

Е. В. Крейнин

Нетрадиционные углеводородные ИСТОЧНИКИ

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИХ РАЗРАБОТКИ

МОНОГРАФИЯ

УГОЛЬНЫЙ МЕТАН

СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ

ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ

ГАЗ ПЛОТНЫХ ПЕСЧАНИКОВ

ГОРЮЧИЕ СЛАНЦЫ

ТЯЖЕЛЫЕ НЕФТИ И БИТУМЫ

УГОЛЬ (для подземной газификации)

И ДР.



Ефим Вульфович Крейнин
Нетрадиционные
углеводородные источники:
новые технологии их
разработки. Монография

http://www.litres.ru/pages/biblio_book/?art=21553724

ООО «Проспект»; 2016

ISBN 9785392195060

Аннотация

Современные тенденции развития мировой энергетики направлены на вовлечение в топливно-энергетический баланс нетрадиционных углеводородных источников: метансланцевых, угольных и газогидратных месторождений, а также высоковязкие нефти и битумы, извлечение которых пока проблематично. В монографии изложены инженерные и научные основы разработки нетрадиционных трудноизвлекаемых углеводородных источников, добыча которых стала приоритетной задачей современного мирового топливно-энергетического комплекса. Предлагаемые технические решения подтверждены многочисленными патентами Российской Федерации. Особый интерес представляет перспектива производства синтетических углеводородов (жидких и газообразных) из угля при

его подземной газификации. Практическая реализация разработанных технологий позволит существенно расширить ресурсную базу экологически чистых органических топлив.

Содержание

Информация о книге	6
СОКРАЩЕНИЯ	8
ПРЕДИСЛОВИЕ	9
Глава 1	30
Конец ознакомительного фрагмента.	99

Е. В. Крейнин
НЕТРАДИЦИОННЫЕ
УГЛЕВОДОРОДНЫЕ
ИСТОЧНИКИ: НОВЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ
ИХ РАЗРАБОТКИ
Монография



ebooks@prospekt.org

Информация о книге

УДК 553.98

ББК 26.325.4

К79

Крейнин Е. В. – д.т.н., профессор, действительный член РАЕН, удостоен звания «Заслуженный изобретатель РСФСР». Им опубликовано 330 печатных работ, в том числе 9 монографий, получено 135 российских авторских свидетельств и патентов на изобретения.

Современные тенденции развития мировой энергетики направлены на вовлечение в топливно-энергетический баланс нетрадиционных углеводородных источников: метансланцевых, угольных и газогидратных месторождений, а также высоковязкие нефти и битумы, извлечение которых пока проблематично.

В монографии изложены инженерные и научные основы разработки нетрадиционных трудноизвлекаемых углеводородных источников, добыча которых стала приоритетной задачей современного мирового топливно-энергетического комплекса. Предлагаемые технические решения подтверждены многочисленными патентами Российской Федерации.

Особый интерес представляет перспектива производства синтетических углеводородов (жидких и газообразных) из

угля при его подземной газификации.

Практическая реализация разработанных технологий позволит существенно расширить ресурсную базу экологически чистых органических топлив.

УДК 553.98

ББК 26.325.4

© Крейнин Е. В., 2015

© ООО «Перспектив», 2015

СОКРАЩЕНИЯ

В книге применяются следующие сокращения:

CRIP – The Controlled Retracting Injection Point (пер. с англ.: контролируемый перенос очага горения – метод КРИП);

CTL – coal-to-liquids (пер. с англ.: уголь в жидкость);

GTL – gas-to-liquids (пер. с англ.: газ в жидкость);

ЕЭС – Европейское экономическое содружество;

ЗПГ – заменитель природного газа;

КПД – коэффициент полезного действия;

ОНГКМ – Оренбургское нефте-газоконденсатное месторождение;

ПГУ – подземная газификация угля;

ПГУ-СФТ – подземная газификация угля – синтез Фишера-Тропша;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

СФТ – синтез Фишера-Тропша;

ТЭС – тепловая электрическая станция.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Посвящается 65-летию со времени основания института ВНИИПодземгаз (июль 1949 г.), последовательно переименованного во ВНИИПромгаз, ВНПО «Союзпромгаз» и сегодняшнее ОАО «Газпром промгаз».

В последнее время мировая энергетика вынуждена активно заниматься проблемой освоения нетрадиционных газов (угольный метан, сланцевый газ, природные газовые гидраты, газ подземной газификации угля и др.). Энергетическая безопасность и устойчивость будущего общества требуют вовлечения этих нетрадиционных источников углеводородного сырья в промышленное потребление.

Кроме того, нетрадиционные газы особенно значимы для регионов, далеко расположенных от источников трубопроводного природного газа. К ним, в первую очередь, следует отнести регионы с угольными и сланцевыми месторождениями.

Поэтому ученые и инженеры всего мира начали активно заниматься проектами их промышленного освоения. Появилась острая необходимость в новых прорывных технологиях.

Современные тенденции развития мировой энергетики направлены на вовлечение в ее топливно-энергетический баланс нетрадиционных трудноизвлекаемых углеводородных

источников. К ним относят метан угольных, сланцевых и газогидратных месторождений, в том числе содержащийся в малопроницаемых породных коллекторах. Велики также ресурсы высоковязких нефтей и битумов, извлечение которых пока проблематично.

На рис. 1 обобщены отдельные данные по ресурсам основных видов трудноизвлекаемых топлив.



Рис. 1 – *Виды трудноизвлекаемых топлив*

Особое место отведено возможности превращения угля в углеводородное сырье. Современные передовые технологии в мире посвящены синтезу углеводородов из газа, генерируемого при газификации угля. При этом в рамках настоящей монографии рассматривается подземная газификация угля на месте его естественного залегания и превращения получаемого газа через синтез Фишера-Тропша в газообразные и жидкие углеводороды.

Одновременно с необходимостью разработки экологиче-

ски чистых топливных (угольных) технологий надо принимать во внимание современную направленность поисков «зеленой» энергетики и экономики [1].

Под «зеленой» энергетикой понимают, прежде всего, возобновляемые неуглеводородные источники, работающие на энергии ветра, солнца и воды.

Ускорению развития «зеленой» энергетики в существенной мере содействуют риски крупномасштабных аварий, подобные катастрофам на атомных электрических станциях в Чернобыле (СССР, 1986 г.) и Фукусиме (Япония, 2011 г.).

Эксперты-энергетики прогнозируют масштабное использование возобновляемых энергетических источников только во второй половине нынешнего века.

Характерными особенностями топливно-энергетического комплекса являются неполнота извлечения его традиционных ресурсов (подвижные нефти, газовый конденсат, природный газ и уголь на глубине до 400–500 м) и практическая неосвоенность нетрадиционных источников углеводородного сырья (высоковязкие нефти, природные битумы, нефтегазоносные породы с низким коэффициентом проницаемости, газогидратные месторождения, уголь на глубине более 800 м, угольный метан). Ресурсы неизвлеченных (оставленных) традиционных и сегодня неизвлекаемых нетрадиционных источников углеводородного сырья на порядки превышают запасы традиционных видов топлива.

С учетом ограниченности доступных запасов нефти и

природного газа (по экспертным оценкам, их хватит на 30–50 лет), возникает острая проблема, с одной стороны, повышения степени их извлечения и, с другой стороны, освоения нетрадиционных топливных ресурсов. Нужны новые технологии, характеризующиеся минимальными материальными затратами и эффективными техническими решениями.

В то же время масштабность запасов угля в Российской Федерации и мире (по некоторым оценкам, угля хватит на срок более 500 лет), бесшахтные методы его добычи и переработки могли бы заметно увеличить долю угля в топливно-энергетическом балансе страны. К сожалению, в 2010 г. она составила всего 13 %.

Информация о ресурсах нетрадиционных углеводородных газов была детально рассмотрена на XXIV Международном газовом конгрессе, который проходил в г. Буэнос-Айрес в 2009 г.

Международное энергетическое агентство обобщило в своем последнем докладе [2] исследования нескольких авторов [3–5] и представило информацию о состоянии ресурсов нетрадиционных газов по регионам мира (табл. 1).

Таблица 1

Мировые ресурсы нетрадиционного газа, трлн м³

Регионы	Газ в слабопроницаемых породах
Азиатско-Тихоокеанский, в т. ч.:	51
Китай	10
Северная Америка	39
СНГ	25
Латинская Америка	37
Ближний Восток и Северная	23

Состояние использования топлива в тепловых электростанциях стран «Большой Восьмерки» иллюстрируется данными табл. 2 [6].

Таблица 2

Структура первичных энергоносителей на тепловых электростанциях «Большой Восьмерки» в 2000 г.

Страны	Доля тепловых электростанций, %	
Канада	25,9	7
Франция	9,5	6
Германия	62,5	8
Италия	77,7	1
Япония	59,6	3
Великобритания	69,2	4
США	67,7	7
Итого по 7	60,2	6

В странах «Большой Восьмерки» доля тепловых электростанций превышает 60 %. Наиболее низкая доля тепловых электростанций во Франции – 9,5 % (основная часть электроэнергии – более 77 % – вырабатывается на атомных электростанциях) и в Канаде – 25,9 %, где электроэнергия вырабатывается в основном на гидроэлектростанциях (60,4 %).

На тепловых электростанциях в большинстве стран, за исключением Японии и Италии, используется уголь. Доля природного газа – от 15 до 20 %, и только в Великобритании она достигает 55 %. В Японии доля отдельных первичных энергоносителей на тепловых электростанциях примерно одинакова. В Италии тепловая электроэнергетика ориентируется преимущественно на использование мазута и природного газа (табл. 2).

В соответствии со стратегией развития электроэнергетики Российской Федерации на ближайшие годы, доля природного газа останется равной 67–68 %, угля – 25–26 %, мазута – 3,1–3,3 %.

Вместе с этим сегодня эксперты-энергетики и политические круги ставят вопрос о необходимости планомерного замещения газа углем [7]. Это неизбежно потребует корректировки ранее разработанной энергетической стратегии, тем более что потенциал российской угледобывающей промышленности далеко не исчерпан и позволяет наращивать объемы добычи угля. При этом нельзя не учитывать опыта развитых стран Запада в вопросах рационального использования

топлива.

Однако увеличению доли угля в топливно-энергетическом балансе страны в существенной мере препятствуют экологические последствия. Традиционные технологии добычи и сжигания угля сопряжены с негативным воздействием на земную поверхность и воздушный бассейн. Для угольных тепловых электрических станций характерны существенные выбросы токсичных газообразных веществ и твердых частиц.

Нами были изучены многочисленные источники информации по выбросам, образующимся при сжигании различных видов органического топлива (табл. 3), в соответствии с которыми наиболее экологически грязным является твердое топливо [8].

При этом самым экологически чистым энергоносителем (при применяемых в настоящее время общепринятых технологиях сжигания топлива) является природный газ. Результаты исследований показывают, что при используемых в настоящее время технологиях, в случае сокращения объемов применения газа и замены его углем, на тепловой электрической станции значительно возрастут объемы выбросов не только газообразных веществ, но и токсичных микроэлементов.

Однако это не означает, что твердое и жидкое топливо целесообразно заменять газообразным. С учетом того, что запасы природного газа и нефти – на порядки меньше запасов

угля, природный газ следует использовать главным образом в сферах его максимальной эффективности.

Таблица 3

Удельные выбросы основных компонентов отходящих газов при сжигании различных видов органического топлива, кг/т у. т.

Загрязняющее вещество	Бурый уголь	Каменный уголь
CO ₂	3200– 3300	2600–2700
CO	14–55	14–55
NO _x	4,0–6,0	2,5–7,5
SO _x	5,0– 25,0	1,5–8,0
Твердые частицы	70–100	60–80

Примечания:

1) тяжелый мазут;

2) легкий мазут.

Доля твердого топлива в топливно-энергетическом балансе страны должна непрерывно возрастать, причем его добычу и применение необходимо осуществлять на экологически чистой основе [9]. В мировой теплоэнергетической практике уже внедряются прогрессивные угольные технологии: внутрицикловая газификация угля, создание циркулирующего кипящего слоя угольной мелочи, водоугольные суспензии и т. д. В электроэнергетике Российской Федерации эти достижения пока не используются.

- Природные угли всех видов, в особенности малоценные породы (бурый уголь и др.), содержат минеральные компоненты, соединения серы, азота, тяжелых металлов и т. д. Их присутствие сдерживает перспективы применения угля в качестве топлива в связи с возможностью загрязнения окружающей среды [10]. В атмосферу при переработке угля попадают газообразные продукты окисления содержащихся в угле примесей. В частности, только при энергетическом сжигании угля ежегодно в атмосферу попадает 90 млн т оксидов серы и 30 млн т оксидов азота. Вместе с золой в атмосферу ежегодно попадают 60 тыс. т свинца, 50 тыс. т никеля, 30 тыс. т мышьяка, 300 т ртути и 60 т кадмия. Все эти вещества могут вызывать болезни органов дыхания. Соединения тяжелых металлов могут становиться причиной болезней почек. Ароматические соединения обладают канцерогенным и мутагенным действием. Серьезной проблемой является и от-

носителем высокая доля углекислого газа, образующегося при сжигании угля, по сравнению с другими видами топлива. Парниковый эффект, вызываемый большими количествами диоксида углерода, попадающими в атмосферу, является одной из серьезнейших и пока еще нерешенных мировых проблем [11].

На современном этапе лишь с очень большой степенью приближения можно говорить об экологически чистых угольных технологиях. Однако мнение, что применение угля вообще неприемлемо, с точки зрения его воздействия на окружающую среду, является ошибочным. Уже сейчас существует широкий спектр технологий по переработке и утилизации угля, которые совместимы с окружающей средой. Эти технологии основаны на меньшем потреблении энергии и ресурсов, рециркуляции части отходов и продуктов, получении меньшего количества отходов, к тому же более приемлемых для окружающей среды. Развитие таких технологий способствует продвижению угля в качестве конкурентоспособного и безопасного источника энергии.

Только такие угольные технологии, которые позволят резко снизить выбросы в атмосферу вредных примесей, а также уменьшить эмиссию диоксида углерода при увеличении энергетической и технологической эффективности, можно рассматривать как экологически чистые угольные технологии, совместимые с окружающей средой.

Традиционные методы добычи и потребления угля обу-

словливают превращение угольных регионов в зоны экологического бедствия. Особенно это характерно для производств, на которых сжигают уголь. Так, на каждый киловатт установленной мощности угольной электростанции ежегодно выбрасывают в атмосферу 500 кг золы и шлаков, 75 кг окислов серы и 10 кг окислов азота. В результате небольшая электростанция мощностью 200 МВт в течение года выбрасывает в атмосферу 100 тыс. т твердых частиц, 15 тыс. т сернистых соединений и 2 тыс. т окислов азота.

В связи с этим отечественной топливной энергетике крайне необходимы новые современные экологически чистые угольные технологии!

К нетрадиционным экологически чистым технологиям разработки угольных пластов и сжигания угля в первую очередь следует отнести подземную газификацию угля. При подземной газификации уголь на месте залегания превращают в газообразный горючий энергоноситель путем подвода к раскаленной угольной поверхности (через систему дутьевых скважин) окислителя и отвода (через другую систему газотводящих скважин) образовавшегося горючего газа.

Теплота сгорания газа, полученного при подземной газификации угля на воздушном дутье, может достигать 4,6–5,4 МДж/м³. При применении дутья, обогащенного кислородом (концентрация кислорода в дутье – 65 %), теплота сгорания газа достигает 6,7 МДж/м³, а на чистом техническом кислороде (концентрация кислорода в дутье – 98 %) – до 10–11

МДж/м³.

Новые технологические приемы и конструктивные решения существенно превосходят уровень подземной газификации угля семидесятых годов двадцатого века, когда СССР была продана лицензия на технологию подземной газификации угля в США. Новые конструкции дутьевых и газоотводящих скважин, а также управляемая система выгазования угольного пласта позволяют получить следующие преимущества:

- устойчиво получать газ с теплотой сгорания 4,6–5,4 МДж/м³ на воздушном дутье и 10–11 МДж/м³ на кислородном дутье;
- повысить степень выгазования угольного пласта до 90–95 %;
- снизить утечки газа из подземного газогенератора до 5 %;
- повысить коэффициент полезного действия газификации до 80 %;
- минимизировать экологическое воздействие на подземную гидросферу;
- обрабатывать оставленные запасы угольных шахт, в том числе закрывающихся, методом нагнетательно-отсосной технологии подземной газификации угля;
- разрабатывать глубоко залегающие угольные пласты и учитывать при этом проявление горного давления;
- уменьшить количество буровых скважин и снизить рас-

ходы на бурение в себестоимости газа с 30 до 10 %;

- получать газообразный энергоноситель, себестоимость которого в 1,5–2 раза ниже, чем себестоимость условного топлива на соседних угольных шахтах;
- получать из газа подземной газификации угля заменитель природного газа, себестоимость которого – \$60–70/1000 м³.

Для предприятия подземной газификации угля оптимальным является выгазование 400–500 тыс. т у. т. / год, при этом размер инвестиций на строительство такого предприятия составляет 2500–2600 руб. / т у. т. [9]

Подземная газификация угля, в отличие от традиционных способов его добычи, не создает экологические ущербы при добыче, хранении и транспорте угля, а главное – при его сжигании, т. к. в отходящих продуктах не содержатся твердые частицы (зола и несгоревший уголь) и существенно меньше экологически вредных компонентов (NO_x, SO₂ и CO). Поэтому одновременно с разработкой экологически чистых угольных технологий необходимо активизировать разработку эффективных технологий добычи нетрадиционных углеводородных ресурсов, о которых было сказано выше (рис. 1).

Большинство каменноугольных месторождений Российской Федерации – газоугольные. Метаноносность высокометаморфизованных угольных пластов таких месторождений возрастает с увеличением глубины их залегания и достигает 45–50 м³/т. Сорбированный метан угленосной толщи, а

также метан свободных скоплений, с одной стороны, становится причиной взрывов в угольных шахтах, которые приводят к гибели шахтеров, а с другой стороны – ценным газообразным энергоносителем.

Задача заключается в изыскании экономически выгодных и эффективных технологий извлечения угольного метана. Дегазация угольных месторождений возможна как из существующих шахтных горных выработок, так и заблаговременно, до начала строительства шахты. На наш взгляд, наиболее целесообразна и безопасна предварительная дегазация угольных пластов.

Существующая в настоящее время в Российской Федерации традиционная технология дегазации угольных пластов [12, 13] экстенсивна и малоэффективна. Она основана, прежде всего, на бурении из горных выработок и с поверхности большого количества различных скважин (веерных, кустовых, параллельных, перекрещивающихся и др.). Диаметр дегазационных скважин, как правило, составляет 50–100 мм, а их длина колеблется от 5 до 40 м. Иногда через эти скважины осуществляют гидроразрыв угольного пласта.

Коэффициент дегазации (степень извлечения метана) угольных пластов по традиционной технологии колеблется от 10 до 40 %. Невысокая степень извлечения угольного метана обусловлена, прежде всего, малой поверхностью фильтрации каналов дегазации, а следовательно, малыми притоками к ним газа.

Есть целая группа видов углеводородного сырья, критериями отнесения которых к нетрадиционным видам являются не столько экономические, сколько технологические и геологические параметры. Для многих из них не выявлена возможность эффективного промышленного освоения даже в долгосрочной перспективе. Но сам факт их наличия и широкого распространения уже доказан.

К таким нетрадиционным источникам углеводородного сырья могут быть отнесены все виды нефтенасыщенных пород с низкими коэффициентами проницаемости и извлечения, а также высоковязкие нефти и природные битумы. Их ресурсы на порядки превышают ресурсы традиционных источников. Они могут реально компенсировать падающую добычу углеводородного сырья и заметно снизить дефицит в местном энергоснабжении. При этом нельзя забывать о наличии во многих скоплениях тяжелых нефтей и битумов редкоземельных элементов, например ванадия.

Так, по оценке Всероссийского нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института, рациональное и комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов позволит в ближайшей перспективе ежегодно дополнительно добывать (в пределах бывшего СССР) 30–40 млн т нефтепродуктов и ликвидировать дефицит редкоземельных элементов, например ванадия для металлургии [3].

Объективных данных о мировых запасах природных битумов не существует. Однако есть отдельные оценки, в соот-

ветствии с которыми мировые ресурсы природных битумов оцениваются в 2800 млрд баррелей (или 445 млрд т), в том числе в пределах бывшего СССР – 380 млрд баррелей (или 60 млрд т).

Ресурсы тяжелых нефтей в мире оцениваются в 306 млрд баррелей (или 50 млрд т). В 1987 г. в мире добывали 2300 млн баррелей тяжелых нефтей (или 360 млн т), что составляло 11 % от общего уровня добычи нефти. В бывшем СССР добыча тяжелых нефтей была также ограничена техническими трудностями и составляла 10 % от общего уровня добычи нефти в СССР.

Для того чтобы нетрадиционные источники углеводородного сырья стали составной частью сырьевой базы нефтегазовой промышленности, необходимы интенсивные поиски новых эффективных технологий их освоения.

В настоящее время термические методы увеличения нефтеотдачи (помимо методов заводнения) рассматриваются как единственная, реализуемая на промышленном уровне, альтернатива.

К сожалению, термическим методам присущи определенные ограничения, которые препятствуют их широкому распространению. Физико-технические и экологические аспекты этих методов широко изучаются. Психологическим аспектом этой проблемы является страх перед сложностью природы тепловых процессов. Существенным вкладом в осознание результатов термического воздействия на нефте-

носный пласт является труд французских ученых [14], что, на наш взгляд, поможет более активному распространению термических методов.

К таким технологиям мы относим термические и гидродинамические методы, которые в сочетании с протяженными горизонтальными буровыми каналами позволяют резко повысить степень извлечения не только традиционных, но и нетрадиционных ресурсов топлива.

Физико-химические процессы предлагаемых новых технологий основаны на окислении и нагреве пласта топлива, превращении части последнего в новое агрегатное состояние, изменении, благодаря этому, теплофизических параметров топлива и коллектора пласта, которые обуславливают повышение степени извлечения углеводородного сырья.

Мировые ресурсы нетрадиционных углеводородных газов представлены в табл. 1. Прогнозируемые Международным энергетическим агентством ресурсы нетрадиционного метана малопроницаемых пород, угольных и сланцевых месторождений превышают 900 трлн м³. Задача заключается в разработке эффективных технических решений для добычи этих нетрадиционных углеводородных газов.

В ОАО «Газпром» уделяют внимание проблеме нетрадиционных углеводородных источников. Так, 25 апреля 2012 г. Совет директоров ОАО «Газпром» рассмотрел на своем заседании перспективы добычи в Российской Федерации нетрадиционных газов (угольный метан, сланцевый газ, био-

газ). Отраслевой журнал «Газовая промышленность» в своих специальных выпусках [15, 16] представил обширный материал (в виде отдельных статей) по геологии, экономике и добыче трудноизвлекаемых углеводородов.

В связи с этим в рамках настоящей монографии автор обобщил мировой опыт освоения нетрадиционных источников углеводородного сырья и детально рассмотрел физико-химические основы новых технических решений, которые направлены на разработку промышленных технологий эффективного извлечения таких видов углеводородного сырья.

Глава 1

МЕТАН УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. Состояние проблемы

Метан угольных месторождений впервые начали добывать в США в восьмидесятих годах двадцатого века. Сегодня его добывают в Канаде, Австралии, Китае и других странах (рис. 2). Примечательно, что в 2011 г его промышленная добыча в США составила 55 млрд м³, в Канаде – 9,3 млрд м³, в Австралии – 5,5 млрд м³, в Китае – 1,4 млрд м³ [15]. В Индии и Российской Федерации осуществляют первые попытки по опытному его извлечению.

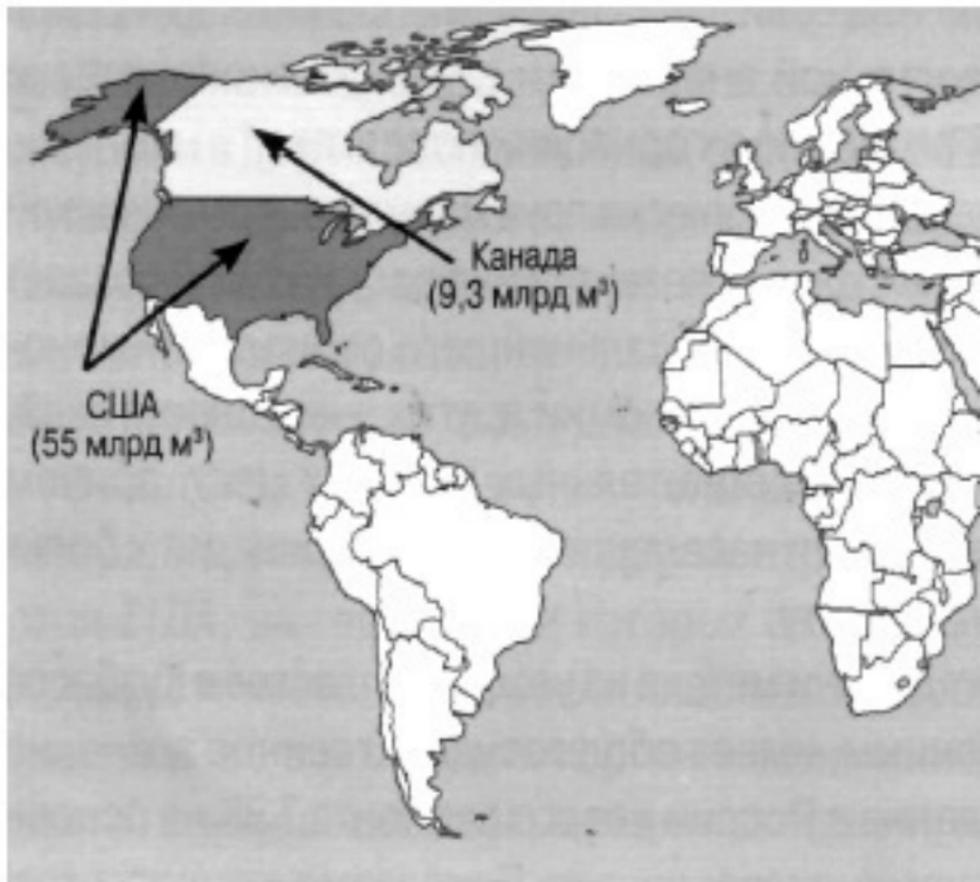


Рис. 2 – Масштабы промышленной добычи метана из угольных пластов в мире в 2011 г.

Начало работ по освоению ресурсов угольного метана в Российской Федерации можно отнести к апрелю 1998 г. (соглашение между РАО «Газпром» и Администрацией Кемеровской области), а 12 февраля 2010 г. в присутствии Пре-

зидента Российской Федерации Д. А. Медведева состоялась официальная церемония пуска первого опытного метаноугольного промысла. Этим подчеркивали создание новой подотрасли топливного энергетического комплекса – метаноугольной [17]. Перспективными метаноугольными бассейнами являются Кузнецкий и Печорский.

При этом извлечение угольного метана одновременно решает несколько проблем:

- снижение рисков взрывов метана при добыче угля в шахтах за счет существенного сокращения метаноносности;
- дополнительная (к углю) добыча газообразного углеводородного энергоносителя;
- предотвращение выброса в атмосферу метана, характерного для традиционной добычи угля, путем заблаговременного и предварительного его извлечения, а следовательно, сокращения эмиссии парникового газа в угледобывающих регионах.

Ниже представлены физико-технические основы извлечения угольного метана в Российской Федерации и за рубежом. Особое внимание уделено новым технологиям, которые направлены на повышение скважинных дебитов и снижение удельных капитальных и эксплуатационных затрат.

По мере прогрессирующего истощения и выработки месторождений традиционных ископаемых энергоносителей в мировой практике возрастает интерес к выявлению и освоению их нетрадиционных источников, из которых в по-

следние два десятилетия среди наиболее значимых оказались метан угленосных отложений, или, для краткости, просто угольный метан.

Впервые на него обратили внимание в США, вероятно, вследствие постоянно растущего потребления природного газа в этой стране, ограниченности его традиционных запасов, а также исключительно благоприятных горно- и гидрогеологических условий добычи угольного метана в некоторых регионах США.

Американцы провели на своей территории разведку запасов угольного метана, размер которых в настоящее время составляет 7 % от суммарных запасов природного газа в мире, и ведут широкомасштабную добычу угольного метана, объем которой в 2011 г. превысил 8 % от уровня добычи природного газа в США и составил 55 млрд нм^3 [18, 19]. По оценке Министерства природных ресурсов США, запасы угольного метана в США сопоставимы с доказанными запасами традиционного газа в стране и составляют 8,5 трлн нм^3 [20].

Успешный опыт добычи угольного метана в США привлек внимание специалистов ряда стран, которые обладают крупными запасами каменных углей и уже начали или планируют начать в ближайшем будущем освоение и разработку запасов угольного метана на своей территории.

Установлено, что перспективы добычи угольного метана во многих странах, в т. ч. в Российской Федерации, велики и заслуживают пристального внимания.

Следует отметить, что при относительно ограниченных объемах добычи угольного метана в некоторых штатах США, он составляет основу локальных систем газоснабжения. Поэтому для Российской Федерации, с ее обширными восточными регионами и отсутствующей в них инфраструктурой жизнеобеспечения, перспектива добычи угольного метана может иметь особое значение.

Вместе с тем широкое освоение запасов угольного метана во всем мире сдерживается рядом факторов, прежде всего, плохой изученностью углегазоносных обводненных отложений, а также сложных физико-химических процессов, происходивших в угленосных отложениях в течение геологической истории, предшествующей образованию угольного метана. К сожалению, пока невозможно прогнозировать интенсивность и продолжительность газоотдачи угленосных отложений.

Первые наивные представления об ограниченных запасах угольного метана в форме только свободного газа, почти полностью и быстро дренируемого при вскрытии угленосной толщи скважинами или трещинами, отступили под напором фактов длительной (в течение нескольких десятилетий) работы добывающих скважин в некоторых бассейнах с практически постоянным дебитом [21].

Хотя угольные пласты содержат значительные объемы метана, однако газообильность углей непостоянна и зависит от степени метаморфизма (катагенеза) углей, которая возрастает

ет от 4 до 50 м³/т при переходе от бурых углей к антрацитам [22]. Метан угольных месторождений в пластовых условиях находится в адсорбированном и абсорбированном видах или в свободном состоянии. Некоторая часть метана растворена в пластовых водах. Сорбированный углем и плотными породами метан составляет 90 % его общих ресурсов [23].

В малопроницаемых углях он находится в форме твердого углегазового раствора (абсорбированное состояние). В таких условиях массоперенос (выделение из раствора метана) – процесс медленный, в основном диффузионный.

Доля свободного метана зависит, среди прочих геологических факторов, от марки углей. Наиболее высока она в углях низкой и средней степени катагенеза (угли марки Г, Ж, К, КС).

Итак, по прочности связи с породой различают три формы нахождения газа в угольном пласте.

Свободный газ занимает часть порового пространства, представленного относительно крупными, сообщающимися пустотами. Пласты угля, имеющие такие пустоты (поры, каверны, трещины), проницаемы для флюидов.

Адсорбированный углем газ занимает мелкие, слабо сообщающиеся между собой поры.

Абсорбированный газ связан с угольным веществом на молекулярном уровне.

Отсюда делают спорный, но распространенный вывод о том, что стабильная добыча метана с высокими дебитами

возможна только из скоплений его в свободном состоянии.

Участившиеся случаи взрыва метана в подземных выработках угольных шахт стали трагическим сопровождением шахтной добычи угля. С увеличением глубины разрабатываемых угольных пластов возрастает их метаноносность, а следовательно, вероятность скопления метана в шахтных выработках. Тенденция углубления угольных шахт неизбежна, поэтому чрезвычайно важен поиск новых технологий интенсивной их дегазации, на наш взгляд, лучше предварительной.

Существующая в Российской Федерации технология дегазации малоэффективна. Основана она на бурении скважин с земной поверхности и из шахтных выработок с дальнейшим осуществлением через них гидроразрыва (гидрорасчленения) угольного пласта. Создаваемые буровые каналы и щели гидроразрыва в угольном пласте, в том числе закрепленные песком, имеют ограниченные поверхности фильтрации, а следовательно, и малые притоки к ним угольного метана. Скважины отводят, как правило, не более 2000–3000 м³/сут. газа с концентрацией метана до 20–30 %. Такую технологию можно отнести к разряду экстенсивных, и для того чтобы увеличить количество каптируемого метана, необходимо, соответственно, значительно увеличивать количество буровых каналов (кустовые и горизонтальные протяженные скважины).

Анализ состояния дегазации угольных пластов в США

свидетельствует о заметном отставании Российской Федерации. Активную добычу угольного метана в США осуществляют с пятидесятых годов двадцатого века. При этом дегазацию производят в угольных бассейнах с метаноносностью, начиная от $5 \text{ м}^3/\text{т}$. В 2011 г. в США добыли из угольных пластов 55 млрд м^3 метана, при этом его концентрация достигала 90–95 %.

В Российской Федерации при дегазации шахт ежегодно капируют 2 млрд м^3 газа и, вследствие малой концентрации в нем метана, утилизируют не более 10–12 %. Возникает много проблем с предотвращением загрязнения атмосферы выбрасываемой метановоздушной смесью с концентрацией метана до 20 %.

Дегазацию угольных месторождений в США осуществляют по промышленно освоенной технологии, основные стадии которой следующие: бурение вертикальных скважин с сеткой до 500 м; гидравлический разрыв угольного пласта водой; закачка в щель гидроразрыва кварцевого песка и гелеобразного носителя с поверхностно-активными и химическими веществами; откачка из закрепленной щели подземных вод и, наконец, извлечение из созданной депрессионной области угольного метана. Эта технология обуславливает высокую производительность газодобывающих скважин.

Так, уникальная скважина № 412 на месторождении Сан Хуан в июне 1992 г. отводила ежесуточно 300–400 тыс. м^3

метана (12–16 тыс м³/ч) с концентрацией метана до 95 %. Такую технологию дегазации угольных пластов осуществляют, как правило, предварительно, что позволяет не только обеспечить газовую безопасность угольных шахт, но и эффективно использовать получаемый высококачественный энергоноситель.

1.2. О происхождении метана угольных месторождений

В США, Индии и некоторых других странах были приняты широкомасштабные исследовательские программы по изучению генезиса угольного метана и традиционного природного газа (некоторые из программ продолжают и сегодня). Этими исследованиями установлено, что, помимо процессов фильтрации и десорбции, в вопросах добычи угольного метана важную роль могут играть процессы и механизмы образования угольного метана непосредственно в угленосных отложениях [20, 24].

Эти механизмы обусловлены термическими процессами, в т. ч. каталитическими реакциями на минеральных катализаторах либо на соединениях некоторых металлов, содержащихся в углях. Не последнюю роль могло играть сорбционное замещение метана другими газами, прежде всего, углекислотой и азотом [18, 25, 26].

В 1998 г. в США был опубликован исчерпывающий реферативный обзор [27], включающий 177 публикаций по вопросам изучения механизмов и кинетики реакций, приводящих к образованию угольного метана в ходе «созревания» (роста степени метаморфизма углей).

Последние экспериментальные исследования в области пиролиза и кинетики механизмов, имитирующих образование угольного метана, показали, что процесс термического крекинга протекает слишком медленно, чтобы объяснить им установленные запасы традиционного природного газа и угольного метана. Кроме того, составы получаемых газов слишком отличаются от наблюдаемых в природных условиях.

Один из сторонников происхождения природного газа путем метаморфизма органических соединений (А. Т. James – сотрудник американской корпорации Еххон в 1983 г.) связывал степень метаморфизма органики материнских горных пород с изотропной сепарацией углерода между компонентами газа [24]. Однако позже он стал сторонником образования угольного метана путем термического катализа на металлических катализаторах. Его исследования показали, что преобразующий угли процесс катализа на минеральных катализаторах и затем на соединениях некоторых переходных металлов с геологических позиций более реально объясняет образование метана в угольных месторождениях.

К переходным металлам относят некоторые элементы IV,

V, VI и VIII групп периодической системы Д. И. Менделеева (например, ванадий, железо, кобальт, никель), для которых характерно такое строение внешней электронной оболочки атомов, которое обуславливает переменную валентность и способность образовывать комплексные ионы. Это определяет их каталитическую активность.

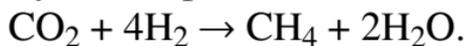
Результаты переработки угля показали, что менее метаморфизованные («сырые») угли образуют больше углеводородных газов, чем деминерализованный уголь.

Опыты также показали, что природный газ, нормальные алкены, водород и угленосные осадочные породы вступают между собой в каталитические реакции в присутствии окислов вышеупомянутых переходных металлов при умеренных термодинамических условиях, в т. ч. при температуре 200 °С, с образованием легких углеводородов, которые не отличаются по молекулярному весу и изотропному составу углерода от традиционного природного газа и угольного метана.

Было показано, что на окислах ванадия, железа, кобальта и никеля также каталитически разлагается сырая нефть, образуя газ, не отличающийся по составу от природного. Эта реакция сырой нефти беспрецедентна и неожиданно мощна, в результате чего в течение считанных суток она превращается в природный газ при температуре всего 175 °С.

Основные результаты упомянутого выше обзора можно свести к следующим положениям:

1. При обычных температурах угленосных отложений в естественном залегании термические реакции разложения углеводородов с образованием метана протекают на несколько порядков медленнее, чем это необходимо для того, чтобы образовались существующие запасы угольного метана. Гораздо активнее протекает образование метана с помощью реакции метанизации углекислоты или гидрогенизации жидких углеводородов на железно-минеральных катализаторах:



(1)

2. Компонентный состав продуктов реакции термического разложения сильно отличается от состава угольного метана. В то же время составы газообразных продуктов гидрогенизации жидких углеводородов и углекислоты на минеральных катализаторах близки по составу к угольному метану (табл. 4).

Таблица 4

Компонентный состав смеси газов, образующихся при каталитической гидрогенизации жидких углеводородов с углекислотой

Вид процесса

Гидрогенизация жидких углеводородов

Гидрогенизация углекислоты

Угольный метан

3. Для осуществления каталитической реакции необходимо наличие в углях значительного количества соединений переходных металлов (в частности, окислов железа).

Следовательно, выявление в золе углей минералов, содержащих окислы железа либо других переходных металлов, может служить хорошим поисковым индикатором обнаружения запасов угольного метана. Следует учитывать, что повсеместно железо является важным неорганическим элементом золы многих типов углей.

4. Схематическая диаграмма на рис. 3 представляет модель образования угольного метана и позволяет оценивать количество углерода, превращающегося в угольный метан в

скорее вследствие каталитического разложения угля на минеральных катализаторах, чем путем обычного (некаталитического) термического крекинга. Каталитическое действие может сильно ускоряться.

Поэтому угольный метан, образовавшийся в результате пиролиза и каталитического крекинга угля на минеральных катализаторах, обычно неразличим до тех пор, пока не будут получены химические «отпечатки» (метки) для его дифференциации. Поэтому нынешние натурные данные могут быть лишь косвенными или случайными.

Из изложенного выше следует важный вывод: в процессе разведки на угольный метан в продуктивных на нефть и газ отложениях горных пород более обоснованно искать в пробах окислы переходных металлов (ванадия, железа, кобальта, никеля), а в углях – минеральные катализаторы (подобные окислам железа) вместо определения происхождения и геологического возраста горной породы (или изменения температуры горной породы в геологической истории), как это принято сейчас. Именно каталитический крекинг, а не пиролиз следует считать основным фактором образования угольного метана.

Ниже представлены факты, подтверждающие данный вывод.

Низкосортные лигнитовые угли Северно-Кембрийского бассейна в Индии залегают в интервале глубин от 700 до 1600 м, в заболоченной пойме, в фазе регрессии постриф-

того периода существования бассейна. Влажность угля – 10–12 %, плотность – 1,2 г/см³. Угли содержат 5–6 % свободного водорода в пересчете на сухое органическое вещество. Кроме того, эти угли – битуминозные, и при их нагреве выделяется 6–12 % углекислоты. Химический анализ золы углей показал содержание в ней от 5 до 9 % окислов железа.

Обычно лигниты содержат не более 2,5 нм³/т биогенного угольного метана, поскольку, в соответствии с петрографическим составом, содержание витринита в угле – всего 0,3–0,36 %, а термические процессы, приводящие к образованию метана, начинаются при содержании витринита не ниже 0,6 %.

Фактическое газосодержание угля составило от 3 до 8,85 нм³/т. Избыточное газосодержание этих углей невозможно объяснить пиролизом. Оно может быть обусловлено главным образом крекингом на минеральных катализаторах.

Не содержащие лигнита и битума низкосортные угли бассейна Powder River в США имеют низкое газосодержание, что соответствует содержанию в них витринита.

Данные по образованию природного газа в осадочных отложениях показали, что незрелые битуминозные угли сами по себе не выделяют газа, но при повышении температуры (в присутствии естественных минеральных катализаторов) в процессе термических превращений они выделяют водород и двуокись углерода и образуют угольный метан вследствие

каталитических реакций. Поэтому такие угли могут иметь более высокое газосодержание, чем зрелые.

На западе Канады верхнемеловые сланцы содержат обогащенный метаном газ (при естественной температуре всего + 62 °С). В этом случае явная причина образования метана – каталитический крекинг на минеральных катализаторах и соединениях переходных металлов.

По последним данным исследований физико-химической структуры газоугольной матрицы метанугольных пластов, метан в них содержится в трех состояниях: свободном, адсорбированном и твердом растворе [28]. При этом в твердом растворе содержится 70 % всего метана угольного пласта, и выделение его из твердой матрицы угля наиболее сложно и продолжительно по времени.

Несмотря на дискуссионность этой теории, нет сомнений, что только свободный метан легко извлекаем с помощью простых буровых каналов. Адсорбированный метан, а тем более метан, находящийся в твердом растворе, не могут быть извлечены такими элементарными способами. Для этого необходимы более эффективные технологии разрыва физико-химических связей метана с угольной матрицей и разгрузки угольного пласта.

Ниже излагаются некоторые инновационные технические решения воздействия на угольный пласт с целью интенсификации извлечения угольного метана.

1.3. Зарубежный опыт

Для предотвращения выделения метана в горные выработки угольных шахт в большинстве угледобывающих стран мира (США, КНР, **Российская Федерация**, ФРГ, Польша, Великобритания и др.) широко применяют дегазацию угольных пластов и участков природного скопления свободного метана.

Среди известных примеров шахтной дегазации разрабатываемых угольных месторождений можно отметить следующие [29].

В ФРГ на шахте «Луизенталь» (глубина 800 м) дегазацию газосодержащих толщ проводили вертикальными скважинами, пробуренными с поверхности. За 8 лет было каптировано 23,4 млн м³ метана, в том числе 1,84 млн м³ (в среднем 630 м³/сут.) до начала проведения горных работ. Эффективность дегазации шахты последовательно вертикальными скважинами, пробуренными с поверхности, и подземными скважинами составила 80 % (каптировано вертикальными скважинами – 11 млн м³ метана, подземными скважинами – 1,5 млн м³ метана, 3 млн м³ метана выделилось в выработки шахты).

В КНР на антрацитовой шахте «Янцюань» (провинция Шаньси) при разработке свиты пологих пластов мощностью

от 0,8 до 11 м и общешахтном выделении метана $240 \text{ м}^3/\text{мин}$ для дегазации заполненных метаном карстовых пустот бурили скважины с поверхности глубиной до 400 м, с расстоянием между соседними скважинами 50–70 м. Дебит каптированного метана составил $30\text{--}33 \text{ м}^3/\text{мин}$, что обеспечило эффективность дегазации карстовых пород до 80–85 %. За 25 лет было извлечено 360 млн м^3 метана (в среднем $39 \text{ тыс } \text{м}^3/\text{сут.}$).

В США на шахте «Федерал» применяли дегазацию пласта «Питтсбург» направленными скважинами с поверхности. Вертикальные скважины бурили до глубины 300–350 м, а затем из их забоев бурили по пласту веер из трех скважин суммарной длиной до 2000 м. Среднесуточный дебит метана за 880 сут. составил $44 \text{ тыс } \text{м}^3$. При общих капитальных и эксплуатационных затратах \$1,5 млн и извлечении $9,2 \text{ млн } \text{м}^3$ метана/год каптаж 1000 м^3 обошелся в \$2,05 млн. Затраты на бурение и оборудование скважин окупились за 4 года. Эффективность дегазации выемочного участка составила 40 %.

Промышленную добычу метана из углегазовых месторождений наиболее эффективно осуществляли в США, начиная с восьмидесятых годов двадцатого века. В последнее время появились новые сведения об успехах во внешахтной дегазации угольных месторождений Австралии и Китая.

Остановимся более детально на результатах промысловой

(заблаговременной) добычи метана.

Так, по опубликованным данным, добыча метана в США возросла с 5 млрд м³ в 1990 г. до 24,3 млрд м³ в 1994 г. (табл. 5).

Таблица 5

Добыча метана на угольных месторождениях США

Регионы США	1992 г.		
	Объем метана, млрд м ³	% от добычи метана	Объ мета млрд
Сан-Хуан	12,74	80,03	17,33
Блэк Ворриор	2,61	16,39	2,97
Аппалачи	0,31	1,94	0,57
Уинта	–	–	0,03
Аркома	–	–	0,06
Чероки	0,09	0,57	0,09
Другие	0,17	1,07	0,14

Очень показателен рост доли угольного метана в общем балансе добычи природного газа в США: в 1990 г. она была равна 1 %, а уже в 1993–1994 гг. составила 4,1–4,7 %. Такой рост добычи метана даже при отмене налоговых льгот в 1994 г. объясняется уникальностью месторождений и совершенствованием технологий, которые резко повышают продуктивность скважин. Добыча угольного метана в США в 1996 г. достигла 28,4 млрд м³, в том числе в бассейне Сан-Хуан – 23,2 млрд м³ и Блэк Ворриор – 2,26 млрд м³, или, соответственно, 82 % и 8 % от общего объема. В 2003 г. суммарный объем добычи метана на угольных месторождениях достиг 45 млрд м³, а в 2011 г. – 55 млрд м³.

Большой интерес представляет взаимосвязь между числом метанодобывающих скважин и объемами извлеченного метана. Так, добыча угольного метана увеличилась с 2,57 млрд м³ в 1989 г. (1461 скважина) до 15,4 млрд м³ в 1992 г. (5743 скважины), т. е. среднее метановыделение в пересчете на одну скважину возросло в 1,5 раза. При этом характерно то, что добыча метана в угольных бассейнах Сан-Хуан (штаты Колорадо и Нью-Мексико) и Блэк Ворриор (штат Алабама) составила в 1994 г. 95 % от общей добычи угольного метана в США, а в 1996 г. – 90 %, что подчеркивает уникальность угольного бассейна Сан-Хуан. В других бассейнах США добыты относительно небольшие объемы метана: 53 млн м³ – в бассейне Аркома (штат Оклахо-

ма); 140 млн м³ – в бассейне Чероки (штаты Канзас, Оклахома и Миссури); 2,8 млн м³ – в бассейне Форест Сити (штаты Канзас, Айова, Миссури и Небраска); 2,2 млн м³ – в штате Иллинойс; 5,6 млн м³ – в бассейне штата Юта; 0,056 млн м³ – в бассейне Грин Ривер (штаты Колорадо и Вайоминг); 0,84 млн м³ – в части бассейна Северных Аппалач (штат Пенсильвания).

Средний дебит метана в пересчете на одну скважину составлял 800–1800 м³/сут. (аналогичные значения дебита подтверждены на шахтных полях Карагандинского и Донецкого бассейнов). Доля угольного метана в добыче природного газа в штатах Алабама, Колорадо, Нью-Мексико и Вирджиния в 1992 г. составила 26, 26, 29 и 24 %, соответственно. По уточненным данным, реальные для извлечения запасы шахтного метана в этих штатах США увеличились с 0,23 до 0,28 трлн м³. По оценкам Национального нефтяного совета США, технологически извлекаемые запасы угольного метана в 1992 г. составили 1,73 трлн м³ при условии использования действующих технологий для извлечения метана и 2,74 трлн м³ при условии использования передовых технологий. Комитет по газу оценил запасы угольного метана в 2,52 трлн м³ по 48 шахтам и в 1,6 трлн м³ по Аляске.

Практика США показала, что добыча метана на угольных месторождениях является, прежде всего, инженерной зада-

чей, решение которой в значительной степени зависит от свойств углеводородных толщ как резервуаров газа. Предоставление налоговых льгот и действующие законы, определяющие государственную собственность на метан угольных пластов, явились важными факторами, стимулирующими добычу метана в условиях действующих угольных бассейнов США. Чтобы обеспечить добычу метана 25 млрд м³/год, потребовалось пробурить 17 000 геологоразведочных скважин общей стоимостью \$17 млрд. По данным на 2011 г., в США было извлечено 55 млрд м³ угольного метана через 17 000 добычных скважин.

1.4. Ресурсы угольного метана в Российской Федерации

Большинство угольных бассейнов Российской Федерации обладает колоссальными ресурсами метана, который сосредоточен как непосредственно в угольных пластах, так и во вмещающих их породах. Запасы метана на угольных месторождениях Российской Федерации исчисляются десятками триллионов кубических метров [30].

В Кузнецком угольном бассейне ресурсы метана в угольных пластах, перспективных для его извлечения, достигают 13 трлн м³. При этом мощность оцененной зоны (1800 м) охватывает верхнюю треть бассейна, газовые ресурсы более

глубоких горизонтов полностью не разведаны и могут составлять до 30–50 трлн м³. Плотность ресурсов угольного метана в среднем составляет 717 млн м³/км² при расчете на всю мощность угленосной толщи. Метаноносность углей изменяется от 18 до 44 м³/т.

По существующим оценкам, Кузнецкий угольный бассейн является наиболее перспективным для промышленной добычи метана. Это, прежде всего, связано с благоприятными предпосылками для поиска залежей свободного газа в угольных пластах, о чем свидетельствуют разнообразие марочного состава углей с высокой природной метаноносностью, их большая мощность и газопроявления в процессе проведения горных работ.

В Печорском угольном бассейне метаноносность угольных пластов изменяется от 12–14 м³/т в длиннопламенных углях до 28–38 м³/т в жирных углях. Общие ресурсы метана в угольных пластах бассейна составляют 2 трлн м³. Плотность ресурсов изменяется от 300 млн м³/км² на глубине 500 м до 760 млн м³/км² на глубине 1000–1200 м. Благоприятными предпосылками для добычи угольного метана Печорского бассейна являются значительные плотности ресурсов на различных глубинах и практически отсутствие зоны газового выветривания.

В Донецком угольном бассейне (Ростовская область),

охватывающем шесть промышленных районов Донбасса, бурые и каменные угли, а также антрациты всех стадий метаморфизма отличаются в целом невысокой природной метаноносностью (до $28 \text{ м}^3/\text{т}$); общие ресурсы метана оцениваются в $80\text{--}97$ млрд м^3 ; плотность запасов также невелика и составляет 40 млн $\text{м}^3/\text{км}^2$. Отличительная особенность Донбасса – широкое распространение зон, благоприятных для образования газовых залежей. Об этом свидетельствуют многочисленные газовые аварии на угольных шахтах, вызванные прорывами газа из залежей в пористых или трещиноватых песчаниках, трещиноватых угольных пластах, трещиноватых аргиллитах и других породах в пределах структурных осложнений, благоприятных для образования газовых скоплений. Широкое распространение легкоизвлекаемой формы угольных газов, несмотря на незначительные, по сравнению с другими угленосными площадями, запасы и плотность ресурсов, делает российскую часть Донбасса привлекательной в отношении извлечения и использования угольного метана.

Тунгусский и Ленский угольные бассейны в настоящее время крайне слабо изучены. Тем не менее, по существующим оценкам, они имеют большой потенциал в будущем благодаря предполагаемым значительным ресурсам угольного метана в них, их плотности на различных глубинах (до 230 млн $\text{м}^3/\text{км}^2$), а также высокой природной метаноносно-

сти углей (до 40 м³/т).

Помимо рассмотренных наиболее крупных угленосных регионов Российской Федерации, значительным потенциалом в качестве источников метана обладают Таймырский, Горловский, Южно-Якутский, Зырянский, Буреинский и Сахалинский бассейны.

Таким образом, угленосные площади Российской Федерации имеют существенно больший потенциал как источник этого нетрадиционного вида топлива, чем многие угольные бассейны в мире.

Отмеченные выше малоэффективные методы шахтной дегазации угольных пластов, заключающиеся в бурении с поверхности или из шахтных выработок различных скважин с дальнейшим вакуумированием метановоздушной смеси, являются практически обязательным этапом разработки метаносных угольных месторождений.

Однако периодически случающиеся аварии (например, в Кузнецком и Печорском бассейнах и Восточном Донбассе), вызванные взрывами метановоздушной смеси в шахтных выработках, свидетельствуют о малой степени извлечения метана из углепородного массива при предварительной его дегазации. Необходимы более эффективные методы дегазации угольных пластов.

Низкая газопроницаемость каменноугольных пластов обуславливает их невысокую метаноотдачу. Отсюда, очень важно при дегазации применять методы искусственного уве-

личения метаноотдачи углепородного массива путем его гидравлического разрыва.

Первые гидравлические разрывы угольного пласта с целью его разупрочнения были осуществлены в Донбассе в 1955 г., на Лисичанской станции «Подземгаз», при научном и инженерном руководстве ученых Всесоюзного научно-исследовательского института подземной газификации угля. Позже к этой проблеме активно подключились ученые Московского горного института, Института горного дела им. А. А. Скочинского, Научно-исследовательского института геомеханики и маркшейдерского дела, Института проблем комплексного освоения недр Российской академии наук и др.

Очень эффективными для интенсификации метаноотдачи оказались способы физико-химической обработки созданных щелей гидравлического разрыва в угольном пласте [31]. В качестве рабочих жидкостей применялись химически-активные растворы (например, соляная кислота), поверхностно-активные вещества, а также растворы комплексов.

Опыт физико-химического воздействия на угольные пласты Карагандинского и Донецкого угольных бассейнов показал следующее:

- воздействие соляной кислоты повышает метаноотдачу на 25–35 %, по сравнению с обычной скважинной вакуумной дегазацией, степень дегазации возрастает до 40–50 %;
- последовательное воздействие на угольный пласт рас-

творов соляной кислоты и поверхностно-активных веществ повышает метаноотдачу на 50–60 %, а степень извлечения метана возрастает до 60–70 %.

В настоящее время идет поиск и апробирование новых методов повышения метаноотдачи угольных пластов как при шахтной (предварительной), так и при промысловой (заблаговременной) дегазации метанугольных месторождений. К этим методам следует отнести: протяженные горизонтальные скважины, волновое и вибрационное воздействие на угольный пласт, закачка в метаноносный пласт инертных газов (углекислого газа, азота), а также другие методы.

Работы по промысловой (заблаговременной) дегазации угольных пластов в Российской Федерации только начинаются, в то время как в США, Австралии, Китае, Индии, Польше и других странах они находятся на промышленной стадии.

1.4.1. Экспериментальный опыт в Кузбассе

Первые экспериментальные работы по обоснованию промышленной добычи метана из угольных пластов Кузбасса были начаты ОАО «Газпром» в 2001 г. В результате проведенных геолого-разведочных работ наиболее перспективными для добычи метана были признаны Талдинская и Нарыкско-Осташкинская площади [15].

Первые четыре экспериментальных скважины были пробурены в 2003–2004 гг. на Талдинской синклинали, а в 2008 г. Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых (ГКЗ «Роснедра») утвердила первые запасы ме-

тана по промышленным категориям $C_1 + C_2$ в количестве 45 млрд m^3 [32].

Основные характеристики метаноугольной толщи:

- угленосность – от 5 до 12 %;
- метаноносность – до 25 m^3/t ;
- плотность ресурсов метана – 2,0–2,5 млрд m^3/km^2 ;
- газопроницаемость угольных пластов – 0,001–0,02 mkm^2 .

На рис. 4 представлен геологический разрез по одной из экспериментальных скважин (УМ-1.1). Как правило, в каждой скважине вскрывалось 3–5 угольных пластов, в каждом из которых проводили гидравлический разрыв с закачкой твердого пропанта в количестве от 8 до 20 т.

В процессе пробного освоения экспериментальных скважин на Талдинском метаноугольном месторождении были отработаны основные технологические этапы:

- бурение и обустройство метаноугольных скважин;
- процесс и последовательность гидравлического разрыва нескольких угольных пластов;
- откачка подземных вод и понижение их динамического уровня;
- извлечение угольного метана и его промысловая подготовка;
- варианты использования добытого метана.

За два года (2010–2011 гг.) эксплуатации 7 экспериментальных скважин было извлечено 11 млн m^3 метана.

На Нарыкско-Осташкинской площади в течение 2011–2012 гг. бурили первые промысловые скважины (30 скважин, в соответствии с проектом) и в дальнейшем планируют их промышленную эксплуатацию.

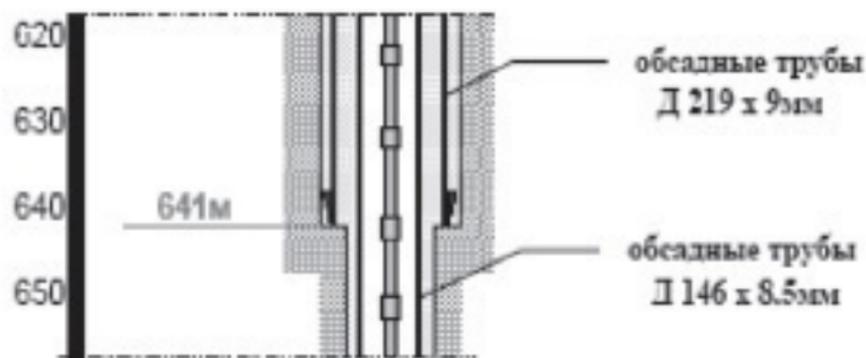
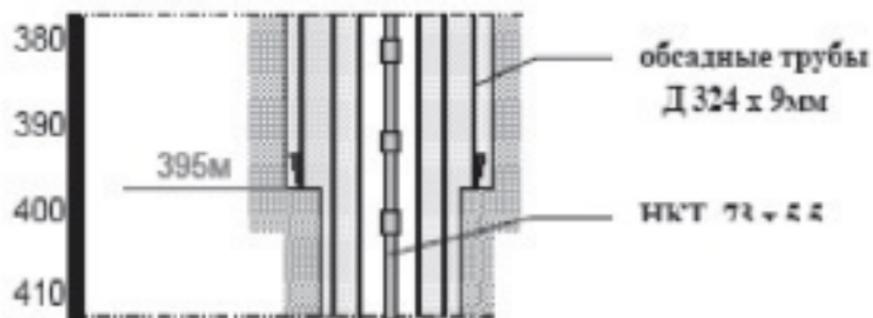
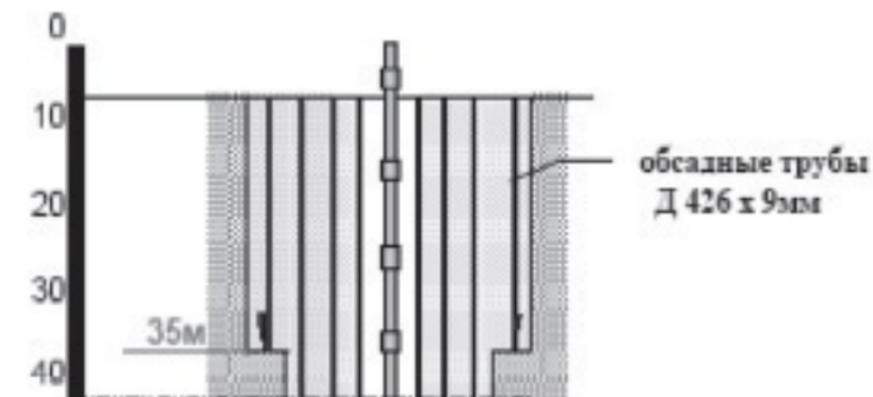


Рис. 4 – Геологический разрез по экспериментальной скважине УМ-1.1

1.5. Технологии интенсифицированного извлечения метана

Для интенсификации притока метана к дегазационным скважинам до 10–20 тыс м³/сут. нужны новые технологии воздействия на метаноугольные пласты.

Если шахтную дегазацию осуществляют в основном скважинами, пробуренными из шахтных выработок, то при заблаговременной дегазации добычные скважины бурят с поверхности земли. При этом в первом случае угленосный массив уже частично разгружен, а во втором – не разгружен. Статистика аварий свидетельствует о том, что опережающая шахтная дегазация не гарантирует безопасности труда шахтера. На наш взгляд, только интенсивная заблаговременная дегазация угольного пласта (за несколько лет до шахтной разработки) способна обезопасить дальнейшую его шахтную выемку. Тем более что, в соответствии с американскими данными, при заблаговременной дегазации степень извлечения метана из угольных пластов достигает 80–90 %.

Ниже представлены некоторые новые технологии интенсифицированного извлечения метана, которые используют

в основном при заблаговременной дегазации угольного пласта.

Большая часть угольного метана (75–80 %) находится в сорбированном состоянии, и главная задача для его извлечения заключается в разрыве прочной и устойчивой физико-химической связи «уголь-метан», что возможно только при интенсивном разупрочнении угленосной толщи (прежде всего, угольного пласта) и его разгрузке. В связи с этим, на наш взгляд, много практически полезного по созданию в угольном пласте искусственных коллекторов (микро- и макро-размеров) как необходимых конструктивных элементов подземных газогенераторов накоплено в подземной газификации угля. И задача метаноугольной подотрасли – максимально использовать этот накопленный инженерный потенциал.

1.5.1. Гидравлический разрыв угольного пласта

Первые эксперименты по разупрочнению (разрыву) угольного пласта были проведены в 1954 г. на Лисичанской станции «Подземгаз», на пласте L₆, на глубине 150 м [33].

Естественная газопроницаемость угольного пласта на этой глубине составляла всего 1,5 мД, и, в соответствии с теорией течения дутья в неизменяемой среде, для нагнетания в вертикальную скважину 150–200 м³/ч воздуха потребовалось бы давление в сотни атмосфер. При давлении же 2,0–3,0 МПа приемистость скважины составляла лишь 10–20 м³/ч, и поток дутья между соединяемыми вертикальными сква-

жинами был настолько мал, что противоточное перемещение очага горения либо вообще было невозможно, либо затянулось бы на очень длительное время.

Однако в данном случае при давлении 4,2–4,5 МПа было зафиксировано резкое увеличение приема дутья скважиной, в соответствии с рис. 5. Под действием давления, немного превышающего давление вышележащих горных пород на глубине 150 м, происходит искусственное расширение естественных микротрещин и микропор. Это явление было названо «разрывом угольного пласта».

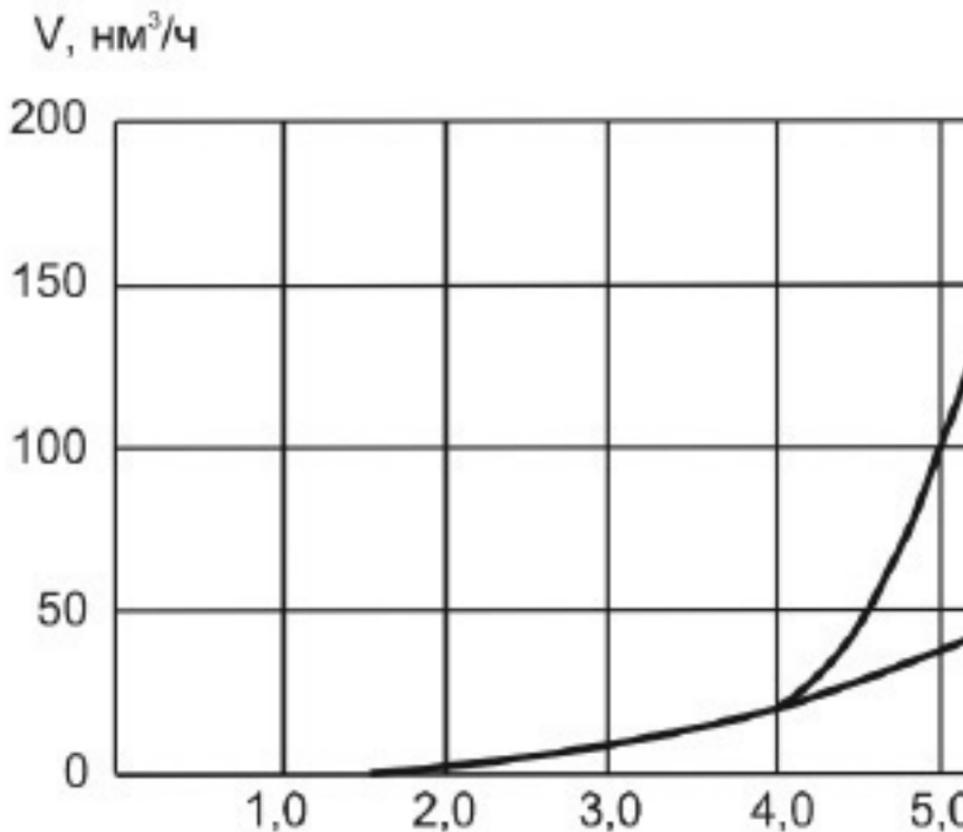


Рис. 5 – Зависимость приема дутья скважиной от давления: 1 – экспериментальная кривая; 2 – расчетная кривая

Начиная с 1956 г., при подземной газификации угольных пластов стали применять их разрыв с помощью жидкостей и закрепление созданных щелей кварцевым песком [34, 35].

Таким образом, Всесоюзный научно-исследовательский институт использования газа в народном хозяйстве (до

1966 г. – Всесоюзный научно-исследовательский институт подземной газификации угля) впервые в мировой практике в 1954 г. начал применять пневматический и гидравлический разрыв угольного пласта с целью его разупрочнения и существенного повышения газопроницаемости.

Первое опробование процесса гидроразрыва угольного пласта в Кузбассе было проведено в 1960 г., на Южно-Абинской станции «Подземгаз» (на чистой воде и без песка). На опытном газогенераторе № 4 было пробурено пять вертикальных скважин на пласт «VI Внутренний» и на глубину 240 м [10]. Одной из основных целей эксперимента было соединение всех пяти скважин в один канал.

Гидроразрыв угольного пласта на этой глубине, как правило, начинался при давлении 8,0–8,5 МПа. График зависимости расхода воды от давления ее нагнетания аналогичен кривым на рис. 5.

Для иллюстрации процесса гидроразрыва угольного пласта «VI Внутренний» на рис. 6 представлено изменение основных его параметров на одной из скважин.

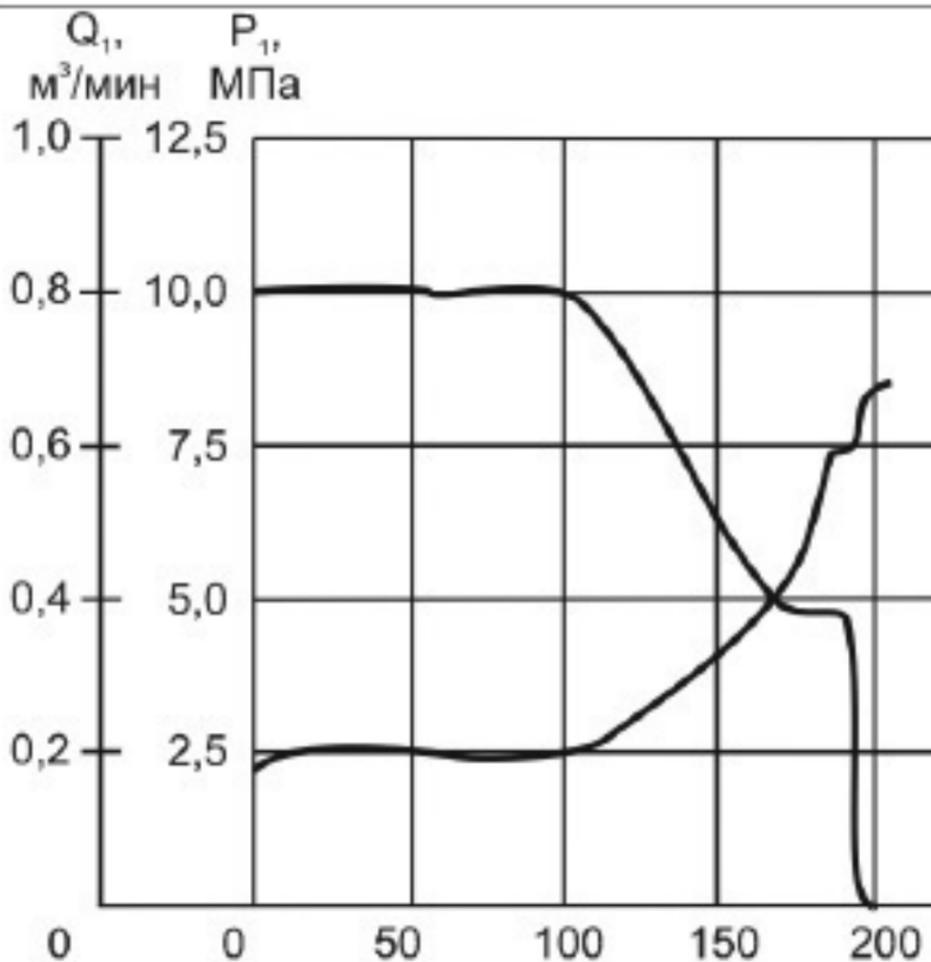


Рис. 6 – Изменение давления и расхода воды во времени при гидроразрыве угольного пласта «VI Внутренний»

Через 2 часа давление нагнетания воды стало падать, а расход – расти. Щель гидроразрыва достигла соседней от-

крытой скважины, удалённой на 25 м от нагнетательной скважины. По прошествии 3 часов давление нагнетания упало практически до нуля, а темп закачки вырос с 200 до 700 л/мин

Механизм и развитие процесса гидравлического разрыва угольного пласта водой целесообразно рассмотреть на рис. 7.

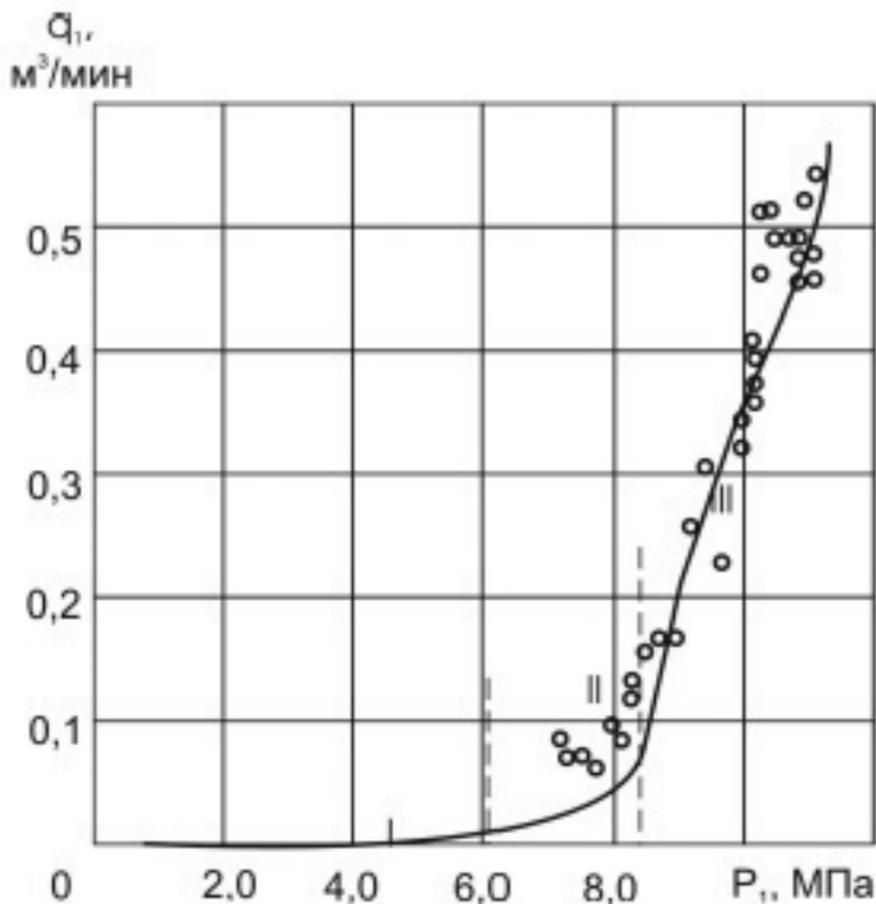


Рис. 7 – *Зависимость расхода воды, нагнетаемой в угольный пласт, от давления*

Здесь представлены параметры процесса нагнетания воды через одну из скважин в угольный пласт «VI Внутренний», имеющий на глубине 240 м мощность 1,8 м и газопроницаемость 4–5 мД. С увеличением количества воды, нагнетаемой в скважину, росло давление нагнетания. Однако характер этой зависимости был различным по участкам графика. Можно выделить три характерных участка.

На первом участке прием воды с ростом давления увеличивается по прямой. Это свидетельствует о том, что вода движется в угольном пласте (в этом интервале изменения давления нагнетания) по природным порам и трещинам без их структурного изменения.

На втором участке восходящая ветвь кривой поднимается все круче и круче по мере роста давления нагнетания. Это связано с началом изменения структуры природных пор и трещин, что вызывает более быстрый, чем на первом участке, рост приема воды скважиной при увеличении давления нагнетания.

В пределах третьего участка прием воды увеличивается пропорционально росту давления нагнетания. Однако угол наклона прямой здесь во много раз превосходит угол наклона прямой на первом участке графика. Это объясняется движением воды в угольном пласте теперь уже в основном по но-

вым трещинам и щелям, гидравлическое сопротивление которых значительно меньше, чем в нетронутом угольном пласте неизменяемой структуры.

Прием воды начинался только при давлении 2,5 МПа, так как в момент испытаний над горизонтом нагнетания воды был статический столб подземных вод, равный 200–220 м.

Итак, при достижении критического давления наступает структурное изменение угольного пласта. Характерно, что величина этого критического давления, названного давлением разрыва угольного пласта, зависит от глубины его залегания, механической прочности и удельного веса покрывающей толщи пород:

$$P_p = 0,01 H \cdot \gamma_{\Pi} + P_{\text{доп}},$$

(2)

где P_p – давление разрыва угольного пласта, МПа;

H – глубина залегания угольного пласта на горизонте нагнетания воды, м;

γ_{Π} – средний удельный вес пород покрывающей толщи, г/см³;

$P_{\text{доп}}$ – дополнительное давление, необходимое для преодоления сил сцепления между отдельными слоями угля, МПа.

Как правило, дополнительное давление, необходимое для разрыва угольного пласта, равно 1,0–2,0 МПа и связано с ме-

ханической прочностью угля.

В рассматриваемом случае давление разрыва равнялось приблизительно 8,0 МПа ($P_p = 0,01\ 240 \cdot 2,5 + 2,0 = 8,0$ МПа).

Аналогичные кривые характерны для всех случаев гидроразрыва угольного пласта.

Ясно, что если рабочая жидкость гидроразрыва будет более вязкой (масло, нефть, гель и др.), чем вода, то давления разрыва угольного пласта можно достичь при меньших темпах закачки. При добыче нефти, в тех случаях, когда глубина залегания пласта достигает нескольких километров, а давление разрыва – 30,0–50,0 МПа, рабочей жидкостью служит, как правило, нефть. В угольной промышленности применяют в основном воду.

Процесс образования щели при гидравлическом разрыве угольного пласта водой можно представить себе следующим образом. В угольный пласт через забой скважины нагнетают воду, при достижении критического давления разрыва нарушается естественная структура угольного пласта. Образующаяся первоначальная щель достигает либо забоя какой-нибудь скважины, либо выгазованного пространства подземного газогенератора. В этот момент давление нагнетания воды резко падает, а вода, движущаяся по первоначальной щели разрыва, размывает уголь и промывает себе проход большого сечения (рис. 6).

Размыву первоначальной щели способствуют относитель-

но небольшая механическая прочность угля и специфическое строение угольного пласта. В угольном пласте, особенно каменноугольном, легко различаются отдельные слои, разделенные плоскостями напластования. В процессе прокачки воды по щели разрыва уголь вымывается отдельными слоями и кусочками. Давление нагнетания постепенно снижается, а сечение щели увеличивается. При достижении минимального давления нагнетания, как правило, не превышающего 0,1–0,15 МПа, промывку щели разрыва прекращают.

1.5.2. Пневмогидравлическое разупрочнение. Межскважинная кавитация

На опытном газогенераторе № 4 на Южно-Абинской станции «Подземгаз» [36], применяя различные гидродинамические методы, удалось соединить все 5 скважин в одну щель (87 м). Пропускная способность этой щели была высокой (4800 м³/ч воздуха при давлении нагнетания 0,3 МПа), хотя естественная газопроницаемость угольного пласта на этой глубине составляла всего 4–5 мД.

Путем попеременного (по величине давления от 0,2 до 6 МПа) пневмогидравлического циклического воздействия на щель гидроразрыва «вода-воздух» на поверхность было выброшено через скважины диаметром 150 мм 10–12 т угля [37, 38]. Среднее сечение созданного искусственного коллектора, определенное по массе вынесенного на поверхность угля и по гидравлическому сопротивлению этого канала, соответствовало диаметру 0,35–0,4 м.

Так, еще в 1961–1962 гг. был разработан инженерный способ создания в нетронутом угольном пласте искусственных коллекторов большого сечения. Естественно, это сечение было не одинаково по длине канала, так как переменные динамические нагрузки (удары) приводили к механическим разрушениям стенок коллектора, неравнозначным по его длине.

Один из основных недостатков процесса гидроразрыва угольного пласта жидкостью – отсутствие его направленности. Как правило, процесс гидроразрыва осуществляют на участке угольного пласта, который характеризуется какими-нибудь нарушениями: выработанное пространство, свободные угольные каналы, кливажи и другие зоны угольного пласта повышенной проницаемости.

Поэтому особое значение исследований, проведенных на пласте «VI Внутренний», состояло в создании единой щели гидроразрыва протяженностью 87 м.

В качестве методов воздействия на направленность процесса гидроразрыва были испытаны: одновременное нагнетание воды в две соседних скважины и разгрузка третьей скважины, на которую необходимо было осуществить гидроразрыв угольного пласта, от статического столба подземных вод [39].

Первый метод, который заключался в одновременном нагнетании воды в две соседних скважины, обеспечивал направленное течение процесса гидроразрыва одной из нагне-

тательных скважин, ближайшей к участку угольного пласта, с которым необходимо было соединиться.

Второй метод воздействия на направленность процесса гидроразрыва заключался в проведении гидроразрыва на скважину, разгруженную от статического столба подземных вод на участке гидроразрыва, путем продувки уже полученной щели гидроразрыва воздушным дутьем и отводом его из этой скважины. В этом случае в определенной зоне угольного пласта давление искусственно снижалось почти до атмосферного, в то время как на угольный пласт в целом действовало давление величиной в гидростатический столб подземных вод (при проведении исследований на пласте «VI Внутренний» он равнялся 220 м).

Оба этих метода нашли широкое применение при гидравлическом разрыве угольного пласта на промышленных газогенераторах. Если на пласте «VI Внутренний» процесс гидроразрыва осуществлялся при условии отсутствия на участке испытаний наклонных газоотводящих скважин, перебуренных до их горизонта, то в дальнейшем были проведены специальные испытания возможности создания единой щели гидроразрыва при наличии наклонных газоотводящих скважин, перебуренных до горизонта создаваемого первоначального канала газификации.

Эти исследования показали, что на угольных пластах средней мощности наклонные скважины, перебуренные до горизонта розжига, не дают возможности создать единый

канал методом гидроразрыва угольного пласта. Как правило, процесс гидроразрыва протекал на свободные каналы наклонных газоотводящих скважин.

Таким образом, в отличие от широко пропагандируемого на Западе метода кавитации (образование каверн) на забое вертикальной скважины (вскрытый горизонт угольного пласта), в описанном эксперименте на опытном газогенераторе № 4 имело место разупрочнение угольного пласта между скважинами. В соответствии с представленными выше результатами эксперимента, искусственно созданный коллектор (87 м) следует рассматривать как результат межскважинной кавитации.

Созданные с помощью межскважинной кавитации искусственные коллекторы обладают высокой дренирующей способностью и могут эффективно использоваться для интенсифицированной дегазации угольных пластов.

1.5.3. Технологические рекомендации. Варианты схем межскважинной кавитации

Ниже в качестве примера рассмотрен один из вариантов реализации предлагаемой технологии разупрочнения угольного пласта, который можно осуществить через серию вертикальных скважин.

Современная трактовка этой технологии применительно к проблеме извлечения угольного метана включает несколько этапов.

1. *Изотермическое воздействие на угольный пласт с по-*

мощью воды и воздуха.

Главное отличие этой технологии от тех, которые уже применяют в настоящее время (для извлечения угольного метана), заключается в осуществлении процесса гидроразрыва на воде и без закрепления щели песком. Путем попеременного по давлению пневмогидравлического воздействия («вода-воздух») на щель гидроразрыва удастся получить в угольном пласте необратимые деформации с выносом угольной мелочи как через скважины, так и проталкивания ее в площадные щели гидроразрыва вглубь (от нагнетательной скважины) угольного пласта. Созданные щели и каналы имеют протяженные свободные боковые поверхности и поэтому высокую дренирующую способность. Они являются эффективными коллекторами для притока к ним угольного метана в частично разгруженном угольном массиве.

После создания искусственных коллекторов в угольном пласте наступает стадия осушения газоугольного массива, которая завершается образованием депрессионной воронки в районе скважин с опущенными в них погружными насосами.

По мере снижения дебита извлекаемой воды нарастает дебит угольного метана – начинается этап его интенсифицированного извлечения.

2. Термическое воздействие на угольный массив.

Основное содержание второго этапа заключается в розжиге угольного пласта в одной или нескольких скважинах и на-

гнетании в них воздуха от передвижных компрессоров высокого давления.

Образовавшиеся горячие продукты горения угля проникают в искусственные коллекторы, созданные на первом этапе предлагаемой технологии, а через их боковые поверхности – и в угольный массив в целом, содействуя десорбции метана.

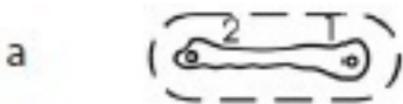
Прогрев угленосного массива горячими продуктами содействует также существенному (кратному) увеличению коэффициента его газопроницаемости, а следовательно, прямопропорциональному возрастанию дальнейшего притока к нему угольного метана.

Снизившийся дебит метана после первого (холодного) этапа технологии вновь возрастает, и начинается второй этап технологии интенсифицированного извлечения угольного метана.

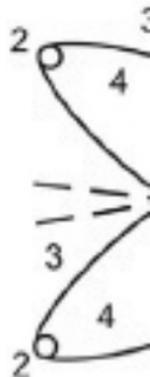
3. Материальное обеспечение предлагаемой технологии.

1.1. Количество экспериментальных вертикальных скважин должно быть не менее двух, расстояние между ними – 80–100 м.

На рис. 8 представлены три варианта. Первый (а) – две скважины, второй (б) – четыре скважины, третий (в) – семь скважин.



В



~ - зона необратимых деформаций
 - - - зона площадных щелей
 1,2 - вертикальные скважины

Рис. 8 – Схемы реализации новой технологии извлечения угольного метана (путем межскважинной кавитации): а – двухскважинная; б – четырехскважинная; в – семискважинная

Детальный технологический регламент является самостоятельной задачей и подробно описан в патентах на изобретения ОАО «Промгаз» [37–39].

1.2. Количество водяных насосов для осуществления процесса гидроразрыва угольного пласта обусловлено количеством экспериментальных скважин.

В варианте (а) должно быть 2 насоса с темпом закачки 1,5–2,0 м³/мин, в варианте (б) желательно иметь 4–5 насосов с темпом закачки 4–5 м³/мин, в варианте (в) – 8–10 насосов с темпом закачки до 10 м³/мин

Гидравлический напор водяных насосов обусловлен глубиной скважин. Например, при глубине 1000 м давление нагнетания воды должно быть 32,0–35,0 МПа.

1.3. Передвижной воздушный компрессор должен работать при давлении 12,0–13,0 МПа (при глубине скважины 1000 м) и расходе воздуха 600–1000 м³/ч.

В вариантах (б) и (в) желательно иметь два воздушных компрессора.

1.4. Погружные насосы для откачки воды (по количеству скважин).

Новая технология интенсифицированного извлечения метана из угленосных массивов может быть реализована различными способами. Рассмотренные выше варианты (рис. 8) – далеко не единственные [40, 41].

Рассмотрим на примере семискважинной схемы технологический регламент пневмогидродинамического разупрочнения угольного пласта.

На рис. 8 (в) представлена принципиальная схема участка угольного пласта с пробуренными семью скважинами. Количество скважин на периферии может быть снижено до трех, соответственно, с меньшей зоной разупрочнения (рис. 8 (б)).

Предлагаемый способ разупрочнения угольного пласта реализуют следующим образом.

На угольный пласт бурят несколько скважин: одну центральную 1 и несколько периферийных, удаленных от центральной скважины на одинаковое расстояние. На рис. 8 (в) в качестве примера представлены шесть периферийных скважин 2.

В начале технологической последовательности осуществляют гидравлический разрыв угольного пласта через центральную скважину 1, периферийные скважины 2 закрыты. На периферийных скважинах непрерывно измеряют статическое давление. После его стабилизации, в течение некоторого времени начинают нагнетать воздух высокого давления. Многократное повторение цикла «вода-воздух» содействует расширению естественных микротрещин и их соединению в единую систему. В результате происходит откалывание слоев угля, расширение щели гидроразрыва и вынос угольной мелочи за пределы зоны воздействия. Давление нагнетания воды и воздуха в скважину 1 постоянно снижается, что свидетельствует о заметном снижении сопротивления созданного искусственного коллектора. На рис. 8 (в) эти зоны показаны пунктиром.

После этого при закрытой центральной скважине 1 начинают нагнетать одновременно во все или последовательно в несколько периферийных скважин 2. Одновременность или последовательность задействования периферийных скважин

зависит от наличия на участке технических средств по закачке воды под высоким давлением. Расход воды на каждую периферийную скважину должен составлять до $1,5\text{--}2,0 \text{ м}^3/\text{мин}$

После стабилизации давления на скважинах 2 открывают центральную скважину 1 в атмосферу и начинают промывку коллектора водой. При этом периодически переходят с закачки воды на нагнетание воздуха. Эта операция содействует расширению щели гидроразрыва, в первую очередь, в зоне, прилегающей к периферийным скважинам 2. Угольная мелочь выносится из открытой центральной скважины 1. Эта стадия технологического регламента представлена на рис. 8 (в) зонами 4, ограниченными сплошными линиями.

Количество вынесенной угольной мелочи из скважины 1 соответствует объему созданного в пласте искусственного коллектора и позволяет оценить его дренирующую способность.

В результате осуществления перечисленной технологической последовательности практически вся площадь, контуренная периферийными скважинами 2 (за исключением площади, не охваченной пунктирными и сплошными линиями в зонах 3 и 4), оказывается эффективно разупорядоченной и характеризуется высокой дренирующей способностью. Приток воды и метана в нее высок, после откачки воды можно ожидать извлечение из искусственно созданного коллектора более $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ угольного метана.

Возможно сочетание вертикальных и горизонтальных скважин, осуществление через них воздействия не только на угольный пласт, но и на его почву и кровлю (соответственно, подработка и надработка угольного пласта). Разгрузка угленосного массива от горного давления будет активно содействовать его метаноотдаче.

Перечисленные выше способы создания протяженных искусственных коллекторов при подземной газификации угольных пластов могут успешно использоваться для извлечения через них угольного метана.

1.5.4. Протяженные буровые каналы

Второй перспективной технологией создания коллекторов с развитой боковой поверхностью является применение протяженных направленных буровых каналов по угольному пласту.

Использование таких буровых каналов для дегазации угольных пластов уже само по себе перспективно, так как по величине поверхности фильтрации для угольного метана они соизмеримы со щелями гидроразрыва.

Главные направления совершенствования технологии извлечения угольного метана через скважины хорошо проявляются при анализе линейного закона фильтрации Дарси (формула Дюпюи):

$$Q = \frac{\pi \cdot k \cdot l_k \cdot (P_1^2 - P_0^2)}{\mu \cdot \ln \frac{R}{r_k}},$$

(3)

где Q – дебит флюида при нагнетании или извлечении, $\text{см}^3/\text{с}$;

k – коэффициент газопроницаемости, Д;

l_k – длина вскрытого забоя скважины, см;

P_1 – давление на контуре области питания, $\text{кг}/\text{см}^2$;

P_0 – давление флюида в скважине, $\text{кг}/\text{см}^2$;

μ – вязкость флюида, сП;

R – радиус контура питания, м;

r_k – радиус скважины, м.

В соответствии с этим выражением, дебит метана в канал прямо пропорционален его длине, поэтому протяженные горизонтальные буровые каналы по угольному пласту вполне оправданы. Значимость радиуса канала ограничена, поэтому диаметр бурения не имеет принципиального значения. Расстояние до контура питания измеряется сотнями метров. Ес-

ли пробурить скважину вблизи места скопления метана или трещиноватой зоны, то есть уменьшить расстояние до контура питания в сотни раз, то можно существенно увеличить приток метана в канал. Особое значение имеет величина газопроницаемости угольного пласта, измеряемая на глубине 1000 м всего 0,01–0,001 мД. Поэтому любые методы увеличения газопроницаемости угольного пласта заслуживают пристального внимания.

Однако новая предлагаемая технология позволяет более эффективно использовать такие буровые каналы. Для этого необходимо расширять их путем перемещения очага горения навстречу нагнетаемому в канал воздушному дутью [42].

На рис. 9 представлена принципиальная схема модуля, состоящего из двух скважин.

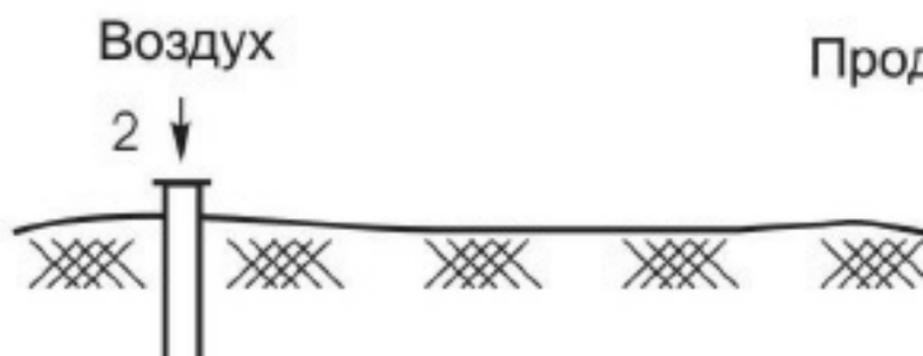
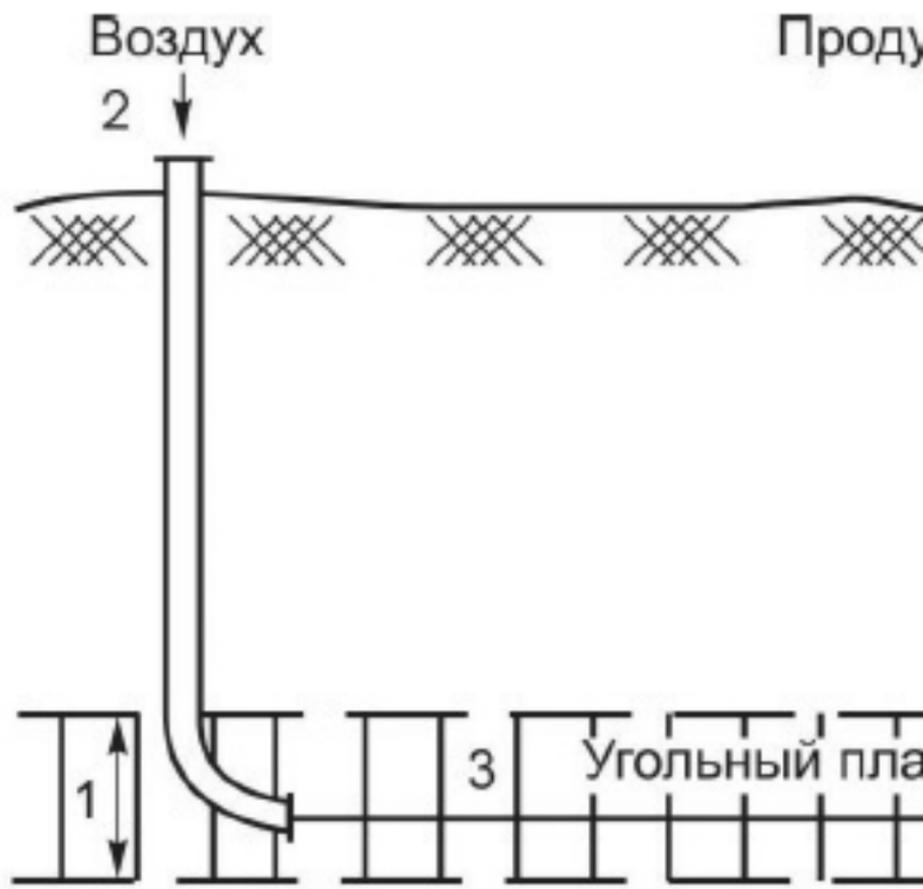


Рис. 9 – Принципиальная схема модуля использования протяженных буровых каналов для интенсифицированного извлечения метана: а – горизонтальный угольный пласт; б – наклонный угольный пласт; 1 – угольный пласт; 2 – дутьевая скважина; 3 – буровой канал; 4 – газоотводящая скважина

На угольный пласт 1, подлежащий дегазации, бурят вертикально- (наклонно-) горизонтальные (наклонные) скважины 2. Необсаженная часть этих скважин 3 может быть выполнена горизонтальной или наклонной. На дальний конец бурового канала 3 бурят вертикальную скважину 4. Скважину 4 соединяют с буровым каналом 3 методом гидроразрыва, после этого в первой из них разжигают угольный пласт. В скважину 2 нагнетают воздушное дутье, а скважину 4 открывают в атмосферу. Очаг горения начинает перемещаться по буровому каналу 3 навстречу нагнетаемому в скважину 2 дутью.

На рис. 10 представлен метод контроля над положением фронта горения вдоль канала. В процессе огневой проработки угольного канала фиксируют величину его гидравлического сопротивления ΔP .

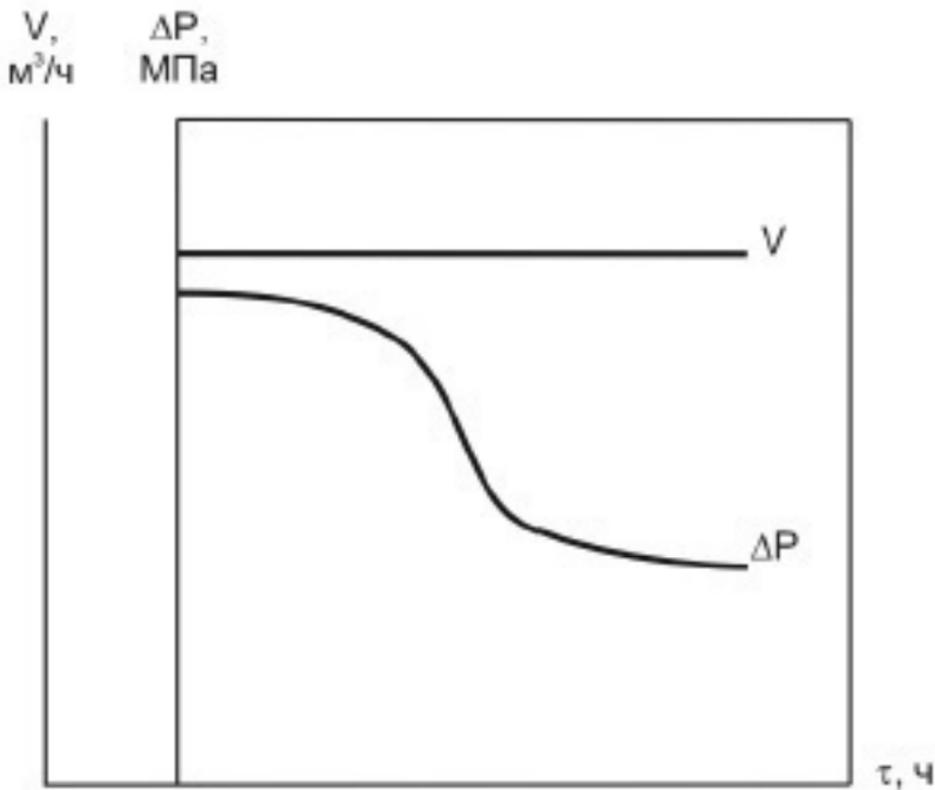


Рис. 10 – *Изменение гидравлического сопротивления расширяемого бурового канала во времени*

В процессе перемещения очага горения между двумя скважинами (в течение трех суток) наблюдалось непрерывное снижение гидравлического сопротивления канала (как разности гидравлических сопротивлений дутьевой и газоотводящей скважин) с 0,35 до 0,05 МПа.

В патенте [43] не только обосновывается способ огневого

расширения бурового канала, но и отмечается экстремальный характер зависимости скорости перемещения от расхода нагнетаемого воздушного дутья. Вследствие этого одна и та же скорость перемещения очага горения может быть получена на меньшем расходе воздуха (восходящая кривая зависимости) и на большем (нисходящая кривая).

Соответственно, во втором случае диаметр расширенного канала будет больше. Предположительно диаметр проработанного канала может колебаться от 0,5 до 1,0 м.

Коллектор, созданный таким образом, характеризуется высокой дренирующей способностью, а следовательно, потенциально повышенной метаноотдачей.

Такой искусственно созданный коллектор, стенки которого испещрены многочисленными глубокими (в соответствии с глубиной прогрева угольного пласта за счет его теплопроводности) трещинами, является эффективной дренажной системой для подземных вод и угольного метана. Обе скважины 2 и 4 могут оборудоваться для извлечения подземных вод и метана.

Горизонтальные буровые каналы могут являться источником не только огневого воздействия на прилегающие зоны угольного пласта, но и механического разупрочнения последних. В случае осуществления через горизонтальные каналы гидравлического разрыва пласта понадобятся большие темпы закачки воды (8–10 м³/мин).

Итак, новая технология извлечения метана заключается в создании протяженных каналов по угольному пласту и

использовании их для гидравлического воздействия на последний. Увеличение газопроницаемости метаносодержащего угольного пласта достигается механическим его разупрочнением (разрушением) и тепловым прогревом. Возможны два метода реализации новой технологии: соединение вертикальных скважин гидроразрывом пласта и длинные горизонтальные буровые каналы по углю. Обе эти технологии подтверждены патентами Российской Федерации, в которых регламентированы отдельные режимные параметры их реализации. Основные положения термического воздействия на созданные искусственные коллекторы рассмотрены в работе [41].

Изображенный на рис. 9 модуль может быть объединен в различные сочетания, наиболее полно содействующие дегазации участка угольного пласта. На рис. 11 представлен пример одного из таких сочетаний.

Проблема добычи метана, сорбированного каменноугольным пластом, может быть успешно решена только при создании в нем искусственных зон (коллекторов) повышенной дренирующей способности. При этом определяющее значение имеют, прежде всего, два параметра гидродинамики движения метана в угольном пласте: газопроницаемость угольного пласта и поверхность фильтрации флюида (в нашем случае – метана).

Уметь воздействовать на величину обоих этих параметров – значит содействовать интенсивному извлечению угольного

метана.

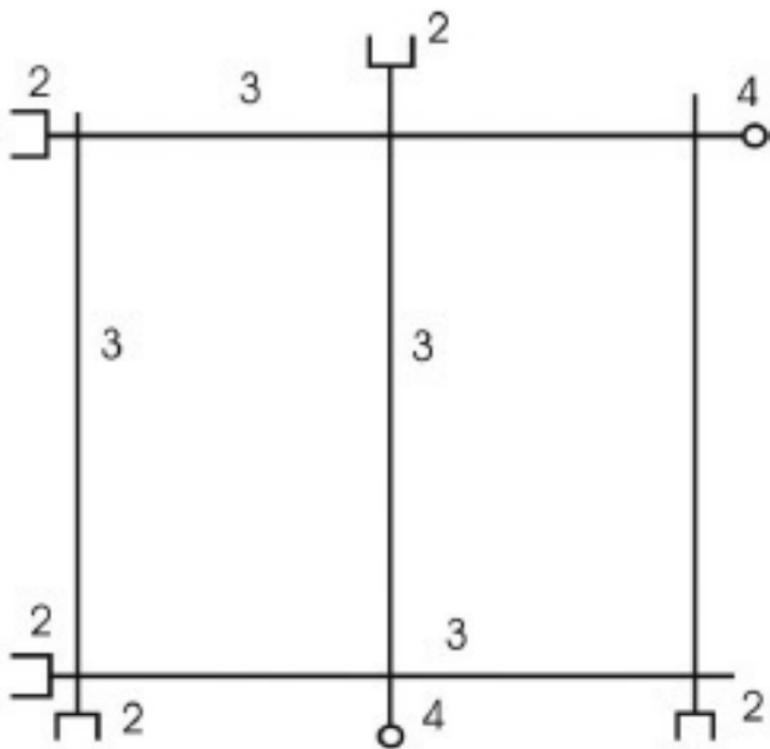


Рис. 11 – Возможное сочетание модулей для дегазации угольных пластов: 1 – угольный пласт; 2 – дутьевая скважина; 3 – буровой канал; 4 – газоотводящая скважина

В соответствии с формулой (3), дебит флюида прямопропорционален длине вскрытого бурового канала, поэтому использование протяженных буровых каналов (горизонтальных или наклонных) в угольном пласте вполне оправданно. Однако малый диаметр бурового канала (100–150 мм) и воз-

можная кольматизация его стенок после бурения ограничивают дебит (сток) флюида к нему. Поэтому огневое расширение бурового канала, впервые испытанное в Кузбассе на наклонно-горизонтальной скважине № 3нг еще в 1962 г., может стать эффективным способом создания искусственных коллекторов повышенной дренирующей способности для добычи угольного метана.

На рис. 12 (а) представлена схема дутьегазовых потоков на участке скважин № 3нг и № 11 г во время огневого расширения бурового канала горизонтальной скважины.

Предварительно наклонно-горизонтальная скважина № 3нг была соединена с газоотводящей скважиной № 11 г, после чего в первую из них подавали воздушное дутье в количестве 1500–1800 м³/ч, а очаг горения перемещался по горизонтальному буровому каналу навстречу воздушному дутью от скважины № 11 г.

На рис. 12 (б) в общем виде представлено изменение гидравлического сопротивления горизонтального канала $\Delta P_{г.с.к.}$ во времени. На участке 2 это сопротивление постепенно снижалось по мере перемещения очага горения под колонну наклонно-горизонтальной скважины № 3нг. На участке 3 гидравлическое сопротивление проработанного горизонтального канала оставалось практически постоянным.

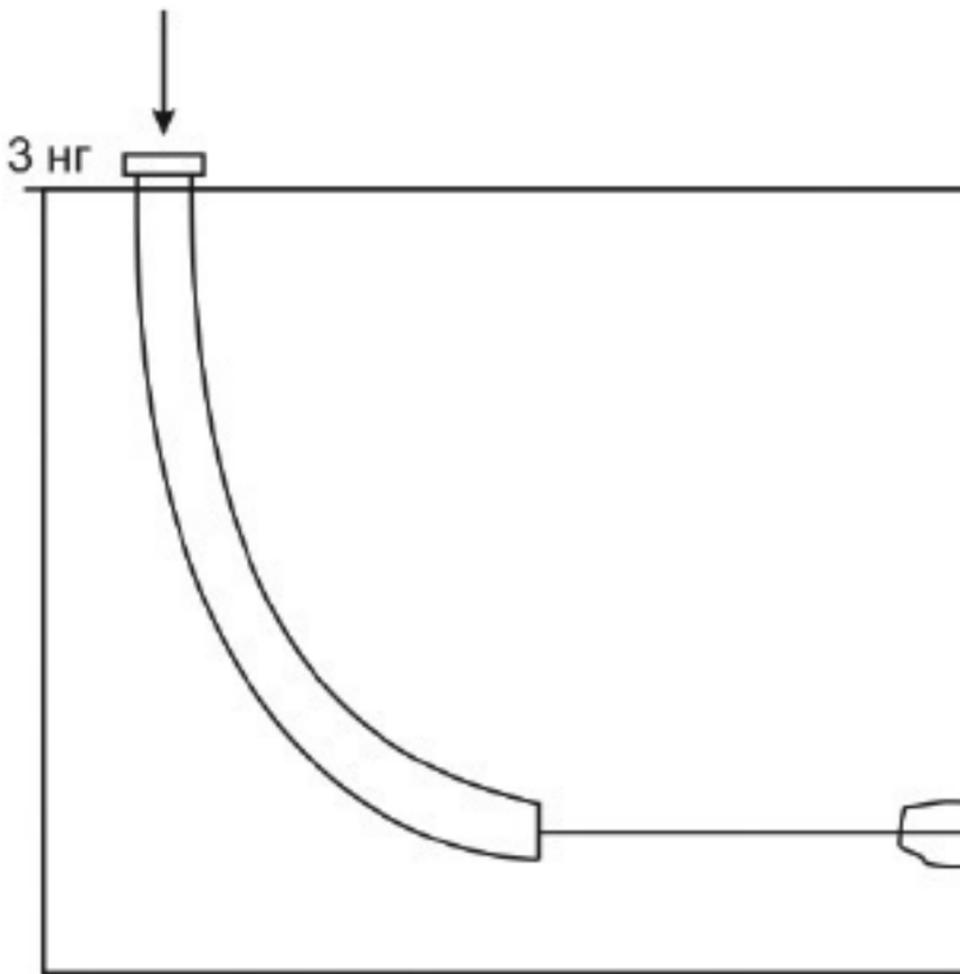


Рис. 12 а – *Схема дутьегазовых потоков на участке скважин № 3нг и № 11 г во время огневого расширения бурового канала горизонтальной скважины*

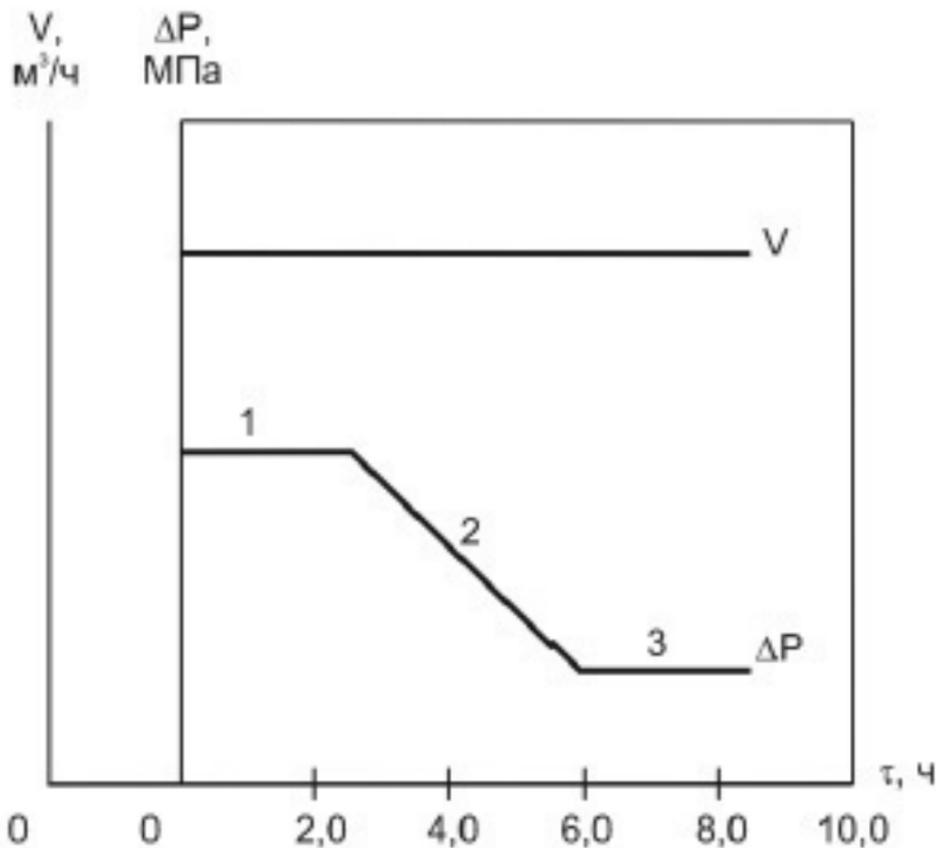


Рис. 12 б – *Изменение гидравлического сопротивления горизонтального канала во времени*

В рассматриваемой технологической схеме, когда дутье нагнеталось в скважину № 3нг, а газ отводился из скважины № 11 г, расчет проводился по формуле:

$$P_{\text{г.с.к.}} = (P_1 - \Delta P_1) - (P_2 - \Delta P_2),$$

(4)

где $\Delta P_{г.с.к.}$ – гидравлическое сопротивление горизонтального канала, кг/см²;

P_1 – давление на головке дутьевой скважины № 3нг, кг/см²;

ΔP_1 – гидравлическое сопротивление колонны скважины № 3нг, кг/см²;

P_2 – давление на головку газоотводящей скважины № 11 г, кг/см²;

ΔP_2 – гидравлическое сопротивление колонны газоотводящей скважины № 11 г, кг/см².

Гидравлическое сопротивление колонны скважины определяли по формуле (5):

$$\Delta P_{1,2} = \frac{\lambda \cdot l \cdot v \cdot \gamma}{2 \cdot d \cdot g},$$

(5)

где ΔP – гидравлическое сопротивление колонны скважины, кг/см²;

λ – коэффициент сопротивления колонны;

l – длина колонны, м;

v – скорость воздуха (газа) в колонне, м/с;

γ – удельный вес газа (воздуха), кг/м³;

d – диаметр колонны, м;

g – ускорение свободного падения, м/с².

При определении скорости движения воздуха вводили поправку на его давление, а при определении скорости движения газа – поправку на его давление, температуру и влагосодержание.

Общая длина горизонтального бурового канала составляла 120 м, а время противоточного перемещения очага горения – 72 ч. Скорость его перемещения рассчитывали по формуле (6):

$$w = \frac{l}{\tau} = \frac{120}{72} = 1,66 \text{ м/ч},$$

(6)

где w – скорость перемещения очага горения, м/ч;

l – длина горизонтального бурового канала, м;

τ – время противоточного перемещения очага горения, ч.

Эффективность расширения (проработки) угольного канала может быть определена следующим образом. Учитывая, что среднечасовой расход воздушного дутья равнялся

1740 м³/ч, удельный его расход на перемещение очага горения на 1 м (погонный) горизонтального канала рассчитывают по формуле (7):

$$Q_{\text{уд.}} = \frac{q_1}{w} = \frac{1740}{1,66} = 1050 \text{ м}^3/\text{м},$$

где $Q_{\text{уд.}}$ – удельный расход воздушного дутья, м³/м (погонный);

q_1 – среднечасовой расход воздушного дутья, м³/ч;

w – скорость перемещения очага горения, м/ч.

Следовательно, выгазование угольного пласта на каждом метре канала будет рассчитываться по формуле (8):

$$A = \frac{Q_{\text{уд.}}}{V_{\Gamma} \cdot \gamma} = \frac{1050}{4,75 \cdot 1,3 \cdot 10^3} = 0,17 \text{ м}^3/\text{м}$$

(8)

где A – выгазование угольного пласта, м³/м (погонный);

V_{Γ} – выход газа из 1 кг угля, м³/кг;

γ – удельный вес угля, т/м³.

Радиус расширенного горизонтального канала определя-

ют по формуле (9):

$$R_1 = \sqrt{\frac{4 \cdot A}{\pi} + R_0^2} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,17}{3,14} + 0,075^2}$$

(9)

где R_1 – радиус расширенного горизонтального канала, м;

A – выгазование угольного пласта, м³/м (погонный);

R_0 – радиус первоначального горизонтального канала, м.

Таким образом, в результате перемещения очага горения навстречу воздушному дутью диаметр горизонтального канала увеличился с 0,15 до 0,94 м, а стенки его (после охлаждения) будут пронизаны многочисленными трещинами глубиной 1,0–1,5 м.

Завершающей стадией огневой проработки горизонтального бурового канала должна быть продувка его азотом, что сразу же предотвратит экологическое загрязнение горного массива.

1.5.5. Создание в призабойной зоне отдельной вертикальной скважины развитой поверхности фильтрации

Реализацию предлагаемой технологии рассмотрим на примере метаноугольного пласта в Кузбассе. Метаноемкость пласта достигает 30–40 м³/т угля. Сорбированный угольным пластом метан с трудом извлекается, поскольку связан

с угольной матрицей прочными физико-химическими связями. Необходимы искусственно созданные дрены для миграции угольного метана. Как правило, для этого применяют гидравлический разрыв угольного пласта, который содействует гидрорасчленению угольного пласта и десорбции метана.

Создания искусственных дренирующих поверхностей в метаноугольном пласте достигают сжиганием угольного пласта на забое розжиговой скважины, в результате которого в угольном пласте образуется вскрытая поверхность для фильтрации угольного метана [44].

Технологический регламент осуществляют в следующей последовательности.

Бурят вертикальную скважину, при этом угольный пласт вскрывают на всю его мощность (рис. 13). На забой розжиговой скважины спускают химические реагенты на основе селитры (либо какие-то другие воспламенители), которые в потоке нагнетаемого воздуха воспламеняют угольную поверхность. Возможен и другой, более простой вариант розжига угольной поверхности в ограниченном потоке воздуха (окислителя).

Конец ознакомительного фрагмента.

Текст предоставлен ООО «ЛитРес».

Прочитайте эту книгу целиком, [купив полную легальную версию](#) на ЛитРес.

Безопасно оплатить книгу можно банковской картой Visa, MasterCard, Maestro, со счета мобильного телефона, с платежного терминала, в салоне МТС или Связной, через PayPal, WebMoney, Яндекс.Деньги, QIWI Кошелек, бонусными картами или другим удобным Вам способом.