

Некоммерческое акционерное общество "Карагандинский технический  
университет имени Абылкаса Сагинова"

УДК 622.831

На правах рукописи

**МУЛЛАГАЛИЕВА ЛИЛИЯ ФАНДУСОВНА**

**Исследование и разработка новых методов воздействия на угольный пласт  
для повышения газоотдачи с учетом его напряженно-деформированного  
состояния**

8D07202 – Горное дело

Диссертация на соискание степени  
доктора философии (PhD)

Научный консультант  
доктор технических наук,  
профессор,  
С.К. Баймухаметов

доктор технических наук,  
профессор  
К.С. Коликов

Республика Казахстан  
Караганда, 2023

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....</b>	<b>4</b>
<b>ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....</b>	<b>5</b>
<b>ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....</b>	<b>6</b>
<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>7</b>
<b>1 АНАЛИЗ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГАЗООТДАЧИ.....</b>	<b>12</b>
1.1 Современные скважинные методы воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи.....	12
1.2 Анализ современных методов формирования трещиноватости угольного массива для повышения газоотдачи.....	16
1.3 Анализ напряженно-деформированного состояния угольного массива.....	19
1.4 Анализ процессов горно-динамических явлений и факторов воздействия на угольный пласт.....	23
1.5 Связь структуры угольного массива с газоотдачей из неразгруженных пластов.....	27
Выводы по первому разделу.....	36
<b>ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ</b>	
<b>2 ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГАЗООТДАЧИ С УЧЕТОМ ЕГО НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ.....</b>	<b>38</b>
2.1 Исследования и совершенствование гидрорасчленения угольного пласта для повышения газоотдачи.....	38
2.2 Численная модель воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи при гидрорасчленении.....	41
2.3 Экспериментальные исследования по воздействию на угольный пласт для повышения трещиноватости.....	47
2.4 Модель формирования трещины гидрорасчленения угольного пласта.....	50
2.5 Исследование влияния наноструктуры поверхностного слоя угля на физико-механические свойства и газоотдачу пласта.....	55
2.5.1 Диффузия метана в углях с учетом поверхности нанометровой толщины.....	60
2.5.2 Связь наноструктуры угля с самовозгоранием.....	63
2.5.3 Связь влажности углей с их дисперсностью.....	66
2.6 Связь природной метаноносности с условиями залегания пласта...	66
Выводы по второму разделу.....	71
<b>РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ЗАБЛАГОВРЕМЕННОЙ</b>	
<b>3 ДЕГАЗАЦИИ С УЧЕТОМ ЕГО НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ.....</b>	<b>73</b>
3.1 Экспериментальные исследования по воздействию на угольный пласт для повышения газоотдачи.....	73

3.2	Физическая модель распада углеметана в угольном пласте с учетом его напряженно-деформированного состояния.....	76
3.3	Экспериментальные исследования по воздействию на угольный пласт для повышения газоотдачи и снижению вероятности внезапных выбросов угля и метана.....	79
3.4	Методика расчета радиуса влияния дегазационных пластовых скважин.....	84
3.4.1	Методика оценки применения газоносности угольного пласта от расстояния между скважинами.....	86
3.4.2	Анализ результатов расчетов.....	87
3.5	Энергетические затраты воздействия на угольный пласт с целью формирования в нем системы трещин.....	89
3.6	Гидрорасчленение угольных пластов в скважинах водными растворами кислот.....	93
3.6.1	Математическая модель воздействия на угольный пласт и обработка скважин водными растворами кислот.....	95
3.6.2	Анализ модели транспортного потока через угольный пласт..... Выводы по третьему разделу.....	97 102
<b>4</b>	<b>РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГАЗООТДАЧИ С УЧЕТОМ ЕГО НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ.....</b>	<b>103</b>
4.1	Технология воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи.....	103
4.2	Математическая модель энергетического воздействия на угольный пласт для повышения метаноотдачи.....	107
4.3	Геофизические методы выделения угольных пластов Карагандинского бассейна с высокой газоносностью.....	111
4.3.1	Электрический каротаж.....	111
4.3.2	Гамма-гамма метод.....	113
4.3.3	Акустические методы исследований..... Выводы по четвертому разделу.....	116 122
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>124</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>126</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А – Акты внедрения.....</b>	<b>138</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Сертификат.....</b>	<b>143</b>

## **НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:  
ГОСТ ISO 562-20121. Уголь каменный и кокс. Определение выхода летучих веществ.

ГОСТ ISO 5071-1-20121. Угли бурые и лигниты. Определение выхода летучих веществ в аналитической пробе. Часть 1.

ГОСТ ISO 7404-3-20122. Методы петрографического анализа углей. Часть 3. Метод определения мацерального состава.

ГОСТ ISO 7404-5-20123. Методы петрографического анализа углей. Часть 5. Метод определения показателя отражения витринита с помощью микроскопа.

ГОСТ 147-2013. (ISO 1928:2009). Топливо твердое минеральное. Определение высшей теплоты сгорания и расчет низшей теплоты сгорания.

ГОСТ 1186-87. Угли каменные. Метод определения пластометрических показателей.

ГОСТ 3168-93. (ISO 647:1974). Топливо твердое минеральное. Методы определения выхода продуктов полукоксования.

ГОСТ 7303-90. Антрацит. Метод определения объемного выхода летучих веществ.

ГОСТ 8858-93. (ISO 1018:1975). Угли бурые, каменные и антрацит. Методы определения максимальной влагоемкости.

ГОСТ 9815-75. Угли бурые, каменные, антрацит и горючие сланцы. Метод отбора пластовых проб.

ГОСТ 11223-88. Угли бурые и каменные. Метод отбора проб бурением скважин.

ГОСТ 17070-87. Угли. Термины и определения.

ГОСТ 18353-79. Межгосударственный стандарт. Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.

ГОСТ 25543-2013. Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам.

ГОСТ 30313-95. Угли каменные и антрациты (угли среднего и высокого рангов). Кодификация.

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Инструкция по определению инкубационного периода самовозгорания угля».

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей диссертации применяются следующие термины с соответствующими определениями:

**Месторождение полезных ископаемых** – естественные скопления полезного ископаемого в той или иной части земной коры, разработка которого при данной экономическом состоянии считается целесообразной.

**Пласт** – залежь, имеющая значительное распространение в земной коре и ограниченная двумя параллельными плоскостями.

**Горные выработки** – полости, образованные в результате ведения горных работ в горных породах.

**Углефикация** – торф, который при высоких температурах и давлениях теряет воду, углекислый газ и метан, а в его составе увеличивается объем углерода.

**Элементный состав углей** – это состав органической массы углей - (С, Н, О, N), при этом углерод - основная часть состава.

По физико-химическим показателям угли подразделяются на марки, которые имеют собственное наименование и обозначаются: Д, Г, Ж и т.д.

**Метаморфизм углей** – преобразование углей в термобарическом (и геохимическом) состоянии в зависимости от его происхождения, глубины расположения, тектоники и других факторов.

**Метан угольного происхождения** – это метан, содержащийся в угольной массе угольного пласта.

**Твердый углеметановый раствор** – это раствор в молекулярном и надмолекулярном пространстве структуры угля.

**Коэффициент крепости горных пород** – относительный показатель, приближенно характеризующий сопротивляемость различных пород разрушению при добыче.

**Физические свойства горных пород** – особое поведение (ответная реакция) горной породы при воздействии на нее физических полей или сред.

**Физические процессы горного производства** – процессы, в которых при ведении горных работ вступают во взаимодействие с горной породой инструмент, механизм или агрегат.

**Электрический каротаж** – измерение в скважине электромагнитного поля разной природы в горной породе.

**Гамма-гамма-метод** – это изучение зависимости линейных коэффициентов ослабления гамма-излучения и коэффициентов преобразования первичного излучения во вторичное от плотности угольных пластов и содержания в них минеральных включений.

**Акустические методы** – изучение скорости упругих колебаний, которые возникают при образовании трещин и распространяются от зоны первого разрушения вглубь угольного пласта с использованием датчиков, располагаемых в скважинах (шпура) и на стенках горных выработок.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ТУГР	– твердый углегазовый раствор
ГДЯ	– газодинамические явления
ГГН	– горно-геологические нарушения
Б	– бурые угли
Д	– длиннопламенные угли
Г	– газовые угли
Ж	– жирные угли
К	– коксовые угли
ОС	– отощенно-спекающие угли
Т	– тощие угли
А	– антрациты
М	– молярная масса (г/моль)
$\rho$	– плотность (г/см <sup>3</sup> )
R(I)	– толщина поверхностного слоя, нм
Д	– Дарси
ГРП	– гидрорасчленение угольного пласта
ПИВ	– плазменно-импульсное воздействие
ГИС	– геоинформационная система
ВНС	– вакуум насосная станция
КВД	– кривая восстановления давления
ВВУГ	– внезапные выбросы угля и газа
КС	– кажущееся удельное сопротивление
ГГМ	– гамма-гамма-метод

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность работы.**

Согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года №724 "Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года" угольная промышленность является одной из важнейших ресурсных отраслей Республики Казахстан. По запасам угля Казахстан входит в десятку стран-лидеров. Более 90% разведанных запасов угля сосредоточено на севере и в центральной части Казахстана. Согласно официальной статистике за 2021 год добыто 111,7 миллиона тонн угля (без учета угольного концентраты), что составляет 102% по сравнению с 2020 годом (2019 год – 110,7 миллиона тонн, 2020 год – 107,2 миллиона тонн).

Сегодня угольная отрасль республики обеспечивает выработку в Казахстане порядка 69% электроэнергии, 100% загрузку коксохимического производства, полностью удовлетворяет потребности в топливе коммунально-бытового сектора и населения.

Дальнейшие перспективы развития угольной промышленности напрямую зависят от политики перехода к углеродной нейтральности, что требует пересмотра действующих правовых, нормативных и технических документов и разработку новых стандартов, гармонизированных с современными международными стандартами.

Угольные месторождения Казахстана представляют собой большую ресурсную базу с возможностью экспортовать уголь и продукты его переработки. Эти факторы определяются сравнительно низкой его ценой среди других энергоносителей.

Для создания безопасных условий охраны труда, снижения влияния горно-геологических условий при проведении подземных горных работ необходимо разработать методы воздействия на угольный пласт направленные на снижение его метанообильности с учетом напряженно-деформированного состояния. Для этого необходимо изучить совокупное влияние таких факторов, как: газоносность и газоотдача угольного пласта; физико-механические свойства углей и вмещающих пород; горно-геологические факторы, создающие условия для проявления опасных газодинамических явлений при добыче угля и проходке горных выработок (внезапные выбросы угля и газа, пучение почвы пласта и др.).

Повышение нагрузки на забой, возможно проводить при снижении газоносности пласта за счет заблаговременной и предварительной дегазации с учетом его напряженно деформированного состояния. Заблаговременное извлечение метана из угольных пластов является основой комплексного освоения углегазовых месторождений, снижению природной газоносности до требуемых значений и как следствие снижение абсолютной газообильности очистных забоев, и увеличение продуктивности пластовых дегазационных скважин в 3 и более раз.

Таким образом, разрабатываемые новые методы воздействия на угольный пласт должны быть направлены на снижение газоносности угольных пластов на участках, планируемых горных работ, путем увеличения их газоотдачи в скважины и горные выработки. Выполненные исследования являются актуальными как с точки зрения экологии, так и обеспечения промышленной безопасности добычи угля.

**Целью работы является** разработка новых методов воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи с учетом его напряженно-деформированного состояния.

**Идея** заключается в обосновании новых методов воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи на основе анализа горно-геологических условий, физико-механических свойств и газоносности пластов, метанообильности выработок с учетом напряженно-деформированного состояния угольного пласта.

**Объект исследования:** Угольные пласти Карагандинского бассейна.

**Задачи исследования:**

1. Выполнить анализ современных методов воздействия на угольный пласт с учетом его напряженно-деформированного состояния.

2. Разработать новые методы воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи.

3. Обосновать новые методы воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи в условиях напряженно-деформированного состояния.

4. Обосновать критерии, определяющие отнесение угольных пластов к высокогазоносным на основе связи газоносности и газоотдачи с удельным электрическим сопротивлением, интенсивностью поглощения гамма-излучения, изменением упругих свойств углей.

5. Разработать математическую модель влияния наноструктур поверхностного слоя угольного вещества на газоносность, диффузию и газоотдачу метана.

**Методика исследований:** на основе анализа отечественного и зарубежного опыта, литературных и фоновых материалов, результатов теоретических и экспериментальных наблюдений, современных методов компьютерного моделирования обосновать новые методы воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи с учетом его напряженно-деформированного состояния, влияния наноструктуры поверхностного слоя угольного вещества на газоотдачу, методы оценки газоносности угольных пластов Карагандинского бассейна.

**Основные научные положения, выносимые на защиту:**

1. Эффективность воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи определяется изменением напряженно-деформированного состояния угольного пласта с глубиной залегания.

2. Повышение газоотдачи пласта на 80% с учетом его напряженно-деформированного состояния, достигается путем воздействия на угольный пласт

через наклонно-направленную скважину и проведением в ней ГРП с кислотной обработкой.

3. Применение технологии проходки газодренажной выработки, для дегазации и разгрузки от горного давления и бурения из нее в пласт дегазационных скважин, при проведении выработок по высокогазоносным пластам, снижает метанообильность на 30-40% и увеличивает среднесуточную добычу на 26%.

4. Тепловое воздействие на угольный пласт для активизации процесса деструкции молекул углеметанового раствора, увеличивает интенсивность перехода метана в свободное состояние.

**Научная новизна работы заключается в следующем:**

1. Выявлен механизм влияния вертикальных скважин, используемых для гидрорасщепления угольного пласта, через образование горизонтальных (субгоризонтальных) трещин радиальной составляющей и вертикальных (субвертикальных) трещин за счет осевой составляющей, которые и определяют эффективность воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи, зависящую от закономерностей изменения НДС с увеличением глубины залегания пластов.

2. Выявлена взаимосвязьnanoструктуры поверхностного слоя угольного вещества с величиной газоносности, теплоемкостью, физико-механическими свойствами углей, диффузией и газоотдачей метана.

3. Выявлено, что тепловое воздействие на угольный пласт для активизации процесса деструкции молекул углеметанового раствора, ускоряет переход метана в свободное состояние.

**Область применения.** Угледобывающая отрасль, подземная добыча углей, добыча метана угольных пластов.

**Личный вклад автора.** Работа выполнена автором лично, в том числе поставлены цели и задачи, выполнены теоретические, экспериментальные и промышленные исследования, составлены алгоритмы решения задач, составлены рекомендации по использованию новых методов воздействия на угольный пласт.

**Обоснованность и достоверность** научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается применением методов математического моделирования процессов газоотдачи угольного пласта при стимулирующем воздействии механической, тепловой и химической энергии, математической статистики к большому объему экспериментальных данных, достаточной сходимостью результатов, разработанных методов воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи, использованием стандартизованных способов, оборудования и приборов при проведении исследований, промышленной апробацией предлагаемых методов при проведении дегазации угольных пластов и извлечения метана из них для коммерческих целей.

**Практическая значимость работы** заключается в следующем:

– разработаны критерии выделения угольных пластов с высокой газоносностью, отнесенные к опасным и внезапным выбросам угля и газа,

полученные на основе связи газоносности угольных пластов с их электрическими, ядерно-физическими и акустическими характеристиками;

– разработан новый метод воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи с учетом его напряженно-деформированного состояния;

– разработана физическая модель процесса массопереноса метана в углях с учетом наноструктур поверхностного слоя угольного вещества, определяющий диффузию метана в нанопорах угля и перенос метана в угле;

– разработана численная модель воздействия на угольный пласт гидрорасчленения с учетом НДС при различных глубинах залегания, определяющая формирование горизонтальной и вертикальной трещиноватости пласта;

– рассчитаны энергозатраты при гидрорасчленении с использованием водных растворов кислот, получено уравнение для оценки критической скорости потока раствора, установлена закономерность роста длины трещины от изменения давления гидрорасчленения;

– разработана математическая модель воздействия тепловой энергии на угольный пласт для повышения газоотдачи;

– решена задача, определяющая связь нанометровых толщин поверхностного слоя углей различных марок с диффузией и десорбцией метана, теплоемкостью и влажностью, газопроницаемостью при одноосном нагружении.

**Апробация работы.** Результаты работы докладывались и обсуждались на конференциях:

– 53-й международной научно-практической конференции «Технические науки: проблемы и решения» (Москва, 2021);

– международной научно-практической online-конференции «Интеграция науки, образования и производства – основа реализации плана нации», посвященной 30-летию независимости Республики Казахстан (Сагиновские чтения, 2021);

– 6-й международной конференции AGRITECH-VI - 2021: Агротехнологии, экологический инжиниринг и устойчивое развитие (Красноярск, 2021);

– международном научном форуме «Наука и инновации – современные концепции» (Москва, 2022);

По результатам исследования, получены акты о внедрении результатов научно-исследовательской работы в учебный процесс (Приложение А); акт о внедрении (№27/2-1 от 30.05.2022 г.) результатов научных исследований по диссертации в практическую деятельность ТОО «Industrial Energy Alliance» (Приложение А);

– на научных семинарах кафедры «Разработка месторождений полезных ископаемых» НАО Карагандинский технический университет имени Абылкаса Сагинова. Исследовательская практика проходила в период с 01.02.2020 г. по 01.05.2020 г. на предприятии ТОО «Научно-инженерный центр «ГеоМарк», научная стажировка в Кыргызском государственном университете геологии,

горного дела и освоения природных ресурсов имени академика У. Асаналиева (Бишкек) в период с 10 по 27 мая 2022 г (Приложение Б).

**Публикации.** Основные положения диссертационной работы отражены в 10 научных трудах, в том числе 4 (четыре) статьи в рецензируемых научных изданиях по научному направлению темы диссертации, индексируемых в Science Citation Index Expanded базы Web of Science (Clarivate Analytics) и по CiteScore в базе Scopus (Elsevier), 2 (две) статьи в изданиях, рекомендуемых Комитетом по контролю в сфере образования и науки МНВО РК, 4 (четыре) статьи в сборниках Международных и Республиканских научно-практических конференций, в том числе 1 (одна) статья в рецензируемых научных изданиях по научному направлению темы диссертации, индексируемых в Science Citation Index Expanded базы Web of Science (Clarivate Analytics) и по CiteScore в базе Scopus (Elsevier)

**Структура и объём диссертационной работы.** Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, заключения, списка использованных источников и приложений. Работа представлена на 137 страницах, содержит 66 рисунков, 31 таблицу и 167 использованных источников.

# **1 АНАЛИЗ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГАЗООТДАЧИ**

## **1.1 Современные скважинные методы воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи**

На сегодняшний день применяются следующие методы воздействия на угольный пласт, для снижения природной газоносности:

- гидрорасчленение и гидроразрыв угольного пласта (ГРП);
- пневмо-гидродинамическое воздействие на угольный пласт;
- бурение горизонтальных, наклонных и многозабойных скважин с дневной поверхности;
- нагнетание диоксида углерода, азота, химических веществ в угольные пласти.

Технологии гидрорасчленения угольного пласта начали применяться в Карагандинском угольном бассейне в прошлом веке. Технологии, методы и способы широко отражены в работах таких ученых как Ржевский В.В. [1], Павлов В.А. [2], Васючков Ю.Ф. [3], в работах Сластунова С.В. [4] и исследованиях проведенных Стефлюком Ю.М. [5].

В данных исследованиях основой метода ГРП является механика разрушения твердых тел. В 1920 году Гриффитс А. опубликовал работу по теоретическому описанию разрушения твердого тела с трещиной. Экспериментально Александров А. и Журков С. получили прочность на стеклянных нитях равную около 6 ГПа, а в 50-х годах 20-го столетия Степанов А. получил нитевидные монокристаллы металлов с прочностью равной около 10 ГПа. Эти результаты показали, что прочность материалов, которые содержат меньше дефектов (трещин) в самом материале (кристалле), приближается к теоретически возможной прочности. Гидрорасчленение угольного пласта обусловлено тем, что при его действии образуется много трещин, через которые метан выходит на поверхность через пробуренную скважину. Сам этот процесс носит название – дегазация угольного пласта.

На шахтах Карагандинского угольного бассейна, чтобы провести ГРП угольного пласта используют скважины, в которых рабочая колонна опускается ниже угольного пласта, и затем цементируется, и перфорируется.

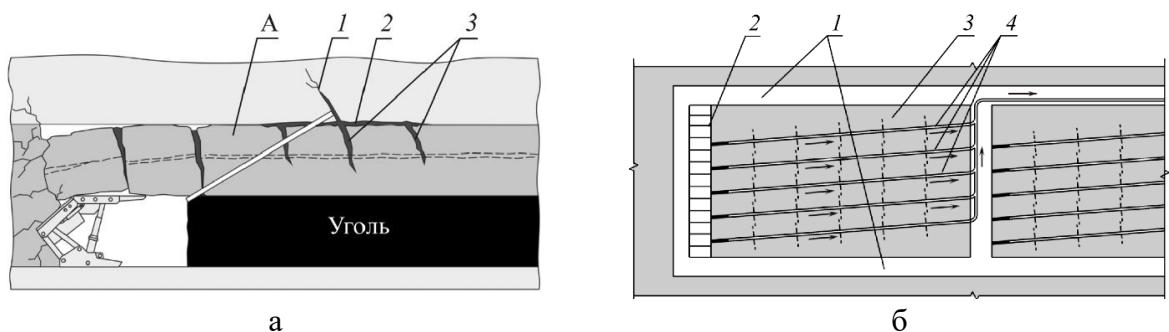
На шахте им. Ленина использовался новый метод ГРП [6, 7], в котором перед ГРП проводилась заблаговременная дегазационная подготовка, а затем циклическое пневмо-гидродинамическое воздействие в прискважинной зоне.

При бурении скважины проводятся работы по искривлению ствола скважины под углом залегания угольного пласта. Бурение по пласту выполнено с помощью винтового забойного двигателя. Освоение скважины с откачкой рабочей жидкости и газа проводится с помощью следующих мероприятий. С дневной поверхности бурится вертикальная скважина в пласт угля, который подлежит разработке. При этом ее забой совмещается с расширением забоя наклонно-направленной скважины. В процессе бурения в прискважинной зоне, а

также при гидрорасчленении в угольном пласте образуются микротрешины, по которым дренирует метан угольного пласта.

Если применять направленный ГРП в пробуренных шпурах с жидкостью (рисунок 1.2а), то в кровле создаются не только трещины искусственного происхождения, но происходит раскрытие естественных трещин до приемлемых размеров, которые заполняются смолой.

Технология (рисунок 1.1б), которая включает бурение направленных газодренажных скважин (4) на очистной забой (2); проведение поинтервального ГРП выемочного столба (3); отведение высвободившегося газа с помощью газопровода на поверхность. Дегазационные скважины бурят в вертикальном направлении из камеры монтажа и разрезных печей выемочных столбов до выхода в борт разрезной печи, которая находится по соседству.

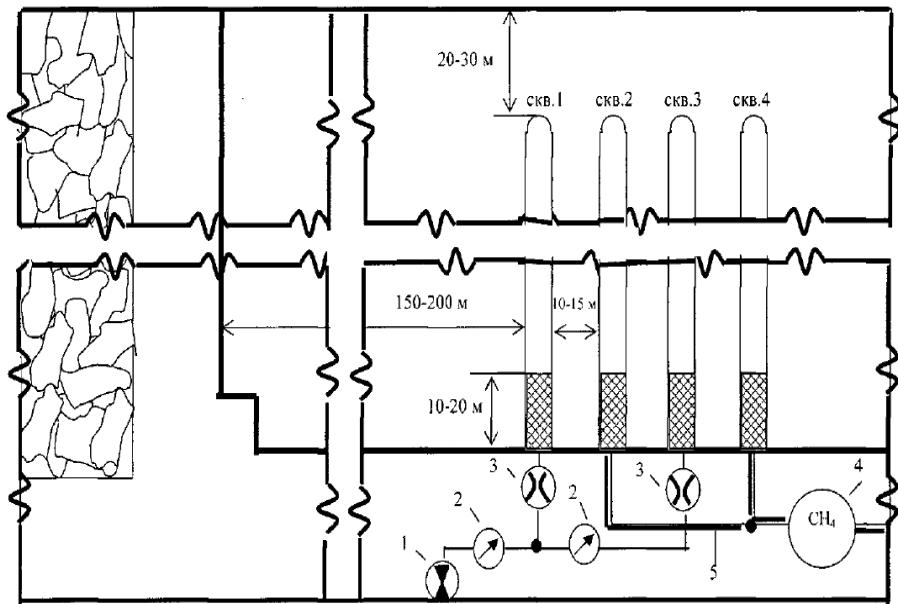


а – технологическая схема закрепления кровли пласта: А - непосредственная кровля; 1 – естественная и искусственная трещины; б – технология дегазации: 1 - горные выработки; 2 - очистной забой; 3 - выемочный столб; 4 - дегазационные скважины

Рисунок 1.1 – Технологическая схема

В диссертационной работе [8] обоснован метод поинтервального ГРП. Этим методом в угольном массиве создаются протяженные трещины, которые располагаются вкрест по простиранию пласта. Предложена конструкция пакерного устройства, которая позволяла образовывать поперечные относительно оси скважины такое количество трещин, которое приводило к возрастанию газоотдачи на порядок. Было установлено, что размер расстояния  $L$  между пакерами и скважинным диаметром  $d$  является определяющим параметром: при  $L < 2d$  возникает единичная трещина, которая располагается поперек оси скважины; при  $2d < L < 4d$  возникают множество трещин разного направления; при  $L > 4d$  возникает единичная трещина, которая называется продольной.

Работой [9] была предложена технология этого метода, представленная на рисунке 1.2. Скважина имеет диаметр 76 мм, а давление обычно принимается большим по сравнению с пластовым давлением около 20 кГс/см<sup>2</sup>. Эффективным считается тот процесс, при котором происходит пневмообработка пласта в циклическом режиме через скважины, которые параллельны линиям очистного забоя. Время воздействия на пласт может составлять 150 суток.



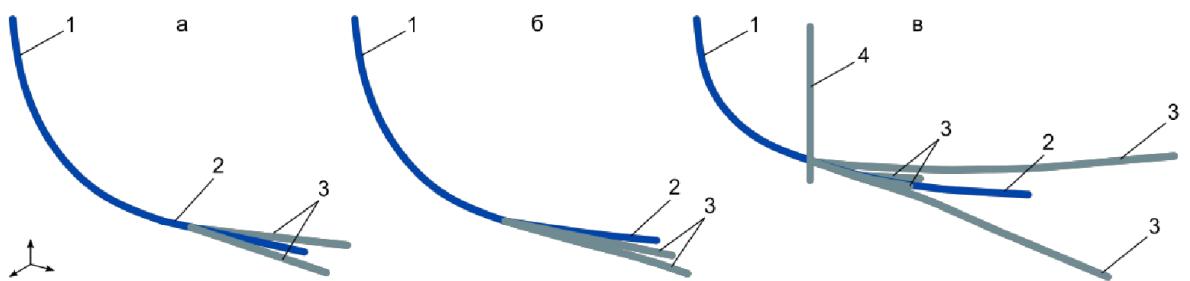
1 – компрессор; 2 – манометр; 3 – счетчик расхода воздуха; 4 – измеритель концентрации метана (газоанализатор); 5 – шахтный газопровод

Рисунок 1.2 – Технологическая схема пневмо-гидродинамического воздействия на угольный пласт

Примечание – Составлено по источнику [9, с. 4-15]

Горизонтальные скважины подземного типа стоят намного дешевле вертикальных скважин для ГРП [10]. Эти скважины пересекают основной кливаж угольного пласта, что приводит к увеличению газоотдачи. К их недостаткам относится сложность доставки и обустройства оборудования под землей, а вертикальные скважины не имеют подобных причин. Их дороговизна обусловлена процессом бурения на большую глубину и эксплуатацией.

Первая многозабойная скважина была опробована на нескольких шахтах в США в 1973 (см., в [10, с. 3-59] и ссылки в ней) (рисунок 1.3).



а - шахта Блэксвилл; б - шахта Мазер; в - шахта Эмеральд: 1 – плечо наклонное, 2 – плечо горизонтальное, 3 – плечи боковые, 4 – скважина вертикальная

Рисунок 1.3 – Схемы первых горизонтальных многозабойных скважин США

Примечание – Составлено по источнику [10, с. 3-18]

В работе [11] проектировалась наклонная скважина с горизонтальным окончанием в пласте угля. При этом нашли применение следующие технологии бурения. Во-первых – это технология роторного бурения. Во-вторых – это технология бурения с винтовым забойным двигателем. В-третьих, это технология ударно-вращательного бурения.

На шахтах Карагандинского угольного бассейна, в основном, используется технология вертикальных скважин. Она подробно описана в диссертациях Ахматнурова Д.Р., Мусина Р.А.. В работе [12] применялся способ ГЕО-ЭМР. Этот способ позволил провести картографирование на Талдыкудукском участке Карагандинского угольного бассейна и его зондирование [13]. При этом исследования проводились через виртуальные скважины без бурения. На основании этих исследований создавалась наклонная скважина с глубиной 370 м под углом  $26^\circ$ , затем пройдено 500 м до забоя (рисунок 1.4).

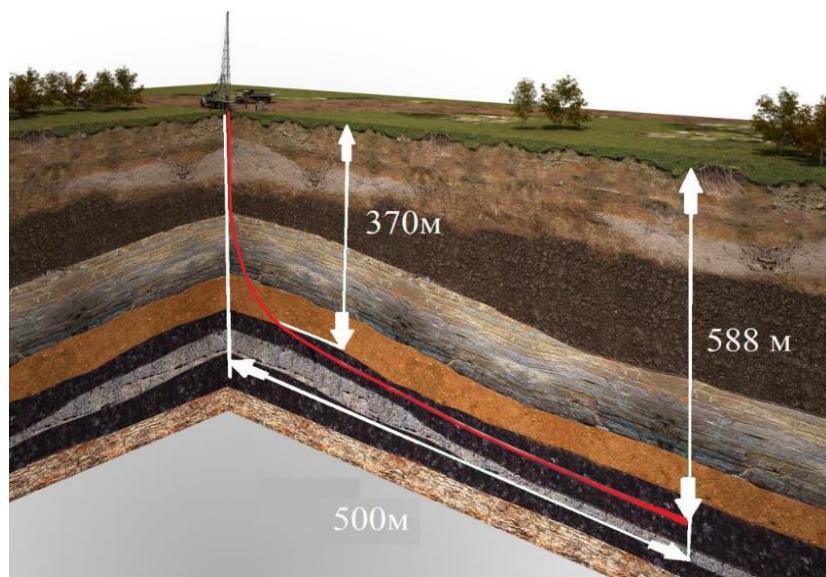


Рисунок 1.4 – Профиль наклонно-направленной скважины

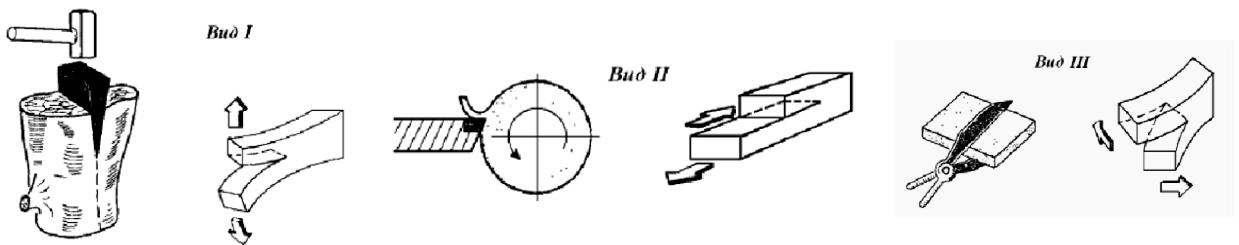
Примечание – Составлено по источнику [12, с. 3-35]

В наклонной скважине проводились исследования по добыче метана из пластов угля с использованием технологии бурения винтовым забойным двигателем.

Гидрорасщепление в скважинах водными растворами кислот проведено в Карагандинском бассейне в 1967 г. на поле шахты им. Костенко. После проведения гидрорасщепления увеличился съем газа с единицы дегазируемых запасов угля на 30-40%. Таким образом, была доказана целесообразность использования метода воздействия на угольный пласт, находящегося в условиях напряженно-деформированного состояния для повышения газоотдачи. Использование соляной кислоты значительно повышает эффективность трещиннообразования за счет растворения, наиболее встречающихся карбонатных минералов в угольном пласте.

## 1.2 Анализ современных методов формирования трещиноватости угольного массива для повышения газоотдачи

При воздействии на пласт угля каким-либо методом (которые были описаны в предыдущем параграфе) образуются трещины. Их создание свидетельствует о том, что это воздействие носит неупругий и нелинейный характер. Однако, величина этих воздействий не носит характера типа удара. В этом случае образование трещин в методе ГРП и им подобных методах в угольном пласте можно рассматривать с помощью линейной теории упругости [14]. На рисунке 1.5 показан вид смещений поверхности самой трещины.



I – отрыв нормальный; вид II – сдвиг поперечный; вид III – сдвиг продольный

Рисунок 1.5 – Распространение трещин: вид

Деформации вокруг точки контура трещины распределяются суперпозицией трех видов I, II, III.

Основой 2D и 3D моделей трещины является уравнение И.Н. Снеддона, которое показывает раскрытие трещины при плоской деформации:

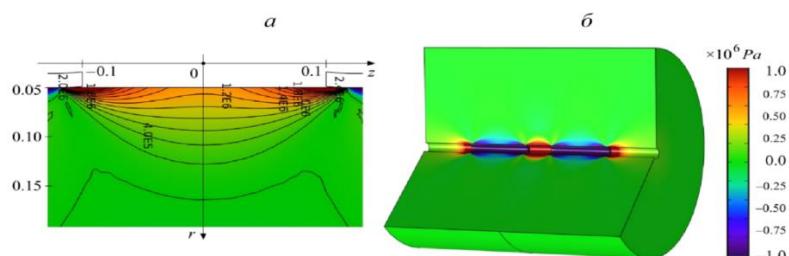
$$\sigma = \frac{4(1-v^2) \cdot P}{E} \cdot \sqrt{x_f^2 - x^2}, \quad (1.1)$$

где  $P$  – давление трещины;

$E$  – модуль Юнга;

$x_f$  – полудлина трещины.

В работе [15] решалась задача И.Н. Снеддона в трехмерной модели с программой COMSOL Multiphysics (рисунок 1.6).



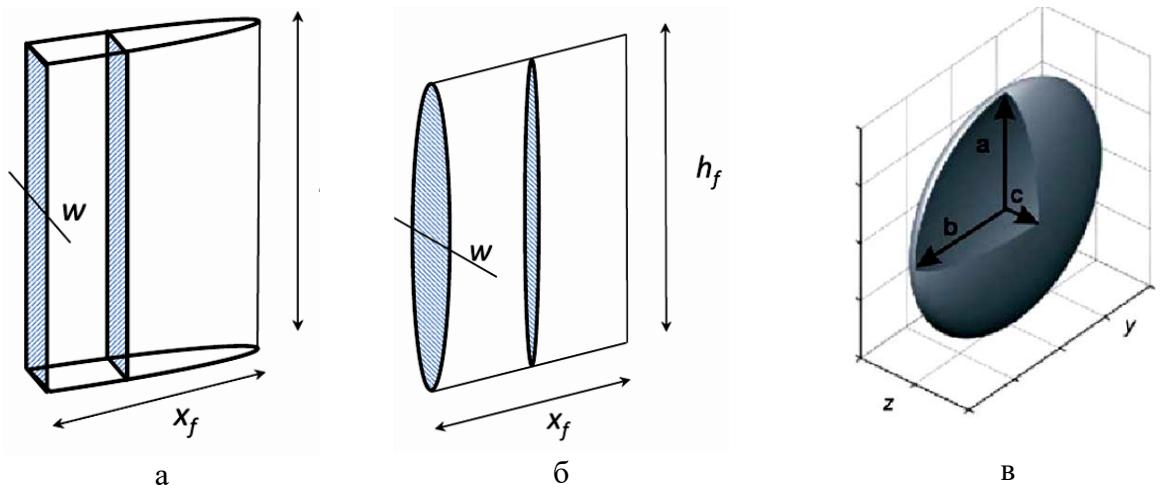
а – сечение  $O_{rz}$ ; б – трехмерная картина

Рисунок 1.6 – Осевые напряжения  $\sigma_z$  на конечном шаге нагружения

Примечание – Составлено по источнику [15, с. 3-34]

Взаимодействие уплотнителя со стенкой скважины считалось абсолютно жестким. При этом задавались параметры горной породы: модуль Юнга  $E_c=5,4$  ГПа, коэффициент Пуассона  $\nu_c=0,16$ . Параметры уплотнителя были такими: модуль Юнга  $E_p=0,5$  ГПа, коэффициент Пуассона  $\nu_p=0,45$ . Область расчетов примыкала к скважине на расстояние  $-h_f/2 < z < h_f/2$ . На рисунке 1.7 показано решение задачи и осевые напряжения  $\sigma_z$  при значении  $h_f=20$  см.

На рисунке 1.7 показаны двумерные модели трещины.



а – плоская деформация в горизонтальной плоскости; б – плоская деформация в вертикальной плоскости; в – высота равняется всей ее длине

Рисунок 1.7 – Двумерные модели трещины

Модель, которую принято называть KGD – модель, представляющую собой плоскую деформацию в горизонтальной плоскости (рисунок 1.7а). Модель, которую принято называть РКН – модель, представляющую собой плоскую деформацию в вертикальной плоскости (рисунок 1.7б). И, наконец, радиальная модель, которая представляет собой горизонтальную трещину в вертикальной скважине. При этом ее высота равняется всей ее длине (рисунок 1.7в).

В работе [16] математически исследована динамика трещины ГРП с помощью модели KGD (рисунок 1.8).

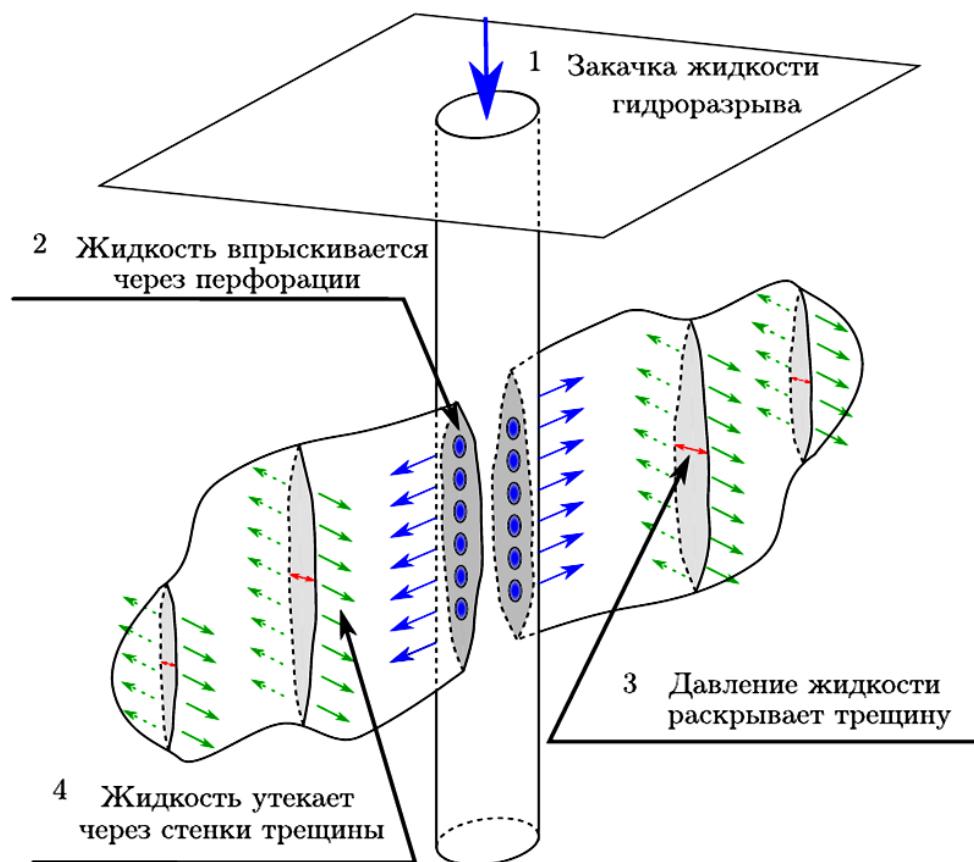
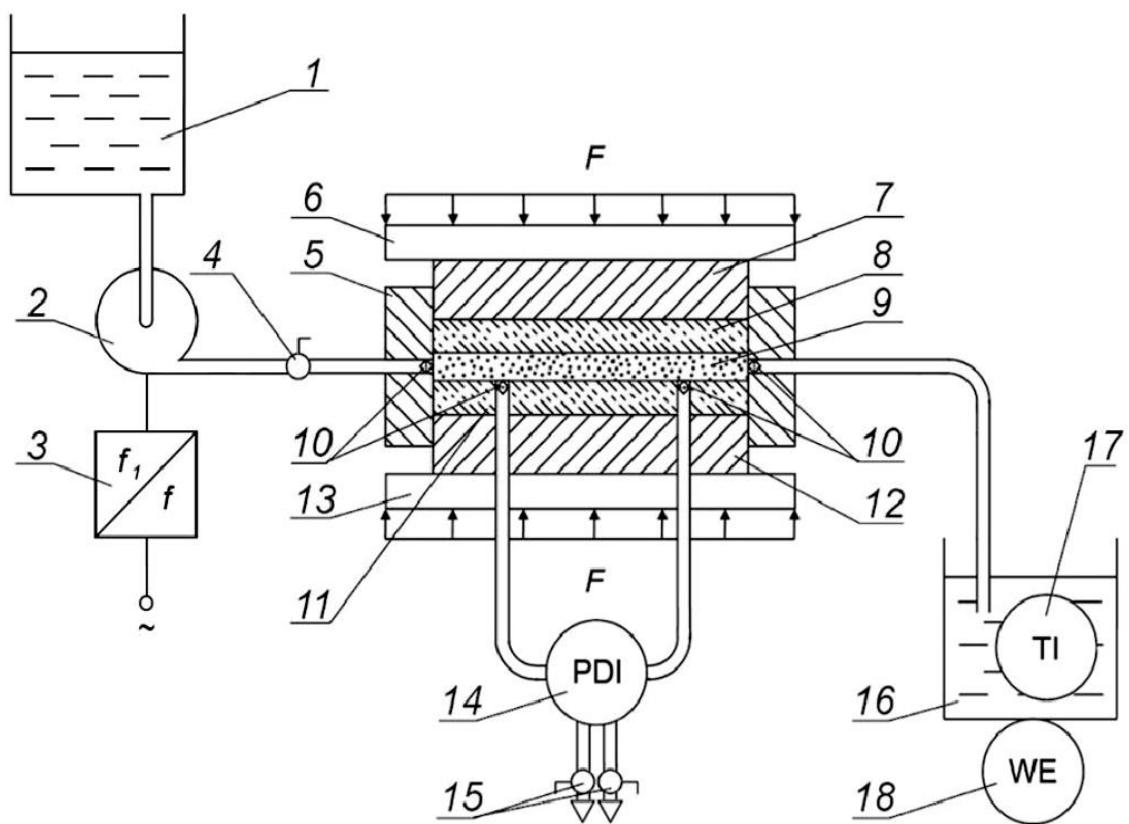


Рисунок 1.8 – Процесс технологии гидрорасщепления

Примечание – Составлено по источнику [16, с. 5-29]

Численный алгоритм, который был построен при преобладании вязкой диссипации, может следить за положением вершины трещины. Предложенный алгоритм дает возможность решить задачу с помощью модели KGD и избежать расходности полученного решения. Такой подход позволил и аналитически решить задачу, представленную на рисунке 1.9.

Работа [17] посвящена экспериментальному исследованию закрепления трещин ГРП угольных пластов песком местных месторождений. Установка приведена на рисунке 1.9.



1 – жидкость в емкости; 2 – насос для перекачки жидкости; 3 – частотный преобразователь; 4 – кран в виде шара; 5 – ячейка для исследования газопроницаемости; 6 – пресс с плитой; 7 – пистон сверху; 8 – образец сверху; 9 – легкий пропант; 10 – фильтр с сеткой; 11 – образец снизу; 12 – пистон снизу; 13 – пресс с нижней плитой; 14 – диффманометр; 15 – клапан особый; 16 – емкость измерительная; 17 – термостолбик

Рисунок 1.9 – Лабораторное устройство для исследования газопроницаемости трещин ГРП

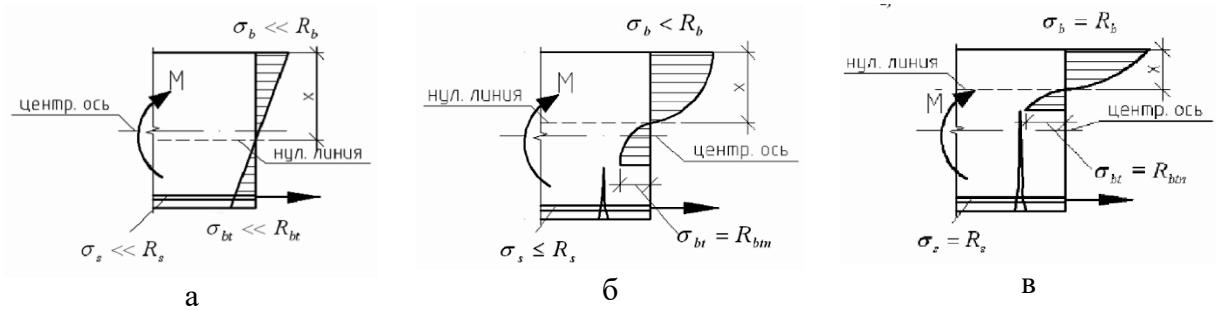
Примечание – Составлено по источнику [17, с. 6-37]

Рассмотрим трещины, которые возникают в угольном пласте за счет тектонических нарушений. Различают три стадии деформации: первая стадия называется упругой деформацией, которая восстанавливается при снятии нагрузки с угля; вторая стадия - пластической деформацией, которая изменяет и объем и форму угольного пласта; третья стадия - хрупкой деформацией, которая возникает при превышении предела прочности угля.

### 1.3 Анализ напряженно-деформированного состояния угольного массива

В напряженно-деформированном состоянии (НДС) [18] различают три типа НДС: первый тип упругой работы – до 35% от разрушающей нагрузки (рисунок 1.10а); второй тип упруго-пластической работы – до 75% от разрушающей нагрузки, при этом возникают трещины и их число растет с

увеличением нагрузки (рисунок 1.10б); третий/ тип разрушения – трещины возникают лавинообразно и угольный пласт разрушается (рисунок 1.10в).



а – разрушающая нагрузка; б – увеличение нагрузки; в – лавинообразный и угольный пласт

Рисунок 1.10 – Три типа НДС в режиме изгиба при приложенной нагрузке

Разработка месторождений угля в России, Украине и Казахстане осуществлялась в 1950 годах короткими забоями, которые по длине составляли не более 15 м [19]. Очистной забой ограничивался сбоку массивом угля.

Если считать коэффициент устойчивости угольного массива равным:

$$k = \frac{b}{m} \quad (1.1)$$

где  $b$  – равно ширине угольного пласта, который вынимается из массива;  
 $m$  – это величина мощности пласта.

При условии  $k < 5$  в угле не накапливается упругая энергия, достаточная, чтобы возник горный удар при проведении горных работ. Многолетние исследования показали, что отработка угля короткими забоями приводит к горным ударам в три раза больше, чем в выемочных столбах, которые отработаны длинными механизированными комплексами. Приведенные примеры показывают важность НДС угольных пластов. Собственно, степень напряженно-деформированного состояния угольного пласта говорит о том, на каком уровне находится его энергия (рисунок 1.11).

В работе [20] представлен пакет программ (рисунок 1.11) для расчета НДС угольного массива, в котором уголь склонен к горным ударам и добывался короткими забоями. Предложенный пакет программ позволял производить расчёт параметров НДС угольного массива и определять распределение концентраторов вертикальных напряжений.

В работе [19, с. 5-131] были сделаны следующие выводы, что к основным параметрам, определяющим НДС угольного массива, который склонен к горным ударам, относятся: показатель ударной опасности пород и угля, вектор полных напряжений, граница особых зон состояния угля в боку штреека, а также положение в пространстве концентраторов упругих напряжений и, связанных с ними энергий.

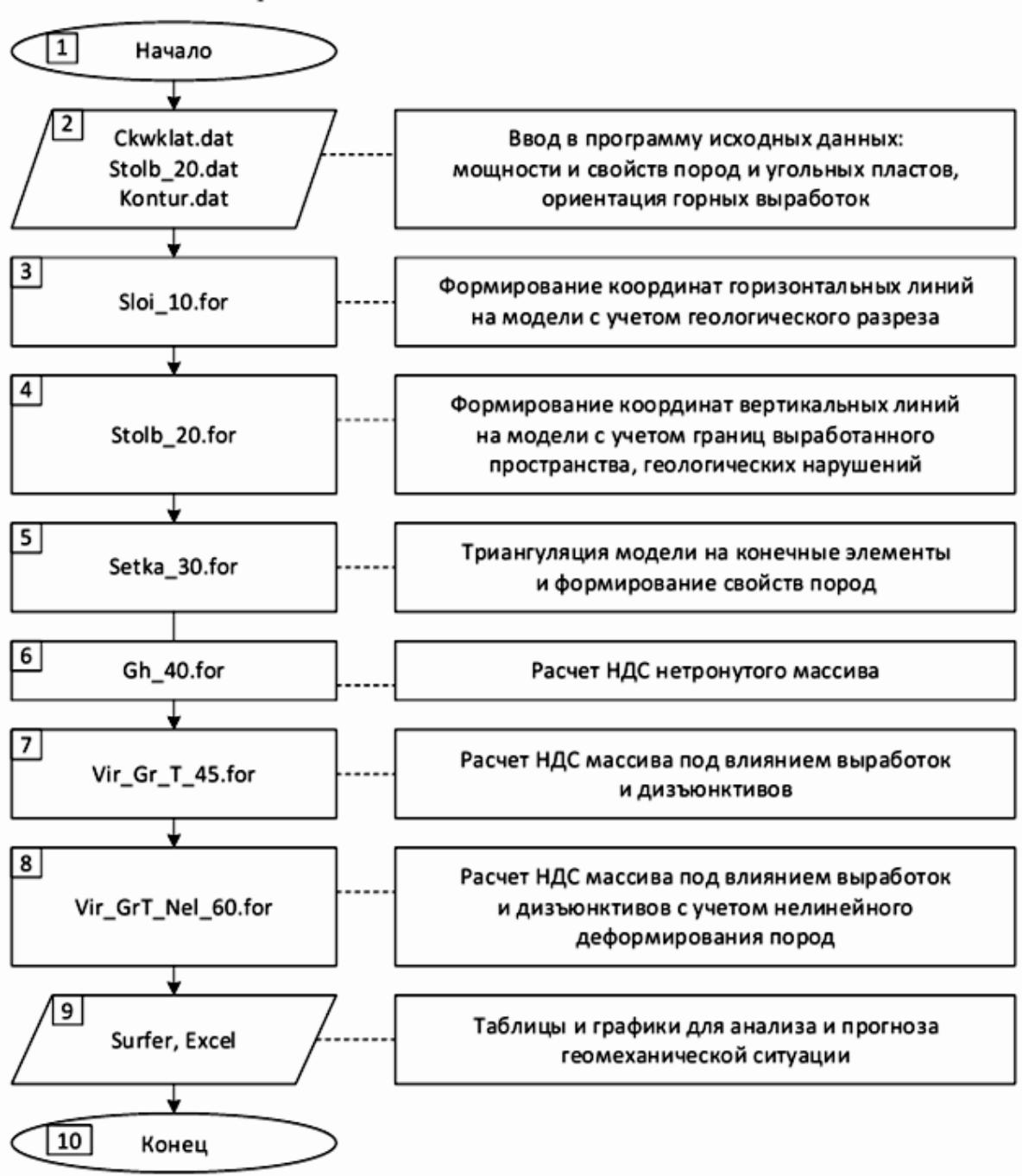
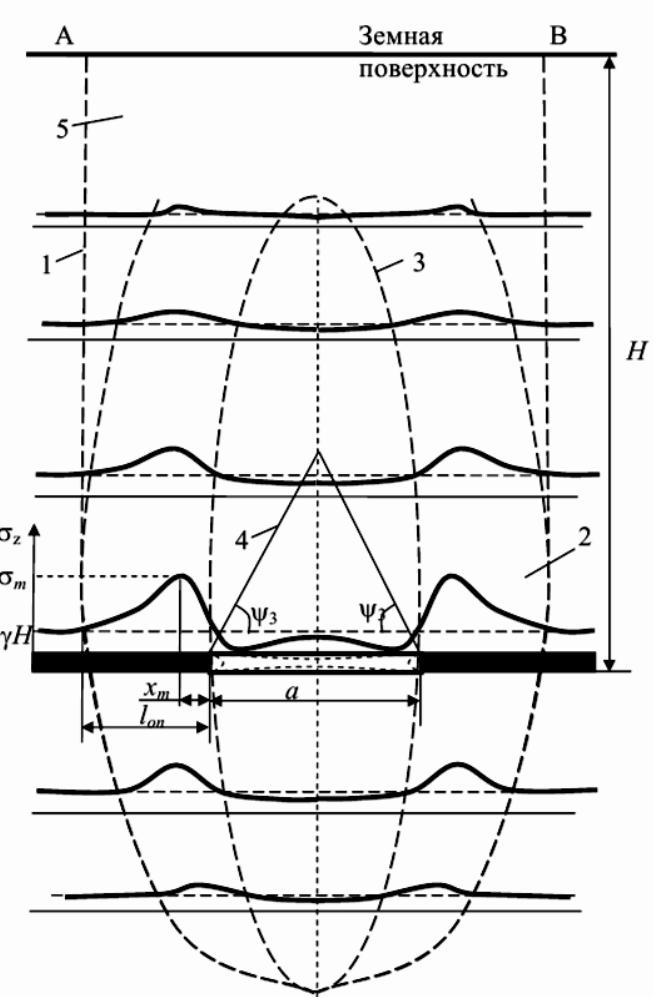


Рисунок 1.11 – Пакет программ расчета НДС  
больших объемов горной породы м

Примечание – Составлено по источнику [20, с. 195-205]

Если угольный массив находится в нетронутом состоянии, то на любую площадку, расположенную горизонтально действует вертикальное напряжение  $\sigma_z = \rho H$ , где  $\rho$  – плотность угля или породы,  $H$  – глубина залегания угольного пласта. Когда выработка на глубине  $H$ , тогда изменяется первоначальное напряжение  $\sigma_z$  нетронутого угольного массива (рисунок 1.12) [21].



1 – выработка границы области влияния; 2 – опорное давление зона; 3 – разгрузка и ее граница; 4 – полные сдвиги и их граница; 5 – сдвигание пород и земной поверхности и их зона; Н – глубина зоны разработки; а - выработанное пространство и ее ширина;  $x_m$  - максимум опорного давления и его расстояние;  $l_{on}$  - зона опорное давление и его длина;  $\sigma_m$ - опорное давление и его максимум;  $\psi_3$  – полное сдвижение и его угол

Рисунок 1.12 – Схематичный блок распределения горных напряжений около очистной выработки

Примечание – Составлено по источнику [21, с. 3-16]

Выработка угольного массива формирует зону пониженного давления, поскольку вес столба породы, имеющейся над выработкой, прибавляется к весу породы, которая находится около выработки. Этот процесс приводит к увеличению сжимающего напряжения в угольном массиве вблизи выработки, в которой наблюдается повышенное давление с максимумом  $\sigma_m$  и с расстоянием  $x_m$  от нее. Когда происходит удаление от выработки, то измененное напряжение в пласте приходит к своему нормальному  $\rho H$ . Эта, так называемая зона опорного давления, располагается в том месте, где вертикальное напряжение не превышает 5% от значения, которое было в нетронутом массиве и ее длина равна  $l_{on}$ .

## **1.4 Анализ процессов горно-динамических явлений и факторов воздействия на угольный пласт**

Во всем мире на угольных месторождениях случаются внезапные выбросы метана и угля, которые связаны с НДС. В частности, в России, в Казахстане и в Украине внезапные выбросы метана и угля, которые были связаны с геологическими нарушениями, произошли в 80-90%; в КНР – свыше 67%; в Австралии – свыше 90%; во Франции – 60%; в Испании – 60-65%; Японии – 60-70%; Германии-75%; Чехии – 70% (таблица 1.1) [22].

Таблица 1.1 – Наиболее крупные выбросы угля и газа

Страна	Угольный бассейн	Шахта	Год выброса
Франция	Севенский	Аграпп	1879
		Фонтэн	1921
Великобритания	Южный Уэльс	Корвей	1944
Венгрия	Мечекский	Солоч	1957
		Зобак	1969
Австралия	Боуэнский	Коллинский	1954
Канада	Британская Колумбия	Моррисей	1904
Германия	Рурский	Мария	1958
		Битсум	1933
	Иббенбюренский	Иббенбюрен	1975
Польша	Нижнесилезский	Нова руда	1969
		Торез	1985
		Нова руда	1970
КНР	Сычуань	Санхуба	1973
		Чжун-ляньшань	1981
Япония	Исикари	Юбари Шин	1981
Турция	Зонгулдакский	Козлу	1983
Украина	Донецкий	Гагарина	1963
		Скочинского	1980
Казахстан	Карагандинский	Казахстанская	1985
		Ленина	1998
		Тентекская	2008

Примечание – Составлено по источнику [22, с. 5-109]

Теории выброса угля и газа очень бурно развивались в XIX и XX веках. Из известных работ этого периода, это работы [23, 24], в которых детально обоснованы и проведены экспериментальные исследования. Все они были направлены на разработку мероприятий обнаружения зон опасных по выбросам угля и газа угольного пласта, а также разработке технологических схем разработки пластов подверженным внезапным выбросам угля и газа [25, 26] и методам борьбы с этими явлениями [27, 28]. Вопросы установления газодинамических закономерностей горного давления в глубоких шахтах посвящены работы [29, 30]. На сегодняшний день насчитывается около 150 теорий, которые делают попытки в объяснении того, как осуществляются газодинамические явления (ГДЯ). Все они могут быть объединены тремя

группами, которым отведена главная роль в процессах ГДЯ.

Во-первых, это гипотезы, где главную роль в процессах ГДЯ играет газ. Эта теория развивалась трудами Гиссена Н., Руффа О., Бриггса Н., Корнeta Ф.А., Гюнтера А. Согласно этой теории, метан находится в пласте угля в особом положении, представляющем собой уголь, который довольно заметно измельчен и образует своеобразные гнезда. Когда приближается горная выработка к подобному гнезду, то мелкий уголь начинает выбрасываться газом наружу в выработку. Возникновение подобных гнезд обычно связывают с тектоническими явлениями, которые произошли уже много лет тому назад. Или в момент, когда происходят взрывные работы для выемки угольного пласта и которые влекут за собой механические нарушения и угля, и породы. Согласно этой теории, метан в пласте угля находится при повышенном давлении, при этом обязательно, чтобы в этом процессе было незначительное содержание жидкого двуокиси углерода. Подробный анализ этой проблемы ГДЯ показал, что подобная теория неверна.

Вторая группа – это гипотезы, в которых главную роль в процессах ГДЯ играет давление газа. Эта теория развивалась трудами Гернера А., Ярлера М., Печука Я.М., Одибера Е., Будрыка В., Цис И. Здесь процесс ГДЯ сопоставлялся горному удару, но давление газа было второстепенным и отвечало лишь за процесс движения угля с метаном в горную отработку. Подобные теории лишь частично могли объяснить ГДЯ в углеопасном слое при внезапном механическом сотрясении, которые вызываются либо взрывными работами, либо обрушением кровли. В этой теории главной причиной ГДЯ считается исключительно НДС пласта угля, без учета газовой составляющей, что в дальнейшем не нашло должного подтверждения.

Третья группа – это гипотезы, где главную роль в процессах ГДЯ играет многопараметрический фактор. Эта теория развивалась трудами Скочинского, Кюье, Ходота, Гимма, Тарноски, Николина, Гилла, Литвинишина. Согласно этой теории, на ГДЯ оказывает влияние горное давление (степень НДС). При этом давление метана, которое присутствует в угле, оказывает влияние на НДС. Согласно этой теории, на ГДЯ влияет также тектоника угольных пластов.

В настоящий момент приняты следующие гипотезы:

- из-за горного давления, возникающие НДС сопровождаются растрескиванием, рыхлением угольного пласта во время его выработки, при этом происходит его быстрое выдавливание в горную выработку, снижение прочности и изменение газоносности угля, что приводит к взрывному выделению тепла с большим объемом метана;

- газ (метан) угольного пласта, представляет собой дополнительный фактор, который является крайне необходимым в процессе отрыва и перемещения массы угля в горную выработку во время внезапного выброса, при этом важную роль играет, скорость выделения газа, качество угля, его пористость, трещиноватость и структура, причем, оба эти процесса происходят одновременно, подобно лавине, провоцируя ГДЯ;

- газовый фактор угольного пласта представляет собой дополнительную причину, по которой происходит перемещение большой угольной массы в

течение внезапного выброса, на газовый фактор влияют следующие параметры: поры в угольном пласте; скорость, с которой происходит выделение газа; структура угольного пласта.

Для оценки горно-геологических нарушений (ГГН) в углепородном массиве и степени их выбросоопасности в работе [30, с. 3-230], приведен комплекс физико-механических свойств, включая напряженное, газовое и термодинамическое состояние угольного пласта, которые необходимо изучать для достоверности и точности определения зон изменения физико-механических свойств угольного пласта опасных по проявлениям ГДЯ. При этом изменение вышеуказанных параметров нужно проводить не только по классическим критериям, но и по критериям непараметрического типа, включая геофизические параметры, измерение которых выполняется по комплексу геофизических исследований скважин, методов поверхностной и подземной шахтной геофизики (рисунок 1.13).

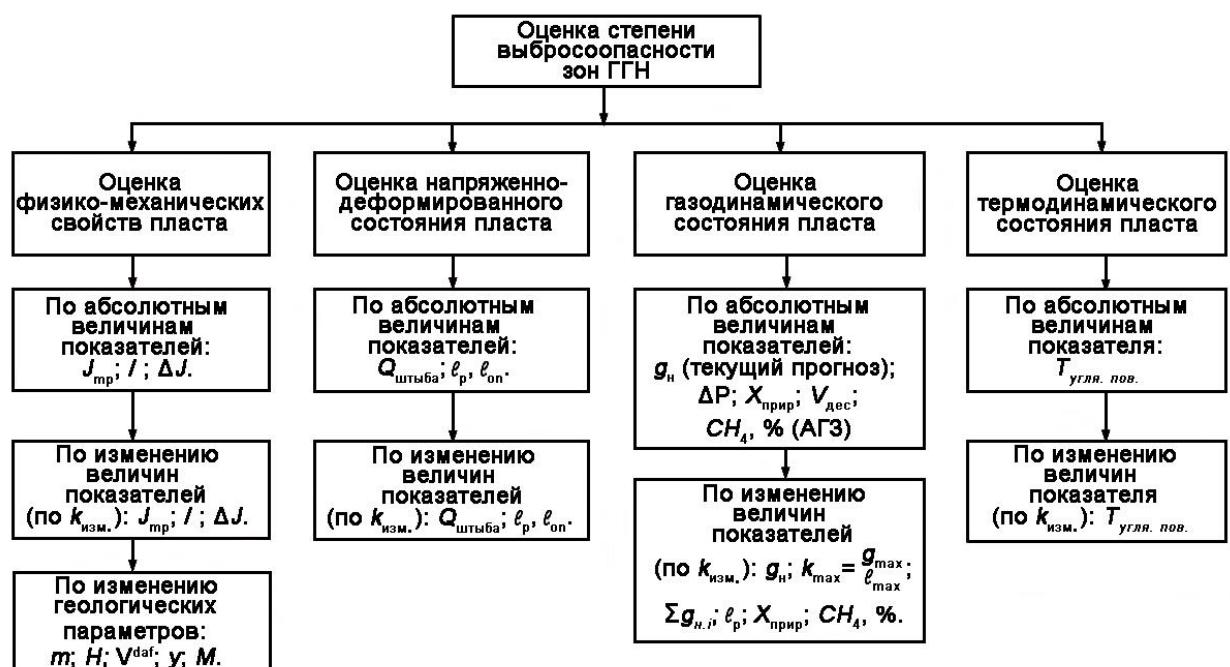


Рисунок 1.13 – Схема прогнозирования зон ГГН и оценки степени их выбросоопасности

Примечание – Составлено по источнику [30, с. 3-35]

Анализ литературных источников по вопросу выбросоопасности горно-геологических нарушений, дает основание сделать вывод, что надежное прогнозирование выбросоопасных зон, связанных с ГГН, положением угольного пласта в пространстве, изменения структуры пласта, разных изменений его мощности, наличия зон выклинивания расслоения, участков мелких геологических нарушений не выявленных при геологической разведке, и др. определяют параметры, приведенные в работах [31, 32], к которым по нашему мнению, должен быть отнесен комплекс геолого-геофизических методов

наземной и шахтной геофизики. Большой интерес представляют исследования по выявлению мелкоамплитудных нарушений, в том числе связанных с гипсометрией пласта, проводимые в Карагандинском угольном бассейне Ходжаевым Р.Р., Габайдулиным Р.И., Асаиновым С.Т. («Научно-инженерный центр Гео-Марк»), а также работы Филимонова Е.Н., Атыгаева Р.К., Шаяхметова Р.Т. (УСШМД УД АО «Арселор Миттал Темиртау»), посвященные исследованию природной (первичной) метаноносности угольного пласта и метанообильности в горных выработках, а также связям этих факторов с суточной добычей угля.

Многочисленные теоретические и экспериментальные исследования показали, что ГДЯ возникают при одновременном действии таких факторов в угольном пласте, как большого НДС; высокой газоносности пласта и при его малой проницаемости газа.

Очевидным является тот факт, что опасность ГДЯ при ведении горных работ тем выше, чем больше НДС в угольном массиве, и чем меньше прочность горных пород, включая угольный пласт (рисунок 1.14) [32, с. 29-31].



Рисунок 1.14 – Факторы, влияющие на проявление ГДЯ

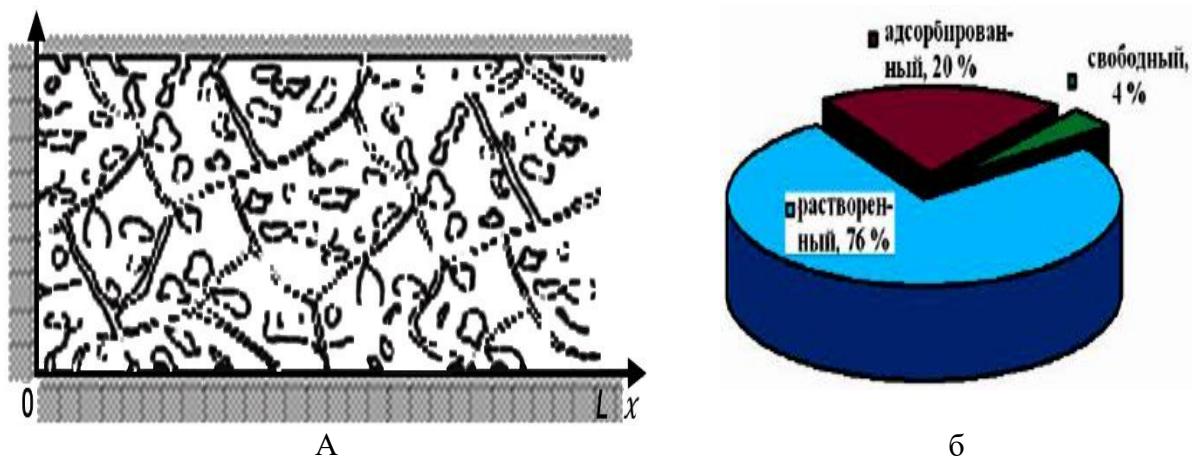
Примечание – Составлено по источнику [32, с. 29-31]

Факторы, перечисленные на рисунке 1.14, исчерпывают почти все условия, способствующие ГДЯ, однако, их количественный мониторинг необходим с развитием новых знаний о взаимовлиянии этих факторов. Одним из направлений является изучениеnanoструктуры поверхности углей, обладающей отличающимися от основной части угля физико-механическими свойствами.

### 1.5 Связь структуры угольного вещества с газоотдачей из неразгруженных угольных пластов

Из модели угля, представленной в работе [33], следует, что движение метана сквозь угольное вещество осуществляется через систему трещин. Эти трещины могут быть закрытыми, либо открытыми. В первом случае эти трещины образуют особые блоки, которые называют закрытой пористостью. Во втором случае, эту систему трещин называют фильтрационным объемом (рисунок 1.15а). Поскольку в этом объеме существует система открытых пор, то метан движется сквозь эту систему трещин довольно быстро [34].

Метан, который находится в закрытых порах, проникает в свободный объем за счет диффузии Фика, отмеченного в работе [35]. Причем, в этой работе показано, что скорость диффузии этого метана определяется метаноностью пласта угля. Это характерно для диффузии твердотельного типа, которая существенно отличается от диффузии через фильтрационный объем.



а – схема строения угольного пласта; б – структура угольного метана по формам существования

Рисунок 1.15 – Фильтрационный объем

Примечание – Составлено по источнику [34, с. 65-73; 37]

В 1981 г. теоретически, а в 1986 г. экспериментально подтверждено научное открытие твердого углекислового раствора [36]. Содержание газа в составе твердого углекислового раствора (ТУГР) связано с вертикальными напряжениями в угольном пласте, которые вызывают деформационно-волновые явления вблизи горных выработок [37, с. 3-21]. В 2001 году были установлены волнообразные явления в метанообильности на участках отработки угольных

месторождений, связанные с изменением напряжений в углевмещающей толще, которое приводят к распаду ТУГР и изменению сорбционного потенциала угля, пропорциональное уменьшение доли растворенного метана. Это дает возможность количественно оценить концентрацию метана и форму его существования в пласте угля (рисунок 1.15б).

Установлено, что метан в Карагандинском угольном бассейне присутствует в форме твердого раствора (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Формы существования метана в Карагандинском угольном бассейне (по данным ИПКОН РАН)

Метан в пласте угля	Метан и его вид	Концентрация метана, %
Поры большого размера, система трещин в пласте, технологического и природного типа угольных дефектов.	В свободном состоянии	2-12
Поверхностные угольные дефекты, а именно, микропористость, блочность и т.д.	В состоянии адсорбции	8-16
Структура угольного вещества в виде молекулярных и надмолекулярных образований	Раствор твердый системы «уголь+метан»	70-85
Кристаллы угольного вещества	Метан в состоянии химической сорбции	1-2
Структуры клатратного типа	Раствор твердого типа	1-3

Горные работы на шахтах Карагандинской области ведутся на глубине 600 м и глубже, где угольные пласти обладают низкой проницаемостью. Поэтому газоотдача в скважинах из неразгруженных угольных пластов также минимальна. Это связано с тем, что твердый раствор метана не отдает газ без его деструкции. Следовательно, чтобы извлекать метан из угольных пластов, необходимо энергетически воздействовать на сам твердый раствор углеметана и разрушать его с выделением метана [38-40].

Из рисунка 1.15 б следует, что метан в свободном состоянии составляет в угольном пласте всего около 4%. Этот описывается законом Дарси и отвечает фильтрации метана в трещиновато-пористом пласте за счет МПа. При фильтрации метана сквозь среду изменение температуры не происходит. К уравнению Ленгмюра мы обращаемся при рассмотрении сорбции метана в угле (почти 20%) рисунок 1.15б и преобразованием его в газ свободного типа, который движется по системе трещин и занимает весь объем (рисунок 1.15а).

Указанные законы составляют единое целое. Они содержат в себе уравнения сохранения массы, уравнения Дарси и Ленгмюра и имеют вид, описанный в работах [41-43]. Фильтрация метана сквозь угольный пласт представляет собой ведущий процесс и с течением времени она снижается, что приводит к снижению давления в объеме фильтрации. Перенос метана через пористый пласт угля протекает через систему трещин фильтрационным путем, а вот перенос метана через систему угольных блоков протекает диффузионным путем [35, с. 141-148].

При таком подходе движущей силой процесса является градиент давления метана. Поскольку сам фильтрационный процесс, по сути, безынерционный, то для этого процесса используют уравнение Дарси:

$$\frac{\partial W}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left[ \frac{k}{\mu} \rho \frac{\partial P}{\partial x} \right], \quad (1.2)$$

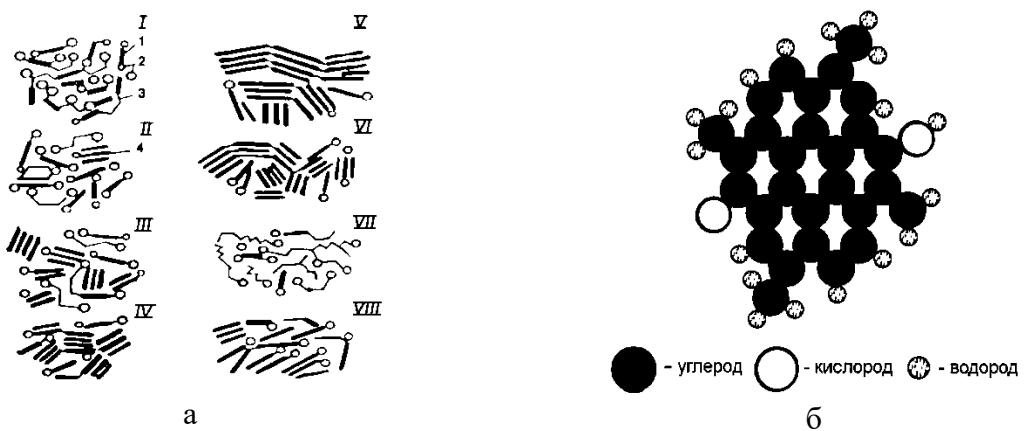
где  $W$  – количество молекул метана в единице объема угля;

$k$  – коэффициент проницаемости;

$\mu$  – динамическая вязкость метана.

Процесс массопереноса метана начинается с того момента, когда происходит нарушение равновесия угольного пласта в результате отбойки угля. При этом за счет десорбции метана происходит его массоперенос в область пониженных давлений - горную выработку. Сам процесс массопереноса метана происходит при наложении двух процессов массопереноса, а именно фильтрации и диффузии. В настоящее время теория массопереноса метана достигла высокого уровня, совместно с достижениями компьютерных технологий, позволяет решить любую практическую задачу о газообильности угольных пластов очистного забоя [44].

Угольное вещество [45, 46] состоит из органической массы, минеральных веществ и влаги, количество которых подвержено значительным колебаниям. Содержание углерода в каменном угле, в зависимости от его сорта, составляет от 75 до 95%. Неорганическая часть угля имеет сложный минералогический состав. Уголь состоит, в основном, из углерода и водорода. Кислород является балластом, снижающим теплотворную способность углей [47, 48]. Азот содержится в углях от 1 до 3%. На рисунке 1.16а показана структура угля, предложенная Скрипченко Г.Б., основанная на гетерогенном образовании зародышей микрофазы ароматических макромолекул в виде кристаллитов. Когда наблюдается низкая степень метаморфизма, то зародыши кристаллитов слабо взаимодействуют и они переходят в быстрое упорядочивание макромолекул. Например, в антрацитах небольшое количество ароматических пакетов создают более крупные молекулы [49]. При этом из-за отщепления боковых групп сами структуры обретают однородность и подвижность, а аморфная фаза почти исчезает. Поэтому в угле появляется новая фаза, которая превосходит по плотности и внутренней энергии. На рисунке 1.16б показана структура угля, предложенная Ходотом В.В [50].



а – принципиальная схема строения угля; б – вероятная схема макромолекулы угля по В.В. Ходоту

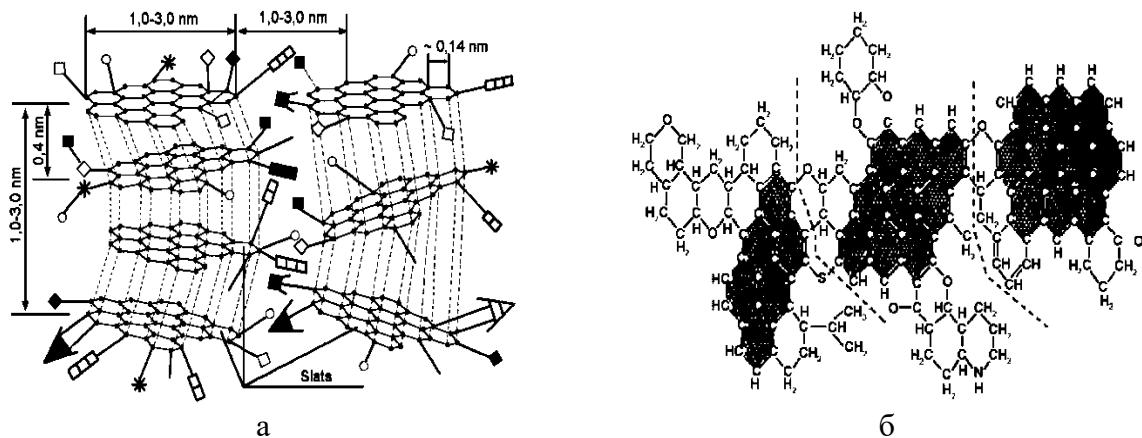
Рисунок 1.16 – Структура угля

Примечание – Составлено по источнику [50, с. 3-63]

Угли классифицируются по маркам: бурые (Б); длиннопламенные (Д); газовые (Г); газовые жирные отощенные (ГЖО); газовые жирные (ГЖ); коксовые жирные (КЖ); коксовые (К); коксовые отощенные (КО); коксовые слабоспекающиеся низкометаморфизованные (КСН); коксовые слабоспекающиеся (КС); отощенные спекающиеся (ОС); тощие спекающиеся (ТС); слабоспекающиеся (С); тощие (Т); антрациты (А), их количественные характеристики приведены в таблице 1.3 [51].

В угольном веществе при метаморфизме происходит преобразование углерода с целью его упорядочивания [51, 52]. При этом сама структура углеродного скелета преобразуется путем двух воздействий: путем химических процессов конденсации углерода в виде плоской атомной сетки гексагональной структуры подобно атомных сеток графита и путем ориентации этих атомных сеток в своеобразные пакеты, которые образуют мезоморфные области упорядоченных углеродов. Касаточкиным В.И. была выдвинута идея, по которой углеродная сетка сопровождалась боковыми цепями, по которым эти сетки сшиваются в виде кристаллитов, и сама углеродная структура превращается в полимер. У такого полимера структурная единица представляет собой плоскую атомную циклическую сетку заполимеризованного углерода с цепями сбоку, которая состоит из различных радикалов и боковых групп. К сожалению, подобная структура не может описать в деталях алифатические подгруппы, которые формируют физико-химические свойства угольного вещества (рисунок 1.17а). На рисунке 1.17б ароматическая структура молекул, а точнее ее часть, заштрихована с целью показать то, что структура молекул не плоская, а ячейка структуры представляет собой далекое от свойств подобия полимеру с регулярной организацией структуры. В итоге, можно считать уголь состоящим из таких макромолекулярных сеток различной ориентации, которые приводят к структуре различной степени упорядочивания. Степень упорядочивания структуры увеличивается за счет упорядочивания атомных сеток углерода и их

ориентации при метаморфизме. При наличии малой степени метаморфизма, в них возникают длинные гибкие сетки углерода, связывающиеся друг с другом, и образуя, большую внутреннею поверхность.

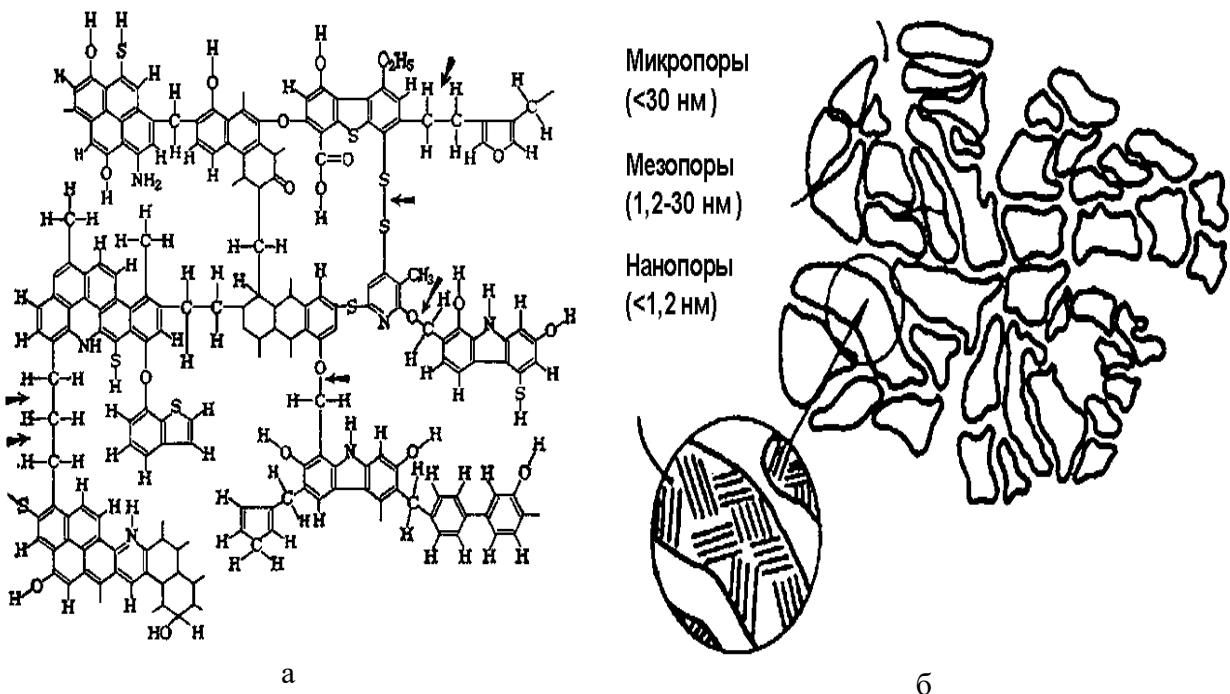


а – модель угля по Касаточкину: физико-химические свойства угольного вещества; б – модель угля: Ван-Кревелина: ароматическая структура молекулы

Рисунок 1.17 – Модель угля

Примечание – Составлено по источнику [51, с. 3-42]

Макромолекула угля, а точнее ее ядро, представляет собой бензольное кольцо, которое обладает значительной прочностью связи. Напротив, его боковые группы образуют углеводороды с различной степенью полимеризации и потому термически слабо устойчивы. Из-за того, что ядро макромолекулы угля по структуре одинаково у всех каменных углей, то их многообразие обусловлено числом бензольных колец, а также составом и числом боковых групп. Наличие в угле множества микроэлементов и большое количество примесей химических элементов приводит к многообразию угольного вещества. Количество боковых групп и их расположение от ядра макромолекулы является наибольшим в углях малой степени метаморфизма. Таким образом, представленную модель угля можно охарактеризовать как плоский слой макромолекул углерода, которые связаны между собой кислородом или водородом. При этом расстояние между макромолекулами уменьшается с ростом степени метаморфизма угля, обуславливая его прочность и пористость. Органическое вещество угля можно рассматривать как сложный трехмерный природный сополимер, который состоит из сетки макромолекул и отдельных молекул, присоединенных к этой сетке. На рисунке 1.18 скелетная структура макромолекулы угля (а), физическая структура угольной частицы (б).



а – упрощенная скелетная структура макромолекулы угля; б – физическая структура угольной частицы

Рисунок 1.18 – Скелетная структура макромолекулы угля

Примечание – Составлено по источнику [45, р. 3-40; 46, р. 3-83; 47, р. 3-35; 48, с. 5-56]

На рисунке 1.18б приведена качественная картина физической структуры угольной частицы с характерной пористостью. В таблице 1.3 представлена классификация углей в зависимости от их степени метаморфизма.

Таблица 1.3 – Классификация углей

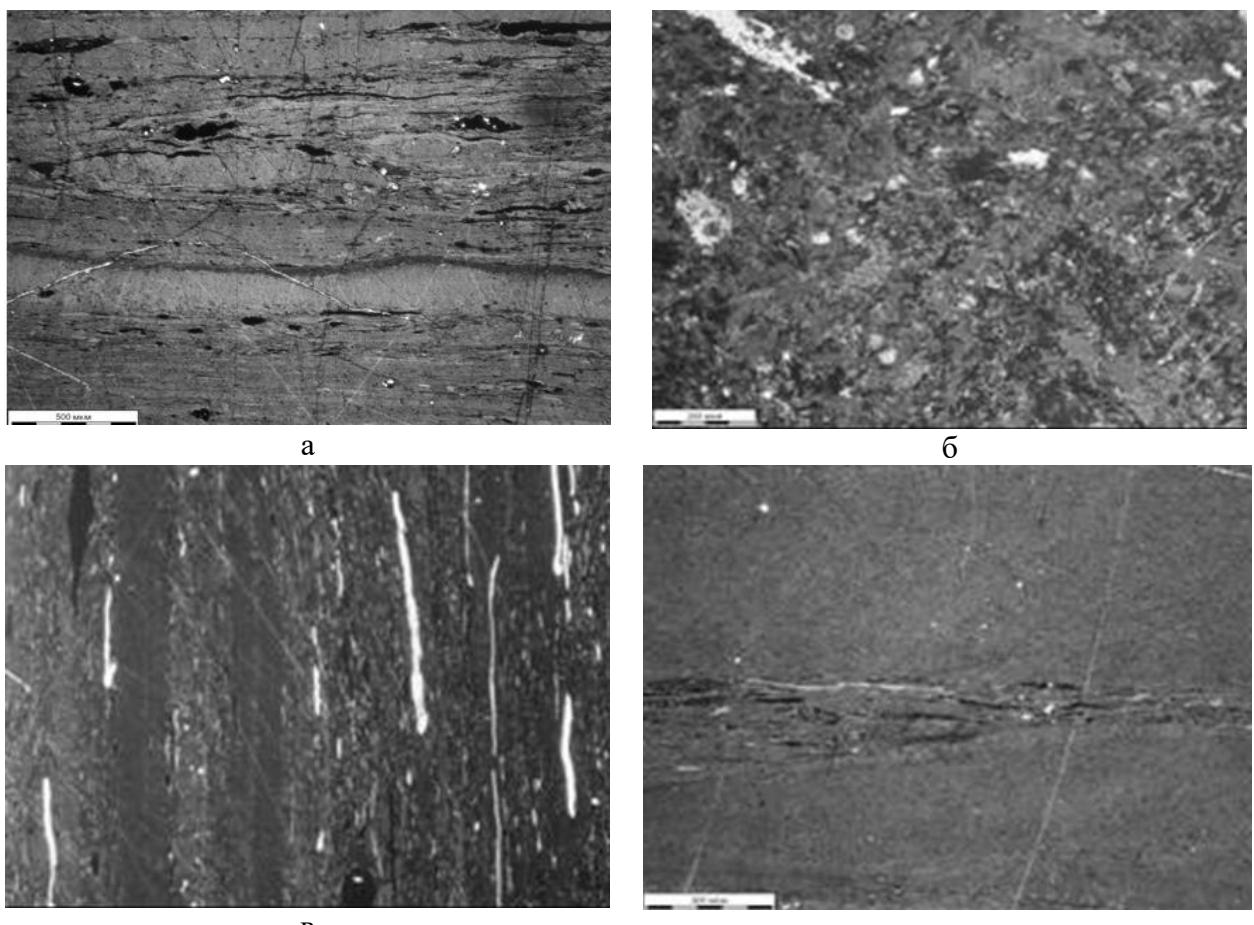
Марка угля	Выход летучих веществ $V^r$ , %	Содержание углерода $C^r$ , %	Теплота сгорания $Q^r$ , ккал/кг
Бурые (Б)	41 и более	< 76	6900-7500
Длиннопламенные (Д)	> 39	76	7500-8000
Газовые (Г)	36	83	7900-8600
Жирные (Ж)	30	86	8300-8700
Коксовые (К)	20	88	8400-8700
Отощенно-спекающие (ОС)	15	89	8450-8780
Тощие (Т)	12	90	7300-8750
Антрациты (А)	менее 8	> 91	8100-8750

В работах [53, 54] показано, что такие параметры как температура и давление, могут приводить к появлению твердых растворов природного газа по типу газогидратов, которые в определенных случаях могут отвечать за выбросоопасность угольных пластов.

В работе [55] показаны два направления изучения структуры угольного вещества. Первое петролого-технологическое заключается в определении связи

между петрографией угля, его химическим составом и их физико-химическими свойствами. Недостатком этого направления является неучет текстур органической части угольного вещества. Второе геолого-генетическое направление основывается в определении связи макроструктуры угольного вещества с условиями образования угля и с природой растительной среды. Недостатком этого направления является то, что оно не дает параметры, которые могут количественно описать тип текстур органической части угольного вещества.

В работе [55, с. 3-38], использовался метод фликкер-шумовой спектроскопии (ФШС) и были исследованы такие свойства угольного вещества как микрохрупкость, микротвердость, микротрещиноватость и класс крупности угольных частиц после их измельчения. При этом количественно были определены параметры ФШС, которые позволили определить структуру текстур угольного вещества различных генотипов. Методом ФШС были определены параметры макроструктур угольного вещества Донецкого, Кузбасского и Карагандинского бассейнов (рисунок 1.20), а в таблице 1.4 ФШС – параметры.



а – I генотип; б – II генотип; в – III генотип; г – IV генотип

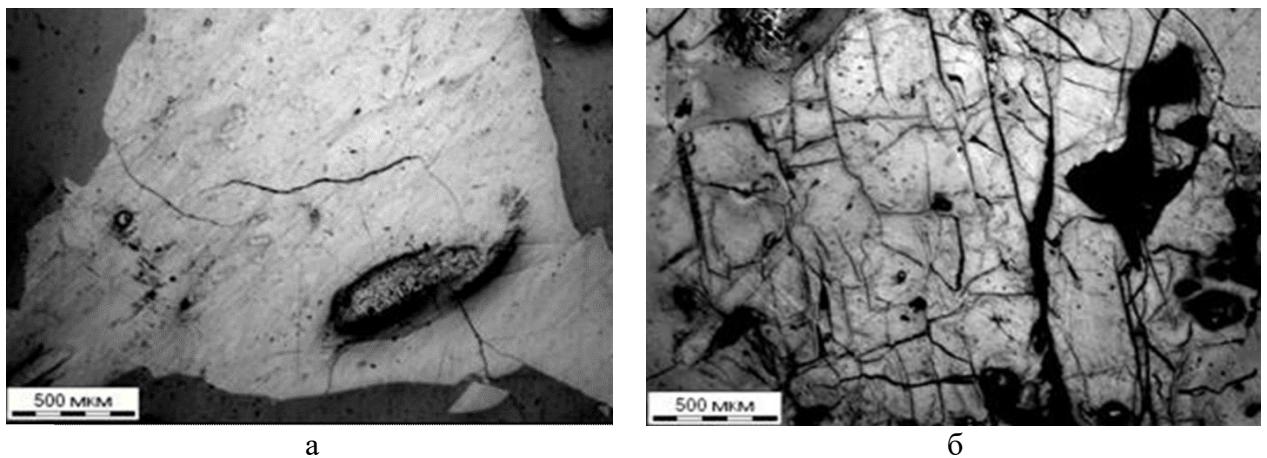
Рисунок 1.20 – Микрофотографии углей разных генотипов

Примечание – Составлено по источнику [55, с. 3-29]

Таблица 1.4 – Диапазоны изменения ФШС-параметров

Генотип	ФШС-параметры			
	$\sigma$ , усл.ед.	$S_{01}$ , усл. ед.	$K_o$	$K_S$
I	10,6-85,6	$1,1 \cdot 10^4$ - $3,4 \cdot 10^5$	1,1-3,5	1,1-14,0
II	4,4-19,1	$1,9 \cdot 10^3$ - $2,9 \cdot 10^4$	1,0-1,9	1,1-3,0
III	7,3-10,5	$5,5 \cdot 10^3$ - $1,5 \cdot 10^4$	1,0-2,0	1,2-1,9
IV	5,7-8,0	$2,3 \cdot 10^3$ - $5,1 \cdot 10^3$	1,0-1,3	1,0-1,3

Способность углей к окислению, и затем к самовозгоранию, обусловлена их микропористостью (рисунок 1.21).



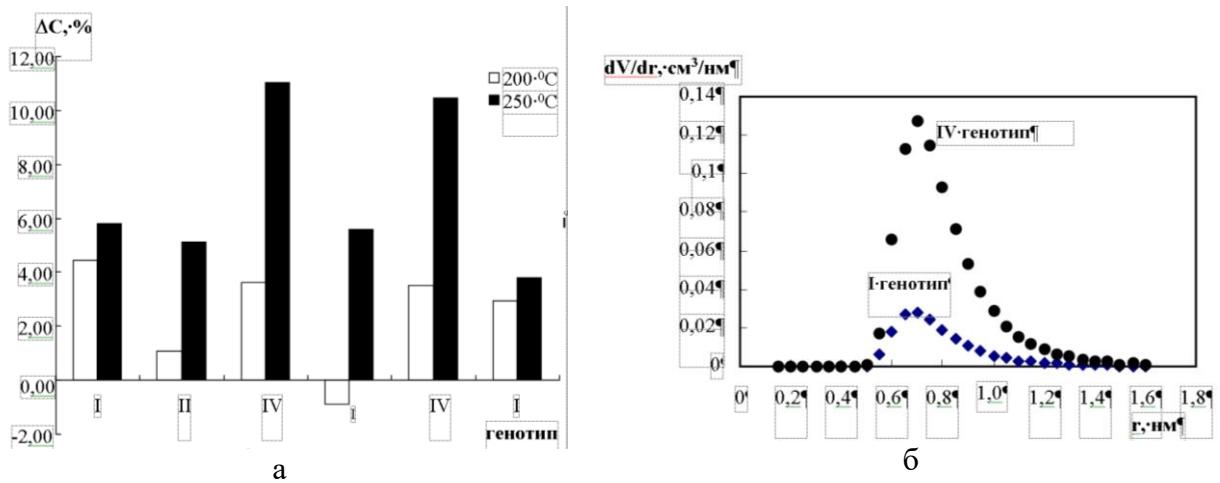
а – IV генотипа; б – I генотипа

Рисунок 1.21 – Трешины в окисленных углях

Примечание – Составлено по источнику [55, с. 3-29]

Максимальное содержание углерода в угле различных генотипов приведено на рисунке 1.22а. Было установлено, что микропористость углей генотипов III-IV больше микропористости генотипов I-II (рисунок 1.22б).

На микроуровне, рассмотренным нами выше, на примере работы [55, с. 3-38], изменяется химический состав золы. Характерно, что угли с более высокой стадией метаморфизма обладают меньшими коэффициентами вариации зольности, чем угли с низкой стадией метаморфизма. Отсюда следует, что угли с высокой стадией метаморфизма обладают более низкой зольностью.



а – относительное содержание углерода ( $\Delta C, \%$ ) в зависимости от температуры окисления; б – распределение микропор ( $\Delta V/\Delta r$ ) по размерам ( $r$ ) в углях различных генотипов

Рисунок 1.22 – Максимальное содержание углерода в угле различных генотипов

Примечание – Составлено по источнику [55, с. 3-38]

На мезоуровне также изменяется ряд параметров. Исследованиями, выполненными на экспериментальном участке, в котором имеется тектоническое нарушение, выделяется зона с высоким содержанием гелия, что дает основание предполагать связь нарушения с глубинными процессами.

На макроуровне также изменяется ряд параметров.

Региональный уровень отмечается изменением выхода летучих веществ  $V^{daf}$  – по группам метаморфизма углей: 1) по маркам углей; 2) по типам восстановленности углей каждой марки.

В работе [56] приведены результаты исследования по изменчивости свойств угольного пласта и вмещающих пород, а в работах [57, 58] установлены закономерности физической кинетики метана и метанопереноса при условиях отработки пласта и влияния температур, на основании которых сделаны предположения, утверждающие, что:

– в выбросоопасных участках пласта угля наблюдается характерная неоднородность геометрии пласта и физических свойств.

Соболевым П.Н. и Блохиным И.Д. в работе [59] исследована электропроводность наночастиц угля, а в работе [60] исследованы угольные образцы из опасных зон к выбросу угля на атомно-молекулярном (nanostructuralном) уровне. Метод наноиндентирования каменных углей показал, что структура витринита способна к внезапным выбросам угля и метана [61, 62]. Обнаружено, что уголь из неопасной пачки содержит малое количество дефектов на поверхности, т.е. в поверхностном слое, это свидетельствует о том, что малое количество дефектов приводит к сохранению такой структуры. Напротив, для углей из выбросоопасной пачки таких дефектов уже много и структура поверхности угля нестабильна.

В работах [63, 64] исследовалась диффузия метана в нанопорах угля. С помощью метода малоуглового рассеяния нейтронов было обнаружено, что газы могут поступать в нанопоры (и выходить из них) размером 10-20 нм в инертинитах углей Сиднейского бассейна; однако эти газы с трудом проникают через нанопоры того же размера в инертинитах американских и европейских углей. В работах [65-67] углеродные наносферы (диаметром 50-60 нм) и углеродные нанотрубки (внешний диаметр 20-30 нм) были синтезированы из бурых углей в присутствии ферроцена в качестве катализатора. Здесь также были получены углеродные наноструктуры из высокозольных углей с помощью микроволнового пиролиза. Путем быстрого пиролиза пылевидного угля в атмосфере кислорода и пара в один этап был получен наноструктурированный углеродный материал из порошкового активированного кокса. В статье [68] углеродные нановолокна и углеродные наностержни синтезируются с использованием частиц угля (<44 мкм).

Таким образом, наноструктура углей влияет на перенос газа в угле. Этот факт должен быть использован и учтен при разработке новых методов воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи.

### **Выводы по первому разделу**

Новые методы воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи должны основываться на использовании:

- физических полей;
- механических полей (для формирования трещиноватости в угольном пласте и повышения газопроницаемости), для этой же цели могут быть использованы акустические и вибрационные методы, создаваемые искусственными источниками упругих колебаний, или использующие естественные процессы Земли;
- электрические и механические методы воздействия на наноструктуры поверхностного слоя угля, для перехода метана из ТУГР в свободный газ, который перемещается по трещинам;
- тепловое воздействие на угольный пласт, для создания термодинамических условий перехода метана из ТУГР в свободный газ.

Известные на данный момент методы исследования газоносности угольных пластов, определяющие методы и темпы их дегазации и отработки, а также методы по повышению газоотдачи угольного пласта необходимо развивать в направлении:

- выбор места расположения скважин для извлечения метана угольного пласта, в целях её утилизации, основанный на использовании геологогеофизической информации.
- разработке геофизических параметров, позволяющих выделить пласти с высокой газоносностью, для целенаправленного воздействия на них, в целях повышения газоотдачи на основе известных методов, а также методов, учитывающих особенности физико-механические свойства поверхностного слоя угля;

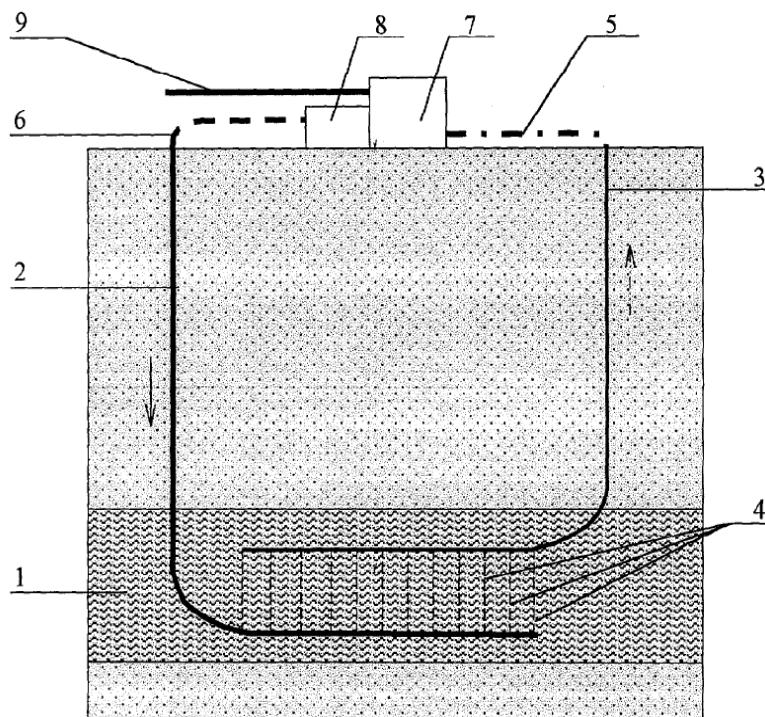
- разработке технологических решений гидрорасчленения пласта в вертикальных, горизонтальных скважинах, создающих условия для эффективного извлечения газа, путем повышения газоотдачи;
- разработке методик определения радиуса влияния пластовых скважин, для оценки и управления процессом дегазации угольного пласта.

## **2 ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГАЗООТДАЧИ С УЧЕТОМ ЕГО НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ**

### **2.1 Исследования и совершенствование гидрорасщепления угольного пласта для повышения газоотдачи**

В нашей работе [69] описан новый метод воздействия на пласт угля для повышения природной газоотдачи, который может использоваться для промышленной добычи газа из пластов угля. Проблема снижения газоотдачи пластов угля путем повышения их газопроницаемости является задачей сложного характера из-за трудности исследования собственно источника газовыделения. В соответствии с современными представлениями пласт угля – это среда, которая содержит в себе блок с трещиной, и которая обладает малой газопроницаемостью. Этот пласт угля является сильно анизотропным. К тому же большое количество метана находится в сорбированном состоянии. Проблема снижения природной газоносности связана с процессами диффузии метана по трещинам в пласте угля.

Патент [70] представляет метод добычи метана из пласта угля (рисунок 2.1), который является прототипом нашего патента [69].



1 - пласт угля; 2 - скважина нагнетательная; 3 - скважина добывчна; 4 - каналы фильтрационные; 5 - трубопровод наземный скважины добывчной; 6 - трубопровод наземный скважины нагнетательной; 7 - станция сепарации; 8 - станция насосная; 9 - трубопровод для добывчого газа

Рисунок 2.1 – Способ добычи метана из пласта угля

Примечание – Составлено по источнику [70]

Этот способ включает в себя бурение скважины с поверхности; отвод метана в свободном состоянии; введение в угольный пласт 0,5-1,0% соляной кислоты. После этого метан извлекается из емкости, которая образует циркуляционную систему в замкнутом виде. Эта система представляет собой нагнетательную и добывчную скважины направленного бурения. При этом система содержит также перфорированные в длину горизонтальные стволы. Кроме того, она содержит каналы фильтрации, полученные радиальным гидрорасщеплением угольного пласта. Кроме этого, нагнетательная скважина содержит горизонтальный ствол выше, чем ствол добывчной скважины. После этого в пласт угля нагнетают легкие углеводороды и метан извлекают по добывчной скважине, которая соединяется с наземным трубопроводом со станцией сепарации. После этого метан отделяют от углеродной фракции и направляют его в пласт угля через нагнетательную скважину. Данный способ имеет недостаток, состоящий в следующем, что извлечение метана менее эффективно из-за залечивания трещин гидроразрыва после удаления кислотной жидкости. Недостатком является также то, что прискважинная зона почти полностью заливается.

Цель достигается тем, что дегазация угольного пласта через скважину направленного бурения происходит непосредственно с дневной поверхности, затем угольный пласт обрабатывается рабочей жидкостью в режиме гидрорасщепления с последующим закреплением трещин песком, транспортировкой метана на поверхность. Предлагаемый способ отличается от предыдущих способов тем, что бурение скважин осуществляется по специальным профилям. При этом верхний интервал скважины бурится вертикально или субвертикально. Нижний интервал скважины выполнен наклонно от вертикали и простиранию нескольких пластов угля параллельно напластованию выработки, причем для выделения метана с большой интенсивностью, на продуктивные угольные пласты воздействуют многостадийно поинтервальным гидроразрывом в интервале 120-130 м., а освоение скважины с откачкой рабочей жидкости гидроразрыва и газа производят из соседней скважины. Эта вертикальная скважина предварительно пробурена с дневной поверхности на продуктивный пласт, забой которой совмещается наклонно-направленными скважинами (рисунок 2.2).

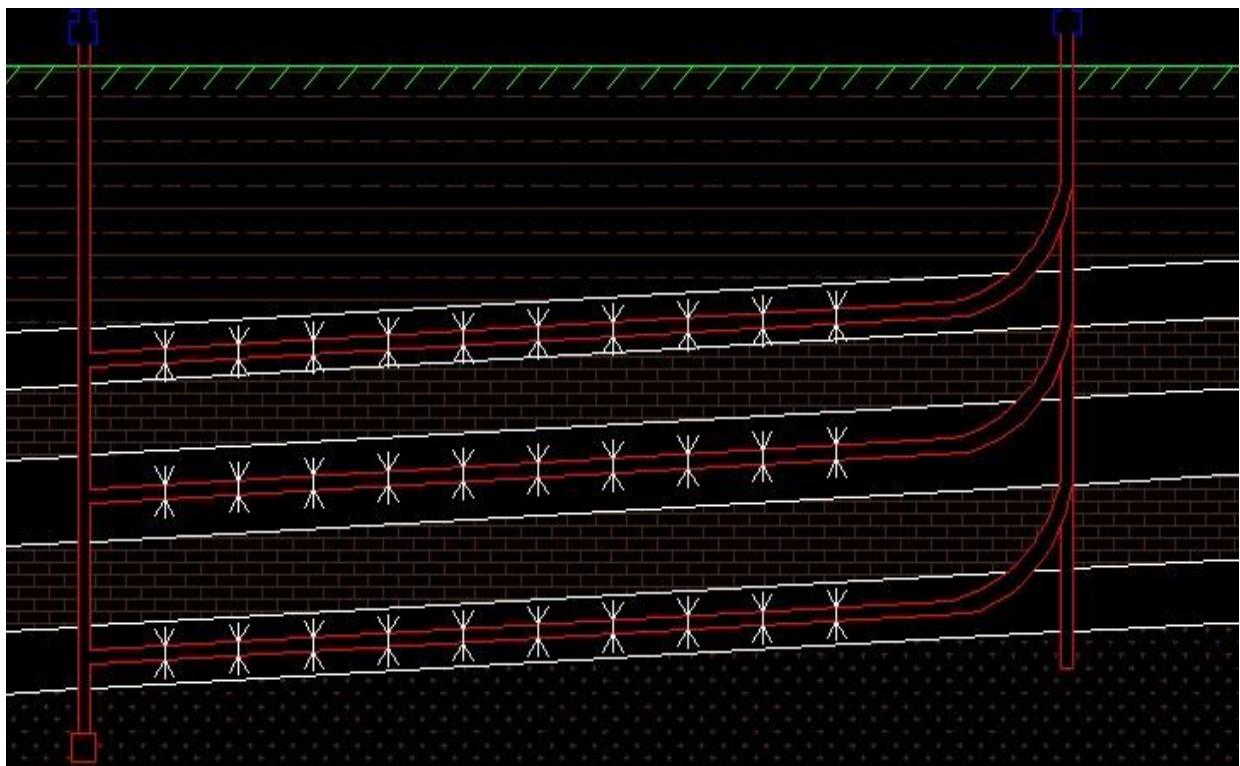


Рисунок 2.2 – Схема технологии предложенного способа

Реализация предложенного способа снижения природной газоносности пластов угля осуществляется в следующей последовательности:

- выбор места расположения и конструкции скважины, которое определяется: горно-геологическими условиями залегания угольного пласта, его газоносностью, направлением основной трещиноватости, прочностными характеристиками углепородного массива, расположением относительно установленных тектонических нарушений и горных выработок;
- бурение под направление скважины вращательным способом с промывкой полимерным буровым раствором, с установкой стальной обсадной колонны (1) (рисунок 2.3) и цементацией затрубного пространства;
- бурение под кондуктор (2) выполняется вращательным способом с промывкой полимерным буровым раствором; для охраны недр и предотвращения загрязнения водоносных горизонтов затрубное пространство стальной обсадной колонны кондуктора цементируется до устья скважины;
- при бурении для каждого пласта необходимо выдержать соответствующий угол, для набора угла, на двигателе забойном выставляется необходимый угол откоса, затем собирается необходимая компоновка бурового инструмента для бурения под выбранным наклоном, далее проводится центровка двигателя в его верхней части, и она сопрягается с оборудованием, которое предназначено для телеметрии угла поворота;
- буровой раствор вводится насосом при приложенном давлении и это заставляет вращаться долото на двигателе забоя, при этом не допускается вращение бурового инструмента, так как в этом случае происходит отклонение выставленного направления; если угол откоса двигателя забоя находится не на

том уровне, чтобы достичь азимута необходимой величины, то данные действия повторяются на каждом продуктивном пласте. При бурении скважины по продуктивному пласту угля нужно снижать концентрацию кислот в буровом растворе. Буровой раствор заменяется на воду. Это связано с тем, чтобы трещины гидроразрыва и поры угля не кольмировались.

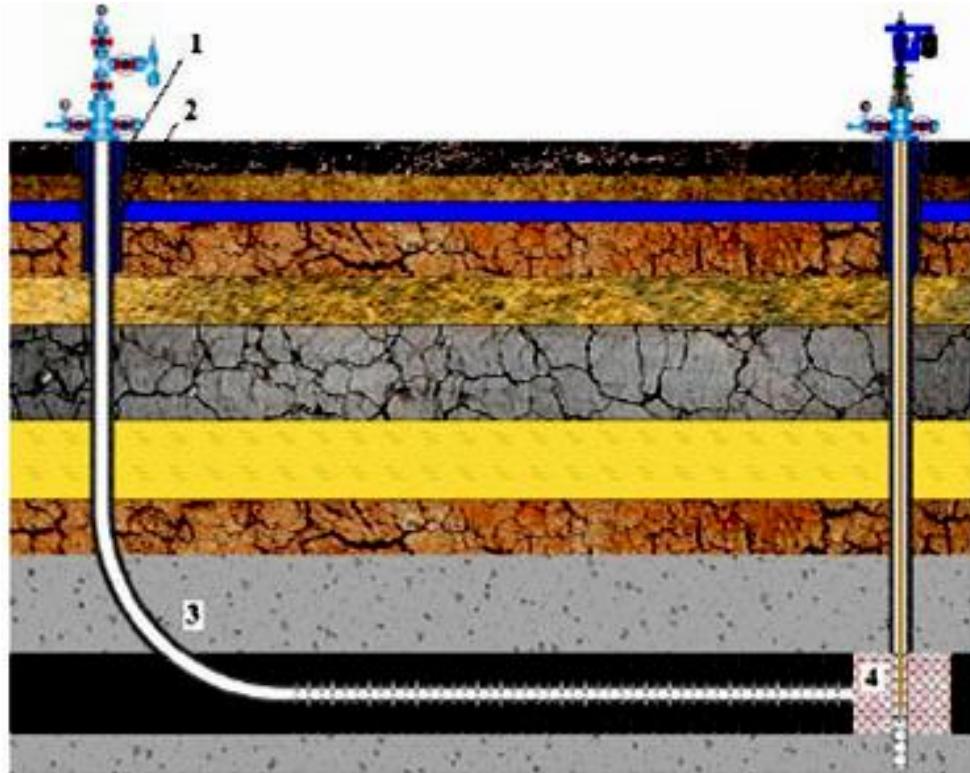
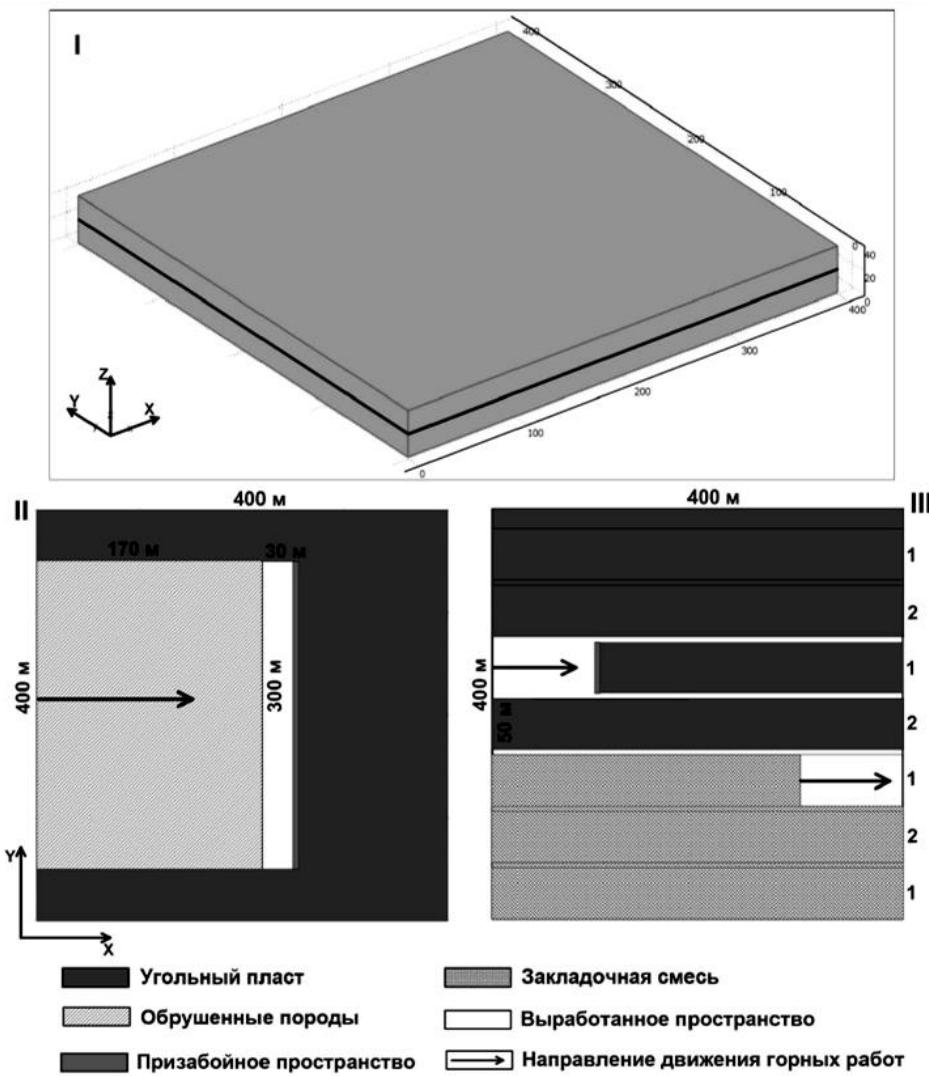


Рисунок 2.3 – Технология и способ извлечения метана из угольных пластов Карагандинского бассейна

## 2.2 Численная модель воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи при гидрорасчленении

В предыдущем параграфе нами обсуждался вопрос об экспериментальном проявлении гидрорасчленения угольного пласта. Приведем численный расчет напряженно-деформированного состояния (НДС) угольного пласта, в котором происходит гидрорасчленение. Этот расчет приведен в нашей работе [71].

Численная модель построена следующим образом. Рассматривается углепородный массив размером 400x400x40 м. Глубина его залегания равна 600 м (рисунок 2.4). Горное давление равно  $\sigma_{yy} = 14$  МПа, а мощность пласта – 2 м.



I – 3D-модель; II – модель при обрушении кровли; III – модель с выработкой пространства; 1 – камера выработки первой очереди, 2 – камеры выработки второй очереди

Рисунок 2.4 – Геометрическая модель

Примечание – Составлено по источнику [71, с. 99-105]

Для сравнения расчета рассматривалась камера выработки первой очереди с пластом угля размером 50 м (рисунок 2.4, III) в длину и целиком 5 м между пластами. Результат расчета выбранной модели представлен в виде компонент тензора напряжений. Эти компоненты выглядят следующим образом –  $\sigma_{xx}$ ,  $\sigma_{yy}$ ,  $\sigma_{zz}$ ,  $\tau_{xy}$ ,  $\tau_{zx}$ ,  $\tau_{zy}$  и интенсивность напряжений  $\sigma_i$ .

Модель НДС угольного пласта вычисляется методом конечных элементов в 3D-проекции. НДС предложенной модели содержит гравитационную, тектоническую составляющие и напряжение сбоку угольного пласта. Сама среда представляется изотропной и упругой. В этом случае справедлив закон Гука:

$$\sigma_{ij} = D_{ij} \times \varepsilon_{ij}, \quad (2.1)$$

где  $\sigma_{ij}$  – составляющая тензора напряжений.

$$\sigma_{ij} = \begin{cases} \sigma_{xx}\tau_{xy}\tau_{xz} \\ \tau_{xy}\sigma_{yy}\tau_{yz} \\ \tau_{xz}\tau_{yz} \leftrightarrow \sigma_{zz} \leftrightarrow \leftrightarrow \end{cases} \quad (2.2)$$

где  $\varepsilon_{ij}$  – составляющая тензора деформации.

$$\varepsilon_{ij} = \begin{cases} \varepsilon_{xx}0,5\varepsilon_{xy}0,5\varepsilon_{xz} \\ 0,5\varepsilon_{xy}\varepsilon_{yy}0,5\varepsilon_{yz} \\ 0,5\varepsilon_{xz}0,5\varepsilon_{yz} \leftrightarrow \varepsilon_{zz} \leftrightarrow \leftrightarrow \end{cases} \quad (2.3)$$

$D(\mu, E)$  – величина упругих коэффициентов матрица, материал изотропен. Здесь  $\mu$  – величина коэффициента Пуассона,  $E$  – величина модуля Юнга, МПа. Боковое напряжение принимается равным значению:

$$\sigma_{yy} = \sigma_{xx} = \sigma_{zz} \cdot \frac{\mu}{1-\mu}, \quad (2.4)$$

Напряжения гравитации равны весу столба породы:

$$\sigma_{zz} = \rho g H, \quad (2.5)$$

где  $\rho$  – плотность горной породы, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$H$  – глубина залегания пласта, м.

Интенсивность напряжений определяется формулой (2.6):

$$\sigma_i = (\sigma_{xx}^2 + \sigma_{yy}^2 - \sigma_{xx} \cdot \sigma_{yy} + 3\sigma_{xy}^2)^{1/2}, \quad (2.6)$$

Энергия изменения формы среды после НДС определяется формулой (2.7):

$$U_\Phi = \frac{1+\mu}{3 \times E} \times \sigma_i \Delta V, \quad (2.7)$$

где  $\Delta V$  – объем среды.

Результаты расчета показали, что НДС угольного пласта в призабойной зоне после гидрорасчленения приводит к уменьшению повышенного напряжения изотропной среды. К такому же эффекту приводит закладка выработанного пространства, которая приводит к уменьшению изменения энергии формы. В процессе гидрорасчленения происходит перераспределение упругих напряжений в угольном пласте, а это сопровождается интенсивным газовыделением и активацией процессов газодинамических явлений.

Математическая модель воздействия гидрорасщепления на угольный пласт для повышения газоотдачи

Опишем модель гидрорасщепления угольного пласта, в котором возникает НДС в скважинах, рассмотренную в параграфе 2.1, на основании наших исследований, изложенных в работе [72].

Используем компоненты термоупругих напряжений по радиусу  $r - \sigma_r$  и вдоль оси  $z - \sigma_z$  - угольного пласта в скважине и оценим их с помощью следующих уравнений [73]:

$$\sigma_r = -2G \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r}, \quad (2.8)$$

$$\sigma_z = -2G \frac{\partial T}{\partial z}. \quad (2.9)$$

Модуль сдвига  $G$  определяется выражением:

$$2G = \frac{E}{(1+\varepsilon)}, \quad (2.10)$$

где  $E$  – модуль Юнга;

$\varepsilon$  – коэффициент Пуассона.

Из уравнений (2.8) и (2.9) определим градиенты температуры. Для расчета напряжения в скважине, в процесс бурения, перейдем к задаче с подвижной границей раздела фаз, которая носит название – проблема Стефана [74]. В работе [75] подобрано интегральное преобразование, позволяющее решить эту задачу для конечного цилиндра (скважины). Воспользуемся модификацией этой формулы, используя ее в дальнейшем для решения поставленной задачи. Для уравнения теплопроводности в системе координат цилиндра, которая движется по зависимости  $\beta(t)$ , будем иметь:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \left[ \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T}{\partial r} \right) \right], \quad (2.11)$$

где  $a$  - коэффициент температуропроводности.

Подробное решение уравнения (2.11) приведено нами в работе [71, с. 99-105]. Запишем здесь окончательный результат.

Радиальная и осевая составляющие напряжений имеют вид:

$$\sigma_r = -2G \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} = -\frac{4}{\sqrt{\pi}} \cdot \frac{G \cdot T_0}{r \cdot z} \cdot I_1 \left( \frac{2r}{R} \right); \quad (2.12)$$

$$\sigma_z = -2G \frac{\partial T}{\partial z} = -\frac{2}{\sqrt{\pi}} \cdot \frac{G \cdot R \cdot T_0}{z^2} \cdot I_0 \left( \frac{2r}{R} \right). \quad (2.13)$$

Воспользуемся представлением функций Бесселя [76]:

$$\begin{aligned}
I_v(r) &= \sqrt{\frac{2}{\pi r}} \left[ \cos \left( r - \frac{\pi v}{2} - \frac{\pi}{4} \right) \right], \\
I_0(r) &= \sqrt{\frac{2}{\pi r}} \left[ \cos \left( r - \frac{\pi}{4} \right) \right], \\
I_1(r) &= \sqrt{\frac{2}{\pi r}} \left[ \cos \left( r - \frac{3\pi}{4} \right) \right].
\end{aligned} \tag{2.14}$$

Окончательно, взяв  $T_0 = 300$  К,  $r = R$ ,  $z = H$ , радиальная и осевая составляющие напряжений примут вид:

$$\sigma_r \approx -750 \cdot G/RH, \tag{2.15}$$

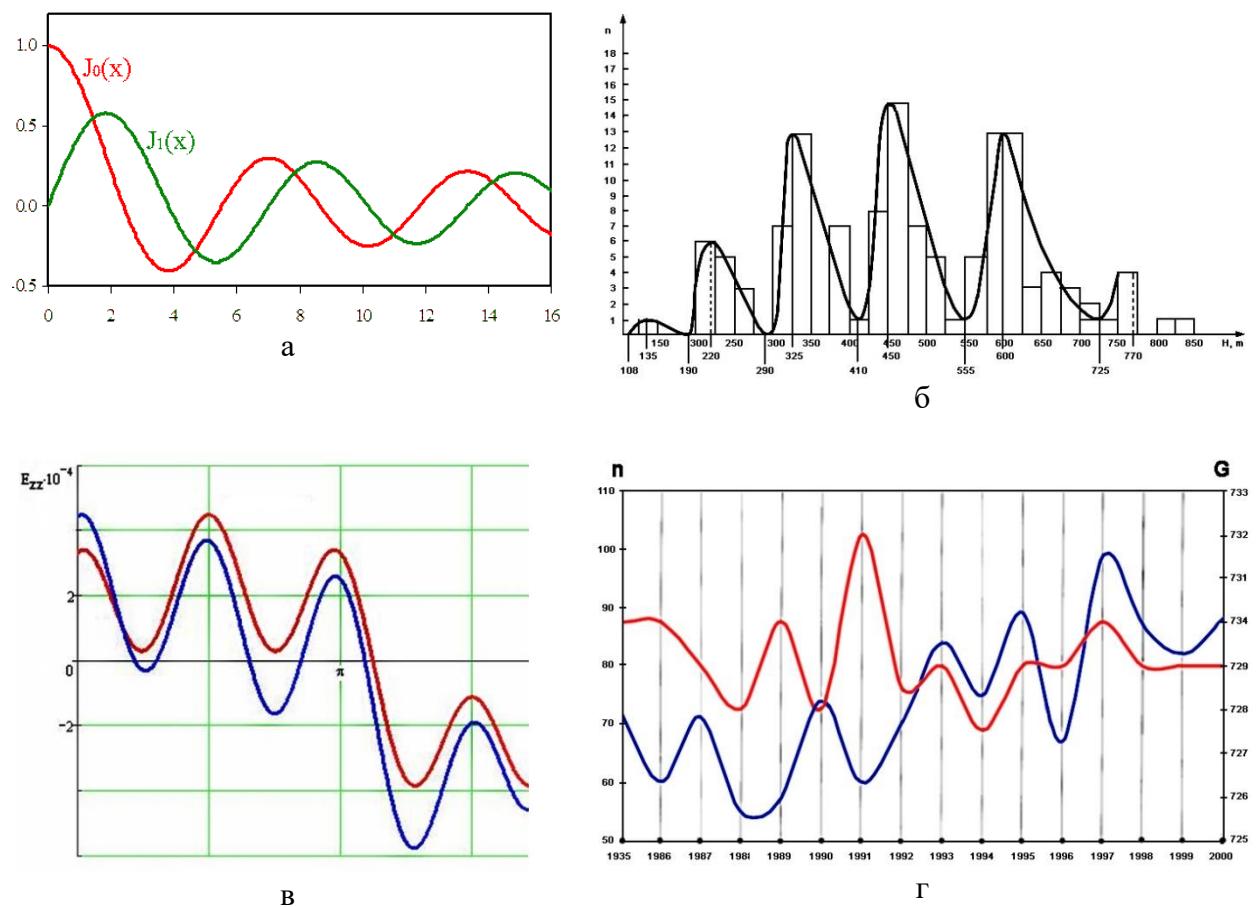
$$\sigma_z \approx -270 \cdot GR/H^2. \tag{2.16}$$

Обсудим решения, полученные в уравнениях (2.12) и (2.13). Радиальная и осевая составляющие напряжений определяются функцией Бесселя, которые возникают из-за движения фазовой границы и которые принято называть задачей Стефана [74, р. 3-632]. С точки зрения математики уравнения (2.12) существенно отличаются от обыкновенных дифференциальных уравнений. Эти уравнения нельзя решить методом разделения переменных, методом преобразования Фурье, Лапласа и прочими методами. Эти трудности возникают из-за того, что искомую границу раздела фаз и ее движение не удается согласовать с предложенным уравнением.

Нам удалось путем подбора интегрального преобразования решить эту задачу для скважины (смотри, выше). Полученные окончательные выкладки свидетельствуют о том, что можно использовать макроскопическую локализацию твердого течения и ее модель, которая представлена в работе [77]. Из этой работы следует, что все процессы в твердых телах при наложении на них деформационных воздействий (как и в нашем случае – НДС воздействий на пласт угля) приобретают волновой характер. Полученные в уравнениях (2.12) и (3.13) функции Бесселя в скважине показаны на рисунке 2.5а и они описывают периодический волновой процесс. На рисунке 2.5б показано [78], что по глубине от поверхности периодически изменяется величина горных ударов. Оказывается, мощность угольных пластов представляется дифференцированной по различным зонам, при которых изменяется структура ее состояний при смене одной области на другую.

На рисунке 2.5в показано [79], что сравнение продольных и поперечных деформаций сильно сжатых горных пород также показало их периодический характер. Такой характер возникает в рамках модели дефектной среды, в которой напряжения определяются полем мезотрешин, взаимодействующих друг с другом на границах зерен минерала.

На рисунке 2.5 г показано [80], что величины вариаций гравитационной постоянной (красная линия) и сейсмической активности (синяя линия) земного шара также носят волновой характер, поскольку Земля при вращении подвергается волновым напряжениям сжатия и растяжения из-за солнечно-лунаных притяжений, которые могут быть инициаторами землетрясения. Этот факт оказывает влияние на формирование зон дробления вблизи тектонических нарушений, резких изменений гипсометрии пласта, создавая условия накопления метана в них.



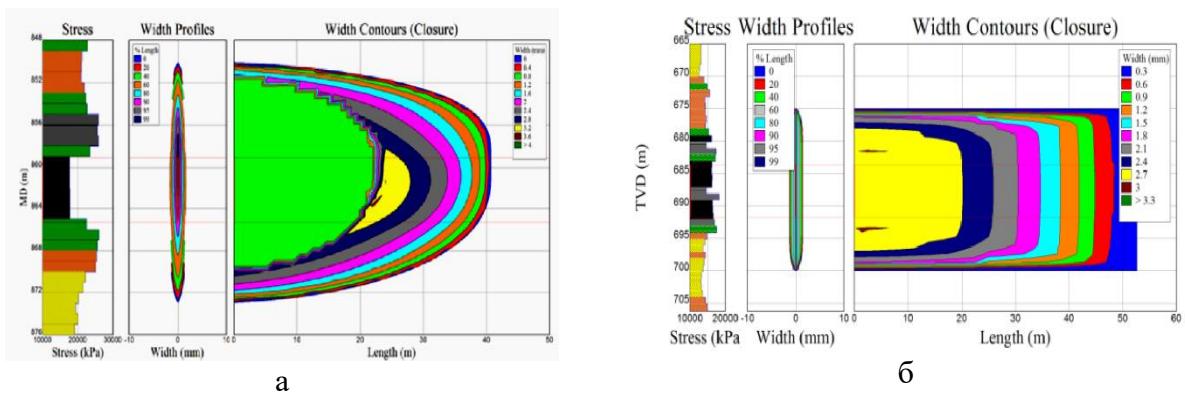
а – функция Бесселя в скважине; б – периодически изменяется величина горных ударов; в – сравнение продольных и поперечных деформаций; г – величины вариаций гравитационной постоянной

Рисунок 2.5 – Волновые процессы

Из уравнений (2.15) и (2.16) следует вывод, что радиальная составляющая напряжений от глубины скважины зависит как  $1/H$ , а осевая составляющая напряжений от глубины скважины зависит как  $1/H^2$ . Из этого следует, что при гидрорасщеплении угольного пласта на глубинах свыше 1000 м эти факторы должны быть учтены.

## 2.3 Экспериментальные исследования по воздействию на угольный пласт для повышения трещиноватости

Установленные в нашей работе [81] закономерности влияния вертикальной скважины на распределение поля напряжений (2.15) и (2.16) зависят от глубины скважины и их влияние определяет формирование трещин в подсеченном угольном пласте, накладываясь на сформированную природную трещиноватость углей – кливаж. Из полученных выражений следует, что радиальная составляющая напряжений в скважине всегда больше осевой, при этом первая с глубиной затухает по закону  $1/H$ , а вторая по  $1/H^2$ . Так как радиальная составляющая напряжений оказывает преимущественно влияние на формирование горизонтальных трещин, а осевая вертикальных, то этот факт следует учитывать при анализе керна скважин и интерпретации результатов имиджевого каротажа, проводимых компанией Baker Hughes в скважинах Шерубайнуринского участка, планируемых для проведения гидрорасчленения угольных пластов (рисунок 2.6).



а – профиль трещины ГРП на скважине Ш-1 (интервал №1); б – на скважине Ш-1 (интервал №3)

Рисунок 2.6 – Гидрорасчленения угольных пластов

Примечание – Составлено по источнику [82, с. 3-30]

Закономерности формирования трещин важны для реализации эффективного расчленения угольных пластов с помощью ГРП в целях дегазации. Опытные и производственные исследования показали, что эффективный радиус гидрорасчленения определяется созданной трещиноватостью угольного пласта, длиной трещин и их положением относительно простирания пласта, степенью раскрытия и другими параметрами, которые, в целом, определяют газопроницаемость угольного пласта.

Рассмотрим поле напряжений и его влияние на формирование трещин в угольном пласте на различных глубинах его залегания. Условно эти глубины разделим на малые (300-500 м), средние (600-1000 м) и большие (более 1000 м). Условность такого деления основана на преимущественном формировании трещин в угольном пласте – горизонтальные и вертикальные трещины границу влияния поля напряжений трудно определить еще потому, что на эти

характеристики влияет зольность углей, степень метаморфизма, кливаж, формируемый тектоническими напряжениями. Именно на средних глубинах 500-900 м наиболее часто происходят внезапные выбросы угля и газа [83].

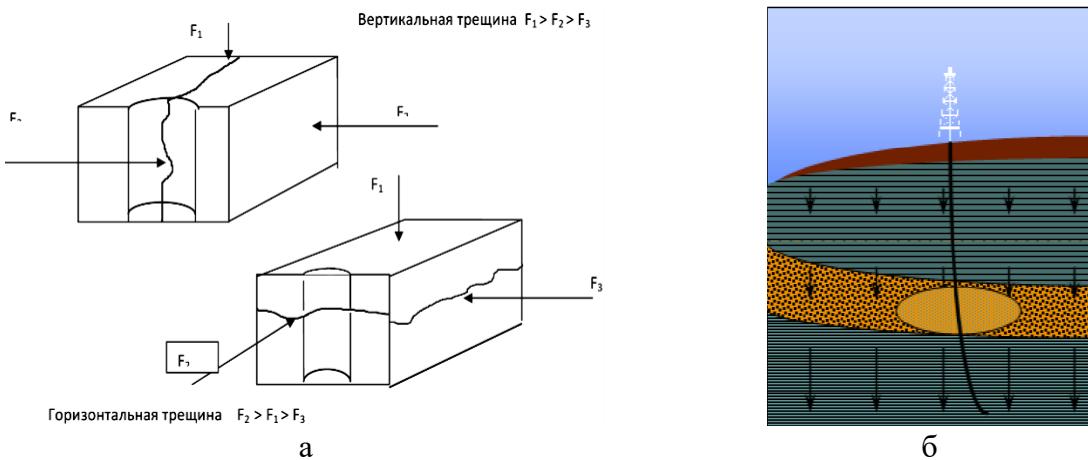
Закономерности формирования трещин в углях Карагандинского бассейна изучали в середине прошлого века Костливцев А.А., Ермеков М.А. Для этих целей Ермековым М.А. была изобретена двойная колонковая труба для извлечения на разрушенного керна угольных пластов. В последующие годы исследования влияния поля напряжений на формирование трещиноватости проводили Байбатша А.Б., Вольпова Л.С. и другие. Проведенные нами исследования керна скважин Шерубайнуринского участка, результаты имиджевого каротажа и ГИС представленных на рисунке 2.6, а также изучение трещиноватости по стенкам подготовительных горных выработок, проведенным по угольным пластам Карагандинского бассейна, в целом, подтвердили предложенное деление формирования горизонтальных и вертикальных трещин по глубинам.

Результаты наших испытаний говорят о следующих предположениях - на глубинах более 1000 м угли под воздействием термодинамических факторов приобретают более высокие прочностные характеристики, при этом изменяется их газоносность, газоотдача, проницаемость, а также форма нахождения метана (сорбированный метан в форме углеметанового раствора).

На малых глубинах поля напряжений в угольном пласте, за счет значительного влияния горизонтальных напряжений (радиальные относительно вертикальной скважины), формирует в угольном пласте горизонтальные и субгоризонтальные трещины ( $20\text{-}30^\circ$ ), создавая благоприятные условия для развития трещин в этом направлении при гидрорасщеплении.

На больших глубинах осевые (вертикальные) напряжения больше горизонтальных. Они формируют вертикальные и субвертикальные трещины в угольном пласте, возможно мало соединяющиеся между собой, что снижает эффективность гидрорасщепления угольного пласта.

В случае образования вертикальных трещин азимут их определяется амплитудой двух минимальных горизонтальных напряжений (рисунок 2.7а). В случае трещины, которая возникает при ГРП и приближается к разделу фаз, а породы вокруг угольного пласта имеют более высокую прочность, то вертикальная трещина прекращает свой рост (рисунок 2.7б).



а – соотношение вертикальных и горизонтальных трещин; б – преобразование вертикальной трещины в зоне крепких пород

Рисунок 2.7 – Образования вертикальных трещин азимут

Для среднего интервала глубин залегания угольного пласта характерно влияние эффективного напряжения, формирующего в углях деформации скольжения и вертикальные и горизонтальные трещины в угольном пласте.

Формирование трещин разной направленности вызывает необходимость учета этого фактора при проведении гидрорасчленения угольных пластов, а также при бурении скважин для этих целей (направление, технология бурения, включая буровой раствор, промывку скважину), которые должны быть ориентированы вкрест основной трещиноватости.

На малых глубинах, где действующие напряжения создают преимущественно горизонтальные и субгоризонтальные трещины, велика их кольматация при бурении глинистым раствором.

На больших глубинах под действием осевых напряжений, в т.ч. геостатического, преимущественно формирование в угольном пласте вертикальных и субвертикальных трещин, которые создают затруднения при проведении гидрорасчленения, снижая его эффективный радиус.

Действие поля напряжений в вертикальной скважине на средних глубинах оптимальное для реализации целей ГРП, так как в этом случае трещины формируются под действием горизонтальных и вертикальных напряжений близких по величине, которые формируют вертикальные и горизонтальные трещины со смещением (скольжением).

Следует отметить на геометрию трещин влияет анизотропия угольного пласта и наличие тонких пропластков аргиллита, алевролита, которые препятствуют развитию трещин в пласте при гидрорасчленении.

Общей закономерностью изменения поля напряжения в скважине является то, что оно меняется с глубиной. В верхней части разреза преимущественно влияние горизонтальных напряжений в нижней осевых. Отсюда вытекает утверждение, что условия трещинообразования меняются с глубиной, изменяется проницаемость угольного пласта, которая определяется кливажом

(система открытых сообщающихся между собой трещин) и трещин, образованных механическим действием на пласт, в т.ч. скважиной.

Дегазация угольных пластов изменяет их прочностные характеристики, а значит и поля напряжений в угольном пласте, которые должны учитываться при проектировании и проходке подготовительных горных выработок, а также при прогнозе ГДЯ.

Трещиноватость углей влияет на технологию бурения скважин (осевая нагрузка на долото, диаметр скважины, тип и состав бурового раствора). Трещинообразование, возникающее в процессе бурения, а также природный кливаж угольных интервалов определяет стабильность ствола скважины, кальмацию угольных интервалов, поглощение бурового раствора, прихват бурового инструмента и приборов ГИС, формирование каверн, обрушение стенок скважины, газовую динамику пласта и поступление газа в скважину.

В работе (Понизова А.В., 2021 г.) [84] рассмотрены вопросы эффективности ГРП угольного пласта от глубины его залегания, учитывающие дополнительный фактор блокирования части неразгруженного метана угольного пласта в мельчайших порах и формируемых в результате ГРП, в основном в вертикальных трещинах, что ещё раз подтверждает установленные закономерности формирования трещин (раздел 2.2).

## 2.4 Модель формирования трещины гидрорасчленения угольного пласта

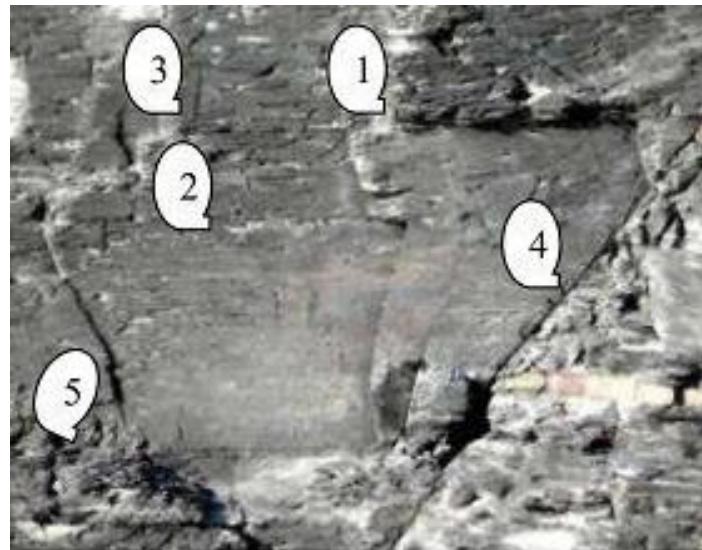
Воспользуемся нашей работой [85]. Из которой следует, что и в реальных твердых телах всегда есть структурные изъяны, которые называют дефектами твердого тела, и радиус которых начинает изменяться с изменением давления среды. Как только радиус зародыша превысит некоторый критический размер, то возникает у соседних зародышей перекрытие их радиусов. В этом случае образуется кластер, зернистая структура, переходящая в кристаллит (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Последовательность фазовых переходов второго рода в процессе кристаллизации

Рассмотрим зародыш в виде сферы и построим стационарное уравнение теплопроводности. Получив решение этого уравнения, мы сделаем замену температуры на давление с помощью известного соотношения. Далее, решение уравнения мы рассмотрим с позиции статистической физики. Окончательно, мы получим расстояние от скважины, на которое простираются трещины после воздействия ГРП (радиус гидрорасчленения).

Рассмотрим развитие трещин в угольном пласте (рисунок 2.9).



1 – сингенетическая трещиноватость; 2-3 – первичный эндогенный кливаж (2 – по витрену, 3 – по литотипу); 4 – вторичный тектонический кливаж; 5 – вторичный кливаж выветривания

Рисунок 2.9 – Тип трещиноватости угольных пластов

Трещиноватость угольных пластов разделим на следующие типы:

- сингенетический (1), он образуется путем разложения растений, присущ слоистости угля и уменьшается при его метаморфизме.
- первичного эндогенного кливажа (2-3). Он образуется под горным давлением, которое присутствует в угольных пластах. Этот тип имеет следующие подтипы: тип кливажа по литотипу; тип кливажа по витрину. Они образуют систему трещин в витрините и характеризуют марку угля.
- вторичного тектонического кливажа (4), он образуется при тектонических процессах и трещины часто соединяются друг с другом;
- вторичного кливажа выветривания (5), он образуется в угольных пластах, которые находятся вблизи дневной поверхности.

При создании модели формирования трещины при гидрорасчленении угольного пласта, для описания температурного поля вокруг трещины, воспользуемся стационарным дифференциальным уравнением теплопроводности в сферической системе координат:

$$\frac{d^2T}{dr^2} + \frac{2}{r} \frac{dT}{dr} = 0, \quad (2.17)$$

где  $r$  – переменный радиус в сферической системе координат.

Для решения уравнения (2.17) воспользуемся материалами работы [86], где приведено общее решение при использовании общих постоянных ( $A$  и  $B$ ):

$$T(r) = A + \frac{B}{r}, \quad (2.18)$$

где  $A$  и  $B$  – произвольные постоянные.

Обозначая через  $\rho$  – радиус дефекта и через  $K$  – постоянную изменения его величины и теплового баланса получено [85, п. 65-66] уравнение роста:

$$\frac{d\rho}{dt} = K[T_k - T_{(\rho)}], \quad (2.19)$$

Таким образом, получен  $\rho$ :

где  $\rho$  – радиус дефекта;

$K$  – константа скорости роста и теплового баланса:

$$\rho = Q_0 \gamma \frac{d\rho}{dt} = -\lambda \left( \frac{\partial T}{\partial r} \right) |r|, \quad (2.20)$$

где  $Q_0$  – скрытая теплота;

$\gamma$  – удельный вес;

$\lambda$  – коэффициент теплопроводности [85, п. 65-66].

Объединяя уравнения (2.18) и (2.19) и (2.20), получим:

$$\frac{d\rho}{dt} = K(T_k - A - \frac{B}{\rho}); \quad Q_0 \gamma \frac{d\rho}{dt} = \lambda \frac{B}{\rho^2}, \quad (2.21)$$

Если принять  $c \rightarrow \infty$   $\lim T(r) = T_0$  и обозначить  $T(\rho) = \phi(t)$ , то получим:

$$T(r) = T_0 + [\phi(t) - T_0] \frac{\rho}{r}, \quad (2.22)$$

При этом уравнения (2.21) перепишутся так:

$$\frac{d}{\rho} = K[T_k - \phi(t)]; \quad Q_0 \gamma \frac{d\rho}{dt} = \lambda [\phi(t) - T_0] \frac{\rho}{r}, \quad (2.23)$$

Из системы уравнений (2.23) следует определить функции  $\phi(t)$  и  $\rho(t)$ . Исключим функцию  $\phi(t)$  и получим:

$$\frac{Q_0 \gamma}{2\lambda} \frac{d}{dt} \rho^2 + \frac{1}{K} \frac{d\rho}{dt} - (T_k - T_0) = 0, \quad (2.24a)$$

или

$$\frac{d}{dt} \left[ \rho^2 + 2 \frac{a}{QK} \rho - (T_K - T_0) * t \right] = 0. \quad (2.246)$$

где  $a$  – температуропроводность. Учтя, при рассмотрении  $\rho(0) = 0$ , найдем:

$$\rho^2 + 2 \frac{a}{QK} \rho - 2 \frac{a}{Q} (T_K - T_0) * t = 0. \quad (2.25)$$

Отсюда:

$$\rho(t) = -\frac{a}{QK} \pm \sqrt{\left(\frac{a}{QK}\right)^2 + 2 \frac{a}{Q} (T_K - T_0) * t}. \quad (2.26)$$

Так как  $\rho(t) > 0$ , то перед корнем следует взять знак плюс. Таким образом:

$$\rho(t) = \frac{a}{QK} \left[ \sqrt{1 + 2 \frac{QK^2}{a} (T_K - T_0) * t} - 1 \right]. \quad (2.27)$$

При малых  $t$ :

$$\sqrt{1 + 2 \frac{QK^2}{a} (T_K - T_0) * t} \approx 1 + \frac{QK^2}{a} (T_K - T_0) * t. \quad (2.28)$$

$$\rho(t) \approx K(T_K - T_0) * t. \quad (2.29)$$

Перейдя теперь к перепаду давления  $\Delta P$  методе ГРП, получим:

$$\rho(t) = K_0 * \Delta P * t. \quad (2.30)$$

Итак, при малых временах воздействия радиус растет линейно перепаду давления. Если  $t$  велико, то:

$$\sqrt{1 + 2 \frac{QK^2}{a} \Delta P * t} \approx \sqrt{2 \frac{QK^2}{a} \Delta P * t};$$

или

$$\rho(t) \approx \sqrt{2a \frac{\Delta P}{Q} t} \quad (2.31)$$

Из уравнения (2.31) следует, что при малом времени процесса роста зародышей трещины, скорость ее роста определяется физико-химической характеристикой процесса. Увеличение времени роста зародышей приводит к интенсивному росту диссипативной составляющей.

В работе [86, с. 27-29] приведено решение определения вероятности  $W(\rho)$  для плотности дефекта в угольном пласте  $n$ , исходя из того что ближайший

дефект расположится на расстоянии  $\rho$  (т.е. объединение дефектов) от выбранного.

$$W(\rho) = 4\pi\rho^2 e^{-4n^2\rho^3/3}. \quad (2.32)$$

Исходя из (2.32) определена вероятность нахождения  $N$  зародышей трещин в дефекте радиуса  $\rho$ :

$$W_N(\rho) = \prod_{i=1}^N W_i(\rho). \quad (2.33)$$

Используя (2.33) определена вероятность (2.32) через отношение частицы ко всей энергии системы:

$$\frac{NkT}{3/2nkT} = (4\pi n)^N \rho^N e^{-4\pi n^2 \rho^3/3}. \quad (2.34)$$

Преобразуя (2.34) получено [86, с. 27-28]:

$$\frac{N}{n} \cdot \frac{\Delta P}{P_0} = \frac{4}{3} \pi N \cdot n^2 \cdot \rho^3 \text{ или } \frac{\Delta P}{P_0} = \frac{4}{3} \pi n^2 g^3. \quad (2.35)$$

С учетом геометрических преобразований через единичный объем  $V_0 = \frac{4}{3}\pi L_0^3$  и при  $n = \frac{N}{V_0}$ , а  $N \cdot g = L$ , получено соотношение:

$$\frac{\Delta P}{P_0} = \frac{L^3}{L_0^3}, \quad (2.36)$$

где  $L$  – длина трещины, а

$L_0$  – начальная длина трещины, определяемая выражением (2.30) и (2.31) при условии  $K \approx 1$ .

$$L = L_0 \sqrt[3]{\Delta P / P}, \quad (2.37)$$

При условии, что  $K \approx 1$ , а  $t = 10^{-7}$  с, при давлении  $\Delta P = 600$  МПа при разрыве угольного пласта имеем ( $P_0 = 1$  МПа):

$$\begin{aligned} \frac{\Delta P}{P_0} &= 10 \sqrt[3]{0.6} \approx 7, \\ L_0 &= 10, \end{aligned}$$

при этом длина трещины оказывается равной  $L \approx 70$  м – это совпадает с экспериментальным значением [85, р. 65-66].

В заключении сделаем следующий вывод, при малом времени процесса роста зародышей трещины, его кинетика определяется полностью их физико-

химической характеристикой. Когда время процесса сильно возрастает, то это приводит к сильному возрастанию диссипативной составляющей.

Длина трещины гидрорасчленения угольного пласта (радиус гидрорасчленения) определяется константой скорости роста и теплового баланса, а также максимальным давлением при гидрорасчленении угольного пласта, что подтверждается экспериментальными данными.

## **2.5 Исследование влияния наноструктуры поверхностного слоя угля на физико-механические свойства и газоотдачу пласта**

Известна работа (В.П. Бочкарев, 2020), в которой разработаны физико-механические принципы оценки влияния поверхностной энергии нанослоя материалов, используемых в микроэлектронике [87]. Отличием нашей задачи является то, что будут изучены закономерности изменения физико-химических характеристик в нанослой угля различных марок.

Установленные закономерности определения толщины поверхностного слоя и анизотропии поверхностной энергии для алмаза, графита, карбина используем для получения этих характеристик для углей Карагандинского бассейна [85, р. 65-66; 86, с. 3-30; 87, с. 3-280].

Используем результаты, опубликованные в нашей работе [88], а также [89, 90], где для поверхностного слоя и его толщина получено равенство (рисунок 2.10) [91]:

$$R(I)_M = 0.17 \cdot v(\text{нм}). \quad (2.38)$$

Слой  $R(I)$  поверхности и его толщина согласно уравнению (2.38) обусловлен зависимостью молярного объема  $v$ . Слой  $R(I)$  поверхности и его толщина могут быть рассчитана по формуле статьи [92], в которой молярная масса углевещества определяется по следующей формуле (2.39):

$$M_{100} = 130,385 \cdot C - 1,941 \cdot O - 14042 \cdot f_e + 461,909 \cdot N. \quad (2.39)$$

где  $M_{100}$  – молярная масса;

$C, O$  – концентрация углерода, кислорода;

$f_e$  – степень ароматики угольной массы;

$N$  – количество парамагнетиков.

По формулам (2.38) и (2.39) мы определим поверхностный слой и его толщину для углей основных свит карагандинского бассейна: ашлярикской, карагандинской, долинской, тентекской и представим эти данные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Толщина поверхностного слоя различных марок углей угольных свит Карагандинского бассейна

Свита	Марка угля	$M$ – молярная масса (г/моль)	$\rho$ – плотность (г/см <sup>3</sup> )	$R(I)$ , нм
Ашлярикская	КЖ	1376	1.42	164.7 (458)
	ОС	1340	1.56	146.0 (406)
Карагандинская	К	1351	1.27	180.8 (502)
	ГЖ	1424	1.34	180.7 (501)
	КЖ	1376	1.48	158.1 (439)
Долинская	К	1351	1.23	186.7 (519)
	Ж	1400	1.44	165.3 (459)
	ГЖ	1424	1.50	161.4 (448)
	КЖ	1376	1.27	184.2 (512)
Тентекская	К	1351	1.42	161.7 (449)
	Ж	1400	1.44	165.3 (459)
	КЖ	1376	1.39	168.3 (467)
Примечания:				
1. КЖ – Коксовые жирные.				
2. ОС – Отощенные спекающиеся.				
3. К – Коксовые.				
4. ГЖ – Газовые жирные.				
5. Ж – Жирные				

Из таблицы 2.1 видно, что толщина поверхностного слоя  $R(I)$  угольного вещества больше толщин алмаза, графита, карбина. Здесь скобками обозначены число слоев угольного вещества, которое вычисляется при делении  $R(I)$  на размер ( $\sim 0,36$  нм) между макромолекулами угля, определенное с помощью рентгеновского рассеяния. Особенностью слоя поверхности  $R(I)$  является то, что здесь осуществляются эффекты, связанные с размером частиц любой природы [91, р. 691-698].

В поверхностном слое происходят физико-химические преобразование характеристик наноструктуры меняется: форма структуры кристалла (надмолекулярной) структуры угля; условия напряженно-деформационного состояния структуры; меняются условия движения газа в структуре угольного вещества и другие явления.

Размер слоя  $R(II)$  доходит на рисунке 2.10 до значения  $R(II) \approx 9R = R_\infty$ . Именно эта область отвечает за размерные эффекты I рода [89, с. 746-756]. Если сравнить поверхностный слой и его толщину угля марки ОС (146 нм) (таблица 2.1) и поверхностный слой и его толщину высших фуллеренов, то он окажется почти ему равным С<sub>96</sub> (135 нм), что следует из работы [92], где вычислялась молекулярная масса на 100 атомов углерода или на 100 атомов органической массы угля, что отвечает принятой к рассмотрению среднестатистической структурной единицы.

Таким образом, среднестатистическая структурная единица угля соответствует высшим фуллеренам с числом атомов углерода в кластере  $> 100$ , что является уникальной особенностью угольного вещества.

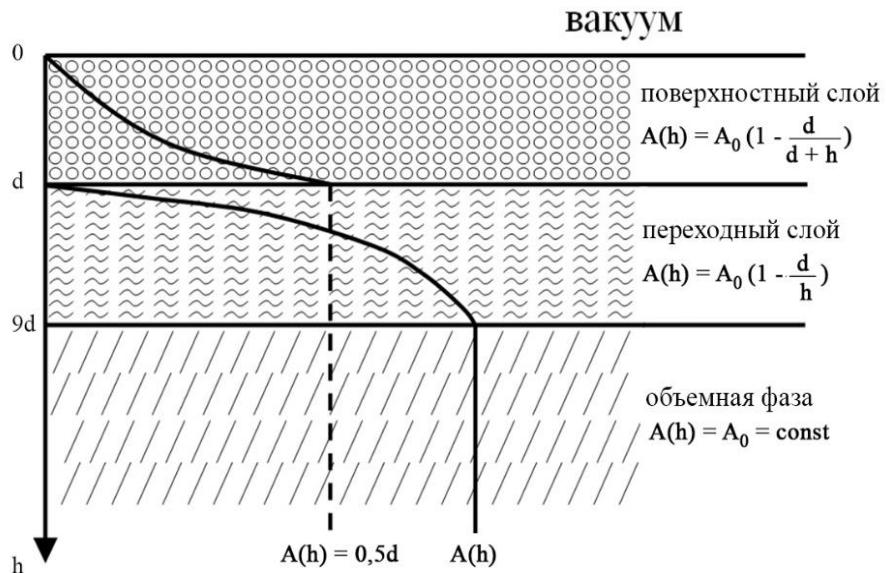


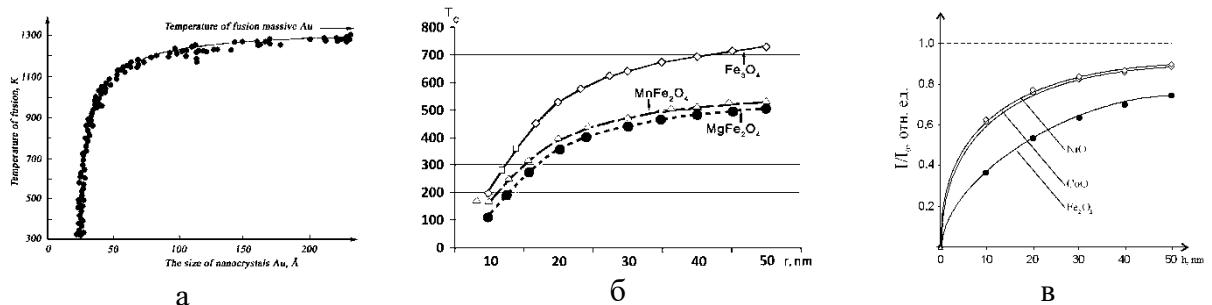
Рисунок 2.10 – Схематическое изображение поверхностного слоя ( $d = R$ )

Примечание – Составлено по источнику [91, п. 691-698]

Особенностью поверхностного слоя  $R(I)$  является то, что в этом слое происходят размерные эффекты (рисунок 2.11). Здесь  $A(h)$  – некоторое физическое свойство на расстоянии  $h$  от вакуума,  $A_0$  – физическое свойство массивного образца (объемной фазы), где нет уже размерных эффектов. Поэтому запишем:

$$A(h) = A_0 \left[ 1 - \frac{R(I)}{R(I) + h} \right], \quad 0 < h < R(I),$$

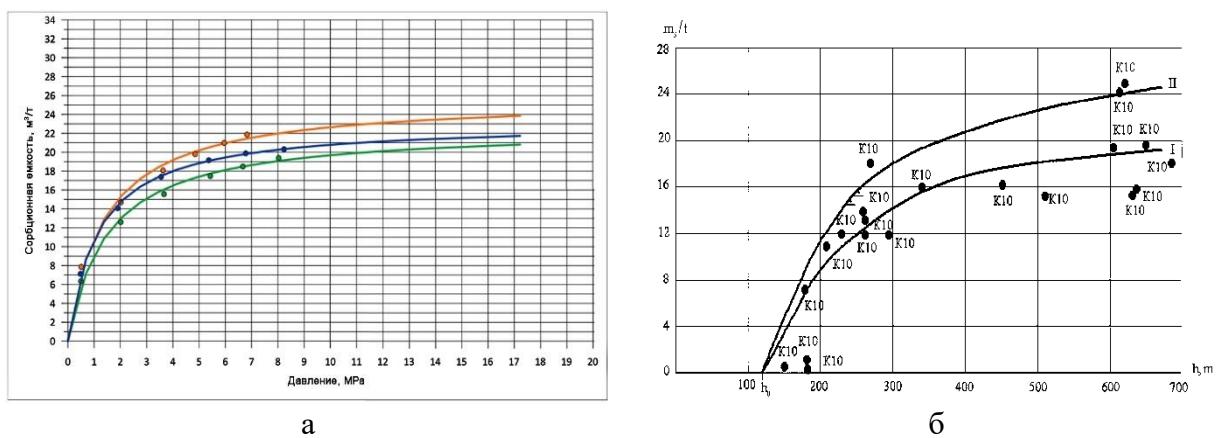
$$A(h) = A_0 \left[ 1 - \frac{R(I)}{h} \right], \quad h \gg R(I) \quad (2.40)$$



а – размерная зависимость температуры Au; б – температуры Кюри  $T_C$ ; в – люминесценции оксидов

Рисунок 2.11 – Размерные эффекты

Согласно существующей номенклатуре, которая принята Международным союзом теоретической и прикладной химии IUPAC, можно выделить три вида пор в зависимости от их размера: поры микропоры  $< 2$  нм, поры мезо 2–50 нм и макропористый  $> 50$  нм [93]. О пористости угольного вещества на Шерубайнуринском участке можно судить по изотермам Ленгмюра, которая, в качестве примера, показана на рисунке 2.11а. Данные изотермы сорбции метана получены к сухой, беззольной массы образцов керна №5/1 (красные точки), №5/4 (зеленые точки), и №6/14 (синие) по угольным пластам марок К, КЖ и ОС. Сорбционная емкость Ленгмюра изменяется от  $29,09 \text{ м}^3/\text{т}$  для образца К, от  $30,05 \text{ м}^3/\text{т}$  для образца КЖ и от  $31,25 \text{ м}^3/\text{т}$  для образца ОС. Среднее значение для трех образцов составляет  $30,05 \text{ м}^3/\text{т}$ . Изотерма Ленгмюра изменяется от 1,08 для образца ОС до 1,4 Мпа (образец КЖ), среднее значение равно 1,27 МПа. Кривые изотермы Ленгмюра, полученные для исследуемых образцов приведены на рисунке 2.12а. При изменении давления сорбционная способность углей подчиняется размерному закону из формулы (2.39), где  $A(h)$  – сорбционная способность,  $h = P$ . Это связано с тем, что изотерма Ленгмюра, исследуемых образцов отражает явления, происходящие в поверхностном слое угля, при этом сорбционная способность обратно пропорциональна толщине поверхностного наносложения (таблица 2.1). По результатам измерений на электронном микроскопе отмечено, что распределение пор в исследованных углях равномерное, но отмечена нечеткая ориентация по наслоению, причем угли по развитию пор крайне неоднородны. В углях марок К, Ж и ОС наблюдаются крупные поры, которые и имеют удлиненную и овальную форму.



а – графики изменения газоносности с глубиной (пласт К<sub>10</sub>); б: I – пробы, отраженные без учета потерь; II – пробы, отраженные с учетом потерь газа

Рисунок 2.12 – Точки измерений и кривая Ленгмюра

Примечание – Составлено по источнику [88, р. 17-21]

Изучение газоносности угольных пластов проводилось керновыми газонаборниками. Увеличение газоносности с глубиной для угольных пластов на примере К<sub>10</sub> показано на рисунке 2.12 [88, р. 17-21].

Разрушение угольного пласта, пропорционально для радиальной и осевой составляющих параметру  $G$ , где  $G$  – модуль сдвига. Этот модуль по теории, предложенной Гриффитсом А. [94], пропорционален поверхностной энергии  $\sigma$  ( $\text{Дж}/\text{м}^2$ ) (не путать с радиальной  $\sigma_r$  и осевой  $\sigma_z$  составляющих). В работе [95] развивается новая энергетическая концепция разрушения твердых тел, основанная на концепции критической плотности энергии в моделях разрушения твердых тел (Мешков Ю.Я., 2001) для трех масштабных уровней процесса – атомного (т.е. наноструктурного), микроскопического и макроскопического. Согласно этой работы под теоретической прочностью при сдвиге кристалла понимают такое напряжение сдвига  $\tau_{\text{теор}}$ , при котором оказывается возможным одновременное перемещение всех атомов одной плоскости кристалла относительно соседней хотя бы на одно межатомное расстояние  $b$ . При этом не происходит разрыва атомных связей, а возникает лишь определенное перенапряжение их, связанное с переориентацией атомных связей, вызванной смещением атома в плоскости сдвига на расстояние порядка  $b$ . Для напряжения сдвига получено:

$$\tau_{\text{теор}} \approx 0.1 \cdot G = \alpha \cdot \sigma \quad (2.41)$$

Из уравнения (2.41) следует, что теоретическая прочность  $\tau_{\text{теор}}$  связана с поверхностной энергией  $\sigma$ . Рассчитаем теоретическую прочность  $\tau_{\text{теор}}$  наноструктуры углей различных марок. Для этого рассчитаем поверхностную энергию угля по формуле [96]:

$$\sigma \approx 0.8 \cdot 10^{-3} \cdot T_m, \text{ мДж}/\text{м}^2, \quad (2.42)$$

где  $T_m$  – температура плавления угля [96, с. 1-6].

В таблице 2.2 температура плавления углей  $T_m$  оценивалась из значения толщины поверхностного слоя угля и сравнивалась с толщинами поверхностного слоя фуллеренов и их температур плавления.

Таблица 2.2 – Поверхностная энергия разных марок угля

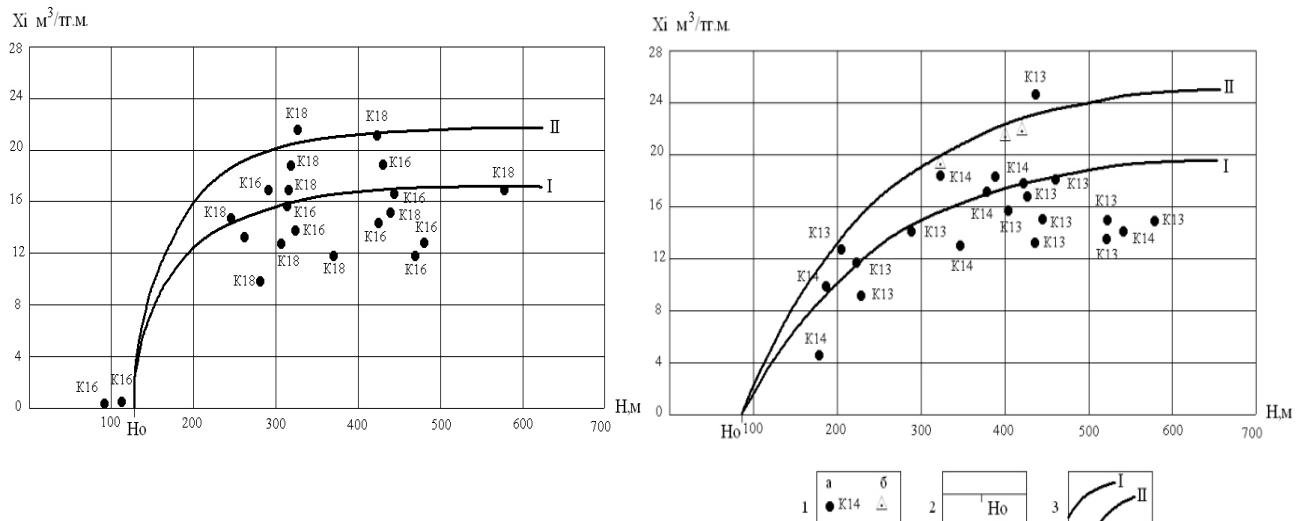
Марка угля	$R(I)$ , нм	$T_m$ , К	$\sigma$ , мДж/ $\text{м}^2$
Бурые (Б)	214.2	1473	1178
Длиннопламенные (Д)	198.7	1588	1270
Газовые (Г)	198.5	1590	1272
Жирные (Ж)	190.4	1657	1326
Коксовые (К)	180.8	1745	1396
Отощенно-спекающие (ОС)	197.4	1598	1278
Тоющие (Т)	175.8	1826	1461
Антрациты (А)	151.5	2083	1667

Таблица 2.2 показывает, что поверхностная энергия угля различных марок увеличивается от бурых углей к антрациту. Это увеличение связано со степенью

метаморфизма углей, который растет с глубиной (правило Хильта). При этом растет поверхностная энергия углей, которая и определяет нарастание метаноносности углей с глубиной при снижении их проницаемости. Исходя из формулы (2.40): с ростом  $\tau$  растет теоретическая прочность. Теоретические оценки поверхностной энергии алмаза для плоскости (100) приводились во многих работах, ( $\text{мДж}/\text{м}^2$ ): 9400 [97], 6513 [98], 6118 [99]. Как видно из таблицы 2.2, эти значения намного превышают поверхностную энергию углей [100].

### 2.5.1 Диффузия метана в углях с учетом поверхности нанометровой толщины

Этот параграф описан по результатам наших работ [88, р. 17-21; 101]. Рассмотрим наноструктуру угля на Шерубайнуринском участке Карагандинского бассейна и как она оказывает влияние процесс диффузии метана, который обладает размерной зависимостью. Характеристика синклинали Шерубайнуринского участка отличается от всех ему подобных образований более сложными условиями тектонического характера. Участок сложен отложениями палеозоя и кайнозоя. В палеозое каменный уголь представлен карагандинской, надкарагандинской и ашлярикской свитами. Марки угля К и ОС. Зона деметанизации расположена на глубинах от 50 вплоть до 150 м. Дальше с глубиной концентрация метана увеличивается и на глубине 200-250 м она равна 10-18  $\text{м}^3/\text{т}$  г.м (рисунок 2.13).



1 – метаноносность: а – по данным газонаборника керна, б – по газовой съемке, 2 – глубина залегания зоны выветривания; 3 – кривая изменения метаноносности: I – пробы отобранные без учета потерь, II - пробы отобранные с учетом потерь

Рисунок 2.13 – Метаноность и ее изменение с глубиной

Дальнейшее ее увеличение происходит медленнее и не превышает 5-7  $\text{м}^3$  на каждые 100 м. Достигнув глубину в 1000 м содержание метана достигает 22-29  $\text{м}^3/\text{т}$  (Ермеков М.А., 1968). Давление Ленгмюра изменяется от 1,08 (образец №14) до 1,41 МПа (образец №10). Среднее значение для трех отобранных образцов

составляет 1,27 МПа. В результате определено, что количество метана по Ленгмюру меньше, чем величина максимальной емкости. Отсюда можно сделать вывод о том, что угольный пласт находится в ненасыщенном состоянии.

По формуле 2.39 определим толщину поверхностного слоя угольных пластов на Шерубайнуринском участке карагандинского бассейна (таблица 2.3) [88, р. 17-21].

Таблица 2.3 – Толщина поверхностного слоя Шерубайнуринского участка угольных пластов

Марка угля	M – масса моля (г/моль)	$\rho$ – плотность угля (г/см <sup>3</sup> )	$R(I)$ , нм
К	1351	1.27	180.8 (502)
ОС	1340	1.56	146.0 (406)

Примечания:

1. К – коксовые;
2. ОС – отощенные спекающиеся;
3. Составлено по источнику [88, р. 17-21]

Перенос газа в угленосной толще определяется закономерностями газовой динамики. Движение газа в горном массиве происходит в виде диффузии и фильтрации. В настоящее время имеется несколько классификаций видов переноса газов и жидкостей в горном массиве (например, классификация ИГД им. А.А. Скочинского и МГГУ) [101, с. 104-108].

Диффузия газа в пористой среде делится на 4 вида. В микропорах, размеры которых составляют менее  $10^{-7}$  см, наблюдается адсорбция и адсорбция газа массивом, т.е. молекулярная (цеолитовая) диффузия. Скорость переноса молекул при молекулярной диффузии зависит от сил отталкивания. Этот вид характеризуется тем, что в данном случае нет границы между газом и твердым телом [101, с. 104-108].

При порах размером более  $10^{-1}$  см режим движения газа становится турбулентным [101, с. 104-108].

Исследуя влияние наноструктурного поверхностного слоя угля на газоотдачу пористого пласта отметим особенности движения газа в угольном пласте с различной пористостью. Так двумерная (поверхностная и фольмеровская) диффузия (капиллярная конденсация) наблюдается при размерах  $10^{-7}$ - $10^{-6}$  м. Её особенностью является то, что перемещение молекул газа происходит в слоях угля, обладающих адсорбицией за счет температуры концентрации газа.

С ростом, на один порядок, размера пор, газ переносится за счет кнудсеновской диффузии, характеризующийся увеличением числа соударений молекул газа со стенками трещины, по сравнению с соударениями между собой.

Исследования показали, что скорость движения метана на границу стока его с поверхности обнажения угольного пласта при изменении глубины, изменяется в пределах  $2 \cdot 10^{-5}$ - $5 \cdot 10^{-5}$  см/с, а режим движения газа является ламинарным, который подчиняется закону Дарси при  $\rho = 0,7 - 1,1$  МПа. Однако

режим движения газа в газоносной толще пород не всегда ламинарный, о чем свидетельствует наличие трех поясов изменения газового давления и газопроницаемости по глубине [101, с. 104-108].

Математическому описанию переноса метана из угольных пластов посвящено большое число работ (см., например, [86, с. 27-28; 102-104]).

Рассмотрим влияние размерных эффектов в угольном веществе на стационарную диффузию метана, которая в простейшем случае, описывается законом Фика:

$$\frac{d}{dx} \left( D(x) \frac{dC(x)}{dx} \right) = 0, \quad (2.43)$$

Если коэффициент диффузии постоянная величина, т.е.  $D(x) = const$ , то мы имеем простой классический закон Фика. Но в случае размерного эффекта, связанного сnanoструктурой угля, коэффициент диффузии выражается так:  $D(x) = D_0 [1 - R(I)/R(I) + x]$  и (2.43) преобразуется к виду:

$$\frac{x}{x+R(I)} \frac{dC(x)}{dx} = \frac{\delta_1}{D_0}. \quad (2.44)$$

Постоянная  $\delta_1$  представляет собой константу интегрирования. В результате уравнение (2.44) принимает решение:

$$C(x) = \frac{\delta_1}{D_0} (x + R(I) \ln x) + \delta_2. \quad (2.45)$$

В случае, когда в уравнении (2.45) коэффициент диффузии оказывается постоянным, иными словами, когда  $D(x)$  равен постоянной величине, то мы имеем классическую задачу Фика:

$$C(x) = \delta_1 x + \delta_2. \quad (2.46)$$

Уравнение (2.45) содержит следующую особенность, а именно, в этом уравнении появляется логарифмический член. Это, однозначно приводит к тому, что ряд расходится в начале координат. Поэтому граничные условия нужно принимать не в точке  $x=0$ , а в точке  $x=0.36$  нм, что равно расстоянию между кристаллографическими плоскостями угля. Существенно также, что, согласно выражению (2.45), диффузия метана в угольном пласте зависит как от марки угля, через коэффициент диффузии объемного материала, так и от размерной зависимости угля.

Рассмотрим первую граничную задачу, которая имеет вид:

$$C(x)|_{x=R(0)} = \frac{\delta_1}{D_0} (R(0) + R(I) \ln R(0)) + \delta_2 = C_1,$$

$$C(x)|_{x=R(I)} = \frac{\delta_1}{D_0} (R(I) + R(I) \ln R(I)) + \delta_2 = C_2, \quad (2.47)$$

где  $R(0)=0.36$  нм. Из системы уравнений (2.47) следует:

$$\begin{aligned} C_1 &= \frac{\delta_1}{D_0} (R(0) + R(I) \ln R(0)) + \delta_2, \\ C_2 &= \frac{\delta_1}{D_0} (R(I) + R(I) \ln R(I)) + \delta_2. \end{aligned}$$

Вычтя из выражения один выражение два, получим:

$$\begin{aligned} C_1 - C_2 &= \frac{\delta_1}{D_0} [(R(0) + R(I) \ln R(0)) - (R(I) + R(I) \ln R(I))] = \frac{\delta_1 \gamma}{D_0}, \\ \delta_1 &= \frac{(C_1 - C_2) \cdot D_0}{\gamma}, \\ \delta_2 &= C_1 - \frac{(C_1 - C_2) \cdot (R(0) + R(I) \ln R(0))}{\gamma}, \end{aligned}$$

В общем виде задача представима в виде:

$$C(x) = \frac{(C_1 - C_2) \cdot D_0}{\gamma} \cdot (x + R(I) \ln x) + C_1 - \frac{(C_1 - C_2) \cdot D_0 \cdot (R(0) + R(I) \ln R(0))}{\gamma}, \quad (2.48)$$

Решение в случае закона Фика будет представимо в виде:

$$C(x) = \frac{C_2 - C_1}{R(I)} x + C_1, \quad (2.49)$$

Из сравнения формул (2.48) и (2.49) видно, что диффузия метана из угольного слоя нанометровой толщины отличается от диффузии метана из той части угольного пласта, которая расположена между слоями нанометровой толщины и остальной частью угольного куска.

### 2.5.2 Связьnanoструктурыугляс самовозгоранием

Рассмотрим связь nanoструктуры угля с различными процессами в угольном массиве, представляющими опасные явления при подземной добыче. К таким процессам относятся самовозгорание угля. Этому вопросу уделено большое внимание в трудах Скочинского А.А., Печука И.М., Огиевского В.М., Быкова Л.Н., Маевской В.М. и др. Обстоятельный обзор уделен в работах [105]. В работе [106] построена математическая модель, которая описывает перенос импульса, а также массы и теплоты в шахте и руднике, включая эндогенные пожары. Предложены определяющие положения теории физики тепловых явлений в шахте.

Опасность эндогенных пожаров обусловлена следующими причинами. Во-первых, предрасположенность части углей к самовозгоранию. Во-вторых,

добываемая угольная масса может быть покрыта системой микротрещин, в которую поступает кислород из вентиляционного потока. В-третьих, может происходить нагревание массы угля за счет выделения тепла при его кислородном окислении.

В работе [107] показана связь пожарной опасности угля и его смесей с пылью и с горючими газами, проведена оценка опасности ультрамелких частиц к самовоспламенению.

Рассмотрим связь размерного эффекта (толщина нанослоев угля – ч/нм и температуры плавления угля в слое толщиной  $R(I)$  для углей различных марок (К, КЖ и ОС) Шерубайнуринского участка (таблица 2.4), полагая, что в первой формуле выражения (2.45) вместо  $A(h) = T_m$  (температура плавления в слое  $R(I)$ ), а  $A_0 = T_0$  - температура плавления массивного угля, которая по разным данным принимает значение от 1200 до 1600 °C). Возьмем среднюю температуру 1500°C (1773 K), а из таблицы 2.3 толщину  $R(I)$  для пластов К, КЖ и ОС, где  $r$  – толщина нанослоев угля, нм.

Таблица 2.4 – Размерный эффект для температуры плавления угля

Марка угля	$T_0$ , K	$T_m$ , K $r = 50$ nm	$T_m$ , K $r = 100$ nm	$T_m$ , K $r = 150$ nm	$T_m$ , K $r = 200$ nm
К	1773.0	385.0	633.0	805.0	933.0
КЖ	1773.0	412.0	677.0	862.0	998.0
ОС	1773.0	452.0	762.0	948.0	1098.0

Примечания:

1. К – коксовые;
2. КЖ – коксовые жирные;
3. ОС – отощенные спекающиеся

Результаты проведенных исследований, приведенных в работе [106, с. 3-535], свидетельствуют о том, что частицы угля с любой степенью метаморфизма имеют поверхностные покрытия. Они образуются при взаимодействии угольных частиц с молекулами кислорода. Когда угольные частицы уменьшаются в размере примерно от 160 до 120 нм, доля покрытий возрастает за счет роста площади поверхности.

Это приводит к тому, что окисленная поверхность угольной частицы химически разлагается с выделением тепла, которое можно рассчитать по методике, изложенной в работе [107, с. 127-143]. Расчет дал следующий результат: если угольная частица обладала температурой в 320 K, то после реакции окисления она может иметь температуру равную 880 K, это свидетельствует о том, что согласно нашей таблице 2.4 угольная частица будет иметь размер около 0.5 микрона.

В работе [107, с. 127-143] показано, что частицы угля с размерами в один микрон в процессе окисления могут достигать температур (таблица 2.4), которые приводят к самовозгоранию угольных наночастиц. При этом, чем меньше толщина нанослоев угля, тем ниже температура выгорания.

Выделение из угля метана при его нагревании является важным физическим эффектом, который положен в основу методов воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи в условиях его НДС, при этом тепловая энергия воздействия отличается для различных марок угля (степени метаморфизма). Следует отметить важный момент, что самовозгорание угля зависит от степени его метаморфизма, который изменяется от бурых углей до антрацита, что еще раз подчеркивает эту связь с толщиной поверхностного слоя углей (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Толщина поверхностного слоя углей различных марок

Марка угля	M – молярная масса (г/моль)	$\rho$ – плотность (г/см <sup>3</sup> )	$R(I)$ , нм
Бурые (Б)	1575	1.25	214.2
Длиннопламенные (Д)	1578	1.35	198.7
Газовые (Г)	1448	1.24	198.5
Жирные (Ж)	1400	1.25	190.4
Коксовые (К)	1351	1.27	180.8
Отощенно-спекающие (ОС)	1340	1.29	197.4
Тощие (Т)	1332	1.31	175.8
Антрациты (А)	1310	1.47	151.5

Следующим важным моментом, на который необходимо обратить внимание, это удельная теплоемкость угля, которая показана в таблице 2.6.

Из таблицы 2.6 следует, что самая большая теплоемкость наблюдается у бурых углей. Теплоемкость угля напрямую связана с содержанием углерода (у бурых углей оно минимально < 76%).

Таблица 2.6 – Теплоемкость некоторых марок углей

Марка угля	Теплоемкость, Дж/кг К
Бурые (Б)	1440
Длиннопламенные (Д)	1380
Коксовые (К)	1080
Антрациты (А)	815

Примечание – Составлено по источнику [108]

В инструкции по определению инкубационного периода самовозгорания угля [109] приведена формула  $\tau_{инк}$ , которая содержит, помимо теплоемкости  $C_p = C_y$ , еще одиннадцать трудно определяемых параметров угля:

$$\tau_{инк} = \frac{C_y(T_{kp}-T_0)+0.6\lambda W_0/100+q_d X_0}{24\beta K^{0.45} C_{O_2} q_{O_2}}. \quad (2.50)$$

Для эффективной оценки самовозгорания угля  $\eta$  предлагается следующая формула, содержащая меньше переменных:

$$\eta = \frac{1.7 \cdot R(I) \cdot (T_{kp} - T_0) \cdot Q \cdot C_{O_2}}{V_{\text{лет}}} \quad (2.51)$$

где  $R(I)$  – толщина поверхностного слоя угля (таблица 1.6);

$T_{kp}$  – критическая температура самовозгорания, К;

$T_0$  – начальная температура;

$Q$  – теплота сгорания угля;

$C_0$  – концентрация кислорода;

$V_{\text{лет}}$  – выход летучих веществ.

Полученная закономерность (2.51) устанавливает влияние толщины поверхностного нанослая угля с самовозгоранием, и чем она больше  $R(I)$ , тем вероятность самовозгорания угля, что уже было показано для бурых углей (таблицы 2.5, 2.6).

### 2.5.3 Связь влажности углей с их дисперсностью

Обсудим теперь вопрос об угольной влаге, которая имеет различные состояния: внешняя, внутренняя, гигроскопическая и другие.

Ранее в работе [110] установлена связь гигроскопической влаги со степенью метаморфизма (таблица 2.7).

Таблица 2.7 – Изменение влаги со степенью метаморфизма

Угольная марка	Д (Длиннопленочный)	Г (Газовый)	Ж (Жирный)	К (Коксовый)	ОС (Отощенное-спекающие)
W, %	10	7	5	3,5	2

В работе [110, с. 4-470] установлено, что самовозгорание не происходит без влаги и воздуха, и что окисление при низкой температуре связано с присутствием влажного воздуха [111]. Было установлено также, что пористая сорбция кислорода из угля, приводит к аналогичной сорбции влаги из пор угля, что приводит к его самовозгоранию [112]. Но, однако, большая влажность угля, напротив, приводит к тому, что молекулы кислорода не могут внедриться в поры угля и тем самым снижают процесс окисления [113], что снижает эффект самовозгорания.

Результат проведенных исследований свидетельствует о том, что снижение температуры угля приводит к снижению скорости абсорбции молекул кислорода в несколько раз, а увлажнение предотвращает развитие процесса самовозгорания и снижает его газоотдачу.

### 2.6 Связь природной метаноносности с условиями залегания пласта

Рассмотрим связь природной метаноносности угольных пластов Карагандинского бассейна с их газопроницаемостью, газовым давлением.

Для углей различных марок Карагандинского бассейна среднее значение газопроницаемости приведено в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Средняя природная метаноносность угольных пластов на шахтах Карагандинского бассейна

Марка угля	Глубина залегания верхней границы метановых газов, м	Природная метаноносность угольных пластов (м3/т.г.м) на глубинах от поверхности, м				
		до 300	301-600	601-900	901-1200 (прогноз)	1201-1500 (прогноз)
Г	200-400	2-12	10-17	15-25	20-28	26-30
Д	180-250	3-18	18-28	30-32	23-35	25-36
К	50-200	4-20	20-32	25-35	28-38	30-40
ОС	110-200	5-20	18-25	24-28	27-30	28-35

Примечания:

1. Г – газовые.
2. Д – длиннопламенные.
3. К – коксовые.
4. ОС – отощенные спекающиеся.
5. Составлено по источнику [114, 115]

Средние значения природной метаноносности (газоносности угольных пластов), приведенные для марок угля, согласуются с данными изменения газоносности, приведенными в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Средняя газопроницаемость угольных пластов Карагандинского бассейна

Угольный пласт	Глубина от поверхности, м	Выход летучих веществ V <sup>daf</sup> , %	Средняя величина газопроницаемости 10 <sup>-3</sup> мД
K <sub>18</sub> Новый	400-500	28-32	0,6-0,9
K <sub>14</sub> Четырехфутовый	350-500	26-31	0,3-0,7
K <sub>13</sub> Шестифутовый	400-500	25-30	0,9-1,1
K <sub>12</sub> Верхняя Марианна	250-450	23-28	3,3-5,5
K <sub>10</sub> Феликс	400-450	21-27	1,0-1,5
K <sub>7</sub> Замечательный	400-500	20-26	1,2-1,8
K <sub>4</sub> Вышесредний	250-400	20-25	1,0-1,1
K <sub>3</sub> Средний	300-400	19-24	0,8-1,0
K <sub>2</sub> Нижесредний	200-300	28-22	0,7-0,9
A <sub>5</sub> Двойной	300-450	23-25	0,7-0,9

Примечание – Составлено по источнику [115, с. 3-96]

Метаноносность угольного пласта в основном определяется: сорбционной емкостью, газовым давлением и газопроницаемостью [116, 117]. Сорбционная емкость угленосных толщ, согласно [101, с. 104-108], определяется первичной газоносностью:

$$x = x_{cp} + x_{cb} = \frac{abP}{1+aP} + \frac{m_n P}{kP_i}, \quad (2.52)$$

где x<sub>cp</sub>+x<sub>cb</sub> – соответственно, количество сорбционного и свободного газа;

$a$ ,  $b$  – константы сорбции;

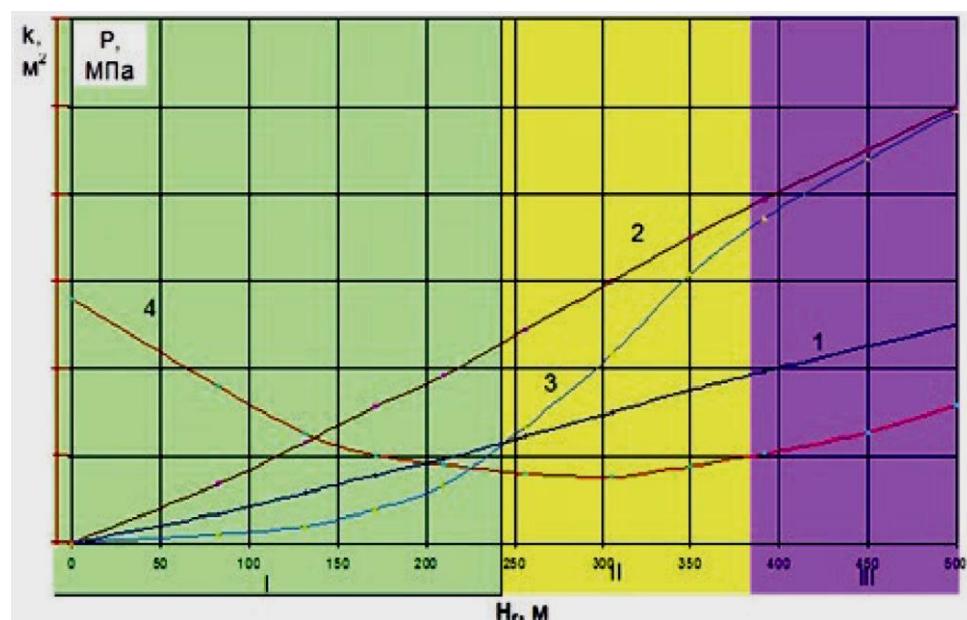
$P$ ,  $P'$  – давление газа в толще и на земной поверхности;

$m_n$  – пористость;

$k$  – коэффициент сжимаемости газа.

Свойством системы «уголь+жидкость+газ» в основном зависят от структуры и сорбционной поверхности. Они определяются размерами частиц пород и угля, размер которых находится в пределах от  $10^{-1}$  до  $10^{-7}$  см. В работе [115, с. 3-96] показано, что уголь имеет развитую поверхность сорбции молекул метана, определяемую молекулярными и коллоидными системами с размерами  $10^{-5}$  и  $10^{-6}$  см. К ним примыкают грубодисперсные системы с размерами частиц  $10^{-1}$  до  $10^{-4}$  см и атомные системы с размерами частиц менее  $10^{-6}$  см. Чем выше пористость угля и пород, тем больше газа они содержат. Сорбционная газоемкость массива в значительной степени зависит от его влажности, которая снижает газовыделение. Поверхность адсорбции угля имеет размер от  $10^{-6}$  до  $10^{-7}$  м. К таким частицам угля относят грубодисперсные частицы размерами  $10^{-2}$  –  $10^{-5}$  м. Далее следуют системы атомных размеров [101, с. 104-108].

Все эти факторы определяются газовым давлением, которое растет с глубиной. Условно по глубине можно определить три пояса с различными величинами и характером изменения газового давления (рисунок 2.14) [101, с. 104-108; [115, с. 3-96].



1 – гидростатическое давление; 2 – статическое давление горных пород; 3 – давление метана в угольных пластинах; 4 – газопроницаемость угольных пластов; I, II, III – зоны изменения давления и газопроницаемости

Рисунок 2.14 – График зависимости газопроницаемости  $k$  угольных пластов и газового давления  $P$  от глубины горных работ  $H_r$

Примечание – Составлено по источнику [115, с. 3-96]

В первом поясе давление газа приближается к гидростатическому. Во втором поясе, который находится в верхней части метановой зоны, давление газа выше гидростатического, но ниже статического давления пород. Третий пояс располагается в наиболее глубокой части метановой зоны, где давление газа приближается к статическому давлению пород. Закономерность изменения газового давления с глубиной рассчитывается по формуле (2.53) Г.Д. Лидина [101, с. 104-108; 116, с. 3-210].

$$P = B(H_1 - H_0)^v + P_0, \quad (2.53)$$

где  $H_1$  – глубина замера давления;

$H_0$  – глубина верхней границы метановой зоны;

$B$  – эмпирические показатели.

Величина газового давления на глубине 400-500 м по данным экспериментальных работ в пласте  $d_6$  Карагандинского бассейна колеблется в пределах 2-3,5 МПа.

Из рисунка (2.14) следует закономерная связь метаноносности с газопроницаемостью, а также с газовым давлением, которое растет с глубиной залегания пласта, увеличивая рост трещин в нем.

Общее увеличение газоносности углей на глубинах более 500 м с нашей точки зрения, полученный на основе теоретических расчетов, экспериментальных наблюдений, связи с особенностями физических свойств наноструктур угля, может быть объяснено ростом поверхностной энергии с ростом степени метаморфизма, которое в целом определяется глубиной залегания угольного пласта (правило Хильта).

Для расчета газовыделения из угольного пласта необходимо знать начальное пластовое газовое давление и закономерность его изменения под влиянием горных работ. Для этих условий газовое давление в угольном пласте за период времени с момента его обнажения и до стабилизации напряженно-деформированного состояния можно определить по формуле (2.54) [101, с. 104-108].

$$P = P_0 + (P_1 + P_0)e^{\frac{-x^2}{2l^2(t)}} \quad (2.54)$$

где  $P_x$ ,  $P_0$  – соответственно давление газа на любом расстоянии от обнаженной поверхности пласта и начальное давление в пласте, МПа;

$P_1$  – давление газа на обнаженной поверхности пласта, МПа;

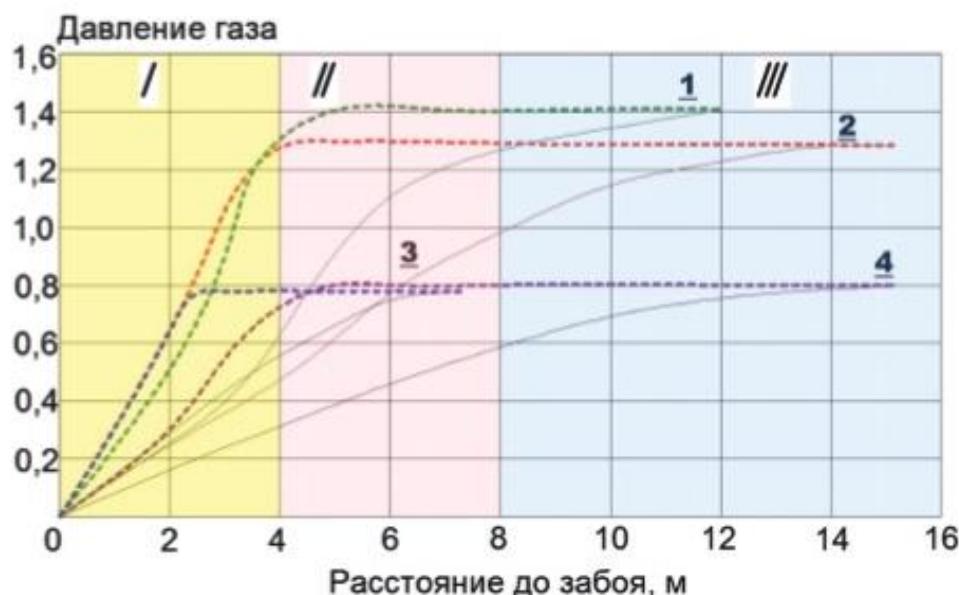
$x$  – расстояние до поверхности обнажения пласта в забое, м;

$l(t)$  – глубина зоны разгрузки пласта, м.

Исследованиями установлено, что расчетные значения давления газа в угольном пласте в зоне влияния очистных работ имеют незначительные расхождения с данными, определенными экспериментальным путем.

Эффективность проводимых дегазационных мероприятий по угольным пластам, как правило. Обуславливается газовым состоянием угольного массива (давлением, температурой газа и газоносностью, газоотдающей способностью, газоемкостью и др.), строением угля, технологией ведения горных работ и экономической целесообразностью [101, с. 104-108].

При отработке пластов с газоносностью  $15-20 \text{ м}^3/\text{т}$  высокопроизводительными очистными забоями с нагрузкой более  $2000 \text{ т}/\text{сут}$ , в ряде случаев наблюдается отставание подготовительных работ от очистных. В результате время для предварительной дегазации пласта сокращается, что может привести к простоям по газовому фактору. Как уже отмечалось, с увеличением глубины горных работ естественная скорость газовыделения в дегазационные скважины не обеспечивает требуемого уровня извлечения газа из пласта. Причинами этого является низкая природная фильтрационная и диффузационная проницаемость, высокая газоемкость и низкая (по сравнению с газовыми коллекторами) пористость угля (рисунок 2.15) [101, с. 104-108]. На все эти факторы оказывает влияние наноструктура поверхностного слоя угля.



– сплошные линии – для момента обнажения пласта; – пунктирные – для момента затухания деформаций): 1, 2, 3, 4 – различные пласты

Рисунок 2.15 – График зависимости давления газа  $P$  в разрабатываемом угольном пласте от расстояния  $x$  до забоя с учетом реологических свойств пород

Примечание – Составлено по источнику [115, с. 3-96]

Между пластовым давлением  $P$  и газопроницаемостью существует количественная связь, выражаемая формулой (2.55):

$$k = k_0 e^{-bp}, \quad (2.55)$$

где  $k_0$  – начальная газопроницаемость;  
b – коэффициент;  
e – основание натуральных логарифмов.

Газопроницаемость углей пласта К<sub>18</sub> Карагандинского угольного бассейна на глубинах 400-500 м изменяется в пределах 0,6-0,9\*10<sup>-2</sup> (таблица 2.9) [101, с. 104-108; 118, с. 3-132], что хорошо согласуется с формулой (2.55).

При общей закономерности нарастания газоносности с глубиной залегания пласта отмечается снижение темпов нарастания с глубин свыше 500 м, что объясняется не только снижением газопроницаемости, но и снижением сорбционной емкости углей, связанной с ростом температуры пород на этих глубинах [101, с. 104-108].

В таблице 2.9 показаны средние значения газопроницаемости ряда угольных пластов. Самые большие показатели проницаемости газа установлены для угольных пластов К<sub>12</sub> и у угольных пластов Д<sub>1</sub>, Д<sub>5</sub> и д<sub>6</sub>. В работах подробно описан пласт д<sub>6</sub>, который с глубины 250 м относится к категории опасным по выбросам угля и газа, а с глубины 320 м относится к категории опасным.

### **Выводы по второму разделу:**

1. Разработан новый метод воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи с учетом его НДС.

2. Разработана численная модель воздействия на угольный пласт гидрорасчленения в условиях НДС, устанавливающая то, что НДС угольного пласта в околоскважинной зоне после гидрорасчленения уменьшается за счет перераспределения упругих напряжений, что приводит к интенсивному газовыделению и активизацией процессов газодинамических явлений.

3. Установлены закономерности изменения напряженного состояния угольного массива с глубиной с учетом влияния вертикальной скважины; показан характер изменения радиальной и осевой составляющих напряжений и их влияние на формирование трещин в прискважинной зоне угольного пласта, в зависимости от глубины его залегания; установлены закономерности формирования горизонтальных трещин на малых и средних глубинах, и вертикальных трещин на глубинах свыше 1000 м, эта закономерность оказывает влияние на технологию эффективного гидрорасчленения угольных пластов.

4. Разработана модель формирования трещины гидрорасчленения в соответствии, с которой при малой скорости изменения давления жидкости рост дефектов угольного пласта определяется кинетической и физико-химической характеристикой угля, а при увеличении изменения давления увеличивается рост диссипации механической энергии, приводящей к разрушению угольной массы; установлена закономерность роста длины трещины, которая определяется константой скорости роста и теплового баланса, а также максимальным давлением при гидрорасчленении угольного пласта.

5. Установленные закономерности изменения газоносности угольных пластов Карагандинского бассейна с глубины более 500 м, при общем снижении трещиноватости и росте НДС пласта, связываются с ростом поверхностной

энергии, определяемой сnanoструктурой угольного вещества, при этом рост газоносности обусловлен ростом дисперсности угля, нахождением метана в твердом углегазовом растворе.

### 3 РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ЗАБЛАГОВРЕМЕННОЙ ДЕГАЗАЦИИ С УЧЕТОМ ЕГО НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ

#### 3.1 Экспериментальные исследования по воздействию на угольный пласт для повышения газоотдачи

Целевое применение ПИВ обусловлено действием на пласт угля в скважине импульсом упругих колебаний от точечного источника (рисунок 3.1). Оно создает серии трещин и микрополостей в пласте угля за счет образования периодических напряжений угольного вещества. Результатом этого действия ПИВ сорбированный в порах метан и метан, входящий в твердый раствор системы «уголь+метан», переходит в состояние свободного газа [119, 120]. Действие импульса на пласт угля, дает возможность увеличить газопроницаемость пласта угля и увеличить извлечение из него метана. Каких-либо ограничений использования технологий плазменно-импульсного воздействия нет.

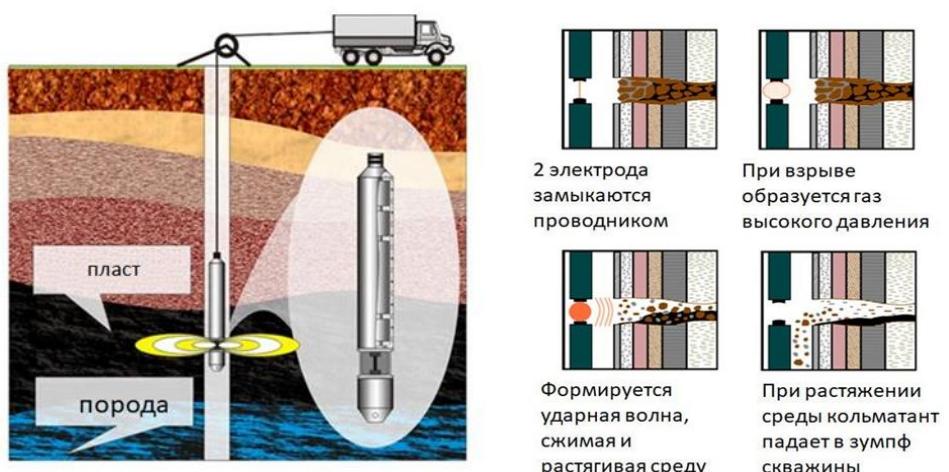


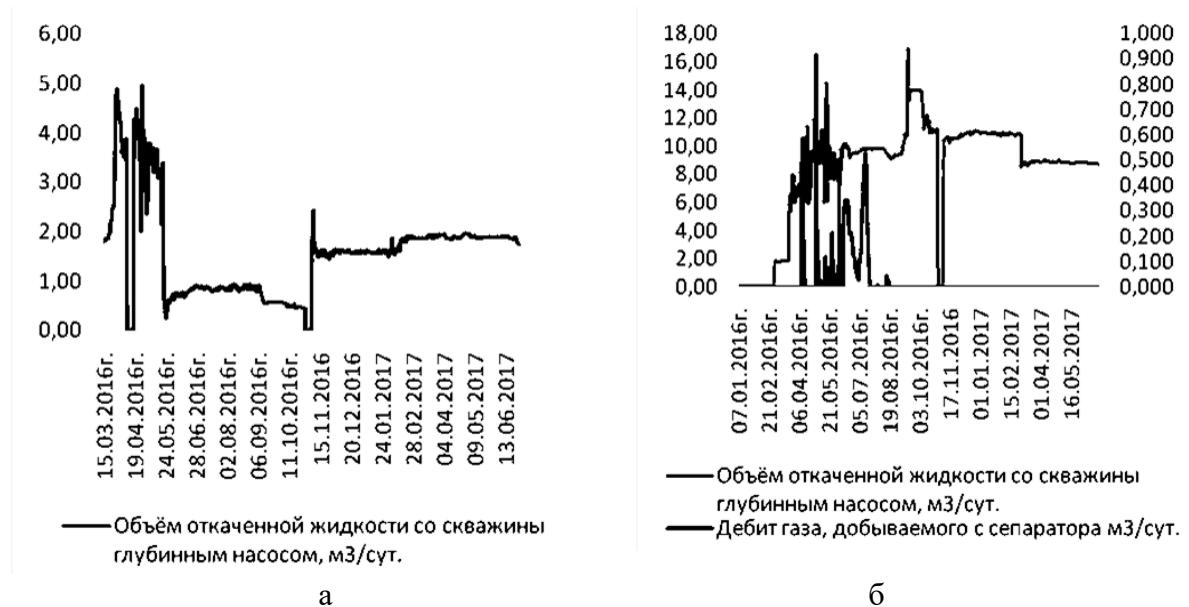
Рисунок 3.1 – Принципиальная схема плазменно-импульсного воздействия

Примечание – Составлено по источнику [119, с. 70-73]

Широкополосность упругого сигнала изменяется в широких пределах. Волновое число, определяющее период распространения сигнала и его периодичность, рассчитывается в каждом случае отдельным образом. Эти особенности распространения сигнала определяются конструкцией прибора и особенностями строения угольного пласта [120, с. 98-102].

В планируемом к проведению экспериментальных исследований, в которых автор принял участие, в скважинах были проведены геофизические исследования с целью выделения в разрезе угольных интервалов. Было выделено 5 зон обработки каждой скважины. При исследованиях ПИВ в скважине №3, отработаны интервалы угольных пластов  $k_7 - 736\text{-}739,2$  м,  $k_{10} - 667\text{-}673,3$  м,  $k_{13} - 490,9\text{-}494$  м,  $k_{12} - 386,2\text{-}389,1$  м,  $k_{14} - 292,4\text{-}302$  м. Общее количество импульсов

на эти интервалы 1380. В скважине №8 были исследованы угольные пласти  $k_{12}$  – 567,9-573 м,  $k_{12}$  – 492,2-498,3 м,  $k_{13}$  – 470,2-475,5 м,  $k_{12}$  – 321-323 м,  $k_{14}$  – 267,7-270,9 м. Общее количество импульсов на все интервалы 1920 импульсов. После завершения плазменно-импульсного воздействия был произведен спуск глубинно-насосного оборудования для освоения скважин. Отбор жидкости и газа производился согласно «Инструкции по освоению новых скважин для извлечения газа-метана из пласта угля после плазменно-импульсного воздействия» с постоянно с установленным темпом. На рисунке 3.2 приведены диаграммы дебитов воды и газа.



а – скважина №3; б – скважина №8

Рисунок 3.2 – Диаграмма дебитов воды и газа по скважинам

Примечание – Составлено по источнику [8, с. 3-159; 119, с. 70-73]

Анализ результатов исследований ПИВ (рисунок 3.2) показал, что положительных результатов по дебиту газа не получено. Одной из причин является то, что метан в угольных пластах находится в различных формах, в том числе в твердом растворе системы «уголь+метан». Для того чтобы преобразовать твердый раствор углекислого метана в свободный метан нужны более мощные воздействия, что дает возможность увеличить газоотдачу угольного пласта.

На основе геолого-геофизических исследований, проведенных на Шерубайнуринском участке (сейсморазведка, геофизические исследования скважин, изучение керна скважин) установлены глубины залегания угольных пластов, их мощности, строение, зольность, трещиноватость, были построены геолого-геофизические разрезы с целью выявления геологической структуры залегания угольных пластов, выделены тектонические нарушения. При построении разрезов были использованы результаты ранее проведенных исследований выполненных ПО «Карагандауглеразведка» и ПГО

Центрказгеология. Эти данные послужили основанием заложения мест для бурения скважин.

Эти буровые скважины исследовались на газоносность, проницаемость газа и газовую отдачу пластов угля, включая их глубину и мощность.

Керн скважин изучался для интерпретации ГИС, в том числе имиджевого каротажа наиболее эффективного для оценки трещиноватости угольных пластов. По керновым материалам и ГИС в пяти поисково-оценочных скважинах проведены испытания ГРП по стимулированию угольных пластов по газоотдаче.

Путем повышения их газопроницаемости методом ГРП в трех поисково-оценочных скважинах проведен расширенный комплекс ГИС, анализ кливажа и оценка направления горизонтальных напряжений, их анизотропии для выбора эффективной технологии ГРП, испытания угольных пластов в открытом стволе скважин с учетом НДС, и оценки проницаемости и пластового давления методами КВД (кривая восстановления давления), изучалось сорбционное давление жидкости в место ее подачи, а также, изучалось поведение трещин и микрополостей после ГРП. Особый интерес был сосредоточен на исследованиях механических свойств пластов угля, как при воздействии ГРП, так и в природном варианте.

Оценочные работы проведены на трех участках вертикальными скважинами Шерубайнуры методом поинтервального ГРП фирмой TricanWellService совместно с автором диссертации. Геологоразведочные работы позволили выделить пять участков. На этих участках были проведены многостадийный гидроразрыв пласта с углем. На каждом этапе проводилась перфорация (рисунок 3.3) [8, с. 3-159; 119, с. 70-73].

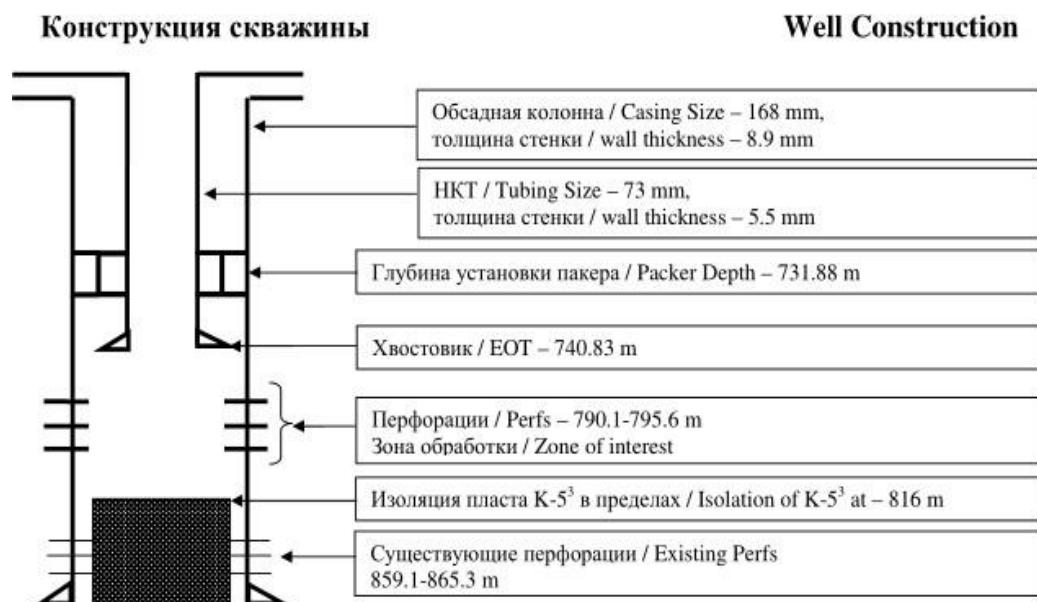
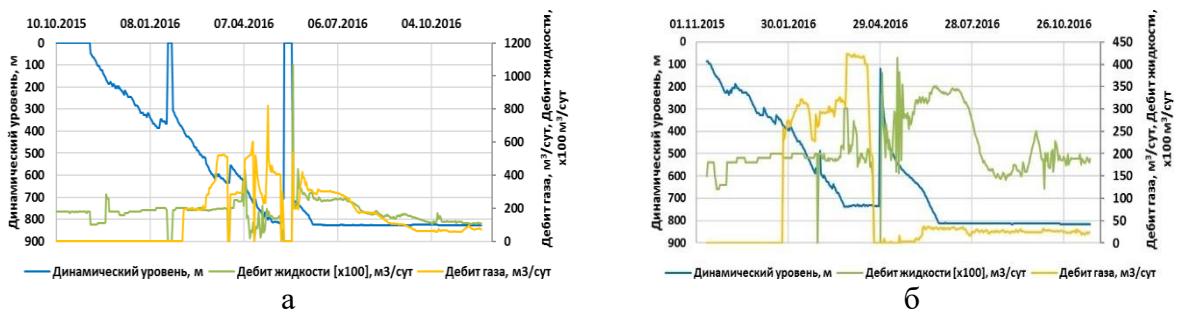


Рисунок 3.3 – Схематическое изображение гидрорасчленения на участке Шерубайнуры

Примечание – Составлено по источнику [8, с. 3-159]

Начало оценочного освоения пробуренных скважин было определено тем сроком, когда была закончена стимуляция пластов угля методом гидрорасщепления. Именно в этот срок было определено экспериментальное извлечение метана из пласта угля.

Исследование всех пяти скважин на участках Шерубайнуры проведено в интервале с 2017 по 2021 годы. Проведено исследование всех параметров, перечисленных выше. На рисунке 3.4а, 3.4б показаны результаты таких исследований на скважине №1 и №2.



а – №1; б – №2

Рисунок 3.4 – Показатели скважин

Примечание – Составлено по источнику [8, с. 3-159]

Проведенные исследования показали необходимость повышения эффективности газоотдачи угольных пластов на основе использования новых методов воздействия на угольный пласт с целью перехода углеметана в свободный газ, который может передвигаться по трещинам ГРП.

### 3.2 Физическая модель распада углеметана в угольном пласте с учетом его напряженно-деформированного состояния

Рассмотрим постановку задачи в рамках модели, предложенной в работах [121, 122].

Уравнение баланса энергии в угольном пласте определяется выражением:

$$\chi \frac{d^2T}{dx^2} + f(T) = 0, \quad (3.1)$$

где  $\chi$  – коэффициент теплопроводности углеметана;

$x$  – направление, перпендикулярное пласту (начало координат – середина пласта).

Функция  $f(T) = N * Nk\bar{\rho}\omega$  представляет собой тепловыделение в единице объема и в единицу времени ( $N$  – плотность колебательно-возбужденных молекул метана,  $N$  – плотность молекул, столкновения с которыми приводят к колебательной релаксации,  $\hbar\omega$  – энергия колебательного кванта).

При решении уравнения (3.1) воспользуемся материалами, изложенными в работе (Таткеевой Г.Г., 2010 г) [86, с. 27-29], (формулы 3.2-3.7), истолковывая их в соответствии с поставленной задачей – физическая модель распада.

В уравнении (3.1) использовано слагаемое  $y = \beta(T_0 - T)$ , тогда:

$$\frac{d^2y}{dx^2} - Ae^{-y} = 0, \quad (3.2)$$

где  $A = \beta f(T_0)/\chi$  и  $y(0) = 0$ .

Решение уравнения (3.2) рассмотрим при  $x > 0$ , при условии четности функций изменения температуры относительно центра пласта, используя граничные значения  $y(0) = dy/dx|_{x=0} = 0$ :

$$y = 2 \ln c h x \sqrt{A/2}. \quad (3.3)$$

Граничное значение, при котором происходит распад углеметана из (3.4) равно:

$$\Delta T = \frac{2}{\beta} \ln c h Z, Z_{thZ} = 1, \quad (3.4)$$

а при  $Z = 1$  оно равно:

$$l^2 \beta f(T_0)/\chi = 2,88. \quad (3.5)$$

Условие теплового взрыва углеметана определим через характеристики стенок угольной трещины длиной  $l$ :

$$f(T_{ct}) = f(T_0) \exp(-\beta \Delta T) = 0,30 f(T_0), \quad (3.6)$$

где  $T_{ct}$ ,  $T_0$ ,  $\Delta T$  – температуры, соответственно, стенки трещины, средины пласта и перепад температур.

Граничное значение теплового взрыва углеметана, т.е. перехода его в свободное состояние, имеет вид при условии, что  $l=2,6$  нм:

$$\frac{l^2}{\chi} \left| \frac{df(T=T_{ct})}{dT} \right| = 0.44. \quad (3.7)$$

Уравнение (3.7), с точки зрения физических представлений представляет собой отношение теплового потока, которое вносится в угольный пласт, к тепловому потоку, которые утекает из угольного пласта вместе с теплопроводностью. В том случае, когда это отношение становится больше единицы, происходит тепловой взрыв и углеметан распадается.

Рассмотрим условия перехода углеметана в свободный метан в угольных пластах Шерубайнуринского участка. Показатель теплопроводности каменного угля находится в диапазоне 0,13-2,2 Вт/(м\*град). Пусть толщина пласта равна  $2l$

$= 4$  м, тогда  $\ell^2 = 4$  м<sup>2</sup>, а  $4/2.2 = 1.8 > 1$  и взрыв произойдет. Если же  $2\ell = 2$  м, то  $\ell^2 = 1$  м<sup>2</sup> и  $1/2 < 1$  и взрыв не происходит. Толщина угольного пласта  $d_6$  больше 4 м. Это значит, что для того, чтобы разрушить твердый раствор углеметана нужно малое значение коэффициента теплопроводности, что у нас также наблюдается. Встает вопрос о том, как подвести ту энергию, чтобы разрушить углеметан? Нами получено, что энергия связи углеметана  $E_{cb} \approx 200$  кДж и, следовательно, энергия, которую нужно подвести к углеметану должна быть примерно равна этому значению. Если в пробуренную угольную скважину нагнетать с помощью насоса в среду (даже воздух) под давлением, то будет происходить нагрев пласта по схеме, изображенной на рисунке 3.4 и в таблице 3.1 [122, с. 16-20]. Такой эффект был получен на скважине шахты Ленина. Воздух был нагрет до температуры 90-100°C. Затем он нагнетался в пласт угля в объеме, которого хватило, чтобы заполнить фильтрующую зону. Высокая температура приводит к тому, что освобождается сорбированный из пор метан. Более того происходит распад углеметана и метан становится свободным. Исследования сорбционных свойств угля показывают, что при пластовых давлениях 1-10 МПа средняя величина ожидаемой десорбции метана при увеличении температуры для угля с выходом летучих 5-50% составляет  $0.2-0.5$  м<sup>3</sup>/(т·К).

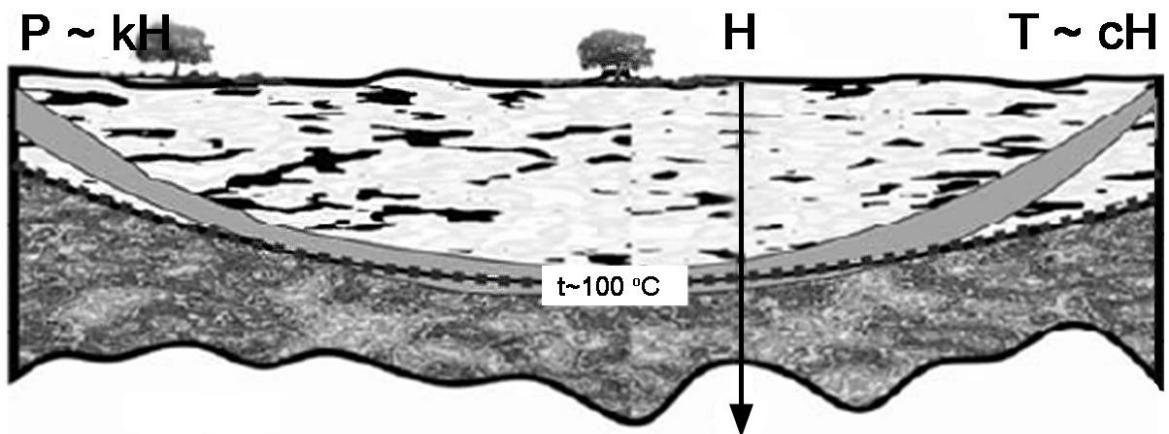


Рисунок 3.4 – Схема, поясняющая распределение нагрузок (давления и тепла) на пласт при погружении его на глубину

Примечание – Составлено по источнику [123]

Таблица 3.1 – Баротермическая обстановка в угольном пласту при изменении глубины его залегания

Глубина, H, км	Давление, РН, атм. РН = Ратм. + δ H; при $\delta = 2.5$ т/м <sup>3</sup>	Температура, TH, °C TH = Th + Г (H – h); при Th = 18 °C	Марки углей
1	2	3	4
1	251	48	Б
2	502	78	Б, Д
3	753	108	Г, Ж

### Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4
4	1004	138	Ж, К
5	1255	168	К, ОС
6	1505	198	Т, ПА
7	1757	228	ПА

Примечание – Составлено по источнику [123, с. 51-54]

Давление РН, атм. равно:

$$РН = Ратм. + \delta H \text{ при } \delta = 2.5 \text{ т/м}^3. \quad (3.8)$$

Температура TH, °C равна:

$$TH = Th + \Gamma (H - h) \text{ при } Th = 18 \text{ °C}. \quad (3.9)$$

Эффект воздействия тепла на угольный пласт, в целях повышения газоотдачи метана, сопряжен со следующими недостатками:

- тепловые потери значительны из-за теплопровода в скважине большой длины, когда угольный пласт залегает на большой глубине;
- отсутствие мощных насосов, чтобы нагнетать теплоноситель;
- сложность теплогенерирующего оборудования и его доставки.

По мнению казахстанского исследователя Ермагамбет Б.Т. доступ к пласту можно осуществлять через скважины, а нагрев пласта можно выполнить с помощью одной из методик: неполным окислением самого угля [124], нагрев за счет теплопроводности [125, 126], нагрев за счет электрического тока [127, 128]. По мнению казахстанских исследователей наиболее эффективным способом нагрева углей является способ, основанный на действии на угольный пласт электромагнитным полем высокого напряжения [129, 130].

### 3.3 Экспериментальные исследования по воздействию на угольный пласт для повышения газоотдачи и снижению вероятности внезапных выбросов угля и метана

В нашей работе [131] установлены параметры для проектирования гидрорасчленения угольного пласта, а в работе [132] рассмотрены вопросы проектирования мероприятий по предотвращению внезапных выбросов угля и газов (ВВУГ) на пластах с высокой скоростью десорбции метана. Эти явления происходили на подготовительных выработках из пластов угля, Карагандинского угольного бассейна, в частности, для пласта угля d6 Долинской свиты, где произошло четверть выбросов из всех шахт региона [133]. Особенностью этого пласта является то, что: его толщина равна 5-6 м, газоносность – 18-21 м<sup>3</sup>/т, а в нижней препарированной пачке до 35-37 м<sup>3</sup>/т; пористость 3-4%, пластовое давление 25-30 атм., крепость верхней пачки 1-1,5 и нижней пачки до 0,6 по шкале Протодьяконова, газопроницаемость (10-50)\*10<sup>-4</sup> МДарси [134].

Важной особенностью пласта  $d_6$  является наличие в его нижнем слое особо выбросоопасной и препарированной пачки угля мощностью до 1,5 м. В этой пачки угля протекает газоотдача около  $40 \text{ м}^3/\text{мин}$ . После этого газовыделение быстро затухает. Нижний пласт  $d_6$  представляет собой угольную массу, которая обладает большой рыхлостью с коэффициентом по твердости на уровне 0.25-0.6. Дегазационные скважины в пласте угля быстро наполняются мелкой угольной массой.

Используемая технология предупреждения ВВУГ предусматривала осуществление работ вблизи верхнего слоя пласта  $d_6$  с оставлением крепкой пачки пласта  $d_6$  мощностью не менее одного метра в почве выработки и бурения разгрузочных скважин диаметром 130 мм по верхней пачке и опережающей диаметром 200-250 мм в нижнюю пачку с глубиной 12-14 метров с неснижаемым опережением не менее 7 метров [135].

При этом практически через каждые 12 метров проходки (7%) при проведении текущего прогноза выбросоопасности фиксировались опасные значения (дополнительное бурение от 3 до 6 скважин). Загазование при проведении противовыбросных мероприятий составляло 0,49 на 1 погонный метр проходки [136, 137].

В случае, когда происходит ВВУГ, то обнаружение особых ямок угольной массы не происходит. Сложность разработки особо выбросоопасного пласта состоит в отсутствии пласта защиты и того факта, что угольный  $d_6$  пласт имеет высокую газоносность. Этот факт затрудняет мероприятия, которые препятствуют ВВУГ [138].

Для предотвращения загазирования выработок стали первоначально бурить скважины диаметром 80мм с последующей их разбуркой до 130–200 мм. Несмотря на такой большой объем бурения разгрузочных и опережающих скважин время от времени происходили ВВУГ. Самый крупный ВВУГ, который был обнаружен в пласте угля  $d_6$  при 580 метров глубины, прошел на шахте Ленина (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Средние значения параметров при ВВУГ после проведения подготовительной выработки

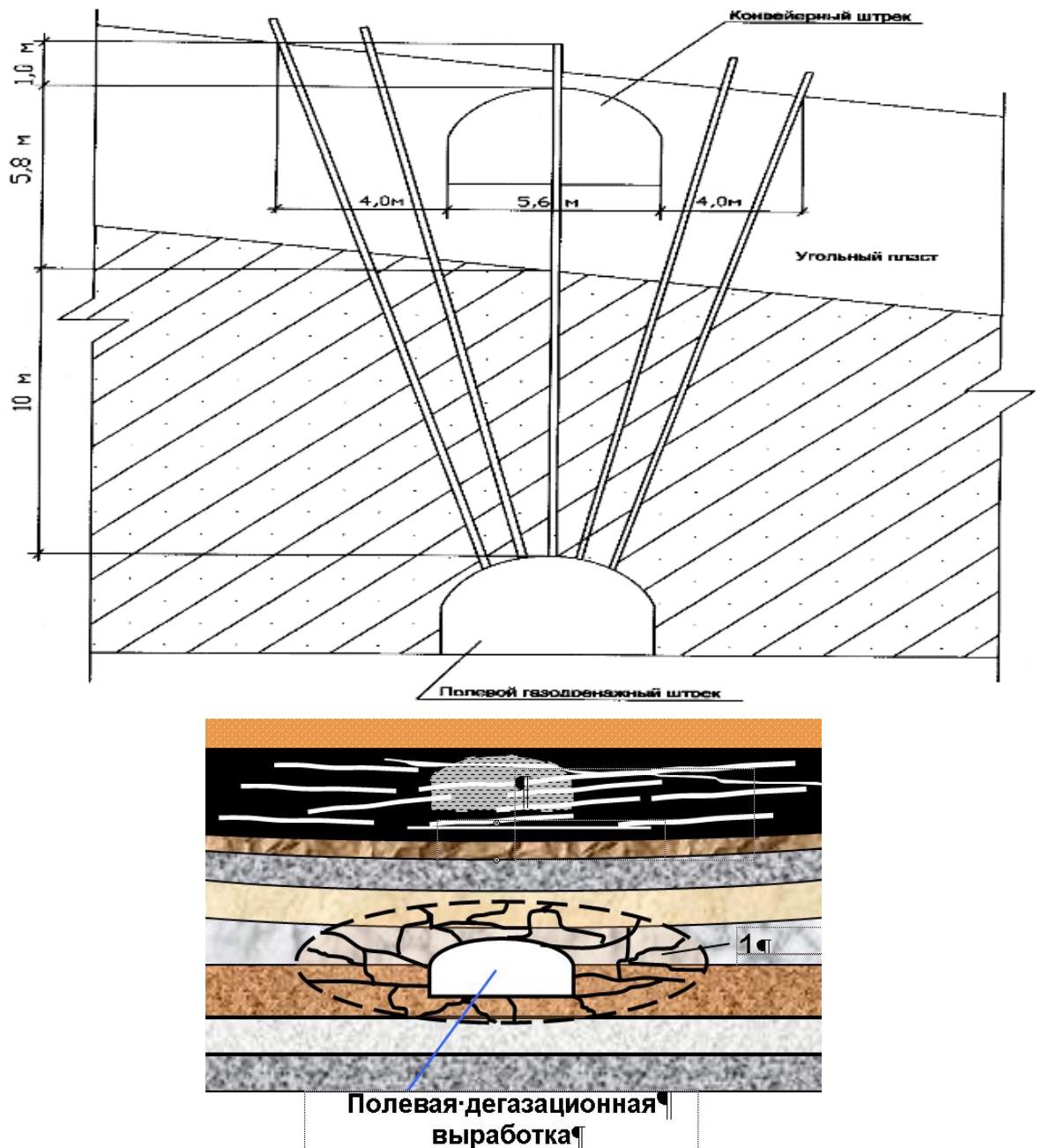
Шахта	Год ВВУГ	Глубина отработки, м	Количество выброшенной горной массы, т	Объем выделившегося метана, $\text{м}^3$	Дальность отброса горной массы, м	Удельное газовыделение, $\text{м}^3/\text{т}$
1	2	3	4	5	6	7
Шахтинская	1971	300	15	660	5,2	44
им. Ленина	1976	410	550	36 000	50	66
им. Ленина	1978	427	61	9 800	11	161
им. Ленина (при проходке ствола)	1978	435	380	27 933	5,5	73
им. Ленина	1983	350	145	10 000	18	69
им. Ленина	1985	317	50	2 040	20,2	41

### Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7
Казахстанская	1989	466	110	10 000	12	91
Казахстанская	1989	478	1 200	250 000	104	208
им. Ленина	1995	545	640	550 000	66	860
им. Ленина	1998	580	3 250	1 300 000	236	650
Тентекская	2008	542	1 087	414 085	107	381
Тентекская	2009	485	1 076	74 763	95	107
Казахстанская	2012	524	370	29 524	36	79,8
Казахстанская	2020	636	842	161 645	84	192,1
Средние значения	-	429	698	205 465	60,7	215,9

Примечание – Составлено по источнику [133, с. 4-150]

Количество выброшенной горной массы составило 3 250 тонн, объем метана 1 300000 м<sup>3</sup>, дальность отброса горной массы 236 метров, удельное газовыделение при ВВУГ 650 м<sup>3</sup>/т (более чем в 30 раз превышающая природную газоносность пласта), крепость угля 0,24 у.е. по шкале Протодьяконова [133, с. 4-150]. В 2-х выработках произошло опрокидывание вентиляционной струи, в 58 выработках концентрация метана составляла от 2 до 100%. Основными причинами данного газодинамического явления являются зона ослабления пород почвы пласта; резкое изменение его гипсометрии; отсутствие противовыбросовых мероприятий (не совершенство нормативных документов). Это объясняется тем, что в процессе ВВУГ происходит приток метана из разгруженной зоны пласта угля, прилегающих к полости ВВУГ. При этом полость выброса заполняется мягким углём нижнего слоя. Для предотвращения газодинамических явлений при ведении работ по горной выработке по пласту d<sub>6</sub> была предложена и апробирована технология предварительной дегазации пласта с полевой газодренажной выработки, проводимой под пластом на расстоянии 10-12 м с использованием скважины (рисунок 3.5а). Для определения параметров скважин предварительной дегазации пласта с полевой выработки опытных путем (Баймухаметов С.К, 2021 год) была пробурена контрольная скважина, которая была загерметизирована и был установлен манометр.



б

а – дегазация d6-пласта с газодренажной выработки; б – зона газопроводящих трещин

Рисунок 3.5 – Контрольная скважина

Давление в этой скважине равное 4.5 МПа в течение двух недель не снижалось, затем была пробурена дополнительная скважина на расстоянии 8 метров от контрольной скважины, в которой давление было равным давлению в контрольной скважине. Давление в этой скважине снижалось в течение недели. В третьей скважине, пробуренной на расстоянии 4 метра от контрольной, давление упало в течение 4 дней до 2 МПа. На основании этих замеров был определён радиус влияния скважины и эти параметры были заложены в паспорт противовыбросных мероприятий [132, с. 46-48].

Для исследования проницаемости мягкого угля нижней пачки на поверхности был проведён эксперимент. Металлическая труба диаметром 6 дюймов была заполнена влажным углём нижнего слоя и спрессована. Затем по торцам трубы поставили заглушки с отверстиями по 10мм и подключили их к баллону со сжатым воздухом под давлением 20 МПа. Установлено, что сжатый воздух стал проникать через мягкий уголь лишь при давлении 6,3 МПа, то есть уголь нижнего слоя практически был непроницаем. Впрочем, можно учитывать, что для предотвращения несанкционированной фильтрации в полевую отработку газа и развязывания ГДЯ ее необходимо проводить на расстоянии от почвы  $d_6$ -пласта не менее размеров зон, где происходит интенсивное трещинообразование (зона 1 на рисунке 3.5б) на момент подсоединения дегазационной скважины к системе вакуума.

Проводником метана из  $d_6$ -пласта в дегазационную выработку может являться только зона 1 (так как именно в ней развиваются радиальные – газопроводящие трещины) и поэтому даже незначительное превышение размеров этой зоны ( $\sim 0,5$  м) полностью предотвратит несанкционированную фильтрацию в нее газа. Опыт бурения разгрузочных скважин с пересечением мягких пачек угля показал, что в отдельных случаях пробуренная скважина заполнялась углём нижнего слоя и она работала как герметизатор. В конце этих скважин скапливался свободный метан под большим давлением и при приближении забоя выработки к этим местам происходил ВВУГ.

Так при бурении разведочной скважины диаметром 80 мм в забое демонтажной сбойки №6 на шахте им. Ленина при входе скважины в нижнюю пачку пласта  $d_6$  (возможно в ранее пробуренную газодренажную скважину диаметром 130 мм) произошло газодинамическое явление. Угольный массив был ослаблен пробуренными газодренажными скважинами в количестве 70 штук при отработке пласта на первом этапе.

Бурение большого количества разгрузочных скважин ведёт к ослаблению прочности целика между местом скопления свободного метана и грудью забоя.

Вышеизложенное дает основание рекомендовать следующую технологию. Для ее реализации бурится несколько разгрузочных скважин и вскрывается  $d_6$ -пласт из верхнего слоя под пласт. Это делается для того, чтобы провести полевую выработку под  $d_6$ -пластом. Далее, бурится центральная скважина диаметром 150-180 мм на длину не менее 20 метров, замеряется выход штыба и объём метана при бурении скважины. Устанавливаются герметизаторы и замеряется давление газа. Такие же скважины бурятся с расстоянием между ними 2 метра.

Ежесменно перед проходкой необходимо проверять чистоту скважин от угольного штаба, и при необходимости прочищать их. В каждом забое необходимо иметь приборы для определения траектории и длины пробуренных скважин. Согласно полученных результатов, данный способ мероприятий по борьбе с ВВУГ с ранее применяемым способом позволяет, в зависимости от сроков дегазации, более чем в 2,5 раза снизить природную газоносность пласта (рисунок 3.6).

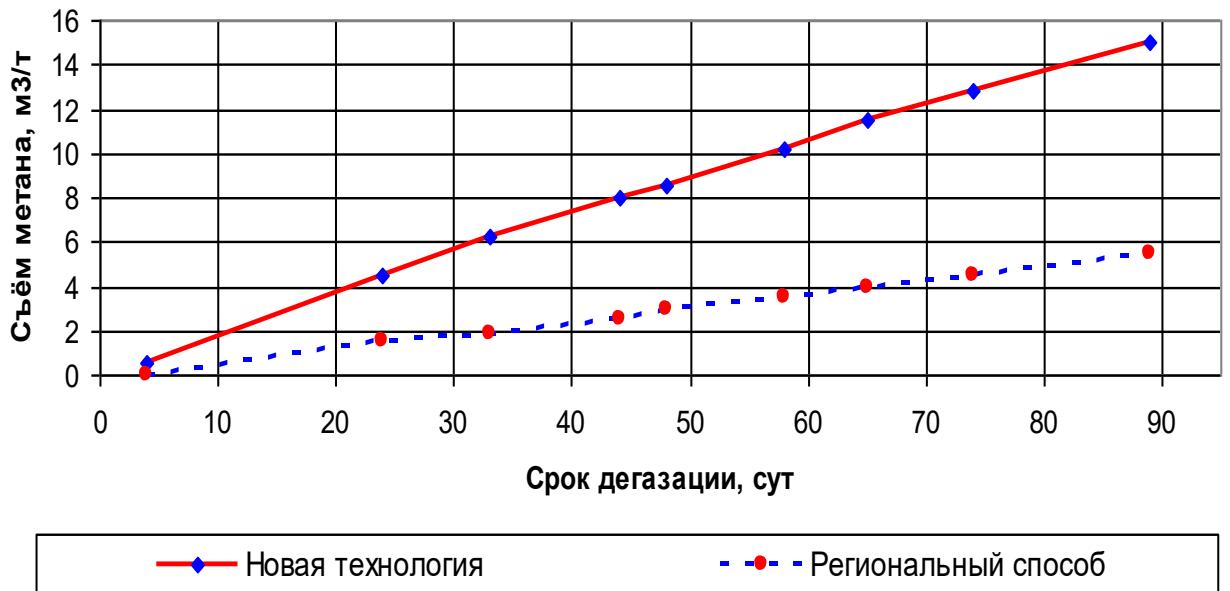


Рисунок 3.6 – Зона газопроводящих трещин

### 3.4 Методика расчета радиуса влияния дегазационных пластовых скважин

При предварительной дегазации разрабатываемых пластов основным параметром является расстояние между параллельными пластовыми скважинами. При слоевой выемке мощных пластов и при выемке пластов с потерями угля по мощности расстояние между скважинами для Карагандинского угольного бассейна рассчитывается по формуле (3.11) (методические рекомендации по дегазации угольных пластов, 2012 г.):

$$R_i = \frac{\kappa_b z l_c (q'_0 b' t' + q''_0 b'' t'')}{\gamma l_{oq} [m'_n q_{pl} K_{d,pl} + x_d (m_n - m'_n)]}, \quad (3.10)$$

где  $\kappa_b$  – коэффициент влияния разрежения, равный 1 при дегазации неразруженных пластов и 1,2 – при дегазации в условиях частичной под- или надработки (при разрежении не менее 50 мм рт.ст.);

$z$  – коэффициент неравномерности метановыделения из скважины, равный 0,75;

$q'_0$  – величина начальной интенсивности метановыделения в скважину, м<sup>3</sup>/сут (принимаем по таблице 6 Методических рекомендаций по дегазации угольных пластов (далее МР));

$b'$  – коэффициент, характеризующий изменение интенсивности метановыделения во времени, сут; (таблица 7 МР);

$t'$  – срок дегазации, сут;

$l_c$  – длина скважины по углю, м;

$q''_0 b''$  – соответствующие параметры дегазации пласта скважинами в зоне передовой дегазации;

$t''$  – время функционирования скважин в зоне передовой дегазации, сут;

$l_{\text{оч}}$  – длина лавы, м;

$m'_{\text{n}}$  – мощность угольных пачек первого вынимаемого слоя, м;

$q_{\text{пл}}$  – метановыделение из пласта, м<sup>3</sup>/т; принимается по прогнозу (без дегазации);

$x_d$  – дополнительное снижение остаточной газоносности оставляемых слоев пласта (после выемки первого слоя) за счет дегазации, м<sup>3</sup>/т;

$m_n$  – мощность угольных пачек пласта, м.

Метанодобываемость дегазационных скважин, за исключением пластовых, определяется по формуле (3.11):

$$I_d = IK_d, \quad (3.11)$$

где  $I_d$  – прогнозная метанообильность источника метановыделения (разрабатываемый пласт, под и надрабатываемые пласти, выработанное пространство), м<sup>3</sup>/мин, определяется согласно Методическим рекомендациям по проектированию вентиляции угольных шахт АО «АрселорМиттал Темиртау», согласованных приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью МЧС РК от 27 августа 2012 года №48;

$K_d$  – коэффициент эффективности дегазации, принимается по таблицам 3.2, 4.1, 5.1, 6.1 и 7.1.

Метанодобываемость дегазационных скважин, за исключением пластовых, определяется по формуле (3.13):

$$I_d = \frac{\kappa_B z l_c q'_0 b'}{1440}, \quad (3.12)$$

при передовой дегазации и дегазации надрабатываемого пласта метанодобываемость одной скважины определяется по формуле (3.13):

$$I_d = \frac{\kappa_B z l_c q''_0 b''}{1440}, \quad (3.13)$$

Суммарная метанодобываемость из пластовых скважин определяется по формуле (3.15):

$$I_d = \frac{\kappa_B z l_c (q'_0 b' n' + q''_0 b'' n'')}{1440}, \quad (3.14)$$

где  $n'$  – количество скважин, работающих в режиме предварительной дегазации;

$n''$  – количество скважин, работающих в режиме передовой дегазации или при отработке пласта.

По формуле (3.10) расчет метанодобываемости выполнить нельзя, так как уменьшение коэффициента эффективности дегазации, ведет к увеличению

расстояния между скважинами, но это не означает, что это приводит к увеличению радиуса влияния скважины.

### 3.4.1 Методика оценки применения газоносности угольного пласта от расстояния между скважинами

Расчет расстояния между скважинами, т.е. радиус ее влияния, при дегазации угля, как уже было отмечено выше, выполняется по формуле (3.11). Однако на практике часто наблюдается значительное отклонение фактического дебита метана из пластовых скважин от расчетного. В итоге это означает, что фактический радиус влияния скважины также отличается от расчетного.

Остаточная газоносность угольного пласта в зоне влияния пластовой скважины является непрерывной функцией, изменяющейся от 0 до  $X_{\text{пр}}$  (рисунок 3.7):

$$X_0 - \lim f(X_0) = X_{\text{пр}}, r \rightarrow \infty \quad (3.15)$$

где  $X_0$  – остаточная газоносность,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;

$X_{\text{пр}}$  – природная газоносность,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;

$r$  – радиус влияния скважины.

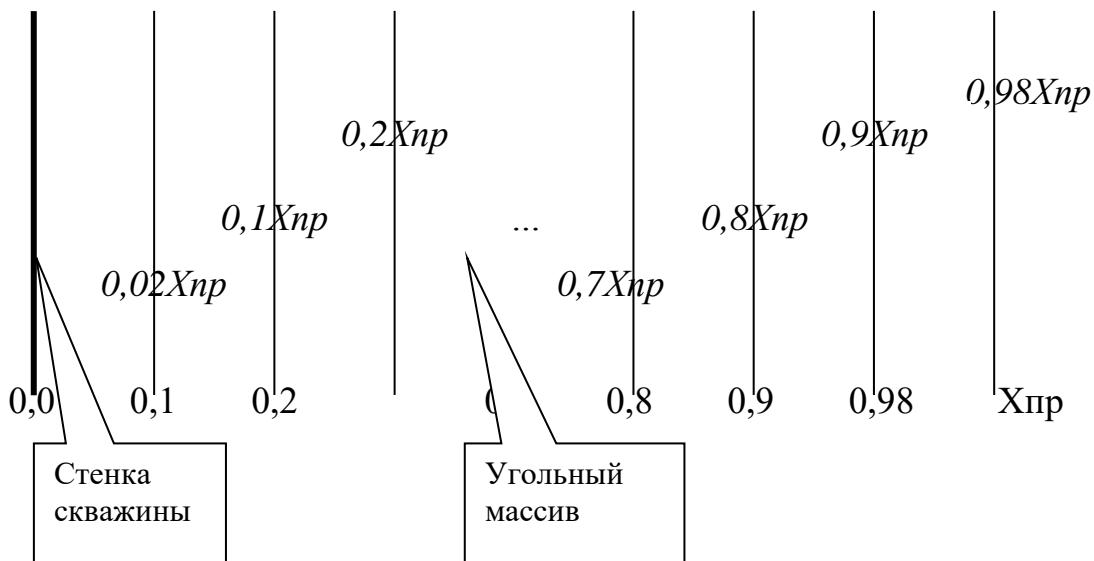


Рисунок 3.7 – Схема расчета изменения газоносности от расстояния от оси скважины

Для определения природной газоносности необходимо определить следующие параметры: природная газоносность,  $\text{м}^3/\text{т}$  ( $X_{\text{пр}}$ ); средний дебит метана из пластовых скважин,  $\text{м}^3/\text{мин}$  ( $q_m$ ); длина пластовых скважин, м ( $L_{\text{скв}}$ ); количество пластовых скважин, шт ( $n_{\text{скв}}$ ); время дегазации, сут ( $t_{\text{дег}}$ ); объемный вес угля,  $\text{т}/\text{м}^3$  ( $\gamma$ ); шаг расчета газоносности ( $\Delta X_{\text{пр}}$ ).

Выбираем шаг изменения газоносности  $\Delta X_{\text{пр}}$ ; например, 2,5; 10%;...98%. Тогда количество извлеченного метана  $Q_{\text{скв}}$  за время  $t_{\text{дег}}$  из одной скважины определяется по формуле (3.16):

$$Q_{\text{скв}} = q_m * 1440 * \frac{t_{\text{дег}}}{n_{\text{скв}}}, \quad (3.16)$$

Количество извлеченного метана распределяется в соответствии с изменением газоносности.

При  $\Delta X_{\text{пр}}=5\%$  найдем количество извлеченного метана с первого интервала скважины  $\Delta q$  из уравнения:

$$Q_{\text{скв}} = 0,02 * \Delta q + 0,05 * \Delta q + 0,1 * \Delta q \dots \\ + 0,95 \Delta q + 0,98 \Delta q, \quad (3.17)$$

$$\Delta q = Q_{\text{скв}} / 10,5 * 0,98, \quad (3.18)$$

где 0,02...0,98 – положение точек в угольном массиве по отношению к дегазационной скважине (рисунок 3.7).

Объемный вес угля, соответствующий количеству извлеченного метана  $\Delta q$  для первого интервала:

$$\Delta M = \Delta q * (X_{\text{пр}} - 0,02 * X_{\text{пр}}). \quad (3.19)$$

Объем угля, соответствующий количеству извлеченного метана  $\Delta q$  равен:

$$\Delta V = \frac{\Delta M}{\gamma}, \quad (3.20)$$

Находим площадь сечения  $S$  и радиус  $R$ :

$$S = \Delta V / L_{\text{скв}}; \quad R = \sqrt{\frac{S}{\pi}} \quad (3.21)$$

### 3.4.2 Анализ результатов расчетов

Выполним расчеты радиуса влияния для пластовых скважин вентиляционного бремсберга 405d<sub>6</sub> – 1 з шахты им. Ленина (таблица 3.3).

Исходные данные для расчета: природная газоносность, м<sup>3</sup>/т – 18,6; средний дебит метана из пластовых скважин, м<sup>3</sup>/мин – 1,0; длина пластовых скважин, м – 100; количество пластовых скважин, шт – 37; время дегазации, сут – 720; объемный вес угля, т/м<sup>3</sup> – 1,43; шаг изменения газоносности, % - 5.

Таблица 3.3 – Расчет зоны влияния пластовых скважин

$\Delta q, \text{м}^3$	$\Delta M, \text{т}$	$\Delta V, \text{м}^3$	$S, \text{м}^2$	$r$	$x_0$
2615	143	100	1	0,57	0,4
2535	143	100	2,01	0,8	0,9
2402	143	100	3,01	0,98	1,9
2268	143	100	4,01	1,13	2,8
2135	143	100	5,02	1,26	3,7
2002	143	100	6,02	1,38	4,6
1868	143	100	7,02	1,5	5,6
1735	143	100	8,03	1,6	6,5
1601	143	100	9,03	1,7	7,4
1468	143	100	10,03	1,79	8,4
1334	143	100	11,04	1,87	9,3
1201	143	100	12,04	1,96	10,2
1067	143	100	13,04	2,04	11,2
934	143	100	14,05	2,12	12,1
801	143	100	15,05	2,19	13
667	143	100	16,05	2,26	13,9
534	143	100	17,06	2,33	14,9
400	143	100	18,06	2,4	15,8
267	143	100	19,06	2,46	16,7
133	143	100	20,07	2,53	17,7
53	143	100	21,07	2,59	18,2

По значениям радиуса  $r$  остаточной метаноносности  $X_0$  построена расчетная зависимость изменения природной газоносности от центра скважины (рисунок 3.8).

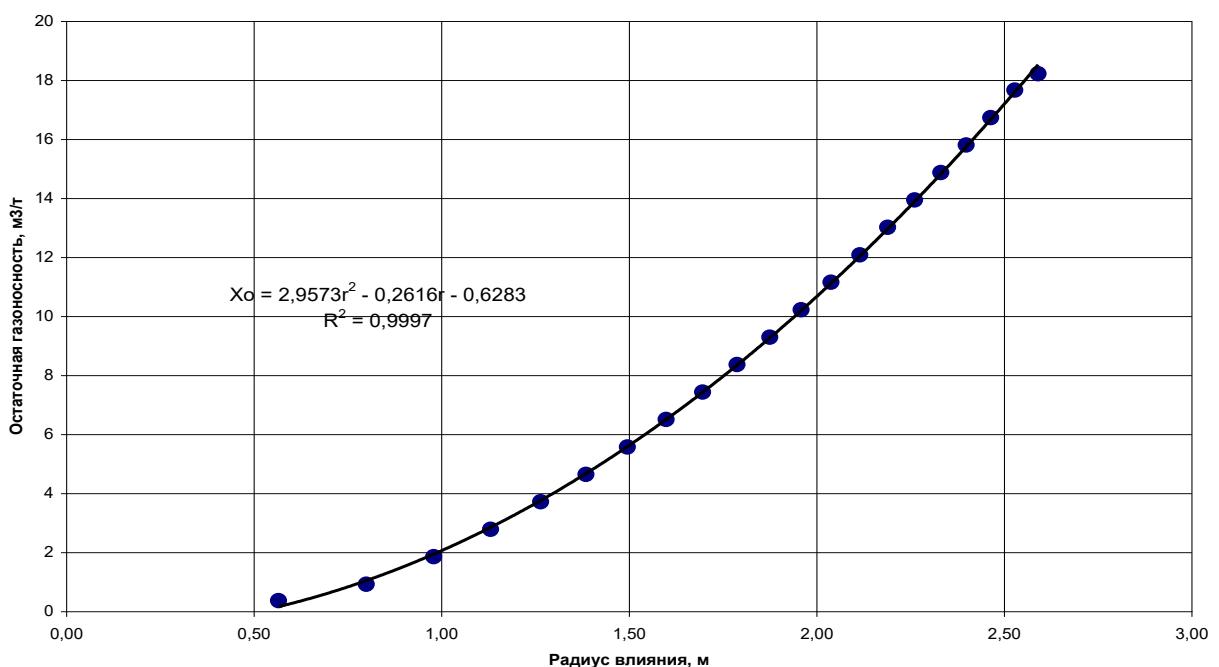


Рисунок 3.8 – Зависимость остаточной газоносности пласта от радиуса влияния пластовой скважины ВБ405Д6-1з шахты им. Ленина

Анализ фактических данных предварительной дегазации пластов К<sub>10</sub>, d<sub>6</sub> показал, что радиус влияния пластовых скважин больше зависит от величины абсолютного газовыделения в скважины и сроков дегазации. Все пластовые скважины были пробурены через 4 м, предполагая, что радиус влияния скважины равен 2 м. Фактически этого значения достигли лишь пластовые скважины им. Ленина (2,6 м). На шахтах «Абайская» и «Казахстанская» этот показатель достигал 1,8 м и 1,2 м соответственно. Удельное газовыделение из одной дегазационной скважины на шахте им. Ленина было 0,027 м<sup>3</sup>/мин, на шахте «Абайская» - 0,037 м<sup>3</sup>/мин, на шахте «Казахстанская» - 0,013 м<sup>3</sup>/мин, однако срок дегазации на шахте им. Ленина составлял 720 сут., на шахте «Абайская» - 240 сут., на шахте «Казахстанская» - 260 сут. Как видно из приведенных данных, срок дегазации в данном случае имеет решающее значение, чем он больше, тем больше радиус влияния дегазационной скважины.

Использование предложенной методики расчета радиуса влияния дегазационных пластовых скважин предоставляет возможность оценивать и управлять эффективностью работы этих скважин, увеличивая или сокращая срок дегазации, и тем самым использовать новый метод воздействия на угольный пласт для снижения его газоносности через повышение газоотдачи.

### **3.5 Энергетические затраты воздействия на угольный пласт с целью формирования в нем системы трещин**

При гидрорасщеплении пласта угля (ГРП) образуется система трещин и микрополостей различного размера и масштаба. Вся эта система трещин, сообщающихся между собой, образованы упругими силами, возникающими при гидрорасщеплении угольного пласта, в котором планируется проведение предварительной дегазации [139]. Для образования системы трещин, нужно совершить определенную работу (энергию):

$$W = P \cdot R \cdot I, \quad (3.21)$$

где  $P$  – пластовое давление;

$R$  – скважинная площадь;

$I$  – длина трещины.

Чтобы посчитать (3.21), используем данные, изложенные в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Параметры ГРП

Скважинный диаметр $r$ , м	Скважинная глубина $H$ , м	Скважинное давление $P$ , МПА	Трещины длина $I$ , м	Энергия $E$ , МДж
0.010	600.0	200.0	80.0	$3.0 \cdot 10^5$
0.015	800.0	150.0	100.0	$5.7 \cdot 10^5$
0.020	1000.0	100.0	120.0	$7.5 \cdot 10^5$

С увеличением глубины скважины энергетические затраты возрастают, что является очевидным фактом. Температурное воздействие на пласт угля

целесообразно проводить до глубин 800 м. В случае закачки температурного носителя зона прогрева может быть довольно расширена, но для этого требуются стационарные нагреватели теплоносителя.

Для расчета энергии используем формулу (3.22):

$$W = Q \cdot m = C \Delta T \cdot m; \quad m = \rho \cdot V, \quad (3.22)$$

где  $C$  – угольная теплоемкость;

$\rho$  – угольная плотность;

$\Delta T = 40^\circ\text{C}$ ;

$m$  – угольная масса.

Таблица 3.5 – Параметры температурной обработки пласта угля

Зона прогрева и ее радиус $r$ , м	Скважинная глубина $H$ , м	Угольная теплоемкость $C$ , кДж/кг·град	Угольная плотность $\rho$ , т/м <sup>3</sup>	Энергия $W$ , МДж
10.0	600.0	1.17	1.27	$1.1 \cdot 10^7$
15.0	800.0	1.21	1.45	$3.7 \cdot 10^7$
20.0	1000.0	1.40	1.60	$66.7 \cdot 10^7$

Сравнивая таблицы 3.4 и 3.5 видно, что температурная обработка пласта угля по затратам энергии в сто раз больше, чем затраты при гидрорасщеплении угольного пласта.

Чтобы увеличить газоотдачу из пласта угля можно использовать воду, соляную или угольную кислоту. Вместо кислот, можно использовать газовые компоненты в виде водорода, воздуха, азота.

Условия выбора параметров управления сорбционного угольного объема и его действия, формулируются таким способом:

а) превышение молекулярной энергии сорбата в сорбционном объеме, тем меньше его термодинамическая стабильность;

б) в соответствии с величиной термодинамической стабильности сорбаты можно расположить в ряд по ее убыванию или возрастанию.

Таблица 3.6 – Энергия сорбционной связи молекул

Сорбат	Энергия дисперсионного взаимодействия, кДж/моль	Энергия индукционного взаимодействия, кДж/моль	Общая энергия сорбции, кДж/моль	Отношение к энергии сорбции метана, кДж/моль
Метан	13.2	-	13.2	100.0
Углекислый газ	15.0	-	15.0	113.6
Хлористый водород	17.9	2.5	20.4	154.5
Примечание – Составлено по источнику [3, с. 3-250]				

Связь кристаллической решетки углерода и ее энергия с частицами молекул метана, с частицами хлорного водорода и газа углекислоты, приведено в работе [3, с. 3-250]. В таблице 3.6 показана энергия сорбционной связи выбранных веществ с углеродной решеткой (углем). Данные энергетического расчета подтверждают высказанные термодинамические правила выбора управляющих средств воздействия на сорбционный объем с целью интенсификации его газоотдачи.

Соотношения для вычислений будут таковы:

$$W = W_c \frac{\rho}{\rho_{CO_2}} \cdot \frac{V}{V_m}, \quad (3.23)$$

где  $W_c$  – сорбционная энергия;

$\rho, \rho_{CO_2}$  – угольная плотность и газа углекислоты;

$V, V_m$  – объем сорбционный и объем молярный.

Таблица 3.7 – Параметры обработки пласта угля газом углекислоты

Зона воздействия и ее радиус $r$ , м	Скважинная глубина $H$ , м	Сорбционная энергия $W_c$ , МДж	$\rho / \rho_{CO_2} 10^9$	Энергия $W$ , МДж
10.0	600.0	0.04	0.64	$21.0 \cdot 10^{13}$
15.0	800.0	0.04	0.73	$70.0 \cdot 10^{13}$
20.0	1000.0	0.04	0.80	$171.0 \cdot 10^{13}$

Из таблицы 3.7 следует, что затраты энергии, которые осуществляются путем обработки пластов угля газами (воздух, водород, азот, углекислый газ), в тысячу раз больше энергетических затрат, которые осуществляются путем термической обработки пластов угля. Как уже отмечалось ранее (раздел 1.1) использование жидкостей для осуществления гидрорасщепления угольного пласта, с целью повышения газоотдачи является наиболее эффективным технологически реализуемым методом для снижения газоносности угольных пластов за счет создания сообщающихся между собой трещин, а использование раствора соляной кислоты около 6% [1,4] и [86, с. 3-32] значительно повышает эффективность гидрорасщепления за счет карбонатных минералов. В таблице 3.8 приведена средняя характеристика наиболее часто встречающихся минеральных включений в углях шахты им. Костенко Карагандинского угольного бассейна [86, с. 3-32]. Следует отметить, что присутствие других минералов в углях таких как присутствие других минералов в углях как пирит, альбит, отроклаз, кварц, гидрослюды и реже других минералов значительно меньше чем карбонатных. Особо следует отметить присутствие в углях алюмосиликата каолина. Растворение этих минералов возможно с использованием жидкостей гидрорасщепления с содержанием комплексонов. (Киселева В.Н., 2005).

Таблица 3.8 – Минеральная включения в углях шахты им. Костенко

Карбонаты	Содержание карбонатов в неорганической части угля пластов Карагандинской свиты, %					
	$k_{12}$	$k_{10}$	$k_7$	$k_4$	$k_3$	$k_2$
Кальцит $\text{CaCO}_3$	6	15	14	7	2	1
Сидерит $\text{FeCO}_3$	2	3	3	9	1	3
Примечание – Составлено по источнику [86]						

С учётом того, что возможным порогом реакции корпоративных минералов (таблица 3.9) с соляной кислоты, в условиях НДС угольного поста на глубинах до 700 м является  $\Delta G = + 42 \text{ кДж/моль}$ , то соляная кислота может создавать трещины в угле за счёт реакции на карбонатах.

Здесь же (таблица 3.9), приведены другие минеральные включения в углях и расчёты величины  $\Delta G$  по молекулярной форме реакции (оксиды, сульфаты). Эти результаты могут быть использованы при применении водных комплексонов для гидрорасчленения угольных пластов [140].

Таблица 3.9 – Расчеты величин  $\Delta G$  по молекулярной форме реакции

Тип минерала	Название минерала	Химическая формула минерала	Ионная форма реакции	$\Delta G^\circ$ , кДж/моль
Карбонаты	Витерит	$\text{BaCO}_3$	$\text{MeCO}_3(\text{K}) + \text{H} + (\text{P}) = \text{Me}^2 + (\text{P}) + \text{HCO}_3^-(\text{P})$	-8,0
	Кальцит	$\text{CaCO}_3$		-11,7
	Арагонит	$\text{CaCO}_3$		-13,0
	Доломит	$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$		-31,4
	Сидерит	$\text{FeCO}_3$		+10,9
	Магнезит	$\text{MgCO}_3$		-31,0
	Родохрозит	$\text{MnCO}_3$		+6,3
	Калицинит	$\text{KHCO}_3$		-2,5
	Церуссит	$\text{PbCO}_3$		+9,2
Окислы	Периклаз	$\text{MgO}$	$\text{MeO}(\text{K}) + \text{H} + (\text{P}) = \text{Me}^2 + (\text{P}) + \text{H}_2\text{O}(\text{Ж})$	-249,7
	Мanganозит	$\text{MnO}$		-98,1
	Гематит	$\text{Fe}_2\text{O}_3$		+9,6
Сульфаты	Ангидрит	$\text{CaSO}_4$	$\text{MeSO}_4(\text{K}) + \text{H} + (\text{P}) - \text{M}^2 + (\text{P}) + \text{HSO}_4^-(\text{P})$	+15,9
	Гипс	$\text{CaCO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$		-16,8
	Барит	$\text{BaSO}_4$		+33,5
	Халькоцианит	$\text{CuSO}_4$		-26,0
	Сульфат железа	$\text{FeSO}_4$		-17,2
	Сульфат магния	$\text{MgSO}_4$		-43,2
	Сульфат марганца	$\text{MnSO}_4$		-18,4
	Тенардит	$\text{Na}_2\text{SO}_4$		-6,3
	Англезит	$\text{PbSO}_4$		+35,6
	Цинкозит	$\text{ZnSO}_4$		-31,4

Эффективность гидрорасчленения угольных пластов с использованием кислот, комплексонов, определяется: трещиноватостью и пористостью угольных пластов; наличием пород-гидроупоров, ограничивающих распространение жидкости в пределах угольного пласта; отсутствием тектонических нарушений в пределах площади гидрорасчленения, а также объёмной скоростью поступления растворов в пласт, его температурой и концентрацией кислот и времени выдержки раствора в пласте.

Установлено, что 17-37% карбонатов в угольных пластах Карагандинского бассейна приурочены к трещинам витринита или заполняют пористую структуру фузенита.

Вышеизложенные характеристики и перечень наиболее встречающихся минеральных включений и угля (таблицы 3.8 и 3.9) используем для расчёта энергии гидрорасчленения пласта  $W$  (таблица 3.10), используя аддитивность энергии Гиббса при условии, что  $x_i, G_i$  – соответственно, молярное концентрация и энергия Гиббса  $i$ -го минерального включения, входящего в состав угля. Тогда общая энергия Гиббса будет равна:

$$G^0 = \sum_i X_i G_i^0, \quad (3.24)$$

тогда с учетом (3.23):

$$W = G^0 \cdot \frac{V}{V_m}. \quad (3.25)$$

Здесь  $G^0$  – общая энергия Гиббса, определенная по данным таблице 3.10;  $V, V_m$  – сорбционный и молярный объемы.

Таблица 3.10 – Параметры воздействия энергии на пласт угля соляной кислотой

Зона воздействия и радиус $r$ , м	Глубина скважины $H$ , м	Гиббса эне/ргия $G^0$ , МДж	Объем $V$ , $10^4 \text{ м}^3$	Энергия $W$ , МДж
10.0	600.0	6.3	18.0	$1.13 \cdot 10^6$
15.0	800.0	6.3	54.0	$3.40 \cdot 10^6$
20.0	1000.0	6.3	120.0	$7.6 \cdot 10^6$

Из таблиц 3.9 и 3.10 следует, что угольный пласт, который подвергается гидрорасчленению раствором соляной кислоты, обладает наименьшими затратами энергии.

### 3.6 Гидрорасчленение угольных пластов в скважинах водными растворами кислот

Этот метод был предложен Ю.Ф. Васючиковым и Н.В. Ножкиным в 1966 г [3 с. 3-250; 139, с. 3-268].

Как уже отмечалось ранее (разделы 1.1, 3.5), применение водных растворов кислот для гидрорасчленения пласта эффективно за счет химического растворения минеральных включений и формировании пористо-трещиноватой

структурой изменяющей проницаемость угольного пласта. При последующей заблаговременной дегазации угольного пласта  $d_6$ , созданная трещиноватость приводит к росту эффективности, которая показана на примере шахты «Казахстанская» (таблица 3.11).

Таблица 3.11 – Показатели заблаговременной дегазации на шахте «Казахстанская»

Номер скважины	Продолжительность дегазации (месяцы)	Объем газа, извлеченный ( $\text{мм}^3$ )	Снижение газоносности ( $\text{м}^3/\text{т}$ )	Примечание
23	126	0.93	4.02	Самоистечение
24	126	1.27	6.32	Самоистечение
25	120	1.09	5.44	Станок-качалка
30	106	0.56	2.80	Станок-качалка
31	103	0.60	5.46	Самоистечение
37	80	0.80	4.01	Самоистечение

Однако, этого снижения содержания газа в пласте оказалось недостаточным для безопасного проведения подготовительных выработок по верхнему слою пласта  $d_6$ . В связи с недостаточной эффективностью заблаговременной дегазации при подготовке и отработке запасов выемочного участка применяется еще 3 этапа дегазационной подготовки [138, с. 124-135]:

1. Предварительная дегазация. Скважины бурятся по пласту с конвейерного и вентиляционного штреков, при этом желательно бурение скважин перпендикулярно основному кливажу или под углом к нему. При бурении скважин перпендикулярно к кливажу дебит скважины возрастает до 10 раз по сравнению с бурением скважин вдоль кливажа. Срок предварительной дегазации по пласту должен быть не менее года. При этом снижение газоносности пласта достигает 25%. Расстояние между скважинами определяется расчетом и составляет от 2 до 6 метров. При этом очень важно обеспечение качественной герметизации устьев скважин. На рисунке 3.9 приведены результаты оценки влияния качества герметизации скважин на компонентный состав извлекаемой метановоздушной смеси (с кислотой) при существующей практике и на экспериментальном участке с более качественной герметизацией [138, с. 124-135].

2. Опережающая дегазация в зоне влияния лавы. Используется эффект повышения проницаемости пласта в зоне опорного давления лавы в результате образования новых трещин (за счет воздействия кислот). Для более эффективного снижения газоносности пласта необходимо скважины опережающей дегазации подключать к отдельному газопроводу и на отдельную вакуум насосную станцию (далее – ВНС). Следует отметить, что зона повышенного газовыделения, как правило, не превышает 50 м (сравнить с параграфом 3.1, где зона  $L \approx 70$  м), а эффективность данного способа снижается с ростом нагрузок на очистной забой [138, с. 124-135].

3. Дегазация выработанного пространства. Проводится с целью предотвращения снижения поступления свободного газа из выработанного пространства в рабочую зону. Для этого используются вертикальные скважины, буримые с поверхности или из подземных выработок в выработанное пространство, а также отвод газовоздушной смеси через дренажные выработки. Следует отметить, что с увеличением глубины ведения горных работ и эффективность дегазации вертикальными скважинами снижается [138, с. 124-135].

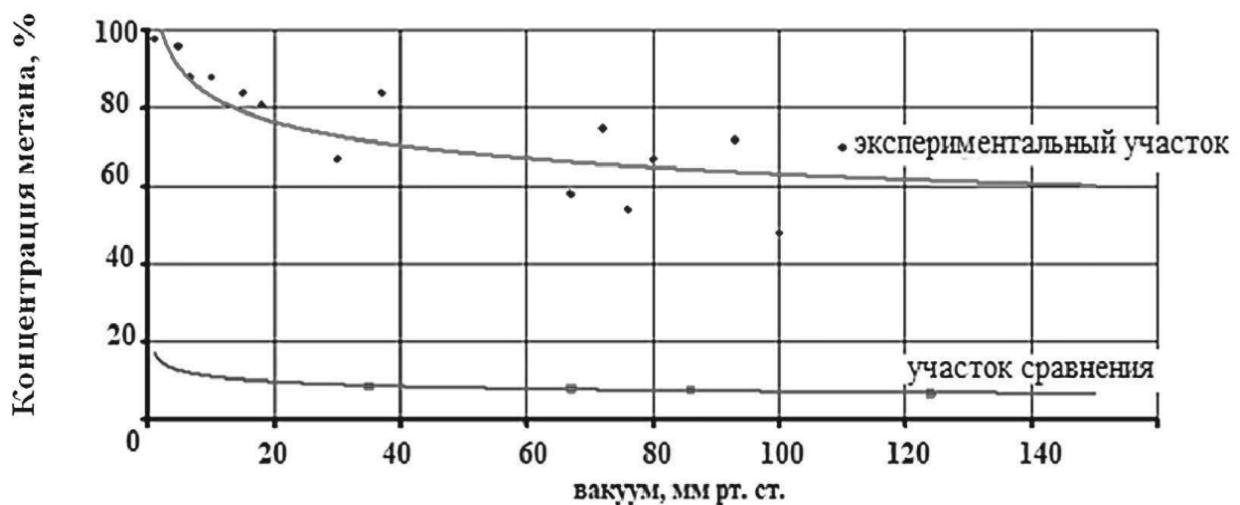


Рисунок 3.9 – Влияние эффективности герметизации устья дегазационной скважины и величины вакуума на концентрацию метана в извлекаемой смеси

Примечание – Составлено по источнику [138, с. 124-135]

Наибольший эффект дает дегазация при комплексном использовании вертикальных скважин (пробуренных с поверхности), в которых проведен гидрорасщепление с использованием кислот, дренажных выработок, пройденных на расстоянии выше пласта не менее 20-метров. Концентрация метана с использованием такой технологии составляет от 60 до 80%, а эффективность дегазации выработанного пространства достигает 80% [138, с. 124-135].

### 3.6.1 Математическая модель воздействия на угольный пласт и обработка скважин водными растворами кислот

При разработке угольных пластов одним из наиболее эффективных методов воздействия на него, в условиях напряженно-деформированного состояния, для повышения газоотдачи является заблаговременная подготовка углепородного массива, основанная на изменении его физико-механических свойств путем гидродинамического воздействия через скважины, пробуренные с поверхности.

Основы проектирования гидрорасщепления с целью дегазации путем увеличения газоотдачи угольного пласта были положены Н.В. Ножкиным [139, с. 3-268].

Горные выработки Карагандинского угольного бассейна является одной из наиболее газообильных среди угледобывающих стран. Отработанные угольные пласти  $K_{10}$ ,  $K_{12}$ ,  $d_6$  на глубинах свыше 500 м обладают газоносностью более  $18\text{M}^3/\text{т}$  и имеют низкую проницаемость (таблица 3.12) и опасны по внезапным выбросам угля и газа [3, с. 3-250; 138, с. 124-135]. Разработка угольных пластов на больших глубинах вызывает необходимость проведения заблаговременной дегазации с использованием современных технологий, таких как гидрорасщепление пласта с использованием водных растворов кислот и их комплексных соединений [140, с. 3-400].

Таблица 3.12 – Изменение газоносности (Ермеков М.А., 1966 г.) и проницаемости угольных пластов с глубиной

Пласт	Глубина, м	Газоносность $\text{м}^3/\text{т}$	Проницаемость, $10^{-2} \text{ мД}$
$K_{10}-K_{12}$	400	16,3-16,9	1,51-2,77
	600	15,0-20,0	0,19-0,35
	800	22,0-27,0	0,05-0,09
$d_1-d_6$	400	12,0-13,0	5,85-3,89
	600	13,0-16,0	0,75-0,50
	800	17,0-19,0	0,19-0,13
$d_6$	600	25,0-35,0	0,3

Примечание – Составлено по источнику [138, с. 124-135]

Использование силового воздействия на неразгруженный угольный массив совместно с химическими процессами, для его ослабления за счет разрушения минеральных включений угольного пласта в состав которых входит кальций, позволяет снизить энергетические затраты на образование трещин и повышения проницаемости угольного пласта [141].

Процесс формирования трещин, заполненных минеральными включениями водным раствором соляной кислоты, исследован Ю.Ф. Васючковым [3, с. 3-250].

В работе [141, р. 79-84] определена скорость размыва минерала на элементарной площадке трещин (рисунок 3.11).

$$v_p = \frac{b}{A} e^{\frac{\tau}{A}}, \text{ м/с,} \quad (3.26)$$

$$\text{где } A = \frac{k_p \rho_m - C_0}{K_c C_0};$$

$b$  – полуширина трещины.

$\tau = \frac{L_{mp} - Y}{w_c}$  – время реагирования в точке, удаленной от начала фильтрации

в трещине на расстояние  $y$ ;

$w$  – скорость фильтрации раствора по трещине, м/с;

$L_{mp}$  – длина трещины;

$k_p$  – коэффициент реакции, учитывающий расход массы реагирующего компонента на единицу массы прореагированного минерала (для кальцита  $k_p=0,73$ , для сидерита  $k_p=0,63$  и т.д.);

$\rho_m$  – плотность минерала, г/см<sup>3</sup>;

$K_c$  – константа скорости реакции (определяется опытным путем), с<sup>-1</sup>;

$C_0$  – начальная концентрация раствора.

Толщина растворяемого слоя минерала за время  $\tau$  определяется выражением:

$$x = b \exp\left(\frac{k_c \tau C_0}{k_p \rho_m - C_0}\right). \quad (3.27)$$

Обработка угольного пласта кислотой сопровождается нестационарным неизотермическим трехмерным процессом подачи раствора соляной кислоты в скважину при гидрорасчленении пласта (ГРП), который химически реагирует с минеральными включениями угля. Эти реакции образуют трещины, в виде блочной системы. По результатам изучения фильтрационных характеристик пластов К<sub>10</sub>, К<sub>12</sub> шахт «Саранская», «Сокурская» и им. Костенко определен тензор трещинной проницаемости угольного пласта с учетом анизотропии его свойств.

$$k = 8.45 * 10^6 \sum_{i=1}^n b_i^3 L_i (\sin^2 \alpha_i \cos^2 \phi_i - \cos^2 \alpha_i), \quad (3.28)$$

где  $b$  – раскрытие  $i$ -й системы трещин;

$L_i$  – расстояние между трещинами;

$\alpha_i$  – угол падения  $i$ -й системы трещин;

$\phi_i$  – угол между задеваемыми напряжениями фильтрации и пространства данной системы трещин.

### 3.6.2 Анализ модели транспортного потока через угольный пласт

Рассмотрим модель потока водного раствора с кислотой, а также поток водного раствора с частицами угля и метана [141, р. 79-84].

В работе [142] рассмотрена устойчивостьnanoструктурных компонентов каменного угля. Показано, что структура углей вплоть до антрацита, представляет собой совокупность плоских конденсированных гексагональных колец из углерода, связанных между собой в пространстве боковыми цепями. Интерес представляет изучение действия физических параметров способных дестабилизировать nanoструктуру углей и механизма перехода органической массы угля в газ и причин консервации в участках угольного массива, представленных дроблеными углами с большим удельным поверхностным слоем, который представляет собой nanoструктуру [88, р. 17-21; 143].

Водный раствор плотностью  $f(r, z, t)$ , который движется по зависимости  $\beta(t)$  в условной цилиндрической трещине радиуса  $R$  и длиной  $l$  с

соответствующей системой координат, может быть описан уравнением диффузии:

$$\frac{\partial f(r,z,t)}{\partial t} = a^2 \left[ \frac{\partial^2 f(r,z,t)}{\partial z^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial f(r,z,t)}{\partial r} \right) \right]. \quad (3.29)$$

где  $a^2 = D$  – коэффициент диффузии раствора.

Условия на границе и начальное условие выберем в виде:

$$\begin{aligned} f(r, z, t)|_{t=0} &= \phi(r, z), \\ f(r, z, t)|_{r=R} &= \gamma(z, t), \\ f(r, z, t)|_{z=0} &= \gamma_1(r, t), \\ f(r, z, t)|_{z=\beta(t)} &= \gamma_2(r, t), \end{aligned} \quad (3.30)$$

Задача (3.29) и (3.30) похожа на задачу решения, которой приведено в работе [34, с. 65-73], где температура заменена на плотность потока. Решая ее аналогичным образом, получим:

$$f(r, z, t) = J_0 \left( \frac{2r}{R} \right) e^{-a^2 t} \left\{ \frac{e^2 J_0 \left( \frac{2re}{R} \right)}{16a^3} \ln t + \frac{R J_1 \left( \frac{2r}{R} \right)}{16a^3} e^{-a^2 t} \ln(t-1) + \left( 1 - \frac{1}{\sqrt{t}} \right) \left( \frac{a^2}{z\pi} + \frac{a^3}{\pi^2 z \beta(t)} \right) + \left( 1 - \frac{1}{\sqrt{t}} \right) \frac{2a}{\sqrt{\pi}} \frac{1}{[z - \beta(t)]} \right\} \quad (3.31)$$

Если время  $t$  очень большое, то в результате мы получим:

$$f(r, z, t) = \frac{a^3}{\pi^2} J_0 \left( \frac{2r}{R} \right) \cdot \frac{t}{z\beta(t)}, \quad (3.32)$$

Выполним анализ полученного уравнения: плотность потока обозначим  $f(r, z, t) = \rho(r, z, t)$ . Далее,  $z = vt$ , где  $v$  – скорость водного потока,  $t$  – время его движения. Движение раздела фаз примем автомодельным  $\beta(t) = \beta_0 t$ . Воспользуемся асимптотическим представлением функций Бесселя [76, с. 3-38], тогда окончательно получим:

$$\rho(r, z, t) = \frac{D^{3/2}}{\pi^{5/2}} \sqrt{\frac{L}{r v \beta_0}} \frac{1}{r}, \quad (3.33)$$

где  $L$  – длина трещины;

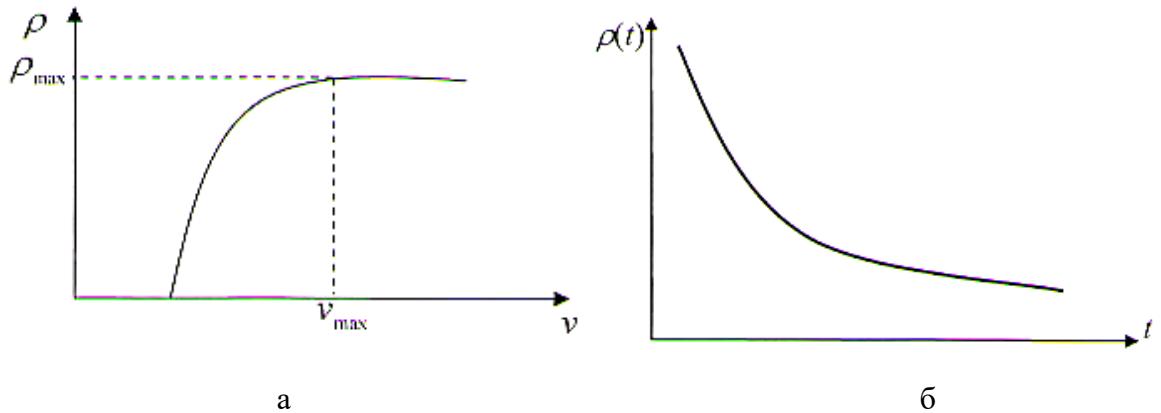
$z$  – ее радиус.

Выше обозначено  $v(z, t)$  скорость раствора в точке  $z$  в момент времени  $t$ . Полагая, что  $v(z, t)$  зависит только от плотности  $\rho$ , получим, что трещина пуста ( $\rho = 0$ ), раствор движется с максимальной скоростью  $v = v_{max}$ , при наполнении трещины скорость движения падает до полной остановки ( $v = 0$ ), когда  $\rho = \rho_{max}$ . Эта модель называется моделью В.Д. Гриншильда.

Математически эти условия выглядят так:

$$\rho = \rho \left( 1 - \frac{v}{v_{max}} \right)_{max} \quad 0 \leq v \leq v_{max}, \quad (3.34)$$

Графически соотношения (3.33) и (3.34) имеют вид, изображенный на рисунке 3.12.



а – зависимость плотности потока от скорости движения раствора; б – зависимость плотности потока от времени

Рисунок 3.12 – Кривые

Если под плотностью потока жидкости принять степень растворения минеральных включений кислотой, а под скоростью движения потока принять скорость реакции раствора (которая пропорциональна коэффициенту диффузии  $D$ ), то получим экспериментальные закономерности, изложенные в работе (В.Т. Литвина 2016), которые подтверждают кривые (рисунок 3.12), описываемую уравнениями (3.33) и (3.34).

**Вязкость раствора.** Из формулы (3.33) видна существенная зависимость плотности потока раствора от коэффициента диффузии, т.е. его реологии, который равен, согласно классической теории Ньютона [7, с. 3-380],  $D = \nu$ , где  $\nu$  – кинематический коэффициент вязкости.

Рассмотрим вязкость раствора с позиции термодинамического подхода, в качестве функции отклика [142, с. 11-17] возьмем кинематическую вязкость  $\nu$ , тогда будем иметь:

$$\nu = \frac{kT}{c} * \frac{W}{G_{cm}^0} * \bar{N}, \quad (3.35)$$

где  $\bar{N}kT = \rho V = (V = 1) = \rho$  – давление в потоке раствора;

$W$  – кинетическая энергия частиц (молекул) раствора  $W = \frac{mv_2}{2}$ ;

$G_{cm}^0$  – энергия смеси (раствора);

$c = const$ ;

$m$  – масса частиц;

$v$  – их скорость. Уравнение (3.35) примет вид:

$$v = \frac{1}{c} * \frac{\rho}{2G_{cv}^0} * mv^2. \quad (3.36)$$

Учитывая, что  $G^0 = \sigma S$ ,  $S$  – единичная площадь, получаем следующее уравнение связи вязкости раствора с ее поверхностным натяжением наночастиц поверхностного слоя угля  $\sigma$ :

$$v = \frac{J}{\sigma}, \quad (3.37)$$

где  $J$  – постоянная жидкости при данных термодинамических условиях.

Связь кислотного потока со структурой угля. Уравнение (3.37) справедливо и для угольного пласта, по которому водный раствор с кислотой пропорционален поверхностной энергии угля  $\sigma_y$ . В таблице 3.13 приведены структурные характеристики угля различных марок.

Таблица 3.13 – Поверхностная энергия и удельная теплоемкость марок угля Карагандинского бассейна

Марка угля	$R(I)$ , нм	$Tm$ , К	$\sigma$ , мДж/м <sup>2</sup>	Теплоемкость, Дж/кг К
Бурые (Б)	214.2	1473	1178	1440
Длиннопламенные (Д)	198.7	1588	1270	1380
Газовые (Г)	198.5	1590	1272	1333
Жирные (Ж)	190.4	1657	1326	1280
Коксовые (К)	180.8	1745	1396	1080
Отощенно-спекающие (ОС)	197.4	1598	1278	1327
Тощие (Т)	175.8	1826	1461	1161
Антрациты (А)	151.5	2083	1667	815

Здесь  $d(I)$  – толщина поверхностного слоя угля, представляющего собой наноструктуру.

Из уравнения (3.30) видно, что  $D = v \approx d(I) \approx \frac{1}{\sigma_y}$ , следует, что плотность кислотного раствора уменьшается от бурого угля к антрациту за счет более высокой скорости реакции кислоты в бурых углях и снижается к антрацитам.

Следующим важным моментом, на который необходимо обратить внимание, это связь удельной теплоемкости угля с толщиной поверхностного слоя  $d(I)$ , а также на то, что удельная теплоемкость угля [143, с. 45-53] достаточно коррелирует с поверхностной энергией. Так наибольшая теплоемкость наблюдается у бурых углей с содержанием углерода < 76%, способных к самовозгоранию, наименьшая у антрацитов.

Чтобы рассчитать структуру трещин в угольном пласте после кислотной обработки, используют число Дамкёлера, которое равно:

$$N_{D_2} = \frac{\pi d L k}{q}, \quad (3.38)$$

где  $q = \rho(r, z, t)$ ;

$t$  - расход жидкости по времени внутри трещины;

$d = d(I)$  - диаметр трещины;

$L$  - длина трещины;

$k$  - константа скорости реакции.

В работе Джадарпур Хамед (диссертация канд. техн. наук, С-Л., 2018, 188 с) приведены экспериментальные результаты изменения формы трещин при разных законах закачки  $q = \rho(r, z, t)$  кислотного раствора в карбонатный коллектор, из которых видно, что при низких значениях скорости закачки (0,06-0,07 см<sup>3</sup>/мин) ветвление трещин, вдоль характерной длины трещины, максимально. При увеличении величины расхода до 9,8 см<sup>3</sup>/мин формируется практически одна трещина с малым, ветвлением мелких, оперяющих трещин имеющей критический радиус  $r_k$  [143, р. 17-21], величина которого может быть определена выражением:

$$r_k = \frac{2\sigma_\phi V}{RT} = \frac{4\sigma_\phi V}{mu^2}, \quad (3.39)$$

где  $\sigma_\phi$  – межфазное напряжение;

$V$  – молярный объем;

$R$  – универсальная газовая постоянная;

$T$  – температура.

Таким образом, уравнение (3.39) позволяет оценить критическую скорость потока раствора  $v$  через характеристики трещины и раствора ( $W = RT$  - кинетическая энергия частиц (молекул) раствора  $W = \frac{mv^2}{2}$ ).

С учетом (3.39) нетрудно получить формулу для расчета оптимального количества трещин  $N$  на единицу площади угольного пласта:

$$N = \frac{1}{k_B \ln 2} \sqrt{\ln \left( 1 - \frac{2\sigma_0}{v} \right)}, \quad (3.40)$$

где  $k_B$  – постоянная Больцмана. Произведение  $k_B \ln 2$  - энергетический эквивалент одной единицы информации.

Число трещин на единицу площади угольного пласта не может быть сколь угодно большим, и оно пропорционально его пористости, которая, в свою очередь, определяется принципами плотнейшей упаковки частиц угля.

Известно, что, температура угольного пласта растет с глубиной залегания, растет и испытываемое пластом геостатическое давление.

Естественно, то, что жидкость гидрорасщепления угольного пласта также будет принимать эти параметры.

Таким образом, нами получено уравнение плотности потока раствора в трещине угля при проведении гидрорасчленения пласта для повышения газоотдачи метана в пласте в условиях НДС для снижения его содержания в целях безопасной добычи угля подземным способом.

### **Выводы по третьему разделу**

1. Разработана методика расчета радиуса влияния дегазационных пластовых скважин на примере фактических данных удельного газовыделения из пластовых скважин, что дает возможность оценивать и управлять эффективностью их работы.

2. Проведенные исследования [132, с. 46-48] дают основание предложить технологию для предотвращения газодинамических явлений при ведении горных работ по пласту  $d_6$ , включающую бурение скважин из полевой газодренажной выработки, проводимой под пластом в угольный пласт, параметры которых экспериментально определяются и заложены в паспорт противовыбросных мероприятий.

3. Установлена зависимость плотности потока раствора гидрорасчленения от коэффициента диффузии, от структуры угля; получена связь кинематической вязкости от давления в потоке раствора гидрорасчленения; скорости, массы частицы и энергии Гиббса смеси и раствор расчленения угольные частицы; получена связь вязкости раствора с поверхностным напряжением наночастиц поверхностного слоя угля; получено уравнение связи, определяющее структуру трещин гидрорасчленения связывающие её со скоростью закачки раствора в угольный пласт; определён критический радиус формирования трещины; установлена связь динамической вязкости раствора гидрорасчленения от температуры.

4. Полученные уравнения связи плотности раствора кислот гидрорасчленения применимы для численного анализа с целью оценки влияния углей различных марок на эффективность формирования трещин в угле и их числа, с учётом кинематической вязкости, в термодинамических условиях залегания угольного пласта.

## **4 РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГАЗООТДАЧИ С УЧЕТОМ ЕГО НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ**

### **4.1 Технология воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи**

В Карагандинском угольном бассейне отработка угольных пластов мощностью от 1 до 6 метров осуществляется на глубине от 600 до 800 метров. На шахтах добываются коксующиеся угли пластов К<sub>12</sub>, К<sub>10</sub>, К<sub>7</sub>, d<sub>6</sub>. Все они опасны по внезапным выбросам угля и газа и склонны к самовозгоранию [138, с. 124-130].

Пласт d<sub>6</sub> является мощным пластом с четкой зоной нарушений (0,2-1,2 м) в нижней части пласта, коэффициент крепости по М.М. Протодьяконову -0,5бс, проницаемость низкая, что затрудняет процесс бурения скважин с промывкой из-за угольной мелочи. Коэффициент диффузии нижней пачки угля на несколько порядков больше чем верхней пачки пласта. По этой причине пласт d<sub>6</sub> особо опасен по выбросам, и (особенно нижняя пачка пласта, в которой отмечается повышенное содержание свободного метана [138, с. 124-130]).

С увеличением глубины залегания угольных пластов повышается содержание метана и уменьшается проницаемость (таблица 3.13).

Установленные закономерности требуют более эффективного предварительного дренирования и повышения проницаемости угольных пластов за счет гидорасчленения через вертикальные скважины или за счет его подработки. На шахтах Карагандинского угольного бассейна наиболее успешно применяются способы, включающие вертикальные скважины с поверхности, газодренажные выработки и скважины из подземных выработок [138, с. 124-130].

На примере результатов по воздействию на угольный пласт для повышения газоотдачи, путем гидорасчленения на пласте d<sub>6</sub> шахт им.Ленина, «Казахстанская», показано, что одним из важнейших условий эффективного извлечения метана, являлось соблюдение регламента освоения скважин по извлечению рабочей жидкости из зоны воздействия, также отмечено, что этот процесс осложняется формированием пробок из мелкого угля и закупориванию скважин. Другой причиной может быть наличие незафиксированных микровыбросов. Использование химических реагентов при гидровоздействии позволяет снизить влияние закупривание скважин угольной мелочью и глиной, что в последующем было подтверждено на шахте «Казахстанская» по пласту d<sub>6</sub> [138, с. 124-130].

В целях снижения содержания метана в пласте для безопасного проведения подготовительных выработок по верхнему слою, предотвращения внезапных выбросов угля и газа была предложена технология предварительной проходки газодренажной выработки по пластам для разгрузки их от горного давления и бурения из нее в пласт дегазационных скважин (рисунок 4.1) [138, с. 124-130].

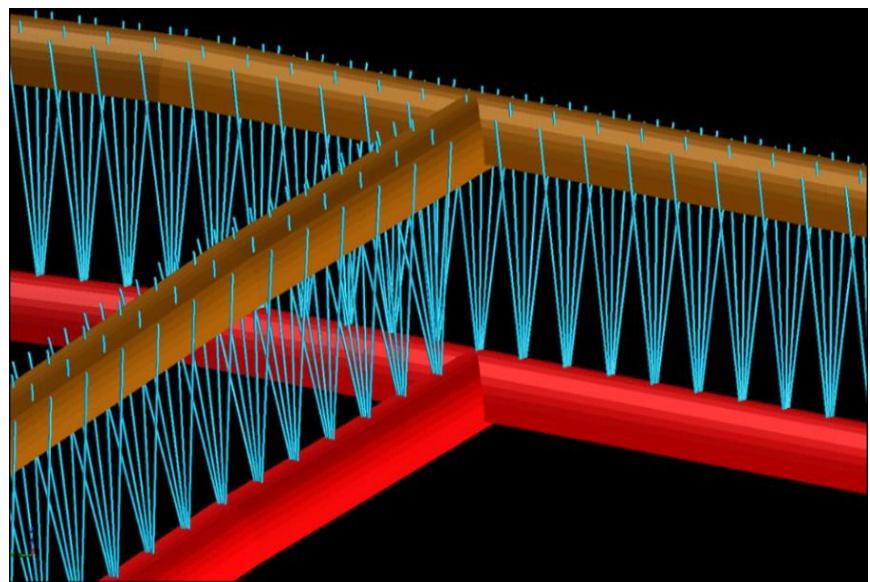


Рисунок 4.1 – 3D визуализация полевой подготовки

Примечания:

1. Выделено красным – пройденные полевые выработки с использованием дегазационных скважин для подготовительных штреков по пласту коричневым – планируемые пластовые выработки
2. Составлено по источнику [138, с. 124-130]

В работе [144] показано, что при отработке верхнего слоя пласта  $d_6$  добывающими участками 312  $d_6-13$ , 322  $d_6-13$  возникли осложнения в связи с высокой метанообильностью очистных выработок. Это связано с миграцией с метана из нижнего слоя угольного пласта. Долевое соотношение выделения метана из разрабатываемого пласта и выработанного пространства соответственно равны 0,15-0,20 и 0,80-0,85, а в зоне геологических нарушений эти значения возрастают в 1,5-2 раза.

На основе опыта отработки пласта  $d_6$  лавой 322  $d_6-13$  можно провести оценку возможной нагрузки на очистной забой по мере отработки выемочного столба [144, с. 53-56].

На части шахтного поля, ниже горизонта 00 осуществлено бурение с поверхности 15 скважин, в которых в интервалах 468-527 м проведен ГРП. Средний суммарный каптаж метана из пласта  $d_6$  (таблица 4.1) при дегазационной подготовки лавы 312  $d_6-13$  в зонах комплексной дегазации (заблаговременная + предварительная) в 1,9 раза больше, чем в аналогичных зонах лавы 322  $d_6-13$ , и составляет  $7,20 \text{ м}^3/\text{т}$  против  $3,75 \text{ м}^3/\text{т}$ . Вне зон ГРП это соотношение ещё больше, что еще раз подтверждает эффективность способов дегазации, изложенных в работе [138, с. 124-134].

Суммарный средний каптаж метана скважинами ГРП определен относительно к запасам выемочных столбов (таблица 4.2). среднее извлечение метана на добывающих участках 312 и 322 составили  $2,64$  и  $2,65 \text{ м}^3/\text{т}$ . Пластовыми скважинами на участках извлечено  $1,34 \text{ м}^3/\text{т}$  и  $0,09 \text{ м}^3/\text{т}$ . Различие обусловлено разными сроками предварительной дегазации [144, с. 53-56].

Таблица 4.1 – Суммарный средний капитаж метана по участкам

Добычной Участок	Объем извлеченного метана, тыс. м <sup>3</sup>			Дегазируемые запасы, тыс. т	Средний съем метана в зонах, м <sup>3</sup> /т
	ГРП	пласт. скв-ми	прочими способами*		
312 d <sub>6</sub> -1з	3 771,5	2 772	3 725	1 426	7,20
322 d <sub>6</sub> -1з	5 689	181 3	1 886	2 070	3,75

\* – газ, выделившийся в полевую выработку из пласта D6; с обнаженной поверхности пластовых выработок; капитированный газодренажными скважинами, пробуренными из полевых выработок.

Примечание – Составлено по источнику [144, с. 53-56]

Для объективной оценки, ожидаемой метанообильности пласта d<sub>6</sub> добывчных участков западного крыла шахты «Казахстанская» проведена оценка метаноносности пласта. Для расчета выемочные столбы разбиты на зоны, которые условно считались зонами влияния группы скважин ГРП и зоны, где это влияние ГРП несущественно. В таблице 4.2 приведены данные по извлечению метана в этих зонах до пуска лав [144, с. 53-56].

Таблица 4.2 – Предварительный и заблаговременный капитаж метана по зонам

Участок	Зона	Съем метана, $\Delta X$ , м <sup>3</sup> /т	Участок	Зона	Съем метана, $\Delta X$ , м <sup>3</sup> /т
312 d <sub>6</sub> -1з	ГРП-24,37,31	11,4	322 d <sub>6</sub> -1з	ГРП-26, 46, 51	4,5
	ГРП-24	10,4		ГРП-26, 27, 31, 46	3,1
	ГРП-23	9,5		ГРП-25, 34	3,1
	Вне зоны ГРП	4,1		Зона сравнения	2,2
	ГРП -28	4,7		ГРП -28, 30, 32	3,8
	ГРП -29	8,0		ГРП -29	3,6

Примечание – Составлено по источнику [144, с. 53-56]

По величине газоносности нами проведен расчет прогнозной метанообильности участка 312 d<sub>6</sub>-1з при ежесуточной добыче 5000 тонн/сутки, которая равно 69,7 м<sup>3</sup>/мин, а для участка 322 d<sub>6</sub>-1з она составила 112,9 м<sup>3</sup>/мин при добыче 4000 тонн/сутки. Метаноносность рассчитана по длине выемочного столба лавы 322 d<sub>6</sub>-1з (рисунок 4.2) с учетом заблаговременной и предварительной дегазации скважинами ГРП и пластовыми скважинами [144, с. 53-56]. Из рисунка 4.2 следует, что закономерность изменения метаноносности для обоих участков совпадает, что дает возможность сделать следующие выводы [144, с. 53-56]: ожидаемая метаноносность пласта d<sub>6</sub> ниже горизонта ±00 м на поле добывчного участка 332 d<sub>6</sub>-1з, аналогична метаноносности 312 d<sub>6</sub>-1з и 322 d<sub>6</sub>-1з добывчных участков; изменение метаноносности на западном крыле шахты имеет параболический вид с максимумом в диапазоне 1100-1200 м от уклонов. Метаноносность уменьшается к монтажной камере 332 d<sub>6</sub>-1з, приближаясь к

метаноносности этого пласта  $d_6$  на шахте им. Ленина (лава 401  $d_6-1\beta$ ) в сторону востока.

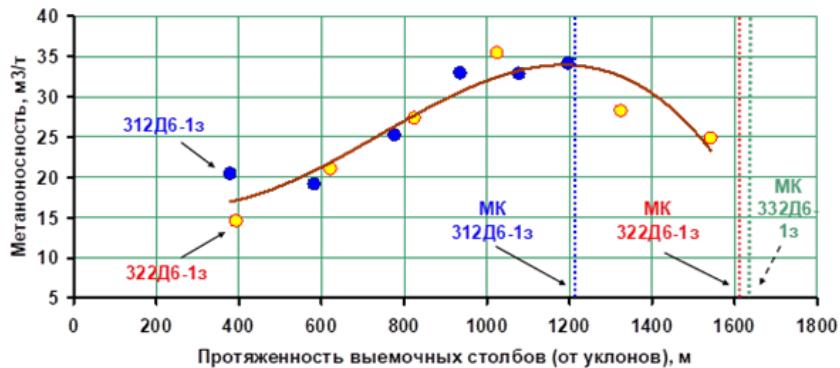


Рисунок 4.2 – График изменения метаноносности пласта  $d_6$  на западном крыле шахты «Казахстанская» ниже горизонта 00

Отвод метана из выработанного пространства добывчных участков 312  $d_6-1\beta$  и 322  $d_6-1\beta$  выполняется вертикальными скважинами, пробуренными с поверхности, изолированным отводом из-за перемычек. Эффективность дегазации выработанного пространства составила  $0,75 \div 0,85$ , она определяет возможную нагрузку на добывчной участок и зависит от газообильности призабойного пространства, при этом предельное ее значение должно быть ниже допустимой по газовому фактору нагрузки на очистной забой [3, с. 3-250].

Выполним расчет прогноза среднесуточной добычи при отработке участка 332  $d_6-1\beta$ , для этого используем данные по извлечению метана скважинами ГРП (таблица 4.2), средними значениями дегазации  $3,0 \div 3,5 \text{ м}^3/\text{т}$ .

Графики изменения природной (Хпр) и остаточной (Хост) метаноносности пласта  $d_6$  от протяженности выемочного столба приведены на рисунке 4.4. Здесь же в виде гистограммы отражена среднесуточная добыча по «газовому фактору» на выемочном участке 332  $d_6-1\beta$ . Из графиков видно, что среднесуточная добыча по газовому фактору колеблется в пределах 3000-5000 т/сут. На среднем участке в интервале 700-1430 ее значение не превышает 2000-2500 т/сут, что вызывает необходимость бурения дополнительных скважин в этом интервале для дегазации или же выполнять поинтервальное гидрорасчленение в действующих дегазационных скважинах [144, с. 53-56].

Таким образом, уровень дегазационной подготовки добывчных участков определяет среднесуточную добычу угля. Так, увеличение метанообильности добывчного участка на 11% снижает среднесуточную добычу на 26% [144, с. 53-56]. Эти закономерности требуют разработки новых методов воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи (рисунок 4.3).

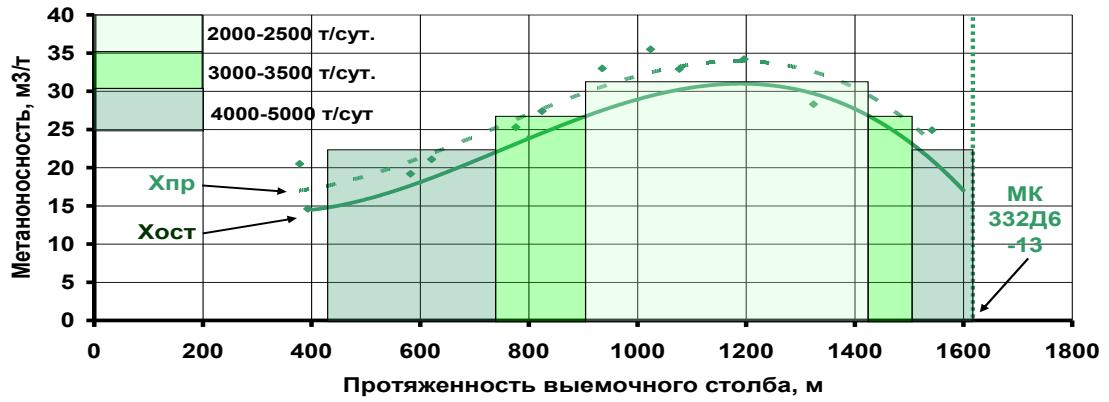


Рисунок 4.3 – Прогнозная метаноносность пласта  $d_6$  на добывчном участке 332 д6-1з и среднесуточная добыча

Примечание – Составлено по источнику [144, с. 53-56]

#### 4.2 Математическая модель энергетического воздействия на угольный пласт для повышения метанотдачи

В работе [145] рассмотрен вопрос преобразования твердой фазы «уголь+метан» в газообразное состояние, с последующим движением газообразного метана по трещинам пласта к скважине.

Для описания процесса преобразования раствора твердого «уголь+метан» в свободный метан, воспользуемся моделью, изложенной в работе [146].

Преобразование твердой фазы «уголь+метан» в газообразное состояние можно описать на основе модели [146, с. 122-126]:

$$P = \frac{2\Delta S}{k\tau} \exp \left\{ -\frac{E_m - G^0 / \bar{N}}{kT} \right\}, \quad (4.1)$$

где  $\Delta S$  – изменение энтропии в диссипативном процессе;

$E_m$  – значение средней энергии основного состояния молекул;

$\tau$  – время релаксации;

$\bar{N}$  – число молекул.

Если в формуле (4.1)  $\bar{N}$  заменить на концентрацию молекул  $C$ , то энергия активации связи «уголь+метан» деструкции угля имеет вид:

$$E_a = \frac{E_m - G^0 / C}{kT}, \quad (4.2)$$

где  $E_m = \sum_i E_c$  – молекулярная энергия связи различных газов;

$E_i$  – набор уровней энергии молекул;

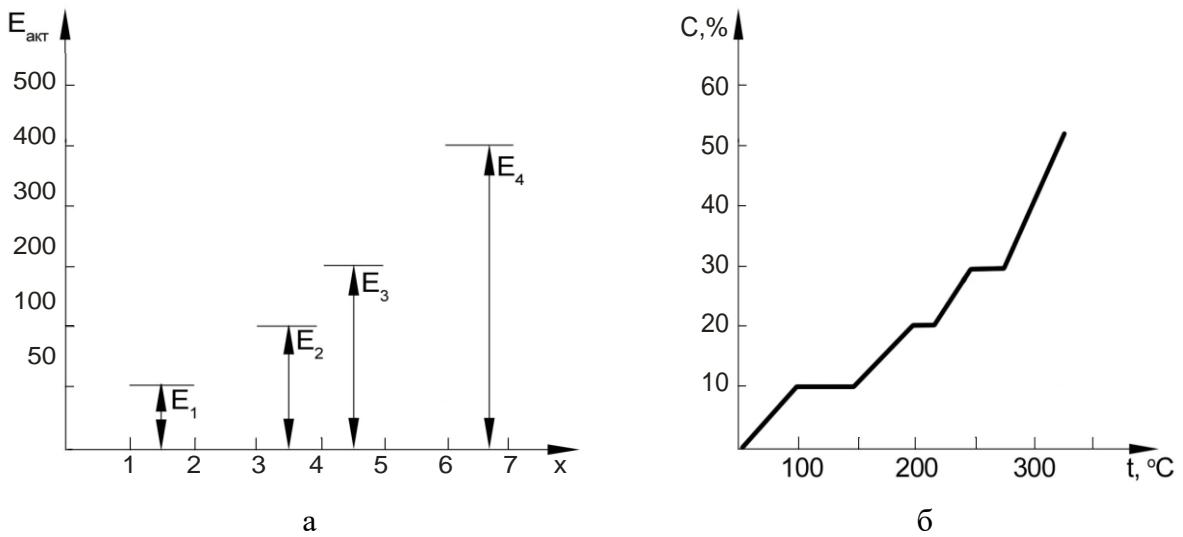
$C = \sum_i C_i G_i$  – концентрация молекул различных газов, входящих в состав системы.

Для системы «уголь+метан», при условии что угольный газ – метан, имеем:

$$E_a = \frac{E_m - G_m^0 / C_m}{kT}. \quad (4.3)$$

При условии, что средняя энергия связи метана с углем в системе уголь – метан равна 200 кДж/моль [85, р. 65-66], то уравнение (4.3) можно представить в виде:

$$E_a = \frac{200 - G^0 / C}{kT}. \quad (4.4)$$



а – энергии активации молекул угольного вещества; б – функция газовыделения из угольного вещества

Рисунок 4.4 – Схематическое представление о распределении активационная энергия деструкции системы «уголь+метан» и температурная зависимость газовыделения

Графики на рисунке 4.4 демонстрируют изменение активационной энергии деструкции угольного вещества  $E_m$  от молекулярной энергии различных газов входящих в систему (рисунок 4.4а), а также ступенчатость функции газовыделения из угольного вещества (рисунок 4.4б).

Изложенное дает основание утверждать, что активационная энергия деструкции системы «уголь +метан» является функцией температуры.

$$E_a = \phi(\sum_i E_i) \quad (4.5)$$

Здесь мы приняли  $E_m = 200$  кДж/моль – средняя энергия связи метана в угольном веществе. Энергия активации распада углеметана зависит от температуры так, как это показано на рисунке 4.5а. При температуре  $T = T_p$ , собственно, и начинается распад углеметана.

В работе [147] для углей ряда метаморфизма методом дериватографии (рисунок 4.4) определены значения энергии активации, которые оказались примерно одинаковыми – около  $E_a = 0,65$  кДж/моль.

Выше уже отмечалось различие температур начала газовыделения, например, самая высокая у фюзенита ( $390^{\circ}\text{C}$ ), витринита ( $335^{\circ}\text{C}$ ), экзинита ( $250^{\circ}\text{C}$ ). При этом  $kT \approx 825 \cdot 10^{-23}$  Дж  $\text{K}^{-1}$ . С учетом всех чисел имеем:  $G^0/c = 200 - 536 \cdot 10^{-23}$ . Второй член этого выражения пренебрежительно мал.

С учетом этих залеганий активационную энергию деструкции молекул углевещества обозначим через  $E_m$ , тогда будем иметь:

$$\frac{G^0}{c} = E_m \quad (4.6)$$

Активационная энергия деструкции молекул углевещества тем меньше, чем меньше Гиббсовая энергия системы «уголь+метан».

Если за относительное выделение метана мы в формуле (4.1) возьмем  $P = \frac{c}{c_0}$ , и линеаризуем это выражение, то получим формулу (4.7):

$$c = \frac{kT}{C_1} \cdot \frac{A}{G^0} \cdot c_0^2, \quad (4.7)$$

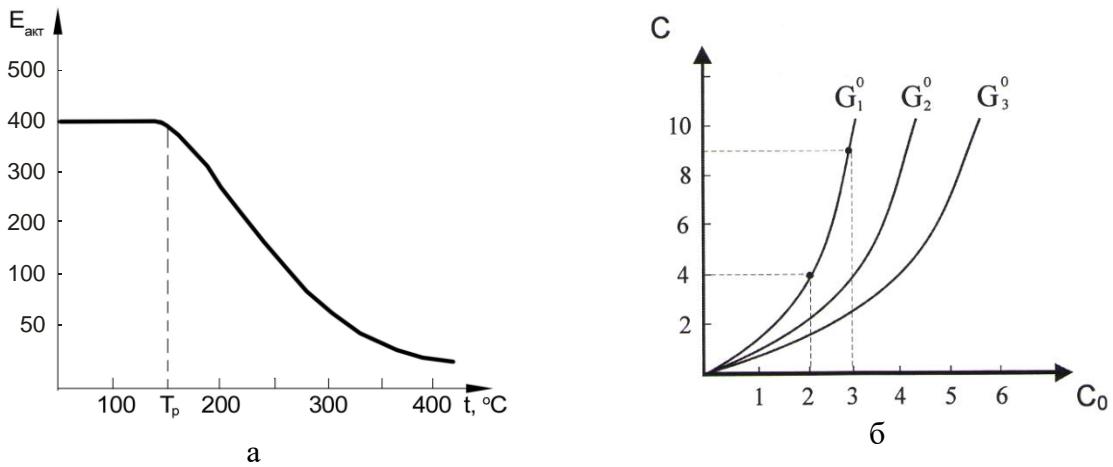
при  $c_0$  – молекулярная доля метана или начальная концентрация метана в углевеществе (угольном пласте);

$A$  – молекулярная энергия (или работа);

$C_1$  – постоянная.

На рисунке 4.5а схематически показано изменение энергии активации метана при распаде «углеметана» свидетельствующее о том, что с ростом температуры пласта  $E_{\text{акт}} = \text{const}$  до  $T_p$ , затем ростом температуры, этот процесс непрерывен при резком снижении  $E_{\text{акт}}$ .

Формула (4.7) показывает квадратичную зависимость выделения газа от метаносности среды угольного пласта (рисунок 4.5б). Полученный при распаде метан, а также метан, адсорбированный в порах угольного пласта, движется по трещинам и доходит до скважины.



а – схематическое изображение температурной зависимости энергии активации распада углеметана; б – зависимость газовыделения от метаноносности угольного пласта

Рисунок 4.5 – Изменение энергии активации метана при распаде «углеметана»

Установлено, что температура начала появления летучих веществ при нагреве различных видов гумусовых углевеществ закономерно возрастает в ряду: бурый уголь → каменный уголь → антрацит.

Эта закономерность объясняется влиянием толщины нанослой угольного вещества: так для бурых углей она равна 214,6 нм (таблица 2.5), а для антрацитов она равна 151,5 нм (таблица 2.5), а также различием поверхностной энергии этих марок (таблица 2.2) бурые угли – 1178 мДж/м<sup>2</sup>, антрациты – 1667 мДж/м<sup>2</sup>, которая определяет длину трещин нанослоя, она уменьшается от бурых углей к антрацитам. Следует отметить, что нами установлена закономерность изменения числа трещин в угле (деструкция) от скорости роста трещин (раздел 2.4) из которого следует, что скорость развития трещины под действием температуры (термическая деструкция) определяется скоростью изменения температуры, а значит начало  $E_m$  (4.4) и максимум газовыделения С, также определяются этой закономерностью, которую можно записать в виде производной:

$$-\frac{dc}{d\tau} = ac_n^\tau, \quad (4.8)$$

где  $\frac{dc}{d\tau}$  – скорость реакции;

$\tau$  – время;

$a$  – константа скорости реакции;

$c$  – газовыделение;

$n$  – порядок реакции, определяемый газом входящим в состав системы.

Константа скорости связана с температурой и выражается законом Аррениуса:

$$k = k_0 \cdot e^{-\frac{E}{RT}}, \quad (4.9)$$

где Е – энергия активации;

$k_0$  – предэкспоненциальный множитель;

T – температура эксперимента.

Скорость реакции при изотермических условиях:

$$-\frac{dc}{dt} = k_0 e^{-\frac{E}{RT}} \cdot c^n. \quad (4.10)$$

Это уравнение не позволяет сделать характеристику всего процесса деструкции системы «уголь+метан», которая состоит из многих составляющих.

Но процесс основного термического разложения можно описать уравнением формальной кинетики 1-го порядка и рассчитать энергию активации  $E_a$ . Имеется множество уравнений, описывающих термическую деструкцию (Фитцджеральда, Ван-Кревелена, М.Г. Резника, В.В. Мочалова, М.Г. Скляра и др.). Одна из последних работ [148] рассматривает процесс переноса метана из угольного пласта с помощью уравнения Больцмана. Но для нас важно следующее: все кинетические системы описания переноса метана, в той или иной мере содержат энергию активации этого процесса в формуле (4.6) нами получена связь этой энергии с потенциалом Гиббса и концентрацией метана. Все эти величины определяются экспериментально.

Таким образом, новым методом воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи с учетом НДС в скважинах глубиной более 800 м должен быть метод, основанный на термохимическом разложении метана, т.е. при одновременном воздействии на угольный пласт жидкостью гидрорасщепления с кислотой и температурой.

В настоящее время на шахтах в Карагандинской области метан добывается как попутный продукт при дегазации угольных пластов перед добычей угля. Полученный газ либо используется для собственных нужд предприятия, либо выбрасывается в атмосферу [149].

### 4.3 Геофизические методы выделения угольных пластов Карагандинского бассейна с высокой газоносностью

Как уже отмечалось в 1 главе, для успешного воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи должны быть учтены все геологические, технологические факторы по целенаправленному выбору технологических решений. К числу таких факторов относится природная газоносность пласта и ожидаемое газовыделение.

#### 4.3.1 Электрический каротаж

Его использование описано нами в работе [150]. В скважине измеряется удельное электрическое сопротивление [151] по формуле (4.11): для изотропной среды

$$\rho_K = K \frac{\Delta U}{I}. \quad (4.11)$$

где  $K$  – коэффициент зонда;

$\Delta U/I$  – электрическое сопротивление среды.

Если мы в качестве функции отклика  $\Phi$  в [151, с. 3-120] возьмем относительное газовыделение –  $\Phi = c/c_0$  и линеаризуем это выражение, то мы получим формулу (4.12):

$$c = \frac{kT}{C_1} \cdot \frac{A}{G^0} \cdot c_0^2. \quad (4.12)$$

где  $c_0$  – начальная концентрация метана в угольном пласте, т.е. (метаносность);

$A$  – работа (энергия) внешних сил (поля) (в данном случае электрических;  $C_1$  константа).

Проводимость  $\sigma$  связана с сопротивлением  $\rho$  соотношением [152]:

$$\rho_K = 1/\sigma = C \cdot G^0/eN, C = \frac{C_1}{kT}. \quad (4.13)$$

Сравнивая теперь формулы (4.11) и (4.13), находим связь между газовыделением и удельным сопротивлением угольного пласта:

$$c_0 = \alpha \cdot T/\rho_K. \quad (4.14)$$

Газовыделение линейно зависит от глубины  $h$  залегания пласта:

$$c_0 = \beta \cdot h. \quad (4.15)$$

Температурная зависимость сопротивления имеет вид:

$$\rho_K = \gamma \cdot T. \quad (4.16)$$

Обычно, для угольных пластов Карагандинского бассейна:

$$c_0 \approx 10^{-4} \cdot h(\text{мД/м}). \quad (4.17)$$

Если теперь использовать работу, где определено электрическое сопротивление углей марок Г, Ж, К при различных температурах, то можно получить формулу (4.18):

$$\rho_K \approx 10^4 \cdot T(\Omega \cdot m/K). \quad (4.18)$$

Окончательно, имеем оценку связи между газоносностью и электрическим сопротивлением углей:

$$c_0 \approx 10^{-8} \cdot \rho_K \cdot h(\text{мД/м}). \quad (4.19)$$

Возьмем значение глубины  $h = 410$  м и удельного газовыделения  $66 \text{ м}^3/\text{т}$  ( $0,6 \cdot 10^{-3} \text{ мД} = \text{м}^2/\text{т}$ ). Эти средние значения для пласта К<sub>10</sub> полученные в зонах опасных проявлений при проведении подготовительных выработок. Сделаем расчет по формуле (4.19) при  $T = 600$  К:

$$\rho_K \approx 0,9 \cdot 10^6 (\text{Ом} \cdot \text{м}). \quad (4.20)$$

По данным работы [153] при температуре  $T = 600$  К электрическое сопротивлением углей марки К равно  $9 \cdot 10^6$  ( $\text{Ом}^*\text{м}$ ), а углей марки Ж (что отвечает углям шахты им. Ленина) равно  $23 \cdot 10^6$  ( $\text{Ом}^*\text{м}$ ). Уравнение (4.20) дает электрическое сопротивлением углей в выбросоопасных зонах в 10 раз (для марки К) и 20 раз (для марки Ж) меньшее значение, что и может быть признаком зон с повышенной газоотдачей. В работе [154] подчеркнуто, что при подземной разработке угольных пластов, склонных к внезапным выбросам угля и газа, газовыделение при выбросах составляет примерно  $50\text{-}100 \text{ м}^3/\text{т}$  в Кузбассе, а в Карагандинском бассейне более  $100 \text{ м}^3/\text{т}$ , что значительно превышает природную газоносность пластов.

Таким образом, если сопротивление  $\rho < 4 \cdot 10^6$  ( $\text{Ом} \cdot \text{м}$ ) (при  $T=300$  К), то угольный пласт входит в зону с повышенной газоотдачей и опасен к внезапным выбросам.

#### 4.3.2 Гамма-гамма метод

Использование этого метода описано нами в работе [155], метод основан на зависимости линейных коэффициентов ослабления гамма-излучения и коэффициентов преобразования первичного излучения во вторичное от плотности в угольных пластах. В диффузионном приближении зависимость интенсивности рассеяния гамма-излучения веществом выражается в явном виде [156, 157]:

$$\frac{J}{J_0} = J^{\text{отн}} = \text{const} \cdot \frac{\rho}{R} e^{-\xi}, \quad (4.21)$$

где  $\rho$  – плотность вещества;

$\xi = \bar{\mu} \rho R$ ,  $\bar{\mu}$  - коэффициент ослабления гамма-излучения;

$R$  – длина зонда (расстояние между источником и детектором гамма-излучения). В случае ( $R \rightarrow 0$ ) асимптотическое выражение имеет вид [157, с. 3-120]:

$$J/J_0 \approx \text{const} \cdot \frac{1}{\bar{\mu}_{\text{эфф}}}, \quad (4.22)$$

где  $\bar{\mu}_{\text{эфф}} = \mu / \rho$ .

Для фотопоглощения (т.е. в случае ГГМ-С) имеет место соотношение [157, с. 3-120]:

$$\mu = \sigma_\phi \cdot \frac{\rho \cdot N_A}{A}, \sigma_\phi = \text{const} \cdot \frac{Z_{\text{эф}}^4}{E_\gamma^3}, \quad (4.23)$$

где  $A$  – атомный вес элемента;

$N_A$  – число Авогадро;

$Z_{\text{эф}}$  – эффективный атомный номер исследуемой среды;

$q_i$  – процентное содержание  $i$ -го элемента в руде;

$Z_i$  – атомный номер элемента в таблице Менделеева;

$E_\gamma$  – энергия гамма-излучения источника [155, с. 100-103].

Анализ результатов, полученных гамма-гамма-методом, осложняется геометрией измерений, конструкцией зондов, неоднородностью минерального состава среды [158].

Применение квантовой неравновесной термодинамики справедливо для электрического каротажа и для гамма-гамма-каротажа. Тогда в этом случае отклик пласта угля будет состоять из относительной интенсивности рассеянного гамма излучения от источника и описываться формулой (4.24) следующего типа:

$$1 - J^{\text{отн}} = -B \frac{C}{G^0 E_\gamma}. \quad (4.24)$$

где  $B$  – некоторая постоянная;

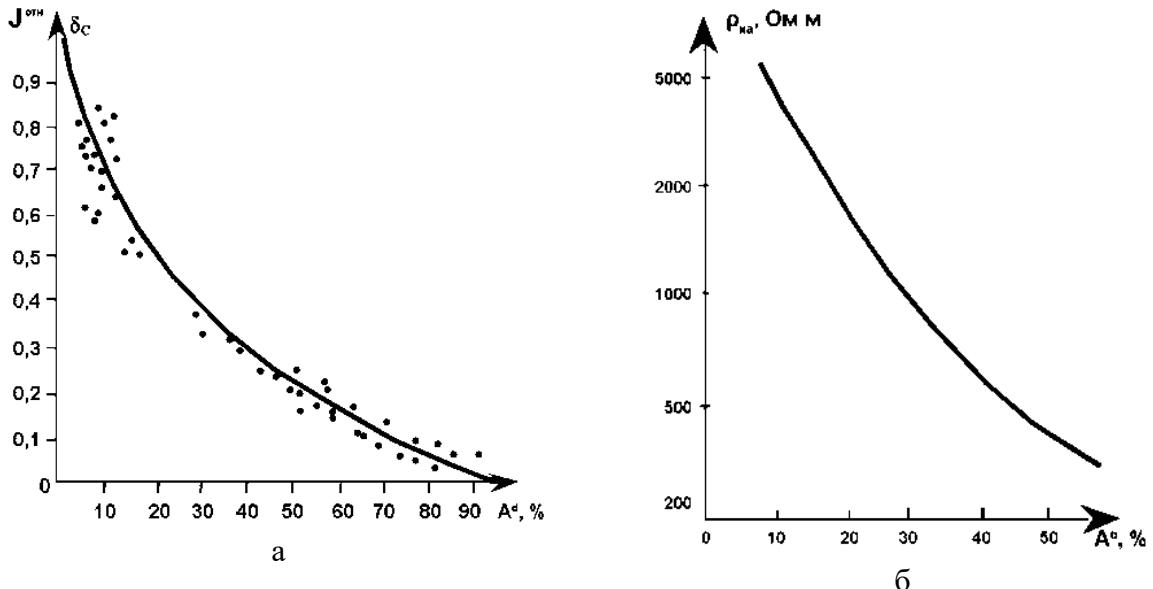
$G^0$  – Гиббсовская энергия;

$C$  – концентрация углерода в пласте угля. Используя для газоносности  $c_0$  имеем:

$$c_0 = \chi \cdot (1 - J^{\text{отн}}), \quad (4.25)$$

где  $\chi$  – коэффициент, который следует определить.

Данное уравнение можно использовать при условии постоянства энергии  $E_\gamma$  источника.



а – электрического сопротивления  $\rho_K$ ; б – зольностью угольных пластов  $A^o$ , %

Рисунок 4.6 – Графики корреляционной связи относительного параметра  $J^{OTH}$

Примечание – Составлено по источнику [155, с. 100-103]

Из работы [155, с. 100-103] воспользуемся рисунком 4.6 и определим зольность пласта  $K_{10}$  на шахте «Абайская» Карагандинского угольного бассейна по параметру  $J^{OTH}$ . В работе [13, с. 12-22] определена зольность пласта  $K_{10}$  (таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Результаты технического анализа (неполные данные)

Номер пробы	Скважина	Угольный пласт	Глубина отбора проб	Технический анализ			
				влажность $W$ , %	зольность $A^o$ , %	выход летучих $V^{daf}$ , %	удельный вес $d$ , г/см <sup>3</sup>
-	-	-	-	-	-	-	-
9	T5	$K_{10}$	426	1,36	10,7	23,4	1,48

Примечание – Составлено по источнику [13, с. 12-22; 155, с. 100-103]

Рисунок 4.6а показывает, что относительный параметр  $J^{OTH}$  снижается от зольности по экспоненте, т.е.  $J^{OTH} = \exp(-A^d)$ . Разлагая экспоненту в ряд и ограничиваясь первыми двумя членными, будем иметь:

$$A^d = 1 - J^{OTH}. \quad (4.26)$$

Если сравнить рисунок 4.6а и 4.6б, то видно, что относительный параметр  $J^{OTH}$  связан с электрическим сопротивлением  $\rho_K$  через зольность  $A^d$  линейного типа  $J^{OTH}$  (мкР/час) =  $\varphi \rho_K$  (Ом м), где коэффициент  $\varphi$  определяет соотношение размерностей величин.

Для примера возьмём значение глубины  $h=410$  м и удельное газовыделение  $c_0 = 66 \text{ м}^3/\text{т}$  для пласта К<sub>10</sub>, тогда по рисунку 4.6а при  $A^d = 10,7\%$  получим  $(1 - J^{\text{отн}}) = 0,38$ . Тогда в формуле (4.25) коэффициент  $\chi = 1,7 \cdot 10^2$  и выражение (4.25) имеет вид:

$$c_0 = 1,7 \cdot 10^2 \cdot (1 - J^{\text{отн}}) \quad (4.27)$$

Данное уравнение (4.27) можно использовать для измерения удельного газовыделения  $c_0$  по данным гамма-гамма каротажа..

Теперь, подставляя в это уравнение относительный параметр  $J^{\text{отн}}$  для угольного пласта К<sub>10</sub>, получим:

$$J^{\text{отн}} \approx 0,61(\text{мкР/час}). \quad (4.28)$$

Таким образом, если относительный параметр  $J^{\text{отн}} < 0,61$  (мкР/час), то угольный пласт входит в зону с повышенной газоотдачей и опасен к внезапным выбросам угля и газа [155, с. 100-103].

#### 4.3.3 Акустические методы исследований

Изучению напряженного состояния угольного массива при его отработке уделяется большое внимание в работах сотрудников Института горного дела имени А.А. Скочинского (Россия), Института горного дела имени Д. А. Кунаева (Казахстан), Государственного научно-исследовательского горнорудного института (Украина), Института горного дела и Института геологии Российской Академии наук (Россия), ИГМ им.Г.А. Цулукидзе (Грузия) и многих других.

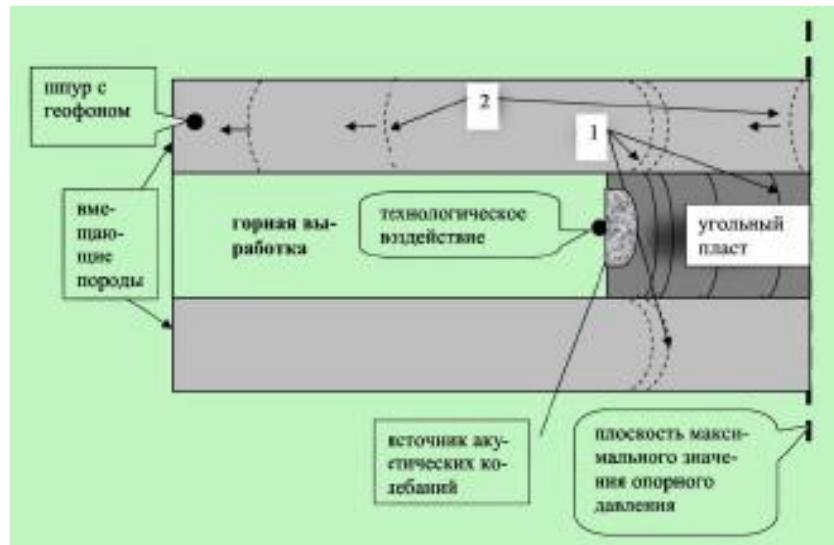
Основными методами исследований являются методы, основанные на изучении упругих волн от искусственных источников, и связанные с деформацией Земли под действием солнечно-лунного притяжения, и деформацией в горных выработках под действием вышележащих пород. При этом измеряют кинематические характеристики упругих волн, реже динамические.

Интерес предоставляют измерения спекторов акустических и электромеханических сигналов, а также измерения миграции дуплексных волн для выделения зон трещиноватости с которыми связывается повышенное содержание угольного метана [159].

Мы же рассмотрим волны акустики (упругие волны), создаваемые в углепродном массиве под действием горно-проходческого оборудования [160].

Схема участка угольного пласта вблизи горной выработки показана на рисунке 4.7. В этой работе установлено, что источник акустики разрушения угольного забоя в исследуемой области спектра представляет собой не акустику, связанную с движением рабочего органа механизированного комплекса, оборудования для бурения и т.п., а непосредственно сам процесс разрушения угольного пласта, связанного с этими технологическими воздействиями. Из этой работы следует, что образованная трещина и ее отклик на силовое воздействие

слой может быть резонансным. Акустические колебания возникают вследствие этого процесса, распространяются от зоны первого разрушения вглубь угольного пласта до плоскости, в которой наблюдается максимум опорного давления. Именно от этой плоскости акустические колебания испытывают наибольшее отражение.



1 – первичные волны; 2 – отраженные волны акустики

Рисунок 4.7 – Распространение акустических волн в углепородном массиве

Примечание – Составлено по источнику [160, с. 3-18]

Процесс распространения акустических волн в пласте угля, изображен на рисунке 4.8. Он состоит из трех характерных участков (выделены толстыми штрихпунктирными линиями).

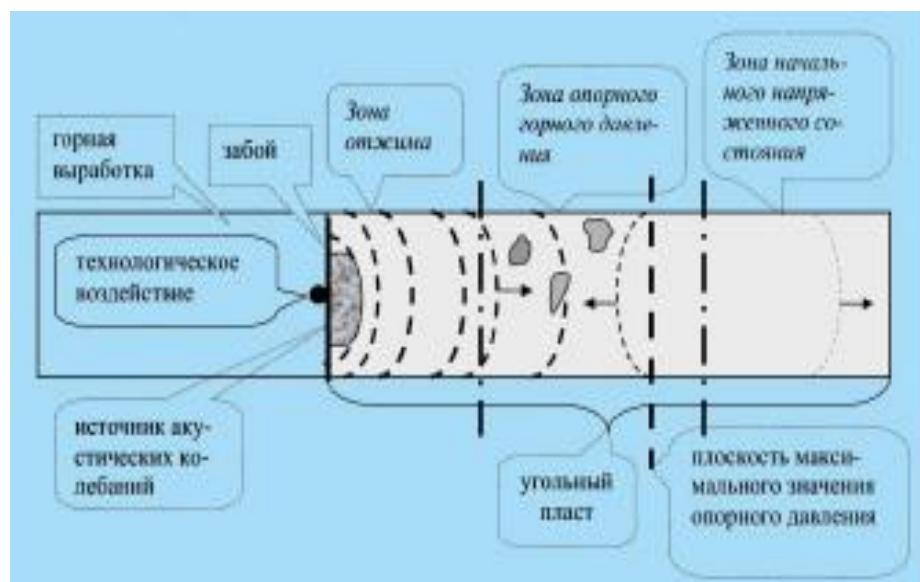


Рисунок 4.8 – Распространение акустических волн в пласте угля

Примечание – Составлено по источнику [160, с. 3-18]

Пунктир послабее показывает волну акустики в зоне начального напряженного состояния, которая проходит сквозь плоскость максимального опорного давления, и которая далее уходит в бесконечность.

Акустические волны распространяются от источника, которым служит зона первого разрушения угля вблизи забойной области угольного пласта. При этом угольный пласт рассматривается как акустический волновод, который сверху ограничен кровлей, а снизу ограничен почвой выработки, которые значительно отличаются по своим свойствам от угольного пласта. Поскольку поверхность этих границ неидеальна, то и поверхность подобного волновода отражает степень неидеальности отражения. Степень отражения акустических волн зависит от коэффициентов крепости угольного пласта и может составлять в пределе около 10 раз [161].

В зоне вблизи забойной области колебания акустики проходят сквозь угольный пласт, который, в общем случае, представляет собой среду с переменными параметрами. При этом изменения напряженного состояния в подобной среде сводятся к параметрам эпюры напряжений и связана с протяженностью зоны высокого горного давления. Эта зона может простираться на расстояние до 120 м.

В работе [160, с. 3-178] показано, что прозвучивание угольного пласта для обнаружения разрывных нарушений можно осуществлять в качестве индикатора напряженно-деформированного состояния этого же пласта.

Амплитудно-частотный спектр сигнала от пласта угля, полученный после взрыва на проходке, описан в работе [162]. В таблице 4.4 показаны значения физических и акустических характеристик угля и пород исследуемого участка, где  $\mu$  – мощность пропластков,  $\rho$  - плотность,  $V_s$  и  $V_p$  – скорость поперечных и продольных волн,  $a$  – декремент затухания.

Таблица 4.4 – Физические характеристики углепородного массива

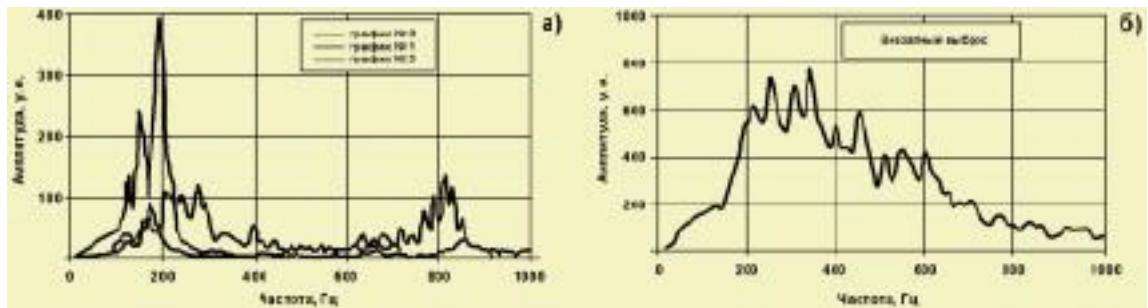
Тип пород	H, м	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	$V_s$ , м/с	$V_p$ , м/с	$a$ , 1/м
Песчаник	8-24	2,67	2633	4757	0,001
Аневролит	0-0,2	2,68	2328	4163	0,003
Уголь	1,2-1,4	1,55	1280	2373	0,01

Примечание – Составлено по источнику [162, с. 3-18]

Используя данные таблицы 4.4 рассчитана скорость канальной волны Лава в угольном пласте, равная 1182 м/с и длина канальной волны кратная мощности угольного пласта равна 1,4 м. Следует отметить, что длина волны определяет размер неоднородностей, которые могут выделены в угольном пласте с погрешностью  $\pm 0,05\lambda$ .

На рисунке 4.9а приведен амплитудно-частотный спектр упругих колебаний, возникающих при буровзрывных работах [162, с. 3-18]. На рисунке 4.9а зона повышенных значений в интервале 70-200 Гц связана с прохождением упругой волны в системе «выработка – вмещающие породы», а зона частот 580-700 Гц связана с нарушенностью угольного пласта. На

рисунке 4.9б отображено относительное изменение амплитуды сигнала в выбросоопасной зоне, свидетельствующее о резком ее изменении, что является признаком таких зон.



а – зона повышенных значений; б – относительное изменение амплитуды сигнала

Рисунок 4.9 – Сигнал от пласта угля с его частотой и амплитудой

Примечание – Составлено по источнику [162, с. 3-18]

В работе [163] подчеркнуто, что на сегодняшний день выполняя все противовыбросные действия нужно также выполнять непрерывный контроль следующих параметров и факторов: структура угольного пласта; крепость (прочность) угля; газовый фактор и фактора напряженно-деформированное состояние угольного пласта; трещинообразование в угольном пласте; величины отжима (выдвигания) пласта; влажность угля. Из этого комплекса мер выбираем контроль начальной скорости газовыделения  $c_0$ , спектрально-акустический контроль по параметру К, который отвечает за фактор напряженно-деформированного состояния угольного пласта.

Получено, что при газовыделении  $c_0 < 4,5$  л/мин внезапные выбросы угля в Кузбассе ни разу не происходили. При газовыделении  $c_0 > 7$  л/мин внезапные выбросы угля в Кузбассе происходили постоянно. При значениях газовыделения  $4,5 \text{ л/мин} < c_0 < 7 \text{ л/мин}$  внезапные выбросы угля в Кузбассе вероятны на 50%.

Используем полученные закономерности для условий Карагандинского угольного бассейна где проводились сейсмоакустические исследования [164, 165] и методом аналогий [166], получим связь между газоотдачей пласта угля и скоростью волн акустики.

Пользуясь методом аналогий [166, с. 3-274] и законом Ома, получим связь скорости распространения акустических волн с газоносностью угольного пласта, описываемую уравнением:

$$c_0 = \frac{\delta}{V_S}, c_0 = \frac{\eta}{V_P} \quad (4.29)$$

Из формулы (4.29) следует:

$$K = \frac{\delta}{\eta} = \frac{V_S}{V_P}, \quad (4.30)$$

где  $V_S$  – низкочастотная составляющая;

$V_P$  – высокочастотная составляющая спектра акустических сигналов (таблица 4.4).

Если взять оценку связи между газоносностью и электрическим сопротивлением углей по данным работы [153, с. 16-21] при температурах  $T_1=873$  К и  $T_2=973$  К, то получим –  $\delta V_P/\eta V_S = 4,3 \cdot 10^2$ . Взяв для угля  $V_S=1280$  м/с и  $V_P = 2373$  м/с из таблицы 4.4, имеем для величины  $K = 0,5$ , где  $K = A_2^{max}/A_{12}^{max}$ , это отношение равно  $18,2/90,7=0,2$  может интерпретироваться как низкая степень опасности развития внезапного выброса угля, породы и газа или горного удара [164, с. 395-416]. При внезапном выбросе угля и газа параметр  $K$  превышает предыдущую величину в 10 раз, т.е.  $K=5$ . Рассмотренный подход [165, с. 40-42] к выделению выбросоопасных зон методами сейсмоакустики может быть использован в работе геомеханической службы Угольного Департамента АО «АрселорМиттал Темиртау».

В работе [167], контроль массива угольных пластов выполнялся по параметрам искусственного акустического сигнала. Оценка деформаций угольного пласта проведена по резонансным частотам спектров акустических сигналов. Существует зависимость между резонансной частотой и мощностью резонирующего слоя –  $fP = V_P/h$ , где  $V_P$  - фазовая скорость поперечных волн (высокочастотная составляющая спектра акустических сигналов);  $h$  - мощность резонирующей толщи пород. Скорость  $V_P$  определена эмпирически и составляет 2500 м/с. Амплитуда резонансных частот зависит в основном от степени ослабления контакта [161, с. 40-45].

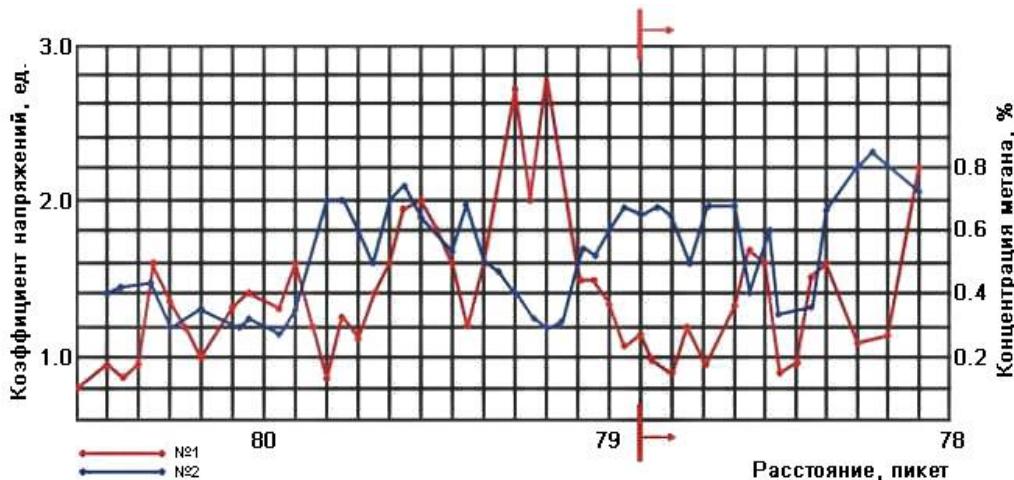


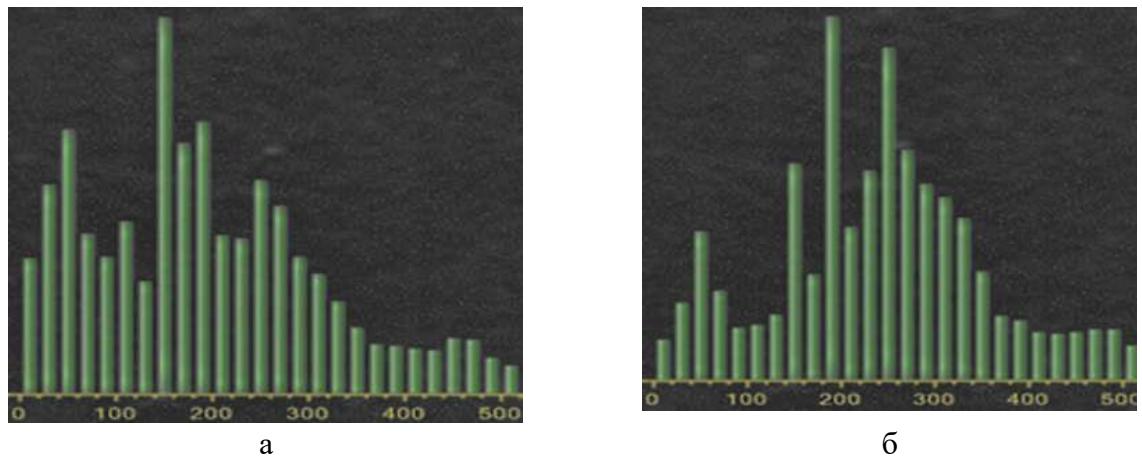
Рисунок 4.10 – Коэффициент относительного напряжения  $K_h$  (1) и зависимость содержания метана (2)

Примечание – Составлено по источнику [167, с. 52-57]

Коэффициент относительного напряжения  $K_h$  (рисунок 4.10) имеет величину 0.8-3.0. В нашем случае эта величина принимает значение 0.5–5.0. Этот

эффект с  $K_h$  обусловлен, в основном, с падением концентрации метана, которая стремится к ее минимуму [161, с. 40-45].

На рисунке 4.11 показаны линейные спектры акустических сигналов в ненарушенном (а) и нарушенном (б) угольном пласте.



а – сигнал акустики ненарушенного пласта; б – сигнал акустики нарушенного пласта

Рисунок 4.11 – Линейные спектры сигналов акустики ненарушенного и нарушенного пластов угля

Примечание – Составлено по источнику [167, с. 52-57]

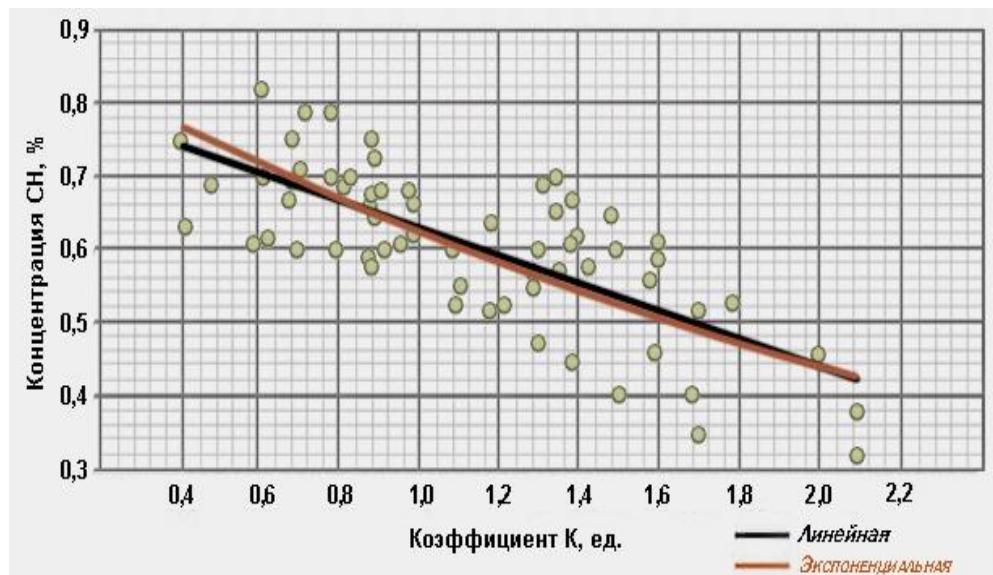


Рисунок 4.12 – Корреляционная связь линейная и экспоненциальная зависимости концентрации метана и коэффициента относительных напряжений

Примечание – Составлено по источнику [167, с. 52-57]

На рисунке 4.12 показана аппроксимированные зависимости линейной и экспоненциальной концентрации метана от коэффициента напряжений  $K = K_h$ . Большие отклонения концентрации метана от линейной зависимости (сплошная линия), отвечают забою с интенсивным газовыделением.

Как уже отмечалось в работе [167, с. 52-57], среднесуточная добыча угля в зонах отсутствия тектонических нарушений определяется метанообильностью и напряженным состоянием углепродного массива, о чем свидетельствуют наши исследования и данные таблицы 4.5 [167, с. 52-57].

Таблица 4.5 – Зависимость концентрации метана напряженно-деформированного состояния породы в призабойной части массива

Лава	Объем выборки	Зависимость концентрации метана ( $\text{CH}_4$ ) от коэффициента напряжений ( $K$ ), %	Значение $\text{CH}_4$ при $K=1$ , %	Газоносность пласта, $\text{m}^3/\text{т с.б.м}$	Средне суточная добыча, тыс. т
24-58	33	$\text{CH}_4=0,845-0,090 K$	0,75	25	11,5
24-59	64	$\text{CH}_4=0,820-0,189 K$	0,63	25	8,9
25-96	90	$\text{CH}_4=0,690-0,052 K$	0,50	21	8,7
52-12	33	$\text{CH}_4=0,843-0,165 K$	0,79	10	15,8
52-12*	24	$\text{CH}_4=2,737-0,987 K$	1,75	10	15,8
Среднее		$\text{CH}_4=0,8799-0,129 K$	0,67	-	-

Примечание – Составлено по источнику [167, с. 52-57]

Анализ приведенных выше рассуждений показал, что диапазон коэффициента относительных напряжений  $K_h$  составляет 0,8-3 и сравнивается с нашим параметром  $K$ , который составляет 0,5-5.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что, если параметр  $K = V_s/V_p < 3$ , то угольный пласт Карагандинского угольного бассейна можно отнести к пластам с повышенной газоотдачей и он опасен к внезапным выбросам угля и газа.

### Выводы по четвертому разделу

1. Для снижения содержания метана в угольном пласте с целью безопасного проведения подготовительных выработок, предотвращения внезапных выбросов угля и газа Баймухаметовым С.К. и др. была предложена технология предварительной проходки газодренажной выработки под пластом для разгрузки его от горного давления и бурения из нее в пласт дегазационных скважин ГРП. Данная технология была использована на шахте «Казахстанская» на добывающих участках 312 d<sub>6</sub>-I3, 322 d<sub>6</sub>-I3, при этом установлено, что увеличение на 11% метанообильности добывающего участка снижает среднесуточную добычу на 24%. Результаты проведенных работ, и результаты исследований позволяют рекомендовать эту технологию воздействия на газоносный пласт для повышения газоотдачи.

2. Определены относительные геофизические критерии выделения угольных пластов с повышенной газоотдачей по результатам исследований скважин, а также по измерениям упругих характеристик угольного пласта, которые рекомендуются к использованию при разработке методов воздействия на угольный пласт для повышения его газоотдачи.

3. Разработана математическая модель энергетического воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи метана, описывающая новый метод воздействия на угольный пласт, основанный на термохимическом разложении метана при одновременном воздействии на пласт кислотной жидкости гидрорасщепления и температуры.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Мною были проведены теоретические и экспериментальные исследования на примере Шерубайнуринского участка и некоторых других шахт Карагандинского угольного бассейна для обоснования новых методов воздействия на угольный пласт с целью повышения газоотдачи угольного пласта с учетом его напряженно-деформированного состояния и влияния наноструктуры угля.

Эти исследования дают основание для разработки методов воздействия на угольный пласт с целью снижения его газоносности, повышения производительности горных работ при добыче угля и повышения безопасности труда шахтёров, что является актуальным для Карагандинского угольного бассейна и угольных бассейнов, обладающих сходными горно-геологическими условиями разработки и газоносностью угольных пластов:

1. На основе анализа существующих методов воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи метана выбраны физические методы, основанные на использовании механических, тепловых, электрических полей и химическом воздействии; определены принципы и критерии выбора расположения скважин, используемых для гидрорасщепления угольного пласта и радиуса влияния дегазационных скважин, обеспечивающих эффективное снижение газоносности.

2. Разработан новый метод воздействия на угольный пласт, основанный на бурении скважины по специальным профилям с отклонением ствола по вертикали по простиранию нескольких продуктивных угольных пластов с проведением в них поинтервального гидрорасщепления для откачки газа через вертикальную скважину, забой которой совмещён с забоями наклонно-направленных скважин.

3. Разработана численная модель воздействия на угольный пласт, устанавливающая изменение НДС угольного пласта в околоскважинной зоне с глубиной, формируя систему горизонтальных и вертикальных трещин, в зависимости от глубины залегания пласта, что должно учитываться при выборе технологии ГРП; разработана модель формирования трещин в зависимости от скорости изменения давления жидкости гидрорасщепления.

4. Разработана методика расчёта радиуса влияния пластовых дегазационных скважин для управления эффективностью их работы.

5. Предложена технология бурения дегазационных скважин из полевой газодренажной выработки, пройденной по высокогазоносным пластам, обеспечивающая снижение газоносности пласта до 25 раз за счёт повышения газоотдачи пласта.

6. Установлена зависимость плотности раствора гидрорасщепления от коэффициента диффузии, кинематической вязкости, скорости частиц, их массы и энергии Гиббса смеси частиц и жидкости, поверхностного натяжения угля, структуры формирующихся трещин и их критического радиуса, динамической вязкости жидкости гидрорасщепления.

7. Для эффективного выбора продуктивных пластов, используемых для гидрорасчленения определены геофизические критерии величины их газоотдачи.

8. Разработана математическая модель энергетического воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи метана, входящего в систему «угли+метан», основанная на термохимическом воздействии с использованием кислотного раствора.

9. Установлены различия толщин поверхностного слоя углей различных марок Карагандинского бассейна, которые влияют на диффузию метана из угля и переход метана из твёрдого углегазового раствора в свободный газ; установлена связь теплоёмкости и влажности угля с поверхностным слоем; предложена формула для оценки самовозгорания угля; показана связь изменения газоносности угольных пластов с ростом поверхностной энергии.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Ржевский В.В., Братченко Б.Ф., Бурчаков А.С. и др. Управление свойствами и состоянием угольных пластов с целью борьбы с основными опасностями в шахтах. – М.: Недра, 1984. – 327 с.
- 2 Павлов В.А., Янкайте А.В., Сердюков С.В. Развитие метода гидроразрыва применительно к оценке напряженного состояния проницаемых горных пород. // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2009. – №12. – С. 248-255.
- 3 Васючков Ю.Ф. Физико-химические способы дегазации угольных пластов. – М.: Недра, 1986. – 255 с.
- 4 Сластунов С.В., Мазаник Е.В., Садов А.П. и др. Апробация технологии комплексной дегазационной подготовки угольного пласта на базе его гидрорасчленения через скважины с поверхности // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2020. – №2. – С. 58-70.
- 5 Стефлюк Ю.М. Обоснование выбора технологии пластовой дегазации выбросоопасных угольных пластов для обеспечения их безопасной и интенсивной отработки в условиях Карагандинского угольного бассейна // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2015. – №1. – С. 137-147.
- 6 Коликов К.С., Муллагалиев Ф.А., Горбунов С.М. Экспериментальные работы по заблаговременному извлечению метана из особово выбросоопасного пласта Д6 на поле шахты им. Ленина // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 1997. – №7. – С. 71-74.
- 7 Пучков Л.А., Сластунов С.В., Коликов К.С. Извлечение метана из угольных пластов. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2002. – 383 с.
- 8 Ахматнуров Д.Р. Исследование методов интенсификации газоотдачи из неразгруженных угольных пластов: дис. ... док. PhD. – Караганда, 2018. – 161 с.
- 9 Павлыш В.Н., Штерн Ю.М. Основы теории и параметры технологии процессов гидропневматического воздействия на угольные пласты. – Донецк: ВИК, 2007. – 400 с.
- 10 Шевцов А.Г. Геомеханическое обоснование применения многозабойных горизонтальных скважин при добыче метана угольных пластов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.20. – Кемерово, 2021. – 123 с.
- 11 Васильев А.Н. Проектирование наклонно-направленных скважин для разведки метана в угольных пластах: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.14. – М., 2013. – 112 с.
- 12 Мусин Р.А. Оптимизация процессов бурения скважин при добыче метана угольных пластов Карагандинского бассейна: дис. ... док. PhD: 6D070700. – Караганда, 2020. – 101 с.
- 13 Зейнуллин А.А., Хасен Б.П., Ожогина Т.В. и др. Ключевые параметры углей карагандинского бассейна для добычи метана угольных пластов // Геология и охрана недр. – 2015. – №2. – С. 12-23.

- 14 Елисеев В.В., Орлов С.Г. Механика деформируемого твердого тела: теория трещин и механика композиционных материалов. – СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2008. – 72 с.
- 15 Тациенко А.Л. Обоснование параметров устройства для поинтервального гидроразрыва при пластовой дегазации угля: дис. ... канд. техн. наук: 05.05.06. – Кемерово, 2020. – 134 с.
- 16 Байкин А.Н. Динамика трещины гидроразрыва пласта в неоднородной пороупругой среде: дис. ... канд. физ.-мат. наук: 01.02.05. – Новосибирск, 2016. – 94 с.
- 17 Баёв М.А. Обоснование параметров процесса закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов при извлечении метана с использованием песков местных месторождений: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.02. – Кемерово, 2020. – 137 с.
- 18 Деменчук Н.П., Прилуцкий А.А. Основы теории напряженного и деформированного состояния. – СПб., 2016. – 118 с.
- 19 Черепов А.А. Геомеханическое обоснование параметров систем разработки короткими забоями склонных к горным ударам мощных угольных пластов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.20. – Кемерово, 2018. – 135 с.
- 20 Корнев Е.С., Павлова Л.Д., Фрянов В.Н. Численное моделирование геомеханических процессов при короткозабойной отработке угольных пластов: монография. – Прага, 2014. – 206 с.
- 21 Пириева Н.Н. Установление размеров зон разрушения в предохранительных целиках при разработке пологих угольных пластов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.20. – Кемерово, 2017. – 116 с.
- 22 Бирюков Ю.М. Техногенная газодинамика. – Калининград, 2011. – 159 с.
- 23 Чернов О.И., Пузырев В.Н. Прогноз внезапных выбросов угля и газа. – М.: Недра, 1979. – 296 с.
- 24 Николин В.И., Балинченко И.И., Симонов А.А. Борьба с выбросами угля и газа в шахтах. – М.: Недра. 1981. – 300 с.
- 25 Некрасовский Я.Э. Разработка пластов подверженных внезапным выбросам угля и газа. – М.: Углехиздат, 1951. – 223 с.
- 26 Бриджен П. Исследование больших пластических деформаций и разрыва / пер. с англ. – М.: Изд. иностр. лит., 1955. – 444 с.
- 27 Бобров И.В., Кричевский Р.М. Борьба с внезапными выбросами угля и газа. – Киев: Техника, 1964. – 328 с.
- 28 Kurnena M.V., Serdyukov S.V., Shilova T.V. et al. Procedure and equipment for sealing coal bed methane drainage holes by barrier shielding // Journal of Mining Science. – 2014. – Vol. 50, Issue 5. – P. 994-1000.
- 29 Волошин Н.Е., Вайнштейн Л.А., Брюханов А.М. и др. Выбросы угля, породы в шахтах Донбасса в 1906-2007 гг.: справ. – Донецк: СПД Дмитренко, 2008. – 920 с.

- 30 Николин В.И., Подкопаев С.В., Худолей О.Г. и др. Геомеханические закономерности проявлений горного давления в глубоких шахтах. – Донецк, 2011. – 235 с.
- 31 Николин В.В., Гурин Н.И., Радченко А.Г. Природная неоднородность метаноносных угольных пластов как фактор, определяющий разработку и надежность критериев выбросоопасности // В кн.: Рекомендации по повышению надежности оценки выбросоопасности призабойной части угольного пласта. – Макеевка; Донбасс, 1993. – С. 3-18.
- 32 Радченко С.А. Научное обоснование методов экспресс-оценки выбросоопасности и газоносности призабойной зоны пласта по температуре угля // Безопасность труда в промышленности. – 2007. – №5. – С. 29-32.
- 33 Алексеев А.Д., Васильковский В.А., Калугина Н.А. Кинетика и механизмы десорбции метана из угля // Физико-технические проблемы горного производства. – 2005. – №8. – С. 9-21.
- 34 Алексеев А.Д., Василенко Т.А., Гуменник К.В. и др. Диффузионно-фильтрационная модель выхода метана из угольного пласта // Журнал технической физики. – 2007. – Т. 77, №4. – С. 65-74.
- 35 Калугина Н.А. Взаимное влияние диффузии и фильтрации в процессе истечения метана из угольного массива // Физика и техника высоких давлений. – 2010. – Т. 20, №3. – С. 140-149.
- 36 Алексеев А.Д., Айруни А.Т., Васючков Ю.Ф. и др. Свойство органического вещества угля образовывать с газами метастабильные однофазные системы по типу твердых растворов // <https://raen.info/activities/registracija-nauchnyh-otkrytii/>. 25.06.2020.
- 37 Шинкевич М.В. Метановыделение из отрабатываемого длинным очистным забоем угольного пласта под влиянием геомеханических процессов во вмещающем массиве: автореф. ... канд. техн. наук: 25.00.20. – Кемерово, 2010. – 21 с.
- 38 Баймухаметов С.К. Проблемы безопасной добычи угля с пластов с высоким содержанием газа. – Караганда, 2006. – 205 с.
- 39 Ульянова Е.В., Малинникова О.Н., Пащичев Б.Н. и др. Микроструктура ископаемых углей до и после газодинамических явлений // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2019. – №5. – С. 10-17.
- 40 Малашкина В.А. Мониторинг эффективности системы дегазации угольной шахты – основа безопасного труда горнорабочих // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2020. – №6-1. – С. 38-45.
- 41 Сластунов С.В., Каркашадзе Г.Г., Мазаник Е.В. Методика и результаты измерения пластового давления метана и сорбционных свойств угольного пласта // Газовая промышленность. – 2012. – №672. – С. 48-49.
- 42 Пучков Л.А., Каледина Н.О., Кобылкин С.С. Системные решения обеспечения метанобезопасности угольных шахт // Горный журнал. – 2014. – №5. – С. 12-16.

- 43 Баймухаметов С.К., Полчин А.И., Коликов К.С. Совершенствование управлением газовыделением шахт в Карагандинском бассейне// Горный информационный аналитический бюллетень. – 2008. – №6. – С. 337-341.
- 44 Стадник Д.А. Разработка научно-методической базы автоматизированного проектирования освоения георесурсного потенциала угольных шахт: дис. ... док. техн. наук: 25.00.21, 25.00.35. – М., 2018. – 285 с.
- 45 Speight J.G. Handbook of coal analysis. – New Jersey: John Wiley & Sons, 2005. – 240 р.
- 46 Alexeev A.D. Physics of coal and mining processes. – Boca Raton: CRC Press, 2016. – 383 р.
- 47 Speight J.G. The Chemistry and Technology of Coal. – Boca Raton: CRC Press, 2016. – 835 р.
- 48 Гюльмалиев А.М., Головин Г.С., Гладун Т.Г. Теоретические основы химии угля. – М., 2003. – 556 с.
- 49 Русьяднова Н.Д. Углехимия. – М.: Наука, 2003. – 316 с.
- 50 Ходот В.В. Внезапные выбросы угля и газа. – М.: Госгортехиздат, 1961. – 363 с.
- 51 Хабибулина Е.Р. Исследование углей Кузбасса ряда метаморфизма физико-химическими методами: дис. ... канд. хим. наук: 02.00.04. – Кемерово, 2018. – 142 с.
- 52 Юдович Я.Э. Кетрис М.П. Неорганическое вещество – М.; Берлин: Директ-Медиа, 2015. – 423 с.
- 53 Смирнов В.Г., Ким Т.Л., Манаков А.Ю. и др. Исследования форм связи метана с угольной матрицей для совершенствования методик прогноза выбросоопасности // Известия вузов. Горный журнал. – 2014. – №1. – С. 128-136.
- 54 Дырдин В.В., Ким Т.Л., Мальшин А.А. и др. К вопросу распределения температуры в краевой зоне угольного пласта // Безопасность труда в промышленности. – 2016. – №7. – С. 37-40.
- 55 Эпштейн С.А. Обоснование и разработка методов изучения структурных особенностей углей для определения динамики их свойств под влиянием внешних воздействий: автореф. ... док. техн. наук: 25.00.16. – М., 2009. – 39 с.
- 56 Киселев Н.Н., Радченко А.Г. Исследование степени изменчивости свойств угольных пластов и вмещающих пород // Наукові праці УкрНДМІ НАН України. – 2010. – №6. – С. 266-275.
- 57 Фельдман Э.П., Василенко Т.А., Калугина Н.А. Физическая кинетика системы угольный пласт - метан: массоперенос, предвыбросные явления // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2014. – №3. – С. 46-65.
- 58 Иванов П.Н., Блохин Д.И., Закоршменный И.М. Экспериментальное исследование изменения физико-механических свойств антрацита при температурном воздействии // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2021. – №4-1. – С. 41-51.

59 Соболев В.В., Баскевич А.С., Филиппов А.О. Электрохимическая активация и устойчивостьnanoструктурных компонентов каменного угля // Доп. НАН України. – 2012. – №1. – С. 89-94.

60 Балашов О.Ю. Перспективы исследования nanoструктуры углей для оценки выбросоопасности угольных пластов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. – №OB6. – С. 286-296.

61 Эпштейн С.А., Коссович Е.Л., Минин М.Г. и др. Особенности образования тонкодисперсных частиц при механических испытаниях каменных низкометаморфизованных углей на низкоразмерных масштабных уровнях // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – №2. – С. 69-77.

62 Коссович Е.Л., Эпштейн С.А., Бородич Ф.М. и др. Взаимосвязи между неоднородностью распределения механических свойств углей на микро- и наноуровнях и их способностью к внезапным выбросам и разрушению // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2019. – №5. – С. 156-172.

63 Sun Y., Yuan L., Zhao Y. CO<sub>2</sub>-ECBM in coal nanostructure: Modelling and simulation // Journal of Natural Gas Science & Engineering. – 2018. – Vol. 54. – P. 202-215.

64 Jia T., Liu C. Wei G. et al. Micro-Nanostructure of Coal and Adsorption-Diffusion Characteristics of Methane // Journal of Nanoscience and Nanotechnology. – 2021. – Vol. 21, Issue 1. – P. 422-430.

65 Fu J.P., Zhang Z., Zhou B.X. et al. Rapid Pyrolysis of Pulverized Coal for the Preparation of Nanostructured Powder Activated Coke // Materials Science Forum. – 2019. – Vol. 962. – P. 63-69.

66 Hashemipour H., Danafar F. et al. Direct and one-stage conversion of coal into carbon nanostructures with spherical, rod, tube and plate geometry by chemical solid synthesis method // Summer. – 2020. – Vol. 15, Issue 56. – P. 179-194.

67 Reddy B.R., Ashok I., Vinu R. Preparation of carbon nanostructures from medium and high ash Indian coals via microwave-assisted pyrolysis // Advanced Powder Technology. – 2020. – Vol. 31, Issue 3. – P. 1229-1240.

68 Fathabadi M.V., Rafsanjani H.H., Danafar F. Experimental Study on Catalytic Effect of Iron Compounds During Synthesis of Carbon Nanostructures from Coal // Iranian Journal of Analytical Chemistry. – 2018. – Vol. 5, Issue 1. – P. 39-43.

69 Пат. 2021/0556.1 КР. Способ снижения природной газоносности угольных пластов / Замалиев Н.М., Мусин Р.А., Муллагалиева Л.Ф. и др.; опубл. 15.09.21.

70 Пат. 2256079(13) С1. Способ извлечения метана из угольного пласта / Слюсарев Н.И., Мозер С.П., Феллер В.В.; опубл. 10.07.05, Бюл. №19.

71 Мазина И.Э., Стельмахов А.А., Муллагалиева Л.Ф. Моделирование напряженно-деформированного состояния очистного забоя с технологией управления кровлей полным обрушением и закладкой выработанного пространства // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2020. – №6-1. – С. 99-106.

72 Hamid A.H.-A., Siregar V.L., Al-BinAli A.N. et al. Innovative Step Change in Drilling Efficiency for Medium Radius Reentry Deep Gas Wells with a High Build

Rate Rotary Steerable System // Saudi Aramco Journal of Technology. – 2016. – №03. – Р. 16-34.

73 Зарубин В.С., Кувыркин Г.Н. Математические модели. – М.: Физматлит, 2002. – 168 с.

74 Gupta S.C. The Classical Stefan Problem: Basic Concepts, Modelling and Analysis. – Amsterdam: Elsevier, 2018. – 732 р.

75 Юров В.М., Кукетаев Т.А. Кристаллизация цилиндра конечных размеров. – М., 1982. – 19 с. – Деп. в ВИНИТИ. 10.08-82, №6485-B82.

76 Гаврилов В.С., Денисова Н.А., Калинин А.В. Функции Бесселя в задачах математической физики. – Нижний Новгород, 2014. – 40 с.

77 Зуев Л.Б., Данилов В.И., Баранникова С.А. Физика макролокализации пластического течения. – Новосибирск: Наука, 2008. – 328 с.

78 Лис С.Н., Казанцева Г.В. Пространственные связи в системной организации пород в земных недрах // Тр. междунар. науч. конф. «Наука и образование – ведущий фактор стратегии «Казахстан – 2030» (Сагиновские чтения №2). – Караганда: Караганда: КарГТУ, 2010. – С. 254-256.

79 Опанасюк А.А. Периодический осцилляционный характер деформирования образцов сильно сжатых горных пород // Совершенствование технологии строительства шахт и подземных сооружений: сб. науч. тр. – Донецк: Норд-Пресс, 2006. – С. 79-80.

80 Радченко А.Г., Киселев Н.Н., Радченко А.А. и др. Комплекс факторов, оказывающих влияние на формирование газодинамической активности угольных пластов, при проведении подготовительных выработок // Разработка месторождений полезных ископаемых: сб. тр. конф. – Донецк: ДонНТУ, 2018. – С. 170-186.

81 Mullagaliyeva L.F., Baimukhametov S.K., Portnov V.S. et al. Pilot-industrial works on exploration and mining of methane from coal beds at sherubaynurinsky area // German International Journal of Modern Science. – 2022. Vol. 25. – Р. 36-43.

82 Отчет для АО «КазТрансГаз» / ТОО «Бейкер Хьюз Казахстан». – Астана, 2017. – Т. 1. – 132 с.

83 Николин В.И., Подкопаев С.В., Худолей О.Г. и др. Геомеханические закономерности проявлений горного давления в глубоких шахтах. – Донецк, 2011. – 235 с.

84 Понизов А.В. Совершенствование комплексной технологии дегазационной подготовки угольного пласта на основе его предварительной гидродинамической обработки: дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03. – М., 2021. – 172 с.

85 Mullagaliyeva L.F., Baimukhametov S.K., Portnov V.S et al. Simple model of hydraulic facing of coal bedroom // The scientific heritage. – 2022. – Vol. 2, Issue 82. – Р. 65-67.

86 Таткеева Г.Г. Научные основы добычи и транспортировки метана из неразгруженных угольных пластов: автореф. ... док. техн. наук: 25.00.22. – Караганда, 2010. – 32 с.

- 87 Бочкарев В.П. Разработка физико-химических принципов оценки влияния поверхностной энергии на свойства материалов и процессов для микроэлектронной техники: дис. ... док. техн. наук: 05.27.06. – М., 2020. – 299 с.
- 88 Mullagaliyeva L.F., Baimukhametov S.K., Portnov V.S. et al. Nanostructures of coal beds in the Sherubaynurinsky section of the Karaganda basin // Науковий вісник НГУ. – 2022. – №4. – Р. 17-22.
- 89 Юров В.М., Маханов К.М., Портнов В.С. Наноструктуры в тонком слое угольного вещества // Физико-химические аспекты изучения кластеров, наноструктур и наноматериалов. – 2020. – №12. – С. 746-757.
- 90 Портнов В.С., Филимонов Е.Н., Ахматнуров Д.Р. и др. Оценка газоносности пласта К10 в условиях Шерубайнуринского участка на основе данных фактического газовыделения // Комплексное использование минерального сырья. – 2016. – №2. – С. 3-10.
- 91 Yurov V.M., Guchenko S.A., Laurinas V.Ch. Thickness of the surface layer, surface energy and atomic volume of the element. // Physicochemical aspects of the study of clusters, nanostructures and nanomaterials. – 2018. – Issue. 10. – P. 691-699.
- 92 Москаленко Т.В., Михеев В.А., Ворсина Е.В. Математическая модель расчета молекулярной массы угля // Современные научноемкие технологии. – 2018. – №10. – С. 82-86.
- 93 Korotcenkov G. Porous Silicon: From Formation to Application: Formation and Properties. – Boca Raton: CRC Press, 2015. – Vol. 1. – 423 p.
- 94 Griffith A.A. The theory of rupture // Procced. 1st internat. congr. of Applied Mechanics. – Delft, 1924. – P. 55-93.
- 95 Мешков Ю.Я. Концепция критической плотности энергии в моделях разрушения твердых тел. // Успехи физики металлов. – 2001. – Т. 2, №1. – С. 7-50.
- 96 Рехвиашвили С.Ш., Киштикова Е.В., Кармокова Р.Ю. и др. К расчету постоянной Толмена // Письма в ЖТФ. – 2007. – Т. 33, вып. 2. – С. 1-7.
- 97 Ормонт Б.Ф. Введение в физическую химию и кристаллохимию полупроводников. – М.: Высшая школа, 1968. – 487 с.
- 98 Oshcherin B.N. On surface energies of  $A^N B^{8-N}$  semiconducting compounds // Phys. Status Solidi. – 1976. – Vol. 34, Issue 2. – P. K181-K186.
- 99 Магомедов, М. Н. О поверхностных свойствах наноалмаза // Физика твердого тела. – 2010. – Т. 52, Вып. 7. – С. 1206–1214.
- 100 Жмуриков Е.И., Бубненков И.А., Дрёмов В.В. и др. Графит в науке и ядерной технике. – Новосибирск, 2013. – 163 с.
- 101 Портнов В.С. Исследование метана в угольном массиве // Актуальные научные исследования в современном мире. – 2018. – №2-3(34). – С. 104-109.
- 102 Mullagaliyeva L.F., Baimukhametov S.K., Portnov V.S. et al. Methane Diffusion in a Nanometer-thick Coal Surface Layer // Труды университета – 2022. – №4(89). – С. 208-214.
- 103 Мозер С.П., Ковалев О.В., Тхориков И.Ю. и др. Разработка методики выбора рациональных параметров добычи метана в условиях действующих шахт // Газовая промышленность. – 2012. – №S672. – С. 52-56.

- 104 Даuletjanov A.Ж. Разработка технологических решений управления качеством угля и продуктов его переработки при добыче и складировании: дис. ... док. PhD: 6D070700. – Караганда, 2020. – 135 с.
- 105 Галсанов Н.Л. Обоснование метода подавления очагов самовозгорания угля в шахтах инертизирующими составами с замораживанием частиц жидкости: дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03. – Кемерово, 2016. – 150 с.
- 106 Венгеров И.Р. Теплофизика шахт и рудников: математические модели. – Донецк: Норд-Пресс, 2008. – Т. 1. – 632 с.
- 107 Калякин С.А. Пожаровзрывоопасность угля и пылегазовых смесей в шахтах // Вісті Донецького гірничого інституту. – 2013. – №1(32). – С. 127-144.
- 108 Агроскин А.А. Тепловые и электрические свойства углей. – М.: Металлургиздат, 1959. – 256 с.
- 109 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности: инструкция по определению инкубационного периода самовозгорания угля / ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности». – М., 2013. – Вып. 38. – 24 с.
- 110 Стадников Г.Л. Самовозгорающиеся угли и породы, их геологическая характеристика и методы опознания. – М.: Углехимиздат, 1956. – 479 с.
- 111 Исхаков Х.А. Роль сорбционной влаги в процессах окисления углей // Химия твердого топлива. – 1990. – №2. – С. 19-24.
- 112 Голынская Ф.А. Характеристика наиболее действенных факторов самовозгорания углей в пластах // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – №2. – С. 19-23.
- 113 Тимофеева С.С., Луговцова Н.Ю. Исследование комплексного влияния увлажнения и охлаждения на химическую активность угля для предотвращения процессов самовозгорания // Успехи современного естествознания. – 2016. – №4. – С. 197-201.
- 114 Проблемы разработки метаноносных угольных пластов, промышленного извлечения и использования шахтного метана в Карагандинском бассейне / под ред. А.Т. Айруни. – М.: Академия горных наук России, 2002. – 346 с.
- 115 Филимонов Е.Н., Портнов, В.В. Егоров В.В. и др. Некоторые аспекты исследования газоносности пласта К10 в условиях шахты «Абайская» УД АО АМТ. – Караганда, 2016. – 98 с.
- 116 Айруни А.Т. и др. Газообильность каменноугольных шахт СССР. Комплексное освоение газоносных угольных месторождений. – М.: Наука, 1999. – 213 с.
- 117 Айруни А.Т. Теория и практика борьбы с рудничными газами на больших глубинах. – М.: Недра, 1981. – 332 с.
- 118 Колмаков В.А. Метановыделение и борьба с ним в шахтах. – М.: Недра, 1981. – 134 с.
- 119 Агеев Н.П., Агеев П.Г., Десяткин А.С. и др. Сейсмические и геофизические исследования результатов плазменно-импульсного воздействия

на угольные пласты с целью извлечения метана // Горная промышленность. – 2015. – №5(123). – С. 70-74.

120 Агеев П.Г., Десяткин А.С., Черепов А.А. и др. Российская технология плазменно-импульсного воздействия для заблаговременной дегазации угольных пластов – инновационное направление в мировой практике обеспечения безопасности добычи полезных ископаемых // Уголь Кузбасса. – 2017. – №4. – С. 98-103.

121 Газалиев А.М., Портнов В.С., Таткеева Г.Г. Прогрессивные технологические решения добычи и транспортировки метана: монография. – Караганда, 2010. – 204 с.

122 Баймурьдин М.К., Балниязова Г.М., Муллагалиева Л.Ф. и др. Заблаговременная дегазация угольных пластов – основа комплексного освоения углеказовых месторождений // Технические науки: проблемы и решения. – 2021. – №10(48). – С. 16-20.

123 Соболев В.В., Поляшов А.С., Тарабенко В.Г. Изменение электрических характеристик углей под влиянием давления и температуры // Науковий вісник НГАУ. – 2008. – №8. – С. 51-55.

124 Крейнин Е.В. Нетрадиционные углеводородные источники. Новые технологии и их разработки: монография. – М.: Проспект, 2016. – 208 с.

125 Pat. 4 886 118 US. Conductively heating a subterranean oil shale to create permeability and subsequently produce oil / Van Meurs P., De Rouffiguan E.P., Vinegar H.J. et al; publ. 12.12.89. – 22 p.

126 Pat. 4 444 258 US. In situ recovery oil from oil shale / Kalmar N.; publ. 24.04.84. – 8 p.

127 Pat. 6 918 444 US. Method for production of hydrocarbons from organic-rich rock / Passey Q.R., Thomas M.M., Bohacs K.M.; publ. 19.07.05. – 9 с.

128 Пат. 011 007 США. Ограниченные по температуре нагреватели, применяемые для нагревания подземных пластов / Харрис К.К., Сэндберг Ч.Л., Винигар Х.; опубл. 12.30.08. – 38 с.

129 Пат. 011905 США. Способ конверсии in situ с использованием нагревающей системы с замкнутым контуром / Фоулер Т.Д., Сэндберг Ч.Л., Шебер В. и др.; опубл. 30.06.09. – 17 с.

130 Kassenova Zh.M., Yermagambet B.T., Remnev G.E. et al. Simulation of subterranean heating of coal by passing electrical current through electrothermal breakdown channel // NEWS of the Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. – 2020. – Vol. 3, Issue 441. – Р. 16-23.

131 Баймухаметов С.К., Муллагалиева Л.Ф. Установление параметров, используемых в качестве основы для проектирования ГРП системы // Интеграция науки, образования и производства – основа реализации плана нации: матер. междунар. науч.-практ. online-конф., посв. 30-летию независимости Республики (Сагиновские чтения, №13). – Караганда: КарТУ, 2021. – С. 1144-1146.

132 Баймухаметов С.К., Полчин А.И., Муллагалиева Л.Ф. и др. Особенности проектирования мероприятий по предотвращению внезапных

выбросов угля и газа (ВВУГ) на пластах с высокой скоростью десорбции метана (на примере пласта D6 Карагандинского угольного бассейна) // Горный журнал Казахстана. – 2021. – №10. – С. 46-49.

133 Бирюков Ю.М. Каталог внезапных выбросов угля и газ. – Калининград: «КГТУ» Академия горных наук, 2009. – 158 с.

134 Трофимов В.А. Внезапный выброс угля и газа. Вынос угля и газа в выработанное пространство // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – №S1. – С. 391-405.

135 Бирюков Ю.М. Газодинамические явления в угольных шахтах. – Калининград: ФГБОУ ВПО «КГТУ», 2011. – 159 с.

136 Зыков В.С., Абрамов И.Л., Торгунаков Д.В. Статистика динамических явлений в шахтах и уточнение их классификации // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. – №6. – С. 297-319.

137 Скрицкий В.А., Сурков А.В., Соболев В.В. Причины зарождения и развития газодинамических явлений в угольных шахтах // Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2013. – №2. – С. 102-107.

138 Баймухаметов С.К., Муллагалиев Ф.А., Муллагалиева Л.Ф. и др. Проблемы отработки газоносных и опасных по внезапным выбросам угольных пластов с низкой проницаемостью в карагандинском угольном бассейне // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2021. – №10-1. – С. 124-136.

139 Ножкин Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 271 с.

140 Королева В.Н. Научное обоснование и разработка технологических решений по повышению безопасности горных работ на базе эффективной дегазации с утилизацией метана на основе газогидратных процессов: дис. ... док. техн. наук: 05.23.06, 25.00.36. – М., 2005. – 434 с.

141 Greenberg H. An analysis of traffic flow // Operations Research. – 1959. – Vol. 7. – P. 79-85.

142 Портнов В.С., Юров В.М. Размерные эффекты в физике малых частиц и поверхности // Вестник КарГУ. – 2006. – №3(43). – С. 11-18.

143 Юров В.М. Некоторые вопросы физики поверхности твердых тел // Вестник КарГУ. – 2009. – №1(53). – С. 45-54.

144 Портнов В.С., Иманбаева С.Б., Муллагалиева Л.Ф. и др. Прогноз природной метаноносности при разработке угольных пластов // Уголь. – 2020. – №11. – С. 53-57.

145 Mullagaliyeva L.F., Baimukhametov S.K., Portnov V.S. et al. Three stages of methane extraction from coal beds // Scientific discussion. – 2022. – Vol. 1, Issue 63. – P. 31-36.

146 Портнов В.С., Юров В.М. Связь магнитной восприимчивости магнетитовых руд с термодинамическими параметрами и содержанием железа // Известия вузов. Горный журнал. – 2004. – №6. – С. 122-127.

- 147 Шевкопляс В.Н., Бутузова Л.Ф., Ляшук С.Н. Взаимосвязь эффективной энергии активации процесса термического разложения твердых топлив с динамикой потери массы // Вопросы химии и химической технологии. – 2008. – №2. – С. 116-120.
- 148 Ермаков А.Ю., Качурин Н.М., Сенкус В.В. Физическая модель и математическое описание переноса метана в горном массиве сорбирующих пород // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – №5. – С. 81-88.
- 149 Микаэлян Э.А. Повышение качества, обеспечение надежности и безопасности магистральных газонефтепроводов для совершенствования эксплуатационной пригодности. – М.: Топливо и энергетика, 2001. – 640 с.
- 150 Муллагалиева Л.Ф., Баймухаметов С.К., Портнов В.С. и др. Метод использования электрического каротажа для обнаружения зон с повышенной газоотдачей // Тенденции развития науки и образования. – 2022. – №84-1. – С. 23-29.
- 151 Косков В.Н. Теоретические основы дисциплины «Геофизические исследования скважин» и методика выполнения квалификационных работ. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2016. – 121 с.
- 152 Портнов В.С. Термодинамический подход к задачам геофизического опробования железорудных месторождений. – Караганда, 2003. – 178 с.
- 153 Зубкова В.В., Еджеевич П., Гебска У. Влияние температуры нагревания на изменение удельного электросопротивления твердых остатков термической деструкции спекающихся углей // Кокс и химия. – 2000. – №9. – С. 16-22.
- 154 Дырдин В.В., Ким Т.Л., Фофанов А.А. и др. Газовыделение при механодеструкции угля // Известия вузов. Горный журнал. – 2019. – №5. – С. 44-53.
- 155 Муллагалиева Л.Ф., Баймухаметов С.К., Портнов В.С. и др. Метод использования гамма-метода для обнаружения зон с повышенной газоотдачей // Современные научные технологии. – 2022. – №7. – С. 100-104.
- 156 Голодных Е.В. Гамма-метод и аппаратура контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине: дис. ... канд. техн. наук: 05.11.13. – Томск, 2016. – 116 с.
- 157 Очкур А.П. Гамма-методы в рудной геологии. – М.: Недра, 1976. – 320 с.
- 158 Портнов В.С., Юров В.М., Пузеева М.П. Гамма-гамма методы в геофизическом опробовании железорудных месторождений Казахстана // Новости науки Казахстана. – 2007. – №4. – С. 12-18.
- 159 Анциферов А.В., Тиркель М.Г., Горняк З.В. и др. Применение миграции дуплексных волн для выделения зон трещиноватости при поисках угольного метана в Донбассе // Наукові праці УкрНДМІ НАН України. – 2009. – № 5, ч. 1. – С. 201-214.

- 160 Король В.И., Скобенко А.В. Акустический способ прогноза газодинамических явлений в угольных шахтах. – Днепропетровск: Национальный горный университет, 2013. – 181 с.
- 161 Муллагалиева Л.Ф., Баймухаметов С.К., Портнов В.С. и др. Метод использования акустического метода для обнаружения зон с повышенной газоотдачей // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2022. – №9. – С. 40-46.
- 162 Гуляев П.Н. Разработка спектрально-акустического метода контроля изменения напряженного состояния углепородного массива при горных работах: автореф. ... канд. техн. наук: 25.00.20. – М., 2007. – 19 с.
- 163 Шадрин А.В. Автоматизированный мониторинг противовыбросовых мероприятий при разработке угольных пластов: автореф. ... док. техн. наук: 25.00.20. – Кемерово, 2004. – 44 с.
- 164 Кенжин Б.М., Сухинина Е.В., Компанец А.В. и др. Сейсмические исследования угленосных пород для прогноза геологических неоднородностей угольных пластов // Наукові праці УкрНДМІ НАН України. – 2009. – №5-1. – С. 395-417.
- 165 Глухов А.А., Кенжин Б.М., Компанец А.И. Влияние параметров тектонических нарушений на характеристики сейсмических волновых полей при использовании метода отраженных волн в шахтной сейсморазведке // Труды университета. – 2010. – №4. – С. 40-43.
- 166 Ольсон Г. Динамические аналогии. – М.: ИЛ, 1947. – 276 с.
- 167 Костеренко В.Н., Смирнов Р.О., Аксенов З.В. Динамика газовыделений в очистных забоях // Горная промышленность. – 2019. – №2(144). – С. 52-58.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Акты внедрения

«УТВЕРЖДАЮ»

Член Правления-

Проректор

по академическим вопросам  
НАО «Карагандинский  
технический университет  
имени Абылкаса Сагинова»

А. Темербаева  
2022г.



### АКТ ВНЕДРЕНИЯ результатов научно-исследовательской работы в учебный процесс

Настоящим актом подтверждаю использование результатов докторской диссертации Муллагалиевой Лилии Фандусовны «Исследование и разработка новых методов воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи с учётом его напряженно-деформированного состояния», представленной на соискание степени доктора философии (PhD) по образовательной программе 8D07202 «Горное дело» НАО «Карагандинский технический университет имени Абылкаса Сагинова» на кафедре «Разработка месторождений полезных ископаемых»

В рамках организации учебного процесса проведения лекционных занятий по дисциплине «Обеспечение промышленной безопасности» были внедрены результаты анализа исследований докторской диссертации на тему «Исследование и разработка новых методов воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи с учётом его напряженно-деформированного состояния». В частности, была присвоена тема лекций для магистрантов 1 курса образовательной программы 7D07203 «Горное дело».

Название лекции №6: «Экспериментальные исследования по воздействию на угольный пласт для повышения газоотдачи и снижению вероятности внезапных выбросов угля и метана».

Краткая аннотация: рассматриваются вопросы предупреждения ВВУГ. Используемая технология предупреждения ВВУГ предусматривала осуществление работ вблизи верхнего слоя пласта d6 с оставлением крепкой пачки пласта d6 мощностью не менее одного метра в почве выработки и бурения разгрузочных скважин диаметром 130 мм по верхней пачке и опережающий диаметром 200-250 мм в нижнюю пачку с глубиной 12-14 метров с неснижаемым опережением не менее 7 метров.

При этом практически через каждые 12 метров проходки (7%) при проведении текущего прогноза выбросоопасности фиксировались опасные значения (дополнительное бурение от 3 до 6 скважин). Загазование при

проводении противовыбросных мероприятий составляло 0,49 на 1 погонный метр проходки.

В случае, когда происходит ВВУГ, то обнаружение особых ямок угольной массы не происходит. Сложность разработки особо выбросоопасного пласта состоит в отсутствии пластика защиты и того факта, что угольный d6 пласт имеет высокую газоносность. Этот факт затрудняет мероприятия, которые препятствуют ВВУГ.

Для предотвращения загазирования выработок стали первоначально бурить скважины диаметром 80мм с последующей их разбуркой до 130–200 мм. Несмотря на такой большой объем бурения разгрузочных и опережающих скважин время от времени происходили ВВУГ. Самый крупный ВВУГ, который был обнаружен в пласте угля d6 при 580 метров глубины, прошел на шахте Ленина.

Количество выброшенной горной массы составило 3 250 тонн, объем метана 1 300000 м<sup>3</sup>, дальность отброса горной массы 236 метров, удельное газовыделение при ВВУГ 650 м<sup>3</sup>/т (более чем в 30 раз превышающая природную газоносность пластика), крепость угля 0,24 у.е. по шкале Протодьяконова. В 2-х выработках произошло опрокидывание вентиляционной струи, в 58 выработках концентрация метана составляла от 2 до 100%. Основными причинами данного газодинамического явления являются зона ослабления пород почвы пластика; резкое изменение его гипсометрии; отсутствие противовыбросных мероприятий (не совершенство нормативных документов). Это объясняется тем, что в процессе ВВУГ происходит приток метана из разгруженной зоны пластика угля, прилегающих к полости ВВУГ. При этом полость выброса заполняется мягким углём нижнего слоя.

Для предотвращения газодинамических явлений при ведении работ по горной выработке по пласту d6 была предложена и апробирована технология предварительной дегазации пластика с полевой газодренажной выработкой, проводимой под пластом на расстоянии 10-12м с использованием скважины. Для определения параметров скважин предварительной дегазации пластика с полевой выработкой опытных путем (патент Баймухаметова С.К, 2021 год) была пробурена контрольная скважина, которая была загерметизирована и был установлен манометр.

Давление в этой скважине равное 4.5 МПа в течение двух недель не снижалось, затем была пробурена дополнительная скважина на расстоянии 8 метров от контрольной скважины, в которой давление было равным давлению в контрольной скважине. Давление в этой скважине снижалось в течение недели. В третьей скважине, пробуренной на расстоянии 4 метра от контрольной, давление упало в течение 4 дней до 2 МПа. На основании этих замеров был определен радиус влияния скважины и эти параметры были заложены в паспорт противовыбросных мероприятий.

Для исследования проницаемости мягкого угля нижней пачки на поверхности был проведен эксперимент. Металлическая труба диаметром 6 дюймов была заполнена влажным углём нижнего слоя и спрессована. Затем по

торцам трубы поставили заглушки с отверстиями по 10мм и подключили их к баллону со сжатым воздухом под давлением 20 МПа. Установлено, что сжатый воздух стал проникать через мягкий уголь лишь при давлении 6,3 МПа, то есть уголь нижнего слоя практически был непроницаем. Впрочем, можно учитывать, что для предотвращения несанкционированной фильтрации в полевую отработку газа и развязывания ГДЯ ее необходимо проводить на расстоянии от почвы d6-пласта не менее размеров зон, где происходит интенсивное трещинообразование (зона 1) на момент подсоединения дегазационной скважины к системе вакуума.

Проводником метана из d6-пласта в дегазационную выработку может являться только зона 1 (так как именно в ней развиваются радиальные – газопроводящие трещины) и поэтому даже незначительное превышение размеров этой зоны (~ 0,5 м) полностью предотвратит несанкционированную фильтрацию в нее газа. Опыт бурения разгрузочных скважин с пересечением мягких пачек угля показал, что в отдельных случаях пробуренная скважина заполнялась углём нижнего слоя и она работала как герметизатор. В конце этих скважин скапливался свободный метан под большим давлением и при приближении забоя выработки к этим местам происходил ВВУГ.

Так при бурении разведочной скважины диаметром 80 мм в забое демонтажной сбоки №6 на шахте им. Ленина при входе скважины в нижнюю пачку пласта d6 (возможно в ранее пробуренную газодренажную скважину диаметром 130 мм) произошло газодинамическое явление. Угольный массив был ослаблен пробуренными газодренажными скважинами в количестве 70 штук при отработке пласта на первом этапе. Бурение большого количества разгрузочных скважин ведёт к ослаблению прочности целика между местом скопления свободного метана и грудью забоя.

Вышеизложенное дает основание рекомендовать следующую технологию. Для ее реализации бурится несколько разгрузочных скважин и вскрывается d6-пласт из верхнего слоя под пласт. Это делается для того, чтобы провести полевую выработку под d6-пластом. Далее, бурится центральная скважина диаметром 150–180 мм на длину не менее 20 метров, замеряется выход штыба и объём метана при бурении скважины. Устанавливаются герметизаторы и замеряется давление газа. Такие же скважины бурятся с расстоянием между ними 2 метра.

Ежесменно перед проходкой необходимо проверять чистоту скважин от угольного штаба, и при необходимости прочищать их. В каждом забое необходимо иметь приборы для определения траектории и длины пробуренных скважин. Согласно полученных результатов, данный способ мероприятий по борьбе с ВВУГ с ранее применяемым способом позволяет, в зависимости от сроков дегазации, более чем в 2,5 раза снизить природную газоносность пласта.

Эффект от внедрения: Методология исследований и использование фундаментальных положений геомеханики при создании моделей, обоснованностью принятых исходных предпосылок и соответствием полученных выводов при анализе результатов натурных шахтных наблюдений

дает возможность для студентов получать более точные результаты расчётов и экспериментальных исследований на численных моделях для условий Карагандинского бассейна.

Место и время внедрения: Были проведены исследования в лаборатории ТОО НИЦ ГеоМарк и применены в учебном процессе в НАО «Карагандинский технический университет имени Абылкаса Сагинова» на кафедре «Разработка месторождений полезных ископаемых» для студентов магистратуры 1 курса образовательной программы 7D07203 «Горное дело» на 1 семестре обучения.

Форма внедрения: Лекция по дисциплине «Обеспечение промышленной безопасности» на тему «Экспериментальные исследования по воздействию на угольный пласт для повышения газоотдачи и снижению вероятности внезапных выбросов угля и метана».

И.о. директора ДНИИ

Б.Сулеев

Руководитель УПО

А.Шахатова

Заведующий кафедрой, PhD

А.Имашев

Научный консультант,  
д.т.н., профессор кафедры  
РМПИ

С.Баймухаметов

Докторант

Л.Муллагалиева

№27/2-1

«30» мая 2022 г.

Диссертационный совет  
«Горное дело» по специальностям:  
8D07202 «Горное дело»,  
8D07201 «Геология и разведка  
месторождений полезных ископаемых»  
при Карагандинском техническом  
университете имени Абылкаса Сагинова

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

Мы, нижеподписавшиеся, комиссия в составе:  
**Кабирова С.В.** – главный геолог ТОО «Industrial Energy Alliance»;  
**Баймухаметов С.К.** – вице-президент экспертной группы по шахтному  
метану Европейской экономической комиссии ООН, д.т.н., профессор.  
**Муллагалиева Л.Ф.** – докторант кафедры РМПИ НАО Карагандинского  
технического университета имени Абылкаса Сагинова

составили настоящий акт в том, что основные положения диссертационной  
работы Л.Ф. Муллагалиевой на тему «Исследование и разработка новых методов  
воздействия на угольный пласт для повышения газоотдачи с учетом его  
напряженно-деформированного состояния» докладывались и получили  
одобрение на заседании научно-технического совета ТОО «Industrial Energy  
Alliance». Проведенные научные исследования можно характеризовать как научно-  
обоснованные разработки, которые имеют практическую ценность и  
рекомендуются к внедрению и использованию при проведении научно-  
исследовательских и опытно-промышленных работ.

Настоящим письмом подтверждаем о положительных итогах внедрения  
научно-практических результатов диссертации, которые планируются к  
использованию в будущих проектах по извлечению и утилизации метана,  
реализуемых ТОО «Industrial Energy Alliance».

Данный акт внедрения не является основанием для предъявления каких-  
либо финансовых претензий, а также требований связанных с авторскими  
правами.

И.о. Генерального директора  
ТОО «Industrial Energy Alliance»



В.А. Пушкин

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Сертификат

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

КЫРГЫЗСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ГЕОЛОГИИ,  
ГОРНОГО ДЕЛА И ОСВОЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ  
имени академика У.А. АСАНАЛИЕВА

# Сертификат

Выдан гражданине Республики Казахстан

Муллагалиевой Лилие Фандусовне

В период с 10.05.2022 г. по 27.05.2022 г. проходила научную стажировку в Кыргызском государственном университете геологии, горного дела и освоения природных ресурсов имени академика У.Асаналиева.  
*Основная цель стажировки является изучение актуальных проблем геотехнологии, обеспечение промышленной безопасности при разработке полезных ископаемых.*

Ректор Кыргызского государственного университета геологии, горного дела и освоения природных ресурсов им. академика У.Асаналиева

Маралбаев А.О.



2022

