

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ «МИСиС»



На правах рукописи

Понизов Александр Владимирович

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ
ДЕГАЗАЦИОННОЙ ПОДГОТОВКИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА НА ОСНОВЕ
ЕГО ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

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

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
Доктор технических наук, профессор
Сластунов Сергей Викторович

Москва 2021

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	12
1.1 Базовые проблемы метана угольных пластов при их подземной разработке	12
1.2 Основные технологии и эффективность способов дегазации угольных шахт	14
1.3 Предварительная пластовая дегазация угольных пластов из подземных выработок.....	17
1.4 Пути совершенствование технологии подземной пластовой дегазации	19
Выводы по главе 1.....	29
2 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ ПОДЗЕМНОЙ ПЛАСТОВОЙ ДЕГАЗАЦИИ И НАУЧНЫЕ АСПЕКТЫ ЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ.....	31
2.1 Анализ применения типовых технологий пластовой дегазации угольных пластов из подземных выработок.....	31
2.2 Опыт применения направленных скважин сложного профиля для целей дегазации.....	39
2.3 Анализ путей совершенствования технологии пластовой дегазации.....	41
2.4 Механизм реализации комплексной дегазационной подготовки разрабатываемых пластов с применением гидроразрыва и гидратации пласта	44
2.5 Газоносный угольный пласт как объект гидродинамического воздействия для пластовой дегазации.....	55
Выводы по главе 2.....	62
3 РАЗРАБОТКА ОСНОВНОЙ МЕТОДИЧЕСКОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ШАХТНЫХ ИСПЫТАНИЙ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОГО ГИДРОРАЗРЫВА	64
3.1 Основные технологические параметры гидроразрыва угольного пласта, осуществляемого из подземных горных выработок.....	64

3.2 Программа и методика проведения шахтных экспериментальных испытаний комплексной технологии ППД угольного пласта Болдыревский с использованием его гидроразрыва.....	71
3.2.1 Сущность способа гидроразрыва угольного пласта	72
3.2.2 Основные параметры подземного гидроразрыва пласта.....	75
3.2.3 Герметизация скважин гидроразрыва.....	77
3.2.4 Оборудование для гидроразрыва угольного пласта.. ..	79
3.2.5 Выбор объекта работ	80
3.2.6 Программа проведения испытаний	82
3.2.7 Мероприятия по обеспечению безопасности проведения испытаний .	85
Выводы по главе 3.....	85
4 РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОЙ ДЕГАЗАЦИОННОЙ ПОДГОТОВКИ НЕ РАЗГРУЖЕННОГО ОТ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА.....	87
4.1 Проведение шахтных экспериментальных работ по апробации усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва.....	87
4.2 Отличительные особенности усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва (ПодзГРП).....	114
4.3 Оценка эффективности технологии ПодзГРП в шахтных условиях.....	127
4.4 Совершенствование комплексной технологии пластовой дегазации не разгруженного от горного давления угольного пласта.....	137
4.5 Оценка технико-экономической эффективности усовершенствованной технологии предварительной дегазации разрабатываемого угольного пласта с использованием его гидродинамической обработки	143
Выводы по главе 4.....	145
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	148
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	152
Приложение А.....	166

Приложение Б.....	171
Приложение В.....	172

ВВЕДЕНИЕ

Распоряжением Правительства России N 14-р от 24 января 2012 утверждена программа развития угольной промышленности до 2030 года. В ней определено увеличение производительности труда в отрасли в 5 раз к 2030 году, повышение в 2÷3 раза по основным показателям уровня экологической и промышленной безопасности в отрасли.

По состоянию на конец 2017 г. в России среднесуточная нагрузка на один комплексно-механизированный забой (КМЗ) составила 5 тыс. т/сут. На ряде шахт АО «СУЭК-Кузбасс» производительность длинных очистных забоев превысила 1,0 млн. т/мес (мировой рекорд производительности длинных очистных забоев превышает 1,6 млн. т/мес.). Более полное использование возможностей современной техники может позволить увеличение уровня добычи угля, по оценкам специалистов, как минимум на 30%.

В планах компании АО «СУЭК-Кузбасс» поднять уровень добычи до 30 тыс.т/сут и выше. Основной сдерживающий фактор – метан, выделяющийся в горные выработки при ведении горных работ. На шахтах в настоящее время применяется комплексная дегазация, включающая в себя снижение гапзовыделения из всех источников поступления газа в горные выработки. Эффективность извлечения метана из выработанного пространства достигает 80%, однако даже такая эффективность не обеспечивает при значительных нагрузках на очистной забой снятия газовых барьеров. Необходимо повышать эффективность дегазации собственно угольного пласта, доводя ее до 30-40%. Реальный же уровень эффективности пластовой дегазации как на шахтах компании, так и на многих шахтах основных угольных бассейнов б. СССР находится в диапазоне 10-20%. Основная причина этого – крайне низкая проницаемость не разгруженных от горного давления угольных пластов.

В связи с изложенным весьма актуальны работы по совершенствованию технологии дегазационной подготовки разрабатываемого угольного пласта на основе его гидродинамической обработки, осуществляемой для повышения

проницаемости угольного пласта и обеспечения его безопасной и интенсивной отработки.

В качестве первоочередных производственных объектов поисковых работ и шахтных исследований разработанной усовершенствованной технологии комплексной дегазационной подготовки с применением предварительных гидродинамических воздействий на угольный пласт были выбраны выемочные участки 24-58, 24-59 и 24-60 шахты им. С.М. Кирова.

На участке 24-58 проводился первый этап поисковых исследований по определению работоспособности и эффективности разрабатываемой технологии гидродинамического воздействия на угольный пласт, осуществляемого из подготовительных горных выработок. Поисковый эксперимент был проведен на 12 скважинах (нисходящие скважины №№ 1-6, пробуренные из вентиляционной печи 24-58 и восстающие скважины №№ 7-12, пробуренные из конвейерной печи 24-58).

Следующий этап натурных шахтных испытаний проводился на выемочном участке 24-59 на нисходящих скважинах №№ 13-18 и восстающих скважинах №№ 59-1 – 59-10.

Шахтные экспериментальные работы предусматривали проведение следующих работ:

- разработку программы и методики работ;
- разработку основной технической документации;
- проведение шахтных исследований;
- оценку эффективности работ по извлечению метана и уменьшению газообильности лавы в зонах ответственности подземного гидродинамического воздействия;
- анализ результатов шахтных исследований с выдачей рекомендаций по усовершенствованию технологии предварительной пластовой дегазации.

Целью диссертационной работы является обоснование и разработка усовершенствованной технологии комплексной подземной дегазационной подготовки угольного пласта на базе его предварительной гидродинамической обработки для обеспечения безопасной и интенсивной отработки.

Идея работы заключается в том, что образование дополнительных трещин вследствие гидрорасчленения угольного пласта (раскрытие новых, развитие и объединение в единую систему уже существующих в пласте) существенно увеличивает газопроницаемость пласта и позволяет устранять проблему недостаточной эффективности пластовой дегазации не разгруженных от горного давления низкопроницаемых угольных пластов при применении традиционных технологий их дегазации.

Основные научные положения, выносимые на защиту:

1. Обоснованный механизм, обеспечивающий снижение газообильности очистной выработки в результате комплексной дегазационной подготовки газоносного угольного пласта, проводимой из подготовительных выработок, предусматривает следующее:

- снижение газоносности угольного пласта вследствие предварительного извлечения метана;

- увеличение остаточной газоносности угольного пласта вследствие блокирования метана в мельчайших порах и трещинах угольного пласта рабочей жидкостью,

а также учитывает продолжительный вынос метана из разрабатываемого угольного пласта подготовительной выработкой, из которой пробурены скважины гидроразрыва, причем означенные процессы должны рассматриваться комплексно и степень влияния каждого из них зависит от конкретных горнотехнических условий.

2. Выявленные эффективные технологические параметры подземного гидроразрыва включают следующее:

- ожидаемое давление гидроразрыва угольного пласта, которое может рассчитываться исходя из прочностных характеристик и глубины залегания угольного пласта, а также учитывает необходимость превышения забойного давления над давлением разрыва в 1,2 – 1,4 раза;

- объем рабочей жидкости определяется по фактору заполнения ею фильтрующего объема угольного пласта в зоне гидроразрыва и также учитывает

дополнительный фактор блокирования части метана в мельчайших порах и трещинах разрабатываемого пласта;

– эффективная длина скважин подземного гидроразрыва определяется в зависимости от горнотехнических условий, определяющих возможную степень извлечения метана скважинами и подготовительной выработкой при комплексной дегазационной подготовке.

3. Гидродинамическое воздействие через пластовые скважины на неразгруженный от горного давления угольный пласт при нагнетании в последний рабочей жидкости с темпом, превышающим естественную приемистость пласта, реализуется в общем случае в режиме гидравлического расчленения угольного пласта с циклическими микрогидроразрывами и характеризуется образованием, в основном, вертикальных трещин.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендации подтверждаются:

– корректным применением уравнений математической физики, геомеханики и аэрогазодинамики для определения основных параметров гидродинамического воздействия на угольный пласт;

– представительным объемом шахтных исследований усовершенствованной технологии пластовой дегазации (зоны более 120 подземных скважин гидроразрыва) на четырех выемочных участках двух шахт АО «СУЭК-Кузбасс».

– положительными результатами шахтных испытаний основных технологических решений подземной пластовой дегазации в процессе ведении горных работ в зонах подземного гидродинамического воздействия на шахте им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс».

Научная новизна работы заключается в обосновании комплексного подхода к составу работ по повышению эффективности дегазации разрабатываемого угольного пласта с использованием гидродинамического воздействия, предусматривающий:

- нагнетание рабочей жидкости в угольный пласт через подземные скважины в режиме гидрорасчленения для повышения газопроницаемости пласта;
- выдержку в нем рабочей жидкости для реализации процесса замещения метана водой в сорбционном объеме;
- частичное удаление жидкости из пласта для повышения его фазовой проницаемости для газа;
- извлечение газа с последующим возможным заводнением пласта для целей блокировки оставшегося метана в мельчайших порах и трещинах пласта, обеспечивающей существенное снижения эффективной газоносности пласта.

Научное значение работы заключается в обосновании технологических решений по совершенствованию подземной комплексной дегазационной подготовки разрабатываемых угольных пластов, базирующейся на использовании эффекта существенного повышения газопроницаемости угольного пласта в зонах его гидродинамического воздействия для интенсификации извлечения метана из не разгруженных от горного давления низкопроницаемых угольных пластов, а также снижения газовыделения из разрабатываемого пласта в очистной забой в результате блокирования в угле части метана.

Практическое значение работы заключается в разработке технологических решений, вошедших в утвержденные в установленном порядке методики и техно-рабочие проекты, а также натурной апробации новых технологий гидродинамического воздействия на угольные пласты, основанные на существенном повышении их газопроницаемости.

Разработаны и утверждены в установленном порядке:

- Программы и методики экспериментальных работ по апробации и оценке эффективности предварительной дегазации пласта Болдыревский на поле шахты им. С.М. Кирова (выемочные участки 24-58, 24-59, 24-60) с использованием гидроразрыва пласта из подземных скважин, Ленинск-Кузнецкий, 2015-18 гг.;
- Технологические части проектов по предварительной дегазации пласта Болдыревский на поле шахты им. С.М. Кирова на выемочных участках 24-58, 24-

59, 24-60, 24-62 с использованием гидроразрыва пласта из подземных скважин, Ленинск-Кузнецкий, 2015 -2018 гг.;

– Паспорта на выполнение работ по гидроразрыву пласта Болдыревский в выемочных участках 24-58, 24-59, 24-60, 24-62 шахты им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс», Ленинск-Кузнецкий, 2015-18 гг.

Методы исследования включали: анализ публикаций по теме диссертации; изучение газопроницаемости угольного пласта; аналитические и экспериментальные исследования газогидродинамических процессов, протекающих в неразгруженном угольном пласте; натурные исследования процессов газовыделения в горные выработки, скважины и дегазационные системы. Данные натурных наблюдений получены с применением утвержденных в установленном порядке методик.

Реализация выводов и рекомендаций работы.

Разработанная технология предварительной дегазации угольного пласта Болдыревский реализована на выемочных участках 24-58, 24-59 и 24-60 на шахте им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс». Подтверждена высокая эффективность технологии по факторам извлечения метана системами дегазации и снижения метанообильности очистного забоя.

Апробация работы. Результаты, изложенные в диссертационной работе, докладывались на научных симпозиумах «Неделя горняка – 2016 – 2019», а также на заседаниях совета директоров АО «СУЭК-Кузбасс», заседаниях научных семинаров и заседании кафедры Безопасность и экология горного производства Горного института НИТУ «МИСиС».

Публикации. Основные положения диссертации изложены в 15 печатных работах, в том числе 14 научных статьях (из них 6 из списка журналов, рекомендованных ВАК, в т.ч. 2 зарегистрированных в базе данных Scopus) и 1 патенте на изобретение.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, списка используемой литературы из 129 наименований, 3 приложений, содержит 51 рисунок и 13 таблиц.

Автор выражает глубокую благодарность д.т.н. Ютяеву Е.П., к.т.н. Садову А.П., профессорам Горного института НИТУ «МИСиС» Сластунову С.В. и Коликову К.С. за ценные научные консультации и практическую помощь при проведении исследований.

1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ

1.1 Базовые проблемы метана угольных пластов при их подземной разработке

Для реальной оценки состояния вопросов борьбы с метаном в угольных шахтах, особенностей интенсивной разработки газоносных угольных пластов было целесообразно обобщить результаты и проанализировать базовые исследования специалистов за представительный период развертывания работ по дегазации углеметаноносного массива, начиная с 50-х – 60-х годов прошлого века. Многие основополагающие исследования были проведены в благоприятные для горной науки 50÷80 гг., когда активно работали высококвалифицированные научные школы и коллективы, отдельные ученые и специалисты. Тогда возникло многое из того, что в настоящее время может успешно применяться на шахтах с объективно обострившимися газовыми проблемами, связанными с интенсификацией горных работ и осложнением горно-геологических условий, в частности, углублением горных работ, ростом газоносности угольных пластов, их выбросоопасностью.

Вопросам дегазационной подготовки углегазоносного массива были посвящены работы коллективов ИГД им. А.А. Скочинского, ИПКОН РАН, МГИ (в последствие МГГУ, Горный институт НИТУ «МИСиС»), ВостНИИ, МакНИИ, КНИУИ, КО ВостНИИ (в последствие КазНИИГП, КарНИИГПБ), ученых и специалистов А.А. Скочинского, Н.Н. Черницына, В.В. Ходота, И.Л. Эттингера, Г.Д. Лидина, А.Т. Айруни, С.А. Христиановича, А.Э. Желтова Ю.П., Петросяна, И.В. Сергеева, В.С. Забурдяева, Н.В. Ножкина, А.С. Бурчакова, Ю.Ф. Васючкова, С.А. Ярунина, Н.О. Калединой, С.В. Сластунова, В.Н. Королевой, Ю.Г. Анпилогова, К.С. Коликова, Е.И. Преображенской, В.А. Садчикова, Г.Я. Полевщикова, С.К. Баймухаметова, Г.М. Презента, И.А. Швеца, Ш.У. Ахметбекова, Н.Х. Шарипова, М.В. Шмидта, М.С. Усенбекова, А.И. Буханцова, В.А. Громова, Г.Н. Фейта, А.Д. Рубана, В.Н. Захарова, О.Н. Малинниковой, И.Б. Ковалевой, В.А. Бобина и многих других.

РФ занимает шестое место по объемам добычи угля после КНР, США, Индии, Австралии и Индонезии. На РФ приходится 4,5% мировой добычи угля. Актуальность вопросов широкого использования угля в энергетике РФ велика и еще более возрастет в перспективе [1, 2].

Обеспечение высоких нагрузок на очистной забой весьма затруднительно на высокогазобильных шахтах (третьей категории и сверхкатегорных). Ограничения концентрации газа в атмосфере шахт [3, 4] должны не допускать загазирования горных выработок. Согласно рекомендациям ряда руководящих документов, текущая метаноносность угольных пластов ко времени их отработки должна быть не выше $8 \div 10 \text{ м}^3/\text{т}$ [5].

В последнее время уровень смертельного травматизма в России существенно уменьшился, но остается на достаточно высоком уровне. Интенсивность добычи угля ведет к тому, что интенсифицируются природные реакции массива – гидрогеологические, геомеханические и газодинамические процессы. Рост глубины разработки сопровождается осложнением горно-геологических и горнотехнических условий: растет газоносность и выбросоопасность угольных пластов, газобильность горных выработок. Такая ситуация характерна и для ряда шахт АО «СУЭК-Кузбасс» в целом.

Постановление Правительства РФ № 315 г. от 25.04.2011 г. по допустимым нормам концентрации взрывоопасных газов в шахте не позволило полностью обеспечить метанобезопасность интенсивного ведения горных работ на высокогазоносных угольных пластах, так как реально не ограничивало нижний предел фактической метаноносности разрабатываемых угольных пластов.

Вопросы дегазации, управления метановыделением и предотвращения газодинамических явлений приобрели большую актуальность. Акцентируясь на газовом факторе необходимо отметить, что при реализации внезапного выброса угля, породы и газа на долю метана приходится до 75 и более % энергии, развязывающейся при выбросе. На большом числе шахт ограничения нагрузки по метановому фактору мешают эффективному использованию высокопроизводительной добычной техники.

Решение проблемы повышения метанобезопасности в угольной отрасли возможно на основе введения однозначного запрета на отработку высокогазоносных угольных пластов без их реальной высокоэффективной дегазации. Это требует создания специализированных производственных структур по примеру Управления «Спецшахтомонтаждегазация» в АО «АрселорМиттал Темиртау» (Казахстан) и Управления дегазации и утилизации угольного метана АО «СУЭК-Кузбасс», так и решения ряда серьезных технологических задач.

1.2 Основные технологии и эффективность способов дегазации угольных шахт

Подготовительные и очистные участки являются основными в структуре газового баланса угольной шахты и в них возникает значительная часть аварийных ситуаций [6-8, 67-70], произошедших на шахтах РФ за последний период времени.

Интенсификация угледобычи приводит к увеличению метановыделения в горные выработки. Длительность периодов повышенного метановыделения и уровень содержания метана в эти периоды определяются природными и горнотехническими факторами [5, 9, 10, 11-13, 22], а также рядом организационных причин. Ввиду того, что существенное увеличение количества воздуха, подаваемого на выемочный участок, не всегда возможно, задача должна решаться средствами дегазации.

Фактическая метанообильность дегазируемых объектов шахты складывается из объемов газовыделения в вентиляционную и дегазационную системы, работающие независимо и чем выше эффективность дегазации, тем меньше метана выделяется в горные выработки.

Снижение в 1,5÷2 раза эффективности предварительной пластовой дегазации может быть в ряде случаев компенсировано применением дегазации сближенных пластов и выработанного пространства скважинами, пробуренных с дневной поверхности. На рисунке 1.1.1 приведена принципиальная технологическая схема и параметры дегазации сближенных пластов и выработанного пространства с

помощью скважин, пробуренных с поверхности, широко применяемая на шахтах АО «СУЭК –Кузбасс».

**Дегазация выработанного пространства
при помощи вертикальных скважин,
пробуренных с поверхности.**



Буровые установки «SANDVIK DE-880»

Диаметр рабочей колонны скважин	159 – 219 мм
Глубина скважин	290 – 455 м
Расстояние между скважинами	50 – 250 м
Расход смеси	60 – 240 м ³ /мин
Концентрация метана	40 – 100 %
Диаметр трубопровода	219 – 325 мм

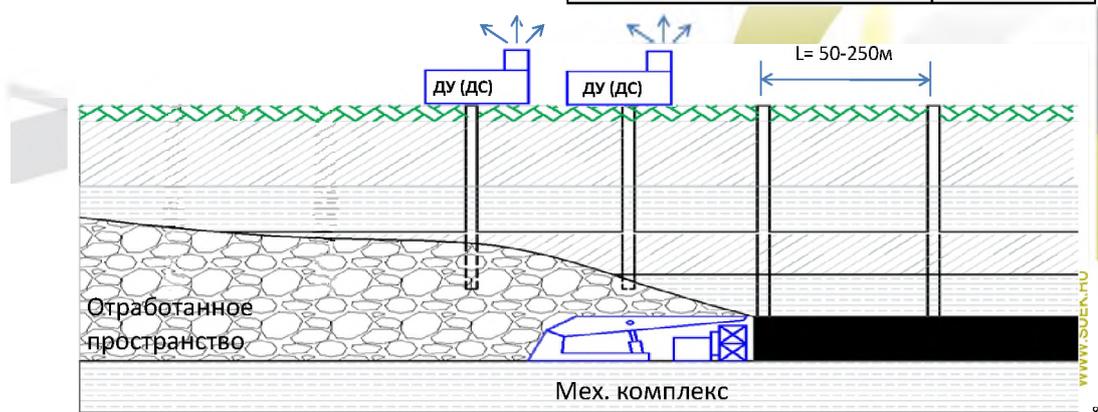


Рисунок 1.1.1 – Технология дегазации выработанного пространства с помощью скважин, пробуренных с поверхности

Проблема борьбы с газом в угольных шахтах, разрабатывающих высокогазоносные угольные пласты, приобрела большое значение в связи с ростом глубины ведения горных работ (увеличение до 12-15 и более метров в год) и интенсификацией последних. Применение новой высокопроизводительной угледобывающей техники приводит к росту нагрузки на очистные забои и увеличению скорости его подвигания.

Интенсивная разработка газоносных пологих угольных пластов без применения эффективных мероприятий по уменьшению выделения метана из углегазоносного массива практически неосуществима. Задача увеличения нагрузки на очистной забой должна решаться комплексно путем совершенствования технологии угледобычи, улучшения технико-экономических показателей и комплексного решения проблем борьбы с газом.

В диссертационной работе не рассматриваются вопросы снижения уровня газовыделения из выработанного пространства, сближенных пластов и вмещающих пород, хотя в ряде случаев эти источники весьма весомы (до 80÷90%) в структуре газовыделения на выемочном участке. В работе нами допускается, что эти вопросы в настоящее время в принципе решены. Это обосновывается тем, что в указанных источниках поступления метана в горные выработки последний находится в основном в свободном состоянии и решения по его извлечению на настоящем этапе уже являются, в большей степени, не научными, а инженерными задачами. На многих угольных шахтах фактическая эффективность дегазации этих источников достигает 80÷85% и более [14, 15].

Отмечается принципиальная сложность решения задач собственно пластовой дегазации, где мы имеем дело с блочно-трещиноватым неоднородным и анизотропным угольным пластом, являющимся активным сорбентом газа и характеризующимся высокой природной газоемкостью. Этим предопределяется уровень эффективности применяемых технологий пластовой дегазации на недопустимо низком уровне порядка 10÷15%.

Способы дегазации угольных пластов разделяют на предварительные (применяются за 0,5÷3,0 года до начала ведения основных горных работ) и заблаговременные (более 3-х лет до начала ведения основных горных работ). В последнем случае обеспечивается некоторый уровень снижения газоносности угольного пласта уже к моменту проведения подготовительных выработок.

Технологическая схема предварительной пластовой дегазации, широко применяемой на шахте им. С.М. Кирова и и основные ее параметры приведена на рисунке 1.2.1.

Предварительная пластовая дегазация

	Диаметр скважин	96 – 114 мм
	Длина скважин	120 – 280 м
	Расстояние между скважинами	9 – 15 м
	Расход смеси	12 – 20 м ³ /мин
	Концентрация метана	40 – 60%
	Диаметр трубопроводов	273 – 325 мм

■ Схема расположения дегазационных скважин в угольном пласте:

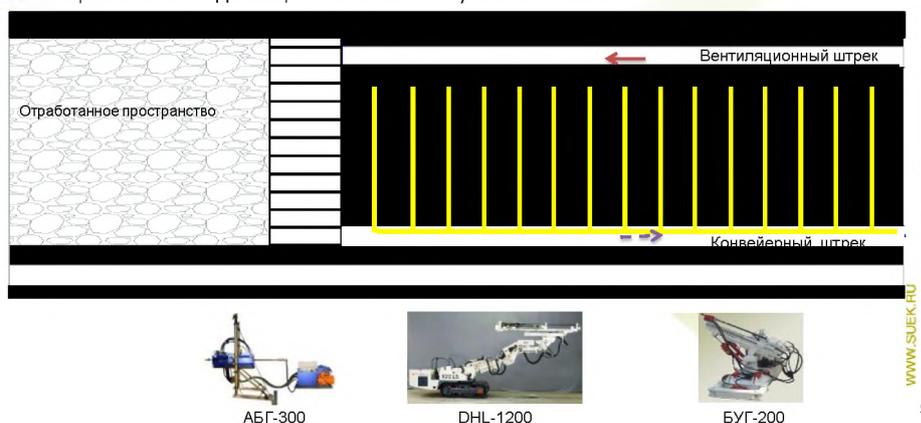


Рисунок 1.2.1 – Технологическая схема предварительной пластовой дегазации

1.3 Предварительная пластовая дегазация угольных пластов из подземных выработок

Предварительная пластовая дегазация угольных пластов (далее ППД) осуществляется восстающими и нисходящими дегазационными скважинами, пробуренными из оконтуривающих выемочный участок подготовительных выработок. Расположение скважин может быть параллельно-одиночное и веерно-кустовое. Преимуществом параллельного расположения скважин является равномерное их расположение в дегазируемом пласте, возможность использования скважин для нагнетания рабочих агентов в угольный пласт для борьбы с основными опасностями в угольных шахтах (взрывы газа, выбросы угля и газа, пылеобразование, самовозгорание и др.) [16-18].

Сравнительно большую эффективность имеют параллельные восстающие скважины. Расстояния между скважинами – 12÷30 м. При низкой газоносности угля и большой мощности пласта расстояние может быть уменьшено. Опыт применения данной технологии в Карагандинском угольном бассейне подтверждает

фактическое уменьшение сетки скважин ППД до 4 метров и даже в некоторых случаях до 2 метров.

В Кузбассе на многих шахтах эффективность восстающих скважин выше в 1,5 ÷ 2 раза по сравнению с нисходящими скважинами. Последние значительный период времени освоения находятся в заводненном состоянии.

Результаты исследований проницаемости угольных пластов, составляющей на современных глубинах разработки сотые и даже тысячные доли миллдарси ($1 \text{ мД} = 10^{-18} \text{ м}^2$) позволяют с некоторыми допущениями рассчитывать параметры пластовой дегазации: длины дегазационных скважин и расстояние между ними, необходимое время дегазации, радиус влияния скважины. Они дают возможность определить прогнозный дебит извлекаемого газа в зависимости от объема одновременно работающих скважин и длительности извлечения метана.

Достаточно высокая эффективность (30÷40% и более) на ряде проанализированных объектов в основном была достигнута на сравнительно небольших глубинах залегания дегазируемых пластов и не может достоверно прогнозировать эффективность технологии ППД на современных глубинах разработки.

Скорость подвигания подготовительных и очистных забоев по высокогазоносным пластам и быстрое увеличение глубины горных работ существенно ограничивают применение типовых способов дегазации разрабатываемых пластов. При большой скорости подвигания подготовительных и очистных забоев применение стандартных способов подземной дегазации разрабатываемых пластов снижает метаноносность дегазируемого угольного пласта до необходимой величины исключительно на высокопроницаемых (свыше $2\div3\cdot 10^{-18} \text{ м}^2$) угольных пластах. При дегазации угольных пластов со средней и низкой природной проницаемостью на глубине свыше 400÷500 м необходимо применение способов искусственного повышения проницаемости и газоотдачи угольных пластов.

1.4 Пути совершенствование технологии подземной пластовой дегазации

В первую очередь в этом направлении представляет интерес способ подземного гидроразрыва угольных пластов (ГРП), предназначенный для повышения их газопроницаемости. Подземный гидроразрыв пласта на стадии предварительной дегазацией пластов является способом повышения степени извлечения метана из разрабатываемых пластов при увеличении глубины ведения горных работ и существенного снижения эффективности стандартных схем ППД [19]. Способ также позволяет более полно дегазировать метаноносные пласты, повышать степень метаноистощения угольного пласта (в том числе, выбросоопасного) на значительном удалении от линии очистного забоя, а также при передовой (незначительно опережающей очистные работы) пластовой дегазации. Он также позволяет осуществлять ППД скважинами при полевой подготовке выемочных участков до начала проведения пластовых подготовительных выработок, применять ППД с переменными углами залегания и не выдержанных по мощности. Главная задача способа – проводить предварительную дегазацию низкогазопроницаемых (менее $1 \cdot 10^{-18} \text{ м}^2$) угольных пластов.

Выбор схемы ГРП осуществляется с учетом способа подготовки, порядка проведения горных выработок, системы разработки, плана развития подготовительных работ и ряда других факторов. Наиболее применимы следующие схемы бурения скважин ГРП [14]:

- из пластовых выработок по дегазируемому пласту;
- из полевых выработок, пройденных в почве дегазируемого пласта;
- из пластовых выработок нижезалегającego пласта.

Применение нисходящих скважин ГРП из выработок, пройденных выше дегазируемого пласта, имеет существенно более низкую эффективность [14].

Давление нагнетания рабочей жидкости зависит от проницаемости пласта и глубины ведения горных работ и по имеющемуся опыту работ на

представительном ряде объектов составлял для глубины 300÷600 м не менее 10÷12 МПа, для глубины 600÷900 м – 12÷17 МПа. Эффективный темп закачки изменялся от 8 до 11 л/с, количество закачиваемой рабочей жидкости в одну скважину составляла в основном от 25 до 100 м³. Подземный ГРП для целей предварительной дегазации угольных пластов в горной практике применялся на шахтах СССР, а также КНР и Австралии. При указанных параметрах ГРП радиус обработки пластов в условиях Карагандинского и Донецкого бассейнов изменялся от 30 до 50 м.

ГРП интенсифицирует метаноотдачу в скважины гидроразрыва и в пластовые дегазационные скважины, пробуренные в зоне его влияния. Интенсификация метаноотдачи подвергнутого гидроразрыву пласта в пластовые дегазационные скважины превышает в течение нескольких месяцев в 1,5÷2 раза газоотдачу, имевшую место в необработанной зоне [14]. Опыт ППД угольных пластов К₁₄, К₁₃, К₁₀ с применением подземного ГРП на шахтах Караганды «Саранская», им. Костенко, «Сокурская», «Абайская», «Чурубай-Нурина», «Стахановская», «Карагандинская и пластов I₄, I₃, I₂ К₇, К₅, h₁₀ на шахтах «Стойковская», «Алмазная», «Вергелевская», им. 1-го Мая, «Восточная», «Торезская» в Донбассе показал увеличение дебита газа из пластовых дегазационных скважин в зоне ГРП в 2÷2,5 раза. На шахтах Донбасса при объеме закачки воды 25÷55 м³ в скважину длиной 100-150 м газоотдача пласта в скважину повышалась с 1,5÷3 л/мин в необработанных зонах до 80-150 л/мин в зонах ГРП. ППД пологих пластов в сочетании с гидроразрывом широко и достаточно эффективно применялась на восьми шахтах Караганды с объемом извлекаемого метана 4÷7 млн. м³/год.

Применении ГРП сокращает длительность дегазации приблизительно в 2 раза и повышает в некоторых условиях, что особенно важно, эффективность пластовой дегазации на глубине свыше 500 м. На шахте «Стахановская» при предварительной дегазации пологого (7÷9) пласта К₁₃ «Шестифутовый» мощностью 2,1 м с углублением работ до 440-550 м ППД применялась в сочетании с гидроразрывом пласта через скважины, пробуренные из полевых выработок и по

пласту. Средний дебит газа в одну скважину увеличился с 20÷35 до 70÷170 л /мин в зоне влияния ГРП. Эффективность ППД повысилась с 15% до 40-60% [14, 20].

Эффективность ППД тонких низкопроницаемых пологих пластов Донбасса с применением гидроразрыва в ряде случаев достигла 70% [14, 21]. Эффективность ППД на глубине 200÷240 м с гидроразрывом составила на шахтах «Алмазная» 40÷60%.

Применение ППД в сочетании с ГРП позволяет повышать нагрузку на очистной забой. Так эффективность ППД с гидроразрывом низкопроницаемого пласта «Четвертый» (Воркута) при сетке скважин 10÷15 м составило 40÷50% и позволило на 30÷40% повысить допустимую нагрузку на очистной забой по газовому фактору. Рациональная область применения подземного ГРП угольных пластов определяется экономической оценкой затрат на бурение и оборудование скважин ГРП, осуществление гидроразрыва и на последующее бурение в обработанной зоне дегазационных скважин, а также достигаемым эффектом дегазации пласта.

С углублением горных работ в последние десятилетия существенно снизилась газопроницаемость не разгруженных от горного давления угольных пластов. Это привело к существенному сокращению области применения ППД, резко снизившей свою эффективность и составляющую реально не более 10-20% во многих горно-геологических и горнотехнических условиях. Высокие темпы ведения горных работ выдвинули новые требования к оперативности проведения дегазационных работ, осуществляемых из подземных выработок. Эти и ряд других причин предопределил практически полное исключение из горной практики работ по гидроразрыву угольных пластов из подземных выработок в том виде, как это применялось в 60-70-е годы прошлого столетия. В то же время, научным сообществом продолжали вестись работы по изысканию новых технологий активных воздействий на пласт, отвечающих реалиям сегодняшнего дня. Насущно нужна была новая работоспособная высокоэффективная технология именно пластовой дегазации, поскольку на порядки увеличилась интенсивность угледобычи, требующая кардинального сокращения газовыделения

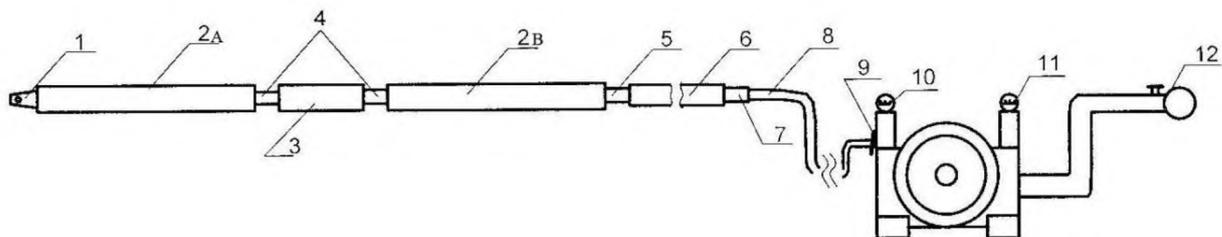
непосредственно из разрабатываемого пласта в очитной забой. Одному из путей решения этой задачи и посвящена в основном настоящая диссертационная работа.

В настоящее время рассмотренные выше работы по подземному ГРП нашли некоторое свое отражение в Инструкции по дегазации угольных шахт [22], но изложенные там технические решения и параметры гидравлического воздействия не соответствуют нуждам сегодняшнего дня как в части длин современных лав до 300 - 350 м и более, так и возможностям применения соответствующей буровой и насосной техники (буровые станки БУГ-200 надежно бурят только до 150 м, в то же время, буровые станки типа VLD-1000 бурят значительно более протяженные скважины, но последние имеют сложную конфигурацию, что создает сложности для их герметизации), большим временным и трудовым затратам на цементные работы при использовании цельнотянутых металлических труб для обсадки и герметизации дегазационных скважин. Необоснованы и недостоверны формулы для определения ожидаемого давления ГРП и проектирования расчетного объема нагнетания рабочей жидкости (например, нет обоснованного подхода к определению коэффициента заполнения угольного пласта рабочей жидкостью) и ряд других немаловажных моментов. Ранее вполне успешно применяемая в тех условиях технология ГРП требовала в настоящее время своего кардинального усовершенствования.

Совершенствование технологии гидроразрыва, осуществляемого из подземных выработок, велось в Карагандинском бассейне Управлением «Спецшахтомонтаждегазация» угольного департамента «АрселорМиттал Темиртау» (к.т.н. Филимонов В.Н.), институтом КарНИИПБ (д.т.н. Садчиков В.А.), в Кузбассе Институтом угля СО РАН (проф. Полевщиков Г.Я., к.т.н. Плаксин М.С. и др.), рядом других специалистов [23, 24]. Совершенствование технологии гидродинамического воздействия в основном велось в направлении внедрения поинтервального гидроразрыва.

Технологическая схема поинтервального ГРП представлено на рисунке 1.4.1. Сущность способа заключается в следующем [24]. После установки герметизирующего устройства на заданном участке в скважине по водонапорной

магистральной 12 подают рабочую жидкость, включают насос высокого давления и по высоконапорному рукаву 8 по штангам 6 подают рабочую жидкость с темпом 30-100 л/мин, которая расширяет герметизаторы. При превышении предельного давления рабочей жидкости (2,0-3,0 МПа) в клапанном устройстве 3 открывается клапан, и вода поступает в полость скважины между двумя герметизаторами 2_А и 2_В.



1 – заглушка герметизатора; 2 – шланговый герметизатор; 3 – клапанное устройство;
 4 – переходник от герметизатора к клапанному устройству; 5 – переходник от штанги к герметизатору; 6 – буровая штанга; 7 – переходник от штанги к высоконапорному рукаву;
 8 – высоконапорный рукав; 9 – 3-х ходовой кран; 10 – манометр; 11 – расходомер;
 12 – водонапорная магистраль

Рисунок 1.4.1 – Технологическое оборудование для поинтервального гидроразрыва

ГРП как ключевой момент решения метановых проблем угольных шахт также рассматривали специалисты Института Угля СО РАН (Полевщиков Г.Я., Клишин В.И., Курленя М. В., Плаксин М.С., Родин Р.И. и др. [23, 24]). Предполагалось, что для повышения дебитов дегазационных скважин возможно применение метода, ориентированного поинтервального гидроразрыва (ОП ГРП).

В таблице 1.4.1 вышеназванными специалистами дан прогнозный эффект от применения технологии ОП ГРП, основанный на анализе фактических данных дебита типовых дегазационных скважин [23, 24].

Таблица 1.4.1. Прогнозная эффективность технологии ОП ГРП

Показатели	Время дегазации, месяц					
	Без гидроразрыва			С гидроразрывом		
	6	12	24	2	4	6
Удельная продуктивность типичной скважины, м ³ /м	3,8	4,2	4,3	72,7	108,1	125,3
Необходимый объем бурения скважин, км	286	256	253	44	30	26

Процесс ОП ГРП содержит этап проведения гидроразрыва в соответствии со схемой (рисунок 1.4.2), поинтервальное перемещение пакера к устью скважины и повторение этапа проведения гидроразрыва требуемое количество раз. Указывается, что был проведен ряд испытаний образцов спецоборудования на шахтах ОАО «ОУК «Южкузбассуголь».

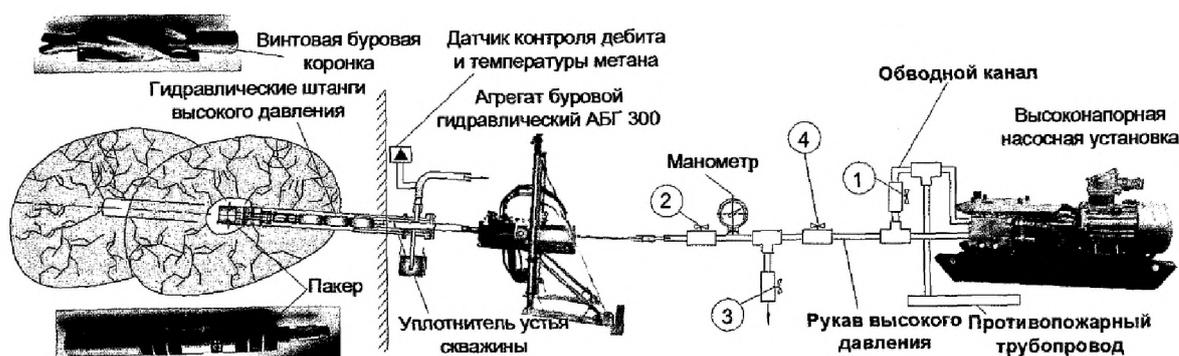


Рисунок 1.4.2 – Схема размещения оборудования для реализации ОП ГРП

Необходимо отметить, что поинтервальный гидроразрыв предполагается применять с использованием сложного специального технологического оборудования (пакеры, герметизаторы), что значительно усложняет технологию работ и требует большого времени и трудозатрат. Серийные пакеры до настоящего времени не решали задачу надежной герметизации из-за изменчивого профиля скважины по углю и неустойчивостью слабых его пачек, что приводило к пересыпанию скважин. Технология требовала существенно большего количества пластоопераций, что сложно осуществимо в условиях незначительного во многих случаях опережения очистных работ подготовительными работами, и, как следствие, недостатком времени на ППД выемочного участка.

Известны исследования технологии и параметров **синхронного направленного гидроразрыва (СН ГРП)** для интенсификации дегазации угольного пласта, проведенные в Институте горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН [25].

Авторами констатируется, что работы в данном направлении имеет смысл продолжить и довести разработанную в лабораторных условиях достаточно сложную технологию до стадии шахтных поисковых работ, которые должны быть проведены с целью подтверждения работоспособности и технологичности способа, а также объективной фактической оценки его эффективности.

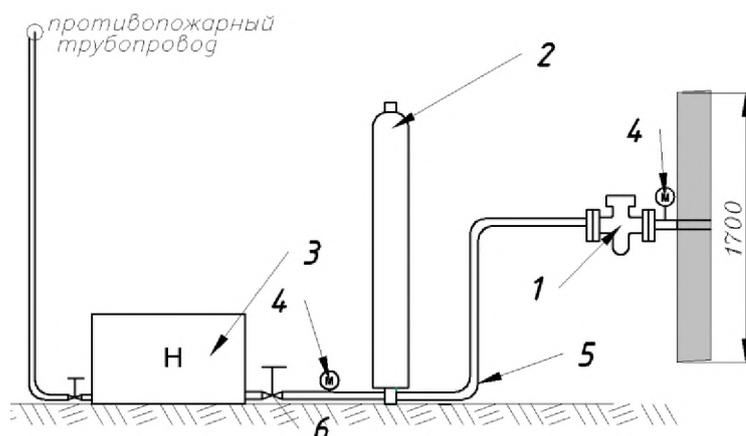
Ряд экспертов ИПКОН РАН, ИГД им. А.А. Скочинского, МГГУ (ныне МГИ НИТУ «МИСиС») констатировали, что применение способов активации газоотдачи разрабатываемых пластов посредством подземного поинтервального гидроразрыва, а также торпедирования, электрогидравлической обработки и некоторых других технологий имеют ограниченные области применения ввиду относительно **невысокой эффективности и недостаточной технологичности** [20, 71].

Имеется техническая информация о разработке ряда способов газогидроимпульсного воздействия на угольный массив (ИГД им. А.А. Скочинского, ИПКОН РАН) [26-34]. Изложенные опытно-экспериментальные разработки находятся **в стадии поисковых работ** для подтверждения своей работоспособности и эффективности по интенсификации газовыделения из пластовых дегазационных скважин при ведении работ по интенсивной угледобыче.

Известны также **поисковые работы** в области совершенствования технологии пластовой дегазации путем активных воздействий на дегазируемый угольный пласт, проведенные НМСУ «Горный» (СПГУ) (С.-Петербург). В качестве силового воздействия на пласт было предложено применять прямой гидравлический удар [35, 36].

Для обработки угольного пласта необходимо заполнение дегазационной скважины водой из пожарного става. Для создания ударной волны в скважине задвижка с пневматическим приводом переводится в положение «открыто»

(рис. 1.4.3). Подача сжатого воздуха на клапан пневмоцилиндра задвижки приводит к резкому ее открытию, созданию перепада давления и формированию гидроудара, распространяющегося от устья скважины. Серии гидроударных импульсов повторяются до очистки существующих каналов, что сопровождается увеличением скорости падения давления в скважине и быстрым падением давления после открытия задвижки.



1 – шиберная задвижка с пневматическим приводом; 2- пневмогидроаккумулятор; 3- насос; 4- манометр; 5- соединительный рукав; 6-перекрывной вентиль

Рисунок 1.4.3 – Технологическая схема гидроударного воздействия на угольный пласт

Необходимо отметить, что обосновано говорить о перспективах развития данной технологии можно будет только после представительных шахтных экспериментальных работ с достоверной оценкой достигнутой эффективности.

Для увеличения проницаемости не разгруженных от горного давления угольных пластов кроме комплекса силовых гидродинамических воздействий исследовалась также физико-химическая обработка угольных массивов (ФХО) раствором кислот, «растворяющих» карбонатную составляющую пластов.

Сущность обработки метаноносных угольных пластов слабыми растворами растворяющих карбонаты кислот [37] основана на "разрушении" карбонатных включений под действием растворов этих кислот. Многие угольные пласты содержит неорганические примеси (например, карбонаты), заполняющие поры и

трещины, при воздействии на которые возможно искусственное увеличение пористости и газопроницаемости угля и создание дополнительных каналов для выноса газа из пласта. Для примера, угольные пласты Карагандинского угольного бассейна содержат в среднем от 1 до 4 %, а отдельные пачки до 16,5 % карбонатных включений, а минеральная составляющая угольных пластов состоит из каолинита (40 ÷ 45 %), сидерита (40 ÷ 50 %) и кальцита (5 ÷ 10 %). При применении метода ФХО учитывают положения коллоидной химии [37, 38, 39].

Физико-химическое воздействие на угольный пласт растворами соляной кислоты производится через скважины, пробуренные по пласту или из полевых выработок на угольный пласт. При пластовой схеме бурения длина скважин принимается 100÷150 м, а расстояние между скважинами ФХО по длине выработки 10÷20 м. Объем закачки 3% - го раствора соляной кислоты в одну скважину 20÷50 м, длительность закачки 4÷5 ч. При закачке горячих растворов эффективность ФХО увеличивается.

Необходимо отметить, что добавка в солянокислый раствор поверхностно-активных веществ (ПАВ) способствует замедлению скорости реакции кислоты с минеральной составляющей угля в прискважинной зоне, что способствует проникновению кислоты на большее удаление от нагнетательной скважины, увеличивая радиус обработки массива. Добавка ПАВ к кислотному раствору может увеличивать капиллярное давление, что ускоряет пропитку мелких пор и способствует сокращению сроков дегазации [14, 20, 37].

Шахтная проверка эффективности подземной солянокислотной обработки пластов на шахтах «Саранская», «Абайская», «Чурубай-Нуринская», «Сокурская» и им. 50-летия Октябрьской революции показала по данным проф. Ю. Ф. Васючкова и д.т.н. В.А. Садчикова, что при многократной обработке угольного пласта метаноотдача обработанного пласта в скважины увеличивалась до 3-4 раз.

Было установлено, что ФХО угольных пластов временно повышает проницаемость малогазопроницаемых пластов в 4÷9 раз, газоотдачу в 2÷3 раза и

радиус дегазирующего влияния пластовой дегазационной скважины в обработанной зоне в 2 раза.

Главными недостатками способа физико-химической обработки пластов является технологическая сложность применения, транспорт соляной кислоты с поверхности в шахту и по шахте, сложности закачки, быстрое разрушение оборудования [14].

Все вышеизложенное говорит о том, что по фактору технологической простоты, надежности и оперативности следует отдать предпочтение способам гидродинамической обработки угольных пластов с целью их эффективной дегазации.

Целью диссертационной работы является обоснование и разработка усовершенствованной технологии комплексной подземной дегазационной подготовки угольного пласта на базе его предварительной гидродинамической обработки для обеспечения безопасной и интенсивной отработки.

В связи с изложенным в диссертации решались следующие основные задачи:

1. Проанализировать основные технологические схемы, параметры и эффективность применяемых в современной шахтной практике способов дегазации угольных шахт, в частности, способов предварительной пластовой дегазации, осуществляемой из подземных выработок.

2. Определить основные направления совершенствование технологии подземной пластовой дегазации.

3. Изучить основные технологические решения по дегазации разрабатываемых пластов с применением их гидродинамической обработки.

4. Разработать эффективную технологию подземной комплексной пластовой дегазации не разгруженного от горного давления угольного пласта.

5. Определить эффективные технологические параметры гидроразрыва (гидрорасчленения) угольных пластов из подземных горных выработок.

6. Разработать основную методическую и технологическую документацию для шахтных испытаний усовершенствованной технологии подземного гидродинамического воздействия, апробации и оценки ее эффективности на поле

шахты им. С.М. Кирова (выемочные участки 24-58, 24-59 и 24-60) с использованием гидроразрыва (гидрорасчленения) пласта из подземных скважин.

7. Провести шахтные экспериментальные работы по апробации и внедрению усовершенствованной технологии подземного гидродинамического воздействия на газоносный угольный пласт.

8. Оценить технико-экономическую эффективность работ по применению разработанной технологии комплексной дегазационной подготовки разрабатываемых пластов.

Выводы по главе 1

1. Основополагающая проблема интенсивной разработки высокогазоносных не разгруженных от горного давления, низкопроницаемых угольных пластов заключается в обеспечении метанобезопасности горных работ.

2. Одна из основных задач угольной отрасли состоит в том, чтобы исключить вероятность взрывов метановоздушных смесей в шахтах, последствия от которых являются катастрофическими.

3. Обосновано, что наиболее сложно решаемая и актуальная задача обеспечения интенсивной отработки газоносных низкопроницаемых, не разгруженных угольных пластов угольных пластов связана с разработкой эффективных технологий их пластовой дегазационной подготовки к безопасной отработке.

4. Реальная эффективность пластовой дегазации, применяемая на шахтах РФ и основных бассейнов б. СССР, как правило, не превышает 10 – 15%, что является существенным ограничителем интенсивной и безопасной угледобычи.

5. Рентабельная добыча угля на газоносных пластах возможна только при применении высокоэффективных средств дегазации разрабатываемых пластов с эффективностью не менее 30÷40%.

6. Изучены основные направления совершенствования технологии подземной пластовой дегазации, выявлены преимущества и недостатки технологий, определены направления дальнейшего совершенствования.

7. Сформулированы цель и основные задачи диссертационного исследования.

2 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ ПОДЗЕМНОЙ ПЛАСТОВОЙ ДЕГАЗАЦИИ И НАУЧНЫЕ АСПЕКТЫ ЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ

2.1 Анализ применения типовых технологий пластовой дегазации угольных пластов из подземных выработок

Под типовыми технологиями понимаются технологические решения, изложенные в основных руководящих документах, в частности, в «Инструкции по дегазации угольных шахт...» [22].

Эффективным направлением снижения выделений метана из угольных пластов в призабойное пространство лавы являются способы предварительной дегазации разрабатываемых пластов (ППД) [40 - 42].

ППД заключается в извлечении газа скважинами из неразгруженных угольных пластов в пределах добычного участка. ППД осуществляется скважинами, пробуренными по пласту из пластовых или полевых выработок [16, 41, 43].

ППД уменьшает газоносность угля в пласте, что способствует повышению в $1,5 \div 2$ и более раз [42] допустимые нагрузки на очистной забой по газовому фактору и снижает силу внезапных выбросов угля, породы и газа [44]. Основными параметрами способов ППД являются длина и диаметр дегазационных скважин, глубина герметизации, сетка и параметры бурения скважин, сроки дегазации и, в некоторой степени, глубина вакуума. Типовые способы предварительной дегазации были предложены и впервые применены на шахтах Карагандинского бассейна специалистами КНИУИ [45].

Известны примеры успешного применения технологии ППД в мировой практике. На угольной шахте "Вест Клифф" (Австралия) при отработке выбросоопасного пласта на глубине $480 \div 500$ м применение ППД с эффективностью $45 \div 50$ % предотвратило имевшие ранее место внезапные выбросы угля и метана.

На шахте "Чжунляньшань" (провинция Сычуань в КНР) с метанообильностью 100 м³/мин при разработке выбросоопасных угольных пластов до глубины 470 м из полевых выработок через 50 метров бурили скважины ППД диаметром 75 мм по веерно-кустовой схеме. За два года было извлечено более 17 млн м³ газа с эффективностью дегазации порядка 60 %. Пластовое давление вследствие применения ППД уменьшилось от 2,9 МПа до 0,5 МПа, а метаноносность сократилась с 25 до 10 ÷ 15 м³/т, вследствие чего внезапные выбросы угля и метана были полностью предотвращены.

Предполагаем относительно высокую газопроницаемость угольных пластов и существенные сроки дегазации в обоих из приведенных случаев применения технологии ППД. Иначе достаточно сложно объективно анализировать представленные результаты. Мы можем только констатировать, что в определенных горно-геологических и горнотехнических условиях ППД может демонстрировать весьма высокую эффективность.

Эффективные параметры типовых способов ППД, применяемых без искусственного повышения проницаемости и газоотдачи угольных пластов, следующие:

- длина скважин – в зависимости от возможностей глубокого бурения;
- диаметр пластовых скважин – 100 ÷ 150 мм;
- плотность бурения скважин 12 ÷ 18 м/1000 т угля;
- расстояние между дегазационными скважинами – 6 ÷ 25 м

[41, 43, 46].

На эффективность ППД влияет природная метанопроницаемость и тип скважин (табл. 2.1.1).

Таблица 2.1.1. Область применения и эффективность ППД

Угольные пласты	Природная проницаемость, мД	Удельная метаноотдача пласта, $K \cdot 10^2, \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$		Длительность активного периода ППД, сут	
		Минимальная	Максимальная	Восходящие и горизонтальные скважины	Нисходящие скважины
Низкогазопроницаемые	$<1,0 \cdot 10^{-3}$	0,005	0,015	250÷300	320÷400
Среднегазопроницаемые	$(1,5-2) \cdot 10^{-3}$	0,015	0,030	180÷200	250÷300
Высокогазопроницаемые	$>(2-3) \cdot 10^{-3}$	0,045	0,095	100÷150	180÷200

Длительность (продолжительность) периода активной дегазации определяют в соответствии с календарным планом подготовки выемочного участка и последующей отработки запасов угля. Длительность активной работы пластовых скважин при ППД на глубине 400 ÷ 600 м на пластах тонких и средней мощности в условиях Воркуты, Караганды и Донбасса, как правило, в основном составляет до 10 – 14 месяцев [20, 41, 47].

Длина скважин и расстояние между ними зависят от заданного коэффициента дегазации, метаноносности и метаноотдачи дегазируемого угольного пласта [16, 20]. Степень разрежения в сети дегазационных газопроводов на 15 ÷ 20 % повышает метаноотдачу угольных пластов в скважины по сравнению с дебитом при естественном истечении газа. Разрежение в дегазационных скважинах при типовых ППД должно превышать 6,6 кПа.

В самом начале 90-х годов до реструктуризации угольной отрасли и закрытия ряда шахт ППД применяли в Кузбассе на 15 выемочных участках, в Воркуте на 7, в Караганде на 50 и в Донецком бассейне на 6 выемочных участках. Средняя нагрузка на лаву по газовому фактору возросла на 50 ÷ 60 %, максимальная – в 2 ÷ 2,5 раза [14, 41, 48, 49, 50, 51]. За период применения ППД на шахтах Караганды, Воркуты, Кузбасса и Донбасса с помощью шахтных дегазационных установок было извлечено более 4 млрд м^3 метана.

Практически повсеместное сокращение эффективности и области применения ППД на шахтах основных бассейнов б. СССР обусловлено увеличением глубины ведения горных работ и осложнением природных условий. Средняя глубина ведения горных работ за период 1970 -1990 гг. выросла в весьма существенных пределах, при которых эффективность применения ППД резко уменьшается. Сокращение удельного метановыделения в дегазационные скважины с ростом глубины происходит на пластах, характеризующихся практически любыми природной метаноносностью и проницаемостью, перераспределением горного давления и продолжительностью дегазации [16, 20, 49]. Существенная особенность ППД заключается в необходимости выдерживать срок дегазации более 6 месяцев.

При ППД применимы параллельно-одиночная, косонаправленная, веерно-кустовая схемы бурения скважин, а также короткие скважины, пробуренные перпендикулярно линии очистного забоя [38, 41, 49, 52-58].

При параллельно-одиночной схеме (см. ранее рис. 1.2.2) скважины, бурятся параллельно линии очистного забоя на различных расстояниях и оборудуются водоотделителями и контрольной аппаратурой [11, 16, 20, 41, 59 - 61]. Сетка заложения скважин зависит от мощности, метаноносности и газопроницаемости угольного пласта, степени метаморфизма угля и продолжительности дегазации. Используют равномерную и неравномерную сетки бурения скважин. Равномерная сетка применяется при сроке дегазации свыше 8-10 месяцев. Расстояние между скважинами принимают меньшими в той части столба, которую будут отрабатывать раньше. Параллельно-одиночные скважины следует бурить с небольшим ($2 \div 5^\circ$) наклоном навстречу подвигающемуся очистному забою с таким расчетом, чтобы конец пластовой скважины был пересечен очистным забоем в первую очередь.

При равных условиях соотношение средних эффективностей ППД нисходящими, горизонтальными и восходящими скважинами составляет 1: (1,1÷1,2) : (1,25÷1,3).

Способы ППД также применялись на шахтах Германии, Австралии, КНР, Японии и Польше [49, 62, 63]. Из опыта применения способов ППД установлены рациональные длина, диаметр дегазационных скважин и расстояние между скважинами, которые составляют соответственно $100 \div 250$ м, $100 \div 120$ мм и $10 \div 20$ м. Для конкретных пластов расстояние между скважинами определяют посредством расчета или экспериментально [16, 20, 49].

Отмечается, что использование типовых способов ППД до глубины 500 м при длительности дегазации 180 суток может обеспечивать весьма существенное снижениегазоносности угольного пласта:

- до $3 \text{ м}^3/\text{т}$ без применения способов увеличения газопроницаемости пласта;
- на 4 и более $\text{м}^3/\text{т}$ при применении традиционных способов искусственного повышения газопроницаемости пласта солянокислотной обработкой;
- на $5 \div 7$ и более $\text{м}^3/\text{т}$ при гидроразрыве в сочетании с параллельно-одиночными пластовыми дегазационными скважинами [20, 52].

Кратковременное повышение эффективности типовых способов ППД возможно за счет сокращения расстояния между дегазационными скважинами, увеличения диаметра дегазационных скважин и продолжительности дегазации. Эти способы интенсификации дают паллиативный и временный эффект [41, 49]. Например, уменьшение расстояния между скважинами менее $8 \div 10$ м и увеличение продолжительности дегазации до $300 \div 350$ суток вызывает неадекватное степени дегазации пласта увеличение затрат на дегазацию. Повышение диаметра дегазационных скважин вызывает прирост извлечения метана, который не соответствует увеличению затрат на бурение. При отношении средней метаноотдачи пласта в скважины диаметром 80, 100, 120 и 150 мм временно растет метаноотдача пласта в среднем в 1,0; 1,2; 1,3 и 1,4 раза соответственно [49]. Удельное метановыделение в дегазационные скважины с глубиной уменьшается (рис. 2.1.1).

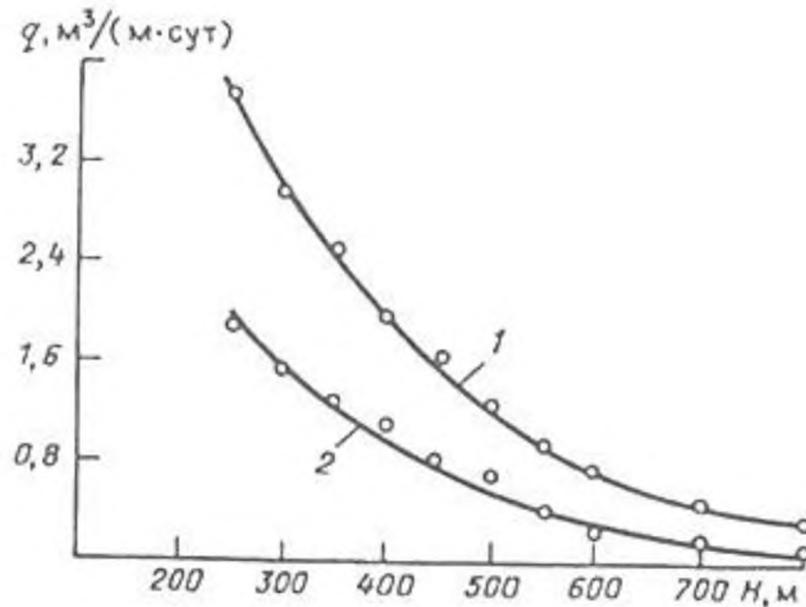


Рисунок 2.1.1 – Зависимость удельной метаноотдачи q угольных пластов K_{12} (1) и D_6 (2) соответственно в пластовые восходящие и горизонтальные скважины от глубины разработки H (Карагандинский бассейн)

В Кузнецком бассейне при природной газоносности угля, равной $12 \div 25 \text{ м}^3/\text{т}$, нашли широкое распространение способы ППД на глубинах до **400 м** на шахтах "Усинская", им. Волкова, "Томская" и "Чертинская". На шахте "Усинская" при ППД извлекали $1,2 \div 1,5$ млн $\text{м}^3/\text{год}$ метана, что составляло $30 \div 35 \%$ всего метана, содержащегося в угле. Эффективность ППД на шахтах Кузбасса в ряде случаев достигала 50% или $6 \div 9 \text{ м}^3/\text{т}$ запасов угля.

На шахтах Воркутинского месторождения при максимальной газоносности угля $30 \text{ м}^3/\text{т}$ ППД применяли до **глубины 440 м** при выемке пластов Первый и Двойной [16, 20]. Объем извлекаемого из этих пластов метана только одной пластовой скважиной длиной $150 \div 240 \text{ м}$ и диаметром 100 мм достигал 100 тыс. м^3 . Газоносность угля в результате ППД снижалась до $6 \text{ м}^3/\text{т}$, а средняя эффективность дегазации составляла 35% .

Повышение глубин разработки и изменение в Печорском угольном бассейне порядка отработки пластов в свете с переходом на первоочередную выемку защитного пласта «Четвертый» привело к постепенному сокращению ППД.

Для обеспечения метанобезопасного ведения горных работ ограждающая и предварительная дегазация разрабатываемых газоносных пластов играет важную роль, так как снижается метановыделение в горные выработки в наиболее опасных местах – проходческих и очистных забоях.

Шахтными натурными исследованиями показано, что метанопроницаемость неразгруженных угольных пластов изменяется во времени и по мере их дегазации.

Эффективность способов ППД зависит от газопроницаемости пласта, в свою очередь зависящей от глубины ведения горных работ, степени метаморфизма, пористости угля и других параметров и характеристик [16, 20, 49, 60, 66].

Успешное применение способов ППД в СНГ, а также в КНР, Австралии, Японии, Великобритании, Польши и Франции подтверждает установленный принципиально важный факт: эффективная предварительная дегазация угольных пластов типовыми способами возможна **до глубины разработки 500 м** и только в отдельных случаях на больших глубинах.

Приведенные выше данные по эффективности типовых схем ППД в основном все-таки характеризуют применение способа при относительно небольших глубинах разработки и достаточно высокой газопроницаемости углей.

Так современное состояние вопроса эффективности ППД в более сложных горно-геологических и горнотехнических условиях существенно отличается от изложенного выше.

Посмотрим вопрос предварительной пластовой дегазации на шахтах УД АО «АрселорМиттал Темиртау» (УД АМТ, Караганда). Средняя эффективность подземной пластовой дегазации для шахт УД «АМТ» составляет 10÷15% [67].

Средняя эффективность подземной пластовой дегазации для шахт АО СУЭК-Кузбасс» типична для многих шахт Кузбасса и уровень ее составляет **10%** для нисходящих скважин и не более **15-20%** для восстающих [68].

Направления и возможности повышения эффективности ППД будут рассмотрены в разделах 2.3 и 2.4 настоящей диссертации. Разработка усовершенствованной комплексной технологии эффективной пластовой дегазации низкопроницаемых угольных пластов является целью настоящей диссертации.

Низкая эффективность ППД обусловлена характером метанопереноса в блочно-трещиноватой структуре угольного пласта (рис. 2.1.2) [69, 70]. Скорость протекания процессов газопереноса в пласте зависит от величин газопроницаемости угольного пласта K и коэффициента диффузии D , а также газового давления $P_{пл}$ и сорбционных свойств угля (константы сорбции в уравнении Ленгмюра).

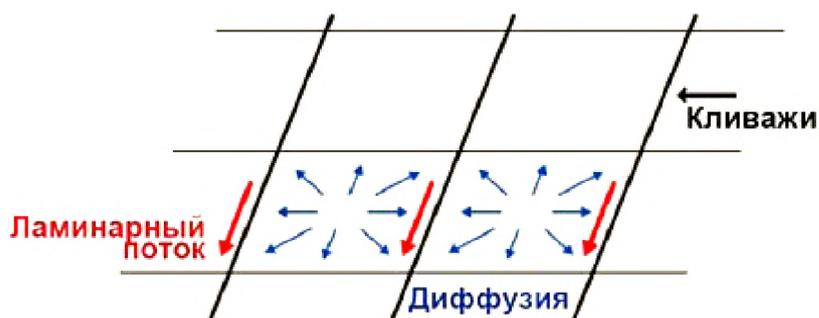


Рисунок 2.1.2 – Газоперенос в блочно-трещиноватой структуре угольного пласта

В угольном пласте до 98 % метана угольных пластов находится в связанном сорбированной состоянии [19, 42, 64, 65, 71, 72]. Перевод метана в свободное состояние и миграция к скважине требуют существенных временных и энергетических затрат.

Процессы переноса метана требуют значительного времени. При времени, отведенном на дегазацию угольных пластов (как правило, не более трех лет), процессами диффузии метана в угольном пласте можно пренебречь. Фильтрация метана также имеет ограниченную эффективность, так как в условиях неразгруженных от горного давления угольных пластов, коэффициент газопроницаемости составляет сотые и тысячные доли миллиарда.

Коэффициент метанопроницаемости угольных пластов Кузбасса (мД) приведены в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2. Значения проницаемости неразгруженных угольных пластов ряда шахт Кузбасса

Пласт	Коэффициент метанопроницаемости, мД
Полысаевский-2	0,036
Полысаевский-1	0,038
Надбайкаимский	0,037
Бреевский	0,005
Толмачевский	0,013
Пласт 4	0,045

Таблица 2.2 не несет обобщающей информации, так как метанопроницаемость не разгруженных от горного давления угольных пластов существенным образом зависит от горного давления, глубины залегания угольного пласта, горно-геологических условий и других факторов [73-77]. Важно подтверждение того факта, что метанопроницаемость неразгруженных угольных пластов мала и находится на уровне сотых и тысячных долей миллидарси ($1\text{мД}=10^{-15}\text{ м}^2$), что предопределяет весьма ограниченный дебит типовых пластовых скважин, например, для горнотехнических условий шахты им.С.М. Кирова в среднем на уровне $5\div 15$ л/мин.

Перспективы повышения эффективности пластовой дегазации лежат в направлении существенного повышения газопроницаемости угольного пласта. Последнее соображение предопределяет выбор в качестве основных способов дегазационной подготовки применение **гидродинамических воздействий** в режимах гидроразрыва или гидрорасчленения.

2.2 Опыт применения направленных скважин сложного профиля для целей дегазации

Возможность повышения эффективности ППД заключается в применении пластовых скважин большой (до $600\div 800$ м и более) длины диаметром 100 мм. По опыту использования пластовых скважин значительной длины до $600\div 800$ м в угольных шахтах Австралии и США эффективность ППД может достигать

70 ÷ 75 % [43, 49]. Например, на шахте бассейна Пенсильвания (США) при средней длине 16 пластовых скважин 600 м и диаметре 100 мм из угольных пластов, залегающих на глубине до 300 м, извлекли более 100 млн м³ метана, то есть свыше 6 млн. м³ из одной пластовой скважины.

Отметим, что такой эффект достигнут на пластах с высокой газопроницаемостью и это совсем не характерно для угольных бассейнов РФ на сегодняшних глубинах разработки.

В диссертации создается и испытывается новая технология пластовой дегазации, предусматривающей применение активных воздействий на угольный пласт с целью увеличения его газопроницаемости, а также, в некоторых случаях, использование протяженных ориентированных скважин сложного профиля для возможной дополнительной дегазации необработанной активными воздействиями области угольных пластов.

На шахте им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс» имеется положительный опыт использования направленных скважин сложного профиля для целей дегазации углегазонасного массива [78, 79].

Все более широкое распространение получает бурение направленных скважин, осуществляемое из подземных выработок. Изменяющая траектория позволяет бурить скважины в нужное место горного массива, что является основным преимуществом данных скважин.

Подземные скважины бурятся установкой типа VLD-1000A. В комплект входят информационные носители для переноса информации из шахты на поверхность, наземная измерительная калибровочная система. Еще в 2013 году на буровом станке с системой ориентирования в пространстве VLD-1000A, при бурении дегазационных скважин для лавы № 24-56 пласта «Болдыревский», была достигнута рекордная скорость бурения (456 п.м. в сутки) в сложных условиях. В 2014 году был получен новый рекордный результат (594 метров в сутки). Буровая установка начала свою работу в 2011 году. За это время отбурено несколько сот километров скважин и освоены различные технологии направленного бурения. Положительный опыт бурения направленных скважин современными буровыми

станками подтверждает возможность бурения скважин значительной длины по угольному пласту для интенсификации его метаноотдачи.

Однако необходимо отметить при этом, что вопрос о **надежности и устойчивости** пластовых скважин до сих пор остается проблематичным. Еще более проблематична возможность установки в таких скважинах герметизаторов или пакеров для проведения поинтервальных активных воздействий на угольные пласты. Такие вопросы требуют специального изучения и отдельного решения. Практика ведущих угледобывающих стран мира в настоящее время также пока не дает положительных ответов. По крайней мере, нет достоверной информации по этому основополагающему вопросу в открытых источниках информации.

2.3 Анализ путей совершенствования технологии пластовой дегазации

Размеры зоны влияния скважин ППД на снижение газоносности зависят от газопроницаемости и длительности дегазации угольного пласта. На высокогазопроницаемых пластах оно распространяется на $15 \div 20$ м, а на низкопроницаемых – на $4 \div 6$ м. Это особо наглядно подтверждаются практикой проведения ППД на шахтах АО «АрселорМиттал Темиртау», где подземные пластовые скважины бурятся через каждые $2 \div 4$ метра.

Эффективность ППД типовыми способами зависит от сетки бурения пластовых скважин, газоносности и газопроницаемости угольного пласта и длительности пластовой дегазации [16, 20, 49]. Особенность ППД заключается в необходимости значительного (не менее 6 месяцев) срока извлечения из пласта метана.

Эффективность типовых способов ППД повышается следующим образом:

- 1) экстенсивными методами, заключающимися в усовершенствовании параметров предварительной дегазации;
- 2) интенсивными методами, заключающимися в увеличении метаноотдачи разрабатываемых пластов.

Первые заключаются в сокращении расстояния между пластовыми скважинами, повышении их диаметра, увеличении длительности дегазации и

использование нескольких типов пластовых скважин, по-разному ориентированных к очистному забою.

Исследованиями ИПКОН РАН установлено [20, 49, 53, 54, 57, 59, 60, 80], что применение экстенсивных способов обеспечивает временное увеличение эффективности пластовой дегазации на 20 – 25 %, в целом не адекватное повышению затрат на проведение дегазации.

Для существенного повышении метаноотдачи угольных пластов можно, как было показано в разделе 1.4 настоящей диссертации, применить технологию **подземного гидроразрыва**.

Подземный гидроразрыв в комплексе с пластовой дегазацией представляет собой обработку угольного пласта рабочей жидкостью (например, водой или растворами поверхностно-активных и химически-активных веществ), нагнетаемой в него под высоким давлением в темпе, превосходящим естественную приемистость пласта. Этот процесс сопровождается раскрытием и расширением природных трещин и появлению новых трещин гидроразрыва, что приводит к существенному повышению проницаемости угольного пласта.

Искусственно раскрытые природные и вновь образованные трещины служат дополнительными каналами извлечения газа из угольного пласта, способствуя повышению интенсивности дегазации последнего типовыми скважинами ППД. Подземный гидроразрыв позволяет сокращать сроки ППД, выполнять предварительную дегазацию угольных пластов, не выдержанных по мощности, с непостоянными углами залегания или сложной гипсометрией. Главное преимущество способа заключается в том, что он позволяет эффективно осуществлять предварительную дегазацию угольных пластов с низкой природной метанопроницаемостью и природной газоотдачей в пластовые скважины [14, 20, 59]. Гидроразрыв возможно осуществлять водяными насосами типа 9 МГР-61 или 9 МГР-73 под давлением рабочей жидкости до 18 МПа.

Давление нагнетания рабочей жидкости, зависящее от приемистости угольного пласта и для глубины до 600 м по опыту ранее проведенных работ составляло порядка $10 \div 12$ МПа и для глубины 700 – 900 м - $15 \div 18$ МПа. При этом

достигнутый радиус влияния гидроразрыва на угольных пластах Караганды и Донбасса составлял 30÷50 м при объемах закачки рабочей жидкости до 60 м³.

На шахтах Карагандинского угольного бассейна и Донбасса метаноотдача пласта в скважины в зонах ГРП превышала в 1,5 – 1,7 раза метаноотдачу угольного пласта в необработанной гидроразрывом зоне.

Более подробно достигнутая эффективность ГПД в комплексе с гидроразрывом приведена в [20]. Установлено, что гидроразрыв является в 2 ÷ 5 раз более эффективным способом, чем, например, солянокислотная обработка пластов. Расстояние между скважинами гидроразрыва 80 ÷ 100 м, средний рациональный объем закачки рабочей жидкости в одну скважину – 110 ÷ 120 м³. Гидроразрыв существенно изменяет интенсивность метаноотдачи пласта также и при передовой дегазации.

Вышеизложенное позволяет констатировать, что технология подземного гидроразрыва имеет реальные перспективы для существенного увеличения эффективности пластовой дегазации.

К существенным недостаткам проведенных ранее работ нужно отнести следующее:

- работы проводились на коротких лавах (длиной до 100 метров) и имеет место необходимость усовершенствовать технологию подземного гидроразрыва применительно к длинным лавам (300-350 и более метров), что требует новых технологических подходов;

- темп закачки рабочей жидкости (воды) имеющимися в угольных шахтах водяными насосами находился во многих случаях на уровне не более 1 л/с [45], чего определенно недостаточно с учетом того факта, что радиус раскрытия трещин при гидроразрыве прямо пропорционален темпу закачки;

- в практике применения активных воздействий на пласт на угольных шахтах отсутствуют мобильные водяные насосы большей производительности (10 и более л/с), что предопределяет энергетический барьер для эффективной дегазации низкопроницаемого угольного пласта;

– отсутствует научно обоснованная методология расчета параметров подземного гидроразрыва (давление нагнетания рабочего агента, радиус гидроразрыва, темп и объем закачки, время выдержки рабочей жидкости в пласте, расстояние между скважинами гидроразрыва и др.);

– для герметизации скважин ГРП применялось технологически сложная операция цементирования, что трудоемко и при применении длинных скважин гидроразрыва усложняет ведение последующих очистных работ.

2.4 Механизм реализации комплексной дегазационной подготовки разрабатываемых пластов с применением гидроразрыва и гидратации пласта

Для повышения проницаемости угольных пластов и их более эффективной дегазации в горной практике известна технология подземного гидроразрыва. Эта технология была достаточно представительно опробывана на ряде шахт Карагандинского и Донецкого угольных бассейнов [45, 81-84]. Принципиальные технологические схемы подземного гидроразрыва показаны на рисунке 2.4.1.

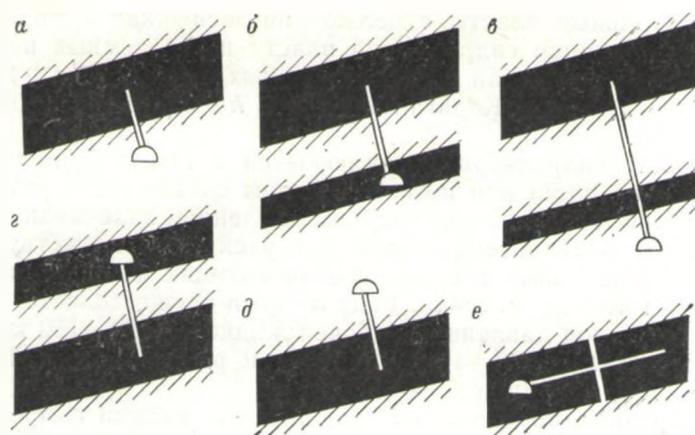


Рисунок 2.4.1 – Схемы расположения скважин ГРП

Значительно более эффективны первые три технологические схемы (соответственно, *а* – из полевых выработок дегазируемого пласта; *б* – из пластовых выработок нижележащего пласта; *в* – из полевых выработок нижележащего пласта). При вариантах *г* и *д*, где скважины гидроразрыва являются нисходящими, существенного извлечения добиться сложно ввиду их заводнения. При варианте *е*

скважина гидроразрыва бурится целиком по угольному пласту и, в связи с этим, отмечаются существенные сложности с их герметизацией.

При схемах *а, б, в* скважины гидроразрыва используются непосредственно для извлечения газа. При схемах *г* и *д* скважины ГРП используются для обеспечения повышенной проницаемости угольного пласта и, как будет показано ниже, блокирования метана в мельчайших порах и трещинах пласта для повышения остаточной газоносности разрабатываемого пласта и, соответственно, снижения газовыделения из угля в процессе его разрушения.

Удаление метана из угольного пласта осуществляется:

- а) непосредственно скважинами ГРП;
- б) типовыми пластовыми скважинами ППД, пробуренными по угольному пласту, предварительно подвергнутому гидроразрыву;
- в) скважинами ГРП и типовыми дегазационными пластовыми скважинами.

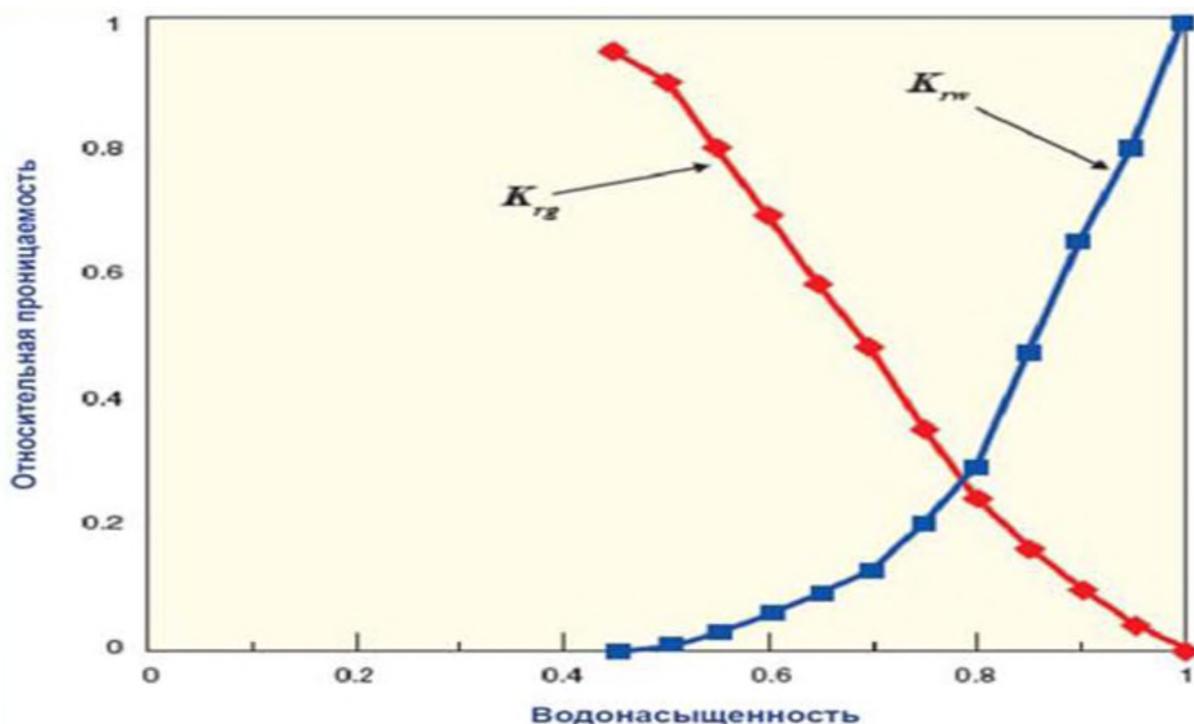
ГРП в первую очередь предназначен для интенсификации метановыделения из угольных пластов, за счет чего достигается:

- 1) повышение эффективности нормально функционирующих скважин ППД;
- 2) дегазация угольных пластов с низкой газоотдачей в пластовые скважины;
- 3) сокращение срока предварительного извлечения метана при комплексной дегазации угольного пласта скважинами ГРП совместно с пластовыми скважинами.

Технология подземного гидроразрыва обеспечивает эффективную дегазацию угольного пласта за счет извлечения метана скважинами из последнего вследствие того, что он находится в пласте под высоким пластовым давлением, а также за счет замещения метана водой в сорбционном объеме угля. Последнее связано с тем, что адсорбция воды на углях на три порядка выше адсорбции метана. Вода с термодинамической точки зрения замещает метан в сорбционном объеме угольного пласта [99, 106]. Это известно из исследований зон гидровоздействия, где метаноносность угля, как правило, была обычно меньше наблюдаемой на $3,5 \div 4,8 \text{ м}^3/\text{т}$, что объясняется замещением газа водой в сорбционном объеме угля [80].

Отметим также, что увлажнение угольных пластов повышает их квазипластичность, что является положительным фактором в части снижения их потенциальной выбросоопасности. Из горной практики известно, что не было зафиксировано внезапных выбросов угля, породы и газа на угольных пластах с природной влажностью более 6%.

Но, с другой стороны, вода в угольном пласте играет и негативную роль. В угольном пласте при наличие двухфазных потоков реализуется известный закон фазовых проницаемостей, в соответствии с которым вода, насыщая фильтрующий объем угля, снижает проницаемость угля для метана, что хорошо иллюстрируется рисунком 2.4.2.



k_{wg} — проницаемость пласта по воде, k_{rg} — проницаемость пласта по газу

Рисунок 2.4.2 – Иллюстрация закона фазовых проницаемостей

Эффективная проницаемость для каждой фазы в соответствии с этим законом рассчитывается путем умножения абсолютной проницаемости на относительную.

Вышеизложенное предопределяет целесообразность включение в комплексную технологическую схему пластовой дегазации **операции по** выдержке

рабочей жидкости в пласте, необходимой для реализации замещения метана в сорбционном объеме водой и последующему **удалению воды** из скважин после завершения гидровоздействия.

Технология ГРП может вписываться в технологию ППД в комплексе с процессом **гидратации пласта**, когда дефицит времени не позволяет значительно снизить метаноносность разрабатываемого пласта за счет его извлечения или когда эффективность извлечения метана из нисходящих скважин мала и достигнутым уровнем уменьшения метаноносности угольного пласта нельзя обеспечить требуемого снижения метанообильности очистной выработки. В этой ситуации уменьшение метанообильности очистных работ может обеспечиваться не столько снижением метаноносности разрабатываемого пласта, сколько **повышением остаточной метаноносности** угольного пласта и, вследствие этого, уменьшением метановыделения в очистную выработку. В этом случае используется то соображение, что метанообильность очистной выработки зависит от величины эффективной метаноносности $(x - x_0)$, где x – метаноносность разрабатываемого пласта в зоне ведения очистных работ, x_0 – остаточная метаноносность угольного пласта.

Блокирующий эффект сохраняется значительное время (до 9 лет по известным исследованиям) после нагнетания воды в пласт. Вышеизложенное подтверждено экспериментально на шахтах Карагандинского и Донецкого бассейнов [71,87-90,107 и др.]. На угольном пласте «Феликс» (Караганда) метановыделение с 1 м лавы неувлажненного участка составляет $0,01 \text{ м}^3/\text{мин}$, в то время как с 1 м увлажненного в 1,5 раза меньше при водонасыщении около 8 л/т [80]. Средняя остаточная метаноносность угля с увлажненного участка пласта составила на указанном объекте наблюдений $5,5 \text{ м}^3/\text{т}$, с неувлажненного участка – $2,1 \text{ м}^3/\text{т}$, т.е. в 2,5 раза меньше, чем и определяется снижение метановыделения в горные выработки.

Для более полного понимания механизма гидратации угольного пласта приведем некоторые результаты внедрения этой технологии на скважинах заблаговременной дегазации (ЗДП), пробуренных с поверхности [87-90]. Механизм

снижения метановыделения из угольного пласта можно пояснить на объектах ЗДП шахтных полей им. Ленина и «Казахстанская» Карагандинского угольного бассейна.

Общая принципиальная технологическая схема ЗДП предусматривает на последнем этапе эксплуатации скважин по съему газа в качестве дополнительного воздействия гидратацию пласта.

При реализации технологии в основном варианте ЗДП-1 эффект достигается прямым образом за счет уменьшения метаноносности угольного пласта путем извлечения газа из скважин ГРП. На рисунке 2.4.3 показано, что на скважинах ЗДП №№ 15, 25-30 снижение метаноносности составило $6\div 8$ м³/т.

Эффективность пластовой дегазации оценивалась по величине эффективной метаноносности, определяющей максимальное, потенциально возможное метановыделение из угольного пласта в зоне ведения очистных работ

$$x - x_c - x_0 \quad \text{м}^3/\text{т} \quad (2.4.1)$$

где x – эффективная газоносность, м³/т:

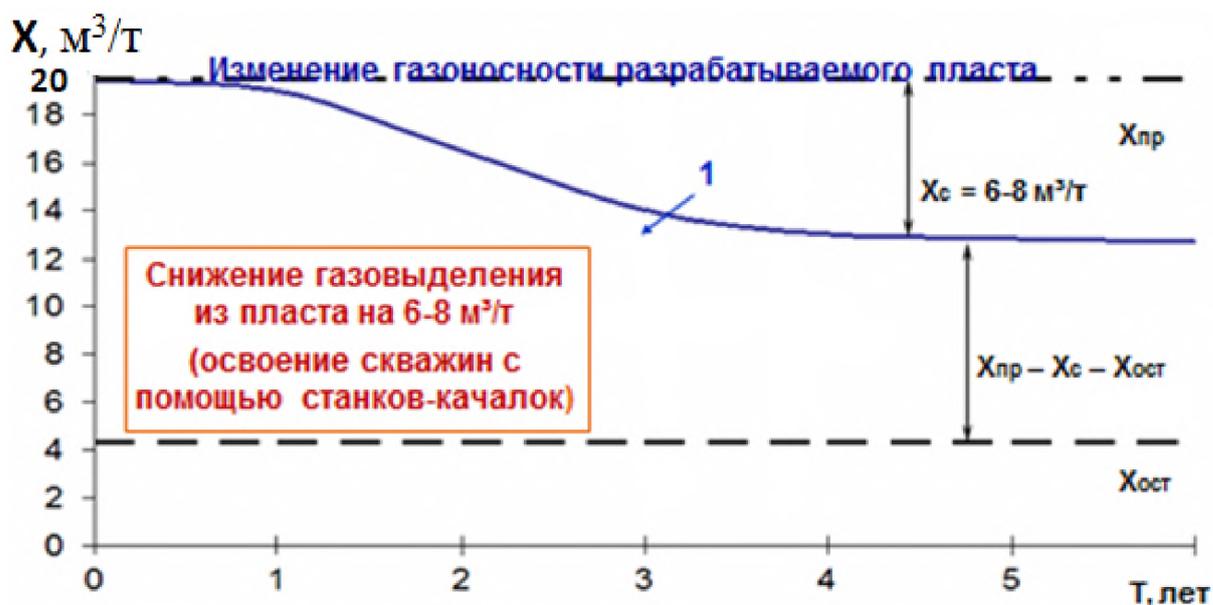
x_c – съём газа из скважин ГРП, м³/т:

x_0 – остаточная метаноносность угольного пласта, м³/т.

и в приведенном случае эффективная метаноносность в зоне скважин ЗДП составила

$$x - x_c - x_0 = 19 - \left(\frac{6}{8}\right) - 4 = \frac{9}{7} \quad \text{м}^3/\text{т},$$

то есть, имела величину от 7 до 9 м³/т.



1 – снижение газоносности при съеме метана в зоне скважин ГРП №15,25-30 (ш. им. Ленина, ш. «Казахстанская» АО «Миттал Стил Темиртау»)

Рисунок 2.4.3 – Снижение газоносности разрабатываемого угольного пласта за счет извлечения из него газа через скважины ЗДП

На других объектах исследования имел место другой вариант достижения необходимой эффективности (вариант ЗДП-2, проиллюстрированной на рисунке 2.4.4). При этом варианте после завершения процесса извлечения метана из угольного пласта за 2÷4 месяца до подработки скважины в последнюю периодически доливали воду для поддержания столба воды и реализации процесса блокирования метана в мельчайших порах и трещинах пласта и снижения тем самым величины эффективной газоносности угольного пласта ($x - x_0$).

Гидратацию угольного пласта целесообразно проводить на выбросоопасных пластах, так как повышение влажности пласта, как отмечалось выше, снижает его выбросоопасность. Кроме того, увлажнение целесообразно для снижения пылеобразующей способности угля, что также может рассматриваться как позитивный фактор.

На скважинах ЗДП №16-22 извлечение метана составило 4÷5 м³/т. За 2÷6 месяцев до подработки скважин лавой на указанных скважинах была проведена гидратация и в угольный пласт была подана вода в объеме, определяемом из расчета 20 л/т обрабатываемых запасов.

Дополнительной объем закачки воды определялся по формуле:

$$Q_{\text{р.ж.}}(\text{ГВ}) = \pi \cdot R^2 \cdot h \cdot \rho \cdot b - Q_{\text{р.ж.}}(\text{ГРП}) \cdot (1 - K_{\text{изв}}) \quad (2.4.2)$$

где R – радиус воздействия ГРП;

h – мощность пласта, м;

ρ – плотность угля, т/м³;

b – степень необходимого увлажнения, 0,02 м³/т;

$Q_{\text{р.ж.}}(\text{ГРП})$ – объем закачки первоначального ГРП, м³;

$K_{\text{изв}}$ – коэффициент извлечения рабочей жидкости ГРП до дополнительного гидравлического воздействия (ГВ).

Известно [69, 86, 94], что эффект блокировки позволяет повысить остаточную метаноносность угольного пласта на 3÷4 м³/т. Следовательно, суммарный эффект по снижению метановыделения из разрабатываемого угольного пласта при реализации варианта ЗДП-2 в зоне его выемки суммируется и составит:

$$(4 \div 5) + (3 \div 4) = 7 \div 9 \text{ м}^3/\text{т}$$

Вследствие изложенного, был скомпенсирован недостаточный съём метана из скважины тем, что дополнительно часть метана была блокирована в мельчайших порах и трещинах пласта и не смогла участвовать в метановыделении из него в процессе его разрушения при ведении очистных работ.

В некоторых случаях, когда время на извлечение метана ограничено, эффект от пластовой дегазации может достигаться исключительно путем гидратации угольного пласта (вариант ЗДП-3 проиллюстрирован на рис. 2.4.5) и составлять 3÷5 м³/т при подаче в угольный пласт воды от 20 до 40 л/т.

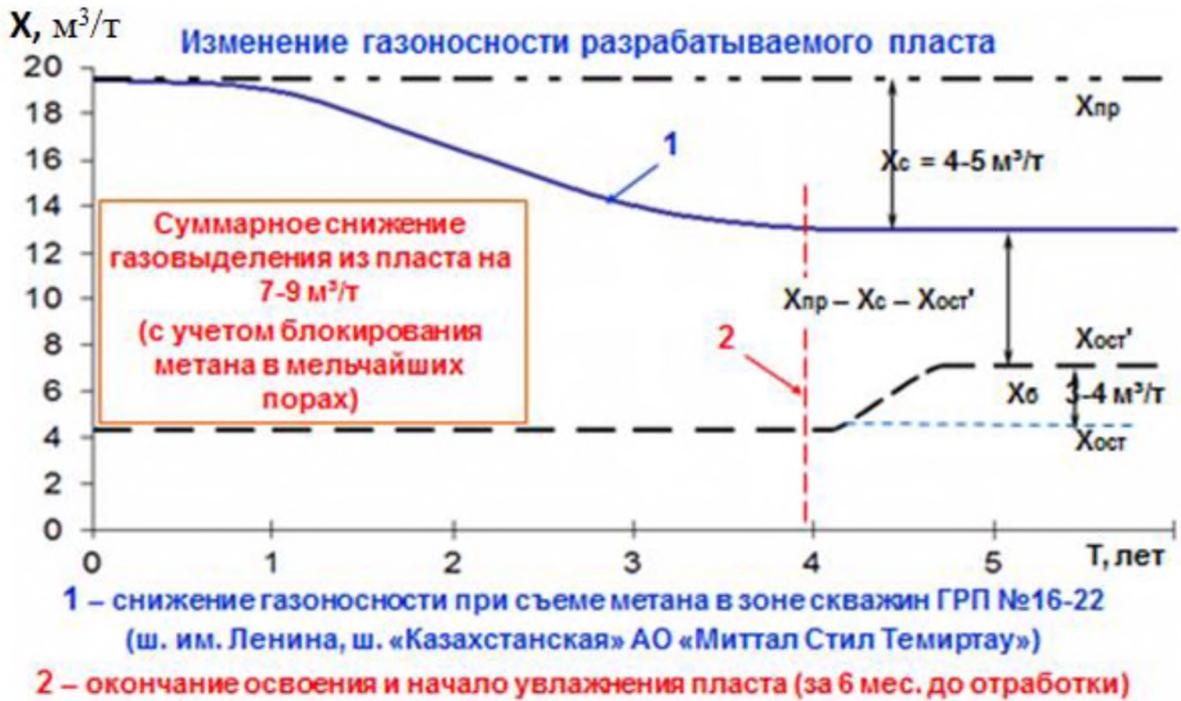


Рисунок 2.4.4 – Суммарное уменьшение метановыделения из дегазируемого угольного пласта с учетом блокирования газа

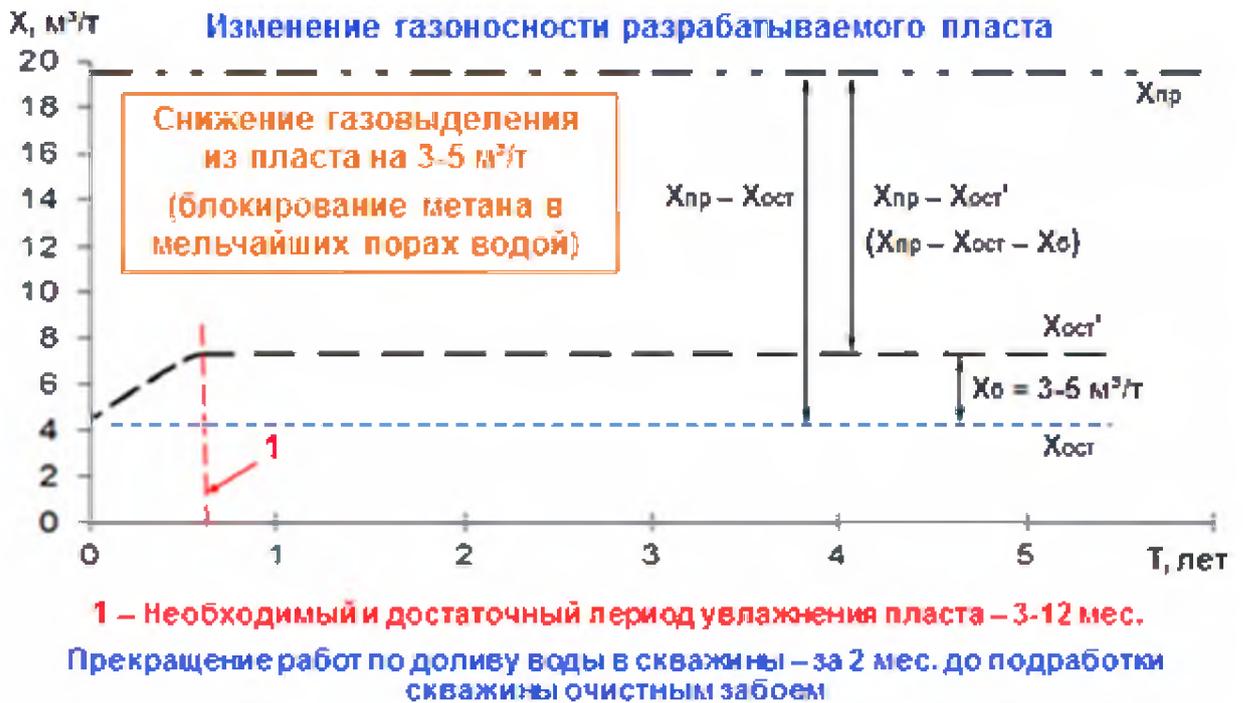


Рисунок 2.4.5 – Уменьшение метановыделения из разрабатываемого угольного пласта за счет блокирования метана

Вариант ЗДП-3 реализован при непосредственном участии автора на поле шахты им. С.М. Кирова на выемочных участках 24-63 и 24-64 на скважинах

1ГРП – 11 ГРП в 2019 и 2020 гг в процессе проведения работ по гидрорасчленению угольного пласта Болдыревский через скважины, пробуренные с поверхности. Предполагаемый эффект от проведения этих работ определялся изложенным выше режимом гидратации пласта, так как освоения скважин на этих объектах по ряду причин не было реализовано. Указанные работы в диссертации не анализируются, так как к моменту написания диссертации не были проведены подготовительные и очистные работы в зонах ГРП.

На базе представленных исследований предложена технология дополнительной гидравлической обработки зон дегазационной подготовки при применении комплексной дегазации с использованием усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва (**ПодзГРП**). Обработка нисходящих скважин производится на завершающем этапе их освоения и предусматривает насыщение пласта водой в режиме фильтрации в течение 2÷3 месяцев, что позволяет увеличивать остаточную метаноносность угля на 20÷30% за счет замещения газа водой, его оттеснения и блокировки в мельчайших порах и трещинах угля.

Из приведенного выше можно сделать следующие **технологические выводы**.

А. Воду в угольный пласт целесообразно закачивать в режимах гидрорасчленения или гидроразрыва для раскрытия новых и расширения уже имеющихся пластовых трещин для значительного увеличения метанопроницаемости угольного пласта, подлежащего дегазации.

Б. Вода, закачиваемая в угольный пласт в одном из рабочих режимов (гидрорасчленения, гидроразрыва или, в некоторых случаях, фильтрации), может выдерживаться определенное время в угольном пласте и в это время будет происходить полезная работа по замещению газа водой в сорбционном объеме, что является положительным фактором по уменьшению природной метаноносности в зоне гидрообработки.

В. Вода, находящаяся в порах и трещинах угольного пласта, существенно уменьшает фазовую проницаемость угольного пласта для метана и замедляет

процесс извлечения последнего из пласта, что является отрицательным аспектом заводнения угольного пласта. Имеет смысл после некоторой выдержки воду удалять из угольного пласта для его эффективной дегазации.

Г. Вода, находящаяся в угольном пласте, постепенно проникает в порово-трещинный объем угольного пласта за счет капиллярных сил и блокирует метан в мельчайших порах и трещинах пласта, что приводит к значительному (на $2\div 5$ м³/т [80]) повышению остаточной метаноносности угля и снижению выделения метана из увлажненных зон в горные выработки, при этом имеет место снижение газообильности последних.

Д. Предлагается и обосновывается следующий механизм повышения эффективности дегазации разрабатываемого угольного пласта путем гидровоздействия. Из подготовительной выработки по пласту бурят восстающие пластовые скважины, через которые осуществляют гидроразрыв угольного пласта. После завершения закачки скважину закрывают на 10-15 суток для выполнения работы по замещению метана водой в сорбционном объеме, затем скважина открывается, вода сливается в выработку, увеличивая фазовую проницаемость пласта для метана и осуществляют извлечение газа из скважины.

Затем из второй оконтуривающей выемочный участок подготовительной выработки бурят нисходящие скважины, через которые также осуществляют гидроразрыв угольного пласта. Закачку воды в этом случае ведут в более значительном объеме, определяемом из расчета не менее 20 л/т обработанных запасов в зоне гидроразрыва (Савенко Л.В., [71, 107 и др.]) с целью заводнения обработанной зоны угольного пласта и блокирования в ней метана.

Разработанный нами технологический подход к совершенствованию технологии пластовой дегазации на основе гидроразрыва угольных пластов был реализован в 2015-2017 гг. на поле шахты им. С.М. Кирова (пласт Болдыревский, выемочные участки 24-58, 24-59 и 24-60. Результаты работ и их детальный анализ представлены в главах 3 и 4 настоящей диссертации.

В главе 4 настоящей работы будет описано применение эффекта гидратации на скважинах ПодзГРП №№ 7-12, где использовалась усовершенствованная нами

технология подземного гидроразрыва. Это был первый поисковый объект шахтных экспериментальных работ, где основным эффектом от проведенных работ по ППД заключался в уменьшении метановыделения в очистную выработку участка 24-58 за счет блокировки газа в мельчайших порах и трещинах пласта рабочей жидкостью, что приводило к повышению остаточной метаноносности угольного пласта.

При реализации усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва (ПодзГРП) необходимо выбрать концептуальный подход к определению основного параметра пластового гидроразрыва – **эффективной длине скважин**. Этот параметр определяется как разность между общей длиной пластовой скважины гидроразрыва и длиной ее загерметизированной части.

В главе 4 диссертации мы покажем, что эффективная длина скважин на стадии проведения шахтных экспериментальных работ на шахте им. С.М. Кирова изменялась от 2 до 110 метров, т.е. использовались короткие скважины (36 метров герметизации плюс 2 метра необсаженной части) и относительно длинные скважины длиной 36 метров плюс 110 метров, охватывающие половину ширины выемочного участка.

Предполагалось, что второй вариант предпочтительней, так как будет достигнута более значительная равномерность обработки выемочного участка. Однако, последнее соображение может быть подвергнуто определённому сомнению из-за того, что рабочая жидкость не будет равномерно поступать в угольный пласт по всей эффективной длине скважины, а скорее будет двигаться по пути наименьшего сопротивления по имеющимся, в разной степени развитым, трещинам.

Можно предположить, что применение более коротких скважин может быть предпочтительнее вследствие концентрации гидродинамической нагрузки на угольный пласт и создания трещин разрыва. Кроме того, трещины будут создаваться в определенной близости от подготовительной выработки, из которой были пробурены скважины ПодзГРП, и предположительно будет создан коллектор повышенной метанопроницаемости, примыкающий к подготовительной выработке

и способствующий активному метаноистощению угольного пласта в течение 6÷12 месяцев функционирования скважин подземной пластовой дегазации.

При имеющей место значительной анизотропии свойств и неоднородности углегазового массива невозможно достоверно аналитически выявить весомость каждого фактора. Только шахтные экспериментальные исследования позволят оценить вклады в пластовую дегазацию скважин и подготовительной выработки. Однако однозначно можно утверждать, что метан, находящийся в угольном пласте под давлением 3÷4 МПа (это мы установили экспериментально на глубине залегания пласта Болдыревский около 400 м на объектах наших шахтных работ на выемочных участках 24-58, 24-59 и 24-60) будет в течении существенного периода времени мигрировать в подготовительную выработку, где давление 0,1 МПа, по нарушенной и проницаемой зоне угольного пласта, прилегающего к ней.

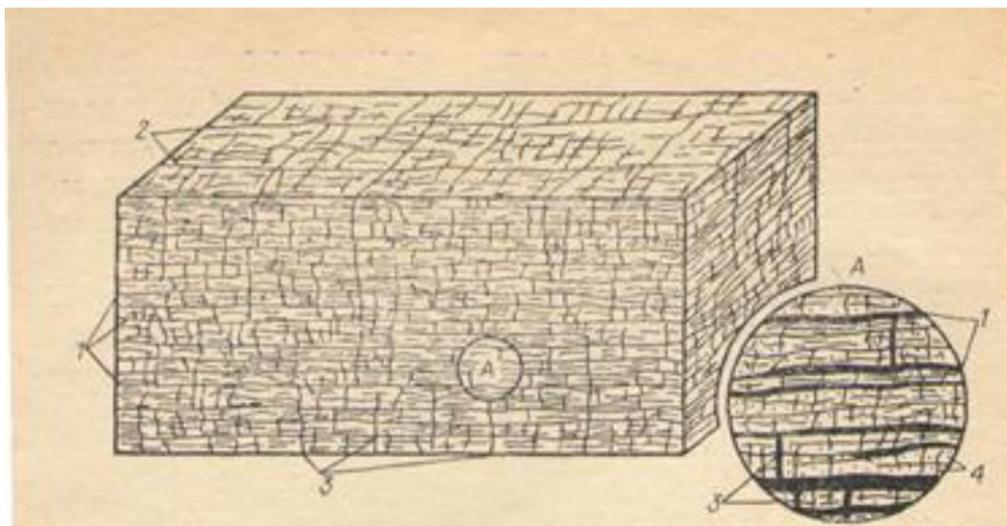
Этот последний фактор выноса метана из угольного пласта вентиляционным потоком в близко расположенной подготовительной выработке позитивен вследствие того, что он **снижает пиковые значения газовыделения** из разрушаемого в очистном забое угля и новых обнажений забоя.

Научно обоснован **комплексный подход к составу работ** по повышению эффективности дегазации разрабатываемого угольного пласта с использованием гидродинамического воздействия, предусматривающий нагнетание рабочей жидкости в пласт через подземные скважины, раскрытие трещин, выдержку рабочей жидкости, последующее удаление ее из пласта, извлечение метана с возможным последующим дополнительным увлажнением пласта для целей блокировки оставшегося метана в мельчайших порах и трещинах пласта, обеспечивающей существенное снижения эффективной газоносности пласта.

2.5 Газоносный угольный пласт как объект гидродинамического воздействия для пластовой дегазации.

Представим общую характеристику объекта дегазации и рассмотрим возможные режимы внедрения жидкости в угольный пласт.

Угольный пласт в качестве объекта дегазационной подготовки не является однородной и изотропной средой [95] (рис.2.5.1) и имеет блочно-трещиноватую структуру.



1 – система крупных трещин наслоения; 2 – то же, продольная; 3 – то же, поперечная;

4 – мелкие трещины и поры

Рисунок 2.5.1 – Блочно-трещиноватая структура угольного пласта

По данным И.Л. Эттингера объемная доля пор различного класса представлена в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1. Объемная доля пор различного класса (по данным И.Л. Эттингера)

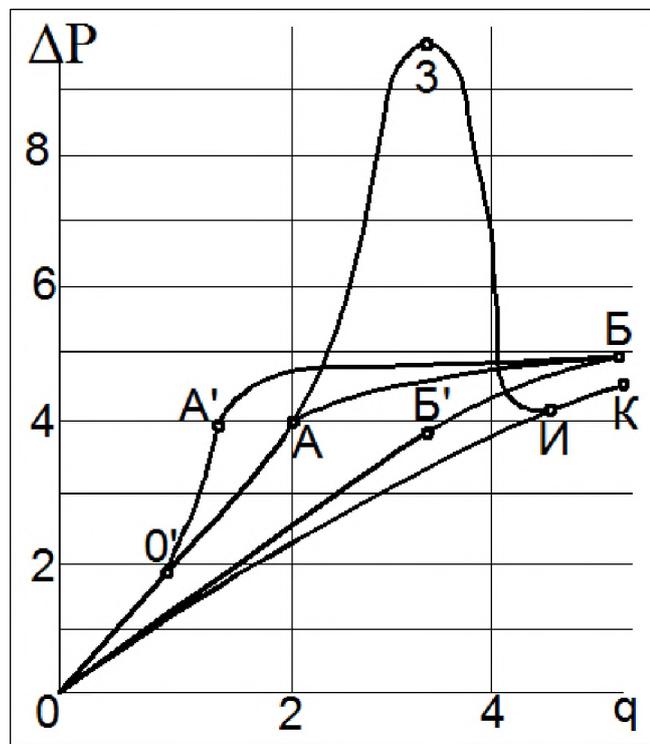
Вид пор	Размеры пор	Объемная доля пор, %
микропоры	Менее $10 \cdot 10^{-9}$ м	50
переходные поры	$10^{-8} - 10^{-9}$ м	30
субмакропоры	$10^{-7} - 10^{-6}$ м	15
макропоры и видимые поры	$10^{-6} - 10^{-5}$ м	<5

Превалирующий вес микропор и переходных пор объясняет всю сложность дегазации не разгруженного от горного давления угольного пласта, особые требования к ее длительности и обязательном учете сорбционных процессов, происходящих в угольном пласте.

Для полноты картины приведем газокинетические диаметры молекул некоторых газов, нм ($1 \text{ нм} = 10^{-9} \text{ м}$):

- азот – 0,37,
- метан – 0,444,
- водород – 0,27,
- окись углерода – 0,370,
- кислород – 0,356,
- углекислый газ – 0,454,
- вода – 0,3,
- двуокись углерода – 0,33.

Известны следующие режимы внедрения текучего в угольный пласт (рис.2.5.2): фильтрация, гидорасчленение, гидроразрыв, гидроразрыв [85, 97-99].



OA, O'A' – фильтрация по линейному и нелинейному закону; AB, A'B – гидорасчленение; B'B, IO – гистерезис приемистости после гидровоздействия; AZI – гидроразрыв

Рисунок 2.5.2 – Режимы гидродинамического воздействия на угольный пласт

Классификация режимов воздействия [97-105] может иметь вид, приведенный в табл. 2.5.2.

Таблица 2.5.2. Характеристика режимов гидровоздействия (ГВ) на угольный пласт

Режим ГВ	Темп внедрения текучего в угольный пласт	Механическое состояние пласта	Пути движения жидкости в пласте	Характер зависимости $\Delta P (q)$
Фильтрация	Не превышает естественной приемистости пласта	Нет нарушений	По порам и трещинам угольного пласта	Линейная
Гидрорасчленение	Превосходит естественную приемистость пласта	Раскрываются пластовые трещины	1. По порам и трещинам пласта в меру их естественной проницаемости 2. По раскрываемым пластовым трещинам	При развитии процесса давление практически не зависит от темпа внедрения текучего
Гидроразрыв	Многokrратно превышает естественную приемистость пласта	Угольный пласт разрывается по направлениям сил действия текучего	1. По порам и трещинам пласта в меру их естественной проницаемости 2. По раскрываемым пластовым трещинам 3. По линиям разрыва	Нелинейная с четким экстремумом

Возможны еще два других частных случая ГВ:

- а) гидросбойка со скважиной или выработкой;
- б) гидроотжим – выход текучего в горную выработку с отжимом последнего в часть призабойного массива.

Радиус зоны гидрорасчленения определяется объемом и темпом закачки текучего.

При закачке в угольные пласты рабочих жидкостей ставятся задачи увлажнения, повышения газопроницаемости пласта, изменения реологических свойств, перераспределения напряжений, введения физико-химических добавок для целей снижения газовыделения в горные выработки, пылеобразующей способности угля, самовозгоранием, выбросами, горными ударами и др.

Основные задачи – наиболее полное насыщение угольного пласта рабочей жидкостью и повышение газопроницаемости пласта. Наиболее важны два показателя: равномерность распределения влаги по угольному пласту и полнота насыщения.

Наиболее полное насыщение пласта жидкостью достигается при режимах гидрорасчленения и гидроразрыва. При них угольный пласт в течение достаточно большого времени находится под высоким давлением.

ГВ на угольный пласт **в режиме фильтрации** представляет собой достаточно сложный физико-химический процесс, описанный в разделе 2.4.

Процесс нагнетания рабочей жидкости при гидрорасчленении продолжается до получения проектного радиуса R (или протяженности L раскрытых трещин). При этом забойное давление скважины увеличивается вследствие роста гидравлического сопротивления движению жидкости в глубь пласта.

По завершении процесса гидрорасчленения рабочая жидкость продвигается в массиве угля за счет физико-химических сил. Оставшаяся жидкость удаляется известными инженерными средствами из угольного пласта. В трещины гидрорасчленения фильтруется метан и далее по трещинам и скважине поступает в газопровод.

Сохранение трещин в раскрытом виде обеспечивается закреплением (как вариант) трещин проницаемым материалом (песком) или за счет остаточных деформаций (на глубинах залегания угольного пласта до 550-600 метров), набухания угля и усадки его при откачке рабочей жидкости и дегазации.

Гидрорасчленение угольных пластов проводится с целью:

- значительного увеличения проницаемости угольного пласта за счет раскрытия и объединения пластовых трещин в единую гидравлическую систему, сообщающуюся со скважиной;
- замещения и (или) вытеснения части сорбированного в угле газа рабочей жидкостью;
- оттеснения газа рабочей жидкостью за пределы гидрообработки;
- блокирования газа рабочей жидкостью;

- частичного смачивания (слипания) пыли;
- повышения пластических свойств угля.

В качестве основных решаются задачи существенного увеличения радиуса влияния скважин, обеспечения высокой проводимости раскрытых трещин, а также осуществления глубокой дегазации угольного пласта.

При гидрорасчленении угольного пласта, как правило, раскрываются вертикальные трещины. Влияние трещин на общую проницаемость весьма значительно.

Например, известные исследования проницаемости (Lucia, 1983) показали:

$$k = (84,4 \cdot 10^5) \cdot \frac{w^3}{z} \quad (2.5.1)$$

где k – проницаемость, Д;

w – раскрытие трещин, см;

z – расстояние между трещинами, см.

В качестве рабочей жидкости могут использоваться вода, вода с химически-активными (ХАВ) и поверхностно-активными добавками (ПАВ). Для достижения раскрытия разных систем трещин может вестись очередная **закачка вязкой и маловязкой жидкости**.

Связь параметров трещин с показателями гидроразрыва нефтеносного пласта представлена в исследованиях Г. И. Баренблатта, Ю. П. Желтова, С. А. Христиановича [98, 104]. Необходимо учитывать, что в угольном пласте имеется большое количество естественных трещин различной конфигурации (см. рис. 2.5.1).

Более детально реальные режимы внедрения рабочей жидкости в угольный пласт будут проанализированы на обширном экспериментальном материале, полученном непосредственно автором, в главе 4 настоящей диссертации.

Для повышения эффективности пластовой дегазации целесообразно предусмотреть такие режимы нагнетания жидкости в пласт, при которых будет максимально повышена проницаемость угольного пласта. Предпочтительно это режимы его гидрорасчленения или гидроразрыва. И в том, и в другом случае

необходимо обеспечить возможность нагнетания в угольный пласт жидкости с темпом, превосходящим естественную приемистость пласта.

Из результатов известных исследований [108-115] может быть востребована аналитическая модель двухфазной фильтрации для оптимизации режимов гидравлической обработки угольных пластов, позволяющая прогнозировать радиус зоны гидрообработки при различных режимах нагнетания рабочей жидкости.

В аналитической модели [110] метаноперенос в угольном пласте описывается дифференциальным уравнением в частных производных с учетом законов сохранения массы, фильтрации Дарси и уравнение сорбции Ленгмюра, которое имеет вид

$$\operatorname{div} \left(\frac{C_1}{\mu_1} \cdot \rho_1 \cdot \operatorname{grad} P_1 \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left[P \rho_1 + \frac{abP_1}{(1 + aP_1)} \right] \quad (2.5.2)$$

где C_1 – газопроницаемость угля, m^2 ;

μ_1 – динамическая вязкость метана, $Pa \cdot c$;

ρ_1 – плотность метана, kg/m^3 ; $\rho_1 = \frac{P_1}{RT} \mu_{CH_4}$,

P_1 – давление метана в поровом пространстве, Pa ;

μ_{CH_4} – молярная масса метана;

R – универсальная газовая постоянная;

t – время, c ;

P – пористость угля;

a, b – константы сорбции в уравнении Ленгмюра.

Модель двухфазной фильтрации учитывает начальное распределение метана в угольном пласте и вмещающих породах вокруг скважины, позволяет прогнозировать радиус зоны гидравлической обработки при различных режимах нагнетания жидкости, изменение проницаемости угольного пласта по метану и воде в процессе гидрообработки. Модель позволяет рассчитать ожидаемые дебиты метана из скважины после гидрообработки и оценить эффективность пластовой дегазации. Разработанная с участием автора модель [110] предназначена для

оптимизации режимов гидрообработки угольных пластов при решении задач эффективной пластовой дегазации.

Выводы по главе 2

1. В благоприятных горно-геологических и горнотехнических условиях (небольшая глубина залегания, высокая газопроницаемость дегазируемых угольных пластов, значительные сроки дегазации и др.) предварительная пластовая дегазация может достигать 40-50% и более.

2. Современные осложненные условия подземной угледобычи характеризуются величинами средней эффективности подземной пластовой дегазации для шахт, например, Карагандинского бассейна 10-15%, для шахт Кузбасса (АО СУЭК-Кузбасс») в среднем до 10% при применении нисходящих скважин и не более 15-20% при применении восстающих пластовых дегазационных скважин.

3. Недостаточная эффективности известных технологий пластовой дегазации связана с тем, что в угольном пласте до 98 % метана находится в сорбированной состоянии, перевод его в свободное состояние и процесс движения по пласту к скважине сопровождаются дефицитными в шахтных условиях временными и энергетическими затратами.

4. Дан анализ путей совершенствования технологии пластовой дегазации в направлении кардинального повышения проницаемости угольных пластов, показаны перспективы применения технологии подземного гидроразрыва подготавливаемых к разработке угольных пластов. Предложены и обоснованы технологические схемы дегазации разрабатываемых пластов с применением гидроразрыва.

5. Дана общая характеристика угольного пласта как объекта дегазации. Изучены параметры трещиновато – пористой структуры угольного пласта и основные закономерности газопереноса в нем.

6. Исследованы возможные режимы внедрения жидкости в пласт. Обоснованы к применению для дегазации угольных пластов два основных режима

гидродинамического воздействия на него – гидрорасчленение и гидроразрыв, осуществляющие раскрытия новых и расширения старых трещин для существенного повышения газопроницаемости дегазируемого угольного пласта.

7. Воду, подаваемую в пласт, целесообразно выдерживать определенное время в пласте для выполнения работы по замещению метана водой в сорбционном объеме, что является позитивным фактором для снижения природной газоносности угольного пласта в зоне гидравлической обработки.

8. Целесообразно после некоторой выдержки рабочую жидкость удалять из пласта для его дальнейшей эффективной дегазации, так как вода, находящаяся в угольном пласте, существенно снижает фазовую проницаемость пласта для газа и замедляет процесс извлечения метана.

9. Целесообразно востребовать для повышения эффективности дегазационной подготовки процесс гидратации угольного пласта, при котором вода проникает в фильтрующие поры и трещины за счет сил самодвижения и блокирует там метан, что приводит к существенному (на $2\div 5$ м³/т) снижению эффективной газоносности угля и снижению газовыделения метана из увлажненных зон в горные выработки.

10. Обоснован механизм, обеспечивающий снижение газообильности очистной выработки в результате комплексной дегазационной подготовки газоносного угольного пласта, проводимой из подготовительных выработок

11. Обоснован комплексный подход к составу работ по дегазации разрабатываемого угольного пласта с применением гидродинамического воздействия.

3 РАЗРАБОТКА ОСНОВНОЙ МЕТОДИЧЕСКОЙ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ШАХТНЫХ ИСПЫТАНИЙ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОГО ГИДРОРАЗРЫВА

3.1 Основные технологические параметры гидроразрыва угольного пласта, осуществляемого из подземных горных выработок

Для усиления пластовой дегазационной подготовки скважины гидроразрыва в определенных горнотехнических условиях могут буриться непосредственно по угольному пласту, например, так как показано на рисунке 3.1.1. При этом могут применяться восстающие, нисходящие или горизонтальные скважины гидроразрыва.

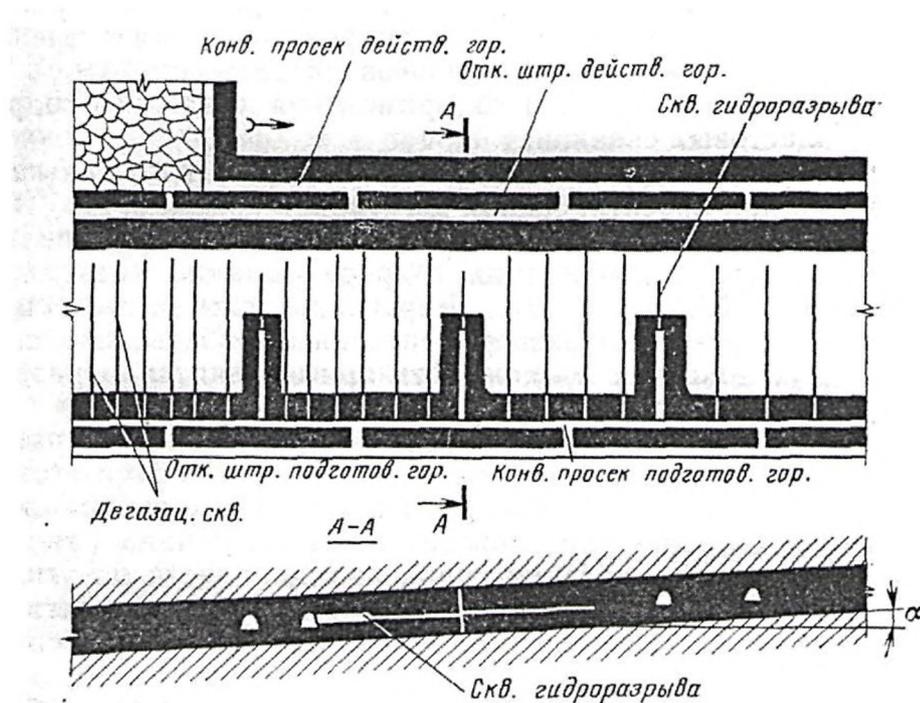


Рисунок 3.1.1 – Технологическая схема пластовой дегазации с применением гидроразрыва

После проведения гидроразрыва угольного пласта по последнему в обработанной зоне бурятся типовые пластовые дегазационные скважины [22]. Затем скважины гидроразрыва и типовые пластовые скважины подключаются к вакуумной линии

Основными параметрами технологии подземного гидроразрыва угольного пласта (ГРП) являются: темп, объем и давление нагнетания рабочей жидкости, а также расчетный радиус влияния скважин гидроразрыва, иначе радиус гидроразрыва.

Выбор насосов для гидроразрыва осуществляется исходя из необходимого давления, при котором произойдет гидроразрыв или гидрорасчленение угольного пласта.

Оценка давления, при котором произойдет гидроразрыв или гидрорасчленение угольного пласта, может производиться по формуле [45]:

$$P_{\Gamma} = (1 - \nu)(2 \cdot q_{\infty} + \sigma_s) \quad (3.1.1)$$

где P_{Γ} – давление рабочей жидкости для образования вертикальной трещины при ГРП, кгс/см²;

q_{∞} – горное давление (боковое), кгс/см²;

σ_s – предел прочности угля на разрыв, кгс/см².

ν – коэффициент Пуассона.

По расчетам на глубине залегания угольных пластов 400 – 500 м необходимо для гидроразрыва обеспечить давление 105-115 кгс/см².

Сохранение трещин гидроразрыва в раскрытом виде возможно при следующем условии [45, 117]:

$$\eta = \frac{(P_{\Gamma} + \Delta P_c)}{(P_{\Gamma} - q_{\infty})} > 1 \quad (3.1.2)$$

где ΔP_c – падение давления в трещине, кгс/см²;

$$\Delta P_c = P_{\Gamma} - P_{\kappa} \quad (3.1.3)$$

P_{κ} – давление жидкости гидроразрыва на контуре, равное пластовому ($P_{пл}$), кгс/см².

Следовательно

$$\eta = \frac{(2P_{\Gamma} + P_{пл})}{(P_{\Gamma} - q_{\infty})} > 1 \quad (3.1.4)$$

По зависимости (3.1.4) при давлении жидкости в скважине $80 \div 300$ кгс/см² в раскрытом виде трещины сохраняются в угольном пласте при пластовом давлении $20 \div 50$ атмосфер. В этом случае их не надо крепить проппантом.

Как будет показано ниже (в главе 4 настоящей диссертации), сохранение трещин в раскрытом подтверждает высокий дебит метана в скважины гидроразрыва и в типовые пластовые скважины, пробуренные по угольному пласту, весьма длительный период времени.

При расходе воды 0,6 л/с и менее естественные трещины не раскрываются. Закачка рабочей жидкости идет в режиме фильтрации [45].

Опыт применения технологии гидроразрыва (гидрорасчленения) на шахтных полях Карагандинского и Донецкого угольных бассейнов, а также, отчасти, Воркутинского месторождения (шахта «Комсомольская») при проведении их **заблаговременной дегазационной подготовки (ЗДП)** показал [37, 67, 71, 106, 99, 115-119] возможность нагнетания воды с темпами нагнетания до 156 л/с и объемами закачки до 12 тыс. м³ (средние ориентировочные эффективные значения указанных параметров 80 л/с и 4000 м³ соответственно). Средний радиус гидрорасчленения находился в интервале $120 \div 180$ м.

Темп закачки рабочей жидкости в пласт в соответствие с [93] определяется такими величинами как требуемая длина раскрытия трещин L , мощность угольного пласта, h , среднее число трещин гидрорасчленения, n_{cp} , пористость, проницаемость m , перепад давления вдоль трещин, ΔP , вязкость нагнетаемой жидкости μ и время гидрорасчленения t .

$$q_{max} = \frac{2 \cdot \pi \cdot L \cdot h \cdot n_{cp} \cdot \sqrt{m \cdot K \cdot \Delta P}}{\sqrt{\mu \cdot t}} \quad (3.1.5)$$

Подземная пластовая дегазация может предусматривать бурение из штреков (печей) скважин гидроразрыва, закачку через них в пласт рабочей жидкости для создания каналов повышенной газопроницаемости и последующего съема газа из скважин [108, 109]. Давление рабочей жидкости в скважинах может

достигать 30 МПа (см. глава 4 настоящей диссертации) в зависимости темпа нагнетания, напряженно-деформированного состояния угольного пласта и его газопроницаемости.

Для гидродинамического воздействия в подземных условиях могут применяться насосы типа 9МГР-61. Высокое давление с целью закачки в скважину эмульсии могут обеспечивать маслостанции типа плунжерных насосов Nauhinco ЕНР, АZE-5 и их аналогов. Темп нагнетания в этом случае может составить $5 \div 10$ л/с. Максимальное давление закачки - до 32 МПа.

Для оценки необходимого **объема рабочей жидкости** (воды) были построены аналитические модели распространения рабочей жидкости в угольном пласте в процессе гидродинамического воздействия [110] и проведены экспериментальные работы. Из-за большей фильтрационной способности угля можно считать, что движение рабочей жидкости в основном происходит по угольному пласту и последняя практически не проникает в породы кровли и почвы угольного пласта [117]. В публикации [45] отмечалось, что при увлажнении угольного пласта жидкость движется по трещинам размером **более 5 мкм**.

Для гидроразрыва угольного пласта через пластовую скважину рассматривается модель, представленная на рис. 3.1.2.

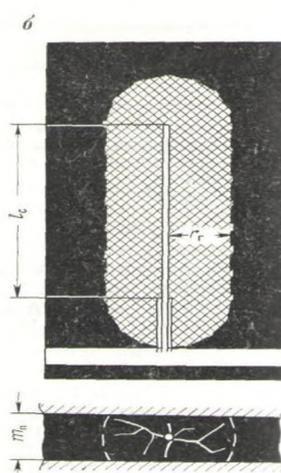


Рисунок 3.1.2 – Схема распространения жидкости в пласте в условиях применения подземного гидроразрыва

Зона движение рабочей жидкости представляет вытянутый эллипсоид с большой осью, совпадающей с осью скважины. Объем закачки может определяться по формуле:

$$Q_y = (\pi \cdot r_{\Gamma}^2 + 2 \cdot r_{\Gamma} \cdot l_c) \cdot m_n \quad (3.1.6)$$

где r_{Γ} – радиус ГРП, м;

l_c – длина необсаженной части скважины (эффективная длина скважины), м;

m_n – полная мощность угольного пласта, м.

Нужное количество рабочей жидкости (воды) Q_B для гидроразрыва пласта в радиусе действия скважины r_{Γ} составит:

$$Q_B = (\pi \cdot r_{\Gamma}^2 + 2 \cdot r_{\Gamma} \cdot l_c) \cdot n \cdot m_n \cdot k_3 \quad (3.1.7)$$

где n – фильтрующая пористость угольного пласта;

k_3 – коэффициент заполнения фильтрующего объема угольного пласта жидкостью гидроразрыва.

С зависимостью (3.1.7) можно спорить, так как она по сути своей предполагает проникновение рабочей жидкости в угольный пласт равномерно в режиме фильтрации по всей площади обнажения угольного пласта скважиной. В анизотропном неоднородном угольном пласте вероятнее можно было бы предположить, что рабочая жидкость пойдет в наиболее развитые трещины или в основном в одну наиболее развитую трещину угольного пласта, то есть мы можем иметь один или несколько точечных источников поступления воды в угольный пласт. Во втором случае уточнение может производиться с помощью поправочного коэффициента c в предполагаемом варианте двух точечных источников, равного 2). В случае одного точечного источника $c = 1$. При наличии в угольном пласте двух основных систем естественной трещиноватости (достаточно распространенный случай) целесообразно при расчетах принимать, что 70% рабочей жидкости идет по основной системе, а 30% идет по вторичной вспомогательной системе трещин.

Объем нагнетания для каждого точечного источника можно определять по следующей зависимости:

$$Q_B = c \cdot \pi \cdot R_{\Gamma}^2 \cdot n \cdot m_n \cdot k_3, \text{ м} \quad (3.1.8)$$

В нашем случае:

c – поправочный коэффициент (принимаем 1,5);

R_r – средний радиус гидроразрыва, м.

Коэффициент k_3 может быть определен по результатам наблюдения за поступлением рабочей жидкости в пробуренные дегазационные скважины или горные выработки.

Известны для первичных оценок значения коэффициента k_3 для Карагандинских угольных пластов (при их фильтрующей пористости 0,01): $K_{13} = 0,13$; $K_{12} = 0,07$; $K_4 = 0,17$. Данных для углей Кузбасса нет, поэтому порядок этой величины мы определили, в основном, для пласта Болдыревского на стадии шахтных поисковых работ. Предваря материалы исследований главы 4, посвященной результатам проведения шахтных экспериментальных работ, можно ориентироваться на следующее. На настоящий момент времени мы проанализировали результаты проведенных нами работ по ГРП на нескольких десятках скважин гидроразрыва, пробуренных на выемочных полях 24-58, 24-59, 24-60 и некоторых др., где имели место водопроявления на расстоянии 25÷30 метров от скважин подземного гидроразрыва при объеме закачки 18÷20 кубических метров рабочей жидкости (скважины №№ 3, 13 и др.) (см. таблицу А1 в **приложении А** к диссертации).

Из (3.1.8):

$$k_3 = \frac{Q_B}{c \cdot \pi \cdot R_r^2 \cdot n \cdot m_n} \quad (3.1.9)$$

Для пласта Болдыревский $n = 0,01$, $m_n = 2,2$ м и принимаем условно $c = 1$.

Подставив фактические данные, получаем $k_3 = 0,96$.

Отметим, что по мере набора статистики величины c и k_3 будут уточняться.

Принимать максимальное значение протяженности зоны проникновения рабочей жидкости в угольный пласт в качестве эффективного радиуса ГРП некорректно, поскольку происходит неравномерное распространение рабочей жидкости по угольному пласту. Для учета этого при определении радиуса эффективного гидроразрыва может быть введен понижающий коэффициент.

Расстояние между скважинами гидроразрыва должно приниматься как два радиуса влияния скважин гидроразрыва.

Ряд приведенных выше параметров подземного гидроразрыва был определен исходя из фактических данных шахтных экспериментальных работ, проведенных ранее в Карагандинском угольном бассейне. Эти параметры явились исходной точкой для организации работ по натурным испытаниям усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва (ПодзГРП), проведенных нами на шахте им. С.М. Кирова. По результатам первоначальных работ ряд параметров корректировался и научно обосновывался.

Разработанная с участием автора и приведенная в [110] **аналитическая модель** двухфазной фильтрации дает возможность ориентировочно оценивать и прогнозировать радиус зоны гидрообработки при различных режимах нагнетания рабочей жидкости, изменение проницаемости угольного пласта в процессе гидрообработки. Модель позволяет рассчитать ожидаемые дебиты метана из скважины после гидрообработки и оценить эффективность пластовой дегазации. Однако необходимо отметить, что указанная модель базируется на предположении, что угольный пласт однороден и изотропен, что не отвечает реальности и предопределяет определение ряда параметров экспериментальным путем в шахтных условиях.

Как было показано, радиус гидроразрыва (гидрорасчленения) прямо пропорционален темпу нагнетания рабочей жидкости. В условиях шахты им. С.М. Кирова (объекта наших исследований) применялась маслостанция с возможностью обеспечивать фиксированный темп нагнетания 5 и 10 /с. Как мы видим из данных таблицы А.1, при фиксированном темпе нагнетания прорывы рабочей жидкости в выработки были зафиксированы на различных расстояниях от нагнетательной скважины, что означает, что на фактический радиус гидроразрыва существенно влияет анизотропия угольного пласта и его фильтрационных свойств. На данный момент исследований мы полагаем с учетом анализа фактической информации, приведенной в главе 4, что при темпе закачки рабочей жидкости 10 л/с радиус образования (раскрытия) трещин составляет **25 ÷ 35 метров**. Сильная

анизотропия свойств угольного пласта подтверждается тем фактом, что при равной эффективной длине дегазационных скважин гидроразрыва давление закачки изменялось в весьма значительном диапазоне 10÷30 МПа.

3.2 Программа и методика проведения шахтных экспериментальных испытаний комплексной технологии ППД угольного пласта Болдыревский с использованием его гидроразрыва

Программа и методика предназначена для осуществления дегазационной подготовки и проведения натурных испытаний усовершенствованного способа комплексной пластовой дегазации для интенсификации метановыделения из пластовых скважин в условиях разработки пласта Болдыревский шахты им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс». Проведение подземного гидроразрыва разрабатываемого угольного пласта позволяет осуществить его эффективную дегазацию, обеспечивает уменьшение продолжительности предварительного извлечения метана, увеличение интенсивности и его съема, снижение газообильности очистного забоя и времени простоев очистного оборудования по газовому фактору при интенсивной разработке газоносного угольного пласта.

На выемочном участке 24-58 проводится первый этап исследований – **поисковые экспериментальные работы** по оценке работоспособности и эффективности разрабатываемой технологии подземного гидроразрыва (далее **технология ПодзГРП**), проводимого из подготовительных пластовых выработок. Поисковый эксперимент был первоначально реализован на нисходящих скважинах №№ 1-6 и восстающих скважинах №№ 7-12 выемочного участка 24-58.

Второй этап представительных шахтных испытаний проводится на следующим выемочном участке 24-59 на нисходящих скважинах №№ 13-18 и восстающих скважинах №№ 59/1 – 59/10).

Экспериментальные шахтные работы предусматривали следующее:

- разработку основной технической документации (технологическая часть проекта, паспорт проведения работ);
- собственно шахтные исследования;

- определение эффективности по съему метана и снижению метанообильности очистных работ в зонах подземного гидроразрыва;
- обобщение результатов исследований;
- разработку рекомендаций по дальнейшему совершенствованию технологии комплексной пластовой дегазации.

3.2.1 Сущность способа гидроразрыва угольного пласта

Преимущество предлагаемого способа ПодзГРП - простота и надежность его технической реализации. Усовершенствованный способ не требует применения сложного специального оборудования, в частности, пакеров, герметизаторов и др. Способ обладает необходимой оперативностью и позволяет проводить до трех пластоопераций по разрыву в течение одной рабочей смены.

Скважины ПодзГРП бурятся непосредственно по подготавливаемому к интенсивной отработке угольному пласту и его обработку осуществляют через необсаженный участок скважины расчетной длины (на поисковом этапе принимается в диапазоне от 2 до 7 м, в последствие до 110 м). При проведении работ эффективная длина скважины гидроразрыва может быть конкретизирована. Расположения скважин ПодзГРП представлена на рисунке 3.2.1.

Участок герметизации скважины создается длиной 36 м. Такой параметр выбран исходя из того, чтобы выйти за пределы зоны дезинтеграции угольного пласта вокруг подготовительной выработки (30÷35 м) и исключить прорыв рабочей жидкости из скважины подземного гидроразрыва в эту выработку, из которой пробурена скважина гидроразрыва. Герметизацию пространства между обсадной трубой и стенками скважины осуществляют по специально разработанной совместно с ООО «Сибхимукрепление» технологии с применением двухкомпонентного состава шахтиклея. По завершении герметизации скважины в нее с темпом до 600 л/мин (10 л/с) насосом высокого давления подают рабочую жидкость.

Объем рабочей жидкости в одну скважину на первом этапе был ограничен диапазоном $5 \div 50 \text{ м}^3$ из-за опасений прорывов рабочей жидкости в выработку через зону дегинтеграции угольного пласта. При существенном прорыве жидкости в выработку гидравлическая обработка незамедлительно прекращается.

Рациональная эффективная длина скважин ПодзГРП устанавливается экспериментально. Основная задача гидрозакачек – выйти из режима фильтрации на режим гидроразрыва или гидрорасчленения, что повлечет за собой раскрытие и образование новых трещин. Выход на режим определяется по характеру зависимостей давления закачки во времени. Предположительно, увеличение эффективной длины скважин позволяет повысить равномерность обработки, но при этом снижается удельное давление рабочей жидкости на стенки скважины и становится меньше длина раскрываемых трещин. При меньшей длине концентрация давления выше, но больше вероятность прорыва жидкости в выработку. Однако необходимо иметь в виду, что при малой эффективной длине скважин ПодзГРП надежней возникает связь скважины через зону дезинтеграции с выработкой и большее количество метана вынесется вентиляционной струей из дегазируемого участка пласта, что также позитивно для обеспечения метанобезопасности очистного забоя.

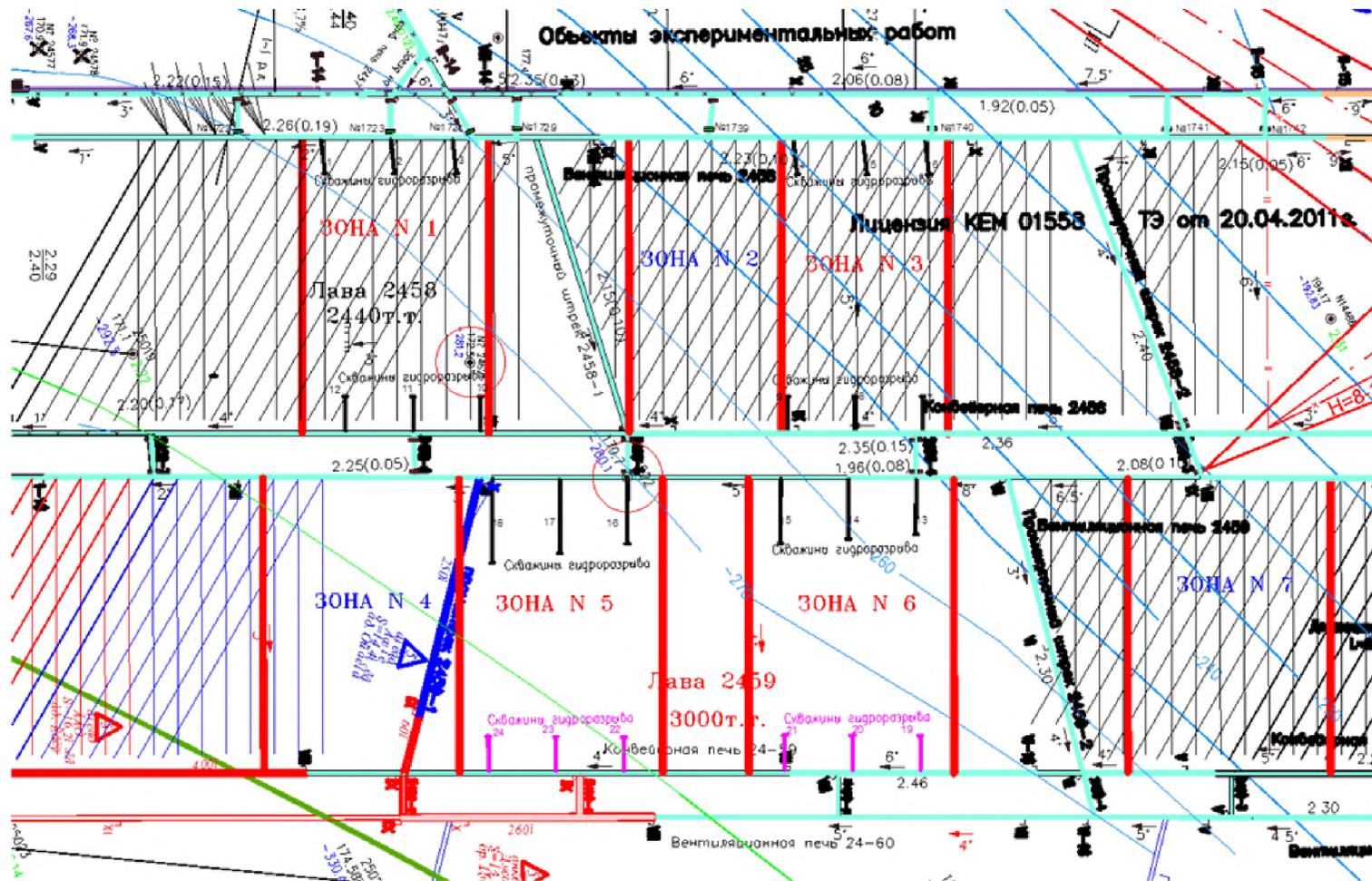


Рисунок 3.2.1 – Натурные объекты шахтных экспериментальных работ по апробации технологии подземного гидроразрыва (выемочные участки 24-58 и 24-59)

После гидроразрыва угольного пласта желательно максимально оперативно пробурить в зоне влияния скважин ПодзГРП и подключить к магистральному газопроводу типовые скважины пластовой дегазации (ППД). Интервал времени на это должен составлять не более 2÷4 недель.

Бурение и подключение к газопроводу скважин ППД в зоне сравнения, которая расположена там, где не было проведено гидроразрыва угольного пласта, для достоверности оценки эффективности испытываемой технологии проводится с интервалом времени не более 2 недель.

Работы по ПодзГРП проводятся на основании паспорта, который утверждается главным инженером шахты.

3.2.2 Основные параметры подземного гидроразрыва пласта

Основными параметрами технологии ПодзГРП являются: давление закачки рабочей жидкости, темп ее нагнетания, объем закачиваемой рабочей жидкости и проектный радиус гидрообработки пласта.

Давление рабочей жидкости. При выборе характеристик насоса для гидроразрыва угольного пласта нужно, чтобы его работа обеспечивала раскрытие существующих и, возможно, образование новых трещин.

Технология ПодзГРП испытывается на шахте им. С.М. Кирова и первоначально скважины гидроразрыва бурятся из вентиляционной печи 24-58 (средняя глубина залегания угольного пласта - 460 м). При гидрообработке для раскрытия трещин пужно преодолеть горное давление и достичь предела прочности угля на разрыв.

Боковое горное давление зависит от вертикального давления и в отсутствии тектонических аномалий может определяться по зависимости

$$q_{\infty} = \frac{\mu}{1 - \mu} \rho g H \quad (3.2.1)$$

где μ – коэффициент Пуассона, $\mu=0,1 - 0,3$;

ρ – плотность вышележащих горных пород, кг/м^3 ;

g – ускорение свободного падения, $g=9,81 \text{ м/с}^2$;

H – глубина залегания угольного пласта, м.

На глубине 460 м значение бокового горного давления принимаем $q_{\infty}=2,3$ МПа. Величина разрывающего усилия для угля составляет $\sigma_s=0,9\div 1,0$ МПа. Исходя из результатов проведенных предварительных поисковых экспериментальных работ и с учетом зависимости 3.1.1, величина давления жидкости для гидроразрыва пласта на глубине, близкой к 460 м, прогнозно должна находиться в диапазоне **12,0 ÷ 21,5 МПа.**

Темп закачки рабочей жидкости. Закачку рабочей жидкости на экспериментальном поисковом этапе работ предполагается производить с помощью маслостанции с темпом **5 и 10 л/с.**

Радиус гидроразрыва. Характеристики маслостанции, которую предполагается применять в качестве насоса, позволяют обеспечивать фиксированный темп нагнетания рабочей жидкости в пласт (5 и 10 л/с). При удельном темпе на 1 метр мощности пласта 5 л/(с*м). предполагаемая из опыта работ в Карагандинском угольном бассейне [19, 59] раскрытие трещин достигает **25÷35 м.** Расстояние между скважинами ГРП по этим соображениям предполагается в **70 метров.**

Количество подаваемой в угольный пласт рабочей жидкости. Как указывалось выше, радиальный поток при данной технологической схеме напоминает форму эллипсоида. Объем нагнетания целесообразно определять по следующей зависимости (3.2.2):

$$Q_{в} = c \cdot \pi \cdot R_{г}^2 \cdot n \cdot m_{п} \cdot k_{з} \quad (3.2.2)$$

где c – поправочный коэффициент (1,5);

$R_{г}$ – средний радиус гидроразрыва, м;

n – фильтрующая пористость угольного пласта;

$m_{п}$ – полная мощность пласта, м.

$k_{з}$ – коэффициент заполнения фильтрующего объема угольного массива рабочей жидкостью (примем для оценки от 0,007 по данным, полученным для Карагандинских углей до 0,06 – по фактическим данным, полученным для Кузбасса).

Ориентировочный расчет

$$Q_{\text{в}} = 1,5 \cdot \pi \cdot 30^2 \cdot 2,2 \cdot 0,007 = \frac{60}{270} \text{ м}^3$$

$$Q_{\text{в}} = 60 \div 270 \text{ м}^3$$

Исследуемый диапазон в поисковых целях на первом этапе исследований заложим в диапазоне $5 \div 100 \text{ м}^3$.

В качестве рабочей величины принимаем **50 м^3** .

Основные показатели способа гидравлической обработки угольного пласта следующие.

Место проведения гидроразрыва: вентиляционные печи 24-58, 24-59, конвейерные печи 24-58, 24-59.

Длина скважины гидроразрыва - $37 \div 145 \text{ м}$.

Длина обсадки трубами- 35 м .

Давление на насосе при гидроразрыве пласта - $10 \div 30 \text{ МПа}$.

Темп нагнетания жидкости – $5 \text{ и } 10 \text{ л/с}$.

Расчетный радиус гидроразрыва – $30 - 35 \text{ м}$.

Объем закачки при гидроразрыве – $5-50 \text{ м}^3$.

Минимальное время обработки с учетом переменного темпа нагнетания – 80 мин .

Диаметр буровой коронки – 132 мм .

Диаметр обсадных труб – 96 мм .

3.2.3 Герметизация скважин гидроразрыва

Максимальное давление, которое может быть развито маслостанцией, составляет 32 МПа . Известна технология герметизации с помощью цементного раствора и металлических труб. Однако, она не всегда надежна, трудозатратна, требует много времени. Указанная технология апробирована в Карагандинском угольном бассейне на нескольких шахтах и выявила существенные недостатки [19, 59].

По согласованию с исполнителями работ (УДиУМ, шахта им.С.М. Кирова) на первых поисковых скважинах применяли более современную и технологичную операцию с применением «Шахтикля», компоненты которого подавались по трубкам в затрубное пространство с помощью пневмонасоса.

Отметим, что вариант с применением обсадных цельнотянутых металлических труб является весьма надежным, но более технологичным и перспективным является вариант обсадки скважины с применением гибких пластиковых, либо стеклопластиковых труб диаметром 75 мм и длиной около 32 м. Во всяком случае выступающая из скважины часть обсадной трубы должна быть цельнометаллической. Таковы требования безопасности подключения к высоконапорному трубопроводу, а также для удобства монтажных работ. Пластиковые трубы в скважине могут соединять между собой муфтами.

Схема герметизации скважины ПодзГРП показана на рисунке 3.2.2, где 1- пласт; 2-затрубье; 3- обсадная стеклопластиковая труба ($d=75$ мм; $l= 32$ метров); 4- открытый участок скважины длиной $2\div 150$ м; 6- резиновые шланги для подачи «Шахтикля»; 5- манжета; 7 –муфтовое соединение обсадных труб; 8- обсадная металлическая обсадная труба; 9- переходник для соединения с высоконапорным рукавом

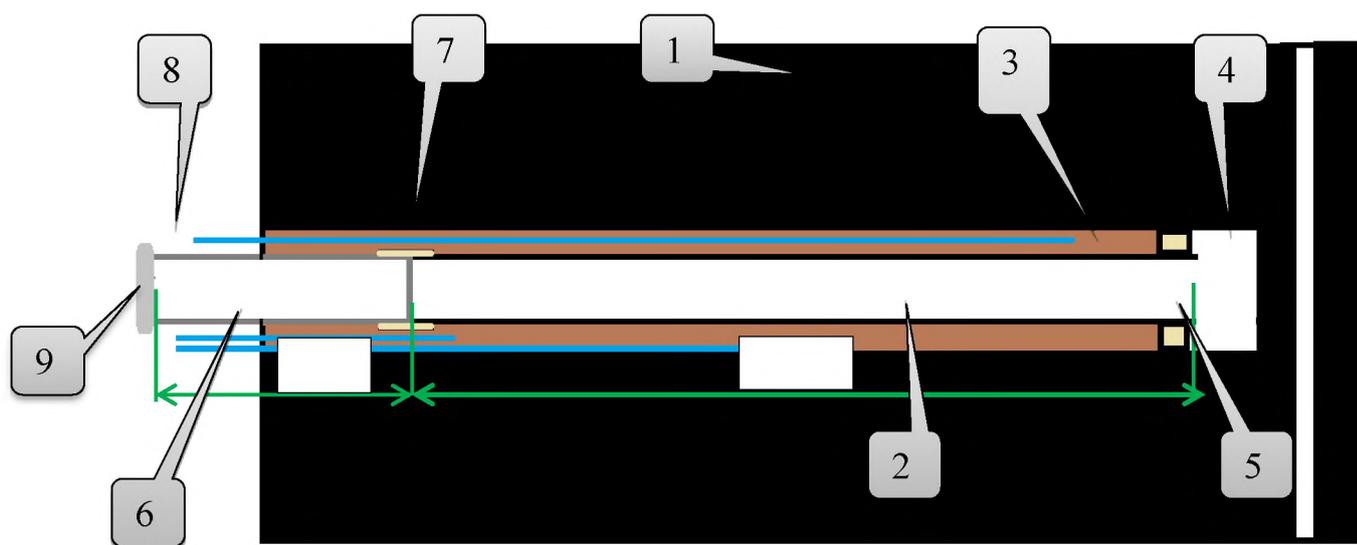


Рисунок 3.2.2. – Схема герметизации скважины ПодзГРП

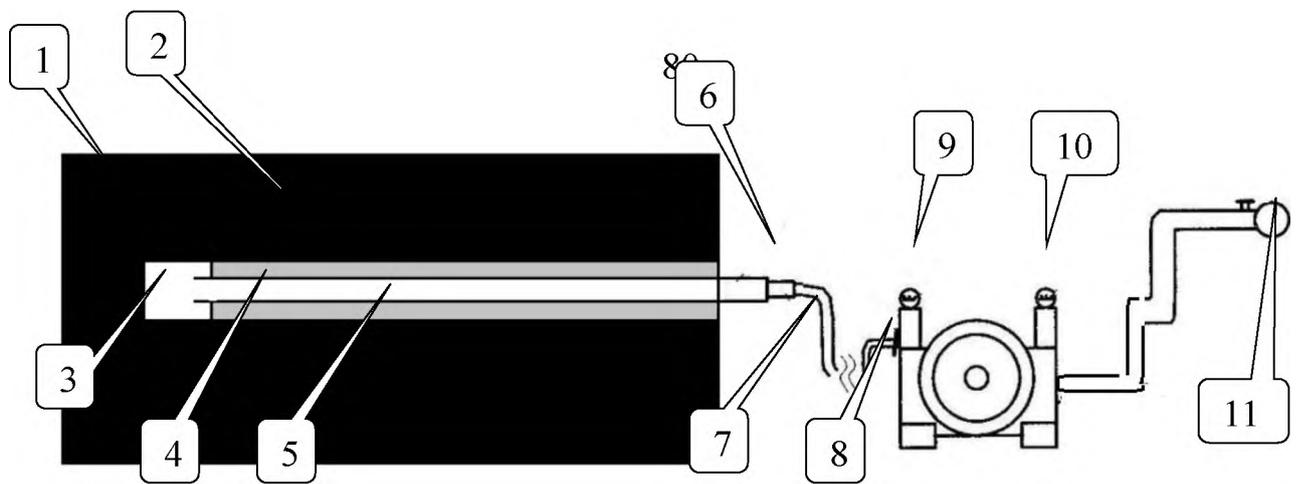
Как возможный вариант, бурят скважины на всю проектную длину диаметром 93 мм. Устьевая часть длиной 36 м разбуривается под диаметр 132 мм. Обсадка скважин производится стальными трубами диаметром 70 мм, стенка – 5 мм. При установке обсадной колонны в скважину опускаются с ней 2 шланга высокого давления диаметром 10 мм для подачи состава смолы на глубины 8 и 15 метров.

Указанные схемы герметизации скважин для подземного гидроразрыва были испытаны впервые.

3.2.4 Оборудование для гидроразрыва угольного пласта

В качестве насоса применяется маслостанция - гидравлический агрегат НА-300. Темп закачки рабочей жидкости до 600 л/мин (10 л/с). Давление и расход рабочей жидкости контролируют манометром и расходомером.

После закачки расчетного количества рабочей жидкости насос останавливают до уменьшения давления рабочей жидкости в скважине до величины не более 10 атм. После этого с помощью трехходового крана рабочую жидкость постепенно выпускают из скважины. Оборудование демонтируют. Технологическое оборудование представлено на рисунке 3.2.3.



1 – дегазируемый пласт, 2- скважина ПодзГРП, 3- открытый участок скважины ПодзГРП, 4- обсадная колонна, 5- герметик, 6 – переходник; 7 – высоконапорный рукав; 8 – трехходовой кран; 9 – манометр; 10 – расходомер; 11 –водонапорная магистраль

Рисунок 3.2.3 – Технологическое оборудование для реализации технологии ПодзГРП

Для проведения ПодзГРП используют оборудование, разрешенное к эксплуатации в шахтных условиях.

3.2.5 Выбор объекта работ

Поисковый объект для выполнения шахтных испытаний – выемочные поля 24-58 и 24-59.

Глубина залегания угольного пласта 394÷464 м. Угол падения угольного пласта до 10°. Угольный пласт сложного строения. Средняя мощность пласта – 2,22 м. Коэффициент крепости угля $f = 1,5 \div 2,0$.

Природная газоносность пласта **14÷16 м³ /т.с.б.м.**

Расстояние до скважины ПодзГРП № 1 от монтажной камеры лавы 24-58 составляет 1325 м (рисунок 3.2.1). Затем по направлению движения лавы выделена зона № 1 подземного гидроразрыва (3 скважины ПодзГРП №№ 1-3, расстояние между ними 70 метров) – зона проведения первых экспериментальных работ, где определяется работоспособность и эффективность технологии ПодзГРП.

Затем расположена **зона сравнения № 2** (15 кустов пластовых скважин по две скважины в кусте). Следующая за ней **зона № 3** – зона ответственности технологии ПодзГРП (3 скважины ПодзГРП №№ 4-6, расстояние между ними 70 метров), в которой располагаются 15 кустов пластовых скважин по две скважины в кусте и где будет аналогично оцениваться технологичность и эффективность технологии ПодзГРП.

На выемочном участке 24-59 заложены **зона ПодзГРП № 5** (скв. №№ 16-18 из вентиляционной печи 24-59), **зона ПодзГРП № 6** (скв. №№ 13-15 из вентиляционной печи 24-59), **зона ПодзГРП № 8** (скважины №№ 19-28, из конвейерной печи 24-59) и **сравниваемых зон №№ 4 и 7**.

Скважины в зоне 8 бурятся из конвейерной печи 24-59 с расстоянием между скважинами 70 метров. В конвейерной печи 24-59 ведется монтаж газопровода.

В выше указанных зонах выемочного участка 24-59 имеет место предварительная оптимизация параметров гидроразрыва, для чего предусматривается постепенное увеличение длины необсаженной части (эффективной длины) на скважинах №№ 19-28 от скважины к скважине до 100÷150 метров и, в меру возможности, увеличение объемов нагнетания рабочей жидкости до 50-100 м³.

Эффективная длина скважин в **зоне № 6** составляет 20-25-30 метров, в **зоне № 5** на скважинах №№ 16-18 соответственно 30-40-50 метров. На скважинах №№ 19-28 соответственно с увеличением до 60 ÷ 150 метров. Увеличение эффективной длины скважин ПодзГРП происходит только при стабилизации давления нагнетания рабочей жидкости на определенном уровне.

Объемы закачки рабочей жидкости на скважинах №№ 13-18 до 50 м³, на скважинах №№ 19-28 с увеличением до 100 м³.

Эффективность технологии подземного гидроразрыва оценивается по дебитам и суммарному съему газа из типовых скважин пластовой дегазации (ППД), которые бурятся через 12 м по всему выемочному участку, как в сравниваемых зонах, так и в зонах ПодзГРП. При работе лавы в этих же зонах

сравниваются абсолютная и относительная метанообильности лавы, простоей добычного оборудования по газу и производительность очистного забоя.

3.2.6 Программа проведения испытаний

Основными этапами испытаний являются следующие.

1 Оценка дебитов метана из типовых скважин пластовой дегазации (ППД) до гидроразрыва.

2 По стандартным методикам определение газового (пластового) давления и проницаемости разрабатываемого пласта Болдыревский до проведения гидроразрыва.

3 Осуществление гидроразрыва угольного пласта по разработанным технологическим схемам и приведенным выше параметрам.

4 Слив рабочей жидкости из горизонтальных и восстающих скважин.

5 По стандартным методикам определение газового (пластового) давления и проницаемости разрабатываемого пласта Болдыревский после проведения гидроразрыва.

6 Оценка дебитов метана и съема его из скважин ПодзГРП в течение всего времени их эксплуатации.

7 Оценка дебитов и съема метана из типовых скважин пластовой дегазации (ППД) после гидроразрыва в течение всего периода существования скважин ППД в зонах подземного гидроразрыва и в сравниваемых зонах.

8 Оценка в зонах гидроразрыва и сравниваемых зонах метанообильности лавы, простоей добычного оборудования по газовому фактору и производительности очистного забоя.

9 Первый предварительный этап оценки эффективности реализации технологии подземного гидроразрыва оценивается по коэффициенту увеличения дебитов газа и суммарного его съема на участке ответственности технологии ПодзГРП относительно участков (зон) сравнения.

10 На втором основном этапе оценка эффективности дается по снижению абсолютной и относительной метанообильности очистного забоя и

газовыделения из разрабатываемого пласта в процессе ведения очистных работ на выемочном участке, уровню добычи и простоям по газовому фактору в зонах ПодзГРП и сравниваемых зонах.

В результате шахтных экспериментальных исследований может определяться фактический коэффициент пластовой дегазации, достигаемый в результате реализации технологии ПодзГРП.

1 Оценка дебитов метана из типовых скважин пластовой дегазации (ППД) на выемочном участке 24-58 до гидроразрыва.

После герметизации скважин ПодзГРП №№ 1-12 определяют начальный дебит газа из них перед гидрообработкой. Для измерений используют ротаметры типа ЭМИС, апробированные сотрудниками Горного института НИТУ "МИСиС" совместно с сотрудниками УДиУМ и шахты им. С.М.Кирова.

2 По стандартным методикам определение газового (пластового) давления и проницаемости разрабатываемого пласта Болдыревский на выемочном участке 24-58 (скважины ПодзГРП №№ 1-12) до проведения гидроразрыва.

После определения дебита метана из скважины ее закрывают и для определения пластового давления и газопроницаемости снимают кривую зависимости давления метана в скважине во времени до его стабилизации. После этого скважину открывают. Газ подается в газопровод или в горную выработку с контролем содержания метана в выработке. Аппаратура для измерения пластового давления подробно описана в "Методике определения длины и объема дегазационных скважин", утвержденной Техническим директором АО «СУЭК-Кузбасс».

3 Гидроразрыв угольного пласта на выемочном участке (установка герметизатора, обустройство устья скважины, реализация и регистрация параметров процесса подземного гидроразрыва и др.) проводится в соответствии с паспортом на выполнение работ по гидроразрыву угольного пласта Болдыревский в выемочном участке №24-58 шахты им. С.М.Кирова, утвержденным главным инженером шахты.

4 По стандартным методикам определение газового (пластового) давления и проницаемости разрабатываемого пласта Болдыревский на выемочном участке 24-58 после проведения гидроразрыва.

Исследования по определению газового (пластового) давления и газопроницаемости угольного пласта проводят в зоне гидроразрыва (скважины ПодзГРП №№ 1-12).

5 Контроль за дебитами газа и суммарным его извлечением в течение периода эксплуатации скважин ПодзГРП №№ 1- 6 на выемочном участке 24-58.

Скважины ПодзГРП №№ 7-12 не осваивались из-за отсутствия газопровода в конвейерной печи 24-58.

Механизм достижения эффективности при применении разработанной комплексной пластовой технологии с гидроразрывом угольного пласта представляется следующим образом. Система трещин, созданная скважинами ПодзГРП №№ 1-6, соединяется с системой трещин, созданной из конвейерной печи посредством скважин ПодзГРП №№ 7-12. Образуется единый коллектор для газа, что способствует повышению коллекторских свойств угольного пласта, его газопроницаемости и повышению извлечения газа при проведении типовой предварительной пластовой дегазации.

В течение времени эксплуатации скважины по извлечению метана из пласта ведется постоянный контроль за дебитами газа на скважине ПодзГРП не реже двух раз в неделю.

6 Исследования по оценке состояния горных выработок в зоне применения технологии ПодзГРП.

После окончания работ по реализации технологии ПодзГРП производятся исследования состояния анкерного крепления горных выработок на удалении не меньше 100 м в обе стороны от скважин ПодзГРП с составлением акта обследования.

Также может производиться оценка состояния пород кровли в зоне ПодзГРП путем геофизического исследования силами специализированной

организации с составлением заключения о возможности безопасного ведения очистных работ.

7 Контроль за дебитами газа и суммарным его съемом в течение эксплуатации скважин ППД в зонах ПодзГРП и в сравниваемых зонах на выемочном участке 24-58 ведется не реже двух раз в неделю. В начальный период освоения и эксплуатации скважин при существенном изменении дебита метана – ежедневно.

8 Сравнительная оценка метанообильности очистных работ на выемочном участке 24-58 в зонах гидроразрыва и сравниваемых зонах проводится в соответствии с методикой, утверждённой Техническим директором АО «СУЭК-Кузбасс».

Пункты применительно к выемочному участку 24-59 для компактности изложения не приводятся.

3.2.7 Мероприятия по обеспечению безопасности проведения испытаний

При испытаниях технологии ПодзГРП посты наблюдений выставляются в подготовительных выработках для контроля за водопроявлениями. При поступлении воды из угольного пласта в выработку процесс закачки незамедлительно прекращается.

Ведутся постоянные замеры концентрации газа в подготовительной выработке, откуда ведется нагнетание рабочей жидкости. При концентрации метана более 0,8% персонал выводится на свежую струю и принимаются меры по эффективному проветриванию.

Выводы по главе 3

1. Обоснованы основные технологические параметры технологии ПодзГРП: давление закачиваемой рабочей жидкости, темп ее закачки, общий объем нагнетания и радиус влияния скважин ПодзГРП.

2. Для достижения высокого давления с целью закачки в скважину рабочей жидкости целесообразно использовать маслостанции типа плунжерного насоса Nauhinco ЕНР, АZE-5 или аналогов с темпом нагнетания $5 \div 10$ л/с.

3. Разработана новая эффективная технология герметизации скважин для проведения качественного гидроразрыва с помощью «Шахтикля», подаваемого по трубкам в затрубное пространство с помощью пневмонасоса.

4. Обоснованы и вошли в утвержденный главным инженером шахты паспорт основные технологические параметры проведения предварительной пластовой дегазации с использованием технологии ПодзГРП на пласте Болдыревский, шахта им. С.М.Кирова АО «СУЭК-Кузбасс»):

- глубина герметизации – не менее 36 м;
- технология герметизации – см. раздел 3.2.3;
- ожидаемое давление при гидрозакачке – $10 \div 30$ МПа;
- темп нагнетания рабочей жидкости – $5 - 10$ л/с;
- радиус влияния скважин гидроразрыва – $25 \div 35$ м;
- объем закачки рабочей жидкости $5 \div 100$ м³;
- расстояние между скважинами ПодзГРП – 70 м;
- параметры типовой пластовой дегазации – на данном этапе исследований без изменения, в перспективе – сокращение объема бурения пластовых дегазационных скважин в зонах ПодзГРП.

5. Разработана, согласована и утверждена в установленном порядке Программа и методика проведения шахтных экспериментальных испытаний технологии предварительной дегазации угольного пласта Болдыревский с использованием его гидроразрыва из подземных скважин на поле шахты им. Кирова (выемочные участки 24-58 и 24-59).

4 РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОЙ ДЕГАЗАЦИОННОЙ ПОДГОТОВКИ НЕ РАЗГРУЖЕННОГО ОТ ГОРНОГО ДАВЛЕНИЯ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА

Под дегазационной подготовкой в настоящей работе мы понимаем комплекс мероприятий по снижению среднего и пикового газовыделения в очистной забой при ведении работ по добыче угля. Дегазационная подготовка направлена на уменьшение простоев очистного оборудования и увеличения интенсивности угледобычи.

В настоящей диссертации обосновывается комплексная технология подземной дегазационной подготовки не разгруженного от горного давления угольного пласта, предусматривающая следующее:

- снижение газоносности угольного пласта вследствие предварительного извлечения из него метана;
- снижение эффективной газоносности угольного пласта за счет увеличения его остаточной газоносности за счет консервации метана в порах и трещинах угольного пласта рабочей жидкостью;
- вынос метана из зоны дегинтеграции дегазируемого угольного пласта вентиляционной струей в подготовительной выработке, из которой ведется гидроразрыв.

4.1 Проведение шахтных экспериментальных работ по апробации усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва

Гидроразрыв угольного пласта не является самостоятельным способом пластовой дегазации, а в основном должен рассматриваться как способ подготовки разрабатываемого пласта к его интенсивной дегазации. Этот способ является базовым элементом в составе комплексной пластовой дегазации и именно в этом качестве он рассматривается в настоящей диссертации.

Усовершенствованная нами технология подземного гидроразрыва из подготовительных выработок была в августе-октябре 2015 г. впервые испытана

на шахте им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс» в ходе первых экспериментальных работ по закачке рабочей жидкости в угольный пласт под давлением до 21,5 МПа для улучшения коллекторских свойств последнего.

В ходе работ [120, 124-128] проводились исследования режимов внедрения рабочей жидкости в пласт. До установления достоверной идентификация режимов нагнетания мы условно называем внедряемую технологию **подземным гидроразрывом (ПодзГРП)**.

Простота и надежность технической реализации – отличительная черта разработанной технологии, которая не требует применения специального оборудования в виде пакеров, герметизаторов и других устройств.

Нагнетание рабочей жидкости гидроразрыва велось с использованием маслостанции с темпом подачи 5 л/с (на 7-12 скважинах ПодзГРП) и 10 л/с (на 1-6 скважинах ПодзГРП).

На всех скважинах ПодзГРП диаметр необсаженной части скважин составлял 50 мм.

Скважины ПодзГРП на выемочном участке 24-58 бурились на глубину 35,5 метров диаметром 130 мм. При обсадке скважин ПодзГРП стальными трубами диаметром 70 мм велась промывка скважины, обеспечивающая удаление бурового штыба.

Герметизация скважин велась субподрядной организацией «Сибхимукрепление» двухкомпонентным «Шахтиклеем» по специально разработанной технологии. После герметизации скважины разбуривались на $2 \div 7$ метров штангами диаметром 40 мм.

Перед ПодзГРП делался замер дебита газа из скважины и его концентрацию. Производился гидроразрыв угольного пласта в соответствии с проектными параметрами.

После завершения закачки рабочей жидкости в пласт последняя выдерживается в угольном пласте до 3 суток и медленно стравливается остаточного давления. В зоне ПодзГРП бурятся типовые скважины ППД и

осуществляется монтаж газопровода, к которому подключаются скважины ПодзГРП и типовые пластовые скважины.

Скважина 7-12 не эксплуатировались в части извлечения метана из-за отсутствия в конвейерной печи газопровода.

Фактические параметры и показатели технологии подземного гидроразрыва на скважинах ПодзГРП №№ 1-12 представлены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1. Фактические параметры и показатели технологии подземного гидроразрыва скважинах ПодзГРП №№ 1-12

Номер скв.	Эфф. длина скв., м	Макс. давл., атм	Устан. давл., атм	Уд. темп нагн., л/с /м	Уд. темп нагн., л/с /м ²	Объем закачки, р ж., м ³	Дебит газа, л/мин		Глубина залегания пласта, м	Выработка, из которой пробурена скважина ПодзГРП
							До ГРП	После ГРП		
1	2	215	215	5	31,8	5,4	4,2	35	444	Вент. печь 24-58
2	2	195	195	2,5	15,9	15	8,2	27,5	442	Вент. печь 24-58
3	3	195	195	3,3	21,2	20	2,2		438	Вент. печь 24-58
4	7	180	170	1,43	9,1	15	0	4,5	416	Вент. печь 24-58
5	5	175	175	2,0	12,7	10	8	11	407	Вент. печь 24-58
6	3	160	155	3,3	21,2	15,6	13	65,1	394	Вент. печь 24-58
7	5	125	125	1,0	6,3	18	5	35	425	Конв. печь 24-58
8	5	100	100	1,0	6,3	6	5,5	40	430	Конв. печь 24-58
9	5	140	140	1,0	6,3	7	4,5	25	434	Конв. печь 24-58
10	10	155	155	0,5	3,2	5	7	30	455	Конв. печь 24-58
11	15	140	140	0,33	2,1	18	8	40	464	Конв. печь 24-58
12	20	135	135	0,25	1,6	19	10	35	466	Конв. печь 24-58

Эффективность технологии ПодзГРП достигается съемом газа скважинами гидроразрыва и пластовыми скважинами, функционирующими в зоне влияния скважин гидроразрыва, а при работе лавы – снижением метанообильности и простоев добычного оборудования по газовому фактору в зонах влияния скважин ПодзГРП.

Поисковый этап проведенных работ ставил перед собой решение основных задач – подтверждение надежности и простоты реализации разработанной технологии ПодзГРП в стесненных условиях горных выработок шахты и оценка эффективности работ в части извлечения метана непосредственно их скважин подземного гидроразрыва и съема метана типовыми скважинами пластовой дегазации, функционирующими в зонах влияния скважин ПодзГРП, причем второй аспект достижения эффективности комплексной технологии является основополагающим.

Анализ результатов поисковых шахтных экспериментов позволил установить следующее. При эффективной длине скважин **2÷7 метров** была

достигнута реализация режима гидрорасчленения с частичными микрогидроразрывами. Давление нагнетания рабочей жидкости в пласт лежало в диапазоне 21,5 ÷ 16,0 МПа. Объем нагнетания был ограничен утечками воды в подготовительную выработку и составил 5÷20 м³.

Весьма важным явилось подтверждение надежности герметизации скважин гидроразрыва на 36 метров. Экспериментально было установлено, что при глубине залегания пласта Болдыревский 425 - 466 метров величина пластового давления составляет 32÷33 бар, так как на этой величине стабилизировалось давление метана в закрытых после гидроразрыва скважинах ПодзГРП, охватывающих представительный район исследования угольного пласта радиусом 25-35.

На рисунке 4.1.1. проиллюстрирован методологический подход к оценке эффективности технологии ПодзГРП по дебитам и съему метана из нагнетательных скважин. Установлено, что съем метана на участке из 30 типовых скважин подземной пластовой дегазации (ППД) в зоне влияния скважин ПодзГРП был более, чем в 7 раз выше съема метана в зоне сравнения, где подземный гидроразрыв не проводился. Это подтверждает фактическую реализацию процесса гидроразрыва или гидрорасчленения пласта, что приводит к росту газопроницаемости последнего.

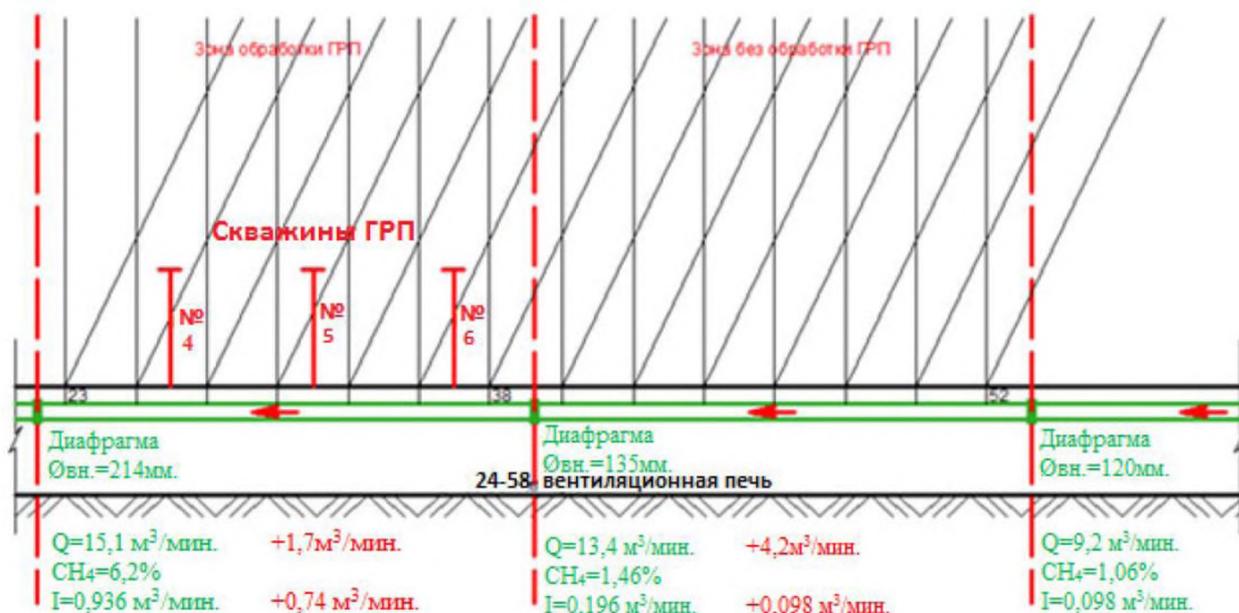


Рисунок 4.1.1 – Расположение скважин ГРП и скважин ПодзГРП для оценки эффективности технологии подземного гидроразрыва

Из данных рисунка 4.1.2 можно видеть, что в первые 40 суток извлечения метана их типовых скважин пластовой дегазации съем газа в зонах реализации технологии ПодзГРП в **2÷3 раза выше**, чем в зоне сравнения. Не маловажно, что этот эффект сохранялся все 7 месяцев, в течение которых извлекался метан, что позволяет достаточно высоко оценивать перспективы дальнейшего применения разработанного способа.

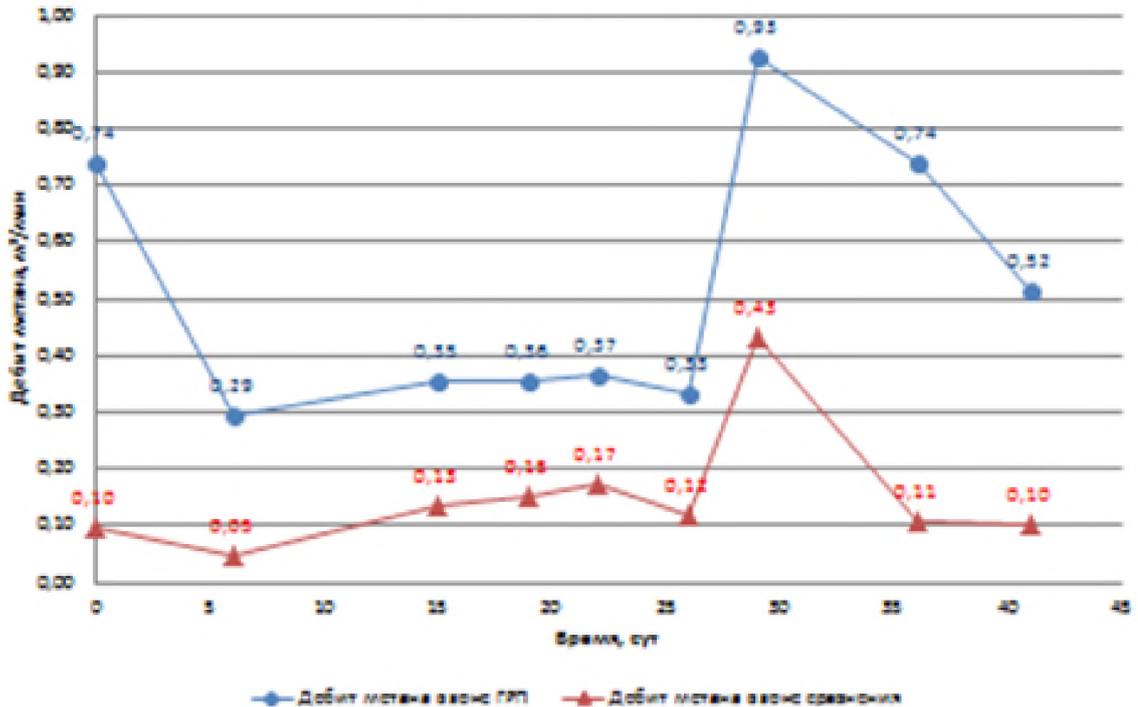
Дебит CH₄, м³/мин.

Рисунок 4.1.2 – Съем газа в скважины ППД в зоне влияния скважин ПодзГРП и в сравняваемой зоне.

Исследовано возможное негативное влияние процесса ГРП на состояние кровли в подготовительных и очистных горных выработках. Акты обследования приведены в **приложении Б** к диссертации.

В этих актах проверки было указано, в частности, следующее.

В соответствии с утвержденной «Программой и методикой работ...», на выемочном участке 24-58 производились работ по интенсификации ППД путем нагнетания рабочей жидкости в угольный пласт.

Комиссия произвела проверку состояния кровли и других горнотехнических условий в очистном забое 24-58 при вскрытии скважины №12 ПодзГРП и выявила следующее:

1. Вываливание породы и нарушений основной кровли в очистном забое не выявлено. Угольный пласт однородный, видимых трещин, каверн и полостей нет.

2. Состояние метановой обстановки нормальное. Повышенного выделения газа не наблюдалось. Содержание метана в рудничной атмосфере ($\text{CH}_4 = 0,2\%$) соответствует требованиям Правил безопасности (ПБ).

3. Установлено отсутствие негативной или критической информации по состоянию углегазонасного массива в следствие высокорнапорного гидродинамического воздействия.

Научные и практические результаты первого поискового этапа работ, полученные нами, заключаются в следующем:

1. Усовершенствована технология предварительной дегазации угольного пласта через скважины, пробуренные из подготовительных выработок, с применением его гидроразрыва (технология ПодзГРП).

2. Разработана и принята к реализации основная технологическая и методическая документация, утвержденная в установленном порядке.

3. Усовершенствованная технология ПодзГРП впервые реализована на на выемочных участках 24-58 шахты им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс». Установлено повышение в $2 \div 3$ раза съема метана из скважин ППД в зонах реализации технологии ПодзГРП.

4. Установлен ряд эффективных параметров (режим закачки рабочей жидкости, темп ее нагнетания, объем и давление закачки рабочего агента) реализации технологии ПодзГРП.

На выемочном участке 24-59 был проведен **второй этап шахтных экспериментальных работ**. Подземный гидроразрыв был проведен на нисходящих скважинах №№ 13 – 18 и восстающих скважинах №№ 59-1 – 59-10. Фактические параметры проведенных работ приведены в таблицах 4.1.2 и 4.1.3.

Темп нагнетания на всех скважинах составлял 5 л/с.

Диаметр необсаженной части скв. №№ 13-15 составлял 50 мм., скважин №№ 16-18 – 93 мм.

Скважины пробурены с вентиляционной печи 24-58.

Глубины залегания пласта Болдыревский составляла по скважинам 441÷459 м.

Схема расположения скважин ПодзГРП №№ 59-1 – 59-10 приведено на рисунке 4.1.3. Схема расположения скважин ГРП №№ 13-18 было приведено выше на рисунке 3.2.1.

На третьем этапе шахтных экспериментальных работ на выемочном участке 24-60 гидроразрыв был проведен на скважинах №№ 60/1-60/12.

Фактические данные проведенных работ приведены в таблице 4.1.4.

Темп нагнетания на всех скважинах 5 л/с.

Диаметр необсаженной части – 93 мм.

Схема расположения скважин ГРП №№ 60/1 – 60/12 приведена на рисунке 4.1.4.

Таблица 4.1.2. Фактические параметры гидроразрыва на скважинах ПодзГРП №№ 13-18

Номер скв.	Эфф. длина скв., м	Макс. давл., атм	Устан. давл., атм	Уд. темп нагн., л/с/ м	Уд. темп нагн., л/с /м ²	Объем закачки, р ж., м ³	Дебит метана, л/мин		Глубина залегания пласта, м
							До ГРП	После ГРП	
13	20	135	135	0,25	1,6	18	5	60	441
14	25	130	125	0,20	1,3	18	30	20	445
15	30	135	120	0,17	1,1	6	5	4	453
16	30	110	105	0,17	0,6	16	3	15	451
17	40	130	110	0,13	0,43	18	5	40	455
18	50	120	120	0,1	0,34	18	12	50	459

Таблица 4.1.3. Фактические параметры гидроразрыва на скважинах ПодзГРП №№ 50-1 – 59-10

Номер скв.		Эффек. длина скв., м	Макс. давл., атм	Устан. давл., атм	Уд. Темп нагн., л/с /м	Темп нагн. раб.ж., л/с	Объем закачки, р.ж., м ³	Дебит метана до ГРП, л/мин	Дебит метана после ГРП, л/мин	Глубина залегания пласта	Примечание
59-1		50	80	80	0,04	2,08	7,5	0	0	Н= 508 м	
59-2		70	100	100	0,03	2,08	7,5	2	6	506	
59-3		40	-	-	0,05	2,08	3,1	7,5	20-25	508	
59-4		30	150	145	0,07	2,08	36,8	0	10	508	
59-5		70	160	165	0,07	5	9	1-2	40-55	513	
59-6		90	135	140	0,055	5	15	0	0	513	
59-7		90	-	-	0,055	5	7,8	0	0	510	
59-8		110	145	145	0,045	5	10,2	4-4,5	15	510	
59-9		90	-	-	0,055	5	1,5	0	-	510	Гидросбойка
59-10		54	160	160	0,093	5	9,9	0	25-30	512	

Таблица 4.1.4. Фактические параметры гидроразрыва на скважинах ПодзГРП №№ 60/1 – 60/12

Номер скв.	Эфф. длина скв., м	Макс. давл., атм	Устан. давл., атм	Уд. темп нагн., л/с /м	Объем закачки, р.ж., м ³	Глубина залегания пласта, м	Примечания
60/1	110	130	130	0,045	14,1	506	
60/2	110	160	160	0,045	18	506	
60/3	110	260	260	0,045	9,3	506	
60/4	110	90	90	0,045	15	512	Выход эмульсии из кровли выработки по 6 канатным анкерам на расстоянии от скважины 12-30 м.
60/5	110	300	280	0,045	18	512	Выхода жидкости в выработку не наблюдалось Треск в массиве на 5 мин., осыпание кусочков угля с кровли.
60/9	110	220	210	0,045	14	512	На 18 мин капеж через анкера с кровли на расстоянии 15-20 м. Процесс закачки не останавливали.
60/10	110	170	170	0,045	18	512	На 15 мин закачки постукивания в массиве, с борта и кровли выработки осыпание кусочков угля и породы.
60/11	110	210	150	0,045	16,8	512	На 11 мин закачки вода с анкеров в кровле выр-ки на расстоянии 10-15 м от скв, стуки в массиве.
60/12	110	200	140	0,045	16,5	512	На 10 мин вода с анкеров в кровли выработки на расстоянии 60 м от скважины.

Исследовался характер внедрения рабочей жидкости в угольный пласт, для чего анализировались графики выходы на режим при опытных закачках на объектах экспериментальных работ. Характерная картина выхода на режим для скважин каждого этапа работ приведена на рисунках 4.1.5 – 4.1.7.

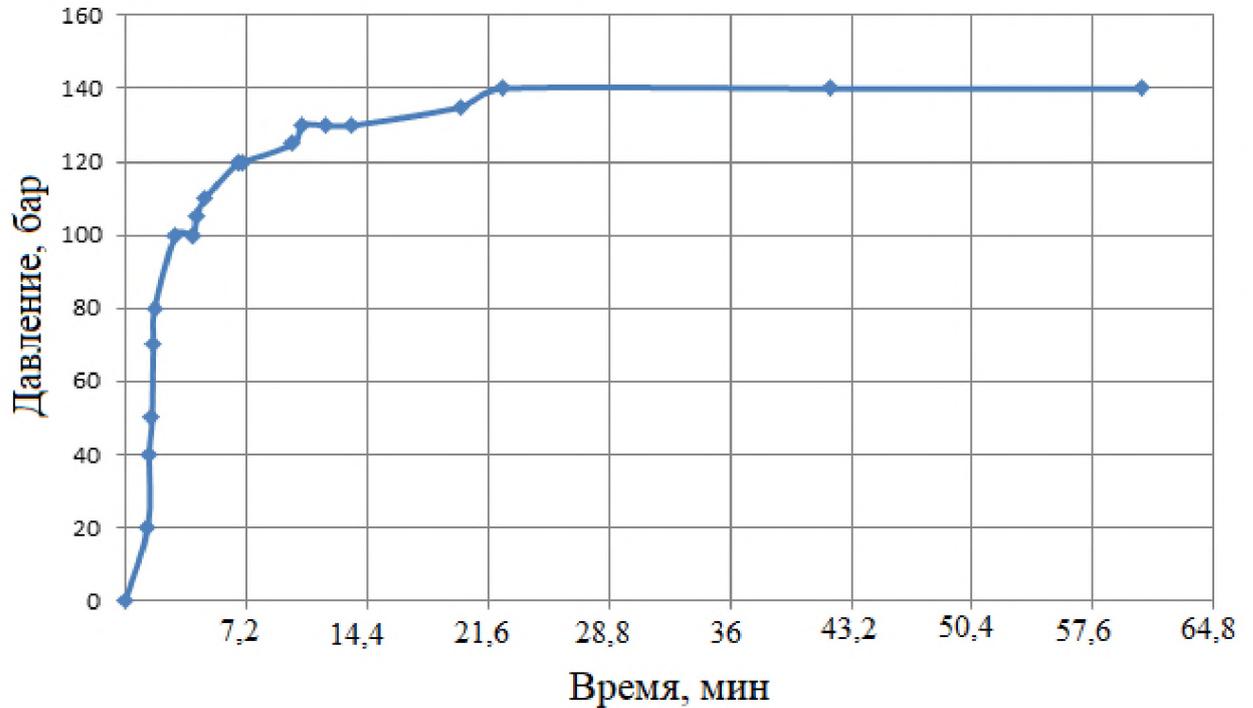


Рисунок 4.1.5 – Изменения давления в ходе проведения работ на скв. ПодзГРП №11

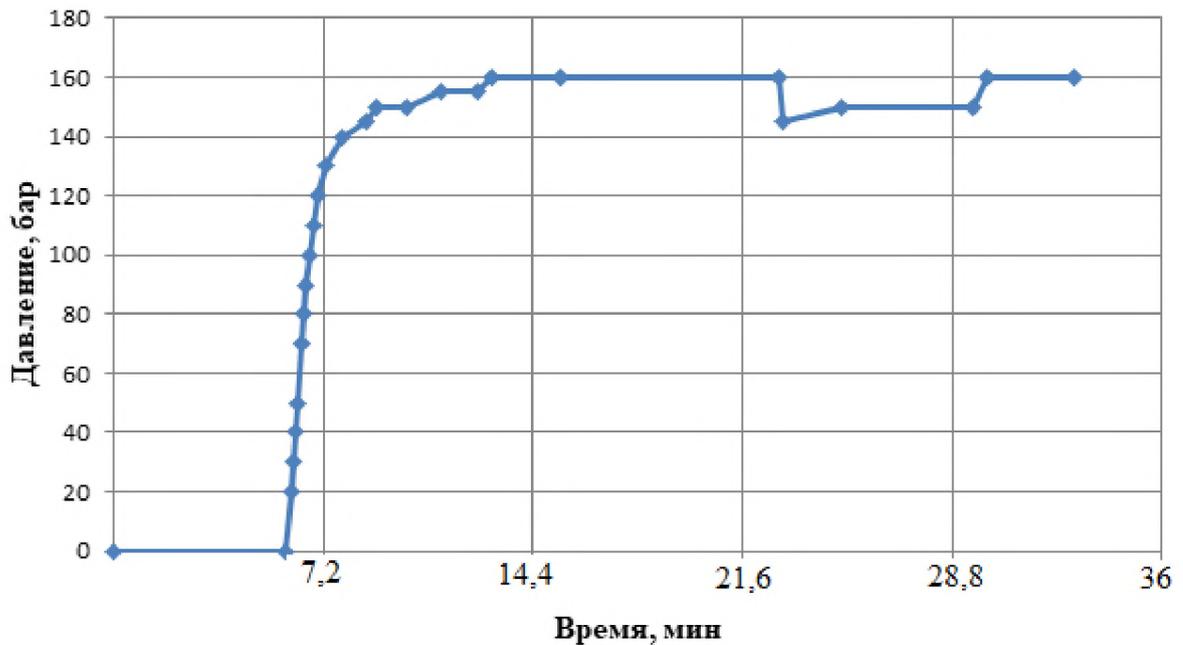


Рисунок 4.1.6 – Изменение давления в процессе закачки рабочей жидкостив скважину ПодзГРП №59-10

График изменения давления в процессе закачки эмульсии в пласт на скважине № 60/3

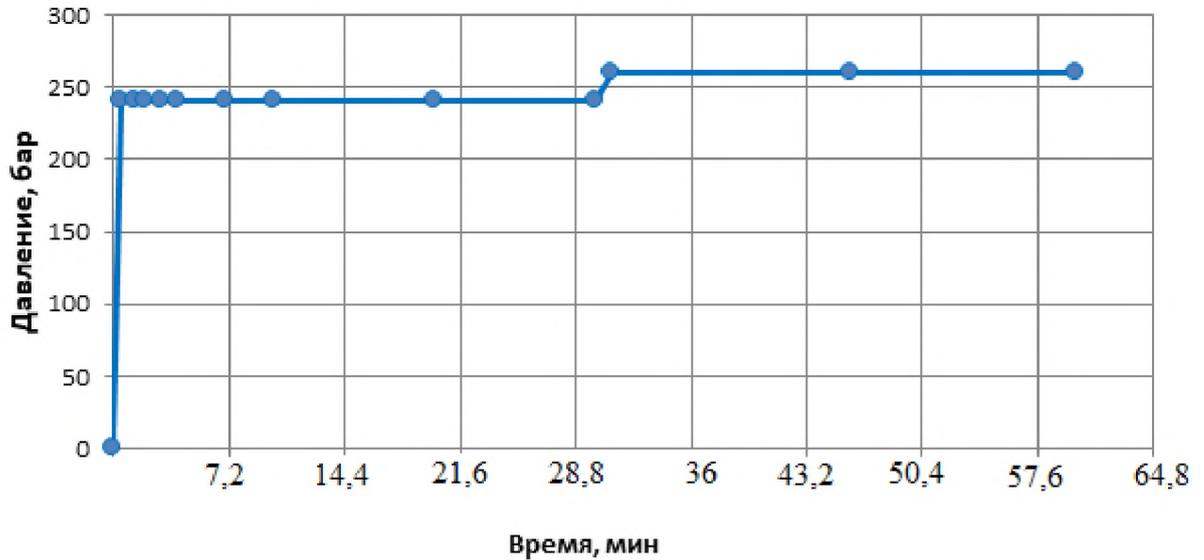


Рисунок 4.1.7 – График изменения давления в скважине ПодзГРП №60/3 в процессе закачки рабочей жидкости

Исследуя процесс ПодзГРП, осуществленный на указанных объектах работ, можно отметить следующее. Как показано в разделе 2.5 при характеристике режима гидроразрыва, площадь, ограниченная кривой изменения давления (см.

рис. 2.5.3, кривая АЗИ), может характеризовать величину сопротивления угольного пласта разрыву. В отличие от гидрорасчленения при гидроразрыве образуются трещины, ориентированные к скважине, к ядру сил давления и не согласованно по отношению к системе естественных пластовых трещин. Чем больше площадь обнажения угольного пласта скважиной, тем значительно выше вероятность нахождения нагнетаемой рабочей жидкостью сравнительно более проницаемого участка угольного пласта с меньшим сопротивлением. Важно, чтобы кривая давления нагнетания теряла свою линейность и выполаживалась на определенном уровне, характерном для новой достигнутой в результате гидродинамического воздействия проницаемости пласта.

После завершения ПодзГРП скважины остаются перекрытыми и фиксируется динамика падения давления рабочего агента в скважине, что может быть связано с частичным выходом рабочей жидкости в подготовительную выработку и дальнейшим проникновением ее в угольный пласт. Характерные графики падения давления по скважинам ПодзГРП №№ 11 и 12 приведены на рисунках 4.1.8 – 4.1.9. Падение давления до 0 за 48 часов может говорить о наличии сбоек или более мелких утечек рабочей жидкости в пласте или прилегающих выработках, что и наблюдалось в процессе гидрозакачек. Это позволяет через 48 часов при возможности присоединять скважину к магистральному газопроводу.

Важно отметить тот факт, что избыточное давление в скважине держится 48 часов. Это говорит, что утечки в выработку есть, но они не велики, что подтверждает на начальном этапе исследований правильность выбора длины герметизатора в 36 метров. Это позволяет нам обозначить рекомендуемый **интервал герметизации 30-36 м** (см. ниже таблицу 4.2.3).

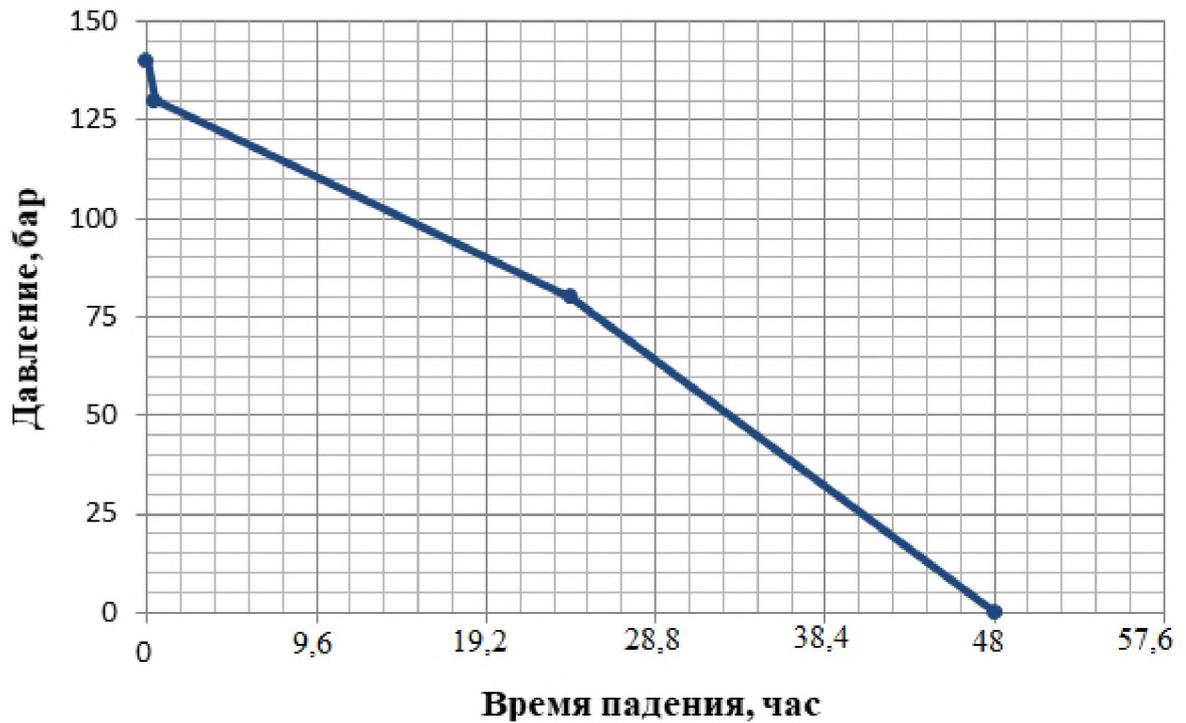


Рисунок 4.1.8 – Падение давления в скважине ПодзГРП № 11 в процессе выдержки рабочей жидкости в пласте.

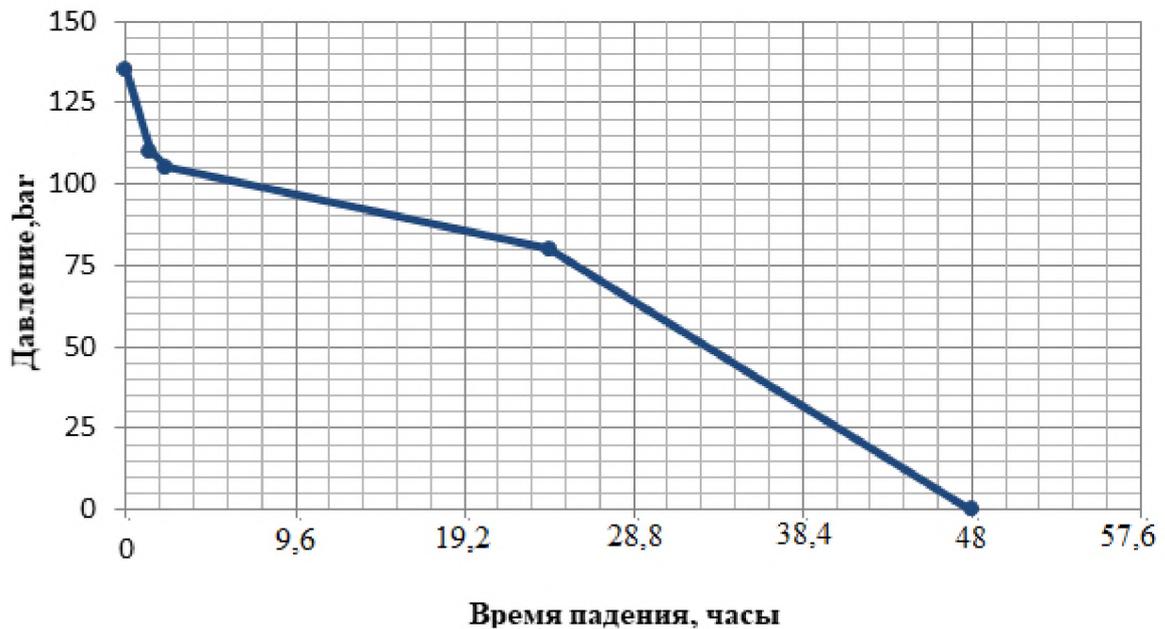


Рисунок 4.1.9 – Падение давления в скважине ПодзГРП № 12 в процессе выдержки рабочей жидкости в пласте

Анализ данных таблиц 4.1.1 – 4.1.4 позволяет сделать следующие выводы:

1. Режим гидравлического воздействия на угольный пласт Болдыревский можно определить как режим **гидрорасчленения с циклическими**

микроразрывами. При таком режиме происходило раскрытие и объединение уже существующих в угольном пласте трещин в единую систему. В тех местах или в тех случаях, где этот процесс встречает временные препятствия, происходят микрогидроразрывы.

2. Крутизна набора давления характеризует проницаемость угольного пласта, которая пропорциональна тангенсу угла наклона кривой давления нагнетания рабочей жидкости от времени к оси абсцисс.

3. Не обнаружена корреляция между давлением нагнетания эмульсии (удельной величины давления, отнесенной к площади обнажения скважиной угольного пласта или отнесенной к эффективной длине скважины) и эффективной длиной пластовой скважины.

Например, для **выемочного участка 24-58** при эффективной длине скважины ПодзГРП № 8, составившей 5 метров, давление нагнетания составило 100 атмосфер, а для скважины ПодзГРП № 12 при эффективной длине скважины, составившей 20 метров, давление нагнетания составило 135 атмосфер, хотя по физике процесса следовало бы ожидать обратного соотношения.

То же для **участка 24-59**: при эффективной длине скважины ПодзГРП № 16, составившей 30 метров, давление нагнетания составило 105 атмосфер, в то время как для скважины ГРП № 59-8 при эффективной длине скважины ГРП № 59-8, составившей 110 метров, давление нагнетания составило 145 атмосфер.

Для **участка 24-60**: при эффективной длине скважины ГРП № 60/5, составившей 110 метров, давление нагнетания составило 300 атмосфер, а для скважины ГРП № 60/4 при эффективной длине скважины ГРП № 60/4, составившей также 110 метров, давление нагнетания составило только 90 атмосфер.

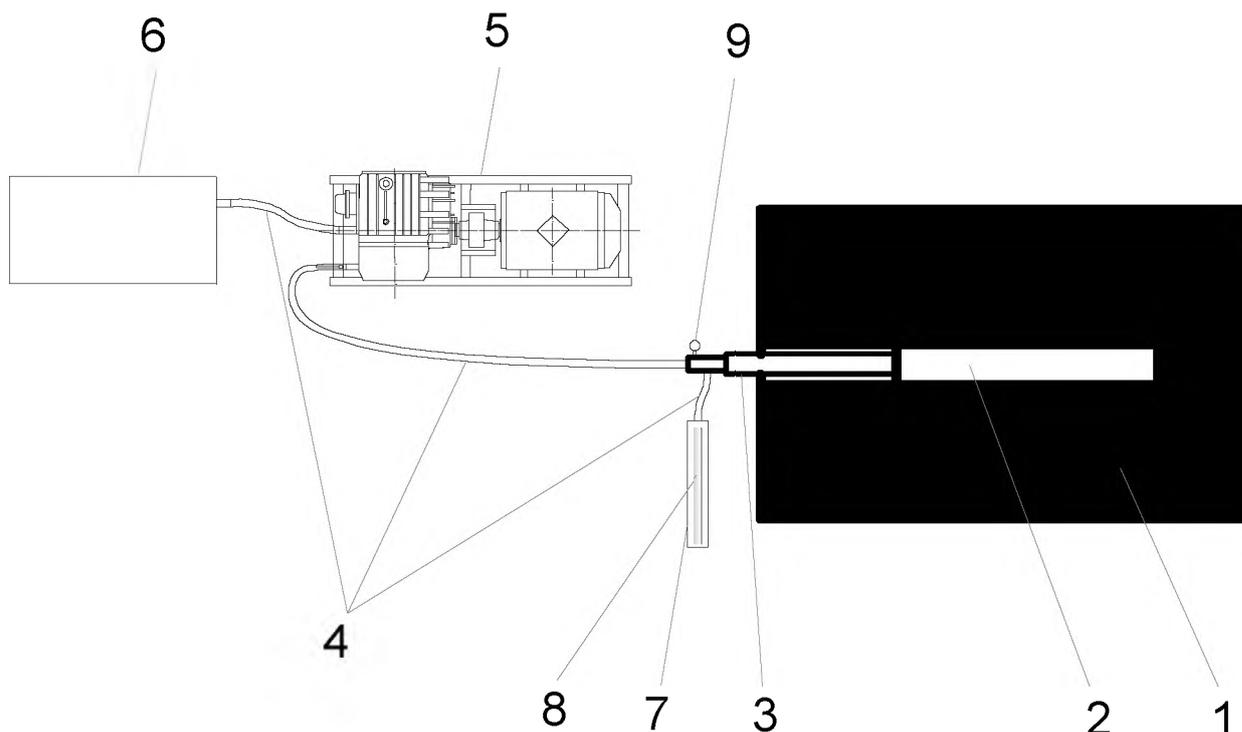
По всей видимости, давление нагнетания зависит от локальных горно-геологических и горнотехнических условий области (части) угольного пласта, подвергаемого гидроразрыву. Вероятнее всего, что особое влияние на давление нагнетания рабочей жидкости в пласт имеет наличие на выемочных участках, тектонически напряженных (**ТНЗ**) и тектонически разгруженных зон (**ТРЗ**) [129].

Отдельные, более детальные исследования процесса гидродинамического воздействия на угольный пласт были проведены на скважине ГРП № 60/9 совместно с ЗАО «Углеметан Сервис».

Для повышения эффективности работ по интенсификации метаноотдачи угольного пласта в практике геофизических исследований используются различные способы оценки фильтрационных свойств. Исследования выполняются до и после стимуляции пласта, что позволяет оценить относительные изменения фильтрационных свойств. Определение фильтрационных характеристик и проницаемости угольных пластов на основе гидродинамических исследований является немаловажным этапом при оценке состояния призабойной зоны скважины для реализации предварительной дегазации угольного пласта.

Для оценки эффективности гидроразрыва пласта Болдыревский на выемочном участке № 24-60 шахты им.С.М. Кирова» специалистами ЗАО «Углеметан Сервис», шахты им. С.М. Кирова и УДиУМ АО «СУЭК-Кузбасс» были выполнены исследования фильтрационных свойств угольного пласта. Исследования проведены в скважине ПодзГРП № 60/9 до и после гидравлического разрыва пласта с использованием инжекционного теста. Скважина диаметром 132 мм пробурена на глубину 145 м и обсажена трубой внутренним диаметром 61 мм на глубину 35 м. Исследование скважины выполнялись с применением автономного манометра с датчиком давления и температуры, а также насосной станции.

Для оценки изменений фильтрационных свойств пласта до и после проведения гидроразрыва к скважине через рукава высокого давления 4 были подключены: насосная станция 5 с емкостью для воды 6; металлическая колба 7 с установленным в ней автономным манометром 8 и механический манометр 9. Расположение оборудования схематично представлено на рисунке 4.1.10.



- 1 – угольный пласт; 2 – исследуемая скважина; 3 – обсадная труба;
 4 – рукав высокого давления; 5 – насосная станция; 6 – емкость для воды;
 7 – металлическая колба; 8 – автономный манометр; 9 – механический манометр

Рисунок 4.1.10 – Технологическая схема подключения оборудования к скважине

Исследования выполнялись в три этапа:

- оценка фильтрационных свойств **до** гидроразрыва угольного пласта;
- гидроразрыв угольного пласта;
- оценка фильтрационных свойств **после** гидроразрыва угольного пласта.

На первом этапе исследований был проведен инъекционный тест, заключающийся в нагнетании рабочей жидкости в скважину из водопровода и ожидании падения давления (рис. 4.1.11). Закачка производилась с расходом 5 л/с при максимальном давлении 121 бар. Данные эксперимента выводятся в виде кривой изменения давления и расхода жидкости в течение времени.

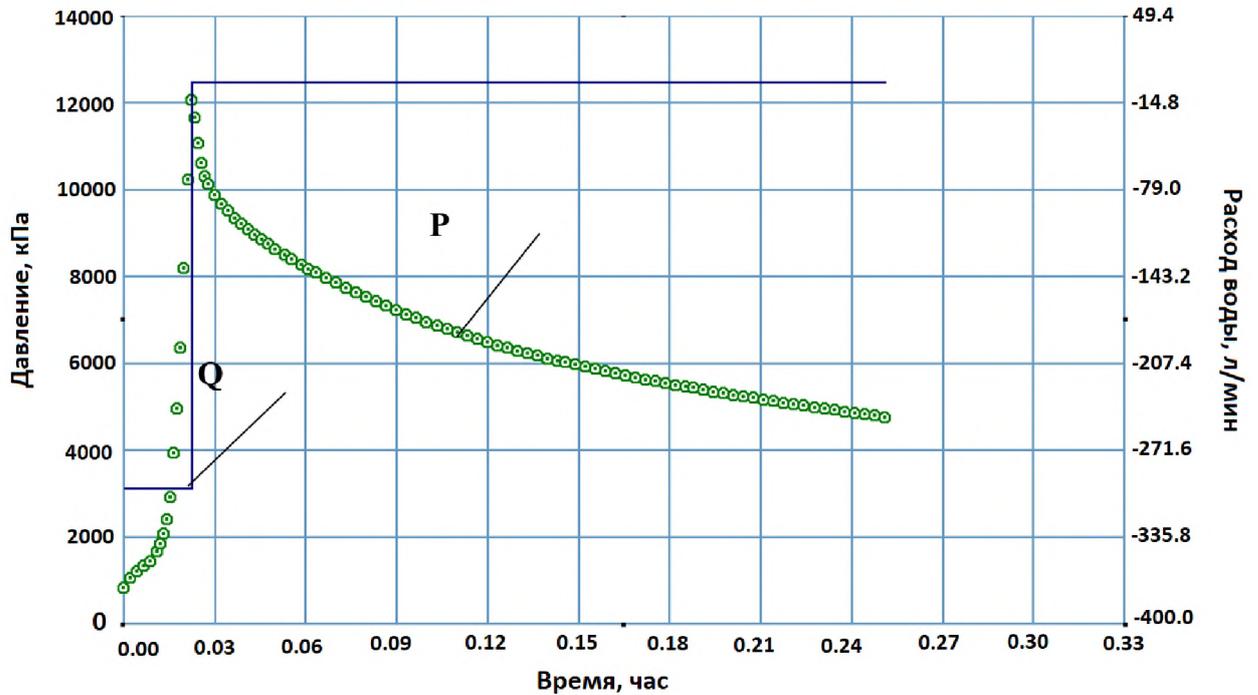


Рисунок 4.1.11 – Изменение давления P и расход рабочей жидкости Q до гидроразрыва угольного пласта

Анализ исходных данных выполнялся по участку кривой падения давления с использованием специализированного **программного пакета**. На основе различных методов обработки и их анализа определена проницаемость по трем направлениям (x , y , z). На рисунке 4.1.12 представлена модель 3-х мерного представления проницаемости пласта.

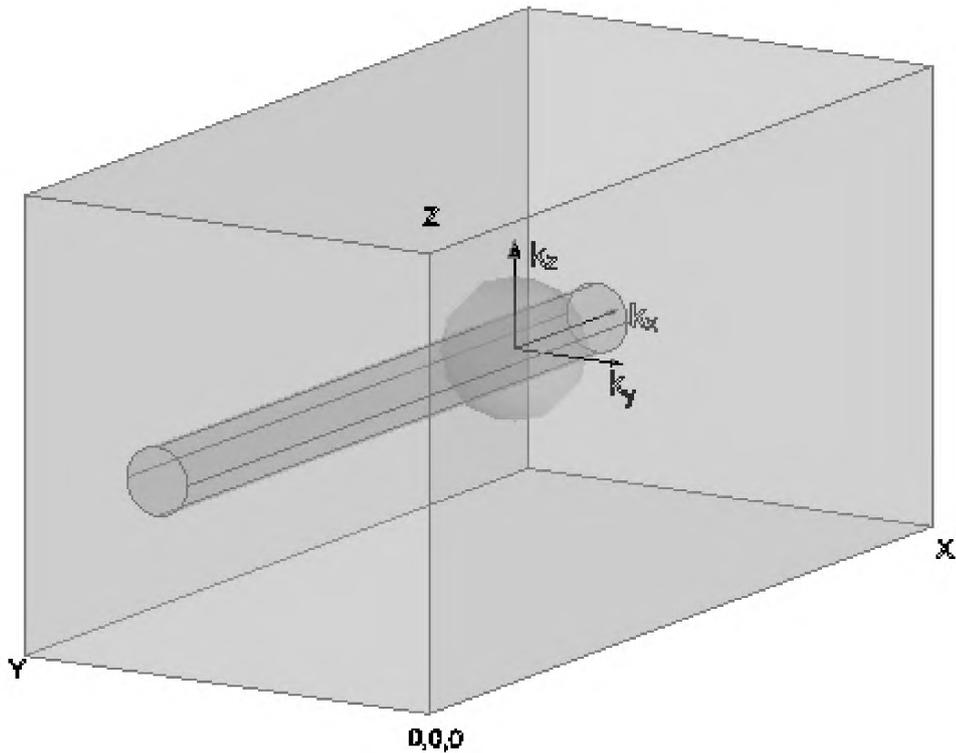


Рисунок 4.1.12 – Трехмерное представление проницаемости угольного пласта

Расчеты показали, что проницаемость исследуемой зоны пласта до гидроразрыва составила: $k_x = 1,67$ мД; $k_y = 0,24$ мД; $k_z = 0,95$ мД. После восстановления давления в скважине было проведено гидродинамическое воздействие, которое продолжалось 44 мин. с максимальным давлением 228 бар (рис. 4.1.13). На первоначальном этапе закачки рабочей жидкости в скважину при достижении давления 213 бар произошло незначительное снижение давления. Далее по мере насыщения угольного пласта осуществлялось повышение давления до 216 бар с последующим несущественным его падением до 213 бар.

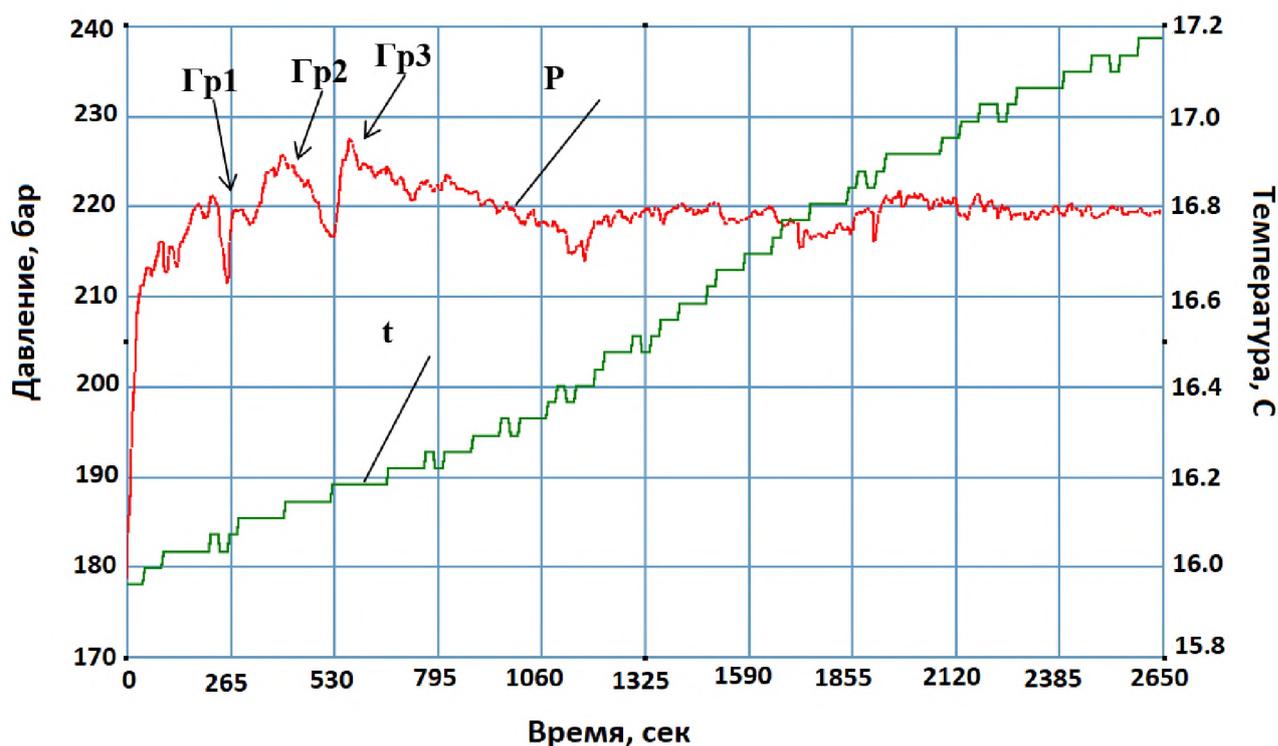


Рисунок 4.1.13 – Изменение давления P и температуры t при проведении гидроразрыва угольного пласта

При достижении давления 221 бар произошел гидроразрыв пласта и падение давления до 216 бар (Гр1, рис. 4.1.14). При последующей закачки рабочей жидкости в скважину и достижении давления 226 бар произошел второй гидроразрыв угольного пласта и падение давления до 217 бар (Гр2). При повышении давления жидкости до 228 бар произошел третий гидроразрыв угольного пласта и плавное падение давления до 221 бар (Гр3). После этого по мере закачки рабочей жидкости продолжалось несущественное раскрытие естественных и искусственных трещин.

Характер кривой давления позволяет определять режим гидродинамического воздействия как **режим гидрорасчленения с циклическими микрогидроразрывами**. Несколько подробно об этом будет изложено в разделе 4.2 настоящей диссертации.

После проведения гидроразрыва угольного пласта также выполнена оценка его фильтрационных свойств по кривой падения давления (рис. 4.1.14).

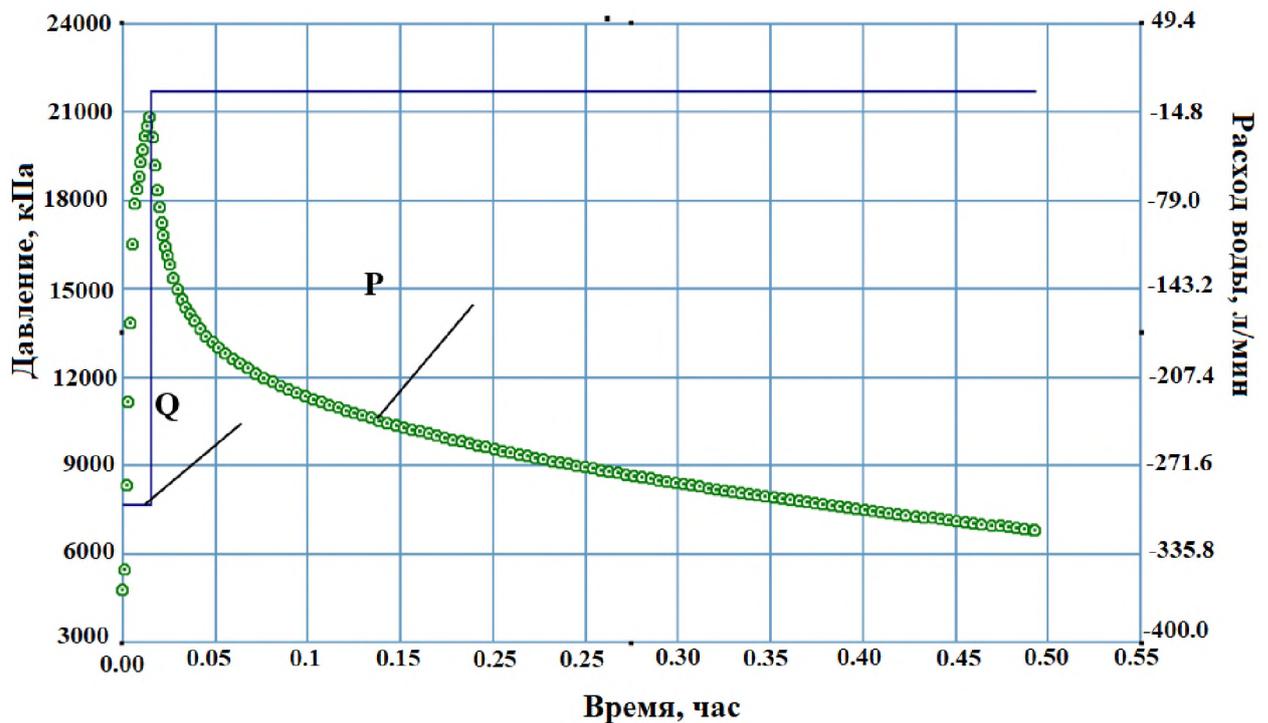


Рисунок 4.1.14 – Изменение давления P и расход рабочей жидкости Q после гидроразрыва угольного пласта

В результате анализа данных, полученных **после гидравлического разрыва угольного пласта**, проницаемость составила: $k_x = 1,68$ мД; $k_y = 0,11$ мД; $k_z = 12,91$ мД.

Для объективной диагностики режима нагнетания рабочей жидкости в угольный пласт совместим на рис. 4.1.15 график, полученный ЗАО «Углеметан» (рис.4.1.14) и график, построенный по данным скважинного манометра, установленного сотрудниками УДиУМ (красным цветом обозначены технологические остановки закачки маслостанцией для заполнения ее емкости рабочей жидкостью). Нетрудно увидеть, что имели место микрогидроразрывы на 4 минуте (4:25 на верхнем графике, на 8 минуте (8:50), а также на 20, 28 и 31 минутах. В общем целом же режим можно определить, как **гидрорасчленение с циклическими микрогидроразрывами пласта с установившемся давлением 220 бар**. Данный диагноз подтверждает и нижний график.

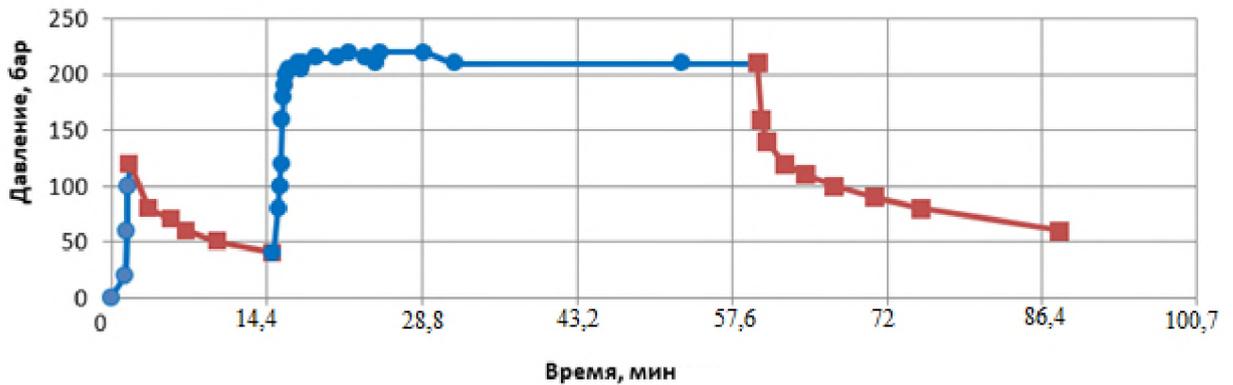
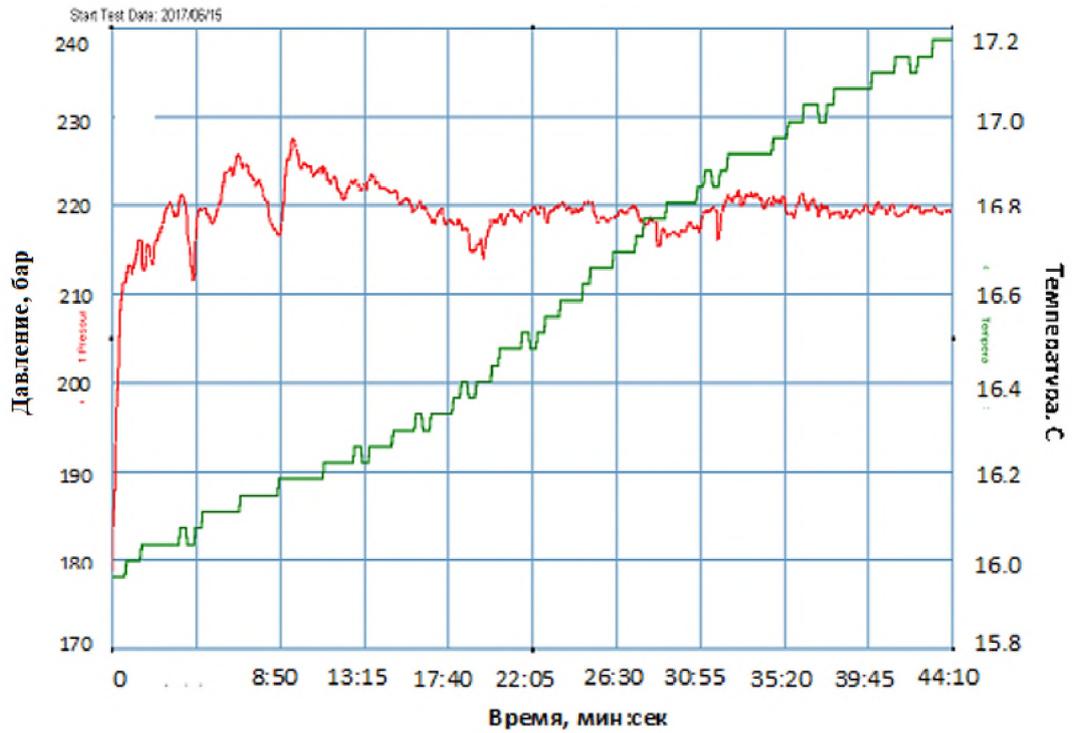


Рисунок 4.1.15 – Сравнительное изменение давления в процессе закачки рабочей жидкости на скважине ПодзГРП № 60/9

На базе результатов экспериментальных работ по оценке эффективности гидроразрыва угольного пласта Болдыревский на выемочном участке 24-60 шахты им. С.М. Кирова установлено, что проницаемость пласта до проведения гидроразрыва в зоне влияния скважины была достаточно невысокая и составила ($k_x = 1,67$ мД; $k_y = 0,24$ мД; $k_z = 0,95$ мД).

При проведении гидроразрыва установлено раскрытии естественных и образовании искусственных трещин. Период закачки рабочей жидкости в скважину для гидроразрыва составил 44 мин. с максимальным давлением 228 бар. На первоначальном этапе закачки рабочей жидкости в скважину и достижении

давления 213 бар произошло некоторое снижение давления до 213 бар, что могло свидетельствовать о раскрытии естественных трещин. По мере насыщения угольного пласта осуществлялось увеличение давления до 216 бар с последующим незначительным его падением, то есть можно предположить, что продолжалось раскрытие естественных трещин. При давлении 221 бар произошел гидроразрыв пласта и падение давления до 212 бар с образованием искусственных трещин в кровле пласта, о чем свидетельствовал выход рабочей жидкости через анкер, который находится в 18 м от скважины. При последующей закачке рабочей жидкости в скважину и достижении давления 226 бар произошел второй гидроразрыв угольного пласта и падение давления до 217 бар с образованием искусственных трещин в кровле пласта, о чем свидетельствовал выход рабочей жидкости через анкер, расположенный напротив скважины. При увеличении давления в скважине до 228 бар произошел третий гидроразрыв пласта и постепенное падение давления до 221 бар с образованием искусственных трещин на сопряжении кровли и борта, о чем свидетельствовал выход рабочей жидкости через анкер в 2-3 м в противоположной стороне скважины. По мере дальнейшей закачки рабочей жидкости продолжалось незначительное раскрытие естественных и искусственных трещин, при этом были зафиксированы незначительные колебания давления.

После проведения гидроразрыва угольного пласта проницаемость составила ($k_x = 1,68$ мД; $k_y = 0,11$ мД; $k_z = 12,91$ мД). Это позволяет сделать вывод, что основные трещины образовались в вертикальном направлении по оси Z , в связи с чем повысилась проницаемость k_z о чем также свидетельствовал выход рабочей жидкости с кровли. Снижение проницаемости по оси Y скорее всего связано с проникновением частиц угля в призабойную зону скважины в процессе закачки рабочей жидкости после раскрытия трещин.

Таким образом установлено, что гидроразрыв через пластовые скважины на угольный пласт при нагнетании рабочей жидкости с темпом, превышающим естественную приемистость пласта, в общем случае реализуется режим гидравлического расчленения угольного пласта с циклическими

микрогидроразрывами, сопутствуемый образованием, в основном, вертикальных трещин.

4.2 Отличительные особенности усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва (ПодзГРП)

Основными параметрами процесса гидроразрыва угольного пласта являются: давление рабочей жидкости, темп ее закачки, общий объем закачиваемой жидкости и радиус влияния скважины ПодзГРП.

В разделе 3.1 было указано, что оценка давления, при котором произойдет гидроразрыв или гидрорасчленение угольного пласта, может производиться по формуле (3.1.1).

Для условий Кузнецкого бассейна боковое горное давление обычно не превышает 15÷20 % от величины вертикального давления [45].

$$q_{\infty} = 0,2 \cdot \gamma \cdot H \quad (4.2.1)$$

где H – глубина залегания пласта, м;

γ – объемный вес вышележащих пород (2,5 т/м³).

Значение бокового горного давления на глубине 460 м по формуле 4.2.1 должно составить $q_{\infty} = 2,3$ МПа. Значение коэффициента Пуассона находится в пределах $\nu = 0,1 \div 0,3$, предел прочности угля на разрыв $\sigma_s = 9,1 \div 10,0$ МПа. Таким образом, что значение давления жидкости для гидроразрыва пласта на глубине 460 м будет лежать в пределах 12÷14 МПа.

На поисковой стадии работ по натурному исследованию технологии ПодзГРП ожидаемое давление было принято 12 ÷ 14 МПа.

На этом этапе работ установлено, что давление гидроразрыва на скважинах №№ 1-18 выемочных участков 24-58 и 24-59 менялось от 10,0 до 21,5 МПа и в основном составляло 12,0 ÷ 19,5 МПа, что хорошо видно из данных таблиц 4.1.1 и 4.1.2.

Утверждение, что для Кузнецкого угольного бассейна боковое горное давление не превосходит 15÷20 % от вертикального давления, не вполне очевидно. Можно допустить, что за большой геологический период горизонтальное давление

может быть равно вертикальному (условия гидростатики) и, следовательно, на глубине 460 м может составить $q_{\infty} = 11,5$ МПа.

Нельзя недооценивать также влияние тектонических напряжений, согласно чему горизонтальное давление может быть больше вертикального давления.

Горизонтальные напряжения компенсируются давлением рабочей жидкости, поступающей в порово-трещинное пространство вблизи скважины ПодзГРП. Рабочий агент в угольном пласте создает растягивающие напряжения в вершинах расчленяющих трещин P . Растягивающее напряжение в вершине растущей трещины гидравлического разрыва составляет

$$\sigma_{\text{раст}} = P - q_{\infty} \quad (4.2.2)$$

Условием распространения трещины гидроразрыва может являться то условие, что возникающее растягивающее напряжение будет равно пределу прочности угля на сжатие

$$\sigma_{\text{раст}} = [\sigma_p] \quad (4.2.3)$$

Из (4.2.2) и (4.2.3) для определения предельного давления гидроразрыва получим

$$P = [\sigma_p] + q_{\infty} \quad (4.2.4)$$

Расчетная формула будет иметь вид: $P = [\sigma_p] + \rho g H$

Расчет показывает, что $P = 10,0 + 11,5 = 21,5$ МПа

Выполненный ориентировочный расчет хорошо совпадает с экспериментальными значениями давления гидроразрыва, зафиксированных нами в ходе первых поисковых шахтных работ на выемочном участке 24-58 (см. данные таблицы 4.1.1).

Обоснование ожидаемого давления гидроразрыва будет задачей дальнейших аналитических исследований. На настоящий момент допустимо расчет рабочего давления при гидроразрыве осуществлять исходя из значений величин полного горного давления и предела прочности породы на разрыв σ_p :

$$P_{\text{грп}} = (\gamma_{\text{п}}H + \sigma_{\text{р}}) \cdot \alpha \quad (4.2.5)$$

где H – глубина залегания угольного пласта, м;

α – коэффициент, учитывающий необходимое превышение забойного давления над давлением разрыва (принимается по результатам экспериментальных работ $\alpha = 1,2 \div 1,4$).

Таким образом, на глубине 460 метров $P_{\text{грп}} = (0,025 \times 460 + 10) \times 1,4 = 30$ МПа, что удовлетворительно согласуется с полученными в ходе шахтных экспериментальных работ результатами, где давление достигало такого порядка величин (скв. ПодзГРП № 1 - 22,5 МПа, скв. ПодзГРП № 60/5 - 30,0 МПа, скв. ПодзГРП № 60/3 - 26,0 МПа).

Величина избыточного давления закачки рабочей жидкости определяется темпом нагнетания жидкости, ее вязкостью и проницаемостью угольного пласта [105]. В результате проведенных нами натурных экспериментов по выявлению влияния темпа закачки на развиваемое давление нагнетания рабочей жидкости можно отметить ниже следующее. На скважинах ПодзГРП №№ 1-6 выемочного участка 24-58 при темпе закачки 10 л/с среднее давление гидроразрыва составило 18,7 МПа, а на скважинах №№ 7-12 того же выемочного участка при темпе закачки 5 л/с среднее давление гидроразрыва составило уже 13,2 МПа, что меньше на 40%.

При гидроразрыве угольного пласта на ряде скважин ПодзГРП выявилось, что в некоторых случаях разрывы происходят при давлениях ниже полного геостатического давления. Из этого факта можно сделать вывод, что в угольных пластах должны образовываться **в основном вертикальные трещины**.

Мы уже отмечали некоторую зависимость максимального давления при реализации гидродинамического воздействия от эффективной длины скважины ПодзГРП (длины необсаженной части, непосредственно контактирующей с угольным пластом). Обосновывалось, что в процессе гидроразрыва можно получать существенный разброс этих максимальных значений, связанный с временным изменением сопротивления угольного пласта на конкретных участках.

Можно предположить, что в данных условиях реализация разработанной технологии столкнулась с весьма значительной анизотропией и неоднородностью прочностных и фильтрационных свойств угольного пласта.

Необходимо также остановиться на нескольких важных, с нашей точки зрения, моментах.

Эффекта повышения эффективности (углубления) дегазации угольного пласта на выемочном участке должен обеспечиваться за счет образования и раскрытия трещин гидроразрыва в пласте (например, как схематично показано на рис. 4.2.1), по которым метан будет интенсивно притекать к типовым скважинам ППД, пробуренным после гидродинамического воздействия в зону влияния скважин ПодзГРП, значительно увеличивая дебит скважин ППД. Такой механизм углубления пластовой дегазации реализуется только тогда, когда длина герметизации скважин гидроразрыва позволяет уйти за зону влияния подготовительной выработки (зону деструкции пласта).

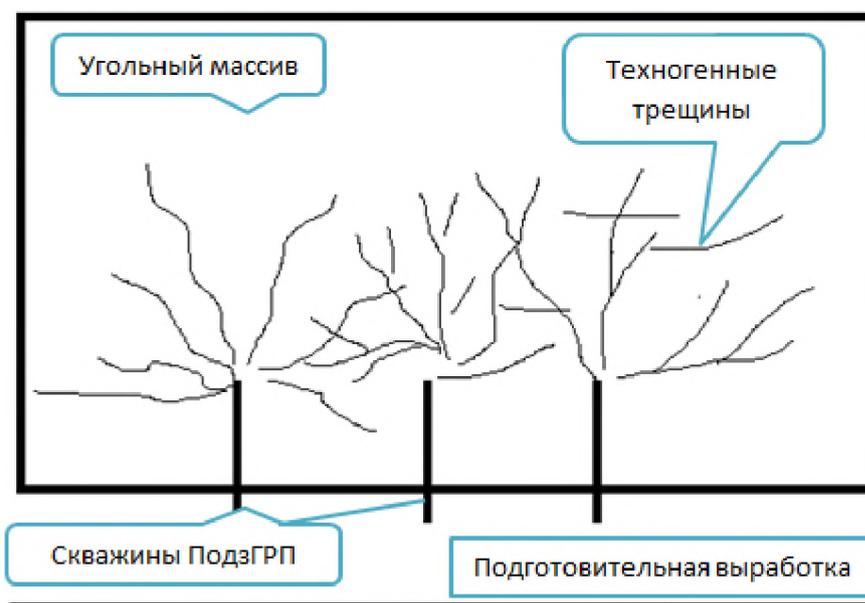


Рисунок 4.2.1 – Механизм увеличения газопроницаемости угольного пласта в зоне влияния скважин ПодзГРП

В ином случае, как схематично показано на рисунке 4.2.2, возможна ситуация, при которой дебит скважин ППД может существенно не увеличиваться, так как угольный пласт на выемочном участке будет иметь трещинную связь с

подготовительной выработкой, куда и будет частично утекать метан. Такие каналы утечки можно было наблюдать визуально в процессе проведения гидроразрыва. Возможно, что произойдет и визуально ненаблюдаемое повышение газопроницаемости пласта в зоне, прилегающей к подготовительной выработке.

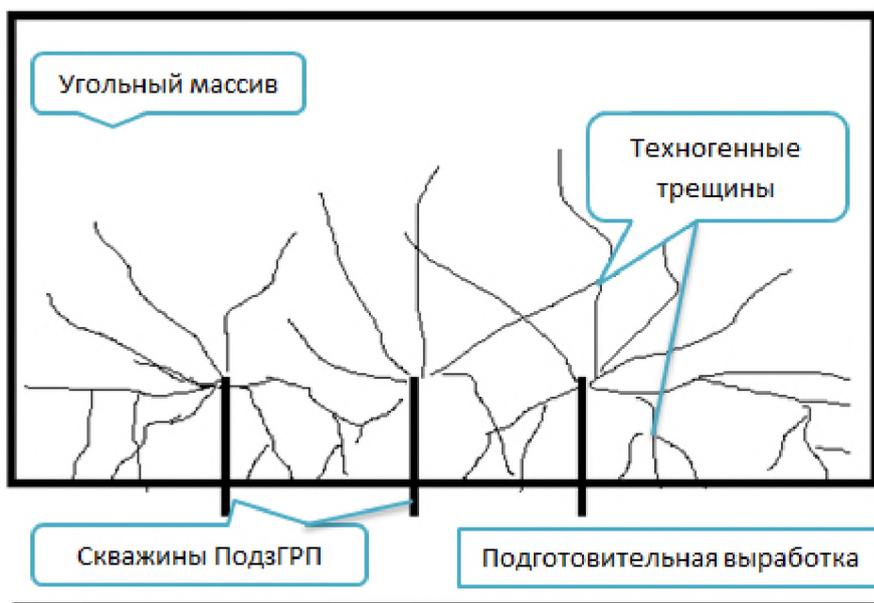


Рисунок 4.2.2 – Механизм дегазации (газоистощения) угольного пласта подготовительной выработкой в зоне влияния скважин ПодзГРП

Имевшая в реальности при проведении экспериментальных шахтных работ место ситуация также приводит к повышению эффективности пластовой дегазации в части последующего снижения метанообильности очистного забоя в зонах ПодзГРП. Достижимый эффект основывается не только на повышении дебитов скважин ППД, но и на существенном метаноистощении угольного пласта подготовительной выработкой. Последний механизм газоправления направлен на снижение пиковых газовыделений в очистной забой. Газовоздушный поток может доставлять метан в очистной забой, но делать это равномерно как в рабочие циклы, так и тогда, когда не работает комбайн, что снижает пиковые газовыделения в очистном забое непосредственно при работающем комбайне, который разрушает уже частично дегазированный ранее уголь.

На следующем этапе исследований запланировано экспериментально оценить весомость этого фактора достижения эффекта дегазации угольного пласта

подготовительной выработкой по изменению метанообильности последней в зоне ПодзГРП и сравниваемой зоне. Основная трудность этой оценки заключается в том, что надо с большой точностью замерять концентрации метана в подготовительных выработках в указанных зонах, что возможно путем отбора газовых проб «мокрым» способом или иным стандартным способом и разделке их в специализированных лабораториях.

Как было ранее показано в разделе 2.1, аналитические исследования метаноотдачи неразгруженных угольных пластов проводили многие специалисты [74-77, 122]. Было установлено, что удельный дебит метана с поверхности обнажения прямо пропорционален квадратному корню из проницаемости угольного пласта и обратно пропорционален квадратному корню из времени истечения.

Газовыделение (в $\text{м}^3/\text{с}/\text{м}^2$) с обнаженной поверхности угольного пласта может вычисляться по формуле 4.2.6

$$Q = \frac{\lambda_*}{\mu} = \frac{P_\infty^2 - P_0^2}{\sqrt{\lambda_0^*} \cdot 2\sqrt{\pi} \cdot \sqrt{t} \cdot P_0} \quad (4.2.6)$$

При известных значениях n , a' , b' , γ , P_∞ и установленной величине проницаемости угольного пласта представляется возможным посчитать дополнительный съем метана подготовительной выработкой в зонах ПодзГРП.

Основные необходимые параметры для расчета:

n – пористость угольного пласта в долях единицы;

a' – предельная сорбционная метаноёмкость угля, $\text{м}^3/\text{т}$;

b' – константа изотермы сорбции, $1/\text{Па}$;

γ – объемная масса угля, $\text{т}/\text{м}^3$;

P_∞ – давление метана в нетронутом массиве, Па ;

P_0 – атмосферное давление, Па ;

λ_* – природная проницаемость пласта, м^2 ;

μ – вязкость метана, $\text{кг}/\text{м} \cdot \text{с}$;

t – время, с

$$\lambda_0^* = \frac{\lambda_*}{\mu n} \cdot 0,8P_\infty \quad (4.2.7)$$

$$n^* = n + \frac{\gamma a' b' P_0}{(1 + b' P^*)^2} \quad (4.2.8)$$

Для условий пласта Болдыревский шахты им. С.М. Кирова достоверной информации по указанным параметрам пока нет и эти значения в настоящее время уточняются. Для ориентира приведем значения ряда величин для угольных пластов Ленинского и Беловского районов Кузбасса, которые составили $P_\infty = 0,17$ кПа, $P_0 = 0,01$ кПа, $a' = 15,3$ м³/т, $b' = 0,0025$ (кПа)⁻¹, $\gamma = 1,35$ т/м³, $n = 0,05$, а также данные из таблицы 4.2.1 [122].

Таблица 4.2.1. Данные по метановыделению из поверхностей обнажения ряда пластов Кузбасса

Угольный пласт	Мощность пласта, м	Метано-проницаемости, мД
Польсаевский-2	3,2	0,036
Польсаевский-1	2,6	0,038
Надбайкаимский	3,7	0,037
Бреевский	2,9	0,005
Толмачевский	2,3	0,013
Пласт 4	1,5	0,045

Экспериментальные работы по оценке фактора дегазации выемочного участка оконтуривающими его подготовительными пластовыми выработками приведены ниже. Объект производственного эксперимента представлен на рисунках 4.2.3 – 4.2.5.

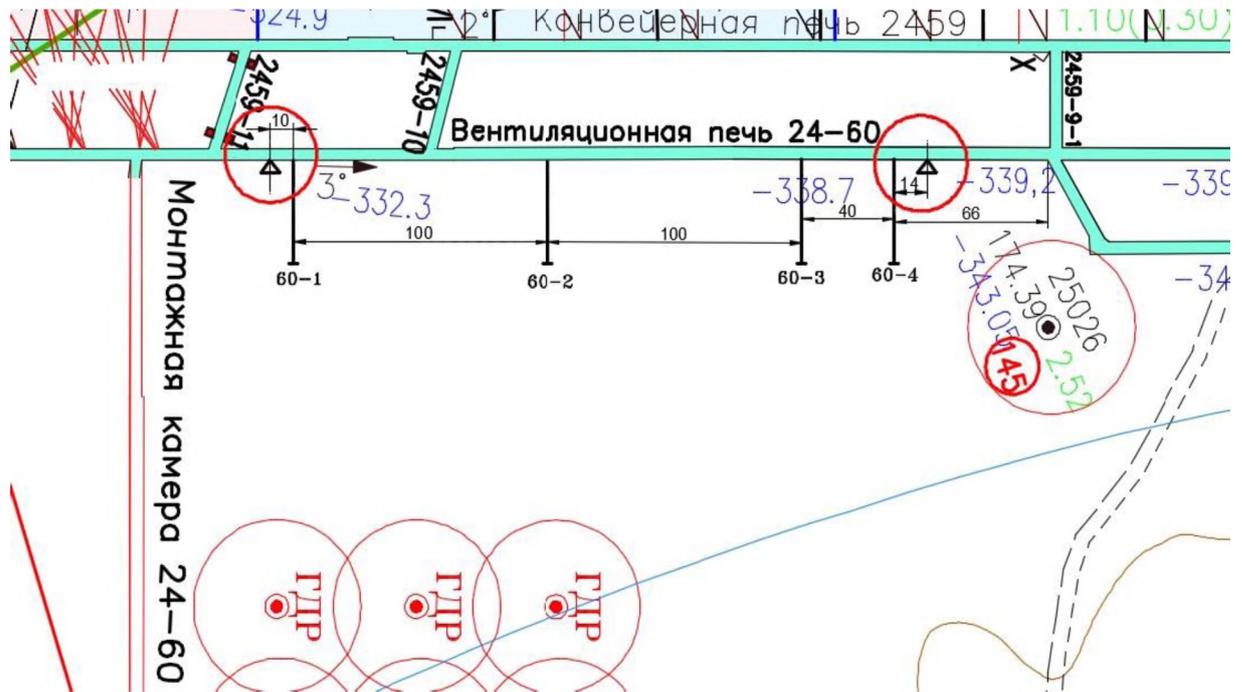


Рисунок 4.2.3 – Схема расположения объекта поискового эксперимента в районе скважин ГРП 60/1 – 60/4

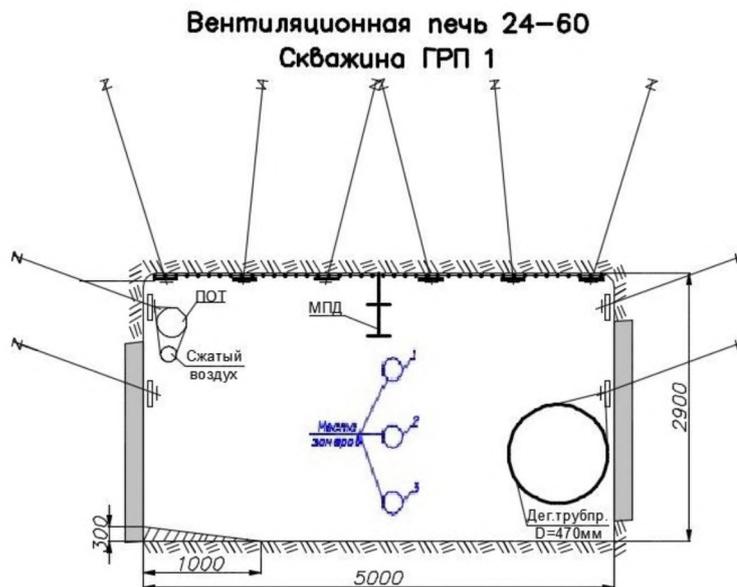


Рисунок 4.2.4 – Место набора проб – вентиляционная печь № 24-60, скважина ПодзГРП №1 (10м в сторону лавы)

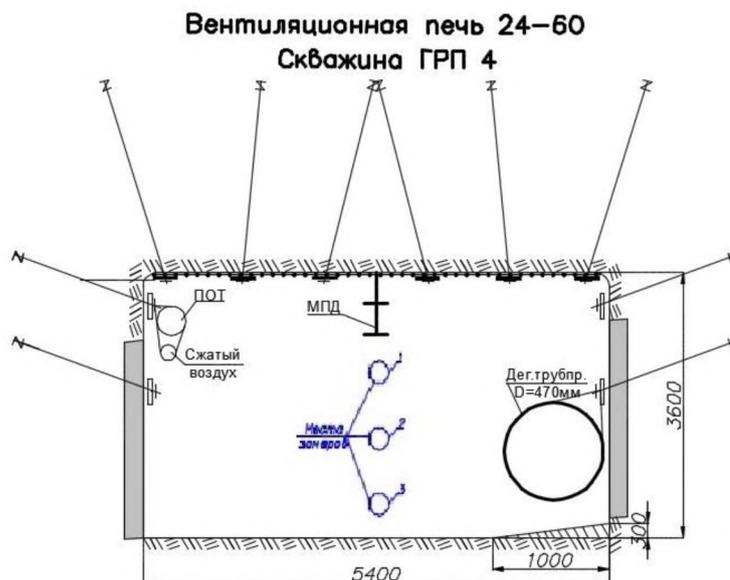


Рисунок 4.2.5 – Место набора проб – вентиляционная печь № 24-60, скважина ПодзГРП №4 (14м в сторону ЦМПШ №24-03)

Исследуемая область угольного пласта находилась между скважинами ПодзГРП 60/1 и ПодзГРП 60/4. Перед скважиной ПодзГРП 60/1 и после скважины ПодзГРП 60/4 установлены измерительные диафрагмы, которые позволяют определить сьем метана из четырех указанных скважин ПодзГРП. В местах установки диафрагм ведется замер абсолютной метанообильности подготовительной выработки и ведется отбор газовых проб для точного и достоверного определения концентрации метана в газоздушном вентиляционном потоке, для чего отобранные пробы исследовались на концентрацию метана в испытательной лаборатории ВГСЧ (форма протоколов приведена в **приложении В** к диссертации).

Таблица 4.2.2. Замеры концентрации метана в вентиляционной печи № 24-60

№	Место набора проб	№ камеры	CH ₄	CO ₂
1	Вентиляционная печь №24-60, скважина ПодзГРП №1 (10м в сторону лавы)	1 – Кирова №5	0,08	0
		2 – 23	0,08	0
		3 – 420	0,08	0
2	Вентиляционная печь №24-60, скважина ПодзГРП №4 (14м в сторону ЦМПШ №24-03)	1 – Кирова №7	0,09	0
		2 – К-7-6-29	0,09	0
		3 – Кирова №4	0,09	0

Для пункта №1 – скважина ПодзГРП №1

Сечение подготовительной выработки $S = (5,0\text{м} * 2,9\text{м}) - 0,4 = 14,1 \text{ м}^2$;

Скорость метановоздушного потока $V = 2,93 \text{ м/с}$;

Объем метановоздушного потока $Q = 14,1 * 2,93 * 60 \approx 2470 \text{ м}^3$.

Для пункта №2 – скважина ПодзГРП №4

$S = (5,4\text{м} * 3,6\text{м}) - 0,4 = 19,04 \text{ м}^2$;

$V = 2,17 \text{ м/с}$;

$Q = 19,04 * 2,17 * 60 \approx 2479 \text{ м}^3$.

Выполним ориентировочный расчет весомости исследуемого фактора.

Среднее значение расхода воздуха в выработке примем равным $2400 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Разница показаний содержания метана в выработке до и после зоны ПодзГРП, %

$$0,08 - 0,07 = 0,01$$

Прибавка чистого метана в выработке, поступившего из массива в зоне ПодзГРП – 1-4, $\text{м}^3/\text{мин}$ составит

$$2400 * 0,01 / 100 = 0,24$$

Тогда за 1 месяц общий съем метана с зоны повышенной трещиноватости в результате ПодзГРП за счет естественной дегазации через обнаженную поверхность угля будет:

$$0,24 * 60 * 24 * 30 = 10\,368 \text{ м}^3.$$

Для ориентира и сравнения скажем, что съем метана с зоны обычной пластовой дегазации без применения гидровоздействия (зона сравнения – 30 скважин ППД) в течение **8 месяцев** составил $27\,063 \text{ м}^3$, а из зоны ПодзГРП-1-4 (скв. ПодзГРП+30 скв ППД) – $108\,913 \text{ м}^3$.

Получен весьма **важный вывод** из проведенных исследований. В части подготовки разрабатываемого угольного пласта к безопасной и эффективной отработке фактор извлечения метана подготовительной выработкой, из которой пробурены скважины ПодзГРП, не менее весом, чем фактор извлечения метана непосредственно из пласта дегазационными скважинами, пробуренными в зону гидроразрыва.

Для более достоверной численной оценки указанного вклада необходимо провести дополнительный представительный комплекс исследований, что и запланировано в развитие настоящих инициативных поисковых работ.

Схема оценки эффективности разрабатываемой комплексной технологии ППД с использованием гидроразрыва в зоне скважин ПодзГРП №№ 1-6 приведена на рис. 4.2.6.

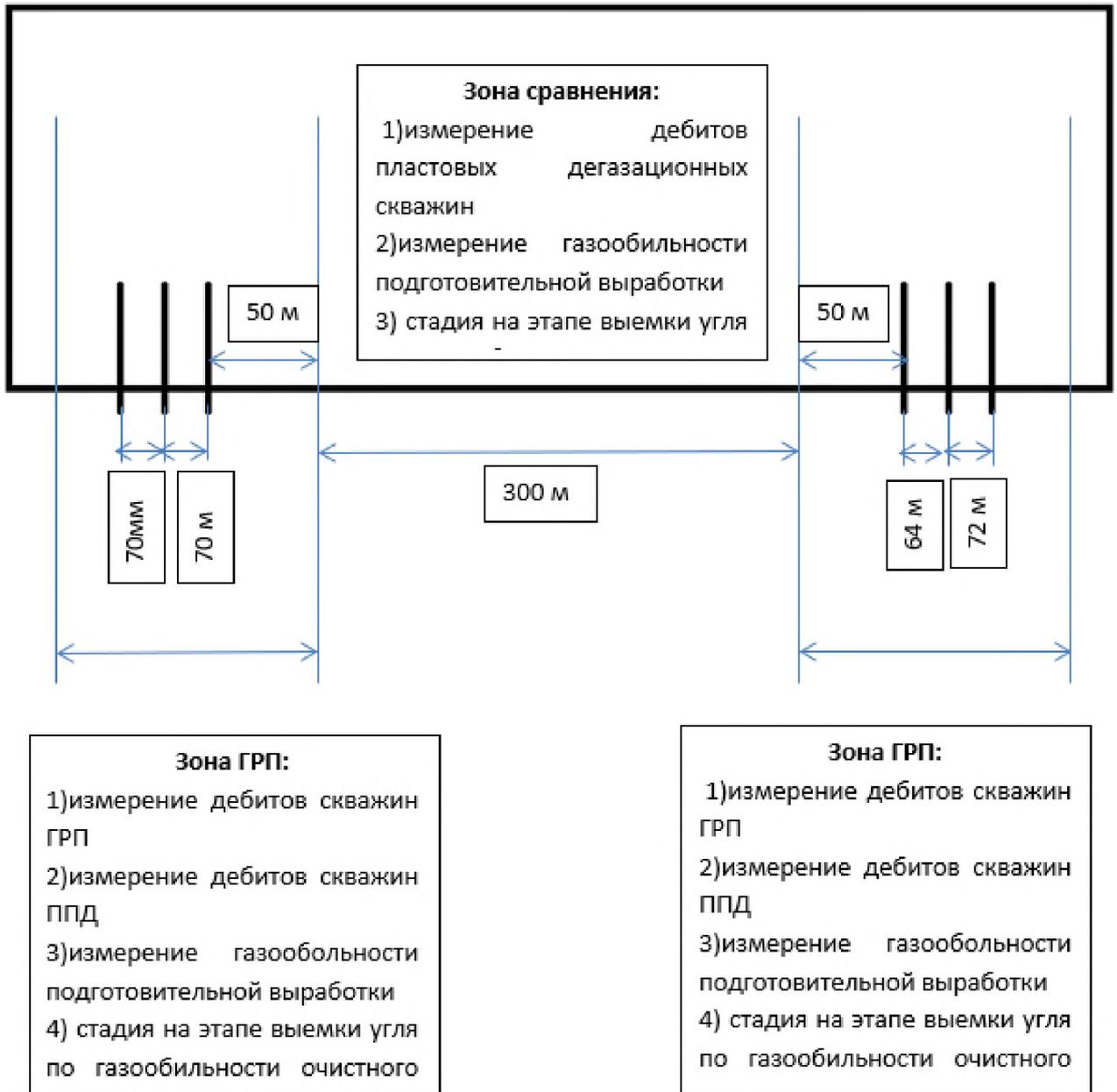


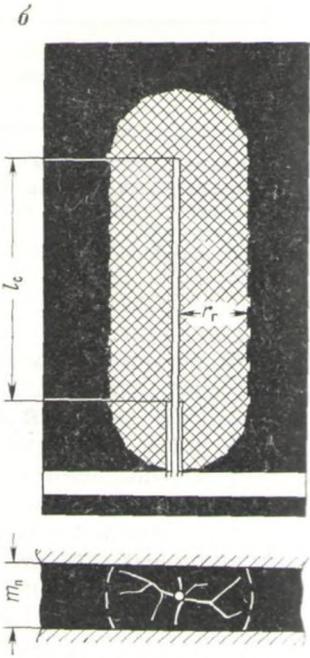
Рисунок 4.2.6 – Схема оценки эффективности разрабатываемой комплексной технологии ППД с использованием гидроразрыва в зоне скважин ПодзГРП

В завершении раздела суммируем изложенное и приведем отличительные особенности рассматриваемой в настоящей диссертации усовершенствованной комплексной технологии подземного гидроразрыва (ПодзГРП), защищенного патентом РФ [124] и известного, изложенного в руководящем документе Ростехнадзора (таблица 4.2.3).

Таблица 4.2.3. Отличительные особенности усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва (ПодзГРП), осуществляемого из подготовительных выработок.

Существенные отличия	Гидроразрыв из подземных выработок (согласно Инструкции по дегазации угольных шахт, Ростехнадзор, 2013)	Технология ПодзГРП
Методический подход	Условия применения и параметры гидроразрыва определяются опытным путем или по рекомендации НИИ, разработавшей способ	Условия применения и параметры гидроразрыва установлены аналитически и проверены экспериментальным путем
Общая длина скважин гидроразрыва, м	$L_{скв} = L_{лав} - (30 \div 40) \text{ м}$ На 30-40 м меньше длины лавы	$L_{скв} = (L_{герм}) + 35 \div 70 \text{ м}$ Диапазон 35÷70 м определен экспериментально (см. ниже раздел 4.4). 35 м – скважины ППД отсутствуют или не осваиваются. 70 м – скважины ППД эксплуатируются в штатном режиме.
Длина участка герметизации, м	Не менее половины расстояния между скважинами ГРП	Больше размера зоны газового дренирования подготовительной выработки, 30÷36 м
Способ герметизации	Цементирование (цементный раствор)	Двухкомпонентная смола («Шахтиклея»)
Давление нагнетания рабочей жидкости, кгс/см ²	$P_r = 0,3H - 41,8$ где H - глубина залегания угольного пласта от земной поверхности, м. <u>Формула не работает, т.к. на практике имеют место значительно большие давления.</u>	Зависимость 3.1.1 диссертации. Для практического пользования: $P_{грп} = (\gamma_n H + \sigma_p) \alpha$ где H-глубина залегания пласта, м; α - коэффициент превышения забойного давления над давлением разрыва ($\alpha = 1,2-1,4$)

Продолжение таблицы 4.2.3

Режим нагнетания	На длинных лавах <u>возможна реализация</u> <u>нежелательного</u> <u>режима фильтрации</u>	Построение индикаторной кривой $P = f(t)$ и $P = f(q)$ – при гидрорасчленении монотонное возрастание давления нагнетания до его практической (+/- 10%) стабилизации. Возможны кратковременные экстремумы (микрогидроразрывы).
Радиус гидроразрыва, м	Определяется опытным путем или по рекомендации НИИ-разработчика (не более 30 м)	Аналитическая модель двухфазной фильтрации позволяет прогнозировать радиус зоны гидрообработки [110]. <i>В настоящее время определяется экспериментально по данным водопроявлений в горные выработки в процессе ПодзГРП</i>
Темп нагнетания, л/с	Не определен.	Формула 3.1.5 диссертации. q (ПодзГРП) = 5÷10 л/с Рекомендуется максимальный темп нагнетания с плавным выходом на режим для реализации режима гидрорасчленения
Объем нагнетания рабочей жидкости, м ³	$Q'_{ж} = (\pi r_{г}^2 + 2r_{г} \cdot l'_{г}) m k_3,$ $l'_{г}$ -полезная (эффективная) длина скважины ГРП м. 	$Q_{в} = \sigma \pi r^2 m n k_3$ $Q_{в}$ – объем закачки, м ³ ; r – радиус гидроразрыва, м; m – мощность пласта (2,2), м; n – фильтрующая пористость (0,01); k_3 – к-т заполнения пласта жидкостью гидроразрыва; σ – поправочный коэффициент (1,5). Экспериментально получили $k_3 = 0,6$. При реализации режима гидратации $Q_{ж} = 20 \div 40$ л/т [90, 94,71].

В заключении данной главы диссертации необходимо обсудить также следующее. Могут возникнуть сомнения в равномерности дегазации всего

выемочного участка, так как в ряде случаев при существенных длинах лав до 300 метров разработанная технология ПодзГРП реализуется с использованием относительно коротких скважин. Может сформироваться мнение, что в ходе шахтных экспериментальных работ на выемочном участке 24-58 была подтверждена возможность повышения эффективности дегазации лишь части выемочного участка, прилегающего к подготовительным выработкам (конвейерной и вентиляционной печам). Максимальная длина необсаженной части скважин ПодзГРП № 1-12 составила 20 метров. Длина загерметизированной части скважины составляла 36 метров. Таким образом, ширина участков, примыкающим к подготовительным пластовым выработкам и дегазированным испытанной и приведенной выше технологией с использованием гидроразрыва пласта (в радиусе до 25 - 35 метров) составила ориентировочно 80-90 метров от каждой выработки, или суммарно 160÷180 метров. Ширина выемочного участка составляет 300 метров, что может дать основание говорить о том, что существенная по размерам (120 ÷ 140 м) оказывается вне зоны гидроразрыва и может быть недостаточно дегазирована, что приведет к повышенному газовыделению из разрабатываемого пласта в середине лавы.

Но и в этом случае проблема может быть решена в рамках разработки комплексной технологии пластовой дегазации, предусматривающей кроме гидроразрыва применение **длинных направленных дегазационных скважин**, пробуренных перпендикулярно скважинам ПодзГРП в срединной части выемочного участка с расстоянием друг от друга 10-20 метров. Возможности бурения таких скважин и использование их в качестве дегазационных были рассмотрены в разделе 2.2 настоящей диссертационной работы. Конкретней этот вопрос будет рассмотрен в разделе 4.4 настоящей диссертации.

4.3 Оценка эффективности технологии ПодзГРП в шахтных условиях

Эффективности технологии ПодзГРП на первом этапе оценивалась на измерительных диафрагмах по исследованию дебитов скважин ПодзГРП и дебитов типовых скважин ППД, пробуренных и эксплуатируемых в зонах гидроразрыва.

Дебиты метана непосредственно из скважин ПодзГРП в начальный период освоения до и после гидроразрыва приведено на рисунке 4.3.1.

Дебит метана из скважин ПодзГРП

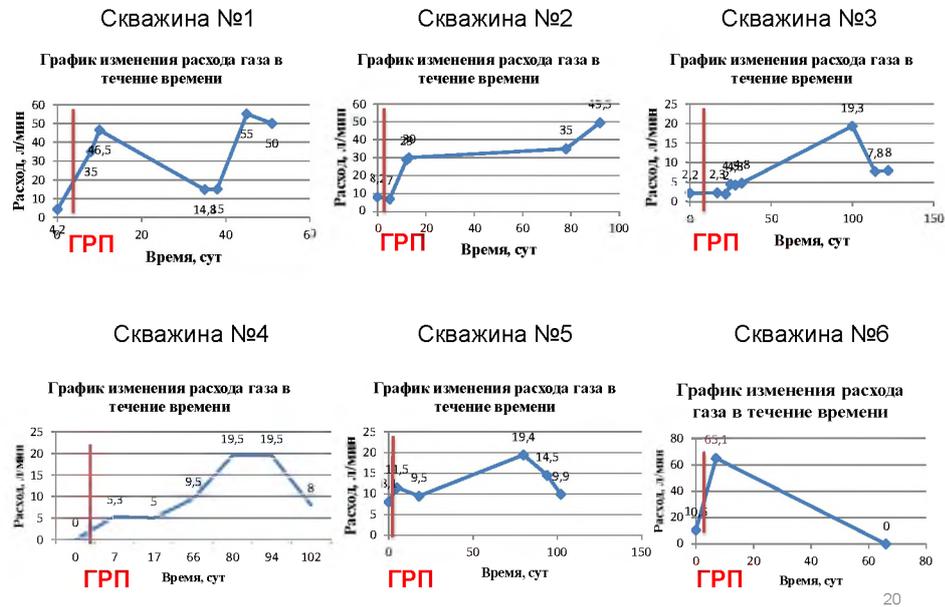


Рисунок 4.3.1 – Дебитов метана из скважин ПодзГРП до и после гидроразрыва

Фактические данные замеров дебитов скважин ПодзГРП приведены ниже. В вентиляционной печи 24-58 на дегазационном трубопроводе на участке, где находятся скважины ПодзГРП, установлены диафрагмы, на которых проводятся замеры концентрации метана, давления и температуры. Расположение измерительных диафрагм представлено на рисунке 4.3.2.

Были установлены три диафрагмы с расстоянием между ними приблизительно 200 м. Первая и вторая диафрагмы ограничивают зону реализации технологии ПодзГРП (здесь кроме пластовых скважин находятся скважины ПодзГРП № 4, 5 и 6), вторая и третья – зону сравнения (нет скважин ПодзГРП и где расположены только пластовые скважины ППД).

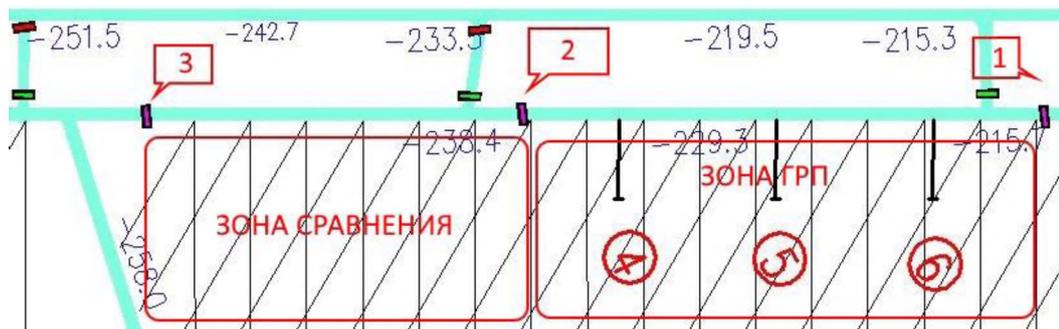


Рисунок 4.3.2 – Расположение диафрагм №№ 1, 2 и 3.

На рисунке позиции 4, 5 и 6 – скважины ПодзГРП.

Измерительные диафрагмы – это трубные фланцы, которые вмонтированы в трубопровод по пути движения метановоздушной смеси. С обеих сторон каждого фланца есть два ниппеля, на которых производятся следующие замеры:

- концентрации газа,
- давления на каждом ниппеле,
- перепада давления между ниппелями,
- температуры метановоздушной смеси.

Измерения объёмных концентраций CH_4 , O_2 и CO производились приборами M02 и А-ТЕСТ. Часть замеров расходов газовой смеси не были выполнены, так как были ограничения по технике безопасности. Это было связано с тем, что слишком сильная струя метановоздушной смеси с высокой концентрацией метана могла привести к срабатыванию защитных датчиков и остановке конвейерной ленты.

На первом поисковом этапе на участке 24-58 было пробурено 12 скважин ПодзГРП, шесть из которых пробурены из вентиляционной печи и подключены к дегазационному трубопроводу. Другие шесть скважин (№№ 7 -12) находятся в конвейерной печи и их подключение к дегазационному трубопроводу не предусматривалось.

Замеры на нормально функционирующих скважинах ПодзГРП (незаштыбованных и необводненных) показывают, что диапазон дебитов из скважин составляет для скважин ПодзГРП (л/мин):

№3 – 6,7 ÷ 6,97

№4 – 2,27 ÷ 2,35

№7 – 67,13 ÷ 100,5

№8 – 81,07 ÷ 134,67

№11 – 603,0 ÷ 640,52

№16 – 40,33 ÷ 53,87

Надо в первую очередь отметить, что дебиты скважин ПодзГРП изменялся очень существенно, на два порядка в некоторых случаях от 2,27 до 640,52 л/мин.

Фактические параметры и показатели проведения подземного гидроразрыва на скважинах ПодзГРП №№ 1-18 приведены ранее в таблицах 4.1.1 и 4.1.2.

Исследовательские экспериментальные работы были проведены на выемочных участках 24-58 и 24-59 на первых 18 скважинах, которые были пробурены из подготовительных выработок, а именно, из вентиляционной печи 24-58 (скважины ПодзГРП №№ 1-6), конвейерной печи 24-58 (скважины ПодзГРП №№ 7-12) и вентиляционной печи 24-59 (скважины ПодзГРП №№ 13-18).

Графики выхода на режим во время нагнетания эмульсии в угольный пласт в ходе проведения ПодзГРП на скважинах №№ 1-18, позволили сделать вывод об имевшем место режиме гидрорасчленения с циклическими микрогидроразрывами.

Дебиты скважин типовой пластовой дегазации на пласте Болдыревский находится на уровне 5 ÷ 10 л/мин при длине скважин 120 - 160 метров. Диапазон дебитов из более коротких скважин ПодзГРП составлял, как правило, более существенные величины и изменялся от нескольких единиц до 640 л/мин, что подтверждает раскрытие трещин в угольном пласте.

Существенные значения дебитов фиксировались в период до 50, реже 100 суток, затем происходило его уменьшение, что говорит о истощении газового коллектора, лежащего в ограниченной зоне гидроразрыва, радиус которой составляет, по нашим оценкам, 25 ÷ 30 метров и возвратом дебитов к начальным значениям, характерным для неразгруженных зон угольного пласта.

Необходимо понимать, что основной эффект по извлечению метана на выемочном поле достигается не из скважин ПодзГРП, а из типовых скважин ППД, пробуренных в зоны повышенной газопроницаемости. Фактически установлено и

показано на рисунках 4.3.3, 4.3.4, что дебиты газа из 30 скважин ППД в зонах гидроразрыва за 6,5 месяцев эксплуатации в почти 3 раза выше, чем в зоне сравнения (30 скважин ППД вне зон ответственности технологии ПодзГРП).

Извлечение газа в зоне сравнения за 6,5 месяцев составил 27 000 кубических метров метана, в зоне ПодзГРП – более 109 000, что позволяет положительно оценивать результаты применения разработанного способа.

Анализ результатов первых экспериментальных работ позволяет отметить проявление энергетического и временного барьеров эффективной пластовой дегазации, которые можно проследить на следующих графиках.

Скважины ПодзГРП №№ 1-6 (рис.4.3.4) были нисходящими. ПодзГРП был проведен в июне 2016 года, ППД- в декабре 2016 года. Средняя глубина залегания угольного пласта – 401 м. Средний дебит в сравниваемой зоне 0,15 м³/мин, в зоне ПодзГРП – 0,6 м³/мин. В каждой зоне функционировало по 30 скважин ППД, а именно 15 кустов по 2 скважины в кусте. Расстояние между кустами 12 м. Повышение дебита метана в 4 раза связано с энергетическим фактором - темп закачки составлял 10 л/с.

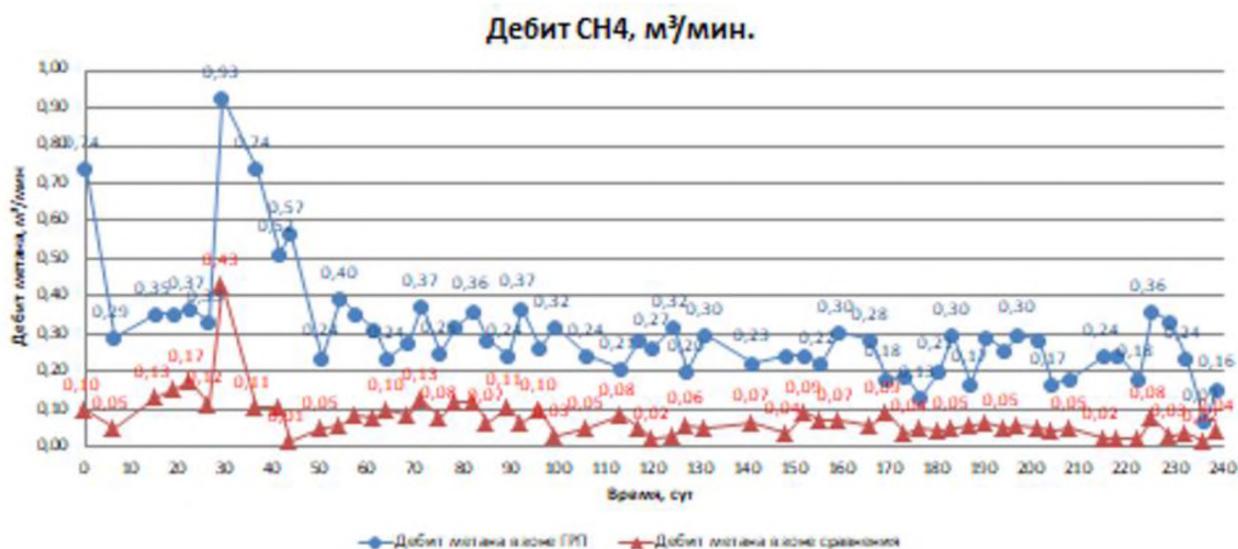


Рисунок 4.3.3 – Увеличение дебитов газа из скважин ППД в зонах применения технологии ПодзГРП (весь период эксплуатации)

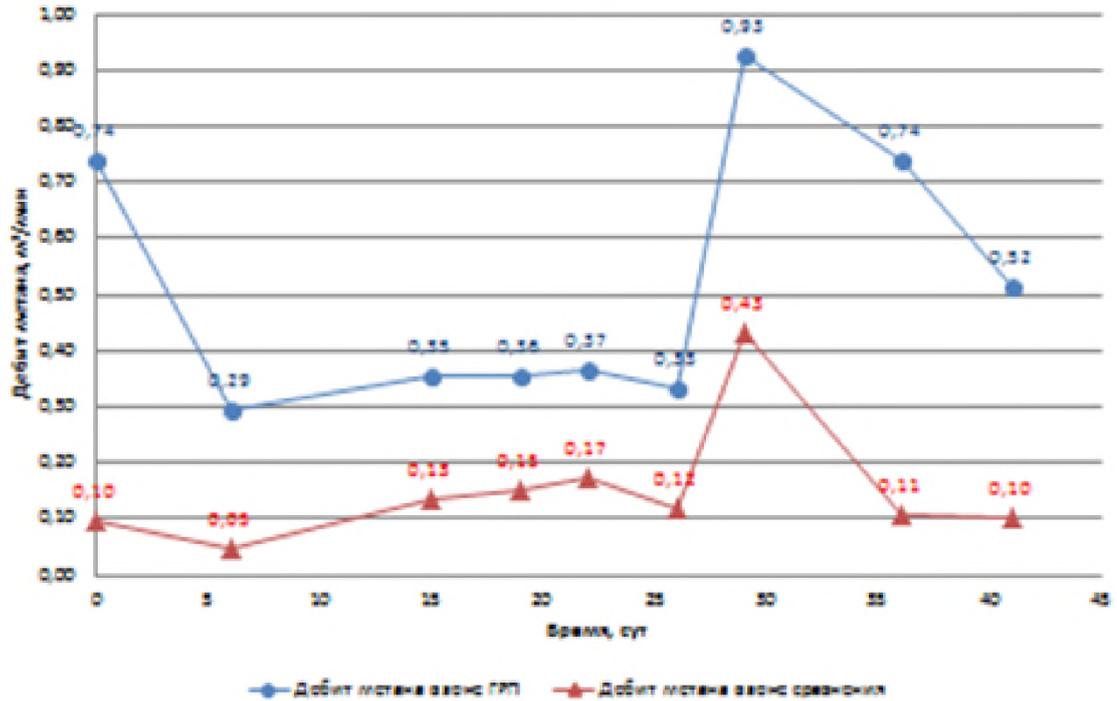
Дебит СН₄, м³/мин.

Рисунок 4.3.4 – Увеличение дебитов газа из скважин ГРП в зонах применения технологии ПодзГРП №№ 1-6 (начальный период эксплуатации скважин)

На оценке эффективности применения способа ПодзГРП, осуществляемой при ведении очистных работ, существенно сказывается временной фактор - время функционирования скважин ГРП, которое на первом объекте составило 8 месяцев.

На других объектах шахтных исследований время дегазации было меньше, что отрицательно отразилось на ее сравнительной эффективности.

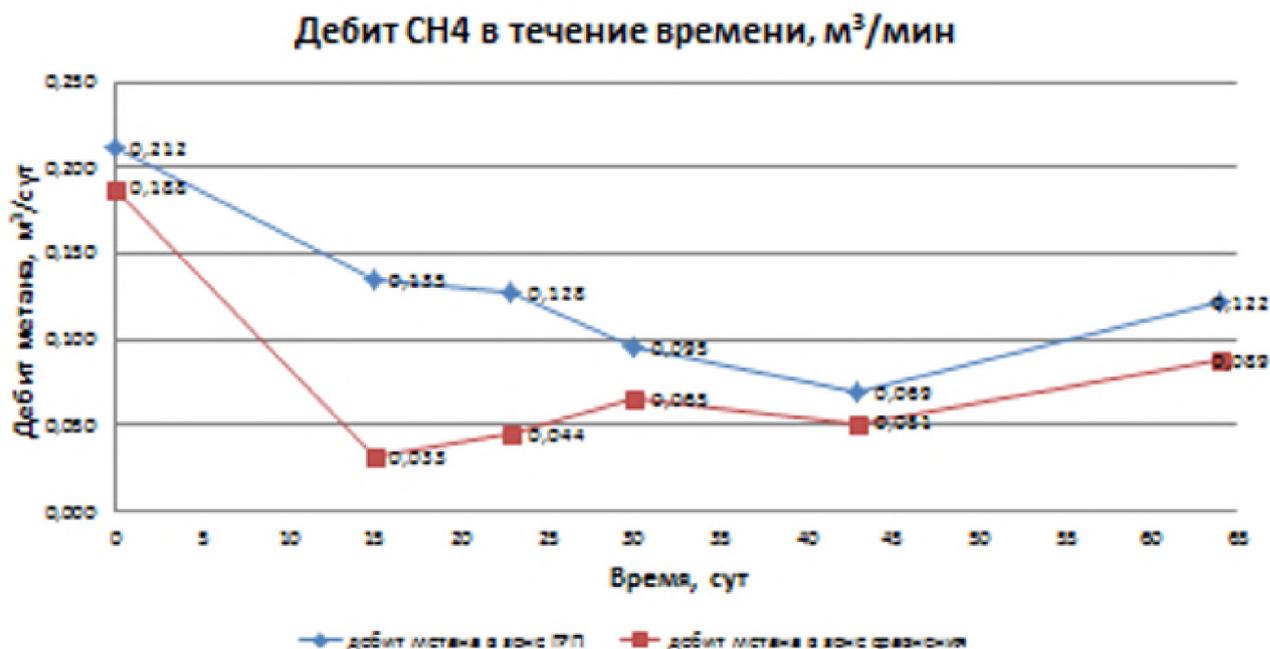


Рисунок 4.3.5 – Увеличение дебитов газа из скважин ППД в зонах применения технологии ПодзГРП №№ 13-18 с ограниченным сроком дегазации.

Скважины ПодзГРП №№ 13-18 были нисходящими. ПодзГРП было проведено в июне 2016 года, ППД – в декабре 2016 года. Средняя глубина залегания пластов в зоне ГРП №№ 13-18 составляло 438 м. Средняя глубина залегания пластов в сравниваемой зоне (на выходе лавы) – 385 метров. Средний дебит в сравниваемой зоне 0,06 м³/мин, в зоне ПодзГРП – 0,13 м³/мин (рис. 4.3.5). Замеры начались 03.05.2017 и были остановлены, когда лава подошла к зоне ПодзГРП (06.07.2017). 22 куста скважин были пробурены в зоне ПодзГРП. 29 скважин - в сравниваемой зоне по 2 скважины в кусте. Расстояние между кустами 24 м.

Средний дебит скважин ППД в зонах ПодзГРП был уже лишь в 2 раза выше, чем в зоне сравнения. Это связано с тем, что темп закачки был в 2 раза меньше (т.е. энергетический фактор ниже), чем на предыдущем объекте и составлял 5 л/с. Тем не менее имело место указанное двойное превышение, несмотря на то, что зона сравнения имела более благоприятные условия – меньшую глубину залегания дегазируемого пласта и, следовательно, более высокую газопроницаемость.

На оценке эффективности технологии ПодзГРП при ведении очистных работ сказывается и другой неблагоприятный фактор – время функционирования скважин ППД, которое составило не более 2÷3 месяцев.

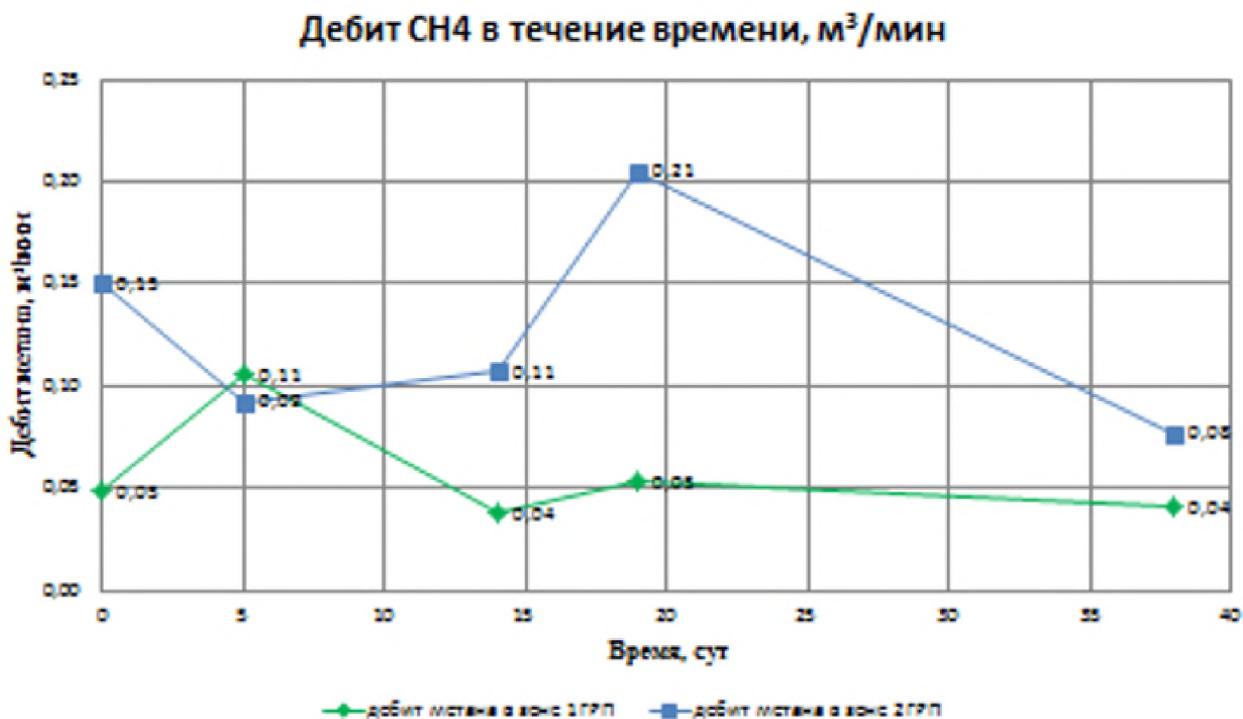


Рисунок 4.3.6 – Дебиты газа из скважин ГРП на выемочном участке 24-59

Отрицательное влияние снижения темпа закачки рабочей жидкости было исследовано и на другом объекте испытаний технологии ПодзГРП (выемочный участок 24-59, вентиляционная печь 24-59, скважины ПодзГРП №№ 1-10).

Скважины ППД были восстающими. ГРП проводилось в ноябре - декабре 2016. В скважины ГРП №№ 59-1 - 59-4 темп закачки составлял 2 л/с, в скважины ПодзГРП 59-5 – 59-10 темп закачки составлял 5 л/с. Средняя глубина пласта в районе скважин ГРП № 59-1 – 59-6 составляет 506 м (зона ГРП- 1), в зоне скважин ГРП №№ 59-7 – 59-10 (зона ГРП- 2) составляет 502 м.

Средний дебит в зоне ГРП-1 составил 0,05 м³/мин (синяя кривая на рис.4.3.6, в зоне ГРП-2 составила 0,15 м³/мин (зеленая кривая на рис. 4.3.6), т.е. дебит газа в зоне ГРП-2 был в 3 раза выше. Замеры начались 12.03.2017 и были остановлены, когда лава подошла к зоне ГРП (19.04.2017). Представленные исследования подтвердили **важность энергетического фактора при и проведении ПодзГРП.**

Принципиально важно отметить, что в зонах ПодзГРП не возникало негативных проблем в кровлей в горных выработках. Этого можно было ожидать ввиду того, что выход на режим гидрорасчленения или гидроразрыва не регулировался и нельзя было постепенно выходить на максимальное давление нагнетания. Состояние кровли в подготовительных и очистных горных выработках было удовлетворительным, что и было отмечено в специальном акте комиссией АО «СУЭК-Кузбасс».

Важными научными и практическими результатами проведенных поисковых работ явилось экспериментальное подтверждение, что применение комплексной пластовой дегазации, в основу которой положена усовершенствованная нами технология подземного гидроразрыва, позволило на выемочном участке 24-58 существенно снизить газообильность очистной выработки, уменьшить простои добычного оборудования в лаве и повысить нагрузку на очистной забой.

На рисунке 4.3.7 показано расположение скважин ПодзГРП на выемочном участке 24-58, где выделены красным цветом зоны влияния технологии ПодзГРП и синим цветом зоны сравнения, где гидроразрыв перед применением типовой пластовой дегазации не применялся.

Наиболее методически корректно оценка эффективности технологии ПодзГРП в процессе ведения добычных работ была проведена на выемочном участке 24-58.

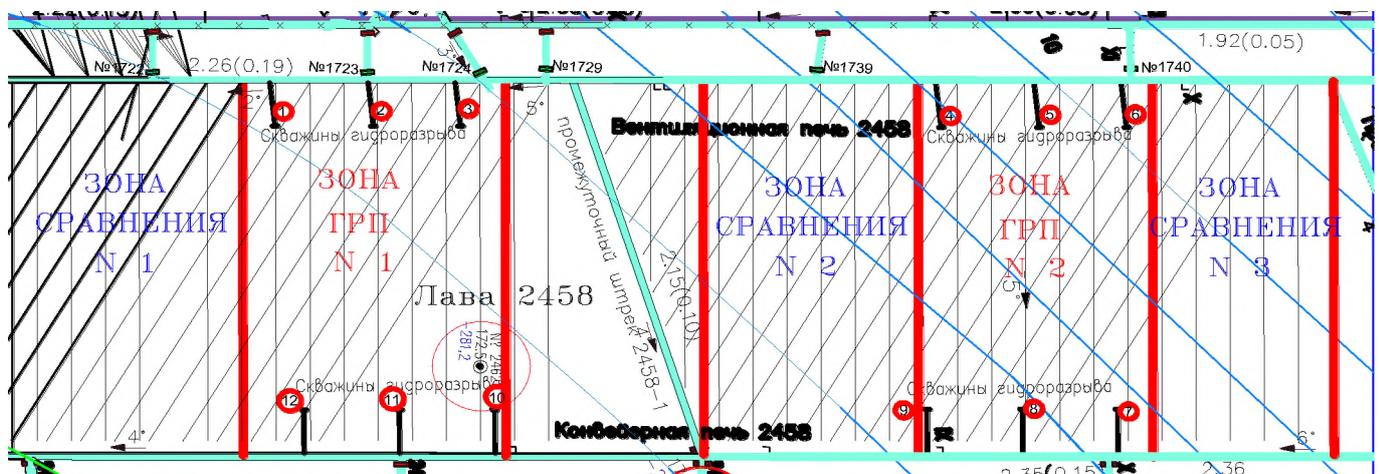


Рисунок 4.3.7 – Расположение зон влияния технологии ПодзГРП и сравниваемых зон на выемочном участке 24-58

Показатели работы очистного забоя в зоне ПодзГРП и в зоне сравнения представлены в таблице 4.3.1 и на рисунках 4.3.8 и 4.3.9.

Таблица 4.3.1. Основные показатели работы очистного забоя в зоне ПодзГРП и в зоне сравнения

Основные показатели	Ед. изм.	Значения	Зона сравнения (№1+№2+№3)	Зона ГРП (№1+№2)	Δ, %
Абсолютная метанообильность	м ³ /мин	max	8,88	7,81	12
		среднее	8,29	7,29	12
Относительная метанообильность	м ³ /т	max	1,37	0,84	39
		среднее	1,14	0,80	30
По газовому фактору остановки за сутки	мин/сут	max	129,9	71,52	45
		среднее	122,39	71,45	42
Суточная добыча	т/сут	max	13 007	13 350	3
		среднее	10 747	13 037	21

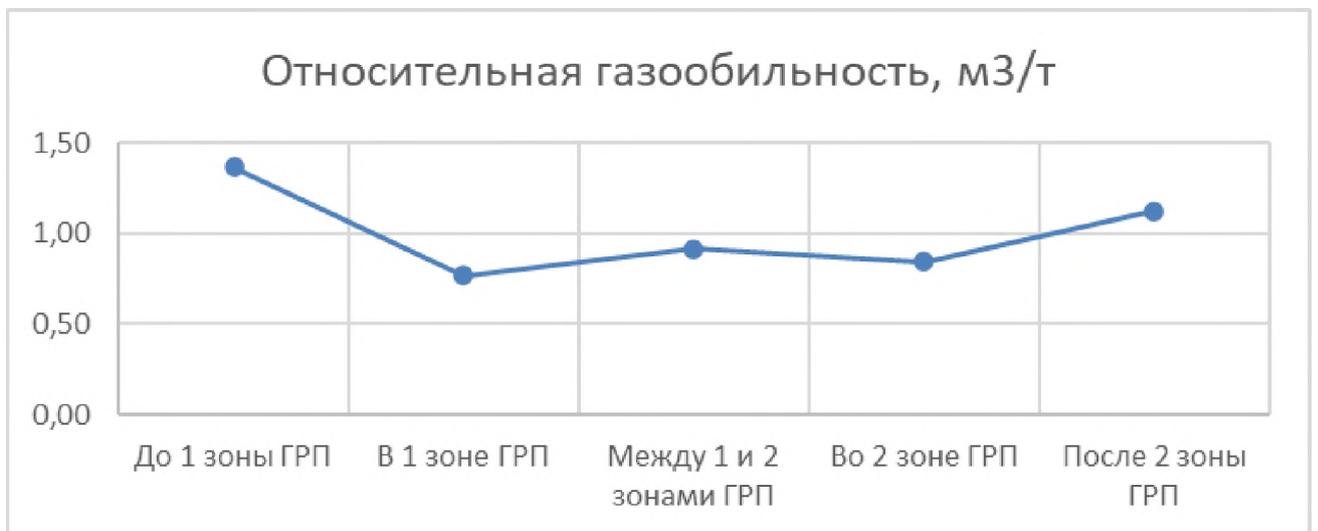


Рисунок 4.3.8 – Оценка эффективности ПодзГРП по фактору относительной метанообильности

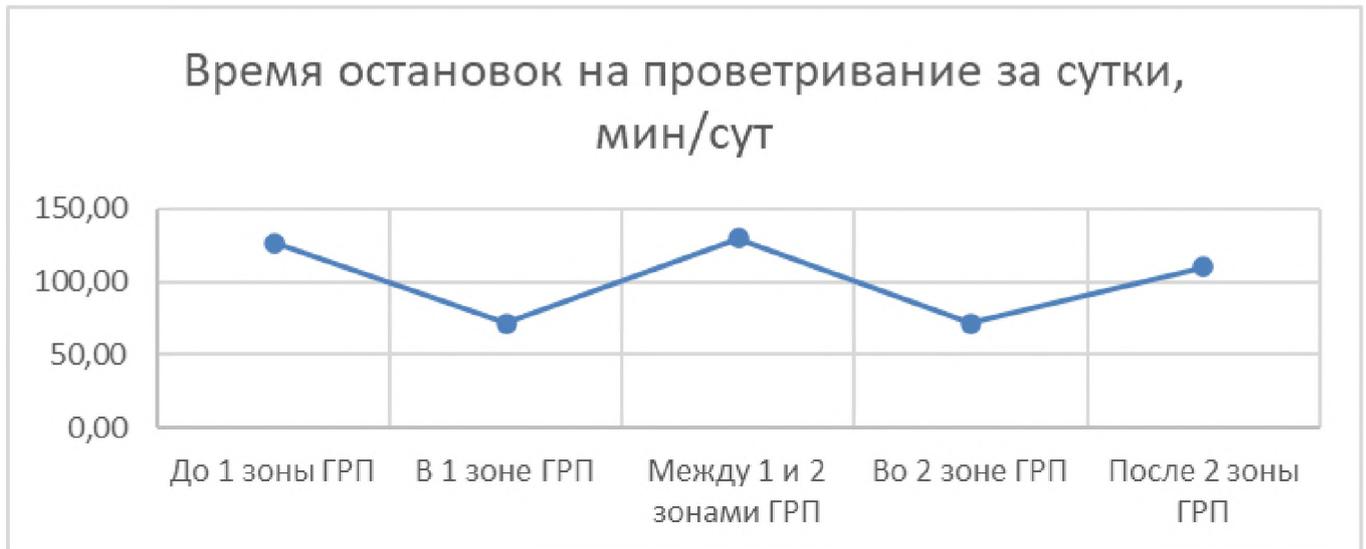


Рисунок 4.3.9 – Оценка эффективности ПодзГРП по фактору остановок очистного забоя по газовому фактору

Таким образом, применение технологии ПодзГРП позволило обеспечить изменения следующих показателей. Среднее значение относительной метанообильности очистного забоя было **снижено на 30%**, продолжительность остановок добычного оборудования по газовому фактору снизилась **на 40%**, добыча угля была в среднем **увеличена на 20 %**. На основании изложенного можно констатировать, что разработанная технология ПодзГРП в составе комплексной пластовой дегазации показала свою высокую эффективность и перспективность для практического использования и дальнейшего совершенствования.

4.4 Совершенствование комплексной технологии пластовой дегазации не разгруженного от горного давления угольного пласта

В качестве технологического резерва может быть предложено применение, в частности, гидроциклического воздействия на дегазуемый пласт.

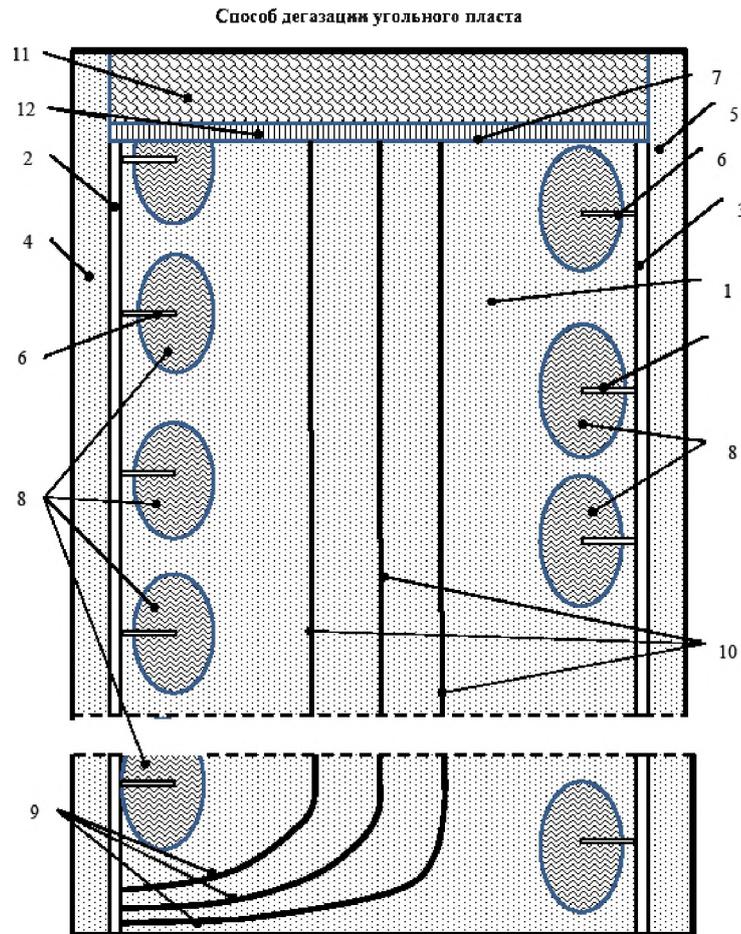
Угольные пласты как коллекторы газа по своей природе чувствительны к циклическому и особенно к знакопеременному динамическому нагружению. При многократном нагружении горные породы разрушаются, а при напряжениях, меньших предела прочности, в них образуются микротрещины. С учетом этих

обстоятельств может в перспективе применяться методы гидроимпульсного воздействия.

Гидроимпульсное воздействие заключается в закачке в призабойную зону скважины рабочей жидкости и мгновенном переключении скважины на самоизлив с последующим выносом рабочей жидкости и продуктов разрушения угля в выработку посредством промывки скважины или самоизливом. Число циклов «закачка-сброс – промывка» может в общем случае составлять от 2 до 5.

Отметим в качестве недостатка то, что данный способ не может быть рекомендован к применению на выбросоопасных угольных пластах в виду опасения реализации процесса самоподдерживающегося разрушения угля и провоцирования развязывания внезапных выбросов угля, породы и газа.

Возможное решение проблемы повышения равномерности дегазации выемочного участка, где реализуется **усовершенствованная нами технология подземной пластовой дегазации (ППД)** с использованием гидроразрыва (ПодзГРП) проиллюстрировано на рисунке 4.4.1.



Фигура

1 – выемочный участок, 2,3 – подготовительные пластовые выработки, 4,5 – барьерные целики, 6 – скважины ПодзГРП, 7 – очистной забой, 8 – зона гидрообработки, 9 – криволинейные дегазационные скважины (КДС), 10 – фильтрующая часть КДС, 11 – выработанное пространство, 12 – крепь в очистном забое

Рисунок 4.4.1 – Технологическая схема предварительной дегазационной подготовки выемочного участка

Способ дегазационной подготовки газоносного угольного пласта к отработке осуществляют следующим образом [124]. Через скважины гидроразрыва в угольный пласт выемочного участка закачивают под давлением рабочую жидкость. Герметизация устья скважин ПодзГРП на глубину не менее 30 м обеспечивает надежную изоляцию и исключает прорыв жидкости из зоны гидроразрыва в подготовительные пластовые выработки, из которых пробурены скважины

ПодзГРП. В период и после истечения рабочей жидкости из скважин осуществляют сьем газа, откачивая его по газопроводам на поверхность. Центральная часть выемочного участка дегазируется путем откачки газа вакуум-насосом через длинные направленные скважины, пробуренные навстречу очистному забою.

Возможный пример реализации может быть следующим. На шахте им. С.М. Кирова угольный пласт Болдыревский разрабатывается длинными столбами. Станком БУГ-200 бурятся диаметром 93 мм скважины ПодзГРП на проектную длину в диапазоне $38 \div 41$ метров. Скважины обсаживаются стальными трубами со стенкой 5 мм и диаметром 70 мм. Периодически ведется промывка скважины для удаления штыба. Обсадная колонна длиной 36 м состоит из 12 труб. При установке обсадной колонны в скважину ГРП вместе с ней опускаются 2 шланга высокого давления диаметром 10 мм для подачи герметизирующего состава смолы на глубины 10 и 20 метров. В затрубное пространство скважин заливается по 4 комплекта двухкомпонентной смолы (260 л). Затем производится опрессовка скважин.

Проводится замер дебита метана и его концентрации из скважин перед гидроразрывом. Скважину ПодзГРП подключают к маслостанции через гибкие рукава высокого давления.

Гидродинамическое воздействие производится в 1 цикл. Закачка ведется при работе двух маслостанций с темпом закачки 10 л/с. Общее время закачки при темпе 10 л/с составляет $5 \div 50$ м³.

После гидрообработки угольного пласта жидкость из скважин ПодзГРП сливают, а скважины подключают к газопроводу и осуществляют откачку газа с помощью вакуум-насоса.

После гидрообработки угольного пласта осуществляют направленное бурение криволинейных скважин буровым станком VLD-1000A. Например, из вентиляционной печи бурятся три криволинейных скважины длиной более 1000 м каждая, диаметром 96 мм, с размещением их прямолинейных стволов вдоль протяженности выемочного участка в его центральной области. При длительности функционирования скважин в режиме дегазации течение 6 месяцев расстояние

между стволами скважин принимается 25 м, что определяется опытом и на базе компьютерного моделирования процесса дегазации [110].

Совершенствование технологии ППД с использованием гидроразрыва угольных пластов может совершенствоваться по фактору обоснованного **выбора объема закачки** рабочей жидкости при гидроразрыве пласта. В результате проведенных исследований на шахтах Карагандинского угольного бассейна было установлено, что эффективность гидроразрыва существенно зависит от этого фактора. Основаниями для предварительных рекомендаций могут быть результаты более ранних и многолетних исследований ряда авторов, в частности [45, 85, 99, 106, 99, 115, 118].

Объем закачки жидкости может быть обоснованно увеличен до 50-100 м³ и, в перспективе, более. Увеличение выдержки жидкости в пласте является положительным фактором. Это может объясняться тем, что вода как более активный сорбат замещает метан в сорбционном объеме угля и повышает, тем самым, эффективность дегазации.

В программу наших дальнейших исследований целесообразно заложить вариант технологии ПодзГРП с объемом нагнетания **100-200 м³**, а в последующем возможно и больше с учетом, однако, временных возможностей программы развития горных работ.

Совершенствование технологии ПодзГРП может идти по пути увеличения **эффективной длины скважины** в целях повышения равномерности зоны гидрообработки и дегазации угольного пласта. Имеется известный из проанализированных источников информации [49] положительный опыт бурения скважин гидроразрыва до 150 метров.

В программу наших дальнейших исследований необходимо заложить технологию гидроразрыва с различной эффективной длиной гидроразрывных скважин 100, 150, 200 метров, а в последующем вполне вероятно и больше с учетом полученных результатов и, прежде всего, с учетом обязательного выхода при нагнетании рабочей жидкости на режим гидроразрыва или гидрорасчленения.

Для выявления **рациональной эффективной длины скважин ПодзГРП** на очередном этапе исследований в Программу и методику работ по ППД Болдыревский на выемочном участке 24-60 с использованием гидродинамического воздействия, утвержденную в установленном порядке руководством АО «СУЭК-Кузбасс», были заложены следующие технологические показатели.

Эффективная длина скважины, м -110 (для скв. 9-13), 70 (для скв.14-18), 35 (для скв.19-23) и 5 (для скв.24-28).

Длина обсадки трубами – 36 м.

Остальные параметры прежние.

Место проведения ПодзГРП- вентиляционная печь 24-60.

На выемочном участке 24-60 предусматривалось несколько зон, где пластовая дегазация осуществлена с применением подземного гидроразрыва с различными эффективными длинами скважин. Конкретные места заложение были определены исходя из реальной возможности осуществления ПодзГРП и дальнейшего подключения скважин к газопроводу по мере прохождения оконтуривающих выработок. Реальная фактическая информация была отражена в паспорте на проведение ПодГРП на выемочном участке 24-60.

Изменение дебита метана из типовых скважин ППД с различной эффективной длиной скважин ПодзГРП во времени можно видеть на рисунке 4.4.2.

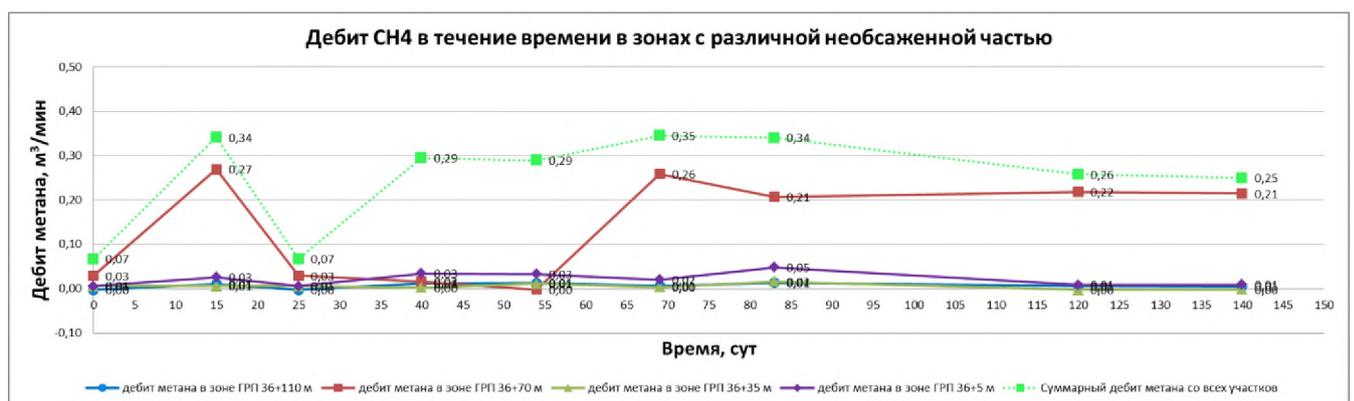


Рисунок 4.4.2 – Изменение дебита метана из типовых скважин ППД с различной эффективной длиной скважин ПодзГРП

Не сложно увидеть, что наиболее успешно (красная кривая на рис. 4.4.2) комплексная дегазация проходит при эффективной длине скважин ПодзГРП в **70 метров**.

Исследование по оценке эффективности технологии ПодзГРП по фактору дегазации пласта подготовительной выработкой в зонах ПодзГРП проведено в зоне скважин ПодзГРП №№ 15-28. Показано, что эффективно по этому фактору выбирать скважины **ПодзГРП с необсаженной частью в 35 м**. Несколько менее эффективны скважины ПодзГРП с необсаженной частью в 70 м.

Вышеизложенное позволило дать рекомендацию по целесообразной эффективной длине скважин ПодзГРП, приведенную в таблице 4.2.3:

$$L_{\text{скв}} = (L_{\text{герм}}) + 35 \div 70 \text{ м}$$

Диапазон 35÷70 м определен экспериментально.

35 м – скважины ППД отсутствуют или не осваиваются.

70 м – скважины ППД эксплуатируются в штатном режиме.

В целом, оценка эффективности **технологии ПодзГРП** на первом этапе проводится по сравнению съема метана из скважин типовой пластовой дегазации, которые бурятся как в зонах ПодзГРП, так и в зонах сравнения. На втором этапе аналогичное сравнение проводится по метанообильности очистного забоя в этих зонах.

4.5 Оценка технико-экономической эффективности усовершенствованной технологии предварительной дегазации разрабатываемого угольного пласта с использованием его гидродинамической обработки

Представленная методика расчёта носит рамочный характер и выполнена для принципиального подтверждения экономической состоятельности выполненных работ.

Стоимость реализации технологии ПодзГРП на одном выемочном участке при времени его отработки один год) по данным шахты составляет $C_{ГРП} = 14,6$ **млн. руб.**

Экономический эффект от применения технологии ПодзГРП определяется по зависимости:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_1 + \mathcal{E}_2 + \mathcal{E}_3 - C_{ГРП} \quad (4.5.1)$$

где \mathcal{E}_1 – эффект от роста производительности очистного забоя, руб.;

\mathcal{E}_2 – эффект от использования газа, руб.;

\mathcal{E}_3 – эффект от снижения выбросов в атмосферу, руб.;

$C_{ГРП}$ – стоимость реализации технологии ПодзГРП, руб.

$$\mathcal{E}_1 = C_y \cdot (k - 1) \cdot A_n \cdot N \cdot n_{о.з.} \quad (4.5.2)$$

где C_y – годовые условно-постоянные расходы на один очистной забой, руб./т;

$k = A_n/A_d$ – коэффициент увеличения добычи угля из очистного забоя за счет усовершенствованной технологии дегазации;

A_n и A_d – производительность очистного забоя после и до внедрения усовершенствованной технологии дегазации, т/сут;

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

$n_{о.з.}$ – число работающих очистных забоев в зоне ПодзГРП.

По фактическим данным шахты им. С.М. Кирова $C_y = 80$ руб./т, $k = 1,22$, $A_n = 13500$ т/сут, $A_d = 11000$ т/сут, $N = 360$ сут., $n_{о.з.} = 1$.

Не сложно посчитать, что в этом случае \mathcal{E}_1 составит **85,5 млн. руб.**

Остальными составляющими экономической эффективности ввиду их существенной относительной незначительности пренебрежем.

С учетом затрат на проведение ПодзГРП годовой экономический эффект оценивается более **70,9 млн. руб.**

Представленная методика расчёта может применяться в конкретных условиях других шахт.

Выводы по главе 4

1. При реализации технологии ПодзГРП с апробированными на шахте им. С.М. Кирова параметрами режим закачки рабочей жидкости при гидродинамическом воздействии может быть идентифицирован как гидрорасчленение с циклическими микрогидроразрывами.

2. Реализация технологии ПодзГРП позволила достоверно определить величину пластового давления на объектах поисковых работ и для условий пласта Болдыревский на глубине 425÷466 метров пластовое давление составило 32÷33 бар.

3. В зонах подземного гидроразрыва эффективность функционирования типовых скважин подземной пластовой дегазации по извлечению из угольного пласта метана в 2÷4 раза выше, чем в зонах сравнения, где гидроразрыв не проводился.

4. Раскрытие имеющихся трещин и создание новых в зонах подземного гидроразрыва подтверждается существенным увеличением дебита скважин ПодзГРП, что говорит об образовании новых поверхностей обнажения в угольном пласте после проведения гидродинамического воздействия.

5. Экспериментально подтверждено отсутствие существенных нарушений и изменений в состоянии углегазонасного массива в зонах влияния скважин ПодзГРП, в частности, состоянию кровли в зонах подземного гидроразрыва.

6. Установлено, что основной эффект от реализации технологии ПодзГРП в части извлечения метана достигается его извлечением через скважины типовой пластовой дегазации, пробуренных в зонах влияния скважин гидроразрыва, а не непосредственно через скважины ПодзГРП.

7. Экспериментально установлено, что эффективная длина скважин ПодзГРП не влияет на давление нагнетания рабочей жидкости в пласт, причем это относится не только к абсолютному давлению, но и удельному, отнесенному как к единице длины, так и единице площади обнажения скважины.

8. На выемочном участке 24-60 шахты им. С.М. Кирова экспериментально установлено, что проницаемость пласта до проведения

гидравлического разрыва в зоне влияния скважины составляла соответственно $k_x = 1,67$ мД; $k_y = 0,24$ мД; $k_z = 0,95$ мД. При проведении гидроразрыва установлено раскрытие естественных и, возможно, образование искусственных трещин, причем основная часть трещин образовалась в вертикальном направлении по оси Z , в связи с чем на порядок увеличилась проницаемость k_z до величины 12,91 мД.

9. Повышение эффективности пластовой дегазационной подготовки в части снижения метанообильности очистного забоя в зонах ПодзГРП достигается не только за счет извлечения газа скважинами ППД в зонах подземного гидроразрыва, но и вследствие выноса газа вентиляционной струей в подготовительной выработке, из которой пробурены скважины ПодзГРП.

10. Установлено, что вынос метана вентиляционной струей из зоны дезинтеграции угольного пласта в зоне гидроразрыва является не менее весомым фактором эффективной дегазационной подготовки угольного пласта, чем съем метана пластовыми дегазационными скважинами.

11. Установлено, что продолжительность эффективного извлечения метана из угольного пласта скважинами ППД в зонах подземного гидроразрыва составляет 50 -100 суток, затем происходит существенное уменьшение дебитов метана.

12. Дебит относительно коротких скважин ПодзГРП повышался в процессе эксперимента и изменялся по скважинам от нескольких единиц до нескольких сотен л/мин.

13. В результате применения технологии ПодзГРП на выемочном участке 24-58 среднее значение относительной метанообильности очистного забоя было **снижено на 30%**, продолжительность остановок добычного оборудования по газовому фактору снизилась **на 40%**, добыча угля была в среднем **увеличена на 20 %**.

14. Разработанная технология ПодзГРП в составе комплексной пластовой дегазации показала свою высокую эффективность и перспективность для практического использования и дальнейшего совершенствования.

15. Рассмотрены направления совершенствования технологии подземного гидроразрыва в части интенсификации газовыделения из скважин ПодзГРП путем включения в комплексную технологическую схему пластовой дегазации гидроимпульсного воздействия на дегазируемый угольный пласт.

16. Обоснован и запатентован новый способ дегазационной подготовки газоносного угольного пласта, при котором центральная часть выемочного столба дополнительно дегазируется в режиме откачки метана вакуум-насосом через длинные направленные скважины, пробуренные навстречу очистному забою.

17. Обоснована необходимость продолжения исследований по выявлению эффективных и оптимальных параметров технологии ПодзГРП.

18. Представлена оценка технико-экономической эффективности разработанной технологии ПодзГРП. Годовой экономический эффект для условий выемочного участка 24-58 составил более 70 млн. руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является научно – квалификационной работой, в которой даны новые научно обоснованные технологические решения и разработки, имеющие существенное значение для развития угледобывающей отрасли России в части решения актуальной задачи обеспечения безопасности и эффективности подземной угледобычи на базе совершенствования технологий комплексной пластовой дегазационной подготовки угольных пластов путем применения их предварительной гидродинамической обработки.

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

1. Установлено, что на современных глубинах разработки газоносных угольных пластов невозможно обеспечить метанобезопасность интенсивной подземной разработки угля без решения вопросов эффективной пластовой дегазации.

2. В составе предварительной дегазационной подготовки газоносных угольных пластов целесообразно предусматривать их гидродинамическую обработку, осуществляемую в установленных режимах и параметрах.

3. Предложена и обоснована усовершенствованная технологическая схема дегазации разрабатываемых угольных пластов с применением их подземного гидроразрыва (гидрорасчленения).

4. Предложен к применению и обоснован механизм гидратации угольного пласта, представлены его основные технологические параметры, обеспечивающие снижение газовыделения из увлажненных зон разрабатываемого пласта в горные выработки.

5. Обоснованы и определены (оценены) основные технологические параметры подземного гидроразрыва угольного пласта, в частности:

– объем рабочей жидкости определяется по фактору заполнения всего фильтрующего объема угольного пласта при раскрытии трещин в пределах

проектируемого радиуса гидроразрыва, а также по фактору блокирования метана в мельчайших порах и трещинах угольного пласта;

– прогнозируемое давление нагнетание рабочей жидкости при гидроразрыве угольного пласта, которое учитывает глубину залегания угольного пласта и его прочностные характеристики;

– эффективная длина скважин подземного гидроразрыва определяется в зависимости от горнотехнических условий, определяющих возможную степень извлечения метана скважинами и подготовительной выработкой при комплексной дегазационной подготовке.

6. Разработана, согласована и утверждена в установленном порядке Программа и методика проведения шахтных экспериментальных испытаний технологии предварительной дегазации угольного пласта Болдыревский с использованием его гидроразрыва из подземных скважин на поле шахты им. С.М. Кирова (выемочные участки 24-58, 24-59 и 24-60).

7. Разработана новая эффективная технология герметизации скважин для проведения качественного гидроразрыва с помощью «Шахтикля», подаваемого с помощью пневмонасоса по трубкам в затрубное пространство.

8. Реализация технологии ПодзГРП позволила достоверно определить величину пластового давления на объектах поисковых работ и для условий пласта Болдыревский на глубине 425÷466 метров пластовое давление составило 32÷33 бар.

9. Комплексная пластовая дегазационная подготовка угольного пласта включает в себя мероприятия по снижению эффективной газоносности угольного пласта за счет извлечения части метана из техногенно подготовленного угольного пласта и замещения метана водой в сорбционном объеме, а также блокирования другой его части в мельчайших порах и трещинах пласта.

10. Выявлено, что увеличения остаточной метаноносности угольного пласта достигается вследствие блокирования метана рабочей жидкостью в микроструктуре угольного пласта, проникающей туда за счет капиллярных сил, особенно в условиях применения нисходящих дегазационных скважин.

11. Повышение эффективности пластовой дегазационной подготовки в части снижения метанообильности очистного забоя в зонах ПодзГРП достигается не только за счет извлечения газа скважинами ППД в зонах подземного гидроразрыва, но и вследствие выноса газа вентиляционной струей в подготовительной выработке, из которой пробурены скважины ПодзГРП.

12. Установлено, что вынос метана вентиляционной струей из зоны дезинтеграции угольного пласта в зоне гидроразрыва является не менее весомым фактором эффективной дегазационной подготовки угольного пласта, чем съем метана пластовыми дегазационными скважинами.

13. В зонах подземного гидроразрыва эффективность функционирования типовых скважин подземной пластовой дегазации по извлечению из угольного пласта метана в 2÷4 раза выше, чем в зонах сравнения, где гидроразрыв не проводился.

14. Установлено, что основной эффект от реализации технологии ПодзГРП в части извлечения метана достигается его извлечением через скважины типовой пластовой дегазации, пробуренных в зонах влияния скважин гидроразрыва, а не непосредственно через скважины ПодзГРП.

15. Средний дебит отдельных пластовых скважин (5-10 л/мин) на шахте им. С.М. Кирова после гидродинамического воздействия увеличивался в 5-100 раз и достигал величин более 600 л/мин.

16. В результате применения технологии ПодзГРП на выемочном участке 24-58 среднее значение относительной метанообильности очистного забоя было снижено на 30%, продолжительность остановок добычного оборудования по газовому фактору снизилась на 40%, добыча угля была в среднем увеличена на 20 %.

19. Разработанная технология ПодзГРП в составе комплексной пластовой дегазации показала свою высокую эффективность и перспективность для практического использования и дальнейшего совершенствования.

20. Представлены и обоснованы отличительные параметры и показатели применения усовершенствованной технологии ПодзГРП от известной, изложенной

в основном руководящем документе - Инструкции по дегазации угольных шахт, Ростехнадзор, 2013.

17. Обоснован новый способ дегазационной подготовки газоносного угольного пласта к отработке, совершенствующий разработанный в диссертации, при котором центральная часть выемочного столба дополнительно дегазируется в режиме откачки метана вакуум-насосом через длинные направленные скважины, пробуренные навстречу очистному забою.

18. Представлена оценка технико-экономической эффективности разработанной технологии ПодзГРП. Годовой экономический эффект для условий выемочного участка 24-58 составил более 70 млн. руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Яновский А.Б. Основные тенденции и перспективы развития угольной промышленности России // Уголь, 2017, №8. С. 10-14.
2. Таразанов И.Г. Итоги работы угольной промышленности России за январь-декабрь 2016 года // Уголь, 2017, №3. С.36-50.
3. Правила безопасности в угольных шахтах (ПБ 05-618-03). Серия 05. Выпуск 2 / Колл. авт. // М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. – 296 с.
4. Гейл Джон, Фроинд Поль. Снижение метановой эмиссии для предотвращения глобального изменения климата. Роль России. – Труды II Международной конференции «Сокращение эмиссии метана». // Новосибирск, 2000. – С. 70-78.
5. Забурдяев В.С., Рубан А.Д., Забурдяев Г.С, Устинов Н.И., Иванов Б.М., Методические основы проектирования дегазации на действующих и ликвидируемых шахтах. // М.: ННЦ ГП – ИГД им.А.А.Скочинского. 2002. – 316 с.
6. Саламатин А.Г., Забурдяев В.С. Дегазация / Подземная разработка мощных пологих угольных пластов. // М.: Недра, 1997. – С. 34-48.
7. Сергеев И.В., Забурдяев В.С. и др. Проблемы безопасности в метанообильных шахтах // Безопасность труда в промышленности. – 1997. – №2. – С. 2-5.
8. Zaboutdyayev V.S. Origin and methods to decrease methane risk in coal mines // Proceedings of the 27 th International conferense of safety in mines research institutes. – New Delhi, Calcutta. – 1997. – С. 1285-1294.
9. Оценка ресурсов и объемов извлечения метана при подземной разработке угольных месторождений России / А.Д. Рубан, В.С. Забурдяев и Г.С. Забурдяев. // М.: Институт проблем комплексного освоения недр РАН, 2005. – 152 с.
10. Метан в шахтах и рудниках России: прогноз, извлечение и использование / А.Д. Рубан, В.С. Забурдяев, Г.С. Забурдяев, Н.Г. Матвиенко. // М.: ИПКОН РАН, 2006. – 312 с.

11. Airuni A., Zverev I., Ettinger I. The part played by the sorption pressure of solid solution of methane in coal development of sudden outbursts // Proceedings of the 20 International Conference of Safety in mines Research Institutes. – Great Britain, Sheffield, 1983. – Report A-8. – P. 16-17.
12. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт // Макеевка-Донбасс, 1989. – 319 с.
13. Руководство по дегазации угольных шахт. // М.: 1990. – 192 с.
14. Галазов Р. А., Айруни А. Т., Сергеев И. В. и др. Газообильность каменноугольных шахт СССР. Эффективные способы искусственной дегазации угольных пластов на больших глубинах / М.: «Наука». — 1987. — 198 с.
15. Забурдяев В.С. Новые методы дегазации и управления газовыделением в угольных шахтах // Обзорн. информ. вып. 2. // М.: ЦНИЭИуголь, 1990. – 65 с.
16. А.Т. Айруни. Предварительная дегазация угольных пластов на больших глубинах // Изд-во «Наука», 1970, 79 с.
17. Е. И. Преображенская, М. М. Левин, В. А. Садчиков. Проектирование, монтаж и эксплуатация дегазационных установок // Изд-во «Недра», 1966.
18. Ю. В. Светлаков, Е. С. Розанцев. Дегазация угольных пластов на шахтах Кузбасса. // Кемерово, 1966.
19. А.Т. Айруни. Способы борьбы с выделением метана на угольных шахтах // М, ЦНИЭИуголь, «Добыча угля подземным способом». Обзорная информация. Выпуск 11. 1991, 65 с.
20. Айруни А. Т. Теория и практика борьбы с рудничными газами на больших глубинах // М.: Недра. — 1981. — 329 с.
21. Гершун О. С, Белинский М. Л., Бродский В. Ш. Дегазация разрабатываемых пластов с помощью гидрорасчленения из подземных выработок. // М.: ЦНИЭИуголь. —1977. — 22 с.
22. Инструкция по дегазации угольных шахт // М., ОАО «НТЦ «Промышленная безопасность», 2013, 255 с.
23. Родин Р. И. Эффективность дегазации шахт Кузбасса. // Кемерово: НЦ ВостНИИ (вестник), 2011. №2. С. 116-119.

24. Клишин В. И., Курленя М. В. Создание оборудования для дегазации угольных пластов на принципе гидроразрыва горных пород // Уголь. 2011. №10. С. 34-38.

25. Патутин А. В. Обоснование параметров синхронного направленного гидроразрыва для интенсификации дегазации угольного пласта. Дисс. на соискание уч. степ. к.т.н. // г. Кемерово, Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, 2014.

26. Забурдяев В.С. /Сергеев И.В., Вильчицкий А.В. и др./ Дегазация угольных пластов с применением методов активации газовыделения // Обзорная информация. // М.: ЦНИЭИуголь, 1988. – 50 с.

27. Патент РФ № 2127364. Установка для генерации гидравлических импульсов давления /А.Д. Рубан, В.С. Забурдяев, И.В. Сергеев, Г.С. Забурдяев и др. – 1999. – Бюл. № 7.

28. Патент РФ № 2152518. Способ дегазации надрабатываемой угленосной толщи / А.Д. Рубан, В.С. Забурдяев, И.В. Сергеев, Г.С. Забурдяев и др.– 2000. – Бюл. № 19.

29. Патент РФ № 2166637. Способ подготовки угольных пластов к отработке / А.Д. Рубан, В.С. Забурдяев, И.В. Сергеев, Г.С. Забурдяев, А.В. Брайцев – 2001. – Бюл. № 13.

30. Патент РФ № 2276723. Устройство газогидроимпульсное / В.А. Моисеев, В.В. Дегтярев, В.С. Забурдяев и др.– 2006. – Бюл. № 14.

31. Патент РФ № 2272909. Способ воздействия на угольный пласт / А.Д. Рубан, В.С. Забурдяев, Г.С. Забурдяев и др.– 2006. – Бюл. № 9.

32. Забурдяев, В.С. /Рубан А.Д., Сергеев И.В. и др. / Методические положения по выбору и применению новых технологий дегазации и управления метановыделением на угольных шахтах. // Люберцы-Макеевка, 2000. – 117 с.

33. Авт. свид. СССР № 1481403. Способ подготовки выбросоопасного пласта к отработке / В.С. Забурдяев, И.В. Сергеев, Б.Е. Рудаков и др.– 1989. – Бюл. № 19.

34. Забурдяев В.С., Забурдяев Г.С., Козлов В.А., Сухоруков Г.И. Дегазация и увлажнение угольных пластов – эффективные методы повышения

взрывобезопасности и экологии метанообильных шахт // Двойные технологии. Российская инженерная Академия. Секция “Инженерные проблемы стабильности и конверсии” – 1999 – № 2. – С. 36-40.

35. Серегин А.С. Увеличение газовой проницаемости угля путем импульсно-волнового воздействия через скважины / Г.И. Коршунов, А.С. Серегин, А.В. Шипулин // Газовая промышленность. 2012. №672. С. 46-47.

36. Серегин А.С. Создание блочно-трещиноватой структуры в угольном пласте при гидродинамическом воздействии с помощью импульсно-волнового воздействия / Г.И. Коршунов, А.И. Пальцев, А.С. Серегин, А.В. Шипулин // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2012. №4. С.109-113.

37. Васючков Ю. Ф. Физико-химические способы дегазации угольных пластов // М.: Недра. — 1986. — 256 с.

38. Айруни А.Т. Закономерности газоотдачи из сближенных угольных пластов при их под-и надработке // Труды Сектора физико-технических горных проблем ИФЗ АН СССР. Проблемы разработки угольных месторождений. — М., 1969. — С. 124-149.

39. Айруни А.Т., Карагодин Л.Н., Лазарев В.Г. Разработка и исследования эффективности новых способов борьбы с газом при проведении выработок по выбросоопасным пластам // Труды 18 Международной конференции по исследованиям в области безопасности горных работ. — Варна, Болгария. — 1979. —Доклад С-4. – С. 33-43.

40. Лидии Г.Д., Айруни А.Т., Бессонов Ю.Н. Исследование закономерностей дегазации разрабатываемых, подрабатываемых и надрабатываемых угольных пластов. // М.: Изд. ВИНТИ, 1968. – 84 с.

41. Управление газовыделением при проведении капитальных и подготовительных выработок / Г.Д. Лидин, А.Т. Айруни, В.Р. Бартош и др. // М.: Изд. ЦНИЭИугля, 1969. – 80 с.

42. Малышев Ю.Н., Трубецкой К.Н., Айруни А.Т. Фундаментально прикладные методы решения проблемы метана угольных пластов // М., изд-во Академии горных наук, 2000, 519 с.

43. Предварительная дегазация угольных пластов/Г.Д. Лидин, А.Т. Айруни, И.В. Сергеев и др. // М.: Изд. ЦНИЭИугля, 1973. – 72 с.
44. Малышев Ю.Н., Айруни А.Т., Худин Ю.Л., Большинский М.И. Методы прогноза и способы предотвращения выбросов газа, угля и пород. // М.: Недра, 1995. – 352 с.
45. Управление газовыделением в угольных шахтах/ С.Г. Каняев, Е.И. Преображенская, В.А. Садчиков и др. // М.: Недра, 1980. – 221 с.
46. Черницын Н.Н. Рудничный газ. // Птг, 1917. – 218 с.
47. Петрова Ю.Э. Перспективы промышленного извлечения метана угольного генезиса в Тунгусском и Ленском бассейнах // Горный вестник, 1997. — № 6. — С.31-37
48. Айруни А.Т., Садчиков В.А., Перминова И.И. Комплексное освоение метаноносных угольных пластов Карагандинского бассейна. // М.: Изд. ЦНИЭИугля, 1990. – 32 с.
49. Айруни А.Т. Способы борьбы с выделениями метана на угольных шахтах. // М.: Изд. ЦНИЭИугля, 1991. – 64 с.
50. Комплексная дегазация высокопроизводительных выемочных участков / А.Т. Айруни, Л.М. Зенкович, И.В. Сергеев и др. — М.: Изд. ЦНИЭИугля, 1986. Вып. 3. – 60 с.
51. Комплексное освоение метаноносных угольных месторождений Кузнецкого бассейна/Р.А. Галазов, А.Т. Айруни, К.А. Ефремов и др. // М.: Изд. ЦНИЭИугля, 1991. – 69 с.
52. Распад газоугольных твердых растворов/А.Д. Алексеев, А.Т. Айруни, И.В. Зверев и др. // Сб. Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. — Новосибирск, 1994. — № 3. — С. 65—70.
53. Способ предотвращения внезапных выбросов в зонах повышенного горного давления/И.М. Петухов, А.Т. Айруни, И.А. Новичихин и др.: А.с. № 1209864 СССР от 16 августа 1984 г.

54. Airuni A.T., Zverev I.V., Bobin V.A. Physical and physicochemical principles of prediction and control of gas emission at coal mines // Proceedings of 21 Conference Research Institutes. – Australia, Sydney, 1985. – P. 293-303.

55. Dunn B.W. Coal as a conventional source of methane. Revue and Analysis of a 31-wells production Area in the Mary Lee Coal Seam // Journal of Petroleum Technology. – Tuscalosa County, Alabama, January – 1985. – P. 157-162.

56. Methane emission in coal mines: effects of Oil and Gas wells/M.G. Zabetakis, T.D. Moore, A.E. Nagel and oth. // Report of Investigation Bureau of mines. – USA, Department of Interior, 1972. – N 7658. – P. 1-9.

57. Pattern observed in changes occurring in the leakage and gas dynamic parameters of coal seams being worked within the zone of influence of the coal getting/A. Airuni, I. Pethukov, V. Stavrovsky and oth. // Proceedings of the International conference Institutes for mining Safety. – USA, Washington, 1975 -Report Vol. 1.- 11 p.

58. Physical and physicochemical principles of prediction and Control of gas emission at coal mines/A.T. Airuni, I. Zverev, V. Bobin // Proceedings of 21 International conference of Safety in mines Research Institutes. — Australia, Sydney, 1985. – P. 293-303.

59. Айруни А.Т., Бессонов Ю.Н. Передовая дегазация разрабатываемого пласта скважинами // Сб. Управление газовыделением и пылеподавлением в шахтах. // М.: Наука, 1972. – С. 27-37.

60. Зайденварг В.Е., Айруни А.Т., Забурдяев В.С. Новые методы дегазации разрабатываемых угольных пластов // Уголь, 1993. – № 3. – С. 20-23.

61. Moore T.D., Zabetakis M. Effect of a surface Borehole on Longwall Gob Degasification (Pocahontas N 3 coalbed // Bureau of mines, Report of Investigations. – USA, Departament of Interior, 1972. – N 7657. – 9 p.

62. Kozlowski B., Grebski Z. Odmetanowanie gorotworu W kopalniach weglowich. – Polska: Slask, 1982. – 256 s.

63. Koppe U. Untersuchungen uber den Ausgasungsgrad von Begleitflozen im Ausgasunraum des Liegendes von Abbaugetrieben der flache Lager gerund mit Hulfe

von Gasdruckmessungen und Gasinhaltsbestimmungen // Westfälische Techn. Hochschule, Deutschland. – Aachen, 1974. – 118 s.

64. Айруни А.Т. Прогнозирование и предотвращение газодинамических явлений в угольных шахтах. — М.: Наука, 1987. — 310 с.

65. Газообильность каменноугольных шахт СССР/А.Т. Айруни, Р.А. Галазов, И.В. Сергеев и др. // Комплексное освоение газоносных угольных месторождений. — М.: – Наука, 1990. – 216 с.

66. Баранов Р.И., Широков Ю.М. Исследования физических свойств горных пород // Труды МГИ. // М., 1969. – Вып. 1.

67. Стефлюк Ю.М. Обоснование выбора технологии пластовой дегазации выбросоопасных угольных пластов для обеспечения их безопасной и интенсивной отработки. Дисс. на соиск.уч. степ. к.т.н. // М., МГГУ, 2012.

68. Шмат В. Н. Совершенствование технологии пластовой дегазации выбросоопасных пластов в условиях их интенсивной разработки. Дисс. на соиск.уч. степ. к.т.н.// М., МГГУ, 2012.

69. Сластунов С.В., Ермак Г.П. Обоснованный выбор способов дегазации при интенсивной отработке газоносных угольных пластов – ключевой вопрос обеспечения метанобезопасности угольных шахт // ГИАБ, 2013. ОВ №1, с. 120-138, 1,0 п.л.

70. 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. Журнал «Уголь», № 1, 2013, с.21-24.

71. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Коликов К.С. Извлечение метана из угольных пластов // М, изд-во МГГУ, 2002. – 383 с.

72. Сластунов С.В., Каркашадзе Г.Г., Ермак Г.П., Ютяев Е.П. Предварительный и оперативный прогноз допустимых нагрузок на очистной забой при интенсивной отработке газоносных угольных пластов. Журнал «Уголь», март, 2015, с.30-35.

73. Забурдяев В.С., Рубан А.Д., Сергеев И.В. и др. Методические положения по выбору и применению новых технологий дегазации и управления метановыделением на угольных шахтах. – Люберцы - Макеевка, 2000. – 117 с.

74. Проблемы разработки метаноносных пластов в Кузнецком угольном бассейне /Ю.Н. Малышев, Ю.Л. Худин, В.С Забурдяев и др./ // М.: Изд-во Академии горных наук, 1997. – 464 с.

75. Zaboutdyayev V.S., Methods and Experience in Intensive Coalbed Methane Recovery at Coal Mines in the CIS // International Unconventional Gas Symposium (Intergas 95). – USA. – Alabama. – 1995. – Pp. 207-217.

76. Забурдяев В.С. Зарубежный опыт промышленной добычи угольного метана и ее перспективы в Кузнецком бассейне // Уголь. – 2003. – № 2. – С. 21-24.

77. Забурдяев В.С. /Забурдяев Г.С./ Способы интенсификации газоотдачи неразгруженных пластов угля в подземных условиях // Горный информационно-аналитический бюллетень / Тематическое приложение Метан. // МГГУ. – 2005. – С. 271-283.

78. Оганов С.А., Костеренко В.Н., Садов А.П., Байсаров Э.Э. Строительство горизонтальной скважины с дневной поверхности в условиях блока №4 шахты им. С.М.Кирова (Кузбасс) с использованием буровой установки SANDVIKDE 880 – TR // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. М.: Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 2011. – № 6. – С. 35-43.

79. Оганов С.А., Костеренко В.Н., Садов А.П., Байсаров Э.Э. Строительство горизонтальных скважин с дневной поверхности для дегазации угольных шахт с целью предупреждения внезапных выбросов метана и обеспечения эффективного управления газовой выделением на выемочных участках, а также для решения задач защиты горных выработок от водопритокков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - М.: Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 2014. – № 1. – С. 36-41.

80. 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.

81. Управление газовойделением в угольных шахтах при ведении очистных работ / И.В. Сергеев, В.С. Забурдяев и др // М: Недра, 1992, – 256 с.

82. Thomson S., Lunarzewski L. Latest advances in directional – horizontal drilling and gas recovery technologies for underground coal mines // International Conference on Coal-Bed Methane – Technologies of Recovery and Utilisation / Conference Proceedings. Katowice, Poland, – 1998, – pp. 131-143.

83. Dalton P., Lunarzewski L. Coal Seam Methane and Mine Ventilation Air Recovery Optimisation and Utilisation // International Conference on Coal-Bed Methane – Technologies of Recovery and Utilisation / Conference Proceedings. Katowice, Poland, – 1998, – pp. 396-412.

84. Haynes Ch. D. Appraisal of Coalbed Methane Resources in an Underground Mining Environment // The 1999 International Coalbed Methane Symposium. Alabama, USA, – 1999, – pp. 417-428.

85. Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений. – Дисс. на соиск. уч.ст. докт. техн. наук М.:МГИ, 1971, -453 с.

86. Ножкин Н.В., Карпов В.М., Соколов А.Б. Углубление дегазации угольных пластов путем пневмовоздействия. Сб. трудов МГИ. – М.: МГИ, 1988, с. 28-36.

87. Мазаник Е.В. Совершенствование технологии дегазации угольных шахт на основе заблаговременной поэтапной скважинной подготовки шахтных полей Дисс. на соиск. уч. степени к.т.н по специальности 05.26.03 –«Промышленная и пожарная безопасность» // М, МГГУ, 2010.

88. Президент Г.М., Баймухаметов С.К., Швец И.А., Сластунов С.В. Технология управления газодинамическими и геомеханическими процессами в угольных шахтах. – Караганда: 1994. –117с.

89. Логинов А.К. Комплексное обоснование прогрессивных технологических решений по интенсивной отработке высокогазоносных угольных месторождений. – Дисс. докт. техн. наук М.: МГГУ, 2009 – 352 с.

90. Опытно-промышленные испытания гидрорасчленения, физико-химического, микробиологического и многостадийного воздействия на угольные пласты с целью борьбы с метановыделением, пылеобразованием и внезапными выбросами угля и газа на шахтах Донецкого и Карагандинского бассейнов. Отчет МГИ. – М.: 1974.

91. Щербинин В.Н. Исследование влияния гидрорасчленения и микробиологического воздействия на состояние угольной толщи в целях совершенствования средств борьбы с внезапными выбросами угля и газа: Автореферат дисс. канд. техн. наук. – М.: МГИ, 1976.

92. Васючков Ю.Ф. К методике определения параметров процесса гидрорасчленения пласта для его дегазации // ГИАБ, тематическое приложение «МЕТАН», 2006. – С. 257-267.

93. Временное руководство по заблаговременной подготовке шахтных полей к эффективной разработке скважинами с поверхности с пневмогидровоздействием на свиту угольных пластов // М, МГИ, – 1991, 92с.

94. Савенко Л.В., Шальнов Н.А., Ножкин Н.В. и др. Дегазация с гидравлическим расчленением свиты пластов в условиях Донбасса. -Уголь, 1969, № 4,5, С. 65-68.

95. Чернов О.И., Черкасов В.С., Горбачев А.Т. Движение жидкости в угольных пластах. Новосибирск, Наука, Сибирское отделение, 1981

96. Предварительная дегазация угольных пластов на больших глубинах. Изд-во «Наука», 1970, 79 с.

97. Чернов О.И., Кю Н.Г. О флюидоразрыве породных массивов. ФТПРПИ, 1988.

98. Желтов Ю. П., Христианович С. А. О гидравлическом разрыве нефтеносного иласта / Изв. АН СССР, ОТН- 1955. — № 5.

99. Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений»// М., Недра, 1979.
100. Чернов О. И., Черкасов В. С., Горбачев А. Г. Движение жидкости в угольных пластах- Новосибирск: Наука, 1981
101. Киреев В. А. Гидравлический разрыв пласта. Горная энциклопедия. — М.: Сов. энциклопедия, 1986. – Т. 2.
102. Горное дело. Терминологический словарь- М.: Недра, 1981.
103. Чернов О.И., Пузырев В.Н. Прогноз внезапных выбросов угля и газа // М, Недра, 1979.
104. Желтов Ю. П. Деформации горных пород. // М.: Недра, 1966.
105. Усачев П. М. Гидравлический разрыв пласта. // М.: Недра, 1986.
106. Ржевский В.В., Братченко Б.Ф., Бурчаков А.С., Ножкин Н.В. Управление свойствами и состоянием угольных пластов с целью борьбы с основными опасностями в шахтах. // М.: Недра, 1984, 327 с.
107. Савенко Л.В. Дегазация спутников угольных пластов. - Киев: 1963.
108. РД 15-09-2006. Методические рекомендации о порядке дегазации угольных шахт / Колл. авт. – М.: ОАО «Научно-технический центр по безопасности в промышленности», 2007. – Сер. 05. – Вып. 14. – 256 с.
109. Курта И. В. Методы и схемы дегазации угольных пластов. – Ухта: УГТУ, 2015. – 35 с.
110. Каркашадзе Г.Г., Мазаник Е.В., Понизов А.В. Моделирование процесса гидравлической обработки и дегазации выбросоопасных угольных пластов при столбовой системе разработки с высокими нагрузками на очистной забой // Труды международного научного симпозиума «Неделя Горняка – 2017», ГИАБ, СВ №1, 2017, с. 90-101.
111. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкости и газа в природных пластах. // М.: Недра, 1984. –211с.
112. Полубаринова-Кочина П.Я. О неуставновившейся фильтрации газа в угольном пласте. Прикладная математика и механика. Том XVII, 1953. Институт механики Академии наук союза ССР. С 735-738.

113. Васенин И. М. Математическое моделирование фильтрации метана в окрестности дегазационной скважины/ И. М. Васенин, А. Ю. Крайнов, В. А. Пичугин, А. А. Черепов // Известия высших учебных заведений. Физика. -Томск: изд. Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования Национальный исследовательский Томский государственный университет, 2012. – Том: 55. - № 9-3. – С. 27-29.

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

115. Somerton W. H., Soylemezoglu I.M. and Dudley R.C.: "Effect of Stress on the Permeability of Coal," Intl. J. Rock Mechanics Mineral Science and Geomechanics Abstracts (1975) 12, 129-45.

116. Simulation of Hydraulic Treatment of Coalbed by Hydraulic Pulse Loadings L.A. Puchcov; S.V. Slastunov; G.G. Karkashadze; K.S. Kolikov (Moscow State Mining University, Russia). 0620. (Moscow State Mining University, Russia). Публикация международной конференции. Алабамский университет. 2006.

117. Отчет НИР МГГУ по теме «Разработка рекомендаций по совершенствованию системы дегазации и контролю параметров пластовых скважин для условий шахты им. С.М. Кирова», заказчик ОАО «СУЭК – Кузбасс», 2015.

118. Сластунов С.В. Управление газодинамическим состоянием угольного пласта через скважины с поверхности. // М.: МГИ, 1991, 213 с.

119. Сластунов С.В. Заблаговременная дегазация и добыча метана из угольных месторождений // М, изд-во МГГУ, 1996. – 441 с.

120. Мазаник Е.В., Понизов А.В., Садов А.П., Сластунов С.В. Усовершенствованная технология предварительной дегазации угольных пластов на основе их гидроразрыва. Сборник статей по материалам XIV международной

заочной научно-практической конференции: «Развитие науки в XXI веке» 1 часть, г. Харьков, Х.: научно-информационный центр «Знание», 2016. с111-116. ISSN: 6827-0151

121. 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. ГИАБ, Труды международного научного симпозиума «Неделя-Горняка – 2016», Специальный выпуск 1, 2016, с.107-117.

122. Забурдяев В.С. Обоснование способов и параметров извлечения метана при высокоинтенсивной отработке газоносных угольных пластов. Дисс. на соиск. уч. степ. д.т.н. // М., ИПКОН РАН, 2007.

123. Иванов Ю.М. Управление газодинамическим состоянием массива горных пород для безопасной ресурсосберегающей подземной разработки газоносных угольных пластов. Дисс. на соискание уч. ст.к.т.н. // М., МГГУ, 2012.

124. Сластунов С. В., Каркашадзе Г.Г., Коликов К.С., Ютяев Е.П., Мазаник Е. В., Садов А.П., Понизов А. В., Никитин С.Г. Способ подготовки газоносного угольного пласта к отработке. Патент РФ № 2 659 298 (Заявка: 2017133145 от 22.09.2017). Бюл. № 19 (73), 29.06.2018.

125. 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 (научно-технический журнал). 2016. № 9. С. 296-303.

126. 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», ноябрь, 2016, с 32-36.

127. A V Ponizov (2020) Designing In-Seam Gas Drainage Technology Based on Hydrodynamic Approach. In: IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 459 052076.

128. Мазаник Е. В., Понизов А. В., Сластунов С. В., Пащенко П. Н. Шахтные исследования усовершенствованной технологии подземного гидроразрыва угольного пласта в целях его эффективной предварительной дегазации. В сб. «Повышение промышленной безопасности и эколого-экономической

эффективности при ведении горных работ». Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). — 2018. — № 1 (специальный выпуск 3). М.: Издательство «Горная книга» (ISSN 0236-1493), с. 16-22

129. Ютяев Е.П. Обоснование технологии интенсивной подземной разработки высокогазоносных угольных пластов. Дисс. на соиск.уч. степ. д.т.н., г.Кемерово, КузГТУ, 2019, 343 с.

Приложение А

Таблица А.1. Фактические данные по выходу эмульсии при проведении гидровоздействий на объектах первых поисковых работ

№ п/п.	№ скв.	Темп нагн. раб.ж., л/с	Длина скв., м	Макс. давл., атм.	Объем закачки р.ж., м ³	Фактическая информация по прорывам рабочей жидкости
Шахта им. С.М. Кирова, пл. Болдыревский						
Скважины ПодзГРП пробурены из вентиляционной печи 24-58						
1	1	10	36+2	225	5,4	Прорывов рабочей жидкости не было зафиксировано
2	2	10	36+2	195	15	В одном метре слева от скважины наблюдалось некоторая подвижка массива угля в виде вертикального смещения с амплитудой 5÷10 см. На 40 см ниже скважины капез и неинтенсивное выделение пластовой воды.
3	3	10	36+3	195	20	Спустя 30 минут после проведения ГРП наблюдалось выделение эмульсии через шпурь анкеров крепления монорельсовой балки в кровлю выработки в 100 метрах ниже скв. ПодзГРП №3 (в 28 метрах от скв. ПодзГРП №2).
4	4	10	36+7	170	15	Капез и неинтенсивное выделение эмульсии из кровли выработки после окончания третьего цикла закачки на расстоянии 6, 8 и 16 м
5	5	10	36+5	175	10	По окончанию процесса ГРП наблюдался площадной капез и интенсивное выделение эмульсии с кровли на всю ширину выработки и на расстоянии 5 м в сторону скважины №4 ПодзГРП и 10 м в сторону скважины №6 ПодзГРП.

Продолжение таблицы А1

6	6	10	36+3	160	15,6	В конце второго цикла из борта началось выделение эмульсии в выработку вокруг скважины в 1-3 м от нее. После этого процесс ПодзГРП прекратили.
Скважины ПодзГРП пробурены из конвейерной печи 24-58						
7	7	5	36+5	125	18	Во время закачки с борта выработки выходила эмульсия в месте залегания прослойки и на контакте герметизирующей смолы с углем. Капеж эмульсии был незначительный, поэтому было принято решение закачать проектный объем воды в пласт при постоянном контроле состояния выработки.
8	8	5	36+5	100	6,6	Во время закачки с борта выработки выходила эмульсия в месте залегания прослойки и на контакте герметизирующей смолы с углем. При этом давление на манометре существенно не снизилось. Во избежание прорыва воды и разгерметизации скважины процесс гидрообработки был остановлен.
9	9	5	36+5	140	6,6	Во время закачки при установлении давления выше 120 атм с борта выработки выходила эмульсия в месте залегания прослойки и на контакте герметизирующей смолы с углем. При этом давление на манометре существенно не снизилось. Во избежание прорыва воды и разгерметизации скважины процесс гидрообработки был остановлен.
10	10	5	36+10	155	4,8	Спустя 16 мин 15 с с начала процесса гидрообработки остановили процесс закачки из-за разгерметизации массива вокруг скважины и выхода эмульсии в выработку.
11	11	5	36+15	140	18,15	С борта выработки был незначительный капеж воды на расстоянии 20-40 см от скважины.
12	12	5	36+20	135	18,6	Проявление воды и эмульсии непосредственно с кровли выработки не наблюдалось.

Продолжение таблицы А1

Скважины ПодзГРП пробурены из вентиляционной печи 24-59						
13	13	5	36+20	135	18	Некоторое время после прекращения воздействия выходила эмульсия с кровли выработки через анкера для крепления подвесной монорельсовой дороги на расстоянии 18-24 м от скважины.
14	14	5	36+25	130	18	Во время закачки эмульсии в пласт нарушения целостности кровли и бортов не произошло.
15	15	5	36+30	120	5,8	После завершения процесса закачки при демонтаже устьевого оборудования (снятии рукава высокого давления с устьевой арматуры) произошел прорыв эмульсии с борта массива на расстоянии 20-80 см от скважины с вывалом кусков угля.
16	16	5	36+30	110	16,2	Во время закачки эмульсии в пласт нарушения целостности кровли и бортов не произошло.
17	17	5	36+40	130	18	Во время закачки эмульсии в пласт нарушения целостности кровли и бортов не произошло.
18	18	5	36+50	120	18	Во время закачки эмульсии в пласт нарушения целостности кровли и бортов не произошло. Наблюдался незначительный капеж в радиусе 20 см от скважины.
Скважины ПодзГРП пробурены из конвейерной печи 24-59						
19	59-1	2,08	36+50	0	7,5	После 10 мин нагнетания был капеж воды вокруг скважины на расстоянии 10-20 см.
20	59-2	2,08	36+70	0	7,5	Проявление воды и эмульсии с кровли выработки не наблюдалось. После 16 мин нагнетания был капеж воды вокруг скважины на расстоянии 10-20 см.
21	59-3	2,08	36+40	0	3,1	Произошел выход воды в выработку с откалыванием куска борта. Характерным было то, что вода вышла не в виде струи в отдельном месте, а в ширину в 1 м на расстоянии 20 см от скважины.

Продолжение таблицы А1

22	59-4	2,08	36+30	150	36,8	Проявление воды и эмульсии с кровли выработки не наблюдалось. После 52 мин нагнетания был незначительный капеж воды на расстоянии 2 м от скважины. Затем после 4,5 часов закачки появился капеж воды на расстоянии 4 м от скважины (на уровне скважине, примерно в середине пласта и рядом с почвой).
23	59-5	5	36+70	165	9	После 24 мин нагнетания появился капеж на контакте герметизирующей смолы и угля на расстоянии 20 см от обсадной колонны. После 28 мин нагнетания появилась вертикальная трещина по напластованию шириной порядка 5 мм на расстоянии 1 м от скважины.
24	59-6	5	36+90	140	15	Проявление воды и эмульсии с кровли выработки не наблюдалось. После 2,5 мин нагнетания и установления давления в скважине 120 атм появился капеж на контакте герметизирующей смолы и угля и вертикальная трещина по напластованию шириной 5-10 мм на расстоянии 1 м от скважины.
25	59-7	5	36+90	0	7,8	После 15 мин нагнетания появился капеж жидкости на расстояниях 0,5 и 1 м от скважины. После 26 мин нагнетания произошел прорыв воды на расстоянии 0,5 м , после этого процесс закачки остановили.
26	59-8	5	36+110	145	10,2	После 20 мин нагнетания был капеж воды вокруг скважины на расстоянии 20 см . После 30 мин нагнетания под давлением тонкая струя воды выбивала до другого борта выработки. Затем после 34 мин закачки произошел вывал небольшого куска угля с борта выработки с выходом жидкости на расстоянии 20-40 см после чего процесс закачки остановили.
27	59-9	5	36+90	0	1,5	После 5 мин нагнетания произошел прорыв жидкости через борт на расстоянии 20 см от почвы выработки шириной 2 м, после этого процесс закачки остановили.

Продолжение таблицы А1

28	59-10	5	36+54	160	9,9	К моменту окончанию гидровоздействия произошел отжим угля в нижней части пласта на расстоянии 20 см от почвы выработки с вывалом небольшого количества угля. После 33 мин закачки произошел выход жидкости на расстояниях 24 и 32 м , после чего процесс закачки остановили.
Скважины ПодзГРП пробурены из вентиляционной печи 24-60						
29	60-1	5	36+110	130	18	Во время закачки эмульсии в пласт нарушения целостности кровли и бортов не произошло.
30	60-2	5	36+110	160	18	Во время закачки эмульсии в пласт нарушения целостности кровли и бортов не произошло.
31	60-3	5	36+110	260	9,3	Во время закачки эмульсии в пласт нарушения целостности кровли и бортов не произошло.
32	60-4	5	36+110	90	15	Выход воды из кровли выработки по шести канатным анкерам рядом со скважиной 60/3, на расстоянии от скважины 12-30 м . Также наблюдался незначительный капеж породного прослойка борта выработки.
33	60-5	5	36+110	300	18	Во время закачки эмульсии в пласт нарушения целостности кровли и бортов не произошло.
34	60-9	5	36+110	200	14	На 18 мин капеж через анкера с кровли на расстоянии 15-20 м от скважины . На 30 мин произошел выход воды с анкера через борт на расстоянии 2-3 м.
35	60-10	5	36+110	170	18	На 15 мин закачки происходили постукивания в массиве, с борта и кровли выработки осыпание кусочков угля и породы.
36	60-11	5	36+110	210	16,8	На 11 мин закачки выход воды с анкеров в кровле выработки на расстоянии 10-15 м от скважины . Имели место стучки в массиве.
37	60-12	5	36+110	200	16,5	Во время закачки эмульсии в массиве наблюдались вывалы кусочков породы с кровли выработки.

Приложение Б



ШАХТА ИМ.С.М.КИРОВА

РОССИЯ, 652518, КЕМЕРОВСКАЯ ОБЛАСТЬ,
Г. ЛЕНИНСК – КУЗНЕЦКИЙ, УЛ. КИРСАНОВА 3

АКТ

проверки состояния горно-геологических условий
в лаве № 24-58 шахты им.С.М.Кирова АО «СУЭК-Кузбасс»

от 22.08.2016г.

В соответствии с утвержденной «Программой и методикой», в лаве № 24-58 производились работ по интенсификации предварительной пластовой дегазации путем нагнетания жидкости в угольный массив.

22.08.2016г. положение лавы соответствовало скважине гидроразрыва №1, пробуренной из вентиляционной печи № 24-58. Произведено вскрытие скважины №1 (подрезка комбайном) с извлечением обсадной металлической трубы длиной 36м.

Комиссия в составе:

Воронкина Н.М. - и.о. главного геолога шахты им.С.М.Кирова;

Семькин Ю.А. - зам. директора по производству УДиУМ;

Хаутиев А.М. - инженер-технолог УДиУМ

произвела проверку состояния горно-геологических условий в лаве № 24-58 при вскрытии скважины №1 ГРП и выявила следующее:

1. Со стороны горно-геологической обстановки: в лаве со 145 по 150 секции наблюдается вываливание пород непосредственной кровли на высоту 0,8-1,0м., породы основной кровли не задеты. На остальных участках забоя угольный пласт однородный, видимых трещин, каверн и полостей нет.
2. Состояние газовой обстановки нормальное. Повышенного выделения метана не наблюдается. Содержание метана в рудничной атмосфере соответствует требованиям нормативных документов ($CH_4 = 0,2\%$).

И.о. главного геолога шахты

Воронкина Н.М.

Зам. директора по производству УДиУМ

Семькин Ю.А.

Инженер-технолог УДиУМ

Хаутиев А.М.

Приложение В

ФГУП "ВГСЧ" филиал "Кемеровский ВГСЧ" Контрольно-испытательная лаборатория
г. Ленинск-Кузнецкий, ул. Спасанция, 11, тел/факс 8-384-56-7-53-89

Свидетельство о состоянии измерений в лаборатории № 998/16. Действительно до 26.08.2019 г.

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ № 574 В-0 от 20.04.2017

Заказчик: АО "СУЭК - Кузбасс" ПЕ ш. им. Кирова

Дата поступления проб: 20.04.2017 Время: 8:00

Дата выполнения испытаний: 20.04.2017 Время: 10:00

Цель испытаний: Измерение об. доли газов, %

Идентификация используемого метода: ФР.1.31.2013.15152, ФР.1.31.2007.03205,

Средства измерений:

Хроматографы: Кристалл-5000.2 : № 052672 №854041 , №252149 , №252135 , №252151 , №252140 ,

Кристалл-2000М : № 739 , поверка действительна до 08.12.2017

Спектрофотометр: ПЭ-5300В : № 472 , поверка действительна до 08.12.2017

Газохром-2000 : №130507 , поверка действительна до 08.12.2018

Газохром-2000 : №330651 , №330629 , поверка действительна до 08.12.2018

Условия проведения испытаний $t = 23$ °С, $P_{\text{атм}} = 98,7$ кПа., $W = 46$ %

Пробы отобрал: г/м уч ВТБ Кузьмин АВ

Отбор проб произведен 20-апр-2017 г. в 06:00 род проб срочный маршрут :

№ п/п	Наименование выработки	Место отбора проб	CO ₂	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	Оксиды азота	t о С	P, кПа	Примечание
1	Вент печь 24-60 скваж №1	10 м в сторону лавы	0,05	20,83	0,0000	0,0000	0,04				
2	Вент печь 24-60 скваж №1	10 м в сторону лавы	0,05	20,80	0,0001	0,0000	0,04				
3	Вент печь 24-60 скваж №1	10 м в сторону лавы	0,05	20,85	0,0001	0,0000	0,04				
4	Вент печь 24-60 скваж №4	14 м в сторону дома	0,04	20,79	0,0000	0,0000	0,04				
5	Вент печь 24-60 скваж №4	14 м в сторону дома	0,04	20,74	0,0000	0,0000	0,05				
6	Вент печь 24-60 скваж №4	14 м в сторону дома	0,04	20,82	0,0000	0,0000	0,05				

Ф.И.О., должность лица, ответственного за оформление данного протокола инженер 2к

Бедарева

АП Бедарева

Ф.И.О., должность лица, утверждающего данный протокол Зам. начальника лаборатории

Колесникова

Е.В. Колесникова

Ф.И.О., должность лица, ознакомленного с данным протоколом Командир опер взвода

А.В. Попов



Результат анализа распространяется на представленный образец.
Частичная перепечатка протокола без разрешения КИЛ недопустима.