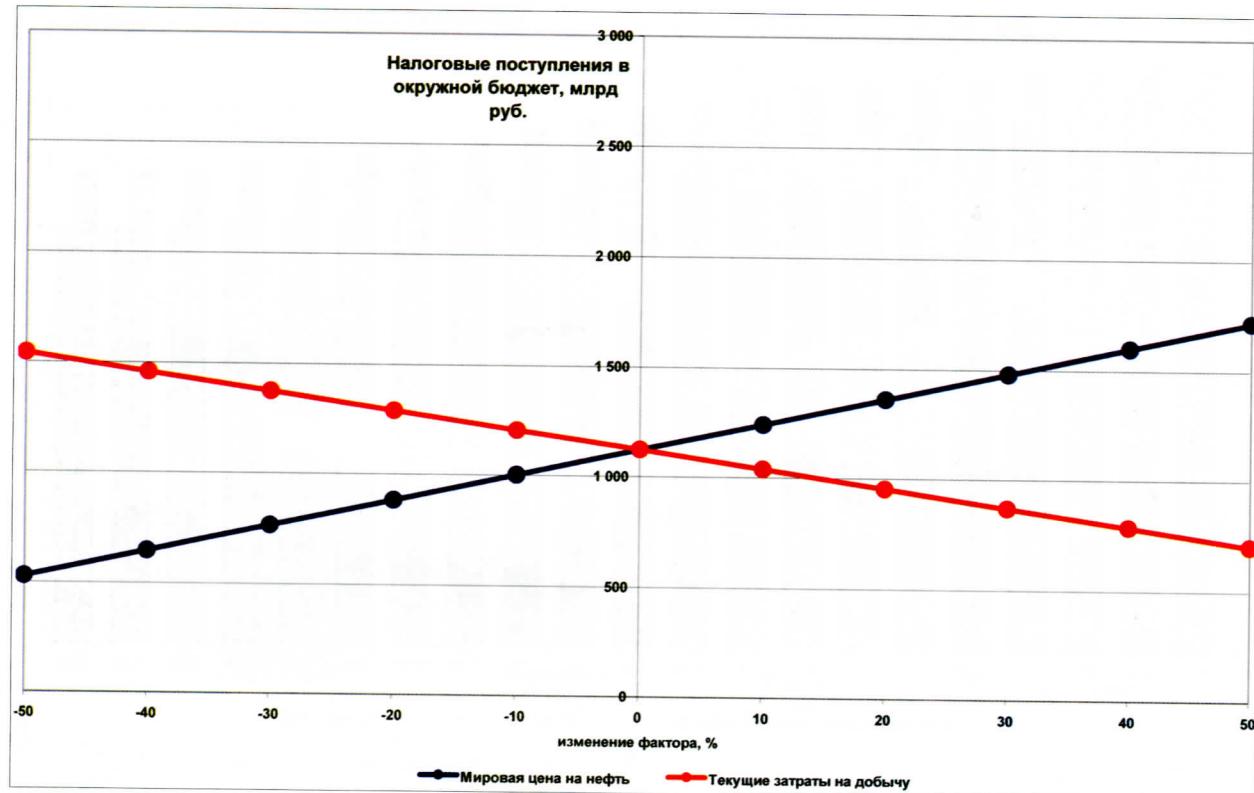


Рис.29. Чувствительность уровня налоговых поступлений в бюджет ХМАО-Югры к изменению мировой цены нефти и текущих затрат на добычу по 2 варианту Энергетической Стратегии

существенного повышения данного экономического параметра.

Зависимость доходов бюджетов от уровня затрат на добычу имеет прямо противоположную тенденцию. При увеличении затрат наблюдается снижение доходов инвестора, а следовательно, и поступлений в бюджеты всех уровней.

Следует отметить, что проведенные расчеты величин налоговых поступлений учитывают изменения, произошедшие в НК РФ с 1 января 2009 года, а именно: повышение необлагаемого минимума по НДПИ с 9 до 15 \$/bbl, а также снижение ставки налога на прибыль с 24 до 20%.

В целом можно говорить о существенном превышении доходов федерального бюджета над прочими уровнями, что во многом связано с существующими тенденциями распределения платежей в рамках бюджетной системы. Таким образом, в случае наличия тенденций к установлению высоких цен на нефть можно прогнозировать заинтересованность инвесторов в освоении запасов углеводородного сырья рассматриваемой территории, что станет причиной большого объема денежных поступлений в виде налогов и платежей в консолидированный бюджет РФ.

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

## 6. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

Разработка стратегии развития электроэнергетики и теплоэнергетики выполнялась

ООО «Уральский центр энергосбережения и экологии».

### 6.1. Электроэнергетика

По характеру функционирования и развития электроэнергетика автономного округа делится на электроэнергетику централизованного сектора, базирующуюся на крупных электростанциях, и электроэнергетику децентрализованного сектора, базирующуюся на автономных дизельных и газотурбинных электростанциях. Основную долю выработки электроэнергии на территории автономного округа обеспечивают крупнейшие региональные ГРЭС: ОАО «Сургутская ГРЭС-1» (находится под управлением второй генерирующей компании оптового рынка электроэнергии ОГК-2), ОАО «Сургутская ГРЭС-2» (под управлением ОГК-4), ОАО «Нижневартовская ГРЭС» (под управлением ОГК-1).

В 2009 году около 6% электроэнергии на территории автономного округа вырабатывали дизельные и газотурбинные электростанции, в том числе газотурбинные электростанции, введенные в эксплуатацию на месторождениях.

Общее электропотребление в Югре с 2005 по 2009 гг. увеличилось на 6.9 млрд кВт·ч (на 11%) и достигло 60.75 млрд кВт·ч. В 2006 г. собственная выработка электроэнергии превысила потребление на 18.2 млрд кВт·ч. Избыток электроэнергии за рассмотренный период, несмотря на повышение часов использования установленной мощности электростанций, уменьшился до 12 млрд кВт·ч.

Установленная мощность электростанций в секторе генерирующих компаний составила на 01.01.2009 г. – 9680 МВт, в секторе малая энергетика – 790 МВт. В качестве основного топлива на электростанциях централизованного сектора используется

природный газ и попутный нефтяной газ.

Передачу электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры осуществляют:

– в магистральном сетевом комплексе филиал ФСК – МЭС Западной Сибири классом напряжения эксплуатируемого оборудования 220 кВ и выше (в эксплуатации находится 6855.18 км линий электропередачи классом напряжения 220-500 кВ и 62 подстанции классом напряжения 220-500 кВ, суммарной установленной мощностью 23190.63 МВА);

– в распределительных сетях – ОАО «Тюменьэнерго» классом напряжения эксплуатируемого оборудования 0.4-110 кВ. (В эксплуатации находится 8438 км линий электропередачи классом напряжения 0.4-110 кВ и 454 подстанции классом напряжения 10-220 кВ, суммарной установленной мощностью 16687 МВА).

Также при передаче и распределении электрической энергии задействованы электрические сети крупных потребителей.

Баланс электрической мощности в секторе централизованного электроснабжения Ханты-Мансийского автономного округа в 2002-2009 гг. складывался с избытком 2000 – 2500 МВт. Основная часть избытков мощности передается в Ноябрьский энергорайон Ямalo-Ненецкого автономного округа. Передача мощности в Томскую область (от сетей Нижневартовского энергорайона) оставалась практически на одном уровне – около 200 МВт. Объем перетока мощности в южном направлении формировался по условиям покрытия нагрузок Объединенной энергосистемы Урала и возможности загрузки электростанций Тюменской энергосистемы.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

Старение основного оборудования электростанций<sup>1</sup> без строительства новых генерирующих мощностей приведет к снижению надежности покрытия потребности в электрической мощности и энергии не только на территории Ханты-Мансийского автономного округа –Югры, но и на прилегающих территориях. Вводы ГТЭС, осуществляемые в настоящее время нефтедобывающими компаниями, направлены на обеспечение покрытия собственных растущих нагрузок и не могут компенсировать предстоящего выбытия мощностей на крупных электростанциях.

Вводов электросетевых объектов системного значения – ЛЭП и ПС 500 кВ длительное время не было. При значительном росте загрузки элементов существующей сети это приводит к необходимости ограничения мощности потребителей в послеаварийных и ремонтных режимах, а также не позволяет обеспечивать рост потребности в электрической мощности в перспективе.

Внутрипоселковые электрические сети 0.4-6-10 кВ населенных пунктов Югры введены в эксплуатацию в семидесятые годы и ранее, эксплуатируются в сложных климатических условиях. Морально и физически устаревшее оборудование внутрипоселковых сетей имеет низкие технические характеристики, не отвечает нормативным требованиям, часто выходит из строя и приводит к продолжительным перерывам в электроснабжении потребителей. Из-за высокой степени износа (от 30 до 100%) требуются значительные затраты на эксплуатацию и ремонтно-восстановительные работы внутрипоселковых электрических сетей.

К «узким местам» энергосистемы в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре относятся:

1. Высокая загрузка ПС 500/220 кВ Сомкино и электрических сетей 220 кВ в на-

правлении Сургутская ГРЭС-1 – Погоцкая – Сомкино в связи с ростом нагрузок потребителей и отставанием сроков ввода ПС 500/220 кВ Кирпичниково. В послеаварийных режимах отключения одного АТ 500/220 кВ на ПС Сомкино требуется ограничение нагрузки потребителей узла.

2. Высокая загрузка ВЛ 220 кВ в направлении Сургутская ГРЭС-1 – Кирилловская – Холмогоры в связи с ростом нагрузок потребителей и отставанием сроков ввода надстройки 500/220 кВ на ПС Кирилловская. При отключении одной из двух ВЛ 220 кВ от Сургутской ГРЭС-1 в этом направлении оставшаяся в работе загружается выше длительной допустимой мощности по нагреву проводов, требуется ограничение нагрузки потребителей.

3. Высокая загрузка ВЛ 220 кВ от ПС Белозерная в направлении ПС Варьеган в связи с ростом нагрузок потребителей и отставанием сроков ввода ПС 500/220 кВ Радужная (Варьеган-500).

4. Высокая загрузка ПС 500/220 кВ Магистральная и электрических сетей 220 кВ в направлении Магистральная – Правдинская – Росляковская - Югра в связи с ростом нагрузок потребителей и отставанием сроков ввода третьей автотрансформаторной группы на ПС Магистральная, ВЛ 220 кВ Пыть-Ях – Правдинская и Приобской ГТЭС компании «Роснефть». В нормальных режимах ВЛ 220 кВ Магистральная – Правдинская загружается до длительной допустимой мощности по нагреву проводов. В наиболее удаленных точках сети данного района (г. Ханты-Мансийск) наблюдаются низкие напряжения. В послеаварийных режимах отключения ВЛ 220 кВ Правдинская – Росляковская или одного АТ 500/220 кВ на ПС Магистральная требуется ограничение нагрузки потребителей.

5. В связи с отсутствием Няганьской ГРЭС при выводе в ремонт ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2–Ильково резко ухудшается надежность электроснабжения потребителей Октябрьского и Кондинского администра-

<sup>1</sup> Физический износ основного оборудования (по состоянию на 2008 г.): Сургутской ГРЭС-1 – 70 -100%, Сургутской ГРЭС-2 – от 57 до 66%, Нижневартовской ГРЭС – от 14 до 43%.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

тивных районов. В таких режимах возможна потеря устойчивости режима при авариях в электрической сети данных районов.

Проблемные вопросы электроэнергетической отрасли:

1. Отставание вводов новых генерирующих мощностей на электростанциях от роста потребности в электрической мощности и энергии.

2. Растущий физический и моральный износ основного генерирующего оборудования электростанций при отсутствии замещающих вводов мощности.

3. Недостаточная надежность электроснабжения потребителей из-за сложившейся конфигурации Тюменской энергосистемы, характеризующейся концентрацией генерирующих мощностей в Сургутском энергоузле и передачей на расстояния до 600 км.

4. Отсутствие или низкая инвестиционная привлекательность проектов сооружения новых генерирующих мощностей для продажи электроэнергии на оптовом рынке, а также убыточность инвестиционных проектов строительства электрических сетей вследствие сложившегося механизма регулирования тарифов на транспорт электрической энергии.

5. Снижение управляемости развитием электроэнергетики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры из-за произошедшего реформирования и отсутствия обоснованных и утвержденных приоритетов и механизмов.

6. Последние две проблемы являются важнейшими, так как от их решения зависит успешность всей энергетической стратегии Ханты-Мансийского автономного округа - Югры.

### 6.2. Теплоэнергетика

Основными источниками теплоснабжения населенных пунктов на территории округа являются Сургутские ГРЭС, ведомственные и муниципальные котельные.

В целом по округу сложившаяся к 2009 г. структура котельных следующая: работающих на газообразном топливе – 71%; на жидким топливе – 14%; на твердом топливе – 13%; электрокотельных – 2%. Величина суммарной установленной тепловой мощности котельных на территории округа по данным различных источников составляет от 10051 до 10280 Гкал/ч.

Анализ данных показывает, что практически во всех населенных пунктах округа величина тепловых нагрузок присоединенных потребителей значительно ниже тепловой мощности установленного оборудования. Исключение составляют г. Нягань и Октябрьский район, в которых тепловые нагрузки потребителей примерно соответствуют мощностям котельных.

Часть неиспользуемого в настоящее время резерва тепловой мощности котельных с учетом намечаемых перспектив нового жилищного строительства может быть в дальнейшем реализована в городах I и II типа. Что касается населенных пунктов III типа и особенно сельских поселений, то физическое состояние значительной части установленного оборудования котельных, а также тепловых сетей от них, крайне низкие технико-экономические показатели теплоснабжения потребителей делают сохранение их в эксплуатации на перспективу нецелесообразным.

В период 2002-2009 гг. рост суммарного теплопотребления округа составил: в промышленности – 137 Гкал/ч; на объектах жилищного фонда – 215 Гкал/ч; на объектах социальной сферы – 109 Гкал/ч.

Большой проблемой в округе продолжает оставаться моральный и физический износ источников теплоснабжения. Износ

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

котельного оборудования составляет от 15 до 36%. В сельских районах КПД котлов со сроками службы свыше 10 лет часто не превышает 50%.

Изношенность тепловых сетей – 35-38%. Ежегодно перекладывается около 3-4% тепловых сетей в основном с применением прогрессивных технологий. Количество ветхих тепловых сетей достигает 21% от их общего количества.

Начиная с 2001 года., в муниципальных образованиях автономного округа удалось повысить надежность и качество обеспечения потребителей тепловой энергией за счет реконструкции и ввода новых объектов теплоснабжения с применением современного оборудования и установки автоматизированных котлов с КПД 90-97%, а также перевода котельных на газообразное топливо, что позволяет сокращать расходы топлива от 15 до 30%. Внедрение новых технологий позволило значительно сократить затраты на энергоресурсы, что в конечном итоге сказалось на стоимости 1 Гкал для потребителей.

Основные проблемы функционирования систем теплоснабжения:

1. Изношенность оборудования котельных.
2. Нехватка и недостаточная квалификация персонала котельных, особенно в сельских поселениях.
3. Низкая эффективность использования топлива. Наиболее высокие удельные расходы топлива характерны для котельных, работающих на твердом и жидким топливе.

4. Практически во всех мелких городских, а также во всех сельских котельных отсутствуют средства КИП и автоматики или имеются в недостаточном объеме. В большинстве крупных котельных они устарели. В таких условиях невозможно произвести наладку котлов и осуществлять их грамотную эксплуатацию, что ведет к перерасходу топлива.

5. Отсутствие в котельных современной системы водоподготовки. Прирост ввода водоподготовок в предшествующий период составлял около 2.5% в год, при необходимом – не менее 5%.

6. Отсутствие резервных источников электроснабжения в 18% котельных.

7. Существенный избыток мощностей источников теплоснабжения.

8. Высокий уровень потерь в тепловых сетях.

В целом отмечается достаточно устойчивая структура окружного топливно-энергетического баланса (ТЭБ) с очевидным преобладанием в ней топливной составляющей, что обусловлено спецификой отраслей региональной экономики, определяющей его производственный профиль. Оценка эффективности сложившегося ТЭБ проведена с использованием энергоэкономических показателей: теплоэлектрического, электротопливного коэффициентов и коэффициента электрификации, которые характеризуют степень прогрессивности используемых энергоресурсов.

### 6.3. Перспективы развития

Энергетической Стратегией предусматривается рост производства электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры к 2030 году до 112.4 – 135.5 млрд кВтч в год.

Приоритетами Энергетической Стратегии являются:

- развитие энергетики в Нефтеюганском и Нижневартовском энергорайонах, в гг. Тюмень, Тобольск, Ханты-Мансийск;
- взаимодействие в области создания генерирующих мощностей и распределительных сетей с крупными компаниями, имеющими достаточный производственно-

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

технический, кадровый потенциал и инвестиционную привлекательность (Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Западной Сибири, ОАО «Тюменьэнерго», ОАО «ОГК-1», ОАО «ОГК-2», ОАО «ОГК-4», ОАО «ТГК-10»).

Для поддержания необходимого уровня электроснабжения региона на территории округа необходимо ввести новые мощности на Нижневартовской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-2 и Няганской ТЭС, построить парогазовые электростанции на Приобском месторождении, газотурбинные электростанции в Березовском районе.

Для обеспечения электроэнергией горнорудной промышленности на Приполярном Урале необходимо построить тепловые электростанции на базе бурых углей Северо-Сосьвинских месторождений, что соответствует задачам «Энергетической Стратегии России» в части замещения жидких углеводородов и газа на уголь.

В развитии электростанций необходимо решать триединую задачу: увеличение мощности электростанций, проведение необходимого технического перевооружения и реконструкции, а также вынос генерирующей мощности из Сургутского энергокузла в Няганский, что в целом позволит кардинально повысить живучесть энергосистемы за счет сокращения расстояний передачи электроэнергии. Соответственно предусматриваются следующие сроки ввода наиболее крупных генерирующих мощностей: 2010 г. – блок №3 ПГУ установленной мощностью 800 МВт на Нижневартовской ГРЭС и 2 блока ПГУ по 400 МВт на Сургутской ГРЭС-2 (блоки №7, 8); 2010-2011 гг. – строительство генерации ООО «Интерхэлектро - Новая генерация» общей установленной мощностью 739 МВт; 2010-2012 гг. – 3 блока по 400 МВт на Няганской ГРЭС; 2012 г. – блок №4 установленной мощностью 800 МВт на Нижневартовской ГРЭС; 2010-2015 гг. – строительство станции установленной мощностью 600 МВт на базе северососьвинских углей, а также Приполярной ГТЭС и ГТЭС в пос. Игри

общей установленной мощностью 144 МВт.

Дополнительным источником энергоресурсов для электростанций автономного округа является попутный газ нефтяных месторождений, сжиженный в настоящее время в факелах. В целом, учитывая географическое место расположения Ханты-Мансийского автономного округа, можно говорить об обеспечении электростанций первичными энергоресурсами в обозримом будущем, хотя вопросы использования низконапорного газа и повышения эффективности использования попутного газа требуют дополнительных проработок.

Анализ различных вариантов развития «малой» энергетики на ПНГ показал, что внедрение мини-ТЭЦ на базе ГТУ и ГПА позволит дополнительно выработать 15.6-20.5 млрд кВтч электроэнергии при их общей установленной электрической мощности к 2030 году 2000-2700 МВт.

Объекты электросетевого хозяйства, которые должны быть введены в действие в срок до 2030 г. в соответствии с Концепцией развития электроэнергетики Приполярного Урала: подстанции 110 кВ - Люлья, Толья, Усть-Манья, Оторья, Хорасюр-1, Хорасюр-2, ВЛ-110 кВ - на п/с Люлья (от ВЛ ГРЭС Приполярная-Саранпауль (с заходами на ПС Оранья, Хорасюр-2); Люльинская ТЭС-Хорасюр-1; ВЛ-500 кВ Люльинская ТЭС-Обская (для энергоснабжения ЯНАО, Приполярного Урала); ВЛ-500 кВ Люльинская ТЭС-Ильковская.

Главной целью развития магистральных и распределительных электрических сетей, прежде всего напряжением 220 и 500 кВ, на перспективу до 2020 г. является обеспечение своевременного присоединения растущих электрических нагрузок потребителей нефтегазового комплекса, городов и населенных пунктов и объектов инфраструктуры, а также передачи мощности и электроэнергии в соседние энергодефицитные регионы. Электрические сети должны обеспечить транспорт и преобразование электроэнергии районам, городам, организациям, для чего

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

потребуется соорудить не менее четырех ПС 500/220 кВ с автотрансформаторами суммарной мощностью 4000 МВА около 2000 км ВЛ 500 кВ и около 3000 км ВЛ 220 кВ.

Согласно оценке ожидаемых уровней тепловых нагрузок в расчетный период до 2030 г. и с учетом повышения КПД котельных за счет проведения их реконструкции и модернизации, потребление топлива источниками тепла в расчетный период составит 5165 тыс. т условного топлива.

Учитывая, что теплопотребность округа на уровне расчетного срока оценивается в 12300 Гкал/ч, а тепловая мощность действующих источников тепла составляет 11740 Гкал/ч, можно было бы предположить, что в целом ее достаточно, чтобы обеспечить покрытие нагрузок потребителей в 95%, т.е. практически полностью. Однако физическое состояние значительной части установленного оборудования котельных, особенно в населенных пунктах III типа, крайне низкие показатели работы, состояние тепловых сетей от них делают нецелесообразным в силу своей затратности сохранение их в эксплуатации на перспективу до 2030 г.

В качестве основных мероприятий, позволяющих повысить средний КПД котельных в населенных пунктах, может рассматриваться, прежде всего, замена котельного оборудования или строительство новых источников тепла при демонтаже существующих.

При рассмотрении вариантов развития систем теплоснабжения населенных пунктов представляется необходимым максимально использовать имеющийся в округе опыт.

В ряде районов округа имеется большое число мелких населенных пунктов, удаленных от источников газоснабжения, что делает бесперспективным их газификацию сетевым газом. Технология производства сжиженных газов из нефтяного попутного газа и использование сжиженного сухого отбензиненного газа в децентрализованном теплоснабжении позволяет отказаться от традиционных способов газификации не-

больших населенных пунктов и решить одновременно обе проблемы – сжигания НПГ в факелях и недорогого теплоснабжения.

В округе есть опыт эффективной децентрализации теплоснабжения на основе применения локальных источников тепла (Югорск, Урай) и индивидуальных (в Полновате – поселок с индивидуальным жилым фондом – в 2001-2002 гг. проводилась планомерная газификация с установкой индивидуальных источников отопления, в Урае в 2003 г. построен жилой дом с индивидуальными квартирными газовыми котлами).

Установка поквартирных систем теплоснабжения многоэтажных жилых зданий – один из эффективных способов решения проблемы теплоснабжения, позволяющий сократить потребление энергоресурсов до 20%.

Прирост тепловых нагрузок промышленности в период до 2030 г. определялся с учетом того обстоятельства, что «Стратегией социально-экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа – Югры» на территории округа не планируется строительства новых крупных теплоблоков производств, имеющих значительное теплопотребление. Характер теплопотребления промышленности округа в период до 2030 г. не изменится – в нем будет доминировать отопительно-вентиляционная нагрузка в горячей воде.

В стратегической перспективе до 2030 г. перед округом стоит объективная необходимость выработки политики, обеспечивающей устойчивое развитие в условиях постепенного, не носящего катастрофический характер, однако необратимого ухудшения определяющих параметров функционирования нефтегазового комплекса, составляющего основу его экономики и имеющего уникальное значение для Российской Федерации в целом. Главная цель в развитии окружного ТЭК – сформировать нормативные правовые условия, систему стимулов, поощряющих инновационное поведение нефтяных и энергетических компаний, пере-

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

ход на наукоемкие энергосберегающие производственные технологии нефтедобычи, выработки и потребления энергии, необходимые для снижения издержек.

Целесообразно организовать энергетическую компанию, основной задачей которой будет создание конкурирующих с большой энергетикой генерирующих мощностей с использованием низконапорного природного и попутного газа. Необходимо определить эффективность строительства заводов по фракционированию и сжижению попутного нефтяного газа на базе криогенных циклов, переводу объектов теплоснабжения на индивидуальное отопление газифицированным сжиженным сухим отбензиненным газом.

Роль ТЭК в округе обуславливает целесообразность принятия нескольких законодательных актов по вопросам развития электроэнергетики. Исходя из опыта стран с развитой рыночной и малоэнергоемкой экономикой, надежная и системная работа по энергоснабжению и энергопользованию может быть обеспечена при наличии:

- региональных законов прямого действия «Об энергетической политике», «Об энергосбережении», «Об использовании возобновляемых и нетрадиционных энергоресурсов», «О теплоснабжении» и т.д., формирующих «Энергетический Кодекс ХМАО – Югры»;
- программы энергосбережения до 2020 г.;
- регионального Фонда энергосбережения;
- регионального Центра энергосбережения, в составе которого необходимо иметь информационно-аналитическую систему энергоэффективности.

Учитывая географические и энергетические особенности Югры, для оптимизации управления ТЭК региона целесообразно рекомендовать усиление работ по осуществлению законодательной инициативы по совершенствованию законодательной базы, регулирующей взаимодействие субъектов

по распределению и сбыту электроэнергии, производству, распределению и сбыту тепловой энергии, газоснабжению, обеспечению водой и отводу стоков, обслуживанию канализационных сетей и полигонов ТБО.

Прогнозный вариант добычи нефти не предполагает критического снижения уровня ее добычи в рассматриваемом временном диапазоне (с 280 млн т в 2008 г. до 195-222 млн т к 2030 г.) Следует подчеркнуть, что при формировании Энергетической Стратегии учитывалась тенденция увеличения удельной электроемкости добычи нефти в усложняющихся условиях нефтедобычи.

Исходя из вышеизложенного, рассмотрено два варианта развития генерирующей мощности электрических станций автономного округа.

Вариант 1 (инновационный) предусматривает, помимо наращивания мощности генерирующих компаний на основе парогазовых технологий, замену выработавших свой ресурс электрических блоков на оборудование, использующее парогазовые технологии. Малая энергетика развивается на основе теплофикации территории Югры. Учитывалось использование попутного газа, сжигаемого в факелях, для дополнительного производства электрической энергии.

В зависимости от прогнозного уровня электропотребления избыток электрической мощности составит:

- на уровне 2015 года 4200-4500 МВт;
- на уровне 2020 года 1200-4600 МВт;
- на уровне 2030 года 700-3300 МВт.

Баланс электрической энергии складывается с избытком:

- на уровне 2015 года 37-39 млрд кВт·ч;
- на уровне 2020 года 22-46 млрд кВт·ч;
- на уровне 2030 года 7-35 млрд кВт·ч.

Вариант 2 (минимальной) предусматривает наращивание мощностей генерирующих компаний на основе парогазовых технологий, продление срока службы существующих. Развитие малой энергетики в основном связано с потребностями нефти и газодобывающими компаниями.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

В зависимости от прогнозного уровня электропотребления избыток электрической мощности составит:

- на уровне 2015 года 4500-4850 МВт;
- на уровне 2020 года 1700-5000 МВт;
- на уровне 2030 года 1800-5900 МВт.

Баланс электрической энергии складывается с избытком:

- на уровне 2015 года 39-42 млрд кВт·ч;
- на уровне 2020 года: 25-49 млрд кВт·ч;
- на уровне 2030 года: 24-53 млрд кВт·ч.

Во всех сценариях экономические показатели округа в прогнозируемой перспективе будут определяющим образом зависеть от динамики развития ТЭК, доля которого в структуре ВРП сохранится по разным оценкам на уровне 60 -75%.

## 7. ДОБЫЧА И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БУРЫХ УГЛЕЙ И ТОРФА

На территории Ханты-Мансийского автономного округа-Югры расположено 6 месторождений бурых углей, на которых подсчитаны балансовые запасы в количестве 1.3 млрд т, в том числе пригодные к открытой отработке – 78 млн т. Запасы, не учтенные Государственным балансом, составляют дополнительно 0.7 млрд т, в том числе пригодные к открытой отработке – 0.5 млрд т. Прогнозные ресурсы бурых углей составляют 13 млрд т, в том числе, по категории Р<sub>1</sub> – 0.6 млрд т (5%), по категории Р<sub>2</sub> + Р<sub>3</sub> – 12.4 млрд т (95%). Почти все балансовые запасы (1.2 млрд т) подсчитаны на 2-х месторождениях юрских бурых углей (марка 2Б) – Отрынском и Тольинском, которые являются наиболее привлекательными для инвестирования. Угли этих месторождений средне- малозольные, низкосернистые, марка 2Б, запасы подсчитаны в 2-х пластах, которые являются мощными, выдержаными по простианию.

Также привлекательным для инвестирования является месторождение триасовых бурых углей Люльинское с мощными и сверхмощными, выдержанными по простианию пластами углей, с запасами, не учтеными Государственным балансом, 618 млн т. Угли бурые, переходные к каменным (длиннопламенным), среднезольные, низкосернистые. На Люльинском месторождении в 2008 г. Государственным балансом

учтены 78 млн т бурых углей, пригодных к открытой отработке. Качественный состав углей месторождений Отрынское, Тольинское и Люльинское, химический состав их золы обуславливают хорошие реакционные свойства топлива. Угли пригодны для газификации, получения среднетемпературного кокса, коммунально-бытового и энергетического потребления. Участки недр с месторождениями бурых углей Няйское, Усть-Манынское и Лопсинское не привлекательны для инвестирования из-за низкого качества углей или их малых запасов.

На сегодняшний день выдана 1 лицензия (геологическое изучение, разведка и добыча) на Отрынский участок недр с балансовыми запасами бурых углей марки 2Б – 728 млн т и 1 лицензия (разведка и добыча) на Борисовский участок недр (часть Люльинского месторождения) с балансовыми запасами бурых углей марки 3Б – 8.1 млн т.

По самому оптимистичному варианту добыча бурых углей по 0.3 млн т в год может начаться с 2014 г. на Борисовском лицензионном участке. В этом случае до 2020 г. в округе будет добыто 1.5 млн т углей марки 3Б. На Отрынском участке добыча углей может начаться в 2021 году по 2 млн т в год. Реалистичный прогноз – в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре добычи бурых углей до 2020 года не будет.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

Учитывая, что потребности округа и промышленного Урала в бурых углях составляют 18 млн т в год, балансовых запасов округа при соответствующей добыче хватит на 70 лет. Для обеспечения соответствующих уровней добычи необходимо лицензировать еще 2 участка недр – Тольинский и Люльинский и вести добычу на 4-х лицензионных участках: Оторынском, Тольинском и объединенном Люльинском с Борисовским по 6 млн т в год.

Ресурсная база торфа Ханты-Мансийского автономного округа-Югры насчитывает 192 торфяных месторождения

с общими балансовыми запасами 1.3 млрд т по кат. А+В+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub> и 2118 торфяных заложений с общими ресурсами – 43.4 млрд т. Запасы торфа, пригодного для топливно-энергетической промышленности, выявлены на 65 месторождениях и составляют 0.9 млрд т по кат. А+В+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>. В настоящее время в округе добыча торфа для топливно-энергетической промышленности не производится, специализированные предприятия по добыче и переработке торфа отсутствуют. В год добывается около 100 тыс. т торфа для экологических и сельскохозяйственных нужд.

## 8. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СТРАТЕГИИ

**Атмосферный воздух.** Ханты-Мансийский автономный округ – Югра на протяжении последних лет занимает первое место в РФ по объему выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. По состоянию на 2009 г. в округе на учете состоит 927 предприятий и организаций, имеющих более 57 тысяч источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Наибольшую опасность представляет сжигание попутного нефтяного газа на факелях, которые загрязняют атмосферу оксидаами азота и серы, оксидами углерода, а также продуктами неполного сгорания углеводородов. В 2009 году в результате сжигания ПНГ на 531 факеле в атмосферный воздух поступило 1065 тыс. тонн загрязняющих веществ, что составляет 48% выбросов загрязняющих веществ, отходящих от стационарных источников округа.

В округе действует программа по утилизации ПНГ, в которой предусмотрено доведение до 95% уровня утилизации газа на всех лицензионных участках. Эта программа заложена во всех вариантах Энергетической

Стратегии и ее выполнение должно быть обязательным.

Планируется, что средний объем выбросов загрязняющих веществ от сжигания попутного нефтяного газа в период до 2030 года составит 8 170 тыс. тонн. Предполагается ежегодное уменьшение объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух округа от 536 тыс. тонн в 2010 году до 125 тыс. тонн в 2030 году, или в 4.3 раза. Реализация планов по строительству ГРЭС на бурых углях в зоне инфраструктурного проекта «Урал промышленный – Урал Полярный» потребует максимальных капитальных вложений в технологические мероприятия по охране атмосферного воздуха, так как сжигание углей сопровождается образованием большого количества загрязняющих веществ, а локализация ГРЭС вблизи гор Урала способствует трансграничному переносу.

**Поверхностные воды.** Поверхностные воды округа имеют ряд гидрохимических особенностей. Природными ландшафтно-геохимическими условиями вызвано практически повсеместное превышение ПДК по

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

железу и марганцу. Загрязнение вод, связанное с нефтедобычей, проявляется, прежде всего, в загрязнении нефтепродуктами, хлоридами, тяжелыми металлами. Основные источники поступления загрязняющих веществ в водоемы – попадание минерализованных подземных вод, нефти и нефтепродуктов, вызванное аварийными ситуациями и нарушением технологических процессов. Среднее содержание нефтепродуктов в реках, в основном, менее 0.15 мг/дм<sup>3</sup> (3 ПДК), хлоридов – 3.5 мг/дм<sup>3</sup>. При этом хроническое поступление хлоридов фиксируется на протяжении ряда лет в бассейнах рек: Ватинский Еган, Урьевский Еган, Айяун, Большой Юган. В целом, качество речных вод можно охарактеризовать как удовлетворительное.

В первом варианте развития ТЭК заложена тенденция ежегодного увеличения объемов реконструкции трубопроводов, что приведет к уменьшению количества аварий, а значит и поступлению загрязняющих веществ в водные объекты. При реализации второго варианта развития ТЭК не прогнозируется уменьшение аварийности (по статистическим данным и по результатам промышленного мониторинга), поэтому ежегодно в результате аварий будет попадать в водные объекты более 800 тонн нефти и нефтепродуктов. Итого, до 2030 года в водные объекты может поступить более 16 тыс. тонн нефти.

**Земельные ресурсы.** Основным видом нарушения земель в округе является загрязнение нефтью и нефтепродуктами, отходами бурения, минерализованными водами, которые возникают в результате аварийных ситуаций на трубопроводах. За последние годы увеличилось количество аварий (около 15 аварий в день), основная причина – изношенность трубопроводов. Площади загрязненных и нарушенных земель также ежегодно увеличиваются. Так, по официальным данным за 2009 год, площадь нефтезагрязненных земель в округе составляет 6330 га, а по данным космического мониторинга, выполненного специалистами

ГП «НАЦ РН им. В.И.Шпильмана», в несколько раз больше.

При первом варианте развития ТЭК, площади земельных участков, предполагаемых к отводу под размещение новых объектов обустройства на месторождениях (площадных и линейных), с учетом поисково-разведочного бурения до 2030 года, составят более 222 тыс. га, из них в долгосрочное пользование будет предоставлено порядка 112 тыс. га. При втором варианте развития ТЭК площадь землеотвода будет несколько меньше и составит около 176 тыс. га, из них 83 тыс. га предоставлено в долгосрочное пользование.

Предполагается ежегодное образование около 540 га нефтезагрязненных земель (2-й вариант), при этом в окружающую среду будет поступать примерно 8.5 тыс. тонн загрязняющих веществ. Таким образом, до 2030 года будет загрязнено более 12 тыс. га земель (без учета рекультивации), в окружающую среду поступит свыше 185 тыс. тонн загрязняющих веществ.

**Промышленные отходы.** В автономном округе за 2009 год образовалось 2.3 млн тонн отходов, при этом используется и обезвреживается около 50%. Доля наиболее опасных отходов (отходы 1-го класса опасности) в суммарном объеме образования отходов не превышала 0.01% и остается практически неизменной на протяжении последних лет. Общий вклад отходов 2-го класса опасности также невелик – менее 0.05%. Наибольший вклад привносят отходы 3 и 4-го классов опасности – 72% от всей массы образующихся отходов – это отходы от нефтедобывающей промышленности, в основном, буровой шлам; отходы 5-го класса опасности – порядка 27%.

В автономном округе наблюдается дефицит мощностей по утилизации отходов: из 1217 мест размещения производственных отходов 119 являются полигонами, из которых лишь 25 обустроенных, предназначенных только для размещения исключительно производственных отходов, главным образом, нефтезагрязненных грунтов и нефешламов.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

**Отходы бурения.** При любом варианте развития ТЭК с 2009 по 2020 гг. будет наблюдаться ежегодное увеличение объемов отходов производственной деятельности предприятий, в период с 2020 по 2030 гг. объем образования промышленных отходов будет стабилизирован (вариант 2) или даже уменьшаться за счет сокращения объемов поисково-разведочного бурения (вариант 1).

Максимальное образование отходов будет происходить на тех участках, где будет

уплотнение эксплуатационной сетки (центральная часть автономного округа).

В случае реализации первого варианта развития топливно-энергетического комплекса в период до 2030 года будет образовано около 64 млн тонн отходов бурения, в случае реализации второго варианта – 62 млн тонн.

Средний уровень отходообразования составит до 11.5 кг на 1 тонну добытой нефти.

### 9. ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ТЭК (МЕХАНИЗМЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ)

Сформированная в Российской Федерации институциональная среда недропользования нуждается в значительном совершенствовании. Это отмечается и в ЭС-2030 России: «К числу основных составляющих государственной энергетической политики относятся:

– недропользование и управление государственным фондом недр» (раздел 4.1 ЭС-2030 России).

В рамках существующей законодательной и нормативной базы, организационных структур государственного управления фондом недр и налогообложения нефтяной промышленности есть противоречия и нерешенные проблемы:

– чрезмерная централизация управления государственным фондом недр в сочетании с неопределенностью целей государства в недропользовании снижает эффективность деятельности органов управления фондом недр;

В ЭС-2030 России говорится о «следующим важнейшем принципе:

– разделение полномочий и ответственности государственных органов в центре и в регионах, ...» (раздел 4.1) и далее в разделе

4.3 к «мерам и механизмам государственной энергетической политики» отнесено «обеспечение ... законодательного разграничения полномочий и зон ответственности властей разного уровня, совершенствование и повышение прозрачности системы распределения доходов от добычи и производства энергоресурсов»;

– самоустраниние государства от задач воспроизводства минерально-сырьевой базы не сопровождается созданием экономических и контрольных механизмов, принуждающих или стимулирующих недропользователей к её воспроизведству;

– преимущественно фискальный характер налоговой системы, неразвитость её регулирующей и стимулирующей функций, побуждающих недропользователей к выполнению общественно полезных действий в сфере геологического изучения и рационального использования недр;

– снижение возможностей региональных органов государственной власти содействовать социально-экономическому развитию регионов сmonoотраслевой структурой экономики, особенно в связи с противоречием между растущей глобализацией интересов

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

вертикально интегрированных компаний и необходимостью сохранения достигнутого уровня экономического развития и занятости населения территории.

Для достижения целевых показателей Стратегии предлагается комплекс мер (механизмов) по следующим направлениям:

- управление государственным фондом недр;
- управление фондом геологической информации о недрах;
- геологическое изучение недр и воспроизводство минерально-сырьевой базы;
- лицензирование недр;

• рациональное использование и охрана недр;

• развитие и реконструкция объектов производственной инфраструктуры добычи полезных ископаемых, подготовки, транспортировки и реализации (сбыта) товарной продукции;

• развитие и реконструкция объектов переработки нефти и газа и сбыта продуктов переработки.

Законодательные инициативы и организационные усилия органов власти автономного округа в предстоящий период должны быть направлены на взаимодействие с федеральными органами государственной власти с целью реализации следующих мер:

### 9.1. Управление государственным фондом недр

1. Предоставить возможность (право) распоряжения участками государственного фонда недр, не отнесенными к участкам недр федерального (стратегического) значения, Правительству автономного округа, сконцентрировав усилия структур Министерства природных ресурсов РФ на участках недр федерального значения.

Законодательно, на федеральном уровне, установить ответственность и полномочия региональных систем (служб) управления ресурсами.

2. В ЭС-2030 России в «мерах и механизмах государственной энергетической политики» указывается необходимость «повышения достоверности учёта запасов ТЭР и внедрение принципов сквозного управления месторождениями ТЭР на всех стадиях», в связи с чем предлагается:

— повысить статус Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых стратегического значения (ГКЗ), выведя ее из подчинения Министерства природных ресурсов и подчинив непосредственно Правительству РФ; расширить полномочия филиалов ФГУ ГКЗ, предоставив им право рассматривать и утверждать запасы по участкам государственного фонда недр, не отнесенными к участкам недр федерального (стратегического) значения;

— в структуре региональных служб управления ресурсами организовать региональные межведомственные комиссии по экспертизе оперативных изменений запасов и постановке на баланс новых запасов, наделив их полномочиями по контролю за осуществлением проектов разведочных работ на открытых месторождениях.

### 9.2. Управление фондом геологической информации

Включить в ст.27 ФЗ «О недрах» следующие положения:

1. Геологическая информация о недрах – это первичные и вторичные данные о геоло-

гическом строении недр, составе, свойствах и условиях залегания горных пород, полезных ископаемых, подземных вод и других геологических образований, геофизических

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

и геохимических полях, геологических процессах, экологическом состоянии геологической среды, количестве и качестве запасов полезных ископаемых, их добыче, полученные независимо от этапов и стадий геологического изучения недр.

Первичные данные – это геодезические координаты пунктов наблюдений и опробования; керн скважин и образцы каменного материала; журналы полевых наблюдений, документации и опробования; результаты анализов проб и испытаний минерального сырья; записи геофизических наблюдений и другие, полученные при геологическом изучении недр.

Вторичные данные – это данные, полученные в результате обработки, интерпретации, анализа и обобщения первичных данных, геологические отчеты и графические приложения к ним, изданные карты и объяснительные записки к ним, цифровые карты геологического содержания и постоянно действующие модели, банки и базы данных по минеральным ресурсам, мониторингу геологической среды, геофизике, недропользованию и другие данные, полученные при геологическом изучении недр.

2. Первичная информация о геологическом строении недр, находящихся в них полезных ископаемых, об условиях их разработки, а также иных качествах и особенностях недр, является **национальным достоянием**, представляется пользователем недр в федеральный и территориальный фонды и

по истечении срока конфиденциальности становится общедоступной.

3. Сроки конфиденциальности первичной геологической информации, представленной в федеральный и территориальный фонды геологической информации, должны быть ограничены одним годом для информации по скважинам и горным выработкам, тремя годами для информации полевых геофизических и геохимических исследований.

4. Вторичная геологическая информация является собственностью лица, финансировавшего работы, в результате которых она получена. Вторичная геологическая информация представляется пользователем недр в федеральный и территориальный фонды геологической информации с определением срока конфиденциальности и условий её предоставления в пользование.

5. Федеральным органам управления государственным фондом недр, его территориальным органам, уполномоченным органам государственной власти субъектов Российской Федерации должно быть предоставлено безусловное право использования конфиденциальной геологической информации для решения задач формирования государственных и территориальных программ работ по геологическому изучению недр.

6. Обязательная передача государству пользователем недр половины распиленного вдоль оси извлекаемого из скважин кернового материала.

### **9.3. Воспроизводство минерально-сырьевой базы**

1. Проводить количественную переоценку прогнозных ресурсов углеводородного сырья на регулярной основе (один раз в пять лет).

2. Ввести налог на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ) в размере 5% от добычи нефти. Для недопущения использования трансферных или внутри-

корпоративных цен при расчете налога использовать мировую цену нефти. Средства фонда целевым образом направить на геологоразведочные работы, для чего установить следующее распределение ставки налога ВМСБ:

- 60% оставить в распоряжении компаний-недропользователей для

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

проведения ими геологоразведочных работ, предусмотрев расходование не менее 60% из них на территории нефтедобычи, т.е. на территории лицензионных участков;

- 20% направить на региональные исследования по перспективным регионам России, проведение фундаментальных геологических исследований;
- 20% направить на финансирование геологоразведочных работ на нераспределенном фонде недр субъекта Федерации.

3. Организовать работу межведомственной территориальной комиссии по геологоразведочным работам с функцией планирования геологоразведочных работ и геологического контроля за целесообразностью расходования средств фонда ВМСБ нефтедобывающими компаниями.

4. Сформировать долгосрочную (8-10 лет) целевую программу поисково-разведочных работ на нераспределенном фонде недр округа за счёт средств фонда, образуемого отчислением 20%-ной ставки ВМСБ. Обеспечить возможность оперативного проведения поисково-разведочных работ, сократив конкурсные сроки отбора претендентов на выполнение работ и получения лицензий.

5. Для реализации достижения целевых показателей по воспроизводству минерально-сырьевой базы нефтедобычи внести в Закон «О недрах» следующие положения:

5.1. Геологический отвод для всех долгосрочных лицензий (вида НР, НЭ) не ограничивать по глубине.

5.2. Разрешить пользователям недр, имеющим долгосрочные лицензии (вида НР, НЭ), проводить поисковые работы, не ограничивая их 5-летним сроком геологического изучения недр.

5.3. Предоставить пользователю недр право расширить границы конкретного участка недр без конкурса в случае, если контур нефтегазоносности выходит за пределы данного участка недр при условии поданной им заявки на расширение границ конкретного участка недр и предоставленного пользователем недр доказательства расширения контура нефтегазоносности за пределы данного участка недр.

5.4. Если при проведении аукциона на предоставление права пользования конкретным участком недр допущен (или подал заявку) только один заявитель, то право пользования данным участком недр разрешается предоставить данному заявителю, назначив ему разовый платеж в размере стартового разового бонуса.

6. Повысить инвестиционную привлекательность проведения геологоразведочных работ за счёт:

6.1. Предоставления пользователям недр налоговых льгот (налоговых каникул) на проведение геологоразведочных работ на период до 5-ти лет после открытия месторождения.

6.2. Установления системы налоговых вычетов на затраты, связанные с геологоразведочными работами на этапе поиска месторождений углеводородного сырья (нефти) при условии предоставления пользователем недр доказательства факта открытия месторождения (залежи).

### 9.4. Лицензирование недр

На участках распределенного фонда недр с краткосрочными лицензиями, на которых осуществляется геологическое изучение с целью поисков УВ-сырья (поисковые лицензии):

1. Ввести в практику проведения раундов лицензирования недр предоставление в пользование участков недр через конкурс с рассмотрением конкурсных предложений, поданных компаниями. Рассмотрению

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

должны подлежать следующие основные предложения компаний: объем предполагаемых инвестиций, сроки выполнения минимальной рабочей программы, опыт проведения работ, социальные обязательства в отношении местного населения.

2. На территории малоизученных восточных и западных районов округа представлять в пользование более укрупненные

поисковые участки для геологического изучения и предлагать их крупным компаниям, имеющим возможность вкладывать в их изучение значительные денежные средства.

3. Осуществлять контроль Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры за формированием условий предоставления в пользование участков недр на геологическое изучение, условий аукционов.

## 9.5. Рациональное использование недр

Для оценки достижимости целевых показателей по добыче нефти и адаптации Стратегии к меняющимся экономическим условиям и технологии разработки месторождений углеводородного сырья:

1. Ввести в действие в установленном порядке региональный регламент движения информации о состоянии разработки месторождений углеводородного сырья.

2. Обязать пользователей участков недр представлять Правительству Югры информацию о состоянии разработки каждого месторождения (участка недр) в соответствии с установленным регламентом движения информации.

3. Создать в составе ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана» постоянно действующую рабочую группу по оценке достижимости целевых показателей по добыче нефти и адаптации Стратегии к меняющимся экономическим условиям и технологии разработки месторождений углеводородного сырья.

С целью повышения инвестиционной привлекательности развития нефтегазодобывающей промышленности:

1. Ввести налоговые каникулы на инвестиционный период освоения и ввода новых месторождений в разработку.

2. Ввести систему дифференциированного налога на добычу нефти в зависимости от продуктивности скважины и месторождений (опыт США и Канады).

3. Ввести целевые льготы для компенсации повышенных расходов по применению методов увеличения нефтедобычи в рамках проекта при условии получения дополнительной нефти, а также экономические санкции за невыполнение проектных решений.

В части совершенствования и развития нормативного и правового регулирования деятельности пользователей недр в ближайшие годы разработать и ввести в действие:

- Национальный стандарт (НС). Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений и эксплуатации скважин.

- Национальный стандарт. Мониторинг разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

- Национальный стандарт. Правила разработки газовых и нефтегазовых месторождений.

- Национальный стандарт. Правила проектирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

- Национальный стандарт. Правила проектирования разработки газовых и нефтегазовых месторождений.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

### 9.6. Развитие и реконструкция объектов производственной инфраструктуры добычи полезных ископаемых

1. С целью развития системообразующих объектов производственной инфраструктуры нефтегазодобывающей промышленности, расширения используемой для добычи УВ-сырья территории округа, обеспечивающих достижение целевых показателей Стратегии развития ТЭК:

1.1. Правительству Ханты-Мансийского автономного округа – Югры совместно с компетентными органами федеральной исполнительной власти и потенциальными инвесторами разработать программы лицензирования и строительства объектов инфраструктуры для перспективных групп участков недр нераспределенного фонда, соответствующие целевым показателям Стратегии.

1.2. В программах предусмотреть меры содействия государства, например, обеспечение льготного кредитования или прямое участие в финансировании строительства объектов инфраструктуры общего назначения – автомобильных дорог, мостовых переходов через водные преграды, линий электропередач, связи.

1.3. Для стимулирования инвестиций в неосвоенные районы установить налоговые каникулы на срок не менее 5 лет для расположенных в них месторождений.

2. Реконструкцию (модернизацию) существующих объектов обустройства месторождений проводить с целью снижения энергоемкости и повышения безопасности

производства, сокращения негативного воздействия на окружающую среду:

2.1. Ввести систему уменьшения налогооблагаемой базы при условии инвестиций (капитальных вложений) в развитие, модернизацию и реконструкцию производственной базы нефтедобычи.

2.2. Ввести прогрессивную шкалу взимания штрафов за разливы агента закачки системы поддержания пластового давления, продукции скважин, нефти и нефтепродуктов.

2.3. Оснастить все нефтепромыслы средствами измерения и учета количества добываемой нефти.

3. Для повышения уровня утилизации попутного нефтяного газа:

3.1. Разработать на краткосрочный период и утвердить в установленном порядке Программу утилизации попутного нефтяного газа и обеспечить действенный контроль за ее реализацией.

3.2. Обеспечить беспрепятственный доступ в систему магистрального транспорта газа для реализации попутного нефтяного газа.

3.3. Стимулировать разработку технологии водогазового воздействия на пласт.

3.4. Ввести прогрессивную шкалу взимания штрафов за сжигание и выбросы газа в атмосферу.

3.5. Оснастить все газовые линии средствами измерения и учета количества добываемого попутного нефтяного газа.

### 9.7. Развитие электроэнергетики

Роль ТЭК в округе обуславливает целесообразность принятия нескольких законодательных актов по вопросам развития электроэнергетики. Исходя из опыта стран с развитой рыночной и малоэнергоемкой

экономикой, надежная и системная работа по энергоснабжению и энергопользованию может быть обеспечена при наличии:

- Федеральных и региональных законов прямого действия «Об энергетической

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

политике», «Об энергосбережении», «Об использовании возобновляемых и нетрадиционных энергоресурсов», «О теплоснабжении» и т.д., формирующих «Энергетический Кодекс Ханты-Мансийского автономного округа – Югры»;

- программы энергосбережения до 2020 г.;

- регионального Фонда энергосбережения;

- регионального Центра энергосбережения, в составе которого необходимо иметь информационно-аналитическую систему энергоэффективности.

Учитывая географические и энергетические особенности Югры, для оптимизации управления ТЭК региона целесообразно рекомендовать выступить с законодательной инициативой по разработке и принятию федеральных законов по вопросам развития электроэнергетики.

Экономические ориентиры в рамках стратегии развития ТЭК конкретизируются для энергокомпаний следующим образом:

На первом этапе (2008-2012 гг.) энергетический комплекс обеспечивает со-провождение темпов экономического роста необходимым объемом энергоносителей в основном за счет расширения существующих электростанций и повышения эффективности их эксплуатации. Осуществление структурных изменений энергетического комплекса, реформы жилищно-коммунального хозяйства, администрации реформы, а также при государственном контроле над энергетической безопасностью и государственном регулировании формирования и функционирования энергетических рынков. Энергоемкость производства электрической и тепловой не превысит 319 г условного топлива на выра-

ботанный кВт·ч электрической энергии и 149 кг условного топлива на выработанную Гкал тепловой энергии.

На втором этапе (2013-2015 гг.) реализуются проекты создания новых электростанций на основе парогазовых технологий, реконструкции и технического перевооружения отработавших генерирующих мощностей, повышается степень использования попутного нефтяного газа для производства электрической энергии. Поддерживается достаточность генерации для покрытия нагрузок территорий округа и передачи в соседние энергодефицитные регионы: Ямало-Ненецкий автономный округ, Южные районы Тюменской области и в Томскую область. Совершенствуются отношения на рынках энергоносителей, создается инвестиционная привлекательность для внедрения энергетических технологий и оборудования высокого технического уровня, обеспечивающих конкурентные параметры энергетического производства. Энергоемкость производства электрической и тепловой не превысит 260 г условного топлива на выработанный кВт·ч электрической энергии и 146 кг условного топлива на выработанную Гкал тепловой энергии.

На третьем этапе (2016-2030 гг.) формируется качественно новый энергетический комплекс, характеризующийся повышением надежности и живучести электроэнергетической системы, увеличением использования попутного нефтяного газа для производства электрической энергии. Энергоемкость производства электрической и тепловой не превысит 240 г у. т. на выработанный кВт·ч электрической энергии и 135 кг у. т. на выработанную Гкал тепловой энергии.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

### 9.8. Природоохранные мероприятия

Снизить и компенсировать негативное воздействие на окружающую природную среду должны следующие природоохранные мероприятия:

1. Доведение уровня утилизации попутного нефтяного газа до 95% на каждом лицензионном участке.
2. Строительство промышленных полигонов для утилизации нефтешламов и буровых отходов.
3. Соблюдение природоохранных меро-

приятий, предусмотренных Планами ликвидации аварийных разливов нефти.

4. Увеличение объемов работ по замене и защите трубопроводов.

5. Контроль за соблюдением природоохранного законодательства и мониторинг окружающей среды.

6. Компенсационные природоохранные мероприятия (развитие природных парков, рыборазведение, охрана и воспроизводство эндемичных видов и т.п.).

## 10. БАЗОВЫЕ ВАРИАНТЫ РАЗВИТИЯ ТЭК ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ. ЦЕЛЕВЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ ДО 2030 ГОДА

В результате проведенного анализа возможных вариантов развития ТЭК округа до 2020 года с перспективами развития до 2030 года Правительству округа предлагается принять как базовые два варианта развития ТЭК. Первый вариант предусматривает увеличение объемов эксплуатационного бурения в округе до 16.6 млн м к 2013 году с сокращением до 12.1 млн м к 2030 году. Прогнозируемая добыча при этом составит 253 млн т в 2020 году, в 2030 году – 222 млн т. Объем поисково-разведочного бурения планируется довести до 1.5 млн м к 2020 году. Во втором варианте предлагается сохранение объемов эксплуатационного бурения на уровне не ниже 10 млн м до 2020 года, увеличение объемов ГРР до 1 млн м поисково-разведочного бурения. Прогнозируемая добыча по этому варианту составит в 2020 году 220 млн т, а в 2030 году – 195 млн т.

Оптимистический вариант с возможностью сохранения добычи на уровне 280

млн т до 2020 года предлагается отклонить, как несоответствующий состоянию ресурсной базы и не обеспечивающий стабильное развитие нефтяной отрасли округа.

Негативные прогнозы предлагается не рассматривать как стратегические варианты Развития.

Целевые параметры Энергетической Стратегии по 1-му и 2-му вариантам до 2030 года сведены в табл. 3-4.

Таблица 3

## Целевые параметры Энергетической Стратегии Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2030 года (вариант 1)

Показатели	Годы											
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Добыча нефти, млн т	278	276	274	272	271	268	266	262	257	253	232	222
Объем эксплуатационного бурения, млн м	15.5	16.4	16.6	16.6	16.6	15.7	14.8	13.9	13.0	12.1	9.8	7.4
Фонд действующих добывающих скважин, скв.	74007	77770	81579	85388	89197	92800	96196	99385	102368	105145	100000	100000
Эксплуатационный фонд скважин, скв.	119040	125093	131220	137347	143474	149269	154731	159862	164660	169126	195000	200000
Объем поисково-разведочного бурения, тыс. м, в т.ч	635	730	825	920	1015	1110	1205	1300	1400	1500	1500	1500
поискового бурения,	222.3	262.8	305.3	349.6	406.0	466.2	530.2	598.0	800.0	900.0	1000	1050
разведочного бурения, тыс.м	412.75	467.2	519.75	570.4	609	643.8	674.8	702	600	600	500	450
Прирост запасов категории C <sub>1</sub> , млн т	108.585	123.2824	137.544	145.6544	157.122	167.832	171.0136	169.468	165.2	163.8	145.0	133.5
Объем инвестиций, млн руб., в т.ч.	349811.9	370292.6	378287.9	381212.4	384121.7	368024.1	352492.4	337089.3	322549.1	307395	215254	123249
ГРР	22106.89	25416.64	28720.87	32017.45	35428.72	38843.12	42256.39	45664.28	50617.14	54396	57700	58260
разработка и обустройство	327705	344876	349567	349195	348693	329181	310236	291425	271932	252999	157554	64989
Количество лицензионных участков, в т.ч.	39	38	38	36	35	32	29	25	24	21	20	20
поисковых	22	27	27	29	34	29	29	25	24	21	20	20
с месторождениями	17	11	11	7	1	3	0	0	0	0	0	0

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

Таблица 4

Целевые параметры Энергетической Стратегии Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2030 года (вариант 2)

Показатели	Годы								
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Добыча нефти, млн т	264	259	254	249	244	239	234	230	225
Объем эксплуатационного бурения, млн м	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Фонд действующих добывающих скважин, скв.	70657	72951	75246	77540	79835	82130	84424	86719	89014
Эксплуатационный фонд скважин, скв.	113651	117342	121033	124724	128415	132106	135797	139488	143179
Объем поисково-разведочного бурения, тыс. м, в т.ч.	550	600	633	663	700	734	760	810	910
Поискового бурения, тыс. м	165	180	195	208	210	210	210	210	210
разведочного бурения, тыс. м	385	420	438	455	490	490	490	490	490
Прирост запасов категории С <sub>1</sub> , млн т	98.065	106.44	111.18	115.492	113.12	102.79	102.8	105.3	114
Объем инвестиций, млн руб., в т.ч.	230419.3	231942.7	232868.7	233616.2	234463.1	236843.6	237579.9	239276.9	242533.7
ГРР	18776.29	20408.66	21526.67	22518.23	23636.1	26383.63	27406.86	29314.93	32685.71
разработка и обустройство	211643	211534	211342	211098	210827	210460	210173	209962	209848
Количество лицензионных участков, в т.ч.	39	38	38	36	35	32	29	25	24
поисковых	22	27	27	29	34	29	29	25	24
с месторождениями	17	11	11	7	1	3	0	0	0

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

### 11. СРАВНЕНИЕ ПРОГНОЗНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Для сопоставления целевых индикаторов с ЭС-2030 России были приняты для расчетов следующие допущения: первый этап ЭС-2030 Югры с 2009 по

2014 гг. (в ЭС-2030 России 2013-2015 гг.), второй этап 2016-2020 гг. (в ЭС-2030 России 2020-2022 гг.) (табл. 5).

*Таблица 5*

#### Сопоставление целевых индикаторов ЭС-2030 России с целевыми индикаторами ЭС-2030-Югры

Целевые индикаторы	Первый этап		Второй этап		Третий этап	
	ЭС-2030 Россия	ЭС-2030 Югра	ЭС-2030 Россия	ЭС-2030 Югра	ЭС-2030 Россия	ЭС-2030 Югра
Годовая добыча *, млн т	245-258	250-272	233-255	220-253	218-219	195-222
Объём поисково-разведочного бурения, тыс. м (50% от ЗСНГП)	1150	3370-4095	6125	4910-7530	1150 **	10000-15000
Прирост запасов в С <sub>1</sub> по ГРР, млн т (50% от ЗСНГП)	602.5	687-597	1250	655-994	1250	1018-1460
КИН *** (в ЭС-2030 России в целом по России)	0.3-0.32	0.37	0.32-0.35	0.39	0.35-0.37	0.4
Прогноз потребности в капитальных вложениях (добыча с ГРР)****	61.6 - 62.2	62.0 - 93.5	61.0 - 62.7	63.5 - 91.5	81.6 - 83.4	69.5 - 83.2
Объём строительства трубопроводов, тыс.км		18.2-28.1		18.1-26		24.5-21.6
Объем реконструкций трубопроводов, тыс.км		20.8-31.1		25.9-36.1		52.7-59.1
Потребление электроэнергии (внутренний спрос), млрд кВт. ч	1127,029 - 1150,597	67,270 – 69,746	1287,735 – 1387,898	77,418-101,132	1552,856 – 1860,0	92,902 – 123,58
Производство электроэнергии, млрд кВт. ч	1139,1-1161,6	83,959 – 100,237	1364,0 – 1640,4	102,567 – 117,772	1626,6 – 1923,0	112,423 – 135,536

Примечание:

\* - в ЭС-2030 России добыча нефти приведена в табл.2.1 прил.2 в целом по Тюменской области, поскольку в 2008 году добыча в Югре составила 87% от добычи в Тюменской области, то принятые следующие пропорции 1 этап - 87%, 2 этап – 85%, 3 этап 75%.

\*\* - по-видимому, цифра в табл.4 дана ошибочно «2300», поскольку она не соответствует цифре прироста запасов из этой же таблицы, наверное, следует читать 23000, что соответствует объёмам бурения по Югре 12 млн м.

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ХМАО-ЮГРЫ ДО 2030 Г.

\*\*\* - увеличение КИН в целом по России запланировано в ЭС-2030 России с 0.3 до 0.35-0.37 на 0.5-0.7, в ЭС-2030 Югры с 0.36 до 0.4 с учётом резкого снижения КИН по вновь вводимым месторождениям (0.25-0.28) в связи с ухудшением качества запасов вновь вводимых месторождений.

\*\*\*\* - для данного показателя приняты следующие пропорции: 1 этап - 56%, 2 этап – 56%, 3 этап 30% от показателя в целом по России.

### 12. ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ВМСБ	Воспроизводство минерально-сырьевой базы
ВРП	Валовой региональный продукт
ГКЗ	Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых
ГРР	Геологоразведочные работы
ГРЭС	Государственная районная электростанция
ГТЭС	Газотурбинные электрические станции
ЗСНГП	Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция
КИН	Коэффициент извлечения нефти
КИП	Контрольно-измерительные приборы
КПД	Коэффициент полезного действия
ЛЭП	Линии электропередач
МУН	Методы увеличения нефтеотдачи
МЭА	Международное энергетическое агентство
НДПИ	Налог на добычу полезных ископаемых
НПЗ	Нефтеперерабатывающий завод
НФН	Нераспределенный фонд недр
ОЭСР	Организация экономического сотрудничества и развития
ПДК	Предельно допустимая концентрация
ПНГ	Попутный нефтяной газ
РФН	Распределённый фонд недр
СУР	Система Управления Ресурсами
ТБО	Твердые бытовые отходы
ТКР	Территориальная комиссия по разработке месторождений
ТЭБ	Топливно-энергетический баланс
ТЭК	Топливно-энергетический комплекс
ТЭР	Топливно-энергетические ресурсы
УФО	Уральский федеральный округ
ЦКР	Центральная комиссия по разработке месторождений
ЭС-2030 России	Энергетическая Стратегия России на период до 2030 года
ЭС-2030 Югры	Энергетическая Стратегия Югры до 2030 года