

на простой вопрос «Много ли газа в недрах юга России?». И уж тем более никто не считает на регулярной основе эффективность извлечения этих запасов, исходя из текущих цен газ и тарифов на его транспортировку.

Около 40% запасов газа России расположено в неосвоенных или труднодоступных районах (Восточная Сибирь, шельф, в том числе Арктических морей). Наиболее удобный для добычи газ, «сеноманский» газ неглубокого залегания, состоящий почти исключительно из метана. Его запасы не превышают 42% всех разведанных запасов российского газа; остальной газ нуждается в дополнительной переработке и попутных производствах (например, по добыче газоконденсата). Традиционные месторождения Надым-Пур-Тазовского

региона (НПТР) уже выработаны по «сухому» газу на 55%. К тому же лишь две трети оставшегося «сухого» газа НПТР могут быть рентабельно извлечены из-за уменьшения пластового давления.

В публичном доступе отсутствует достоверная информация о запасах «нетрадиционного газа» России (газ газовых шапок, газ угольных пластов, сланцевый газ, газогидраты). В ситуации резких колебаний цен энергоносителей, роста транспортных затрат и постепенного удаления от традиционных мест добычи вопрос локализации ресурсов и адекватности их экономической оценки становится все более значимым. В частности, подтверждение значимых запасов газа на юге России кардинально изменило бы экономику газо-

потребления этих регионов, а удешевление технологии добычи сланцевого газа в США уже перевернуло экономику американской газовой отрасли.

Отсутствие глобальной информации о запасах и планах их разработки искажает стратегии недропользователей, и приводит к неэффективным инвестиционным вложениям. В попытках минимизировать эти риски компании стремятся собирать информацию полужагольными методами. В ответ усиливается конкурентная борьба, что создает еще большую закрытость данных. Недропользователи порой скрывают реальное положение дел с запасами даже от государственных органов. С ростом цены на газ растет напряженность в вопросе адекватной оценки его запасов.

Российский газ залегает на разных геологических горизонтах. Однако запасы газа, растворенного в жидких углеводородах, сопоставимы с запасами свободного газа. Более того, будущее российской газовой отрасли неразрывно связано с развитием газопереработки жирного газа. Этот факт пока не находит никакого отражения в текущей структуре капитальных вложений отрасли.

ОАО «Газпром» выходит на месторождения сеноманского газа Ямала и тормозит развитие технологий добычи из *ачимовских* толщ и более глубоких горизонтов. Разворачиваются масштабные трубопроводные стройки, но до сих пор в публичном экспертном поле отсутствуют обоснованные сравнения эффективности проектов добычи газа: сеноман

Оценки, но не факты...

По оценкам ВНИИ «Зарубежгеология» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» начальные извлекаемые ресурсы традиционного газа в мире составляют 710 трлн м³. К началу 2010г. они разведаны на 43%, а выработаны на 15%. На долю шести главных газодобывающих стран с добычей более 100 млрд м³ в год, приходится почти 60% мировых ресурсов. Разведанность ресурсов в этих странах изменяется в широких пределах — от 94% в Иране до 26% в России.

Две трети разведанного российского газа и около 90% текущей добычи приходится на Ямало-Ненецкий автономный округ. Более 70% разведанных запасов сосредоточено лишь в 28 уникальных месторождениях (свыше 500 млрд м³ каждое), из которых самыми богатыми являются Уренгойское (5,4 триллиона кубометров запасов А+В+С₁), Бованенковское (4,3 трлн м³), Штокмановское (3,7 трлн м³), Ямбургское (3,6 трлн м³) и Заполярное (3,1 трлн м³). Всего в России, включая ее шельф, порядка 850 месторождений природного газа. Около 600 месторождений (в них находится до 85% разведанного газа) предоставлены в пользование добывающим компаниям. Активно разрабатываются примерно 350 из них.

Арктика хранит треть мировых запасов газа. Природного газа в Арктике, по данным ученых, около 1 550 трлн м³. Ученые отмечают, что большая часть ресурсов находится на глубине менее 500 м.

95% «разведанного» газа в России приходится на невысокую категорию С₁, подтверждаемость для которой составляет около 70%.

Запасы газа Группы «Газпром» по категориям АВС₁ на 31 декабря 2009г. составили 33,6 трлн м³.

Ямала, ачим Западной Сибири, арктический шельф Штокмана, низконапорный газ нефтяных месторождений.

Правительство вынудило нефтяные компании инвестировать в зачастую невыгодные проекты утилизации попутного газа, потому что «это решение лежит в сфере эффективности использования ресурсного потенциала страны». Объемы инвестиций в новые проекты газовой отрасли многократно превосходят эти затраты, но отраслевая программа развития до сих пор не содержит объективных данных о сравнительной себестоимости потенциально конкурирующих проектов.

Даже там, где стратегии предполагают неизбежные инвестиции в частности в развитие газопереработки, непосредственно капитальные работы пока не ведутся. Наблюдается отчетливое расхождение между очевидными целями и реально ожидаемыми результатами. В российских традициях управления отрасль движется от аврала через застой к авралу.

Надолго ли хватит газа при существующих темпах его потребления? История воспроизводства запасов показывает, что Россия обладает достаточным потенциалом для поиска

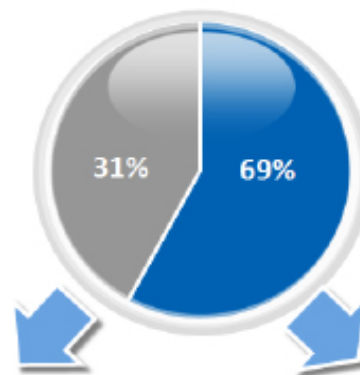
Итоги ГРП 2010г.

Получен прирост запасов нефти в объеме - 750 млн т., природного газа - 810 млрд м³, которые выше чем в 2009г. (620 млн т и 580 млрд м³). Открыто 45 месторождений углеводородного сырья.

Из доклада министра Минприроды России

28 уникальных месторождений России содержат около 71% запасов природного газа

9 уникальных месторождений расположены за пределами ЯНАО. Запасы газа этих месторождений оцениваются в 15 трлн. м³

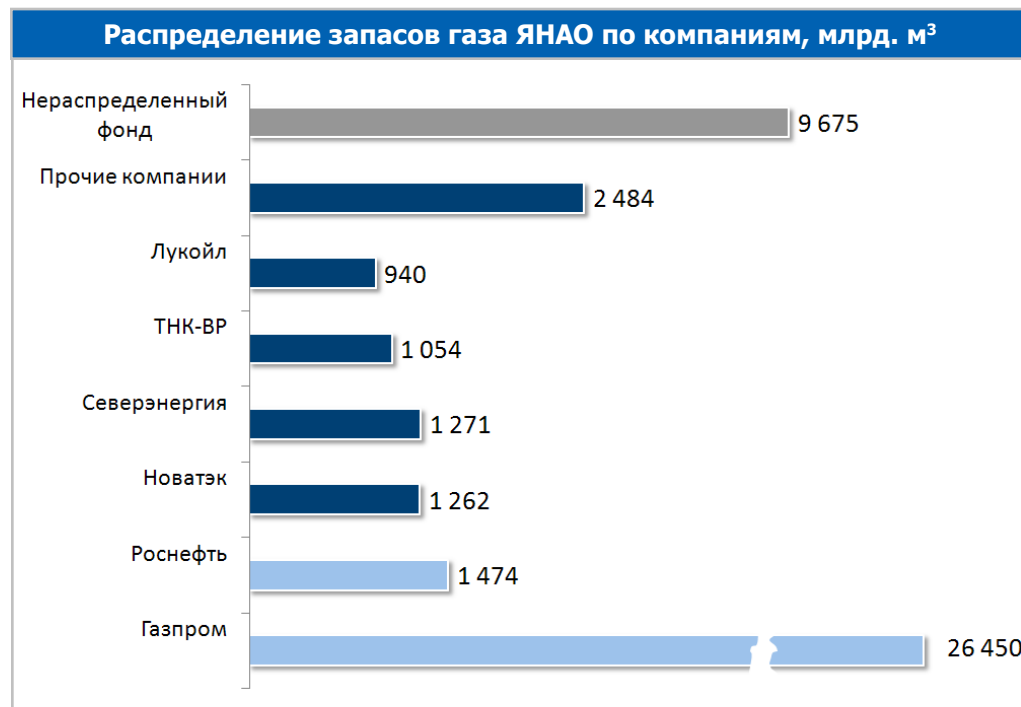


19 уникальных месторождений расположены в ЯНАО. Запасы газа этих месторождений оцениваются в 33 трлн. м³



газа. Вопрос стоит лишь в стоимости разведки и извлечения этих ресурсов. Ждут своего подтверждения мифы о гигантских запасах Таймыра, Волгограда, Оренбурга. В целом, обеспеченность запасами газа: мир – 64 года, Россия – 73 года, ОАО «Газпром» – 35 лет, ОАО «Новатэк» – 31 год, ОАО «НК «Роснефть» – 25 лет. Это не означает, что через 70 лет газ закончится. Это значит, что 70 лет можно не заниматься его поисками. Однако такие оценки не дают понимания, сколько же будет стоить добыча этого газа в течение

ближайших 70 лет. Большая половина этих запасов – сложный, дорогой газ. Выхода два. Первый - инвестировать в наиболее эффективные проекты по его добыче. Второй – искать запасы более дешевого газа. Не обязательно дешевого геологически, но возможно расположенного ближе к потребителю географически. Сокращая плечо транспортировки газа до потребителя при сегодняшнем уровне тарифов, можно существенно улучшить экономику добычи даже на очень маленьких месторождениях.



Поиск углеводородов — крайне рискованный вид бизнеса. Добывающие компании не склонны вкладывать ресурсы в разведку без крайней нужды. Однако в условиях исчерпания запасов и при

специальном хеджировании рисков, эта деятельность крайне выгодна.

Уже более двух лет бродит в Министерстве природных ресурсов Российской Федерации идея

частно-государственного предприятия по рискованной геологоразведке: Минприроды России вкладывает в предприятие участки недр, требующие доразведки, а частные инвесторы — деньги на проведение этой доразведки путем приобретения паев в таком предприятии. Затем результаты оцениваются компетентным органом по адекватной методике и отражаются в стоимости паев. Реальные деньги компания получает от реализации доразведанных участков недропользователям. Ключевые преимущества: диверсификация разведочных рисков, широкое привлечение средств извне отрасли, узкий профессионализм по виду деятельности.

Однако чего-то не хватает этой идее до начала реализации. ✓

«Уже сегодня перед отечественной геологоразведочной отраслью стоят принципиально новые задачи проведения масштабных исследований континентального шельфа, сверхглубоких пластов, труднодоступных регионов и районов страны».

В. В. Путин на Президиуме
Правительства Российской Федерации
17.06.2010

Знаете ли Вы...?

«Знаете ли, почему астрология стала астрономией, а геология, так и осталась геологией? Потому, что геология вообще не знает ничего о том, что творится в толще земли. Наши знания основаны лишь на огромном опыте исследований, но попытки построить теоретически непротиворечивые модели, постоянно разбиваются об исключения, которые встречаются в повседневной практике. Поэтому мы, как и астрологи, никогда не станем точной наукой. Итак, запишем тему: Восемь основных гипотез по происхождению Земли...».

Из лекций московского геологоразведочного института.

Ресурсы – прогнозно оцененное количество полезного ископаемого в недрах, получаемое на основе геологических предположений, без геологической разведки (категории D и C₃).

Запасы – доказанное фактическим материалом (бурение, наличие промышленных притоков нефти) количество полезного ископаемого в конкретном объеме горных пород (категории C_{1,2}, B, A).

В нефтегазовых кругах часто говорят, что «сеноман - это вчерашний день, валанжин - сегодняшний, а ачимовские пласты - это будущее России».

Сеноман и валанжин - это стратиграфические ярусы. Они характеризуют возраст пород. Валанжину - около 250 млн лет. Сеноман - моложе, примерно на 150 млн лет. Поэтому его углеводороды, как правило, расположены выше, более холодные и потому легче извлекаются. А ачимовские толщи - это литосо-



Источник: корпоративный сайт ОАО «Газпром».

циальное понятие. Оно характеризует условия накопления углеводородов, то есть свидетельствует о том, при каких гидродинамических и прочих условиях образовались нефть, газ и конденсаты.

Сеноман. В Западной Сибири сеноманский ярус содержит уникальные месторождения природного газа, из которых в настоящее время производится большая часть добычи российского газа. Содержит газ, состоящий почти исключительно из метана, не требующий переработки и наиболее дешевый в добыче. Глубина залегания от 1000 до 1700 метров. Температуры сеноманских пластов не превышают 31°C. Заполярное является последним крупным российским ресурсом сеноманского газа.

Валанжин. Валанжинский ярус в Западной Сибири содержит месторождения природного газа, часть из которых уже разрабатывается. Часто эти месторождения лежат под уникальными сеноманскими месторождениями на глубине

свыше 2000 метров. Себестоимость добычи валанжинского газа выше, чем у сеноманского. Содержит газ, состоящий из метана, этана, пропана, бутана и более тяжелых фракций, называемых газовым конденсатом. Газ валанжинского яруса требует переработки с выделением тяжелых фракций.

Валанжинский ярус расположен в нижнем отделе меловой системы, индекс K1v, короткое обозначение Vlg. В геохронологической шкале соответствует валанжинскому веку продолжительностью приблизительно 7 млн. лет, начало приблизительно 138 млн. лет назад. Предшествует непосредственно готеривскому веку, следует непосредственно за берриасским веком.

Ачим. Ачимовская толща - скопления углеводородов в депрессионных отложениях неокомского клиноформного комплекса. Согласно «Стратиграфическому словарю мезозойских и кайнозойских отложений Западной-

Сибирской низменности», ачимовская толща (пачка) – это невыдержанные как по площади, так и по разрезу линзовидные песчано-алевритовые пласты, залегающие в основании неокома. Выделение этих накоплений в ачимовскую пачку было предложено Ф.Г. Гурари в 1959 году.

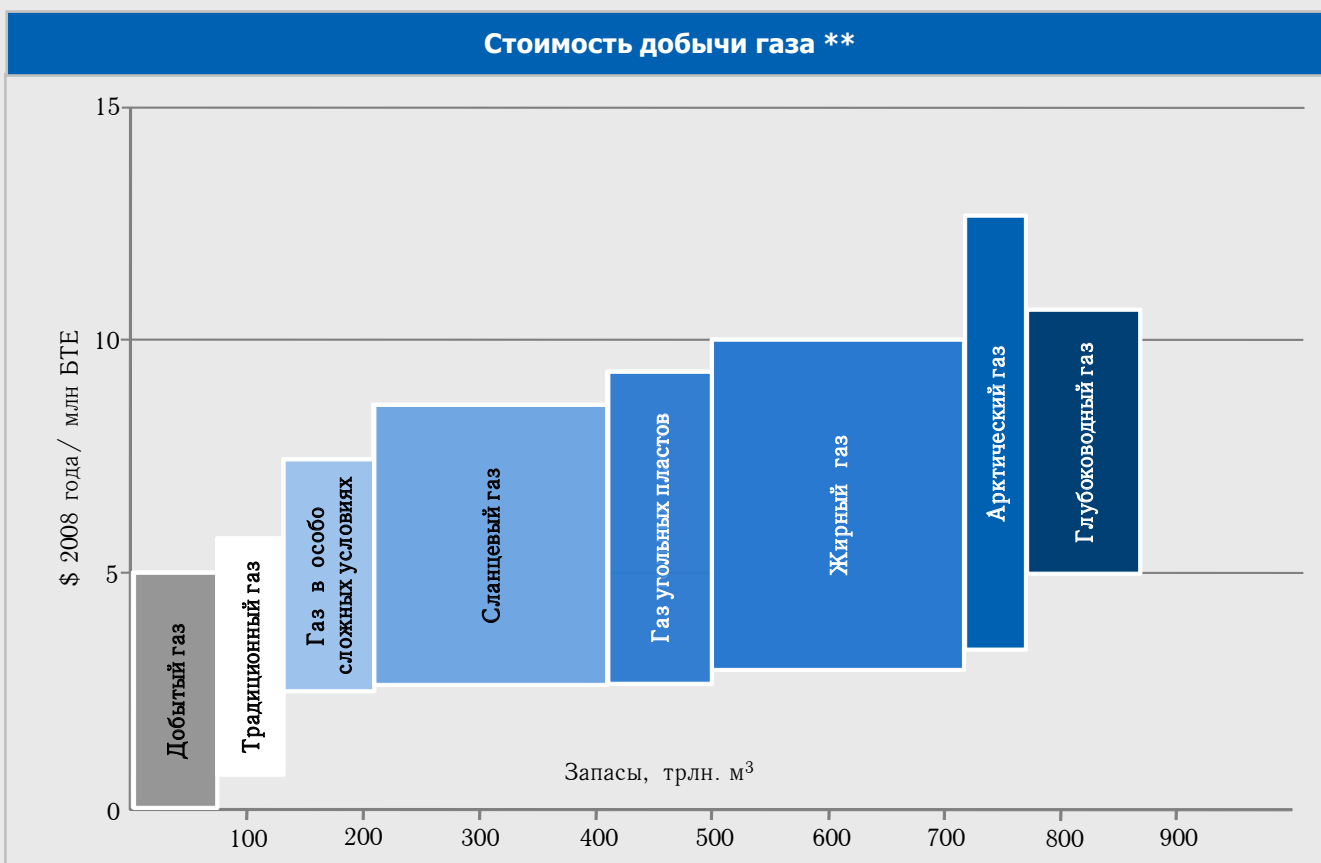
В 1964г. ачимовская пачка была переведена в ранг толщи. По возрасту ее относят к берриасу и частично раннему валанжину.

В России эти толщи подразделяют так: Ач1/2, Ач3/4, Ач5. И когда говорят о том, что газовые ресурсы Западной Сибири ачимовских толщ составляют примерно 5-6 трлн м³ (составляют всего около 4% российских), то имеют в виду пласты Ач3/4 и Ач5, как наиболее перспективные. Вместе с тем, следует иметь в виду, что полных и достоверных данных на этот счет просто нет, в том числе по Ямбургскому и Медвежьему месторождениям.

Ачимовская толща отличается сложным геологическим строением, аномально высокими пластовыми давлениями, аномально низкой проницаемостью, отягощены тяжелыми парафинами. Себестоимость добычи ачимовского газа в 10-15 раз превышает себестоимость сеноманского.

Назад в будущее

По данным Минприроды России, более половины запасов газа России приходится на «жирный» газ, в то время как в структуре добычи газа в стране почти 80% пока составляет газ сеноманских залежей. На-



Источник: А.Н. Дмитриевский, «Традиционный и нетрадиционный газ: конкуренция или логика развития?».

ращивание доли «жирного» газа в структуре газового баланса России - это главный источник обеспечения перспективных потребностей страны в газе.

И дело в данном случае не только в значительных величинах запасов газа неокомских и ачимовских отложений (например, газовые ресурсы Западной Сибири ачимовских толщ оценивают 5-6 трлн. м³, Большого Уренгоя - 3,5-4 трлн. м³).

Проблема заключается еще и в том, что именно с уходом газодобычи «вглубь» связана «вторая жизнь» крупнейших работающих российских месторождений - Уренгойского, Медвежьего, Ямбургского. На этих месторождениях есть вся необходимая добычная, транспортная и сервисная инфраструктура, включая магистральные газопроводы. Поэтому неразумно переходить к освоению новых месторождений, где инфраструктуру еще

предстоит создать, если газ можно продолжать добывать в уже обустроенных районах.

В заключение

К 100-летию рождения В.И. Ленина в 1970 году в СССР решили пробурить самую глубокую скважину в мире. Геофизики очень долго искали место и, наконец, его нашли. На Кольском полуострове. Скважину назвали «Кольская сверхглубокая». По данным разведки скважина должна была пересечь огромное количество слоев и дать неопределимую информацию об устройстве Земли. Не получилось! Вместо всех нарисованных слоев из скважины доставали только гранит. И ничего кроме гранита — 12 262 метра гранита.

Источники:

1. <http://www.gazprom.ru/production/projects/deposits/achimovskie-deposit/>
2. <http://www.mineral.ru/>
3. <http://www.vzg.ru/>
4. <http://www.vniigaz.gazprom.ru/ru/>
5. <http://www.mnr.gov.ru/>
6. <http://www.adm.yanao.ru/>
7. <http://www.msgpa.ru/>
8. Ф.Г. Гулари. Строение и условия образования клинофор Западно-Сибирской плиты (история становления представлений): Монография. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003 – 141 с.; <http://oilcraft.ru/load/1-1-0-176>
9. А.А. Нежданов, В.А. Понаморов, Н.А. Туренков, С.А. Горбунов. Геология и нефтегазоность ачимовской толщи Западной Сибири, 2000 – 247с.
10. А.Н. Дмитриевский, «Традиционный и нетрадиционный газ: конкуренция или логика развития?».

Стратиграфическая/Геохронологическая шкала

Эоно-тема	Эра-тема	Система/Период				Отдел/Эпоха				Ярус/Век		Нач.	
		Ц	И	Название	П	Ц	И	Название	П	И	Название		
Фанерозойский / ая	65	Q	Четвертичная / Четвертичный	1,6	Q _{IV}	Голоцен	0,01					0,01	
												1,6	
	KZ	N	Неогеновая / Неогеновый	22,8	N ₂	Плиоцен	5,1					6,7	
												24,6	
	Кайнозойская	P	Палеогеновая / Палеогеновый	40,4	P ₃	Олигоцен	13,4	P _{3h}	Хэтский	38			38
													54,9
													54,9
													54,9
													54,9
	Мезозойская	K	Меловая / Меловой	79,0	K ₂	Верхний / Поздняя	32,5	K _{2m}	Маастрихтский	97,5			97,5
													97,5
													97,5
													97,5
													97,5
	Мезозойская	J	Юрская / Юрский	69,0	J ₃	Верхний / Поздняя	19	J _{3tt}	Титонский	163			163
163													
163													
163													
163													
Мезозойская	J	Юрская / Юрский	69,0	J ₂	Средний / Средняя	25	J _{2c(k)}	Келловейский	188			188	
												188	
												188	
												188	
												188	

Сокращения: Ц - цвет, И-индекс, П-продолжительность (в миллионах лет)