

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
**«Ухтинский государственный технический университет»**  
**(УГТУ)**

П. Н. Пармузин

**Зарубежный и отечественный опыт освоения  
ресурсов метана угольных пластов**

Монография

Ухта  
УГТУ  
2017

УДК 622.324.5:330.131.52-028.77

ББК 35.513.4

П 18

**Пармузин, П. Н.**

П 18       Зарубежный и отечественный опыт освоения ресурсов метана угольных пластов [Текст] : монография / П. Н. Пармузин. – Ухта : УГТУ, 2017. – 109 с.

ISBN 978-5-88179-989-2

Монография состоит из четырёх глав. В первой главе приведён обзор ресурсной базы угольного метана в мире и в России. Во второй главе рассмотрены состояние и перспективы развития добычи угольного метана. В третьей главе представлен обзор опыта использования угольного метана. В четвёртой главе проанализированы основные экономические и организационные проблемы освоения ресурсов угольного метана. В заключении приведены выводы и рекомендации по проблемам разработки газосодержащих угольных пластов.

Монография «Зарубежный и отечественный опыт освоения ресурсов метана угольных пластов» предназначена для студентов, аспирантов и преподавателей нефтегазовых и горных вузов, а также для специалистов в области разработки газосодержащих угольных пластов.

**УДК 622.324.5:330.131.52-028.77**

**ББК 35.513.4**

Рецензент: С. В. Разманова, начальник лаборатории экономической эффективности проектов разработки филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, к.э.н.

© Ухтинский государственный технический университет, 2017

© Пармузин П. Н., 2017

ISBN 978-5-88179-989-2

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение .....	4
Глава 1. Ресурсная база угольного метана в мире и в России .....	6
Глава 2. Состояние и перспективы развития добычи угольного метана в мире и в России .....	22
Глава 3. Обзор опыта использования угольного метана в мире и в России .....	67
Глава 4. Основные экономические и организационные проблемы освоения ресурсов угольного метана .....	81
Заключение .....	91
Библиографический список .....	97

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время наиболее доступные традиционные газовые месторождения в значительной степени уже истощены и не могут удовлетворить всё возрастающие мировые потребности в природном газе. В то же время по данным Международного энергетического агентства (МЭА) ресурсы нетрадиционных источников газа значительно превышают ресурсы традиционных месторождений, а развитие технологий делает освоение этих ресурсов экономически целесообразным. По оценке МЭА прогнозные ресурсы газа из нетрадиционных источников в мире составляют 921 трлн м<sup>3</sup>, что более чем в 2,2 раза превышает ресурсы газа на традиционных месторождениях.

Одним из наиболее перспективных нетрадиционных источников углеводородного сырья считается метан угольных пластов (МУП). В классификации нетрадиционных источников углеводородного сырья, подготовленной Всероссийским нефтяным научно-исследовательским геологоразведочным институтом, угольный газ включён в группу «первоочередных для современного освоения».

Суммарный объём добычи МУП в мире в 2010 г. превысил 68 млрд м<sup>3</sup>, из них: США – 54,0 млрд м<sup>3</sup>; Канада – 7,5 млрд м<sup>3</sup>; Австралия – 5,2 млрд м<sup>3</sup>; Китай – 1,4 млрд м<sup>3</sup>. По оценкам ведущих американских экспертов, мировая добыча метана из угольных пластов в 2020 г. составит 78 млрд м<sup>3</sup>, а к 2040 г. достигнет 157 млрд м<sup>3</sup> в год.

По данным ОАО «Газпром промгаз» прогнозные ресурсы метана в основных угольных бассейнах России оцениваются в 83,7 трлн куб. м, что соответствует примерно трети прогнозных ресурсов природного газа страны. На сегодняшний день ресурсы МУП России превышают ресурсы сланцевого газа и газа плотных песчаников вместе взятых. Это определяет особую роль МУП в будущем развитии отечественной газодобычи. К высокоперспективным относятся Кузнецкий (13,1 трлн м<sup>3</sup>) и Печорский (1,9 трлн м<sup>3</sup>) угольные бассейны, в которых осуществляется попутная и промышленная добыча МУП. В ноябре 2011 года метан угольных пластов был признан в России самостоятельным полезным ископаемым и внесён в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод.

В настоящее время МУП добывается в России в основном как сопутствующее полезное ископаемое при подземной добыче угля. В угольных шахтах России дегазационными системами каптируется около 0,5 млрд м<sup>3</sup> метана в год при содержании метана в метановоздушной смеси более 25 %. В то же время, промышленная добыча МУП, которая осуществляется вне полей действующих шахт

путём бурения с поверхности специальных скважин, находится в России на начальном этапе.

Одной из основных проблем проектов по извлечению метана из угольных пластов является их низкая экономическая эффективность. Метан в угольных пластах находится в связанном сорбированном состоянии. С этим связана необходимость дополнительных затрат, направленных на разрыв связи уголь/метан и интенсификацию добычи газа. Кроме этого, необходимо учитывать, что дебиты газовых скважин, пробуренных в угольных пластах, как правило, ниже дебитов традиционных газовых скважин. В связи с этим проекты добычи метана из угольных пластов характеризуются большими затратами и меньшей выручкой по сравнению с проектами по добыче газа из традиционных источников. Вместе с тем необходимо отметить, что извлечение метана из угольных пластов решает ряд проблем в угольной промышленности, не характерных для традиционной добычи газа. Решение этих проблем приводит к появлению дополнительных экономических эффектов, учитывая которые можно существенно улучшить показатели эффективности проектов по извлечению метана из угольных пластов.

В монографии приведён обзор ресурсной базы угольного метана в мире и в России, рассмотрены состояние и перспективы развития добычи угольного метана, представлен обзор опыта использования угольного метана, проанализированы основные экономические и организационные проблемы освоения ресурсов угольного метана, а также приведены выводы и рекомендации по проблемам разработки газосодержащих угольных пластов.

В процессе исследования использовались работы российских и зарубежных учёных и практиков, посвящённые вопросам добычи и переработки МУП.

Автор признателен профессорско-преподавательскому составу Ухтинского государственного технического университета, Национального минерально-сырьевого университета «Горный», Российского государственного университета нефти и газа (национального исследовательского университета) имени И. М. Губкина за советы и замечания.

## ГЛАВА 1. РЕСУРСНАЯ БАЗА УГОЛЬНОГО МЕТАНА В МИРЕ И В РОССИИ

Природный газ является важнейшим источником энергии и сырья. Его широко используют в качестве горючего для отопления, подогрева воды и приготовления пищи, как топливо для машин, котельных, ТЭЦ; в химической промышленности как исходное сырьё для получения различных органических веществ и для других целей.

По прогнозам Международного энергетического агентства (МЭА) мировая добыча газа в 2030 г. возрастёт до 4 434 млрд м<sup>3</sup> [139].

Однако наиболее доступные традиционные газовые месторождения в настоящее время в значительной степени уже истощены и не могут удовлетворить всё возрастающие мировые потребности. В то же время по данным МЭА ресурсы нетрадиционных источников газа значительно превышают ресурсы традиционных месторождений, а развитие технологий делает освоение этих ресурсов экономически целесообразным. По оценке МЭА прогнозные ресурсы газа из нетрадиционных источников в мире составляют 921 трлн м<sup>3</sup>, что более чем в 2,2 раза превышает ресурсы газа на традиционных месторождениях (405 трлн м<sup>3</sup>) (табл. 1.).

Таблица 1. Структура мировых ресурсов газа (по оценке МЭА, 2009 г.)

Виды газовых ресурсов	Объём ресурсов газа, трлн м <sup>3</sup>	Доля видов газовых ресурсов, %
1. Традиционные ресурсы газа	405	30,54
2. Нетрадиционные ресурсы газа	921	69,46
2.1. Газ плотных песчаников	209	15,76
2.2. Метан угольных пластов	256	19,31
2.3. Сланцевый газ	456	34,39
Всего ресурсов газа	1326	100,00

Концепция «ресурсного треугольника», разработанная в 70-х годах прошлого века, даёт графическое представление об объёмах ресурсов газа различных видов с учётом экономической целесообразности их извлечения (рис. 1) [57].

Дешёвый газ наиболее доступных месторождений традиционного типа – это лишь вершина айсберга мировых газовых ресурсов. Следует учитывать, что, интерпретируя данную модель в целях её дальнейшей обработки, под наиболее доступными месторождениями подразумеваются не только большой объём и высокая концентрация газовых ресурсов, но и такие факторы, как меньшие затраты на поставку газа потребителям и более благоприятные природно-климатические условия.

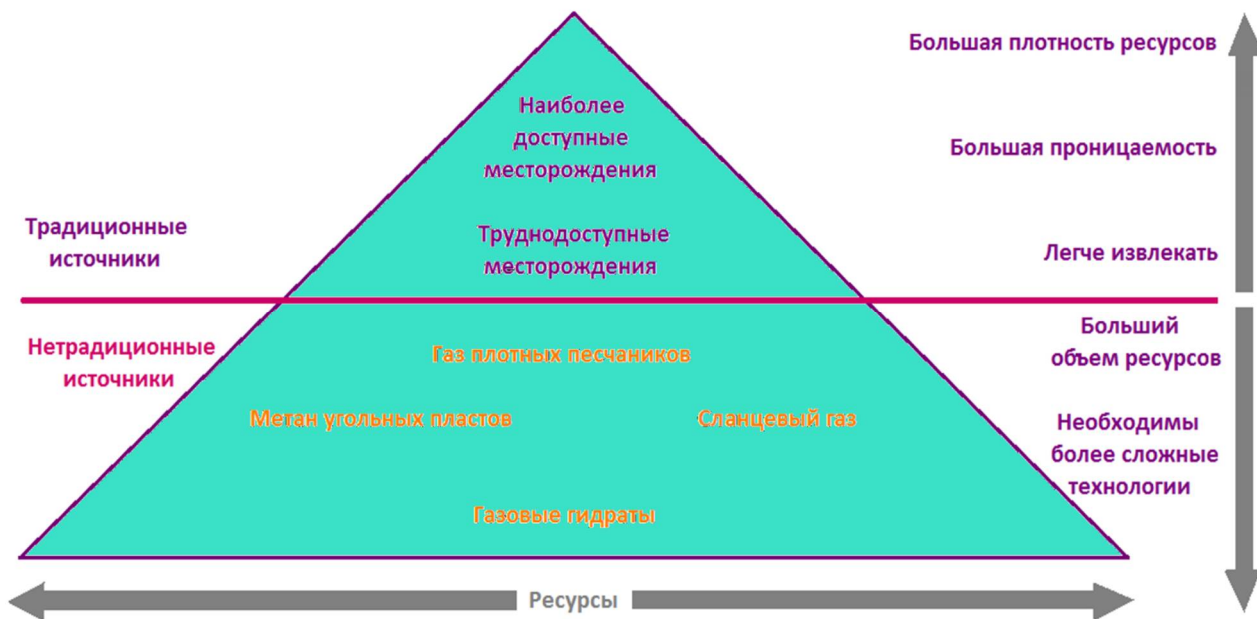


Рисунок 1. Виды мировых газовых ресурсов

По мнению некоторых исследователей (Мелехин Е. С., Кошелец А. В.), если адаптировать представленную схему к современному уровню развития технологий и общемировой тенденции к снижению объёмов добычи и истощению ресурсов крупнейших месторождений традиционного типа, а также учесть фактор экономической эффективности, она примет вид, представленный на рисунке 2 [57].



Рисунок 2. Структура газовых ресурсов на современном этапе

Прогноз дальнейшего развития мировой газовой отрасли по мере сохранения тенденции к сокращению добычи наиболее доступного и дешёвого газа вплоть до полного истощения его ресурсов, по оценке некоторых учёных, максимум через несколько десятилетий приведёт к трансформации существующей современной схемы до вида, представленного на рисунке 3.



Рисунок 3. Прогноз будущей структуры мировой газодобычи

При этом следует отметить, что в России на сегодняшний день ресурсы МУП превышают ресурсы сланцевого газа и газа плотных песчаников вместе взятых (рис. 4). Это определяет особую роль МУП в будущем развитии отечественной газодобычи.

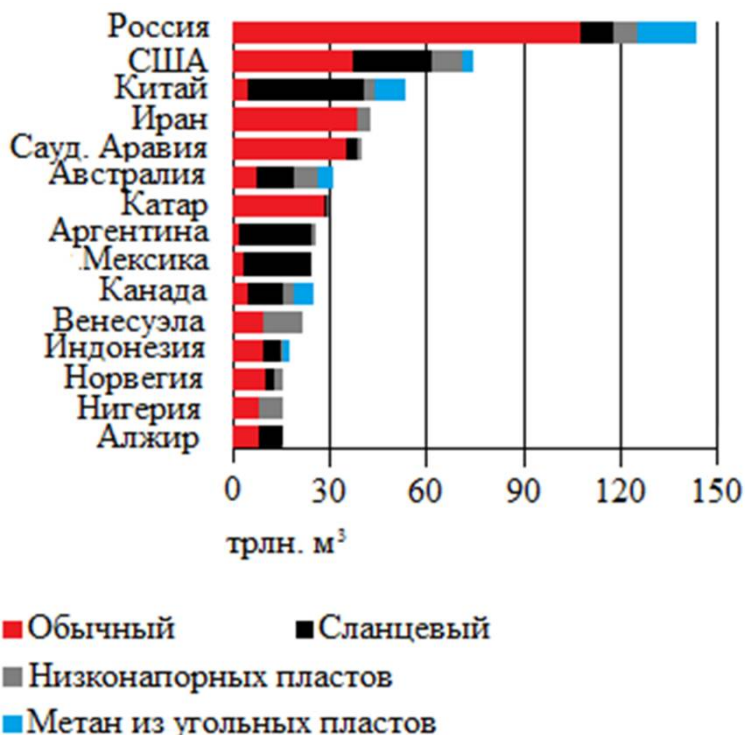


Рисунок 4. Распределение различных видов газовых ресурсов по странам мира (по данным МЭА, 2011 год)



По данным МЭА мировые ресурсы метана угольных пластов (МУП) оцениваются в 260 трлн м<sup>3</sup> (табл. 2). Наиболее значительные ресурсы сосредоточены в России, США, Китае, Австралии, ЮАР, Индии, Польше, Германии, Великобритании и Украине [142].

Таблица 2. Структура мировых ресурсов газа (по данным МЭА, 2013 г.)

Страна	Ресурсы МУП, трлн м <sup>3</sup>
Россия	78
США	60
Китай	28
Австралия	22
Индия	18
Германия	16
ЮАР	13
Украина	8
Казахстан	8
Польша	3
ВСЕГО в мире	260

Данные МЭА основаны, в том числе, и на исследованиях отечественных учёных. По данным Ермакова В. И. [31], общее количество метана в угольных бассейнах мира оценивается в 470 трлн м<sup>3</sup>, в том числе в кондиционных пластах 230 трлн м<sup>3</sup>. По данным Голицина М. В., мировые ресурсы угольного метана по подсчётам на 2002 г. оцениваются от 68 до 130 трлн м<sup>3</sup>, в том числе рентабельные для извлечения от 15 до 24 трлн м<sup>3</sup> (табл. 3) [19].

Таблица 3. Мировые ресурсы метана в угольных пластах (по Голицину М. В., 2002 г.)

Страна	Метаноносность угольных пластов, м <sup>3</sup> /т	Ресурсы метана, млрд м <sup>3</sup>
Мир всего	–	67840–130848* / 15060–24070
В том числе:		
СНГ	10–40	30000–58000 / 2550–2710
КНР	8–20	16000–25000 / 7000–7500
США	7–14	11000–22000 / 6000–8000
Австралия	7–15	3800–6000 / 2000–3000
ФРГ	8–15	1700–3000 / 700–1000
Польша	8–13	1200–1450 / 450–600
Великобритания	5–24	900–1600 / 400–800
Канада	5–14	600–1600 / 300–500
Франция	8–14	370–650 / 250–300
ЮАР	8–10	400–500 / 150–200
Индия	5–8	250–400 / 100–200
Чехия	17–30	110–130 / 50
Япония	10–13	80–110 / 25

\* В числителе: всего; в знаменателе: рентабельные для извлечения.

Как показано выше, Россия обладает одними из самых значительных ресурсов угольного метана. Необходимо добавить, что в ноябре 2011 года метан угольных пластов был признан в России самостоятельным полезным ископаемым и в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) №570-ст от 22.11.2011 года внесён в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод.

В классификации нетрадиционных источников углеводородного сырья, подготовленной ФГУП «ВНИГРИ», угольный газ включён в группу «первоочередных для современного освоения» (рис. 5) [36].



Рисунок 5. Классификация нетрадиционных источников углеводородного сырья (по данным ВНИГРИ)

По данным ОАО «Газпром» на сегодняшний момент прогнозные ресурсы метана в основных угольных бассейнах России оцениваются в 83,7 трлн м<sup>3</sup>, что соответствует примерно трети прогнозных ресурсов природного газа страны (рис. 6.). В Кузнецком угольном бассейне, где впервые в России начата промышленная добыча МУП, ресурсы газа составляют 13,1 трлн м<sup>3</sup>. Данная оценка ресурсов метана соответствует глубине 1 800–2 000 м [138].

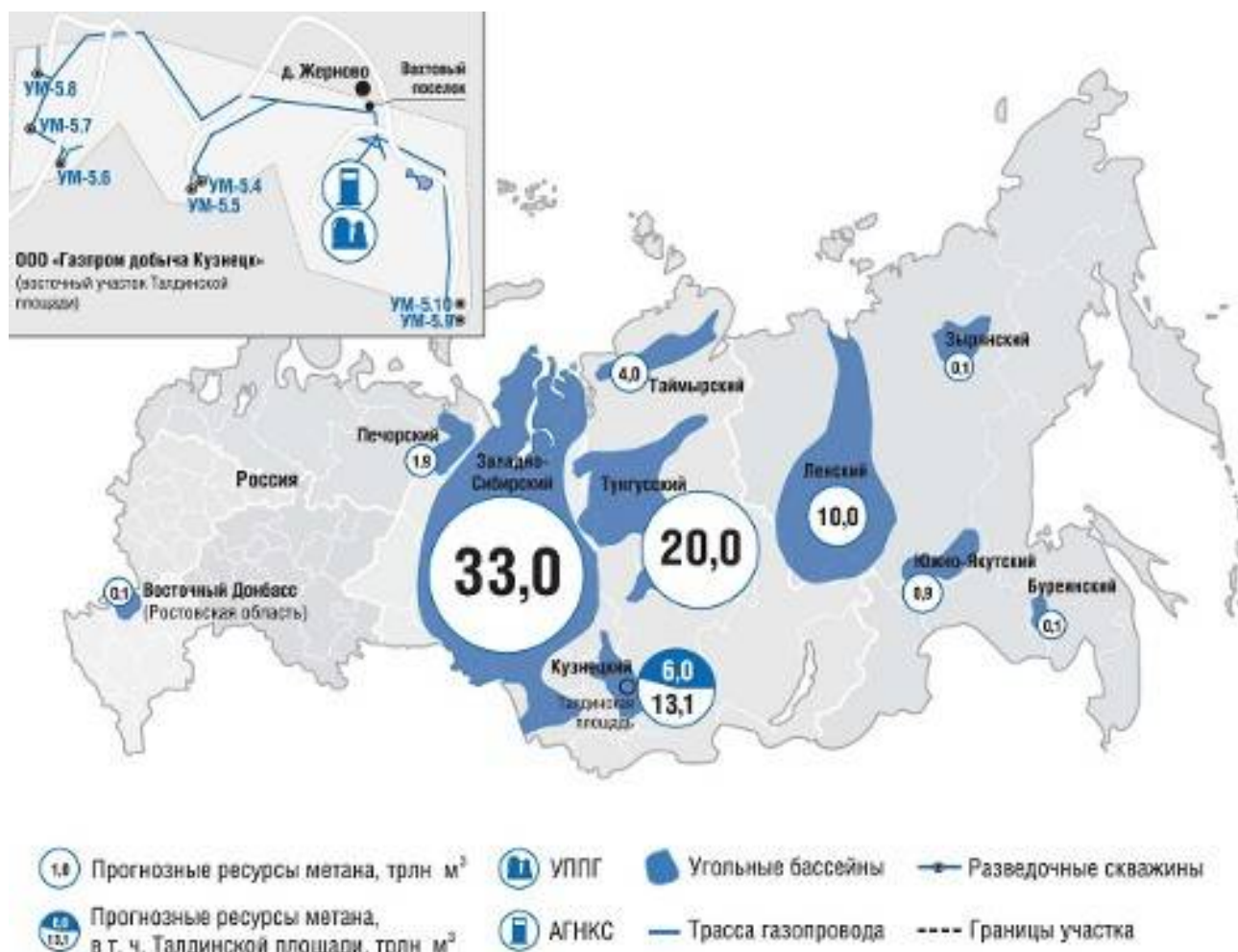


Рисунок 6. Ресурсы метана угольных пластов в России (по данным ОАО «Газпром»)

Из угленосных бассейнов России по степени перспективности для добычи выделяют перспективные и высокоперспективные [84]. Главными критериями отнесения к высокоперспективным бассейнам являются наличие широкой ресурсной базы, благоприятные геологические предпосылки (высокая газоносность, хорошая проницаемость угольных пластов), наличие вблизи крупных потребителей, значительный социально-экологический эффект. К высокоперспективным отнесены Кузнецкий (13,1 трлн м<sup>3</sup>) и Печорский (1,9 трлн м<sup>3</sup>) угольные бассейны, в которых осуществляется попутная и промышленная добыча МУП (табл. 4) [88].

Таблица 4. Прогнозные ресурсы метана в угольных пластах основных бассейнов и месторождений России (в млрд м<sup>3</sup>)

Бассейн, месторождение	Всего	В том числе		В том числе	
		на полях действующих шахт	на разведываемых и перспективных участках и поис- ково-оценочных площадах	на верхнем этаже бассейнов до глубины 1 200 м	на нижнем этаже бассейнов на глубинах от 1 200 до 1 800 м
Кузнецкий	13 085	212	12 873	7 448	5 637
Печорский	1942	26	1 916	1 260	682
Донецкий	1178	495	683	–	–
В том числе Восточный Донбасс	97	2	95	–	–
Буреинский	105	25	80	101	4
Апсатское	55	55	–	55	–
Сахалинский	47	5	42	45	2
Партизанский	23	8	15	15	8
Южно-Якутский	920	3	917	847	73
Зырянский	99	–	99	98	1
<b>Итого</b>	<b>17 454</b>	<b>829</b>	<b>16 625</b>	<b>9 869</b>	<b>6 407</b>
Тунгусский *	20 000	–	–	–	–
Ленский *	6 000	–	–	–	–
Таймырский *	5 500	–	–	–	–
<b>Всего</b>	<b>48 954</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>	<b>–</b>

\* В связи со слабой геологической изученностью этих бассейнов оценка метана в угольных пластах имеет ориентировочный характер.

Методики оценки ресурсов МУП различаются при промышленной добыче метана, являющейся сферой деятельности газодобывающих компаний, и при попутной добыче шахтного метана, извлекаемого при подземной добыче угля.

В первом случае ресурсы метана угольных месторождений устанавливаются подсчётом запасов угля и метана при геолого-экономической оценке запасов на основе данных о метаноносности углей и пород [100]. Геолого-экономическая оценка и подсчёт запасов метана в угольных пластах осуществляются в соответствии с действующими нормативно-методическими документами. Геологической основой подсчёта служат закономерности распределения природных газов в угольных месторождениях, количественные характеристики метаноносности угольных пластов и их изменение с глубиной залегания. По нормативным параметрам данных документов на горизонте 2010 г. ресурсы метана в угольных пластах бассейнов и месторождений России были подсчитаны в объёме 83,7 трлн м<sup>3</sup>, в том числе в Кузбассе, наиболее освоенном угольном бассейне, – 13,1 трлн м<sup>3</sup>, при этом около 7,2 трлн м<sup>3</sup> сосредоточено на сравнительно небольших глубинах (до 1,2 км). Основой всех вышеприведённых оценок ресурсов МУП являются результаты фундаментальных работ по генезису и закономерностям распределения природных газов, газоносности

угленосных отложений и ресурсам метана основных угольных бассейнов и месторождений, выполненных в нашей стране начиная с 60-х гг. прошлого века, нашедшие отражение в таких монографиях, как «Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР» (в 3 т., 1979–1980 гг.). В числе последних масштабных работ следует отметить 4-томную монографию «Угольная база России» (2004 г.) под редакцией В. Ф. Череповского, в которой детально рассмотрен вопрос методологии оценки запасов метана в углегазовых месторождениях.

Выявление и оценка ресурсов МУП является нестандартной задачей из-за сложного строения и формы нахождения метана в поровом пространстве. В ОАО «Газпром промгаз» и РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина на основе проведённого анализа современного состояния совместного использования данных разноуровневых исследований сейсморазведки, геофизических и геолого-технологических исследований скважин, петрофизических исследований по керну и шламу для добычи метана из неразгруженных угольных пластов разработана методическая схема выявления и оценки угольных пластов. Особенностью схемы является то, что она учитывает все стадии геологоразведочного процесса от региональных до детализационных исследований, когда объектом изучения являются характеристики отдельного пласта [22].

Последовательность проведения исследований на метаноугольных месторождениях имеет чёткую иерархическую последовательность и этапность (рис. 7). На первой стадии проводятся региональные сейсмические исследования и выявляются перспективные площади. Основной задачей этого этапа является выявление перспективных угольных пластов для добычи метана. В этот этап входит детальная сейсморазведка, которая может включать как 2D, так и 3D-сейсморазведку. Результатом проведённых работ является получение скоростных и поглощающих характеристик разреза и точность измерений параметров волнового поля. При этом результаты региональной и детальной сейсморазведки взаимосвязаны. Вертикальное сейсмическое профилирование проводят на этапе детализационных работ, когда уже пробурены разведочные скважины на метаноугольном разрезе, в целях построения геолого-геофизической модели изучаемого участка.

Геолого-технологические, геофизические и петрофизические исследования, входящие в первую стадию, определяют фильтрационно-ёмкостные, физико-механические свойства, элементный и вещественный состав углей и углевлещающих пород, а также такие свойства углей, как выход летучих веществ, отражающая способность витринита, физионита, влажность, газонасыщенность и т. д. По данным геолого-технологических исследований скважин определяют параметры, основанные на регистрации механической скорости бурения, осевой нагрузки на долото, преобладающей частоты вибрации бурильной колонны.

Следующая стадия – оценка угольных пластов для добычи метана. На основе данных анализа диаграмм геофизических исследований скважин (ГИС), керна и шлама, геолого-технологических исследований (ГТИ), гидродинамических исследований и сейсмических работ устанавливаются петрофизические связи, выявляются зоны трещиноватости, региональные нарушения, осуществляются привязки данных к угольным горизонтам. Полученные результаты заносятся в базу и на их основе строят геолого-геофизическую модель, которая служит основой для построения гидродинамической модели и дальнейшего подсчёта запасов углей и метана на метаноугольном месторождении.

На стадии подсчёта запасов углей и метана все ранее полученные данные повторно анализируются и выдаются прогноз продуктивности, рекомендации по заложению скважин, технологии бурения и развитию ресурсной базы.

Предложенная структура прямых и обратных связей обеспечивает возможность постоянной взаимопроверки и корректировки получаемых результатов, способствуя тем самым повышению их достоверности, что особенно важно при добыче метана. Разработанная структура связей образует целостную, динамическую, информационно открытую систему и обеспечивает универсальность применения разработанной методической схемы (рис. 7).

Следует отметить, что в настоящее время в России и в мире существует несколько вариантов подсчёта, что приводит к значительным различиям в оценках. Крайне важным является также то, что ввиду отсутствия необходимого опыта освоения данных ресурсов в России технологиями промышленной добычи и, соответственно, оценки технологичности таких ресурсов, потребуются корректировка приведённых оценок в сторону значительного снижения в случае разработки и реализации промышленных проектов по добыче угольного метана. В связи с этим очевидна необходимость как широкой научной дискуссии в целях формирования обоснованной методологии подсчёта ресурсов угольного метана.

Существенно более точными и реалистичными являются оценки промышленных ресурсов шахтного метана (данной проблемой занимается ИПКОН РАН), которые могут быть извлечены в процессе разработки газоугольных месторождений подземным способом [100]. Они могут быть оценены двумя основными способами – по метаносности углей на основе прогноза метановыделения из угольных пластов с учётом долевого их участия в газовом балансе выемочного участка и шахты или по данным ретроспективного метода, базирующегося на анализе фактических объёмов добычи угля и выделений метана как в шахтах, так и на добычных участках и учитывающего эффективность применяемых технологий извлечения метана.

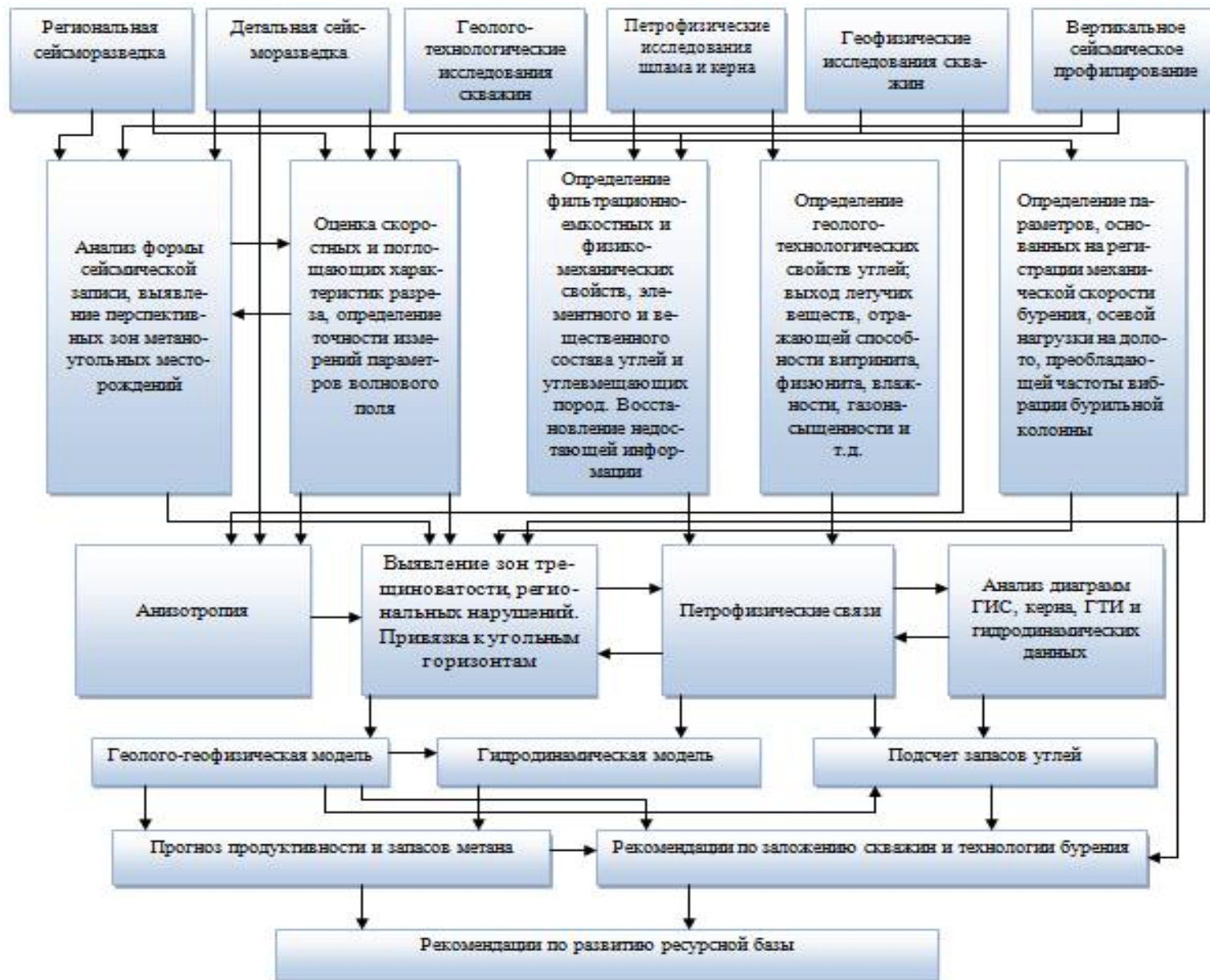


Рисунок 7. Методическая схема выявления, оценки и подсчёта запасов углей и метана

Метод прогноза ресурсов метана, основанный на метаноносности обрабатываемого угольного пласта, прогнозе метанообильности участков и долевом их участии в метанообильности шахты, базируется на положениях нормативных документов по проектированию вентиляции и дегазации шахт или на фактических данных, а ретроспективный метод прогноза ресурсов метана на полях угольных шахт – на анализе объёмов выделения метана в горные выработки и дегазационные сети шахт, а также на учёте производительности шахт (годовой добыче угля), промышленных запасах угля и времени их отработки.

Геолого-экономическая оценка и подсчёт запасов метана в угольных пластах осуществляется в соответствии с действующими нормативно-методическими требованиями комиссии по запасам полезных ископаемых. Геологической основой подсчёта служат закономерности распределения природных газов в угольных месторождениях, количественные характеристики метаноносности угольных пластов и их изменение с глубиной залегания и по площади шахтных полей [40].

За границы подсчёта запасов шахтного метана принимаются контуры, в пределах которых извлечение метана при отработке угольных пластов технологически необходимо по условиям безопасности ведения горных работ по газовому фактору. Местоположение границ устанавливается в соответствии с Методическими рекомендациями о порядке дегазации угольных шахт [81].

Все запасы метана, в том числе и в пластах с забалансовыми запасами угля и в нерабочих пластах, подсчитанные в контурах возможного извлечения метана, относятся к балансовым. Кроме того, в этих контурах оцениваются прогнозные ресурсы метана в нерабочих тонких пластах и пропластках угля.

Общие ресурсы метана в пределах шахтного поля (блока, пласта, горизонта) определяются путём перемножения запасов угля в нём на среднюю метаноносность угля и на коэффициент сухой беззольной массы. При этом прогноз ресурсов метана, выделяющегося в горные выработки и дегазационные сети угольных шахт, может быть достаточно эффективен при наличии сведений и исходных данных о порядке отработки угольных пластов в свите, календарном плане ввода и вывода выемочных участков, добыче угля, системах разработки, способах проветривания горных выработок и дегазации источников метановыделения, а также исчерпывающих данных о стратиграфических разрезах углеватствующей толщи, мощности и метаноносности угольных пластов, зольности и влажности углей и другой информации, предусмотренной требованиями РД 15-09-2006. Расчёты метанообильности выемочных участков и шахт в целом выполняются по программам на основе положений нормативных документов [81].



Исследованиями [85, 80, 78] установлено, что ресурсы метана, рассчитанные по метаноносности разрабатываемых угольных пластов и определённые по ретроспективному методу, сопоставимы между собой, но в 6–8 раз меньше объёмов метана, содержащегося в угленосных отложениях. Объёмы метана, выделяющегося в горные выработки и дегазационные скважины, – реальные ресурсы, на которые следует ориентироваться при составлении проектов по добыче и использованию шахтного метана, прежде всего метана дегазации.

Конечно, эти методы оценки возможных для попутного извлечения при подземной угледобыче объёмов метана дают достаточно скромные, но реалистичные значения. Так, ресурсы метана в запасах углей категорий А+В+С<sub>1</sub> в России оценены в 260 млрд м<sup>3</sup>, а в промышленных запасах углей – в 160 млрд м<sup>3</sup> метана.

Прогноз ресурсов метана и объёмов его выделения в горные выработки и дегазационные сети является достаточно достоверным при наличии сведений и исходных данных о порядке отработки угольных пластов в свите, календарном плане ввода и вывода выемочных участков, добыче угля, системах разработки, способах проветривания горных выработок и дегазации источников метановыделения, а также исчерпывающих данных о стратиграфических разрезах углеводородной толщи, мощности и метаноносности угольных пластов, зольности и влажности углей и другой информации, предусмотренной требованиями нормативных инструкций. При этом весьма важной является привязка упомянутых объёмов к реальным объектам, причём в численных значениях, а не в удельных, например в миллионах кубических метров метана на квадратный километр площади.

Методы геолого-геофизического моделирования начинают достаточно широко применяться для оценки извлекаемых запасов метана; так, в ИПКОН РАН (д.т.н. В. Н. Захаров) разработана технология построения геопространственной модели шахтного поля на базе географической геоинформационной системы ArcGIS, которая позволяет с использованием указанных исходных данных производить подсчёт как ресурсов метана, содержащегося в углепородном массиве в границах шахтного поля, так и извлекаемых объёмов метановоздушных смесей шахтной дегазационной системой на различных этапах функционирования шахты.

Представления о ресурсном потенциале угольного метана постоянно совершенствуются. Однако они по-прежнему остаются не точными и не полными. Это связано с рядом причин: специфика залегания метана в угольных пластах; существенное различие свойств угольных пластов, содержащих метан, в зависимости от региона залегания; малое число разрабатываемых месторождений (особенно промышленным способом); высокая трудоёмкость и большие объёмы обработки

геологических, инженерно-технологических данных в процессе оценки ресурсов МУП; изменение технологических возможностей по добыче МУП; частые изменения и пересмотр оценки ресурсов угольного метана с началом разработки месторождений.

Перечисленные сложности вносят неопределённость в оценку ресурсной базы МУП, что приводит к постоянной корректировке количественных и качественных параметров.

Поэтому, говоря о количественной оценке ресурсной базы, важно помнить, что эти оценки являются лишь «моментальным снимком» [75]. Продолжающееся появление новых месторождений нетрадиционного газа, растущие возможности более интенсивного развития уже разрабатываемых месторождений и возможности достижения более интенсивной добычи за счёт новых технологий могут и будут влиять на размеры извлекаемых ресурсов. Утверждение о том, что мы ещё не знаем истинных масштабов и характера нетрадиционной ресурсной базы газа, так же актуально для сегодняшнего дня, как и 15 лет назад. Очевидно, что оценочные объёмы технически извлекаемых запасов сланцевого газа будут пересматриваться как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения по мере получения новой информации.

Отражением же этих изменений являются прогнозы и сценарии мировой добычи газа. Так, технологический прорыв в разработке нетрадиционных ресурсов, который произошёл в последние годы, степень доступности и эффективности технологий, обеспечивающих разработку нетрадиционных ресурсов газа, привели к частой смене волн энтузиазма волнами скептицизма, что нашло отражение и в прогнозах МЭА (табл. 5).

Таблица 5. Эволюция прогнозов развития добычи газа в мире и роль в них нетрадиционных источников газа, млрд м<sup>3</sup> (по данным МЭА)

Прогнозы и сценарии прогнозов	Год					
	2020		2030		2035	
	всего	из них – нетрадиционные, %	всего	из них – нетрадиционные, %	всего	из них – нетрадиционные, %
WEO-2009: Базовый сценарий	3678	496/13,5	4313	629/14,6	–	–
WEO-2009: Сценарий 450	3477	–	3560	–	–	–
WEO-2010: Сценарий Новых политик	3794	531/14	4297	709/16,5	4535	862/19
WEO-2010: Сценарий Текущих политик	3835	3835	–	–	4888	–

Прогнозы и сценарии прогнозов	Год					
	2020		2030		2035	
	всего	из них – нетрадицион- ные, %	всего	из них – нетрадицион- ные, %	всего	из них – нетрадицион- ные, %
WEO-2010: Сценарий 450	3584	3584	–	–	3609	–
WEO-2011: Сценарий Новых политик	3888	538/15	4750	–	4750	1045/22
Report-2011: Газовый сценарий	4019	623/15,5	4778	956/20	5132	1232/24
Report on Unconventional Gas-2012	3982	836/21	4758	1380/29	5112	1636/32
WEO-2012: Сценарий Новых политик	3943	790/20	4610	–	4955	1290/26
WEO-2011: Сценарий Энергоэффе- ктивного мира	3600	–	4060	–	4320	–

И тем не менее, даже тех знаний, которыми человечество обладает в настоящее время, достаточно, чтобы обеспечить нетрадиционным ресурсам газа достойное место в мировом энергообеспечении, особенно в энергодефицитных странах и районах, зависящих от дальнепривозных или импортных энергоносителей.

Важнейшим фактором, определяющим успешность реализации значительного потенциала ресурсов нетрадиционного газа и развития его добычи, выступают экономические параметры добычи и особенности функционирования индустрии нетрадиционного газа [75].

Распространённым инструментом анализа экономических параметров освоения ресурсов нетрадиционного газа является построение различных «кривых» – прямых и обратных функциональных зависимостей:

- экономической составляющей от геологических условий, применяемых технологий, техникопроизводственных показателей и др.;
- зависимостей этих условий и параметров от ценового и спросового факторов и других экономических характеристик различных процессов, связанных с освоением газовых ресурсов.

Подобные ресурсно-стоимостные кривые (кривые издержек производства) показывают, что чем выше цены, тем больше ресурсов газа может быть вовлечено в разработку, тем больше газа может быть добыто с приемлемыми экономическими показателями. В то же время анализ, проведённый, например, исследователями

Массачусетского технологического института (MIT, США) и консалтинговой компанией ICF International (США), свидетельствует, в частности, что при всей важности такого стоимостного показателя, как цена на газ, её рост может существенно, но не кардинальным образом изменить величину ресурсной базы для производства газа (рис. 8).

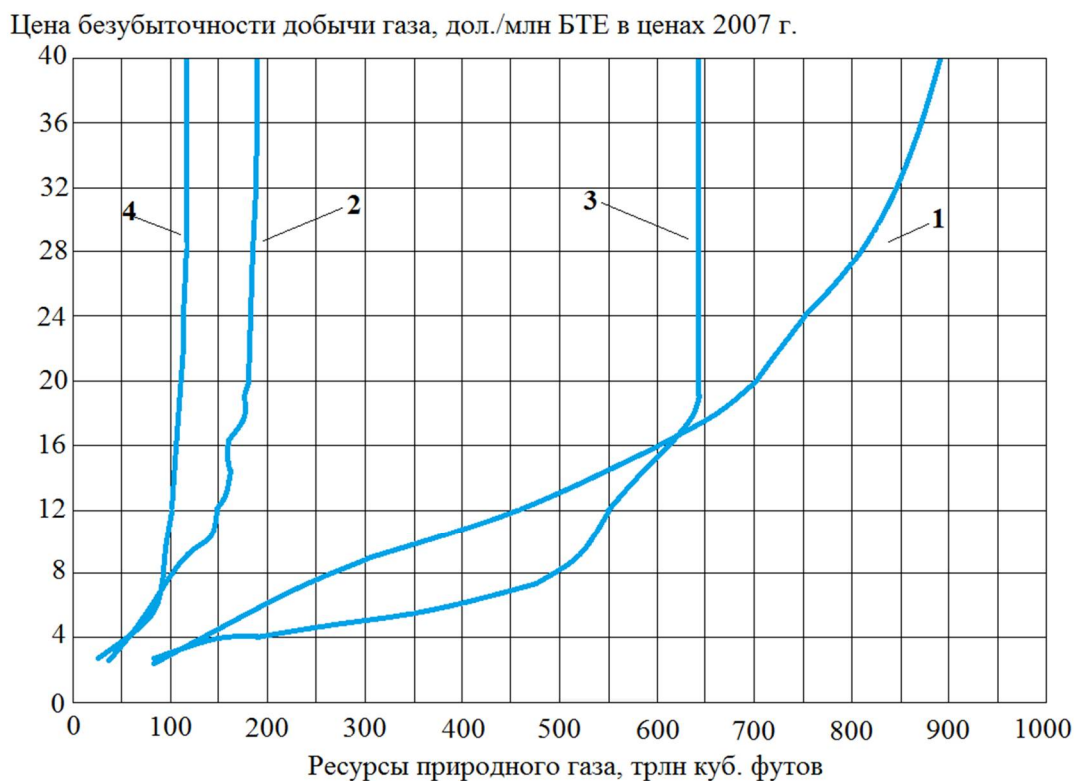


Рисунок 8. Ресурсно-стоимостная кривая для разных типов газа в США:

1 – традиционный, 2 – плотных пород, 3 – сланцевый, 4 – угольных пластов

Таким образом, проанализировав состояние ресурсной базы МУП можно сделать следующие выводы:

1. В угольных пластах планеты сосредоточены огромные ресурсы метана, которые составляют по данным МЭА 260 трлн м<sup>3</sup> или примерно 20 % всего природного газа земной коры.

2. Развитие технологий и тенденция к снижению объёмов добычи и истощению ресурсов крупнейших месторождений традиционного типа делает МУП одним из наиболее перспективных нетрадиционных источников углеводородного сырья.

3. По данным ОАО «Газпром промгаз» прогнозные ресурсы метана в России оцениваются в 83,7 трлн куб. м, что соответствует примерно трети прогнозных ресурсов природного газа страны. При этом ресурсы МУП превышают ресурсы сланцевого газа и газа плотных песчаников вместе взятых.

4. Исходя из наличия широкой ресурсной базы, благоприятных геологических предпосылок, наличия вблизи крупных потребителей и значительного социально-экологического эффекта наиболее перспективными угольными бассейнами для извлечения МУП являются Кузнецкий (13,1 трлн м<sup>3</sup>) и Печорский (1,9 трлн м<sup>3</sup>).

5. Важнейшими факторами, определяющими успешность разработки ресурсов МУП, выступают цена на газ, спрос на рынке и другие экономические характеристики различных процессов, связанных с освоением ресурсов МУП.

6. Методики оценки ресурсов МУП различаются при промысловой добыче метана, являющейся сферой деятельности газодобывающих компаний и при попутной добыче шахтного метана, извлекаемого при подземной добыче угля.

7. Представления о ресурсном потенциале угольного метана постоянно совершенствуются, однако они по-прежнему остаются не точными и не полными. В связи с этим очевидна необходимость широкой научной дискуссии в целях формирования обоснованной методологии подсчёта ресурсов угольного метана.

## ГЛАВА 2. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ УГОЛЬНОГО МЕТАНА В МИРЕ И В РОССИИ

Разработка нетрадиционных углеводородов становится новым важным направлением развития мировой энергетики. Так, по данным Международного энергетического агентства (МЭА) производство нетрадиционного газа в 2010 г. составило 485 млрд м<sup>3</sup>, или около 15 % мировой добычи, а по прогнозу 2035 г. возрастёт до 956 млрд м<sup>3</sup> (табл. 6) [5].

Таблица 6. Прогноз мировой добычи нетрадиционного газа

Регионы/страны	Прогноз добычи нетрадиционного газа, млрд м <sup>3</sup>					Доля в 2035 г., %
	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.	
Северная Америка, в том числе:	482,8	511,6	572,6	634,9	595,5	72,8
США	418,4	441,6	485,8	520,1	561,2	56,7
Канада	64,4	57,2	81,2	103,6	117,6	12,3
Мексика	0	2,8	5,5	11,2	16,5	1,8
Центральная и Южная Америка, в том числе:	0	0	0	14	33,5	3,5
Бразилия	0	0	0	5,5	14	1,5
Ближний Восток	0	0	0	0	2,8	0,3
Африка	0	0	0	0	2,8	0,3
Европа	0	0	11,2	19,5	30,8	3,2
Азиатско-Тихоокеанский регион, в том числе:	11,2	19,5	47,6	106,4	190,4	19,9
Австралия, Новая Зеландия	2,8	5,6	8,4	14	30,8	3,2
Китай	8,4	8,4	22,4	56	36,8	9,1
Индия	0	0	2,8	5,6	6,4	0,9
Россия	0	0	0	2,8	11,2	1,2
Всего в мире	494,0	531,2	631,4	774,9	956,0	100,0

На сегодняшний день нетрадиционные углеводороды можно назвать мировым «резервным фондом» нефти и газа. Они начинают конкурировать с традиционными углеводородами и за счёт этого оказывать серьёзное влияние на развитие мировой энергетики.

Метан угольных пластов играет одну из важнейших ролей в структуре мировой добычи нетрадиционных газовых ресурсов (рис. 9). По данным МЭА мировая добыча МУП в 2010 г. составила примерно 73 млрд м<sup>3</sup>, а к 2035 г. по разным сценариям должна возрасти до 190–410 млрд м<sup>3</sup> [75].

Энергетическая стратегия России до 2030 г устанавливает разработку нетрадиционных запасов в нефтяном и газовом секторе в качестве одного из приоритетных направлений научно-технического развития. Предусматривается увеличение доли нетрадиционного газа в российской газодобыче до 15 % к 2030 г.

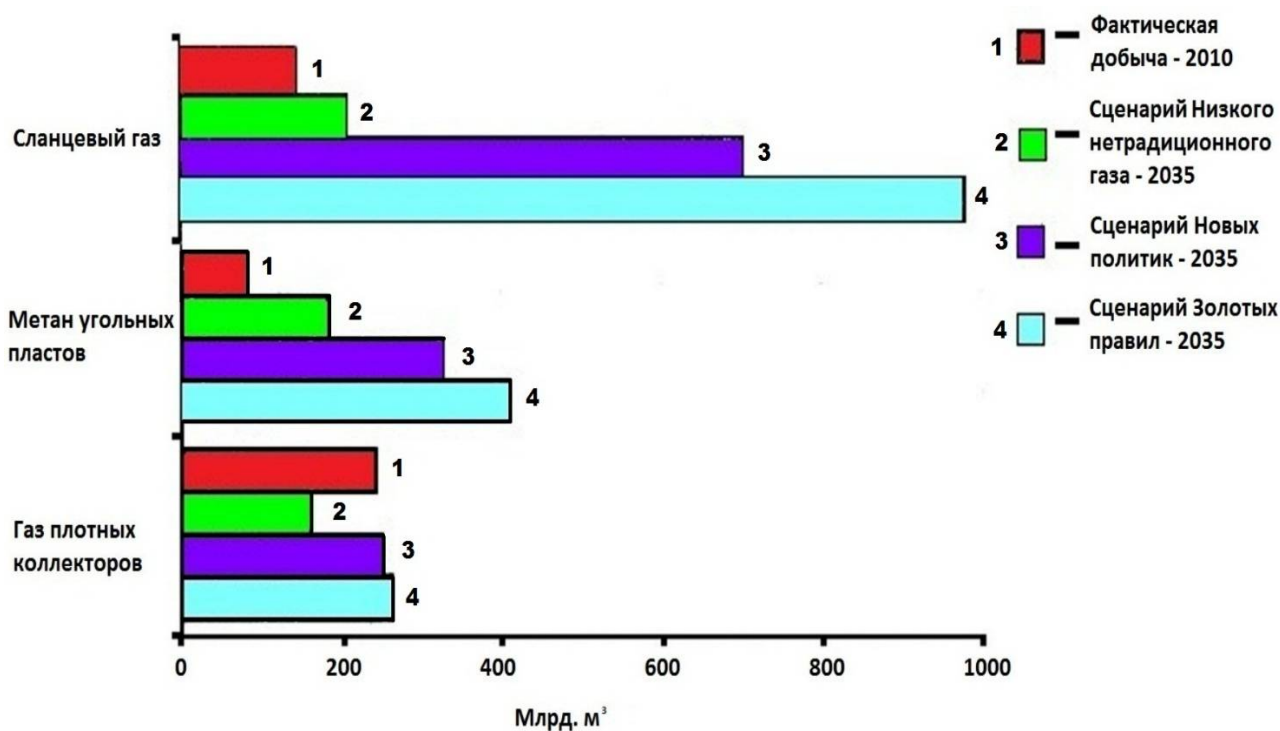


Рисунок 9. Прогноз мировой добычи нетрадиционного природного газа в зависимости от различных сценариев (по данным МЭА)

На настоящий момент существует три основных способа извлечения метана из угольных пластов:

- дегазация угольных шахт, снижающая объёмы выделения метана в горные выработки и обеспечивающая безопасность работы в метанообильных шахтах. В этом случае МУП разной концентрации является попутным полезным ископаемым;

- добыча метана вне полей действующих или проектируемых шахт путём бурения с поверхности специальных скважин с применением искусственных способов повышения газопроницаемости угольных пластов. Это направление является перспективным методом получения газа с высоким (75–95 %) стабильным содержанием метана для широкого применения в народном хозяйстве;

- добыча метана из закрытых шахт.

#### *Дегазация угольных шахт.*

Дегазация шахт – комплекс работ, направленных на удаление газов, выделяющихся из различных источников газовой выделению, и их изолированный отвод на поверхность или в горные выработки, в которых возможно их разбавление до допустимых концентраций [81].

Дегазация угольных шахт является исторически первым методом освоения ресурсов угольного метана. Ведение работ по дегазации изначально было связано с необходимостью обеспечения безопасности труда шахтёров, снижения

аварийности в угольных шахтах, увеличения производительности труда, вследствие снижения влияния «газового фактора». Впоследствии к этим причинам добавились мотивы повышения экологичности угледобычи и возможности по использованию получаемого при дегазации угольного метана.

Систематическое, научное и практическое изучение проблемы борьбы со взрывами рудничных газов в шахтах началось с образования в 1878 году в Париже специальной комиссии согласно Постановлению Парламента французского Правительства [4]. Это начинание было широко подхвачено представителями других государств. В 1901 г. в России была создана комиссия для систематического изучения вопросов, касающихся рудничных газов. Таким образом, работа над проблемой гремучих газов длится более 100 лет.

Выделяют три группы способов управления газовойделением в угольных шахтах: горнотехнические методы, вентиляция и дегазация [95].

В первом случае управление газовойделением осуществляется за счёт изменения параметров системы разработки, порядка отработки пластов в свите, управления горным давлением. Эти способы в ряде случаев являются высокоэффективными, но жёсткая связь с технологией не позволяет осуществлять оперативно управление газовойделением, поэтому, как правило, они определяются на этапе проектирования отработки шахтных полей (горизонтов). При использовании этих способов необходимы большие трудовые и экономические затраты, сопоставляемые с затратами на реконструкцию, а продолжительность перехода от одного способа к другому может достигать нескольких лет.

Вентиляция является важным способом снижения метанообильности выработок. В настоящее время используется множество различных схем проветривания, в основе которых фактически лежат две – прямоточная и возвратная. Однако ограничение сечения выработок и скорости движения воздуха по ним редко позволяет подавать необходимое количество воздуха, что серьёзно сокращает возможности вентиляции.

Критерием, определяющим необходимость выполнения работ по дегазации источников метановыделения, является повышение метанообильности выработок ( $I$ ) сверх допустимой по фактору вентиляции ( $I_{в}$ ) (без дегазации), т. е.:

$$I > I_{в} \leq \frac{0,6 \cdot v \cdot S \cdot (c - c_0)}{k_H}, \quad (1)$$

где  $I$  – метанообильность выработки (фактическая или по прогнозу), м<sup>3</sup>/мин.;

$I_{в}$  – допустимое по фактору вентиляции метановыделение в выработку без дегазации источников метановыделения, м<sup>3</sup>/мин.;

$v$  – скорость движения воздуха в выработке, м/с;

$S$  – сечение выработки для прохода воздуха, м<sup>2</sup>;



$c_0$  – допустимая концентрация метана в вентиляционной струе, %;

$c$  – концентрация метана в поступающей вентиляционной струе, %;

$k_H$  – коэффициент неравномерности метановыделения; принимается согласно нормативному документу по проектированию вентиляции угольных шахт [81].

Дегазация углепородного массива стала неотъемлемым технологическим процессом разработки угольных месторождений [95]. За рубежом на дегазируемых участках добывается более 36 % угля из всего добываемого подземным способом. В странах СНГ добыча угля на шахтах, применяющих дегазацию, превысила 60 % общего объёма добычи. Средствами дегазации из шахт извлекается свыше 2,0 млрд м<sup>3</sup> метана в год.

В настоящее время разработаны и используются более 30 способов и технологических схем дегазации. Среди них наиболее распространены:

- предварительная пластовая дегазация;
- дегазация выработанного пространства скважинами, пробуренными с поверхности;
- дегазация выработанного пространства и спутников скважинами, пробуренными из подготовительных выработок;
- барьерная дегазация;
- заблаговременная дегазация.

Дегазация предварительная – дегазация разрабатываемых пластов угля, осуществляемая пробуренными из горных выработок скважинами до начала очистных работ с изолированным выводом метана на поверхность [40].

Предварительная дегазация производится, как правило, при наличии неразгруженного горного массива, но возможна также предварительная дегазация выработанных угольных пластов и вмещающих пород при восходящем порядке отработки пластов в свите.

Предварительная дегазация применяется для снижения метанообильности призабойного пространства лавы за счёт каптажа метана из угольного пласта до начала очистных работ. К преимуществам предварительной дегазации угольных пластов следует отнести: снижение экстремальных выделений метана в период работы добычных механизмов и возможность значительно повысить нагрузку на очистной забой по газовому фактору; возможность комплексного использования пластовых дегазационных скважин для нагнетания воды в пласт в целях борьбы с пылеобразованием. Вместе с тем имеются существенные недостатки, к которым относятся: длительный период предварительной дегазации (свыше 100–150 суток); ограничение области применения в связи с низкой газопроницаемостью

большого числа разрабатываемых пластов; техническая сложность бурения пластовых дегазационных скважин на пластах с вязкими и сыпучими углями.

В условиях высокопроизводительных лав при большой скорости продвижения очистных забоев значительно сокращается возможность применения обычных схем предварительной дегазации из-за уменьшения интервала между окончанием подготовки выемочного столба и началом очистных работ. Это сокращает период активной работы дегазационных скважин.

Эффективность предварительной дегазации определяется газопроницаемостью угольных пластов, сеткой заложения скважин и продолжительностью их эксплуатации. Объём применения данного способа и количество извлекаемого метана постоянно возрастают. Однако это происходит не за счёт расширения области его применения, а вследствие увеличения плотности бурения скважин и вовлечения в разработку запасов угля с соответствующими условиями. Доля метана, извлекаемого этим способом, постоянно снижается и сейчас не превышает 6 %.

При предварительной пластовой дегазации все большее распространение получает бурение скважин с использованием системы ориентирования в пространстве (направленное бурение). Бурение подземных скважин по этой технологии позволяет вести дегазацию неразгруженного угольного массива ещё до начала ведения подготовительных работ, а также производить дегазацию пластов-спутников.

Эффективным и технологичным способом извлечения метана в широком диапазоне горно-геологических условий является применение вертикальных скважин, пробуренных с поверхности в разгруженный горный массив. Этот способ позволяет извлекать метан из всех источников (сближенные пласты, газоносные породы и выработанные пространства), разделить в пространстве горные работы и работы по извлечению газа, применить мощную буровую технику и уменьшить общий объём работ.

Разгруженный массив представляет собой аккумулятор метана с повышенной на 2–4 порядка газопроницаемостью по сравнению с нетронутым массивом. Параметры извлечения метана из этого объёма зависят от распределения концентрации метана и давления газа в пространстве разгруженного массива, местоположения фильтрующей части скважины и характера её воздействия на газодинамическое состояние массива. Наиболее эффективно применение вертикальных скважин с поверхности в условиях подработки или с оставлением угля, так как газовыделение в выработанном пространстве при таких условиях наибольшее. Варьирование величины рабочей (перфорированной) зоны скважины позволяет сосредоточить воздействие скважин в зоне наиболее интенсивного выделения метана и таким образом избежать подсосов воздуха в скважину и увеличить концентрацию метана

в извлекаемой смеси. Данный способ дегазации успешно применяется на шахтах Кузнецкого и Карагандинского бассейнов.

Широко используется дегазация спутников скважинами, пробуренными из горных выработок. Наиболее успешно этот способ применяется на шахтах Воркутинского бассейна (обеспечивается эффективность до 60 %). Бурение этих скважин осуществляется с конвейерного штрека после посадки основной кровли. Параметры заложения определяются свойствами и структурой вмещающих пород, основным параметром является мощность междупластья.

На большой глубине дегазация выработанных пространств осуществляется путём бурения встречных дегазационных скважин из вентиляционного штрека в зону купола обрушения пород.

Подземные дегазационные скважины бурятся из вентиляционного штрека веерообразно навстречу лаве под углом 10–15° к линии простирания пласта (продольной оси штрека). Наклон скважин к горизонту принимается равным 14–16°. Забои вновь буримых скважин должны перекрывать устья старых скважин на 20–30 м.

Дегазация барьерными скважинами осуществляется для снижения газобильности подготовительных выработок. Дегазационные скважины бурятся из специальных камер параллельно оси выработки, концентрация метана в извлекаемом этими скважинами газе составляет 2–10 %, что и определяет низкую эффективность способа.

Дегазация заблаговременная – дегазация, осуществляемая скважинами с земной поверхности с предварительным гидрорасчленением пластов и извлечением газа из угленосного массива до начала очистных или подготовительных работ [40].

Научные и инженерные разработки по заблаговременной дегазационной подготовке угольных месторождений впервые в мире были начаты в 1957 г. профессором Московского горного института Н. В. Ножкиным. Разработанный им метод заблаговременной дегазации угольных месторождений способом гидрорасчленения является основой для последующих различных способов активных воздействий на угольный массив [95].

Этому способу дегазации присущ ряд недостатков:

- направление, густота и величина раскрытия трещин зависят в основном от горно-геологических условий, физико-механических свойств, структуры и напряжённого состояния угольного пласта;
- при гидрорасчленении происходит раскрытие двух–трёх основных систем трещин, ориентированных преимущественно в одном направлении.

Все это приводит к неравномерности обработки массива, увеличению сроков дегазации, снижению эффективности способа с ростом глубины. Несмотря

на отмеченные недостатки, способ дегазации угольных пластов путём их гидрорасчленения наиболее перспективен в том плане, что он отвечает следующим основным требованиям:

- является региональным воздействием;
- разделён во времени и в пространстве с основными горными работами;
- осуществляется заблаговременно, т. е. имеет все предпосылки для обеспечения высокой технической эффективности;
- может являться основой для целого комплекса инженерных воздействий по управлению свойствами и состоянием угленосного массива с дневной поверхности.

Работы по заблаговременному извлечению метана из неразгруженных угольных пластов в странах бывшего СССР проводились на шахтах Донецкого и Карагандинского бассейнов. Основной целью являлось обеспечение безопасных условий для последующего ведения горных работ, причём возможность выбора благоприятных с точки зрения газоотдачи участков отсутствовала. Природная проницаемость угольных пластов составляла сотые или тысячные доли миллиарда. В качестве базового воздействия применялось гидрорасчленение угольных пластов.

Совершенствование способов заблаговременного извлечения метана из угольных пластов в настоящее время осуществляется в следующих основных направлениях [95]:

- совершенствование технологии воздействия в режиме кавитации, которое включает выбор и разработку рабочих агентов и режимов воздействия, обеспечивающих реализацию механизма самоподдерживающегося разрушения угля в широком диапазоне горно-геологических условий;
- гидровоздействие вспенивающимися жидкостями с подачей в пласт в определённом режиме выбранных солей и кислот с обеспечением термодинамических условий, способствующих бурному выделению углекислого газа;
- поэтапная гидродинамическая обработка угольных пластов, использующая эффект набухания угля во время гидровоздействия;
- обработка угольных пластов с использованием эффекта гидроудара.

Для заблаговременного извлечения метана из угольных пластов необходимо создание рентабельных технологий, которые обеспечат повышение газопроницаемости угольных пластов, а также методик разработки и интенсификации газоотдачи. Комплексный подход к проблеме может обеспечить рентабельность затрат, необходимых для добычи газа угольных пластов.

Комплексная дегазация – сочетание различных способов и схем дегазации для максимально возможного искусственного снижения метанообильности шахт. Эффективность комплексной дегазации достигает 80–90 %.

Одним из основных факторов, предопределяющих эффективную добычу метана из угольных пластов, является интенсификация газоотдачи пластов, соответствующих горно-геологическим характеристикам разрабатываемых месторождений.

Основной задачей технологий интенсификации газоотдачи угольных пластов является установление эффективной связи ствола добывающей скважины с природной системой трещин в угольном пласте, обеспечивающей интенсивный приток метана к скважине.

В настоящее время применяются следующие основные методы воздействия на пласты [117].

1. Гидравлический разрыв пластов.
2. Метод кавернообразования в необсаженном стволе скважины.
3. Бурение горизонтальных, наклонно направленных и многозабойных скважин.
4. Закачка в угольные пласты диоксида углерода и азота.

Дополнительными методами интенсификации газоотдачи являются электровоздействие, акустическое и вибрационное воздействие, а также термические методы в различных модификациях.

Гидравлический разрыв – самый распространённый метод воздействия на угольные пласты. Гидроразрыв позволяет обеспечить соединение ствола скважины с естественными трещинами коллектора. Гидравлический разрыв – это процесс нагнетания специальной жидкости с пропантом (или без него) в скважину с большой скоростью, после чего происходит разрушение пласта и образование вертикальной трещины.

Одна из эффективных технологий, называемая «пневмогидродинамическое воздействие на угольный пласт с кавернообразованием» (open-hole cavity completion), используется для завершения скважин, добывающих метан из угольных пластов. В результате ствол скважины эффективно связывается с системой природных трещин благодаря созданию большого количества разнонаправленных, саморасклинивающихся трещин. В процессе пневмогидродинамического завершения скважины должен вводиться воздух или водовоздушная смесь в ствол скважины в течение 1–6 часов при расходах приблизительно от 60 до 100 м<sup>3</sup>/мин. и давлении на поверхности – вплоть до 15 МПа. Фактические (действительные) расход и давление являются функцией глубины, проницаемости и наличия напряжения в недрах (in-situ). После того как давление нагнетания достигает расчётного, верхний клапан открывается и поверхностное давление резко понижается, флюиды выбрасываются через выкидную линию в отстойник.

Обычно проводятся от 20 до 30 циклов закачки в течение полного цикла, для которого может требоваться от 10 до 15 дней.

Добыча МУП в Австралии заключается в проводке наклонно направленных и горизонтальных скважин, пробуренных по продуктивному пласту, по двум технологиям: MRD (medium radius drilling) и TRD (tight radius drilling).

Технология TRD предполагает строительство горизонтально-разветвлённых скважин с забуркой бокового ствола в угольном пласте с малым радиусом искривления. При бурении скважин по данной технологии производится вскрытие продуктивных угольных пластов вертикальным стволом скважины. Затем в интервале залегания угольного пласта ствол скважины расширяется до величины 600–800 мм. В расширенный интервал ствола спускается отклоняющее устройство, благодаря которому удаётся отвести специальный буровой снаряд от вертикали до  $90^\circ$  со сверхмалым радиусом и бурить в угольном пласте радиально отходящие от скважины боковые горизонтальные стволы (до 8–10 шт.) протяжённостью до 300 м.

При наличии в разрезе нескольких перспективных пластов после окончания разбуривания первого угольного пласта переходят к следующему, где также проводится комплекс работ по бурению боковых стволов.

Технология MRD (технология бурения скважин со средним радиусом искривления) предполагает строительство центральной вертикальной скважины (для откачки пластовой жидкости) и одной (нескольких) периферической скважины. На расстоянии от 500 до 2000 м от вертикальной скважины закладывается устье (либо несколько скважин на определённом расстоянии друг от друга) с горизонтальным (субгоризонтальным) окончанием. Ствол горизонтальной скважины проводится по пласту таким образом, чтобы забой попадал в зону влияния центральной скважины. Протяжённость горизонтального участка скважины по угольному пласту составляет от 300 до 1000 (1500) м в зависимости от горно-геологических условий залегания. Дополнительная стимуляция продуктивного угольного пласта в скважинах, построенных по технологии MRD, в Австралии не производится.

Закачка азота или диоксида углерода в угольные пласты понижает парциальное давление адсорбированного метана, ускоряя десорбцию и добычу метана, в то же время поддерживая общее давление в коллекторе. При этом используется свойство угля предпочтительнее поглощать  $\text{CO}_2$  по сравнению с  $\text{CH}_4$ . При одинаковых условиях на одну молекулу метана уголь сорбирует две молекулы углекислоты [134]. Лабораторные тесты показывают, что может быть извлечено вплоть до 90 % от первоначального количества газа в недрах (в угольных пластах), что значительно выше, чем 30–70 % обычно добываемых с традиционным снижением давления в коллекторе.

Одним из критических требований к рентабельной добыче с применением данной технологии является поставка азота и  $\text{CO}_2$  низкой стоимости. Находящийся в природных условиях под высоким давлением  $\text{CO}_2$ , добываемый из подземных коллекторов, вероятнее всего, обеспечит низкостоймостные поставки  $\text{CO}_2$  для его инъекции при проведении технологии ЕСВМ. Регион Скалистых гор (Канада) содержит большие доказанные запасы  $\text{CO}_2$ . Месторождение McElmo Dome, принадлежащее компании Shell, в юго-западной части штата Колорадо, является самым крупным разрабатываемым месторождением, которое содержит 283,2 млрд  $\text{m}^3$  доказанных запасов очень чистого (98 %)  $\text{CO}_2$ .

Нагнетательные скважины, предназначенные для введения  $\text{CO}_2$ , требуют значительных капитальных инвестиций при применении технологии ЕСВМ. Проект на площади Аллисон (штат Колорадо) показывает, что истощённые скважины, ранее добывавшие метан, могут быть использованы как нагнетательные без необходимости затрат на повторное завершение скважин или изменение конструкции забоя скважин.

В будущем установки по закачке  $\text{CO}_2$  (как источника добычи метана при применении технологии ЕСВМ) могут быть квалифицированы как объекты для получения налоговых и иных льгот.

Разработан способ дегазации угольных пластов перекрывающимися скважинами, что в 1,5–2 раза увеличивает удельное количество каптируемого газа (Карагандинский и Донецкий бассейны).

По данным Буханцева А. И. [9] наиболее эффективна заблаговременная дегазация неразгруженных от горного давления угольных пластов и пород с последующим извлечением метана из подработанного массива. Из одной скважины можно извлекать не менее 1 млн  $\text{m}^3$  метана с содержанием его в газовой смеси 36–98 %. Предварительная пневмогидродинамическая обработка пластов увеличивает объём извлекаемого метана в 2,3–2,6 раза, что обеспечивает снижение газовыделения из разрабатываемых пластов на 59–71 %.

В Институте горного дела (ИГД) им. А. А. Скочинского разрабатываются эффективные технологии дегазации разрушенного и неразрушенного угольного массива, включая средства бурения и интенсификации газоотдачи [101]. Создаётся оборудование, методы подготовки и обогащения метановоздушных смесей дегазационных и вентиляционных систем, что позволит повысить эффективность дегазации в 1,3–2,2 раза. Это позволит использовать до 50 % выделяемого шахтами метана, снизить их газообильность в 1,5–2 раза и увеличить энергооборуженность шахт за счёт использования метана на 35–40 %. Большое значение при этом имеет удаление из откачиваемых газов азота, углекислоты, паров воды

и кислорода. Особую трудность представляет удаление азота. Все другие газы удаляются освоенными промышленностью методами.

Создаются установки, технологии и средства очистки метановоздушных смесей, метанообогащительные установки.

Оригинальный способ дегазации угольных пластов предложен Клебановым Ф. С. [53]. В массиве угля бурят скважины, герметизируют их и доводят количество естественно выделяющегося метана в объёме скважины до стехиометрической концентрации. Образовавшуюся взрывчатую смесь инициируют с помощью спирали накаливания. После взрыва через образовавшуюся сеть трещин резко увеличивается выделение газа из массива.

Заслуживающий внимания способ добычи метана предлагает Крейнин Е. В. – дегазацию угольных пластов путём бурения горизонтальных и наклонных скважин в пласте с огневым расширением буровых каналов путём противоточного перемещения по ним очага горения [62]. Разрабатываются технологические режимы, оптимизирующие процесс использования созданных коллекторов для извлечения метана.

Васючковым Ю. Ф. и Воробьёвым Б. М. [13] предложена новая концепция бесшахтной эксплуатации угольных месторождений. Она предусматривает следующие процессы: вскрытие угольных пластов через скважины, пробуренные с поверхности; извлечение метана из угольных пластов через скважины на поверхность; подземная газификация (сжигание угля в массиве с получением генераторного газа); использование горючей смеси метана и генераторного газа для выработки электроэнергии на электростанции.

Эта концепция применима на удалённых месторождениях, на полях закрытых шахт, на участках с некондиционными пластами угля, со сложными условиями эксплуатации и в настоящее время она используется под эгидой ООН на месторождении Аль-Камил в Султанате Омана.

Егоров А. Г. [29] провёл цикл исследований, направленных на установление влияния глубины залегания угольных пластов на устойчивость раскрываемых при добыче метана трещин в угле. Исследования проводились на пластах  $k_{10}$  и  $k_{12}$  Промышленного и Саранского участков Карагандинского угольного бассейна. На глубине свыше 500–550 м происходит потеря устойчивости систем трещин, созданных в процессе гидродинамического воздействия на угольный пласт. Для повышения устойчивости трещин их закрепляют песком, доставляемым рабочей жидкостью.

В США запатентован способ повышения отбора метана из угольных пластов, который предусматривает через обезвоживающие скважины обрабатывать прифилтровые зоны пластов органическими растворителями, увеличивающими



их проницаемость и удельную поверхность [19]. Для этого предложены следующие соединения:

- смесь спирта, бензола и жирной кислоты,
- полиэтилен – карбонат,
- бутоксилированный гликоль,
- этоксил-бутоксилированный гликоль.

Их использование обеспечивает повышение продуктивности скважин в течение длительного времени.

В бассейне Паудер-Ривер (США) при добыче метана используют также буровые установки, работающие для компании Redstone, которые позволяют бурить и обсаживать по 2 скважины в сутки. В угольном пласте скважину расширяют до 30 см, промывают, устанавливают погружной электронасос и откачивают воду и газ, разделение которых происходит на устье скважины. Начальные дебиты скважин составляют 8,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут, иногда достигая 34 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Из одной скважины можно извлечь 8–11 млн м<sup>3</sup> газа.

В Китае проведены петрологические исследования образцов угля с целью выяснения механизма микроразрывов и кливажа угольных пластов для последующего использования результатов этих работ для дегазации угольных пластов [19]. Установлено, что микроразрывы и кливаж пластов формируются в результате неоднократного резкого снижения давления газа под воздействием горного давления в процессе метаморфизма.

Михлюк А. В. и Бузин В. А. доказали, что разуплотнение угля и пород под влиянием дилатансии при неравномерных динамических нагрузках сопровождается увеличением в несколько раз их фильтрационной проницаемости, рекомендуют новые способы развития дилатансии угля и пород для интенсификации добычи метана.

Новая технология комплексной предварительно-передовой дегазации разрабатываемых пластов [71] с использованием раствора активного реагента (АР) опробована на трёх глубоких шахтах. Водный 2–5 % раствор АР под давлением 5–6 МПа нагнетается в часть дегазационных скважин, пробуренных параллельно линии очистного забоя на расстоянии 50–90 м друг от друга. Раствор быстро проникает в угольный пласт изменяет молекулярную структуру, физико-химические свойства угля и способствует росту газоотдачи пласта.

Определённые перспективы связываются с применением вибросейсмического воздействия на пласт для заблаговременного извлечения метана из угольных пластов (Боксерман А. А., Лопухов Г. П.). Этот способ уже хорошо зарекомендовал себя для повышения нефтеотдачи пластов [62].

Интересны опыты по воздействию на нефтяные пласты электрического тока, что повышало нефтеотдачу в 2–5 раз. Селяков В. И. [107] рекомендует использовать этот метод на угольных месторождениях для повышения добычи метана из пластов. Для энергоснабжения установки используется трёхфазный ток с подстанции мощностью 100 кВт и выше. Установка монтируется на автомашине, вес её 60 кг.

Заслуживает внимания опыт нефтяников по применению акустического воздействия на пласт с помощью установки АКУ-1М, что значительно увеличивает газо- и нефтеотдачу пластов. Рабочие частоты этих установок 1,5 и 12 кГц мощностью до 5 кВт и скважинных погружных вибраторов рабочей частоты 50 Гц, мощностью 2–4 кВт.

Существуют способы извлечения метана из вентиляционных струй шахт. В процессе эксплуатации шахт содержание метана в вентиляционной струе не превышает 0,75 %, хотя общий объём метана, выбрасываемого в атмосферу шахтами стран СНГ, составляет 4,5 млрд м<sup>3</sup>. В Донецком бассейне количество такого метана эквивалентно (млрд т.у.т) 6,9, в Кузнецком – 2,1, Печорском – 1,6 и Карагандинском – 0,66 [19]. Яруни С. А. предлагает новый способ извлечения метана путём низкотемпературной адсорбции из сжатой метановоздушной смеси вентиляционной струи. Используя два адсорбера, работающих попеременно с чередованием процессов адсорбции и десорбции (при охлаждении и нагреве адсорбера). Это позволяет осуществлять такие нужные шахте процессы как охлаждение шахтного воздуха и деминерализацию шахтной воды за счет образования льдоводяной суспензии.

По данным Зайденварга В. Е. и Айруни А. Т. [35], в 1990 г. на 560 шахтах мира было каптировано  $4,21 \cdot 10^6$  ту.т. (4,84 млрд м<sup>3</sup>) метана, из которых было использовано  $3,0 \cdot 10^6$  ту.т. (4,84 млрд м<sup>3</sup>). Общий объём выделения метана составил  $31,5 \cdot 10^6$  ту.т. (36,23 млрд м<sup>3</sup>) (табл. 7).

Таблица 7. Объём выделения, каптирования и использования шахтного метана, млн ту.т./год (по Голицину М. В., 2002 г.)

Страна	Число шахт		Каптировано	Выделено метана	Утилизировано	Метанообильность шахт, м <sup>3</sup> /т
	Всего	В том числе с применением дегазации				
СНГ	400	220	1,32	6,18	0,26	17,9
Германия	36	32	0,38	2,01	0,27	31,5
Великобритания	90	75	0,28	1,91	0,09	28,6
Франция	20	12	0,13	0,37	0,06	34,0
Бельгия	6	5	0,02	0,16	0,01	30,7
Чехия	28	17	0,24	0,74	0,23	36,6

Страна	Число шахт		Каптировано	Выделено метана	Утилизировано	Метанообильность шахт, м <sup>3</sup> /т
	Всего	В том числе с применением дегазации				
Польша	63	18	0,20	0,60	0,16	4,3
Венгрия	31	5	0,01	0,18	–	15,5
Румыния	8	2	0,01	0,11	–	10,4
Япония	12	11	0,15	0,22	0,10	36,0
США	180	19	1,20	5,22	1,19	18,9
Канада	6	5	0,03	0,18	–	21,6
Австралия	82	12	0,10	0,50	0,10	14,2
ЮАР	69	14	0,09	1,32	0,07	7,6
Индия	56	–	–	1,73	–	н.д.
Китай	469	110	0,43	8,65	0,40	19,9
Остальные	112	3	0,02	1,21	–	–
Итого	1668	560	4,21	31,50	3,0	–

Угольными шахтами СНГ в атмосферу выбрасывается  $6,2 \cdot 10^6$  т.т. (7,13 млрд м<sup>3</sup>) метана. Свыше 90 % метана угольного генезиса выбрасывается шахтами стран СНГ, США, КНР, Германии, Великобритании, Чехии, Польши, Австралии, Индии и ЮАР. Наибольшее количество метана каптировано на шахтах СНГ, США, Китая, Германии, Великобритании, Чехии и Польши. Почти полностью каптированный метан используется в США, Австралии, Чехии, Польше, ЮАР, Китае. В странах СНГ шахтный метан утилизируется недостаточно. К 1995 г. число шахт с применением дегазации в мире сократилось до 480.

Основной объём метана (до 60 %) извлекается из пластов-спутников. За полувековой период (1944–1995 гг.) в угольных шахтах мира было каптировано 228 млрд м<sup>3</sup> метана, в том числе в странах СНГ – 92 млрд м<sup>3</sup>, из них в России – 40 млрд м<sup>3</sup>.

Годовой баланс метана в угольных шахтах показан в таблице 8.

Таблица 8. Годовой баланс метана в угольных шахтах

Баланс метана в угольных шахтах	млрд м <sup>3</sup>	%
Всего метана	51	100
В том числе выделяется:		
в атмосферу с вентиляционным воздухом	32	62
каптируется в шахтах	5	10
остаётся в недрах в угольных целиках	6	12
выделяется в атмосферу из добытого угля на поверхность	8	16

Весьма газообильны угольные шахты СНГ, в первую очередь в Донецком, Печорском, Кузнецком и Карагандинском бассейнах (табл. 9).

Дегазация применяется на подавляющем большинстве шахт, особенно в Казахстане (Карагандинский бассейн). Объём метана, выделяющегося на шахтах

в год, превышает 5 млрд м<sup>3</sup>, кроме того, каптируется 1,15 млрд м<sup>3</sup>, из которых используется только около 20 % (230 млн м<sup>3</sup>). Весь шахтный метан, извлекаемый вентиляционными системами, пока нигде не используется. Извлекается метан из недр различными способами (табл. 10).

Таблица 9. Добыча и использование метана на шахтах стран СНГ (по Паку В. С., 1995 г.)

Страна	Добыча угля на шахтах с дегазацией, %	Среднесуточная добыча угля, тыс. т	Выделение метана	
			тыс. м <sup>3</sup> /год	на 1 т добычи
Россия	75,1	327	4,23	18,6
Украина	72,4	379	6,45	24,5
Казахстан	94,5	115	2,11	26,4
Всего	–	821	12,79	–

Таблица 10. Извлечение метана из недр в странах СНГ, млн м<sup>3</sup>/ год (по Голицину М. В., 2002 г.)

Способ извлечения метана	1980 г.	1990 г.	1995 г.
Всего извлечено метана	1630	1807	1264
В том числе из разрабатываемых пластов посредством:			
– ограждающей дегазации при проходке выработок	14	15	8
– предварительной дегазации	124	99	37
– предварительной дегазации с обработкой пластов гидроразрывом, ПАВ, кислотами	62	81	12
– из подрабатываемых и надрабатываемых пластов-спутников	1189	1198	750
– способами дегазации выработанного пространства	52	59	30
– шахтными наземными способами дегазации	189	355	311

В 1996 г. в России добывалось 800 млн м<sup>3</sup> метана из дегазационных систем и 6–7 млрд м<sup>3</sup> из вентиляционных. В шахтных котельных использовалось только 8–9 % метана. Содержание метана в откачиваемых смесях составляет 10–60 % [30]. В шахтах России действует 1500 вентиляционных установок, потребляющих 3,5 млрд кВт · ч электроэнергии. Установки по улавливанию метана повысят расход энергии на 40–45 %. В то же время тепловая энергия, выносимая вентиляционными потоками, на порядок выше энергии, потребляемой вентиляторами.

В настоящее время объём извлечения метана системами шахтной дегазации в России (в Кузнецком и Печорском бассейнах) снизился примерно до 500 млн м<sup>3</sup> [77].

*Добыча метана вне полей действующих шахт путём бурения с поверхности специальных скважин (промышленная добыча МУП).*

Возможность и экономическая целесообразность добычи метана из угольных пластов подтверждается ходом развития углегазовых промыслов мира.

Суммарный объём добычи метана угольных пластов в мире в 2011 г. превысил 68 млрд м<sup>3</sup>, из них: США – 54,0 млрд; Канада – 9 млрд; Австралия – 5,2 млрд; Китай – 1,4 млрд (табл. 11) [43]. По оценкам ведущих американских экспертов, мировая добыча метана из угольных пластов в 2020 г. составит 78 млрд м<sup>3</sup>, а к 2040 г. достигнет 157 млрд м<sup>3</sup> в год. Вместе с тем, несмотря на то, что Россия обладает значительными ресурсами, годовые объёмы промышленной добычи МУП составляют всего 5 млн м<sup>3</sup>/год.

Таблица 11. Масштабы промышленной добычи МУП в 2011 г.

Страна	Объёмы промышленной добычи МУП
США	55 млрд м <sup>3</sup>
Канада	9,3 млрд м <sup>3</sup>
Австралия	5,5 млрд м <sup>3</sup>
Китай	1,4 млрд м <sup>3</sup>
Индия	47,5 млн м <sup>3</sup>
Россия	5 млн м <sup>3</sup>

Возможность крупномасштабной промышленной добычи МУП впервые доказали в США. Работу в этом направлении начали с 70-х гг. прошлого века, к началу 90-х гг. годовой объём добытого МУП составил 3 млрд м<sup>3</sup>, а к 2010 г. вырос до 54 млрд м<sup>3</sup>/год, что составило около 9 % от всего добываемого газа в США [10]. Этому способствовала государственная поддержка в виде предоставления субсидий и финансирования.

Добыча МУП ведётся в США довольно длительный период времени и изначально рассматривалась как элемент обеспечения безопасности ведения горных работ при добыче угля, но позднее МУП стал рассматриваться как самостоятельное полезное ископаемое и масштабы его добычи стали стремительно расти.

В настоящее время основная добыча метана из угольных пластов сосредоточена в штатах, расположенных вдоль Скалистых гор: Колорадо, Монтана, Нью-Мексико, Юта и Вайоминг. Самые крупные запасы обнаружены в бассейне Сан-Хуан, расположенном на севере Нью-Мексико и юге Колорадо, там в настоящее время уже извлекаются наибольшие объёмы данного сырья. А быстрее всего производство развивается в бассейне Паудер Ривер на востоке Вайоминга и северо-востоке Монтаны.

Технология добычи МУП в США заключается в бурении вертикальных стволов скважин с последующей интенсификацией притока в угольных пластах [10]. В качестве методов интенсификации в 80 % от общего фонда скважин по добыче МУП применяется гидравлический разрыв пласта (ГРП), в 16–18 % – кавернообразование (гидроимпульсное воздействие на угольные пласты большой

мощности и проницаемостью не менее  $10^3$  мкм<sup>2</sup>), а в остальных случаях – закачка в угольные пласты диоксида углерода, либо вовсе отказ от интенсификации в связи со значительными пластовыми давлениями в угольном пласте. По завершении строительства скважины и её интенсификации проводится спуск компоновки подземного оборудования для откачки пластовой жидкости.

Наряду с вертикальными также строятся горизонтальные, многоствольные и горизонтально-разветвлённые скважины. Наиболее успешное развитие эти способы разработки метаноугольных месторождений получили в бассейнах Аркома и Аппалачском. Горизонтально-разветвлённая скважина имеет высокую эффективность извлечения по сравнению с любым другим методом стимулирования: коэффициент извлечения метана может достигать 85 %. Затраты, связанные со строительством таких скважин, значительно отличаются от затрат на строительство вертикальных [140].

Удачное вовлечение в разработку угольных формаций и сланцевых отложений в США связывают в обоих случаях с уникальными бассейнами. Внимание к угольному газу было привлечено благодаря нефтегазоугольному бассейну Сан-Хуан (San Juan), расположенному на стыке штатов Колорадо и Нью-Мексико. В бассейне Сан-Хуан на данный момент добыто 65 % из суммарной накопленной добычи метана угольных отложений в США [141]. Освоение же бассейна Форт-Ворт (Fort Worth) привлекло внимание мировой общественности к сланцевому газу. При этом ситуация в области добычи сланцевого газа схожа с ситуацией добычи угольного газа, по итогам 2008 г. в бассейне было добыто 69,1 % всего сланцевого газа в США (рис. 10) [5].

По состоянию на 1 января 2009 г. доказанные запасы угольного газа в США составляли 589,18 млрд м<sup>3</sup>, что составляет 8,5 % от всех запасов газа в США. В абсолютных значениях доказанные запасы за период 2000–2008 гг. выросли в 1,32, но начиная с 2002 г. доля метана угольных пластов в суммарных запасах снижается с 9,91 % в 2002 г. до 8,5 % в 2008 г. И, соответственно, снижается его значение для газовой отрасли. Следует отметить, что запасы сланцевого газа показывают обратную динамику – их доля в запасах газа растёт.

Структура запасов МУП такова, что 90 % запасов сосредоточены в пяти бассейнах – Сан-Хуан (San Juan), Ратон (Raton), Паудер Ривер (Powder River), Блэк Варриор (Black Warrior) и Центральные Аппалачи (Central Appalachian) [124].

В восьми крупнейших по запасам метана угольных пластов бассейнах по состоянию на 2006 г. было отобрано свыше 50 % от начальных запасов газа. Коэффициент выработанности запасов, определяемый как отношение накопленной добычи к начальным запасам, представлен в таблице 12.

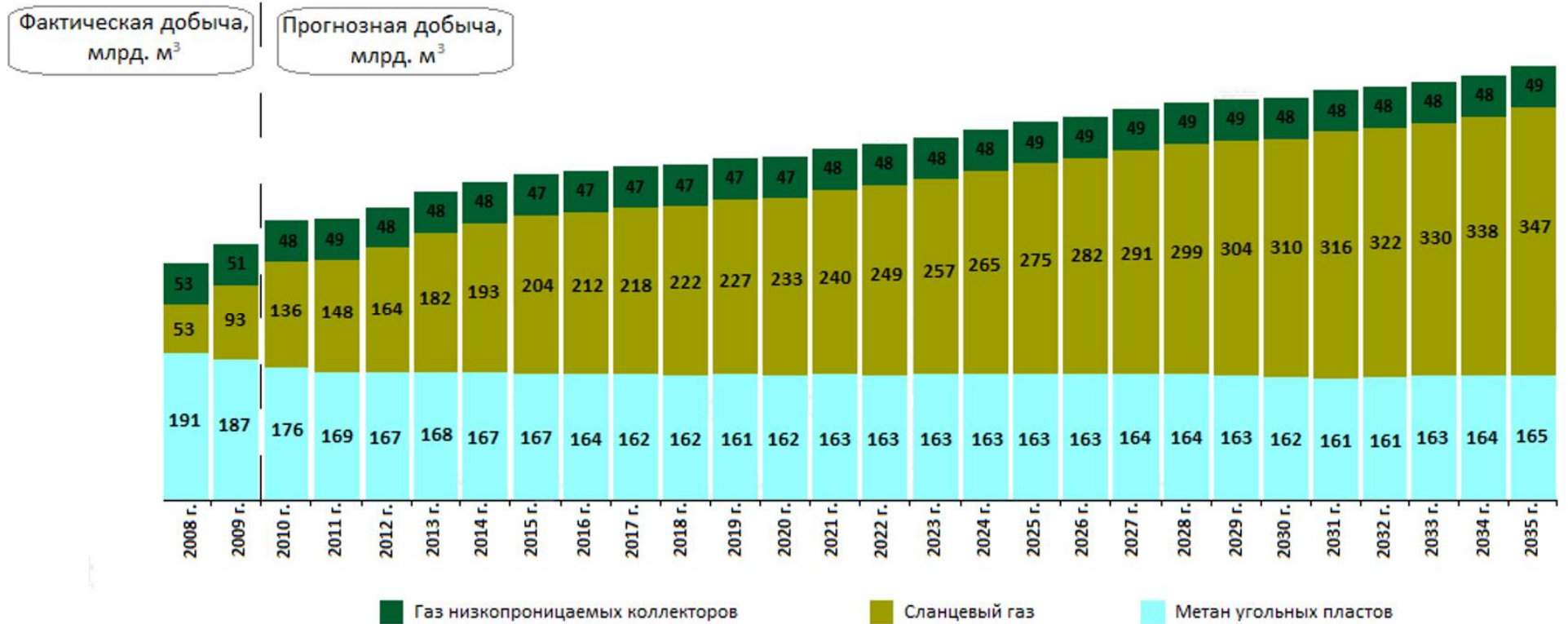


Рисунок 10. Добыча газа из нетрадиционных источников в США

Таблица 12. Состояние выработанности запасов по бассейнам США

Бассейн	Выработанность запасов, %
Сан-Хуан (San Juan)	60,88
Паудер Ривер (Powder River)	48,88
Блэк Варриор (Black Warrior)	47,77
Центральные Аппалачи (Central Appalachian)	27,93
Уинта (Uinta)	50,35
Ратон (Raton)	18,30
Аркома (Arkoma)	29,74
Чероки (Cherokee)	32,05
Всего по 8 крупнейшим бассейнам	50,65

Хотя за период 2000–2008 гг. коэффициент восполнения запасов МУП в США превысил 150 %, но движение линейного тренда восполнения доказанных запасов показывает, что постепенно добыча начинает превышать объём восполняемых запасов МУП в США.

Ресурсный потенциал метана угольных пластов, определённый в 2006 г. американским комитетом по потенциалу газа (Potential Gas Committee – PGC), составляет 4,47 трлн м<sup>3</sup>. Распределение ресурсов по регионам представлено в таблице 13.

Таблица 13. Ресурсы метана угольных пластов США

Регион, бассейн	Ресурсы МУП, млрд м <sup>3</sup>
Аляска (Alaska)	1615
Паудер Ривер (Powder River)	524
Appalachian-Black Warrior-Michigan	490
Сан-Хуан (San Juan)	238
Хана-Карбон (Hannah-Carbon)	173
Форест Сити (Forest City)	173
Юго-Западный (Southwestern)	164
4 южных бассейна региона Скалистых гор (4-S. Rockies Basins)	161
Уинта-Писеанс-Парк (Uinta-Piceance-Park)	156
4 северных бассейна региона Скалистых гор (4-N. Rockies Basins)	142
Чероки + Аркома (Cherokee + Arkoma)	130
Ратон (Raton)	122
Иллинойс (Illinois)	215
Побережье Мексиканского залива (Gulf Coast)	96
Тихоокеанский (Pacific)	74
Всего	4473

Более 50 % всех ресурсов располагается в трёх регионах – Alaska, Powder River и Appalachian-Black Warrior-Michigan. На данный момент на Аляске запущено несколько пилотных проектов в области добычи метана угольных пластов, которые ведутся в округе Matanuska-Susitna.



Как уже отмечалось выше, бассейн Сан-Хуан является наиболее значимым для метаногольной отрасли США. Кроме того, что в бассейне по состоянию на 2006 г. было добыто 65 % всего угольного газа в США, в нём также сосредоточено порядка 43 % (240 из 555 млрд м<sup>3</sup>) доказанных запасов угольного газа США.

Бассейн Сан-Хуан относят к уникальным геологическим явлениям в силу того, что до 80 % газа месторождения приурочено к локальному месторождению природного газа в угольных формациях [98], т. е. большая часть газа находится не в сорбированном состоянии, а в свободном от физико-химической связи с углём. Именно благодаря этому фактору, добыча в этом бассейне ведётся в значительных объёмах.

Основные ресурсы метана, рентабельные для разработки, сосредоточены на сравнительно небольшой площади в северной части бассейна. Здесь метан в значительной мере распределён в системе естественных полостей и трещин и в меньшей степени в виде классической адсорбционной и хемосорбционной связи с углём. Для оконтуривания этой наиболее перспективной площади понадобилось пробурить 17 тысяч скважин. В других бассейнах США пока не удалось выявить подобные месторождения со столь интенсивной газоотдачей.

Вторым по значимости является бассейн Powder River, который стал активно разрабатываться в 2000-х гг. Третье место за бассейном Black Warrior.

Всего по состоянию на 2006 г. накопленная добыча метана угольных пластов в США составляла 566,7 млрд м<sup>3</sup>, при этом более 65 % (или 372,4 млрд м<sup>3</sup>) угольного газа было добыто в бассейне Сан-Хуан (San Juan) (табл. 14).

Таблица 14. Накопленная добыча метана угольных пластов

Бассейн	Накопленная добыча угольного газа по состоянию на 2006 г., млрд м <sup>3</sup>	Доля в накопленной добыче угольного газа по состоянию на 2006 г., %
Сан-Хуан (San Juan)	372,4	65,71
Паудер Ривер (Powder River)	65,5	11,56
Блэк Варриор (Black Warrior)	53,6	9,46
Центральные Аппалачи (Central Appalachian)	21,9	3,87
Уинта (Uinta)	21,5	3,79
Ратон (Raton)	17,7	3,12
Аркома (Arkoma)	6,9	1,22
Чероки (Cherokee)	5,0	0,88
Писеанс (Piceance)	1,2	0,21
Прочие	1,0	0,18
Всего	566,7	100

Министерство энергетики США прогнозирует, что в 2009 г. был достигнут пиковый уровень добычи угольного газа, и в дальнейшем следует ожидать незначительного спада. После 2015 г. годовой уровень добычи будет находиться в

коридоре 48–53 млрд м<sup>3</sup> и метан угольных пластов будет продолжать вносить вклад в энергобаланс страны.

Основными причинами такого негативного прогноза можно считать ухудшение состояния ресурсной базы угольного газа, а также повышенный интерес производителей к сланцевому газу, имеющему более высокие перспективы на североамериканском рынке.

Как показывает опыт США, наиболее прибыльные объекты характеризуются двумя благоприятными факторами – процентным содержанием газа, проницаемостью и мощностью пластов [122]. Так, на месторождениях бассейна Сан-Хуан вскрытие единственного пласта толщиной в 50 футов оказалось более рентабельным, чем добыча из многочисленных тонких пропластков месторождений Аппалачей и бассейна Вэрриор. Примером других прибыльных соотношений параметров являются залежи бурого угля в бассейне Powder River, где низкое содержание газа компенсируется неглубоким залеганием продуктивных пластов на глубине всего 100 футов.

Пример, показанный газовой промышленностью США в области добычи газа из нетрадиционных источников, привлёк интерес большого числа стран к новым возможностям в области обеспечения энергетической безопасности.

Особенность извлечения МУП в Канаде заключается в бурении вертикальных и наклонно направленных скважин с использованием в качестве метода интенсификации пневморазрыва угольных пластов и последующего фонтанного способа эксплуатации без использования насосного оборудования [10]. Данное обстоятельство связано с горно-геологическими особенностями залегания угольных пластов, а именно с отсутствием пластовой жидкости в разрезе (dry coal). Наклонно направленные скважины бурятся с применением колтюбинговых установок.

Добыча угольного газа в стране пребывает на начальном этапе развития, однако нарастание её темпов в последнее время так же очевидно, как и в США: первая скважина была пробурена здесь только в 1997 г., а уже в 2009 г. в эксплуатацию введено 1848 скважин.

Согласно прогнозам экспертов запасы угольного газа в Канаде могут достигать 12,74 трлн м<sup>3</sup>, причём основная часть ресурсов сосредоточена в Западно-Канадском осадочном бассейне, а именно в провинции Альберта, известной также своими гигантскими нефтеносными песчаниками. До недавнего времени 90 % метана угольных пластов извлекалось здесь, в зоне Подковообразного каньона. В настоящее время в стране насчитывается более 14 тыс. действующих скважин.

В 2009 г. было добыто 9 млрд м<sup>3</sup> угольного газа. Совет по охране энергетических ресурсов провинции Альберта прогнозирует, что к 2019 г. объём

производства должен составить 15,1 млрд м<sup>3</sup>, или 20 % от всего извлекаемого здесь природного газа (по сравнению с 7 % в 2009 г.).

Регулированием освоения месторождений угольного газа в провинции занимается Совет по энергетике и коммунальному хозяйству, причём на деятельность в этой сфере распространяются все нормативные требования, определяющие порядок разработки традиционных запасов «голубого топлива». Важной проблемой, связанной с этим видом сырья, в Канаде, как и в других странах, остаётся воздействие технологического процесса на окружающую среду, а именно – активное использование водных ресурсов. К другим трудностям следует отнести дороговизну разведки и разработки месторождений (что объясняется суровыми климатическими условиями), а также высокие тарифы на экспорт природного газа по трубопроводам на крупнейший рынок восточного побережья США.

В Австралии активно развивается коммерческая добыча угольного газа, а основу ресурсной базы составляют месторождения битуминозного угля, расположенные в штатах Квинсленд и Новый Южный Уэльс. О наличии данного сырья в Австралии было известно с начала извлечения угля шахтным способом, однако промышленное производство в больших масштабах – относительно новое явление и для этого государства. Разведка запасов угольного газа началась в бассейне Боуэн в штате Квинсленд в 1976 г., но впервые к коммерческой добыче приступили здесь лишь в 1996 г., когда был дан старт проекту ConocoPhillips по утилизации метана на шахте Моура. В том же году на шахтах Эппин и Тауэр откачиваемый из угольного пласта метан стал использоваться как топливо для работающих здесь электрогенераторов.

Производство угольного газа заметно увеличилось: его доля в совокупной добыче «голубого топлива» в Австралии выросла с 2 % в 2002 г. до 9 % в 2009 г. Как следствие, сегодня на метан угольных пластов приходится 80 % газового рынка этого штата. В своём ежегодном отчёте Energy in Australia-2010 Министерство энергетики, природных ресурсов и туризма страны прогнозирует: при сохранении нынешнего уровня добычи доказанных рентабельных запасов угольного газа хватит на 100 лет, тогда как природного газа традиционных месторождений – на 63 года.

Сегодня метан угольных пластов используется преимущественно для выработки электроэнергии. Ожидается, что значительная доля данного сырья, извлекаемого на Востоке Австралии, будет потребляться на внутреннем рынке в связи с планируемым масштабным развитием газовой электрогенерации (при одновременном отказе от угля при выработке электричества).

После 2015 г. стартует проект по созданию двух технологических линий по переработке метана угольных пластов в сжиженный природный газ с суммарной

годовой мощностью до 40 млн т СПГ (почти 56,63 млрд м<sup>3</sup>). Однако его реализация наталкивается на трудности, вызванные ростом затрат. Выходом из ситуации может стать его дополнение третьей и четвертой технологическими линиями для получения экономии на масштабах и повышения тем самым рентабельности.

2 июля 2010 г. правительство Австралии объявило о намерении включить нефтяные и газовые проекты на суше и континентальном шельфе северо-западного побережья в сферу действия рентного налога на использование углеводородных ресурсов (Petroleum Resource Rent Tax – PRRT). Предполагается, что новый фискальный режим будет предусматривать: уменьшение налоговой базы на сумму капитальных затрат – «начальной базы»; налоговый кредит по роялти и федеральному акцизному налогу; возможность консолидации проектов, использующих единую инфраструктуру для разведки и добычи или переработки и сбыта, для сокращения фискальной базы.

В списке факторов, влияющих на эффективность добычи угольного газа в Австралии, сегодня значится не только новый (и довольно сложный) налоговый режим, некоторые разделы которого ещё находятся на этапе согласования. Негативным моментом является также недостаточная мощность трубопроводов, газохранилищ и экспортных терминалов. Рентабельность добычи угольного газа уменьшается и из-за низкого содержания жидких фракций, конкуренции с другими проектами по производству «голубого топлива», прогнозируемого роста затрат. Существует и проблема утилизации значительных объёмов воды, поступающей из скважин в процессе извлечения угольного газа. Кроме того, высказываются серьёзные опасения по поводу возможного воздействия добычи данного сырья на уровень запасов и качество пресной воды.

Добыча МУП в Китае началась около 30 лет назад, однако по ряду причин, связанных с недостаточным финансированием, отсутствием технологического опыта, а также государственного стимулирования, эта отрасль развивалась медленно. Меры, принятые в последние годы, включая выделение субсидий на добычу МУП в размере 0,2 юаня/м<sup>3</sup> и на выработку электроэнергии с использованием МУП в размере 1,25 юаней/кВтч, привели к активизации работ [74].

Согласно оценке Минприроды КНР прогнозные геологические запасы МУП на глубине до 2000 м составляют 36,81 трлн м<sup>3</sup>, прогнозные запасы на глубине до 1500 м – 10,87 трлн м<sup>3</sup>. Ресурсы МУП распространены по всей территории страны, однако основная часть сконцентрирована в западных и центральных районах [89].

В девяти бассейнах (углегазоносных районах) прогнозные запасы МУП превышают 1 трлн м<sup>3</sup> в каждом. Наиболее перспективными являются Ордосский,

Циньшуй, Джунгарский, Эрлянь, Турфан-Хамийский и Хайларский бассейны [137, 126].

По состоянию на конец 2010 г. разведанные запасы МУП составили 273,4 млрд м<sup>3</sup>, т. е. примерно 0,7 % от прогнозных, извлекаемые запасы – 104 млрд м<sup>3</sup>, в том числе компанией КННК – 80,9 млрд м<sup>3</sup> и «Синопек» – 23,4 млрд м<sup>3</sup>.

Запасы подготовлены в основном в Ордосском и Циньшуйском (провинция Шаньси) бассейнах. Циньшуйский бассейн расположен в юго-восточной части провинции Шаньси. Площадь угленосности составляет 24 тыс. км<sup>2</sup>, прогнозные запасы МУП на глубине до 2000 м оцениваются в 3,7 трлн м<sup>3</sup>. Разведанные геологические запасы МУП составляют 183,4 млрд м<sup>3</sup>. Суммарная добычная мощность построенных скважин на конец 2010 г. составляет 2,5 млрд м<sup>3</sup>. На территории бассейна начато строительство инфраструктуры транспорта, хранения и распределения МУП.

Восточная часть Ордосского бассейна расположена в провинции Шэньси (автономный район Внутренняя Монголия). Площадь угленосности составляет 25 тыс. км<sup>2</sup>, прогнозные запасы МУП на глубине до 1500 м оцениваются в 4,7 трлн м<sup>3</sup> (табл. 15). Разведанные геологические запасы МУП составляют 81,8 млрд м<sup>3</sup>. Суммарная добычная мощность пробуренных скважин на конец 2010 г. равна 600 млн м<sup>3</sup>.

Таблица 15. Характеристика основных углегазоносных районов Китая

Углегазоносные районы	Возраст углей	Суммарные ресурсы, трлн м <sup>3</sup>		Плотность ресурсов на начало 2000-х гг., трлн м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>
		На начало 2000-х гг.	На начало 2010 г.	
Ордосский	карбон-пермь, юра	8,85	9,80	–
в том числе:				
Северная часть	карбон-пермь, юра	5,58	–	1,09
Восточная часть	карбон-пермь	2,00	–	1,22
Западная часть	верхняя и средняя юра	1,27	–	0,63
Циньшуй	карбон-пермь	5,52	4,00	2,01
Турфан-Хамийский	верхняя и средняя юра	2,63	2,10	1,51
Хайларский	нижняя пермь	1,51	1,60	1,70
Джунгарский	верхняя и средняя юра	1,45	3,80	0,74
Илийский	–	–	1,40	–
Эрляньский	верхняя и средняя юра	1,22	2,00	1,21
Гуанси-Гуйчжоу-Юньнаньский	нижняя пермь	1,04	3,50	0,33

При текущем уровне развития техники и технологий основной интерес представляют газугольные ресурсы, расположенные на глубинах от 300 до 2000 м. В этом диапазоне китайские специалисты выделяют для возможного использования три эшелона глубин: от 300 до 1000 м; от 1000 до 1500 м и от 1500 до 2000 м.

По состоянию на конец 2009 г. в Китае было выдано свыше 100 лицензий на проведение ГРП и 7 – на добычу МУП. При этом Минприроды рассматривало возможность введения в Китае рынка и рыночного оборота лицензий на ГРП и добычу полезных ископаемых [28]. Создано 18 опытных промыслов по добыче МУП, на 7 из них ведётся промышленная добыча. Общее число скважин для добычи МУП – 5500; суммарная мощность – 3,1 млрд м<sup>3</sup>/год. В 11-й пятилетке (2006–2010 гг.) в бассейне Циньшуй и в восточной части Ордосского бассейна (провинция Шэньси, автономный район Внутренняя Монголия) начата промышленная добыча МУП. Построены трубопроводы для транспорта МУП Дуаньши – Боай и Дуаньши – Циньшуй. Дочернее подразделение КННК – Хуабэйская нефтегазодобывающая компания с момента начала добычи в 2009 г. со своего промысла в бассейне Циньшуй поставила в газопровод Запад – Восток-1 до 900 млн м<sup>3</sup> МУП. В 2010 г. добыча МУП составила около 2 млрд м<sup>3</sup> (по другим данным – 1,5 млрд м<sup>3</sup>, в том числе товарного газа – 1,2 млрд м<sup>3</sup>). Себестоимость добычи МУП в Китае в среднем составляет около 1 юаня/м<sup>3</sup>, что существенно ниже цены газа, импортируемого из Туркмении (2,2–2,6 юаней/м<sup>3</sup> на границе Китая), и ввозимого в страну СПГ (4–6 юаней/м<sup>3</sup>). Крупнейшим производителем МУП в 2010 г. стала угольная компания «Цзиньчэн» из провинции Шаньси, добывшая 1,573 млрд м<sup>3</sup>. Коэффициент использования МУП составил 64,4 % (Информ. бюл. Представительства ОАО «Газпром» в КНР. Вып. 58).

Угольный метан используется на местных рынках, в основном бытовыми, промышленными потребителями и для производства электроэнергии. За последнее время сфера использования МУП расширилась. Число потребителей МУП в жилом секторе превысило 1,89 млн. Число автомобилей, использующих МУП в качестве топлива, достигло 6 тыс. Суммарная мощность энергоблоков, работающих на МУП, превысила 750 тыс. кВт.

Планируется также, что добыча МУП достигнет в 2020 г. 30 млрд м<sup>3</sup>, а в 2030 г. – 40–50 млрд м<sup>3</sup>.

Индия занимает пятое место в мире по доказанным запасам угля. Предполагаемые ресурсы угольного газа составляют 1,9 трлн м<sup>3</sup>, из которых доказанными являются лишь 28,32 млрд м<sup>3</sup> [72]. В стране проведено уже четыре лицензионных раунда на разработку данного сырья, однако коммерческая добыча началась только на месторождении Раниганж в штате Западная Бенгалия. По сведениям Ernst & Young к настоящему времени распределено 33 участка, на 25

из них ведётся геологоразведка. Три блока уже осваиваются, а на трёх других работы прекращены после осуществления ГРП. В отношении ещё двух блоков проводятся согласования, необходимые для начала геологоразведки. Правами на разработку девяти из распределённых участков обладает национальная государственная компания Oil and Natural Gas Corporation (ONGC).

Для привлечения инвестиций в добычу угольного газа правительство Индии предлагало участникам первых тендеров выгодные условия. Однако впоследствии меры по стимулированию были существенно сокращены. Кроме того, произошло ужесточение стандартов, регулирующих воздействие разработки метана угольных пластов на окружающую среду. Также увеличению его добычи в Индии препятствуют нерешённость многих юридических и регуляторных вопросов, а также проблемы операционного характера, обусловленные недостаточным развитием инфраструктуры.

В настоящее время в мире сложилось несколько подходов к развитию промышленной добычи МУП [122].

В Северной Америке производством метана из угольных месторождений управляют традиционные нефтяные и газовые компании. Для монетизации производства добывающие компании используют системы транспортировки и распределительные сети. Они конкурируют с другими источниками поставок. В то же время в Австралии энергетический рынок и нехватка альтернатив определяют высокую потребность в метане угольных месторождений в качестве источника выработки электро- и теплоэнергии. Типичный австралийский проект угольного метана имеет во главе энергопроизводящую компанию, которая занимается добычей, с тем чтобы получить топливо для производства электроэнергии и тепла. Это определяет тенденцию объединения усилий компании, имеющей перспективный участок с запасами угольного метана, инфраструктуру водного хозяйства, наличие 100-километрового газопровода и электростанции. Анализ глобальной базы данных потенциальных ресурсов и действующих разработок угольного метана указывает на то, что эти две стратегии применимы и в других регионах мира.

Во многих странах для стимулирования разработки МУП предоставлены налоговые льготы или более благоприятные условия для компаний, занятых освоением угольного метана.

Так, в США первым шагом к развитию промышленной добычи МУП стало введение налогового кредита для компаний, занимающихся разработкой газосодержащих угольных пластов, в составе федерального закона 1980 г. Размер кредита составил около 35 долл. на 1000 м<sup>3</sup> газа, что позволило значительно снизить себестоимость добычи и привлечь в новую отрасль необходимые ресурсы [55].

Помимо налоговых льгот в США был разработан ряд других стимулов для поддержки добычи МУП:

- приказ Комитета по регулированию энергетики от 1992 г. обязал трубопроводные компании исключить дискриминационное объединение транспортных и сбытовых услуг и предоставлять сопоставимые возможности транспортировки всем участникам рынка, что позволило исключить нечестную конкуренцию. После введения в действие приказа компании, занимающиеся добычей метана из угольных пластов, получили доступ к большему числу рынков сбыта и возможность расширить своё влияние на штаты, в которых не велась разработка метаноугольных месторождений;

- дотации Министерства сельского хозяйства США размером до 150 тыс. долл. для компаний, реализующих проекты добычи метана из угольных пластов в сельской местности с применением новых технологий и недостаточной рентабельностью;

- дотации Министерства торговли США для реализации проектов, включая разработку метаноугольных месторождений и поставку метана потребителям, в районах, которые практически не освоены промышленностью;

- программа финансирования Управления малого бизнеса для малых предприятий, занятых в сфере энергетических технологий и энергоэффективности и др.

Отличительной особенностью развития добычи метана угольных пластов (МУП) в Китае является масштабная поддержка государства. Правительство Китая ввело 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./м<sup>3</sup> метана, добываемого из угольных пластов; налог на добавленную стоимость (НДС) установлен в размере 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 период 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. Помимо этого, для стимулирования НИОКР в области освоения ресурсов угольного метана в Китае действует целый комплекс мер по возмещению налоговых и производственных затрат при добыче угольного метана. НДС, взимаемый с добычи угольного метана, может быть востребован к возмещению после



налогообложения. Возмещённый налог может использоваться только в целях проведения НИОКР и увеличения добычи и повторно не облагается налогом на прибыль. Из добавленной величины налога на прибыль может вычитаться до 40 % инвестиций в оборудование, изготовленное в Китае. Кроме того, власти КНР поощряют производителей угольного метана и угледобывающие компании работать совместно. Цель такого симбиоза – избежать бесцельного расхода метана при дегазификации шахт, повысить безопасность угледобывающей отрасли и решить проблему нехватки энергетических ресурсов.

В Польше созданы благоприятные финансовые условия (отсутствие платежей роялти, отказ участия государства, низкий подоходный налог (19 %)). В Индии в контрактах на разработку месторождений угольного метана нет подписного бонуса, отсутствуют таможенные пошлины, взимаемые с операций с угольным метаном, и предоставлены налоговые каникулы для подоходного налога сроком на семь лет после начала коммерческой добычи. Индонезия предлагает подрядчикам «вариант раздела продукции» при разведке и добыче угольного метана в угленосных бассейнах Южной Суматры и Калимантана.

В некоторых странах (Украина, Индонезия и Вьетнам) текущие стандартные финансовые условия не создают достаточных стимулов для начала работ по освоению и производству угольного метана.

Европа является одной из благоприятных областей для добычи угольного метана вследствие больших энергетических потребностей, высоких нерегулируемых цен на газ и наличия развитой инфраструктуры. В Великобритании, Германии и Франции угольный метан успешно производится в небольших масштабах. В восточноевропейских странах, включая Польшу, Румынию, Украину и Болгарию, уже давно добывают уголь, и они продвигают добычу угольного метана. Эксперты полагают, что бизнес-модели США и Австралии могут работать в Китае и Европе. Определённые трудности создают проблемы утилизации сточных вод и новое экологическое законодательство.

В большинстве стран Азии, Южной Америки и Южной Африки цены на газ слишком малы, чтобы стимулировать промышленное производство метана. В этих условиях необходимо предоставлять некоторые финансовые и налоговые стимулы. Во многих странах новое производство страдает от слишком сильного государственного контроля, конкуренции с углём и ограниченного доступа к рынку. Все же в ряде стран энергетические рынки развиваются так же успешно, как и австралийский рынок.

По мнению экспертов Ernst & Young, во многих странах препятствием для наращивания добычи и утилизации угольного газа остаётся непрозрачность законодательных норм, определяющих права собственности на данный продукт.

В большинстве государств лицензия на разработку угольного месторождения не распространяется на извлечение метана, для этого требуется специальная лицензия. Следует отметить, что в нескольких странах с федеративной формой управления нет единых национальных законов, регулирующих производство угольного газа. Так, в Австралии каждый штат имеет собственный закон и порядок лицензирования. То же самое наблюдается в Канаде, где полезные ископаемые принадлежат провинциям, которые могут по своему усмотрению реализовывать права на их добычу. В отличие от этого, в Германии администрирование любых видов деятельности, связанных с геологоразведкой, добычей и переработкой природных ресурсов, отнесено к компетенции Федерального горного управления. Право собственности передаётся добывающей уголь компании на срок действия лицензии, по окончании которого необходимо получить специальную лицензию со сроком действия не менее 30 лет.

В США держатель лицензии на разработку угля вправе откачивать метан для обеспечения безопасности производства без получения специальной лицензии. При этом не надо уплачивать роялти. Если же компания заинтересована в утилизации извлечённого угольного газа, она обязана следовать процедуре федерального лизинга и платить роялти государству. Хотя несколько штатов попытались решить вопрос права собственности на законодательном уровне, в федеральном масштабе законы ещё не приняты, поэтому возникающие споры решаются в каждом отдельном случае.

В Великобритании право собственности на угольный газ принадлежит государству, поэтому его использование регулируется правительством. Поскольку данный энергоноситель отнесён к группе нефтепродуктов, контроль над его добычей возложен в соответствии с Законом «О нефти» от 1998 г. на Департамент реформы бизнеса и регулирования, а не на Управление угольной промышленности. Указанный департамент отвечает за выдачу лицензий на геологоразведку и разработку нефтяных месторождений. Кроме того, правительство выдаёт лицензии на откачку метана с эксплуатируемых шахт в целях обеспечения безопасности. Как правило, такой документ действует в отношении меньшего участка, чем лицензия на проведение геологоразведки и освоение углеводородного месторождения, и не предоставляет исключительных прав. Такой порядок может привести к возникновению ситуации, когда несколько заинтересованных сторон будут претендовать на добычу метана на одном и том же участке.

На Украине угольный газ относится к полезным ископаемым, освоение которых регулируется на государственном уровне. Следовательно, к нему должна применяться стандартная процедура лицензирования. В случае проведения дегазации угольного пласта в соответствии с правилами безопасности шахтных работ

откачка метана не квалифицируется как добыча. Исходя из этого, полученное в результате данной операции сырьё считается производственным отходом, принадлежащим владельцу шахты либо не принадлежащим вообще никому. Такая юридическая трактовка вносит неопределённость, что затрудняет процесс лицензирования.

«Перспективы добычи угольного газа во многом определяются и практикой государственного регулирования, включая права собственности на полезные ископаемые и землепользование, действующие налоговые режимы и методы фискального стимулирования. Последнее может стать существенным фактором для увеличения добычи», – подчёркивает Алексей Кондрашов, партнёр, руководитель Московского нефтегазового центра и международной практики налоговых услуг для предприятий нефтегазового сектора Ernst & Young.

Ещё одна категория трудностей – операционные проблемы и риски. Например, технологически сложное бурение, зависящее от геологических условий; дефицит буровых установок и нехватка квалифицированного персонала. Приходится принимать в расчёт и инфраструктурные ограничения (в том числе недостаточную пропускную способность газопроводов, ёмкость газохранилищ и экспортных терминалов).

К экономическим рискам относятся низкое содержание жидких фракций в газе (что снижает рентабельность добычи), искусственно заниженные или контролируемые цены на природный газ в ряде стран, прогнозируемое возобновление роста затрат и ограниченный объём подтверждённых запасов. Всё это может привести к тому, что придётся стимулировать компании из стран-потребителей, предлагая им доленое участие в подобных проектах.

Кроме того, добыча угольного газа, как уже отмечалось, сопряжена с рисками в области использования водных ресурсов. Это обстоятельство приводит к целому комплексу проблем, наиболее острыми из которых являются:

- утрата источников пресной воды, доступных коммерческим землепользователям (например, фермерам) и населению;
- ухудшение качества воды в результате загрязнения и попадания в неё химических веществ, используемых при бурении;
- миграция природного газа через артезианские скважины;
- необходимость очистки и утилизации полученной в результате бурения воды.

Обезвоживание угольных пластов ведёт к изменению давления подземных вод, в результате чего вода из вышележащих горизонтов может просачиваться в нижележащие пласты. Это чревато уменьшением дебитов артезианских скважин.

Снижение уровня подземных вод может быть также вызвано разгерметизацией стволовой колонны с низкокачественной обсадкой. Бурение скважин для добычи угольного газа способно вызывать смешивание вод разных горизонтов либо попадание загрязнённой жидкости из угольного пласта в чистую воду.

Буровая смазка, а также жидкости, применяемые для гидравлического разрыва угольных пластов, могут попадать в водные источники. Это может быть вызвано низким качеством оборудования либо ненадлежащей утилизацией полученной в ходе добычи воды.

Кроме того, природный газ может мигрировать из угольных пластов по подземным каналам в расположенные выше водоносные горизонты. Это обычно происходит на участках, которые удалены от добывающей скважины и на которых не наблюдается значительного падения давления. Поступившая вместе с угольным газом вода содержит много соли и непригодна для сельскохозяйственного или бытового использования. Её можно превратить в питьевую, пропустив через очистную установку, но при этом образуются отходы в виде рассола (насыщенного солевого раствора). Подобные проблемы требуют разработки соответствующих норм экологического регулирования и мониторинга.

Таким образом, промышленная добыча МУП в мире продолжает развиваться. В разных странах выработан значительный опыт в области техники, технологии и организации работ по извлечению и использованию угольного метана, который может быть адаптирован к российским условиям.

В настоящее время МУП добывается в России в основном как сопутствующее полезное ископаемое при подземной добыче угля. Промышленная добыча МУП, которая осуществляется вне полей действующих шахт путём бурения с поверхности специальных скважин, находится в России на начальном этапе.

Возможности разработки нетрадиционных углеводородов в СНГ были проанализированы в исследовании компании Ernst & Young [72]. Изучение ситуации в этой области показало, что компании всё ещё проявляют мало интереса к проектам добычи метана угольных пластов, что связано с огромными запасами традиционных углеводородов в этих странах. Эксперты предсказывают, что данное обстоятельство ещё долгое время будет сдерживать инвестиции в указанном сегменте. Тогда как реализация соответствующих проектов могла бы послужить импульсом к развитию новых технологий, а также осуществлению значительных капиталовложений в инфраструктуру. Она могла бы оказать положительное влияние на экономический рост в регионах, где ведётся разработка запасов угля.

Запасы угольного газа на Украине оцениваются Ernst & Young в 1,7 трлн м<sup>3</sup>, однако коммерческой добычи в стране пока не ведётся. По разным

данным украинских экспертов прогнозные ресурсы данного сырья составляют от 14 до 22 трлн м<sup>3</sup>. В настоящее время компании должны получать лицензии на разведочные работы сроком на 5 лет (для чего необходимо выполнить ряд требований), после им может быть предоставлена лицензия на добычу. При получении обеих лицензий взимается сбор в пользу государства. Разработка ресурсов угольного газа на Украине возможна и на основе СРП. Однако привлечению иностранных инвестиций в данный сектор мешают отсутствие эффективной государственной поддержки и непрозрачность законодательства: передача прав на добычу угольного газа затруднена, а налоговый режим остаётся весьма сложным.

Согласно оценке Energy Resources International, прогнозные запасы угольного газа в Казахстане составляют более чем 8 трлн м<sup>3</sup>. Власти страны подписали соглашение с австралийской фирмой Dart Energy о добыче метана в Карагандинском угольном бассейне. Ведущая мировая компания в этой сфере займётся разработкой эффективного метода извлечения газа на одном из участков. Предполагается, что в общей сложности будет пробурено 250 скважин. Это позволит удовлетворить спрос промышленных и автотранспортных предприятий, электростанций, а также использовать данное сырьё для бытовых нужд Карагандинской области и Астаны. Близость к потребителю является важным условием выгодности проекта.

Анализ мирового опыта добычи метана из угольных пластов показывает, что для организации газовых промыслов в основных угольных бассейнах России необходимо выполнение следующих ключевых требований [88].

Во-первых, как и для традиционных месторождений углеводородного сырья, основным требованием является получение промышленных притоков метана и высоких коэффициентов его извлечения из угольных пластов.

Добыча метана является высокотехнологичным производством, а коммерческие дебиты метаноугольных скважин достигаются при выполнении ряда условий:

- выявлении в пределах угольных бассейнов перспективных продуктивных зон и участков на основе результатов геологических и геофизических исследований для строительства добывающих скважин;
- применении эффективных технологий бурения и заканчивания скважин, их освоении с использованием методов интенсификации притока флюидов из угольных пластов к стволу скважины.

В зависимости от горно-геологических условий и технологий добычи дебиты метаноугольных скважин могут отличаться больше чем в 100 раз: от менее 2 до более 200 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Основными геологическими и технологическими

задачами являются обнаружение высокопродуктивных зон в угольных бассейнах и разработка технических решений по строительству, заканчиванию и освоению скважин, обеспечивающих максимальные дебиты газа.

Во-вторых, для обеспечения рентабельной добычи при относительно малых дебитах, характерных для горно-геологических условий угольных бассейнов, затраты на строительство и эксплуатацию метаноугольных скважин должны быть минимальными. Приемлемые удельные затраты на добычу метана достигаются за счёт небольших глубин строительства скважин – менее 1200 м.

В-третьих, важным требованием для организации коммерческой добычи метана в угольных бассейнах является близость платёжеспособных рынков сбыта. Метан угольных пластов, характеризующийся более высокими удельными затратами на добычу, становится конкурентоспособным по отношению к природному газу при значительном сокращении расстояния от скважин до потребителя и, соответственно, резком снижении транспортных расходов.

Наконец, более эффективными являются широкомасштабные проекты добычи метана из угольных пластов. Объёмы производства и количество эксплуатационных скважин должны достичь критического уровня, обеспечивающего экономическую эффективность. Минимальные масштабы добычи метана зависят от многих факторов, таких как цены на газ, расстояние до потребителей, наличие инфраструктуры и др. В качестве пороговых масштабов освоения новых удалённых угольных бассейнов в США принимают годовой объём добычи 2 млрд м<sup>3</sup> при 400 добывающих скважинах.

С учётом изложенных требований перспективы освоения ресурсов метана угольных пластов в России на период до 2020 г. в первую очередь связаны с Кузнецким и Печорским угольными бассейнами, а также с Апсатским угольным месторождением.

Оценка высокой перспективности промышленной добычи метана в Кузбассе основана на сравнении его геолого-промысловых характеристик с бассейном Сан-Хуан в США, прогнозных технико-экономических показателей, а также наличии инфраструктуры и потребителей газа, находящихся на расстоянии всего 15–150 км от первоочередных площадей.

По ресурсам угольного метана Кузбасс значительно превосходит Сан-Хуан: 13 трлн м<sup>3</sup> против 2 трлн м<sup>3</sup>. Только в наиболее геологически изученной южной части Кузбасса сосредоточено около 3 трлн м<sup>3</sup> ресурсов. Плотность ресурсов на отдельных площадях достигает 3,5 млрд м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. По этому показателю Кузбасс не только в 2–3 раза превышает Сан-Хуан, но и сопоставим с уникальными месторождениями природного газа в северных районах Тюменской области. Гигантские

ресурсы и их высокая плотность обусловлены уникальной угленосностью и газоносностью угольных пластов. Суммарная мощность угольных пластов до глубины 1200 м на отдельных участках достигает 120 м, а толщина отдельных пластов 10–18 м против 30 и 8–10 м соответственно в Сан-Хуане.

По оценочным суммарным затратам с учётом транспортных расходов метан угольных пластов является конкурентоспособным по отношению к природному газу на региональном рынке энергоресурсов. Современные затраты на поставки природного газа потребителям Кемеровской области из месторождений северных районов Тюменской области и Томской области превышают 25 долл./тыс. м<sup>3</sup> с учётом транспортных расходов.

На территории Кемеровской области существует необходимая газовая инфраструктура: построено более 700 км магистральных газопроводов, 21 ГРС, газораспределительные сети и сформирован рынок газа. В последние годы «Газпром» поставляет в Кемеровскую область примерно 4 млрд м<sup>3</sup> газа в год. Основными потребителями являются предприятия металлургической и химической промышленности, энергетики.

Потенциал ресурсов метана в Кузбассе, оценочные показатели экономической эффективности его добычи и транспортировки, а также перспективный спрос на газ в соседних регионах юга Западной Сибири дают основание прогнозировать рост объёмов добычи до 20 млрд м<sup>3</sup>/год в 2020 г. После 2020 г. рост добычи может быть экономически обоснован экспортными поставками в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

В Печорском угольном бассейне наиболее перспективным для организации промышленной добычи метана угольных пластов является Воркутинский район. Прогнозные ресурсы метана здесь без учёта Сейдинского месторождения составляют 589 млрд м<sup>3</sup>. В настоящее время объёмы извлечения метана как попутного полезного ископаемого, осуществляемого дегазационными установками в шахтах Воркутинского района, составляют примерно 140 млн м<sup>3</sup>/год. Ресурсная база Печорского бассейна и прогнозный спрос на газ для энергоснабжения г. Воркуты позволяют организовать добычу метана в объёме до 1,5 млрд м<sup>3</sup>/год.

Перспективы организации газовых промыслов на Апсатском угольном месторождении связаны с энергоснабжением близлежащего Чаро-Удоканского территориально-промышленного комплекса. Прогнозные ресурсы метана оцениваются в 55 млрд м<sup>3</sup>, сосредоточены в основном в мощных (4–6 м) и сверхмощных (до 20 м) угольных пластах на площади около 10 км<sup>2</sup> и позволяют организовать годовую добычу газа в объёме до 1,5 млрд м<sup>3</sup> для энергетических нужд горно-обогатительного комбината и газоснабжения города с населением 100 тыс. человек.

Первой из добывающих компаний интерес к промышленной разработке МУП в России проявило ОАО «Газпром».

Вовлечение в разработку нетрадиционных газовых ресурсов, в том числе метана угленосных толщ, является одним из инновационных направлений реализации стратегических задач ОАО «Газпром».

Стратегия ОАО «Газпром» в области освоения ресурсов МУП базируется на представлении об угленосных формациях как природных генераторах и мощных аккумуляторах метана [84]. Проведённый анализ и обобщение материалов по горно-геологическим условиям основных угольных бассейнов России, отечественный и международный опыт организации добычи метана из угольных пластов, оценка возможностей внедрения в России существующих и создания новых эффективных технологий извлечения метана позволило наметить основные положения стратегии освоения ресурсов метана угольных месторождений, которые предусматривают:

- этапность и последовательность разведки, подготовки и освоения метаноугольных месторождений;
- обоснование и прогноз возможной добычи метана в различных регионах России;
- обоснование направлений использования и переработки низконапорного метана;
- совершенствование налоговой и правовой базы недропользования при освоении метаноугольных месторождений.

Методика оценки перспективности метаноугольных бассейнов и месторождений для подготовки к промысловой добыче метана основывается:

- на анализе сырьевой базы, её геолого-промысловых и геолого-экономических особенностей;
- современном состоянии и развитии технологий, а также на учёте отечественного и зарубежного опыта добычи метана из угольных пластов;
- экономической и экологической целесообразности, практической потребности и социальной необходимости добычи и использования метана.

Классификационные признаки типизации и ранжирования по степени перспективности, используемые на различных этапах исследования при подготовке метаноугольных 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, выбора и оценки объектов. К ним относятся тектоника, угленосность, метаноносность угольных



пластов, метаморфизм углей, гидрогеологические условия, глубина оценки ресурсов и подсчёта запасов, масштабность и плотность (концентрация) ресурсов (запасов).

Вторая группа – геолого-промысловые характеристики, получаемые только на поисково-оценочных и разведочных этапах исследований. К ним относятся фильтрационные и ёмкостные свойства углей, геодинамическое состояние массива.

Третья группа – геолого-технологические, геолого-экономические и социально-экологические критерии.

Геолого-экономическая оценка эффективности освоения метаноугольного месторождения может быть дана только по результатам разведочного этапа, когда будут определены масштабы капитальных и оперативных затрат, добычные возможности скважин, определены направления использования метана. Для экономической эффективности добычи метана огромное значение имеет выбор направлений его использования, наличие потребителей вблизи промыслов.

На основании проведённой оценки на региональном, поисково-оценочном и разведочном этапах по комплексу разработанных критериев было произведено ранжирование выбранных перспективных объектов в Кузбассе (табл. 16) [84].

Практическое начало работам по освоению ресурсов угольного метана было положено 23 апреля 1998 г. подписанием Соглашения между Администрацией Кемеровской области и РАО «Газпром» о взаимном сотрудничестве в организации широкомасштабной добычи метана в Кузбассе [73]. А уже в 2001 г. ОАО «Газпром» по поручению Президента Российской Федерации и при поддержке Администрации Кемеровской области приступило к реализации проекта добычи метана из угольных пластов.

Таблица 16. Ранжирование метаноугольных месторождений в Кузбассе по степени их перспективности для освоения газовым промыслом

Район, месторождение, участок	Всего ресурсов метана, млрд м <sup>3</sup>	Средняя плотность ресурсов метана, млрд м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>
Томь-Усинский район	726,9	
Объекты 1-го ранга перспективности		
Распадское месторождение	357,2	2,70
Томская площадь	141,3	3,14
Ольжерасско-Тутуяская площадь	228,4	1,43
Ерунаковский район	2 093,3	
Талдинская площадь	95,3	2,90
Нарыкско-Осташкинская площадь	409,6	2,07
Кукшинское месторождение	281,7	2,07
Объекты 2-го ранга перспективности		
Соколовское месторождение	482,0	2,04
Участок Караканский Южный	300,8	2,58
Участки Новоказанские	97,9	3,06

Поле шахты Ульяновская	32,0	0,68
Поле шахты Казанковская	64,0	1,09
Участки Жерновские	39,1	1,35
Ерунаковское месторождение	56,5	0,73
Объекты 3-го ранга перспективности		
Поле шахты Ильинская	11,4	0,49
Сев. Талдинское месторождение	120,0	1,80
Поле шахты Кыргайская	96,0	1,83
Участки Тагарышские	5,8	0,41
Поле шахты Ускатская	1,2	0,48

Поскольку в России не было опыта разработки метанугольных месторождений, некоторые представители научной общественности [94] заявляли о невозможности эффективной добычи метана из не разгруженных от горного давления пластов. В 2002 г. ОАО «Газпром» приняло решение о проведении экспериментальных работ в Кузбассе для оценки возможности промышленной добычи метана из угольных пластов.

Опыт реализации проектов по добыче метана в США, Австралии, Китае и других странах показывает, что планирование программы экспериментальных работ является критическим звеном на пути к реализации экономически эффективной промышленной добычи метана.

В 2002 году ОАО «Газпром промгаз» было разработано ТЭО, в котором на основе анализа горно-геологических условий основных угольных месторождений Кузбасса для проведения экспериментальных работ было выбрано Талдинское месторождение. Оно характеризуется высокой угленосностью разреза, умеренной зоной газового выветривания, наличием в разрезе пластов витринитовых углей средних стадий метаморфизма, метаносность которых на глубинах 600–800 м достигает 18–20 м<sup>3</sup>/т. Кроме того, это месторождение расположено на небольшом удалении от г. Новокузнецка (потенциального потребителя газа) в районе с пологим рельефом, развитой дорожной сетью, стабильным электроснабжением, т. е. затраты на подготовительные работы минимальны.

В 2005 г. на восточном участке Талдинского месторождения создан научный полигон по отработке технологии добычи метана из угольных пластов. На этом полигоне отработаны технологии проводки и крепления скважин, проведения гидроразрывов пластов с целью интенсификации притока метана, освоения скважин. Проведены приёмочные испытания опытных образцов оборудования. На полигоне построены четыре скважины, в которых выполнен комплекс геофизических, керновых и гидродинамических исследований. Был создан плацдарм для начала пробной добычи метана угольных пластов.

Все скважины соединены газопроводом в единую сеть на площадке промышленной подготовки газа. Здесь же установлены технологическое оборудование для

сбора и подготовки газа, блочно-модульная котельная, газовая электростанция и АГНКС для заправки сжатым метаном автотранспорта.

В рамках этого проекта учёными дочерней компании ОАО «Газпром промгаз» была разработана технология добычи угольного метана.

На весь технологический цикл – от разведки угольного метана до его использования – получено 34 патента международного и российского образца. Подготовлены методические и нормативные документы в области разведки и разработки метаноугольных месторождений. Методические рекомендации по подсчёту запасов метана угольных пластов утверждены ГКЗ Минприроды России и получили статус национального стандарта.

По результатам экспериментальных работ, выполненных на научном полигоне в Кузбассе, на Талдинском месторождении подсчитаны запасы метана промышленных категорий  $C_1+C_2$  которые в объёме 45,7 млрд м<sup>3</sup> впервые в России были утверждены Государственным комитетом по запасам Министерства природных ресурсов Российской Федерации и поставлены на государственный баланс в качестве самостоятельного полезного ископаемого в 2008 г.

С учётом хорошей геологической изученности на основе оценки горно-геологических условий и по результатам пробной эксплуатации скважин юго-восточная часть Талдинской площади была определена как наиболее перспективная для постановки геологоразведочных работ, отработки в промышленных масштабах технологий разработки метаноугольных месторождений и использования добываемого газа. В 2009 г. здесь были пробурены 7 разведочных и 1 параметрическая скважина.

12 февраля 2010 г. состоялась церемония пуска первого метаноугольного промысла в России. В мероприятии приняли участие Президент Российской Федерации Дмитрий Медведев, Полномочный представитель Президента РФ в Сибирском федеральном округе Анатолий Квашнин, Председатель Правления ОАО «Газпром» Алексей Миллер, Губернатор Кемеровской области Аман Тулеев.

В ноябре 2011 г. МУП был включён в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод как самостоятельное полезное ископаемое.

В настоящее время продолжаются пробная добыча метана из разведочных скважин на Талдинской площади и его подача на газопоршневую электростанцию и АГНКС (рис. 11).

Одновременно ведётся разведка Нарыкско-Осташкинской площади с ресурсами около 830 млрд м<sup>3</sup> метана. На этой площади пробурены 10 разведочных скважин и начато их освоение для оценки добычных возможностей. Результаты их исследования подтвердили высокую угленосность разреза, небольшую мощность зоны газового выветривания, высокую метаноносность угольных пластов,

которые характеризуются умеренной проницаемостью. По результатам ГРП подсчитаны запасы метана в угольных пластах и дана геолого-экономическая оценка перспективности освоения Нарыкско-Осташкинской площади. Поскольку эта площадь пока практически не осваивается угольной промышленностью, здесь может быть организована широкомасштабная добыча метана с размещением нескольких сотен скважин. По предварительной оценке, в пределах этой площади ежегодная добыча может составлять приблизительно 2,0–2,5 млрд м<sup>3</sup>.

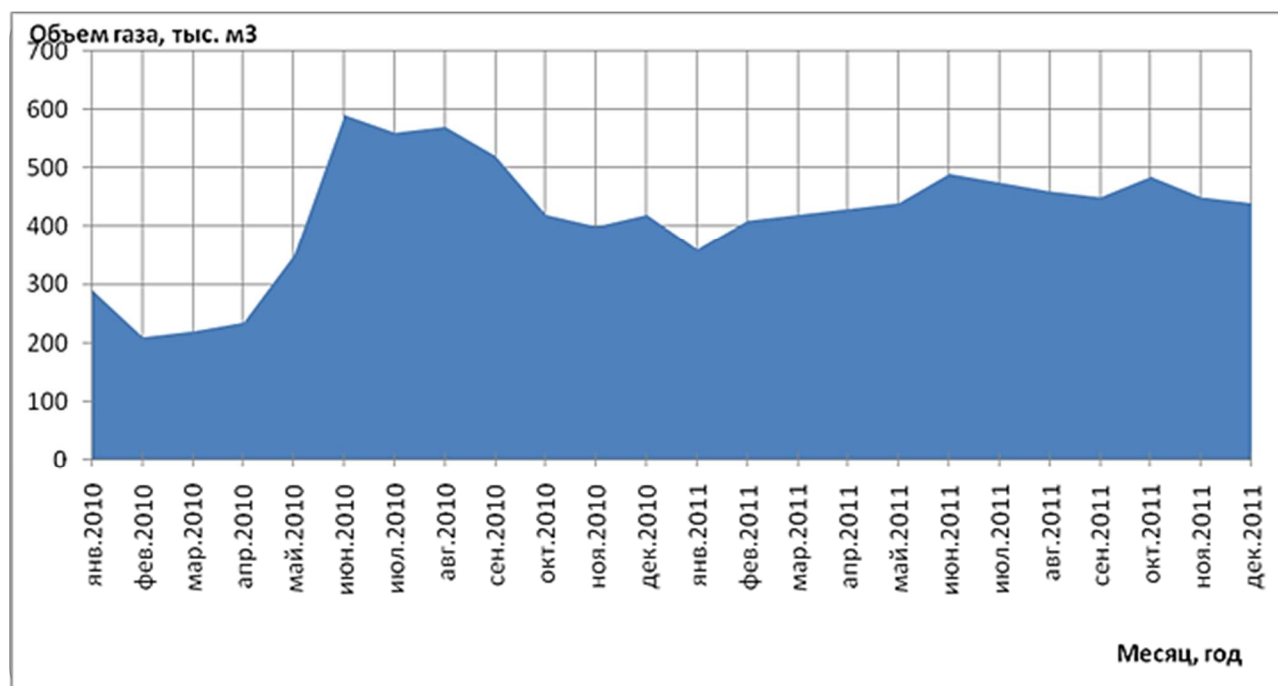


Рисунок 11. Объём добычи газа при пробной эксплуатации скважин Талдинского месторождения за 2010–2011 гг.

Планируются переход на стадию опытно-промышленной разработки и строительство эксплуатационных скважин и промышленная разработка Талдинской и Нарыкско-Осташкинской площадей.

В целом же, в соответствии с бизнес-планом проекта, планируется построить более 1650 скважин и довести уровень добычи метана до 4 млрд м<sup>3</sup>/год с увеличением количества работающих со 150 чел. в 2010 г. до 1560 чел. в 2020 г.

В долгосрочной перспективе имеется возможность увеличить в Кузбассе добычу угольного метана до 18–21 млрд м<sup>3</sup>/год для удовлетворения потребностей в газе не только Кемеровской области, но и других субъектов Федерации на юге Западной Сибири. Недропользователем и оператором проекта является ООО «Газпром добыча Кузнецк».

Для Кемеровской области реализация проекта приведёт к большому социальному эффекту. Добыча метана в пределах шахтных полей приводит к уменьшению

газоносности угольных пластов на 50–80 % и, следовательно, к значительному снижению выбросов метана в подземных горных выработках. Это позволит увеличить безопасность труда шахтёров. Вторым важным фактором является улучшение экологической обстановки. По оценкам учёных вентиляционные и дегазационные системы шахт ежегодно выбрасывают в атмосферу до 2 млрд м<sup>3</sup> метана. Его заблаговременная добыча вместе с решением проблемы утилизации шахтного метана и вентиляционного газа приведёт к сокращению объёмов эмиссии парникового газа – метана. А перевод предприятий коммунальной энергетики с угля на экологически чистый газ улучшит экологию в горняцких посёлках.

Разработанные технологии извлечения метана из угольных пластов могут быть также востребованы для добычи трудноизвлекаемых запасов газа из низкопроницаемых коллекторов, а также извлечения остаточных запасов газа на традиционных месторождениях в условиях низкого пластового давления и обводнённости фонда эксплуатационных скважин.

Эффективность добычи метана будет определяться соотношением себестоимости добываемого метана и отпускной рыночной цены, которая (особенно на начальном этапе) в значительной степени зависит от существующей налоговой системы и выбранного направления утилизации метана. Его себестоимость будет зависеть от дебитов газа, затрат на строительство скважин и обустройство промысла. Поэтому необходимо совершенствование методов выбора наиболее перспективных объектов, технологий строительства скважин и интенсификации газоотдачи угольных пластов.

Как свидетельствует мировой опыт, эффективным средством, стимулирующим освоение нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья, является предоставление государством различных налоговых льгот.

В настоящее время деятельность по добыче МУП в России освобождена от уплаты НДС, что является важнейшим стимулом для развития отрасли. Кроме этого, Законом Кемеровской области от 28 января 2010 г. №5 для организаций, осуществляющих капитальные вложения в добычу МУП в Кемеровской области, налоговая ставка налога на прибыль организаций, подлежащего зачислению в областной бюджет, снижается с 18 до 13,5 % (таким образом, итоговая ставка налога на прибыль организаций составляет 15,5 %); налоговая ставка по налогу на имущество организаций снижается с 2,2 до 0 %.

По мнению Кошелец А. В., следует рассмотреть введение льгот, предусмотренных законодательством Кемеровской области и в других регионах страны, перспективных с точки зрения добычи метана из угольных пластов, а также предусмотреть освобождение от уплаты налога на прибыль организаций

на период окупаемости первоначальных инвестиций в разработку метаноугольных месторождений [55].

Одним из препятствий для привлечения инвестиций в освоение нетрадиционных ресурсов углеводородов, в частности метана угольных пластов, является несовершенство нормативно-правовой базы в области добычи и утилизации газа угольных месторождений.

Важной проблемой является согласование работ со смежными недропользователями при комплексной разработке углеметановых месторождений. Так, в настоящее время ООО «Газпром добыча Кузнецк» оформлена лицензия на участок недр для поисков, разведки и добычи МУП в пределах Южно-Кузбасской группы угольных месторождений, где чётко указано разделение участков недр для добычи метана и угледобычи. При этом, по мнению Кудинова Е. В. (ООО «Газпром добыча Кузнецк»), вполне реализуема схема привлечения компании по добыче МУП на лицензионном участке другой угледобывающей компании, имеющей долгосрочную программу ведения горных работ [64]. Углеметановые скважины должны быть удалены от выделенного горного отвода на расстояние не менее чем на 500 м. При согласовании работ между компанией по добыче МУП и угледобывающей компанией, «посредниками» могут выступать территориальные органы по недропользованию.

По мнению Василевской Д. В. и Кузнецовой В. А. (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина), в закон РФ «О недрах» необходимо внести изменения, которые обеспечат комплексную добычу угля и угольного метана:

- закрепить требования к содержанию технических проектов при разработке комплексных месторождений полезных ископаемых, учитывающие необходимость добычи как основного, так и попутного компонента;
- закрепить норму о признании месторождений угля комплексными в случае содержания в них метана выше определённого процента.

Кроме того, следует ужесточить государственный контроль за геологическим изучением, рациональным использованием и охраной недр при освоении комплексных месторождений, а также увеличить штрафные санкции за внепроектную отработку таких месторождений.

В технологическом отношении разработки метаноугольных месторождений необходимо подчеркнуть, что дебит скважин находится в пределах 1,5–10 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а срок эксплуатации скважин в среднем составляет 10–15 лет. Поэтому при выборе технологии строительства скважины необходимо минимизировать затраты, связанные со строительством, интенсификацией и освоением скважины.

На основе анализа зарубежного опыта разработки метаноугольных месторождений с различными горно-геологическими условиями ОАО «Газпром промгаз» разработаны рекомендации о целесообразности применения различных методов интенсификации газоотдачи угольных пластов для горно-геологических условий различных типов метаноугольных месторождений [117]. В основу типизации метаноугольных месторождений по возможности применения различных методов интенсификации газоотдачи были положены типичные геолого-структурные характеристики и характеристика угленосности метаноугольных месторождений Кузбасса. Проведённая типизация метаноугольных месторождений Кузбасса даст возможность ещё на стадии проектирования разведочных работ определить методы и параметры технологий интенсификации газоотдачи пластов соответствующих конкретным горно-геологическим условиям промышленных объектов и разработать схему рационального размещения эксплуатационных скважин, что, в свою очередь, будет способствовать минимизации затрат и повышению степени извлечения метана.

В работе, выполненной в РГУ нефти и газа, изложены рекомендации по применению традиционных технологий, применяемых в нефтегазовой отрасли, для использования на первой стадии развития добычи метана из угольных месторождений [39]. Применение столь хорошо освоенных методов проведения технологических операций и широко применяемой в нефтегазовой отрасли техники позволит снизить затраты на дегазацию угольных месторождений, сократить время освоения этой технологии и создать базу для широкомасштабных работ по добыче метана из угольных месторождений.

В ОАО «Газпром промгаз» проведено исследование по определению оптимальной сетки скважин по добыче МУП [12]. Оптимальная плотность сетки скважин зависит от ряда параметров, и прежде всего от проницаемости угольных пластов. Полученные результаты в совокупности с данными о стоимости газа, бурения и обустройства добычи позволяют оценить граничное значение проницаемости угольных пластов, ниже которого добыча метана из угольных пластов становится нерентабельной.

Сопоставление изменения во времени накопленной добычи показывает важность первостепенного решения вопроса о цели разработки данного участка: заблаговременная дегазация угольных пластов перед этапом горных работ или разработка метаноугольного месторождения? Ответ на этот вопрос предопределяет срок разработки и выбор оптимального расстояния между скважинами. Если поставлена задача заблаговременной дегазации углей, то размещение скважин на расстоянии 200 м друг от друга позволяет отобрать больше метана и, следовательно, сильнее понизить метаноносность угля за более короткий срок.

В случае рассмотрения разработки месторождения оптимальным расстоянием является 400 м. Это обусловлено более высокими перспективами роста коэффициента извлечения газа.

*Добыча метана из закрытых шахт.*

Третьим методом добычи шахтного метана является добыча из закрытых шахт. Таким способом добывается метан в угольных бассейнах Нор-Па-де-Кале (Франция), Эно (Бельгия) и Остравско-Карвинском (Чехия). Из закрытых шахт добывается газ, содержащий от 50 до 80 % метана, что позволяет использовать его на ТЭС и ТЭЦ.

Во Франции в бассейне Нор-Па-де-Кале добыча метана ведётся на двух закрытых шахтах [19]. На одной из шахт в течение 1962–1988 гг. было извлечено 385 млн м<sup>3</sup> метана, на другой в период 1972–1988 гг. – 430 млн м<sup>3</sup>. Газ со средним содержанием метана 76 % по газопроводу направлялся на местную ТЭС. В Германии из закрытой шахты «Анна» глубиной 870 м в течение шести лет было каптировано 400 млн м<sup>3</sup> газа со средним содержанием метана 50 %. Из закрытой шахты «Св. Барбара» в период 1959–1983 гг. было каптировано 265 млн м<sup>3</sup> газа со средним содержанием метана 65–70 %. В Великобритании отсос газа, содержащего 60 % метана проводился из закрытой шахты «Олд Бостон». В Бельгии в бассейне Эно (г. Шарлеруа) из закрытых шахт добывается газ с содержанием метана 65–75 %, который используется на ТЭЦ. В Чехии в Остравско-Карвинском бассейне на площади закрытых шахт Sverma, Ostrava, Hermanice и Odra бурятся вертикальные скважины до выработанного пространства и производится откачка метана. В США и Европе в ряде бассейнов в закрытые шахты закачивается газ, добытый из других шахт, который используется при пиковых расходах природного газа.

Известно, что после отработки выемочного поля газовыделение из разгруженных от горного давления угольных пластов и пород, постепенно снижаясь, продолжается в течение длительного времени, иногда десятилетиями. То есть выделение метана не прекращается и после окончания работы шахты. Накапливающийся в закрытых шахтах метан в определённых горно-геологических условиях по трещинам в породах и по погашенным выработкам проникает в действующие шахты и на поверхность, накапливаясь в зданиях и сооружениях и создавая взрывоопасную ситуацию. Дегазация закрытых шахт и отработанных горизонтов не только предотвращает эту опасность, но и позволяет добывать газ, по количеству и качеству пригодный к использованию.

Как известно, при разгрузке горного массива эксплуатационными работами его газопроницаемость увеличивается на несколько порядков. На основе этого в Кузнецком бассейне на шахтах «Комсомольская» и «Октябрьская» проведён комплекс экспериментов по аккумулярованию метана в старых горных



выработках и его извлечению через скважины [58]. Доказана возможность создания в разрушенном горном массиве крупных подземных коллекторов метана объёмом более 50 млн м<sup>3</sup>, аэродинамически не связанных с проветриваемыми выработками и дневной поверхностью.

В случае добычи метана из закрытых шахт необходимы большие инвестиции, поскольку на работающих шахтах существует практически вся необходимая инфраструктура и оборудование, а на закрытых нужно все начинать практически с чистого листа. Дополнительным препятствием для употребления извлекаемого из закрытых шахт метана является и высокое содержание углекислого газа, что требует в каждом отдельном случае экономического обоснования. Несмотря на это, при условии разработки соответствующих методов добычи, данное направление имеет право на жизнь.

Таким образом, проанализировав состояние и перспективы развития добычи угольного метана в мире и в России, можно сделать следующие выводы:

1. Разработка нетрадиционных углеводородов становится новым важным направлением развития мировой энергетики. Они начинают конкурировать с традиционными углеводородами и за счёт этого оказывать серьёзное влияние на развитие мировой энергетики. Производство нетрадиционного газа в 2010 г. составило 485 млрд м<sup>3</sup>, или около 15 % мировой добычи, а по прогнозу 2035 г. возрастёт до 956 млрд м<sup>3</sup>.

2. Метан угольных пластов играет одну из важнейших ролей в структуре мировой добычи нетрадиционных газовых ресурсов. В настоящее время суммарный объём добычи метана угольных пластов в мире в 2011 г. превысил 68 млрд м<sup>3</sup>, из них: США – 54,0 млрд; Канада – 9 млрд; Австралия – 5,2 млрд; Китай – 1,4 млрд. По оценкам экспертов, мировая добыча метана из угольных пластов в 2020 г. составит 78 млрд м<sup>3</sup>, а к 2040 г. достигнет 157 млрд м<sup>3</sup> в год.

3. Существует три основных способа извлечения метана из угольных пластов: дегазация угольных шахт; добыча метана вне полей действующих или проектируемых шахт путём бурения с поверхности специальных скважин с применением искусственных способов повышения газопроницаемости угольных пластов; добыча метана из закрытых шахт.

4. Одним из основных факторов, предопределяющих эффективную добычу метана из угольных пластов, является интенсификация газоотдачи пластов следующими способами: гидравлический разрыв пластов; метод кавернообразования в необсаженном стволе скважины; бурение горизонтальных, наклонно направленных и многозабойных скважин; закачка в угольные пласты диоксида углерода и азота. Дополнительными методами интенсификации газоотдачи являются электровоздействие, акустическое и вибрационное воздействие, а также термические методы в различных модификациях.

5. Энергетическая стратегия России до 2030 г. устанавливает разработку нетрадиционных запасов в нефтяном и газовом секторе в качестве одного из приоритетных направлений научно-технического развития. Предусматривается увеличение доли нетрадиционного газа в российской газодобыче до 15 % к 2030 г.

6. В настоящее время МУП добывается в России в основном как сопутствующее полезное ископаемое при подземной добыче угля (около 500 млн м<sup>3</sup> в год). Промышленная добыча МУП, которая осуществляется вне полей действующих шахт путём бурения с поверхности специальных скважин, находится в России на начальном этапе (около 5 млн м<sup>3</sup> в год). Российские компании проявляют мало интереса к проектам добычи метана угольных пластов, что связано с огромными запасами традиционных углеводородов.

7. Дебит скважин при промышленной разработке газосодержащих угольных пластов находится в пределах 1,5–10 тыс. м<sup>3</sup>/сут, что значительно ниже дебитов традиционных скважин. Это связано с тем, что метан в угольных пластах в отличие от традиционных месторождений находится в сорбированном состоянии.

8. В феврале 2010 г. «Газпром» приступил к строительству первого технологического комплекса для добычи угольного газа на Талдинском месторождении в Кузбассе. Его полномасштабный запуск предполагается осуществить в 2016 г. По итогам 2010 г. здесь было добыто 10 млн м<sup>3</sup>. К 2020 г. планируется довести промышленную добычу метана в Кузбассе до 3,5–4 млрд м<sup>3</sup> в год.

9. Эффективным средством, стимулирующим освоение нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья, является предоставление государством различных налоговых льгот. А одним из препятствий для привлечения инвестиций в освоение нетрадиционных ресурсов углеводородов, в частности метана угольных пластов, является отсутствие нормативно-правовой базы в области добычи и утилизации газа угольных месторождений.

### ГЛАВА 3. ОБЗОР ОПЫТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГОЛЬНОГО МЕТАНА В МИРЕ И В РОССИИ

Теплота сгорания угольного метана и природного газа практически одинакова. Эти газы взаимно заменяемы в качестве как химического сырья, так и источников энергии. МУП имеет состав, близкий к составу других природных газов (табл. 17) [19].

Таблица 17. Состав угольного и других природных газов, % (по Голицину М. В., 2002 г.)

Газ	CH <sub>4</sub>	Другие углеводороды	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	Инертные газы
МУП	94	0,1	0,1	0,2	2,6
Другие природные газы	94	5,0	–	–	1,0

С учётом того, что уголь – естественный сорбент, как следствие, угольный метан имеет более высокое качество [96]. Положительное качество МУП – отсутствие вредных газов, например сероводорода. Однако состав извлекаемого шахтного газа значительно изменяется, что определяется применяемым способом дегазации и качеством выполненных работ, поэтому содержание метана изменяется от единиц до 90–98 %. От этого зависит и теплота сгорания газа.

Из-за взрывоопасности шахтного газа при содержании в нём метана от 5 до 15 % для большинства процессов утилизации установлены кондиции по минимально допустимому содержанию метана в газе. При сжигании в котельных и аналогичных установках приняты следующие кондиции, %: в ФРГ – 24, в Австралии, Великобритании, Чехии и Словакии – 40, в России – 25 (п. 11 РД 15-09-2006). Также необходимо учитывать, что при повышении давления газа верхний предел взрываемости смеси возрастает.

МУП может использоваться в различных направлениях [118]:

- в качестве топлива для выработки пара и электроэнергии;
- для выработки моторного топлива;
- для бытовых нужд;
- в качестве теплоносителя на различных заводах, в том числе металлургических;
- в качестве сырья для химической промышленности;
- для получения кристаллогидратов (перевод газа в твёрдую фазу – газовые гидраты).

Возможность использования МУП тесно связана с содержанием метана в метановоздушной смеси (рис. 12.) [96].

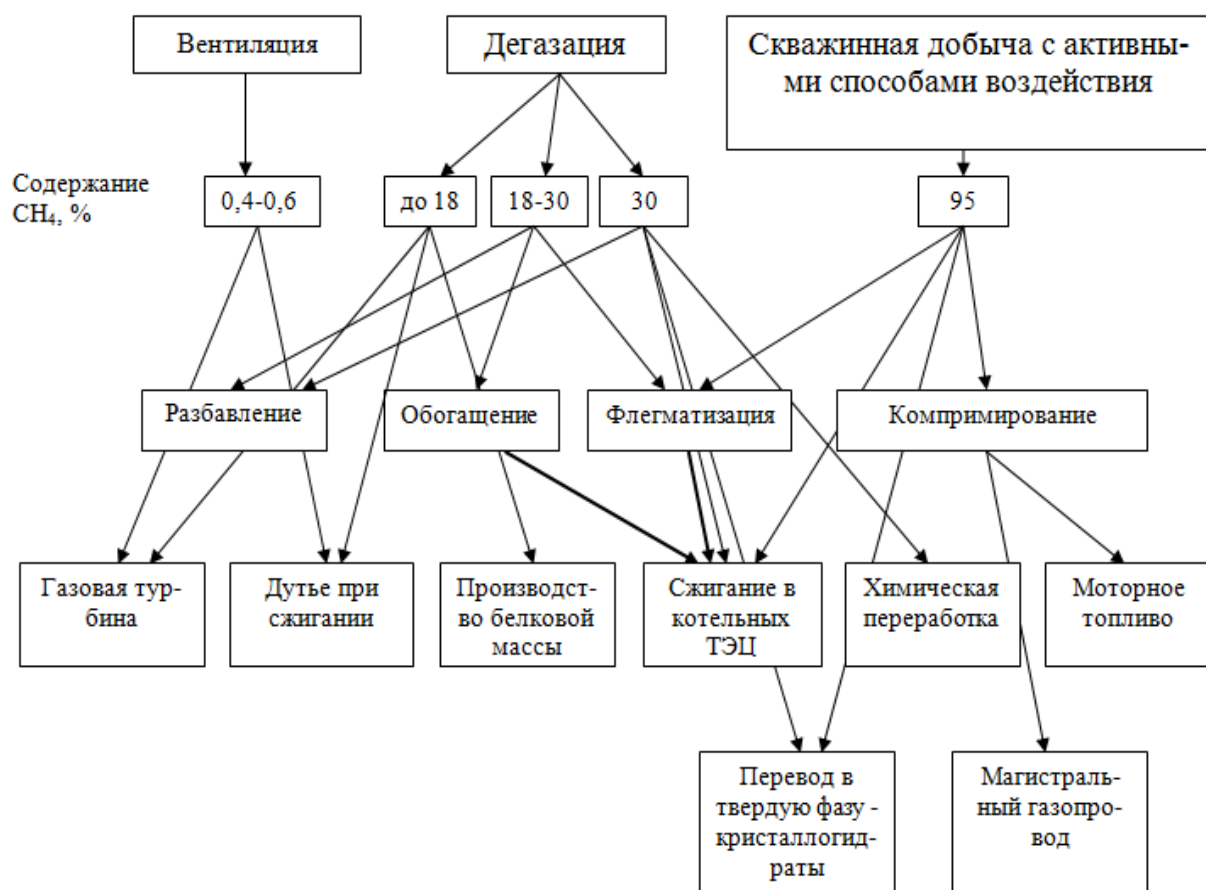


Рисунок 12. Направления использования МУП

В зависимости от способа утилизации, применяемой технологии и оборудования определяется перечень требований к МУП и его параметрам, которые приведены в таблице 18 [96].

Таблица 18. Примерные требования к МУП для различных способов его использования

Направление использования	Параметры				Примечание
	Содержание, %	Дебит, м <sup>3</sup> /мин	Влажность, г/м <sup>3</sup>	Механические примеси	
Котельные (надслоевое сжигание)	30	13	–	–	ДКВР-10/13
Метанол	85	10		отсутствуют	При производительности установки 2500 т/с
Моторное топливо для автотранспорта	95	18	0,009	отсутствуют	АГНКС, БКИ-250
Производство белковой массы	4	600 м <sup>3</sup>	–	–	Получение 1 т белка
Газовые турбины	1,6	45 кг/с	–	–	ГГС-4,5

В институте газа и институте кибернетики НАН Украины для выбора эффективного варианта утилизации МУП для каждого конкретного объекта разработаны программно-компьютерные комплексы «ИРКС-МЕТАН» и «Экспертиза» [6].

Эти программы позволяют:

- обосновать и выбрать направления утилизации МУП;
- определить рациональное расположение объектов добычи и использования МУП, а также трубопроводов с учётом рельефа местности и инфраструктуры;
- рассчитать и выбрать эффективные режимные параметры и конструктивные характеристики технологического и утилизационного оборудования по каждому из направлений;
- проводить экономические и экологические расчёты.

В мире МУП широко используется в различных направлениях.

В Великобритании шахтный газ сжигается в котельных нескольких десятков шахт (46 % капируемого метана – 180 млн м<sup>3</sup>). В ФРГ утилизируется до 70 % капируемого метана (200 млн м<sup>3</sup>/год), который используется на ТЭС, в шахтных котельных, для подогрева доменных и коксовых печей. В Чехии в Остравско-Карвинском бассейне капируется 330 млн м<sup>3</sup> метана, из которых 90 % используется в шахтных и центральных паровых котельных, для обогрева коксовых батарей. В Польше практически весь капируемый метан (250 млн м<sup>3</sup>/год) используется на ТЭС для выработки электроэнергии и на металлургическом заводе для подогрева доменных и мартеновских печей. Шахтный газ широко используется для энергетики также в Японии, Австралии, США и других странах.

Перспективна утилизация шахтного метана в газотурбинных установках (ГТУ), которые широко используются для сжигания природного газа. В Японии на ТЭС шахты «Одзима» ГТУ работает на капируемом газе (среднее содержание метана 62 %) с теплотой сгорания 23,4 МДж/кг. Расход газа составляет 26,6 млн м<sup>3</sup>/год, мощность одной газовой турбины – 6000 кВт. В Австралии на шахте «Вест Клиф» работает ГТУ (12,5 МВт), потребляющая 53 млн м<sup>3</sup> метана в год, при содержании метана в газовой смеси 40–60 %. В ФРГ ГТУ работают на капируемом метане на передвижных электростанциях мощностью 1,3 МВт. В Чехии энергия, получаемая на ГТУ, позволяет снизить себестоимость добычи угля на 8–10 %. Важно отметить, что применение ГТУ позволяет полностью использовать метан, заключённый в исходящем шахтном воздухе, содержащем всего 0,5–1,5 % метана (Великобритания).

Важное направление представляет использования шахтного метана в качестве моторного топлива в двигателях внутреннего сгорания, как карбюраторных,

так и дизельных. В Великобритании автомашина, снабжённая 4 баллонами сжатого (21 МПа) метана ( $45 \text{ м}^3$ ) может за одну заправку проехать 330 км. В Великобритании шахтный метан также используется в карбюраторных двигателях рейсовых автобусов. Во многих странах (ФРГ, Бельгия, Великобритания) на шахтном метане работают дизельные электростанции, где вырабатываемая электроэнергия обеспечивает потребности шахт и обогатительных фабрик.

В ряде стран (Бельгия, ФРГ, Великобритания) с целью повышения эффективности и безопасности использования шахтного метана его перерабатывают на газовых заводах с получением метановоздушнопаровой смеси с теплотой сгорания  $15,7 \text{ МДж/м}^3$  (Бельгия).

Одним из перспективных направлений является использование шахтного метана в химической промышленности. Из него можно производить сажу, водород, аммиак, метанол, ацетилен, азотную кислоту, формалин и различные производные – основы для производства пластмасс и искусственного волокна. В Китае работает крупный сажевый завод, потребляющий  $150 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$  газа, дающий 10 т сажи. В Японии из метана получают аммиак, а из него – карбамид.

Основным способом утилизации МУП является сжигание его в котельных, для выработки пара, для отопления шахтных зданий, поселков и выработки электроэнергии на местных ТЭС [96].

Следует отметить, что при использовании каптируемого газа и качестве топлива снижаются расход угля на собственные нужды шахт и уровень загрязнения окружающей среды.

Также снижается выброс вредных веществ в атмосферу: пыли на 40–50 %; оксида углерода – на 90–100 %; оксидов азота – на 40–50 %, углерода, сернистого газа и альдегидов – на 100 %.

Кроме того, сокращается численность обслуживающего персонала, улучшаются условия труда, увеличивается срок безремонтной эксплуатации котлов и упрощается технология эксплуатации, на пример, ликвидируется операция золоудаления.

Можно отметить, что использование МВС в котельных установках наиболее целесообразно по сравнению с другими видами топлива (табл. 19) [65].

Утилизация каптируемого газа в качестве топлива для котельной может быть реализована по трём основным схемам. По первой схеме, получившей практически абсолютное распространение, кондиционную МВС с содержанием метана более 25 % сжигают в топках котлов, полностью заменяя уголь.

Расход газа на один котёл зависит от поверхности нагрева, КПД котельной установки и колеблется от  $500 \text{ нм}^3/\text{ч}$  (котёл ДКВР-6,5/13) до  $1070 \text{ нм}^3/\text{ч}$  (котёл ДКВР-10/13).

Таблица 19. Затраты на производство тепловой энергии в котельных, сжигающих различные виды топлива (р./Гкал)

Вид сжигаемого топлива	Величина затрат при размещении котельных в бассейне		
	Донецком	Кузнецком	Печорском
Рядовой уголь	98,0	74,0	110,0
Метановоздушная смесь (40 %)	79,0	66,0	96,0
Рядовой уголь с метановоздушной смесью (2,5 %)	106,0	78,0	119,0

По второй схеме каптируемая метановоздушная смесь разбавляется до содержания менее 2,5 % атмосферным воздухом или исходящей струёй шахты и используется для дутья при совместном сжигании с углём.

Теоретические и экспериментальные исследования показывают, что при этой схеме экономия твёрдого топлива достигает 25–30 %. Данный способ реализован в котельной шахты «Октябрьская» ПО «Донецкуголь».

По третьей схеме предусматривается использование некондиционных смесей с содержанием 18–30 %. Вопросы безопасности использования таких смесей решаются путём их флегматизации рециркулируемыми дымовыми газами, что позволяет снизить верхний предел взрывоопасности до 9 %. С учётом того, что объём некондиционных смесей достигает 60 % и более, последняя схема достаточно перспективна, так как позволяет повысить долю используемого метана и улучшить показатели эксплуатации котельных, переведённых на газ.

В соответствии с выбранным способом утилизации шахтного метана в котельных осуществляется его предварительная подготовка, так как более 50 % каптируемого метана поступает в некондиционной смеси. До кондиционного содержания его можно доводить путём обогащения природным газом на газоподготовительной станции ГПС-1 (метод разработан ДЦИ и применён на шахте им. М. Горького ПО «Донецкуголь»).

При использовании газа в качестве топлива в газотурбинных установках и котлах при подслоевом сжигании применяется газоподготовительная станция ГПС-2, позволяющая добиться содержания метана в смеси 2,5 %.

Для утилизации шахтного газа с содержанием метана 22–30 % по третьей схеме используется установка, разработанная Среднеазиатским отделением ВНИПИэнергопрома совместно с ПКБ треста «Донецкуглеавтоматика», которая эксплуатируется на шахте им. А. А. Скочинского ПО «Донецкуголь».

В то же время имеется ряд трудностей практического характера, сдерживающих процесс перевода шахтных котельных на каптируемый газ. Так, значи-

тельные колебания дебита и содержания различных источников приводят к неоправданно большим объёмам резервной сети и использованию лишь части извлекаемого метана.

За рубежом эта проблема решена в основном за счёт объединения дегазационных сетей различных шахт в единую систему и более строгого контроля за развитием дегазационной сети. В Великобритании, например, при утилизации газа в котельных используют совместное сжигание каптируемого метана с высокозольной угольной пылью.

ОАО «Промгаз» в 2006 г. создало автономную модульную котельную шахтную (АМКШ-1000) мощностью 1000 кВт, использующую в качестве топлива каптируемую МВС при объёмной доле метана от 25 до 50 % [97]. Очистку и осушку газа осуществляет блок подготовки газа, который выполняет также функцию компрессора – обеспечивает необходимое присоединительное давление. Газ подаётся в автоматизированную блочную горелку, оснащённую элементами автоматики безопасности, позволяющими автоматически поддерживать оптимальное соотношение топливо – окислитель при изменениях объёмной доли метана в газозоудшной смеси, что минимизирует теплотери, связанные с химической неполнотой сгорания топлива, и содержание токсичных выбросов в продуктах сгорания, обеспечивает высокий КПД агрегата. Установка оснащена системой безопасности, исключающей проникновение пламени в газопровод и отслеживающей все основные параметры её работы и аварийные ситуации с выводом информации на дистанционный пульт оператора. Установка оборудована коммерческими узлами учёта газа, теплоты, электроэнергии и холодной воды. Уровень автоматизации обеспечивает бесперебойную работу всего оборудования без постоянного присутствия дежурного оператора в помещении установки. На все новые конструкторские решения АМКШ-1000 получены патенты РФ. Объектом внедрения АМКШ-1000 явилась одна из шахт Кузбасса.

Дополнительным преимуществом перевода котельных на газ является большая эффективность газа по сравнению с углём. Вследствие более полного сгорания метана вес фактически сэкономленного угля больше, чем тепловой эквивалент утилизированного метана.

В дополнение к этому традиционному способу утилизации метана сейчас разрабатываются новые способы использования вентиляционных газов, в которых содержание метана не превышает 3 %. Утилизация таких газов может осуществляться путём каталитического окисления до углекислоты и воды.

В основе каталитического теплоагрегата заложен так называемый реверс-процесс, представляющий собой новый способ осуществления каталитических



процессов в нестационарном режиме. До настоящего времени утилизации подвергались метановоздушные смеси с содержанием метана более 25–30 %. Реверс-процесс даёт возможность использовать газовые смеси с более низким содержанием. Он реализован в промышленности при производстве серной кислоты, в процессе очистки отходящих газов от углеводородов и оксидов азота и т. д. в качестве катализатора. Омским филиалом института катализа СО РАН рекомендован алюмомарганцевый ИКТ-12-40. В частности, реверс-процесс может быть использован для утилизации метана из исходящей струи угольных шахт. Разработаны три типоразмера установки: производительностью 20, 54 и 370 тыс. м<sup>3</sup>/ч. Первый типоразмер позволяет утилизировать метановоздушную смесь с содержанием метана 0,5–2,5 %. У двух других, более мощных типоразмеров, нижний предел содержания превышает 0,75 % – предельное содержание метана в исходящей струе газовых шахт.

За последние годы проекты по утилизации МВС с низкой концентрацией метана внедрены на шахтах Австралии, Китая и США [3]. В частности, с января 2009 г. на действующей угольной шахте № 4 компании Jim Walter Resources (Алабама, США) функционирует система окисления МВС компании Biothermica Technologies. Система VAMOX Biothermica способна перерабатывать МВС с гарантированной объёмной долей метана от 0,4 до 1,5 %.

Впервые проект промышленной утилизации метана вентиляционных выбросов с использованием противоточных тепловых реакторов был внедрён в 2007 г. на шахте West Cliff Colliery (Австралия). В этом проекте для окисления отработанного вентиляционного воздуха с объёмной долей метана 0,9 % и генерации химически чистого пара, пригодного для стандартных паровых турбин и производства электроэнергии, использована установка Vocsidizer компании Megtec Systems (США). Производительность одного модуля установки до 70 тыс. м<sup>3</sup> МВС в час и около 1 МВт электроэнергии. Эффективность уничтожения летучих органических соединений от 97,5 до 99,7 %. Номинальный КПД теплообмена системы 95–98 % [143].

В 2011 г. на шахте «Датун» (округ Чунцин, КНР) введён в эксплуатацию крупнейший в мире комплекс для сбора и утилизации исходящего из вентиляционной системы шахты воздуха. Производительность комплекса 375 тыс. м<sup>3</sup>/ч. Образующийся при окислении МВС избыток тепла используют для нагрева воды для бытовых нужд шахты. Проект реализован совместно предприятиями консорциума компаний КНР и США и реализован на основе оборудования Vocsidizer Megtec. Система утилизации на шахте «Датун» позволила снизить объём выбрасываемого в атмосферу метана на 180 тыс. т СО<sub>2</sub>– экв. в год.

При современных технологиях термального окисления МВС в целом невозможно сжигать метан с объёмной долей ниже 0,2 % без использования дополнительного топлива. Для поддержания работы каталитической установки в автономном режиме объёмная доля метана в МВС должна быть не меньше 0,15 %.

При объёмной доле метана в МВС менее 0,5 % вся теплота сгорания при температуре 140 °С будет расходоваться на подогрев МВС и создание тяги в дымовых трубах для преодоления аэродинамического сопротивления каталитических реакторов.

При объёмной доле метана в МВС от 0,5 до 1 % избыточную теплоту сгорания можно утилизировать для выработки электроэнергии с использованием парогенераторных установок, а от 1 до 2,5 % – газотурбинных установок.

В настоящее время проводят исследования по снижению концентрационного порога полного окисления метана, поскольку его объёмная доля в МВС большинства шахт мира ниже 0,2 %.

Однако экономическая эффективность использования низкоконцентрированного шахтного метана, даже с учётом механизмов экономического стимулирования предотвращения ущерба от его выбросов, остаётся крайне низкой.

Перспективен способ использования МУП для выработки автомобильного топлива. В настоящее время в качестве топлива для автомобилей используется сжатый (компримированный) природный газ (КПГ), смеси пропана и бутана и сжиженный газ (СПГ). Смеси пропана и бутана хранятся в баллонах с рабочим давлением до 1,6 МПа. СПГ хранят в криогенных баках с высококачественной теплоизоляцией, КПГ – в ёмкостях под давлением до 20 МПа.

Опыт эксплуатации автомобилей на газе показал, что газобензиновый эквивалент составляет около 1 дм<sup>3</sup>, пробег автомашин на одной заправке 200–250 км. Для заправки автомобилей КПГ сооружаются автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС). АГНКС выпускаются на производительность 500, 250 и 125 заправок в сутки.

Основные требования к газу, используемому в качестве моторного топлива: содержание метана не менее 95 %; содержание влаги – менее 0,009 г/м<sup>3</sup>; отсутствие механических примесей; минимальное давление смеси на входе АГНКС – 0,4–0,6 МПа; дебит смеси – более 20 м<sup>3</sup>/мин.

К настоящему времени этим требованиям отвечает только МУП, добываемый через скважины, пробуренные с поверхности.

Основные показатели смеси, извлекаемой из них, следующие: содержание метана – 95–98,5 %; водорода – 0–0,02 %; азота – 1–3 %; серосодержащие соединения – отсутствуют; влага – 12 г/м<sup>3</sup>; механические примеси – 4 г/м<sup>3</sup>; давление смеси – 0,1 МПа; продуктивность скважин (средняя) – 1 м<sup>3</sup>/мин.

Для использования метана из скважин в качестве моторного топлива необходима его очистка от механических примесей и влаги. Обеспечение необходимого для работы промышленной автомобильной газонаполнительной компрессорной станции дебита смеси требует сооружения газосборного коллектора, соединяющего 15–20 скважин с АГНКС через дожимную компрессорную станцию (ДКС), позволяющую повысить давление газа до 0,4–0,6 МПа.

Скважины, обеспечивающие работу АГНКС, закладывают с расчётом времени их эксплуатации до их подработки до 8–10 лет.

На дожимной компрессорной станции осуществляют предварительное сжатие шахтного метана, поступающего из газосборной сети, до избыточного давления 0,78 МПа для подачи его на серийно выпускаемую АГНКС.

При использовании метана в стационарных двигателях внутреннего сгорания (ДВС) отсутствуют строгие требования к содержанию метана в газе, что позволяет более широко использовать этот способ утилизации. Основным направлением при этом является использование метана как топлива в ДВС для выработки электроэнергии, например при снабжении шахт.

В рамках реализации программы добычи МУП через скважины с поверхности вне полей действующих шахт в декабре 2010 и феврале 2011 были введены в эксплуатацию две газопоршневые электростанции (ГПЭС), работающие на метане угольных пластов на Талдинском месторождении. Ввод двух ГПЭС позволил подать электроэнергию на подстанцию Талдинского угольного разреза, на строящиеся шахты «Жерновская-1» и «Жерновская-3», а также обеспечить электроэнергией газовые промыслы на Талдинском месторождении и Нарыкско-Осташкинской площади.

В 2013 году в ОАО «Воркутауголь» в эксплуатацию были запущены две газопоршневые электростанции с установленной электрической мощностью 11,6 и 5,8 МВт (ГПТЭС-1 и ГПТЭС-2 соответственно) и общей тепловой мощностью 15,3 Гкал/час, работающих на шахтном метане и обеспечивающих комбинированную выработку электрической и тепловой энергии на нужды шахты «Северная».

Следует отметить, что шахтный метан может использоваться совместно с дизельным топливом, причём в любых пропорциях. Постоянно необходима только 5 %-я добавка жидкого топлива для воспламенения. Переключение шахтного метана на дизельное топливо и наоборот производится автоматически и без уменьшения мощности ДВС. Наиболее успешно это направление утилизации применяется в Бельгии, ФРГ, Великобритании.

В основном используется шахтный газ с достаточно широким диапазоном содержания метана: от 40 до 90 %. Однако каждая установка рассчитана на довольно стабильную по компонентному составу смесь. Переход на другую смесь

не представляет затруднений, но не является автоматическим или саморегулирующимся. Так, например, в Йоркшире на шахте «Ментон» (Великобритания) электроэнергия вырабатывается тремя генераторами переменного тока, приводимыми дизельными двигателями. Дизели могут работать как на мазуте, так и на каптируемом шахтном метане. В первом случае генераторы развивают мощность 1,5 МВт, а во втором – 1,35 МВт. Содержание метана в используемой смеси – около 50 %, причём при снижении содержания метана до 45 % подаётся звуковой сигнал, а ниже 42,5 % – происходит автоматическое отключение установки, т. е. колебания содержания метана в смеси не должны превышать  $\pm 5$  %. Чистая годовая экономия в данном случае достигала по шахте 100 тыс. фунтов стерлингов.

Разработана технология утилизации безнапорного шахтного метана непосредственно на скважинах с получением электрической и тепловой энергии.

На базе этих мотор-генераторов разработаны передвижные электростанции модульного типа.

В настоящее время разработаны технологии утилизации шахтного метана для получения электрической и тепловой энергии на базе мобильных газовых электростанций мощностью 16, 32, 48, 100 и 200 кВт. Для надёжного газоснабжения этих установок требуются источники метана с расходами 0,5–2,5 м<sup>3</sup>/мин и содержанием не менее 15 %.

Использование МУП в газотурбинных установках является перспективным направлением в связи с тем, что позволяет использовать метан, выносимый из шахт вентиляцией.

Кроме того, ГТУ обладает следующими преимуществами: простота конструкции и систем управления, монтаж и демонтаж установки; надёжность в работе; возможность работы на любом топливе; значительно меньшее (по сравнению с дизелем) количество загрязняющих окружающую среду выбросов; меньшие габариты и удельный вес на единицу мощности и возможность получения в одном агрегате более высоких мощностей.

Двигателем в ГТУ является газовая турбина, приводимая в движение продуктами сгорания и сжатым воздухом, нагретым до высокой температуры.

Технологию данного способа упрощённо можно представить следующим образом. В камере сгорания сжигается поступающее топливо. Туда же поступает дополнительное количество воздуха, нагнетаемого компрессором. Общее количество воздуха, поступающего от компрессора, в 5–6 раз превышает количество воздуха, необходимого для сгорания топлива. Избыток воздуха необходим для снижения температуры продуктов сгорания из-за ограниченной жаропрочности

рабочих лопастей турбины. После камеры сгорания газ поступает непосредственно в газовую турбину, в которой происходит его расширение, сопровождающееся увеличением скорости газового потока. Перевод потенциальной энергии газа в кинетическую используется для вращения ротора турбины. Отработанный газ выбрасывается в атмосферу.

Используется газ с содержанием метана 40–60 %. Мощность ГТУ колеблется от 1 до 15 МВт, при этом они не только вырабатывают электроэнергию, но и используют тепло отходящих отходов газов и охлаждающей жидкости.

Для утилизации низкоконцентрированных МВС необходим их предварительный нагрев до 1020 °С, а также добавочное тепло. Установки такого типа успешно эксплуатировались в Великобритании.

В СССР (КазНИИЭнергетика) была разработана газотурбинная установка для утилизации метановоздушной смеси с содержанием метана, при которой турбина даёт лучшие показатели, 1,6 %. Мощность турбины типа ГТЭ-4,5 составляет 4,5 МВт при расходе газа 45 кг/с. Добавка жидкого топлива достигает 10 %.

Основными недостатками этого направления являются необходимость источника метана для обогащения вентиляционной смеси до 1,5–2 %.

МУП также можно подвергать переработке для использования в быту. Из-за низкой скорости горения метана, которая обусловлена малым содержанием водорода, и опасности отрыва пламени МУП предварительно перерабатывают – подвергают крекингу, т. е. снижают его теплоту сгорания и приближают компонентный состав к составу коксового газа.

Основными способами переработки каптируемого газа являются каталитический крекинг водяным паром и автоматический крекинг путём катализа с воздухом. Эту переработку осуществляют на специальных газовых заводах и после переработки газ передают в газовую сеть.

Для переработки шахтного газа строят специальные заводы, в ряде случаев используют переоборудованные коксовые печи. Так, в Бельгии коксовые печи выкладывались огнеупорными кирпичами, пропитанными никелевой солью. Исходная смесь состояла из 1,3 объёма шахтного газа на 1 объём пара. При температуре 950 °С никель восстанавливался, после чего температура снижалась до 800–850 °С и крекинг протекал с использованием части смеси с резервным теплом. Теплоту сгорания получаемого газа в этом процессе можно регулировать температурой. Производительность таких заводов и установок колеблется в широких пределах – от 1600 до 120 000 м<sup>3</sup>/сут.

Метан широко применяется в химической промышленности. Он является сырьём для получения формальдегида, ментола, ацетилен, сероуглерода, аммиака, хлороформа, синильной кислоты, водорода и других ценных продуктов. Основные методы промышленной переработки метана – окисление, конверсия, пиролиз, нитрирование и хлорирование.

Метан, извлекаемый при разработке угольных пластов в незначительных количествах, используется в Японии и Франции при производстве пластмасс, сажи, минеральных удобрений. В Бельгии шахтный газ добавляют в коксовый для получения водорода, который в дальнейшем используют при синтезе аммиака. В Италии шахтный метан используют для получения аммиака по способу Козаля.

В КНР высококонцентрированный (с содержанием более 95 % метана) шахтный газ применяется при получении сажи. При неполном сгорании 80 000 м<sup>3</sup> СН<sub>4</sub> получают 1 т высококачественной сажи, а при добавлении 2 т нафталина необходимое количество метана составляет всего 840 м<sup>3</sup>. Завод в сутки использует до 100–150 тыс. м<sup>3</sup> метана и производит до 8–10 т сажи.

Основные исходные процессы при использовании метана в химической промышленности направлены на получение водорода и метанола.

Необходимо отметить, что метанол может использоваться не только как химическое сырьё, но и как топливо для ДВС (самостоятельно или в качестве добавок). Последнее направление широко исследуется в Западной Европе, Австралии, Новой Зеландии.

Одними из основных методов получения ацетилен являются термоокислительный крекинг и электрокрекинг метана.

Для синтеза белка разработаны отечественные опытные установки. Объём рабочей ёмкости для производства белка колеблется от 0,1 до 10 м<sup>3</sup>. Как уже указывалось, для получения белка используется только метан лёгких фракций.

В ФГБУН Институт химической физики им. И. Н. Семенова РАН разработана технология совместной утилизации угольного метана и мелкодисперсного угольного отсева с получением альтернативного жидкого топлива – метанольно-угольной суспензии [2].

В России препятствием для использования МУП является, во-первых, необходимость стабильной и высокой концентрации метана, во-вторых, отсутствие соответствующего оборудования, так как существующее рассчитано на значительные дебиты метана, стационарно и отличается высокой металло- и энергоёмкостью.

Первая причина устраняется при заблаговременной подготовке шахтных полей с использованием гидорасчленения угольных пластов. В некоторых случаях возможно использование скважин, пробуренных с поверхности в купола обрушения. Необходимый дебит и его стабильность обеспечиваются при заблаговременной подготовке всего шахтного поля или его значительной части в увязке с программой развития горных работ.

Широкое использование МУП в России в качестве энергетического топлива предопределило то, что сейчас подготовка метана, извлекаемого из угольных пластов к использованию, заключается только в изменении компонентного состава газа путём разбавления или обогащения для обеспечения его взрывобезопасности.

В перспективе необходимо более широкое использование шахтного метана как по объёму, так и по направлениям. В связи с этим значительно расширяются и требования, предъявляемые потребителями: расход, компонентный состав газа, наличие механических примесей, давление и др.

Таким образом, подготовка газа к использованию заключается в приведении в соответствие характеристик газа с требованиями потребителей.

Таким образом, проанализировав использование угольного метана в мире и в России, можно сделать следующие выводы:

1. Угольный метан имеет состав, близкий к составу других природных газов. Эти газы взаимно заменяемы в качестве как химического сырья, так и источников энергии. При этом, с учётом того, что уголь – естественный сорбент, как следствие, угольный метан имеет более высокое качество.

2. Состав извлекаемого шахтного газа значительно изменяется, что определяется применяемым способом дегазации и качеством выполненных работ, поэтому содержание метана изменяется от единиц до 90–98 %. От этого зависит и теплота сгорания газа. Таким образом, направление использования МУП тесно связано с содержанием метана в метановоздушной смеси.

3. Из-за взрывоопасности шахтного газа при содержании в нём метана от 5 до 15 % для большинства процессов утилизации установлены кондиции по минимально допустимому содержанию метана в газе.

4. МУП может использоваться в следующих направлениях: в качестве топлива для выработки пара и электроэнергии; для выработки моторного топлива; для бытовых нужд; в качестве теплоносителя на различных заводах, в том числе металлургических; в качестве сырья для химической промышленности; для получения кристаллогидратов (перевод газа в твёрдую фазу – газовые гидраты).

5. Основным способом утилизации МУП является сжигание его в котельных, для выработки пара, для отопления шахтных зданий, поселков и выработки электроэнергии на местных ТЭС.

6. Метан широко применяется в химической промышленности. Он является сырьём для получения формальдегида, ментола, ацетилен, сероуглерода, аммиака, хлороформа, синильной кислоты, водорода и других ценных продуктов. Основные методы промышленной переработки метана – окисление, конверсия, пиролиз, нитрирование и хлорирование.

7. МУП также можно подвергать переработке для использования в быту. Из-за низкой скорости горения метана, которая обусловлена малым содержанием водорода, и опасности отрыва пламени МУП предварительно перерабатывают – подвергают крекингу, т. е. снижают его теплоту сгорания и приближают компонентный состав к составу коксового газа.

8. Использование МУП в газотурбинных установках является перспективным направлением в связи с тем, что позволяет использовать метан, выносимый из шахт вентиляцией. Разрабатываются новые способы использования вентиляционных газов, в которых содержание метана не превышает 3 %. Утилизация таких газов может осуществляться путём каталитического окисления до углекислоты и воды. Однако экономическая эффективность использования низкоконцентрированного шахтного метана остаётся крайне низкой.

9. Перспективен способ использования МУП для выработки автомобильного топлива. В настоящее время в качестве топлива для автомобилей используется сжатый (компримированный) природный газ (КПГ), смеси пропана и бутана и сжиженный газ (СПГ).

10. В России препятствием для использования МУП является, во-первых, необходимость стабильной и высокой концентрации метана, во-вторых, отсутствие соответствующего оборудования, так как существующее рассчитано на значительные дебиты метана, стационарно и отличается высокой металло- и энергоёмкостью.

11. В перспективе необходимо более широкое использование шахтного метана как по объёму, так и по направлениям. В связи с этим значительно расширяются и требования, предъявляемые потребителями: расход, компонентный состав газа, наличие механических примесей, давление и др.



## ГЛАВА 4. ОСНОВНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ УГОЛЬНОГО МЕТАНА

С момента появления проблемы угольного метана среди специалистов и учёных ведётся дискуссия о том, с какой точки зрения следует подходить к добыче метана.

С одной стороны, извлечение метана традиционно рассматривается как процесс дегазации угольных шахт, который решает ряд задач в угольной промышленности: снижение аварийности, связанной с взрывами метана; улучшение использования фронта работ в угольных шахтах при снижении влияния газового фактора; снижение выбросов метана в атмосферу. Получение и использование извлекаемого метана при этом считается сопутствующим результатом дегазации. Точка зрения, высказанная в работах Пучкова Л. А., Сластунова С. В. и др., заключается в том, что организация добычи метана из угольных пластов, не разгруженных горными работами, в настоящее время экономически нецелесообразна [94]. Добыча метана должна производиться только в процессе дегазации шахт в основном для создания безопасных условий работы шахтёров. По мнению Пучкова Л. А., бассейн Сан-Хуан, где в короткий срок добыча метана возросла от 1 до 23 млрд м<sup>3</sup> в год, представляет собой уникальное явление природы, а в остальных «обычных» бассейнах США добыча метана ведётся в ограниченных масштабах и связана со многими технологическими и экономическими трудностями. Более того, и в самом бассейне Сан-Хуан понадобилось пробурить 17 тысяч скважин, чтобы выявить зоны с повышенной газоотдачей, занимающие всего около 10 % площади бассейна. В 1993 г. из 2700 скважин в этом бассейне 600 скважин дали 12,6 млрд м<sup>3</sup> метана (75 %), а 2100 скважин – 4,2 млрд м<sup>3</sup> (25 %). В остальных бассейнах из 3900 скважин было добыто только 4,2 млрд м<sup>3</sup> метана.

По данным С. В. Сластунова [109], в США на угольных месторождениях функционируют более 3 тысяч скважин, причём более 80 % вне благоприятных условий. Средний уровень дебитов этих скважин не превосходит аналогичные в Карагандинском и Донецком угольных бассейнах и составляет по разным группам обобщения от 0,7 до 1,5 м<sup>3</sup>/мин. Более того, критический уровень экономически состоятельной добычи метана по проницаемости угольных пластов составляет 1 мД, что по американскому опыту означает закрытие скважин в случае их попадания в зону пласта с естественной проницаемостью ниже 1 мД вне зависимости от других факторов (глубина залегания, газоносность и т. д.). Таким образом, американский путь заключается в масштабном поиске так называемых

«сладких точек», где и ведётся основная добыча метана. В условиях России будет трудно обеспечить соответствующий уровень финансирования геологоразведочных работ, к тому же в России может не оказаться такого месторождения или его участка, аналогичного условиям Сан-Хуана.

В последние годы много внимания уделяется разработке методов и средств повышения газоотдачи угольных пластов, обеспечивающих разрыв связи «уголь–метан». Это позволяет надеяться, что со временем добыча метана из угольных пластов станет рентабельной не только из преимущественно суфлярных (как в бассейне Сан-Хуан) месторождений. Пучков Л. А. приводит четыре критерия, которые, по мнению американских специалистов, позволяют оценить перспективы добычи метана в том или ином бассейне:

- наличие мощных угольных пластов высокой степени метаморфизма, проницаемости и хрупкости с показателем отражения витринита ( $R_o$ ) более 0,75 %;
- высокая газоносность угля;
- наличие резервуаров метана, т. е. системы открытых полостей, усиленных тектонической нарушенностью;
- возможность искусственного расширения сети естественных трещин и полостей, оценка степени открытости (закрытости) системы трещин.

Группа российских специалистов [37] обосновала геолого-технические критерии перспективности добычи угольного метана:

- метаноносность более 8–10 м<sup>3</sup>/т, при росте с глубиной;
- суммарная мощность угля не менее 8–10 м, при мощности угольных пластов более 1 м;
- ресурсы метана более 50–75 млрд м<sup>3</sup>;
- плотность ресурсов метана более 150–200 млн м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>;
- зольность угля менее 25–30 %;
- проницаемость – не менее 5 мД;
- степень метаморфизма – Г, Ж, К, ОС, Т при  $R_o = 0,6–2$  %, наиболее благоприятны 0,8–1,5 %;
- петрографический состав – витринитовый;
- геодинамика угленосной толщи – массивы в состоянии растяжения или слабого сжатия;
- дебиты скважин для рентабельной добычи – не менее 20–40 тыс. м<sup>3</sup> в сутки.

По мнению других авторов, приведённые выше критерии справедливы, кроме трёх [19]. Следует понизить минимальный предел газоносности угля с 8–10 м<sup>3</sup>/т до 4 м<sup>3</sup>/т, как это принято в США. В районах удалённых от месторождений природного газа и газопроводов минимальный масштаб ресурсов

метана должен быть снижен с 50–75 млрд м<sup>3</sup> до 1 млрд м<sup>3</sup>, а в ряде случаев и до сотен миллионов кубометров. Высокой метаноносностью характеризуются не только витринитовые, но и фюзинитовые угли, например, угли балахонской свиты Кузбасса. Для снабжения газом небольших поселков, видимо, можно значительно снизить величину минимального дебита газовых скважин до 5–10 тыс. м<sup>3</sup>/сут, против 20–40 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Вторая точка зрения заключается в рассмотрении добычи метана из угольных пластов как самостоятельного процесса добычи газа, аналогичного добыче газа на традиционных месторождениях. Дополнительный экономический эффект в данном случае может быть получен от использования добытого газа. Однако при реализации проектов добычи метана из угольных пластов в качестве самостоятельного полезного ископаемого зачастую возникает проблема низкой экономической эффективности. По сравнению с добычей газа из традиционных источников, проекты по извлечению метана из угольных пластов характеризуются большими затратами и меньшей выручкой, что связано с геологическими и технологическими трудностями при извлечении метана. При этом, следует отметить, что большое число специалистов считает, что настало время начать широкое освоение углегазовых бассейнов и месторождений, особенно в районах, удалённых от месторождений других природных газов и магистральных газопроводов. Причём метан должен добываться не только в процессе дегазации действующих шахт, но и на участках неосвоенных угольной промышленностью, хотя в неразгруженных горными работами массивах газоотдача во много раз ниже. Этой точки зрения придерживаются и за рубежом, в первую очередь в США, где в нескольких бассейнах ведётся промышленная добыча метана.

Необходимо отметить, что одним из способов объединить промышленную добычу и дегазацию является заблаговременная дегазация угольных шахт. При этом важнейшей причиной слабого распространения заблаговременной дегазации в России, являются организационные и финансовые трудности, вытекающие из существенного разрыва во времени между работами по заблаговременной дегазации и началом работ по добыче угля. Угледобывающее предприятие обязано вкладывать значительные финансовые средства задолго до начала работ по добыче угля и получения эффекта от дегазации. Такой разрыв может достигать пяти лет и более. Не каждое угледобывающее предприятие имеет такие финансовые возможности и такой горизонт планирования. Поэтому чаще всего выбор делается в пользу одновременного ведения работ по дегазации и угледобыче. Кроме того, необходимо отметить, что существуют нормативные и организационные трудности для совместной работы на одном лицензионном участке газодобывающих и угледобывающих предприятий.

Таким образом, среди российских и зарубежных специалистов продолжаются споры о том, является ли промышленная добыча МУП экономически эффективной; не следует ли сосредоточиться на дегазации угольных шахт; каким образом можно совместить промышленную добычу и дегазацию.

Решение проблемы извлечения метана из угольных месторождений и его использования имеет важное экономическое значение. Она определяется следующими факторами:

- созданием безопасных условий труда шахтёров и предотвращением взрывов метана и угольной пыли;
- повышением эффективности использования фронта горных работ на шахтах и снижением на этой основе издержек производства за счёт снижения воздействия «газового фактора»;
- экономической эффективностью использования извлекаемого метана;
- сокращением выбросов метана в атмосферу и улучшением экологической обстановки в угольных регионах.

Первоочередная проблема угольного газа – метанобезопасность. В 2000-х гг. в России произошло несколько крупных взрывов метана, погибло 370 человек, в том числе на шахтах «Тайжина» (47 человек), «Ульяновская» (110 человек), «Юбилейная» (39 человек), «Распадская» (76 человек) (табл. 20) [77]. Трагическая ситуация присуща не только шахтам России, но и другим угольным регионам СНГ.

Таблица 20. Данные об авариях на угольных шахтах Российской Федерации, связанные с внезапными выбросами метана

Шахта (месторасположение)	Год аварии	Число пострадавших	Официальная причина аварии
«Комсомолец» (Кемеровская обл., Ленинск-Кузнецкий)	21 марта 2000 г.	Погибли 12 чел. (занимавшиеся тушением пожара горноспасатели)	Взрыв метана с последующим пожаром
«Распадская» (Кемеровская обл., Междуреченск)	29 марта 2001 г.	Погибли 4 чел., травмы получили 6 чел.	Взрыв метана
«Коксовая» (Кемеровская обл., Прокопьевск)	11 марта 2002 г.	Погибли 4 чел., травмы получили 2 чел.	Выброс метана с угольной пылью
«Красногорская» (Кемеровская обл., Прокопьевск)	2 июня 2002 г.	Погибли 4 чел.	Взрыв метана
«Алардинская» (Кемеровская обл., Осинники)	11 февраля 2003 г.	Погибли 2 чел., травмы получили 23 чел.	Взрыв метана

Шахта (месторасположение)	Год аварии	Число пострадавших	Официальная причина аварии
№12 (Кемеровская обл., Киселёвск)	10 мая 2003 г.	Погибли 4 чел., травмы получили 3 чел.	Взрыв метана
«Зиминка» (Кемеровская обл., Прокопьевск)	16 июня 2003 г.	Погибли 12 чел., травмы получили 2 чел.	Взрыв метана
«Сибирская» (Кемеровская обл., Анжеро-Сунженск)	10 января 2004 г.	Погибли и скончались в больнице 6 чел., травмы получили 15 чел.	Взрыв метана
«Тайжина» (Кемеровская область, Осинники)	10 апреля 2004 г.	Погибли 47 чел.	Взрыв метана
«Листвяжная» (Кемеровская обл., Белово)	28 октября 2004 г.	Погибли 13 чел., травмы получили 30 чел.	Взрыв метана
«Есаульская» (Кемеровская обл., Новокузнецк)	9 февраля 2005 г.	Погибли 25 чел., травмы получили 5 чел.	Взрыв метана
«Первомайская» (Кемеровская обл., Березовский)	14 августа 2006 г.	Погибли 3 чел.	Выброс метана, сопровожденный взрывной волной
Им. Ф. Э. Дзержинского (Кемеровская обл., Прокопьевск)	25 февраля 2007 г.	Погиб 1 чел., травмы получили 6 чел.	Взрыв метана
«Ульяновская» (Кемеровская обл., Новокузнецк)	19 марта 2007 г.	Погибли 110 чел.	Взрыв метана. Комиссия установила, что причиной стало вмешательство в работу зарубежного оборудования безопасности, которое отключало все системы при повышении уровня метана
«Юбилейная» (Кемеровская обл., Новокузнецк)	24 мая 2007 г.	Погибли 39 чел.	Взрыв метана. Причиной трагедии комиссия также установила вмешательство в работу оборудования безопасности
«Комсомольская» (Республика Коми, ОАО «Воркутауголь», Воркута)	25 июня 2007 г.	Погибли 8 чел.	Взрыв метана
«Распадская» (Кемеровская обл., Междуреченск)	8 мая 2010 г.	Погиб 76 чел., травмы получили 107 чел.	Взрыв метана

По официальным данным в последнее десятилетие компенсация погибшим, пострадавшим и членам их семей в расчёте на 1 чел. составила: около

2 млн руб. (шахта «Распадская», 2010 г.); около 0,5 млн руб. (шахта «Комсомольская», 2007 г.); около 4 млн руб. (шахта «Ульяновская», 2007 г.).

Кроме того, шахты и государство понесли значительный ущерб от снижения объёмов добычи угля и дополнительных затрат на восстановительные работы (табл. 21) [77].

Таблица 21. Средние показатели добычи угля и выделения метана по шахтам Кузбасса

Шахта	Среднесуточная добыча, т	Выделение метана, м <sup>3</sup> /мин
«Распадская»	10500	162
«Комсомольская»	3100	129
«Ульяновская»	3600	64

Средние потери от снижения объёмов добычи, связанные с необходимостью проведения восстановительных работ на шахтах, составляют порядка 630 млн руб., в том числе самих шахт – 350 млн руб.; потери государства от недополучения налогов – 280 млн руб. Общий прямой ущерб государству, наносимый авариями, связанными с внезапными выбросами метана, составляет порядка 537 млн руб. (рис. 13) [77].

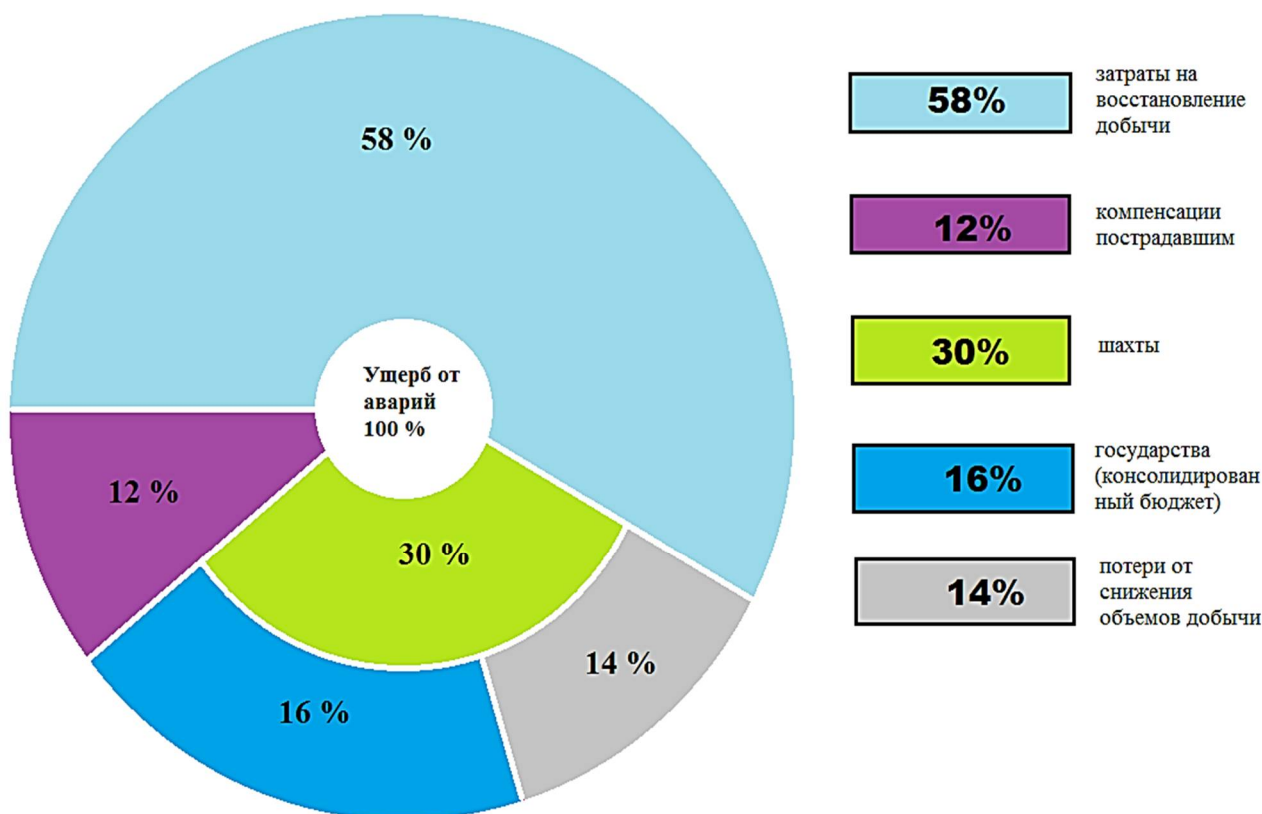


Рисунок 13. Распределение средних ущербов от аварий, связанных с выбросами метана, по шахтам России

Таким образом, аварии, вызванные взрывами и вспышками метана, приводят к увеличению травматизма, разрушению шахтной инфраструктуры, снижению объёмов добычи угля. В связи с этим в проектах по извлечению МУП необходимо учитывать экономический эффект от сокращения затрат на ликвидацию последствий аварий, вызванных взрывами и вспышками метана.

Вторая по значимости проблема – повышение эффективности добычи угля при отработке высокогазоносных угольных пластов. Эта проблема связана с тем, что на особо опасных по газу и пыли шахтах нагрузки на очистные забои в 1,5–2 раза ниже технологически возможных. При нагрузках 1500–2000 т/сут необходимо обеспечивать эффективность дегазации на уровне 35–40 %, а при нагрузках, предусматриваемых на перспективных шахтах, – 50–60 % [133]. Существенное увеличение нагрузок на очистные забои возможно лишь при решении задачи эффективной дегазации. Поэтому при оценке эффективности добычи МУП необходимо учитывать экономический эффект от улучшения использования фронта горных работ в угольных шахтах, связанный со снижением влияния газового фактора.

Третья проблема угольного метана – проблема его использования. Экономический эффект может быть получен от использования МУП в качестве топлива для выработки пара и электроэнергии; для выработки моторного топлива; для бытовых нужд; в качестве теплоносителя на различных заводах, в том числе металлургических; в качестве сырья для химической промышленности; для получения кристаллогидратов. Каждая 1000 м<sup>3</sup> метана по теплоте сгорания экономит 1,3–1,5 т угля; цена моторного топлива из метана, на 15–20 % меньше цены традиционно применяемого жидкого топлива; использование 1 м<sup>3</sup> позволяет вырабатывать 3,1–3,3 кВт\*ч электроэнергии [96]. При этом необходимо учитывать, что направление использования зависит от объёмов добычи, качества добываемого газа, его содержания в МВС. Таким образом, переработка МУП должна быть организационно и экономически увязана с его добычей.

Четвёртая проблема угольного метана – экологическая. За последние 40 лет выделение метана в атмосферу из шахт Кузбасса возросло в 8 раз, Воркуты – в 4 раза. Известно, что выделение метана ведёт к образованию фотохимического смога в городах, негативно влияет на состояние озонового слоя. Выброшенные в атмосферу 71,5 м<sup>3</sup> метана, являющегося стойким парниковым газом, эквивалентны 1 т диоксида углерода [4]. В настоящее время в российских условиях отсутствует возможность торговли квотами на выбросы парниковых газов в рамках Киотского протокола. Однако в экономических расчётах необходимо учитывать плату за выбросы метана в атмосферу, которую выплачивают угледобывающие предприятия. При этом следует отметить, что снижение этих выплат

возможно только при условии полного или частичного использования извлечённого метана. Таким образом, решение экологической проблемы организационно связывает работы по извлечению и использованию МУП.

Также в проектах, предусматривающих внедрение новых способов дегазации угольных пластов, необходимо учитывать возможность сокращения затрат на ранее проводимые мероприятия по дегазации. Необходимо отметить, что возникновение этого экономического эффекта возможно, только если внедряемая новая система дегазации полностью или частично заменяет ранее проводимую дегазацию.

Для проектов по добыче метана угольных пластов в качестве самостоятельного полезного ископаемого в отличие от проектов дегазации можно выделить только экономический эффект от использования метана.

Также следует отметить, что на реализацию проектов по извлечению метана из угольных пластов оказывает влияние государственная политика. Национальное правительство и власти регионов заинтересованы в вовлечении в хозяйственный оборот дополнительных ресурсов газа, снижении аварийности и травматизма в угольных шахтах; увеличении занятости в районе работ; улучшении экологической ситуации, в результате снижения эмиссии метана в атмосферу; налоговых поступлениях от деятельности по добыче и переработке газа и угля. С другой стороны, государство для достижения этих результатов может предоставить налоговые льготы для участников проектов по извлечению метана из угольных пластов.

Таким образом, существует насущная потребность формирования обоснованного механизма определения экономических эффектов при различных способах освоения ресурсов угольного метана; разработки методологии оценки экономической эффективности проектов освоения ресурсов МУП; формирование стратегии рационального освоения ресурсов МУП; оценки экономической эффективности освоения ресурсов угольного метана на углегазовых месторождениях России.

Таким образом, проанализировав основные экономические и организационные проблемы освоения ресурсов угольного метана, можно сделать следующие выводы:

1. Существует два основных подхода к проблеме освоения ресурсов угольного метана. С одной стороны, извлечение метана традиционно рассматривается как процесс дегазации угольных шахт, который решает ряд задач в угольной промышленности: снижение аварийности, связанной с взрывами метана; улучшение использования фронта работ в угольных шахтах при снижении влияния газового фактора; снижение выбросов метана в атмосферу. Вторая



точка зрения заключается в рассмотрении добычи метана из угольных пластов как самостоятельного процесса добычи газа, аналогичного добыче газа на традиционных месторождениях.

2. По сравнению с добычей газа из традиционных источников, проекты по извлечению метана из угольных пластов характеризуются большими затратами и меньшей выручкой, что связано с геологическими и технологическими трудностями при извлечении метана.

3. Одним из способов объединить промышленную добычу и дегазацию является заблаговременная дегазация угольных шахт. При этом важнейшей причиной слабого распространения заблаговременной дегазации в России, являются организационные и финансовые трудности, вытекающие из существенного разрыва во времени между работами по заблаговременной дегазации и началом работ по добыче угля. Кроме того, необходимо отметить, что существуют нормативные и организационные трудности для совместной работы на одном лицензионном участке газодобывающих и угледобывающих предприятий.

4. Решение проблемы извлечения метана из угольных месторождений и его использования определяется следующими факторами: созданием безопасных условий труда шахтёров и предотвращением взрывов метана и угольной пыли; повышением эффективности использования фронта горных работ на шахтах и снижением на этой основе издержек производства за счёт снижения воздействия «газового фактора»; экономической эффективностью использования извлекаемого метана; сокращением выбросов метана в атмосферу и улучшением экологической обстановки в угольных регионах.

5. Аварии, вызванные взрывами и вспышками метана, приводят к увеличению травматизма, разрушению шахтной инфраструктуры, снижению объёмов добычи угля. В связи с этим в проектах по извлечению МУП необходимо учитывать экономический эффект от сокращения затрат на ликвидацию последствий аварий, вызванных взрывами и вспышками метана.

6. Существенное увеличение нагрузок на очистные забои угольных шахт возможно лишь при решении задачи эффективной дегазации и сокращении воздействия «газового фактора». Поэтому при оценке эффективности добычи МУП необходимо учитывать экономический эффект от улучшения использования фронта горных работ в угольных шахтах, связанный со снижением влияния газового фактора.

7. Экономический эффект может быть получен от использования МУП в качестве топлива для выработки пара и электроэнергии; для выработки моторного топлива; для бытовых нужд; в качестве теплоносителя на различных заводах, в том числе металлургических; в качестве сырья для химической промышленности; для

получения кристаллогидратов. При этом необходимо учитывать, что направление использования зависит от объёмов добычи, качества добываемого газа, его содержания в МВС. Таким образом, переработка МУП должна быть организационно и экономически увязана с его добычей.

8. В экономических расчётах необходимо учитывать возможность сокращения платы за выбросы метана в атмосферу, которую выплачивают угледобывающие предприятия. При этом следует отметить, что снижение этих выплат возможно только при условии полного или частичного использования, извлечённого метана. Таким образом, решение экологической проблемы организационно связывает работы по извлечению и использованию МУП.

9. В проектах, предусматривающих внедрение новых способов дегазации угольных пластов, необходимо учитывать возможность сокращения затрат на ранее проводимые мероприятия по дегазации. Необходимо отметить, что возникновение этого экономического эффекта возможно, только если внедряемая новая система дегазации полностью или частично заменяет ранее проводимую дегазацию.

10. Для проектов по добыче метана угольных пластов в качестве самостоятельного полезного ископаемого в отличие от проектов дегазации можно выделить только экономический эффект от использования метана.

11. На реализацию проектов по извлечению метана из угольных пластов оказывает влияние государственная политика. Национальное правительство и власти регионов заинтересованы в вовлечении в хозяйственный оборот дополнительных ресурсов газа, снижении аварийности и травматизма в угольных шахтах; увеличении занятости в районе работ; улучшении экологической ситуации, в результате снижения эмиссии метана в атмосферу; налоговых поступлениях от деятельности по добыче и переработке газа и угля. С другой стороны, государство для достижения этих результатов может предоставить налоговые льготы для участников проектов по извлечению метана из угольных пластов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, проанализировав отечественный и зарубежный опыт освоения ресурсов угольного метана, можно сделать следующие выводы.

В угольных пластах планеты сосредоточены огромные ресурсы метана, которые составляют по данным МЭА 260 трлн м<sup>3</sup> или примерно 20 % всего природного газа земной коры.

Развитие технологий и тенденция к снижению объёмов добычи и истощению ресурсов крупнейших месторождений традиционного типа делает МУП одним из наиболее перспективных нетрадиционных источников углеводородного сырья.

По данным ОАО «Газпром промгаз» прогнозные ресурсы метана в России оцениваются в 83,7 трлн м<sup>3</sup>, что соответствует примерно трети прогнозных ресурсов природного газа страны. При этом ресурсы МУП превышают ресурсы сланцевого газа и газа плотных песчаников вместе взятых.

Исходя из наличия широкой ресурсной базы, благоприятных геологических предпосылок, наличия вблизи крупных потребителей и значительного социально-экологического эффекта наиболее перспективными угольными бассейнами для извлечения МУП являются Кузнецкий (13,1 трлн м<sup>3</sup>) и Печорский (1,9 трлн м<sup>3</sup>).

Методики оценки ресурсов МУП различаются при промысловой добыче метана, являющейся сферой деятельности газодобывающих компаний и при попутной добыче шахтного метана, извлекаемого при подземной добыче угля.

Важнейшими факторами, определяющими успешность разработки ресурсов МУП, выступают цена на газ, спрос на рынке и другие экономические характеристики различных процессов, связанных с освоением ресурсов МУП.

Разработка нетрадиционных углеводородов становится новым важным направлением развития мировой энергетики. Они начинают конкурировать с традиционными углеводородами и за счёт этого оказывать серьёзное влияние на развитие мировой энергетики. Производство нетрадиционного газа в 2010 г. составило 485 млрд м<sup>3</sup>, или около 15 % мировой добычи, а по прогнозу 2035 г. возрастёт до 956 млрд м<sup>3</sup>.

Метан угольных пластов играет одну из важнейших ролей в структуре мировой добычи нетрадиционных газовых ресурсов. В настоящее время суммарный объём добычи метана угольных пластов в мире в 2011 г. превысил 68 млрд м<sup>3</sup>, из них: США – 54,0 млрд; Канада – 9 млрд; Австралия – 5,2 млрд; Китай – 1,4 млрд. По оценкам экспертов, мировая добыча метана из угольных пластов в 2020 г. составит 78 млрд м<sup>3</sup>, а к 2040 г. достигнет 157 млрд м<sup>3</sup> в год.

Существует три основных способа извлечения метана из угольных пластов: дегазация угольных шахт; добыча метана вне полей действующих или проектируемых шахт путём бурения с поверхности специальных скважин с применением искусственных способов повышения газопроницаемости угольных пластов; добыча метана из закрытых шахт.

Одним из основных факторов, предопределяющих эффективную добычу метана из угольных пластов, является интенсификация газоотдачи пластов следующими способами: гидравлический разрыв пластов; метод кавернообразования в необсаженном стволе скважины; бурение горизонтальных, наклонно направленных и многозабойных скважин; закачка в угольные пласты диоксида углерода и азота. Дополнительными методами интенсификации газоотдачи являются электровоздействие, акустическое и вибрационное воздействие, а также термические методы в различных модификациях.

Энергетическая стратегия России до 2030 г. устанавливает разработку нетрадиционных запасов в нефтяном и газовом секторе в качестве одного из приоритетных направлений научно-технического развития. Предусматривается увеличение доли нетрадиционного газа в российской газодобыче до 15 % к 2030 г.

В настоящее время МУП добывается в России в основном как сопутствующее полезное ископаемое при подземной добыче угля (около 500 млн м<sup>3</sup> в год). Промышленная добыча МУП, которая осуществляется вне полей действующих шахт путём бурения с поверхности специальных скважин, находится в России на начальном этапе (около 5 млн м<sup>3</sup> в год). Российские компании проявляют мало интереса к проектам добычи метана угольных пластов, что связано с огромными запасами традиционных углеводородов.

Дебит скважин при промышленной разработке газосодержащих угольных пластов находится в пределах 1,5–10 тыс. м<sup>3</sup>/сут, что значительно ниже дебитов традиционных скважин. Это связано с тем, что метан в угольных пластах в отличие от традиционных месторождений находится в сорбированном состоянии.

В феврале 2010 г. «Газпром» приступил к строительству первого технологического комплекса для добычи угольного газа на Талдинском месторождении в Кузбассе. Его полномасштабный запуск предполагается осуществить в 2016 г. По итогам 2010 г. здесь было добыто 10 млн м<sup>3</sup>. К 2020 г. планируется довести промышленную добычу метана в Кузбассе до 3,5–4 млрд м<sup>3</sup> в год.

Эффективным средством, стимулирующим освоение нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья, является предоставление государством различных налоговых льгот. А одним из препятствий для привлечения инвестиций в освоение нетрадиционных ресурсов углеводородов, в частности метана угольных пластов,

является отсутствие нормативно-правовой базы в области добычи и утилизации газа угольных месторождений.

Угольный метан имеет состав, близкий к составу других природных газов. Эти газы взаимно заменяемы в качестве как химического сырья, так и источников энергии. При этом с учётом того, что уголь – естественный сорбент, как следствие, угольный метан имеет более высокое качество.

Состав извлекаемого шахтного газа значительно изменяется, что определяется применяемым способом дегазации и качеством выполненных работ, поэтому содержание метана изменяется от единиц до 90–98 %. От этого зависит и теплота сгорания газа. Таким образом, направление использования МУП тесно связано с содержанием метана в метановоздушной смеси.

Из-за взрывоопасности шахтного газа при содержании в нём метана от 5 до 15 % для большинства процессов утилизации установлены кондиции по минимально допустимому содержанию метана в газе.

МУП может использоваться в следующих направлениях: в качестве топлива для выработки пара и электроэнергии; для выработки моторного топлива; для бытовых нужд; в качестве теплоносителя на различных заводах, в том числе металлургических; в качестве сырья для химической промышленности; для получения кристаллогидратов (перевод газа в твёрдую фазу – газовые гидраты).

Основным способом утилизации МУП является сжигание его в котельных, для выработки пара, для отопления шахтных зданий, поселков и выработки электроэнергии на местных ТЭС.

Метан широко применяется в химической промышленности. Он является сырьём для получения формальдегида, ментола, ацетилен, сероуглерода, аммиака, хлороформа, синильной кислоты, водорода и других ценных продуктов. Основные методы промышленной переработки метана – окисление, конверсия, пиролиз, нитрирование и хлорирование.

МУП также можно подвергать переработке для использования в быту. Из-за низкой скорости горения метана, которая обусловлена малым содержанием водорода, и опасности отрыва пламени МУП предварительно перерабатывают – подвергают крекингу, т. е. снижают его теплоту сгорания и приближают компонентный состав к составу коксового газа.

Использование МУП в газотурбинных установках является перспективным направлением в связи с тем, что позволяет использовать метан, выносимый из шахт вентиляцией. Разрабатываются новые способы использования вентиляционных газов, в которых содержание метана не превышает 3 %. Утилизация таких газов может осуществляться путём каталитического окисления до углекислоты

и воды. Однако экономическая эффективность использования низкоконцентрированного шахтного метана остаётся крайне низкой.

Перспективен способ использования МУП для выработки автомобильного топлива. В настоящее время в качестве топлива для автомобилей используется сжатый (компримированный) природный газ (КПГ), смеси пропана и бутана и сжиженный газ (СПГ).

В России препятствием для использования МУП является, во-первых, необходимость стабильной и высокой концентрации метана, во-вторых, отсутствие соответствующего оборудования, так как существующее рассчитано на значительные дебиты метана, стационарно и отличается высокой металло- и энергоёмкостью.

В перспективе необходимо более широкое использование шахтного метана как по объёму, так и по направлениям. В связи с этим значительно расширяются и требования, предъявляемые потребителями: расход, компонентный состав газа, наличие механических примесей, давление и др.

Существует два основных подхода к проблеме освоения ресурсов угольного метана. С одной стороны, извлечение метана традиционно рассматривается как процесс дегазации угольных шахт, который решает ряд задач в угольной промышленности: снижение аварийности, связанной с взрывами метана; улучшение использования фронта работ в угольных шахтах при снижении влияния газового фактора; снижение выбросов метана в атмосферу. Вторая точка зрения заключается в рассмотрении добычи метана из угольных пластов как самостоятельного процесса добычи газа, аналогичного добыче газа на традиционных месторождениях.

По сравнению с добычей газа из традиционных источников, проекты по извлечению метана из угольных пластов характеризуются большими затратами и меньшей выручкой, что связано с геологическими и технологическими трудностями при извлечении метана.

Одним из способов объединить промышленную добычу и дегазацию является заблаговременная дегазация угольных шахт. При этом важнейшей причиной слабого распространения заблаговременной дегазации в России являются организационные и финансовые трудности, вытекающие из существенного разрыва во времени между работами по заблаговременной дегазации и началом работ по добыче угля. Кроме того, необходимо отметить, что существуют нормативные и организационные трудности для совместной работы на одном лицензионном участке газодобывающих и угледобывающих предприятий.

Решение проблемы извлечения метана из угольных месторождений и его использования определяется следующими факторами: созданием безопасных условий труда шахтёров и предотвращением взрывов метана и угольной пыли;

повышением эффективности использования фронта горных работ на шахтах и снижением на этой основе издержек производства за счёт снижения воздействия «газового фактора»; экономической эффективностью использования извлекаемого метана; сокращением выбросов метана в атмосферу и улучшением экологической обстановки в угольных регионах.

Аварии, вызванные взрывами и вспышками метана, приводят к увеличению травматизма, разрушению шахтной инфраструктуры, снижению объёмов добычи угля. В связи с этим в проектах по извлечению МУП необходимо учитывать экономический эффект от сокращения затрат на ликвидацию последствий аварий, вызванных взрывами и вспышками метана.

Существенное увеличение нагрузок на очистные забои угольных шахт возможно лишь при решении задачи эффективной дегазации и сокращении воздействия «газового фактора». Поэтому при оценке эффективности добычи МУП необходимо учитывать экономический эффект от улучшения использования фронта горных работ в угольных шахтах, связанный со снижением влияния газового фактора.

Экономический эффект может быть получен от использования МУП в качестве топлива для выработки пара и электроэнергии; для выработки моторного топлива; для бытовых нужд; в качестве теплоносителя на различных заводах, в том числе металлургических; в качестве сырья для химической промышленности; для получения кристаллогидратов. При этом необходимо учитывать, что направление использования зависит от объёмов добычи, качества добываемого газа, его содержания в МВС. Таким образом, переработка МУП должна быть организационно и экономически увязана с его добычей.

В экономических расчётах необходимо учитывать возможность сокращения платы за выбросы метана в атмосферу, которую выплачивают угледобывающие предприятия. При этом следует отметить, что снижение этих выплат возможно только при условии полного или частичного использования, извлечённого метана. Таким образом, решение экологической проблемы организационно связывает работы по извлечению и использованию МУП.

В проектах, предусматривающих внедрение новых способов дегазации угольных пластов, необходимо учитывать возможность сокращения затрат на ранее проводимые мероприятия по дегазации. Необходимо отметить, что возникновение этого экономического эффекта возможно, только если внедряемая новая система дегазации полностью или частично заменяет ранее проводимую дегазацию.

Для проектов по добыче метана угольных пластов в качестве самостоятельного полезного ископаемого в отличие от проектов дегазации можно выделить только экономический эффект от использования метана.

На реализацию проектов по извлечению метана из угольных пластов оказывает влияние государственная политика. Национальное правительство и власти регионов заинтересованы в вовлечении в хозяйственный оборот дополнительных ресурсов газа, снижении аварийности и травматизма в угольных шахтах; увеличении занятости в районе работ; улучшении экологической ситуации, в результате снижения эмиссии метана в атмосферу; налоговых поступлениях от деятельности по добыче и переработке газа и угля. С другой стороны, государство для достижения этих результатов может предоставить налоговые льготы для участников проектов по извлечению метана из угольных пластов.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Агеев, П. Г. Интенсификация притока метана из угольных пластов методом плазменно-импульсного воздействия / П. Г. Агеев, В. В. Стрельченко, О. Е. Казанцев // Газовая промышленность. – 2013. – № 3. – С. 95–98.
2. Арутюнов, В. С. Получение метанольно-угольных суспензий на основе прямого окисления угольного метана / В. С. Арутюнов // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 58–61.
3. Ахметгареев, Р. А. Утилизация метана исходящих вентиляционных струй угольных шахт / Р. А. Ахметгареев // Безопасность труда в промышленности. – 2014. – № 12. – С. 30–35.
4. Баймухаметов, С. К. Добыча метана из угольного пласта и использование его в народном хозяйстве / С. К. Баймухаметов, Г. М. Презент, И. А. Швец // Современные проблемы шахтного метана : сб. трудов к 70-летию проф. Н. В. Ножкина. – М. : МГГУ, 1999.
5. Бахтизина, Н. В. Освоение нетрадиционных ресурсов газа: тенденции и перспективы / Н. В. Бахтизина, В. И. Савельев, А. А. Ерофеев // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 130–134.
6. Боксерман, Ю. А. Утилизация угольного метана : технические решения и программные средства / Ю. А. Боксерман, А. П. Кожан, В. И. Сухоруков // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 3. – С. 68–76.
7. Булатов, Г. Г. Моделирование разработки метанугольных месторождений / Г. Г. Булатов, И. А. Грицай, К. А. Корнишин // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2010. – № 644. – С. 110–111.
8. Буслаев, В. Ф. Оценка ресурсов нетрадиционных источников углеводородов и технологии их разработки / В. Ф. Буслаев, С. А. Кейн, А. В. Нор // Народное хозяйство Республики Коми : науч.-техн. журн. : материалы 4-й межрегион. науч.-практ. конф. «Освоение минер. ресурсов Севера: проблемы и решения» (Воркута, 12–14 апр. 2006 г.). Т. 15, № 1. – Воркута–Сыктывкар–Ухта, 2006. – С. 12–14.
9. Буханцов, А. И. Опыт извлечения метана из угленосной толщи скважинами, пробуренными с поверхности / А. И. Буханцов, Р. А. Галазов // Горн. информ.-анал. бюл. МГГУ. – М., 1997. – № 6. – С. 110–118.
10. Васильев, А. Н. Организационные мероприятия по оптимизации процесса строительства скважин для добычи метана из угольных пластов / А. Н. Васильев, В. В. Шишляев, Р. В. Голубцов // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 9–11.

11. Васильева, З. А. Оценка ресурсов и возможностей добычи метана из угольных бассейнов Европейского Северо-Востока / З. А. Васильева // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 52–54.
12. Васюков, В. Н. Коэффициент извлечения газа и оптимальное размещение скважин, добывающих метан из угольных пластов / В. Н. Васюков, И. В. Рощина, А. Н. Сторонский // Газовая промышленность. – 2011. – № 3. – С. 24–26.
13. Васючков, Ю. Ф. Новая концепция эксплуатации угольных месторождений / Ю. Ф. Васючков, Б. М. Воробьёв // Горный вестник. – 1996. – № 3. – С. 25–28.
14. Васючков, Ю. Ф. Формирование локальных угле-газ-энергетических комплексов на базе экологически чистых и ресурсосберегающих нетрадиционных технологий (системный подход) / Ю. Ф. Васючков, Б. М. Воробьёв // Горн. информ.-анал. бюл. МГГУ. – М., 1998. – Вып. 2. – С. 29–31.
15. Перспективы развития подземной дегазации угольных пластов, добычи и утилизации шахтного метана шахт ОАО «Воркутауголь» / А. П. Веселов [и др.] // Горн. информ.-анал. бюл. МГГУ. – М., 2002. – № 6. – С. 160–162.
16. Влияние атмосферного давления на эмиссию метана из закрытых угольных шахт / А. К. Акимбеков [и др.] // Известия вузов. Горный журнал. – 2006. – № 4. – С. 38–41.
17. Влияние геологической структуры на распределение дебитов скважин, добывающих метан из угольных пластов / В. Н. Васюков [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 3. – С. 13–21.
18. Выбор методов заканчивания метаноугольных скважин и стимуляции газоотдачи продуктивных пластов / А. В. Кейбал [и др.] // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 42–45.
19. Газоугольные бассейны России и мира / М. В. Голицин [и др.]. – М., 2002.
20. Головачёв, В. Н. Геоэкологическая оценка состояния окружающей среды при добыче метана из угольных пластов в Кузнецком угольном бассейне / В. Н. Головачёв // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 92–94.
21. Дегазация угольных шахт – эффективный способ обеспечения безопасности горных работ в метанообильных шахтах / В. С. Забурдяев [и др.] // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 11. – С. 13–17.
22. Десяткин, А. С. Выявление и оценка угольных пластов для добычи метана по данным геолого-геофизических и петрофизических исследований скважин / А. С. Десяткин, В. В. Стрельченко // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 3. – С. 31–42.

23. Десяткин, А. С. Оценка и прогноз основных геолого-промысловых характеристик угольных пластов для добычи метана / А. С. Десяткин, В. В. Стрельченко // Газовая промышленность. – 2010. – № 7. – С. 18–21.
24. Джигрин, А. В. Прогнозирование взрывов газа и пыли в угольных шахтах / А. В. Джигрин, И. Р. Исаев, С. В. Мясникова // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 4. – С. 38–42.
25. Дигнес, В. Р. Ликвидация аварии на шахте «Комсомольская» ОАО «Воркутауголь» / В. Р. Дигнес // Безопасность труда в промышленности. – 2007. – № 12. – С. 20–25.
26. Диколенко, Е. Я. О метрологическом обеспечении современных шахтных стационарных систем контроля метана / Е. Я. Диколенко, Л. Я. Кулин // Безопасность труда в промышленности. – 2009. – № 12. – С. 61–62.
27. Дмитриевская, Т. В. Проблемы добычи метана из угольных пластов и новейшая геодинамика на примере Талдинского месторождения (Южный Кузбасс) / Т. В. Дмитриевская, С. Г. Рябухина, В. А. Зайцев // Геология нефти и газа. – 2012. – № 4. – С. 85–91.
28. Дун Даохуа. Инновации как фактор ускорения разработки и использования нетрадиционных ресурсов природного газа / Дун Даохуа // Unconventional Gas China 2010. – Ордос (КНР, автономный район Внутренняя Монголия) (18–19 ноября 2010 г.).
29. Егоров, А. Г. Влияние глубины залегания угольных пластов на устойчивость раскрываемых трещин / А. Г. Егоров, К. С. Коликов // Горн. информ.-анал. бюл. МГГУ. – М., 1995. – № 4. – С. 66–68.
30. Ельчанинов, Е. А. О промышленном использовании метана действующих и закрывающихся шахт / Е. А. Ельчанинов // Уголь. – 1997. – №9. – С. 49–52.
31. Ермаков, В. И. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных формациях / В. И. Ермаков, В. А. Скоробогатов. – М. : Недра, 1984. – 205 с.
32. Ермолаев, А. И. Исследования дегазации угля и добычи метана из угольных отложений / А. И. Ермолаев, М. П. Хайдина // Газовая промышленность. – 2008. – № 1. – С. 45–47.
33. Забурдяев, В. С. Метан – чистое топливо. Оценка экономической и социальной эффективности дегазации угольных шахт / В. С. Забурдяев // Охрана труда и социальное страхование. – 2001. – № 8. – С. 84–87.
34. Забурдяев, В. С. Эффективность дегазации сближенных угольных пластов вертикальными скважинами при высоких скоростях продвижения лав / В. С. Забурдяев, И. А. Новикова, Ю. А. Семькин // Безопасность труда в промышленности. – 2011. – № 12. – С. 52–53.

35. Зайденварг, В. Е. Роль добычи угля в глобальном загрязнении биосферы метаном / В. Е. Зайденварг, А. Т. Айруни // Уголь. – 1993. – № 1. – С. 6–10.
36. Зафарова, А. М. Оценка экономической эффективности изучения и освоения нетрадиционных видов углеводородов / А. М. Зафарова // Газовая промышленность. – 2012. – № 12. – С. 30–33.
37. Зимаков, Б. М. Новая концепция геолого-технологической оценки перспектив добычи метана из угольных пластов / Б. М. Зимаков // Актуальные проблемы освоения месторождений и использования минерального сырья. – М. : МГУ, 1993. – С. 185–191.
38. Зыков, В. С. Контроль эффективности способов предотвращения внезапных выбросов угля и газа в горных выработках угольных шахт / В. С. Зыков // Безопасность труда в промышленности. – 2012. – № 6. – С. 53–57.
39. Ивановский, В. Н. Анализ возможности применения «нефтяных» технологий для эксплуатации скважин углеметановых месторождений / В. Н. Ивановский, Д. А. Широков // Газовая промышленность. – 2009. – № 9. – С. 52–55.
40. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. – М. : Недра, 1977. – 96 с.
41. Иофис, М. А. Повышение безопасности при разработке газоносных угольных шахт / М. А. Иофис, И. М. Малахова // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 10. – С. 14–16.
42. Как повысить безопасность труда на шахтах // Охрана труда и социальное страхование. – 2010. – № 11. – С. 23–25.
43. Результаты и перспективы реализации инновационного проекта по добыче метана из угольных пластов в Кузбассе / А. В. Калинин [и др.] // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 6–8.
44. Калякин, С. А. Идеология взрывобезопасности угольных шахт, опасных по газу и угольной пыли / С. А. Калякин // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 11. – С. 38–43.
45. Калякин, С. А. Предотвращение взрывов метана и пыли на угольных шахтах / С. А. Калякин // Безопасность труда в промышленности. – 2008. – № 12. – С. 24–29.
46. Карасевич, А. М. Расширение источников поставок газа и газификации регионов России / А. М. Карасевич, Ю. Н. Ярыгин, Ю. В. Дроздов // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2009. – № 640. – С. 23–25.
47. Качурин, Н. М. Системный подход к снижению риска и локализации последствий взрывов метана в угольных шахтах / Н. М. Качурин, А. М. Борщевич, О. Н. Качурина // Известия вузов. Горный журнал. – 2010. – № 4. – С. 19–24.

48. Кейбал, А. В. Выход на самоокупаемость заблаговременной дегазации угольных пластов: “ProetContra” / А. В. Кейбал, М. П. Хайдина // Горная промышленность. – 2014. – № 4 (116). – С. 82–88.

49. Кейбал, А. В. Особенности использования наклонно направленных скважин при добыче метана из угольных пластов / А. В. Кейбал, В. Н. Васюков, А. А. Кейбал // Газовая промышленность. – 2010. – № 7. – С. 30–35.

50. Кизильштейн, Л. Я. К вопросу о происхождении угольного метана / Л. Я. Кизильштейн, С. Б. Булгаревич // Конференция международная (24–26 июня 2003 г.; Сыктывкар). Углерод: Минералогия, геохимия и космохимия : материалы Междунар. конф. – Сыктывкар, 2003. – С. 162–164.

51. Кириллов, Н. Г. Использование энергетической установки с двигателем Стирлинга в газовой отрасли / Н. Г. Кириллов // Газовая промышленность. – 2010. – № 2. – С. 71–74.

52. Кирильченко, А. В. Концепция создания геоинформационной системы разведки и разработки метаноугольных месторождений Кузбасса / А. В. Кирильченко // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 32–33.

53. Колмаков, В. А. Разработка теории управления газовыми скоплениями в рудничной атмосфере: отчёт сес. Кузбасса науч.-образ. комплекса (РНОК) за 1993–1995 (Кемерово, 30–31 мая, 1996). Тез. докл. – Кемерово, 1996. – С. 174–175.

54. Коршунов, Г. И. Увеличение газовой проницаемости угля путём импульсно-волнового воздействия через скважины / Г. И. Коршунов, А. В. Шипулин, А. С. Серёгин // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 46–47.

55. Кошелец, А. В. Предложения по государственному стимулированию добычи метана из угольных пластов в России на основе зарубежного опыта / А. В. Кошелец // Газовая промышленность. – 2010. – № 7. – С. 14–17.

56. Кошелец, А. В. Формализация внешних факторов при оценке экономической эффективности разработки метаноугольных месторождений в системе ОАО «Газпром» / А. В. Кошелец // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 72–75.

57. Кошелец, А. В. Экономический потенциал промышленного освоения ресурсов метана угольных пластов в современной России / А. В. Кошелец // Газовая промышленность. – 2012. – № 9. – С. 86–89.

58. Красюк, Н. Н. Подземное аккумулирование угольного метана / Н. Н. Красюк, М. А. Суглобов // Горн. информ.-анал. бюл. МГГУ. – М., 1998. – № 4. – С. 133–139.

59. Крейнин, Е. В. Выбросы метана : шахтный (угольный) метан; эмиссия метана в газовой отрасли / Е. В. Крейнин, А. М. Карасевич // Парниковый эффект:

гипотезы, Киотский протокол, технические рекомендации. – М. : ИРЦ Газпром, 2007. – С. 97–113.

60. Крейнин, Е. В. Извлечение метана из угольных пластов / Е. В. Крейнин // Нетрадиционные термические технологии добычи трудноизвлекаемых топлив: уголь, углеводородное сырье. – 2004. – С. 203–251.

61. Крейнин, Е. В. Новые технологические решения для промышленной добычи метана угольных пластов / Е. В. Крейнин // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 34–36.

62. Крейнин, Е. В. Проблемы и возможности интенсифицированной дегазации угольных пластов / Е. В. Крейнин // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1996. – № 5. – С. 106–111.

63. Крейнин, Е. В. Технические решения по сокращению выбросов парниковых газов / Е. В. Крейнин, А. М. Карасевич // Парниковый эффект: гипотезы, Киотский протокол, технические рекомендации. – М. : ИРЦ Газпром, 2007. – С. 114–129.

64. Кудинов, Е. В. Нормативное обеспечение разработки месторождений при добыче метана угольных месторождений / Е. В. Кудинов // Газовая промышленность. – 2011. – № 2. – С. 24–25.

65. Кузьмина, Т. И. Экономическая эффективность направлений использования газообразных и твердых отходов угольного производства / Т. И. Кузьмина // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2010. – № 6. – С. 25–27.

66. Курта, И. В. Управление газовой выделением на выемочных участках угольных шахт – ключевой фактор создания безопасных условий труда / И. В. Курта // Записки горного института. – 2012. – Т. 195. – С. 108–110.

67. Лапин, Э. С. Диагностическая система дегазационной сети шахты / Э. С. Лапин, Э. И. Абдрахманов // Известия вузов. Горный журнал. – 2011. – № 8. – С. 62–67.

68. Левонян, К. А. Опыт проведения гидравлического разрыва в угольных пластах / К. А. Левонян, М. П. Хайдина // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – № 2. – С. 67–74.

69. Мазаник, Е. В. Использование шахтного метана: современное состояние, задачи и перспективы развития / Е. В. Мазаник, Е. М. Могилева, К. С. Коликов // Горная промышленность. – 2014. – № 1 (113). – С. 59–64.

70. Малашкина, В. А. Дегазационные установки : учеб. пособие / В. А. Малашкина. – М. : МГГУ, 2002. – 189 с.

71. Малышев, Ю. Н. Высокопроизводительная технология дегазации угольных пластов на больших глубинах / Ю. Н. Малышев, А. Т. Айруни, И. В. Зверев // Горн. информ.-анал. бюл. МГГУ. – М., 1997. – № 6. – С. 78–87.

72. Марков, Н. Грозит ли рынку «взрыв метана»? Проекты по добыче газа угольных пластов получают всё большее распространение в различных странах мира / Н. Марков // Нефть России. – 2011. – № 10. – С. 88–93.

73. Мастепанов, А. М. Метан угольных пластов / А. М. Мастепанов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2011. – № 9. – С. 5–10.

74. Мастепанов, А. М. Метан угольных пластов в газовом балансе КНР: состояние и перспективы / А. М. Мастепанов, В. В. Ковтун // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 80–90.

75. Мастепанов, А. М. Некоторые особенности оценки ресурсного потенциала нетрадиционных источников газа / А. М. Мастепанов, А. Д. Степанов, С. В. Горевалова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2013. – № 4. – С. 43–48.

76. Матвеев, В. В. Разработка, исследование и внедрение систем контроля и автоматизации комплексов отвода метана на угольных шахтах / В. В. Матвеев // Известия вузов. Горный журнал. – 2010. – № 2. – С. 71–77.

77. Мелехин, Е. С. Добыча метана из угольных пластов как основа повышения безопасности и эффективности добычи угля / Е. С. Мелехин, А. В. Кошелец // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2012. – № 4. – С. 51–55.

78. Метан в шахтах и рудниках России: прогноз, извлечение и использование / А. Д. Рубан [и др.]. – М. : ИПКОН РАН, 2006. – 312 с.

79. Метаноугольные бассейны и месторождения России. Пути решения проблем добычи метана из угольных пластов / М. В. Голицын [и др.] // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 88–95.

80. Методические основы проектирования дегазации на действующих и ликвидируемых шахтах / В. С. Забурдяев [и др.]. – М. : ИГД им. А. А. Скочинского, 2002. – 316 с.

81. Методические рекомендации о порядке дегазации угольных шахт (РД 15-09-2006) / А. Д. Рубан [и др.]. – М : НТЦ «Промышленная безопасность», 2007. – 256 с.

82. Морозов, К. В. Применение геодинамического районирования для выделения первоочередных зон предварительной дегазации угольных пластов / К. В. Морозов, А. Н. Шабаров // Газовая промышленность. – 2013. – № 2. – С. 18–20.

83. Опыт использования попутного газа на угольных предприятиях Воркуты / А. П. Веселов [и др.] // Безопасность труда в промышленности. – 2003. – №1. – С. 9–11.

84. Основные направления стратегии развития ОАО «Газпром» промышленной добычи метана из угольных пластов / А. М. Карасевич [и др.] // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 12–17.
85. Рубан, А. Д. Оценка ресурсов и объёмов извлечения метана при подземной разработке угольных месторождений России / А. Д. Рубан, В. С. Забурдяев, Г. С. Забурдяев. – М. : ИПКОН РАН, 2005. – 152 с.
86. Пак, В. С. Ресурсы, объёмы извлечения и использования метана из угольных шахт / В. С. Пак // Проблемы безопасности при эксплуатации месторождений полезных ископаемых в зонах градопромышленной агломерации : тез. докл. междунар. симп. : SPM-95, Москва–Пермь, 15–21 сент., 1995. – Пермь, 1995. – С. 115–116.
87. Эффективность использования каптированного газа в качестве топлива для малых ТЭС на шахтах ОАО «Воркутауголь» / Н. В. Пашкевич [и др.] // Горн. информ.-анал. бюл. МГГУ. – М., 2000. – № 8.
88. Перспективы освоения и ресурсная база метана угольных пластов России / А. М. Карасевич [и др.] // Газовая промышленность. – 2004. – № 8. – С. 30–35.
89. Постановление ГКРР КНР от 28 сентября 2003 г. № (2005) – 1323 «О цене на природный газ проекта «Запад – Восток».
90. Прогнозы метанообильности и газового баланса выемочных участков при интенсивной обработке угольных пластов / В. С. Забурдяев [и др.] // Безопасность труда в промышленности. – 2011. – № 11. – С. 52–54.
91. Пучков, Л. А. Некоторые аспекты проблемы повышения метанобезопасности подземной добычи угля / Л. А. Пучков, С. В. Сластунов // Конференция межрегион. науч.-практ. (8–10 апр. 2010 г.; Воркута). Освоение минеральных ресурсов Севера: проблемы и решения : труды 7-й межрегиональной науч.-практ. Конференции. Т. 2. – Воркута, 2009. – С. 261–265.
92. Опыт и перспективы использования угольного метана / Л. А. Пучков [и др.]. – М.: МГГУ, 2004. – 48 с.
93. Пучков, Л. А. Освоение углегазовых месторождений: основные технологические решения / Л. А. Пучков, С. В. Сластунов // Газовая промышленность. – 2010. – № 7. – С. 26–29.
94. Пучков, Л. А. Реальность промысловой добычи метана из неразгруженных угольных пластов / Л. А. Пучков // Уголь. – 1997. – № 3. – С. 50–53.
95. Пучков, Л. А. Извлечение метана из угольных пластов / Л. А. Пучков, С. В. Сластунов, К. С. Коликов. – М. : МГГУ, 2002. – 383 с.
96. Пучков, Л. А. Перспективы добычи метана в Печорском угольном бассейне / Л. А. Пучков, С. В. Сластунов, Б. И. Федунец. – М. : МГГУ, 2004. – 557 с.



97. Рациональное использование природного газа угольных пластов / Е. А. Пацков [и др.] // Газовая промышленность. – 2008. – № 4. – С. 80–81.
98. Ресурсы и перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России / В. С. Якушев [и др.]. – М. : «ИРЦГазпром», 2007. – 151 с.
99. Рубан, А. Д. Метан угольных пластов: ресурсы, проблемы извлечения, способы утилизации / А. Д. Рубан, В. С. Забурдяев, В. Н. Захаров // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 3. – С. 49–57.
100. Рубан, А. Д. Нетрадиционные источники энергии: шахтный метан / А. Д. Рубан // Газовая промышленность. – 2011. – № 4. – С. 28–29.
101. Рубан, А. Д. О некоторых приоритетных направлениях НИОКР в ИГД им. А. А. Скочинского / А. Д. Рубан // Уголь. – 1997. – № 9. – С. 9–12.
102. Рубан, А. Д. Особенности дегазации угольных пластов на шахтах с высокой производительностью очистных забоев / А. Д. Рубан, В. С. Забурдяев, В. Б. Артемьев // Безопасность труда в промышленности. – 2009. – № 9. – С. 16–21.
103. Рубан, А. Д. Состояние и перспективы добычи метана на горных отводах шахт России / А. Д. Рубан, В. Н. Захаров, В. С. Забурдяев // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 64–67.
104. Рубан, А. Д. Технологические процессы извлечения и утилизации метана на шахте им. С. М. Кирова / А. Д. Рубан, В. С. Забурдяев, В. Б. Артемьев // Технологии нефти и газа. – 2011. – № 3. – С. 46–51.
105. Рубан, А. Д. Экологические технологии: методические основы прогноза ресурсов и предотвращения выбросов метана в ликвидируемых угольных шахтах / А. Д. Рубан, В. С. Забурдяев // Инженерная экология. – 2004. – № 5. – С. 20–29.
106. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. – Макеевка (Донбасс), 1989. – 320 с.
107. Селяков, В. И. Опыт применения электровоздействия на горный массив при добыче нефти и перспективы его использования для извлечения метана из угольных месторождений / В. И. Селяков // Горн. информ.-анал. бюл. МГГУ. – М., 1997. – № 6. – С. 129–130.
108. Сластунов, С. В. Газодинамическое состояние и фильтрационные свойства угольного пласта в зонах заблаговременной дегазации / С. В. Сластунов, Г. Г. Каркашадзе, К. С. Коликов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 3. – С. 63–67.
109. Сластунов, С. В. Проблемы угольного метана и их технологические решения / С. В. Сластунов // Современные проблемы шахтного метана : сб. тр. к 70-летию проф. Н. В. Ножкина. – М. : МГГУ, 1999.

110. Сластунов, С. В. Разработка и испытание природоохранной технологии рационального комплексного освоения высокогазоносных угольных месторождений с попутным извлечением и утилизацией угольного метана / С. В. Сластунов // Записки горного института. – 2004. – Том 158. – С. 81–84.
111. Сластунов, С. В. Структура угольного пласта и особенности извлечения угольного метана / С. В. Сластунов, К. С. Коликов, А. В. Агарков // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2009. – № 633. – С. 70–73.
112. Создание специального подземного оборудования для метаноугольных скважин, в которых был выполнен гидроразрыв продуктивных пластов / А. А. Кейбал [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 3. – С. 24–28.
113. Сторонский, Н. М. Добыча метана из высокогазоносных угольных пластов как дополнительный фактор развития экономики России / Н. М. Сторонский, Е. В. Швачко, Е. С. Мелехин // Газовая промышленность. – 2014. – № 10. – С. 29–33.
114. Тайлаков, В. О. Оценка ресурсов метана на горных отводах действующих угольных шахт / В. О. Тайлаков, О. В. Тайлаков, А. Н. Кормин // Газовая промышленность (спецвыпуск). – 2012. – № 672. – С. 18–19.
115. Тайлаков, О. В. Совершенствование метода определения газоносности угля для повышения эффективности дегазации угольных пластов / О. В. Тайлаков, А. Н. Кормин // Газовая промышленность. – 2012. – № 11. – С. 46–47.
116. Технологические условия работы на угольных шахтах с позиций взрывобезопасности / Н. О. Каледина [и др.] // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 6. – С. 35–37.
117. Типизация метаноугольных месторождений (на примере Кузбасса) с оценкой возможности применения различных технологий интенсификации газотдачи угольных пластов / В. Т. Хрюкин [и др.] // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 3. – С. 22–30.
118. Оценка геологических перспектив освоения метаноугольных месторождений / М. В. Толмачев [и др.] // Вопросы комплексного изучения и использования углей и горючих сланцев. – Л., 1983. – С. 11–15.
119. Тризно, С. К. Комбинированная технология «ПГУ-метан»: новое направление в обеспечении безопасности разработки угольных месторождений / С. К. Тризно, С. Н. Лазаренко, К. Н. Кочергин // Безопасность труда в промышленности. – 2007. – № 5. – С. 33–34.
120. Угольный газ : Добыча метана угольных пластов решает региональные энергетические проблемы // Нефть и капитал. – 2010. – № 5. – С. 65–67.

121. Утилизация метана в котельной ОАО «Шахта Воргашорская» / С. Г. Волковская [и др.] // Конференция межрегиональная научно-практическая (8–10 апр. 2010 г.; Воркута). Освоение минеральных ресурсов Севера: проблемы и решения: труды 7-й межрегион. науч.-практ. конференции. Т. 3. – Воркута, 2009. – С. 444–445.
122. Фан Сянь Нан. Оценка эффективности освоения месторождений метана угольных пластов / Фан Сянь Нан // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2011. – № 10. – С. 53–58.
123. Фейт, Г. Н. Геолого-физический метод оценки перспективности добычи метана из угольных пластов / Г. Н. Фейт, О. Н. Малинникова // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 3. – С. 43–48.
124. Хегай, А. М. Современное состояние и перспективы добычи метана угольных пластов США / А. М. Хегай // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2010. – № 12. – С. 38–44.
125. Хорошилова, Л. С. Безопасность на предприятиях угольной промышленности Кузбасса в конце XX начале XXI века / Л. С. Хорошилова, А. В. Хорошилов, А. В. Тараканов // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 12. – С. 28–31.
126. Хуан Шэнчу. Современное состояние и перспективы развития извлечения и использования метана угольных пластов и метана угольных шахт в Китае / Хуан Шэнчу // Unconventional Gas China 2010. – Ордос (КНР, автономный район Внутренняя Монголия), 2010, 18–19 ноября.
127. Разработка нетрадиционных источников газа : Монография / Н. Д. Цхадая [и др.]; под ред. Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2003. – 258 с.
128. Оценка ресурсов газосодержащих угольных залежей Печерского бассейна / Н. Д. Цхадая [и др.] // Тр. II регион. науч.-практ. конф. «Актуальные проблемы геологии нефти и газа». – Ухта : УГТУ, 1999. – 477 с.
129. Черников, А. Г. Состояние и возможности геофизики при решении задач количественной оценки параметров метаноносности угольных пластов / А. Г. Черников // Газовая промышленность. – 2010. – № 7. – С. 22–25.
130. Шелдон, Д. Сланцевый газ из Великобритании : Опасна ли его добыча? / Д. Шелдон, Т. Микаева // Oil & Gas Journal. – 2012. – № 10. – С. 16–23.
131. Широков, Д. А. Некоторые аспекты программы освоения скважин по добыче метана из угольных пластов / Д. А. Широков // Газовая промышленность. – 2011. – № 3. – С. 27–30.
132. Шувалов, Ю. В. О развитии дегазации на шахтах Воркуты / Ю. В. Шувалов, В. Н. Бобровников, П. В. Черников // Горн. информ.-анал. бюл. МГГУ. – М., 2002. – № 6. – С. 157–160.

133. Шувалов, Ю. В. Комплексное использование ресурсов и регулирование газового режима шахт Воркутского месторождения / Ю. В. Шувалов, И. А. Павлов, Л. П. Веселов. – СПб, 2006.
134. Эттингер, И. Л. Газоёмкость ископаемых углей / И. Л. Эттингер. – М. : Недра. – 1966. – 223 с.
135. Якушев, В. С. Разработка нетрадиционных ресурсов газа в России / В. С. Якушев // Газовая промышленность. – 2013. – № 6. – С. 20–24.
136. Ярунин, С. А. Технология извлечения метана из вентиляционных струй шахт / С. А. Ярунин, В. П. Королёва, Ю. Г. Анпилогов // Горн. информ.-анал. бюл. МГГУ. – М., 1997. – № 6. – С. 88–89.
137. Jie Mingxun, Hu Aimer Wang Zhuping. China United Coai bed Methane Corporation Ltd, – Analysis on current status and development trend of China's coalbed methane resources // Proceedings. The 8<sup>th</sup> International Conference on Northeast Asian Natural Gas and Pipeline: Multilateral Cooperation. Shanghai, China, 2004, 8–10 March. – P. 75–85.
138. О перспективах добычи в России угольного газа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan>.
139. International Energy Agency, World Energy Outlook, 2009.
140. Ramaswamy, S. Selection of best drilling, completion and stimulation methods for coalbed methane reservoirs : A Thesis of Master science / Petroleum Engineering, Texas A & M University, December 2007.
141. US Coalbed Methane: Past, Present, Future / U.S. Energy Information Administration [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.eia.gov/oil\\_gas/rpd/cbmusa2.pdf](http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/cbmusa2.pdf).
142. Statistical review of world energy, 2013.
143. Ventilation air methane (VAM)// В&W MEGTEC, 2014 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.megtec.com/ventilation-air-methane-vam> (дата обращения: 15.09.2014).

*Научное издание*

Пармузин Петр Николаевич

**Зарубежный и отечественный опыт освоения  
ресурсов метана угольных пластов**

Монография

Редактор П. В. Котова.

Технический редактор К. В. Зелепукина.

План 2016 г., позиция 011(н). Подписано в печать 31.01.2017 г.

Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.

Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная. Печать трафаретная.

Усл. печ. л. 6,3. Уч.-изд. л. 5,7. Тираж 100 экз. Заказ № 313.

Ухтинский государственный технический университет.  
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

Типография УГТУ.

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.