

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Кузбасский государственный технический университет  
имени Т. Ф. Горбачева»

На правах рукописи

Тациенко Александр Леонидович

**ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВА ДЛЯ  
ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПРИ ПЛАСТОВОЙ  
ДЕГАЗАЦИИ УГЛЯ**

Специальность: 05.05.06 – «Горные машины»

Диссертация  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
Клишин Владимир Иванович,  
доктор технических наук,  
профессор, чл.-корр. РАН

Кемерово – 2020

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
1 АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ АКТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ С ЦЕЛЬЮ ИНТЕНСИФИКАЦИИ МЕТАНООТДАЧИ И ПОЛНОТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ.....	10
1.1 Обзор современных отечественных и зарубежных технологий извлечения метана из угольных пластов .....	10
1.2 Применение гидроразрыва пласта для повышения безопасности ведения подземных горных работ .....	16
1.3 Методы дегазации угольных пластов через скважины с поверхности .....	22
1.4 Методы дегазации из подземных горных выработок через необсаженные скважины .....	27
Выводы по первой главе. Цель и задачи исследования .....	40
2 АНАЛИЗ СОЗДАНИЯ СРЕДСТВ РЕАЛИЗАЦИИ И ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ГИДРОРАЗРЫВА УГОЛЬНОГО ПЛАСТА.....	42
2.1 Особенности технологии поинтервального гидроразрыва угольного пласта.....	42
2.2 Анализ промышленных испытаний поинтервального гидроразрыва для решения технологических задач .....	47
2.3 Численный расчет разрушения угольного массива поинтервальным гидроразрывом .....	53
2.4 Численное исследование напряжённно-деформированного состояния стенок скважины при их нагружении пакерными уплотнителями .....	65
Выводы по второй главе .....	71
3 СОЗДАНИЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ГИДРОРАЗРЫВА .....	73
3.1 Обоснование параметров и разработка скважинного устройства для поинтервального гидроразрыва.....	73
3.2 Лабораторные исследования параметров устройства для поинтервального гидроразрыва.....	80

3.3	Разработка компенсатора осевых перемещений .....	85
	Выводы по третьей главе .....	89
4	ШАХТНЫЕ ИСПЫТАНИЯ СПОСОБА И УСТРОЙСТВА ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ГИДРОРАЗРЫВА УГОЛЬНОГО ПЛАСТА .....	90
4.1	Реализации метода поинтервального гидроразрыва в условиях шахты им. С.М. Кирова .....	90
4.2	Применение современных технических средств мониторинга и оценки результатов разупрочнения угольного пласта.....	93
4.2.1	Исследования по оценке фильтрационных свойств в скважинах, пробуренных из горных выработок .....	97
4.2.2	Обработка результатов воздействия на пласт .....	99
4.2.3	Параметры и схема сейсморазведочных измерений.....	100
4.2.4	Методика и аппаратура для выполнения полевого этапа измерений .....	101
4.2.5	Камеральная обработка данных сейсморазведочных исследований .....	104
	Выводы по четвертой главе .....	111
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	112
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	115
	Приложение А Титульный лист методических рекомендаций на выполнение работ по поинтервальному гидроразрыву пласта 24 в дегазационных скважинах выемочного столба лавы № 24-62 ПЕ «Шахта «им. С.М. Кирова» для интенсификации дегазации, с целью обеспечения безопасной и стабильной работы очистного забоя .....	134

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Энергетической стратегией России на период до 2035 г. в частности предусматривается разработка новых технологий и оборудования для эффективной дегазации угольных пластов. Вследствие малого объема дегазационных работ и недостаточной их эффективности на многих газообильных шахтах России сохраняется газовый барьер, препятствующий достижению высоких скоростей проведения выработок и больших нагрузок на очистные забои, что существенно снижает безопасность и эффективность ведения подземных горных работ.

В процессе дегазации ключевую роль играет техногенное воздействие на углепородный массив с целью развития его трещиноватости, что способствует выходу из угольного вещества связанного метана. Для этого используются скважины, пробуренные с поверхности, что требует специального оборудования с высокой трудоемкостью и стоимостью проведения работ. Наиболее распространенным методом является бурение дегазационных скважин из подготовительных выработок с последующим продольным вертикальным или горизонтальным гидроразрывом относительно оси скважин.

Одним из основных направлений решения поставленной задачи является разработка и промышленное освоение способов интенсификации газоотдачи угольных пластов. В этой связи перспективным является метод поинтервального гидроразрыва, поперечного относительно оси скважины, пробуренной параллельно очистному забою. Увеличение проницаемости пласта достигается за счет образования многократных искусственных трещин, пересекающих естественную трещиноватость и развивающихся в направлении движения очистного забоя с последующим раскрытием в зоне повышенного опорного давления.

Необходимость представленной работы обусловлена требованиями создания специального оборудования, способного работать в необсаженных скважинах большого и переменного диаметра для поинтервального гидроразрыва при

пластовой дегазации угольного пласта. Поэтому обоснование и разработка параметров технического устройства, обеспечивающего заданное направление трещин гидроразрыва, является актуальной задачей.

**Степень разработанности.** Разработкой способов и средств инициирования процессов дегазации широко занимаются как у нас в стране, так и за рубежом. Большой вклад внесли ведущие ученые: А.Т. Айруни, А.Д. Алексеев, В.А. Бобин, А.С. Бурчаков, Ю.Ф. Васючков, А.Б. Ефременков, В.С. Забурдяев, Г.Г. Каркашадзе, К.С. Коликов, В.И. Клишин, О.Н. Малинникова, В.В. Мельник, Н.В. Ножкин, Г.Я. Полевщиков, Л.А. Пучков, А.Д. Рубан, И.В. Сергеев, С.В. Сердюков, С.В. Сластунов, О.В. Тайлаков, В.В. Ходот, С.А. Христианович, С.Ю. Ушаков, В.Н. Фрянов, О.И. Чернов, И.Л. Эттингер, С.А. Ярунин и др. По результатам работ установлено, что в настоящее время отсутствуют надежные устройства реализации технологий интенсификации процессов подземной дегазации поинтервальным гидроразрывом через дегазационные скважины большого диаметра, пробуренные из подготовительных выработок. Реализация этих работ приведет не только к увеличению производительности, но и к повышению безопасности ведения подземных горных работ.

**Целью работы** является обоснование параметров устройства для поинтервального гидроразрыва при пластовой дегазации угля, обеспечивающего повышение безопасности и производительности подземной добычи.

**Идея работы** заключается в учете особенностей обжатия массива вокруг скважины упругими элементами и радиального их перемещения при создании специального оборудования для реализации поинтервального гидроразрыва.

**Объектом исследования** является устройство для реализации поинтервального гидроразрыва.

**Предметом исследования** являются режимы и параметры работы устройства для интенсификации дегазации угольных пластов методом поинтервального гидроразрыва поперек оси скважины.

**Задачи исследования:**

– разработать устройство поинтервального гидроразрыва для работы в необсаженных скважинах переменного диаметра и исследовать его конструктивные, кинематические и силовые параметры работы в лабораторных условиях;

– исследовать условие возникновения поперечных трещин в необсаженной скважине за счет растягивающих напряжений при работе устройства поинтервального гидроразрыва в виде последовательно соединенных пакеров;

– изучить в производственных условиях работу устройства поинтервального гидроразрыва в необсаженной угольной скважине и оценить развитие образующихся трещин.

**Научная новизна:**

– установлены параметры устройства, обеспечивающие поинтервальный гидроразрыв в необсаженной скважине;

– определено условие возникновения поперечной трещины за счет растягивающих напряжений в скважине, созданных устройством для поинтервального гидроразрыва;

– впервые в шахтных условиях устройством для поинтервального гидроразрыва получены поперечные трещины гидроразрыва относительно оси скважины, пробуренной параллельно очистному забою в угольном пласте, повышающие его газоотдачу.

**Теоретическая и практическая значимость работы.**

Научное значение работы заключается в установлении механизма появления дополнительных касательных напряжений на стенках скважины при подаче давления жидкости в последовательно соединённые упругие герметизирующие элементы, что обеспечивает в ней развитие области неупругих деформаций, приводящих к возникновению вертикальных трещин, что подтверждается результатами физических и численных экспериментов.

Практическая ценность работы состоит в том, что результаты выполненных исследований позволяют обосновать параметры устройства поинтервального

гидроразрыва, обеспечивающие образование поперечной относительно оси скважины трещины для пластовой дегазации угля и делают возможным подключение устройства к существующим шахтным сетям.

Отличие от ранее выполненных работ заключается в обосновании и разработке устройства для поинтервального гидроразрыва угольного пласта при пластовой дегазации угля, построении модели и проведении численных и шахтных исследований возникновения поперечной трещины за счет растягивающих напряжений в массиве.

**Методология и методы исследования** включают анализ научно-информационных источников, патентов устройств для поинтервального гидроразрыва, методов интенсификации дегазации угольных пластов с поверхности и из подземных горных выработок; математическое моделирование работы устройства поинтервального гидроразрыва в необсаженной скважине для обоснования появления растягивающих напряжений на стенках скважины; лабораторные и натурные испытания экспериментальных образцов устройства поинтервального гидроразрыва с использованием сейсмоакустических исследований.

**Научные положения, выносимые на защиту:**

– двухсторонний пакер с длиной упруго расширяющихся элементов 1300 мм и установленным между ними клапаном 300 мм с возможностью осевого перемещения до 30 мм обеспечивает безаварийную работу при фиксации пакера давлением 1,5-2,0 МПа с последующим повышением до 5,0 МПа в угольных скважинах диаметром до 105 мм;

– устройство поинтервального гидроразрыва угольного пласта в виде последовательно соединённых упругих герметизирующих элементов создает дополнительные касательные напряжения на стенках скважины, что обеспечивает в ней развитие области неупругих деформаций, приводящих к возникновению поперечных трещин;

– использование устройства для поинтервального гидроразрыва угольного пласта вызывает образование в нем поперечных трещин гидроразрыва

относительно оси скважины и увеличение на порядок его газоотдачи, что подтверждается результатами сейсмоакустического профилирования «in situ» до и после гидродинамического воздействия и скачкообразным снижением давления жидкости в системе автономного манометра.

**Достоверность** научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается результатами лабораторных и шахтных исследований режимов работы устройства поинтервального гидроразрыва, корректностью допущений, принятых при решении задач, применением в экспериментах современной аппаратуры и апробированных шахтных методов определения параметров воздействия.

**Личный вклад автора заключается в:**

- анализе существующих методов и устройств реализации поинтервального гидроразрыва угольного пласта из скважин, пробуренных из подготовительных выработок;
- обосновании требуемых параметров для построения математической модели взаимодействия устройства гидроразрыва с необсаженной скважиной, проведении численных экспериментов;
- разработке устройства для поинтервального гидроразрыва, стендовых и полноразмерных шахтных испытаниях экспериментального образца оборудования.

**Реализация работы.** Основные положения и результаты исследований использовались при разработке устройства поинтервального гидроразрыва для пластовой дегазации угля и методических рекомендаций: «Методические рекомендации на выполнение работ по поинтервальному гидроразрыву пласта 24 в дегазационных скважинах выемочного столба лавы № 24-62 ПЕ «Шахта «им. С.М. Кирова» для интенсификации дегазации с целью обеспечения безопасной и стабильной работы очистного забоя». Устройство гидроразрыва было успешно испытано в условиях шахты через скважины, предварительно пробуренные из подготовительных выработок. Результаты испытаний доказали высокую эффективность проводимых мероприятий по поинтервальному гидроразрыву.

**Апробация работы.** Основное содержание работы и отдельные её положения докладывались и получили одобрение на научно-практических конференциях: международном научном симпозиуме «Неделя горняка» (Москва, 2018 г.); Научно-технические проблемы разработки и использования минеральных ресурсов (Новокузнецк, 2018-2019 гг.); Проблемы развития горных наук и горнодобывающей промышленности (Новосибирск, 2018-2019 гг.); семинарах АО «СУЭК-Кузбасс» (г. Ленинск-Кузнецкий, 2018 г.)

**Публикации.** Основные научные результаты работы изложены в 13 публикациях, в том числе 4 в изданиях, рекомендованных ВАК РФ; 5 в изданиях, индексируемых в базах Web Of Science и Scopus; получен 1 патент РФ на изобретение.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы и одного приложения. Работа содержит 134 страницы машинописного текста, включая 66 рисунков, 1 таблицу, список литературы из 166 наименований и одно приложение.

Автор выражает глубокую благодарность проф., д.т.н. Тайлакову О.В., к.т.н. Опруку Г.Ю., к.т.н. Клишину С.В. за постоянное внимание, консультации, поддержку работы и практическую помощь при проведении исследований.

# **1 АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ АКТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ С ЦЕЛЬЮ ИНТЕНСИФИКАЦИИ МЕТАНООТДАЧИ И ПОЛНОТЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ**

## **1.1 Обзор современных отечественных и зарубежных технологий извлечения метана из угольных пластов**

В последние 12-15 лет в мире на фоне общего роста энергопотребления произошла угольная революция. Так, только в период с 2000 по 2013 гг. добыча угля в мире возросла с 4516 млн т до 7897 млн т, т.е. в 1,75 раза. Уголь частично восстановил свои позиции глобального энергоносителя, во многом утраченные во второй половине двадцатого века. Россия занимает 6 место по добыче угля после Китая, США, Индии, Австралии и Индонезии, при этом по разведанным запасам – 3 место [1].

Развитие угледобывающей отрасли сопровождалось мощным развитием фундаментальных научных основ добычи, созданием высокопроизводительных и эффективных технологий нового этапа развития, включая высокопроизводительное оборудование, коренной перестройкой и модернизацией всего угольного производства.

Россия, вторая по запасам угля страна в мире (после США), эти вызовы не приняла. Более того, в 90-е гг. произошла практически полная деградация отраслевой угольной и углехимической науки, угольного машиностроения, углехимического производства.

За последние четверть века глобальная географическая карта угольной промышленности претерпела принципиальные изменения. В 80-е гг. XX века лидерами мировой добычи угля были СССР и США. Советский Союз установил в 1988 г. мировой рекорд того времени и добыл 771,8 млн т угля. В 90-е гг. XX века добыча угля в России и других странах бывшего СССР упала и на прежний уровень не вернулась.

Стабильно США сохраняют добычу угля на высоком уровне (около 900 млн т в год) и уверенно занимают по этому показателю второе место в мире. В России только в Кемеровской области добыча угля превысила уровень 1988 г. и в 2012 г. достигла 200 млн т. В 1988 г. в регионе было добыто 159 млн т, в 2000 г. – 102,7 млн т., в 2013 г. – 203 млн т., а в 2019 г. – 250,1 млн т. Кемеровская область обеспечила 57% добычи углей всех марок, 77% добычи коксующихся углей и 79% экспорта угля в Российской Федерации [1,2]. Значительные запасы угля сосредоточены на юге Сибири, в Забайкалье, Приамурье, Приморье, где он является единственным источником тепла и электроснабжения, и его использование является экономически выгодным.

Добыча угля особенно открытым способом сопровождается негативным влиянием на природную среду. Основным и опасным спутником добычи угля является угольный метан, который бесцветен, не имеет запаха и, главное, он с воздухом образует взрывоопасные смеси. Метан угольных пластов был и остается главной опасностью для горняков, его внезапные взрывы при ведении подземных горных работ являются наиболее опасными и крупномасштабными авариями во всем мире. Проблемами, вызванными большим содержанием метана в угольных пластах, и разработкой методов их извлечения до ведения очистных и подготовительных работ комплексно занимается целый ряд организаций [3-11].

Отмечается, что средняя метанообильность шахт Кузбасса оценивается в 25 м<sup>3</sup> на 1 т добываемого угля, достигая на ряде шахт 60-80 м<sup>3</sup>/т, а на отдельных, особо метанообильных шахтах превышает эти величины в 1,5-2 раза. Существующими средствами дегазации, применяемыми в России, извлекается от 20 до 30% общего объема выделяющегося метана. Вследствие малого объема дегазационных работ и недостаточной их эффективности на многих газообильных шахтах России сохраняется газовый барьер, препятствующий дальнейшему повышению скоростей проведения выработок и больших нагрузок на очистные забои. По этой причине в угледобывающей промышленности сложилась ситуация, когда технические возможности очистных комплексов на пологих пластах в несколько раз превышают допустимую нагрузку на лаву по газовому фактору. В

современных условиях высокопроизводительных очистных и подготовительных забоев требуется создание безопасных условий по газовому фактору, что может обеспечить значительное повышение нагрузок. Дальнейшее повышение эффективности, технической и экологической безопасности подземной разработки высокогазоносных угольных месторождений неразрывно связано с разработкой комплекса специальных средств стимулирования газоотдачи неразгруженных угольных пластов с последующей утилизацией шахтного метана. По мере увеличения объёмов добычи угля возрастает роль и значение технологии предварительной дегазации угля, однако до настоящего времени эффективных технических решений задачи дегазации нет ни в России, ни за рубежом.

Отмечая важность продолжения исследований и поиска методов повышения процессов дегазации в Проекте распоряжения Правительства Российской Федерации по Программе развития угольной промышленности до 2035 г., говорится, что при подземном способе добычи угля будет продолжена реализация основных направлений современного производственно-технологического развития, включая управление состоянием горного массива и применение технологий, обеспечивающих предотвращение газодинамических явлений в шахтах [1]. Один и тот же пласт по мере его разработки может проявлять совершенно разную способность отдавать газ. Так, при отработке угольного пласта после прохождения лавы под воздействием горного давления и процессов сдвижения происходит нарушение массива горных пород и, как следствие, образование трещин и пустот. Наиболее развитая система кливажных трещин пережимается под действием горного давления. Метан угольных пластов может извлекаться из недр независимо от добычи угля по технологии газового производства при условии их рентабельности как попутное ископаемое (добыча метана) и при дегазации с целью обеспечения безопасности условий труда (метанобезопасность). В последнем случае обеспечивается возможность интенсификации ведения горных работ на шахтах, т.е. повышаются темпы проходки выработок и нагрузки на очистные забои [4-14].

Следует отметить, что промысловая добыча метана, например по технологии США, где дегазация совмещается с коммерческой добычей метана из угольных пластов, не рассматривается [15,16]. Однако известно, что в условиях бассейна Сан-Хуан (именно в этом бассейне извлекается до 95% метана угольных пластов и на этот опыт идут ссылки многих исследователей) добыча газа из самых мощных пластов фрутленского угля происходила из-за очень высокой их проницаемости, которая обусловлена естественной трещиноватостью, т.е. практически это углегазовое месторождение.

Однако экономическая целесообразность крупномасштабной промышленной добычи метана из угольных пластов подтверждается опытом его освоения. При извлечении метана из угольных пластов различными способами дегазации обеспечивается не только безопасность ведения подземных горных работ, но и возможность получения достаточно высокого выхода так называемого кондиционного метана. Такая промышленная добыча ведется в ряде стран [17], таких как США, Китай, Австралия. Поэтому извлечение метана из угольных пластов с точки зрения обеспечения безопасности ведения очистных работ, требующее расходования энергии и финансовых средств, естественно, предполагает рассматривать его утилизацию как энергоносителя, приносящего самостоятельный доход.

Инновационная привлекательность и возможность роста рентабельности предприятий все острее и острее ставит вопрос как использования известных, так и разработки и внедрения новых физико-технических технологий, обеспечивающих интенсификацию, полноту и качество извлечения метана при заблаговременной и предварительной дегазации. Как отмечалось ранее, проблема угольного метана имеет три составляющих: безопасность, сырье, экология. В большей степени их комплексное решение обеспечивает расширение возможных направлений за счет высоких кондиций получаемого газа.

Природная газоносность угольных толщ представляет динамическое равновесие, которое существует вследствие постоянного глубинного, регионального, метаноморфогенного образования газов. Различают три формы

состояния метана в угольном пласте: газ в свободном состоянии, сорбированном состоянии и твёрдом молекулярном углегазовом растворе. Они определяют структуру газоносности угольного пласта. Преобладающей формой существования газа в угле является адсорбция. В одной тонне угля содержится в среднем до 8,3 кг метана [18]. Количество его зависит от метаморфизма угля и увеличивается с глубиной залегания. Чем выше его степень, тем более высокая сорбционная способность углей. Предел сорбции практически наступает при давлении 5060 атмосфер [19]. Наибольшей концентрацией метана обладают угольные пласты, угли которых имеют большую пористость и трещиноватость. Газопроницаемость углей по напластованию в 10-20 раз выше, чем по перпендикулярному направлению [20]. Основными путями миграции газов являются угольные пласты, литологические неоднородности, пористость и трещины. Фильтрация происходит по субмикропорам, поровым каналам и частично открытым трещинам, которые в совокупности образуют фильтрационное пространство. Коллекторская способность угольного массива определяется главным образом пористостью углей. При этом малый размер поровых каналов в угольных пластах делает капиллярные силы настолько большими, что резко снижает их газопроницаемость. Многочисленными исследованиями ряда авторов установлено, что с увеличением глубины залегания происходит снижение фильтрационных свойств угольных пластов и вмещающих пород. Под действием напряжений уменьшается фильтрационный объём крупных пор и частично закрываются трещины.

Метаноносность угольных пластов неравномерна. На практике обнаружены газодинамические зоны, в которых наблюдаются тектонические нарушения и концентрация метана. Такие зоны представляют опасность возникновения внезапных выбросов угля и газа [21].

Динамическое равновесие между сорбированным газом и газом, находящимся в свободном виде, нарушается при изменении напряжённо-деформированного состояния массива горных пород в процессе разработки угольного пласта. В результате часть сорбированных газов переходит в свободную фазу, газ приобретает подвижность и выделяется в выработки [22,23].

В отечественной и зарубежной литературе [18-23] активно обсуждается комплекс вопросов:

- объёмы естественной эмиссии метана на угольных месторождениях и эмиссии его в результате горных работ;
- выделение зон аномально высоких концентраций метана в угольной толще;
- темпы эмиссии метана для обеспечения его эффективного извлечения и безопасности горных работ.

Решение отмеченных задач связано прежде всего с прогнозом метаноносности угольных пластов, обоснованием направления снижения её нижнего предела, выбором способов и схем дегазации. Разработка угольных месторождений, предусматривающая извлечение не только угля, но и метана, является одной из главнейших проблем эффективного природопользования.

Угольные месторождения Кузнецкого бассейна характеризуются повышенной природной сейсмичностью, сложной геодинамикой и проявлением локальных потоков флюидов глубинной дегазации [23]. Газоотдача угольных пластов зависит от их свойств, определяющих необходимость, объёмы и методы активного воздействия на пласт с целью интенсификации процессов дегазации; эти свойства подробно рассмотрены, в частности, в работах [6-12]. Это в первую очередь пористость и трещиноватость угольных пластов, сорбционные и теплофизические свойства углей, газопроводность углей. Можно отметить также предложение новой оригинальной технологии, где автором [24,25] предложено добывать уголь крупными блоками и без предварительного разрушения доставлять до дробильной камеры.

Фильтрационная способность угольного пласта определяется количеством, пространственной ориентацией и абсолютной проницаемостью его трещин, по которым свободный метан может перемещаться в фильтрационном режиме. Существует ряд гипотез о возможной эмиссии метана из угольных пластов. Основным условием миграции его является наличие газопроводящих путей и отсутствие препятствий по ходу движения и изменений напряжённо-деформированного состояния массива горных пород. Естественными каналами

служат трещиноватость и геологические разрывные нарушения пород, которые в отдельных случаях формируют очаги концентрации свободного газа. Причины формирования газовых структур в месторождениях угля представлены в работах [26,27].

Обладая высокой метанообильностью и высокоразвитой внутренней поверхностью пор, которая по данным исследований профессора О.И. Чернова достигает  $200 \text{ м}^2$  на 1 г угля, он имеет низкую проницаемость [6-14, 28]. При этом газ в угле до 95% находится в сорбированном состоянии. Поэтому уголь является нанокolleктором природного газа и для извлечения газа необходимо учитывать наноразмерные явления [17]. В пористом угле, содержащем газ в свободной или адсорбированной формах, поры закрыты для проницаемости и выделения газа. Создание эффективных методов дегазации угольных пластов с целью обеспечения безопасности от газодинамических явлений, внезапных выбросов угля и метана, взрывов газа в шахтах обеспечивается управлением процессами повышения проницаемости угля.

## **1.2 Применение гидроразрыва пласта для повышения безопасности ведения подземных горных работ**

Современный этап развития угольной промышленности России и Кузбасса характеризуется ежегодным ростом добычи угля как открытым, так и подземным способом. Однако безопасность ведения подземных горных работ с использованием современных высокопроизводительных очистных и подготовительных забоев сдерживается высокой газоносностью угольных пластов. По данным [13] свыше 40% угольных шахт являются высокометанообильными, среди которых шахты Воркуты и Кузбасса имеют метанообильность от 10 до  $154 \text{ м}^3/\text{мин}$ . С ростом глубины эта ситуация становится еще сложнее [21].

В последние годы благодаря современным импортным комплексам, поставленным из США, Англии, Германии, Польши, Чехии и др., были внесены значительные изменения в технологию добычи угля: длина очистного забоя

увеличилась до 400 м, длина выемочного поля до 5-6 км. Отдельные бригады нагрузку на очистной забой довели до 3-4 млн т в год (т.е. свыше 10 тыс. т в сутки). К новым технологическим решениям относится схема «шахта – пласт», применяемая на шахтах Кузбасса. В настоящее время такая система работы в один очистной забой, оборудованный комплексом фирмы ДБТ, позволила на шахте им. Ялевского в мае и июле 2017 г. установить мировой и российский рекорды добычи угля соответственно 1 млн 407 тыс. т и 1 млн 567 тыс. т [29].

Известно, что угольная промышленность является объектом повышенной опасности. По данным специалистов ИПКОН РАН, МГГУ, ВостНИИ, ИУ СО РАН [5,14,30-32], в XX столетии при авариях погибли около ста тысяч шахтеров. Из приведенного анализа состояния угрожаемых причин возникновения инцидентов, аварий, катастроф на шахтах отрасли наличие в угольных пластах газа метана является одной из наиболее опасных. В работе [32] подробно рассмотрены результаты и перспективы заблаговременной, предварительной и комплексной дегазации угольных пластов на шахтах СССР, РФ, СНГ и за рубежом. Инциденты, связанные с внезапными выбросами угля и газа, взрывами метановоздушной смеси и пыли по своим последствиям, приводящим к громаднейшим материальным затратам и человеческим жертвам, сравнимы по своим масштабам с событиями типа землетрясения или цунами. Для повышения производительности и безопасности труда шахтеров разрабатываются варианты своевременной дегазации угольных пластов [14, 33-37]. В нормативном документе [38] обоснованы необходимые мероприятия ведения работ по дегазации угольных пластов, а также возможные схемы их реализации.

Многие газоносные месторождения разрабатываются современными механизированными комплексами в условиях так называемых труднообрушаемых основных кровель. Это значительно усложняет ведения очистных и подготовительных работ. Развитие на новом уровне технологий и средств управляемого воздействия на массив горных пород и угольный пласт может обеспечить безопасность от природных и техногенных явлений. Это требует создания специального комплекса оборудования как для интенсификации

дегазации угольных пластов, так и для управления горным давлением. Выполняемые исследования позволят также разобраться в причинах аварий и катастроф, связанных с метаном, обосновать их возникновение, обозначить возможные пути рационального извлечения метана из угольных пластов и его использование. При условиях проведения технических мероприятий по подготовке массива к отработке (дегазация угольных пластов, мероприятия по предупреждению внезапных выбросов и горных ударов) промышленные запасы становятся высокотехнологичными.

Наличие прочных основных труднообрушающихся кровель является осложняющим фактором. При проветривании очистного забоя газ через секции механизированной крепи поступает в завальную часть и при отсутствии периодического обрушения не уходит в купол обрушения, а концентрируется в завальной части. При достижении предельных величин кровля резко обрушается и выдавливает скопившейся газ в очистные выработки. Такой поршневой эффект резко повышает содержание газа в зоне работы людей, а любое возникновение искры, в том числе от разрушения кровли, вызывает опасность возникновения взрыва метана. Кроме того, зависания кровли вызывают концентрацию горного давления впереди очистного забоя и на сопряжениях его с горными выработками, что провоцирует внезапный выброс угля и газа. Метан, сосредоточенный в угле в зоне повышенного горного давления, остается пережатым и при отбойке угля комбайном происходит его выброс. Это приводит не только к разрушению горных выработок, но и к аварийным ситуациям и человеческим жертвам [32].

Примером этому могут послужить крупные аварии, произошедшие в Кузбассе в ООО «Южкузбассуголь» на шахтах «Гайжина» в 2004 году и «Ульяновская» в 2007 году. Очистные забои были оснащены современными импортными механизированными комплексами, способными обеспечить высокую нагрузку. Причиной взрыва метана стало обрушение кровли при отходе лавы, что привело к образованию выброса метана из завальной части, выделению метана и угольной пыли в действующие горные выработки [39]. На шахте Баренцбург архипелага Шпицберген при зависании и последующем обрушении прочной

кровли угольный комбайн подбросило вверх со смещением в сторону крепи [40]. Своевременное искусственное обрушение основной кровли, её принудительная посадка позволила бы избежать таких последствий.

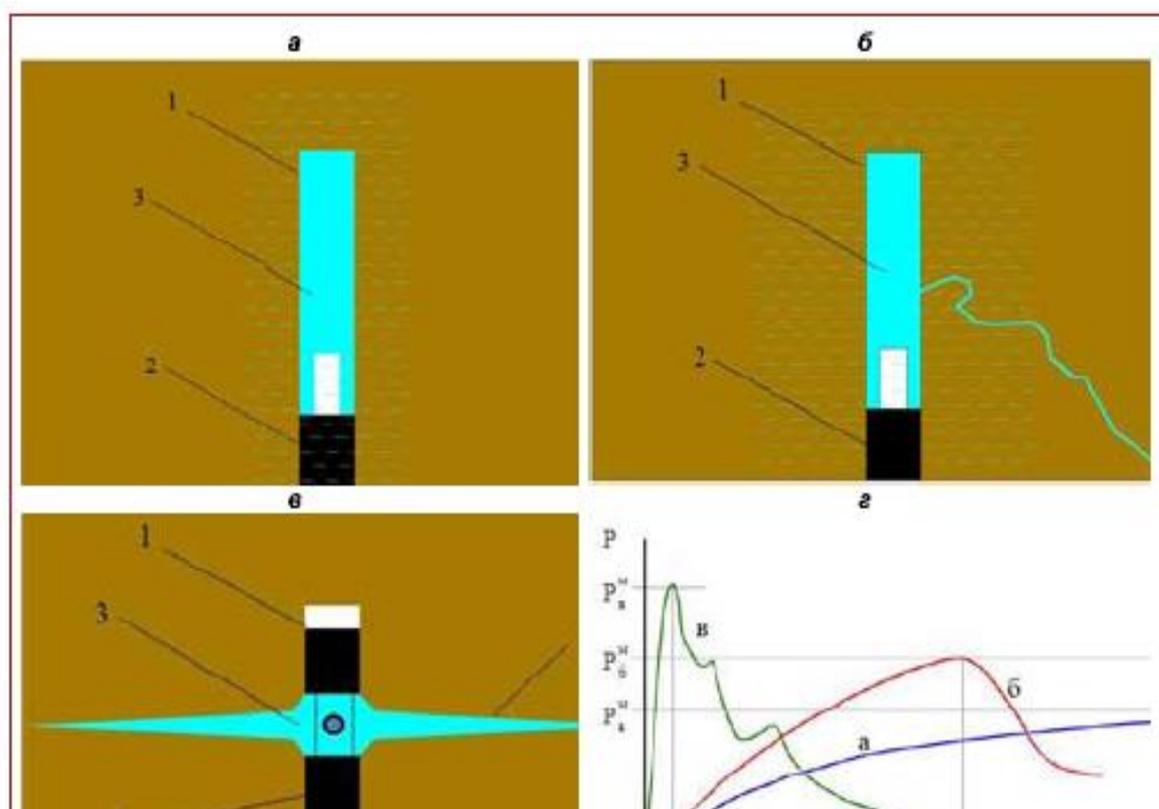
Следовательно, наряду с дегазацией угольных пластов требуется разработка способов эффективного управления труднообрушающимися кровлями в очистных и подготовительных выработках, что является одной из важных задач, направленных на повышение технико-экономических показателей и безопасность труда при различных системах разработки. Известные методы разупрочнения труднообрушающихся пород (гидромикроторпедирование, передовое торпедирование и т. д.) [41] приводят к неравномерности и неуправляемости разупрочнения.

В институтах ИУ ФИЦ УУХ СО РАН и ИГД СО РАН предложен и разработан принципиально новый метод управления такими кровлями – метод направленного гидроразрыва, который интенсивно внедряется в последние годы на шахтах Кузбасса [32,42-44].

Прежде чем приступить к изложению способов и режимов нагнетания жидкости в породный массив, следует определить физический смысл предлагаемых способов. Рассмотрим более подробнее предлагаемые способы, на примере которых в дальнейшем исключим терминологическую путаницу при употреблении понятия «гидроразрыв» и дальнейшего его изучения. Для этого поясним режимы нагнетания флюида в породный массив. В работе проф. Ножкина Н.В. [7] было дано определение понятия технологии дегазации угольных пластов и выделено 5 видов дегазации, основными среди них являются заблаговременная и опережающая. Отдельно он рассмотрел режимы нагнетания жидкости в угольный пласт, чтобы классифицировать эти явления и выделил режимы фильтрации, гидрорасчленения и гидроразрыва. Это позволяет исключить разночтение и искажение физического смысла внедрения жидкости в массив.

Профессор Чернов О.И. повторил изложение этих режимов, выделив направленный гидроразрыв [42]. Показано, что в режиме фильтрации (рисунок 1.1 а) движение жидкости в первую очередь происходит по трещинам и

порам внутри блоков, достигая максимального давления не выше некоторого предела. При нагнетании жидкости под более высоким давлением происходит процесс гидрорасчленения массива (рисунок 1.1 б).



а – фильтрация; б – гидрорасчленение; в – направленный гидроразрыв;  
г – графики зависимости давления от времени воздействия

Рисунок 1.1 – Режимы нагнетания флюидов в породный массив [42].

Предложен вариант способа направленного гидроразрыва (НГР) (рисунок 1.1 в), для реализации которого на стенке скважины или шпура 1 в породе прорезается инициирующая щель 3, являющаяся концентратором напряжений. Эта щель герметизируется с двух сторон изолирующими устройствами – пакерами 2. При нагнетании давления жидкости в эту щель в ней на стенках скважины создаются растягивающие напряжения и происходит страгивание трещины и ее развитие в заданном направлении. Направленный гидроразрыв в отличие от первых двух режимов происходит при более высоком давлении и характеризуется быстротечностью (рисунок 1.1г) [42].

Для реализации этого метода разработано специальное оборудование, на основе которого проведены экспериментальные исследования на угольных шахтах Кузбасса в различных технологических схемах [32,45]. Польские специалисты внедряют этот способ на собственных шахтах как метод борьбы с горными ударами [46].

В директивном материале, определяющим выполнение работ по дегазации из подземных горных выработок, дано определение процесса гидрорасчленения и гидроразрыва [38]. Однако это понятие гидроразрыва исключает образование направленного распространения создаваемой трещины. Это связано с отсутствием оборудования для реализации направленного гидроразрыва в угольном пласте.

Следует отметить, что впервые изучение процесса гидроразрыва и создания направленной трещины под действием давления жидкости на внутренние ее поверхности выполнены в работе [47].

Для дегазации угольных пластов через скважины разрабатываются методы и средства извлечения метана как с земной поверхности, так и из подземных выработок. Это требует внедрения новых и совершенствования существующих технологий, для чего Организация Объединенных Наций подготовила 2-е издание «Руководства по наилучшей практике эффективной дегазации...» [48].

Одним из направлений дегазации угольных пластов являются способы активного воздействия через скважины с поверхности. В основу были положены результаты практических исследований проектирования, разведки, сбора, транспортирования и утилизации угольного метана в ряде стран мира – США, Австралии, Японии, Китая, Украины, Казахстана [15]. Разработка методов заблаговременной дегазации, интенсификации процесса дегазации и газоотдачи угольных пластов основывалась на положительных результатах применения гидравлического воздействия на нефтяные залежи с земной поверхности. Это послужило основой руководства по заблаговременной дегазации шахтных полей с поверхности с гидравлическим расчленением свит угольных пластов.

### **1.3 Методы дегазации угольных пластов через скважины с поверхности**

Технология применения дегазации угольных пластов с поверхности осуществляется через вертикальные и наклонно-направленные дегазационные скважины [7-9, 48-51]. Это требует разработки специального бурового оборудования, поэтому направленные скважины бурятся с поверхности в тех случаях, когда угольный пласт залегает неглубоко от поверхности и затраты на бурение таких скважин сопоставимы с затратами на бурение скважин из горных выработок.

Ориентация скважин на заданное направление осуществляется скважинным двигателем, приводимым в движение давлением воды, а также скважинным снарядом, установленным на буровой штанге, который функционирует совместно с навигационным оборудованием направленного бурения. Эффективность достигается тем, что скважину можно пробурить задолго до начала ведения горных работ и тем самым обеспечить продолжительное время дегазации угольных пластов. На рисунке 1.2 представлена возможная схема направленного бурения с поверхности, которую можно использовать для дегазации угольного массива до начала ведения горных работ. На схеме показаны два пласта, предназначенные для отработки. Сначала пробуривается экспериментальная скважина, которая дегазует пласты, далее из нее пробуриваются наклонные скважины в каждый пласт. После того, как скважины по пластам пройдены, проводится бурение еще одной вертикальной скважины, которая пересекает наклонные скважины. Из этой скважины отводится вода и газ.

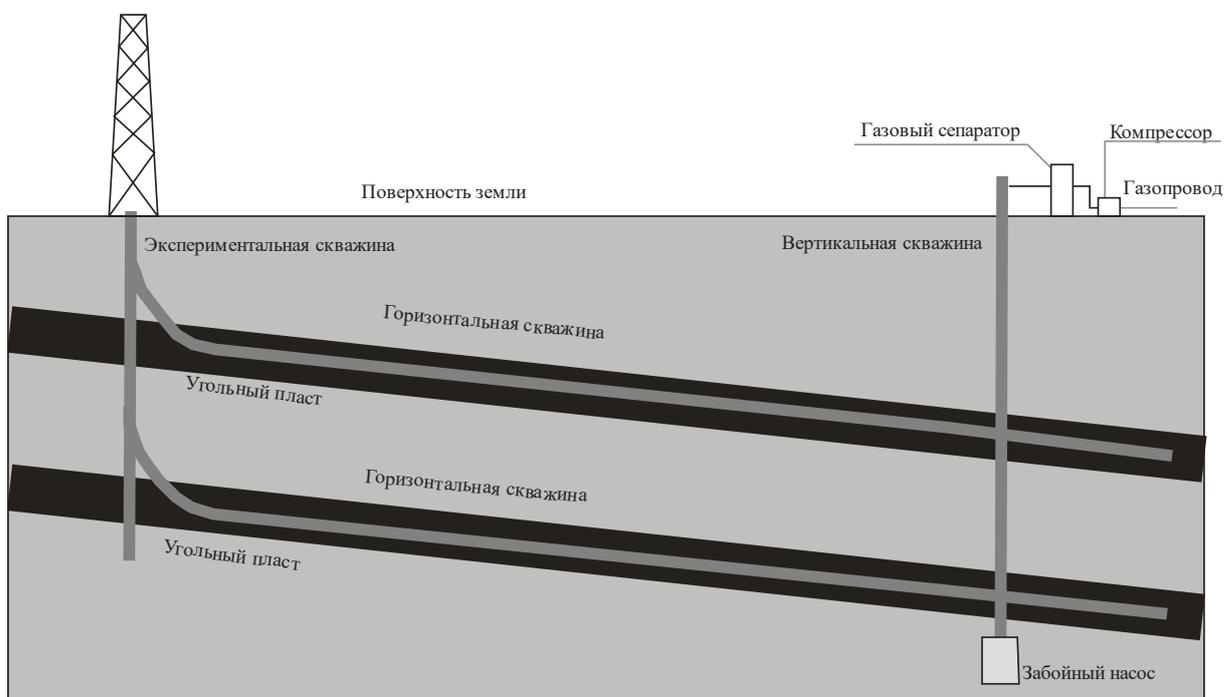


Рисунок 1.2 – Схема многопластовой предварительной дегазации угольного пласта с поверхности

Отметим, что успех процесса заблаговременной дегазации угольных пластов с поверхности во многом определялся возможностью бурового оборудования и преимуществом управляемого бурения протяженных скважин при традиционных схемах угледобычи [52-55]. С помощью дополнительных ответвлений обеспечивается эффективная дегазация пластов с низкой проницаемостью. Повышение надежности и мощности бурового оборудования в сочетании с точностью внутрискважинного навигационного оборудования привело к снижению стоимости направленного бурения за счет повышения скорости бурения, увеличения эффективности дегазации, большей точности расположения скважин и использования скважин с большим диаметром.

Точное расположение скважин позволяет бурить внутренние скважины между вертикальными скважинами. Технология реализации этого метода рассмотрена в работах [49,50], где показаны методы борьбы с притоком воды. Для этого бурится вертикальная скважина, которая перебурирует дегазируемый пласт на некоторую величину, обеспечивающую сбор воды и ее отстой (рисунок 1.2). В дальнейшем откачку воды ведут погружным насосом. Для повышения

эффективности дегазации скважины направляются вдоль пласта, что резко увеличивает обрабатываемую площадь угольного пласта. Считается, что горизонтальное ответвление обеспечивает доступ на участок массива по площади в 6-7 раз больше, чем обычная скважина.

Установлено, что дебит горизонтальных скважин может в 10 раз превышать объемы, получаемые из вертикальных скважин, а из веера горизонтальных скважин дебит увеличивается в разы. Практика ведения таких работ в США показывает, что горизонтальное бурение по эффективности дегазации выработок в семь раз превосходит бурение типовых вертикальных скважин на участке такой же площади [16].

При бурении многоствольных скважин используются бурильные колонны из обычных или гибких труб. Впервые широкое испытание метода дегазации угольных пластов с поверхности в России осуществлялось в Донецком, Карагандинском и Печорском угольных бассейнах, где были созданы полигоны для опытно-промышленных испытаний и проведены широкомасштабные испытания сотрудниками Московского горного института [4-6, 8-10,49].

Вопросы создания сложнейшего бурового оборудования для реализации технологии дегазации с поверхности на опыте работы зарубежных стран подробно изложены в работах [52,53]. Показано, какие доработки и проблемы следует учитывать по точности и надежности создания бурового оборудования для реализации технологии дегазации, а также представлены экономические оценки способа. Анализ и масштабы ведения работ по дегазации угольных пластов с поверхности в ряде зарубежных стран (США, Австралия, Китай, Украина, Казахстан) показаны в работе [54]. Применение методов дегазации с поверхности является трудоёмким и малоэффективным в связи с тем, что такие скважины должны быть обсажены и закреплены, особенно на участках изменяющейся прочности массива и закруглениях при переходе скважины на горизонтальную часть. Серьезные проблемы представляет обеспечение механической устойчивости пластовых скважин, как вертикальных, так и особенно не обсаженных горизонтальных. Кроме того, это требует разработки сложнейших устройств

навигации и разворота скважин, которые после их прохождения могут схлопываться. Проблемы при бурении по обводнённым пластам заключаются в необходимости откачки воды с газом. Утилизация такой воды на поверхности представляет значительные трудности, что приводит к засолению поверхности у скважины. Кроме того, скважина в угле является неустойчивой из-за низкой прочности угольного массива и требует закрепления во избежание её забучивания.

Радиус воздействия на массив через отдельную дегазационную скважину в существующих способах дегазации крайне мал и требует расширения зоны воздействия из одной скважины за счёт новых инновационных методов интенсификации процесса дегазации угольных пластов. В работах [49,50] показано, что разгружаемый эффект за счёт радиуса зоны разгрузки вокруг скважины составляет всего до 0,6 м. Так как 90% содержащегося в угольных пластах метана находится в сорбированном состоянии необходимо воздействовать на угольный массив таким образом, чтобы произошло его активное отделение. Это свидетельствует о необходимости интенсификации процессов дегазации.

Зачастую для этого используется метод гидрорасчленения, когда нагнетанием жидкости производится раскрытие систем естественной трещиноватости – преимущественно двух-трех, ориентированных в одном направлении [7].

Компания «СУЭК-Кузбасс» впервые в отрасли стала применять технологию гидрорасчленения угольного пласта [56]. Для решения данной задачи предусмотрено применение буровой установки SANDVIK–DE 880-TR. Основной целью бурения наклонно-направленных скважин является не пересечение угольного пласта в поперечном направлении, как при вертикальном бурении, а дегазация углепородного массива продольной скважиной. Использование наклонно-направленных скважин позволит осуществить дегазацию выемочных столбов до начала подготовительных работ – через дополнительные пробуренные от основного ствола ответвления в угольный пласт под углом к линии падения пласта, и в процессе ведения очистных работ – путем подключения существующих

или дополнительно пробуренных подземных дегазационных скважин к горизонтальной части наклонно-горизонтальной скважины [49].

Самым простым видом технологии интенсификации процессов дегазации является гидрорасчленение, что позволяет увеличить приток метана и увеличить его дебит [57]. Однако, если создание поперечных трещин относительно оси скважин в вертикальных скважинах не вызывает сложности в реализации такой технологии, то проведение поперечных гидроразрывов в горизонтальной скважине требует создания специального и в какой-то степени уникального оборудования [58-61]. Сложность ведения работ по интенсификации дегазации с поверхности через горизонтальные скважины с использованием поинтервального гидроразрыва иллюстрируется рисунком 1.3.

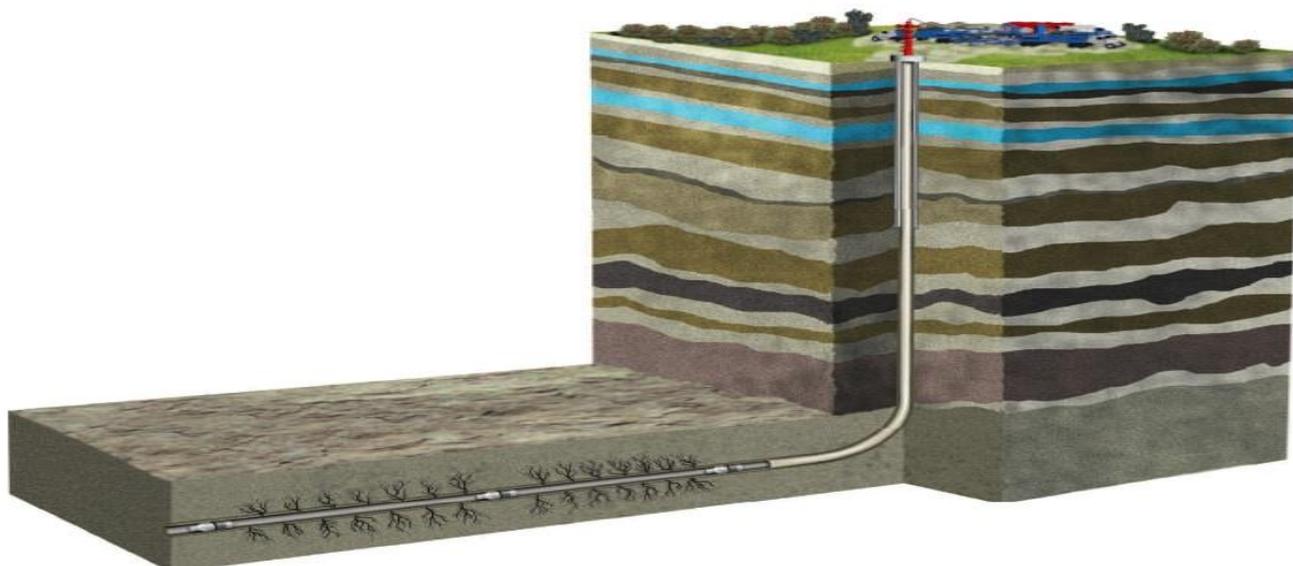


Рисунок 1.3. – Схема ведения дегазационных работ с поверхности с поперечным гидроразрывом пласта в горизонтальной скважине

В целом можно сказать, что современные методы бурения направленных скважин представляют собой многоплановую технологию с различными вариантами применения. Исследования, выполненные в работах [52-53], определили необходимость знаний топографии залегания угольного пласта, а также знание характеристик угля, что может обеспечить сохранность скважины, в

том числе за счет средств ее армирования. Однако конструкция самого оборудования для осуществления поинтервального гидроразрыва и аппаратура контроля ориентации скважины не показаны. Следует отметить необходимость обеспечения точности бурения скважин на участке, где осуществляется поворот скважины под углом, который позволяет буровой коронке оставаться в пласте. Непредвиденные геологические нарушения или изменение угла падения пласта на участке могут вызвать сбой режима бурения; повторная настройка отнимает много времени, а простой обходится дорого [49].

Следует отметить предложения по интенсификации дегазации на основе использования физических полей непосредственно из скважины [62] или поверхностным виброисточником [63,64], а также предлагаемый способ повышения дебита метана из дегазационных скважин путем циклического раскачивания устья дегазационных скважин [65-67].

Применяемые методы интенсификации процессов дегазации угольных пластов с поверхности сдерживаются высокой себестоимостью применяемого оборудования, трудностью реализации его осуществления и длительностью процесса извлечения метана. Относительные издержки на тонну добытого угля в 2015 г. в долл. США при применении различных методов дегазации показали, что при предварительной подземной дегазации издержки составляют от 0,6 до 4,6 \$/т, в то время как предварительная дегазация с поверхности – от 1,4 до 11,1 \$/т [48].

#### **1.4 Методы дегазации из подземных горных выработок через необсаженные скважины**

Согласно инструкции [38] и документам [48], применяемые методы дегазации должны обеспечить снижение метана в угольном пласте и безопасность ведения подземных горных работ. Однако дегазация угольных пластов, не разгруженных от горного давления из подземных горных выработок существующими методами через скважины из-за низкой природной газопроницаемости угля, требует значительного времени. Попытки

интенсификации процесса дегазации через скважину гидрорасчленением с поверхности и многочисленные эксперименты реализации этого метода показали, что раскрывается не более двух-трех основных неуправляемых трещин [7]. Применение такого метода интенсификации дегазации из подземных горных выработок через необсаженные скважины приводит также к неконтролируемому развитию трещин по слоистости или вкрест простирания пласта и выходу трещины в подготовительную выработку. Естественно, что такие трещины совпадают с основными системами естественных трещин.

Существующие методы дегазации с помощью дегазационных скважин, пробуренных с поверхности или под землей, свидетельствуют, что через стенки скважин газ высвобождается из весьма незначительной зоны угольного пласта в окрестности скважин [57,58].

Для интенсификации процессов дегазации из подготовительных выработок через дегазационные скважины большинство технических решений направлено на создание дополнительных площадей обнажения за счет создания трещин разрыва вдоль скважины по слоистости или вкрест простирания, а также создания трещин поперек скважин. Последнее позволяет увеличить количество создаваемых трещин и, главное, исключает их выход на поверхность подготовительной выработки, из которых производят разрывы. Возможность выхода трещины на поверхность выработки опасна с точки зрения возможного подсоса воздуха, что вызывает опасность взрыва метана.

Рассмотрим результаты теоретических исследований распространения трещины и изменения ее направления во время гидрорасчленения угольного пласта, а также сопоставление результатов с результатами эксперимента в Китае [68]. Скважины располагались на расстоянии 12 м, разрыв осуществлялся из центральной скважины (рисунок 1.4а). Процесс гидрорасчленения длился 60 минут, давление, при котором началось расчленение, составляет 10 МПа (рисунок 1.4б) За этот период скважина наполнилась водой, и произошло гидрорасчленение с насыщением угольного пласта значительным количеством

жидкости. Было установлено, что выход газа при гидрорасчленении в 4 раза выше, чем в обычной скважине.

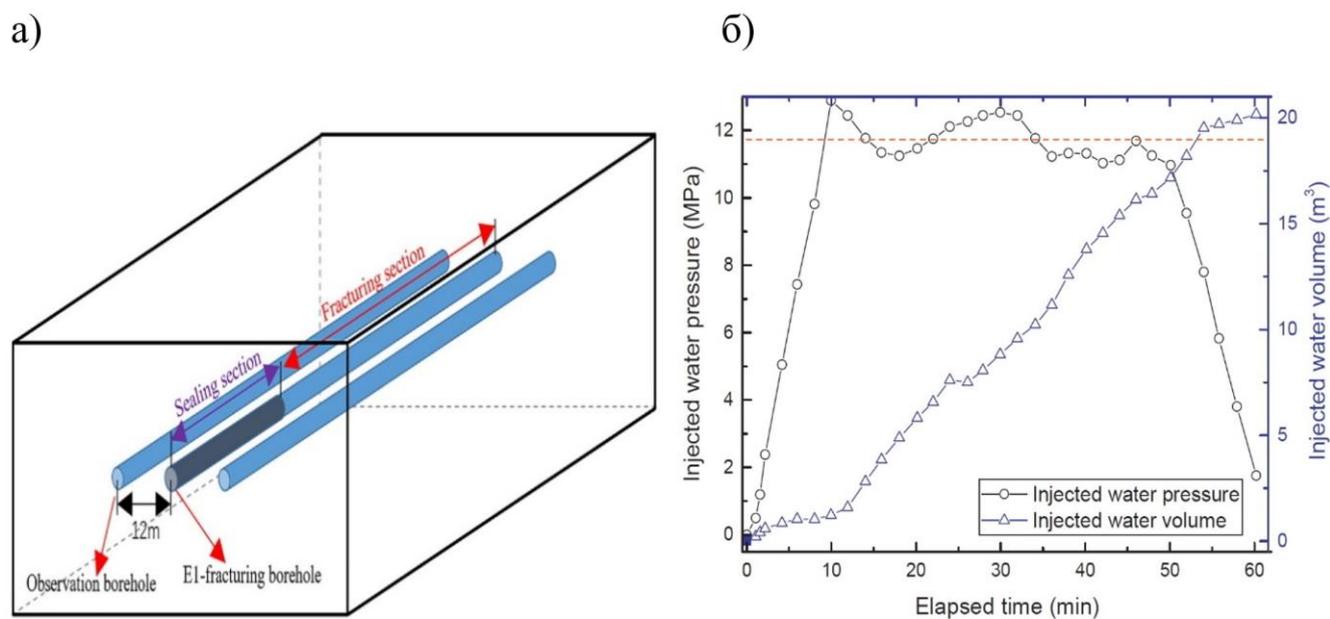


Рисунок 1.4 – Расположение скважин дегазации (а) и характер изменения давления (МПа) и объёма закачанной жидкости ( $\text{m}^3$ ) во времени (минуты) (б) [68].

Угольные пласты содержат в себе значительное количество воды, гидрорасчленение, способствующее увеличению проницаемости, вызывает набухание и увлажнение, что препятствует фильтрации, т.к. вода занимает поровое пространство [28]. При гидрорасчленении происходит раскрытие пластовых трещин, при этом пути движения трещин определяются большим числом факторов, поэтому этот процесс является неуправляемым и определяется в основном действием горного давления.

Для решения проблемы извлечения метана из угольных пластов и дальнейшего его использования, в сотрудничестве со специалистами АО «СУЭК-Кузбасс» было создано «Управление дегазации и утилизации метана» [69,70]. Специалистами «СУЭК-Кузбасс» и ИУ ФИЦ УУХ СО РАН в рамках аналогичной технологической схемы выполнены шахтные исследования применения гидрорасчленения угольного пласта из горизонтальных скважин, пробуренных из горных выработок, для повышения его газоотдачи (рисунок 1.5) [71]. Пробуренную

из подготовительных выработок в угольный пласт дегазационную скважину оснащают металлическими трубами и надежно герметизируют на глубину от 1 до 40 м, оставляя необсаженный участок 2 скважины. При гидрорасчленении регистрировалась скорость фильтрации жидкости при кратковременных установившихся нагнетаниях жидкости на основе инъекционного теста [72,73].

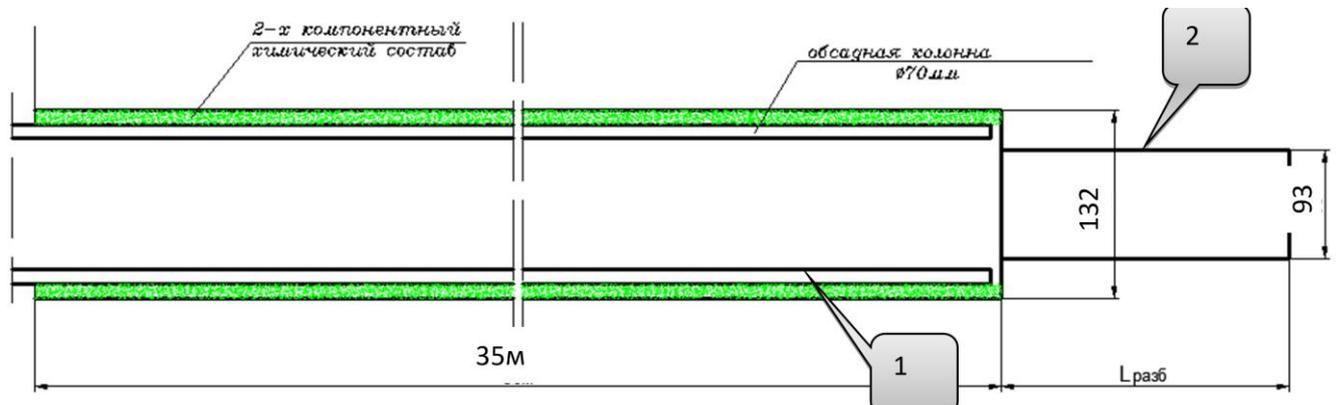


Рисунок 1.5 – Схема герметизации скважины металлической трубой для гидрорасчленения [71]

В процессе нагнетания жидкости в скважину зарегистрирована последовательность развития давления в скважине, соответствующая раскрытию естественных трещин (рисунок 1.6). Обработка данных с их последующей интерпретацией для определения водопроницаемости пласта, емкостного коэффициента и скин-фактора [74,75], разработанного в ИУ ФИЦ УУХ СО РАН, позволили оценить проницаемость и установить, что она возрастает после гидрорасчленения на порядок в вертикальной плоскости по оси действия повышенного горного давления. В результате гидрорасчленения скважины вдоль ее оси и выхода вертикальной трещины на поверхность выработки было замечено поступление воды по границе «порода-уголь» в кровле и затем через шпурь анкерного крепления в горную выработку. Такое развитие трещины приводит к обыгрыванию загерметизированной скважины, выходу трещин гидрорасчленения на поверхность выработки, захвату воздуха из подземных выработок и возникновению взрывоопасных ситуаций. Для избегания подобных ситуаций были

разработаны предложения по созданию в угольном пласте через скважины дегазации барьерных экранов [76-79].

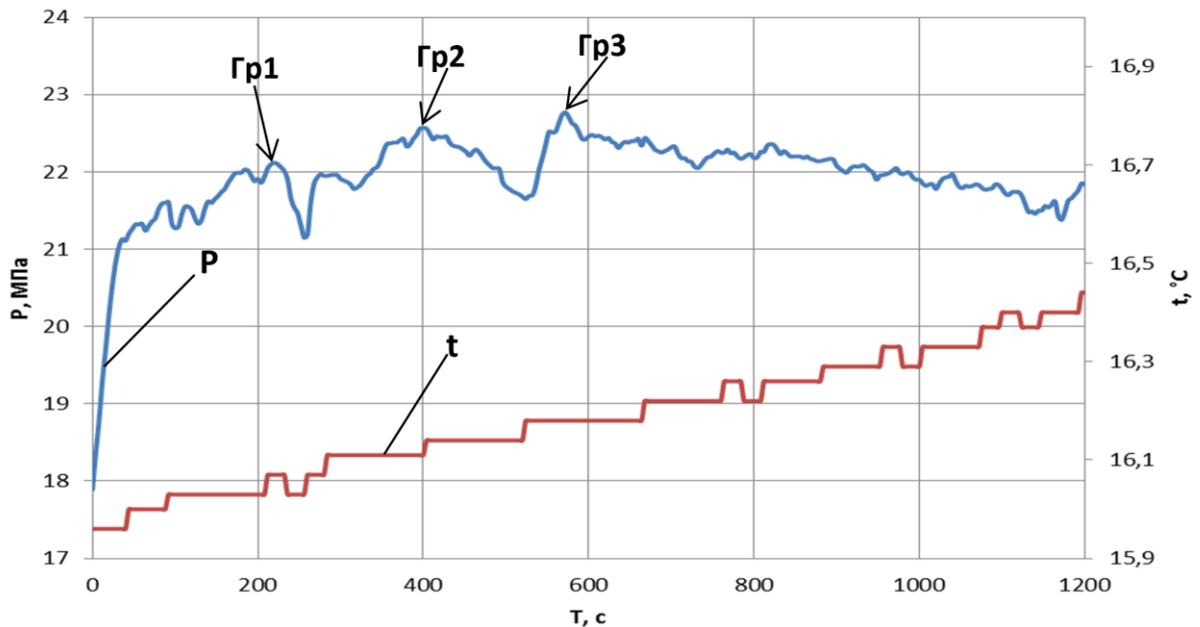
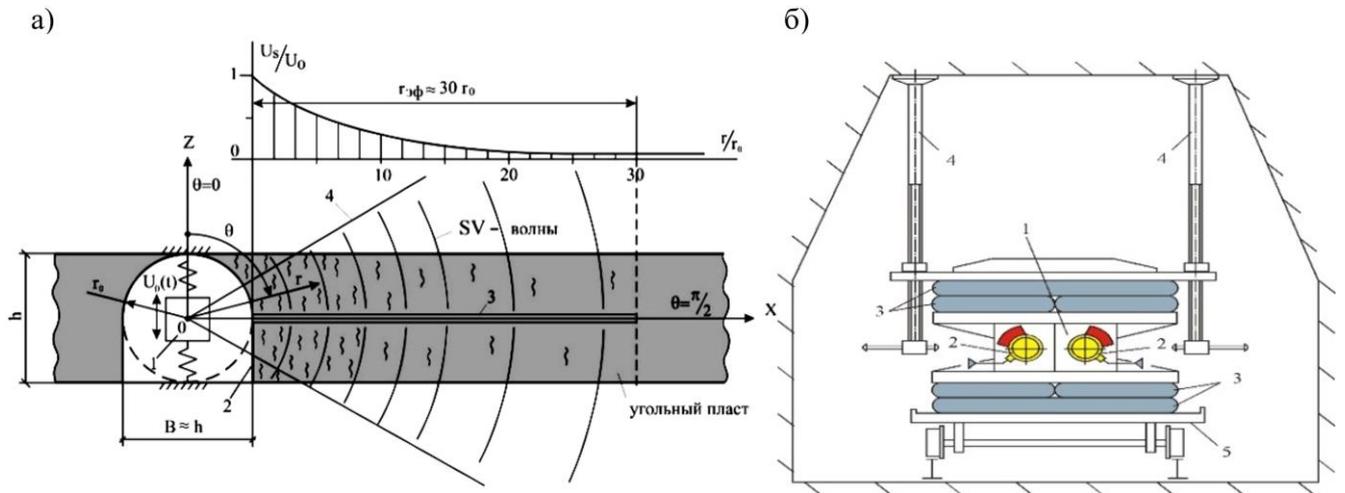


Рисунок 1.6 – Изменение давления  $P$  и температуры  $t$  при проведении гидрорасчленения угольного пласта [71]

Выполненные авторами [63,64,79] исследования показали, что газоотдающую способность неразгруженных угольных пластов можно повысить путем улучшения их коллекторских свойств на основе метода низкочастотного сейсмоволнового воздействия. Установлено, что при волновом воздействии на пласт от виброисточника, установленного непосредственно в самом пласте, желательно использовать поперечные (сдвиговые) сейсмические S-волны, распространяющиеся по напластованию. Для интенсификации процессов дегазации был предложен оригинальный способ вибровоздействия с поверхности специальным виброисточником, испытанный на урановом месторождении.

Проведенные исследования виброчувствительности горных пород позволили предложить принципиально новый метод интенсификации процессов дегазации неразгруженных угольных пластов путем воздействия на пласт низкочастотными сейсмическими волнами и предложить этот метод для шахтной дегазации [79]. В качестве метода интенсификации была предложена схема сейсмоволнового

воздействия от подземного виброисточника (рисунок 1.7), установленного в горной выработке и обеспечивающего не только необходимую интенсивность и поляризацию, но и направленную локализацию («точечность») вибровоздействия на неразгруженный угольный пласт.



а) схема установки, диаграмма направленности подземного виброисточника и график изменения амплитуды вертикально поляризованных поперечных SV-волн с расстоянием от горной выработки: 1 – виброисточник; 2 – штрек; 3 – дегазационная скважина; 4 – сейсмолучевая трубка SV-волн; б) конструктивная схема подземного виброисточника: 1 – дебалансный вибровозбудитель; 2 – пневмопривод дебалансов; 3 – резонансная пневмоупругая подвеска виброисточника; 4 – распорные стойки; 5 – транспортная платформа

Рисунок 1.7 – Схема подземного сейсмоволнового вибровоздействия на газоносный угольный пласт [79]

При волновом воздействии на пласт от виброисточника, установленного непосредственно в самом пласте, желательно использовать поперечные (сдвиговые) сейсмические S-волны, распространяющиеся по напластованию. Таковую поляризацию распространяющихся в угольном пласте сейсмических волн может обеспечить виброисточник, установленный в распор между кровлей и почвой горной выработки и совершающей осциллирующие колебания в вертикальном направлении. При этом виброисточник будет излучать по

напластованию поперечные S-волны с круговой диаграммой направленности и радиусом эффективного проникновения в пласт до 30 приведенных радиусов горной выработки, а в почву и кровлю – продольные P-волны.

Известно предложение по использованию метода импульсного гидродинамического воздействия (рисунок 1.8) [80]. Сущность данного способа заключается в том, что в добычной или в соседней скважине, заполненной жидкостью, создается импульс давления (гидроудар) с амплитудой до 100 атм и продолжительностью 10-20 мс для повышения трещиноватости на стенках скважины в зоне воздействия импульса.

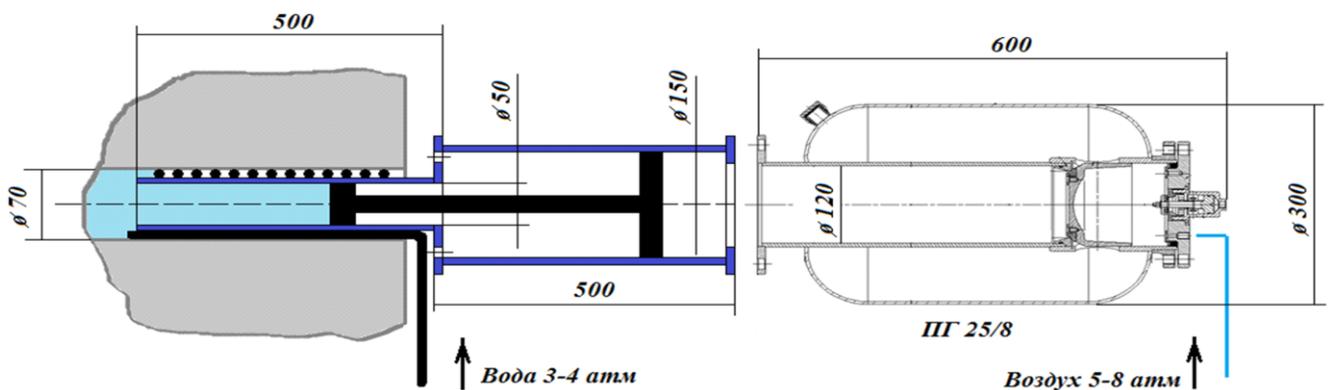


Рисунок 1.8 – Принципиальная схема установки для импульсного гидродинамического воздействия [80]

Данная технология позволяет проводить щелевую разгрузку массива путем создания в углеродном массиве трещин гидроразрыва, поскольку создаваемый импульс давления превышает пределы прочности угля и пород на растяжение. В основу предлагаемой технологии скважинной дегазации заложен метод периодического импульсного гидродинамического воздействия на внутренние стенки дегазационной скважины. Пневмогенератор присоединяется к скважине через мультипликатор давления, поскольку генератор рассчитан на сравнительно небольшое давление (не более 8 атм), то для повышения давления используется принцип мультиплицирования давления при помощи двухступенчатого поршня. В исходном положении поршень мультипликатора находится в крайнем правом

положении под действием давления воды [80]. После включения подачи воздуха камера пневмогенератора заполняется до давления в подводящей линии и пневмогенератор автоматически срабатывает. В момент выхлопа генератора на поршень большого диаметра действует давление воздуха 5-8 атм. За счет мультиплицирования (отношение площадей поршня составляет 9) на воду будет действовать давление 45-72 атм. При этом за счёт мгновенного приложения силы (гидроудара) в воде образуются волны давления с амплитудой, в 2 раза превышающей давление, действующее на воду, т.е. с амплитудой от 90 до 145 атм. В полости, обращенной к пневмогенератору, имеется небольшое отверстие (3-5 мм), через которое сравнительно медленно (за 1-2 с) сбрасывается воздух и затвор генератора закрывается. Начинается новый цикл заполнения форкамеры пневмогенератора, после чего происходит следующий выхлоп. При расходе воздуха в подающей магистрали 0,30-0,50 м<sup>3</sup>/мин время заполнения камеры пневмогенератора и, соответственно, время между выхлопами составляет около 1 минуты.

Для интенсификации технологии добычи метана предложено использовать сформированную трещинами гидрорасчленения специальную зону [81]. Эта зона должна периодически обрабатываться вибрационным гидровоздействием на стенки традиционной необсаженной дегазационной скважины для повышения газовыделения.

Один из предлагаемых способов повышения дебита метана из дегазационных скважин реализуется путем циклического открытия и закрытия устья дегазационных скважин. В частности, результаты испытаний свидетельствуют о повышении дебита метана в пять раз на период более трех лет [82-84]. В дальнейшем эти методы интенсификации в различных вариантах пытаются применить из подземных горных выработок через существующие дегазационные скважины.

Несмотря на то, что наиболее эффективной и экономичной является подземная дегазация, ранее рассмотренный опыт промышленной дегазации свидетельствует, что существующие методы дегазации из подземных горных

выработок малоэффективны [85,86]. Дальнейшее повышение эффективности, технической и экологической безопасности подземной разработки высокогазоносных угольных месторождений неразрывно связано с разработкой специальных мер и искусственных методов стимулирования газоотдачи незарезанных угольных пластов.

Рассмотрим наиболее развиваемый в последние годы метод гидравлического разрыва пласта для интенсификации процессов дегазации с учетом положений, изложенных в параграфе 1.2. Метод был широко использован для определения действующих в массиве напряжений [87-89]. Выполненная качественная оценка создания одной протяженной щели показывает увеличение дегазационной, дренирующей способности угольного пласта в сотни раз [90,91]. Именно поэтому в последние годы у нас в стране [92-99] и за рубежом [100-107] интенсивно проводятся теоретические и экспериментальные исследования возможности использования метода гидроразрыва, способствующего повышению эффективности добычи метана за счет значительного увеличения газоотдачи угольных пластов.

Основной проблемой при выполнении работ по гидроразрыву является оптимальное формирование геометрии и ориентации трещины. Значительное влияние оказывает напряженно-деформированное состояние массива горных пород и их свойства, скорость закачки рабочей жидкости и ее свойства и т.д. Главную роль играет направление развития трещины гидроразрыва: создание поперечных относительно оси скважины трещин дает максимальный результат. Это связано также с тем, что дегазационная скважина в соответствии с нормативными документами зачастую бурится параллельно очистному забою и в этом случае трещина гидроразрыва будет направлена навстречу ему [38]. При приближении очистного забоя происходит дополнительное раскрытие трещины и происходит выход оставшегося метана.

Для отработки мощных пологих пластов с использованием комплекса оборудования с выпуском угля из подкровельной толщи в работе [99] был предложен комплексный способ дезинтеграции угольного массива для подготовки

его к выпуску. При этом преследовались две цели – разупрочнение угольного массива для выпуска подкровельной толщи и одновременная дегазации этой толщи. Предложено применить рассмотренный ранее [79] способ использования источников вибросейсмических колебаний 1, установленных в промежуточных штреках 2 (рисунок 1.9), либо с помощью поинтервального гидроразрыва через пробуренные с конвейерного или вентиляционного штреков скважины 1 (рисунок 1.10). После проведения таких подготовительных операций можно интенсифицировать выход метана из дегазационных скважин и получить благоприятные условия для осуществления выпуска угля через механизированный комплекс.

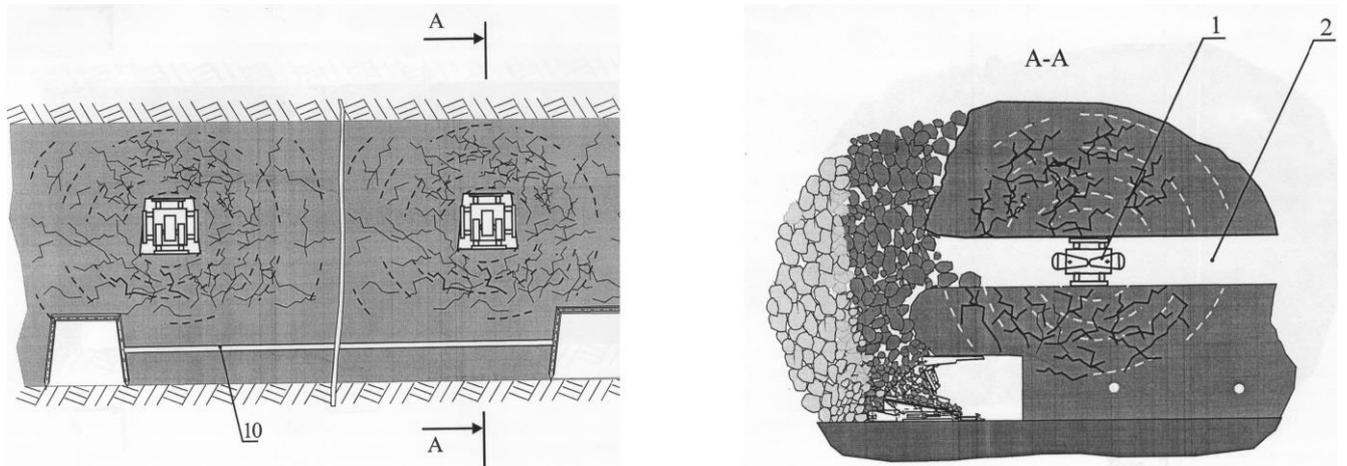


Рисунок 1.9 – Разупрочнение угольного массива вибровоздействием

Эта технология включает в себя два метода разупрочнения угольного пласта (рисунок 1.9, 1.10):

- метод вибровоздействия на угольный пласт [79];
- новый метод поинтервального гидроразрыва угольного массива (рисунок 1.10).

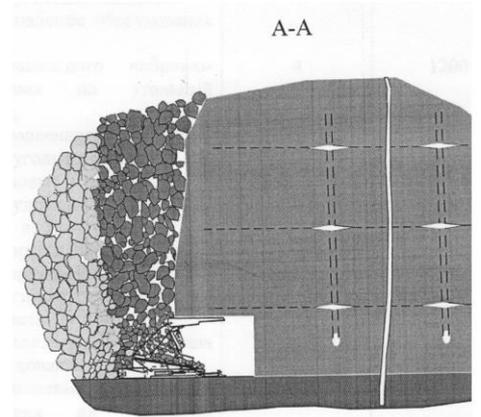
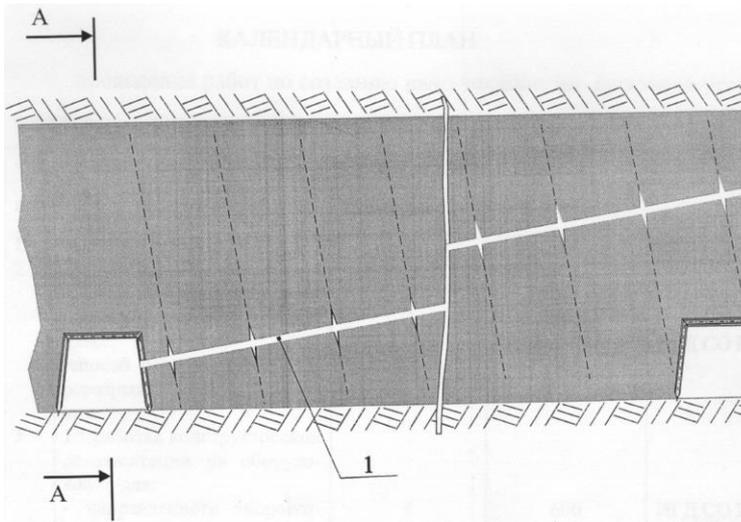


Рисунок 1.10 – Разупрочнение угольного массива поинтервальным направленным гидроразрывом

Предполагается, что комплексное использование методов обеспечит не только интенсификацию процесса дегазации, но и подготовленную к выпуску межслоевую пачку угля. Трудности заключаются в создании направленных трещин гидроразрыва, ориентированных поперек скважины, пробуренных параллельно очистному забою. Это наиболее выгодное направление трещин навстречу очистному забою, а их многократное создание с высокой плотностью в одной скважине позволяет в сотни раз увеличить площадь дренирования газа.

Наилучший результат, как уже отмечалось, достигается при создании трещины, перпендикулярной относительно оси скважины, которая, развиваясь, либо пересекает естественные трещины, либо соединяется с ними, образуя общий канал. Под воздействием давления жидкости трещины увеличиваются и возникает их связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной. Во время операции гидроразрыва пласта создаваемая трещина распространяется по пути наименьшего сопротивления перпендикулярно направлению действия минимального главного напряжения.

В работе [42] установлено, что лучший результат по созданию ориентированной трещины гидроразрыва можно получить за счет максимальной изоляции области создаваемой трещины, то есть сдвигая пакерные устройства для

исключения возникновения других трещин. Австралийскими учеными [107] в лабораторных условиях также показано, что условие создания продольной или поперечной трещин зависит от размеров изолированной полости ( $L$ ) между пакерами и диаметром скважины ( $d$ ): причем установлено, что при размере изолированной полости менее двух метров образуется единичная поперечная трещина; при  $2d < L < 4d$  образуются множественные трещины различного типа; при  $L > 4d$  образуется единичная продольная трещина. Эти условия следует взять за основу при создании оборудования для получения поинтервального гидроразрыва для дальнейшего уточнения с помощью проведения специальных экспериментов.

Поиск создания такого оборудования для поинтервального гидроразрыва привел к появлению в ИГД СО РАН предложения создания самопередвигающегося комплекса (рисунок 1.11) [108,109]. Комплекс состоит из входного узла 1, двух упруго расширяющихся пакеров 2,3 и транспортного модуля 4.

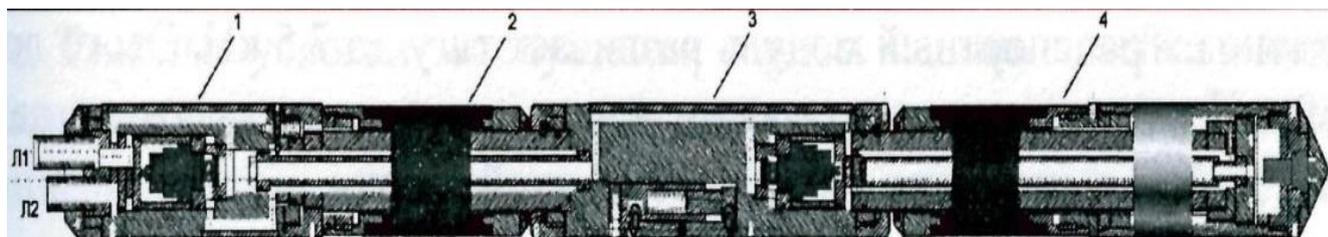


Рисунок 1.11 – Общий вид самопередвигающегося устройства [109]

Входной узел 1 служит для соединения с источниками питания, а транспортный узел 4 позволяет передвигать устройство вдоль скважины. При этом попеременно раздвигаются пакерные устройства 2, 3, позволяющие осуществлять передвижку устройства. Тем не менее, сами авторы отмечают, что в связи с отсутствием необходимого оборудования для получения поперечного гидроразрыва в скважинах, пробуренных из подготовительных выработок, это направление малоперспективное, хотя достигнутые результаты могут быть многообещающими [106,109,111]. Тем не менее, множественный гидроразрыв [106,100] наиболее эффективен, хотя и требует создания надежного оборудования, обеспечивающего герметизацию необходимого интервала гидроразрыва [107] с

повышенной возможностью работать в изменяющемся диаметре скважины с обеспечением поперечного гидроразрыва.

Численное моделирование гидравлического разрыва угольного пласта с учётом соотношения характеристик пористости и проницаемости угольного пласта [100], теоретический анализ и результаты распространения трещины и изменения ее направления во время гидроразрыва угольного пласта показывают, что выход газа в 4 раза выше, чем без гидроразрыва [103]. При этом следует учитывать влияние природных трещин на распространение гидроразрыва в угольных пластах. Существование естественных трещин будет способствовать образованию сложной сети трещин [102]. Наилучший результат для дегазации угля достигается, когда трещина гидроразрыва пересекает перпендикулярно естественную трещиноватость. Наличие естественных трещин может изменять путь распространения трещины и с разворотом распространяться вдоль естественных трещин.

Эффективность технологии направленного гидроразрыва с созданием иницирующей трещины и средств для ее реализации подтверждена многочисленными теоретическими, лабораторными и шахтными экспериментами [32,43,45]. Это подтверждает перспективность создания технологии поинтервального гидроразрыва, что требует обоснования параметров и создания надежного оборудования для ее реализации.

В работе [112] предложено для интенсификации процессов дегазации использовать пороховые генераторы давления. Однако это создает множество трещин незначительной длины вокруг скважины. При моделировании стимуляции скважин с периодической и малой проницаемостью пласта, низкие нагрузки производят меньше трещин, но они более длительные, а высокие скорости производят многочисленные короткие трещины [101]. В работах [113,114] обсуждаются результаты исследования метода, основанного на новом физическом принципе – использовании нелинейного плазменно-импульсного источника направленных, управляемых, периодических упругих колебаний.

Следует отметить результаты теоретических и экспериментальных исследований, которые свидетельствуют о возможности полного либо частичного ингибирования взрывоопасной концентрации метана посредством разрыва цепной реакции горения на начальной стадии возникновения процесса; это рассмотрено в работах [115-117]. Воздействие ингибитора на угольный массив состоит в блокировании цепного пути реакции. На этом эффекте основан предложенный авторским коллективом метод предотвращения возгорания смесей метана и воздуха в условиях, непосредственно относящихся к запросам практики: в метановоздушных смесях, образующихся в шахтах.

### **Выводы по первой главе. Цель и задачи исследования**

В условиях высокой газоносности угольных пластов проводимые мероприятия по их дегазационной подготовке с поверхности или непосредственно из шахтных подготовительных выработок явно недостаточны и не эффективны из-за низкой проницаемости угольного пласта и нахождения газа в сорбционном состоянии. Этим объясняется низкая эффективность современных механизированных очистных и подготовительных забоев, а также безопасность ведения подземных горных работ. Количество аварий, вызванных газодинамическими явлениями, свидетельствует о недостаточной эффективности существующих методов дегазации.

Разрабатываемые методы дегазации угольных пластов с поверхности требуют точности бурения, мощного бурового оборудования в сочетании с высокой точностью навигации. Кроме того, требуется длительный срок до начала очистных работ. В существующих способах дегазации радиус воздействия на массив через отдельную дегазационную скважину крайне мал — требуется расширение зоны воздействия из одной скважины за счёт новых инновационных методов интенсификации процесса дегазации угольных пластов.

Наибольший интерес представляет способ создания поперечных трещин из подготовительных выработок очистных забоев методом поинтервального гидроразрыва через необсаженные скважины.

Проведенный аналитический обзор позволяет сформулировать **цель настоящего исследования:** обоснование параметров устройства для поинтервального гидроразрыва при пластовой дегазации угля, обеспечивающих повышение безопасности и производительности подземной добычи.

**Задачи исследования:**

- разработать устройство поинтервального гидроразрыва для работы в необсаженных скважинах переменного диаметра и исследовать его конструктивные, кинематические и силовые параметры работы в лабораторных условиях;
- исследовать условие возникновения поперечных трещин в необсаженной скважине за счет растягивающих напряжений при работе устройства поинтервального гидроразрыва в виде последовательно соединённых пакеров;
- изучить в производственных условиях работу устройства поинтервального гидроразрыва в необсаженной угольной скважине и оценить развитие образующихся трещин.

## 2 АНАЛИЗ СОЗДАНИЯ СРЕДСТВ РЕАЛИЗАЦИИ И ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ГИДРОРАЗРЫВА УГОЛЬНОГО ПЛАСТА

### 2.1 Особенности технологии поинтервального гидроразрыва угольного пласта

В существующих способах дегазации радиус воздействия на массив через отдельную дегазационную скважину крайне мал [38,48]. Это требует расширения зоны воздействия из одной скважины за счёт новых методов интенсификации процесса дегазации угольных пластов. По аналогии с нефтяными технологиями было предложено использовать метод воздействия на угольный массив из подземных горных выработок через необсаженные скважины поинтервальным направленным гидроразрывом [92-96]. Ссылаясь на исследования австралийских ученых, прием основной способ управления развитием трещин в заданном направлении из скважины, пробуренной параллельно очистному забою. Соотношение размеров изолированной полости между пакерами ( $L$ ) и диаметром скважины ( $d$ ) должно соответствовать условию  $2d < L < 4d$  [107]. При этом, учитывая изменчивость сечения дегазационных скважин вдоль оси, из-за отклонения её сечения от круглой формы [108], в том числе по причине изгиба штанги при бурении [118,119], пакерные устройства должны изолировать межпакерную полость от утечек при нагнетании жидкости за счёт неразрушающего обжатия необсаженной скважины.

Трещины развиваются в энергетически выгодном направлении, которое зависит от напряжённого состояния массива и его трещиноватости. Учитывая, что под действием горного давления существующие наиболее развитые трещины по напластованию (вдоль простирания) остаются прижатыми, стоит задача создания трещин гидроразрыва, ориентированных поперек скважины (вкрест простирания угольного пласта). В такие трещины газ подпитывается из трещин напластования. Кроме того, под действием горного давления происходит раскрытие вновь

созданных трещин. Для повышения эффективности предварительной дегазации неразгруженных пластов угля до начала очистных работ и текущей дегазации разгружаемых от горного давления угленосных толщ разработан принципиально новый способ получения максимального дебита скважины – способ поинтервального гидроразрыва дегазационной скважины. С механической точки зрения направленный поинтервальный гидроразрыв приводит к образованию дренажных каналов высокой проводимости и протяжённости в окрестности скважин за счёт раскрытия естественных нарушений при распространении новых трещин [92,94,120,121]. Предлагаемая технология может быть реализована по следующей схеме ориентированного поинтервального гидроразрыва для интенсификации процесса газовыделения метана в дегазационные скважины (рисунок 2.1).

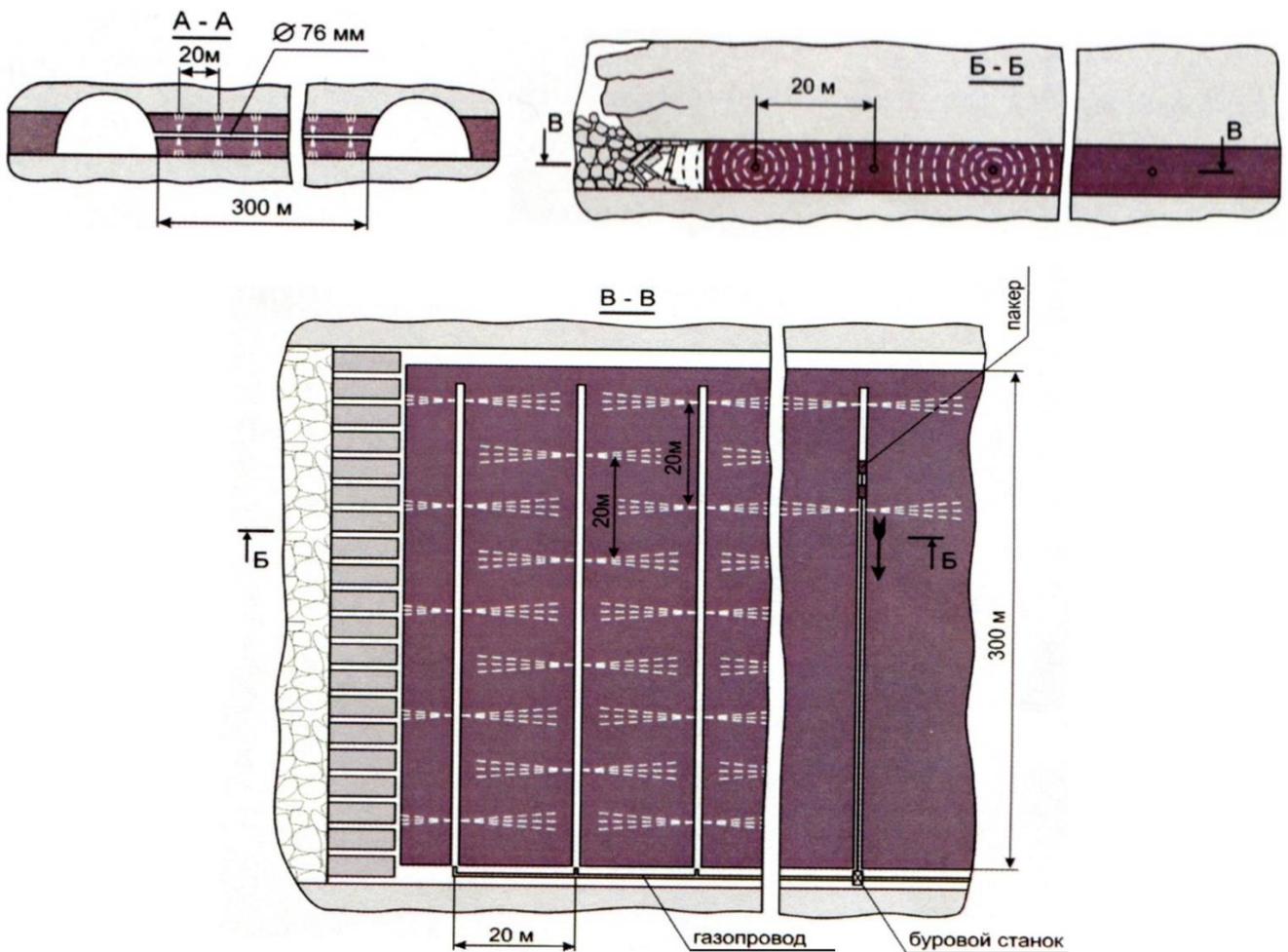
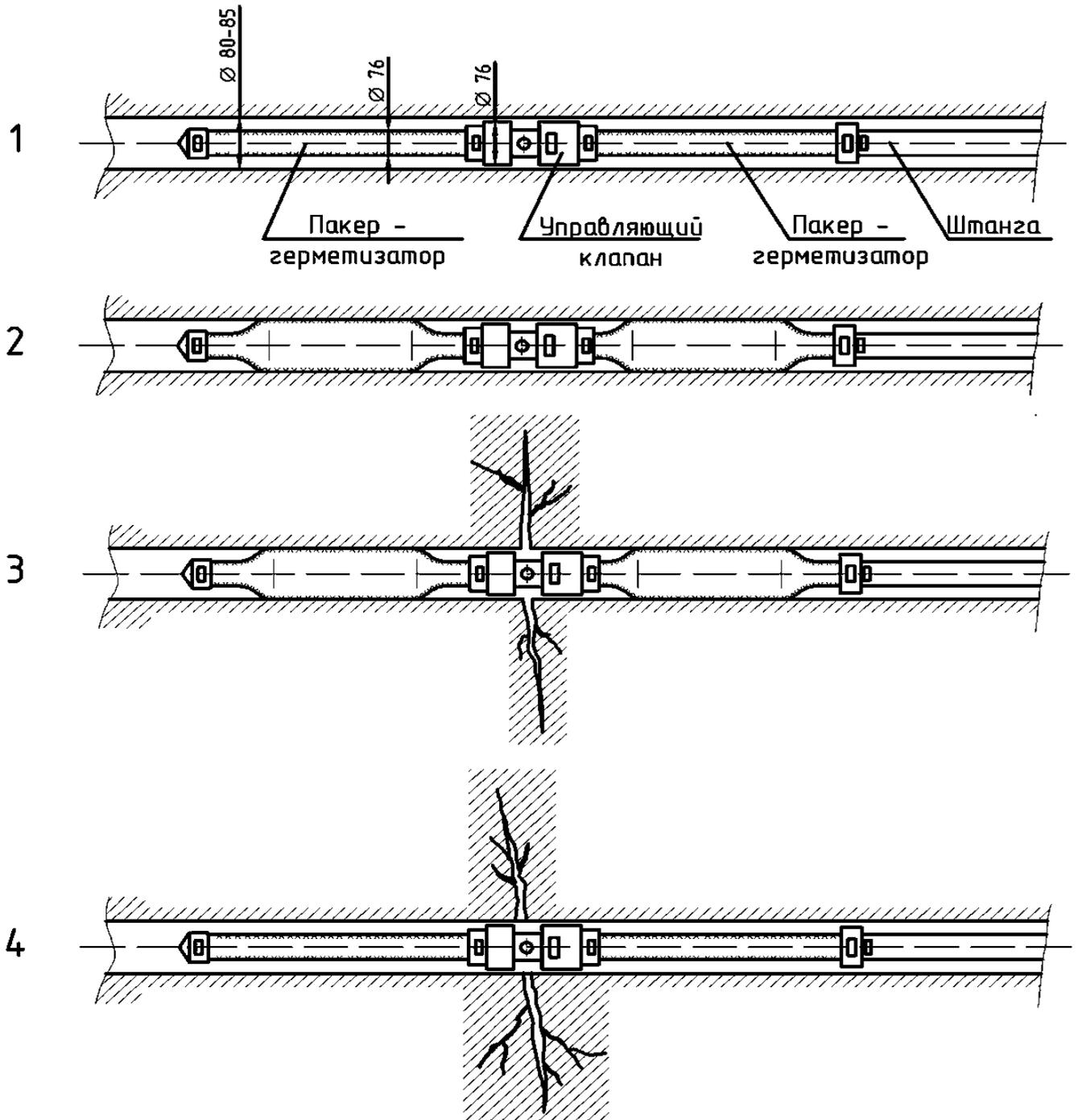


Рисунок 2.1 – Схема проведения поинтервального гидроразрыва пласта

Разупрочнение газоносных углей включает бурение дегазационных скважин в угольном массиве из подготовительных выработок параллельно очистному забою, предполагает нарезание на стенках указанных скважин иницирующих щелей, их герметизацию и формирование трещин гидроразрыва угля нагнетанием в них жидкости. Нарезание иницирующих щелей в каждой последующей скважине производят со сдвигом шага нарезания относительно иницирующих щелей каждой предыдущей скважины. Для реализации такого способа требуется создание скважинного устройства для осуществления гидроразрыва, обеспечивающего подачу рабочей жидкости в любой загерметизированный участок скважины.

Создание иницирующих трещин усложняет процесс, поэтому предложено реализовать метод без предварительного нарезания щелей. Перемещая устройство вдоль скважины, можно производить гидроразрывы водой или водными растворами в заданных участках угольного пласта методом поинтервального гидроразрыва пласта (рисунок 2.2) [94].

Для реализации данной технологии требуется разработать разрывное устройство в виде двухстороннего пакера с упруго расширяющимися рукавами, между которыми установлен межпакерный клапан, предназначенный для регулирования давления рабочей жидкости в гидросистеме разрывного устройства. Он служит для своевременного пакерования скважины в зоне между упруго расширяющимися рукавами и дальнейшего повышения давления в этой зоне до величины, достаточной для гидроразрыва. При подаче жидкости происходит герметизация области за счет увеличения внешнего диаметра упругорасширяющихся пакерных оболочек. При дальнейшем повышении давления происходит срабатывание клапана, установленного между двумя пакерами, что приводит к образованию одной или нескольких трещин гидроразрыва.



1 – ввод пакера в скважину; 2 – герметизация скважины; 3 – гидрорасчленение угольного массива; 4 – разгерметизация скважины и перемещение пакера.

Рисунок 2.2 – Технологическая схема реализации поинтервального гидроразрыва угольного массива.

Особое значение придается конструкции межпакерного клапана, который обеспечивает подачу рабочей жидкости в любой загерметизированный участок скважины. Таким образом, происходит наведенная технологическая

трещиноватость в пласте, в том числе за счет раскрытия под давлением существующих трещин. Наилучшим результатом является перпендикулярное пересечение трещины гидроразрыва с естественной трещиноватостью.

Это позволит интенсифицировать процесс дегазации и обеспечить безопасную и эффективную работу очистного забоя с высокими нагрузками. В качестве бурового станка для бурения и поинтервального гидроразрыва предложены станки СБР-400 или СБУ-300, имеющие автоматический перехват штанги без холостого хода и быстрый возврат штанги, что повышает эффективность работ за счёт резкого снижения времени проведения мероприятий по гидроразрыву (рисунок 2.3) [94,118,119,122].



Рисунок 2.3 – Технологическая схема интенсификации дегазации метана поинтервальным гидроразрывом пласта через дегазационную скважину

В результате выполнения работ предполагается создать основы технологии, обеспечивающей снижение объёмов бурения дегазационных скважин в три раза при одновременном увеличении интенсивности и глубины дегазации угольных толщ с получением на выходе метановоздушных смесей. Достижение указанных параметров позволит: повысить безопасность добычи угля за счёт повышения глубины его дегазации и снижения опасности внезапных выбросов метана; снизить опасность возникновения горных ударов вследствие частичной разгрузки массива от напряжений трещинами гидроразрыва; снизить объёмы бурения дегазационных скважин.

## 2.2 Анализ промышленных испытаний поинтервального гидроразрыва для решения технологических задач

Первые пробные испытания поинтервального гидроразрыва были предложены для снижения прочности угольного массива при гидродобыче на шахте «Тырганская» и на шахте «Киселевская» – также для снижения прочности угля в технологии подэтажного обрушения с последующим выпуском угля [121]. Разработано новое оборудование – уравновешенный герметизатор (рисунок 2.4 а) с новым типом клапана (рисунок 2.4 б), позволяющим повысить надежность герметизации нарезанной инициирующей щели с двух сторон [123], и механический щелеобразователь (рисунок 2.5), способный создавать в угольном массиве через шпур диаметром 42 мм зародышевые инициирующие щели с увеличенным диаметром более 140 мм нарезанной щели [124].



- а) внешний вид щелеобразователя (1, 2 – уплотнительные элементы; 3 – клапан; 4 – наконечник; 5 – соединительная муфта); б) клапан (1 – золотник; 2 – рабочая пружина; 3 – втулка; 4 – уплотнение; 5 – отверстие для прохода рабочей жидкости; 6 – стакан; 7 – уплотнение)

Рисунок 2.4 – Уравновешенный герметизатор [124].



1 – резец; 2 – корпус

Рисунок 2.5. Внешний вид щелеобразователя.

В дальнейшем было предложено производить разупрочнение угольного массива транзитным комплексом направленного гидроразрыва (КНГР), принципиальная схема которого приведена на рисунке 2.6. Он состоит из двух герметизаторов 1, соединенных межпакерным клапаном 2 с выходным отверстием 3, и щелеобразователя 4 с гидравлически управляемым выходом режущего ножа 5. Щелеобразователь связан с герметизаторами посредством вертлюга 6, позволяющего ему свободно вращаться относительно неподвижных герметизаторов.

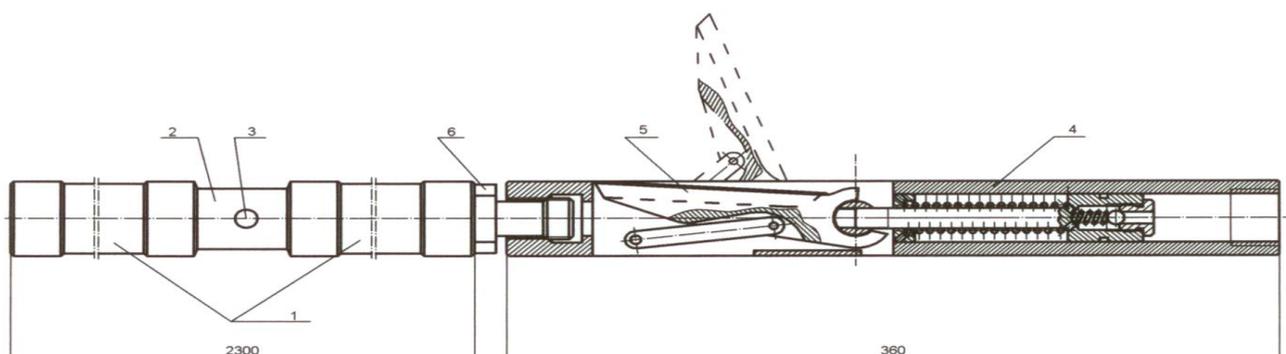


Рисунок 2.6. Комплекс направленного гидроразрыва (КНГР)

После проходки сквозного шпура с нижележащего штрека до верхнего на буровую штангу вместо коронки устанавливается комплекс (рисунок 2.7), при этом

сначала – щелеобразователь, на который через вертлюг крепится с возможностью вращения двухсторонний пакер, а с другой стороны пакера подсоединяется рукав высокого давления, соединенный с насосом.

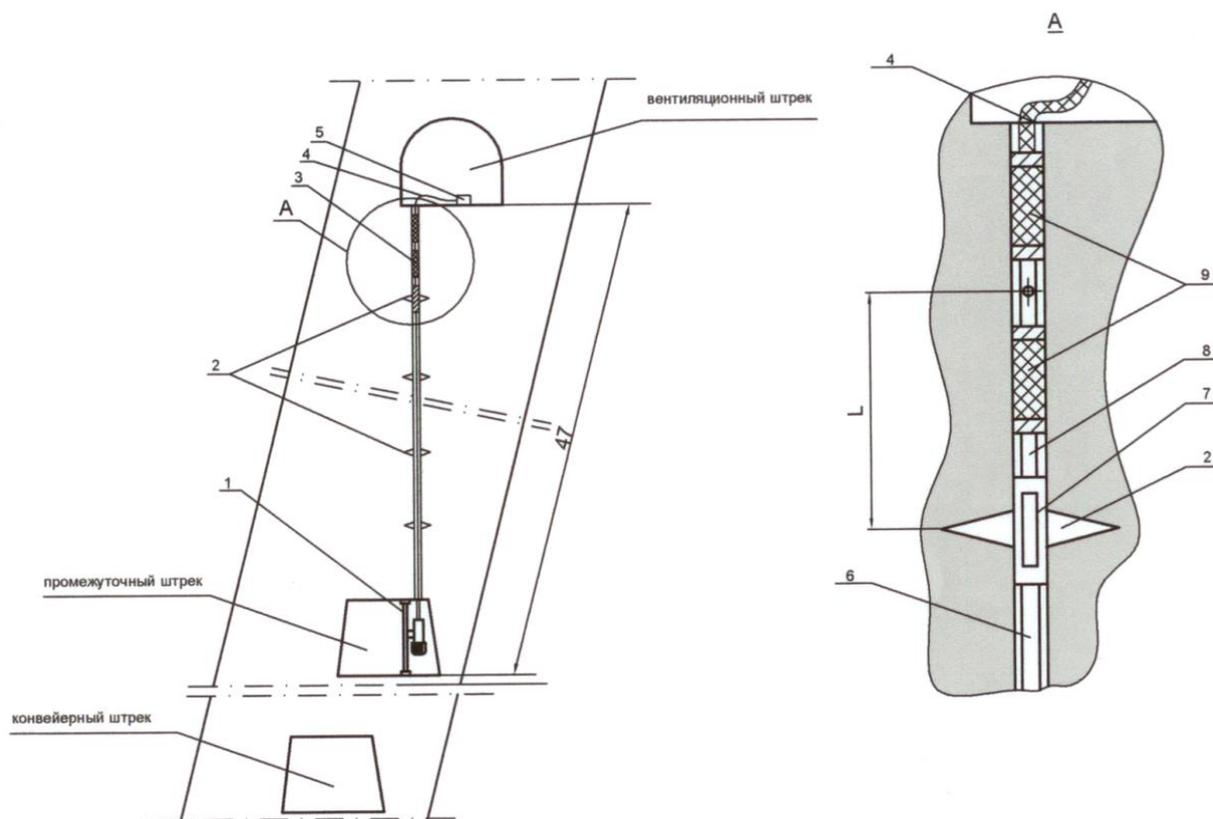


Рисунок 2.7. Схема проведения гидроразрывов: 1 – буровой станок; 2 – инициирующая щель; 3 – НГР; 4 – рукав высокого давления; 5 – насосная установка; 6 – жесткий трубопровод; 7 – щелеобразователь; 8 – переходник; 9 – уплотняющие элементы [121].

В дальнейшем буровые штанги опускаются на выбранную величину (не менее длины двухстороннего пакера), а в уплотняющие элементы от насоса подается рабочая жидкость, что позволяет зафиксировать пакер; вращением штанги и давлением от насоса нарезается инициирующая щель. Затем давление в уплотняющих элементах транзитного пакера сбрасывается и комплекс перемещается вниз таким образом, чтобы инициирующая щель находилась между

уплотняющих элементов. Это позволяет производить направленный гидроразрыв и прорезание очередной щели, далее процесс повторяется.

Экспериментальные лабораторные исследования, выполненные в условиях шахты «Киселевская», свидетельствуют о высокой надежности и работоспособности комплекса. После нарезания иницирующей щели вращение става 6 прекращают, сбрасывают давление в уплотняющих элементах 9 и перемещают последний вниз по скважине, сокращая его длину на величину  $L$ .

При этом нарезанная иницирующая щель 2 оказывается между верхним и нижним уплотняющими элементами 9. Если длина штанг отличается от величины  $L$ , то контроль за перемещением комплекса осуществляется по специальному шаблону (прилагается к комплексу КНГР) или метрической линейкой. Проконтролировав место установки уплотняющих элементов 9, от насосной установки 5 по гибкому трубопроводу 4 нагнетается рабочая жидкость до получения гидроразрыва угольного пласта. Изменение давления рабочей жидкости в процессе ее нагнетания в изолированную область шпура регистрируется самопишущим манометром (входит в комплект КНГР). О гидроразрыве свидетельствует скачок давления рабочей жидкости. В дальнейшем необходимость нагнетания рабочей жидкости определяется необходимостью увлажнения угольного массива.

Для проведения следующего гидроразрыва сбрасывают давление в гибком трубопроводе, идущем от насосной установки, и буровом стае, КНГР с помощью бурового става перемещают вниз по скважине на расстояние в соответствии с технологической схемой, и процесс нарезания иницирующей щели, направленный гидроразрыв и пропитка пласта повторяется. К сожалению, в связи с закрытием шахты испытания были проведены только на поверхности на специально созданном стенде.

Дальнейшее применение метода было осуществлено для разупрочнения породного прослойка в угольном пласте лавы №2 пласта Абрамовского шахты «Романовская», ООО «Горняк», с применением метода поинтервального гидроразрыва также через шпур диаметром 42 мм. В отличие от предыдущих

предложений, при водонасыщении массива нет необходимости обеспечивать направленность плоскости трещинообразования. Основная задача – максимально увеличить площадь распространения и насыщение рабочей жидкостью породного прослойка [123,126-129].

Для проведения шахтных исследований была разработана схема бурения скважин диаметром 45 мм и глубиной 40 метров и шагом 10 метров (рисунок 2.8). Расчетное значение шага бурения предполагает обеспечение взаимного пересечения создаваемых трещин для более полного насыщения породного прослойка и снижения его прочности.

Выполненные исследования позволяют утверждать, что в настоящее время назрела необходимость и созданы предпосылки для разработки научных основ, технологических решений и прототипов технических средств, предназначенных для интенсификации добычи метана с целью снижения опасности внезапных выбросов газа через скважины большого диаметра.

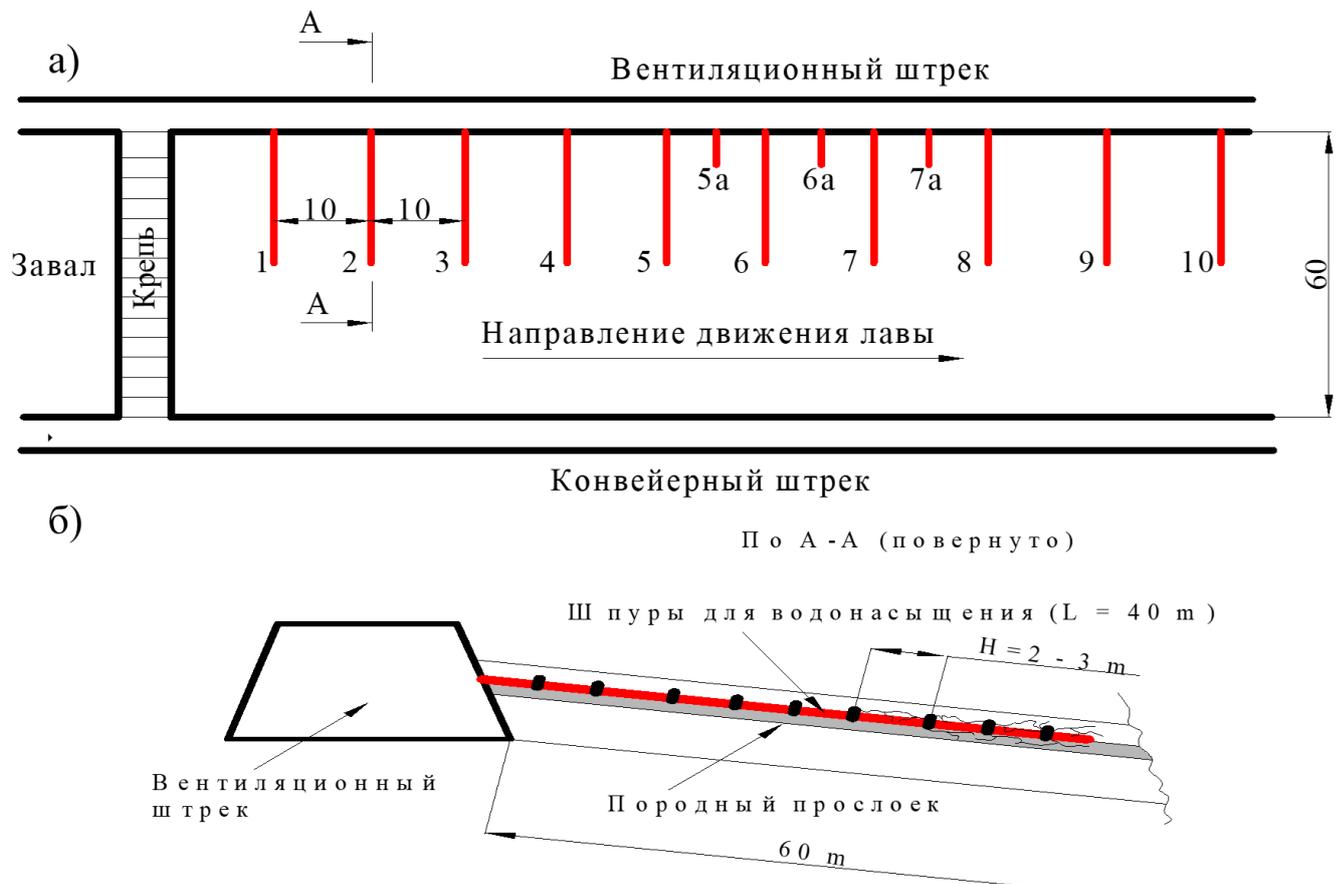


Рисунок 2.8 – Схема заложения шпуров для водонасыщения породного прослойка

Сравнительный расчет по определению площади обнажения поверхности шпуров диаметром 45 мм без разрывов угольного массива и с пошаговым разрывом представлен на рисунке 2.9.

Без разрыва массива

$$S_1 = \pi D \cdot L = \pi \cdot 0,045 \cdot 100 = 14,13 \text{ м}^2, \quad (2.1)$$

где  $d = 0,045$  м – диаметр скважины;

$L = 100$  м – глубина скважины.

С пошаговым разрывом массива

$$S_2 = \pi \cdot L \left( d + \frac{D^2}{4 \cdot l} \right) = \pi \cdot 100 \left( 0,045 + \frac{20^2}{4 \cdot 5} \right) = 6294 \text{ м}^2, \quad (2.2)$$

где  $D = 20$  м – диаметр распространения трещины;

$l = 5$  м – расстояние между разрывами.

$$\frac{S_2}{S_1} = \frac{6294}{14,13} = 445. \quad (2.3)$$

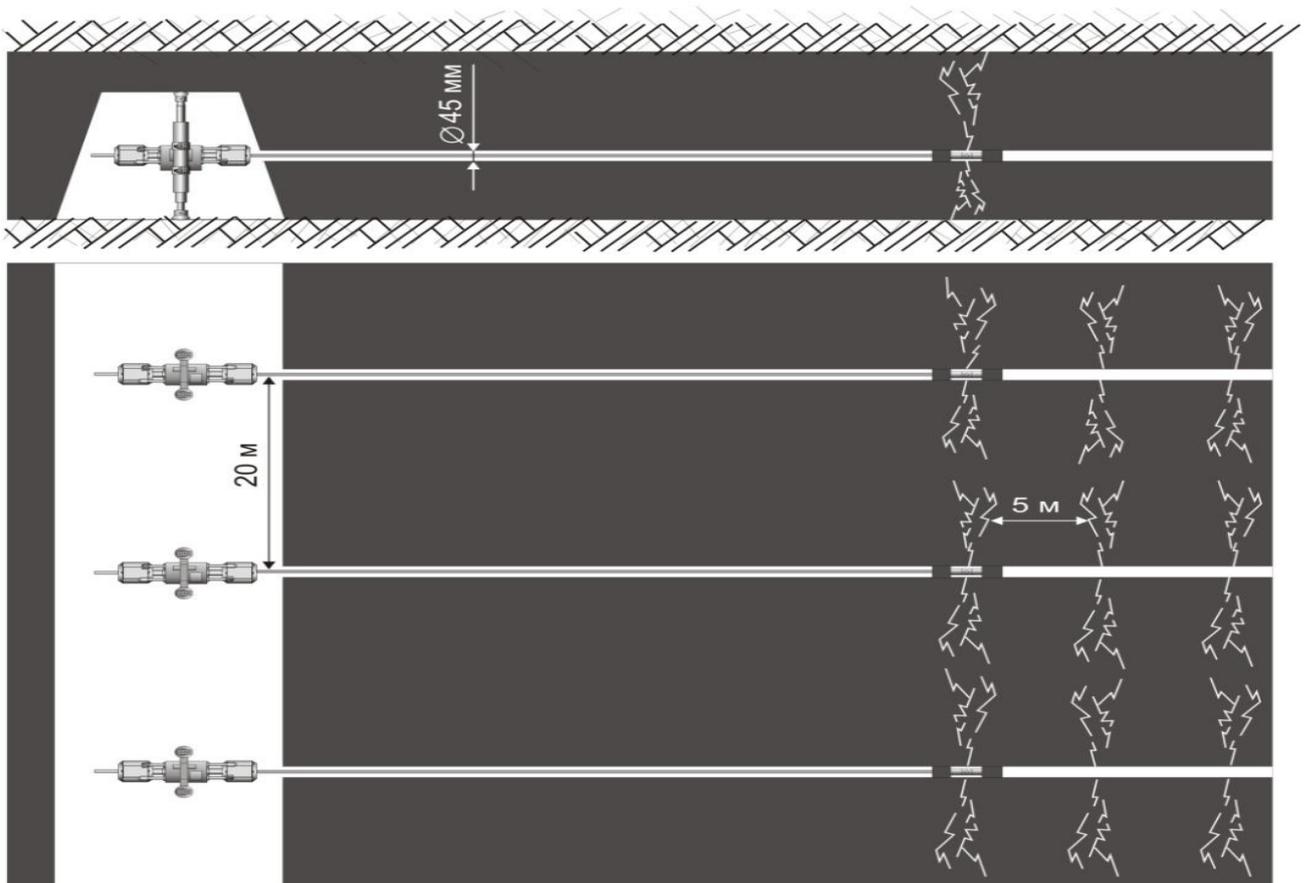


Рисунок 2.9 – Сравнительный расчет по определению площади поинтервального гидроразрыва

В соответствии с выражением 2.3 наведенная площадь, создаваемая поинтервальным гидроразрывом угольного пласта через шпуры диаметром 45 мм, в 445 раз выше, чем площадь поверхности шпуров.

### **2.3 Численный расчет разрушения угольного массива поинтервальным гидроразрывом**

Одними из основных свойств горных пород являются их прочностные свойства, которые зависят от наличия и распределения трещин и их систем, расположения и взаимодействия структурных элементов на микро- и макроуровнях, а также их микро- и макросвойств. Известно, что, обладая различной прочностью на сжатие ( $\sigma_{сж}$ ) и растяжения ( $\sigma_p$ ), горные породы характеризуются высокой хрупкостью, что приближенно можно оценивать отношением  $\sigma_{сж}/\sigma_p$ , величина которого в среднем составляет около 10 [130].

Приближенно можно считать, что отношение энергоемкости разрушения при одноосном сжатии ( $W_{сж}$ ) и растяжении ( $W_p$ ) пропорционально  $(\sigma_{сж}/\sigma_p)^2$ , и, соответственно  $W_{сж}/W_p \approx 100$  [131]. Поэтому рациональнее разрушать прочные горные породы именно растягивающими усилиями.

Метод гидравлического разрыва пласта, заключающийся в формировании трещин в массивах горных пород под действием подаваемой под давлением жидкости, известен с середины 1940-х гг. [132]. В настоящее время показано, что газоотдающую способность неразгруженных угольных пластов можно повысить путем улучшения их коллекторских свойств на основе метода поинтервального гидроразрыва пласта. Считается, что увеличение проницаемости призабойной зоны продуктивного угольного пласта при использовании гидроразрыва происходит за счёт образования новых трещин или расширения и углубления в нём естественных трещин. Трещины, образовавшиеся в процессе ориентированного поинтервального гидроразрыва пласта, могут достигать в длину нескольких десятков метров и, соединяясь между собой, значительно увеличивают проницаемость дегазационной скважины [133].

Задача о разрушении горных пород при проведении направленного гидроразрыва исследуется как экспериментально, так и теоретически в различных постановках [134-135]. Метод направленного гидроразрыва с предварительно созданной инициирующей щелью, выполненный в работе [136], продемонстрировал поведение растягивающего напряжения в критической точке (конце инициирующей трещины) в зависимости от расположения герметизирующих элементов. Здесь задача решалась численно методом конечных элементов в рамках абсолютно упругого тела, а инициирующая щель представлялась в виде двух сходящихся под заданным углом отрезков. Таким образом, в области, примыкающей к концу трещины, происходил скачок напряжений и деформаций.

Принципиальная схема процесса разрушения в случае плоского напряженного состояния представлена на рисунке 2.10, где I — образец горной породы.

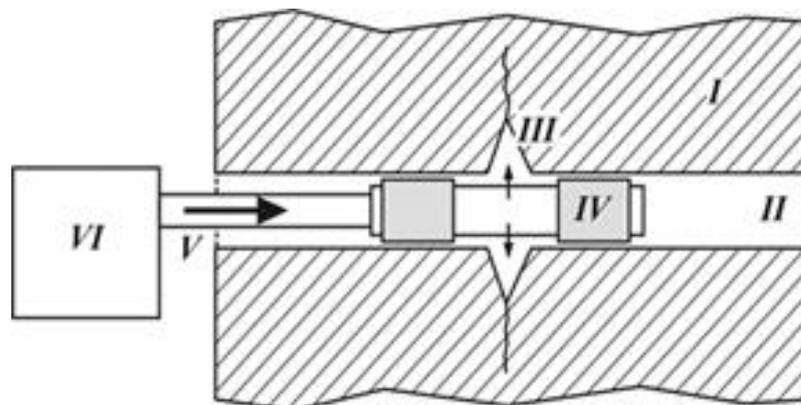


Рисунок 2.10 – Схема разрушения с использованием предварительно нарезанной инициирующей щели

Сущность метода заключается в создании на стенках скважин (шпуров) (II) инициирующих щелей (III) с заданной формой и размерами, которые являются концентраторами напряжений. Далее по обе стороны щели III скважину герметизируют, перекрывая ее герметизирующими элементами, например, пакерами (IV), а затем через высоконапорную трубу V, присоединенную к насосу VI, под давлением нагнетают в нее вязкую жидкость.

По мере роста гидростатического давления в межпакерном пространстве в концевой части инициирующей щели III порода испытывает растягивающие напряжения и, при достижении ими определенного уровня, происходит зарождение поперечной трещины, а в дальнейшем распространение её в заданном направлении.

Схема действующих сил при разрушение породного массива методом направленного гидроразрыва с предварительно создаваемой инициирующей щелью представлена на рисунке 2.11.

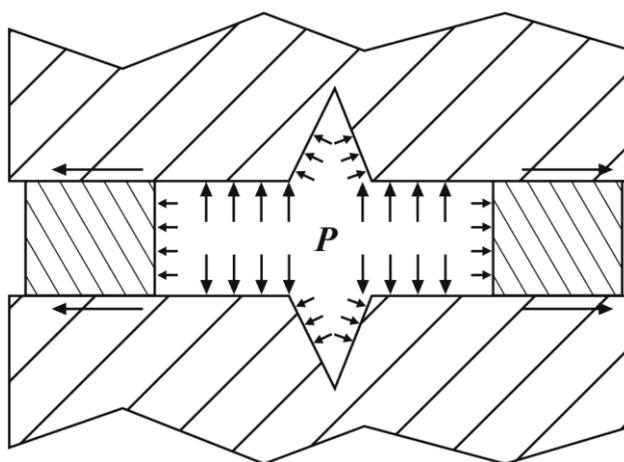


Рисунок 2.11 – Схема действующих сил в районе инициирующей щели [136]

В работе [136] показано, что на разрушение образца горной породы оказывают влияние не только растягивающие усилия в межпакерном пространстве, но и касательные напряжения, возникающие на границах между герметизирующими элементами и разрушаемым материалом.

Для моделирования процесса приняты следующие обозначения (рисунок 2.12):  $H$  — высота блока,  $h$  — глубина инициирующей щели,  $\alpha$  и  $\beta$  — углы раствора щели относительно оси  $Oy$ . В общем случае  $\alpha$  не равно  $\beta$ . Части границ, представленные на рисунке отрезками  $P_1P_2$  и  $P_3P_4$ , ограничивают области действия касательных напряжений, вызванных взаимодействием герметизирующих элементов (пакеров) и разрушаемого образца горной породы, растягивающегося напряжением  $\sigma_{11}$ .

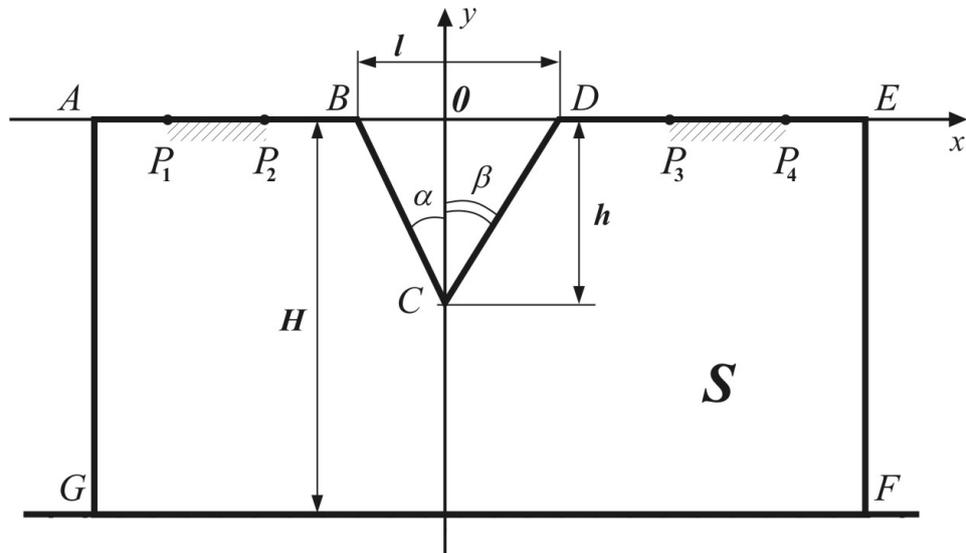


Рисунок 2.12 – Постановка задачи разрушения породного массива методом направленного гидроразрыва

На основе представленной модели и метода конечных элементов [137] разработана компьютерная программа, позволяющая численно исследовать плоское напряженно-деформированное состояние образца горной породы под действием гидростатического давления в межпакерном пространстве.

Далее был рассмотрен пример расчёта с учётом выбранных следующих параметров: коэффициент Пуассона  $\nu = 0.2$ , модуль сдвига  $\mu = 5 \cdot 10^4$  МПа,  $\alpha = \beta = 22.5^\circ$ ,  $H = 60$  см,  $h = 4.5$  см,  $P = 45$  МПа,  $l$  — расстояние между точками  $B$  и  $D$ ,  $l_p$  — сумма длин отрезков  $BP_2$  и  $DP_3$  (см. рисунок 2.12).

В дальнейшем были рассчитаны растягивающие напряжения  $\sigma_{11}$  для фиксированного гидростатического давления  $P$  в зависимости от значения отношения  $l_p$  к  $l$  (рисунок 2.13) и угла раствора инициирующей щели  $\alpha + \beta \approx 45^\circ$  (рисунок 2.14). Показано, что максимум значения  $\sigma_{11}$  достигается при угле раствора инициирующей щели  $\alpha + \beta \approx 45^\circ$ . На напряженное состояние упругого тела оказывают влияние две независимые величины — модуль сдвига  $\mu$  и коэффициент Пуассона  $\nu$ .

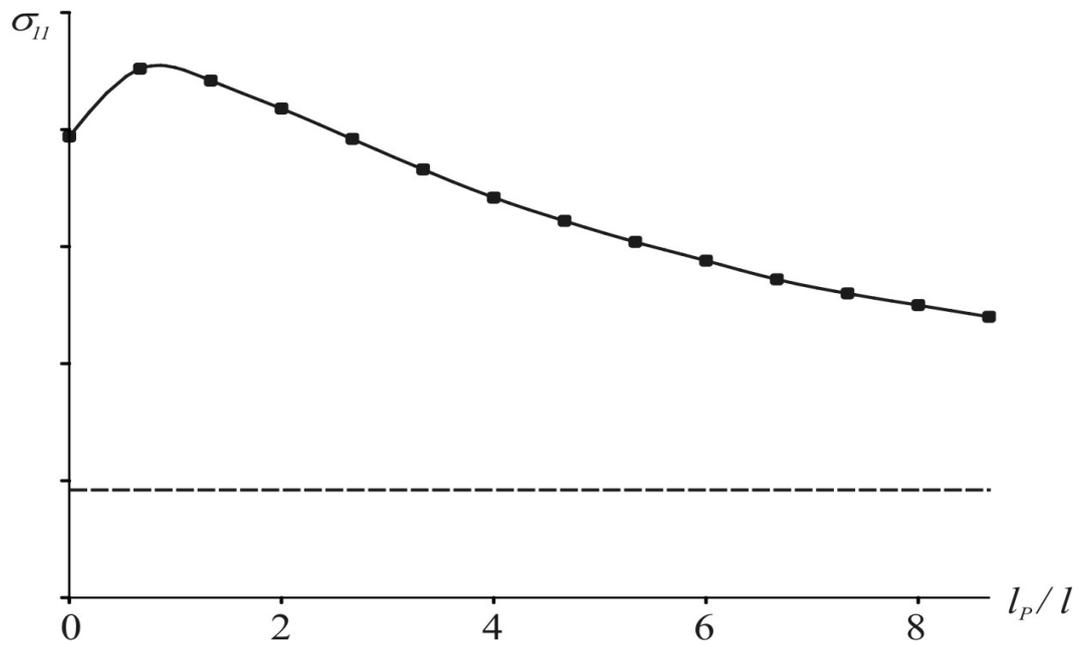


Рисунок 2.13. Растягивающие напряжения в точке зарождения поперечной трещины

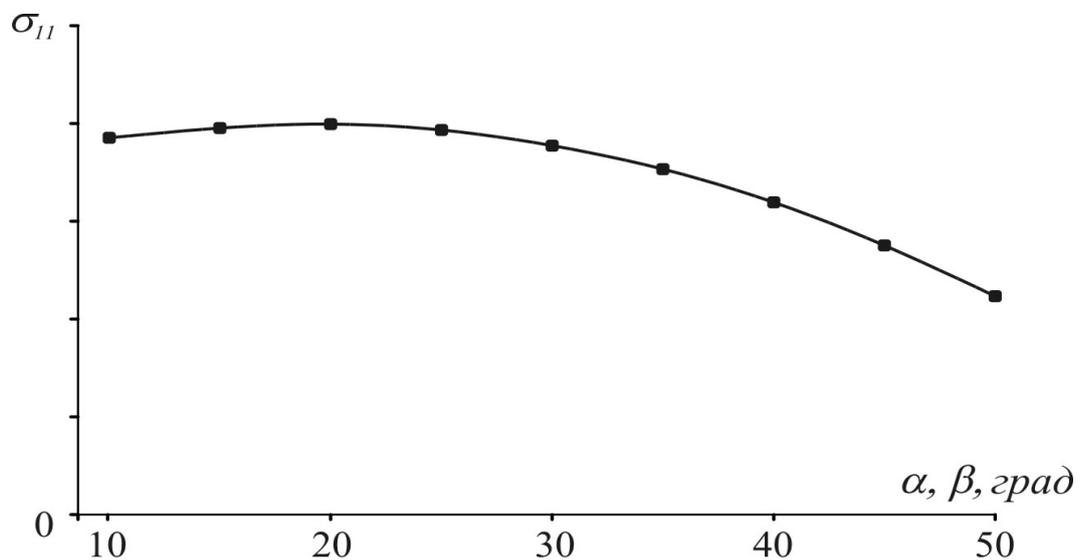


Рисунок 2.14. Влияние угла раствора инициирующей трещины на процесс разрушения блока

Поведение растягивающего напряжения  $\sigma_{11}$  как функции параметра  $\nu$  в критической точке представлено на рисунке 2.15. Это монотонно возрастающая функция, которая принимает максимальное значение в случае абсолютно упругого материала.

Результаты выполненных исследований позволяют оценить поведение растягивающего напряжения в критической точке материала в зависимости от расположения герметизирующего элемента (пакера).

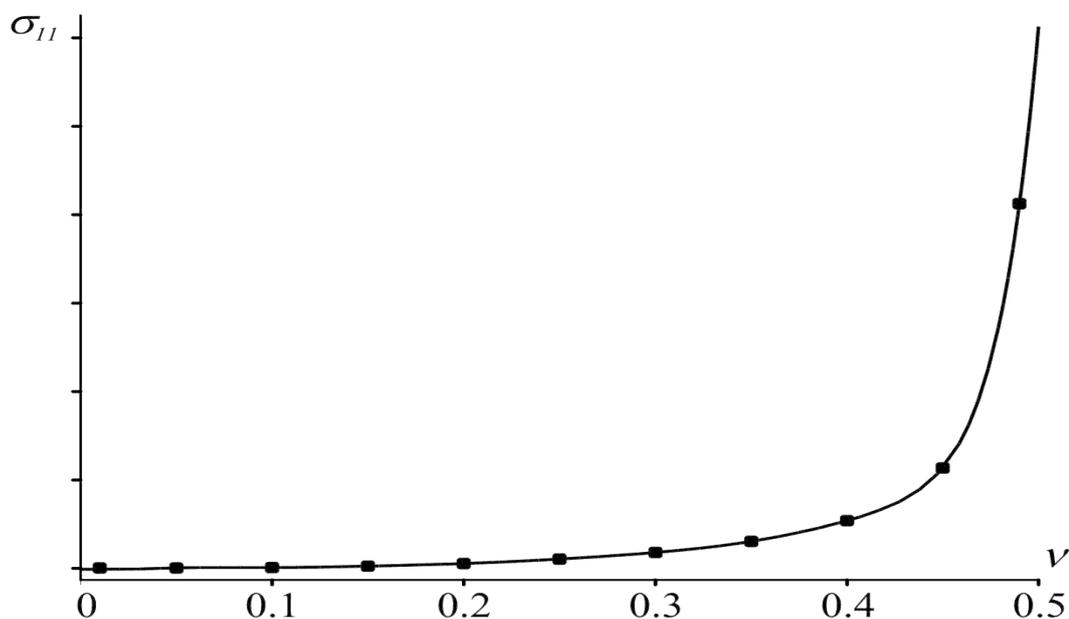


Рисунок 2.15 – Изменение растягивающего напряжения от параметра  $\nu$

В дальнейшем в настоящей работе предложено аппроксимировать инициирующую трещину (щель) длины  $h_{cr}$  в виде сходящихся под заданным углом отрезков и дуги окружности с радиусом  $r_{cr}$ , как показано на рисунке 2.16. В качестве модели деформирования и потери устойчивости материала выбрана популярная упругопластическая модель Кулона-Мора, описывающая зависимость касательных напряжений материала от величины приложенных нормальных напряжений. В её основе лежит гипотеза о зависимости предельных касательных напряжений от среднего нормального напряжения, а также предположение о том, что данная зависимость обусловлена внутренним трением в твёрдом теле. Данная теория широко используется в горном деле применительно к связным горным породам и требует определения четырёх расчётных параметров: модуля упругости, коэффициента Пуассона, сцепления и угла внутреннего трения.

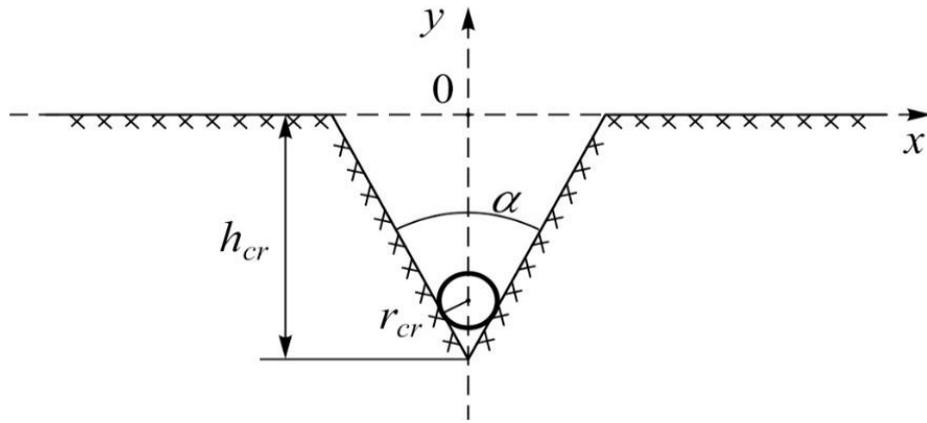


Рисунок 2.16. Сглаживание инициирующей трещины дугой окружности

Задача решалась численно методом конечных элементов в квазистатической постановке с решением по шагам параметра нагружения. В процессе численного счета рассчитывались зоны пластических деформаций, оказывающие влияние на дальнейшее состояние образца.

Для описания реакции среды на внешние воздействия использована упругопластическая модель Кулона-Мора, описывающая зависимость касательных напряжений материала от величины приложенных нормальных напряжений.

Основные уравнения плоской задачи теории упругости выглядят следующим образом. В прямоугольной декартовой системе координат  $u(x, y)$  и  $v(x, y)$  – смещения в точке  $(x, y)$ ;  $\sigma_{xx}$ ,  $\sigma_{yy}$  и  $\tau_{xy}$  – напряжения; а  $\varepsilon_{xx}$ ,  $\varepsilon_{yy}$  и  $\gamma_{xy}$  – деформации. Пусть для исследуемого материала  $E$  и  $\nu$  – модуль упругости и коэффициент Пуассона соответственно. Тогда согласно [138,139] уравнения равновесия запишутся следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y} &= 0, \\ \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} &= 0. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Зависимость между перемещениями и деформациями (уравнения Коши):

$$\varepsilon_{xx} = \frac{\partial u}{\partial x}, \varepsilon_{yy} = \frac{\partial v}{\partial y}, \gamma_{xy} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right). \quad (2.5)$$

Условия совместности деформаций

$$\frac{\partial^2 \varepsilon_{xx}}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \varepsilon_{yy}}{\partial x^2} - \frac{\partial^2 \gamma_{xy}}{\partial x \partial y} = 0. \quad (2.6)$$

Закон Гука:

$$\begin{aligned} \sigma_{xx} &= \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_{xx} + \frac{E\nu}{1-\nu^2} \varepsilon_{yy}, \\ \sigma_{yy} &= \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_{yy} + \frac{E\nu}{1-\nu^2} \varepsilon_{xx}, \\ \tau_{xy} &= \frac{1}{2} \frac{E}{1+\nu} \gamma_{xy}. \end{aligned} \quad (2.7)$$

Условие для перехода от упругого поведения к пластическому задаётся функцией текучести [140], которой в случае использования критерия Кулона-Мора соответствует выражение:

$$|\tau| + \sigma \operatorname{tg} \varphi - C = 0 \quad (2.8)$$

Здесь  $|\tau|$  – величина касательных напряжений;  $\sigma$  – величина нормальных напряжений;  $\varphi$  – угол внутреннего трения;  $C$  – сцепление.

В терминах кругов Мора данный критерий может быть записан как

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_2) + \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_2) \sin \varphi - C \cos \varphi = 0, \quad (2.9)$$

где  $\sigma_1$  и  $\sigma_2$  – максимальное и минимальное главные напряжения соответственно.

Необходимыми параметрами материала для расчёта задач на основе критерия прочности Кулона-Мора являются сцепление  $C$  и угол внутреннего трения  $\varphi$ . Они не используются при расчёте напряжений и деформаций, но необходимы для расчёта зон пластического течения, в которых значения напряжений превысили критические значения и закон Гука не выполняется.

В данном исследовании физические параметры модели приняты следующие: модуль упругости  $E = 5 \cdot 10^3$  МПа; коэффициент Пуассона  $\nu = 0.16$ ; плотность равна 2400 кг/м<sup>3</sup>; сцепление  $C = 1.0$  МПа; угол внутреннего трения принят равным 20 градусам. Ширина нагружаемого образца 1.6 м, высота – 1.0 м. Расстояние между пакерами составило 0.4 м. Глубина щели  $h_{cr} = 0.04$  м, радиус закругления  $r_{cr} = 0.001$  м. Параметром нагружения в численном счёте является давление в межпакерном пространстве  $P$ , которое изменялось от 0 до 200 атм.

Результаты численного расчёта напряжённо-деформированного образца с трещиной представлены на рисунках 2.17 и 2.18. На рисунке 2.17 *а-г* темным цветом показан процесс последовательного развития зон пластических деформаций с увеличением параметра нагружения (области ненулевых значений пластических деформаций). Анализ зон пластических деформаций показывает, что потеря несущей способности материала реализуется как в кончике трещины, так и в областях прилегания герметизирующих элементов.

Поля горизонтальных и вертикальных смещений на конечном этапе нагружения представлены на рисунке 2.18 *а* и *б* соответственно. Здесь хорошо видно образование штампа, ограниченного по ширине межпакерным интервалом.

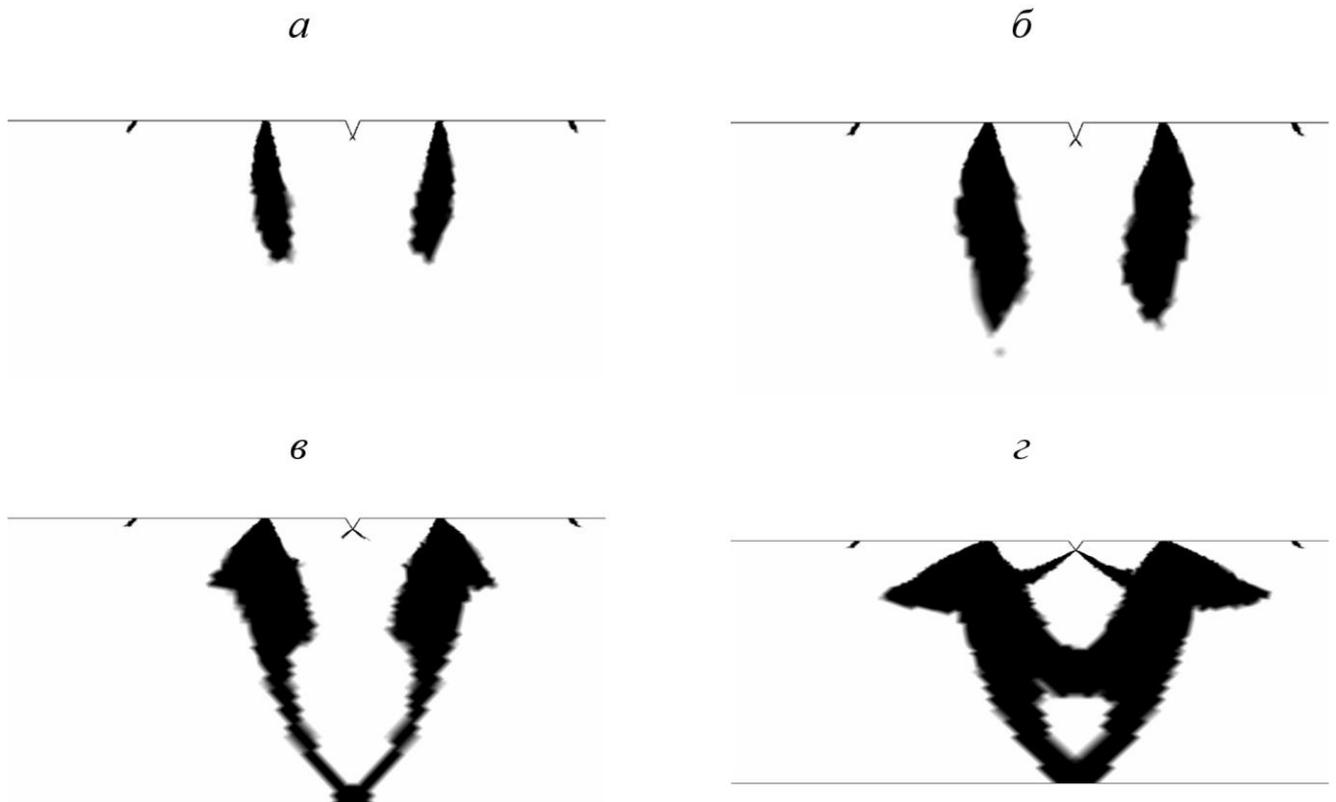


Рисунок 2.17 – Развитие зон пластических деформаций при нагружении образца с иницирующей щелью

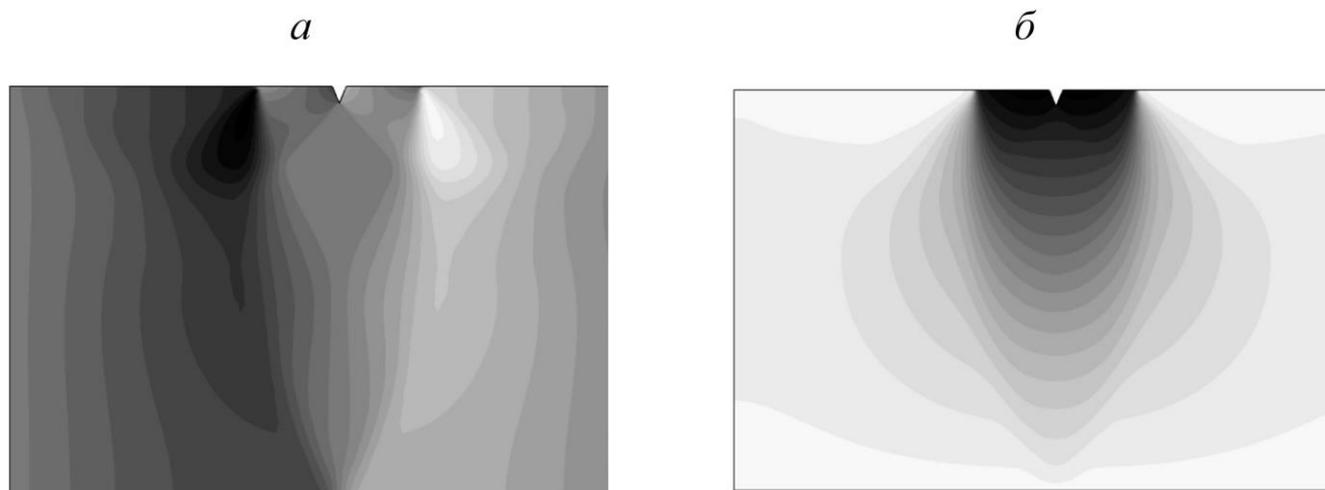


Рисунок 2.18. Поле горизонтальных (*а*) и вертикальных (*б*) смещений на конечном этапе нагружения

Распор пакеров сжимает горизонтальные трещины и исключает разрыв пласта по этим трещинам на более удаленное расстояние, где вертикальные трещины пересекают горизонтальные и в них под давлением проникает жидкость, раскрывая существующие трещины в режиме гидрорасчленения (микроразрывы). Они в дальнейшем могут пережиматься вновь, но новые образованные вертикальные трещины под действием горного давления не схлопываются, а развиваются (сохраняются). Происходит наведённая технологическая трещиноватость в пласте, в том числе за счёт раскрытия под давлением существующих трещин. Наилучший результат обеспечивается, когда трещина гидроразрыва перпендикулярно пересекает естественную трещиноватость.

Эксперименты показывают, что для этого необходимы высокая скорость закачки и вязкие жидкости разрыва, что обеспечивает распространение трещины вкrest естественной системы трещиноватости. В противном случае возможен разворот и раскрытие уже существующих трещин.

Трещины развиваются в энергетически выгодном направлении, которое зависит от напряжённого состояния массива и его трещиноватости. Учитывая, что под действием горного давления существующие наиболее развитые трещины по напластованию (вдоль простирания) остаются прижатыми, стоит задача создания

трещин гидроразрыва, ориентированных поперек скважины (вкрест простирания угольного пласта). В такие трещины газ подпитывается из трещин напластования.

На рисунке 2.19 представлен результат численного расчёта процесса распространения зон пластических деформаций в материале при отсутствии инициирующей щели. В отличие от задачи, рассмотренной выше, здесь задавались дополнительные касательные напряжения на контактах между пакерами и горной породой. В момент подачи рабочей жидкости в устройство упругие элементы герметизаторов увеличиваются в диаметральном направлении вплоть до соприкосновения со стенками скважины. При этом в силу неизменности объёмов упругих элементов происходит их укорачивание в осевом направлении, поскольку два герметизатора, связанные между собой через корпус, выполненный в виде стакана, создают значительные растягивающие силы.

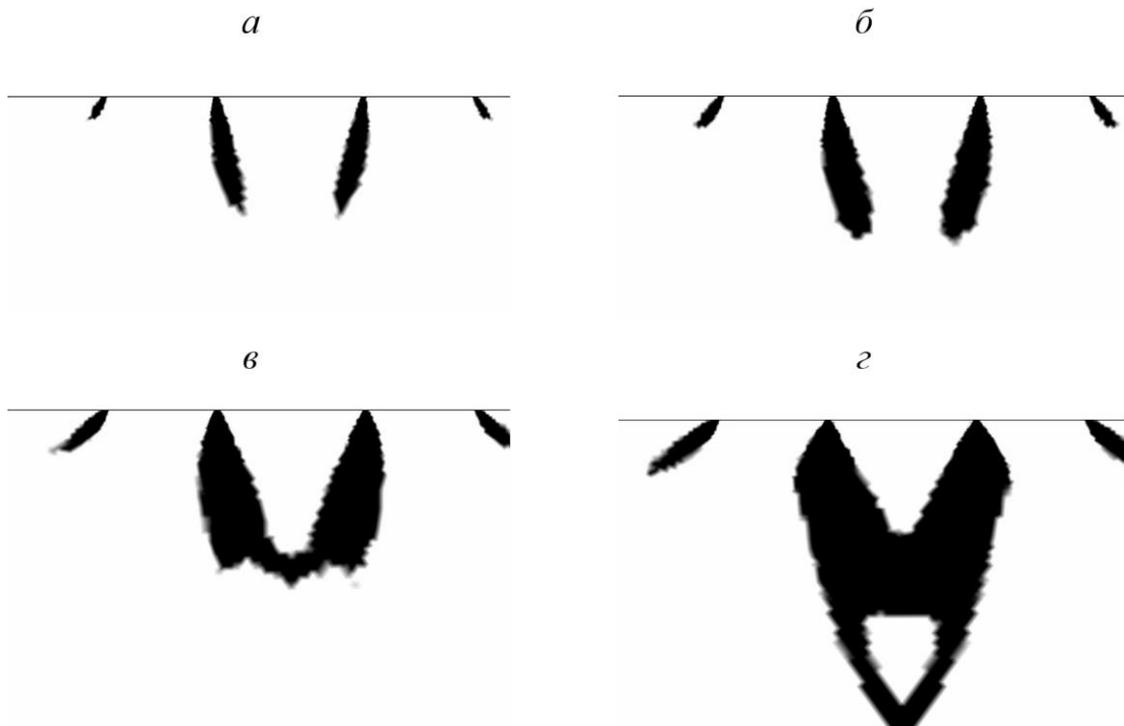


Рисунок 2.19 – Развитие зон пластических деформаций при нагружении образца без инициирующей щели с заданием касательных напряжений на контактах пакеров с горной породой

В технологии поинтервального гидроразрыва угольного пласта для интенсификации процессов дегазации рассмотрены условия возникновения поперечных трещин гидроразрыва. Упругопластический критерий Кулона-Мора позволяет вписать развитие областей неупругих деформаций в задачи о деформировании образца горной породы при проведении направленного гидроразрыва. Введение дополнительных касательных напряжений на контактах между герметизирующими элементами и горной породой приводит к картинам деформирования, схожим с картинами, полученными при наличии инициирующей щели гидроразрыва.

Известно предложение использования касательных нагрузок на стенках скважины для получения растягивающих напряжений с целью обеспечения развития трещин поперек скважины [91,141]. Для этого используют несвязанные между собой пакеры, которые удерживаются так называемыми якорями. В своей дальнейшей работе авторы [142] на основании теоретических расчетов делают спорный вывод, что направленный гидроразрыв по схеме с дополнительным касательным нагружением происходит при меньших давлениях, чем по схеме со щелевым инициатором при формировании трещины гидроразрыва поперек скважины. Утверждается, что при бурении скважин в соответствии с результатами, полученными Руммелем [143], на стенках образуются техногенные трещины с глубиной до 10 мм, которые в дальнейшем влияют на механизм разрушения. Однако при создании щелевого концентратора предварительно пробуренной поперечной щели также возникают техногенные трещины за счёт расклинивающего действия режущих органов инструмента. Поэтому вероятно, что применение предварительно созданной щели, несмотря на трудоемкость по дополнительному нарезанию в массиве угля щели, является более предпочтительным с точки зрения обеспечения направленности развития поперечных трещин при меньшем давлении страгивания трещины.

Именно поэтому продолжается поиск технических решений, позволяющих одновременно в одном инструменте создавать инициирующие трещины, являющиеся концентраторами напряжений, и осуществлять гидроразрыв [144,145].

## 2.4 Численное исследование напряжённо-деформированного состояния стенок скважины при их нагружении пакерными уплотнителями

В дальнейшем выполнено численное исследование напряжённо-деформированного состояния стенок скважины расширяющимися под действием внутреннего давления пакерными уплотнителями. Задача решалась методом конечных элементов в рамках линейной теории упругости в трёхмерной осесимметричной постановке программным комплексом COMSOL Multiphysics®. Горная порода и уплотнители представлялись разномодульными упругими материалами.

Горная порода и уплотнители представлены разномодульными упругими материалами. Нагружение осуществлялось внутренним давлением, приложенным к уплотнителям; сила тяжести при этом отсутствует. При взаимодействии уплотнителей со стенкой скважины рассматривался абсолютно жесткий контакт без проскальзывания. На рисунке 2.20 представлена схема задачи в осесимметричной постановке в системе координат  $OrOz$ , где  $Oz$  – ось симметрии.

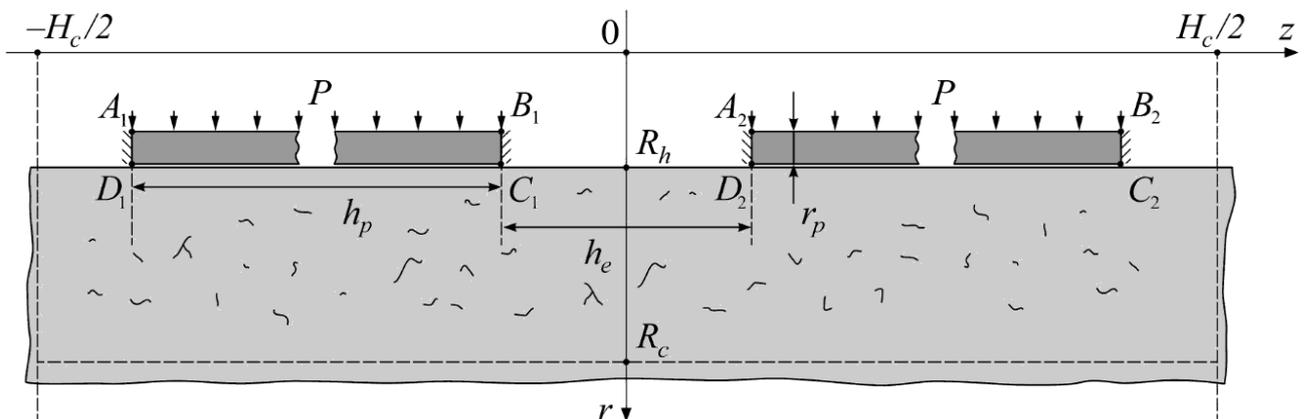


Рисунок 2.20. Схема численного расчёта

Размеры исследуемой области горной породы  $H_c = 2.0$  м,  $R_c = 1.0$  м вдоль осей  $Oz$  и  $Or$  соответственно; радиус скважины  $r_h = 0.05$  м. Два уплотнителя фиксированной длины  $h_p = 0.5$  м расположены симметрично относительно оси  $Or$  на расстоянии  $h_e$  друг от друга. Толщина уплотнителей  $r_p = 15$  мм. Для сравнения контактного взаимодействия было выполнено два вида расчётов. В первом случае

зазор между уплотнителями и стенкой скважины составлял 1 мм, то есть на начальной стадии нагружения контакт отсутствовал. Во втором случае величина зазора равнялась нулю, то есть контакт был полностью развит с начального момента нагружения.

Физические параметры материалов следующие. Горная порода представлена упругим материалом с модулем Юнга  $E_c = 5.4$  ГПа и коэффициентом Пуассона  $\nu_c = 0.16$ , характерными для угля. Материал уплотнителей – резина с модулем Юнга  $E_p = 0.5$  ГПа и коэффициентом Пуассона  $\nu_p = 0.45$ .

Рассмотрим условия нагружения. На внутренних границах  $A_1B_1$  и  $A_2B_2$  уплотнителей задано давление  $P$ , монотонно возрастающее от 0 до 200 атм (0...20.3 МПа). Стенка скважины  $r = R_h$  вне контакта с уплотнителями свободна от напряжений. На поверхностях  $A_1D_1$ ,  $B_1C_1$ ,  $A_2D_2$  и  $B_2C_2$  задано условие жесткого закрепления:  $\mathbf{u}(r, z) = 0$ , где  $\mathbf{u}(r, z)$  — вектор смещений. На частях контура, ограничивающего горную породу, также задано условие жесткого закрепления, то есть:

$$\mathbf{u}(r, z) = 0 \text{ при } r = R_c \text{ и } -0.5H_c < z < 0.5H_c,$$

$$\mathbf{u}(r, z) = 0 \text{ при } z = H_c \text{ и } r_h < r < R_c.$$

В процессе нагружения при увеличении по шагам внутреннего давления  $P$  уплотнители пакера расширяются, и область их контакта со стенкой скважины увеличивается. Была проведена серия расчётов для различных значений расстояния между уплотнителями  $h_e$  от 10, до 50 см с шагом 10 см.

На рисунке 2.21 представлены эпюры давлений  $P_c$ , действующих на контакте между одним из уплотнителей и стенкой скважины при значении  $h_e = 20$  см. Здесь графику с номером 1 соответствует значение начального зазора в 1 мм, а графику с номером 2 — отсутствие начального зазора. Видно, что максимум давления достигается в крайних точках поверхности контакта, а значение среднего давления ниже, чем приложенное внутреннее давление  $P = 200$  атм. Отметим, что при изменении параметра  $h_e$  эпюры давлений не меняются. Дальнейшие результаты приведены для расчётов при отсутствии начального зазора между уплотнителями и стенкой скважины.

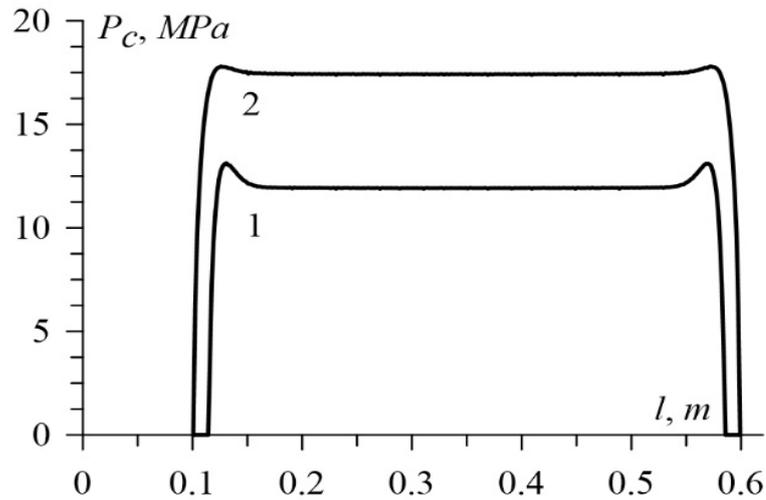


Рисунок 2.21 – Эпюры давлений на контакте между уплотнением и стенкой скважины: 1 – начальный зазор между уплотнением и стенкой равен 1 мм; 2 – начальный зазор отсутствует

Рассмотрим напряжённо-деформированное состояние деформируемой среды в окрестности скважины на конечном этапе нагружения. Здесь необходимо отметить следующее. Хорошо известно, что горные породы обладают различной сопротивляемостью на сжатие и растяжение, причем прочность на растяжение может отличаться на порядок в меньшую сторону от прочности на сжатие. Поэтому в первую очередь нас интересуют области, в которых присутствуют растягивающие напряжения. Расчёты показали, что растягивающие напряжения в материале возникают в области, ограниченной уплотнениями ( $-h_e/2 < z < h_e/2$ ) и примыкающей к стенке скважины. Для примера на рисунке 2.22 а,б представлено распределение осевых напряжений  $\sigma_z$  при значении параметра  $h_e = 20$  см.

Для описания характера изменения напряжений при удалении от стенки скважины рассмотрим эпюры напряжений в двух сечениях:  $z = 0$  и  $z = h_e/2 + 0.25$  (середина уплотнителя) при  $0 \leq r \leq 1.0$ . На рисунок 2.23 представлены эпюры радиальных  $\sigma_r$  и осевых  $\sigma_z$  напряжений в сечении  $z = 0$  для различных значений расстояния между уплотнителями  $h_e$ .

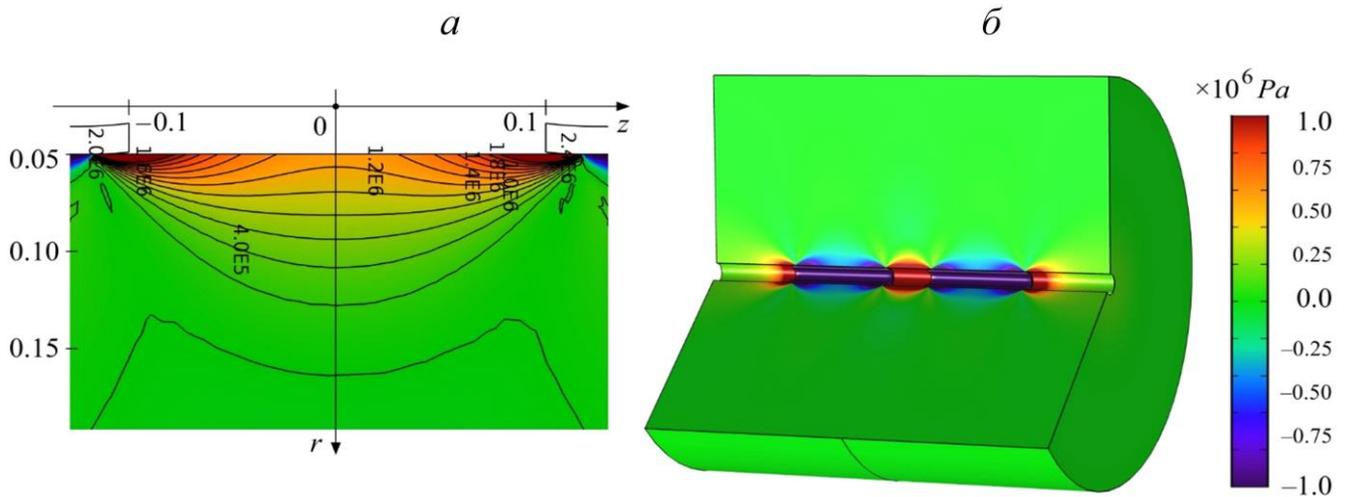


Рисунок 2.22. Распределение осевых напряжений  $\sigma_z$  на конечном шаге нагружения: сечение плоскостью  $Orz$  (а); трехмерная картина нагружения (б)

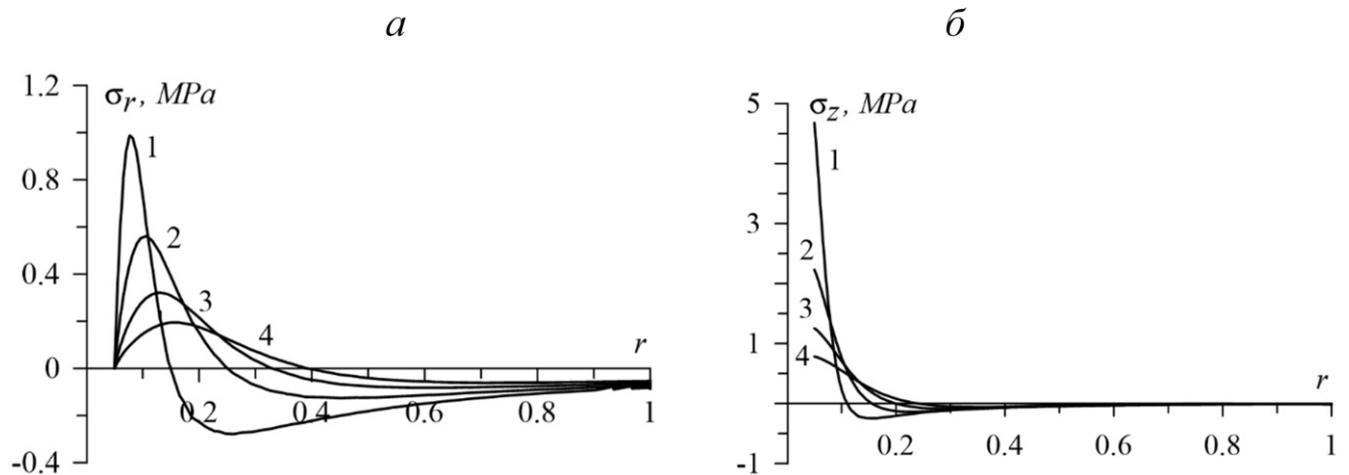


Рисунок 2.23. Эпюры радиальных  $\sigma_r$  (а) и осевых  $\sigma_z$  (б) напряжений в сечении  $z = 0$  для значений расстояния между уплотнителями равного 10 (1); 20 (2); 30 (3) и 40 см (4)

Из графиков на рисунке 2.23 следует, что значения радиальных напряжений на стенке скважины равны нулю, с увеличением расстояния между уплотнителями их максимальные значения уменьшаются, а пиковая точка сдвигается вглубь области деформирования. На рисунке 2.24 показаны эпюры радиальных и осевых напряжений в сечении  $z = h_e/2 + 0.25$ . В данном сечении радиальные напряжения очевидно являются сжимающими, их значения не зависят от расстояния между уплотнителями (рисунок 2.24 а), а максимум сжимающего усилия (17.5 МПа)

достигается на контакте уплотнителя и стенки скважины (см. рисунок 2.20). Осевые сжимающие напряжения (рисунок 2.24 б) не превышают 0.6 МПа. Схема нагружения учитывает формирование области взаимодействия упругих пакеров и стенки скважины и позволяет оценить распределение давлений на границе «уплотнитель – горная порода», а также исследовать напряжённо-деформированное состояние геосреды при заданном рабочем давлении в пакере в зависимости от расстояния между пакерными уплотнителями.

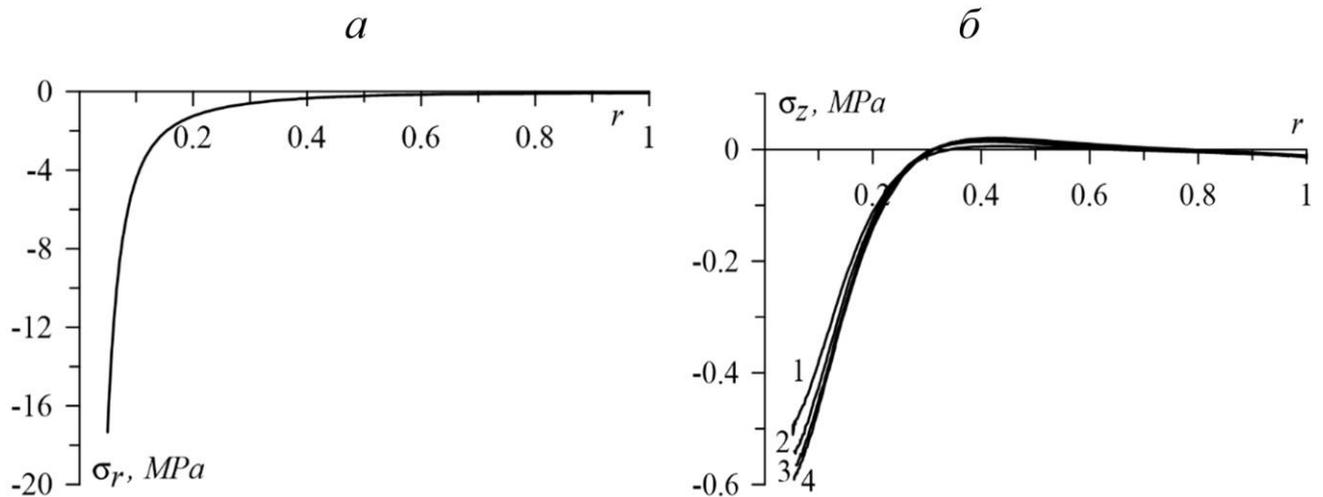


Рисунок 2.24. Распределение радиальных  $\sigma_r$  (а) и осевых  $\sigma_z$  (б) напряжений в сечении  $z = h_e/2 + 0.25$  для значений расстояния между уплотнителями  $h_e = 10$  (1); 20 (2); 30 (3) и 40 см (4)

Отдельный интерес в рассмотренной задаче представляет построение линий тока энергии. В работах [147,148] был проведён анализ процессов деформирования с энергетической точки зрения и было показано, что в деформируемом материале энергия течет подобно движению сжимаемой жидкости, причём энергия в произвольные элементы тела приходит не со всей границы тела, а только с вполне конкретных его участков. Построение линий тока энергии сводится к нахождению векторного поля

$$E = -\{\sigma_r u + \sigma_{rz} v, \sigma_{rz} u + \sigma_z v\},$$

зависящего от напряжений  $\sigma_r(r, z)$ ,  $\sigma_{rz}(r, z)$ ,  $\sigma_{zz}(r, z)$  и смещений  $u(r, z)$  и  $v(r, z)$ . На рисунке 2.25 показаны конфигурации линий тока энергии для значения  $h_e = 20$  см. Видно, что при нагружении уплотнений пакера внутренним давлением часть энергии уходит с уплотнений вглубь массива, а часть возвращается на свободную поверхность скважины.

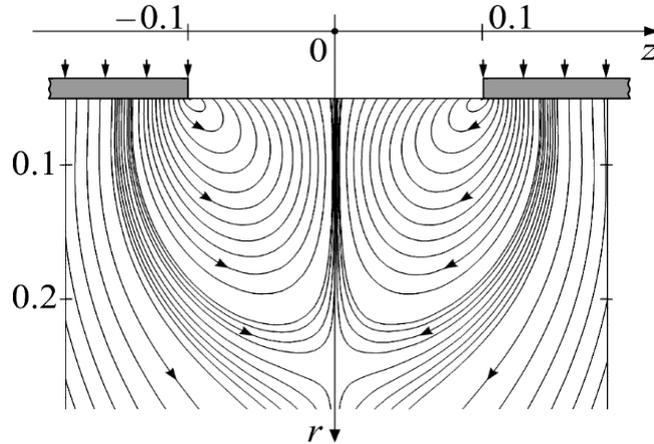


Рисунок 2.25. Линии тока энергии в деформируемой горной породе при нагружении уплотнений пакера внутренним давлением

Полученные результаты могут быть использованы при выборе параметров и технических средств шахтного гидроразрыва для проведения работ по интенсификации процесса дегазации из подземных горных выработок через дегазационные необсаженные скважины.

## Выводы по второй главе

Анализ отечественного и зарубежного опыта проведения операций по интенсификации процесса дегазации показал интерес к методу гидроразрыва угольных пластов из подземных горных выработок. При этом интенсивно ведётся поиск способов создания трещин гидроразрыва вкrest расположения скважины, что значительно увеличивает эффективность процесса дегазации.

Рассмотренные средства реализации и промышленные испытания метода гидроразрыва для задач разрушения горного массива показали, что в настоящее время отсутствуют работоспособные средства интенсификации процессов дегазации путем разрыва угольного пласта в заданном направлении через существующие дегазационные необсаженные скважины большого и непостоянного диаметра, пробуренные из подготовительных выработок.

Для создания оборудования, способного осуществлять поинтервальный гидроразрыв из дегазационной скважины для образования поперечных относительно оси скважины трещины, в первом приближении следует ориентироваться на результаты австралийских специалистов, установивших в лабораторных условиях необходимое соотношение размеров изолированной полости ( $L$ ) между пакерами и диаметром скважины ( $d$ ), которые должны быть близки к условию  $2d < L < 4d$ , а упруго расширяющийся пакер должен иметь возможность изолировать полость при значительной изменчивости сечения дегазационных скважин вдоль оси из-за отклонения её сечения от круговой формы.

Выполнена математическая постановка задачи о разрушении прочной породы методом направленного гидроразрыва и численная реализация методом конечных элементов, что позволяет исследовать поведение растягивающего напряжения в критической точке материала в зависимости от расположения герметизирующего элемента (пакера).

В технологии поинтервального гидроразрыва угольного пласта для интенсификации процессов дегазации рассмотрены условия возникновения поперечных трещин гидроразрыва. Упругопластический критерий Кулона-Мора

позволяет описать развитие областей неупругих деформаций в задаче о деформировании образца горной породы при проведении направленного гидроразрыва. Введение дополнительных касательных напряжений на контактах между герметизирующими элементами и горной породой приводит к картинам деформирования, схожим с картинами, полученными при наличии инициирующей щели гидроразрыва.

Устройство поинтервального гидроразрыва угольного массива в виде последовательно соединённых упругих герметизирующих элементов создаёт дополнительные касательные напряжения на стенках скважины, что обеспечивает в ней развитие области неупругих деформаций, приводящих к возникновению поперечных трещин.

### 3 СОЗДАНИЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ГИДРОРАЗРЫВА

#### 3.1 Обоснование параметров и разработка скважинного устройства для поинтервального гидроразрыва

Известные скважинные изолирующие устройства (пакеры) для герметизации и изоляции области гидроразрыва различаются механизмом расширения своих размеров. Наиболее простые – в виде расширяющихся уплотнителей или упруго расширяющиеся в виде надувных оболочек. Последние наиболее распространены и применяются в различных вариантах в нефтяной и газовой промышленности. Расширяющие уплотнители в основном механические за счёт силового нагружения с одной или обеих сторон. Простейший механический пакер представлен на рисунке 3.1 [148].

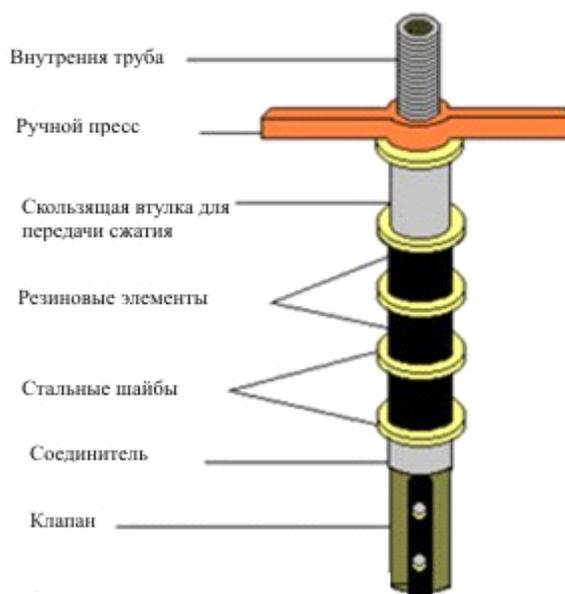
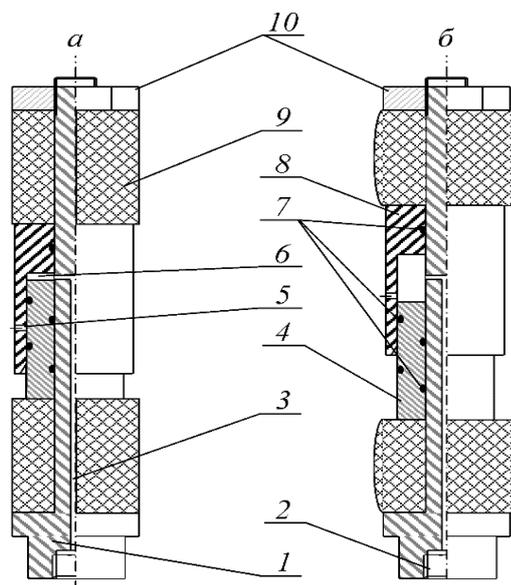


Рисунок 3.1 – Механический пакер для изоляции скважины

Принцип работы пакера представленного на рисунке 3.1 прост: ручным прессом подается скользящая втулка, которая сжимает резиновые элементы через стальные шайбы на неподвижный соединитель. Далее в систему подается любая

жидкость, которая через клапан поступает в скважину, изолированную с одной стороны. Однако если необходимо изолировать полость предполагаемого гидроразрыва с двух сторон, требуется другое решение. Необходимо, чтобы изоляция интервала гидроразрыва была одновременно и уравновешенно изолирована. Такое решение для шпура диаметром 45 мм было разработано и испытано на разрушении прочного песчаника в ИГД СО РАН [149] (рисунок 3.2).



1 – корпус; 2 – место для присоединения к напорной магистрали; 3 – канал для прохода рабочей жидкости; 4 – поршень; 5 – радиальные отверстия для подвода рабочей жидкости в загерметизированную область скважины; 6 – рабочая камера; 7 – уплотнительные кольца; 8 – цилиндр; 9 – уплотнительные элементы; 10 – упорная гайка

Рисунок 3.2 – Схема уравновешенного герметизатора в исходном (а) и рабочем (б) положении [149]

В ИУ ФИЦ УУХ СО РАН было предложено устройство, позволяющее одновременно создавать концентратор напряжений на стенках скважины и механическую изоляцию этого участка с помощью разжимающихся механическим образом упругих втулок [150] (рисунок 3.3). Пробные испытания были проведены на шахте ОАО «ОУК «Южкузбассуголь».



Рисунок 3.3 – Механический пакер с манжетными уплотнениями и концентраторами напряжений

Очевидно, что пакеры подобного типа могут применяться в идеальных (лучше прочных) скважинах или шпурах. Определить усилие, необходимое для создания уплотняющего эффекта в скважинах за счёт раздавливания оболочек, принимающих бочкообразную форму с разной степенью контакта с поверхностью скважины, очень сложно. При этом следует учесть, что необсаженная скважина, подготовленная в слабом угольном пласте, имеет непостоянный диаметр. Жесткие уплотняющие элементы либо дополнительно неконтролируемо разрушают скважину, либо оставляют незагерметизированный участок, что ведёт к обыгрыванию пакеров. Мягкие уплотнительные элементы теряют свои свойства при раздавливании.

Как уже отмечалось, при бурении скважин и шпуров происходят их значительные изменения и появляется ярко выраженная эллипсность, а в угле при промывке скважины происходит осыпание их необсаженных стенок. Следует отметить, что развитие методов гидроразрыва в различных отраслях промышленности потребовало разработки теоретических моделей, описывающих поведение и развитие трещин от условий нагружения [151-155], что особенно важно при создании нового типа оборудования.

Наиболее распространены в нефтяной и газовой промышленности надувные пакеры, как одинарные, так и сдвоенные. Использование давления жидкости или газа обеспечивает равномерное обжатие стенок скважины любой конфигурации упруго расширяющимися оболочками. Они могут изолировать скважину полностью или выборочный участок при использовании спаренных пакеров. Так, при направленном гидроразрыве прочной кровли с созданием инициирующей щели в торце шпура широко применяются надувные пакеры венгерской фирмы «Таурус», на конце которых устанавливают клапан, регулирующий поджатие стенок шпура [32,45].

На рисунке 3.4 представлена типовая схема двухсторонних пакеров «ТуреТР» компании «Datc» для реализации технологии гидроразрыва нефтяных и газовых месторождений [156].

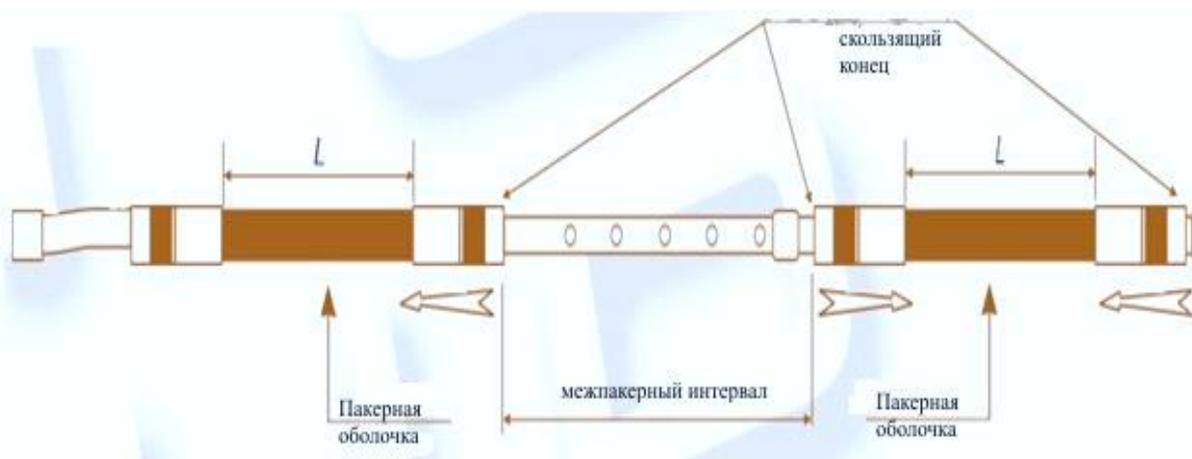


Рисунок 3.4 – Система сдвоенных упругорасширяющихся пакеров для гидроразрыва компании Datc [156]

Особенностью конструкции является возможность осевого перемещения при расширении оболочек. Это позволяет сохранить место заделки пакеров. Однако большой межпакерный интервал не позволяет получить распространение трещин в заданном направлении. Наличие естественных трещин может изменить путь распространения индуцированной трещины в породном массиве. Экспериментальные исследования показали, что в зависимости от относительного расположения естественных трещин в поле действующих напряжений распространяемая трещина гидроразрыва может пересечь естественную трещину, или развернуться и распространяться в направлении естественной трещины. В некоторых случаях трещина может развернуться и распространяться в направлении естественной трещины на короткой дистанции, а потом «вырваться» и заново начать распространяться в механически более благоприятном направлении.

При средних и низких отношениях напряжений и малых углах между направлениями трещин гидравлическая трещина раскрывает существующие трещины и разворачивает поток флюида в направлении естественной трещиноватости. Низкая скорость потока жидкости приводит к тому, что гидравлическая трещина раскрывает существующие трещины, в то время как высокая скорость потока и вязкость рабочего флюида приводят к тому, что трещина «не замечает» естественные трещины, встречающиеся на пути ее развития.

Для интенсификации процесса дегазации через скважины диаметром более 76 мм, пробуренные в угольный пласт из подземных горных выработок предложено устройство разрывное (рисунок 3.5), которое включает в себя два упруго расширяющиеся рукава 1,2 диаметром 76 мм, между которыми установлен распределитель давления 3, предназначенный для регулирования давления рабочей жидкости в гидросистеме разрывного устройства [157,158].



Рисунок 3.5 – Разрывное устройство: 1,2 – упруго расширяющиеся рукава, 3 – межпакерный клапан, 4 – наконечник запорный, 5 – муфта присоединительная

Распределитель давления золотникового типа служит для своевременного пакерования скважины в зоне между упруго расширяющимися рукавами и дальнейшего повышения давления в этой зоне до величины, достаточной для гидроразрыва угольного массива. Он состоит из полого корпуса, выполненного в виде стакана 1 с отверстиями 2 для прохода рабочей жидкости, соединенного открытой частью с полой втулкой 3 посредством резьбы (рисунок 3.6).

На концах корпуса распределителя давления закреплены упруго расширяющиеся рукава 4 и 5, способные деформироваться под действием давления рабочей жидкости. В полости корпуса у дна стакана закреплена посредством распорной втулки 8 уплотнительная втулка 9, в которой размещен золотник 10, в центральное отверстие которого входит пустотелый патрубок 11, установленный между дном стакана 1 и торцом углубления в полой втулке 3. В стенках уплотнительной втулки 9 имеются радиальные отверстия 12, оси которых совпадают с осями отверстий 2 в стенках стакана 1.

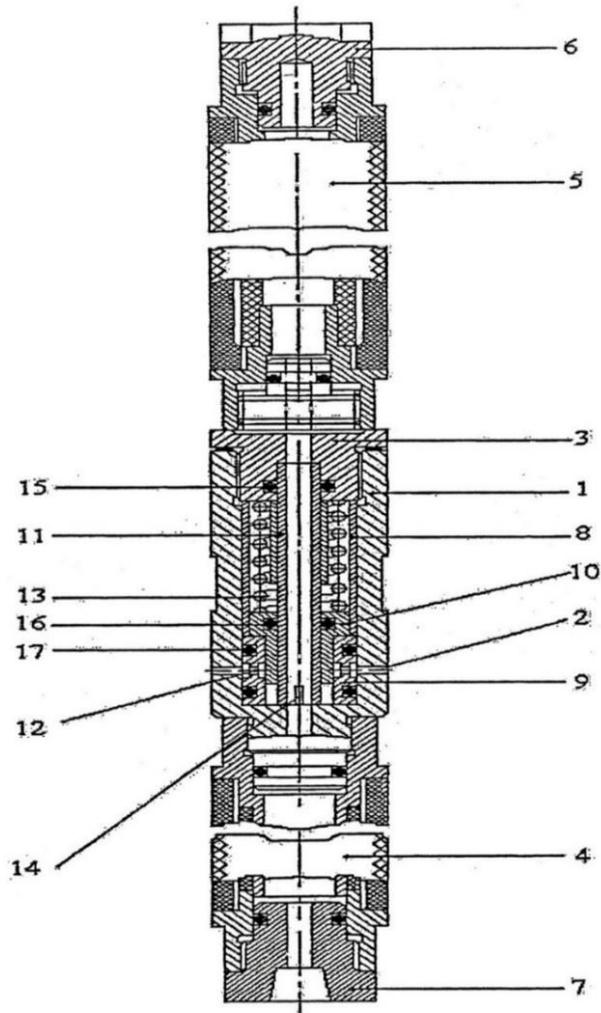


Рисунок 3.6 – Распределитель давления

Прижатие золотника 10 к торцу уплотнительной втулки 9 осуществляется пружиной 13, установленной между золотником 10 и дном втулки 3. На торцах (со стороны дна стакана 1) золотника 10 и пустотелого патрубка 11 имеются шлицевые прорези соответственно 14 и 15. Уплотнения 16 в полой втулке 3, 17 в золотнике 10 и 18 в уплотнительной втулке 9 обеспечивают герметичность всех соединений устройства. Поверхность отверстия уплотнительной втулки 9 притерта по наружному диаметру золотника 10, что также обеспечивает достаточную герметичность соединения.

Устройство работает следующим образом. Через штуцер 7 в устройство подается рабочая жидкость под давлением, от действия которого уплотнительные элементы 4 и 5, увеличиваясь в диаметре, прижимаются к стенкам скважины –

происходит герметизация её участка, на котором расположена инициирующая щель. При повышении давления, на которое настроена пружина 13, золотник 10 начинает перемещаться в сторону втулки 3, при этом открывается доступ к радиальным отверстиям 12 и 2 в стенках уплотнительной втулки 9 и стакана 1, через которые рабочая жидкость поступает в загерметизированное пространство скважины. После проведения гидроразрыва давление рабочей жидкости сбрасывается и золотник 10 под действием пружины 13 возвращается в исходное положение, а упруго расширяющиеся рукава 4 и 5 занимают исходную форму.

### 3.2 Лабораторные исследования параметров устройства для поинтервального гидроразрыва

Исследования режимов работы разрывного устройства с распределителем давления проводились на испытательном стенде (рисунок 3.7). Стенд включает в себя отрезок трубы 1, имитирующий скважину в горном массиве. Труба 1 с внутренним диаметром 80 мм снабжена манометром 2 и шаровым краном 3. Введённое в трубу 1 разрывное устройство 4 подключено при помощи напорной магистрали к насосной установке 5. Напорная магистраль снабжена расходомером 6.

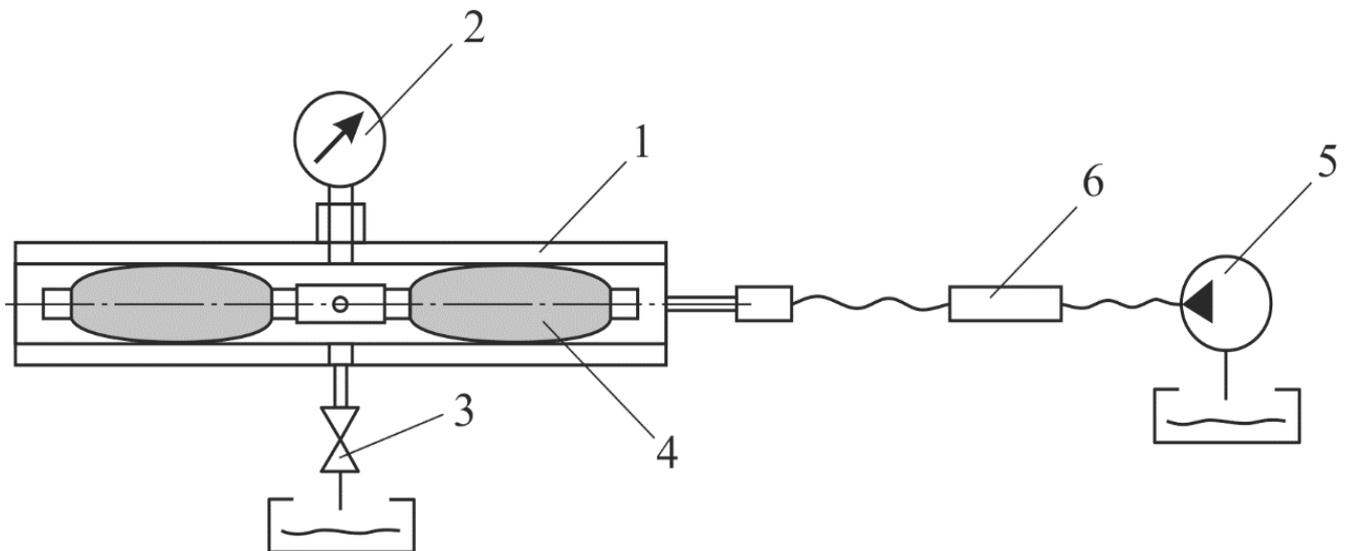


Рисунок 3.7 – Стенд для испытания разрывного устройства

Испытания проводились в следующей последовательности. В трубу 1 вводилось разрывное устройство 4 таким образом, чтобы распределитель давления находился в зоне установки манометра 2 и шарового крана 3. Затем при закрытом шаровом кране 3 к разрывному устройству 4 от насосной установки 5 через напорную магистраль с расходомером 6 подавалась под давлением рабочая жидкость. При достижении давления в магистрали 7 МПа (по манометру в насосной установке) начинало подниматься давление в трубе 1 в зоне расположения межпакерного клапана, что фиксировалось манометром 2. Это означало, что упруго расширяющиеся рукава разрывного устройства изолировало пространство, в котором находится межпакерный клапан, а пружина золотника 13 (см. рисунок 3.6), настроенная на давление 7 МПа, сжалась, позволив золотнику 10 пропуск рабочей жидкости под давлением в межпакерную зону. Максимальное давление рабочей жидкости в межпакерной зоне, зафиксированное в ходе испытаний, составило 16 МПа. Протекание жидкости через упруго расширяющиеся рукава отсутствовало.

Второй этап испытаний разрывного устройства проведен с целью определения равномерности работы распределителя давления в процессе нагнетания рабочей жидкости в межпакерное пространство. При этом открывался шаровой кран 3, что обеспечивало свободный выпуск рабочей жидкости из межпакерной зоны на дневную поверхность. Затем к разрывному устройству 4 от насосной установки 5 по напорной магистрали с расходомером подавалась рабочая жидкость. Объем пропускаемой рабочей жидкости фиксировался расходомером, а давление манометром насосной установки. При достижении давления в напорной магистрали 7 МПа происходило вытекание рабочей жидкости из межпакерной зоны через открытый шаровой кран. Это означало, что упруго расширяющиеся рукава разрывного устройства изолировало пространство, в котором находится межпакерный клапан, а пружина 13 золотника 10 клапана, отстроенная на 7 МПа, сжалась, позволив золотнику пропуск рабочей жидкости в межпакерную зону и далее через шаровой кран 3 на дневную поверхность. Объем пропускаемой жидкости в единицу времени через три отверстия диаметром 4 мм в корпусе

межпакерного клапана составил 6,5 л/мин. Испытаниями установлено, что во время выпуска рабочей жидкости в межпакерную зону протечки её через упруго расширяющиеся рукава отсутствовали. На рисунке 3.8 представлен график изменения давления в напорной гидросистеме в процессе выпуска рабочей жидкости через межпакерный клапан.

При рассмотрении графика видно, что колебания давления в процессе выпуска рабочей жидкости не превышают 0,5 МПа. Такой незначительный разброс давления не может повлиять на надежность герметизации скважин упруго расширяющимися рукавами, которые использованы в разрывном устройстве.

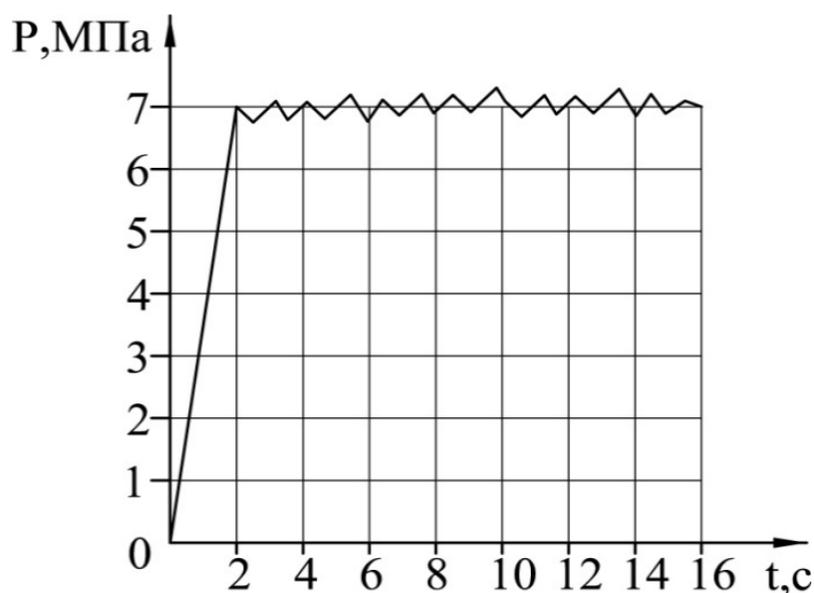


Рисунок 3.8 – Характер пульсации давления при выпуске рабочей жидкости через межпакерный клапан

Лабораторными исследованиями установлено: разрывное устройство надежно герметизирует межпакерную зону и может быть использовано при поинтервальном гидроразрыве угольного массива; распределитель давления обеспечивает своевременный распор упруго расширяющихся рукавов и осуществляет подачу под давлением рабочей жидкости в запакерованную зону. Упругорасширяющиеся рукава 4 и 5 занимают исходную форму. В дальнейшем испытания провели в трубе с увеличенным диаметром (рисунок 3.9, 3.10).



Рисунок 3.9 – Упруго расширяющийся рукав разрывного устройства и имитатор угольной скважины



Рисунок 3.10 – Стендовые испытания в трубе  $d=100\text{мм}$

Особое значение придавалось конструкции межпакерного клапана, который обеспечивает подачу рабочей жидкости в любой загерметизированный участок скважины. Перемещая пакер вдоль скважины, можно производить гидроразрывы водой или водными растворами в заданных участках угольного пласта. Установлено, что имеющиеся герметизаторы, выполненные в виде упругорасширяющихся рукавов, несмотря на то, что могут значительно увеличивать свои размеры в диаметральном направлении, вследствие чего появляется возможность свободного перемещения устройства в исходном сжатом состоянии по скважине и дальнейшей её полноценной герметизации, не обеспечивают надежную работу устройства при высоких давлениях рабочей

жидкости и нестабильных размерах самой скважины – от 93 до 105 мм). Это объясняется тем, что в момент подачи рабочей жидкости в устройство упругие элементы герметизаторов увеличиваются в диаметральном направлении вплоть до соприкосновения со стенками скважины.

При этом в силу неизменности объёмов упругих элементов происходит их укорачивание в осевом направлении. Поскольку два герметизатора жёстко связаны между собой через корпус клапана, выполненного в виде стакана, то в месте крепления упругих элементов к втулкам герметизаторов, возникают значительные растягивающие силы, стремящиеся разрушить это соединение, что снижает надёжность работы устройства.

Для измерения осевого перемещения герметизаторов (пакеров) от давления были выполнены дополнительные лабораторные исследования не только в трубе диаметром 80 мм, но и в трубе диаметром 105 мм. Пакер диаметром 76 мм длиной с заделками 1113 мм и длиной резиновой части 830 мм устанавливался в трубу 105 мм (рисунок 3.11).



Рисунок 3.11 – Стендовые испытания в трубе диаметром 105 мм

Раскрытие пакера произошло при давлении от 0,1 до 0,5 МПа без надёжного крепления в трубе (скважине). При этом край пакера переместился на 80 мм (рисунок 3.11а). Дальнейшее увеличение давления от 0,5 до 2,0 МПа приводит к надёжному закреплению пакера в трубе (скважине). При этом край пакера

перемещается на 15 мм (рисунок 3.11 б). Дальнейшее увеличение давления до 5,0 МПа не приводит к перемещению края пакера (рисунок 3.11 в).

### **3.3 Разработка компенсатора осевых перемещений**

Упругие оболочки, размещённые на корпусе с осевым отверстием, ввиду ограниченности объема их тела имеют ограниченные возможности увеличивать свои размеры в диаметральном направлении при их осевом сжатии под воздействием гидравлических толкателей. Поэтому для обеспечения надежной герметизации скважин требуется очень незначительная разница между диаметром скважины и внешним диаметром упругих оболочек устройства, находящихся в исходном сжатом состоянии, что затрудняет перемещение устройства по непрямолинейным и глубоким скважинам, пробуренным по углю.

В разработанном устройстве (рисунок 3.5) имеются два герметизатора, выполненные в виде упруго расширяющихся рукавов, и они могут значительно увеличивать свои размеры в диаметральном направлении, вследствие чего появляется возможность свободного перемещения устройства в исходном сжатом состоянии по скважине и дальнейшей её полноценной герметизации. Однако в момент подачи рабочей жидкости в устройство упругие элементы герметизаторов увеличиваются в диаметральном направлении вплоть до соприкосновения со стенками скважины. При это в силу неизменности объёмов упругих элементов происходит их укорачивание в осевом направлении.

Для повышения надёжности работы устройства, предназначенного для гидроразрыва скважин в угольном массиве, предложено устранить растягивающие силы в месте присоединения упругих элементов к втулкам герметизаторов путем введения в конструкцию устройства для разрыва скважин в угольном массиве компенсатора осевых перемещений, устанавливаемого между герметизаторами [94]. Предполагается, что компенсатор устраняет возникновение сил, разрушающих место присоединения упругих элементов герметизаторов.

Однако создание такого устройства приведёт к изменению соотношения длины клапана и диаметра скважины, что может привести к изменению направления движения создаваемой трещины. Повышение надежности устройства и эффективности осуществления гидроразрыва горных пород предложено обеспечить за счёт телескопичности устройства и вовлечения сил растяжения со стороны герметизаторов для последующего срабатывания устройства [159].

Скважинное устройство для осуществления гидроразрыва горных пород (рисунок 3.12) содержит полый цилиндр 1, шток 2 с поршнем 3, наконечники 4 (со стороны цилиндра) и 5 (со стороны штока), герметизаторы 6 (со стороны цилиндра) и 7 (со стороны штока), заглушку 8, переходник 9 и пружину 10 [159].

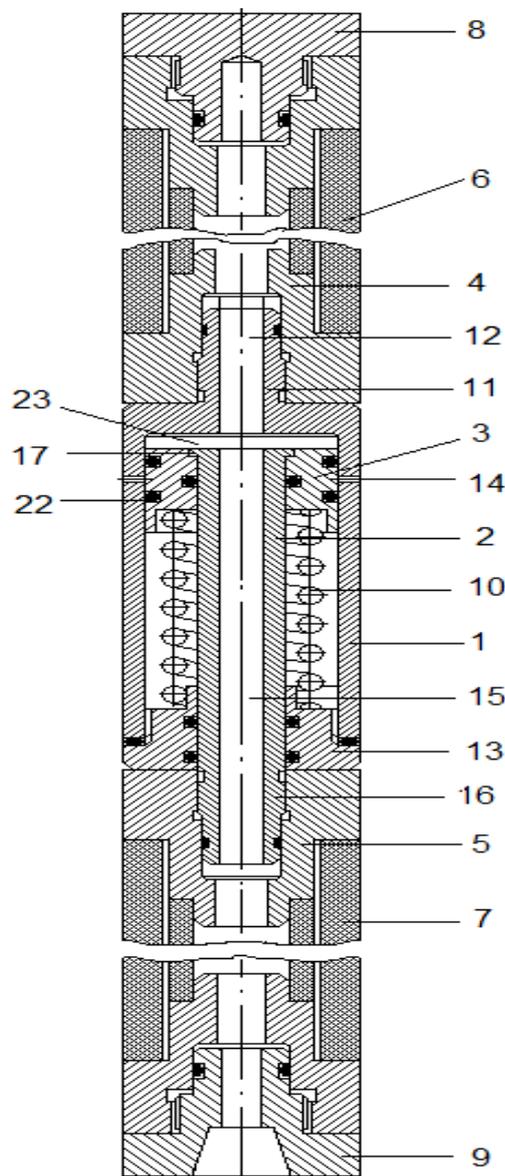


Рисунок 3.12 – Скважинное устройство с компенсатором осевого перемещения

Полый цилиндр 1 включает штуцер 11 с центральным отверстием 12 и проходную крышку 13. В стенке цилиндра 1 выполнены равноудаленные друг от друга сквозные радиальные отверстия 14 для прохода рабочей жидкости. Шток 2 выполнен с центральным сквозным отверстием 15, с одной стороны он снабжен штуцером 16 для присоединения герметизатора 7 через наконечник 5, с другой – буртиком 17. Поршень 3 выполнен в виде толстостенной цилиндрической втулки со сквозным центральным отверстием.

Шток 2 с поршнем 3 вставляют в цилиндр 1, продвигая его до дна. Затем на шток 2 надевают пружину 10, а цилиндр 1 закрывают проходной крышкой 13, при накручивании которой сжимают пружину 10. В этом положении радиальные сквозные отверстия 14 перекрыты поршнем 3, а между поршнем 3 и дном цилиндра 1 существует камера 23.

К штуцеру 11 посредством наконечника 4 присоединяют герметизатор 6 с заглушкой 8; к штуцеру 16 посредством наконечника 5 присоединяют герметизатор 7 с переходником 9.

Для проведения гидроразрыва горных пород устройство размещают в скважине, ориентируя его заглушкой 8 к забою скважины. Через переходник 9 в устройство подают рабочую жидкость, которая сначала заполняет все доступные пустоты: внутренние полости герметизатора 7, штока 2, камеры 23, штуцера 16 и герметизатора 6. После заполнения всех пустот повышается давление рабочей жидкости в заполненных полостях. При этом герметизаторы, выполненные из армированного рукава, расширяются, увеличивая поперечное сечение, и за счёт этого плотно закрепляются в скважине, изолируя её; в камере 23 также растёт давление рабочей жидкости, но поршень остается неподвижным, так как удерживается усилием сжатия пружины 10. При последующем повышении давления рабочей жидкости герметизаторы 6 и 7 создают осевые усилия, раздвигающие цилиндр 1 и шток 2. Шток 2, перемещаясь в сторону герметизатора 7, буртиком 17, вставленным в проточку 21, увлекает за собой поршень 3, который в свою очередь сжимает пружину 10; цилиндр 1 перемещается в сторону герметизатора 6. В результате этих взаимных перемещений рабочая камера 23

увеличивается в объёме и в конце перемещений поршень 3 открывает радиальные отверстия 14 – рабочая жидкость под высоким давлением поступает в изолированную полость скважины из устройства и осуществляет динамическое воздействие на горную породу, обеспечивая гидроразрыв пласта.

В силу того, что состояние внутренней поверхности скважины неизвестно, возможен вариант, когда растягивающих сил, а значит, и взаимных перемещений цилиндра и штока, будет недостаточно для открывания радиальных отверстий 14 для осуществления гидроразрыва (например, при уменьшении диаметра скважины в месте позиционирования герметизаторов). В этом случае за счет роста давления рабочей жидкости начинается перемещение поршня 3 вдоль штока 2. При этом пружина 10 сжимается под действием поршня 3. В результате перемещения поршня 3 открываются радиальные отверстия 14, за счёт чего и осуществляется гидроразрыв горной породы. В результате осуществления гидроразрыва давление рабочей жидкости резко падает, поршень 3 под действием пружины 10 возвращается в исходное положение, а герметизаторы 6 и 7 принимают исходную форму.

Таким образом, гидроразрыв горных пород осуществляется только после того, как герметизаторы не только зафиксируются в скважине, но и осуществят взаимное осевое перемещение цилиндра и штока. А в случае, когда взаимное перемещение цилиндра и штока даже при заданном давлении не достижимо, гидроразрыв осуществляется за счет перемещения поршня. Все перечисленное свидетельствует не только о повышении надежности устройства, но и об эффективности его срабатывания.

Предложенное техническое решение в момент осуществления гидроразрыва обеспечивает срабатывание герметизаторов по перемещению штуцеров цилиндра и штока, лишь в случае недостаточных раздвижных перемещений открытие радиальных отверстий в корпусе цилиндра осуществляется поршнем за счет роста давления рабочей жидкости в камере, обеспечивая необходимое соотношение длины  $L$  и диаметра скважины  $d$ , при котором образуются одна или множественные поперечные трещины различного типа.

### Выводы по третьей главе

Предложены устройство и способ поинтервального гидроразрыва угольного пласта за счёт установки в скважину двух упруго расширяющихся элементов, соединенные между собой клапанным устройством золотникового типа. При подаче рабочей жидкости упругие элементы, расширяясь, изолируют область работы гидравлического золотника, который открывается при заданном давлении и жидкость разрывает угольный пласт вертикальными трещинами, что позволяет повысить коллекторную способность пласта за счёт многократного увеличения трещиноватости массива.

Для реализации способа поинтервального гидроразрыва угольных пластов разработан экспериментальный образец оборудования разрывного устройства в виде двух упругорасширяющихся элементов (пакеров), соединённых между собой клапаном золотникового типа. Причем длина клапана не превышает двух диаметров скважины, что является главным фактором при формировании вертикальных трещин гидроразрыва. Проведены стендовые испытания основных систем оборудования.

Для повышения надежности работы устройства, предназначенного для гидроразрыва скважин в угольном массиве, предложено устранить растягивающие силы в месте присоединения упругих элементов к втулкам герметизаторов путем введения в конструкцию устройства для разрыва скважин в угольном массиве компенсатора осевых перемещений.

Двухсторонний пакер с длиной упруго расширяющихся элементов 1300 мм и установленным между ними клапаном 300 мм с возможностью осевого перемещения до 30 мм обеспечивает безаварийную работу при фиксации пакера давлением 1,5-2,0 МПа с последующим повышением до 5,0 МПа в угольных скважинах диаметром до 105 мм.

## **4 ШАХТНЫЕ ИСПЫТАНИЯ СПОСОБА И УСТРОЙСТВА ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ГИДРОРАЗРЫВА УГОЛЬНОГО ПЛАСТА**

### **4.1 Реализации метода поинтервального гидроразрыва в условиях шахты им. С.М. Кирова**

В соответствии с «Методическими рекомендациями на выполнение работ по поинтервальному гидроразрыву пласта 24 в дегазационных скважинах выемочного столба лавы № 24-62 ПЕ «Шахта «им. С.М. Кирова» для интенсификации дегазации, с целью обеспечения безопасной и стабильной работы очистного забоя» (титульный лист рекомендаций представлен в приложении А) совместно со специалистами ИУ ФИЦ УУХ СО РАН выполнены работы по ориентированному поинтервальному гидроразрыву угольного пласта. Для оценки эффективности гидродинамического воздействия на угольный пласт выполнены исследования по оценке степени гидродинамического воздействия на угольный пласт в процессе проведения гидроразрыва на основе применения сейсмических методов. Кроме того, на каждом интервале гидроразрыва выполнена верификация его процесса путем оценки изменения давления в скважине при нагнетании рабочей жидкости.

Реализация метода поинтервального гидроразрыва включает в себя последовательное выполнение следующих технологических операций:

1 Бурение скважины.

1.1 В соответствии с проектом определяется место бурения и параметры скважины (диаметр, глубина и угол наклона).

1.2 Устанавливается буровой станок и пробуривается скважина.

Перед бурением скважины помощник заправляет буровую штангу в станок и подает воду для промывки. Машинист бурового станка приступает к бурению и следит за креплением станка и промывкой скважины.

1.3 Демонтируется буровой став, снимается буровая коронка и калибром проверяется диаметр скважины. Диаметр скважины должен находиться в пределах 93-96 мм.

2 Нагнетание рабочей жидкости в скважину.

2.1 На трубопроводе высокого давления герметизатор подается в скважину до упора в забой.

2.2 Включается подача рабочей жидкости от насосной установки.

2.3 Производится гидроразрыв углепородного массива, о чём свидетельствует падение давления в системе (давление гидроразрыва зависит от свойств массива).

2.4 Выключается подача рабочей жидкости и дренажным краном сбрасывается давление в пакере.

2.5 Пакер перемещается к устью скважины на необходимую длину. Операции повторяются.

2.6 Производится демонтаж оборудования.

В работе максимально использовались ранее выполненные исследования ИУ ФИЦ УУХ СО РАН и разработанная ими аппаратура контроля процессов в шахтном исполнении [160-164]. В подготовленную рабочую скважину на колонне высоконапорных труб заводится герметизатор, который посредством гидроарматуры подсоединяется к насосу (рисунок 4.1) Затем осуществляется заполнение всей системы рабочей жидкостью и предварительный распор герметизатора в скважине (давление не менее 7 МПа), после чего производится нагнетание рабочей жидкости. Процесс нагнетания жидкости в скважину продолжается до стабилизации давления в напорной магистрали (со стороны скважины) на уровне 40-50% от максимального при гидроразрыве (фиксируется по манометру), но не менее 5-10 минут. Насосная установка отключается, производится демонтаж оборудования, после чего переходят к следующей подготовленной скважине.

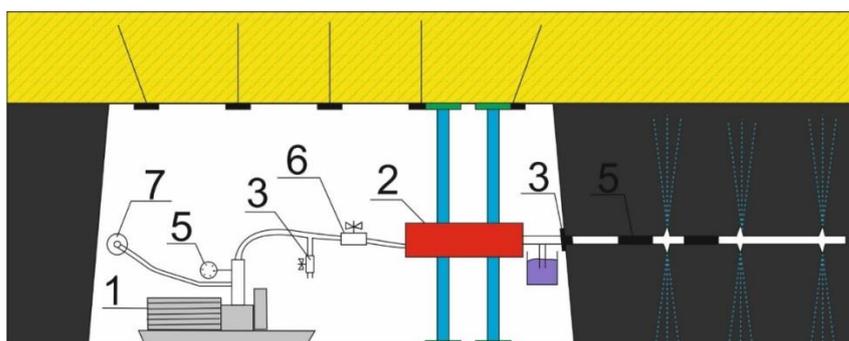


Рисунок 4.1 – Технологическая схема: 1 – Насос УАВ2М160, 2 – буровой станок, 3 – уплотнитель устья, 4 – устройство гидроразрыва, 5 – манометр, 6 – вентиль высоконапорный, 7 – противопожарный трубопровод

Разрывное устройство, предназначенное для проведения работ по гидроразрыву, подается в скважину буровым станком на ставе высоконапорных труб, соединяющихся при помощи специально разработанных быстроразъемных соединений (рисунок 4.2).

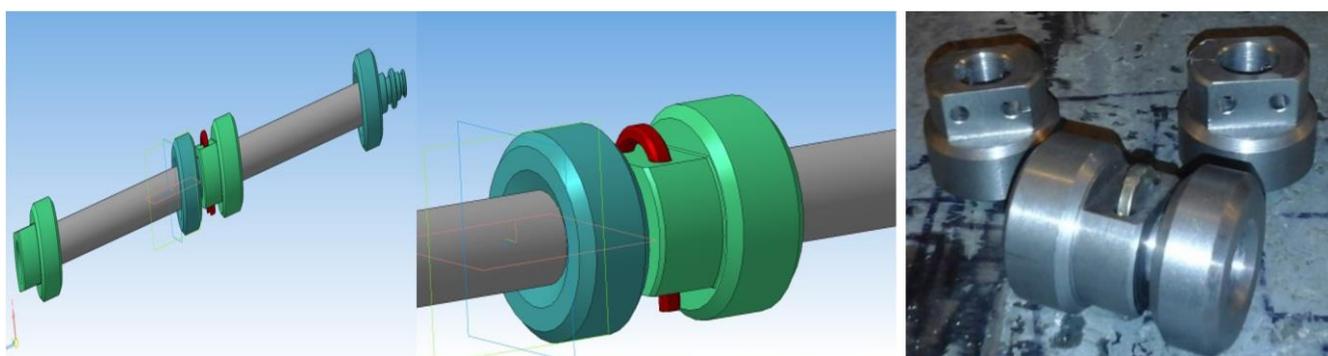


Рисунок 4.2 – Высоконапорная труба с быстроразъемным соединением

Бурение дегазационных пластовых скважин осуществляется буровыми установками типа IDS-90 или БУГ-200 из вентиляционной печи № 24-64. Отвод метановоздушной смеси из скважин предусматривается по участковым дегазационным трубопроводам диаметром 273мм, проложенным по вентиляционной и конвейерной печам № 24-62.

Дегазационный трубопровод подвешивается с помощью каната за анкера основного крепления. Устье каждой дегазационной скважины оборудуется кондуктором. Дегазационные скважины после окончания их бурения подключаются к дегазационному трубопроводу. Неподключенные дегазационные скважины герметично закрываются.

Соединение скважин с участковым дегазационным трубопроводом производится при помощи гибкого гофрированного шланга. Отвод

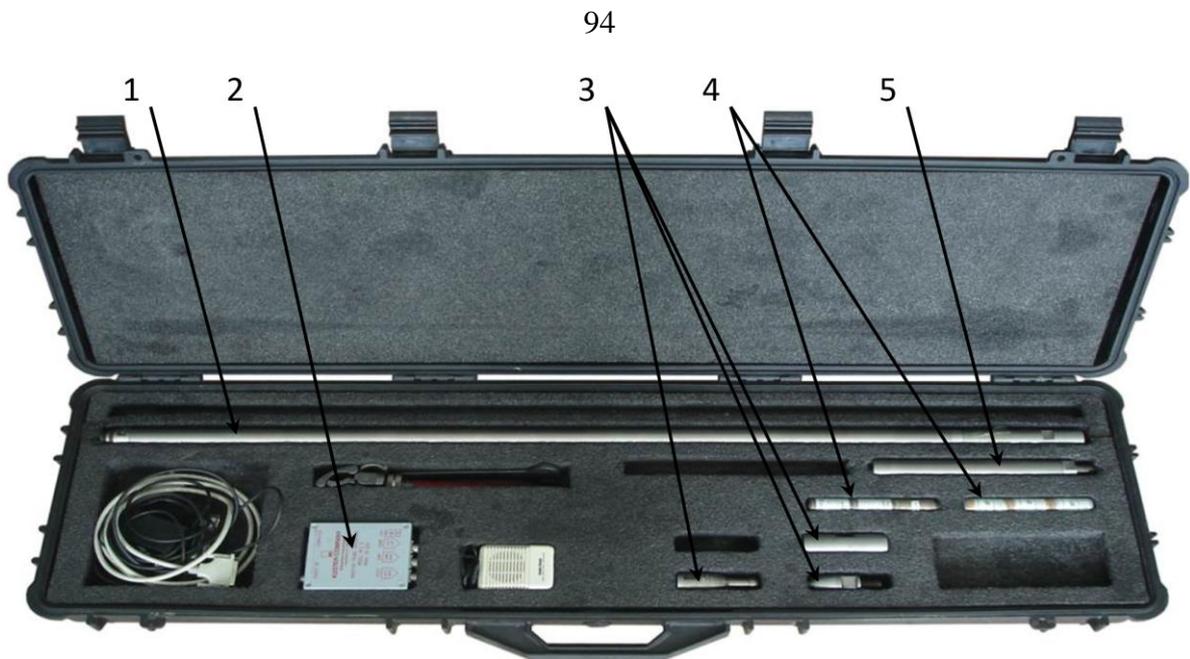
метановоздушной смеси из скважин осуществляется по дегазационному трубопроводу, подключенному на поверхности к вакуум-насосу.

#### **4.2 Применение современных технических средств мониторинга и оценки результатов разупрочнения угольного пласта**

Для исследования скважин и контроля гидродинамического воздействия на пласт используется следующее контрольное оборудование: глубинный электронный манометр; колба высокого давления; механический манометр.

Работы по контролю гидродинамического воздействия на пласт через скважины, пробуренные из горных выработок, выполняются в следующем порядке [161,162,165,166]: программирование и подготовка электронного манометра; размещение манометра в колбу высокого давления; подключение основного и вспомогательного оборудования к скважине; подготовка насосной станции; нагнетание флюида в скважину; ожидание падения давления; отключение оборудования и экспорт данных из электронного манометра; анализ и интерпретация полученных данных; оформление результатов оценки фильтрационных свойств.

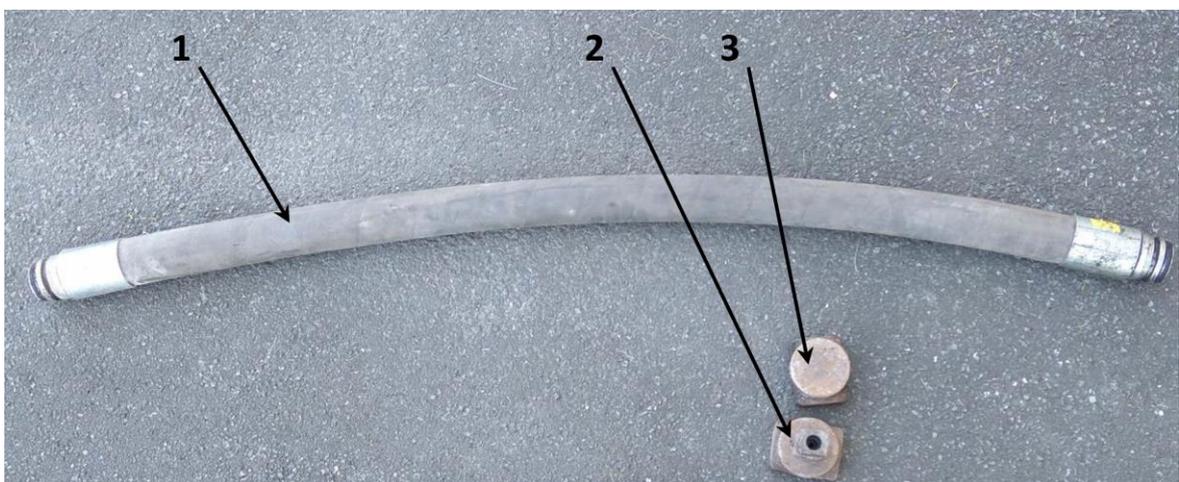
Электронный автономный манометр (рисунок 4.3) предназначен для измерения давления в скважине до 340 атм и температуры в пределах от 0 до +150С°. Датчик давления является автономным программируемым прибором, который работает от литиевых батарей и программируется при помощи персонального компьютера. Манометр позволяет выбирать время задержки до измерения от 0 сек. до 18 ч. с интервалом измерений 1 сек. – 1 ч.



1 – электронный автономный манометр; 2 – интерфейс монитор-зонд (МПИ);  
3 – переходники; 4 – элементы питания; 5 – блок питания

Рисунок 4.3 – Глубинный автономный манометр K8S

Для подключения датчика давления к системе нагнетания рабочей жидкости используется колба высокого давления (рисунок 4.4), которая состоит из рукава с металлонавивкой (EN 856 4SH), переходника и цельнометаллической заглушки. Подача флюида в скважину осуществляется при помощи насосной станции, предназначенной для нагнетания рабочей жидкости в гидросистему очистных агрегатов и механизированных крепей в шахтах любой категории по газу и пыли. Место установки станций – откаточные, вентиляционные штреки и просеки с углом наклона не более 10°.



1 – рукава с металлонавивкой 4SH; 2 – заглушка; 3 – переходник

Рисунок 4.4 – Колба высокого давления:

Программирование электронного автономного манометра и экспорт данных выполняется при помощи программного продукта «MPSWin», в котором задается время между измерениями, продолжительность измерений, а также отношение количества снимаемых точек давления и температуры. Импорт и экспорт данных осуществляется при помощи интерфейса монитор-зонд (MPI) через порт RS232. Программирование манометра осуществляется непосредственно при его подключении к персональному компьютеру, также возможен импорт ранее заданных и сохраненных интервалов (рисунок 4.5). Для этого необходимо знать тип манометра и его объём памяти. После заданных интервалов времени, давления и температуры в рабочем окне Program Intervals отображается следующая информация: тип электронного манометра; объём памяти манометра; отношение давления и температуры (Д/Т); продолжительность и частота измерений для каждого интервала; количество памяти манометра, необходимое для каждого интервала программы; количество памяти, оставшейся после каждого интервала (размер памяти в байтах) [162].

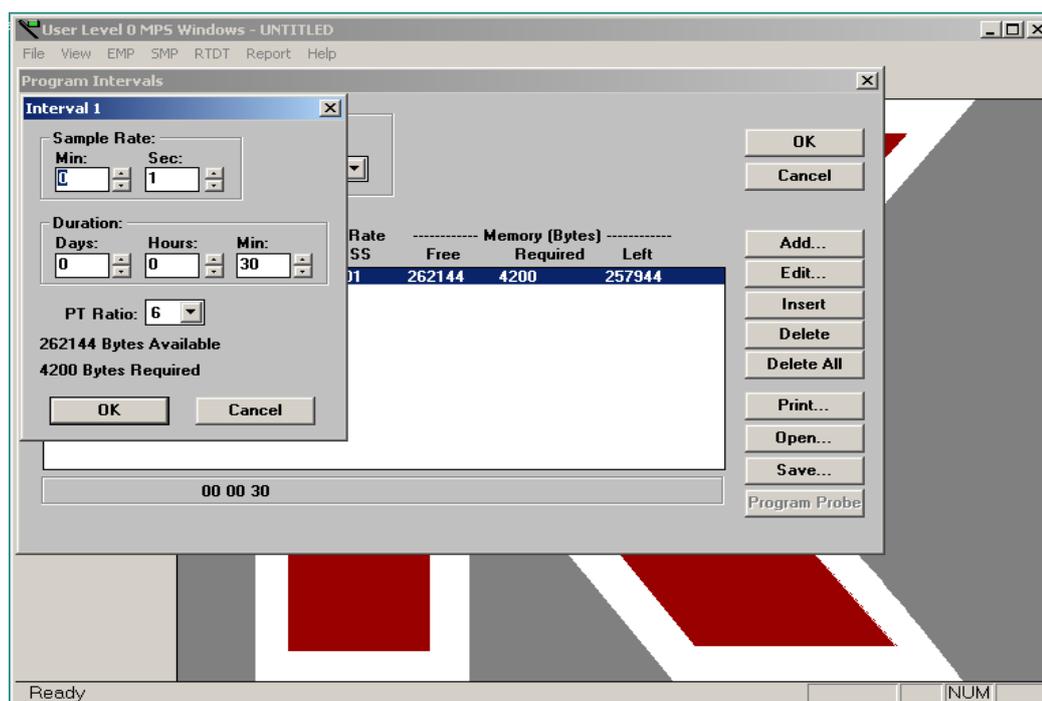
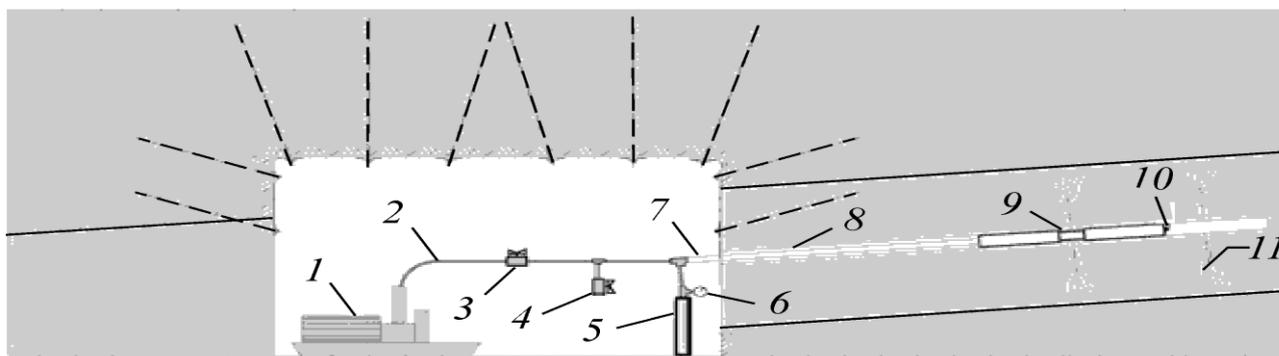


Рисунок 4.5 – Рабочее окно для программирования электронного манометра

При необходимости заданные интервалы можно отредактировать или удалить из памяти манометра. Предварительно запрограммированный электронный манометр устанавливается в скважину или подключается к системе подачи флюида, после чего насосное оборудование при помощи рукавов высокого давления подключается к оголовку скважины. Расположение измерительного оборудования и подключение его к скважине схематично представлено на рисунке 4.6.



1 — насосная станция; 2 — высоконапорный рукав; 3 — кран подачи рабочей жидкости; 4 — кран слива; 5 — колба высокого давления с автономным манометром; 6 — механический манометр; 7 — став высоконапорных труб; 8 — скважина гидроразрыва; 9 — разрывное устройство; 10 — заглушка

Рисунок 4.6 – Технологическая схема расположения оборудования

После осмотра и подготовки оборудования выполняются работы по нагнетанию флюида в скважину. В течение периода нагнетания непрерывно контролируются показания на механическом манометре, установленном на устье скважины, и изменение уровня жидкости в мерной емкости. После окончания периода нагнетания жидкости в пласт и сброса давления манометр извлекается для анализа и интерпретации полученных данных.

При экспорте данных из электронного манометра (рисунок 4.7) отображаются исходные данные о манометре, который был использован, приводится дата, время подключения и отключения элементов питания, номер

скважины, место проведения исследования и другая информация о ходе проведения теста.

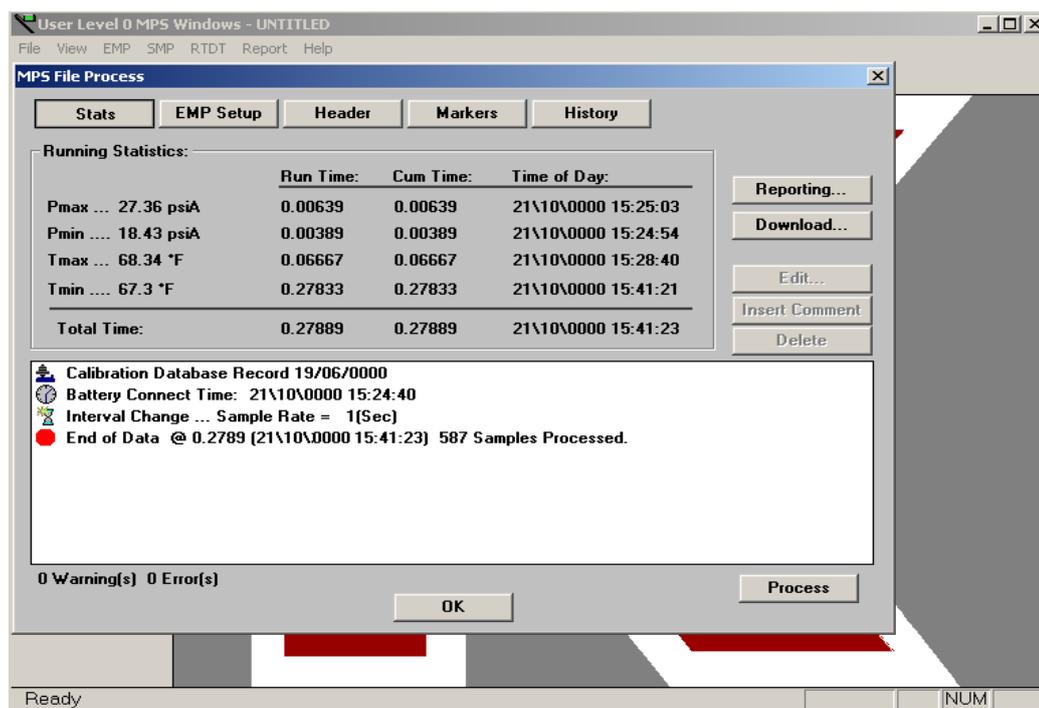


Рисунок 4.7 – Пример рабочего окна экспорта данных из электронного манометра

Полученные данные передаются для следующего этапа обработки в программный пакет «ValiData», где они редактируются и сохраняются в файл с расширением «\*.FKT».

#### 4.2.1 Исследования по оценке фильтрационных свойств в скважинах, пробуренных из горных выработок

Для оценки эффективности мероприятий по поинтервальному гидродинамическому воздействию на угольный пласт Болдыревский выемочного участка № 24-62 шахты им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс» и увеличения его газоотдачи совместно с сотрудниками ИУ ФИЦ УУХ СО РАН выполнены исследования в скважине № 66 (рисунок 4.8).



Рисунок 4.8 – Схема расположения скважины

Скважина для гидравлического воздействия пробурена непосредственно из горной выработки в угольный пласт. На эффективность гидравлического воздействия на пласт влияет высокая герметичность скважины. Для этого в скважине устанавливались пакерные устройства.

Скважина № 66 диаметром 93 мм пробурена в угольный пласт из горной выработки конвейерного штрека выемочного участка № 24-62 на глубину 140 м. На устье скважины установлены отводы для подключения насосной станции и контрольно-измерительного оборудования, для чего предварительно запрограммированный электронный манометр размещается в колбе высокого давления (рисунок 4.4) и подключается к системе подачи флюида.

После завершения подготовительных работ при помощи насоса высокого давления в скважину нагнетали рабочую жидкость для проведения гидравлического разрыва пласта, который контролировался по показаниям манометра. После этого скважину перекрывали запорной арматурой, отключали насос и автономный датчик давления для анализа и интерпретации полученных данных. При экспорте данных из электронного манометра вводились данные о манометре, который был использован, дата, время подключения и отключения

элементов питания, номер скважины, место проведения исследования и другая информация о ходе проведения теста.

#### 4.2.2 Обработка результатов воздействия на пласт

Два гидравлических разрыва пласта выполнены с интервалом 10 м, длительность первого гидроразрыва составила 11,8 мин (рисунок 4.9) и 7,0 мин (рисунок 4.10) соответственно. При первом гидроразрыве на глубине 40 м открытие клапана произошло при давлении 10,3 МПа, в то время как открытие клапана при втором гидроразрыве на глубине 30 м произошло при давлении 9,5 МПа. Нагнетание рабочей жидкости в обоих случаях осуществлялось насосом с производительностью 160 л/мин. В обоих случаях в первые 5-10 сек происходил скачкообразный гидроразрыв пласта. При этом величина температуры жидкости оставалась практически постоянной в районе 4-5 градусов.

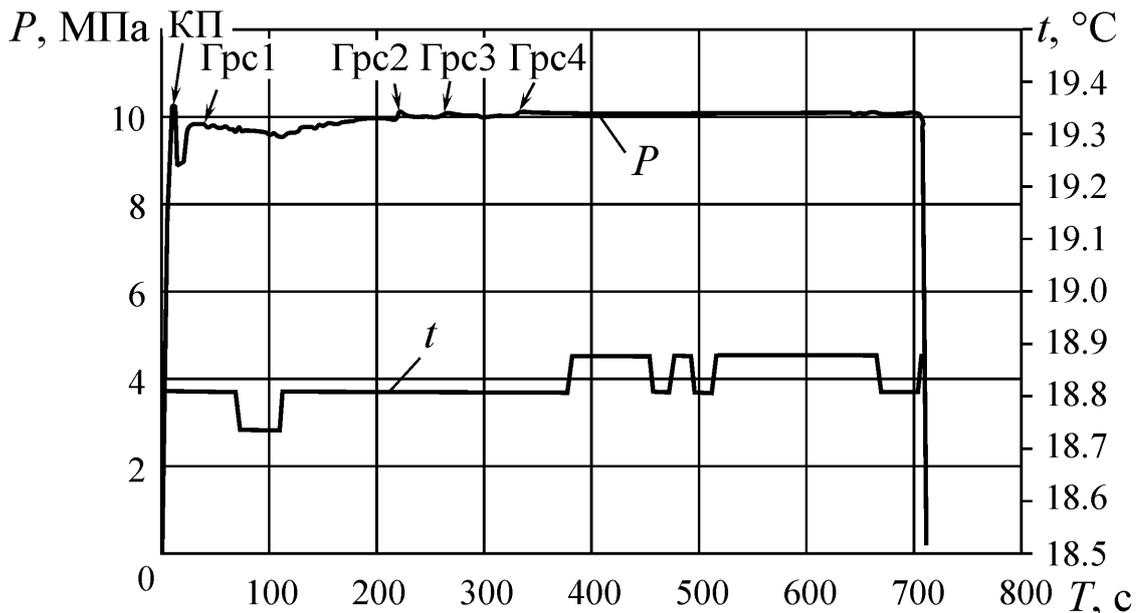


Рисунок 4.9 – Изменение давления  $P$  и температуры  $t$  во времени  $T$  при проведении гидродинамического воздействия (Грс) на пласт в скважине № 66

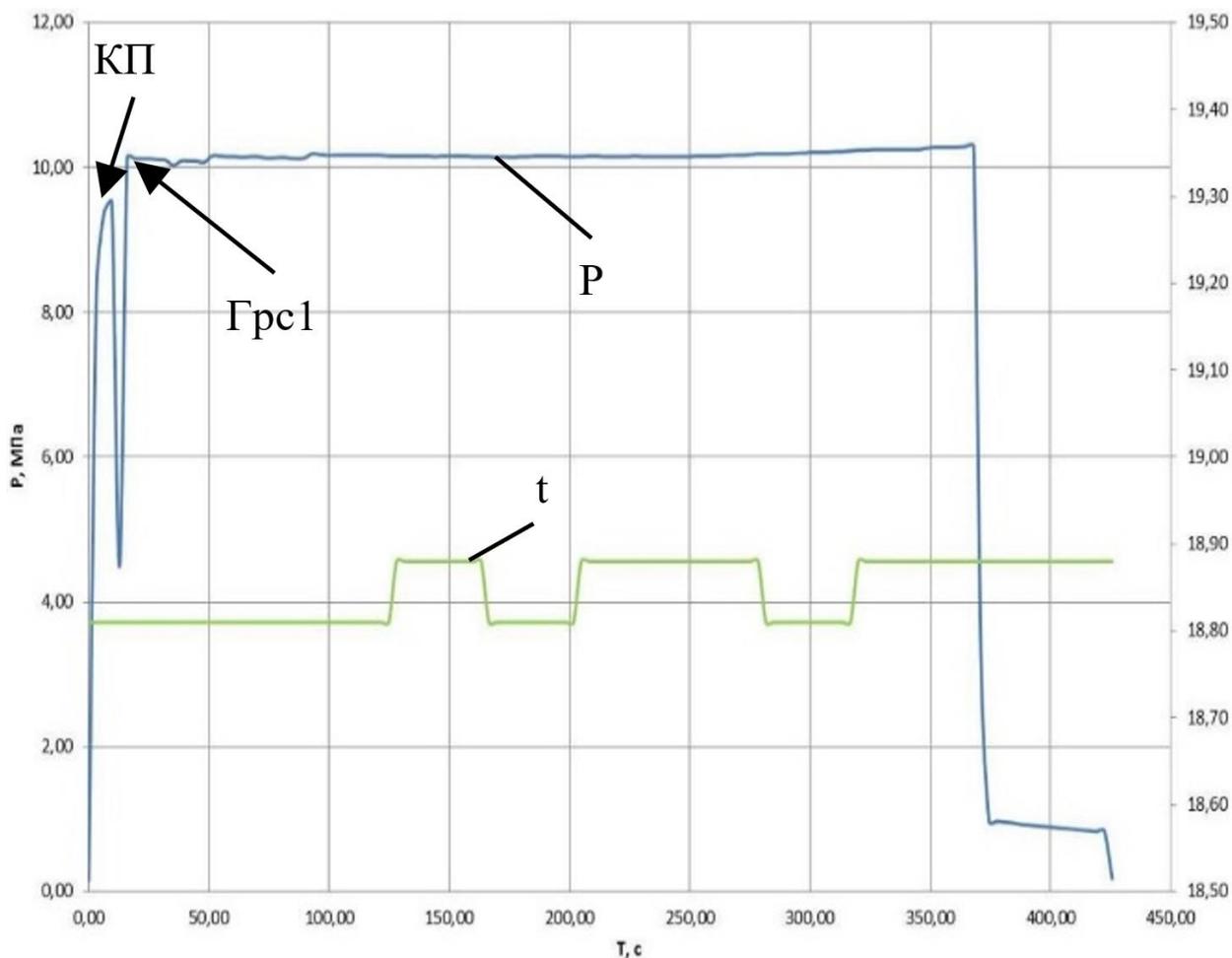


Рисунок 4.10 – Изменение давления  $P$  и температуры  $t$  при проведении гидродинамического воздействия на пласт в скважине № 66, интервал № 2

После этого стимуляция скважины осуществлялась без существенных перепадов давления. Однако при давлении 10,29 МПа на 368-й секунде воздействия на пласт произошло резкое падение давления, которое соответствует разгерметизации пакера.

### 4.2.3 Параметры и схема сейсморазведочных измерений

С целью оценки проведения поинтервального гидроразрыва угольного пласта в оконтуренном выемочном столбе были выполнены геофизические измерения с использованием метода сейсмического просвечивания выемочного столба на проходящих волнах. Для выполнения геофизических работ по бортам

штреков выемочного столба № 24-62 намечены геофизические пикеты (ПК) приема и возбуждения колебаний. В соответствии с разметкой осуществлена координатная привязка измерительных систем. Привязка геофизических пикетов приема колебаний к реальным условиям выемочного столба № 24-62 выполнена на основе предоставленного шахтой плана горных работ и исходя из фактического расположения выработок и объектов угольной шахты (рисунок 4.11).

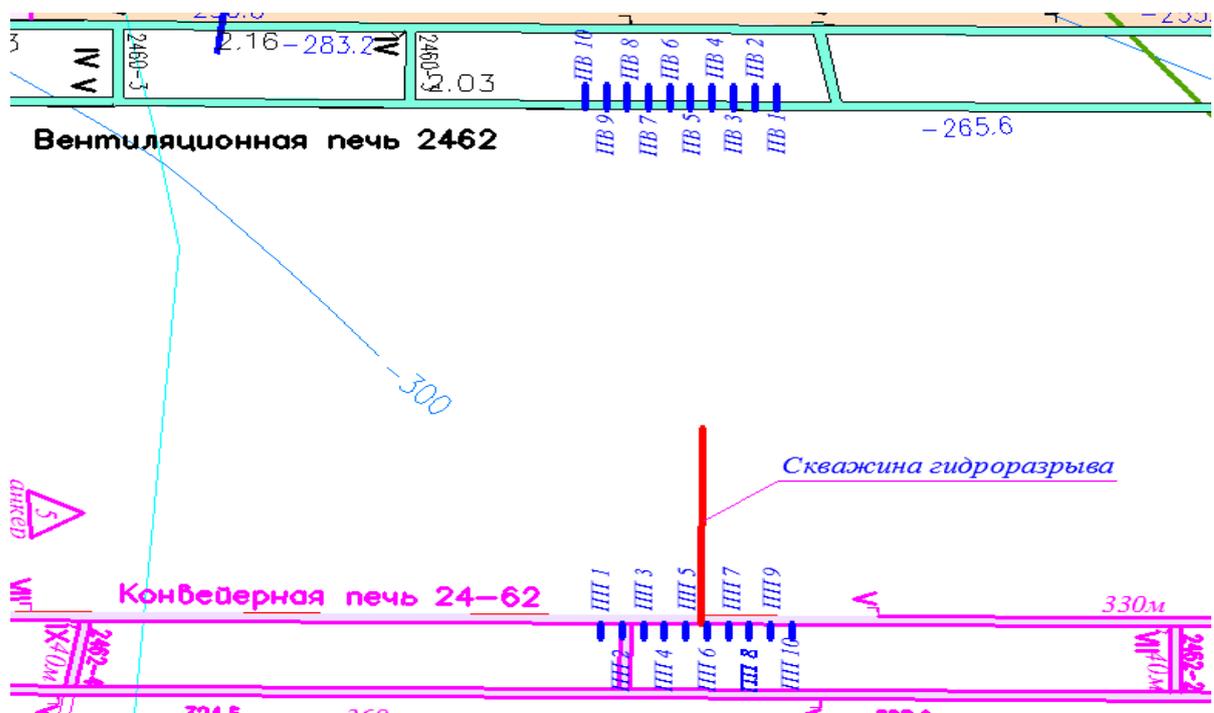


Рисунок 4.11 – Схема размещения геофизических пикетов приема и возбуждения колебаний в области выемочного столба № 24-62

Регистрация данных проведена по линии конвейерной печи 24-62. Шаг измерения соответствует выбранному расстоянию между пикетами. Возбуждение колебаний осуществлено по линии вентиляционной печи 2462 с интервалом – 20 м.

#### 4.2.4 Методика и аппаратура для выполнения полевого этапа измерений

Методика проведения измерений и аппаратура способа сейсмического просвечивания основана на связи между скоростными и упругими свойствами среды и заключается в регистрации проходящих волн через участок исследуемого

массива [161-164]. Скорости распространения продольных и поперечных волн являются основными параметрами, характеризующими литологический состав горных пород, их состояние и свойства. Метод сейсмического просвечивания заключается в данных условиях в регистрации из конвейерного штрека проходящих упругих волн, искусственно генерируемых от борта путевого штрека. Приемная база сформирована путем линейного поинтервального размещения по борту выработки сейсмоприемников или геофонов, подключенных к автономной регистрирующей сеймостанции. Общее количество геофонов определяет количество каналов в выполняемом исследовании. Максимальная база одновременного приема в данном исследовании составила 20 каналов (380 м). В соответствии с требованиями безопасности в шахтных условиях для инициации упругих сейсмических волн применялся механический ударный источник колебаний. Возбуждение сейсмических волн осуществлялось с различных пикетов с заданным шагом.

Для данного геофизического исследования применен комплект сейсмического оборудования. Автономная сейсмическая станция «Р-1» предназначена для реализации многоканальных систем наблюдения с неограниченным количеством пунктов приёма сейсмических данных при проведении работ с различными источниками возбуждения упругих колебаний (рисунок 4.12 а).

а)



б)



Рисунок 4.12 – Комплект шахтного оборудования для регистрации сейсмических данных: а) автономная сейсмическая станция «Р-1»; б) геофон GS-20DX

Для регистрации горизонтальных и вертикальных упругих колебаний использованы геофоны GS-20DX (рисунок 4.12б).

Общие параметры измерения, настраиваемые для измерительной аппаратуры, определены со следующими значениями: шаг дискретизации – 1 мсек; срез встроенного фильтра – 500 Гц. В качестве источника колебаний использована кувалда с массой бойка 6 кг. Возбуждение сейсмических волн осуществляется по схеме, представленной на рисунке 4.13 с различных пикетов с заданным шагом.

Наличие геологических формаций с различными физико-механическими свойствами оказывает влияние на скорость прохождения волны в массиве. Завершающие прохождение тела выемочного столба волны вызывают колебания, которые фиксируются чувствительными сейсмоприемниками – геофонами.

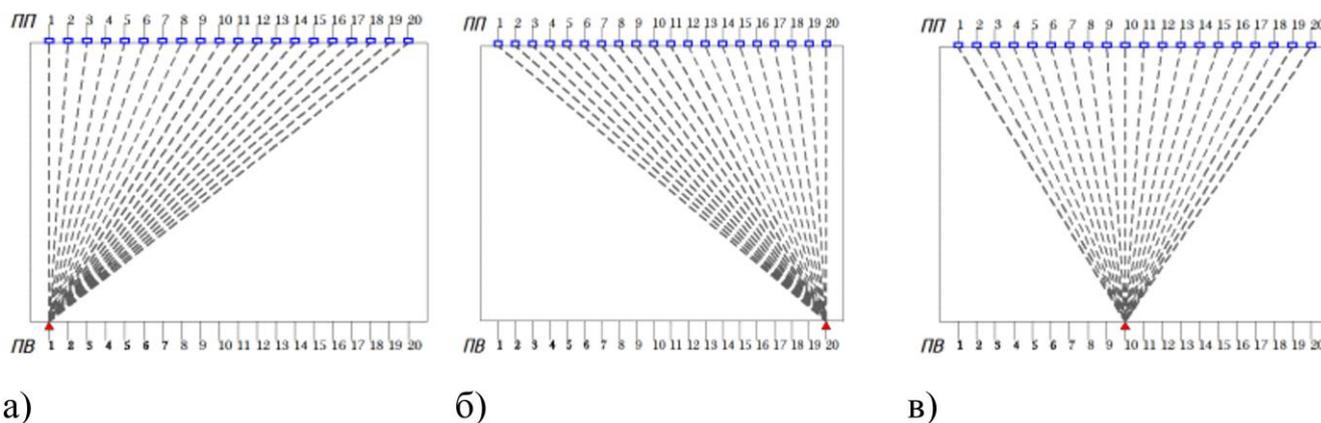


Рисунок 4.13 – Схема распространения проходящих волн в теле выемочного столба от различных пикетов возбуждения колебаний (ПВ) к пикетам приема колебаний (ПП): а) с первого ПВ; б) с последнего ПВ; в) с центрального ПВ

Геофоны преобразуют колебания в электрический импульс и подают его по сейсмокосам на регистрирующий комплекс. Сеймостанции комплекса обеспечивают сохранение получаемого сигнала в цифровом формате. По результатам шахтных геофизических измерений зафиксировано около 150 сейсмических событий.

#### 4.2.5 Камеральная обработка данных сейсморазведочных исследований

Первый этап камеральной обработки заключается в подготовке исходных полевых сейсмоданных к последующему анализу. В процессе регистрации данных автономные сейсморазведочные станции сохраняют непрерывно фиксируемый сигнал в виде файлов, включающих до 60000 отсчётов (рисунок 4.14).

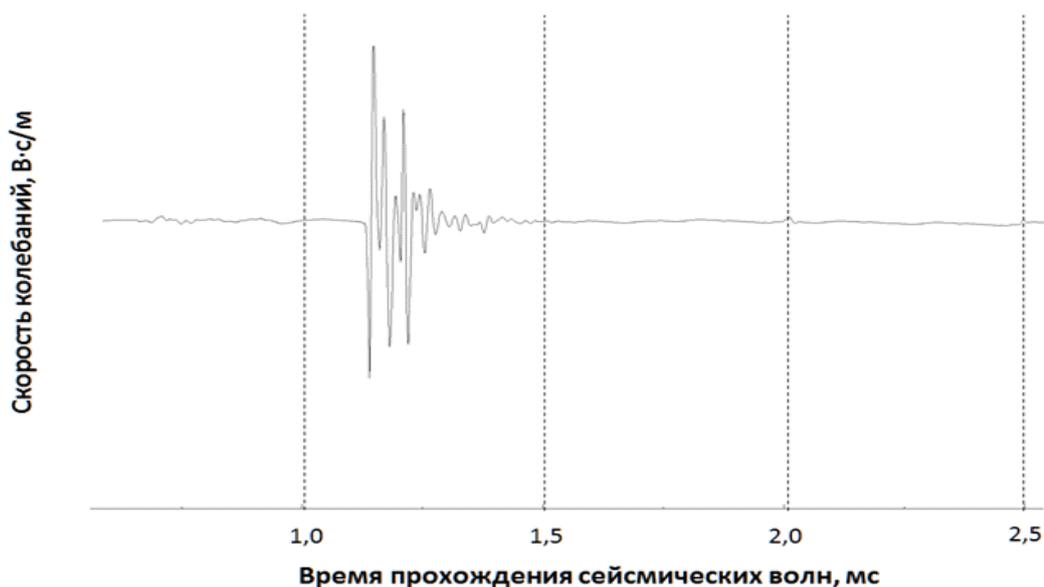


Рисунок 4.14 – Одноканальная сейсмическая запись, содержащая одно сейсмическое событие

Чтобы выделить отдельные искомые физические наблюдения, информация с отдельных регистраторов была просуммирована и сопоставлена с данными, полученными устройством отметки момента. Затем относительно зафиксированных отметок момента сейсмических событий (ударов) с различных пунктов возбуждения полученные многоканальные сейсмограммы были фрагментированы до стандартных значений количества отсчетов (рисунок 4.15).

Дальнейшая обработка сейсмограмм, содержащих информацию о состоянии области проведения гидроразрыва выемочного столба 24-62, выполнена в программном комплексе «RadexProPlus». Процесс обработки включает следующие основные процедуры: ввод и сортировка предобработанных данных; полосовая частотная фильтрация; выделение и анализ особенностей распространения полезных волн.

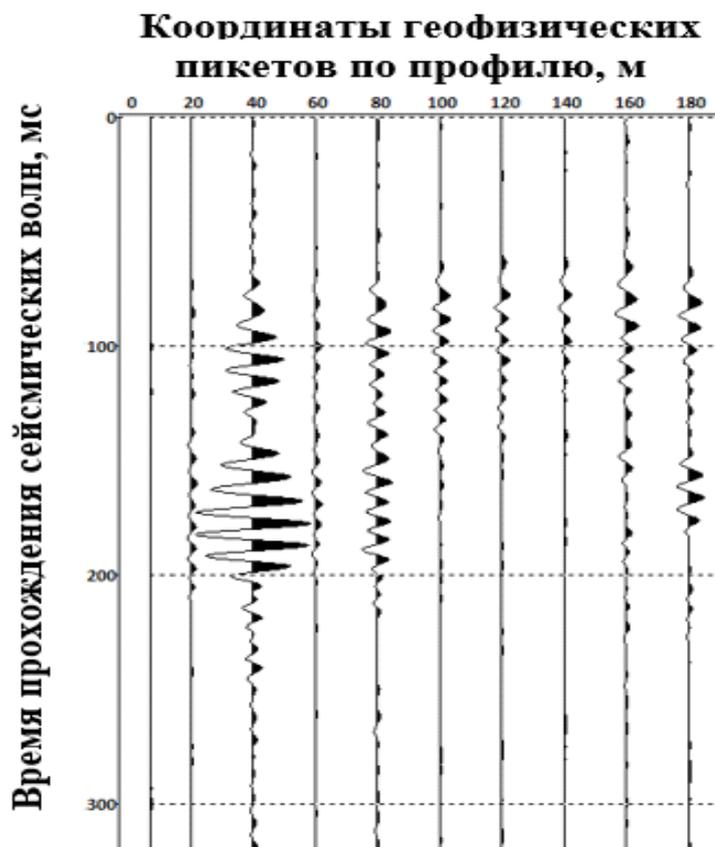


Рисунок 4.15 – Исходная многоканальная сейсмограмма

На первом этапе проведено присвоение сейсмограммам геометрии, соответствующей местоположению геофизических пикетов приема и возбуждения колебаний в горных выработках. После этого выполнена первичная оценка многоканальных сейсмограмм, по результатам которой некачественные данные исключены, а интервалы трасс с высоким уровнем помех обнулены.

На втором этапе сейсмическая информация подвергнута процедуре полосовой частотной фильтрации для выделения полезного сигнала на общем волновом фоне (рисунок 4.16). Параметры фильтра определены по результатам анализа частотного состава сейсмограмм.

Для отфильтрованных сейсмоданных проведена пикировка волн. По результатам построения пиков, характеризующих момент прихода сейсмических волн к системе геофонов, определены временные отметки регистрации продольных проходящих волн. Далее зафиксированные времена прохождения сейсмических волн в выемочном столбе введены в программу обработки томографических

данных для оценки изменения мгновенных скоростей в площади выемочного столба. Оценка выполнена на основе программного моделирования среды, находящейся между двумя выработками (вентиляционным и конвейерным штреками). Значения мгновенных скоростей определены в различных участках выемочного столба, деление на которые выполнено путем его оцифровки и пикселизации с учетом реальных координат. Наличие геологических формаций с различными физико-механическими свойствами оказывает влияние на скорость прохождения волны в массиве – чем плотнее среда в массиве, тем выше скорость прохождения волн. Полученные результаты скорости прохождения волн сохранены в виде скоростной модели среды.

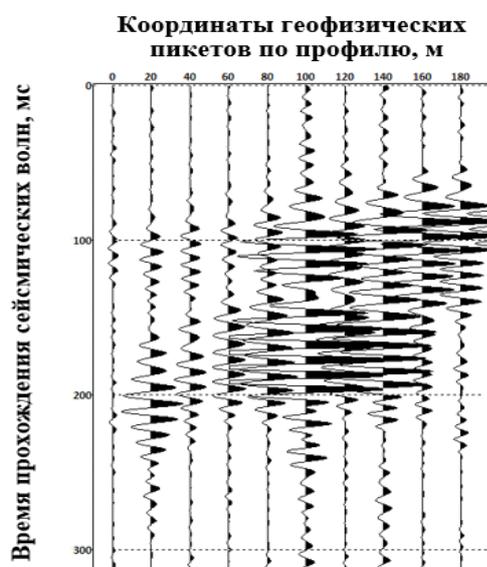


Рисунок 4.16 – Исходная 10-канальная сейсмограмма зафиксированного сейсмического события после процедур обработки

На заключительном этапе обработки проведена загрузка полученной скоростной модели в программный комплекс для построения двумерных анизотропных моделей среды. Горизонтальный геофизический разрез распределения скоростных характеристик в области выемочного столба 24-62 до проведения гидроразрыва, построенный по результатам выполненных камеральных работ, имеет следующий вид (рисунок 4.17) [161,165,166]:

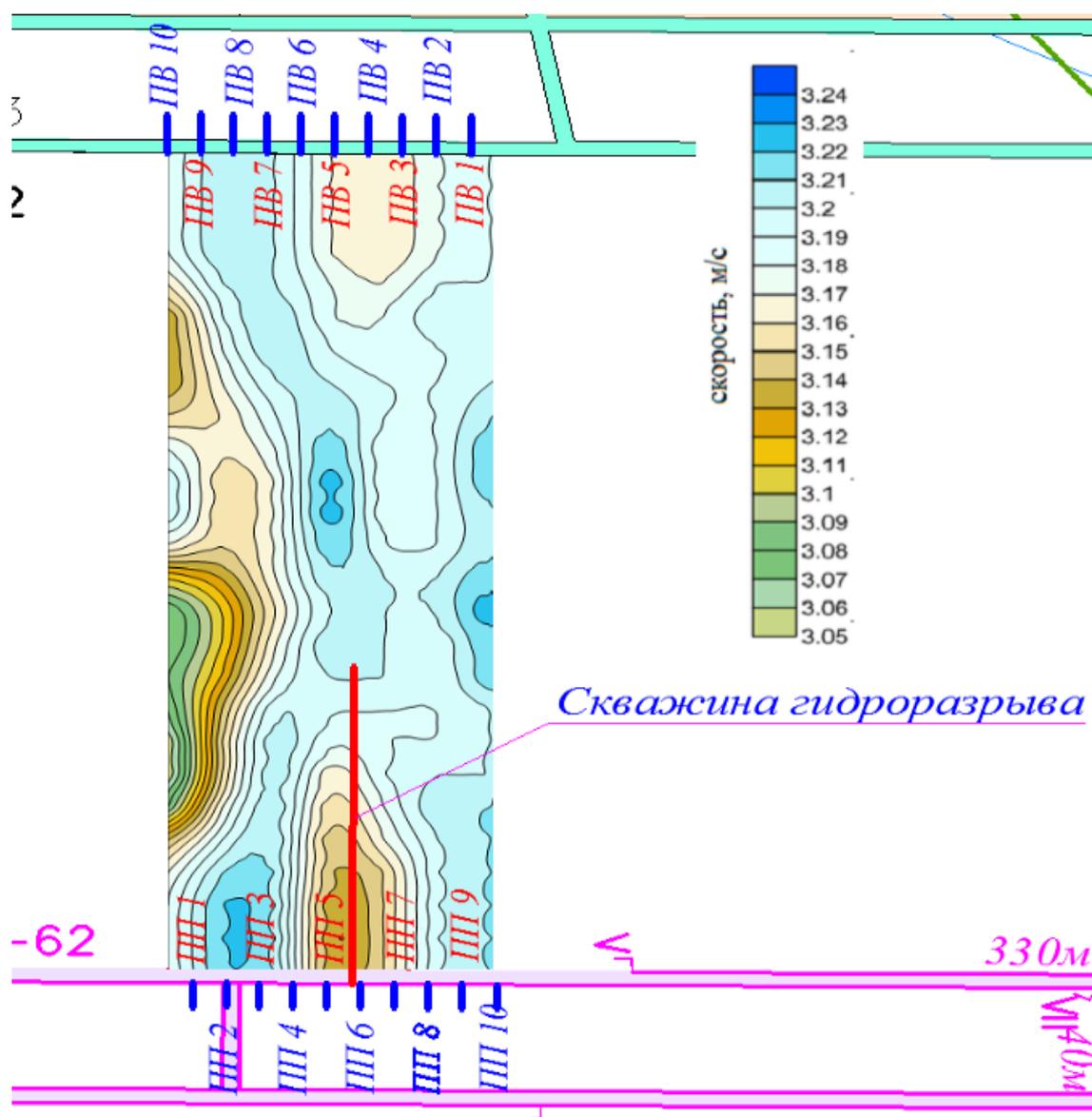


Рисунок 4.17 – Геофизический разрез распределения скоростных характеристик в области выемочного столба 24-62 до проведения гидроразрыва

Горизонтальный геофизический разрез распределения скоростных характеристик в области выемочного столба 24-62 после проведения гидроразрыва, построенный по результатам выполненных камеральных работ, имеет следующий вид (рисунок 4.18).

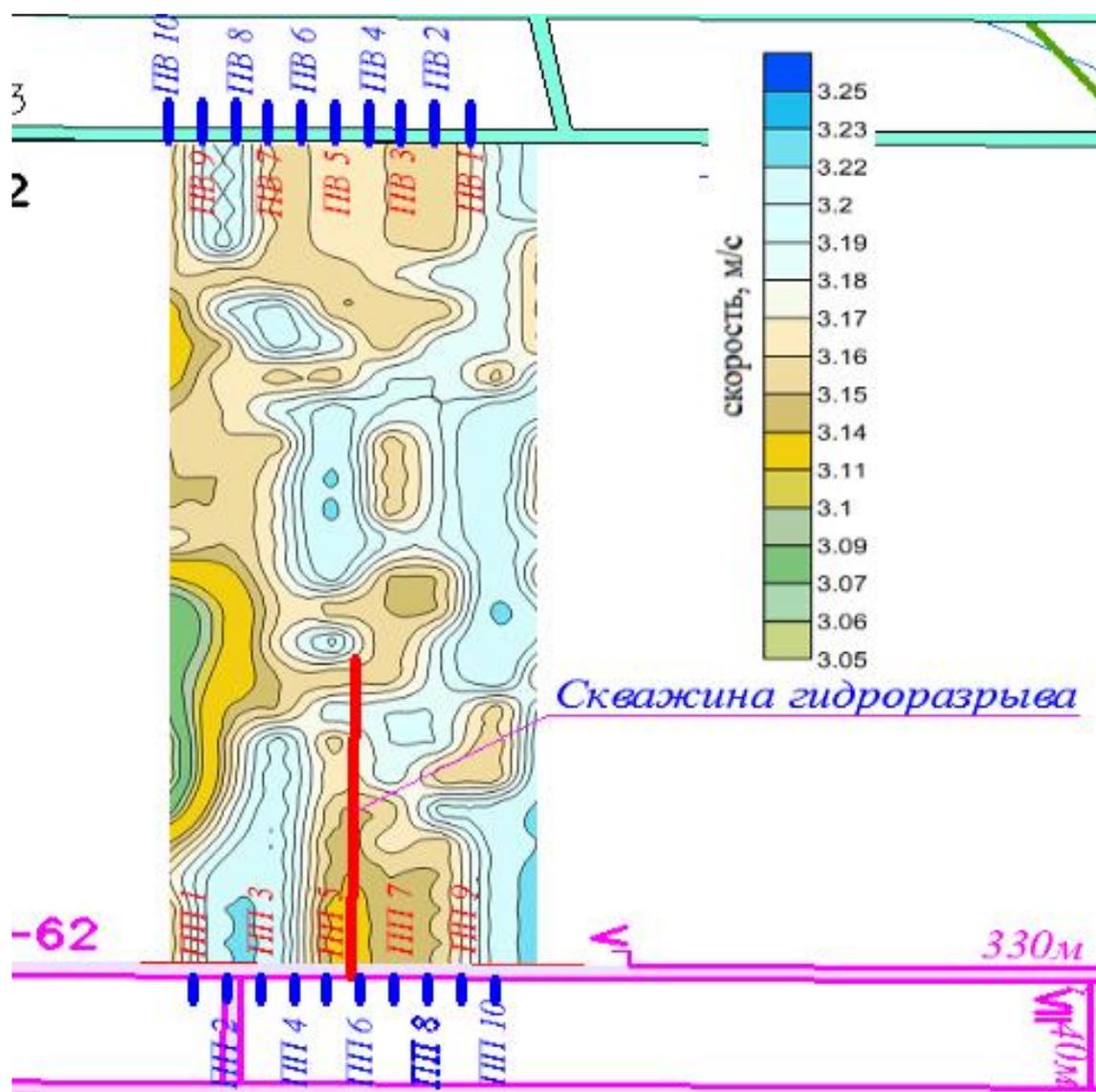


Рисунок 4.18 – Геофизический разрез распределения скоростных характеристик в области выемочного столба 24-62 после проведения гидроразрыва

Дегазационные скважины после окончания их бурения должны подключаться к дегазационному трубопроводу, в данном эксперименте они оставались неподключенные и сразу были герметично закрыты. Были произведены замеры концентрации метана в загерметизированной скважине, а также в соседней через подключенный ротаметр (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Показания замеров метана в скважинах на 01.06.2019 (1 смена)

куст.	№ скв.	СН <sub>4</sub> , %	Расход	Примечание, вода
13 (ПК 34)	1	10	0	
	2	20	0	
14	1	30	0	
	2	1,0	0	
15	1	1,0	0	вода
	2	1,6	0	не обсажен, не годна
16	1	-	-	
	2	1,0	0	
17 (ПК 44)	<b>1</b>	<b>63</b>	0	
	<b>2</b>	<b>24</b>	0	
18	1	1,0	0	вода
	2	1,0	0	
19	1	1,0	0	
	2	1,0	0	вода
20	1	1,0	0	
	2	1,0	0	
21	1	1,0	0	
	2	2	0	
22 (ПК 56)	1	1,0	0	
	2	10	0	

Независимая проверка специалистами шахты концентрации метана в загерметизированной скважине показала значительное превышение концентрации метана в испытательной скважине, а также в соседней. Результаты замеров метана в скважинах 1 и 2 в районе ПК 44 на 01.06.2019 г. (1 смена) показали концентрацию СН<sub>4</sub>, до 63% и 24%, соответственно (куст 17), в то время как в районе ПК 34 (куст 13) соответственно 10% и 20, а в кустах 15, 16 – всего 1,0% и 1,6%. Это свидетельствует о высокой эффективности проведенных мероприятий поинтервального гидроразрыва.

## Выводы по четвертой главе

Применение разработанного устройства и технологии проведения поинтервального гидроразрыва угольных пластов позволяет эффективно создавать развитую систему искусственных трещин, обеспечивающих повышение проницаемости прискважинной зоны и газовыделения в её границах.

Экспериментально установлено, что гидроразрыв угольного пласта в пределах интервала герметизации пластовой скважины представляет собой процесс последовательно повторяющихся импульсов роста и падения давления нагнетаемого флюида, соответствующих процессу интенсивного развития трещин.

В исследованиях методом сейсмического просвечивания зарегистрировано снижение скорости распространения звуковых волн в прискважинной зоне после применения поинтервального гидрорасчленения угольного пласта, подтверждающее разупрочнение угольного пласта и повышение его проницаемости.

Использование устройства для поинтервального гидроразрыва угольного массива вызывает образование в нем поперечных относительно оси скважины трещин гидроразрыва и увеличение на порядок его газоотдачи, что подтверждается результатами сейсмоакустического профилирования «in situ» до и после гидродинамического воздействия и скачкообразным снижением давления жидкости в системе автономного манометра.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе изложены научно обоснованные технические и технологические решения, заключающиеся в определении параметров и разработке устройства для реализации технологии поинтервального гидроразрыва, обеспечивающего направленное распространение трещин для интенсификации процесса дегазации в угольном пласте, имеющие существенное значение для развития угледобывающих регионов страны.

Основные научные и практические результаты выполненных исследований заключаются в следующем:

1. Анализ отечественного и зарубежного опыта разработки методов дегазации угольных пластов с поверхности и из подземных горных выработок свидетельствует о недостаточной эффективности их применения. Это требует создания методов интенсификации процессов дегазации. Проведение операций гидроразрыва угольных пластов из подземных горных выработок через необсаженные скважины с целью интенсификации дегазации позволило обосновать схему поинтервального гидроразрыва угольного пласта, позволяющую создать в массиве протяжённые трещины гидроразрыва вкрест простирания пласта.

2. Разработана конструкция устройства поинтервального гидроразрыва, включающая упруго расширяющиеся герметизирующие элементы, между которыми установлен специальный настраиваемый клапан, обеспечивающий необходимое прижатие устройства к стенкам скважины. Установлено, что герметизаторы в силу неизменности объемов упругих элементов укорачиваются в осевом направлении и значительно увеличивают свои размеры в диаметральном направлении, что вызывает значительные растягивающие силы и снижает надежность работы устройства. Выполнены лабораторные исследования, установлены параметры устройства. Раскрытие пакера произошло при давлении от 0,1 до 0,5 МПа без надежного крепления в скважине, а его перемещение составило 80 мм. Увеличение давления от 0,5 до 2,0 МПа приводит к надежному закреплению пакера и дальнейшему перемещению на 15 мм. Показано, что двухсторонний пакер

с длиной упруго расширяющихся элементов 1300 мм и установленным между ними клапаном 300 мм с возможностью осевого перемещения до 30 мм обеспечивает безаварийную работу при фиксации пакера давлением 1,5-2,0 МПа с последующим повышением до 5,0 МПа в угольных скважинах до 105 мм;

3. Математическим моделированием и численными экспериментами установлено, что устройство поинтервального гидроразрыва угольного массива в виде последовательно соединённых упругих герметизирующих элементов создаёт дополнительные касательные напряжения на стенках скважины, что обеспечивает в ней развитие области неупругих деформаций, приводящих к возникновению вертикальных трещин. Конфигурации линий тока энергии для значения межпакерного участка 200 мм показывают, что при нагружении уплотнений пакера внутренним давлением часть энергии уходит с уплотнений вглубь массива, а часть возвращается на свободную поверхность скважины. Применение разработанного устройства в технологии поинтервального гидроразрыва угольных пластов позволяет создавать поперечные относительно оси скважины трещины гидроразрыва из скважин, пробуренных параллельно очистному забою.

4. Экспериментально в шахтных условиях установлено, что применение устройства для поинтервального гидроразрыва угля с обоснованными параметрами в пределах интервала межпакерного пространства изолированной полости  $L$  и диаметром скважины  $d$ , составляющего  $2d < L < 4d$ , вызывает образование поперечных относительно оси скважины трещин гидроразрыва и увеличение его газоотдачи на порядок. Это подтверждается результатами сейсмоакустического профилирования *in situ* до и после гидродинамического воздействия и скачкообразным снижением давления жидкости в системе автономного манометра. Концентрация метана в загерметизированной скважине показала значительное превышение концентрации метана в испытательной скважине.

5. На основании проведенных исследований разработаны и утверждены «Методические рекомендации на выполнение работ по поинтервальному гидроразрыву пласта 24 в дегазационных скважинах выемочного столба лавы №

24- 62 ПЕ «Шахта «им. С.М. Кирова» для интенсификации дегазации и методические рекомендации для проектирования системы дегазационных скважин.

Направления дальнейших исследований:

1. Совершенствование конструкции скважинного устройства для поинтервального гидроразрыва с целью расширения области применения технологии поинтервального гидроразрыва.

2. Разработка математических моделей механизма скважинного устройства для поинтервального гидроразрыва с целью совершенствования конструкции для повышения параметров его надежности.

3. Совершенствование конструкции устройства для усиления эффективности поинтервального гидроразрыва за счет сохранения образованной трещины путем добавления расклинивающего материала – проппанта.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Программа развития угольной промышленности России до 2035 года. Утверждена 13.06.2020. № 1582-р. М. [Электронный ресурс] – Режим доступа свободный: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202006180009>
2. Цивилев, С.Е. Грамотное развитие угольной отрасли Кузбасса – залог его достойного будущего / Горная промышленность. – № 4(146). – 2019. С. 40-43.
3. Трубецкой, К.Н. Фрактальная структура нарушенности каменных углей и их предрасположенность к газодинамическому разрушению / К.Н. Трубецкой [и др.] // Доклады академии наук. – 2010. – Т. 431. – № 6. – С.1-4.
4. Трубецкой, К.Н. Методология обоснования способов и параметров дегазации угольных шахт / К.Н. Трубецкой, А.Д. Рубан, В.С. Забурдяев // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2011. – № 1. – С. 3-11.
5. Трубецкой, К.Н. Повышение эффективности подземной разработки высокогазоносных угольных месторождений на основе организации совместной добычи угля и метана / К.Н. Трубецкой, В.В. Гурьянов // Уголь. – 2003. – № 9. – С. 3-6.
6. Рубан, А.Д. Метан в угольных 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.
7. Ножкин, Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений / Н.В. Ножкин // М.: Недра, 1979. – 271 с.
8. Сергеев, И.В. Управление газовыделением в угольных шахтах при ведении очистных работ / И.В. Сергеев [и др.] ; М.: Недра, 1992. – 256 с.
9. Сластунов, С.В. Заблаговременная дегазация и добыча метана из угольных месторождений / С.В. Сластунов // М.: Изд-во МГГУ, 1996. – 441 с.
10. Малышев, Ю.Н. Проблемы разработки метаноносных пластов в Кузнецком угольном бассейне / Ю.Н. Малышев, Ю.Л. Худин, М.П. Васильчук [и др.] ; М.: Изд-во Академии горных наук, 1997. – 463 с.

11. Пучков, Л.А. Перспективы добычи метана в Печорском угольном бассейне / Л.А. Пучков, С.В. Сластунов, Б.И. Федунец // М.: Изд-во МГГУ, 2004. – 557с.
12. Пучков, Л.А. Перспективы промышленного извлечения угольного метана / Л.А. Пучков, С.В. Сластунов, Г.М. Презент // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2002. – № 6. – С. 6-10.
13. Рубан, А.Д. Подготовка и разработка высокогазоносных угольных пластов. Справочное пособие / А.Д. Рубан, В.Б. Артемьев, В.С. Забурдяев, В.Н. Захаров, А.К. Логинов, Е.П. Ютяев // М.: «Горная книга». – 2010. – 500 с.
14. Малышев, Ю.Н. Фундаментально прикладные методы решения проблемы метана угольных пластов / Ю.Н. Малышев, К.Н. Трубецкой, А.Т. Айруни // М.: Академия горных наук. – 2000. – 519 с.
15. Дуган Т., Арнольд Э. GAS! Страницы истории добычи угольного метана в бассейне Сан-Хуан / Пер. с англ. – М.: CBM Partners Corporation, 2008. – 208 с.
16. Сикора, П. Особенности заблаговременной дегазации угольных пластов методом бурения скважин с поверхности / П. Сикора, Д. Смыслов, О. Плетнер // Глюкауф. – 2008. – №1. – С. 39-45.
17. Хавкин, А. Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа. — М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2010. – 692 с.
18. Косенко, Б.М. Изменение содержания метана и высших углеводородов в каменных углях и антрацитах Донбасса [Текст] / Б.М. Косенко // Геология угольных месторождений. – М.: 1969. – Т.1. – С. 129-135.
19. Кравцов, А.И. Геология и геохимия природных газов угольных месторождений. // Геология угольных месторождений. – М.: 1969. – Т.1. – С. 124-128.
20. Егоров, П.В. Оценка потенциальной выбросоопасности угольных пластов в пределах полей шахт Ерунаковского геолого-экономического района Кузбасса / П.В. Егоров, В.С. Зыков, В.А. Кнуренко, В.А. Рудаков, В.М. Рычковский, Ю.В. Куртобашев // В кн.: Подземная разработка месторождений полезных ископаемых. – Кемерово: 2000. – С. 467-526.

21. J. Kretschmann, A.B. Efremenko, and A.A. Khoreshok. From Mining to Post-Mining: The Sustainable Development Strategy of the German Hard Coal Mining Industry // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 50. – Article №012024. DOI: 10.1088/1755-1315/50/1/012024.

22. Егоров, П.В. Прогнозные оценки газоносности и газодинамической опасности угольных пластов Томь-Усинского района Кузбасса / П.В. Егоров, В.А. Рудаков, В.А. Кнуренко, С.П. Захарочкин // В кн.: Подземная разработка месторождений полезных ископаемых. – Кемерово: 2000. – С. 527-559.

23. Ногих, С.Р. Дегазация Земли и проблема безопасности угледобычи в Кузбассе / С.Р. Ногих, В.А. Ашурков, М.К. Дурнин // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: Материалы всерос. конф. 22–25 апреля 2008 г. – М.: ГЕОС, 2008. – С. 356-359.

24. Кариман, С.А. Добыча угля и метана путем выемки и транспортировки угля крупными блоками до мельничной камеры. Технические возможности неограничены // Уголь. – 2013. – №6. – С.34-36.

25. Кариман, С.А. Добыча угля и газа на мощных и средней мощности пологих угольных пластах с применением технологии выемки и транспортировки угля крупными блоками до дробильной камеры // Уголь. – 2014. – №7. – С. 19-24.

26. Качурин, Н.М. Прогноз метановой опасности угольных шахт при интенсивной отработке угольных пластов / Н.М. Качурин, В.И. Клишин, А.М. Борщевич, А.Н. Качурин // Тула - Кемерово: Изд-во ТулГУ, 2013. – 220 с.

27. Эттингер, И.Л. Газоёмкость ископаемых углей. – М.: Недра, 1966. – 224 с.

28. Чернов, О.И. Развитие метода комплексной борьбы с угольной пылью, горными ударами, газовыделением, внезапными выбросами угля и газа и эндогенными пожарами в угольных шахтах // Нагнетание воды в угольные пласты для повышения безопасности горных работ: сб. тр. Всесоюзного науч.-техн. совещания по методам нагнетания воды в угольные пласты, сост. в г. Кемерово 3-4 июля 1963 г. / [отв.ред. А.П. Куликов]. – М.; Недра. 1965. – С. 7-64.

29. Лава-гигант / Уголь Кузбасса. – 2019. – № 4 (071). – С. 16.

30. O.V. Tailakov, D.N. Zastrelov, V.O. Tailakov, and A.B. Efremkov. Utilization Prospects of Coalbed Methane in Kuzbass // *Applied Mechanics and Materials*. – 2015. – Vol. 756. – P. 622-625.

31. Трубецкой, К.Н. Основные итоги реализации проекта «Углеметан» и направления развития научных исследований в России по обеспечению освоения ресурсов метана неразгруженных угольных пластов / К.Н. Трубецкой, В.В. Гурьянов // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. – 2002. – № 6. – С. 11-15.

32. Проблемы безопасности и новые технологии подземной разработки угольных месторождений: монография / В.И. Клишин, Л.В. Зворыгин, А.В. Лебедев, А.В. Савченко. Новосибирск: Издательский дом «Новосибирский писатель», 2011. 524 с.

33. Гаврилов, В.И. Интенсификация газовыделения из низкопроницаемого угольного пласта гидродинамическим воздействием / В.И. Гаврилов, К.К. Софийский // *Горный журнал*. – 2019. – №2. – С. 83-87.

34. Vasyuchkov Yu. F., Melnik V. V. Heating coal massif from the channel of underground gasification // *Eurasian Mining*. – 2018. – No.2, pp. 3-7. DOI: 10.17580/em.2018.02.01

35. Qi Lingling, Tang Xu, Wang Zhaofeng, Peng Xinshan. Pore characterization of different types of coal from coal and gas outburst disaster sites using low temperature nitrogen adsorption approach // *International Journal of Mining Science and Technology*. 2017. – Vol. 27. Iss. 2. P. 371–377.

36. Yili Kang, Fansheng Huang, Lijun You, Xiangchen Li, Bo Gao. Impact of fracturing fluid on multi-scale mass transport in coalbed methane reservoirs // *International Journal of Coal Geology*. 2016. Vol. 154–155. P. 123–135.

37. Predeanu G., Scorțariu O. V., Panaitescu C. Qualitative improvement of xylite by mechanical preparation // *International Journal of Coal Geology*. 2015. Vol. 139. P. 95–105.

38. Инструкция по дегазации угольных шахт. Серия 05. Выпуск 22. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2012. – 250 с.

39. Оганесян, С.А. Авария в Филиале «Шахта Тайжина» ОАО ОУК «Южкузбассуголь» – хроника, причины, выводы // Уголь. – 2004. – № 6. – С. 25-28.

40. Цивка, Ю.В. Гидродинамические явления на руднике Баренцбург архипелага Шпицберген / Ю.В. Цивка, А.Н. Петров // Уголь. – 2005. – №7. – С. 49-50.

41. Клишин, В.И., Никольский А.М., Опрук Г.Ю., Неверов А.А., Неверов С.А. Методы направленного гидроразрыва труднообрушающихся кровель для управления горным давлением в угольных шахтах / В.И. Клишин, А.М. Никольский, Г.Ю. Опрук, А.А. Неверов, С.А. Неверов // Уголь. – 2008. – № 11. – С. 40-43.

42. Инструкция по выбору способа и параметров разупрочнения кровли на выемочных участках. – Л., ВНИМИ, 1991. – 102 с.

43. Чернов, О.И. Гидродинамическая стратификация монолитных пород в качестве способа управления труднообрушаемой кровли // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1982. – № 2. – С. 18-22.

44. Клишин, В.И. Адаптация механизированных крепей к условиям динамического нагружения. – Новосибирск: Наука, 2002. – 200 с.

45. Труднообрушаемые кровли: проблемы и решения для механизированных забоев современного технического уровня угольных шахт [Текст] / В. И. Клишин, В. В. Рашевский, В. Б. Артемьев [и др.] ; – Москва : Горное дело, 2016. – 479 с.

46. Джевецки, Я. Новые методы предотвращения опасности горных ударов. Глюкауф, 2002, №2(3). – С. 18-21.

47. Желтов, Ю.П. О гидравлическом разрыве нефтяного пласта / Ю.П. Желтов, С.А. Христианович // Изв. АН СССР. – 1955. – № 5. – С. 3-41.

48. Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана на угольных шахтах / – Женева: ООН,

второе издание, Серия публикаций Европейской экономической комиссии по энергетике, № 47. – 2016. – 132 с.

49. Извлечение и переработка угольного метана [Текст] / В. Б. Артемьев, В. Н. Костеренко, А. П. Садов [и др.]. – Москва : Горное дело, 2016. – 207 с.

50. Karacan, Ö. Stochastic reservoir simulation for the modeling of uncertainty in coal seam degasification / С. Özgen Karacan, Ricardo A. Olea // Fuel. – Vol. 148. – P. 87-97.

51. Сластунов, С.В. Заблаговременная дегазация и добыча метана из угольных месторождений. – М.: Изд-во МГГУ. – 1996. – 441 с.

52. Ремезов, А.В. Анализ развития технологии и способов направленного бурения дегазационных скважин: вертикальных, наклонных и горизонтальных / А.В. Ремезов, В.О. Торро // Вестник Научного центра ВостНИИ по промышленной и экологической безопасности. – 2019. – № 1. – С. 53-74.

53. Сергиенко, И.А. Бурение и оборудование геотехнологических скважин / И.А. Сергиенко, А.Ф. Моисеев, Э.А. Бочко, М.К. Пименов // М.: Недра. – 1984. – 224 с.

54. Геофизические методы исследования скважин при разведке и добыче метана из угольных пластов: монография / В.А. Шумилов, С.М. Аксельрод, А.В. Шумилов // Перм. гос. нац. исслед. университет. – 2014. – 138 с.

55. Пармузин, П.Н. Зарубежный опыт освоения ресурсов метана угольных пластов. – Ухта: УГТУ. – 2017. - 109 с.

56. Ноу-хау для российских угольщиков / Уголь Кузбасса. – 2019. – № 4 (071). – С. 28-29.

57. Wang, Z. R. Characteristics of compression fracture of three soft coal bed by perfusion and gas sucking technique / Z. R. Wang, S. K. Li, Y. X. Wang // Journal of Coal Science and Engineering. – 2011. – Vol. 17. – P. 43–46.

58. Wenbin, C. Horizontal well fracturing technology for reservoirs with low permeability / C. Wenbin, L. Zhaomin, Z. Xialin et al. // Petroleum Exploration and Development. – 2009. – Vol. 36, № 1. – P. 80–85.

59. Sui, W. Optimization design of integral fracturing parameters for low permeability highly faulted reservoirs / W. Sui, S. Zhang // *Petroleum Exploration and Development* – 2007. – Vol. 24, № 1. – P. 98–103.

60. Hossain, M. M. Hydraulic fracture initiation and propagation: roles of wellbore trajectory, perforation and stress regimes / M. M. Hossain, M. K. Rahman, S. S. Rahman // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2000. – Vol. 27, № 3 4. – P. 129–149.

61. Li, J. Performance analysis of unsteady porous flow in fractured horizontal wells / J. Li, J. Hou, Y. Hu et al. // *Petroleum Exploration and Development*. – 2008. – Vol. 25, № 1. – P. 92–96.

62. Павленко, М.В. Метод создания условий для извлечения метана при разработке низкопроницаемых газоносных угольных пластов // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. – 2008. – № 10. – С. 60-62.

63. Макарюк, Н.В. Исследование влияния виброчувствительности горных пород на метаноотдачу угольных пластов при виброрейсмическом воздействии / Н.В. Макарюк, В.И. Клишин, С.С. Золотых // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. – 2002. – №6. – С. 66-70.

64. N. V. Makarjuk, V.I. Klishin, M. V. Kurlenja. Physico-technical aspects of rockburst prevention on the basis of vibroseismic impact // *International scientific – technical Symposium “Rock bursts - 2002”*. – P. 279-288.

65. Каркашадзе, Г.Г. Описание механизма повышения проницаемости угля при циклическом изменении напряженного состояния и пластового давления / Г.Г. Каркашадзе, А.М.-Б. Хаутиев // *В мире научных открытий*. Красноярск: ООО «Научно-инновационный центр», 2014. – № 4 (52). – С. 22-29.

66. Каркашадзе Г.Г. Механизм повышения газопроницаемости угольного пласта в процессе циклической сорбционной усадки и разбухания угля / Г.Г. Каркашадзе, А.М.-Б. Хаутиев // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. – 2015. – № 4. – С. 249-255.

67. Каркашадзе Г.Г. Физические уравнения остаточных деформаций в процессе циклической сорбционной усадки угля / Г.Г. Каркашадзе, А.М.-Б.

Хаутиев // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2014. – № 6. – С.23-29.

68. Zhao Y. et al. Crack propagation and crack direction changes during the hydraulic fracturing of coalbed // Computers and Geotechnics. – 2019. – Т. 111. – Рр. 229-242.

69. Сластунов, С.В. Выбор эффективной технологии дегазации угольных пластов / С.В. Сластунов, К.С. Коликов, А.А. Захарова, Е.В. Мазаник // Химия твердого топлива. – 2015. – № 6. – С. 44-49.

70. Сластунов, С.В. Методика расчета допустимой нагрузки на угольный забой по газовому фактору / С.В. Сластунов, Г.Г. Каркашадзе, К.С. Коликов, Г.П. Ермак // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2013. – № 6. – С. 53-59.

71. Ютяев, Е.П. Оценка фильтрационных свойств угля в гидродинамических испытаниях дегазационных пластовых скважин / Е.П. Ютяев, А.П. Садов, А.А. Мешков, А.М.-Б. Хаутиев, О.В. Тайлаков, Е.А. Уткаев // Уголь. – 2017. – №11. – С. 24-27.

72. Бузинов, С.Н. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов / С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин // М.: Недра, 1973. – 248 с.

73. Шагиев, Р. Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.

74. Тайлаков, О.В. Физическое моделирование изменения фильтрационных свойств угольных пластов / О.В. Тайлаков, Е.А. Уткаев, А.И. Смыслов, А.Н. Кормин // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2014. – № 6 (106). – С. 13-16.

75. Тайлаков, О.В. О физическом моделировании процесса фильтрации жидкости в призабойной зоне скважины на основе эквивалентных материалов / О.В. Тайлаков, Е.А. Уткаев, М.П. Макеев // Актуальные проблемы современного машиностроения: сборник трудов Международной научно-практической конференции. – Юргинский технологический институт. Томск. – 2014. – С. 176–179.

76. Шилова, Т.В. Защита действующих дегазационных скважин от поступления воздуха из горных выработок через вмещающие породы / Т.В. Шилова, С.В. Сердюков // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2015. – № 5. – С. 179–186.

77. Курленя, М.В. Герметизация дегазационных скважин угольных пластов методом барьерного экранирования / М.В. Курленя, Т.В. Шилова, С.В. Сердюков, А.В. Патутин // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2014. – № 4. – С. 189–194.

78. Сердюков, С.В. Экспериментальная проверка способа направленного гидроразрыва горных пород / С.В. Сердюков, М.В. Курленя, А.В. Патутин, Л.А. Рыбалкин, Т.В. Шилова // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2016. – № 4. – С. 3–11.

79. Макарюк, Н.В. Геомеханическое обоснование подземного виброисточника для сейсмической дегазации неразгруженных угольных пластов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2004. – № 8. – С. 162-167.

80. Быкадоров, А.И. Способ интенсификации газоотдачи метана при дегазации угольных пластов / А.И. Быкадоров, В.И. Звезгинцев, И.И. Шабанов, Е.А. Разумов, С.В. Лобков // В сб. тр. конф. с участием иностр. ученых «Фундаментальные проблемы формирования техногенной геосреды» (7-11 июля 2008 г.). В II т. Том I. – Новосибирск : Ин-т горного дела СО РАН. – 2009. – С. 281-284.

81. Бобин, В. А. Проект добычи метана из неразгруженных угольных пластов с помощью отдельной добычной зоны, расположенной между трещинами гидроразрыва / Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – №0В1. – С.211-220.

82. V.V. Aksenov, A.B. Efremenkov, and V.Y. Beglyakov. The influence of relative distance between ledges on the stress-strain state of the rock at a face // Applied Mechanics and Materials. – 2013. – Vol. 379. – P. 16-19.

83. Аксенов, В.В. Моделирование напряженно-деформированного состояния породы, создаваемого воздействием на неё исполнительного органа горной

машины / В.В. Аксенов, А.Б. Ефременков, В.Ю. Бегляков // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – №55. – С. 9-14.

84. Efremenkov A.B., Khoreshok A.A., Zhironkin S.A., Myaskov A.V. Coal mining machinery development as an ecological factor of progressive technologies implementation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 50. – Article № 012009.

85. Полевщиков, Г.Я. Научные основы управления метанообильностью высокопроизводительных шахт Кузбасса / Г.Я. Полевщиков [и др.] // Уголь Кузбасса. – 2009. – № 1. – С. 69-71.

86. Козырева, Е.Н. Оценка эффективности способов дегазации по фактору метанообильности выемочного участка // Вестник Научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2014. – № 2. – С. 90-95.

87. Курленя, М.В. Теоретические основы определения напряжений в горных породах / М.В. Курленя, С.Н. Попов // Новосибирск: Наука, 1983. – 97 с.

88. Сердюков, С.В. К вопросу об измерении напряжений в породном массиве методом гидроразрыва / С.В. Сердюков, М.В. Курленя, А.В. Патутин // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2016. – № 6. – С. 6-14.

89. Азаров А.В., Курленя М.В., Патутин А.В., Сердюков С.В. Математическое моделирование напряженного состояния пород при касательной и нормальной нагрузках стенок скважины в интервале гидроразрыва / А.В. Азаров, М.В. Курленя, А.В. Патутин, С.В. Сердюков // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2015. – № 6. – С. 3–10.

90. Чернов, О.И. Скважинно-щелевой способ дегазации не разгруженных от горного давления угольных пластов / О.И. Чернов, Н.Г. Кю // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1997. – № 3. – С. 98-104.

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

92. Klishin V.I. Technology and means of a coal seam interval hydraulic fracturing for the seam degassing intensification / V.I. Klishin, G.Y. Opruk, A.L. Tatsienko // IOP

Conference Series: Earth and Environmental Science Ser. "All-Russian Conference on Challenges for Development in Mining Science and Mining Industry Devoted to the 85th Anniversary of Academician Mikhail Kurlenya" 2017. С. 012019. DOI: 10.1088/1755-1315/53/1/012019.

93. Тащиенко, А.Л. Основные технические аспекты внедрения технологии гидроразрыва угольного пласта / А.Л. Тащиенко, М.С. Плаксин, А.В. Понизов // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2017. – № 3. – С. 30-36.

94. Клишин, В.И. Устройство компенсации осевого перемещения для поинтервального разрыва скважин в угольном массиве / В.И. Клишин, Г.Ю. Опрук, А.Л. Тащиенко // Научные технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2018. – С. 218-224.

95. Родин, Р.И. Особенности повышения газопроницаемости угольных пластов / Р.И. Родин, М.С. Плаксин // Вестн. Научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2016. – № 1. – С. 42-48.

96. Плаксин, М.С. Гидроразрыв угольного пласта в шахтных условиях как панацея решения газовых проблем шахт (основы разработки и внедрения) / М.С. Плаксин, Р.И. Родин, А.А. Рябцев, В.И. Альков, Е.В. Леонтьева, Е.С. Непейна // Уголь. – 2015. – №2. – С. 48-50.

97. Lekontsev Y., Temiryayeva O.A., Sazhin P.V. Laboratory tests of the packer sealing elements // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – Vol. 262. – Article № 012040.

98. Курленя, М.В. Интенсификация подземной дегазации угольных пластов методом гидроразрыва / М.В. Курленя, С.В. Сердюков, А.В. Патутин, Т.В. Шилова // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2017. – № 6. – С. 3-9.

99. Клишин, В.И. Разупрочнение угольного пласта в качестве метода интенсификации выделения метана / В.И. Клишин, Д.И. Кокоулин, Б. Кубанычбек, М.К. Дурнин // Уголь. – 2010. – № 4. – С. 40-42.

100. Zhang X. et al. Numerical simulation by hydraulic fracturing engineering based on fractal theory of fracture extending in the coal seam // *Journal of Natural Gas Geoscience*. – 2016. – Т. 1. – №. 4. – С. 319-325.

101. Xie Y. S., Zhao Y. S. Numerical simulation of the top coal caving process using the discrete element method // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2009. – Т. 46. – №. 6. – С. 983-991.

102. Panchadhara R., Gordon P. A., Parks M. L. Modeling propellant-based stimulation of a borehole with peridynamics // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2017. – Т. 93. – С. 330-343.

103. Wang T. et al. The effect of natural fractures on hydraulic fracturing propagation in coal seams // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Т. 150. – С. 180-190.

104. Jun F., Linming D., Hua H., Taotao D., Shibin Z., Bing G., Xinglin S. Directional hydraulic fracturing to control hard-roof rockburst in coal mines // *International Journal of Mining Science and Technology*. – 2015. – Volume 22. – Issue 2. – PP. 177–181.

105. Deng J., Yang Q., Liu Y., Liu Yi, Zhang G. 3D finite element modeling of directional hydraulic fracturing based on deformation reinforcement theory // *Computers and Geotechnics*. – 2018. – Volume 94. – PP. 118–133.

106. Jeffrey R., Mills K., and Zhang X. Experience and results from using hydraulic fracturing in coal mining, Proc. 3rd Int. Workshop on Mine Hazards Prevention and Control, Brisbane, 2013. – PP. 110–116.

107. El Rabaa W. et al. Experimental study of hydraulic fracture geometry initiated from horizontal wells // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Society of Petroleum Engineers, 1989.

108. Сердюков, С.В. Технический комплекс для множественного локального гидроразрыва породного массива в необсаженных скважинах / С.В. Сердюков, Н.В. Дегтярева, А.В. Патутин, Т.В. Шилова // *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых*. – 2016. – № 6. – С. 180-186.

109. Патутин, А.В. Роботизированный комплекс направленного гидроразрыва для интенсификации дегазации угольных пластов / А.В. Патутин, С.В. Сердюков // Научные технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2017. – С. 181-184.

110. Сердюков, С.В. Оценка снижения риска подземной разработки газоносных угольных пластов при использовании гидроразрыва / С.В. Сердюков, Т.В. Шилова, Л.А. Рыбалкин // В сб. материалов в 9 т. Т 2: Междунар. научн. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология». – Новосибирск: СГУГиТ, 2019. – № 5. – С. 3-11.

111. Курленя, М.В. Повышение эффективности извлечения метана угольных пластов дегазационными скважинами / М.В. Курленя, С.В. Сердюков, А.В. Патутин, Т.В. Шилова // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. – 2016. – № 1. – Т. 2. – С. 13-17.

112. Сластунов, С.В. Дегазация угольных пластов пороховыми генераторами давления / С.В. Сластунов, А.А. Шилов, Н.И. Грибанов // Горная промышленность. – 2004. – №2. – С. 12-18.

113. Ширяев, С. Заблаговременная дегазация угольных пластов на новых физических принципах: объективная реальность / С. Ширяев, П. Агеев, А. Десяткин // Уголь Кузбасса. – 2020. – № 1 (074). – С. 64-67.

114. Агеев, П.Г. Технология плазменно-импульсного воздействия – нетрадиционный подход к дегазации угольных пластов / П.Г. Агеев, Н.П. Агеев, А.С. Десяткин, Г.А. Елсуков // Горная промышленность. – 2015. – №1(119). – С. 2.

115. Азатян, В.В. Химические методы ингибирования взрывоопасных сред / В.В. Азатян, Т.Р. Тимербулатов, А.А. Трубицын, Н.В. Трубицына, Ю.М. Филатов, С.В. Шатилов // Вестник Научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2020. – № 2. – С. 38-47.

116. Шатилов, С.В. Экспериментальные исследования воздействия ингибитора на возгорание горючих газовых смесей / С.В. Шатилов, В.В. Азатян,

В.А. Петухов, Ли Хи Ун, Ю.М. Филатов // Вестник Научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2015. – № 3. – С. 29-40.

117. Шатилов, С.В. Химические методы управления горючим газом / С.В. Шатилов, В.В. Азатян, В.А. Петухов, Ли Хи Ун, Ю.М. Филатов // Вестник Научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2015. – № 3. – С. 41-43.

118. Клишин, В.И., Станки для бурения скважин различного назначения: монография / В.И. Клишин, Д.И. Кокоулин, Б.К. Кубанычбек // Кемерово: Сибирская издательская группа, 2018. – 186 с.

119. Клишин, В.И. Станок для бурения разведочных дегазационных и технических скважин СБР400 / В.И. Клишин, Д.И. Кокоулин, Б.К. Кубанычбек, А.П. Гуртенко // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2010. – №4. – С. 50-55.

120. Патент РФ на изобретение № 2472941. Способ гидроразрыва угольных пластов // Клишин В.И., Кокоулин Д.И. – 2013. – БИ № 2.

121. Патент РФ на изобретение № 2394991. Способ разупрочнения прочных углей // Леконцев Ю.М., Сажин П.В., Клишин В.И. – 2010. – БИ № 20.

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

123. Леконцев, Ю. М. Разупрочнение породного прослойка в угольном пласте в условиях шахты «Романовская» с применением метода поинтервального гидроразрыва (ПГР) / Ю.М. Леконцев, П.В. Сажин, С.Ю. Ушаков // Уголь. – 2012. – №1. – С. 15-17.

124. Патент РФ на ПМ № 2400624. Щелеобразователь // Ю.М. Леконцев, П.В. Сажин // Оpubл. в БИ. – 2010. – № 2.

125. Патент РФ № 2613394. Способ гидроразрыва прочных горных пород и комбинированное устройство для бурения и гидроразрыва горных пород / Ю.М. Леконцев, П.В. Сажин // Оpubл. в БИ. – 2017. – № 8.

126. Леконцев, Ю.М. Применение метода поинтервального гидроразрыва для разупрочнения породного прослойка в угольном пласте / Ю.М. Леконцев, П.В. Сажин, С.Ю. Ушаков // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2012. – № 3. – С. 135-144.

127. Леконцев, Ю.М. Исследование режимов работы уравновешенного герметизатора / Ю.М. Леконцев, П.В. Сажин, О.А. Темиряева, А.А. Хорешок, С.Ю. Ушаков // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2013. – №5. – С. 91-99.

128. Леконцев, Ю.М. О выборе рациональных параметров и режимов работы клапанного синхронизатора в конструкции уравновешенного герметизатора / Ю.М. Леконцев, П.В. Сажин, О.А. Темиряева, С.Ю. Ушаков // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2014. – №1. – С. 95-102.

129. Леконцев, Ю.М. Направленный гидроразрыв и модернизация оборудования для его проведения / Ю.М. Леконцев, А.А. Хорешок, С.Ю. Ушаков, О.А. Темиряева // Уголь. – 2017. – № 10. – С. 22-26.

130. Клишин, С.В. Задача о возникновении поперечной трещины при разрушении прочной горной породы методом направленного гидроразрыва / Научные технологии добычи и переработки полезных ископаемых. Труды IV международной конференции. Новосибирск: ИГД СО РАН, 2005. – С. 221-225.

131. Гудман, Р. Механика скальных пород. – М.: Стройиздат, 1987. – 232 с.

132. Надаи, А. Пластичность и разрушение твердых тел. Т. 2. – М.: Мир, 1969. – 863 с.

133. Vařant, Z. P., Salviato, M., Chau, V. T., Viswanathan, H., and Zubelewicz, A. Why Fracking Works // ASME. J. Appl. Mech. October 2014; 81(10): 101010.

134. Черный, С.Г. Методы моделирования зарождения и распространения трещин / С.Г. Черный, В.Н. Лапин, Д.В. Есипов, Д.С. Куранаков // Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2016. – 312 с.

135. Jun F., Linming D., Hua H., Taotao D., Shibin Z., Bing G., Xinglin S. Directional hydraulic fracturing to control hard-roof rockburst in coal mines //

International Journal of Mining Science and Technology. – 2015. – Volume 22. – Issue 2. – Pp. 177–181.

136. Deng J., Yang Q., Liu Y., Liu Yi, Zhang G. 3D finite element modeling of directional hydraulic fracturing based on deformation reinforcement theory // Computers and Geotechnics. – 2018. – Volume 94, February 2018, Pages 118-133.

137. Норри, Д. Введение в метод конечных элементов / Д. Норри, Ж. де Фриз // М.: Мир, 1981. – 304 с.

138. Мусхелишвили, Н.И. Некоторые основные задачи математической теории упругости. – М.: Наука, 1966. – 708 с.

139. Работнов, Ю.Н. Механика деформируемого твердого тела. – М.: Наука, 1988. – 744 с.

140. Соколовский, В.В. Теория пластичности. – М.: Высш. шк., 1969. – 608 с.

141. Патент РФ 2522677. Способ направленного гидроразрыва массива горных пород (приоритет от 27.09.2012) / С. В. Сердюков, А. В. Патутин, А. С. Сердюков, Т. В. Шилова // Опубл. в БИ. — 2014. — № 20.

142. Шилова, Т.В. Сравнительный анализ способов направленного гидроразрыва с механическим якорем и щелевым инициатором / Т.В. Шилова, С.В. Сердюков // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2016. – Т. 2. – №4. – С. 98-103.

143. Rummel F., Jung R. J. Hydraulic fracturing stress measurements near the Hohenzollern-Graben-structure, SW Germany // Pure appl. Geophys. – 1975. – Vol.113. – №1. – С. 321-330.

144. Патент РФ на полезную модель № 76387. Устройство для гидроразрыва скважин // Клишин В.И., Кокоулин Д.И., Фокин Ю.С. – БИ № 26. – 2008.

145. Патент РФ на полезную модель № 76972. Устройство для гидроразрыва скважин // Клишин В.И., Кокоулин Д.И., Кубанычбек Б. – БИ № 28. – 2008.

146. Клишин, С.В. Потоки энергии в массиве горных пород в процессе приливного деформирования / С.В. Клишин, А.Ф. Ревуженко // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. – 2016. – № 3. – Т.1. – С. 76-79.

147. Ревуженко, А.Ф. Линии тока энергии в деформируемом горном массиве, ослабленном эллиптическими отверстиями / А.Ф. Ревуженко, С.В. Клишин //

Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2009. – № 3. – С. 3-9.

148. Kang, H. In-situ stress measurements and stress distribution characteristics in underground coal mines in China / H. Kang, X. Zhang, L. Si et al. // *Engineering Geology*. – 2010. – Vol. 116, Iss. 3–4. – P. 333–345.

149. Патент РФ № 2268359. Устройство для гидроразрыва пород в скважине / Клишин В.И., Леконцев Ю.М., Сажин П.В. – БИ № 2, 2006.

150. Плаксин, М.С. Применение технологии гидроразрыва угольного пласта при проведении подготовительных выработок // *Вестник ВостНИИ*. – 2017. – №3. – С. 16-22.

151. Мартынюк, П. А. Траектория трещины гидроразрыва вблизи контакта продуктивного пласта с вмещающими породами / П. А. Мартынюк // *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых*. – 2002. – №4. – С. 53-60.

152. Таткеева, Г. Г. Определение длины трещины при гидравлическом разрыве угольного пласта / Г. Г. Таткеева, В. М. Юров // *Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований*. – 2011. – № 6. – С. 153.

153. Шер, Е.Н. Определение форм трещин при поинтервальном гидроразрыве продуктивного пласта / Е.Н. Шер, И.Е. Колыхалов // *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых*. – 2014. – № 6. – С. 70-78.

154. *Coalbed Methane Reservoir Engineering: Published by Gas Research Institute, Chicago, Illinois, U.S.A., 1996. – 520 pp.*

155. Леконцев, Ю.М. Совершенствование технологии дегазации угольных пластов / Ю.М. Леконцев, С.Ю. Ушаков, Ю.Б. Мезенцев // *Рациональное освоение недр*. – 2019. – № 6. – С. 80-82.

156. The Buyer's Guide [Электронный ресурс] – Режим доступа свободный: [www.datc-group.com](http://www.datc-group.com)

157. Патент РФ на ПМ № 123064. Скважинное устройство для осуществления гидроразрыва горных пород // Клишин В.И., Кокоулин Д.И, Клишин С.В. Оpubл. 20.12.2012. – Бюл. №35.

158. Клишин, В.И. Применение поинтервального гидроразрыва для интенсификации пластовой дегазации / В.И. Клишин, Г.Ю. Опрук, А.Л. Тациенко // Научные технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2016. – С. 33-39.

159. Патент РФ на изобретение № 2730091. Скважинное устройство для осуществления гидроразрыва горных пород / Клишин В.И., Анферов Б.А., Кузнецова Л.В., Клишин С.В., Тациенко А.Л. – Оpubл. в БИ № 23, 2020.

160. Клишин, В.И. Оценка распространения упругих сейсмических колебаний в углепородном массиве в границах выемочного столба для проведения работ по направленному гидроразрыву / В.И. Клишин, О.В. Тайлаков, Г.Ю. Опрук, С.В. Соколов, А.В. Николаев // Научные технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2018. – С. 209-218.

161. Клишин, В.И. [и др.]. Экспериментальные исследования процесса разрушения угольного пласта при поинтервальном гидроразрыве // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. – 2019. – Т. 6. – № 2. – С. 113-117.

162. Тайлаков, О.В. Контроль параметров гидродинамического воздействия на угольный пласт в горизонтальных скважинах О.В. Тайлаков, Е.А. Уткаев, А.Н. Кормин // Научные технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2019. – С. 351-353.

163. Тайлаков, О.В. Определение свойств кровли в пределах выемочного столба на основе применения автономных сейсмических регистраторов в шахтных геофизических измерениях / О.В. Тайлаков, С.В. Соколов, Е.А. Салтымаков // Научные технологии разработки и использования минеральных ресурсов. – 2018. – С. 438-442.

164. Разумов, Е.А. Программа и методика проведения исследований дегазации угольного пласта с применением подземного гидроразрыва в условиях шахты «Чертинская-Коксовая» // Техника и технология горного дела. – 2020. – № 1(8). – С. 32-44.

165. Klishin V.I. Seismic monitoring of hydrodynamic impact on coal seam at interval hydraulic / V.I. Klishin, O.V. Taylakov, G.Yu. Opruk, M.P. Makeev, S.V. Sokolov, A.S. Teleguz and A.L. Tatsienko // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science (2019). – Vol. 377, article №012034. – DOI:10.1088/1755-1315/377/1/012034.

166. Клишин, В.И. Инновационные методы интенсификации процесса дегазации угольных пластов из подготовительных выработок / В.И. Клишин, А.Л. Тащиенко, Г.Ю. Опрук // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2017. – № 6 (124). – С. 89-97.

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ НАУЧНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ



г. Кемерово, пр-т. Советский, д.18

**УТВЕРЖДАЮ:**

Главный инженер  
ПЕ «Шахта «им. С.М. Кирова»  
Д.С. Шенин  
2018 г.

М.П.

**УТВЕРЖДАЮ:**

Директор Института угля  
ФИЦ УУХ СО РАН  
В.И. Клишин  
2018 г.

М.П.

**СОГЛАСОВАНО:**

Генеральный директор  
ООО «ИнтехпромИнжиниринг»  
С.М. Никитенко  
2018 г.

М.П.

**СОГЛАСОВАНО:**

Проректор по научной  
работе КузГТУ  
С.Г. Костюк  
2018 г.

М.П.

## МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

на выполнение работ по поинтервальному гидроразрыву пласта 24 в дегазационных скважинах выемочного столба лавы № 24-62 ПЕ «Шахта «им. С.М. Кирова» для интенсификации дегазации, с целью обеспечения безопасной и стабильной работы очистного забоя