

# Концепция вовлечения низконапорного природного газа в топливный баланс России

Неиспользуемые ресурсы газа:

Страница 9

Прогноз потребности в дизельном топливе:

Страница 16

## 1. Введение

Потребности в природном газе мировой и российской экономики, объем и динамика его добычи, а также соответствующая ценовая политика будут иметь в ближайшие десятилетия определяющее влияние на отношение к проблеме «низконапорного природного газа» в нашей стране. В том случае, если не будет открыт новый источник энергии (или станет значительно более эффективным какой-нибудь из традиционных источников энергии), о чем время от времени начинают вести разговор ученые и политики, необходимость извлечения «низконапорного природного газа» из освоенных месторождений или природного газа из других источников будет неизбежно возрастать. С одной стороны, газ как топливо имеет столько преимуществ с точки зрения технологии использования, экономики и экологии, что переход на другие виды энергоносителей при наличии газа может быть вызван лишь экстраординарными, и в первую очередь, политическими обстоятельствами. С другой стороны, этому будет способствовать изменение в худшую сторону качества российских запасов природного газа и увеличение себестоимости его добычи, поскольку доля газа в разведанных сеноманских залежах неуклонно снижается и необходимо вовлекать в разработку новые месторождения, в том числе ачимовские и валанжинские залежи.

До настоящего времени почти 80% российского природного газа извлекается с небольших глубин и благодаря низкому давлению в пластах и незначительному содержанию примесей в сеноманском («сухом») газе себестоимость его добычи составляет [1] приблизительно от 2,5 до 10 долларов США за тысячу кубометров. Кроме того, более 80% российского газа добывается на сравнительно небольшой территории, в Надым-Пур-Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, который имеет достаточно развитую газотранспортную инфраструктуру. Однако большинство открытых месторождений сеноманского газа вступает или уже вступило в стадию падающей добычи, а новых крупных месторождений со значительными запасами такого газа в освоенных районах можно считать не осталось. В дальнейшем добычу природного газа, даже из сеноманских залежей, придется развивать в новых газоносных провинциях, что потребует значительного увеличения удельных и абсолютных инвестиций, поскольку около 70% затрат при освоении новых месторождений приходится на создание именно газотранспортной системы.

По оценкам экспертов [1], себестоимость добычи сеноманского газа на новых месторождениях возрастет в 1,5-2 раза, но еще больше изменится себестоимость добычи и переработки углеводородов («жирного» газа) из глубоких валанжинских и ачимовских залежей, которая уже сейчас на разведанных месторождениях

оказывается в 1,5-2 раза выше, чем сеноманского газа. В этих условиях может оказаться выгодным использовать новые технические средства для увеличения газоотдачи освоенных сеноманских залежей по сравнению с проектными значениями, то есть увеличить добычу «низконапорного природного газа», тем более что месторождения имеют развитую промышленную инфраструктуру и устойчивых потребителей углеводородной продукции.

Существует и другие источники природного газа, освоение которых могло бы привлечь в топливный баланс Российской Федерации дополнительные объемы углеводородного сырья:

- **законсервированные малодебитные газовые скважины;**
- **разведанные, но не освоенные малые и средние месторождения природного газа.**

Эти источники природного газа характеризует высокая себестоимость его добычи. В условиях регулируемых цен на природный газ на внутреннем рынке и действующей системы налогового законодательства в газовой отрасли промышленная добыча газа из них и его поставка потребителю является нерентабельной. Однако изменение ценовых и налоговых условий могло бы решить ряд социально-экономических проблем близлежащих муниципальных образований, например, обеспечить газовым топливом системы регионального жилищно-коммунального хозяйства. Кроме того, использование таких источников позволило бы высвободить объемы «высоконапорного природного газа» для использования в других регионах или подачи на экспорт

Тем не менее, в перечне упомянутых источников природного газа, добыча из которых осложнена по экономическим или техническим причинам, наибольшего внимания заслуживает все-таки «низконапорный природный газ» в силу больших его запасов, которые к тому же будут пополняться и в дальнейшем. Именно для его добычи и вовлечения в топливно-энергетический баланс должны быть найдены стимулы, прежде всего экономического характера. Помимо вынужденной пока ценовой политики, целью которой является защита социальных и национальных промышленных структур, существует и еще один резерв – введение гибкой системы налогообложения, учитывающей условия добычи углеводородного сырья. Нынешний «плоский» налог на добычу природного газа (147 рублей за тысячу кубометров добытого газа вне зависимости от глубины залегания и качества месторождений) сдерживает освоение залежей с высокой себестоимостью разработки или добычу газа на поздних стадиях эксплуатации. Мировая же практика показывает [2], что при усложнении условий добычи углеводородов можно эффективно адаптировать систему государственного регулирования и организационную структуру к меняющимся обстоятельствам, проводить технологические инновации. При этом тенденции возрастания издержек на добычу могут противостоять не только меры, связанные с изменением ставок налогообложения, но и решения по изменению стратегии деятельности добывающих компаний и организационной структуры нефтегазового сектора экономики.

## **2. «Низконапорный газ»: термины и определения**

До настоящего времени в термин «низконапорный природный газ» или «низконапорный газ», разные специалисты вкладывают разный смысл, при этом достаточно хорошо понимая стоящее за ним явление. Некоторые же специалисты [3] вообще считают это понятие некорректным как по технологическому, так и по экономическому критериям.

Возможно, именно из-за смысловой размытости или неопределенности этого термина в «Российской газовой энциклопедии» [4], например, изданной при участии крупнейших представителей газовой отрасли,

в том числе ведущих специалистов ООО «ВНИИГаз» - головного научно-исследовательского и проектного института ОАО «Газпром», он вообще не фигурирует. При этом саму проблему извлечения природного газа при низких давлениях авторы отдельных разделов «Российской газовой энциклопедии» рассматривают через «давление забрасывания», «рентабельность поставок газа в магистральный газопровод» и т.д. В этом можно усмотреть параллель с подходом, бывшим в ходу на раннем этапе развития газовой промышленности в СССР, когда не имевшая еще такой, как сейчас, остроты проблема «низконапорного газа» подавалась [5] как проблема «промышленной газоотдачи» или проблема «давления забрасывания». При этом под промышленной газоотдачей понимался рентабельный уровень реализации запасов газа потребителю, то есть извлечение газа из месторождения до стадии, когда пластовое давление (давление забрасывания) и дебиты скважин (минимальный рентабельный дебит) не достигали величин, при которых дальнейшая эксплуатация месторождения становилась «экономически нецелесообразной». Более того, на этом раннем этапе под «низконапорным газом» фактически понимали [5] ту часть извлекаемых запасов газа, которая направлялась в магистральные газопроводы с использованием ДКС или местным потребителям по газораспределительным сетям низкого давления без использования ДКС.

К сожалению, понятие «экономическая целесообразность» так и получило тогда научно обоснованной и однозначной трактовки. В противном случае, вероятно, не было в настоящее время разночтений и в понятии «низконапорный газ».

Как упоминалось ранее, существует несколько подходов к определению понятия «низконапорный газ», и основные из них было представлено на Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов», которая прошла в городе Надыме в марте 2003 года.

Две группы специалистов [6,7] подошли к определению понятия «низконапорный газ» через классификацию запасов газа, а также энергетику его добычи и транспорта. Подход, который является результатом длительных исследований разработки месторождений природного газа и его транспорта сотрудниками ООО «ВНИИГаз», делит процесс, реализуемый на базе существующих технологий и методов проектирования, на следующие этапы:

- бескомпрессорный – газ категории А;
- с компримированием для дальнейшего транспорта:
- в одну ступень ( $n = 1,44$ ) – газ категории В,
- в две ступени ( $n = 1,44 \times 2,2$ ) – газ категории С,
- в три ступени ( $n = 1,44 \times 2,2 \times 2,2$ ) – газ категории D;
- утилизация газа в районе добычи – газ категории E;
- неизвлекаемый газ – категория F.

Категории А, В и С обозначают «высоконапорный газ», добываемый в период нарастающей и постоянной добычи на базе традиционных технико-технологических решений и основных затрат на их внедрение.

Категории D и E обозначают «низконапорный газ», добываемый в период падающей добычи и требующей дополнительных затрат на реконструкцию существующей промышленной инфраструктуры (добуривание скважин, увеличение мощностей по капитальному ремонту скважин, переобвязка газосборной сети, модернизация УКПГ и ДКС).

«Низконапорный газ» категории E и частично категории F являются трудноизвлекаемыми и требует значительных дополнительных затрат на создание и внедрение новых технологий в области его добычи и использования.

По существу работа [6] определяет «низконапорный газ» как газ, давление которого на устье скважины таково, что его можно направить в магистральный газопровод только после **компримирования не менее чем в три ступени**.

В соответствии с проведенным анализом [6] из сеноманских залежей месторождений Надым-Пур-Газовского региона при существующих технологиях добычи можно извлечь до 90% от начальных геологических запасов (категории A+B+C+D+E). Для такого месторождения как Медвежье себестоимость «высоконапорного газа» составляет до 1 долл./1000 м<sup>3</sup> (для других месторождений от 2,5 до 10 долл./1000 м<sup>3</sup> [1]) и резко возрастает для «низконапорного газа», извлекаемого в период падающей добычи. К концу эксплуатации сеноманских залежей себестоимость газа должна вырасти до 25,8 долл./1000 м<sup>3</sup> при газоотдаче 90 %.

В соответствии с классификацией [7] «низконапорный газ» можно отнести и к потенциально извлекаемому, и к трудноизвлекаемому, и к остаточному. Логика этого отнесения базируется на том, что на заключительной стадии разработки месторождения вырабатываемые запасы газа становятся трудноизвлекаемыми по геолого-технологическим и экономическим критериям, а добываемый газ – к низконапорному по энергетическим и экономическим показателям. Для сеноманских газовых залежей по мнению авторов [7] переход к «низконапорному газу» наступает при 80 – 82% отбора от начальных запасов газа и пластовых давлениях 15 – 20 кгс/см<sup>2</sup>. 30% от добытого «низконапорного газа» потребляется при этом на собственные нужды.

Авторы [7] дают также определения всем видам запасов, чтобы вычленил из них опять же низконапорный компонент:

**«Извлекаемые запасы** – это запасы, которые можно извлечь согласно проектам разработки при полном и рациональном использовании современной техники и технологии в действующих экономических условиях производства».

**«Остаточные запасы** – это запасы, оставшиеся в пласте по завершению проектной разработки месторождения при полном и рациональном использовании современной техники и технологий, добыча которых в действующих экономических условиях не рентабельна. Часть из них может быть извлечена при изменении технико-экономических условий производства (применение нетрадиционной техники и технологий извлечения и использования газа, снижение себестоимости и налоговой составляющей, изменение цены на продукцию)».

**«Вероятно (потенциально) извлекаемые запасы** – это промышленные динамические запасы, составляющие часть остаточных запасов, разработка которых может быть рентабельна при изменении технико-экономических условий производства».

**«Условно извлекаемые запасы** – это защемленные, не способные к фильтрации запасы, составляющие часть остаточных, промышленная разработка которых возможна при механическом или физико-химическом воздействии на пласт».

В итоге «низконапорный газ» определяется [7] как газ, «промышленное использование которого с глубоким компримированием и дальнейший транспорт экономически не рентабельны или низкорентабельны». То есть и в этом случае по сути дела главным критерием отнесения добываемого газа к категории низконапорного рентабельность сжатия до давления, используемого при магистральном транспорте.

Специалисты ООО «Оренбурггазпрома» распространили [8,9] понятие «низконапорного газа» не только на добываемый, но и на перерабатываемый газ: «Под низконапорными газами на объектах добычи и переработки в Оренбургском газохимическом комплексе понимают также газы, рабочее давление которых ниже уровня рабочего давления основного технологического процесса и которые должны утилизироваться за счет специально разработанных и внедренных технических мероприятий».

В том случае, когда речь идет только о добываемом углеводородном сырье, их определение [8] практически совпадает с определением [7]:

**«К низконапорным промысловым газам относятся запасы газовых и газоконденсатных месторождений, промышленное использование которых с глубоким компримированием и дальнейшим магистральным транспортом экономически не рентабельны или низкорентабельны».**

Там же [8] дается еще одно определение, которое в основном привязано как к экономическому, так и к техническому аспектам: «Низконапорный газ – это газ, имеющий место в технологических схемах разработки, добычи и переработки продукции нефтегазоконденсатных месторождений, вовлечение которого в промышленный оборот и хозяйственное использование сопряжено со значительными техническими проблемами и материальными затратами».

Существует [10] также определение «низконапорного газа», которое в наибольшей степени привязано к проблемам социально-экономического развития регионов газодобычи: «Низконапорный газ» - новая экономическая категория, символизирующая неизбежное увеличение степени переработки местного сырья и компенсацию негативных явлений, включая снижение зависимости от импорта электроэнергии».

Наконец, в подтверждение тезиса о субъективизме подхода к понятию «низконапорный газ» можно привести аналитические выкладки [3] еще одной группы специалистов газовой отрасли:

«Объемы и степень извлечения газа из месторождения в период промышленного отбора (до давления «забрасывания») определяются сочетанием геолого-промысловой характеристики залежи и экономических критериев. ... между терминами «промышленные отборы» и остаточные запасы (так называемые «неизвлекаемые») в увязке с экономической оценкой сложно внедриться терминам «низконапорный газ» и «использование низконапорного газа», вследствие чего они не имеют научно-инженерного и экономического смысла. На любом месторождении возможно компримирование газа от 1 – 2 до 60 – 70 атм. Себестоимость и цена на газ – основные критерии этих решений.

Имеющаяся тенденция повышения цен на природный газ, безусловно, будет способствовать более полному извлечению газа как в период «промышленных» отборов, так и последующему доизвлечению остаточных и зачехленных объемов газа».

В связи с позицией [3] обращает на себя внимание то обстоятельство, что при описании ситуации [11] на давно разрабатываемых месторождениях ООО «Кубаньгазпром», где себестоимость добычи газа давно

перешагнула за 10 долларов США (Таблица 1), специалисты вполне обходятся без термина «низконапорный газ». Характерной же особенностью этого региона является весьма небольшая удаленность объектов по добыче газа от объектов по его использованию.

**Таблица 1.**

Данные по себестоимости добычи газа по группе месторождений ООО "Кубаньгазпром" (на 01.03.2003 г.)

№ п/п	Месторождение	Остаточные запасы, млн м <sup>3</sup>	Суточная добыча, тыс. м <sup>3</sup>	Себестоимость добычи 1000 м <sup>3</sup> газа, руб.
1	Бейсугское	6083,929	238	272
2	Березанское	6321,1	40	852
3	Некрасовское	3629,3	74	796
4	Юбилейное	1214,8	175	441
5	Ю. Сердюковское	99,4	5	2099
6	Синявское	2336,299	42	357
7	Ленинградское	17315,38	30	688
8	Крыловское	6811,598	37	450
9	В-Крыловское	220,767	19	473

Наряду с профессиональной терминологией («низконапорный газ», «использование низконапорного газа»), принятой в среде специалистов газовой отрасли и перешедшей на страницы средств массовой информации, существует также официальная классификация запасов [12] углеводородов, утвержденная в 2005 году, в которой термин «низконапорный газ» не используется. Эта классификация запасов базируется, в частности, на «промышленной значимости», «промышленной освоенности» и «экономической эффективности» запасов.

Во-первых, «запасы нефти, газа и содержащиеся в них компоненты по степени экономической эффективности и возможности их промышленного освоения и использования подразделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету, - **промышленно-значимые и непромышленные**».

Во-вторых, «промышленно-значимые запасы подразделяются на **нормально-рентабельные и условно-рентабельные**». При этом к «**нормально-рентабельным**» запасам относятся «запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при использовании техники и технологии добычи и переработки сырья, обеспечивающих соблюдение требований по рациональному использованию недр и охране окружающей среды». К «**условно-рентабельным**» относятся «запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам не обеспечивает приемлемую эффективность в условиях конкурентного рынка из-за низких технико-экономических показателей, но освоение которых становится экономически возможным при изменении цен на нефть и газ или появлении новых оптимальных рынков сбыта и новых технологий».

Поскольку **непромышленные** запасы рано или поздно при дефиците газа могут оказаться востребованными, следует обратить внимание также и на их определение: «К **непромышленным** запасам относятся запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки экономически нецелесообразно либо технически или технологически невозможно. В данную группу входят запасы нефти и горючих газов месторождений (залежей), которые экономически нерентабельны для освоения на современном этапе, а также законсервированные месторождения, месторождения, расположенные в пределах водоохранных зон, населенных пунктов, сооружений, сельскохозяйственных объектов, заповедников, памятников природы, истории и культуры, и месторождения, значительно удаленные от транспортных путей и территорий с развитой инфраструктурой нефтедобычи».

Более обстоятельно, чем в [7], и с учетом экологического фактора в утвержденном классификаторе [12] дается определение и извлекаемым запасам: «К извлекаемым запасам относится часть геологических запасов, извлечение которых из недр на дату подсчета экономически эффективно в условиях конкурентного рынка при рациональном использовании современных технических средств и технологий добычи с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды».

В более ранней классификации, принятой в СССР [13], нынешним терминам «**нормально-рентабельные запасы**» и «**условно-рентабельные запасы**» соответствовали термины «**балансовые запасы**» и «**забалансовые запасы**»: «Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них имеющих промышленное значение компонентов по народнохозяйственному значению подразделяются на две группы, подлежащие раздельному подсчету и учету:

- **балансовые** - запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно;
- **забалансовые** - запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые».

Поскольку любые административные решения проблемы «низконапорного газа» (дифференциация налогообложения, изменения прав собственности на месторождения условий, изменение лицензионных условий и др.) могут быть приняты лишь применительно к официально утвержденной классификации запасов, необходимо соотнести профессиональный термин с терминами, принятыми в классификаторе [12]. С точки зрения утвержденной классификации запасы «низконапорного газа» можно рассматривать и как «условно-рентабельные» и как «непромышленные», поскольку вовлечение их в разработку в нынешних условиях не обеспечивает приемлемую экономическую эффективность. Однако если официальная терминология фактически применима лишь к добываемому (или потенциально добываемому) углеводороду, то профессиональный термин «низконапорный газ» характеризует доступность продукта не только со стороны добычи, но также и со стороны возможности доставки его потребителю или в магистральный газопровод.

Таким образом, наиболее разумным и целесообразным представляется следующее решение:

- оставить получивший широкое распространение в профессиональной среде не очень конкретный термин «низконапорный газ» для использования специалистами газовой отрасли при обсуждении им хорошо понятных проблем;

- не предпринимать попыток введение этого термина в официальные нормативно-правовые и методические документы, регламентирующие ценообразование и налогообложение в газовой отрасли, поскольку содержание «низконапорности» меняется в зависимости от конкретных условий добычи и мест расположения газодобывающих предприятий;
- при разработке новых подходов к ценообразованию и налогообложению в газовой отрасли, руководствоваться сложившейся терминологией [13], однако в целях стимулирования добычи и использования «низконапорного газа» вводить соответствующие поправочные коэффициенты, учитывающие горно-геологические условия, климатические и географические условиях, характеризующие разрабатываемые месторождения, а также степень выработанности месторождений, уровень совершенства применяемых технологий и проектных решений, и др. факторы.

### 3. Ресурсы и запасы «низконапорного газа»

Поскольку данные о запасах природного газа используются при планировании и осуществлении его добычи, при разработке и реализации инвестиционных проектов на разведку и освоение месторождений, проектировании транспортировки и комплексной переработки газа, при разработке концепций экономического и социального развития субъектов Российской Федерации и Российской Федерации в целом и при решении научных проблем, связанных с прогнозом газоносности, необходимо хотя бы приблизительно оценить объемы этих запасов в настоящее время, а также в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

В соответствии с утвержденной в 2005 году классификацией [12]: «Нефть и горючие газы, находящиеся в недрах, на основе анализа геологической изученности и степени подготовленности к промышленному освоению подразделяется:

- на количество нефти, горючих газов и содержащихся в них попутных компонентов, которое находится в недрах в изученных бурением залежах (далее - **геологические запасы**);
- на количество нефти, горючих газов и попутных компонентов, которое содержится в не вскрытых бурением ловушках, нефтегазоносных или перспективных нефтегазоносных пластах, горизонтах или комплексах (далее - **геологические ресурсы**).

По определению [12] **геологических ресурсов** и **геологических запасов** и из того, что «объектом оценки ресурсов являются скопления нефти, горючих газов в нефтегазоносных комплексах, горизонтах и ловушках, наличие которых в недрах прогнозируется по результатам геологических, геофизических и геохимических исследований», следует, что точность оценки **геологических ресурсов** значительно ниже точности оценки **геологических запасов**.

В 2001 – 2003 гг. разные источники [14 - 16] следующим образом оценивали ресурсную базу природного газа. На основании результатов исследований специалистов ООО «ВНИИГаз» текущие разведанные запасы природного газа оценивались [14,15] в 46,9 трлн. м<sup>3</sup>, в том числе в Западной Сибири - около 35 трлн. м<sup>3</sup> (74 %).

Средняя выработанность начальных запасов на начало 2001 года составляла [14] около 20 %. Из общего объема текущих разведанных запасов (46,9 трлн. м<sup>3</sup>) в разработку не было введено [14] более 29 трлн м<sup>3</sup>, в том числе:



- около 4 трлн м<sup>3</sup> – на эксплуатируемых месторождениях;
- 17,2 трлн м<sup>3</sup> – на месторождениях, подготовленных к разработке;
- 0,4 трлн м<sup>3</sup> – на законсервированных месторождениях;
- 7,6 трлн м<sup>3</sup> – на разведываемых месторождениях.

К 2003 году в России было выявлено [15] 786 месторождений природного газа, из которых:

- 351 (44,7 %) находились в разработке с запасами 21 трлн м<sup>3</sup> (44,8 %);
- 66 (8,4 %) подготовлено к разработке с запасами 17,8 трлн. м<sup>3</sup> (38 %);
- 200 (25,4 %) находились в разведке с запасами 7,9 трлн. м<sup>3</sup> (16,8 %);
- 169 (21,5 %) были законсервированы с запасами 0,19 трлн. м<sup>3</sup> (0,4 %).

**Из них разведанные запасы в количестве около 34 трлн. м<sup>3</sup> (72 %) относились к категориям средне- и малоэффективных, включая:**

- **глубокозалегающие (более 3 км) залежи - 6,7 трлн. м<sup>3</sup>;**
- **удаленные от магистральных газопроводов (более 500 км) - 7 трлн м<sup>3</sup>;**
- **содержащие сероводород - 4,1 трлн. м<sup>3</sup>;**
- **низконапорный газ - 6,1 трлн. м<sup>3</sup>.**

В то же время неразведанная часть ресурсов природного газа (перспективные ресурсы и прогнозные) характеризовались [14] величиной 161 трлн. м<sup>3</sup> или 68% от начальных суммарных ресурсов (236,1 трлн. м<sup>3</sup>). При этом ресурсы газа, которые считались наиболее перспективными для освоения, оценивались [14] в 100 трлн. м<sup>3</sup>, в том числе по Западной Сибири - около 51 трлн. м<sup>3</sup> (Северные районы). По данным же «Энергетической стратегии» прогнозные ресурсы природного газа составляли [16] 127 трлн. м<sup>3</sup>. Если допустить, что в результате буровых и иных изыскательских работ получают подтверждение объемы ресурсов (то есть уже запасы) природного газа в размере хотя бы 100 - 120 трлн. м<sup>3</sup>, то исходя из современного уровня развития технологий добычи, подготовки и транспортировки природного газа можно ожидать дополнительно накопления запасов «низконапорного газа» в объемах как минимум от 5 до 10 трлн. м<sup>3</sup>. Естественно динамика их накопления будет определяться скоростью освоения новых месторождений.

Ситуацию с запасами «низконапорного газа» на обрабатываемых месторождениях и с динамикой их накопления прогнозировать несколько проще, хотя и здесь существуют проблемы, связанные с разными представлениями о том, что считать «низконапорным газом». Основным газодобывающим районом страны на обозримую перспективу (до 2020 года) остается [16] Ямало-Ненецкий автономный округ, где сосредоточено 72% всех запасов России, поэтому этот регион следует рассматривать в первую очередь. В то же время, например, по группе месторождений ООО "Кубаньгазпром" на начало 2003 года остаточные запасы природного газа составляли всего около 67 млрд. м<sup>3</sup> [16].

Как известно [17], сейчас на этапе падающей добычи находятся Уренгойское, Ямбургское, Медвежье и Вынгапуровское месторождения. Выработанность [18] утвержденных начальных запасов сеноманских залежей на этих месторождениях различна – от 81% на Медвежьем, до 49-50% на Ямбургском. По сеноманской залежи Большого Уренгоя отбор утвержденных запасов составляет в среднем 61% (без учета Песцовой площади). В ближайшем будущем ожидается [17] снижение добычи на Комсомольском и Губкинском месторождениях. Динамика исчерпания запасов природного газа по основным

месторождениям Западной Сибири (Таблица 2) свидетельствует, что к 2020 году серьезных проблем с «низконапорным газом» не будет только на Заполярном месторождении.

**Таблица 2.**

Остаточные запасы сеноманского газа по основным месторождениям Западной Сибири (% от начальных запасов) [17]

Месторождение					
	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Медвежье	16,8	13	11		
Юбилейное	49,1	24,1	14,4		
Ямсовейское	54,2	35,5	22	13,3	8,2
Вынгапуровское	20,7	19,5			
Комсомольское	36,8	23,7	15,9	11,4	
Западно-Таркосалинское	42,3	30,3	21	15,3	
Уренгойское	27,6	23,5	20,7	18,7	17,2
Ямбургское	37,3	31,2	25,2	20,6	17,3
Заполярное	77,3	59,1	41,2	28,7	20,9

В результате [19] окончание проектной разработки и начало жизни месторождений за счет «низконапорного газа» ожидается:

- по Вынгапуровскому месторождению - в 2007-2011 г.;
- по Медвежьему месторождению - в 2016-2017 г.
- по Уренгойскому месторождению:
  - Уренгойская площадь - в 2014-2019 г.,
  - Ен-Яхинская площадь - в 2021 - 2025 г.;
- по Северо-Уренгойскому месторождению - в 2017 - 2025 г.;
- по Ямбургскому месторождению (Центральная часть) - в 2024-2031 г.

В целом по Надым-Пур-Тазовскому региону остаточные запасы газа к 2010 году могут достигнуть [6] объемов 8,1 трлн. м<sup>3</sup>, в том числе высоконапорного газа 2,7 трлн. м<sup>3</sup> и «низконапорного газа» 5,4 трлн. м<sup>3</sup>. К этой величине склоняются [18] и представитель ООО «Уренгойгазпром», который считает, что целом по Ямало-Ненецкому округу остаточные запасы сеноманского газа («низконапорного газа») могут составить 4 - 5 трлн. м<sup>3</sup>.

По другим оценкам запасы «низконапорного газа» по Надым-Пур-Тазовскому региону составят [19] в 2020 году 1,5-1,3 трлн. м<sup>3</sup>, 2025 году 2,7-1,4 трлн. м<sup>3</sup> и в 2040 году сохранятся на стабильном уровне 2,4 трлн. м<sup>3</sup>.

Что касается отдельных месторождений, то по четырем из них (Таблица 3) извлекаемые запасы «низконапорного газа» сейчас составляют [17] около 560 млрд. м<sup>3</sup>

**Таблица 3.**

Объемы «низконапорного газа» в сеноманских залежах.

Запасы «низконапорного газа», млрд. м <sup>3</sup>	Месторождение				Всего
	Медвежье	Уренгойское	Ямбургское	Вынгапуровское	
Всего	166,5	774,0	404,8	38,9	1384,2
свободного	73,6	325,1	141,1	16,8	556,6
защемленного	92,9	448,9	263,7	22,1	827,6

В отсутствие четко выраженной государственной политики в отношении «низконапорного газа» и соответствующих экономических стимулов его добычи прогнозы относительно объемов его извлечения носят весьма ненадежный характер. Так, по месторождениям Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и Вынгапуровское суммарные объемы извлечения «низконапорного газа» при условии его гарантированной равномерной добычи по каждому месторождению оцениваются [19] в 2020 году в 7-10 млрд. м<sup>3</sup>, а в 2040 году – в 15-19 млрд. м<sup>3</sup>. Таким образом, за весь период добычи «низконапорного газа» до 2045 года предусмотрено [19] извлечение при указанных объемах его добычи по различным месторождениям лишь от 4 до 24 % объемов запасов этого газа.

Подводя итог, можно прийти к заключению, что в долгосрочной перспективе объемы «низконапорного газа», с которыми придется иметь дело как на уже освоенных месторождениях, включая месторождения с падающей добычей, так и на месторождениях, которые только готовятся к освоению, могут постоянно находиться на уровне не менее 4 – 5 трлн. м<sup>3</sup>.

#### 4. «Низконапорный газ»: извлечения в период падающей добычи

Эксплуатация месторождений в период падающей добычи происходит на фоне не только снижения пластового давления, но и ряда других негативных процессов, которые осложняют добычу, приводят к уменьшению дебитов скважин и росту себестоимости извлекаемого газа, а иногда и остановке скважин. К наиболее распространенным негативным явлениям относятся, например [3, 6, 7, 11, 18, 20]:

- обводнение залежи;
- образование зон защемленных объёмов газа вследствие неравномерности отработки залежи;
- деградация разрушение призабойной зоны;
- моральный и физический износ промыслового оборудования
- рост доли эродированного оборудования в устьевой обвязки;
- снижение эффективности промысловой обработки добываемого газа.

В зависимости от конкретных горно-геологических условий и качества проектных решений указанные явления могут проявляться в различной степени и на разных стадиях разработки, но в целом все они способствуют наступлению на месторождении эпохи «низконапорного газа».

В соответствии с представлениями [6] из сеноманских газовых залежей Надым-Пур-Тазовского региона при существующих технологиях добычи может быть извлечено до 90% начальных геологических запасов. В то же время на ранних этапах развития газовой промышленности рентабельные уровни промышленной газоотдачи могли [5] составлять намного ниже 90 % (55 - 78%) даже при относительно небольших расстояниях (10 – 150 км) от месторождений до потребителя. Так было [5] при эксплуатации восьми

месторождений с начальными запасами 0,59 - 30,8 млрд. м<sup>3</sup>, начальными пластовыми давлениями 4,1 - 7,9 МПа и начальными дебитами скважин 13 - 60 тыс. м<sup>3</sup>/сутки.

Естественно, гарантированная возможность извлечь из месторождений (прежде всего из сеноманских залежей) до 90% (и даже более) геологических запасов природного газа обусловлена не только благоприятными горно-геологическим условиями, но, в первую очередь, современным уровнем развития технологий добычи и совершенными технологиями проектирования освоения месторождений. По мнению различных специалистов [18, 21] системный подход к анализу технологической цепочки «пласт–скважина–газосборный коллектор–УКПГ вместе с ДКС» для каждого конкретного месторождения может помочь сформулировать технико-экономические предложения, реализация которых приведет к росту газоотдачи до 94-96% [21].

Эти предложения могут быть, в частности, объединены [21] программой структурного преобразования производства, направленной на уменьшение затрат на добычу «низконапорного газа», в том числе путем реорганизации систем сбора и подготовки газа, включая сокращение количества действующих УКПГ.

Кроме того, для извлечения «низконапорного газа» или увеличения газоотдачи пласта существует [6] очевидная необходимость проведения специальных исследований, направленных на разработку:

- новых технологий для поддержания эксплуатации скважин при низких пластовых давлениях;
- новых технологий извлечения, связанных с воздействием на пластовую систему;
- новых технологий ремонта скважин при аномально низких пластовых давлениях;
- новых методов промысловой обработки углеводородов при низких входных давлениях (менее 10 кгс/см<sup>2</sup>);
- высокоэффективного оборудования по компримированию низконапорного газа.

Отдельные работы в этом направлении, хотя и в достаточно ограниченных масштабах, уже проводились в различных научно-исследовательских организациях и на промышленных предприятиях. Так, на основании результатов теоретических и экспериментальных исследований были предложены [22] методы восстановления работоспособности скважин на поздней стадии эксплуатации месторождений. Другие исследования показали [23], что технологическое развитие ДКС северных месторождений должно подчиняться условию непрерывного повышения степени сжатия по мере снижения пластового давления. При этом повышение степени сжатия ДКС должно достигаться за счет поочередного ввода мощности ступенями сжатия в период постоянной добычи и повышения степени сжатия ГПА до обеспечения «давления забрасывания» в период падающей добычи.

В ряде работ [7, 24 - 26] были предложены схемы извлечения газа на поздних стадиях разработки, основанные на нерегулярном или периодическом отборе углеводорода. Применительно к месторождению Медвежье схема нерегулярного отбора выглядит следующим образом. После достижения газоотдачи 92% отбор ведется [24] далее до пластового давления 16 – 17 ата. Далее добывающие скважины одного или группы газовых промыслов останавливаются на срок, необходимый для восстановления пластового давления, и процесс снова продолжается до давления 16 – 17 ата. При этом, правда, следует ожидать неизбежного и значительного усложнения условий эксплуатации скважин, шлейфов и УКПГ.

Как показывают расчеты [7], при такой схеме промышленную разработку месторождения Медвежье возможно продолжить вплоть до 2040 года. При этом добыча может составить от 2,5 – 4,0 млрд. м<sup>3</sup> газа в год, а коэффициент отдачи увеличится до 94 – 95%.

Аналогичным образом для восстановления пластового давления можно воспользоваться [25] сезонной неравномерностью потребления газа. Период снижения потребления дает возможность уменьшить отборы газа на некоторых месторождениях, повысить пластовое давление и таким образом продлить срок рентабельной эксплуатации.

Возможным способом эффективного использования «низконапорного газа» может быть [25] его эжектирование и транспортировка за счет энергии других месторождений или же более глубокозалегающих горизонтов. Этот прием должен базироваться на комплексном подходе к регулированию разработки и транспортной схемы группы газовых месторождений.

Пока еще не очень распространенным методом повышения степени извлечения трудноизвлекаемых запасов «низконапорного газа» и заземленного газа следует считать нагнетание в пласт ниже уровня газо-водяного контакта инертного газа, что должно способствовать поддержанию пластового давления. Возможными вариантами может быть закачка азота [27] или продуктов сгорания природного газа [28].

В целом нельзя считать, что проблеме продления срока эксплуатации газовых месторождений и увеличение степени извлечения «низконапорного газа» за счет новых организационных, технологических или технических решений до настоящего времени уделялось достаточно внимания, тем более, что эти решения необходимо находить [24] индивидуально для каждого газового месторождения с учетом геологических, территориальных, экономических, социологических и других условий. Вероятно, наиболее перспективным может оказаться комплексное решение либо для отдельных крупных газовых месторождений либо для их групп.

## **5. Проблемы использования «низконапорного газа» на месторождении**

Проблема использования «низконапорного газа» непосредственно на месторождении или вблизи него рассмотрена во многих работах [6, 10, 19, 29 - 34] и основными возможными направлениями его вовлечения в хозяйственную деятельность специалисты считают:

1. Энергообеспечение собственно газодобывающего комплекса [7];
2. Поставка газа потребителям (например, предприятиям жилищно-коммунального хозяйства) по газораспределительным сетям низкого давления в том случае, когда добыча природного газа происходит в достаточно плотно населенных регионах, например в Краснодарском крае [11] или в Оренбургской области [8,9];
3. Использование в качестве топлива при производстве [19, 29 - 32] электрической или тепловой энергии, потребители которой находятся как вблизи газодобывающего комплекса, так и вдали него;
4. Сжижение природного газа [30] для поставок потребителям, которые могут находиться на различном расстоянии от газодобывающего комплекса;
5. Производство различной газохимической продукции [6, 30, 33, 34] (метанола, моторного топлива, диметилового или метил-трет-бутилового эфира, водорода, ароматических углеводородов, газовой сажи и др.).

Потребление «низконапорного газа» на собственные нужды, как технологические, так и бытовые, является естественным процессом, однако может привести [7] к расходованию лишь относительно небольшой части запасов. Очевидно также, что в условиях Западной Сибири, характеризующейся весьма низкой плотностью населения, не может быть и речи о создании новой многокилометровой газотранспортной системы низкого давления, которая обеспечивала бы газом промышленные объекты и объекты жилищно-коммунального хозяйства.

Третье направление использования «низконапорного газа» предполагает [19, 29 - 31] строительство электрогенерирующих объектов (тепловых электростанций или блоков химических генераторов тока – топливных элементов) вблизи кустов скважин, но вдали от центров потребления электрической энергии, или же замену (вытеснение) на существующих энергообъектах «низконапорным газом» газа высокого давления. Освобождаемые же объемы «высоконапорного газа» могут быть направлены в магистральные газопроводы для поставок в другие регионы страны.

При оценке возможных объемов потребления «низконапорного газа» с месторождений ЯНАО электрогенерирующими мощностями Тюменской области разные исследователи приводят величины, которые значительно разнятся между собой. Так, по мнению [19] максимальные объемы «низконапорного газа», которые могла бы потребить энергетическая система Тюменской области, оцениваются для новых электростанций в 2020 г. – 1,5 млрд. м<sup>3</sup>, а в 2030 г. – 4,5 млрд. м<sup>3</sup>. При использовании же «низконапорного газа» взамен газа из магистральных газопроводов и взамен дизельного топлива: в 2010 г. 15 – 16 млрд. м<sup>3</sup>, в 2015 г. - 15,4-16 млрд. м<sup>3</sup>, в 2020 г. 15,4 – 1,6 млрд. м<sup>3</sup> и в 2030 г. - 16,9-17,1 млрд. м<sup>3</sup>.

Однако авторы [19] сами же ставят под сомнение возможность осуществления планов по замене магистрального газа высокого давления «низконапорным газом», поскольку расстояние от основных электростанций области до разрабатываемых месторождений газа составляет не менее 500 км, что вряд ли приемлемо и экономически обоснованно для транспорта «низконапорного газа».

Таким образом, наиболее реалистичным им представляется использование «низконапорного газа» на вновь построенных электрогенерирующих объектах, поскольку их размещение может быть осуществлено с учетом подачи на них именно такого топлива. При этом по экономическим соображениям самым перспективным объектом может быть [19] Уренгойская ГРЭС мощностью 2,5-3 млн. кВт с потреблением 4-4,5 млрд. м<sup>3</sup> газа год, поскольку расстояние от этого объекта до ближайшего Уренгойского месторождения может составлять всего 70-80 км.

Реальным может быть и использование [19] «низконапорного газа» на ряде децентрализованных источников электроснабжения в районах Надьма и Ямбурга, которые размещаются вблизи разрабатываемых месторождений и мощность которых составляет около 120 МВт, а в перспективе может быть удвоена. С учетом этого объемы потребления «низконапорного газа» могут составить в период с 2015 г. до 2030 г. 4,5-5 млрд. м<sup>3</sup> в год.

Дополнительная потребность в «низконапорном газе» может возникнуть в случае, если развитие российской экономики будет сопровождаться значительным ростом энергопотребления в Европейской части, обеспечить который можно будет за счет передачи энергии из Тюменской энергосистемы по ЛЭП высоких и сверхвысоких напряжений с электрогенерирующих мощностей вблизи разрабатываемых месторождений газа.

В свою очередь, оценки возможного потребления «низконапорного газа» в энергетической системе Тюменской области, проведенные в [30], выглядят намного скромнее. В соответствии с ними на новых энергообъектах и в результате замены дизельного топлива «низконапорным газом» на уже существующих электростанциях удастся утилизировать в течение 50 лет лишь по 1 млрд. м<sup>3</sup> газа в год.

Таким образом, очевидна необходимость новых исследований относительно возможных объемов потребления «низконапорного газа» электрогенерирующими мощностями в тесной связи с перспективами развития экономики страны, определяемой планами социально-экономического развития и энергетической стратегии, как на уровне отдельных регионов, так и страны в целом.

Рассматривая перспективы использования «низконапорного газа» в качестве источника топлива при производстве электроэнергии, следует принять во внимание, что существуют определенные технологические требования к давлению газа, подаваемого и на форсунки газовых котлов. Нормальным для функционирования стандартного оборудования является давление газа 12-15 кгс/см. Поэтому выбор между компримированием «низконапорного газа» до эксплуатационного давления газа для стандартного газового котла или до давления магистрального газопровода может оказаться с экономических позиций в пользу последнего. Таким образом, существует потребность в разработке и использовании энергоэффективного оборудования, которое может быть использовано при пониженных давлениях газа.

Четвертое направление использования «низконапорного газа» связано с его превращением в сжиженный природный газ (СПГ), перевозка которого является единственной (пока) альтернативой транспортировке по трубопроводам. В настоящее время в сжиженной форме на международный рынок поступает [1] около четверти всего экспортируемого газа, при этом рынок СПГ растет ежегодно на 5-10%. Россия пока значительно отстает в сфере производства СПГ - в нашей стране не производится оборудования для крупнотоннажного сжижения природного газа, отсутствует опыт по созданию соответствующих объектов. Отработка технологий по производству СПГ из «низконапорного газа» могла бы привести к созданию собственной индустрии, имеющей как предприятия по производству необходимого оборудования различных типоразмеров, так и средств доставки СПГ. По данным [30] в ценах 2003 года капитальные вложения для создания производства СПГ мощностью 10 млрд. м<sup>3</sup> в год составляют около 2,1 млрд. рублей.

Однако применительно к территориям, где сосредоточено основное производство природного газа, серьезную проблему представляет [34] отсутствие развитых транспортных магистралей, по которым можно было бы осуществлять перевозки СПГ. Эту проблему необходимо решать, разработав и реализовав развитую транспортную схему для газодобывающих регионов, которая должна обеспечить доставку и СПГ, и других возможных продуктов газохимического производства.

Проблемы, которые возникают при использовании «низконапорного газа» для производства газохимической продукции, имеют много общего с тем, что имеет место для производства СПГ. Первая, и главная проблема, это наличие обустроенных транспортных путей, поскольку практически вся продукция, которую можно получать из природного газа, в обычных условиях представляет собой жидкости (моторные топлива, ароматические углеводороды, метил-трет-бутиловый эфир), транспортируемые в цистернах или иных емкостях. Кроме того, необходимы маркетинговые исследования для оценки объемов потребления газохимических продуктов в среднесрочной и долгосрочной перспективе по отдельным регионам России и за рубежом (естественно, с учетом транспортного фактора, прогноза цен на газ и на аналогичную продукцию, производимую из нефти), чтобы определить рентабельность производства каждой позиции.

Вероятно, проще всего обстоит дело с метанолом. По данным Methanol Market Services Asia за период с 2001 по 2006 год потребление метанола в мире выросло на 4,26 млн. тонн, или в среднем на 2,6% в год, а с 2006 по 2011 год ожидается увеличение потребления еще на 5,17 млн. тонн.

В 2005 году производство метанола в Российской Федерации составило 2,5 млн. тонн, при этом экспортировано было 1,44 млн тонн. По прогнозам аналитиков нефтехимической отрасли к 2011-2012 годам производство метанола в России может увеличиться до 3,6 млн тонн, при этом внутреннее потребление возрастет где-то до 2,2 млн. тонн.

Таким образом, можно ожидать, что метанол, произведенный из «низконапорного газа», найдет сбыт и в России, и за рубежом. Правда и здесь для реализации технологической схемы давление газа должно быть достаточно высоким.

Один из вариантов расчетов показывает [30], что для установки по производству метанола мощностью 400 тыс. т/год потребуются капитальные вложения в размере 304 млн долл. США. При этом ежегодное потребление газа в качестве сырья и энергоносителя будет составлять немногим больше 370 млн. м<sup>3</sup>, или за десятилетний срок эксплуатации – около 4 млрд. м<sup>3</sup>.

На базе «низконапорного» можно создавать также крупнотоннажные производства моторных топлив или их эфирных аналогов (в том числе по схеме GTL – gas to liquid). В соответствии с оценками [33] (Таблица 4) в Западно-Сибирском регионе ожидается значительный рост потребления дизельного топлива, особенно зимнего и арктического сортов. К 2030 году этот прирост должен составить 45 - 55 %, или в абсолютных величинах - 2,2 - 2,8 млн. тонн/год.

**Таблица 4.**

**Прогноз потребности в дизельном топливе потребителей Западно-Сибирского региона на период до 2030 г. (тыс. тонн/год.)**

Регион	2005 г.	2010г.	2020 г.	2030 г.
Тюменская обл.	2050-2170	2340-2460	2710-2970	3080-3340
в т.ч. Ямало-Ненецкий АО	490-520	570-600	680-750	800-870
в т.ч. Ханты-Мансийский АО	750-800	860-910	980-1080	1090-1190
Южные районы	810-850	910-950	1050-1140	1190-1280
Новосибирская обл.	630-670	750-790	880-960	980-1060
Омская обл.	680-720	750-790	850-930	910-990
Томская обл.	270-290	300-320	350-390	380-420
Кемеровская обл.	720-760	800-840	900-980	960-1040
Алтайский край	640-680	720-760	820-900	880-960
<b>Итого</b>	<b>4990-5290</b>	<b>5660-5960</b>	<b>6510-7130</b>	<b>7190-7810</b>

Но удовлетворение этих растущих потребностей за счет «низконапорного газа» опять будет осложняться из-за отсутствия развитой транспортной системы, конкуренции со стороны продуктов, произведенных не только из нефтяного сырья, но и в других регионах. Поэтому и эта возможность использования «низконапорного газа» должна быть проанализирована с точки зрения социально-экономического развития Западно-Сибирского и прилегающих регионов и изменения цен на углеводородное сырье.



По оценкам некоторых исследователей [3], осуществивших разносторонний анализ ситуации, в 10 – 20-летней перспективе в Надым-Пур-Тазовском регионе возможно строительство двух, как максимум трех, газохимических комплексов с потреблением 6 – 7 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Других реальных возможностей по использованию «низконапорного газа» в регионе по их мнению практически не имеется.

Завершая этот раздел, следует еще раз подчеркнуть, что рентабельность различных производств, использующих в качестве сырья «низконапорный газ» в непосредственной близости от газодобывающих комплексов Западной Сибири, будет зависеть и от цен на газ и от транспортной схемы, обеспечивающей поставки произведенной продукции к потребителю. При этом, поскольку производство каждого из перечисленных видов продукции, сырьем для которых может оказаться «низконапорный газ», вряд ли сможет решить проблему утилизации «низконапорного газа», необходимы технико-экономические и социально-экономические оценки возможностей и последовательности создания нескольких целевых производств, оптимально размещенных к тому же вблизи газодобывающих комплексов.

## **6. «Низконапорный газ»: социально-экономические проблемы газодобывающих регионов**

В настоящее время [34] в главном газодобывающем регионе страны – Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО), где добывается более 80% и содержится более 72% запасов природного газа России, собственные производственные мощности удовлетворяют потребности экономики округа в горюче-смазочных материалах лишь на 10%, а потребности в электроэнергии – приблизительно лишь на 15%. При этом по плотности транспортных магистралей общего назначения ЯНАО занимает [34] одно из последних мест среди субъектов РФ, а из 108 населенных пунктов, расположенных на территории округа, только 21 имеет выход на автомобильные дороги с твердым покрытием.

Неразвитость транспортной инфраструктуры не только осложняет завоз энергоресурсов, в частности продуктов переработки нефтегазового сырья, но и делает практически нерентабельным производство любых газохимических продуктов или СПГ вблизи газодобывающих комплексов, и, в первую очередь, из «низконапорного газа», поскольку в этих условиях невозможно осуществлять их крупнотоннажные поставки в другие регионы. В итоге округ не способен обеспечить ни собственную энергетическую безопасность, ни диверсифицировать окружающую экономику.

Доминирующим видом транспорта в ЯНАО являются магистральные газопроводы. В округе создана крупнейшая в мире система газопроводного транспорта с пропускной способностью более 560 млрд. м<sup>3</sup>, соединяющая месторождения природного газа округа с Единой системой газоснабжения страны и европейскими рынками. Однако экспортная нацеленность газовых магистралей исключительно на Запад определяет также уязвимость газодобывающей промышленности округа от политических решений Европейского сообщества.

Переход основных газовых месторождений округа в стадию падающей добычи, увеличение доли «низконапорного газа» и рост себестоимости добываемого газа объективно подталкивают [35] газодобывающие компании, в том числе ООО «Газпром», к переносу своей деятельности на новые месторождения, что чревато снижением активности или даже прекращением производства на нерентабельных для них выбывающих месторождениях. Весьма вероятным следствием переноса активности газодобывающих компаний на новые месторождения может быть сокращение

численности персонала (местных жителей), как работающего в непосредственно в компаниях, так и занятого в системе их обслуживания.

Таким образом, продление жизненного цикла базовых месторождений за счет использования «низконапорного газа» имеет крайне важный социальный аспект – это позволит на длительный период обеспечить занятость населения в городах, построенных для эксплуатации существующих, а в перспективе – и вновь вводимых месторождений. При этом следует иметь в виду, что проблема утилизации больших объемов «низконапорного газа» вдали от центров потребления – масштабная и сложная задача, которая до сих пор не имела аналогов. Ее не решить без вовлечения «низконапорного газа» в качестве энергоресурса для выработки электроэнергии и в качестве сырья для производства газохимической продукции или СПГ, а также без привлечения бизнес-структур, которые могут обеспечить достаточно высокую рентабельность в процессах утилизации «низконапорного газа».

Таким образом, стратегическими задачами в решении социально-экономических проблем ЯНАО и сохранения занятости населения должны быть:

- развитие транспортной инфраструктуры, для перемещения и поставок новых видов продукции;
- создание условий для передачи отдельных газовых промыслов с падающей добычей предприятиям среднего малого бизнеса.

Аргументом в пользу того, что более мелкие производственные структуры могут добиться большей рентабельности производства, например, за счет снижения организационных и технических расходов, служит сопоставление [1] показателей деятельности ООО «Газпром» и средних газодобывающих компаний (Таблица 5).

**Таблица 5.**

Сравнительные показатели газодобывающих компаний (2004 год)

Компания	Размер месторождений (среднее по трем крупнейшим), трлн. м <sup>3</sup>	Выручка на одного сотрудника, тыс. долларов США	Добыча газа на одного сотрудника (по всем подразделениям компании), млн. м <sup>3</sup>
Газпром	4626	77	1,6
НОВАТЭК	474	133	4,9
ИТЕРА	128	627	17,3
Норгаз	316	557	13,7

Что касается условий передачи добывающих и транспортных мощностей. А также сервисных предприятий на праве аренды или собственности, то это может быть предметом специального изучения с учетом конкретного состояния промысла, уровня добычи, места расположения скважин и т.д.

В соответствии с таким подходом должны быть рассмотрены [35] такие решения, как:

- создание для малых и средних компаний условий недискриминационного доступа к объектам производственной инфраструктуры (транспортной системе, которая входит в состав инженерных коммуникаций ранее обустроенных месторождений), а также трубопроводам, установкам по подготовке газа, товарным паркам;
- создание условий инвестирования в малые нефтегазовые проекты (что связано с расширением области применения упрощенных процедур лицензирования, выдачи различных разрешительных документов и т.д.);
- формирование рынка услуг специализированного характера (буровых, геофизических, ремонтных и т.д.).

## **7. «Низконапорный газ»: ценовая и налоговая политика, влияющая на его добычу**

Основные принципы и направления ценовой и налоговой политики в газовой отрасли сформулированы в «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года» [16]. Необходимым считается реформирование налоговой политики таким образом, чтобы новая налоговая система стимулировала как освоение малых и средних месторождений газа, так и эксплуатацию месторождений на поздних стадиях разработки:

«С целью надежного удовлетворения потребностей экономики страны в газе, повышения эффективности функционирования и развития газовой промышленности необходимо осуществление долгосрочной государственной политики, предусматривающей:...

совершенствование недропользования и налогообложения в целях создания условий и стимулов для наращивания добычи и разработки новых газовых месторождений, в том числе малых и средних, эксплуатации месторождений на поздних стадиях разработки и с трудноизвлекаемыми запасами газа...».

Дополнительным стимулом для освоения месторождений с трудноизвлекаемыми и падающими запасами должно быть повышение цен на газ и реализацией его как на регулируемом, и так и нерегулируемом секторах газового рынка:

«При этом предусматривается:.....

- поэтапное повышение цен на газ на внутреннем рынке, переход к реализации газа по рыночным ценам для обеспечения самофинансирования субъектов рынка, объективной оценки потребительских свойств газа;
- переход от регулирования оптовой цены на газ к установлению единого для всех производителей газа тарифа за его транспортировку.....».

При наличии дефицита газа (по мнению экспертов [1] дефицит газа уже в неявном виде ощущается в экономике России) именно рост цены на газ может оказаться главным стимулом для эксплуатации месторождений с «низконапорным газом» и внедрения энергосберегающих (газосберегающих) технологий при добыче, транспорте и потреблении газа в различных отраслях экономики.

В настоящее время в Российской Федерации основная часть добываемого природного газа отпускается по регулируемым государством ценам, но это распространяется только на относительно газодобывающие

крупные компании (ОАО «Газпром», ОАО «Якутгазпром», ОАО «Норильскгазпром», ОАО «Камчатгазпром» и ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» и аффилированные с ними организации.

Для обоснования цены газа для каждого региона и ее изменения во времени разработана и введена в действие сложная система взаимно-увязанных нормативно-правовых и инструктивно-методических документов [36 - 47], которые регулярно подвергаются корректировке. При государственном регулировании цен на газ и тарифов на услуги по транспортировке газа учитываются экономически обоснованные затраты, прибыль, а также уровень обеспечения газодобывающих компаний финансовыми средствами на расширение добычи газа, сети газопроводов и подземных хранилищ газа, но не более того. В целом результат этой деятельности можно охарактеризовать следующим образом:

- в стране разработан и реализован завершённый механизм государственного регулирования цен (тарифов) на товары и услуги в сфере газовой промышленности;
- сформулирован единый понятийный аппарат, в котором отсутствует термин «низконапорный газ»; (поэтому такое явление как «низконапорный газ» для целей государственного регулирования необходимо либо описывать в принятых терминах, либо модифицировать существующий понятийный аппарат, либо не распространять на него государственное регулирование);
- механизм государственного регулирования построен таким образом, что он позволяет жёстко контролировать деятельность подпадающих под него организаций, не позволяя при этом гибко и адекватно реагировать на быстро меняющиеся внутренние и внешние факторы;
- механизм не стимулирует добычу дополнительных объёмов газа, вовлечение в баланс малодебитных месторождений и трудноизвлекаемых источников газа у газодобывающих компаний и внедрение энергосберегающих технологий и повышения эффективности использования углеводородного сырья у потребителей газа.

Таким образом, можно считать одним из решений, стимулирующих добычу «низконапорного газа», переход от регулируемых государством цен на него к свободным ценам, устанавливаемым рыночными законами, особенно в условиях дефицита газа. Однако сам вопрос, какие объёмы газа могут поступать на свободный рынок, с каких месторождений, как они должны соотноситься с регулируемыми ценами, требует дополнительных исследований.

Вторая возможность стимулировать добычу «низконапорного газа» или газа из трудноизвлекаемых источников заключается в совершенствовании налогового законодательства, перехода от «плоской» шкалы на добычу полезных ископаемых к системе, учитывающей особенности добычи газа, то есть к дифференцированной системе налогообложения. В наилучшем варианте дифференцированная система налогообложения газового сектора должна удовлетворять [2] целому ряду требований:

- учитывать различие месторождений по географическому положению, горно-геологическим условиям, качеству запасов и стадии их разработки;
- базироваться на объективной исходной информации;
- быть понятной для всех сторон, участвующих в процессе недропользования;
- учитывать как интересы государства, так и недропользователей;
- стимулировать недропользователей к применению современных энергосберегающих технологий, повышающих эффективность добычи углеводородного сырья;

- обеспечивать эксплуатацию месторождений в соответствии с проектными документами и способствовать соблюдению сроков освоения месторождения;
- гарантировать государству некоторый минимальный уровень рентных доходов.

Опыт реализации различных схем налогообложения нефтегазового сектора в других странах (Канада, США и др.), показывает [2], что дифференцированное налогообложение выгодно и государству, и недропользователям.

Государство как собственник недр получает возможность:

- извлекать дополнительный рентный доход при разработке высокорентабельных объектов;
- поддерживать устойчивое функционирование нефтегазового сектора в условиях низких цен на нефть и газ на мировых рынках;
- стимулировать разработку новых месторождений;
- стабилизировать добычу углеводородного сырья на малорентабельных объектах;
- стимулировать развитие независимых малых и средних нефтегазовых компаний, которым, как правило, достаются сложные и низкорентабельные месторождения.

Для недропользователей (за исключением тех, которые разрабатывают высокорентабельные месторождения) механизмы дифференцированного налогообложения позволяют [2] увеличивать массу и норму прибыли. При этом, что существенно, растет объем производства а затем и расширение рентного дохода.

Недостатки введения дифференцированного налогообложения для государства выражаются [2] в усложнении нормативно-правовой и инструктивно-методической базы и в более громоздкой системе контроля недропользователей. При этом государству необходимо организовать:

- систему мониторинга процессов освоения месторождений и добычи углеводородного сырья по целому ряду показателей, включая выработанность запасов, дебиты скважин, характера добываемой продукции и др. на предмет соответствия лицензионным соглашениям и проектным документам;
- институт справочных цен, применяемых для определения налогооблагаемой базы;
- систему регулирования и контроля обоснованности издержек добывающих предприятий.

С другой стороны, у недропользователей возникают проблемы, связанные:

- с установкой и поддержанием измерительных систем (например, дебитов отдельных скважин);
- с увеличением расходов на технологическое оборудование и природоохранные мероприятия;
- с внедрением раздельного учета затрат и результатов по разным объектам;

Определенный опыт применения гибкого налогообложения в России также имеется. Так в 1998 году была утверждена [48] методика дифференциации специальных налогов применительно к акцизам на нефть. В соответствии с этой методикой дифференциация средневзвешенной ставки акциза на нефть должна была осуществляться для отдельных месторождений по совокупности их горно-геологических и экономико-географических факторов. В качестве факторов, характеризующих их горно-геологические и экономико-географические условия месторождений, были приняты:

- коэффициент извлечения нефти;
- накопленный отбор нефти от начальных извлекаемых запасов;
- степень обводненности добываемой продукции;
- районный коэффициент к заработной плате, характеризующий природно-климатические условия;
- расчетная ставка транспортного тарифа.

В результате ставка акциза для конкретного месторождения должна зависеть от ряда поправочных коэффициентов, которые учитывали в том числе:

- этап/период освоения месторождения;
- качество запасов (глубина залегания основных объектов, расстояние до магистрального трубопровода, размер месторождения, уровень обводненности извлекаемой продукции);
- удаленность участка недр от основных рынков сбыта продукции (через соотношение фактического и среднеотраслевого транспортного тарифа);
- сложность климатических условий освоения участка недр (через соотношение фактического и среднеотраслевого районного коэффициента заработной платы).

В 2005 году рабочей группой по совершенствованию нормативно-правовой базы топливно-энергетического комплекса при Росэнерго была разработана [49] новая версия методики дифференциации налога на добычу для нефти.

Этот опыт и другие наработки в области совершенствования налогообложения в нефтегазовом секторе могут быть положены [48] в основу формирования рентоориентированной системы налогообложения в газодобывающей промышленности России, включающей:

- дифференциацию налога на добычу (со специфической ставкой, выраженной в руб./1000 м<sup>3</sup> газа);
- решение проблем трансфертного ценообразования в нефтегазовом секторе;
- переход на адвалорную (выраженную в процентах) дифференцированную ставку на налога на добычу (роялти);
- введение налог на дополнительный доход с адекватным снижением уровня налога на добычу;
- отмена налога на добычу (роялти) для малорентабельных месторождений и месторождений с падающей добычей.

Однако все эти предложения требуют детальной проработки, поскольку ошибки при оценки различных факторов могут скорее повредить, чем помочь решению проблемы добычи «низконапорного газа» или освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

## 8. Заключение

Вовлечения в топливно-энергетический баланс страны (или в процессы газохимического производства) природного газа средних и малых месторождений, малодобитных месторождений, месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, и, особенно, «низконапорного газа», может оказать благотворное влияние на решение крупных социально-экономических задач как в масштабах отдельных регионов (а том числе газодобывающих), так и в масштабах всей страны. Как показывает анализ, кардинальное решение проблемы вовлечения может быть осуществлено при изменении ценовой политики, в первую очередь за

счет создания рыночных условий для реализации газа, добытого из перечисленных источников, и введения дифференцированной системы налогообложения для газовой отрасли. Дополнительно можно повысить рентабельность добычи «низконапорного газа» за счет совершенствования технологий добычи и подготовки газа, повышения эффективности ремонтных работ, разработки и внедрения новых методов повышения газоотдачи, изменения режимов отбора газа, реконструкции оборудования для компримирования газа, за счет перевода части газопроводов на прокачку газа при низком давлении, если газодобывающий комплекс находится на относительно небольшом расстоянии от потребителей. Безусловно, деятельность по развитию перечисленных подходов и приемов требует достаточно серьезных материальных и временных затрат, тем более, что в зависимости от конкретных горно-геологических, климатических или географических условий будет меняться их приемлемость и эффективность.

«Низконапорный газ» или газ, нерентабельный по причинам сложности добычи, может стать энергоносителем для производства тепловой и электрической энергии как вблизи газодобывающего комплекса, так и в некотором удалении от него с ориентацией на местного потребителя или с расчетом на дальний транспорт электроэнергии по ЛЭП. Угледородного газ может также стать сырьем для производства вблизи газодобывающего комплекса широкой номенклатуры газохимических продуктов – моторного топлива, метанола, газовой сажи, метил-трет-бутиловый эфира, ароматических соединений, диметилового эфира и др. Он может быть также сжижен и превращен в продукт, пригодный для транспортировки на большие расстояния без применения магистральных газопроводов.

Для реализации всех или части перечисленных направлений утилизации «низконапорного газа» понадобится совершенствовать соответствующие уже существующие технологии или разрабатывать новые технологические и конструкторские решения, а также проводить маркетинговые исследования, учитывающие потребность в каждом продукте в среднесрочной или долгосрочной перспективе, условия его доставки, запасы сырья и др. Для регионов, подобных ЯНАО, может стать вопрос развития транспортной инфраструктуры для поставок произведенной продукции, и эту проблему также придется решать, оптимизируя региональные и федеральные интересы.

Для активного вовлечение малого и среднего бизнеса в решение проблемы «низконапорного газа» можно предложить передавать в аренду или в безвозмездное пользование объекты по добыче и подготовке газа, принадлежащих крупным газодобывающим компаниям, либо предприятий обслуживающей их инфраструктуры.

В силу объективно более низких удельных затрат на производство у малых и средних предприятий и стремления крупных компаний уходить с месторождений с падающей добычей такой подход может оказаться весьма полезным в решении социально-экономических проблем регионального плана.

Решения для упомянутого комплекса проблем можно попытаться найти в рамках целевой программы с привлечением средств как федерального и регионального бюджетов, так и средств газодобывающих компаний. В нее можно включить разделы (или подпрограммы), посвященные разработке:

1. Системы дифференцированного налогообложения, стимулирующей извлечение «низконапорного газа» и увеличение газоотдачи пластов и учитывающей горно-геологические условия в месте добычи природного газа, стадию эксплуатацию, удаленность месторождения и иные факторы, повышающие себестоимость продукции;

2. Программ социально-экономического развития регионов, где находятся месторождения с падающей добычей или с «низконапорным газом», учитывающих снижение добычи газа и необходимость замещения существующей производственной базы наукоемкой диверсифицируемой промышленностью;
3. Программ обеспечения экологической и энергетической безопасности газодобывающих регионов в связи с изменением промышленной базы и развитием транспортной и социальной инфраструктуры;
4. Топливо-энергетических балансов территорий, на которых расположены месторождения с «низконапорным газом», и территорий, прилегающих к ним, с целью определения на среднесрочную и долгосрочную перспективу потребности в различных видов углеводородного топлива (жидкого и газообразного, в том числе сжиженного природного газа);
5. Стратегий обеспечения энергетической безопасности соответствующих территорий с учетом «вклада низконапорного газа» и развития транспортной инфраструктуры;
6. Системы налогообложения при производстве углеводородных топлив и иной газохимической продукции, стимулирующей их производство и учитывающей условия производства, его удаленность и иные факторы, удорожающие производство;
7. Маркетинга на среднесрочную и долгосрочную перспективу потребности в различных газохимических продуктах и их стоимости на внутреннем и мировом рынках;
8. Новых проектных решений по повышению газоотдачи пластов в ходе нормальной эксплуатации месторождения (практически это должно отдалить момент перехода месторождений в стадию падающей добычи);
9. Новых методов повышения газоотдачи пластов или повышения пластового давления как на стадии падающей добычи, так и на месторождениях с низким пластовым давлением, которые являются кандидатами на ликвидацию;
10. Технологий ускоренного и малозатратного строительства газовых сетей низкого давления для поставки природного газа на относительно небольшие от скважин расстояния;
11. Технологий использования «низконапорного газа» в качестве энергоресурса для теплоэлектроэнергетических установок относительно небольшой мощности;
12. Технологий и установок (топливных элементов) производства электроэнергии для местных и относительно малоудаленных потребителей;
13. Технологий и оборудования для аккумулирования электроэнергии, произведенной вблизи месторождений с «низконапорным газом»;
14. Технологий и установок по производству различных газохимических продуктов из газа, поступающего при относительно небольшом давлении;
15. Технологий сжижения, хранения и транспорта природного газа при условии создания установок относительно небольшой мощности;
16. Технологий, установок и оборудования по использованию «низконапорного газа» в качестве сырья для получения водорода.

## **9. Источники информации**

[1] Россия в энергетическом мире. Инновационное бюро «Эксперт», М., 2006.

[2] Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. «Подходы к дифференцированию налогообложения в газовой промышленности». Новосибирск, ИЭОПП СО РАН, 2006, 172 сс.

[3] Елистратов В.В., Коломийцев В.В. «Основные проблемы эксплуатации крупнейших газовых месторождений Надым-Пур-Тазовского региона на завершающей стадии». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования



- низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003, стр 104.
- [4] «Российская газовая энциклопедия». Гл. ред. Вяхирев Р.И. Из-во «Большая Российская энциклопедия», М., 2004, 525 сс.
- [5] Гацулаев С.С., Канашук В.Ф., Игнатенко Ю.К. «Разработка и эксплуатация группы газовых месторождений». Недра, М., 1972, 232 с
- [6] Тер-Саркисов Р.М., Ставкин Г.П., Цыбульский П.Г., Степанов Н.Г. «Уровни добычи и запасы низконапорного газа на месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003, стр. 17.
- [7] Облеков Г.И., Облеков Р.Г. «Классификация запасов углеводородов (природный газ). Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003, стр.66.
- [8] Иванов С.И., Столыпин В.И., Молчанов С.А., Морозов М.М., Зубанова Е.А. «Утилизация низконапорных газов на объектах добычи и переработки в ООО «Оренбурггазпром». Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2006, №7, стр. 32.
- [9] Иванов С.И. «Использование сероводородсодержащего низконапорного газа в ООО «Оренбурггазпром». Расширенное совещание рабочей группы по проблемам и перспективам комплексного использования низконапорного газа (Надым, 01 декабря 2006 г.).
- [10] Васильев Г.М. «Вовлечение низконапорного природного газа в топливно-энергетический баланс ЯНАО». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003, стр. 73.
- [11] Павленко Б.А. «Основные направления решения доизвлечения остаточных запасов природного газ». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003, стр. 184.
- [12] Приказ Министерства природных ресурсов от 1 ноября 2005 года №298 «Об утверждении классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов»; зарегистрирован в Минюсте России 23 декабря 2005 года, №7296. (Вводится с 1 января 2008 года).
- [13] Постановление Совета Министров СССР от 8 апреля 1983 года №299 «Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов».
- [14] Гриценко А.И., Крылов Н.А., Аленин В.В., Ступаков В.П.. «Нефть и газ России в XXI в: прогноз добычи и развития сырьевой базы». Минеральные ресурсы России, 2001 №3.
- [15] Аналитический доклад Рабочей группы РСПП по реформированию газовой отрасли «Концепция РСПП по реформированию газовой отрасли и развитию рынка газа», 2001 – 2003 гг.
- [16] Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г., N 1234-р «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года».
- [17] Крылов Г.В., Маслов В.Н. «Проблемы и перспективы использования низконапорного газа на месторождении Медвежье». Расширенное совещание рабочей группы по проблемам и перспективам комплексного использования низконапорного газа (Надым, 01 декабря 2006 г.).
- [18] Ланчаков Г.А. «Перспективы устойчивой работы Уренгойского нефтегазодобывающего комплекса на поздней стадии разработки». Расширенное совещание рабочей группы по проблемам и перспективам комплексного использования низконапорного газа (Надым, 01 декабря 2006 г.).

- [19] Волчков В.И. «Экономически эффективное расширение топливной базы электроэнергетики за счет использования низконапорного природного газа». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003., стр. 242.
- [20] Тер-Саркисов Р.М., Илатовский Ю.В., Бузинов С.Н., Медко В.В., Харитонов А.Н., Нифантов В.И., Казарян В.П., Серегина Н.В. «Особенности добычи низконапорного газа». Газовая промышленность, 2005, №11, стр. 67.
- [21] Карасевич А.М., Нанивский Е.М. «Методология решения проблемы добычи и использования низконапорного газа». Расширенное совещание рабочей группы по проблемам и перспективам комплексного использования низконапорного газа (Надым, 01 декабря 2006 г.).
- [22] Тер-Саркисов Р.М., Илатовский Ю.В., Бузинов С.Н., Медко В.В., Харитонов А.Н., Нифантов В.И., Казарян В.П., Серегина Н.В. «Особенности добычи низконапорного газа». Газовая промышленность, 2005, №11, стр. 67.
- [23] Барцев И.В. «Оборудование ДКС для довыработки месторождений природного газа». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003, стр. 121.
- [24] Облеков Г.И. Архипов Ю.А., Гордеев В.Н. «Технология повышения выработки запасов месторождения природных газов». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003., стр. 98.
- [25] Кекух С.Г. «Ресурсы и запасы низконапорного газа сеноманских газовых залежей Ямало-Ненецкого автономного округа». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003., стр. 79.
- [26] Маслов В.Н., Лапердин А.Н. «Оценка объемов и перспективы использования низконапорного газа в Надым-Пур-Тазовском регионе». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003, стр. 113.
- [27] Тер-Саркисов Р.М., Степанов Н.Г., Николаев В.А., Гужов Н.А. «Технология добычи низконапорного газа на базе закачки в пласт азота». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003, стр. 141.
- [28] Тер-Саркисов Р.М., Немировский М.С. «Альтернативные источники инертного газа для повышения газоотдачи пласта в период окончания разработки месторождения». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003, стр. 179.
- [29] Резуненко В.И., Пономарев В.А., Ершов С.Е., Зотов Г.А., Кривошеин Б.Л. «Проблемы и перспективы добычи и утилизации низконапорного газа». Газовая промышленность, 2002, №5, стр. .
- [30] Носов А.М. «Возможные технологии использования низконапорного газа на территории Ямало-Ненецкого автономного округа». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии

социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003., стр. 191.

[31] Жученко И.А. «Перспективы эффективности использования низконапорного газа в субъектах Российской Федерации». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003, стр. 108.

[32] Васильев Г.М. «Использование низконапорного газа для производства тепла и электроэнергии в ЯНАО». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003, стр. 298.

[33] Шурупов С.В., Кессель И.Б., Кисленко Н.Н. «Переработка низконапорного газа Надым-Пур-Тазовского региона в синтетические жидкие углеводороды». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003., стр. 214.

[34] Конторович А.Э., Кулешов В.В., Суслов В.И. «Состояние и перспективы социально-экономического развития Ямало-Ненецкого автономного округа». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003, стр. 45.

[35] Ким А.М. «О комплексном освоении ресурсов углеводородного сырья на территории Ямало-Ненецкого автономного округа во взаимосвязи с устойчивым социально-экономическим развитием региона». Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов» (Надым, март 2003 года), М., ООО «ИРЦ Газпром», 2003, стр. 34.

[36] Федеральный закон Российской Федерации от 31 марта 1999 г. №69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации».

[37] Указ Президента Российской Федерации от 28 февраля 1995 г. №221 «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен (тарифов)».

[38] Постановление Правительства Российской Федерации от 07 марта 1995 г. №239 «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен (тарифов)» (с изменениями от 8 февраля, 15 апреля и 31 июля 1996 г., 30 июня 1997 г., 30 июля и 28 декабря 1998 г., 6 февраля, 7 мая, 16 июня и 20 августа 2001 г., 2 апреля 2002 г., 12 декабря 2004 г.).

[39] Постановление Правительства Российской Федерации от 20 декабря 2000 года №1021 «О государственном регулировании цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке на территории Российской Федерации (с изменениями, внесенными постановлением Правительства Российской Федерации от 22 мая 2002 года №328).

[40] Методические указания по регулированию розничных цен на газ, реализуемый населению (Приказ ФСТ России от 23 ноября 2004 года №194-7/12).

[41] Методические указания по регулированию тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям (утв. Постановлением ФЭК Российской Федерации от 28 октября 2003 г. №88-7/1 с учетом изменений и дополнений, внесенных приказом ФСТ России от 26 октября 2004 г. №142-7/1).

[42] Временные положения о государственном регулировании дифференцированных оптовых цен на газ (в редакции постановления ФЭК РФ от 28.01.2004 г. №6 – э/12).

- [43] Методические указания по регулированию розничных цен на газ, реализуемый населению (Приложение к Приказу Федеральной службы по тарифам РФ от 23 ноября 2004 года № 194 – э/12).
- [44] Методика расчёта тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам (Приложение к Приказу Федеральной службы по тарифам РФ от 23 августа 2005 года № 388 – э/1).
- [45] Методические указания по регулированию тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям (Приложение к Приказу Федеральной службы по тарифам РФ от 15 августа 2006 года № 186 – э/3).
- [46] Методика определения размера специальных надбавок к тарифам на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям для финансирования программ газификации (Приложение к Приказу Федеральной службы по тарифам РФ от 15 августа 2006 года № 187 – э/4).
- [47] Методика определения размера платы за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям поставщиками газа (в редакции Постановления Федеральной энергетической комиссии РФ от 19 июня 2002 года № 35/10).
- [48] Постановлением Правительства Российской Федерации от 2 февраля 1998 г. №165 «Об утверждении методики дифференциации ставок акциза на нефть, включая стабилизированный газовый конденсат».
- [49] Иршинская И. «На основе консенсуса: Росэнерго выработало проект дифференциации НДС для нефтедобычи». Нефть и капитал, 2005, №10, стр. 12.