

ББК 65.9(2P5)30+65.9(2P)-1  
УДК 338:98  
М 617

*Рецензенты:*

*д.э.н. Литвинцева Г.П., д.э.н. Пляскина Н.И., д.г.-м.н. Толстов А.В.*

**М 617 Минерально-сырьевой сектор Азиатской России: как обеспечить социально-экономическую отдачу / под ред. акад. РАН В.В. Кулешова – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2015. – 352 с.**

ISBN 978-5-89665-299-1

В монографии рассматриваются проблемы функционирования и развития минерально-сырьевого комплекса (МСК) регионов Сибири: Республик Бурятия, Тывы, Забайкальского края, Иркутской и Тюменской областей. На основе обширного статистического материала о развитии МСК регионов обосновывается необходимость новых подходов к процессам ресурсно-индустриального и инновационного развития. Показана необходимость учета региональных особенностей при формировании государственной политики в минерально-сырьевом комплексе.

Книга предназначена для специалистов по проблемам государственного регулирования и функционирования МСК, а также для всех тех, кто изучает экономические вопросы комплексного использования ресурсов недр.

ISBN 978-5-89665-299-1



9 785896 652991

**Авторский коллектив:**

Введение, Заключение – чл.-корр. РАН, д.э.н. В.А. Крюков;  
Глава I – чл.-корр. РАН, д.э.н. В.А. Крюков, к.э.н. А.Е. Севастьянова,  
д.э.н. А.Н. Токарев, к.э.н. В.В. Шмат;  
Глава II – д.э.н. И.П. Глазырина, к.э.н. И.А. Забелина, к.э.н. Е.А. Клевакина,  
д.т.н. С.М. Лавлинский, И.С. Калгина, к.б.н. О.К. Кирилук, к.г.н. И.Е. Михеев,  
к.г.н. Н.В. Помазкова, к.т.н. Л.М. Фалейчи;  
Глава III – д.э.н. Э.Ц. Садыкова, к.г.н. В.С. Батомункуев;  
Глава IV – д.г.н. Н.М. Сысоева;  
Глава V – к.э.н. Д.Ф. Дабиев;  
Глава VI – д.т.н. С.М. Лавлинский;  
Глава VII – к.э.н. С.Д. Ареева

УДК 338:98  
ББК 65.9(2P5)30+65.9(2P)-1  
М 617

© ИЭОПП СО РАН, 2015 г.  
© Коллектив авторов, 2015 г.

## **Глава I**

# **ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОТДАЧИ НЕФТЯНОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Функционирование нефтяных компаний на определенной территории вызывает ряд социально-экономических эффектов для нефтегазовых регионов (НГР). Недропользователи обеспечивают занятость населения с достаточно высокой заработной платой. Нефтяные компании формируют значительные поступления в бюджеты субъектов Федерации, где они ведут свои работы. Уровень этих платежей может существенно зависеть от политики и поведения компаний в сфере налогообложения.

Рациональное освоение и использование ресурсов недр с позиций общества предполагает такое их освоение, при котором:

- государство (как собственник недр) через систему специального налогообложения изымает основную часть доходов рентного характера. При этом для компаний нефтегазового сектора (НГС) обеспечивается приемлемый уровень рентабельности с учетом риска (а также применяемых организационных и технологических инноваций) и сохраняются стимулы для инвестиций в геологоразведку, освоение недр, применение новых технологий;
- недропользователи обеспечивают рациональный (максимальный технически и технологически возможный и экономически оправданный) уровень извлечения ресурсов нефти и газа. При этом важное значение имеют мониторинг и контроль процессов освоения недр со стороны государства, стимулирование применения новых технологий, позволяющих повысить уровень извлечения нефти и газа;
- недропользователи минимизируют экологические издержки для общества (что особенно важно для населения регионов), выполняя экологические нормы и правила. Это требует повышенных затрат НГС на природоохранные мероприятия. В некоторых регионах и районах эти нормы могут быть более жесткими, чем устанавливаемые на государственном уровне, из-за особых условий освоения недр, например,

на территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов.

В настоящее время с позиций роста социальной отдачи в своем развитии нефтегазовые регионы России и Западной Сибири сталкиваются с целым рядом рисков и угроз. Данные риски потенциально могут реализовываться в снижении уровней социальных эффектов от функционирования и развития рассматриваемого сектора экономики. Эти риски могут быть условно сгруппированы следующим образом:

- риски геолого-технического характера, связанные с угрозой резкого сокращения объемов добычи в кратко- и среднесрочной перспективе;
- институциональные риски, связанные с уровнем цен на углеводородное сырье (УВС), поведением нефтегазовых компаний в вопросах рационального освоения ресурсов недр, налоговой политики;
- риски социального характера, связанные в том числе с экологией, с риском резкого снижения социальных выгод в результате падения добычи в долгосрочной перспективе из-за истощения ресурсной базы (рис. 1).



**Рис. 1.** Управление рисками и социальная ценность недр

Данные риски должны адекватно управляться, т.е. должны приниматься и выполняться решения, направленные на снижение вероятности возникновения неблагоприятных результатов и на минимизацию возможных потерь, вызванных их реализацией. В рамках развития НГС Западной Сибири рассматриваемые риски могут управляться в том числе через следующие меры и механизмы:

- поддержание адекватной организационной структуры НГС (прежде всего стимулирование развития инновационно ориентированных, малых и средних компаний) – управление через разнообразие компаний в условиях высокой степени многообразия объектов освоения;
- совершенствование норм и правил, регулирующих процессы недропользования в рамках системы государственного регулирования;
- создание предпосылок для устойчивого социально-экономического развития нефтегазовых регионов.

Отмеченные меры и механизмы будут способствовать повышению социальной ценности освоения недр для общества.

## **1. НЕФТЯНОЙ КОМПЛЕКС ЗАПАДНОЙ СИБИРИ: РЕСУРСЫ И ВОЗМОЖНОСТИ СТАБИЛИЗАЦИИ ДОБЫЧИ**

Нефтегазовые провинции в своем развитии проходят несколько этапов: поисково-разведочная стадия, ранняя (растущая) добыча, зрелость (стабильная добыча) и падающая добыча (завершающая стадия). В рамках каждого из этих этапов обычно наблюдается определенная динамика добычи углеводородов, во многом соответствующая их названию. В рамках этапов могут быть и заметные отклонения, связанные, например, с изменением уровня цен на УВС, темпами инновационного развития. Тем не менее, тенденции к сокращению добычи после прохождения периода зрелости наблюдаются во всех нефтегазовых провинциях. В этот период важным риском является резкое сокращение объемов добычи, которое может вести в том числе к неблагоприятным социальным последствиям в районах добычи.

Какова сегодня ресурсная база нефтяной промышленности Западной Сибири? Каковы особенности добычи УВС в данной провинции в настоящее время? Ответы на эти вопросы создают

основы для выработки решений, направленных на сокращение рисков, связанных с потенциальным резким снижением уровней добычи и, соответственно, социальных выгод.

## **1.1. Ресурсная база нефтяной промышленности**

### **1.1.1. Ресурсы и запасы нефти Западной Сибири**

Примерно две трети запасов и более половины ресурсов нефти и конденсата России сосредоточены в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне, втором по масштабу в мире после Персидского залива. Здесь добывается около двух третей российской нефти.

Всего в Западно-Сибирском бассейне разведано около 760 месторождений с запасами нефти, в том числе девять уникальных (с запасами более 300 млн т) и 56 крупных (60–300 млн т). Такие объекты характеризуются, как правило, сложным многопластовым строением.

Крупнейшей областью нефтенакпления в рамках Западно-Сибирского бассейна является Среднеобская нефтегазоносная область, расположенная в основном на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (ХМАО). Здесь сосредоточено около половины разведанных запасов бассейна, заключенных в недрах примерно 200 месторождений, среди которых несколько уникальных – Самотлорское, Приобское, Приразломное.

В результате эксплуатации месторождений углеводородного сырья (УВС) Западной Сибири разведанные запасы нефти выработаны почти наполовину. Тем не менее остаются значительные возможности для наращивания разведанных запасов на территории бассейна. Степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти Западной Сибири находится на уровне 40%.

Перспективные ресурсы (категории С3), являющиеся ближайшим резервом наращивания сырьевой базы для добычи нефти, оцениваются более чем в 5,6 млрд т, что превышает 40% российских ресурсов [6].

### **1.1.2. Ресурсный потенциал ХМАО**

Около половины текущих извлекаемых запасов нефти России локализованы в границах ХМАО. В структуре начальных суммарных ресурсов нефти автономного округа около половины –

начальные разведанные запасы, состоящие из накопленной добычи и текущих извлекаемых запасов категории АВС1. Вторая половина – еще неразведанные запасы (С2) и ресурсы. В ХМАО в структуре начальных ресурсов велика доля невыявленных.

По данным Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института изученность поисково-разведочным бурением территории ХМАО составляет 62 м/км<sup>2</sup>. Это значительно ниже, чем изученность, например, Татарстана (138 м/км<sup>2</sup>). Изученность сейсморазведочными работами территории ХМАО в сравнении с другими зрелыми регионам России также невелика – около 1 км/км<sup>2</sup> (в Татарстане – 1,5 км/км<sup>2</sup>).

Важной особенностью Западной Сибири является то, что основная часть запасов нефти и газа сосредоточена в уникальных и крупных месторождениях. Так, в ХМАО более половины начальных извлекаемых запасов нефти категорий АВС1 разведаны в 12-ти уникальных и крупных месторождениях – Самотлорском, Приобском, Федоровском, Красноленинском, Мамонтовском, Ватъеганском, Салымском, Аганском, Тевлинско-Русскинском, Повховском, Усть-Балыкском и Приразломном. При этом 20% всех начальных извлекаемых запасов нефти категорий АВС1 в ХМАО разведана на уникальном Самотлорском месторождении [5].

По состоянию на начало 2011 г. почти все запасы категории АВС1 находились в распределенном фонде недр – 94%, остальная часть не была лицензирована. В 2012 г. в распределенный фонд перешли оставшиеся крупные месторождения – им. В.И. Шпильмана (Северо-Рогожниковское, извлекаемые запасы по категориям С1+С2 более 90 млн т) и Имилорское (извлекаемые запасы по категориям С1+С2 более 193 млн т) в ХМАО и Лодочное (более 43 млн т) на севере Красноярского края. Победителями аукционов стали российские компании, соответственно, «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ» и ТНК-ВР (приобретенная «Роснефтью»). По данным Роснедр, после их реализации в России больше не осталось нераспределенных крупных залежей, открытых в советские времена [2].

Большая часть запасов нефти категорий АВС1 распределенного фонда недр (более 90%) числится на балансе крупнейших вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК). На балансе прочих недропользователей остается около 9% запасов.

Важнейшим резервом для поддержания добычи нефти в ХМАО являются предварительно оцененные запасы категории С2. Это задел для проведения разведочного бурения. С учетом коэффициента подтвержденности предварительно оцененных запасов на уровне 50% в ХМАО остается еще значительный объем запасов. По состоянию на начало 2011 г. в распределенном фонде недр числилось 78% предварительно оцененных запасов С2, не лицензировано – 22%. При этом основной объем предварительно оцененных запасов С2 распределенного фонда недр (около 90%) находится также на балансе ВИНК.

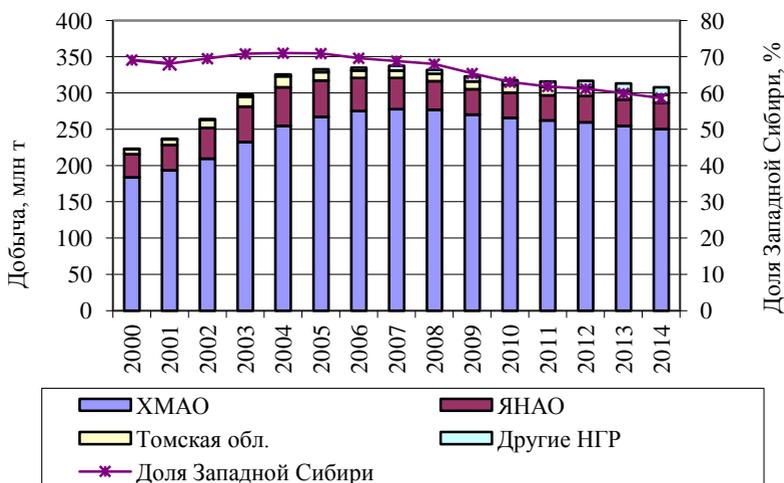
## **1.2. Перспективы нефтедобычи в Западной Сибири**

### **1.2.1. Добыча нефти в Западной Сибири**

В настоящее время крупнейшим регионом добычи нефти в России остается Западная Сибирь, где сосредоточены основные разрабатываемые и значительная часть вводимых в ближайшей перспективе месторождений. В Западной Сибири добыча нефти ведется в ХМАО, Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО), Томской области, на юге Тюменской области, в Омской и Новосибирской областях. Более 80% нефти в Западной Сибири добывается в ХМАО, около 11% – в ЯНАО. Значительные объемы извлекаются в Томской области и на юге Тюменской области – относительно новом районе.

В настоящее время в Западной Сибири наблюдается тенденция к снижению и стабилизации добычи (рис. 2). При этом стабилизация достигнута в основном благодаря росту добычи на юге Тюменской области (прежде всего за счет Уватской группы месторождений).

В перспективе будет происходить дальнейшее снижение добычи нефти на уникальных и крупнейших месторождениях региона, которые вплоть до настоящего времени обеспечивают основной вклад в добычу нефти как в Западной Сибири, так и в России в целом. Сокращение добычи на этих объектах связано с высокой выработанностью месторождений. Так, выработанность крупнейших месторождений России, расположенных на территории ХМАО, превышает 70%: Самотлорского месторождения – около 73%, Мамонтовского – более 85%, Федоровского – более 70% [5].



**Рис. 2.** Динамика добычи жидких углеводородов в Западной Сибири в 2000–2014 гг.

Для поддержания стабильной добычи нефти на действующих месторождениях необходимо обеспечить проведение реинжиниринга объектов схем освоения и функционирования инфраструктуры и добычи нефти. Необходимо обеспечить решение проблем извлечения остаточных запасов нефти на завершающих стадиях разработки действующих месторождений с достижением высоких коэффициентов нефтеотдачи. Требуется создание и широкое внедрение новых технологий добычи трудноизвлекаемых запасов. Дальнейшее развитие добычи нефти в Западной Сибири связано с разработкой относительно небольших новых месторождений, а также глубокозалегающих залежей, характеризующихся сложным горно-геологическим строением.

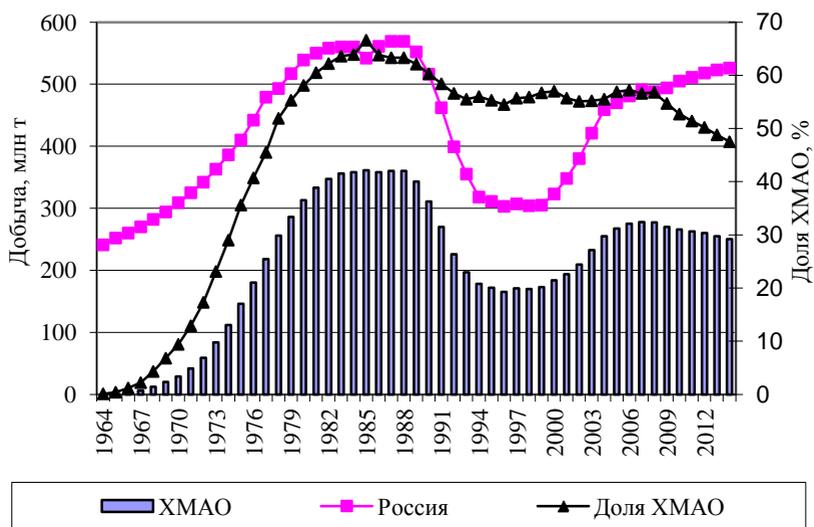
### 1.2.2. Перспективы нефтедобычи в ХМАО

Перспективы нефтедобычи в Западной Сибири во многом определяются положением дел в ХМАО. Разработка нефтяных месторождений ХМАО началась в 1964 году. В результате освоения нефтяных месторождений на территории автономного округа накопленная добыча нефти составляет более 10,725 млрд т (по состоянию на начало 2015 г.).

Ключевое значение в добыче на территории округа играют крупные месторождения. Так, в 2014 г. 53,7% нефти было добыто на 14 крупных месторождениях (с текущей добычей более 3 млн т). Наибольшие объемы добычи в 2014 г. были получены на месторождениях:

- Приобское – 37,48 млн т («Роснефть» и «Газпром нефть»);
- Самотлорское – 21,13 млн т («Роснефть»);
- Мало-Балыкское – 11,41 млн т («Роснефть»);
- Приразломное – 8,65 млн т («Роснефть»).

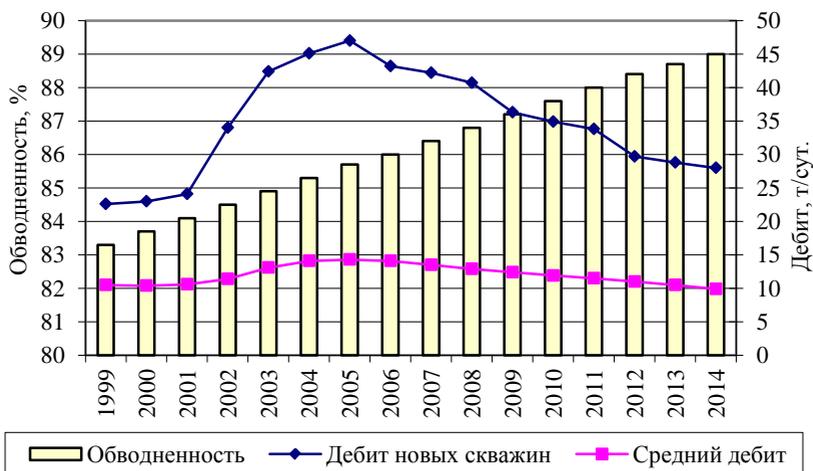
Из недр округа отобрано около 50% извлекаемых запасов нефти [36]. В 2014 г. извлечено 250,3 млн т нефти, или около 47,6% общероссийской добычи (рис. 3). В мировом масштабе доля добычи нефти в ХМАО составляет около 7%.



**Рис. 3.** Динамика добычи нефти в России и ХМАО, 1964–2012 гг.

*Источник:* Автономное учреждение ХМАО – Югры Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана (НАЦ РН ХМАО), Департамент по недропользованию ХМАО-Югры.

НГС округа находится на стадии поздней добычи, характеризующейся падением производительности (дебитов) скважин, ростом обводненности добываемой продукции. Так, средние дебиты скважин по нефти в ХМАО за период 2005–2014 гг. снизились с 14,3 до 9,9 т/сут., в том числе по новым скважинам уменьшились с 47 до 28 т/сут. (рис. 4).



**Рис. 4.** Динамика дебитов скважин по нефти и обводненности добываемой продукции в ХМАО, 1999–2014 гг.

*Источник:* Автономное учреждение ХМАО – Югры Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана (НАЦ РН ХМАО), Департамент по недропользованию ХМАО-Югры.

С дебитами менее 5 т/сут. в ХМАО в 2012 г. работало около 30 тыс. скважин (42%). По оценкам Департамента по недропользованию округа, вывод из эксплуатации этих скважин не позволил бы добыть 24 млн т нефти (9% добычи округа). В 2014 г. общее количество таких скважин достигло 36 тыс. с добычей 28 млн т (около 11% добычи округа). Обводненность продукции скважин в 2014 г. увеличилась до 89%. Это означает, что в среднем с каждой тонной нефти приходится добывать более 8 т воды.

Действующий эксплуатационный фонд скважин округа растет. С 2005 г. по 2012 г. он увеличился на 24 тыс. скважин. Коэффициент его использования за этот период вырос с 78 до 86,3%. Но даже рост фонда скважин и коэффициента его использования не позволяет увеличивать объемы годовой добычи нефти в округе. В результате ухудшения качества ресурсной базы, снижения дебитов скважин, роста обводненности продукции годовые уровни добычи нефти по округу перестали расти и сейчас происходит их плавное снижение.

### **1.3. Возможности стабилизации добычи нефти**

Практически все прогнозы говорят о том, что добыча нефти в Западной Сибири и ХМАО будет уменьшаться в связи с естественным истощением разрабатываемых запасов нефти и отсутствием равнозначного для компенсации добычи резерва подготовленных к разработке запасов. По оценкам НАЦ РН ХМАО, добыча нефти в округе к 2020 г. может сократиться до уровня 220–253 млн т (соответственно, в вероятном и инновационном сценариях), а к 2030 г. уменьшиться до 196–222 млн т в год [36].

Что можно противопоставить отмеченной выше тенденции сокращения добычи нефти и роста удельных затрат? Как можно управлять рисками, связанными с потенциальным резким сокращением добычи нефти в Западной Сибири? Можно выделить несколько направлений, которые будут способствовать стабилизации добычи нефти и предотвращению ее резкого сокращения:

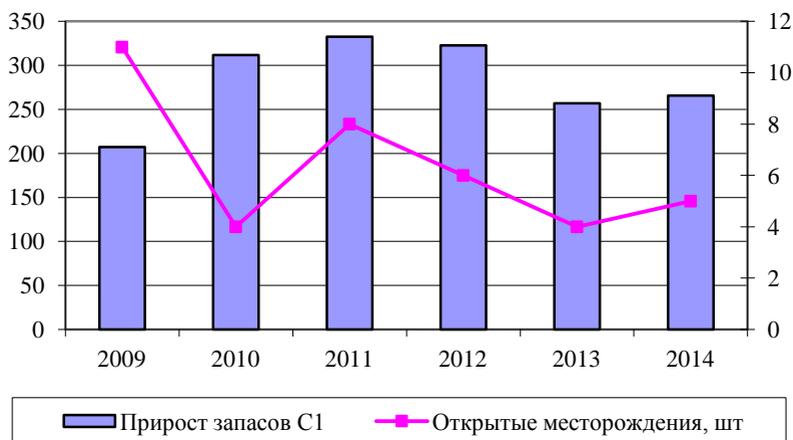
- увеличение объемов геологоразведочных работ (ГРП);
- разработка и применение инновационных технологий в добыче нефти;
- вовлечение в хозяйственный оборот трудноизвлекаемых ресурсов (включая баженовскую свиту);
- совершенствование систем разработки «зрелых» месторождений.

#### **1.3.1. Необходимость увеличения объемов ГРП**

Одним из важнейших факторов стабилизации добычи нефти является прирост запасов в результате ГРП. Уже несколько лет официальные данные по приросту запасов нефти и газа в России превышают объемы добычи. Но за счет новых залежей ком-

пенсруется всего около 15–20% текущей добычи, а все остальные приросты дают доразведка разрабатываемых месторождений и переоценка запасов в связи с увеличением нефтеотдачи за счет применения более современных методов разработки [34].

Подобная ситуация сложилась и в Западной Сибири. Например, в ХМАО в 2014 г. прирост запасов составил 265 млн т (рис. 5). Этот прирост формируется преимущественно в результате пересмотра нефтеотдачи по месторождениям, открытым в советское время. Сейчас с учетом применения гидроразрыва пластов, бурения горизонтальных скважин и боковых стволов можно увеличить извлекаемую долю геологических запасов.



**Рис. 5.** Динамика прироста запасов в ХМАО в 2009–2014 гг.

*Источник:* Департамент по недропользованию ХМАО, [37].

Другой широко используемый сейчас способ увеличения запасов – эксплуатационное и разведочное бурение, благодаря которому на старых месторождениях разбуриваются запасы категории С2 и переводятся в категории промышленных запасов.

По-настоящему новая нефть выявляется только в результате поискового бурения. В ХМАО только 60–80 млн т запасов ежегодно приращивается за счет ГРП. В 2011 г. в ХМАО было от-

крыто пять месторождений с запасами  $C1+C2$  равными 14,3 млн т. В 2012 г. компанией «Сургутнефтегаз» было открыто шесть месторождений с общими запасами  $C1+C2$  – 10,7 млн т (т.е. средние запасы новых месторождений около 1,8 млн т нефти) [3].

Всего же в ХМАО в 2010–2014 гг. было открыто 27 месторождений. В 2010 г. самое крупное открытие сделала «Роснефть», которая поставила на баланс расположенное на юге округа месторождение им. Московцева с геологическими запасами в 33 млн т, а извлекаемыми – 11,7 млн т. В 2011 г. в ХМАО самыми большими оказались Восточно-Камское и Западно-Туканское месторождения с запасами категории  $C1+C2$  около 5 млн т.

В ЯНАО самое значительное открытие нефтяного месторождения в 2010-х годах было сделано в Надымском районе. При испытании ачимовских отложений был получен приток нефти 2,88 м<sup>3</sup>/сут. на Луцеяхском месторождении с запасами категорий  $C1+C2$  равными 18,9 млн т. В 2012 г. в ЯНАО зарегистрировано два новых мелких месторождения с запасами 6 и 2 млн т [26].

В 2013 г. Западно-Сибирском нефтегазовом бассейне было открыто 11 мелких месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти 18,1 млн т, в том числе категории  $C1$  – 4,5 млн т. Самыми крупными из них оказались Кирилкинское в Уватской группе (Тюменская область) с запасами категорий  $C1+C2$ , составляющими 5 млн т, и Западно-Юильское в ХМАО – 4,8 млн т [6].

При этом объемы ГРП в Западной Сибири существенно сократились. Если в 2001 г. объем поисково-разведочного бурения в ХМАО превышал 1 млн м, то сейчас он находится на уровне 300 тыс. м (318,2 тыс. м в 2014 г.). Причем это преимущественно разведочное бурение, а не поисковое, и весь его объем выполняется нефтяными компаниями. Объемы сейсморазведки в ХМАО сократились с 39 до 5–6 тыс. пог. км (5,7 км сеймики 2Д и 5,6 км<sup>2</sup> сейсморазведочных работ 3Д в 2014 г. на территории округа). При этом стоимость 1 км профилей сейсморазведки и погонного метра бурения выросла в 3–4 раза. Таким образом, достижение физических объемов ГРП уровня, соответствующего началу 2000-х годов, требует кратного увеличения объемов финансирования работ [3].

### 1.3.2. Возможности вовлечения в хозяйственный оборот трудноизвлекаемых ресурсов

Одним из резервов стабилизации добычи нефти в Западной Сибири в средне- и долгосрочной перспективе является освоение трудноизвлекаемых ресурсов и прежде всего залежей баженовской свиты. Из-за сложных емкостных и фильтрационных свойств (в частности, низкой проницаемости), нефтеотдача данных запасов при ее разработке с помощью традиционных технологий составляет 3–5% [8]. Их промышленная разработка требует проведения значительных НИОКР, разработки и применения новых технологий.

При этом, по некоторым оценкам, ресурсы нефти баженовской свиты в Западной Сибири измеряются в млрд т нефти. На государственный баланс поставлено более 3 млрд т начальных суммарных ресурсов. Академик И. Нестеров оценивает в целом по Западной Сибири потенциальные ресурсы баженовской свиты на уровне 140 млрд т [25].

Пока, по данным государственного баланса, суммарные запасы нефти по баженовской свите составляют немногим более 500 млн т. Большая часть запасов находится в нераспределенном фонде. Территориально эти запасы сконцентрированы в ХМАО.

Годовая добыча сейчас находится на уровне 500 тыс. т. Разработка залежей баженовской свиты ведется лишь на шести месторождениях, в то время как нефтепроявления только в Западной Сибири зафиксированы более чем на 70 площадях [24]. При этом, по прогнозам Департамента по недропользованию ХМАО, добыча нефти из баженовско-абалакского комплекса к 2020 г. может превысить 5 млн т (рис. 6).

Сейчас в Западной Сибири реализуются только первые шаги по поиску эффективных технологий. Пока удельные текущие затраты на добычу нефти при разработке запасов баженовской свиты в 2–3 раза выше средних затрат по близлежащим участкам недр. Например, «РИТЭК» связывает освоение баженовско-абалакских отложений с термогазовым методом воздействия на пласт, который основан на закачке воздуха и нагревании породы в результате окислительных процессов, что сопряжено с высоким уровнем затрат.



**Рис. 6.** Динамика добычи нефти (факт и прогноз) из баженовско-абалакского комплекса в ХМАО в 2005–2019 гг.

*Источник:* Департамент по недропользованию ХМАО; [28].

Создание технологий разработки баженовских залежей может решить проблему сырьевого обеспечения добычи нефти в Западной Сибири. Однако проблема эта сложная, трудоемкая и не может быть решена отдельными, даже крупными компаниями без участия государства и объединения усилий всех заинтересованных в ее успешном решении сторон. По мнению экспертов ХМАО, для этого необходима специальная государственная программа промысловых испытаний и обоснования инновационного комплекса разработки месторождений баженовско-абалакских отложений.

Эффективное освоение баженовской свиты требует новых организационных форм, объединения усилий государства, Российской Академии наук, научно-аналитических центров (прежде всего НАЦ РН ХМАО). Одно из предложений – создание в ХМАО инновационного центра, который бы занимался, в том числе, разработкой технологий для освоения баженовской свиты.

Сейчас для разработки и апробации инновационных технологий добычи трудноизвлекаемой нефти из баженовских отло-

жений в ХМАО создается научный полигон «Баженовский». Определены границы полигона, площадь которого составляет около 150 кв. км. Участок расположен на территории Сургутского района на площади Восточно-Панлорского лицензионного участка. Создание полигона направлено на формирование и реализацию модели ускоренного изучения и освоения трудноизвлекаемых запасов на научной, образовательной и производственной базе организаций ХМАО. Реализация проекта включает целый ряд мероприятий:

- разработка Программы работ по научному полигону «Баженовский»;
- бурение опорной (параметрической) скважины с максимальным отбором керна (2015–2017 гг.);
- геологическое изучение и создание геологической модели (2015–2017 гг.);
- внедрение новых технологий разработки и освоения залежей (начало 2017 г.);
- создание консорциума нефтяных, сервисных, научных, проектных и других организаций.

Расширение ресурсной базы за счет баженовской свиты и последующая добыча требуют не только технических инноваций. Мировой опыт свидетельствует, что не только технические новшества, но и динамичные институциональные инновации привели к тому, что ресурсная база НГС в мире за истекшие несколько лет была переоценена в сторону ее значительного увеличения (прежде всего за счет «нетрадиционных» ресурсов нефти). «Переводу» новых видов УВС в реальные экономические активы – запасы – способствуют благоприятная институциональная среда (в том числе продуманные системные нормы, правила и процедуры доступа к участкам недр) в сочетании с многообразием компаний (как правило, малых и средних инновационно ориентированных), имеющих специфические навыки и умения [9].

В основе успехов по приросту ресурсной базы НГС в мире лежат не только научно-технический прогресс, но и гибкое и целенаправленное взаимодействие государства и инновационно ориентированной среды в нефтегазовом секторе, прежде всего, Канады, а затем и США.

Применяемый в этих странах подход в большей степени связан с «управлением средой» – поощрением инициативы, формированием благоприятных экономических условий, устранением барьеров на пути предпринимателей, желающих принять на себя риск (в полной мере это касается США, хотя далеко не всех штатов). В противоположность другому подходу, который отличает прямое участие государства в собственности компаний, активно осуществляющих проекты освоения (примеры – венесуэльская PdVSA, а также российская «Роснефть»).

Для России наиболее приемлем опыт Канады, добившейся значительных успехов в освоении ресурсов тяжелой нефти. В настоящее время Канада является единственной страной в мире, где из битуминозных песков в значительном объеме добывается «тяжелая нефть».

Развитие технологий (на начальном этапе – при самой активной поддержке государства в Канаде, например, со стороны правительства провинции Альберта), а также рост цен на нефть вывели традиционную «тяжелую нефть» в число экономически эффективных видов углеводородов. Уже в 2003 г. Канада вышла на второе место по запасам нефти в мире (после Саудовской Аравии). Объем её доказанных запасов нефти увеличился в 37 раз (с 4,8 до 180 млрд барр.).

Для Канады, например, характерными особенностями подхода к добыче «тяжелой нефти» из битуминозных песчаников можно считать:

- высокую роль стартаповых компаний, которые в результате масштабного освоения новых источников «тяжелой нефти» стали крупнейшими публичными интегрированными компаниями;
- значительную роль государства в создании технологий под эгидой Научного совета Альберты (финансируется из средств нефтяного фонда провинции, в который на протяжении длительного времени поступает часть налоговых отчислений от добычи традиционных нефти и газа);
- длительный период выхода технологий на приемлемый уровень коммерциализации (25–30 лет);
- незначительная роль крупных интегрированных нефтегазовых компаний в создании и развитии новых технологий.

В результате создания собственных технологий и появления у канадских компаний необходимых навыков и умений существенно снизилась роль крупных компаний в нефтегазовом секторе страны.

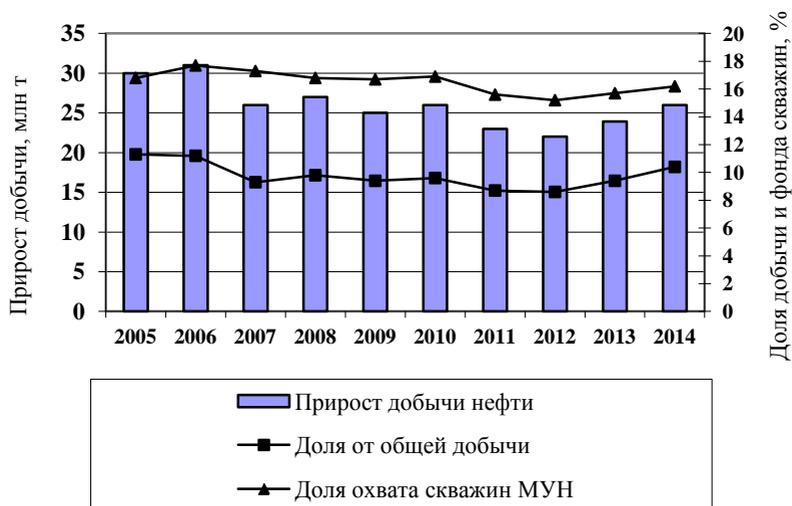
В России, похоже, был выбран путь, близкий к «венесуэльской модели» – совместные альянсы и проекты с крупнейшими нефтегазовыми компаниями мира. В частности, подписано соглашение между ОАО «Роснефть» и американской ExxonMobil, которое предусматривает применение технологий, апробированных при добыче труднодоступной нефти в США, на месторождениях баженовской свиты в Западной Сибири.

О развитии отечественной науки, включая фундаментальные исследования и создание новых технологий (которые все равно необходимы, хотя бы по причине высокой степени неповторимости и многообразия геологических условий в мире) почти ничего не говорится. Хотя в будущем России предстоит переход к преимущественному освоению месторождений как традиционной «тяжелой нефти», так и нефти «нетрадиционной» [11].

### 1.3.3. Разработка и применение инновационных технологий

Одним из важнейших направлений, способствующих стабилизации добычи нефти, должна стать разработка и использование инновационных технологий, широкое использование методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Данные технологии будут способствовать вовлечению в разработку части трудноизвлекаемых запасов на эксплуатируемых месторождениях. Инновации являются одним из способов, который можно противопоставить ухудшению сырьевой базы добычи УВС, росту обводненности продукции, снижению дебитов скважин.

В 2014 г. максимальные приросты добычи нефти на месторождениях ХМАО при использовании методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и применении геолого-технических мероприятий (ГТМ) были получены в результате применения гидроразрывов пластов, бурения горизонтальных скважин и боковых стволов. Однако динамика применения МУН показывает, что снижается эффективность работ и, как следствие, наблюдается тенденция к сокращению прироста добычи нефти от проводимых мероприятий – с 31 млн т (11,2% от добычи округа) в 2006 г. до 26 млн т (10,4%) в 2014 г. (рис. 7).



**Рис. 7.** Динамика прироста добычи нефти и охвата фонда скважин ГТМ и МУН в ХМАО, 2005–2014 гг.

*Источник:* НАЦ РН ХМАО, Департамент по недропользованию ХМАО.

Поскольку снижаются возможности традиционных технологий для роста добычи, нужны новые технологии, которые позволили бы вовлечь в разработку трудноизвлекаемую нефть, сократить затраты на добычу на истощенных объектах. Для Западной Сибири важное значение имеет выработка остаточных высокообводненных запасов эксплуатационных объектов крупнейших разрабатываемых месторождений, которые, несмотря на длительный период эксплуатации, еще содержат значительные запасы нефти.

Одной из перспективных технологий может стать **комплексная технология физико-химического воздействия** на пласты (АСП). Она представляет собой метод повышения нефтеотдачи, в основе которого лежит закачка в пласт смеси, состоящей из поверхностно-активных веществ, соды и полимеров. Данный способ позволяет добыть нефть, остающуюся в недрах после использования традиционных методов<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> СПД повышает эффективность разработки Салымских месторождений. – URL: <http://www.spdnv.ru> (дата обращения: 26.07.2015).

Так, компания «Салым Петролеум Девелопмент» уже начала пилотный проект по разработке и использованию этой технологии. Он реализуется на Салымской группе нефтяных месторождений в Западной Сибири. Успех проекта позволит на практике продемонстрировать преимущества новой технологии. При создании налоговых стимулов полномасштабное её применение станет экономически привлекательным способом увеличения нефтеотдачи, позволит продлить срок эксплуатации месторождений и нарастить добычу.

«Салым Петролеум Девелопмент» ведет исследования технологии АСП с 2008 г. Компания провела ряд лабораторных и полевых испытаний совместно со своими акционерами – «Шелл» и «Газпром нефть». В 2009 г. прошли испытания на одной скважине на Западно-Салымском месторождении. Результаты проекта продемонстрировали подвижность 90% оставшейся после заводнения нефти.

С 2013 г. компания реализует пилотный этап проекта разработки технологии. Компания пробурила пять скважин и ведет строительство объектов инфраструктуры, необходимых для реализации проекта. Дальнейшее его продвижение зависит от результатов пилотной фазы: только на основе полученных результатов компания будет принимать решение о реализации полномасштабного применения технологии на Салымской группе месторождений. В случае успеха она может быть растиражирована на других месторождениях, поскольку они имеют схожие свойства с пластами лицензионных участков компании. По оценкам НАЦ РН ХМАО, данная технология может повысить уровень извлекаемых запасов в ХМАО на 2,9 млрд т.

#### 1.3.4. Совершенствование разработки зрелых месторождений

**Реинжиниринг объектов инфраструктуры зрелых месторождений.** Один из подходов к повышению эффективности разработки истощенных месторождений и низкорентабельных объектов (в рамках уже осваиваемых зрелых месторождений) в Западной Сибири связан с комплексным реинжинирингом существующей инфраструктуры. Процесс реинжиниринга представляет собой полномасштабную реструктуризацию существующей наземной инфраструктуры зрелых месторождений, направленной

ную на оптимизацию неэффективно используемых мощностей и снижение эксплуатационных и капитальных затрат на поддержание и развитие инфраструктуры. При этом необходимо учитывать и возможные дополнительные потребности в развитии инфраструктуры в связи с разработкой новых объектов и залежей (на территории зрелых месторождений). Данные мероприятия направлены на повышение эффективности освоения низко-рентабельных объектов.

Ключевые мероприятия реинжиниринга включают:

- разработку подхода к выполнению основных этапов проектов реинжиниринга, анализ наземной инфраструктуры зрелых активов;
- применение инновационных достижений и опыта эксплуатации объектов наземной инфраструктуры других компаний в технических решениях по проектам реинжиниринга;
- использование унифицированных рациональных технических решений, видов нефтепромыслового оборудования;
- экономическую оценку целесообразности принятых технических решений.

Отправной точкой проведения реинжиниринга должен стать анализ загруженности технологического оборудования с учетом перспективных планов по добыче нефти. Одним из ключевых этапов программы реинжиниринга является анализ эффективности применяемых технологических процессов, а также определение возможностей для оптимизации наземной инфраструктуры и, как следствие, уровня эксплуатационных затрат.

В результате может быть обоснован вывод из эксплуатации избыточных мощностей объектов наземной инфраструктуры, работающих значительно ниже проектной производительности. При этом необходимо учитывать потенциал и возможности ввода низко-рентабельных объектов.

О важности процесса реинжиниринга говорит то, что он являлся одним из основных стратегических направлений работы всего бизнес-направления «Разведка и Добыча» в компании ТНК-ВР (до ее вхождения в состав «Роснефти»). Анализ существующей наземной инфраструктуры добывающих объектов предприятий ТНК-ВР демонстрировал падение добычи на зрелых месторождениях в

большинстве регионов присутствия компании (включая ХМАО). К проблемным факторам относятся избыточные мощности, а следствием служат значительные расходы на содержание недозагруженных объектов и оборудования. По данным компании ТНК-ВР, 1/3 объектов подготовки и перекачки нефти на зрелых месторождениях компании были загружены не более чем на 70% от пропускных способностей. На такой же мощности работало около 40% объектов систем поддержания пластового давления.

Реинжиниринг инфраструктуры на месторождениях ОАО «Самотлорнефтегаза» и ОАО «ТНК-Нижевартовск» в Западной Сибири определил основные направления оптимизации:

- сокращение числа инфраструктурных объектов и перераспределение потоков пластовой жидкости;
- реконструкцию насосного оборудования с учетом энергоэффективности;
- внедрение частотно-регулируемых приводов;
- использование безрезервуарной схемы подготовки воды и нефти.

### 1.3.5. Ввод бездействующих нефтяных скважин

В краткосрочной перспективе способствовать стабилизации добычи может ввод в эксплуатацию части бездействующих нефтяных скважин. Одной из основных причин вывода скважин из действующего фонда являются низкие экономические показатели их эксплуатации. Комплексные ремонтные работы с применением дорогостоящих технологий, направленные в том числе на повышение нефтеотдачи пластов, часто снижают эффективность разработки месторождения в целом. Например, большая часть скважин компании «РН-Юганскнефтегаза» (входит в структуру «Роснефти»), переведенных в категорию бездействующих (около 2/3), была остановлена из-за нерентабельности. Это главным образом высокообводненные и малодебитные скважины [35].

Важное значение имеют факторы, которые препятствуют активному выводу скважин из простаивающего фонда, к которым могут быть отнесены:

- риск недостижения требуемых показателей по приросту добычи при капитальном ремонте скважин;

- отсутствие полной и достоверной информации о бездействующих скважинах;
- инфраструктурные ограничения;
- отсутствие эффективных технологий для капитального ремонта скважин.

Отсутствие полной и достоверной информации о скважинах, находящихся в бездействии, является одним из препятствий к вводу скважин в эксплуатацию. Типичным примером является положение дел на Самотлоре – крупнейшем российском месторождении. Часто данные по ремонтам, подземному оборудованию, имеющиеся в делах скважин, неполны и противоречивы. В этом случае проведение геолого-технологических мероприятий на бездействующих скважинах превращается в запутанное, многоэтапное расследование из-за отсутствия материалов и документов. Недостаток информации вызывает сомнения в корректности технологических аспектов выполненных работ. В частности, нередко на старых бездействующих скважинах обнаруживают незарегистрированное внутрискважинное оборудование [22].

В ХМАО, по данным НАЦ РН ХМАО, неработающий фонд сейчас стабилизировался на уровне 30–31 тыс. скважин. По разным причинам маловероятно восстановить весь бездействующий фонд, но можно ввести в эксплуатацию 10–15 тыс. скважин с обычным потенциалом на уровне 12–18 млн т в год.

### 1.3.6. Основные выводы

Отмеченные выше направления стабилизации добычи нефти в Западной Сибири, сокращения риска ее быстрого снижения следует рассматривать комплексно. Должна быть выстроена динамика этого процесса: начиная с ввода бездействующих скважин (во многом краткосрочная задача) и до вовлечения в хозяйственный оборот «тяжелой» нефти (включая ресурсы баженовской свиты), эффективные технологии освоения которой еще только предстоит разработать.

При этом необходимо учитывать, что Западная Сибирь обладает важными преимуществами по сравнению с новыми нефтегазовыми провинциями (например, шельфом, Восточной Сибирью). Она является относительно обустроенной территорией с наличи-

ем квалифицированного персонала. По сравнению с арктическим шельфом здесь более мягкие климатические условия, меньше экологические риски.

Реализация отмеченных выше направлений стабилизации добычи нефти требует формирования адекватных условий, которые включают целый комплекс специфических мер государственного регулирования и стимулирования (табл. 1).

*Таблица 1*

**Меры государственного регулирования и стимулирования**

| <b>Направления стабилизации добычи нефти</b>   | <b>Меры государственного регулирования и стимулирования (управление рисками)</b>   |
|--|--|
| Увеличение объемов геологоразведочных работ (ГРР)  | Сокращение административных барьеров<br>Стимулирование ГРР<br>Развитие новых организационных форм (рисковый геологический бизнес)  |
| Вовлечение в хозяйственный оборот трудноизвлекаемых ресурсов (включая баженовскую свиту) | Налоговое стимулирование освоения трудноизвлекаемых ресурсов<br>Инновационная политика<br>Формирование новых форм взаимодействия государства, недропользователей, научных учреждений               |
| Разработка и применение инновационных технологий   | Формирование конкурентной среды, антимонопольная политика<br>Поощрение развития инновационно ориентированных малых и средних нефтяных компаний (МСНК)<br>Стимулирование инновационной деятельности |
| Совершенствование систем разработки «зрелых» месторождений                               | Усиление государственного мониторинга и контроля разработки месторождений УВС (с увеличением роли нефтегазовых регионов)   |
| Сокращение простаивающего фонда скважин  | Аудит технического состояния простаивающих скважин<br>Развитие новых организационных форм, способствующих вводу простаивающих скважин (аренда, операторы проектов)                                 |

## **2. КОРПОРАТИВНАЯ СТРУКТУРА И ПОВЕДЕНИЕ ОСНОВНЫХ «ИГРОКОВ» В НЕФТЯНОМ КОМПЛЕКСЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Корпоративная структура и поведение основных «игроков» в нефтяном комплексе являются важными факторами с точки зрения реализации потенциальных выгод и получения максимальной социальной отдачи от освоения недр. Так, корпоративная политика может вести к нерациональному освоению недр, снижению налоговых поступлений в бюджеты. Организационная структура может не отвечать структуре минерально-сырьевой базы (соотношению малых и крупных объектов разработки, производственным характеристикам добычи), что также не будет способствовать успешной реализации потенциальных выгод для общества от освоения недр.

### **2.1. Развитие организационной структуры нефтяного комплекса**

В нефтедобывающей промышленности России работает около 150 компаний разных форм собственности. Сегодня ключевое значение для развития отрасли имеют вертикально интегрированные нефтегазовые компании, прежде всего ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпром нефть».

С точки зрения формирования и регулирования организационной структуры к важнейшим современным особенностям НГС России (в том числе Западной Сибири) следует отнести:

- доминирующую роль вертикально интегрированных нефтегазовых компаний;
- процессы формирования рынка сервисных услуг;
- слабое развитие малых и средних, в том числе инновационно ориентированных добывающих и специализированных геологоразведочных компаний.

Данные особенности определяют требования к организационным преобразованиям в нефтяном комплексе. В современных условиях регулирование организационной структуры отрасли должно быть связано с:

- использованием преимуществ ВИНК для освоения крупных месторождений, что позволит адекватно использовать эффекты от масштаба (характерные для деятельности данных компаний), привлечь инвестиции в освоение новых провинций и районов. Свежий пример – освоение Ванкорского месторождения компанией «Роснефть»;
- стимулированием развития малых и средних предприятий, включая геологоразведочные (инновационного и венчурного характера), в том числе с прямым участием государства;
- активизацией развития компаний сервисного сектора и созданием конкурентной среды в его рамках (что должно способствовать снижению совокупных издержек нефтегазовых компаний).

При освоении ресурсов УВС особую роль играют крупные ВИНК, особенно при разработке крупных объектов. Их значение определяется следующими обстоятельствами:

- на начальных этапах освоения нефтегазовых провинций обычно выявляются крупные месторождения, разработка которых под силу только крупным компаниям, имеющим соответствующие финансовые и технические возможности;
- для создания необходимой инфраструктуры (например, нефтепроводов, мощностей по первичной подготовке и переработке добываемого сырья) также необходимы значительные ресурсы, которые легче сгенерировать и привлечь крупным компаниям [10].

При этом в рамках организационной структуры нефтегазового сектора должно быть место не только крупным ВИНК, но и малым и средним нефтяным компаниям, охватывающим одну или несколько стадий использования углеводородов (преимущественно разведки и добычи данных ресурсов). Для существования и развития малого нефтяного бизнеса важно то, что в России сегодня ВИНК принадлежит практически вся инфраструктура, связанная с подготовкой и доведением нефти до товарных кондиций, внутрипромысловым транспортом нефти и попутного газа, а также «выходом» товарной продукции на мощности «Транснефти».

Необходимо развитие сервисного сектора, оказывающего широкий спектр услуг нефтегазодобывающим компаниям. Сервисные компании играют важную роль по целому ряду причин и обстоятельств, так как они:

- повышают экономическую эффективность процессов поиска, разведки, освоения и разработки месторождений углеводородов;
- обеспечивают создание дополнительных рабочих мест (например, в ХМАО оказанием нефтегазосервисных услуг занимаются порядка 350 организаций, в которых трудятся около 100 тыс. чел.);
- увеличивают в структуре занятых удельный вес представителей современных профессий (что положительно влияет на динамику доходов населения);
- способствуют реализации мультипликативных эффектов, связанных с функционированием НГС непосредственно на той территории, где ведутся нефтегазовые операции.

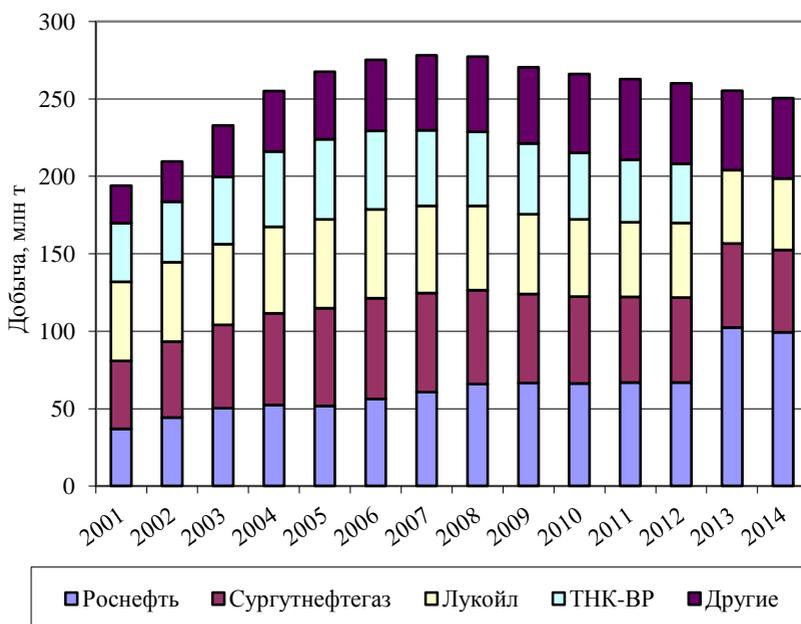
Важное значение имеет государственная политика по формированию конкурентной среды в сервисном секторе, по стимулированию развития данного сектора экономики. При этом спектр возможностей государства:

- формирование адекватных поставленным задачам принципов налогообложения;
- ясное и непротиворечивое разделение функций и полномочий органов государственного управления;
- выделение приоритетов научно-технической политики, особенно в сфере наукоемких производств для нефтегазового сектора;
- воссоздание на новом качественном уровне взаимосвязей по линии «наука–машиностроение–нефтяная промышленность».

## 2.2. Структура добычи в регионах Западной Сибири по нефтяным компаниям

### 2.2.1. Корпоративная структура добычи нефти в ХМАО

В период с 2001 г. по 2007 г. в ХМАО наблюдался рост добычи нефти. В 2007 г. добыча нефти составила около 277,9 млн т – максимальный объем добычи в округе в 2000-е годы. В «корпоративной» структуре добычи нефти в округе доминирующее положение занимают крупнейшие российские ВИНК – «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ» (рис. 8). Эти компании добывают около 80% нефти в округе. Заметное место (около 20%) занимают другие ВИНК и их совместные предприятия (крупнейшее такое предприятие по объему добычи нефти «Салым Петролеум Девелопмент»).



**Рис. 8.** Добыча нефти по нефтегазовым компаниям в ХМАО в 2001–2014 гг.

Существующая организационная структура не соответствует ресурсной базе ХМАО. В мировой практике на зрелых и поздних стадиях освоения нефтегазовых провинций увеличивается роль МСНК, которые в этих условиях могут реализовывать свои потенциальные преимущества. На территории округа 11 независимых малых и средних производителей в 2014 г. добыли всего около 0,8% нефти, что не соответствует структуре ресурсной базы ХМАО.

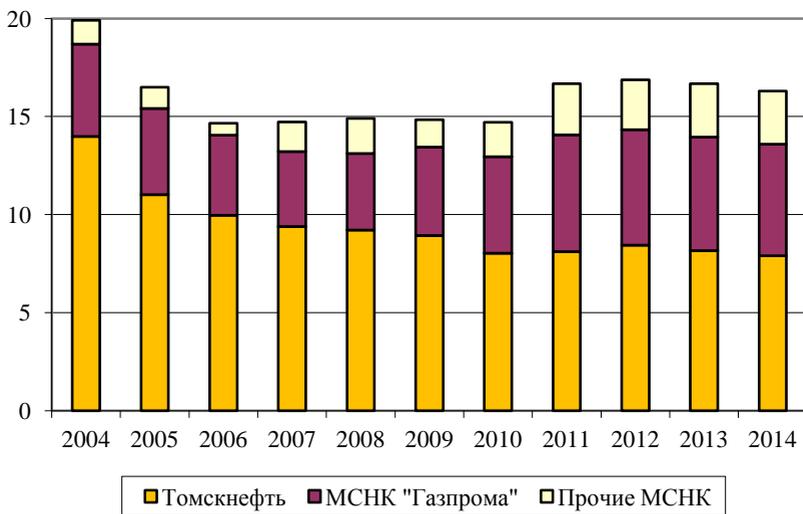
На фоне усложнения условий добычи, истощения сырьевой базы, значительных льгот при освоении новых провинций происходит снижение доли ХМАО в добыче нефти основными ВИНК. Например, «Сургутнефтегаз» наращивает добычу в Восточной Сибири, при снижении и стабилизации объемов в Западной Сибири. «ЛУКОЙЛ» все больше ориентируется на зарубежные проекты. Доля ХМАО у «Роснефти» тоже будет сокращаться, во всяком случае, пока развиваются проекты Ванкорского кластера. Только новые крупные проекты смогут заметно увеличить долю ХМАО в добыче отдельных ВИНК, например, разработка относительно недавно приобретенных участков недр «ЛУКОЙЛом» (Имилорское месторождение) и «Сургутнефтегазом» месторождения им. В.И. Шпильмана (Северо-Рогожниковское).

## 2.2.2. Структура добычи УВС в Томской области

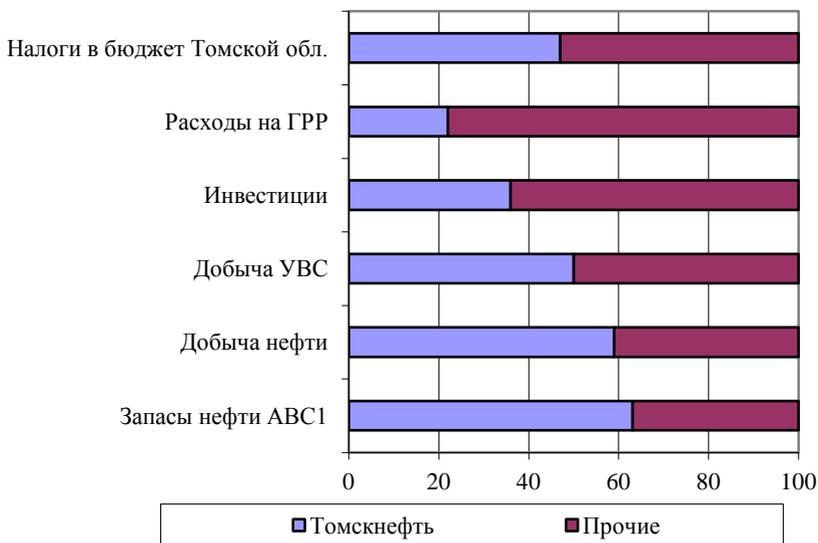
Несколько иная ситуация складывается в Томской области. Крупнейший недропользователь – «Томскнефть» (на паритетной основе компанией владеют «Роснефть» и «Газпром») – постепенно теряет свои позиции в НГС области.

За период 2004–2014 гг. доля всех МСНК в добыче нефти и газа выросла с 30% до более чем 50%. Лидируют дочерние предприятия «Газпрома» (их нельзя назвать независимыми МСНК) – более 35% общей добычи УВС в Томской области (рис. 9).

По величине запасов и объемам производства УВС «Томскнефть» все еще преобладает в показателях, характеризующих функционирование НГС. Однако по показателям, задающим перспективы роста (инвестициям, расходам на ГРП, объемам выполнения целого ряда работ), компания уже утратила свое лидерство (рис. 10).



**Рис. 9.** Добыча УВС в Томской области в 2004–2014 гг., млн т н.э.



**Рис. 10.** Доля «Томскнефти» в показателях НГС Томской области, %

Следует отметить, что малые компании проявляют более высокую инвестиционную активность – уровень удельных инвестиций МСНК в 1,9 раза выше, чем в среднем по НГС области. Показатели «Томскнефти» в 1,8 раза хуже средних и в 3,3 хуже, чем у МСНК [32].

В другом крупном нефтегазовом регионе Западной Сибири – ЯНАО – основная добыча нефти также приходится на структурные подразделения ВИНК («Газпром нефти» – «Ноябрьскнефтегаз», «Заполярье»; «ЛУКОЙЛа» – «ЛУКОЙЛ-АИК», «РИТЭК»; «Роснефти» – «Пурнефтегаз»). Сейчас наибольшая доля в добыче жидких углеводородов в ЯНАО принадлежит структурам, входящим в группу «Газпром».

Таким образом, регионы Западной Сибири не являются исключением из общероссийских тенденций: основная добыча нефти осуществляется крупными ВИНК. Они занимают доминирующее положение в нефтяной промышленности России и Западной Сибири. МСНК не играют существенной роли в добыче нефти в нефтегазовых регионах Западной Сибири, что не соответствует современным особенностям сырьевой базы и мировым тенденциям.

### **2.3. Особенности поведения нефтяных компаний**

Поведение компаний-недропользователей в значительной степени зависит от условий, определяемых государственной системой регулирования. Оно может быть охарактеризовано, как:

- социально-ориентированное – ориентация на учет интересов государства как собственника участков недр. Такое поведение возможно при наличии жестких мер государственного регулирования (в том числе при обязательном выполнении условий рационального освоения и разработки участков недр). В качестве примера может быть упомянута нефтяная компания «Сургутнефтегаз», а также ряд малых и средних неинтегрированных компаний;
- коммерчески-ориентированное – ориентация на получение максимально-возможного уровня прибыли в течение относительно краткосрочного периода, извлечение максимальных доходов рентного характера, достижение максимально высокого уровня рентабельности. Учет требований рацио-

нального освоения и разработки участков недр в этой ситуации является второстепенным. В качестве примеров могут быть упомянуты ОАО «ЮКОС» и ОАО «Сибнефть» в период 2001–2004 гг.

Разнонаправленное поведение ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «ЮКОС» в упомянутые выше годы существенно различалось, в том числе в результате разной оценки риска и последствий нарушения тех или иных норм и правил разными компаниями. ОАО «Сургутнефтегаз» в значительной степени ориентировалось на прецеденты «рациональной» практики освоения и разработки месторождений, которые сформировались в предыдущие годы. В то же время ОАО «ЮКОС» предпочло формирование собственных норм и стандартов (при отсутствии эффективных норм и правил на общероссийском уровне в том период).

### 2.3.1. Применение трансфертных цен

Величина подлежащих к уплате налогов (и специальных, и общих) в НГС во многом определяется ценами на нефть. Цены на нефть, используемые для определения налоговой базы, формируются преимущественно в рамках ВИНК. В период до 2001 г. для минимизации налоговых платежей (прежде всего, роялти и отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы – ВМСБ) компании применяли заниженные трансфертные цены на нефть. Порядок формирования налогооблагаемой базы имеет значение и для общих налогов (например налога на прибыль), которые зависят от стоимости реализованной продукции. Другой важный аспект применения трансфертных цен связан с тем, что такая практика позволяет перемещать налогооблагаемую базу из добывающих субъектов Федерации в другие регионы, оптимизировать общий уровень налоговой нагрузки.

О масштабах применения трансфертных цен в период до 2001 г. можно судить при сравнении удельных налоговых платежей (рублей на тонну добычи) нефтяной компании «Сургутнефтегаз», которая практически не применяет заниженных цен, с другими нефтяными компаниями. Так, в 2000 г. ее удельные налоговые платежи были в 1,7 раз выше, чем у «ЛУКОЙЛа», в 1,2 раза – чем у «Роснефти», в два раза – чем у «Славнефти». В результате

«Сургутнефтегаз» в течение трех лет (1998–2000 гг.) формировал около 50% всех налоговых доходов бюджета ХМАО, добывая около 25% нефти.

В ХМАО внутрикорпоративные цены в 1998–2000 гг. оказали существенное негативное влияние на поступления в бюджет округа. По данным Счетной палаты РФ, в этот период налоговая нагрузка по различным предприятиям отличалась почти в 2–3 раза. Сравнительный анализ горно-геологических показателей разработки месторождений (обводненности продукции, дебитов нефтяных скважин, степени выработанности запасов) отдельных нефтяных компаний позволяет сделать вывод, что эти показатели не являлись определяющими при установлении внутрикорпоративных цен. За счет применения нефтяными компаниями трансфертных цен потери бюджета ХМАО за 1998–2000 гг., по оценкам Счетной палаты РФ, составили, соответственно, 158,1 млн руб., 4,8 млрд руб. и 26,9 млрд руб. Данные показатели можно рассматривать как потери социальных выгод для округа, связанные с политикой нефтегазовых компаний в сфере налогообложения.

Период 1999–2001 гг. является временем наиболее эффективного для НГС применения трансфертных цен с точки зрения минимизации налоговых платежей. Данная «эффективность» была связана с взиманием рентных налогов и платежей (в первую очередь, роялти и отчислений на ВМСБ) в зависимости от цен реализации нефти. С 2002 г. для нефти применяется специфическая ставка налога на добычу (руб./т), что значительно снизило эффективность применения заниженных цен с точки зрения НГС. Цены на нефть оказывают определяющее влияние на налог на прибыль, который имеет важнейшее значение для субъектов Федерации.

В целом от трансфертного ценообразования в большей степени сокращались ранее (роялти и отчисления на ВМСБ) и сокращаются в современных условиях (налог на прибыль) поступления в бюджеты добывающих регионов. Это связано с тем, что платежи, не зависящие от цен внутреннего рынка (например, экспортная пошлина, налог на добычу), поступают в основном в федеральный бюджет.

### 2.3.2. Политика нефтяных компаний в сфере экологии

Политика и поведение разных нефтяных компаний существенно различается в сфере экологии, что особенно важно для регионов добычи. Наиболее значимы выбросы в атмосферу, связанные со сжиганием попутного нефтяного газа (ПНГ), и нефтезагрязнение земель, в том числе в результате аварий на нефтепроводах. В вопросах утилизации ПНГ в ХМАО лидером уже продолжительное время является компания «Сургутнефтегаз», давно достигшая требуемого уровня утилизации ПНГ (95%).

В ХМАО при сопоставимых объемах добычи с «ЛУКОЙЛом» и «Сургутнефтегазом», наибольшее количество нефтезагрязненных земель наблюдается у «Юганскнефтегаза» («Роснефть») и предприятий и компаний, входивших в структуру ТНК-ВР (табл. 2).

Таблица 2

#### Загрязнение и рекультивация нефтезагрязненных земель в ХМАО в 2011–2012 гг. по нефтяным компаниям, га

| Компания         | Площадь не-рекультивированных земель на 1 января 2011 г. | Образовалось нефтезагрязненных земель в 2011 г. | Рекультивировано земель в 2011 г. | Осталось не рекультивировано на 1 января 2012 г. | Осталось не рекультивировано на 1 января 2013 г. |
|------------------|--|---|-----------------------------------|--|--|
| «ЛУКОЙЛ»         | 305,6  | 12,7  | 74,5                              | 243,8  | 178,1  |
| «Сургутнефтегаз» | 175,9  | 17,9  | 108,2                             | 85,6   | 2,0  |
| «Юганскнефтегаз» | 2045,5   | 168,5   | 373,6                             | 1840,4   | 1511,7   |
| ТНК-ВР           | 2566,7   | 10,3  | 376,7                             | 2200,2   | 2616,1   |
| «Славнефть»      | 3,9  | 1,5   | 1,3                               | 4,1  | 5,0  |
| «Томскнефть»     | 118,5  | 0,8   | 17,6                              | 101,7  | 65,1   |
| «Газпромнефть»   | 36,3   | 0,2   | 4,8                               | 31,8   | 20,7   |
| «Руснефть»       | 61,7   | 0,0   | 12,8                              | 48,9   | 42,8   |
| Прочие           | 153,2  | 1,3   | 0,1                               | 154,4  | 696,4  |
| Всего по ХМАО    | 5467,3   | 213,2   | 969,6                             | 4710,9   | 5138,0   |

Источник: [5].

Особенностью добычи УВС в Западной Сибири является то, что значительная часть нефтегазовых промыслов и транспортной инфраструктуры находится либо на территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов, либо в непосредственной близости от них [19]. Поэтому поведение недропользователей в сфере экологии имеет особенно важное значение для коренных народов, ведущих традиционный образ жизни. Только в ХМАО разрушено 11 млн га оленьих пастбищ, загрязнено более 100 рек. В нижнем течении Оби содержание нефтепродуктов превышает ПДК в 29 раз, в некоторых других реках Западной Сибири – в 80 и более раз. Такое положение наблюдается во многих регионах, где ведется добыча УВС [33].

### 2.3.3. Использование фонда нефтяных скважин

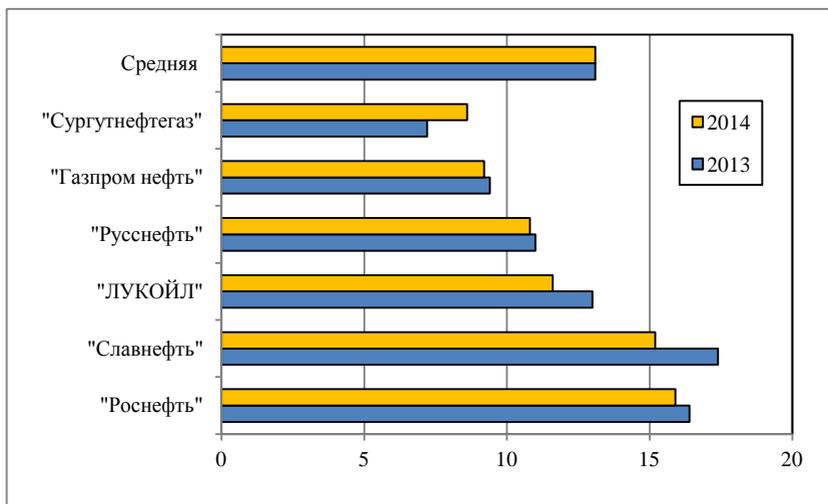
Важным показателем, характеризующим поведение нефтегазовых компаний в сфере недропользования, является уровень простаивающих скважин, который по российским нормам и правилам не должен превышать 10%.

В настоящее время в большинстве компаний НГС управление эксплуатационным фондом скважин основано на учете данных по скважинам и запасам каждого объекта разработки и расчетов финансово-экономических показателей, характеризующих эффективность разработки и ввода в эксплуатацию различных объектов. В корпоративных стратегиях в разной степени совмещаются интересы коммерческой эффективности бизнеса и рационального недропользования. Одним из аспектов рационального освоения ресурсов недр (запасов нефти и газа) являются количество и доля бездействующих скважин на определенном участке недр. При этом приоритетность критерия коммерческой эффективности может привести к необоснованным потерям разведанных запасов.

Уровень простаивающих скважин значительно варьируется по нефтегазовым компаниям России (рис. 11).

Самая низкая доля бездействующего фонда (около 8,6% в 2014 г.) зафиксирована у «Сургутнефтегаза» – компании, которая наиболее рационально относится к освоению недр (и не только применительно к фонду скважин). В «Сургутнефтегазе» на основе учета природных и технологических факторов определяется категория малопродуктивных скважин. При этом показатели

средней и пороговой продуктивности скважин существенно различаются по объектам нефтедобычи. Низкий дебит скважины – одна из предпосылок к ее выводу в группу бездействующих. Другую предпосылку составляют экономические факторы: компания при планировании развития сырьевой базы группирует добывающие скважины по уровню доходности [23].



**Рис. 11.** Доля неработающих скважин в эксплуатационном фонде в 2013–2014 гг., %

\* \*  
\*

Поведение нефтегазовой компании в существенной степени определяется наличием и полнотой норм и правил, регламентирующих процессы разведки, освоения и разработки месторождений углеводородного сырья. При этом их структура и состав могут существенно отличаться на различных этапах становления и развития нормативно-правового пространства. Имеется три принципиально-различных подхода к формированию норм и правил в данной области – на основе проектных решений, на основе регламентов и стандартов, и на основе прецедента т.н. «лучшей практики». В России до настоящего времени преобладающим является подход регулирования деятельности недропро-

пользователей на основе рассмотрения и утверждения проектных решений. Данный подход имеет тот существенный недостаток, что изменение условий функционирования месторождений (в том числе и экономических), строго говоря, требует пересмотра проекта разработки месторождений. В то же время изменение проекта является длительным и дорогостоящим процессом. Существенное улучшение ситуации возможно при переходе к системе технических регламентов, а также децентрализации системы мониторинга и контроля процессов освоения и разработки месторождений углеводородов.

Таким образом, поведение компаний НГС существенным образом влияет на уровень получаемых социально-экономических выгод от освоения ресурсов недр. Это касается различных аспектов деятельности нефтяных компаний: геологоразведки, налоговой политики, выполнения природоохранных норм, рациональности подходов к освоению недр.

#### **2.4. Необходимость развития малых и средних нефтяных компаний**

Особенности активов (прежде всего запасов и ресурсов) играют решающую роль при формировании организационных структур. Это означает, что по мере изменения характеристик активов НГС (в данном случае запасов и ресурсов углеводородов) меняются и экономические характеристики осуществления трансакций в рамках единой технологической цепочки. При увеличении числа месторождений, уменьшении размеров их запасов и усложнении условий добычи утрачивается одно из важнейших преимуществ крупных ВИНК – значительная экономия за счет эффекта масштаба. По мере уменьшения уровня запасов, ухудшения условий добычи и увеличения числа сложных и мелких месторождений, потенциальная экономия за счет эффекта масштаба становится равной (или даже меньшей) по сравнению с возрастанием издержек координации в рамках интегрированной структуры. В конечном счете именно это обстоятельство в условиях рыночной экономики (при отсутствии прочих барьеров) приводит к передаче (продаже, переуступке) низкорентабельных объектов интегрированными компаниями более мелким «игрокам».

На базе данных активов формируется новая самостоятельная добывающая компания или они приобретаются ранее созданной компанией. Не исключено также, что целый ряд мелких и менее эффективных месторождений может объединяться под эгидой одной компании. Таким примером может служить компания «Русснефть», возникшая в 2003 г. за счет покупки более мелких компаний, разрабатывающих небольшие по запасам месторождения нефти.

Мировая практика и имеющийся опыт России и Западной Сибири свидетельствуют, что на зрелой, поздней стадии развития нефтесырьевой базы уже не происходит полной компенсации выбывающих объектов новыми месторождениями. В структуре разрабатываемых запасов все большее место занимают трудноизвлекаемые запасы. Выявляются в основном мелкие, малодобитные месторождения, разработка которых малоэффективна. По мере выбытия относительно лучших запасов объемы добычи сокращаются, растет себестоимость, снижается рентабельность.

Эффективное освоение недр Западной Сибири (основная часть которых сейчас – это «зрелые» объекты, трудноизвлекаемые запасы) требует применения инновационных технологий, новых организационных решений, направленных на сокращение издержек. В мировой практике на поздних стадиях освоения нефтегазовых регионов возрастает роль малых компаний, способных быстрее отвечать на новые вызовы, связанные с изменением сырьевой базы.

Важное отличие предприятий малого нефтебизнеса от крупных компаний состоит в том, что они, как правило, работают на изолированных, локальных объектах. Сырьевой базой малых нефтяных компаний являются в основном мелкие и средние месторождения, часто расположенные в труднодоступных районах со слабо развитой производственной и социальной инфраструктурой. Большинство имеющихся здесь запасов относится к трудноизвлекаемым, а остальные являются запасами уже истощенных месторождений, оставленных крупными компаниями.

Добывая нефть из истощенных месторождений и малодобитных скважин, малые и средние предприятия способствуют более рациональному освоению недр. Важным следствием развития малого и среднего бизнеса является формирование конкурентной

среды, стимулирующей сокращение издержек и, как следствие, повышение социальной отдачи от освоения недр.

Следует отметить, что в определенной степени и ВИНК заинтересованы в существовании и развитии МСНК.

- Малый бизнес способствует повышению загрузки сервисных мощностей, которые, в большей или меньшей степени имеются во всех российских ВИНК. А их максимальная загрузка является одним из способов повышения общей эффективности интегрированных компаний.
- Малые компании могут рассматриваться как полигон для отработки новых технологий, наиболее успешные из которых с учетом наработанного опыта могут быть эффективно применены для более крупных объектов.
- Важно, что малые компании позволяют не отвлекать управленческий персонал ВИНК на решение относительно мелких задач по освоению малых объектов. А осваивать их все равно придется, возможно, и под давлением федеральных и особенно региональных органов власти, более отчетливо понимающих косвенные и мультипликативные эффекты этих процессов для стабильности социально-экономического развития регионов.
- Разработка и реализация новых технологий является сферой с высоким риском. Поэтому деятельность малого бизнеса способствует распределению рисков, связанных с разработкой и применением инновационных технологий.
- Малые компании удобны для проведения различных налоговых, организационных, технических экспериментов. Например, ряд проектов налоговых новаций в России не используется на практике в связи с тем, что их сложно администрировать. Малый бизнес обычно ведет локальную деятельность на обособленных участках недр, что существенно упрощает контроль за его деятельностью с точки зрения налогового администрирования.

Эффективное и устойчивое развитие малых и средних нефтяных компаний в России возможно только при комплексной реализации мер государственного регулирования – как на федеральном, так и на региональном уровнях. Это подразумевает создание раз-

витой институциональной среды, включающей как методы налогового стимулирования, так и меры, направленные на развитие сервисной инфраструктуры, финансового сектора, обеспечение доступа к мощностям нефтепереработки и экспортной инфраструктуре. Независимые инновационно ориентированные малые и средние компании являются одним из условий устойчивого (как с точки зрения изменения динамики добычи, так и поддержания деловой активности в смежных отраслях экономики) развития нефтегазового сектора – особенно при ухудшении условий разработки месторождений, имеющих значительную степень выработанности запасов.

Только в этом случае можно будет вести речь о создании условий для рационального освоения нефтегазовых ресурсов, обеспечении высокого уровня занятости, развитии комплекса смежных и обслуживающих производств, наполнении бюджетов различного уровня, в конечном счете – повышении ценности недр для общества [18].

## **2.5. Ориентиры для поведения нефтяных компаний**

С точки зрения управления рисками в НГС, с позиций социальной отдачи освоения нефтегазовых ресурсов важное место занимает организационная структура нефтяного комплекса и поведение основных игроков. Так, например, политика и поведение компаний НГС может реализовываться по ряду направлений (и ведет к соответствующим «социальным» рискам и потерям):

- нерациональное освоение недр с позиций государства ведет к рискам потерь извлекаемых запасов;
- сугубо коммерчески ориентированная экологическая политика может вести к рискам потери части ценного газохимического сырья (в результате сжигания ПНГ), загрязнению земель, водных объектов, что помимо прочего негативно сказывается на здоровье населения НГР;
- налоговая «оптимизация» ведет к сокращению налоговых поступлений в бюджеты, прежде всего на региональном уровне.

Каким образом можно управлять отмеченными рисками? Один из подходов связан с развитием системы регулирования сферой недропользования, включая:

- формирование адекватной организационной структуры НГС – развитие МСНК, сервисного сектора, малых геологических предприятий;
- усиление (в том смысле, что нормы должны не только декларироваться, но и реализовываться на практике) и развитие норм государственного регулирования в сферах недропользования, налогообложения и экологии.

Мировая практика свидетельствует, что социально эффективное развитие НГС имеет место только в случае высокой прозрачности компаний для государства и общества в целом. Такая прозрачность может достигаться разными способами:

- с акцентом на формирование и развитие конкурентного рынка с большим количеством крупных, средних и малых «игроков» (компаний НГС) при значительной регулирующей роли государства, в том числе органов власти регионального уровня, в управлении ресурсами недр (условно – «североамериканская модель»);
- с акцентом на значительную роль государства в структуре капитала компаний НГС и жестком регулировании (регламентации, мониторинге и контроле) процессов освоения недр (условно – «норвежская модель»).

Сегодня ситуация в России ближе к норвежской модели с точки зрения усиления роли государства в капитале нефтяных компаний. Но, к сожалению, повышения прозрачности компаний НГС пока достичь не удастся.

Развитие российской модели управления и регулирования НГС должно быть направлено на повышение прозрачности сектора и формирование конкурентной среды. Не обладая достоверной информацией об объектах регулирования, невозможно создать эффективную систему управления процессами освоения недр, отвечающую интересам общества. На сегодняшний день в России государство еще не стало эффективным регулятором:

- не обладает полной, достоверной информацией о процессах освоения недр;
- не осуществляет эффективный мониторинг и контроль освоения недр;
- не владеет механизмами регулирования, способными вывести развитие НГС на траекторию, в полной мере отвечающую интересам всего общества.

**Характеристика поведения компаний-недропользователей:  
существующее положение и новые ориентиры**

| Направления деятельности                     | Поведение компаний  |  |
|--|---|--|
|  | существующее положение  | новые ориентиры  |
| Производственная сфера                       |   |  |
| Геологоразведка                              | Ориентация на доразведку уже разрабатываемых месторождений; «бумажный» прирост запасов, ориентированный на рост капитализации                           | Поиск и разведка запасов на новых участках недр, в перспективных районах за счет собственных и заемных средств   |
| Освоение и разработка месторождений          | Ориентация на выработку лучших участков недр  | Ориентация на повышение степени извлечения запасов за весь период разработки месторождений. Выполнение требований рационального освоения недр                                    |
| Экологическая политика                       | Минимизация издержек на экологические мероприятия   | Выполнение норм и правил: государственных и корпоративных (более жестких) стандартов   |
| Финансово-экономическая сфера                |   |  |
| Управление затратами со стороны компаний НГС | Получение компаниями НГС части рентных доходов на основе обоснованных затрат (через поставщиков товаров, услуг, оборудования)                           | Сокращение затрат должно стать необходимой предпосылкой устойчивых позиций компаний на рынках  |
| Налоговая политика компаний НГС              | Освоение новых объектов только при наличии льгот. Основной подход – инвестиции в новые месторождения в обмен на налоговые льготы или другие преференции | Налогообложение экономических результатов (чистого дохода) при адекватной системе государственного мониторинга и контроля стимулирует сокращение затрат, освоение новых объектов |

Как следствие, в развитии и функционировании НГС имеет место перекоc в пользу корпоративных интересов, которые переплетаются с ведомственными интересами отдельных органов управления, создавая почву для принятия неэффективных решений. В НГС России вплоть до настоящего времени не создано системы регулирования, которая бы стимулировала недропользователей к функционированию и развитию в рамках рациональной «траектории» освоения ресурсов с позиций общества.

В процессе формирования общественно целесообразной модели управления ресурсами необходимо изменить характер поведения недропользователей, чтобы получение корпоративных выгод не противоречило социально-экономическим интересам страны (табл. 3).

В целом развитие норм и правил системы государственного регулирования должно быть направлено на повышение социально-экономических выгод от освоения недр для общества, на более полную реализацию государством своих прав собственника недр.

### **3. ВЫГОДЫ И ИЗДЕРЖКИ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВИТИЕМ НЕФТЯНОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Функционирование нефтегазовых компаний на определенной территории связано с целым рядом социально-экономических эффектов для НГР. Недропользователи обеспечивают занятость населения с достаточно высокой заработной платой (так, в ХМАО средняя зарплата в добыче полезных ископаемых более чем в 1,5 раза выше средней по округу). Нефтяные компании обеспечивают значительные поступления в бюджеты субъектов Федерации, где они ведут свои работы. Как было показано выше, уровень этих платежей может существенно зависеть от политики и поведения нефтегазовых компаний.

Значительная часть налогов, поступаая в бюджеты, используется для решения социальных задач, реализации социальных программ. Поэтому полученные государством налоги (включая доходы рентного характера вместе с заработной платой занятых в НГС) носят характер социальных выгод.

В современных условиях ориентация только на изъятие рентных доходов в федеральный бюджет (при этом значительно сокращаются инвестиционные возможности НГС) не отвечает целям повышения реализованной ценности недр, поскольку не учитываются потенциальные социальные выгоды и издержки, которые наиболее ощутимы на уровне НГР. Максимизация уровня получаемых обществом выгод может быть достигнута только при учете интересов НГР и их непосредственном участии в процессах регулирования деятельности компаний НГС.

При этом игнорирование места и роли НГР может вести к искажению ориентиров и стимулов для недропользователей, т.е. стратегия освоения недр, реализуемая НГС, не будет отвечать интересам общества в целом. Например, для максимизации прибыли могут минимизироваться затраты на природоохранные мероприятия. Такой подход нельзя признать рациональным с позиций повышения выгод освоения недр для общества. Одной из основных задач институциональных преобразований в недропользовании является формирование таких условий, при которых политика компаний в максимально возможной степени приближалась бы к общественно-целесообразной.

### **3.1. Влияние нефтяного комплекса на добывающие регионы**

НГС является базовым сектором экономики ХМАО. Ситуация в НГС определяет практически все основные показатели социально-экономического развития округа. В ближайшей и среднесрочной перспективе НГС останется ключевым сектором экономики ХМАО. Сокращение объемов добычи нефти, рост удельных эксплуатационных и капитальных затрат на извлечение сырья будут иметь важнейшее значение с точки зрения наполнения бюджетов, социально-экономического развития региона.

В ХМАО НГС формирует около 63% валового регионального продукта (ВРП), обеспечивает 85% налоговых отчислений во все уровни бюджетной системы РФ, 3/4 инвестиций в основной капитал. Почти 60% населения округа проживает в нефтяных моногородах. Нефтяной комплекс обеспечивает более 99% объема экспорта региона [30].

Доминирование базового сектора в региональной экономике еще более значимо с учетом связанных с ним (а фактически обслуживающих его) отраслей, прежде всего строительства, электроэнергетики и транспорта. Так, спецификой ХМАО является значительное преобладание в структуре электропотребления предприятий НГС, в том числе нефтегазодобывающих и перерабатывающих компаний, а также предприятий, осуществляющих транспортировку добытых углеводородов. Доля НГС в совокупном электропотреблении ХМАО составляет 85–90%.

НГС занимает важнейшее место и в экономике другого НГР Западной Сибири – Томской области. На сегодняшний день доля сектора в структуре валового регионального продукта Томской области составляет около 30%. НГС обеспечивает около 22% в совокупных налоговых поступлениях в консолидированный бюджет области.

Во многом благодаря работе НГС даже в условиях экономического кризиса 2008–2009 гг. Томская область продемонстрировала неплохие показатели динамики промышленного производства. По итогам 2009 г. промышленное производство в области сократилось всего на 2%, тогда как в целом по России – на 11% .

Однако эти показатели не отражают всей значимости НГС для Томской области. Стратегическая роль отрасли в региональной социально-экономической системе состоит в том, что к функционированию и развитию НГС причастны не только непосредственно занятые в нем нефтегазовые компании, но и десятки других предприятий – поставщиков товаров и услуг из различных отраслей экономики, прежде всего:

- геологические, буровые и строительные организации;
- предприятия энергетики (потребление электроэнергии в НГС составляет около 40% от ее производства электростанциями области);
- предприятия металлургии, машиностроения и других отраслей промышленности (причем не только Томской области, но и других регионов Урала и Сибири);
- научные и проектные организации, учреждения сферы профессионального образования.

С учетом мультипликативных эффектов через систему межотраслевых связей вклад НГС в экономику области составляет около 40% [32].

ЯНАО – не только крупнейший газодобывающий район России и мира, но и крупный нефтедобывающий район. Так, в 2014 г. добыча газа на территории округа составила 516,2 млрд м<sup>3</sup>, нефти – 21,5 млн т, конденсата – 17 млн т. Социально-экономическое развитие ЯНАО как в настоящее время, так и в обозримой перспективе в значительной мере связано с нефтегазовым сектором (включая геологоразведку, трубопроводный транспорт и переработку углеводородов) и развитием сопутствующих производств и сфер деятельности. Доля отраслей сектора в структуре промышленного производства округа превышает 95%. Они обеспечивают основную долю ВРП и формирование бюджетных доходов, определяют масштабы и структуру инвестиций в экономику округа, обуславливают систему расселения на территории округа.

Основными налогоплательщиками в бюджетные системы всех уровней являются «Газпром», «НОВАТЭК», «Роснефть», «Газпром нефть». Кроме того, значительны финансовые поступления на развитие округа от нефтегазовых компаний в рамках действующих соглашений о социально-экономическом сотрудничестве с Ямало-Ненецким автономным округом. В 2014 г. эти поступления превысили 100 млрд руб., что в семь раз больше уровня поступления средств в 2005–2009 гг. Только компания «Газпром» обеспечила рост объемов финансирования в 8,5 раз.

С точки зрения формирования доходов бюджетов НГР важное значение имела налоговая реформа, проводимая начиная с 2006 г. В результате нее резко сократились доходы нефтегазовых регионов. Произошла централизация налоговых доходов в федеральный бюджет. В этих условиях сегодняшние доходы бюджетов целого ряда НГР в сопоставимых ценах еще не достигли уровней начала 2000-х годов или превысили их незначительно.

Так, например, в Томской области доля консолидированного бюджета области в собираемых налогах уменьшилась почти в два раза. В 2006–2014 гг. она составляла 30–40% (без учета поступлений в государственные внебюджетные фонды). Такое положение было в основном обусловлено распределением налога на добычу по УВС.

Еще более значительные перечисления в федеральный бюджет осуществляет ХМАО (в том числе из-за более высокой доли НГС в экономике округа). Округ играет важнейшую роль в формировании налоговых доходов бюджета Российской Федерации. По данным Администрации ХМАО, округ формировал около 15% доходов федерального бюджета. При существующей системе межбюджетных отношений более 85% налоговых платежей, генерируемых в регионе, концентрируются в федеральном бюджете, в консолидированном бюджете ХМАО остается всего около 12% налогов.

Положение в сфере налогообложения и необходимость формирования предпосылок для устойчивого развития ставят перед НГР задачи диверсификации своей экономики.

### **3.2. Возможности диверсификации экономики нефтегазовых регионов**

Социально-экономическое развитие НГР сопряжено с целым рядом специфичных рисков, характерных для развития и функционирования минерально-сырьевого комплекса. К ним следует, прежде всего, отнести:

- высокую волатильность цен на УВС, что может существенным образом отражаться на бюджетах НГР, уровне занятости населения (нефтяные компании при низких уровнях цен на УВС стремятся свернуть часть своей деятельности, связанную прежде всего с геологоразведкой, инвестициями в новые объекты);
- снижение темпов социально-экономического развития в результате сокращения уровней добычи из-за истощения ресурсной базы.

Что можно противопоставить этим рискам? Один из подходов связан с реализацией мер, направленных на устойчивое развитие сырьевых территорий, в том числе на осуществление взаимозамен по линии «ресурсы недр – воспроизводимые ресурсы». Данные взаимозамены могут включать аккумулирование финансовых ресурсов, развитие человеческого капитала, диверсификацию структуры экономики.

### 3.2.1. Диверсификация экономики как фактор устойчивого развития сырьевых территорий

Для территорий с сырьевой структурой хозяйства актуальным, жизненно необходимым является переход к принципам устойчивого социально-экономического развития, предполагающим максимизацию социальной ценности природных ресурсов. Применительно к НГР это можно сформулировать так: динамика освоения ресурсов УВС должна быть подчинена не только интересам компаний НГС, национальным экономическим интересам (в частности, фискальным интересам федерального центра), но и социально-экономическим интересам той территории, где ведется добыча. Следовательно, речь идет о выработке и практическом осуществлении таких стратегий освоения ресурсов УВС, которые обеспечивали бы учет интересов названных выше сторон [14].

При этом если не рассматривать экологические факторы и ограничения, непосредственные интересы региона добычи состоят прежде всего в поддержании рациональных темпов освоения ресурсов УВС, позволяющих:

- максимально продлить во времени период получения высоких доходов от добычи нефти и газа, составляющих основу формирования доходной части бюджета территории;
- на протяжении длительного времени обеспечивать приемлемый уровень занятости и прямых доходов населения (без резких скачков спроса на рабочую силу со стороны предприятий НГС);
- постепенно создать экономические и прежде всего финансовые условия для диверсификации региональной экономики, ее перехода в новую «пост-нефтяную» стадию развития.

Темпы и масштабы диверсификации должны быть такими, чтобы в течение периода активной добычи УВС территории в вопросах своего социально-экономического развития избежали бы полной зависимости от нефтегазовой промышленности [13]. То есть речь идет о том, чтобы прийти к состоянию, когда добывающий сектор стал бы одним из основных, но не «определяющим» сектором хозяйства территории.

Вследствие истощения запасов нефти эффективность нефтедобычи снижается, поэтому перспективы экономического благополучия региона напрямую зависят от развития других секторов, не связанных с добычей УВС. Однако это не означает, что в структуре хозяйства региона должно происходить искусственное замещение нефтяной промышленности другими отраслями. И только на стадии падающей добычи одним из возможных вариантов изменения роли НГС в экономике такого региона является превращение данной территории в опорно-тыловую для освоения новых нефтегазовых районов. При этом меняется характер взаимодействия между функционированием НГС и общим развитием хозяйства территории, поскольку речь уже должна идти не столько об освоении невозобновляемых природных ресурсов, сколько об использовании воспроизводимого (кадрового, производственно-технического, финансового, интеллектуального) потенциала НГС в интересах территории [15].

Нефтегазовый сектор за период становления и развития в рамках определенного НГР создает промышленную и социальную инфраструктуру, стимулирует приток квалифицированных кадров, в целом способствует подъему уровня промышленного развития. Однако сам по себе НГС создает лишь предпосылки для будущего развития экономики территории. Развитие других отраслей и сфер хозяйственной деятельности осуществляется в той степени, в какой для этого имеются предпосылки, и с точки зрения экономической целесообразности.

Диверсификация экономики сырьевых регионов вообще и нефтегазовых территорий в частности имеет много аспектов, включая структурно-производственный (уход от моноотраслевой структуры хозяйства), социальный (формирование условий проживания и жизнедеятельности поколениям людей, проживающим на данной территории). Основная роль в определении направлений диверсификации экономики и социальной сферы принадлежит не столько бизнесу, сколько наличию целенаправленных и эффективных институтов – норм, правил, процедур и организаций, ориентированных на это.

Вышесказанное в полной мере относится к основному на данный период НГР России – ХМАО, социально-экономическая ситуация в котором практически полностью определяется поло-

жением дел в нефтедобывающей промышленности. Сегодня в качестве основных направлений диверсификации региональной экономики в ХМАО называются: развитие горнопромышленного кластера в рамках реализации проекта «Урал промышленный – Урал Полярный», развитие лесопромышленного комплекса, нефтегазопереработки и нефтегазохимии, агропромышленного комплекса, медицинского, научно-инновационного кластера. В настоящее время значение этих комплексов в социально-экономическом развитии ХМАО является очень небольшим.

Вполне вероятно, что лучшие времена для «зрелых» российских НГР для масштабной диверсификации, которую могли бы инициировать и финансировать на региональном уровне, уже пройдены. Это связано прежде всего с сокращением финансовой базы субъектов Федерации, которая могла быть использована для запуска и реализации проектов по диверсификации экономики НГР, что определяется:

- существующим порядком распределения налога на добычу по УВС между бюджетами (сейчас он в полном объеме направляется в федеральный бюджет);
- тенденцией к снижению уровня добычи нефти в Западной Сибири (прежде всего в ХМАО), что не способствует росту налоговой базы;
- вовлечением в хозяйственный оборот преимущественно мелких и трудноизвлекаемых запасов с высоким удельным уровнем текущих и капитальных затрат (что снижает налоговую базу по налогу на прибыль).

### 3.2.2. Переработка углеводородов как важнейшее направление диверсификации

Одним из наиболее естественных направлений диверсификации экономики НГР является развитие производств по более глубокой и более квалифицированной переработке углеводородов.

Развитие переработки углеводородного сырья (УВС) в районах его добычи, как правило, потенциально эффективно и с позиций экономических интересов самих территорий, и с точки зрения экономических интересов более высокого уровня (национальных). Исторический опыт показывает, что практически во

всех зрелых добывающих районах сформировались мощности нефтегазоперерабатывающей и нефтегазохимической промышленности.

В укрупненном виде можно выделить три типа производств:

1) переработка сырья, которое трудно транспортировать на дальние расстояния – попутного нефтяного газа, легких газоконденсатных смесей, отдельных видов нефти (например, высоковязких);

2) переработка «транспортабельных» видов нефти и природного газа, сравнительно неэнергоемкие нефте- и газохимические производства;

3) нефтегазохимические производства с высокой энерго- и материалоемкостью.

В добывающих районах, прежде всего, размещаются производства 1-го типа, поскольку это часто является единственной возможностью переработки «нетранспортабельного» сырья. Развитие нефтепереработки и химических производств, относящихся ко 2-му типу, в основном обуславливается уровнем местных потребностей в соответствующих видах продукции. Решающую роль в размещении указанных производств играют транспортные издержки. Они существенно ниже при транспортировке нефти и газа по магистральным трубопроводам, чем, например, при перевозках нефтепродуктов и готовых химикатов по железной дороге или водным транспортом.

С наибольшим потенциальным эффектом связано развитие в районах добычи перерабатывающих производств 3-го типа – нефтехимических и газохимических. Решающее значение здесь имеет высокая энерго- и материалоемкость этих производств. При развитии нефтегазохимической промышленности в районах добычи удается, как правило, минимизировать суммарные производственные и транспортные издержки.

К сожалению, попытки диверсификации экономики Западной Сибири далеко не в полной мере отвечают принципам формирования предпосылок для устойчивого развития. Так, например, при освоении нефтяных месторождений в Тюменской области мощностей газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) вводились в эксплуатацию с опозданием примерно на 10 лет по сравнению с формированием ресурсов добываемого сырья (для его переработки).

Сегодня переработку УВС на территории Тюменской области ведут несколько ГПЗ и небольших нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), а также Сургутский завод стабилизации газового конденсата, Пуровский завод по переработке конденсата (компания «НОВАТЭК»), Антипинский НПЗ.

Первичная переработка УВС в рамках области наиболее развита в ХМАО, где переработка нефти сейчас осуществляется на шести НПЗ. В 2014 г. ими было переработано около 6 млн т нефти при глубине переработки на уровне 31%.

Переработку ПНГ на территории округа осуществляют восемь газоперерабатывающих заводов (ГПЗ). Основная доля (около 75%) от общего объема приходится на три компании: ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Белозерный ГПК», ОАО «Нижевартовский ГПК». В 2014 г. ГПЗ округа переработали 24,3 млрд куб. м ПНГ, что на 1,7% меньше, чем в 2013 г. (24,8 млрд куб. м).

Производством светлых нефтепродуктов на территории ХМАО занимается Сургутский завод стабилизации газового конденсата (ЗСК). В 2014 г. заводом переработано 8,6 млн т газового конденсата (табл. 4).

*Таблица 4*

**Показатели производств по переработке УВС  
в ХМАО в 2014 г.**

| Показатель                        | Ед. изм.                       | НПЗ   | ГПЗ    | ЗСК    |
|-----------------------------------|--------------------------------|-------|--------|--------|
| Переработка                       | млн т /<br>млрд м <sup>3</sup> | 6,0   | 24,3   | 8,6    |
| Выход основных продуктов:         |                                |       |        |        |
| – ШФЛУ                            | тыс. т                         | –     | 4711,9 | 1339,3 |
| – сухой газ                       | млрд м <sup>3</sup>            | –     | 21,4   | –      |
| – сжиженный газ                   | тыс. т                         | –     | 907,0  | 1143,1 |
| – прямогонный и стабильный бензин | тыс. т                         | 887,7 | 292,7  | –      |
| – автомобильный бензин            | тыс. т                         | 47,0  | –      | 1517,1 |
| – дизельное топливо               | тыс. т                         | 735,4 | –      | 721,9  |

*Источник:* Департамент по недропользованию ХМАО.

Приведенные данные, например, о выходе светлых нефтепродуктов и глубине нефтепереработки говорят о том, что развитие переработки нефти вряд ли можно признать успешным и способным обеспечить устойчивое развитие округа. Этого явно не достаточно для полноценной диверсификации экономики округа в направлении глубокой переработки УВС. В ХМАО фактически представлен только сырьевой блок для глубокой переработки УВС.

В Томской области, наоборот, относительно слабо представлен сырьевой блок при развитом производстве базовых видов газо- и нефтехимической продукции (метанола и его производных, олефинов и полиолефинов). Соответственно, стоит задача двоякого рода:

- с одной стороны, необходимо создание мощностей по первичной переработке УВС для обеспечения сырьем пиролизного производства (в значительной степени эта задача может быть решена путем строительства нефтеперерабатывающего завода и надлежащей утилизации ресурсов ПНГ и газового конденсата);
- с другой стороны, в целях максимизации добавленной стоимости, создаваемой в нефтегазохимическом комплексе, необходимо развитие производств высокой степени переработки, т.е. сложной средне- и малотоннажной продукции.

За период добычи нефти и газа в Западной Сибири рассматривался ряд проектов по созданию мощностей по глубокой переработке УВС – нефтегазохимических комплексов (НГХК). Например, в соответствии с одним из самых масштабных проектов, в конце 1980-х годов в Тюменской области планировалось создать несколько крупных газохимических предприятий.

Так, 2 декабря 1988 г. было принято постановление Совета Министров СССР № 1399 «О мерах по созданию нефтегазохимических комплексов в Тюменской области на базе углеводородного сырья месторождений Западной Сибири с использованием передовых технологических процессов». В 1988 г. еще до принятия этого постановления были начаты переговоры с западными компаниями о возможном совместном строительстве в Тюменской области пяти нефтегазохимических комбинатов: Нижневартовского, Ново-Уренгойского, Тобольского, Сургутского и Уватского [20].

Совет Министров СССР 10 ноября 1989 г. принял постановление № 1012 «О мерах по ускорению строительства нефтегазохимических комплексов в Тюменской области», в котором были скорректированы задачи на 1990–1995 гг. (в частности, число новых строек было сокращено до трех – Тобольский НХК, Сургутский и Ново-Уренгойский НГХК) и определены объемы финансирования на 1990 г. Однако дальнейший ход событий показал, что никаких серьезных шагов по строительству названных комбинатов предпринято не было.

### 3.2.3. Развитие Тобольского НГХК

Сейчас активно реализуется сценарий, в котором центральное место во всем НГХК Западной Сибири будут занимать производства компании «СИБУР» в Тобольске.

**«Тобольск-Полимер».** Центром притяжения Тюменской нефтегазохимии является «Тобольскнефтехим» – завод, который контролируется компанией «СИБУР». Здесь расположена центральная газодифракционирующая установка (ЦДФУ), на которой входящее сырье – широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) – разделяется на фракции. На эту установку замыкается основная часть ШФЛУ, получаемой на ГПЗ Тюменской области. Сейчас имеющиеся мощности недавно модернизированной ЦДФУ перерабатывают 3,8 млн т сырья, в результате получается более 1 млн т пропана помимо других фракций (включая бутан, изобутан). На этот пропан ориентирован новый завод «Тобольск-Полимер», площадка которого примыкает к площадке ЦДФУ<sup>1</sup>.

Завод «Тобольск-Полимер» «СИБУР» начал строить в конце 2009 г., инвестиции составили около 60 млрд руб. Он производит пропилен по технологии дегидрирования пропана, разработанной фирмой UOP (США), а затем осуществляет его полимеризацию по технологии компании INEOS (Великобритания). Мощность установки дегидрирования составляет 510 тыс. т пропилена в год, а производства полипропилена – на уровне 500 тыс. т в год.

К сожалению, в период строительства завода не удалось достичь высокого уровня локализации (что важно как с позиций развития местных компетенций, так и получения социальных выгод

---

<sup>1</sup> Предтеча пиролизной печи. – URL: <http://expert.ru/expert/2012/44/predtecha-piroliznoj-pechi> (дата обращения 23.09.2014).

в период сооружения объекта). В возведении завода принимали участие свыше 5 тыс. чел., треть из них – иностранцы. Перед началом строительства «СИБУР» заключил ЕРС-контракты (контракты на инжиниринг, поставки и управление строительством) с итальянской «Tecnimont S.p.A» и немецкой «Linde». Они отвечали за возведение установки дегидрирования пропана и установки по производству полипропилена. Строительно-монтажные работы выполняли турецкие компании. Отечественные подрядчики занимались преимущественно общестроительными работами.

Выбор в пользу значительной доли иностранных подрядчиков был обусловлен тем, что иностранные компании номинально строят дороже российских, но выполнение работ в срок, в нужном объеме и требуемого качества оказывается выгоднее. На «Тобольск-Полимере» удалось локализовать около 15% производства технологического оборудования и материалов, без учета строительных материалов.

**Перспективы развития Тобольского НГХК.** Сейчас «СИБУР» рассматривает возможность продолжения инвестиций в тобольскую площадку и строительства нового комплекса по производству 2 млн т полимерной продукции в год («Запсибнефтехима»).

Новый комплекс будет примерно в четыре раза крупнее «Тобольск-Полимера» и может попасть в десятку крупнейших в мире. Мощности первой очереди – 1,5 млн т этилена и 500 тыс. т пропилена в год: они станут сырьем для производства около 2 млн т полимеров в год<sup>1</sup>.

«СИБУРу» предстоит решить вопрос обеспечения будущего комплекса сырьем – ШФЛУ. Компания извлекает его главным образом из ПНГ. Но по оценкам «СИБУРа», доступный объем ПНГ в Западной Сибири ограничен 23–25 млрд куб.м в год, а это лишь на 5–7 млрд куб.м больше того, что компания уже перерабатывает в этом регионе. Поэтому до 2017 г. предстоит провести реконструкцию действующих ГПЗ для увеличения коэффициента извлечения химического сырья из ПНГ. В качестве сырья (около трети необходимого объема) предполагается использо-

---

<sup>1</sup> Химический гигантизм: СИБУР заявил о планах строительства в Тобольске второго завода полимеров. – URL: <http://expert.ru/2012/01/24/himicheskij-gigantizm> (дата обращения 19.09.2014).

вать также этап с Пуровского завода переработки конденсата (принадлежит компании «НОВАТЭК»). Кроме того, «СИБУР» рассматривает вопрос создания новых ГПЗ для извлечения ШФЛУ из жирного природного газа.

Рядом с отремонтированной ЦГФУ «СИБУР» строит еще одну установку мощностью 2,8 млн т. Для сырьевого обеспечения тобольской площадки ведутся подготовительные работы по строительству нового продуктопровода общей протяженностью около 1100 км для транспортировки ШФЛУ из ЯНАО и ХМАО до «Тобольскнефтехима». Пропускная способность нового продуктопровода составит более 4 млн т в год на участке от Пуровского до Южно-Балыкского ГПЗ (689 км) и до 8 млн т – от Южно-Балыкского ГПЗ до «Тобольскнефтехима» (417 км) [1].

Таким образом, в Западной Сибири выстраивается технологическая цепочка, в которой будут участвовать все три субъекта Федерации, расположенные на территории Тюменской области. На Тобольский НГХК будут завязаны практически все потоки легкого УВС Западной Сибири. Данные обстоятельства могут иметь неоднозначные последствия.

- С точки зрения бюджетов ХМАО и ЯНАО немаловажно, что Тобольский НГХК расположен на юге Тюменской области (в другом субъекте Федерации). Соответственно, основные бюджетные доходы от его функционирования будут идти в бюджет юга области (минуя бюджеты ХМАО и ЯНАО).
- Другой важный аспект: фактически происходит монополизация НГХК в Западной Сибири в рамках структур компании «СИБУР». Практически все потоки легкого УВС будут направляться одному переработчику. С другой стороны, мировая практика говорит о том, что сейчас конкурентоспособными (в глобальном масштабе) могут быть только крупные производства.
- Вертикальная интеграция в рамках «СИБУРа» создает предпосылки для использования трансфертных цен (при покупке сырья и продуктов первичной переработки), что может негативно отразиться на уровне налога на прибыль, уплачиваемого в бюджеты субъектов Федерации, расположенных на территории Тюменской области.

### **3.3. Воздействие нефтегазового сектора на окружающую среду**

С точки зрения общих социально-экономических эффектов для НГР (в том числе Западной Сибири) важное значение имеет то обстоятельство, что функционирование компаний нефтегазового сектора несет и отрицательные эффекты для жителей территорий. Это связано, например, с его воздействием на окружающую среду, что влияет и на здоровье населения соответствующих субъектов Федерации.

НГС (прежде всего нефтедобыча) в целом ряде регионов оказывает значительное влияние на природную среду. К основным техногенным факторам, определяющим изменения экосистем при эксплуатации нефтяных месторождений, относятся: механические нарушения растительного и почвенного покрова; перераспределение стока воды; загрязнение атмосферного воздуха, почв, поверхностных и подземных вод. При функционировании нефтегазодобывающей отрасли в качестве загрязнителей могут выступать: нефть и нефтепродукты, сточные и пластовые воды, буровые растворы и химические реагенты [5].

#### **3.3.1. Загрязнение атмосферного воздуха (сжигание попутного газа)**

НГС является крупнейшим загрязнителем атмосферного воздуха – на его долю приходится до 30% всех промышленных выбросов загрязняющих веществ. Две трети атмосферных выбросов, генерируемых НГС, приходится на нефтедобычу. Сжигание ПНГ является основным источником загрязнения окружающей среды в районах нефтедобычи. За год в результате сжигания ПНГ в атмосферу выбрасывается около 400 тыс.т вредных веществ – окиси углерода, окислов азота, углеводородов, сажи. В среднем в России на 1 т добытой нефти приходится около 8,2 кг вредных атмосферных выбросов, которые локализуются преимущественно в сырьевых регионах.

При утилизации ПНГ в факельных установках 65% продуктов углеводородного загрязнения рассеиваются в атмосферу, 20% поступают в водные бассейны и 15% – в почву. На подфакельных территориях, помимо химического загрязнения присутствует шумовое и тепловое воздействие на природную среду.

В результате окружающая среда и население подвергаются воздействию экологически вредных продуктов сгорания ПНГ, в том числе и канцерогенных, что приводит к существенному повышению заболеваемости населения в регионах нефтедобычи, поскольку поступающие в окружающую среду продукты сгорания ПНГ представляют собой угрозу для нормального функционирования человеческого организма.

Экологические последствия освоения нефтегазовых месторождений сказываются, прежде всего, на региональном и местном уровне. Эта сторона хозяйственной деятельности является наиболее уязвимой и трудно учитываемой в силу накопительного и комплексного характера воздействия. Экологические последствия сжигания ПНГ приводят к нарушению сложившегося экологического баланса, определяющего состояние окружающей среды, здоровья проживающих в регионе людей. При этом издержки экологического характера часто не могут быть компенсированы экономически и природоохранными мероприятиями [27]. Проблема еще заключается в том, что объемы сжигания ПНГ (и, соответственно, объемы вредных выбросов в атмосферу) не поддаются точной оценке, поскольку значительная часть существующих факельных установок не оснащена измерительными приборами [16].

Данная проблема особенно важна для ХМАО, т.к. его территория находится в зоне тайги, которая чувствительна к воздействию загрязнений, в частности атмосферного воздуха. В настоящее время, несмотря на то, что в автономном округе многое делается для сокращения объемов сжигания ПНГ, проблема остается актуальной.

Так, наибольший вклад в общий объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух по видам экономической деятельности (ВЭД) вносит именно добыча полезных ископаемых. На долю этого ВЭД в ХМАО за период 2008–2013 гг. приходилось 70–82% выбросов.

При этом доля добычи полезных ископаемых в трех крупнейших НГР Западной Сибири (ХМАО, ЯНАО, Томская область) занимает заметное место и в общих выбросах по этому ВЭД в целом по России. В период 2005–2013 гг. доля ХМАО находилась в диапазоне 29–41%, а трех рассматриваемых регионов

суммарно – в интервале 45–58%. Т.е. около половины всех выбросов загрязняющих атмосферу веществ, отходящих от стационарных источников по рассматриваемому ВЭД, по России.

Следует отметить, что ситуация с использованием ПНГ имеет тенденцию к улучшению в целом по России и по регионам Западной Сибири, в частности. Например, в Томской области уровень утилизации ПНГ увеличился с 51% в 2010 г. до 80% в 2014 г. Если у «Томскнефти» в этот период наблюдается плавный относительно небольшой рост уровня утилизации ПНГ, то малые и средние компании показывают кратное увеличение этого показателя. Например, у компаний «Русснефть» и «Империал Энерджи» этот показатель вырос с 9% в 2011 г. до 70–80% в 2014 г.

В ХМАО наблюдается похожая тенденция. Так, в 2007 г. уровень утилизации ПНГ составлял 78,5%, а в 2014 г. этот показатель достиг 93,3%. Планируется, что в 2015 г. утилизация ПНГ достигнет нормативного уровня – 95%.

### 3.3.2. Загрязнение земель

Экологическую ситуацию в НГР усугубляют также аварии и разливы, которые происходят на кустовых площадках и трубопроводах различного назначения. Причина высокой аварийности трубопроводов часто связана с их сверхнормативной эксплуатацией и несовершенством технологий антикоррозийной защиты. В связи с этим большинство аварий изношенных трубопроводов происходит из-за внутренней и внешней коррозии.

Процессы естественного восстановления природной среды довольно длительны. Поэтому на территориях, на которых происходят аварии и разливы, природные компоненты требуют восстановления и рекультивации. Работы по рекультивации трудоемки и дорогостоящи [5].

Так, например, в 2000-е годы площадь нефтезагрязненных земель в ХМАО имеет тенденцию к сокращению (рис. 12). Но необходимо учитывать, что рекультивация зачастую проводится с нарушением технологий, что усложняет решение этой проблемы в дальнейшем.

Загрязнение окружающей среды, вызванное деятельностью нефтегазовых компаний, оказывает значительное влияние на здоровье населения в целом ряде российских регионов. По некото-

рым оценкам, например, в ХМАО ухудшение здоровья населения объясняется экологией более чем на 50%.

Так, заболеваемость населения болезнями органов дыхания (зарегистрировано заболеваний у больных с диагнозом, установленным впервые в жизни, на 1000 человек населения) в ХМАО и ЯНАО превосходит среднероссийские показатели, соответственно, в 1,2 и 1,5 раза. При этом в целом по показателю «заболеваемость населения (зарегистрировано заболеваний у больных с диагнозом, установленным впервые в жизни, на 1000 человек населения)» ХМАО и ЯНАО также заметно превосходят среднероссийский уровень.



**Рис. 12.** Динамика образования и рекультивации нефтезагрязненных земель в ХМАО

*Источник:* [5].

### 3.3.3. Экология и заболеваемость населения

Таким образом, развитие НГС связано не только со значительными положительными эффектами (прежде всего доходы бюджетов и занятых, развитие инфраструктуры), но и определенными издержками, среди которых одно из важных мест занимают

экологические издержки (отрицательное влияние НГС на экологию). Учет данных издержек должен отражаться и в налоговой политике государства. Например, один из подходов может быть связан с распределением части налога на добычу в бюджеты НГР, в том числе для финансирования экологических мероприятий, мер в области здравоохранения.

#### **4. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗВИТИЮ СИСТЕМЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА**

Реализация потенциальных эффектов от развития НГС (в том числе для нефтегазовых регионов Западной Сибири) сопряжена с целым рядом рисков, затрагивающих в том числе:

- геолого-технологические риски (тенденции к снижению уровней добычи на поздних стадиях освоения нефтегазовых провинций);
- риски институционального характера, связанные с политикой и поведением нефтегазовых компаний в различных сферах недропользования;
- социальные риски.

Ряд ответов на эти вызовы связан с развитием системы государственного регулирования, которая должна включать адекватные механизмы, в том числе в рамках системы лицензирования, налогового регулирования, инновационной политики, регулирования монопольных видов деятельности.

##### **4.1. Внутренние проблемы и внешние преграды на пути развития НГС России и Западной Сибири**

###### **4.1.1. Проблемы развития НГС России и Западной Сибири**

В НГС накопилось немало проблем, сдерживающих его дальнейшее развитие в интересах национальной экономики и общества. К основным проблемам, что отчетливо просматривается на примере нефтяного комплекса Западной Сибири, относятся следующие.

1. Состояние сырьевой базы ухудшается как в количественном, так и в качественном отношениях. По данным Минприроды,

более 75% месторождений углеводородного сырья суши России уже вовлечены в освоение, при этом их средняя выработанность приближается к 50%. Доля трудноизвлекаемых запасов, вовлекаемых в разработку, постоянно увеличивается и по основным нефтедобывающим компаниям колеблется от 30 до 65%. При этом вновь подготавливаемые запасы главным образом сосредоточены в средних и мелких месторождениях. В целом по России средний размер нефтяных открытий составляет 1,5–3 млн т.

2. В России уже длительное время наблюдается снижение уровня нефтеотдачи, которое лишь отчасти объясняется ухудшением структуры запасов. Более серьезной причиной является отсутствие действенной стимулирующей политики со стороны государства, направленной на широкое применение современных методов увеличения нефтеотдачи.

3. Хотя наметились существенные сдвиги, все еще не решена проблема утилизации и квалифицированного использования попутного нефтяного газа (ПНГ). Россия занимает одно из первых мест в мире по объему сжигаемого на факельных установках попутного нефтяного газа. Самые большие объемы ПНГ сжигаются в Западной Сибири, прежде всего на территории ХМАО [16].

4. Идет снижение отдачи от инвестиций и рост издержек производства. Например, в ХМАО, несмотря на существенный рост эксплуатационного бурения (с 2003 г. объемы бурения выросли более чем в два раза) с 2007 г. происходит снижение объемов добычи нефти (рис. 13). К тому же наблюдаемый рост инвестиций в нефтедобычу сопровождается серьезным увеличением стоимости выполняемых работ.

5. Отмеченные выше неблагоприятные тенденции в развитии нефтяной отрасли являются отражением несовершенства применяемых технологий и медленным технологическим развитием. Слабость отечественной технологической базы ведет к усилению зависимости НГС от импорта технологий и оборудования, а в конечном счете, к удорожанию добычи и переработки сырьевых ресурсов.

На сегодняшний день технологическое состояние НГС таково, что не позволяет начать освоение значительной части имеющихся запасов с приемлемым уровнем рентабельности. В итоге примерно половина разведанных запасов нефти в России фактически является забалансовой.



**Рис. 13.** Динамика объемов эксплуатационного бурения и добычи нефти в ХМАО

*Источник:* НАЦ РН ХМАО, Департамент по недропользованию ХМАО.

Вследствие названных выше причин, реальная отдача от имеющихся ресурсов – не столько с точки зрения прибыли компаний, сколько получаемых социально-экономических эффектов – сегодня существенно ниже потенциально возможной.

#### 4.1.2. Институциональные барьеры

Реализация эффективных стратегий по освоению нефтегазовых ресурсов в России в целом и в Западной Сибири, в частности, сталкивается с серьезными препятствиями, имеющими институциональную природу. Главная проблема заключается в том, что государству не удалось сформулировать внятную позицию по отношению к НГС. Данное обстоятельство значительно повышает риски осуществления инвестиций в крупные капиталоемкие проекты по освоению ресурсного потенциала.

Вопрос освоения минерально-сырьевых (в том числе нефтегазовых) ресурсов – это, прежде всего, вопрос привлечения инвестиций и технологических инноваций. В начале и в середине 1990-х годов – на начальном этапе масштабных экономических реформ – основные инвестиционные риски связывались с экономической нестабильностью, неустойчивостью нормативно-правовой среды, не вполне четким распределением полномочий между различными органами управления, непрозрачностью и частыми изменениями налоговой системы.

В настоящее время многое изменилось. Приняты налоговый и бюджетный кодексы, заполнена значительная часть ранее существовавших законодательных брешей, устоялась система государственного администрирования и контроля, т.е. «правила игры» стали более понятными и прозрачными, но и более консервативными. В чем это заключается?

1. В России сейчас действует весьма прозрачная система налогообложения, имеющая выраженный фискальный характер и не дающая адекватных стимулов для инновационной деятельности и осуществления инвестиций (в том числе в относительно небольшие месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, которые, например, составляют основную долю в нераспределенном фонде ХМАО). Стимулирующая направленность имеет место практически только для новых провинций. В этом смысле Западная Сибирь оказалась «обделенной» налоговыми льготами. Применение на практике скидок для истощенных месторождений (с выработанностью более 80%) усложняется необходимостью ведения обособленного учета такой нефти. Затраты на его формирование могут быть соизмеримы или даже превышать выигрыш компаний от льгот.

2. Государство усилило свое прямое участие в ключевых отраслях экономики через подконтрольные компании («Газпром», «Роснефть», «Транснефть»), тем самым ясно высказывая свое недоверие частному бизнесу. Для него оказались фактически закрытыми обширные сферы деятельности, например, магистральный трубопроводный транспорт, освоение объектов на шельфе.

3. Существуют определенные препятствия для участия иностранного капитала при освоении ресурсных объектов, получивших статус стратегических и, в частности, при освоении место-

рождений нефти и газа на морском шельфе, которые перешли под полный государственный контроль.

4. В НГС доминирующее положение занимают крупные компании (в том числе полугосударственные), а доля независимых малых и средних производителей растет очень медленно, что не позволяет рассчитывать на конкуренцию.

Перечисленные выше обстоятельства на практике создают целую систему антистимулов для осуществления инвестиций в развитие НГС. А по сути это означает, что государство просто не знает, в каком направлении нужно двигаться при дальнейшем проведении экономических реформ и как выстраивать взаимоотношения с частным бизнесом, а потому выбирает для себя путь наименьшего сопротивления. Как следствие, благие намерения государства по широкомасштабному освоению ресурсного потенциала страны приобретают сугубо декларативный характер, а в действительности все сводится к реализации считанного числа крупных инвестиционных проектов, связанных в основном с внешнеполитическими интересами. К примерам можно отнести строительство трубопроводной системы ВСТО и освоение нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири и Якутии; создание новых газотранспортных систем для экспорта газа в Европу.

Одну из главных угроз для эффективного освоения ресурсного потенциала и для достижения целей социально-экономического характера представляет **монополизация** НГС. По природному газу на долю одной компании приходится свыше 35% объемов производства (после поглощения «Роснефтью» ТНК-ВР подобное положение наблюдается и в добыче нефти), что превышает критический порог даже по действующему и далеко не идеальному антимонопольному законодательству, в котором вообще никак не трактуются ситуации коллективного или регионального монополизма.

Монополизм в НГС создает серьезные преграды для повышения эффективности производства, снижения издержек, внедрения новых технологий и организационных решений. Какие стимулы для инноваций могут быть у крупной компании-монополиста, если у нее нет реальных конкурентов в борьбе за источники сырья, и она может диктовать цены на рынке? Ответ выглядит вполне очевидным: практически никаких. Даже конку-

ренция на мировых рынках не может побудить наши крупные компании к инновационному развитию и сокращению издержек. В условиях благоприятной конъюнктуры компании и при нынешнем технологическом уровне получают приемлемую прибыль, а если конъюнктура ухудшается, они просто сворачивают свою производственную и инвестиционную деятельность – прежде всего, в сфере геологоразведки и подготовки запасов.

Другим следствием монополизма является неэффективное использование имеющегося сырьевого потенциала. Когда небольшое число компаний контролирует весь сырьевой рынок страны, и при этом им переданы практически все разведанные запасы, надеяться на инвестиции в развитие ресурсной базы не приходится. Другая сторона проблемы заключается в том, что значительная доля нефтегазовых запасов распределенного фонда не осваивается, а лежит «мертвым грузом» на балансе крупных компаний. Нарастившая свою сырьевую обеспеченность, последние не столько заботятся о развитии производства, сколько о повышении капитализации. При этом расширение сырьевых активов в значительной степени происходит за счет поглощения наиболее успешных независимых компаний, осуществляющих реальные инвестиции в разведку и освоение новых месторождений. Такая практика стала типичной в нефтяной и газовой промышленности, и ее активно используют не только крупнейшие частные, но и подконтрольные государству компании, тем самым действуя вразрез с национальными интересами. А эти интересы предполагают поддержание и усиление конкуренции в экономике, в том числе и в минерально-сырьевом комплексе.

Доминирующее положение крупных компаний и угнетение малого и среднего бизнеса находится в явном противоречии с национальными экономическими интересами и интересами отдельных регионов страны, которые нередко попадают в полную зависимость от одной компании-недропользователя.

Институциональные барьеры в НГС усиливают действие неблагоприятных природно-геологических факторов. При этом объективная тенденция к удорожанию добычи полезных ископаемых приобретает характер эскалации издержек, что ведет к неприемлемому снижению социально-экономической эффективности освоения сырьевых ресурсов.

Например, в настоящее время добыча нефти в стране растет только в тех регионах, где предоставляются налоговые льготы, а ввод новых объектов становится предметом торга компаний с государством по поводу льгот и преференций. Вместе с тем в условиях отсутствия конкуренции государственные органы не имеют сколько-нибудь надежных механизмов воздействия на уровень издержек. Новые проекты всерьез не проверяются на предмет финансово-экономической эффективности. Как следствие, обоснованность затрат в проектах, предоставляемых компаниями для получения налоговых льгот, оказывается под большим вопросом. Да и решения о налоговых льготах у нас принимаются для крупных добывающих регионов в целом без учета дифференциации условий по отдельным месторождениям (не говоря уже об отдельных эксплуатационных объектах).

Общий же вывод заключается в следующем: Западная Сибирь и Россия в целом располагают значительным потенциалом для дальнейшего эффективного развития НГС, однако с сегодняшними несовершенными механизмами государственного регулирования, технологиями и подходами к освоению сырьевых ресурсов, реализовать имеющийся потенциал в полной мере не представляется возможным.

## **4.2. Рекомендации по развитию системы государственного регулирования НГС**

Одной из основных задач системы государственного управления и регулирования в НГС является создание таких условий, которые способствовали бы повышению социально-экономических выгод освоения ресурсов недр. К важнейшим направлениям сегодня следует отнести усиление роли государства как регулятора процессов, происходящих в сфере недропользования, снятие препятствий, имеющих институциональный характер.

### **4.2.1. Усиление роли государства как регулятора**

*Государственная лицензионная политика в недропользовании.* В настоящее время участки недр передаются пользователям в основном по результатам аукционов преимущественно по совмещенным лицензиям. Реальная конкуренция имеет место толь-

ко на аукционах за право пользования перспективными участками недр с достоверно оцененными прогнозными ресурсами. Растет число несостоявшихся аукционов (главным образом, по участкам недр с неясными перспективами). Так, в ХМАО в 2010–2012 гг. реализовывалось на аукционах от 15 до 21% участков от общего количества выставленных на конкурсы [29].

В рамках совершенствования государственной лицензионной политики в недропользовании необходимо:

- усилить контроль за соблюдением пользователями недр лицензионных соглашений, требований законодательства, связанных с использованием недрами;
- передать субъектам Федерации часть полномочий по лицензированию геологического изучения участков недр;
- сформировать эффективную систему государственного мониторинга и контроля за проведением геологоразведочных и добычных работ, выполнением условий лицензий и договоров на право пользования участками недр;
- разработать среднесрочные и долгосрочные индикативные программы проведения геологоразведочных работ и лицензирования недр;
- разработать порядок продления прав пользования недрами для поиска месторождений углеводородов для завершения поисковых и оценочных работ в условиях сложных горно-геологических и природно-географических условий;
- детализировать основания и механизмы прекращения, приостановления и ограничения прав пользования недрами.

*Техническое регулирование процессов освоения и разработки недр.* В настоящее время имеют место серьезные проблемы в сфере технического регулирования разведки и разработки месторождений полезных ископаемых.

Эффективное техническое регулирование должно выполнять важную функцию «принудительного» повышения технического уровня проектов, реализуемых в НГС. Сейчас у российских компаний НГС нет ни стимулов, ни необходимости в опережающем или даже своевременном порядке применения новых технологий (применяются, как правило, фрагменты современных технологий, обеспечивающие быструю отдачу вложенных средств).

Другая, не менее важная роль современного технического регулирования состоит в повышении степени обоснованности издержек на всех стадиях освоения минерально-сырьевых ресурсов (от поисков и разведки и до реализации полученной продукции). Непрозрачность в сфере технического регулирования позволяет компаниям-недропользователям извлекать значительные доходы так называемого «квазирендного» характера.

*Система налогообложения: от валового дохода к экономическим результатам.* В настоящее время в России государство в большей степени сделало акцент на стимулирование освоения новых нефтегазовых районов и провинций (например Восточной Сибири). Зрелые нефтегазовые регионы, такие как Западная Сибирь, Поволжье, Северный Кавказ, в определенной степени остались обделенными вниманием, включая меры налогового стимулирования. Нужна более сбалансированная политика государства, стимулирующая такие важные направления деятельности нефтегазовых компаний как ввод бездействующих скважин, вовлечение в хозяйственный оборот низкорентабельных объектов в «зрелых» провинциях.

Необходимо развитие дифференцированного подхода к налогу на добычу, в зависимости от горно-геологических, географических и экономических условий разработки, от выработанности и рентабельности месторождений полезных ископаемых. Требуется поэтапный переход к применению элементов экономического подхода к дифференциации налогообложения, т.е. уровень налогообложения должен зависеть непосредственно от рентабельности разработки нефтегазовых месторождений [17].

#### 4.2.2. Повышение уровня конкуренции в НГС

Повышение уровня конкуренции в НГС является одной из основных мер, которая призвана обеспечить рост конкурентоспособности российского НГС, создать предпосылки для роста социально-экономических выгод освоения недр для общества в целом.

*Развитие сервисного сектора в недропользовании.* В современных условиях в НГС доминирует несколько крупных вертикально интегрированных компаний. Относительно небольшую долю в объеме производства обеспечивают малые и средние

компании. Причем большинство малых и средних компаний зависимы от крупных ВИНК: контролируются либо через участие в акционерном капитале, либо через доступ к мощностям по переработке и инфраструктуре.

В современной российской действительности на практике наиболее реалистичным представляется начало формирования конкурентной среды именно с сервисного сектора, который выполняет заказы и оказывает услуги как для ВИНК, так и для малого и среднего бизнеса. Причем ценовые ориентиры данного сектора могут стать основой для «объективизации» издержек в рамках ВИНК, повышении прозрачности функционирования и развития компаний НГС. Рынки подрядных и сервисных работ крупных российских ВИНК не могут и не должны находиться вне сферы государственного регулирования и контроля. Именно такой подход позволил, например, Норвегии в 1970–1990-х годах (несмотря на протесты со стороны Евросоюза) сформировать эффективный сервисный сектор и обеспечить устойчивый тренд снижения темпов роста издержек (при ухудшении условий освоения и разработки как действующих, так и новых месторождений).

Также представляется целесообразной реализация крупных проектов ВИНК на принципах совместного проектного финансирования с выделением соответствующих организационных структур. В определенном смысле – развитие того подхода, который реализован в рамках соглашений о разделе продукции, т.е. участие в осуществлении проекта нескольких компаний в качестве соинвесторов и выполнение самого проекта компанией-оператором. Важно, что такой подход будет способствовать повышению прозрачности ВИНК (для этого также требуется введение определенных форм внутреннего аудита и управления такими проектами).

#### 4.2.3. Необходимость инновационного развития НГС

В НГС России в настоящее время наблюдается дефицит новых отечественных технологий. Разработка и использование новых технологий в современных условиях становится жизненно необходимой задачей. Например, без этого невозможно разрабатывать практически все новые перспективные ресурсы – шельф,

Восточную Сибирь, глубокие горизонты Западной Сибири (включая баженовскую свиту). Особенно это актуализировалось в связи с необходимостью решения проблем импортозамещения после введения санкций по отношению к российскому НГС [21; 31].

Вплоть до введения санкций технологическое инновационное развитие российского НГС происходило во многом благодаря перетоку иностранных технологий и опыта. В российском НГС преимущественно реализовывалась модель псевдо-инновационного развития по принципу: «российские ресурсы недр + отечественный капитал + иностранные технологии».

Эта модель далеко не в полной мере отвечает интересам России. Но даже такой путь имеет преимущества по сравнению с инерционным развитием. Технологическое обновление НГС способствует повышению его конкурентоспособности и сокращению издержек. Соответственно, в рамках национальной экономики расширяются инвестиционные возможности, которые следует использовать, в том числе для развития высокотехнологичных отраслей. В любом случае имеют место косвенные эффекты, стимулирующие экономический и технологический рост.

Для России актуальным является переход к новой модели развития, в основе которой лежат российские технологии и оборудование, которые в свою очередь должны обеспечить доступ к новым ресурсам и рынкам. Важная особенность применения современных технологий – организационно-экономические рамки и формы применения. Например, Бразилия резко повысила эффективность компании PetroBras именно за счет привлечения иностранных партнеров и за счет принесения с их стороны новых технологий. Добиться результата, сопоставимого с бразильским, можно только при условии проведения разумной и эффективной политики и в сфере недропользования, и в сфере внешнеэкономической политики со стороны государства.

#### 4.2.4. Роль и место регионального уровня

В 2000-е годы значительно сократились роль и значение регионального уровня в вопросах регулирования сферы недропользования. Был отменен принцип «двух ключей», позволявший НГР активно участвовать в решении вопросов регулирования сектора на своей территории. Необходимо расширение роли

регионального уровня в регулировании сектора, прежде всего в рамках зрелых провинций (эффективность чего подтверждает мировой опыт).

Для эффективного и рационального использования недр необходимо вести постоянный мониторинг и контроль выполнения недропользователями условий лицензий и лицензионных соглашений. При выявлении существенных нарушений требований, которые включены в лицензионные соглашения, необходимо изъятие лицензий и последующее проведение новых тендеров. Такой мониторинг и контроль (особенно при росте количества вводимых в разработку малых объектов) может наиболее эффективно осуществляться на региональном уровне.

Со стороны НГР требуется поддержка независимых МСНК. Сама по себе задача поддержания и развития таких компаний является комплексной и требует кропотливой работы. Это касается, например, обеспечения недискриминационного доступа к существующей производственной инфраструктуре, развития сервисного сектора. Учитывая современное финансовое состояние многих МСНК, повышенные удельные издержки при освоении малых объектов, представляется необходимым расширение уже существующих льгот по налогу на добычу для малых нефтяных месторождений, которые в основном осваиваются МСНК.

Необходима разработка механизмов формирования «справедливой» (с позиций регионального уровня) налоговой базы. Применительно к НГС такие механизмы могут включать:

- формирование системы справочных (региональных) цен на нефть, используемых для определения налоговой базы нефтяных компаний;
- установление «квот» экспортной выручки по тем видам реализуемой продукции, которая экспортируется материнскими компаниями (нефть, продукты нефтепереработки и газохимии) на базе фактических цен реализации, т.е. более высоких, чем во внутрикорпоративном обороте компаний.

Отмеченные меры и механизмы не могут быть применены без участия органов власти федерального уровня. Для их практической реализации необходимо выходить на соответствующие федеральные структуры, в том числе с законодательными инициативами.

Для эффективного привлечения инвестиций в экономику регионов (в том числе в сферу недропользования) требуется повышение сферы компетенции региональных органов власти. Это касается, например, вопросов регулирования сферы недропользования, налогового стимулирования инвестиционных проектов, участия в регулировании деятельности локальных монополий. У НГР Западной Сибири есть серьезные основания занимать активную позицию в обсуждении и формировании федеральной нормативно-правовой базы по отмеченным выше аспектам регулирования экономики. При этом у них уже есть определенные успехи в этой сфере. Например, при активном участии ХМАО было принято льготное налогообложение нефти, добываемой из баженовской свиты.

#### 4.2.5. Выводы. В каком направлении двигаться?

Учитывая современное фактическое положение дел в НГС (а также его роль в российской экономике и экономике целого ряда сырьевых регионов), представляется целесообразным акцентировать внимание на следующих шагах и направлениях институциональных преобразований (фактически речь идет о создании «русской модели» управления ресурсами недр):

- формирование и развитие конкурентного сервисного сектора, что будет способствовать повышению прозрачности компаний НГС, «объективизации» и снижению их издержек;
- формирование, стимулирование и поддержка (защита от поглощения, обеспечение преференций) малого и среднего бизнеса в геологии и добыче минерального сырья;
- реализация нового принципа инновационного развития НГС, основывающегося на российских ресурсах, технологиях и оборудовании;
- осуществление новых крупных проектов ВИНК на основе прозрачного проектного финансирования в рамках дочерних (совместных) организационных структур (табл. 5);
- реорганизация крупных компаний с государственным участием в направлении выделения из их состава активов и направлений деятельности, не позволяющих им реализовать свои конкурентные преимущества (основанные на получении эффекта экономии масштаба).

**Динамика формирования общественно-эффективной  
системы развития НГС**

| Направление   | Этап 1   | Этап 2  |
|---|--|---|
| Повышение «прозрачности» НГС                                | Поэтапное выделение сервисов из состава ВИНК.<br>Механизмы антимонопольного регулирования  | Реализация новых крупных проектов совместными усилиями ВИНК в рамках проектного финансирования                  |
| Формирование конкурентной среды                             | Недискриминационный доступ к инфраструктуре.<br>Развитие малых и средних компаний в геологоразведке.<br>Развитие сервисного сектора                | Развитие малых и средних компаний в добыче минерального сырья.<br>Конкуренция ВИНК                              |
| Технологическое развитие по инновационному пути             | Развитие по принципу «российские ресурсы и технологии + иностранный капитал»   | Развитие по принципу «российские ресурсы и технологии + иностранный капитал и доступ к новым зарубежным рынкам» |
| Совершенствование системы регулирования и самих регуляторов | Развитие кадрового потенциала регуляторов.<br>Формирование независимого экспертного сообщества.<br>Формирование системы технического регулирования | Усиление системы мониторинга и контроля процессов освоения недр.<br>Налогообложение экономических результатов   |

Важно, что предлагаемые шаги и меры не связаны с ослаблением крупных ВИНК: отмеченные выше шаги будут способствовать их укреплению через сокращение издержек и повышение конкурентоспособности. Данные компании должны остаться (во всяком случае, в обозримой перспективе) основой НГС России, сильными «игроками» на внешних рынках, которые проводят корпоративные и государственные интересы за рубежом.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. **Андрианов В.** СИБУР: индикатор отраслевых тенденций // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 9. – С. 53–57.
2. **Аукцион** – не место для неожиданностей // Нефть и капитал. – 2013. – № 4. – С. 20–22.
3. **Волков В.** Курсом на баженовскую свиту // Нефтегазовая вертикаль. 2013. – № 12. – С. 26–29.
4. **Государственный доклад** «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ в 2011 году». – М.: Министерство природных ресурсов и экологии РФ, 2012. – 333 с.
5. **Государственный доклад** «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ в 2012 году». – М.: Министерство природных ресурсов и экологии РФ, 2013. – 199 с.
6. **Государственный доклад** «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ в 2013 году». – М.: Министерство природных ресурсов и экологии РФ, 2014. – 384 с.
7. **Доклад** об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе в Югре в 2012 году. – Департамент экологии ХМАО. Ханты-Мансийск, 2013. – 178 с.
8. **Игнатъев М.** Будущее Ханты-Мансийского автономного округа? Огромные запасы баженовской свиты лежат буквально под ногами // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 23–24. – С. 78–80.
9. **Крюков В.А.** Добыче углеводородов – современные знания и технологии // ЭКО. – 2013. – № 8. – С. 4–15.
10. **Крюков В.А.** Институциональная структура нефтегазового сектора: проблемы и направления трансформации / отв. ред. В.В. Кулешов; ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск, 1998. – 280 с.
11. **Крюков В.А., Земцов Р.Г., Селезнева О.А.** «Тяжелая нефть» – простые решения не проходят // ЭКО. – 2013. – № 8. – С. 45–56.
12. **Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В.** Управление процессом формирования ценности потока углеводородов (на примере перспектив использования газовых ресурсов Восточной Сибири) / отв. ред. В.В. Кулешов; ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск, 2011. – 359 с.
13. **Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Шмат В.В.** Методический подход к обоснованию стратегии устойчивого социально-экономического развития сырьевых территорий // Регион: экономика и социология. 1997. – № 2. – С. 14–42.

14. **Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Шмат В.В.** Нефтегазовые территории: как распорядиться богатством? Текущие проблемы и формирование условий долговременного устойчивого социально-экономического развития / отв. ред. В.В. Кулешов; АО «Правовая экономика», ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск, 1995. – 368 с.
15. **Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Шмат В.В.** Проблемы выбора направлений диверсификации экономики нефтегазовой территории // Пространственная экономика. – 2006. – № 2. – С. 33–44.
16. **Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В.** Как потушить факелы на российских нефтепромыслах: институциональный анализ условий комплексного использования углеводородов (на примере попутного нефтяного газа) / отв. ред. В.В. Кулешов; ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск, 2008. – 340 с.
17. **Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В.** Подходы к дифференциации налогообложения в газовой промышленности / ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск: Сова, 2006. – 169 с.
18. **Крюков В.А., Токарев А.Н.** Нефтегазовые ресурсы в трансформируемой экономике: о соотношении реализованной и потенциальной общественной ценности недр (теория, практика, анализ и оценка) / отв. ред. В.В. Кулешов; ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск: Наука-Центр, 2007. – 588 с.
19. **Крюков В.А., Токарев А.Н.** Учет интересов КМН при принятии решений в сфере недропользования. – М.: Центр содействия КМН Севера, 2005. – 172 с.
20. **Крюков В.А., Шмат В.В.** Об изменении форм и методов реализации проектов развития нефтехимических производств // Анализ условий формирования и развития нефтехимической промышленности Сибири: сб. науч. тр. / под ред. В.А. Крюкова; ИЭОПП СО АН СССР. – Новосибирск, 1991. – С. 94–108.
21. **Крюков Я.В.** Импортзамещение технологий и оборудования в российской энергетике // ЭКО. – 2015. – № 3. – С.30–45.
22. **Кубрак М.Г.** Сокращение бездействующего фонда скважин // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 137–149.
23. **Макаркин Ю.Н.** Об экономическом стимулировании использования малопродуктивных и бездействующих эксплуатационных скважин // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – № 5. – С. 62–65.
24. **Мещерин А.** Капля камень точит // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 12. – С. 78–82.

25. **Нестеров И.** Несметные запасы // Нефтегазовая вертикаль. – 2010. – № 23–24. – С. 98–100.
26. **Новенькие** неготовенькие: запасы открытых месторождений в России снижается год от года // Нефть и капитал. – 2013. – № 6. – С. 31–35.
27. **Орлов В.П.** Базовый закон о недропользовании в России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2002. – № 4. – С. 2–9.
28. **Потенциал** развития нефтяной отрасли Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в современных условиях // Правительство ХМАО-Югры, Департамент по недропользованию ХМАО, 2015. – URL: <http://www.depnedra.admhmao.ru> (дата обращения 15.07.2015).
29. **Рыльчикова С., Сулейманова Л., Акуленко М., Аминова З.** Два десятилетия лицензирования недр Югры. Итоги и проблемы // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – №12. – С. 54–60.
30. **Стратегия** социально-экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа – Югры до 2020 года и на период 2030 года. – Приложение 1 к распоряжению Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 22 марта 2013 года № 101-рп. – URL: <http://www.gov.admhmao.ru> (дата обращения 07.09.2014).
31. **Токарев А.Н.** Сможем ли заместить импорт в «нефтянке» // ЭКО. – 2015. – №4. – С. 5–19.
32. **Томская область:** трудный выбор своего пути / отв. ред. В.В. Кулешов; ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск: Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2014. – 260 с.
33. **Харючи С.Н.** Добывающие компании и коренные народы // Мир коренных народов. Живая Арктика. – 2003. – № 13. – С. 30–32.
34. **Шмат В.В.** Нефтегазовый цугцванг. Очерки экономических проблем российского нефтегазового сектора / под науч. ред. В.А. Крюкова; ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск, 2014. – 524 с.
35. **Шмелев П.П.** Эффективность вывода скважин из бездействия в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Инженерная практика. – 2011. – № 1. – С. 20–24.
36. **Шпильман А., Толстолыткин И.** Перспективы нефтедобычи в ХМАО-Югре // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 12. – С. 18–25.
37. **Южакова В.** Белые пятна Западной Сибири // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 12. – С. 50–52.