

УДК 553.981:622.324.5

Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ

Н. М. Сторонский, В. Т. Хрюкин, Д. В. Митронов, Е. В. Швачко

НИКОЛАЙ МИРОНОВИЧ СТОРОНСКИЙ — кандидат физико-математических наук, заместитель Генерального директора по науке ОАО «Газпром промгаз». Область научных интересов: газораспределение и газопотребление, разработка метанугольных месторождений.

ВЛАДИМИР ТИМОФЕЕВИЧ ХРЮКИН — кандидат геолого-минералогических наук, заведующий отделом проблем освоения метанугольных месторождений ОАО «Газпром промгаз» (г. Видное). Область научных интересов: газоносность угленосных толщ, геология, разведка и разработка метанугольных месторождений.
E-mail V.Khryukin@promgaz.ru

ДМИТРИЙ ВАЛЕНТИНОВИЧ МИТРОНОВ — кандидат геолого-минералогических наук, заведующий сектором геологии и подсчета запасов метана ОАО «Газпром промгаз» (г. Видное). Область научных интересов: углетрография, качество углей, геология и разведка метанугольных месторождений.
E-mail D.Mitronov@promgaz.ru

ЕКАТЕРИНА ВЛАДИМИРОВНА ШВАЧКО — заведующая лабораторией геологии и геолого-промысловых исследований метанугольных месторождений ОАО «Газпром промгаз» (г. Видное). Область научных интересов: газоносность угленосных толщ, геология, разведка и разработка метанугольных месторождений.
E-mail E.Shvachko@promgaz.ru

142700 Московская обл., Ленинский р-н, г. Видное, ул. Вокзальная, д. 23, НТЦ ОАО «Газпром промгаз», тел. (498)617-00-18, факс (495)549-70-55, E-mail N.Storonsky@promgaz.ru

Введение

Проблемы топливно-энергетического обеспечения мировой экономики становятся в настоящее время все более актуальными. Энергетический кризис 70-х годов XX века продемонстрировал, что структура энергопотребления, основанная лишь на традиционных источниках энергии, не позволяет решить эти проблемы. Поэтому последние 30 лет активно ведутся работы по внедрению ресурсосберегающих технологий, освоению возобновляемых источников энергии (солнечной, ветровой, гидравлической, геотермальной и т.п.), по безопасному использованию атомной энергии и т.д. Однако, несмотря на все эти работы, реальной альтернативы углеводородному сырью пока еще не найдено. Это сырье будет доминировать в мировом энергетическом балансе в ближайшие 30—50 лет, возможно, изменится лишь структура баланса. По существующим прогнозам, удельный объем природного газа в энергобалансе мира к 2030 году может составить 30%.

В связи с высокими темпами роста спроса и цен на природный газ, все большее внимание во всем мире уделяется поискам нетрадиционных источников газа. Одним из таких источников является метан угольных пластов. Растущие объемы добычи газа из угольных пластов в мире, с одной стороны, и гигантские прогнозные ресурсы метана в угольных бассей-

нах России, оцениваемые в 84 трлн. м³, с другой стороны, обуславливают актуальность и практическую направленность научно-исследовательских работ в этой области.

Разработанная ОАО «Промгаз» стратегия освоения ресурсов метана угольных пластов базируется на представлении об угленосных формациях как природных газогенераторах и мощных аккумуляторах метана. Проведенный анализ и обобщение материалов по газоносности основных угольных бассейнов России, отечественный и международный опыт по организации добычи метана из угольных пластов, оценка возможностей внедрения в России существующих и создания новых эффективных технологий извлечения метана позволили наметить основные положения стратегии освоения ресурсов метана угольных месторождений. Эти положения предусматривают:

этапность и последовательность подготовки и освоения метанугольных месторождений;

оценку возможности применения различных методов интенсификации газоотдачи пластов в горно-геологических условиях конкретных месторождений;

прогноз возможной добычи метана в различных регионах;

обоснование направлений использования и переработки низконапорного метана;

совершенствование налоговой и правовой базы недропользования при освоении метаноугольных месторождений.

Объективными предпосылками широкомасштабной добычи метана в угольных бассейнах России являются огромные его ресурсы в недрах и наличие эффективных технологий извлечения метана из угольных пластов. Возможность и экономическая целесообразность добычи метана из угольных пластов подтверждается всем ходом развития углегазовых промыслов. В настоящее время ежегодная добыча метана в США превысила 53 млрд. м³/год, обнадеживающие результаты есть в Канаде (1,4 млрд. м³/год), Австралии (1,3 млрд. м³/год) и Китае (экспериментальная добыча в объеме 0,1 млрд. м³/год).

Различия в условиях нахождения и перемещения природных газов в традиционных поровых и трещинных коллекторах и метана в угольных пластах определяют различия технологий разведки и разработки традиционных газовых и метаноугольных месторождений.

Угольные пласты — нетрадиционные коллекторы метана

Угленосные формации — крупнейшие источники и места накопления метана в земной коре. Метан угольных пластов в настоящее время оценивается с двух принципиально различных позиций. Это самостоятельное полезное ископаемое, рентабельную добычу которого можно организовать на основе скважинных технологий. С другой стороны, метан — опасный спутник угля, который извлекается методами шахтной дегазации пластов для обеспечения газобезопасности работ. Метан

одновременно является попутным полезным ископаемым при добыче основного товарного продукта — угля.

Основной объем (90—95%) ресурсов метана в угольных бассейнах находится в угле в особом, сорбированном состоянии. Значительно меньшая часть углеводородных ресурсов этих бассейнов заключена в залежах (скоплениях) свободных углеводородных газов, которые, как правило, рассредоточены по разрезу и площади угленосной толщи в пористых и трещиноватых горных породах.

Залежи сорбированного углем метана принципиально отличаются от традиционных залежей природного газа, сосредоточенных в горных породах-коллекторах, подземных резервуарах в виде пустот различного типа и размера. Основные отличия угольных пластов от традиционных коллекторов газа показаны в табл. 1.

Угольные пласты с адсорбированным в них метаном представляют собой крупнейшие аккумуляторы метана, сложные природные образования, генетически и пространственно связанные системы органического вещества угля, сорбированного газа, газонасыщенных вод и природных трещин в угле (квиважа). Если количество сорбированного в угле газа (газонасыщенность угля) определяет его ресурсы, то система квиважа определяет фильтрационные характеристики угольного пласта.

Угольный пласт как нетрадиционный коллектор характеризуется тем, что фильтрация флюидов в нем обуславливается главным образом трещинами, а емкостью служат макро, мезо- и микропоры. Емкость самих трещин (трещинная пористость) в общей емкости коллектора обычно незначительна (сотые и десятые доли процента и редко достигает 1—2%). В процессе мета-

Таблица 1

Геолого-промысловые характеристики угольных пластов, как аккумуляторов метана, и традиционных залежей газа

Характеристика	Традиционный газовый коллектор	Угольный пласт
Порово-трещинная структура	Преимущественно открытые макропоры. Системы трещин представлены отдельными трещинами, разрывами, растворенными каналами и полостями беспорядочной пространственной ориентации.	Система макро-, мезо- и микропор. Основной объем пор представлен микропорами 4—80 Å. Система трещин в угольных пластах преимущественно эндогенная, присущая углю.
Механизм передвижения потока	Ламинарный поток под действием градиента давления подчиняется закону Дарси. Турбулентное движение газа может происходить вблизи ствола скважины.	Диффузионный поток в матрице угля вызван градиентом концентрации; в трещинах — градиентом давления.
Преимущественная форма фазового состояния газов	Свободная и водорастворенная	Сорбированная
Характер выделения флюида	Дебит газа начинается с максимума, затем уменьшается со временем. В начальной стадии немного или совсем нет воды. Добыча газа прекращается при обводнении скважины.	Дебит газа постепенно увеличивается, пока (иногда через 2—3 года) не достигнет максимума, а затем уменьшается. В начальной стадии выделяется значительное количество воды, затем соотношение газ/вода увеличивается.
Фильтрационно-емкостные свойства	Пористость и проницаемость значительно не изменяются в процессе добычи газа.	Пористость и проницаемость существенно изменяются в процессе добычи газа.

морфизма углей от бурых до антрацитов происходит изменение емкостных и фильтрационных характеристик углей. Бурые угли характеризуются наименьшей предельной газоемкостью, не превышающей 5—8 мРР^{3РР}/т угля. Антрациты — наибольшей предельной газоемкостью, достигающей 45—47 мРР^{3РР}/т угля. Размер пор и пустот в углях изменяется в широких пределах от 5—7 Å до 1—3 мкм. Преобладающий размер пор антрацитов составляет 5—100 Å, в то время как у бурых углей развиты поры в интервале 40—10000 Å, у каменных углей средней степени метаморфизма — в интервале 15—300 Å. Фильтрационные характеристики угольных пластов предопределяются их трещиноватостью и геомеханическим состоянием углепородного массива (состояние сжатия или растяжения). Бурые угли характеризуются высокой проницаемостью (от 100—200 до 500—700 мД), антрациты — низкой проницаемостью редко превышающей 1—2 мД. Наиболее трещиноваты, а соответственно и более проницаемы (при прочих равных условиях) витринитовые угли средних стадий метаморфизма с отражательной способностью витринита РРР^{ОРР} = 0,7—1,1% (от 1,0 до 100—300 мД).

Метан в угольных пластах находится в сорбированном состоянии, в основном, в состоянии абсорбции, в меньшей мере в форме адсорбции. Кроме этого в незначительных объемах (единицы процентов) метан может находиться в свободном и водорастворенном состоянии.

Поток газа к стволу скважины в традиционных газовых коллекторах вызван градиентом давления и подчиняется закону Дарси. В газоносных угольных пластах движение газа в матрице (веществе угля) является диффузионным, вызванным градиентом концентрации, и только поток газа в трещинах подчиняется закону Дарси.

В традиционных газовых коллекторах в процессе добычи не наблюдается значительного изменения пористости и проницаемости, а в газоносных угольных пластах подобные изменения имеют место.

Поток флюидов, движущихся по газоносному угольному пласту к стволу скважины, характеризуется четырьмя основными стадиями: насыщенный поток (од-

нофазное движение пластовой воды с растворенным в ней газом); ненасыщенный поток (однофазное движение пластовой воды при наличии малоподвижных пузырьков газа в трещинах); двухфазный поток пластовой воды и газа; однофазный поток газа с выносом паров и капель воды.

Основные методы интенсификации газоотдачи угольных пластов

В основе выбора технологий добычи метана из угольных пластов лежит выбор одного или нескольких предпочтительных способов создания высокопроницаемых дренажных каналов в зависимости от горно-геологических условий (табл. 2).

Как видно из таблицы, в мировой практике для стимуляции газоотдачи пласта наиболее часто использовался гидравлический разрыв пласта (ГРП), реже, и только при благоприятных горно-геологических условиях, методы кавитации и расширения открытого забоя скважины. В настоящее время, в связи с удешевлением работ, для интенсификации газоотдачи угольных пластов все чаще стали использовать наклонно-направленное и горизонтальное бурение — до 7%, ранее (до 2002 г.) этот метод был менее распространен — всего около 1% скважин.

Природные геолого-промысловые характеристики угольного пласта (газоносность, газодинамические и фильтрационные параметры) предопределяют производительность и срок действия скважин, а также выбор методов интенсификации газоотдачи угольных пластов. Например, при низкой проницаемости угольных пластов необходимо создание гидроразрыва, а при высокой проницаемости рационально применение пневмогидродинамического воздействия с кавернообразованием, которое очищает трещины.

Эффективность применения этих методов в конкретных горно-геологических условиях оценивается добычными возможностями скважин и их систем (газодобывающего промысла). Добычные возможности количественно определяются двумя показателями: производи-

Таблица 2

Методы интенсификации газоотдачи угольных пластов в мировой практике

Методы интенсификации	Горно-геологические условия эффективного применения метода	Частота использования
Гидроразрыв угольных пластов	Наиболее универсален, применим в различных горно-геологических условиях.	>80%
Кавитация (пневмогидродинамическое воздействие)	Угольные пласты суммарной мощностью > 20 м в интервале залегания < 100 м, проницаемостью > 30 мД. Пластовое давление выше гидростатического. Умеренные напряжения растяжения.	<8%
Наклонно-направленное и горизонтальное бурение	Низкопроницаемые угольные пласты мощностью > 2 м, с хорошей устойчивостью, имеющие достаточно высокую газоносность на небольших (до 500 м) глубинах.	<7%
Расширение открытого забоя скважины	Высокопроницаемые угольные пласты от 100 мД до 3 Д и более.	<5%

тельностью скважин по метану или дебитом газа (максимальным, текущим, средним за определенный период времени) и суммарной (накопленной) добычей газа — суммарные (интегральные) добычные возможности, которые характеризуют степень извлечения из недр потенциальных ресурсов метана или запасов газа, как количества товарного продукта.

Эти показатели в совокупности с другими будут определять экономическую эффективность промышленной добычи метана.

Ресурсы метана угленосных толщ бассейнов России

Оценка метана, как полезного ископаемого в угольных бассейнах, подлежащего самостоятельной или сопутной добыче, должна проводиться с учетом геолого-промышленных особенностей метанугольных бассейнов.

Критерии оценки перспективности бассейнов и месторождений для добычи метана

Перспективность метанугольного бассейна для широкомасштабной добычи метана определяется геологической историей его развития, геотектоническими и структурными характеристиками. Объективной геологической предпосылкой промышленного освоения метана в угольных пластах являются масштабы и плотности (концентрации) его ресурсов, закономерности их распределения по этажам и стратиграфическим подразделениям районов, месторождений, поисково-оценочных площадей и участков.

Методика оценки перспективности метанугольных бассейнов (месторождений, площадей) для широкомасштабной промышленной добычи метана и определений граничных критериев основывается на анализе сырьевой базы углегазового промысла, ее геолого-промышленных особенностей; состоянии и развитии технологий с учетом отечественного и зарубежного опыта добычи метана из угольных пластов; экономической и экологической целесообразности, практической потребности и социальной необходимости добычи и утилизации метана.

Поиск высокопродуктивных метанугольных месторождений и участков (при рациональных затратах) является сложной задачей, решение которой требует всестороннего анализа геологических и технических данных и специфического подхода к их интерпретации. Суть такого подхода заключается в стадийном ранжировании объектов по критериям перспективности.

Критерии оценки перспективности и ранжирования объектов (угленосных свит, шахтных полей, участков и площадей) для добычи метана из угольных пластов на различных этапах исследования при подготовке метанугольных площадей к освоению газовым промыслом могут быть разделены на три группы.

Первая группа — это геологические факторы, которые с различной степенью детальности используются на всех этапах исследования (региональном, поисково-оценочном и разведочном), выбора и оценки перспективности объектов. К ним относятся: тектоника; угле-

носность; метаноносность угольных пластов; петрографический состав, зольность, хрупкость, трещиноватость и степень метаморфизма углей; гидрогеологические условия; глубина оценки ресурсов и подсчета запасов; масштабы и плотность (концентрация) запасов.

Вторая группа — геолого-промышленные характеристики, такие как фильтрационные и емкостные свойства углей, геодинамическое состояние массива, которые используются только на поисково-оценочных и разведочных этапах исследований.

Третья группа — критерии, используемые на разведочном и эксплуатационном этапах освоения метанугольных месторождений. К ним относятся: геолого-технологические, геолого-экономические и социально-экологические оценки эффективности освоения метанугольного месторождения.

На первой региональной стадии прогноза в пределах угленосных бассейнов выделяются перспективные для добычи метана крупные площади, районы и метанугольные месторождения. Региональная стадия оценки завершается разработкой ТЭО поисково-оценочных работ на перспективных площадях.

На второй (поисково-оценочной) стадии прогнозирования выделяются перспективные участки и места заложения керновых скважин, исследования которых позволяют выделить интервалы повышенной проницаемости угольных пластов, оценить их газодинамические характеристики и природную метаноносность. В этих скважинах отбираются пробы углей для оценки их газоносности и проведения сорбционных исследований. По результатам бурения и исследований поисково-оценочных скважин выделяются первоочередные площади для проведения разведочных работ.

На третьей (разведочной) стадии, на основе результатов исследований и пробной добычи метана из разведочных скважин, а также с использованием методов моделирования определяют потенциал скважин и возможные масштабы добычи метана для данного месторождения, разрабатывается ТЭО освоения месторождения и технологическая схема опытно-промышленной эксплуатации.

Распределение ресурсов метана в угленосных бассейнах России

Россия обладает огромными ресурсами разнообразных по качеству углей, от бурых до антрацитов, в угленосных бассейнах различного возраста, размещенных достаточно неравномерно. В территориальном отношении 66% угольных ресурсов сосредоточено в Западной и Восточной Сибири, 28% — в Дальневосточном регионе и около 6% в Европейской части и на Урале. Основные и наиболее крупные бассейны расположены в азиатской части России: в Сибирском, Дальневосточном и Уральском федеральных округах. Размещение угленосных бассейнов на территории России показано на рис. 1. Общие ресурсы метана в угольных пластах в основных угленосных бассейнах России оценены в 83,7 трлн. м³.

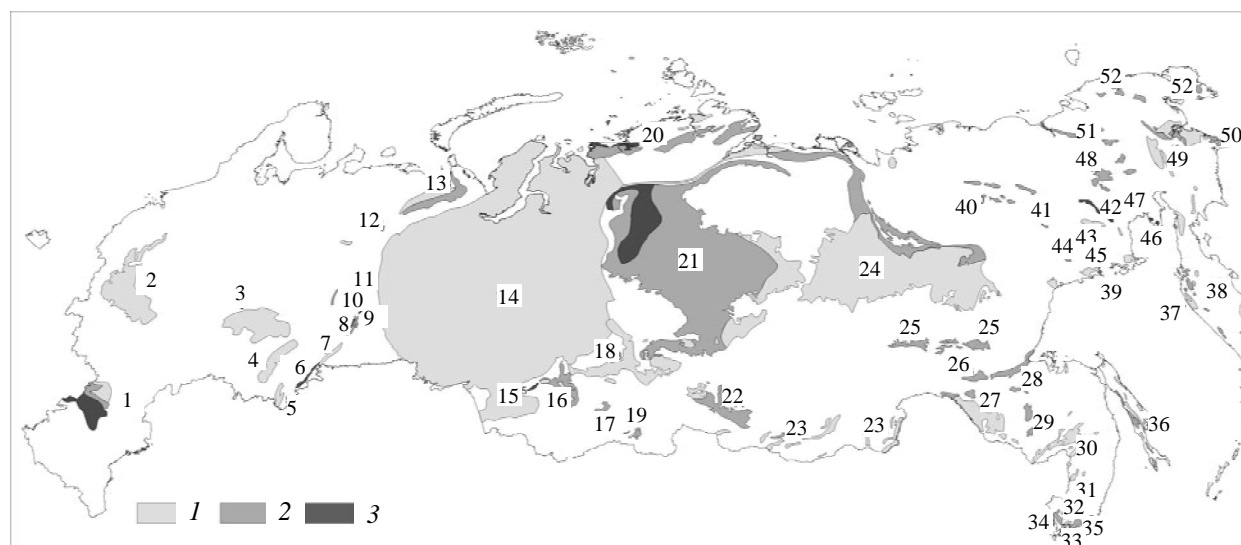


Рис. 1. Угленосные бассейны и площади России [1].

1 — бурые угли; 2 — каменные угли; 3 — антрациты. Угленосные бассейны и площади: 1 — Донецкий, 2 — Подмосковский, 3 — Камский, 4 — Южно-Уральский, 5 — Орский, 6 — Полтаво-Брединский, 7 — Челябинский, 8 — Булаша-Елгинский, 9 — Егоршино-Каменский, 10 — Кизеловский, 11 — Серовский, 12 — Щугор-Вуктыльский, 13 — Печорский, 14 — Западно-Сибирский, 15 — Горловский, 16 — Кузнецкий, 17 — Минусинский, 18 — Канско-Ачинский, 19 — Улугхемский, 20 — Таймырский, 21 — Тунгусский, 22 — Иркутский, 23 — месторождения Забайкалья, 24 — Ленский, 25 — Южно-Якутский, 26 — Верхне-Зейский, 27 — Амуро-Зейский, 28 — Гербиано-Огоджинский, 29 — Буреинский, 30 — Средне-Амурский, 31 — Бикинский, 32 — Ханкайский, 33 — Угловский, 34 — Раздольненский, 35 — Партизанский, 36 — Сахалинский, 37 — Западно-Камчатская, 38 — Восточно-Камчатская, 39 — Охотский, 40 — Зырянский, 41 — Аркагалинский, 42 — Омсукчанский, 43 — Эльгенская, 44 — Челемджинская, 45 — Хасынская, 46 — Тайгоноская, 47 — Гижигинская, 48 — Омолонская, 49 — Анадырский, 50 — Беринговский, 51 — Аннойская, 52 — Чаун-Чукотская.

На основании геолого-промысловых критериев все угольные бассейны можно разделить на высокоперспективные, перспективные и неперспективные для добычи метана, а также выделить группу бассейнов, перспективы добычи метана в которых могут быть определены после дополнительных исследований.

Главными критериями для выделения высокоперспективных бассейнов для широкомасштабной добычи метана являются: наличие крупномасштабной ресурсной базы, благоприятные геологические предпосылки (высокая газоносность и хорошая проницаемость угольных пластов), наличие крупных потребителей газа вблизи предполагаемой добычи, а также значимый социально-экологический эффект данных работ. Но даже в достаточно хорошо геологически изученных бассейнах необходимо провести комплекс специальных исследований для подготовки их к освоению газовым промыслом. К этой группе отнесены Кузнецкий (ресурсы метана 13 трлн. м³) [2], Печорский (1,9 трлн. м³) угленосные бассейны и Апсатское месторождение с ресурсами метана около 55 млрд. м³ [3].

Перспективные угленосные бассейны и месторождения в целом характеризуются благоприятными геологическими, технологическими и экономическими показателями, но имеют ограничения по запасам метана, либо вблизи мест добычи отсутствуют крупные потребители метана. Поэтому на сегодняшний день целесообразно

оценивать ресурсы метана в угольных пластах таких бассейнов с позиций обеспечения, в основном, местных потребностей региона. Очень важной является возможность перевода автотранспорта (в первую очередь угледобывающих предприятий) на газ, что позволит существенно сократить, а в перспективе и отказаться от завоза жидких нефтепродуктов в эти регионы. К этой группе отнесены Донецкий (Ростовская обл., ресурсы метана 97 млрд. м³), Улугхемский (40), Южно-Якутский (920), Зырянский (99), Сахалинский (40), Буреинский (105) бассейны.

К бассейнам и месторождениям с неясной перспективой отнесены малоизученные бассейны, где существуют объективные предпосылки выявления значительных ресурсов метана. Некоторые из этих бассейнов обладают гигантскими ресурсами угля. Решение вопроса о перспективности подготовки этих бассейнов к освоению газовым промыслом может быть принято только после проведения дополнительного геологического изучения. К этой группе относятся с одной стороны — бассейны гиганты: Западно-Сибирский (ресурсы метана 33 трлн. м³), Тунгусский (20 трлн. м³), Ленский (10 трлн. м³), Таймырский (4 трлн. м³), с другой стороны — такие бассейны как Минусинский (50 млрд. м³), Горловский (50 млрд. м³), Канско-Ачинский (5 млрд. м³), а также угленосные площади Камчатки и Южного Приморья.

К неперспективным отнесены угленосные бассейны с неблагоприятными геологическими и горно-геологическими условиями, низкой метаноносностью угольных пластов, ограниченными масштабами и плотностью ресурсов метана, неудовлетворительными характеристиками угленосности, мощности пластов и степени метаморфизма углей. Характерными примерами таких бассейнов могут служить Подмосковский, Южно-Уральский, Иркутский, Амуро-Зейский, Средне-Амурский, Охотский бассейны, угленосные площади Урала и северо-востока России. В будущем, при создании новых технологий добычи метана угольных пластов, эти бассейны и площади могут стать перспективными.

Среди высокоперспективных бассейнов в первую очередь следует отметить Кузнецкий бассейн, который геологически подробно изучен. Достаточно отметить, что за период 1961—2005 гг. в Кузбассе пробурено более 20000 погонных км углеразведочных скважин (средней глубиной 300 м) или 68000 скважин. В 7192 скважинах изучена газоносность угольных пластов, всего было отобрано 54100 углегазовых проб.

Типизация геолого-промышленных районов Кузбасса по степени их перспективности для добычи метана из угольных пластов

По результатам проведенных в Кузбассе работ региональной и поисково-оценочной стадий, в соответствии с критериями оценки и степенью изученности, была оценена перспективность геолого-экономических районов Кузбасса для добычи метана из угольных пластов [2, 3]. Был рассмотрен 21 геолого-экономический район (178 месторождений и площадей). На основе разработанных критериев выделено 4 типа районов Кузбасса (рис. 2).

Первый тип характеризуется значительными глубинами погружения угленосных отложений при относительно спокойных складчатых и разрывных дислокациях. Угленосность разреза составляет здесь в среднем 5—7%, а в отдельных интервалах разреза увеличивается до 7—12%. Угли марок от Г до К с метаноносностью до 25—30 м³/т. Зона активного водообмена составляет в среднем 200—300 м, уменьшаясь на отдельных участках до 150—100 м. В этих районах сосредоточено около 6 трлн. м³ ресурсов метана — почти 50% ресурсов метана Кузбасса. Плотность ресурсов метана в среднем по этим районам составляет 2,0—2,5 млрд. м³/км². Проницаемость продуктивных пластов (по данным замеров в скважинах) достигает 80 мД. Это наиболее перспективные районы для постановки разведочных работ. К этому типу отнесены Ерунаковский, Томь-Усинский, Терсинский и Мрасский районы.

Второй тип (перспективные районы) — по основным критериям уступает первому, в основном, из-за недостаточной изученности геолого-промышленных характеристик пластов и менее благоприятных горно-геологических условий. Например, Ленинский район, не-

смотря на масштабность ресурсов, не может быть отнесен к первоочередным из-за относительно низкой степени метаморфизма углей и сложной разрывной тектоники. Угленосные отложения Беловского района характеризуются пластами, мощность которых редко превышает 1,0—2,0 м, с низкой плотностью ресурсов метана. Прокопьевско-Киселевский район находится в Присалаирской зоне линейной складчатости, где преобладают зоны сжатия. В этих районах необходимы дополнительные поисково-оценочные и разведочные работы.

К третьему типу — малоперспективным районам — отнесены районы с высокой (R^0 более 1,75%) и низкой (R^0 менее 0,6%) степенью метаморфизма углей, сложной тектоникой, низкой угленосностью.

К четвертому типу отнесены районы геологически слабо изученные, где по результатам оценки есть перспективы для выявления площадей для поисково-оценочных работ.

В первом типе наиболее перспективных площадей представляется целесообразным выделить приоритетную подгруппу площадей, наиболее благоприятных для подготовки к освоению газовым промыслом, к проведению экспериментальных работ и опытно-промышленной добыче метана (с возможной последующей промышленной добычей). В эту подгруппу включены Талдинская, Нарыкско-Осташкинская, Томская и Распадская площади. Наиболее целесообразно разведочные работы начинать именно на этих площадях.

Основные направления использования и переработки метана угольных пластов

Газ, содержащийся в угольных пластах, по качественным показателям незначительно отличается или даже превосходит традиционный природный газ и характеризуется высоким содержанием метана (до 97—99%), незначительным содержанием (доли процента) тяжелых углеводородов, водорода и углекислого газа и инертных газов (1—2%). Одним из главных положительных качеств является отсутствие в нем вредных газов, например сероводорода. В отличие от традиционных газодобывающих скважин, углеметановые характеризуются низкими давлениями на устье (0,1—0,2 МПа) и невысокими дебитами, достигающими 10—15 тыс. м³/сут., иногда 60—80 тыс. м³/сут., что во многом предопределяет необходимость использования метана вблизи газового промысла. В связи с этим, обязательными мероприятиями при организации углеметанового промысла являются сбор, компримирование и осушка метана из угольных пластов. Дальнейшая переработка и использование угольного метана возможна в двух направлениях — энергетическом, для получения тепловой и электрической энергии и химическом, для получения химических продуктов и жидкого топлива (рис. 3). В каждом конкретном случае этот вопрос должен решаться с учетом экономических возможностей и потребностей региона.

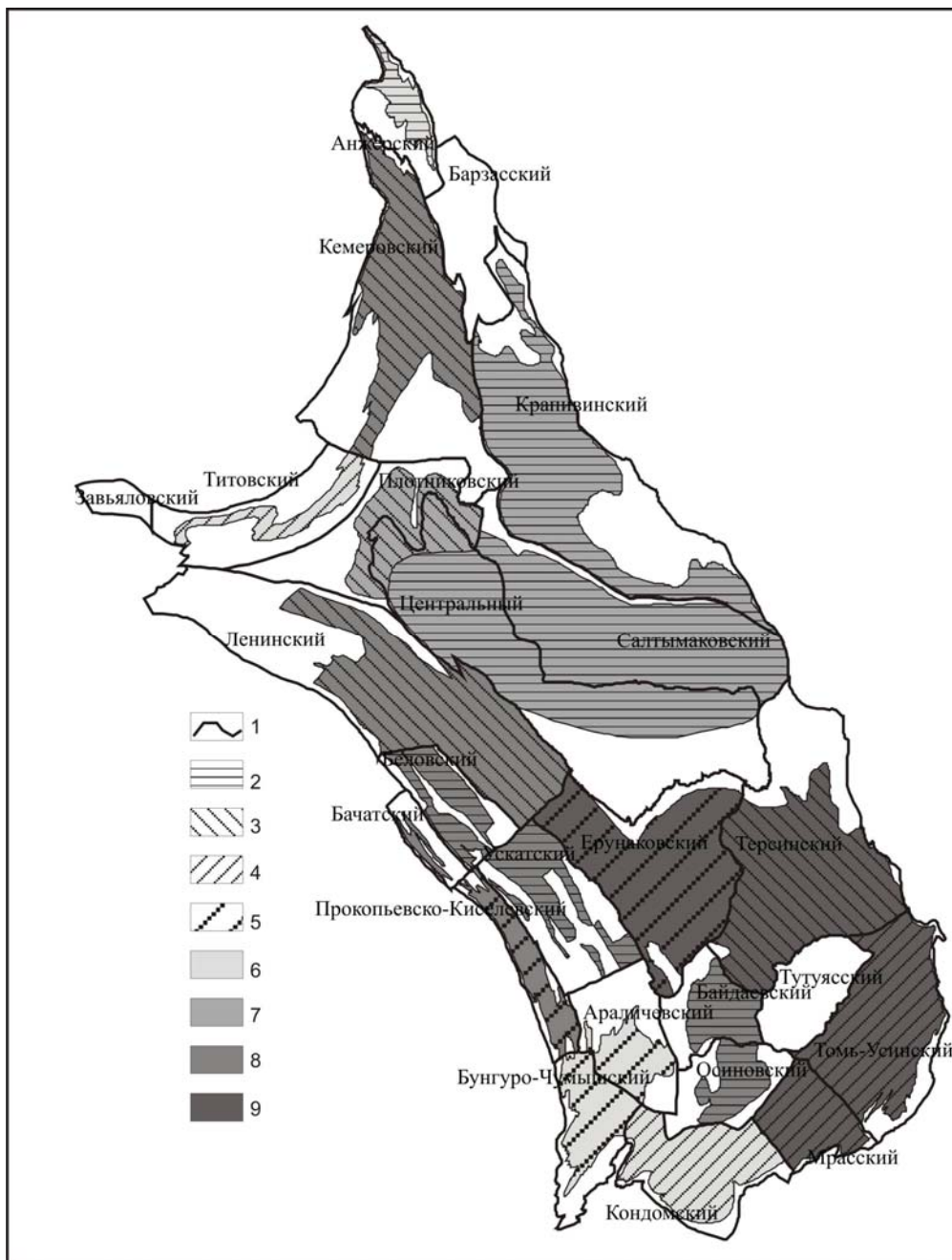


Рис. 2. Типизация геолого-промышленных районов Кузбасса по степени их перспективности.

1 — границы геолого-промышленных районов; 2 — 5 — плотность ресурсов метана (млрд. м³/км²): 2 — менее 0,5; 3 — от 0,5 до 1,0; 4 — от 1,0 до 1,5; 5 — более 1,5; 6 — 9 оценка перспективности геолого-промышленных районов: 6 — малоперспективные, 7 — с неопределенной перспективностью, 8 — перспективные, 9 — наиболее перспективные

Оценка возможной добычи метана из угольных месторождений России на период до 2030 года

На сегодняшний день добыча метана из угольных пластов в промышленных масштабах в России не ведется, поэтому прогнозная оценка масштабов его добычи в различных бассейнах проведена с учетом максимального использования для нужд угледобывающих регионов. С этих позиций возможные масштабы добычи метана в метаноугольных бассейнах России будут предопреде-

ляться не только масштабностью ресурсов, степенью геологической изученности и горно-геологическими условиями разработки метаноугольных месторождений, но и наличием потребителя, близко расположенного к местам добычи.

По сравнению с другими перспективными бассейнами и месторождениями, в Кузбассе существуют более благоприятные экономические условия для организации газового промысла на метаноугольных месторождениях.

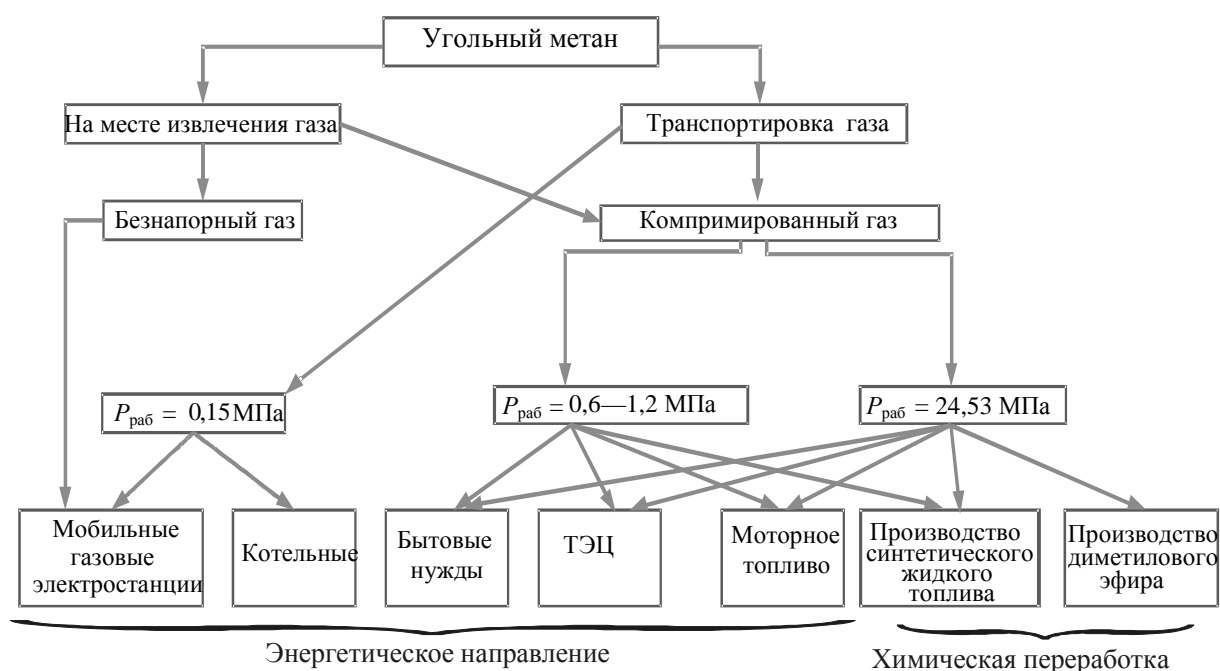


Рис. 3. Возможные пути использования метана угольных пластов

Метаноугольные месторождения Кузбасса

Проекты освоения нетрадиционных ресурсов метана из угольных пластов характеризуются значительными геологическими и технологическими рисками, особенно на ранней стадии реализации. Одним из наиболее изменчивых и сложно прогнозируемых параметров является дебит скважин для добычи метана. Поскольку промышленной добычи метана из угольных пластов в Кузбассе пока еще не ведется, прогноз возможностей скважин для добычи метана из угольных пластов основывается на результатах экспериментальных работ, выполненных ОАО «Промгаз» в 2003—2008 гг. и на анализе мирового опыта разработки метаноугольных месторождений со сходными геолого-промышленными характеристиками.

После подсчета запасов и утверждения их в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ) будут определены основные геолого-экономические параметры освоения метаноугольных месторождений, разработаны технологические схемы их разработки и начнется период бурения эксплуатационных скважин, обустройства промыслов и поставки газа потребителям. Для достижения уровня добычи порядка 4,5 млрд. м³ метана необходимо в течение первых 8—9 лет вводить в эксплуатацию 130—140 скважин ежегодно, затем, для поддержания достигнутого уровня добычи, количество ежегодно вводимых в эксплуатацию скважин сократится до 20—30.

Печорский, Апсатский бассейны и другие метаноугольные месторождения

В Печорском бассейне наиболее перспективным для организации промышленной добычи метана из угольных

пластов является Воркутский район. Прогнозные ресурсы метана в угольных пластах Воркутского района (без Сейдинского месторождения) составляют 589 млрд. м³. Воркутское и Усинское месторождения характеризуются примерно равными ресурсами метана в угольных пластах: 276 и 245 млрд. м³. На Воргашорском месторождении прогнозные ресурсы метана значительно ниже и составляют всего 67 млрд. м³. В настоящее время в шахтах Воркутского бассейна дегазационными установками извлекается метана порядка 200—300 млн. м³/год. Из этого объема используется около 120—150 млн. м³/год на шахтных калориферных установках и на обогатительных фабриках.

Масштабность ресурсов метана в Печорском бассейне позволяет организовать добычу порядка 1,0—1,5 млрд. м³/год, с использованием добываемого метана для удовлетворения потребностей в тепле и электроэнергии города Воркуты.

При поэтапном освоении с опережающей добычей метана Апсатское угольное месторождение на первом этапе можно рассматривать как газовое. Его ресурсы позволяют развивать добычу метана углегазовым промыслом до 1,0—1,5 млрд. м³ в год, что приведет к значительной деметанизации угольных пластов и соответственно к снижению затрат на мероприятия по обеспечению газобезопасности при будущей добыче угля. Добываемый метан позволяет обеспечить теплом и электроэнергией Чаро-Удоканский территориально-промышленный комплекс и удовлетворить потребности в бытовом газе города с населением 100 тыс. человек.

Освоение газовым промыслом таких метаноугольных бассейнов как Тунгусский, Ленский, Южно-Якутский, Буреинский, Зырянский будет начинаться с мало-

масштабной добычи газа для обеспечения региональных потребностей, хотя впоследствии с развитием технологий его добычи метан будет добываться и использоваться, как газ традиционных месторождений. В случае успешной организации газовых промыслов, в высокоперспективных угольных бассейнах России уровень добычи метана может составить 17—19 млрд. м³/год.

Государственное стимулирование освоения нетрадиционных ресурсов в США и Китае

Как свидетельствует мировой опыт, эффективным средством, стимулирующим освоение нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья, является государственная поддержка инновационных проектов.

Интенсивному освоению газовыми промыслами угольных бассейнов США способствовала конкурентоспособность метана угольных пластов природному газу традиционных месторождений, обусловленная существенной государственной поддержкой. Впечатляющий рост добычи газа из нетрадиционных источников в США в значительной степени обусловлен двумя основными факторами.

Налоговым кредитом (статья 29, принятая Конгрессом США в 1983 году), который предоставлялся компаниям, ведущим добычу нетрадиционных энергоресурсов в размере 29\$ на т.у.т. Государственная поддержка с целью снижения импорта нефти привлекла к освоению угольного метана значительные финансовые, научные и инженерно-технические ресурсы.

Второй фактор — бурное развитие технологии и значительное снижение себестоимости добычи метана из угольных пластов.

За 10 лет льготного налогового режима компаниям, добывающим метан в угольном бассейне Блэк Уорриор, были представлены государством налоговые скидки в размере 270 млн. долл. США, в бассейне Сан Хуан — 860 млн. долл. США.

Наиболее масштабная поддержка государства развития добычи метана из угольных пластов осуществляется в Китае. Правительство Китая ввело целый ряд налоговых льгот с целью стимулирования подготовки к освоению и разработки метаноугольных месторождений. Налог на добычу полезных ископаемых в настоящее время не взимается. По аналогии с США введена налоговая льгота в размере 28 долл. США на 1000 м³ метана, добываемого из угольных пластов; налог на добавленную стоимость (НДС) установлен в размере всего 5% для проектов, реализуемых совместно с иностранными компаниями, предприятия не облагаются налогом на прибыль в течение первых 2 лет добычи. Затем ставка налога на прибыль снижается на 50% на срок окупаемости проекта. Отменены импортные пошлины на ввоз материалов, машин и оборудования, используемых для поиска, разведки, подготовки к освоению и обустройства метаноугольных месторождений.

С целью снижения себестоимости добываемого газа разрешено применение ускоренной амортизации специального оборудования для добычи угольного метана.

Кроме этого для стимулирования НИОКР в области освоения ресурсов угольного метана в Китае действует целый ряд мер по возмещению налоговых и производственных затрат при добыче угольного метана.

НДС, взимаемый с добычи угольного метана, может быть востребован к возмещению после налогообложения. Возмещенный налог может использоваться только в целях проведения НИОКР и увеличения добычи, и повторно не облагается налогом на прибыль.

Из добавленной величины налога на прибыль в текущем году (в сравнении с предыдущим годом) может вычитаться до 40% инвестиций в оборудование, изготовленное в Китае. Кроме уменьшения НДС на величину затрат на НИОКР, налогооблагаемая прибыль в текущем году может быть уменьшена на 50% от затрат на НИОКР.

Поддержка Правительства КНР направлена на увеличение добычи метана из угольных пластов до уровня 10—12 млрд. м³ в год в период до 2010 г.

По-видимому, в России, как и во всем мире, развитие добычи метана из угольных пластов, особенно на начальном этапе, должно происходить более интенсивно при финансовой и налоговой поддержке государства. Эта поддержка может включать: снижение или полную отмену таможенных пошлин на ввоз оборудования и материалов для добычи метана из угольных пластов, не имеющих отечественных аналогов; введение инвестиционной льготы по налогу на прибыль на срок окупаемости инвестиций и освобождение от налога на добычу полезных ископаемых.

Заключение

Энергетической стратегией России на ближайшие 20 лет предусматривается развитие производства и широкое применение в энергетике метаносодержащих газов (биометана, угольного метана, попутного нефтяного газа и т.д.); увеличение объемов использования шахтного метана (метано-воздушных смесей, извлекаемых средствами шахтной дегазации); перевод средних и мелких котельных с мазута и угля на местное топливо.

Для добычи метана из угольных пластов, учитывая их специфические свойства, необходимы специальное оборудование и технологии, как для бурения скважин, так и для интенсификации газоотдачи пластов. Промышленная добыча метана из угольных пластов — процесс наукоемкий и требует постоянного научного сопровождения. Для организации рентабельной разработки метаноугольных месторождений необходимо создание отечественного импортозамещающего оборудования для оснащения метаноугольных промыслов. Особое внимание должно быть уделено подготовке специалистов по всему спектру проблем, связанных с добычей и использованием метана.

Отечественный и зарубежный опыт решения крупных межотраслевых научно-технических проблем убедительно показывает, что необходима концентрация научно-технического потенциала страны вокруг соот-

ветствующего инновационного центра. Примером может служить организация работ в бывшем СССР по созданию научно-технических основ крупномасштабного освоения нефтяных месторождений «Второго Баку» в 40-х годах прошлого столетия.

Аналогичная ситуация складывается и сейчас с началом освоения громадных метановых ресурсов угленосных бассейнов России.

В России добыча метана из угольных пластов в промышленных масштабах находится на начальном этапе своего развития. ОАО «Газпром промгаз» создало в Кузбассе первый в России научно-исследовательский полигон, на котором ведется отработка технологий строительства и освоения скважин для добычи метана, а также систем сбора и подготовки газа к утилизации. Полученные результаты доказали возможность промышленной добычи метана из угольных пластов в Кузбассе.

Проведение экспериментальных работ по добыче метана из угольных пластов, наиболее благоприятных и подготовленных площадей, в первую очередь Кузбасса, является необходимым этапом в реализации крупномасштабного общегосударственного проекта создания новой отрасли ТЭК России — метаноугольной промыш-

ленности. С научной точки зрения, проблема извлечения сорбированного в угольных пластах метана далеко не изучена. Только комплексный подход с учетом геологических, технологических, экономических, социальных и правовых аспектов позволит решить проблему организации метаноугольных промыслов и добычи метана из угольных пластов в угленосных бассейнах. При правильной организации газовых промыслов, уровень добычи метана в высокоперспективных угленосных бассейнах России может составить 17—19 млрд. м³/год.

ЛИТЕРАТУРА

1. Обзорная карта угольных бассейнов и месторождений СССР (с указанием марочного состава углей). Прил. к кн. «Геология месторождений угля и горючих сланцев», т. 12. Под ред. А.В. Тыжнова, И.И. Молчанова. 1976.
2. Карасевич А.М., Хрюкин В.Т., Зимаков Б.М. и др. Кузнецкий бассейн — крупнейшая сырьевая база промышленной добычи метана из угольных пластов. М.: Изд-во Академии Горных наук, 2001, 62 с.
3. Угольная база России. Т. II. Под ред. В.Ф. Череповского. М.: ООО «Геоинформцентр», 2003, с. 116—139.