ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НАУКЕ И ОБРАЗОВАНИЮ РФ

КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ КИРОВА

Факультет экономики управления и права

Кафедра экономики

**Курсовая работа**

**по курсу «Экономика химической отрасли»**

**на тему: «Сырьевая база химической промышленности Российской Федерации и Республики Татарстан»**

КАЗАНЬ

2006

**Содержание**

Введение

1 Теоретические аспекты сырьевой базы химической промышленности

1.1 Понятие сырья

1.2 Классификация химического сырья

1.3 Методы оценки запасов сырья

1.4 Методика выбора сырья

1.5 Значение и пути экономии сырья

2 Практическое исследование сырьевой базы химической промышленности РФ

2.1 Сырьевая база химической промышленности РФ

2.2 Недропользование и развитие ресурсной базы комплекса

2.3 Перспективы развития нефтедобычи

3 Практическое исследование сырьевой базы химической промышленности РТ

3.1 Сырьевая база химической промышленности РТ

3.2 Оценка ресурсной базы РТ

3.3 Перспективы развития нефтяной промышленности

Заключение

Список использованной литературы

**Введение**

В настоящее время в среднем по стране начальные запасы разрабатываемых месторождений выработаны на 45 %.

По данным Министерства энергетики РФ, при сохранении существующих темпов добычи нефти, разведанные запасы открытых к настоящему времени месторождений будут исчерпаны к 2040 г. Из текущих запасов нефти 19 % находятся в подгазовых зонах нефтегазовых залежей, 14 % относятся к тяжелым и высоковязким нефтям. Доля активных запасов нефти в балансе большинства нефтяных компаний составляет около 45 % и продолжает снижаться. Более 50 % разведанных перспективных недоказанных запасов находятся в неосвоенных недрах севера страны, Восточной Сибири и Дальнего Востока, значительная доля ресурсов - в арктических широтах, освоение которых потребует больших капитальных вложений в развитие соответствующей транспортной структуры. Потенциально новые нефтегазоносные провинции Европейского Севера, Восточной Сибири и Дальнего Востока гораздо беднее по запасам, чем Западная Сибирь.

Республика Татарстан - старый нефтедобывающий российский регион. Впервые промышленная нефть была получена на Шугуровском месторождении в 1943 г., а в 1948 г. было открыто Ромашкинское уникальное нефтяное месторождение, которое в течение 50-80-х годов XX века обеспечивало значительную долю добычи нефти в СССР, достигавшую в отдельные годы 25 %.

Татарстан сегодня является одним из немногих регионов в стране, где за последние несколько лет обеспечен рост с последующей стабилизацией добычи нефти.

Целью написания данной курсовой работы является раскрытие основных понятий сырья, его классификации, а также рассмотрение и подробное изучение состояния сырьевой базы химической промышленности РФ и РТ.

Для достижения цели выделяются следующие задачи: изучение классификации химического сырья, методов оценки запасов сырья, методики выбора сырья, значения и пути экономии сырья, а также рассмотрение ресурсной базы и состояния разработки РФ, недропользования и развития ресурсной базы комплекса РФ, перспективы развития нефтедобычи РФ, характеристики ресурсной базы РТ и её оценка, перспективы развития нефтяной промышленности РТ.

**1 Теоретические аспекты сырьевой базы химической промышленности**

**1.1 Понятие сырья**

Предметы труда в химической промышленности подразделяются на сырье, основные и вспомогательные материалы, 'полуфабрикаты и отходы.

Сырьем называются предметы труда, на добычу и производство которых затрачен труд. Материалы — это предметы труда, прошедшие определенную промышленную переработку и вновь поступившие в производство (металл, ткани и др.).

Из сырья и основных материалов непосредственно изготовляется продукция (отоваренная соль в производстве каустической соды, апатит в производстве суперфосфата и т. д.).

Вспомогательные материалы могут принимать участие в образовании готового продукта, /присоединяться к основному материалу для придания ему определенных свойств (краска, катализаторы), потребляться средствами труда (масло для смазки машины, топливо)' либо содействовать осуществлению трудовых операций (электроэнергия для освещения, пар для отопления).

Деление на основные и вспомогательные материалы обусловлено характером участия предмета труда в изготовлении готового продукта. Так, природный газ как топливо является вспомогательным материалом, а в производстве аммиака выступает как сырье.

В химических производствах четкое разграничение между сырьем и вспомогательными материалами провести невозможно, так как в конечном продукте нельзя обнаружить материалы, израсходованные на его производство. Например, в соде каустической не представляется возможным обнаружить израсходованные на ее производство поваренную соль, негашеную известь или соляную кислоту. Поэтому к вспомогательным материалам в некоторых отраслях химической промышленности относятся только материалы, необходимые для обслуживания оборудования (смазочные, ветошь), выполнения ремонтных работ, укупорки продукции, материалы, применяемые в качестве катализаторов.

Полуфабрикаты — это предметы труда, прошедшие одну или несколько стадий обработки в одном цехе данного завода и требующие дальнейшей обработки для превращения в готовый продукт в другом цехе этого же завода или на другом заводе. Если полуфабрикаты подвергаются дальнейшей обработке на другом заводе, то для завода-изготовителя они представляют собой готовый продукт, а для завода-потребителя, где они должны пройти дальнейшую обработку, — сырье. Иногда такие полуфабрикаты (их называют полупродуктами) имеют и самостоятельные потребительские свойства. Например, нитробензол может быть использован как готовый продукт-растворитель и является сырьем для синтеза анилина.

Отходы производства — это остатки сырья, материалов или полуфабрикатов, получаемые в процессе изготовления продукции и утратившие полностью или частично свои потребительские качества (химические или физические свойства, в том числе химическую активность, полномерность, конфигурацию и т. п.).

Коэффициент полезного использования сырья и материалов должен стремиться к единице. Следует различать отходы исходного сырья и отходы его переработки при химических изменениях. Последние ближе к побочным продуктам, которыми принято считать все продукты комплексной переработки сырья, получение которых не является целью данного производственного процесса. Так, например, в производстве соляной кислоты сульфат натрия считается побочным продуктом. Нередко продукты, получаемые при комплексной переработке сырья, одинаково важны для народного хозяйства. Поэтому деление на основную и побочную продукцию является весьма условным.

**1.2 Классификация химического сырья**

Все сырые материалы, потребляемые химической промышленностью, по их происхождению можно подразделить на промышленное, сельскохозяйственноеи природное сырье. К промышленному сырью относятся:

- сырье, получаемое в добывающей промышленности: все виды минерального сырья неорганического происхождения (руды, апатиты, калийные доли и др.) и топливо (уголь, нефть, природный газ и др.), которое в химической промышленности используется и как источник энергии, и как сырье; минеральное сырье добывается в недрах земли, расположение месторождений полезных ископаемых ограничивается определенными районами; оно не возобновляется;

- сырье, производимое обрабатывающей промышленностью: продукты цветной металлургии, коксо- и лесохимии, а также вырабатываемые самой химической промышленностью (бензол, серная кислота и др.);

- отходы промышленных производств и побочные продукты.

Развитие техники и химической технологии внесли существенные изменения в способы переработки многих видов минерального сырья. Ранее не используемые отходы производства в результате комплексной переработки сырья приобретают в настоящее время все большее значение как источники химического сырья.

К сельскохозяйственному сырью относится сырье растительного и животного происхождения (зерно, технические культуры, древесина, молоко, шерсть и др.).

Природное сырье — вода и воздух. Вода (морская, озерная, речная) используется не только как вспомогательный материал, но и как важнейший источник сырья в электрохимических и солевых производствах, а также во многих производствах органического синтеза. Из воды в больших количествах получают кислород и водород. Морские водоемы являются источником огромных ресурсов водорослей, из которых в свою очередь можно получать разнообразные химические продукты (йод, калийные соли, спирт, ацетон, уксусную кислоту и др.). Воздух является необходимым компонентом в реакциях окисления. Он используется как основное сырье в производстве азота, кислорода, аргона, криптона, неона.

Экономическое значение сырьевой и топливно-энергетической базы химической промышленности обусловливается высокой материалоемкостью и энергоемкостью химического производства (табл. 1).

Наличие развитой сырьевой базы химической промышленности является одним из условий экономической независимости страны, одним из факторов, обеспечивающих ускоренное развитие народного хозяйства. Наличие ресурсов того или иного сырья влияет на характер применяемой технологии, от степени совершенствования которой зависят производительность труда и себестоимость химической продукции, а также потребность в капитальных вложениях.

Таблица 1

**Доля затрат на сырье, вспомогательные материалы, топливо и энергию в себестоимости продукции (%).**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Отрасли | Сырье, основные и вспомогательные материалы | Топливо и энергия |
| Химическая и нефтехимическая промышленность | 64,7 | 10,7 |
| Основная химия | 60,0 | 9,0 |
| Азотная промышленность  Анилинокрасочная промышленность Лакокрасочная промышленность..... Резиноасбестовая промышленность.. Промышленность пластмасс и синтетических смол | 28,0  65,0  83,0  80,7  65—85 | 25,0  8,0  10,0  3,4  10—11 |
| Промышленность синтетического каучука | 35—40 | 30—35 |

Например, себестоимость сероуглерода из природного газа примерно в 1,5 раза ниже себестоимости того же продукта при получении его из древесного угля.

Качество и номенклатура сырья оказывают значительное влияние на производительность аппаратов, время их полезной работы и, следовательно, на производительность труда рабочих. Некондиционное сырье увеличивает отходы, повышает расход энергии.

Рациональное использование сырья и материалов служит основным источником снижения себестоимости химической продукции. Большое значение имеет не только экономное использование сырья в процессе производства, но и выбор сырья для производства конкретной продукции.

Перевод аммиачных производств с твердого топлива на природный газ привел к созданию принципиально новой технологии получения аммиака в высокопроизводительных агрегатах синтеза мощностью 400—450 тыс. т. в год, что в 3 раза выше достигнутого уровня.

Использование подобных агрегатов позволяет снизить себестоимость аммиака вдвое и на 45% сократить удельные капитальные вложения [1].

**1.3 Методы оценки запасов сырья**

При вовлечении в переработку минеральных видов сырья и топлива в химических производствах важное значение имеет правильная экономическая оценка запасов месторождений. Это необходимо для рационального использования потенциальных ресурсов, принятия решения о сооружении нового предприятия, реконструкции и расширении действующего объекта.

Изучение и оценка запасов всех видов полезных ископаемых осуществляется на основе государственного плана геологоразведочных работ. Этот план является важным разделом перспективного народнохозяйственного плана и основывается на заданиях по росту объема производства и капитального строительства в промышленности.

Для планирования потребности промышленности в минеральном сырье необходимо сначала определить степень изученности месторождений полезных ископаемых. Запасы минерального сырья подразделяются на различные категории по степени разведанности и степени готовности для промышленной эксплуатации. Полезные ископаемые учитываются по величине запасов, находящихся в недрах земли. Потери при их добыче и переработке не учитываются.

**Таблица 2. Классификация запасов полезных ископаемых**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Категория | Назначение запасов | Характер и степень детализации фактического материала |
| А1 | Для эксплуатационных работ предприятий | Изученные, разведанные и подготовленные к добыче запасы |
| А2 | Для проектирования и строительства промышленных предприятий | То же |
| В | Для обоснования проектирования, капитального строительства заводов | Геологически обоснованные и относительно разведанные запасы, качество сырья которых проверено лабораторными исследованиями |
| С1 | Для проведения детальных геологоразведочных работ и для перспективных планов промышленности | Запасы определены на основании редкой сети буровых скважин или горных выработок. Сведения о запасах являются предварительными |
| С2 | Для перспективного планирования народного хозяйства и перспективного планирования геологоразведочных работ | Запасы, исчисляемые по геологическим предпосылкам и прогнозам |

Потенциально все запасы минерального сырья могут быть (и в перспективе должны быть) использованы в промышленной эксплуатации. Все зависит лишь от уровня развития техники и технологии, величины затрат общественного труда, необходимых для добычи и переработки различных видов полезных ископаемых.

Запасы полезных ископаемых подразделяют на геологические и промышленные.

Геологические запасы классифицируют по степени эффективности использования и степени разведанности и подготовленности на каждый данный отрезок времени.

По степени эффективности использования запасы минерального сырья делят на балансовые и забалансовые. К балансовым относят запасы, удовлетворяющие требованиям промышленности, техническим условиям эксплуатации и экономической целесообразности разработки в настоящее время. К забалансовым относят запасы с низким содержанием компонента или минерала, маломощные залежи, запасы, находящиеся в условиях особой сложности эксплуатации или малоизученные с точки зрения возможности промышленной переработки. Запасы, относящиеся к данной группе, не могут быть использованы в настоящее время. Как объект промышленного освоения могут рассматриваться в более далекой перспективе.

По степени разведанности и подготовленности запасы подразделяют на пять категорий: А1, А2 , В, С1 и С2 (табл. 2).

Сумма запасов A + B +C образует промышленные запасы. Промышленные запасы за вычетом потерь в недрах, предусмотренных проектом разработки месторождения, составляют эксплуатационные запасы. Эксплуатационные запасы являются основой для расчета обеспеченности планируемого производства данной химической продукции запасами сырья.

По мере развития науки и техники появляется возможность вовлечения в эксплуатацию сравнительно бедных по содержанию основных компонентов полезных ископаемых, увеличивается значение забалансовых запасов. Например, медный колчедан при содержании меди около 1 % считается теперь промышленной рудой. Еще недавно для промышленного освоения использовали колчедан с содержанием меди не менее 2,5 %.

Все запасы полезных ископаемых по категориям подлежат регистрации и утверждению государственными комиссиями по запасам.

Запасы, предназначенные для промышленной переработки, должны быть рассчитаны в среднем на 50 лет работы будущего предприятия. Меньший срок обычно неприемлем, хотя могут быть и исключения.

Месторождения сырьевых ресурсов различаются между собой запасами полезных ископаемых, их физико-химическими свойствами, условиями эксплуатации. При выборе месторождения для эксплуатации принято учитывать не только количественные показатели, но и качественные характеристики того или иного вида сырья. Так, использование сырья с небольшим содержанием полезных компонентов вызывает больший его расход, что приводит к дополнительным капитальным вложениям, повышению себестоимости готовой продукции, а в целом — к увеличению затрат общественного труда.

Качественные характеристики сырья оказывают влияние на технологию переработки, качество и ассортимент выпускаемой продукции.

Наконец, расположение месторождений, степень близости их к предприятиям-потребителям влияют на затраты труда, а также на транспортные затраты. Таким образом, выбор месторождения для эксплуатации определяется в первую очередь экономической целесообразностью. Это предполагает необходимость определения критерия выбора месторождения сырья или вида полезного ископаемого для эксплуатации.

Критерием экономической оценки месторождения является народнохозяйственная эффективность его эксплуатации. На нее оказывают влияние размер возможной годовой добычи, объем суммарных капитальных затрат, себестоимость добычи, обогащения и переработки 1 т сырья в сопоставлении с количеством и стоимостью извлекаемого из него полезного вещества, степень использования основных фондов на предприятиях, использующих то или иное сырье, срок строительства предприятий, добывающих данное сырье.

Для сравнительной оценки месторождений, а также выбора эффективного источника сырья используют следующие показатели:

1. Минимум приведенных затрат (3):

3 = Сд + Еи Кд + Соб + Еи Коб + Ст,

где Сд, Соб — себестоимость разведки, добычи и обогащения I т сырья, руб.; Кд, Коб — капитальные вложения в разведку, добычу и обогащение 1 т сырья, руб.; Ст — транспортные расходы на доставку сырья к месту переработки, руб.; Еи — коэффициент эффективности (Еи = 0,12).

2. Экономическая эффективность комплексного использования сырья (Эк):

Эк = ((Ки - Кк ) / Ки ) \*100;

Эс =(( Си – Ск )/ Си ) \*100;

Эк =(Nизвл / Nп.к ) \*100

где Эк , Эс — показатели эффективности соответственно по себестоимости и удельным капитальным затратам; Ск , Си— себестоимость продукта, получаемого соответственно при комплексном и единичном использовании сырья; Кк , Ки — удельные капитальные вложения при комплексном и индивидуальном использовании сырья; Nизвл. , Nп.к. — количество извлекаемых и полезных компонентов.

3. Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений Ток , лет:

Ток = (К2 – К1 ) / (И2 - И1 )

где К2 , К1 — сумма капитальных вложений для сравниваемых вариантов при одинаковом уровне добычи и качестве сырья, руб.; И2, И1 — годовые эксплуатационные затраты, руб.

**1.4 Методика выбора сырья**

Сырьем называют предметы труда, на добычу и первичную обработку которых затрачен труд.

Сырье как один из главных элементов производственного процесса в значительной мере определяет экономику промышленного производства, в том числе и химической промышленности.

Для производства определенного вида химической продукции могут быть использованы различные виды сырья.

Чтобы установить, какой вид сырого материала наиболее целесообразен для производства данного вида продукции, необходимо, прежде всего, сопоставить различные виды сырья между собой по ряду экономических показателей:

— удельным капиталовложениям;

— производительности труда;

— себестоимости продукции.

Кроме того, следует рассчитать объем грузооборота при использовании каждого вида сырья.

Выбор сырья проводится по минимуму приведенных затрат (3):

Зi = Сi + Е Кi =min,

где Сi - себестоимость продукта из i-го вида сырья; Кi — капиталовложения; E - коэффициент приведения.

Себестоимость готового продукта (Сi) определяется как сумма затрат на добычу, обогащение, транспортировку и переработку сырья (в расчете на единицу готового продукта).

Сi = Сд + Соб + Ст р + Сп ,

где Сд—себестоимость добычи;

Соб — себестоимость обогащения; Стр — себестоимость транспортировки; Сп — себестоимость переработки.

Капиталовложения (Кi) рассчитываются по формуле:

Кi = Кд + Коб + Ктр + Кп,

где Кд — капиталовложения в добычу, Коб — капиталовложения в обогащение; Ктр — капиталовложения в транспорт; Ки — капиталовложения в переработку.

Весь расчет ведется в рублях на 1 т готовой продукции. При выборе сырья и материалов для той или иной отрасли химической промышленности следует исходить из:

— максимального использования местных видов сырья (местным называется сырье, которое не целесообразно перевозить на дальние расстояния);

— использования менее дефицитных видов сырья;

— возможностей промышленной переработки неиспользуемых отходов и побочных продуктов производства;

— возможности потребления искусственных материалов и заменителей;

— величины запасов сырья и соответствия сырья качественным свойствам будущего готового продукта;

— целесообразности использования сырья с точки зрения народнохозяйственной эффективности в рассматриваемый период именно в данной отрасли химической промышленности;

— наименьшей вредности рассматриваемого вида сырья для здоровья работающих;

— возможного сокращения грузооборота.

При выборе вида сырья необходимо все показатели — приведенные затраты, производительность труда, грузооборот, качество получаемой продукции, запасы сырья — рассматривать по совокупности с учетом условий производства продукции в данном конкретном случае [2].

**1.5 Значение и пути экономии сырья**

Партия и правительство намечают провести в девятой пятилетке большие мероприятия по снижению материалоемкости продукции. Экономия сырья и материалов позволит снизить себестоимость продукции и значительно уменьшить потребность в рабочей силе и капитальных вложениях. «Снижение материалоемкости продукции должно стать одним из критериев оценки научно-технического уровня производства в данной отрасли, на каждом предприятии».

Пути экономии сырья:

— сокращение потерь при переработке,

— совершенствование технологических режимов,

— разработка новых технологических процессов,

— комплексная механизация и автоматизация производства; -

— использование отходов при переработке сырья;

— сокращение потерь при хранении и транспортировке сырья, бережливость и строгий учет расходуемых материалов;

— переход на более экономичные виды сырья, замена пищевого сырья синтетическим.

**2 Практическое исследование сырьевой базы химической промышленности РФ**

**2.1 Сырьевая база химической промышленности РФ**

В истории российской нефтедобычи (преимущественно в советской) четко наблюдалась смена основных нефтедобывающих провинций: Кавказ - Волго-Урал - Западная Сибирь. Другие провинции не играли определяющей роли в структуре нефтедобычи [3]. При этом месторождения из каждого вновь вводимого региона получали «эстафету» от предшествующей доминирующей провинции в тот период, когда последняя находилась еще на пике нефтедобычи. Это позволяло до конца 80-х годов XX столетия постоянно наращивать уровень добычи нефти (в последние 15 лет в основном за счет освоения месторождений Западной Сибири).

С 80-х годов XX века по настоящее время наблюдается заметное ухудшение условий добычи как в целом по России, так и в Западной Сибири. Причины этого хорошо известны специалистам. Остановимся на некоторых из них.

В нефтяной промышленности происходит естественное качественное ухудшение состояния сырьевой базы вследствие выработки наиболее доступных и хорошо подготовленных месторождений. В настоящее время в среднем по стране начальные запасы разрабатываемых месторождений выработаны на 45 %. Для ряда длительно разрабатываемых крупнейших месторождений этот показатель существенно выше: по Самотлорскому - 63 %, Ромашкинскому - 85 % Мамонтовскому – 74 % и т.д. Доля запасов с выработанностью более 80 % превышает 1/4 запасов, разрабатываемых нефтяными компаниями.

По данным Министерства энергетики РФ [4], при сохранении существующих темпов добычи нефти, разведанные запасы открытых к настоящему времени месторождений будут исчерпаны к 2040 г. Из текущих запасов нефти 19 % находятся в подгазовых зонах нефтегазовых залежей, 14 % относятся к тяжелым и высоковязким нефтям (вязкостью более 30 мПа-с). Доля активных запасов нефти в балансе большинства нефтяных компаний составляет около 45 % и продолжает снижаться. Более 50 % разведанных перспективных недоказанных запасов находятся в неосвоенных недрах севера страны, Восточной Сибири и Дальнего Востока, значительная доля ресурсов - в арктических широтах, освоение которых потребует больших капитальных вложений в развитие соответствующей транспортной структуры. Потенциально новые нефтегазоносные провинции Европейского Севера, Восточной Сибири и Дальнего Востока гораздо беднее по запасам, чем Западная Сибирь.

Начиная с 1994 г. до настоящего времени прирост запасов нефти и нестабильного конденсата не компенсировал объема их добычи и до 2001 г. составил 2030,1 млн. т. при добыче 2489,3 млн. т (восполняемость 81,6 %). Продолжают снижаться объемы разведочного и эксплуатационного бурения. Это те показатели, которые характеризуют вклад российских компаний в сохранение фундаментальных показателей отрасли в части воспроизводства ресурсной базы [5].

Катастрофически снижаются запасы уникальных и крупных месторождений к 2000 г. соответственно до 5254,73 млн. т (на 1.4 %) и 6553,78 млн. т (на 24,3 %) по отношению к 1994 г. В то же время число средних и малых месторождений продолжает увеличиваться (к 2000 г. их зарегистрировано более 2 тыс.), и их запасы возросли с 1994 до 2000 г. соответственно до 2424,69 млн. т (на 11,9 %) и 2362,72 млн. т (на 0,06 %). Эти месторождения расположены в 37 субъектах Федерации, а их запасы сосредоточены в Западной Сибири, Урало-Поволжье и на Европейском Севере. Естественно, ввод в разработку этих месторождений (при соответствующей экономической оценке) не сможет решить проблемы нефтяной отрасли, но игнорировать этот резерв также нецелесообразно.

Существенно уменьшился суточный дебит скважин. Доля скважин с дебитами менее 25 т/сут достигла сейчас примерно 80 %, а с дебитами до 10 т/сут - 55 %. Увеличилась обводненность скважин. В 1999 г. средняя обводненность нефтяных скважин по России достигла 86 %. Это означает, что на 1 т добытой нефти извлекается более 5 т воды. По 1/3 месторождений, разрабатываемых нефтяными компаниями, обводненность запасов превышает 70 %. По состоянию на начало 2000 г. число неработающих скважин равнялось около 33 тыс., т.е. 24,4 % добывающего фонда скважин.

В перспективе до 2007 г. прогнозируется увеличение объема добычи сырой нефти на 8,5 % с последующим падением примерно 1,0-1,2 % в год в зависимости от сценария развития рынка энергоносителей.

Шаимский нефтегазоносный район является старейшим нефтедобывающим районом Западной Сибири, по которому в течение более 40 лет накоплен богатейший опыт поисково-разведочных работ. За этот период открыто 21 месторождение нефти и введено в эксплуатацию 17. Несмотря на солидный возраст и значительные отборы запасов нефти (около 70 %), район сохраняет устойчивые перспективы прироста запасов, что обеспечивается существенными вложениями в геологоразведочные работы.

Первые нефтяные месторождения Западной Сибири были открыты в наиболее сложных по геологическому строению юрских продуктивных отложениях Шаимского района. Непростая геология нефтяных залежей повлияла на эффективность их разведки и освоения. Впервые гипотеза о перспективах нефтегазоносности юрских отложений Западно-Сибирской плиты была высказана академиком И.М. Губкиным на Урало-Кузбасской сессии Академии наук СССР в 1932 г. в г. Свердловске и позднее более обстоятельно сформулирована.

До начала 50-х годов XX века практически все геолого-поисковые работы в Шаимском районе носили маршрутный, рекогносцировочный характер. Значительное внимание изучению его геологического строения стали уделять после открытия Березовского газового месторождения (1953 г.). В 1958 г. сейсморазведочными работами выявлены Трехозерное и Мулымьинское локальные поднятия. В сентябре 1959 г. вблизи сета Шаим по рекомендациям геофизиков была пробурена первая поисковая скв. 2П Мулымьинская, при опробовании которой 25 сентября впервые получили приток нефти дебитом около 1 т/сут. С этой даты начинается история открытия тюменской нефти.

Промышленная значимость залежей нефти в Шаимском районе быта установлена последующим бурением и опробованием разведочных скважин: 7Р Мулымьинская (апрель 1960 г. дебит около 10 т/сут) и 6Р Трехозерная, из которой в июне 1960 г. был получен фонтанный приток нефти дебитом более 300 т/сут. Скв. 6Р Трехозерная считается первооткрывательницей первого в Западной Сибири нефтяного месторождения – Трехозерного, в результате в Шаимском районе значительно возросли объемы геологоразведочных работ.

В процессе проведенных поисково-разведочных работ в настоящее время промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях коры выветривания палеозойского складчатого фундамента, тюменской и абалакской свит. Запасы в нефтяных и нефтегазовых залежах сосредоточены на глубинах от 1600-1700 м (пласт П) до 2200-2300 м (пласты Т. KB). Месторождения имеют различные историю и длительность эксплуатации: одни из них (центральная и южная части района) были открыты и стали разрабатываться еще в начале 60-х годов XX века, другие (северная часть района) были разведаны и введены в эксплуатацию недавно.

Разведку и разработку месторождений района осуществляет ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», на балансе которого на 01.01.04 г. числится 21 месторождение, из них 17 введены в разработку. Самое «старое» Трехозерное месторождение было открыто в I960 г. и введено в эксплуатацию в 1964 г. Эта дата является началом истории нефтедобычи района.

Территория деятельности ТПП «Урайнефегаз» расположена в пределах Ханты-Мансийского автономного округа в Советском и Кондинском районах. В динамике добычи нефти по месторождениям ТПП «Урайнефтегаз» выделяются четыре периода:

• интенсивный рост добычи нефти в 1964-1971 гг. до 5,5 млн. т;

• замедленный рост добычи в 1972-1990 гг. от 5,5 млн. до 7,8 млн. т,

• снижение добычи нефти в 1991-1996 гг.

• стабилизация и дальнейший рост добычи с 1997 г. от 4,1 млн. до 4,7 млн.т.

На первом этапе освоения района (1964-1966 гг.) в разработку были введены Трехозерное и Мортымья-Тетеревское месторождения, основная доля запасов которых сосредоточена в высокопродуктивном пласте П. Начальный дебит скважин превышал 50 т/сут. В 1973-1980 гг. были введены в эксплуатацию еще четыре месторождения (Убинское, Толумское, Даниловское, Мулымьинское) с высокопродуктивным пластом П (кроме Убинского месторождения). Начальные извлекаемые запасы (НИЗ) по этой группе месторождений составляют около 60 % суммарных по району.

В 1984-1989 гг. были введены в разработку семь месторождений (Северо-Даниловское, Лазаревское, Филипповское, Ловинское, Шушминское, Яхлинское, Узбекское), структура запасов нефти которых (кроме Северо-Даниловского) оказалась значительно хуже ранее введенных: на долю низкопродуктивных объектов приходится около 60% НИЗ. В 1995-1997 гг. с аналогичной структурой запасов введены в разработку Мансингьянское, Сыморьяхское и Тальниковое месторождения, а в 2002 г. - в опытно-промышленную эксплуатацию Западно-Тугровское месторождение.

Таким образом, открытие и ввод в эксплуатацию за последние 15 лет месторождений с преобладанием низкопродуктивных нижнее - и среднеюрских пластов ухудшили структуру и качество запасов нефти, что повлияло на добычу нефти.

По мере совершенствования методов исследований и накопления опыта геологоразведочных работ существенно изменилось представление о строении продуктивных объектов, что объясняет непростую ситуацию с добычей нефти в Районе, максимальный уровень которой (7,798 млн. т) был достигнут в 1989 г.

В настоящее время основная добыча нефти обеспечивается месторождениями, Сходящимися на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой степенью разбуренности проектного фонда скважин, выработки запасов и обводненности добываемой продукции. В последние годы добыча нефти стабилизировалась на уровне 4,5 млн. т (темп отбора составил 4,7 % трудноизвлекаемых запасов), однако тенденций к ее значительному увеличению не отмечается. Стабилизация добычи достигается в результате увеличения числа геолого-технических мероприятий (ГТМ), основными из которых являются гидроразрыв пласта (ГРП), вывод скважин из бездействия и консервации.

Для восполнения запасов и увеличения добычи нефти работа ведется в нескольких направлениях. Одним из важнейших направлений укрепления минерально-сырьевой базы ТПП «Урайнефтегаз» является применение методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов и интенсификации добычи нефти. В этой области накоплен большой опыт и получены хорошие результаты. За весь период применения физико-химических и гидродинамических МУН дополнительно получено 16,9 млн. т нефти, или 8,6 % суммарной накопленной добычи. Для наращивания минерально-сырьевых ресурсов и добычи нефти с 2000 г. ТПП «Урайнефтегаз» приняло активное участие в разработке и выполнении территориальных программ по геологическому изучению нераспределенного фонда недр, непосредственно примыкающих лицензионным участкам «Урайнефтегаза» и удаленных от них. Участки нераспределенного фонда земель, прилегающие к территории деятельности предприятия представляют первостепенный интерес в плане их приобретения на конкурсной основе и получения лицензий на геологическое изучение недр для укрупнения своих площадей лицензирования, подготовки новых запасов нефти и вовлечения их в разработку.

Таким образом, с учетом сложного геологического строения района можно выделить следующие перспективные направления восстановления и расширения минерально-сырьевой базы ТПП «Урайнефтегаз»:

1. Комплексная обработка и интерпретация всей имеющейся геолого-геофизической информации (прежде всего сейсмической) для выявления новых перспективных ловушек углеводородов структурного и неструктурного типов.

2. Проведение поисково-разведочных, и доразведочных работ для выявления новых залежей неструктурного или комбинированного типа, в том числе пропущенных на разрабатываемых месторождениях в отложениях викуловской, абалакской, тюменской свит и доюрского комплекса.

3. Изучение залежей нефти, приуроченных к коре выветривания доюрского комплекса, с обоснованием фильтрационно-емкостной модели коллекторов и разработкой петрофизического обеспечений для методики интерпретации данных геофизических исследований скважин. Кроме того, перспективно изучение нефтегазоносности более глубоко залегающих толщ палеозоя.

4. Проведение поисково-разведочных работ па перспективных участках нераспределенного фонда, непосредственно примыкающих к лицензионным и более удаленных [6].

В настоящее время в НГДУ «Сургутнефть» в промышленной эксплуатации находятся шесть месторождений с добычей нефти 18.5 тыс. т/сут. В 1984 г. добыча составляла 30 тыс. т/сут. В тот период в НГДУ в разработке находились такие крупные месторождения, как Быстринское и Солкинское, на основе которых образовалось НГДУ «Быстринскнефть».

Запасы нефти месторождений НГДУ «Сургутнефть» выработаны более чем на 60 %, наиболее крупного Западно-Сургутского - на 80 %. Благодаря приобретению новых месторождений, а также доразведке старых, объем имеющихся на балансе НГДУ извлекаемых запасов нефти за последние 3 года увеличился на 5 млн. т.

Однако более половины оставшихся запасов нефти являются трудноизвлекаемыми. К ним можно отнести запасы в малопроницаемых юрских отложениях, краевых зонах месторождений, а также в обводненных выработанных участках. В условиях резкого ухудшения качества запасов значительно возрастает роль геологической службы, ответственной за определение методов их извлечения. Важнейшим фактором является привлечение передовых технологий в области бурения и разработки, без применения которых выработать трудноизвлекаемые запасы невозможно.

Внедрение передовых технологий позволяет не только увеличить объем добычи, но и, что даже более важно, найти способ выработки запасов, разработка которых старыми технологиями нерентабельна. В 2004 г. планировалось начать разработку краевых зон пласта БС10 Восточно-Сургутского месторождения. В связи с малыми нефтенасыщенными толщинами краевых зон пласта, составляющими 1-2 м, заложение сетки скважин в данном районе до настоящего времени не проводилось.

Основным по запасам объектом, полномасштабная разработка запасов которого считалась нерентабельной, является пласт ЮС2 Восточно-Сургутского месторождения. Запасы нефти относятся к категории трудноизвлекаемых в связи с низкой проницаемостью пласта. Первоначально геологические запасы пласта составляли около 500 млн. т нефти, однако из-за отсутствия эффективной технологии их извлечения неоднократно пересчитывались в сторону уменьшения. Текущие геологические запасы составляют около 20 % суммарных запасов всех месторождений НГДУ. При этом добыча нефти из пласта ЮС2 равна всего 3 % суточной добычи по НГДУ.

Большую проблему для НГДУ создает высокая обводненность скважин. Решению ее способствует применение методов выравнивания профиля приемистости и фронта вытеснения. Широко используются методы селективной изоляции волокнисто-дисперсными составами. Одновременно проводятся испытания различных методов снижения обводненности, предлагаемых российскими сервисными компаниями.

Для обеспечения более полной выработки запасов введены в эксплуатацию скважины: из консервации, пьезометрические, ликвидированные и других категорий. Всего около 300 скважин. С начала 2002 г. эксплуатационный фонд увеличился почти на 4 %. С помощью углубления скважин старого фонда была выявлена новая высокопродуктивная залежь, что позволило прирастить более 5 млн. т. извлекаемых запасов нефти и сразу включить их в разработку, без затрат на обустройство. Открыты районы, перспективные для бурения. Обеспечены постоянный рост добычи и превышение проектных показателей по всем месторождениям.

На месторождениях НГДУ «Сургутнефть» за 40 лет эксплуатации добыто 314 млн. т. нефти, но это не предел, имеются большие перспективы [7].

ОАО «Роснефть» - Ставропольнефтегаз» учреждено в соответствии с Указами Президента Российской Федерации и зарегистрировано Постановлением Главы Администрации Нефтекумского района Ставропольского края №2 от 4 января 1994 г.

В настоящее время ОАО «НК «Роснефть» - Ставропольнефтегаз» входит в состав нефтяной компании «Роснефть» и разрабатывает 38 месторождений, расположенных на территории Ставропольского края. В ОАО «НК «Роснефть» - Ставро-польнефтегаз» добыча нефти начата в 1953 г. с вводом в разработку месторождения Озек-Суат с начальными извлекаемыми запасами 19,3 млн. т нефти. В 1958 г. в разработку было введено наиболее крупяное Величаевско-Колодезное месторождение с начальными запасами 72,7 млн. т нефти. Добыча нефти осуществлялась фонтанным способом. Ввод в разработку в 1970 г. газоконденсатного месторождения Русский Хутор с извлекаемыми запасами газа высокого давления 3000 млн. м3 создал благоприятные условия для внедрения бескомпрессорного газлифтного способа добычи нефти. В 70-е годы газлифтный способ эксплуатации являлся более рациональным по сравнению с насосным как с технической, так и с экономической точек зрения.

Максимальная добыча была достигнута в 1974 г. и составила 7151 тыс. т. нефти. Добыча нефти более 7 млн. т сохранялась в течение 1973-1977 гг. В 1978 - 1979 гг. добыча нефти начала постепенно снижаться, а в 1980 - 1983 гг. резко упала до 3 млн. т/год в результате прогрессирующего обводнения.

Сложная ситуация создалась в ОАО «НК «Роснефть» - Ставропольнефтегаз» в период событий, связанных с обстановкой в Чеченской Республике. Постоянные задержки платежей за отгруженную нефть, затем прекращение платежей, простои нефтепромыслов из-за блокады железной дороги в сентябре 1994 г., события в Буденновске 1995 г. привели к невосполнимым потерям. Тяжелым бременем на плечи предприятия легли переориентация путей сбыта нефти, строительство в связи с этим наливной эстакады в г. Буденновске и транспорт нефти по железной дороге, Однако накопленный опыт, умение быстро принимать своевременные решения, хорошо налаженная связь с центром, помощь НК «Роснефть» позволили в кратчайшие сроки стабилизировать добычу, выйти на прежние уровни и прогнозировать рост добычи с последующей стабилизацией производства. В 2004 г. добыто 1003 тыс. т нефти, в том числе механизированным способом 83,3 %, а фонтанным – 16,7 % нефти.

На территории Ставропольского края в пределах деятельности акционерного общества подсчитанные начальные суммарные ресурсы составляют 245,4 млн. т., из них 159,9 млн. т. уже добыто, 42,9 млн. т. подготовлено к разработке, 11,4 млн. т. - запасы категории С2 и 31,2 млн. т - неразведанные ресурсы.

На 01.01.05 г. в отчетный баланс было включено 38 месторождений, в том числе 34 разрабатываемых и 4 находящихся в разведке. Из 38 месторождений 31 нефтяное, 2 нефтегазоконденсатных и 5 газонефтяных. Запасы нефти по 38 месторождениям следующие: категории А+В -171302 тыс. т., А+В+ С1 - 332773 тыс. т., С2 - 53340 тыс. т.

В группу разведываемых входят четыре месторождения с промышленными запасами 404 тыс. т. На 01.01.05 г. степень выработки разведанных запасов по Ставропольскому краю составила 78,8 %. Перспективные ресурсы категории С3 учтены по 27 площадям, подготовленным к поисково-разведочному бурению, невскрытым пластам месторождений Максимокумского, Путиловского и в сумме составляют 17,316 млн. т - геологические и 5,596 млн. т - извлекаемые.

Прогнозные ресурсы категорий Д1 и Д2 по восточной части Ставропольского края оцениваются в 25,6 млн. т и приурочены к стратиграфическим комплексам от неогневого до триасового включительно. В тектоническом отношении - это Во-сточно-Манычский прогиб, Прикумская зона поднятий. Восточно-Ставропольская впадина, Ногайская ступень и Терско-Каспийский прогиб.

Сложившаяся в последнее время в ОАО «НК «Роснефть» - Ставропольнефтегаз» непростая экономическая ситуация определяет политику геологоразведочных работ (ГРР) в регионе. Традиционно развивавшиеся в Восточном Ставрополье юрско-меловое и пермо-триасовое направления в общем поддерживали существующий объем добычи и практически воспроизводили потери минерально-сырьевой базы.

Юрско-меловое направление позволяет по существующей огромной информативной базе, созданной в результате обобщения и анализа нефтегазоносности этих отложений, прогнозировать ловушки и залежи на неопоискованной территории современными геологическими и геофизическими методами. Однако на фоне меловых отложений юрские разведаны значительно меньше вследствие низких эксплуатационных характеристик открываемых залежей.

Пермо-триасовое направление. Прогнозирование, поиск ловушек и залежей осуществляются по данным пространственной сейсморазведки методом 3D. Точность и объективность метода достаточно высоки и надежны. Однако в настоящее время в стадии рекомендаций находится значительное число объектов с небольшими (менее 100 тыс. т) извлекаемыми запасами. При отсутствии ресурсов вышезалегающих отложений мела и юры бурение скважин на такие мелкие залежи экономически невыгодно.

При оценке перспектив ГРР по этим направлениям нужно признать, что не следует ожидать крупных открытий и большого прироста запасов.

Палеогеновое направление, развиваемое в 80-90 годы, принесло положительные результаты: были открыты месторождения с суммарными остаточными извлекаемыми запасами на 01.01.05 г, равными 4.018 млн. т. и выявлено значительное число объектов. Однако удаленность вновь открываемых месторождений от трубопроводных систем, отсутствие надежных методики и технологии разработки нефтяных залежей, залегающих в трещиноватых глинистых коллекторах, не позволяют вовлечь их в разработку.

Геологической службой ОАО «НК «Роснефть – Ставропольнефтегаз» в последние годы разрабатываются два принципиально новых направления: палеозойское и неогеновое.

Палеозойское направление ставит перед нефтяной геологией альтернативу существующим представлениям о характере и возрасте фундамента Скифской плиты, что во многом определяет перспективы его нефтегазоносности. Анализ геолого-геофизической информации и стратиграфического распределения нефтегазоносности по молодым платформам России и зарубежных стран позволяет надеяться на успешное решение этой проблемы. Уже сейчас имеются неопровержимые доказательства существования на отдельных площадях в разрезе палеозоя ловушек значительных размеров, коллекторов и покрышек. Проведение серии геохимических анализов позволило выявить в породах палеозоя достаточный генерационный потенциал, который необходим для образования углеводородов. Таким образом, существуют объективные предпосылки для развития этого направления на стадии региональных тематических исследований и параметрического бурения. Однако его развитие сдерживается отсутствием бюджетных ассигнований.

Неогеновое направление получило развитие в последние годы. Региональная нефтегазоносность таких отложений на Северном Кавказе и особенно открытие серии месторождений углеводородов на северном борту Западно-Кубанского прогиба стимулируют развитие этого направления в научном плане. Первоочередными объектами детального изучения геологического строения и обоснования нефтегазоносности неогеновых отложений, по нашему мнению, являются борта системы Манычских прогибов и платформенный борт Терско-Кумского прогиба. Важным фактором открытия в неогеновых месторождениях месторождений углеводородов, является сравнительно небольшая глубина их залегания и, следовательно, высокая рентабельность направления. Для его развития необходимо проведение комплекса детальных геолого-геофизических исследований и полного пакета геофизических анализов, что в настоящее время сдерживается отсутствием достаточного финансирования.

При оценке сырьевой базы ОАО «НК «Роснефть» - Ставропольнефтегаз» можно сделать вывод, что в количественном отношении она достаточна для решения текущих и прогнозных задач по добыче нефти. Однако качественные изменения в структуре разрабатываемых и прогнозных запасов нефти будут негативно влиять на нефтеотдачу. При выработке таких потребуется использование более сложных и дорогостоящих технических технологических процессов, а также новых более эффективных методов повышения нефтеотдачи продуктивных пластов.

Применение научно обоснованного налога на добычу полезных ископаемых с учетом условий разработки нефтяных месторождений позволит привлечь наукоемкие технологии для повышения нефтеотдачи пластов, которые в условиях непрерывного ухудшения качественного состояния сырьевой базы приобретают стратегическое значение для стабилизации и развития процессов добычи нефти в регионе [8].

Заботой об увеличении добычи нефти в Западной Сибири было продиктовано решение правительства создать новое производственное объединение «Пурнефтегаз». Согласно приказу по Министерству нефтяной промышленности № 381 от 14.07.86 г. «...в целях ускоренного ввода в разработку группы новых месторождений, расположенных севернее Муравленского месторождения, достижения к 1990 году по этой группе месторождений добычи нефти 22,5 млн. т., выполнения буровых работ в объеме 2,9 млн. метров в год создать в составе Главтюменнефтегаза производственное объединение «Пурнефтегаз» (со специальным аппаратом управления) с местонахождением в поселке Пурпе Пурповского района Тюменской области».

Производственное объединение «Пурнефтегаз» начало разрабатывать самые северные нефтегазовые месторождения страны на территории Пуровского, Красно-селькупского и Надымского районов Тюменской области. Границы деятельности предприятия простираются с востока на запад на 300 км и с юга на север на 150 км, находятся в бассейнах р. Пяку-Пур и Пурпе, которые и дали название предприятию.

ОАО «НК «Роснефть - Пурнефтегаз» - крупнейший природо-пользователь в регионе и одно из самых перспективных предприятий Российского энергетического комплекса. Предприятие ведет разработку и добычу углеводородного сырья на 15 месторождениях, является оператором добычи на 2 месторождениях ОАО «Селькупнефтегаз». Начальные извлекаемые запасы составляют 663 млн. т. нефти, 14 млн. т конденсата и 1,146 млн. м3 газа.

Добываемая нефть «Сибирская легкая» дает большой выход легких фракций и является одной из лучших в Западной Сибири.

В 1997 г добыча нефти по «Пурнефтегазу» составила 8,3 млн. т. В кризисном 1998 г., когда цены на нефть упали до критического уровня, в бизнес-плане было заложено снижение добычи нефти до 8 млн. т. Добыча нефти в 1999 г. составила 8,2 млн. т., в 2000 г -8,95 млн. т., а в 2001 г. - 9,64 млн. т.; фонд добывающих скважин достиг максимума - 2744 скважины, фонд действующих нагнетательных скважин продолжал увеличиваться: обводненность добываемой продукции возросла до 64,4 %.

В 2004 г. было добыто 9,6 млн. т нефти и конденсата, более 2 % общероссийской добычи.

Всего с момента образования ОАО «НК «Роснефть» - Пурнефтегаз» добыто более 160 млн. т. нефти. Степень выработки запасов составляет 24 %.

Сырьевая база осваиваемого «Пурнефгегазом» региона имеет свои особенности. Геологические условия добычи нефти на этих месторождениях оказались достаточно сложными: большой этаж нефтеносности от 1200 до 3200 м; многочисленность залежей от 2 пластов (Северо-Тарасовское месторождение) до 39 открытых и 21 разрабатываемых (Комсомольское месторождение); разнообразие залежей по содержанию углеводородов - это и нефтяные, и газонефтяные, и газоконденсатные, и чисто газовые; многообразие форм их строения, особенно Харампурской группы месторождений; 15 разрабатываемых месторождений содержат трудноизвлекаемые запасы.

На начало 2005 г. текущие извлекаемые запасы нефти по промышленным категориям в зоне производственной деятельности ОАО «НК «Роснефть» -Пурнефтегаз» составили 524,9 млн. т., из них трудноизвлекаемые - 366,7 млн. т., активные - 159,2 млн. т., соответственно 70 и 30 %. За последние 5 лет ОАО «НК «Роснефть» - Пурнефтегаз» прирастило 25,5 млн. т. запасов нефти [9].

В 2002 г. из недр месторождений, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), добыто 209,9 млн.т. нефти, что составляет около 55 % добычи нефти по стране. В округе продолжается стабильный рост добычи нефти, начавшийся в 1999 г. С 1998 г. добыча нефти возросла на 44 млн. т., объемы добычи 2001 г. превышены на 16 млн. т.

Отбор нефти составил 48 % начальных извлекаемых запасов промышленных категорий А, В, С1 т.е. фактически половину запасов. Разбуренные запасы выработаны на 75 %. Коэффициент извлечения нефти (КИН) равен 0,167. Обводненность в целом по месторождениям ХМАО составила 84 %, что на 0,4 % меньше, чем в 2001 г.

В 2002 г. существенно снизился по сравнению с 2001 г. ввод в разработку новых запасов и месторождений: введено 7 новых месторождений с запасами 19 млн. т при 11 месторождениях с запасами 95 млн. т в 2001 г.

39 % нефти добыто с начала разработки месторождений («вчерашняя нефть»), 14 % составляют запасы категорий А, В, которые вырабатываются в настоящее время («сегодняшняя нефть»), 30 % - неразбуренные запасы категории С1, которые будут вырабатываться после их эксплуатационного разбуривания («завтрашняя нефть») и 17 % составляют предварительно оцененные запасы категории С2, которые будут вырабатываться, когда будут разведаны и разбурены эксплуатационным бурением («послезавтрашняя нефть»). Возрастает роль запасов юрских отложений в добыче округа. Так, в добытой нефти («вчерашней нефти») доля нефти юрских отложений составила 10 %, в запасах категорий А, В («сегодняшняя нефть») - уже 17 %, в запасах категории С1 («завтрашняя нефть») - более 50 %, категории С2 -более 60 %. Возрастающая доля трудноизвлекаемых запасов объясняется двумя факторами: выработкой высокопродуктивных меловых объектов и широким внедрением новых прогрессивных технологий интенсификации притоков, в первую очередь гидроразрыва пласта (ГРП).

Разработка месторождений, представленных юрскими отложениями, требует нетрадиционного подхода из-за их специфики. Нередко при формировании этих месторождений определяющую роль играли русловые отложения, морские прибрежные течения, что вызывает необходимость уделять больше внимания вопросам геологии, условиям осадконакопления и формирования нефтяных залежей. Как никогда возрастает роль сейсморазведки, особенно 3D, а также промысловой сейсморазведки, методика проведения которой была разработана и успешно применена работниками «Тюменьнефтегеофизики» и Главтюменнефтегаза при разбуривании месторождений Шаимского района. Успешно приступили к освоению юрских запасов НК «Сургутнефтегаз», ОАО «Юганскнефтегаз» и ОАО «Арчнефтегеология».

Обеспеченность добычи нефти по территории ХМАО при годовой добыче 210-230 млн. т разбуренными запасами составляет, по нашим оценкам, 10-11 лет, запасами категории С1, еще 14-16 лет, т.е. суммарная обеспеченность добычи нефти запасами промышленных категорий не превышает 24-27 лет.

По нашему мнению, показателем качества запасов может быть КИН. При его обосновании принимаются во внимание особенности геологического строения, продуктивность пластов, глубина их залегания, плотность запасов, вертикальная и латеральная неоднородности, свойства флюидов, удаленность от объектов инфраструктуры, осложнения при бурении, вопросы экономики, экологии, техники и технологии добычи нефти. В последнее время КИН обосновывается на базе трехмерных адресных геологических и гидродинамических моделей. Обоснование КИН проходит государственную экспертизу, рассмотрение и утверждение Государственной комиссией по запасам. Характеристика начальных и текущих запасов промышленных категорий по недропользователям округа на основе КИН приведена ниже. Эффективность эксплуатационного бурения, которую определим как прирост добычи на 1 м проходки, в 5 раз и более различается по недропользователям и лицензионным участкам из-за различия в качестве запасов. В то же время установленный налог на добычу полезных ископаемых единый и не учитывает качества запасов, что создает неоправданное неравенство недропользователей при добыче нефти. Необходимо исправить создавшееся положение путем дифференциации налога на добычу в зависимости от качества запасов и степени их выработанности. В качестве показателя такой дифференциации может быть использован КИН текущих запасов, который представляет собой отношение текущих извлекаемых запасов к текущим геологическим, т.е. коэффициент определяет как качество запасов, так и степень их выработанности. Из приведенных в таблице данных видно, что КИН текущих запасов изменяется по недропользователям округа от 0,163 («Сургутнефтегаз») и 0,171 («Сибнефть») до 0,287 («СИДАНКО») при 0,219 по предприятиям ХМАО [10].

**2.2 Недропользование и развитие ресурсной базы комплекса**

Для России - страны с колоссальным природно-рссурсным потенциалом - вопросы развития отношений, связанных с предоставлением прав на пользование недрами и контролем за выполнением условий их предоставления, вопросы использования отношений в процессе недропользования для регулирования более широкого спектра социально-экономических процессов являются одними из важнейших. На наш взгляд, в ходе проводимых экономических реформ комплексный характер отношений в процессе недропользования, сфера их действия не осознаны и не использованы в достаточно полной мере.

В России уже в течение длительного времени (с 1994 г.) приросты запасов углеводородного сырья не компенсируют добычу нефти и газа. Только с 1994 по 2000 г. невосполненная добыча жидких углеводородов составила около 700 млн. % газа - более 2,3 трлн. м3. В последующие годы это отставание только усиливалось. Так, если за 1997-2001 гг. прирост промышленных запасов нефти, включая газовый конденсат, обеспечил возмещение ее добычи на 86 %, то в 2002 г. - лишь на 64 %, составив 243 млн. т при добыче 421,4 млн. т. Кроме того, ухудшается качество сырьевой базы. Доля трудноизвлекаемых запасов в России превысила 55 %. Доля запасов, степень выработки которых составляет более 80 %, превышает 25 % разрабатываемых нефтяными компаниями запасов, а доля запасов обводненностью более 70 % составляет более 30 %. С 1991 по 2001 г. в структуре извлекаемых запасов число мелких месторождений увеличилось на 40 %, в то время как число уникальных и крупных снизилось более чем на 20 %. В целом 80 % месторождений, находящихся на государственном балансе, относятся к категории мелких [11].

Причин неблагоприятного состояния сырьевой базы много, все они хорошо известны специалистам. Это и резко сократившиеся объемы региональных геолого-разведочных работ на нефть и газ вследствие общего снижения государственных средств, выделяемых на указанные цели, и отсутствие соответствующей мотивации у нефтегазовых компаний - недропользователей, и слабый контроль со стороны государства за обеспечением рационального использования недр и эффективностью разработки месторождений, а также отсутствие необходимых полномочий по государственному регулированию отношений недропользования у федеральных органов исполнительной власти, осуществляющих государственную политику в области добычи горючих полезных ископаемых. Кроме того, непрозрачность, коррупция, высокие риски, связанные, в частности, с возможностью отзыва лицензий на добычу полезных ископаемых у недропользователя, снижают инвестиционную привлекательность этой сферы деятельности.

До 2002 г. регионы активно участвовали в инвестировании воспроизводства минерально-сырьевой базы. Их вложения в геологоразведку в 2-3 раза превышали объемы федеральных инвестиций. Даже в 2003 г, когда региональные бюджеты были практически лишены источников финансирования геологии, они в сумме вкладывали примерно столько же средств, сколько и федеральный бюджет. С упразднением отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы объемы геологоразведочных работ в основных нефтедобывающих регионах России снизились в 1,5-1,8 раза. При этом считалось, что добывающие компании должны самостоятельно и за счет собственных средств осуществлять геологоразведочные работы и обеспечивать прирост запасов полезных ископаемых. Однако соответствующих стимулов компании-недропользователи не получили. Следовательно, законодательство должно стимулировать эту деятельность, имеющую важное государственное значение.

Сложившийся рыночный механизм ведения хозяйства без реализации мер государственного регулирования сферы недропользования не обеспечивает комплексного решения стратегических задач использования минерально-сырьевой базы. В результате сложилось многолетнее отставание в региональных работах, как по важнейшим нефтегазодобывающим регионам, так и по новым перспективным нефтегазоносным провинциям. По существу упущено время для подготовки новых регионов к проведению широкомасштабных поисково-оценочных работ, а в дальнейшем и по подготовке промышленных запасов углеводородов.

При интенсификации до предела добычи нефти в старых регионах практически ничего не делается для подготовки им смены. Можно как угодно критиковать советскую плановую систему, но при ней всегда учитывалась перспектива. Это было традицией развития минерально-сырьевой базы страны.

В связи с указанным как можно скорее должны быть выполнены работы по изучению новых регионов, которые бы обеспечили стабилизацию положения в этой области. Тем более что такие регионы в стране еще есть: прежде всего Каспий, Восточная Сибирь, шельфы окраинных морей. Промедление в решении этой важнейшей задачи может привести к потере национальных топливно-энергетических ресурсов. Однако успешное решение данной задачи невозможно без принятия новых законов, которые бы стимулировали выход компаний-недропользователей в эти регионы.

В целом система государственного управления недропользованием должна строиться на базе стратегических интересов государства как такового и субъектов РФ с учетом экономических интересов хозяйствующих субъектов. Для этого необходимо:

- провести реальный мониторинг всех выданных лицензий и всей системы лицензирования недр;

- выработать общую стратегию управления недропользованием с ориентацией на формирование процедур и принципов объективизации издержек недропользователей;

- обеспечить стабильный налоговый режим недропользования, не менять (без крайней необходимости) действующие законы и правила.

Сырьевая база страны должна развиваться по схеме расширенного воспроизводства. Заявления об избыточности запасов у российских компаний и предложения о введении экономических санкций на запасы, превышающие восьми - девятилетнюю обеспеченность, ошибочны, по сути, и опасны для экономического развития страны [12]

**2.3 Перспективы развития нефтедобычи**

Перспективные уровни добычи нефти в России будут определяться в основном следующими факторами: спросом на жидкое топливо и уровнем мировых цен на него, развитостью транспортной инфраструктуры, налоговыми условиями и научно-техническими достижениями в разведке к разработке месторождений, а также качеством разведанной сырьевой базы.

Перспективные объемы добычи нефти в России будут существенно различаться в зависимости от того или иного варианта социально-экономического развития страны. При сочетании благоприятных внутренних и внешних условий и факторов (оптимистический и благоприятный варианты развития) добыча нефти в России может составить порядка 460-470 млн.т. в 2010 г. и возрасти до 500-520 млн. т. к 2020 г. При внешних и внутренних условиях, формирующих умеренный вариант социально-экономического развития страны, добыча нефти прогнозируется существенно ниже - до 450 млн. т. в 2010 г. и до 460 млн. т. в 2020 г. Наконец, в критическом варианте рост добычи нефти может продолжаться лишь в ближайшие 1-2 года, а затем ожидается падение добычи: до 360 млн. т. к 2010 г. и до 315 млн. т. к 2020 г.

Добыча нефти будет осуществляться, и развиваться в России как в традиционных нефтедобывающих районах, таких как Западная Сибирь, Поволжье, Северный Кавказ, так и в новых нефтегазоносных провинциях на Европейском Севере (Тимано-Печорский регион), в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на юге России (Северо-Каспийская провинция).

Главной нефтяной базой страны на весь рассматриваемый период останется Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. Добыча нефти в регионе будет увеличиваться до 2010 г. по всем вариантам, кроме критического, а затем несколько снизится и составит в 2020 г. 290-315 млн. т. В рамках критического варианта разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами станет малорентабельной, что приведет к значительному падению добычи в регионе.

В Волго-Уральской провинции и на Северном Кавказе добыча нефти будет падать, что обусловлено исчерпанием сырьевой базы. В умеренном и критическом вариантах добыча в этих регионах будет снижаться более интенсивно.

В целом в Европейской части России добыча нефти (включая шельфы) будет уменьшаться и может составить к 2020 г. 90-100 млн. т (против 110 млн. т. 2002 г.).

Исходя из современного и прогнозируемого качества сырьевой базы отрасли, необходимы:

- значительная интенсификация геологоразведочных работ, чтобы обеспечить необходимый прирост добычи из неоткрытых пока месторождений (государственная программа лицензирования недр должна с учетом вероятных рисков обеспечить достижение необходимых для устойчивого развития отрасли уровней геологоразведочных работ и инвестиций в них)

- повышение коэффициентов нефтеизвлечения с целью повышения извлекаемого потенциала и текущей добычи разрабатываемых месторождений [13].

**3 Практическое исследование сырьевой базы химической промышленности РТ**

**3.1 Сырьевая база химической промышленности РТ**

В структуре внутреннего валового продукта (ВВП) России на долю топливно-энергетического комплекса (ТЭК) приходится 20 %. Данный сектор экономики обеспечивает 30 % доходов консолидированного бюджета и более 50 % доходов федерального бюджета, 45 % валютных поступлений и около 25 % всех объемов промышленного производства. Добыча углеводородного сырья в России будет обеспечиваться открытыми запасами до 2020 г., однако уже к 2040 г. существующие запасы нефти исчерпаются. Это отмечается в материалах Минэнерго РФ, подготовленных к заседанию правительства Российской Федерации 28.05.02 г.

Относительно увеличения добычи нефти в целом по России в 2000 г. до 323 млн. т. а в 2001 г. - до 348 млн. т. Госсоветник при Президенте Республики Татарстан по вопросам недропользования, нефти и газа Р.Х. Муслимов в интервью газете «Нефтяник Татарстана» от 01.06.02 г. говорит следующее «... подготовленных, то есть разведанных нефтяных запасов в РФ не хватает не только для роста, но и даже для стабилизации добычи на перспективу. Эйфория от успехов в росте добычи нефти последних двух лет должна пройти. Причины этих успехов временные, преходящие, а с точки зрения долговременных, фундаментальных показателей дела обстоят отнюдь не блестяще».

В Республике Татарстан сохраняется тенденция роста ВВП и объемов промышленного производства. С учетом нефтедобывающей отрасли положительная динамика этих показателей превышают средние показатели развития промышленности в Российской Федерации.

Данное уточнение весьма существенно, так как нефть и газ составляют основу экономического потенциала Татарстана.

Республика Татарстан - старый нефтедобывающий российский регион. Впервые промышленная нефть была получена на Шугуровском месторождении в 1943 г., а в 1948 г. было открыто Ромашкинское уникальное нефтяное месторождение, которое в течение 50-80-х годов XX века обеспечивало значительную долю добычи нефти в СССР, достигавшую в отдельные годы 25 %.

Татарстан сегодня является одним из немногих регионов в стране, где за последние несколько лет обеспечен рост с последующей стабилизацией добычи нефти. Если в Российской Федерации добыча нефти за 7 лет (с 1994 по 1999 г.) снизилась с 354 млн. до 305 млн. т. то в Татарстане напротив увеличилась с 24 млн. т в 1994 г. до 28,2 млн. т в 2001 г. [14]. С 1995 г. оценку запасов нефти ОАО «Татнефть» проводит независимая международная консалтинговая фирма Miller & Lents, специализирующаяся на оценке и анализе нефтяных и газовых месторождений. Подтвержденные разрабатываемые и неразрабатываемые запасы на 31.12.01 г. составили 894,2 млн.т. нефти.

Прирост запасов нефти, особенно в последние годы, в 2 раза превышает ее добычу. Созданные в Татарстане 24 новые независимые нефтяные компании уже обеспечили ускоренный ввод в разработку 36 нефтяных месторождений. Все нефтяные компании (без ОАО «Татнефть») в ближайшие годы будут добывать 8 -8,5 млн. т/год. Крупнейшая нефтяная компания - ОАО «Татнефть», по объему годовой добычи входящая в четверку крупнейших нефтяных компании России и в число 30 ведущих нефтяных компаний мира, дает до 40 % поступлений в бюджет Республики Татарстан. Добывшая с начала разработки месторождений Татарстана около 2,7 млрд. т нефти, компания стабилизировала добычу нефти, обеспечив превышение прироста запасов над добычей в 2 раза. В настоящее время более 40 % нефти на месторождениях Татарстана добывается за счет внедрения современных технологий и методов повышения нефтеотдачи пластов. Неслучайно ценные бумаги ОАО «Татнефть» котируются на престижных Лондонской и Нью - Йоркской биржах.

Уникальные месторождения открывают, как правило, достаточно быстро, а затем долгое время после первых успехов продолжают выявлять небольшие месторождения. Аналогичный процесс после открытия Ромашкинского месторождения наблюдался и в Татарстане. За Ромашкинским были открыты крупные Бавлинское (1946 г.) и Новоелховское (1956 г.) месторождения. 50-е и 60-е годы XX века ознаменовались открытием средних и мелких месторождений: Бондюжское (1955 г.), Алексеевское, Елабужское (1957 г.). Первомайское, Урус-Тамакское (1958 г.), Тат-Кандызское, Сабанчинское (1963 г.) и др.; в 70-е годы запасы открываемых месторождений уменьшились до менее 1 млн. т. В последующие годы балансовые запасы открываемых залежей нефти закономерно снижались и в последние годы в основном составляют 10-300 тыс. т.

**3.2 Оценка ресурсной базы РТ**

Оценка ресурсной базы в Республике Татарстан традиционно проводится методом сравнительных геологических аналогий (МГА), дающим дифференцированную оценку ресурсов по крупным тектоническим элементам. По этим данным начальные потенциальные ресурсы нефти по Татарстану составляют 4,5 млрд., т [14], из них накопленная добыча равна 2,7 млрд. т. (60 %), запасы категорий А+В+С1 + С2 - 1,035 млрд. т. (23 %), оставшиеся ресурсы нефти категорий Д и С3 - 0,765 млрд. т. (17 %).

В отличие от МГА, позволяющего дифференцировать нефтяные ресурсы по территории, в представленной статье использован один из историко-стати-стических методов, основанный на принципах ретроспективного анализа открытия нефтяных месторождений Татарстана [15]. При этом для количественной оценки нефтяных ресурсов использовано распределение Парето, широко применяемое, особенно в последнее время, для количественного прогноза нефтегазоносности длительно разведуемых регионов, в которых средние и основная часть мелких месторождений класса М1 уже открыта.

Согласно этому распределению в длительно разведуемых регионах "распределение всей природной совокупности скоплений нефти и газа в регионе имеет амодальный характер с непрерывным возрастанием числа скоплений при переходе в область все более малых запасов" [16, 17]. Одним из следствий принимаемого распределения является представление "о соизмеримости ресурсов нефти и газа, сосредоточенных в месторождениях различных классов крупности", которое заменяет тезис о концентрации большей части ресурсов в единицах крупнейших для региона месторождений [18,19].

Существующее фактическое распределение балансовых запасов залежей в Татарстане по классам имеет следующий вид:

1) более 100 млн. т - 4 залежи;

2) от 10 млн. до 100 млн. т - 29 залежей;

3) от 1 млн. до 10 млн. т - 496 залежей;

4) от 100 тыс. до 1 млн. т - 884 залежи;

5) от 10 тыс. до 100 тыс. т - 382 залежи;

6) менее 10 тыс. т- 15 залежей.

Получение фактического распределения стало возможным после создания базы данных «Залежи нефти» в Татарском геологоразведочном управлении ОАО «Татнефть».

С учетом того, что первые три самых крупных класса залежей уже не будут пополняться залежами в связи с высокой разведанносьтю недр Республики Татарстан, было сделано допущение, что тенденция связи (корреляционная зависимость) между балансовыми запасами и числом единичных скоплений распространяется также на остальные классы залежей. По А. Перродону рассматриваемый регион Татарстана находится между так называемыми рассеянным и концентрированным ареалами, т.е. данная территория в нефтеносном отношении относится к среднебогатым регионам.

При сопоставлении фактического и теоретического распределений отмечается, что наименее заполненными являются последние два класса: от 10 тыс. до 100 тыс. т (382 залежи) и менее 10 тыс. т (15 залежей). Поскольку такие вероятностные распределения для Татарстана составлены впервые, для наглядности они были сопоставлены с теоретическим и фактическим распределениями запасов по залежам нефти в США [17]. При сопоставлении отмечается одинаковая тенденция принимаемых распределений.

Если в качестве основного теоретического распределения принимать распределение Парето, то в ближайшем будущем в Татарстане предстоит открытие:

• залежей промышленного значения с балансовыми запасами, относящимися к классам от 10 тыс. до 100 тыс. т и от 100 тыс. до 1 млн. т, число которых составит соответственно 53000 и 3868, что обеспечит прирост балансовых запасов 2738 млн. т;

• залежей непромышленного значения с балансовыми запасами от 1 тыс. до 10 тыс. т, общее число которых составит 580 тыс., а прирост балансовых запасов по ним -1740 млн. т.

Дальнейшее наращивание запасов нефти в Республике Татарстан связано с открытием мелких залежей нефти, приуроченных к малоразмерным и соответственно малоамплитудным локальным поднятиям, запасы нефти в которых соизмеримы с запасами в других более крупных классах залежей.

На основе анализа распределения Парето общий прирост балансовых запасов по результатам геологоразведочных работ при открытии прогнозируемого числа залежей будет составлять 4478 млн. т. При среднем коэффициенте извлечения нефти (КИН) равном 15 % балансовых запасов, углеводородный потенциал при самом оптимистичном прогнозе составит 671 млн. т, что вполне согласуется с исследованиями по оценке ресурсной базы в целом по Татарстану, выполненными с применением метода сравнительных геологических аналогий (Ларочкина, 1999 г.).

По данным МГА, прогнозные (Д1 и Д2) и перспективные (С3) извлекаемые ресурсы составляют 984 млн. т, что при переводе в категорию С1 при существующих коэффициентах перевода равно 555 млн. т извлекаемых запасов. Вместе с остаточными запасами категорий А+В+ С1+ С2 в количестве 1.035 млрд. т они являются существенной базой для дальнейшего развития нефтяной промышленности в Татарстане [20].

Как видно из сравнения прогнозных ресурсов, полученных двумя методами, - сравнительных геологических аналогий и построения распределения запасов, интерпретируемых распределением Парето, - при практически одинаковых величинах углеводородного потенциала наиболее оптимистичную оценку прогнозных ресурсов нефти дает второй способ [21].

**3.3 Перспективы развития нефтяной промышленности**

Республика Татарстан является старейшим нефтедобывающим районом страны. Имеются положительные факторы, позволяющие оптимистично оценивать перспективы подготовки новых запасов в старых нефтедобывающих районах.

Практика показывает, что прогнозные ресурсы и оценки по мере изучения непрерывно возрастают и Республика Татарстан классическое подтверждение этого. В Татарстане за годы рыночных реформ обеспечивалось расширенное воспроизводство запасов нефти против 20-50 % в предыдущие годы. Обеспеченность разведанными запасами текущей добычи при ее непрерывном росте возрастала и в настоящее время выше, чем по стране. В республике регулярно проводится переоценка прогнозных ресурсов нефти. В результате начальные суммарные (извлекаемые) ресурсы возросли за последнее десятилетие на 21 %. Неопоискованные извлекаемые ресурсы оцениваются выше, чем 30 лет назад. По мере изучения они будут возрастать. Планируется дальнейшая переоценка прогнозных ресурсов, которая проводится один раз за 5 лет. Как правило, каждая переоценка прогнозных ресурсов приводит к их увеличению.

Во-вторых, при оценке ресурсов коэффициент извлечения нефти (КИН) принимается обычно равным 30-35 %. Предполагается, что при освоенных технологиях в недрах после выработки извлекаемых запасов останется в 2 раза больше нефти, чем будет добыто к концу разработки месторождений.

Хотя для Республики Татарстан характерна высокая опоискованность недр, за годы рыночных реформ воспроизводство запасов в лом улучшилось и по сравнению со среднероссийским с более благоприятным. Однако в общем объеме прирост запасов за счет новых открытий снизился с 49,2 до 13 %/год. Несмотря на достаточную обеспеченность разведанными запасами нефти в стратегии значительное внимание уделено вопросам подготовки новых запасов. Это объясняется высокой долей трудноизвлекаемых запасов нефти, составляющей 80 %. Стратегия воспроизводства запасов на длительную перспективу в старых нефтяных районах должна предусматривать проведение работ в трех направлениях:

- дальнейшее изучение и опоискование залежей нефти в традиционных объектах разведки (отложения девона и карбона).

- проведение широкомасштабных работ по повышению КИН, что может стать новым важнейшим направлением повышения ресурсной базы старых нефтедобывающих районов [22].

- геологическое изучение нефтегазоносности нетрадиционных объектов глубокозалегающих пород кристаллического фундамента и рифей-вендских осадочных отложений, пермских битумов [23].

В настоящее время в нефтяной промышленности Республики Татарстан работает 28 малых нефтяных компаний, добыча нефти по которым составляет от 10 тыс. до 500 тыс. т/год. В основном эти компании были созданы на основании Указа Президента Республики Татарстан об увеличении добычи нефти в 1997-1998 гг. На конкурсной основе им было передано 67 нефтяных месторождений, причем в основном с трудноизвлекаемыми запасами, содержащих высокосернистые нефти, большинство из которых было открыто 15-30 лет назад. Создание новых нефтяных компаний коренным образом изменило ситуацию с добычей нефти в республике появились новые инновационные технологии, конкуренция, новые МУН и методы интенсификации добычи. В 2004 г. малыми компаниями добыто более 4,8 млн. т. В ближайшие годы намечается довести добычу нефти по всем независимым нефтяным компаниям до 8 млн. т/год [24].

Опыт развития нефтяной промышленности Татарстана показал следующее

- оптимизация условий недропользования и налогообложения - ключ к решению проблемы ВМСБ и обеспечения потребностей страны в нефти и газе,

- налоговое стимулирование и дифференцированное налогообложение добычи нефти в зависимости от горно-геологических условий и пенсии истощения запасов можно регламентировать и администрировать без коррупции;

- действующий закон «О недрах» позволяет дифференцировать НДПИ, стимулировать разработку «старых» и истощенных месторождений;

- если бережно относиться к недрам и по-хозяйски ими распоряжаться на уровне субъектов Федерации, то появляются огромные возможности для дальнейшего

С целью успешной реализации стратегии развития нефтегазового комплекса Республики Татарстан необходимо создать благоприятные условия, обеспечивающие необходимый прирост запасов и нефти, что возможно в результате принятия более совершенного закона «О недрах», проект которого находится на обсуждении.

Для успешной реализации энергетической стратегии Республики Татарстан до 2020 г. необходимо создать нормальные условия развития нефтяной промышленности. С этой целью следует:

- сохранить действующий механизм недропользования - совместное ведение Федерации и субъектов Российской Федерации по выдаче лицензий по принципу «двух ключей»: Российской Федерацией и cсубъектом Российской Федерации;

- предусмотреть возможность делегирования части полномочий федерального центра по регулированию недропользования на региональный уровень; передать региональным органам власти полномочия по распоряжению мелкими и средними месторождениями полезны ископаемых с извлекаемыми запасами нефти до 30 млн. т.;

- ввести дифференцированное налогообложение добычи нефти зависимости от горно-геологических и экономико-географических условий разработки нефтяных месторождений и товарного качеств нефти в недрах;

- для повышения эффективности освоения недр необходимо оста вить как конкурсную, так и аукционную форму доступа к недрам, каждая из них имеет преимущества и недостатки и может применяться зависимости от конкретных условий;

- для рационального использования ресурсов недр нужно усилить государственный контроль за выполнением оговоренных условий недропользования; это осуществимо через ежегодные дополнения к лицензионным соглашениям, в которых записываются годовые уровни добычи, воспроизводства запасов, объемы разведочного и эксплуатационного бурения; они берутся из утвержденных в установленном порядке проектных документов и авторских надзоров; контролируете выполнение органами МПР РФ; положительный опыт имеется в Республике Татарстан;

- в законе «О недрах» необходимо предусмотреть стимулировании ВМСБ в результате отмены платежей на проведение ГРР за счет собственных средств недропользователей, заявочного характера представления участков для рисковых нефтепоисковых работ, оплаты недропользователями исторических затрат государства на участках недр только после выхода проекта на окупаемость и получения достаточных при былей, упрощения процедуры оформления открытий, полного финансирования региональных и функциональных геологических исследований за счет государства;

- утвердить на правительственном уровне «Правила разработки нефтяных месторождений» и для рационального использования запасов углеводородного сырья государственную комиссию по запасам и Цен тральную комиссию по разработке месторождений горючих полезны ископаемых подчинить непосредственно Правительству России [25].

**Заключение**

Выводы по РФ:

Сырьевая база страны должна развиваться по схеме расширенного воспроизводства. Заявления об избыточности запасов у российских компаний и предложения о введении экономических санкций на запасы, превышающие восьми – девятилетнюю обеспеченность, ошибочны, по сути, и опасны для экономического развития страны. В России уже в течение длительного времени (с 1994 г.) приросты запасов углеводородного сырья не компенсируют добычу нефти и газа.

В настоящее время в НГДУ «Сургутнефть» в промышленной эксплуатации находятся шесть месторождений с добычей нефти 18.5 тыс. т/сут. Запасы нефти месторождений НГДУ «Сургутнефть» выработаны более чем на 60 %, наиболее крупного Западно-Сургутского - на 80 %. Благодаря приобретению новых месторождений, а также доразведке старых, объем имеющихся на балансе НГДУ извлекаемых запасов нефти за последние 3 года увеличился на 5 млн. т. Однако более половины оставшихся запасов нефти являются трудноизвлекаемыми.

Шаимский нефтегазоносный район является старейшим нефтедобывающим районом Западной Сибири, по которому в течение более 40 лет накоплен богатейший опыт поисково-разведочных работ. За этот период открыто 21 месторождение нефти и введено в эксплуатацию 17. Несмотря на солидный возраст и значительные отборы запасов нефти (около 70 %), район сохраняет устойчивые перспективы прироста запасов, что обеспечивается существенными вложениями в геологоразведочные работы.

На территории Ставропольского края в пределах деятельности акционерного общества подсчитанные начальные суммарные ресурсы составляют 245,4 млн. т., из них 159,9 млн. т. уже добыто, 42,9 млн. т. подготовлено к разработке, 11,4 млн. т. - запасы категории С2 и 31,2 млн. т - неразведанные ресурсы.

Заботой об увеличении добычи нефти в Западной Сибири было продиктовано решение правительства создать новое производственное объединение «Пурнефтегаз». Сырьевая база осваиваемого «Пурнефгегазом» региона имеет свои особенности. Геологические условия добычи нефти на этих месторождениях оказались достаточно сложными. 15 разрабатываемых месторождений содержат трудноизвлекаемые запасы.

ХМАО обладает высоким добычным потенциалом. В добыче нефти все большую роль играют запасы нефти юрских отложений, требующие нетрадиционного подхода к их разработке. Обеспеченность добычи нефти запасами промышленных категорий по округу не превышает 24-27 лет, в том числе разбуренными запасами составляет не более 10-11 лет.

Что касается перспективы развития нефтяной промышленности, то главной нефтяной базой страны на весь рассматриваемый период останется Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.

Выводы по РТ:

Обеспеченность ресурсами и запасами нефти при существующем уровне добычи нефти позволяет с оптимизмом смотреть на развитие ТЭК в Татарстане крайней мере, как минимум, на полвека вперед.

Более чем 35-летнее обеспечение современного уровня добычи в республике запасами промышленных категорий делает благоприятным инвестиционный климат в Татарстане для разработки нефтяных месторождений, а обеспеченность добычи ресурсами нефти в течение 25 лет позволяет с большей уверенностью смотреть в будущее и вкладывать средства в поиск и разведку нефтяных месторождений.

В ближайшие годы главные усилия в развитии нефтяной промышленности Татарстана должны быть направлены на повышение объемов геолого-разведочных работ с целью увеличения темпов воспроизводства запасов углеводородного сырья.

**Список использованной литературы**

1. Борисович Г.Ф. и др. Девятая пятилетка химической промышленности, с.78.
2. Экономика химической отрасли: Учеб. Пособие для вузов / Под ред. И.А. Садчикова. – СПб: Химиздат, 2000. – 384 с.
3. Арбатов А.А. Повышение нефтеотдачи пластов как противодействие ухудшению качества сырьевой базы // Бурение. - 2002. Май-июнь. - С.-6-9.
4. Гордеев О.Г. Состояние и перспективы развития нефтяной и газовой промышленности // Нефтяное хозяйство. - 2003. - № 1. – С. 4-7.
5. Мещерин А. Благие пожелания // Нефтегазовая вертикаль. - 2003. № 9-10 (июнь). – С. 4-12.
6. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2004. - № 6. – С. 14-15.
7. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2004. - № 2. – С. 10-11.
8. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2005. - № 8. – С. 28-31.
9. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2005. - № 8. – С. 24-25.
10. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2003. - № 9. – С. 48-51.
11. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2005. - № 4. – С. 10.
12. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2005. - № 4. – С. 11.
13. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2003. - № 12. – С. 11-13.
14. Государственный доклад о состоянии природных ресурсов и охрана окружающей среды Республики Татарстан в 2001 году. Под ред. Б.Г. Петрова. – Казань: МЭПР РТ, 2001. – 389 с.
15. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.
16. Крылов Н.А. Проблемы нефтегазовой ресурсологии // Геология нефти и газа. – 1998. - № 10. – С. 37-41.
17. Прогноз месторождений нефти и газа. Пер. с франц. – М.: Недра, 1981. – 350 с.
18. Гудымова Т.В., Николаева Л.Е., Скоробогатов В.А. Распределение прогнозных ресурсов газа по интервалам крупности как составляющая геолого-экономической оценки. Тезисы докладов Второй Международной Конференции «Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных нефтегазовых объектов». – С-Пб.: ВНИГРИ, 1998. – 130 с.
19. Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа. Пер. с франц. – М.: Недра, 1991. – 359 с.
20. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике. Для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1973. – 832 с.
21. Муслимов Р.Х. Перспективы нефтеотдачи и ресурсы. Россия: третье тысячелетие // Вестник актуальных прогнозов. – 2001. - № 3. – С. 40-42.
22. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2003. - № 8. – С. 26-28.
23. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты / И.Ф. Глумов, И.Н. Плотникова, Р.Х. Муслимов и др. // Геология нефти и газа. – 2004. - № 3. – С. 43-49.
24. Кравцов Я.И., Алемасов В.Е., Муслимов Р.Х. Комбинированное воздействие на продуктивные пласты как способ достижения синэнергетического эффекта. Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти. Труды 12 европейского симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов». – Казань: Идел-пресс, 2003.
25. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2005. - № 5. – С. 10-14.
26. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2003. - № 6.
27. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2004. - № 5, 7, 8, 9.
28. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2005. - № 1, 2, 3 , 4, 6, 7.
29. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2003. - № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7.
30. Нефтяное хозяйство. Ежемесячный научно-технический и производственный журнал. - 2002. - № 5.