

УДК 553.98.042.003.1(470+571)

**Григорьев Г.А., Назаров В.И., Татаринов И.В., Кузнецова Н.Т., Ефанова Л.В., Удот Г.Д., Меткин Д.И.**ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ)», Санкт-Петербург, Россия [ins@vnigri.spb.su](mailto:ins@vnigri.spb.su)

## **ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ РОССИИ**

*В статье приведена оценка современного состояния углеводородной базы России, основанная на геолого-экономическом анализе основных элементов ее структуры. Дается краткая характеристика ее особенностей по отдельным регионам (федеральным округам) и акваториям шельфа России. Рассматриваются перспективы развития добычи нефти и газа в их пределах и перечисляются критические факторы, определяющие возможность поступательного развития добывающей отрасли и поддержания достигнутых объемов добычи. Приводится прогноз возможных уровней добычи нефти и газа в России на период до 2030 года. Дается оценка ряда показателей, являющихся критическими с точки зрения гарантированного обеспечения этих отборов. Рассматривается роль Государства и предлагаются меры по формированию политики в области налогообложения и недропользования, которые могли бы более эффективно стимулировать процессы развития сырьевой базы нефтегазодобычи.*

**Ключевые слова:** ресурсная база нефти, ресурсная база газа, добыча, геолого-экономическая оценка, налоговая система, центр нефтегазовой промышленности, прогноз.

Россия обладает крупнейшим углеводородным потенциалом, позволяющим стране занимать лидирующие позиции в добыче и экспорте нефти и газа. В значительной мере благодаря нефтегазовой отрасли был преодолен экономический кризис 1990-х годов и обеспечено поступательное движение экономики. Стратегические сценарии развития страны также предполагают сохранение ведущей роли отечественного нефтегазового комплекса в формировании экономики - причем не только на национальном, но и на мировом уровне.

Реальная сырьевая база нефте- и газодобывающей промышленности определяется как уже открытыми и разрабатываемыми запасами месторождений так и прогнозируемыми ресурсами углеводородов, перевод которых в запасы обеспечивает ее устойчивость. Характерными особенностями углеводородной сырьевой базы России являются неравномерность ее освоения, размещение большого объема запасов и ресурсов в отдаленных промышленно, не обустроенных районах, требующих огромных инвестиций на создание транспортной и производственной инфраструктуры, приуроченность существенной части углеводородных ресурсов к шельфовым зонам (включая арктический шельф), работа в которых сопряжена с дополнительными технологическими и экономическими проблемами.

Благоприятная конъюнктура мирового рынка углеводородов и высокая вероятность сохранения наблюдающихся тенденций, в принципе, способствуют наращиванию в России

добычи нефти и газа. В совокупности с масштабностью ресурсного потенциала страны, это порождает достаточно оптимистические взгляды на возможность дальнейшего роста добычи нефти и газа и экспортных поставок углеводородного сырья.

Динамичное наращивание добычи, особенно существенное по нефти, которое наблюдалось в последние годы и во многом происходило благодаря беспрецедентному росту цен на нефть и газ, казалось бы, подтверждает реальность подобных сценариев. Но, во-первых, эта динамика характеризует рост добычи относительно уровня перестроечного периода, когда добыча нефти снизилась почти вдвое. Во-вторых, именно этот рост обострил проблемы, накопившиеся за весь предшествующий период, исчисление которого начинается девяностыми годами. В последнее время ряд специалистов стал говорить о возможной угрозе кризиса нефтедобывающей отрасли [Подольский, Прищеп, 2007, Прищеп, Орлова, 2007; Прищеп, 2008б], что, учитывая явно выраженную зависимость экономики страны от этого сектора, грозило бы существенными потрясениями всей финансово-экономической системы страны.

Причины сложившейся ситуации в добывающей отрасли известны, их несколько:

1) формирование и становление мощных вертикально интегрированных компаний, получивших производственные мощности и активы практически безвозмездно. При этом заложенный ранее сырьевой и производственно-технологический потенциал еще достаточно долгое время практически не требовал существенных инвестиций в добывающую отрасль. Компании, пользуясь недостаточным контролем со стороны государства, проводили собственную производственную политику, руководствуясь, в первую очередь, своими коммерческими интересами;

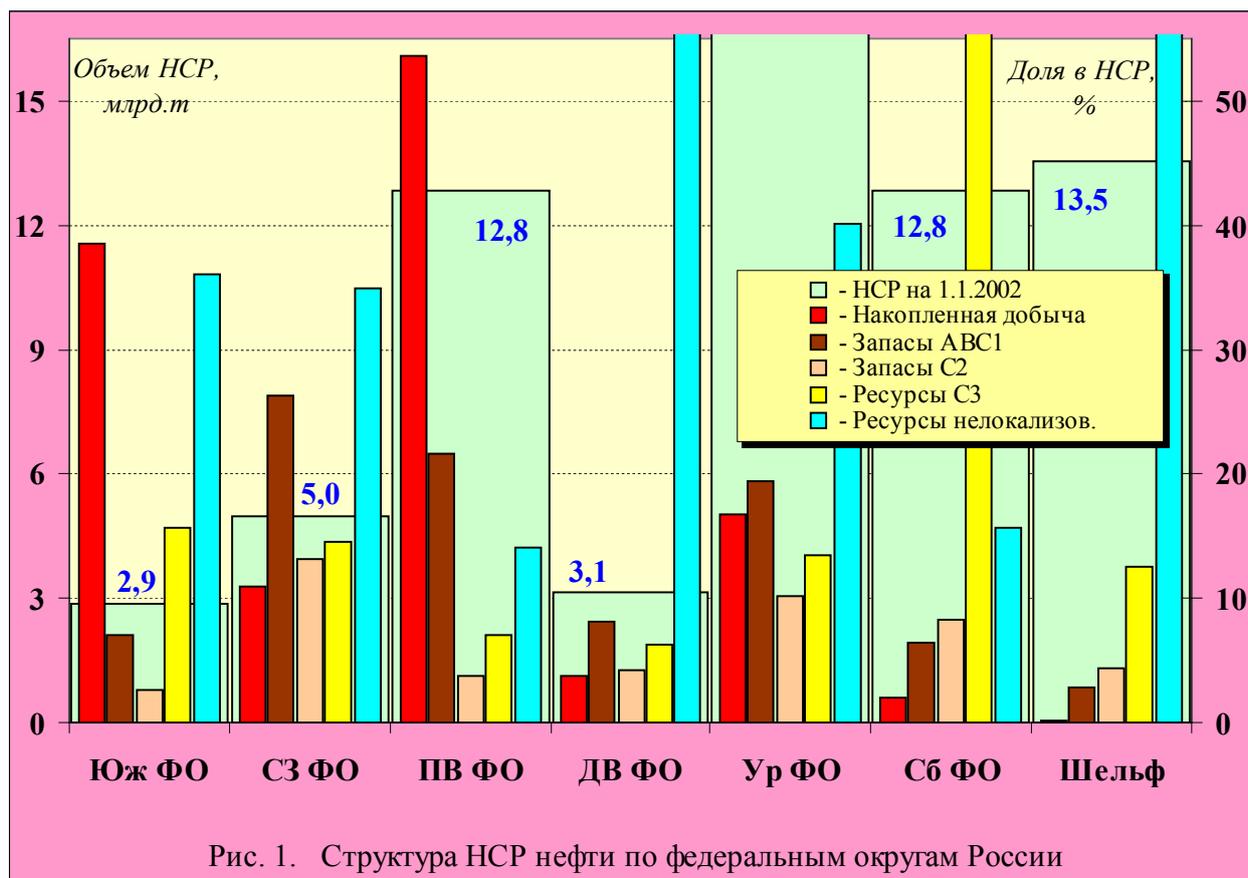
2) резкое сокращение объемов геологоразведочных работ, особенно после отмены их государственного финансирования за счет целевых отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ), следствием чего явилась системная некомпенсация текущей добычи приростами новых запасов;

3) масштабное сокращение эксплуатационного фонда скважин за счет вывода низкодебитных, избирательная и сверхнормативная эксплуатация лучшей части активных запасов;

4) ограниченный ввод в эксплуатацию новых добычных активов и массовое неисполнение проектных норм в части соблюдения объемов эксплуатационного бурения и темпов отбора запасов по разрабатываемым объектам.

Рассмотрим наиболее важные характеристики структуры ресурсной базы, иллюстрирующие ее состояние на современном этапе (по данным на начало 2006 г.).

На рис. 1 приведены величины начальных суммарных ресурсов нефти (НСР) по основным регионам нефтедобычи - федеральным округам (оценки НСР по Уральскому ФО, включающему Западную Сибирь, опущены) и соотношение в составе НСР объема накопленной добычи, запасов промышленных категорий, локализованных и нелокализованных ресурсов.



Очевидна дифференциация на относительно бедные и богатые регионы, при этом достаточно явно выделяются «старые» регионы и «новые».

Для первых характерна существенная выработанность и высокая степень разведанности ресурсного потенциала (Южный, Приволжский), для вторых - абсолютное преобладание в оценках НСР прогнозных ресурсов – локализованных и нелокализованных (Дальневосточный, Сибирский, шельфовые акватории). При этом Северо-Западный ФО, приуроченный к Тимано-Печорской нефтегазоносная провинция (НГП) и включающий одновременно старый регион добычи, каким является Республика Коми, и новый только начинающий развиваться Ненецкий автономный округ, занимает промежуточное положение.

Специфичен в этом отношении и Уральский ФО, ресурсный потенциал которого, несмотря на длительное и массированное освоение, далеко не исчерпан.

В целом по территории России накопленная добыча нефти достигает порядка одной пятой начальных суммарных ресурсов, запасы категорий  $ABC_1$  и  $C_2$ , соответственно, 18% и 9%, прогнозные ресурсы – несколько более половины НСР, в том числе около 20% локализованные ресурсы категории  $C_3$ .

Сходная дифференциация прослеживается и в отношении качественной характеристики запасов промышленных категорий ( $ABC_1$ , рис. 2). Для «старых» регионов с высокой степенью выработанности запасов характерна относительно более высокая доля тяжелых и высоковязких нефтей, залежей в плохих коллекторах. Для базового региона нефтедобычи – Уральского ФО – весьма высока доля запасов в плохих коллекторах (более 45% объема).

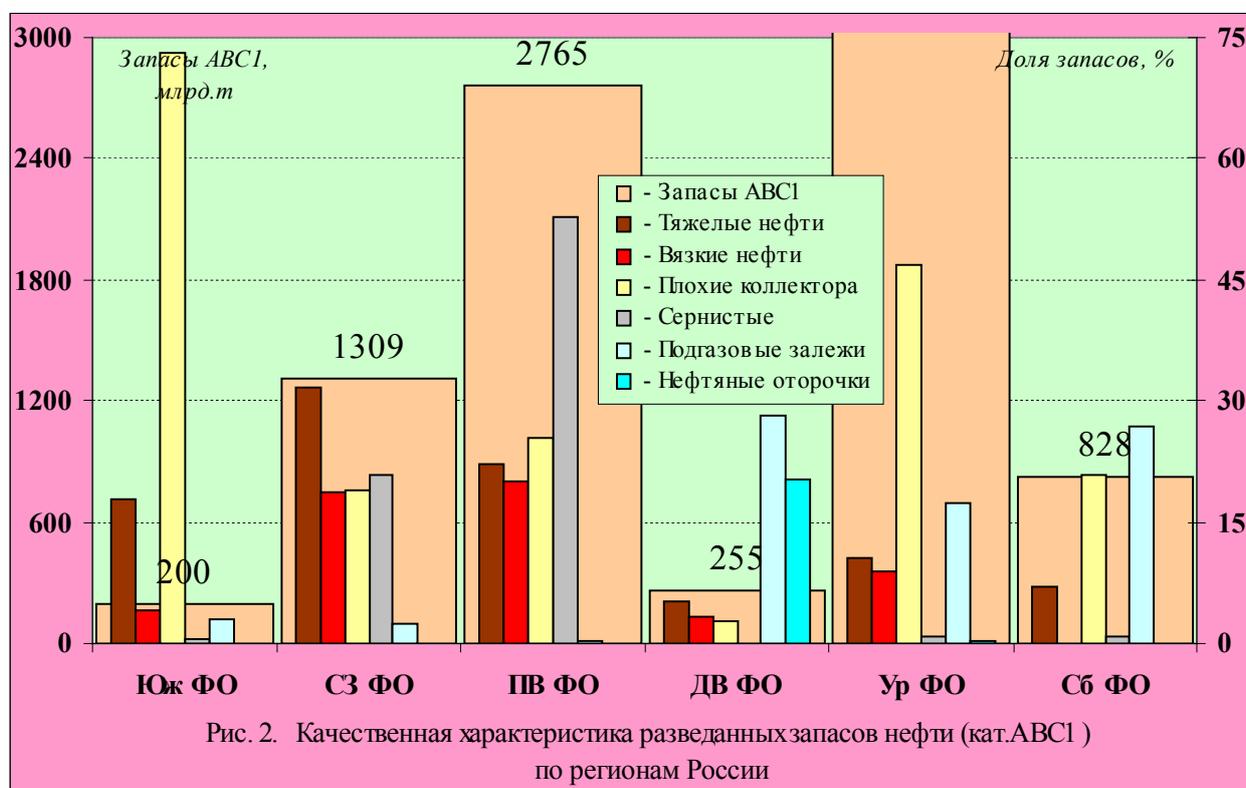
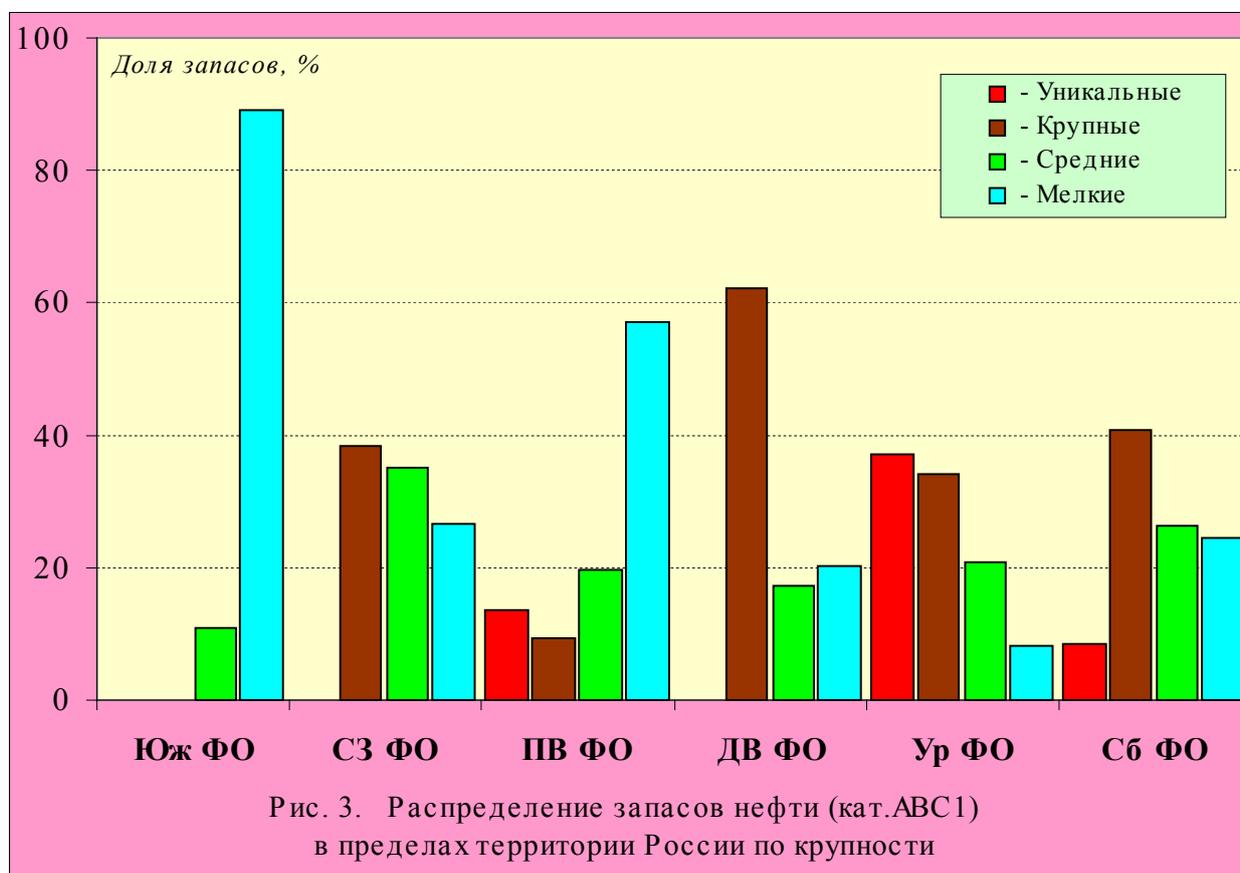


Рис. 2. Качественная характеристика разведанных запасов нефти (кат.  $ABC_1$ ) по регионам России

По России в целом (территории) более 14% запасов нефти рассматриваемой группы категорий относится к тяжелым и высоковязким. Около 39% локализовано в залежах с плохими коллекторами, около 14% запасов находится в подгазовых залежах и нефтяных оторочках, что затрудняет их освоение. И лишь 33% запасов связано с нормальными нефтями и обычными (с точки зрения продуктивности вмещающих отложений) залежами.

Дифференциацию запасов по крупности залежей (рис. 3) следует рассматривать как комплексную характеристику. С одной стороны, она свидетельствует о богатстве недр, с другой - характеризует зрелость регионов с точки зрения их вовлечения в промышленный оборот. Преобладание запасов в мелких месторождениях для «старых» регионов добычи (например, Южного и Приволжского федеральных округов) вполне естественно (вводились в разработку и отработывались в первую очередь наиболее крупные и рентабельные объекты). Значительная же доля запасов в классах крупных и даже уникальных объектов для Приволжского ФО, относящегося также к «старым», обусловлена преобладанием в составе ресурсной базы отдельных регионов, входящих в его состав, тяжелых и вязких нефтей (республика Татарстан), темпы освоения которых существенно ниже.

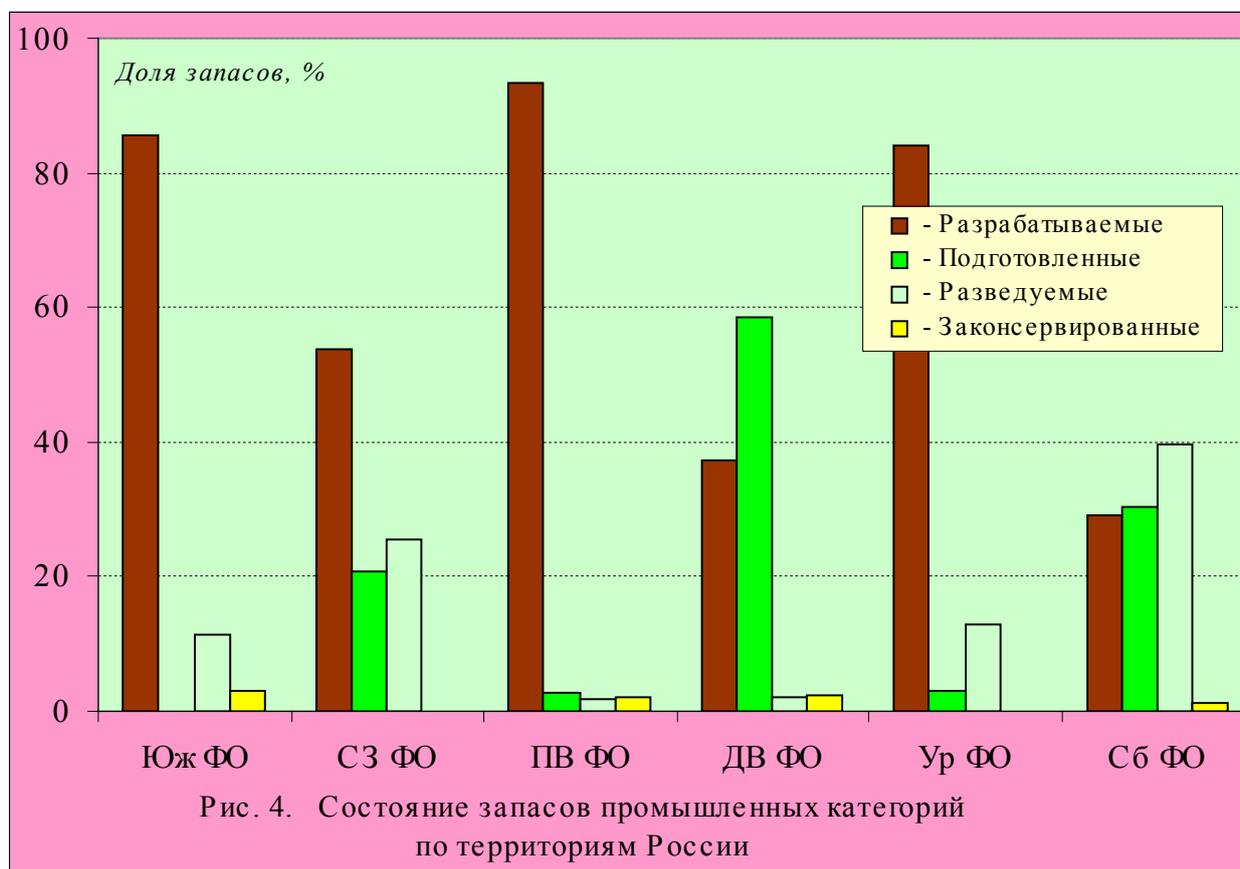


Всего по территории России доля запасов в уникальных и крупных залежах достигает примерно 27% и 31%, в средних и мелких – 22% и 20% соответственно.

Наконец, последняя характеристика – степень вовлеченности в промышленный оборот запасов категорий АВС<sub>1</sub> (рис. 4).

Здесь также явно выделяются «старые» регионы добычи (Южный, Приволжский, Уральский) с долей запасов в разрабатываемых месторождениях более 80% от запасов

промышленных категорий. Промежуточное положение занимает Северо-Западный ФО с высоким уровнем вовлеченности в освоение запасов в пределах Республики Коми и относительно низкой – в пределах Ненецкого автономного округа. Дальневосточный ФО (республика Саха-Якутия) и Сибирский (Иркутская область и Эвенкия) находятся на самой начальной стадии освоения.



По территории России в целом почти 80% запасов нефти категорий АВС<sub>1</sub> вовлечено в разработку, менее 7% запасов подготовлено к освоению, около 13% разведывается, и лишь 0.5% запасов находится в консервации.

При всем этом очевидно, что вовлечена в освоение и разрабатывается наиболее привлекательная часть запасов – крупные залежи, характеризующиеся высокими промыслово-технологическими характеристиками и благоприятными географо-экономическими и горно-геологическими условиями. Сегодня они зачастую эксплуатируются либо на пределе, либо даже за гранью технологически оптимальных режимов освоения.

Учитывая значительную выработанность базовых месторождений, обеспечивающих основные отборы, резервы поддержания добычи на достигнутом высоком уровне за счет активной части запасов из года в год сокращаются, а динамика этого сокращения нарастает

[Подольский, Прищеп, 2007; Прищеп, Орлова, 2007]. В качестве первоочередного резерва для поддержания добычи могли бы служить не вовлеченные в освоение запасы, но их структура значительно уступает по качественным характеристикам структуре активных запасов. Следовательно, она менее привлекательна экономически.

Структура ресурсной базы напрямую влияет на экономические показатели освоения слагающих ее элементов (месторождений, залежей) и, тем самым, в существенной мере определяет перспективы их вовлечения в промышленный оборот, во многом предопределяя перспективную динамику добычи - как по направленности ее изменения, так и по масштабам и темпам.

Так, в пределах Республики Коми (Северо-Западный ФО) при освоении месторождений нормальных нефтей, характеризующихся высокими коллекторскими свойствами вмещающих отложений и локализирующихся на глубинах от 2000 до 4000 м, себестоимость добычи варьирует в диапазоне от 10 до 15 долл. США/т при запасах месторождения 50 млн. т, от 18 до 26 долл. США/т при запасах 10 млн. т и от 46 до 100 долл. США/т при запасах около 1 млн. т. Себестоимость добычи резко нарастает при ухудшении географо-экономических условий и при отсутствии необходимой транспортной и производственной инфраструктуры (оценки отвечают уровню затрат, сложившемуся на 2005 г.) (рис. 5).

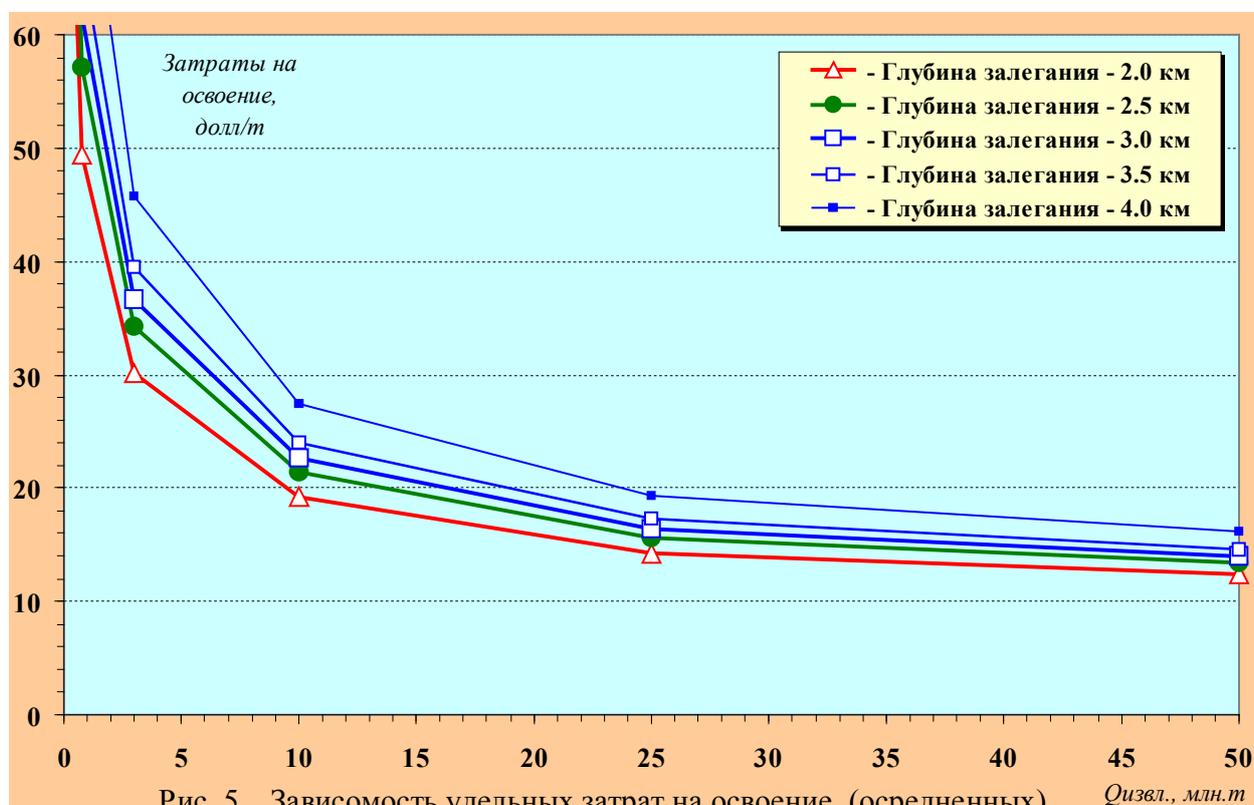


Рис. 5. Зависимость удельных затрат на освоение (осредненных) от глубины залегания и крупности месторождений (Тимано-Печорская НГП)

Зависимость эффективности разработки запасов от плотности нефти носит еще более ярко выраженную тенденцию (рис. 6). Например, для залежей нормальных нефтей (вязкость 2.5-4.5 мПа\*с), характеризующихся средними промысловыми характеристиками, себестоимость добычи при снижении запасов от 50 до 1 млн. т возрастает с 15-20 до примерно 40 долл. США/т (рассмотрены объекты на глубинах залегания около 1300 м). Для вязких нефтей (50-90 мПа\*с), требующих более густой сетки эксплуатационного бурения и специализированных геолого-технологических мероприятий для успешного освоения таких запасов (горизонтальные и многозабойные скважины, методы интенсификации добычи и т.п.), себестоимость добычи в зависимости от масштаба объектов изменяется уже от 25-30 до 75-80 долл. США/т. Для высоковязких нефтей (500-900 мПа\*с), аналогичных нефтям пермокарбоновой залежи Усинского месторождения или нефтям Русского месторождения Западной Сибири и требующих более затратных технологий включая паротепловое воздействие на пласт, себестоимость добычи при тех же условиях возрастает еще больше и находится в диапазоне от 40-45 до 170-180 долл. США/т (оценки приведены в ценах 2004 г.).



При освоении тяжелых и высоковязких нефтей дополнительной проблемой становится организация транспорта добываемого сырья. Возможности ее решения за счет использования автомобильного или железнодорожного транспорта ограничиваются наличием

соответствующей инфраструктуры и экономикой подобной транспортной схемы. Организация переработки нефти на месте возможна при наличии соответствующих мощностей или экономической целесообразности строительства новых перерабатывающих производств. Ограничивающим фактором при этом может выступать и возможность реализации продуктов переработки сырья. Например, для Русского месторождения, извлекаемые запасы которого оцениваются в 400 млн. т, это отдельная и весьма существенная проблема.

Наблюдающийся рост цен на углеводородное сырье при высокой вероятности сохранения этой тенденции и в будущем формально сдвигает границы рентабельного освоения запасов и ресурсов в направлении ухудшения характеристик их структуры. Вместе с тем, сопряженный с ростом цен на энергоносители рост цен на оборудование, материалы и сервисные услуги, достигший за последние 2-3 года 50-100 и даже более процентов - с одной стороны, и существующая налоговая система, формально направленная на изъятие ценовой ренты и связанных с нею сверхдоходов компаний - с другой, предельно минимизируют действие ценового фактора.

Так, налогообложение по базовым статьям (в первую очередь, налог на добычу полезных ископаемых - НДС и экспортная пошлина) изымает львиную долю ценовой составляющей валового дохода. Например, при цене 61 долл. США/барр. (445 долл. США/т) ставка НДС составляет 83 долл. США/т и взимается с каждой тонны добытой нефти, а экспортная пошлина достигает 200 долл. США/т и взимается с объема экспортируемой нефти (соответственно, при доле экспорта 50% это еще 100 долларов с каждой добытой тонны нефти). К этому еще следует добавить другие налоги и огромные транспортные издержки, составляющие на сегодня 1.5 и более долл. США/т\*100 км при использовании трубопроводных магистралей «Транснефти».

При повышении цен налоговый пресс усиливает давление на экономику нефтедобычи – помимо увеличения налоговых изъятий (при цене 128 долл. США/барр. или 934 долл. США/т НДС достигает уже 191 долл. США/т, а экспортная пошлина – 518 долл. США/т) существенно возрастают, как показывает практика, стоимость оборудования, материалов и услуг (включая транспортные тарифы). А это напрямую влечет снижение объемов рентабельной части перспективной ресурсной базы, дальнейшее падение темпов ввода новых объектов и неизбежное снижение достигнутых уровней добычи, стагнацию и деградацию добывающей отрасли.

Налоговые льготы (и то в весьма ограниченных объемах) на сегодня предусмотрены лишь для новых месторождений Восточно-Сибирского региона и для тяжелых высоковязких нефтей, реальная масштабная добыча которых осуществляется практически лишь в Татарстане.

Таким образом, в настоящее время характерными особенностями активной части сырьевого углеводородного потенциала страны являются в целом неблагоприятная структура по качественному составу, неравномерная вовлеченность в освоение, локализация значительной части запасов и ресурсов в отдаленных промышленно не обустроенных районах, требующих значительных инвестиций на создание транспортной и производственной инфраструктуры.

К последней группе относятся огромные по своему добычному потенциалу углеводородные ресурсы шельфовых акваторий (включая зону арктического шельфа), где, наряду с чисто производственными и экономическими трудностями организации добычи, обусловленными суровыми природно-климатическими условиями, существуют и принципиальные технические и технологические проблемы, надежного и эффективного решения которых на сегодня зачастую попросту не существует.

Схожая ситуация, хотя и не в столь остро выраженной форме, наблюдается и в газовой отрасли.

Ресурсный потенциал газодобычи огромен и достигает только по запасам промышленных категорий в пределах суши 43 трлн. м<sup>3</sup>. Но базовые месторождения, обеспечивающие основную долю потребностей – как внутренних, так и экспортных – в существенной мере выработаны и находятся на заключительных или зрелых стадиях освоения [Подольский, Прищепа, 2007]. Ввод новой ресурсной базы, существенно худшей по промыслово-технологическим (и как следствие – экономическим) показателям, требует времени и значительных материальных и финансовых ресурсов.

Из общего количества более 2500 месторождений нефти и газа, числящихся на Государственном Балансе Запасов, введены в разработку более 1300, подготовлено к освоению около 150, находится в разведке почти 700 и законсервировано около 400 месторождений (рис.7).

Все это свидетельствует о крайне критическом состоянии сырьевой базы углеводородов и наличии очевидных проблем, не только ставящих под сомнение целый ряд долгосрочных и наиболее амбициозных проектов, ориентированных на развитие нефтегазодобычи в России или связанных с нею, но и несущих непосредственную угрозу нормальному

энергообеспечению потребностей страны (включая выполнение существующих экспортных обязательств) уже в самом недалеком будущем. Если не принять срочных и эффективных мер по выходу из сложившейся ситуации, как вполне реальную можно рассматривать угрозу подрыва стратегической безопасности страны.



трудноизвлекаемых запасов, тяжелых и высоковязких нефтей, углубление нефтепереработки, воспроизводство минерально-сырьевой базы за счет проведения ГРП (рис. 8).

Резервы первого направления весьма велики. Современный предельный уровень выработки запасов оценивается в среднем по России не выше 35% (в США он превышает 50%). Учитывая объем вовлеченных в освоение запасов, данный потенциальный актив может составлять (формально) до 4-5 млрд. т дополнительной добычи.

Однако следует принимать во внимание, что это высокочрезвычайно затратные мероприятия, которые требуют привлечения самых современных технологий и оборудования и существенно удорожают проекты - как по капитальным, так и по эксплуатационным затратам. Высокие показатели КИН (коэффициент извлечения нефти) в США достигнуты во многом благодаря масштабному вводу налоговых льгот, объем которых нарастал по мере

выработанности ресурсной базы. Параллельно происходило перераспределение добычных активов от крупных компаний к мелким, как правило, более «мобильным» с точки зрения возможности оптимизации технологий на каждом отдельном объекте.

НАПРАВЛЕНИЕ УСИЛИЙ	РЕЗЕРВЫ	МЕРОПРИЯТИЯ	ЭФФЕКТ
Повышение КИН	1. На разрабатываемых месторождениях	1. Расконсервация скважин, 2. Добуривание проектного фонда скв., 3. Геолого-технол. мероприятия (ГРП, БС, МС)	ОГРАНИЧЕННЫЙ
	2. На новых месторождениях	1. Современные методы освоения (вскрытие пласта, горизонтальное и многозабойное бурение, оптимизация режима освоения залежи)	НАИБОЛЕЕ СУЩЕСТВЕННЫЙ
Вовлечение в оборот трудноизвлекаем. запасов	1. Запасы в плохих коллекторах	1. Развитие техники и технологий разработки 2. Специальные геолого-технические мероприятия	СУЩЕСТВЕННЫЙ
	2. Высокоосернистые запасы	1. Использование специального оборудования и материалов 2. Подготовка сырья на промысле	ОГРАНИЧЕННЫЙ
Вовлечение в оборот высоковязких нефтей	1. В освоенных регионах	1. Организация переработки на месте (развитие нефтехимического комплекса в регионах и реализация продукции высоких уровней передела)	СУЩЕСТВЕННЫЙ (при наличии НХП и развитой инфрастр-ры) ОГРАНИЧЕННЫЙ (при их отсутствии)
	2. На новых территориях	1. Организация Н/Х-производств 2. Организация транспортной системы	ПРОМЕЖУТОЧНЫЙ
Воспр-во МСБ на перспективных территориях	1. В старых районах (глубокозалег., мелкие залежи)	1. Доразведка месторождений и глубоких НГК, 2. Детальная разведка перспективных объектов	ОГРАНИЧЕННЫЙ
	2. На новых направлениях ГРП	1. Выход в новые перспективные районы или на глубокие горизонты	СУЩЕСТВЕННЫЙ
Воспр-во МСБ на акваториях	1. В старых р-нах (глубокозалегающие залежи)	1. Доразведка месторождений и глубоких НГК, 2. Детальная разведка перспективных объектов	ОГРАНИЧЕННЫЙ
	2. На новых напр. ГРП	1. Выход на новые перспективные районы или горизонты	ДАЛЕКОЕ БУДУЩЕЕ

Рис. 8. Направления развития МСБ УВС

В России эти условия на данном этапе развития отрасли отсутствуют. Кроме того, известно, что эффективность мероприятий, направленных на повышение КИН, максимальна при условии, если они реализуются с самого начала освоения месторождений. Их эффект растягивается на многие годы и даже десятилетия и далеко не всегда влечет сиюминутную интенсификацию отборов. Скорее наоборот, поскольку эти мероприятия, как правило, сопряжены с более щадящими режимами эксплуатации залежей.

Таким образом, увеличение КИН безусловно позволяет снизить потребность во вводе в промышленный оборот новых ресурсов, но данный эффект носит долгосрочный характер и сопряжен с необходимостью налогового стимулирования этого направления развития отрасли. Учитывая сказанное, на ближайшую перспективу его вряд ли следует рассматривать как определяющий.

Вовлечение в оборот трудноизвлекаемых запасов (включая низкопроницаемые коллектора и высоковязкие нефти) также сопряжено с повышенными капитальными и эксплуатационными затратами, требует специальных технологий вскрытия пластов и заканчивания скважин, более густой сети эксплуатационного бурения. Разработка высоковязких нефтей требует специальной организации транспортировки и, как правило, связана с необходимостью переработки нефти на месте. При всей значимости этой группы запасов в структуре ресурсной базы УВС ее возможности по абсолютному вкладу в уровни добычи на современном этапе весьма ограничены.

Безусловным существенным резервом более полного удовлетворения потребностей в нефтепродуктах и повышения отдачи от добывающего сегмента является углубление нефтепереработки и развитие нефтехимии. Помимо огромных технологических усилий это требует значительных финансовых затрат, резкого изменения вектора маркетинговых исследований и технологических решений – в первую очередь на уровне ВИНК. Это направление развития нефтегазовой отрасли все активнее воплощается компаниями в жизнь.

Наконец, последнее направление – воспроизводство МСБ УВС. Как показывает проведенный анализ структуры нефтяной ресурсной базы России [Подольский, Прищеп, 2007; Прищеп, Орлова, 2007; Прищеп, 2008б], она в настоящее время находится в крайне неудовлетворительном состоянии и даже при сохранении достигнутых уровней добычи (не говоря о варианте возможного существенного наращивания ее уровней) разведанная часть запасов не способна обеспечить потребности в УВС на значительный период. Уже в течение ближайших 5-10 лет даже при условии благоприятной конъюнктуры рынка неизбежно существенное падение объемов добычи.

Оперативно и гарантированно предотвратить это падение на сегодня возможно единственным способом – наращиванием новых запасов посредством проведения ГРП. Наиболее массивно и масштабно эти работы должны проводиться в пределах базового региона нефтедобычи – в Западной Сибири и регионе планируемого динамичного развития отрасли – в Восточной Сибири, ресурсный потенциал которых позволяет (по крайней мере, исходя из сегодняшних представлений о нем) гарантированно и в сжатые сроки осуществить это.

Прирост новых запасов на акваториях, на наш взгляд, должен носить дифференцированный характер и осуществляться более интенсивно на морях, где наращивание ресурсной базы актуально и может способствовать практическому наращиванию добычи (шельф Сахалина, Северо-Каспийский шельф). В пределах

арктического шельфа, где технологические и финансовые возможности российских компаний по развитию добычи в настоящее время ограничены, усилия должны быть сосредоточены на уточнении ресурсного потенциала акваторий и создании стратегического резерва месторождений, экономическая привлекательность - а значит и востребованность - которых может стать несомненной в ближайшем будущем: по мере роста цен на УВС, истощения ресурсной базы в пределах прилегающей суши и т.п.

В пределах Северо-Западного ФО основной прирост добычи нефти и газа предполагается, в первую очередь, в Ненецком АО, где стратегия развития добывающего комплекса будет определяться наращиванием добычных мощностей и вводом в освоение разведанных запасов, подготовкой новых запасов промышленных категорий [Прищепа, Орлова, 2007; Прищепа, 2008a]. Запасы разведанных и подготовленных к освоению месторождений а также ресурсная база позволяют рассчитывать на достижение максимальных объемов годовой добычи нефти в пределах региона на уровне 35 - 40 млн. т, из которых на Ненецкий автономный округ приходится до 25-30 млн. т.

Ресурсная база региона позволяет довести объем добычи газа в пределах округа с нынешних 2.5-3 млрд.м<sup>3</sup> до 20-25 млрд.м<sup>3</sup> (также в основном за счет Ненецкого автономный округ). Реализация этой компоненты будет определяться динамикой развития производственно-технологической базы региона и газотранспортной инфраструктуры в его пределах.

В Приволжском ФО в связи со значительной выработанностью запасов главная задача будет состоять преимущественно в поддержании достигнутых уровней добычи. Как показывает практика последних лет, эта задача успешно выполняется. Однако в перспективе вероятно некоторое снижение добычи нефти с нынешних примерно 90 до 70-80 млн. т, в первую очередь в Татарстане (с 30-32 до 20-25 млн. т) и Самарской области (с 14 до примерно 10 млн. т).

По газу сырьевая база региона в существенной мере определяется запасами и ресурсами Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Ресурсный потенциал этого округа позволяет не только поддерживать достигнутый уровень добычи, но и несколько нарастить его с 20 млрд. м<sup>3</sup> до 23 - 25 млрд.м<sup>3</sup>. Необходимое условие - привлечение финансовых ресурсов в достаточном объеме. Это главный фактор, который по существу и определяет на данный момент сценарии развития добычи газа в регионе.

Аналогична ситуация и в пределах Южного ФО, принципиальным отличием которого является несоизмеримо меньший ресурсный потенциал региона и высокая выработанность

запасов. В условиях падающей добычи нефти и развитой инфраструктуры регион не нуждается в создании новых мощностей по транспортировке нефти.

Потенциал развития и наращивания добычи газа значителен. При количественном преобладании в регионе мелких газовых месторождений возможности его определяют крупные и даже уникальные объекты (например, Астраханское газоконденсатное месторождение (ГКМ) с доказанными запасами более 2 трлн. м<sup>3</sup>). Потенциал Астраханского месторождения огромен, однако его более интенсивная эксплуатация сдерживается в первую очередь высокой зараженностью газа сероводородом.

Уральский ФО в настоящее время является базовым, обеспечивающим основной объем добычи углеводородного сырья. Львиная доля нефти производится в Ханты-Мансийском автономном округе в пределах Западно-Сибирского региона, основные объемы газа – в Ямало-Ненецком автономном округе. В силу исторически сложившихся обстоятельств на сегодня здесь не существует принципиальных проблем с обеспечением транспортной инфраструктурой, поскольку она формировалась с момента развития добычи в Западной Сибири в необходимых объемах, гарантированно обеспечивающих транзит добываемого сырья до потребителей как внутри страны (преимущественно европейская часть сегодняшней России), так и на экспорт. По мере нарастания степени выработанности базовых месторождений Западной Сибири наблюдается даже частичное высвобождение транспортных трубопроводных мощностей.

Однако на сегодня все более явно начинает проявляться проблема физического износа трубопроводов в связи с исчерпанием технологических сроков их эксплуатации. Учитывая огромную протяженность магистральных трубопроводных сетей, затраты на их ремонт и модернизацию весьма существенны и со временем будут лишь возрастать. Постепенное смещение центров нефтегазодобычи относительно нынешних уже в ближайшее время потребует существенных инвестиций в развитие новых направлений трубопроводного транспорта – как трубопроводов подсоединения к уже существующим ниткам магистральных трубопроводов, так и принципиально новых маршрутов, ориентированных на замену существующих направлений транзита УВС, а также на наращивание пропускной способности уже существующих транспортных систем, паспортная мощность которых по мере их старения постепенно снижается (например, новая трубопроводная система Ямал-Европа или Восточная Сибирь – Тихий океан /ВСТО/).

Все это потребует уже в недалеком будущем огромных финансовых вливаний в развитие транспортной инфраструктуры. Вместе с тем, развитие газотранспортной системы и

ее оптимизация как по мощностям, так и по направлениям будет стимулировать развитие добывающей отрасли и вовлечение в оборот новых и зачастую значительных по объемам запасов и ресурсов УВС (например, запасов п-ова Ямал).

Учитывая наличие значительных разведанных и уже вовлеченных в освоение запасов нефти и газа в регионе, огромный ресурсный потенциал округа а также высокую экономическую эффективность освоения его существенной части в современных и перспективных макроэкономических условиях, очевидно, что основной объем как прироста запасов, так и добычи нефти и газа предполагается, как и прежде, в пределах Уральского ФО. Основная задача здесь будет сводиться преимущественно к поддержанию достигнутых уровней добычи.

Особенностью газовой отрасли региона является продолжающееся существенное снижение объемов добычи на базовых месторождениях (Уренгойском, Ямбургском, Медвежьем и ряде других) в связи с их существенной выработанностью а также практически полное исчерпание ресурсного потенциала технологически наиболее эффективных для разработки и экономически рентабельных запасов сухого сеноманского газа. Возможности по поддержанию отборов на этих месторождениях, перешедших в стадию падающей добычи, ограничены и сопряжены с необходимостью существенных инвестиций в развитие добывающей инфраструктуры. При этом данные меры лишь замедлят процесс. Наиболее принципиальным решением проблемы будет ввод в освоение новых уже разведанных крупных месторождений, расположенных на больших глубинах, содержащих уже преимущественно жирный газ и требующих значительно больших капитальных и эксплуатационных расходов на его добычу и подготовку.

Результаты проведенного геолого-экономического анализа подтверждают, что ресурсный потенциал округа позволяет не только поддерживать достигнутый уровень добычи, но и, если потребуется, значительно нарастить его. Однако существенного наращивания добычи здесь ожидать не следует по двум причинам.

Во-первых, вследствие ограниченности пропускной способности транспортной инфраструктуры; ее дополнительное наращивание потребовало бы мобилизации огромных финансовых и материальных ресурсов, экономическая целесообразность которых далеко не очевидна.

Во-вторых, заметно ухудшающейся структурой ресурсной базы, которая по мере нарастания “зрелости” добывающего региона ограничивает возможности по масштабному и динамичному наращиванию объемов добычи нефти и газа. Последнее обстоятельство

требует также динамичного наращивания ГРП, темпы которого лимитируются не только объемами финансирования соответствующих работ, но зачастую и наличием материальных ресурсов (например, мощностью геологоразведочных предприятий или соответствующих подразделений у ВИНК).

В этих условиях, по-видимому, некорректно говорить о возможном наращивании объемов добычи в регионе даже как о гипотетическом сценарии. Вместе с тем, очевидно, что и объем ресурсной базы, и ее качество, и экономические условия функционирования добывающих предприятий сегодня позволяют говорить как о практически безальтернативном варианте освоения региона, ориентированном на гарантированное поддержание сложившихся на сегодня уровней добычи нефти и газа на достаточно далекую перспективу – по крайней мере, на 25 лет вперед.

В Сибирском ФО (включая Республику Саха, Якутия), где промышленная добыча нефти на сегодня практически отсутствует, динамика развития добывающего комплекса будет определяться темпами наращивания добывающих мощностей и ввода в освоение разведанных запасов, а также подготовкой новых запасов промышленных категорий. Запасы разведанных и подготовленных к освоению месторождений, а также ресурсная база позволяют рассчитывать на достижение максимальных объемов добычи нефти на уровне 50 млн. т.

Проектируемый и начатый строительством трубопровод ВСТО предполагает доведение добычи в регионе до уровня 80 млн. т/г. Общие оценки ресурсного потенциала региона высоки, и если ориентироваться только на них, цифра не будет вызывать сомнений в ее реальности. Вместе с тем, Восточно-Сибирский регион характеризуется весьма существенной спецификой с точки зрения структурно-тектонического развития, состава осадочной толщи и литологии нефтематеринских и вмещающих отложений, особенностями строения месторождений и распределения нефти и газа в залежах.

Вследствие этого при общих высоких оценках ресурсного потенциала диапазон его возможного изменения разные специалисты, изучавшие Восточную Сибирь, оценивают по-разному. С этих позиций оценки специалистов ВНИГРИ всегда отличались весьма осторожным и взвешенным подходом к их формированию. Учитывая низкую степень разведанности ресурсного потенциала региона и сложность его нефтегеологического строения, и при оценках добычных возможностей региона следует проявлять определенную осторожность. Это тем более важно, когда принимаются стратегические решения по развитию региона, характеризующиеся необратимостью и связанные как с определением

мощности экспортного трубопровода, так и с формированием экспортных обязательств государства.

Согласно нашим оценкам, объем добычи нефти в регионе не может превышать 50 млн. т/г. При этом достижение данного уровня по срокам в значительной мере будет зависеть от динамики ввода добывающих мощностей и развертывания геологоразведочных работ для наращивания промышленных запасов в необходимом объеме, гарантирующем поддержание этого уровня хотя бы до 2030 года.

Если ориентироваться на результаты работ в данном направлении за истекшие 2 года с момента, когда задача по наполнению ВСТО была сформулирована окончательно, а компании включились в геологоразведочный и производственный процесс, то реальные темпы наращивания запасов и обеспечения приростов добычи безвозвратно отстают от планируемых и сопряженных с темпом строительства трубопровода.

Дополнительным существенным фактором, ограничивающим возможную динамику развития добычи УВС в регионе, является практически полное отсутствие производственной и общетранспортной инфраструктуры, острый недостаток материальных и кадровых ресурсов. Все это требует привлечения не только огромных дополнительных финансовых ресурсов (помимо инвестиций непосредственно в добычу), но и колоссальных организационных мероприятий, которые способно осуществить исключительно государство.

Ориентация на достижение больших уровней отборов (в частности, доведение добычи до 80 млн. т/г) на сегодняшнем этапе изученности региона и существующей степени разведанности ресурсной базы является необоснованной. Пересмотр добычных возможностей региона в сторону их увеличения должен базироваться только на результатах проведения массивных и широких по географии развития геологоразведочных работ – как региональных, так и детализационных (в случае получения положительных результатов).

Все сказанное в существенной мере относится и к газовым ресурсам региона.

Ресурсный потенциал разведанных и подготовленных к освоению запасов газа формально позволяет говорить как о возможном уровне добычи в 90-100 млрд. м<sup>3</sup> в год. Однако его реализация также тормозится отсутствием производственно-технологической базы.

Дополнительной проблемой при реализации газовой компоненты сырьевой базы является наличие в ряде крупнейших месторождений региона гелия, содержание которого достигает высокого уровня (до 0.3-0.6%). Это стратегическое сырье, без решения проблемы утилизации которого освоение запасов газа соответствующих месторождений недопустимо.

Например, при выходе на проектную мощность Ковыктинского ГКМ (35-40 млрд. м<sup>3</sup>) объемы содержащегося в добываемой продукции гелия превысят сегодняшний объем мировой торговли этим сырьем (около 110-120 млн.м<sup>3</sup> в год). Утилизация гелия (например, выделение азотно-гелиевого концентрата и его закачка в специальные хранилища), потребует дополнительных капитальных вложений в объеме не менее 6-8 млрд. долл. США. Резко возрастут эксплуатационные расходы (по меньшей мере, на 20-30 долл. США/тыс. м<sup>3</sup> по сравнению с вариантом реализации чисто трубного газа). Более того, вариант утилизации гелия повлечет принципиальное изменение логистики проекта. Строительство газохимического комплекса в районе Саянска не решает проблему утилизации гелия, так как единственная промышленная технология выделения гелия на сегодня связана с криогенными технологиями, то есть со сжижением природного газа (СПГ). А заводы СПГ (в силу целого ряда особенностей данной технологии и специфики конечного товарного продукта) должны строиться на побережье. Это позволит транспортировать газ в сжиженном виде танкерами-газовозами, но при этом потребуются специальная организация транспортировки газа от месторождения до завода СПГ, которая исключала бы потери содержащего гелий природного газа (например, по автономной нитке трубопровода и без использования гелий-содержащего сырья на нужды прокачки).

Все эти проблемы помимо чисто финансовой нагрузки (и весьма значительной) требуют не менее масштабных организационных усилий, реализация которых опять же возможна лишь усилиями государства.

Что касается ресурсного потенциала акваторий, то его реализация выходит на предполагаемые уровни добычи в 20-25 млн. т/г и 30-35 млрд. м<sup>3</sup> на шельфе Сахалина уже в ближайшие годы, и на уровни 10-15 млн. т/г по нефти и 15-20 млрд. м<sup>3</sup> по газу на Северном Каспии, где уже с 2008 г. предполагается освоение углеводородного потенциала силами Лукойла. Ресурсный потенциал, финансовые и технологические возможности нынешних и потенциальных операторов не вызывают сомнений в возможности выхода на эти показатели в заявленные сроки и поддержания этих уровней добычи по меньшей мере до 2030 г.

Исходя из сегодняшних оценок ресурсного потенциала перечисленных акваторий, а также учитывая ряд специфических особенностей каждого из этих регионов (в том числе и экологические ограничения), вряд ли следует рассчитывать на значимое превышение приведенных оценок уровней добычи нефти и газа в их пределах.

Массированного освоения углеводородного потенциала арктических морей (это касается как нефти так и газа) ожидать ранее 2020 г. (а скорее всего и до 2030 г.), на наш взгляд, не следует.

На сегодня запущен и развивается проект освоения Приразломного нефтяного месторождения. Однако, сложнейшие и уникальные природно-климатические условия и, соответственно, необходимость разработки и применения по существу уникальных технических и технологических решений для его осуществления в совокупности с отсутствием практического опыта реализации таких проблем до сих пор тормозят его продвижение. На неопределенный срок отодвигается окончательная доводка платформы (при, казалось бы, уже полной ее конструктивной готовности), на несколько лет еще раз смещается начало добычи.

Однако особого внимания требует обсуждение экономической составляющей проекта. До недавнего времени речь шла как о неоспоримом факте освоении месторождения на условиях соглашения о разделе продукции (СРП). Переосмысление отношения к данному налоговому режиму со стороны государства (в немалой степени вызванное постоянной критикой действующего закона и перипетиями вокруг Сахалина-2) приостановило обсуждение данной стороны реализации проекта. Какой налоговый режим будет использоваться, на сегодня не ясно. В то же время, очевидно, что в рамках действующей налоговой системы он разорителен для инвестора. Дополнительным фактором, усугубляющим финансовые перспективы проекта, является его постоянное удорожание. Большие сомнения вызывают и промыслово-технологические параметры, заложенные в него (а по оценке специалистов ВНИГРИ, они существенно завышены) и являющиеся базовой основой для экономической оценки, что дополнительно и с большой долей вероятности обрекает проект на финансовый неуспех. Положение усугубляется практически полным отсутствием на сегодня необходимой транспортной и производственной инфраструктуры в регионе.

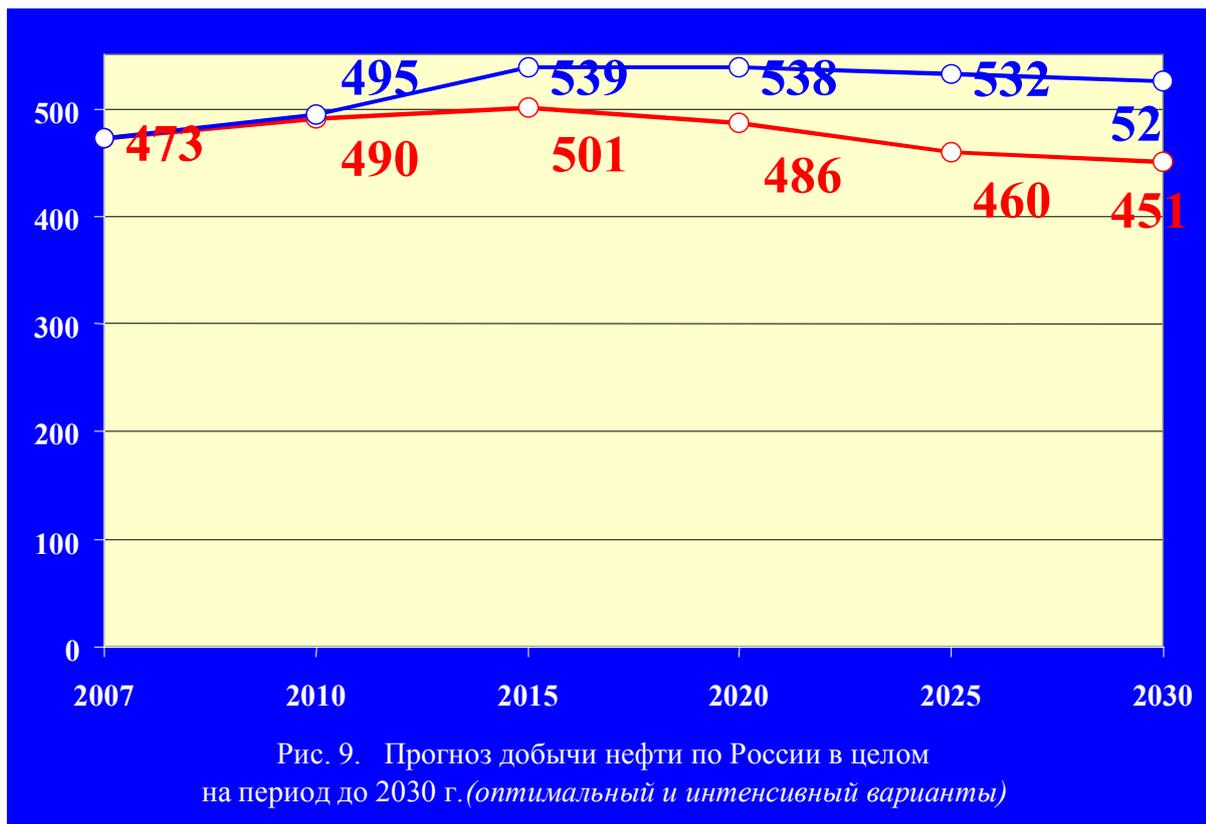
Возможный способ улучшения финансовых показателей – облегчение налоговой нагрузки. Но и здесь возможны варианты. Ввод льготного налогообложения в той или иной форме для проекта, ориентированного исключительно на экспорт всей добываемой продукции, с точки зрения соблюдения государственных интересов, по меньшей мере, нелогичен. Существует норвежский опыт, где даже при существенно больших налоговых изъятиях, чем в рамках российской налоговой системы, недропользователи и государство находят разумный и взаимоприемлемый компромисс.

Столь же проблемным является и освоение газового потенциала Баренцевоморского шельфа, основные перспективы которого связываются с разработкой Штокмановского газоконденсатного месторождения, уникального как по объему запасов (в первую очередь газа - около 3.7 трлн. м<sup>3</sup>), так и по природно-климатическим условиям, в которых оно находится (удаленность от берега 600 км, глубина моря 300-350 м, приуроченность к границе распространения многолетних ледовых полей). На сегодня проект находится в стадии предварительных обсуждений, и пока что очень далек от начала конкретных шагов по его воплощению в жизнь. Причина - в наличии сложнейших и на сегодня до конца не решенных технических проблем и высоком уровне технологических рисков, а также в низкой финансовой эффективности его реализации (в рамках действующей налоговой системы). Скорее всего, начало освоения этого объекта растянется на долгие годы и на ближайшую перспективу (по крайней мере, 10-15 лет) рассчитывать на ввод в эксплуатацию ресурсной базы данного бесспорно богатого углеводородами региона не следует.

Очевидно, что ресурсный потенциал Карского моря, каким богатым он ни был бы, в ближайшие десятилетия также осваиваться не будет, поскольку условия добычи здесь являются еще более сложными, чем в арктической части Баренцевоморского шельфа. Дополнительным фактором, который будет достаточно долго сдерживать освоение этой компоненты ресурсного потенциала, является наличие подготовленной к освоению и еще практически не тронутой ресурсной базы п-ова Ямал (разведанные запасы более 10 трлн. м<sup>3</sup>, ресурсы – более 26 трлн. м<sup>3</sup>), добыча в пределах которого начнется в 2011 г. с запуском Бованенковского месторождения и строительством первой нитки газопровода Ямал-Европа

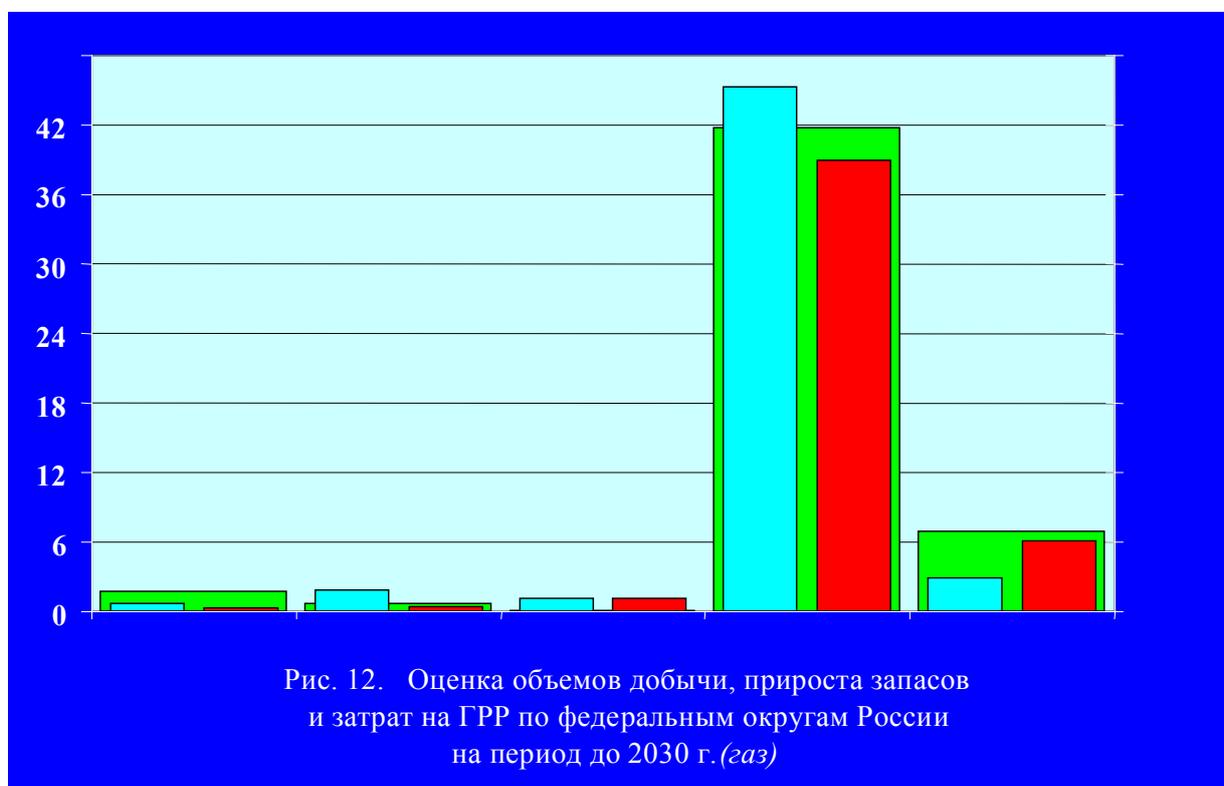
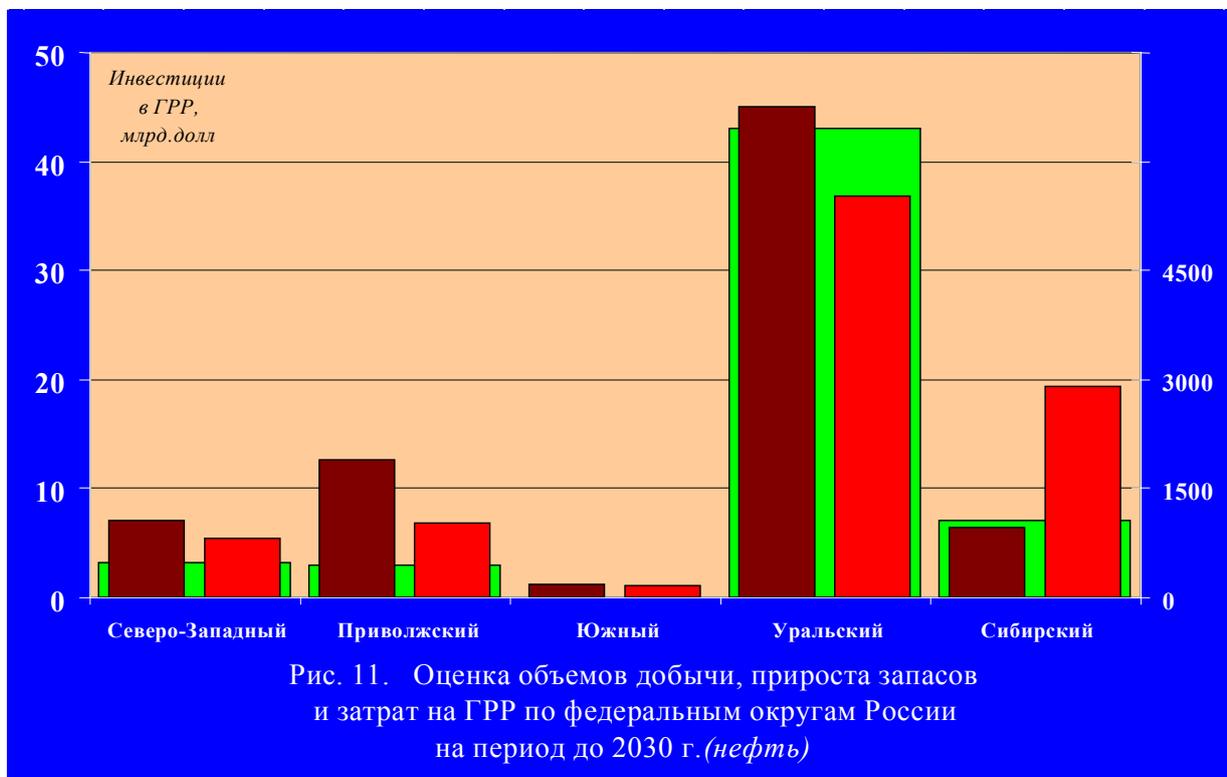
На рис. 9 и 10 приведены оценки предполагаемых уровней добычи нефти и газа по этапам рассматриваемого периода вплоть до 2030 года (оптимальный и интенсивный варианты освоения ресурсной базы). Соответственно, ожидаемый объем добычи нефти до 2030 г. оценивается в целом по России в 10.9 млрд. т (оптимальный вариант), варьируя по отдельным регионам от примерно 190 млн. т (Южный ФО) и 970-1900 млн. т (Сибирский, Северо-Западный и Приволжский федеральные округа) до 6.8 млрд. т в пределах Уральского ФО.

Возможные объемы добычи газа за этот же период времени оцениваются в 17.3 трлн. м<sup>3</sup> по России в целом (оптимальный вариант) с вариациями по отдельным округам от 220 млрд. м<sup>3</sup> (Северо-Западный, толькот суша), 410 млрд. м<sup>3</sup> (Южный) и 610 млрд. м<sup>3</sup> (Приволжский) до 990 млрд. м<sup>3</sup> (Сибирский) и 15.1 трлн. м<sup>3</sup> (Уральский).



С целью достижения таких показателей (опять же, в рамках оптимального варианта) объем прироста запасов по категории  $C_1$  должен составить в целом по России не менее 6.4 млрд. т, по категории  $C_2$  – почти 4.0 млрд. т, по газу – соответственно, 10.0 и 5.7 трлн. м<sup>3</sup>,

преобладающая доля которых приходится на Уральский ФО ( $C_1+C_2$  - 5.5 млрд. т по нефти и 13.0 трлн. м<sup>3</sup> по газу) и Сибирский ФО ( $C_1+C_2$  – по нефти 2.9 млрд. т, по газу 2.0 трлн. м<sup>3</sup>) (рис. 11, 12).



Исходя из сложившейся в регионах и ожидаемой на перспективу эффективности геологоразведочных работ (прирост запасов на метр проходки глубокого бурения и прирост ресурсов на погонный километр сейсмических исследований 2D), а также учитывая существующий уровень затрат на производство этих видов работ в рассматриваемых регионах, можно оценить примерный минимально необходимый объем этих видов работ, гарантирующий с той или иной долей вероятности обеспечение прогнозируемого прироста запасов промышленных категорий.

Затраты на ГРП за период до 2030 г. оцениваются не менее чем в 57 млрд. долл. США по нефти и 51 млрд. долл. США по газу, а всего по России – около 110 млрд. долл. США (рис. 11, 12).

Представленные оценки объемов затрат предполагают наращивание ресурсной базы по нефти и газу в соответствии с намеченными объемами добычи и с гарантией необходимой обеспеченности ресурсной базы для продолжения отборов углеводородного сырья и за пределами 2030 года без угрозы их резкого падения. Излишне подчеркивать, что это минимальные оценки; в реальности они могут оказаться существенно большими – как вследствие недооценки в процессе проводившегося анализа факторов, связанных с ухудшением качества структуры ресурсной базы, так и в связи с общим удорожанием всех видов ГРП, которое наблюдается в последние годы и может достигать кратных значений.

Приведенные оценки отвечают нормативной базе 2006-2007 гг., и уже сегодня очевидно, что их следует рассматривать как бесспорно заниженные. В этой связи более показательны натуральные объемы ГРП, необходимые для обеспечения заложенных приростов запасов (рис.13).

Как следует из представленных результатов, наибольший объем работ – как геофизических, так и буровых поисково-разведочных – предстоит провести в пределах территории Уральского федерального округа (1.6 млн. пог. км сеймики и не менее 28 млн. м глубокого бурения). Далее следуют Сибирский, Приволжский и Северо-Западный федеральные округа.

Общий объем глубокого бурения за период до 2030 года оценивается примерно в 45 млн. пог. м. Объем сейсморазведки 2D – почти в 2 млн. пог. км. То есть в среднем в год предстоит завершать проходкой до 700 скважин глубиной 2.5 км и обрабатывать до 80 тыс. км профилей. Это огромные объемы работ, на выполнение которых потребуются значительные материальные ресурсы, мобилизовать которые на сегодня зачастую попросту неоткуда.

Федеральные округа	2006-2010		2011-2020		2021-2030		Итого до 2030 г.	
	Сейсморазведка	ГЛУБОКОЕ БУРЕНИЕ	Сейсморазведка	ГЛУБОКОЕ БУРЕНИЕ	Сейсморазведка	ГЛУБОКОЕ БУРЕНИЕ	Сейсморазведка	ГЛУБОКОЕ БУРЕНИЕ
	2D тыс.км	млн.м	2D тыс.км	млн.м	2D тыс.км	млн.м	2D тыс.км	млн.м
Северо-Западный	24	0,81	38	1,15	34	0,87	96	2,83
Приволжский	31	2,44	22	2,58	11	1,02	64	6,03
Южный	2	0,09	1	0,08	0	0,04	3	0,22
Уральский	577	10,75	683	10,39	310	7,07	1571	28,21
Сибирский	32	1,30	97	3,26	49	2,90	178	7,46
<b>Всего по РОССИИ</b>	<b>665</b>	<b>15,4</b>	<b>842</b>	<b>17,5</b>	<b>405</b>	<b>11,9</b>	<b>1912</b>	<b>44,8</b>
<b>МИНИМАЛЬНАЯ СРЕДНЕГОДОВАЯ ПОТРЕБНОСТЬ :</b>	по Сибирскому ФО - <b>7.1</b> тыс.км 2D и <b>120</b> скв. глубиной <b>2.5</b> км							
	по РОССИИ в целом - <b>76.5</b> тыс.км 2D и <b>597</b> скв. глубиной <b>3.0</b> км							

Рис. 13. Оценка минимальных объемов ГРП, необходимых для обеспечения приростов запасов УВС (нефть + газ) за период до 2030 г.

В случае невыполнения программы геологоразведочных работ вряд ли будет обеспечен необходимый объем прироста запасов и, соответственно, могут быть поставлены под угрозу срыва не только планы хотя бы минимального наращивания добычи нефти и газа (не говоря уже о масштабных и самых амбициозных проектах), но и надежды на поддержание их на сегодняшнем достаточно оптимальном уровне, вполне удовлетворяющем как текущие, так и перспективные потребности страны в углеводородном сырье (с учетом существующих экспортных обязательств). И при этом как вариант крайне негативного, но, тем не менее, вполне реального развития ситуации в добывающей отрасли следует рассматривать угрозу обвального падения объемов добычи углеводородного сырья (особенно нефти), что не только автоматически поставит под угрозу срыва экспортные обязательства страны, но и ее стратегическую безопасность.

Таким образом, доказанный и перспективный нефтегазовый потенциал в принципе способен гарантированно обеспечить развитие добывающей отрасли России на достаточно далекую перспективу и в полном соответствии с существующими базовыми сценариями развития ТЭК, которые учитывают потребности внутреннего и внешнего рынков УВС. Однако конкретные параметры этих сценариев во многом будут определяться в первую очередь успехами в воспроизводстве новых запасов и их рациональном вовлечении в

промышленный оборот, объемами инвестиций в ГРП и в добывающую отрасль (и, безусловно, их эффективностью), а также эффективностью налоговой системы, регулирующей недропользование и нефтегазодобычу.

Необходимо подчеркнуть, что и на ближайшую и на среднесрочную перспективу (по крайней мере, до 2030 года) сырьевая база ТЭК России по-прежнему будет формироваться преимущественно за счет ресурсного потенциала суши.

В условиях ее интенсивной эксплуатации, наблюдающейся в настоящее время и неизбежной в будущем, и достаточно динамичного ухудшения структуры помимо резкого наращивания масштабов воспроизводства запасов, потребуется реализация на государственном уровне комплексных мер по вовлечению в оборот относительно худшей части ресурсного потенциала.

В арсенале подобных мероприятий модернизация налоговой системы является одним из наиболее эффективных рычагов по выводу из опасного состояния ситуации по обеспеченности сырьевой базы добычи. Более взвешенно и обоснованно, с приоритетным соблюдением долгосрочных экономических и стратегических интересов страны должна формироваться и сама стратегия развития ТЭК в целом и ее добычного сектора – в частности.

#### **Выводы:**

1. Ресурсная база УВС России огромна, но структура запасов промышленных категорий неуклонно и динамично ухудшается, целенаправленно и интенсивно отрабатывается лучшая часть активных запасов. Совокупное влияние этих факторов может привести к обвальному падению объемов добычи нефти и газа.

2. Для удовлетворения внутренних и экспортных потребностей страны в нефти на уровне **450-500 млн. т**, газа - **650-700 млрд. м<sup>3</sup>** и обеспечения гарантий стабильного и поступательного развития добывающей отрасли на перспективу до 2030 г. потребуется прирастить около **10-11 млрд. т** новых запасов нефти и **15-16 трлн. м<sup>3</sup>** - газа. Необходимые затраты на ГРП могут превысить **110 млрд.долл. США**.

3. Для решения этих задач необходима целенаправленная политика государства по стимулированию расширенного воспроизводства запасов путем масштабного увеличения финансирования ГРП (в первую очередь, региональных) как за счет компаний, так и путем увеличения бюджетных средств, формирование эффективной лицензионной и налоговой политики, направленной на рациональное недропользование и вовлечение в оборот трудноизвлекаемых запасов.

4. Основным центром нефтегазовой промышленности на период до 2030 г по-прежнему останется Западная Сибирь. Роль новых регионов в развитии нефтегазодобычи будет носить подчиненный характер. Судя по современному состоянию, вызывают озабоченность темпы и масштабы реализации углеводородного потенциала Восточной Сибири. Не исключено, что он существенно завышен и требуется его дополнительное изучение. Для реализации газовых ресурсов этого региона необходимо решение проблемы утилизации гелия.

5. В течение ближайших 15-20 лет не следует ожидать широкомасштабного выхода российских компаний на арктический шельф. Высокие технологические и финансовые риски по сравнению с ресурсной базой суши, практически полное отсутствие минимально необходимой инфраструктуры, нерешённость технических проблем добычи нефти и газа в ледовых условиях будут сдерживать развитие этого региона, который следует рассматривать как резервный в долгосрочной перспективе.

#### Литература

*Подольский Ю.В., Прищепина О.М.* Нефтегазовый потенциал России. Современное состояние, перспективы развития // Нефтегазовая геология. Теория и практика – электронный журнал ВНИГРИ. – СПб.: ВНИГРИ, 2007 – 23с. – <http://www.ngtp.ru/rub/6/011.pdf>

*Прищепина О.М.* Зоны нефтегазонакопления – методические подходы к их выделениюЮ обеспечивающие современное решение задач отрасли 0420800064\0025 // Нефтегазовая геология. Теория и практика – электронный журнал ВНИГРИ. – СПб.: ВНИГРИ, 2008а – 31с. – [http://www.ngtp.ru/rub/12/14\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf)

*Прищепина О.М.* Подготовка сырьевой базы нефти и газа в современных условиях 0420800064\0018// Нефтегазовая геология. Теория и практика – электронный журнал ВНИГРИ. – СПб.: ВНИГРИ, 2008б – 18с. – [http://www.ngtp.ru/rub/3/22\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/22_2008.pdf)

*Прищепина О.М., Орлова Л.А.* Состояние сырьевой базы углеводородов и перспективы ее освоения на Северо-Западе России // Нефтегазовая геология. Теория и практика – электронный журнал ВНИГРИ. – СПб.: ВНИГРИ, 2007 – 17с. – <http://www.ngtp.ru/rub/6/005.pdf>

**Рецензент:** Ильинский Александр Алексеевич, доктор экономических наук

Grigoriev G.A., Nazarov V.I., **Tatarinov I.V.**, Kuznetsova N.T., Efanova L.V., Udot G.D., Metkin D.I.

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia  
[ins@vnigri.spb.su](mailto:ins@vnigri.spb.su)

## GEOLOGICAL-ECONOMIC ANALYSIS OF STATE OF THE RUSSIAN HYDROCARBON RESOURCE BASE

*The estimation of present state of the Russian hydrocarbon resource base based on the geological-economic analysis of the major elements of its structure is presented. A brief characteristic of its peculiarities by separate onshore regions (Federal okrugs) and the offshore is given. The prospects of oil and gas production within their limits are considered; the critical factors determining the possibility of progressive developing a producing branch and maintaining the achieved volumes of production are set out. The forecast of possible levels of oil and gas production in Russia is given during the period until 2030. The estimation of a number of indices being critical from the point of view of the guaranteed providing such production levels is given. The role of the State is considered; some measures on forming a policy in the field of taxation and using subsurface resources for efficient stimulating the processes of developing the resource base of oil-gas production are proposed.*

**Key words:** oil resource base, gas resource base, production, geological-economic estimation, tax system, center of oil-gas industry, forecast.

### References

Podolsky Yu.V., Prischepa O.M. Oil-gas potential of Russia. Present state, prospects of development // Neftegazovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika, 2007/ - <http://www.ngtp.ru/rub/6/011.pdf>

Prischepa O.M. Zones of oil-gas accumulation – methodical approaches to their establishment for modern solving the tasks of the branch 0420800064\0025 // Neftegazovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika, 2008a. - [http://www.ngtp.ru/rub/12/14\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf)

Prischepa O.M., Orlova L.A. State of the hydrocarbon resource base and prospects of its development in the North-West of Russia // Neftegazovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika, 2007 - <http://www.ngtp.ru/rub/6/005.pdf>

Prischepa O.M. Preparation of an oil and gas resource base in present conditions 0420800064\0018 // Neftegazovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika, 2008b. - [http://www.ngtp.ru/rub/3/22\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/22_2008.pdf)