

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Национальный исследовательский технологический
университет «МИСИС»

На правах рукописи

Комиссаров Игорь Анатольевич

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ КОМПЛЕКСНОЙ
ПЛАСТОВОЙ ДЕГАЗАЦИИ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ
УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ**

2.10.3 – Безопасность труда

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук, доцент

Коликов Константин Сергеевич

Москва 2025

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ, ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	13
1.1 Мировые тенденции в области подземной добычи угля	13
1.2. Анализ основных проблем шахтного метана.....	15
1.3. Состояние метана в угольных пластах	16
1.4. Возможности применения дегазации в целях обеспечения метанобезопасности при подземной добыче угля	19
1.5 Анализ существующих способов дегазации угольных пластов	22
1.6 Повышение эффективности пластовой дегазации за счет увеличения трещинной проницаемости угольных пластов.....	28
1.7 Цель, идея и задачи исследований	34
1.8 Выводы по главе 1	35
2. РАЗРАБОТКА И НАТУРНАЯ АПРОБАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОЙ ПЛАСТОВОЙ ДЕГАЗАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОУДАРНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ.....	38
2.1 Проведение базового гидродинамического воздействия на угольный пласт с использованием эффекта прямого гидроудара.	40
2.1.1. Краткая горно-геологическая характеристика объекта ..	40
2.1.2. Расположение и конфигурация дегазационных скважин	41
2.1.3. Схема расположения оборудования	42
2.1.4. Методика проведения шахтного эксперимента.....	43
2.1.5. Проведение шахтного эксперимента	44

2.2 Обоснование механизма эффекта обратного гидроудара на стадии свободного истечения воды из подземной пластовой скважины	59
2.3 Проведение базового гидродинамического воздействия на угольный пласт с применением их подземного гидроразрыва	68
2.3.1 Шахтные исследования по оценке эффективности технологии подземной дегазации угольного пласта с применением его гидроразрыва	69
2.3.2 Рациональные параметры технологии подземного гидроразрыва	72
2.4 Выводы по главе 2	89
3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ПОСРЕДСТВОМ ГИДРОУДАРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ЧЕРЕЗ СКВАЖИНЫ С ПОВЕРХНОСТИ.....	92
3.1 Совершенствование технологии воздействия на угольные пласты на основе применения эффекта гидроудара.....	93
3.2 Совершенствование технологии гидродинамического воздействия на угольные пласты на основе использования эффекта обратного гидроудара	104
3.3 Выводы по главе 3	109
4. РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО БЕЗОПАСНОЙ ИНТЕНСИВНОЙ ОТРАБОТКЕ ВЫСОКОГАЗОНОСНЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ	111
4.1 Обоснование базовой технологии для заблаговременной дегазационной подготовки разрабатываемого угольного пласта	111
4.2. Основные параметры комплексной пластовой дегазации для условий выемочных участков шахты им. С.М. Кирова	113

4.3 Реализация базовой технологии ГРП через скважины с поверхности на выемочном участке 24-63 шахты им. С.М. Кирова	123
4.4 Выводы по главе 4	140
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	142
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	145
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	166

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

Современные геополитические изменения существенно повлияли на состояние угольной отрасли России. В 2024 году объем экспорта угля оказался почти вдвое ниже прогнозного уровня, при этом добыча угля в Кузбассе сократилась на 2% по сравнению с аналогичным периодом 2023 года. Финансовая ситуация также ухудшилась: по предварительным оценкам, при отсутствии господдержки совокупные убытки отрасли могут превысить доходы, полученные за 2020–2021 гг. в текущем 2025г. эти тенденции только усилились.

Прогнозы дальнейшего развития неоднозначны, однако в целом предполагается стабилизация текущего уровня добычи с последующим ростом. В этих условиях ключевым направлением становится повышение экономической эффективности угледобычи. Общей тенденцией является консолидация производства – сокращение числа очистных забоев при росте их производительности, что способствует переходу шахт к формату «шахта-лава» с производительностью до 10 млн тонн в год и более [1].

На шахтах России среднесуточная нагрузка на очистной забой за последние 10 лет выросла более чем на 1000 тонн, достигнув 10 386 т/сут. В ряде месяцев производительность отдельных лав превышала 1,0 млн т/мес. Это сопоставимо с мировыми рекордами, где показатели доходят до 1,6 млн т/мес. (более 57 тыс. т/сут). Вместе с тем, по оценке экспертов, потенциал современного подземного оборудования реализуется лишь на 30%.

Рост производительности комплексно-механизированных забоев является критическим условием конкурентоспособности отрасли. Однако увеличение интенсивности воздействия на углегазоносный массив в сочетании с ростом глубин горных работ и газоносности пластов требует высокого качества проектирования, а также мониторинга процессов. Простои очистных комплексов могут оборачиваться финансовыми потерями до 2000 долларов США в час [2]. При этом за последние 16 лет на

шахтах «Ульяновская», «Юбилейная», «Комсомольская», «Распадская», «Северная», «Листвяжная» произошли шесть крупных аварий, связанных с аэрологическими факторами, унесших жизни 302 человек.

В этих условиях критически важным направлением становится разработка эффективных решений по снижению газодинамической опасности и рисков смертельного травматизма. Одной из приоритетных задач является разработка технологий пластовой дегазации, адаптированных к условиям конкретных шахт.

За последние 10 лет специалисты АО «СУЭК-Кузбасс» совместно с Горным институтом НИТУ МИСИС и Санкт-Петербургским горным университетом императрицы Екатерины II (СПГУ) провели масштабные исследования газодинамических процессов при разработке газоносных угольных пластов. Были разработаны и внедрены технологии управления метановыделением, включая пластовую дегазацию.

Уголь, оставаясь одним из наиболее доступных и рентабельных невозобновляемых источников энергии, занимает ключевое место в мировой энергосистеме, при этом его ресурсы превышают запасы нефти и газа в несколько раз [3]. Однако доля подземной добычи угля снижается, главным образом, из-за ограничений производительности, обусловленных газовым фактором. На глубинах 500–700 м газоносность пластов достигает 25–30 м³/т, при этом их проницаемость снижается, что негативно влияет на эффективность дегазации. [4].

Дальнейшее повышение производительности возможно только при обеспечении высокой эффективности дегазационной подготовки угольных пластов. Это обуславливает необходимость совершенствования технологий дегазации и интенсификации процессов извлечения метана.

Существенный вклад в изучение газометанового состояния угольных пластов внесли ученые: академик Скочинский А.А., Черницын Н.Н., Эттингер И.Л., Лидин Г.Д., Айруни А.Т., Алексеев А.Д., Иванов Б.М., Фейт Г.Н., Малинникова О.Н. и др.

Особенно остро проблема газовыделения из разрабатываемых пластов проявляется при высоких темпах подвигания очистных забоев, когда времени на дегазацию недостаточно. Это повышает риск внезапных выбросов и взрывов метана и связано с низкой проницаемостью угольных пластов в естественном состоянии. Поэтому все большую актуальность приобретают технологии воздействия на угольные пласты, направленные на повышение их проницаемости. Большое значение в исследованиях по этому направлению имеют работы таких ученых, как: Ножкин Н.В., Баймухаметов С.К., Пучков Л.А., Васючков Ю.Ф., Сластунов С.В., Забурдяев В.С., Коликов К.С., Подображин С.Н., Полевщиков Г.Я., Ярунин С.А. и другие.

Заблаговременная дегазационная подготовка (ЗДП) редко используется в РФ из-за длительного срока извлечения газа (несколько лет) и высокой стоимости интенсификации притоков. Однако в условиях высокой газоносности пластов альтернативы этой технологии нет. Особое значение при применении данной технологии приобретает полнота обработки дегазируемого участка.

Основным технологическим элементом ЗДП является гидрорасчленение угольного пласта, направленное на раскрытие существующих трещин. Повышение эффективности ЗДП и предварительной пластовой дегазации за счёт увеличения проницаемости угольных пластов с помощью гидродинамических воздействий – актуальная задача для большинства угольных предприятий России и, в особенности, Кузбасса.

Пластовая дегазация из подземных выработок ограничена во времени и возможностях активного воздействия из-за близости очистных забоев. Однако даже в этих условиях имеются резервы для повышения эффективности, в том числе за счёт гидроразрыва, гидроударных и импульсных методов, что и составляет предмет настоящего исследования.

Цель работы – совершенствование технологии дегазации неразгруженных угольных пластов для обеспечения аэрологической

безопасности при интенсивной отработке запасов угля на основе комбинирования способов гидрообработки.

Основная идея работы заключается в том, что повышение газоотдачи угольного пласта осуществляется гидровоздействием в импульсном режиме (в сочетании с базовым воздействием в режиме гидрорасчленения или без него), который обеспечивает наведение дополнительной трещиноватости в пласте.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие **основные задачи**:

1. Исследовать закономерности и параметры процессов пластовой дегазации угольных пластов при использовании гидродинамических методов воздействия, направленных на обеспечение метанобезопасности и эффективности подземной добычи угля.
2. Развить технологический подход к реализации подземного гидроразрыва, основанный на применении управляемых гидроимпульсных воздействий для повышения проницаемости и эффективности дегазации разрабатываемого пласта.
3. Оценить возможности повышения эффективности предварительной дегазации угольных пластов на основе применения гидроударных технологий.
4. Определить рациональную область применения данных технологий при предварительной и заблаговременной дегазации угольных пластов.
5. Обосновать механизм снижения «газового барьера» при применении технологии ПодзГРП.
6. Оценить эффективность технологии ПодзГРП в процессе эксплуатации дегазационных скважин ППД и при ведении очистных работ.

7. Разработать усовершенствованную технологию заблаговременной дегазации пластов (ЗДП) путем их гидрорасчленения (ГРП) для применения в условиях предварительной пластовой дегазации.
8. Оценить работоспособность и эффективность усовершенствованной технологии ГРП в составе комплексной пластовой дегазации (ГРП + ПодзГРП + ППД).

Основные научные положения, выносимые на защиту:

1. Обоснован механизм снижения газовыделения в очистной забой из угольного пласта, подвергнутого гидрорасчленению (ГРП) или подземному гидроразрыву (ПодзГРП), который обеспечивается за счет комплекса факторов: извлечения метана из пласта, повышения остаточной газоносности и интенсификации дегазации разрабатываемого пласта оконтуривающими выработками.
2. Увеличение газопроницаемости неразгруженного от горного давления угольного пласта и полнота его обработки для эффективной дегазации должна достигаться без потери устойчивости массива комплексным применением гидрорасчленения и подземного гидроразрыва.
3. Повышение проницаемости неразгруженного угольного пласта за счет развития сети трещин усталостного характера обеспечивается применением прямого гидроудара с установленными параметрами, учитывающими режим нагружения и свойства пласта.
4. Механизм вспомогательного гидровоздействия с использованием эффекта обратного гидроудара для совершенствования комплексной технологии пластовой дегазации базируется на применении фундаментальных законов гидродинамики и обеспечивает использование геоэнергии углепородного массива для повышения эффективности гидровоздействия.

Научная новизна:

1. Впервые доказан и количественно описан синергетический эффект предварительной гидроимпульсной обработки (включая управляемый обратный гидроудар), обеспечивающий увеличение протяжённости и связности трещинной сети при последующем ГРП и устойчивый рост газоотдачи.
2. Установлены и экспериментально верифицированы параметрические условия эффективной гидрообработки угленосного массива, темпов закачки и цикличности «нагнетание–сброс», а также предложена методика, позволяющая выполнить оценку развития трещин с учетом прочности массива.
3. Впервые для условий пласта Болдыревский (шахта им. С.М. Кирова) доказана межскважинная гидродинамическая связь зон воздействия и продемонстрирована эффективность комплексного воздействия, включающего гидрорасчленение с поверхности и подземный гидроразрыв, обеспечивающего полноту обработки без ухудшения состояния кровли.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждаются: использованием математических моделей массопереноса метана в угольных пластах и современных программных комплексов численного моделирования, реализующих метод конечных элементов и подтверждённых результатами промысловых наблюдений; расчётными значениями давлений нагнетания рабочей жидкости, которые показали удовлетворительное совпадение с фактическими данными при проведении гидродинамических воздействий; полученная экспериментальная база включает обширный объём шахтных исследований эффективности комплексной пластовой дегазации – более 300 подземных скважин гидроразрыва и 11 поверхностных скважин ГРП на пяти выемочных участках двух шахт АО «СУЭК-Кузбасс»; практическая

реализация разработанных рекомендаций при проведении очистных работ на шахте им. С. М. Кирова обеспечила реальный технологический эффект повышения эффективности дегазации.

Научное значение работы заключается в разработке механизмов и обосновании параметров реализации технологий углубления дегазации за счет повышения проницаемости угольных пластов путем проведения гидроударных активных воздействий на него на стадии заблаговременной и предварительной дегазации

Практическое значение работы заключается в разработке рабочих проектов, а также программ и методик работ по реализации гидроимпульсных технологий на стадиях заблаговременной и предварительной дегазации пласта Болдыревского на шахте им. С.М. Кирова.

Методы исследования включали: анализ литературных материалов; изучение метаноносности и метанопроницаемости углегазозного массива; аналитические и экспериментальные исследования газодинамических процессов, протекающих в угольном пласте; шахтные наблюдения процессов метановыделения в горные выработки, скважины и дегазационные системы; технико-экономический анализ процесса дегазации источников газовыделения. Данные натурных наблюдений и экспериментов получены с применением апробированных и утвержденных в установленном порядке методик.

Реализация выводов и рекомендаций. Разработанная технология предварительной дегазации угольного пласта Болдыревский скважинами из подземных выработок реализована на выемочных участках 24-57, 24-58, 24-59, 24-60, 24-62, 24-63 и 23-64 на шахте им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс». Разработанная технология заблаговременной дегазации угольного пласта Болдыревский скважинами с поверхности реализована на выемочных участках 24-63, 23-64, 24-65 и 24-70 на шахте им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс». Подтверждена эффективность разработанной

комплексной дегазации по факторам извлечения метана из угольного пласта и снижения метанообильности очистного забоя.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались на Международных научных симпозиумах «Неделя горняка» (2017–2021 гг.), на научных семинарах и заседаниях кафедры «Безопасность и экология горного производства» (2018–2020, 2023 гг.).

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 22 печатные работы, из которых 16 в изданиях, рекомендуемых ВАК Минобрнауки РФ.

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав и заключения, списка литературы из 177 наименований и 1 приложения. Работа изложена на 167 страницах машинописного текста, содержит 9 таблиц, 41 рисунок и 1 приложение.

Автор выражает благодарность проф., д.т.н. Сластуну С.В., д.т.н. Коликову К.С., к.т.н. Садову А.П., к.т.н. Хаутиеву А.М.-Б. за участие в выполнении научных исследований, помощь, поддержку и научно-методические консультации. Автор благодарит коллектив кафедры БЭГП за поддержку в работе.

1. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ, ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ

1.1 Мировые тенденции в области подземной добычи угля

По разведанным (доказанным) запасам угля Россия занимает третье место в мире после США и Китая. Объём её запасов составляет около 180 млрд тонн, что эквивалентно приблизительно 30% от общемирового объема. Согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2022 году глобальное потребление угля достигло рекордного уровня в 8,3 млрд тонн.

На тот же год в десятке крупнейших стран по добыче угля числятся:

- Китай – 3546 млн т;
- Индия – 748 млн т;
- США – 642 млн т;
- Австралия – 502 млн т;
- Индонезия – 488 млн т;
- Россия – 451 млн т;
- Южная Африка – 276 млн т;
- Германия – 181 млн т;
- Польша – 134 млн т;
- Казахстан – 116 млн т.

Около 45% мирового объема угля добывается подземным способом, что обусловлено геологическими и экономическими факторами. Современные очистные комбайны обеспечивают высокие показатели производительности – до 30 т/мин. Однако эксплуатация очистных забоев при столь высоких нагрузках невозможна без эффективного управления метановыделением. Так, при ожидаемой суточной нагрузке на лаву свыше 20–25 тыс. тонн и прогнозируемом газовыделении на уровне 5 м³/т (по данным АО «СУЭК-Кузбасс»), требуется обязательное снижение газообильности выработок за счёт дегазационных мероприятий.

Развитие технологий подземной угледобычи в последние десятилетия осуществляется преимущественно в направлении совершенствования горно-шахтного оборудования – в том числе высокоэффективных и надежных очистных комбайнов и вспомогательной техники. Существенные улучшения внесены также в технологические схемы подготовки и отработки пластов, включая внедрение современных горнопроходческих комплексов [6].

Практика ведущих угледобывающих стран демонстрирует, что современные механизированные очистные комплексы способны обеспечивать нагрузки свыше 5000 т/сут. Такая интенсификация добычи сопровождается активным геомеханическим откликом массива, что приводит к увеличению рисков как газодинамического, так и сейсמודинамического характера. На текущем этапе развития технологий ключевой проблемой остаётся рост газообильности пластов при одновременном увеличении темпов очистных работ [7–10].

Несмотря на то, что в большинстве случаев удельное газовыделение из разрабатываемого пласта невелико, при определённых горно-геологических и горнотехнических условиях пластовая дегазация (предварительная или заблаговременная) становится обязательным условием обеспечения метанобезопасности. Однако эффективность таких мероприятий нередко оказывается недостаточной и имеет тенденцию к снижению с увеличением глубины горных работ. Основными причинами этого являются высокая стоимость и технологическая трудоёмкость проведения дегазации, а также ограниченные сроки действия скважин.

В связи с вышеизложенным, развитие высокопроизводительных очистных комплексов должно сопровождаться активным научно-техническим прогрессом в области технологий пластовой дегазации. Особенно важным является поддержание устойчивого газового режима в очистных забоях. Создание и внедрение эффективных дегазационных решений является необходимым условием как для повышения

производительности, так и для безопасной эксплуатации газоносных угольных пластов.

1.2. Анализ основных проблем шахтного метана

При проектировании и реализации подземной добычи угля вопросы промышленной безопасности традиционно рассматриваются как приоритетные [11,12]. Одним из ключевых аспектов является метановый фактор, влияющий на безопасность и эффективность горных работ. Основные направления его учета включают: устранение газового барьера, утилизацию метановоздушных смесей, возникающих в ходе дегазации, а также ограничение климатических последствий, связанных с выбросами парниковых газов.

Метан угольных пластов в настоящее время рассматривается как самостоятельное полезное ископаемое, и в Кузбассе на протяжении последних 15 лет проводятся пилотные проекты по его добыче [159]. Однако данный аспект выходит за рамки настоящего исследования, поскольку не оказывает существенного влияния на обеспечение метанобезопасности при подземной разработке угольных месторождений.

Эффективность применения современного оборудования ограничивается: на газовых шахтах коэффициент его использования составляет не более 30–35% [160]. Достижение суточной производительности в 30–35 тыс. т возможно лишь при газоносности не выше 6–8 м³/т. При превышении этих значений требуется обязательное проведение дегазации, обеспечивающей реализацию потенциала очистных и проходческих комплексов. Прежняя стратегия развития угольной отрасли предполагала снижение глубины отработки за счёт приоритетной разработки месторождений с благоприятной геологической ситуацией. Однако в новой программе это положение исключено, что фактически закрепляет тенденцию на рост глубинных разработок. При этом наблюдается снижение эффективности предварительной дегазации,

обусловленное уменьшением проницаемости углей на больших глубинах. Одновременно возрастает вероятность проявления опасных геомеханических процессов.

Современный научный и производственный консенсус предполагает рассматривать угольные месторождения как углегазовые, учитывая ценность содержащегося в них метана как энергетического ресурса. Благодаря сорбционным свойствам угля извлекаемый газ обладает высокой степенью чистоты, что делает возможной его дальнейшую переработку в топливо или продукты с высокой добавленной стоимостью.

С экологической точки зрения, шахтный метан представляет собой третий по значимости парниковый газ после CO_2 и водяного пара, ответственный за более чем 25% глобального потепления. С учетом его сравнительно короткого срока жизни в атмосфере, сокращение эмиссии метана на 15% (по рекомендациям МГЭИК) рассматривается как одно из эффективных направлений стабилизации климатической обстановки.

1.3. Состояние метана в угольных пластах

Проблема метаносодержания угольных пластов рассматривается в научной литературе с середины XX века. основополагающие исследования, ставшие фундаментом для развития технологий дегазации, были выполнены в 1950–1960-х годах ведущими научными учреждениями: ИГД им. А.А. Скочинского, ВостНИИ, МакНИИ, ИПКОН РАН, Московским горным институтом (ныне Горный институт НИТУ «МИСИС»), ИГД им. Н.А. Чинакала СО РАН, КазНИИБГП и рядом других [15].

В зависимости от содержания органики и формы связи метана различают два типа коллекторов:

- угольные пласты и углистые породы с содержанием органического вещества выше 20%,

- породы-хранилища свободного газа с органическим компонентом до 10% [16].

Метан в свободной форме заполняет все доступные трещины и поры, поэтому пластовое давление и пористость массива являются определяющими факторами в распределении газа. При насыщении водной фазой объем свободного газа уменьшается. На глубинах до 1 км содержание свободного метана незначительно, преобладает связанная форма.

В условиях современных глубин разработки большая часть метана сохраняется в связанном виде. В отдельных типах углей до 50% газа может находиться в закрытых порах, недоступных для миграции [161]. Переходные поры играют незначительную роль и характерны лишь для малометаморфизованных каменных углей. Таким образом, значительная часть газа в природных условиях не подчиняется классическим законам газовой фазы [16].

Выделение метана происходит в основном в результате техногенного снижения пластового давления при ведении горных работ. Следовательно, основным фактором, провоцирующим газодинамические проявления, выступает антропогенное вмешательство.

Для оценки эффективности дегазации ключевым является характер взаимодействия в системе «метан – уголь». Он определяет продолжительность необходимой дегазации для пластов, находящихся под горным давлением.

Исследования поровой структуры углей выявили различные типы пор, классифицируемые по характеру диффузии молекул газа:

- молекулярные (0,4–0,7 нм),
- фольмеровские (1–10 нм),
- кнудсеновские (10–100 нм),
- макропоры (>100 нм).

Взаимодействие в системе «уголь–метан» изучается на протяжении нескольких десятилетий и связано с анализом физико-химических форм связи метана с угольной матрицей и механизмов их трансформации. Тип взаимодействия определяется не только термодинамическими условиями и свойствами газа, но и морфологией порового пространства, включая размеры пор и молекул метана [103, 107].

Основная масса метана в угле находится в связанном состоянии, что обуславливает необходимость его трансформации в свободную фазу для эффективной дегазации. Чем прочнее связь между метаном и угольной матрицей, тем больше энергии требуется для его высвобождения.

Тем не менее, в задачах дегазации ключевым фактором является не только тип связи, но и способ перемещения молекул метана в массиве. Учитывая низкую природную проницаемость угольного пласта, транспорт газа внутри угля осуществляется в основном по диффузионному механизму. Исключение составляют макропоры и трещины, где движение подчиняется законам фильтрации.

В условиях снижения пластового давления (например, вследствие разгрузки массива от горного давления) метан в свободной фазе способен выделяться с высокой скоростью. Однако для мобилизации связанного метана необходимо обеспечить его переход в фильтрационно активную форму.

Основным механизмом, обеспечивающим такой переход, выступает диффузия молекул по взаимосвязанной сети пор. Эффективная дегазация требует создания зоны трещиноватости, способствующей увеличению объема свободного метана и обеспечивающей его выход из массива.

Одним из действенных методов интенсификации этого процесса являются гидроимпульсные воздействия на углегазоносную толщу, реализация которых является предметом настоящего исследования.

1.4. Возможности применения дегазации в целях обеспечения метанобезопасности при подземной добыче угля

Основные меры обеспечения метанобезопасности включают:

- проветривание горных выработок;
- дегазацию угольного пласта и вмещающих пород;
- приборный контроль состава атмосферы в выработках;
- профилактику газодинамических явлений.

Газоносность угольных пластов тесно связана с глубиной их залегания. В условиях Кузбасса прослеживается линейная зависимость, тогда как в Воркутском и Карагандинском бассейнах она более сложная. При этом на глубинах современной отработки относительная газообильность может превышать $50 \text{ м}^3/\text{т}$ [19, 163].

Большинство действующих шахт разрабатывают глубоко залегающие пласты, часть из которых опасна по газодинамике. Для предотвращения соответствующих явлений преимущественно применяются технологии пластовой дегазации.

Методы дегазации классифицируются по времени и месту их проведения [122]:

- **предварительная дегазация (ППД)** – из подземных выработок за ≥ 6 мес. до начала очистных работ;
- **заблаговременная дегазация** – через поверхностные скважины с использованием гидрорасчленения (за 3–5 лет);
- дегазация **сближенных пластов**;
- **выработанного пространства** – скважинами из выработок или с поверхности;
- **барьерная дегазация** – при проведении подготовительных выработок.

Наиболее высокую эффективность (до 80%) в современных условиях демонстрирует дегазация выработанного пространства. В Карагандинском

бассейне широко применяются газодренажные выработки и скважины, используемые для снижения газоносности в зоне будущих подготовительных работ [164].

Способы дегазации выработанного пространства подробно не рассматриваются в данной работе, так как технологии их реализации в значительной степени отработаны, а возникающие проблемы, как правило, не являются принципиальными. Это объясняется тем, что газ в этих зонах присутствует преимущественно в свободной форме, и его извлечение не требует длительных воздействий.

Метод удаления метана из разгруженного массива впервые был реализован в США, Германии, Бельгии и Великобритании. В настоящее время он активно применяется и в России, обеспечивая эффективность на уровне 70–80%.

Наиболее распространенным способом остаётся бурение вертикальных скважин для дегазации выработанного пространства. Метод отличается высокой результативностью и отсутствием влияния на ведение горных работ. Однако при увеличении темпов добычи он не способен гарантировать необходимый уровень метанобезопасности без применения пластовой дегазации.

Проведение дегазационных работ требует квалифицированного персонала и значительного объема подготовительных мероприятий. Показателен в этом плане опыт Карагандинского бассейна, где в 1970 году было создано специализированное предприятие «Спецшахтомонтаждегазация», выполнявшее весь цикл работ, включая утилизацию метана и тушение подземных пожаров.

Аналогичную структуру в 2009 году создало АО «СУЭК-Кузбасс», учредив Управление по дегазации и утилизации метана (УДиУМ), что подтверждает стратегическую значимость организационного подхода.

Дегазация оказывает положительное социально-экономическое влияние: снижает аварийность, повышает эффективность работы очистных

и подготовительных участков.

После реструктуризации угольной отрасли в 1990-х годах дегазационные работы в Кузбассе были фактически свернуты. Возрождение интереса к ним началось лишь в последние два десятилетия, по мере роста глубин и увеличения газоносности (до 12–14 м³/т). В таких условиях дегазационная подготовка становится обязательной для устранения газового барьера и обеспечения безопасной эксплуатации.

Как показано в [34], несмотря на высокую эффективность дегазации выработанного пространства (до 80%), требуемый уровень нагрузки на лаву часто не достигается из-за слабой эффективности предварительной дегазации, редко превышающей 10–15%. Это объясняется несоответствием между темпами подготовки и очистных работ, приводящим к сокращению времени дегазационного воздействия. Средняя продолжительность эксплуатации дегазационных скважин составляет 3–4 месяца, что в ряде случаев недостаточно для обеспечения безопасного газового режима.

Полевые наблюдения на шахте «Котинская» (им. Б.Д. Ялевского) показали, что снижение газоносности пласта 52 составляет лишь 1,0–1,5 м³/т, что явно недостаточно для обеспечения безопасной отработки [34]. Схожая ситуация зафиксирована и в Карагандинском бассейне, где пластовые скважины бурят с шагом 2–4 м, однако их эффективный радиус действия не превышает 1,5 м. Таблица 1.1 иллюстрирует, как требуемая эффективность дегазации определяется сочетанием двух факторов: планируемой нагрузки на очистной забой и прогнозируемого газовыделения из разрабатываемого пласта. [35].

Таблица 1.1 Зависимость требуемой эффективности дегазации от производственной нагрузки и прогноза газовыделения [35, 100, 101].

Газовыделение из пласта, м ³ /т	Коэффициент эффективности дегазации при нагрузках на лаву А, т/сут [35]						
	5000	10000	15000	20000	25000	30000	35000
1	--	--	--	--	--	--	0,01
2	--	--	--	0,135	0,31	0,425	0,5
3	--	--	0,23	0,42	0,54	0,62	0,67
4	--	0,135	0,425	0,57	0,66	0,71	0,75

Анализ данных, представленных в таблице 1.1, свидетельствует о том, что при увеличении газовыделения до 2 м³/т безопасная эксплуатация возможна лишь при нагрузке не выше 20 000 т/сут. Для достижения нагрузок в диапазоне 30 000–35 000 т/сут. требуется повышение эффективности дегазации в 2–3 раза.

Достичь таких значений можно исключительно за счёт применения технологий, направленных на значительное увеличение трещинной проницаемости угольного пласта, что является необходимым условием эффективного отвода метана из массива.

1.5 Анализ существующих способов дегазации угольных пластов

Выбор методов дегазации газоносных массивов определяется структурой газового баланса добычного участка. Современные условия разработки характеризуются низкой проницаемостью угольных пластов и высоким содержанием метана в связанном состоянии.

Рост глубин горных работ сопровождается увеличением газовыделения, в то время как пластовая дегазация, оставаясь основным методом управления метановыделением, демонстрирует снижение эффективности. Это связано с технологическими трудностями, высокой

стоимостью и продолжительностью проведения дегазационных мероприятий.

Несмотря на длительные исследования, заблаговременная дегазационная подготовка не получила широкого распространения в России из-за значительных временных и финансовых затрат. Эффективность дегазации напрямую зависит от проницаемости пласта, которая в естественных условиях остаётся крайне низкой. В этой связи актуальной становится задача сокращения сроков дегазационной подготовки без снижения её результативности.

По данным [67, 118], снижение газоносности не менее чем на 50–60% при заблаговременной дегазации признано одним из приоритетных направлений развития отрасли. При этом извлекаемый газ может быть использован для энергообеспечения шахты (прирост до 20–25%) и снижения экологических последствий выбросов [165].

Обзор представленных в литературе материалов позволяет заключить, что традиционные схемы дегазации не обеспечивают необходимого уровня газоудаления, требуемого для безопасной высокопроизводительной добычи. В связи с этим целесообразно сосредоточиться на повышении эффективности дегазации именно на выемочных участках.

Как отмечалось ранее, результативность дегазации определяется природной проницаемостью и пластовым давлением. Учитывая их минимальные значения и ограниченные зоны дренирования, требуется либо увеличение времени воздействия (10 месяцев и более), либо применение методов, обеспечивающих существенное повышение проницаемости пласта.

В случае невозможности обеспечения безопасных условий только за счёт вентиляции, необходимость проведения дегазации регламентируется нормативной документацией [72, 124].

Согласно ряду экспертных оценок, эффективная эксплуатация шахт с использованием высокопроизводительного оборудования возможна при нагрузках 10–15 тыс. т/сут на пластах средней и большой мощности [6, 32]. Такие нагрузки достижимы преимущественно на шахтах II категории по метану, в то время как средняя газообильность российских шахт составляет порядка 18 м³/т. Это подчёркивает необходимость не только дегазации выработанного пространства, но и целенаправленного воздействия на угольный пласт.

Эффективность схем дегазации зависит от расположения скважин относительно фронта забоя и направления простирания пласта. Первый фактор определяется геомеханической обстановкой, особенно в зоне опорного давления, второй – влияет на раскрытие трещин и степень дренирования, особенно в условиях высокой влажности угля.

Исследования [35] показали, что наибольший дебит наблюдается при ориентации скважин перпендикулярно основной системе кливажных трещин.

На рисунках 1.1 и 1.2 представлены типовые схемы предварительной дегазации. В первой обеспечивается равномерный съём метана за счёт перекрещивания скважин и разгрузки массива, однако это требует усиленного контроля за параметрами метановоздушной смеси, особенно при бурении в зоне опорного давления.

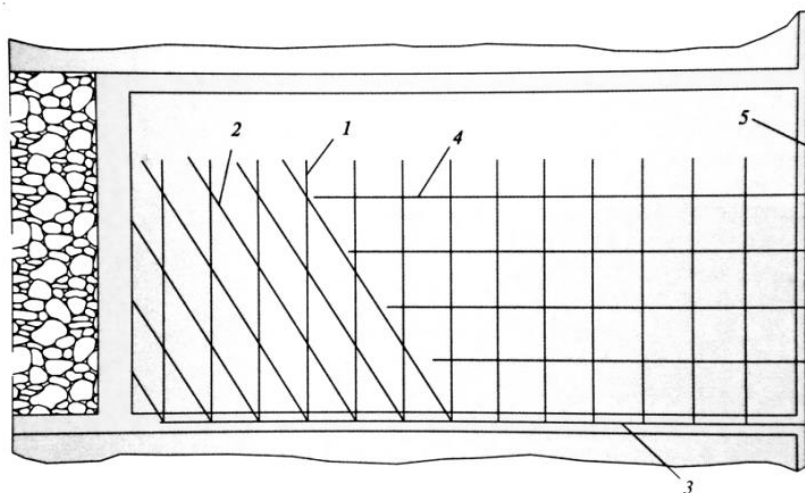


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема дегазации угольного пласта при бурении скважин, ориентированных параллельно очистному забою [72]. 1 – скважины, пробуренные параллельно линии очистного забоя (ОЗ); 2 – скважины, расположенные в конвейерном штреке и ориентированные на ОЗ; 3 – участковый газопровод; 4 – скважины, буримые из фланговой выработки; 5 – магистральный газопровод.

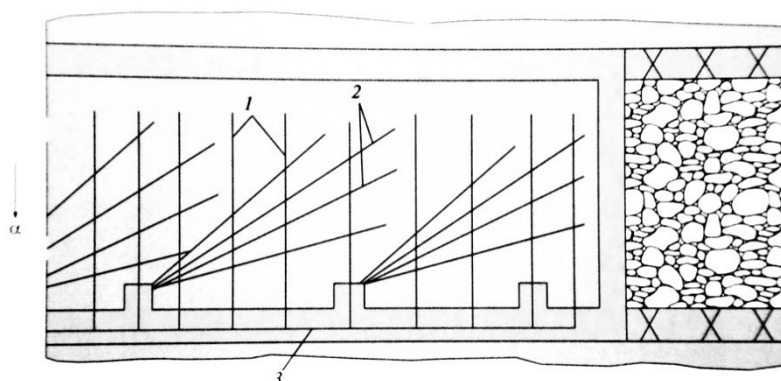


Рисунок 1.2 – Принципиальная схема дегазации угольного пласта с использованием параллельных и веерных скважин, ориентированных на очистной забой [72]. 1 – скважины, пробуренные параллельно линии очистной забой (ОЗ); 2 – веерные скважины, ориентированные на ОЗ; 3 – газопровод.

Данные схемы представляют особый интерес при отработке пластов опасных по внезапным выбросам угля и газа за счет возможности увлажнения пласта.

Однако следует отметить и недостатки применения данной технологии проведения дегазационных работ, а именно сложные буровые работы, особенно в пластах с низкими физико-механическими характеристиками угля, ограничение по времени и др. [69].

Эффективность основных способов дегазации разрабатываемого пласта [72] приведена в таблице 1.2

Таблица 1.2 – Показатели эффективности основных методов дегазации пласта

№ п/п	Схема расположения пластовых скважин	Коэффициент эффективности дегазации
1	Восстающие или горизонтальные на пологих пластах	0,2 – 0,25
2	Нисходящие параллельно-одиночные скважины	0,15 - 0,2
3	Пластовые параллельно-одиночные скважины в зоне гидроразрыва	0,2 - 0,4
4	Перекрещивающиеся скважины	0,3 - 0,4
5	Перекрещивающиеся скважины в зоне предварительного гидроразрыва	0,4 - 0,5

Случаев достижения предельной эффективности дегазации, установленной нормативными документами, в литературе не зафиксировано. Наиболее активное развитие направления предварительной дегазации приходилось на 1970–1980-е гг., чему посвящены исследования А.Э. Петросяна, И.В. Сергеева, В.С. Забурдяева, А.Т. Айруни, Е.И. Преображенской, В.А. Садчикова и других (ИГД им. А.А. Скочинского, МакНИИ, ВостНИИ, КарНИИБГП) [19, 21–32]. В указанных работах обоснована целесообразность метода и необходимость повышения проницаемости углей.

По данным Карагандинского бассейна (глубины 300–500 м), эффективность пластовой дегазации снижается с увеличением глубины [166]. Расстояние между скважинами сокращается с 4 до 2 м, но даже при сроках дегазации свыше 6 месяцев объём съёма не превышает 1,5 м³/т. Повысить проницаемость пытались методами торпедирования (рост дебита на 30–40% в течение до 4 мес.), кислотной обработки (увеличение

газоотдачи до 4 раз) и гидроразрыва, при котором достигалась максимальная газоотдача до 5,1 м³/т [33].

После бурения скважины обсаживались металлическими трубами (102–114 мм) и герметизировались цементно-песчаным раствором. Затем устанавливали задвижку [154]. Вода закачивалась насосной установкой со скоростью 30–40 л/мин при давлении 7–9 МПа, после чего происходил резкий сброс давления.

Циклические нагрузки превышали прочность угля на растяжение, инициируя разрушение массива и формирование вторичной пористости. Газоотдача происходила за счёт десорбции и фильтрации. После снижения давления ниже уровня жидкости скважины подключались к дегазационной сети [155].

Всего обработано 29 технологических и 11 дегазационных скважин, проведено 302 цикла. Общий объём извлечённого метана превысил 759 тыс. м³. Удельная газоотдача составила >600 м³/м, что в 2,6 раза выше, чем без ГДВ (230 м³/м). Обработано свыше 85 тыс. м² массива. В среднем из каждой технологической скважины извлекалось до 25 т угля.

Наиболее значимыми параметрами оказались: давление нагнетания, остаточное давление, длительность удержания пикового давления и время сброса. В условиях пласта 11 шахты им. А.Ф. Засядько достигнута эффективность дегазации $\geq 30\%$.

Коэффициент интенсификации $k_{\text{и}}$ увеличивался в первые 3–4 мес. до 1,8–2, затем снижался до фоновых значений. При извлечении $\geq 1\%$ угля и выпуске 0,3–1,0 м³ воды наблюдалась параболическая зависимость $k_{\text{и}}$ и сокращение сроков дегазации на 2–3 мес.

Варьируя параметры ГДВ с учётом свойств пласта, можно достичь требуемой степени дегазации и повысить производственные показатели очистного забоя.

Проведённые исследования актуальны в контексте возрастания роли газового барьера. Установлены ключевые параметры технологии: радиус

влияния – 15–25 м, длина породной пробки – 12–15 м, темп закачки воды – 30–40 л/мин. Последнее обеспечивает совместимость с шахтным оборудованием.

Однако отмечается отсутствие анализа технологии самоподдерживающегося разрушения угля, изложенной в [117, 156], где также реализуется цикл нагнетания и сброса воды. Повторение подобных операций в ГДВ требует внимательного рассмотрения их безопасности, особенно на выбросоопасных пластах.

Для объективной оценки метода целесообразно представить результаты по фактической газообильности лав и нагрузке на забой в зонах ГДВ. Отдельного внимания заслуживает бурение через породу, повышающее герметичность устья скважин и снижая риски утечек.

Представленные материалы представляют значительный практический интерес, поскольку технологии ГДВ рассматриваются как перспективное средство радикального повышения проницаемости неразгруженных угольных пластов – ключевого объекта данного исследования.

1.6 Повышение эффективности пластовой дегазации за счет увеличения трещинной проницаемости угольных пластов

Современные исследования [88–91] выделяют следующие режимы внедрения жидкости в угольный пласт: фильтрация, гидрорасчленение, гидроразрыв, гидроотжим, гидросбойка и гидроразмыв. Эти режимы подробно рассмотрены в [36]. Фильтрация не нарушает структуру пласта и не влияет на его проницаемость.

Работы [90–98] посвящены изучению внедрения жидкости в горные породы. Классификация режимов приведена в табл. 1.6.1 [99], где радиус зоны гидрорасчленения определяется объёмом и скоростью закачки.

Основной задачей гидровоздействия как способа пластовой дегазации является повышение газопроницаемости. При гидрорасчленении жидкость

закачивается с превышением естественной приёмистости, раскрывая систему естественных трещин в пределах пласта. В отличие от гидроразрыва, трещины не выходят за пределы угольного пласта. Их раскрытие зависит от вязкости жидкости, темпа закачки и напряжённо-деформированного состояния массива. Вертикальные трещины, как правило, сохраняют раскрытие, в том числе за счёт остаточных деформаций или введения пропанта.

Гиддорасчленение позволяет не только увеличить трещинную проницаемость, но и целенаправленно изменить свойства пласта за счёт добавок, влияющих на минеральный состав, сорбционно-кинетические и физико-механические характеристики угля [89, 167]. Возможно использование жидкостей различной вязкости для раскрытия разных систем трещин.

Закономерности формирования трещин при ГДВ проанализированы в работах Г.И. Баренблатта, Ю.П. Желтова, С.А. Христиановича, Н.В. Ножкина и О.И. Чернова [91–97]. Уголь отличается более развитой системой естественных трещин по сравнению с нефтяными пластами.

В ряде условий альтернативой заблаговременной дегазации (ЗДП) с поверхности является гидроразрыв, реализуемый через подземные скважины. На шахте им. С.М. Кирова его применение при полевой подготовке повысило эффективность предварительной дегазации [168]. Метод основан на использовании стандартного оборудования, технологичен и надёжен. Он успешно применялся на лавах 24-58, 24-59 и 24-60.

Методы гидроразрыва и ЗДП позволяют решать и сопутствующие задачи: увлажнение, перераспределение напряжений, снижение самовозгораемости и пылеобразования, особенно при использовании специальных добавок. Эти направления активно развиваются научной школой Горного института НИТУ «МИСИС», основанной Н.В. Ножкиным.

Первые испытания ЗДП с гидрорасчленением проведены в Карагандинском бассейне (шахта №22, пласт К12 «Верхняя Марианна») [36, 37], при поддержке А.А. Скочинского и А.И. Ксенофоновой. Методику усовершенствовали Ю.Ф. Васючков (солянокислотная обработка [38]) и С.В. Сластунов (пневмогидродинамические воздействия [39–41]).

Позднее технология получила распространение в США и других странах [41, 42, 44–51]. В её основе – повышение проницаемости до начала очистных работ, что позволяет существенно снизить газообильность, ускорить горные работы и сократить выбросы метана. При концентрации метана 95–98% возможна его промышленная утилизация.

Наиболее активно технология ЗДП применяется в Карагандинском бассейне (Казахстан) и бассейне Блэк Уорриор (штат Алабама, США) [44–53]. С участием МГИ–МГГУ было обработано более 150 скважин, охватывающих свыше 50 млн т запасов, объём извлечённого метана превысил 100 млн м³.

Технология ЗДП может использоваться как:

- способ добычи метана;
- метод заблаговременной дегазации с эффектом до 10–15 лет;
- инструмент управления выбросоопасностью;
- элемент комплексной дегазации.

Ключевым элементом ЗДП является конструкция скважины, сохраняющая работоспособность в течение всего цикла отработки. Это даёт основание рассматривать ЗДП как базовую технологию концепции метанобезопасности для российских шахт [66], особенно с учётом роста динамической опасности [56–58].

Гидроразрыв, как часть комплекса, показал высокую эффективность на шахтах Карагандинского бассейна (шахты им. Костенко, 50-летия Октября и др.). Таблица 1.3 содержит результаты по снижению газообильности на участках с комплексной дегазацией. Увеличение

газовыделения в 3–7 раз [59] позволило достичь эффективности, не повторённой до настоящего времени.

Таблица 1.3 – Характеристика режимов гидровоздействия на угольный пласт [38,58]

Режимы	Темп внедрения флюида	Состояние пласта	Пути движения флюида	Зависимость ΔP (q)
Фильтрация	Не превышает естественной приемистости пласта	Не нарушается	По порам и трещинам пласта в меру их естественной проницаемости	Линейная
Гидрорасчленение	Превышает естественную приемистость пласта	Раскрываются пластовые трещины	1. По раскрываемым пластовым трещинам 2. По порам и трещинам пласта в меру их естественной проницаемости	Нарушается. Давление практически не зависит от темпа внедрения текучего
Гидроразрыв	Многokrатно превышает естественную приемистость пласта	Пласт и вмещающие породы разрываются по направлениям сил действия текучего	1. По линиям разрыва 2. По раскрываемым и расширяемым пластовым трещинам 3. По порам и трещинам пласта в меру их естественной проницаемости	Нелинейная с экстремумом

Таблица 1.4 Газообильность выемочных участков в зонах комплексной дегазации

Шахта, лава	Прогнозная газообильность, м ³ /т	Коэф. дегазации	Съем метана, м ³ /т	Факт. коэф. дегазации
Им.50-летия Окт. рев. 22-к ₁₂ -1В	18,60	0,42	3,2	0,48
«Саранская» 43-к ₁₂ -1В	22,41	0,36	5,2	0,57
им. Костенко 43-к ₁₂ -13	18,90	0,45	4,3	0,62

В работах [60, 61] рассмотрено использование скважин гидрорасчленения для дегазации выработанного пространства после его подсечения очистными забоями. Эффективность дегазации сопоставима с традиционной технологией вертикальных скважин, однако срок службы скважин ГРП существенно выше за счёт их устойчивости.

Учитывая это, методы ЗДП занимают важное место в системе обеспечения метанобезопасности. Технологии гидрорасчленения варьируются преимущественно по типу закачиваемого агента: вода, ПАВ, ХАВ, газы и др.

Тем не менее, существуют ограничения: – нестабильные результаты дегазации; – низкий дебит, не позволяющий использовать ЗДП как самостоятельный способ освоения месторождений; – высокая удельная стоимость метана.

Ещё в работах Н.В. Ножкина подчёркивалась перспектива пневморасчленения, лишённого проблемы снижения фазовой проницаемости по газу. Однако из-за технологических трудностей

основным агентом остаётся техническая вода, ухудшающая фазовую проницаемость. При этом даже частичное (до 30%) извлечение жидкости существенно влияет на метановыделение.

Исследования по повышению эффективности ГРП охватывают использование ПГД и ГОС [38, 39, 40, 58, 68, 75–79, 112], которые обеспечивают равномерное давление без переуплотнения зоны устья (радиус до 40 м). В работах [33, 68, 77, 92] представлены методы повышения проницаемости прискважинной зоны.

В [92] рассмотрено создание гидроудара на устье путём резкого прерывания потока, что вызывает распространение давления до забоя. Этот метод генерирует направленное напряжение, благоприятное для развития трещин. Его преимущества – технологическая простота, отсутствие специализированного оборудования и короткая продолжительность операций.

Гидроудары, вне зависимости от способа их генерации, вызывают локальные напряжения, способствующие формированию трещин. Повторные воздействия инициируют развитие трещин в массиве. Такие методы классифицируются как силовые.

Представляется целесообразным предварительное использование силовых методов (гидроударов) для инициирования трещиноватости, за которым следует стадия гидрорасчленения.

Технологические возможности гидродинамических схем были протестированы, в том числе на шахте «Казахстанская» (западное крыло), где реализован эффект обратного гидроудара путём резкого сброса давления после ГРП. Это позволило увеличить давление воздействия вдвое по сравнению с установившимся.

На основе анализа существующих технологий в диссертационной работе обоснованы три наиболее перспективных направления: – классическая схема ЗДП с применением гидрорасчленения; – предварительная дегазация в зонах подземного гидроразрыва; –

комбинированные методы гидровоздействия с использованием прямого и обратного гидроудара.

1.7 Цель, идея и задачи исследований

Анализ уровня решения проблем метанобезопасности показывает, что для обеспечения эффективной и безопасной отработки угля современными высокопроизводительными комплексами необходимо развитие способов снижения газоносности разрабатываемых угольных пластов. Целью настоящей диссертационной работы является совершенствование технологии дегазации неразгруженных угольных пластов для обеспечения аэрологической безопасности при интенсивной отработке запасов угля на основе комбинирования способов гидрообработки.

Основная идея работы заключается в том, что повышение коллекторских характеристик угольного пласта осуществляется гидровоздействием в импульсном режиме (в сочетании с базовым воздействием в режиме гидрорасчленения или без него), который обеспечивает наведение дополнительной трещиноватости в пласте.

Для достижения поставленной цели в настоящей диссертационной работе решались **следующие задачи:**

1. Исследовать закономерности и параметры процессов пластовой дегазации угольных пластов при использовании гидродинамических методов воздействия, направленных на обеспечение метанобезопасности и эффективности подземной добычи угля.
2. Развить технологический подход к реализации подземного гидроразрыва, основанный на применении управляемых гидроимпульсных воздействий для повышения проницаемости и эффективности дегазации разрабатываемого пласта.
3. Оценить возможности повышения эффективности предварительной дегазации угольных пластов на основе применения гидроударных технологий.

4. Определить рациональную область применения данных технологий при предварительной и заблаговременной дегазации угольных пластов.
5. Обосновать механизм снижения «газового барьера» при применении технологии ПодзГРП.
6. Оценить эффективность технологии ПодзГРП в процессе эксплуатации дегазационных скважин ППД и при ведении очистных работ.
7. Разработать усовершенствованную технологию заблаговременной дегазации пластов (ЗДП) путем их гидрорасчленения (ГРП) для применения в условиях предварительной пластовой дегазации.
8. Оценить работоспособность и эффективность усовершенствованной технологии ГРП в составе комплексной пластовой дегазации (ГРП + ПодзГРП + ППД).

1.8 Выводы по главе 1

1. Большинство крупнейших аварий на угольных шахтах, повлекшие за собой многочисленные жертвы, произошли вследствие взрыва метановоздушной смеси.

2. Пластовая дегазация (заблаговременная или предварительная) рекомендована российской и зарубежной методической и НТД как обязательная к применению для ряда горно-геологических и горнотехнических условий. Но при этом имеются случаи применения ее в недостаточных для эффективного снижения газоносности пласта объемах. В основном это связано со значительными временными и финансовыми затратами.

3. В результате проведенного анализа способов дегазации угольных пластов выявлены оптимальные направления модернизации технологий пластовой дегазации, базирующиеся на методах создания дополнительной искусственной трещиноватости подготавливаемого угольного пласта.

4. Существующие временные ограничения по проведению работ по пластовой дегазации из подземных выработок (3÷4 месяца), вызванные темпами проведения горных работ не позволяют в полном объеме обеспечить необходимую эффективность и уровень снижения газовыделения в очистной забой.

5. Эффективность широко применяемых методов подземной пластовой дегазации находится в зависимости от увеличения глубины горных работ и снижается до 10÷15 %. Это связано с уменьшением проницаемости и газоотдачи при увеличении глубины залегания угольных пластов.

6. Применяемые способы интенсификации метановыделения неразгруженных пластов в скважины предварительной дегазации не обладают необходимой эффективностью по снижению газоносности угля.

7. Выявлены приоритетные направления исследований технологии заблаговременной дегазации угольных пластов, базирующиеся на гидродинамическом воздействии в режиме гидрорасчленения или подземного гидроразрыва, которые в определенных геомеханических и горно-геологических условиях для повышения эффективности могут быть использованы со вспомогательными способами гидровоздействия с эффектом гидроудара (прямой и обратный).

8. Заблаговременная дегазация угольного пласта методом гидрорасчленения через скважины, пробуренные с поверхности, обеспечивает:

- повышение проницаемости угольных пластов и, как следствие, интенсификацию добычи метана;
- повышение эффективности комплексной дегазации за счёт улучшения условий последующей пластовой дегазации в обработанных зонах;
- возможность использования скважин гидрорасчленения не только для заблаговременной дегазации разрабатываемых пластов, но и

для извлечения метана из углепородного массива при отработке запасов и в процессе ликвидации шахтных участков.

9. Достижение требуемого уровня снижения газоносности угольных пластов и уменьшения газообильности горных выработок возможно либо за счёт заблаговременной дегазации с освоением скважин за 4–5 лет до начала горных работ, либо посредством комплексной дегазации, включающей пластовые скважины, размещённые в зонах гидродинамического воздействия, что обеспечивает отбор кондиционного метана.

10. Установлено, что применение гидрорасчленения в сочетании с последующей пластовой дегазацией позволяет достичь высокой эффективности дегазации разрабатываемого пласта – до 50%.

11. Исследовано влияние состояния углегазонасного массива на выбросоопасность. Определено, что ключевым фактором риска внезапных выбросов является газ, находящийся в сорбированном состоянии. Следовательно, при планировании и проведении работ необходимо в первую очередь снижать содержание сорбированного газа и пластовое давление.

2. РАЗРАБОТКА И НАТУРНАЯ АПРОБАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОЙ ПЛАСТОВОЙ ДЕГАЗАЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОУДАРНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

Актуальными остаются разработки, направленные на повышение эффективности газовыделения в скважины предварительной дегазации. На сегодняшний день прошли шахтные испытания два подхода: подземный гидроразрыв (АО «СУЭК-Кузбасс», НИТУ МИСИС) и поинтервальный гидроразрыв (ИГД СО РАН). В первом варианте гидроразрыв осуществляется через специальные скважины с темпом закачки 5–10 л/с. Второй метод использует скважины предварительной дегазации и герметизаторы типа «Таурс», при этом закачка не превышает 1 л/с [173].

Преимуществом первой технологии является простота реализации, тогда как её ограничение – потребность в мощных насосах, может быть устранено применением циклического гидроимпульсного воздействия. Вторая технология, реализованная на шахте им. Тихова (Кузбасс), отличается высокой точностью, но требует более сложного оборудования, что пока ограничивает её широкое применение.

Импульсное гидравлическое воздействие основано на модели гравитационного распределения напряжений, где максимальное вертикальное сжатие определяется выражением $\sigma_z = \gamma H$, а горизонтальные напряжения равны $\lambda \gamma H$, где λ – коэффициент бокового отпора. При такой схеме трещины гидроразрыва ориентированы вертикально и перпендикулярны минимальному сжатию. Давление закачки P определяется глубиной и прочностными характеристиками угля, включая прочность на разрыв σ_p .

Управление давлением позволяет локализовать зону разрушения в пределах угольного пласта, не затрагивая вмещающие породы. Однако в ряде угольных бассейнов максимальное напряжение ориентировано горизонтально и может превышать вертикальное в несколько раз [169]. В

таких случаях напряжённое состояние характеризуется анизотропией ($\sigma_z \neq \sigma_x \neq \sigma_y$), при этом минимальное или промежуточное сжатие может быть вертикальным. Напряжённое состояние описывается коэффициентом Лоде–Надаи:

$$\mu\sigma = \frac{2(\sigma_2 - \sigma_1)}{\sigma_3 - \sigma_1} - 1, \quad (2.1)$$

где $-1 \leq \mu\sigma \leq 1$.

С увеличением глубины разработки происходит выравнивание напряжений, что зафиксировано на глубоких рудниках и соляных месторождениях, где напряжения приближаются к гидростатическому состоянию ($\sigma_z = \sigma_x = \sigma_y$) [170, 171]. По аналогии предполагается, что и в угольных пластах с глубиной наблюдается снижение анизотропии.

Изменение напряжённого состояния от одноосного растяжения к одноосному сжатию влияет на условия и ориентацию трещин гидроразрыва, что иллюстрируется на рис. 2.1 [172].

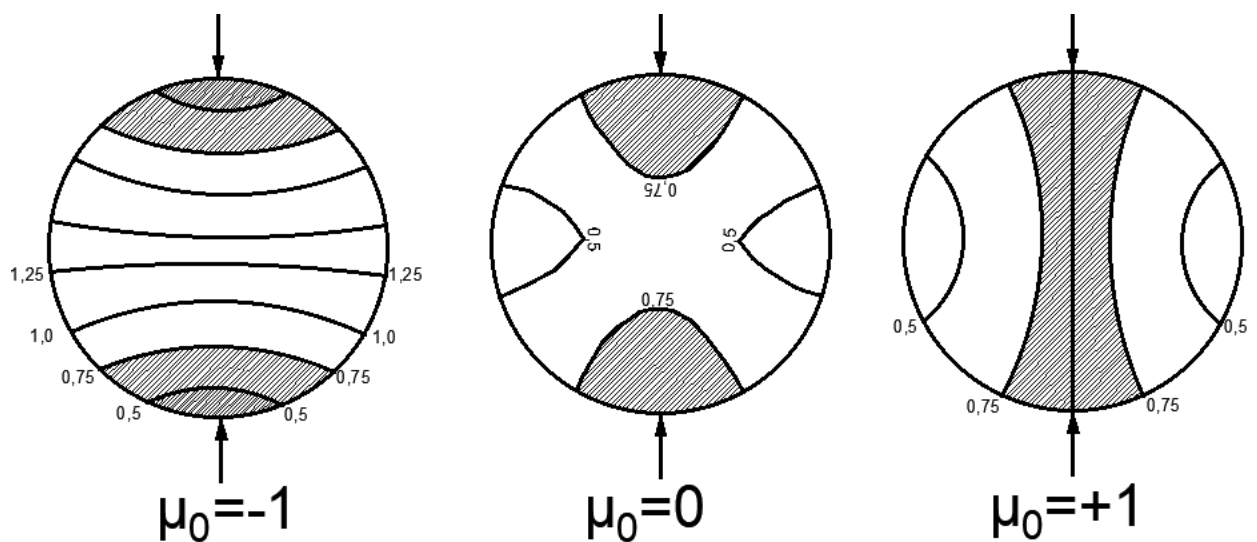


Рисунок 2.1 – Теоретические стереограммы распределения значений σ_n/σ_1 при разных видах напряженного состояния ($\mu\sigma$ – коэффициент Лоде-Надаи)

В условиях значительных глубин необходимо управлять параметрами гидроимпульсного воздействия с учетом напряжённо-деформированного

состояния массива, чтобы исключить развитие трещин во вмещающие породы, утечку жидкости и снижение эффективности дегазации.

В работе [132] обоснована технологическая схема пластовой дегазации, включающая базовую технологию, а также вспомогательные и дополнительные воздействия, направленные на повышение эффективности извлечения метана из неразгруженного угольного пласта. Базовое воздействие обеспечивает основную энергетическую нагрузку на пласт и включает, например, типовую подземную пластовую дегазацию (ППД) или гидрорасчленение с поверхности.

При наличии неоднородного распределения трещин эффективность базового воздействия может быть повышена за счёт вспомогательных методов – таких как применение пороховых генераторов давления или гидровоздействие с использованием сжиженных газов [39, 112]. Выбор вспомогательных и дополнительных технологий определяется физико-химическими, механическими и сорбционными свойствами угля, а также результативностью основной схемы. Например, при наличии карбонатов возможна кислотная обработка (соляной кислотой и др.) [58], а с учётом высокой доли метана в сорбированном состоянии (до 90–98%) – применение теплового воздействия, пневморасчленения и аналогичных технологий [39, 112].

2.1 Проведение базового гидродинамического воздействия на угольный пласт с использованием эффекта прямого гидроудара.

2.1.1. Краткая горно-геологическая характеристика объекта

По данным геологической службы шахты им. С.М. Кирова лава № 24-57 подготовлена в поле блока № 4.

- Глубина залегания угольного пласта Болдыревский 300÷410 м.
- Угол падения пласта от 3° до 9°.
- Коэффициент крепости угля $f=1,5\div2,0$.

Основная система трещиноватости расположена под углом 45^0 к конвейерной печи №24-57 с углом падения 80^0 . Гипсометрия пласта волнистая. Угольный пласт опасен по взрывчатости угольной пыли и газа. С глубины 150 м отнесен к угрожаемым по горным ударам. Склонности к самовозгоранию не имеет. Природная газоносность пласта $14-16 \text{ м}^3/\text{т}$.

2.1.2. Расположение и конфигурация дегазационных скважин

В процессе шахтного эксперимента предполагалось испытать возможность повышения газоотдачи одиночных дегазационных кустовых скважин, пробуренных под углом к оси выработки и линии очистного забоя по пласту Болдыревский. Место эксперимента на плане горных работ показано на рис.2.2:

Характеристики дегазационных скважин:

- длина -150 м; диаметр – 93 мм;
- угол разворота - 60^0 , 90^0 ; угол бурения в пласт $1-3^0$;
- расстояние между кустами скважин -12 м;
- расстояние между скважинами в кусте - 0,3-0,8 м.
- глубина точки эксперимента – 397,8 м.

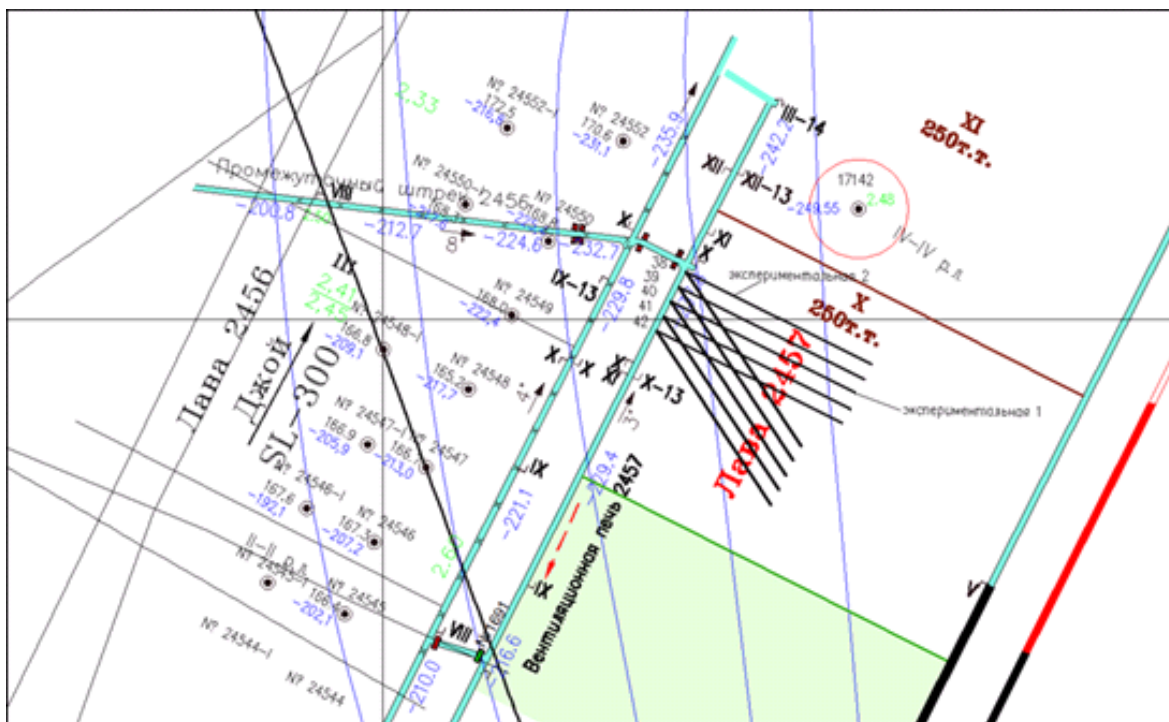


Рисунок 2.2 – Выкопировка из плана горных работ экспериментального участка лавы 24-57.

2.1.3. Схема расположения оборудования

Основным конструктивным элементом устьевого оборудования является быстродействующая задвижка с пневматическим приводом [84]. Пневматическая схема подключения оборудования представлена на рисунке 2.2.

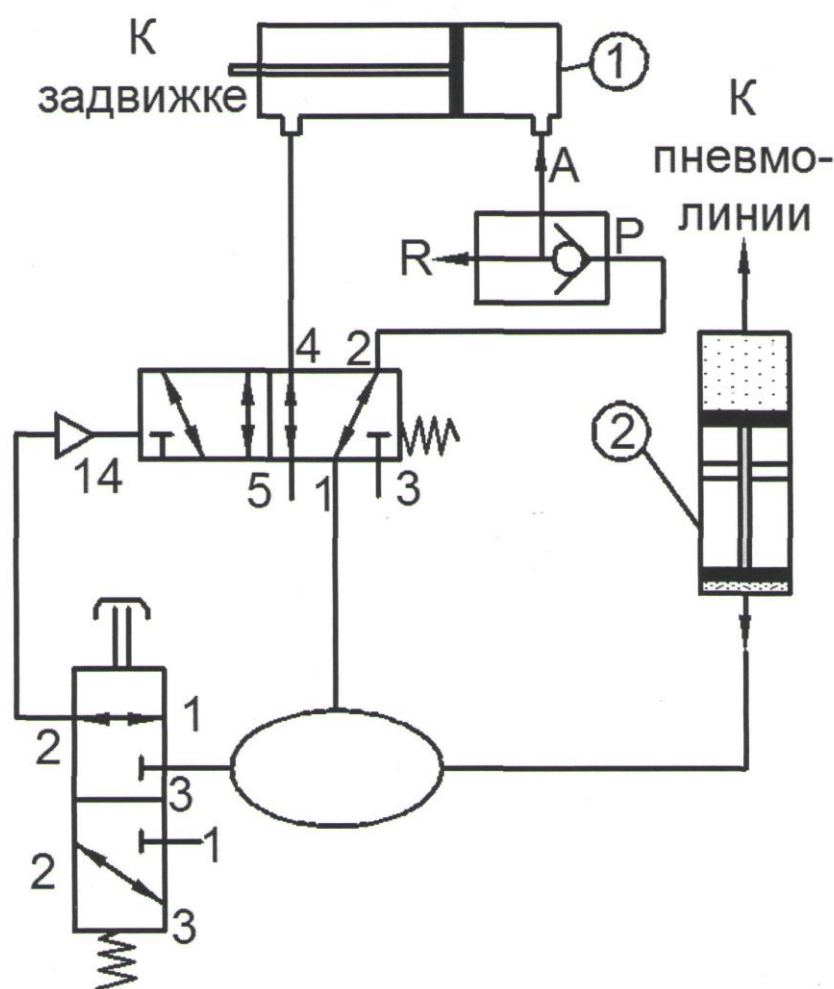


Рисунок 2.3 – Схема расположения оборудования. 1 – пневматический цилиндр для открытия и закрытия задвижки; 2 – пневматический увеличитель давления; 3 – ресивер.

2.1.4. Методика проведения шахтного эксперимента

Экспериментальная скважина обсаживается металлическими трубами на глубину не менее 10 м, с герметизацией затрубного пространства двухкомпонентной эпоксидной смолой. На обсадной колонне устанавливается шиберная задвижка с пневматическим приводом, управляемая через пневмокнопку. Для срабатывания задвижки требуется давление сжатого воздуха 7–12 атм., тогда как в шахтном воздушном ставе давление составляет 4–5 атм. Для его увеличения применяется пневмоуплотнитель давления (рис. 2.3) с ресивером объёмом 10 л.

Подача воды в скважину осуществляется насосным агрегатом под давлением до 100 атм по схеме на рис. 2.4. Для усиления импульса давления в циклическом режиме используется гидропневмоаккумулятор с эластичным баллоном, предварительно закачанным очищенным азотом до давления 100 атм. Заполнение скважины водой осуществляется из пожарно-оросительной системы с контролем давления с помощью манометров.

Для мониторинга давления в скважине перед задвижкой устанавливается манометр, выведенный на безопасное расстояние гибкими шлангами. После заполнения скважины задвижка закрывается, и вода продолжает нагнетаться в гидропневмоаккумулятор. Контроль давления в аккумуляторе осуществляется по манометру, размещённому после насоса.

Все оборудование монтируется вдоль борта выработки во избежание повреждения транспортом. Ударная волна инициируется открытием пневмозадвижки, при котором подача воздуха в клапан пневмоцилиндра вызывает резкое открытие и формирует перепад давления – источник гидроудара.

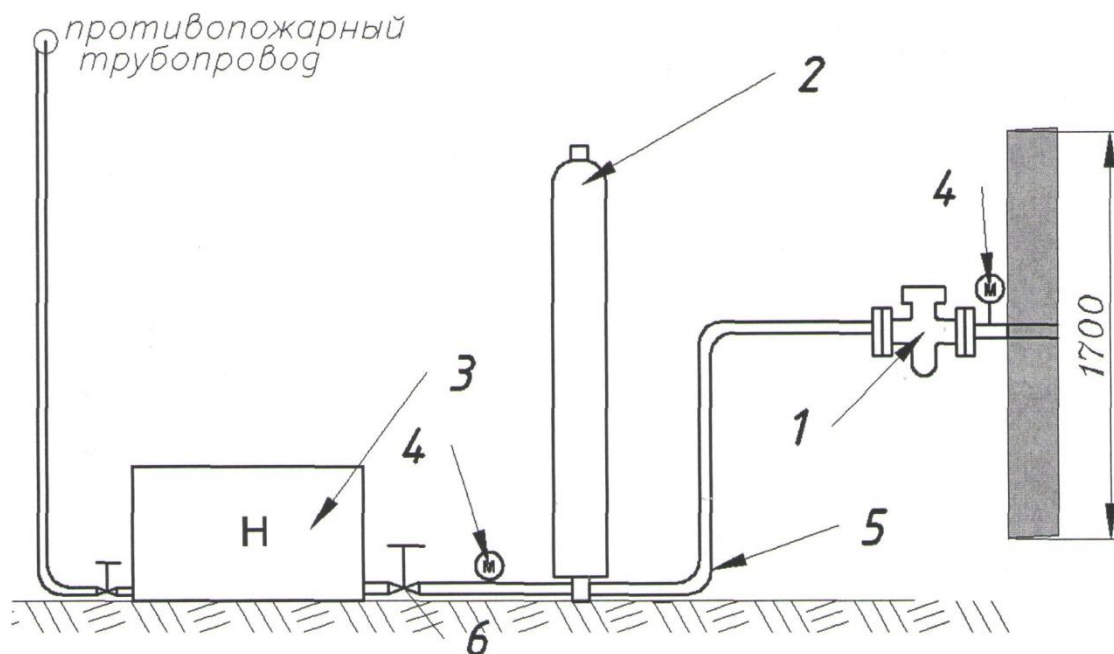


Рисунок 2.4 – Схема гидровоздействия на угольный пласт. 1 – шиберная задвижка с пневматическим приводом; 2 – гидропневмоаккумулятор; 3 – насос; 4 – манометр; 5 – соединительный рукав; 6 – перекрывной вентиль [72]

Заполнение гидропневмоаккумулятора водой обеспечивает накопление требуемого запаса энергии, после чего устьевое оборудование переводится в режим «Подача». В результате действия давления жидкость из гидропневмоаккумулятора подаётся к устью скважины, где происходит передача импульса давления скважинной жидкости. Резкое изменение параметров её движения обуславливает формирование гидравлического удара.

2.1.5. Проведение шахтного эксперимента

Обработке подвергалась скважина №1 куста №40, обсаженная буровыми штангами на 10 м и герметизированная эпоксидной смолой. Перед экспериментом на кусте скважин (+12 м) были зафиксированы

исходные значения: концентрация метана составила 4% в ближней скважине №41-1 и 2% – в дальней №41-2.

Через 3 минуты после начала закачки воды давление в обрабатываемой скважине достигло 40 атм. После закрытия задвижки давление в системе до устья возросло до 100 атм. В ходе основного этапа было выполнено 22 цикла воздействия; при этом давление в гидропневмоаккумуляторе достигало 60–70 атм, а в скважине – 20–30 атм.

В следующем этапе, при увеличении давления воздуха в ресивере и повторном пуске насоса, проведены два дополнительных цикла при давлении подачи 60 атм и давлении в скважине до 40 атм. Привод задвижки срабатывал при 4,5 атм. Среднее снижение давления в ресивере (10 л) составляло около 1 атм на цикл, с последующим восстановлением до 4,5–5 атм. По завершении серии была зафиксирована вертикальная трещина, проходящая через всю мощность пласта.

Следующая серия проводилась при подаче 70 атм: выполнено 15 циклов, при этом давление в скважине не превышало 20 атм. Далее, при давлении подачи 80 атм, проведено ещё 5 циклов; давление в скважине оставалось в диапазоне 10–20 атм.

Характерные изменения в метановыделении в соседних дегазационных скважинах до и после гидроударного воздействия были зафиксированы в ходе эксперимента и подтверждены последующим ежедневным мониторингом, проведённым совместно с отделом АБ шахты им. С.М. Кирова.

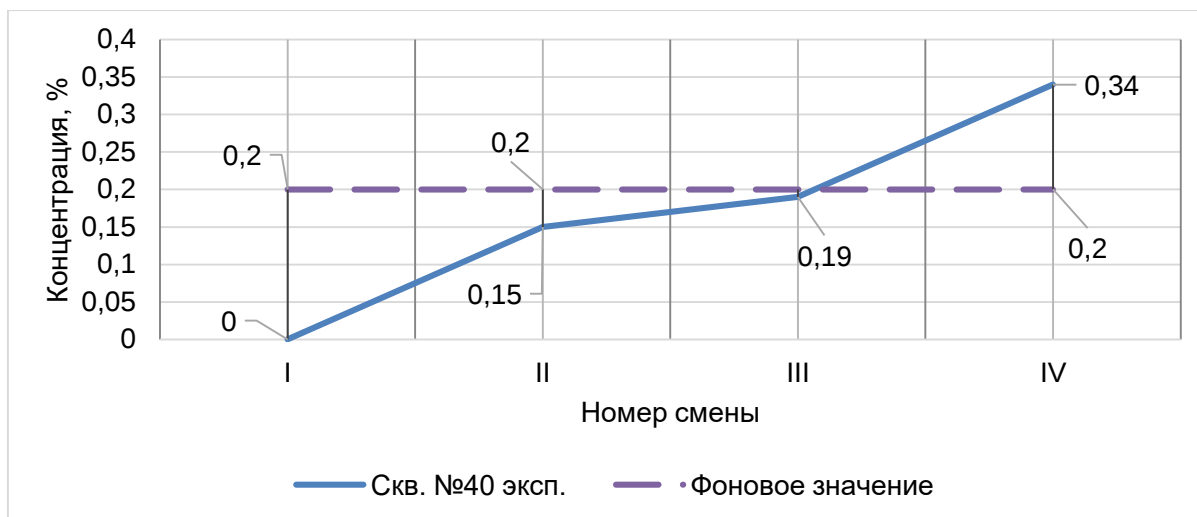


Рисунок 2.5 – Изменение концентрации метана в горизонтальной дегазационной скважине №40 после гидроимпульсного воздействия в течение суток

Замеры показали, что сразу после воздействия концентрация метана в обрабатываемой скважине снизилась до 0%. Однако в течение суток наблюдался постепенный рост: во второй смене – до 0,15%, в третьей – до 0,2%, а в четвёртой – до 0,34%, что на 70% выше исходного уровня. Таким образом, гидроимпульсное воздействие обеспечивает кратковременное снижение концентрации и способствует увеличению газоотдачи скважины в течение первых суток до 70% по сравнению с исходными параметрами.

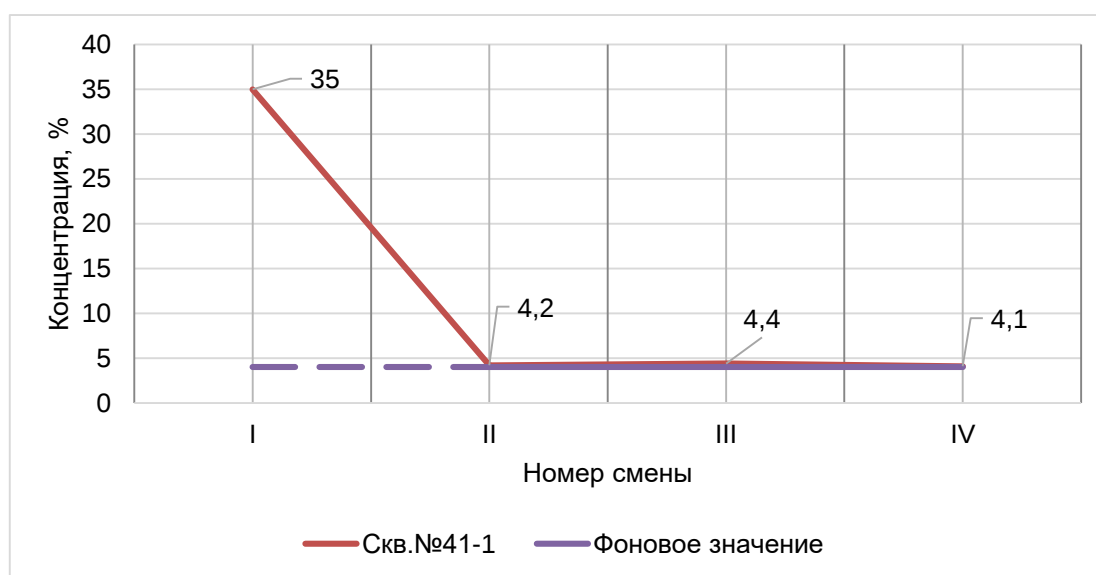


Рисунок 2.6 – Изменение концентрации метана в горизонтальной дегазационной скважине №41-1 после гидроимпульсного воздействия на скважину №40 в течение суток.

Показания замеров в скважине №41-1, как и в экспериментальной скважине №40, зафиксировали резкое увеличение концентрации метана в первые часы после гидроимпульсного воздействия – рост составил 8,75 раза по сравнению с исходным уровнем. В ходе последующих ежедневных наблюдений концентрация снизилась, оставаясь при этом выше начального значения. Через 22–24 часа (четвёртая смена) концентрация превышала исходный уровень на 2,5%. Среднесуточное превышение по сравнению с исходными данными составило 6,25%, что подтверждает положительное влияние воздействия на газоотдачу скважины.

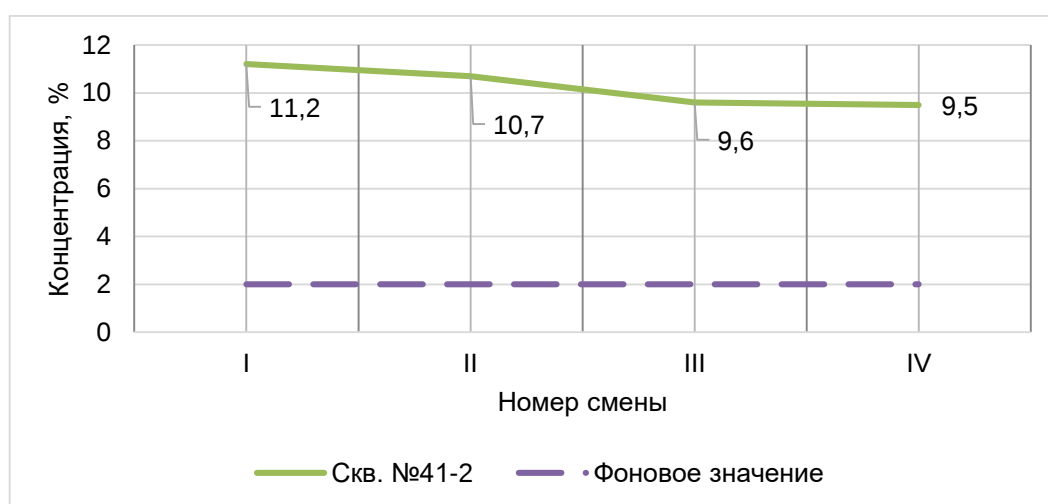


Рисунок 2.7 – Изменение концентрации метана в наклонной дегазационной скважине №41-2 после гидроимпульсного воздействия на скважину №40 в течение суток

Гидроимпульсное воздействие на скважину №40 вызвало значительное увеличение концентрации метана в соседней скважине №41-2 – в 5,6 раза относительно начального уровня. В течение следующих 20–24 часов (II–IV смены) наблюдалось постепенное снижение концентрации, однако её значения оставались выше исходных. Через сутки после

воздействия концентрация превышала начальную в 4,75 раза, при этом среднесуточное превышение составило 5,9 раза.

Проведённые наблюдения позволяют заключить, что гидроимпульсное воздействие на горизонтальные скважины, пробуренные по угольному пласту, приводит к устойчивому повышению газоотдачи в соседних кустовых скважинах, как горизонтальных, так и наклонных. Повышенные значения концентрации сохраняются не менее суток, не возвращаясь к исходным. Причём в наклонной скважине снижение содержания метана происходит более плавно, и спустя 24 часа превышение по отношению к начальному уровню сохраняется в 4,6 раза, что свидетельствует о более высокой стабильности газоотдачи по сравнению с горизонтальными скважинами.

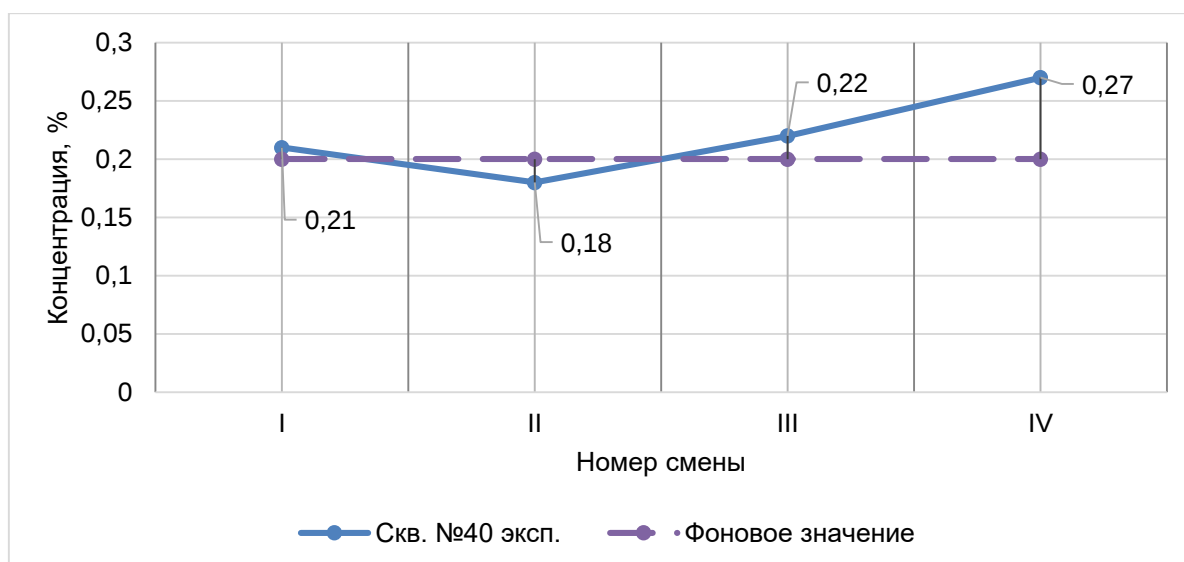


Рисунок 2.8 – Изменение концентрации метана в горизонтальной дегазационной скважине №40 после гидроимпульсного воздействия через 24 часа в течение следующих суток.

По прошествии 24 часов после гидроимпульсного воздействия концентрация метана в дегазационной скважине оставалась на 5% выше исходного уровня. В течение I и II смен зафиксировано кратковременное снижение концентрации на 11,1% относительно начального значения, однако в III и IV сменах наблюдался устойчивый рост. Через 48 часов

превышение концентрации метана составило 35%, при этом средний темп прироста во вторые сутки составил порядка 22,2% за смену.

Таким образом, на вторые сутки после воздействия среднесуточное превышение концентрации метана в скважине по сравнению с исходным уровнем составило 16,67%, что свидетельствует об устойчивом росте газоотдачи скважины №40.

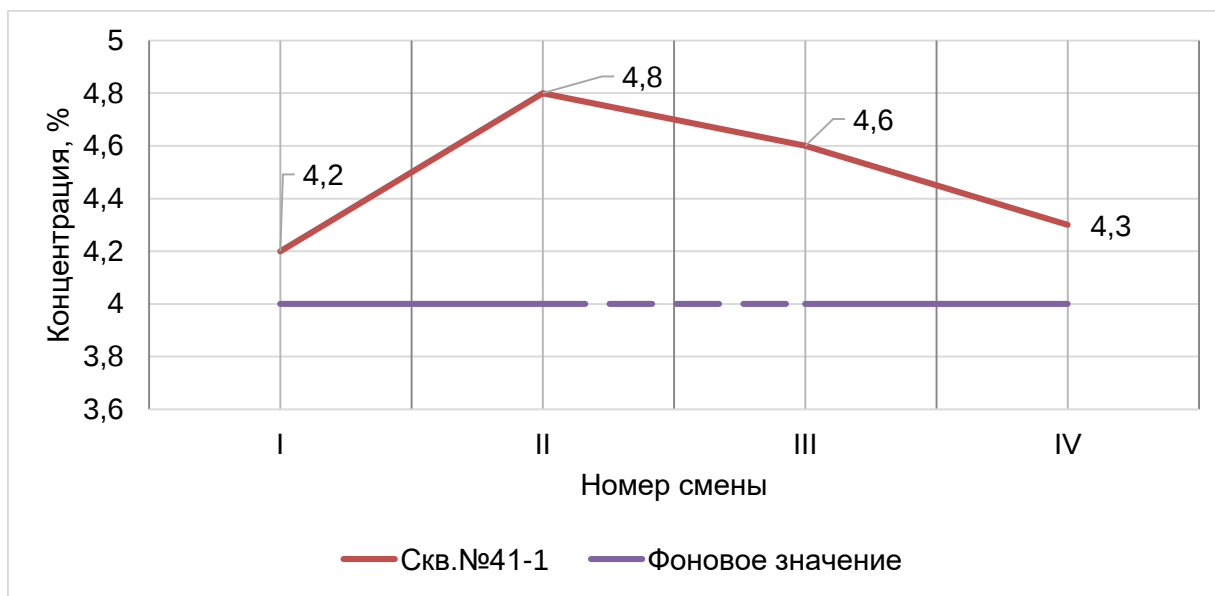


Рисунок 2.9 – Изменение концентрации метана в горизонтальной дегазационной скважине №41-1 после гидроимпульсного воздействия на скважину №40 через 24 часа в течение следующих суток

Замеры показали, что на вторые сутки после гидроимпульсного воздействия на скважину №40 концентрация метана в горизонтальной скважине №41-1 оставалась выше исходного уровня. Через 24 часа превышение составило 5%. Во второй смене отмечено увеличение концентрации на 14%, в третьей – на 15%, с последующим снижением в четвёртую смену до уровня, превышающего начальный на 7,5%.

Таким образом, среднесуточное превышение концентрации метана во вторые сутки составило 11,88%, что подтверждает сохраняющееся повышение газоотдачи в скважине №41-1.

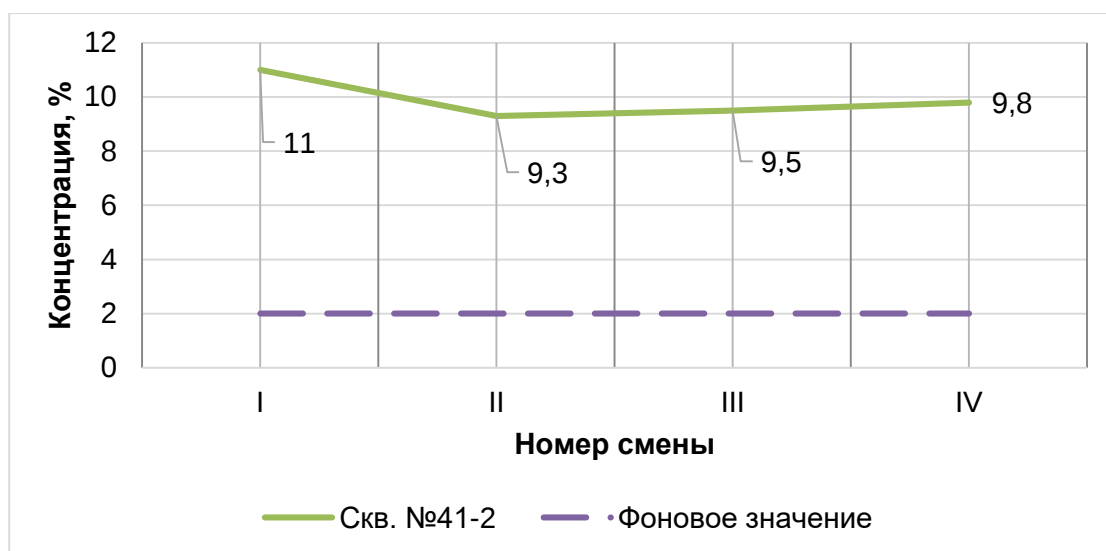


Рисунок 2.10 – Изменение концентрации метана в наклонной дегазационной скважине №41-2 после гидроимпульсного воздействия на скважину №40 через 24 часа

Несмотря на снижение значений на 15% и 4% по сравнению с предыдущими сутками, газоотдача оставалась выше исходного уровня: среднесуточное превышение составило 4,95 раза. В первые сутки концентрация увеличилась в 5,12 раза, что указывает на снижение газоотдачи за 48 часов лишь на 3,4%.

При этом, как и ранее, наклонная скважина демонстрировала более плавное снижение концентрации газа по сравнению с горизонтальной, подтверждая её более устойчивую производительность.

Таким образом, результаты наблюдений за скважинами №40, №41-1 и №41-2 подтверждают наличие устойчивого эффекта повышения газоотдачи в течение 48 часов после гидроимпульсного воздействия. Зафиксированные колебания концентрации во II смене могут свидетельствовать о формировании сообщающейся системы трещин в угольном массиве, способствующей миграции метана, в том числе в результате деформаций пород кровли при ведении горных работ. Это подтверждает, что процессы во вмещающих породах также оказывают влияние на эффективность дегазации.

Следующий этап эксперимента был проведён на скважине №38-1 куста №38, расположенной на 24 м выше по падению пласта. Скважина была обсажена буровыми штангами и герметизирована эпоксидной смолой на глубину 15 м. Перед началом обработки были сняты контрольные показания: в скважине №38-1 концентрация метана составила 88%, в №40 – 7%; в кусте №41: скважина №41-1 – 10,6% (24,7% с антенной), №41-2 – 4% (38,7% с антенной).

Пуск №1. Улучшенная герметизация позволила за 20–30 с поднять давление в скважине до 50 атм. Давление в подающей системе составило 70 атм., начальное в скважине – 20 атм. Проведено 15 циклов обработки. Затем выполнена серия при 90 атм. в подающей системе, при этом давление в скважине поддерживалось на уровне 50 атм. Общее время работы насоса составило 6 минут.

Пуск №2. Насос работал 40 секунд. Давление в скважине поднято до 50 атм., в системе – до 110 атм. Срабатывание задвижки произошло при 100 атм, давление воздуха составило 12,5 атм.

Пуск №3. Давление в скважине варьировалось в пределах 40–50 атм при давлении подачи 70–90 атм. Проведено 6 циклов. По завершении произошёл отжим угля с образованием углубления площадью 0,5 м² и высотой 0,5 м, из которого началось интенсивное поступление воды. Работы были остановлены.

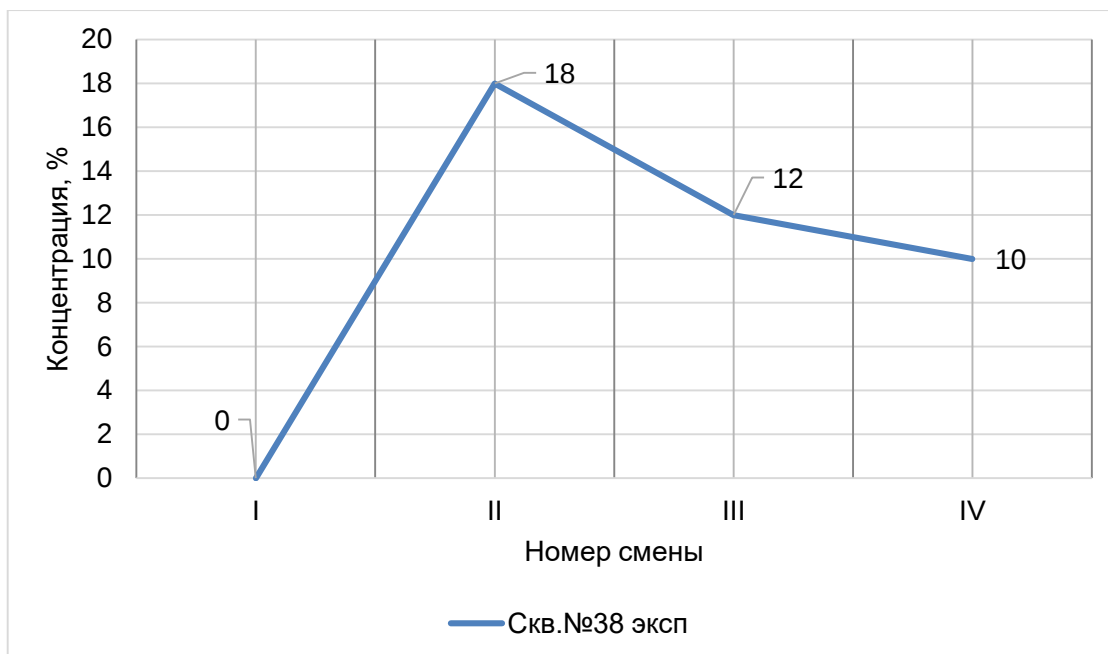


Рисунок 2.11 – Изменение концентрации метана в горизонтальной дегазационной скважине №38 после гидроимпульсного воздействия в течение суток

Гидроимпульсное воздействие вызвало резкое снижение концентрации метана в скважине до 0% в течение первой смены сразу после проведения эксперимента. Во вторую смену зафиксирован рост концентрации, однако она оставалась в 4,89 раза ниже исходного значения. В третью смену концентрация снизилась ещё на 50% относительно показателя второй смены, а в четвёртую – ещё на 20% по отношению к третьей.

Таким образом, в течение первых суток наблюдается постепенное, но устойчивое снижение газоотдачи экспериментальной скважины после гидроимпульсного воздействия.

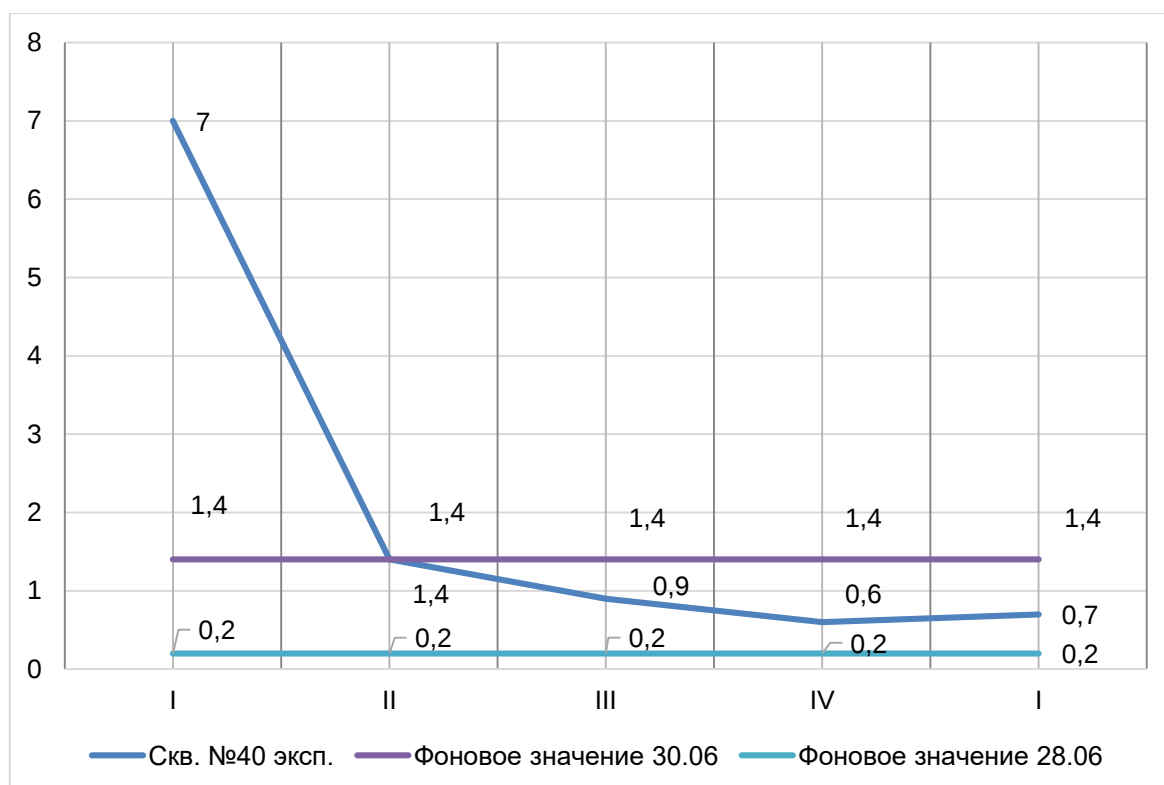


Рисунок 2.12 –Измерения концентрации метана в скважине № 40.

По данным мониторинга, спустя 48 часов после гидроимпульсного воздействия концентрация метана в скважине остается выше исходного уровня. Непосредственно после обработки фиксируется резкий рост – увеличение в 5 раз по сравнению с начальным значением. Далее наблюдается постепенное снижение: ко второй смене – в 7,7 раза, к третьей – в 4,1 раза, к четвертой – в 2,2 раза относительно пикового значения. Падение между второй и третьей сменами составило 55,9%, между третьей и четвертой – 50%.

Таким образом, гидроимпульсное воздействие обеспечивает кратковременный рост газоотдачи, который затем постепенно снижается, но даже через 48 часов концентрация остаётся выше начальной. Для скважины №40 превышение относительно исходного уровня составило: во II смену – в 9,3 раза, в III – в 4,74 раза, в IV – в 1,76 раза. На третьи сутки, в I смену, концентрация превышала исходный уровень в 2,1 раза, что свидетельствует об устойчивом, хотя и ослабевающем, эффекте повышения газоотдачи.

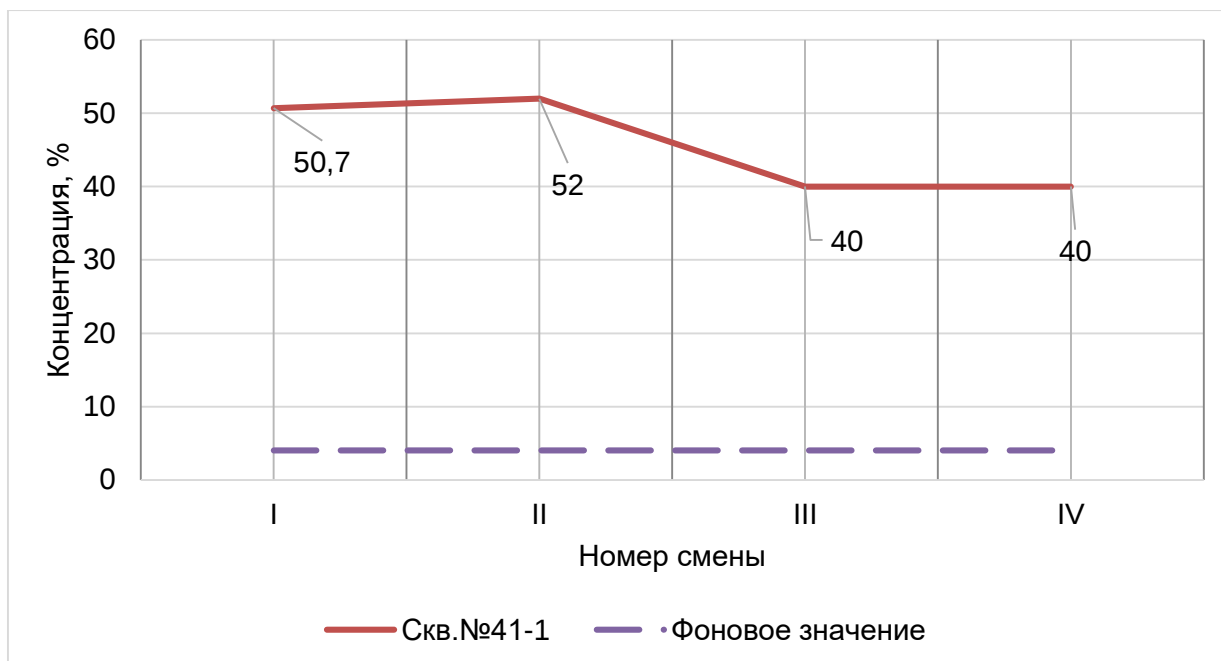


Рисунок 2.13 – Результаты замеров концентрации метана в дегазационной скважине № 41-1, пробуренной по пласту горизонтально, параллельно линии очистного забоя.

В первой смене зафиксирован резкий рост концентрации метана – на 105% относительно исходного значения, что совпадает по времени с проведением гидроимпульсного воздействия на скважину №38. В последующие смены наблюдается постепенное снижение концентрации, однако её уровень остаётся значительно выше начального: во второй смене – в 2,1 раза, в третьей и четвёртой – в 1,62 раза.

Таким образом, по прошествии 72 часов содержание метана в скважине стабильно превышает исходный уровень. Повторное гидроимпульсное воздействие на соседнюю скважину вызывает дополнительный рост концентрации, за которым следует снижение, но значения остаются выше, чем спустя 48 часов после первого воздействия.

Такое поведение может указывать на формирование и взаимодействие новых трещин в угольном массиве. Миграция метана между зонами разгрузки и вновь образованными трещинами подтверждается характерными флуктуациями концентрации, что свидетельствует о сложной

системе фильтрации газа в результате многократных гидроимпульсных воздействий.

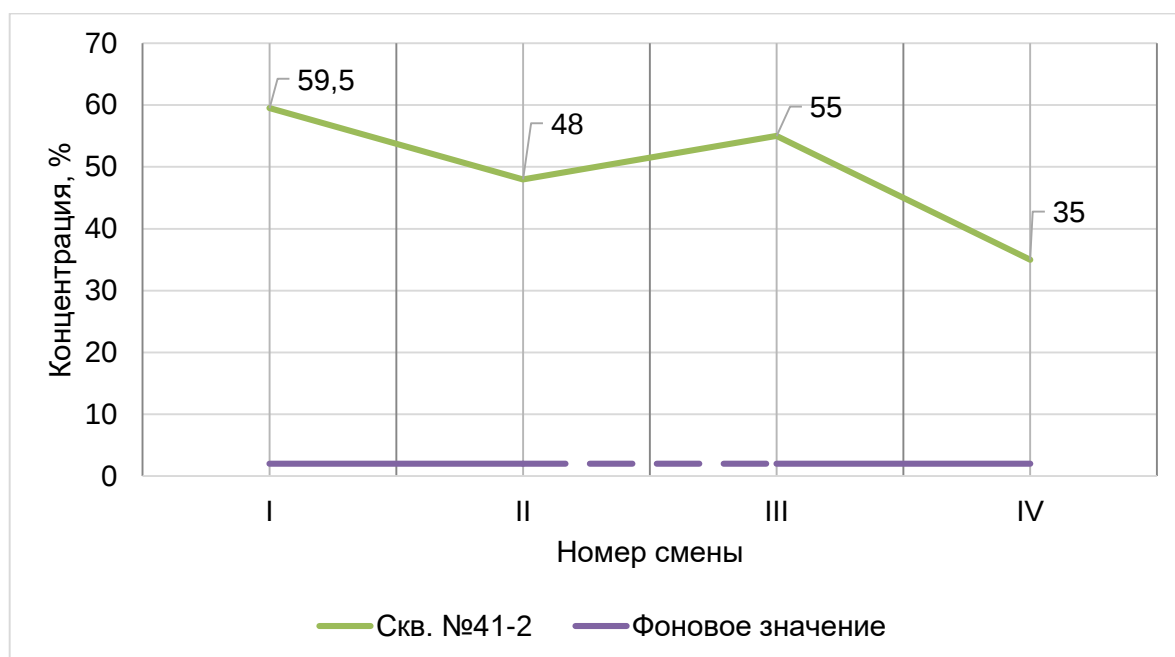


Рисунок 2.14 – Результаты наблюдений за концентрацией метана в наклонной дегазационной скважине №41-2.

Анализ данных по концентрации метана в скважине №41-2 спустя 48 часов после гидроимпульсного воздействия на скважину №40 показывает, что уровень содержания газа остаётся существенно выше исходного – превышение составило 3,45 раза. Воздействие на скважину №38 вызвало новый рост концентрации метана в скважине №41-2 на 53,7%. Во II смену зафиксировано снижение уровня на 24% от максимального, но он остаётся выше начального. В III смену наблюдается повторный рост на 14,6%, а к IV смене – снижение на 57%.

Сравнение динамики в скважинах №41-1 и №41-2 позволяет предположить формирование системы взаимосвязанных трещин в угольном массиве, способствующей миграции газа. При этом газоотдача наклонной скважины остаётся выше: через 48 часов после воздействия на №40 концентрация метана в №41-2 на 56,7% выше, чем в №41-1; после воздействия на №38 – на 17,4% больше.

Выводы по экспериментальным работам:

1. Не удалось обеспечить стабильную работу технологии прямого гидроудара.
2. Заполнение скважины водой на полную длину затруднено из-за заштыбовки вследствие разрушения стенок и осыпания угля.
3. Герметизация устья на глубину 10 м оказалась недостаточной: при давлении свыше 10 атм. происходило разрушение и вытеснение герметика.
4. Повторная попытка с герметизацией на 15 м также оказалась unsuccessful – скважина приняла лишь $\frac{1}{4}$ объёма жидкости, после чего при 50 атм. произошло разрушение герметика.

Основные установленные факты:

а) Полное заполнение скважин невозможно без обрушений, что делает невозможным эффективное проведение гидроимпульсного воздействия.

б) Повышенный темп закачки вызывает не только разрушение герметизации устья, но и деструкцию угольного массива: жидкость выходит не только из скважины, но и через трещины в массиве на расстоянии 0,5–0,9 м.

в) Гидроудар в условиях кустовых скважин приводит к избыточной трещиноватости борта выработки и технологически нецелесообразен.

Контрольные замеры метана до и после гидровоздействия (проведённые прибором «АТест-1Д3» специалистами участка АБ) показали: сразу после обработки в соседних скважинах уровень CH_4 резко возрастал до 75–83%. Это свидетельствует о раскрытии и пересечении трещин, обеспечивающих перетекание газа в массиве. В течение последующих 24–

30 часов зафиксировано постепенное снижение концентрации до значений, близких к исходным.

На текущем этапе нет достаточных оснований утверждать, что активное воздействие достоверно и стабильно увеличивает газопроницаемость угольного пласта. Тем не менее, коллективом исследователей [43, 77, 133, 134, 137], при участии автора, выполнен цикл аналитических работ, посвящённых изучению механизма и технологии циклического импульсного гидродинамического воздействия в режиме прямого гидроудара.

Изучаемая технология основана на создании переменных напряжений в призабойной зоне скважины посредством гидроудара, что вызывает усталостный рост трещин. Управление длиной трещин достигается путём регулирования амплитуды давления и количества циклов. Предполагается, что данный механизм может быть адаптирован и для обратного гидроудара [92, 132], технология которого планируется к апробации на объектах АО «СУЭК-Кузбасс».

Рассматривается гипотеза, что ударная волна может воздействовать на молекулярные связи в структуре угля, вызывая локальные перегрузки. Даже микротрещины, возникающие в результате воздействия, обладают потенциалом к последующему росту под действием инженерных или природных факторов. Это открывает возможность интеграции дополнительных воздействий (акустических, вибрационных и др.) в технологию.

Установлено, что развитие трещин носит постепенный характер: для их увеличения до размеров порядка 10 м требуется 2000–4000 циклов [43]. Это обстоятельство накладывает технологические ограничения на применение метода в производственных условиях вследствие значительной трудоёмкости и больших временных затрат.

Отмечено, что реализованный режим внедрения жидкости отличается от традиционного гидрорасчленения: здесь имеет место не плавное

раскрытие трещин, а импульсное, циклическое их развитие. Технология может использоваться не только как базовое воздействие, но и как средство интенсификации, особенно в фазе снижения метановыделения.

Ключевым является вывод о способности метода создавать наведённую трещиноватость, раскрывающуюся при последующем гидрорасчленении. Это определяет зону применения технологии, включая выбросоопасные пласты, где особенно важна равномерность обработки.

Экспериментально обоснован диапазон эффективных напряжений (18–25 МПа) для условий Кузбасса. Установлено, что многократные импульсные циклы воздействия (свыше 1000) приводят к снижению прочности угля и увеличению протяжённости трещин усталостного разрушения. Повышение проницаемости прискважинной зоны способствует как увеличению допустимого расстояния между скважинами, так и более равномерному распределению процесса дегазации.

На основе проведённых исследований разработаны предварительные рекомендации по применению технологии и определению её параметров. Разработка методики проектирования является перспективным направлением для дальнейших поисковых и инженерных работ.

Анализ результатов опытных работ по повышению газоотдачи кустовых скважин позволил сформулировать ряд организационно-технологических рекомендаций:

- Гидроимпульсное воздействие для повышения газоотдачи следует проводить на одиночных горизонтальных скважинах, пробурённых параллельно очистному забою, поскольку кустовые конфигурации затрудняют объективную оценку эффективности отдельных скважин;

- Для повышения эффективности воздействия необходимо обеспечить надёжную герметизацию устья скважины, причём глубина герметизации должна превышать 15 м, а применяемые составы – обладать прочностью в 2 и более раза выше существующих стандартов;

– С целью предотвращения осыпания угля, смыкания стенок и закупорки скважины, необходимо минимизировать интервал между завершением бурения и началом гидроимпульсного воздействия, обеспечив сохранение проходимости и заполнения её рабочей жидкостью;

– Снижение концентрации метана в соседних скважинах по данным суточного мониторинга (отдел АБ шахты) указывает на необходимость циклического применения воздействия – с достаточной повторяемостью для поддержания эффективности.

Выявленные технологические ограничения обусловили необходимость поиска альтернативных схем гидродинамического воздействия. Одним из перспективных направлений стало применение циклического гидроразрыва на стадии предварительной дегазации.

2.2 Обоснование механизма эффекта обратного гидроудара на стадии свободного истечения воды из подземной пластовой скважины

В данном разделе рассматривается вспомогательная технологическая схема подземной пластовой дегазации, назначение которой заключается в повышении газопроницаемости угольного пласта после выполнения предварительной гидрообработки.

Гидродинамическое воздействие на пласт может осуществляться в различных режимах, определяемых целями проводимых работ. Наибольшую перспективу для задач пластовой дегазации представляет комплексная подземная технология, включающая основной этап – гидроразрыв или гидорасчленение, реализуемые через скважины, пробуренные из подготовительных выработок, – и дополнительный этап, заключающийся в организации обратного гидроудара. Эффективность базового этапа указанной технологии детально рассмотрена в разделе 2.3.

Следует отметить, что применяемые методы гидрообработки не всегда обеспечивают требуемый уровень эффективности дегазации. Дополнительные виды воздействий – вибрационные, тепловые и другие

физические – способны усиливать газоотдачу, однако, как правило, сопровождаются значительными энергетическими затратами, что ограничивает их практическое использование по экономическим и экологическим причинам.

Кроме того, при ведении работ в подземных выработках зачастую возникают сложности в обеспечении требуемого темпа закачки, так как применяемое насосное оборудование имеет конструктивные и эксплуатационные ограничения. В этой связи интерес представляет применение обратного гидроудара, осуществляемого после основной стадии гидрообработки. При этом используется естественное истечение воды из скважины под действием накопленного давления, что сопровождается значительным энергетическим импульсом.

Для оценки потенциала такого воздействия рассмотрим пример: при плотности воды $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, начальном давлении в трубопроводе $P_1 = 40 \times 10^5 \text{ Па}$ и диаметре трубы $d = 70 \text{ мм}$, скорость истечения воды $u = 15 \text{ м/с}$. В этом случае могут быть рассчитаны расход воды G и мощность гидравлической струи N в начальный момент истечения [92]:

$$G = \rho \frac{\pi d^2}{4} u = \frac{1000 \text{ кг}}{\text{м}^3 \frac{3.14 \times (70 \times 10^{-3})^2}{4} \text{ м}^2} \times 15 \text{ (м/с)} \approx 57.7 \text{ (кг/с)}, \quad (2.2.1)$$

$$N = \frac{G \times P_1}{\rho} = \frac{57.7 \text{ (кг/с)} \times 40 \times 10^5 \text{ Па}}{1000 \text{ (кг/м}^3\text{)}} = 230800 \text{ Вт} \approx 231 \text{ кВт}, \quad (2.2.2)$$

Следует отметить, что при стадии свободного истечения из скважины гидродинамическая струя сохраняет до 28,9% от мощности, достигаемой на этапе нагнетания жидкости в пласт со скоростью 80 л/с $((231/800) \times 100\%)$. Эти расчёты подтверждают наличие значительного энергетического резерва, который в существующих технических решениях остаётся неиспользованным.

Одним из потенциальных механизмов реализации этого резерва может служить гидравлический удар, хорошо изученный в гидротехнической практике. Это явление возникает при резком прекращении потока жидкости и сопровождается резким ростом давления, способным вызвать разрушение трубопроводов. По этой причине эффект гидроудара учитывается при проектировании водораздаточных систем.

Физическая модель гидроудара в трубопроводах включает три фазы. В начальной фазе резкое перекрытие потока (например, задвижкой) вызывает торможение движущейся жидкости. Слои воды начинают сжиматься, передавая усилие по направлению к устью, и создаётся ударное избыточное давление Δp .

Во второй фазе процесс сопровождается увеличением суммарного давления до значения $p_1 = p + \Delta p$. Сформировавшаяся волна сжатия распространяется по трубопроводу со скоростью c и за определённое время передаёт нагрузку на весь участок длиной l . В этот момент стенки трубопровода подвергаются максимальным напряжениям, которые обусловлены распространением ударного импульса.

$$t = \frac{l}{c}, \quad (2.2.3)$$

При длине пластовой скважины $l=100\text{м}$ и скорости звука в воде $c=1400\text{м/с}$ время прихода ударного давления до забоя скважины $t=0,075\text{с}$.

На третьей фазе происходит расширение жидкости, находящейся под давлением p . Все частицы жидкости приобретают обратную скорость, к концу второй фазы скорость становится равной нулю, а вся жидкость оказывается растянутой. Давление жидкости становится меньше первоначального и составляет $p_2 = p - \Delta p$.

На заключительной четвертой фазе под действием разности давлений Δp происходит сжатие жидкости и повышение давления, по аналогии с

процессом, который имел место на первой фазе. Возникший при гидравлическом ударе колебательный процесс носит затухающий характер.

Если не учитывать деформации трубопровода (или стенок скважины), то величина ударного давления на второй фазе гидравлического удара вычисляется по формуле Н.Е. Жуковского

$$\Delta p = \rho \times v \times c. \quad (2.2.4)$$

При скорости истечения из трубы диаметром 70мм в 15м/с в соответствии с уравнением неразрывности потока скорость воды в скважине диаметром 110 мм равна $v=15 \text{ м/с} \cdot (70/110)^2=6,07 \text{ м/с}$. Максимальное превышение давления гидравлического удара, распространяющееся по скважине от заслонки до угольного пласта, составит

$$\Delta p = 1000 \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right) \times 6,07 \left(\frac{\text{м}}{\text{с}} \right) \times 1400 \frac{\text{м}}{\text{с}} = 85 \times 10^5 \text{ Па}. \quad (2.2.5)$$

Зависимость (2.2.4) дает оценку величины превышения давления по максимуму. Величина давления гидравлического удара значительно зависит от скорости воды в скважине на стадии ее свободного истечения. Однако фактическая величина давления гидроудара меньше расчетного значения (2.2.5), вследствие деформируемости стенок скважины, что приводит к меньшей скорости распространения ударной волны от заслонки до забоя. Учет упругости стенок приводит к следующей расчетной формуле для скорости распространения ударной волны

$$c = \sqrt{\frac{K}{\rho} \frac{1}{1 + \frac{K}{E} \cdot \frac{D}{\delta}}}, \quad (2.2.6)$$

где K – модуль упругости жидкости, у воды $K=19,62 \cdot 10^8 \text{ Па}$;

D – диаметр трубопровода, м;

δ – толщина стенки трубопровода;

E – модуль упругости стенки трубы, для стальных труб $K/E \approx 0,01$.

В нашем случае при $D=110$ мм, $\delta=8$ мм:

$$c = \sqrt{\frac{19,62 \cdot 10^8}{1000}} \frac{1}{\sqrt{1 + 0,01 \cdot \frac{0,11}{0,008}}} = 1313 \text{ м/с}$$

Таким образом, минимальная величина превышения давления в гидравлическом ударе, с учетом упругости стенок скважины, составит

$$\Delta p = 85 \times 105 \times (1313/1400) \approx 79,7 \times 10^5 \text{ Па.}$$

Если после завершения стадии гидравлической обработки в режиме нагнетания давление было равно $p=40 \times 10^5 \text{ Па}$, то в режиме гидравлических ударов амплитуда импульсов давления в гидроударе будет составлять

$$p = (79,7 + 40) \times 10^5 = 119,7 \times 10^5 \text{ Па,}$$

что почти в 3 раза больше завершающего давления на стадии нагнетания. Все это подтверждает высокие потенциальные возможности способа гидравлической обработки с применением гидроударов на стадии свободного истечения воды из скважины.

На рисунке 2.15 представлена принципиальная технологическая схема подземной дегазации угольного пласта, дополняющая базовую схему и имеющая существенные технические преимущества [135, 136, 138]. Газоносный угольный пласт 1 разрабатывают по технологии длинными столбами. В угольный пласт из вентиляционного штрека 2 бурят скважины 3. Устье скважин обсаживают металлическими трубами 4, которые закрепляют в скважине с помощью цементного раствора (не показано). В вентиляционном штреке размещают две емкости с водой 5 и 6.

Первую емкость 5 подсоединяют на вход в насос 7 высокого давления. Выходной участок насоса гидравлически связан с устьем скважины 8. По

одну сторону от скважины расположен трубопровод 9 высокого давления с заслонкой 10, а по другую сторону – трубопровод 11 с заслонкой 12 и гидроударным устройством 13.

Технологию гидроударной обработки реализуют следующим образом. Посредством насоса высокого давления воду закачивают в угольный пласт. При этом заслонка 10 открыта, а заслонка 12 закрыта. Через определенное время насос 7 отключают, заслонку 10 закрывают, а заслонку 12 открывают. Одновременно включают в работу гидроударное устройство 13, которое обеспечивает периодическое открытие и закрытие канала истечения воды из пласта. Далее режим нагнетания воды в пласт и циклического сброса воды из пласта в режиме гидравлических ударов повторяют. В результате воздействия на угольный пласт формируется зона гидравлической обработки 14, из которой в последующем происходит интенсивное выделение газа в скважины.

Гидроударную обработку в цикле прекращают, когда максимальное давление нагнетания в импульсе становится меньше давления на стадии нагнетания. Завершающий цикл гидроударной обработки выбирают из условия стабилизации значений максимальных давлений в последующем и предыдущем циклах.

Оценим основные параметры разработанного воздействия. Если расстояние между параллельными скважинами в угольном пласте составляет $a = 5$ м и глубине скважины $l = 70$ м, пористости пород вокруг скважины $\Pi = 0,015$ объем воды, требуемый для полного заполнения свободных пор, составляет:

$$V = \Pi l \frac{\pi a^2}{4} + \Pi \frac{\pi a^3}{8}, \quad (2.2.7)$$

Расчет:

$$V = 0,015 \cdot 70 \cdot \frac{\pi \cdot 5^2}{4} + 0,015 \frac{\pi \cdot 5^3}{8} = 18,61 \text{ м}^3$$

Для нагнетания воды можно использовать насос высокого давления СИН46 ГОСТ 12052-90. Максимальное давление, развиваемое насосом, составляет 18 МПа при расходе воде 3,4 л/с. Длительность процесса нагнетания воды объемом 7,5 м³ составит 37 минут.

Диапазон времени Δt перекрытия жидкости в цикле определяют из выражения:

$$\Delta t = k \frac{L + R}{c}, \quad (2.2.8)$$

где k – эмпирический коэффициент, равный 2...10;

L – длина скважины, м;

R – радиус зоны гидравлической обработки, м;

c – скорость ударной волны в жидкости, м/с.

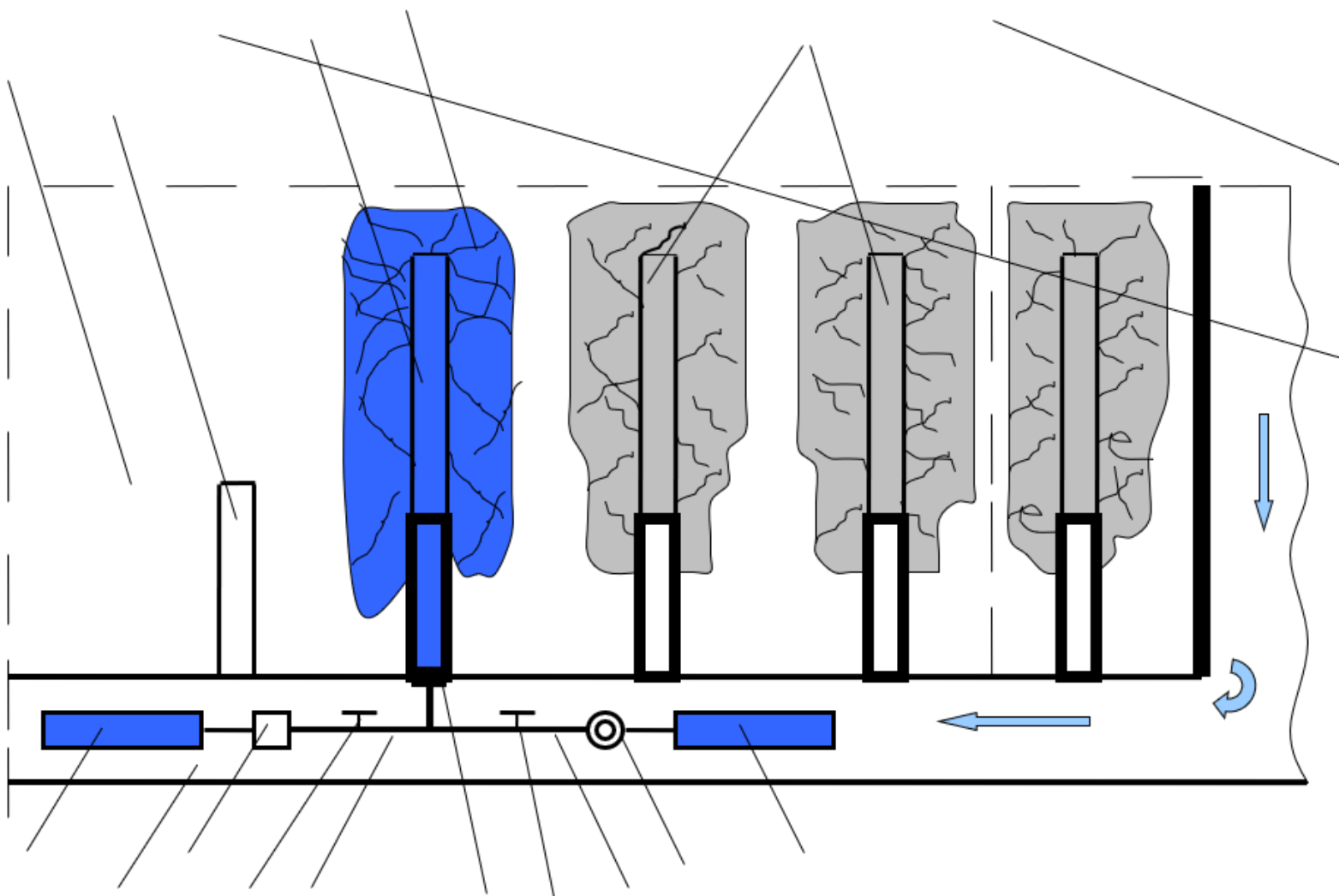


Рисунок 2.15 – Схема гидроударной обработки угольного пласта

В начале указанного интервала времени в течение $(L+R)/c$ реализуется явление гидроудара. В течение такого же времени реализуется фаза растяжения. Длительность одного цикла «сжатия-растяжения» составляет $2 \times (L+R)/c$. В идеальном случае следовало бы производить гидравлическую обработку, используя только первую фазу «сжатия-растяжения», однако на практике такой режим гидравлической обработки трудно осуществить, так как процесс «перекрытия-открытия» заслонки нельзя осуществить мгновенно. Поэтому, несмотря на затухание амплитуды, необходимо реализовать, с некоторым запасом, по крайней мере пять циклов «сжатия-растяжения», что объясняет верхнюю границу коэффициента, равного $k=10$. Этот режим вполне осуществим при гидравлической обработке угольных пластов с низкой прочностью, когда нет необходимости осуществлять гидравлические удары только на максимальных амплитудах.

При гидравлической обработке угольных пластов с высокой прочностью необходимо обеспечить обратную связь и автоматизацию процесса, позволяющую вести обработку исключительно в режиме максимальной амплитуды гидравлического удара. Для этого в устье скважины устанавливается манометр, данные которого считываются и обрабатываются микропроцессором. В момент снижения давления жидкости от максимального значения микропроцессор подает управляющий сигнал на механизм перемещения задвижки, открывающей скважину спустя временной интервал Δt_1 , равный периоду нарастания давления до пика. Сброс жидкости в атмосферу производится в течение времени, равного $2 \times \Delta t_1$, после чего цикл повторяется. Таким образом, микропроцессор автоматически поддерживает наиболее эффективный режим гидрообработки – работу только на максимальных амплитудах, что обеспечивает наибольший коэффициент использования энергии струи на стадии свободного истечения из скважины.

ГДУ представляет собой вращающийся шаровой затвор. Опоры установлены на подшипниках. Вращение осуществляется с помощью

электродвигателя редуктором, обеспечивающим скорость вращения шарового затвора до 90 об/мин.

Комплект гидроударного устройства включает шаровой затвор ГДУ, электродвигатель и редуктор.

ГДУ обеспечивает перекрытия затвора с частотой 3 Гц. В каждом акте перекрытия в магистрали возникают мощные гидроудары, импульсы давления которых передаются в угольный пласт. После истечения 50% закачанной воды гидроударную обработку прекращают. При этом ГДУ отключают, задвижку 12 перекрывают, а задвижку 10 открывают. Количество циклов закачки и сброса воды составляет не менее 5. Гидрообработка одной скважины осуществляется, как правило, в течение одной рабочей смены. После завершения гидрообработки воду из пласта удаляют в режиме самоизлива, устье скважины подсоединяют в вакуум–насос, обеспечивая тем самым дегазацию зоны гидрообработки.

2.3 Проведение базового гидродинамического воздействия на угольный пласт с применением их подземного гидроразрыва

Как отмечалось ранее, для целей пластовой дегазации наиболее рациональной представляется комплексная подземная дегазация, сочетающая базовое воздействие в виде гидроразрыва (или гидрорасчленения) угольного пласта через скважины, пробуренные из подготовительных выработок, и вспомогательное – в форме организованного обратного гидроудара. Настоящий раздел 2.3 посвящён исследованию и обоснованию эффективных параметров базового воздействия.

Гидровоздействие может применяться в различных технологических режимах, включая задачи по снижению выбросоопасности или уменьшению пылеобразующей способности угля. В контексте пластовой дегазации приоритетной задачей является достижение максимального роста газопроницаемости угольного пласта, находящегося под действием горного давления, при минимальном снижении его фазовой проницаемости для

метана. Данные требования предопределяют выбор в качестве основного режима воздействия технологий гидроразрыва или гидрорасчленения, обеспечивающих раскрытие или соединение естественных трещин с формированием эффективного канала фильтрации газа.

2.3.1 Шахтные исследования по оценке эффективности технологии подземной дегазации угольного пласта с применением его гидроразрыва

Эффективность дегазации при разработке высокогазоносных угольных пластов напрямую влияет на безопасность ведения горных работ [122]. Согласно Инструкции по дегазации угольных шахт [123], для пластов с газоносностью выше 13 м³/т с.б.м. при невозможности обеспечить нормативные значения метана вентиляцией (<1%) необходимо применение комплекса инженерных решений по дегазации.

Хотя в структуре газовыделения выемочного участка доля разрабатываемого пласта может составлять менее 10–15%, при высоких нагрузках именно он часто становится лимитирующим фактором, даже при общей эффективности дегазации всех источников 75–80% и более [123, 124].

Фактические условия современных шахт (глубины >400–500 м, низкая проницаемость пластов, длины лав >250–300 м) требуют пересмотра ориентиров эффективности пластовой дегазации. Заявляемые значения в пределах 50% в документах [123] достижимы лишь в благоприятных условиях и требуют корректировки в меньшую сторону. Реальная эффективность подземной пластовой дегазации (ППД) редко превышает 10–20%, даже при применении пересекающихся скважин. Активные методы воздействия (гидроразрыв, физико-химическая обработка, торпедирование) в шахтах РФ практически не используются.

Более высокая эффективность достигается на стадии заблаговременной подготовки (ЗДП) скважинами с поверхности с гидрорасчленением (ГРП), особенно при сочетании с ППД в зонах воздействия [37, 117]. Однако эти технологии ограничены из-за рельефа, затрат и сроков. Технология ЗДП может

обеспечить эффективность 40–50%, а в комплексе с ППД – до 50% и более [38, 39, 112]. Но высокая стоимость и сложность ограничивают её применение.

Актуальной задачей является совершенствование технологии ППД из подземных выработок, способной обеспечить эффективность от 20 до 50%. Именно в этом диапазоне наблюдаются наибольшие потери добычи по газовому фактору – до 30% рабочего времени.

По экспертной оценке автора, технологическая линейка ППД для шахт АО «СУЭК-Кузбасс» может быть следующей:

- 0–20% – традиционная ППД по [123, 124];
- 20–30% – усовершенствованная ППД с физико-химическими и пневмоцикл. воздействиями [125];
- 20–50% – ППД с предварительным гидроразрывом (см. [125–128]), применявшаяся в лавах 24-58, 24-59, 24-60 и 24-62 шахты им. С.М. Кирова.

Повышение проницаемости угольного пласта за счёт создания или раскрытия трещин, ориентированных к скважинам, является ключевым. Альтернативой ЗДП в недоступных условиях является гидроразрыв из подземных выработок.

Шахтные испытания гидроразрыва (ПодзГРП) в Карагандинском бассейне [33] подтвердили его эффективность, но выявили и ограничения. Апробированная нами технология ПодзГРП на шахте им. С.М. Кирова (2015–2019) включала закачку жидкости под давлением до 30 МПа для создания трещин и повышения фильтрационных свойств.

Главным преимуществом технологии ПодзГРП является техническая простота – не требуется пакеров и герметизаторов. Закачка производилась через маслостанцию (до 10 л/с), с герметизацией шахтиклеем (совместно с ООО «Сибхимукрепление»). Применялись буровые штанги длиной до 110 м. Эффективность оценивалась по дебитам газа в скважинах ППД после ПодзГРП.

На участке 24-58 гидроразрыв был осуществлён в 18 скважинах. Характер закачки указывал на режим гидрорасчленения с

микрогидроразрывами [127]. Аналогичные выводы подтверждены на участке 24-59 по скважинам №№ 59-1 ÷ 59-10.

Средний дебит скважин ППД – 5–10 л/мин (длина ~150 м). В скважинах ПодзГРП (№1–18) наблюдались дебиты до 640 л/мин, что свидетельствует о формировании новых трещин и дополнительных поверхностей.

Основной эффект ПодзГРП отмечался в последующих скважинах ППД, размещённых в областях с повышенной проницаемостью. Согласно анализу данных (рис. 2.16), дебиты 30 скважин ППД в пределах зон ПодзГРП превышали показатели вне зон воздействия в 2–3 раза. За 6,5 месяца эксплуатации в зоне ПодзГРП было добыто свыше 109 тыс. м³ метана, тогда как в контрольной зоне объём составил 27 тыс. м³. Нарушений устойчивости кровли при этом не зафиксировано.

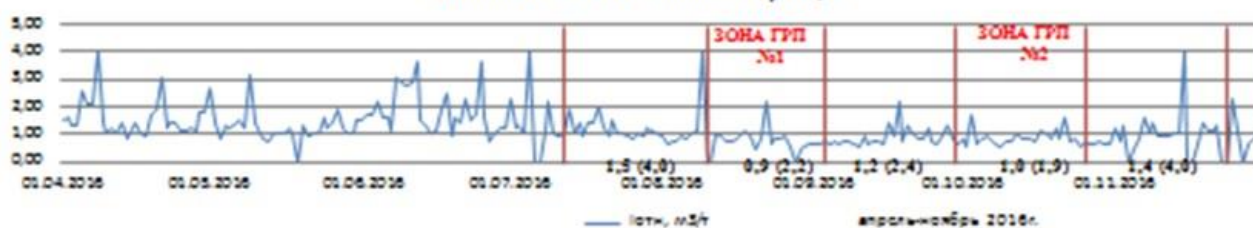
Практические испытания технологии ПодзГРП подтвердили её высокую результативность. Зафиксировано снижение средней относительной газообильности очистного забоя на 30%, увеличение среднесуточной добычи на 21% и уменьшение простоев по причине «газового барьера» на 42%.

Графические материалы (рисунки 2.16 и 2.17) наглядно отражают снижение газообильности лавы на 32–41%, а также уменьшение количества остановок, связанных с превышением предельно допустимой концентрации метана, на 53–70%. Представленные результаты подтверждают выраженный практический эффект и демонстрируют высокую перспективность дальнейшего применения технологии ПодзГРП. [142]

Оценка эффективности подзГРП при работе лавы

Лавы 24-58 ш.Кирова,

Относительная газообильность, м³/т



$J_{\text{отн}}$, м ³ /т	Зона сравнения	Зона ГРП	Δ , %	
Среднее значение	1,4	0,95	32	36
max значение	3,5	2,05	41	

Лавы 24-58 ш.Кирова,

Рисунок 2.16 – Сравнительная оценка газообильности лавы 24-58 шахты им. С.М. Кирова при применении технологии ПодзГРП



$t_{\text{ост}}$, мин/сут	Зона сравнения	Зона ГРП	Δ , %	
Среднее значение	153	45	70	62
max значение	340	160	53	

Рисунок 2.17 – Сравнительная оценка технологических остановок, связанных с газовым фактором, в лаве 24-58 шахты им. С.М. Кирова при применении технологии ПодзГРП

2.3.2 Рациональные параметры технологии подземного гидроразрыва

После проведения гидроразрыва и закачки проектного объема рабочей жидкости предлагается усилить воздействие на угольный пласт за счёт использования энергии самоизливающейся жидкости. Для этого применяется эффект обратного гидроудара, формируемого при резком открытии устья скважины.

Как показано в разделе 2.2, согласно выражению (2.2.2), мощность истекающей струи на начальном этапе свободного истечения жидкости из

скважины линейно зависит от давления нагнетания при гидровоздействии, которое может достигать 30 Мпа [68]. Таким образом, энергия струи, возникающая при сбросе давления, представляет собой значительный резерв, способный дополнительно активировать трещинообразование в угольном массиве.

Давление гидроразрыва является ключевым параметром усовершенствованной технологии ПодзГРП, которая рассматривается как базовое воздействие в рамках комплексной гидродинамической обработки угольных пластов. В состав комплекса также входит вспомогательное воздействие в виде обратного гидроудара.

Анализ данных подземного гидроразрыва на участках 24-58 (скв. ПодзГРП №№ 1–12) и 24-59 (скв. ПодзГРП №№ 13–18) [99] показал, что темп закачки рабочей жидкости существенно влияет на величину давления гидроразрыва. При подаче 10 л/с (скв. ПодзГРП №№ 1–6) максимальные давления составляли 160–215 атм, что подтверждает оптимальность выбранных параметров гидродинамического воздействия.

На скважинах ПодзГРП с номерами от седьмой до восемнадцатой при темпе нагнетания рабочей жидкости пять литров в секунду максимальное давление гидроразрыва составляло от ста до ста пятидесяти пяти атмосфер. Наблюдается прямая зависимость: при увеличении темпа закачки растет и максимальное давление гидродинамического воздействия на угольный пласт. Следует, однако, учитывать, что для скважин с номерами от первой до восемнадцатой эффективная длина скважин была различной.

Для объективной оценки влияния темпа закачки сравним параметры скважин с одинаковой эффективной длиной, равной пяти метрам. Так, при темпе десять литров в секунду в скважине номер пять максимальное давление составило сто семьдесят пять атмосфер. В то же время при темпе пять литров в секунду в скважинах с номерами седьмой, восьмой и девятой давление находилось в диапазоне от ста до ста сорока атмосфер. Это подтверждает

физически обоснованную закономерность: чем выше темп нагнетания рабочего агента, тем больше создаваемое давление.

Влияние длины скважины на величину установившегося давления дополнительно изучалось на выемочном участке двадцать четыре тире шестьдесят, где скважины гидроразрыва бурились из вентиляционной печи (см. рис. 2.19). Длина скважин с номерами от шестьдесят дробь один до шестьдесят дробь двенадцать составила тридцать шесть метров участка герметизации и сто десять метров эффективной длины. В этих скважинах установившееся давление варьировалось от ста тридцати до двухсот восьмидесяти атмосфер, при среднем значении сто восемьдесят девять атмосфер.

Для скважин с номерами от шестьдесят дробь четырнадцать до шестьдесят дробь восемнадцать, имеющих эффективную длину семьдесят метров, установившееся давление составляло от ста двадцати пяти до ста девяноста атмосфер, в среднем сто сорок девять атмосфер. В группе скважин с длиной тридцать пять метров (номера от шестьдесят дробь девятнадцать до шестьдесят дробь двадцать три) давление составляло от ста тридцати до ста сорока атмосфер, среднее значение – сто тридцать три атмосферы. Для самой короткой серии скважин (номера от шестьдесят дробь двадцать четыре до шестьдесят дробь двадцать девять) с эффективной длиной пять метров установившееся давление составляло от девяноста до двухсот атмосфер, среднее – сто тридцать четыре атмосферы.

Также из конвейерной печи на этом участке были пробурены встречные скважины длиной тридцать шесть плюс тридцать пять метров. В них установившееся давление колебалось от ста двадцати пяти до двухсот сорока атмосфер при среднем значении сто семьдесят три атмосферы. При расчётах средних величин были исключены аномальные или сомнительные значения, выходящие за рамки допустимого диапазона.

В общем случае давление гидроразрыва может быть оценено формулой

$$P = [\sigma_p] + \rho g H,$$

где $[\sigma_p]$ – предел прочности угля на разрыв, атм.

$\rho g H$ – максимально ожидаемое боковое давление, атм.

Эта величина может быть больше за счет дополнительных тектонических напряжений в массиве и, следовательно, реальные возможности нагнетательных насосов по давлению необходимо иметь с определенным запасом.

$$P_{\text{грп}} = (\gamma_n H + \sigma_p) \alpha,$$

где α – коэффициент, учитывающий необходимое превышение забойного давления над давлением разрыва ($\alpha = 1,2\text{--}1,4$).

На выемочном участке 24–58 максимальное давление при гидроразрыве достигало 215 атмосфер. На участке 24–60 зарегистрированы ещё более высокие значения: 260 атмосфер в скважине 60 дробь 3 и 300 атмосфер в скважине 60 дробь 5.

С практической точки зрения, при реализации задач по повышению эффективности дегазации угольного пласта за счёт извлечения метана из блочно-трещиноватой техногенной среды, предпочтительнее режим гидрорасчленения, нежели классический режим гидроразрыва. В условиях гидрорасчленения структура углегазонасного массива сохраняется, не подвергаясь значительным разрушениям, а раскрытие происходит преимущественно по существующим, но сомкнутым трещинам, уже присутствующим в пласте [37].

Главная цель гидродинамического воздействия в рассматриваемом режиме заключается в усилении проявления природной трещиноватости массива и формировании сквозной проводящей сети, направленной к дегазационным скважинам. Сформированная система трещин способствует

эффективной фильтрации и извлечению метана из угольного пласта, при этом отсутствует необходимость в создании новых структурных нарушений угля.

Известно [115], что гидрорасчленение начинается при давлении на забое скважин:

$$P_p = 0,012 \times H, \text{ МПа}, \quad (2.3.1)$$

где H – глубина залегания угольного пласта, м.

При реализации процесса гидрорасчленения давление достигает величины:

$$P_p = 0,025 \times H, \text{ МПа}, \quad (2.3.2)$$

Направления движения жидкости в процессе гидрорасчленения определяются множеством факторов, включая морфологию пластовых трещин и пор, текстуру угольного пласта, а также анизотропию проницаемости, обусловленную структурными особенностями и направленными градиентами давления как вдоль трещин, так и от стенок скважины вглубь массива.

Согласно расчетной зависимости (формула 2.3.2), давление, необходимое для реализации режима гидрорасчленения на глубинах 400–500 метров, составляет порядка 100–125 атмосфер. При достижении таких значений давления при закачке рабочего агента можно полагать, что создаются условия, обеспечивающие эффективное функционирование дегазационных скважин. Превышение этих пределов указывает на переход в режим гидроразрыва, при котором происходят разрывные процессы, требующие значительно больших энергетических затрат, что делает его менее предпочтительным в энергетическом отношении.

Из анализа данных видно, что при эффективной длине скважин от 30 до 110 метров максимальное давление нагнетания варьируется от 135 до 160

атмосфер, что ближе к диапазону, характерному для реализации именно режима гидрорасчленения.

Для корректной идентификации режима воздействия на пласт в технологии ПодзГРП необходимо анализировать поведение параметров расхода Q и давления p во времени. Согласно [98], образование новых трещин проявляется на графике в виде резкого падения давления при постоянной скорости закачки (рис. 2.20). В то же время, если происходит раскрытие естественной трещиноватости, наблюдается непропорциональный рост расхода жидкости при увеличении давления (рис. 2.21), что позволяет сделать вывод о характере воздействия.

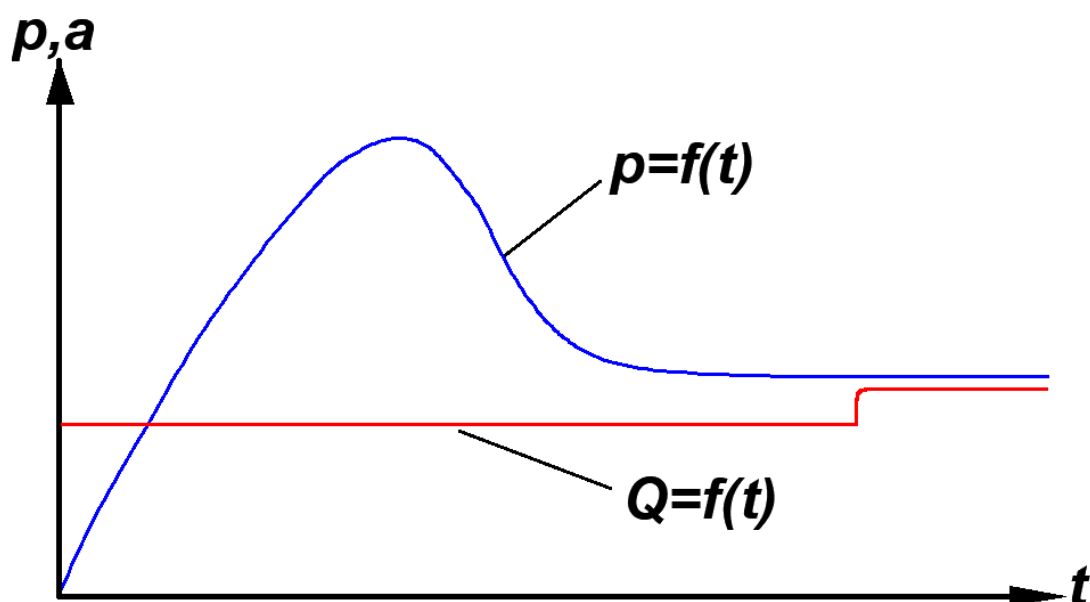


Рисунок 2.20 – Изменение расхода и давления при гидравлическом разрыве пласта с образованием новых (искусственных) трещин (гидроразрыв)

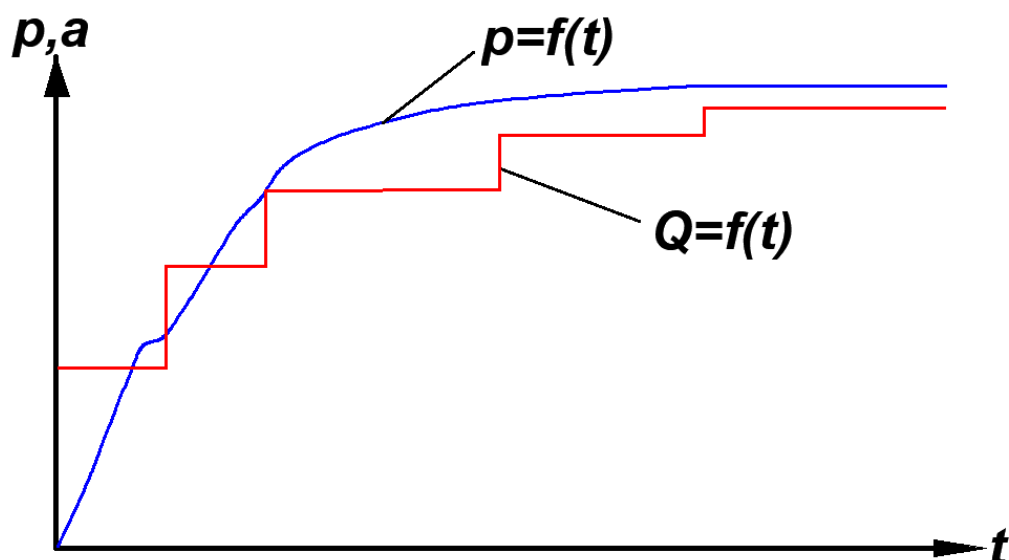


Рисунок 2.21 – Изменение расхода и давления при гидравлическом разрыве пласта с раскрытием естественных трещин (гидрорасчленение)

При эффективной длине скважин 110 метров давление нагнетания достигало 80–300 атмосфер. Это свидетельствует о реализации активного гидродинамического воздействия, характеризующегося либо гидроразрывом, либо гидрорасчленением. При длине лавы 300 метров и бурении скважин с двух сторон выемочного участка задача дегазации всего объема угля на участке решается комплексно. Бурение осуществлялось станком БУГ-200, который обеспечивает проходку дегазационных скважин по угольному пласту длиной до 150 метров и активно применяется на шахте им. С.М. Кирова и других шахтах АО «СУЭК–Кузбасс».

В рамках технологии ПодзГРП рекомендуется выбирать эффективную длину скважин ГРП с учетом достижения благоприятного режима гидрорасчленения, при котором происходит раскрытие природных трещин в угольном пласте без разрушения его целостности. Для условий лавы 24-62 целесообразным считается проектирование скважин с эффективной длиной от 35 до 70 метров при бурении с двух сторон – из вентиляционной и конвейерной печей.

Выбор диапазона обусловлен тем, что ограниченное расстояние между точкой внедрения жидкости и выработкой обеспечивает подключение

последней к дегазационной системе. Выработка функционирует как скважина большого диаметра в зоне техногенно увеличенной проницаемости. При удалении до 110 метров эффективность вовлечения выработки в процесс дегазации снижается.

Вопрос оптимального темпа закачки остается открытым. При темпе 5 литров в секунду создаются условия, достаточные для реализации режима гидрорасчленения. Однако увеличение темпа до 10 литров в секунду может способствовать росту эффективности дегазации, поскольку дополнительная энергия, переданная в пласт, способствует интенсификации процессов увеличения проницаемости массива и десорбции метана.

Экспериментальные данные, полученные на шахте им. С.М. Кирова, подтверждают это предположение. На рисунке 2.22 представлены сравнительные результаты эффективности пластовой дегазации на участке 24-59. В зоне, где закачка проводилась с темпом 2 литра в секунду (зона 1, скважины №№ 59-1–59-6), средний дебит составил 0,06 кубометра в минуту. В соседней зоне 2 (скважины №№ 59-7–59-10), где темп составлял 5 литров в секунду, средний дебит достиг 0,14 кубометра в минуту – более чем в 2,5 раза выше.

Аналогичная зависимость наблюдается на участке 24-58 (рисунок 2.23): при темпе 10 литров в секунду (скважины №№ 1–6) средний дебит достиг 0,6 кубометра в минуту, что в три раза превышает показатели участка скважин №№ 13–18, где темп составлял 5 литров в секунду (средний дебит – 0,2 кубометра в минуту; рисунок 2.24). Это подтверждает высокую эффективность увеличенного темпа закачки при проведении подземного гидроразрыва.



Рисунок 2.22 – Влияние темпа закачки рабочей жидкости при гидроразрыве на эффективность извлечения метана пластовыми скважинами в зонах ГРП (выемочный участок 24-59, скважины №№ 59/1- скважины №№ 59/10)

**Дебиты метана из скважин ППД в зоне ГРП и в зоне сравнения (скв. ГРП № 1-6, участок 24-58)
(время дегазации 8 месяцев, темп нагнетания - 10 л/с)**

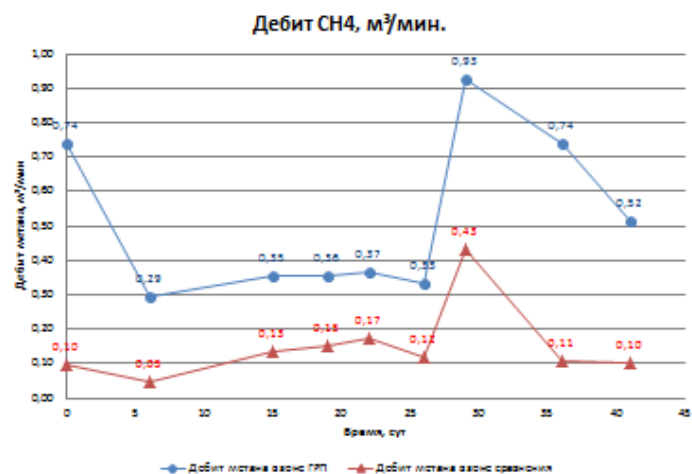
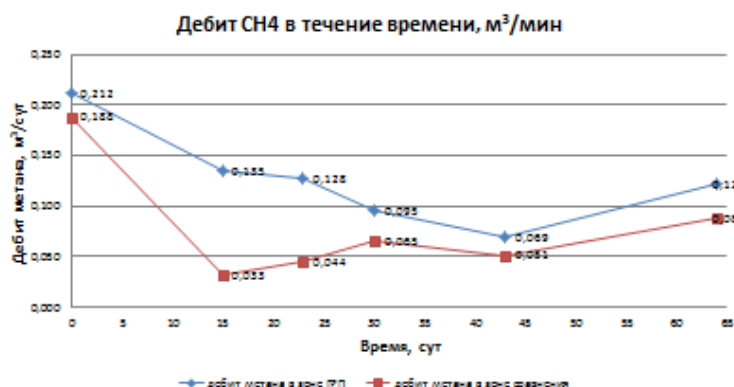


Рисунок 2.23 – Влияние темпа закачки рабочей жидкости при гидроразрыве на эффективность извлечения метана пластовыми скважинами в зонах ГРП (выемочный участок 24-58, скважины №№ 1-6)

Дебиты метана из скважин **ПШД** в зоне ГРП и в зоне сравнения (скв. ГРП № 13-18, участок 24-59)
(время дегазации 2-3 месяца - подключение к газопроводу с задержкой 5 месяцев, темп нагнетания - 5 л/с)



46

Рисунок 2.24 – Влияние темпа закачки рабочей жидкости при гидроразрыве на эффективность извлечения метана пластовыми скважинами в зонах ГРП (выемочный участок 24-59, скважины №№13-18)

Очевидно, что увеличение темпа закачки рабочей жидкости способствует росту эффективности пластовой дегазации, что подтверждает ключевую роль энергетического фактора. Эффективность процесса прямо зависит от производительности насосного оборудования, его мобильности, а также возможности регулировки темпа подачи – аналогично практике закачки при ЗДП с поверхности [115].

Для условий шахты им. С.М. Кирова рекомендуется реализовать попеременную закачку в режиме гидрорасчленения: на первом этапе – при темпе 5 л/с (40% общего объема), на втором – при 10 л/с (60% объема). Такая схема может способствовать последовательному раскрытию различных систем трещиноватости в пласте. Известно, что угольные пласты характеризуются наличием 2–4 основных систем естественных трещин [37,

115]. Предложенная последовательность закачки способствует более плавному выходу на рабочий режим и повышает вероятность реализации именно режима гидрорасчленения, предпочтительного для дегазации, в отличие от менее энергетически выгодного гидроразрыва.

В общем случае, когда темп нагнетания может меняться в процессе закачки в соответствии с [115] выход на режим должен осуществляться по зависимостям (2.3.3, 2.3.4):

$$q_{\text{po}}(t) = 0,5 t, \frac{\text{л}}{\text{с}}, \quad (2.3.3)$$

где t – время от начала закачки, мин;

$$0 \leq t \leq 0,4 Q, \text{м}^3; \quad (2.3.4)$$

где Q – общий объем закачки рабочей жидкости, м^3 [115].

После достижения заданного темпа нагнетания, он поддерживается до завершения процесса, которое фиксируется по относительной стабилизации давления закачки.

При внедрении технологии ПодзГРП необходимо учитывать наличие так называемого «временного барьера»: согласно нормативным положениям [72], срок эксплуатации пластовых скважин должен составлять не менее 6 месяцев для восстающих и не менее 12 месяцев – для нисходящих. Следует отметить, что гидроразрыв используется преимущественно для повышения эффективности процессов дегазации, а не для сокращения указанных сроков, в связи с чем параметры заложения скважин ППД в зонах проведения ГРП соответствуют действующим нормативным требованиям. Вместе с тем в перспективе допускается рассмотрение возможности уменьшения минимальной продолжительности дегазации при условии подтверждённого положительного эффекта применения технологии.

Основные отличительные особенности усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва (ПодзГРП), реализуемой из

подготовительных выработок, по сравнению с требованиями документа [72]
приведены в таблице 2.2.

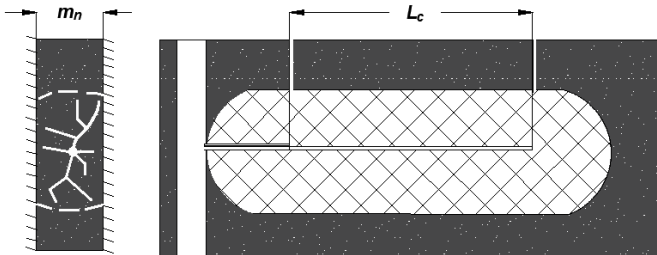
Таблица 2.2 – Отличительные особенности усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва (ПодзГРП) [72]

№	Параметр технологии	Гидроразрыв из подземных выработок (согласно Инструкции по дегазации, РТН, [72])	Усовершенствованная технологии гидроразрыва (гидрорасчленения), осуществляемого из пластовых горных выработок (ПодзГРП)
1	Методический подход	Условия применения и параметры гидроразрыва определяются опытным путем или по рекомендации НИИ, разработавшей способ	Установлены аналитически и проверены экспериментальным путем в шахтных условиях
2	Общая длина скважин ГРП, м	На 30-40 м меньше длины лавы	До половины длины лавы – бурение скважин с двух сторон. Рациональная длина скважин = длине герметизации ($L_{\text{герм}}$) + $(35 \div 70)$ м
3	Длина участка герметизации, м	Не менее половины расстояния между скважинами ГРП	При пологом и наклонном залегании максимальное распространение зоны газового дренирования в окрестности пластовой выработки достигает 25-30 м [131]

4	Давление нагнетания рабочей жидкости, атм	$P_r = 0,3H - 41,8$ Где Н – глубина горных работ (залегания угольного пласта) от земной поверхности, м. Опрессовка – не менее 200 атм.	$P_r = (1 - \nu)(2 q_\infty + \sigma_s)$ где P_r – давление жидкости, необходимое для образования вертикальной трещины при гидроразрыве, кгс/см²; ν – коэффициент Пуассона; q_∞ – боковое горное давление, кгс/см²; σ_s – напряжение угля на разрыв, кгс/см². $P = [\sigma_p] + q_\infty$ или $P = [\sigma_p] + \rho g$ (например, для скважины ПодзГРП №1 $P = 100 + 115 = 215$ атм) $P_{cpr} = (\gamma_n H + \sigma_p) \alpha$ где α - коэффициент, учитывающий необходимое превышение забойного давления над давлением разрыва ($\alpha = 1,2 \div 1,4$) Опрессовка – не менее 300 атм. Давление при гидрорасчленении $P_p = 0,25 H$, кгс/см².
---	---	---	--

5	Темп нагнетания рабочей жидкости, л/с	Не менее 8-11 л/с при $L_{\text{СКВ}} = L_{\text{лав}} - (30 \div 40)$ м – на длинных лавах.	Аналог: ГРП при ЗДП (Кар. басс.) $q_{\min} = 60 \text{ л/с}$ $q (\text{ПодзГРП}) = 5 \div 10 \text{ л/с}$ Экспериментальное подтверждение стабилизации давления нагнетания. Предпочтителен максимальный дебит с плавным выходом на режим Циклическая закачка: $q (\text{ПодзГРП}) = 5 \text{ л/с}$ (40% общего объема) $q (\text{ПодзГРП}) = 10 \text{ л/с}$ (60% общего объема) Выход на режим должен осуществляться по зависимости: $q_{\text{по}}(t) = 0,5 \times t, \text{ л/с},$ где t – время от начала закачки, мин; $0 \leq t \leq 0,4 Q, \text{ м}^3;$ где Q – общий объем закачки рабочей жидкости, м^3.
---	--	--	---

6	Радиус гидроразрыва, м	Определяется опытным путем или по рекомендации НИИ-разработчика (не более 30 м)	Радиус гидрорасчленения (L) определяется из выражения: $q_{\max} = \frac{2 \cdot \pi \cdot L \cdot h \cdot \bar{n}_{\text{ср}} \sqrt{m \cdot K \cdot \Delta P}}{\sqrt{\mu \cdot t}}$ где: L – протяжённость трещин (радиус гидрорасчленения), м; h – мощность пласта, м; $n_{\text{ср}}$ – среднее число трещин расчленения, шт.; m – пористость, долей ед.; K – проницаемость, м²; ΔP – перепад давления вдоль трещин, МПа; μ – вязкость закачиваемой жидкости, санти-пуаз; t – время гидрорасчленения, с. В конкретных условиях определяется экспериментально по данным водопроявлений в горные выработка в процессе ПодзГРП
---	------------------------	---	---

7	Объем нагнетания рабочей жидкости, м^3	$Q'_{\text{ж}} = (\pi R_{\Gamma}^2 + 2R_{\Gamma} \cdot l'_{\Gamma}) m k_3,$ l'_{Γ} - полезная (эффективная) длина скважины гидроразрыва, м. 	$Q_{\text{в}} = \sigma \pi r^2 m n k_3$ $Q_{\text{в}}$ – количество рабочей жидкости, м^3; r – радиус действия скважины гидроразрыва в плоскости пласта, м; m – коэффициент заполнения угольного массива рабочей жидкостью и коэффициент гидратации (1,5) Для пласта Болдыревский $n = 0,01$, $m = 2,2$ м. Экспериментально получили $k_3 = 0,6$. При реализации режима гидратации $Q_{\text{ж}} = 20 \div 40$ л/т
---	---	---	---

2.4 Выводы по главе 2

1. В условиях шахты им. С.М. Кирова выполнен поисковый эксперимент, направленный на исследование работоспособности и оценку эффективности применения ударного гидродинамического воздействия на угольный пласт в режиме прямого гидроудара. Данный тип воздействия рассматривался как базовый активный метод, предназначенный для интенсификации газоотдачи пластовых дегазационных скважин, пробуренных из подготовительных выработок.

2. Применение эпоксидной смолы в качестве герметизирующего материала с глубиной герметизации $10 \div 15$ м не обеспечивает герметичности скважины при закачке воды под давлением выше $10 \div 50$ атмосфер соответственно, т.е. неприемлемо для реализации режимов гидроразрыва или гидрорасчленения дегазируемого угольного пласта на стадии его предварительной пластовой дегазации.

3. Гидроударное воздействие в режиме прямого гидроудара на угольный пласт с целью повышения его газоотдачи в условиях кустовых скважин представляется малоэффективным и недостаточно технологичным, так как приводит к чрезмерному развитию трещиноватости краевой части непосредственно у устьев скважин, что может повлиять на устойчивость борта в зоне влияния опорного давления при приближении очистного забоя.

4. После прямого гидроударного воздействия на исследуемую скважину в соседней с ней скважине существенно повышается концентрация метана (в поисковом эксперименте до $75 \div 83\%$), что говорит о некотором повышении газопроницаемости призабойной зоны дегазируемого угольного пласта.

5. Гидроударное воздействие в режиме прямого гидроудара на угольный пласт для достижения значимой эффективности необходимо проводить многократно и с достаточно большим количеством циклов.

6. Отмеченные недостатки технологии прямого гидроудара, а также технологическая сложность ее реализации в увязке с основными горными

работами в шахте и ограниченностью времени на обработку скважин предопределили необходимость поиска и исследования других технологических схем гидравлической обработки пласта.

7. Насосное оборудование, применяемое при гидрообработке угольных пластов из горных выработок, не всегда способно обеспечить требуемые темпы закачки рабочей жидкости. В связи с этим актуальным направлением является использование дополнительного энергетического ресурса, основанного на эффекте обратного гидроудара, реализуемого на завершающей стадии гидравлической обработки угольного пласта.

8. Обоснована и экспериментально подтверждена эффективность гидродинамического воздействия на угольный пласт в форме гидроразрыва при предварительной дегазации через скважины из подготовительных выработок, где реализован механизм обратного гидроудара, возникающего в фазе самоистечения закачанной рабочей жидкости, обеспечивающий дополнительное развитие трещиноватости и повышение дренируемости пласта.

9. Представлена физическая модель процесса гидравлического удара, возникающего при торможении рабочей жидкости на стадии её самоистечения; расчёт величины ударного давления в основной фазе выполняется на основе формулы Н.Е. Жуковского.

10. Разработана вспомогательная технологическая схема подземной пластовой дегазации, включающая применение эффекта обратного гидроудара после гидрообработки угольного пласта, что позволяет повысить его газопроницаемость и увеличить общую эффективность дегазации.

11. Создан комплект гидроударного устройства (ГДУ), который включает шаровой затвор ГДУ, электродвигатель и редуктор. Конструкция ГДУ разработана при участии специалистов МГИ НИТУ МИСИС и АО «СУЭК - Кузбасс».

12. Для достижения наибольшей эффективности пластовой дегазации рекомендуется применение комплексной подземной технологии, в которой

основным воздействием выступает гидроразрыв (или гидорасчленение) угольного пласта через скважины, пробуренные из подготовительных выработок, а вспомогательным элементом служит организованный обратный гидроудар.

13. Исследованы и выявлены рациональные параметры базового воздействия комплексной пластовой дегазации – гидорасчленения угольного пласта (в ряде случаев - с циклического микрогидроразрывами).

3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОБРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ПОСРЕДСТВОМ ГИДРОУДАРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ЧЕРЕЗ СКВАЖИНЫ С ПОВЕРХНОСТИ

Преимущество заблаговременной дегазационной подготовки (ЗДП) определяется, главным образом, наличием увеличенного временного ресурса («временной барьер» пластовой дегазации) для извлечения метана, а также возможностью применения более мощного насосного оборудования («энергетический барьер» пластовой дегазации) [100].

При ЗДП угольных пластов базовой технологией является гидровоздействие в режиме расчленения, которое обеспечивает раскрытие природных трещин в интервале пласта, минимизируя воздействие на вмещающие породы. Данная технология достаточно хорошо известна [36,38,39,55,66,117,112] и некоторые ее особенности рассмотрены в первой главе представленной диссертации.

При проведении опытно-промышленных испытаний технологии на шахтах Карагандинского и Донецкого угольных бассейнов были выявлены ряд недостатков ЗДП [118], один из которых заключается в неравномерном извлечении метана из угольных пластов. Во многом это связано с процессом освоения скважин, которое осуществляется 3-5 лет. Особенно важен этот аспект при дегазационной подготовке выбросоопасных угольных пластов, так как необработанные зоны пласта могут являться потенциальными опасными объектами в плане газодинамической опасности.

Для устранения этого недостатка ЗДП совместно с базовой технологией ГРП возможно применение ряда вспомогательных воздействий, в частности:

- применение перед ГРП внутрискважинного сжигания пороховых генераторов давления типа ПГД, БК или горюче-окислительных составов типа ГОС-Х [39];
- применение технологии ГРП с использованием сжиженного азота [112].

В настоящей диссертационной работе в качестве вспомогательных активных воздействий для достижения поставленных целей анализируется применение прямого и обратного гидроударов.

В первом случае прямой гидроудар может проводиться до базового воздействия для целей создания начальной, более равномерной системы трещин, которые на следующем этапе могут развиваться в процессе осуществления основного воздействия, а именно гидрорасчленения угольного пласта, и обеспечивать более равномерную его дегазацию.

Во втором случае повышение равномерности обработки может достигаться после проведения основного воздействия (ГРП) на стадии свободного излива рабочей жидкости при вскрытии скважины в процессе их освоения путем организации обратного гидроудара. Обратный удар позволяет нам использовать огромную энергию рабочей жидкости и напряженного угольного пласта, в котором находится рабочая жидкость под большим давлением (до 25 МПа и более).

3.1 Совершенствование технологии воздействия на угольные пласты на основе применения эффекта гидроудара

Увеличение проницаемости угольного пласта при его заблаговременной дегазации (ЗДП) может обеспечиваться за счет использования эффекта гидроудара при котором повышенное давление закачиваемой рабочей жидкости обеспечивает рост трещин в угольном пласте [101, 108].

Как отмечалось ранее при ЗДП повышение проницаемости угольных пластов обеспечивается за счет гидровоздействия в режиме гидрорасчленения [36,38,39,55,66].

Для увеличения эффективности ЗДП с формированием газопроницаемых зон в С.-Петербургском горном университете с учетом и на базе работ МГГУ (ныне Горного института НИТУ МИСИС) разработан способ воздействия на угольный пласт на основе применения эффекта гидроудара. При реализации данной технологии воздействия кроме обязательных

элементов (насосного агрегата и гидроаккумулятор), обеспечивающим закачку рабочей жидкости в пласт, используются пневмопривод, который и формирует цикличность импульсов при гидровоздействии.

Принципиальная технологическая схема воздействия на основе применения эффекта гидроудара приведена на рисунке 3.1.

Гидровоздействие на основе применения эффекта гидроудара базируется на использовании скачков давления, которые происходят в рабочей жидкости при периодическом перекрытии потоков, что приводит к росту трещин. Следует отметить, что при использовании данной технологии усталостный рост трещин обеспечивается как за счет использования положительного, так и отрицательного гидроудара. Определяющими факторами являются: амплитуда изменения давления, количество циклов и сжимаемость рабочей жидкости.

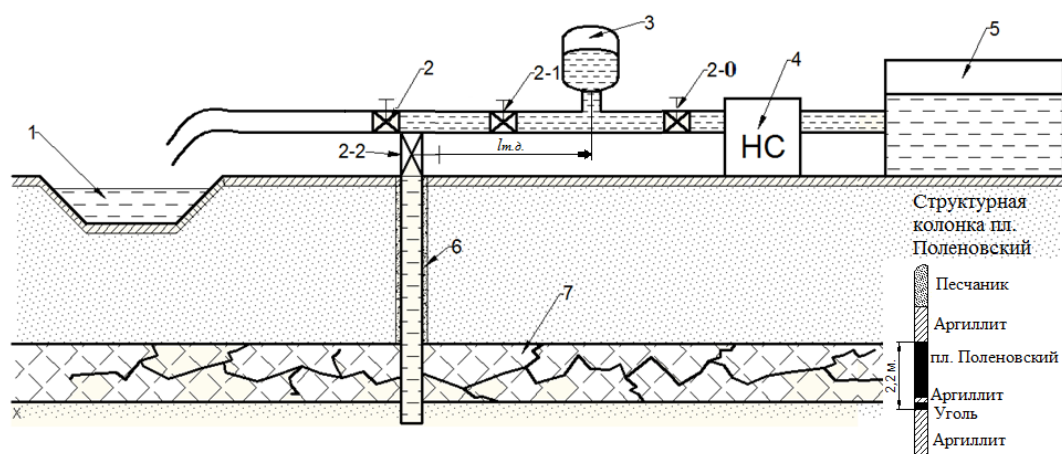


Рисунок 3.1 – Технологическая схема воздействия на угольные пласты с использованием эффекта гидроудара. 1 – сливная емкость; 2, 2-0, 2-1, 2-2 – запорные задвижки с пневматическим приводом; 3 – гидроаккумулятор; 4 – насосная станция; 5 – водозабор; 6 – обсадная колонна; 7 – обрабатываемый пласт; $l_{т.д.}$ – длина труб долива [149, 147].

Заблаговременная дегазация угольных пластов осуществляется, как правило, через вертикальные скважины, пробуренные с поверхности. Конструкция скважин в основном применяется в двух вариантах: скважина

обсаживается рабочей колонной на всю глубину с зумпфом в 15-20 м ниже пласта и рабочая колонна устанавливается до кровли пласта с углублением в пласт не более чем на 1 м. Цементация затрубного пространства осуществляется на всю глубину скважины. Первый вариант был преобладающим, второй стал широко применяться в последние 15-20 лет. Вскрытие пласта при первом варианте и применении технологии воздействия на основе применения эффекта гидроудара целесообразно применять сплошной кольцевой рез колонны, например, гидropескоструйной перфорацией [36,39]. При втором варианте после цементации и опрессовки скважины осуществляется разбуривание скважины с образованием зумпфа ниже угольного пласта.

Реализация режима гидроудара обеспечивается резким изменением скорости движения потока рабочей жидкости [43, 133], что обеспечивается использованием гидроаккумулятора с системой запорных задвижек с пневмоприводом.

После того как система полностью заполняется рабочей жидкостью и необходимый объём аккумулируется в гидроаккумуляторе, производится открытие задвижек 2-1 и 2-2, что обеспечивает начало закачки жидкости в угольный пласт. Под действием давления газа жидкость из гидроаккумулятора поступает в скважину и взаимодействует с водой, заполняющей её ствол. Резкое изменение скорости движения потока вызывает формирование гидравлического удара. Схема распространения ударных волн в скважине, заполненной рабочей жидкостью, представлена на рисунке 3.2 [158].

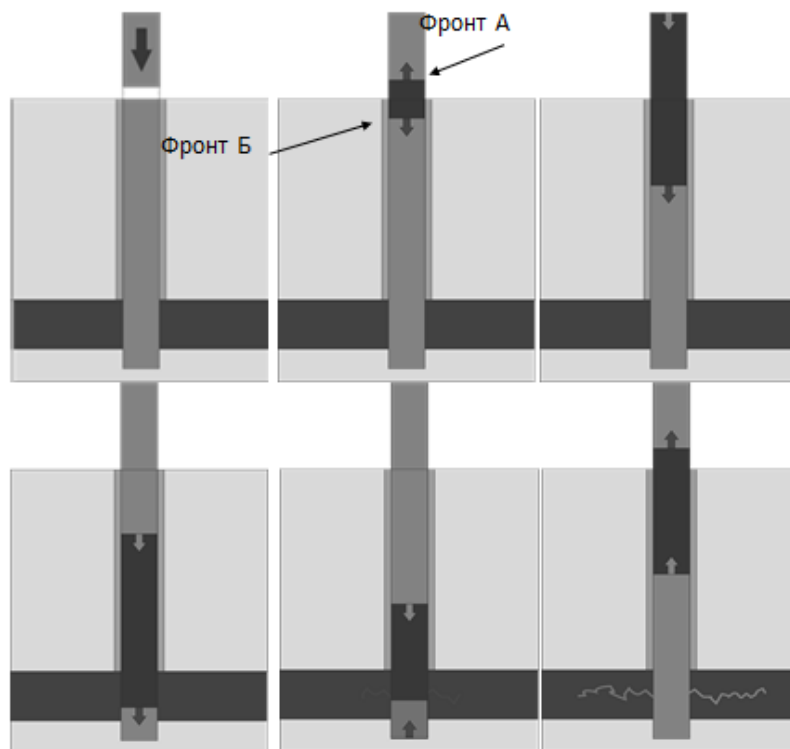


Рисунок 3.2 – Схема распространения ударных волн

На устье образуются два фронта повышенного давления, один из которых движется к зумпфу, другой - к гидроаккумулятору.

Зона повышенного давления формирует дополнительные напряжения в угольном пласте, длительность воздействия которых определяется размерами этой зоны. При взаимодействии отражённой от зумпфа скважины волны и фронта давления, поступающего от гидроаккумулятора, происходит их наложение, что приводит к двукратному увеличению давления [158].

Теоретическое обоснование явления гидроудара осуществлено Н.Е. Жуковским. Перепад давления (ΔP), создаваемый гидроударным воздействием определяется по формуле [43, 134]:

$$\Delta P = \rho(v_0 - v_1) \times c, \quad (3.3.1)$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м³;

v_0 , v_1 – средние скорости движения потока до и после закрытия запорного клапана, м/с;

c – скорость распространения ударной волны, м/с.

Величина дополнительных напряжений, создаваемых импульсами давления, определяется условиями преломления ударной волны и уровнем гидростатического давления рабочей жидкости и рассчитывается по формуле [43, 134]:

$$\sigma = k_{np}\Delta P + P_{ст}, \quad (3.3.2)$$

где ΔP - перепад давлений, создаваемый гидроударным воздействием, Па;

k_{np} – коэффициент преломления ударной волны;

$P_{ст}$ – гидростатическое давление.

Продолжительность воздействия дополнительных напряжений на призабойную зону пласта определяется протяжённостью области от фронта разрежения до фронта повышенного давления и рассчитывается с использованием следующего выражения [43, 134]:

$$t_{возд} = \frac{2l_{м.д.}}{c}, \quad (3.3.3)$$

где $l_{м.д.}$ - длина труб перед устьем скважины, м.

Для скважины глубиной приблизительно 500 м и радиусом 0,084 м при скорости распространения фронта 1375 м/с и скорости потока жидкости в трубе в пределах 7–15 м/с создаются дополнительные напряжения в угольном пласте величиной 18–26 МПа, действующие в течение 0,02 с. С учётом прочностных характеристик угля пластов Поленовского и Волковского установлено, что напряжения величиной более 19,5 МПа являются достаточными для раскрытия трещин [43].

Для обеспечения эффективности воздействия необходимо многократное повторение циклов нагружения, при этом рост дополнительных напряжений снижает необходимое количество циклов нагружения, так при напряжениях в 25 МПа необходимо 1000 циклов, а при 19,5 МПа – 3000 циклов. При

напряжениях менее 18 МПа и количестве циклов 6000 рост трещин не наблюдается [43] (рис. 3.3). Дополнительным фактором может выступить увеличение $l_{m.д.}$, что обеспечивает рост продолжительности действия дополнительных напряжений.

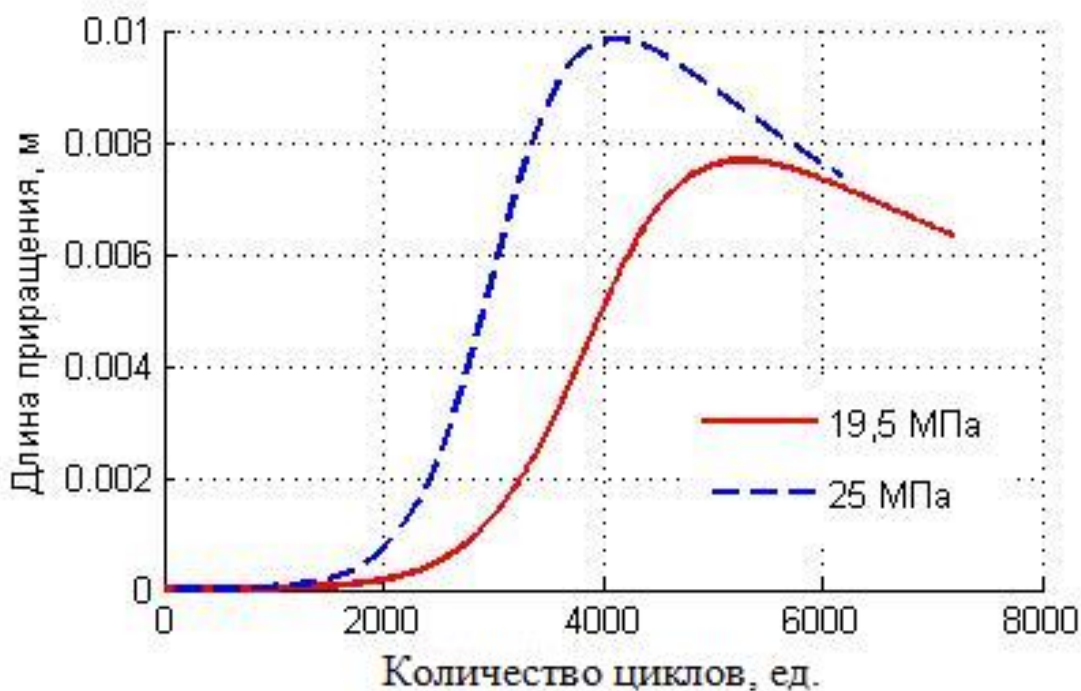


Рисунок 3.3 – Взаимосвязь между величиной приращения трещины и количеством циклов нагружения

Таким образом, при гидродинамическом воздействии на угольные пласты с использованием эффекта гидроудара развитие трещин определяется числом циклов нагружений, уровнем дополнительных напряжений, длительностью отдельного импульса, а также горно-геологическими условиями и прочностными свойствами угля.

Согласно модели проф. В.Н. Ионова, рост трещин инициируется тогда, когда энергия импульса превышает энергию упругой деформации. При этом именно избыточная энергия определяет кинетику процесса распространения трещин, которая имеет сопоставимое значение с их конечными размерами.

Для циклического гидродинамического воздействия ключевыми параметрами являются приращение длины трещины, скорость её развития и

конечная протяженность. Определение данных характеристик осуществляется по методике, приведённой в [43]. Величина увеличения длины трещины может быть определена по формуле:

$$\Delta l = \frac{v_{\text{тек}} l}{0,38 \cdot C_y - v_{\text{тек}}}, \quad (3.1.5)$$

где Δl – приращение длины трещины за один цикл, м;

$v_{\text{тек}}$ – текущая скорость роста трещины, м/с;

l – текущая длина трещины, м.

Скорость роста трещины определяется выражением:

$$v_{\text{тек}}(l, t) = e^{-2at} \int_0^l P(l, t) e^{2at} dt, \quad (3.1.6)$$

где $P(l, t)$ - давление рабочей жидкости, Па;

l – текущая длина трещины, м;

t – продолжительность импульса, с;

$a = 6\nu/w^2$;

ν - кинематическая вязкость рабочей жидкости, м²/с;

w - раскрытие трещины, м.

Расчёт приращения длины трещины по формулам (3.1.5) и (3.1.6) для каждого цикла нагружения даёт возможность определить её суммарное развитие. По мере увеличения протяжённости трещины наблюдается снижение давления в пласте и замедление скорости её роста, которая в исследованных условиях достигала максимума 1,5 м/с [43, 134].

Цикличность воздействия обуславливает периодический характер развития трещин, который связан с накоплением структурных нарушений в угле.

Результаты лабораторно-теоретических исследований показали, что зона влияния скважины при воздействии в режиме прямого гидравлического

удара достигает 15 м при числе циклов до 500. Для сравнения, традиционный подземный гидроразрыв в зависимости от темпа закачки жидкости формирует область радиусом до 30 м. Это подтверждает, что технология прямого гидроудара может рассматриваться как вспомогательная – в частности, для интенсификации газоотдачи скважин ПодзГРП при недостижении расчётных параметров метановыделения.

Необходимо определить условия, при которых вертикальная трещина, образованная в процессе гидрорасчленения пласта (ГРП), будет распространяться исключительно в пределах угольного пласта, не переходя в кровлю и подошву [43, 134]. Учитывается анизотропия прочностных свойств угля, механический контраст с окружающими породами и влияние циклического давления.

Для этого будем использовать коэффициент интенсивности напряжений (КИН) – величина, характеризующая концентрацию напряжений у вершины трещины. Выделяют три основных режима разрушения: I (раскрытие трещины), II (сдвиг вдоль трещины), III (антиплоский сдвиг) (рис. 3.4).

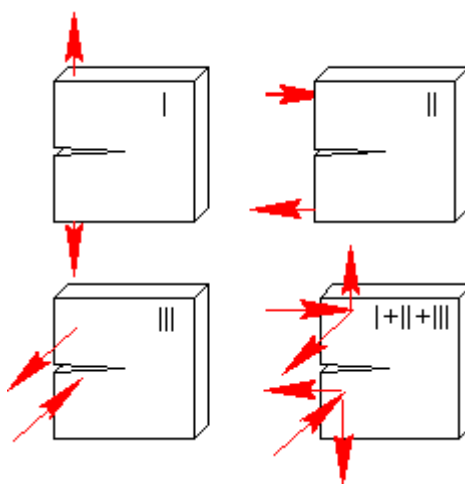


Рисунок 3.4 – Режимы разрушения трещины. I – раскрытие трещины; II – сдвиг в плоскости; III – анти-плоский сдвиг; I+II+III – смешанное нагружение.

Режим I – раскрытие трещины:

$$K_I = Y \times \sigma \times \sqrt{a \times \pi}, \quad (3.1.7)$$

где K_I – коэффициент интенсивности напряжений режима I (Па×м²);

σ – нормальное напряжение, перпендикулярное трещине (Па);

a – полу-длина трещины (м);

Y – безразмерный коэффициент формы (учитывает геометрию тела и положение трещины).

Коэффициент формы Y – это безразмерный множитель, который учитывает геометрию тела, расположение и ориентацию трещины, а также условия нагружения (табл. 3.1).

Таблица 3.1 – Некоторые значения коэффициента формы Y

Геометрия трещины	Диапазон Y
Внутренняя трещина в бесконечной плите	1.0
Внутренняя трещина в конечной пластине	1.1 – 1.3
Краевая трещина	1.1 – 1.5
Полукруглая трещина	0.9 – 1.1
Поверхностная трещина в трубе	1.2 – 2.0
Изгиб пластины	1.8 – 2.5
Внутренняя трещина в угольном пласте	1.0
Краевая трещина от скважины	1.12–1.3
Трещина на литологических разностях	1.3–2.0

Режим II – сдвиг вдоль трещины:

$$K_I = Y \times \tau \times \sqrt{a \times \pi}, \quad (3.1.8)$$

где K_{II} – коэффициент интенсивности напряжений режима II (Па×м²);

τ – касательное напряжение вдоль плоскости трещины (МПа).

Режим III – антиплоский сдвиг поперек трещины:

$$K_I = Y \times \tau_z \times \sqrt{a \times \pi}, \quad (3.1.9)$$

где K_{II} – коэффициент интенсивности напряжений режима II (Па×м²);

τ_z – касательное напряжение в направлении, перпендикулярном трещине и плоскости (МПа).

Трещина распространяется в пределах пласта, если КИН превышает критическое значение сопротивления разрушению угля:

$$K_I \geq K_{IC},$$

где K_I – текущий КИН в направлении распространения трещины, K_{IC} – критическое значение КИН для угля (характеризует сопротивление разрушению).

Условие торможения на границе с кровлей/подошвой. Чтобы трещина не распространялась в кровлю или подошву, необходимо, чтобы соответствующие энергетические и механические условия не превышались:

$$K_I (\text{граница}) < K_{IC} (\text{кровля})$$

или в энергетическом виде:

$$G < G_c$$

где G – скорость высвобождения энергии на фронте трещины, G_c – критическая энергия разрушения для кровельной породы.

Циклический режим нагнетания давления приводит к накоплению усталостных повреждений. Рост трещины может описываться уравнением Пари:

$$\frac{\partial a}{\partial N} = C \times \Delta K^m, \quad (3.1.10)$$

где ΔK – амплитуда изменения КИН в цикле ($\Delta K = K_{max} - K_{min}$);

$\frac{\partial a}{\partial N}$ – приращение длины трещины на один цикл нагрузки (скорость роста трещины);

C и m – эмпирические коэффициенты, зависящие от материала (C варьируется в диапазонах $10^{-12} \div 10^{-8}$; m варьируется в интервалах 2–7).

Уравнение Пари это эмпирическое уравнение, описывающее скорость роста трещины при циклическом нагружении (усталостное разрушение материала) [43, 134]. Оно используется в механике разрушения, в задачах, связанных с длительным нагружением конструкций или циклическим воздействием, как в случае гидорасчленения угольных пластов с повторяющимся давлением. Вертикальная трещина будет устойчиво распространяться в пределах угольного пласта, если одновременно выполняются условия:

$$K_I (\text{уголь}) \geq K_{IC} (\text{уголь})$$

$$K_I (\text{граница}) < K_{IC} (\text{кровля и подошва})$$

Применённая методика расчёта позволила определить размеры зоны гидродинамического воздействия с учётом его параметров и физико-механических характеристик угольного пласта (табл. 3.1).

Темп закачки рабочей жидкости, в зависимости от горно-геологических условий, обычно составляет 60–100 л/с. Практика освоения скважин и результаты шахтных исследований подтверждают, что радиус зоны дегазации может достигать 100–150 м [36, 37, 39].

Снижение газовыделения из скважин ЗДП происходит по двум причинам: истощение запасов газа в зоне дегазации и снижение трещинной проницаемости. Причина определяется на основе проведения газогидродинамических испытаний скважин (например, снятие КВД). В случае, если причиной является снижение трещинной проницаемости, то восстановление возможно с помощью гидродинамического воздействия в режиме прямого гидроудара (рисунок 3.5), если зона пониженной проницаемости не превышает 20-25 м.

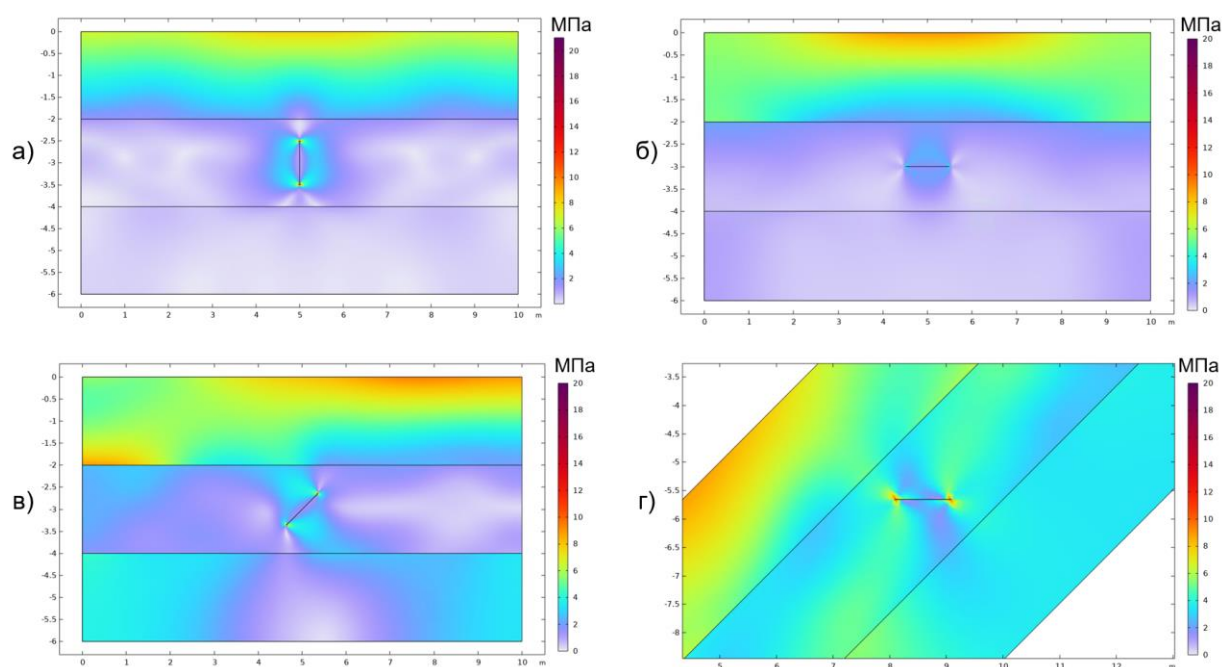


Рисунок 3.5 – Результаты моделирования интенсивности напряжений в условиях циклического нагружения. а – вертикальное положение трещины; б – горизонтальное положение трещины; в – трещина под наклоном в 45° ; г – трещина в пласте с углом падения в 45°

3.2 Совершенствование технологии гидродинамического воздействия на угольные пласты на основе использования эффекта обратного гидроудара

При ЗДП основой технологии является гидродинамическое воздействие в режиме гидрорасчленения [112]. Данная технология практически

заимствована из нефтегазовой отрасли, где применяется в режиме гидроразрыва. Характерным отличием является то, что при нагнетании рабочей жидкости в режиме гидроразрыва в результате раскрытия трещин происходит резкое падение давления и при таком режиме трещины, распространяются в любых направлениях в зависимости от НДС углепородного массива. При режиме гидорасчленения давление при раскрытии природных трещин угольного пласта практически не снижается, а трещины в основном распространяются по угольному пласту, при этом формируется блочно-трещиноватая система с размером блока, увеличивающимся с увеличением расстояния от скважины. Это является одним из недостатков этой технологии.

По регламенту освоения скважин ЗДП после завершения гидорасчленения осуществляется сброс рабочей жидкости. Объем излива в зависимости от горно-геологических условий может достигать 8-15 % от общего объема закачки, с соответствующей энергией, которая может быть использована для дополнительного воздействия на угольный пласт.

Суть технологии воздействия в этом случае заключается в том, что при изливе рабочей жидкости устанавливается заслонка (шаровой кран), обеспечивающая управляемое по частоте циклическое перекрытие потока. Данное решение позволяет получить более высокие значения давления по сравнению с режимом гидорасчленения и обеспечить более полное использование энергии.

Выбор режима воздействия должен осуществляться таким образом, чтобы обеспечить условия полного (прямого) гидравлического удара, т.к. именно в этом случае фронт ударной волны движется в направлении, обратном первоначальному направлению движения жидкости. В этом случае время перекрытия задвижки должно быть меньше времени распространения ударной волны. Расчетное время t перекрытия жидкости в цикле определяют из выражения:

$$t = k \frac{L + R}{c}, \quad (3.2.1)$$

где k – коэффициент, зависящий от характеристик трубопровода;

L - глубина скважины до обрабатываемого пласта, м;

R – радиус трещин гидрорасчленения, м;

c - скорость распространения ударной волны в жидкости, определяемая по формуле Н.Е. Жуковского, м/с.

Величина повышения давления при прямом ударе в этом случае определяется по формуле (3.2.2):

$$p = \rho \times c \times V, \quad (3.2.2)$$

где V – скорость движения воды в трубопроводе до закрытия задвижки, м/с.

Гидравлические удары прекращают в тот момент, когда максимальное давление в цикле оказывается ниже устьевого давления жидкости, зафиксированного перед её первоначальным истечением из скважины [100, 101].

При истечения воды через байпасный кран диаметром 70 мм при скорости 20 м/с, в соответствии с уравнением неразрывности, скорость воды в скважине с внутренним диаметром 98 мм равна $V=20 \text{ м/с} \cdot (70/98)^2=10,2 \text{ м/с}$. Тогда максимальное превышение давления гидроудара, распространяющееся по скважине от заслонки до угольного пласта, составит [100, 101]:

$$p = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \times 10,2 \frac{\text{м}}{\text{с}} \times 1400 \frac{\text{м}}{\text{с}} = 14,28 \times 10^6 \text{ Па}. \quad (3.2.3)$$

Данная оценка определяет теоретическую величину максимального давления, при этом фактическая величина меньше расчетного значения (3.2.3).

В соответствии с регламентом освоения скважин ЗДП, при изливе рабочей жидкости максимальный расход способен составлять 50–70 % от

расхода воды в процессе нагнетания. При глубине скважины порядка 500 м, диаметре 4 дюйма, темпе подачи 70–80 л/с давление гидроудара может превышать давление закачки в 1,5–2 раза.

В процессе гидрорасчленения длина раскрываемых трещин изменяется по мере воздействия, в связи с этим одной из наиболее важных задач при применении технологии воздействия с использованием эффекта гидроудара является оценка длины раскрываемых трещин, т.к. учет этого параметра необходим для корректировки продолжительности циклов перекрытия потока рабочей жидкости при сбросе. Данная задача может быть решена либо за счет использования сейсмического контроля процесса расчленения, обеспечивающего контроль раскрытия трещин, либо опытными сбросами, при которых корректируется частота гидродинамического воздействия. В последнем случае при окончании каждого цикла закачки воды осуществляется пробный сброс рабочей жидкости, в ходе которого определяется резонансная частота, обеспечивающая эффект гидроудара. После восстановления давления в скважине до уровня, установленного к концу цикла, выполняется сброс рабочей жидкости с периодическим перекрытием потока при заданной частоте.

Учитывая горно-геологические характеристики (табл. 3.3) и руководствуясь рекомендациями [115, 116], были определены ключевые технологические параметры гидрорасчленения, применяемого как базовое воздействие при заблаговременной дегазации пласта Болдыревский на выемочном участке 24-64 шахты им. С.М. Кирова (табл. 3.4) [99]. Выход на режим гидрорасчленения осуществляется по зависимости:

$$q_{po}(t) = 0,5 \cdot t \text{ (л/с)}, \quad (3.2.5)$$

где t – время от начала закачки, мин.

Как показала практика гидрообработки угольных пластов данный режим предотвращает развитие режима гидроразрыва, который на наш взгляд недопустим при применении заблаговременной дегазационной подготовки.

На основании зависимости (3.2.5) определяется продолжительность циклов воздействия по следующему алгоритму [100,101]:

- рассчитывается время выхода на рабочий темп нагнетания и соответствующий объём закачки рабочей жидкости при установлении режима;
- устанавливается объём рабочей жидкости, закачиваемой при максимальном темпе, и определяется продолжительность закачки в пределах одного цикла.

Таблица 3.2 – Основные горно-геологические показатели [100,101]

№	Наименование	Обозначение	Един. изм.	Величина
1	Эффективный радиус воздействия	R	м	120
2	Мощность угольного пласта	h	м	2,2
3	Коэффициент, учитывающий потери жидкости на фильтрацию	k_f	-	1,1
4	Эффективная (фильтрующая) пористость пласта	$m_{эф}$	-	0,005

Таблица 3.3 – Основные технологические параметры воздействия

№ цикла	Параметры обработки		
	Темп, л/с	Объём, м ³	Время, час.
1	50	150	1,67
2	68	180	2,2

3	84	217	2,5
ИТОГО	84	547	

Полученные результаты совершенствования технологии воздействия на угольные пласты были отражены в акте внедрения АО «СУЭК-Кузбасс» (Приложение 1).

3.3 Выводы по главе 3

1. Разработана технологическая схема и установлены основные параметры гидродинамического воздействия с применением эффекта гидроудара через скважины, пробуренные с поверхности, что обеспечивает повышение энергоэффективности дегазации.

2. Обоснован механизм действия прямого гидроудара на неразгруженный угольный пласт в составе технологии заблаговременной дегазации, установлена последовательность операций, обеспечивающих формирование равномерной системы трещиноватости перед выполнением гидроразрыва; по результатам аналитических расчётов и промысловых экспериментов для пласта Болдыревский шахты им. С.М. Кирова определён оптимальный интервал напряжений 18–25 МПа, при котором обеспечивается устойчивое развитие наведённых трещин.

3. Прямой гидроудар повышает проницаемость прискважинной зоны за счёт накопления повреждений и увеличения протяжённости трещин, что усиливает эффективность последующего гидрорасчленения и позволяет оптимизировать схему размещения скважин.

4. Физическое моделирование на эквивалентных гидрофобных материалах выявило: при напряжении 25 МПа рост трещин начинается примерно после 1000 циклов, при 19,5 МПа – после 3000 циклов, а при напряжениях ниже 18 МПа трещинообразование не фиксируется даже после 6000 циклов.

5. Экспериментально подтверждено, что при числе циклов до 500 зона эффективного увеличения проницаемости ограничивается радиусом до 15 м от скважины, что определяет применение технологии прямого гидроудара в качестве вспомогательного, а не основного метода.

6. Работоспособность и технологическая применимость предлагаемой схемы требует подтверждения в промышленных условиях.

7. Обоснован механизм обратного гидроудара как элемента вспомогательного воздействия в составе комплексной технологии пластовой дегазации неразгруженных угольных пластов. Использование энергии самоистекающей рабочей жидкости повышает эффективность процесса.

8. Выполнено аналитическое обоснование параметров технологии, использующей эффект обратного гидроудара для воздействия на угольный пласт.

9. Разработаны программа и методика поисковых исследований технологии циклического гидроударного воздействия через скважины, пробуренные с поверхности, применительно к условиям пласта Болдыревский шахты им. С.М. Кирова.

4. РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО БЕЗОПАСНОЙ ИНТЕНСИВНОЙ ОТРАБОТКЕ ВЫСОКОГАЗОНОСНЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

К категории высокогазоносных условно относят угольные пласты с газоносностью свыше $13 \text{ м}^3/\text{т}$ сухой беззольной массы, что соответствует критериям обязательного применения дегазации, установленным нормативными документами [72, 124].

Расчёты допустимой нагрузки на очистной забой по газовому фактору, выполненные в соответствии с методикой [152], показали, что в условиях шахты им. С.М. Кирова достижение безопасных условий и плановых производственных показателей требует применения предварительной или заблаговременной дегазации. При необходимом коэффициенте дегазации свыше 0,4–0,5 целесообразной становится именно заблаговременная дегазационная подготовка угольных пластов [101].

4.1 Обоснование базовой технологии для заблаговременной дегазационной подготовки разрабатываемого угольного пласта

Поисковые работы по заблаговременной дегазации (ЗДП) выполняются в рамках совершенствования технологии предварительной пластовой дегазации (ППД) с подземным гидроразрывом (ПодзГРП), успешно реализованной на участках 24-58, 24-59, 24-60 и 24-62 (см. раздел 2.3) и показавшей высокую технико-экономическую эффективность.

К основным ограничениям технологии ПодзГРП относятся:

- ограниченность времени дегазации (временной фактор);
- невозможность применения высокопроизводительных насосов в подземных условиях (энергетический фактор);
- риск прорыва воды в близлежащие выработки при проведении работ;
- ограниченный объем закачки, особенно актуальный при глубинах свыше 550 м, когда пласт Болдыревский становится склонным к

внезапным выбросам.

Применение скважин с поверхности позволяет устранить ряд указанных ограничений, обеспечивая как заблаговременность воздействия, так и возможность использования мощного оборудования.

Вместо вертикальных купольных скважин №3, 6 и 9 на участке 24-63 (рис. 4.1) планируется бурение первых трех экспериментальных скважин ЗДП. После завершения этапа пластовой дегазации предполагается их использование для дегазации выработанного пространства, что повысит общую эффективность и рентабельность проекта. Расстояние до ближайших выработок составляет 450–500 м, что снижает риск гидропрорывов при закачке до 100 л/с.

Ожидаемые эффекты при реализации комплексной дегазации на участках 24-63 и 24-64:

- снижение газоносности (X) за счет извлечения газа через скважины ЗДП и ППД;
- снижение эффективной газоносности ($X - X_0$) за счет гидратации угля;
- уменьшение выбросоопасности угля вследствие повышения его квазипластичности.

Сброс воды осуществляется в вентиляционную печь 24-63.

Основные технологические операции:

1. Выбор площадки и строительство комплекса (подъезды, коммуникации).
2. Бурение скважины до кровли пласта Болдыревский с перекрытием ранее отработанных пластов; обсадка, цементация, опрессовка.
3. Разбуривание пласта с формированием зумпфа глубиной 15–20 м.
4. Закачка воды (60–100 л/с, объем 300–1000 м³); раскрытие трещин до 100–150 м.
5. Выдержка воды в пласте для реализации процессов:
 - вытеснение метана из сорбционного объема;

- капиллярная блокировка газа в микротрещинах.
6. Сброс воды в вентиляционную печь 24-63.
 7. Извлечение метана из скважин ЗДП, возможно с применением вакуумирования.
 8. Проведение ПодзГРП через скважины из подземных выработок.
 9. Бурение и подключение скважин ППД, отбор газа.
 10. Оценка эффективности по дебитам ППД и объему извлеченного метана.
 11. Оценка эффективности при очистных работах по газообильности, простоям и добыче в зонах дегазации и за их пределами.

4.2. Основные параметры комплексной пластовой дегазации для условий выемочных участков шахты им. С.М. Кирова

В условиях ограниченного времени дегазации и непосредственной близости горных выработок, характерных, в частности, для участка 24-63 шахты им. С.М. Кирова, одной из ключевых задач комплексной дегазации является уменьшение объёма закачиваемой рабочей жидкости. Результаты многочисленных исследований [117, 118] свидетельствуют о том, что глубина залегания оказывает существенное влияние на указанные параметры.

Согласно данным, полученным при реализации заблаговременной дегазационной подготовки (ЗДП) в аналогичных условиях, для шахты им. С.М. Кирова прогнозируемый размер структурных блоков находится в пределах 3–6 м, а раскрытие трещин варьирует в диапазоне от 0,1 до 2 мм [36, 37, 132].

Расчёт необходимого объёма закачки рабочей жидкости производится по формуле, учитывающей заполнение магистральных трещин с использованием прогнозных значений размеров блоков и раскрытия трещин.

$$Q = \frac{2\pi R^2 h d}{b}, \quad (4.2.1)$$

где R – радиус влияния скважины, h – мощность пласта, d – раскрытие трещин, b – средний размер блока.

Для условий шахты им. С.М. Кирова расчётные параметры гидрорасчленения пласта Болдыревский в составе комплексной схемы дегазации составляют: объём закачиваемой рабочей жидкости – 500–800 м³, при темпе закачки 80–100 л/с.

С учётом доступных временных ресурсов на проведение подготовительных мероприятий были разработаны технологические схемы дегазации пластов лав 24-63 и 24-64 по пласту Болдыревский (табл. 4.2.1).

Таблица 4.1 – Рекомендуемые способы пластовой дегазации [100,101]

Объект, Лава, пласт	Требуемая степень дегазации и пласта	Срок дегазации, мес.	Рекомендуемая схема дегазации		
			Основная	Вспомогательные	Способ интенсификации газовыделения
Лава 24-63 Болдыревский	0,3	6-12	ГРП	ПодзГРП, ППД	Спуск воды в горную выработку
Лава 24-64 Болдыревский	0,4	18-30	ГРП	ПодзГРП, ППД	ГУВ (обратный гидроудар) + спуск воды в горную выработку

Гидрорасчленение существенно увеличивает проницаемость угольного пласта. На выемочном участке 24-63 реализована схема комплексной дегазации, включающая этапы ГРП, ПодзГРП и ППД. На участке 24-64 планируется усовершенствование данной технологии за счёт внедрения метода обратного гидроудара на стадии самоистечения жидкости из скважин ГРП, при условии подтверждения её эффективности.

В обоих случаях процесс извлечения метана осуществляется через пластовые скважины, параметры которых подбираются не произвольно, а с обязательным учётом целого комплекса факторов. К числу наиболее значимых факторов относятся требуемый уровень снижения газоносности, продолжительность периода эксплуатации скважин, а также эффективность ранее проведённого технологического воздействия. Таким образом, выбор параметров бурения и эксплуатации пластовых скважин представляет собой задачу многокритериальной оптимизации, в которой важно учитывать как геологические условия, так и технические ограничения.

Для анализа притока газа в рамках настоящего исследования применялась модель фильтрации в блочно-трещиноватой среде, предложенная Г.Д. Георгиевым и получившая широкое распространение в научной литературе. Следует подчеркнуть, что в отношении угольных пластов, подвергнутых гидрорасчленению, попытка аналитического решения подобной задачи предпринималась ранее, в частности, в работе [119]. Однако на момент её проведения возможности практического применения теоретических подходов были существенно ограничены. Это было связано, во-первых, с отсутствием специализированного программного обеспечения для численного моделирования, а во-вторых, с крайне ограниченными вычислительными ресурсами того времени, что не позволило реализовать расчёты в полном объёме и в требуемой детализации.

В то же время математическое описание процессов фильтрации газа в блочно-трещиноватой среде остаётся актуальным и сегодня. Оно формируется

на основе системы дифференциальных уравнений, включающей в себя как начальные, так и граничные условия, которые приведены далее. Следует отметить, что именно такая формализация задачи позволяет не только получить корректное теоретическое обоснование рассматриваемых процессов, но и создать фундамент для последующего применения методов численного моделирования. Подобный подход открывает возможности для более глубокой оценки эффективности различных схем дегазации и выбора оптимальных параметров их реализации в реальных горно-геологических условиях.

$$\left\{ \begin{array}{l} P_2^2 - P_1^2 = \frac{m_1 \mu}{\alpha_1} \cdot \frac{\partial P_1}{\partial t} - \frac{K_1}{2\alpha_1} \cdot \frac{\partial^2 P_1^2}{\partial x^2}, \\ P_2^2 - P_1^2 = -\frac{m_2 \mu}{\alpha_1} \cdot \frac{\partial P_2}{\partial t}, \\ P_1(x, 0) = P_2(x, 0) = P_{пл}, \\ P_1(0, t) = P_0, \\ \left. \frac{\partial P_1}{\partial x} \right|_{x=l/2} = 0 \end{array} \right., \quad (4.2.2)$$

обозначения даны в табл. 4.2.

Таблица 4.2 – Условные обозначения в системе дифференциальных уравнений [175,176]

Обозначение параметра	Определение параметра	Единицы измерения
P_1	Текущее давление в трещинах	МПа
P_2	Текущее давление в блоках	МПа
t	Время	сут
x	Расстояние от скважины	м
$P_{пл}$	Пластовое давление	МПа
l	Расстояние между подземными пластовыми скважинами	м
m_1	Пористость трещин	

Обозначение параметра	Определение параметра	Единицы измерения
P_1	Текущее давление в трещинах	МПа
m_2	«Фиктивная пористость» блоков	
μ	Вязкость газа	Па*с
K_1	Трещинная проницаемость	м ²
α_1	Коэффициент газоотдачи блоков	
P_0	Атмосферное давление	МПа
ρ_0	Плотность газа при н.у.	кг/м ³

Поскольку система уравнений (4.2.2) не допускает аналитического решения в явном виде, её решение осуществляется с использованием численных методов. Для этого применяется расчётная схема, предложенная в работе [120], которая зарекомендовала себя как эффективный инструмент для решения задач подобного типа.

В рамках осесимметричной постановки рассматриваемая задача сводится к описанию процесса перемещения газа из угольного пласта к скважине. При этом используется полярная система координат, что позволяет более корректно учесть геометрию задачи. В данном случае поведение газа в пространстве описывается следующим уравнением [175,176]:

$$\frac{a}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \frac{\partial u}{\partial r} \right) = \frac{\partial u}{\partial t}, \quad (4.2.3)$$

где a – коэффициент пьезопроводности, м²/с, r – полярный радиус, м, t – время, с; угольный пласт считается изотропным.

Современный уровень развития вычислительных технологий, а также появление специализированного программного обеспечения открывают широкие возможности для эффективного решения задач, связанных с дегазацией угольных пластов, в частности с использованием метода конечных

элементов. Построение применяемой в настоящем исследовании математической модели выполнено на основе положений, изложенных в работе [121], что обеспечивает её теоретическую обоснованность и соответствие современным научным подходам.

Результаты численного моделирования, проведённого для характерных параметров пласта Болдыревский шахты им. С.М. Кирова (принимая проницаемость равной 0,15 мД), представлены на ряде графических материалов. В частности, распределение газового давления между пластовыми скважинами показано на рисунке 4.1. Пространственная картина изменения давления в сечении «вмещающие породы – угольный пласт» приведена на рисунке 4.2, а расчётный прогноз дебита пластовых скважин представлен на рисунке 4.3 [175].

Согласно имеющимся литературным данным [117, 118], гидродинамическое воздействие на угольный пласт вызывает рост его проницаемости на 2–3 порядка. Даже при увеличении проницаемости до значения 7,5 мД (что соответствует росту примерно в 50 раз по сравнению с исходным уровнем) снижение газоносности достигает более 35%. Данный факт подтверждает высокую эффективность рассматриваемого подхода в условиях шахты.

Предложенная методика численного моделирования обладает универсальностью и позволяет решать как прямые, так и обратные задачи. В частности, при известном расстоянии между скважинами становится возможным прогнозирование распределения газового давления и интенсивности метановыделения в пласте [176]. Одновременно по заданным эксплуатационным параметрам – величине съёма метана на тонну угля и сроку работы скважин – можно определить оптимальное взаимное расположение дегазационных скважин [175]. Это, в свою очередь, создаёт основу для более рационального проектирования схем дегазации и повышения эффективности их промышленного применения.

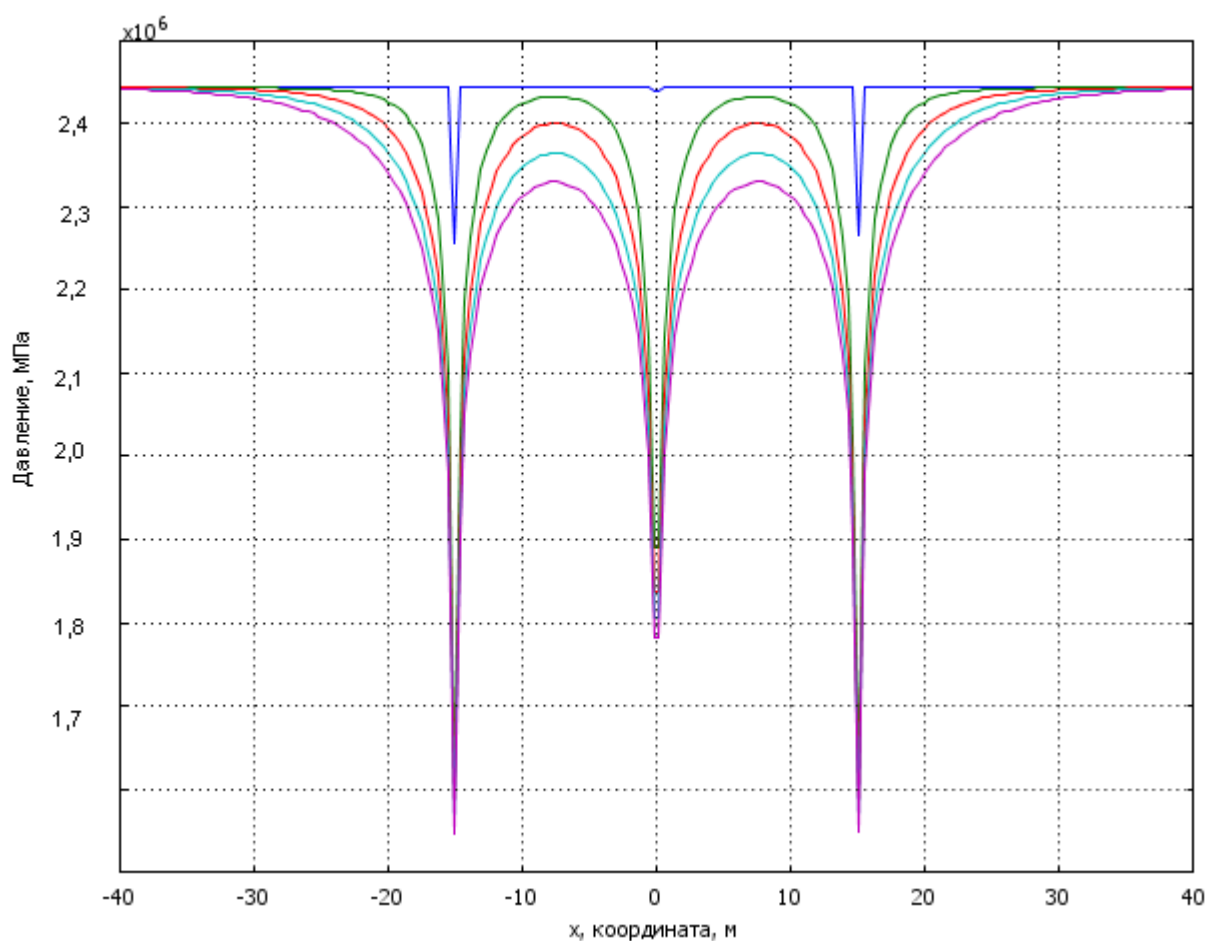


Рисунок 4.1 - Распределение давления в угольном пласте между скважинами через 0, 3, 6, 9 и 12 мес. эксплуатации при проницаемости 0,15мД

Наибольшую сложность при моделировании дегазации представляет точное определение коэффициентов пьезопроводности и проницаемости угля. Эти параметры можно оценить путём сравнения расчётных значений дебита метана с опытными данными, полученными на действующих скважинах. Суть задачи заключается в подборе таких значений указанных коэффициентов, при которых среднеквадратичное отклонение между расчётными и наблюдаемыми дебитами будет минимальным. Таким образом, требуется решить задачу двумерной оптимизации по параметрам пьезопроводности и проницаемости для фиксированного расстояния между пластовыми скважинами.

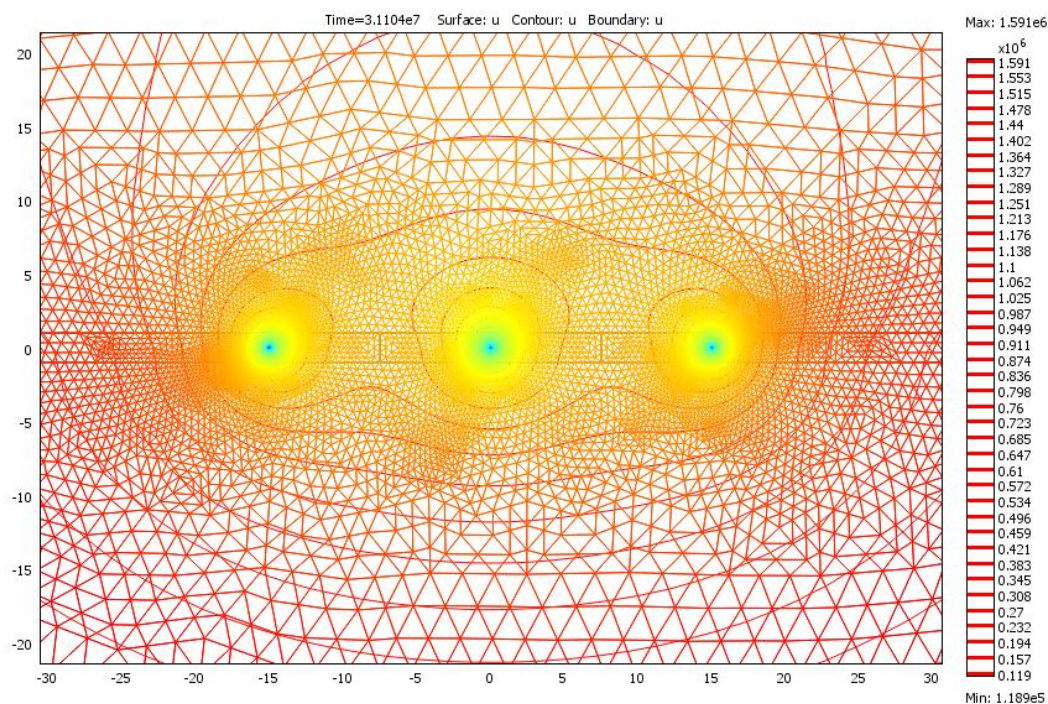


Рисунок 4.2 - Изолинии давления при $C=0,15$ мД

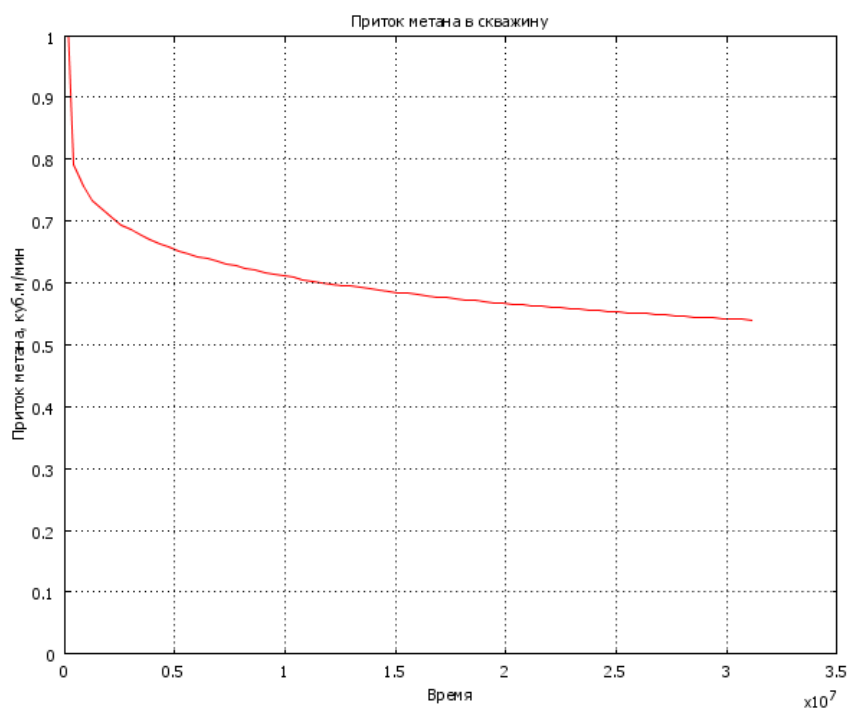


Рисунок 4.3 - Динамика дебита пластовой скважины при
проницаемости 0,15 мД

Для решения поставленной задачи применяется метод покоординатного спуска, суть которого заключается в последовательной корректировке

искомых параметров при минимизации невязки между расчётными и фактическими данными. При этом обязательным условием использования метода является наличие экспериментальных сведений о дебите метана, а также задание допустимых диапазонов изменения параметров, подлежащих определению, - коэффициентов пьезопроводности и проницаемости угольного пласта.

Решение подобной обратной задачи рассматривается как один из ключевых этапов при расчёте оптимального расстояния между подземными пластовыми скважинами, поскольку именно на этой стадии обеспечивается корректное согласование результатов моделирования с фактическими горно-геологическими условиями.

В процессе численного моделирования формируются пространственно-временные распределения давления в зоне влияния скважины. Такой подход позволяет оценить как динамику изменения газового давления во времени, так и его пространственное распределение вокруг скважины. Типичный вид рассчитанных распределений приведён на рисунке 4.4.

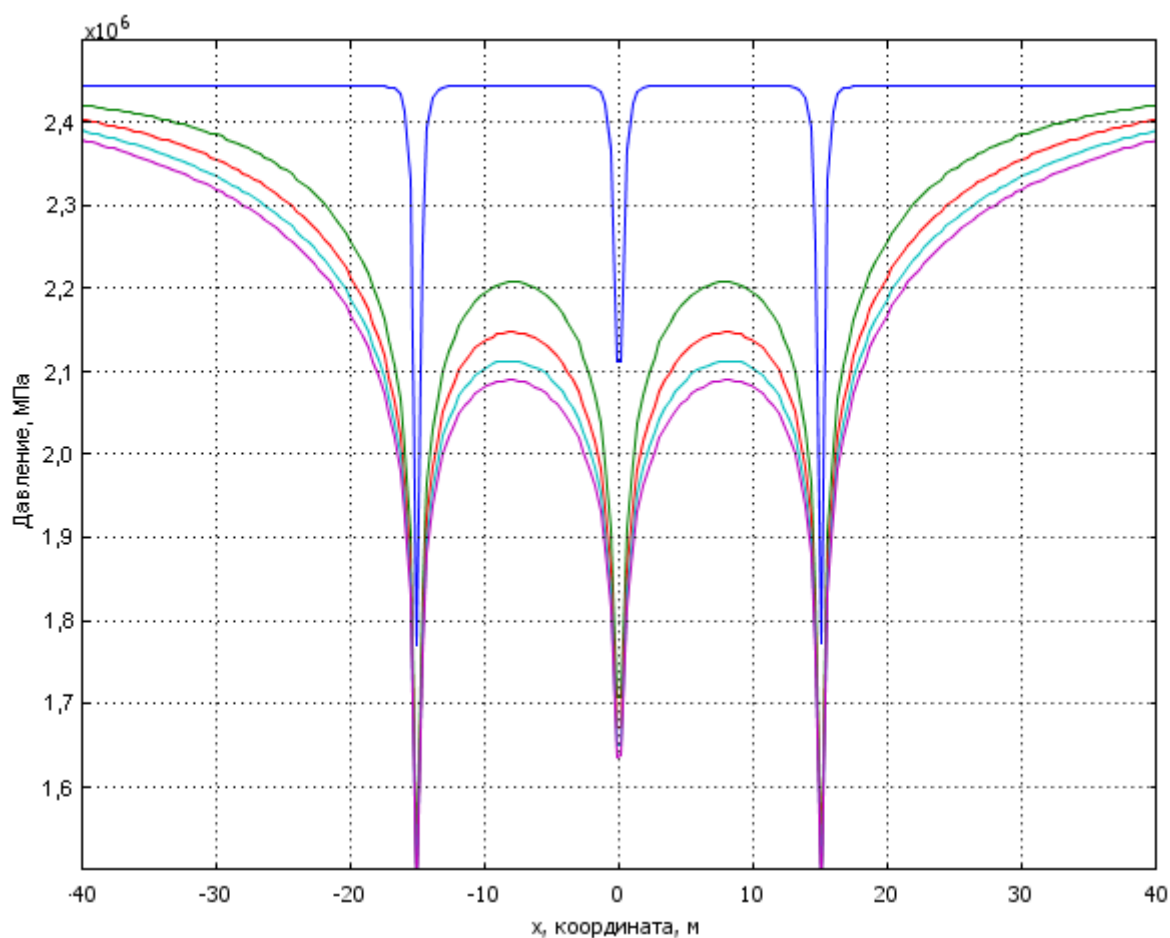


Рисунок 4.4 - Распределение давления в угольном пласте между скважинами через 0, 3, 6,9 и 12 мес. эксплуатации при проницаемости 0,75мД

Таким образом, сочетание указанных параметров может рассматриваться как оптимальное для реализации эффективной дегазации в данных горно-геологических условиях [176].

Результаты расчётов для условий шахты им. С.М. Кирова показали, что запланированная нагрузка на очистной забой может быть обеспечена при расстоянии между пластовыми скважинами около 10–12 м и продолжительности дегазации не менее 5–6 месяцев [175].

4.3 Реализация базовой технологии ГРП через скважины с поверхности на выемочном участке 24-63 шахты им. С.М. Кирова

Проблема повышения эффективности пластовой дегазации при использовании различных скважинных технологий остаётся одной из актуальных и широко обсуждаемых в современной научной литературе [143–150]. Логическим продолжением исследований в области подземного гидроразрыва (см. раздел 2.3), эффективность которого была подтверждена на практике, является развитие и внедрение мероприятий ЗДП.

Применение наземной инфраструктуры позволяет использовать более мощное насосное оборудование, не ограниченное габаритами и условиями эксплуатации подземных выработок. Подробное описание технологических аспектов реализации ЗДП с использованием гидрорасчленения угольных пластов представлено в работах [37, 72, 115].

Несмотря на то, что технология ЗДП включена в руководящие документы [72] и получила определённое нормативное закрепление, её практическое применение в России на сегодняшний день остаётся крайне ограниченным. Главным сдерживающим фактором является необходимость формирования длительного инвестиционного цикла, предусматривающего значительные капитальные вложения задолго до начала непосредственной добычи угля. Данный аспект существенно осложняет принятие решений о внедрении технологии, особенно в условиях ограниченного финансирования и высокой капиталоемкости угледобывающих проектов.

На первом этапе проводится гидрорасчленение пласта через поверхностные скважины (ГРП), затем – подземное гидровоздействие через скважины, пробуренные из подготовительных выработок (ПодзГРП), и на завершающем этапе осуществляется газоотбор из пласта через стандартные скважины пластовой дегазации (ППД) [72,177].

Ключевым аспектом при этом является преодоление так называемого «временного барьера», обусловленного крайне низкой скоростью высвобождения и последующей миграции метана из сорбционного состояния.

Известно, что до 95–98% всего объёма газа в угольном пласте находится в адсорбированной форме, а его перемещение осуществляется через слабопроницаемую структуру неразгруженного угольного массива. В подобных геологических условиях фильтрационно-диффузионные процессы протекают медленно и требуют значительных временных затрат, измеряемых не днями и неделями, а, как правило, месяцами и даже годами.

Исходя из этого, можно сделать вывод, что эффективная пластовая дегазация угольных пластов в промышленных условиях принципиально невозможна без существенного опережения сроков начала дегазационных мероприятий по отношению к подготовительно-очистным горным работам. Именно временной фактор становится определяющим при проектировании технологических схем, поскольку от него напрямую зависит степень снижения газоносности массива и безопасность последующей добычи.

В предлагаемой технологии высокая эффективность дегазации обеспечивается не только извлечением метана из пласта, но и сопутствующими процессами:

- Снижение газовыделения при разрушении угля за счёт блокирования метана в микропорах под действием капиллярных сил при проникновении жидкости в структуру пласта; эффект наиболее выражен при использовании нисходящих скважин.
- Отвод метана за пределы выемочного участка благодаря его притоку по техногенному коллектору высокой проницаемости в подготовительную выработку, пробуренную для ГРП; при этом газ поступает под значительным пластовым давлением (свыше 30 атм).

Механизм замещения основан на взаимодействии в системе «уголь – жидкость – газ». При адсорбции компонентов бинарной смеси (газов или жидкостей) происходит конкуренция за активные центры на поверхности угля. Как показано в [37], молекулы воды и метана конкурируют за одни и те же участки поверхности. Это можно условно представить в виде образования

адсорбционных комплексов: вода (А) или метан (В) взаимодействуют с активными центрами угля, формируя соответствующие комплексы.

Уравнения равновесия для каждого компонента имеют вид [37]:

$$K_1 = Q_1/[P_1 \times (1 - Q_1 - Q_2)], \quad (4.3.1)$$

$$K_2 = Q_2/[P_2 \times (1 - Q_1 - Q_2)], \quad (4.3.2)$$

где θ_1 и θ_2 - заполнение поверхности компонентами А и В; P_1 и P_2 – парциальные давления паров этих компонентов.

Величина $(1 - Q_1 - Q_2)$ отражает долю свободной поверхности адсорбента при совместной адсорбции компонентов А и В. На основании уравнений (4.3.1) и (4.3.2) можно определить соотношение их концентраций в адсорбционном слое:

$$Q_1/Q_2 = K_1 \cdot P_1/(K_2 \cdot P_2), \quad (4.3.3)$$

Тогда в уравнениях (4.3.1) и (4.3.2)

$$K_1 = K_{H_2O} = q_1 \cdot e^{\Delta H_1/RT}, \quad (4.3.4)$$

$$K_2 = K_{CH_4} = q_2 \cdot e^{\Delta H_2/RT}, \quad (4.3.5)$$

где q_1 , q_2 - энтропийный фактор; $\Delta H_1 = 41,9$ кДж/моль - теплота адсорбции воды на угле; $\Delta H_2 = 24,7$ кДж/моль - теплота адсорбции метана на угле, при $q_1 = q_2$ и $P_1 = 2,2$ кПа и $P_2 = 98$ кПа имеем:

$$Q_1/Q_2 = 1000/1, \quad (4.3.6)$$

Как показывают расчёты, адсорбционная способность угля по отношению к воде в сотни раз выше, чем к метану, что подтверждает термодинамическое преимущество воды в сорбционном замещении. Это приводит к переходу метана из связанного состояния в свободное и его удалению через дегазационные скважины. Полевые наблюдения

подтверждают эффект: в зонах гидровоздействия метаноносность снижается на 3,5–4,8 м³/т вследствие вытеснения метана водой [151].

Предварительное увлажнение угля снижает фазовую проницаемость для метана и уменьшает его выделение. Также наблюдается повышение квазипластичности массива, что способствует снижению напряжённости и потенциальной выбросоопасности. Дополнительно, влагонасыщение снижает пылеобразующую способность угля за счёт агрегации пыли, что особенно важно в аспекте промышленной безопасности.

В рамках опытной апробации технологии комплексной пластовой дегазации на шахте им. С.М. Кирова скважины гидроразрыва (ГРП) бурились на участке 24-63 с интервалом около 180 м. При этом их размещение осуществлялось в 50 м от контура проектной конвейерной печи 24-63 (рис. 4.5). Выбор такой схемы закладки скважин был обусловлен необходимостью обеспечения их последующего использования в качестве куполовых скважин, предназначенных для дегазации выработанного пространства после завершения очистных работ.

Кроме того, ГРП-скважины выполняли функцию замещения каждой третьей проектной вертикальной скважины, предусматривавшейся по схеме с шагом 60 м. Это решение позволило одновременно достичь нескольких целей: снизить метанообильность лавы, повысить общую эффективность дегазации угольного массива и обеспечить дополнительное извлечение метана из зоны подготовительных выработок.

Дополнительно планируется бурение скважин подземного гидроразрыва (ПодзГРП) из вентиляционной и конвейерной печей, при этом основная нагрузка по отбору метана возлагается на типовые скважины ППД. Работы выполнялись по утверждённой программе и методике поисковых испытаний гидрорасчленения пласта Болдыревский с использованием скважин, пробуренных с поверхности.

В качестве иллюстрации технологии рассмотрена скважина 1 ГРП. Её основная цель – экспериментальное подтверждение эффективности

разработанной технологической схемы. Бурение выполнялось установкой Prakla RB-50. Положение скважины указано на рис. 4.6. Глубина до кровли пласта составила 583,5 м. Конструкция приведена на рис. 4.7. Обсадка трубами диаметром 159 мм выполнена до низа пласта, с заходом на 1 м в уголь, что исключает утечку воды по контакту угля с кровлей. Опрессовка производилась цементирующей установкой TPC1200.

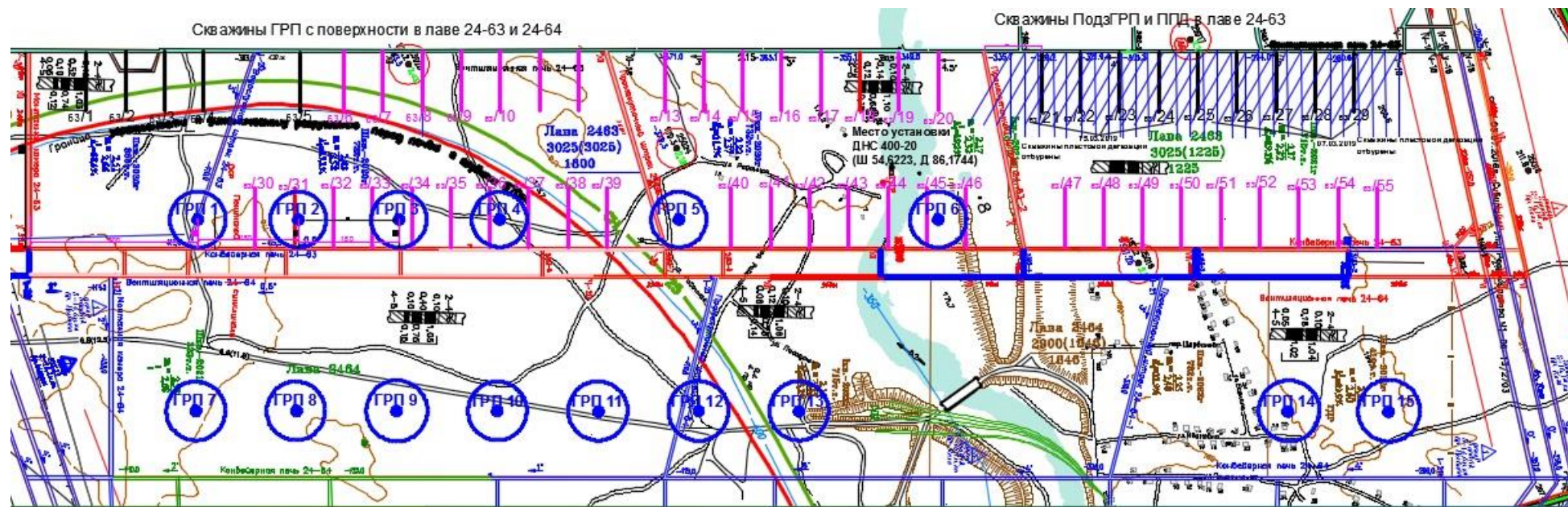


Рисунок 4.5 – Объекты работ по ГРП Болдыревский на выемочных участках 24-63 и 24-64.

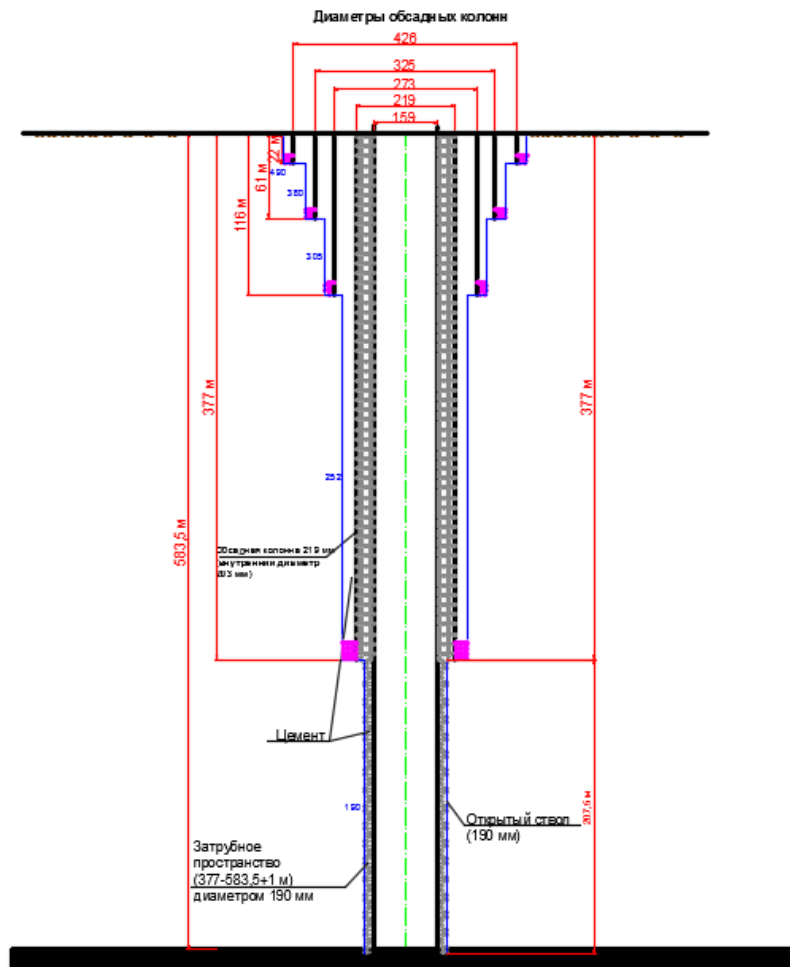


Рисунок 4.6 – Конструкция скважины 1 ГРП

На обсадную колонну скважины был установлен переходник с внутренней резьбы обсадной трубы диаметром 168 мм на фланцевое соединение, обеспечивающее стыковку с высоконапорным оборудованием. Через фланец монтировалась устьевая головка для ГРП, оснащённая кранами высокого давления и гидрозатвором, предназначенным для дистанционного управления открытием и закрытием скважины.

После монтажа устьевой арматуры был собран технологический комплект оборудования согласно схеме, представленной на рисунке 4.6.

Скважина 1 ГРП подключалась к насосным установкам посредством блока манифольдов. Последний выполнял функцию подпора воды к насосам, создавая давление порядка 2 бар, что обеспечивало стабильность подачи рабочей жидкости в процессе гидрорасчленения.

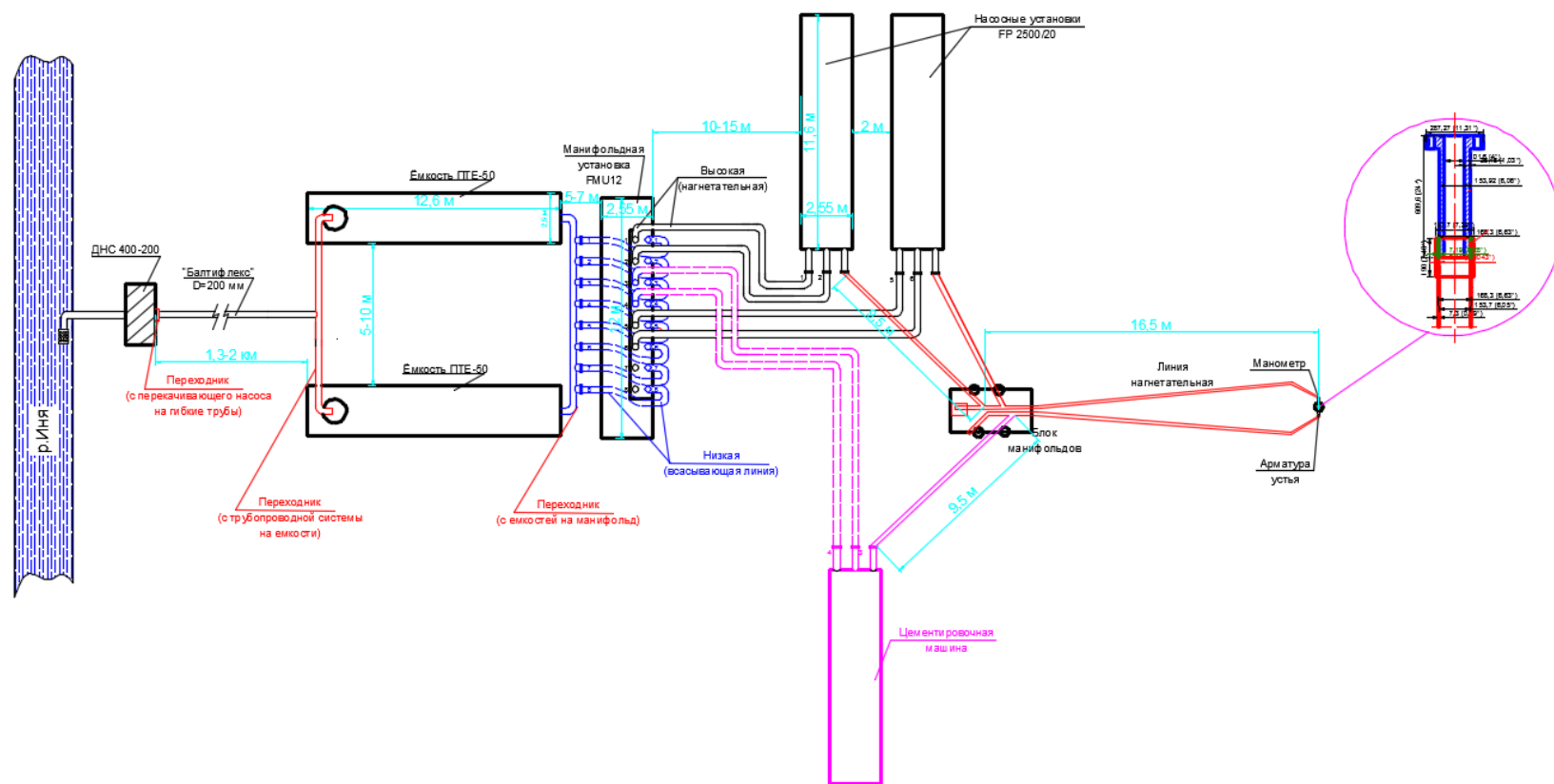


Рисунок 4.7 – Схема подключения оборудования на скважине 1 ГРП

29 мая 2019 года через скважину 2 ГРП было выполнено гидродинамическое воздействие в режиме гидорасчленения.

Основные параметры обработки пласта:

- общее время закачки – 164 минуты;
- средний темп нагнетания – 58,5 литр в секунду;
- максимальное давление – 117 бар;
- суммарный объем закачанной жидкости – 379 м³.

Динамика проведения работ через скважину № 2 ГРП представлена на рисунках 4.8 и 4.9. В процессе закачки было зафиксировано кратковременное повышение давления до уровня 184,3 бар, что немного превысило расчётное значение. В дальнейшем давление стабилизировалось, а затем постепенно снизилось: с 120 бар до 117 бар к моменту завершения операции (рис. 4.8).

После реализации первого ГРП на скважине № 1, расположенной в пределах вентиляционной печи 24-63 шахты им. С.М. Кирова (рис. 4.9), было зафиксировано проявление воды в районе люковой печи 2462-9 на расстоянии около 430 м от устья.

При проведении гидорасчленения через скважину № 2 также фиксировалось поступление воды в шахтные выработки. Первые проявления отмечены в районе пикетов ПК 209 и ПК 210 в форме площадного капежа, а примерно через один час дополнительные выходы воды были зафиксированы в районах ПК 207, ПК 203 и ПК 201, где капеж происходил из кровли и анкеров. Расстояние от места закладки скважины до зон выхода воды составляло соответственно около 317 и 300 м. По истечении 1–2 суток водопроявления прекратились.

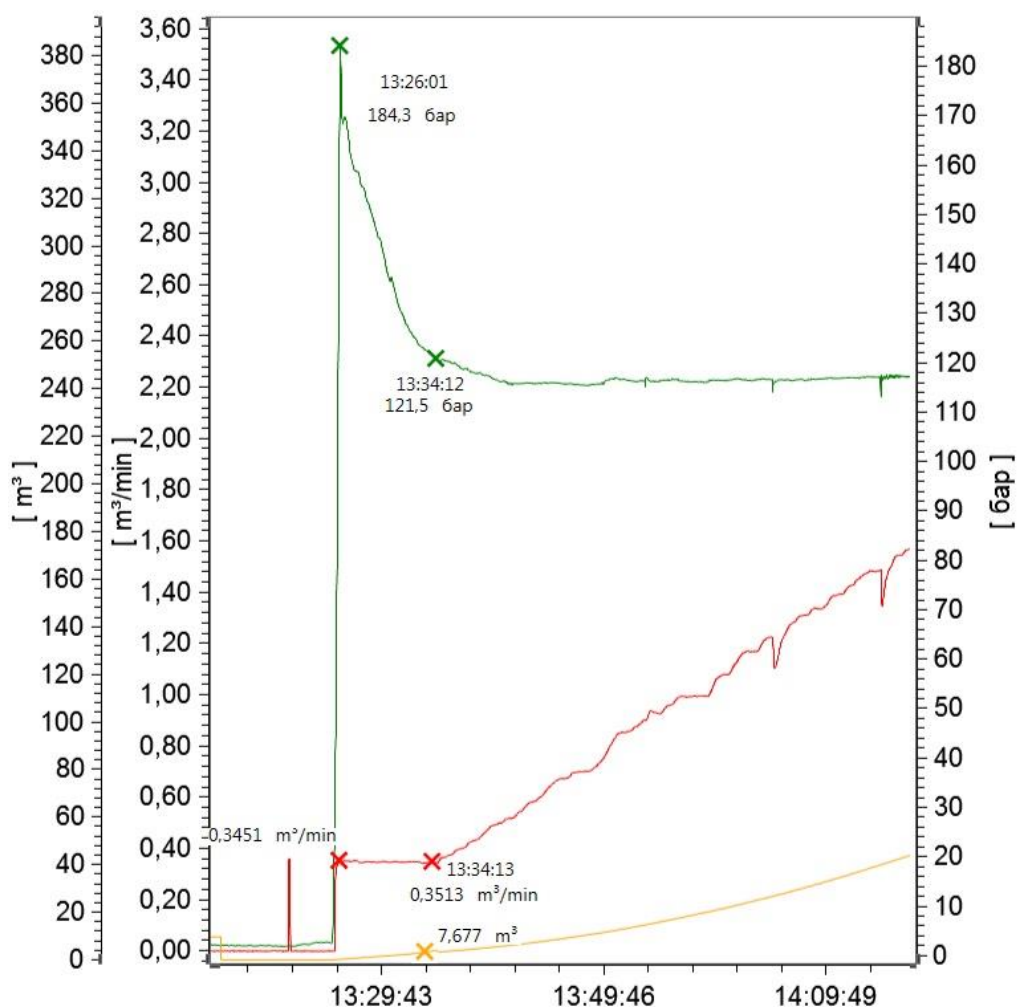


Рисунок 4.8 – График реализации ГРП на скважине 2 ГРП (выход на режим)

Полевые наблюдения показали, что при проведении гидродинамического воздействия через скважины № 1 и № 2 ГРП водопроявления в обоих случаях локализовались в пределах участка между пикетами ПК 201 и ПК 210, то есть на отрезке протяжённостью около 90 м.

Проведённый анализ динамики давления в процессе закачки, а также сопоставление этих данных с зафиксированными водопроявлениями в горных выработках указывает на то, что развитие процесса гидрорасчленения происходило преимущественно по направлениям, совпадающим с данной системой трещин. Это подтверждает ориентированный характер раскрытия трещинного пространства при гидродинамическом воздействии.

Через 48 часов после проведения ГРП на скважине № 1 было выполнено измерение остаточного давления, величина которого составила 40,3 бар (рис. 4.9). Следует подчеркнуть, что в течение вторых суток наблюдений снижение давления составило всего 3,5 бар, в то время как в первые сутки темпы его падения были значительно выше. Подобная динамика указывает на постепенную стабилизацию давления в системе и свидетельствует о завершении активной фазы фильтрации рабочей жидкости из зоны гидродинамического воздействия, что характерно для перехода системы в стационарный режим.



Рисунок 4.9 – Исследование динамики падения давления в скважине 1 после ГРП

С учетом ранее зафиксированного пластового давления 36–38 бар в скважинах ПодзГРП на пласте Болдыревский можно предположить стабилизацию давления на уровне около 40 бар. После замера остаточного давления был осуществлен его контролируемый сброс. Объем вытекшей воды составил ориентировочно 3–6 м³. Спустя 45 минут самоизлива через шланг диаметром 40 мм поток снизился до минимума, после чего выполнен демонтаж устьевой головки с запорной арматурой высокого давления.

Через сутки после открытия скважины 1 ГРП отмечался слабый приток воды с газом (рис. 4.10). После оценки динамики снижения уровня жидкости и газового дебита планируется принять решение о дальнейшем освоении скважины.

В зоне проведения ГРП, по мере приближения проходческих работ, предусмотрено поэтапное бурение направленного куста скважин, назначение которых заключается в отводе накопившейся воды в горные выработки. Следующим этапом планируется бурение пластовых скважин ППД в пределах зоны гидрорасчленения с их последующим подключением к действующей дегазационной системе шахты.



Рисунок 4.10 – Выход газа через столб воды на скважине 1 ГРП

На момент подготовки диссертационной работы ГРП было выполнено только на двух скважинах. В ходе первого поискового этапа технология применялась в упрощённом варианте: не проводилась предварительная перфорация пласта перед гидродинамической обработкой, не использовался проппант, а освоение скважин с помощью поверхностного оборудования (станков-качалок, насосных установок и др.) также не осуществлялось. Подобные ограничения объясняются тем, что эксплуатация скважин ГРП для извлечения метана на поверхность имела краткосрочный характер.

На данном поисковом этапе методы искусственной интенсификации работы ГРП-скважин не применялись. Однако в дальнейшем планируется совершенствование технологии, включающее использование геоэнергетического потенциала массива – энергии газа и горного давления – с целью разрушения угольного вещества и увеличения его проницаемости.

Следует подчеркнуть, что возможность реализации механизма самоподдерживающегося разрушения угля (СПРУ) с последующей дегазацией была обоснована аналитически и исследована в лаборатории профессора Г.Н. Фейта (ИГД им. А.А. Скочинского, МГГУ), что подтверждает перспективность дальнейшего развития данного направления.

СПРУ реализуется при фильтрационном нагнетании жидкости во вскрытый пласт с последующим резким сбросом давления на устье скважины. Это вызывает спонтанное разрушение массива с выбросом газа и угольного штыба, формируя зону высокой трещиноватости и проницаемости, разгруженную от горного давления. Возможны два варианта: (1) чередующееся воздействие с кавернообразованием; (2) совмещение гидрорасчленения и условий СПРУ. Такая разгруженная зона может постепенно распространяться в глубь пласта.

Условия реализации процесса самоподдерживающегося разрушения угля (СПРУ) были подтверждены лабораторными исследованиями. В ходе

опытов установлено, что прочностные характеристики угольной пачки в зоне предполагаемого кавернообразования должны удовлетворять определённым критериям, что позволяет оценить устойчивость массива к развитию данного процесса:

$$B = \alpha \times X / f_k \geq 1, \quad (4.3.10)$$

где: B – показатель устойчивости пачки угольного пласта;

α – эмпирический коэффициент, равный 0,04 (установлен Г.Н. Фейтом);

X – газоносность угольного пласта, м³/т;

f_k – показатель прочности угольной пачки в месте пересечения скважиной.

Согласно проведённым оценкам, критерию (4.3.10) удовлетворяет подавляющее большинство выбросоопасных и значительная часть высокогазоносных угольных пластов.

Реализация технологии СПРУ по первому варианту возможна при соблюдении следующих параметров нагнетания.

Минимальное давление нагнетания:

$$P_H^{min} = 0.3 \times (g \times \gamma \times H - P_{пл}) + P_{пл}, \quad (4.3.11)$$

Максимальное давление нагнетания:

$$P_H^{max} = 0.75 \times g \times \gamma \times H, \quad (4.3.12)$$

где: g – ускорение свободного падения, м/с²;

γ – плотность налегающей толщи пород, кг/м³;

H – глубина залегания пласта, м;

$P_{пл}$ – пластовое давление газа, Па.

Уравнение (4.3.11) получено на основе лабораторных исследований, посвящённых изучению эффекта СПРУ, тогда как уравнение (4.3.12) описывает условия нагнетания рабочей жидкости в фильтрационном режиме без достижения порога гидрорасчленения пласта [177].

В качестве примера можно привести условия пласта Д6 шахты «Казахстанская» [102], для которых:

$$p_H^{min} = 6.3 \text{ МПа}; p_H^{max} = 11.0 \text{ МПа}, \quad (4.3.12)$$

Практическая апробация технологии проводилась в Карагандинском угольном бассейне на ряде объектов: шахта им. Ленина (скважины № 15 и 17), шахта «Казахстанская» (скважины № 25, 26, 27, 29 и др.). Результаты опытно-промышленных испытаний показали высокую эффективность извлечения метана [102], что подтверждает перспективность дальнейшего применения метода. Включение СПРУ в состав комплексной схемы пластовой дегазации представляется оправданным, особенно с учётом ограниченных возможностей вскрытия угольных пластов традиционными способами – пескоструйной или кумулятивной перфорацией, что особенно актуально при реализации проектов на шахтах АО «СУЭК-Кузбасс» [177].

Завершение комплекса дегазационных мероприятий по подготовке пласта Болдыревский на участке 24-63 и получение объективной оценки эффективности технологии позволит уточнить область ее применения и определить перспективы дальнейшего внедрения на других шахтах РФ.

В развитие базовой технологии гидроразрыва (ГРП) был реализован второй этап – подземный гидроразрыв (ПодзГРП). На момент подготовки диссертационного исследования ПодзГРП осуществлён на скважинах №63/1 – №63/5 в пределах выемочного участка 24-63 шахты им. С.М. Кирова (см. рис. 4.11).

В процессе обработки скважины №63/5 была зафиксирована гидравлическая связь с ранее пробуренной скважиной №2 ГРП. Данный факт подтверждается результатами анализа графика давления и расхода (рис. 4.12), что указывает на формирование сквозных проводящих трещин и подтверждает эффективность выполненного гидродинамического воздействия.

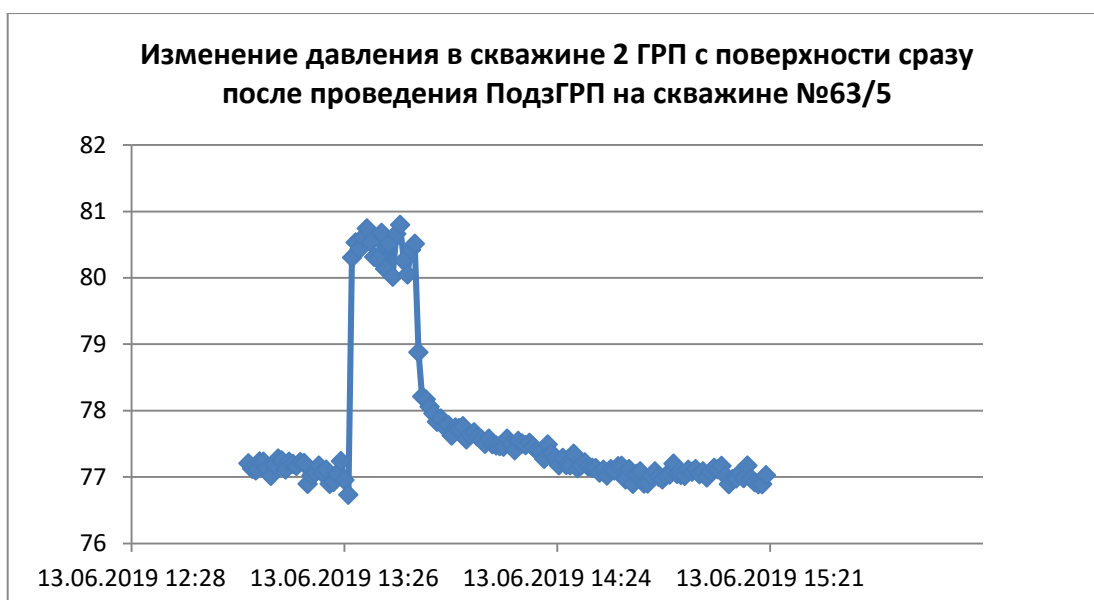


Рисунок 4.11 – Выявление гидравлической связи скважин ПодзГРП и скважины 2 ГРП

Выявленная гидравлическая взаимосвязь между скважинами указывает на формирование устойчивой сети трещин и фильтрационных каналов, ориентированных в сторону дегазационных выработок. Такая конфигурация обеспечивает перераспределение потоков метана и их направленный отток в область дренажа, что повышает эффективность дегазации и приводит к увеличению дебита типовых скважин ППД, расположенных в зонах с более высокой проницаемостью. Типичная динамика изменения давления при выполнении ПодзГРП, характеризующая процесс выхода системы на стационарный режим, показана на примере одной из скважин (рис. 4.9) [177].



Рисунок 4.12 – Изменение давления в пласте во времени в ходе проведения
ПодзГРП № 63/3

Различия в установившемся давлении при гидрообработке по скважинам ПодзГРП, вероятно, связаны с наличием зафиксированных сбоек в направлении подготовительных выработок. Полученные результаты исследования и реализации технологии ГРП были отражены в акте внедрения АО «СУЭК-Кузбасс» (Приложение 1).

На третьем этапе комплексной технологии пластовой дегазации в зонах гидродинамического воздействия планируется бурение и подключение к газосборной сети типовых скважин ППД.

4.4 Выводы по главе 4

1. Разработаны рекомендации по безопасной и интенсивной отработке высокогазоносных угольных пластов с применением гидрорасчленения через скважины, пробуренные с поверхности.

2. Сформирован технологический регламент поисковых работ по ГРП, установлены базовые параметры гидродинамической обработки пласта Болдыревский.
3. Обоснованы основные параметры комплексной дегазации на участках 24-63 и 24-64 шахты им. С.М. Кирова с учетом экспериментальных данных.
4. Рекомендованы методы пластовой дегазации для указанных участков, включая применение обратного гидроудара как элемента интенсификации (участок 24-64).
5. Выполнено моделирование распределения газового давления между пластовыми скважинами на основе характеристик пласта Болдыревский, полученных в ходе опытных работ (рис. 4.2.1–4.2.3).
6. Обоснован механизм вытеснения метана водой из сорбционного объёма угля, основанный на её более высокой сорбционной способности [151].
7. Проведены успешные поисковые испытания технологии ГРП через поверхностные скважины на участке 24-63 шахты им. С.М. Кирова.
8. Работы реализованы в соответствии с утвержденной Программой экспериментальных испытаний по гидрорасчленению пласта Болдыревский.
9. Впервые в практике Кузбасса выполнено гидровоздействие в режиме гидрорасчленения с поверхности в целях пластовой дегазации.
10. Приведены результаты освоения скважины 1 ГРП, подтверждающие работоспособность предложенной схемы и расчетных параметров.
11. Реализация режима гидрорасчленения подтверждена по результатам изменения давления и наблюдений за водопроявлением, свидетельствующих о раскрытии трещин по ориентации основной трещиноватости (рис. 4.3.6–4.3.9).

12. Обоснована перспектива повышения проницаемости угля за счет использования эффекта самоподдерживающегося разрушения (СПРУ) в процессе закачки.
13. Описан следующий этап комплексной дегазации – реализация технологии ПодзГРП и обеспечение гидросвязи порово-трещинной структуры между зонами ГРП и ПодзГРП.
14. Подтверждена возможность реализации гидрорасчленения при проведении ПодзГРП в пределах зоны воздействия ГРП (рис. 4.3.11–4.3.12).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является научно – квалификационной работой, в которой представлены новые научно обоснованные технологические решения и разработки, имеющие существенное значение для развития угольной отрасли страны в части решения актуальной задачи обеспечения аэрологической безопасности и эффективности подземной угледобычи на основе разработки технологии комплексной дегазации разрабатываемых угольных пластов с использованием гидродинамических воздействий.

Основные научные и практические результаты работы, полученные диссертантом, заключаются в следующем:

1. На основе анализа теории и практики дегазации разрабатываемых угольных пластов, обоснована необходимость и определены пути совершенствования технологии гидродинамических воздействий, обеспечивающих повышение проницаемости.
2. Обоснована перспективность исследования и применения комплексной технологии дегазации угольных пластов с их гидрорасчленением через скважины, пробуренные с поверхности, и технологии предварительной дегазации с использованием подземного гидроразрыва угольного пласта.

3. Гидроударное воздействие в режиме прямого гидроудара на угольный пласт для достижения значимой эффективности подземной пластовой дегазации необходимо проводить многократно и с большим количеством циклов (1000 циклов и более), что ограничивает область его практического применения.
4. Проанализирована физическая модель реализации обратного гидравлического удара при торможении рабочей жидкости на стадии самоистечения в процессе освоения скважин. Воздействие в этом режиме технологично и может применяться как при заблаговременной, так и при предварительной дегазации для повышения эффективности дегазации.
5. Исследованы и обоснованы рациональные параметры подземного гидроразрыва угольного пласта (ПодзГРП), осуществляемого в составе комплексной пластовой дегазации.
6. При реализации технологии ПодзГРП идентифицированы два основных целесообразных режима внедрения рабочего агента в угольный пласт: гидрорасчленение и гидрорасчленение с циклическими микрогидроразрывами, при этом повышение эффективности комплексной пластовой дегазации обеспечивается повышением темпа закачки рабочей жидкости.
7. Обоснована целесообразность использования подземного гидроразрыва и её основные параметры, при этом рабочий интервал восстающих скважин составляет 70 м, а нисходящих – 5 м, при расстоянии между скважинами гидроразрыва 70 м в случае обеспечения темпа закачки 10л/с (для условий шахты им. С.М. Кирова).
8. Обоснованы принципы действия и определены ключевые технологические параметры гидродинамического воздействия на неразгруженный угольный пласт при заблаговременной дегазации с применением прямого гидроудара через поверхностные скважины.

9. Оценка радиуса влияния гидродинамического воздействия с использованием прямого гидравлического удара показала, что при количестве циклов воздействия до 500 он не превышает 15 м. Эти параметры определяют то, что технология с использованием прямого гидроудара предполагается как вспомогательное (технологический резерв), а не основное воздействие.
10. Дано аналитическое обоснование механизма вспомогательного гидродинамического воздействия с использованием эффекта обратного гидроудара как способа повышения использования энергии гидрорасчленения при заблаговременной дегазации на этапе самоистечения рабочей жидкости в процессе начального освоения скважин.
11. Обоснован механизм снижения газовыделения в выемочные участки при комплексной дегазации разрабатываемого угольного пласта в зонах влияния скважин ГРП.
12. Подтверждена работоспособность и эффективность разработанной технологической схемы ГРП и основных ее параметров при применении этой технологии в условиях предварительной дегазации в ходе ведения очистных работ.
13. Установлена возможность реализации режима гидрорасчленения угольного пласта в процессе подземного гидроразрыва (реализации технологии ПодзГРП) в зонах влияния скважин ГРП, пробуренных с поверхности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Таразанов И.Г. Итоги работы угольной промышленности России за январь-сентябрь 2016 года // – Уголь. – 2016. – №12. – С. 64-80.
2. Таразанов, И. Г. Итоги работы угольной промышленности России за январь–декабрь 2016 года // Уголь. – 2017. – № 3. – С. 36–50.
3. Воробьёв, Б. М. Уголь мира. Том 1. Глобальный аспект. – М., 2007. – 309 с.
4. Родин, Р. И., Плаксин, М. С. Особенности повышения газопроницаемости угольных пластов // Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2016. – № 1. – С. 42–48.
5. BP Statistical Review of World Energy 2017 full report. – Режим доступа: https://www.bp.com/content/dam/bp-country/en_gb/united-kingdom/pdf/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf (дата обращения: 21.08.2025). – С. 36.
6. Рубан, А. Д., Забурдяев, В. С., Артемьев, В. Б., Логинов, А. К. Опыт высокопроизводительной работы очистных забоев на метаноносных угольных пластах // Уголь. – 2009. – № 10. – С. 3–6.
7. Мельник, В. В., Шулятьева, Л. И. Обоснование параметров дегазации при отработке пластов высокопроизводительными очистными комплексами // Горный информационно–аналитический бюллетень. – 2010. – № 1. – С. 171–176.
8. Логинов, А. К. Развитие системы управления промышленной безопасности в угольной компании // Горный информационно–аналитический бюллетень. – 2007. – № 17. – Тематическое приложение «Безопасность угледобычи». – С. 48–58.
9. Сластунов, С. В., Каркашадзе, Г. Г., Коликов, К. С. Обоснование допустимой нагрузки на очистной забой по газовому фактору // Труды

- научного симпозиума «Неделя горняка – 2009». – М.: ИД ООО «Роликс», 2009. – С. 151–159.
10. Puchcov, L. A., Slastunov, S. V., Karkashadze, G. G., Kolilov, K. S. Justification of Optimum Permitted Exploration of Working Coal Face Related to Coal Seam Gas Content // 2008 International Coalbed Methane Symposium. – Moscow State Mining University, Russia, 2008. – P. 826.
11. Подображин, С. Н.; Стульская, Т. В.; Зарубина, Е. С. О повышении уровня промышленной безопасности на предприятиях угольной промышленности // Безопасность труда в промышленности. – 2023. – № 3. – С. 40–47.
12. Сластунов, С. В., Презент, Г. М., Швец, И. А. Метанообильность угольных шахт как основная проблема угольного метана // Горный информационно–аналитический бюллетень. – М.: МГГУ, ИАЦ ГН, 1999. – С. 56–60.
13. Малышев, Ю. М., Трубецкой, К. Н., Айруни, А. Т. Фундаментальные и прикладные методы решения проблемы метана угольных пластов. – М.: Издательство Академии горных наук, 2000. – 519 с.
14. Нефедов, П. П., Красюк, Н. Н. Интенсивное комплексное освоение газоносных угольных месторождений. – Караганда, 1996. – 245 с.
15. Голицын, М. В. и др. Газоугольные бассейны России и мира. – М.: МГУ, 2002. – 250 с.
16. Газоносность угольных месторождений СССР: в 3 т. / под ред. А. И. Кравцова. – М.: Недра, 1979–1980. – Т. 1–3. – 1299 с.
17. Эттингер, И. Л., Лидин, Г. Д. Влияние влажности на сорбцию метана каменными углями // Известия АН СССР. Отделение технических наук. – 1950. – № 8. – С. 1198–1203.
18. Эттингер, И. Л., Шульман, Н. В. Распределение метана в порых ископаемых углей. – М.: Наука, 1975. – 112 с.
19. Сагинов, А. С. Проблемы разработки шахт Карагандинского бассейна. – Алма-Ата: Наука, 1976. – 330 с.

- 20.Тарасов, Б. Г., Колмаков, В. А. Газовый барьер угольных шахт. – М.: Недра, 1978. – 196 с.
- 21.Преображенская, Е. И. Основные итоги предварительной дегазации одиночного мощного пологопадающего пласта Верхняя Марианна и дальнейшая перспектива развития дегазации // Научные труды КНИУИ. – Вып. 7. – Горторгтехиздат, 1963. – С. 49–69.
- 22.Преображенская, Е. И. и др. Проектирование, монтаж и эксплуатация дегазационных участков: практическое пособие. – М.: Недра, 1966. – 128 с.
- 23.Мясников, А. А., Рябченко, А. С., Садчиков, В. А. Управление газовыделением при разработке угольных пластов. – М.: Недра, 1987. – 374 с.
- 24.Лидин, Г. Д., Сергеев, И. В., Забурдяев, В. С. Расчет параметров дегазации разрабатываемых угольных пластов скважинами // Безопасность труда в промышленности. – 1971. – № 3. – С. 33–36.
- 25.Сергеев, И. В., Бухны, Д. И., Фитерман, А. Е. Теоретические и экспериментальные методы исследования газового состояния массива горных пород. – М.: Наука, 1988. – 110 с.
- 26.Забурдяев, В. С. Новые методы дегазации и управления газовыделением в угольных шахтах // Обзорная информация. Вып. 2. – М.: ЦНИЭИуголь, 1990. – 65 с.
- 27.Управление газовыделением в угольных шахтах при ведении очистных работ / Сергеев, И. В. и др. – М.: Недра, 1992. – 256 с.
- 28.Забурдяев, В. С. и др. Методические основы проектирования дегазации на действующих и ликвидируемых шахтах. – М.: ННЦ ГП – ИГД им. А. А. Скочинского, 2002. – 316 с.
- 29.Газообильность каменноугольных шахт СССР. Эффективные способы искусственной дегазации угольных пластов на больших глубинах / Р. А. Галазов, А. Т. Айруни, В. С. Забурдяев и др. – М.: Наука, 1987. – 200 с.

30. Устинов, Н. И. и др. Газообильность и нагрузка очистных забоев при высокопроизводительной выемке газоносных угольных пластов Кузбасса // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: МГГУ, 2001. – № 5. – С. 49–54.
31. Тимошенко, А. М. Прогноз газообильности выемочных участков при высокопроизводительной добыче угля: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Кемерово, 2000. – 25 с.
32. Zaborudyaev, V. S. Methane Resources in Russian Deposits // International Coalbed Methane Opportunities in Russia and Ukraine. – Birmingham, Alabama, May 17–18, 1993. – P. 153–186.
33. Калиев, С. Г., Преображенская, Е. И. и др. Управление газовыделением на угольных шахтах. – М.: Недра, 1980. – 196 с.
34. Мазаник, Е. В. Совершенствование технологии дегазации угольных пластов на основе заблаговременной поэтапной скважинной подготовки шахтных полей: дис. ... канд. техн. наук. – М.: МГГУ, 2010.
35. Лупий, М. Г. Обоснование технологии комплексной дегазации выемочных участков при высокоинтенсивной разработке газоносных угольных пластов: дис. ... канд. техн. наук. – М.: МГГУ, 2010.
36. Ножкин, Н. В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений: дис. ... докт. техн. наук. – М.: МГИ, 1971. – 453 с.
37. Ножкин, Н. В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 271 с.
38. Васючков, Ю. Ф. Способы интенсификации извлечения метана из угольных пластов // Обзор ЦНИЭИуголь. – М., 1981. – Вып. 5. – 34 с.
39. Сластунов, С. В. Управление газодинамическим состоянием угольного пласта через скважины с поверхности. – М.: МГУ, 1991. – 213 с.

- 40.Способ дегазации угольного пласта: авторское свидетельство СССР № 1548463 / Н. В. Ножкин, С. В. Сластунов, В. М. Карпов. – Оpubл. в Бюллетене изобретений. – 1990. – № 91.
- 41.Сластунов, С. В. Проблемы угольного метана и их технологические решения // Современные проблемы шахтного метана. – М.: МГГУ, 1999. – С. 50–61.
- 42.Пучков, Л. А. Проблема метана в современном горном производстве // Современные проблемы шахтного метана. – М.: МГГУ, 1999. – 320 с.
- 43.Серегин, А. С. Обоснование параметров циклического гидродинамического воздействия при заблаговременной дегазации угольных пластов: дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2013.
- 44.Shatter, R. J. Models of quasistatic and dynamic fluid-driven fracturing in jointed rocks // Numerical Methods in Fracture Mechanics: Proc. 4th Conf. – San Antonio, Tex., 23–27, 1987. – P. 505–518.
- 45.Sing, B. M., Danuluk, H. T. Stress intensity factor for two rectangular cracks in three dimensions // Engineering Fracture Mechanics. – 1985. – Vol. 22, № 3. – P. 475–483.
- 46.Stubbs, P. S. Underground observations of 15 mined-through vertical boreholes stimulated by hydraulic fracturing to degasify minable coal seams – a summary to evaluate effect of mine roof // Unconventional Gas Recovery Symposium of the Society of Petroleum Engineers. – Pittsburgh, May 16–18, 1982. – P. 8.
- 47.Wisniowski, A., Jaworek, J. Zesk nauk PSI. – 1980. – № 646. – P. 87–96.
- 48.Pavlich, L. P. Method of Hidrofrac // Coal Age. – 1980. – № 4. – P. 23.
- 49.Burhaw, L. K. Well fracturing method // Coal Age. – 1980. – № 6. – P. 17.
- 50.Kunskraa, V. A., Boger, C. M. Steps to assess resource economics covered // Oil and Gas Journal. – 1989. – Special issue. – P. 31–34.
- 51.Joubut, J. I., Grein, C. I., Brenstock, D. Effect of moisture on the methane capacity of American coal // Fuel. – 1974. – Vol. 53, № 3. – P. 186–191.

52. Rice, D. D. et al. Is “unconventional” gas a sustainable energy source? // US Geological Survey Circular. – 1995. – № 1108. – P. 10–12.
53. Scott, A. A. A modified approach to estimating coal-gas resources: example from the Sand Wash Basin, Colorado // AAPG Bulletin. – 1995. – Vol. 79, № 9. – P. 1330–1336.
54. Ржевский, В. В., Бурчаков, А. С., Ножкин, Н. В. К вопросу о механизме внезапных выбросов угля и газа в шахтах // Уголь. – 1976. – № 10. – С. 13–19.
55. Ржевский, В. В., Бурчаков, А. С., Ножкин, Н. В. О результатах заблаговременной дегазации гидрорасчленением пласта // Уголь. – 1974. – № 7. – С. 51–54.
56. Ярунин, С. А., Дмитриев, А. М., Бухны, Д. И. Управление газовым состоянием угольного пласта // Обзор ЦНИЭИуголь. – М., 1981. – Вып. 5. – 34 с.
57. Способ дегазации угольного пласта и предотвращения газодинамических явлений: авторское свидетельство СССР № 909212 / С. А. Ярунин, Н. Х. Шарипов, М. В. Шмидт и др. – Оpubл. в Бюллетене изобретений. – 1982. – № 8.
58. Васючков, Ю. Ф. Физико-химические способы дегазации угольных пластов. – М.: Недра, 1986. – 255 с.
59. Шевченко, В. Ф., Атыгаев, Р. К., Шмидт, М. В. Эффективность использования комплексной схемы дегазации на шахтах Карагандинского бассейна // Научные труды КНИУИ. – Караганда: КНИУИ, 1985. – С. 101–106.
60. Шмидт, М. В., Тонких, В. И., Коликов, К. С. Оценка эффективности гидрорасчленения мощных выбросоопасных пластов при их отработке с прямоточной схемой проветривания выемочного участка // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: МГГУ, ИАЦ ГН, 2000. – С. 231–233.

- 61.Шмидт, М. В., Тонких, В. И. Опыт использования скважин гидрорасчленения для извлечения метана из выработанного пространства очистного забоя // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: МГГУ, ИАЦ ГН, 2000. – С. 215–216.
- 62.Gray, I. Coal mine outburst mechanisms, thresholds and prediction techniques. – Client: Australian Coal Association Research Program (ACARP). – August 2006. – Режим доступа: www.sigra.com.au.
- 63.Gray, I. The Mechanism of and Energy Release Associated with Outbursts // Proc. Symposium on the Occurrence, Prediction, and Control of Outbursts in Coal Mines. – Australasian Inst. of Mining and Metallurgy. Southern Queensland Branch, Brisbane, Sept. 1980. – P. 111–125.
- 64.Иванов, Б. М., Фейт, Г. Н., Яновская, М. Ф. Механические и физико-механические свойства углей выбросоопасных пластов. – М.: Наука, 1979. – 195 с.
- 65.Сластунов, С. В., Каркашадзе, Г. Г., Лупий, Г. М. Влияние газоносности, горного давления и пластового давления метана на выбросоопасность угольного пласта // Горный информационно-аналитический бюллетень. – Отдельный выпуск 11 «Метан». – М., 2009.
- 66.Концепция обеспечения метанобезопасности угольных шахт России на 2006–2010 гг. / Л. А. Пучков, С. В. Сластунов, Н. О. Каледина и др. – М.: Изд-во МГГУ, 2006. – 18 с.
- 67.Казанин, О. И. Обоснование схем многоштрековой подготовки выемочных участков газоносных угольных пластов на больших глубинах: дис. ... д-ра техн. наук. – СПб., 2008. – 231 с.
- 68.Каркашадзе, Л. Г. Режимные параметры гидроударной обработки угольного пласта на стадии истечения воды из скважины // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2004. — № 8. — С. 57–59.

- 69.Пучков, Л. А., Сластунов, С. В., Коликов, К. С. Проблемы реализации концепции метанобезопасности на угольных шахтах России // Уголь. – 2009. – № 1. – С. 28–30.
- 70.Скочинский, А. А., Огиевский, В. М. Рудничные пожары. – М.: Углетехиздат, 1954. – 361 с.
- 71.Сластунов, С. В. Метанобезопасность угольных шахт России – ключевая проблема угольной отрасли // Горный информационно-аналитический бюллетень. Отдельный выпуск «Неделя горняка – 2011». – М.: Горная книга, 2011. – С. 9–26.
- 72.Инструкция по дегазации угольных шахт // Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 679 от 1 декабря 2011 г. – М., 2011. – 147 с.
- 73.Рубан, А. Д., Захаров, В. Н., Малинникова, О. Н., Фейт, Г. Н. Развитие теории технологии прогноза очагов газодинамических явлений в техногенно изменяемом массиве // Труды междунар. конф. «Геодинамика и напряженное состояние недр Земли». – Новосибирск, 2009. – С. 43–48.
- 74.Руководство по системе управления промышленной безопасностью и охраной труда. – Ленинск-Кузнецкий: СУЭК-Кузбасс, 2009. – 27 с.
- 75.Афанасьев, П. И., Ютяев, Е. П., Серегин, А. С., Ерзин, А. Х. Обоснование технологических параметров циклического гидродинамического воздействия в режиме гидроудара при заблаговременной дегазации угольных пластов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Горная книга, 2013. – № 4. – С. 237–247.
- 76.Белин, В. А., Грибанов, Н. И., Шилов, А. А., Пелых, Н. М. Методы разрушения пласта-коллектора энергией горения энергетических конденсированных систем: учебное пособие. – М.: МГГУ, 2011. – 266 с.

77. Коршунов, Г. И., Серегин, А. С., Шипулин, А. В. Увеличение газовой проницаемости угля путем импульсно-волнового воздействия через скважины // Газовая промышленность. – М., 2012. – Вып. 672. – С. 46–47.
78. Москаленко, Э. М., Рубин, В. С. Условия труда в угольных шахтах и определение уровня его безопасности: учебное пособие. – М.: МГИ, 1981. – 88 с.
79. Способ дегазации угольного пласта: патент РФ № 2372487, МПК E21F7/00 / А. Д. Рубан, Г. С. Забурдяев, В. Н. Захаров, В. С. Забурдяев, В. А. Бобин, О. Н. Малинникова, Ю. А. Филиппов. – Заявл. 2008114287/03; опубл. 10.11.2009; приоритет 15.04.2008.
80. Полубаринова-Кочина, П. Я. О неустановившейся фильтрации газа в угольном пласте // Прикладная математика и механика. – М., 1953. – Т. 17, № 6. – С. 735–738.
81. Проектирование предприятий с подземным способом добычи полезных ископаемых: справочник / А. С. Бурчаков, А. С. Малкин, В. М. Ефремов и др. – М.: Недра, 1991. – 399 с.
82. Скрицкий, В. А., Федорович, А. П., Храмцов, В. И. Эндогенные пожары в угольных шахтах, природа их возникновения, способы предотвращения и тушения. – Кемерово: Кузбассвуиздат, 2006. – 175 с.
83. Николаева, Е. А. Основы механики разрушения. – Пермь: Изд-во Пермского государственного технического университета, 2010. – 103 с.
84. Подображин, С. Н.; Соболев, В. В. Особенности разрушения угольного пласта при нагнетании жидкости импульсами высокой энергии // Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2023. – № 2. – С. 97–102.
85. Фейт, Г. Н., Малинникова, О. Н. Термодинамические и механохимические процессы в угольном пласте при образовании

- техногенного очага опасности динамических явлений // Фундаментальные проблемы формирования техногенной геосреды. – Новосибирск, 2007. – Т. 1. – С. 250–254.
- 86.Сластунов, С. В., Коликов, К. С., Ермак, Г. П. Угольный метан: добыча или дегазация // Газовая промышленность. – М., 2012. – № 10. – С. 60–62.
- 87.Ставрогин, А. Н., Тарасов, Б. Г. Экспериментальная физика и механика горных пород. – СПб.: Наука, 2001. – 332 с.
- 88.Ножкин, Н. В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений: дис. ... докт. техн. наук. – М.: МГИ, 1971. – 453 с.
- 89.Ножкин, Н. В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений: монография. – М.: Недра, 1979. – 271 с.
- 90.Чернов, О. И., Кю, Н. Г. О флюидоразрыве породных массивов // ФТПРПИ. – 1988.
- 91.Желтов, Ю. П., Христианович, С. А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // Известия АН СССР. Отделение технических наук. – 1955. – № 5.
- 92.Сластунов, С. В., Каркашадзе, Г. Г., Коликов, К. С. Технология гидравлической обработки угольного пласта в режиме гидравлических ударов на стадии свободного истечения воды из скважины // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: МГГУ, 2004. – № 8.
- 93.Чернов, О. И., Черкасов, В. С., Горбачев, А. Г. Движение жидкости в угольных пластах. – Новосибирск: Наука, 1981.
- 94.Киреев, В. А. Гидравлический разрыв пласта // Горная энциклопедия. – М.: Советская энциклопедия, 1986. – Т. 2.
- 95.Горное дело: терминологический словарь. – М.: Недра, 1981.
- 96.Чернов, О. И., Пузырев, В. Н. Прогноз внезапных выбросов угля и газа. – М.: Недра, 1979.
- 97.Желтов, Ю. П. Деформации горных пород. – М.: Недра, 1966.

98. Усачев, П. М. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Недра, 1986.
99. Понизов, А. В. Разработка комплексной технологии дегазационной подготовки угольного пласта на основе его гидродинамической обработки: дис. ... канд. техн. наук. – М.: НИТУ «МИСиС», 2020.
100. Шмат, В. Н. Разработка технологии пластовой дегазации выбросоопасных пластов в условиях их интенсивной и безопасной отработки // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2014. — № 11. — С. 185–201.
101. Шмат, В. Н. Совершенствование технологии пластовой дегазации выбросоопасных пластов в условиях их интенсивной разработки: дис. ... канд. техн. наук. – М.: МГГУ, 2012.
102. Садов, А. П. Повышение эффективности пластовой дегазации на основе циклических гидродинамических воздействий на угольные пласты: дис. ... канд. техн. наук. – М.: НИТУ «МИСиС», 2012.
103. Эттингер, И. Л., Шульман, Н. В. Распределение метана в порых ископаемых углей. – М.: Наука, 1975. – 111 с.
104. Сластунов, С. В.; Ютяев, Е. П.; Мазаник, Е. В.; Садов, А. П. Разработка и совершенствование технологий пластовой дегазации для эффективной и безопасной отработки угольных пластов // Горный информационно-аналитический бюллетень (спец. выпуск 49). — 2018. — № 11. — С. 13–22. — DOI: 10.25018/0236-1493-2018-11-49-13-22.
105. Лифшиц, М. М. Принцип генетической классификации углей для составления геолого-углехимической карты Донбасса // Химия и генезис твердых горючих ископаемых: труды 1-го Всесоюзного совещания, 1950 г. – М.: Изд-во АН СССР, 1953. – С. 12–16.
106. Айруни, А. Т. Прогнозирование и предотвращение газодинамических явлений в угольных шахтах. – М.: Наука, 1987. – 310 с.

107. Айруни, А. Т., Бобин, В. А., Зверев, И. В. Теоретические основы формирования микроструктуры газонасыщенного угольного вещества // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – Новосибирск, 1985. – № 6. – С. 89–96.
108. Шипулин, А. В., Коршунов, Г. И., Пальцев, А. И., Серегин, А. С. Создание блочно-трещиноватой структуры в угольном пласте при гидродинамическом воздействии с помощью импульсно-волнового воздействия // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М.: Горная книга, 2012. – № 4. – С. 109–113.
109. Коршунов, Г. И., Шипулин, А. В., Серегин, А. С. Увеличение газовой проницаемости угля путем импульсно-волнового воздействия через скважины // Газовая промышленность. – М., 2012. – Вып. 672. – С. 46–47.
110. Способ повышения проницаемости угольного пласта через скважины, пробуренные из горных выработок: авторское свидетельство № 2513805 / А. В. Шипулин, Е. В. Мазаник, Г. И. Коршунов, А. С. Серегин, П. И. Афанасьев, С. В. Ковшов. – Оpubл. 20.04.2014.
111. Способ ударно-волнового разрушения угольного пласта через скважины, пробуренные из горных выработок: авторское свидетельство № 2012157334 / Г. И. Коршунов, Е. В. Мазаник, А. С. Серегин, П. И. Афанасьев, А. В. Шипулин. – Оpubл. 09.01.2014.
112. Сластунов, С. В. Заблаговременная дегазация и добыча метана из угольных месторождений. – М.: Изд-во МГГУ, 1995. – 441 с.
113. Киселев, П. Г. Гидравлика: основы механики жидкости: учебное пособие для вузов. – М.: Энергия, 1980. – 360 с.
114. Методика определения параметров гидрорасчленения угольных пластов при разработке проекта для условий Карагандинского бассейна. – Караганда – Москва, 1986. – 22 с.

115. Временное руководство по заблаговременной подготовке шахтных полей к эффективной разработке скважинами с поверхности с пневмогидровоздействием на свиту угольных пластов. – М.: МГИ, 1991. – 92 с.
116. Отраслевое руководство по заблаговременной дегазационной подготовке высокогазоносных угольных пластов к безопасной и эффективной отработке. – М.: МГГУ, 2006. – 18 с. (Согласовано Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору, письмо № 13-07/701 от 29 ноября 2006 г.).
117. Пучков, Л. А., Сластунов, С. В., Коликов, К. С. Извлечение метана из угольных пластов. – М.: МГГУ, 2002. – 383 с.
118. Коликов, К. С. Повышение безопасности разработки угольных месторождений и комплексное освоение их ресурсов на основе заблаговременного извлечения метана: дис. ... докт. техн. наук. – М.: МГГУ, 2002. – 305 с.
119. Георгиев, Г. Д. Особенности нестационарной фильтрации газа в трещиновато-пористых коллекторах: дис. ... канд. техн. наук. – М., 1966.
120. Сысенко, В. А. Снижение выбросов парниковых газов при разработке углегазовых месторождений на основе совершенствования технологии гидрорасчленения угольных пластов: дис. ... канд. техн. наук. – М.: МГГУ, 2005. – 164 с.
121. Черных, В. А., Черных, В. В. Физические основы неклассической теории фильтрации нефти и газа: учебное пособие. – СПб.: Санкт-Петербургский государственный горный институт, 2005. – 58 с.
122. Сластунов, С. В., Ермак, Г. П. Обоснование выбора и эффективная реализация способов дегазации при интенсивной отработке газоносных угольных пластов – ключевой вопрос

- обеспечения метанобезопасности угольных шахт // Уголь. – 2013. – № 1. – С. 21–24.
123. Инструкция по дегазации угольных шахт. – М.: ОАО «НТЦ Промышленная безопасность», 2012.
124. Методические рекомендации о порядке дегазации угольных шахт. – М.: ОАО «НТЦ Промышленная безопасность», сер. 05, вып. 14, РД-15-09-2006.
125. Сластунов, С. В., Мазаник, Е. В., Садов, А. П. Новые технологические решения в области предварительной дегазации на основе активных воздействий на угольный пласт из подземных выработок // Горный информационно-аналитический бюллетень. Труды международного научного симпозиума «Неделя горняка – 2016». – Специальный выпуск 1. – 2016. – С. 107–117.
126. 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.
127. Сластунов, С. В., Мазаник, Е. В., Садов, А. П., Понизов, А. В. Углубление пластовой дегазации на основе усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2016. – № 9. – С. 296–303.
128. Сластунов, С. В., Ютяев, Е. П., Мазаник, Е. В., Садов, А. П., Понизов, А. В. Шахтные испытания усовершенствованной технологии подземной пластовой дегазации с использованием гидроразрыва // Уголь. – 2016. – № 11. – С. 32–37.
129. Сластунов, С. В., Ютяев, Е. П. Обоснованный выбор технологии пластовой дегазации для обеспечения безопасности подземных горных работ при интенсивной добыче угля // Записки горного института. – 2017. – Т. 223. – С. 125–130.

130. Сластунов, С. В., Ютяев, Е. П., Мазаник, Е. В., Ермак, Г. П. Исследование эффективности усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва угольного пласта для его дегазации // Горный журнал. – 2018. – № 1. – С. 83–87.
131. Айруни, А. Т. Предварительная дегазация угольных пластов на больших глубинах. – М.: Наука, 1970. – 79 с.
132. Стефлюк, Ю. М. Обоснование выбора технологии пластовой дегазации выбросоопасных угольных пластов для обеспечения их безопасной и интенсивной отработки: дис. ... канд. техн. наук. – М.: МГГУ, 2012.
133. Коршунов, Г. И., Серегин, А. С., Садов, А. П., Комиссаров, И. А. Дегазация угольных пластов на основе циклического гидродинамического воздействия // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2014. – Отд. выпуск 3 «Промышленная безопасность». – С. 29–35.
134. Комиссаров, И. А., Магомет, Р. Д., Серегин, А. С. Обеспечение метанобезопасности угольных шахт за счет повышения эффективности дегазации угольных пластов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – Спец. выпуск 7 «Промышленная безопасность предприятий минерально-сырьевого комплекса в XXI веке». – С. 190–195.
135. Мазаник, Е. В., Комиссаров, И. А., Сластунов, С. В. Гидродинамическое воздействие на угольный пласт с использованием эффекта обратного гидроудара на стадии свободного истечения воды из подземной пластовой скважины // Znanstvena misel journal. – Slovenia, 2018. – № 19, Vol. 1. – С. 56–58.
136. Сластунов, С. В., Мазаник, Е. В., Комиссаров, И. А. Методика опытных испытаний технологии циклического гидроударного воздействия на угольный пласт через скважины с поверхности // Znanstvena misel journal. – Slovenia, 2018. – № 19, Vol. 1. – С. 59–63.

137. Сластунов, С. В., Мазаник, Е. В., Мешков, А. А., Комиссаров, И. А. Гидродинамическое воздействие на угольный пласт с использованием эффекта обратного гидроудара на стадии свободного истечения воды из подземной пластовой скважины // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – Спец. выпуск 32 «Безопасность и экология горного производства». – № 6. – С. 9–16.
138. Сластунов, С. В., Мешков, А. А., Мазаник, Е. В., Комиссаров, И. А. Методика опытных испытаний технологии циклического гидроударного воздействия на угольный пласт через скважины с поверхности // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – Спец. выпуск 32 «Безопасность и экология горного производства». – № 6. – С. 17–25.
139. Тайлаков, О. В., Кормин, А. Н., Уткаев, Е. А., Комиссаров, И. А. Оценка газоносности и проницаемости угольных пластов в шахтных условиях.
140. Сластунов, С. В., Мазаник, Е. В., Комиссаров, И. А., Хаутиев, А. М.-Б. Выявление рациональных параметров технологии подземного гидроразрыва в части оптимизации темпа нагнетания рабочей жидкости // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – № 9. – С. 90–95.
141. Сластунов, С. В., Мешков, А. А., Мазаник, Е. В., Комиссаров, И. А. Анализ режимов нагнетания рабочей жидкости при применении технологии подземного гидроразрыва // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – № 10. – С. 110–117.
142. Мазаник, Е. В., Хаутиев, М.-Б., Комиссаров, И. А., Сластунов, С. В. Обоснование эффективных параметров подземной комплексной дегазации угольных пластов на основе их гидроразрыва // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – Спец. выпуск 48 «Подземная угледобыча XXI – 2». – С. 23–32.

143. Коликов К.С., Маневич А.И., Ледяев Н.В., Комиссаров И.А. Повышение эффективности дегазации угольного пласта при его подготовке к безопасной отработке на основе использования эффекта сорбционных деформаций // Горная промышленность. 2025. №2. с. 92–96. DOI: 10.30686/1609-9192-2025-2-92-96.
144. Zhang, L., Zhang, H., Guo, H. A case study of gas drainage to low permeability coal seam // International Journal of Mining Science and Technology. – 2017. – Vol. 27, № 4. – P. 687–692. doi:10.1016/j.ijmst.2017.05.014.
145. Zhao, Z. M., Wang, G. The research of gas drainage technology in Daning coal mine // Applied Mechanics and Materials. – 2014. – Vol. 580–583. – P. 2558–2563. (Proc. 4th Int. Conf. Civil Engineering, Architecture and Building Materials, CEABM 2014; Haikou, China, 24–25 May 2014). doi:10.4028/www.scientific.net/AMM.580-583.2558.
146. Szott, W., Słota-Valim, M., Gołabek, A., Sowizdzał, K. Numerical studies of improved methane drainage technologies by stimulating coal seams in multi-seam mining layouts // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2018. – Vol. 108. – P. 157–168. doi:10.1016/j.ijrmms.2018.06.
147. Kurlenya, M. V., Serdyukov, S. V., Shilova, T. V., Patutin, A. V. Procedure and equipment for sealing coal bed methane drainage holes by barrier shielding // Journal of Mining Science. – 2015. – Vol. 50, № 5. – P. 994–1000. doi:10.1134/S1062739114050196011.
148. Сластунов, С. В., Ютяев, Е. П., Мазаник, Е. В., Садов, А. П., Понизов, А. В. Шахтные испытания усовершенствованной технологии подземной пластовой дегазации с использованием гидроразрыва // Уголь. – 2016. – № 11. – С. 32–37.
149. Сластунов, С. В., Ютяев, Е. П., Мазаник, Е. В., Ермак, Г. П. Исследование эффективности усовершенствованной технологии

- подземного гидроразрыва угольного пласта для его дегазации // Горный журнал. – 2018. – № 1. – С. 83–87.
150. Сластунов, С. В., Ютяев, Е. П. Обоснованный выбор технологии пластовой дегазации для обеспечения безопасности подземных горных работ при интенсивной добыче угля // Записки горного института. – СПб., 2017. – Т. 223. – С. 125–130.
151. Малышев, Ю. Н., Айруни, А. Т., Зверев, И. В. Высокопроизводительная технология дегазации метаноносных угольных пластов на больших глубинах // Препринт Метанового центра. Метан угольных шахт: прогноз, управление, использование. – Кемерово, 1997. – № 3. – С. 1–5.
152. Ютяев, Е. П. Обоснование технологии интенсивной подземной разработки высокогазоносных угольных пластов: дис. ... д-ра техн. наук. – Кемерово: КузГТУ, 2019.
153. Гаврилов, В. И. Результаты приемочных испытаний способа интенсификации дегазации угольных пластов гидродинамическим воздействием в нижней части молотковой лавы // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь, 2015. – № 14. – С. 52–61.
154. Устройство для гидродинамического воздействия на угольный пласт: патент Украины № 19956, МПК 21С45/00, Е21F5/00 / В. А. Амелин, Е. Г. Барадулин, И. П. Демидов и др.; заявитель и патентообладатель ИГТМ НАН Украины. – № 4445214/SU; заявл. 20.06.1988; опубл. 25.12.1997; приоритет от 20.06.1988. – Бюл. № 6. – 3 с.
155. Бокий, Б. В., Ефремов, И. А., Назимко, В. В., Софийский, К. К. Характер нестационарного процесса при гидродинамическом воздействии на газонасыщенный угольный пласт // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2004. – № 8. – С. 60–63.
156. Патент РФ на изобретение № 2159333. – Опубл. 20.11.2000.

157. Гаврилов, В. И., Софийский, К. К. Интенсификация газовыделения из низкопроницаемого угольного пласта гидродинамическим воздействием // Горный журнал. – 2019. – № 2.
158. Комиссаров, И. А., Садов, А. П., Коршунов, Г. И., Серегин, А. С. Дегазация угольных пластов на основе циклического гидродинамического воздействия // Перспективы инновационного развития угольных регионов России: сб. трудов IV Междунар. науч.-практ. конф. – 2014. – С. 169–172.
159. Калинин, А. В., Новиков, В. И., Лисина, М. А., Сторонский, Н. М., Швачко, Е. В., Хрюкин, В. Т. Метан угольных пластов: от эксперимента до промысла // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 3. – С. 60–62.
160. Казанин, О. И., Мешков, А. А., Сидоренко, А. А. Перспективные направления развития технологической структуры угольных шахт // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2022. – № 6–1. – С. 35–53.
161. Ульянова, Т. А. Структурные и композиционные перестройки в ископаемых углях и их связь с кинетикой горных процессов: дис. ... д-ра техн. наук. – Донецк, 2010. – 333 с.
162. Захаров, Е. И., Лавит, И. М., Чеботарев, П. Н. Природа внезапных выбросов. К 120-летию со дня рождения Л. Н. Быкова // Известия ТулГУ. Науки о Земле. – 2016. – Вып. 3. – С. 99–108.
163. Забурдяев, В. С. Технологические решения по снижению метановой опасности в угольных шахтах. – М.; Вологда: Инфра-Инженерия, 2023. – 208 с.
164. Коликов, К. С., Хуснутдинов, Р. Б., Полчин, А. И., Королева, В. Н. Совершенствование дегазации выработанного пространства // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – Спец. выпуск 1. – Труды Международного научного симпозиума «Неделя горняка – 2018». – С. 224–232.

165. Шмидт, М. В. Снижение эмиссии парниковых газов при метанобезопасной разработке углегазовых месторождений с энергетическим использованием метана: дис. ... д-ра техн. наук. – М.: МГГУ, 2006. – 347 с.
166. Гуревич, Ю. С. Извлечение кондиционного метана при подземной разработке угольных месторождений и технологические решения по его использованию: дис. ... д-ра техн. наук. – М.: МГИ, 1990. – 531 с.
167. 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. – 327 с.
168. Сластунов, С. В., Мазаник, Е. В., Хаутиев, А. М.-Б., Комиссаров, И. А. Некоторые результаты шахтных исследований технологии комплексной пластовой дегазации с использованием подземного гидроразрыва // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – № 5. – Спец. выпуск 10 «Безопасность и экология горного производства». – С. 44–49.
169. Батугин, С. А. Анизотропия массива горных пород. – Новосибирск: Наука, 1988. – 85 с.
170. Козырев, А. А., Онуприенко, В. С., Жукова, С. А., Журавлева, О. Г. Развитие инструментального и методического обеспечения контроля наведенной сейсмичности на Хибинских апатит-нефелиновых месторождениях // Горный журнал. – 2020. – № 9. – С. 19–26.
171. Леонтьев, А. В., Скулкин, А. А. Об использовании метода гидроразрыва при контроле действующих напряжений в соляном массиве // Вестник Кыргызско-Российского славянского университета. – 2017. – Т. 17, № 1. – С. 188–190.
172. Батугин, А. С. Совершенствование методов оценки геодинамического состояния блочного массива горных пород в целях

- повышения экологической безопасности освоения недр и земной поверхности: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – 2008.
173. Ушаков, С. Ю., Леконцев, Ю. М., Сажин, П. В. и др. Теоретическое обоснование дебита метана из угольного пласта после гидроразрыва // Уголь. – 2022. – № 5. – С. 72–75. DOI: 10.18796/0041-5790-2022-5-72-75.
174. СП 31.13330.2021 «СНиП 2.04.02-84* Водоснабжение. Наружные сети и сооружения»
175. Волков, М. А. Обоснование выбора технологии дегазации выемочных участков при высокопроизводительной отработке газоносных угольных пластов на основе учета ограничений нагрузки по газовому фактору: дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03. — Москва, 2012.
176. Коликов, К. С.; Лупий, М. Г.; Волков, М. А. Обоснование параметров комплексной дегазации разрабатываемого пласта // Горный информационно-аналитический бюллетень (науч.-техн. журнал). — 2011. — № S2-1. — С. 4–11.
177. Сластунов, С. В.; Мазаник, Е. В.; Садов, А. П.; Хаутиев, А. М.-Б. Апробация технологии комплексной дегазационной подготовки угольного пласта на базе его гидрорасчленения через скважины с поверхности // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2020. — № 2. — С. 58–70. — DOI: 10.25018/0236-1493-2020-2-0-58-70.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

УТВЕРЖДАЮ:

Технический директор

АО «СУЭК-Кузбасс»

/Н.Л. Галсанов/



АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов исследований диссертационной работы
Комиссарова Игоря Анатольевича
на тему: «Разработка технологии комплексной пластовой дегазации
разрабатываемых угольных пластов с применением гидродинамических
воздействий»

Научные результаты, полученные Комиссаровым Игорем Анатольевичем в период с 2018 по 2023г. в части:

- обоснования проектных объемов закачки рабочей жидкости при ГРП для условий применения этой технологии в составе предварительной или заблаговременной дегазации разрабатываемого угольного пласта, а также в различных условиях освоения скважин ГРП;

- параметров заложения скважин гидровоздействия при проведении подземного гидроразрыва;

- обоснования возможности интенсификации гидродинамической обработки дегазируемых угольных пластов путем применения гидроударных воздействий;

использованы при разработке «Программы и методики проведения работ по реализации гидродинамических технологий на стадиях заблаговременной и предварительной дегазационной подготовки пласта Болдыревский на шахте им. С.М. Кирова», а также при разработке проектов на дегазацию на выемочных участках 24-63, 23-64, 24-65 и 24-70 на шахте им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс».

Комиссаров И.А. непосредственно участвовал в разработке и шахтной апробации технологических частей проектов, а также Программ и методик

проведения работ. Отмечаем представительный объем натурных исследований разработанной технологии комплексной пластовой дегазации на восьми выемочных участках двух шахт АО «СУЭК-Кузбасс», а также положительные результаты шахтных испытаний основных технологических решений комплексной пластовой дегазации в процессе ведения дегазационных и очистных работ в зонах гидродинамического воздействия на шахте им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс».

Считаем, что научное значение работы может заключаться в разработке механизмов и обосновании параметров реализации технологий углубления дегазации за счет повышения проницаемости угольных пластов путем проведения гидродинамических активных воздействий на него на стадии заблаговременной и предварительной дегазационной подготовки.

Выполненные исследования вошли в диссертационную работу Комиссарова И.А., в которой представлены научно обоснованные технологические решения и разработки, имеющие существенное значение для развития угольной отрасли страны в части решения актуальной задачи обеспечения безопасности и эффективности подземной разработки высокогазоносных угольных пластов.

Директор «Шахта им. С.М. Кирова»,
канд. техн. наук



Шмат В.Н.

Директор Управления дегазации и
утилизации метана



Малафеев А.В.