

Министерство Образования и Науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС» (НИТУ
«МИСиС»))

На правах рукописи



Хаугиев Адам Магомет-Баширович

**Обоснование и разработка метода дегазации угольного
пласта на основе циклического газодинамического
воздействия**

Специальности:

25.00.20 – «Геомеханика, разрушение горных пород, рудничная
аэрогазодинамика и горная теплофизика»

05.26.03 – «Пожарная и промышленная безопасность» (в горной
промышленности)

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель
проф., д-р техн. наук
Каркашадзе Г.Г.

Москва- 2015

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Обзор технологий разработки газоносных угольных пластов при современных нагрузках на очистной забой.....	9
1.1 Состояние проблемы дегазации угольных пластов.....	9
1.2 Обзор методов интенсификации дегазации угольных пластов.....	12
1.3 Обзор зарубежного опыта дегазации и извлечения угольного метана	18
1.4 Выводы	20
2 Исследование влияния газокинетических, сорбционных параметров и фильтрационных свойств угольных пластов на состояние углегазонасного массива	22
2.1 Анализ физических моделей массопереноса метана и деформаций углепородного массива в условиях разработки газоносных угольных пластов.....	22
2.2 Анализ методик определения деформационных и сорбционных свойств угольных пластов	29
2.3 Анализ методик определения проницаемости углепородного массива....	33
2.4 Выводы	39
3 Моделирование процесса дегазации угольного пласта с учетом изменения газопроницаемости под действием геомеханических и сорбционных деформаций.....	41
3.1 Обоснование физической модели механических деформаций газоносного угольного пласта в процессах сорбции и десорбции	41
3.2 Результаты компьютерного моделирование процесса пластовой дегазации.....	55
3.3 Разработка технологии дегазации угольного пласта методом циклического газодинамического воздействия	66

3.4 Обоснование средств измерений притоков метана в дегазационную скважину.....	69
3.5 Технологические варианты обустройства устья скважин	73
3.6 Выводы.....	79
4 Шахтные испытания разработанного метода воздействия на угольный пласт через дегазационные скважины.....	80
4.1 Результаты шахтных измерений дебита метана из пластовых дегазационных скважин.....	80
4.2 Методика измерения объема и длины дегазационных скважин.....	86
4.3 Результаты испытаний способа дегазации угольных пластов методом циклического газодинамического воздействия	93
4.4 Выводы	101
5 Техничо - экономическое обоснование рациональных параметров пластовой дегазации	103
5.1 Факторы экономической эффективности пластовой дегазации	103
5.2 Оценка технико- экономической эффективности мероприятий по интенсификации дегазации угольного пласта путем циклического газодинамического воздействия	106
5.3 Выводы.....	112
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	113
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	115
Приложение 1	130

ВВЕДЕНИЕ

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 14 июля 2012 года №1273-р утвержден «Перечень критических технологий Российской Федерации», по направлению которой представлена данная диссертационная работа. Научные исследования посвящены проблеме предварительной дегазации угольных пластов, которые соответствуют тематической области «Технологии поиска, разведки, разработки месторождений полезных ископаемых и их добычи».

Мировое производство угля развивается в направлении повышения нагрузок на очистной забой с широкой перспективой более 10 тыс.т/сут, что требует разработки и внедрения эффективных способов заблаговременной и пластовой дегазации угольных пластов, без которых высокопроизводительная и безопасная подземная добыча угля будет невозможна. Необходимо максимально снижать выделение метана в выработки путем интенсификации дегазации разрабатываемого пласта. С увеличением глубины разработки угольных пластов понижается эффективность пластовой дегазации из подземных выработок по причине понижения газопроницаемости угля. Все это негативно отражается на работе выемочного участка с позиций безопасности по газовому фактору

В изучении физических процессов при подземной разработке газоносных угольных пластов и проблем угольного метана большой вклад внесли ведущие советские и российские ученые: А.Т. Айруни, А.Д. Алексеев, В.А. Бобин, А.С. Бурчаков, Ю.Ф. Васючков, В.С. Забурдяев, Б.М. Иванов, Н.О. Каледина, Г.Г. Каркашадзе, К.С. Коликов, В.Н. Королева, Г.Д. Лидин, О.Н. Малинникова, Н.В. Ножкин, А.Э. Петросян, Л.А. Пучков, А.Д. Рубан, И.В. Сергеев, А.А. Скочинский, С.В. Сластунов, Н.И. Устинов, К.З. Ушаков, Г.Н. Фейт, В.В. Ходот, С.А. Христианович, О.И. Чернов, И.Л. Эттингер, С.А. Ярунин и др.

Анализ мирового и отечественного опыта разработки газоносных угольных месторождений показал наличие технологических решений по интенсификации заблаговременной или текущей дегазации угольных пластов, однако весомым сдерживающим фактором являются большие затраты на реализацию и недостаточно высокая эффективность известных технологий дегазации.

В этой связи актуальными остаются исследования, направленные на совершенствование технологии пластовой дегазации угольных пластов на основе изучения физических свойств и состояния углепородного массива, а также поиск эффективных методов интенсификации дегазации угольного пласта при невысоких материальных и временных затратах на реализацию.

Актуальность работы. Повышение технико-экономической эффективности работы угольных шахт в современных условиях связано с ростом нагрузок на очистной забой, которые сдерживаются в связи с увеличением притоков метана из угольных пластов. По мере углубления горных работ ситуация осложняется вследствие повышения газоносности угольных пластов. Дегазация угольных пластов через скважины, пробуренные из подземных выработок, рекомендуется к применению при газоносности угля более $13 \text{ м}^3/\text{т}$. Однако эффективность пластовой дегазации без дополнительных технологических мероприятий по интенсификации притоков метана в скважины не дает ожидаемого результата, что связано в первую очередь с низкой природной газопроницаемостью угольных пластов. Изменение коллекторских свойств пластов может быть достигнуто более рациональными техническими решениями на основе изучения закономерностей сорбционных и механических деформаций угля и целенаправленного использования энергетического потенциала породного массива. Разработка эффективного метода дегазации угольных пластов перед их отработкой является актуальной для угольной отрасли задачей, решение которой представляет большой научный и практический интерес.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки РФ в рамках Соглашения № 14.575.21.0025 от 23.06.2014 о предоставлении субсидии. Уникальный идентификатор проекта RFMEFI57514X0025.

Целью работы являются обоснование и разработка метода дегазации угольного пласта на основе циклического газодинамического воздействия, позволяющего снизить газообильность выработок и повысить производительность добычных работ в допустимых по газу пределах.

Идея работы заключается в интенсификации метаноотдачи угольного пласта за счет повышения газопроницаемости путем реализации гистерезиса сорбционных деформаций в процессе циклического газодинамического воздействия через дегазационные скважины.

Научные положения, разработанные лично соискателем, и новизна:

1. Повышение газопроницаемости угольного пласта и интенсификация массопереноса метана достигаются за счет реализации гистерезиса деформаций, вызванного горным давлением и сорбционными процессами в угле на основе циклического газодинамического воздействия путем изменения пластового давления метана.

2. Изменение давления метана в неразгруженном от горного давления угольном пласте приводит к возникновению геомеханических напряжений, существенно превышающих изменение давления метана, вызвавшего сорбционные деформации.

3. Циклическое изменение давления метана в дегазационных скважинах интенсифицирует дегазацию разрабатываемого угольного пласта, что приводит к повышению безопасности горных работ с высокими нагрузками на очистной забой.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждаются:

- использованием в аналитических описаниях фундаментальных законов массопереноса метана в угольных пластах и геомеханики,

современных средств компьютерного моделирования, согласующихся с результатами шахтных измерений;

- представительным объемом шахтных исследований по определению свойств углегазонасного массива, фактической оценкой эффективности пластовой дегазации, применяемой на шахте им. С.М. Кирова, ОАО «СУЭК-Кузбасс»;

- количественным анализом полученных данных с использованием методов математической статистики;

- удовлетворительной сходимостью длины скважин, рассчитанных по разработанному способу с фактическими данными по пластам "Болдыревский" и "Поленовский" шахты им. С.М. Кирова ОАО "СУЭК-Кузбасс" (расхождение не более 5-8%).

Научное значение работы заключается в установлении механизма повышения газопроницаемости угля в процессе пластовой дегазации на основе циклического газодинамического воздействия путем изменения давления метана для разработки рациональных параметров предварительной дегазации.

Практическое значение работы состоит в разработке методики определения основных параметров циклического газодинамического воздействия на пласт через дегазационные скважины, а также методики оперативного определения длины скважин пластовой дегазации.

Реализация выводов и рекомендаций работы. Технология интенсификации дегазации угольного пласта в процессе циклического газодинамического воздействия была успешно апробирована и испытана в условиях шахты им. С.М. Кирова ОАО «СУЭК-Кузбасс» на выемочных участках 24-55 и 25-94, 25-95 пластов «Болдыревский» и «Поленовский» соответственно.

Апробация работы. Основное содержание диссертационной работы докладывалось на Международных научных симпозиумах «Неделя Горняка» (2012-2015 гг.), научно-практической конференции «Подземные горные

работы - 21 век» в г. Ленинск-Кузнецкий (2013г.), научных семинарах и заседаниях кафедр «Физические процессы горного производства и геоконтроль» и «Горнопромышленная экология» НИТУ «МИСиС» (Горный институт) (2014-15 гг.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано семь работ, пять из них в изданиях, рекомендуемых ВАК Минобрнауки РФ, и один патент РФ.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, 5 глав и заключения, содержит 15 таблиц, 33 рисунков, список литературы из 134 наименований.

1 Обзор технологий разработки газоносных угольных пластов при современных нагрузках на очистной забой

1.1 Состояние проблемы дегазации угольных пластов

Мировое угольное производство планируется довести до максимума в 2027 г. с пиковым производственным уровнем 5,1 млрд т. Для сравнения в 2014 г. в России было добыто 357,3 млн т угля, из них подземным способом 105,5 млн т. На период до 2030 г. в соответствии с Долгосрочная программе развития угольной промышленности России на период до 2030 год (Распоряжение Правительства Российской Федерации от 21.06.2014 №1099-р), по двум сценариям развития, планируется добыча от 430 до 325 млн т. При этом к 2030 году в РФ планируется добыча угля подземным способом в пределах 143,5-106,6 млн т. С течением времени будет также проявляться тенденция уменьшения средней глубины разработок от 380 м в 2015 г. до 350 м к 2030 г. Это планируют достигнуть за счет освоения новых угольных месторождений и выбытия мощностей неперспективных и убыточных предприятий.

Программой предусмотрено, перевооружение угольной отрасли, оснащение новыми, современными технологиями, как в безопасности труда, так и в производстве. Программа предполагает, что к 2030 году добыча угля будет осуществляться на 82 разрезах и 64 шахтах, а уровень производительности труда в 5 раз превысит показатель 2010 года.

Основным предназначением угля является обеспечение сырьем для черной металлургии и генерации электроэнергии на тепловых электростанциях. Для сравнения, в 2008 году угольная промышленность производила 22% от общемирового потребления энергии и 4% в жилом и коммерческом секторах. В 2010 г. при мировой добыче 7,273 млрд. т., уголь давал уже 41% электроэнергии. Вероятно, такая тенденция будет являться доминирующей, несмотря на появление в промышленности новых альтернативных источников энергии [58].

Добыче угля сопутствует еще один ценный источник энергии – это угольный метан. В настоящее время, благодаря разработкам и внедрению новых технологий извлечения метана из неразгруженных угольных пластов и действующих угольных шахт в США, Австралии, Канаде, Китае темпы энергетического потребления угольного метана в этих странах занимают второе место после угля среди всех источников энергии. Мировые запасы метана угольных пластов оцениваются в 260 трлн м³ и по этому показателю превышают запасы природного газа. Наиболее значительные ресурсы сосредоточены в Китае, России, США, Австралии, ЮАР, Индии, Польше, Германии, Великобритании и Украине [79]. Очевидно, что при разработке новых технологий дегазации угольных пластов с целью обеспечения метанобезопасности в условиях интенсивных подземных горных работ к источнику энергии в виде угольного метана следует относиться более продуктивно, несмотря на сравнительно малый его вклад в итоговую экономику угольной шахты.

Развитие угольной отрасли связано с неуклонным ростом нагрузок на подземные очистные и проходческие забои, как следствие, в высокопроизводительных забоях значительно возрастает выделения метана, что повышает опасность подземных горных работ. В этих условиях система проветривания шахты зачастую не обеспечивает допустимых по условиям безопасности концентраций метана в горных выработках, вследствие чего происходят вынужденные остановки выемки угля, что негативно отражается на экономических показателях добычи.

Метанообильность действующих угольных шахт Воркутинского и Кузбасского бассейнов составляет в среднем 8-9 кг/т, что создает существенные проблемы безопасности при производстве горных работ. Большое количество метана, выделяющееся в шахтную атмосферу при выемке угля, отрицательно сказывается не только на безопасности ведения горных работ, но также снижается эффективность применения современной

угледобывающей и проходческой техники, возрастает загрязнение атмосферы Земли парниковыми газами.

В последние годы очень интересный для практики результат получен на шахте им. С.М. Кирова ОАО «СУЭК-Кузбасс», где был реализован первый в России проект производства тепловой и электрической энергии. Большое внимание к проблеме использования угольного метана уделяет Губернатор Кемеровской области А.Г. Тулеев. Можно ожидать, что развитие технологий использования угольного метана постепенно будет набирать обороты не только за рубежом.

Рост нагрузок на очистной забой сопровождается ростом газовыделения. Очевидно, наращивание объемов добычи угля в газовых шахтах требует разработки и применения эффективных технологий понижения метанообильности горных выработок. На примере Карагандинского и Донецкого бассейнов увеличение глубины разработки в 2 раза снизило эффективность предварительной дегазации пластов также в 1,5–2 раза. Это в первую очередь связано с понижением проницаемости угольных пластов по мере повышении горного давления.

При высокопроизводительной работе очистных забоев в газоносных угольных пластах наибольшее распространение получила пластовая дегазация. Однако ее эффективность в низко проницаемых угольных пластах использование дегазационных скважин без предварительных физических или геомеханических воздействий является крайне низкой. По некоторым оценкам доля метана, извлекаемого этим способом, не превышает 6 %. Низкая эффективность традиционных способов пластовой дегазации угольных пластов подземными скважинами при высоких нагрузках на очистные забои сдерживает интенсивное развитие горных работ. При этом наибольшие трудности возникают при производстве работ в опасных геодинамических условиях по фактору горных ударов и вероятности внезапных выбросов угля и газа. Очевидно, в выбросоопасных зонах

интенсификация пластовой дегазации приобретает первостепенное значение [65].

1.2 Обзор методов интенсификации дегазации угольных пластов

Совершенствование способов интенсификации газоотдачи угольных пластов направлено на повышение объемов угледобычи и снижения себестоимости, повышения безопасности горных работ. Также не маловажен экологический аспект и возможность утилизации метана. Предлагаются множество методов воздействий на угольный массив, которые позволяют решать проблемы дегазации с различных условиях залегания пластов.

Выделяют два направления развития способов интенсификации дегазации: переход метана из связанного в свободное состояние и увеличения проницаемости пород. Главным преимуществом предлагаемых способов воздействия на газонасыщенный угольный массив считается простота и технологичность при минимальном влиянии на сам процесс выемки угля, безвредность применяемых агентов и экономическая обоснованность. В первую очередь мероприятия должны положительно влиять на интенсификацию притоков метана, что позволяет повысить нагрузки на очистной забой.

Обзор известных способов извлечения угольного метана показал, что наиболее часто применяют гидродинамические или пневмо-гидродинамические воздействия.

В настоящее время основными способами воздействия на углегазоносный массив в комплексных технологических схемах являются:

- гидрорасчленение;
- пневмовоздействие с использованием гидроклина;
- циклическое пневмо-гидровоздействие в режиме кавитации;
- знакопеременное гидровоздействие в режиме кавитации;

- с использованием геоэнергии углегазонасного массива;
- гидроимпульсное воздействие с использованием эффекта гидроудара и др.

Способы воздействия на углепородный массив реализуют как через подземные, так и через поверхностные скважины.

Был разработан гидродинамический способ воздействия на газонасыщенный углепородный массив, главным преимуществом которого является разгрузка массива на большом удалении от скважин и улучшения коллекторских свойств массива. Способ гидродинамического воздействия имеет существенное отличие от гидроразрыва, гидрорыхления и гидрорасчленения. В настоящее время ведутся работы по созданию способа добычи шахтного метана из поверхностных скважин с применением гидродинамического воздействия [32].

Наиболее известным и распространенным методом воздействия на газонасыщенные угольные пласты является метод гидрорасчленения [29, 48, 100]. К основным требованиям, предъявляемым к технологии гидрорасчленения относится - дегазация угольного массива и вмещающих пород, которая позволит снизить газонасыщенность до безопасного уровня, разгрузка пласта и снижение риска проявления геодинамических явлений.

В промышленности апробированы следующие технологические схемы:

- извлечения газа на поверхность с откачкой рабочей жидкости [8, 40, 74, 75, 76, 89];
- управления процессом раскрытия систем природных трещин;
- гидрорасчленения пластов в условиях низкоамплитудных геологических нарушений;
- технологии гидрорасчленения вмещающих пород.

В 1990-е г. были проведены исследования переменного нагружения угольного массива. При испытаниях были достигнуты результаты по увеличению дебитов метана в пределах 450-90 л/мин при концентрации метана в смеси 95- 99 %.

Способ гидрорасчленения в мировой практике используется достаточно широко. В отечественной практике начиная с 1960 г. под руководством советских и российских ученых лучшие результаты были достигнуты в Карагандинском угольном бассейне. В работах [60, 74] описан способ обработки угольного пласта через скважины с поверхности. Данный способ включает нагнетание рабочей жидкости в угольный пласт в режиме его гидрорасчленения с последующим сбросом устьевого давления, при котором происходит свободное истечение жидкости из скважины с созданием гидравлических ударов циклически перекрывая поток этой жидкости и сбрасывая ее в атмосферу.

Аналогичная идея реализована в патенте РФ [49], где также описан способ воздействия на угольный пласт с помощью гидравлических ударов. Создание гидравлических ударов прекращают, когда максимальное давление гидравлического удара в цикле становится меньше величины устьевого давления жидкости до ее первоначального истечения из скважины.

Кроме того, известны целый ряд работ, касающихся гидравлической обработки угольного пласта с различными вариантами параметров. Основными недостатками технологии гидрорасчленения являются снижение газопроницаемости угольного пласта. Увлажнение приводит к закупориванию трещин и пор. По этой причине эффективность способа с ростом глубины залегания дегазируемых пластов понижается. Поэтому следующим этапом интенсификации являлось технические разработки с применением песка или иного наполнителя к пневмо-гидродинамическим воздействиям.

Другим из недостатков гидрорасчленения угольных пластов является неравномерность зоны обработки пласта вокруг скважин. Для исключения данного недостатка была разработана технология гидроимпульсного воздействия с использованием пороховых генераторов давления и горюче-окислительных составов.

При пневмо-гидродинамическом способе воздействия проводят технологические мероприятия по обезвоживанию породного массива вокруг скважины. Как свидетельствует широкомасштабный опыт эксплуатации промысловых скважин в США по технологии «Coalbed Methane» удаление воды из скважины и извлечение угольного метана это два одновременно протекающих процесса в течение всего времени работы.

Низкие дебиты метана из дегазационных скважин объясняются следующими причинами:

- недостаточной фазовой проницаемостью обработанного пласта для газа;
- снижением проницаемости зоны вокруг скважины.

Учитывая данные факты, был реализован иной подход к проблеме интенсификации добычи метана – метод пневматического воздействия через скважины с поверхности. Однако способ требует дополнительных материальных ресурсов и оборудования на проведение работ. Описанная технология по интенсификации газовыделения из угольного массива основывается на опыте применения способа гидрорасчленения [5]. Пневмооттеснение проводится с целью освобождения трещин от воды и повышения газопроницаемости массива. Закачку сжатого воздуха производят компрессорами под давлением на устье скважины. При пневматическом воздействии оттесняемая рабочая жидкость выполняет полезную операцию по замещению метана в сорбционном объеме угля.

Известны также другие режимы пневмо-гидровоздействий [48], при которых в зонах пневматического воздействия уменьшается в 1,3-1,5 раза остаточная газоносность угля и реализуется также механизм понижения газообильности очистного забоя за счет блокирования метана в поровом пространстве и трещинах на удаленных площадях от места очистной выемки.

Традиционно в Карагандинском угольном бассейне для проведения гидрорасчленения используют конструкцию скважин, предусматривающую спуск рабочей колонны ниже продуктивного пласта с последующей

цементацией и перфорацией. Отмечены некоторые проблемы при этой технологии, когда прискважинная зона часто заполняется угольным шламом, что ведет к усложнению процесса обезвоживания пласта. Для устранения данного недостатка применяются различные варианты пневматических воздействий.

Основной особенностью результатов исследований, проведенных в 1996 году на поле шахты им. Ленина, по заблаговременному извлечению метана с применением усовершенствованной технологии дегазации [31], являлась заблаговременная дегазационная подготовка и получение коммерчески значимого дебита метана. Для достижения цели была разработана конструкция скважины, обеспечивающая «совершенное» вскрытие угольного пласта, кавернообразование в прискважинной зоне и циклическое пневмо-гидродинамическое воздействие. Воздействие непосредственно на угольный пласт через дегазационную скважину разделяют на две стадии. На первой стадии после вскрытия пласта осуществляют кавернообразование в зоне вокруг скважины. На второй стадии проводят циклическое пневмо-гидродинамическое воздействие, обеспечивающее необходимый радиус воздействия [60].

Известен способ дегазации неразгруженных от горного давления угольных пластов перекрещивающимися скважинами из подземных выработок, который включает в себя бурение из нарезной выработки серии параллельных и ориентированных на очистной забой скважин. Способ использует эффект разгрузки угольного массива в узлах их перекрещивания. Сформированные трещины обеспечивают аэродинамическую связь между сериями скважин, в результате чего массив дегазируется равномернее [65, 71]. В качестве недостатка отметим, что данный метод требует проведения буровых работ в больших масштабах, что в условиях экономии времени и средств не всегда возможно. Этот недостаток особенно проявляется при высоких нагрузках на очистной забой – более 10 тыс.т/сут., когда выемочный столб отрабатывается в короткие сроки в течение до 2 лет.

Значительный интерес представляет и комплексная дегазация, по которой повышение проницаемости угольного пласта обеспечивается за счет проведения гидрорасчленения через скважины с поверхности, а извлечение метана – через пластовые скважины. В этом случае, пластовые дегазационные скважины дают более высокие дебиты метана, поскольку пересекают магистральные трещины, образованные в процессе гидрорасчленения. Такой опыт широко описан в технологиях, реализованных учеными МГГУ на шахтах Карагандинского бассейна (компания «Арселор Миттал Темиртау») [60].

В определенных случаях в сочетании с традиционными способами возможно применение интенсифицирующих активных воздействий, таких как акустическое, тепловое, термохимическое, внутрипластовый взрыв, микробиологическое воздействие, физико-химическое и др.

Тепловое воздействие представляет собой процесс нагнетания в угольный пласт теплоносителя в режиме расчленения либо непосредственно после осуществления расчленения пласта. Одной из основных целей теплового воздействия на угольный пласт является углубление его дегазации за счет снижения сорбционной способности угля при повышении температуры. Исследования сорбционных свойств угля показывают, что при пластовых давлениях 1-10 МПа средняя величина ожидаемой десорбции метана при увеличении температуры для угля с выходом летучих 5-50 % составляет $0,2-0,5 \text{ м}^3/(\text{т} \cdot \text{K}^\circ)$. Тепловое воздействие на пласт имеет следующие недостатки:

- большие потери тепла в наземном теплопроводе и в скважине, особенно при значительных глубинах;
- дефицит мощного оборудования для нагнетания теплоносителя в скважины;
- сложная, трудноосуществимая в полевых условиях технология приготовления и нагнетания теплоносителя [60].

Теоретическими и экспериментальными исследованиями доказана возможность увеличения проницаемости пласта внутрипластовым взрывом и применения для этих целей смесей метана с кислородом [64]. Однако применение способа в подземных условиях ограничено серьезными требованиями безопасности при производстве работ в угольных шахтах. Что касается промышленной добычи метана, то этот способ представляет большой интерес, однако все еще не нашел широкого применения.

Существуют также метод интенсификации с помощью сейсмоакустического воздействия на угольные пласты, разработанный во ВНИМИ. Однако широкое применение данный метод не получил.

1.3 Обзор зарубежного опыта дегазации и извлечения угольного метана

В зарубежных странах уже в настоящее время производится широкая промышленная добыча угольного и шахтного метана, чему способствует законодательство этих стран, стимулирующее использование нетрадиционных источников энергии. Другим стимулирующим фактором является высокие стандарты безопасности, исключающие малейшую вероятность проявления опасных геодинамических явлений в газовых угольных шахтах. Таким фактором, в частности является безопасная норма газоносности угля - не более $9 \text{ м}^3/\text{т}$, при соблюдении которой вероятность проявления опасных явлений исключается.

Масштабная добыча угольного метана ведется в США, начиная с 1980 года. За последние 10 лет добыча угольного метана из промышленных скважин возросла до 60 млрд $\text{м}^3/\text{год}$. Разработана и внедрена технология извлечения из угольных пластов до 80% содержащегося в них метана. Такая эффективность извлечения достигается пневмо- и гидродинамическим воздействием на пласты [79]. Американский опыт ведения предварительной дегазации и извлечения метана предусматривает бурение и обустройство

скважин, откачку воды и извлечение метана из угольных пластов и вмещающих пород. Тщательно выбирается место заложения скважин на основе геологических исследований [73].

В США опробован способ стимулирования скважинной дегазации угля путем нагнетания через пробуренную скважину в угольный пласт жидкость, способную образовать пену, после чего в скважину нагнетают азот, а затем быстро снимают давление, вызывая тем самым интенсивную дегазацию угля вокруг пробуренной скважины [50].

В решении вопросов повышения проницаемости угольного пласта заслуживает внимания опыт Австралии, несомненного лидера в технологиях подземной разработки метановых угольных месторождений. В Австралии технологии извлечения метана на шахтах и вне горных предприятий разрабатывались параллельно с США, и некоторые компании успешно ведут добычу метана уже с середины 1990-х гг. Широкое распространение получила технология добычи метана через скважины от земной поверхности с горизонтальным окончанием ствола, пробуренными по пласту на расстояние до 1500 м.

Извлечению метана из угольных пластов в Китае занимаются с начала 1990-х гг. В настоящее время объем добычи метана составляет около 10 млрд м³.

В Канаде главным источником газа является бассейн Паллисер (Palliser) в провинции Альберта с запасами около 8 трлн м³.

В Великобритании известная компания Coalgas Ltd ведет добычу метана из двух заброшенных шахт - «Макхрам». Компания разработала метод извлечения метана посредством его откачки через вентиляционные стволы шахт, куда он поступает из неотработанных угольных пластов.

Таким образом, необходимость, возможность и экономическая целесообразность крупномасштабной добычи метана из угольных пластов применяя различные методы интенсификации подтверждаются опытом ряда стран. По мнению американских экспертов, это направление будет

неуклонно развиваться, и к 2020 г. мировая добыча метана из угольных пластов достигнет 100–150 млрд м³/год, а в перспективе промышленная добыча шахтного метана в мире может достигнуть до 470–600 млрд м³/год, что составит 15–20% мировой добычи природного газа [79].

Анализ применяемых в настоящее время способов интенсификации газовыделения из угольного массива показал, что пневмо-гидродинамическое воздействие является наиболее эффективным для условий добычи шахтного метана через поверхностные дегазационные скважины. В целом способ пневмо-гидродинамического воздействия является наиболее близким аналогом технологий, применяемых в США и Германии. Коммерческая ценность разработок извлечения и использования шахтного метана значительно возрастает при комплексном решении совместно с актуальной задачей обеспечения метанобезопасности при производстве горных работ с высокими нагрузками на очистной забой.

1.4 Выводы

Анализ проблемы повышения проницаемости угольного пласта и обзор методов интенсификации процесса газовыделения из угольных пластов, позволил сделать следующие выводы:

1. Мировое угольное производство развивается в направлении повышения нагрузок на очистной забой с перспективой более 10 тыс.т/сут, что требует разработки и внедрения более эффективных способов заблаговременной и пластовой дегазации угольных пластов, без которых эффективная и безопасная подземная добыча угля будет невозможна.

2. Мировой и отечественный опыт разработки газоносных угольных месторождений свидетельствует о наличии технологических решений по интенсификации заблаговременной или текущей дегазации угольных пластов, однако весомым сдерживающим фактором является высокие затраты на реализацию технологий и недостаточно высокая эффективность

дегазации, что особенно актуально в условиях высоких нагрузок на очистной забой.

3. Мировой опыт заблаговременной дегазации угольных пластов и промышленной добычи угольного метана в США, Австралии, Канаде и стал возможен благодаря совершенствованию горного законодательства, стимулирующего использование нетрадиционных источников энергии и запрещающего разработку газоносных угольных пластов в опасных геодинамических условиях.

4. Решение проблемы безопасной разработки газоносных угольных пластов должно базироваться на создании экономически эффективных технологий извлечения шахтного метана, базирующихся на современных научных достижениях в области массопереноса метана в угольных пластах и средствах компьютерного моделирования физических процессов.

2 Исследование влияния газокинетических, сорбционных параметров и фильтрационных свойств угольных пластов на состояние углегазоносного массива

2.1 Анализ физических моделей массопереноса метана и деформаций углепородного массива в условиях разработки газоносных угольных пластов

Теория фильтрации газа через пористые среды востребована в прикладных работах по исследованию газоносных углепородных формаций. Массоперенос вещества в пористых средах определяется фундаментальными законами, базирующимися на сохранении массы, момента и энергии [11, 77, 111, 108]. Книга по теории фильтрации опубликована Полубариновой - Кочиной [55, 56]. Обзор по физике течений в пористых средах опубликован Шейдеггером [86, 133]. Использование теории фильтрации при испытании газовых скважин дано в публикации [113].

Уголь характеризуется закрытой (28 %) и открытой (6 %) пористостью, что является отличительной особенностью от других коллекторов газа [9].

Для исследований аэродинамики углепородного массива применяют различные модели. Для углей эффективный объем пор, участвующий в процесса фильтрации и диффузии газов, составляет 2-5 % от объема угольного массива [2]. С учетом характера движения метана поры в угле принято разделять согласно их размерам на несколько классов:

- 1) молекулярные (0,4-0,7 нм). Это наиболее мелкие поры, их размер соизмерим с размером молекулы метана (0,416 нм);
- 2) фольмеровские (1-10 нм). В порах такого диаметра число ;
- 3) кнудсеновские (10-100 нм);
- 4) макропоры (более 100 нм). По каналам таких размеров осуществляется газовая диффузия, определяемая градиентом концентрации.

Целесообразно выделить поры, в которых течение газа подчиняется законам ламинарной и турбулентной фильтрации. Поры размером 10^{-4} см (1000 нм) классифицируют по генетическому признаку. В классе от 10^{-4} до 10^{-2} см присутствуют микротрещины, пустоты. Зияние эндогенных и экзогенных трещин изменяется в основном от $3 \cdot 10^{-4}$ до $2 \cdot 10^{-1}$ см, при этом преобладают трещины с зиянием менее 10^{-3} см. Пустотность угля, связанная с его трещиноватостью, оценивается величиной в 3-12 % [60]. Такая пустотность и трещиноватость появляется при разгрузке угольного пласта от природного горного давления, что происходит в технологических процессах подработки и наработки породного массива.

Коэффициента газопроницаемости зависит от размеров объекта исследований и ширины раскрытия трещин. При условии пренебрежения массовыми силами и силами инерции уравнения фильтрации имеет вид [3, 11, 34]:

$$q_x = \rho v_x = -\frac{k_x}{g} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad (2.1.1)$$

где q_x – массовый расход газа в направлении x , в прямоугольной системе координат, кг/(м²·сек);

ρ – плотность газа, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²;

v_x – скорости движения газа в направлении x , м/с;

k_x – коэффициенты фильтрации, м/с;

P – давление газа в пласте, Па.

В газовой динамике принято использование коэффициента проницаемости:

$$C = \frac{k}{g} \cdot \nu, \quad \text{м}^2, \quad (2.1.2)$$

где ν – кинематическая вязкость, $\nu = \mu / \rho$;

μ – динамическая вязкость газа, Па·с.

С учетом (2.1.2) уравнения (2.1.1) имеет вид

$$v_x = -\frac{C}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}. \quad (2.1.3)$$

Проницаемость угольных пластов и вмещающих пород значительно колеблется и составляет 0,1-0,001 мД. В весьма нарушенных зонах мощных угольных пластов (Прокопьевск-РФ, Фушунь- КНР) проницаемость может достигнуть 5-100 мД. Проницаемость трещины определяется уравнением Буссинеска [61]:

$$K_{тр} = \frac{b^2}{12} 10^6, \quad (2.1.4)$$

где $K_{тр}$ – проницаемость трещины, м²;

b - раскрытие (зияние) трещины, см.

С уменьшением проницаемости ухудшаются условия фильтрации газа из угольного пласта [57, 95].

Поверхность реальных пор не гладкая, а сильно и нерегулярно изрезанная. Подобные поверхности получили название *фрактальных поверхностей* или *фракталов*. Далеко не все возможные следствия фрактального строения поверхности пор изучены и в этом направлении проводятся множество исследований.

Исследование содержания и массопереноса метана в угле дает физический базис для обоснования допустимых нагрузок на очистной забой по газовому фактору, совершенствования методов воздействия на угольный пласт с целью интенсификации дегазации [76].

Исследования авторов направлены на определение форм содержания метана в угле [92, 112, 120, 121]. На основании экспериментальных данных [101, 102, 104, 115], базирующиеся на методиках сорбции, метан входит внутрь целостного блока и на его поверхность в молекулярном виде. Уголь обладает внутренней поверхностью порядка 20 м²/см³ [15].

В работе [101, 102] показано, что метан в угольном пласте находится в свободном газообразном состоянии в фильтрационном объеме угля; в адсорбционной пленке на поверхности угольного вещества; в виде твердого раствора в объеме блоков. Внутри каждого блока имеется система закрытых пор, в этих порах метан находится как в газообразном состоянии, так и в адсорбированном - на поверхности пор. Перераспределение метана при заданном пластовом давлении между отдельными фазовыми состояниями определяется конкретным видом изотерм сорбции.

В нетронутом пласте метан находится в равновесии таким образом, чтобы химический потенциал был однородным вдоль пласта, что приводит к выравниванию давления метана во всем фильтрационном объеме в условиях однородной структуры угля и неизменного горного давления это [21, 93]. В результате бурения дегазационных скважин происходит десорбция метана и выход в сторону горной выработки. Высокие пластовые давления и проницаемость угля являются главными причинами высоких дебитов метана. Явление выхода метана из угольного пласта состоит в объединении процессов массопереноса [33, 103]:

- 1) фильтрация газа через систему открытых каналов, пор и трещин;
- 2) диффузия метана из твердого раствора блоков в фильтрационный объем [3, 10, 34].

Процесс фильтрации газа в трещиновато-пористой среде описывается дифференциальным уравнением, учитывающим закон фильтрации Дарси, закон сохранения массы и уравнение состояния газа [6]. В изотермических условиях уравнение фильтрации имеет вид:

$$\frac{C}{\mu P} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(P \frac{\partial P}{\partial x} \right) \right] = \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (2.1.5)$$

где $P(x,t)$ - давление газа в канале фильтрации, Па;

где C – газопроницаемость породы, м^2 ;

μ – динамическая вязкость газа, Па·с;

P – пористость угля, %.

В нетронутом состоянии проницаемые зоны образуются вследствие процессов деформирования угольного пласта за счет техногенного и геомеханического воздействий вблизи горных выработок, скважин.

Исследователями накоплен экспериментальный материал о процессах сорбции углем метана и получены зависимости кинетики газоистощения углеметановых пластов и отбитого угля. Особый интерес представляют данные газоносности и сорбционной способности углей [78, 92, 94]. Сорбционные способности углей определяется главным образом в результате воздействия генетических и процессов углефикации. Полученные результаты о емкости угля по отношению к метану и другим газам при различных температурах и давлениях, в зависимости от степени метаморфизма, петрографического состава и влажности угля изложены в работе [95]. Изучение структуры угольного сорбента показало, что на долю пор молекулярного размера, которые объемно заполняются сорбатом, приходится главная часть пустотностей угля [83, 96].

В процессе сорбции происходит разбухание угля. Сорбция метана на угольном образце при изменяющемся объеме принципиально отличается от сорбции углем во всесторонне сжатом пласте. Физический механизм появления напряжений набухания аналогичен механизму возникновения термических напряжений при нагреве образца при постоянном объеме.

Очевидно, что для оценки свободной энергии напряжений в газонасыщенных угольных пластах необходимо иметь возможность пересчета и сопоставления лабораторных данных при постоянном объеме и фактических характеристик угля в условиях всестороннего сжатия.

Из отечественных работ по изучению набухания ископаемых углей следует отметить работы [62, 70, 87, 97]. В экспериментах с метаном [81] было показано, что сорбционные свойства системы уголь - метан практически не зависят от всестороннего сжатия, в частности, сорбционная

емкость при сжимающем усилии 13,5 МПа и 1,1 МПа отличалась всего на $\pm 0,03$ мл/г. Напряжения набухания в газонасыщенном угле достигают величины порядка 10^2 МПа, которые сравнимы с предельной прочностью угля. Такие напряжения могут заметно изменить структуру угля за счет развития микротрещиноватости.

Из экспериментальных данных для метана, представленных в таблицах 2.1 и 2.2, видно, что величины относительного объемного набухания достигают весьма больших значений. Например, для диоксида углерода до 6,6 % при газовом давлении 5,0 МПа [98].

Таблица 2.1 – Набухание Донецких углей в метане при давлении 0,5 МПа

Месторождение угля	Выход летучих веществ v^{daf} , %	Линейное набухание угля, %	Напряжение набухания P_{σ} , МПа
Шахта «Комсомолец» пл. Мазурка, уголь жирный	30,6	0,14	21,5
Шахта им. К. Маркса пл. Мазурка, уголь коксующийся	18,2	0,17	25,5
Шахта «Кондратьевка» пл. Дерезовка, уголь тощий	11,4	0,24	42,3

Таблица 2.2 – Объемное набухание в среде диоксида углерода при 0,5 МПа

	Образцы из неизмельченного угля			Образцы из измельченного (до 0,1 мм) и спрессованного угля при давлении прессования 50,0 МПа		
Индекс углей	набухание, %	P_{σ} , МПа	F_{σ} , Дж/кг	набухание, %	P_{σ} , МПа	F_{σ} , Дж/кг
<i>A</i>	-	-	-	1,11	52,5	360
<i>V</i>	0,90	50,0	$0,24 \cdot 10^3$	1,45	72,6	630
<i>p</i>	0,44	21,8	$0,58 \cdot 10^2$	1,66	83,0	810
<i>R</i>	0,53	26,4	$0,9 \cdot 10^2$	1,15	57,3	620

Формула оценки напряжений набухания имеет вид [98]

$$p_{\sigma} = K \frac{v-v_0}{v_0}, \quad (2.1.6)$$

где $K = \left[\frac{1}{v_0} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_{T,0} \right]^{-1}$;

K^{-1} - изотермический модуль сжатия сорбента;

v - изменившийся в процессе сорбции объем, м^3 ;

v_0 – начальный объем, м^3 ;

T – температура, К.

Значения P_{σ} по формуле (2.1.6) при $K=0,5 \cdot 10^4$ МПа оказываются весьма значительными - до 270 МПа, для углекислого газа намного превышающими геостатическое давление 20,0 - 30,0 МПа на 1 км глубины пласта.

Накопление и поток газа в угле зависит от матричной структуры и трещин, а также, что значительные изменения объема угольной матрицы связано с десорбцией и адсорбцией газа, что в свою очередь ведет к значительным изменениям проницаемости, влияя на непрерывность извлечения [106, 107, 120, 121, 122].

Влияние изменения объема угля на газопроницаемость влияет на извлечение метана из угольных пластов. Было проведено ряд теоретических исследований для оценки изменений в объеме матрицы из-за десорбции метана и установлено, что сжатие угольных матриц ведет к открытию кливажной системы и увеличению проницаемости [116, 122, 123, 131]. Исследования показали, что прогнозируемое изменение проницаемости в большей мере зависит от коэффициента сжатия матрицы и абсолютной величины растяжения угля. Палмер и Мансури показали, что кроме коэффициента матричного сжатия и коэффициента растяжения угля, играет роль и пористость кливажа [117, 118, 125, 127].

Исследования вспучивания и сжатия угля при адсорбции или десорбции метана с целью правильной интерпретации сорбционных изотерм представлены Мофартом и Уилом [126]. Сорбция газа приводит к изменению

объема угля. Рюкрофтом [130] проведены дилатометрические исследования угольных образцов в различных газах при которых происходили значительное вспучивание или увеличение объема у ряда угольных образцов. Результаты исследований для оценки влияния давления на вспучивание типичных углей [132] показали, что вспучивание увеличивалось с увеличением давления.

Таким образом, выполненный анализ физических моделей массопереноса метана свидетельствует о существенном влиянии сорбционных деформаций на проницаемость угольного пласта, что следует учитывать в задачах массопереноса при прогнозе газообильности горных выработок и интенсификации притоков метана при дегазации в условиях разработки газоносных угольных пластов.

2.2 Анализ методик определения деформационных и сорбционных свойств угольных пластов

Угольные пласты весьма неоднородны по составу и состоят из полосочек и линзочек угольного вещества различной структуры, представленных в основном: витреном, фюзеном, клареном и дюреном, которые существенно различаются по своим деформационным свойствам. Степень метаморфизма угольных пластов оказывает существенное влияние на свойства угля. Масштабные исследования прочностных свойств угля в лабораторных условиях были проведены учеными МакНИИ и ВостНИИ для углей Донецких и Кемеровского месторождений [88].

Деформационные свойства являются важными характеристиками угольных пластов. Известны методы определения упругих свойств на образца-призмах высотой 100 мм и площадью поперечного сечения 24-25 см². Модуль упругости E рассчитывают на участке диаграммы нагрузка-деформация при уровне нагружения в диапазоне 0,2-0,7 от предела прочности при сжатии. Основные проблемы при отборе кернов это их

разрушение и сложность изготовления из угля необходимых образцов правильной формы. В этой связи целесообразно определять деформационные свойства угля, модуль упругости и модуль сдвига динамическим способом. Динамические модули упругости и сдвига полнее характеризуют деформационные свойства, в связи с тем, что они определяются соотношением упругих и неупругих свойств и так как уголь и горные породы являются упруго - пластическими телами.

Изучение деформационных свойств угля возможно также путем неразрушающего воздействия на уголь на установке для определения скорости распределения продольных и поперечных упругих волн. Средние значения деформационных динамических модулей упругости и сдвига рассчитывают на основании измерения скоростей упругих продольных и поперечных волн в угольных образцах по известным формулам [63].

Существенное влияние на деформационные свойства угля оказывает влага. При увеличении влажности динамические модули упругости и сдвига уменьшаются, что связано с увеличением пластичности угля и снижением способности к накоплению энергии упругого деформирования и к хрупкому разрушению.

Сорбционные параметры угольного пласта входят в изотерму сорбции Ленгмюра. В различных условиях разработки угольных пластов значения параметров сорбции отличаются. Для углей Австралии параметры Ленгмюра изменяются в пределах:

- сорбционная емкость угля по метану от 20,1 кг/т ($30,0 \text{ м}^3/\text{т}$) до 65,7 кг/т ($98,0 \text{ м}^3/\text{т}$);
- параметр давления от $0,147 \cdot 10^{-6}$ до $1,89 \cdot 10^{-6} \text{ Па}^{-1}$;
- пористость от 4,9 до 10 %.

Для сравнения параметры для углей шахты «Казахстанская» (данные шахтной лаборатории) составляют:

- константа давления Ленгмюра $2,6 \cdot 10^{-6} \text{ Па}^{-1}$,
- сорбционная емкость Ленгмюра $24,84 \text{ м}^3/\text{т}$.

Традиционно параметры сорбции Ленгмюра определяют в лабораторных условиях, по методике сорбционного насыщения метаном измельченной фракции угля. При этом лабораторные испытания вполне достоверно отражают значения констант изотермы Ленгмюра, по сравнению с косвенными методами измерений, поскольку константы не зависят от масштабного фактора.

Во ВНИМИ проводились экспериментальные исследования процессов сорбции и десорбции метана, образования микро- и макротрещин под давлением жидкости и газа.

Зарубежный опыт исследований измерений объемного напряжения имеет свою богатую историю. Объемное напряжение нужно было измерить внутри угольной матрицы при меняющемся давлении газа [18, 81, 82, 110].

Для анализа данных адсорбционной изотермы, как обычно использовалась модель Ленгмюра. Поскольку данные давление-деформация следуют тенденции изотермальной формы, то для моделирования данных по деформации используется уравнение, имеющее ту же математическую форму, что и уравнение Ленгмюра и дает достаточное хорошее сравнение с экспериментальными данными по деформации [41, 42, 69, 105, 124, 129]:

$$\varepsilon_v = \frac{\varepsilon_L p}{p + p_\varepsilon}, \quad (2.2.1)$$

где ε_v - объемная деформация при данном давлении p ,

ε_L и p_ε - модельные постоянные, которые выведены с помощью наилучших сравнений линеаризированной формы уравнения, т.е. ε_L представляет максимальную теоретическую деформацию при давлении бесконечность и p_ε - давление при 50 % максимальной деформации.

Объемная деформация вычисляется с помощью средних величин вертикальной и горизонтальной деформации с применением температурных коррекций. Следующие уравнение объемной деформации ε для

цилиндрических образцов было выведено в предположении изотропического вспучивание/сжатие образца во время процесса адсорбции/десорбции:

$$\varepsilon = \frac{\Delta V}{V} = \varepsilon_r^2 + 2\varepsilon_r + \varepsilon_a + \varepsilon_r^2 \varepsilon_a + 2\varepsilon_a \varepsilon_r, \quad (2.2.2)$$

где V - начальный объем, м³;

ΔV - изменение в объеме, м³;

ε_a - осевая деформация;

ε_r - радиальная деформация.

Коэффициенты вспучивания/сжатия матрицы является мерой изменения деформации с изменением давления. Он может быть выведен двумя путями: один путь на основе отношения давление-деформация, что аналогично форме изотермы Ленгмюра и может быть выведен дифференцированием уравнения 2.2.1:

$$c_m = \frac{d\varepsilon_v}{dp} = \frac{\varepsilon_L p_\varepsilon}{(p + p_\varepsilon)^2} \quad (2.2.3)$$

Коэффициент, выведенный из уравнения (2.2.3), имеет размерность Па⁻¹, что определяет количественно изменение объемной деформации на единицу изменения давления.

После того, как Грей дал количественную характеристику воздействия объемного вспучивания/сжатия угля на проницаемость кливажа, ряд работ основное внимание сосредотачивают на зависимости проницаемости от давления пор [14]. Было предложено несколько моделей сжатия угольной матрицы [16, 52, 53, 72, 85]. Среди различных моделей для статистического сравнения реального производства [43] и данных лабораторных тестов по проницаемости широко используется модель Пальмера и Мансури.

В отношении угольных прослоек проницаемость газо- и водным потокам, в основном, объясняется сетью кливажа и трещин. Таким образом,

изменение кливажной проницаемости разломленных угольных пластов в результате давления жидкости и адсорбции или десорбции газа можно описать как [81]:

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\Pi}{\Pi_0}\right)^3, \quad (2.2.4)$$

где k и k_0 – новая и начальная кливажная проницаемость, соответственно, мД.

Пористость угольных пластов (Π) дается через уравнения:

$$\Pi - \Pi_0 = \frac{(1-2\nu)(1+\nu)}{E(1-\nu)}(p - p_0) - \frac{2}{3} \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) [C_g (V_g - V_{g0})], \quad (2.2.5)$$

где Π и Π_0 – новая и начальная пористость;

ν – коэффициент Пуассона;

E – модуль Юнга, Па;

p – давление в пласте, МПа;

p_0 – начальное давление, МПа;

$C_g V_g$ – компонента деформации;

V_g – объем адсорбированного газа, м³;

V_{g0} – начальный объем адсорбированного газа, м³.

2.3 Анализ методик определения проницаемости углепородного массива

С развитием новых методов и технологий интенсификации дегазации важное значение приобретает вопрос прогнозирования газоотдачи угольных пластов, что непосредственно связано с изучением фильтрационных свойств угольных пластов. Достоверная оценка проницаемости в лабораторных условиях практически невозможна из-за существенного различия кернов от природного состояния угольного массива.

Достоверные оценки проницаемости угольного пласта в основном базируются на методах активного воздействия на угольный пласт.

Основной метод определения параметров блочно-трещиноватой среды при освоении скважин – снятия кривой восстановления давления. Известны методы определения проницаемости коллекторов:

- 1) лабораторные - по кернам;
- 2) гидродинамические - по результатам исследования скважин на приток;
- 3) через корреляционные зависимости - опосредствованные через лабораторные данные;
- 4) гидродинамический каротаж;
- 5) профильный метод по полноразмерному керну.

Определение проницаемости по результатам гидродинамических исследований скважин основывается на законах фильтрации. Решение обратных гидродинамических задач позволяет разработать технологию исследования скважин на неустановившихся и установившихся режимах фильтрации [77, 78].

Результаты измерений профильной проницаемости используются для оперативной оценки коллекторских свойств горных пород и необходимы при выборе точек отбора образцов для определения фильтрационно - емкостных свойств коллекторов.

Лабораторная методика определения газопроницаемости производится в условиях нестационарной фильтрации азота по скорости падения давления на входе зонда приложенного к образцу. Диапазон измерения проницаемости - от 0,01 до 3000 мД [59].

Геомеханическое состояние углепородных толщ является фактором, способствующим оценке развития естественной трещиноватости и проницаемости пластов способствующих применению техногенных способов повышения проницаемости пластов и интенсификации их газоотдачи.

При этом важным фактором, который следует учитывать в прогнозах, является переменность газопроницаемости и пористости. Вблизи обнаженной поверхности образуется разгруженная от горного давления зона, к которой происходит раскрытие кливажных, тектонических и техногенных

трещин, что значительно увеличивает пористость и газопроницаемость. В этой зоне газопроницаемость и пористость не постоянны: больше у обнаженной поверхности и меньше - вглубь массива.

Величина пористости и проницаемости, связанной с трещинами может меняться в процессе выделения/поглощения газа из-за набухания и усадки.

Влияние средних напряжений на проницаемость угля и вмещающих пород описывается формулой, приведенной в работе [134]:

$$C = 1,013 \cdot 10^{-\beta\sigma}, \quad (2.3.1)$$

где C – проницаемость, мД;

β – эмпирический коэффициент, в частности $\beta=0,31 \cdot 10^{-6}$ Па;

σ – среднее нормальное напряжение, Па;

$$\sigma = \frac{\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z}{3}.$$

Можно сделать вывод, что при повышении среднего сжимающего напряжения от атмосферного до 3 МПа, проницаемость уменьшится в 10 раз.

Если известно значение проницаемости C_0 при среднем напряжении σ_0 , то проницаемость C при произвольном среднем напряжении σ составит:

$$C = C_0 \cdot 10^{\beta \cdot (\sigma_0 - \sigma)}, \quad (2.3.2)$$

где σ_0 – среднее напряжение в массиве при известном значении проницаемости C_0 .

Если известно значение проницаемости C_0 , определенное в лабораторных или шахтных условиях, то начальную величину среднего напряжения следует принимать равной атмосферному давлению. При наличии информации о проницаемости C_0 в натурном объекте, то для учета изменения проницаемости C в зависимости от напряженного состояния σ в

качестве отправной точки используют известное значение среднего напряжения σ_0 в массиве.

Формула (2.3.2) не учитывает деформационные свойства породы. Однако следует признать, что чем больше модуль Юнга, тем фактор горного давления в изменении проницаемости среды будет проявляться в меньшей мере, поскольку при большом модуле Юнга деформации минимальны. Поэтому, представляется правомерным при учете напряженного состояния ввести корректирующий коэффициент в виде отношения модулей Юнга, с учетом которого уравнение (2.3.2) принимает вид [20]:

$$C = C_0 \cdot 10^{\beta \cdot (\sigma_0 - \sigma) \cdot \frac{E}{E_0}}, \quad (2.3.3)$$

где E, E_0 – модули Юнга сравниваемых пород, Па.

Аналогичные эмпирические зависимости сформулированы для пористости:

$$\varepsilon_c = \varepsilon_0 \cdot e^{-c_f(\sigma - \sigma_0)}, \quad (2.3.4)$$

где ε_0 – начальная пористость;

c_f – эмпирический коэффициент сжимаемости трещины.

Превышение эффективных напряжений σ над начальными напряжениями вследствие изменения давления газа, усадки и набухания определяется по принципу суперпозиции напряжений:

$$\sigma - \sigma_0 = -\frac{\nu}{1-\nu}(p - p_0) + \frac{E}{3(1-\nu)} \sum_{j=1}^n \alpha_{sj}(C_{\mu y} - C_{\mu y0}), \quad (2.3.5)$$

где ν - коэффициент Пуассона;

E – модуль Юнга, Па;

α_{sj} – матрица коэффициентов набухания/усадки компоненты j ;

p – давление газа в поре, Па.

С использованием расширенной изотермы Ленгмюра сорбционный объем для компоненты газа j может быть рассчитан, как:

$$C_{jy} = \frac{V_{Lj} p y_j b_j}{1 + p \sum_{j=1}^n y_j b_j}, \quad (2.3.6)$$

где V_{Lj} —объем Ленгмюра компоненты j ;

y_i – мольное содержание компоненты j в газовой фазе;

b_j – постоянная Ленгмюра компоненты j .

Проницаемость, обусловленная трещинами, может быть получена из соотношения:

$$\frac{C}{C_0} = \left(\frac{\varepsilon_0}{\varepsilon_{c0}} \right)^3. \quad (2.3.7)$$

Наибольшее влияние на проницаемость пласта оказывает ширина раскрытия трещин. В естественном состоянии уголь имеет низкую проницаемость. Экспериментальные значения коэффициента проницаемости, определенные в лабораторных условиях при испытаниях угольных кернов, изменяются в пределах (0,005- 0,05) мД [47].

Самое большое количество данных наблюдений изменения проницаемости угольных пластов в процессе добычи метана приходится на бассейн «Сан Хуан», где процесс истощения более интенсивный, чем в других бассейнах. Есть также аналогичные данные из бассейна «Ратон» [119].

Собраны значительные данные для разработки метода прогнозирования проницаемости и пористости угольного пласта, в качестве функции вторичной системы пористости, давления и содержания газа, состава первичной системы пористости. В методе используется информация тестов на падение и инъекцию с помощью воды и/или более слабого адсорбирующего газа, чем CH_4 и более сильного адсорбирующего газа, чем

CH_4 . Расчеты коэффициента проницаемости к газу и воде, полученные из этих тестов используются с итеративной процедурой подсчета, с ограничениями для решения эквивалента системы вторичной пористости и абсолютной проницаемости при атмосферном давлении.

Абсолютная проницаемость и пористость естественного излома варьируется в качестве функции месторасположения давления внутри естественной системы излома, состава газа внутри угольной матрицы. В результате были разработаны модели оценки изменений пористости и проницаемости в качестве функции давления и состава сорбированного газа. В работе детально обсуждается теория и дается план процедуры итерации для калибровки модели с помощью тестовых данных по скважине. Для сопоставления необходимо исследовать три основных параметра: 1) начальная проницаемость и состава газа в резервуаре, 2) проницаемость в качестве функции давления при инжекции воды или слабосорбционного газа, 3) проницаемость во время производства после инжекции сильносорбционного газа. Применение теории иллюстрируется на примере реальных тестовых результатов [43, 44, 109].

Подводя итоги результатам анализа методик можно утверждать, что проницаемость угля, определенная в лабораторных условиях дает характеристику, которая может отличаться от природной проницаемости пласта на порядок и более. Это обусловлено значительным влиянием на проницаемость величины горного давления и напряженно-деформированного состояния. Поэтому о реальной проницаемости угольного пласта можно судить только в натурных условиях по результатам опробования скважин или замеров концентрации газа в воздушном потоке в конкретных горно-геологических условиях. При таком подходе вполне возможно учесть множество непредсказуемых факторов, таких как распределение напряжений с учетом надработки или подработки пласта, а также концентрацию напряжений вокруг выработанного пространства. Теоретический метод расчёта проницаемости имеет перспективу только для сравнительного

анализа технических решений, но претендовать на точность расчета в абсолютных значениях вряд ли возможно.

2.4 Выводы

Анализ физических моделей массопереноса метана и деформаций углепородного массива в условиях разработки газоносных угольных пластов позволил сделать следующие выводы:

1. Массоперенос метана в угольных пластах определяется фундаментальными законами сохранения массы, закона фильтрации Дарси и уравнении Ленгмюра и уравнениями состояния газа, позволяющими в форме дифференциального уравнения в частных производных теоретически описывать закономерности распределения давления газа.

2. Объемные деформации угля в процессе сорбции или десорбции угля в диапазоне пластовых давлений метана до 30 бар достигают значений, сравнимых с предельными прочностными характеристиками, что может приводить к формированию и распространению трещиноватости, что существенно влияет на газопроницаемость угольного пласта.

3. Газопроницаемость угольного пласта зависит от величины природного горного давления и существенно меняется при изменении напряженно-деформированного состояния, зависящего от горно-геологических условий разработки угольного пласта и геометрии подземной выработки.

4. Для достоверного описания процесса дегазации угольного пласта необходимо одновременно учитывать уравнение массопереноса метана угольном пласте и изменение коэффициента газопроницаемости угля с учетом напряженного деформированного состояния углепородного массива.

5. Для повышения эффективности дегазации угольного пласта целесообразно разработать технические решения, направленные на увеличение газопроницаемости угля в процессе целенаправленного

управления процессами сорбционных деформаций, способными сформировать в углепородном массиве дополнительные зоны повышенной трещиноватости.

3 Моделирование процесса дегазации угольного пласта с учетом изменения газопроницаемости под действием геомеханических и сорбционных деформаций

3.1 Обоснование физической модели механических деформаций газоносного угольного пласта в процессах сорбции и десорбции

Процессы сорбции и десорбции метана в угольной структуре сопровождаются явлениями набухания и усадки, соответственно. Усадка угля происходит при переходе метана из твердого в газообразное состояние, в результате которого в десорбированном объеме угля возникает свободное пространство, освобожденное молекулами метана. По этой причине, под действием молекулярных сил, происходит перегруппировка микрочастиц угля и объемное сжатие [35, 36, 99]. По аналогичному механизму реализуется противоположное явление разбухания угля: при сорбции метана происходит увеличение объема угля за счет расклинивающего действия сорбированных молекул метана.

В процессах усадки угля изменяется напряженно-деформированное состояние, следствием которого является изменение газопроницаемости угля, что имеет широкое экспериментальное подтверждение. Впечатляющий для практики результат описан в работе [128], где при промысловой добыче угольного метана зафиксирован эффект повышения проницаемости угольного пласта при дегазации, что представляет большой экономический интерес.

Развитие способов, направленных на повышения эффективности дегазации, возможно при реализации механизмов циклической сорбционной усадки угля, что на практике, например, в технологии дегазации угольных пластов, может быть достигнуто простейшим путем – за счет изменения

распределения давления метана в пласте при открытии и закрытии устья дегазационной скважины [24].

Для теоретического описания процесса следует использовать физические уравнения, отражающие закономерности деформаций угольных матриц в комбинации с действующими напряжениями от горного давления с учетом процессов сорбции. С этой целью рассмотрим следующую аналитическую модель [25, 26].

Физические уравнения, отражающие связь между напряжениями и деформациями при совместном проявлении механических и сорбционных деформаций запишем, используя принцип простой суперпозиции, в виде:

$$\begin{aligned}\sigma_x &= \lambda(\theta + \theta_c) + 2G(\varepsilon_x + \theta_c/3); \quad \tau_{xy} = G\gamma_{xy}, \\ \sigma_y &= \lambda(\theta + \theta_c) + 2G(\varepsilon_y + \theta_c/3); \quad \tau_{yz} = G\gamma_{yz}, \\ \sigma_z &= \lambda(\theta + \theta_c) + 2G(\varepsilon_z + \theta_c/3); \quad \tau_{zx} = G\gamma_{zx},\end{aligned}\tag{3.1.1}$$

где $\sigma, \varepsilon, \tau, \gamma$ - компоненты тензора напряжений и деформаций;

θ - объемная деформация под действием механических напряжений;

θ_c - объемная сорбционная деформация;

$G = \frac{E}{2(1+\nu)}$ - модуль сдвига;

$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$ - постоянная Ламе;

E – модуль деформации;

ν - коэффициент Пуассона.

Для описания механизма неупругого деформирования, то есть когда после цикла изменения механической нагрузки и сорбционных процессов усадки или разбухания частицы угля не возвращаются в исходное состояние, возникают остаточные деформации гистерезиса – в уравнениях (3.1.1) следует использовать переменную величину модуля деформаций, зависящую от меняющихся напряжений.

На современном уровне развития метода конечных элементов компьютерное моделирование задач с использованием нелинейных уравнений вполне доступно для прикладных расчетов. В то же время сдерживающим фактором является отсутствие опыта компьютерного моделирования такого типа задач и ограниченное количество базовых экспериментальных данных в процессах деформационного гистерезиса.

Предполагаемая диаграмма упруго- пластических деформаций среды с эффектом *геомеханического гистерезиса* (ГГ-модель), в виде гипотезы, представлена на рисунке 3.1.1. ГГ - модель проявляет следующие свойства:

- при нарастании сжимающего механического напряжения происходит нелинейный рост относительных деформаций (участок 1 на рисунке 3.1.1);
- при понижении сжимающего напряжения деформации уменьшаются по линейному закону, а затем – при последующем увеличении напряжения также возрастают по линейному закону с модулем деформации E_0 (участок 2). Отметим, что этот механизм отражает известный эффект Кайзера – эффект памяти ранее действовавших напряжений [90], по которому на участке 2 акустических сигналов нет и они появляются только при достижении напряжением величины, равной предшествующему максимальному значению;
- при увеличении напряжения до предыдущего максимального значения в точке 3 дальнейшее деформирование происходит в соответствии с первоначальной кривой нелинейной деформации (участок 4);
- при последующих циклах понижения и увеличения напряжений картина линейного уменьшения и увеличения деформаций повторяется (участки 5).

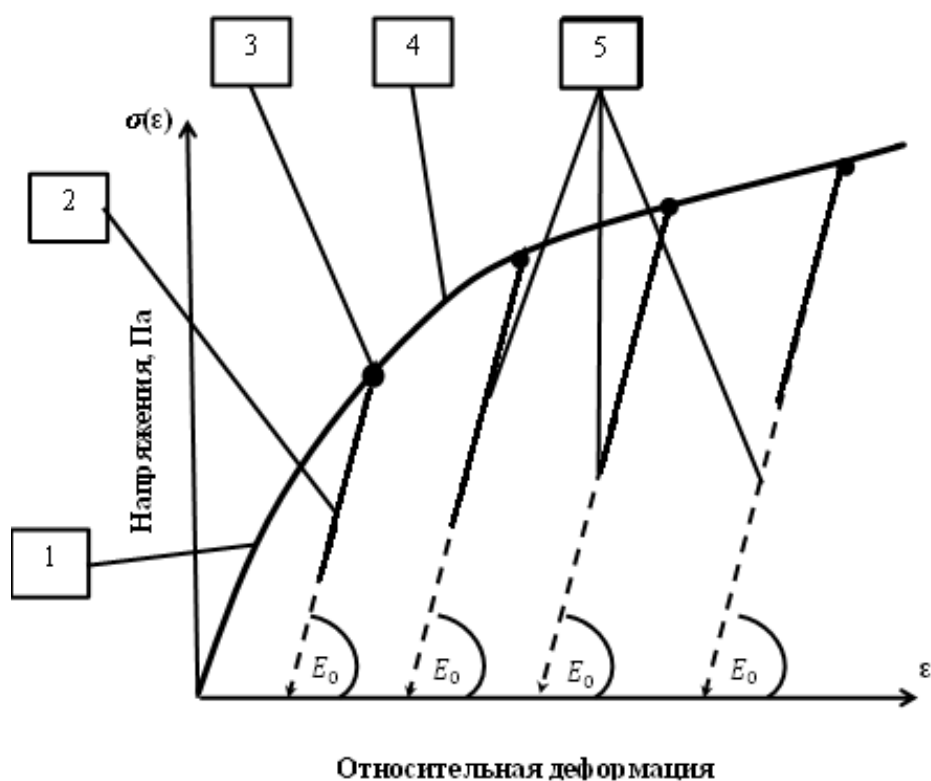


Рисунок 3.1.1 – Нелинейная диаграмма напряжений и деформаций с эффектом памяти напряжений на линейном участке деформирования

По представленной IT - модели модуль деформации среды на участках 2 и 5 проявляет линейную упругость с модулем E_0 и является постоянным. Основанием для такого предположения является отсутствие акустических сигналов, возникающих при распространение микродефектов (эффект Кайзера) и известные экспериментальные результаты [37]. Предположительно, такой же модуль упругости (модуль Юнга) характеризует начало деформирования.

Для описания нелинейной диаграммы деформаций с эффектом памяти ранее действовавших напряжений необходимо учитывать динамику изменения напряжений в течение всего времени. Если использовать в качестве основополагающего физическое уравнение (3.1.1) то в него надо ввести функцию, учитывающую нелинейный и временной характер модуля деформаций. Например, по рисунку 3.1.2 в течение времени $0 \dots t_1$ происходит увеличение напряжений до первого максимума. В то же время, из диаграммы

деформирования следует, что в этом временном интервале нелинейный модуль деформации составляет $E(t)$. Далее в течение времени происходит сначала уменьшение, а затем увеличение напряжений (рисунок 3.1.2). По диаграмме деформирования (рисунок 3.1.1), в течение времени $t_1 \dots t_2$, модуль деформации составляет E_0 . Характерно, что действующие напряжения в моменты времени t_1 и t_2 равны.

В течение времени $t_2 \dots t_3$ имеет место нарастание напряжений до следующего максимума. При этом модуль деформации, также как в предыдущем цикле, соответствует функции $E(t)$. По представленной гипотезе модели аналогичные закономерности деформирования в дальнейшем повторяются.

Представленная модель отражает известные экспериментальные данные об остаточных деформациях и эффекте Кайзера. Акустическая эмиссия возникает в результате изменения напряженно-деформированного состояния материала. Акустический эмиссионный эффект памяти (эффект Кайзера) наблюдается при циклическом нагружении твердого тела с возрастающей от цикла к циклу амплитудой нагружения. В каменных солях проявление деформационного эффекта памяти четко наблюдались при одноосных испытаниях с постоянной скоростью продольной деформации. В углях при подобном режиме деформирования эффект памяти на зависимостях $\sigma(\varepsilon)$ наблюдается так, что деформационный эффект памяти проявляется наиболее четко в пластичных горных породах.

Что касается поведения горных пород на участках линейных деформаций 2 и 5 (рисунок 3.1.1), то аналогичные результаты были отмечены в экспериментах на солях, что также подтверждает правомерность гипотетической модели. Представительные лабораторные исследования деформационных и прочностных свойств представлены в материалах диссертации Кошелева А.Е. [37].

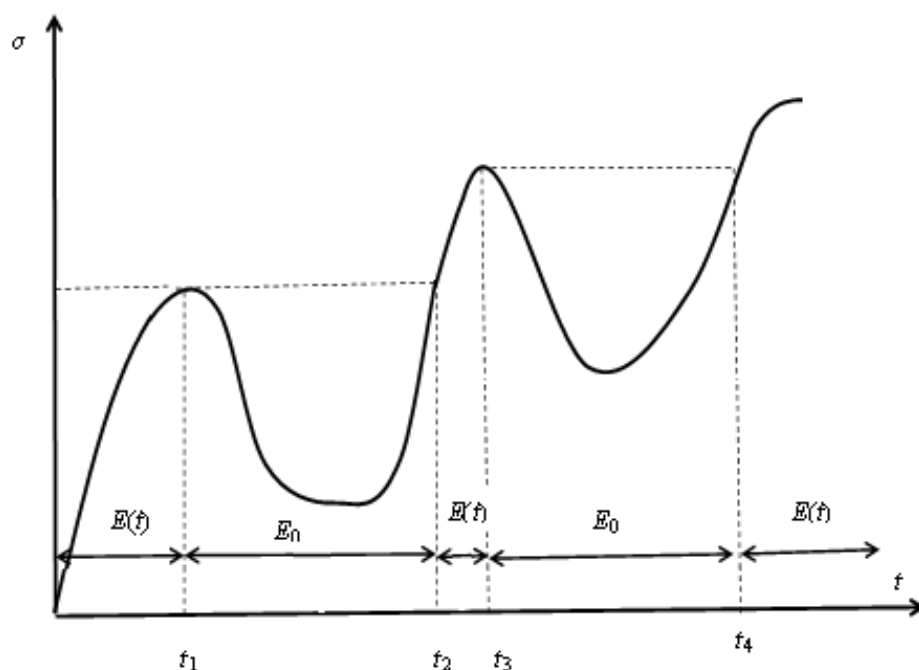


Рисунок 3.1.2 – Неравномерно нарастающие во времени напряжения

Таким образом, на основе рисунков 3.1.1.и 3.1.2 запишем комплексное выражение для модуля деформации, отражающее гистерезис и предысторию о действовавших ранее напряжениях. Логическое условие для выбора функции модуля деформаций выполняет следующие требования:

«Если производная действующего напряжения от времени больше нуля, напряжение положительное и больше максимального предшествующего наибольшего значения, то следует использовать нелинейную функция модуля деформаций, в противном случае - использовать линейную функцию. Справедливо для всех участков - до наступления предельно деформированного состояния, при наступлении которого модуль деформации стремится к нулю».

Математическое описание условия в булевых операторах имеет вид:

$$E(t) = E_1(t) + E_2(t), \quad (3.1.2)$$

$$E_1(t) = E_0 \cdot F(t) \cdot \left[\frac{d\sigma(t)}{dt} > 0 \right] \cdot [\sigma(t) > 0] \cdot \{\sigma(t) > \max[\sigma(t)]\},$$

$$E_2(t) = E_0 \cdot [\sigma(t) < \sigma_{сж}] \cdot \{\sigma(t) \leq \max[\sigma(t)]\} + E_{00} \cdot [\sigma(t) > \sigma_{сж}],$$

где $E(t)$ – комплексный модуль деформаций, Па;

$E_1(t)$ – функция модуля на нелинейном участке деформаций, Па;
 $E_2(t)$ – функция модуля на линейных участках гистерезиса деформаций, Па;
 E_0 – модуль линейной упругости (модуль Юнга), Па;
 $F(t)$ – описывающая нелинейную форму диаграммы напряжений и деформаций до наступления предельного состояния, например, в виде

$$F(t) = \left[1 - \left(\frac{\sigma(t)}{n \cdot \sigma_{сж}} \right)^2 \right] \cdot [\sigma(t) < \sigma_{сж}],$$

где $\sigma(t)$ – механическое напряжение во времени, Па;
 $\sigma_{сж}$ – предел прочности при сжатии, Па;
 n – параметр аппроксимации;
 $\max[\sigma(t)]$ – максимальное напряжение на предыдущих участках, Па;
 E_{00} – модуль деформации на запредельном участке деформирования, Па.

Что касается поведения среды в условиях действия растягивающих напряжений, то здесь проблема описания комплексного модуля деформаций усложняется отсутствием экспериментальных данных о поведении горных пород в условиях одноосных растягивающих напряжений. В первом приближении можно гипотетически предположить, что картина диаграммы деформирования будет качественно такой же, но с другими значениями модулей упругости по сравнению с условиями сжатия.

Дополним физические уравнения связи между напряжениями и деформациями закономерностями процесса сорбционной усадки и разбухания.

Объемная деформация угля в процессе сорбционной усадки или разбухании при полном замещении объема молекул метана микрочастицами угля составляет:

$$\theta_c = \Delta G \cdot \rho_{сн4} \cdot \frac{\mu_{сн4}}{\mu_c}, \quad (3.1.3)$$

$$\Delta G = G_0 - G,$$

где ΔG - относительная величина объемной сорбции или десорбции молекул метана в структуре угля; м³/кг;

G_0 – начальная газоносность угля (объем метана при $T=20$ °С отнесенный к массе угля), м³/кг;

G – текущая газоносность угля, м³/кг;

ρ_{CH_4} – объемный вес метана при $T= 20$ °С, кг/м³;

μ_{CH_4} и μ_c - молярные массы метана и угля, соответственно, кг/моль.

При выводе формулы (3.1.3) предполагается, что в процессе десорбции метана из угля освободившийся от метана первоначальный объем угля, под действием молекулярных сил, заполняется атомами углерода и по этой причине происходит усадка структурных элементов угля. В действительности полного замещения вышедших из угля молекул метана атомами углерода не происходит и поэтому в формуле (3.1.3) более правомерно использовать множитель, меньший единицы, который следует определять лабораторными экспериментами. В последующих оценках примем этот множитель равным единице, полагая, что выполненные расчеты приведут к максимально возможному влиянию сорбционной усадки угля, а реальная усадка будет меньше расчетной.

В формуле (3.1.3) использовано следующее правило знаков: при десорбции метана деформация имеет знак плюс (усадка, $\Delta G > 0$) и, наоборот, при сорбции – знак минус (разбухание, $\Delta G < 0$).

Начальная газоносность угля вычисляется при известном природном пластовом давлении, используя изотерму Ленгмюра

$$G_0 = \left(\frac{a \cdot b \cdot P_{pl}}{1 + b \cdot P_{pl}} \right) \cdot \frac{1}{\rho_c \cdot \rho_{\text{CH}_4}}, \quad (3.1.4)$$

где a – максимальная сорбционная емкость в уравнении Ленгмюра, кг/м³ (масса сорбированного метана в килограммах, отнесенная к объему угля в кубических метрах);

b – коэффициент Ленгмюра, Па⁻¹;

ρ_c – объемная масса угля, кг/м³.

Например, при $a=60$ кг/м³; $b=0,207 \cdot 10^{-6}$ Па⁻¹; $P_{pl}=14,43 \cdot 10^5$ Па; $\rho_{CH_4}=0,67$ кг/м³; $\rho_c=1300$ кг/м³ получим:

$$G_0 = \left(\frac{60 \cdot 0,207 \cdot 10^{-6} \cdot 14,43 \cdot 10^6}{1 + 0,207 \cdot 10^{-6} \cdot 14,43 \cdot 10^6} \right) \cdot \frac{1}{1300 \cdot 0,67} = 0,0158 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

(15,8 м³ метана, отнесенного к одной тонне угля).

Аналогично запишем выражение для текущей газоносности угля при давлении свободного газа $P = 10 \cdot 10^5$ Па

$$G = \left(\frac{a \cdot b \cdot P}{1 + b \cdot P} \right) \cdot \frac{1}{\rho_c \cdot \rho_{CH_4}}. \quad (3.1.5)$$

Результат расчета:

$$G_0 = \left(\frac{60 \cdot 0,207 \cdot 10^{-6} \cdot 10,0 \cdot 10^5}{1 + 0,207 \cdot 10^{-6} \cdot 10,0 \cdot 10^5} \right) \cdot \frac{1}{1300 \cdot 0,67} = 0,0118 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

(11,8 м³ метана, отнесенного к одной тонне угля).

Перепишем уравнение (3.1.) с учетом (3.1.4) и (3.1.5):

$$\theta_c = \left(\frac{a \cdot b \cdot P_{pl}}{1 + b \cdot P_{pl}} - \frac{a \cdot b \cdot P}{1 + b \cdot P} \right) \cdot \frac{1}{\rho_c} \cdot \frac{\mu_{CH_4}}{\mu_c}. \quad (3.1.6)$$

Таким образом, физические уравнения, определяющие во времени процесс деформации угля с учетом совместного действия механических напряжений и процесса сорбции метана под действием пластового давления, имеют вид (3.1.1) с учетом комплексного модуля деформаций $E(t)$ (формула 3.1.2), зависящего от напряжений и времени.

Из-за сложной структуры и неоднородности угольного пласта, а также стохастического характера свойств угля физические уравнения отражают процесс в первом приближении. При этом уравнения, позволяют

анализировать и прогнозировать основные закономерности с учетом совместного действия горного давления и сорбционных деформаций.

Для демонстрации работоспособности описанной модели рассмотрим случай, когда в теле реализуются циклические сжимающие напряжения, показанные на рисунке 3.1.3. При этих напряжениях в соответствии с формулами (3.1.2) по $ГГ$ - модели функционирует комплексный модуль деформаций, изменение которого в течение времени представлено на рисунке 3.1.4. На рисунке 3.1.5 представлена графическая зависимость деформаций во времени в двух вариантах: 1 – по $ГГ$ - модели; 2 – по упругопластической модели (без гистерезиса деформаций). Видно различие функциональных зависимостей. Очевидно, $ГГ$ - модель качественно более достоверно отражает физический процесс, поскольку учитывает гистерезис деформаций и историю предшествующих нагрузок в течение всего процесса.

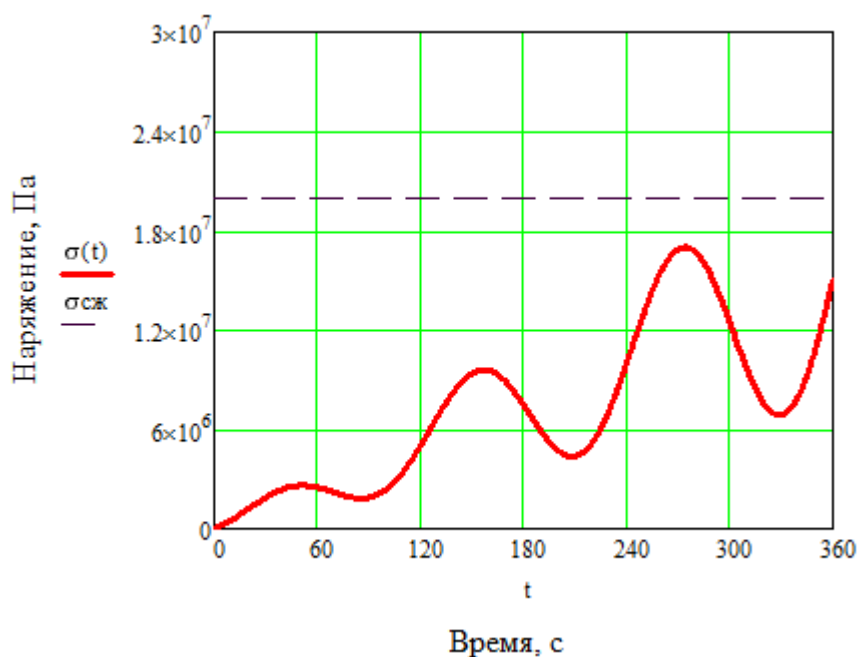


Рисунок 3.1.3 - Циклические сжимающие напряжения

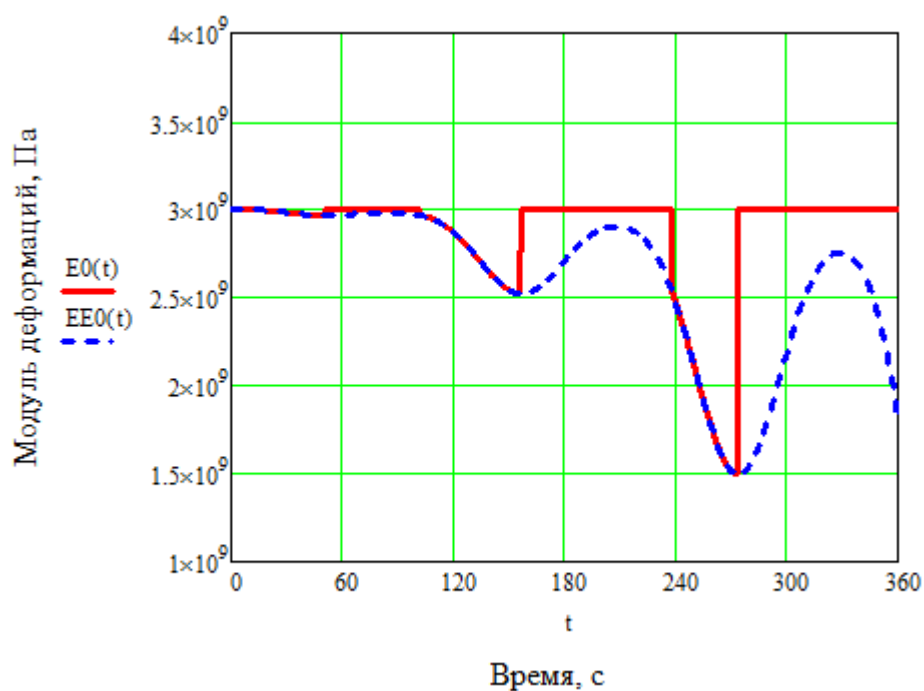


Рисунок 3.1.4 – Комплексный модуль деформаций в течение времени

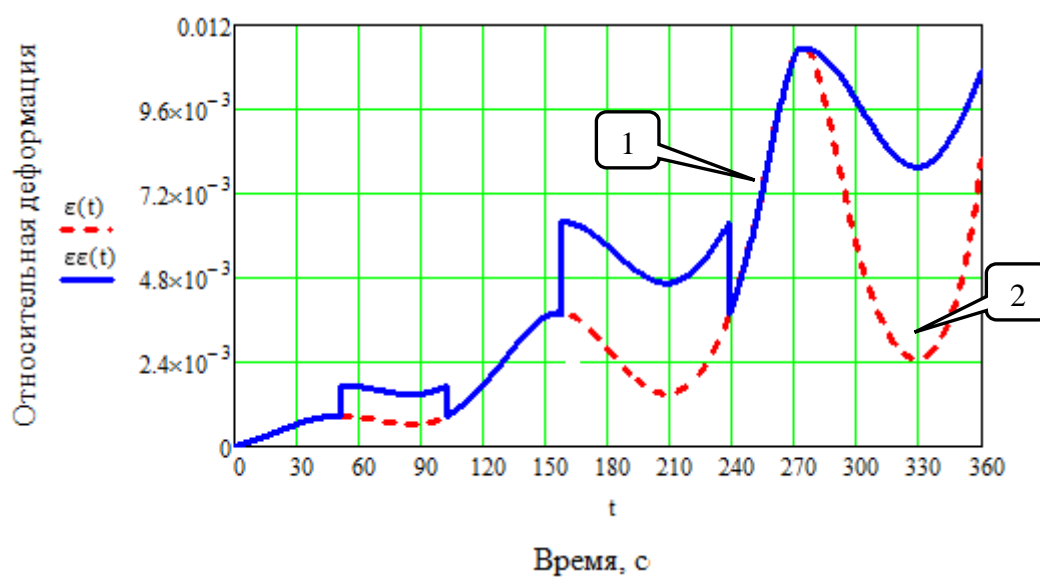


Рисунок 3.1.5 – Деформации под действием переменных напряжений

1 – $ГГ$ - модель; 2 – упруго- пластическая модель

Использование в уравнениях переменного модуля деформации, отражающего фактор гистерезиса в диаграмме деформирования и учитывающего эффект памяти ранее действовавших напряжений открывает возможности моделирования процессов деформации при циклических механических воздействиях на угольный пласт и проявлении сорбции, что

важно для обоснования параметров предварительной дегазации угольных пластов или выборе метода воздействия на угольный пласт с целью обеспечения необходимой интенсивности дегазации.

Выполним оценку эквивалентных напряжений, возникающих при сорбционной усадке угля. Средняя деформация угля под действием комбинации факторов горного давления и сорбции составляет:

$$\varepsilon_{cp} = (\varepsilon_{cp})_{\varepsilon\partial} + \frac{\theta_c}{3}, \quad (3.1.7)$$

где $(\varepsilon_{cp})_{\varepsilon\partial}$ - средняя линейная деформация в зависимости от среднего механического напряжения σ_{cp} .

$$(\varepsilon_{cp})_{\varepsilon\partial} = \frac{1-2\mu}{E_0} \sigma_{cp}. \quad (3.1.8)$$

Относительные линейные деформации при усадке или разбухания угля в процессах сорбции метана в случае равномерной объемной деформации составляют:

$$\Delta\varepsilon_1 = \Delta\varepsilon_2 = \Delta\varepsilon_3 = \frac{\theta_c}{3}. \quad (3.1.9)$$

Коэффициент объемной сорбционной усадки угля выразим через производную от относительной объемной деформации при усадке (разбухании) угля:

$$\alpha_{сopб} = \frac{d\theta_c}{dP} = - \frac{a \cdot b}{(1+b \cdot P)^2} \cdot \frac{1}{\rho_c} \cdot \frac{\mu_{сн4}}{\mu_c}, \text{ Па}^{-1}. \quad (3.1.10)$$

Формула (3.1.10) отражает важную особенность в виде стабилизации сорбционной деформации при больших давлениях газа, когда наступает полное насыщение угля метаном и прекращается его разбухание. В этом

случае, как следует из (3.1.10), коэффициент сорбционной усадки стремится к нулю.

При небольших изменениях давления метана величину всестороннего механического напряжения, которое испытывает уголь в процессе объемной сорбции, вычисляется по приближенной формуле:

$$\sigma_{cp} = \frac{E_0}{1-2\mu} \left[\frac{\alpha_{сорб} \cdot \Delta P}{3} \right]. \quad (3.1.11)$$

В зависимости от направления изменения давления при повышении или понижении уголь испытывает соответственно всестороннее сжатие или растяжение. С практической точки зрения в задачах повышения проницаемости угля большой интерес представляют растягивающие напряжения, под действием которых можно реализовать рост и распространение множества микротрещин.

Выполним оценочный расчет деформаций и напряжений при следующих условиях:

- 1) при давлении $P_1=14,43$ бар газоносность равна $G_0=15,8$ м³/т;
- 2) при $P_2=13,43$ бар газоносность равна $G=15,0$ м³/т;
- 3) $\mu_{сн4} = 16$ г/моль; $\mu_c = 12$ г/моль; $\rho_{сн4} = 0,67$ кг/м³; $E_0 = 2 \cdot 10^9$ Па; $\mu = 0,25$.

Следовательно, уменьшение газоносности угля по формуле (3.1.3) при изменении давления на величину $\Delta P = -0,1$ МПа (от давления 14,43 бар до 13,43 бар) составляет:

$$\Delta G = 0,013203 - 0,012487 = 0,000716 \text{ (м}^3\text{/кг)/бар.}$$

$$\text{(или } 0,000716 \text{ (м}^3\text{/кг)/МПа).}$$

Коэффициент объемной деформации вследствие сорбционной усадки составляет:

$$\alpha_{сорб} = 0,000716 \cdot 0,67 \cdot \frac{16}{12} = 6,4 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}.$$

Следовательно, коэффициент приращения линейной деформации,

составляет:

$$\alpha_{\text{лин}} = \frac{\alpha_{\text{сорб}}}{3} = \frac{6,4 \cdot 10^{-3}}{3} = 2,13 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}.$$

Рассчитанное теоретическое значение коэффициента линейной усадки угля находится в удовлетворительном соответствии с известными экспериментальными результатами [7, 115], в которых измерены значения в диапазоне $(1,5 \dots 2) \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$. Несколько завышенное значение теоретической величины объясняется допущением о полном взаимном замещении объемов молекул метана и углерода.

Вычислим величину всестороннего давления, возникающего при уменьшении пластового давления метана на один бар:

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{2 \cdot 10^9 \text{ Па}}{1 - 2 \cdot 0,22} \left[\frac{6,4 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1} \cdot (-0,1 \text{ МПа})}{3} \right] = -8,53 \cdot 10^5 \text{ Па}. \quad (3.1.12)$$

Таким образом, как свидетельствуют расчеты, действие сорбционной усадки угля, даже при небольших понижениях пластового давления, приводит к появлению существенных растягивающих механических напряжений, сравнимых с прочностью. Важно также отметить, что понижение пластового давления на 0,1 МПа приводит к появлению усадочных механических напряжений по абсолютной величине на почти порядок больше величины пониженного давления газа.

Для расчета средних напряжений при всесторонних деформациях при более широкой вариации давления метана вместо формулы (3.1.12) следует использовать более точную формулу в виде:

$$\sigma_{\text{ср}} = \chi \frac{E_0}{3(1-2\mu)} \left(\frac{a \cdot b \cdot P}{1+b \cdot P} - \frac{a \cdot b \cdot P_{\text{пл}}}{1+b \cdot P_{\text{пл}}} \right) \cdot \frac{1}{\rho_c} \cdot \frac{\mu_{\text{сн4}}}{\mu_c}, \quad (3.1.13)$$

где χ - поправочный коэффициент, меньший единицы, определяемый в лабораторных испытаниях;

К тому же в формуле (3.1.13) более достоверно учитывается процесс

взаимного замещения метана и микрочастиц угля вдоль всей кривой изотермы сорбции Ленгмюра.

Выполненные оценочные расчеты открывают перспективу использования физического эффекта усадочных напряжений в технических решениях для повышения проницаемости угля, увеличения микротрещиноватости, понижения модуля полной деформации, релаксации механических напряжений и разгрузки от высокого горного давления при дегазации угля. Это особенно актуально при производстве очистных работ в опасных зонах и предотвращения проявлений опасных горно-геологических явлений.

Выполним оценку возникающих растягивающих напряжений при понижении пластового давления от величины 2,0 МПа до 1,5 МПа, что вполне реально достичь на практике. Расчет при тех же исходных данных приводит к результату:

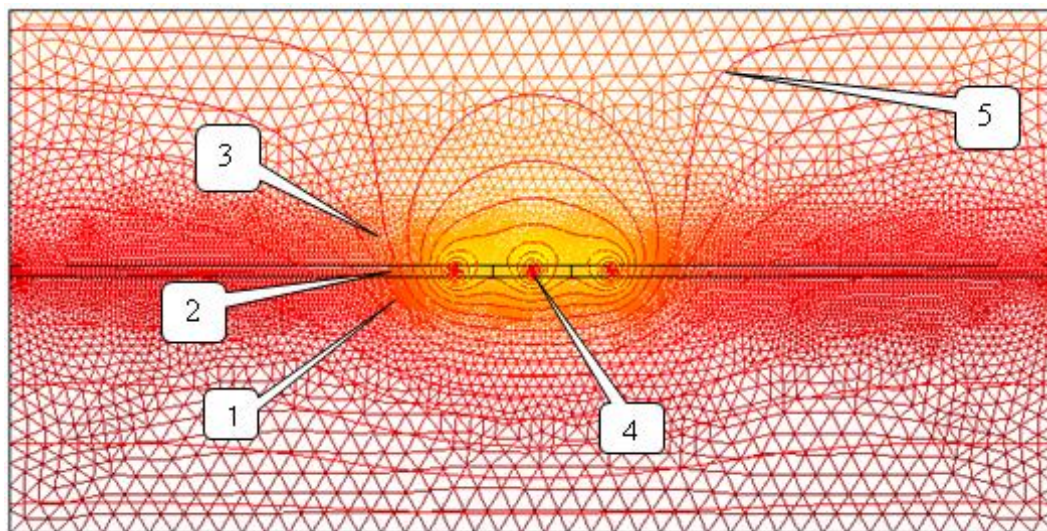
$$\sigma_{cp} = \frac{0.85 \cdot 2 \cdot 10^9}{3(1-2 \cdot 0.22)} \left(\frac{60 \cdot 0.207 \cdot 10^{-6} \cdot 1.5 \cdot 10^6}{1+0.207 \cdot 10^{-6} \cdot 1.5 \cdot 10^6} - \frac{60 \cdot 0.207 \cdot 10^{-6} \cdot 2.0 \cdot 10^6}{1+0.207 \cdot 10^{-6} \cdot 2.0 \cdot 10^6} \right) \frac{1}{1300} \cdot \frac{16}{12} = -2.5 \cdot 10^6 \text{ МПа}.$$

Таким образом, при уменьшении пластового давления метана на величину 0,5 МПа в структуре угля возникают растягивающие напряжения, по абсолютной величине в пять раз более высокие. По нашему предположению эти напряжения способны повысить проницаемость угля. Этот эффект изменение свойств целесообразно использовать в инженерных задачах, направленных на повышение эффективности дегазации.

3.2 Результаты компьютерного моделирование процесса пластовой дегазации

При компьютерном моделировании процесса массопереноса метана в дегазационную скважину воспользуемся программой «COMSOL Multiphysics», предназначенной для конечно-элементных расчетов сложных и разнообразных физических задач. Для решения совместных задач в данном

пакете моделирования используются мультифизические модели. На рисунке 3.2.1 представлена геометрическая модель и результаты расчета в форме изолиний распределения давления метана. В данном случае решения задачи рассматриваем взаимодействие трех дегазационных скважин диаметром 93 мм, пробуренных на расстоянии 24 м друг от друга [27, 53].



1 – породы почвы; 2 – угольный пласт; 3 – породы кровли; 4 – дегазационная скважина; 5 – изолинии давления метана

Рисунок 3.2.1 – Геометрия расчетной схемы дегазации тремя скважинами

В представленной геометрии необходимо задать физические константы угольного пласта, пород кровли и почвы. Исходные данные и свойства по исследуемому угольному пласту, входящие в дифференциальное уравнение, представлены в таблице 3.2.1. Начальное давление метана в угольном пласте равно $P_{пл} = 1,5$ МПа. При этом давление метана во вмещающих породах изменяется по глубине по закону:

$$P(y) = 0.95 \cdot P_{пл} + 0.001 \cdot P_{пл} \cdot (50 - y). \quad (3.2.1)$$

Такое же распределение давления задано на границах геометрической модели. В процессе дегазации давление газа в скважине равно атмосферному давлению [84, 85].

Таблица 3.2.1 – Свойства углепородного массива

Модуль деформации угля, Па	$5 \cdot 10^9$
Коэффициент Пуассона угля	0,35
Модуль деформации кровли, Па	$3 \cdot 10^9$
Коэффициент Пуассона кровли	0,3
Модуль деформации почвы, Па	$2 \cdot 10^9$
Коэффициент Пуассона почвы	0,32
Вертикальное горное давление, Па	$5 \cdot 10^6$
Коэффициент сжимаемости зерна. 1/Па	$1,067 \cdot 10^{-10}$
Предельная сжимаемость угля	0,01
Эффективная пористость угля	0,03
Эффективная пористость кровли	0,02
Эффективная пористость почвы	0,02
Проницаемость кровли, м ²	$0,15 \cdot 10^{-15}$
Проницаемость почвы, м ²	$0,15 \cdot 10^{-15}$
Динамическая вязкость газа, Па*с	$1,08 \cdot 10^{-5}$
Длина скважины, м	120
Газовая постоянная, Дж/(моль*К)	8.31
Температура газа, К	300
Молекулярный вес, кг/моль	$16 \cdot 10^{-3}$
Мощность пласта, м	2,0
Диаметр дегазационных скважин, м	0,076
Расстояние между скважинами, м	15

При моделировании использованы следующие расчетные формулы.

Дифференциальное уравнение массопереноса метана с учетом закона Дарси, уравнения сорбции Ленгмюра и закона сохранения массы, описанное в работах [46, 56], имеет вид:

$$\operatorname{div} \left(\frac{C}{\mu} \rho \cdot \operatorname{grad} P \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left[m \rho + (1 - m) \frac{abP}{(1 + aP)} \right], \quad (3.2.2)$$

где m – пористость угля;

ρ – плотность метана, кг/м³;

k –газопроницаемость угля, м²;

μ – динамическая вязкость газа, Па·с;

a, b – константы сорбции;

P – пластовое давление, МПа;

$$\operatorname{div} A = \frac{\partial A_x}{\partial x} + \frac{\partial A_y}{\partial y} + \frac{\partial A_z}{\partial z}, \quad \operatorname{grad} A = \frac{\partial A}{\partial x} i + \frac{\partial A}{\partial y} j + \frac{\partial A}{\partial z} k.$$

Уравнение (3.2.2) является основополагающим при решении задачи дегазации неоднородного и слоистого углепородного массива.

С практической точки зрения представляет большой интерес определить притоки метана в скважину в течение 3, 6, 12 месяцев, также до 3-х лет и распределение давления метана в зоне дегазации для прогноза показателей дегазации угольного пласта.

Следующим шагом является задание начальных и граничных условий, после чего можно приступить к решению задачи.

Граничные параметры объекта моделирования:

- вертикальные напряжения горного давления сжимают выделенный массив;
- в горизонтальном направлении на модель также действуют сжимающие напряжения;
- основание модели учитывает способность к перемещениям в горизонтальном направлении.

Рассмотрим результаты компьютерного моделирования. По базовой технологии при удовлетворительной газопроницаемости угольного пласта возможно достижение дебитов метана более 15 л/мин. В частности на рисунке 3.2.2 представлена зависимость дебита метана из центральной скважины в течение времени для случая, когда никаких дополнительных физических воздействий на угольный пласт не прикладывается. Наибольший дебит имеет место в начале функционирования скважины в течение первых месяцев, затем в течение времени дебит монотонно понижается. Если на первом месяце эксплуатации дебит составлял 23 л/мин, то через 12 месяцев его величина составляет 18 л/мин, а через 3 года 15 л/мин.

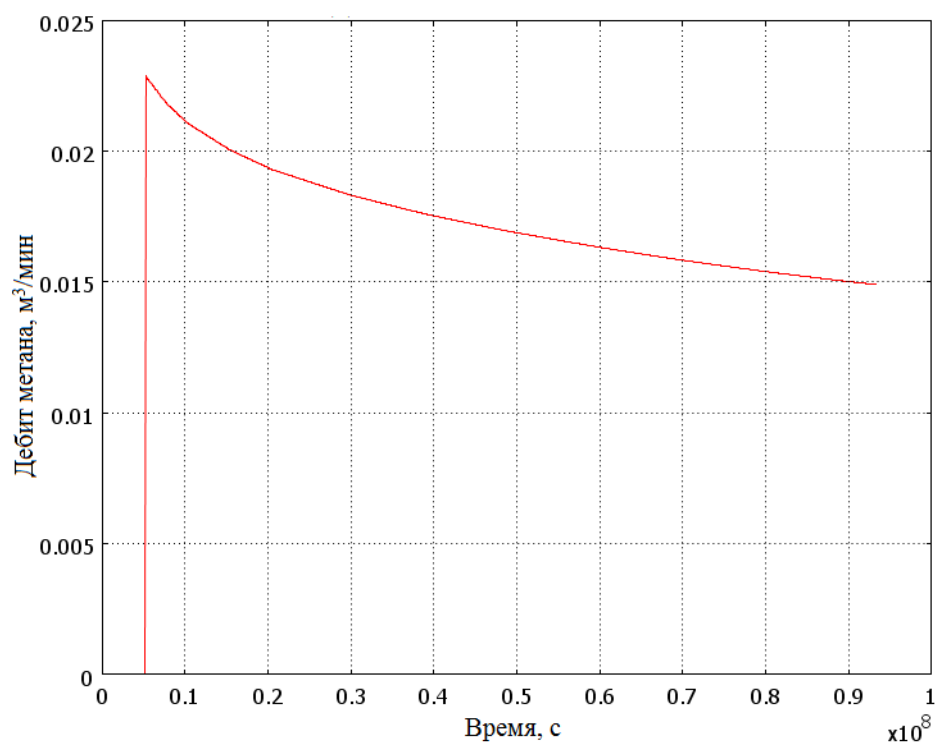


Рисунок 3.2.2 – Дебит метана из дегазационной скважины

Для этого же варианта на рисунке 3.2.3 показан график съема метана из угольного пласта между скважинами в процессе пластовой дегазации. Через 12 месяцев дегазации съем метана составляет 1,2 м³/т.

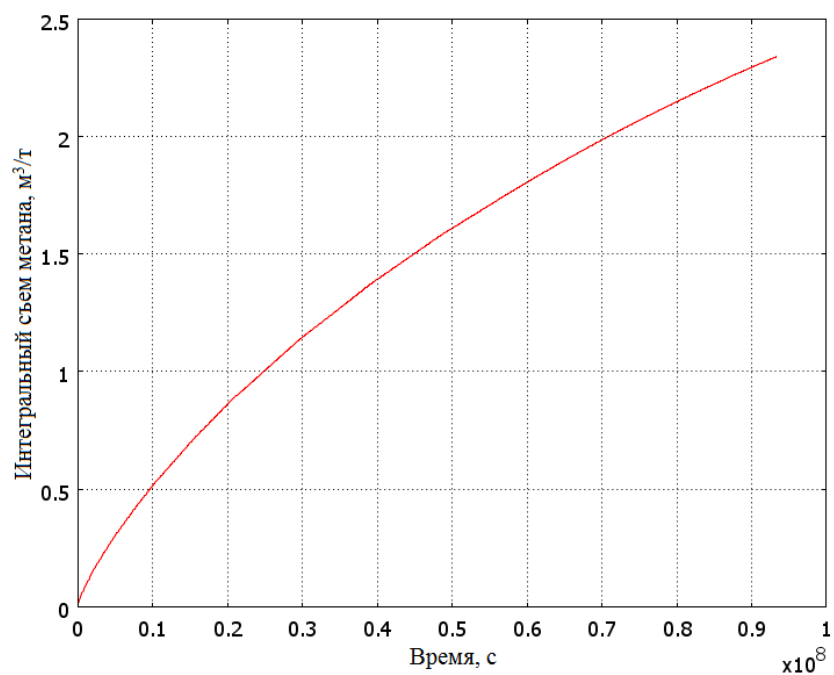


Рисунок 3.2.3- Съем метана в процессе пластовой дегазации

На рисунке 3.2.4 показано изменение средней газоносности угольного пласта в пространстве между дегазационными скважинами. Действительно, через 12 месяцев газоносность понизилась от 13,2 м³/т до 12 м³/т, то есть на величину 1,2 м³/т, что подтверждается рисунком 3.2.3.

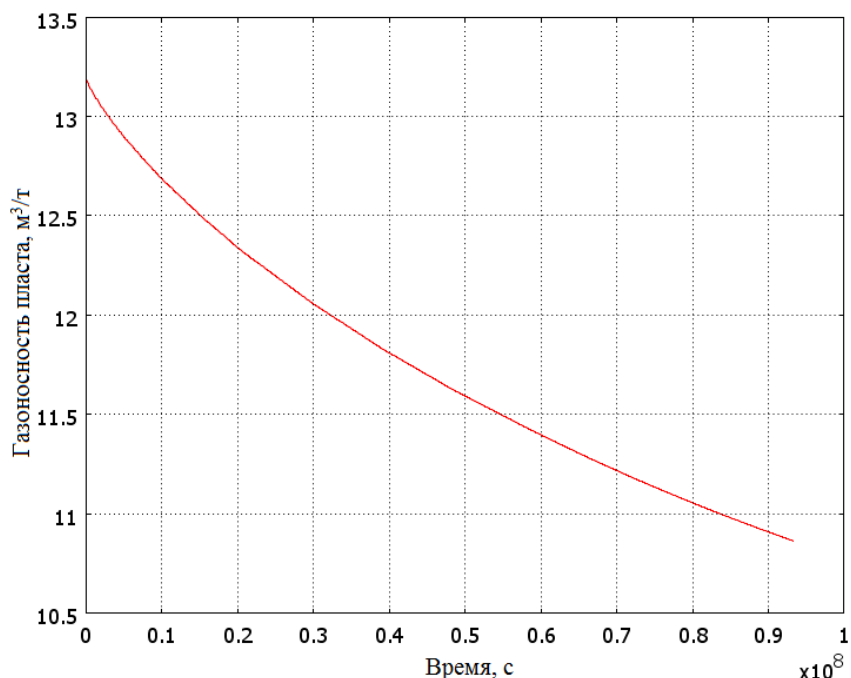


Рисунок 3.2.4 – Изменение средней газоносности пласта во времени

При заданных в расчетах исходных параметрах можно утверждать, что давление метана вокруг скважин понижается. Численные значения пластового давления в пространстве между скважинами графически представлено на рисунке 3.2.5 в моменты времени через 1, 2, 3 года, соответственно.

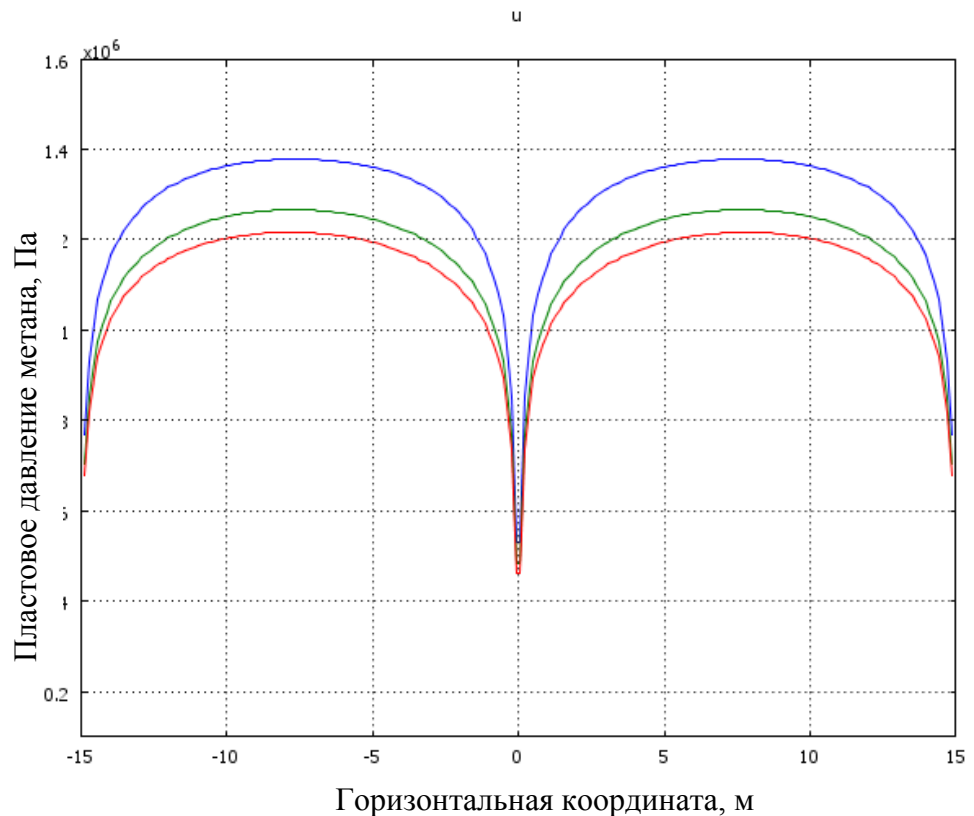


Рисунок 3.2.5 – Распределение пластового давления через 1,2, 3 года

В центральной части между дегазационными скважинами пластовое давление метана в течение года дегазации понижается от максимального значения 13,9 бар до величины 12,1 бар. При дебитах метана 5-15 л/мин, характерных для практики дегазации монолитных угольных пластов, пластовая дегазация малоэффективна.

Чтобы достичь высоких нагрузок на очистной забой при существующей технологии дегазации угольных пластов путем бурения подземных пластовых скважин и подключения их к дегазационному трубопроводу проницаемость угольных пластов должна быть высокой или необходимо проводить дополнительные мероприятия по увеличению эффективности пластовой дегазации [17, 19].

Далее нами выполнено моделирование процесса дегазации в процессе циклического открытия и закрытия устья скважины. На сравнения рассмотрен вариант многократного циклического воздействия в случае, когда

эффект геомеханического гистерезиса отсутствует. Результат моделирования представлен на рисунке 3.2.6. Видно, что при отсутствии сорбционных деформаций дебит метана после каждого акта закрытия и последующего открытия устья скважины сначала резко возрастает, что обусловлено аккумуляцией газа вокруг скважины, а затем монотонно понижается до первоначального значения в предшествующем цикле. Таким образом, при отсутствии эффекта гистерезиса сорбционных деформаций применение циклических воздействий не целесообразно.

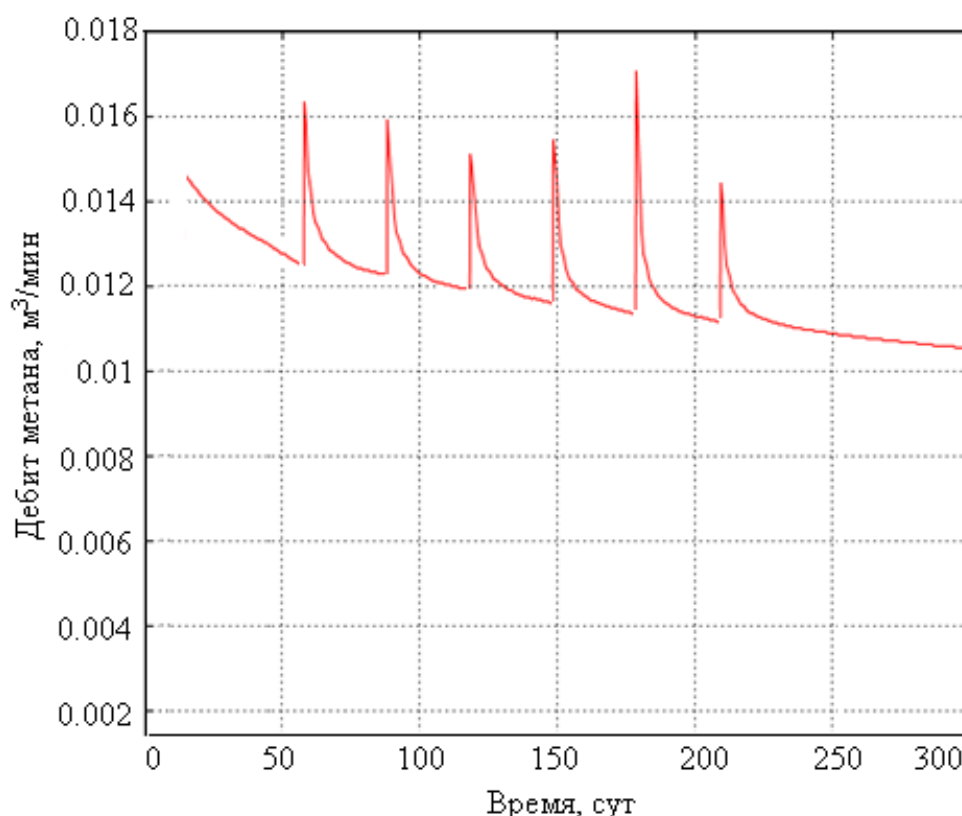


Рисунок 3.2.6 – Дебит метана при циклическом перекрытии скважины (без эффекта геомеханического гистерезиса)

Однако, как свидетельствуют результаты шахтных испытаний, после первого цикла закрытия скважины дебит метана сначала резко возрастает аналогично процессу на рисунке 3.2.7, а затем стабилизируется на более высоком уровне [24, 25]. Результаты шахтных экспериментов, приближенные к данной компьютерной модели, описаны в разделе 4.1. По представленному результату компьютерного моделирования прогнозируется, что после одного

цикла закрытия и открытия скважины дебит метана из скважины возрастает примерно в 5 раз. Примерно на эту же величину возрастает газопроницаемость угля вокруг дегазационной скважины, что удовлетворительно соответствует расчётам по теоретической модели, описанной в разделе 3.1.

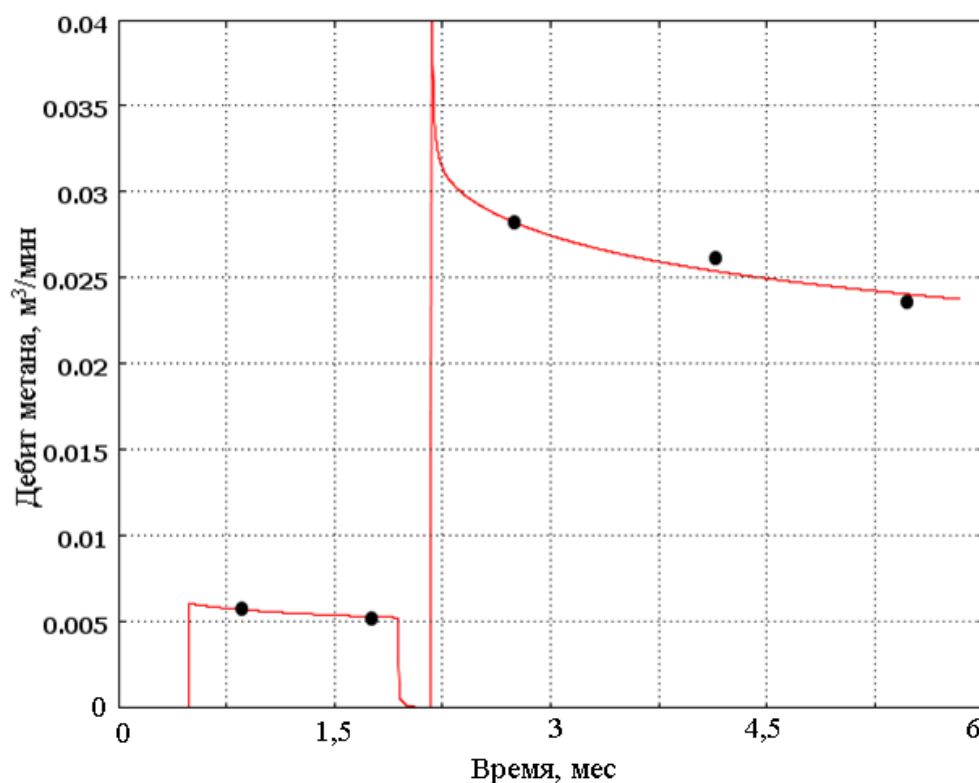


Рисунок 3.2.7 - Дебит метана до и после акта циклического воздействия

На рисунке 3.2.8 показано нарастание давления в дегазационной скважине на стадии акта закрытия устья скважины. Как показали шахтные испытания по разработанной технологии, максимальное давление метана в скважине, герметизированной по угольному пласту, редко превышает 5 бар., в отличие от герметизации через породную пробку. По всей видимости, такой результат связан с плохой герметизацией устья скважины, а также с наличием зоны трещиноватости в угольном пласте вблизи подземной выработки на расстоянии от устья скважины до 20-30 м.

На рисунке 3.2.9 представлено зависимость съема метана в течение времени дегазации в пространстве между скважинами. Если в базовом

варианте через 6 месяцев дегазации максимальный съем метана не превышает $0,35 \text{ м}^3/\text{т}$, то в предлагаемом эта величина выше и достигает $1,1 \text{ м}^3/\text{т}$.

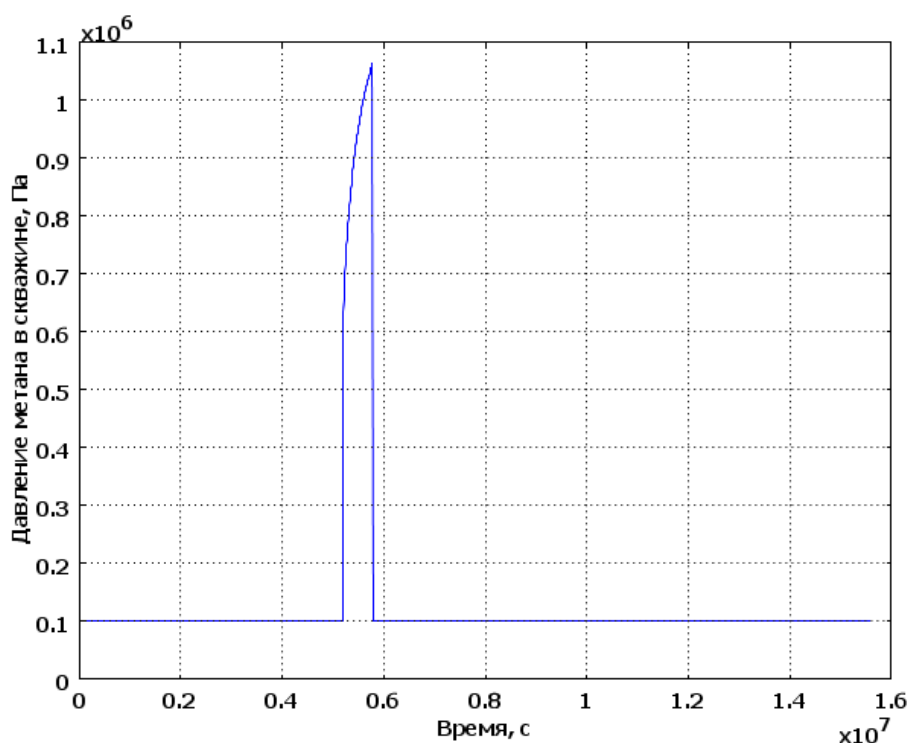


Рисунок 3.2.8 – Изменения давления в скважине с учетом акта закрытия и открытия устья скважины

На рисунке 3.2.10 показано распределение давления метана между скважинами, из которого следует вывод о низкой дегазации удаленных от скважины участков. Отсюда очевидно следует технологическое требование об уменьшении расстояния между скважинами или кратного увеличения дебитов метана. В этом случае, на наш взгляд многократные циклические воздействия будут способствовать решению этой актуальной задачи.

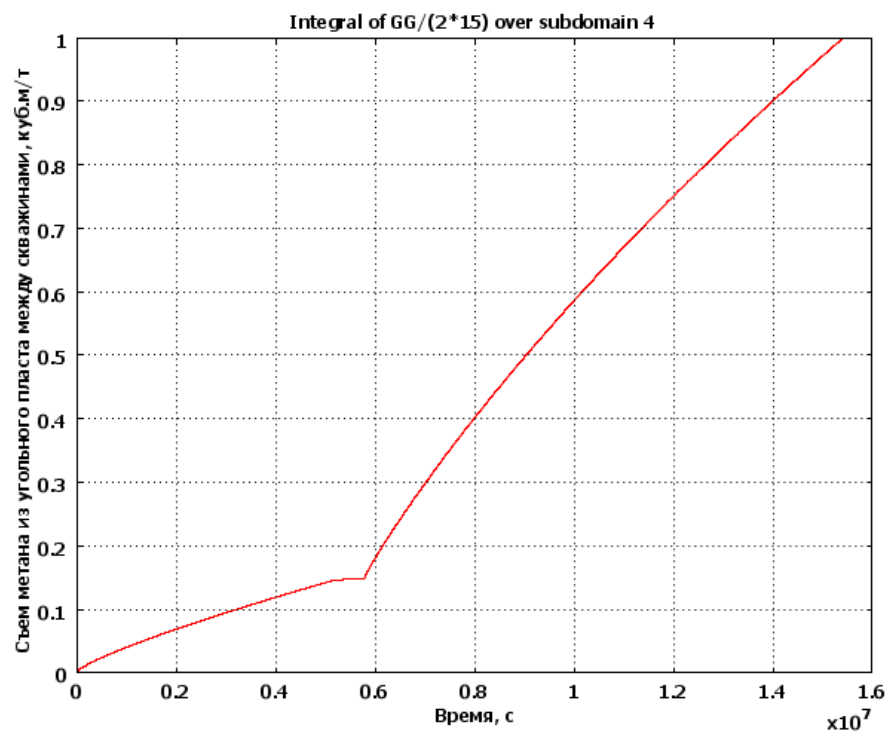


Рисунок 3.2.9 - Съем метана из угольного пласта в течение 6 мес

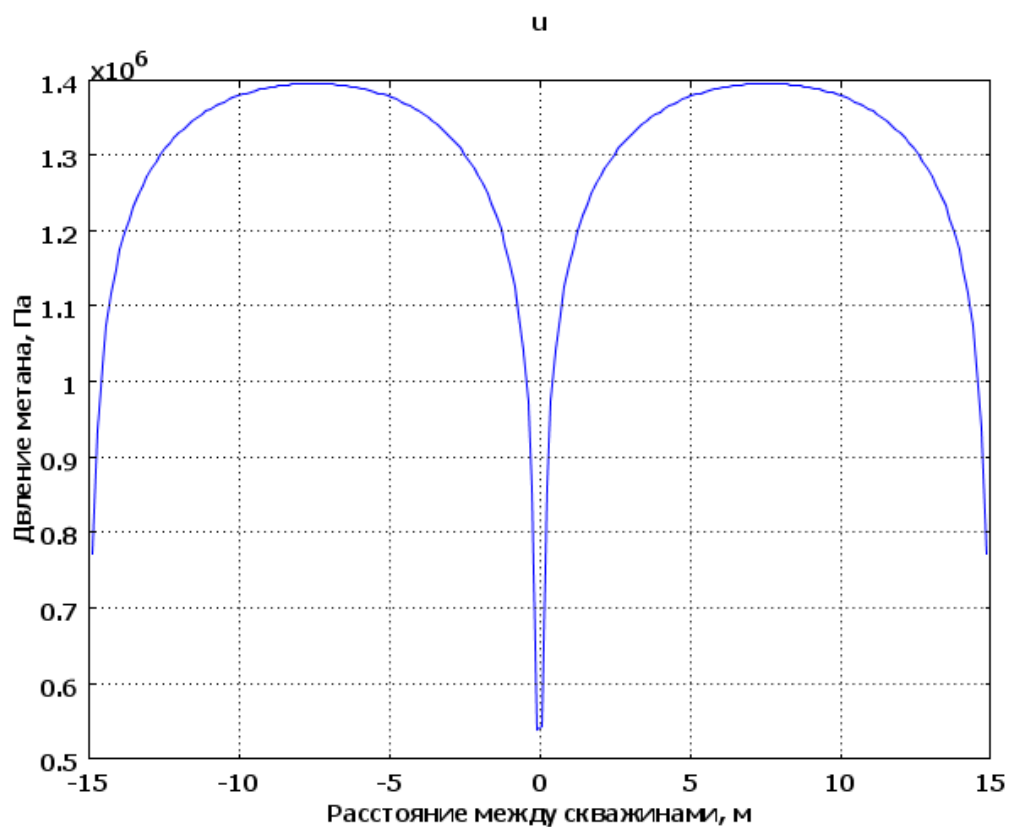


Рисунок 3.2.10 – Распределение давления между скважинами

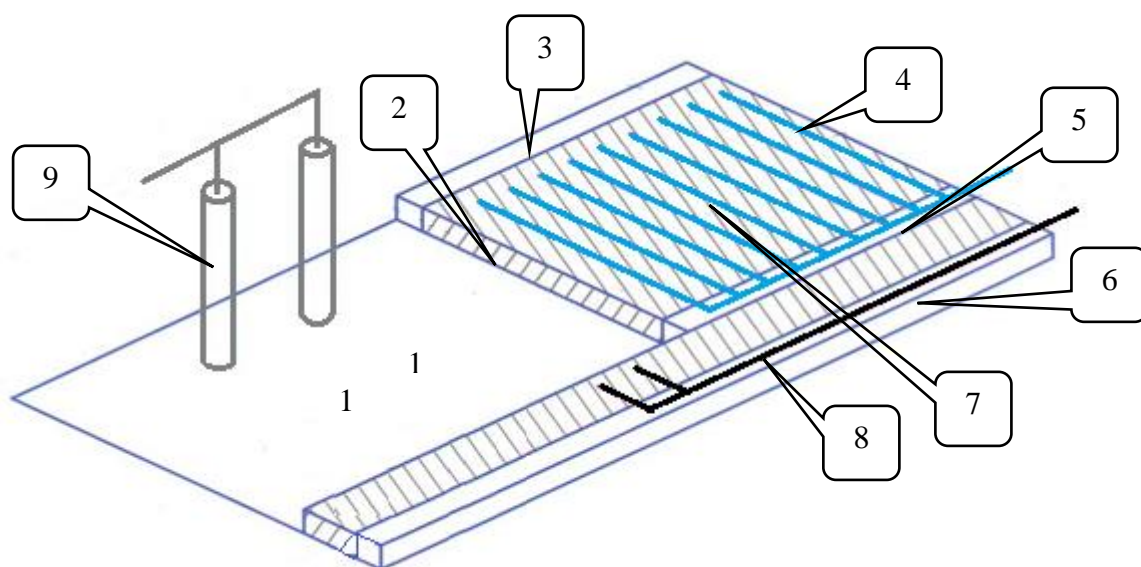
Подводя итоги результатам компьютерного моделирования можно утверждать, что предложенное техническое решение, направленное на интенсификацию дегазации пласта простыми техническими средствами за счет циклического открытия и закрытия устья скважин, обеспечивает положительный эффект. При этом описанная методика расчета параметров дегазации, позволяет оперативно осуществлять оптимизацию технологического процесса.

3.3 Разработка технологии дегазации угольного пласта методом циклического газодинамического воздействия

Для снижения метанообильности шахт разработано множество способов дегазации угольных пластов, породных массивов и выработанного пространства действующих и ликвидированных шахт. На практике применяют предварительную дегазацию неразгруженных пластов угля до начала очистных, подготовительных работ и текущую дегазацию угленосных толщ. При текущей дегазации скважины бурят преимущественно из подземных выработок. Как правило, дегазацию применяют в случаях, когда на участках ведения очистных и подготовительных работ метаноносность пласта превышает $12 \text{ м}^3/\text{т}$.

Дегазацию разрабатываемых угольных пластов скважинами, пробуренными из подготовительных выработок, осуществляют как при столбовых, так и при сплошных системах разработки. В технологии разработки пласта длинными столбами массив дегазируют через скважины, пробуренные из вентиляционного и откаточного штреков. По базовой технологии скважины подключают к магистральному трубопроводу и с помощью вакуум-насосов откачивают метан на дневную поверхность. Технология требует значительных материальных затрат на бурение и эксплуатацию скважин. Техничко-экономическая эффективность зависит от расстояния между дегазационными скважинами, что в свою очередь

определяются дебитами метана и длительностью дегазации перед очистными работами. В среднем шаг заложения скважин изменяется от 3 м в низко проницаемых пластах и до 24 м – в зонах с высокой проницаемостью. Стремление сэкономить на буровых работах приводит к увеличению расстояния между скважинами, что снижает эффективность дегазации пласта. Срок каптажа газа составляет 6 месяцев и более. В частности на рисунке 3.3.1 показаны схемы дегазации, применяемые на шахте им. С.М. Кирова, включающие пластовые дегазационные скважины 7; сбоечные скважины 8 и скважины 9, пробуренные в выработанное пространство



1-выработанное пространство; 2-очистной забой; 3-вентиляционный штрек; 4- отработываемый пласт; 5-конвейерный штрек; 6-параллельная выработка; 7- пластовые дегазационные скважины; 8- сбоечные скважины; 9- скважины в выработанное пространство.

Рисунок 3.3.1 – Схема комплексной дегазации на шахте им. С.М. Кирова

По принятой технологии скважины, пробуренные в плоскости пласта, герметизируют в устье на 6-10 м в зависимости от трещиноватости массива горных пород вблизи выработанного пространства. На темп выделения метана из угля, десорбцию газа и начальную скорость газовыделения

значительное влияние оказывает ориентация направлений трещиноватости относительно оси скважины [30, 65].

Как отмечалось, эффективность пластовой дегазации зависит в первую очередь от проницаемости угольного пласта и величины пластового давления метана. Низкая проницаемость газоносных угольных пластов и низкие дебиты метана определяют необходимость проведения воздействий, направленных на повышение проницаемости угольных пластов. Снижение расстояния между дегазационными скважинами является достаточно трудоемкой операцией, сложность которой особенно возрастает при высоких нагрузках на очистной забой, превышающей в ряде случаев 10 тыс. т/сут. Повышение проницаемости пласта специальными технологическими мероприятиями, например, с использованием гидравлического воздействия с использованием насосов высокого давления, в принципе обеспечивает высокую эффективность, однако из-за трудоемкости в условиях ограниченного времени проведения мероприятий по дегазации применяется редко.

Указанных недостатков лишен предлагаемый нами метод повышения эффективности дегазации угольного пласта через пластовые скважины путем циклического газодинамического воздействия. Сущность метода заключается в том, что в пластовой скважине периодически изменяется давление метана путем циклического закрытия устья скважины. Теоретическими исследованиями доказано, что даже незначительные вариации пластового давления метана, вызывает в неразгруженном от горного давления угольном пласте появление растягивающих или сжимающих напряжений, многократно, в 5-10 раз, превышающих вариацию пластового давления.

Большим преимуществом предлагаемого способа является простота технической реализации. В данном способе не требуется применения специального оборудования для нагнетания рабочего агента в скважину. По существу используется внутренний энергетический резерв угольного пласта, заключённый в потенциальной энергии сорбированного метана.

Основная трудоемкость работ при реализации способа заключается в обустройстве устья скважины с возможностью оперативного закрытия и открытия, с возможностью измерения давления метана в скважине и расхода в процессе свободного истечения. Более трудоемкой операцией является обеспечение надежной герметизации устья скважины, что собственно связано с соблюдением утвержденного на шахте регламента герметизации [66, 67].

Таким образом, технологическая операция перекрытия заслонки на устье дегазационной скважины приводит к повышению давления метана в пространстве вокруг скважины, а последующая дегазация угольного пласта приводит к увеличению проницаемости угля за счет эффекта усадки угля.

В разработанном способе предлагается циклическая, многократно повторяемая операция, закрытия и открытия устья скважины. Циклическая операция имеет качественное отличие от однократной операции из-за проявления эффекта гистерезиса деформаций, величина которых нарастает с каждым циклом. Физическая основа геомеханического гистерезиса, описанная в разделе 3.1, не противоречит известным эффектам в области геомеханики и реализуется в предложенном техническом решении.

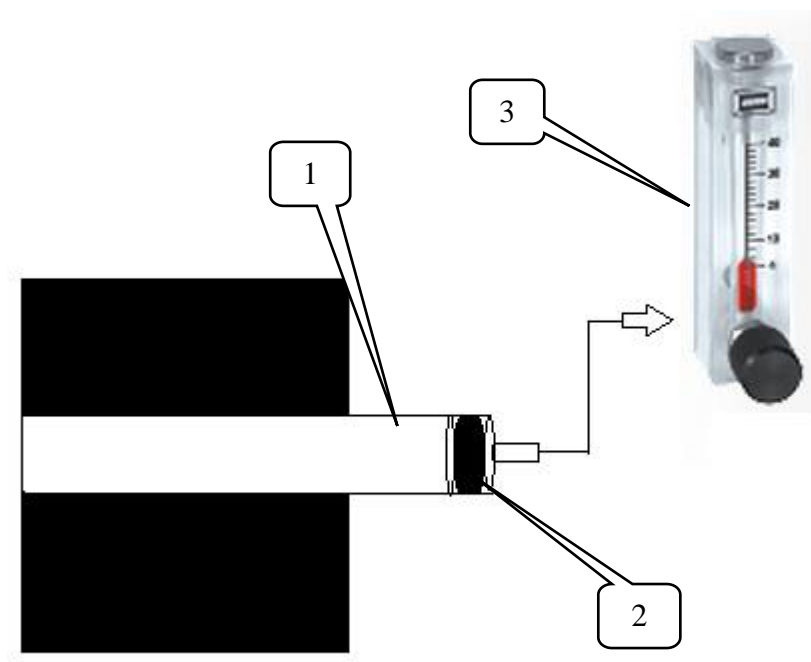
3.4 Обоснование средств измерений притоков метана в дегазационную скважину

Для реализации способа доказательства его эффективности нами выполнен подбор необходимого испытательного и измерительного оборудования. Важнейшим показателем эффективности дегазации является дебит метана из дегазационной скважины в течение времени. Базовый метод измерения притока газа в скважину, применяемый в шахтных условиях, основан на применении в устье скважины диафрагмы и замерах перепада давления перед и за диафрагмой, что является основой для вычисления дебита. Однако данный метод, рекомендуемый для пластовых дегазационных

скважин, к сожалению, не позволяет определить дебит метана при притоках метана менее 10 л/мин. В тоже время, как показали наши измерения, дебит метана из скважин может принимать даже меньшие значения и поэтому шахтный прибор в этих условиях не работоспособен.

Более подходящим для шахтных измерений являются ротаметры типа ЭМИС-МЕТА 210 с диапазонами измерений расхода воздуха в пределах 0...1; 0...10 и 0...100 л/мин. Работоспособность ротаметров подтверждена нашими измерениями в шахтных условиях в течение последних трех лет на шахте им. С.М. Кирова ОАО «СУЭК-Кузбасс» по различным выемочным столбам пластов «Болдыревский» и «Поленовский» [22].

Отсутствие электропитания и простота конструкции ротаметра является важным преимуществом для его использования в шахтных условиях. Схема подключения ротаметра к устью скважины представлена на рисунке 3.4.1.



- 1- дегазационная скважина; 2- устройство для подключения к скважине;
3- ротаметр

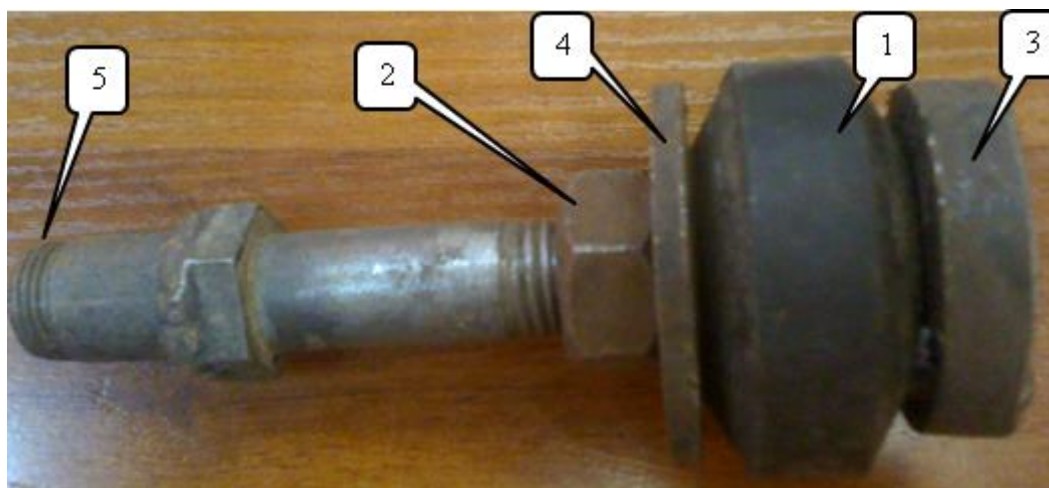
Рисунок 3.4.1- Схема подключения ротаметра

Указанные ротаметры по паспортным характеристикам производителя тарированы на воздух. Поэтому при использовании в шахте необходимая корректирующая поправка на массовый и объемный расход метана должна учитывать уравнение состояния газа в известных термодинамических условиях.

Подключение ротаметра к устью скважины осуществляется с помощью распирающего устройства на рисунке 3.4.2. Распирающее устройство представляет собой кольцевую резиновую шайбу 1, которую сжимают осевым усилием резьбовым соединением с гайкой 2. При осевом сжатии резина расширяется в радиальном направлении и за счет распора плотно прижимается к внутренней поверхности дегазационной трубы. Данное устройство разработано нами в инициативном порядке совместно с сотрудниками шахты. Последующая эксплуатация устройства показала свою надежность и простоту использования.

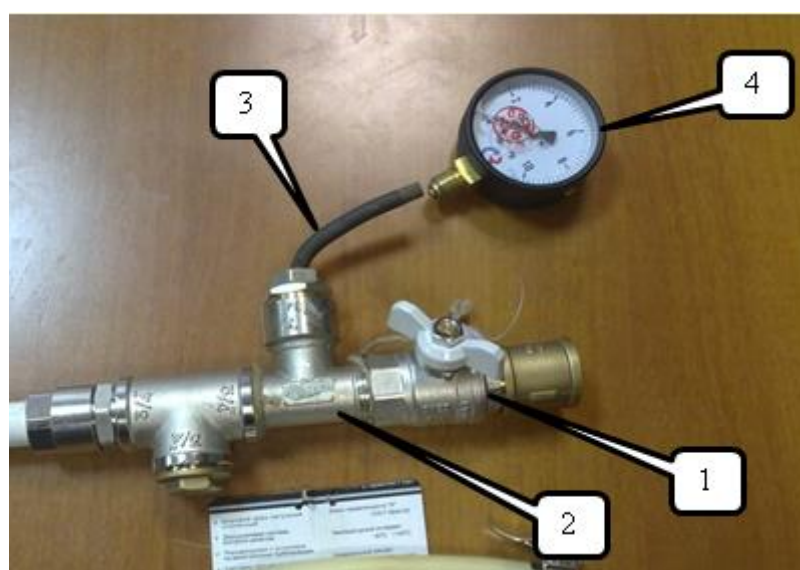
Для измерения давления метана в скважине предназначен манометр в диапазоне измерения давлений до 6 МПа, для измерения давления не агрессивных к медным сплавам жидких и газообразных, не вязких и не кристаллизующихся сред с температурой до 150 °С. Для перекрытия потока газа из скважины рекомендуется использовать кран шаровой 11Б27П, предназначен для установки в качестве запорного устройства полностью перекрывающего поток рабочей среды на трубопроводах.

Конструкция устьевой арматуры может быть скорректирована с применением промежуточных приспособлений, по аналогии с рисунком 3.4.3. В данном случае на фотографии представлен апробированный вариант с использованием ниппеля автомобильного 1, присоединяемого к переносному манометру 2 и к тройнику 3, установленными перед шаровым вентилем 4.



1-резиновая шайба; 2-гайка; 3- металлическое окончание; 4- шайба;
5- резьба на трубке от ротаметра

Рисунок 3.4.2 – Схема распирающего устройства в скважине



1 – вентиль; 2 – тройник; 3 – ниппель; 4 – манометр

Рисунок 3.4.3 – Пример конструкции устьевого арматуры

При реализации разработанного метода повышения интенсивности дегазации углегазонасного массива используется оборудование, допущенное к эксплуатации в газовых угольных шахтах. Применяемое оборудование содержит материалы и приборы, исключающие искрение и электризацию.

3.5 Технологические варианты обустройства устья скважин

По базовой технологии, применяемой на угольных шахтах ОАО «СУЭК-Кузбасс», для каптажа метана из пластовых скважин производят герметизацию устья скважин, как показано на рисунке 3.5.1. Устье скважины диаметром Ø 76 мм, пробуренной на проектную глубину, разбуривают до диаметра Ø 93-132 мм глубиной 6 м. В качестве обсадной трубы используют стеклопластиковые трубы или любые другие, допущенные к применению. Составные трубы крепят между собой резиновой муфтой, крепление манжет производят непосредственно во время установки обсадной трубы в скважину. На конец трубы на расстоянии 10 мм от конца устанавливают уплотнительную резиновую манжету. Вторую уплотнительную манжету одевают на расстоянии 300 мм от свободного конца трубы, которые служат уплотнением для герметизации скважины. В резиновой манжете на устье скважины проделаны два отверстия диаметром 5 мм. В отверстия резиновой манжеты устанавливают трубки для подачи герметизирующей смолы. Трубу с уплотнительной манжетой вводят в скважину. Посредством рукава трубка для подачи герметизирующего компонента соединяют с ручным насосом, посредством которого производят подачу полиуретанового клея в затрубное пространство. При этом по другой трубке подают вода, которая вступает в контакт с клеем. Через 5 минут в около трубном пространстве пластиковой трубы происходит реакция полимеризации клея с водой, который принимает физические свойства газонепроницаемой среды. В последующем все скважины герметично подключают к дегазационному трубопроводу.

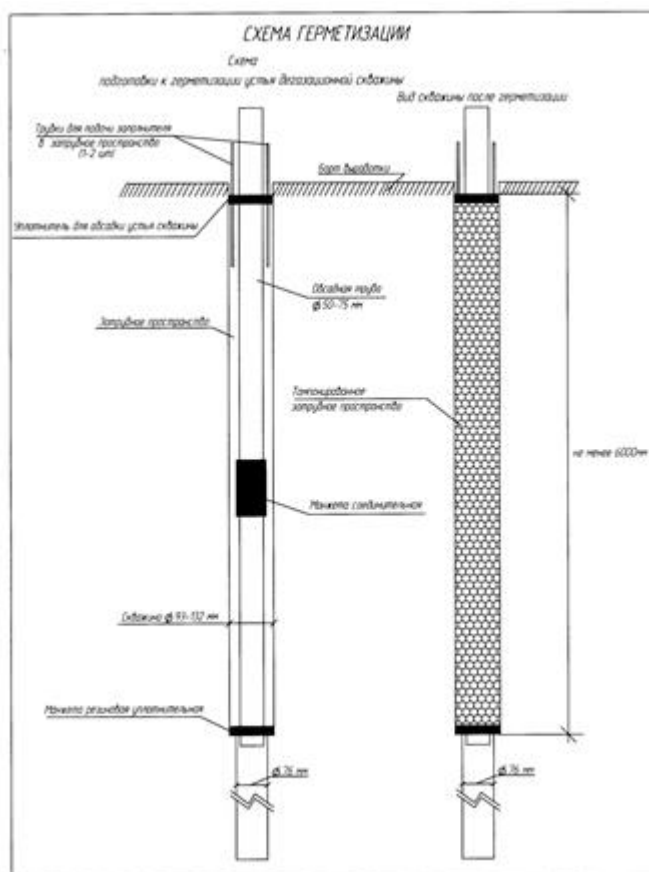
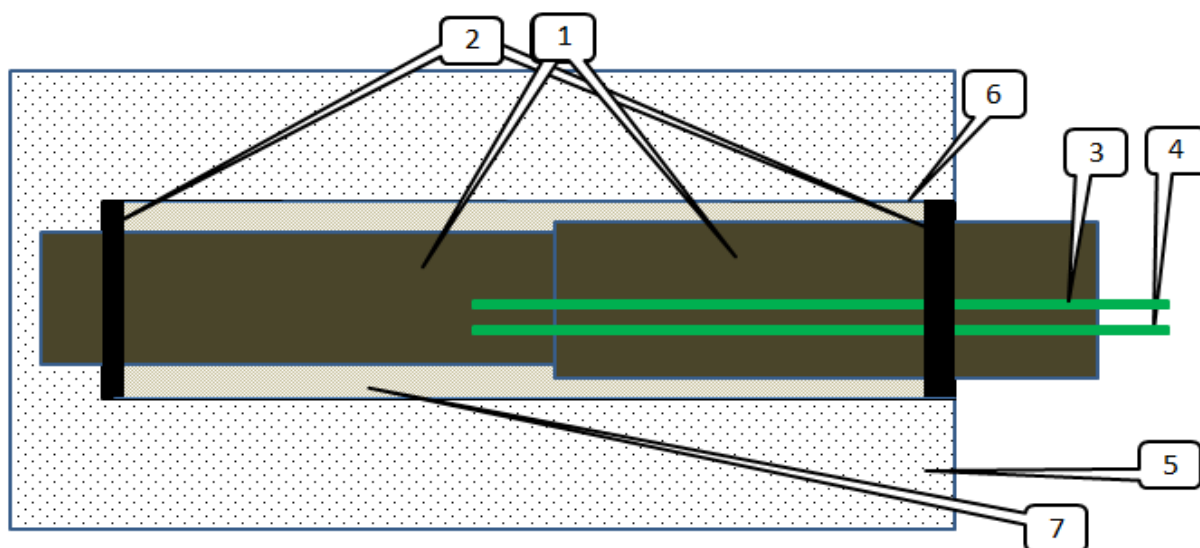


Рисунок 3.5.1 – Базовая технология герметизации устья скважины в условиях шахты им. С.М. Кирова

Использование такой технологии позволяет извлекать метан из пластовых скважин по базовой технологии. Однако, для осуществления циклического газодинамического воздействия на угольный пласт под давлением до 6 бар. шахтная технология не всегда обеспечивает необходимую качественную герметизацию.

Для исключения недостатков нами предложена новая схема обустройства дегазационной скважины, представленная на рисунке 3.5.2.

В отличие от базовой технологии при герметизации скважины, вместо полиуретановой однокомпонентной смолы «Карбофом П», в качестве герметизирующего компонента использовался двухкомпонентный состав: цементный раствор и клей.



1 – полимерный герметизатор; 2 – манжеты; 3, 4 – гибкие резиновые шланги;
5 – угольный пласт; 6 – дегазационная скважина; 7-область герметизации
составом цемента и клея

Рисунок 3.5.2 – Схема герметизации скважины

Для нагнетания в затрубное пространство предложенного состава был использован ручной поршневой насос типа НР-30D, представленный на рисунке 3.5.3.



Рисунок 3.5.3 – Ручной насос типа НР-30D

В таблице 3.5.1 представлены технические характеристики данного насоса.

Таблица 3.5.1 – Технические данные насоса НР-30D

	Характеристика	Значения
1	Рабочее давление, бар	0 – 150
2	Вес, кг	13
3	Высота/ширина/длина, см	75/40/90

Для подачи второй компоненты состава – компонента силикатного клея, использован насос типа НА-16.

Технические характеристики насоса НА-16 приведены в таблице 3.5.2

Таблица 3.5.2- Технические данные насоса НА-16

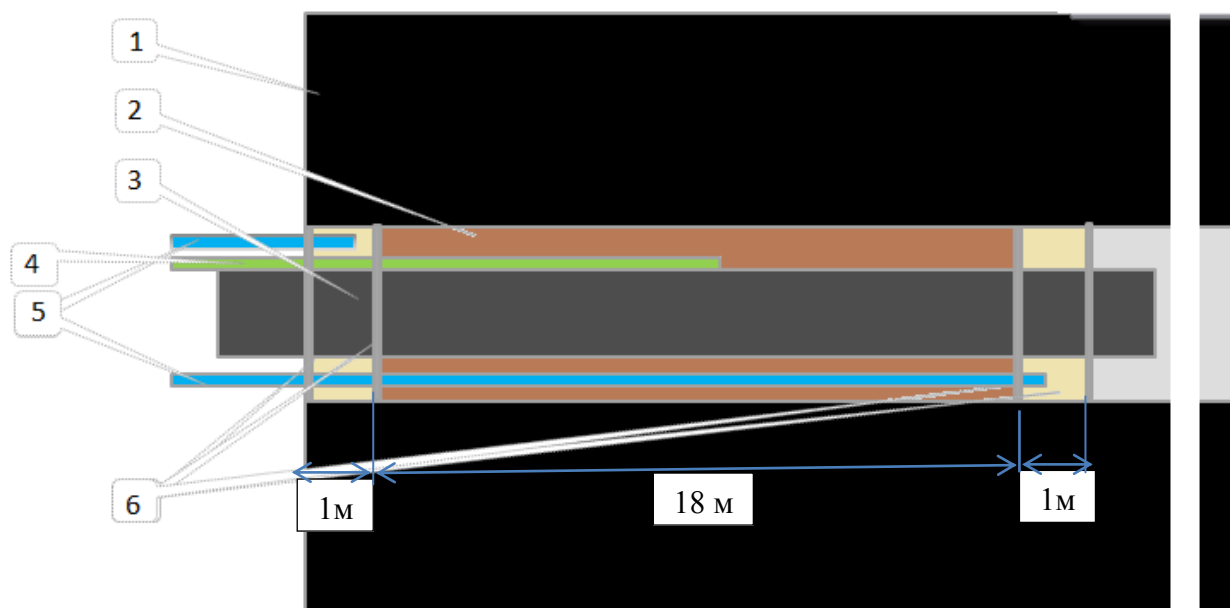
	Характеристика	Значения
1	Подача, см ³ /дв. ход	13
2	Напор, атм	16
3	Размеры	320/220/310
4	Масса, кг	4,6
5	Выход	½ “

Как показали шахтные испытания, при использовании предложенного варианта в течение суток в затрубном пространстве обсадной трубы происходит практически полное схватывание двухкомпонентного цементного состава.

Кроме того, были опробованы другие предложенные нами варианты герметизации пластовых скважин, один из которых представлен на рисунке 3.5.4.

Отличительной особенностью данной схемы является герметичная пробка на глубине 20 м, вместо манжеты, что позволяет осуществлять нагнетание «Шахтизола» под избыточным давлением 3-5 атм. в затрубное

пространство. При этом достигается инъекция «Шахтизола» в пласт вокруг полости скважины.



1-угольный пласт; 2-затрубное пространство; 3 – герметизатор ($d=76$ мм; $l=20$ м); 4-шланг для подачи «шахтизола» ($d=15$ мм; ; $l=10$ м); 5-шланг для подачи «Carbafom P», ($d=15$ мм; $l=10$ м); 6 – пластиковые манжеты ($d=95$ мм)

Рисунок 3.5.4 – Схема обустройства устья скважины

Количество «Шахтизола» для проведения эксперимента вычислено из следующих соображений. Объем «Шахтизола» без учета фактора расширения при полимеризации, который необходимо закачать в затрубное пространство в скважину, при длине обсадки $l=20$ м и диаметре скважины $d=93$ мм составляет 47 л.

Для проведения эксперимента использовалось два комплекта материалов, входящих в состав «Шахтизола», по 30-35 л каждого. Технические характеристики «Шахтизола» приведены в таблице 3.5.3.

Таблица 3.5.3 – Технические характеристики клея Шахтизол-100

№п/п	Показатель	Значение показателя
1	Объемное соотношение смеси	1:1 (смола-катализатор)
2	Начало реакции при 15°С, мин	до 40
3	Время реакции при 15°С, мин	до 20
4	Коэффициент прироста объема	1,8
5	Температура применения	5°-25°
6	Разрушающее напряжение при изгибе, МПа, не менее	40
7	Напряжение сжатия при 10% деформации, МПа, не менее	40

Технические характеристики полиуретановой однокомпонентной смолы «CarboFoam P» приведены в таблице 3.5.4.

Таблица 3.5.4 – Технические характеристики пены CarboFoam P

Показатель	CarboFoam P				
Исходная температура	10°С	15°С	20°С	25°С	-
Время начала реакции	43 мин	35мин	30мин	28мин	± 5мин
Время реакции	5ч 35мин	4час 35мин	4ч 10мин	3ч 38мин	± 15мин
Фактор вспенивания (при свободном вспенивании)	40-60 мин	40-60 мин	40-60 мин	40-60 мин	-

Основными преимуществами данного варианта является то, что в трубке однокомпонентный материал «CarboFoam P» не твердеет (без контакта с водой), а после реакции имеет хорошие склеивающие свойства ко всем видам поверхностей.

3.6 Выводы

1. Описаны физические уравнения, отражающие закономерности деформации угольных матриц в комбинации с действующими напряжениями от горного давления с учетом процессов сорбции и выполнен оценочный расчет деформаций и напряжений.

2. Как свидетельствуют расчеты, действие сорбционной усадки угля даже при небольших понижениях пластового давления приводит к появлению существенных растягивающих механических напряжений. По нашему предположению эти напряжения способны повысить проницаемость угля и этот эффект целесообразно использовать в технических решениях, направленных на повышение интенсивности дегазации.

3. На основе результатов моделирования и натурных исследований на шахте им. С.М. Кирова можно утверждать, что при дебитах метана 5-10 л/мин, характерных для практики дегазации монолитных угольных пластов, пластовая дегазация малоэффективна. Чтобы достичь высоких нагрузок на очистной забой необходимо проводить дополнительные мероприятия по увеличению эффективности пластовой дегазации.

4. Реализован способ для экспериментального измерения дебита метана из пластовых скважин в шахтных условиях с помощью ротаметров типа ЭМИС-МЕТА 210 с диапазонами измерений расхода воздуха в пределах 0...1; 0...10 и 0...100 л/мин. Работоспособность ротаметров подтверждена измерениями в шахтных условиях на шахте им. С.М. Кирова ОАО «СУЭК-Кузбасс».

5. Для достижения высоких значений давления газа в дегазационной скважине, выполнена апробация технологии по надежной герметизации коаксиального пространства между обсадными трубами и стенками скважины, которая позволяет оценить значение пластового давления метана и вместе с этим проводить интенсификацию пластовой дегазации.

4 Шахтные испытания разработанного метода воздействия на угольный пласт через дегазационные скважины

4.1 Результаты шахтных измерений дебита метана из пластовых дегазационных скважин

В шахтных условиях нами реализовано измерение дебитов метана в каждой скважине вдоль всего выемочного столба. По существу нами предложена методика экспертизы эффективности функционирования пластовых дегазационных скважин. На практике для измерения дебитов метана из скважин, согласно действующего РД 15-09-2006 «Методические рекомендации о порядке дегазации угольных шахт» используют стационарные или переносные приборы, которые могут быть с диафрагмой, вмонтированной в газопровод, или без нее.

Испытания проведены в ОАО «СУЭК-Кузбасс» на шахте им. С.М. Кирова. В таблице 4.1.1 приведены результаты замеров.

Таблица 4.1.1 – Результаты шахтных измерений по пласту «Поленовский»

№ скв	Длительность дегазации, сут	Состояние скважины	Дебит метана, л/мин
28	178	нет штыба	8.15
27	179	штыб	14.67
26	180	штыб	11.41
25	181	нет штыба	10.595
24	182	нет штыба	8.15
23	183	немного пены	6.52
22	184	нет штыба	8.15
21	185	нет штыба	1.63
20	186	нет штыба	8.15
19	187	нет штыба	6.52
18	188	штыб	8.15
17	189	штыб	11.41
...
1	205	нет штыба	8.15

Номерам скважин соответствуют дата бурения и, следовательно, на момент измерений известна длительность функционирования дегазационной скважины. Этой информации достаточно для построения зависимости дебита метана из дегазационной скважины в течение времени.

На рисунке 4.1.1 представлена графическая зависимость, построенная по результатам измерений. Естественно, наибольший дебит газа наблюдается в начале эксплуатации скважины, когда углепородный массив вокруг скважины содержит метан под высоким пластовым давлением. В дальнейшем дебит метана стабилизируется и переходит в квазистатический режим. Измерения характеризуются значительной дисперсией результатов, однако тенденция понижения дебита в течение времени все же проявляется.

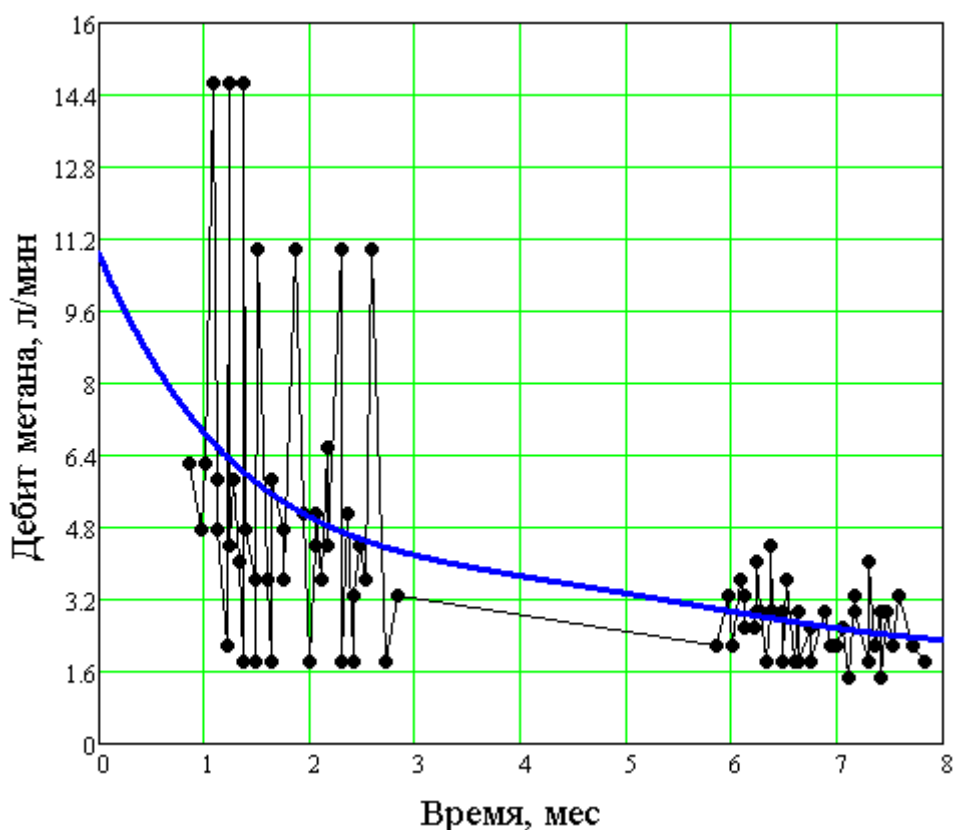


Рисунок 4.1.1 – Дебиты метана из дегазационных скважин на шахте им. С.М. Кирова

Установившийся режим дегазации соответствует среднему по выемочному столбу дебиту метана из скважин величиной $Q_2=3,30$ л/мин.

Приведенные значения представляют интерес для расчета величины съема метана при пластовой дегазации из двух штреков. Средний съем метана вокруг дегазационной скважины за время ее функционирования составляет:

$$Q_{\Sigma} = \frac{Q_2 t}{2lmL_1\rho_1}, \quad (4.1.1)$$

где t – время функционирования скважины, сут;

l – расстояние между дегазационными скважинами, пробуренными с двух сторон, м;

m – мощность пласта, м;

L_1 – длина очистного забоя, равная ширине выемочного столба, м;

ρ_1 – объемная масса угля, т/м³.

При значениях $l=6$ м, $m=2$ м, $L_1=300$ м и $\rho_1=1,29$ т/м³ удельный съем метана из выемочного столба за счет пластовой дегазации в результате функционирования скважин в течение года составляет:

$$Q_{\Sigma} = \frac{3,3 \cdot 10^{-3} \cdot 360 \cdot 24 \cdot 60}{6 \cdot 2 \cdot 300 \cdot 1,29} = 0,37 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Полученные данные замеров свидетельствуют о низкой эффективности базовой технологии пластовой дегазации. Согласно результатам замеров средние дебиты метана из дегазационных скважин по пласту «Поленовский» шахты им. С.М. Кирова находятся в пределах до 15 л/мин. Аналогичные результаты получены при экспертизе эффективности дегазации вышележащего пласта «Болдыревский». Проведенные измерения подтвердили необходимость выполнения технологических мероприятий по повышению проницаемости угольного пласта. Предложенный метод измерения дебита метана позволяет количественно оценить параметры эффективности текущей или заблаговременной дегазации.

Высокая дисперсия экспериментальных показателей значений имеет несколько причин. Во-первых, проявляется фактор анизотропии

проницаемости угля вокруг скважины. Другая причина, вполне вероятная – это несоответствие паспортной длины скважин фактической длине. Другими словами, не исключены варианты, когда вместо паспортной длины скважины 150 м на самом деле пробурена скважина длиной существенно меньшей, что может иметь место из-за низкой производственной дисциплины и отсутствия метода оперативного контроля за длиной ранее пробуренных дегазационных скважин. На практике контроль длины скважины осуществляют субъективно путем подсчета количества буровых штанг, которые извлекает мастер бурового станка в конце проходки скважины. Других оперативных средств контроля длины глубоких скважин в выемочном столбе на шахтах до настоящего не существовало. Однако в ходе проведения научных исследований нами поставлена и решена на изобретательском уровне эта важная техническая задача – измерения объема и длины дегазационных скважин, что подробно описано в разделе 4.2.

Следует отметить, что по результатам выполненных замеров примерно 30 % дегазационных скважин имеют нулевой дебит и фактически не участвуют в дегазации выемочного столба [22]. Причиной низких дебитов возможно является фактор заиливания скважин в процессе бурения, которое в опасных по газу условиях осуществляют с подачей за забой воздуха и воды. В процессе кольматации трещин перекрываются фильтрационные каналы, что приводит к снижению газопроницаемости угля в этих зонах. На этот процесс оказывает также влияние факторы заложения скважин: число и взаимное расположение, характер и степень дезинтеграции массива, а также обводненность массива.

Как правило, угольные пласты и породные массивы содержат свободную воду, заключенную в поровом пространстве и трещинах. Эксперименты в шахтных условиях свидетельствуют, что часть дегазационных скважин сухие, а из множества других поступает в небольших количествах вода, особенно на начальных стадиях дегазации. Как свидетельствует множество исследований [110], процесс извлечения метана

из угольных пластов связан в первую очередь с процессом осушения газоносного углепородного массива. На шахте им. Кирова ОАО «СУЭК-Кузбасс» нами проведены экспериментальные исследования взаимосвязи притоков воды и дебита метана. Для замеров дебита метана из устья скважины использовали пластиковые ротаметры типа ЭМИС-МЕТА 210, для замера воды использовали мерный стакан.

В таблице 4.1.2 представлены пример записи результатов измерений.

Таблица 4.1.2 – Результаты шахтных измерений

№ скв	Дата бурения	Длительность дегазации, сут	Дебит воды, мл/мин	Состояние скважины	Дебит метана, л/мин	Примечания
59	1.08.12	69	20	нет штыба	3,4	-
55	27.07.12	73	40	штыб	2,72	-
54	26.07.12	74	40	штыб	3,36	-
53	25.07.12	75	0	нет штыба	0	-
52	24.07.12	76	0	нет штыба	0	-
47	19.07.12	81	20	немного пены	0	-
46	18.07.12	82	0	нет штыба	3,04	вода в скважине.
45	17.07.12	83	0	нет штыба	3,04	вода в скважине
44	16.07.12	84	0	нет штыба	6,08	вода в скважине
43	15.07.12	85	50	нет штыба	0,68	-
42	14.07.12	86	20	штыб	3,9	-
41	13.07.12	87	0	штыб	3,14	-
...
27	29.06.12	101	10	нет штыба	3,4	-

Часть скважин одновременно с метаном отдают воду. На рисунке 4.1.2 представлена зависимость, свидетельствующая о том, что более эффективная дегазация происходит именно с наличием воды. Коэффициент корреляции

составляет 0,31 при доверительной вероятности вывода о наличии корреляции 0,94.

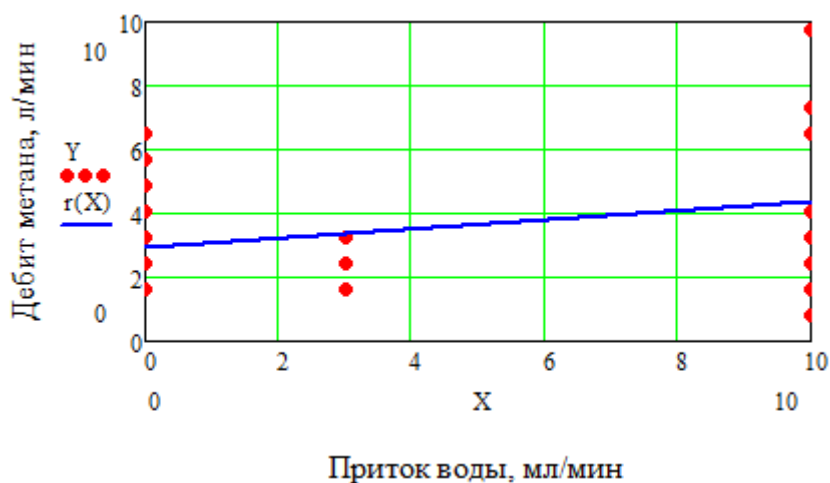


Рисунок 4.1.2 – Связь дебита метана и притоков воды из скважины

В частности, в условиях шахты им. С.М. Кирова (пласт «Болдыревский», лава 24-61) экспериментально установлено, что примерно через 120 суток, притоки воды в скважину прекращаются, а дебиты метана стабилизируются и поддерживаются на постоянном уровне или незначительно возрастают, по крайней мере, в течение последующих 300 суток [23].

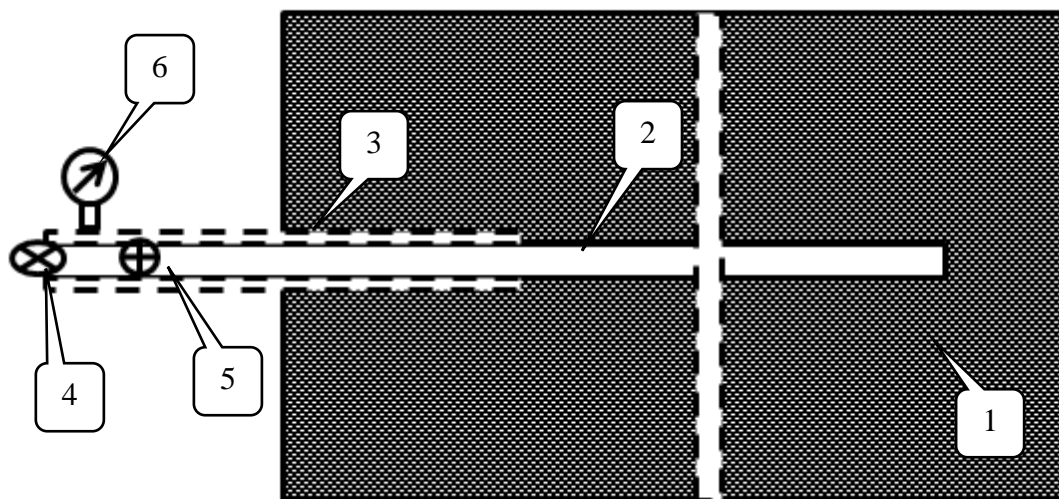
Высокая доверительная вероятность положительной корреляции свидетельствует о существовании физического механизма связи дебита метана и притока воды. В качестве гипотезы правомерно допустить, что метан и вода поступают в скважину по одним и тем же каналам проницаемости и магистральным трещинам. Этим фактически подтверждаются известные предположения, что проницаемость угольного пласта зависит в основном от наличия трещин естественных или техногенных. Очевидно, для проницаемости угля значительно проявляется масштабный эффект: чем меньше размер угольных блоков или образцов, тем меньше проницаемость.

4.2 Методика измерения объема и длины дегазационных скважин

Актуальность данной технической разработки вызвана необходимостью осуществлять оперативный контроль за объемом и длиной дегазационных скважин с целью повышения качества дегазационных работ и достоверности интерпретации результатов шахтных измерений.

Главная идея разработанного способа определения объема скважины заключается в предварительном заполнении полости скважины газом и измерении давления в скважине в течение времени. В одном варианте осуществляют операцию закрытия устья продуктивной скважины на время нарастания избыточного давления, затем часть газа перепускают в атмосферу с постоянным расходом. При этом измеряют величину изменения избыточного давления во времени до и после перепуска газа. Этот способ наиболее технологичен и пригоден в случаях естественного поступления метана в полость скважины [28, 80].

Однако если в скважину метан все же не поступает или дебит близок к нулю, то осуществляют дополнительное воздействие. В данном случае для выполнения операции замера в скважину сначала нагнетают воздух, затем закрывают ее устье на время падения избыточного давления и после этого перепускают часть воздуха в атмосферу, измеряя при этом давление газа в скважине. Предложенный способ поясняется рисунком 4.2.1, отражающий осуществление способа в газоносных породных массивах.



1- породный массив; 2- дегазационная скважина; 3- обсадная труба; 4- расходомер; 5- шаровой кран; 6- манометр

Рисунок 4.2.1 – Испытание способа измерения объема скважины

По первому варианту, при измерении объема скважины в газоносном породном массиве с помощью крана 5 перекрывают сечение трубы 3. Вследствие поступления газа из породного массива в полость скважины 2 происходит повышение давления до величины P_0 , которое фиксируют манометром 6. В соответствии с уравнением Менделеева – Клапейрона масса газа в скважине составляет:

$$m_0 = \frac{\mu}{RT} P_0 V , \quad (4.2.1)$$

где m_0 - масса газа в скважине;

μ - молярная масса газа;

R - универсальная газовая постоянная;

T - абсолютная температура газа;

V – объем скважины.

Через последующее время Δt_1 от момента измерения давления P_0 до момента начала перепуска газа в атмосферу, давление в скважине изменяется до величины P_1 . Масса газа в скважине перед перепуском составляет:

$$m_1 = \frac{\mu}{RT} P_1 V, \quad (4.2.2)$$

где m_1 – масса газа в скважине перед перепуском газа в атмосферу.

Темп перетока массы газа между скважиной 2 и окружающей средой составляет:

$$Q_1 = \frac{m_1 - m_0}{\Delta t_1}. \quad (4.2.3)$$

Далее с помощью вентиля 5 устье скважины 2 открывают и в течение времени Δt_2 перепускают газ с постоянным массовым расходом в атмосферу. Показания объемного расхода газа измеряют расходомером газа 4. При этом из скважины через устьевую трубу 3 выходит газ массой:

$$\Delta m = \mu \cdot \frac{P_{at}}{RT} \cdot G \cdot \Delta t_2, \quad (4.2.4)$$

где Δm – масса газа перепускаемого в атмосферу через устьевую трубу 3;

P_{at} – атмосферное давление;

G – постоянный объемный расход газа, перепускаемого в атмосферу.

После перепуска газа в атмосферу давление газа в скважине 2 уменьшается до величины P_2 . Поэтому масса оставшегося газа в скважине 2 составляет:

$$m_2 = \frac{\mu}{RT} P_2 V, \quad (4.2.5)$$

где m_2 – масса газа в скважине после перепуска в атмосферу.

Затем, через время Δt_3 после перепуска газа измеряют величину избыточного давления P_3 . На этой стадии темп перетока массы газа между скважиной 2 и окружающей средой составляет:

$$Q_2 = \frac{m_2 - m_1}{\Delta t_3}. \quad (4.2.6)$$

Следовательно, средневзвешенный по времени темп перетока массы газа между скважиной 2 и окружающей средой составляет:

$$Q = \frac{Q_1 \cdot \Delta t_1 + Q_2 \cdot \Delta t_3}{\Delta t_1 + \Delta t_3}. \quad (4.2.7)$$

В течение времени Δt_2 истечения газа из устьевой трубы 3 другая часть газа перетекает из скважины 2 через породный массив, а также, в случае плохой герметизацию устья скважины, проходит обход устьевой трубы 3. Масса этого газа составляет:

$$\Delta m_0 = Q \cdot \Delta t_2 = (m_1 - m_0 + m_3 - m_2) \frac{\Delta t_2}{\Delta t_1 + \Delta t_3}. \quad (4.2.8)$$

В соответствии с законом сохранения массы выполняется равенство:

$$m_2 = m_1 - \Delta m - \Delta m_0. \quad (4.2.9)$$

Из решения уравнения (4.2.9) с учетом зависимостей (4.2.1-4.2.8) получим выражение для расчёта объема скважины:

$$V = \frac{P_{at}}{P_1 - P_2 + (P_0 - P_1 + P_2 - P_3) \frac{\Delta t_2}{\Delta t_1 + \Delta t_3}} G \cdot \Delta t_2, \quad (4.2.10)$$

где P_{at} – атмосферное давление;

P_0 – давление в скважине в момент времени до перепуска газа;

P_1 – давление в скважине в момент времени начала перепуска газа;

P_2 – давление в скважине в момент времени окончания перепуска газа;

P_3 – давление в скважине в момент времени после перепуска газа;

Δt_1 – время между измерениями значений P_0 и P_1 ;

Δt_2 – длительность перепуска газа;

Δt_3 – время между измерениями значений P_2 и P_3 ;

G – объемный расход перепускаемого газа в устье скважины.

Таким образом на основе замеров параметров P_0 , P_1 , P_2 , P_3 , Δt_1 , Δt_2 , Δt_3 и G , выполненных при реализации технологических операций, определяют объем скважины. Достоинством способа является высокая точность определения объема, поскольку для его реализации требуется минимальное количество оборудования при высокой точности измерений необходимых параметров: времени, давления и расхода газа.

По второму варианту, при определении объема скважины 2 в породных массивах 1 с небольшой газоносностью или при отсутствии притоков газа, для сокращения длительности измерительных операций, в малодебитную скважину 2 нагнетают воздух, закрывают скважину 2 на время Δt_1 падения избыточного давления от величины P_0 до величины P_1 , затем перепускают часть воздуха в атмосферу с постоянным расходом G в течение времени Δt_2 . В конце процесса измеряют давление газа P_2 . Затем через время Δt_3 после перепуска газа измеряют давление газа P_3 .

Также как в первом варианте, расчет производят по формуле (4.2.10).

Пример расчета 1 (дебитная негерметичная скважина). В конкретном случае на одной из экспериментальных скважин дебит метана из дегазационной скважины составляет 15 л/мин. Для измерения объема скважины устье закрывают. В результате давление в скважине повышается и через некоторое время составило $P_0 = 2,0$ бар. Спустя время $\Delta t_1 = 40$ мин давление повысилось до $P_1 = 2,3$ бар. С помощью крана в течение времени $\Delta t_2 = 30$ мин сбросили из скважины метан при расходе $G = 30$ л/мин. При этом давление понизилось до величины $P_2 = 1,5$ бар. Затем устье скважины снова перекрыли и через время $\Delta t_3 = 25$ мин зафиксировали увеличение

давления в скважине до величины $P_3=1,6$ бар. Следовательно, объем скважины по формуле (4.2.10) составил:

$$V = \frac{P_{at}}{2,3-1,5+(2,0-2,3+1,5-1,6)\frac{30}{40+25}} 0,03 \cdot 30 = 1,463 \text{ м}^3.$$

Расчетная длина скважины при диаметре $d=93$ мм составляет:

$$L = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 1,463}{\pi \cdot 0,093^2} = 215,37 \text{ м.}$$

Пример расчета 2 (малодебитная, негерметичная скважина). В конкретном случае на одной из экспериментальных скважин (№ 17 25-95 к/ш) дебит метана очень низкий, менее 1 л/мин. Поэтому для измерения объема скважины в нее закачали воздух из шахтного воздуховода. Установившееся манометрическое давление составило $P_0 = 4,0$ бар. Спустя время $\Delta t_1 = 40$ мин понизилось до $P_1 = 3,8$ бар. С помощью крана стали сбрасывать газ из скважины при расходе $G = 100$ л/мин. Расходомер тарирован на воздух. Для пересчета на метано-воздушную смесь был проведен лабораторный анализ газовой смеси из исследуемой скважины. Состав газа из скважины №17, по данным лабораторного анализа, приведен в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 – Анализ смеси из скважины

№скв	CO ₂	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	др C _i H _j	радон	азот
17	0.35	4.98	0	0	73,9	0.0	0.0005	0	0.00011	0.0008	остальное

При температуре газа $T = 291K$ вязкость метана составляет $\mu_2 = 1,05 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$; вязкость воздуха $\mu_1 = 1,71 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$. Измеренный состав газа: 74 % метана и 26 % воздуха. Вязкость метано-воздушной смеси равна

$1,22 \cdot 10^{-5}$ Па·с. Поправочный коэффициент расходомера, учитывающий различие вязкостей воздуха и смеси газов составит $k = \frac{\mu_1}{\mu_{см}} = 1,40$.

Таким образом, объемный расход метано-воздушной смеси составляет:

$$Q_2 = 100 \cdot \frac{1,71 \cdot 10^{-5}}{1,22 \cdot 10^{-5}} = 140 \frac{\text{л}}{\text{мин}}.$$

Через время $\Delta t_2 = 20$ мин манометрическое давление газа в скважине понизилось до величины $P_2 = 2,4$ бар. Затем через время $\Delta t_3 = 30$ мин измерили давление газа в скважине $P_3 = 2,3$ бар. Следовательно, расчетный объем скважины по формуле (4.2.10) составляет:

$$V = \frac{1}{3,8 - 2,4 + (4,0 - 3,8 + 2,4 - 2,3) \frac{20}{40 + 30}} \cdot 0,14 \cdot 20 = 1,885 \text{ м}^3.$$

Соответствующая длина скважины:

$$L = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 1,885}{\pi \cdot 0,093^2} = 277,5 \text{ м}.$$

Для сравнения по паспорту дегазации длина скважины составляет 290 м. Можно сделать вывод о том, что расчет достаточно хорошо соответствует практике.

Пример расчета 3 (герметичная скважина). После нагнетания воздуха в скважину установили, что давление воздуха за время $\Delta t_1 = 40$ мин практически не изменилось. Этот вариант соответствует случаю, когда достигнута хорошая герметизация устья скважины и имеет место низкая проницаемость вмещающих пород. В данном частном случае имеем: $P_0 = P_1$, $P_2 = P_3$. Расчетная формула (4.1.10) упрощается и принимает вид:

$$V = \frac{P_{ат}}{P_1 - P_2} G \cdot \Delta t_2.$$

Результат расчёта:

объем $V = \frac{1}{3,8 - 2,4} \cdot 0,14 \cdot 20 = 2,0 \text{ м}^3,$

длина скважины
$$L = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 2}{\pi \cdot 0,093^2} = 294,4 \text{ м.}$$

Таким образом, предложен и апробирован в производственных условиях оперативный способ определения объема и длины дегазационных скважин как дебитных (рабочее тело – метан), так и малодебитных (рабочее тело – воздух из шахтного воздуховода), описанный в приложении 1.

На данный способ получен патент на изобретение № 2558563 «Способ определения объема скважины» [28].

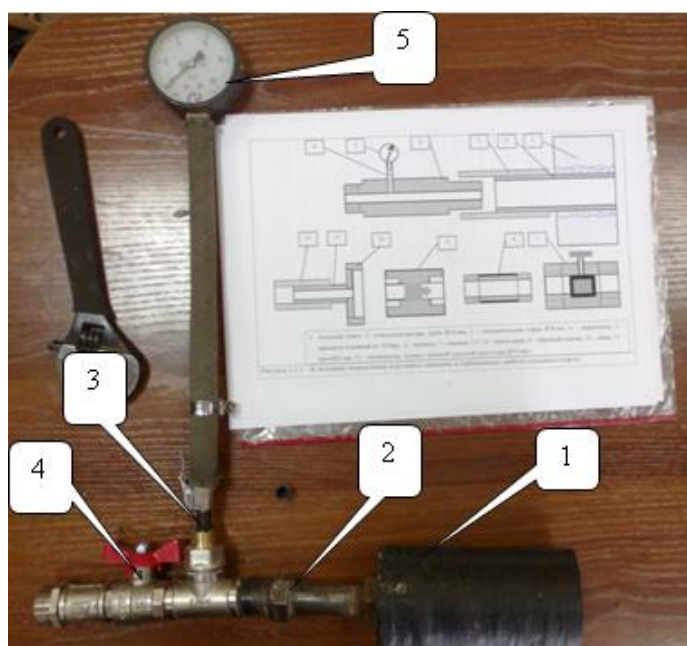
4.3 Результаты испытаний способа дегазации угольных пластов методом циклического газодинамического воздействия

Для интенсификации процесса дегазации угольного пласта нами предложено осуществлять циклическое открытие и закрытие устья скважины, при котором происходит соответственно нарастание и падение давления метана в пространстве вокруг скважины. Темп нарастания давления зависит от свойств углепородного массива, в частности, от пластового давления, проницаемости и сорбционных свойств угля. Для достижения значений давления, близких к пластовому давлению, нами были выполнен ряд технических разработок по надежной герметизации коаксиального пространства между обсадными трубами и стенками скважины. Апробированы материалами с разными физическими свойствами с герметизацией на разные глубины скважины. Для достижения необходимого качества герметизации устья скважины длину обсадных труб необходимо выбирать так, чтобы захватить длину зоны трещиноватости массива, возникающую при проходке нарезных выработок.

Сам процесс осуществления циклических воздействий не требует дополнительного оборудования и не нарушает базовую шахтную технологию предварительной дегазации выемочного столба. Для установления режима

циклического динамического воздействия на пластовые скважины испытания проводились в следующей последовательности:

1. Измерение установившегося дебита и концентрации метана из дегазационной скважины.
2. Закрытие заслонки на несколько суток, в течение которых с периодичностью один раз в сутки измерялась величина нарастающего пластового давления. Измерительные приспособления и манометр представлены на рисунке 4.3.1.
3. Через каждые семь суток предусматривалось открытие заслонки и сброс давления; затем в течение месяца и более измеряли дебит метана с периодичностью один раз в сутки.



1- стеклопластиковая обсадная труба; 2- распирающее устройство; 3- ниппель; 4- кран; 5- переносной манометр

Рисунок 4.3.1 – Устьевая измерительная арматура

Второй технологический вариант циклической обработки пласта предусматривает реализация режима чисто пневматического воздействия воздухом на угольный пласт через пластовые скважины. Этот вариант

применим для случая, когда дебит метана из скважин крайне низкий или даже нулевой. Вариант имеет хорошую перспективу для широкой реализации поскольку в подготовительных выработках, как правило, проходит шахтный трубопровод с воздухом под давлением до 6 бар, который используется для технологических нужд как источник пневматической энергии для подземного оборудования. При длине скважины 150 м, диаметром 76 мм для пневматической обработки требуется порядка 5 кг воздуха под давлением 6 бар и энергии в количестве:

$$\frac{\pi \cdot (0,076\text{м})^2}{4} \cdot 150\text{м} \cdot (6 - 1) \cdot 10^5\text{Па} \cong 3,4 \cdot 10^5\text{Дж} \cong 0,095\text{ кВт} \cdot \text{час}.$$

Такой расход пневматической энергии служит в качестве стартового механизма для начала микро структурирования угольного пласта под действием сорбционных деформаций в процессе циклических актов открытия и закрытия скважины. В частности на реализацию 10 циклов нагнетания воздуха потребуется энергии 0,95 кВт·час; при использовании метода на 100 скважинах в течение одного года суммарные затраты энергии составят порядка 95,0 кВт·час. Наконец, при стоимости пневматической энергии 200 руб/кВт·час затраты в денежном исчислении только на энергию составят порядка 19,0 тыс. руб, что весьма незначительно по сравнению с иными методами интенсификации дегазации.

В ходе подготовки экспериментальных работ нами были изготовлены и собраны необходимые конструктивные элементы подключения скважины к пневмо-ставу. Из соображений удобства использования в шахтных условиях при соблюдении необходимой безопасности и функциональности устройство был разработан и изготовлен удобный вариант с диаметром отвода для воздушного канала 15 мм. На рисунке 4.2 представлен отвод от шахтного пневмо-става, который герметично монтируется во фланцевое соединение труб. По существу выполненной работы, подключение отвода к пневмо-ставу не представляет большого труда.



Рисунок 4.3.2 – Отвод от пневмо-става с резьбой для подключения к скважине

На рисунке 4.3.3 представлены используемые детали и конструкция обустройства устья скважины.



Рисунок 4.3.3 – Конструкция обустройства скважины

Оборудование для пневмообработки со всеми составными элементами включает распирающее устройство; тройник с ниппелем, диаметром 15 мм; шаровой кран, муфту, штуцер и гидравлический шланг высокого давления.

Монтирование в пневмо-став специально изготовленного устройства фланцевым соединением, от которого имеется выход с резьбой на нужный диаметр для крепления крана, которым далее регулируем подачу воздуха. С

обеих сторон изготовленного устройства при монтаже вставляется резиновая прокладка для герметичности. Все соединения сборных деталей осуществлено на резьбе через обмотку для герметичности.

На шахте им. С.М. Кирова нами проведены испытания технологии с циклическим газодинамическим воздействием. Объект исследований – скважины, пробуренные по пласту «Болдыревский». Место заложения скважины - конвейерный штрек 25-94, 191 пикет. Диаметр скважины 93мм, длина 150 м.

Первый цикл газодинамического воздействия. Начальный дебит метана из экспериментальной скважины, измеренный ротаметром ЭМИС-МЕТА 210 с учетом корректировочного коэффициента составил 32,6 л/мин. После закрытия устья скважины примерно через сутки в ней установилось манометрическое давление 4,8 бар. Затем через 4 дней выдержки давление было сброшено и после этого зафиксировано увеличение дебита метана, которое составило 48,9 л/мин, то есть возросло в 1,5 раза.

Второй цикл газодинамического воздействия. На вторые сутки после первого свободного истечения метана скважину закрыли. Также как в первом цикле установившееся давление метана в скважине через 5 суток составило 4,8 бар. После открытия скважины через 30-40 минут дебит метана составил 57,05 л/мин. Замер дебита метана показал, что измеренное значение после второго цикла 57.05 л/мин не изменилось.

Следует отметить, что повышение дебита метана достигнуто в случае, когда в цикле давление в скважине составило 4,8 бар. Сравнительно низкие значения давления метана в скважине объясняются низким качеством герметизации устья. При абсолютной герметизации давление метана должно быть близким к пластовому давлению метана в угольном пласте – до 25 бар. Вне сомнения циклы закрытия и открытия скважин при реализации максимально возможных значений давления метана в скважинах приведут к более значительному увеличению дебитов метана. Тем не менее, даже при перепадах давления до 5 бар зафиксировано увеличение дебита метана в 1,75

раза. В проведенных экспериментах результат повышения дебита метана сохранялся, по крайней мере, в течение месяца. Таким образом, суммарное количество поступающего метана превышает массу аккумулированного метана на стадии закрытия скважины.

Самый лучший результат повышения дебита метана за счет закрытия и открытия устья скважины был достигнут в наших первых экспериментах 2011 г. во время испытаний на пласте «Поленовский» (исполнители магистр Прасолов Д. и студент Хаутиев А.), когда в цикле закрытия скважины давление метана достигло 5-6 бар, при этом дебит метана увеличился от величины 5 л/мин (до закрытия скважины) до 25 л/мин (после открытия) и поддерживался таковым в течение трех месяцев функционирования – до момента погашения скважины плановыми очистными работами.

В последующих наших более 20 шахтных экспериментах во всех случаях были получены увеличение дебита метана, даже в тех случаях, когда из-за плохой штатной герметизации устья скважины избыточное давление метана повышалось всего на величину 2,5 бар. Даже в этих случаях дебит метана возрастал на 20-30%. Для практических целей такой результат не представляет большого интереса. Однако для подтверждения реализации физического механизма повышения проницаемости угольного пласта, который происходит в результате циклического изменения давления, такой результат представляет большой научный интерес.

Эксперименты с пневматическим воздействием проведены на «нулевых» скважинах, когда нет возможности повысить давление в скважине путем закрытия из-за отсутствия дебита.

В 2014 г. в конкретном эксперименте по пласту «Поленовский» выработки 25-94, конвейерный штрек в условиях шахты им. С.М. Кирова выбрана малодебитная скважина (менее 1 л/мин). Герметизация устья скважины выполнена по принятой на шахте технологии. Коаксиальное пространство между скважиной и трубой заполнено пеной CarboFoam P, обсадка осуществлена стеклопластиковой трубой на глубину 6 м.

По нашей методике было произведено пневматическое воздействие путем нагнетания воздуха из шахтного трубопровода. Через 50 мин нагнетания воздуха в скважине установилось давление $P=5-5,5$ атм. Скважину под этим давлением оставили на сутки. Визуальных прососов воздуха их устьевой зоны герметизации не наблюдалось.

На вторые сутки, после сброса давления воздуха в скважине, был произведен замер дебита метано-воздушной смеси, который составил 4,08 л/мин. Важно отметить, что на начальной стадии измерений из скважины выходил практически чистый воздух - концентрация метана в самом начале истечения составила 1,1-1,4 %. Из этого следует, что угольный пласт вокруг скважины в результате пневмовоздействия был насыщен воздухом.

Затем было произведено повторное пневматическое воздействие при тех же параметрах закачки в течение одного часа. Начальное давление 6 бар. Затем скважину под давлением выдержали в течение 3 часов. За это время давление в скважине понизилось до 2,2 бар, что очевидно связано с плохой герметизацией устья и прососами газа через устье скважины и в трещиноватый массив вокруг скважины.

Затем скважину открыли, и давление было сброшено до нуля. Замеры неустановившегося расхода метана из скважины показали:

- в начале, в течение 5 минут дебит газа: 40...20 л/мин;
- в течение 5-10 минут дебит газа: 15 л/мин;
- через 20 мин и более дебит газа: 15 ...10 л/мин.

После этого скважина подключена к дегазационному трубопроводу с отсосом газа вакуум-насосом. Спустя сутки, после функционирования скважины в обычном режиме под вакуумом дебит составил 1,5 л/мин при концентрации метана 2 %.

Таким образом, установлено, что из скважины продолжает поступать преимущественно воздух. Далее было выполнено повторное пневмовоздействие при тех же параметрах нагнетания. Через неделю после

пневмовоздействия дебит метана составил 1,5 л/мин., однако концентрация метана в скважине со временем выросла до величины 20 %.

Данные значения дебита метана величиной 1,5 л/мин в пластовой скважине сохранились спустя месяц после цикла воздействий, концентрация метана в смеси также сохранилась величиной 20 %.

Интерес представлял установить состав газовой смеси в экспериментальных скважинах. Для этих целей были взяты пробы из этих скважин. В соответствии с протоколом испытаний по данным лабораторного анализа состава газа из скважин приведем некоторые полученные значения, представленные в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 – Состав газовой смеси из пластовых скважин

№ скв	CO ₂	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	др C _i H _j	N ₂
117	0.32	12.97	0.0001	0	38.03	0.00945	0.00016	0	0.00011	остальное
116	0.09	20.23	0.0001	0	3.73	0.00179	0.00008	0	0.0001	остальное
17	0.35	4.98	0	0	73.90	0.00506	0.00005	0	0.00008	остальное

Из данных лабораторного анализа можно выделить следующие особенности:

- Из скважины №117 идет метано-воздушная смесь (метан 38% и кислород 13%), а из скважины №116 чистый воздух - 20% кислорода.
- Наличие CO₂ в смеси газов свидетельствует о протекании окислительного процесса, причем чем больше CO₂, тем меньше O₂ в составе газа. При этом, из скв. № 17 (без пневмообработки) содержание в газе CO₂ составляет 0,35%, а из скв. №116 (после пневмообработки) – 0,39%.

Из проведенных экспериментов можно утверждать, что возможным механизмом повышения дебита и увеличения проницаемости угля в около скважинной зоне является очистка каналов фильтрации, которые колюматируются влажным буровым штыбом в процессе бурения скважины. За счет очистки каналов трещиноватости от влаги и штыба обеспечивается

повышение метаноотдачи в начале функционирования пластовых скважин и повешение дебитов метана при последующей дегазации.

4.4 Выводы

1. На шахте им. С.М. Кирова выполнены шахтные измерения дебита метана из дегазационных скважин вдоль выемочного столба по пластам «Болдыревский» и «Поленовский», которые показали, что примерно 30% скважин являются малодебитными и практически не участвуют в дегазации. Установлено, что наиболее интенсивное газовыделение из подземных дегазационных скважин наблюдается первые 3 месяца эксплуатации. Съем метана из пластовых скважин, пробуренных на расстоянии 12-15 м в течение года, не превышает $0,5 \text{ м}^3/\text{т}$, что не удовлетворяет требованиям дегазации и требует внедрения более эффективных технологических вариантов дегазации угольных пластов.

2. Для повышения эффективности пластовой дегазации необходимо осуществлять оперативный контроль за качеством проектного бурения скважин. С этой целью разработан и апробирован в шахтных условиях новый способ определения объема и длины дегазационных скважин, основанный на нагнетании воздуха в скважину из шахтного воздуховода и измерениях давления и расхода воздуха, на основе которых вычисляют искомые величины.

3. Установлена положительная корреляция между дебитом метана и притоком воды из дегазационной скважины, подтверждающая наличие в пласте каналов проницаемости. Поэтому раскрытие микро- и расширение макротрещин за счет циклических газодинамических воздействий позволяет интенсифицировать дегазацию угольного пласта.

4. Апробирован новый способ повышения дебита метана их дегазационных скважин, реализуемый путем циклического открытия и закрытия устья дегазационных скважин. В частности результаты испытаний

свидетельствуют о повышении дебита метана в пять раз на период более трех месяцев. В некоторых скважинах было зафиксировано увеличение дебитов метана в среднем в 1,5-2 раза.

5. Апробирован способ дегазации угольного пласта путем пневматического воздействия на скважину шахтным воздухом. Испытания способа в малодебитных скважинах показала возможность увеличения дебитов метана до средних значений по выемочному столбу.

5 Техничко - экономическое обоснование рациональных параметров пластовой дегазации

5.1 Факторы экономической эффективности пластовой дегазации

Факторы снижения себестоимости подземной добычи угля непосредственно связаны с возможностями очистного оборудования при стремлении повысить нагрузки на очистной забой. Самым серьезным сдерживающим фактором высокопроизводительной выемки угля являются взрывоопасные концентрации метано-воздушной смеси. По этой причине заблаговременная или текущая дегазация угольных пластов имеет первостепенное значение и является обязательной при интенсивной отработке газоносных угольных пластов.

На объекте наших исследований в условиях шахты им. С.М. Кирова ОАО «СУЭК-Кузбасс» пластовые скважины бурят с интервалом 12-15 м. На сравнительно безопасных участках есть также практика увеличения расстояния между дегазационными скважинами до 24 м. Однако на участках повышенной газообильности для обеспечения высоких нагрузок на очистной забой пластовая дегазация является обязательной.

В работе выполнено компьютерное моделирование процесса пластовой дегазации при фактических горно-геологических свойствах угольных пластов «Поленовский» и «Болдыревский». Как свидетельствуют результаты расчетов в условиях шахты им. С.М. Кирова при реализации базовой технологии дегазации интегральный съем метана за два года эксплуатации дегазационной скважины не превышает $1,2 \text{ м}^3/\text{т}$. Однако этот показатель не всегда удовлетворяет потребностям добычного участка и необходимость в интенсификации дегазации всегда актуальна.

Самым очевидным и прямым путем повышения съема метана методом пластовой дегазации является уменьшение расстояния между дегазационными скважинами. Например, уменьшение шага буровых работ от

расстояния 12 м до 6 м может привести к увеличению съема метана в два раза, т.е. до величины $2,4 \text{ м}^3/\text{т}$ в течение двух лет дегазации. Однако при этом следует принимать во внимание высокие материальные затраты и сложность практической реализации такого подхода. Предложение об увеличении парка буровых станков в два раза является достаточно трудоемким вариантом реализации и требует высоких финансовых затрат. Очевидно, более целесообразным и экономическим оправданным решением проблемы является внедрение способов интенсификации дегазации. При этом рекомендуемые в практику способы интенсификации дегазации не должны быть трудоемкими и не должны превышать затраты по сравнению с вариантом дополнительных буровых работ.

Следует также иметь в виду, что увеличение объема буровых работ за счет снижения расстояния между пластовыми скважинами вполне может применяться оперативно в случаях экстренного выявления локальных газообильных зон в процессе очистных работ. Эти зоны могут быть связаны с проявлениями особых горно-геологических явлений в зонах проявления синклинальных структур, сбросов и на участках геомеханических аномалий угольного пласта.

Разработанный в диссертации метод интенсификации дебитов метана из пластовых скважин за счёт циклического газодинамического воздействия на угольный пласт позволяет увеличить дебит метана в низко дебитных скважинах, а метод пневматического воздействия сжатым воздухом - активировать 30 % «нулевых» скважин, которые вообще не отдают газ. Положительным результатом нашей разработки является увеличение интегрального съема метана в 1,5-2 раза в течение года. При этом следует отметить целесообразность и необходимость еще большего увеличения степени дегазации до величины $3 \text{ м}^3/\text{т}$ в течение года, что вполне достижимо при масштабном внедрении разработанных нами рекомендаций, даже при том шаге бурения дегазационных скважин.

При решении проблемы интенсификации дегазации особое место занимает разработанный нами способ определения объема и длины дегазационных скважин [51]. Этот способ позволяет проводить масштабную экспертизу выемочного столба на предмет соблюдения буровым участком плановых показателей по глубине бурения пластовых дегазационных скважин. В тех случаях, когда пластовая дегазационная скважина имеет нулевой дебит метана, может иметь совсем иное объяснение, связанное с нарушением проектного регламента буровых работ. Не следует исключать человеческий фактор и случаи, когда вместо проектной длины скважины 150-240 м, на самом деле она пробурена на глубину менее 30 м. Очевидно, в этом случае нулевой дебит метана не следует относить к явлению чрезмерно низкой проницаемости угольного пласта. В существующих условиях контроль длины пробуренных скважин осуществляют по месту бурения простым подсчетом количества буровых штанг, извлекаемых после бурения скважины. В этом случае также нельзя исключать субъективность результата измерений.

Как отмечалось, средства контроля длины горизонтальных скважин с помощью механических измерителей длины не решают задачу измерений из-за искривлений ствола скважины и других технических причин. Использование акустических или иных бесконтактных измерителей длины также проблематично, из-за опасности применения в газовых шахтах электрических источников и аккумуляторов энергии. Разработанный в диссертации способ измерения объема и длины дегазационных скважин, описанный в разделе 4.2, позволяет решить задачу измерения объема скважины самыми простыми техническими средствами.

Во-первых, если скважина продуктивная и имеет дебит метана более 5 л/мин, то она вполне пригодна для интенсификации отдачи метана. По технологии, описанной в разделе 3.3, осуществляют циклическое открытие и закрытие скважины, реализуя способ повышения дебита метана и поддерживая нужный дебит в течение времени. Во время циклов открытия-

закрытия скважины измеряют давление и дебит метана. По этим значениям по методике, описанной в разделе 4.2, вычисляют объема и длину дегазационной скважины. Различие проектной и фактической длины дегазационной скважины учитывается при планировании последующих буровых работ.

Во-вторых, если скважина малодебитная, то используют способ интенсификации дегазации пласта с помощью энергии сжатого воздуха из шахтного воздуховода. Как доказано в шахтных экспериментах метод единичного или многократного нагнетания воздуха в скважину под давлением до 10 бар позволяет инициировать приток метана в скважину. Одновременно с решением задачи интенсификации притоков метана решается вторая задача измерения объема и длины скважины. Не исключен случай, когда фактор малого дебита метана из скважины обусловлен тем, что ее длина много меньше проектной длины. В этом случае, при исключительной необходимости технической службой шахты может быть принято решение о бурении дополнительной скважины и интенсификации дегазации предложенными способами.

5.2 Оценка технико-экономической эффективности мероприятий по интенсификации дегазации угольного пласта путем циклического газодинамического воздействия

Для оценки технико-экономических показателей необходимо показать вклад предлагаемого комплекса исследований по выявлению эффективности пластовой дегазации путем циклического газодинамического воздействия, определения объема дегазационных скважин, с целью корректировки параметров заложения пластовых скважин.

Представляет интерес определение экономических показателей предложенных мероприятий на выемочном участке, включая:

- 1) метод интенсификации пластовой дегазации;

- 2) мероприятий по определению объема и длины пластовых скважин;
- 3) экспертизы эффективности дегазации угольного пласта.

Для обоснования эффективности предложенного технического решения необходимо определить капитальные и эксплуатационные затраты [13, 44], представленные в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1- Смета на приобретение, доставку, хранение и монтаж оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудован ия	Стоимость всего оборудова ния, руб.	Норма амортиза ции, %	Годовая сумма амортизаци и, руб.
1	Переносной манометр, ниппель	1	3000	100	3000
2	Пластиковые ротаметры ЭМИС	3	12000	100	12000
3	Распирающее устройство, шаровой кран, переходник, шланги, хомуты	1	8000	100	8000
4	Неучтенное оборудование	-	2000	100	2000
	ИТОГО		25000	100	25000

Срок полезной службы оборудования 1 год. Тогда сумма амортизации составит 25000 руб. Закупка специального оборудования не требуется.

Эксплуатационные затраты Z_3 включают в себя следующие элементы:

1. Вспомогательные материалы;
2. Оплата труда сотрудников;
3. Отчисления на социальные и другие нужды;
4. Амортизационные отчисления;
5. Прочие расходы;

6. Внепроизводственные расходы.

Затраты на вспомогательные материалы сведены в таблицу 5.2.2

Таблица 5.2.2 – Вспомогательные затраты

Наименование материалов	Общий расход	Стоимость ед., руб.	Сумма, руб.
Спецодежда	2 шт.	3200	6400
Запчасти	-	-	2100
Всего	-	-	8500

При определении размера фонда оплаты труда (ФОТ) и суммы оплаты труда каждого работника необходимо руководствоваться элементами действующей тарифной системы. На конечный размер ФОТ влияет коэффициент списочного состава:

$$K_c = \frac{A_k - (A_c + A_v + A_{np})}{A_k - (A_c + A_v + A_{np} + A_{отп}) * (1 - K_y)} = \frac{365 - (52 + 52 + 12)}{365 - (52 + 52 + 12 + 28) * (1 - 0.06)} = 1,2. \quad (5.2.1)$$

где $A_k = 365$ - число календарных дней в году;

$A_c = 52$ - число субботних дней в году;

$A_v = 52$ - число воскресных дней в году;

$A_{np} = 12$ - число праздничных дней в году;

$A_{отп} = 28$ - продолжительность отпуска работника;

$K_y = 0.06$ - коэффициент, учитывающий нерабочее время, связанное с отсутствием работника на рабочем месте по уважительным причинам.

Таблица 5.3 - Таблица по затратам на оплату труда сотрудников

Наименование должности	Штат, чел	Заработная плата на человека, тыс. руб.
Вед. инженер	1	25
Инженер	1	20

На дополнительную заработную плату научного и производственного персонала отводятся выплаты, предусмотренные законодательством о труде за неотработанное по уважительным причинам время, оплату очередных и дополнительных отпусков, времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей, выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем 20-25% от суммы основной заработной платы). Таким образом, $0,25 * 45\ 000 * 12 = 135\ 000$ руб.

С учетом списочного состава и дополнительной зарплаты ФОТ составит 783 000 руб.

Затраты на социальные и прочие нужды формируются в размере 40,4 % от ФОТ и включает в себя отчисления в следующие специальные фонды:

1. Пенсионный – 26 %;
2. Обязательного медицинского страхования- 2,9 %;
3. Социального страхования – 3%;
4. Страхование от несчастного случая – 8,5%;

Таким образом, отчисления на социальные и прочие нужды в год составляют

$$Q = 783\ 000 \cdot 0,404 = 316\ 332 \text{ руб.} \quad (5.2.2)$$

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования включают:

1. Затраты на текущий ремонт в размере 3% от стоимости оборудования;
2. Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования – 2% от стоимости оборудования.

Суммарная величина затрат по этой статье составляет:

$$C = 25\ 000 \cdot 0,05 = 1\ 250 \text{ руб.} \quad (5.2.3)$$

Таким образом, эксплуатационные затраты составляют 1 134 тыс. руб. Затраты на внепроизводственные расходы принимаются равными 4 % от эксплуатационных затрат рассчитанных выше, тогда:

$$Z_{en} = 1\,134\,082 \cdot 0,04 \approx 45\,400 \text{ руб.} \quad (5.2.4)$$

Таким образом стоимость способа предварительной дегазации разрабатываемого угольного пласта на один выемочный столб (считаем среднее время отработки лавы 1 год) составят примерно $C_{АПВ} = 1179$ тыс. руб.

Если значение добытого угля в выемочном участке за год составит $Q = 1,6$ млн. тонн, то учитывая расходы на проведение мероприятий по интенсификации пластовой дегазации, определению длины пластовых скважин и экспертизы эффективности пластовой дегазации $C_{АПВ} = 1179$ тыс. руб., прирост в себестоимости добытого угля ΔC составит:

$$\Delta C = \frac{C_{АПВ}}{Q} = 0,74 \text{ руб./т.}$$

Экономический эффект от внедрения способа предварительной дегазации разрабатываемого угольного пласта путем циклического газодинамического воздействия определим по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3 - C_{АПВ}, \quad (5.2.5)$$

где \mathcal{E}_1 - экономический эффект от повышения нагрузки на очистной забой, руб.;

\mathcal{E}_2 - экономический эффект от утилизации извлеченного метана, руб.;

\mathcal{E}_3 - экономический эффект от снижения эмиссии метана в атмосферу, руб.;

$C_{АПВ}$ - стоимость способа предварительной дегазации разрабатываемого угольного пласта, руб.;

$$\mathcal{E}_1 = C_y \cdot (k - 1) \cdot A_n \cdot N \cdot n_{0.3}, \quad (5.2.6)$$

где C_y - величина годовых условно-постоянных расходов по обслуживанию одного очистного забоя, руб./т;

$k = A_n / A_d$ - коэффициент роста нагрузки на очистной забой за счет внедрения дегазации, д.е.;

A_n и A_d – нагрузки на очистной забой соответственно после и до внедрения дегазации, т/сут;

N – число дней работы шахты в году после внедрения новой технологии, сут;

$n_{o.з}$ – число работающих очистных забоев в зоне дегазации.

Для условий шахты им. С.М. Кирова $C_y = 60$ руб./т, $k = 1,1$, $A_n = 7150$ т/сут, $N = 360$ сут., $n_{o.з} = 1$. В этом случае Θ_1 составит 15440 тыс. руб.

$$\Theta_2 = Q_m \cdot C_d \cdot c_y / 1000 \cdot c_m, \quad (5.2.7)$$

где Q_m – количество извлеченного метана, м³;

C_d – производственная себестоимость добычи 1 тонны угля до внедрения новой технологии, руб/т;

c_y, c_m – соответственно теплотворная способность одного килограмма угля и м³ метана.

При утилизации в котельной экономический эффект может быть оценен стоимостью замещаемого угля (1000 м³ метана эквивалентно 1,8 т угля), т.е.

$$\Theta_2 = 1\,600 \cdot 850 \cdot 1,8 = 2448 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарный эффект составляет:

$$\Theta_3 = \sum \Delta_i \Theta_i, \quad (5.2.8)$$

где Δ_i – снижение отдельных видов выбросов при замене угля метаном;

Θ_i – величина платы за единицу соответствующих выбросов, 50 руб/т.

При съеме метана 1 м³ с тонны дегазированных запасов общее извлечение составит 1600 тыс. м³. Снижение платы за выбросы составит $\Theta_3 = 56$ тыс. руб.

С учетом затрат на реализацию технологии 1179 тыс. руб. годовой экономический эффект оценивается более 16,7 млн. руб.

Приведенный расчет отражает типичную ситуацию, наиболее достоверно применительно к условиям шахты им. С.М. Кирова ОАО «СУЭК-Кузбасс».

На основании изложенного можно констатировать, что в настоящей работе разработана структура технико-экономического обоснования работ по интенсификации дегазации угольных пластов и подготовке выемочных участков к эффективной отработке. Представленная методика расчёта носит демонстративный характер и может быть адаптирована к конкретным условиям других горных предприятий.

5.3 Выводы

На основании изложенного можно сделать следующие выводы:

1. Выполнено технико-экономическое обоснование целесообразности мероприятий по интенсификации дегазационных работ в угольных пластах за счет циклического открытия и закрытия устья пластовых скважин. Установлено, что дополнительные затраты на реализацию мероприятий составляют 0,74 руб. на тонну добываемого угля. При этом себестоимость добычи угля за счет повышения нагрузки на очистной забой при интенсификации дегазации понижается на 10,5 руб/т.

2. Удельные затраты на мероприятия по газодинамическому воздействию на дегазационные скважины оцениваются в пределах 0,74-1 руб/т.

3. Удельные затраты на мероприятия по измерению объема дегазационных скважин не превышают 1 руб/т и являются составной частью технологии газодинамического или пневматического воздействия.

4. Экономическая отдача от предложенных технических решений заключается в повышении нагрузки на очистной забой, повышении безопасности горных работ, использовании метана, снижении выбросов парниковых газов в окружающую среду. Ожидаемый экономический эффект для условий шахты им. С.М. Кирова превышает 16 млн. руб в год.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является научно-квалификационной работой, содержащей решение актуальной для угольной отрасли задачи эффективной дегазации газоносных угольных пластов на основе разработки метода циклического газодинамического воздействия, что имеет значение для безопасной отработки угольных пластов с высокими нагрузками на очистной забой.

Основные научные результаты и выводы по выполненным в диссертации исследованиям заключаются в следующем:

1. Установлен и обоснован механизм повышения газопроницаемости угольного пласта в процессе дегазации путем циклического изменения пластового давления метана, основанный на реализации гистерезиса геомеханических деформаций, вызванного горным давлением и сорбционными процессами в угле.

2. Установлено, что изменение пластового давления метана в угольном пласте приводит к возникновению в нем геомеханических напряжений, существенно превышающих изменение давления метана, вызвавшего сорбционные деформации.

3. Обоснована технология интенсификации дегазации угольного пласта за счет повышения его газопроницаемости в результате реализации гистерезиса механических деформаций, вызванного сорбционными процессами в угле, на основе циклического газодинамического воздействия путем изменения давления метана в результате закрытия и открытия устья дегазационных скважин.

4. Обосновано, что циклическое изменение пластового давления метана в дегазационных скважинах интенсифицирует дегазацию разрабатываемого угольного пласта, что приводит к повышению безопасности горных работ с высокими нагрузками на очистной забой.

5. Обоснованы режимные параметры предварительной пластовой дегазации выемочного столба с применением экспериментально подтвержденного метода циклического газодинамического воздействия,

позволяющего повысить дебит метана в 1,5-5 раз за счет увеличения проницаемости угля вокруг скважины в результате расширения каналов фильтрации.

6. Разработан и предложен способ определения объема и длины дегазационных скважин путем измерения параметров давления и расхода газа в процессе истечения из скважины, позволяющий повысить качество подготовительных работ на стадии предварительной дегазации угольных пластов.

7. Дано технико-экономическое обоснование работ по совершенствованию пластовой дегазации выемочного столба на основе циклического газодинамического воздействия на угольный пласт при подготовке выемочных участков к эффективной отработке.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Агафонов А.В., Ильяшов М.А., Кочерга В.Н., Скипочка С.И., Круковская В.В. Новые закономерности метановыделения при интенсивной отработке пологих угольных пластов // Журнал «Записки горного института». - Санкт-Петербург.: Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». - Том: 205, 2013.- С. 77-85. ISSN: 0135-3500.
2. Айруни, А.Т. Основы предварительной дегазации угольных пластов на больших глубинах / А.Т. Айруни. – М.: Наука. – 1970. – С.79.
3. Алексеев, А.Д. Диффузионно-фильтрационная модель выхода метана из угольного пласта / А.Д. Алексеев, Т.А. Василенко, К.В. Гуменник, Н.А. Калугина, Э.П. Фельдман // Журнал технической физики. – Санкт-Петербург.: Физико-технический институт им. А.Ф.Иоффе РАН, 2007. – № 4. – С.65-74.
4. Антощенко Н.И. Физико-математическая модель динамики метановыделения из подрабатываемых угольных пластов/Н. И. Антощенко, С. И. Кулакова // Горный журнал. –М.: Издательский дом "Руда и металлы", 2012.-№ 8. - С. 89-93.
5. Ахметбеков, Ш.А. Интенсификация газовыделения из угольных пластов через скважины с поверхности / Ш.А. Ахметбеков // Горн. инф. –анал. бюл. – М.: Горная книга. – 1997. – №6. – С.149-151.
6. Баренблатт, Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах/ Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра. – 1984. – 275с.
7. Большинский, М.И., Газодинамические явления в шахтах. Монография / М.И. Большинский, Л.А. Лысиков, А.А. Каплюхин. – Севастополь: Вебер.- 2003. – С.284.
8. Бокий А.Б. Исследования дебита поверхностных дегазационных скважин / А.Б. Бокий, С.Г. Ирисов, В.В. Чередников // Физико-технические проблемы горного производства.-Донецк.: Институт физики горных процессов НАН Украины, 2011.- № 14.- С 115-121.

9. Василенко, Т.А. Исследование влияния высокого давления на систему «уголь – газ» / Т.А. Василенко, П.И. Поляков, В.В. Слюсарев // Физика и техника высоких давлений. – Киев.: АН УССР, Наукова думка. – 2000. – 10, № 4. – С.133–135.
10. Васильковский, В.А. Фазовые состояния и механизмы десорбции метана из угля / В.А. Васильковский, А.Н. Молчанов, Н.А. Калугина // Физико-технические проблемы горного производства. – Донецк.: Сб. наук. Пр. – 2006. – Вып. 9. – С.62-70.
11. Васенин, И. М. Математическое моделирование фильтрации метана в окрестности дегазационной скважины/ И. М. Васенин, А. Ю. Крайнов, В. А. Пичугин, А. А. Черепов // Известия высших учебных заведений. Физика.- Томск.:изд. Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования Национальный исследовательский Томский государственный университет, 2012.- Том: 55.- № 9-3.- С. 27-29.
12. Чикатамарла, Л. Возможные последствия объемного вспучивания/сжатия угля при секвестрации кислых газов / Л. Чикатамарла, К. Чуи, М. Бастин. – Ванкувер.: кафедра наук о земле и океанологии, Университет «Бритиш Коламбия».
13. Галиев Ж.К. Экономика предприятия. Общий курс с примерами из горной промышленности. -М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2009. - 304 с: ил. ISBN: 978-5-98672-134-7.
14. Грей, И. Технология резервуара в угольных пропластках: часть I – Физический процесс хранения и движения газа в угольных пропластках. / И. Грей // Технология резервуаров. – 1987г. – С.28-34.
15. Грег, С. Адсорбция, удельная поверхность, пористость / С. Грег, К. Синг. – М.: Мир. – 1984. – С.407.
16. Гэш, Б.В. Воздействие ориентации кливажа и ограничительное давление на пористость кливажа, проницаемость и относительную проницаемость / Б.В. Гэш, Р.Ф. Вольц, Г. Поттер, Дж.М. Корган // Документ 9321 Заседания

Международного симпозиума по метану в угольных пластах 1993г., Том 1. – Тускалуза: Университет Алабама. – С.247-255.

17. Дрижд Н. А. Обоснование возможности извлечения метана из неразгруженных угольных пластов / Н. А. Дрижд, Н. Х. Шарипов, К. Д. Ли, И. М. Шмидт // Наука и техника в газовой промышленности.-М.:Газпром-промгаз, 2014.- №: 1 (57).- С. 57-63.

18. Джордж, Дж.Д.Ст. Изменение эффективного напряжения, связанное со сжатием из-за десорбции газа в угле / Дж.Д.Ст. Джордж, М.А. Баракат // Международный журнал «Геология угля». – 2001. – С 45, 5-113.

19. Забурдяев В.С. Особенности разгрузки и дегазации сближенных угольных пластов / В.С. Забурдяев // Безопасность труда в промышленности.- М.: Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности, 2013.- № 11.- С. 45-48.

20. Иванов, Ю.М. Управление газодинамическим состоянием массива горных пород для безопасной ресурсосберегающей подземной разработки газоносных угольных пластов: дис. канд. техн. наук / Ю.М. Иванов. – М., 2012. – С.51.

21. Ильинов М.Д. Лабораторные исследования прочностных и фильтрационно-емкостных параметров углей при сложном напряженном состоянии применительно к проблеме предварительной дегазации угольных пластов / М.Д. Ильинов, А.Т. Карманский, В.А. Коршунов, И.Н. Гизатулина // Газовая промышленность.-М.: ООО "Газоил пресс", 2012.- №S672 (672).-С. 68-71.

22. Каркашадзе Г.Г., Хаутиев А.М-Б., Поляков В.В. Метод измерения дебита метана из пластовых скважин выемочного столба // Сборник научных трудов. Вып. 2 «Пути повышения эффективного и безопасного освоения пластовых месторождений полезных ископаемых подземным способом» / Сост. А.В. Фомин.-М.: Издательство «Горное дело» ООО «Киммерийский центр», 2014.- С.283-286. ISBN 978-5-905450-17-4.

23. Каркашадзе Г.Г., Хаутиев А. М-Б., Поляков В.В. Исследование дебита метана в зависимости от притока воды в скважину // Современные проблемы шахтного метана. – М.: ИД ООО Роликс, 2014. – С.166-172.
24. Каркашадзе Г.Г., Хаутиев А. М-Б. Описание механизма повышения проницаемости угля при циклическом изменении напряженного состояния и пластового давления // В мире научных открытий.- Красноярск.: ООО «Научно- инновационный центр», 2014. - № 4 (52).- С.22-29.
25. Каркашадзе Г.Г., Хаутиев А.М-Б. Механизм повышения газопроницаемости угольного пласта в процессе циклической сорбционной усадки и разбухания угля // Горный информационно-аналитический бюллетень. -М.: Горная книга, 2015. - № 4. - С. 249– 255.
26. Каркашадзе Г.Г., Хаутиев А. М-Б. Физические уравнения остаточных деформаций в процессе циклической сорбционной усадки угля // Горный информационно-аналитический бюллетень.-М.: Горная книга, 2014. - № 6.- С.23 – 29.
27. Каркашадзе Г.Г., Хаутиев А. М-Б. Моделирование процесса дегазации угольного пласта через скважины с учетом геомеханических напряжений //Горный информационно-аналитический бюллетень. -М.: Горная книга, 2015. - № 2. - С. 235– 243.
28. Каркашадзе Г.Г., Хаутиев А.М-Б., Садов А.П. Способ определения длины пластовых дегазационных скважин в процессе пневматического воздействия // Горный информационно-аналитический бюллетень. -М.: Горная книга, 2015. - № 4. - С. 255– 260.
29. Константинов, С.В. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пластов за рубежом / С.В. Константинов, В.И. Гусев // Нефтяная промышленность: Обзорная информация. Сер. Нефтепромысловое дело. ВНИИОЭНГ. – М. – 1985. – Вып. 12 (101). – С.60.
30. Козырева, Е.Н. Уточнение технологических решений при проектировании выемочных участков и управлении газовыделением / Е.Н. Козырева, М.В.

Шинкевич // Вестник КузГТУ.- Кемерово.: изд. КузГТУ, 2014.- № 3.- С. 28-32.

31. Коликов, К.С. Экспериментальные работы по заблаговременному извлечению метана из особовыбросоопасного пласта D_6 на поле шахты им. Ленина / К.С. Коликов, С.М. Горбунов, Ф.А. Муллагалиев // Горн. инф. -анал. бюл. – М.: Горная книга. – 1997. – №7. – С.71-74.

32. Коршунов, Г.И. Заблаговременная дегазация угольных пластов с использованием импульсного гидродинамического воздействия в режиме гидрорасчленения / Г.И. Коршунов, Е.П. Ютяев, А.С. Серегин, П.И. Афанасьев, Н.В. Курта // Горный информационно-аналитический бюллетень.–М.: Горная книга,2013.- №2. - С. 225-231.

33. Кузнецов, С.В. Природная проницаемость угольных пластов и методы ее определения / С.В. Кузнецов, Р.Н. Кригман . – М.: Наука. – 1978. – С.122.

34. Кузнецов, С.В. Основная задача теории фильтрации газа в угольных пластах / С.В. Кузнецов, В.А. Трофимов // ФТПРПИ. -Новосибирск.: СО РАН. – 1999. – № 5. – С.13-18.

35. Кузнецов, С.В. Газодинамика угольного пласта. Экспериментальное определение диффузионного параметра кинетики десорбции метана из угля / С.В. Кузнецов, В.А. Трофимов // Горный информационно-аналитический бюллетень.–М.: Горная книга,2009.- №12 (том 11). - С. 205-219.

36. Кузнецов, С.В. Природа и механизм формирования газопроницаемых зон в угольных пластах. / С.В. Кузнецов, В. А. Трофимов // ФТПРПИ. - Новосибирск.: СО РАН.– №1. – 1999.

37. Кошелев, А.Е. Экспериментальное определение модуля деформации каменной соли в сложном напряженном состоянии // Горный журнал. – № 9. – М. – 2012. – С.56-58.

38. Лавров А.В., Шкурятник В.Л., Филимонов Ю.Л. Акустоэмиссионный эффект памяти в горных породах. — М. : МГГУ, 2004. — 450 с.

39. Ландау, Л.Д. Теория упругости / Л.Д. Ландау, Е.М. Лившиц . – М.: Наука. – 1965.

40. Лейсле, А.В. Анализ опыта дегазации выемочных участков, отрабатывающих высокогазоносные пласты Кузнецкого бассейна / Лейсле, А.В // Вестник ПНИПУ - Геология. Нефтегазовое дело.- Пермь.: ПНИПУ, 2012.- №2.- С. 115-120.
41. Ленгмюр, И. Адсорбция газов на плоских поверхностях стекла, слюда и платины // Журнал американского химического сообщества. – 1918. – № 40. – С.1361-1403.
42. Левин, Дж. Р. Модельное изучение влияния сжатия матрицы на абсолютную проницаемость резервуаров угольного пласта. – Лондон: Специальная публикация. – № 109, Геологическое общество 1996г. – С.197-212.
43. Мавор, М.Дж. Повышение абсолютной проницаемости угля бассейна «Сан Хуан» (Фрутлэнд формейшн)/ М.Дж. Мавор, Дж.Е. Вонг. – Тускалуза, шт. Алабама: Симпозиум по метану в угольных пластах. – 1997. – С.33-45.
44. Мозер, С.П. Разработка методики выбора рациональных параметров добычи метана в условиях действующих шахт / С.П. Мозер, О.В. Ковалев, И.Ю. Тхориков, А.В. Лейсле // Газовая промышленность.- М.: ООО "Газоил пресс", 2012.-№: S672 (672). -С.52-56.
45. Моссаковский Я.В. Экономика горной промышленности: Учебник для вузов. -М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2004. - 525 с: ил. ISBN 5-7418-0292-3.
46. Мясников, А.А. Применение ЭВМ для решения задач управления метановыделением в шахтах / А.А.Мясников, В.П.Садохин, Т.С.Жирнова. – М.: Недра. – 1977.
47. Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений. М., Недра, 1979 (монография).- 271 с.
48. Ножкин, Н.В. Дегазация угольных месторождений через скважины с поверхности и добыча метана с использованием пневмогидровоздействия / Н.В. Ножкин, С.В. Сластунов, А.И. Буханцов // Безопас. труда в пром-сти. – 1993. – №10. – С.15-19.

49. Патент 2188322 Россия, МПК7 E 21 F 7/00. Способ гидравлической обработки угольного пласта. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Каркашадзе Г.Г., Коликов К.С., Моск. гос. горн. Ун-т. – №2001124713/03; Заявл. 07.09.2001.: РЖ Горное дело. – 2002. – № 12. – 02.12-10В. 175 П.
50. Патент 5474129 США, МКИ6 E 21 B 43/25. Образование трещиноватости, вызываемой стимулированием скважинной дегазации угля с применением пены. Cavity induced stimulation of coal degasification wells using foam / Weng Xiaowei, Montgomery Carl T., Perkins Thomas K., Atlantic Richfield Co. – № 334908; Заявл. 07.11.94. Оpubл.12.12.95; НКИ 166/308.: РЖ Горное дело,1998. – №3. – 3 В131П.
51. Патент на изобретение № 2558563 «Способ определения объема скважины» по заявке №2014108704 от 07.03.2014. Авторы: Сластунов С.В., Каркашадзе Г.Г., Коликов К.С. и Хаутиев А.М.-Б. Патентообладатель НИТУ «МИСиС» (заявка №2014108704, приоритет изобретения 07.03.2014).
52. Пальмер и Мансури. Зависимость проницаемости от напряжения и давления пор в угольных пластах: Новая модель.: SPE Оценка и технология резервуаров, SPE 52607. – С.539-544.
53. Пеку, Л.Дж. Моделирование воздействия сужения матрицы и дифференциального вспучивания на извлечения метана угольных пластов и секвестрацию углеродов / Л.Дж. Пеку, С.Р. Ривес. – Тускалуза, ш.Алабама.: Международный симпозиум по метану в угольных пластах. – 2003. – документ номер 0328.
54. Пичугин, В.А. Моделирование предварительной дегазации угольных пластов / В.А. Пичугин, И.М. Васенин, А.Ю. Крайнов // Известия высших учебных заведений. Физика.- Томск.: Национальный исследовательский Томский государственный университет, 2013.- Том: 56 №: 6-3.- С. 155-157.
55. Полубаринова-Кочина, П.Я. Развитие исследований по теории фильтрации в СССР (1917-1967) / П.Я. Полубаринова-Кочина, С.Н. Нумеров, И.А. Чарный, В.М. Ентов, Н.А. Талицких, А.Р. Шкирич и др. – М.: Наука. – 1969.

56. Полубаринова-Кочина, П.Я. О неустановившейся фильтрации газа в угольном пласте. Прикладная математика и механика. – 1953. – Т. 17. №6. – С.735-738.
57. Подильчук, Ю.Н. К теории деформирования газонасыщенных пористых сред. Прикладная механика. – 1976. – 12, №12. – С.42–47.
58. Прогноз на мировую добычу угля до 2050 г. – URL: http://coalbox.ucoz.ru/publ/v_miru/prognoz_na_mirovuju_dobychu_uglja_do_2050_g/3-1-0-48 (дата обращения: 27.01.2014).
59. Проницаемость и пористость горных пород – URL: <http://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=556204> (дата обращения: 03.07.2014).
60. Пучков, Л.А. Извлечение метана из угольных пластов / Л.А. Пучков, С.В. Сластунов, К.С. Коликов. – М.: Издательство МГГУ. – 2002. – С.383.
61. Пыхачев, Г.Б., Исаев Р.Г. Подземная гидравлика / Г.Б. Пыхачев, Р.Г. Исаев // Учеб. Пособ. – М.: Недра. – 1972. – С.360.
62. Радченко, С.А. Влияние газокинетических свойств угля на обеспечение безопасности горных работ / С.А. Радченко, ЕА. Соловьева // ГИАБ.-М.: Горная Книга, 2008.-отдельный выпуск. - С.190-197.
63. Ржевский, В.В. Основы физики горных пород / В.В. Ржевский, Г.Я. Новик. – М.: Наука& – 1964. – С.208.
64. Ржевский, В.В. Управление свойствами и состоянием угольных пластов с целью борьбы с основными опасностями в шахтах / В.В. Ржевский, Б.Ф. Братченко, А.С. Бурчаков, Н.В. Ножкин. –М.: Недра. – 1984. – С.112-115.
65. Рубан, А. Д. Метан в шахтах и рудниках России: прогноз, извлечение и использование / А. Д. Рубан, В.С. Забурдяев, Г. С. Забурдяев и др. – М.: ИПКОН РАН. – 2006.
66. Рубан, А.Д. Положения по дегазации угольных шахт России / А. Д. Рубан, В.С. Забурдяев, Г. С. Забурдяев, Б.М. Иванов // Институт проблем комплексного освоения недр Российской академии наук. – 2005. – С.209, С.128-130.

67. Рубан, А. Д. Подготовка и разработка высокогазоносных угольных пластов (справочное пособие) / А. Д. Рубан, В. Б. Артемьев, В. С. Забурдяев и др. – М.: Горная книга. – 2010. – С.500.
68. Рубан, А. Д. Проблемы обеспечения высокой производительности очистных забоев в метанообильных шахтах / А. Д. Рубан, В. Б. Артемьев, В. С. Забурдяев, Г. С. Забурдяев, Ю. Ф. Руденко. – М.: Недра. – 2009. – С.396.
69. Рюйкрофт, П.Дж. Вспучивание угля под воздействием газа / П.Дж. Рюйкрофт, Х. Патель // Топливо. – №65. – 1986. – С.816-820.
70. Рябченко, А.С. Набухаемость и напряженное состояние угля в зависимости от газонасыщения. – Кемерово / А.С. Рябченко, Ю.Н. Семенов, Ю.В. Светланов // Борьба с газом и внезап. выброс, в угольн. шахтах. Труды ВостНИИ. – т. 20. – 1973.
71. Сергеев, И. В. Проблемы разработки угольных пластов, извлечения и использования шахтного метана в Печорском бассейне / И.В. Сергеев, В. С. Забурдяев, А. Д. Рубан и др. – М.: ННЦ ГП-ИГД им. А. А. Скочинского. – 2002.
72. Сидл, Дж.П. Применение спичечной геометрии к проницаемости угля, зависящей от напряжения / Дж.П. Сидл, М.В. Дженсон, Д.Дж. Эриксон // Документ SPE 24361, представленный на собрание общества инженеров-нефтяников Рокки Маунтинг. – 18-21 мая 1992 г. – Каспер, ш. Вайоминг.
73. Сирока, П. Извлечение метана – единственная мера безопасности, приносящая доход // Нефтегазопромысловый инжиниринг. – 2007. – №4. – С.13-15.
74. Сластунов, С.В. Управление газодинамическим состоянием угольного пласта через скважины с поверхности. – М.: МГИ. – 1991. – С.213.
75. Сластунов, С.В. Заблаговременная дегазация и добыча метана из угольных месторождений. – М.: МГГУ. – 1996. – С.441.
76. Сластунов, С.В. Методика расчета допустимой нагрузки на очистной забой по газовому фактору / С.В. Сластунов, Г.Г. Каркашадзе, К.С. Коликов // ГИАБ. – М.: Горная книга. – 2009. – С.151-159.

77. Смыслов А.И. К оценке фильтрационных свойств угольных пластов / Смыслов А.И. // ГИАБ.-М.: Горная книга, 2009.- №12 (том 11).-293-296 с.
78. Тайлаков, О.В. Совершенствование метода определения газоносности угля для повышения эффективности дегазации угольных пластов / О.В. Тайлаков, А.Н. Кормин, А.И. Смыслов // Газовая промышленность.- М.: ООО "Газоил пресс", 2012. -№: 11 (682).-С. 46-47.
79. Угольный метан: перспективы добычи и использования. – URL: http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=6483 (дата обращения: 03.03.2014).
80. Фертельмейстер, Я.Н. О влиянии всестороннего сжатия на газоемкость и газопроницаемость угля / Я.Н. Фертельмейстер, М. Н. Зенина. – Труды МакНИИ. – № 15.
81. Харпалани, К. Влияние объемной деформации, вызванной производством газа, на проницаемость угля / К. Харпалани, Г. Чен // Геотехнология, геология и техника. – 1995. – № 15. – С.303-325.
82. Харпалани, С. Сжатие угольной матрицы с выходом газа и ее влияние на угольную проницаемость / С. Харпалани, Р. Шрауфнагель // Топливо. – 1990. – № 69. – С.551-556.
83. Ходов, В.В. Коллективная монография. Физико-химия газодинамических явлений в шахтах / В.В. Ходов, М.Ф. Яновская и др. – М.: Наука. 1972. – С.140.
84. Христианович, С.А., Коваленко Ю.Ф. Об измерении давления газа в угольных пластах / С.А. Христианович, Ю.Ф. Коваленко // ФТПРПИ. Механика горных пород и горное давление. – 1988. – №3. – С.3-23.
85. Цюбер, М.Д. Использование моделирования и статистического сопоставления для определения важнейших свойств резервуара метана в угольных пластах / М.Д. Цюбер, В.К. Сайер, Р.А. Шрауфнагель // Документ SPE 16420. Симпозиум DPE/DOE по резервуарам с низкой проницаемостью. – Денвер, ш. Колорадо. – 1987.
86. Чарный, И.А. Основы подземной гидравлики / И.А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат. – 1956. – С.260.

87. Чернов, О. И. Новые отличительные свойства пластов, опасных по внезапным выбросам угля и газа / О. И. Чернов // В кн.: Вопр. безоп. в угольн. шахтах. – Труды ВостНИИ. – М.: Госгортехиздат. – 1962.
88. Чернов, О.И. Предупреждение внезапных выбросов угля и газа в угольных шахтах / О.И. Чернов, Е.С. Рязанцев. – М.: Недра. – 1972. – С.260.
89. Шубина Е.А. Проведение заблаговременной дегазации угольных пластов с использованием геологоразведочных скважин / Е.А. Шубина, В.Г. Лукьянов // Вестник российской академии естественных наук. Западно-сибирское отделение. - Новокузнецк.: Сибирский государственный индустриальный университет, 2014. - № 16. -С. 16-23.
90. Шкуратник, В. Л. Методика интерпретации акустико-эмиссионных измерений при использовании эффекта Кайзера для оценки напряженно-деформированного состояния массива горных пород / В. Л. Шкуратник, П.В. Николенко // Горный журнал. – 2012. – №9. – С.44-47.
91. Эттингер, И.Л. Роль газа как понизителя прочности каменных углей / И.Л. Эттингер, Е.Г. Ламба, В.Г. Адамов // Доклады АН СССР. – 1954. – № 6. – С.99.
92. Эттингер, И.Л. Необъятные запасы и непредсказуемые катастрофы / И.Л. Эттингер. – М.: Наука. – 1988. – С.175.
93. Эттингер, И.Л. Свойства углей, влияющие на безопасность труда в шахтах / И.Л. Эттингер. – М.: Госгортехизд. – 1961. – С.310.
94. Эттингер И.Л., Еремин И.В. Пористость и пустотность каменных углей / И.Л. Эттингер, И.В. Еремин // Изв. АН СССР.: Серия геологич. – 1980. – №5. – С.124-129.
95. Эттингер И. Л. Газоемкость ископаемых углей / И.Л. Эттингер. – М.: Недра. – 1966.
96. Эттингер, И. Л., Распределение метана в порах ископаемых углей / И. Л. Эттингер, Н. В.Шульма. – М.: Наука. – 1975.
97. Эттингер, И. Л. Химия твердого топлива. – 1974. – № 6.

98. Эттингер, И.Л. Физическая химия газоносного угольного пласта / И.Л. Эттингер. – М.: Наука. – 1981. – С.72-92.
99. Эттингер, И.Л. Изменение тонкой структуры углей при воздействии на них сорбции и сдвиговых напряжений / И.Л. Эттингер, И.Б. Ковалева, С.А. Радченко // Тез.докл. VIII Всесоюзн. конф. по коллоидной химии и физико-химической механике. Часть 5. – Ташкент. – 1983. – С.3.
100. Ярунин, С.А. Разработка метода гидрорасчленения выбросоопасных угольных пластов: дис. ... канд. наук / С.А. Ярунин. – М.: МГИ. – 1982. – С.436.
101. Alexeev A.D., Vasilenko T.A., Ulyanova E.V. – Fuel. – 1999.: Vol. 78. – N 6. – P. 635-638.
102. Alexeev A.D., Vasilenko T.A., Ulyanova E.V.: Solid State Communication. 2004. Vol. 130. P. 669-673.
103. Alexeev A.D., Feldman E.P., Vasilenko T.A. Alternation of methane pressure in closed pores of fossil coals.: Fuel. – 2000. – Vol. – 79. – P. 939-943.
104. Alan S. Michaels, Wolf R. Vieth, and James A. Barrie. –Journ. of Appl. Phys. 1963. – Vol. 34. – Issue 1. – P. 1-12.
105. Arri L E. Modeling Coalbed Methane Production with Binary Gas Sorption. et al. – 1992.: paper SPE 24363, SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, Wyoming. – P.459-471.
106. Bangham D. H. Proc. Roy. Soc. A-166, 572. – 1938.
107. Briggs H., Sihna P. P. Proc. Roy. Soc. 53, 48. – 1933.
108. Bird R. B., Stewart, W. E. and Lightfoot, E. N. (1960). Transport Phenomena, i. Wiley & Sons. – New York.
109. Bo Li, Jianping Wei, Kai Wang, Peng Li, Ke Wang. A method of determining the permeability coefficient of coal seam based on the permeability of loaded coal. International Journal of Mining Science and Technology : Volume 24, Issue 5, September 2014, Pages 637–641
110. Coalbed Methane. A Fossil Fuel Resource with the Potential for Zero Greenhouse Gas Emissions. – Phase USA, DTI/Pub URN 01/798.

111. Darcy H . Les Fontaines publiques de la Ville de Dijon. – Dalmount, Paris reprinted in Hubbert. – 1969.
112. Department of Primary Industries and Energy.: A Natioanl Energy Paper,. Australian Government Printing Service, Canberra. – 2000. – P. 149.
113. The Theory and Practice of the Testing of Gas Wells, 3rdedn. Energy Resources Conservation Board.: Doc ERCB. – 1975.
114. Eric Firanda. Gas and Water Production Forecasting Using Semi-analytical Method in Coalbed Methane Reservoirs. Search and Discovery Article 80204 (2012). Posted January 17, 2012. Adapted from extended abstract prepared in conjunction with oral presentation at AAPG International Conference and Exhibition, Milan, Italy, October 23-26. – 2011. PT. Pertamina Geothermal Energy, Jakarta, Indonesia.
115. Feldman E.P., Alexeev A.D., Melnik T.N., Gumen L.N.: International Journal of Hydrogen Energy. – 2005. – Vol. 30. – P. 509-514.
116. Gray I. Reservoir Engineering in Coal Seams: Part I – The Physical Process of Gas Storage and Movement in Coal Seams.: SPE Reservoir Engineering. – 2005. – V. 2. – No. 1. – P. 28–34.
117. Gregg, S. J. The Surface Chemistry of Solids, Reinhold. – New York.: ed.. – 1961. – P.830–839.
118. Green, T. K. Coal Swelling in n-amines and n-alcohols. – American Chemical Society, ed.. – 1961. – V. 30. – P.488–92.
119. Haidong Chen, Yuanping Cheng, Tingxiang Ren, Hongxing Zhou, Qingquan Liu. Permeability distribution characteristics of protected coal seams during unloading of the coal body. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences: Volume 71, October 2014, Pages 105–116
120. Harpalani, S., R. A. Schraufnagel. Shrinkage of Coal Matrix with Release of Gas and its Impact on Permeability of Coal.: Fuel. – 1990. – V. 69. – No. 5. – P.551–556.
121. Harpalani, S. and G. Chen. Estimation of Changes in Fracture Porosity of Coal with Gas Emission.: Fuel. – 1995. – V. 74. – No. 10. – P.1491–1498.

122. Harpalani, S. and G. Chen. Influence of Gas Production Induced Volumetric Strain on Permeability of Coal.: Intl. Journal of Geotechnical and Geological Engineering. – 1997. – V. 15. – No. 4. – P.303-325.
123. Harpalani, S. and R. A. Schraufnagel. Influence of Matrix Shrinkage and Compressibility on Gas Production from Coalbed Methane Reservoirs.: paper SPE 20729, Proceedings, 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. – 1990. – P.171-179.
124. Karacan, C.O. Heterogeneous Sorption and Swelling in a Confined and Stressed Coal during CO₂ Injection.: Energy and Fuels, 2003. – V. 17. – No. 6. – P.1595-1608.
125. Levine, J. R. Model Study of the Influence of Matrix Shrinkage on Absolute Permeability of Coal Bed Reservoirs in Gayler, R. and I. Harris eds, Coalbed Methane and Coal Geology, Geologic Society Special Publication. – 1996. – No. 109. – P.197-212.
126. Moffat, D.H. and K. E. Weale. Sorption by Coal of Methane at High Pressures.: Fuel. – 1955. – V. 34. – P.449–62.
127. Palmer I. and J. Mansoori. – 1996. How Permeability Depends on Stress and Pore Pressure in Coalbeds: A New Model.: paper SPE 36737, Proceedings, 71st Annual Technical Conference, Denver, CO.
128. Palmer, Ian. Higgs Technologies. – Tuscaloosa.: Paper 0651. Some Futures for Coalbed Methane Production. International Coalbed Methane Symposium. – 2006.
129. Pekot, L. J. and Reeves, S. R., 2003: “Modeling the Effects of Matrix Shrinkage and Differential Swelling on Coalbed Methane Recovery and Carbon Sequestration”, Proceedings. – 2003 International Coalbed Methane Symposium. – Tuscaloosa, Alabama.
130. Reucroft, P.J. and H. Patel. – 1986: “Gas-Induced Swelling in Coal”, Fuel. – V. 65. – No. 6. – P.816–820.
131. Seidle, J.P. and L. G. Huitt. – 1995: “Experimental Measurement of Coal Matrix Shrinkage Due to Gas Desorption and Implications for Cleat Permeability

Increases”, paper SPE 30010, Proceedings, International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China. – P.575-582.

132. Sethuraman, A. R. et al. – 1987: “Gas and Vapor Induced Coal Swelling”, American Chemical Society. – V. 32. – P.259–264.

133. Scheidegger, A. E. (1974). Physics of Flow Through Porous Media, 3rd edn. – University of Toronto Press. – Toronto.

134. Stevens S.H. et al. Enhanced Coal Bed Methane Recovery by Use of CO².: Journal of Petroleum Technology. – 1999. – V. 52.



Согласовано:

Проректор по науке и инновациям
НИТУ «МИСиС»


М. Р. Филонов
« 26 » 02 2015 г.


Утверждаю:


1-й зам. генерального директора-
Технический директор
ОАО «СУЭК-Кузбасс»


А. А. Мешков
« 12 » 03 2015 г.


Методика

определения объема и длины дегазационных скважин

Руководитель ПНИ
проф., д-р техн. наук



Сластунов С.В.

Согласовано:

Директор по аэрологической
безопасности горных работ
ОАО «СУЭК-Кузбасс», канд. техн. наук


Мазаник Е.В.
Ленинск-Кузнецкий - 2015 г.

Разработчики:

от Горного института НИТУ "МИСиС": проф. Сластунов С.В., проф. Каркашадзе Г.Г., проф. Коликов К.С., научные сотрудники Хаутиев А. М-Б, Макаров В. А., Пашенков П.Н., Ларионов П.В.

от ОАО «СУЭК-Кузбасс»: к.т.н. Ютяев Е.П., к.т.н. Мазаник Е.В., к.т.н. Лупий М.Г., горные инженеры: Семькин Ю.А., Садов А.П., Чалдин И.В., Малафеев А.В.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	4
1	Описание экспериментальных работ.....	5
1.1	Определение объема и длины дегазационных скважин.....	5
1.2	Применяемое оборудование	7
1.2.1	Ротаметр.....	7
1.2.2	Обустройство устья скважин.....	10
1.3	Последовательность проведения испытаний.....	11
1.4	Примеры реализации.....	12
1.4.1	Пример реализации при высоких дебитах метана.....	12
1.4.2	Пример реализации в малodeбитных скважинах.....	13
	Список использованных источников.....	14

Введение

Настоящий документ "Методика определения объема и длины дегазационных скважин" ориентирована на шахты, опасные по газу, и устанавливает способ измерения геометрических параметров дегазационных скважин длиной 50...250 м, диаметром 60...200 мм. Методика предназначена для измерения объема горизонтальных, криволинейных и деформированных дегазационных скважин с притоками метана или при отсутствии притоков, в монолитных и трещиноватых породных массивах.

Область использования методики – угольные шахты индустриального партнера ОАО "СУЭК-Кузбасс".

Исследуемые дегазационные скважины бурят из вентиляционного и откаточного штреков с целью понижения газоносности угольного пласта, что весьма актуально по фактору метанобезопасности в условиях разработки угольных пластов при интенсивных нагрузках на очистной забой [1].

По регламенту горных работ на шахтах ОАО "СУЭК-Кузбасс" осуществляют горизонтальное бурение дегазационных скважин диаметром 76...90 мм, длиной 120-240 м. По правилам буровых работ длину скважины фиксируют сразу же после завершения процесса бурения подсчетом количества буровых штанг, извлекаемых из скважины. Контрольное измерение длины скважины непосредственно в процессе эксплуатации с помощью линейных измерителей расстояния на практике весьма сложно из-за деформаций ствола скважины и вывалов породы при геомеханических подвижках массива.

Предлагаемый метод определения объема дегазационных скважин основан на использовании уравнения Менделеева-Клапейрона для идеального газа, устанавливающего фундаментальную связь между давлением, массой, объемом и температурой газа в полости скважины. Последовательные измерения давления газа зависимости от расхода газа, извлекаемого из скважины, позволяют рассчитать ее объем и длину при известном среднем диаметре.

1 Описание экспериментальных работ

1.1 Определение объема и длины дегазационных скважин

Целью методики является определение объема и длины дегазационных скважин, пробуренных в угольный пласт из оконтуривающих выработок.

Главная идея экспериментальных работ заключается в последовательном измерении давления газа в зависимости от изменения его массы в скважине и вычислении соответствующего объема скважины на основе уравнения состояния газов.

Метод поясняется схемой на рисунке 1.1.1. В породном массиве 1 пробурена дегазационная скважина 2, обсаженная в устье трубой 3. На выходе из трубы 3 установлены расходомер газа 4, а внутри трубы - вентиль 5, и манометр 6.

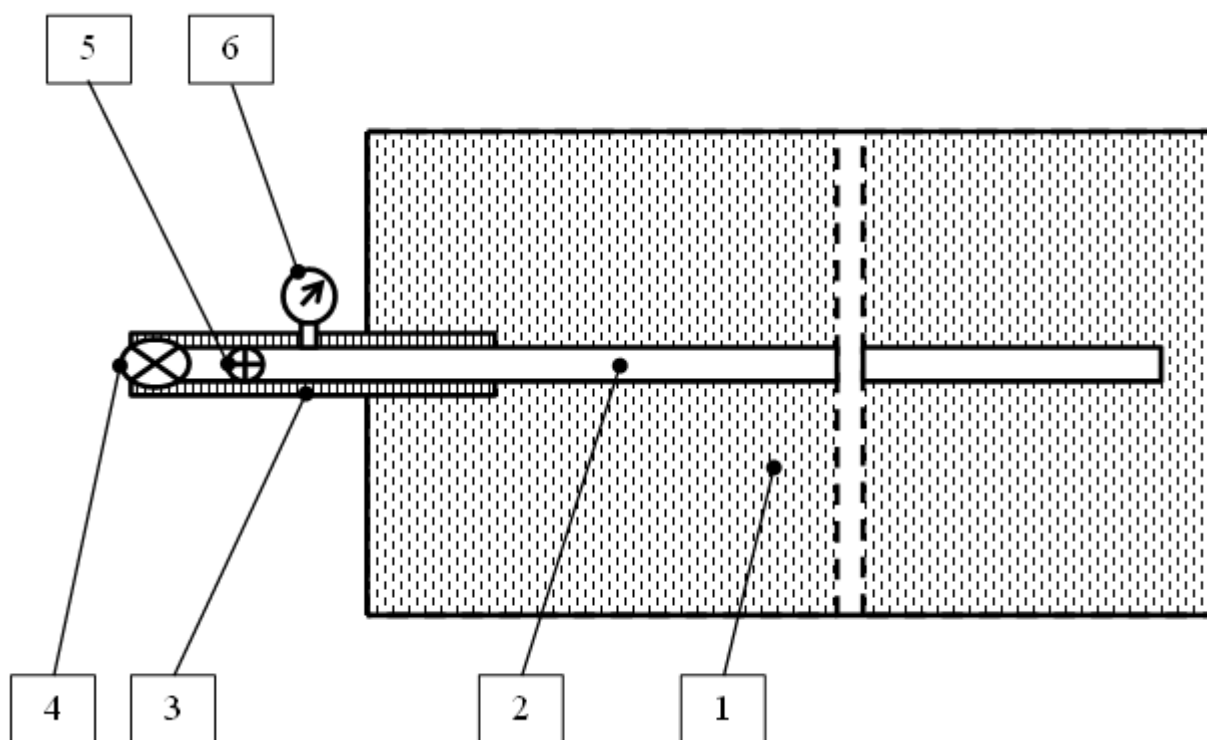


Рисунок 1.1.1 – Метод определения объема и длины дегазационной скважины

По первому варианту, при определении объема скважины в газоносном породном массиве, т.е. в случаях, когда в скважину самопроизвольно поступает угольный метан, реализация способа осуществляется самым простым путем.

С этой целью с помощью вентиля 5 перекрывают сечение трубы 3, вследствие чего в полости скважины 2 происходит повышение давления газа до величины P_0 , которую фиксируют манометром 6. Затем через время Δt_1 во второй раз измеряют давление в скважине, которое достигает величины P_1 . Далее с помощью вентиля 5 скважину 2 открывают и в течение времени Δt_2 перепускают газ с постоянным массовым расходом в атмосферу. Показания объемного расхода газа измеряют расходомером газа 4. После перепуска газа в атмосферу давление газа в скважине 2 уменьшается до величины P_2 , после чего скважину с помощью вентиля 2 снова закрывают. Через время Δt_3 после последнего закрытия скважины измеряют величину давления P_3 .

На основе описанных замеров вычисляют объем скважины по формуле

$$V = \frac{P_{at}}{P_1 - P_2 + (P_0 - P_1 + P_2 - P_3) \frac{\Delta t_2}{\Delta t_1 + \Delta t_3}} G \cdot \Delta t_2 \quad (1.1)$$

где P_{at} - атмосферное давление;

P_0 – давление в скважине в момент времени до перепуска газа;

P_1 – давление в скважине в момент времени начала перепуска газа;

P_2 - давление в скважине в момент времени окончания перепуска газа;

P_3 - давление в скважине в момент времени после перепуска газа;

Δt_1 - время между измерениями значений P_0 и P_1 ;

Δt_2 – длительность перепуска газа;

Δt_3 - время между измерениями значений P_2 и P_3 ;

G - объемный расход перепускаемого газа в устье скважины.

Длину скважины вычисляют при известном среднем диаметре

$$L = \frac{4V}{\pi d^2} \quad (1.2)$$

где L – длина скважины, м;

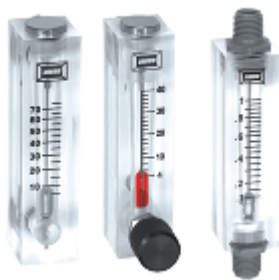
d - диаметр скважины, м.

По второму варианту, если дебит метана нулевой или очень маленький, для измерения объема скважины требуется внешний источник воздуха, например из шахтного воздуховода. При реализации способа в скважину 2 последовательно нагнетают воздух, закрывают скважину 2 на время Δt_1 падения избыточного давления от величины P_0 до величины P_1 , затем перепускают часть воздуха в атмосферу с постоянным объемным расходом G в течение времени Δt_2 . В конце процесса измеряют давление газа P_2 . Наконец, через время Δt_3 после перепуска газа измеряют давление газа P_3 .

Также как в первом варианте, по данным измерений указанных параметров по формулам (1.1) и (1.2) вычисляют объём и длину дегазационной скважины.

1.2 Применяемое оборудование

1.2.1 Ротаметр. Для изменения расхода газа из устья дегазационной скважины рекомендуется использовать пластиковые ротаметры ЭМИС-МЕТА 210 и 210-Р на рисунке 1.2.1, предназначенные для измерения расхода чистых неагрессивных жидкостей и газов. Для этой цели подходит ротаметр ЭМИС-МЕТА 210-010А-Г, с входным отверстием диаметром 10 мм. Требуемый диапазон измеряемого расхода газа 1...10 л/мин; 10...100 л/мин.



Описание на сайте: <http://www.emis-kip.ru/prod/?item=92>

Рисунок 1.2.1 - Пластиковые ротаметры ЭМИС-МЕТА 210

Примечание 1. Поскольку ротаметр ЭМИС тарирован на поток воздуха, то его показания, полученные при истечении чистого метана в размерности л/мин,

следует умножить на коэффициент 1,63. Поэтому, при показаниях ротаметра 10 л/мин, в перерасчете на чистый метан дебит составляет 16,3 л/мин.

Примечание 2. При истечении из скважины чистого воздуха показания ротаметра не пересчитывают.

Примечание 3. Если идет из скважины поступает метано-воздушная смесь в составе 74% метана, 26% воздуха, то перерасчет должен вестись с коэффициентом 1,4. Поэтому, при показаниях ротаметра 10 л/мин, в перерасчете на смесь газов истинный дебит составляет 14,0 л/мин.

Примечание 4. При любом произвольном составе метано-воздушной смеси корректирующий коэффициент находят в виде отношения средне-взвешенной динамической вязкости метано-воздушной смеси к динамической вязкости чистого воздуха [2].

Ротаметр подключают к распирающему устройству, закрепленному в скважине. На рисунке 1.2.2 показано распирающее устройство внутри стеклопластиковой трубы 8. Распирающее устройство представляет собой кольцевую резиновую шайбу 5, которую сжимают между шайбами 4 и 6 осевым усилием гайки 3 по резьбовому соединению. При осевом сжатии резина расширяется в радиальном направлении и за счет распора плотно прижимается к внутренней поверхности стеклопластиковой трубы 8. Для предотвращения смещения распирающего устройства под действием давления метана (при закрытой скважине) предусмотрен фиксатор –предохранитель 9. Газ из скважины истекает по стальной трубе 1 с двусторонней резьбой: с одной стороны фиксируют контргайку, а с дугой подсоединяют к ротаметру (на рисунке не показано).

На рисунке 1.2.3 представлена фотография распирающего устройства. Для измерения давления метана в скважине в диапазоне давлений до 6 МПа предназначен манометр типа ТВ, серия 10. Область применения манометров - для измерения давления не агрессивных к медным сплавам жидких и газообразных, невязких и не кристаллизующихся сред с температурой до 150

°С. Измерительный элемент, стрелочный механизм. Для перекрытия потока газа из скважины рекомендуется использовать кран шаровой 11Б27П, предназначен для установки в качестве запорного устройства полностью перекрывающего поток рабочей среды на трубопроводах природного газа. Краны шаровые 11Б27п соответствуют требованиям ТУ 374-00145630722-2003. Климатические исполнения по ГОСТ 15150-69 УХЛ У. Класс герметичности по ГОСТ 9544-93 А.

Конструкция устьевой арматуры может быть скорректирована с применением промежуточных приспособлений, по аналогии с рисунком 1.2.4. В данном случае на фотографии представлен апробированный вариант с использованием ниппеля автомобильного 1, присоединяемого к переносному манометру 2, тройника 3, установленного перед шаровым вентилем 4.

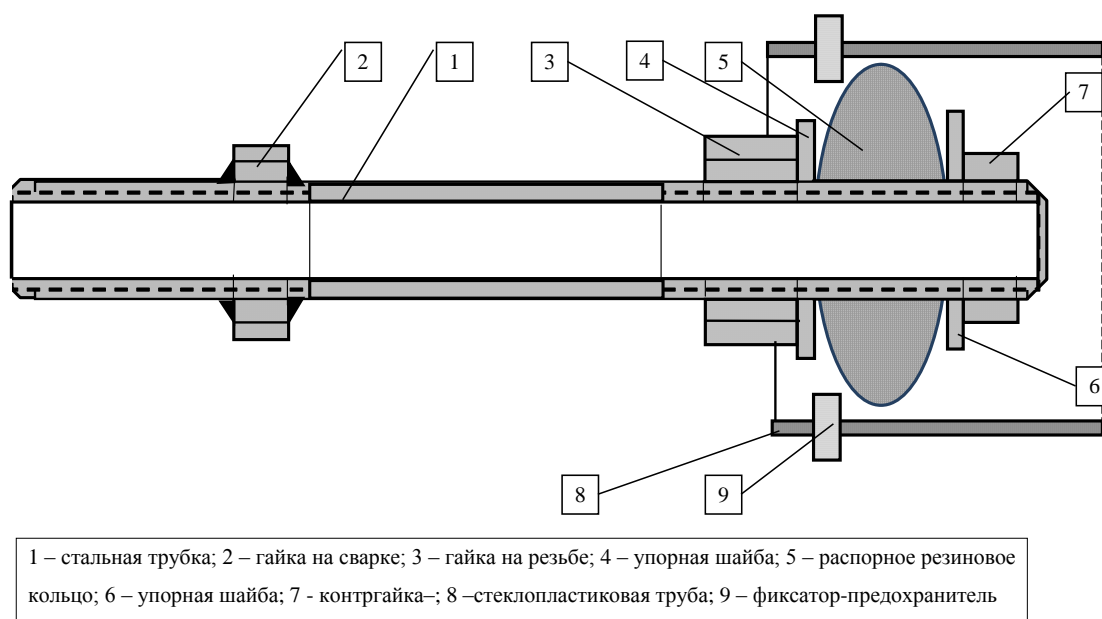
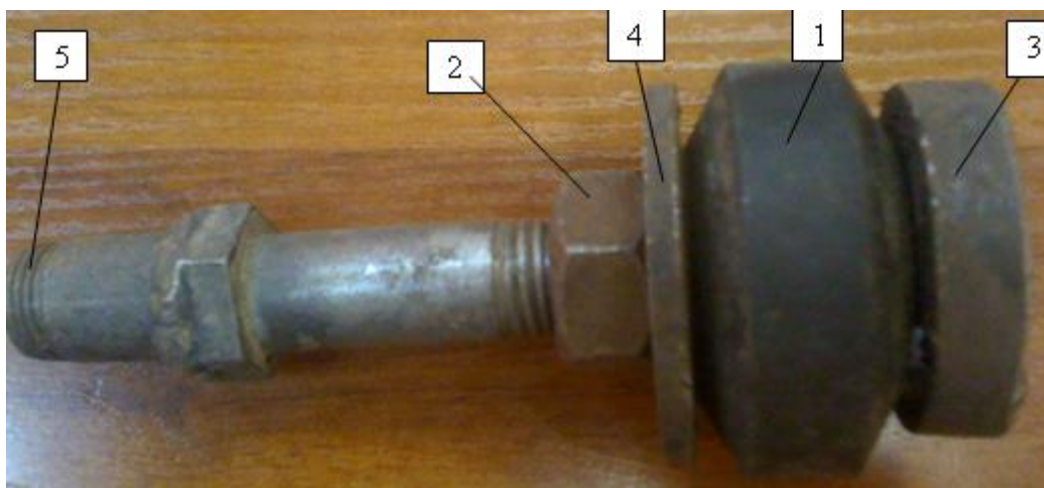
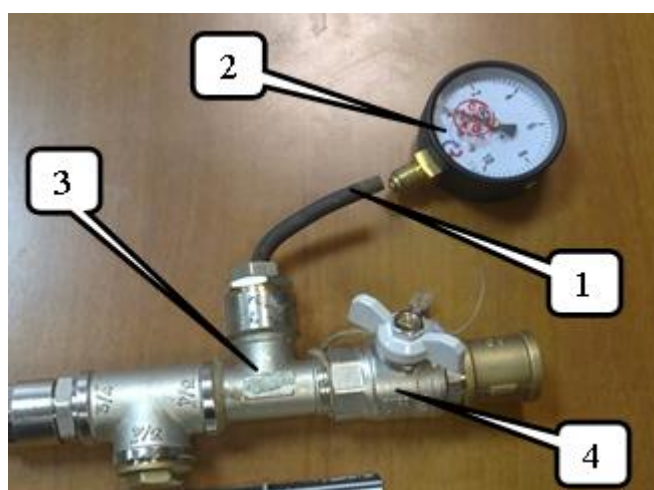


Рисунок 1.2.2 – Распирающее устройство



1-резиновая шайба; 2-гайка; 3- упорная шайба;
4- шайба; 5- резьба на трубку от ротаметра

Рисунок 1.2.3 – Распирающее устройства в устье скважины



1 – ниппель; 2 – манометр; 3 –тройник; 4 - кран шаровой

Рисунок 1.2.4 – Конструкция устьевого арматуры

1.2.2 Обустройство устья скважин

По базовой технологии, применяемой на шахтах ОАО "СУЭК-Кузбасс" устье каждой пластовой дегазационной скважины герметизируют. С этой целью устье скважины диаметром $\varnothing 76$ мм разбуривают до диаметра $\varnothing 93$ мм глубиной 6 м. В скважину вставляют стеклопластиковые трубы и коаксиальное пространство между трубами и полостью скважины заполняют герметизирующим компонентом в виде полиуретановой смолы или клея.

Примечание. При отсутствии качественной герметизации устья скважины измерение объема проводить невозможно.

1.3 Последовательность проведения испытаний

1.3.1 Устье дегазационной скважины оснащают измерительными и монтажными приспособлениями в соответствии рисунками 1.2.3 и 1.2.4.

1.3.2 Выполняют последовательные измерения давления газа в скважине и параметров его истечения в соответствии с представленным выше описанием в разделе 1.1. Результаты измерений заносят в таблицу 1.3.1.

Таблица 1.3.1 – Результаты измерений

Номер скважины, расположение -			
№ п/п	Измеряемый параметр, размерность	Обозначение	Значение
1	Давление в скважине в момент времени до перепуска газа, бар	P_0	
2	Давление в скважине в момент времени начала перепуска газа, бар	P_1	
3	Давление в скважине в момент времени окончания перепуска газа, бар	P_2	
4	Давление в скважине в момент времени после перепуска газа, бар	P_3	
5	Время между измерениями значений P_0 и P_1 , мин	Δt_1	
6	Длительность перепуска газа, мин	Δt_2	
7	Время между измерениями значений P_2 и P_3 , мин	Δt_3	
9	Объемный расход перепускаемого газа в устье скважины, м ³ /мин	G	

Расчеты объема и длины скважины выполняют по формулам 1.1 и 1.2.

1.4 Примеры реализации

1.4.1 Пример реализации при высоких дебитах метана

В шахтных условиях при реализации способа выполнены следующие операции. Устье скважины закрыли и в результате притока газа из угольного

пласта в скважине сформировалось избыточное абсолютное давление, значение которого на манометре составляет $P_0=2,0^\circ\text{бар}$. Через $\Delta t_1 = 40$ мин давления газа в скважине составило $P_1=2,3^\circ\text{бар}$. В данном случае имеет место приток метана скважину из угольного пласта. Затем с помощью вентиля открыли устье скважины и реализовали перепуск газа в шахтный газопровод с постоянным расходом газа $G=0,02 \text{ м}^3/\text{мин}$ в течение времени $\Delta t_2 = 30$ мин. Абсолютное давление в скважине в конце процесса перепуска газа составило $P_2 = 1,5 \text{ бар}$. Затем через время $\Delta t_3 = 25$ мин измерили давление газа в скважине, которое увеличилось до величины $P_3 = 1,6 \text{ бар}$. Результаты представлены в таблице 1.4.1.

Таблица 1.4.1 – Результаты измерений

Номер скважины, расположение - ...			
№ п/п	Измеряемый параметр, размерность	Обозначение	Значение
1	Давление в скважине в момент времени до перепуска газа, бар	P_0	2,0
2	Давление в скважине в момент времени начала перепуска газа, бар	P_1	2,3
3	Давление в скважине в момент времени окончания перепуска газа, бар	P_2	1,5
4	Давление в скважине в момент времени после перепуска газа. Бар	P_3	1,6
5	Время между измерениями значений P_0 и P_1 , мин	Δt_1	40
6	Длительность перепуска газа, мин	Δt_2	30
7	Время между измерениями значений P_2 и P_3 , мин	Δt_3	25
9	Объемный расход перепускаемого газа в устье скважины, $\text{м}^3/\text{мин}$	G	0,02

Следовательно, расчетный объем скважины по формуле (1.1) составляет :

$$V = \frac{1,0}{2,3-1,5+(2,0-2,3+1,5-1,6)\frac{30}{40+25}} 0,02 \cdot 30 = 0,955 \text{ м}^3.$$

Соответственно, при среднем диаметре скважины $d=76 \text{ мм}$ ($0,076 \text{ м}$) длина скважины по формуле 1.2) составляет:

$$L = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,955}{\pi \cdot 0,076^2} \approx 210,5 \text{ м.}$$

1.4.2 Пример реализации в малодебитных скважинах

Для измерения объема малодебитной скважины в нее закачали воздух из шахтного воздуховода. С помощью манометра измерили избыточное давление $P_0=4,0^\circ\text{бар}$. Затем, через время $\Delta t_1 = 40$ мин зафиксировали падение давления газа в скважине до величины $P_1=3,8^\circ\text{бар}$. После этого осуществили перепуск воздуха в шахтную атмосферу с постоянным объемным расходом $G=0,07 \text{ м}^3/\text{мин}$ в течение времени $\Delta t_2 = 20$ мин. Измеренное давление газа в скважине после перепуска составило $P_2=2,4$ бар. Затем через время $\Delta t_3=30^\circ\text{мин}$ измерили давление в скважине, которое понизилось до величины $P_3 = 2,3$ бар.

Результаты измерений занесены в таблицу 1.4.2.

Таблица 1.4.2 – Результаты измерений

№ п/п	Измеряемый параметр, размерность	Обозначение	Значение
1	Давление в скважине в момент времени до перепуска газа, бар	P_0	4,0
2	Давление в скважине в момент времени начала перепуска газа, бар	P_1	3,8
3	Давление в скважине в момент времени окончания перепуска газа, бар	P_2	2,4
4	Давление в скважине в момент времени после перепуска газа, бар	P_3	2,3
5	Время между измерениями значений P_0 и P_1 , мин	Δt_1	40
6	Длительность перепуска газа, мин	Δt_2	20
7	Время между измерениями значений P_2 и P_3 , мин	Δt_3	30
9	Объемный расход перепускаемого газа в устье скважины, норм. $\text{м}^3/\text{мин}$	G	0,07

Объем скважины по формуле (1.1) равен

$$V = \frac{1}{3,8-2,4+(4,0-3,8+2,4-2,3)\frac{20}{40+30}} \cdot 0,07 \cdot 20 = 0,942 \text{ м}^3$$

Следовательно, длина скважины при среднем диаметре $d=0,076$ м по формуле (1.2) составляет

$$L = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot d^2} = \frac{4 \cdot 0,942}{\pi \cdot 0,076^2} \approx 207,7 \text{ м.}$$

Представленная методика расчета может быть адаптирована для измерения объемов скважин различной пространственной ориентации: вертикальной, горизонтальной, нисходящей, переменного сечения, криволинейной и различной длины.

Список использованных источников

1. Сластунов С.В., Каркашадзе Г.Г., Мазаник Е. В. Методика и результаты измерения пластового давления метана и сорбционных свойств угольного пласта // Газовая промышленность. - 2012. - спец. вып.. - С. 48-49.
2. Каркашадзе Г.Г., Ермак Г.П., Ютяев Е.П. Безопасная отработка газоносных угольных пластов по газовому фактору на основе учета свойств углепородного массива и параметров системы разработки // Горный информационно-аналитический бюллетень. Издательство «Горная книга». № 5, 2014. С. 152-156.
3. Каркашадзе Г. Г., Хаутиев А. М.-Б., Поляков В. В. Метод измерения дебита метана из пластовых скважин выемочного столба // Сборник научных трудов. Вып. 2 «Пути повышения эффективного и безопасного освоения пластовых месторождений полезных ископаемых подземным способом» / Сост. А.В. Фомин.-М.: Издательство «Горное дело» ООО «Киммерийский центр», 2014.- С.283-286. ISBN 978-5-905450-17-4.