

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

«Кузбасский государственный технический университет  
имени Т. Ф. Горбачева»

На правах рукописи



**Елкин Иван Сергеевич**

**УПРАВЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫМИ СВОЙСТВАМИ  
ВЫБРОСООПАСНЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ  
ВИБРОАКУСТИЧЕСКОГО И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО  
ВОЗДЕЙСТВИЙ**

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

**ДИССЕРТАЦИЯ  
на соискание ученой степени  
доктора технических наук**

Научный консультант:  
доктор технических наук,  
профессор В. В. Дырдин

Кемерово 2022

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|                                                                                                                                            |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....                                                                                                                              | 6  |
| 1. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ<br>ПРИ ПОДЗЕМНОЙ РАЗРАБОТКЕ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В<br>СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ..... | 15 |
| 1.1. Газодинамические явления при разработке угольных пластов и<br>анализ способов их предотвращения.....                                  | 15 |
| 1.2. Особенности массопереноса в угольных пластах, склонных к<br>газодинамическим явлениям.....                                            | 37 |
| 1.2.1. Особенности свойств и структуры взаимодействующих фаз<br>в системе уголь–вода–газ.....                                              | 37 |
| 1.2.2. Методы исследования межфазных взаимодействий в системе<br>уголь–жидкость–газ.....                                                   | 48 |
| 1.3. Анализ способов и методов управления массопереносом<br>газожидкостного флюида в угольном массиве.....                                 | 52 |
| 1.4. Выводы. Цель и задачи исследования.....                                                                                               | 60 |
| 2. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ФИЛЬТРАЦИИ<br>ГАЗОЖИДКОСТНОГО ФЛЮИДА В УГОЛЬНОМ МАССИВЕ.....                                                      | 62 |
| 2.1. Особенности фильтрационных процессов в угольном пласте.....                                                                           | 62 |
| 2.2. Разработка капиллярно-пористой модели угольного массива.....                                                                          | 64 |
| 2.2.1. Капиллярно-пористые модели угля.....                                                                                                | 64 |
| 2.2.2. Взаимосвязь между проницаемостью и пористостью в моделях<br>капиллярно-пористых тел.....                                            | 72 |
| 2.2.3. Влияние напряженного состояния на проницаемость и<br>пористость в краевой зоне угольного пласта.....                                | 79 |
| 2.3. Математическое моделирование массопереноса<br>в угольном массиве.....                                                                 | 81 |
| 2.3.1. Линейная одномерная фильтрация воды.....                                                                                            | 84 |

|                                                                                                                                              |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 2.3.2. Решение дифференциальных уравнений массопереноса для одномерного случая.....                                                          | 86  |
| 2.4. Двумерная фильтрация воды в изотропном и анизотропном массивах.....                                                                     | 100 |
| 2.4.1. Двумерная фильтрация по решению одномерной фильтрации.....                                                                            | 100 |
| 2.4.2. Двумерная фильтрация в неоднородной анизотропной пористой среде.....                                                                  | 113 |
| 2.5. Исследование процесса набухания угля и его влияния на фильтрационные процессы в массиве.....                                            | 120 |
| 2.6. Экспериментальное исследование процесса фильтрации воды в образцах угля.....                                                            | 129 |
| 2.7. Разработка метода расчета параметров увлажнения угольного пласта на основе его графического изображения.....                            | 136 |
| Выводы по главе 2.....                                                                                                                       | 141 |
| 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МЕЖФАЗНЫХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ НА ПРОЦЕССЫ МАССОПЕРЕНОСА В УГОЛЬНЫХ ПЛАСТАХ.....                                           | 144 |
| 3.1. Особенности межмолекулярного взаимодействия макромолекул угля с адсорбатом.....                                                         | 144 |
| 3.1.1. Исследование взаимодействия адсорбатов с угольным веществом.....                                                                      | 144 |
| 3.1.2. Обоснование выбора основной характеристики межфазных взаимодействий.....                                                              | 148 |
| 3.2. Исследование влияния различных факторов и условий на величину краевого угла смачивания в системе уголь–вода–газ.....                    | 150 |
| 3.2.1. Разработка метода определения краевого угла смачивания на границе раздела уголь–вода–газ на основе структурных составляющих угля..... | 150 |
| 3.2.2. Исследование влияния различных составляющих компонент угля на величину краевого угла смачивания в системе уголь–вода–газ              | 152 |

|                                                                                                                                                 |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.3. Разработка экспериментального метода определения краевого угла смачивания.....                                                             | 156 |
| 3.4. Исследования влияния влажности и краевого угла смачивания на слабонапорную фильтрацию и самодвижение воды в поровом пространстве угля..... | 164 |
| 3.4.1. Основные факторы, определяющие фильтрационные свойства углей.....                                                                        | 164 |
| 3.4.2. Исследование влияния адсорбции воды на поверхности капилляров на ее фильтрацию.....                                                      | 167 |
| 3.4.3. Влияние краевого угла смачивания на фильтрацию в углях и радиус увлажнения угольного пласта от одиночной скважины.....                   | 176 |
| 3.4.4. Особенности фильтрационных процессов в каменных углях .....                                                                              | 179 |
| 3.5. Исследование влияния краевого угла смачивания на газовыделение из угля и самодвижение воды в поровом пространстве.....                     | 187 |
| 3.5.1. Влияние краевого угла смачивания на газовыделение из угля.....                                                                           | 187 |
| Выводы по главе 3.....                                                                                                                          | 196 |
| 4. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ МАССОПЕРЕНОСОМ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРОВ ПАВ И ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ.....         | 200 |
| 4.1. Влияние ПАВ на эффективность массопереноса в угольном массиве..                                                                            | 200 |
| 4.2. Экспериментальные исследования влияния растворов ПАВ на преждевременное закупоривание фильтрующих пор.....                                 | 203 |
| 4.2.1. Методика исследования взаимодействия растворов ПАВ с углями.....                                                                         | 204 |
| 4.2.2. Результаты экспериментальных исследований.....                                                                                           | 204 |
| 4.3. Разработка метода выбора ПАВ, интенсифицирующих процесс увлажнения каменных углей водой.....                                               | 209 |
| 4.3.1. Методика выбора эффективного ПАВ по краевому углу смачивания.....                                                                        | 210 |

|                                                                                                                                               |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.3.2. Метод выбора АС по микрофильтрации в образцах<br>каменных углей.....                                                                   | 211 |
| 4.4. Влияние температуры жидкости на фильтрацию воды в<br>угле.....                                                                           | 213 |
| 4.4.1. Влияние температуры на краевой угол смачивания и его<br>гистерезис.....                                                                | 213 |
| 4.4.2. Фильтрация воды при повышенных температурах в диапазоне до<br>80°C.....                                                                | 215 |
| 4.4.3. Разработка технологии применения теплового воздействия для<br>повышения эффективности увлажнения угольного пласта.....                 | 216 |
| Выводы по главе 4 .....                                                                                                                       | 224 |
| 5. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВИБРОАКУСТИЧЕСКИХ<br>КОЛЕБАНИЙ НА САМОДВИЖЕНИЕ ВОДЫ И УВЛАЖНЕНИЕ<br>КРАЕВОЙ ЧАСТИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА .....              | 226 |
| 5.1. Исследование влияния динамических воздействий на межфазные<br>взаимодействия в системе уголь–вода–газ.....                               | 226 |
| 5.1.1. Модель угля в условиях динамических деформаций.....                                                                                    | 229 |
| 5.1.2. Влияние акустических колебаний на деформацию капиллярно-<br>пористой структуры угля .....                                              | 233 |
| 5.1.3. Исследование влияния виброакустических колебаний на<br>самодвижение воды в угле. Определение оптимального частотного<br>диапазона..... | 236 |
| 5.2. Исследование влияния виброакустических колебаний<br>на процессы увлажнения углей.....                                                    | 242 |
| 5.2.1. Исследование влияния ультразвуковых колебаний<br>на процессы увлажнения углей.....                                                     | 243 |
| 5.2.2. Исследование влияния высокоинтенсивных колебаний<br>низкой частоты на увлажнение угля.....                                             | 249 |
| 5.3. Разработка метода увлажнения угольных пластов с применением<br>переменных динамических воздействий .....                                 | 263 |

|                                                                                                                                                                 |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.3.1. Особенности технологии применения ультразвуковых колебаний и разработка технологических схем .....                                                       | 263 |
| 5.3.2. Технологические схемы применения динамических колебаний низкой частоты.....                                                                              | 265 |
| Выводы по главе 5.....                                                                                                                                          | 269 |
| 6. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КРАЕВУЮ ЧАСТЬ УГОЛЬНОГО МАССИВА В ЦЕЛЯХ УПРАВЛЕНИЯ МАССОПЕРЕНОСОМ.....                                     | 271 |
| 6.1. Технические принципы выбора комплексного метода воздействия на угольный пласт и управления массопереносом при низконапорном увлажнении.....                | 271 |
| 6.2. Разработка основных принципов применения комплексного воздействия при увлажнении угольного массива.....                                                    | 277 |
| 6.3. Оценка экономического эффекта от применения методов повышения эффективности массопереноса в краевой части угольного массива.....                           | 282 |
| 6.4. Применение методов управления напряженно-деформированным состоянием угольного массива в зоне очистного забоя в условиях горно-геологических нарушений..... | 292 |
| 6.5. Опытнo-промышленное применение методов управления массопереносом на предприятиях Кузбасса.....                                                             | 301 |
| Выводы по главе 6.....                                                                                                                                          | 303 |
| Заключение.....                                                                                                                                                 | 305 |
| Список литературы.....                                                                                                                                          | 311 |
| Приложение.....                                                                                                                                                 | 331 |

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность.** Программой развития угольной промышленности Российской Федерации до 2030 года предусмотрено увеличение добычи угля до 530 млн т в год. Основной уровень добычи будет осуществляться за счет угольных месторождений Сибири и Дальнего Востока. Причем, годовая добыча угля подземным способом в Кузбассе на сегодня достигает 85,7 млн т (2019 г.), что составляет 19,5 % от всей годовой добычи в Российской Федерации.

Средняя глубина подземных горных работ составляет 400–800 м и увеличивается с каждым годом. С увеличением глубины разработки угольных месторождений закономерно возрастает природная газоносность угольных пластов, повышается напряженное состояние массива, увеличивается выбросоопасность и газодинамическая активность угольных пластов, активизируются проявления горных ударов, а также пылевыведение, что отрицательно сказывается на технико-экономических показателях горнодобывающих предприятий, приводит к повышению уровня производственного травматизма, является сдерживающим фактором при внедрении высокопроизводительных технологических комплексов. Количество углепластов, требующих дополнительных мер по дегазации и профилактических мер по предотвращению проявлений газодинамической активности, составляет порядка 20 % от всех разрабатываемых угольных пластов подземным способом.

Одним из основных методов борьбы с опасными проявлениями горного давления и газодинамической активности угольных пластов является предварительная дегазация угольных пластов и их низконапорное увлажнение. Но в связи с низкой смачиваемостью и проницаемостью углей, особенно углей выбросоопасных пластов, отсутствием обоснованных методов направленного управления массопереносом, а также научно обоснованных технологических схем, разработанных на основе применения различных физических и физико-химических воздействий на угольный пласт, низконапорное увлажнение в большинстве случаев не достигает своей цели. Поэтому проблема разработки

теории и методов повышения эффективности массопереноса при низконапорном увлажнении угольных пластов путем применения современных, научно обоснованных технических решений и технологических схем, направленных на изменение фильтрационных свойств угольных пластов, является актуальной.

Диссертация отражает результаты исследований, выполненных автором в период 1995–2021 гг. в Кузбасском государственном техническом университете имени Т. Ф. Горбачева в соответствии с планами НИР университета по научно-технической программе НОК-4 по теме № 10-12 «Разработка способов повышения эффективности низконапорного увлажнения угольных пластов», при поддержке гранта с кодом по ГРНТИ 52.13.05, 52.13.07, 52.13.25 по проекту «Разработка методов управления свойствами горных пород с помощью электрических и физико-химических способов воздействия на краевые зоны» № 10-98.

**Цель работы** состоит в обосновании и разработке физических и физико-химических методов направленного воздействия на угольный пласт и газожидкостный флюид при низконапорном увлажнении для предотвращения газодинамических явлений, обеспечивающих безопасность подготовительных работ.

**Идея работы** заключается в использовании установленных основных закономерностей изменения фильтрационных свойств выбросоопасных угольных пластов и газожидкостного флюида под влиянием виброакустического воздействия с применением поверхностно-активных веществ для низконапорного увлажнения.

#### **Задачи исследований:**

1) установить основные закономерности процессов фильтрации газожидкостного флюида в капиллярно-пористой структуре угольного массива при низких давлениях и разработать модель процесса увлажнения неоднородного угольного массива;

2) изучить влияние краевого угла смачивания на фильтрацию жидкости в

капиллярно-пористой структуре угля при низких давлениях, соизмеримых с действием капиллярных сил;

3) определить и исследовать факторы, влияющие на скорость низконапорной фильтрации и определить способы эффективного управления фильтрацией при применении ПАВ и теплового воздействия;

4) установить влияние виброакустических колебаний на массоперенос в угольном массиве и разработать метод управления его фильтрационными свойствами путем применения виброакустических воздействий;

5) разработать научное обоснование эффективного применения комплексных методов воздействия на угольный массив для управления массопереносом газожидкостного флюида.

**Объектом исследования** являются угли с различными физическими и физико-химическими свойствами, растворы различных поверхностно-активных веществ.

**Предметом исследования** является процесс массопереноса газожидкостного флюида в краевой части угольного массива, находящегося в неоднородном напряженном состоянии и содержащего нарушения горно-геологического происхождения.

**Методы исследований.** При выполнении работы использованы:

- теоретические и экспериментальные методы исследований, включающие анализ и научное обобщение опыта оценки фильтрационных и физико-механических свойств угля и угольных пластов;
- методы математической физики, математического и лабораторного физического моделирования;
- методы лабораторных исследований межфазных взаимодействий в системе уголь–жидкость–газ при различных физических условиях и воздействиях.

**Научные положения, выносимые на защиту:**

1. Математическая модель массопереноса в угольном пласте, содержащая зависимость коэффициента проницаемости от распределения

капилляров по радиусам, а также от напряжений в краевой части пласта, позволяет определить оптимальное расположение увлажняющих скважин, расход увлажняющей жидкости, время нагнетания для достижения необходимой влажности и ее равномерного распределения в массиве.

2. При увлажнении угольного массива путем самодвижения флюида в макро- и переходных порах максимум влажности угля достигается при значении краевого угла смачивания, не превышающем  $15^\circ$ , при коэффициенте поверхностного натяжения  $0,073 \text{ Н/м}$  и давлении нагнетания жидкости, превосходящем газовое давление примерно в 10 раз в краевой зоне угольного массива.

3. Скорость низконапорной фильтрации воды определяется особенностями капиллярно-пористой структурой углей, зависит от их физико-химической активности и с течением времени уменьшается по экспоненциальному закону, но расход воды увеличивается в 1,5–2,2 раза при выборе поверхностно-активного вещества и его оптимальной концентрации в растворе или повышением температуры воды, закачиваемой в пласт до  $45\text{--}60^\circ\text{C}$ .

4. Коэффициент проницаемости углей увеличивается в 1,2–2 раза при применении виброакустического воздействия, при создаваемом давлении равном 0,1–5 % от напорного давления флюида, а максимальное увеличение скорости фильтрации достигается при частоте воздействия от 16 до 100 Гц, определяемой параметрами капиллярно-пористой структуры угля.

5. Изменение скорости фильтрации пропорционально интенсивности виброакустического воздействия, энергии, сообщаемой фазам при физическом воздействии на угольный пласт, но не более  $1512 \text{ кДж/м}^3$ , а изменение общей проницаемости при комплексном воздействии на угольный пласт определяется квадратичным алгебраическим суммированием результатов всех воздействий.

**Степень достоверности** результатов проведенных исследований подтверждается:

- применением в теоретических исследованиях фундаментальных положений гидродинамики для дисперсионных неоднородных сред;

- удовлетворительной сходимостью (в пределах 80–90 %) результатов расчетов и экспериментальных исследований параметров межфазных взаимодействий;
- применением в экспериментальных исследованиях апробированных методик и сертифицированной аппаратуры.

### **Научная новизна работы:**

1. Предложены математическая модель процесса увлажнения угольного пласта и программа расчета основных технологических параметров увлажнения для достижения необходимой влажности и ее равномерного распределения в массиве.
2. Установлены закономерности увлажнения угольного пласта посредством самодвижения воды в макро- и переходных порах в зависимости от краевого угла смачивания.
3. Доказано, что скорость низконапорной фильтрации воды в углях определяется особенностями капиллярно-пористой структуры углей, зависит от физико-химической активности углей.
4. Установлены способы повышения расхода воды при слабонапорной фильтрации за счет выбора ПАВ и его оптимальной концентрации, а также применения воды, имеющей определенную температуру.
5. Выявлено влияние амплитудно-частотных характеристик виброакустических воздействий на фильтрационные параметры углей при увлажнении угольного массива.
6. Установлены закономерности применения комплексных методов воздействия на угольный массив.

### **Личное участие автора** заключается в:

- проведении теоретических и экспериментальных исследований влияния процессов смачивания на фильтрацию газожидкостного флюида в каменных углях при низких давлениях и различных внешних физических условиях;
- проведении аналитических и экспериментальных исследований влияния различных факторов на изменение фильтрационных и физико-

механических свойств угля;

- разработке эффективных методов выбора ПАВ и его оптимальной концентрации в растворе для увлажнения угольных пластов;
- обобщении и анализе условий безопасности горных работ при прохождении зон угольных пластов с горно-геологическими нарушениями;
- разработке математических и физических фильтрационных моделей для краевых зон угольного массива;
- разработке комплексного метода управления массопереносом в угольном массиве.

**Научное значение работы** состоит в установлении закономерностей межфазных взаимодействий в системе уголь–жидкость–газ, расширяющих известные представления о движении и самодвижении жидкости в капиллярно-пористых телах при низконапорной фильтрации в различных неоднородных средах, обладающих высокой физико-химической активностью.

#### **Отличие от ранее выполненных работ:**

- установлена взаимосвязь между качеством увлажнения угольного массива и краевым углом смачивания на границе раздела уголь–жидкость–газ, определено влияние межфазных взаимодействий в системе уголь–жидкость–газ на процессы массопереноса газожидкостного флюида в угле;
- установлены причины снижения скорости фильтрации с течением времени и способы повышения скорости фильтрации за счет выбора ПАВ и его оптимальной концентрации, а также применения воды с высокой температурой;
- выявлено влияние амплитудно-частотных характеристик виброакустических воздействий на фильтрационные параметры углей в процессе увлажнения угольного массива;
- разработана теория и методы эффективного комплексного физического воздействия на угольный массив в целях повышения эффективности увлажнения.

**Практическая значимость работы** заключается в разработке способов и технологических схем, позволяющих на основе выбора оптимального состава

ПАВ и виброакустических воздействий на краевую часть угольного массива повысить эффективность увлажнения, снизить вероятность проявления опасных динамических и газодинамических явлений при подземной разработке угольных пластов, опасных и угрожаемых по горным ударам и внезапным выбросам угля и газа.

Полученные соискателем результаты позволяют:

- проводить мониторинг качества процесса увлажнения угольных пластов;
- оценивать эффективность комплексного воздействия на угольный массив при его увлажнении;
- повысить безопасность ведения горных работ на участках с горно-геологическими нарушениями.

Разработаны методические указания по выбору поверхностно-активных веществ, позволяющих повысить эффективность низконапорного увлажнения.

Разработаны практические рекомендации по использованию высокочастотных и низкочастотных колебаний для интенсификации процессов массопереноса при увлажнении, а также разработаны практические рекомендации по использованию теплового метода воздействия на увлажняемый массив.

Разработаны расчетные программы для ЭВМ, защищенные авторскими свидетельствами, позволяющие осуществлять прогноз и контроль массопереноса в угольном массиве.

#### **Реализация результатов работы.**

- Рекомендации по расчету и выбору оптимальных параметров при применении технологии низконапорного увлажнения угольных пластов, полученные по результатам лабораторных и опытно-промышленных испытаний, использованы УК «Северный Кузбасс» на шахте «Березовская».
- Методические положения, изложенные в диссертационной работе, одобрены к внедрению холдинговой компанией «Сибирские ресурсы» (шахта «Владимирская») при разработке технологических схем увлажнения и

дегазации угольных пластов.

Результаты работы и ее отдельные части использовались:

- в разработанных «Методических рекомендациях по увлажнению угольных пластов при применении ПАВ». – Кемерово: КузГТУ, 2013. – 22 с., подготовленных совместно с ОАО «НЦ ВостНИИ» и согласованных с Институтом промышленной и экологической безопасности КузГТУ;
- в разработанном «Методическом руководстве по использованию растворов ПАВ при предварительном увлажнении угольных пластов из подготовительной пластовой выработки». – Кемерово: КузГТУ, 2015. – 21 с.

Методические разработки по увлажнению угольных пластов с применением физических методов воздействия и результаты исследований используются в учебном процессе ФГБОУ ВО «Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева» при проведении занятий по дисциплине «Подземная разработка пластовых месторождений» для специальности 21.05.04 «Горное дело» (специализация «01 Подземная разработка пластовых месторождений»).

**Апробация работы.** Основные положения работы докладывались на II – XVI Международных научно-практических конференциях «Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири» (г. Кемерово, 1997–2018 гг.), Международной научно-практической конференции «Экологические проблемы угледобывающей отрасли в регионе при переходе к устойчивому развитию» (г. Кемерово, 1999 г.); на научных симпозиумах «Неделя горняка» (МГГУ, г. Москва, 2003, 2010–2011, 2020 гг.); на международных симпозиумах Китая – России по проблемам подземной разработки угольных месторождений (2004, 2008, 2018, 2019 гг.); на 41-й – 66-й научно-технических конференциях студентов, аспирантов и преподавателей КузГТУ «Россия молодая» (г. Кемерово, 1996–2021 гг.).

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 62 научные работы, в том числе: 14 работ опубликовано в ведущих изданиях, рекомендованных ВАК по специальности 25.00.20, 3 монографии, 3 патента на изобретение,

2 свидетельства о регистрации программ для ЭВМ, отражающих основное содержание диссертации, а также 3 работы в изданиях, входящих в международные базы научного цитирования Scopus, Web of Science.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения и 6 приложений, содержит 347 страниц машинописного текста, 122 рисунка, 24 таблицы, библиографический список использованной литературы состоит из 195 наименований.

# **1. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ ПРИ ПОДЗЕМНОЙ РАЗРАБОТКЕ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

## **1.1. Газодинамические явления при разработке угольных пластов и анализ способов их предотвращения**

Проблеме изучения и предотвращения динамических и газодинамических явлений, разработке способов и методов их предотвращения посвящено множество работ, накоплен большой опыт в решении технических и научных задач [2], [13], [26], [27], [48], [73], [90], [109], [111], [125], [139], [154] и др.

К основным опасностям, осложняющим ведение горных работ на угольных шахтах, относятся: 1) горное давление; 2) газоносность и газовыделение; 3) удароопасность и выбросоопасность; 4) рудничная пыль; 5) самовозгорание углей. Совокупности некоторых из этих явлений порождают самые разрушительные катастрофы, влекущие за собой значительные материальные потери и гибель горных рабочих. Высокие значения градиента горного давления в краевой зоне массива при больших градиентах газового давления создают условия для горных ударов и выбросов угля и газа, во время которых за короткий промежуток времени горные выработки заполняются раздробленным углем и газом; разрушаются капитальные выработки, стволы, околоствольные постройки, подземные коммуникации; нарушается работа всего подземного комплекса шахты; происходят групповые травматические и смертельные последствия для рабочих. Проблемы динамических и газодинамических явлений и их предотвращение рассмотрены в работах [31], [47], [97].

Горные удары представляют собой хрупкое разрушение предельно напряженной части массива пород, прилегающей к горной выработке, сопровождающееся поднятием почвы в горных выработках, сильным звуковым эффектом, выбросом угля и породы, разрушением призабойных машин и механизмов, сейсмическими колебаниями в массиве и на земной поверхности.

Основными факторами, определяющими возникновение горных ударов, являются: 1) природные: физико-механические свойства горных пород, геологические нарушения, глубина залегания и др.; 2) горно-технические: система разработки, способ управления состоянием массива, взрывные работы и др. [66].

Уравнение энергетического баланса горного удара имеет вид [109]:

$$W_m + \Delta\Pi = W_p + W_k + W_{\delta} + W_c + W_g, \quad (1.1)$$

где  $W_m$  – энергия, накопленная в массиве;  $\Delta\Pi$  – энергия, поступающая из вмещающих пород;  $W_p$  – энергия разрушения породы;  $W_k$  – кинетическая энергия частиц разрушенного материала;  $W_{\delta}$  – энергия поглощения вблизи от места проявления горного удара;  $W_c$  – энергия, затраченная на сейсмические колебания;  $W_g$  – энергия воздушной волны.

По свидетельству Т. И. Лазаревич [90], на 01.09.1999 г. на угольных шахтах Кузбасса зарегистрировано 144 горных ударов. Среднее количество горных ударов в Кузбассе по данным ВостНИИ [131] составляет 4–5 в год (таблица 1.1). В настоящее время на шахтах Кузбасса разрабатывается около 400 шахтопластов, отнесенных к опасным или угрожаемым по горным ударам. Зоны интенсивной динамической активности находятся в Горно-Шорском, Междуреченском, Малиновском, Осинниковском и Новокузнецком районах.

Другим опасным проявлением горного давления и газоносности угольных пластов являются внезапные выбросы угля, породы и газа. Текущим прогнозом выбросоопасности в настоящее время на территории РФ выявлено множество выбросоопасных зон угольных пластов в шахтах Воркутинского месторождения Печорского бассейна, Белокалитвенского, Краснодонецкого, Каменско-Гундоровского и Тацинского угленосных районов Восточного Донбасса; Егоршинского месторождения Егоршино-Каменского угленосного района Урала; Анжерского, Кемеровского, Беловского, Осинниковского и Томь-Усинского районов Кузбасса; Подгородненского месторождения и

Партизанского бассейна Приморья; Бошняковского месторождения Сахалинского Бассейна и на руднике Комсомольском в угленосных отложениях Талханского рудного узла. В странах СНГ выбросоопасные зоны угленосных пластов находятся в шахтах Донецкого и Карагандинского бассейнов.

Таблица 1.1

Активность динамических и газодинамических явлений  
на шахтах Кузбасса [131]

| Годы      | Вид активности     |              |                   |
|-----------|--------------------|--------------|-------------------|
|           | Обвалы и обрушения | Горные удары | Внезапные выбросы |
| 1981/1982 | 268                | 27           | 0                 |
| 1983/1984 | 261                | 6            | 1                 |
| 1985/1986 | 164                | 4            | 2                 |
| 1987/1988 | 135                | 7            | 4                 |
| 1989/1990 | 123                | 5            | 9                 |
| 1991/1992 | —                  | 0            | 5                 |
| 1993/1994 | —                  | 0            | 2                 |
| 1995/1996 | —                  | 1            | 2                 |
| 1997/1998 | —                  | 0            | 2                 |
| 1999      | —                  | 0            | 0                 |

В Кузнецком бассейне за период с 1943 г. по 1998 г. при ведении горных работ на 21 шахте в 10 месторождениях зарегистрировано 190 внезапных выбросов угля и газа [131]. При этом на 3 шахтах Кузбасса («Северная», «Ноградская» и «Березовская») произошло 142 внезапных выброса угля и газа на 16 шахтопластах.

При проведении горных работ в 80-е и 90-е годы было выявлено более 2600 выбросоопасных зон. Общая протяженность выбросоопасных зон, выявленных прогнозом при вскрытии и текущим прогнозом, составляет более 50 км [90], [131].

Аналогичные данные по газодинамическим явлениям, охватывающие все угольные бассейны на территории России, приводятся проф. В.С. Зыковым [68]. Эти данные приведены в таблице 1.2. В таблице 1.3 приведена обновленная

классификация газодинамических явлений, наблюдаемых на угольных предприятиях при подземной разработке, представленная проф. В. С. Зыковым.

Таблица 1.2.

## Количество динамических явлений в шахтах [68]

| № п/п         | Угольный бассейн или угленосный район | Кол-во динамических явлений в шахтах, в т. ч.                                                                  |                          |                          | Всего по бассейнам |
|---------------|---------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------|
|               |                                       | внезапных выбросов                                                                                             | внезапных выдавливаний   | внезапных обрушений      |                    |
| 1.            | Кузнецкий бассейн                     | <b>195</b><br>в т. ч.:<br>1943-1972 гг. – 146<br>1973-1985 гг. – 9<br>1975-1985 гг. – 10<br>1986-2006 гг. – 30 | <b>13</b><br>(1986-2006) | <b>16</b><br>(1986-2006) | <b>224</b>         |
| 2.            | Печорский бассейн                     | <b>275</b><br>(1950-2006 гг.)                                                                                  |                          |                          | <b>275</b>         |
| 3.            | Восточный Донбасс                     | <b>225</b> ,<br>в том числе:<br>до 2006 г. – 126<br>до 2002 г. – 99                                            | <b>49</b>                | <b>7</b>                 | <b>281</b>         |
| 4.            | Егоршинско-Каменский район            | <b>214</b><br>(1944-1966 гг.)                                                                                  |                          |                          | <b>214</b>         |
| 5.            | Приморский бассейн                    | <b>23</b><br>(1947-1972 гг.)                                                                                   |                          |                          | <b>23</b>          |
| 6.            | О. Сахалин                            | <b>1</b>                                                                                                       |                          |                          | <b>1</b>           |
| 7.            | Талнахский                            | <b>1</b>                                                                                                       |                          |                          | <b>1</b>           |
| <b>Итого:</b> |                                       | <b>934</b>                                                                                                     | <b>62</b>                | <b>23</b>                | <b>1019</b>        |

Таблица 1.3.

## Классификация динамических явлений в угольных шахтах [68]

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>I. Класс «Выбросы газа»</p> <p>1. Суфляр – высокое стабильное выделение газа из видимых пустот и трещин.</p> <p>2. Внезапный прорыв газа из зоны геологического нарушения – интенсивное кратковременное выделение большого объема газа из прилежащей к тектоническому нарушению зоны угольного пласта.</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| <p>II. Класс «Горные удары и обрушения (высыпания)»</p> <p>3. Горный удар – мгновенное хрупкое разрушение целика или краевой части угольного массива с отбросом угля в выработку и попутным выделением газа.</p> <p>4. Внезапное выдавливание – быстропротекающий процесс отторжения угля от массива под действием горного давления из призабойной части пласта в выработку.</p> <p>5. Стреляние – хрупкое разрушение и отскакивание кусков угля (породы) на обнажениях напряженных участков горного массива, сопровождаемое резким звуком.</p> <p>6. Горный удар с разрушением вмещающих пород – мгновенное хрупкое разрушение слоя породы или угля в почве (кровле) подготовительной выработки, сопровождающееся частичным или полным заполнением выработки разрушенной породой (углем), сотрясанием массива, резким звуком и пылеобразованием.</p> <p>7. Обрушения (высыпания) угля – разрушение под действием гравитационных сил нависающей призабойной части угольного массива, сопровождающееся на газоносных пластах загазированием выработки, часто сверхдопустимой концентрации газа.</p> <p>8. Обрушение кровли в очистном забое – происходящее с сильным динамическим эффектом</p> |

периодическое обрушение основной, как правило, труднообрушаемой кровли, управляемой способом полного обрушения.

### III. Класс «Выбросы угля (породы) и газа»

9. Внезапный выброс угля и газа – быстропротекающий лавинообразный процесс разрушения угольного массива горным и газовым давлением и отброса тонкоизмельченного угля газом в выработку.

10. Внезапный выброс породы и газа – лавинообразный процесс разрушения породного массива с выносом и перемещением породы по выработке потоком выделяющегося газа.

11. Внезапный отжим угля с повышенным газовыделением – быстропротекающий процесс отжима угля горным и газовым давлением из призабойной части пласта в выработку.

12. Внезапный выброс газа с разрушением вмещающих пород – прорыв газа в прилегающее к забою выработанное пространство из над- или подрабатываемого пласта через вмещающие породы.

13. Внезапный выброс газа из угольной пачки за контуром выработки – прорыв газа в призабойное пространство выработки из тектонически нарушенной угольной пачки с разрушением слоя прочного угля между выработкой и этой пачкой.

### IV. Класс «Горно-тектонические явления»

14. Горно-тектонический удар – мгновенное хрупкое разрушение породы или угля в глубине массива с возникновением сейсмической волны с энергией  $10^3$ - $10^{10}$  Дж и более, вызывающей хрупкое разрушение краевой части массива или целика угля в форме горного удара.

15. Горно-тектонический выброс – мгновенное хрупкое разрушение породы (угля) в глубине массива с возникновением сейсмической волны с энергией от  $10^3$  Дж и более, вызывающей хрупкое разрушение угольного пласта, переходящее во внезапный выброс угля и газа

16. Сотрясение в массиве – ощущаемое вибрирование горного массива, вызванное толчкообразным его деформированием.

### IV. Класс «Прорывы воды и водонасыщенных пород»

17. Прорывы воды из водных объектов – неожиданное разрушение под действием веса воды предохранительного целика, отделяющего горные выработки от водного объекта, с прорывом воды в выработку.

18. Прорывы воды из затопленных выработок – неожиданное разрушение барьерного или предохранительного целика, отделяющего действующую выработку от затопленной, с прорывом воды в действующую выработку.

19. Прорывы плавунных пород – усиленное поступление в горную выработку рыхлых водонасыщенных пород, обладающих плавунными свойствами, происходящее в результате самопроизвольного или принудительного разрушения водоупорных пород в выработке.

20. Прорывы глины и пульпы – неожиданное разрушение под действием горного давления и гравитационных сил целиков, разделяющих заполненные глиной или пульпой пустоты, с прорывом глины или пульпы в горные выработки.

Высокая потенциальная выбросоопасность Кузбасса по выводам многих специалистов обусловлена значительной глубиной ведения горных работ, которая достигла по районам следующих величин: Анжерский – 600 м (шахта «Анжерская»); Кемеровский – 450 м (шахта «Первомайская»); Ленинский –

550 м (шахта им. Е. М. Ярославского); Беловский – 480 м (шахта «Чертинская»); Прокопьевско-Киселевский – 475 м (шахта «Коксовая»); Араличевский – 380 м (шахта им. Г. Димитрова); Байдаевский – 640 м (шахта «Абашевская»); Осиновский – 640 м (шахта «Капитальная»); Кондомский – 430 м (шахта «Аларда»); Томь-Усинский – 500 м (шахта «Усинская»).

На 01.06.1997г. в 7 геолого-экономических районах Кузбасса (Анжерском, Кемеровском, Беловском, Прокопьевско-Киселевском, Байдаевском, Осиновском и Томь-Усинском) на 13 месторождениях (Анжерском, Березово-Бирюлинском, Кемеровском, Чертинском, Прокопьевском, Байдаевском, Антоновском, Есаульском, Шелканском, Томском, Ольжерасском и Распадском) разрабатывается 95 выбросоопасных и 194 угрожаемых пластов (рисунок 1.1) [131].

По результатам современных исследований, представленных проф. О. Н. Малинниковой [99], возникновение внезапного выброса связано с химическими процессами в угле, под действием высоких градиентов напряжений протекает химическая реакция разрушения молекулярных структур угля с образованием метана и одновременным повышением давления до критических условий.

К аналогичным результатам, указывающим на физико-химическую составляющую причин внезапных выбросов, пришла группа исследователей под руководством проф. Полевщикова Г. Я. [81].

Сценарий развития большинства газодинамических явлений с физической точки зрения описывается уравнением энергетического баланса [146]:

$$\mathcal{E}_Y + \mathcal{E}_G + \mathcal{E}_B = F + U + Z \pm \Pi, \quad (1.2)$$

где  $\mathcal{E}_Y$  – энергия, поступающая при упругом восстановлении массива горных пород;  $\mathcal{E}_G$  – энергия свободного и десорбированного газа;  $\mathcal{E}_B$  – энергия изменения пространственного положения разрушенного угля;  $F$  – работа перехода призабойной части угольного массива в предельное состояние;  $U$  –



соотношением действующих сил, источниками энергии и характером проявления процесса. Называют четыре таких стадии:

первая стадия процесса – потеря устойчивости угольным пластом, изменение физико-механического состояния угольного пласта, аккумулярование упругой энергии;

вторая стадия – распространение волны разрушения от обнаженной поверхности вглубь массива;

третья стадия – движение угля и газа в выработанное пространство;

четвертая стадия – остановка волны разрушения и окончание динамического явления.

Установление соотношений в балансе действующих сил, а также в запасах энергии позволяет оценить возможность разрушения угольного массива в форме внезапного выброса. Необходимыми и достаточными условиями возможности реализации внезапного выброса угля и газа является совокупность энергетических и силовых критериев первой и второй стадий процесса.

Способ предотвращения внезапных выбросов угля и газа должен обеспечивать:

- снижение действующих напряжений в массиве;
- увеличение пластических свойств угля и снижение энергоемкости разрушения угля;
- снижение давления газа в пласте и его количества, которое может принять участие во внезапном выбросе.

К нарушениям в режиме работы шахты относится интенсивное газовыделение метана в горные выработки, что является причиной финансово-экономических потерь горного предприятия [5], [14], [88], [108].

В горные выработки метан выделяется с обнаженной поверхности угольных пластов, из отбитого угля, с обнаженных поверхностей пород, прилегающих к газонасыщенным пластам. В первые месяцы после вскрытия пласта скорость газовыделения может достигать  $5\text{--}50 \text{ м}^3/\text{мин}\cdot\text{м}^2$ . Затем интенсивность падает и через 6–12 мес. оно практически прекращается [146].

Основной причиной данного явления является высокая природная газоносность угольных пластов, достигающая 30–40 м<sup>3</sup>/т.

Кроме внезапного выделения (выброса) метана, имеют опасность обыкновенное и суфлярное газовыделение.

Обыкновенное выделение метана происходит с обнаженных поверхностей угольного массива через мелкие поры и трещины [109].

Суфлярное выделение метана менее интенсивно и составляет около 1 м<sup>3</sup>/мин. на 20 м выработки с продолжительностью действия от нескольких часов до нескольких лет. Суфляры представляют опасность вследствие своего внезапного проявления и высокой концентрации метана в выработке. Суфляры встречаются в зонах геологических нарушений пликативного и дизъюнктивного характера.

Характер газовыделения, как показано многими исследованиями, определяется физико-механическими и коллекторными свойствами пласта, его газоносностью. Последнее зависит от глубины залегания, от геологических процессов в земной коре и ряда других факторов. Так, в работе [131] разработан способ прогнозирования метаноносности по тектоническим нарушениям в земной коре. Тем самым, газоносность и динамическая активность проявляет свои зональные свойства.

Опасным фактором в шахте также является рудничная пыль. Образование пыли – большого количества мелкодисперсных частиц угля – происходит в результате лавинного разрушения монолитных структур при сложном напряженном состоянии в массиве. Наиболее опасной является пыль, состоящая из частиц размером порядка 1 мкм, которые легко проникают в легкие человека и задерживаются в них [11], [136].

Кроме отрицательного биологического воздействия на организм, опасность угольной пыли заключается в ее способности взрываться. Эта опасность связана, прежде всего, с высокой удельной поверхностью угольной пыли. При средних размерах в поперечнике  $5 \cdot 10^{-6}$  м удельная поверхность пыли достигает 500–1000 м<sup>2</sup>/кг (максимальное значение удельной поверхности пор

угля по свидетельству [106] не превышает  $200 \text{ м}^2/\text{кг}$ ). Легко адсорбируя кислород на поверхности частички угля, химическая активность пыли возрастает в 1000 раз, снижается удельная энергия активации, необходимая для развития процесса окисления по механизму взрыва. Исследованиями установлено, что максимальную взрываемость имеют частицы размером 80 мкм и минимальную – 1 мкм. Взрываемость угольной пыли зависит, главным образом, от степени метаморфизма, выхода летучих [24].

Присутствие метана в атмосфере повышает способность пыли к взрыванию. При концентрации метана в атмосфере около 3 % угольная пыль способна взрываться при удельном содержании  $5 \text{ г}/\text{м}^3$ , а при 2 % метана –  $10 \text{ г}/\text{м}^3$ , а при 0 % метана в атмосфере –  $30\text{--}40 \text{ г}/\text{м}^3$  [11].

Вспышка метана влечет за собой взрыв не смоченной пыли, осевшей на стенках и почве выработки.

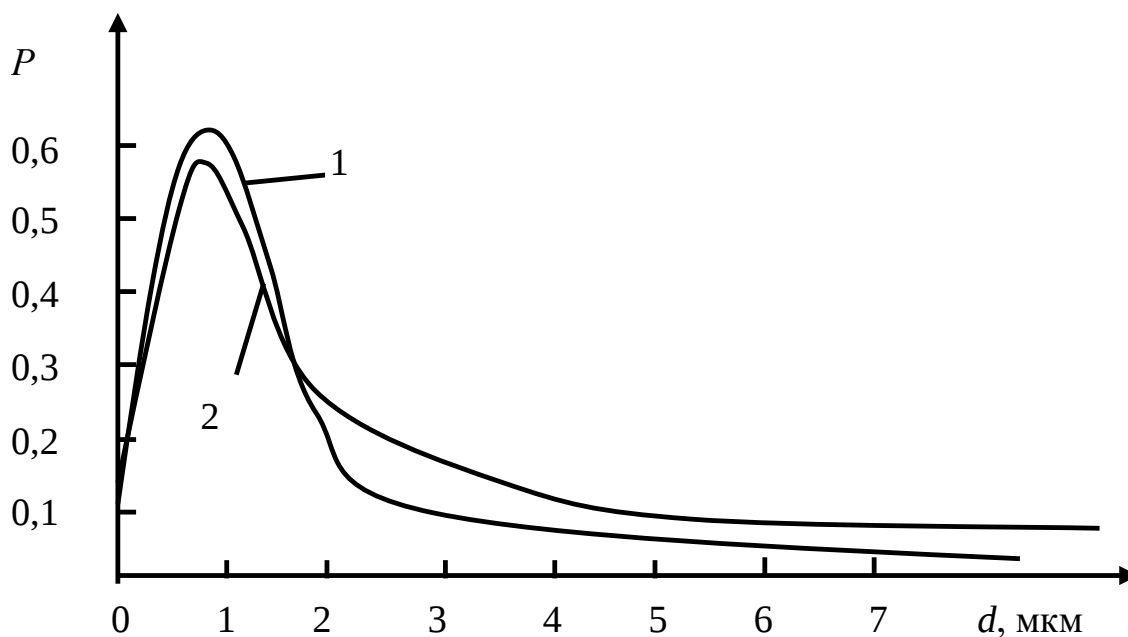


Рисунок 1.2 – Частотность распределения  $P$  частиц по размерам  $d$  в лаве:  
1 – до увлажнения пласта; 2 – после увлажнения

Основные методы борьбы с пылью и пылевыведением основаны на распылении воды, растворов ПАВ вблизи режущих инструментов комбайна,

создании гидрозавес, препятствующих распространению пыли из забоя по горным выработкам, предварительном гидравлическом увлажнении пласта.

Гидрообработка пласта ведет к смачиванию материнской пыли внутри порового пространства углей и резко сокращает пылеобразование. На рисунке 1.2 представлено распределение частиц по размерам согласно исследованиям [7]. При увлажнении, более мелкие частицы коагулируют в более крупные. Удельный вес возрастает, и пылинки оседают, прилипают к стенкам выработки. Причем, исследованиями установлено [19], что эффективность от нагнетания воды в пласт, как метода борьбы с пылеобразованием, зависит от естественной влажности угольного массива. С увеличением влажности, эффективность от гидрообработки снижается. Так, для влажности 2–5,5 %, эффективность составляет 70–80 %, а для 5,5–8 % только 40–70 %.

Самовозгорание углей относится к третьему типу опасностей на шахтах. В большинстве случаев к опасным по самовозгоранию зонам в шахтах относятся в основном выработанные пространства. Вероятность возникновения и развития пожара зависит от трех основных факторов:

- наличие достаточного количества самовозгорающегося угля;
- поступление достаточного объема воздуха к этому углю;
- существование определенного (индукционного) периода контакта самовозгорающегося угля с поступающим кислородом.

Таким образом, в связи с ухудшением горно-геологических условий ведения горных работ и возрастанием нагрузок по добыче угля на очистные забои для обеспечения безопасности горных работ и непрерывности технологического процесса, особую значимость приобретают методы предотвращения газодинамических, динамических явлений и других опасностей на шахтах. При разработке методов необходимо учесть экологические и экономические факторы таким образом, чтобы экономические затраты на проведение мероприятий были ниже затрат на восстановление после катастроф. При этом, себестоимость угля должна быть ниже рыночной стоимости, т.е.

добытый уголь на шахте не потерял бы своей конкурентоспособности, а горное предприятие не перешло в разряд убыточных.

### ***Анализ способов предотвращения основных опасных газодинамических явлений***

Большой вклад в основание и развитие методов и способов борьбы с основными опасностями и вредностями, их теоретическое обоснование и практическое внедрение внесли академики: А. А. Скочинский, В. В. Ржевский; ученые: С. Г. Авершин, А. Т. Айруни, А. С. Бурчаков, Ю. Ф. Васючков, В. А. Вологодский, П. В. Егоров, В. С. Зыков, В. П. Журавлев, Б. М. Иванов, В. А. Колмаков, А. И. Ксенофонтова, Т. И. Лазаревич, И. Г. Легкодух, Н. П. Миронов, В. И. Мурашев, В. И. Николин, Е. И. Онтин, Г. Е. Панов, И. М. Петухов, А. Э. Петросян, В. Н. Пузырев, Б. Г. Тарасов, Е. И. Фоминых, В. В. Ходот, О. И. Чернов, Г. А. Шевелев, Я. Г. Шлиомувичус, И. Л. Эттингер и др.

Однако высокий уровень частоты проявления особо опасных явлений требует дальнейшего совершенствования известных, разработки и внедрения новых методов и способов, создания новых технологий, обеспечивающих безопасность и комфортность горных работ – с одной стороны, и высокие технико-экономические и экологические показатели – с другой.

На современном этапе развития технологии горного дела, с целью дегазации и изменения физико-механических и коллекторных свойств угольного массива для безопасного ведения горных работ, согласно [146], используют следующие основные методы воздействия на угольный пласт:

- 1) гидравлическое воздействие: нагнетание воды в различных режимах;
- 2) физическое воздействие на пласт;
- 3) микробиологическое воздействие;
- 4) физико-химическое воздействие;
- 5) многостадийное и комбинированное воздействие и др.

Основой перечисленных методов является физико-химическая природа процессов, протекающих в массиве при определенном способе воздействия. Кроме выше перечисленных, на ряде шахт применяют горнотехнические способы борьбы, рассмотренные в работах И. М. Петухова [109], П. В. Егорова [48]:

- 1) опережающая отработка защитных пластов;
- 2) бурение разгрузочных скважин;
- 3) камуфлетное взрывание и др.

Основные методы борьбы с пылью и пылевыведением основаны на распылении воды, растворов ПАВ вблизи режущих инструментов комбайна, гидрозавесы, препятствующие распространению пыли из забоя по горным выработкам, гидравлическое увлажнение пласта.

Наиболее эффективным способом предотвращения внезапных выбросов угля и газа является опережающая отработка защитных пластов [66], но для его применения требуются специальные горно-геологические условия [133].

Другим горнотехническим методом, часто применяемым для борьбы с горными ударами и внезапными выбросами угля и газа, является бурение опережающих разгрузочных скважин. По данным В. И. Николина [105] при бурении опережающих разгрузочных скважин диаметром 60–100 мм за период с 1953 по 1974 гг. произошло 6 внезапных выбросов, диаметром 120 мм – 24 выброса, 150 мм – 133.

Кратко рассмотрим основные методы воздействий на угольный пласт, отметим достоинства и недостатки каждого метода в отдельности.

#### *Гидравлическое воздействие*

Гидравлическое воздействие на массив является одной из форм силового воздействия, где эффект достигается за счет напора жидкости. В зависимости от величины напорного давления гидравлическое воздействие может быть: фильтрацией, гидрорасчленением, гидроразрывом, гидроразрывом. Классификация режимов гидравлического воздействия на пласт приведена в таблице 1.4.

Таблица 1.4  
Физические закономерности увлажнения пластов в различных режимах

| Режим                | Темпы нагнетания<br>жидкости в пласт                                                                 | Механическое<br>состояние пласта                                                    | Пути движения<br>жидкости в пласте                                                                                                              | Закономерности<br>изменения $\Delta P$                                                                   | Коэффициент<br>приемистости                          |
|----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|
| Фильтрация           | Не превышает<br>естественной<br>приемистости пласта                                                  | Не нарушается                                                                       | По порам и трещинам<br>пласта в меру их<br>естественной<br>приемистости                                                                         | Линейная                                                                                                 | Снижается                                            |
| Гидрорасчле<br>нение | Превосходит<br>приемистость пласта                                                                   | Раскрываются и<br>расширяются<br>пластовые трещины                                  | 1) по раскрываемым<br>пластовым трещинам<br>2) по порам и трещинам<br>пласта в меру их<br>естественной<br>проницаемости                         | Нарушается при<br>развитии<br>процесса,<br>давление<br>практически не<br>зависит от темпа<br>закачивания | Увеличивается                                        |
| Гидроразрыв          | Многократно<br>превышает<br>естественную<br>приемистость пласта                                      | Пласт разрывается по<br>направлению сил<br>действия жидкости                        | 1) по линиям разрыва<br>2) по раскрываемым<br>пластовым трещинам<br>3) по порам и трещинам<br>пласта в меру их<br>естественной<br>проницаемости | Нелинейная, с<br>экстремумом                                                                             | Экстремально<br>снижается, а<br>затем растет         |
| Гидрораз-<br>мыв     | Не характерен для<br>конкретных условий в<br>зависимости от рода<br>жидкости, данных<br>пласта, цели | Размываются<br>(растворяются)<br>минеральные и<br>органические<br>составляющие угля | 1) по каналам размыва<br>2) по путям, определяемым<br>режимом внедрения<br>жидкости                                                             | Не характерна                                                                                            | Повышается не<br>зависимо от<br>темпа<br>закачивания |

Гидрорасчленение, в отличие от фильтрации, характеризуется высоким давлением (более 6 МПа) и темпом нагнетания жидкости 1 – 5 л/с, приводящим к раскрытию и расширению трещин, что ведет к резкому увеличению проницаемости пласта.

С гидрорасчленением связаны два явления:

- 1) гидросбойка – проникновение жидкости из закачиваемой скважины в другую скважину, в естественную полость в пласте или в выработку с выносом кусочков угля;
- 2) гидроотжим – выход жидкости в горную выработку с отжимом угля в призабойное пространство.

Оба эти явления сопровождаются падением давления, с чем связано снижение экономичности этого метода при длительном нагнетании жидкости. Отрицательной стороной гидроотжима является то, что, при нарушении существующего баланса действующих активных и пассивных сил, гидроотжим может перейти во внезапный выброс угля и газа. Так, по свидетельству В. Н. Пузырева [119] на пласте Владимирском шахта «Северная» с 1970 по 1979 гг. после гидроотжима произошло 7 типичных выбросов угля и газа. Данные обстоятельства указывают на малоизученность динамических явлений и необходимость совершенствования методов по их предотвращению.

Существенным недостатком применения гидроразрыва является сложность оборудования, требующего повышенной надежности и прочности по отношению к высоким давлениям, а вследствие этого и высокая стоимость оборудования и работ по увлажнению в режиме гидроразрыва.

Гидроразмыв характеризуется повышением проницаемости пласта за счет растворения минеральных или органических элементов структуры угля при закачивании жидкости в угольный пласт. Для него характерно некоторое время взаимодействия жидкости с горной породой, связанное со временем растворения твердой фазы, прежде, чем под действием внешнего потока жидкости по трещинам и порам, произойдет вымывание твердой фазы или размыв. Начало действия размыва значительно позже, чем при других видах

воздействия на пласт. И кроме этого, надо учитывать другие физико-механические и физико-химические процессы, протекающие параллельно при нагнетании жидкости в массив и, как правило, снижающие проницаемость пласта в несколько раз. Гидровывывание опережающих полостей является не безопасным методом [119].

В режиме фильтрации давление нагнетания воды  $P_H$  ограничено условием [114]:

$$P_{пл} \leq P_H \leq 0,75\gamma(H \pm l \sin \alpha), \quad (1.3)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление;  $\gamma$  – удельный вес слагающих пород;  $H$  – глубина горных работ;  $l$  – длина скважины;  $\alpha$  – угол наклона скважины к горизонту.

Этот метод борьбы с основными опасностями является наиболее перспективным в связи тем, что:

- 1) используется простая технологическая схема;
- 2) относится к основным методам борьбы со всеми опасностями – универсальность метода;
- 3) основной расходный материал – вода – может многократно повторно использоваться после соответствующей очистки.

Гидравлическое воздействие приводит к изменению реологических, физико-механических свойств угля и вмещающих пород, перераспределению напряжений в пласте, повышает теплопроводность массива и др. [69], [88], [109], [153] и др. В таблице 1.5 приведены механические свойства угля в зависимости от влажности [163]. Как видно из приведенной здесь таблицы, влажность существенно влияет на физико-механические свойства угля, а соответственно, и на возникающие напряжения в краевой части массива, например:

Основные цели, достигаемые при гидравлическом воздействии на массив: снижение газовыделения до безопасного уровня, пылеподавление, борьба с

самовозгоранием, снижение выбросо- и удароопасности в зонах ведения горных работ, снижение трудоемкости в разработке ископаемого.

Таблица 1.5

Влияние влажности на механические свойства углей [163]

| Состояние угля | $W$ , % | $\sigma_{СЖ}$ , МПа | $K$ , МПа | $\rho$ , град | $E$ , МПа | $\varepsilon_0 \cdot 10^3$ | $U \cdot 10^9$ , Дж/м <sup>3</sup> |
|----------------|---------|---------------------|-----------|---------------|-----------|----------------------------|------------------------------------|
| Сухой          | 2       | 17,2                | 5,1       | 30            | 700       | 1,6                        | 124                                |
| Увлажненный    | 6       | 13,6                | 4,0       | 27            | 600       | 3,8                        | 67                                 |

Примечание.  $W$  – влажность;  $\sigma_{СЖ}$  – предел прочности на сжатие;  $K$  – коэффициент сцепления;  $\rho$  – угол внутреннего трения;  $E$  – модуль упругости;  $\varepsilon_0$  – остаточная относительная деформация;  $U$  – удельная упругая потенциальная энергия.

При всем многообразии целей и задач гидравлического воздействия, их решение сводится к максимально возможному насыщению массива рабочей жидкостью. Насыщение пласта жидкостью характеризуется двумя показателями: равномерностью распределения влаги по угольному массиву и величиной влажности угля.

Проблема равномерного распределения влаги в зонах пласта возникает, когда нагнетательная скважина или шпур бурятся в работающем забое, где время на профилактические работы ограничено. В этом случае прибегают к увеличению давления нагнетаемой жидкости. Тогда в этих ситуациях, через некоторое время, жидкость начинает вытекать в забой, а эффективный радиус увлажнения становится незначительным, что особенно характерно для выбросоопасных пластов, где уголь имеет землисто-зернистую структуру, проницаемость которого очень низка [69], [103].

На рисунке 1.3 приведено распределение параметров после низконапорного увлажнения краевой части угольного массива через скважину 15 [103]. Как видно из рисунка, часть массива, где образовались магистральные трещины, увлажнена достаточно хорошо (потенциал отрицательный), а где нет

трещин, влажность остается очень низкой. При этом, неравномерность распределения влаги наблюдается на всем участке. В связи со сказанным следует, что совершенствование методов по повышению эффективности увлажнения угольного массива, увеличение равномерности распределения влажности в массиве является актуальной проблемой [162].

Гидрообработка пласта ведет к смачиванию материнской пыли внутри порового пространства углей и резкому сокращению пылеобразования [88]. При увлажнении мелкие частицы коагулируют в более крупные. Удельный вес частиц возрастает, и частицы пыли оседают. Одновременно увеличиваются адгезионные свойства частиц, частицы прилипают, оседают на стенках выработки.

Сравнительная стоимость гидравлического воздействия на угольный пласт при прочих равных условиях может быть оценена по энергетическим затратам на введение единицы объема жидкости в пласт. Энергетические затраты характеризуют давление нагнетания при данном темпе закачивания:

$$A = hP_3q, \quad (1.4)$$

где  $h$  – показатель стоимости;  $P_3$  – давление закачиваемой жидкости;  $q$  – расход жидкости.

Наиболее экономически целесообразными режимами при прочих равных условиях являются: низконапорная фильтрация, гидрорасчленение и гидроразмыв [146].

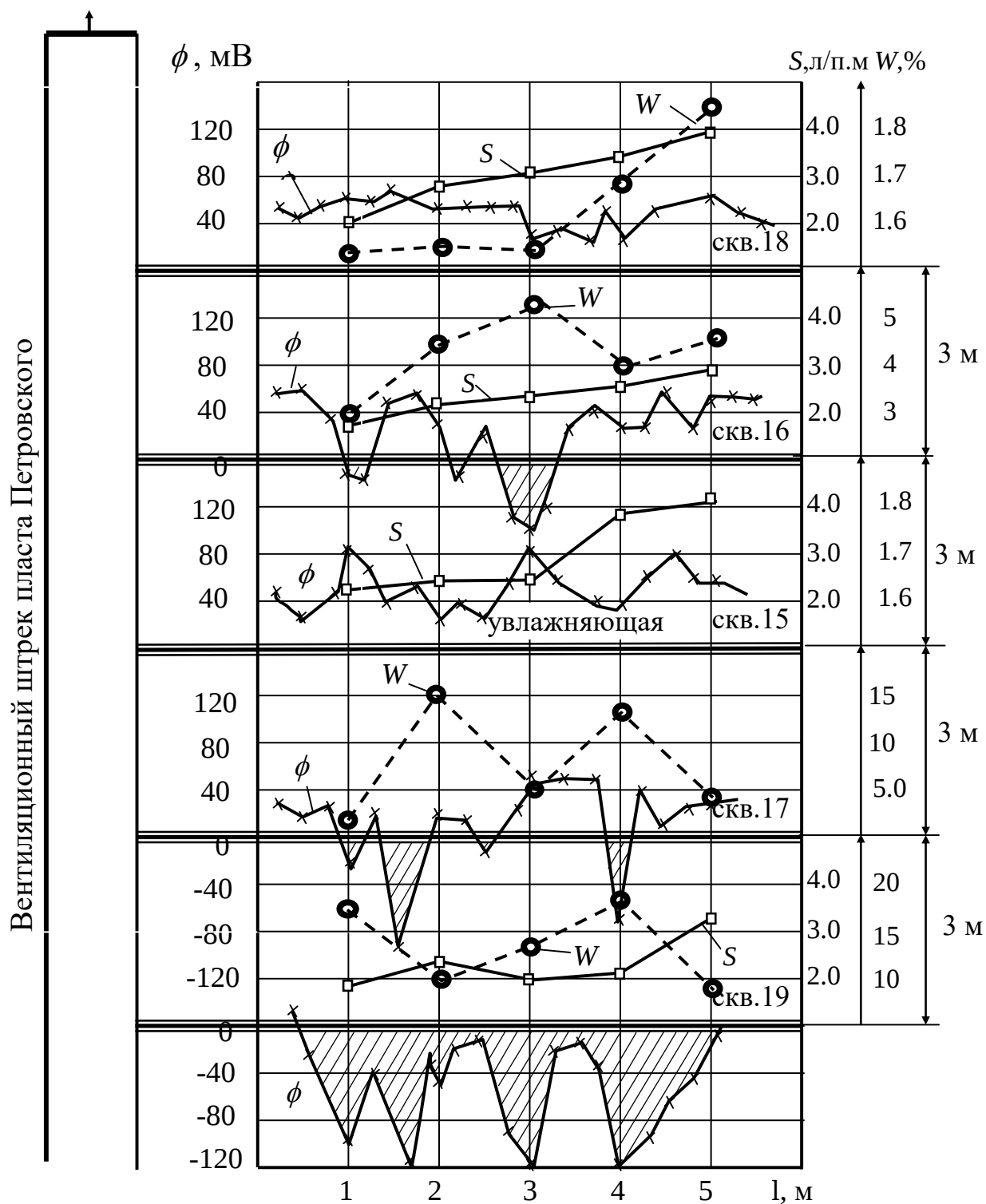


Рис. 1.3 – Распределение параметров после увлажнения угольного пласта, произведенного через скважину № 15, пробуренную в борт вентиляционного штрека:  $\phi$  – потенциал;  $S$  – выход штыба;  $W$  – влажность

### Физическое воздействие

Под физическим воздействием подразумевают целенаправленное изменение физических свойств угольного пласта с помощью

механоакустических полей, электрических полей и др.

Для создания зон повышенной трещиноватости используются динамические (знакопеременные) воздействия в виде импульсного и гармонического воздействия.

Импульсное воздействие ограничено в применении вследствие того, что энергия импульса сосредоточена в основном в высокочастотной части его спектра, а высокочастотные составляющие затухают значительно быстрее при распространении по угольному пласту, так как коэффициент затухания прямо пропорционален квадрату частоты. Поэтому такое воздействие эффективно только при восстановлении проницаемости скважинной зоны.

Другим видом физического воздействия является тепловое воздействие, представляющее собой процесс нагнетания в угольный пласт теплоносителя в режиме расчленения. Нагнетание теплоносителя позволяет достигнуть равномерного прогрева зоны массива на заданную величину, обеспечивающую необходимое изменение физико-химических и физико-механических свойств угольного пласта. В качестве теплоносителя предлагается применять насыщенный пар с температурой 240–320 °С и давлением 1,5–12 МПа или нагретый воздух.

Существенным является то, что при повышении температуры снижается вязкость жидкости, что увеличивает равномерность увлажнения и замещение метана водой в сорбционном объеме угля.

Существенным недостатком этого метода является сложность оборудования, связанная с температурным фактором. С другой стороны, метод требует продолжительного времени воздействия.

#### *Микробиологическое воздействие*

Микробиологический метод борьбы с газовыделением заключается в снижении природной метаноносности угля за счет низкотемпературного окисления метана метанооксиляющими бактериями в поровом пространстве угля [102], [146]. Следствием микробиологического воздействия является снижение общей природной метаноносности угольного пласта.

Оптимальными условиями для развития метанооксиляющих бактерий является высокая влажность 95 % и более, температура 25–30 °С, нейтральность окружающей среды ( $\text{pH} = 7,0$ ).

Недостатками этого метода являются: значительное время, необходимое на его проведение; токсичность микробиологической суспензии, которое требует четкого соблюдения технологических параметров.

#### *Физико-химическое воздействие*

Физико-химическим способом воздействия на угольный пласт называется метод закачивания в угольный пласт растворов поверхностно - и химически - активных веществ – высокомолекулярных соединений, способных изменять свое фазовое состояние в поровом пространстве каменного угля и тем самым изменять физико-механические и коллекторные свойства угольного пласта [25], [100], [106], [132], [146].

Физико-химический способ воздействия позволяет в большем интервале управлять физическими свойствами горных пород, чем другие методы. Позволяет снизить газовыделение в горные выработки на 65–75 %, а запыленность атмосферы – до 80 %. Позволяет снизить газодинамическую активность пласта за счет: блокирования метана в объеме микропор и уменьшения количества газа, которое может принять активное участие в развитии внезапного выброса; изменения механических свойств; выравнивания прочностных показателей пласта по простиранию и слагающим его пачкам.

Физико-химический способ воздействия позволяет значительно снизить пожароопасность путем изоляции поверхности угля от кислорода воздуха.

#### *Многостадийное воздействие*

Каждый из рассмотренных способов воздействия на пласт не позволяет окончательно устранить ограничение производительности очистных забоев по газовому фактору и газодинамическим процессам. Поэтому задача снижения метановыделения и проявления других опасностей может быть разрешена при применении рассмотренных способов в нескольких последовательных стадиях воздействия или их комбинации [130].

Последовательность операций может быть следующей: бурят скважины, обсаживают трубами, дегазируют, затем, нагнетают жидкости различной вязкости и кислотности в режиме гидрорасчленения или фильтрации с последующим удалением продуктов реакции распада и газа. Далее, закачивают суспензию микроорганизмов, окисляющих метан, воздух и питательную среду для их жизнедеятельности. Потом обрабатывают пласт раствором полимеров и проводят дальнейшие работы по извлечению угля.

Комбинационное воздействие может значительно снизить вероятность проявления основных опасностей при разработке угольных пластов подземным способом, но, при этом, оказывает существенное влияние на себестоимость добычи углей.

Таким образом, анализ способов и методов воздействия на угольный массив с целью предотвращения проявления основных опасностей показывает, что одним из основных способов борьбы является предварительное увлажнение угольного массива в режиме фильтрации в силу экономичности, экологической безопасности, универсальности по отношению ко всем видам опасностей.

При фильтрации жидкости может наблюдаться снижение проницаемости пласта в результате различных физико-механических и физико-химических процессов: коагуляции путей фильтрации, набухания и др. Изменение проницаемости в шахтных условиях обычно устанавливают по изменению давления жидкости, снижению расхода жидкости. Снижение скорости фильтрации при длительном закачивании в работе [146], связывают с ростом сопротивления при продвижении жидкости в более удаленные зоны пласта. Представляется необходимым, в этой связи, более подробно рассмотреть основные способы и методы интенсификации процесса увлажнения угольных пластов, влияние межфазных взаимодействий на процессы фильтрации газожидкостного флюида в угольном пласте.

Необходимо заметить, что на практике для определения расстояния между увлажняющимися скважинами используются расчетные формулы, вытекающие из определения порового объема угля [2]. Результаты расчетов по таким

формулам совершенно не согласуются с натурными испытаниями, проведенными в [120], [147]. Современные методы исследования, проведенные на основе электрометрических измерений геоэлектрического потенциала в увлажненной зоне, показывают, что для угля с низкой проницаемостью, например, как углей выбросоопасных пластов, влажность при увлажнении не достигает расчетной величины, определяемой по «Инструкции...» [72], а распределение влажности в массиве после гидрообработки имеет ярко выраженный зональный характер.

## **1.2. Особенности массопереноса в угольных пластах, склонных к газодинамическим явлениям**

### **1.2.1. Особенности свойств и структуры взаимодействующих фаз в системе уголь–вода–газ**

#### ***Уголь, структура, свойства***

Согласно современным представлениям, уголь состоит из высокодисперсионных веществ, включающих в себя основную, большую часть органического вещества в виде плоской гексагональной конденсированной ароматической сетки атомов углерода с краевыми радикалами и цепями /"бахрома"/ в виде гетероатомных групп  $-\text{OH}$ ,  $-\text{COOH}$ ,  $=\text{CO}$ ,  $-\text{OCH}_3$ ,  $-\text{NH}_2$  и др., и неорганическую часть в виде различных неорганических соединений, окислов металлов [3], [32], [77], [149], [164], [165] и др.

Совокупность нескольких, связанных между собой, ароматических колец образует макромолекулу угля. Наибольшую признанность получила модель макромолекулы угля Ван-Кревелена [3], [77], [149]. В процессе метаморфизма количество ароматических колец в макромолекуле угля увеличивается от 2–для бурых углей, до 5–6 – для тощих и антрацитов.

Молекулы и макромолекулы угля образуют между собой кристаллиты, которые, соединяясь между собой и группируясь, образуют мицеллы и агрегаты мицелл размерами до  $1000 \cdot 10^{-10}$  м и более. Размер угольных частиц может

достигать 0,1 см. Состав и размер кристаллитов для основных типов углей приведен в таблице 1.6 согласно [157].

Границами раздела наиболее крупных структур угля являются трещины эндогенного и экзогенного происхождения, между которыми имеется развитая система более мелких каналов, капилляров, пор. Основными характеристиками каналов и капилляров являются диаметр, сечение, удельный объем, пористость, удельная поверхность пор.

Таблица 1.6

Химический состав и размер кристаллитов основных типов углей [157]

| Тип угля | Выход летучих, % | Содержание химических элементов, % |         |      | Размер кристаллитов, Å |           |
|----------|------------------|------------------------------------|---------|------|------------------------|-----------|
|          |                  | углерод                            | водород | O+N  | диаметр                | высота    |
| Бурый    | >45              | 70                                 | 5,5     | 24,5 | 19,7                   | 12,1      |
| Каменный | 8–45             | 82                                 | 5,1     | 13,0 | 20,9-26                | 12,9-15,4 |
| Антрацит | <8               | 95                                 | 2,0     | 3,0  | 23-30                  | 14-17     |

Поры могут иметь различную форму, объем, степень замкнутости. Количество замкнутых пор в угле может достигать 70 % от общего числа. Общая пористость для каменных углей обычно составляет 3–13 %. Причем, в процессе метаморфизма, согласно исследованиям С. П. Панасейко [106] (таблица 1.6), эта величина возрастает в 2 раза от углей марки Д к – А. Наименьшую пористость имеют угли средних стадий метаморфизма выбросоопасных пластов [107].

В зависимости от размера пор выделяют несколько классов. Профессором В. В. Ходотом [150] была предложена следующая классификация пор по их диаметру, основанная на различиях в физических процессах, протекающих в порах угля при взаимодействии угля с жидкой или газовой средой:

- 1) микропоры – поры размерами менее  $100 \cdot 10^{-10}$  м – образующие сорбционный объем угля;

- 2) переходные поры – диаметром  $10^{-8} - 10^{-7}$  м – область капиллярной конденсации и диффузии;
- 3) субмакропоры – диаметром  $10^{-7} - 10^{-6}$  м – область медленной ламинарной фильтрации;
- 4) макропоры – диаметром  $10^{-6} - 10^{-5}$  м – область интенсивной ламинарной фильтрации;
- 5) видимые поры – более  $10^{-5}$  м – слабой турбулентной фильтрации.

Аналогичную классификацию имеет классификация, предложенная М. М. Дубининым [34].

Согласно [150], 50 % от всего объема пор угля составляют микропоры. На переходные поры и макропоры приходится только 30 и 15 %, соответственно.

Объем, приходящийся на долю различного диаметра пор, зависит от степени метаморфизма, петрографического состава, молекулярной структуры и др. свойств. В общей пористости обычно не учитывают молекулярные или субатомные поры, имеющие размеры  $2-10 \text{ \AA}$ . Согласно В. С. Веселовскому [19], для угля марки Ж, на ароматические ядра приходится 56 %, бахромы – 7,9 %, пикнометрические поры – 4,6 % и на молекулярные поры – 31,5 % от всего объема угля. Как было показано М. М. Дубининым и В. В. Ходотом, поры радиусом до  $50 \cdot 10^{-10}$  м составляют основной сорбционный объем угля для метана. В порах радиусом менее  $50 \cdot 10^{-10}$  м может находиться 80 % и более метана.

Другой основной характеристикой угля при межфазных взаимодействиях является удельная поверхность пор, представляющая собой общую площадь поверхности всех пор на единицу массы угля. Некоторые результаты изучения этого параметра представлены в работе [106]. Близкие результаты были ранее получены И. Л. Эттингером [164], [165] и В. В. Ходотом [150]. Результаты этих исследований приведены в таблице 1.7. Наименьшую удельную поверхность пор имеют угли низких стадий метаморфизма. В процессе метаморфизма удельная поверхность увеличивается в 2 раза. Отметим, что полученные результаты сильно зависят от применяемых методов исследований.

Физико-химическая активность углей, главным образом, зависит от количества содержания гидрофильных радикальных групп типа –ОН, =СООН и др., зольности  $A^c$  и удельной поверхности пор. Согласно работе [150], полярные свойства углей с изменением степени метаморфизма уменьшаются в 3 раза с

Таблица 1.7

Удельная поверхность пор, удельный объем,  
полярность углей Кузбасса [106]

| Выход<br>летучих, % | Удельная площадь по<br>адсорбции, м <sup>2</sup> /г |                  | Удельный объем по<br>адсорбции, см <sup>3</sup> /г |                  | Полярность,<br>усл.ед. |
|---------------------|-----------------------------------------------------|------------------|----------------------------------------------------|------------------|------------------------|
|                     | СН <sub>3</sub> ОН                                  | Н <sub>2</sub> О | СН <sub>3</sub> ОН                                 | Н <sub>2</sub> О |                        |
| 43,2                | 205                                                 | 104              | -                                                  | -                | 1,07                   |
| 41,3                | 147                                                 | 65               | 0,124                                              | 0,054            | 1,03                   |
| 40,6                | 127                                                 | 67               | 0,120                                              | 0,051            | 1,10                   |
| 29,0                | 73                                                  | 29               | 0,076                                              | 0,022            | -                      |
| 23,4                | 92                                                  | 32               | 0,067                                              | 0,035            | 0,61                   |
| 22,1                | 84                                                  | 25               | 0,061                                              | 0,023            | 0,45                   |
| 21,4                | 86                                                  | 34               | 0,061                                              | 0,026            | 0,5                    |
| 18,5                | 98                                                  | 32               | 0,066                                              | 0,030            | 0,4                    |
| 16,4                | 111                                                 | 30               | 0,083                                              | 0,034            | 0,47                   |
| 13,3                | 117                                                 | 34               | 0,096                                              | 0,037            | 0,27                   |

1,07 усл.ед. для углей с выходом летучих  $V^r = 43,2$  % до 0,36 усл.ед. для углей с  $V^r = 12,6$  % (таблица 1.7).

#### *Фильтрационные свойства углей Кузнецкого бассейна*

Основным параметром, определяющим фильтрационные свойства, является пористость. Общая и открытая пористость зависят от глубины залегания, напряженного состояния массива. С увеличением глубины залегания пористость угля, горной породы закономерно уменьшается (рисунок 1.4).

Аналогично, с увеличением глубины залегания горной породы уменьшается коэффициент проницаемости. На рисунке 1.5 приведена зависимость коэффициента проницаемости угля в зависимости от глубины залегания угольного пласта по данным [135].

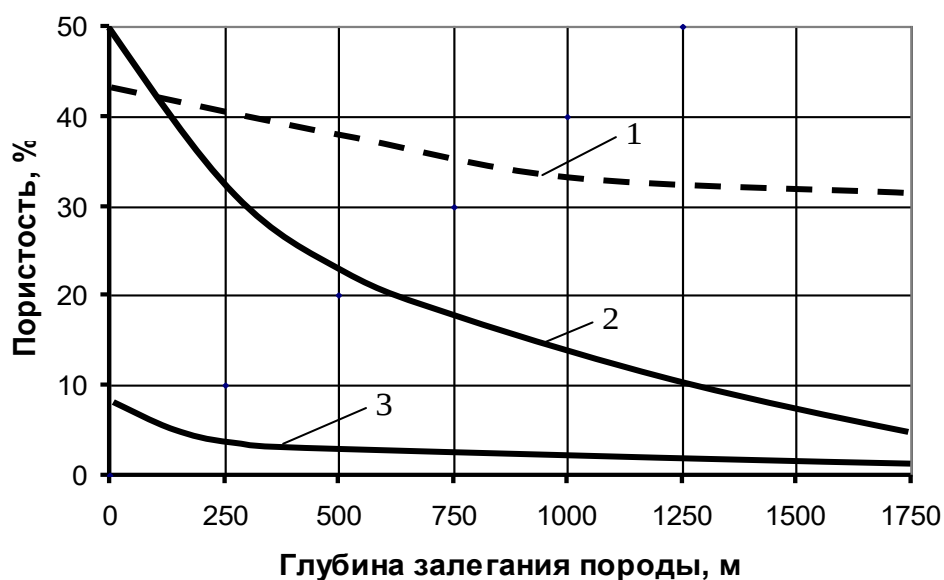


Рисунок 1.4 – Влияние естественного уплотнения пород на их пористость: 1 – песчаники, 2 – глины, 3 – угля

В таблице 1.8 приведены основные фильтрационные характеристики угольного пласта Ерунаковского района Кузбасса [159].

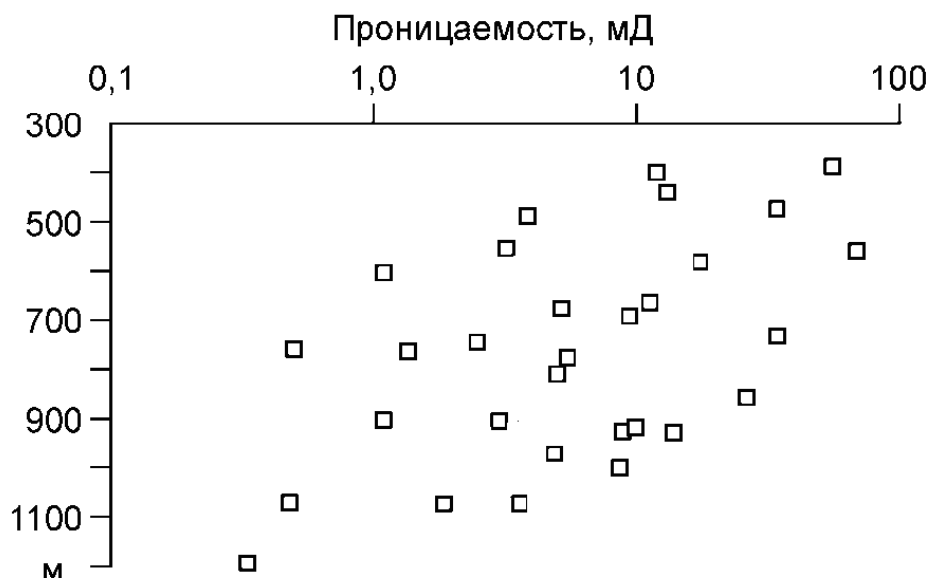


Рисунок 1.5 – Поле корреляции коэффициента проницаемости от глубины залегания пласта

Основные фильтрационные характеристики угольного пласта  
Ерунаковского района Кузбасса [159]

| Глубина интервала, м | Коэффициент<br>проницаемости угля | Проницаемость всего<br>интервала, мД | Максимальный<br>расход, м <sup>3</sup> /сут |
|----------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------------|
| 463,2—488,2          | 3,9                               | 0,8                                  | 14,0                                        |
| 576,3—601,3          | 1,1                               | 0,32                                 | 14,0                                        |
| 676,7—692,7          | 9,5                               | 6,6                                  | 6,5                                         |
| 891,8—925,7          | 8,9                               | 4,3                                  | 2,9                                         |
| 941,4—967,0          | 4,9                               | 1,03                                 | 4,8                                         |
| 1106—1123            | 9,1                               | 4,4                                  | 17,2                                        |
| 1199—1214            | 9,8                               | 3,5                                  | 1,5                                         |
| 1281—1302            | 19,0                              | 5,0                                  | 19,6                                        |

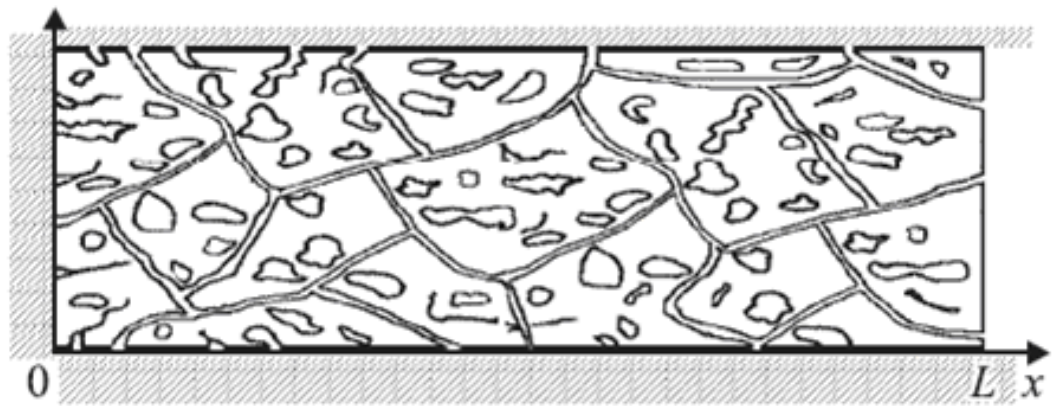
Приведенные результаты (таблица 1.9) показывают, что с понижением глубины расход жидкости (удельный дебит) скважин растет незначительно. Это говорит о том, что угольные пласты образуют микрогоризонтами с различной пористостью и проницаемостью. Другими словами, единый водоносный комплекс является неоднородным по проницаемости и состоит из серии микропластов с различной проницаемостью и пористостью, что является предметом отдельных исследований.

Таблица 1.9

Фильтрационные характеристики угольных пластов  
месторождений Кузбасса

| Степень<br>понижения | Понижение,<br>м | Дебит               |      | Удельный<br>дебит, л/с | Коэффициент                               |                      |                      |
|----------------------|-----------------|---------------------|------|------------------------|-------------------------------------------|----------------------|----------------------|
|                      |                 | м <sup>3</sup> /сут | л/с  |                        | водопроницаемости,<br>м <sup>2</sup> /сут | фильтрации,<br>м/сут | проницаемости,<br>мД |
| 1                    | 52,79           | 8,4                 | 0,09 | 0,0018                 | 0,201                                     | 0,017                | 17                   |
| 2                    | 94,29           | 16,3                | 0,18 | 0,0020                 | 0,220                                     | 0,019                | 19                   |
| 3                    | 125,06          | 23,6                | 0,27 | 0,0021                 | 0,233                                     | 0,020                | 20                   |
| 4                    | 291,28          | 66,6                | 0,76 | 0,0026                 | 0,264                                     | 0,023                | 23                   |
| 5                    | 347,04          | 79,5                | 0,92 | 0,0026                 | 0,263                                     | 0,023                | 23                   |

Исходя из вышесказанного, в большинстве разработанных моделей, угольный пласт представляют подобно тому, как он изображен на рисунке 1.6 [156], обладающий сетью фильтрующих капилляров различного радиуса и различными порами как открытого, так и закрытого типа. Такая модель позволяет наиболее полно рассмотреть фильтрационные процессы при увлажнении. Но решение задачи фильтрации для такой модели сопряжено с рядом математических и технических трудностей. Поэтому в такой ситуации разработка фильтрационных моделей для угля и решение задач массопереноса в угольном массиве в современных условиях требуют более подробного изучения.



*Рисунок 1.6 – Капиллярно-пористая модель строения угольного пласта по [156]*

Угольный пласт, как тело, может иметь сложную структуру. Уголь ненарушенных пластов имеет однородную структуру с анизотропией фильтрационных и механических свойств по направлениям вдоль слоистости и в перпендикулярном направлении, соотношение анизотропии изменяется в диапазоне от  $1/3$  до  $2/3$ .

Механические и физико-химические свойства углей ударо- и выбросоопасных пластов несколько отличаются от свойств углей неопасных пластов. Выбросоопасные пласты содержат уголь с землисто-зернистой структурой, имеющий низкие прочностные свойства, более высокое содержание водорода, серы, окислов алюминия и кремния, меньшую микротвердость,

низкую смачиваемость, слабую спекаемость, обладающий низкой фазовой проницаемостью как для газа, так и для воды [69], [135]. В таблице 1.10 приведены некоторые физические величины углей в зависимости от их вида происхождения [118].

Наблюдается изменение свойств для одного и того же пласта для зон, находящихся на расстоянии около 100 м друг от друга в зоне влияния геологического нарушения. Коэффициент анизотропии для углей выбросоопасных пластов несколько меньше и стремится к единице. Анизотропийность фильтрационных свойств углей здесь определяется только напряженным состоянием.

Таблица 1.10

Физико-механические свойства углей выбросоопасных пластов [118]

| Состояние угля               | $W$ ,<br>% | $\varphi$ ,<br>град | $E$ ,<br>МПа | $G$ ,<br>МПа | $R$ ,<br>% |
|------------------------------|------------|---------------------|--------------|--------------|------------|
| Ненарушенный уголь           | 2,5        | 35-45               | 740          | 520          | 20         |
| Уголь выбросоопасных пластов | 2,1        | 15-35               | 420          | 260          | 200        |

Примечание.  $W$  – влажность;  $G$  – модуль сдвига;  $R$  – коэффициент корреляции;  $\varphi$  – угол внутреннего трения;  $E$  – модуль упругости.

Основные факторы в формировании угольных пластов, опасных по выбросам, являются:

- 1) горно-геологическое строение угольного пласта;
- 2) наличие нарушений, их характер, размеры;
- 3) угол наклона пласта;
- 4) газовое давление.

Таким образом, угольные пласты имеют крайне неоднородную структуру. Требуются дополнительные исследования способности угля к смачиванию и фильтрации в условиях влияния различных внешних физических воздействий.

### *Особенности физической структуры воды*

Вода – бесцветная, без запаха жидкость в интервале температур от 0°C до 100°C, представленная асимметричной молекулой  $\text{H}_2\text{O}$ . Угол между атомами Н–О–Н составляет  $104^\circ 28'$  (рисунок 1.7). Вследствие этого молекула обладает высоким дипольным моментом  $\mu = 6,1 \cdot 10^{-30}$  Кл·м или 1,83 Д (дебай). В структуре воды наиболее важным является наличие водородных связей между соседними молекулами  $\text{H}_2\text{O}$ . Энергия связи составляет порядка 21,8 кДж/моль [12], [86], [134]. Благодаря наличию водородной связи между соседними молекулами, структура воды достаточно хорошо упорядочена в первых двух ближайших порядках и имеет гексагональную симметрию.

Молекулы воды могут вступать в дипольные электростатические взаимодействия с соединениями, содержащими полярные группы –ОН, =СО, –NH<sub>2</sub> и др. или образовывать водородные связи с атомами кислорода, водорода, азота, находящимися на поверхности твердого тела. Взаимодействие с молекулами углеводов молекул воды очень слабое. Вследствие чего материалы содержащие углеводороды проявляют гидрофобные свойства.

В природе вода встречается в трех агрегатных состояниях: твердом, жидком и парообразном. Водяной пар состоит в основном из мономеров  $(\text{H}_2\text{O})_1$  и реже из дву- и тримеров, соответственно,  $(\text{H}_2\text{O})_2$  и  $(\text{H}_2\text{O})_3$ . В твердом состоянии правильные структуры воды образуют сложные кристаллические решетки льда, около 18 модификаций, в зависимости от внешних условий: давление и температура. В жидком состоянии в воде существует многообразие ближнего порядка, придающее ей некоторое сходство со льдом и неассоциированными жидкостями. Образование сложных ассоциатов  $\text{H}_2\text{O}$  и квазикристаллической структуры объясняется силами кулоновского взаимодействия зарядов – водородными связями. Формирование структуры воды обусловлено двумя главными особенностями: наличием у молекулы квазитвердой сердцевины, недоступной для других частиц, и дальнедействующих сил притяжения. Взаимодействие этих факторов и приводит к образованию в воде пространственного квазикаркаса с отсутствием дальнего порядка и полиморфным характером структур ближнего порядка [12].

Причем структурные особенности находятся в сильной зависимости от температуры. С увеличением температуры плотность молекулярных комплексов значительно убывает. А, с другой стороны, на величину плотности молекулярных комплексов будут оказывать влияние концентрация ПАВ, АС, химических соединений.

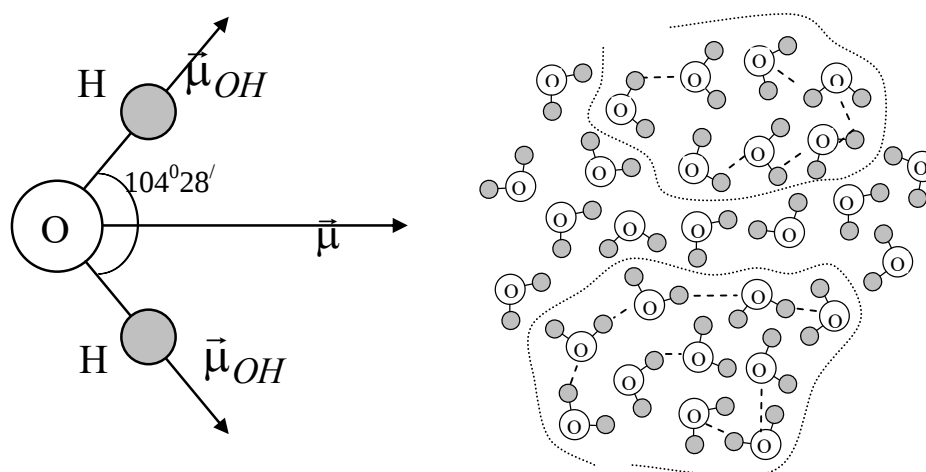


Рисунок 1.7 – Физическая модель строения воды

Наличие многообразия и аномальных свойств воды является следствием ее структурных особенностей и носит, соответственно, естественные характер. Однако, в настоящее время имеются данные, свидетельствующие о возможности изменения свойств воды и переходе ее в метастабильное состояние вследствие влияния каких-либо внешних физических воздействий [12].

Одним из физических сильных факторов, воздействующих на структуру воды, а также ее физические свойства на границе раздела фаз, является кавитация, в пузырьковой форме или суперкавитация с пузырьковым следом [140].

Все физические свойства воды имеют ярко выраженную зависимость от температуры. С увеличением температуры от 0 до 20°C коэффициент поверхностного натяжения уменьшается на 3,9%, а коэффициент динамической

вязкости на 44 % [140]. Зависимости некоторых физических свойств воды от температуры приведены в таблице 1.11 [140].

Таблица 1.11

Некоторые физические свойства воды при различных температурах

| Физические свойства                         | Температура, °C |       |       |       |       |       |       |       |
|---------------------------------------------|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                             | 0               | 5     | 10    | 20    | 30    | 60    | 80    | 100   |
| Коэффициент поверхностного натяжения, мН/м  | 75,5            | 74,7  | 74,0  | 72,5  | 71,0  | 66,0  | 62,3  | 58,6  |
| Коэффициент динамической вязкости, мПа·с    | 1,79            | 1,52  | 1,31  | 1,05  | 0,80  | 0,47  | 0,28  | 0,18  |
| Плотность, кг/м <sup>3</sup>                | 999,9           | 999,8 | 999,5 | 998,9 | 995,4 | 983,4 | 969,9 | 952,8 |
| Относительная диэлектрическая проницаемость | 88,2            | 85,9  | 84,3  | 80,4  | 76,8  | 66,5  | 60,5  | 54,5  |

Из выше сказанного отметим, что сложность структур взаимодействующих фаз: угля и воды требуют дополнительного исследования их свойств и межфазных взаимодействий в процессах смачивания и движения жидкости по порам угля при слабых давлениях, давлениях соизмеримых с капиллярным давлением, создаваемого действующими капиллярными лапласовскими силами.

Таким образом, учитывая сложность и структурные особенности взаимодействующих фаз, требуют дополнительных детальных исследований межфазных взаимодействий в системе уголь–вода–газ, условий массопереноса и

на основе этого разработка методов и способов управления массопереносом в угольном массиве. В современных условиях также необходимо совершенствование известных разработка новых методов и способов исследования межфазных взаимодействий и фильтрационных процессов в газонасыщенном угле.

### **1.2.2. Методы исследования межфазных взаимодействий в системе уголь–жидкость–газ**

Для проведения исследований необходимо выбрать методы измерения и методы исследований основных физических величин, описывающие то или иное явление. В нашем исследовании основная задача повышения эффективности сводится к увеличению влажности угля и, следовательно, к использованию методов, позволяющих с высокой точностью определить, измерить величину влажности угля, время фильтрации, скорость фильтрации, расход жидкости, давление, краевой угол смачивания, динамическую вязкость и других величин, являющихся необходимыми для решения основной задачи.

Основным методом определения влажности является лабораторный весовой метод, в котором путем взвешивания образцов горной породы заданной влажности и после высушивания образцов в сухом состоянии, определяется влажность образцов горной породы по относительному изменению его массы [32]. Однако этот метод имеет ряд недостатков при применении к углям. Максимальная открытая пористость угля составляет около 10%. Определение влажности производят при нормальных условиях. При нормальном давлении в силу действия капиллярных сил и других причин полное водонасыщение пор невозможно. Максимальная влажность, достигаемая в лабораторных условиях при давлениях близких к нормальному, составляет около 2 % в силу особенностей капиллярно-пористой структуры угля и процессов смачивания его поверхности. Величина прироста влажности от этих 2 % составляет, например, 10 %. Таким образом, точность измерительных весов должна быть не менее

0,02 % веса образца. Если средняя масса образца составляет 200 г, то абсолютная погрешность – цена деления весов – должна составлять не более 0,04 г или 40 мг. Для применения этого метода подходят лабораторные аналитические весы. Но в силу действия некоторых факторов, связанных с процессом смачивания угольной поверхности, данная точность измерений недостаточна. Например, значительная часть жидкости остается на внешней поверхности исследуемого образца угля в виде тонкой пленки, которая вносит основной вклад в погрешность измерений. Масса этой пленки может составлять 20–30 % от массы воды внутри образца. В этом случае возникает необходимость использования других способов измерения физических величин, характеризующих повышение эффективности увлажнения. Например: определение расхода профильтрованной жидкости через образец путем измерения объема профильтрованной жидкости и времени фильтрации.

Другим недостатком весового метода является прерывание протекания процесса увлажнения при исследованиях массопереноса в угле для определения влажности или массы образца в заданный момент времени, что вызывает сложности при исследовании влияния различных факторов, воздействий на процесс увлажнения. Это вызывает последующую эквивалентную погрешность в измерениях, которую необходимо должным образом учитывать.

Применение электрометрических методов исследований имеет также ряд преимуществ и недостатков перед весовым методом. В противоположность весовому методу электрометрические позволяют непрерывно осуществлять контроль процесса увлажнения. Вследствие высокой физико-химической активности угля и жидкости погрешность в измерениях может достигать 15–20 %. А коэффициент вариации по лабораторным исследованиям – 0,75–0,80. Основной причиной дополнительной погрешности здесь является сложная внутренняя капиллярно-пористая структура каменного угля, неоднородность изометрией капиллярного пространства, фактор напластования. Сопротивление минерального скелета много больше сопротивления воды, но меньше газовой фазы. Таким образом, сопротивление зависит от однородности структуры

твёрдого тела. Сопротивление, определяемое по протеканию тока в угле, зависит от геометрии капилляров, по которым проходит этот ток, газо- и водонасыщенности капилляров, общей объемной пористости угля. Если в весовом методе основной вклад во влажность определяется размерами, как капилляров, так и пор, то при электрометрическом измерении основной вклад в определение влажности вносится капиллярами, вследствие того, что проводимость осуществляется в большей степени жидкостью, а не минеральным скелетом угля. С другой стороны, при использовании электрометрических способов измерений возможно протекание электрохимических процессов, которые будут изменять физико-химическую активность углей и, соответственно, его основные фильтрационные свойства.

Основным параметром, характеризующим межфазные взаимодействия, является краевой угол смачивания. Разработка методов и эффективных методик, позволяющих с достаточно высокой степенью точности определить этот параметр, является одной из основных задач данной работы. С другой стороны, необходимо установить однозначную взаимосвязь между краевым углом смачивания и влажностью угля.

Установление взаимосвязи между фильтрационными параметрами, характеристиками межфазных взаимодействий в трехфазной системе и внешними условиями является актуальной задачей современных исследований, и требует многочисленных экспериментальных исследований.

В этой связи, перспективными направлениями по разработке методов измерений, дающими меньшую погрешность измерений, являются методы, основанные на автоматизации процессов измерений и управления процессами межфазных взаимодействий. От датчиков, фиксирующих расход и давление жидкости, установленных на образце, сигнал поступает через адаптер или коммутатор напрямую в компьютер, где обрабатывается по заданной программе и собирается в базу данных. По результатам определяются оптимальные условия. Такой подход позволяет сократить время на предварительные

измерения, провести большее количество измерений, определить оптимальные условия для практических и технологических процессов в натурных условиях.

Важным фактором в выборе метода измерения является влияние физического воздействия не только на исследуемую межфазовую границу раздела сред, но и на датчики, фиксирующие изменения на этой границе.

В этом направлении перспективными являются методы, основанные на использовании явлений геометрической оптики, интерференции, измерений электрометрических величин с помощью датчиков, косвенно определяющих влажность угольного образца. С другой стороны, для повышения точности и достоверности результатов экспериментальных исследований необходимо прибегать к комплексным оценкам влажности, применяя одновременно несколько методов исследований и сопоставляя результаты по разным методам.

Таким образом, разработка экспериментальных методов исследования и высокоточного оборудования для определения основных фильтрационных и других характеристик угля, свойств газожидкостного флюида является актуальной задачей.

Необходимость в развитии и применении высокоточных методов исследований возникает в связи со сложным капиллярным строением и высокой физико-химической активностью угля. Эффективность воздействия зависит от протекающих процессов на межфазной границе в микрокапиллярах угля.

### **1.3. Анализ способов и методов управления массопереносом газожидкостного флюида в угольном массиве**

Основным универсальным методом гидровоздействия на угольный пласт для борьбы с основными опасностями и вредностями является предварительное низконапорное увлажнение угольного массива. Но, при современных технологиях ведения горных работ и сложных горно-геологических условиях, этот метод требует значительной интенсификации. Проблеме повышения эффективности увлажнения угольного массива посвящено множество работ: [8], [17], [78], [103], [106], [107], [109], [118], [123], [146], [158] и др.

Основными направлениями повышения эффективности увлажнения являются: 1) управление горнотехническими параметрами [4], [5], [48]; 2) управление техническими параметрами процесса увлажнения [107], [153], [163]; 3) изменение физико-химических свойств взаимодействующих систем [8], [102], [106], [107].

Горнотехнические способы повышения эффективности увлажнения при применении на практике требуют специальных горно-геологических условий, что значительно ограничивает область их применения.

Технические способы повышения эффективности увлажнения в большинстве случаев заключаются в применении высокоэффективного нагнетательного оборудования, компрессорно-насосных установок, эффективной системы герметизации скважин и т.д.; изменения параметров нагнетания: расстояния между скважинами, глубины герметизации, давления, расхода воды, времени нагнетания, цикличности нагнетания и др. [107].

На выбросоопасных пластах технические способы повышения эффективности имеют некоторый предел в совершенствовании, связанный с тем, что здесь большую роль играет фактор времени взаимодействия фаз: угля и жидкости. Одной из причин низкой эффективности увлажнения, на наш взгляд, является недостаточная изученность процессов смачивания угля водой и фильтрации воды при давлениях, соизмеримых с капиллярным лапласовским

давлением. Процесс увлажнения угля имеет сложный характер из-за протекания различных гидродинамических и физико-химических процессов на границе раздела взаимодействующих фаз.

При увлажнении угля жидкость распространяется в основном по трещинам и разломам, минуя мелкие поры. Движение жидкости в этом случае подчиняется законам фильтрации. Оно достаточно глубоко исследовано в работах О. И. Чернова [153] – [160], А. С. Бурчакова [88], В. Н. Пузырева [9], [119], [120], В. С. Черкасова [152] и др. исследователей. Пласт в этой фазе остается увлажненным крайне неравномерно. Причем, чем больше давление нагнетания, тем больше неравномерность распределения влажности в массиве.

Движение жидкости по мелким порам, главным образом, происходит за счет сил химической, физико-химической и физико-механической природы, которые обуславливают динамические явления в тонких адсорбированных пленках, капиллярные явления, диффузия, осмос и др. [109]. В работах исследователей, в частности О. И. Чернова [158], это движение жидкости обозначают как самодвижение. Самодвижение жидкости по микропорам улучшает распределение влажности в угольном массиве, увеличивает влажность массива.

В результате исследований, проведенных ВостНИИ в 1960-1970 гг. по самодвижению жидкости в каменных углях [158], дана классификация сил, вызывающих самодвижение, теоретически рассмотрены диффузия и капиллярное движение жидкости [101]. Показано, что движение жидкости в массиве при самодвижении подчиняется закону:

$$x = k_c \sqrt{t}, \quad (1.5)$$

где  $x$  – расстояние, прошедшее жидкостью за счет самодвижения в массиве, м;  $k_c$  – эмпирический коэффициент, равный  $0,196 \text{ м/с}^{1/2}$ ;  $t$  – время, сут.

В технологическом плане, согласно [25], предлагается использовать самодвижение жидкости путем выдержки массива по времени, определяемому формулой (1.5). Обычно это время составляет 30 сут. Причем, скважины во время выдержки подсоединяют к водонапорной магистральной сети шахты,

имеющей давление 5 атм. Выдержка массива в течение 30 суток при современных скоростях отработки угольного пласта отрицательно сказывается на экономических показателях работы шахты. С другой стороны, недостаточно глубокое исследование межфазных взаимодействий при слабонапорной фильтрации и самодвижения жидкости является причиной отсутствия методов и рекомендаций по активизации процессов самодвижения.

В таблице 1.12 представлен расчет отношений сил напорного и капиллярного давлений для различных пор. Как видно из таблицы, силы смачивания оказывают влияние на движение жидкости уже в макропорах, и далее, становятся существенными при уменьшении радиуса капилляра. При увеличении величины напорного давления в 5 раз отношение этих сил будет изменяться также в 5 раз.

Таблица 1.12

Действующие силы в капилляре

| Радиус пор,<br>$r \cdot 10^{10}$ , м | Сила<br>напорного<br>давления<br>$F_H = pS$ , Н | Сила<br>лапласовского<br>давления<br>$F_L = \frac{2\sigma}{r} S$ , Н | Отношение<br>сил, $\varepsilon = \frac{F_L}{F_H}$ | Отношение<br>сил <sup>*</sup> , $\varepsilon = \frac{F_L}{F_H}$ |
|--------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| 50<br>/микропоры/                    | $3,93 \cdot 10^{-10}$                           | $2,29 \cdot 10^{-9}$                                                 | 5,84                                              | 1,168                                                           |
| 500<br>/переходные/                  | $3,93 \cdot 10^{-8}$                            | $2,29 \cdot 10^{-8}$                                                 | 0,584                                             | 0,1168                                                          |
| 5000<br>/макропоры/                  | $3,93 \cdot 10^{-6}$                            | $2,29 \cdot 10^{-7}$                                                 | 0,0584                                            | 0,01168                                                         |
| 50000<br>/макропоры/                 | $3,93 \cdot 10^{-4}$                            | $2,29 \cdot 10^{-6}$                                                 | 0,00584                                           | 0,001168                                                        |

Примечание.  $p=5$  МПа,  $\sigma = 0,073$  Н/м, <sup>\*</sup> для  $p=25$  МПа

Таким образом, явление самодвижения жидкости в угле является, на наш взгляд, недостаточно изученным: недостаточно точны экспериментальные исследования; не установлены определяющие факторы процесса смачивания и его влияние на слабонапорную фильтрацию. В большинстве случаев определение смачивающей способности углей сводится к определению краевого

угла смачивания методом «сидящей» капли [23], [63], [106], [107], [121], [141], который дает недостаточно верные результаты. Основная причина такого положения – это крайняя неоднородность каменных углей, зависимость процессов фильтрации и смачивания от множества факторов.

В связи с этим, в техническом плане необходимо разработать методики исследования процесса смачивания воды в каменных углях, изучить влияние влажности и других факторов на процесс смачивания и последнего на фильтрацию воды.

Практика показывает, что существенно повысить эффективность увлажнения можно добавлением в воду поверхностно-активных веществ (ПАВ), активных сред (АС), повышающих степень смачиваемости, увеличивающих степень проникновения молекул воды в микропористую структуру угля. Тем самым оттеснить метан в микропоры, где его нахождение более безопасно для ведения горных работ. Исследованиям по применению АС посвящены работы: [8], [18], [20], [22], [91], [100], [107] и др.

С другой стороны, использование активных сред в процессах горного производства связано с протеканием эффекта Ребиндера [28], [126], [127], [128], заключающегося в адсорбционном понижении поверхностной энергии на границе раздела жидкость-твердое тело. Основные принципы, предполагающие использование АС в горном деле, это: универсальность эффекта Ребиндера, простота конструкции необходимого оборудования и его технического обслуживания, безопасность применения, низкие концентрации раствора АС и его мгновенное действие. Незначительные добавки АС способны резко усилить адсорбционную способность растворов и повлиять на свойства и состояние горных пород, изменять его механические свойства.

Множество исследований, проведенных различными авторами по влиянию ПАВ на физико-химические и механические свойства углей, показывают, что с помощью применения активных сред можно в широком диапазоне изменять их свойства [20], [22], [91], [146], а, следовательно, управлять напряженным состоянием всего массива горных пород.

Одновременно показано, что применение растворов ПАВ является наиболее эффективным методом борьбы со всеми опасностями на шахтах, в чем заключается его универсальность.

Для большинства марок углей подобраны эффективные смачиватели, позволяющие увеличить эффективность увлажнения на 80 %. Но для некоторых марок углей эта задача остается нерешенной. Отметим, что выбор ПАВ в большинстве случаев осуществляют эмпирическим путем в натуральных условиях [146]. Или в лабораторных условиях, например, методом адсорбции, требующим сложного оборудования и являющимся несколько трудоемким методом [22]. Или по смачиванию угольной пыли, где, в связи с высокой неравномерностью процесса смачивания, метод имеет очень высокую погрешность [63]. При этом, недостаточно развита теория межфазных взаимодействий в системе уголь-раствор ПАВ: отсутствует обоснование в выборе ПАВ, принципы выбора состава ПАВ при его многокомпонентности.

Метода выбора ПАВ для повышения эффективности увлажнения угольных пластов в целях борьбы с основными опасностями, как такового, не существует. Используемые для этих целей методы, например, метод «сидящей» капли [106], [118] и метод, основанный на самодвижении жидкости по капиллярам, [158], малоэффективны. Первый: в силу особенностей в межфазных взаимодействиях в системе уголь–жидкость–газ, крайней неоднородности взаимодействующих фаз; второй: требует значительных усовершенствований, интенсификации. В современных условиях ПАВ, применяемых для повышения эффективности увлажнения угольного массива, большое количество и, соответственно, различаются их стоимости [117]. Причем, стоимость синтетических моющих ПАВ, имеющих широкое применение на шахтах, значительна.

При большом спектре ПАВ, производимых современной химической промышленностью, и различных физико-химических свойствах, углей проблема выбора эффективного ПАВ в настоящее время является актуальной, как с

позиций самого процесса увлажнения угольных пластов, так и его экономической целесообразности.

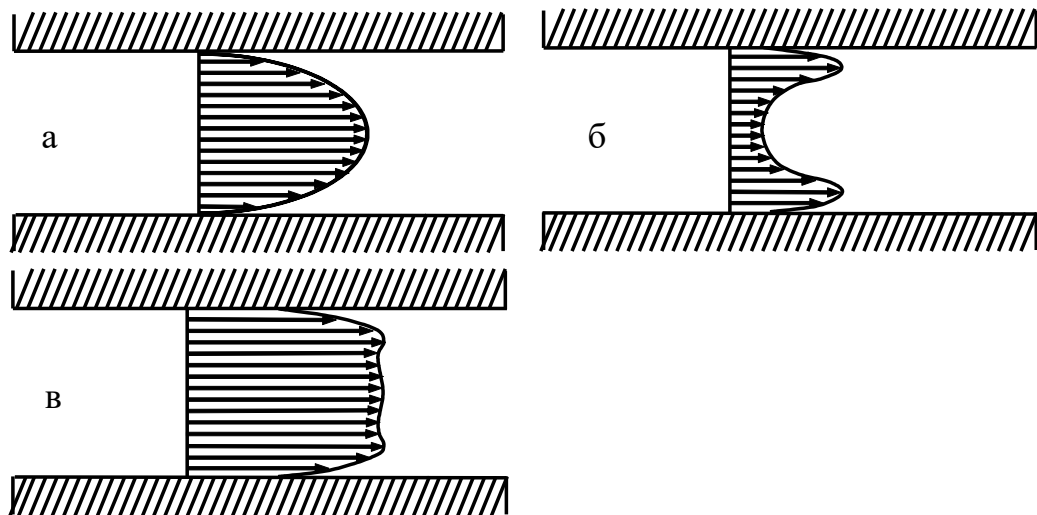
Таким образом, в целях повышения эффективности увлажнения угольных пластов и эффективного применения ПАВ возникает необходимость создания надежных способов выбора ПАВ и его оптимальной концентрации.

Исследования последних десятилетий показывают, что повысить эффективность увлажнения угольного массива можно также с помощью применения различных физических способов воздействия на межфазные взаимодействия в системе: уголь–жидкость–газ [146]. К таким способам относятся виброакустическое воздействие, тепловое воздействие в виде нагрева увлажняющей жидкости перед ее нагнетанием в массив, наложение внешнего электрического поля (ВЭП) на увлажняемый массив, основанном на протекании в массиве электрокинетических явлений и др.

Идея применения электрических полей для повышения эффективности увлажнения основана на использовании закономерностей электроосмотической фильтрации жидкостей в пористых средах в технологии увлажнения угольных пластов. Теоретические основы электроосмотической фильтрации заложены в работах Гельмгольца, Перрена, Гуи, Чэпмена (1910–1913 г.), Штейнера [39], [56], [64], [65], [67], [71], [93], [123], [143], [148], [172], [173], [176].

В основе современной теории возникновения электрокинетических явлений лежит теория образования двойного электрического слоя на границе раздела твердой и жидкой фазы [23], [148]. При образовании двойного электрического слоя (ДЭС) поверхность твердого тела приобретает ионы определенного знака, называемые потенциалобразующими. К твердой поверхности из жидкой среды притягиваются ионы, знак которых противоположен знаку потенциалобразующего слоя, называемые противоионами. Образовавшийся ДЭС часто рассматривают, как своеобразный конденсатор, внутренняя обкладка которого с потенциалом  $\zeta$  формируется из потенциалобразующего слоя, а внешняя - из противоионов. Поверхность стенок капилляра имеет отрицательный заряд. Вблизи поверхности за счет

электростатических сил адсорбируются положительные ионы – противоионы. При наложении внешнего электрического поля с помощью электродов противоионы, положительные ионы электролита в приповерхностном слое, где их концентрация наиболее велика, будут смещаться к катоду, увлекая за собой полярные молекулы воды в силу того, что между ионами и молекулами воды действуют ван-дер-ваальсовские силы притяжения. Движение противоионов вызывает перемещение к катоду всей жидкости в капилляре. Освободившиеся места анионов занимают катионы из объема жидкости, движущиеся к аноду. Характерные эпюры скоростей слоев жидкости в капилляре при различных характерах движения показаны на рисунке 1.8 [93].



*Рисунок 1.8 – Схемы эпюр скоростей жидкости в капилляре при:  
а – при напорной фильтрации без ВЭП; б – при электроосмосе, при ВЭП; в  
– при напорной фильтрации с ВЭП*

По свидетельству многих авторов [64], [65], [129], применение электроосмоса позволяет увеличить эффективность некоторых технологических процессов в несколько раз. Применению электроосмоса в целях повышения эффективности увлажнения угольного массива для борьбы с основными опасностями на шахтах посвящено несколько работ. В работах [107], [142] высказывается мысль о возможности применения электрических полей для повышения эффективности увлажнения угля. В других предлагаются методики

[170] и способы [169], [171] электроосмотического увлажнения угольного массива.

В качестве примера рассмотрим технологию проведения электроосмотического увлажнения краевых зон угольных массивов [170]. В лабораторных условиях на электроосмометре системы Ломизе (рисунок 1.9) [93] определяются условия для электроосмотического увлажнения грунтов: электроосмотический коэффициент фильтрации, электрокинетический

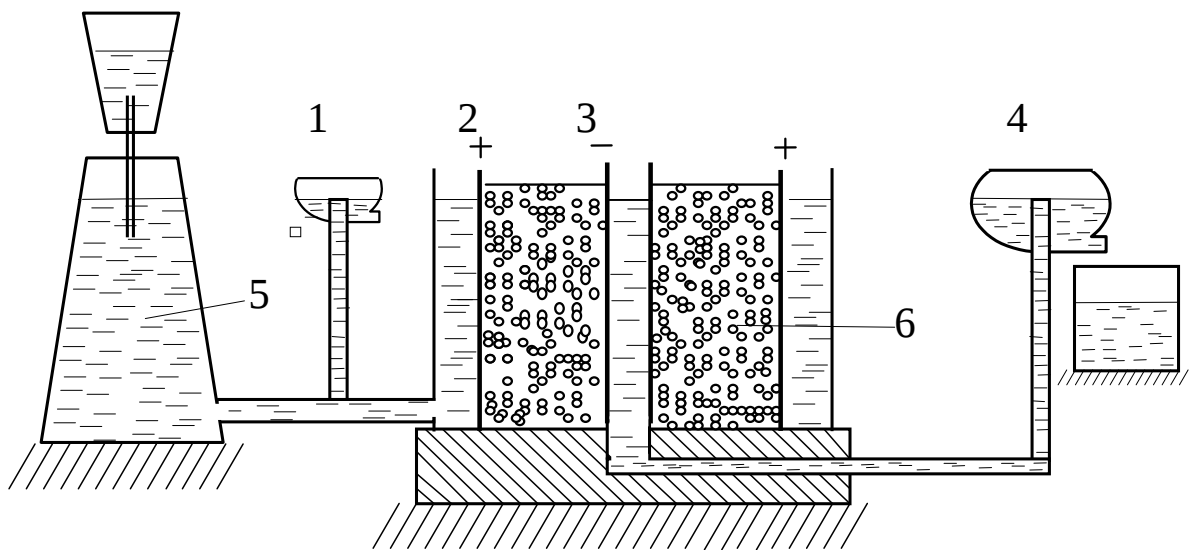


Рисунок 1.9 – Схема коаксиального электроосмометра системы Ломизе:  
1 - регулятор уровня жидкости; 2 - катод; 3 - анод; 4 - водослив; 5 -  
жидкость; 6 - грунт, горная порода

потенциал  $\zeta$ . По результатам измерений рассчитывают расстояние между электродами, время наложения электрического поля. В шахтных условиях проводят следующие операции: бурятся увлажняющие скважины, устанавливают электроды, герметизируют, нагнетают увлажняющую жидкость в соответствии с Черновым-Черкасовым-Горбачевым [160], затем отсоединяют нагнетательные установки от скважин и подключают электроды к источнику питания. Через некоторое время, при необходимости, процесс повторяют.

Данный способ имеет ряд недостатков. В частности, не используется эффект Федорова [129], который позволяет наилучшим образом использовать

электроосмотические и гидронапорные силы при увлажнении. Кроме того, электроосмометр Ломизе для фракций угля 0,2–1,0 мм, где резко активизируются поверхностные явления, дает неверные результаты.

Таким образом, для повышения эффективности увлажнения, массопереноса в угольном массиве необходимо: определить факторы, оказывающие влияние на массоперенос газожидкостного флюида в капиллярно-пористой структуре угля; изучить изменение межфазных взаимодействий с течением времени, влияние процесса смачивания на фильтрацию при низких давлениях; исследовать влияние внешних различных физических и виброакустических полей на процессы увлажнения и массопереноса газожидкостного флюида в угольном массиве; определить оптимальные параметры при применении методов управления массопереносом в угольном массиве.

#### **1.4. Выводы. Цель и задачи исследования**

На современном этапе развития горнодобывающей промышленности актуальными проблемами при подземной разработке угольных месторождений является предотвращение проявлений газодинамических и динамических явлений, снижение газовыделения, пылевыведения и проявления других опасностей на шахтах до безопасного уровня. Актуализация этих проблем связана с увеличением глубины ведения горных работ, ухудшением горно-геологических условий, а также, с применением новых, высоко технологических комплексов, требующих увеличения нагрузки на очистной забой и проведения подготовительных проходческих работ.

Существующие методы и способы предотвращения основных опасностей на шахтах, в отдельных случаях, не в полной мере обеспечивают условия для высокопроизводительного и безопасного труда горнорабочих. Современные условия ведения горных работ требуют создания новых методов и способов борьбы с основными опасностями, направленными на изменение свойств угольных пластов. Экономически целесообразными и экологически безопасными основными способами борьбы с горными ударами,

газовыделением, пылевыведением и газодинамическими явлениями являются предварительная дегазация угольных пластов и низконапорное увлажнение угольного массива. Также, перспективным считается разработка комбинированных методов, объединяющих несколько способов в своеобразный комплекс мероприятий по предотвращению опасных и нежелательных явлений в массиве и горных выработках.

Цель работы состоит в обосновании и разработке физических и физико-химических методов воздействия направленного воздействия на угольный пласт и газожидкостный флюид при низконапорном увлажнении для предотвращения газодинамических явлений, обеспечивающих безопасность подготовительных работ.

Для достижения поставленной цели требуется решить следующие задачи:

1. Установить основные закономерности процессов фильтрации газожидкостного флюида в капиллярно-пористой структуре угольного массива при низких давлениях и разработать модель процесса увлажнения неоднородного угольного массива;

2. Изучить влияние краевого угла смачивания на фильтрацию жидкости в капиллярно-пористой структуре угля при низких давлениях соизмеримых с действием капиллярных сил;

3. Определить и исследовать факторы, влияющие на скорость низконапорной фильтрации и определить способы эффективного управления фильтрацией при применении ПАВ и теплового воздействия;

4. Установить влияние виброакустических колебаний на массоперенос в угольном массиве и разработать метод управления его фильтрационными свойствами путем применения виброакустических воздействий;

5. Разработать научное обоснование эффективного применения комплексных методов воздействия на угольный массив для управления массопереносом газожидкостного флюида.

## **2. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ФЛЮИДА В УГОЛЬНОМ МАССИВЕ**

### **2.1. Особенности фильтрационных процессов в угольных пластах**

Общепринятым является, что при увлажнении каменных углей наблюдается фильтрация жидкости в соответствии с законом Дарси [33], [57], [96]. Но многочисленные экспериментальные данные показывают, что кроме фильтрации, на качество увлажнения оказывают влияние процессы смачивания, капиллярные явления, диффузия, электрокинетические явления, адсорбция молекул жидкости и газа, коагуляция. В общем, фильтрация газожидкостного флюида в капиллярно-пористой структуре угля связана с межфазными взаимодействиями твердого тела и жидкости на границе раздела фаз.

В макропорах наибольшее значение имеют законы фильтрации, а в субатомных и микропорах – адсорбция.

С точки зрения физики, протекание процесса увлажнения протекает по следующей схеме:

1. Физико-механическое соединение воды и угля. Фильтрационное движение воды в капиллярно-пористой структуре угля. Молекулы адсорбата попадают в зону межмолекулярного взаимодействия адсорбента. Между жидкостью и молекулами угля находится адсорбированный слой газа.

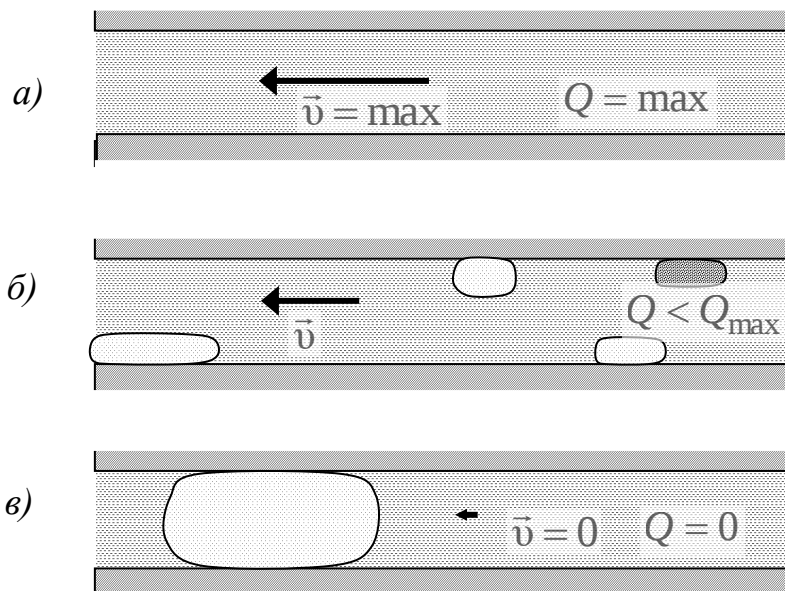
2. Вытеснение молекул газов с поверхности угля за счет сил механического давления со стороны воды к поверхности угля и сил межмолекулярного взаимодействия на границе раздела уголь–жидкость–газ. Молекулы газа значительно слабее взаимодействуют с молекулами адсорбента, чем молекулы воды.

3. Упрочнение связи между молекулами воды и угля. Проникновение молекул воды в межмолекулярную структуру угля вследствие диффузии, растворение некоторых составных элементов макромолекул угля и растворимой минеральной составляющей угля. В некоторых случаях наблюдается полное

смачивание, краевой угол смачивания принимает минимальное значение. Влажность в этом случае достигает максимального значения.

### *Закупоривание фильтрующих пор и капилляров*

При низких давлениях нагнетаемой жидкости и низкой смачиваемости угля вследствие противодействия лапласовских сил происходит процесс закупоривания пор, заключающийся в том, что фильтрация прекращается, давление жидкости возрастает и достигает максимального значения. Наступает статическое равновесие между давлением нагнетаемой жидкости, которое определяется мощностью нагнетательной установки, и давлением закупоренного газа в порах угля. Движение жидкости по капиллярам не происходит. Скорость фильтрации практически равна нулю. Так как процесс закупоривания зависит от лапласовских сил, то это характерно в большей степени для микрокапилляров. Различные виды состояния фильтрации изображены на рисунке 2.1.



*Рисунок 2.1 – Схема закупоривания капилляров при фильтрации в каменных углях:*

- а) свободная фильтрация;  
б) частичное закупоривание газовой и твердой фазой;  
в) полное закупоривание газовой фазой;*

 – жидкость;  – газ;  – твердая фаза

Дальнейшее движение молекул воды в массиве возможно вследствие диффузии.

Основной задачей достижения максимальной эффективности увлажнения угля становится управление процессом закупоривания пор. Предупреждение преждевременного закупоривания пор и капилляров возможно при применении внешнего воздействия, позволяющего изменять состояние и свойства фаз на границе раздела. Подробное исследование данных состояний возможно при более подробном исследовании и моделировании капиллярно-пористой структуры угля, установлении влияния капиллярно-пористой структуры угля на процессы массопереноса в угольном массиве.

## **2.2. Разработка капиллярно-пористой модели угольного массива**

### **2.2.1. Капиллярно-пористые модели угля**

Простейшей моделью капиллярно-пористого тела (КПТ) является система параллельных цилиндрических капиллярных трубок [61].

Другой моделью КПТ является система из сферических частиц малого радиуса и одинакового размера, уложенных с образованием ячейки (рисунок 2.2) [96].

Различают наименее плотную (кубическая укладка,  $\theta = 90^\circ$ ) и наиболее плотную укладку (гексагональная укладка,  $\theta = 60^\circ$ ). При кубической укладке пористость составляет порядка 47,6%, а при гексагональной – только 25,95%. В первом случае радиус наиболее узких проходов соединяющих соседние поры между собой равен  $0,41 R$ , где  $R$  – радиус сферических частиц, из которых состоит КПТ. Радиус в наиболее широкой части равен  $0,73 R$  [96].

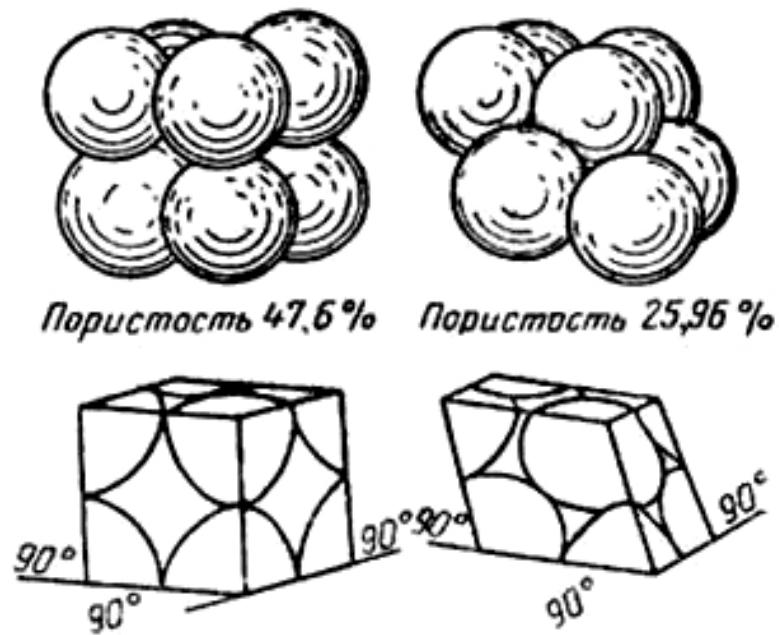


Рисунок 2.2 – Различная укладка сферических зёрен одного размера, составляющих пористый материал: а – менее плотная кубическая укладка, б – более компактная ромбическая укладка

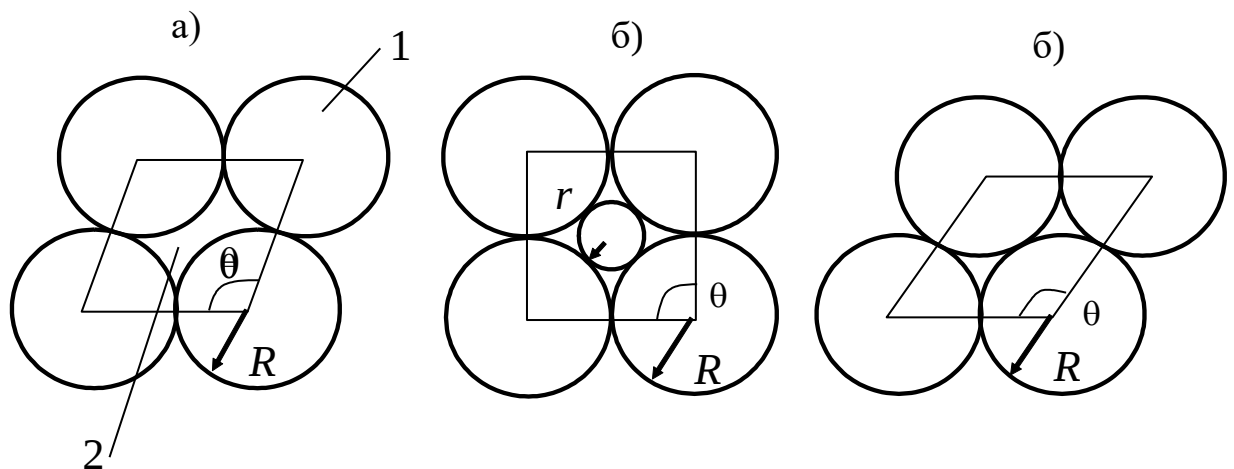


Рисунок 2.3 – Модель капиллярно-пористого тела:  
1 – твердая фаза горной породы; 2 – фильтрующий объем  
а – произвольная неплотная укладка; б – кубическая укладка;  
в – плотная гексагональная укладка частиц

Для решения задачи фильтрации в неоднородном угольном массиве необходимо построить модели капиллярно-пористых тел. Зная распределение капилляров в образце, можно перейти от фильтрации в одиночном капилляре к

процессу фильтрации в образце. И затем, полученные общие закономерности исследуемого процесса, рассмотреть применительно к отдельным зонам массива горных пород. Поэтому для решения поставленной задачи большое значение имеет модель угольного образца, т.е. взаимное расположение капилляров, их размеры, количество, соотношения между параметрами.

Основными параметрами, с помощью которых можно описать все разновидности капилляров в угле, являются: а) длина капилляра; б) радиус сечения капилляра; в) кривизна капилляра; г) цилиндричность капилляра – соотношение радиуса капилляра на входе и выходе; д) цилиндричность сечения капилляра – коэффициент равный отношению полуосей эллипса.

Данные параметры позволяют описать действительную геометрию капилляра с помощью совокупности капилляров с правильной геометрической формой, т.е. модельных капилляров.

К группе капилляров можно отнести следующие наиболее важные показатели: а) объем пор или удельный объем пор; б) площадь поверхности пор, удельная поверхность пор; в) распределение по радиусам и длине капилляров; г) число капилляров в классе; д) коэффициент замкнутости пор.

Наиболее близкой к реальной структуре является модель, представляющая собой твердое пористое тело, состоящее из капилляров с геометрически правильной формой в виде цилиндра. Причем, устья капилляров меньшего радиуса выходят в капилляры следующего класса с большим радиусом. На рисунке 2.4а представлено графическое изображение такой модели угля. Переход от одной формы поперечного сечения капилляров к другой осуществляется путем введения соответствующего коэффициента связи.

В некоторых технологических процессах возможно применение упрощенной схемы расположения капилляров в угле в виде параллельных капилляров одинаковой длины, но различного радиуса. Схема такой модели представлена на рисунке 2.4б.

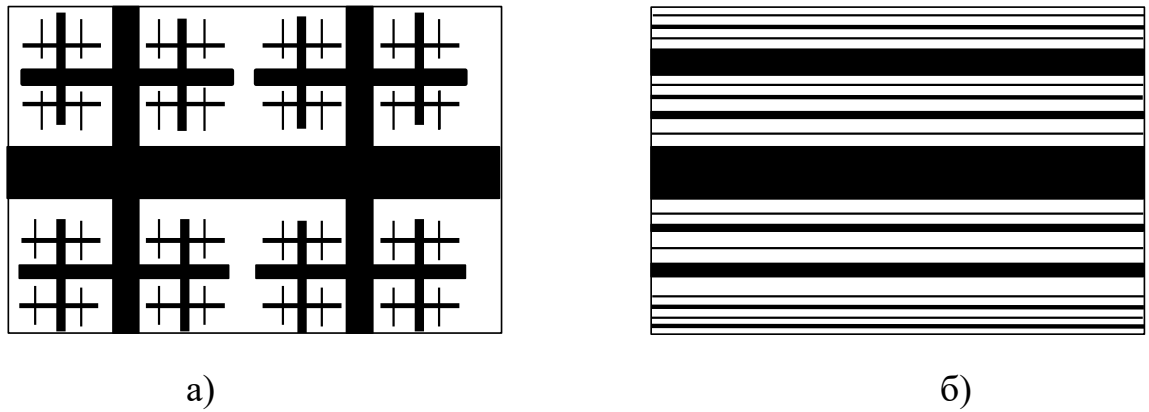


Рисунок 2.4. Модель угля

Для простейшей модели, представляющей собой совокупность цилиндрических капилляров различного радиуса, число капилляров в  $i$ -ом классе может быть найдено из экспериментальных различных адсорбционных методов исследований пористых тел, разработанных в физической химии. Анализ экспериментальных исследований показывает, что для поликапиллярного твердого тела (ненарушенный уголь) распределение пор по радиусам и число капилляров связаны между собой нормальным дискретным соотношением

$$N_i = \alpha R_i^{-\beta}, \quad (2.1)$$

где  $\alpha, \beta$  – постоянные для данной марки угля;  $N_i$  – число капилляров в  $i$ -ом классе;  $R_i$  – средний радиус капилляра в  $i$ -ом классе.

На рисунке 2.5 эта зависимость для ненарушенного угля представлена в виде функций 1 в логарифмических координатах.

Общее количество капилляров находится по формуле

$$N = \sum_{i=1}^n N_i \quad (2.2)$$

или

$$N = \int_{R_{\min}}^{R_{\max}} f(R) dR, \quad (2.3)$$

где  $f(R)$  – нелинейная функция распределения капилляров по радиусам;  $n$  – число классов.

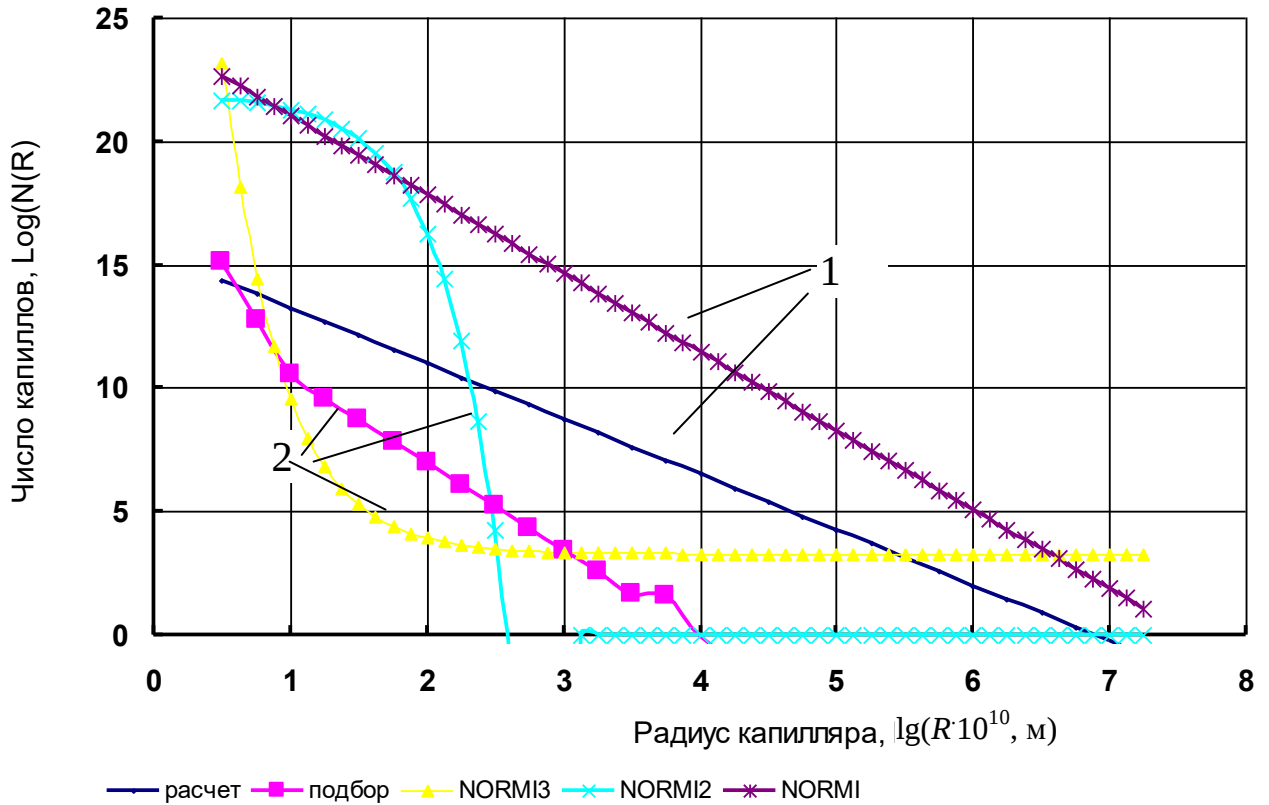


Рисунок 2.5 – Распределение капилляров по классам:  
 1 – нормальное распределение для разных углей;  
 2 – распределение для углей выбросоопасных пластов

Общее количество классов  $n$  зависит от условий задачи и необходимой точности ее решения и может принимать значение от 5 до  $\infty$ . В наших модельных расчетах эта величина принимала значение 34, что является достаточным для определения структурных особенностей исследуемого угля.

Постоянные  $\alpha, \beta$  находятся из условий нормировки:

$$V_{y\partial} = \sum_{i=1}^n \pi R_i^2 N_i l_i, \quad (2.4)$$

$$S_{y\partial} = \sum_{i=1}^n 2\pi R_i N_i l_i, \quad (2.5)$$

где  $V_{y\partial}$ ,  $S_{y\partial}$  – удельный объем и удельная поверхность пор, найденные экспериментально адсорбционными методами [106];  $l_i$  – длина капилляра.

Для упрощения расчетов можно ввести параметр, характеризующий связь между длиной капилляра и его радиусом в виде  $l_i = kR_i$ , где  $k = \text{const}$ , связанная с физическими особенностями данного угля, тогда условия (2.4) – (2.5) будут иметь вид

$$V_{y\partial} = \sum_{i=1}^n \pi k R_i^3 N_i = \sum_{i=1}^n \pi \alpha k R_i^{3-\beta}, \quad (2.6)$$

$$S_{y\partial} = \sum_{i=1}^n 2\pi k R_i^2 N_i = \sum_{i=1}^n 2\pi \alpha k R_i^{2-\beta}. \quad (2.7)$$

Если принять в практических целях  $\alpha = \alpha k$ ,  $k = 1$ , то условие (2.6) запишется в виде

$$V_{y\partial} = \sum_{i=1}^n \pi \alpha R_i^{3-\beta}, \quad (2.8)$$

$$S_{y\partial} = \sum_{i=1}^n 2\pi \alpha R_i^{2-\beta}. \quad (2.9)$$

Нами предложена программа для расчета постоянных коэффициентов  $\alpha$ ,  $\beta$  для любой марки угля исходя из  $V_{y\partial}$ ,  $S_{y\partial}$ . Некоторые значения  $\alpha$ ,  $\beta$  приведены в таблице 2.1.

Распределение капилляров по радиусам удобно изображать в логарифмических координатах. На рисунке 2.5 приведены зависимости  $\lg(N) = f(\lg(R))$  для различных видов функции распределения  $N = f(R)$ .

Результаты анализа показывают, что функция распределения, записанная в виде:

$$N_i = \alpha e^{\beta/r_i} \quad (2.10)$$

— хорошо описывает распределение капилляров для угля выбросоопасных пластов, характеризуемых относительно высокой удельной поверхностью, раздробленностью и соответствует функциональным зависимостям 2 на рисунке 2.5.

Таблица 2.1

Результаты расчета постоянных  $\alpha$  и  $\beta$  для углей разной степени метаморфизма

| Выход<br>летучих,<br>% | Удельная<br>площадь м <sup>2</sup> /г по<br>адсорбции [106] |                  | Удельный объем,<br>см <sup>3</sup> /г по адсорбции<br>[106] |                  | Полярность,<br>усл. ед. | $\alpha$  | $\beta$ |
|------------------------|-------------------------------------------------------------|------------------|-------------------------------------------------------------|------------------|-------------------------|-----------|---------|
|                        | CH <sub>3</sub> OH                                          | H <sub>2</sub> O | CH <sub>3</sub> OH                                          | H <sub>2</sub> O |                         |           |         |
| 43,2                   | 205                                                         | 104              | 0,127272                                                    | -                | 1,07                    | 6,750E-09 | 3,281   |
| 41,3                   | 147                                                         | 65               | 0,124                                                       | 0,054            | 1,03                    | 3,990E-08 | 3,182   |
| 40,6                   | 127                                                         | 67               | 0,12                                                        | 0,051            | 1,1                     | 6,370E-08 | 3,153   |
| 29                     | 73                                                          | 29               | 0,076                                                       | 0,022            | -                       | 5,899E-08 | 3,13    |
| 23,4                   | 92                                                          | 32               | 0,067                                                       | 0,035            | 0,61                    | 1,006E-08 | 3,225   |
| 22,1                   | 84                                                          | 25               | 0,061                                                       | 0,023            | 0,45                    | 9,012E-09 | 3,226   |
| 21,4                   | 86                                                          | 34               | 0,061                                                       | 0,026            | 0,5                     | 7,858E-09 | 3,233   |
| 18,5                   | 98                                                          | 32               | 0,066                                                       | 0,030            | 0,4                     | 6,184E-09 | 3,251   |
| 16,4                   | 111                                                         | 30               | 0,083                                                       | 0,034            | 0,47                    | 1,445E-08 | 3,217   |
| 13,3                   | 117                                                         | 34               | 0,096                                                       | 0,037            | 0,27                    | 2,705E-08 | 3,19    |

Для учета напряженного состояния пористого тела можно ввести эмпирический коэффициент связи с величиной горного давления. Тогда, например, первое условие нормировки запишется в виде [50]

$$V_{y\partial} = \sum_{i=1}^n \pi R_i^2 N_i l e^{-\beta \sigma_n}, \quad (2.11)$$

где  $\beta$  – эмпирическая постоянная;  $\sigma_n$  – напряжения в массиве, Па.

Если учесть влияние напряженного состояния на пористость угля, то первое условие нормировки запишется в виде

$$V_{y\partial} = \sum_{i=1}^n \pi R_i^2 N_i l e^{-\beta \sigma_n}. \quad (2.12)$$

На рисунке 2.6 приведен график зависимости  $N=f(R)$  в логарифмических координатах для угля марки Д ( $V_{y\partial}=1,24 \cdot 10^{-4}$  м<sup>3</sup>/кг,  $S_{y\partial}=1,47 \cdot 10^5$  м<sup>2</sup>/кг).

Распределение капилляров по классам оказывает существенное влияние на качество и на равномерность увлажнения угля. Наличие большого количества макротрещин приводит к увлажнению дальних зон угля относительно скважины и неувлажненности близлежащих микрокапилляров при одинаковых давлениях нагнетаемой жидкости. При низком количестве макрокапилляров наблюдается обратная картина. Максимально увлажняется прилегающая к скважине зона угольного массива, и незначительно увлажняются удаленные участки угольного массива.

Важной целью является: установление взаимосвязи между упругими постоянными угля и пористостью. А также определение влияние степени

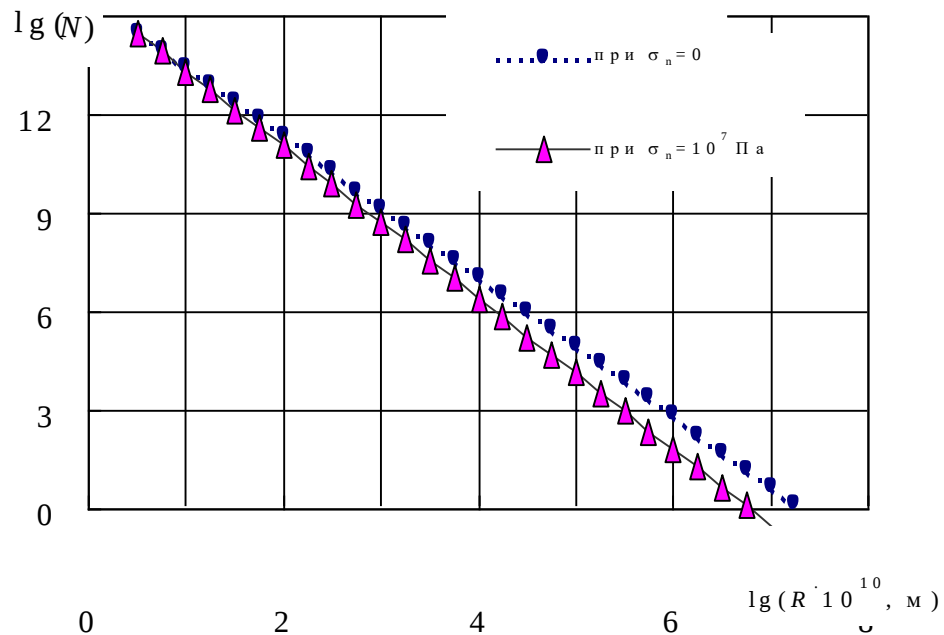


Рисунок 2.6 – Число капилляров в зависимости от радиуса и механических напряжений

метаморфизма на величину модуля упругости и пористости. Исследование аналогичных зависимостей было приведено в работах [3], [130] и др. Нами в работе [60] представлены некоторые модельные взаимосвязи между пористостью и упругими постоянными.

Таким образом, на основе представленных капиллярно-пористых моделей угля можно более подробно рассмотреть особенности процесса массопереноса газожидкостного флюида в угольном массиве, фильтрации газожидкостного флюида и затем, на основе решения задачи фильтрации спрогнозировать результат процесса увлажнения угольного пласта.

### 2.2.2. Взаимосвязь между проницаемостью и пористостью в моделях капиллярно-пористых тел

Установим взаимосвязь между пористостью и коэффициентом проницаемости капиллярно-пористого тела в соответствии с моделью, представленной на рисунке 2.3.

По закону фильтрации, расход жидкости определяется

$$Q = K_{\text{пр}} \frac{S \Delta p}{\eta \Delta x}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (2.16)$$

где  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент проницаемости;  $\Delta x$  – длина образца, т.е. расстояние, прошедшее жидкостью в горной породе, м;  $\Delta p$  – изменение давления в жидкости на длине  $\Delta x$ , Па;  $S$  – площадь поперечного сечения образца, через который происходит фильтрация, м<sup>2</sup>;  $\eta$  – динамическая вязкость жидкости, Па·с.

Коэффициент проницаемости зависит от пористости горной породы, которая, в свою очередь, определяется напряженным состоянием.

С другой стороны, расход жидкости через  $N$  капилляров радиуса  $r$  определяется формулой Пуазейля:

$$Q = \frac{\pi \Delta p}{8 \eta \Delta x} r^4 N. \quad (2.17)$$

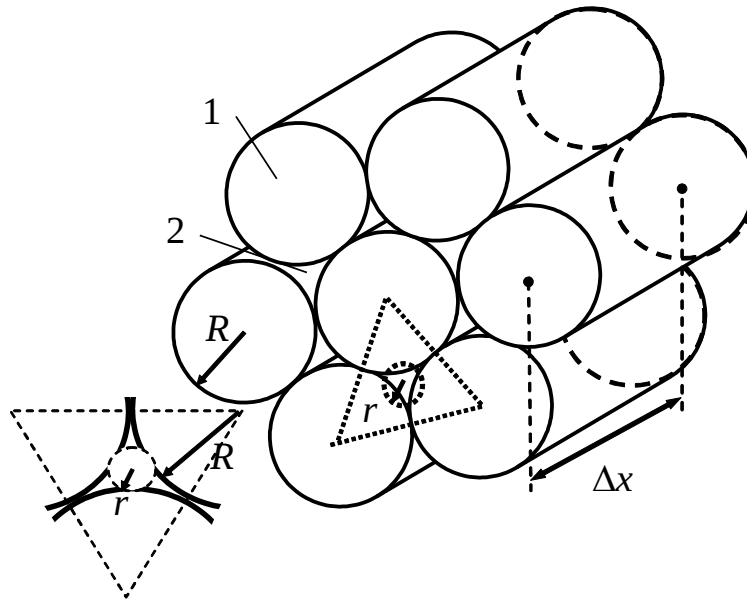


Рисунок 2.8 – Модель капиллярно-пористого тела:  
1 – твердая фаза горной породы; 2 – фильтрующий объем

Отметим, что в данной формуле радиус  $r$  принимает смысл условного радиуса – радиуса капилляра, при котором его площадь сечения равна площади фигуры, образованной при соединении трех окружностей (вогнутый треугольник) (рисунок 2.8).

Сравнивая последние формулы, полагаем, что коэффициент проницаемости будет зависеть от радиуса капилляра и их числа

$$K_{\text{пр}} = \frac{\pi r^4}{8S} N . \quad (2.18)$$

При условии одинаковой протяженности в направлении движения жидкости (рисунок 2.8) твердой и газовой фазы в капиллярно-пористом теле открытая пористость будет определяться отношением поперечных сечений твердой и газовой фазы

$$\Pi = \frac{V_{\text{пор}}}{V} = \frac{S_{\text{пор}} \cdot \Delta x}{S \cdot \Delta x} = \frac{\pi r^2 N}{\pi R^2 N} , \quad (2.19)$$

где  $V_{пор}$ ,  $V$  – объем пор и образца, соответственно;  $S_{пор}$ ,  $S$  – площадь поперечного сечения газовой и твердой фаз (условно принимаем, что фазы имеют форму цилиндров, рисунок 2.8).

Совместное решение уравнений (2.18) и (2.19) приведено в виде кривой на рисунке 2.9, которая описывается уравнением вида

$$K_{пр} = \alpha \Pi^2, \quad (2.20)$$

где  $\alpha$  – коэффициент пропорциональности, функционально зависящий от отношения  $r/R$ .

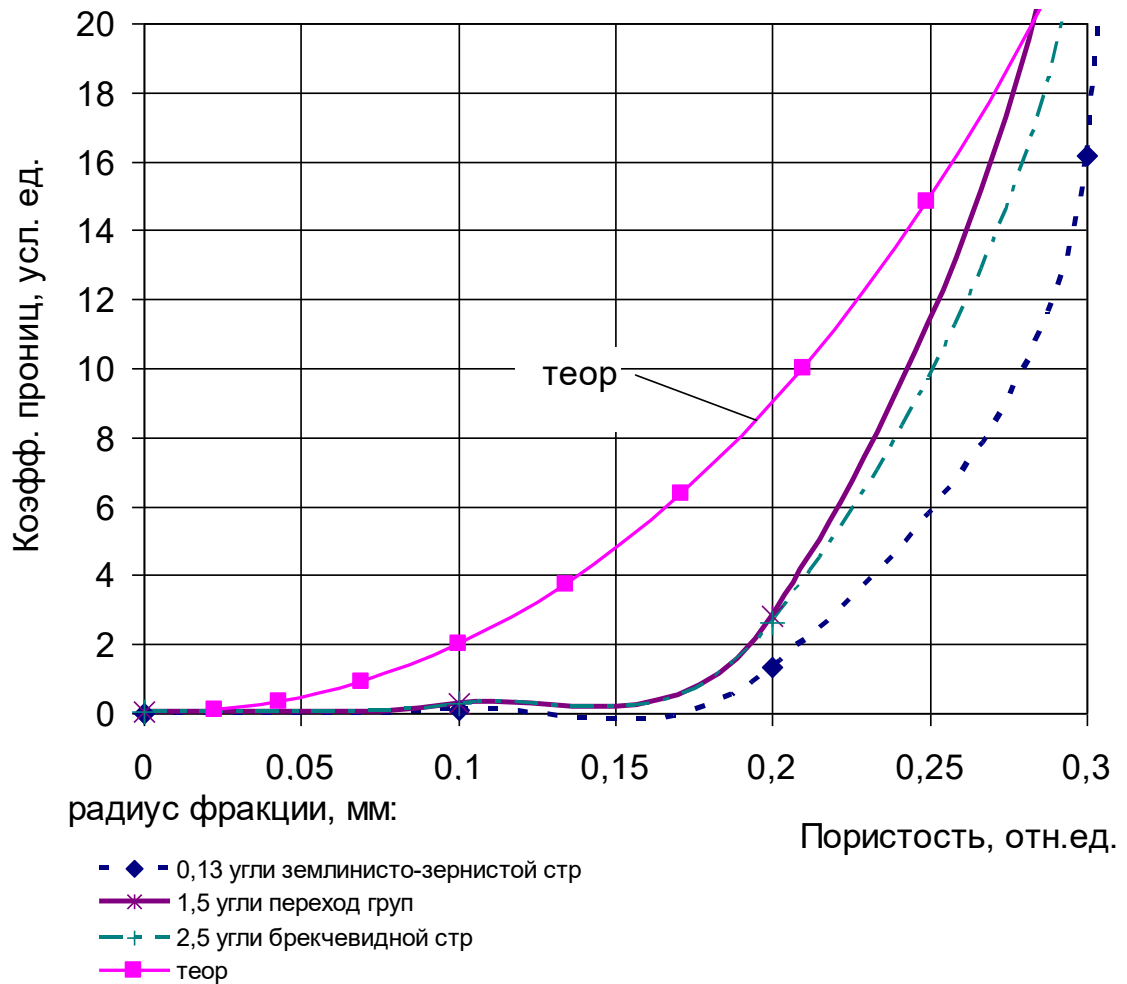


Рисунок 2.9 – Зависимость коэффициента проницаемости от пористости для различных фракций угля

Например, при цилиндрической форме капилляров

$$K_{\text{пр}} = \frac{1}{8} R^2 \Pi^2 . \quad (2.21)$$

При условии отсутствия деформации и разрушения элементов угля  $R = \text{const}$ .

Используя вышеописанный подход, для поликапиллярного тела предельное значение коэффициента проницаемости будет определяться по формуле

$$K_{\text{пр}} = \sum_{i=1}^n 5,884 \cdot 10^{-6} R_i^2 \xi_i , \quad (2.22)$$

где  $\xi_i$  – массовая доля  $i$ -ой фракции в анализируемой пробе после разрушения при давлениях 4,5–4,8 МПа, определяемая по эмпирической формуле

$$\xi_i = \left( 51,9 d_{cp}^{-1,376} \right) x_{cp_i} , \% , \quad (2.23)$$

где  $d_{cp}$  – средний диаметр фракции угля, подвергнутой разрушению;  $x_{cp_i}$  – средний диаметр частиц  $i$  фракции после разрушения.

Исходя из геометрических соображений, площадь  $S$  зависит от радиуса фракции в виде

$$S = 1,73 R^2 N . \quad (2.24)$$

Из рисунок 2.8 соотношение между  $r$  и  $R$  можно представить в виде

$$r \approx R \sqrt{\frac{0,16}{\pi}} = 0,226 R . \quad (2.25)$$

Таким образом, коэффициент проницаемости будет пропорционален квадрату радиуса  $R$

$$K_{\text{пр}} = 5,884 \cdot 10^{-4} R^2 . \quad (2.26)$$

Из такой жесткой модели, следует, что коэффициент проницаемости не зависит от пористости, и пористость не зависит от радиуса  $R$  частиц фракции. В случае деформации порового пространства угля, соотношение между  $r$  и  $R$  не будет описываться линейно жесткой связью, а определяется механическим напряжением. В этом случае коэффициент проницаемости будет зависеть от пористости.

На рисунке 2.10 приведена схема экспериментальной установки для исследования зависимости коэффициента проницаемости от структуры пористого тела и процессов, протекающих в напряженно-деформированном состоянии. В качестве пористого тела использовался уголь марки К (шахта «Березовская») различных фракций от 0,0–0,25 до 10–20 мм, находящийся в напряженном состоянии от 0,0 до 5 МПа.

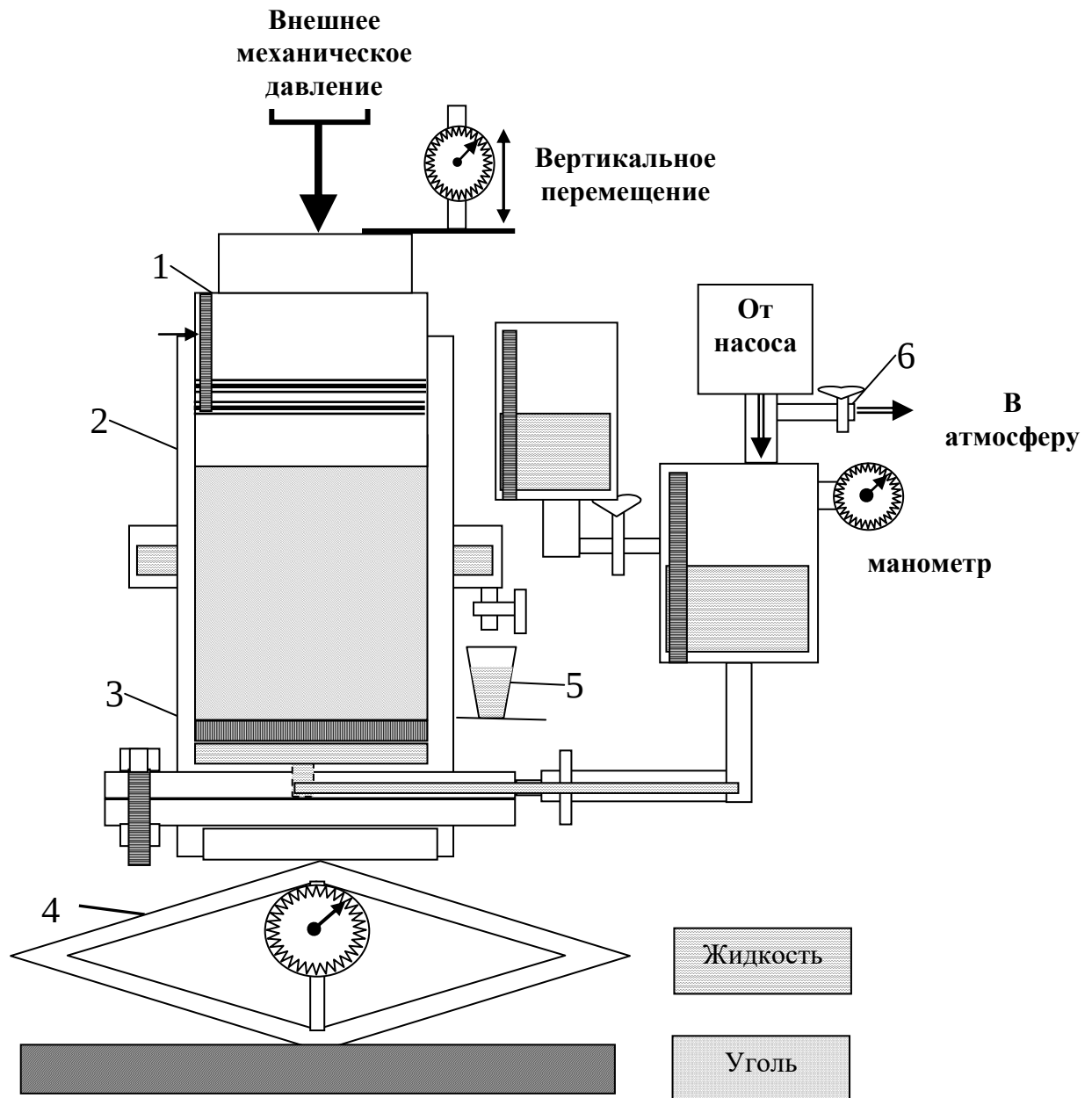
Из результатов экспериментальных исследований следует, что для всех фракций пористость действительно не зависит от размера частиц фракции; одинакова для всех фракций и составляет примерно 57–58 %, как пористость насыпного грунта.

По результатам исследований, приведенных нами в работах [49], [60], аппроксимационная экспериментальная кривая, в зависимости от радиуса фракции и пористости, имеет вид

$$K_{\text{пр}} = (0,0066 \ln R + 0,023) \cdot \exp((24,9 - 0,97R)H). \quad (2.27)$$

На рисунке 2.9 приведены экспериментальные зависимости коэффициента проницаемости от радиуса фракции. Некоторые расхождения с результатами модельных расчетов наблюдаются только при малых  $R$ . Это обуславливается влиянием межфазных взаимодействий на границе раздела фаз на фильтрационные свойства угля, влиянием краевого угла смачивания, смачиваемости на процессы фильтрации.

Дополнительные исследования по качеству увлажнения фракций показали, что величина влажности незначительно влияет на фракционный состав при разрушении угля. Расхождение между фракционным составом при разрушении угля, находящегося в воздушно-сухом состоянии, и увлажненном, составляет около 5–10 %. При увеличении времени выдержки угля в увлажненном состоянии перед разрушающим нагружением, расхождение увеличивается и достигает 10–20 %.



*Рисунок 2.10 – Схема экспериментальной установки для исследования низконапорной фильтрации в угольных фракциях: 1 – движущийся поршень; 2 – цилиндр; 3 – перфорированный фильтр; 4 – динамометр; 5 – кювета для сбора профильтровавшей жидкости; 6 – кран для регулировки давления нагнетания жидкости*

Таким образом, разработаны экспериментальная установка и методика комплексного исследования физико-механических и фильтрационных свойств угольных фракций, позволяющие проводить измерения физико-технических

параметров угольных фракций при изменяющихся условиях и моделировать процессы увлажнения для углей выбросоопасных пластов.

Фильтрационные свойства углей и горных пород значительно отличаются. Проницаемости песчаных минерализованных горных пород и углей одинаковых фракций существенно отличаются. Различие в коэффициентах проницаемости составляет 10–100 порядков для мелких фракций и незначительно для фракций более 10 мм.

Результаты проведенных исследований показали:

1. Межфазные взаимодействия на границе раздела фаз определяют фильтрационные свойства угольных фракций.
2. С увеличением механических напряжений коэффициент проницаемости убывает по экспоненциальному закону; минимальное значение коэффициента проницаемости соответствует фракции размером 0,0–0,25 мм и равно 0,12 усл. ед. Максимальной проницаемостью обладают угли фракций 1–2 мм.
3. Наибольшему разрушению подвергаются угли с фракцией размером 10–20 мм; относительная масса фракции основной (10–20 мм) соответствует 28,6 % при разрушающих напряжениях 5 МПа.
4. Коэффициент проницаемости находится в корреляционной зависимости от пористости угля, находящегося в напряженном состоянии.

### **2.2.3. Влияние напряженного состояния на проницаемость и пористость в краевой зоне угольного пласта**

Одной из основных задач исследований является установление основных закономерностей фильтрации в поликапиллярной структуре угля, находящегося в напряженном состоянии.

Зона опорного давления оказывает существенное влияние на изменение механических свойств угля и его фильтрационные свойства в краевой части

угольного массива [27]. Здесь нас в первую очередь интересует изменение фильтрационных свойств под влиянием возникающих напряжений.

Напряжения изменяются в краевой части угольного массива с расстоянием  $x$  от очистного забоя, согласно [27], [111] по закону вида (рисунок 2.11):

$$\sigma(x) = (ax - \gamma H) \cdot e^{-\frac{2}{H} \sqrt{\frac{a}{\gamma}} x}, \quad (2.28)$$

где  $a = 2G/t$  – параметр, зависящий от горно-геологических условий;  $t$  – мощность пласта;  $H$  – глубина залегания пласта;  $G$  – модуль сдвига для угля;  $\gamma$  – удельный вес слагающих горных пород.

Аналогичные зависимости для других горных выработок представлены на рисунке 2.11. Общее уравнение для напряжений в краевой части угольного массива можно представить в виде уравнения [27], [111]

$$\sigma = \sigma_0 (\alpha - \beta x^2 \exp(-\gamma x)), \text{ или } \sigma(x) = a(x - c) \cdot e^{-bx} \quad (2.29)$$

В зоне максимального значения опорного давления коэффициент проницаемости принимает минимальное значение. В глубине величина пористости и проницаемости соответствуют значениям, характерным для нетронутого массива.

Коэффициент проницаемости закономерно, согласно [152], зависит от напряженного состояния угольного массива и, следовательно, также будет изменяться по экспоненциальному закону вида (рисунок 2.12):

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{пр}0} (\alpha - \beta x^2 \exp(-\gamma x))$$

или

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{пр}0} (\exp(-\alpha t) + \beta), \quad (2.30)$$

где  $\alpha, \beta, \gamma$  – эмпирические постоянные, зависящие от упругих свойств угля.

Внутренний объем газовой фазы изменяется в зависимости от величины напряженного состояния.

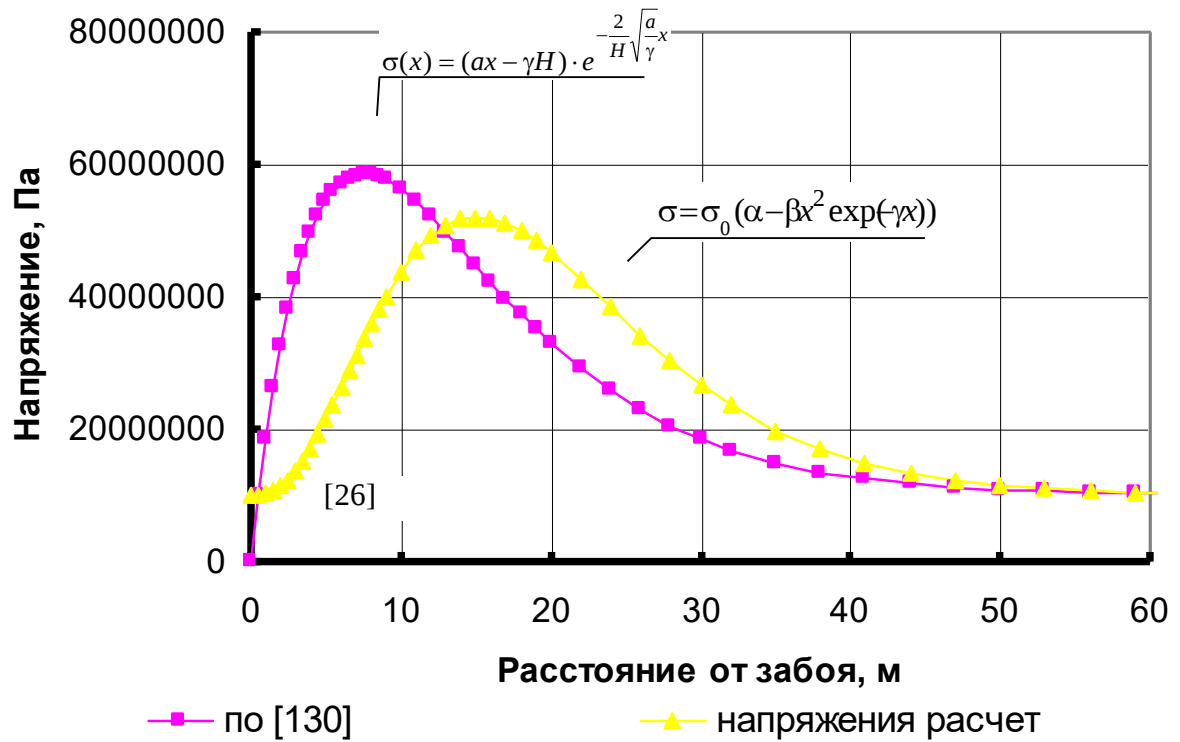


Рисунок 2.11 – Изменение напряжений с расстоянием от забоя

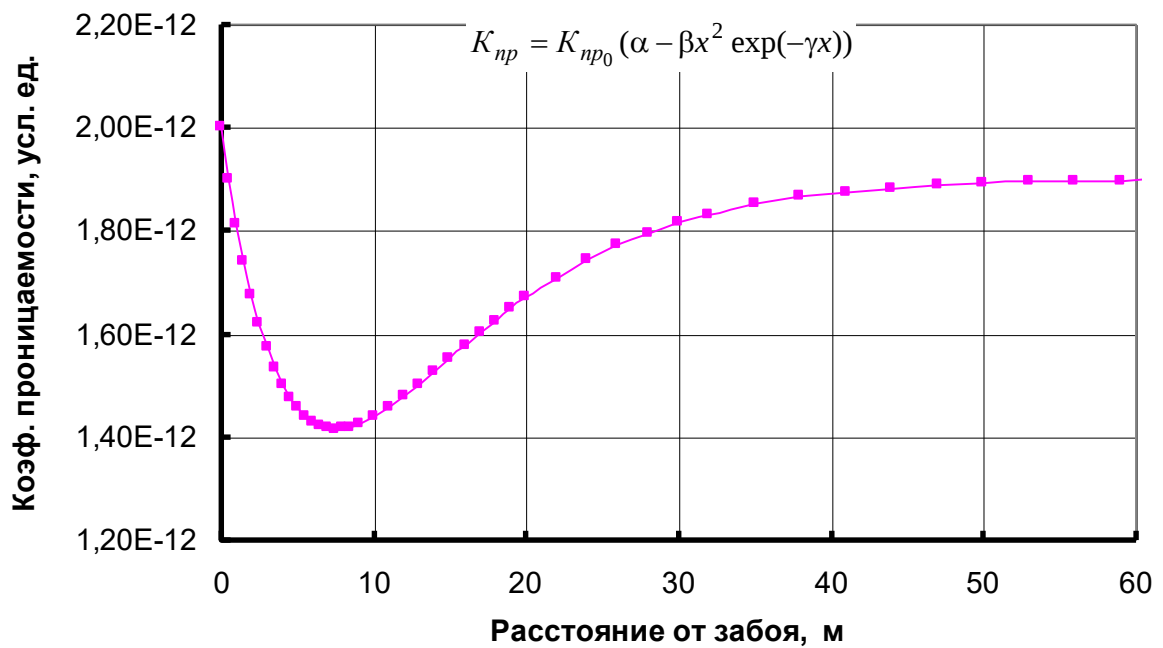


Рисунок 2.12 – Изменение проницаемости с расстоянием от забоя

В зоне опорного давления вследствие ведения горных работ происходит интенсивное изменение физико-механических свойств угля. Изначально

имеющий однородную поровую структуру, уголь разрушается и приобретает неоднородную структуру с наличием магистральных трещин, разломов. При этом, закономерно уменьшаются упругие свойства угля.

Увлажнение в этой части имеет ярко выраженный зональный характер, а влажность после увлажнения не достигает расчетной величины в соответствии с «Инструкцией...» [72], [145]. Об этом свидетельствуют натурные исследования, проведенные в работах [103], [104].

Таким образом, уголь в краевой части угольного массива по своим фильтрационным свойствам существенно отличается от угля в глубине массива. Рассмотрим влияние фильтрационных свойств угольного массива на массоперенос.

### **2.3. Математическое моделирование массопереноса в угольном массиве**

Описание процесса увлажнения газонасыщенного угольного пласта является важнейшей теоретической задачей, необходимой для инженерных расчетов. Результаты расчетов, в соответствие с выбранными моделями, определяют основные технологические параметры процесса увлажнения: расход жидкости, давление нагнетания, расстояние между скважинами, время нагнетания и т.д. На практике при расчетах руководствуются «Инструкциями по технике безопасности при ведении горных работ...» [72], [73] и техническими возможностями.

Для описания процессов массопереноса при увлажнении в угольном массиве используют уравнения массо- и теплопереноса. В общем виде эти уравнения записываются в виде дифференциальных уравнений:

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial t} = -\text{div}(\vec{j}_{\text{диф}} + \vec{j}_{\text{мол}}) + I, \quad (2.31)$$

где  $\vec{j}_{\text{диф}} = \rho \vec{v}$  – плотность диффузионного потока;  $\vec{j}_{\text{мол}}$  – плотность молекулярного потока;  $v$  – удельное содержание жидкости;  $I$  – источник жидкости, газа или сток;  $\rho$  – плотность.

Закон фильтрации Дарси при действии сил напорного давления и сил тяжести для двухфазной системы

$$\vec{v}_w = -\frac{K_{\text{пр}}}{\eta_w}(\nabla P + \rho g \nabla h), \quad (2.32)$$

$$\vec{v}_g = -\frac{K_{\text{пр}}}{\eta_g}(\nabla P + \rho g \nabla h), \quad (2.33)$$

где  $K_{\text{пр}} = \frac{1}{k_1} \frac{\Pi^3}{S_v^2}$  – коэффициент проницаемости для модельного пористого тела, состоящего из сферических частиц;  $S_v$  – полная поверхность частиц в единице объема пористой среде, т.е. удельная поверхность пор;  $\eta_w, \eta_g$  – коэффициент вязкости воды и газа, соответственно;  $k_1$  – коэффициент пропорциональности, учитывающий форму частиц;  $\Pi$  – пористость;  $h$  – глубина ведения горных работ.

Для поликапиллярного пористого тела необходимо учитывать распределение капилляров по классам в виде

$$\Pi = \int_{r_{\min}}^{r_{\max}} f_v(r) dr. \quad (2.34)$$

Если фильтрация протекает в горизонтальной плоскости, то  $\nabla h = 0$ .

К этой системе уравнений необходимо добавить уравнение неразрывности массового потока или закон сохранения массы газа:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div}(\rho \vec{v}) = 0. \quad (2.35)$$

Для двухфазной гетерогенной системы в пористом теле для газа

$$\Pi \frac{\partial}{\partial t} (v \rho_g) = -\text{div}(\rho_g \vec{v}_g) + I_g, \quad (2.36)$$

Для жидкой фазы, из закона сохранения массы

$$\Pi \frac{\partial}{\partial t} (s \rho_w) = -\text{div}(\rho_w \vec{v}_w) + I_w, \quad (2.37)$$

где  $v, S$  – объемные газо- и водонасыщенности;  $I$  – источник жидкости или газа или сток.

При стационарном течении несжимаемой жидкости уравнение (2.35) принимает вид:

$$\operatorname{div}(\vec{v}) = 0. \quad (2.38)$$

Уравнение закона сохранения энергии с учетом теплопереноса в массиве для двухфазной системы будет иметь вид:

$$\begin{aligned} (\rho c)_e \frac{\partial T}{\partial t} - \Pi(1-v)(1-s) \frac{\partial P}{\partial t} + (\rho_w \vec{v}_w c_w + \rho_g \vec{v}_g c_g) \operatorname{grad} T + \\ + \vec{v}_w \operatorname{grad} P = \operatorname{div} \lambda_e \operatorname{grad} T, \end{aligned} \quad (2.39)$$

где  $(\rho c)_e = (1 - \Pi) \rho_s c_s + \Pi s \rho_w c_w + \Pi v \rho_g c_g$ ;

$\lambda_e = (1 - \Pi) \lambda_s + \Pi s \lambda_w + \Pi v \lambda_g$  – коэффициент теплопроводности;  $P$  – давление;  $\Pi$  – пористость;  $v, S$  – объемные газо- и водонасыщенности;  $c$  – удельная теплоемкость.

Уравнения состояния для фаз гетерогенной системы приближенно можно записать:

$$\begin{aligned} \rho_s &= \text{const}, \\ \rho_w &= \text{const}, \\ \rho_g &= \frac{P}{RT}, \end{aligned} \quad (2.40)$$

где  $\rho_s$  – плотность скелета пористой среды;  $\rho_g$  – плотность газа; индексы:  $s$  – скелет пористой среды;  $w$  – вода;  $g$  – газ;  $e$  – эффективное значение.

Для решения, в частном случае, к системе уравнений добавляются граничные условия и начальные условия:

1.  $p(t, x, y, z) = f(t, 0, y, z)$  для  $x = 0$  – граничные условия;
2.  $p(t, x, y, z) = f(t, l, y, z)$  для  $x = l$  – граничные условия;
3.  $p(t, x, y, z) = f(x, y, z)$  при  $t = 0$  – начальные условия для распределения давления жидкости в массиве.

При нестационарном протекании процесса коэффициенты уравнений изменяются в зависимости от внешних условий, воздействий или с течением времени:

$$\begin{aligned} K_{\text{пр}} &= f(t, x, y, z, T); \\ \sigma, \eta &= f(t, x, y, z, T); \\ Q &= f(t, x, y, z, T), \end{aligned} \quad (2.41)$$

где  $t$ ,  $T$  – параметры время и температуры, соответственно.

### 2.3.1. Линейная одномерная фильтрация воды

Уравнение фильтрации (2.32) имеет аналитически простое решение для линейного одномерного движения жидкости, где процесс переноса рассматривается, как движение жидкости вдоль одной оси  $x$ . Его решение принимает вид:

$$x = -\frac{K_{\text{пр}x}}{\eta} \frac{\Delta P}{v} \quad (2.42)$$

или

$$x = \left(-\frac{K_{\text{пр}x}}{\eta} \Delta P t\right)^{1/2}, \quad (2.43)$$

где  $v = \frac{x}{t}$  – скорость установившегося движения жидкости.

Основные параметры в этой задаче: время движения жидкости при заданной разности давлений  $\Delta P$  и постоянных коэффициентах фильтрации  $K_{\text{пр}x}, \eta$ . Скорость движения жидкости  $v$  здесь является величиной постоянной. Тогда координата распространения жидкости будет определяться разностью давлений и скоростью фильтрации.

Будем иметь более сложный случай, если основные параметры жидкости изменяются с течением времени. А также, если изменяются фильтрационные свойства капиллярно-пористого тела. При продолжительной фильтрации, в случае коллоидных капиллярно-пористых тел, в процессах участвуют:

набухание, кольтатационные и механо-геологические процессы. Описание физико-химических процессов производится набором функций, описывающих изменение основных параметров – коэффициента проницаемости, коэффициента динамической вязкости, коэффициента фильтрации. Функционально, также можно описать изменение давления нагнетаемой жидкости, что также является важным фактором.

Коэффициенты зависят от вида системы и ее параметров, определяющих внешнее воздействие на систему.

1) В случае неограниченной и ограниченной системы. В первом случае, фильтрация осуществляется в бесконечность. Во втором случае, ограничена объемом горной породы, следовательно, пористостью, начальными параметрами нагнетания и давления в газовой фазы в пористой не увлажненной среде. Размеры ограниченной области можно задать с помощью коэффициента проницаемости. При достижении потоком жидкости некоторого значения давления или пространственной координаты, коэффициент проницаемости обращается в нуль.

2) Фильтрация жидкости в массиве горных пород при изменении механических свойств, вследствие добавочных гидромеханических напряжений.

3) Действие процессов смачивания и диффузно-ионного обмена через трех фазную систему.

4) Для расчета применимы условия нормировки в которых определяются основные недостающие параметры увлажнения: а) уравнения неразрывности для двухфазной системы; б) геометрия потока жидкости; в) технологические параметры: давление нагнетания, начальное давление, расход жидкости, поровая структура, физико-химическая структура.

### **2.3.2. Решение дифференциальных уравнений массопереноса для одномерного случая**

Задачей исследования является установление основных закономерностей одномерной фильтрации в поликапиллярной системе твердого тела,

находящегося в напряженном состоянии и в условиях гистерезиса поликапиллярной структуры угля.

Для линейного случая уравнение Дарси (2.32) приобретает вид [57]

$$\vec{v} = -\frac{K_{\text{пр}}}{\eta} \nabla p \quad \text{или} \quad v = -\frac{K_{\text{пр}_x}}{\eta} \frac{dp}{dx}, \quad (2.44)$$

где  $K_{\text{пр}}$  – коэффициент фазовой проницаемости;  $\eta$  – коэффициент динамической вязкости жидкости;  $\nabla$  – оператор градиента.

С другой стороны, скорость фильтрации определяется по формуле

$$v = \frac{dx}{dt}. \quad (2.45)$$

Аналогично, уравнение (2.44) можно представить в виде

$$Q = K_{\text{пр}} \frac{S \Delta p}{\eta \Delta x}. \quad (2.46)$$

Начальные условия будем задавать в виде:

1) начальное давление нагнетания жидкости в увлажняющей скважине является постоянным на протяжении всего процесса увлажнения  $p_n = \text{const}$  ;

2) расход жидкости является постоянной величиной, определяется техническими параметрами нагнетательной установки:  $Q = \frac{dV}{dt} = \text{const}$ . Данное

условие можно использовать, как условие нормировки функции фильтрации жидкости в капиллярно-пористом теле. Условие применимо для несжимаемой жидкости и при стационарном протекании процесса. Данное условие является дополнительным условием нормировки расхода жидкости;

3) начальное давление газа в пористой структуре угольного пласта соответствует  $p = p_{z0}$  .

Краевые условия зададим в виде:

1) Давление с координатой  $x = 0$ , где находится скважина, определяется давлением жидкости  $p(x) = p_n = \text{const}$  ;

2) Необходимое давление жидкости в массиве с координатой  $x = 2$  м  $p = p_{\max}$  – давление, при котором вероятность динамической активности в массиве принимает значение близкое к нулю или менее 5 %, определяемое в соответствии с «Инструкцией...» [72].

3) Положение нагнетающей скважины по отношению к направлению напластования. Здесь возможны два случая: когда скважина расположена перпендикулярно напластованию, то радиус охватываемой увлажнением зоны угольного пласта значительно больше, чем радиус при увлажнении, проводимом через скважину, пробуренную параллельно напластованию. Соотношения между размерами зон увлажнения будет определяться коэффициентами проницаемости  $K_{\text{пр}_x}$ ,  $K_{\text{пр}_y}$ ,  $K_{\text{пр}_z}$  вдоль соответствующих осей координат. В простейшем одномерном случае фильтрации в однородной изотропной среде коэффициент является постоянной величиной вдоль направления  $x$  равен  $K_{\text{пр}} = \text{const} = 12 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ . Коэффициент проницаемости согласно приведенной табличным данным изменяется в пределах от  $1 \cdot 10^{-14}$  до  $12 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ .

Необходимо учесть, что в краевой части угольного массива коэффициент проницаемости изменяется по экспоненциальному закону в виде (2.30) (рисунок 2.12, разд. 2.2).

4) Дополнительными условиями являются: изменение коэффициента проницаемости с течением времени или изменение проницаемости угля вследствие протекания динамических или физико-химических процессов в угле.

5) К дополнительным условиям относится функция распределения капилляров по радиусам капилляров  $N = f(R)$ . Функция распределения  $N = f(R)$  будет определять величину коэффициента проницаемости  $K_{\text{пр}} = f(N)$ .

Построенная таким образом, модель процесса увлажнения угольного пласта дает неплохое согласие результатов расчета с результатами опытного нагнетания жидкости в натурных условиях.

На рисунке 2.13 представлены зависимости изменения давления жидкости для различных расстояний от скважины и разных моментов времени.

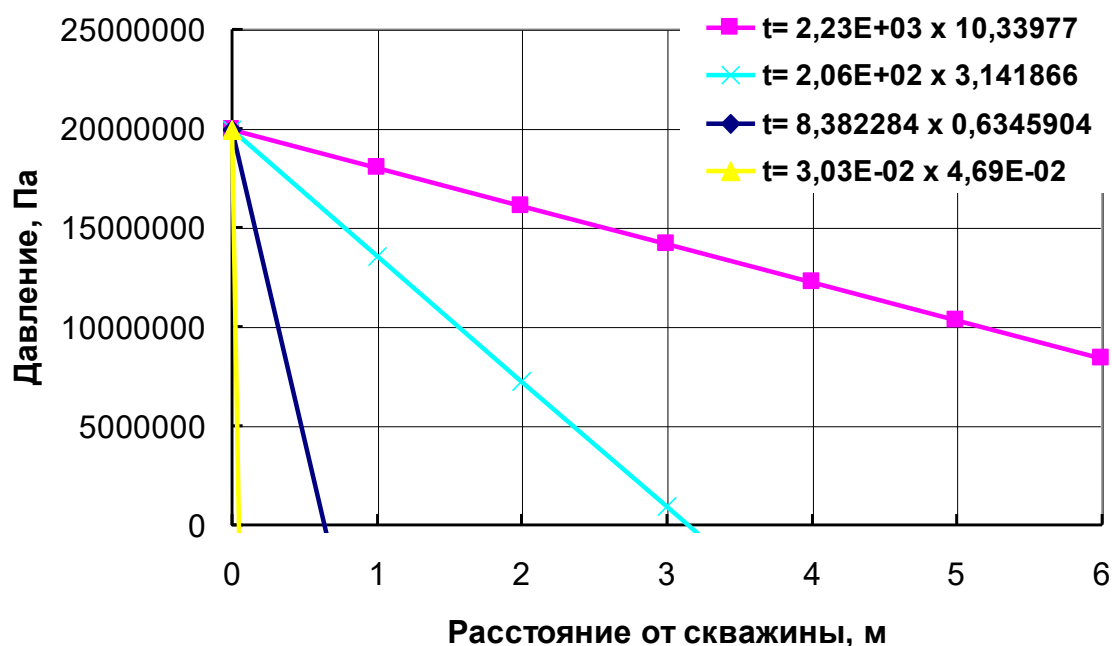


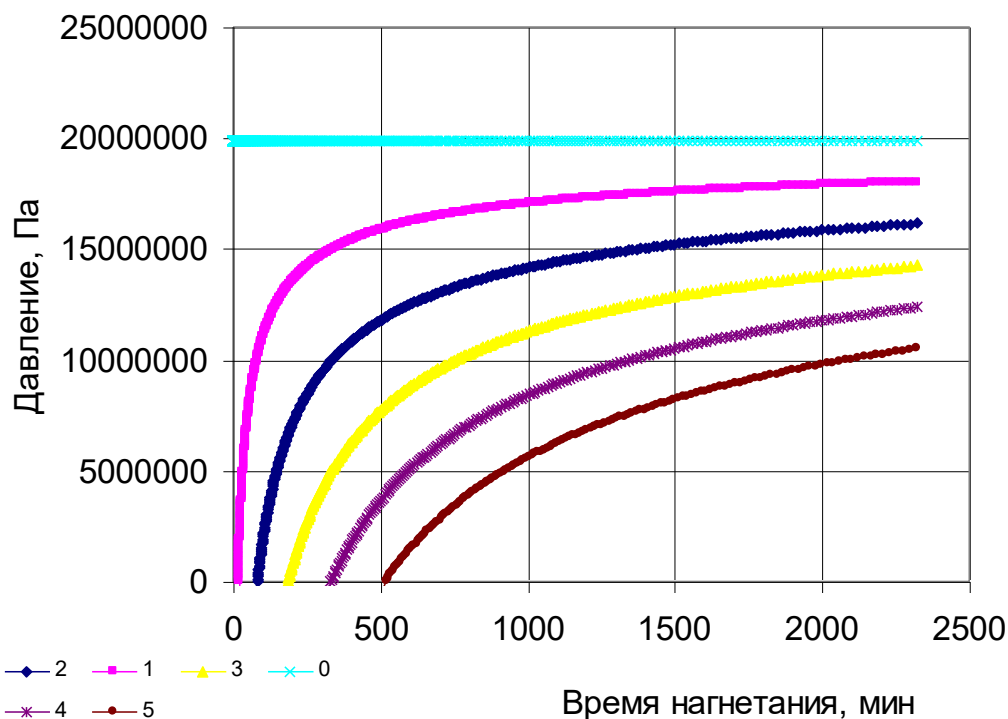
Рисунок 2.13 – Изменение давления жидкости для различных участков массива при одномерной фильтрации

Давление жидкости в зависимости от удаления от скважины  $x$  по закону логарифма асимптотически приближается к некоторому предельному значению  $p_0$ , величина которого определяется из условия равномерного изменения

градиента давления от расстояния до скважины  $\frac{dp}{dx} = f(x) = kx + b$ ,

определяемые по номограмме на рисунке 2.13.

На рисунке 2.14 приведены зависимости изменения давления жидкости от времени нагнетания для различных расстояний от нагнетающей скважины  $x$ , полученные на основе решения дифференциального уравнения фильтрации. Полученные зависимости  $p = f(x, t)$  аппроксимируются логарифмическим законом. Давление жидкости возрастает по логарифмическому закону вида  $p(x, t) = p_{0x}(\ln(\alpha t) + \beta)$ , где  $\alpha$ ,  $\beta$  – постоянные, зависящие от  $x$  в виде функциональной зависимости  $\alpha, \beta = f(x)$ .



*Рисунок 2.14 – Изменение давления жидкости для различных точек угольного пласта с течением времени при одномерной фильтрации*

Исходя из начальных и краевых условий, можно определить радиус увлажнения от одиночной скважины. Зависимость радиуса увлажнения от скважины при различных коэффициентах проницаемости приведена на рисунке 2.15.

Результаты расчета по формуле (2.44) также приведены на рисунке 2.15. Расчет проводился для следующих параметров:  $m=1$  м;  $l=1$  м;  $N=40$  л/т;  $Q=15$  л/мин;  $\gamma=1,4$  т/м<sup>3</sup>. Формула хорошо согласуется для расчета радиуса увлажнения в одномерном случае изотропной однородной структуры угля.

Как видно из сопоставления результатов расчетов, динамическая модель не значительно отличается от принятых в «Инструкции...» [72].

При увеличении проницаемости капиллярно-пористого тела, давление достигает предельного значения за более короткое время, а радиус увлажнения увеличивается.

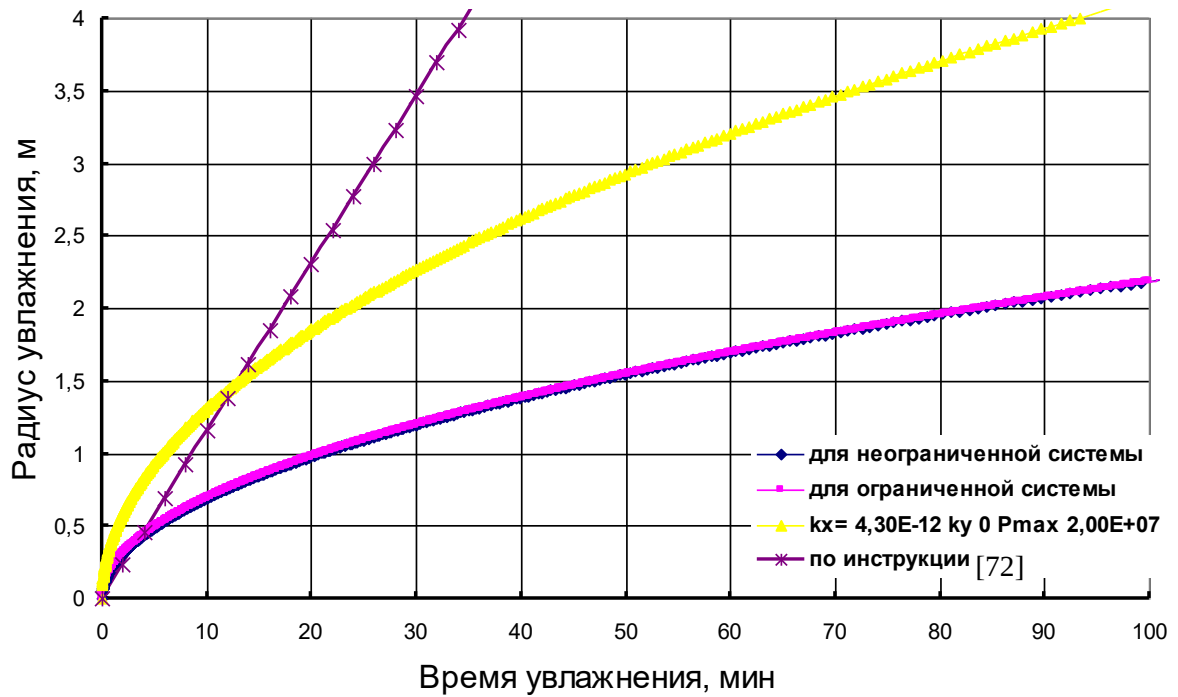


Рисунок 2.15 – Изменение радиуса увлажнения с течением времени

Зависимость радиуса увлажнения от времени или количества нагнетаемой жидкости описывается нелинейным законом. Характер такой зависимости обосновывается влиянием сил внутреннего трения, увеличением сил сопротивления при увеличении расстояния от источника фильтрации. Данные результаты хорошо согласуются с результатами лабораторных исследований.

Расчет показывает, что радиус увлажнения не зависит от уровня замкнутости массива. Основным влияющим фактором здесь является коэффициент проницаемости.

Расчетная формула радиуса увлажнения от времени при региональном увлажнении в режиме фильтрации, согласно «Инструкции...» [72], для одномерного случая принимает вид

$$R = Qt / m l N \gamma, \text{ м}, \quad (2.47)$$

где  $N = 10(W_{\text{мг}} - W_e)$  – норма увлажнения, л/т;  $W_{\text{мг}}$  – максимальная гигроскопическая влажность, %;  $W_e$  – естественная влажность, %;  $Q$  – темп нагнетания, м<sup>3</sup>/ч;  $t$  – время нагнетания, ч;  $m$  – мощность пласта, м;  $\gamma$  – объемная плотность угля, т/м<sup>3</sup>.

Модель процесса увлажнения в этом случае представлена на рисунке 2.16.

Приведенная формула в [72], получена исходя из следующих основных положений:

- 1) одномерная фильтрация;
- 2) однородная изотропная структура порового пространства угля;
- 3) коэффициенты фильтрации косвенно введены в виде пористости;
- 4) газовое давление или градиент давлений не учитывается;
- 5) изменение геометрии пор с течением времени вследствие межфазного взаимодействия не учитывается;
- 6) скважина расположена перпендикулярно напластованию;
- 7) анизотропия проницаемости по разным координатным осям не учитывается;
- 8) скорость движения жидкости в массиве определяется скоростью заполнения ею порового пространства.

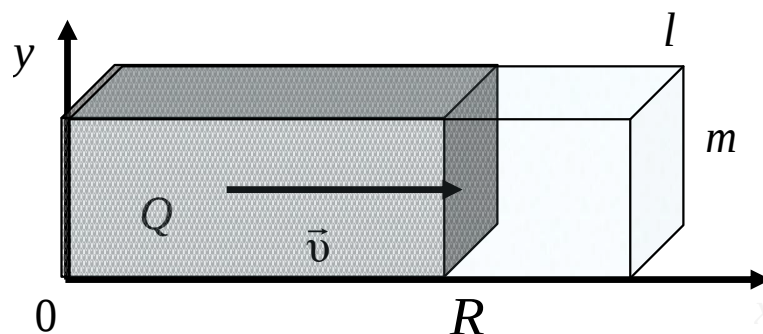


Рисунок 2.16 – Модель одномерной фильтрации жидкости вдоль оси  $X$

На рисунке 2.17 представлена зависимость объема закаченной жидкости от времени. При постоянном расходе жидкости или скорости нагнетания эта зависимость в расчете принимается дополнительным условием, как условие нормирования.

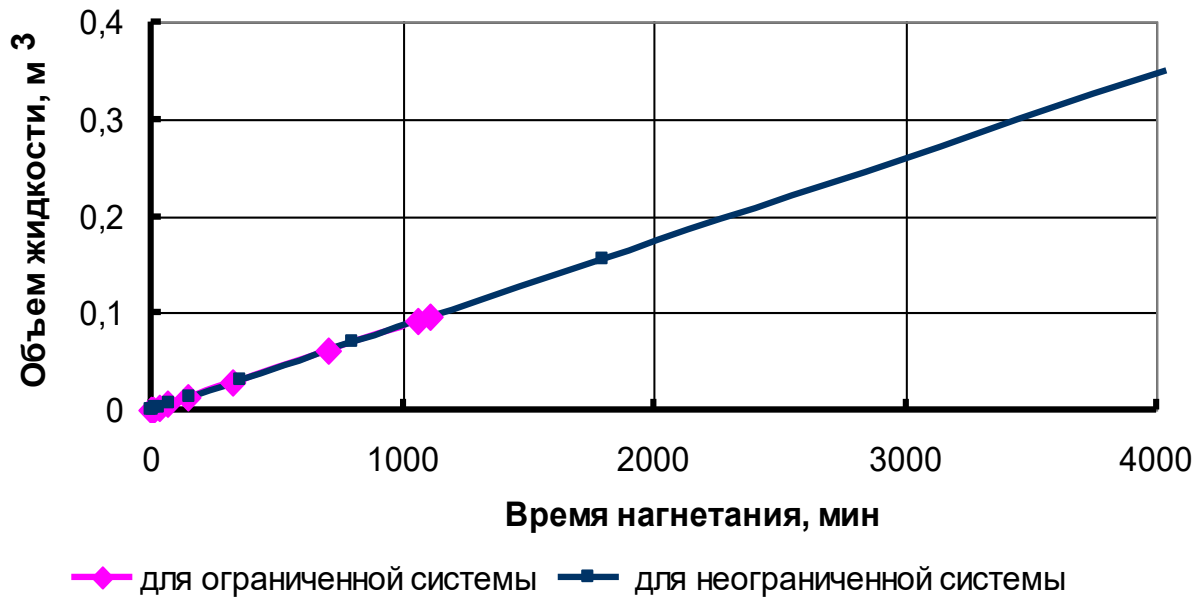


Рисунок 2.17 – Объем нагнетания в зависимости от времени для различных систем

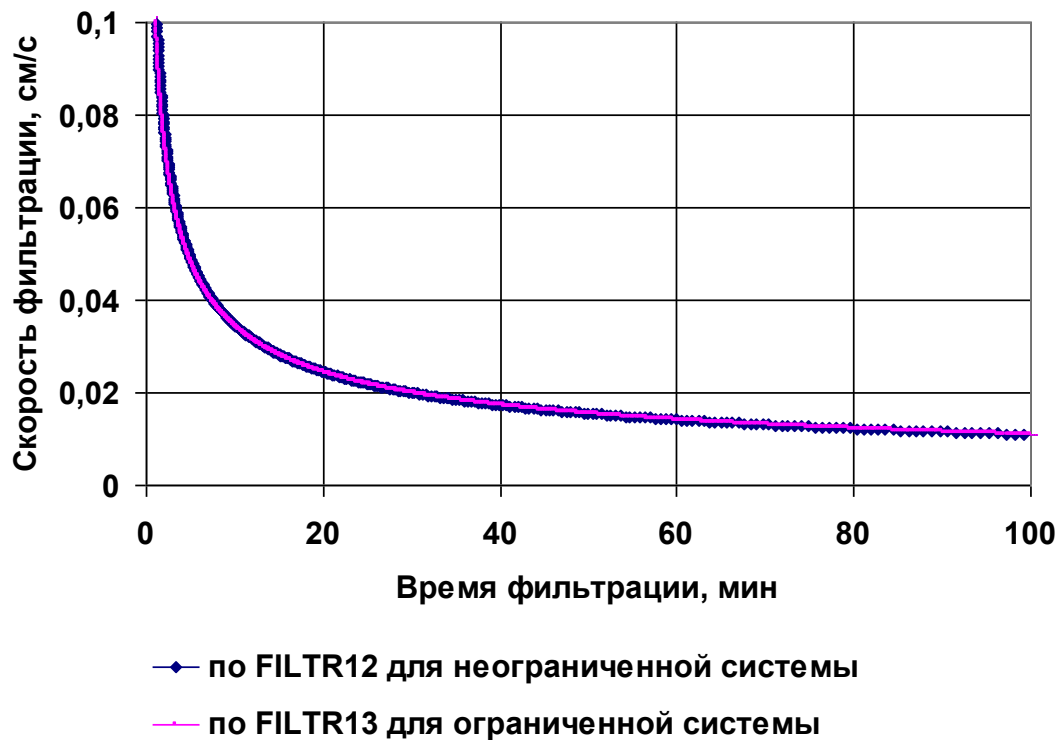


Рисунок 2.18 – Изменение скорости фильтрации жидкости в зависимости от времени

На рисунке 2.18 показано, что скорость движения жидкости с течением времени уменьшается по экспоненциальному закону. Аналогичная нелинейная

зависимость характерна для градиента давления и некоторых других параметров нагнетания.

В связи с вышеизложенным, для описания фильтрационных свойств угольного массива, фильтрационной системы целесообразно ввести коэффициент замкнутости системы  $\mu$ . Коэффициент замкнутости гидрокапиллярной системы  $\mu$  определяется отношением объемов закаченной жидкости для ограниченной замкнутой и неограниченной открытой систем при отсутствии протекания физико-химических процессов в системе, приводящих к изменению геометрии порового пространства, отсутствию явлений набухания, электроосмоса, электрокинетических и электрохимических явлений, коагуляции и т.д.

$$\mu = \frac{V^{\text{откр}}}{V^{\text{замк}}} . \quad (2.48)$$

Исходя из определения, коэффициент замкнутости изменяется от 0 для полностью замкнутой системы до 1 – для полностью открытой системы.

В случае открытой системы, ограниченной подготовительными выработками при увлажнении, газ будет перемещаться из краевой части угольного массива в выработки. Для замкнутой системы газ перемещается внутри массива из макрокапилляров в микрокапилляры, где будет переходить в сорбционное состояние под действием капиллярных и диффузионных сил.

Коэффициент замкнутости зависит от коэффициента проницаемости  $\mu = f(K_{\text{пр}})$ . На рисунке 2.19 изображена качественная закономерность изменения коэффициента замкнутости при изменении радиуса капилляров.

Если при увлажнении расход жидкости постоянный  $q = \text{const}$ ,  $V = qt$ , то коэффициент замкнутости определяется временем увлажнения

$$\mu = \frac{V^{\text{откр}}}{V^{\text{замк}}} = \frac{t^{\text{откр}}}{t^{\text{замк}}} . \quad (2.49)$$

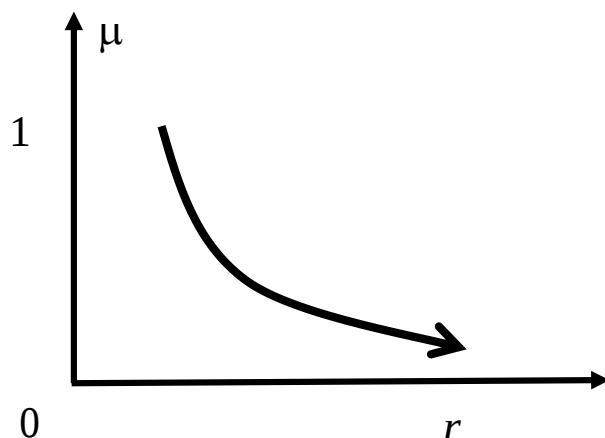


Рисунок 2.19 – Зависимость замкнутости от радиуса капилляров

С другой стороны,  $\mu$  косвенно зависит от размеров зоны увлажнения, расхода нагнетания жидкости и напряжений в краевой части (в заданной точке), коэффициента проницаемости. Результаты модельных расчетов зависимости коэффициента замкнутости от радиуса капилляров и коэффициента проницаемости представлены на рисунках 2.20 и 2.21.

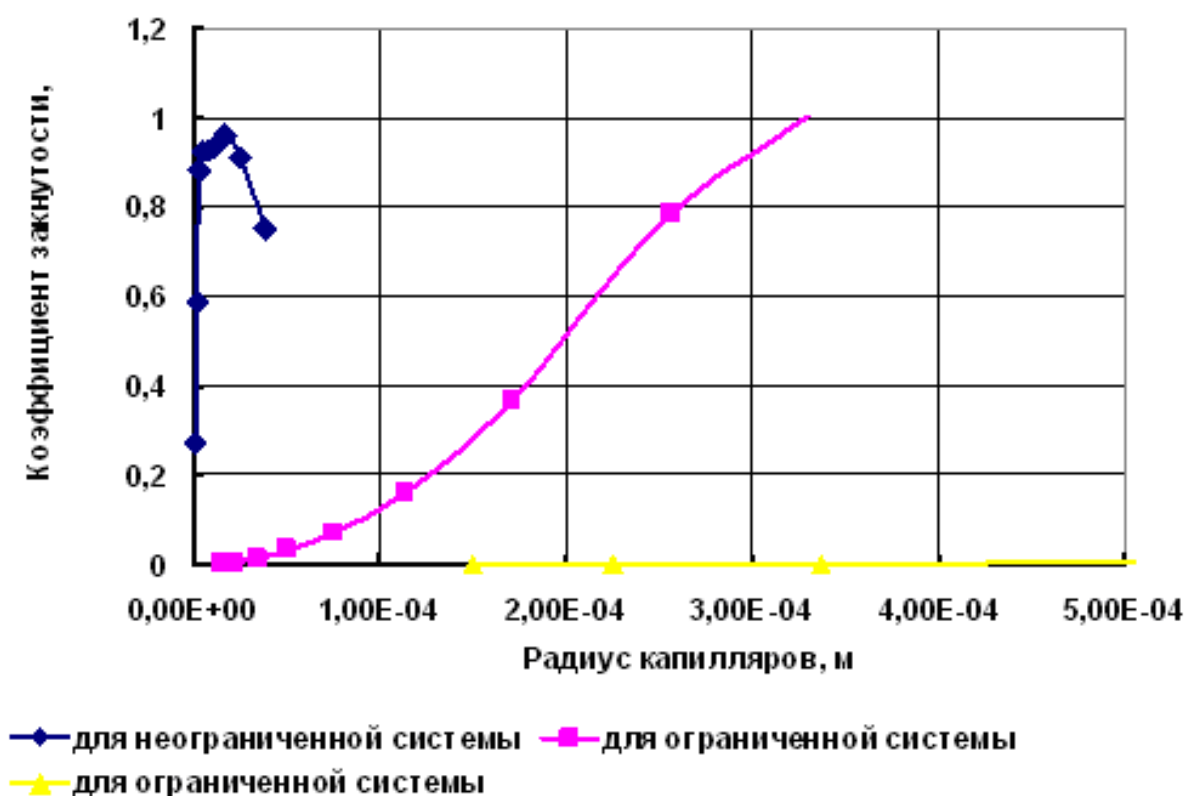


Рисунок 2.20 – Зависимость замкнутости от радиуса капилляров

В замкнутой зоне массива газовое давление увеличивается по мере продвижения жидкости вглубь массива по закону

$$p = \frac{m}{M} \frac{RT}{V}, \quad (2.50)$$

где  $m, M$  – масса и молярная масса газа;  $V$  – объем газа в поровом пространстве;  $R = 8,31 \frac{\text{Дж}}{\text{К} \cdot \text{моль}}$ ;  $T$  – температура газа.

В изотермическом приближении давление газа изменяется по закону

$$p \approx \frac{C}{V}, \quad (2.51)$$

где  $C = \text{const}$ .

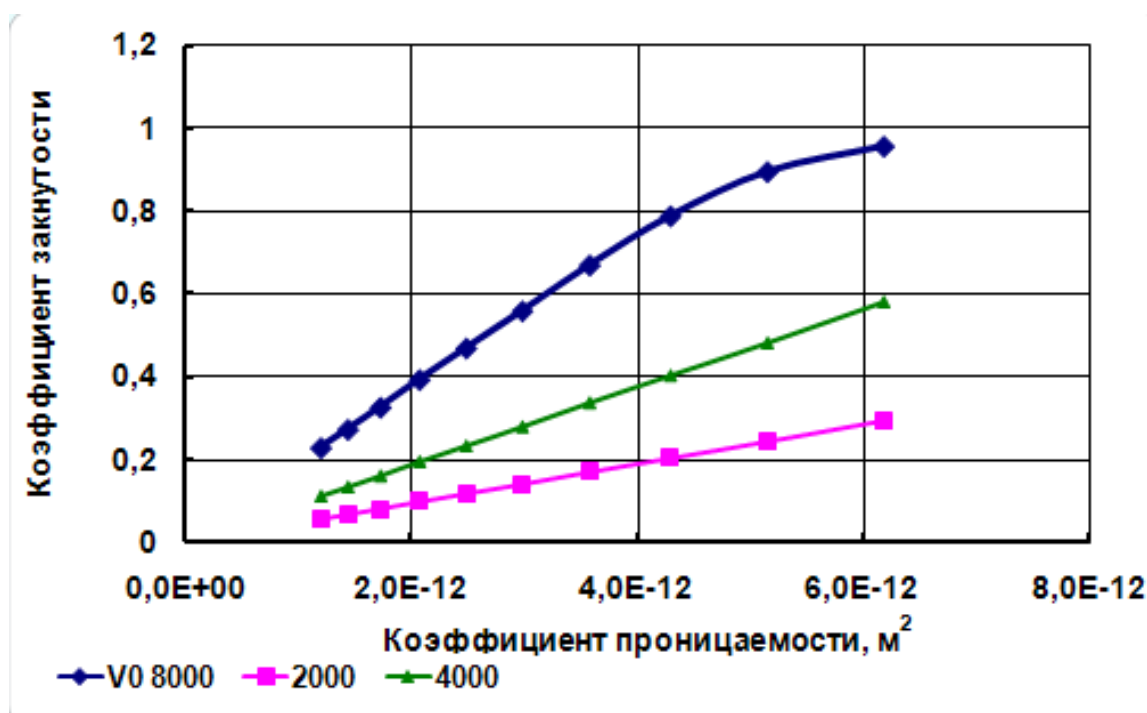


Рисунок 2.21 – Зависимость замкнутости от коэффициента проницаемости

При высокой скорости движения жидкости кинетические процессы на межфазной границе газ-уголь не учитываются, т.е. отсутствуют процессы сорбции и десорбции, а также гистерезис адсорбции газа [10].

Показано, что скорость фильтрации незначительно зависит от замкнутости системы.

Время нагнетания жидкости значительно увеличивается при переходе от замкнутой системы к незамкнутой (открытой). Различие условий увлажнения в этих способах показано на примере рисунок 2.22. Время увлажнения незамкнутой системы в 7–9 раз больше времени увлажнения замкнутой ограниченной системы (рисунок 2.22) для капиллярно-пористого тела при достижении заданного давления. Также аналогично различаются объемы закаченной воды для различных условий. Но при этом, важнейшим фактором являются параметры пористой структуры угля. Для микрокапиллярной структуры это различие уменьшается до нуля и, напротив, для макропор – достигает максимального значения.

Как в первом, так и во втором случаях важнейшим фактором, определяющим вид зависимости увлажнения, являются силы внутреннего трения в жидкости и в газе.

Изменение коэффициента проницаемости, в случае, если не рассматриваются химические воздействия или воздействия с применением высокоэнергетических процессов, приводящих к значительному изменению геометрической структуры порового пространства, направленно в естественных условиях на снижение пористости, вследствие набухания, адсорбции и абсорбции. Поэтому время нагнетания увеличивается или уменьшается. Зависимости времени нагнетания до заданного давления  $p(x)$  приведены на рисунке 2.22.

Различие в протекании процесса увлажнения в различных системах по замкнутости наблюдается для микрокапиллярной структуры угля, где действие сил внутреннего трения и сил смачивания оказывают существенное влияние. Поэтому радиус капилляров также оказывает влияние на гидравлическую замкнутость системы.

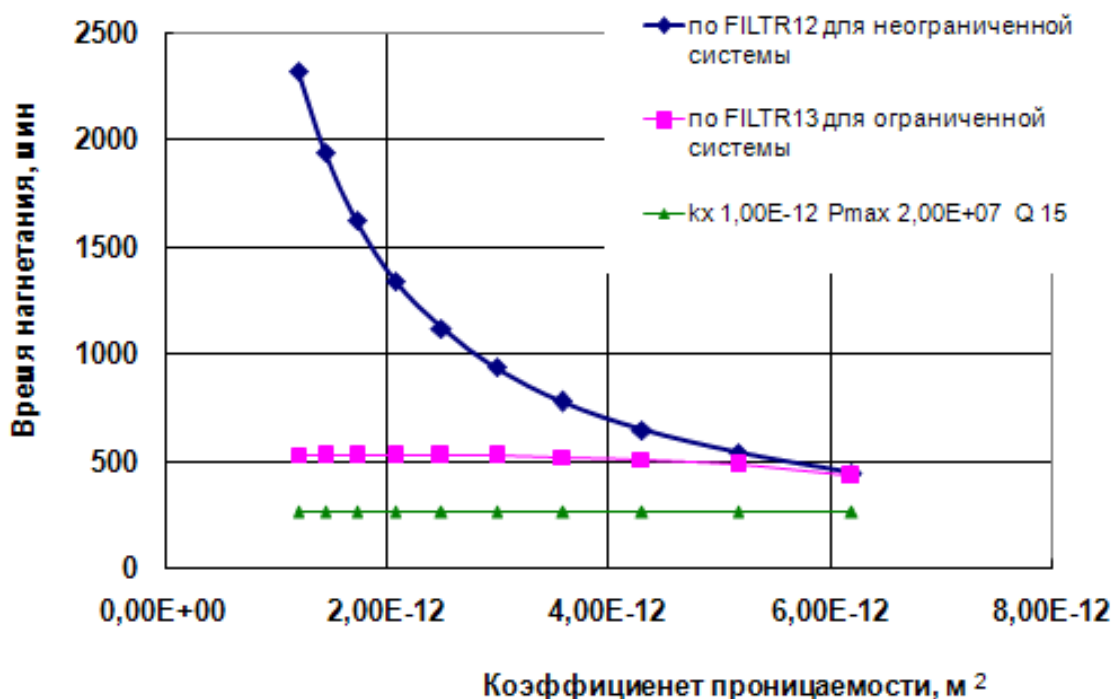


Рисунок 2.22 – Зависимости времени нагнетания до заданного давления от коэффициента проницаемости

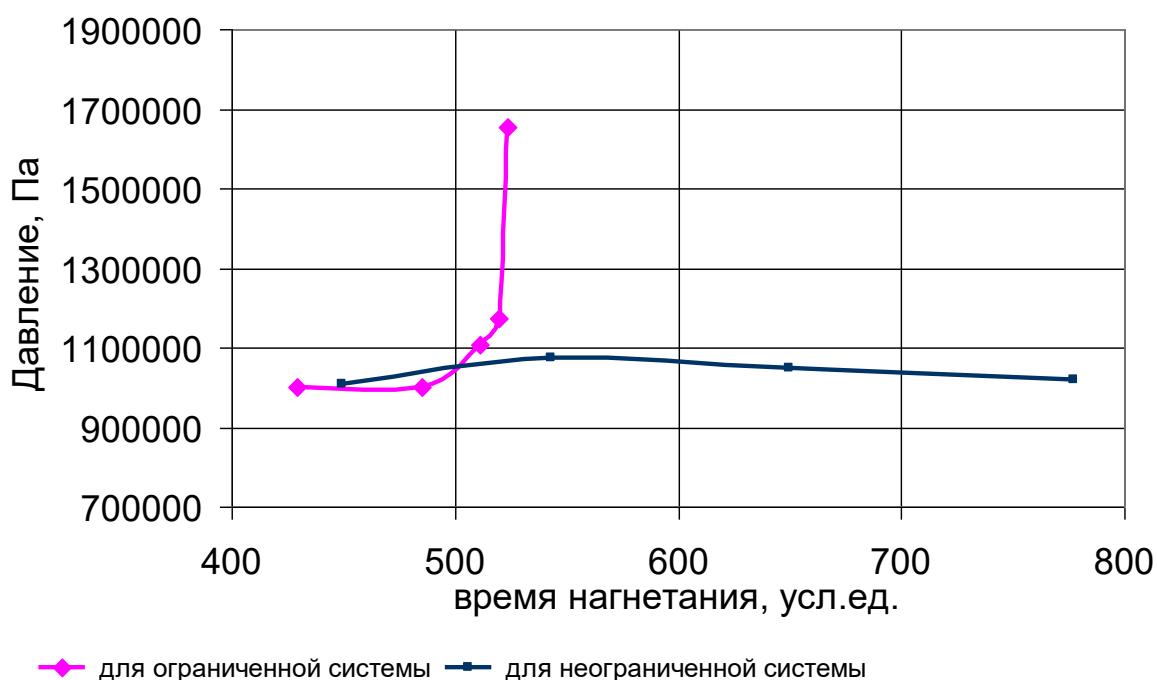
Величина пористости и распределение капилляров по радиусам определяют фильтрационные свойства капиллярно-пористого тела (см. разд. 2.2). В простейшем случае для угля можно принять, что количество капилляров данного радиуса обратно пропорционально его размерам:  $-\Delta N = -k\Delta R$  или  $N = k/R$ . А коэффициент проницаемости  $k$  зависит от среднего радиуса капилляра по закону  $K_{\text{пр}} = (0,0066 \ln R + 0,023) \cdot \exp((24,9 - 0,97R)P)$ , если поликапиллярность угля представлять в виде пористого твердого тела с монокапиллярной структурой со средним радиусом капилляра  $R_m$  [49].

В максимуме опорного давления пористость будет иметь меньшие значения, а, следовательно, и коэффициент проницаемости также минимален. Поэтому, используя уравнение фильтрации, можно определить размеры зоны герметизации от устья увлажняющей скважины.

При введении параметра времени, влияющего на процесс фильтрации, картина увлажнения микроскопической структуры значительно изменяется. Проницаемость вследствие набухания уменьшается до нуля, увлажнение при продолжительном времени практически невозможно, эффективность

нагнетания жидкости стремится к нулю. Увлажнение возможно за счет диффузии молекул жидкости в пористой структуре угля. Скорость этого процесса очень низка по сравнению со скоростью фильтрации.

В случае ограниченной системы важным фактором является давление газовой фазы в поровом пространстве. По мере увлажнения величина давления газовой фазы будет возрастать. На рисунке 2.23 приведены характерные кривые изменения давления газа с течением времени нагнетания жидкости, при одинаковых объемах закачиваемой жидкости. Время увлажнения, при ограниченном объеме, значительно меньше, что видно из рисунка 2.23. Но при этом, существенным фактором, определяющим время нагнетания жидкости, является радиус капилляров. Эта зависимость имеет экспоненциальный вид. Для капилляров малого радиуса порядка 0,1 мм расхождение во времени нагнетания достигает 1–2 порядка, а для макропор радиуса 1 см и более – это расхождение устремляется к нулю (рисунок 2.23).



*Рисунок 2.23 – Изменение давления газа при нагнетании воды в зависимости от времени для различных по замкнутости систем*

Решение задачи фильтрации значительно усложняется, если фильтрация протекает в твердом теле, обладающем поликапиллярной структурой. При этом, распределение пор по размерам является для натуральных условий нестационарным распределением, зависящим от динамических процессов в массиве. Распределение пор по радиусам в массиве создает дополнительную неоднородность при фильтрации. Величиной этой неоднородности в некоторых задачах можно пренебречь и считать уголь, как монокапиллярное тело со средним радиусом капилляров.

### *Выводы*

1. Определены исходные основные расчетные параметры: давление газа в массиве, давление нагнетания жидкости, анизотропия структуры угля, поликапиллярность структуры угля, распределение капилляров по радиусам, коэффициент замкнутости капиллярной системы угля для определения времени увлажнения, радиуса эффективного увлажнения.

2. Скорость увлажнения и его качество определяются введенным параметром фильтрационной замкнутости данной зоны, капиллярно-пористой структурой угольного массива. Чем больше замкнутость, ограниченность увлажняемой зоны массива, тем быстрее происходит процесс увлажнения, уменьшается время и объем нагнетаемой жидкости для достижения минимального необходимого давления жидкости в массиве.

3. Зона проникновения или распространения жидкости для открытой системы в несколько раз превосходит зоны качественного увлажнения – зона, при котором давление жидкости соответствует минимальному необходимому значению, распределение влажности в массиве равномерно.

4. Зона опорного давления с низкой проницаемостью является основным фактором, ограничивающим зону увлажнения и определяющим уровень замкнутости зоны увлажнения.

## 2.4. Двумерная фильтрация воды в изотропном и анизотропном массивах

### *Двумерная фильтрация по решению одномерной фильтрации*

Результаты решения задачи фильтрации в одномерном случае можно экстраполировать на двумерный и, соответственно, трехмерный процесс фильтрации. Скорость фильтрации в направлении оси  $Y$  можно представить в виде

$$v_y = \gamma v_x, \quad (2.52)$$

где  $\gamma$  – коэффициент, учитывающий анизотропию фильтрации.

Тогда радиус увлажнения при однородной структуре распределения капилляров в твердом пористом теле будет равен

$$\begin{aligned} x &= v_x t, \\ y &= v_x t. \end{aligned} \quad (2.53)$$

Площадь, охватываемая увлажнением

$$S = \pi xy. \quad (2.54)$$

При постоянном расходе жидкости  $q$  время увлажнения

$$t = \frac{S}{q} = \frac{\pi xy}{q}. \quad (2.55)$$

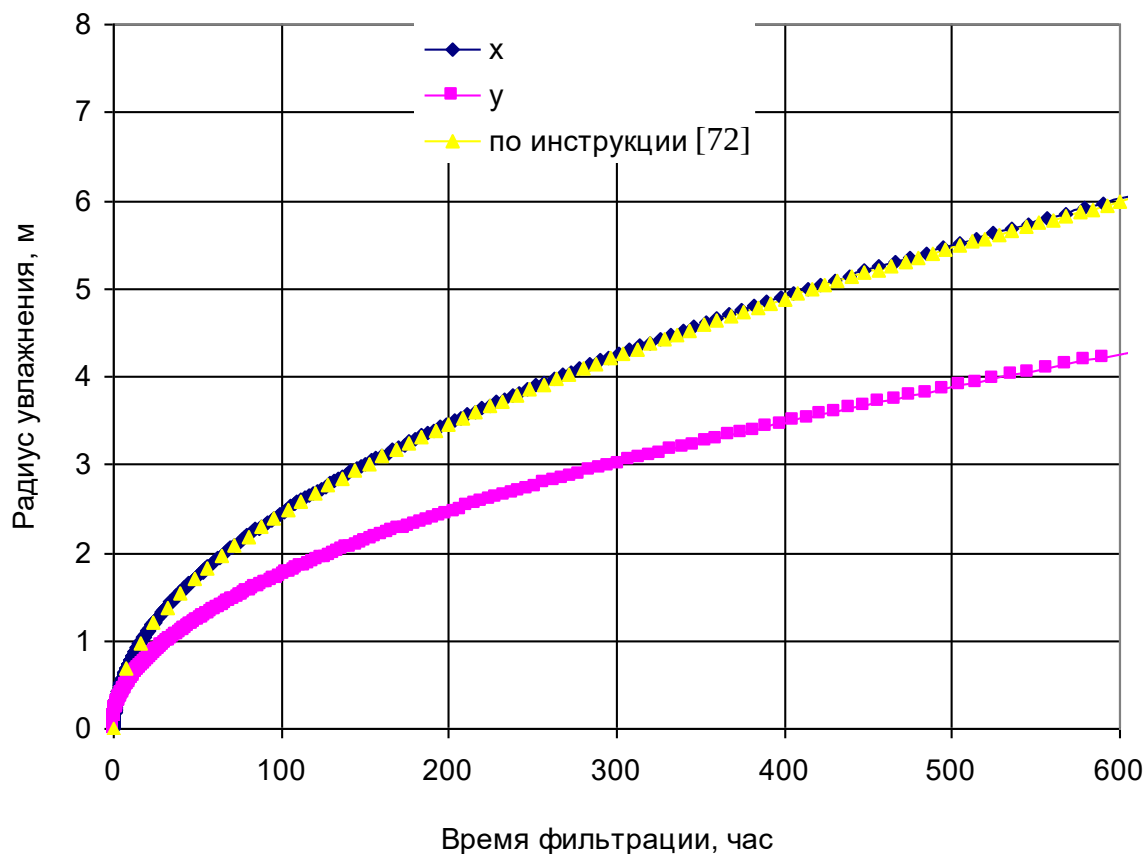
Следовательно, при изотропном распределении пор и капилляров, радиус увлажнения равен

$$R = \sqrt{\frac{qt}{\pi}} = v_x t. \quad (2.56)$$

Из уравнения видно, что радиус увлажнения не зависит от величины проницаемости и давления. Эти параметры, очевидно, косвенно входят в параметр времени увлажнения.

Таким образом, скорость фильтрации определяется расходом и временем увлажнения при постоянном давлении.

$$v_x = \sqrt{\frac{q}{\pi t}}. \quad (2.57)$$



*Рисунок 2.24 – Изменение радиуса увлажнения с течением времени по модели изотропной однородной среды*

Очевидно, что полученные формулы совпадают с расчетами по «Инструкции...» [72], как это видно из представленных результатов на рисунке 2.24.

### ***Двумерная фильтрация воды***

Применение численных методов расчета упрощает нахождение решения уравнения фильтрации и позволяет определить общие закономерности двумерного распространения жидкости в массиве, представляющем капиллярно-пористую среду.

Для двумерного случая уравнение Дарси (2.32) [96] принимает вид:

$$\vec{v} = -\frac{K_{\text{пр}}}{\eta} \nabla p \text{ или } \vec{v} = -K_x \frac{\partial p}{\partial x} \vec{i} - K_y \frac{\partial p}{\partial y} \vec{j}, \quad (2.58)$$

где  $K_x, K_y$  – коэффициенты фазовой проницаемости по направлениям вдоль осей  $x$  и  $y$ , соответственно.

Модуль вектора скорости движения жидкости определяется

$$v = \sqrt{v_x^2 + v_y^2}.$$

С другой стороны, скорость фильтрации определяется по формуле

$$v_x = \frac{dx}{dt}.$$

В общем случае решение задачи фильтрации рассматривается при следующих условиях:

- при установившемся движении жидкости в изотропной однородной среде коэффициенты фильтрации или проницаемости являются постоянными и не зависят от направления движения жидкости;
- за начало отсчета по координатам можно принять источник жидкости;
- коэффициенты фильтрации изменяются от одной точки к другой;
- давление зависит от выбранной точки пористого тела.

Коэффициент проницаемости определяется тензором второго ранга. Аналогично, другие фильтрационные параметры также определяются тензорами. Задача не имеет простого аналитического решения, в этом случае используется численное решение с использованием ЭВМ. Расчет производится с помощью применения матричных форм с элементами численного дифференцирования, например, методом конечных элементов. Для каждой точки массива задаются основные параметры состояния угольного массива, жидкости, газа: масса фазы, давление, коэффициент проницаемости.

Начальные условия будем задавать в виде:

1) давление нагнетания жидкости является постоянным на протяжении всего процесса увлажнения:  $p_n = \text{const}$  – определяется техническими характеристиками насоса;

2) расход жидкости является постоянной величиной и определяется техническими параметрами нагнетательной установки:  $Q = \frac{dV}{dt} = \text{const}$ . Данное положение можно использовать, как условие нормировки функции фильтрации жидкости в капиллярно-пористом теле. Оно применимо при несжимаемой жидкости и стационарном протекании процесса. Дополнительным условием нормировки является расход жидкости;

3) начальное давление газа в пористой структуре угольного пласта соответствует  $p = p_{z0}$ .

Краевые условия зададим в виде:

1) давление в точке массива с координатами  $x = 0$ ,  $y = 0$ , где находится штуцер, подающий воду в скважину, определяется давлением жидкости  $p(x, y) = p_n = \text{const}$ ;

2) необходимое давление в массиве с координатой  $x = 2$  м  $p = p_{\text{max}}$  – давление, при котором вероятность динамической активности в массиве принимает близкое к нулю значение, определяемое в соответствие с «Инструкциями...» [72], [73];

3) направление напластования по отношению к положению увлажняющей скважины. Здесь возможны два варианта: 1) когда скважина расположена перпендикулярно напластованию, радиус охватываемой увлажнением зоны угольного пласта значительно больше, чем увлажнение, проводимое через 2) скважину, пробуренную параллельно напластованию. Соотношение между размерами зоны увлажнения в различных направлениях будет определяться коэффициентами проницаемости;

4) дополнительными условиями является изменение коэффициента проницаемости с течением времени и изменение проницаемости угля вследствие протекания динамических или физико-химических процессов в угле;

5) дополнительным условием является функция распределения капилляров по радиусам капилляров  $N = f(R)$ . Функция распределения  $N = f(R)$  будет определять величину коэффициента проницаемости  $K_{пр} = f(N)$  и его коэффициент вариации.

Решение задачи фильтрации значительно упрощается для двумерного случая, если пористая среда является изотропной по своим фильтрационным свойствам. Решение уравнений (2.58) сводится к решению линейных уравнений для выбранных осей или направлений. А общий фронт движущейся жидкости определяется путем суммирования движения вдоль осей координат. В результате такого решения, очевидно, что фронт увлажнения будет представлять вид эллипса для двумерного случая, плоскости – для одномерного, поверхности эллипсоида вращения – для трехмерного. В простейшем случае вода будет идти от скважины к границам пласта по радиальным направлениям. Увлажненная зона будет иметь вид окружности (в 2-х мерном пространстве) или цилиндра (в 3-х мерном пространстве).

На рисунке 2.25 представлена модель двумерной фильтрации в однородной изотропной среде.

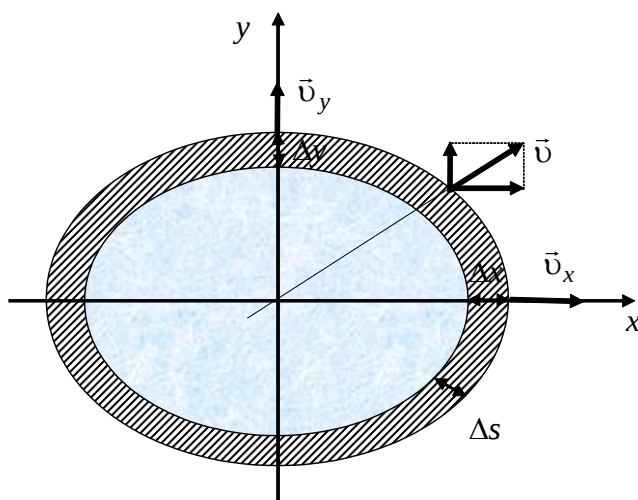


Рис. 2.25 – Модель к расчету фильтрации в изотропной двумерной среде

Решение уравнений дает простое решение при точечном источнике жидкости в массиве. Например: плоская задача увлажнения при проведении скважины перпендикулярно напластованию угольного и породного массива.

На рисунке 2.26 представлена зависимость распределения зон увлажнения с различными давлениями жидкости в массиве. Изолинии с постоянным давлением имеют вид окружности или эллипса.

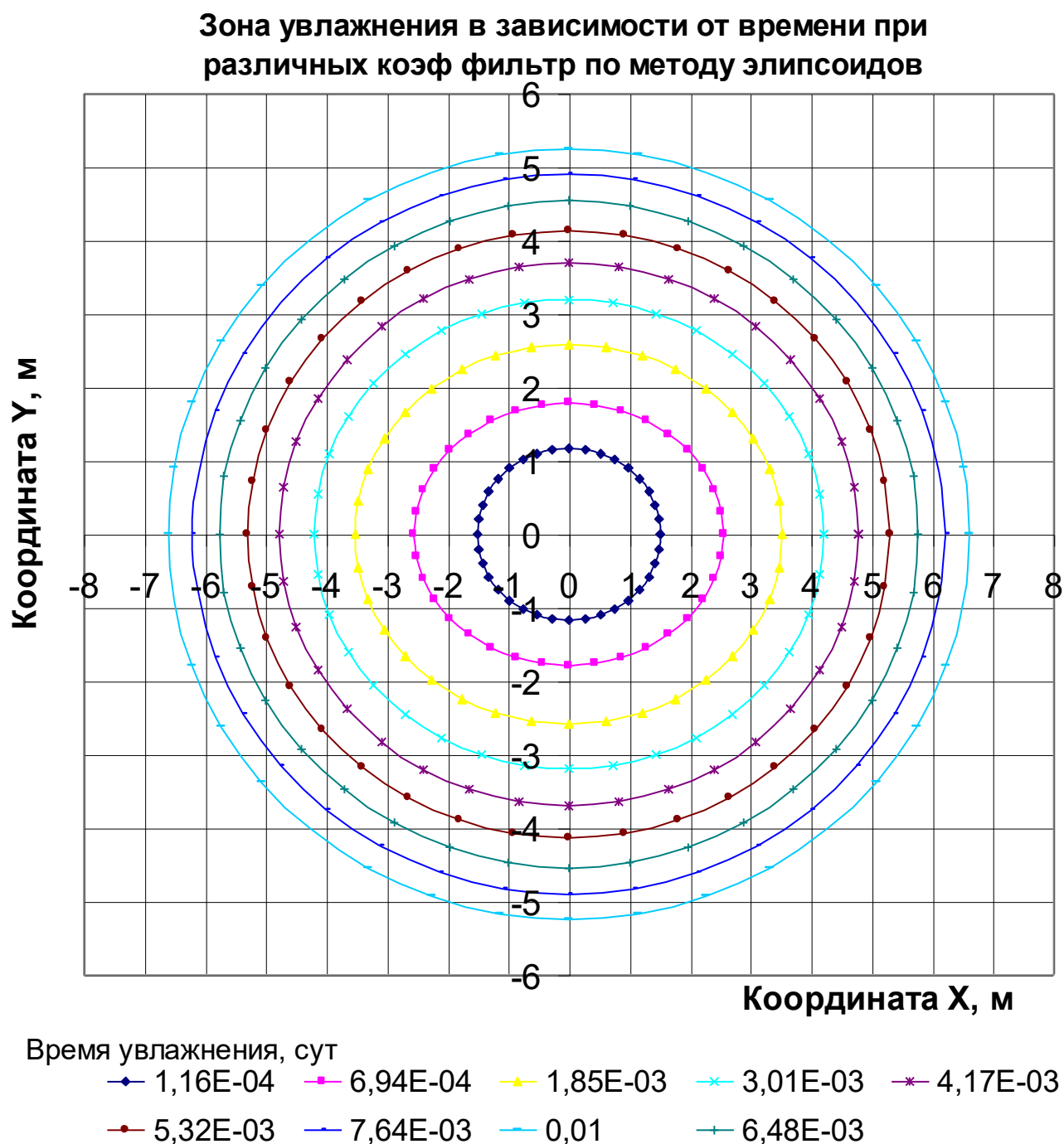


Рисунок 2.26 – Распределение жидкости в однородном двумерном массиве

На рисунке 2.27 приведена зависимость давления жидкости от времени нагнетания для различных расстояний от нагнетающей скважины. Давление жидкости возрастает по логарифмическому закону вида  $p = p_0(\ln(\alpha t) + \beta)$ , где  $\alpha$ ,  $\beta$  – постоянные.

Давление жидкости в зависимости от удаления от скважины  $x$  по закону логарифма асимптотически приближается к некоторому предельному значению  $p_0$ , величина которой определяется из условия равномерного изменения градиента давления от расстояния до скважины  $\frac{dp}{dx} = f(x) = kx + b$ , определяемые по номограмме на рисунке 2.28.

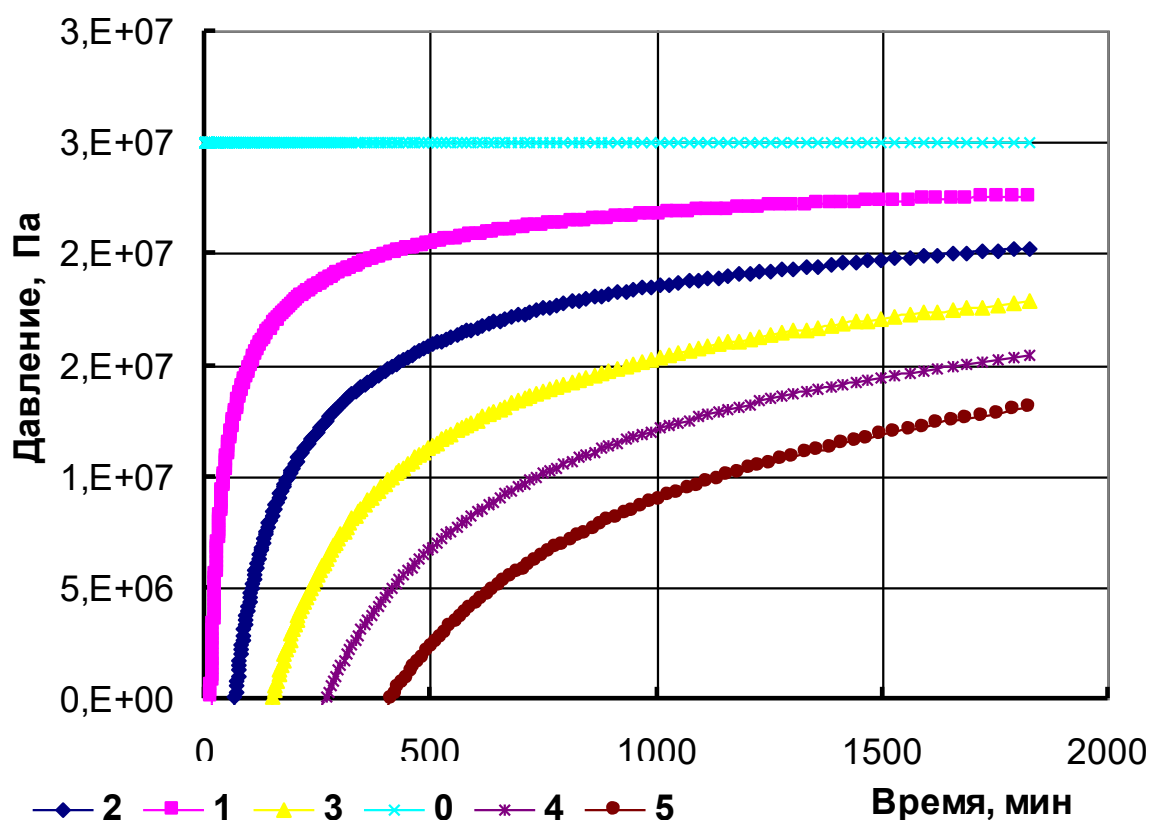


Рисунок 2.27 – Изменение давления жидкости для различных точек угольного пласта с течением времени

За элементарный промежуток времени  $dt$  зона увлажнения увеличивается вдоль осей  $X$  и  $Y$  на  $dx$  и  $dy$ , соответственно. А площадь увлажнения

увеличивается на  $ds = \pi(x+y)\sqrt{dx dy}$ . Средняя скорость движения фронта увлажнений будет равна

$$v = ds / dt. \quad (2.59)$$

Исходя из начальных и краевых условий, можно определить радиус увлажнения от одиночной скважины. Полученные зависимости расстояния увлажнения от скважины при различных коэффициентах проницаемости приведены на рисунке 2.29.

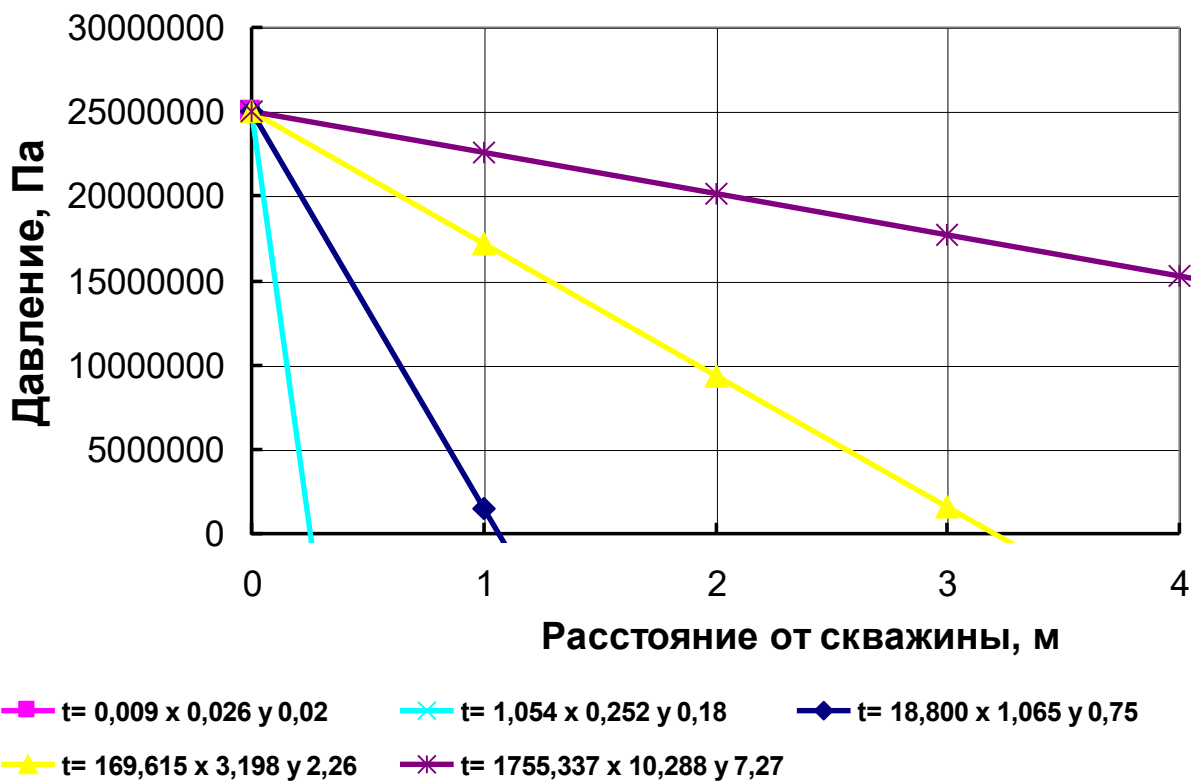


Рисунок 2.28 – Изменение давления жидкости для различных точек угольного пласта

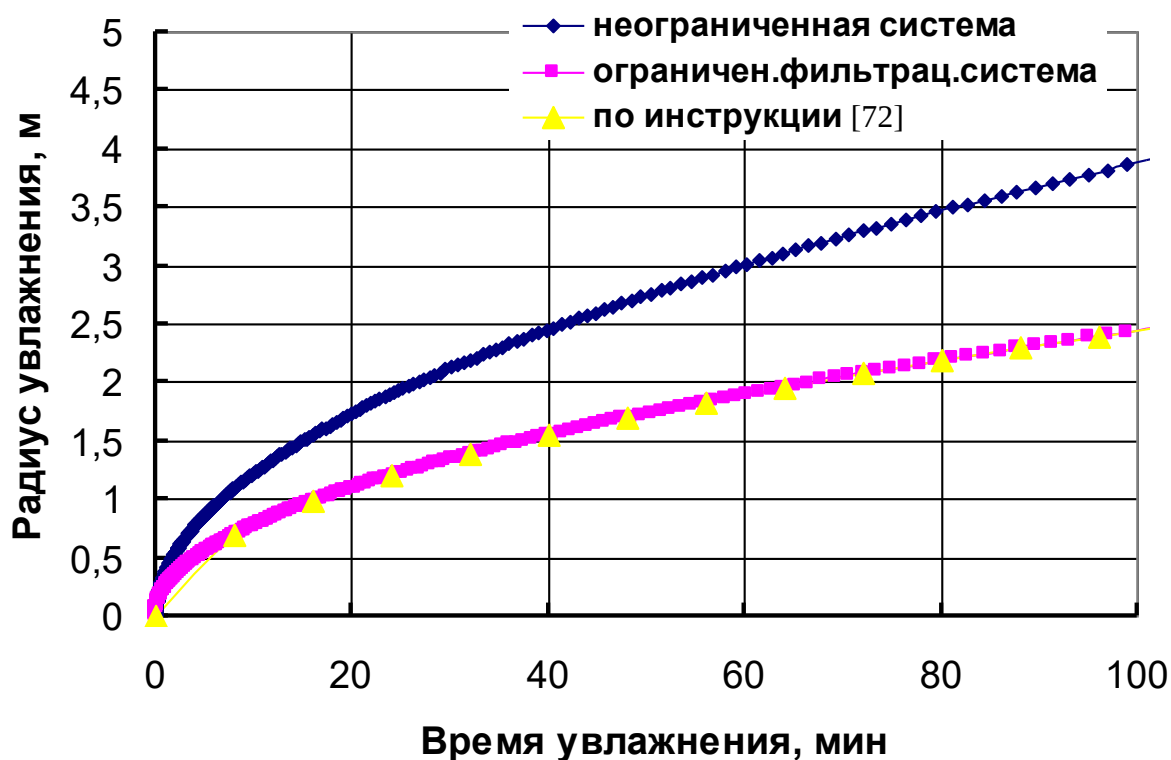


Рисунок 2.29 – Изменение радиуса увлажнения с течением времени

При уменьшении проницаемости капиллярно-пористого тела давление достигает предельного значения за более короткое время, а радиус увлажнения увеличивается.

Зависимость радиуса увлажнения от времени или количества нагнетаемой жидкости хорошо описывается уравнением третьей степени относительно времени или степенным законом. Характер такой зависимости обосновывается влиянием сил внутреннего трения и хорошо согласуется с результатами лабораторных исследований. Важным фактором, влияющим на радиус увлажнения, является изменение проницаемости вследствие набухания или закупоривания в течение времени.

Если коэффициент проницаемости для двумерной фильтрации считать постоянным, т.е. не зависящим от времени, то результаты расчета согласуются с результатами расчета по «Инструкции...» [72] (см. разд. 2.2 форм (2.47)). Как видно из сопоставления, формула, данная в «Инструкции...» [72], дает отличный результат от модельных расчетов.

Приведенная формула (2.47) согласно [72], получена исходя из следующих положений:

- 1) решение соответствует для однородной изотропной среды;
- 2) коэффициенты фильтрации учтены через пористость;
- 3) не учитывается газовое давление;
- 4) не принимается во внимание изменение геометрии пор с течением времени вследствие межфазных взаимодействий;
- 5) увлажняющая скважина проводится перпендикулярно напластованию;
- 6) не рассматривается анизотропия проницаемости по разным координатным осям.

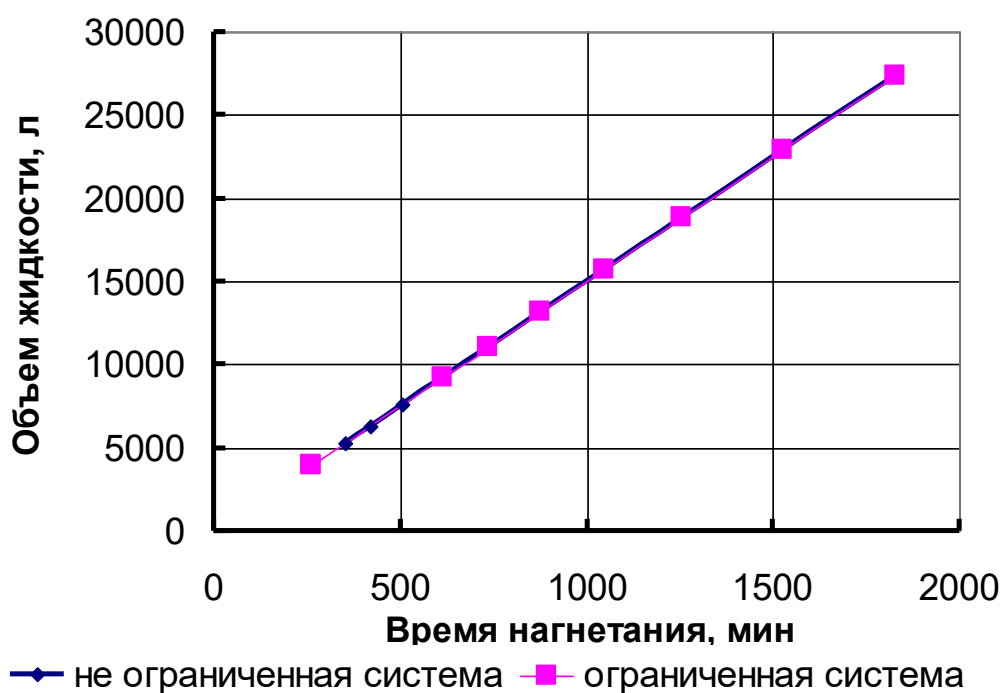


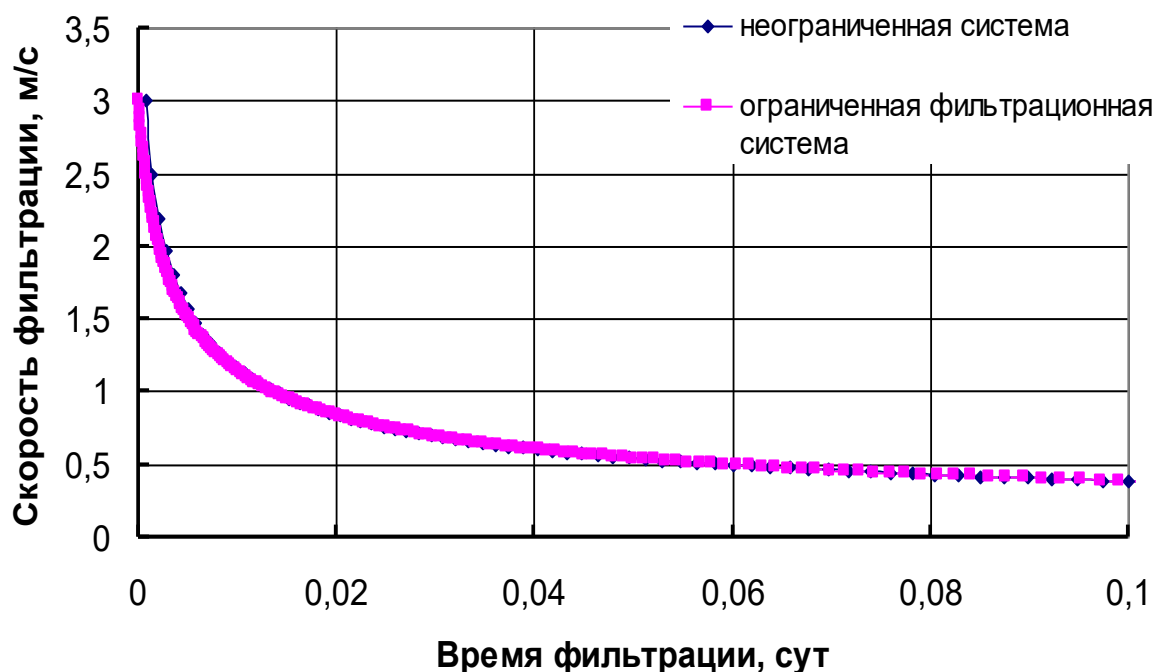
Рисунок 2.30 – Объем нагнетания в зависимости от времени для различных систем

Аналогично различаются объемы закаченной воды для различных условий согласно результатам, приведенным в виде графиков на рис 2.30. Но при этом, важнейшим фактором является параметр пористой структуры угля.

Для микрокапиллярной структуры это различие уменьшается до нуля и, напротив, для макропор – достигает максимального значения.

На рисунке 2.31 показано, что скорость движения жидкости с течением времени для двумерной фильтрации уменьшается по экспоненциальному закону. Аналогичная нелинейная зависимость характерна для градиента давления и некоторых др. параметров нагнетания.

Время нагнетания жидкости значительно увеличивается при переходе от замкнутой капиллярно-пористой системы к незамкнутой, открытой. Различие условий увлажнения в этих способах показано на примере рисунка 2.31. Время увлажнения незамкнутой, открытой системы в 7–9 раз больше времени увлажнения замкнутой ограниченной системы.



*Рисунок 2.31 – Изменение скорости фильтрации жидкости в зависимости от времени*

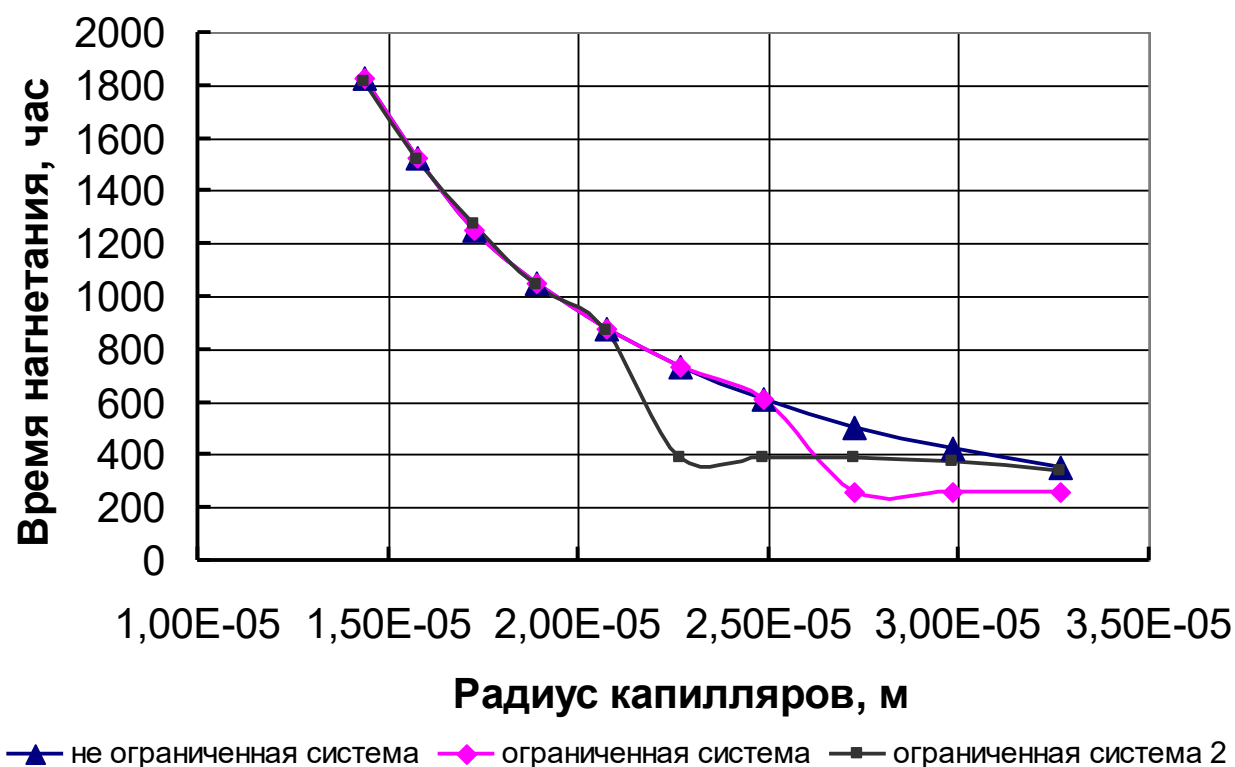


Рисунок 2.31 – Зависимости времени нагнетания до заданного давления

Изменение коэффициента проницаемости, в случае, если не рассматриваются химические воздействия или воздействия с применением высокоэнергетических процессов, приводящих к изменению геометрической структуры порового пространства, направлено в естественных условиях на пониженные значения, вследствие набухания, адсорбции и абсорбции. Поэтому время нагнетания увеличивается.

Величина пористости и распределение капилляров по радиусам определяют фильтрационные свойства капиллярно-пористого тела.

В максимуме опорного давления пористость будет иметь меньшие значения, а, следовательно, коэффициент проницаемости также минимален. Поэтому, используя уравнение фильтрации, можно определить размеры зоны герметизации увлажняющей скважины.

При введении параметра времени, влияющего на процесс фильтрации, картина для увлажнения микроскопической структуры значительно изменяется. Проницаемость вследствие набухания уменьшается до нуля и увлажнение при

продолжительном времени практически невозможно, эффективность нагнетания жидкости стремится к нулю. Увлажнение возможно за счет диффузии молекул жидкости в пористой структуре угля. Скорость этого процесса очень низка по сравнению со скоростью фильтрации.

Решение задачи фильтрации значительно усложняется, если фильтрация протекает в твердом теле, обладающем поликапиллярной структурой. При этом, распределение пор по размерам не остается постоянным, а зависит от динамических процессов в массиве, процессов на границе раздела фаз с участием механических напряжений.

Таким образом, по результатам исследований показано:

1. Представленная модель процесса увлажнения угольного пласта дает удовлетворительное согласие результатов расчета распределения влажности в массиве с данными опытного нагнетания жидкости в натурных условиях.

2. Давление в произвольной точке не равно давлению на краю зоны увлажнения. Давление жидкости нелинейно изменяется с течением времени, но является линейным для пространственных координат в произвольный момент времени.

3. Качество увлажнения зоны массива определяется фактором замкнутости данной зоны или части массива. Чем больше ограниченность зоны, тем быстрее происходит процесс увлажнения. Уменьшается время и объем нагнетаемой жидкости для достижения минимального необходимого давления жидкости в массиве. Ограниченно замкнутая система увлажняется за максимально короткое время.

4. Зона проникновения или распространения жидкости в несколько раз шире зоны качественного увлажнения – части массива, на котором давление жидкости соответствует минимальному необходимому значению, и распределение влажности в массиве равномерно.

5. Разработанная программа позволяет рассчитать размеры зоны увлажнения при линейном изменении коэффициентов проницаемости.

### **2.4.2. Двумерная фильтрация в неоднородной анизотропной пористой среде**

При увлажнении угольного пласта задача трехмерной фильтрации может быть приведена к двумерной вследствие двумерной анизотропии угля.

Для неоднородной пористой среды фильтрационные свойства твердого тела изменяются от точки к точке, вследствие чего решение задач и уравнений фильтрации усложняется. Применение численных методов расчета упрощает поиск решения уравнения фильтрации и позволяет определить общие закономерности двумерного распространения жидкости в капиллярно-пористой среде с выраженной неоднородностью. Результаты этого решения можно спроецировать на трехмерную фильтрацию, а численный метод решения задачи фильтрации использовать для трехмерного случая.

Особенностью решения задачи фильтрации для неоднородной пористой структуры является то, что для решения необходимо прибегнуть к методу, основанному на использовании микроскопических моделей отдельных участков. В пределах данных участков выделенная зона является однородной, с постоянными фильтрационными и механическими свойствами.

Нами была разработана программа для двумерного случая. Весь участок угольного массива разбивается на зоны. Для основной части проницаемость одинакова по величине. Для определенных зон она имеет повышенные или пониженные значения.

Как показывают расчеты, вследствие высокой неоднородности массива, внешняя поверхность (фронт) зоны увлажнения на неоднородных участках сильно деформируется. Участки с низкой проницаемостью оказываются внутри зон увлажнения. Жидкость, огибая зоны с низкой проницаемостью, проникает за эти зоны. Определяя необходимое давление, время увлажнения и расположение скважины, можно добиться полного качественного увлажнения массива в зонах с низкой проницаемостью. Модельные расчеты показывают, что участки с повышенной проницаемостью, в которых дислоцируются макрокапилляры, трещины, разломы горно-геологического происхождения,

оказывают отрицательное влияние на процесс увлажнения с позиции его качества. Жидкость фильтруется по таким зонам на большие расстояния от скважины, не затрагивая участки, примыкающие к ним. В этом случае, важным является расположение скважины. Расположение скважин должно быть таким, чтобы они не пересекали зоны с высокой проницаемостью. Другим возможным вариантом решения является предварительная герметизация, искусственная кольматация или тампонаж по разработанной технологии в [158].

Начальные условия будем задавать в виде:

- 1) начальное давление нагнетания жидкости является постоянным на протяжении всего процесса увлажнения:  $p_n = const$ ;
- 2) расход жидкости является постоянной величиной, определяется техническими параметрами нагнетательной установки:  $Q = \frac{dV}{dt} = const$ ;
- 3) начальное давление газа в пористой структуре угольного пласта соответствует  $p = p_{z0}$ .

Краевые условия зададим в виде:

- 1) давление в точке с координатами  $x = 0$ ,  $y = 0$ , где находится устье скважины, определяется давлением жидкости, давлением нагнетания  $p(x, y) = p_n = const$ ;
- 2) давление в массиве с координатой  $x = 2$  м  $p = p_{max}$  – давление, определяемое в соответствии с «Инструкцией...» [72];
- 3) направление напластования по отношению к положению нагнетающей скважины;
- 4) коэффициент проницаемости с течением времени изменяется по закону  $K_{пр} = K_{пр0} (1 - \exp(-at))$ , где  $K_{пр0}$  – коэффициент фазовой проницаемости в данном направлении для сухого угля;

- 5) дополнительным условием является функция распределения капилляров по их радиусам  $N = f(R)$ , определяющая величину коэффициента проницаемости  $K_{пр} = f(N)$ ;
- 6) условие непрерывности массового потока или уравнение неразрывности в общем случае записывается в виде

$$\int \rho dV = \int \vec{j} d\vec{s}$$

или

$$\operatorname{div} \vec{j} = \rho.$$

Решения некоторых вопросов о массопереносе в угольном массиве на основе вышеприведенных дифференциальных уравнений представлено нами в работах [53], [54].

Исходя из начальных и краевых условий, нами разработана программа, позволяющая рассчитать на основе численных методов основные характеристики процесса увлажнения для неоднородного двумерного массива. Результаты показывают, что для однородной части массива поверхность зоны увлажнения будет принимать эллиптическую форму, что соответствует выводам по решению задачи фильтрации в п. 2.4.1. Результаты такого расчета распределения давления жидкости в массиве приведены на рисунке 2.32.

Резкая неоднородность фильтрационных свойств массива будет значительно влиять на качество увлажнения (рисунок 2.33). Фильтрующая жидкость огибает неоднородность с низкой проницаемостью, попадает в зону с высокой проницаемостью и увлажняет ее.

Разработанная программа позволяет определить эффективный радиус увлажнения. Результаты расчета хорошо согласуются с результатами нагнетания жидкости в натурных условиях [103].

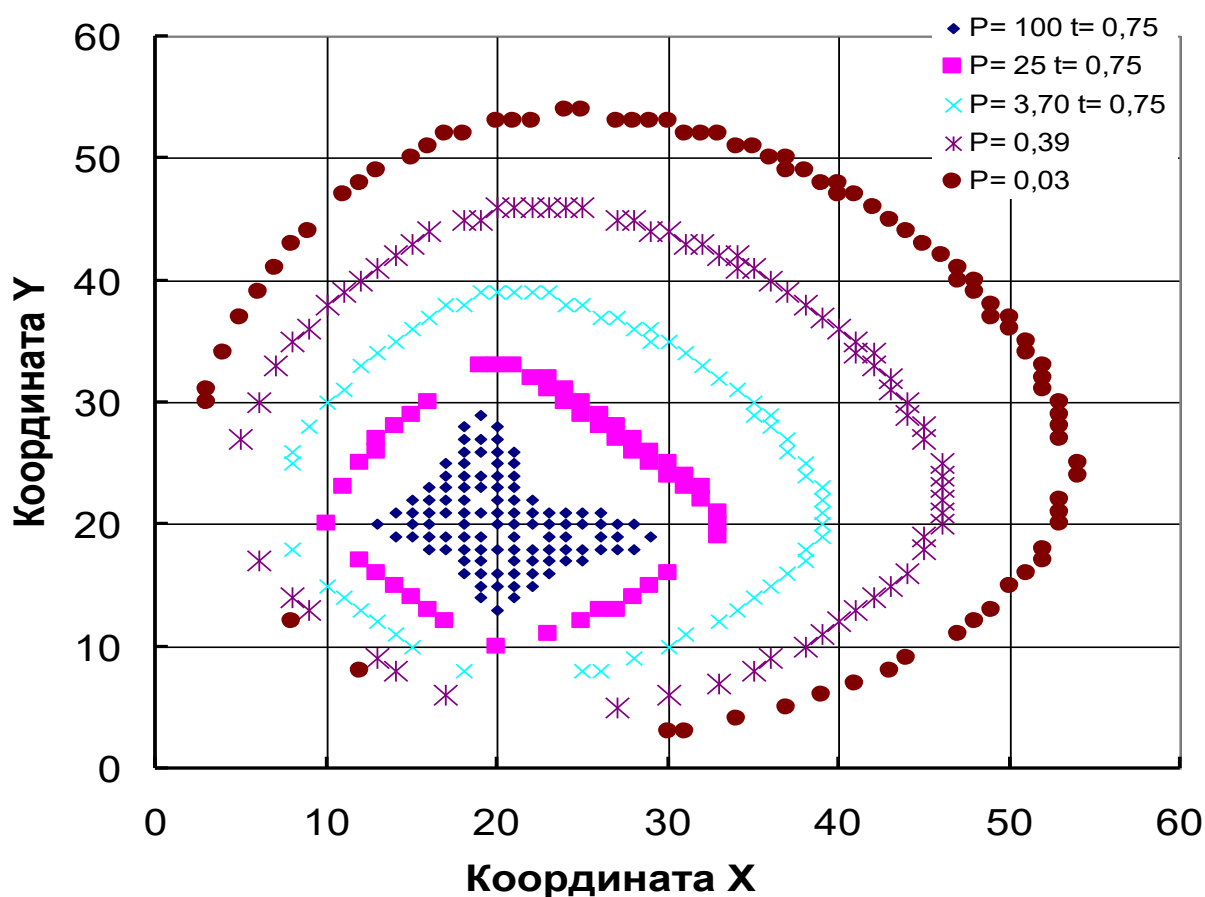
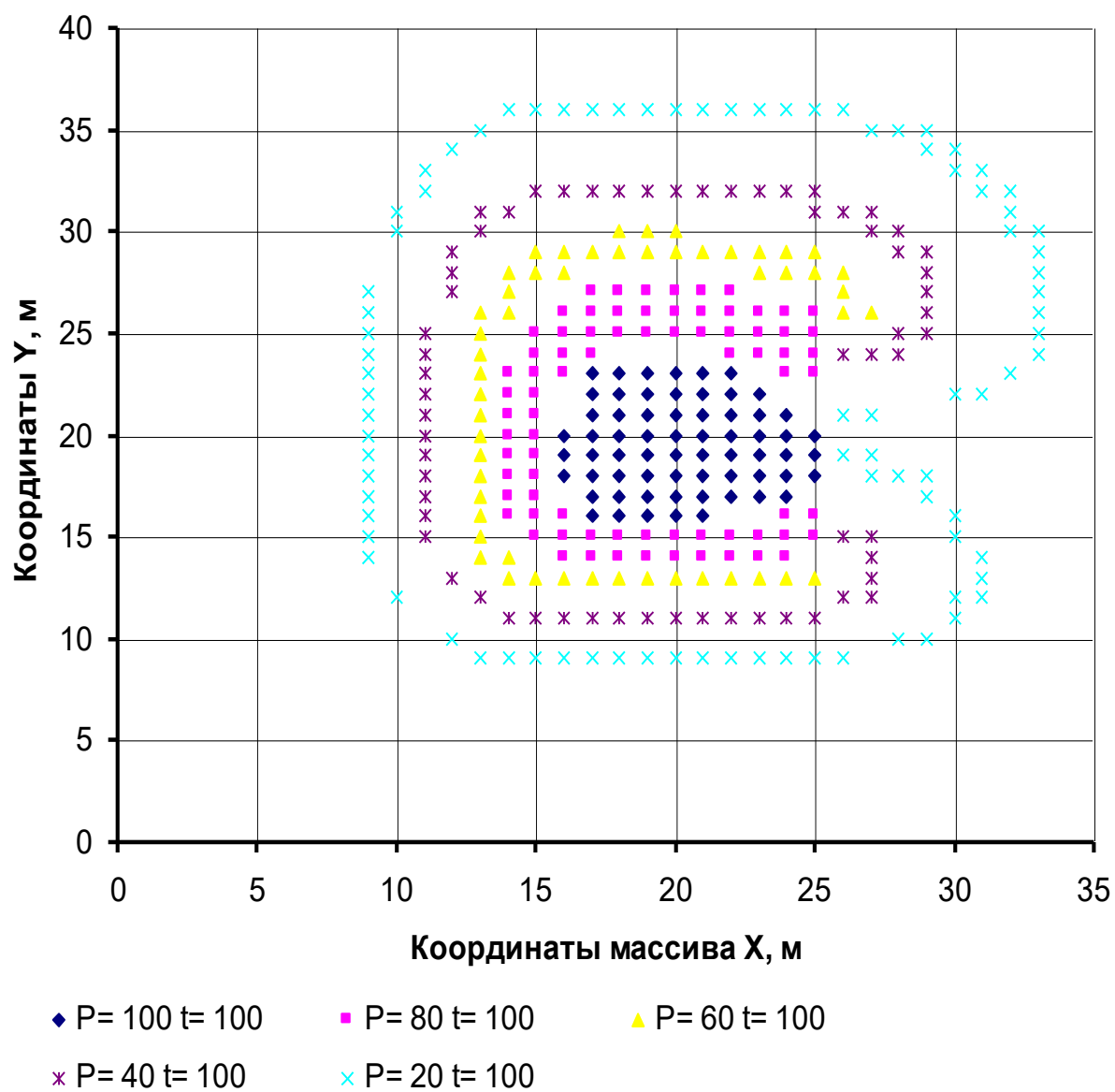


Рисунок 2.32 – Распределение давления жидкости в однородном массиве

Давление жидкости в зависимости от удаления от скважины  $x$  по закону логарифма асимптотически приближается к некоторому предельному значению  $p_0$ , величина которого определяется из условия равномерного изменения

градиента давления от расстояния до скважины  $\frac{dp}{dx} = f(x) = kx + b$ ,

определяемого по номограмме, приведенной на рисунке 2.33.



*Рисунок 2.33 – Распределение жидкости в неоднородной капиллярно-пористой среде*

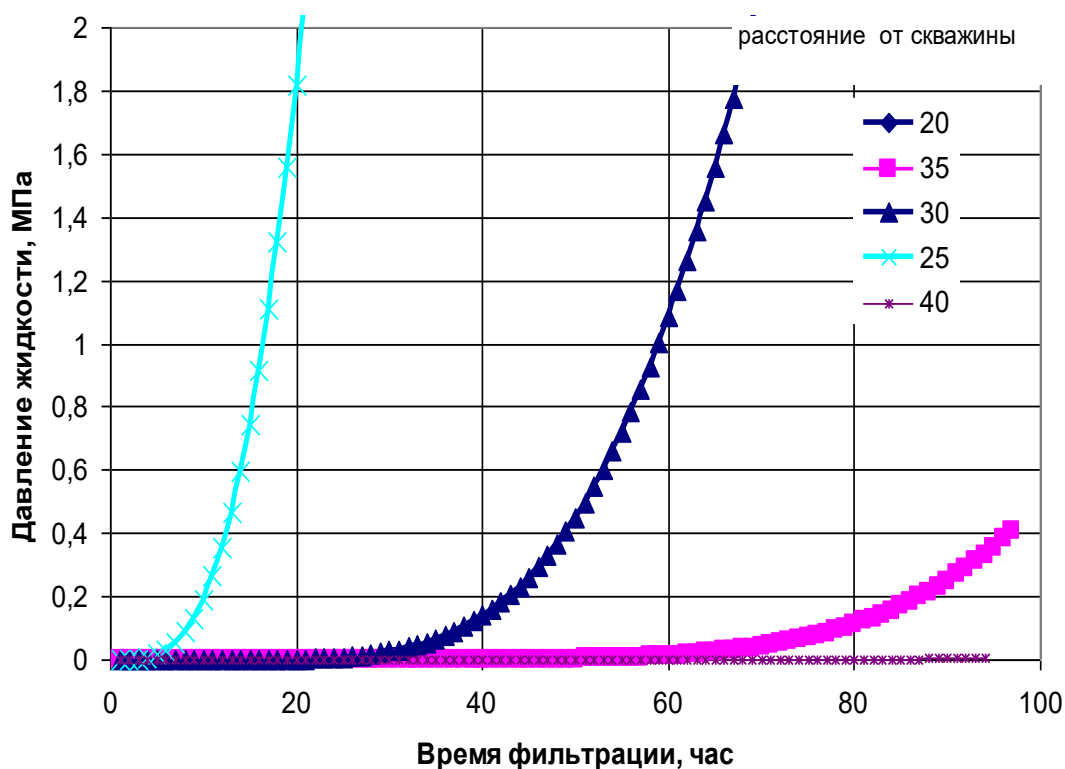
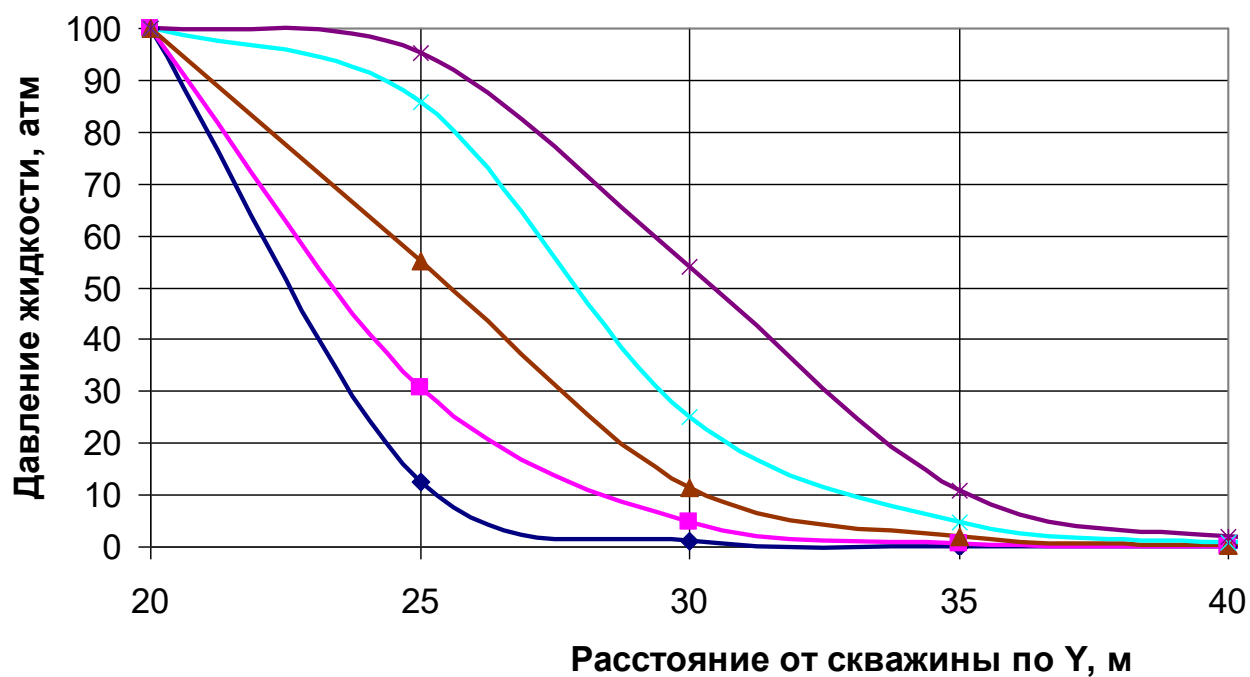


Рисунок 2.34 – Изменение давления жидкости с течением времени для различных точек угольного пласта

Исходя из начальных и краевых условий, можно определить радиус увлажнения от одиночной скважины.

При увеличении проницаемости капиллярно-пористого тела давление достигает предельного значения за более короткое время, а радиус увлажнения увеличивается.

Результаты расчета, согласно представленной модели, показывают о неравномерности распределения влажности в массиве. Присутствуют зоны резкой неоднородности в распределении влажности и газа. На рисунке 2.36 представлены результаты расчета зависимости распределения влажности в массиве для некоторых точек, находящихся на разных расстояниях от увлажняющей скважины.



время увлаж (сут):     $\blacksquare$  0,266     $\blacktriangle$  0,396     $\times$  0,555     $\ast$  0,746

Рисунок 2.35 – Изменение давления жидкости для различных точек угольного пласта

Зависимость радиуса увлажнения от времени или количества нагнетаемой жидкости описывается уравнением третьей степени относительно времени или степенным законом. Характер такой зависимости обосновывается влиянием сил внутреннего трения и хорошо согласуется с результатами лабораторных исследований.

При определении радиуса увлажнения необходимо ввести средний радиус увлажнения или эффективный радиус увлажнения – минимальное расстояние от нагнетающей скважины или геометрическое место точек с одинаковой влажностью при данном давлении жидкости

$$R = f(x, y).$$

Значение эффективного радиуса увлажнения всегда ниже, чем расчетное значение в модели полного заполнения капилляров.

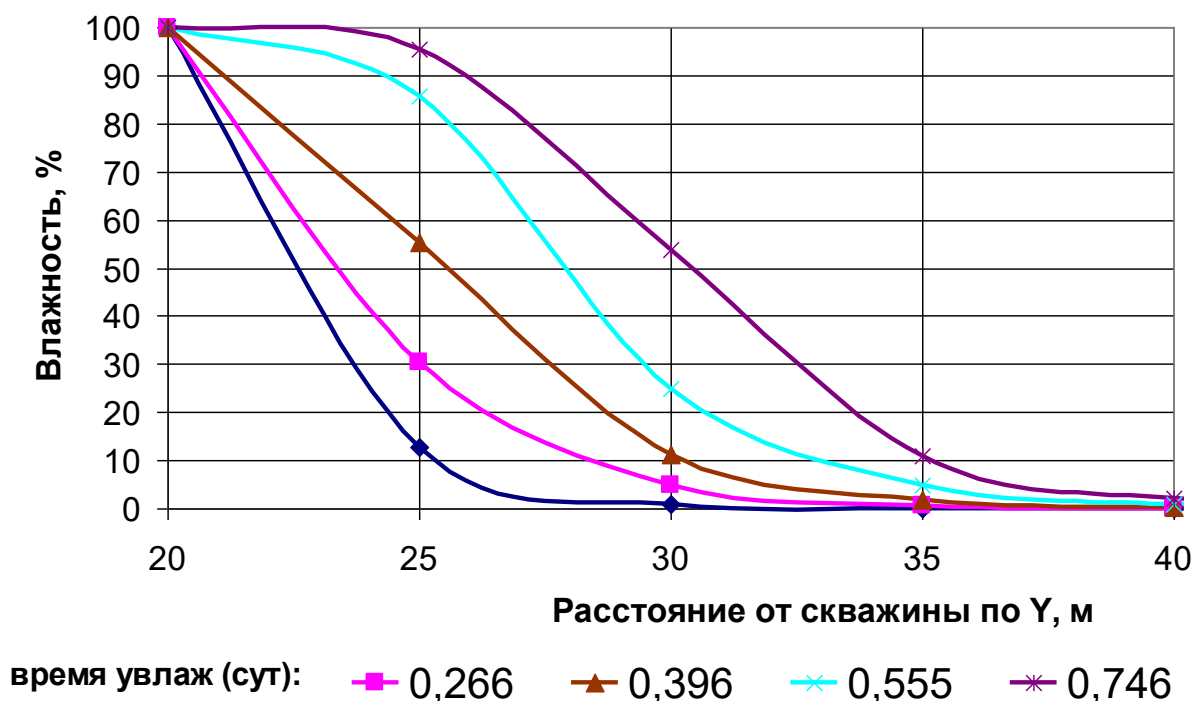


Рисунок 2.36 – Распределения влажности в массиве после увлажнения

## 2.5. Исследование процесса набухания угля и его влияния на фильтрационные процессы в массиве

Процессы набухания являются существенным фактором в изменении физико-механических и фильтрационных свойств угля. Количество публикаций по этому вопросу незначительно. Описаний процессов набуханий в каменных углях нами не найдено. Нашей задачей является установление необходимых функциональных зависимостей развития процесса набухания и его влияние на фильтрационные свойства образцов каменных углей.

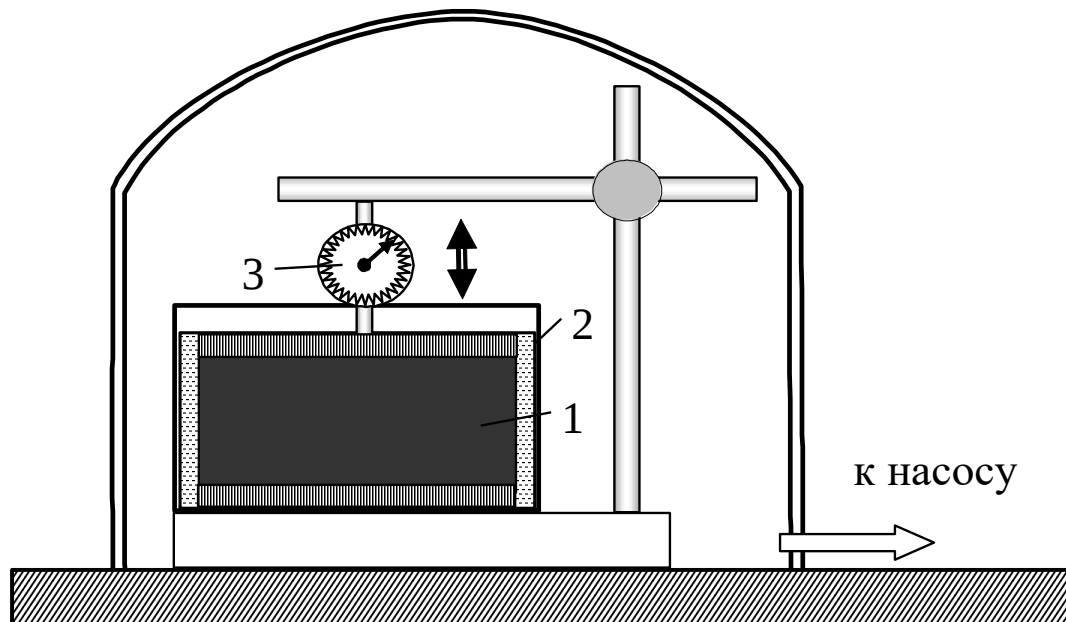
Набухание угля является результатом адсорбции молекул воды и газа на поверхности угля и проникновение молекул воды в межмолекулярную структуру угля, межфазового физико-химического взаимодействия молекул угля и воды, как растворителя угольного вещества. Набухание характерно для веществ коллоидного происхождения. К ним, в свою очередь, можно и отнести угли, особенно угли низкой стадии метаморфизма с коэффициентом расширения до 10–15 %. Для капиллярно-пористых тел набухание зачастую рассматривается, как результат действия расклинивающих сил Дерягина.

Набухание является в первую очередь кинетическим явлением, т.е. зависящим от времени увлажнения и обладающим свойством гистерезиса. Основным параметром в этом случае является коэффициент набухания или коэффициент расширения  $\xi$ , представляющий относительное изменение размеров образца

$$\xi = \frac{\Delta l}{l_0} \cdot 100\%, \quad (2.62)$$

где  $\Delta l$  – абсолютное изменение размеров образца;  $l_0$  – линейный размер сухого образца.

На рисунке 2.37 представлена схема опытной установки, разработанной нами для исследования процесса набухания. В лабораторных опытах исследовалось изменение размеров образцов угля 1 помещенных в кювету 2 с водой при различных внешних атмосферных давлениях. Процесс изменения размеров образца угля фиксировался микрометром 3.



*Рисунок 2.37 – Схема лабораторной установки для исследования процесса набухания*

Исследования проводились на углях марок К, КС, КО, Д различной массы и размеров, соответствующих 50–200 г.

На рисунках 2.38 и 2.39 представлены зависимости изменения размеров образцов угля, помещенного в воду при нормальных условиях, вследствие набухания. Прирост линейных размеров образцов составил в среднем 5–10 % от начальных, соответствующих сухому состоянию угля.

Экспериментальные данные показывают, что, вследствие процесса растворения коллоидных составляющих, величина относительного изменения объема частей угля достигает 2 %, относительное изменение линейных размеров – около 1 % по отношению к сухому углю. Причем, относительное изменение объема зависит от направления напластования в угле, т.е. от направления анизотропии. В перпендикулярном направлении к напластованию относительное изменение линейных размеров в 2–3 раза больше, чем в параллельном направлении напластования.

Показано, что процесс набухания определяется гидрофильностью компонент угля, т.е. зависит от марки угля. Слабометаморфизованные угли более склонны к процессу набухания. Также на процесс набухания оказывают влияние прочностные свойства угля. Снижение коэффициента прочности по Протоdjаконову от 1,8 до 1,3 соответствует увеличению способности к набуханию на 12%.

Изменение размеров образцов угля можно описать линейным законом вида

$$l = \xi t + l_0 = 0,0201t + 1,9626, \quad (2.63)$$

где  $\xi$  – коэффициент набухания,  $l_0$  – линейный размер образца в сухом состоянии.

Проведенные опыты по увлажнению показывают, что изменение геометрии порового пространства происходит за счет макропор.

Опыты, проводимые по описанной методике в [57], показали снижение расхода жидкости для сухого угля в 2–3 раза. В этом случае, уголь следует рассматривать, как коллоидное тело, обладающее коэффициентом расширения и коэффициентом впитывания.

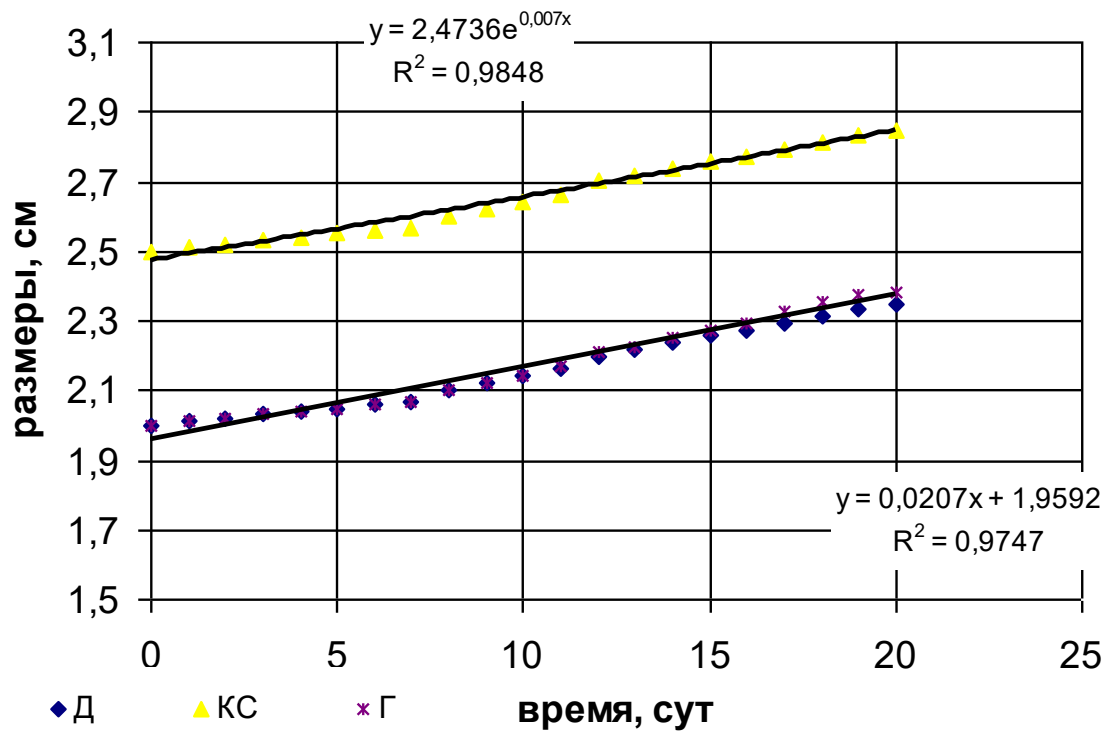


Рисунок 2.38 – Изменение размеров образцов от времени увлажнения

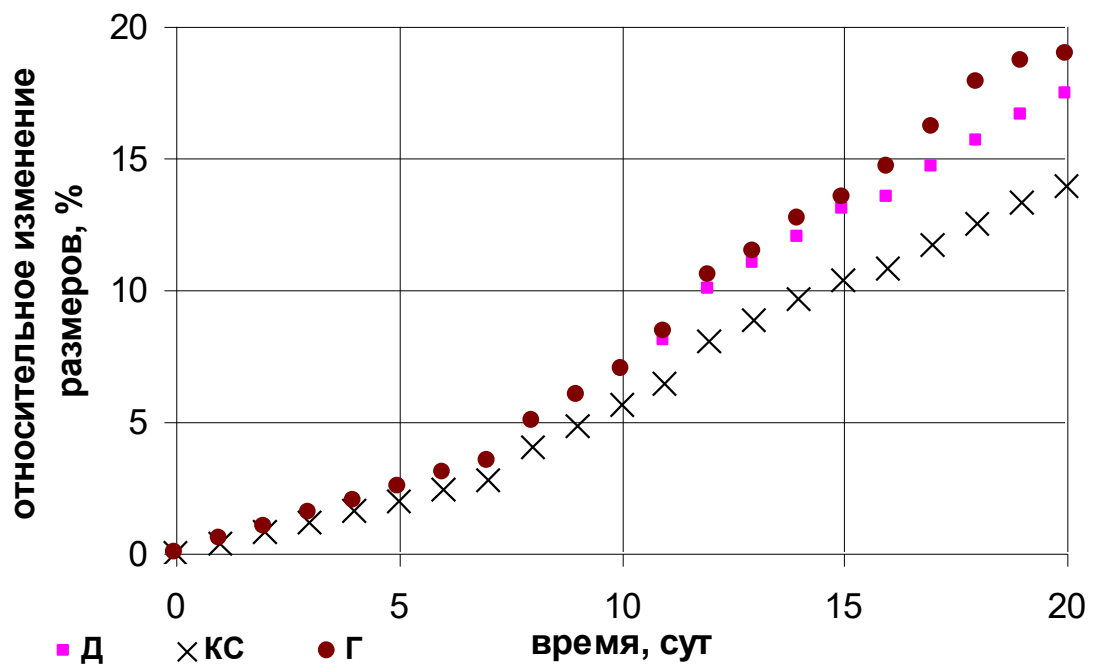


Рисунок 2.39 – Относительное изменение размеров образцов в зависимости от времени

Коэффициент набухания можно связать с модулем упругости для углей различных марок в виде (рисунок 2.40):

$$\xi = kE + \xi_0, \quad (2.64)$$

где  $\xi_0$  – постоянная, соответствующая коэффициенту расширения для ненагруженного угля;  $k < 0$  – коэффициент, зависящий от степени метаморфизма угля и его физико-химических свойств.

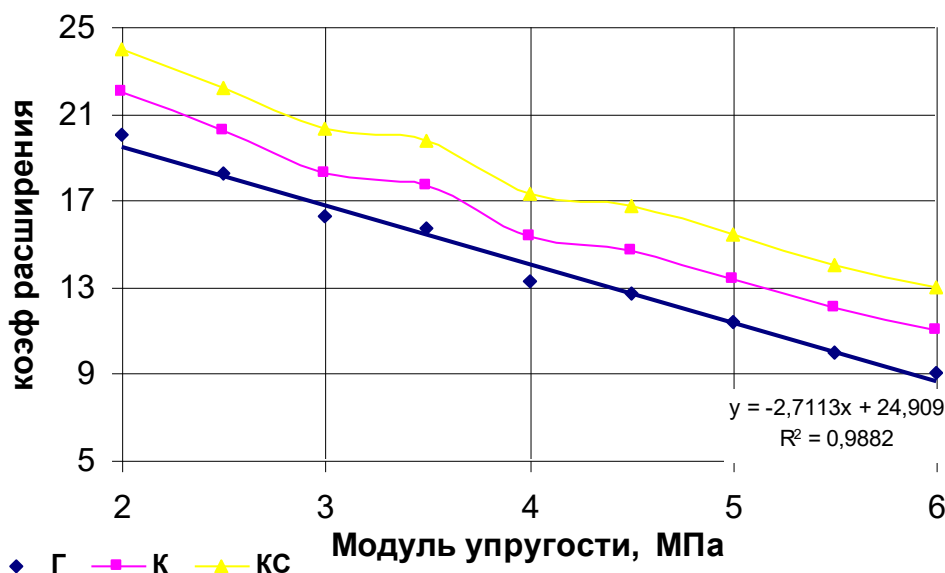


Рисунок 2.40 – Влияние модуля упругости на коэффициент набухания

К основным факторам, определяющим степень набухания угля, также относится влажность (рисунок 2.41). Эта зависимость аппроксимируется линейной функцией.

Величина пористости, разветвленность капилляров, их открытость определяют способность молекул воды к большему взаимодействию с макромолекулами угля в капиллярах и порах, к активизации физико-кинетических процессов в межфазных взаимодействиях.

Необходимо учесть, что вследствие анизотропных свойств угля набухание также анизотропно. Расширение угля в различных направлениях различно. Перпендикулярно напластованию расширение протекает интенсивнее, чем вдоль напластования. Соответственно, можно ввести коэффициенты набухания  $\xi_x, \xi_y$ , соответственно, вдоль оси ОХ и ОУ.

В лабораторных условиях изучалась зависимость набухания образцов углей от его размеров. Зависимость изменения размеров угля при набухании

характерна для малых образцов угля и незначительна для макрообъектов каменного угля. Величина относительного прироста размеров образцов описывается функцией в виде

$$\xi = f(W, V^{daf}, l_0), \quad (2.65)$$

где  $W$  – влажность угля;  $V^{daf}$  – выход летучих;  $l_0$  – начальные размеры образцов, размер сухого образца угля.

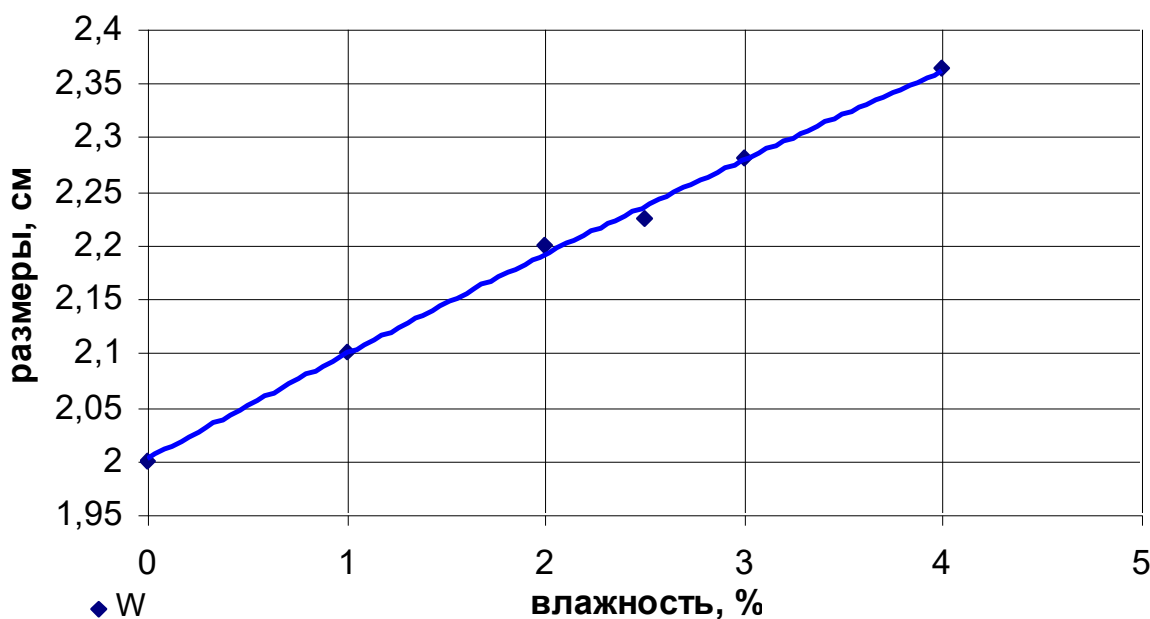


Рисунок 2.41 – Изменение размеров образцов от влажности угля

Физико-механические свойства угля, степень его метаморфизма определяют его способность к набуханию. Установлена корреляционная зависимость способности к набуханию от степени метаморфизма. На рисунке 2.42 показана зависимость коэффициента набухания от выхода летучих. Для молодых углей способность к набуханию больше, чем для углей средней стадии метаморфизма, вследствие более высокой химической активности и большей пористости. В данном случае величина пористости является объективным фактором, определяющим способность угля к набуханию. Наименьшей способностью к набуханию обладают угли марок Ж, ГЖ, СС, СЖ.

Добавки ПАВ увеличивают активность угля к набуханию вследствие роста скорости движения жидкости и способности проникновения жидкости в более мелкие поры.

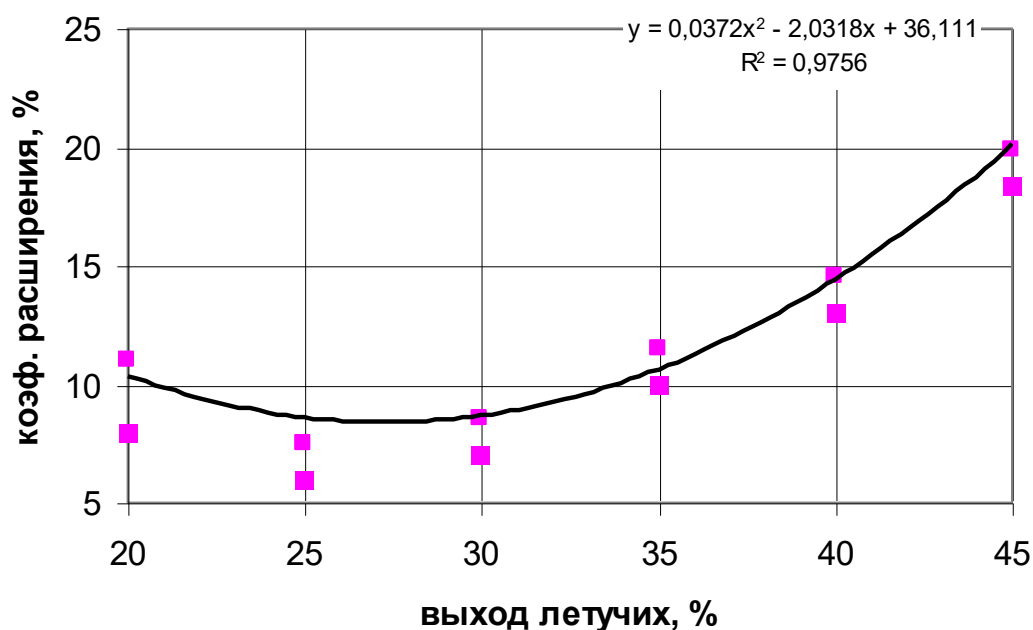


Рисунок 2.42 – Изменение коэффициента расширения для углей различных стадий метаморфизма

Активизировать процесс набухания возможно следующими путями:

- 1) увеличением давления нагнетания жидкости;
- 2) применением специально подобранных растворов ПАВ;
- 3) предварительным вакуумированием угля, дегазация угля при нагнетании жидкости (или вакуумирование через смежные скважины);
- 4) тепловым воздействием и др.

Таким образом, задачей предварительного воздействия является увеличение площади межфазного взаимодействия.

Ультразвуковое воздействие также оказывает существенное влияние на способность к набуханию. Интенсивность ультразвуковой волны напрямую влияет на способность к набуханию угля. Из лабораторных исследований следует, что ультразвуковые колебания повышают активность к набуханию и,

следовательно, способность угля к набуханию является параметром или фактором, определяющим качество увлажнения угля.

Процесс набухания связан с диффузией молекул жидкости через стенки капилляров, процессом абсорбции и расклинивающим эффектом Ребиндера [126], [127]. Процесс просачивания подобен туннельному эффекту прохождения молекул сквозь некий потенциальный барьер.

Протекание процесса набухания зависит от физико-химической активности взаимодействующих фаз.

Таким образом, время развития процесса набухания определяется физико-химической активностью двух взаимодействующих фаз.

Краевой угол смачивания является параметром, предопределяющим процесс набухания каменного угля. Исходя из гидрофильности различных марок углей, наибольшую способность к набуханию имеют слабометаморфизованные или молодые угли, а также тощие угли и антрациты. Причем, расширение угля вследствие набухания имеет большое значение для перпендикулярных направлений к напластованию угля. Исследования показывают, что проницаемость неодинаково изменяется по отношению к напластованию вследствие набухания.

Набухание приводит к закупориванию микропор и к снижению проницаемости макропор. Движение жидкости в закупоренных микрокапиллярах осуществляется вследствие диффузии или кнудсеновской фильтрации.

Время развития процесса набухания определяется площадью соприкосновения взаимодействующих фаз. И тем самым набухание является нелинейным процессом по отношению к показателю линейного расширения твердого тела.

С другой стороны, процесс набухания зависит от предельного значения поглощения жидкости, т.е. определяется начальной влажностью и предельной влажностью.

Важным фактором, влияющим на процесс набухания, является фактор температурной зависимости. При увеличении температуры на начальном этапе скорость набухания увеличивается, но не достигает предельных значений, соответствующих меньшей температуре.

Набухание каменных углей в результате взаимодействия с водой является важным физическим фактором, оказывающим влияние на эффективность увлажнения.

Процесс набухания протекает от 15 до 30 дней. В этом случае, за этот промежуток времени проницаемость капилляров уменьшается в 2–3 раза.

#### *Технологические рекомендации*

Из вышеизложенного следует, что:

- 1) при большой проницаемости увлажнение рекомендуется проводить при низких давлениях или с добавлением кольматирующих веществ, позволяющих снизить проницаемость макрокапилляров, трещин горно-геологического происхождения, разломы;
- 2) при незначительной проницаемости время нагнетания ограничено, необходимо увеличить количество скважин;
- 3) для повышения проницаемости и противодействия процессу преждевременной кольматации необходимо вводить добавки ПАВ;
- 4) для снижения скорости набухания необходимо вводить ПАС, повышающие гидрофобные свойства угля.

Таким образом, показано:

1. Процесс набухания угля является важным фактором в рассмотрении межфазных процессов при его увлажнении.
2. Коэффициент набухания принимает максимальное значение до 20 % для углей марок Г, Д, Т.
3. Ультразвуковое воздействие служит дополнительным фактором активизации способности угля к набуханию.
4. При увеличении температуры на 20 % скорость набухания возрастает на 34 %.

## **2.6. Экспериментальное исследование процесса фильтрации воды в образцах угля**

Как было показано выше, точность в определении фильтрационных характеристик угля и надежность полученных результатов исследований этих характеристик от каких-либо внешних условий зависит от выбранного метода исследования. Существует множество методов и разработанных методик по определению фильтрационных свойств горных пород [13], [33], [44], [130], [158]. Многие из этих методов дают хороший результат для песчаных грунтов, сыпучих горных пород, обладающих высокой пористостью, высокой смачиваемостью. Но эти методы не применимы для угля, вследствие его низкой проницаемости. Методы, используемые для измерения фильтрации газов неприменимы для жидкостей, вследствие высокой вязкости последних. В этих случаях, как было отмечено выше, фильтрационные характеристики угля сильно зависят от поверхностных явлений на границе раздела уголь–жидкость–газ.

В связи с вышесказанным, разработан метод для определения фильтрационно-смачивающих свойств углей, обладающий следующими преимуществами по сравнению с другими:

- 1) низкая материалоемкость, стоимость, трудоемкость в получении результатов, простота конструкции оборудования;
- 2) достаточная информативность получаемых результатов для определения основных закономерностей;
- 3) отсутствие механического воздействия на образцы, влекущего разрушение его внутренней капиллярно-пористой структуры;
- 4) максимальное приближение к естественным условиям, состоянию в массиве и к технологическим процессам.

Схема разработанной экспериментальной установки для проведения лабораторных исследований представлена рисунке 2.43. Установка предназначена для исследований микрофильтрации жидкости в углях при давлениях жидкости соизмеримых с капиллярным давлением.

### ***Методика определения фильтрационных свойств углей***

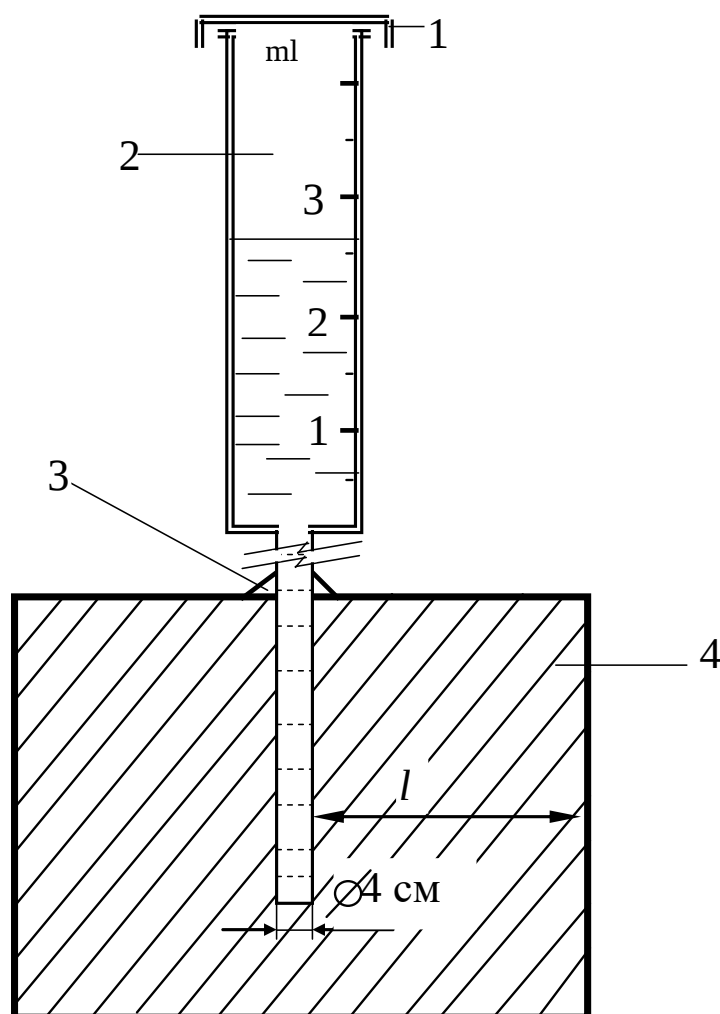
В основе разработанного метода проведения экспериментальных исследований лежат следующие операции:

- а) отбор кусков угля, горной породы для исследований;
- б) изготовление образцов с геометрически правильной формой, кернов диаметром 50 мм, массой до 200 г.;
- в) сверление отверстия на глубину  $2/3$  высоты образца, диаметром 4,0 мм (рисунок 2.43);
- г) установление измерительного цилиндра емкостью 2–10 мл, герметизация соединений герметиком или клеем «Момент»;
- д) измерение основных характеристик процесса фильтрации исследуемой жидкости через опытный образец угля: расход жидкости, прирост массы образца и др. в зависимости от цели исследований;
- е) аналитические расчеты параметров процесса фильтрации жидкости в образце, установление зависимостей.

Коэффициент проницаемости определяется из уравнения Дарси (2.32) по формуле:

$$K_{\text{пр.}} = \frac{Vl\eta}{tS\Delta P}, \quad (2.65)$$

где  $V$  – объем жидкости, прошедшей через образец за время  $t$ , м<sup>3</sup>;  $l$  – расстояние от стенки отверстия до внешней поверхности образца, м;  $\Delta P$  – изменение гидростатического давления жидкости при прохождении ею расстояния  $l$ , Па;  $S$  – площадь сечения образца, через которую происходит фильтрация, площадь отверстия, м<sup>2</sup>;  $\eta$  – динамическая вязкость жидкости, Па·с.



*Рисунок 2.43 – Схема экспериментальной установки:  
1 – крышка, предохраняющая жидкость от испарения из цилиндра; 2 – измерительный цилиндр; 3 – герметизирующий слой; 4 – образец угля*

### ***Результаты исследования фильтрационных свойств углей***

Средние значения измеренных коэффициентов проницаемости для некоторых углей Кузбасса представлены в таблице 2.2.

С помощью разработанного метода установлен ряд зависимостей. Наиболее ярко выражена зависимость изменения расхода воды при постоянном давлении от времени увлажнения угольного образца. Результаты этих исследований представлены нами в [50]. Зависимость имеет экспоненциальный вид и хорошо описывается уравнением вида:

$$Q(t) = \alpha e^{-\beta \cdot t} + Q_0, \quad (2.66)$$

где  $\alpha, \beta$  – эмпирические константы;  $Q_0$  – предельное значение расхода.

Таблица 2.2

Коэффициент проницаемости для некоторых углей Кузбасса

| Шахта/пласт    | Марка | Выход летучих, % | Среднее значение коэффициента проницаемости $K_{пр} 10^{16}, \text{м}^2$ . |
|----------------|-------|------------------|----------------------------------------------------------------------------|
| Им. Волкова    | Г     | 35               | 0,6                                                                        |
| Кемеровский    | КЖ    | 25               | 65,0                                                                       |
| «Северная»     | К     | 22,4             | 29                                                                         |
| Верхний        | КО    | 22               | 4,3                                                                        |
| «Первомайская» |       |                  |                                                                            |
| XXVII          |       |                  |                                                                            |
| «Бутовская»    |       |                  |                                                                            |
| Кумпановский   |       |                  |                                                                            |

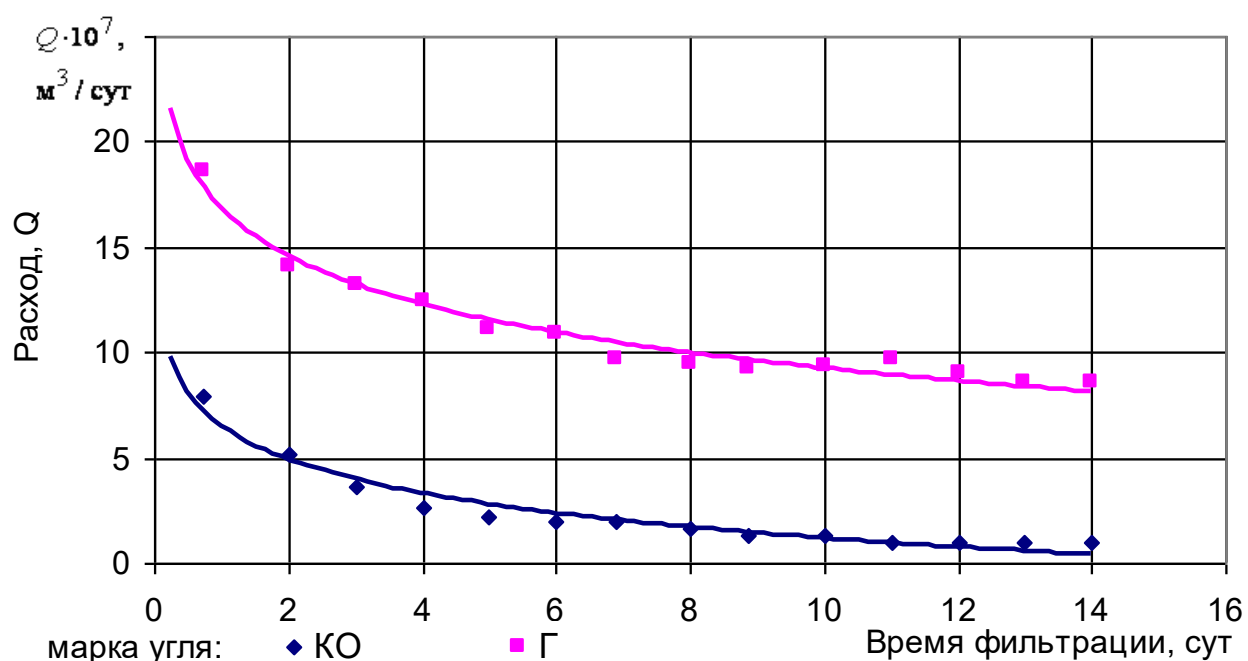
С одной стороны, это связано с переходом от неустановившегося характера фильтрации к установившемуся, а, с другой стороны – с процессом закупоривания пор при увлажнении угольных пластов в режиме низконапорного нагнетания. Основными причинами возникновения и протекания последнего явления, согласно работе [67] являются:

- а) седиментация – отложение твердых дисперсионных фаз из жидкости на поверхности пор;
- б) кольматация – процесс «вмывания» мельчайших глинистых частиц в поры горных пород;
- в) адсорбирование на поверхности пор, капилляров молекул газов, воздуха, жидкостей, ионов из растворов электролитов и т.д.;
- г) набухание горных пород при увлажнении. Происходит расширение микропор за счет объема фильтрующих макропор, снижается общая проницаемость.

Многие из этих процессов развиваются длительное время, что связано с физическим взаимодействием различных сред. В общем случае, в результате

развития процесса закупоривания пор происходит уменьшение эффективного радиуса фильтрующих капилляров.

По проведенным исследованиям фильтрации воды при постоянном давлении установлено, что стабилизация расхода жидкости и установление постоянного ее расхода через образец угля происходит по истечению через 10–15 суток после начала его увлажнения. При этом расход уменьшается в 2–3 раза. Изменение расхода воды в зависимости от времени для углей марки Г (шахта «Имени Волкова») и марки К (шахта «Бутовская») приведено на рисунке 2.44.



*Рисунок 2.44 – Изменение расхода воды при постоянном давлении в зависимости от времени увлажнения*

### ***Влияние снижения скорости фильтрации на радиус увлажнения угольного пласта от одиночной скважины***

В опубликованной нами работе [50], предложено учитывать приведенные данные об изменении расхода жидкости со временем при региональном увлажнении, при расчете радиуса увлажнения от одиночной скважины.

На рисунке 2.45 представлены зависимости радиуса увлажнения угольного пласта от времени при постоянном давлении. Кривая 1 (рисунок 2.45) описывает зависимость изменения радиуса увлажнения от времени при региональном увлажнении в режиме фильтрации [72]. В соответствии со схемой, приведенной на рисунке 2.46, функциональная зависимость имеет вид

$$R = 31,6\sqrt{Q_T t / \pi m N \gamma}, \quad (2.67)$$

где  $N = 10(W_{m2} - W_e)$  – норма увлажнения, л/т;  $W_{m2}$  – максимальная гигроскопическая влажность, %;  $W_e$  – естественная влажность, %;  $Q_T$  – темп нагнетания, м<sup>3</sup>/ч;  $t$  – время нагнетания, ч;  $m$  – мощность пласта, м;  $\gamma$  – объемная плотность угля, т/м<sup>3</sup>;  $\pi = 3,14$ .

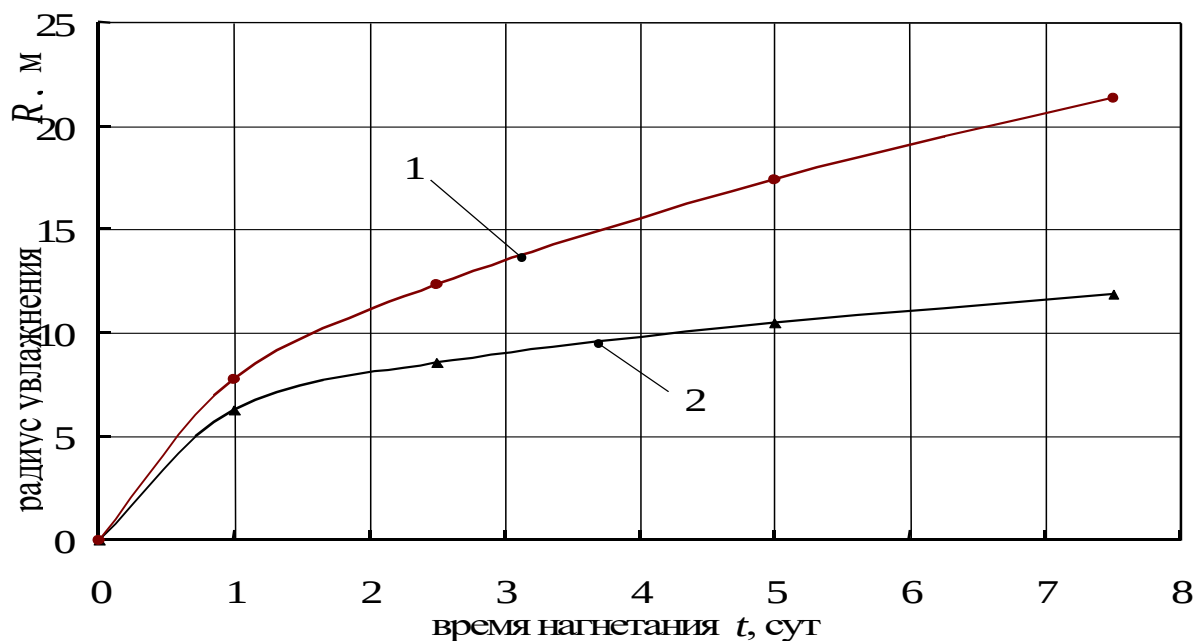
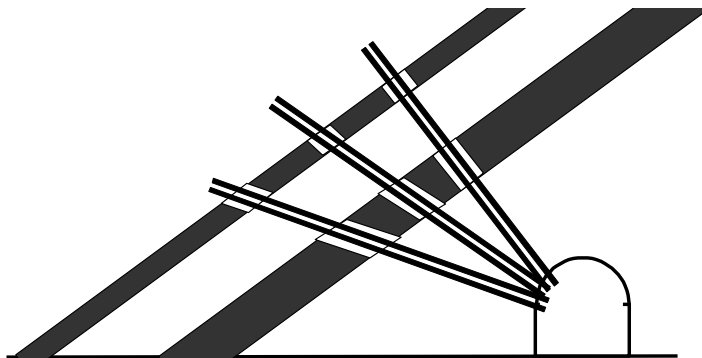


Рисунок 2.45 – Эффективный радиус увлажнения угольного пласта от одиночной скважины в зависимости от времени нагнетания при постоянном давлении:

1 – по [72]; 2 – с учетом процесса закупоривания пор



*Рисунок 2.46 – Схема регионального увлажнения угольных пластов*

Кривая 2 (рисунок 2.45) получена нами с учетом процесса закупоривания пор путем введения в формулу (2.67) экспериментальной формулы (2.66) в виде коэффициента снижения расхода жидкости с течением времени

$$R = 31,6 \sqrt{\left( \frac{a \exp(-\beta \cdot t) + Q_0}{a + Q_0} \right) Q_T t} / \pi m N \gamma, \quad (2.68)$$

где  $Q_T$  – расход при технологическом процессе увлажнения угольного пласта, м<sup>3</sup>/сут.

В работе [50] предложено учитывать изменение расхода жидкости со временем при расчете радиуса увлажнения от одиночной скважины при региональном увлажнении. Как видно из графиков, в связи с процессом закупоривания пор при увлажнении угольных пластов, актуальным становится вопрос об увеличении числа увлажняющих скважин на единицу объема массива или о смене режима нагнетания на более эффективный.

Таким образом, приведенные исследования позволили установить изменение коэффициента проницаемости углей с течением времени вследствие закупоривания фильтрующих пор.

Разработанный метод определения фильтрационных характеристик каменных углей позволил выявить закономерности фильтрации воды с течением времени и связать их с протеканием различных межфазных процессов на границе раздела, установить влияние закупоривания на фильтрацию воды.

## **2.7. Разработка метода расчета параметров увлажнения угольного пласта на основе его графического изображения**

В современных технологических процессах важно представить наглядно, моделировать процесс увлажнения угольного массива при заданных горно-геологических условиях. Изучение вопроса о влиянии неоднородностей массива на процесс увлажнения представлено нами в работе [51].

Целью данных исследований является изучение угольного пласта как неоднородной капиллярно-пористой среды с помощью современных графических методов, используемых в информационных технологиях, исследование процесса протекания увлажнения угольного массива.

С помощью современных цифровых технологий графическое описание процесса увлажнения представляется следующим образом.

Одна из основных задач – это моделирования пласта, как объекта исследований. На практике чаще применяют традиционные гидродинамические методы исследований, которые сводятся к тому, что по известному, вводимому в пластовую систему возмущения (электрический ток, звуковая волна) определяют основные свойства системы. Очевидно, в случае произвольной неоднородности в структуре массива, однозначное определение этих свойств невозможно, Так как возмущения вводятся локально (через скважины), реакция системы на введенное возмущение также замеряется локально, через скважины. Параметры, характеризующие свойства системы, находятся по экспериментальным данным и дают точные значения только в данной зоне пласта. Поэтому для построения модели необходимо «усреднять» данные.

Естественно, что многообразие горно-геологических условий формирования угольного массива не позволяет описать достаточно просто и универсально неоднородность структуры массива. Его неоднородность определяется изменением проницаемости и пористости от точки к точке.

Значительное влияние на процессы фильтрации оказывают те области пласта, которые резко отличаются по проницаемости или пористости от основной его части, как это было показано в предыдущем разделе. Если

исключить области однородности, то оставшиеся области (низкой и высокой проницаемости) и будут, главным образом, влиять на процесс фильтрации, распространение жидкости относительно нагнетающей скважины.

Для моделирования процесса увлажнения нами предложена следующая последовательность действий:

- 1) снять (сфотографировать) изображения угольного массива;
- 2) оцифровать полученное изображение пласта;
- 3) с помощью специально разработанной программы определить оптимальное распределение и расположение увлажняющих скважин относительно зон с ярко выраженными неоднородностями, определить оптимальное время увлажнения, при котором достигается максимальная влажность массива и др.

Для решения первой задачи нами использован способ М. П. Макеева [98]. В своей работе [98] им изложен современный метод получения изображения угольного пласта. С помощью космических спутников, используя действующую систему Google Map, например, можно с высокой точностью в реальном времени фотографировать большие участки поверхности земли. В этом направлении разработано и используется большое количество прикладных программ, основанных на геоинформационных системах (ГИС). Используя рентгеновское и тепловое излучение, можно с высокой точностью расположить объекты на карте. В совокупности все методы дают точность в десятки сантиметров. Такая точность является достаточно высокой. Далее требуется решить вторую задачу, а именно, оцифровать изображение угольного массива. Сегодня существует достаточно много средств, применяемых в информационных технологиях. Одним из таких программных продуктов является MathLab. С помощью профессиональных инструментов MathLab имеется возможность компьютерного моделирования угольного пласта.

Следующий этап – это разработка программного продукта, позволяющего на основе цифровых данных угольного пласта и определённых коэффициентов добиться визуального отображения распространения воды в неоднородном

пласте. Для этого разработан индивидуальный программный алгоритм действий. Его основные элементы представлены на рисунке 2.47. На сегодня разработанная программа является полностью функциональным продуктом, распространяющимся на GPL v3 License.

Основные особенности разработанной программы:

- 1) принимает \*.bmp формат, в котором находится карта со структурой угольного массива;
- 2) воспринимает, как один коэффициент проницаемости, так и любой из заданного диапазона;
- 3) имеет понятный русский интерфейс и работает под Windows;
- 4) визуально отображает распределение воды в пласте в различные моменты времени при его увлажнении;
- 5) учитывает расположение трещин и корректирует распределение воды;
- 6) производит расчет площади зоны увлажнения, расход жидкости, скорость фильтрации;
- 7) учитывает расположение зон угольного массива с низкой проницаемостью.

На рисунке 2.48 приведен вид оцифрованного пласта с помощью инструментов в MathLab. Черные линии – это трещины с высокой проницаемостью, разломы горно-геологического происхождения в угольном пласте. Светлые линии – зоны с низкой проницаемостью, минеральные включения, порода. Нагнетающая скважина обозначена точкой в центре.

По представленным изображениям на рисунке 2.48 видно, как размеры увлажненной зоны растут сначала в направлении максимальной проницаемости, огибая зоны непроницаемости, и только потом заполняются зоны с низкой проницаемостью.

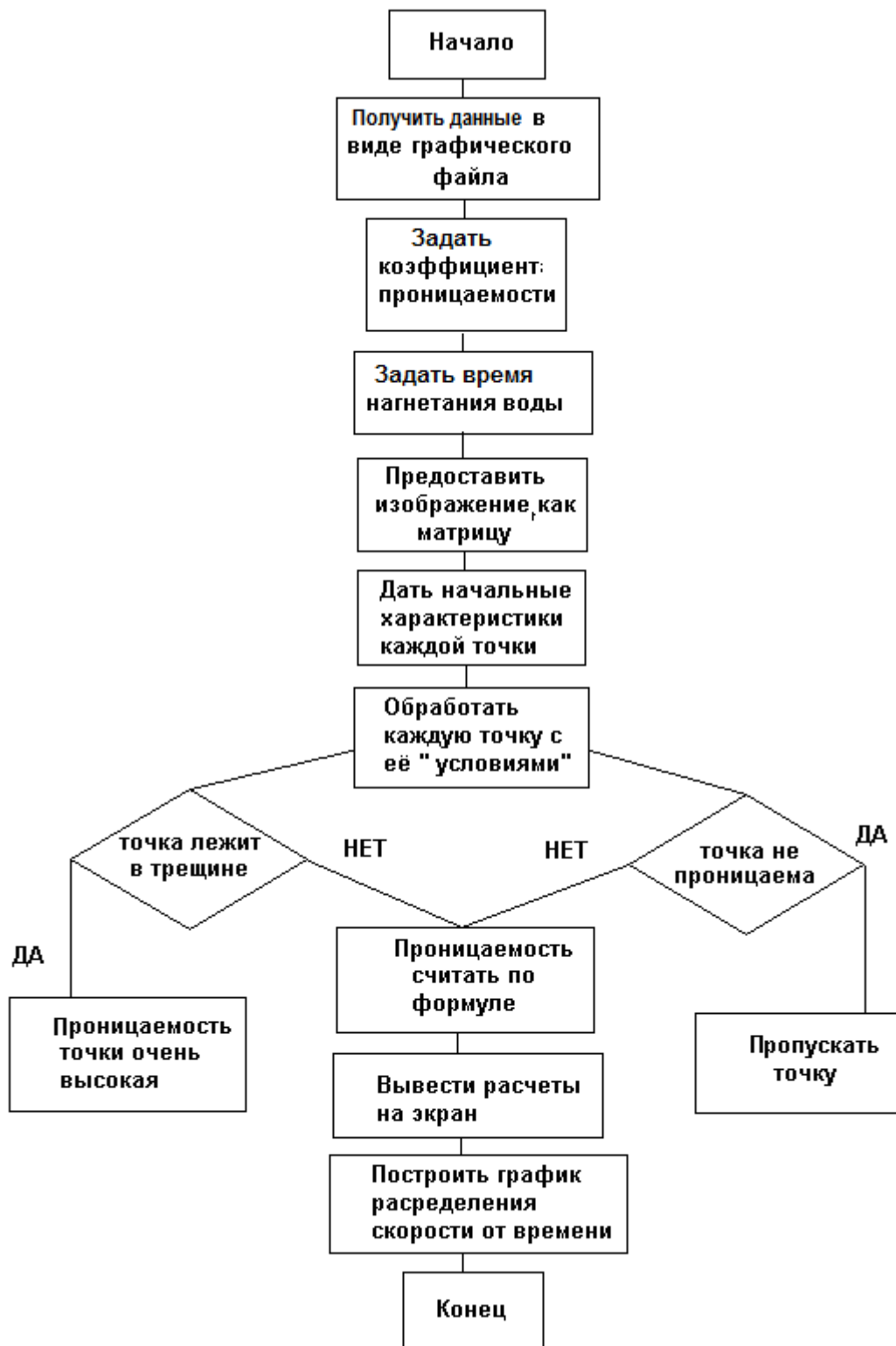
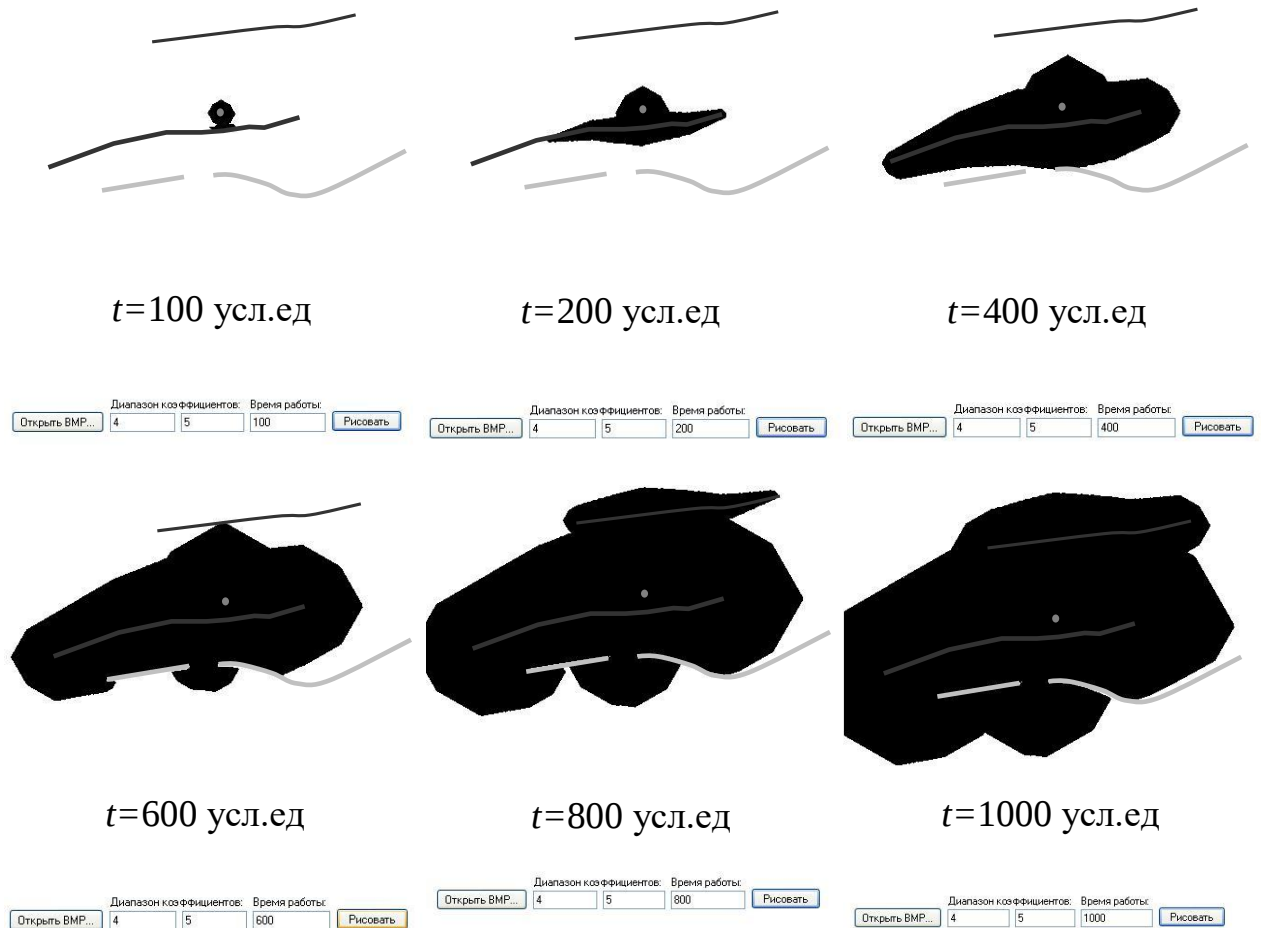


Рисунок 2.47 – Схема алгоритма графического расчета зоны увлажнения

Таким образом, с помощью разработанного приложения можно визуально наблюдать процесс увлажнения угольного массива с ярко выраженной

неоднородной проницаемостью и определить основные технологические параметры увлажнения.



*Рисунок 2.48 – Внешний вид оцифрованного угольного пласта и стадии его увлажнения*

## Выводы по главе 2

Проведенными исследованиями процесса массопереноса газожидкостного флюида в угольном массиве при различных внешних и горно-геологических условиях установлено следующее:

1. Определены исходные основные расчетные параметры при увлажнении угольного пласта, определяющие массоперенос в угольном массиве: газовое давление в массиве, начальная влажность, анизотропия капиллярно-пористой структуры угля, поликапиллярность структуры угля, распределение капилляров по радиусам, удельная поверхность порового пространства, коэффициент замкнутости капиллярной системы угля.

2. Предложенная математическая модель угольного пласта, содержащая зависимость коэффициента проницаемости от распределения капилляров по радиусам, а также от напряжений в краевой части пласта, на основе уравнений массопереноса позволяет определять оптимально основные технологические параметры увлажнения угольного пласта в краевой части: положение скважин относительно кровли и почвы, расстояние между скважинами, длину скважин, длину герметизации устья скважины, расход увлажняющей жидкости, время увлажнения. Определение основных технологических параметров по модели позволяет повысить равномерность распределения влажности в массиве при его увлажнении.

3. Давление в произвольной точке не равно давлению на краю зоны увлажнения. Давление жидкости неравномерно изменяется с течением времени, но является линейным для пространственных координат в произвольный момент времени. Давление изменяется от максимального в скважине до газового давления в массиве и зависит от коэффициента замкнутости. Давление изменяется с течением времени по мере нагнетания от минимального, соответствующему давлению газа в массиве, до значения, определяемого уровнем замкнутости угольного массива, но не превышает давления нагнетания.

4. Качество увлажнения зоны массива определяется фактором замкнутости данной зоны или части массива. Чем больше ограниченность зоны,

тем быстрее происходит процесс увлажнения, уменьшается время и объем нагнетаемой жидкости для достижения минимального необходимого давления жидкости в массиве. Время нагнетания жидкости значительно увеличивается при переходе от замкнутой системы к незамкнутой. Время увлажнения незамкнутой системы в 7–9 раз больше времени увлажнения замкнутой ограниченной системы.

5. Зона проникновения или распространения жидкости для открытой системы в несколько раз больше зоны качественного увлажнения – зоны, где давление жидкости соответствует минимальному необходимому значению, распределение влажности в массиве равномерно.

6. Зона опорного давления с низкой проницаемостью является основным фактором, ограничивающим зону увлажнения и определяющим уровень замкнутости зоны увлажнения со стороны подготовительной выработки.

7. Коэффициент проницаемости определяется структурными особенностями порового пространства угля, геометрией, распределением капилляров по радиусам. Модельный расчет процесса увлажнения позволяет оценить размеры зоны увлажнения для любой геометрии зоны напряженного состояния.

8. Неоднородность распределения влажности в угольном массиве после увлажнения определяется отклонением распределения по радиусам в логарифмических единицах от линейной зависимости. Большое значение дисперсности в распределении пор по радиусам приводит к значительной неоднородности в распределении влажности после увлажнения.

9. Условия для достижения максимальной эффективности увлажнения определяются исходя из поровой структуры капилляров и горно-геологических условий залегания угольного пласта.

10. С увеличением механических напряжений коэффициент проницаемости убывает по экспоненциальному закону. Минимальное значение коэффициента проницаемости соответствует фракции размером 0,0–0,25 мм. Максимальной проницаемостью обладают угли фракций 1–2 мм.

11. Наибольшему разрушению при одноосных разрушающих деформациях подвержены угли фракции 10–20 мм. Относительная масса фракции основной (10–20 мм) соответствует 28,6 % при разрушающих напряжениях до 5 МПа.

12. Процесс набухания является важным фактором в рассмотрении процесса массопереноса при увлажнении угольного массива. Коэффициент набухания принимает максимальное значение для углей марок Г, Д, Т – до 20 %. При увеличении температуры на 20 % скорость набухания возрастает на 34 % для углей средней стадии метаморфизма.

13. Межфазные взаимодействия на границе раздела фаз определяют фильтрационные свойства угольных фракций.

14. Получена зависимость коэффициента проницаемости от пористости для угля, находящегося в напряженном состоянии.

### **3. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МЕЖФАЗНЫХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ НА ПРОЦЕСС МАССОПЕРЕНОСА В УГОЛЬНЫХ ПЛАСТАХ**

#### **3.1. Особенности межмолекулярного взаимодействия макромолекул угля с адсорбатом**

Первоначально на основе теоретических представлений о взаимодействиях угля с различными адсорбатами осуществим выбор физической величины, которая бы наиболее полно характеризовала межфазные взаимодействия. Затем, рассмотрим влияние основных факторов на взаимодействие с позиции этой величины.

##### **3.1.1. Исследование взаимодействия адсорбатов с угольным веществом**

По энергии связи воды с горной породой выделяют две формы воды в горной породе [16], [128]:

- 1) физически связанная вода;
- 2) химически связанная вода.

Физическая вода включает в себя осмотическую, адсорбированную, капиллярную (таблица 3.1). Кроме того, она может находиться в горной породе в свободном состоянии – парообразная и гравитационная вода, легко удаляемая при механическом воздействии на образец горной породы.

Наиболее прочно удерживается в горной породе химически связанная вода. Причина этого – в химических связях молекул воды с атомами поверхности угля. С повышением содержания такой воды в угле его гидрофильность резко возрастает. Это обеспечивает возможность проникновения в более тонкую структуру угля других видов взаимодействия воды с углем. Существенным отличием физически связанной воды от химически связанной является обратимость процессов водонасыщения. Если при выделении физической воды после просушивания образцов и при последующем увлажнении образцов содержание воды в образцах

Формы воды в горной породе

| Формы воды | Виды воды в горной породе                    | Энергия связи с поверхностью породы, Дж/моль | Состояние горной породы       |
|------------|----------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------|
| Свободная  | парообразная<br>гравитационная               | –<br>0,1–1,0                                 | полное насыщение              |
| Физическая | капиллярная<br>осмотическая<br>адсорбционная | 20000–90000                                  | увлажненное<br>воздушно-сухое |
| Химическая | структурная                                  | более 100000                                 | сухое (при более 105 °С)      |

восстанавливается, то при выделении химической воды при температурах более 100 °С восстановление водосодержания невозможно.

Для воды, адсорбированной на поверхности угля, характерна полимолекулярная структура адсорбированных слоев. Для газов, особенно, для метана характерна мономолекулярная адсорбция газа на поверхности [1], [15], [16], [30], [82], [83], [84], [94], [95].

При описании взаимодействия адсорбата с углем, как правило, обращаются к силам Ван-дер-Ваальса. Выделяют три вида ван-дер-ваальсовских межмолекулярных сил притяжения [1], [21]:

1. Ориентационные силы Кеесона, возникающие между двух полярных молекул. Энергия притяжения в классическом приближении описывается формулой [1], [30], [67]:

$$U_{op} = C_{op} r^{-6} = -\frac{2}{(4\pi\epsilon_0)^2} \frac{\mu_1^2 \mu_2^2}{3kT} r^{-6}, \quad (3.1)$$

где  $\mu_1, \mu_2$  – дипольные моменты двух взаимодействующих молекул;  $k$  – постоянная Больцмана;  $T$  – абсолютная температура, К;  $r$  – расстояние между молекулами, м.

2. Индукционные силы Дебая, возникающие между постоянным диполем и диполем, наведенным в соседней, неполярной молекуле:

$$U_{инд} = C_{инд} r^{-6} = -\frac{1}{4\pi\epsilon_0} (\alpha_1 \mu_2^2 + \alpha_2 \mu_1^2) \cdot r^{-6}, \quad (3.2)$$

где  $\alpha_1, \alpha_2$  – поляризуемости молекул, м<sup>3</sup>.

3. Дисперсионные силы Лондона, возникающие между аполярными молекулами. Энергия притяжения двух молекул в классическом приближении описывается формулой:

$$U_{дис} = C_{дис} r^{-6} = -\frac{3}{2} \alpha_1 \alpha_2 \frac{J_1 \cdot J_2}{J_1 + J_2} r^{-6}, \quad (3.3)$$

где  $J_1, J_2$  – ионизационные потенциалы молекул.

Во всех трех случаях энергия притяжения молекул сильно зависит от расстояния между ними. Наиболее сильно взаимодействуют между собой полярные молекулы. Относительное сравнение значений различных видов притяжения приведено в таблице 3.2 [106].

Общая энергия взаимодействия двух молекул является суммой трех видов взаимодействия:

$$U_{общ} = U_{ор} + U_{инд} + U_{дис} + U_{от}, \quad (3.4)$$

Таблица 3.2

Относительная энергия взаимодействия различных типов молекул [106]

| Полярность      | Молекула         | Дипольный момент, Д | Энергия взаимодействия, усл.ед. |                  |                   |       |
|-----------------|------------------|---------------------|---------------------------------|------------------|-------------------|-------|
|                 |                  |                     | ориентац<br>ионная              | индукцио<br>нная | Дисперси<br>онная | общая |
| Неполярная      | CH <sub>4</sub>  | 0                   | 0                               | 0                | 110               | 110   |
| Слабо полярная  | CO               | 0,12                | 0,0034                          | 0,057            | 67                | 67,1  |
| Сильно полярная | H <sub>2</sub> O | 1,84                | 190                             | 10               | 47                | 247   |

где  $U_{om}$  – энергия отталкивания, определяемая по формуле:

$$U_{om} = Br^{-12}, \quad (3.5)$$

где  $B$  – константа, определяемая обычно эмпирическим путем.

При описании взаимодействия сложной молекулы с поверхностью твердого тела необходимо просуммировать взаимодействия каждого атома, входящего в состав молекулы, с каждым атомом твердого тела [1], [30]:

$$U_{общ} = \sum_i \sum_j \{C_{op,i,j}r_{i,j}^{-6} + C_{инд,i,j}r_{i,j}^{-6} + C_{дис,i,j}r_{i,j}^{-6} + B_{i,j}r_{i,j}^{-12}\}, \quad (3.6)$$

где  $r_{i,j}$  – расстояние между  $i$  атомом молекулы и центром  $j$  атома поверхности твердого тела.

В опубликованной нами работе [62] приведены результаты расчетов по формулам (3.1) – (3.6) для взаимодействия молекулы метана с поверхностью угля. В расчетах поверхность угля моделировалась с помощью углеродных колец, содержащих на периферии атомы кислорода, водорода и др. Кроме того, поверхность угля могла принимать различную форму и иметь различную степень кривизны.

Результаты полученных нами теоретических исследований показывают, что классическое описание адсорбции веществ на поверхности угля дают наилучший результат для описания взаимодействия неполярных молекул и слабо полярных молекул с атомами угля. Дисперсионные силы Лондона достаточно хорошо описывают взаимодействие молекул метана с макромолекулой угля в виде нескольких ароматических колец с бахромой на периферии [62]. Результаты модельных расчетов удовлетворительно сходятся с экспериментом.

Проведенные нами теоретические исследования показывают, что наиболее существенным фактором, влияющим на процессы взаимодействия молекулы метана с углем, является форма поверхности, ее кривизна. Наличие различных нарушений в структуре поверхности, приводящих к увеличению удельной площади поверхности микропор, увеличивает адсорбционную

способность угля в несколько раз. Наилучшим образом молекула метана «чувствует себя» во впадинах, в трещинах, где энергия взаимодействия ее с углем значительно превышает среднюю, эмпирически определенную, равную 20–24 кДж/моль.

К сожалению, приведенное выше описание взаимодействия простых молекул не может удовлетворительно показать взаимодействие молекул воды с угольной поверхностью, а также взаимодействие молекул с поверхностью угля при внешних физических воздействиях.

Результаты проведенных нами исследований, представленные в работе [59], показали существенную зависимость сорбционных свойств угля в зависимости от его влажности.

### **3.1.2. Обоснование выбора основной характеристики межфазных взаимодействий**

Для разрешения некоторых теоретических проблем взаимодействия различных молекул с макромолекулами угля в работе [43] предлагается использовать квантово-механический подход, основанный на решении уравнений квантовой механики и использовании различных методов, разработанных в физике твердого тела и в физике высокомолекулярных соединений.

Причиной несостоятельности классической теории в описании взаимодействия воды с углем является полимолекулярный характер адсорбции, связанный с наличием водородной связи между молекулами воды и, в результате этого, комплексообразование. Наличие этой связи приводит к тому, что ассоциации молекул воды существуют во всех ее состояниях: во льду, в паре, в жидкости [21].

Естественно, этот аспект взаимодействия будет влиять на все процессы сорбции и его необходимо учитывать при детальном теоретическом рассмотрении процессов сорбции. Кроме того, молекулы воды могут образовывать водородные связи с функциональными группами нерегулярной

части элементарных структурных единиц угля. В количественном плане работой О. И. Чернова [153] показано, что угли любой стадии метаморфизма сорбируют воду в значительно большем количестве, чем метан, благодаря своей полимолекулярной адсорбции.

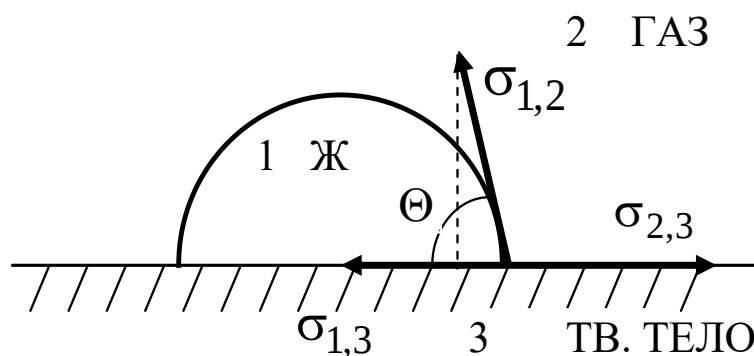
Таким образом, в большинстве случаев для выяснения механизмов в межфазных взаимодействиях в системе уголь–жидкость–газ необходимо основываться на макроскопических параметрах физических величин, которые наиболее полно характеризуют межфазные взаимодействия. К таким величинам относятся: краевой угол смачивания, коэффициент фильтрации, коэффициент поверхностного натяжения, смачиваемость.

Исходя из вышепредставленного следует, что одной из основных физических величин, наиболее удобной и точной, характеризующей межфазные взаимодействия в системе уголь–вода–газ, является краевой угол смачивания  $\Theta$ .

По классическим представлениям смачивание твердого тела жидкостью есть результат одновременного действия поверхностных сил натяжения [86], [141]. На границе раздела на каждые из двух фаз (рисунок 3.1) действуют силы поверхностного натяжения: жидкость–газ  $\sigma_{1,2}$ ; жидкость–твердое тело  $\sigma_{1,3}$ ; газ–твердое тело  $\sigma_{2,3}$  по периметру смачивания капли. При образовании равновесного краевого угла смачивания  $\Theta$  все силы уравниваются друг друга. Силы  $\sigma_{1,3}$  и  $\sigma_{2,3}$  действуют в плоскости твердого тела. Сила  $\sigma_{1,2}$  направлена под углом  $\Theta$  к поверхности. Тогда, из условия равновесия сил выводится уравнение для  $\Theta$ :

$$\cos \Theta = \frac{\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3}}{\sigma_{1,2}}. \quad (3.7)$$

Если при соприкосновении воды с твердым телом краевой угол находится в пределах от  $0$  до  $90^\circ$ , то такое твердое тело относят к гидрофильным. В этом случае капля воды растекается по поверхности с образованием острого угла  $\Theta$ .



*Рисунок 3.1 – Межфазные взаимодействия на границе раздела  
твердое тело-жидкость-газ*

### **3.2. Исследование влияния различных факторов и условий на величину краевого угла смачивания в системе уголь–вода–газ**

#### **3.2.1. Разработка метода определения краевого угла смачивания на границе раздела уголь–вода–газ на основе структурных составляющих угля**

Величина краевого угла смачивания  $\Theta$  зависит от физико-химической природы взаимодействующих фаз, типа межмолекулярных взаимодействий, структуры, дисперсности элементарных включений и т.д. Учитывая сложную структуру углей по химическому составу, наличия большого количества компонент с выраженными противоположными физическими свойствами, можно определить величину краевого угла смачивания для угля, как для многокомпонентного вещества. В этой связи, нами разработан и предложен метод оценки краевого угла смачивания на границе раздела уголь–вода–газ, представлен в работе [38]. Суть метода заключается в следующем.

Согласно работе [141], для неоднородной поверхности твердого тела угол смачивания можно представить суммой:

$$\cos \Theta = p_1 \cos \Theta_1 + p_2 \cos \Theta_2 + \dots + p_n \cos \Theta_n, \quad (3.8)$$

где  $p_1, p_2, \dots, p_n$  – относительные доли поверхности компонентов;

$\Theta_1, \Theta_2, \dots, \Theta_n$  – угол смачивания для каждого компонента поверхности.

Причем,

$$p_1 + p_2 + \dots + p_n = 1. \quad (3.9)$$

Используя вышеприведенный подход, в структуре угля можно выделить четыре основных разнородных компонента, влияющих на конечное значение краевого угла смачивания (рисунок 3.2):

- 1) влажность;
- 2) содержание минеральных примесей – зольность угля;
- 3) пористость;
- 4) степень метаморфизма, выход летучих.

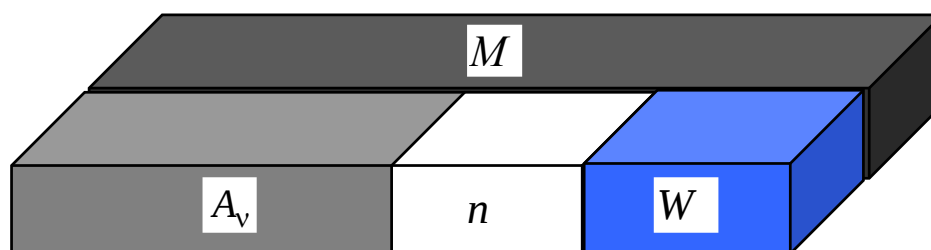


Рисунок 3.2 – Модель неоднородной поверхности угля:  
 $A_v$  – минеральная часть угля;  $M$  – органическая часть угля;  
 $n$  – пористость;  $W$  – содержание воды в угле

Тогда краевой угол смачивания на границе раздела уголь–вода–газ, как для неоднородной системы, можно рассчитать по формуле, предложенной нами в [38]:

$$\cos \Theta = \sqrt[3]{(A_v - W)^2} \cos \Theta_A + k \sqrt[3]{W^2} \cos \Theta_W + \sqrt[3]{(n - W)^2} \cos \Theta_n + \left[ 1 - \sqrt[3]{(A_v - W)^2} - k \sqrt[3]{W^2} - \sqrt[3]{(n - W)^2} \right] \cos \Theta_M, \quad (3.10)$$

где  $A_v$  – объемная доля минеральных веществ в угле;  $W$  – объемная доля воды в угле;  $n$  – пористость, доли ед.;  $\Theta_A$  – угол смачивания для минеральных компонент угля – 20–30°;  $\Theta_W$  – тоже на границе раздела двух жидкостей, для

системы вода-вода –  $0^\circ$ ;  $\Theta_n$  – угол смачивания пор –  $60\text{--}80^\circ$ ;  $\Theta_M$  – угол смачивания для органической части угля;  $k$  – полуэмпирический коэффициент, связанный с распределением воды в угле и структурой адсорбционных слоев, равен 6.

Уравнение (3.10) является основным уравнением, определяющим величину краевого угла смачивания на границе раздела уголь–вода–газ в зависимости от основных составляющих структурных элементов.

### 3.2.2. Исследование влияния различных составляющих компонент угля на величину краевого угла смачивания в системе уголь–вода–газ

Согласно известным представлениям о структуре и свойствах угля, приведенных в [161], физико-химические компоненты угля изменяются в широких пределах: естественная влажность  $W$  –  $0\text{--}8\%$ ; пористость  $n$  –  $5,0\text{--}11,0\%$ ; зольность  $A_v$  –  $3\text{--}16\%$ .

Таблица 3.3

Зависимость угла смачивания от содержания компонент  
в органической части угля

| Выход летучих<br>$V^{\text{daf}}$ , % | Содержание<br>углерода C, % | Содержание<br>кислорода O, % | Средний угол<br>смачивания $\Theta_M$ ,<br>град. |
|---------------------------------------|-----------------------------|------------------------------|--------------------------------------------------|
| 40–43                                 | 76                          | 16–17                        | 80,7                                             |
| 18–20                                 | 85                          | 10–13                        | 84,2                                             |
| 10–13                                 | 92–95                       | 4–5                          | 87,0                                             |

Угол  $\Theta_M$  можно определить аналогично (3.10):

$$\cos \Theta_M = \frac{C}{C+O} \cos \Theta_C + \frac{O}{C+O} \cos \Theta_O, \quad (3.11)$$

где  $C$  – объемная доля углерода в органической части угля;  $O$  – объемная доля кислорода в органической части угля;  $\Theta_C$  – угол смачивания для углеродных соединений;  $\Theta_O$  – угол смачивания для кислородонасыщенных поверхностей;

Результаты расчетов краевого угла смачивания  $\Theta_M$  по формуле (3.11) для органической части угля в зависимости от степени метаморфизма приведены в таблице 3.3 [38].

Результаты исследований показывают, что изменение содержания углерода в органической части угля во всем диапазоне степени метаморфизма изменяют его гидрофильные свойства на  $6\text{--}7^\circ$ , т.е. влияние органической части угля на гидрофильность угля незначительна по сравнению с другими составляющими. Такие же результаты дает изменение зольности угля на всем диапазоне от 3 до 16 % [38].

Влияние степени метаморфизма угля на угол смачивания для донецких углей приведено в работе М. Г. Ельяшевича [63]. Результаты этих исследований приведены в таблице 3.4. Аналогичные исследования для кузнецких углей были проведены С. П. Панасейко [107]. Максимальной гидрофобностью, согласно исследованиям [63], [107] (таблица 3.4), обладают угли средних стадий метаморфизма, марок К, КЖ, Ж. Как видно из таблицы 3.4, на всем диапазоне степени метаморфизма краевой угол смачивания изменяется на  $30^\circ$ , а по таблице 3.3 только  $7\text{--}8^\circ$ . Причина такой разности результатов заключается в том, что в экспериментальных исследованиях никак не учитывается изменение естественной влажности от степени метаморфизма, которое в соответствие с приведенной таблицей 3.5 имеет значительное влияние на величину краевого угла смачивания [38].

Результаты исследований показывают, что наибольшее влияние на гидрофильность угля оказывает изменение его влажности. На рисунке 3.3 представлены зависимости краевого угла смачивания от влажности для угля марки КЖ (шахта «Северная», выход летучих  $V^{\text{daf}}=24,8\%$ , зольность

$A_v = 10,8 \%$ ) по экспериментальным исследованиям [107] и по расчету согласно предложенной нами формуле (3.10).

Таблица 3.4

Краевой угол смачивания для углей различных марок [63]

| Марка угля, горная порода | Средний угол смачивания, град |
|---------------------------|-------------------------------|
| К, КС                     | 90–86                         |
| ПЖ                        | 85–83                         |
| ПС                        | 82–79                         |
| Т                         | 75–71                         |
| Г                         | 72–65                         |
| Д                         | 63–60                         |
| А                         | 73                            |

Из приведенных выше зависимостей следует, что физико-химическая структура угля предопределяет его степень гидрофильности (таблица 3.5) и определяет величину естественной влажности, а естественная влажность – его гидрофильность.

Таблица 3.5

Зависимость угла смачивания от влажности и степени метаморфизма угля

| Естественная влажность, % | Выход летучих, % | Средний угол смачивания, град. |
|---------------------------|------------------|--------------------------------|
| 0,0–0,5                   | –                | 95                             |
| 0,6–1,0                   | 16–22            | 85                             |
| 1,0–2,0                   | 12–15, 23–36     | 78                             |
| 2,0–4,0                   | 37–40            | 67                             |

При более точном аналитическом подходе необходимо учесть влияние петрографического состава. Наибольшей природной гидрофобностью по Классену В. И. [85] обладает витрен, имеющий более правильную ориентацию углеводородных сеток и отличающийся относительно небольшим количеством пор.

Кроме вышеотмеченных факторов, на угол смачивания может оказывать влияние структура угля. Угол смачивания для углей выбросоопасных пластов имеет большее значение, чем для марок углей невыбросоопасных пластов. Это связано с более высокой удельной поверхностью пор углей выбросоопасных пластов, а, следовательно, с увеличением влияния гидрофобной части угля на конечную величину краевого угла смачивания.

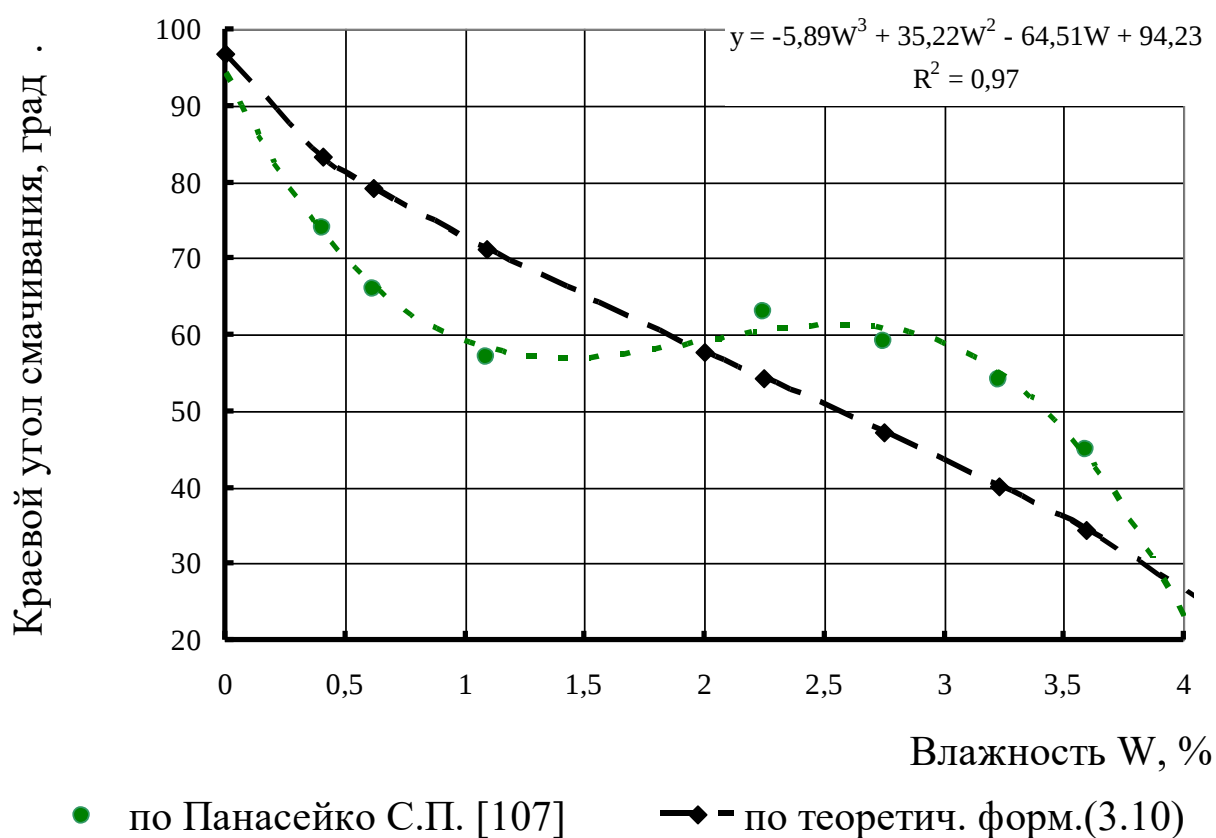


Рисунок 3.3 – Изменение угла смачивания от влажности угля марки КЖ

Таким образом, влажность угля является основным фактором, влияющим на величину краевого угла смачивания, а также основным информативным показателем гидрофильности угля, являясь следствием влияния первоначальных факторов: петрографического состава, степени метаморфизма, зольности, пористости и др.

Кроме того, разработанная модель поверхности угля с позиции краевого угла смачивания по четырем основным компонентам позволяет вычислить

величину краевого угла смачивания на границе раздела уголь–жидкость–газ. В этой связи в целях исследования процесса смачивания, актуальной является задача более точного определения величины краевого угла смачивания.

### **3.3. Разработка экспериментального метода определения краевого угла смачивания**

В техническом плане при увлажнении угольного массива большое значение для определения эффективности увлажнения имеет точность в определении краевого угла смачивания, которая полностью определяется применяемым методом.

Существует большое количество лабораторных методов и способов для определения краевого угла смачивания на границе раздела жидкость–твердое тело–газ [23], [112], [121] и др. Большинство из предлагаемых методов по различным причинам не применимы в горном деле или, в частности, по отношению к углю. Наименее трудоемким и часто применяемым в горном деле является метод прямого измерения угла смачивания или метод «сидящей» капли [63], [67], [107], [121].

Сущность этого метода заключается в следующем. Отбирают образцы горной породы со сравнительно ровной поверхностью и площадью около 10 см<sup>2</sup>. С помощью шлифовального круга и, затем, наждачной бумаги изготавливают аншлифы – плоские, ровные, шлифованные поверхности твердого тела. На одну из таких поверхностей наносят каплю исследуемой жидкости и с помощью пучка света, направленного параллельно поверхности, проектируют боковое изображение на экран. Через точку соприкосновения трех фаз проводят касательную к контуру капли. По углу наклона касательной к плоскости твердого тела в точке соприкосновения трех фаз определяют краевой угол смачивания [23], [121].

Для однородных взаимодействующих фаз, согласно [121], наименьшая абсолютная погрешность составляет  $4-5^\circ$ . Коэффициент вариации угла смачивания по этому методу, в зависимости от условий проведения измерений, может составлять от 10 до 30 %. Количество измерений для одного пласта составляет 20–40 [107]. Таким образом, при низкой точности одиночных измерений угла смачивания, метод требует изготовления большого числа аншлифов, что существенно повышает трудоемкость метода.

Основными причинами низкой точности метода для системы вода–уголь–воздух являются:

- 1) зависимость результатов измерений от чистоты поверхности;
- 2) влияние окисленности поверхности на результаты;
- 3) зависимость от шероховатости поверхности, как фактора дополнительной неоднородности;

4) зависимость от времени растекания, гистерезиса смачивания [16], [141]. Гистерезисом угла смачивания называют снижение угла смачивания в течение времени вследствие взаимодействия фаз в результате физико-механических и физико-химических процессов на границе раздела. Для угля имеет особенно большое значение, связанное с его высокой физико-химической активностью и пористостью, как с неоднородностью поверхности. В простейшем случае снижение угла смачивания в течение времени можно рассматривать, как результат процесса фильтрации воды по капиллярам угля с его поверхности внутрь;

5) зависимость результатов от условий образования поверхности твердого тела и ее расположения к напластованию. В проведенных нами опытах по изучению влияния условий образования поверхности угля на величину краевого угла смачивания было обнаружено, что наименьший угол смачивания  $20-27^\circ$  характерен для поверхностей параллельных плоскостей напластования и поверхностей, образованных путем раскола по естественным трещинам, щелям. Это объясняется тем, что на таких поверхностях взаимодействие близлежащих макромолекул взаимно скомпенсировано, такая поверхность более однородна

по физико-химической активности. Высокие углы смачивания 90–130° характерны для поверхностей, образованных при механической обработке угля. Здесь же нарушена целостность макрокристаллической решетки угля, поверхность резко неоднородна по физико-химической активности;

б) зависимость от физических воздействий на трехфазную систему, например, температуры [141] и др.

В связи с этим, наилучший результат дают методы, не требующие механической обработки и разрушений образцов, основанные на естественных физических процессах, протекающих при увлажнении углей: смачивание пор и фильтрация. Одним из таких методов является метод определения угла смачивания по скорости капиллярного поднятия жидкости [112]. Основное уравнение для определения угла смачивания имеет вид:

$$\frac{dh}{dt} = \frac{r^2}{8\eta h} \left( \frac{2\sigma \cos \Theta}{r} - \Delta \rho g h \right), \quad (3.12)$$

где  $h$  – высота поднятия жидкости по капилляру за время  $t$ ;  $r$  – радиус капилляра, м;  $\eta$  – динамическая вязкость жидкости, Па·с;  $\sigma$  – коэффициент поверхностного натяжения жидкости, Н/м;  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ ;  $\Delta \rho = \rho_{ж} - \rho_{окр.сред.}$ .

Основными недостатками метода являются:

- 1) применимость для прозрачных сред, одиночных капилляров;
- 2) в нем не учитывается влажность капилляров, пористой среды.

Разработанный нами метод учитывает основные процессы, протекающие при увлажнении массива [40], [181]:

- а) фильтрацию по капиллярам пористого тела, обладающего естественной влажностью, под действием гидростатических сил;
- б) самодвижение жидкости по капиллярам пористого тела, имеющего естественную влажность, под действием капиллярных сил.

### ***Методика определения краевого угла смачивания\****

Метод предполагает изготовление образцов правильной формы из кусков угля, определение массы образцов в воздушно-сухом состоянии  $m_{\text{возд.сух.}}$ , погружение в воду на глубину  $H_{\text{погр.}}$ , на несколько часов  $\tau$  (рисунок 3.7), определение массы образцов после частичного увлажнения  $m_{\text{увл.}}$ , определение максимальной влагоемкости  $m_{\text{увл.макс}}$ . По результатам измерений производят следующие расчеты:

а) площадь основания  $S = \pi d^2 / 4;$  (3.13)

б) объем образца  $V = S \cdot H_{\text{обр.}};$  (3.14)

с) рабочая пористость  $n_{\text{раб}} = \frac{m_{\text{увл.макс}} - m_{\text{возд.сух.}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot V};$  (3.15)

д) угол смачивания

$$\cos \Theta = \frac{\rho_{\text{ж}} g n_{\text{раб}}}{\sigma S_{\text{уд}} \cdot \rho_{\text{к}}} \left( \frac{m_{\text{увл.}} - m_{\text{возд.сух.}}}{n_{\text{раб}} \rho_{\text{ж}} S} - H_{\text{погр.}} \right), \quad (3.16)$$

где  $d$  – диаметр цилиндрического образца, м;  $H_{\text{обр.}}$  – высота образца, м;  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\sigma$  – коэффициент поверхностного натяжения жидкости, Н/м;  $S_{\text{уд.}}$  – удельная площадь поверхности пор, м<sup>2</sup>/кг;  $\rho_{\text{к}}$  – кажущаяся плотность образца, кг/м<sup>3</sup>;  $H_{\text{погр.}}$  – глубина погружения образца в раствор ПАВ, м.

### ***Вывод основной расчетной формулы***

Основная расчетная формула (3.16) получена нами следующим образом.

---

\* На данный способ получен патент РФ №2162154 С2, 7 Е21 F 5/02. “Способ выбора поверхностно-активного вещества при увлажнении каменных углей.” от 30.10.1998. Оpubл. 20.01.2001. Бюл. № 2.

Высота поднятия жидкости по капиллярам образца 3, помещенного в кювету 1, относительно уровня  $O'X'$  (рисунок 3.4) определяется по формуле [99]:

$$h_{\text{подн.}} = \frac{S_{\text{уд}} \sigma \cos \Theta}{\rho_{\text{жс}} g \varepsilon_{\text{уд}}}, \quad (3.17)$$

где  $S_{\text{уд.}}$  – удельная поверхность пор, капилляров,  $\text{м}^2/\text{кг}$ ;  $\varepsilon_{\text{уд}}$  – удельный объем пор,  $\text{м}^3/\text{кг}$ ;  $\rho_{\text{жс.}}$  – плотность жидкости,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Удельный объем пор связан с пористостью формулой:

$$\varepsilon_{\text{уд.}} = n_{\text{раб}} / \rho_{\text{к}}, \quad (3.18)$$

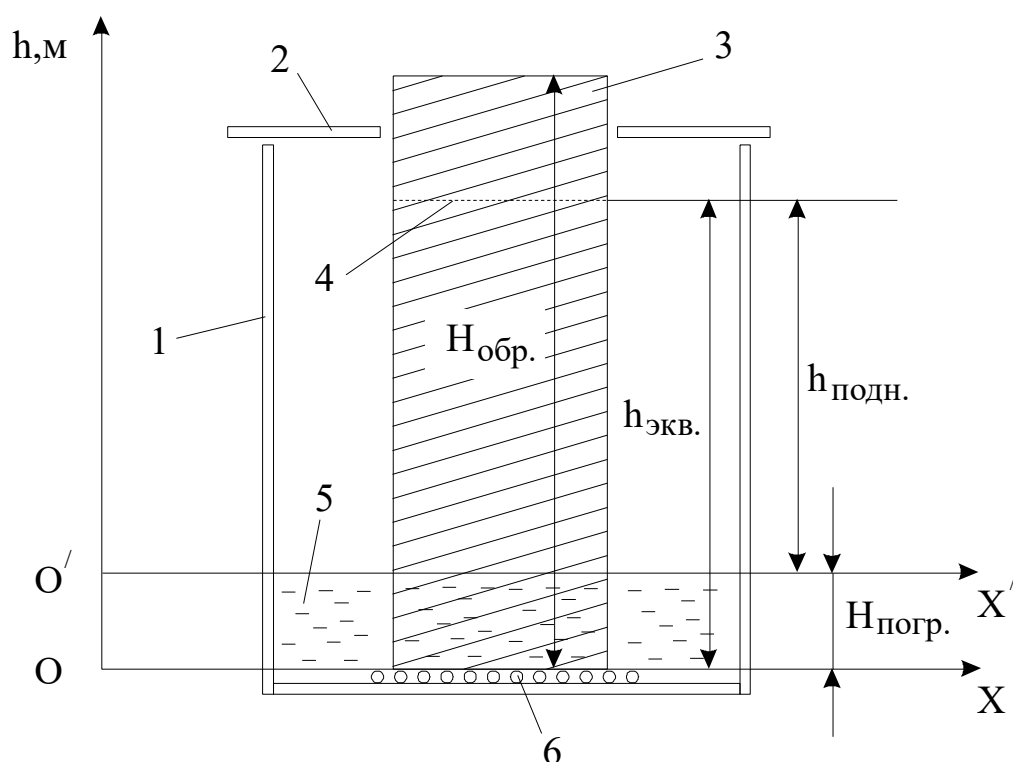


Рисунок 3.4 – Увлажнение угольного образца. 1 – кювета; 2 – крышка, предохраняющая от испарения; 3 – образец; 4 – эффективная граница раздела двух фаз (жидкость-газ) внутри порового пространства образца; 5 – жидкость; 6 – тонкий слой песка;  $H_{\text{обр.}}$  – высота образца;  $H_{\text{погр.}}$  – глубина погружения;  $h_{\text{экв.}}$ ,  $h_{\text{подн.}}$  – высота поднятия жидкости по капиллярам образца относительно  $OX$  и  $O'X'$ , соответственно

где  $n_{\text{раб}}$  – рабочая пористость, доли ед.;  $n_{\text{раб}} = V_{\text{пор}} / V_{\text{обр}}$  – определяется

по [29];  $\rho_{\text{к}}$  – плотность образца,  $\text{кг}/\text{м}^3$ .

Высота поднятия жидкости по одиночному капилляру относительно основания (рисунок 3.5):

$$h = \frac{4V_{жс}}{\pi d_{эф}^2}, \quad (3.19)$$

где  $V_{жс}$  – объем жидкости, поднимающийся по капилляру,  $м^3$ ;  $d_{эф.}$  – эффективный диаметр капилляра, м.

Объем поднимающейся по капилляру жидкости:

$$V_{жс} = \frac{m_{жс}}{\rho_{жс}}. \quad (3.20)$$

Предполагается, что на стенках капилляра равномерно адсорбировано очень малое количество жидкости, которая неподвижно прикреплена к стенкам и не увлекается движением поднимающейся по капилляру жидкости. Поэтому эффективный диаметр капилляра  $d_{эф.}$  будет меньше диаметра капилляра  $d_k$ . на

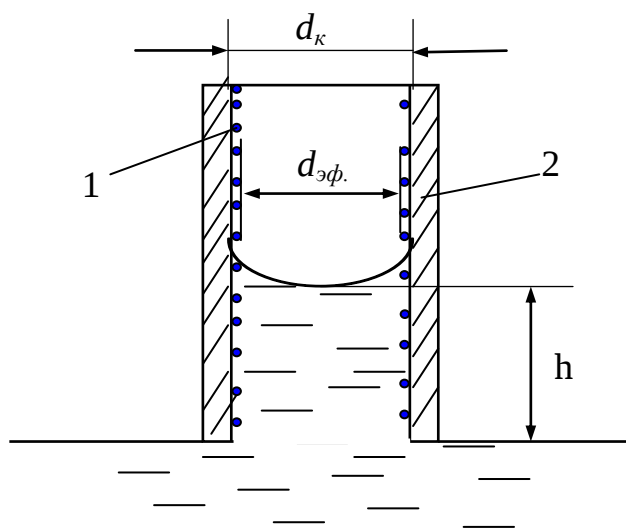


Рисунок 3.5 – Смачивание капилляра жидкостью:

1 – адсорбированная жидкость; 2 – капилляр

двойную толщину адсорбированного слоя жидкости.

Рассматривая образец, как совокупность множества капилляров, высота поднятия жидкости по капиллярам образца относительно его основания, уровня ОХ (рисунок 3.4) по аналогии формулам (3.19) и (3.20) будет равна

$$h_{\text{экв.}} = \frac{V_{\text{ж}}}{n_{\text{раб}} S} = \frac{\Delta m}{\rho_{\text{ж}} n_{\text{раб}} S}, \quad (3.21)$$

где  $\Delta m$  – прирост массы образца за время погружения его в жидкость за счет поднимающейся по капиллярам жидкости, кг;  $S$  – площадь основания образца, определенная из его геометрических размеров, м<sup>2</sup>.

Прирост массы образца определяется по формуле:

$$\Delta m = m_{\text{увл.}} - m_0, \quad (3.22)$$

где  $m_{\text{увл.}}$  – масса образца через время  $\tau$ , кг;  $m_0$  – масса образца до погружения в жидкость, кг.

Учитывая влияние слоя адсорбированной жидкости на смачивание, рабочую пористость  $n_{\text{раб}}$  следует определять по формуле:

$$n_{\text{раб.}} = \frac{m_{\text{увл. max}} - m_0}{\rho_{\text{ж}} V_{\text{обр.}}}, \quad (3.23)$$

где  $m_{\text{увл. max}}$  – максимальная масса образца при его полном погружении в жидкость, кг.

Глубину погружения образца в жидкость можно выразить через  $h_{\text{подн}}$  и  $h_{\text{экв}}$  (рисунок 3.4):

$$H_{\text{погр}} = h_{\text{экв}} - h_{\text{подн}}. \quad (3.24)$$

Подставляя в (3.24) формулы (3.17), (3.18), (3.21) и (3.22) и выражая относительно  $\cos \Theta$ , получим основную расчетную формулу (3.16) для угла смачивания  $\Theta$ .

Значения краевого угла смачивания для некоторых углей Кузбасса, определенные по методу «сидящей» капли и по предложенному методу (3.16), представлены в таблице 3.6.

Как видно из результатов измерений, предложенный метод имеет значительно меньший разброс значений относительно средней величины.

Основными достоинствами разработанного метода являются:

- 1) высокая точность результатов измерений;

- 2) простота технического оборудования;
- 3) близки к естественным условиям определение краевого угла смачивания в межфазных взаимодействиях в системе вода–уголь–газ;
- 4) возможность изучения влияния внешних воздействий (горное давление, газовое давление, температура, электрическое поле и т.д.) на систему жидкость–уголь–газ.

Таблица 3.6

## Краевой угол смачивания для некоторых углей Кузбасса

| Шахта/пласт              | Марка | Выход летучих, % | Угол смачивания по методу «сидящей» капли, град | Угол смачивания по разработанному методу (форм. 3.26), град. |
|--------------------------|-------|------------------|-------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Им. Волкова Кемеровский  | Г     | 35               | $\frac{52-75^*}{60^{**}}$                       | $\frac{56-62}{60}$                                           |
| «Северная» Верхний       | КЖ    | 25               | $\frac{74-90}{80}$                              | $\frac{80-87}{84}$                                           |
| «Первомайская» XXVII     | К     | 22,40            | $\frac{77-95}{87}$                              | $\frac{87-92}{88}$                                           |
| «Бутовская» Кумпановский | КО    | 22               | $\frac{65-95}{85}$                              | $\frac{83-90}{87}$                                           |

Примечание. В числителе (\*) – границы изменения краевого угла смачивания, в знаменателе (\*\*) – среднее значение.

Таким образом, предложенный метод определения краевого угла смачивания повышает точность определения основной характеристики процесса смачивания водой угля, краевого угла смачивания, как основной характеристики межфазных взаимодействий на границе раздела уголь–жидкость–газ.

На основе разработанных методов определения краевого угла смачивания необходимо установить влияние влажности, а также величины краевого угла смачивания на фильтрацию при давлениях соизмеримых с капиллярным.

### 3.4. Исследование влияния влажности и краевого угла смачивания на слабонапорную фильтрацию воды в углях

#### 3.4.1. Основные факторы, определяющие фильтрационные свойства углей

Изучению фильтрационных свойств углей и вмещающих горных пород посвящено множество работ [32], [50], [48], [119], [159] и др.

На современном этапе не достаточно развиты представления о фильтрационных процессах при низких давлениях, когда на движение жидкости оказывают влияние капиллярные и осмотические силы. Установление основных факторов, влияющих на процесс фильтрации при низких давлениях, и их изучение является актуальным в целях изыскания способов повышения эффективности увлажнения угольных пластов. Представляется необходимым исследовать фильтрационные свойства углей в зависимости от влажности, времени межфазных взаимодействий, влияния краевого угла смачивания на процессы слабонапорной фильтрации. Результаты подобных исследований, полученные нами, приведены в работах [37], [47], [55]. [57].

Основным параметром, характеризующим процессы фильтрации в горных породах, является коэффициент фильтрации  $K_{\phi}$ , являющийся коэффициентом пропорциональности в основном уравнении фильтрации в пористых средах – уравнении Дарси:

$$v = -K_{\phi} \frac{\Delta H}{\Delta l} \text{ или } Q = K_{\text{пр.}} \frac{S}{\eta} \frac{\Delta P}{\Delta l}, \quad (3.25)$$

где  $v$  – скорость фильтрации жидкости, м/с;  $Q$  – расход фильтрующей жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $\Delta H$  – изменение напора жидкости при прохождении ею расстояния  $\Delta l$  в горной породе, м;  $\Delta P$  – изменение давления жидкости при прохождении ею расстояния  $\Delta l$  в горной породе, Па;  $K_{\text{пр.}}$  – коэффициент фазовой проницаемости пористой среды, м<sup>2</sup>;  $S$  – поперечное сечение горной породы, через которое происходит фильтрация жидкости, м<sup>2</sup>.

Коэффициент фильтрации  $K_{\phi}$  связан с коэффициентом проницаемости  $K_{\text{пр.}}$  соотношением:

$$K_{\phi} = \frac{\rho g}{\eta} K_{\text{пр.}}, \quad (3.26)$$

где  $\rho$  – плотность жидкости,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\eta$  – коэффициент динамической вязкости,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ .

Основными факторами, определяющими фильтрационные или коллекторные свойства углей, как по отношению к метану, так и к воде, являются: степень метаморфизма, пористость, адсорбционные свойства, горно-геологические условия образования углей и др.

Наиболее глубокие и подробные исследования по фильтрационным свойствам углей проведены Ржевским В. В. и его сотрудниками [130]. В этих исследованиях изучалось влияние на коэффициент фильтрации степени метаморфизма, содержание минеральных примесей, серы, горно-геологических условий залегания пласта, давления нагнетаемой жидкости и др.

Как установлено исследованиями [130], наименьшую проницаемость имеют угли средней стадии метаморфизма, марок К, КС, КЖ, ОС (таблица 3.7). Установлено, что при одинаковом содержании минеральных примесей, угли средних стадий метаморфизма имеют несколько большие значения коэффициента фильтрации.

Отметим, что измерения проводились в натурных условиях на более 100 шахтопластах при нагнетании воды через пробуренные скважины. Большое значение имеет давление нагнетаемой воды в скважинах.

Значительное увеличение коэффициента фильтрации при давлениях воды свыше 4 МПа связано со сменой режима фильтрации режимом гидрорасчленения пласта при нагнетании воды, которое сопровождается раскрытием и расширением естественных пластовых трещин, щелей.

Необходимо отметить, что коэффициент фильтрации  $K_{\phi}$  зависит от времени фильтрации. В начальный момент времени нагнетания процесс

фильтрации имеет неустановившийся характер. В течение продолжительного нагнетания неустановившийся характер фильтрации переходит в установившийся. Во время неустановившейся фильтрации процессы увлажнения массива сильно зависят от смачиваемости угля водой. Фактически, определенный коэффициент фильтрации  $K_{\phi}$  в натуральных условиях является результатом двух процессов: фильтрации и смачивания. Вклад каждого фактора зависит от времени нагнетания. Таким образом, экспериментально определенный коэффициент фильтрации  $K_{\phi}$  можно представить в виде:

$$K_{\phi} = K_{\Theta} + K_{ист.}, \quad (3.27)$$

где  $K_{\Theta} = f(\sigma \cos \Theta)$  – вклад в фильтрацию от процесса смачивания;  $K_{ист.}$  – истинный коэффициент фильтрации, полученный при времени измерения, устремляющегося к  $\infty$ .

Согласно [70], как это показано выше, краевой угол смачивания имеет наибольшее значение для углей средних стадий метаморфизма и наименьшее – на краях. Чем больше угол смачивания, тем меньше фильтрация жидкости по капиллярам угольного массива. Такая же картина, как для угла смачивания, наблюдается для коэффициента фильтрации в приведенных исследованиях (см. таблица 3.7) [130]: наименьшее значение коэффициента фильтрации характерно для углей средней стадии метаморфизма.

Таблица 3.7

Коэффициент фильтрации для различных марок угля [130]

| Марка угля | Средний коэффициент фильтрации<br>$K_{\phi} \cdot 10^5$ , м/мин. |
|------------|------------------------------------------------------------------|
| Д          | 3,68                                                             |
| Г          | 1,45                                                             |
| Ж          | 2,45                                                             |
| К          | 1,54                                                             |
| ОС         | 1,30                                                             |
| Т          | 1,63                                                             |
| А          | 1,74                                                             |

Таким образом, основной характеристикой процесса фильтрации воды в каменных углях является коэффициент фильтрации или коэффициент проницаемости, зависящий от физико-химических свойств угля. Представляется необходимым дополнительное исследование фильтрационных свойств углей в зависимости от влажности, времени фильтрации воды и других факторов.

### **3.4.2. Исследование влияния адсорбции воды на поверхности капилляров на ее фильтрацию**

На основе проведенных экспериментальных исследований межфазных взаимодействий в системе уголь–вода–газ нами предложена математическая модель, описывающая фильтрацию жидкости по порам горной породы, учитывающая процесс закупоривания пор в результате адсорбции молекул жидкости на поверхности и набухания горной породы, и показатели, определяющие смачиваемость горной породы нагнетаемой жидкостью при давлениях, близких к капиллярным. Полученные нами результаты теоретических исследований, приведены в [44].

Повышение равномерности распределения влажности в массиве происходит, главным образом, за счет капиллярных сил и диффузии. Движение жидкости в макропорах угля подчиняется линейным законам и имеет ламинарный характер. Даже в режиме расчленения, требующего высокого давления, в макропорах угольного массива уже на небольшом расстоянии от скважины турбулентное течение переходит в ламинарное.

При ламинарном течении жидкости в капиллярах угольного массива для описания процесса увлажнения, кроме сил гидродинамических, гидростатических, статических, сил вязкого сопротивления, необходимо учитывать силы межмолекулярного взаимодействия фаз, капиллярного давления, воздействия внешних физических полей на процессы взаимодействия.

Рассмотрим движение элемента жидкости в капилляре. Модель движения элемента жидкости по капилляру приведена на рисунке 3.6. Основное уравнение динамики поступательного движения для малого цилиндрического

элемента жидкости, движущегося по одиночному капилляру, может быть записано следующим образом:

$$m\vec{a} = s \frac{\rho v^2}{2} \vec{n} + 2\pi r l \eta \frac{dv}{dr} \vec{n} + (p_2 - p_1) s \vec{n} + \frac{2\sigma}{r} s \vec{n} \cos \Theta, \quad (2.25)$$

где  $m$  – масса жидкости, прошедшей в капилляре расстояние  $x$ , кг;  $a = \frac{d^2 x}{dt^2}$  –

ускорение жидкости в капилляре, м/с<sup>2</sup>;  $v = \frac{dx}{dt}$  – скорость жидкости в

капилляре, м/с;  $s = \pi r^2$  – сечение цилиндра, м<sup>2</sup>;  $r$  – радиус выделенного объема жидкости, м;  $R$  – эффективный радиус капилляра, м;  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $l$  – длина цилиндрического объема жидкости;  $\eta$  – динамическая вязкость, Па·с;  $\Delta p = (p_2 - p_1)$  – разность давлений на торцах цилиндра, Па;  $\Delta H = H_2 - H_1$  – разность уровней начала и конца капилляра, м

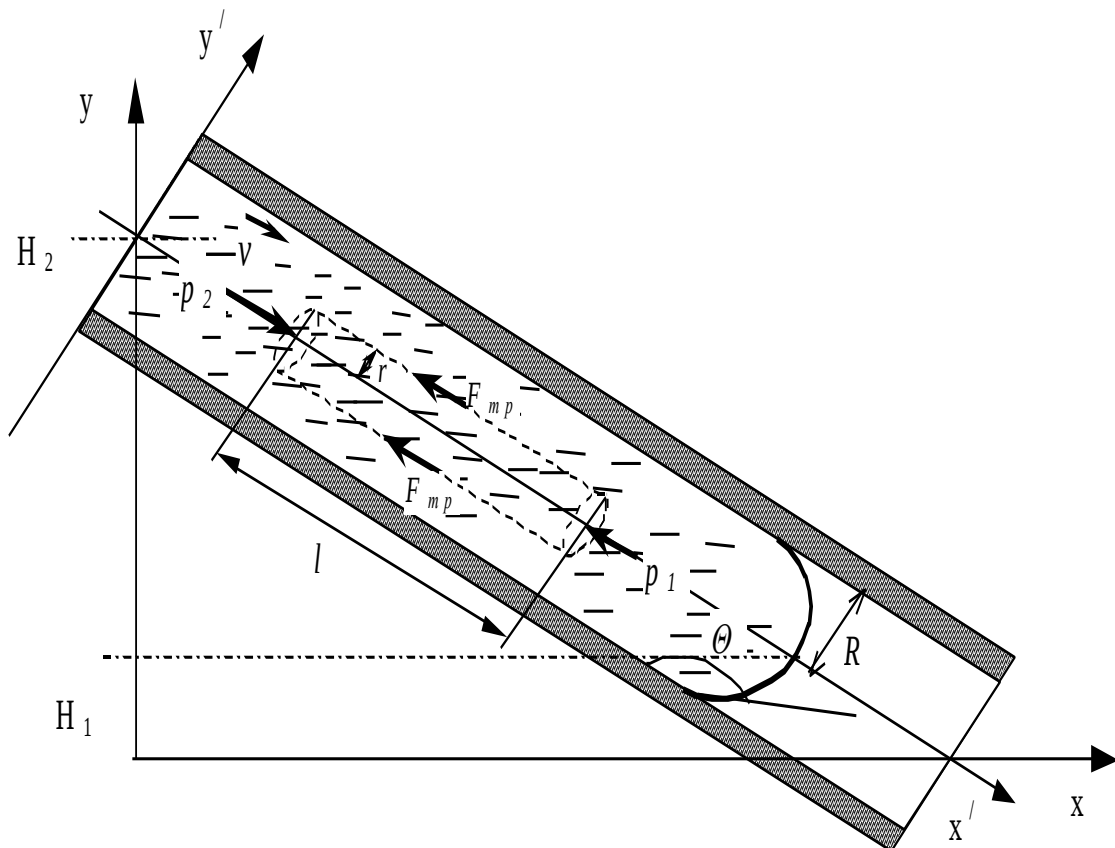
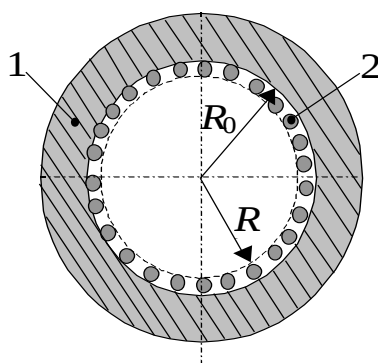


Рисунок 3.6 – Движение элемента жидкости в цилиндрическом капилляре

(рисунок 3.6);  $\sigma$  – поверхностное натяжение жидкости, Н/м;  $\Theta$  – угол смачивания, град.

Вследствие адсорбции молекул воды на поверхности стенок капилляра изменяется его эффективный радиус и, соответственно, его эффективное



*Рисунок 3.7 – Сечение капилляра:*

*1- стенки капилляра;*

*2 – неподвижный адсорбированный слой жидкости*

сечение. Под эффективным сечением капилляра здесь подразумевается область сечения капилляра, через которое возможно беспрепятственное движение жидкости, равная области сечения газовой фазы в капилляре. Аналогично определяется понятие эффективного радиуса капилляра  $R$ , отличающего от истинного радиуса капилляра  $R_0$  (рисунок 3.7). Причем, отличие эффективного радиуса от истинного становится существенным для микрокапилляров.

Уравнение (2.25) в правой части содержит: силу, обусловленную динамическим давлением; силу вязкого трения, силу гидростатического давления, силу капиллярного давления. Кроме этих сил, на движение жидкости в капилляре влияют силы статического давления, давления газа над мениском жидкости и др. Здесь эти силы мы не будем учитывать.

При низких давлениях жидкости, ее скоростью, как малой величиной второго порядка, в уравнении (2.25) можно пренебречь [113]:

$\frac{d^2x}{dt^2} \approx 0; \left(\frac{dx}{dt}\right)^2 \approx 0$ . Получим следующее выражение:

$$2\pi r l \eta \frac{dv}{dr} = \pi(p_2 - p_1)r^2 + \frac{2\sigma}{r} \pi r^2 \cos \Theta. \quad (3.26)$$

Выразим дифференциал скорости из последнего выражения

$$dv = \frac{1}{2\eta l} (\Delta p r + 2\sigma \cos \Theta) dr. \quad (3.27)$$

Интегрируя по  $r$  от 0 до  $R$  и используя условия нормировки, получим выражение для скорости в зависимости от расстояния от оси капилляра  $v = f(r)$

$$v = \frac{1}{2\eta l} \left( \Delta p \frac{R^2}{2} \left( 1 - \frac{r^2}{R^2} \right) + 2\sigma r \cos \Theta \right). \quad (3.28)$$

Для одного капилляра расход будет определяться по формуле:

$$\begin{aligned} Q_0 &= \int_0^R 2\pi r v(r) dr = \\ &= \int_0^R 2\pi r \frac{1}{2\eta l} \left( \Delta p \frac{R^2}{2} \left( 1 - \frac{r^2}{R^2} \right) + 2\sigma r \cos \Theta \right) dr. \end{aligned} \quad (3.29)$$

Взяв интеграл, получим выражение для расхода жидкости через капилляр:

$$Q_0 = \frac{\pi R^3}{\eta l} \left( \frac{\Delta p R}{8} + \frac{2\sigma}{3} \cos \Theta \right). \quad (3.30)$$

Уравнение (3.30) – является уравнением, описывающим капиллярное течение жидкости при низких давлениях, с учетом самодвижения жидкости по капилляру.

Очевидно, что при краевом угле смачивания  $\Theta$  равном  $90^\circ$  уравнение приобретает вид, соответствующий уравнению Пуазейля:

$$Q_0 = \frac{\pi \Delta p}{8 \eta l} R^4, \quad (3.31)$$

где  $\Delta p$  – разность давлений на концах капилляра.

Для системы  $N$  капилляров можно записать:

$$Q = Q_0 N, \quad (3.32)$$

где  $Q$  – расход жидкости, м<sup>3</sup>/с.

Подставив (3.30) в (3.32), получим:

$$Q = \frac{\pi R^3 N}{\eta l} \left( \frac{\Delta p R}{8} + \frac{2\sigma}{3} \cos \Theta \right). \quad (3.33)$$

Таким образом, величина расхода жидкости  $Q$  определяется величиной гидростатического давления  $\Delta p$  и смачиваемостью  $\sigma \cos \Theta$ .

### ***Влияние влажности на эффективный радиус капилляра***

Величина эффективного радиуса капилляров  $R$  в уравнении (3.33) уменьшается с течением времени (закупоривание пор) вследствие седиментации, коагуляции, адсорбции на стенках капилляров молекул и ионов из растворов, набухания горных пород при частичном растворении коллоидной составляющей и т.д.

Предположим, что полимолекулярные слои адсорбированной жидкости на поверхности капилляров равномерно расположены по поверхности. Представив пористое тело, как совокупность  $N$  капилляров одинаковой длины  $l$ , радиусом  $R_0$ ,

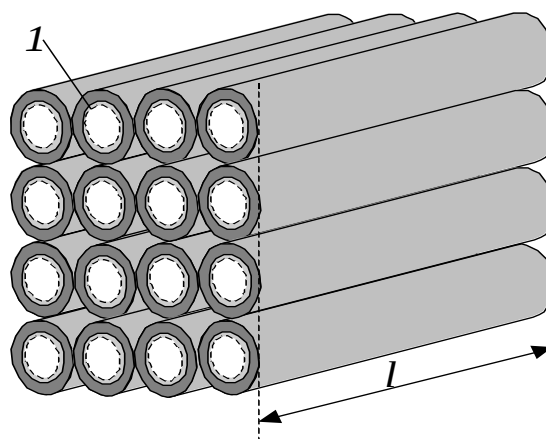


Рисунок 3.8 – Модель пористого тела:  
1 – адсорбированные слои жидкости

то общая пористость может быть представлена в виде (рисунок 3.8):

$$n = \frac{N\pi R_0^2 l}{V}, \quad (3.34)$$

где  $N$  – число капилляров;  $l$  – длина капилляров пористого тела – длина образца,  $V$  – объем пористого тела, м<sup>3</sup>.

А объемную влажность пористого тела, состоящего из  $N$  капилляров, в виде:

$$w = \frac{N\pi(R_0^2 - R^2)l}{V}, \quad (3.35)$$

Из двух последних выражений получим:

$$\frac{\pi(R_0^2 - R^2)l}{w} = \frac{\pi R_0^2 l}{n}. \quad (3.36)$$

Из (3.36) следует искомая зависимость:

$$R = R_0 \sqrt{1 - \frac{w}{n}}, \quad (3.37)$$

где  $n$  – рабочая пористость образца, дол. ед.;  $w$  – влажность, дол. ед.

Здесь под влажностью  $w$  подразумевают удельное содержание жидкости, удерживаемой на поверхности капилляров физическими силами, не способной перемещаться по поверхности капилляра в направлении движения основного потока фильтрующей жидкости. Эквивалентно по определению понятию естественной влажности, т.е. начальной или материнской влажности.

Для угля, имеющего высокую пористость, радиус пор  $R_0$  изменяется от  $4 \cdot 10^{-10}$  до  $10^{-6}$  м. При этом, число пор  $N$  в зависимости от класса может изменяться от  $10^{16}$  до  $10^6$  на килограмм массы.

На рисунке 3.9 приведено изменение эффективного радиуса пор в зависимости от влажности. Таким образом, с увеличением влажности эффективный радиус капилляра может значительно уменьшаться в результате адсорбции молекул жидкости.

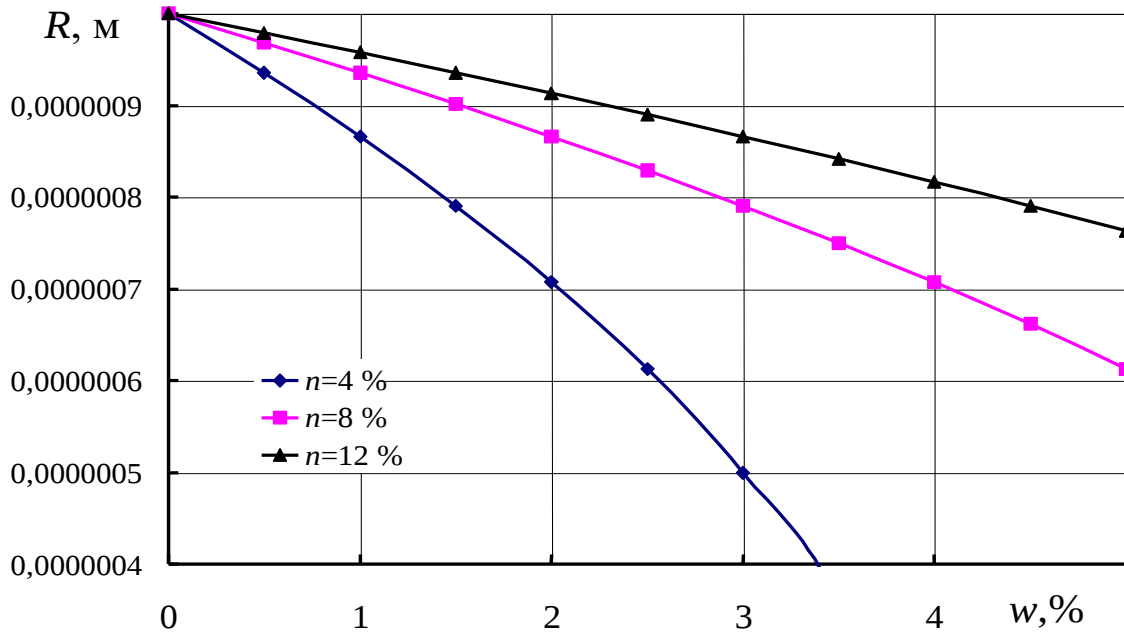


Рисунок 3.9. Изменение эффективного радиуса капилляра в зависимости от влажности для некоторых значений пористости

### ***Влияние влажности на расход жидкости через образец***

Подставляя (3.37) в (3.33), получим:

$$Q = \frac{\pi R_0^3 (\sqrt{1 - w/n})^3 N}{\eta l} \left( \frac{\Delta p R_0 \sqrt{1 - w/n}}{8} + \frac{2\sigma}{3} \cos \Theta \right). \quad (3.38)$$

Выражение (3.38) является основным уравнением, определяющим  $Q$  в образце, в зависимости от его влажности, гидростатического (внешнего) давления, размеров капилляров и смачиваемости. Но угол  $\Theta$  зависит от влажности, т.е. является функцией  $\Theta = f(w)$  (см. разд. 3.2, рисунок 3.2). Учитывая это, на рисунке 3.10 представлены характерные функции  $Q = f(R_0, w)$  для пор различных радиусов.

Из рисунок 3.10 видно, что для всех капилляров характерно общее снижение расхода с увеличением влажности, которое происходит вследствие закупоривания пор, т.е. уменьшения эффективного сечения пор. Для пор более

мелких: микропор и переходных пор наблюдается максимум у функции  $Q = f(R_0, w)$ , при влажности  $w = 0,7-1,2\%$ , что объясняется изменением условий смачивания с ростом  $w$ . Кроме того, вид функции  $Q = f(R_0, w)$  зависит, главным образом, от внешнего гидростатического давления, размера капилляров и смачиваемости.

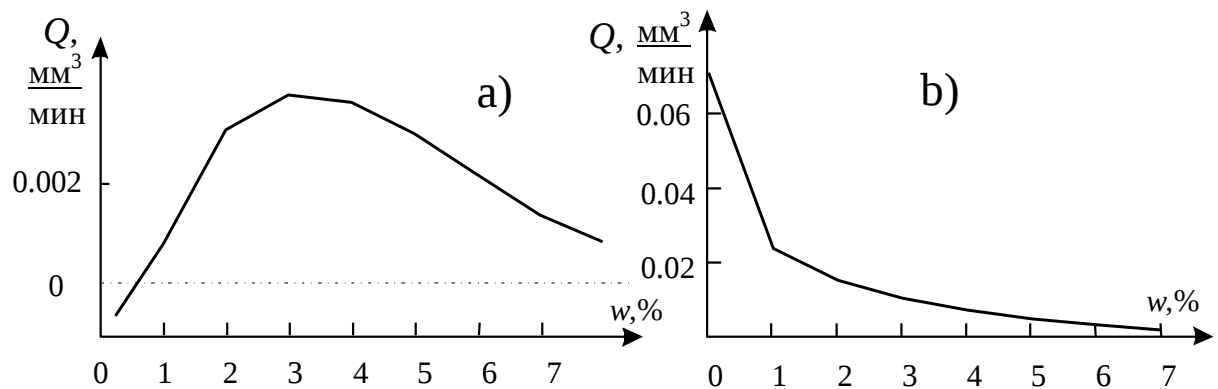
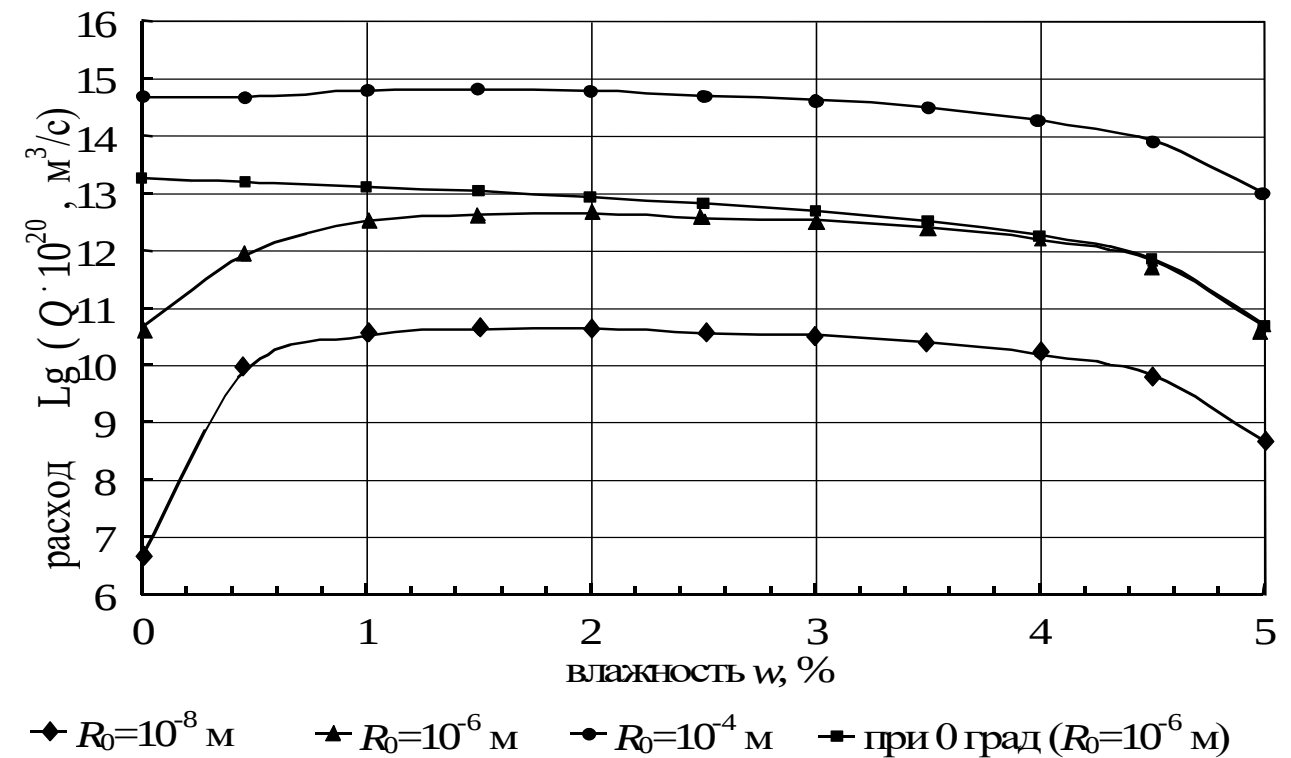


Рисунок 3.10 – Характерные зависимости  $Q = f(R_0, w)$

а) для переходных и микропор; б) для видимых и макропор

Наибольшая скорость роста  $Q$  для микро- и переходных пор наблюдается при влажности  $w = 0,2-1,2\%$ , что обусловлено сорбированием воды на

поверхности (гидрофилизация поверхности), снижением краевого угла смачивания и значительным действием лапласовских сил. При этом, если только несколько адсорбированных слоев (2–3) воды покрывают всю поверхность пор, то уголь становится гидрофильным с краевым углом смачивания, стремящимся к  $0^\circ$ .

Приведенный расчет  $Q$  на рисунке 3.10 для  $R_0 = 10^{-6}$  м при  $\Theta = 0^\circ$  показывает, что применение хорошо смачивающих уголь жидкостей с малым краевым углом смачивания растворов поверхностно-активных веществ значительно увеличивает скорость движения жидкости по микропорам угля в начальный период увлажнения.

Таким образом, снижение проницаемости угля вследствие закупоривания необходимо учитывать при технологических процессах увлажнения угольного массива, при расчете радиуса увлажнения от одиночной скважины. Величина  $Q$  является техническим показателем нагнетания жидкости в пласт. В процессе насыщения пласта водой, при стремлении к максимальной влажности обрабатываемого пласта, временные затраты на нагнетание значительно возрастают. При низкой влажности угля, соответствующей менее 0,2 %, фильтрация, в основном, осуществляется по крупным капиллярам и макропорам. А по мелким микропорам может быть значительно затруднена по причине низкой смачиваемости. Движение воды в микро- и переходных порах начинается при определенном угле смачивания, не превышающем  $15^\circ$ . При этом расход увеличивается с уменьшением краевого угла смачивания и достигает максимального значения с ростом влажности. Здесь мы не рассматриваем влияние напорного, гидростатического давления жидкости, которое позволяет снизить величину краевого угла смачивания для образования максимального потока жидкости через капилляр.

Достоверность приведенных здесь исследований подтверждается результатами экспериментальных исследований других авторов. В частности, в исследованиях Ю. П. Набатникова [103], проведенных под руководством профессора В. В. Дырдина, экспериментально в шахтных условиях показана

неоднородность процессов увлажнения угольных пластов, склонных к горным ударам и внезапным выбросам. Фильтрация воды в таких пластах осуществляется главным образом по трещинам, разломам геологического происхождения и совсем отсутствует по переходным и микропорам. Основная причина этого, согласно нашим исследованиям, связана с физико-химическими свойствами углей этих пластов, низкой пористостью, смачиваемостью, низкой естественной влажностью, высокой удельной поверхностью пор угля.

Таким образом, величина  $Q$  является технико-экономическим показателем нагнетания жидкости в пласт. При насыщении пласта водой, стремление к максимальной влажности обрабатываемого пласта и экономические затраты на нагнетание значительно возрастают, а эффективность от нагнетания уменьшается до нуля.

В целях повышения увлажнения в начальный период при низкой влажности и при дальнейшем увеличении влажности необходимо добавление поверхностно- и химически-активных веществ, позволяющих увеличить смачиваемость углей и препятствующих протеканию процессов преждевременного закупоривания пор в результате коагуляции, седиментации, адсорбции и других явлений. Увеличение смачиваемости позволяет снизить напряженное состояние массива, вытеснить метан в микропоры, и тем самым снизить вероятность развития газодинамических явлений.

### **3.4.3. Влияние краевого угла смачивания на фильтрацию в углях и радиус увлажнения угольного пласта от одиночной скважины**

Рассмотрим здесь вопрос о влиянии краевого угла смачивания на радиус увлажнения угольного пласта от одиночной скважины.

Уравнение (3.39) – является уравнением, описывающим течение жидкости в капилляре при низких давлениях с учетом самодвижения по капилляру.

На рисунке 3.11 приведены графики зависимостей  $Q = f(R_0, \Theta)$ .

Как следует из графиков, наибольшее влияние на изменение расхода в капилляре оказывает угол смачивания менее  $45^\circ$ . Если краевой угол смачивания лежит в пределах около  $90^\circ$ , то его влияние на фильтрацию практически несущественно.

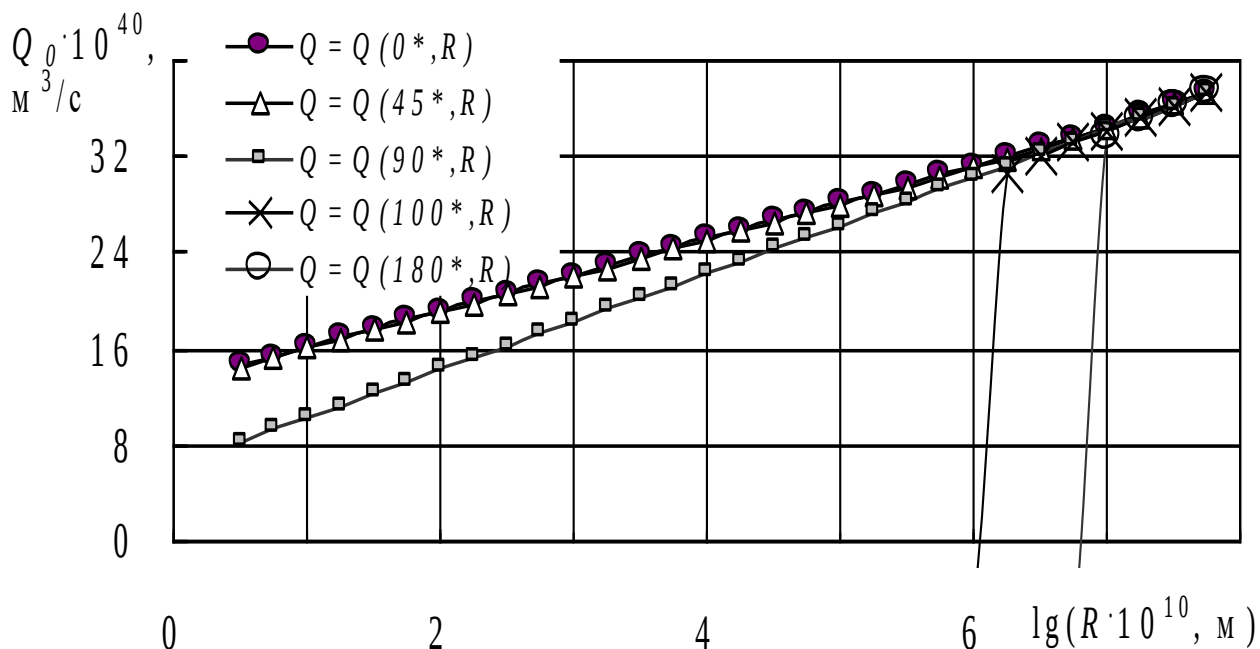


Рисунок 3.11 – Характерные зависимости  $Q = f(R_0, \Theta)$

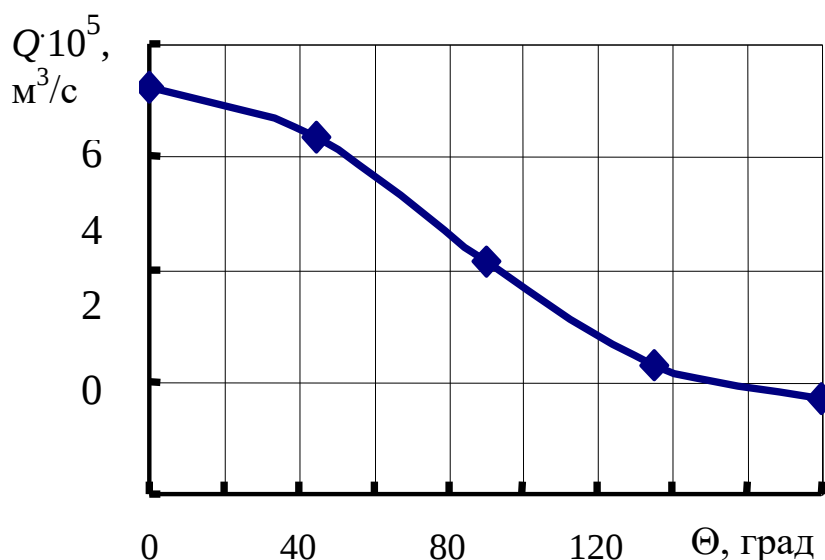
Для капиллярно-пористого твердого тела, состоящего из различных по сечению капилляров, общий расход определяется по формуле

$$Q = \sum_{i=1}^N Q_{0i} N_i, \quad (3.39)$$

где  $Q$  – общий расход жидкости,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;  $N$  – общее число классов капилляров различного радиуса,  $\text{м}$ ;  $Q_{0i}$  – средний расход по  $i$ -му классу, определяемый по формуле (3.30);  $N_i$  – число капилляров в классе [4].

Краевой угол смачивания влияет на толщину адсорбционного гидрофобного слоя на поверхности капилляра и, вследствие этого, на величину эффективного радиуса капилляра и расход жидкости через капилляр.

На рисунке 3.12 приведена зависимость расхода жидкости через образец угля в зависимости от краевого угла смачивания.



*Рисунок 3.12 – Общий расход жидкости через образец в зависимости от краевого угла смачивания*

### ***Влияние краевого угла смачивания на радиус увлажнения угольного пласта от одиночной скважины***

При увлажнении угля жидкость распространяется в основном по трещинам, разломам, минуя мелкие поры. Движение жидкости подчиняется законам фильтрации. Оно достаточно глубоко исследовано в работах О. И. Чернова [153], А. С. Бурчакова [88], В. Н. Пузырева [107], В. С. Черкасова [152] и др. исследователей. Пласт в этой фазе остается увлажненным крайне неравномерно. Причем, чем больше давление нагнетания, тем больше неравномерность распределения влажности в массиве.

Определим влияние краевого угла смачивания на радиус увлажнения от одиночной скважины. Радиус эффективного увлажнения угольного пласта от одиночной скважины, пробуренной в крест простирания, определяется по формуле (2.67) [72]. Под эффективным радиусом увлажнения понимают радиус зоны угольного массива вокруг скважины, при котором в данной зоне массива влажность достигает такого значения, при котором вероятность возникновения газодинамических явлений очень низка. При этом, жидкость равномерно распределена по всей зоне массива.

Введем коэффициент, зависящий от краевого угла смачивания. Тогда выражение (2.67) будет иметь вид:

$$R_{увл} = 31,6 \sqrt{\lambda Q_T t / \pi m N \gamma}, \quad (3.40)$$

где  $\lambda = Q(\Theta) / Q(90^0)$  – отношение расхода, через образец для произвольного краевого угла смачивания  $\Theta$ , к расходу при краевом угле смачивания  $90^0$ .

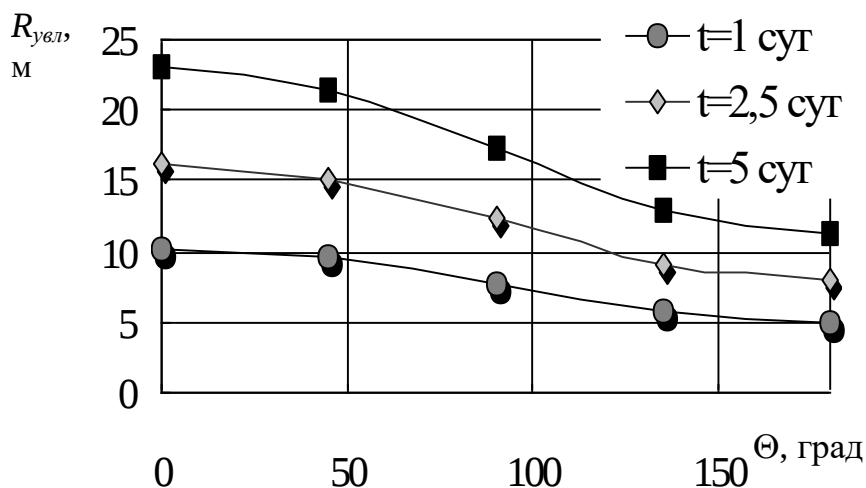


Рисунок 3.13 – Влияние краевого угла смачивания на радиус увлажнения угольных пластов от одиночной скважины

Расход  $Q(\Theta)$  определяется по формуле (3.39). На рисунке 3.13 представлены зависимости эффективного радиуса увлажнения от краевого угла смачивания.

#### 3.4.4. Особенности фильтрационных процессов в каменных углях

Общепринятым мнением является, что при увлажнении каменных углей наблюдается фильтрация жидкости в соответствии с законом Дарси [32], [152], [153]. Но многочисленные экспериментальные данные показывают, что кроме фильтрации, на качество увлажнения оказывают влияние процессы смачивания, капиллярные явления, диффузия, электрокинетические явления, адсорбция молекул жидкости и газа, коагуляция. В общем, при увлажнении можно

наблюдать весь спектр явлений, связанных с межфазными взаимодействиями твердого тела и жидкости.

В макропорах наибольшее значение имеют законы фильтрации, а в субатомных и микропорах – адсорбция.

С точки зрения физики, протекание процесса увлажнения, очевидно, происходит по следующей схеме:

1. Механический контакт, соединение воды и угля. Проникновение воды в структуру угольного пласта под действием напорного давления, гравитационных сил. В этом случае, краевой угол смачивания принимает максимальное значение. Молекулы адсорбата попадают в зону межмолекулярного взаимодействия адсорбента. Между жидкостью и молекулами угля находятся слои адсорбированного и свободного газа.

2. Вытеснение молекул газов с поверхности угля за счет сил механического давления со стороны воды на поверхность угля и сил межмолекулярного взаимодействия. В силу процесса гистерезиса краевого угла смачивания, последний уменьшается. Молекулы газа значительно слабее взаимодействуют с молекулами адсорбента, чем молекулы воды.

3. Упрочнение связи между молекулами воды и угля. Проникновение молекул воды в межатомную структуру макромолекул угля вследствие диффузии. Растворение некоторых составных элементов макромолекул угля и растворимой минеральной составляющей угля. В этом случае краевой угол смачивания принимает минимальное значение. Наблюдается в некоторых случаях полное смачивание. Краевой угол смачивания принимает минимальное значение. Влажность в этом случае достигает максимального значения.

### ***Закупоривание фильтрующих капилляров***

При низких давлениях нагнетаемой жидкости и низкой смачиваемости, угля вследствие противодействия лапласовских сил, происходит процесс закупоривания пор, заключающийся в том, что фильтрация прекращается, давление жидкости возрастает и достигает максимального значения. Наступает

статическое равновесие между давлением нагнетаемой жидкости, которое определяется мощностью нагнетательной установки, и давлением закупоренного газа в порах угля. Движение жидкости по капиллярам не происходит, скорость фильтрации практически равна нулю. Так как процесс закупоривания зависит от лапласовских сил, то это характерно в большей степени для микрокапилляров. Различные виды состояния фильтрации изображены на рисунке 3.14.

Дальнейшее движение молекул воды в массиве возможно вследствие диффузии.

Основной задачей процесса увлажнения угля становится управление процессом закупоривания пор.

Предупреждение преждевременного закупоривания пор возможно при применении внешнего воздействия.

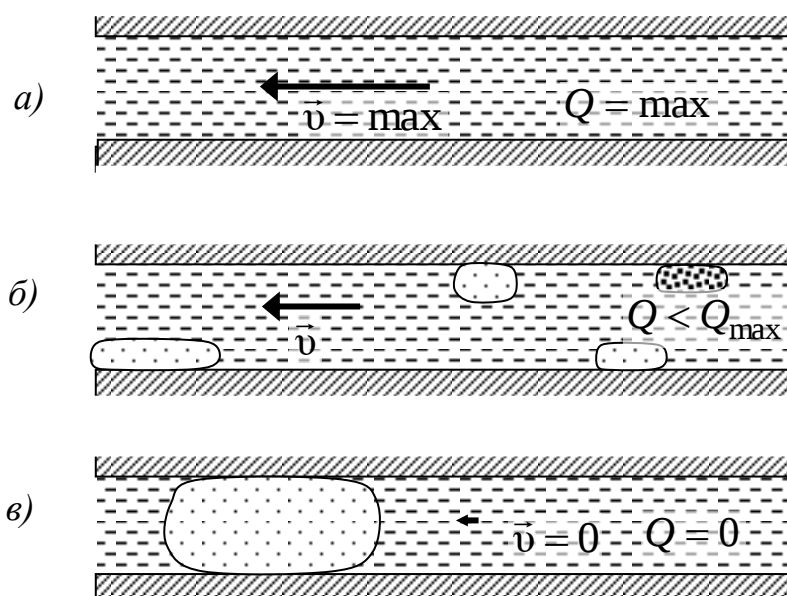


Рисунок 3.14 – Схема закупоривания капилляров при фильтрации в каменных углях:

- а) свободная фильтрация;
- б) частичное закупоривание газовой и твердой фазой;
- в) полное закупоривание газовой фазой;

– жидкость; – газ; – твердая фаза

***Исследование гистерезиса краевого угла смачивания на границе  
раздела уголь-жидкость***

Многочисленные экспериментальные исследования, проведенные нами по изучению процесса смачивания угля показывают, что на протекание смачивания оказывает значительное влияние гистерезис краевого угла смачивания – изменение краевого угла смачивания на границе раздела взаимодействующих фаз с течением времени. В соответствии с [67], [68] явление гистерезиса краевого угла смачивания характерно для всех твердых тел. Протекание этого явления связано или зависит от множества факторов: чистоты поверхности твердого тела, шероховатости, пористости, особенностей физико-химической структуры поверхности – наличия активных центров на границе раздела фаз – молекул, обладающих высоким дипольным моментом, или свободных радикалов, водородных связей. Для большинства однородных твердых тел краевой угол смачивания изменяется с течением времени незначительно, на 1–2 град. Время установления динамического равновесия между взаимодействующими фазами составляет несколько минут.

Явление гистерезиса тесно связано с наличием адсорбированных молекул газа на поверхности твердого тела. Фактически, явление гистерезиса тесно связано с процессом вытеснения слабо связанных молекул газа молекулами жидкости сначала под действием сил тяжести, в результате механического соединения взаимодействующих фаз, а затем за счет сил межмолекулярного взаимодействия. Этот процесс занимает продолжительное время. Так как адсорбция (количество адсорбата) зависит от давления свободного газа, его температуры, физико-химической активности поверхности твердого тела, то время развития гистерезиса так же будет зависеть, но уже косвенно, от этих основных факторов.

Для угля гистерезис краевого угла смачивания приобретает важнейшее значение при рассмотрении межфазных взаимодействий на границе раздела уголь-жидкость-газ, вследствие высокой неоднородности его поверхности,

высокой пористости, как вида пространственной неоднородности, высокой физико-химической активности, наличия свободных радикалов на периферии макромолекул угля.

Таким образом, протекание гистерезиса краевого угла смачивания зависит от физико-химических свойств угля, марки угля. Вследствие гистерезиса, краевой угол смачивания для угля изменяется от 10 до 20°. А время протекания составляет от 5 мин до нескольких часов.

На рисунке 3.15 приведены зависимости изменения краевого угла смачивания с течением времени для различных марок угля. Согласно этим результатам, явление гистерезиса наиболее ярко проявляется для слабометаморфизованных и высокометаморфизованных углей. Для первых – это объясняется высокой активностью вследствие неоднородности, а для последних – высокой пористостью, высокой удельной поверхностью и, вследствие этого, высокими адсорбционными свойствами.

Наиболее существенно на гистерезис краевого угла смачивания влияет температура жидкости. Результаты исследований изменения краевого угла смачивания с течением времени при различных температурах для угля марки КС шахты «Северная» приведены на рисунке 3.16. Для всех кривых характерно значительное увеличение скорости гистерезиса краевого угла смачивания при увеличении температуры.

Необходимо отметить, что при гистерезисе краевого угла смачивания при взаимодействии угля с водой протекают аналогичные явления, способствующие уменьшению краевого угла смачивания: микрофльтрация – проникновение воды под действием сил смачивания и силы тяжести в микропоры, находящиеся в приповерхностном слое угля и сообщающиеся с атмосферой; диффузия и др.

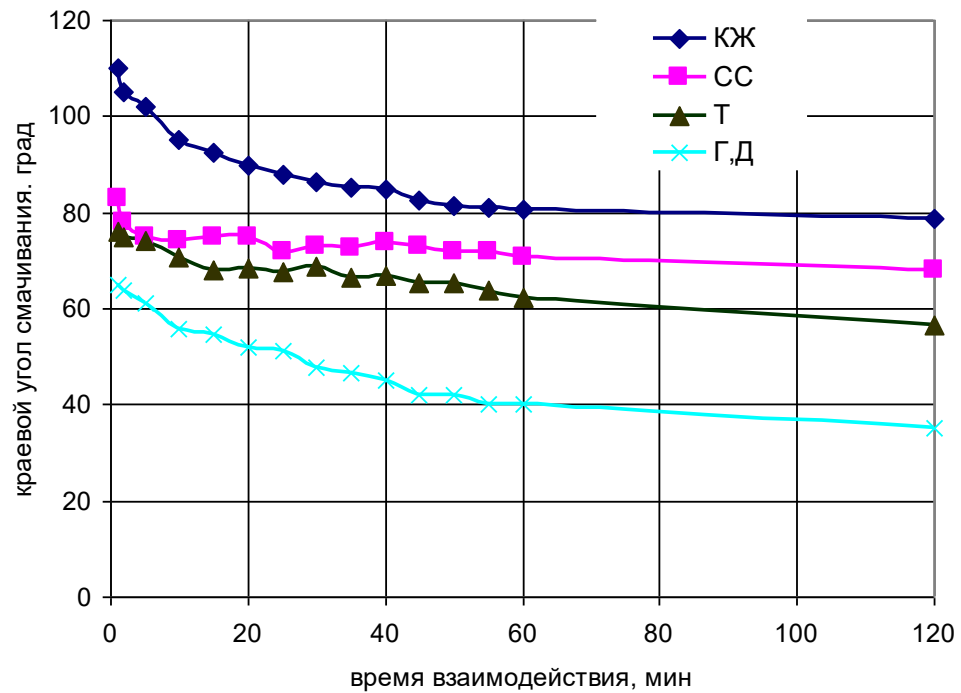


Рисунок 3.15 – Изменение краевого угла смачивания с течением времени для различных марок

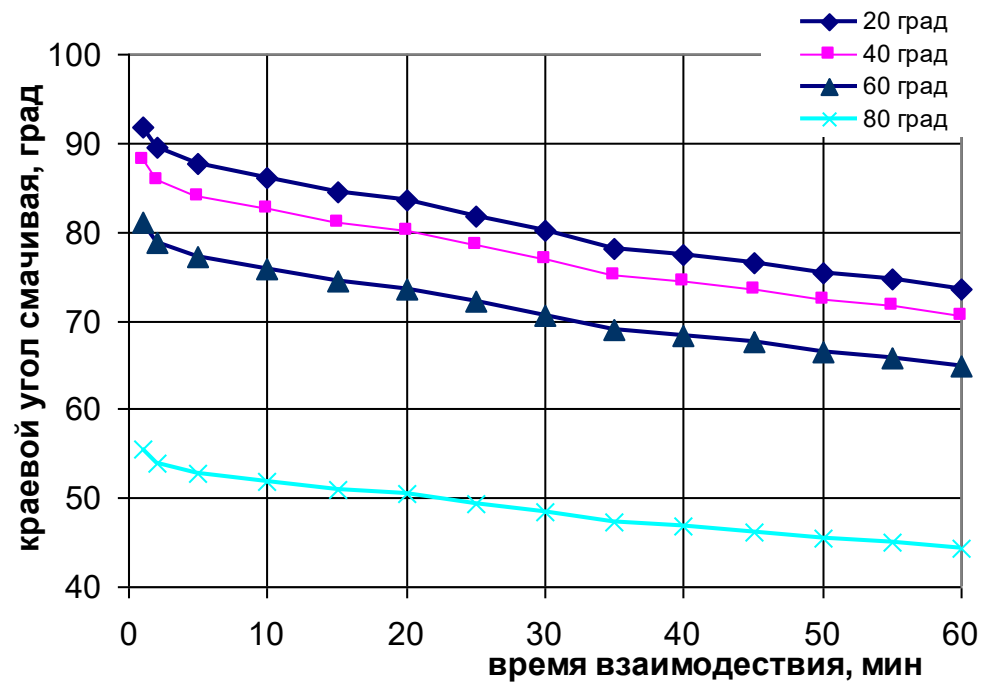


Рисунок 3.16 – Изменение краевого угла смачивания

Таким образом, задачей предварительного воздействия является увеличение площади межфазного взаимодействия.

Ультразвуковое воздействие также оказывает существенное влияние на способность к набуханию. Интенсивность ультразвуковой волны будет

напрямую влиять на способность к набуханию угля. Из лабораторных исследований следует, что ультразвуковые колебания повышают активность к набуханию и, следовательно, способность угля к набуханию является параметром или фактором, определяющим качество увлажнения угля.

Процесс набухания связан с диффузией молекул жидкости через стенки капилляров, процессом абсорбции и расклинивающим эффектом Ребиндера [126], [127]. Процесс просачивания подобен туннельному эффекту прохождения молекул сквозь некий потенциальный барьер.

Протекание процесса набухания зависит от физико-химической активности взаимодействующих фаз.

Таким образом, время развития процесса набухания определяется физико-химической активностью двух фаз.

Краевой угол смачивания является параметром, предопределяющим процесс набухания каменного угля. Исходя из гидрофильности различных марок углей, наибольшую способность к набуханию будут иметь слабометаморфизованные или молодые угли, а также, тощие угли и антрациты. Причем, расширение угля вследствие набухания имеет большое значение для направлений, перпендикулярных к напластованию угля. Исследования показывают, что проницаемость неодинаково изменяется по отношению к напластованию вследствие набухания.

Набухание приводит к закупориванию микропор и к снижению проницаемости макропор. Движение жидкости в закупоренных микрокапиллярах осуществляется под действием диффузии или кнудсеновской фильтрации.

Время развития процесса набухания определяется площадью соприкосновения взаимодействующих фаз. И тем самым является нелинейным процессом по показателю линейного расширения твердого тела.

С другой стороны, процесс набухания зависит от предельного параметра поглощения жидкости, т.е. определяется начальной влажностью и предельной максимальной влажностью.

Важным фактором, влияющим на процесс набухания, является фактор температурной зависимости. При увеличении температуры на начальном этапе скорость набухания увеличивается, но не достигает предельных значений, соответствующих меньшей температуре.

Набухание каменных углей в результате взаимодействия их с водой является важным физическим фактором, оказывающим влияние на эффективность увлажнения.

Процесс набухания протекает от 15 до 30 дней. В этом случае проницаемость капилляров уменьшается в 2–3 раза.

Технологические рекомендации. Из вышесказанного следует, что

- 1) при большой проницаемости увлажнение следует проводить при низких давлениях или с добавлением коагулирующих веществ, позволяющих снизить проницаемость макрокапилляров, трещин горно-геологического происхождения, разломов;
- 2) при незначительной проницаемости и ограниченности времени нагнетания, необходимо увеличить количество скважин;
- 3) для повышения проницаемости и противодействия процессу преждевременной коагуляции необходимо вводить добавки ПАВ;
- 4) для снижения скорости набухания необходимо вводить ПАВ, повышающие гидрофобные свойства угля.

Таким образом, установлены следующие закономерности:

1. Процесс набухания является важным фактором в рассмотрении межфазных процессов, протекающих при увлажнении на границе раздела уголь–жидкость–газ;
2. Коэффициент набухания принимает максимальное значение до 2 % для углей марок Г, Д, Т;
3. Ультразвуковое воздействие является дополнительным фактором активизации способности угля к набуханию;
4. При увеличении температуры на 20 % скорость набухания возрастает на 34 %.

### **3.5. Исследование влияния краевого угла смачивания на газовыделение из угля и самодвижение воды в поровом пространстве**

#### **3.5.1. Влияние краевого угла смачивания на газовыделение из угля**

В работе [10] показано, что процессы сорбции метана, получившие название «гистерезиса сорбции», приводят к повышению газового давления и вероятности внезапного выброса при подвигании очистного забоя к зоне «газового мешка». Данная зона возникает впереди очистного забоя разрабатываемого угольного пласта при наличии низкой газопроницаемости в сторону очистного забоя.

В природных условиях в угольных пластах имеет место динамическое равновесие между метаном, сорбированным (абсорбированным и адсорбированным) в угольных пластах, и находящимся в свободном состоянии в порах и трещинах, при этом свободный метан препятствует десорбции метана из угля [4].

При нарушении установившегося в угле равновесия в системе уголь–природная влага-метан движение молекул из природных угольных пор происходит, как путем перемещения их по стенкам пор, так и путем перехода молекул метана из сорбированного состояния в адсорбированное и, затем, выделение в свободную фазу в месте снижения давления метана. При снижении давления газа в угольном пласте часть метана, соответствующая разности между сорбционной емкостью угля при первоначальном и установившемся давлении метана, переходит в свободное состояние. А количество метана, сохранившееся в угле в сорбированном состоянии, соответствует новым условиям состояния (температура, давление горных пород и т.п.).

Согласно многочисленным исследованиям, скорость начального газовыделения и притока метана в выработки могут быть снижены за счет

качественного увлажнения. При этом, кинетика метановыделения из угля может быть описана уравнением:

$$Q = \frac{at}{b+t}, \quad (3.41)$$

где  $Q$  – объем метана, выделившегося из угля за время  $t$ ;  $a$ ,  $b$  – постоянные, значения, которых находятся экспериментально [109].

Скорость метановыделения определится, как производная по времени от выражения (3.41):

$$q = \frac{ab}{(b+t)^2}. \quad (3.42)$$

Постоянные в уравнениях (3.41) и (3.42) в общем случае будут зависеть от технологических условий состояния угля и физических условий: температуры, сорбционных процессов на границе раздела уголь-газ, давления и др. Коэффициенты в выражениях (3.41) и (3.42) также зависят от наличия жидкости в пористой структуре угля, препятствующей выходу газа, и величины краевого угла смачивания.

Среди причин, оказывающих сопротивление газовыделению, можно выделить:

- а) механические;
- б) физико-механические;
- в) физико-химические.

Механическое закупоривание представляет собой блокирование газа жидкостью в порах угля путем действия сил лапласовского давления, гравитационных сил в макропорах и др. Физико-механическое закупоривание газа заключается в том, что движению газа в порах угля препятствуют адсорбированные на стенках капилляров молекулы жидкости и газа, или набухание угля, приводящие к снижению эффективного радиуса фильтрующих капилляров. А при физико-химическом способе высвобождение газа из угля протекает при преодолении им химических связей между макромолекулами угля и молекулами газа.

Учитывая различные способы блокирования газа в порах, общее газовыделение из угля будет определяться выражением:

$$Q = Q_m + Q_\phi + Q_x, \quad (3.43)$$

где  $Q_m$  – выделение газа при преодолении сил механического закупоривания;  $Q_\phi$  – выделение газа при преодолении сил физической природы;  $Q_x$  – газовыделение химически связанного с углем газа.

Рассмотрим механическое закупоривание жидкостью газа в порах угля.

Предположим, что капилляр имеет гладкую поверхность и обладает правильной геометрической формой в виде цилиндра. Тогда основное уравнение динамики поступательного движения для элемента жидкости, движущегося по одиночному капилляру за счет сил газового давления, может быть записано следующим образом (рисунок 3.17):

$$m\vec{a} = s \frac{\rho v^2}{2} \vec{n} + 2\pi r l \eta \frac{d\vec{v}}{dr} + |p_1 - p_2| s \vec{n} + \frac{2\sigma}{r} s \vec{n} \cos \Theta, \quad (3.44)$$

где  $m$  – масса элемента жидкости, прошедшей в капилляре расстояние  $x$ , кг;

$a = \frac{d^2x}{dt^2}$  – ускорение элемента жидкости в капилляре, м/с<sup>2</sup>;  $v = \frac{dx}{dt}$  – скорость

элемента жидкости в капилляре, м/с;  $r$ ,  $l$  – радиус и длина выделенного цилиндрического объема жидкости в капилляре, соответственно, м;  $s = \pi r^2$  – сечение цилиндра, м<sup>2</sup>;  $\rho$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\eta$  – динамическая вязкость жидкости, Па·с;  $|p_1 - p_2| = \Delta p$  – разность давлений газа на торцах выделенного цилиндра, Па;  $\sigma$  – поверхностное натяжение жидкости, Н/м;  $\Theta$  – краевой угол смачивания, град.

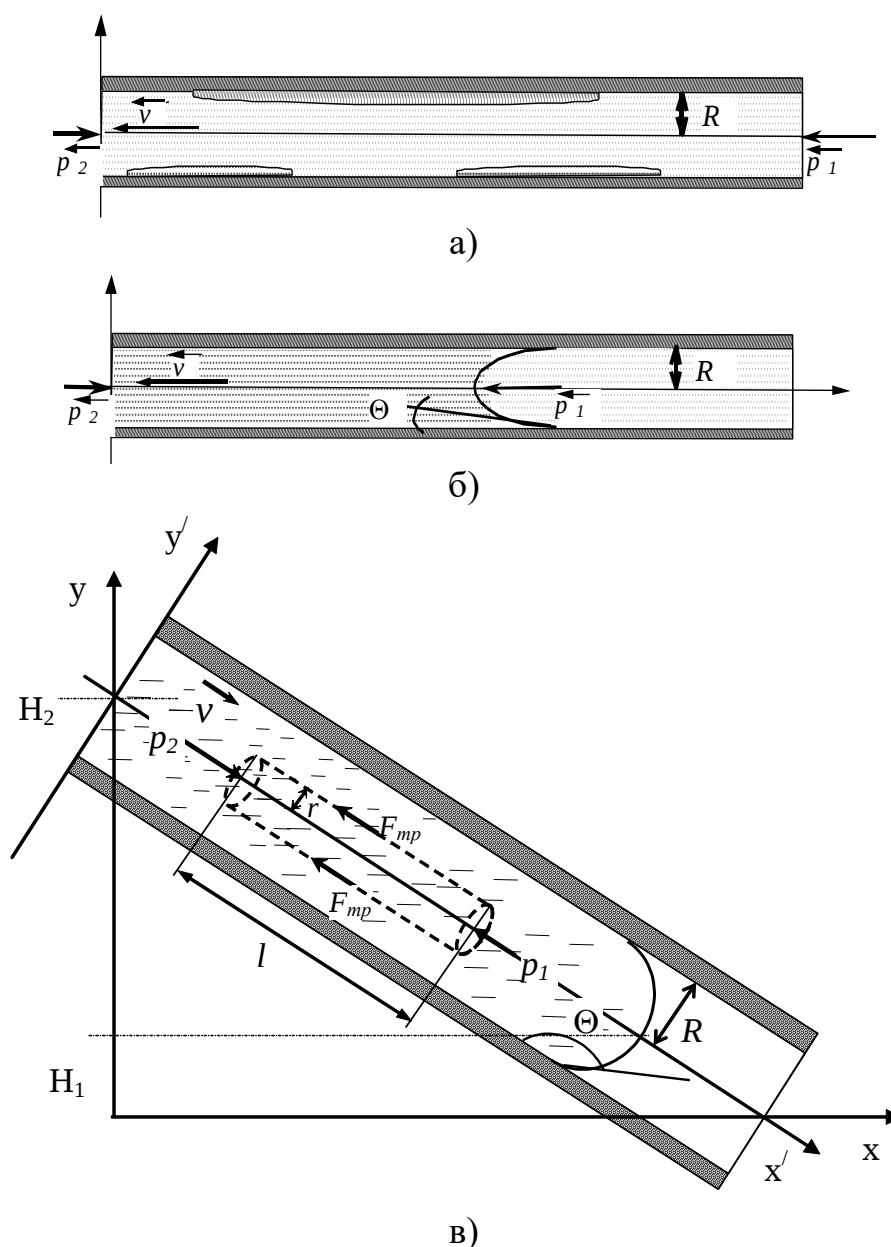


Рисунок 3.17 – Движение газа и жидкости в капилляре при различных сопротивлениях: а) – закупоривания капилляра; б) – свободное движение трех фазной системы в капилляре; в) – силы, действующие на элемент жидкости в капилляре

 - газовая фаза    
  - жидкость

Уравнение (3.44) в правой части содержит: силу, обусловленную давлением газа над мениском жидкости; силу вязкого трения в жидкости и силу капиллярного давления. При малых перепадах давления, обусловленного газом, ускорением элемента жидкости, как малой величиной второго порядка в

уравнении (3.44), можно пренебречь:  $\frac{d^2x}{dt^2} \approx 0$ ;  $\left(\frac{dx}{dt}\right)^2 \approx 0$ . Получим следующее выражение:

$$2\pi r l \eta \frac{dv}{dr} = \pi |p_1 - p_2| r^2 - \frac{2\sigma}{r} \pi r^2 \cos \Theta. \quad (3.45)$$

Используя подход, приведенный в [165], получим выражение для расхода газа в капилляре:

$$q_0 = \frac{\pi R^3}{\eta l} \left( \frac{\Delta p R}{8} - \frac{2\sigma}{3} \cos \Theta \right). \quad (3.46)$$

Уравнение (3.46) является уравнением, описывающим истечение газа из капилляра при низких давлениях с учетом механического закупоривания газа жидкостью под действием лапласовских сил.

Таким образом, газовыделение  $q_0$  определяется величиной давления  $\Delta p$  свободного газа в капилляре и смачиваемостью  $\sigma \cos \Theta$ .

Для капиллярно-пористого твердого тела, состоящего из различных по сечению капилляров можно записать:

$$q = \sum_{i=1}^n q_{0i} N_i \approx \frac{dQ}{dt}, \quad (3.47)$$

где  $q$  – выход газа в единицу времени, м<sup>3</sup>/с;  $n$  – общее число классов капилляров различного радиуса, м;  $q_{0i}$  – средний выход газа по  $i$ -му классу капилляров;  $N_i$  – число капилляров в классе [3].

Количество выделившегося метана за время  $t$  будет определяться по формуле:

$$Q = \int_0^t q dt. \quad (3.48)$$

В расчетах  $q_0$  необходимо учесть, что  $\Delta p = f(m_{ad})$ , где  $m_{ad}$  – масса адсорбированного газа, которая в процессе газовыделения также изменяется.

Количество адсорбированного газа может быть найдено из закона Лэнгмюра:

$$V_{ад} = \frac{a_{0л} b_{л} p}{1 + b_{л} p}, \quad (3.49)$$

где  $V_{ад}$  – удельный объем адсорбированного метана;  $a_{0л}$ ,  $b_{л}$  – эмпирические постоянные Лэнгмюра;  $p$  – давление свободного газа.

На рисунке 3.18 приведены результаты расчетов по формуле (3.48) изменения общего газовыделения из угля в зависимости от времени при различных значениях краевого угла смачивания для угля КЖ пласта Кемеровского (шахта «Северная») и экспериментальные данные, приведенные в [107].

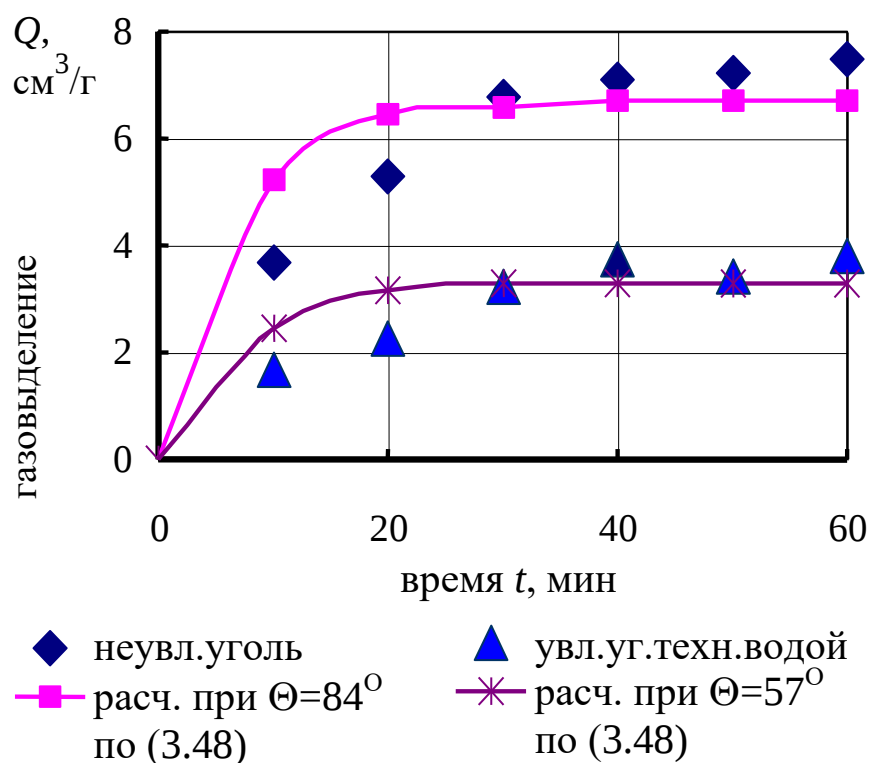


Рисунок 3.18 – Газовыделение из образца в зависимости от времени и краевого угла смачивания

Результаты модельных расчетов, проведенных нами, показывают, что газовыделение будет зависеть от формы капилляров, а газодинамическое

состояние массива определяется физико-механическими свойствами угля и силами сцепления структурных элементов массива.

Найдем эмпирическую зависимость газовыделения от краевого угла смачивания.

В простейшем случае постоянные  $a$  и  $b$  в формуле (3.41) определим через функции в зависимости от  $\Theta$  в виде:

$$\begin{aligned} a &= k_1 \cdot \Theta; \\ b &= k_2 / \Theta^2, \end{aligned} \quad (3.50)$$

где  $k_1$  и  $k_2$  – нормировочные постоянные, зависящие от марки угля, температуры и других факторов.

Нами определены постоянные  $k_1$  и  $k_2$  для угля марки КЖ пласта Кемеровский (шахта «Северная») [38]. С учетом принятых нами значений постоянных, эмпирическое уравнение (3.41) для газовыделения в зависимости от краевого угла смачивания для угля марки КЖ примет вид:

$$Q = \frac{0,13\Theta t}{148000/\Theta^2 + t}, \quad [\text{см}^3/\text{г}]. \quad (3.51)$$

На рисунке 3.19 приведены результаты экспериментов согласно [107] и расчетов по формуле (3.51). Как видно из графиков, уравнение (3.51) достаточно хорошо описывает экспериментальные данные. Аналогичные закономерности, экспериментально полученные нами, представлены в [59]

Таким образом, увлажнение водой и другими растворами оптимальных концентраций может снизить метановыделение из угля в 1,8–9 раз. При этом, использование специальных растворов позволяет повысить капиллярное давление жидкости в 3–7 раз в сравнении с технической водой, что позволяет таким растворам обеспечивать более качественное увлажнение угля и тем самым блокировать большее количество газосодержащих пор в угле. Кроме того, молекулы таких растворов имеют, как правило, одинаковую с метаном природу сорбции на угольной поверхности (сорбция происходит за счет сил

Ван-дер-Ваальса); адсорбируясь на ней, молекулы растворов частично вытесняют метан из сорбирующего слоя поверхности крупных пор и трещин и «загоняют» его в более тонкие поры.

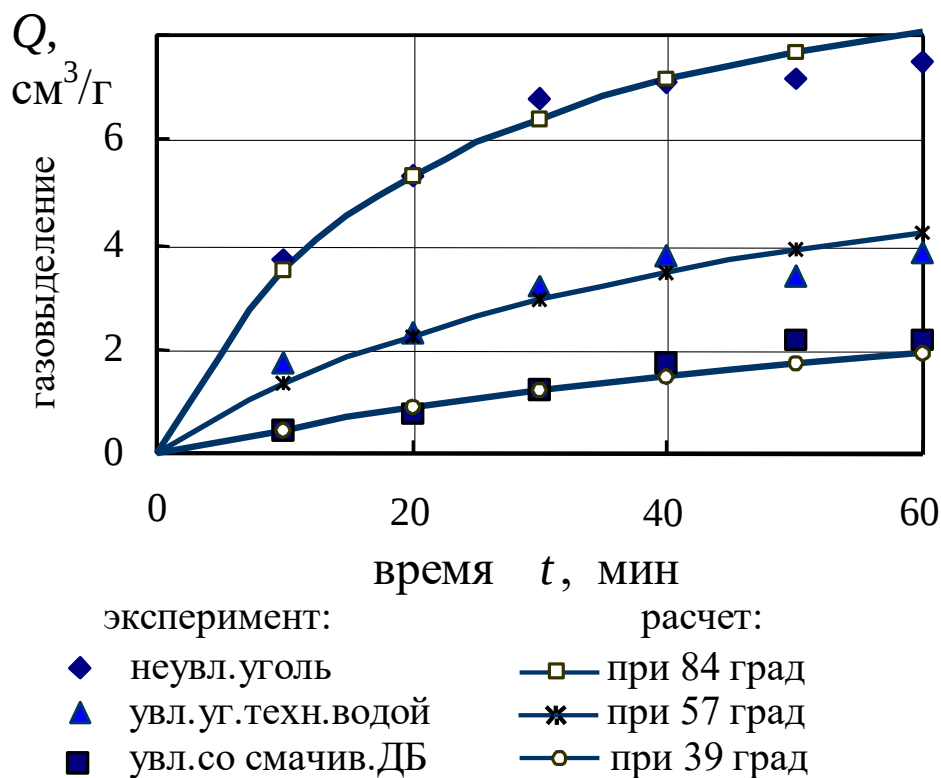


Рисунок 3.19 – Влияние краевого угла смачивания на газовыделение с течением времени

Рассматривая различные причины снижения газовой выработки, можно прийти к общему представлению относительно газовой выработки из угля при различных условиях и определить эффективный способ управления газовой выработкой при увлажнении угля. Предварительные расчеты показывают, что механические способы закупоривания газа смачивающей жидкостью наиболее эффективны для микропор.

### **Самодвижение воды в поровом пространстве**

Движение жидкости по мелким порам происходит, главным образом, за счет сил химической, физико-химической и физико-механической природы, которые обуславливают динамические явления в тонких адсорбированных

пленках, капиллярные явления, диффузию, осмос и др. В работах исследователей, в частности О.И. Чернова [159], это движение жидкости обозначают, как самодвижение. Самодвижение жидкости по микропорам улучшает распределение влажности в угольном массиве, увеличивает влажность массива.

Рассмотрим влияние краевого угла смачивания на коэффициент самодвижения жидкости в угольном пласте (см. форм (1.5)).

Используя полученные расчетные данные, получим формулу для коэффициента самодвижения:

$$k_{c_{теор}} = \frac{R_{увл}(\Theta, t) - R_{увл}(90^0, t)}{\sqrt{t}},$$

где  $x = R_{увл}(\Theta, t) - R_{увл}(90^0, t)$  – расстояние, пройденное жидкостью за счет капиллярных сил.

На рисунке 3.20 приведена зависимость коэффициента самодвижения от краевого угла смачивания.

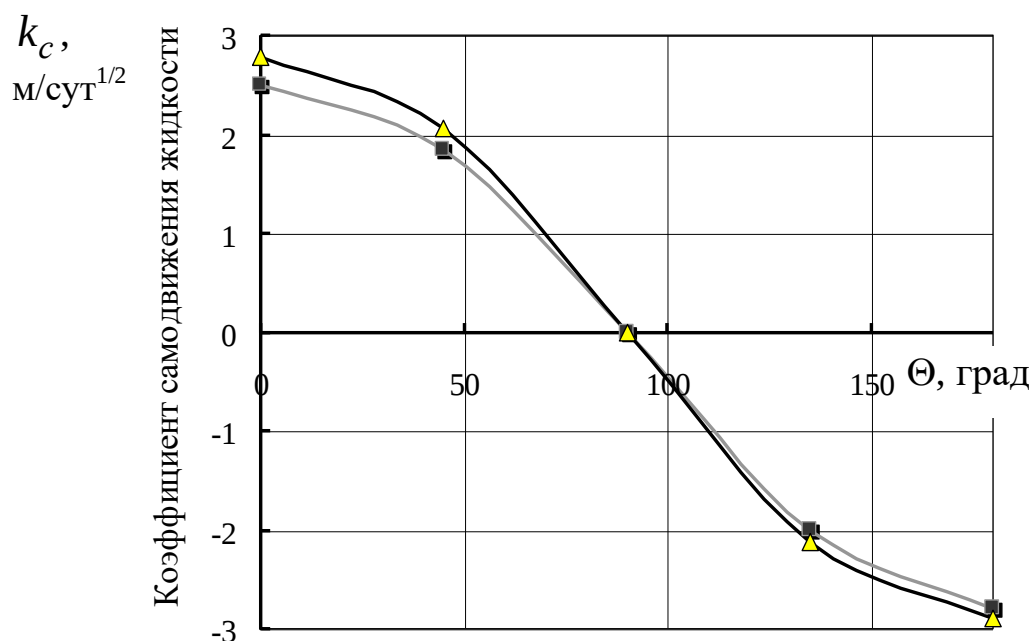


Рисунок 3.20 – Влияние краевого угла смачивания на коэффициент самодвижения жидкости в угольном массиве

В соответствии с расчетом, критическому значению коэффициента самодвижения соответствует значение краевого угла смачивания равное  $86^\circ$ . Это величина краевого угла смачивания, при которой прекращается самодвижение жидкости по капиллярно-пористому телу.

Таким образом, зависимость коэффициента самодвижения жидкости, а также радиуса увлажнения от краевого угла смачивания может быть определена для любого угольного пласта.

### **Выводы по главе 3**

Проведенными исследованиями межфазных взаимодействий в системе уголь–вода–газ при низконапорном увлажнении и самодвижении воды в капиллярно-пористой структуре угля установлено следующее:

1. Наиболее полной характеристикой межфазных взаимодействий в системе уголь–вода–газ является краевой угол смачивания, определяющий фильтрационные свойства угля, коэффициент проницаемости, коэффициент фильтрации, оказывающий влияние на процесс фильтрации.

2. На основе предложенной модели поверхности угля показано, что при определении краевого угла смачивания на границе раздела уголь–вода–газ поверхность угля можно представить в виде неоднородной поверхности, содержащей четыре основных компонента: 1) органическая (углеродная) составляющая, определяемая содержанием углерода в угле; 2) минеральная составляющая, определяемая зольностью; 3) адсорбированная вода, определяемая начальной влажностью; 4) пористость. Наибольший вклад в изменение гидрофильных свойств угля вносит минеральная составляющая – 30%, при зольности угля 12% и естественная (материнская влага) влажность до 60%. При этом, естественная влажность угля является основным показателем его гидрофильных свойств.

3. Наиболее гидрофобными являются угли марок средней стадии метаморфизма К, КО, КС, КЖ, С, СО, СС для которых краевой угол смачивания на границе раздела уголь–вода–газ изменяется в диапазоне  $80\text{--}95^\circ$ , главным

образом, определяется наличием разрушенных межмолекулярных связей, имеющих землянисто-зернистую структуру, характерную для выбросопасных угольных пластов.

4. Уменьшение краевого угла смачивания приводит к закупориванию газа в микрокапиллярной структуре угля. Показано, что уменьшение краевого угла смачивания на  $20^\circ$  позволяет снизить газовыделение угля на 50%.

5. Для исследования фильтрационно-смачивающих процессов разработаны методы, позволяющие эффективно определять изменение физических характеристик процессов смачивания и фильтрации; с большей точностью определять краевой угол смачивания и коэффициент фильтрации.

6. Фильтрационно-смачивающие свойства углей зависят от физико-химических свойств угля: степени метаморфизма, петрографического состава, зольности, содержания влаги, пористости. Показано, что естественная влажность угля является следствием его физико-химических свойств: степени метаморфизма, содержания углерода, кислорода, зольности, пористости, и является определяющим фактором при взаимодействии воды с поверхностью угля. Разработан аналитический метод оценки величины краевого угла смачивания на границе раздела уголь–вода–газ по структурным элементам угля.

7. Межфазные взаимодействия на границе уголь–вода–газ оказывают существенное влияние на слабонапорную фильтрацию воды в угле и описываются в виде нелинейной зависимости коэффициента проницаемости от величины краевого угла смачивания.

8. При увлажнении угольного массива путем самодвижения флюида в макро- и переходных порах максимум влажности угля достигается при значении краевого угла смачивания, не превышающем  $15^\circ$ , при коэффициенте поверхностного натяжения 0,073 Н/м и давлении нагнетания жидкости, превосходящем газовое давление примерно в 10 раз в краевой зоне массива горных пород.

9. Процессы фильтрации воды в углях имеют:

- ярко выраженный нестационарный характер, описываемый обратной экспоненциальной функцией;

- имеют сильную зависимость от времени фильтрации, связанную с межфазными взаимодействиями на границе раздела, с явлениями гистерезиса краевого угла смачивания и закупоривания фильтрующих капилляров вследствие набухания.

10. Среднее время установления скорости фильтрации составляет 7–8 суток для углей марок Д, Г, определяется степенью метаморфизма, величиной краевого угла смачивания на границе раздела, пористостью, особенностями капиллярно-пористой структуры угля, площадью удельной поверхности, естественной (начальной) влажностью угля.

11. Снижение фильтрации с течением времени вследствие закупоривания фильтрующих пор при межфазных взаимодействиях уменьшает в 2 раза радиус увлажнения от одиночной скважины, пробуренной вкрест простирания при расчетном радиусе увлажнения 25 м для однородного изотропного угольного пласта при норме увлажнения 6 л/т.

12. На основе физической модели движения жидкости в капилляре получено нелинейное уравнение, описывающее движение жидкости в капиллярно-пористом теле и учитывающее изменение краевого угла смачивания на границе раздела фаз уголь–вода–газ.

13. Наибольшее влияние на процесс увлажнения оказывает начальная (естественная) влажность угольного массива. Наиболее эффективное увлажнение угольного массива происходит, когда влажность угля составляет 0,2–1,5 %. При этом, краевой угол смачивания принимает минимальное значение на границе раздела фаз уголь–вода–газ.

14. На границе раздела уголь–вода–газ протекает явление гистерезиса краевого угла смачивания, заключающееся в уменьшении краевого угла смачивания на 10–20 град, вследствие межфазных межмолекулярных взаимодействий в течении 10–30 мин. И оказывает существенное влияние на

динамику массопереноса в угольном массиве при минимальной начальной влажности угля.

15. Процесс набухания протекает от 15 до 30 дней в зависимости от степени метаморфизма и начальной влажности. При этом, проницаемость угля уменьшается в 2–3 раза и линейные размеры тела изменяются по экспоненциальному закону. При увеличении температуры на 20 % скорость набухания возрастает на 34 %. Коэффициент линейного расширения при набухании принимает максимальное значение для углей марок Г, Д, Т. Максимальное увеличение линейных размеров происходит в крест напластования и достигает 3 % от линейных размеров, соответствующим в воздушно-сухом состоянии.

16. Получено выражение для расчета радиуса увлажнения угольного пласта от одиночной скважины, учитывающее влияние краевого угла смачивания.

17. Установлена зависимость коэффициента самодвижения жидкости в угольном массиве от краевого угла смачивания.

18. Скорость набухания зависит от площади межфазного взаимодействия. Увеличение удельной поверхности капилляров угля в зависимости от степени метаморфизма и снижение краевого угла смачивания приводит к увеличению скорости набухания в 1,2 раза.

19. Равновесная влажность угля определяет способность угля к максимальному насыщению и время стабильного состояния после нагнетания воды.

#### **4. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ МАССОПЕРЕНОСОМ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРОВ ПАВ И ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ**

##### **4.1. Влияние поверхностно-активных сред на эффективность массопереноса в угольном массиве**

Изучению влияния активных сред на свойства горных пород и их применению в различных процессах горного производства посвящено множество работ [8], [11], [17], [20], [22], [40], [75], [89], [91], [92], [106], [110], [126], [144], [166], [189] и др.

Интерес к использованию активных сред в процессах горного производства связан с открытием эффекта Ребиндера, заключающегося в адсорбционном понижении поверхностной энергии на границе раздела жидкость-твердое тело. Основные принципы, предполагающие использование АС в горном деле, это: универсальность эффекта Ребиндера, низкая стоимость большинства АС, повсеместное наличие воды в забоях, простота конструкции необходимого оборудования и его технического обслуживания, безопасность применения, низкие концентрации раствора АС и его мгновенное действие.

В зависимости от вида сил взаимодействия АС с поверхностью твердого тела выделяют:

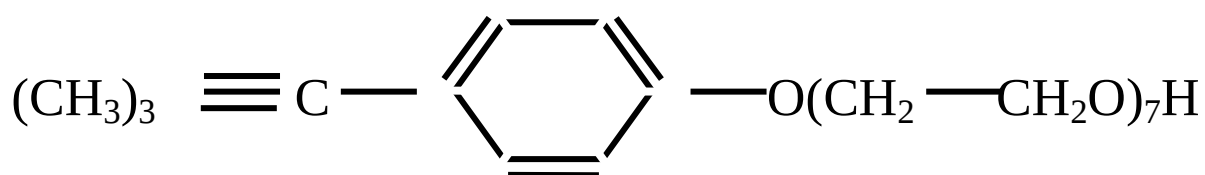
- поверхностно-активные вещества (ПАВ), в которых молекулы адсорбата связываются с атомами поверхности с помощью физических, межмолекулярных сил Ван-дер-Ваальса;
- химически-активные вещества (ХАВ), если между молекулами адсорбата и атомами поверхности действует обменные взаимодействия.

В качестве примера на рисунке 4.1 изображена химическая формула ПАВ, часто используемого при увлажнении угольного массива, ДБ [106].

Выбор активной среды (АС) в первую очередь зависит от цели физико-химического воздействия на массив горных пород. В зависимости от цели выделяют несколько направлений в применении АС:

- 1) пылеподавление, смачивание пыли внутри порового пространства угля и на обнаженных поверхностях массива в зоне ведения горных работ;
- 2) повышение эффективности увлажнения в целях предотвращения проявления динамических и газодинамических явлений;
- 3) борьба с эндогенными пожарами в шахтах и др.

Разработка теории и практики применения ПАВ и ХАВ в целях



*Рисунок 4.1 – Химическая формула молекулы ДБ*

увеличения эффективности увлажнения угля ведется в трех направлениях [146]:

- 1) увеличение гидрофильности поверхности угля, степени проникновения воды в поры и трещины путем введения в раствор гетерополярных и полярных ПАВ, которые адсорбируясь на границе раздела уголь-вода, увеличивают смачиваемость угля. Это, в свою очередь, позволяет снизить пылеобразование, увеличить скорость замещения метана в сорбционном объеме угля, существенно повысить пластичность угля, снизить напряжения в массиве;

- 2) увеличение фильтрующей способности и гидрофильности угля путем растворения гидрокарбонатных групп, увеличения объема пор с помощью ХАВ. Это позволяет повысить фазовую проницаемость угля для газа за счет образования газа при химической реакции кислоты с карбонатами, углубить дегазацию пластов и снизить напряжения;

- 3) увеличение гидрофильности угольной поверхности путем ее низкотемпературного окисления (например, увлажнение угольного массива растворами  $\text{KMnO}_4$ , щавелевой кислотой), что позволяет снизить пожароопасность.

Для увеличения гидрофильности угля, активизации процессов смачивания в целях борьбы с динамическими и газодинамическими явлениями часто применяют неионогенные смачиватели: ДБ, ОП-7, ОП-10; ионогенные: ОТ, сульфанол и др. [11]. Среди современных ПАВ наибольшую известность приняли: «Неолас», «Эльфор», «Заслон».

Согласно [106] наибольшую эффективность смачиватель ДБ имеет для углей низких стадий метаморфизма при концентрации в растворе 0,006 - 0,007 %, а для средних и высокометаморфизованных углей – 0,008–0,01 %. По свидетельству [80] применение ДБ для марок углей Г и Д экономически не оправдано. По [158] для углей марки КЖ (шахта «Северная») раствор ДБ концентрации 0,1 % увеличивает скорость увлажнения угля на 30 %. Достоинством смачивателей ДБ, ОП-7, -10 является, малая реакционная способность по отношению к кислотам, щелочам, солям [11] и низкое поверхностное натяжение. В этом их отличие от ионогенных ПАВ, которые в жесткой воде, таких как шахтная, склонны к выпадению в осадок и к образованию нерастворимых соединений солей кальция и магния. Добавки электролитов к раствору ПАВ увеличивают активность раствора к смачиванию поверхности угля несколько больше, чем повышение концентрации ДБ в растворе. Это связано с тем, что электролиты способствуют дегидратации молекул поверхностно-активного вещества, что ускоряет движение его молекул из глубины к границе раздела жидкость–твердое тело.

Для увеличения гидрофильности угля предлагается [106] использовать  $\text{KMnO}_4$  и  $\text{NH}_4\text{Cl}$  в концентрациях 0,005 и 0,25 %, соответственно. Применение этих веществ основано на низкотемпературном окислении поверхности угля, в результате которого эффективность увлажнения увеличивается на 34 %.

Выбор активной среды в целях повышения эффективности увлажнения зависит от многих факторов. Основными факторами являются [20]:

- 1) физико-химическая активность угля, его физико-технологические свойства: степень метаморфизма, пористость, зольность, выход летучих, удельная поверхность пор и др.;

2) физико-химические свойства жидкости: поверхностное натяжение, теплота испарения, дипольный момент и др. [85];

3) экономические и технологические факторы применения АС;

4) экологическая безопасность.

Таким образом, большое количество проведенных разными авторами исследований показывают, что с помощью применения АС можно управлять массопереносом в угольном массиве и значительно увеличить влажность угля. Но в этих исследованиях, с одной стороны, недостаточно четко отражено влияние АС на процессы закупоривания фильтрующих пор. С другой стороны, большое разнообразие ПАС и их воздействие на процессы увлажнения создает необходимость разработки простых точных методов выбора ПАС и ее концентрации для эффективного увлажнения угольного массива. На что в большинстве исследований не обращается должного внимания. А также, в работах не приводятся исследования по влиянию температуры на процессы массопереноса.

## **4.2. Экспериментальные исследования влияния растворов ПАВ на преждевременное закупоривание фильтрующих пор**

### **4.2.1. Методики исследования взаимодействия АС с углями**

Исследование влияния активных сред на процессы смачивания и слабонапорной фильтрации проведены на основе разработанных нами методик определения краевого угла смачивания, приведенных в разд. 3 (п. 3.3, методика I) и определения фильтрационных свойств углей (п. 2.6, методика II).

Определение краевого угла смачивания поверхности углей раствором АС осуществляли следующим образом (методика Ia). Отбирали куски горной породы. Из кусков изготавливали образцы геометрически правильной формы. Определяли массу образцов в естественном состоянии  $m_0$ . Затем погружали в раствор ПАВ на глубину  $H_{погр.}$  (см. рисунок 3.4) на несколько часов  $\tau$ .

Измеряли массу образцов после частичного увлажнения  $m_{увл.}$ . Определяли полную влагоёмкость образцов  $m_{\max_{увл.}}$  путем их погружения в воду. По результатам измерений производили расчеты по формулам (3.13)-(3.15). По (3.16) определяли краевой угол смачивания  $\Theta$ .

На основе методики исследования фильтрационных процессов в углях по схеме, показанной на рисунке 2.43 разработана методика (IIa) для исследования фильтрационных свойств углей растворами ПАС. Основным параметром, характеризующим фильтрационные процессы в этой методике, выступает расход жидкости  $Q$ .

Методика включает измерение расхода раствора ПАС (рисунок 2.43) и сравнения его с расходом воды  $Q_{H_2O}$ . Относительное увеличение расхода жидкости после применения ПАС определяли по формуле:

$$\Theta = \frac{Q_{ПАС} - Q_{H_2O}}{Q_{H_2O}}, \quad (4.1)$$

где  $Q_{ПАС}$  – расход раствора ПАС при влажности образца  $W$ ;

$Q_{H_2O}$  – расход воды при влажности образца  $W$ .

#### 4.2.2. Результаты экспериментальных исследований

Проведенные исследования, по вышеприведенным методикам, показывают, что применение ПАС позволяет снизить действие преждевременного процесса закупоривания пор (см. разд. 2.), увеличить проницаемость пласта, скорость и радиус увлажнения массива от одиночной скважины и, таким образом, управлять состоянием массива.

Для нескольких ПАС по методике Ia исследованы изменение краевого угла смачивания  $\Theta$  в зависимости от концентрации  $C$  ПАС в растворе. На рисунке 4.2 представлено несколько зависимостей  $\Theta_i = f(C_{i,j})$  для различных

ПАС. Для ПАВ наблюдается минимум функции  $\Theta = f(C)$ , а для ХАВ характерна экспоненциальная зависимость.

Проведенные исследования фильтрации АС по методике Па показывают, что для фильтрации растворов ХАВ характерно увеличение скорости фильтрации с увеличением концентрации. Это связано с растворением или разрушением элементов макромолекул угля. Для растворов ПАВ, смачивателей, электролитов напротив – с увеличением концентрации скорость фильтрации снижается. Причем действие ХАВ, таких как  $H_2SO_4$ ,  $HNO_3$ , на расход жидкости более значительно, чем ПАВ такой же концентрации. Но применение ХАВ на практике в угольных шахтах всегда ограничено в связи с более высокой стоимостью, повышенным требованием к технике безопасности, отрицательным влиянием на окружающую среду, влиянием на технологические свойства углей. Характерные зависимости для ХАВ и ПАВ, полученные по методике Па, приведены на рисунке 4.3. Причина снижения скорости фильтрации для ПАВ связана с:

- увеличением коэффициента вязкости, с критической концентрацией мицеллообразования, когда молекулы ПАВ взаимодействуют друг с другом;
- образованием коллоидных агрегатов больших размеров, закупоривающих фильтрующие поры [22], [67].

В отличие от фильтрации раствора ПАВ, для ХАВ характерно большое инерциальное время развития расхода жидкости. Об этом свидетельствуют, приведенные на рисунке 4.4 графики изменения фильтрации растворов  $HNO_3$  концентрацией 0,2 % и  $C_4H_9OH$  – 0,1 % с течением времени для углей КО (шахта «Бутовская»). Причем, чем выше концентрация ХАВ, тем меньше время развития процесса увеличения расхода, связанного с ростом проницаемости.

Нами проведена серия опытов по исследованию влияния растворов АС на влажность. Опыты проводились следующим образом. В соответствии с методикой Па изготовлялась установка и проводились измерения расхода фильтрующей жидкости. Сначала через образец угля осуществляли фильтрацию раствора АС объемом 20–30 мл на кг массы образца, т.е. обрабатывали его

раствором АС. Затем через образец осуществляли фильтрацию воды. Взвешивание образца перед увлажнением и в течение увлажнения позволяло определить изменение его влажности образца. На рисунке 4.5 приведены изменения расхода воды и влажности после обработки образца раствором КОН с концентрацией 10 %. Как видно из графиков, после обработки образцов раствором АС, их влажность образцов значительно увеличивается.

С использованием методики Па определялось отношение коэффициентов проницаемости вдоль слоистости  $K_{пр.∥}$  и поперек слоистости  $K_{пр.⊥}$  (рисунок 4.6):

$$\beta = \frac{K_{пр.∥}}{K_{пр.⊥}} = \frac{l_x}{l_y}, \quad (4.2)$$

Для блестящего угля КО (шахта «Бутовская»), имеющего выраженную слоистость, средний коэффициент анизотропии фильтрации  $\beta$  составляет 2,7. Для матового угля Д («Шахта им. Волкова») этот коэффициент составляет 1,2.

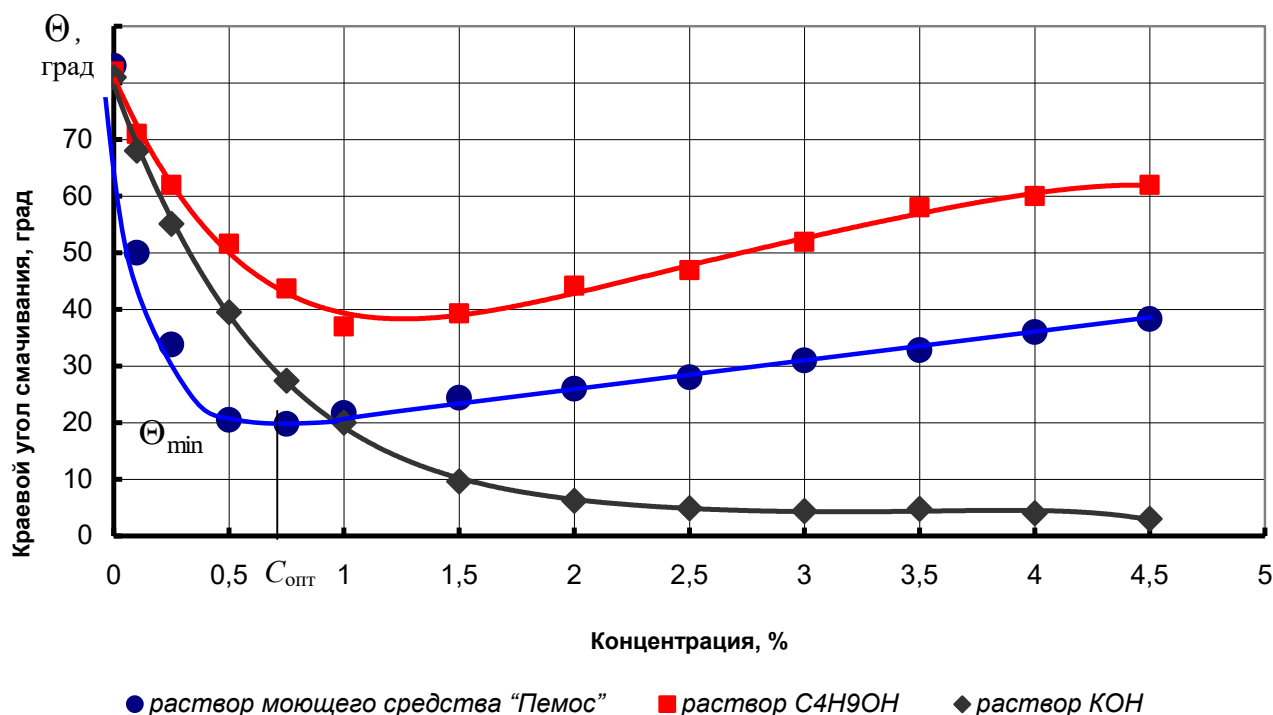


Рисунок 4.2 – Зависимость угла смачивания  $\Theta$  от концентрации  $C$  ПАВ в растворе (уголь марки КО при естественной влажности)

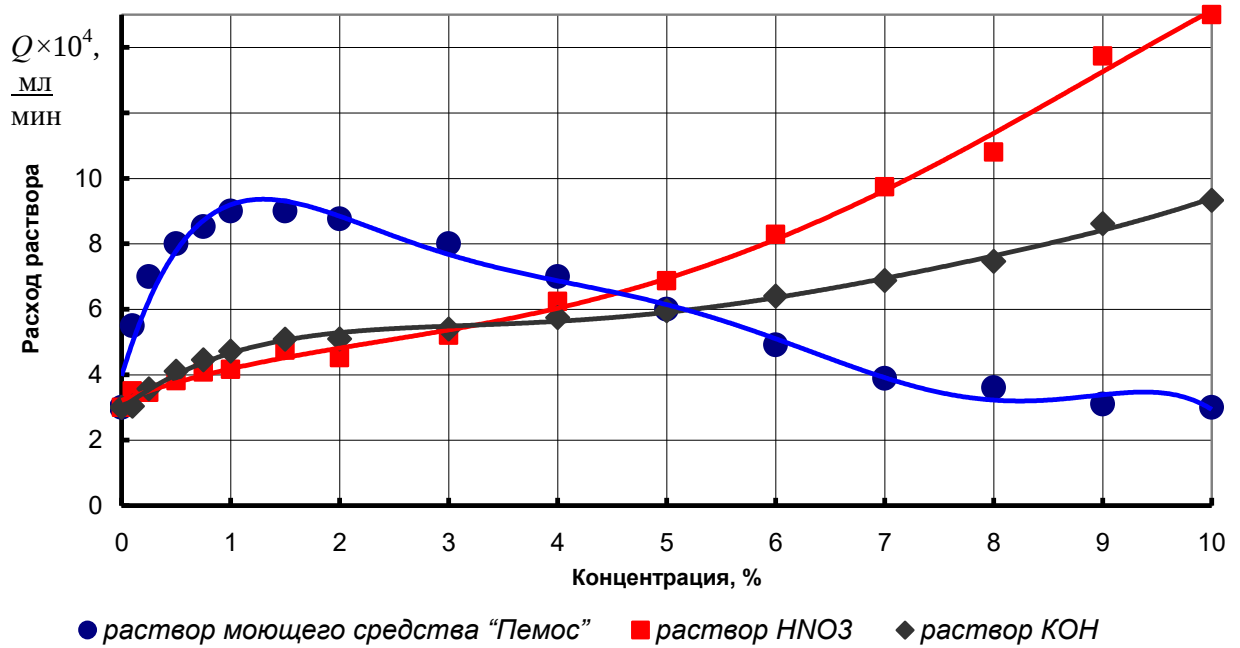


Рисунок 4.3 – Зависимость расхода  $Q$  от концентрации  $C$  активной среды в растворе (уголь марки КО при естественной влажности)

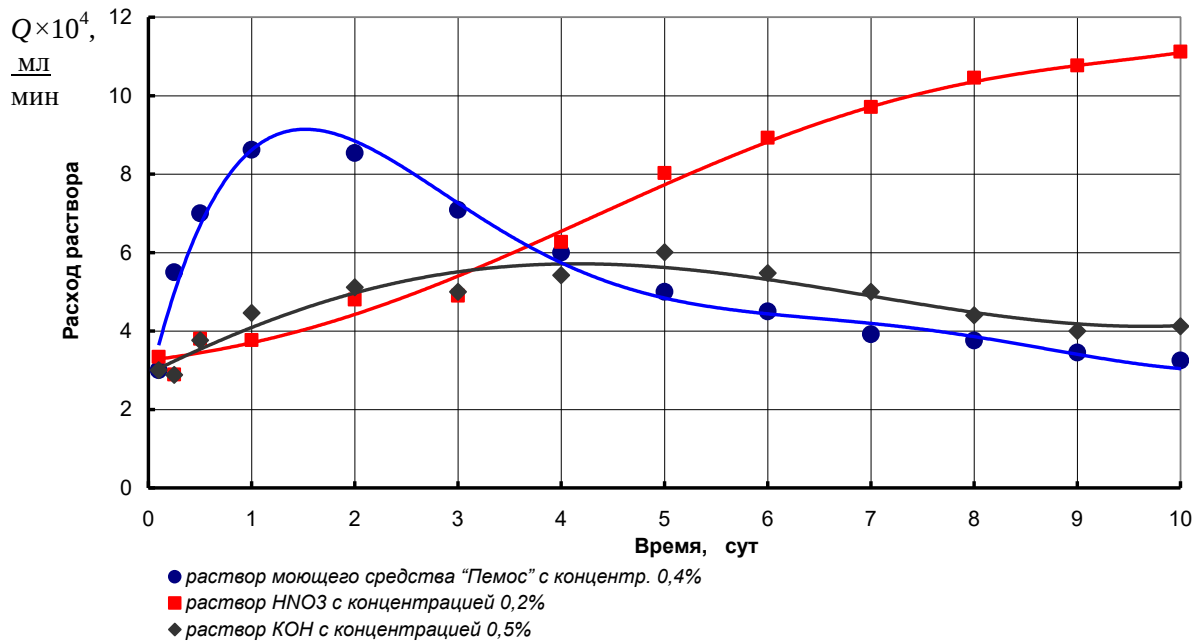


Рисунок 4.4 – Изменение расхода активной среды с течением времени (уголь марки Г)

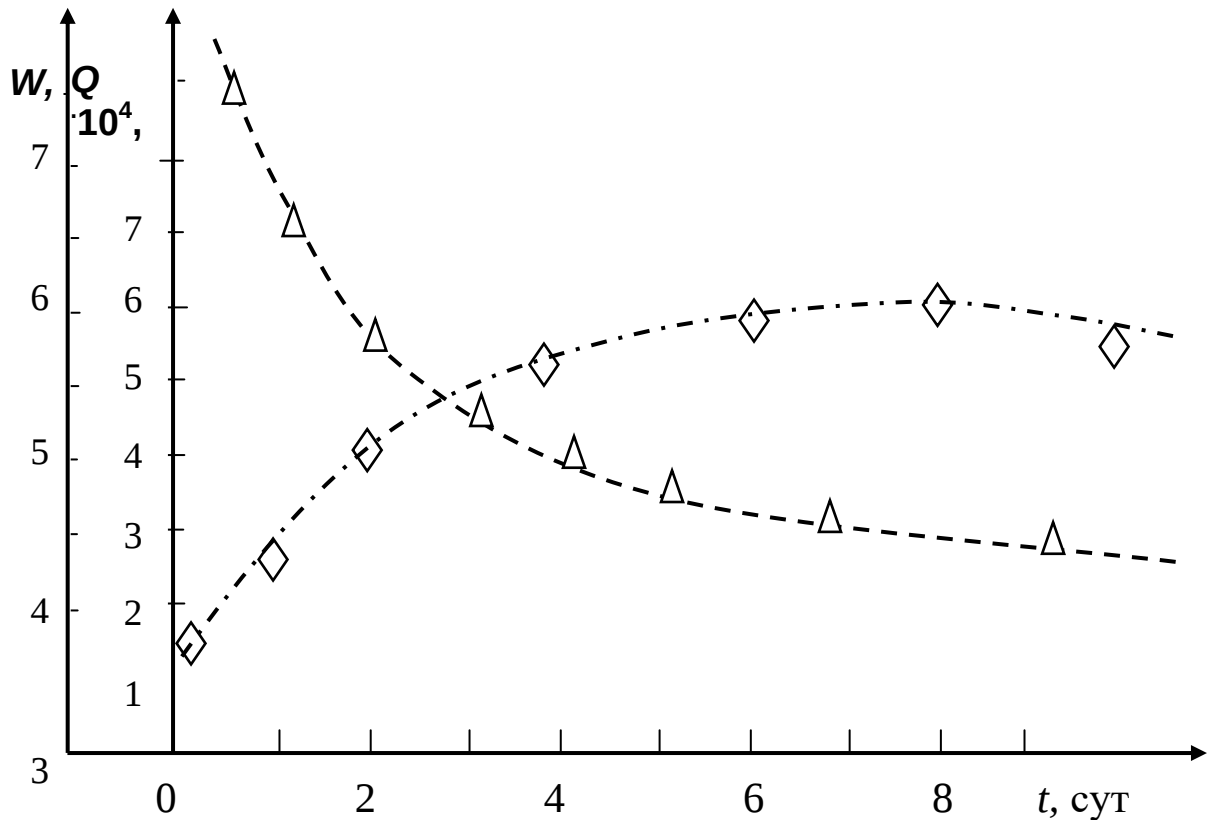


Рисунок 4.5 – Изменение расхода  $Q$  ( $\triangle$ ) и влажности  $W$  ( $\diamond$ ) со временем после обработки образца угля (шахта «Бутовская») раствором KOH концентрацией 10 % (30 мл/кг)

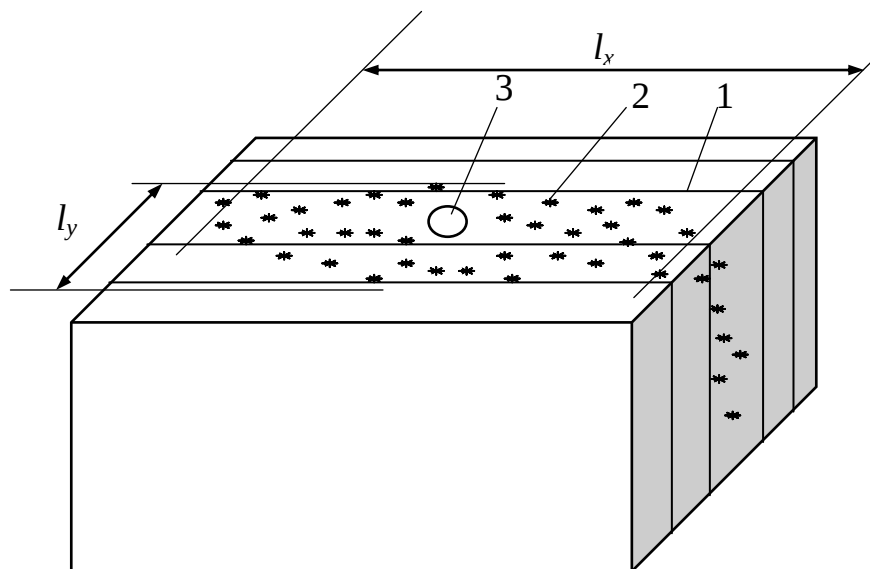


Рисунок 4.6 – Влияние слоистости угля на фильтрацию: 1 – направление слоистости образца; 2 – кристаллы соли NaCl на поверхности образца; 3 – увлажняющее отверстие

Таким образом, результаты проведенных исследований показывают, что в связи с большим разнообразием ПАС и для повышения эффективности увлажнения угольного массива актуальным становится вопрос о методе выбора наиболее эффективного ПАС и его концентрации.

#### **4.3. Разработка метода выбора ПАВ, интенсифицирующих процесс увлажнения каменных углей водой**

Эффективность увлажнения, технологические и экономические показатели данного процесса зависят от выбора ПАВ и его концентрации.

При выборе ПАВ, в целях повышения эффективности увлажнения путем повышения гидрофильности поверхности угля, используют методы, основанные на уменьшении краевого угла смачивания, как основной физической величины, которая наиболее полно характеризует взаимодействия в системе уголь–раствор ПАВ–газ.

Наибольшую распространенность имеет метод определения краевого угла смачивания – метод «сидящей» капли. В частности, в работе Панасейко С. П. [106] этим методом определялась концентрация наиболее эффективного ПАВ, определялись оптимальные концентрации смачивателя ДБ, окислителей  $\text{KMnO}_4$  и  $\text{NH}_4\text{Cl}$ . Для определения оптимальной концентрации ПАВ требуется провести 210–240 измерений угла смачивания. Причем, относительная погрешность при этом составляет 10–16 %. Основная причина погрешности данного метода заключается в том, что уголь и раствор ПАВ являются неоднородными средами, а метод «сидящей» капли дает наилучший результат (5 %) для однородных сред [121], [141]. Кроме того, метод трудоемок в силу необходимости приготовления 60–70 аншлифов. Поэтому использовать его для определения концентрации ПАВ вряд ли целесообразно.

В работе [158] выбор ПАВ осуществляют по скорости самодвижения жидкости в угольных кернах. Боковая поверхность кернов в этих опытах покрывается парафином. Нижняя часть керна помещается в эксикатор с жидкостью. После некоторого времени (3–24 ч) образцы разрезаются на части.

Для каждой части определяется влажность. По общим результатам определяют постоянную самодвижения  $a_c$ , см/ч<sup>1/2</sup>. Чем больше скорость самодвижения жидкости по капиллярам горной породы, тем эффективнее ПАВ. Недостатками этого метода являются: высокая трудоемкость, связанная с изготовлением большого числа кернов, низкая точность, связанная с влиянием механического разрушения на измерения и др.

На основе метода определения краевого угла смачивания (разд. 3), нами разработан способ выбора ПАВ и его оптимальной концентрации [40]. Высокая эффективность предлагаемого метода обеспечивается тем, что он основан на естественных процессах, протекающих в массиве при его увлажнении, а именно:

- 1) фильтрация осуществляется по капиллярам пористого тела, обладающего естественной влажностью, под действием гидростатических сил;
- 2) лапласовские силы обеспечивают самодвижение жидкости по капиллярам пористого тела, имеющего естественную влажность, и, как следствие, его смачивание.

#### 4.3.1. Методика выбора эффективного ПАВ по краевому углу смачивания

Метод осуществляется следующим образом. Отбирают куски горной породы. Из кусков изготавливают образцы геометрически правильной формы. Определяют массу образцов в естественном состоянии  $m_0$ . Затем погружают в раствор ПАВ на глубину  $H_{погр.}$  (см. рисунок 3.4) на несколько часов  $\tau$ . Измеряют массу образцов после частичного увлажнения  $m_{увл.}$ . Определяют полную влагоемкость образцов  $m_{\max увл.}$  путем их погружения в воду. По результатам измерений производят расчеты по формулам (3.13)-(3.15). По (3.16) определяют краевой угол смачивания  $\Theta$ . Для  $i$ -го ПАВ строят зависимость  $\Theta_i = f(C_{i,j})$ . Эффективное ПАВ и его оптимальную концентрацию определяют из графиков по наименьшему минимуму.

Наибольшую эффективность этот метод имеет для растворимых ПАВ, имеющих большую динамическую вязкость в концентрированном состоянии, как смачиватель ДБ, или находящихся в твердом состоянии, как обычные бытовые моющие средства.

Применение этого метода для ХАВ невозможно. По причине снижения краевого угла смачивания, связанного с протеканием химических реакций на границе раздела: раствор ХАВ–уголь (рисунок 4.2) пропорционально концентрации ХАВ. Для ХАВ ограничивающим факторами в выборе концентрации являются:

- 1) стоимость ХАВ;
- 2) экологические ограничения;
- 3) влияние на энергетические и свойства угля;
- 4) увеличение трудоемкости при его применении вследствие его высокой агрессивной химической активности.

#### **4.3.2. Метод выбора АС по микрофильтрации в образцах каменных углей**

На основе методики II исследования фильтрационных процессов в углях по схеме, показанной на рисунке 2.43, разработан другой способ определения оптимального ПАС. Основным параметром, характеризующим фильтрационные процессы в этом методе, выступает расход жидкости  $Q$ .

Метод предполагает:

- а) отбор кусков угля, горной породы для исследований;
- б) изготовление образцов в виде кернов диаметром 50 мм, высотой 70–100 мм, массой 150–170 г;
- в) сверление отверстия на глубину  $2/3$  высоты образца, диаметром 4,0 мм (рисунок 2.43);
- г) установку измерительного цилиндра емкостью 2–10 мл, герметизация соединений парафином, клеем БФ;

д) измерение расхода воды  $Q_{H_2O}$ :

$$Q_{H_2O} = V / t, \quad (4.3)$$

где  $V$  – объем воды, прошедшей через образец за время  $t$ ;

е) измерение расхода раствора ПАВ:

$$Q_{ПАС} = V_{ПАС} / t, \quad (4.4)$$

где  $V_{ПАС}$  – объем раствора, прошедшего через образец за время  $t$ ;

ж) сравнение расхода воды с расходом раствора ПАС.

Относительное изменение расхода жидкости после применения ПАС определяли по формуле:

$$\Xi = \frac{Q_{ПАС} - Q_{H_2O}}{Q_{H_2O}}, \quad (4.5)$$

где  $Q_{ПАС}$  – расход раствора ПАС при влажности образца  $W$ ;

$Q_{H_2O}$  – расход воды при влажности образца  $W$ .

Основными преимуществами разработанных методов выбора ПАВ являются:

- 1) образцы не подвергаются механическому воздействию, сопровождающемуся разрушением их структуры;
- 2) максимальное приближение к естественным условиям залегания;
- 3) высокая точность результатов;
- 4) низкая трудоемкость в получении результатов, простота конструкции оборудования.

Как показывает практика, этот способ приемлем для всех видов АС. Для высокоактивных сред предельно допустимая концентрация составляет 5–10 %

Погрешность определения оптимальной концентрации АС в растворе разработанным способом составляет 4–5 % для 10 взятых образцов угля.

Для повышения качества увлажнения экономически выгодно применение отходов химических предприятий в концентрациях, соответствующих нормам экологической безопасности. Использование моющих средств и дорогостоящих ПАВ экономически оправдано только при низких концентрациях. Или в том

случае, если сравнивать экономические потери при проявлении основных опасностей, которые по [161] в среднем по шахтам составляют 0,43 руб на тонну добытого угля без учета социальных последствий (в ценах 1994 г.), с затратами на предупреждение их проявлений.

#### **4.4. Влияние температуры жидкости на фильтрацию воды в угле**

##### **4.4.1. Влияние температуры на краевой угол смачивания и гистерезис**

Существует множество предложений по нагнетанию воды с повышенной температурой, как методы повышения эффективности увлажнения угольных пластов [8], [102], [158]. В основе этих методов лежит зависимость основных гидродинамических характеристик воды от температуры. В таблице 4.1 представлено изменение основных характеристик в зависимости от температуры в диапазоне от 0 до 100°C при нормальном давлении, согласно справочным данным [138].

Таблица 4.1.

Изменение основных гидродинамических характеристик воды в зависимости от температуры

| Температура<br>,<br>°C | Динамическая<br>вязкость,<br>·10 <sup>3</sup> , Па·с | Коэффициент<br>поверхностного<br>натяжения, мН/м | Плотность<br>воды,<br>кг/м <sup>3</sup> | Краевой угол<br>смачивания, град |
|------------------------|------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------|
| 0                      | 1,7965                                               | 75,49                                            | 999                                     | 87                               |
| 5                      | 1,5236                                               | 74,75                                            | 999                                     | 85                               |
| 10                     | 1,3107                                               | 74,01                                            | 999                                     | 84                               |
| 15                     | 1,1417                                               | 73,26                                            | 998                                     | 83                               |
| 20                     | 1,0050                                               | 72,53                                            | 998,5                                   | 80,8                             |
| 25                     | 0,8929                                               | 71,78                                            | 997                                     | 78,3                             |
| 30                     | 0,8000                                               | 71,03                                            | 996                                     | 76,7                             |
| 35                     | 0,7215                                               | 70,29                                            | 994                                     | 71,9                             |
| 40                     | 0,6551                                               | 69,54                                            | 993                                     | 70,6                             |
| 45                     | 0,5985                                               | 68,6                                             | 992                                     | 63,9                             |
| 50                     | 0,5492                                               | 67,8                                             | 991,97                                  | 59,3                             |
| 55                     | 0,5064                                               | 66,9                                             | 991,13                                  | 54,1                             |
| 60                     | 0,4683                                               | 66,00                                            | 990,29                                  | 48,3                             |

|     |         |       |        |      |
|-----|---------|-------|--------|------|
| 65  | 0,3901  | 65,10 | 989,46 | 42,5 |
| 70  | 0,3494  | 64,20 | 988,63 | 34   |
| 75  | 0,3130  | 63,30 | 987,79 | 29,3 |
| 80  | 0,2804  | 62,30 | 986,96 | 18   |
| 85  | 0,2512  | 61,86 | 986,13 | 14,3 |
| 90  | 0,2251  | 61,04 | 985,29 | 10   |
| 100 | 0,18061 | 56,02 | 983,63 | 5    |

Как видно из приведенных данных, с увеличением температуры почти в 10 раз уменьшается коэффициент вязкости воды, в 1,3 раза уменьшается коэффициент поверхностного натяжения, изменяется плотность воды. Эксперимент показывает значительное уменьшение краевого угла смачивания на границе раздела уголь-вода-воздух (в 17 раз), увеличение химической активности реагирующих веществ. От величины температуры зависит скорость всех физико-химических процессов, протекающих на границе раздела фаз.

Нами проведены исследования влияния температуры на краевой угол смачивания на границе раздела уголь-вода-воздух. Некоторые результаты исследований представлены в работе [58].

На рисунке 4.7 приведены результаты экспериментальных исследований на образцах угля марки Д (разрез «Пермяковский»).

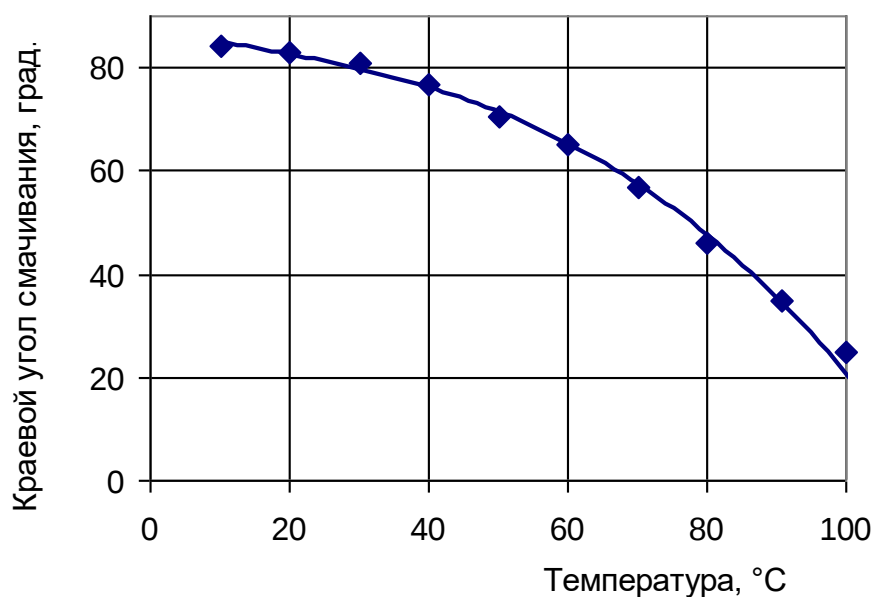


Рисунок 4.7 – Зависимость краевого угла смачивания от температуры воды

Из результатов исследований следует, что увеличение температуры воды с 20 до 60 °С позволяет уменьшить краевой угол смачивания в 1,4 раза. Это позволяет повысить скорость массопереноса в угольном массиве и эффективность низконапорного увлажнения.

#### 4.4.2. Фильтрация воды при повышенных температурах в диапазоне до 80°С

Нами проведены экспериментальные исследования влияния температуры воды на процессы фильтрации при низких давлениях по методике, аналогичной описанной в п. 2.6. Некоторые результаты этих исследований, проведенные для угля марки К (шахта «Березовская») представлены на рисунке 4.8.

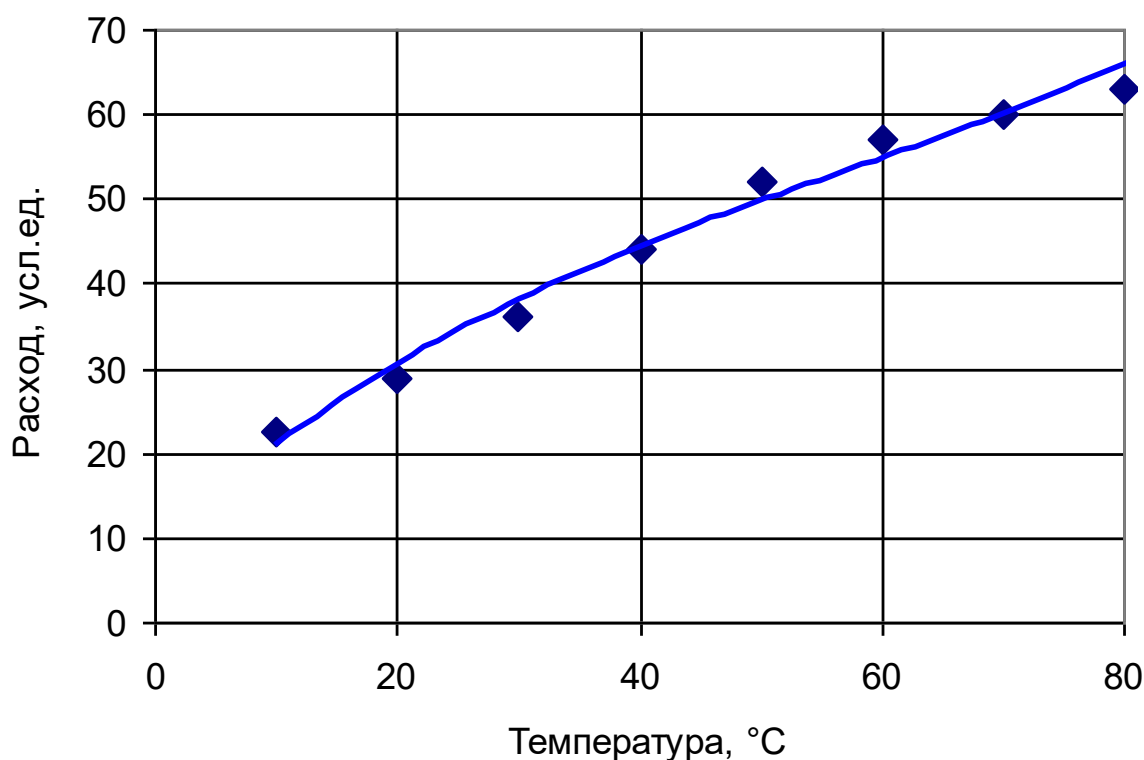


Рисунок 4.8 – Влияние температуры на процессы фильтрации воды

Результаты проведенных нами экспериментальных лабораторных исследований показывают, что с повышением температуры фильтрация воды

значительно увеличивается и достигает максимума в интервале 70–80 °С. Наибольший эффект: увеличение скорости фильтрации от повышения температуры нагнетаемой жидкости, приходится на диапазон температур 60–70 °С. Скорость фильтрации изменяется с увеличением температуры по квадратичному закону

$$v = at^2 + bt + c,$$

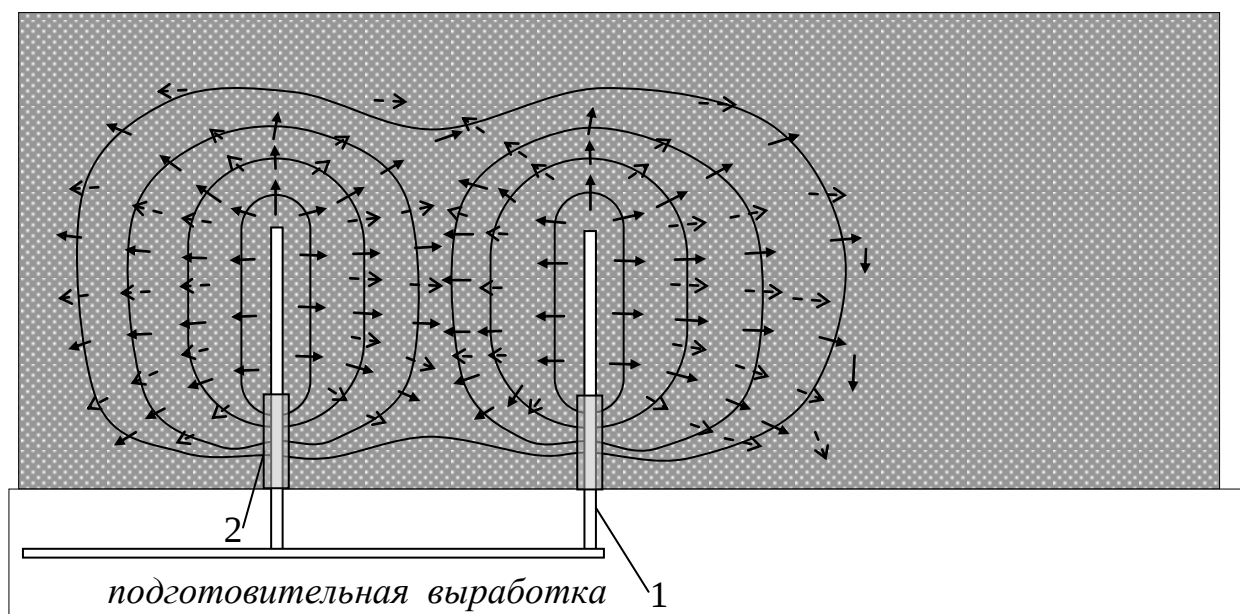
где  $v$  – скорость фильтрации;  $a, b, c$  – постоянные, зависящие от физико-химических особенностей и геометрической структуры пор угля.

Существенным фактором, определяющим снижение эффективности в интервале температур от 80°С и более, является тепловое расширение, и как следствие, деформация капиллярно-пористой структуры угля, при котором снижается эффективный радиус фильтрующих капилляров, расширение микрокапилляров за счет объема макрокапиллярной системы, расширение газа и им закупоривание фильтрующих пор. Одновременно с этим, изменяется существенно давление газа в капиллярно-пористой системе, что и является причиной для ограничений использования этого метода.

#### **4.4.3. Технологические аспекты применения теплового воздействия**

Как метод воздействия, нагревание увлажняющей жидкости является экономически более выгодным по сравнению с химическим: не требуется дополнительного оборудования для приготовления растворов ПАВ, дорогих систем дозирования ПАВ. Стоимость электрической энергии в десятки раз ниже стоимости ПАВ.

Нагревание воды можно проводить непосредственно перед нагнетанием ее в скважину, соблюдая все меры предосторожности при использовании электронагревателей и обращении с высокотемпературными жидкостями. Технологическая схема осуществления способа теплового воздействия представлена на рисунке 4.9.



*Рисунок 4.9 – Технологическая схема осуществления теплового воздействия при увлажнении угольного пласта из подготовительной выработки: 1 – увлажняющая скважина; 2 – зона герметизации: ◄--- – движение газовой фазы; ◄— – движение жидкости*

Наряду с множеством положительных факторов, тепловое воздействие может иметь отрицательные факторы, приводящие к усложнению применения данной технологии:

1. В воздушном пространстве, где проводятся мероприятия, резко возрастает влажность воздуха в соответствии с физическими законами насыщенного пара, находящегося в термодинамическом равновесии с жидкостью. Это повышает трудоемкость проводимых технологических работ.

2. При значительных температурах вследствие теплового расширения угля за счет снижения порового пространства уменьшается действительная влажность угля.

3. В связи с повышением общей температуры в забое, активизируются процессы газовыделения из его обнаженной части угольного пласта. Скорость газовыделения растет пропорционально росту температуры в массиве. В связи с этим, необходимо повысить контроль газовой динамики в выработанном пространстве. Активизируются динамические процессы в массиве. В таком

случае использование этого метода для управления массопереносом в выбросоопасных угольных пластах является невозможным.

Технология применения теплового воздействия предполагает:

- 1) наличие нагревательной установки;
- 2) нагревание жидкости;
- 3) нагнетание нагретой жидкости в угольный массив;
- 4) контроль температуры в угольном массиве и в выработке;
- 5) контроль влажности в выработках.

Вода имеет высокую удельную теплоемкость равную 4200 Дж/кг·К. В связи с этим, для нагревания воды требуется большое количество тепла. С другой стороны, по мере фильтрации воды по капиллярам угольного пласта, имеющим среднюю температуру 20 °С, вода охлаждается и, соответственно, теряет фильтрационную способность, вызванную уменьшением краевого угла смачивания и повышением коэффициента динамической вязкости в соответствие с вышеприведенными зависимостями. Эффективность от применения метода падает. Для избегания преждевременного охлаждения возможно следующее:

- 1) Установление нагревательного или подогревающего элемента непосредственно в увлажняющую скважину.

- 2) Несколько скважин пробуривается параллельно залеганию пласта и выходят в параллельную подготовительную выработку. Все скважины образуют единую систему с замкнутым циркулирующим контуром, в которой вода, циркулируя, одновременно подогревается в подготовительной выработке в специальном нагревательном баке (котле) до необходимой температуры.

На рисунке 4.10 приведена технологическая схема для осуществления теплового воздействия с использованием замкнутого контура.

Для использования на практике, как метода повышения эффективности увлажнения, необходимо оценить энерго-экономические показатели его применения.

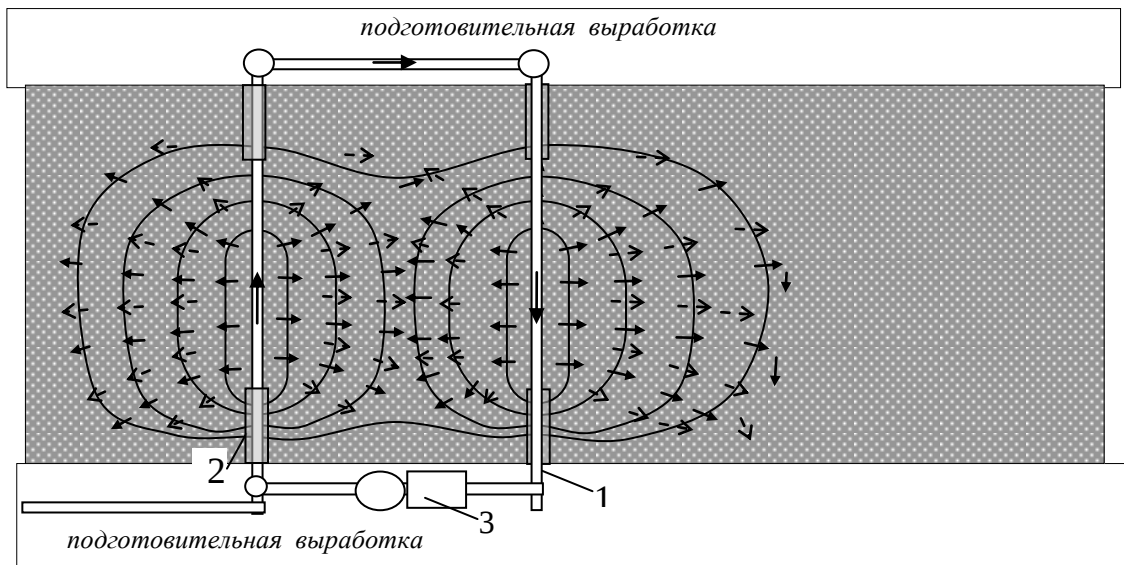


Рисунок 4.10 – Технологическая схема осуществления теплового воздействия при региональном увлажнении угольного пласта:

1 – увлажняющая скважина; 2 – зона герметизации;

3 – нагнетающая установка;

←--- – движение газовой фазы; ← – движение жидкости

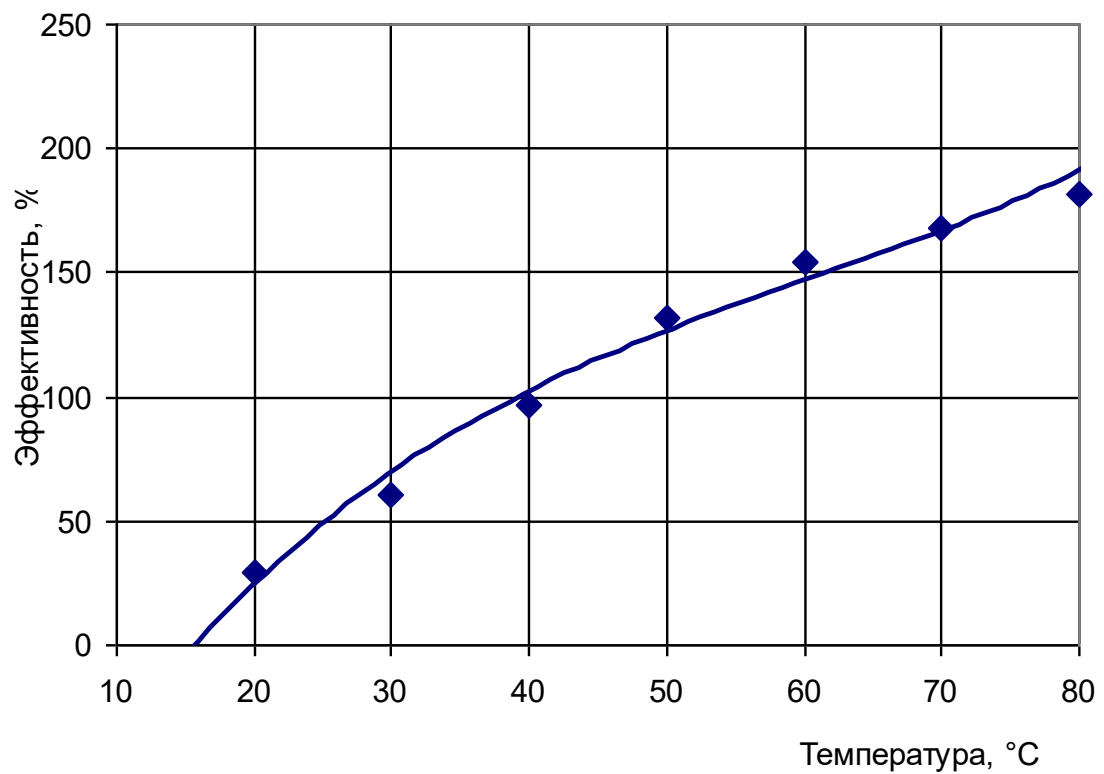


Рисунок 4.11 – Изменение эффективности увлажнения в зависимости от температуры воды

На рисунке 4.11 приведена зависимость изменения эффективности применения теплового воздействия от температуры воды.

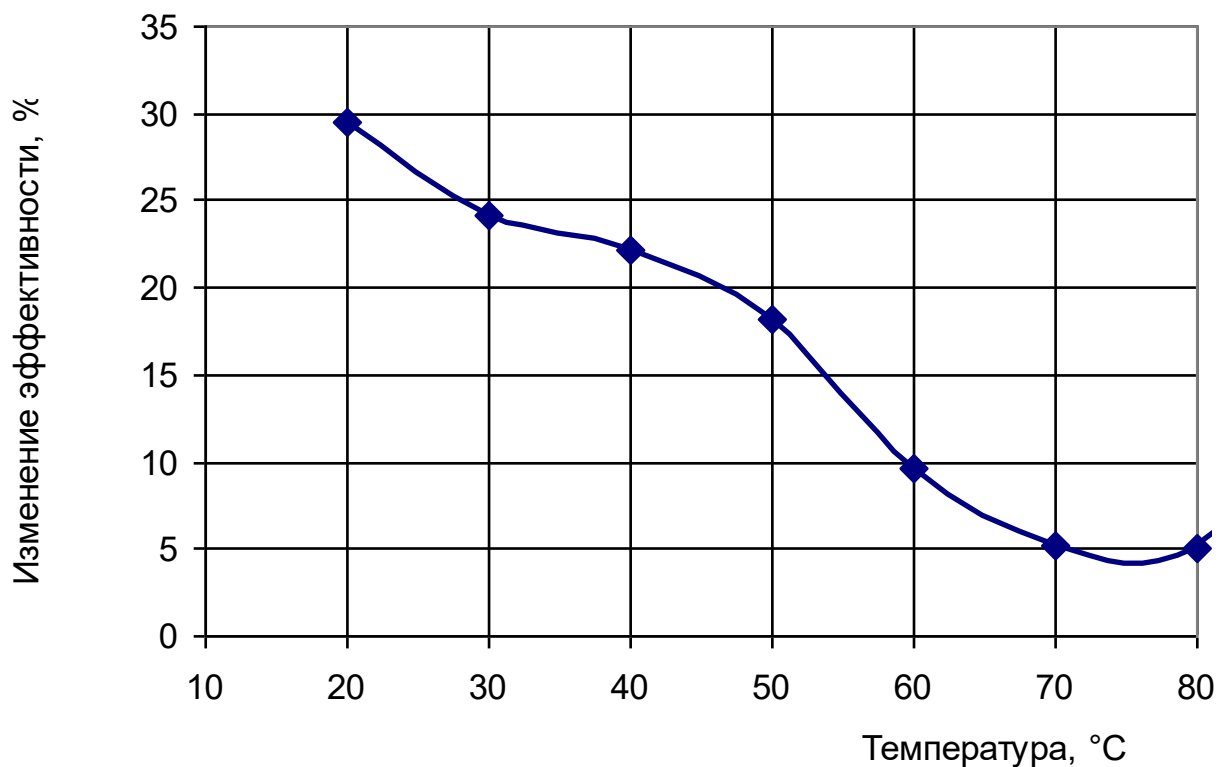
Относительная эффективность определяется по формуле

$$\varepsilon = \frac{Q_t - Q_{20}}{Q_{20}},$$

где  $Q_t, Q_{20}$  – расход жидкости при температурах  $t$  и  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , соответственно.

Общая эффективность от теплового воздействия резко возрастает, но для высоких температур рост эффективности снижается. Максимальное значение прироста эффективности достигается на интервале температур от  $20$  до  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

На рисунке 4.12. приведена зависимость относительной эффективности теплового воздействия от температуры воды.



*Рисунок 4.12 – Изменение эффективности увлажнения в зависимости от температуры воды*

Прирост эффективности при изменении температуры на  $1^\circ\text{C}$ , определяемый по формуле  $\xi_T = \frac{\Delta Q_T}{Q_T}$ , приведена на рисунке 4.12.

Энергия, необходимая для нагревания одного килограмма воды на один градус, составляет

$$Q = \eta c m \Delta t,$$

где  $\eta$  – коэффициент теплопередачи от нагревательного элемента к воде;  $c = 4200$  Дж/(кг град) – удельная теплоемкость воды;  $m$  – масса воды;  $\Delta t$  – разность температур.

Стоимость нагревания одного килограмма воды от  $20$  до  $80^\circ\text{C}$  составляет

$$C = \frac{Q}{z} = \frac{0,5 \cdot 4200 \cdot 1 \cdot 60}{3600 \cdot 1000} \cdot 0,75 = 0,02625, \text{ руб.}$$

Затраты на применение растворов ПАВ в 1 % концентрации

$$C = c_1 z_1 = 0,01 \cdot 24 = 0,24 \text{ руб.}$$

где  $c_1$  – концентрация ПАВ в растворе;  $z_1$  – стоимость одного кг ПАВ.

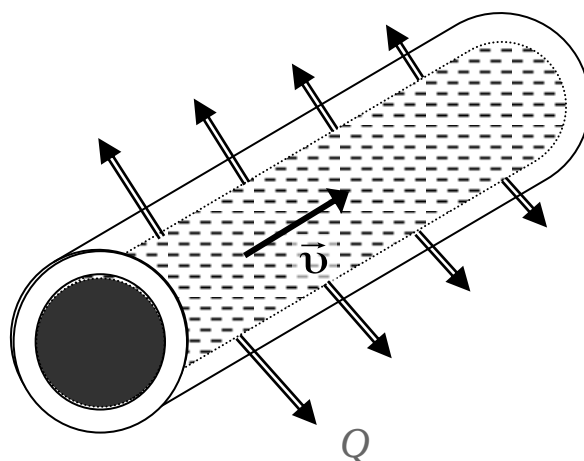
Удельные затраты на нагревание нагнетаемой жидкости в диапазоне от  $40$  до  $65^\circ\text{C}$  значительно ниже, чем использование дорогостоящих высокомолекулярных добавок ПАВ или ПАС. Учитывая тепловые потери при применении метода, его экономичность несколько уменьшается.

### ***Снижение эффективности вследствие рассеивания тепловой энергии***

Скорость уменьшения температуры воды вследствие преждевременного остывания зависит от времени взаимодействия воды с температурой  $100^\circ\text{C}$  с угольным массивом, имеющим температуру близкую к  $20^\circ\text{C}$ .

Удельная теплоемкость угля составляет  $800$  Дж/кг·К. Коэффициент теплопроводности воды равен  $q = 5600$  Вт/м<sup>2</sup>.

Схема к расчету теплового потока через стенки капилляра приведена на рисунке 4.13.



*Рисунок 4.13 – Изменение теплового потока вблизи капилляра при движении жидкости:*

- ← – тепловой поток;
- ← – направление фильтрации жидкости в капилляре

Расчеты показывают, что влияние тепловых свойств теплоносителя и массива горных пород тепловое воздействие оказывает интенсивное воздействие на зону массива радиусом около 1–1,5 м, где сопутствующими факторами является проницаемость угля, его теплопроводность, а также, его теплоемкость.

С другой стороны, анализ экспериментальных исследований показывает, что при увеличении температуры эффективность от применения синтетических ПАВ значительно увеличивается. При высокой температуре большинство высокомолекулярных ПАВ разлагаются на простейшие соединения. При низкой температуре молекулы ПАВ коагулируют с мицеллообразованием. С увеличением температуры свыше 65°C наблюдается разложение высокомолекулярных соединений ПАВ с последующим снижением эффективности их действия. Поэтому оптимальная температура при комплексном использовании теплового воздействия и раствора ПАВ лежит в диапазоне 25–40 °C.

Учитывая факторы экономической эффективности и безопасности использования нагревательного оборудования в подземных условиях, использование теплового воздействия до 35°C не целесообразно.

Таким образом, совместное использование теплового метода и растворов ПАВ целесообразно в диапазоне температур от 35 до 50°C при условии проведения дополнительных исследований влияния температуры на устойчивость и эффективность ПАВ.

Увеличение температуры нагнетаемой жидкости, как метода воздействия на границу раздела уголь–вода–газ, в целях управления массопереносом и повышения эффективности увлажнения положительно влияет на процесс увлажнения и может быть рекомендовано к использованию на угольных предприятиях.

Установлены основные закономерности теплового воздействия, заключающиеся в следующем:

1. Краевой угол смачивания существенно уменьшается на границе раздела уголь–вода–газ до 40° при изменении температуры от 20 до 70 °C. При этом, фазовая проницаемость угля увеличивается в 1,3 раза с увеличением температуры до 40 °C.

2. При тепловом воздействии увеличивается скорость фильтрации раствора ПАВ с оптимальной концентрацией в 1,2–1,8 раза при изменении температуры от 20 до 60 °C в зависимости от степени метаморфизма углей.

3. Увеличивается радиус увлажнения угольного пласта от одиночной скважины, главным образом, за счет увеличения смачиваемости угля. При этом, одновременно на 15–20 % увеличивается максимальная влажность угля.

4. Комплексное применение теплового воздействия и растворов ПАВ дает дополнительный эффект качества увлажнения. Максимум эффективного теплового воздействия приходится на интервал температур 40–60 °C.

5. Тепловое воздействие неприменимо для управления массопереносом в угольном массиве при газодинамических явлениях. Но его можно использовать в совокупности с другими методами исследования

состояния угольного массива как метод-провокацию для инициирования газодинамических явлений и определения зон с повышенной газодинамической активностью.

#### **Выводы по главе 4**

Проведенными исследованиями процесса смачивания и влияния растворов ПАВ на слабонапорную фильтрацию в каменных углях и теплового воздействия установлены следующие результаты:

1. Значительно повысить эффективность увлажнения, снизить влияние процесса преждевременного закупоривания фильтрующих пор можно путем применения различных активных сред: поверхностно-активных веществ и химически-активных веществ.

2. Установлено, что применение ПАВ с оптимальной концентрацией порядка 0,1 % позволяет на 50 % снизить эффект преждевременного закупоривания пор, связанного со временем фильтрации экспоненциальной зависимостью, что позволяет повысить скорость фильтрации, насыщение капиллярно-пористой системы угля жидкостью, увеличить эффективный радиус увлажнения и повысить качество увлажнения угольного массива.

3. Большое разнообразие ПАВ и их влияния на процессы увлажнения вызывает необходимость выбора оптимального ПАВ. На основе метода измерения краевого угла смачивания разработана методика выбора оптимального ПАВ и его концентрации. В качестве ПАВ можно использовать широкий спектр веществ, отвечающих основным требованиям санэпиднадзора и экологической безопасности.

4. На основе изучения в лабораторных условиях микрофильтрации в образцах угля разработан метод выбора оптимального ПАВ и его концентрации. Разработанные методы позволяют повысить эффективность выбора ПАВ и его оптимальной концентрации в растворе. Достоинствами разработанных методов являются: достаточная точность и простота измерений, отсутствие сложного технического оборудования.

5. Показано, что радиус увлажнения угольного массива от одиночной скважины и качество его увлажнения увеличиваются на 30% при использовании теплового воздействия, нагревая воду до 60 °С, а также за счет снижения краевого угла смачивания на 15–20 % и уменьшения динамической вязкости жидкости на 30 %.

6. Применение ПАС с оптимальной концентрацией в диапазоне 0,05–0,1 % в зависимости от его вида и марки угля или использование теплового воздействия, заключающегося в нагнетании в угольный пласт воды с температурой 50–60 °С, позволяет снизить время обработки с 10 до 6 часов, добиться равномерности увлажнения и необходимой влажности угольного пласта.

7. Комплексное применение теплового воздействия и растворов ПАВ дает значительное увеличение массопереноса в угольном массиве, а также дополнительный эффект качества увлажнения, достигающий 50–80 %, при условии, что повышение температуры не будет активизировать процесс разложения высокомолекулярного ПАВ, снижающего его эффективное действие.

8. Тепловое воздействие, как метод интенсификации массопереноса в угольном массиве, показан к применению для угольных пластов по динамическим явлениям, пылеобразованию, но невозможен к применению опасных по газодинамическим явлениям, газовыделениям и на пожароопасных пластах.

## **5. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВИБРОАКУСТИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ НА САМОДВИЖЕНИЕ ВОДЫ И УВЛАЖНЕНИЕ КРАЕВОЙ ЧАСТИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА**

### **5.1. Исследование влияния динамических воздействий на межфазные взаимодействия в системе уголь–вода–газ**

Звуковые колебания получили широкое применение в горном деле [146]. Наибольшее применение УЗК нашли, как источники информации о структуре и состоянии массива горных пород, напряженном состоянии массива в зоне ведения горных работ, как средство передачи информации и связи при подземных работах.

Идея применения ультразвуковых колебаний, как динамического воздействия в технологиях горного производства, при интенсификации некоторых технологических процессов имеет давнюю историю. В частности, применение ультразвуковых колебаний имеет целью повышения эффективности процессов увлажнения краевых зон угольного массива.

С ультразвуковым воздействием тесно связано явление кавитации. Данное явление известно немногим более сотни лет. Впервые обнаружено это явление Рейнольдсом в 1894 году на английских миноносцах. Кавитация отличается от обычного кипения тем, что при повышении скорости потока относительно тела, давление потока понижается до уровня давления насыщенных паров (вакуума). При этом жидкость «вскипает» и образуются кавитационные парогазовые пузырьки микроскопических размеров. Кавитационные пузырьки, попадая в область повышенного давления, схлопываются (замыкаются, конденсируются) кумулятивными струйками. При схлопывании кавитационного микропузырька в локальном объеме вблизи него и внутри возникают поля высоких давлений (до 1000 МПа) и температур (до 1000–2000 °С). При коллапсе пузырька в жидкости генерируются волны разрежения – сжатия, образуются кумулятивные микроструйки со скоростями движения 100–520 м/с [74].

Кроме того, резкое (внезапное) исчезновение кавитационных пузырьков приводит к образованию гидравлических ударов и, как следствие, к созданию

волн сжатия и растяжения в жидкости с ультразвуковой частотой. Если ударная волна встречает на своем пути препятствие, то она разрушает его поверхность, изменяет состояние фаз на границе раздела, активирует межфазные взаимодействия.

Энергия схлопывающихся пузырьков расходуется на излучение ударных волн, на локальный нагрев газа, содержащегося в сжимающихся кавитационных полостях, на возбуждение сонолюминисценции, на образование свободных радикалов, а также на создание шума [74], [76].

Кинетикой воздействия кумулятивных микроструек в большей степени объясняется кавитационная эрозия. Область в малой окрестности схлопывающегося микропузырька и сам пузырек становятся своего рода микрореактором, в котором возможно протекание различных физико-химических процессов. Кроме того, гидродинамической кавитации сопутствуют процессы интенсивного турбулентного перемешивания, диспергирования жидких и твердых компонентов потока, различные химические реакции, инициируемые коллапсом кавитационных микропузырьков. Например, образование в воде свободного кислорода и водородных связей интенсифицирует процесс химической коррозии. Вышеперечисленные и другие особенности кавитационных течений легли в основу кавитационной технологии и наметили области ее применения [76].

Низкочастотное динамическое воздействие на увлажняемый массив имеет свои особенности. Динамическое воздействие приводит к активизации межфазных взаимодействий, сорбционных процессов на границе раздела.

Динамическое воздействие на межфазную границу под действием акустических колебаний определяется двумя составляющими:

$$p = p_{cm} + p_0 \cos \omega t, \quad (5.1)$$

где  $p_{cm}$  — давление, создаваемое нагнетающими установками;  $p_0$  — амплитудное значение гармонической составляющей давления жидкости, вследствие распространения упругих волн в массиве.

Увлажнение будет иметь положительный эффект, движение жидкости в капилляре положительно, если давление жидкости в капилляре будет больше давления капиллярного смачивания, зависящего от радиуса капилляра, и давления газа. Давление газа для всех капилляров – величина постоянная, равная 2–6 атм., определяемая величиной горного давления и горно-геологическими условиями залегания пласта. А давление, создаваемое силами капиллярного смачивания, зависит от радиуса капилляров по закону

$$p_k = \frac{2\sigma}{r} \cos\Theta, \quad (5.2)$$

Величина этого давления достигает 10–20 атм. для капилляров с радиусом 0,01–0,1 мм.

Применение ультразвуковых колебаний позволяет:

- активизировать физико-химические процессы на границе раздела при нагнетании жидкости;
- проникать жидкости в капилляры с меньшим радиусом, за счет изменения краевого угла смачивания на границе раздела фаз и фазовой проницаемости жидкости;
- снизить время гистерезиса краевого угла смачивания на границе раздела уголь–жидкость–газ, что позволяет сократить время увлажнения.

Время развития гистерезиса краевого угла смачивания не зависит от внешних факторов и определяется, главным образом, физико-химическими свойствами угля. Для большинства углей эта величина одинакова и составляет 2–4 мин. За процесс гистерезиса отвечают силы межмолекулярного взаимодействия, т.е. силы Ван-дер-Ваальса. Для управления этими силами необходима энергия, равная 2–4 кДж/моль. Подведение этой энергии возможно физическим путем, например, нагревая жидкость до температуры 100 °С, и химическим – нагнетая химически активные среды или их растворы.

Применение ультразвуковых колебаний повышает способность воды проникать в капилляры с малым диаметром, увеличивает эффективный диаметр капилляров за счет снижения времени гистерезиса процесса смачивания.

### 5.1.1. Модель угля в условиях динамических деформаций

Целью наших теоретических исследований является установление связи между параметрами колебательного воздействия на межфазную границу раздела трех фаз и физико-механическими свойствами капиллярно-пористого твердого тела. В данном случае, нас интересует, как изменяются адсорбционные и фильтрационные свойства угля в зависимости от мощности и частоты воздействия, а также определение оптимальных условий для массопереноса при увлажнении угольного массива.

В основе теории межфазных взаимодействий в условиях виброакустического воздействия лежит теория С. Н. Журкова о влиянии напряжений на механические свойства твердого тела [52], [79]. Суть теории заключается в том, что с течением времени время релаксации в процессе разрушения уменьшается по экспоненциальному закону:

$$\tau = \sigma_0 e^{-\alpha t}, \quad (5.3)$$

где  $\sigma_0$  – напряжения, действующие в образце в начальный момент времени;  $t$  – время напряженного состояния.

С другой стороны, вследствие явлений ползучести и текучести в образце, наблюдается снижение внутренних напряжений за счет повышения доли неупругих деформаций.

Процессы, протекающие на границе раздела:

1. Образование новой поверхности в результате интенсивного динамического воздействия;
2. Поляризация поверхности твердого тела;
3. Активизация молекул жидкости за счет разрушения старых связей, рекомбинация и переориентация водородных связей;

4. Ионизация молекул жидкости или твердого тела при высокой интенсивности и др.

Энергия активизации, соответствующая энергии электризации молекулы или поляризации, составляет примерно  $E = h\nu = 13,6$  эВ, или на один моль вещества  $E = 1\,305\,600$  Дж/моль.

Энергия, необходимая для активизации межфазовых процессов на границе уголь–вода–газ, исходя из величины энергии молекулы воды при температуре  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ , составляет порядка  $E = 3100$  Дж/моль. Молярная масса макромолекулы угля равна  $0,35$  кг/моль. Мощность излучателя такой энергии должна составлять  $3,44$  МВт на тонну угля при мгновенной обработке или  $1000$  Вт на тонну угля при обработке в течение одного часа. Это составляет  $0,012\%$  от энергетической ценности угля. На рисунке 5.1 представлена зависимость эффективности внешнего воздействия от его мощности, приходящаяся на одну тонну угля. Расчет произведен на основе теории теплового межфазового взаимодействия в системе уголь–вода–газ.

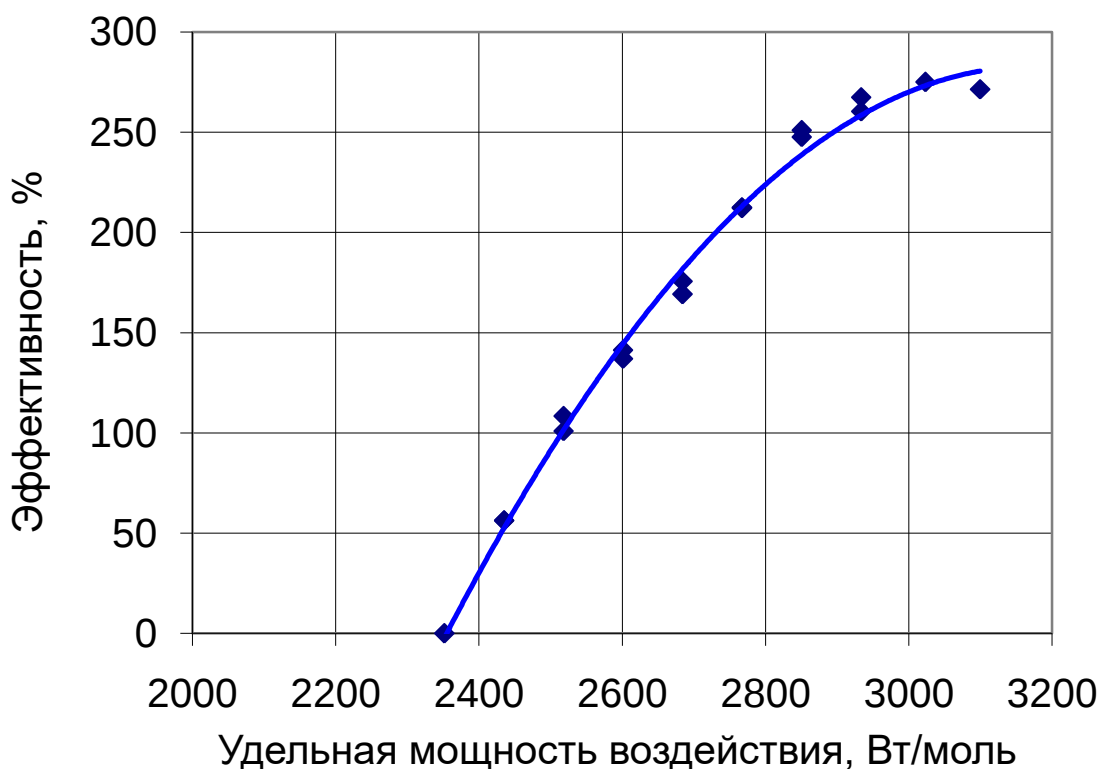


Рисунок 5.1 – Зависимость эффективности воздействия от его мощности

Физика воздействия упругих колебаний на угольную матрицу, содержащую воду, по нашему мнению заключается в следующем.

При упругих воздействиях частично происходит поляризация или электризация поверхности порового пространства, как следствие относительного движения или смещения частиц, межфазных групп или объектов относительно друг друга и тем самым повышается активность межфазных взаимодействий. В данном случае, источником смещения частиц является ультразвуковая волна высокой интенсивности или упругие волны с частотой собственных колебаний структурных межфазовых макрообъектов.

При высоких частотах происходит ионизация взаимодействующих фаз, изменение физико-химической активности взаимодействующих фаз – увеличивается гидрофильность поверхности твердого тела, снижается время гистерезиса краевого угла смачивания на границе раздела фаз, уменьшается время релаксации, что приводит к значительному повышению проницаемости.

Происходит резкое снижение времени релаксационного взаимодействия, времени гистерезиса краевого угла смачивания, заключающегося в снижении краевого угла смачивания с течением времени. Механизм этого явления заключается в том, что при прохождении упругой волны происходит разрыв межмолекулярных связей. Например, для воды – это водородные связи. Увеличивается хаотичность движения молекул жидкости, что приводит к ее активизации при взаимодействии с молекулами поверхности твердого тела. Отметим, что этот процесс напрямую зависит от энергии упругой волны и физических характеристик взаимодействующих фаз.

Энергия воздействия определяется амплитудными и частотными характеристиками. При этом важно, чтобы сила внешнего воздействия была соизмерима с силами межмолекулярного взаимодействия.

Частота внешнего воздействия должна быть соизмеримой с частотой собственных внутренних колебаний молекул твердой фазы или частотой межмолекулярного взаимодействия молекул воды. В этом случае будет

наблюдаться резонансное повышение активности взаимодействующих фаз. Для воды время оседлого состояния молекулы составляет порядка  $10^{-10}$  с. Соответственно, частота акустического воздействия для эффективного изменения свойств взаимодействующих фаз на границе раздела в этом случае должна также составлять порядка несколько МГц.

С другой стороны, знакопеременные динамические воздействия должны способствовать активизации процесса замещения газовой фазы жидкостью.

Водородная связь, действующая между молекулами воды на расстоянии нескольких межмолекулярных расстояний, определяет ее физико-химические свойства. Энергия этой связи составляет порядка 3–4 кДж/моль. Преодоление этой энергией за счет сил внешнего воздействия приводит к активизации жидкости и, вследствие этого, снижению краевого угла смачивания на границе раздела сред, коэффициента динамической вязкости жидкости, что в свою очередь ведет к большой проникающей способности жидкости в более мелкие поры и капилляры.

Активизация жидкости заключается в том, что разорванные межмолекулярные водородные связи в один момент времени пытаются восстановиться с молекулами внешней фазы, твердой поверхности. Время релаксационного периода для молекул воды (жидкости) значительно меньше, чем для аналогичных молекул твердой фазы. Следовательно, энергия для активизации молекул воды меньше, чем для твердого тела. На поверхности твердого тела постоянно действуют силовые поля диполей. Энергия межмолекулярного взаимодействия молекул с дипольным моментом и молекул воды значительно больше энергии взаимодействия неполярных молекул. Дополнительная активизация поверхности твердого тела возможна за счет процессов деформации с последующим разрушением межмолекулярных ван-дер-ваальсовских связей и ионного взаимодействия (для ионных кристаллов) или за счет действия внешних силовых полей высокой плотности энергии, электрические, магнитные, электромагнитные.

Тепловое воздействие, как параллельно идущее, сопутствующее явление

при акустическом воздействии, создает дополнительное положительное действие на массоперенос в капиллярно-пористой среде. Тепловое воздействие приводит к уменьшению времени гистерезиса краевого угла смачивания, как это было показано выше, что в целом оказывает положительное влияние на процесс увлажнения угля и активацию массопереноса в нем.

### 5.1.2. Влияние акустических колебаний на деформацию капиллярно-пористой структуры угля

Смещение частиц относительно положения равновесия на расстоянии  $r$  от точечного изотропного источника в результате прохождения упругой волны при малом затухании определяется уравнением

$$\xi = \xi_0 \sin(\omega t - \vec{k}\vec{r} + \varphi_0), \quad (5.4)$$

где  $\xi_0$  – амплитуда звуковой волны, амплитуда колебаний частиц;  $\omega$  – частота колебаний;  $\vec{k}$  – волновой вектор;  $\varphi_0$  – начальная фаза колебаний.

Скорость частиц соответственно определяется по закону

$$\dot{\xi} = \frac{d}{dt} \xi = \xi_0 \omega \cos(\omega t - \vec{k}\vec{r} + \varphi_0). \quad (5.5)$$

Ускорение точек среды соответственно равна

$$\ddot{\xi} = \frac{d}{dt} \dot{\xi} = -\xi_0 \omega^2 \sin(\omega t - \vec{k}\vec{r} + \varphi_0). \quad (5.6)$$

Давление, производимое на элемент поверхности среды удаленный от источника упругой волны, изменяется по гармоническому закону

$$p = \frac{F}{S} = \frac{m\ddot{\xi}}{S} = p_0 \sin(\omega t), \quad (5.7)$$

где  $p_0$  – амплитудное значение звукового давления

$$p_0 = \xi_0 \omega \rho v, \quad (5.8)$$

где  $\rho$  – плотность среды;  $v$  – скорость распространения волны в среде.

При  $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ ,  $\upsilon = 1400 \text{ м/с}$ ,  $\omega = 20000 \text{ Гц}$  для эффективного воздействия на изменение состояния твердой фазы амплитуда должна составлять  $\xi_0 = 0,00357 \text{ м}$ , а мощность излучателя в этом случае должна составлять  $N = 10^7 \text{ Вт}$ .

Максимальный эффект от звукового давления для воды достигается при частоте, равной около 22000 Гц. В этом случае наблюдается эффект кавитации: изменяется коэффициент поверхностного натяжения и величина краевого угла смачивания на границе раздела фаз. Кавитирующая жидкость приобретает наибольшую физико-химическую активность. Эффективное изменение характеристик межфазных взаимодействий определяется соотношением статического давления жидкости и звукового давления.

Средняя объемная плотность энергии звукового поля

$$\langle w \rangle = \frac{1}{2} \rho \dot{\xi}_0^2 = \frac{1}{2} \rho \omega^2 A^2, \quad (5.9)$$

где  $\dot{\xi}_0$  – амплитуда скорости частиц среды.

Это вызовет дополнительное давление жидкости и приведет ее в движение:

$$p = p_1 + p_2, \quad (5.10)$$

где  $p_1$  – статическое гидравлическое давление в скважине, создаваемое насосными установками;  $p_2$  – переменное давление, созданное звуковым генератором.

С другой стороны, при прохождении волны через границу раздела фаз происходит ее преломление, что ведет к активизации взаимодействий между фазами.

Скорость распространения продольной волны  $\upsilon$  определяется упругими величинами

$$\upsilon = \sqrt{\frac{E}{\rho}}, \quad (5.11)$$

где  $E$  – модуль упругости;  $\rho$  – плотность тела.

Энергия, необходимая для деформации угля, оценивается по формуле

$$W = \frac{E\varepsilon^2}{2}V, \quad (5.12)$$

где  $\varepsilon = \Delta l / l$  – относительная деформация при продольном одноосном растяжении или сжатии тела;  $V$  – объем тела.

В результате колебательного движения происходит снижение краевого угла смачивания, уменьшение времени гистерезиса по закону

$$t = t_0 e^{-\frac{W}{kT}}, \quad (5.13)$$

где  $t_0$  – время гистерезиса краевого угла смачивания при нормальных условиях;  $W$  – энергия внешнего колебательного воздействия;  $k$  – постоянная Больцмана;  $T$  – термодинамическая температура.

Постоянная  $t_0$  является эмпирической. Для системы уголь–вода–газ составляет 2–4 мин в зависимости от физико-химической структуры угля и условий взаимодействия.

В этой связи, гидравлический удар, протекающий в увлажняемой скважине, будет оказывать дополнительный положительный эффект на процесс увлажнения.

Энергия, переносимая волной, определяется

$$W_{уп} = \frac{m\omega^2\xi_0^2}{2}. \quad (5.14)$$

Энергия, необходимая для гидравлического увлажнения угольного массива, определяется по формуле

$$W = A = p\Delta V. \quad (5.15)$$

При давлении  $p = 100$  атм. энергия составит  $10^7$  Дж/м<sup>3</sup>.

Энергия теплового воздействия составит

$$Q = cm\Delta t = 4200 \cdot 60 \cdot 60 = 1,5 \cdot 10^7 \text{ Дж/м}^3$$

– без учета рассеяния тепловой энергии.

В связи с вышесказанным, возможны два случая воздействия:

- колебания производятся в крест направления распространения жидкости;
- колебания производятся вдоль направления распространения жидкости.

### *Динамическое изменение капиллярно-пористой структуры угля*

Если рассматривать уголь, как капиллярно-пористое тело, деформация которого происходит за счет изменения объема макропор, то согласно [49] пористость связана с относительным изменением линейных размеров угля  $\varepsilon$  по формуле

$$P = \frac{P_0 + \varepsilon}{1 + \varepsilon}. \quad (5.16)$$

Эта связь аппроксимируется линейным законом  $P = k_n \varepsilon + P_0$  с коэффициентом корреляции  $R^2 = 1$ , где  $k_n$  – линейный коэффициент связи между пористостью и деформацией.

Так как  $\varepsilon = f(\xi)$ , где  $\xi = \xi_0 \sin(\omega t - kx)$ , то  $\varepsilon = \varepsilon_0 \sin(\omega t - kx)$ . Следовательно, пористость так же будет изменяться в зависимости от времени по гармоническому закону

$$P = k_n \varepsilon_0 \sin(\omega t - kx) + P_0. \quad (5.17)$$

В последнем выражении постоянную  $P_0$  можно определить из условия сохранения полной механической энергии при протекании колебательного процесса. При модуле упругости равном  $E = 10^{10}$  Па для массива объемом  $V = 1 \text{ м}^3$ ,  $P_0 = 0,06$  максимальное абсолютное изменение пористости составит  $\Delta P = 0,0005$  или 0,8 % при объемной плотности энергии упругой волны  $w = 1000 \text{ Вт/м}^3$ .

### **5.1.3. Исследование влияния виброакустических колебаний на самодвижение воды в угле. Определение оптимального частотного диапазона**

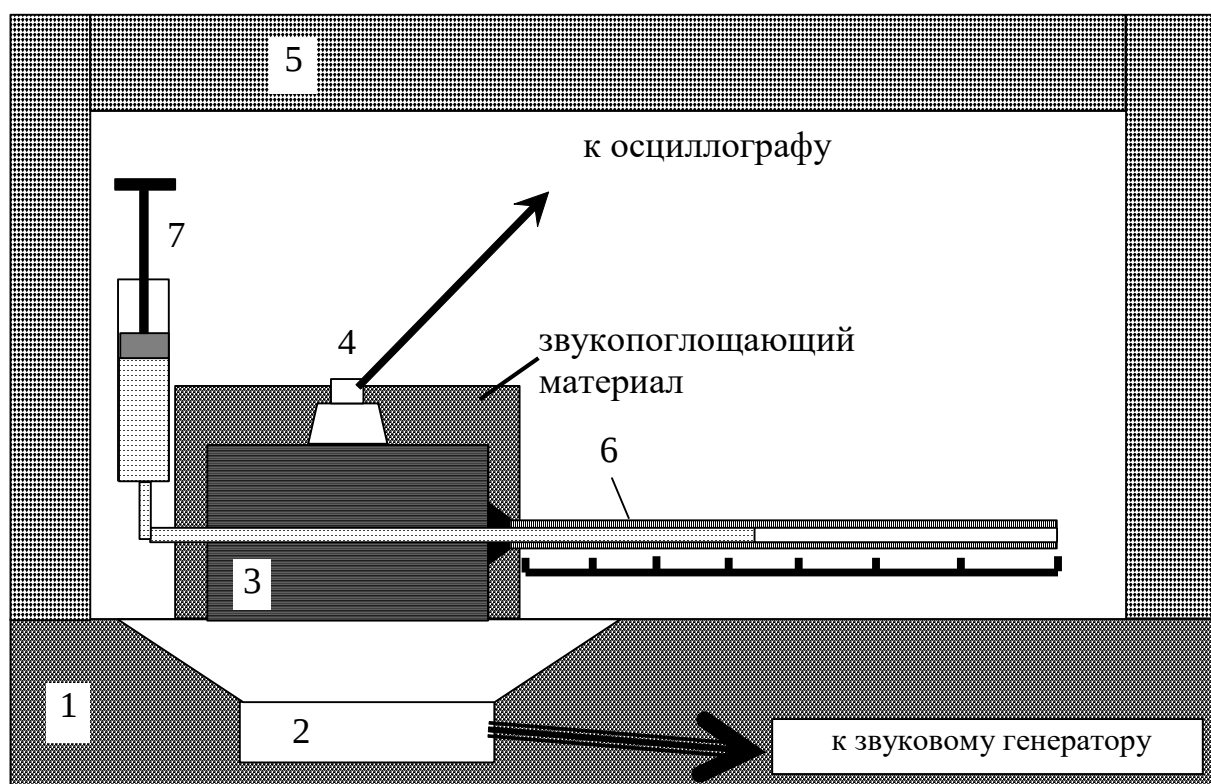
Целью данных исследований является изучение процесса самодвижения воды в угле при акустическом воздействии на всем диапазоне частот и при разных интенсивностях. Исследуемые частоты акустических колебаний находятся в интервале от 15 до 15 000 Гц.

Задача исследования: определить условия, оказывающие влияние на увеличение влажности каменного угля при самодвижении воды.

Исследования проведены на установке, разработанной в ФГБОУ ВО «КузГТУ им. Т. Ф. Горбачева». Некоторые результаты этих исследований представлены в работе [41]. Схема установки показана на рисунке 5.2. Состоит из генератора звуковых колебаний, осциллографа, звуковых динамических головок. Генератор создает электрические колебания звуковых частот, которые преобразуются в динамической головке 2 в акустические колебания тех же частот. Звуковые волны, проходя через образец угля 3, поступают на принимающую головку 4. Принимающая головка преобразует акустические колебания в электрические, которые поступают на вход осциллографа. Осциллограф служит для определения интенсивности звукового воздействия на образец.

Исследования проводились следующим образом. В образце угля с правильной геометрической формой в виде цилиндра или параллелепипеда, находящегося в воздушно-сухом состоянии, сверлилось отверстие, к которому герметично присоединялись: цилиндрический резервуар с поршнем 7 наполненный водой (рисунок 5.2), с одной стороны, и измерительный капилляр 6 диаметром 1 мм, с другой стороны. Из резервуара с помощью поршня вода подводилась к образцу и капилляру. Вследствие самодвижения жидкости по капиллярам образца от внутреннего отверстия к внешним стенкам, в измерительном капилляре происходило перемещение границы раздела жидкость-воздух, мениска при неизменном положении поршня резервуара 7. Затем образец устанавливался между динамическими звуковыми головками и вся система помещалась в звукоизолирующий корпус 5. На образец производилось акустическое воздействие через звуковые головки и

наблюдалось впитыванием исследуемой жидкости по ее движению в измерительном капилляре (по перемещению мениска). В процессе исследований измерялась скорость движения жидкости в измерительном капилляре 6 (рисунок 5.2) при отсутствии воздействия и в условиях внешнего виброакустического воздействия. Определяли относительное изменение скорости движения жидкости по измерительному капилляру в результате виброакустического воздействия на образец.



*Рисунок 5.2 – Схема экспериментальной установки:*

*1 – звукоизолирующий нижний кожух; 2 – задающая звуковая головка; 3 – исследуемый образец угля; 4 – принимающая головка; 5 – верхний звукоизолирующий кожух; 6 – измерительный капилляр с делениями; 7 – резервуар с водой*

На рисунках 5.3 и 5.4 приведены результаты экспериментальных исследований, полученные на образцах угля марки КЖ пласта «Кемеровский» (шахта «Северная»).

Скорость распространения звука в углях находится в диапазоне 1500 – 1800 м/с. При частоте 100 Гц длина волны составляет  $\lambda = \frac{v}{\nu} = \frac{1600}{100} = 16$  м, что во много раз превосходит размеры образцов в лабораторных исследованиях. Следовательно, в исследуемых образцах углей с выбранными размерами 6 – 10 см не будут образоваться стоячие упругие волны. Поэтому, определяемый максимум оптимальной частоты, при котором достигается максимум скорости самодвижения жидкости и соответствующий диапазону частот 16–100 Гц, не является результатом возникновения резонанса вследствие образования стоячей волны в образце.

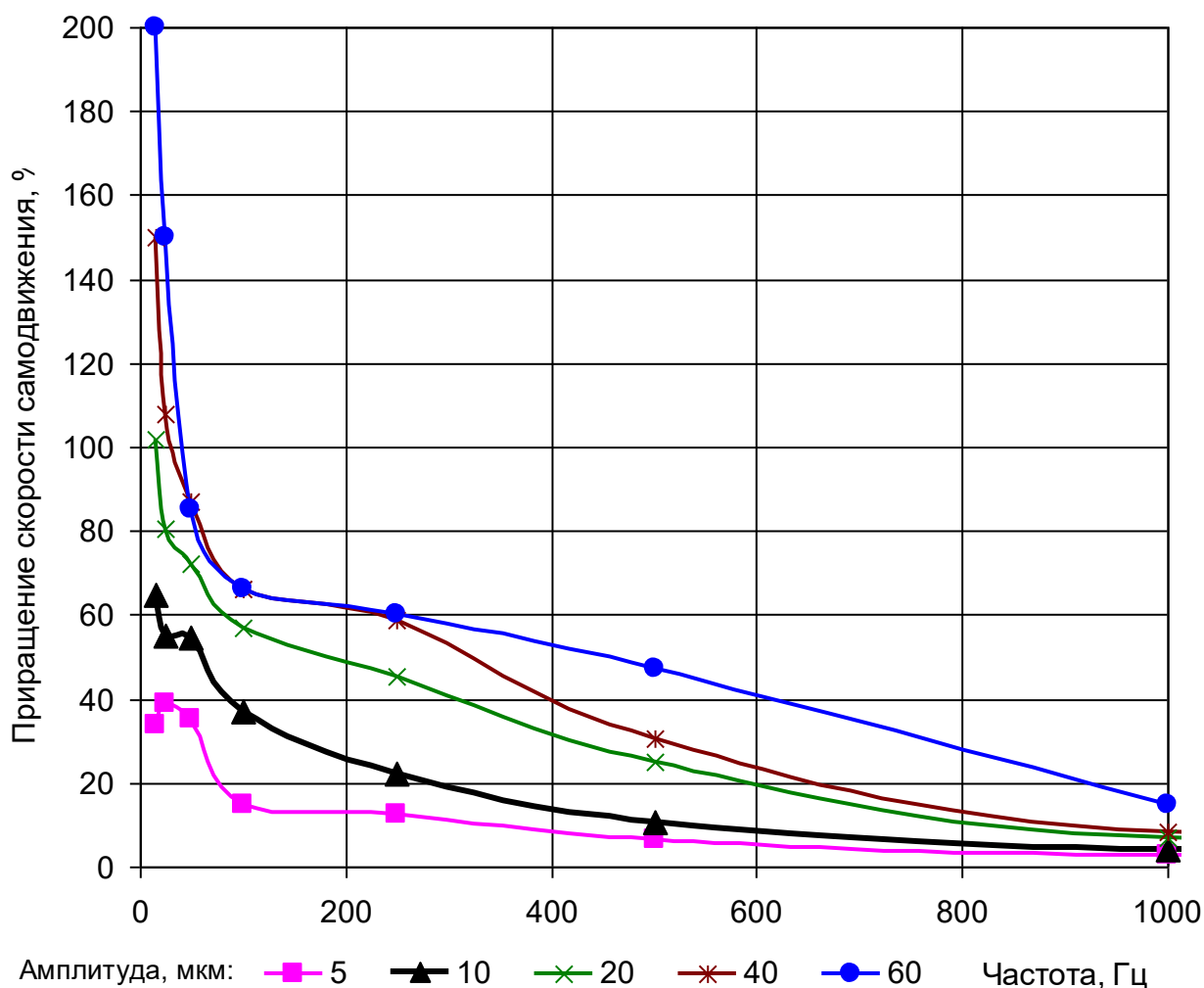


Рисунок 5.3 – Зависимость приращения скорости самодвижения от частоты при различных амплитудах звуковой волны

При высокой интенсивности упругих волн возможен обратный процесс – уменьшение скорости фильтрации вследствие разрушения структуры угля, образования свободных, не связанных частиц угля, горной породы, способных вместе с потоком жидкости перемещаться по капиллярно-пористому пространству угля и включать процесс кольтмации фильтрующих капилляров.

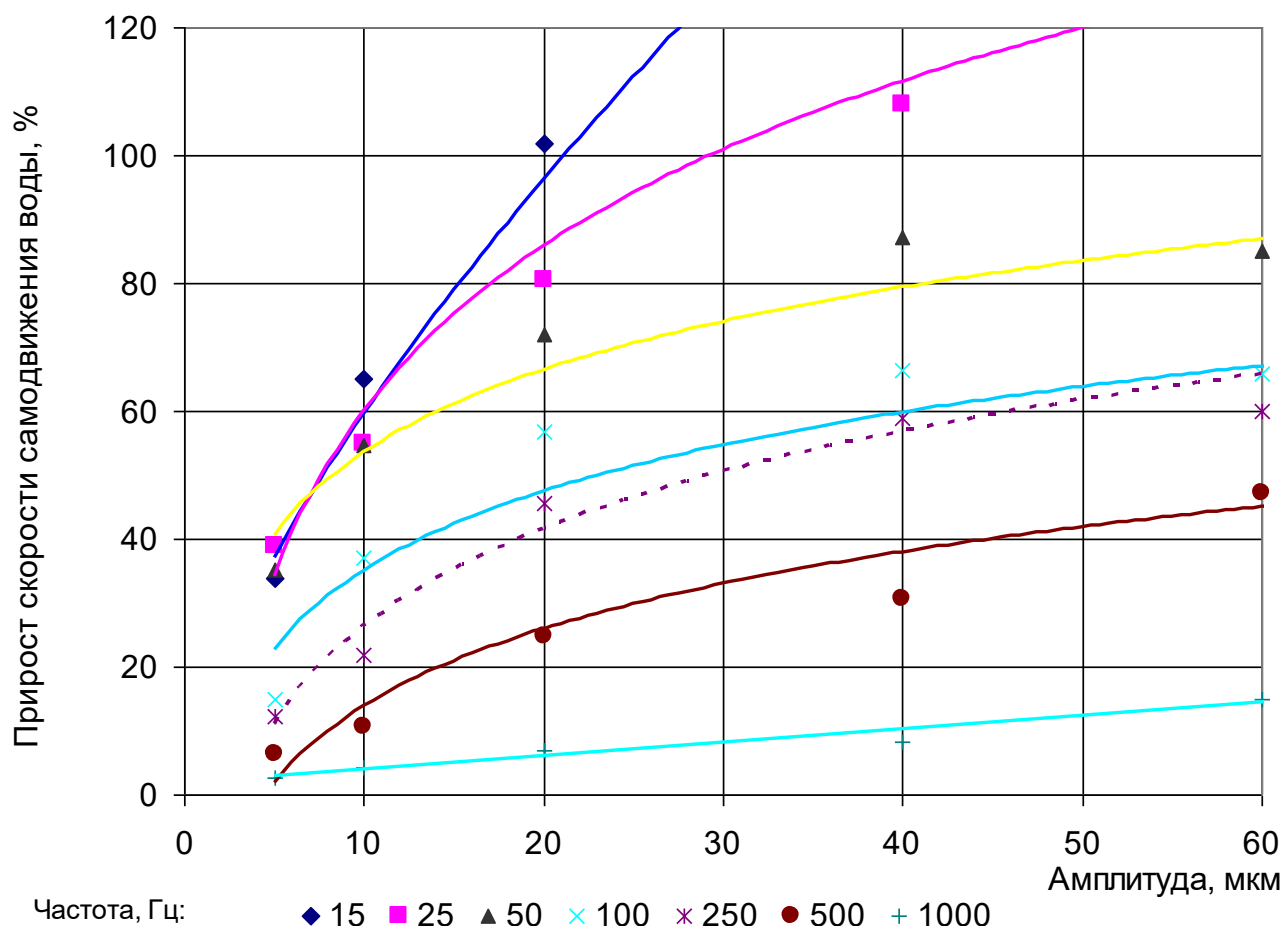


Рисунок 5.4 – Зависимость скорости впитывания от амплитуды при различных частотах

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено:

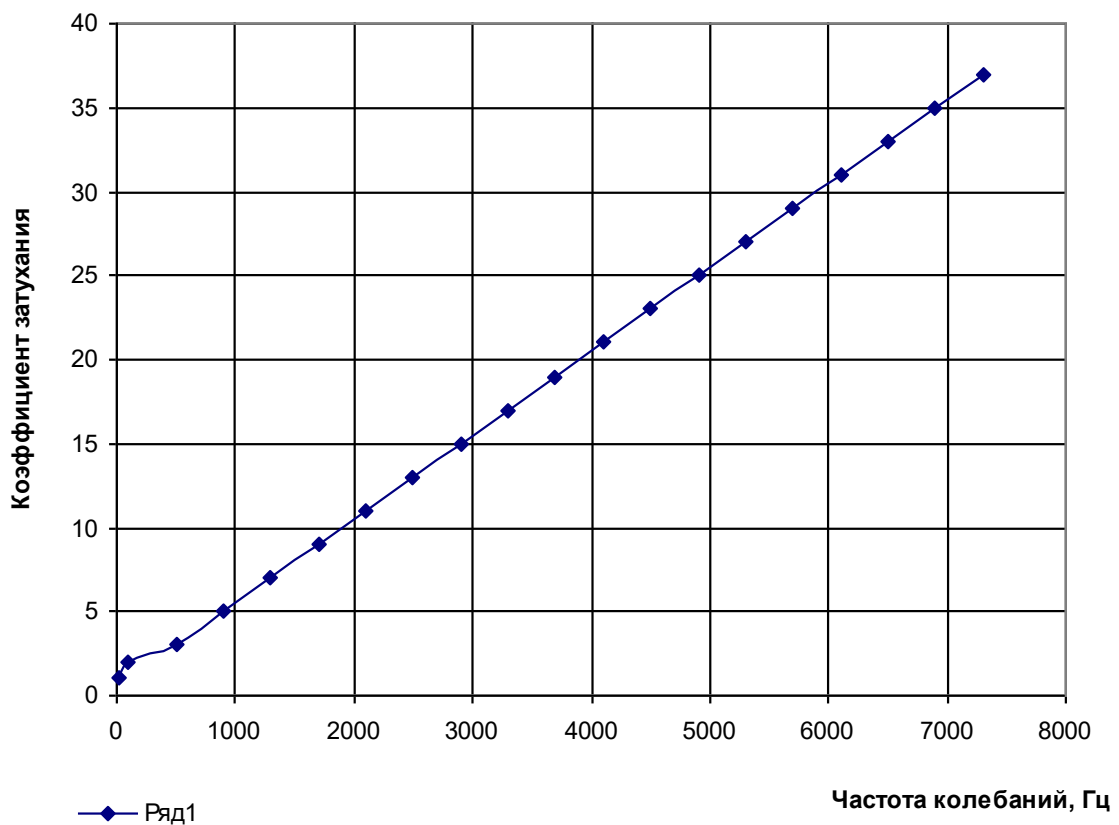
1. Максимальный прирост впитывания и скорости самодвижения воды в капиллярах угля наблюдается в интервале частот 16–100 Гц в зависимости от степени метаморфизма угля, особенностей капиллярно-пористой структуры угля, его начальной (естественной) влажности. При звуковом давлении 10 Вт/м<sup>2</sup> прирост скорости самодвижения жидкости увеличивается на 80 %. При малых

изменениях интенсивности колебаний изменение прироста скорости самодвижения происходит по линейному закону.

2. Скорость самодвижения воды в угле в результате виброакустического воздействия увеличивается в 1,2–2 раза при объемной плотности энергии упругих колебаний 40 Вт/кг.

3. С увеличением интенсивности воздействия наблюдается пропорциональное увеличение скорости впитывания жидкости, скорости самодвижения жидкости.

4. Скорость самодвижения жидкости может принимать отрицательное значение при краевом угле смачивания более  $90^\circ$  и малых значениях интенсивности. Наблюдается обратный виброакустический эффект.



*Рисунок 5.5 – Зависимость коэффициента затухания от частоты колебаний*

Для угля, как для капиллярно-пористого тела, характерна высокая зависимость коэффициента затухания от частоты динамического воздействия.

На рисунке 5.5 представлена зависимость коэффициента затухания от частоты звуковой волны для угля марки Д (разрез «Пермяковский») [46].

Таким образом, виброакустические колебания могут оказывать существенное влияние на скорость самодвижения воды в угле и повышать равномерность распределения воды.

Образование стоячих волн в образце в данном методе не существенно влияет на его эффективность. При переходе к натурным исследованиям и технологическому применению необходимо учесть модельный коэффициент, учитывающий ограниченность модели в виде образца угля, а также необходимо учесть затухание упругих волн в поглощающей среде.

## **5.2. Исследование влияния виброакустических колебаний на процессы увлажнения углей**

### **5.2.1. Исследование влияния ультразвуковых колебаний на процессы увлажнения углей**

Задачей исследования является установление взаимосвязи между ультразвуковыми колебаниями и смачиванием угля, когда под действием капиллярных сил, сил осмотического и диффузного движения жидкость проникает в капиллярное пространство угля.

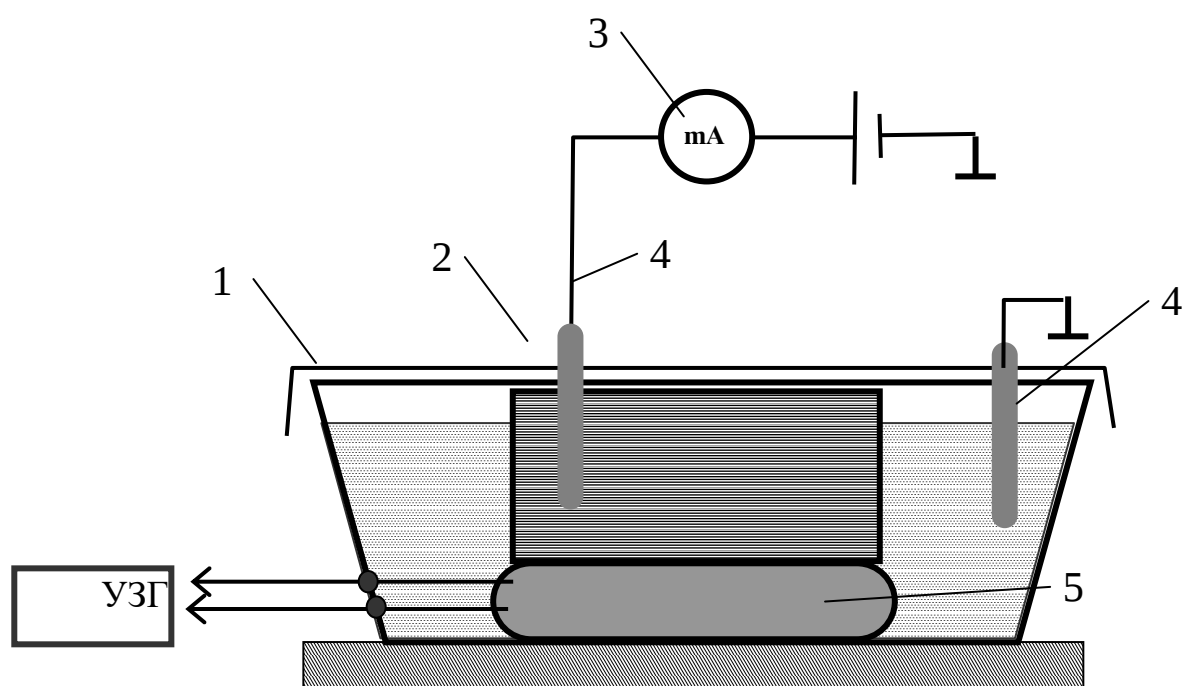
#### ***Методика экспериментальных исследований по применению ультразвуковых колебаний***

Схема экспериментальной установки приведена на рисунке 5.6. Установка состоит из кюветы с крышкой. В кювету наливают жидкость и помещают головку, излучающую УЗК. Исследуемый образец угля устанавливается вблизи излучателя.

Экспериментальные исследования проводились по следующей методике, представленной нами в работе [67]. Отбирались куски угля, горной породы для исследований по массе, трещиноватости, маркам с известными физико-техническими свойствами, из которых изготавливались образцы геометрически

правильной формы, керны диаметром 50 мм, высотой 70–120 мм, массой 150–200 г. Образцы высушивались до сухого или воздушно-сухого состояния. Измерялись массы образцов перед увлажнением. Затем, образцы погружали в кювету с жидкостью на половину высоты образца. После увлажнения, через 1–1,5 мин, измерялась масса образцов. По окончании измерений проводилась обработка результатов исследований. Определялось количество впитываемой воды в образец в зависимости от времени, прирост массы образца и др. в зависимости от цели исследований.

Основные закономерности и явления, которые наблюдаются при этом, соответствуют процессам, происходящим при низконапорном увлажнении и фильтрации жидкости в краевой части массива на расстоянии 1–5 м от устья скважины, где течение жидкости имеет ламинарный характер, переходящий в диффузионное движение молекул жидкости в капиллярно-пористом пространстве твердого тела.



*Рисунок 5.6 – Схема для исследования влияния ультразвуковых колебаний на смачивание угля: 1 – крышка, предохраняющая жидкость от испарения из кюветы; 2 – исследуемый образец угля; 3 – милливольтметр; 4 – электроды; 5 – излучатель ультразвуковых колебаний; УЗГ – генератор ультразвуковых колебаний*

Основные параметры, определяемые на установке:

- время увлажнения;
- влажность, приобретаемая образцом во время увлажнения;
- время воздействия;
- мощность вибрационного или УЗК воздействия;
- коэффициент фильтрации и др.

Подведение колебательного воздействия к образцу возможно и другими способами.

Эффективность колебательного воздействия оценивалась по формуле

$$\Xi = \frac{W_{\text{возд}} - W}{W} \cdot 100\%,$$

где  $W_{\text{возд}}$  – влажность, приобретенная образцом при воздействии УЗК;  $W$  – влажность, приобретенная образцом при естественном смачивании.

Необходимо обратить внимание, что влажность при смачивании, приобретаемая образцом, является функцией времени, начальной влажности, физико-химической активности и др. факторов

$$W_{\text{возд}} = f(t, W_0, C_1, C_2, \dots, C_n),$$

где  $C_1, C_2, \dots, C_n$  – другие факторы.

Влажность измерялась путем определения массы образца [21].

Увлажнение проводилось в кювете с жидкостью, как без ультразвукового воздействия, так и с применением ультразвукового воздействия. Мощность УЗК составляла 15–20 Вт. После обработки результатов проводилось сравнение обоих способов увлажнения.

*Результаты исследования влияния ультразвуковых колебаний на процессы увлажнения угля*

Результаты представлены в виде графических зависимостей  $W = f(t)$  (рисунок 5.7).

Результаты показали, что процесс смачивания (увеличение влажности) можно описать с помощью логарифмической эмпирической формулы типа

$$W = k \ln t + W_{\max} \text{ или } W = W_{\max} (1 - e^{-\alpha t}),$$

где  $k$  – коэффициент смачивания;  $t$  – время увлажнения;  $W_{\max}$  – постоянная – максимальная достигаемая влажность данной марки угля;  $\alpha$  – коэффициент, характеризующий прирост влажности за единицу времени.

Коэффициент корреляции составляет 0,94–0,98.

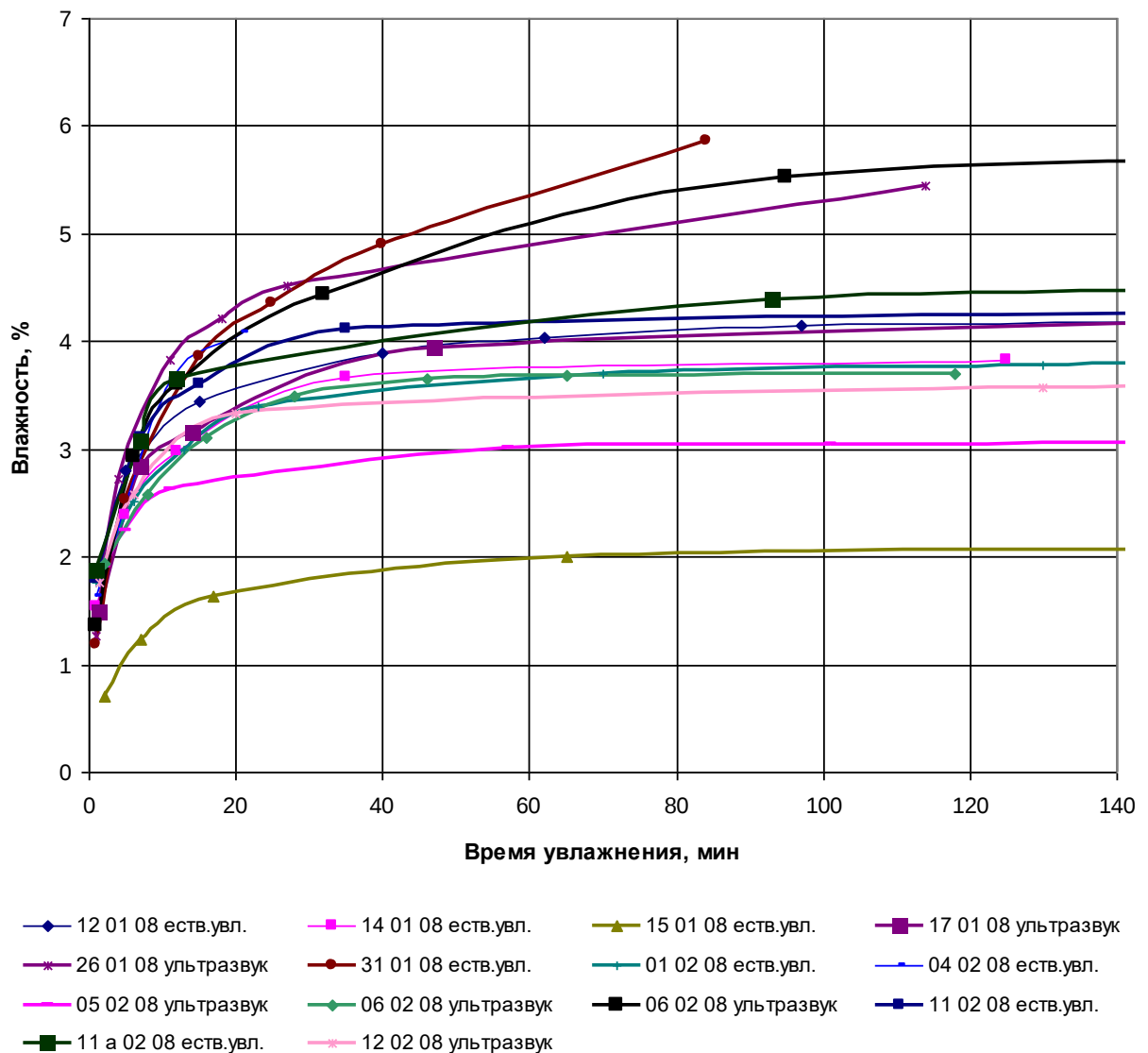


Рисунок 5.7 – Зависимость изменения влажности образца от времени смачивания

Линейный коэффициент смачивания характеризует скорость фильтрации, скорость увеличения влажности образца. На рисунке 5.8 представлена

зависимость коэффициента смачивания от начальной влажности образца  $k = f(W_0)$ .

Установлено, что коэффициент смачивания зависит от ультразвукового воздействия на среду. По величине коэффициента  $k$  можно оценить эффективность воздействия УЗК

$$\mathcal{E} = \frac{k_{\text{УЗК}} - k}{k} \cdot 100\%,$$

где  $k_{\text{УЗК}}$  – коэффициент смачивания для угля в условиях внешнего виброакустического воздействия;  $k$  – коэффициент смачивания при отсутствии воздействия.

По результатам данных исследований прирост скорости фильтрации в результате действия УЗК составляет 17–21 % для излучателя мощностью 15–20 Вт и образцов угля массой 200–250 г.

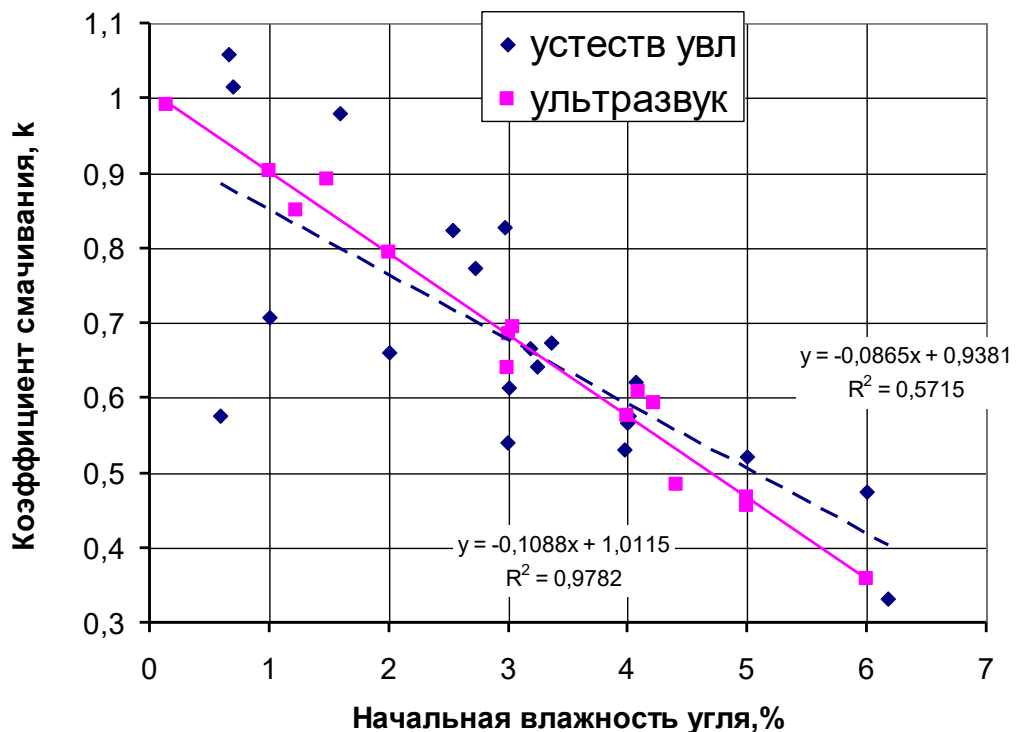
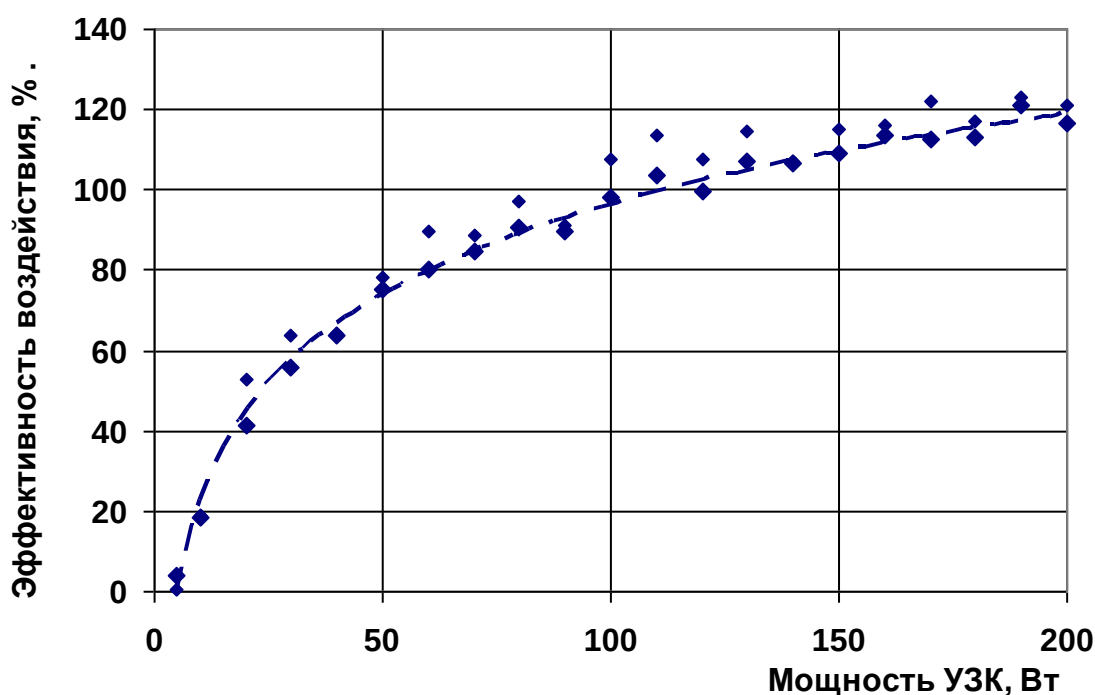


Рисунок 5.8 – Зависимость коэффициента смачивания от начальной влажности угля

Процесс движение воды под действием капиллярных сил можно представить в виде нескольких последовательно протекающих процессов:

1. Смачивание поверхности угля.
2. Неустановившаяся интенсивная начальная фильтрация жидкости по макрокапиллярам.
3. Фильтрация до насыщения образца под действием капиллярных сил.
4. Диффузная фильтрация под действием осмотических сил.
5. Установление гидростатического равновесия.

Мощность излучателя УЗК является основным технологическим фактором, определяющим эффективность процесса смачивания. На рисунке 5.9 представлена зависимость эффективности смачивания от мощности излучателя для образцов угля марки КС с массой 200–250 г.



*Рисунок 5.9 – Зависимость эффективности от мощности излучателя УЗК*

Сопоставление двух методов воздействия: ультразвукового и теплового, позволяет оценить эквивалентную температуру теплового воздействия. На рисунке 5.10 приведена зависимость эквивалентной температуры теплового воздействия от мощности излучателя УЗК, приходящаяся на один килограмм

угля. Эффективность теплового метода воздействия по энергозатратам уступает методу УЗК в 20–100 раз. На рисунке 5.11 приведена зависимость отношения между энергозатратами для УЗК и тепловым воздействием в зависимости от мощности излучателя УЗК.

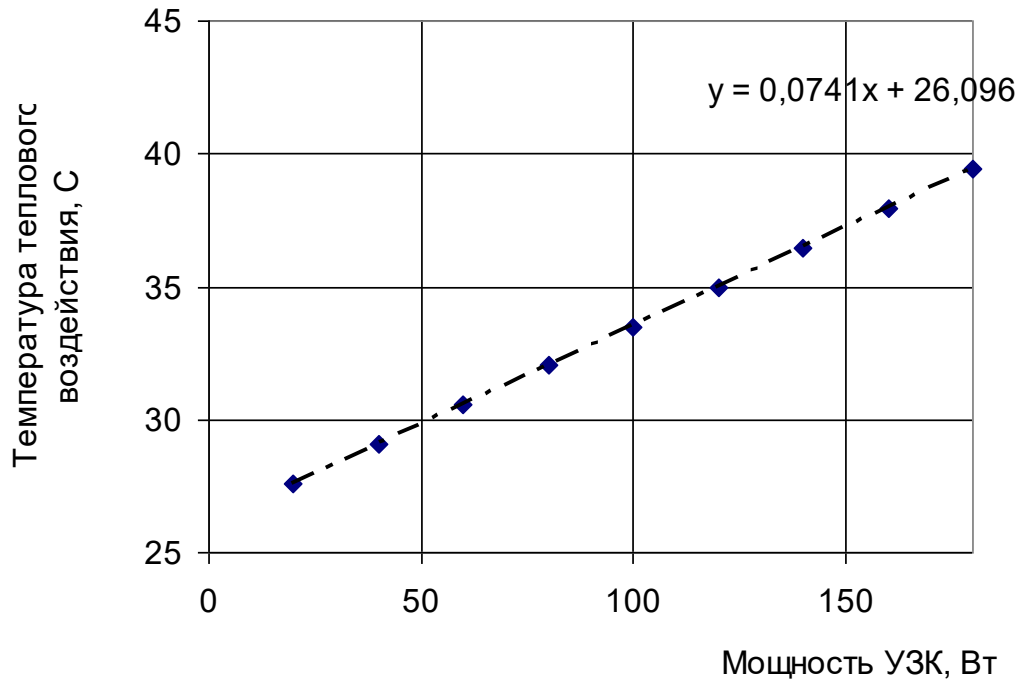


Рисунок 5.10 – Зависимость температуры теплового воздействия от мощности излучателя УЗК

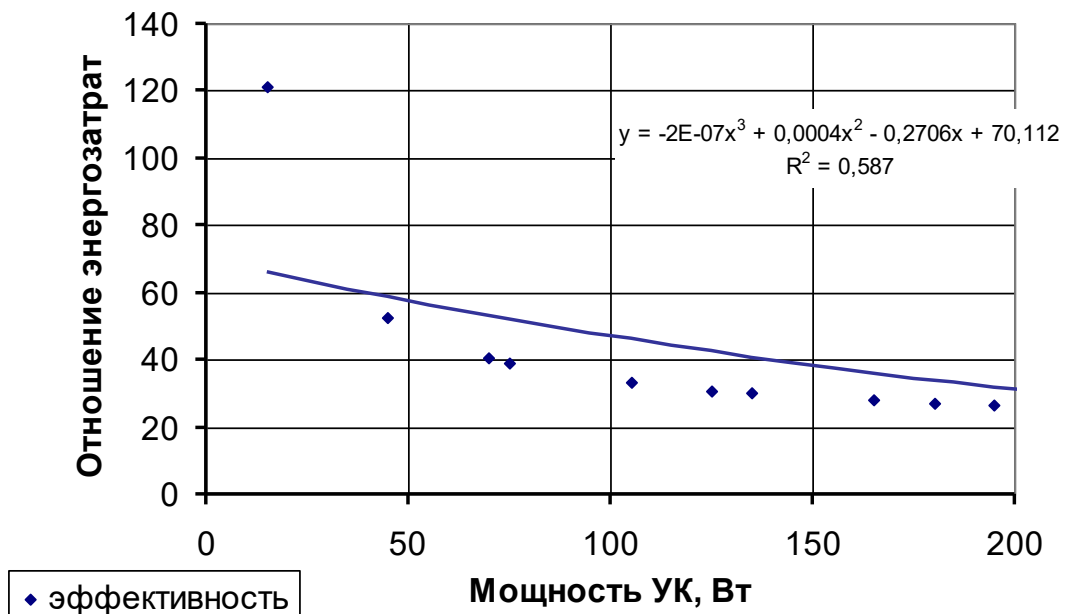


Рисунок 5.11– Зависимость энергозатрат при воздействии УЗК от мощности излучателя

Исследования, проведенные по влиянию УЗК на максимальную влажность, приобретаемую углем, показали, что влажность угля увеличивается на 3–5 % и с учетом естественной влажности (1,5–2,5 %) принимает значения, обеспечивающие безопасность горных работ.

Таким образом, ультразвуковые колебания могут оказывать существенное влияние на скорость самодвижения воды в угле, повысить равномерность распределения воды и ее насыщенность, и тем самым снизить вероятность возникновения внезапных выбросов угля и газа.

#### Выводы

- Установлены основные закономерности смачивания угля различных марок под действием ультразвуковых колебаний.
- Воздействие УЗК приводит к увеличению скорости фильтрации, причем величина эффективности воздействия пропорциональна мощности УЗК.
- Установлено влияние краевого угла смачивания на эффективность УЗК.
- Показана энергетическая зависимость смачивания от ультразвукового воздействия.
- Максимальный экономический эффект достигается благодаря увеличению скорости смачивания.

#### **5.2.2. Исследование влияния высокоинтенсивных колебаний низкой частоты на увлажнение угля**

Целью наших исследований является установления связи между параметрами колебательного воздействия на межфазную границу раздела трех сред и физико-механическими свойствами капиллярно-пористого твердого тела. В данном случае нас интересует, как изменяются адсорбционные и фильтрационные свойства угля под действием колебательного воздействия низкой частоты в диапазоне 0–200 Гц и различной интенсивности.

Наибольшую эффективность имеют однократные импульсные

воздействия, приводящие к деформациям порового пространства и угольного вещества, смещению равновесия на межфазной границе раздела сред. Например, время воздействия ограничено интервалом – 10–20 мин, частота низкая, амплитуда колебаний высокая. Амплитуда давления динамического воздействия должна быть соизмеримой с разрушающимися напряжениями. Результат воздействия будет определяться энергией воздействия или временем и мощностью воздействия.

При более высоких частотах воздействий происходит ионизация взаимодействующих фаз. За счет этого происходит изменение физико-химической активности взаимодействующих фаз – увеличивается гидрофильность поверхности твердого тела, снижается время гистерезиса краевого угла смачивания на границе раздела фаз, снижается время релаксации, что приводит к значительному повышению проницаемости.

Происходит резкое снижение времени релаксационного взаимодействия, времени гистерезиса краевого угла смачивания, заключающегося в снижении краевого угла смачивания. Механизм этого явления заключается в том, что при прохождении упругой волны происходит разрыв межмолекулярных связей. Например, для воды – это водородные связи. Увеличивается хаотичность движения молекул жидкости, что и приводит к ее активизации при взаимодействии с молекулами поверхности твердого тела. Естественно, этот процесс зависит напрямую от энергии упругой волны и физических характеристик взаимодействующих фаз.

Энергия воздействия определяется амплитудными и частотными характеристиками. Амплитуда силы внешнего воздействия должна быть соизмерима с величиной равной силе межмолекулярного взаимодействия.

Частота внешнего воздействия должна быть соизмеримой с частотой внутренних колебаний макрочастиц твердой фазы при низкочастотном динамическом воздействии и частотой межмолекулярного взаимодействия молекул воды при высокочастотном воздействии в зависимости от цели воздействия, от цели изменения свойств фаз. В этом случае наблюдается

резонансное повышение активности взаимодействующих фаз. Частота последнего составляет несколько МГц.

### *Методика экспериментальных исследований*

Экспериментальные исследования проводились на образцах угля 200–300 г по методике, аналогичной в [67]. По разработанной методике производили отбор кусков угля, горной породы для исследований по массе, трещиноватости, маркам, из которых изготавливались образцы геометрически правильной формы, в виде кернов диаметром 50 мм, высотой 70–100 мм, массой до 200 г. В центре основания сверлилось отверстие на глубину  $2/3$  линейного размера образца, диаметром 4,0 мм (рисунок 2.7) [52]. В отверстие устанавливался измерительный цилиндр емкостью 2–10 мл. Система герметизировалась парафином, клеем БФ, эпоксидной смолой или клеем «Моментом». На подготовленной установке производилось измерение основных характеристик процесса фильтрации исследуемой жидкости при установившемся расходе: расход жидкости, прирост массы образца, интенсивность, время виброакустического воздействия и др. в зависимости от цели исследований. Вибрационное воздействие осуществлялось с помощью катушки, подключенной через реостат к сети переменного тока частотой 50 Гц.

По результатам измерений на компьютере производилась их обработка и анализ.

Схема лабораторной установки представлена на рисунке 5.12. Установка состоит из фильтрационной системы приспособлений и вибратора, создающего и передающего исследуемому образцу вибрационные колебания высокой интенсивностью при низкой частоте.

Основные параметры, измеряемые на установке:

- мощность вибрационного воздействия;
- объем профильтрованной жидкости;
- время воздействия вибрации;
- время увлажнения;

- коэффициент фильтрации;
- гидростатическое давление жидкости;
- температура окружающей среды и др.

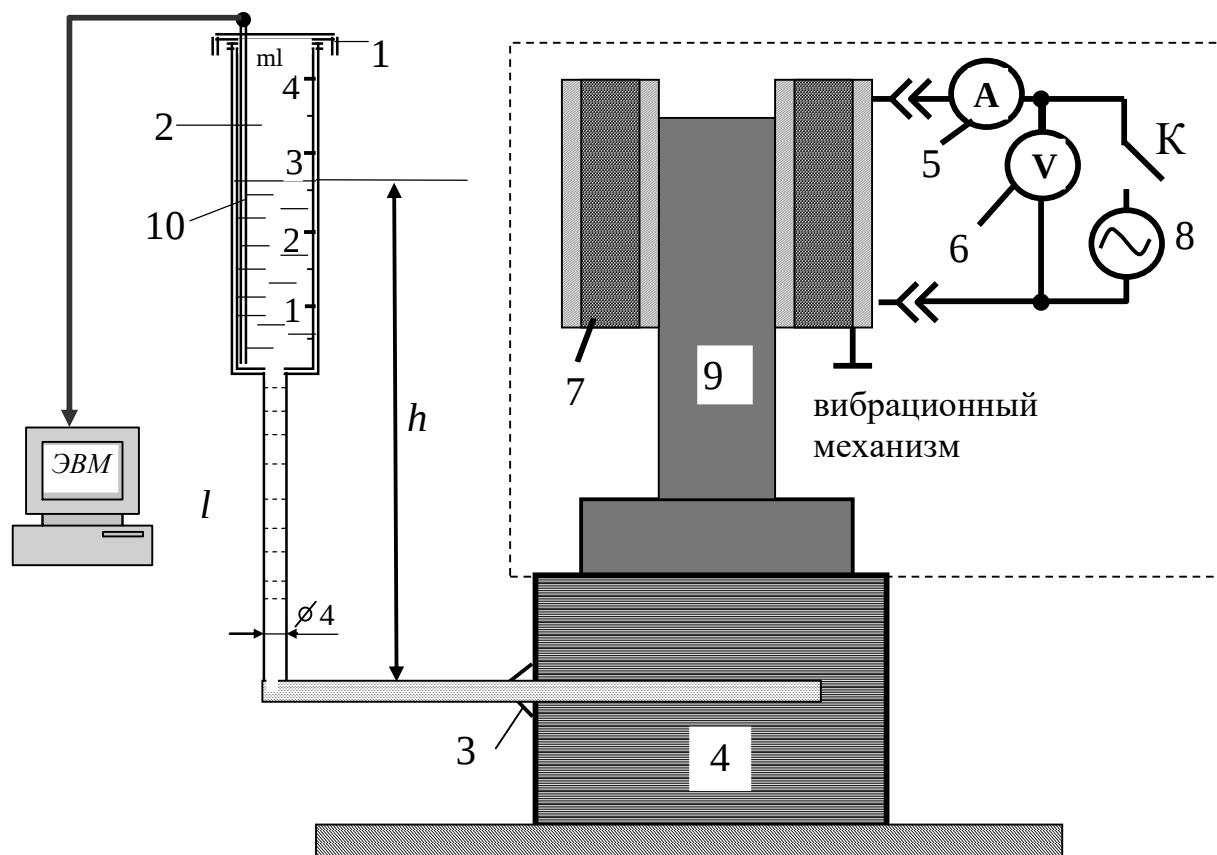


Рисунок 5.12 – Схема установки для исследования влияния вибрации на фильтрацию жидкости в угле: 1 – крышка, предохраняющая жидкость от испарения из цилиндра; 2 – измерительный цилиндр; 3 – герметизирующий слой; 4 – исследуемый образец угля; 5 – амперметр; 6 – вольтметр; 7 – обмотка вибратора с сердечником; 8 – источник переменного напряжения; 9 – сердечник; 10 – двухэлектродный датчик уровня жидкости

Для измерения энергии, передаваемой образцу, используется амперметр и вольтметр. Активная мощность излучателя определяется по формуле

$$P = \eta UI \cos \varphi,$$

где  $U$  – напряжение, подводимое к вибратору;  $I$  – сила тока в обмотке;  $\eta$  – коэффициент преобразования энергии;  $\varphi$  – угол, определяющий сдвиг фаз между  $U$  и  $I$ .

Энергия, передаваемая образцу, определяется по формуле

$$W = Pt,$$

где  $t$  – время обработки.

Гидростатическое давление жидкости в капилляре создается за счет разности уровней между отверстием в образце и мерным цилиндром и определяется по формуле

$$p_{cm} = \rho gh,$$

где  $g$  – ускорение свободного падения;  $\rho$  – плотность жидкости.

В данных опытах разность уровней  $h$  можно было изменять в пределах 0,05–1,5 м.

Подведение дополнительного колебательного воздействия на уголь приводит к созданию дополнительного гидростатического давления жидкости при ее движении внутри капилляра. Таким образом, гидростатическое давление жидкости в капилляре изменяется по закону

$$p = p_{cm} + p_0 \sin(\omega t + \varphi),$$

где  $p_0$  – амплитудное значение динамической составляющей давления жидкости в капилляре;  $\omega$  – частота динамического воздействия.

Тем самым соотношение между  $p_{cm}$  и  $p_0$  определяет эффективность динамического воздействия при низкой частоте.

Подведение колебательного воздействия к образцу возможно и другими способами.

Эффективность колебательного воздействия оценивалась по формуле

$$\Xi = \frac{Q_{возд} - Q_0}{Q_0} \cdot 100\%,$$

где  $Q_{возд}$  – расход жидкости при колебательном воздействии;  $Q_0$  – расход жидкости в отсутствии воздействия.

Эффективность может принимать как положительные, так и отрицательные значения, вследствие сложности наблюдаемого явления.

Приобретенная влажность может быть измерена различными путями.

Например, путем весового определения влажности [21] или определением удельного сопротивления образца [160], или по измерению межэлектродного потенциала увлажненной зоны угля [160]. Из-за технических сложностей измерение влажности напрямую весовым способом сопряжено с дополнительными трудностями и неоправданными затратами времени. Для определения приобретенной влажности нами здесь использовалась аналитическая зависимость между расходом жидкости и его влажностью, полученная для исследуемого образца угля. С другой стороны, влажность дополнительно оценивалась по удельному сопротивлению угля, электрометрическим способом.

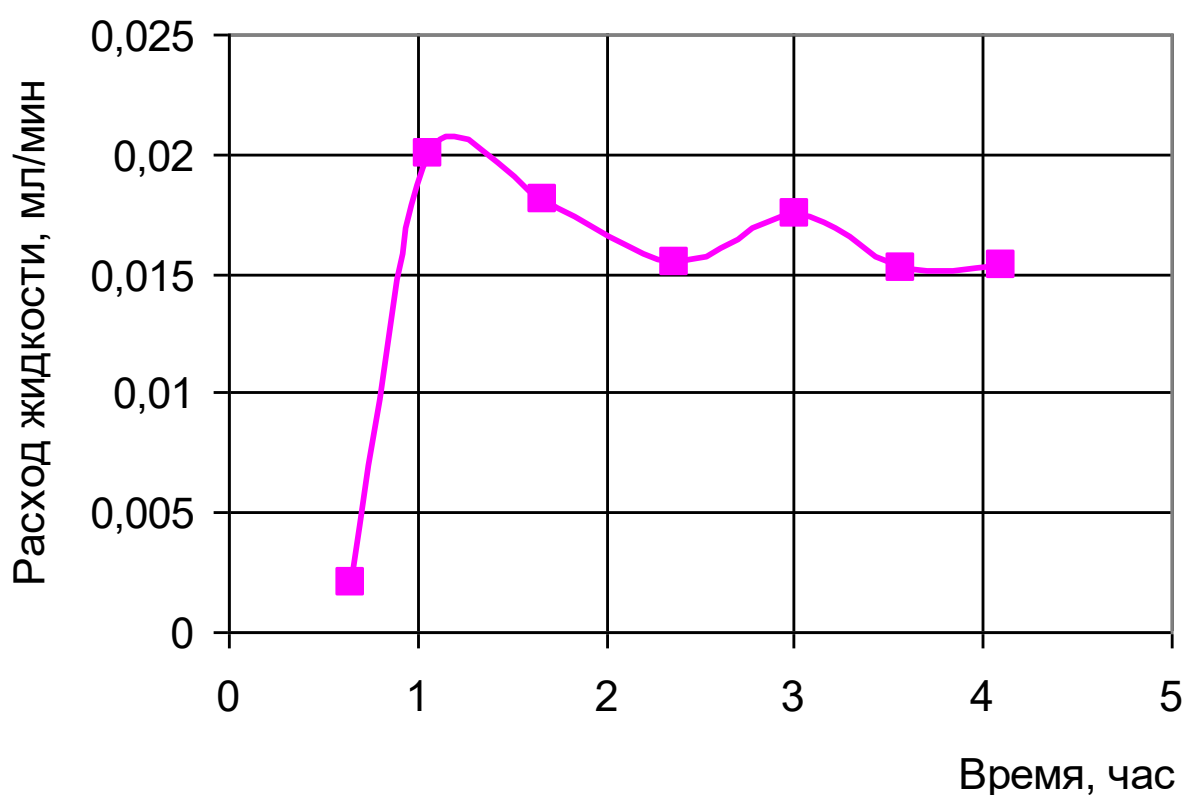
### ***Результаты исследования динамических воздействий на образцах угля***

Исследования по вышеописанной методике проводились для углей Кузнецкого бассейна с различными физико-техническими свойствами. Исследовалась зависимость изменения скорости фильтрации или расхода жидкости в зависимости от времени при внешних динамических, тепловых и других воздействиях на уголь. Результаты исследований представлены на рисунке 5.13. Мощность воздействия выбиралась таким образом, чтобы оно не вызывало каких-либо механических разрушений образцов, образование новой удельной поверхности пор и капилляров угля, а также не сопровождалось изменениями физико-химической структуры угля и взаимодействующих фаз.

Основные характеристики, снимаемые с установки, позволили получить зависимость положительного эффекта от мощности и времени колебательного воздействия. Положительный эффект наблюдается в том случае, если после установления фильтрации без внешних воздействий в некоторый момент времени производится воздействие на увлажняемый образец.

Наблюдается нелинейная зависимость между энергией ударного воздействия и приростом эффективной проницаемости угля. Это объясняется связью колебательного процесса с физико-механическими свойствами угля, с его упругими параметрами, изменением состоянием взаимодействующих фаз.

В отличие от теплового воздействия динамические воздействия связаны с явлением гистерезиса упруго-механических свойств угля. Под гистерезисом понимается циклическое изменение параметров, характеризующих свойства данного вещества или взаимодействия. После теплового воздействия, через некоторый период времени фильтрационные свойства угля возвращаются к исходным параметрам. При высоко интенсивном динамическом воздействии возвращение в начальное состояние не происходит, вследствие процессов разрушения, сопровождающих данное воздействие. Поэтому результат воздействия зависит от упругих параметров углей.



*Рисунок 5.13 – Зависимость расхода жидкости от времени при многократном воздействии на образец*

Из рисунка 5.13 видно, что величина проницаемости угля вследствие явления гистерезиса зависит от стадии или периода воздействия, времени обработки. Проведенная путем многократного импульсного воздействия обработка опытного образца угля приводит к увеличению его проницаемости. Однако, эффективность каждой последующей обработки уменьшается по

экспоненциальному закону за счет протекания процессов разрушения внутренней структуры образцов угля, уменьшения числа фильтрующих капилляров и закупоривания.

Добавочное давление, создаваемое колебательным воздействием, является одним из факторов достижения положительного эффекта. Отсутствие гидростатического давления при низких частотах и интенсивности может привести к отрицательному эффекту – к интенсивной активизации процессов кольтматации.

Влажность образца можно оценить исходя из эмпирической функциональной зависимости, установленной для данного образца, между временем фильтрации и приобретенной влажностью образца при заданных начальных и текущих условиях его состояния: температура, атмосферное давление, коэффициент фильтрации (п. 2.6).

По мере увеличения влажности угля, вследствие фильтрации и адсорбции, а также набухания, максимум эффективности динамического воздействия смещается в область больших частот. Передача энергии от вибрационного элемента к углю и ее распространение в угле имеет низкие потери при сухом состоянии угля. Необходимо обратить внимание на изменение коэффициента затухания в зависимости от частоты виброакустических колебаний влажности угля. Из результатов исследований следует, что с увеличением влажности увеличивается зона воздействия от ультразвукового источника. Так как ультразвуковые колебания действуют непосредственно на межфазную границу, применение ультразвуковых колебаний повышает влажность угля за счет проникновения жидкости в микропоры и ультрамикропоры структуры угля. Это значительно повышает эффективность увлажнения.

Амплитуда эффективного динамического воздействия зависит от размеров капилляров, что связано с лапласовскими силами. Для продвижения жидкости через капилляры с меньшим радиусом требуется увеличение амплитуды колебательного воздействия. С другой стороны, вследствие неоднородности и кривизны поверхности угольных капилляров и гистерезиса

краевого угла смачивания возникают альтернативные силы, способствующие движению жидкости вдоль капилляра. Вследствие этого, возникает нелинейная зависимость между амплитудой и эффективностью воздействия.

Для воздушно-сухого состояния образца угля большую эффективность имеют низкие частоты 16–100 Гц, приводящие в колебательное движение твердую фазу, движение систем макромолекул относительно друг друга. Это вызывает деформацию капилляров и активацию процессов фильтрации. Колебания низкой частоты имеют меньший коэффициент затухания для капиллярно пористого тела, чем колебания высоких частот, интенсивность которых значительно уменьшается при переходе границы раздела твердая фаза – газ.

По мере увеличения влажности максимум эффективности смещается в область больших частот, переходя в область ультразвуковых колебаний.

Амплитудные характеристики, интенсивность воздействия выбирались таким образом, чтобы не происходило разрушения образца, а после прекращения воздействия фильтрация уменьшалась по экспоненциальному закону. После установления постоянного стабилизированного расхода снова производилось воздействие и фиксировался положительный эффект от него.

### ***Влияние стадии воздействия на фильтрацию***

На экспериментальной установке изучалось влияние времени и периодичность воздействия на фильтрацию воды в угле. На рисунке 5.14 представлена зависимость расхода жидкости от времени при многократном воздействии виброакустических колебаний низкой частоты, определенная по изменению электрического потенциала. Воздействие производилось в течение 3–5 мин, через каждые 1–1,5 часа. На графике точки воздействия обозначены светлыми маркерами. Рост скорости увлажнения в начальном периоде является неустойчивым. Максимальный эффект достигается в первые 3 минуты первой стадии воздействия.

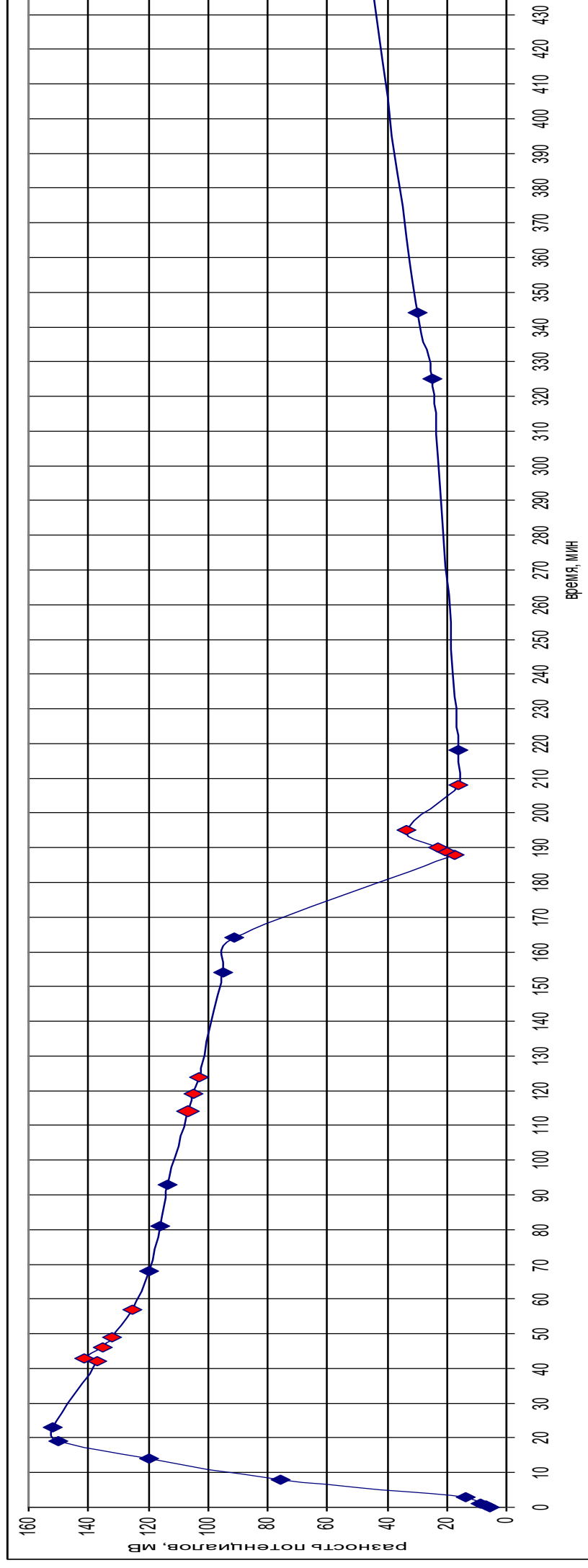
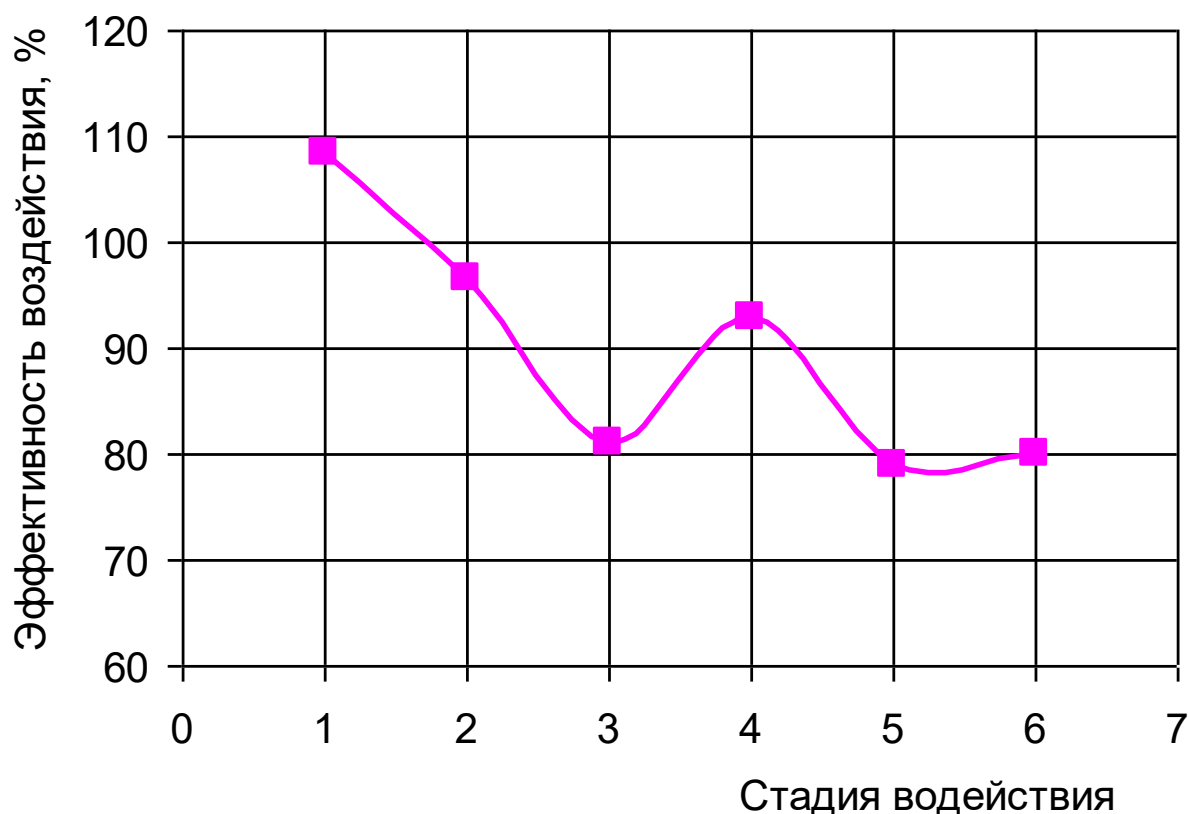


Рис. 5.14 – Зависимость потенциала от времени при многократном воздействии на образец

Из результатов исследований следует, что величина проницаемости угля зависит от стадии или периода воздействия, времени обработки, что объясняется явлением гистерезиса динамических свойств угля. Проведенная путем многократного импульсного звукового воздействия обработка приводит к уменьшению проницаемости угля. Эффективность каждой последующей обработки уменьшается по экспоненциальному закону. На рисунке 5.15 представлена зависимость эффективности воздействия упругих колебаний низкой частоты от стадии многократного воздействия. С увеличением количества стадии воздействия эффективность от них снижается.

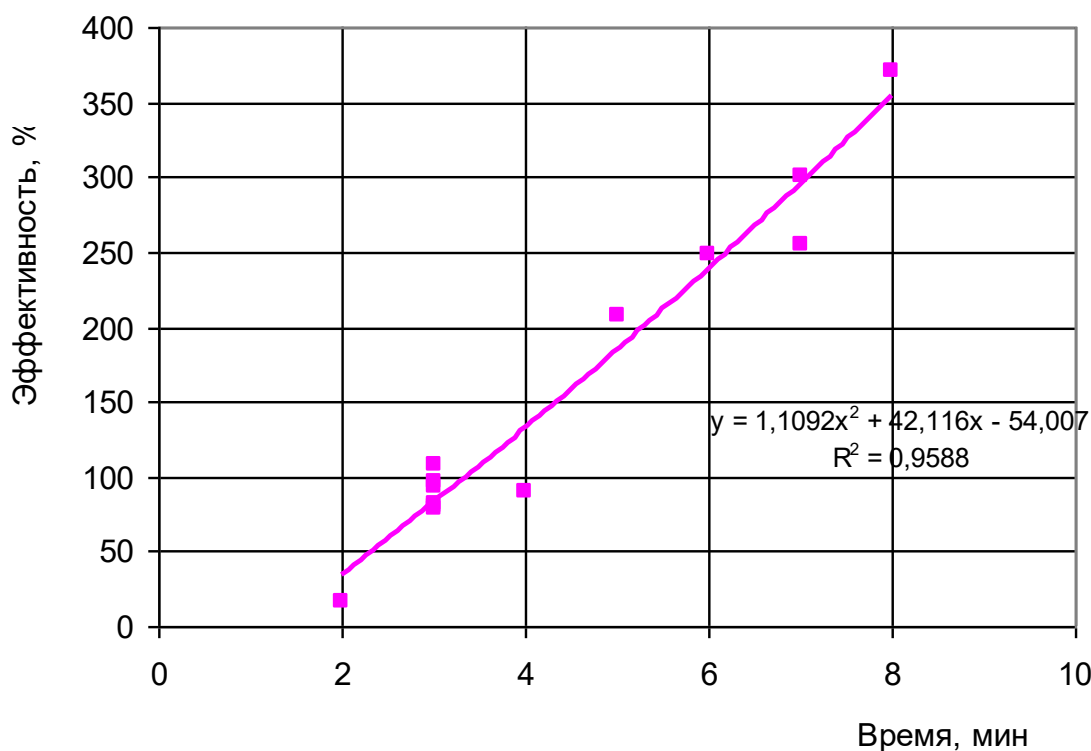


*Рисунок 5.15 – Зависимость эффективности воздействия от номера стадии многократного воздействия*

Наиболее общей характеристикой фильтрации для различных образцов является эффективность воздействия. При низких амплитудных характеристиках и низких значениях эффективности воздействия на начальной стадии, эффективность виброакустического воздействия практически не зависит

от стадии. Но возможна и обратная зависимость – увеличение эффективности вследствие процессов разрушения при многократном воздействии на образец угля. Как это показано на рисунке 5.16 с увеличением времени воздействия эффективность при определенных условиях значительно возрастает, достигая максимального значения, и затем убывает, вследствие достижения максимального значения насыщения.

Важнейшим фактором в достижении положительного эффекта является отношение амплитудных характеристик воздействия к упругим механическим свойствам угля при внешнем положительном гидростатическом давлении жидкости.

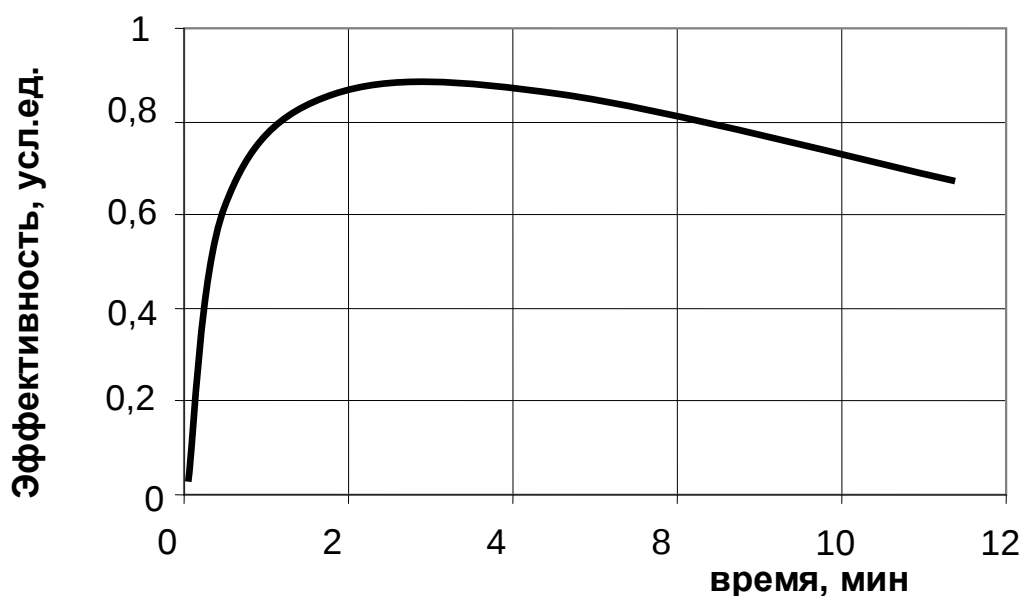


*Рисунок 5.16 – Зависимость эффективности от времени последующего воздействия при многократном его повторении*

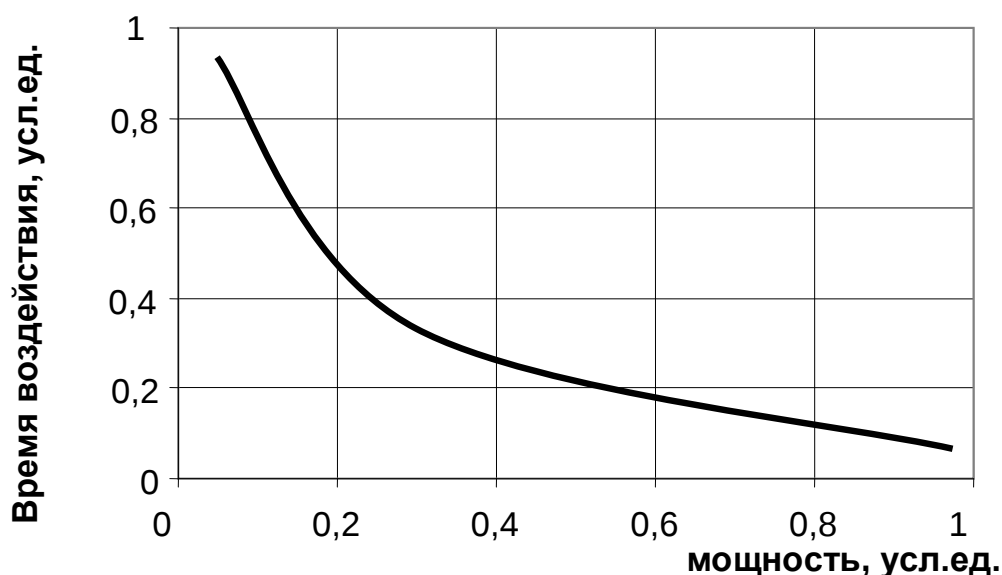
Результаты исследований показывают, что эффективность от воздействия выше при неустановившейся фильтрации, поскольку краевой угол смачивания имеет при этом максимальное значение и наблюдается пузырьковое закупоривание капилляров. При продолжительном протекании жидкости

фильтрация устанавливается, процессы набухания достигают максимального значения, эффективный радиус капилляра не изменяется, между фильтрующей жидкостью и твердой фазой возникает динамическое и адсорбционное равновесие. Вывести из этого равновесия, ускорить процесс фильтрации возможно вследствие изменения динамической вязкости жидкости путем нагревания или применения поверхностно-активных сред или др. способов. Краевой угол смачивания вследствие гистерезиса имеет минимальное значение, и дальнейшее понижение его величины не оказывает существенного влияния на процесс фильтрации.

Результаты показывают, что при увеличении времени воздействия эффективность на первой стадии значительно увеличивается. Достигает максимума при времени равном 2–4 мин и, затем, остается постоянным или уменьшается на 10–30 % от максимального значения (рисунок 5.17). Время максимального эффективного воздействия уменьшается при увеличении его амплитуды или мощности (см. рисунок 5.18). Достижение положительного эффекта в этом случае возможно при воздействиях, приводящих к деформации и образованию нового порового пространства в угле.



*Рисунок 5.17 – Зависимость эффективности воздействия на образец от времени*



*Рисунок 5.18 – Зависимость времени максимального эффекта воздействия от мощности воздействия на образец*

Вследствие неоднородности и кривизны поверхности угольных капилляров и гистерезиса краевого угла смачивания возникают альтернативные силы, способствующие проникновению жидкости вдоль капилляра. Вследствие этого возникает нелинейная зависимость между амплитудой воздействия эффективностью воздействия. Это зависимость представлена на рисунке 5.19. Нелинейная зависимость характерна для многих процессов, таких как тепловое воздействие. А для электроосмоса и применения ПАС характерна более линейная зависимость между концентрацией ПАС в растворе и достижением эффекта.

Таким образом, экспериментально показано, что условия и многократность воздействия могут положительно влиять на интенсификацию увлажнения угольного пласта, определены условия и закономерности увлажнения при виброакустическом воздействии.

Разработанные методы направленного виброакустического воздействия при увлажнении угля и результаты исследований позволяют разработать технологические схемы увлажнения угольных пластов с применением виброакустического воздействия.

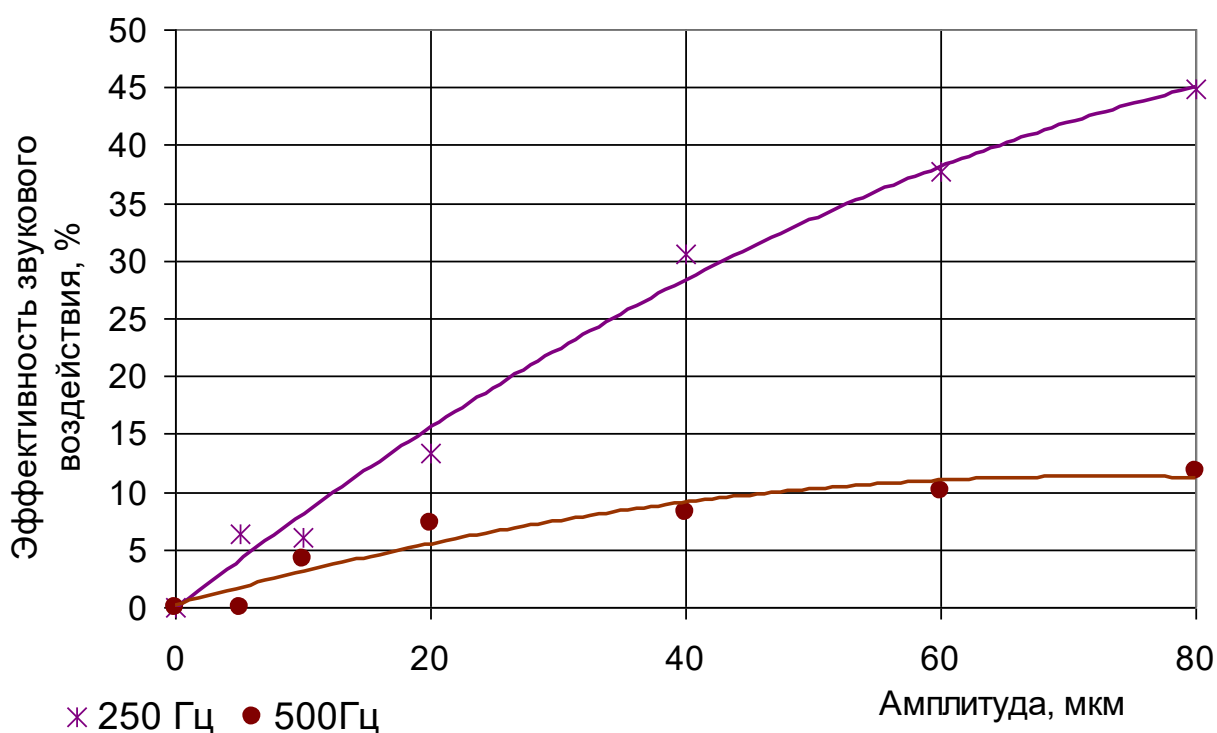


Рисунок 5.19 – Зависимость эффективности от амплитуды воздействия

### 5.3. Разработка метода увлажнения угольных пластов с применением переменных динамических и виброакустических воздействий

#### 5.3.1. Особенности технологии применения ультразвуковых колебаний и разработка технологических схем

Применение ультразвуковых колебательных воздействий при увлажнении угольного пласта сопряжено с рядом технических трудностей:

- подведение электрической или другой энергии к участку;
- необходимость использования других альтернативных источников ультразвуковой энергии в случае высокой газообильности выработок и газодинамической активности;
- удаление обслуживающего персонала во время облучения из зоны поражения.

Использование альтернативных источников ультразвуковой энергии высокой мощности, принцип работы которых основан не на магнитострикционном эффекте, а на явлении возникновения ультразвуковых колебаний при прохождении жидкости, например, через резко выраженные пространственные неоднородности специального излучателя ультразвуковых генераторов [74]. Источник, в зависимости от мощности, может иметь массу 10–40 кг и более, что, естественно, вызывает трудности в его эксплуатации в стесненных условиях подземных подготовительных выработок [163].

При распространении ультразвуковых колебаний в воздухе интенсивность волны резко уменьшается с увеличением расстояния, по экспоненциальному закону, вследствие большого коэффициента затухания. Поэтому излучатель ультразвуковых колебаний должен, как можно ближе, размещаться к обрабатываемой зоне угольного массива. Например, магнитострикционный излучатель, имеющий средний объем около одного литра, с максимальным диаметром его цилиндрической части 5–7 см, легко уместится в скважине большего диаметра. Мощность такого излучателя составляет около 1000 Вт, что является достаточным для эффективной обработки увлажняемой зоны радиусом 1–1,5 м. Одновременно при работе излучатель нагревается и нагревает увлажняющую жидкость, что одновременно является тепловым воздействием на массив. Данные факторы оказывают благоприятное влияние на преимущество этого вида воздействия.

Одним из положительных побочных эффектов виброакустического воздействия является тепловой эффект. Упругая волна при распространении затухает, а энергия, переносимая вместе с ней, превращается во внутреннюю энергию облучаемого тела. Следовательно, температура массива будет повышаться, что является дополнительным тепловым воздействием при увлажнении. Естественно, что приращение температуры определяется мощностью, излучаемой источником колебаний, и имеет незначительную величину. Но в локальной области вблизи излучателя, в микрокапиллярной структуре среды значения приращения могут играть определяющую роль.

Отрицательным показателем применения ультразвуковых колебаний является большой коэффициент затухания волны. Интенсивность волны уменьшается с расстоянием от источника по закону

$$I = I_0 \exp(-\beta x),$$

где  $I_0$  – интенсивность вблизи источника;  $\beta$  – коэффициент затухания.

Область воздействия локализуется вблизи источника, который, в этом случае, устанавливается внутри увлажняющей скважины. Объектом воздействия становится нагнетаемая жидкость. Следствием такой обработки является изменение физико-химической активности жидкости, воды или раствора ПАВ.

Повышение эффективности этого метода воздействия сводится к увеличению мощности источника ультразвуковых колебаний. С увеличением влажности массива проникающая способность ультразвуковых колебаний возрастает, уменьшается коэффициент затухания и расширяется зона эффективного воздействия и обработки. Однако, здесь имеется и обратная сторона. Под влиянием ультразвуковых колебаний происходит активация физико-химической активности угля, что приводит к увеличению скорости набухания и преждевременному закупориванию капилляров угля.

Таким образом, ультразвуковой способ воздействия рассматривается, как способ увеличения скорости увлажнения, уменьшения времени, продолжительности гидрообработки угольного массива.

### **5.3.2. Технологические схемы применения динамических колебаний низкой частоты**

Технологические параметры применения низкочастотных колебаний определяются из общих условий:

- 1) расположение угольного пласта, глубина залегания;
- 2) наличие источника энергии;
- 3) мощность необходимая для эффективного воздействия;
- 4) газодинамическая активность в массиве.

Расположение рабочего органа или излучателя в зависимости от размера и мощности необходимого воздействия возможно:

- в подготовительной выработке или в сопряженных выработках (рисунок 5.20 а);
- на дневной поверхности (рисунок 5.20 б);
- в увлажняемой скважине (рисунок 5.20 в).

В первом случае (рисунок 5.20 а) используется излучатель низкой частоты. Для большей эффективности излучатель устанавливается в скважину диаметром 45 мм и длиной 1–1,5 м, пробуренную на определенном расстоянии от скважин в зависимости от неоднородности обрабатываемой зоны массива.

Использование технологической схемы по рис 5.20б высокоинтенсивного низкочастотного воздействия с дневной поверхности возможно, как для открытой разработки, так и при подземной разработке, если глубина залегания пласта не превышает 100–150 м, в зависимости от свойств слагающих горных пород.

Более высокой интенсивности низкой частотой обладают сейсмические колебания, которые также будут оказывать влияние на процесс массопереноса газожидкостного флюида. Альтернативным вариантом создания колебательных процессов в массиве является применение направленных камуфлетных взрывов зарядов [132].

Устройства, применяемые для возбуждения и распространения динамических воздействий низкой частоты и свойства волн, испускаемые этими устройствами, определяют технологические условия применения этих колебаний как метода воздействия. Источником колебаний является, как правило, болванка с массой 200 кг и более. Колебания создаются путем ударного воздействия массивной болванки в боковую поверхность горной выработки, подвергаемой увлажнению, или на почву выработки. В качестве источника динамических колебаний и переменной ударной энергии используется механизм перфоратора с электромагнитным или пневматическим приводом. Альтернативным вариантом источника упругих колебаний в

призбойной зоне массива может служить перемещение тяжелых транспортных средств с асимметричным распределением массы.

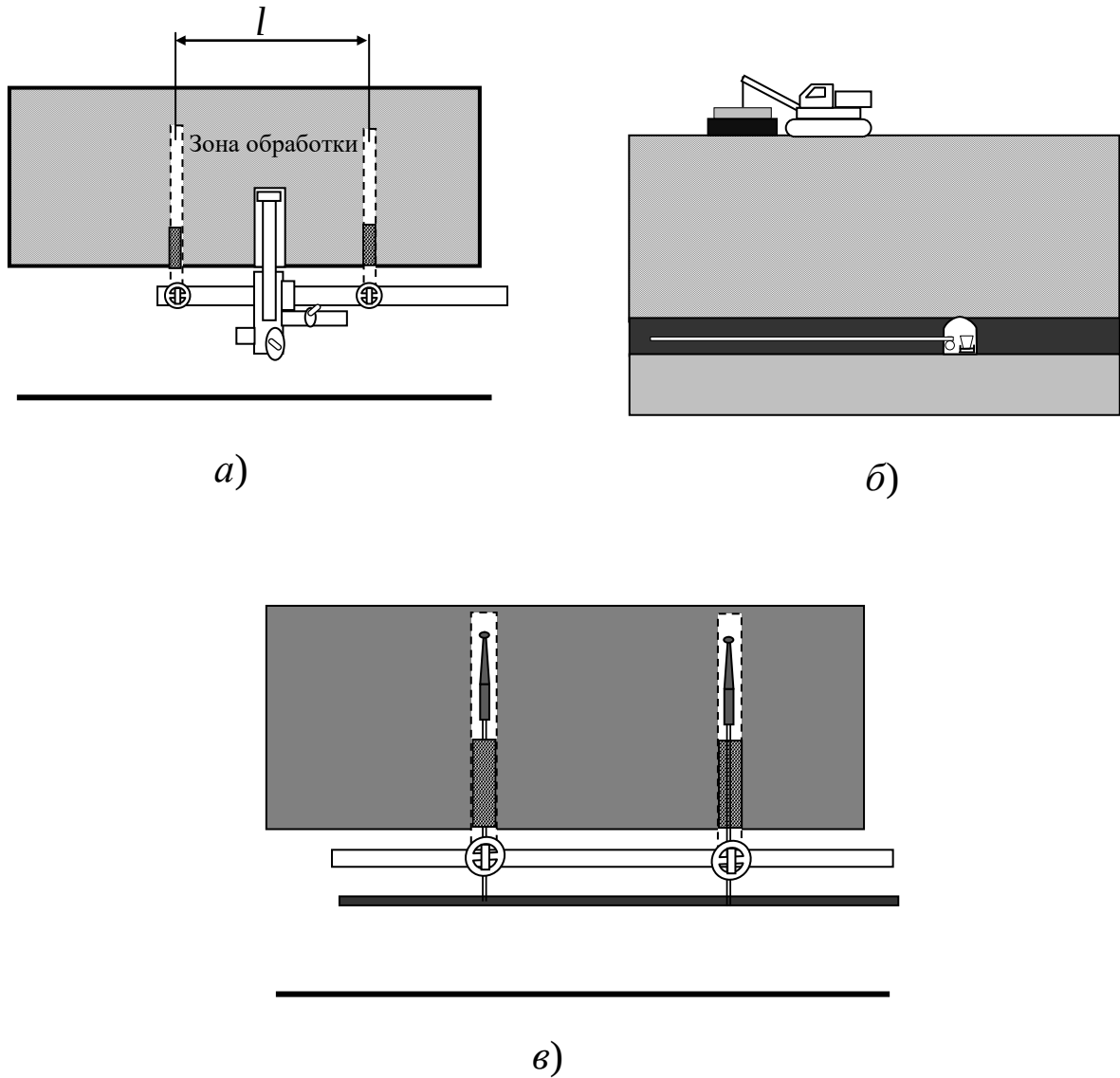


Рисунок 5.20 – Динамическое воздействие на увлажняемую зону угольного массива:

- а) из подготовительной выработки;
- б) с дневной поверхности;
- в) внутри увлажняемой скважины

Помещение излучателя в увлажняющую скважину имеет дополнительный положительный эффект, связанный с преобразованием части энергии, подводимой к излучателю, в тепловую энергию. Но при этом, излучатель будет

создавать дополнительное гидравлическое сопротивление, препятствующее распространению жидкости в массиве.

Возможность автоматизации процесса проведения динамических воздействий снижает трудоемкость метода и повышает его преемственность на практике.

Недостатками виброакустического метода воздействия являются:

1) Поражающее действие поля ультразвуковой волны высокой интенсивности на человека. Необходимость изоляции человека и излучателя или разделение технологических операций по времени; решение проблемы направленного воздействия ультразвуковой волны. Или уменьшение мощности и времени воздействия, что вызывает снижение эффективности метода.

2) Ультразвуковое воздействие неэффективно при увлажнении массива, имеющего крупные горно-геологические разломы, через которые волна от излучателя не проходит вглубь массива. Возникает необходимость проведения гидравлической обработки с применением ультразвукового поля в соответствии с делением массива на блоки горно-геологическими разломами. Увеличивается количество увлажняющих скважин и зон контактного воздействия, что снижает экономическую эффективность метода в целом.

3) Высокоинтенсивные колебания низкой частоты могут являться инициатором развития газодинамических явлений, повышения газовыделения из пласта и вести к разгрузке напряженного состояния в массиве. В этом случае мероприятия должны проводиться в автоматизированном режиме, без присутствия человека в забое или под защитой специального щита, перекрывающего зону забоя.

4) Эффективность значительно снижается с увеличением расстояния от излучателя. Наименьшую достаточную интенсивность имеет излучатель, располагающийся внутри скважины (рисунок 5.20 в).

Аналогичные результаты по разработке технических и методических средств для скважного вибрационного воздействия в целях повышения эффективности дегазации представлены в работе [132]. А также в работах

[193], [194], например, приводятся технические средства по разупрочнению угольного массива и изменению его фильтрационных свойств.

### **Выводы по главе 5**

Результаты проведенных исследований по применению виброакустических колебаний во всем спектральном диапазоне для повышения эффективности процессов увлажнения угольного массива показали следующее:

1. На основе теории разрушения и деформации твердого тела разработана модель, позволяющая определять влияние упругих колебаний на систему взаимодействующих фаз, определять необходимую мощность и время воздействия в непрерывном и импульсном режимах.

2. Экспериментально установлено, что воздействие низкочастотных колебаний на угольный массив в диапазоне частот 16–100 Гц увеличивают коэффициент проницаемости массива в 1,2–2 раза, при увеличении интенсивности излучения до 40 кВт на тонну угля. Акустические колебания позволяют увеличить интенсивность межфазного взаимодействия и тем самым способствуют повышению фазовой проницаемости и увеличению скорости фильтрации газожидкостного флюида.

3. Установлены основные факторы, определяющие эффективность переменного динамического воздействия. Протекание процессов на границе раздела фаз зависит от частоты и интенсивности динамического воздействия. Низкочастотные колебания эффективны для изменения фильтрационных свойств угля. А высокочастотные, ультразвуковые колебания приводят к изменению физических свойств жидкости, активации физико-химических процессов на границе раздела фаз, уменьшению краевого угла смачивания на границе раздела фаз.

4. Расположение излучателя определяется технологическими особенностями данных условий. При этом максимальный эффект и минимальное действие побочных нежелательных последствий достигается при расположении мощного излучателя внутри увлажняющей скважины.

5. Показано, что виброакустическое воздействие имеет максимальный эффект в начальный период увлажнения, в период интенсивных межфазных взаимодействий на границе раздела фаз. С течением времени, по мере увеличения влажности угля в диапазоне от 3 до 6 % максимум эффективности применения виброакустических воздействий смещается в зону больших частот и достигает максимума при частоте 22 кГц и влажности 6 %.

## **6. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КРАЕВУЮ ЧАСТЬ УГОЛЬНОГО МАССИВА В ЦЕЛЯХ УПРАВЛЕНИЯ МАССОПЕРЕНОСОМ**

### **6.1. Технические принципы выбора метода комплексного воздействия на угольный пласт и управления массопереносом при низконапорном увлажнении**

Существует множество работ, посвященных применению комплексного воздействия на краевую часть угольного массива при управлении его состоянием [4], [130]. Одним из недостатков этих работ является отсутствие общих технологических принципов в вопросе выбора и создания комплексного метода, а также оценке эффективности комплексного воздействия.

Каждый из рассмотренных способов воздействия на пласт не позволяет окончательно устранить ограничение производительности очистных забоев по газовому фактору или по динамическим показателям. Действие отдельно взятого способа ориентировано на изменение свойств одной фазы в системе уголь–жидкость–газ. Увеличение эффективности каждого отдельно взятого способа составляет максимально 40–65 %. Поэтому задача снижения метановыделения и проявления других опасностей может быть разрешена при применении рассмотренных способов в несколько стадий воздействия или комбинации способов воздействия. В этом случае, комплекс воздействий рассматривается, как оказание влияния на все фазы в межфазных взаимодействиях.

Согласно [130], последовательность операций может быть следующей: с дневной поверхности бурят скважины, обсаживают трубами, дегазируют, затем, нагнетают жидкости различной вязкости и кислотности в режиме гидрорасчленения и фильтрации с последующим удалением продуктов реакции распада и газа. Далее, закачивают суспензию микроорганизмов, окисляющих метан, воздух и питательную среду для их жизнедеятельности. Потом

обрабатывают пласт раствором полимеров и проводят дальнейшие работы по извлечению угля.

В условиях подземных подготовительных работ предполагается: дегазация, нагнетание раствора ПАВ при повышенной температуре и одновременное динамическое воздействие на угольный массив. При такой последовательности эффективность возрастает на 30 % по сравнению с применением одиночных методов.

Действие каждого способа по управлению массопереносом направлено на конкретную фазу в межфазном взаимодействии, активируя ее движение путем изменения свойств и состояния. В совокупности, каждый способ воздействия по своему влияет на взаимодействующие фазы, оказывает свой эффект на межфазные взаимодействия и, соответственно, на массоперенос. По результатам анализа и обобщения проведенных исследований нами предложено, что общая эффективность комплексного воздействия приблизительно можно оценить по формуле

$$\mathcal{E} = \sqrt{\sum_{i=1}^N K_i \mathcal{E}_i^2}, \quad (6.1)$$

где  $\mathcal{E}_i$  – эффективность каждого способа в отдельности;  $K_i$  – коэффициент, определяющий вклад в общую эффективность  $i$ -го вида воздействия.

Применение комбинации воздействий может значительно снизить вероятность проявления основных опасностей при разработке угольных пластов подземным способом.

Эффективность от отдельного вида воздействия напрямую связана с ее интенсивностью. Общая эффективность определяется суммарной энергией, вкладываемой для прироста влажности массива.

Так как эффективность отдельного способа воздействия для большинства видов имеет максимум 40–65 %, то общая эффективность от применения 3 видов воздействия (при их равнозначной эффективности) в результате дадут  $\mathcal{E}\sqrt{3}$ , %, эффективности от максимально возможной.

Кроме того отметим, что согласно результатам исследований, приведенным в предыдущих главах, каждая фаза воздействия имеет динамическую эффективность – период времени, в пределах которого эффективность воздействия принимает максимальное значение, и период релаксации – время падения эффективности до минимального остаточного уровня.

Анализ способов и методов воздействия на угольный массив с целью предотвращения проявления основных опасностей показывает, что основным способом борьбы является предварительное увлажнение угольного массива в режиме фильтрации в силу своей экономичности, экологической безопасности, низкой трудоемкости, универсальности по отношению ко всем видам опасностей. Основным направлением развития и создания новых способов являются комбинированные методы, организация комплекса мер по предотвращению опасных явлений и вредностей.

Недостатки комбинированного или многостадийного воздействия:

1. Наличие большого количества оборудования, в том числе, опасного, в ограниченном пространстве технологической выработки;
2. Увеличение опасности и зоны опасного воздействия при одновременной работе различного оборудования;
3. Увеличение времени и ресурсов на проведение комплексных мероприятий;
4. Снижения эффекта от действия предыдущей стадии, вследствие протекания большого промежутка времени или действие последующей стадии комплексного воздействия, как противодействующей предыдущей стадии; протекание релаксационного периода, вследствие которого система стремится вернуться в исходное состояние.

Данные обстоятельства снижают общую эффективность комплексного воздействия и его экономическую целесообразность. В этом случае, многостадийная система воздействий, состоящая из последовательно

применяемых отдельных способов, уступает по своей эффективности комплексному воздействию с одновременным действием нескольких способов.

Но, в некоторых ситуациях, способы физического воздействия несовместимы друг с другом для одновременного применения, по физической направленности, например. Действие одного способа противодействует другому по направленности воздействия на границу раздела фаз или их свойства. Тогда возможно последовательное стадийное их применение.

Основные способы, повышающие эффективность массопереноса:

- 1) предварительная дегазация угольного пласта;
- 2) нагнетание жидкости в режиме низконапорного увлажнения;
- 3) применение ПАС;
- 4) применение теплового воздействия;
- 5) применение ультразвукового, высокочастотного воздействия;
- 6) применение низкочастотного динамического воздействия;
- 7) применение электрических полей и др.

### ***Факторы, определяющие параметры технологий и методов предварительного увлажнения***

Основными факторами, определяющие выбор способа повышения эффективности массопереноса, являются:

- коэффициент проницаемости однородной части угольного пласта;
- коэффициент корреляции коэффициента проницаемости для массива в целом;
- горно-геологические нарушения, разломы, трещины и их взаимное расположение;
- давление газа и др.

Основные технологические параметры при увлажнении угольного пласта:

- 1) давление нагнетания жидкости;
- 2) расход жидкости;
- 3) расстояние между скважинами;

- 4) размеры зоны герметизации устья скважины;
- 5) рабочая концентрация ПАВ;
- 6) мощность, интенсивность и время физических воздействий на угольный массив.

Трещиноватость – удельное содержание макротрещин в угольном массиве.

Под трещинами подразумеваем открытые полости в угольном массиве, при увлажнении которых на движение жидкости оказывают влияние в большей степени силы тяжести, чем капиллярные, лапласовские силы.

В массиве с низкой проницаемостью на движение жидкости действуют кнудсеновские силы и ее движение подчиняется закону Фика, диффузии.

На рисунке 6.1 представлена схема выбора способа повышения эффективности массопереноса при увлажнении угольного пласта, исходя из его структуры и горно-геологических условий.

Высокая неоднородность структуры угольного массива, вызванная наличием трещин и разломов, предполагает проведение предварительных мероприятий по снижению высокой проницаемости и неоднородности путем нагнетания в скважину цементно-песчаных растворов для кольматирования трещин и разломов и, затем, проведение увлажнения по обычной технологической схеме.

Таким образом, структура угольного массива и условия залегания определяют выбор и условия комплексных мероприятий по его увлажнению и повышению эффективности массопереноса в нем. Причем, применение комплексных мероприятий не всегда дает эквивалентный прирост эффективности, что необходимо учитывать в проектных разработках.

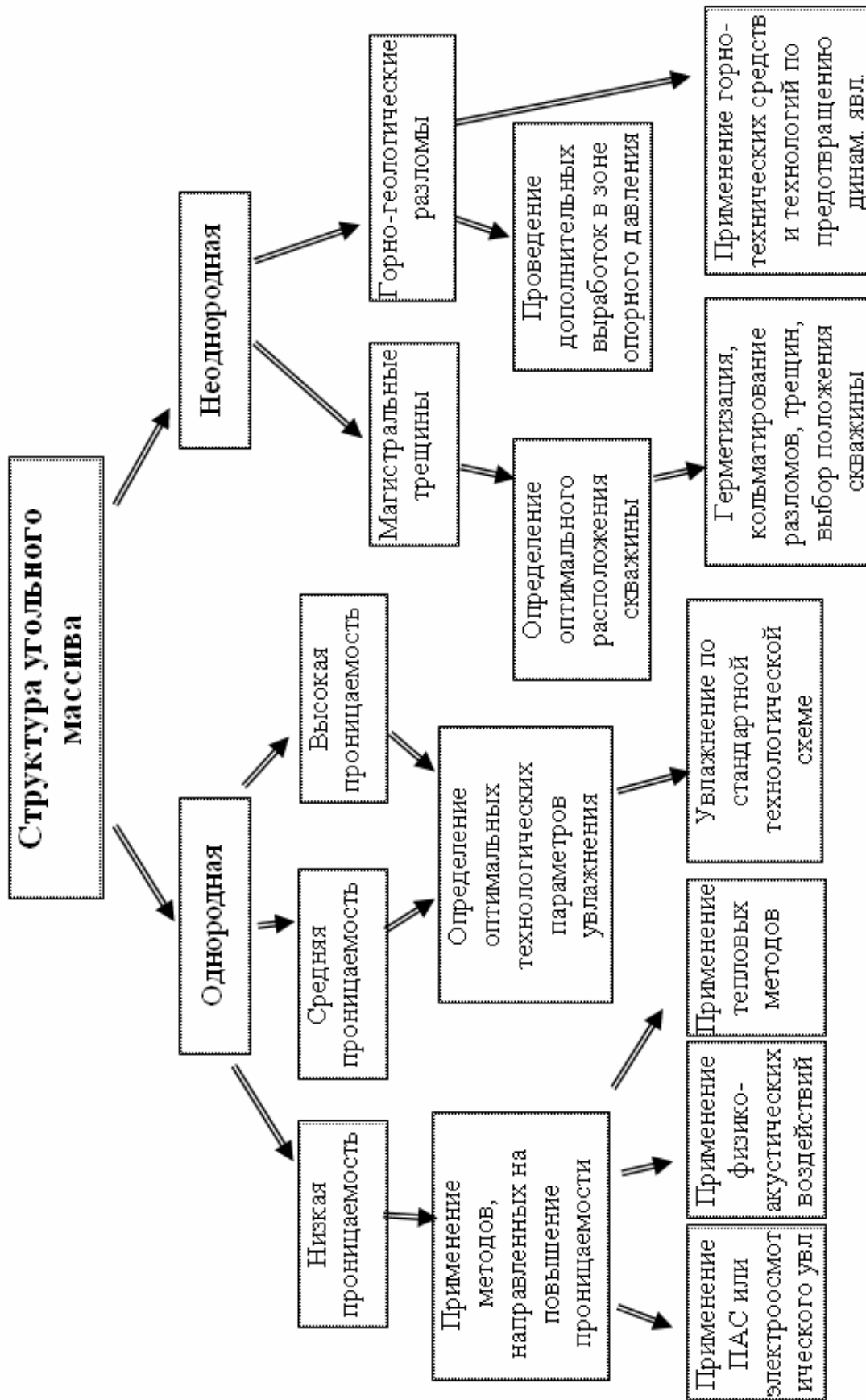


Рис. 6.1 – Схема выбора способа повышения эффективности массопереноса на основе структурных характеристик угольного пласта

## **6.2. Разработка основных принципов применения комплексного воздействия при увлажнении угольного массива**

Горный массив, с точки зрения физической структуры, представляет собой сложную систему взаимодействующих фаз: твердой, жидкой и газовой. Состояние массива определяется процессами, протекающими на границе раздела фаз.

На рисунке 6.2 представлена схема основных методов воздействий на межфазную границу.

С точки зрения экономичности и трудоемкости, наименьшей обладают физические методы. При использовании дорогостоящих компонентов (поверхностно-активных сред, вяжущих соединений на основе клев, смол) химические методы являются более дорогими. Применение их становится экономически не выгодным. Но эффективность действия этих методов значительно превосходит другие методы. Свойством этих методов, в отличие от не химических, является то, что, при правильно подобранной технологии применения, эффект всегда положителен. Для физических методов, где эффект зависит от множества факторов, управление состоянием взаимодействующих фаз становится основным вопросом применения метода. Установление основных закономерностей применения физических методов и методов контроля их эффективности является основной задачей данной работы.

Применение горнотехнических методов требует специальных технологических условий, в связи с чем, они резко ограничены в применимости.

Оценку энергетических процессов можно провести на основе энергопотребления.

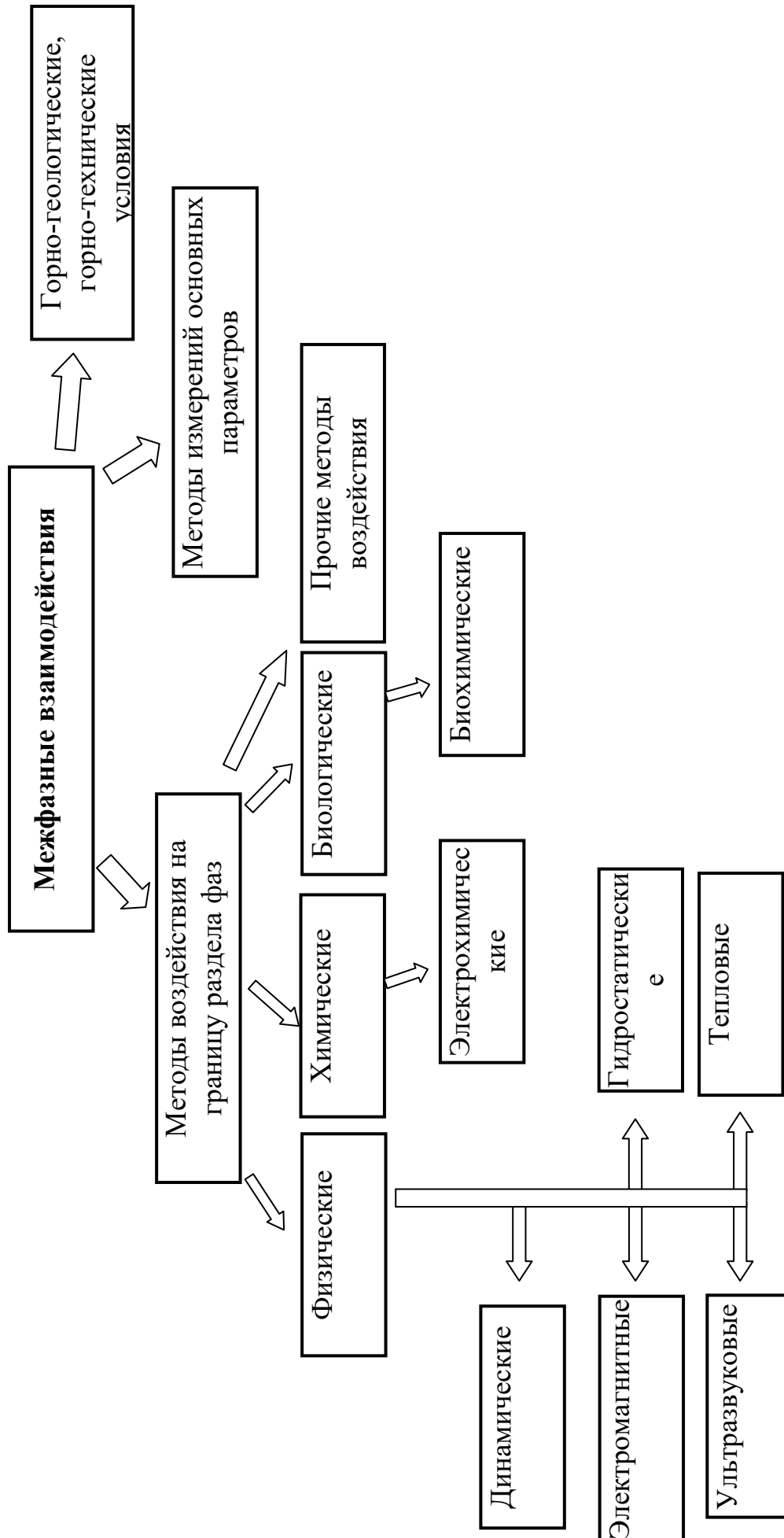


Рис. 6.2 – Методы управления межфазными взаимодействиями массива горных пород

Очевидно, в зависимости от применяемого явления, лежащего в основе данного метода, не вся энергия, подводимая к преобразователю, идет на целенаправленное изменение свойств угольного массива и свойств взаимодействующих фаз в системе уголь–жидкость–газ. Часть энергии рассеивается в виде потока тепловой энергии идущей через краевую часть в подготовительные выработки или в зону горных пород подложки и кровли пласта. Коэффициент приемистости метода или КПД метода, определяемый отношением полезной энергии и общей подведенной, будет составлять от 10 до 50 %.

Направление развития и характер протекания межфазных взаимодействий, как было упомянуто ранее, зависит от энергетических процессов, физико-химической активности взаимодействующих фаз и, соответственно, энергии внешнего воздействия. Исход реакции или взаимодействия будет определяться величиной общей энергии взаимодействия

$$S = W + Q + U + Z ,$$

где  $W$  – энергия внешнего воздействия, передающаяся системе, например, в виде теплоты;  $U$  – активность жидкости или механическая энергия фильтрации, действующая против отрицательных сил смачивания и сил внутреннего трения;  $Q$  – энергия газа;  $Z$  – химическая активность угольной поверхности.

Очевидно, что в приведенной формуле не указаны энергии, связанные с ядерными процессами.

В таблице 6.1 приведены основные виды явлений, наблюдаемых в межфазных взаимодействиях в системе: уголь–жидкость–газ и внешнее воздействие. Наиболее мощным видом взаимодействия являются ядерные реакции, протекающие в веществе. Не вникая в такие мощные силы, здесь ограничимся действием сил межмолекулярного характера, вплоть до химических реакций. Основной энергетической величиной, принятой в расчете, является энергия, приходящаяся на единицу количества вещества (на ед. моль).

Таблица 6.1.

## Характеристики энергетических процессов в системе уголь–жидкость–газ

| Величина энергии, Дж/моль | Явления                                                                                                                                                                       | Вид внешнего воздействия                                                                                                                                                                   | Прирост эффективности увлажнения | Изменения во взаимодействующих фазах                                                                                                                                         |
|---------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 0–500                     | Статическое взаимодействие фаз, величина краевого угла смачивания более $90^{\circ}$ , энергия адсорбции газовой фазы, свободная фильтрация, инфильтрация                     | Силы гравитационного взаимодействия                                                                                                                                                        | Менее 0,1 %                      | Изменение состояния газа, давления и температуры газовой фазы, изменение динамических свойств газа, коэффициента вязкости                                                    |
| 100–1000                  | Фильтрация в макрокапиллярах, электрокинетические явления, электроосмос, электрофорез, физическое закупоривание пор газом, твердой фазой, коагуляция, фотоэлектронная эмиссия | Электростатическое поле, магнитное поле высокой интенсивности, звуковые волны низкой интенсивности, электромагнитные волны низкой интенсивности, тепловое воздействие низкой интенсивности | 1–20 %                           | Изменение динамических свойств жидкости, коэффициента динамической вязкости, изменение краевого угла смачивания, расширение твердого тела, поляризация взаимодействующих фаз |
| 1000–2000                 | Фильтрация в микрокапиллярной структуре, интенсивная диффузия, десорбция адсорбатов с поверхности угля, электрохимические процессы                                            | Тепловое воздействие высокой мощности, ультразвуковые волны высокой мощности, ПАВ                                                                                                          | 50–80 %                          | Образование трещин в капиллярно-пористом теле, разрушение водородных связей между молекулами                                                                                 |
| 2000–5000                 | Химические процессы                                                                                                                                                           | Химически-активные вещества, активные среды                                                                                                                                                | 100–200 %                        | Интенсивное трещинообразование, разрушение макромолекул угля                                                                                                                 |
| 5000–10000                | Химические процессы                                                                                                                                                           | Высокоактивные химические среды, реактивы,                                                                                                                                                 | 300–500 %                        | Разрушение молекул до атомарного состояния                                                                                                                                   |
| Более 10000               | Ионизация вещества                                                                                                                                                            | Коротковолновое электромагнитное излучение                                                                                                                                                 | Более 500%                       | Ионизация атомов                                                                                                                                                             |

Сравнительную оценку результата физического воздействия по изменению состояния фаз можно осуществить исходя из энергии теплового воздействия на взаимодействующие фазы.

Экономическая эффективность воздействия предполагает отсутствие химических процессов, при которых изменяется энергетическая стоимость угля и его технологические свойства, характеристики угля, как продукта.

Необходимо заметить, что, с увеличением энергии внешнего воздействия, приращение эффективности увлажнения снижается. Максимальная величина энергии внешнего воздействия должна составлять не более 3000 Дж/моль или 1512 кДж/м<sup>3</sup>. Этой энергии соответствует вода при температуре 100°C. В этих условиях краевой угол смачивания стремится к нулю, смачиваемость достигает максимума.

Не все физические воздействия переходят в эквивалентное повышение эффективности увлажнения. Введем коэффициент приемистости  $\eta$  метода воздействия, как отношение энергии, перешедшей в направленное повышение эффективности увлажнения, к общей затраченной энергии при применении данного метода или эквивалентной этой величине. По существу, это есть КПД используемого метода. Наилучшими показателями коэффициента приемистости является электроосмотическое увлажнение, применение растворов ПАВ, тепловое воздействие. Низким коэффициентом  $\eta$  обладают методы воздействия на основе применения магнитных полей, электромагнитного излучения, акустического поля. Происходит это в силу малого релаксационного периода времени, в течении которого эффект от воздействия уменьшается до минимальной величины, определяемой новым равновесным состоянием взаимодействующих фаз.

Сущностью применения внешних физических воздействий является создание дополнительного микрокапиллярного давления жидкости, позволяющее повысить влажность угля и сорбционную емкость угля для воды и понизить сорбционную емкость угля для метана. Гидравлическое воздействие имеет ограничение, связанное с техническими возможностями насосных

установок и физико-механическими свойствами угля. Другие методы таких ограничений не имеют.

### **6.3. Оценка экономического эффекта от применения методов повышения эффективности массопереноса в краевой части угольного массива**

#### ***Оценка экономического эффекта от применения ПАВ***

На современном этапе разработки и применения технологических комплексов первоочередной задачей является повышение экономических и экологических показателей работы угольных предприятий [4], [5].

Применение активных сред для повышения качества увлажнения сопряжено с рядом трудностей, связанных с обращением с ними и их использованием, которые могут значительно влиять на экологические и экономические показатели. Эти проблемы отражены в требованиях, предъявляемых к ПАВ и ХАВ при использовании в технологических процессах горного производства [20]. К основным требованиям относятся:

- 1) экономичность;
- 2) технологическая преемственность;
- 3) экологическая безопасность.

Затраты на противовыбросные мероприятия складываются из заработной платы, стоимости материалов, электроэнергии, амортизации оборудования, стоимости компонентов растворов АС.

Стоимость профилактической обработки угольного массива водой составляет 3,35 коп/т угля (в ценах 1994 г.) при нагнетании воды в объеме 30 л/т угля [139]. Для определения затрат на увлажнение массива раствором ПАВ необходимо учесть его стоимость, амортизационные расходы на дополнительное оборудование (смесительный бак, например), дополнительную заработную плату:

$$Z_{ac} = Z_{вода} + cqC_{ac} + a_{об} + p, \quad (6.2)$$

где  $Z_{ac}$  – стоимость профилактической обработки массива с использованием АС, руб/т;  $Z_{вода}$  – тоже с использованием воды, руб/т;  $c$  – концентрация АС в растворе, дол.ед;  $q$  – количество закачиваемого раствора, л/т;  $C_{ac}$  – стоимость активной среды, руб/л;  $a_{об}$  – амортизационные расходы на дополнительное оборудование при увлажнении с использованием АС, руб/т;  $p$  – заработная плата, руб/т.

Удельный прирост стоимости увлажнения, связанного с применением АС определяется

$$\varpi_{ac} = \frac{Z_{ac} - Z_{вода}}{Z_{вода}}. \quad (6.3)$$

Применение АС экономически оправдано, если затраты на это меньше прироста эффективности, т.е.

$$\varpi_{эф.} = \frac{Q_{ac} - Q_{вода}}{Q_{вода}} > \varpi_{ac} = \frac{Z_{ac} - Z_{вода}}{Z_{вода}}. \quad (6.4.)$$

Экономическая прибыль от применения АС будет равна

$$\mathcal{E}_{ac} = (\varpi_{эф.} - \varpi_{ac})Z_{вода}, \text{ руб/т.} \quad (6.5)$$

Цены на некоторые из активных сред, которые можно применять в целях повышения эффективности увлажнения, приведены в [117].

Анализ расчетов показывает, что наиболее экономически выгодно для повышения эффективности увлажнения применение в малых концентрациях отработанных кислот, щелочей, требующих утилизации после использования на химических предприятиях. Применение моющих средств и дорогостоящих ПАВ экономически оправдано только при низких концентрациях (до 0,1%). Или в том случае, если сравнивать экономические потери при проявлении основных опасностей, которые по [146] в среднем по шахтам составляют 0,43 руб на тонну добытого угля (в ценах 1994 г.) без учета социальных последствий, с затратами на предупреждение их проявлений.

**Экономические аспекты повышения эффективности  
увлажнения путем применения электроосмоса**

В качестве примера рассмотрим экономическую сторону электроосмотического увлажнения угольных пластов или горных пород.

В стоимость увлажнения с применением электрического поля входит и может существенно влиять на экономический эффект стоимость электродов. Это связано с их изготовлением, содержанием, заменой, амортизационные расходы на электроды, дополнительная заработная плата на изготовление, доставку в забой и установку, расход электрической энергии:

$$Z_{эл.} = Z_{ас} + a_{об.эл.} + p_{эл.} + \varepsilon_{эл.}, \quad (6.6)$$

где  $a_{об.эл.}$  – амортизационные затраты на оборудование, руб/т;  $p_{эл.}$  – заработная плата, руб/т;  $\varepsilon_{эл.}$  – стоимость электрической энергии, руб/т.

Основные амортизационные затраты на оборудование связаны со стоимостью электродов, которая зависит от трудоемкости их изготовления и стоимости применяемых материалов. Наиболее распространенными электродами являются: алюминиевые, медные, железные, графитовые [115], [116]. Дешевыми и простыми считаются железные электроды в виде перфорированных труб [123], [172].

Расчет амортизационных расходов на электроды производят следующим образом.

В сложных электродах, состоящих из нескольких структурных элементов, можно выделить рабочий элемент и, соответствующую ей рабочую поверхность – составную часть электрода, которая непосредственно соприкасается с рабочим раствором и массивом, подвергается электрохимическим реакциям разложения, в результате которых этот элемент электрода в течение времени теряет проводящие свойства и разрушается. Если до эксплуатации масса металла рабочей части составляет  $m_{эл.0}$ , то в конце эксплуатации она уменьшается до  $m_{эл.t}$ , где индекс  $t$  – общее время эксплуатации электрода. Срок эксплуатации

электрода должен быть таким, чтобы его электромеханические свойства уменьшались не значительно. За этот срок масса рабочего элемента уменьшается на  $\varpi$  (дол.ед.):

$$\varpi = \frac{m_{эл.0} - m_{эл.t}}{m_{эл.0}}. \quad (6.7)$$

Изменения в массе электрода можно определить исходя из закона Фарадея:

$$\Delta m_{эл.} = m_{эл.0} - m_{эл.t} = kIt, \quad (6.8)$$

где  $k$  – электрохимический эквивалент вещества рабочей части электрода;  $I$  – сила тока при электроосмотическом увлажнении массива;  $t$  – время пропускания электрического тока.

Расход электрода на тонну увлажненного угля:

$$\alpha = \Delta m_{эл.} / m_{увл.}, \quad (6.9)$$

где  $m_{увл.}$  – масса угольного массива, прошедшего электроосмотическую обработку, т.

Амортизационные затраты на тонну добычи угля определяются:

$$a_{об.эл.} = \alpha C \Delta m_{эл.}, \text{ руб/т}, \quad (6.10)$$

где  $C$  – удельная стоимость электрода или его рабочей части, руб/кг [115, 116].

### ***Экономическая оценка теплового воздействия***

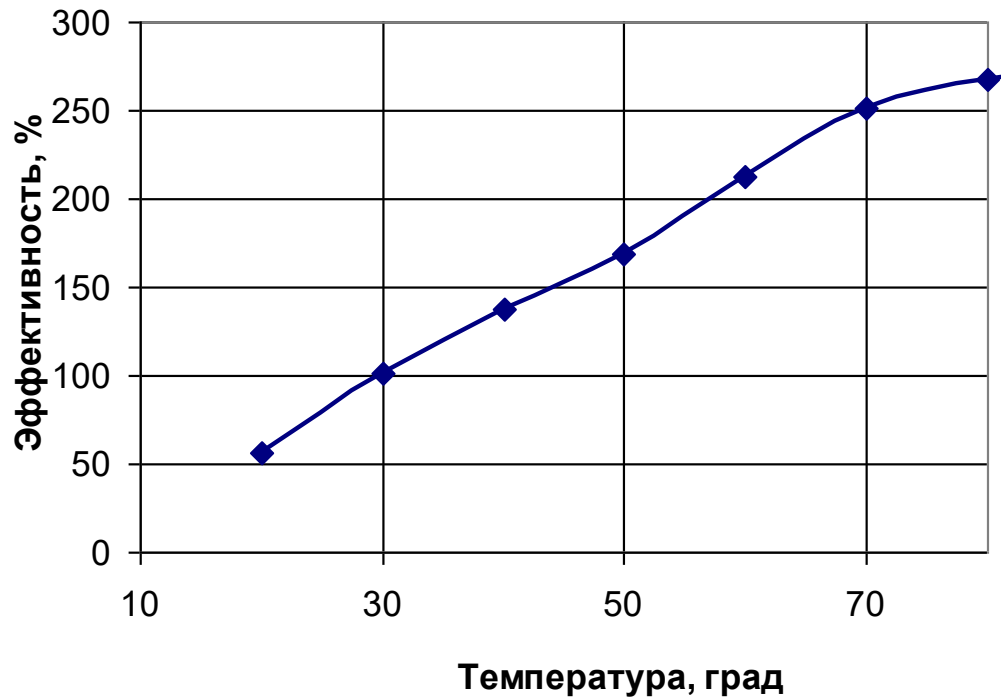
Для использования на практике, как метода повышения эффективности увлажнения, необходимо оценить энерго-экономические показатели применения метода.

На рисунке 6.3 приведена зависимость изменения эффективности применения теплового воздействия от температуры воды для угля марки К (шахта «Березовская»).

Относительная эффективность определяется по формуле

$$\varepsilon = \frac{Q_t - Q_{20}}{Q_{20}}, \quad (6.11)$$

где  $Q_t, Q_{20}$  – расход жидкости при температурах  $t$  и  $20^\circ\text{C}$ , соответственно.



*Рисунок 6.3 – Изменение эффективности увлажнения в зависимости от температуры воды*

Общая эффективность от теплового воздействия резко возрастает, но для высоких температур рост эффективности снижается. Максимальное значение прироста эффективности достигается на интервале температур от  $20$  до  $50^\circ\text{C}$ .

На рисунке 6.4 приведена зависимость относительной эффективности теплового воздействия от температуры воды.

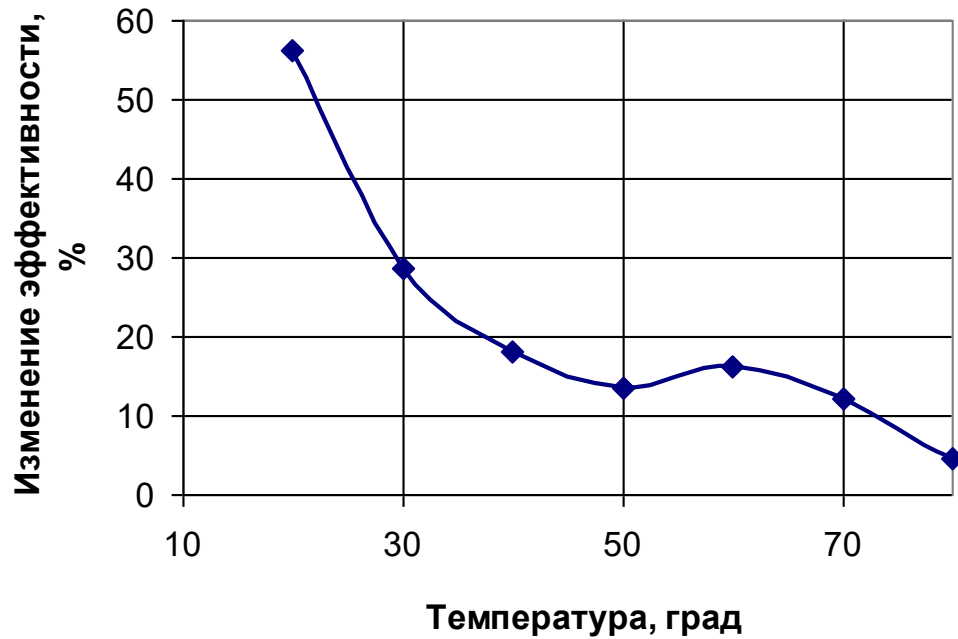


Рисунок 6.4 – Изменение эффективности увлажнения в зависимости от температуры воды

Прирост эффективности при изменении температуры на  $1^\circ$ , определяемый по формуле  $\xi_T = \frac{\Delta Q_T}{Q_T}$ , приведен рисунке 6.4.

Энергия, необходимая для нагревания одного килограмма воды на один градус, составляет

$$Q = \eta c m \Delta t, \quad (6.12)$$

где  $\eta$  – коэффициент теплопередачи от нагревательного элемента к воде;  $c = 4200$  Дж/(кг·град) – удельная теплоемкость воды;  $m$  – масса воды;  $\Delta t$  – разность температур.

Стоимость нагревания одного килограмма воды от 20 до 80 °С будет составлять

$$C = \frac{Q}{z} = \frac{0,5 \cdot 4200 \cdot 1 \cdot 60}{3600 \cdot 1000} \cdot 0,75 = 0,02625 \text{ руб/кг},$$

где  $Z = 0,75$  руб/кВт·ч – стоимость электроэнергии.

Затраты на применение растворов ПАВ в 1 % концентрации

$$C = c_1 z_1 = 0,01 \cdot 24 = 0,24 \text{ руб},$$

где  $C_1$  – концентрация ПАВ в растворе;  $Z_1$  – стоимость 1 кг ПАВ.

Удельные затраты на нагревание жидкости значительно ниже, чем использование дорогостоящих высокомолекулярных добавок ПАВ или ПАС. Однако, учитывая тепловые потери при применении метода, его экономичность несколько уменьшается.

### *Комплексное воздействие*

Каждый из рассмотренных способов воздействия на пласт, как показывает практика, не позволяет полностью устранить ограничения производительности очистных забоев по газовому фактору. Эффективность отдельно взятого способа составляет максимально 40–65 %. Эффективность комплексного воздействия определяется согласно формуле (6.1).

Действие каждого способа увлажнения индивидуально – направлено на конкретный вид межфазного взаимодействия, на изменение свойств какой-либо фазы. В совокупности при комплексном воздействии каждый дает свой результат.

Эффективность комплексного метода не является алгебраической суммой эффективностей отдельных способов, вследствие того, что действие каждого способа избирательно, индивидуально, не охватывает весь спектр явлений, протекающих на границе раздела фаз, и внутри фаз.

Однако, экономические затраты определяются алгебраическим суммированием затрат взятых для каждого способа

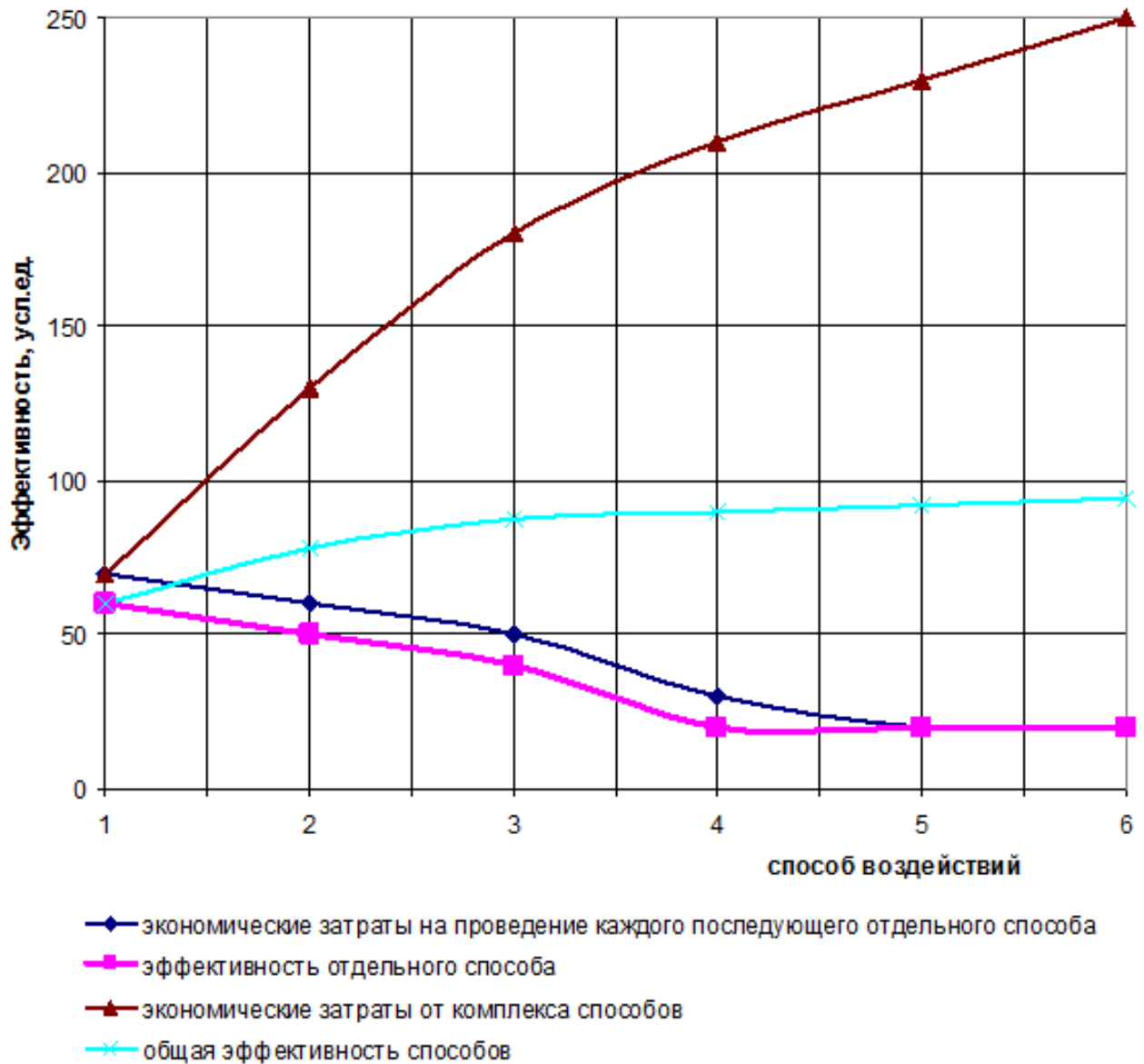
$$C = \sum C_i \quad (6.14)$$

где  $C_i$  – затраты для проведения  $i$ -способа воздействия.

Сопоставление экономических затрат и эффективности комплексного мероприятия позволяет определить рентабельность и целесообразность данного комплекса мер и способов.

При линейном возрастании экономических затрат на применение каждого последующего способа воздействия общая эффективность увеличивается и достигает определенного максимума, определяющего целесообразность

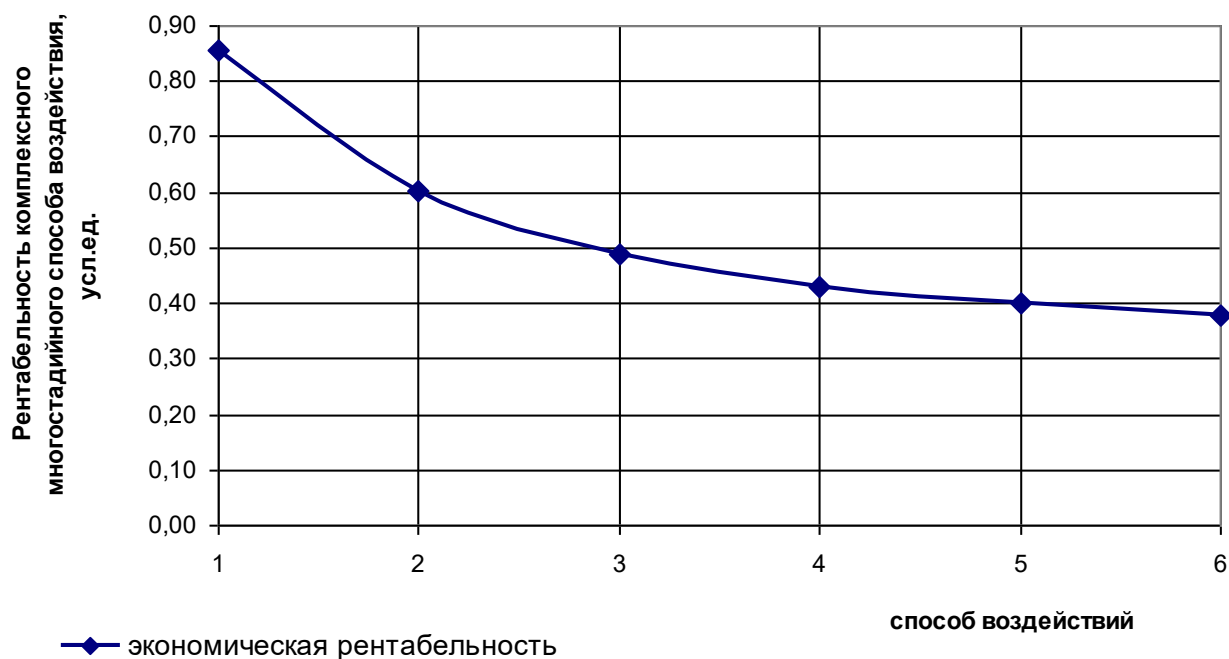
применения комплексного метода воздействия. На рисунке 6.5 представлена зависимость изменения экономических затрат и эффективности при применении комплексного способа воздействия, состоящего из нескольких стадий.



*Рисунок 6.5 – Экономические затраты и эффективность при многостадийном комплексном воздействии*

Здесь не учитываем влияние релаксационных процессов при каждом воздействии и факторов противофазности воздействия, при которых с течением времени эффективность уменьшается.

Экономическая рентабельность от способов воздействия представлена на рисунке 6.6.



*Рисунок 6.6 – Экономическая рентабельность комплекса воздействий*

Таким образом, из приведенных результатов вытекает, что оптимальным количеством способов, составляющих общий комплекс воздействий, является 2 - 3, а состав этих способов определяется структурой массива и целью управления массопереносом.

### ***Экологические аспекты применения методов***

Наиболее сложным является оценка экологических потерь при использовании ПАВ и протекании вторичных процессов электрохимических реакций на электродах и в глубине массива, на межэлектродном центре при электроосмотическом увлажнении массива. Такая оценка должна исходить из затрат, необходимых для восстановления полного экологического равновесия в обработанном массиве, из затрат необходимых для полного уничтожения АС и

продуктов вторичных реакций взаимодействия АС с окружающей средой или из затрат, необходимых для возвращения АС в технологический процесс. Возвращение АС в технологический процесс является одной из существенных современных проблем использования АС в горном деле.

В этой связи необходимо учесть несколько основных факторов:

- 1) концентрация ПАВ в растворе отвечает нормам ПДК или показателям близким к ним;
- 2) использование ПАВ, разлагаемых на простейшие безопасные компоненты при взаимодействии с углем, под воздействием ультрафиолетового излучения на дневной поверхности или при высокой температуре при сжигании;
- 3) разложение на простейшие неопасные химические элементы под влиянием биологических факторов со стороны окружающей среды, самопроизвольный распад, разложение с течением времени.

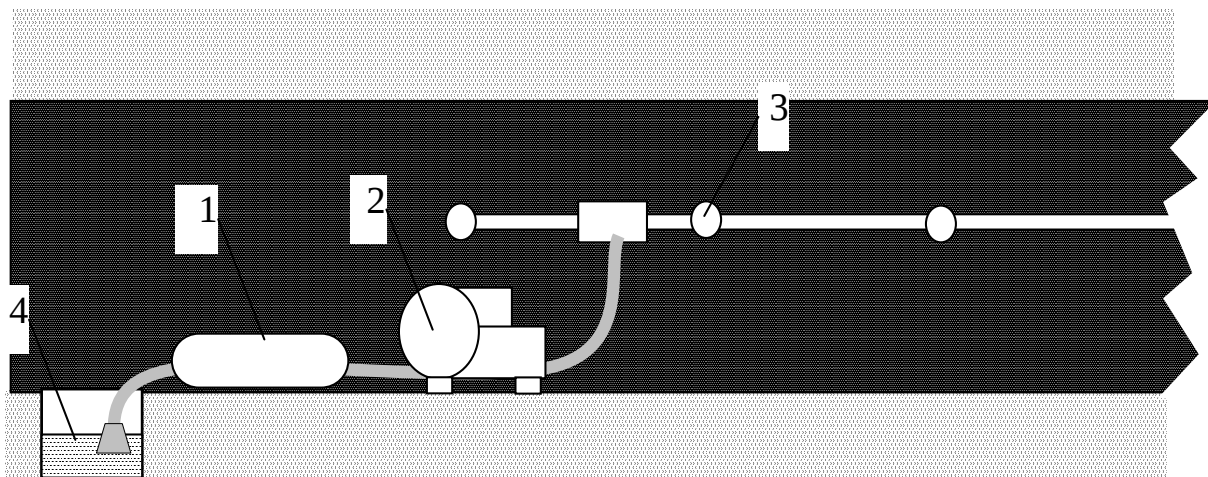
#### ***Технологическая схема очистки сточных вод и вторичного использования воды***

Существует множество систем и технических решений, позволяющих в рамках экологической безопасности и без существенных затрат организовывать вторичное использования вод. Одним из таких решений является следующая схема. На нижнем горизонте подготовительной выработки устанавливается водосток с водосборником – резервуар емкостью 200–500 л. Увлажняемая вода, в силу каких-либо причин поступающая из боков выработки, обнаженных поверхностей массива и негерметизированных соединений увлажняющей системы, по желобам стекает в водосборник. Откуда с помощью насоса вода прокачивается через фильтрующий очистительный элемент и снова поступает в систему нагнетания в угольный пласт. На рисунке 6.7 приведена реализация такой технологической схемы.

Несмотря на ограниченность призабойного пространства, сбор и очистка воды в нем экономически целесообразнее, чем реализация аналогичной

технологической операции на дневной поверхности. Очистка воды на дневной поверхности оправдана в случае если:

- 1) фильтруется большой объем жидкости;
- 2) высокая степень очистки, с последующей обработкой в соответствии с ГОСТом на питьевую воду.



*Рисунок 6.7 – Схема вторичной очистки и использования воды*

#### **6.4. Применение методов управления напряженно-деформированным состоянием угольного массива в зоне очистного забоя в условиях горно-геологических нарушений**

Переход разрывных нарушений очистными механизированными комплексами сопряжен с проявлением динамических и газодинамических явлений, так как уголь в зонах влияния нарушений в большинстве случаев имеет высокое газонасыщение и очень низкую крепость.

Применение методов управления связано с проведением дополнительных подготовительных выработок, осуществлением мероприятий, связанных с контролем состояния массива и др.

При прохождении горно-геологических нарушений, наряду с техническими решениями и использованием горнотехнических методов,

требуется применение дополнительных комплексных мер по управлению состоянием угольного и породного массивов, основанных, например, на применении химических и физико-химических методов [151], [167].

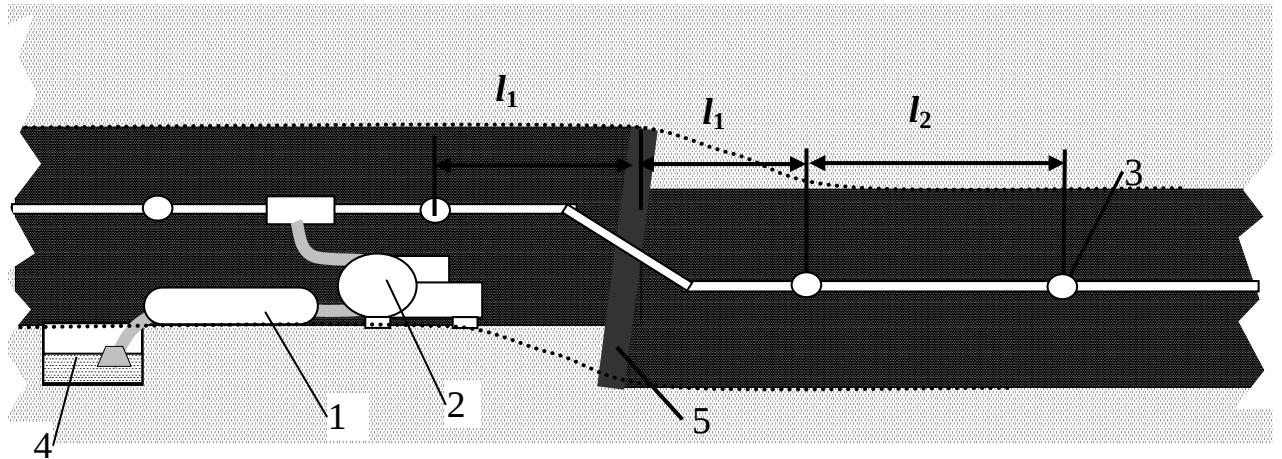
Известны технологические способы управления массивом при переходе дизъюнктивных нарушений, связанные с предварительной проходкой подготовительных выработок и заполнением их углепластом с прочностью, соответствующей прочности ненарушенного массива [42], [45], [111], [168]. Одним из способов управления состоянием массива, в этом случае, является предварительное увлажнение угольных пластов. По сравнению с другими, он является более экономически выгодным, позволяет достичь желаемого результата [56].

Различными исследователями, при этом, подчеркиваются две задачи увлажнения: 1) достижение равномерного увлажнения; 2) достижение влажности не менее 5,5 %. В этом случае, с высокой степенью надежности можно прогнозировать отсутствие газодинамических явлений [157] – [160]. Комплекс мероприятий, связанных с применением предварительного увлажнения, при переходе нарушений очистным комплексом должен включать следующие операции:

- 1) исследование горно-геологических условий залегания угольного пласта и его структурных тектонических особенностей;
- 2) расчет количества и расположения увлажняющих скважин по отношению к нарушениям;
- 3) бурение скважин;
- 4) увлажнение по расчетным параметрам нагнетания;
- 5) оценка эффективности увлажнения.

На рисунке 6.8 показана общая технологическая схема предварительного увлажнения угольного пласта в зоне разрывного горно-геологического нарушения малой амплитуды, до 0,5 м. Основными технологическими параметрами являются: расстояние между скважинами, расстояние от скважины до нарушения в пласте, уровень высоты скважины, пористость массива и др.

На рисунке 6.9 представлена модель движения газа и воды при увлажнении в массиве в зоне разрывного нарушения. В зонах высокой проницаемости коэффициент проницаемости устремляется к бесконечности  $k = \infty$ . В зонах низкой проницаемости:  $k = 0$ .



*Рисунок 6.8 – Технологическая схема предварительного увлажнения угольного пласта в зоне разрывного нарушения  
1 – фильтр очистки; 2 – насос; 3 – увлажняющие скважины; 4 – водосборник; 5 – разрывное нарушение в пласте*

Нами разработана программа [184], [185], позволяющая определить оптимальное расположение увлажняющих скважин и параметры нагнетания. Основой программы являются решения уравнений массопереноса газа и жидкости (газожидкостного флюида) в неоднородном капиллярно-пористом угольном массиве при заданных граничных и начальных условиях. Основные параметры, принимаемые в расчете:

- 1) давление, расход жидкости;
- 2) расстояние между скважинами;
- 3) коэффициент проницаемости, структура массива;
- 4) коэффициент анизотропии коэффициента проницаемости и др.

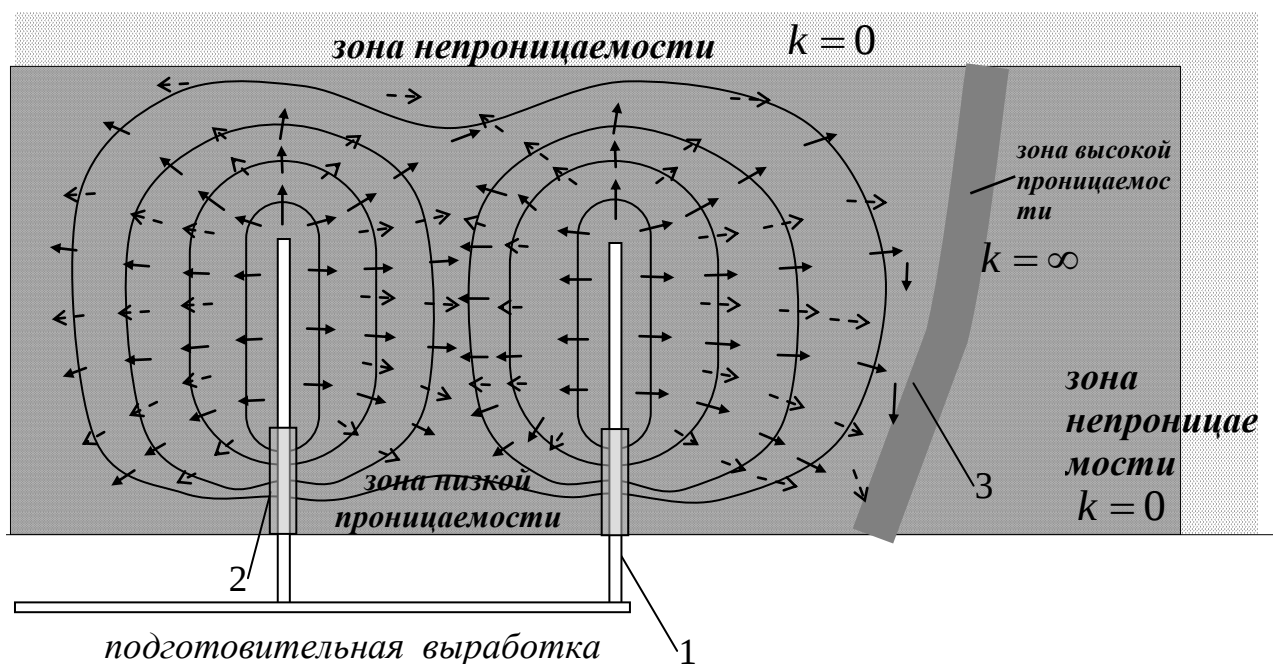


Рисунок 6.9 – Расчетная модель распространения газожидкостного флюида в угольном пласте в зоне влияния геологического нарушения: 1 – увлажняющая скважина; 2 – зона герметизации; 3 – нарушение в пласте;  $\leftrightarrow$  – движение газовой фазы;  $\leftarrow$  – движение жидкости

На рисунке 6.10 приведены результаты расчета по разработанной программе. Точками обозначены зоны с одинаковым давлением. Расчеты эффективного радиуса увлажнения по приведенной модели значительно отличаются от расчетов по методике, предлагаемой в [72], но с высокой (в большей) степени согласуются с натурными исследованиями [103], [104].

Технология безопасной отработки угольных пластов с разрывными нарушениями и неоднородностями по структуре предполагает следующие операции:

1) исследование структуры угольного пласта, геометрии разломов и установление протяженности зон влияния нарушений в висячем и лежащем крыльях разрыва;

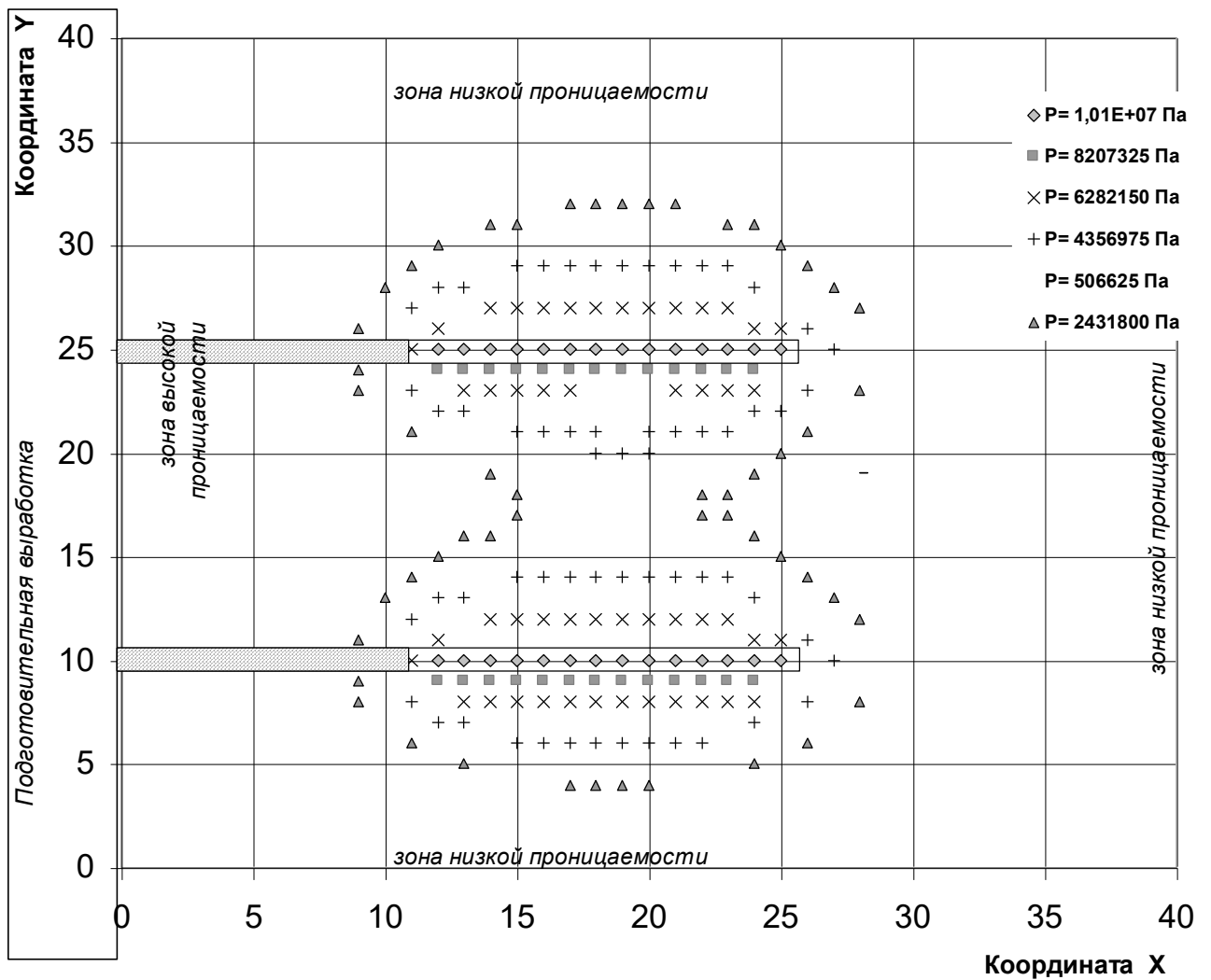


Рисунок 6.10 – Результаты расчета распределения воды в зоне влияния геологического нарушения

- 2) монтаж систем непрерывного контроля состоянием массива;
- 3) расчет расположения скважин с учетом нарушений в угольном пласте;
- 4) дегазация угольного пласта;
- 5) кольматирование трещин и разломов;
- 6) увлажнение в низконапорном режиме с использованием ПАВ, виброакустических колебаний;
- 7) выдержка в законсервированном состоянии;
- 8) отработка угольного пласта по технологии непрерывного прохождения нарушений в массиве;
- 9) непрерывный контроль состояния массива.

Все технологические операции, особенно отработка угольного пласта в зонах влияния нарушения, должны проходить при непрерывном контроле состояния угольного и породного массивов.

В основе методов контроля лежит мониторинговый сбор информации о состоянии массива. Требуется применение систем, основанных на использовании волоконно-оптических приборов сбора и передачи информации в центр регистрации и управления за состоянием массива [180] и фотоэлектронной эмиссии, возникающей вследствие протекания процессов разрушения в массиве [175]. Например, проведение контроля на основе измерения и исследования изменения геоэлектрического потенциала в зоне ведения горных работ [177], [178].

В работе [142] установлено, что величина геоэлектрического потенциала напрямую отражает информацию о напряженном состоянии массива и, следовательно, степень безопасности проведения горных работ, качество профилактических работ при увлажнении.

Системы комплексного контроля предполагают использование технологий на основе волоконно-оптических систем [180], исследования геоэлектрических полей [36], [177], [178] и анализа ЭМИ [175], а также акустического контроля состояния массива [179]. В основе контроля состояния массива лежат методы мониторинга, основанные на применении волоконно-оптических систем сбора, передачи и переработки информации – фотоэлектронной эмиссии, возникающей вследствие протекания процессов разрушения в массиве, изменения геоэлектрического потенциала в зоне ведения горных работ, удельного эффективного сопротивления, акустической шумности пласта и т.д.

Дополнительным мероприятием является использование растворов поверхностно-активных веществ с оптимальной концентрацией, повышающих смачиваемость угля и интенсифицирующих весь процесс увлажнения. По лабораторным исследованиям наиболее эффективными и перспективными методами интенсификации качества увлажнения являются:

а) использование ПАВ, позволяющих повысить фазовую проницаемость угольного массива по отношению к воде;

б) использование переменных динамических воздействий различной частоты и интенсивности: низкой, средней, ультразвуковой;

в) использование теплового воздействия;

г) воздействие электрических и магнитных полей.

В случае высокой зональной проницаемости угольного пласта необходимо использовать технологические методы, направленные на понижение проницаемости [151].

Порядок проведения расчета технологических параметров увлажнения угольного пласта короткими скважинами (шпурами) предполагает следующие операции:

1) определение горно-геологических условий залегания пласта: глубины залегания пласта, средней плотности слагающих пород, распределения напряжений в угольном пласте и в краевой части, мощности угольного пласта;

2) изучение механических свойств массива или максимального допустимого давления жидкости, неразрушающего целостности угольного пласта;

3) определение коэффициентов проницаемости в трех перпендикулярных направлениях, соотношения между ними;

4) определение распределения капилляров по радиусам, максимальной пористости, влажности в естественных условиях, удельной поверхности пор, определение фактора набухания для угля, краевого угла смачивания и др. в лабораторных условиях;

5) определение необходимого давления нагнетания жидкости в массив в увлажняемой зоне на основе технической документации и методикам;

6) задание технических характеристик насосной установки: давление нагнетания, расход жидкости;

7) в соответствие с расчетной программой определение расстояния между скважинами, режима изменения давления, времени нагнетания жидкости, объема закаченной жидкости.

Совокупность предлагаемых мероприятий позволяет увеличить эффективность увлажнения угольного пласта на 20 %, повысить качество противовыбросных мероприятий.

Совокупность расчетов и экспериментальных наблюдений предполагает изменение технологических параметров во время нагнетания для оптимизации процесса увлажнения массива, аналогично тому, как это предложено в [179]. В начальный момент времени давление нагнетания составляет  $p_{нагн} = 0,5p_{max}$ , где  $p_{max}$  – максимальное давление при котором происходит гидроразрыв угольного массива. На этом этапе проверяется работоспособность оборудования, гидроизоляция, гидрозатвор. Время этого периода составляет от 0,2 часа до 2 часов или 2 % времени от общего цикла увлажнения. Затем происходит повышение давления до  $p_{нагн} = 0,8p_{max}$  – основной период увлажнения, который составляет от 5 часов до 3 суток или 60 % от общего времени.

Одновременно осуществляется акустический и электрометрический контроль процесса увлажнения. Повышенная интенсивность акустического сигнала свидетельствует об интенсивном процессе разрушения пористой структуры угля. В этом случае необходимо понижать давление нагнетания жидкости. В противоположном случае, при низкой акустической активности – следует повысить давление нагнетания на 10–20 %. Необходимо учитывать, что удельный суммарный акустический импульс не должен превышать предельного допустимого значения  $Z_{max}$ , свидетельствующего об интенсивном протекании процессов разрушения в массиве и повышении вероятности гидроразрыва.

Общее время увлажнения, в зависимости от влагоемкости угольного массива, не должно превышать 12–15 сут. После этого периода дальнейшее нагнетание нецелесообразно. Скважина отключается от нагнетающей установки

и давление понижается до стационарного  $p_{стат} = 0,2 p_{max}$ , определяемого в зависимости от расхода жидкости, процессов, протекающих в массиве, газовыделения, акустических процессов. На рисунке 6.11 приведена характерная зависимость изменения давления нагнетания при региональном увлажнении.



Рисунок 6.11 – Изменение давления нагнетания в процессе увлажнения

Расход жидкости, как изменяющийся технологический параметр, является дополнительным фактором, определяющим эффективность и качество протекания процесса увлажнения.

Для определения давления нагнетания основными информационными показателями являются:

- 1) влагоемкость угольного пласта;
- 2) акустические процессы в массиве;
- 3) изменения действующих напряжений в массиве;
- 4) расход жидкости.

## 6.5. Опытнo-промышленное применение методов управления массопереносом на предприятиях Кузбасса

Практическая апробация разработанных методов, изложенных в вышеприведенных главах, проведена на нескольких горнодобывающих угольных предприятиях Кузбасса.

Результаты исследований по применению и апробированию разработанных методов приведены в таблице 6.2. В таблице 6.2 указаны основные характеристики пласта, вид опасности, применяемые способы или программы расчета для ЭВМ, достигнутые результаты.

На рисунке 6.12 приведена схема ведения горных работ на шахте «Березовская». Пласт XXVII является опасным по внезапным выбросам. Полное описание методики экспериментальных исследований изложено в приложении.

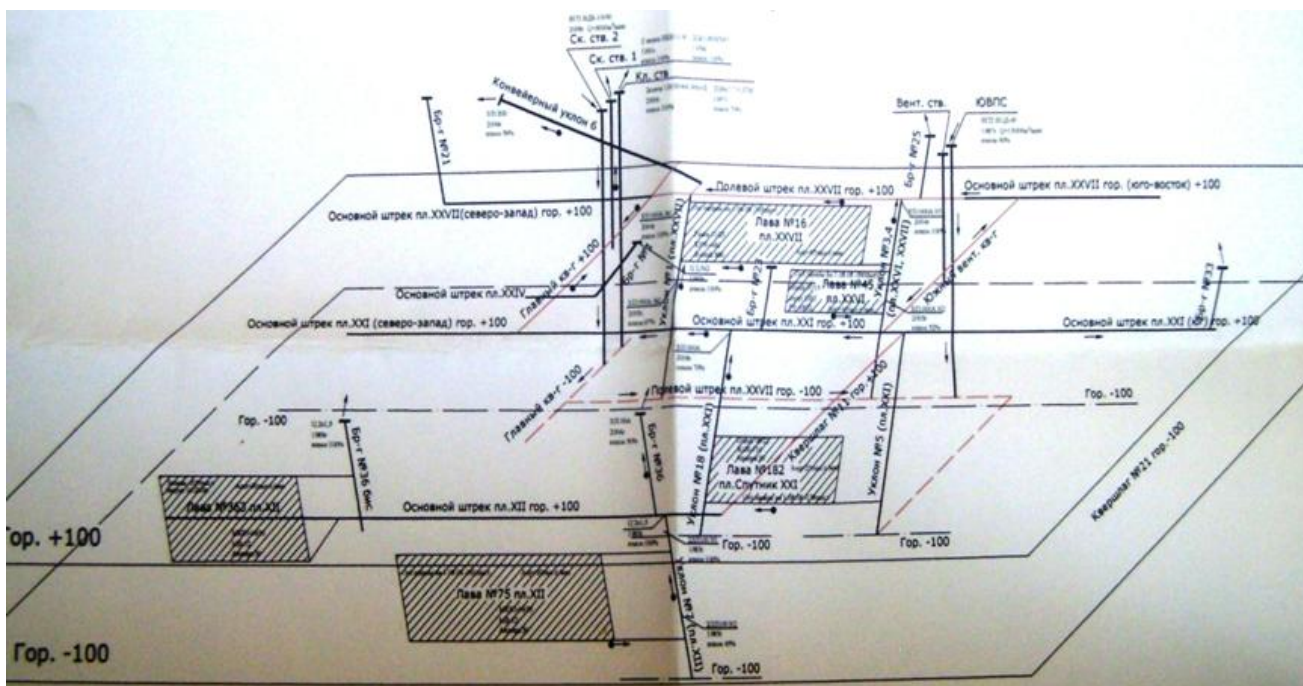


Рисунок 6.12 – Схема вскрытия пласта XXVII (шахта «Березовская»)

Целью исследований является определение влияния ПАВ на процесс равномерного распределения влажности в массиве после его увлажнения.

Таблица 6.2

## Применение методов управления массопереном на предприятиях Кузбасса

| № | Предприятие                                      | Пласт, лава, марка угля, выход летучих                           | Использование метода, программы для ЭВМ                                            | Вид опасности                            | Эффективность, достигнутые результаты                                                                                             |
|---|--------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Шахта «Березовская»<br>ОАО УК «Северный Кузбасс» | Пласт XXVII, лава №1-10, марка угля К, выход летучих 22,4%       | Применение ПАВ, метод выбора ПАВ по краевому углу смачивания, смачиватель «Неолас» | Опасен по внезапным выбросам угля и газа | Уменьшение времени увлажнения на 75%, повышение влажности на 83%                                                                  |
| 2 | Шахта «Владимирская»<br>ЗАО «Сибирские ресурсы»  | Пласт Владимирский, лава №11, марка угля КО, выход летучих 22,6% | Применение ПАВ, метод выбора ПАВ по краевому углу смачивания, смачиватель «Эльфор» | Опасен по пыли, склонен к самовозгоранию | Уменьшение времени увлажнения на 23 %, повышение влажности угольного пласта на 17%, увеличение равномерности распределения на 12% |
| 3 | Шахта им. Кирова<br>ОАО «СУЭК-Кузбасс»           | Пласт 52, лава №511, марка угля КО, выход летучих 22,6%          | Программа расчета технологических параметров при дегазации угольного пласта        | Опасен по газу                           | Увеличение эффективности дегазации на 10 % путем определения оптимальных технологических параметров дегазации                     |

Оценка эффективности увлажнения и распределения влажности в массиве после увлажнения производилась на основе стандартных методик, путем определения влажности выбуренных образцов [29]. В краевой части угольного массива исследования распределения влажности проводились на основе электрометрического метода определения влажности угольного массива, по методике, представленной в [103]. А также, с использованием методики, согласно [182].

Результаты проведенных исследований показали увеличение равномерности распределения влажности в массиве после гидрообработки на 12% при использовании ПАВ «Неолас» с оптимальной концентрацией 0,015% по сравнению с результатами, полученными при увлажнении краевой части пласта в соответствие с «Инструкцией...» [72], [73].

### **Выводы по главе 6**

Результаты проведенных исследований и практика применения комплексных методов воздействия в целях повышения эффективности увлажнения угольного массива показали следующее:

1. Степень неоднородности структуры угольного массива, капиллярно-пористой структуры угля, выраженная в отклонении от линейного распределения пор по радиусам в логарифмической зависимости, определяет выбор способа воздействия для повышения эффективности увлажнения угольного пласта, а также способ повышения эффективности управления массопереносом в угольном пласте.

2. Комплексные методы направленного воздействия оказывают влияние на структуру капиллярно-пористого тела, распределение пор по радиусам. Причем, энергия, интенсивность воздействия предопределяет направленные изменения в структуре угля, проницаемости угольного массива. Изменения в структуре пропорциональны интенсивности и энергии, сообщаемой фазам при воздействии на уголь. Максимальная эффективность комплексных методов

достигается при направленном положительном изменении свойств всех взаимодействующих фаз.

3. Эффективность физического воздействия на границу раздела уголь–жидкость–газ увеличивается с ростом энергии, сообщаемой фазам. И при энергии, равной  $1512 \text{ кДж/м}^3$ , достигает максимального значения, что соответствует температуре воды нагнетаемой в пласт  $80^\circ\text{C}$ .

4. Эффективность применяемого комплексного метода можно спрогнозировать исходя из энергетических затрат и эффектов отдельных методов. Эффективность комплексного воздействия не определяется алгебраическим суммированием эффективностей от составляющих комплексного метода. В первом приближении оценка эффективности комплексного воздействия определяется квадратичным суммированием эффективностей воздействия с учетом влияния каждого в общем.

5. Для оптимального выбора методов и последовательность их применения при комплексном воздействии необходимо учесть особенности капиллярно-пористой структуры угольного пласта, межфазные взаимодействия на границе раздела.

6. Предложенные технологические схемы и методы расчета технологических параметров увлажнения позволяют повысить эффективность противовыбросных мероприятий и безопасность горных работ при отработке угольных пластов с разрывными нарушениями.

7. Для повышения безопасности горных работ при переходе разрывных нарушений очистным механизированным комплексом разработаны технологическая схема и программа расчета параметров низконапорного увлажнения угольных пластов на ЭВМ, отличающиеся тем, что определено оптимальное расположение увлажняющих скважин относительно сместителя в висячем и лежащем крыльях нарушения с амплитудой до  $0,5 \text{ м}$ .

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация представляет собой научно-квалификационную работу, в которой изложены научно обоснованные технические и технологические решения по совершенствованию методов направленного изменения свойств угольных пластов, склонных к газодинамическим явлениям, на основе установленных закономерностей изменения их фильтрационных свойств и газожидкостного флюида с применением поверхностно-активных веществ и виброакустических воздействий, имеющие существенное значение для обеспечения безопасности при подземной разработке месторождений.

Основные научные и практические выводы диссертационной работы заключаются в следующем:

1. Предложенная математическая модель угольного пласта, содержащая зависимость коэффициента проницаемости от распределения капилляров по радиусам, а также от напряжений в краевой части пласта, на основе уравнений массопереноса позволяет определять оптимально основные технологические параметры увлажнения угольного пласта в краевой части: положение скважин относительно кровли и почвы, расстояние между скважинами, длину скважин, длину герметизации устья скважины, расход увлажняющей жидкости, время увлажнения. Определение основных технологических параметров по модели позволяет повысить равномерность распределения влажности в массиве при его увлажнении.

2. Модельный расчет процесса увлажнения позволяет оценить размеры зоны увлажнения для любой геометрии зоны напряженного состояния. При этом, коэффициент проницаемости определяется структурными особенностями порового пространства угля, геометрией, распределением капилляров по радиусам.

3. Наиболее полной характеристикой межфазных взаимодействий в системе уголь–вода–газ является краевой угол смачивания, определяющий фильтрационные свойства угля, коэффициент проницаемости, коэффициент фильтрации, оказывающий влияние на процесс фильтрации.

4. На основе предложенной модели поверхности угля показано, что при определении краевого угла смачивания на границе раздела уголь–вода–газ поверхность угля можно представить в виде неоднородной поверхности, содержащей четыре основных компонента: 1) органическая (углеродная) составляющая, определяемая содержанием углерода в угле; 2) минеральная составляющая, определяемая зольностью; 3) адсорбированная вода, определяемая начальной влажностью; 4) пористость. Наибольший вклад в изменение гидрофильных свойств угля вносит минеральная составляющая – 30%, при зольности угля 12% и естественная (материнская влага) влажность до 60%. При этом, естественная влажность угля является основным показателем его гидрофильных свойств.

5. Для исследования фильтрационно-смачивающих процессов разработаны методы, позволяющие эффективно определять изменение физических характеристик процессов смачивания и фильтрации; с большей точностью определять краевой угол смачивания и коэффициент фильтрации.

6. Межфазные взаимодействия на границе уголь–вода–газ оказывают существенное влияние на слабонапорную фильтрацию воды в угле и описываются в виде нелинейной зависимости коэффициента проницаемости от величины краевого угла смачивания.

7. При увлажнении угольного массива путем самодвижения флюида в макро- и переходных порах максимум влажности угля достигается при значении краевого угла смачивания, не превышающем  $15^\circ$ , при коэффициенте поверхностного натяжения  $0,073 \text{ Н/м}$  и давлении нагнетания жидкости, превосходящем газовое давление примерно в 10 раз в краевой зоне массива горных пород.

8. Среднее время установления скорости фильтрации составляет 7–8 суток для углей марок Д, Г, определяется степенью метаморфизма, величиной краевого угла смачивания на границе раздела, пористостью, особенностями капиллярно-пористой структуры угля, площадью удельной поверхности, естественной (начальной) влажностью угля.

9. Снижение фильтрации с течением времени вследствие закупоривания фильтрующих пор при межфазных взаимодействиях уменьшает в 2 раза радиус увлажнения от одиночной скважины, пробуренной вкрест простирания при расчетном радиусе увлажнения 25 м для однородного изотропного угольного пласта при норме увлажнения 6 л/т.

10. На основе физической модели движения жидкости в капилляре получено нелинейное уравнение, описывающее движение жидкости в капиллярно-пористом теле и учитывающее изменение краевого угла смачивания на границе раздела фаз уголь–вода–газ.

11. Наибольшее влияние на процесс увлажнения оказывает начальная (естественная) влажность угольного массива. Наиболее эффективное увлажнение угольного массива происходит, когда влажность угля составляет 0,2–1,5 %. При этом, краевой угол смачивания принимает минимальное значение на границе раздела фаз уголь–вода–газ.

12. На границе раздела уголь–вода–газ протекает явление гистерезиса краевого угла смачивания, заключающееся в уменьшении краевого угла смачивания на 10–20 град, вследствие межфазных межмолекулярных взаимодействий в течении 10–30 мин. И оказывает существенное влияние на динамику массопереноса в угольном массиве при минимальной начальной влажности угля.

13. Процесс набухания протекает от 15 до 30 дней в зависимости от степени метаморфизма и начальной влажности. При этом, проницаемость угля уменьшается в 2–3 раза и линейные размеры тела изменяются по экспоненциальному закону. При увеличении температуры на 20 % скорость набухания возрастает на 34 %. Коэффициент линейного расширения при набухании принимает максимальное значение для углей марок Г, Д, Т. Максимальное увеличение линейных размеров происходит в крест напластования и достигает 3 % от линейных размеров, соответствующим в воздушно-сухом состоянии. Скорость набухания зависит от площади межфазного взаимодействия. Увеличение удельной поверхности капилляров

угля в зависимости от степени метаморфизма и снижение краевого угла смачивания приводит к увеличению скорости набухания в 1,2 раза.

14. Получено выражение для расчета радиуса увлажнения угольного пласта от одиночной скважины, учитывающее влияние краевого угла смачивания. Установлена зависимость коэффициента самодвижения жидкости в угольном массиве от краевого угла смачивания.

15. Установлено, что применение ПАВ с оптимальной концентрацией порядка 0,1 % позволяет на 50 % снизить эффект преждевременного закупоривания пор, связанного со временем фильтрации экспоненциальной зависимостью, что позволяет повысить скорость фильтрации, насыщение капиллярно-пористой системы угля жидкостью, увеличить эффективный радиус увлажнения и повысить качество увлажнения угольного массива.

16. На основе изучения в лабораторных условиях микрофильтрации в образцах угля разработан метод выбора оптимального ПАВ и его концентрации. Разработанные методы позволяют повысить эффективность выбора ПАВ и его оптимальной концентрации в растворе. Достоинствами разработанных методов являются: достаточная точность и простота измерений, отсутствие сложного технического оборудования. Применение ПАВ с оптимальной концентрацией в диапазоне 0,05–0,1 % в зависимости от его вида и марки угля или использование теплового воздействия, заключающегося в нагнетании в угольный пласт воды с температурой 50–60 °С, позволяет снизить время обработки с 10 до 6 часов, добиться равномерности увлажнения и необходимой влажности угольного пласта.

17. Показано, что радиус увлажнения угольного массива от одиночной скважины и качество его увлажнения увеличиваются на 30% при использовании теплового воздействия, нагревая воду до 60 °С, а также за счет снижения краевого угла смачивания на 15–20 % и уменьшения динамической вязкости жидкости на 30 %.

18. На основе теории разрушения и деформации твердого тела разработана модель, позволяющая определять влияние упругих колебаний на

систему взаимодействующих фаз, определять необходимую мощность и время воздействия в непрерывном и импульсном режимах. Экспериментально установлено, что воздействие низкочастотных колебаний на угольный массив в диапазоне частот 16–100 Гц увеличивают коэффициент проницаемости массива в 1,2–2 раза, при увеличении интенсивности излучения до 40 кВт на тонну угля. Акустические колебания позволяют увеличить интенсивность межфазного взаимодействия и тем самым способствуют повышению фазовой проницаемости, увеличению скорости фильтрации газожидкостного флюида.

19. Установлены основные факторы, определяющие эффективность переменного динамического воздействия. Протекание процессов на границе раздела фаз зависит от частоты и интенсивности динамического воздействия. Низкочастотные колебания эффективны для изменения фильтрационных свойств угля. А высокочастотные, ультразвуковые колебания приводят к изменению физических свойств жидкости, активации физико-химических процессов на границе раздела фаз, уменьшению краевого угла смачивания на границе раздела фаз. Показано, что виброакустическое воздействие имеет максимальный эффект в начальный период увлажнения, в период интенсивных межфазных взаимодействий на границе раздела фаз. С течением времени, по мере увеличения влажности угля в диапазоне от 3 до 6 % максимум эффективности применения виброакустических воздействий смещается в зону больших частот и достигает максимума при частоте 22 кГц и влажности 6 %.

20. Степень неоднородности структуры угольного массива, капиллярно-пористой структуры угля, выраженная в отклонении от линейного распределения пор по радиусам в логарифмической зависимости, определяет выбор способа воздействия для повышения эффективности увлажнения угольного пласта, способ повышения эффективности управления массопереносом в угольном пласте.

21. Комплексные методы направленного воздействия оказывают влияние на капиллярно-пористую структуру тела, распределение пор по радиусам. Причем, энергия, интенсивность воздействия предопределяет направленные

изменения в структуре угля, проницаемости угля. Максимальная эффективность комплексных методов достигается при направленном положительном изменении свойств всех взаимодействующих фаз. Эффективность физического воздействия на границу раздела уголь–жидкость–газ увеличивается с ростом энергии, сообщаемой фазам и при энергии, равной  $1512 \text{ кДж/м}^3$ , достигает максимального значения, что соответствует температуре воды нагнетаемой в пласт  $80^\circ\text{C}$ . Эффективность применяемого комплексного метода можно спрогнозировать исходя из энергетических затрат и эффектов отдельных методов. Эффективность комплексного воздействия при изменении проницаемости угля не определяется алгебраическим суммированием эффективностей от составляющих методов комплексного воздействия. В первом приближении оценка изменения общей проницаемости при комплексном воздействии определяется квадратичным алгебраическим суммированием результатов всех воздействий.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Авгуль, Н. Н. Адсорбция газов и паров на однородных поверхностях / Н. Н. Авгуль, А. В. Киселев, Д. П. Пошкус. – М.: Химия, 1975. – 384 с.
2. Авершин, С. Г. Горные удары. – М.: Углетехиздат, 1955. – 235 с.
3. Агроскин, А. А. Физика угля. – М.: Недра, 1965. – 352 с.
4. Айруни, А. Т. Прогнозирование и предотвращение газодинамических явлений в угольных шахтах. – М.: Наука, 1987. – 310 с.
5. Айруни, А. Т. Теория и практика борьбы с рудничными газами на больших глубинах. – М.: Недра, 1981. – 335 с.
6. Алексеев А. Д., Василенко Т. А., Гуменник К. В., Калугина Н. А., Фельдман Э. П. Диффузионно-фильтрационная модель выхода метана из угольного пласта // Журнал технической физики. – 2007. – Том 77. – Вып. 4. – С. 65–74.
7. Алексеев, А. Д. Внезапные выбросы на больших глубинах / А. Д. Алексеев, Н. В. Недодаев, Г. П. Стариков, Н. Н. Сереброва. – Киев: Наукова думка, 1979. – С. 45–52.
8. Алексеев, А. Д. Обработка выбросоопасных пластов водными растворами ПАВ / А. Д. Алексеев, Г. П. Стариков [и др.] – Киев: Техника, 1988. – 86 с.
9. Астановицкий, М. С., Пузырев, В. Н. Гидравлическая обработка выбросоопасных пластов. – Кемерово: Книжное издательство, 1976. – 55 с.
10. Балашова Т. А., Пузырев В. Н., Алексеев Д. В. О возможном явлении "гистерезиса сорбции" метана выбросоопасным углем при возбуждении колебаний давления свободного газа // Уголь. – 1993. – № 6. – С. 46–48.
11. Беркович, М. Т. Промышленная пыль / М. Т. Беркович, М. З. Бухман. – Свердловск: Metallurgizdat, 1960. – 240 с.
12. Бернал Дж., Фаулер Р. Структура воды и ионных растворов // Успехи физических наук. – 1934. – № 14.

13. Бич, Я. А. Опыт отработки удароопасных мощных пологих пластов на шахтах Южного Кузбасса / Я. А. Бич, Ю. Д. Пискунов, Н. И. Толкачев [и др.] – Москва : ЦНИЭИуголь, 1988. – 36 с.
14. Борьба с угольной пылью в высокопроизводительных забоях / И. Г. Ищук, Г. С. Забурдяев, В. П. Журавлев [и др.]. – Москва : Наука, 1975. – 116 с.
15. Бур, Я. Х. Динамический характер адсорбции. – Москва : Издательство иностр. лит., 1962. – 290 с.
16. Бэр, Я. Физико-математические основы фильтрации воды / Я. Бэр, Д. Заславски, С. Ирмей. – Москва : Мир, 1971. – 451 с.
17. Васючков, Ю. Ф. Дегазация угольного пласта с использованием физико-химической обработки. – Москва : ЦНИЭИУголь, 1976. – 34 с.
18. Васючков, Ю. Ф. Физико-химические способы дегазации угольных пластов. – Москва : Недра, 1986. – 254 с.
19. Веселовский, В. С. Самовозгорание промышленных материалов / В. С. Веселовский, Н. Д. Алексеева Л. П. Виноградова [и др.] – Москва : Недра, 1964. – 213 с.
20. Воздействие водных растворов поверхностно-активных веществ на состояние выбросоопасных пластов / А. Д. Алексеев, Н. В. Недодаев, Г. П. Стариков, Н. Н. Сереброва / Внезапные выбросы на больших глубинах. – Киев: Наукова думка, 1979. – С.45–52.
21. Волькенштейн, М. В. Молекулярная оптика. – Москва, Ленинград : Гостехтеориздат, 1951. – 744 с.
22. Воронков Г. Я., Марцинкевич Г. И., Исаева Н. Ю. Адсорбция ПАВ из растворов и снижение прочности угля // Способы и средства управления состоянием массива: науч. сообщ. – Москва : ИГД им. А. А. Скочинского, 1987. – С. 24–28.
23. Воюцкий, С. С. Курс коллоидной химии. – Москва : Химия, 1975. – 512 с.

24. Временная инструкция по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля, породы и газа / И. М. Петухов, В. Н. Пузырев, В. К. Божко [и др.] – Москва : Минуглепром СССР, 1983. – 236 с.
25. Временное руководство по применению метода профилактической обработки угольных пластов жидкостью для ведения одновременной борьбы с внезапными выбросами угля и газа, горными ударами, газовыделением и угольной пылью. – Кемерово: ВостНИИ, 1966. – 76 с.
26. Вылегжанин, В. Н. Структурные модели горного массива в механике геомеханических процессов / В. Н. Вылегжанин, П. В. Егоров, В. И. Мурашев. – Новосибирск: Наука, 1990. – 291 с.
27. Гоголин, В. А. К оценке влияния очистных работ на протяженность зоны опорного давления / А. В. Дягилева, В. А. Гоголин, И. С. Елкин, Е. А. Плотников // Вестник КузГТУ. – 2005. – № 3. – С. 29–30.
28. Горюнов, Ю. В. Эффект Ребиндера / Ю. В. Горюнов, Н. В. Перцов, Е. Д. Щукин. – Москва : Наука, 1966. – 178 с.
29. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.
30. Грег, С., Синг, К. Адсорбция, удельная поверхность, пористость. – Москва : Мир, 1984. – 306 с.
31. Громов, К. Г. Медико-экологические проблемы охраны здоровья населения угледобывающих районов Кузбасса / Экологические проблемы угледобывающей отрасли в регионе при переходе к устойчивому развитию: труды международной научно-практ. конференции. – Кемерово: Кузбассвуиздат, 1999. – Т. 1. – С. 334–338.
32. Гудок, Н. С. Изучение физических свойств пористых сред. – М.: Недра, 1970. – 208 с.
33. Дербенев, Л. С. Гидродинамические процессы в массиве. Учеб. пособие. – Москва : МГИ, 1982, – 74 с.

34. Дубинин, М. М. Поверхность и пористость адсорбентов / М. М. Дубинин // Успехи химии. – Т. 51. – Вып.7. – 1982. – С. 1065–1074.
35. Духин, С. С. Электрохимия мембран и обратный осмос / С. С. Духин, М. П. Сидорова, А. Э. Ярошук. – Ленинград : Химия, 1991. – 192 с.
36. Дырдин, В. В. Исследование геоэлектрических полей с целью разработки оперативного метода оценки напряженного состояния призабойных зон угольного массива. Дис....канд.техн.наук.: (05.26.01). – Кемерово : КузПИ, 1975. – 145 с.
37. Дырдин В. В., Елкин И. С. Влияние смачиваемости углей на их фильтрационные свойства / Совершенствование технологических процессов при разработке месторождений полезных ископаемых : сб. науч. тр. – Кемерово : Кузбассуглетехнология, 1999. – С. 88–92.
38. Дырдин В.В., Елкин И. С. Исследование степени влияния физико-химических параметров на угол смачивания углей / Совершенствование технологических процессов при разработке месторождений полезных ископаемых : сб. науч. тр. – Кемерово : Кузбассуглетехнология, 1999. – С. 85–88.
39. Дырдин В. В., Елкин И. С. Исследования по эффективности электроосмотического увлажнения каменных углей / Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири : материалы III Междунар. науч.-практ. конф. – Кемерово : ГУ КузГТУ, 1999. – С. 112–116.
40. Дырдин В. В., Елкин И. С. Способ выбора ПАВ при увлажнении каменных углей / Экологические проблемы угледобывающей отрасли в регионе при переходе к устойчивому развитию: тр. междунар. научн.-практ. конф. – Кемерово: Кузбассвуиздат, 1999. – Т. 2. – С. 239–241.
41. Дырдин В. В., Елкин И. С., Логинов Я. В. Исследование влияния акустических колебаний на самодвижение воды в угле / Региональные проблемы устойчивого развития природоресурсных регионов и пути их решения: тр. IV Всероссийской науч.-практ. конф., в 2-х томах, г. Кемерово, 14–15 октября 2003 г. – Кемерово : Институт угля и углехимии СО РАН, 2003. – Т. 2. – С. 13–15.

42. Плотников, Е. А. Отработка выемочных столбов в зонах ПГД и геологических нарушений с закладкой передовых выработок углепластом / Е. А. Плотников, В. В. Дырдин, И. С. Елкин [и др.] // Вестник КузГТУ. – 2005. – № 1 (45). – С. 33–34.

43. Дырдин В. В., Прыкин А.Г., Фадеев Ю. А. Межмолекулярное взаимодействие метана с углеродосодержащей поверхностью с учетом полярных групп адсорбента / Экологические проблемы угледобывающей отрасли в регионе при переходе к устойчивому развитию: тр. междунар. науч.-практ. конф. – Кемерово : Кузбассвуиздат, 1999. – Т.2. – С. 186–190.

44. Дырдин, В. В. Влияние краевого угла смачивания на фильтрацию в углях и радиус увлажнения угольного пласта от одиночной скважины / В. В. Дырдин, И. С. Елкин // Вестник КузГТУ. – 2001. – № 3 (22). – С. 6–9.

45. Плотников, Е. А. Влияние очистных работ на геомеханическое состояние массива в зоне подготовительных выработок / Е. А. Плотников, В. В. Дырдин, В. П. Тациенко, И. С. Елкин // Вестник КузГТУ. – 2004. – № 5 (42). – С. 10–12.

46. Латышев, О. Г. Физика горных пород: Учебное пособие. – Екатеринбург : Издательство УГГГА, 2001. – 103 с.

47. Егоров, П. В. Выбросоопасность на гидрошахтах Кузбасса / П. В. Егоров, В. А. Рудаков, А. В. Шадрин [и др.] – Кемерово: Кузбассвуиздат, 2000. – 153 с.

48. Егоров, П. В., Петров, А. И., Егошин, В. В. Предупреждение горных ударов в шахтах Кузбасса. – Кемерово: КузНИУИ, 1987. – 144 с.

49. Елкин И. С. Некоторые фильтрационные свойства угольных фракций // Материалы VII Международной науч.-практ. конф. : Безопасность жизнедеятельности предприятий в промышленно развитых регионах, 15–16 ноября 2007 г. – Т. 1. – Кемерово, 2007. – С. 169–172.

50. Елкин, И. С. Расчет параметров увлажнения угольных пластов с учетом процесса закупоривания пор // Вестник КузГТУ. – 1999. – № 1. – С. 18–19.

51. Елкин И. С., Чепиков П. В., Шульгин Н. А., Косов И. А. Метод расчета процесса увлажнения угольного пласта на основе его графического изображения. // Сборник докладов студентов и аспирантов Кузбасского государственного технического университета : доклады 52-й науч.-практ. конф., 16–20 апр. 2007 г. – ГУ КузГТУ. – Кемерово, 2007. – С. 78–80.

52. Елкин, И. С. Влияние низкочастотных упругих колебаний на увлажнение угля // Известия ВУЗов. Горный журнал. – 2011. – № 1. – С. 138–142.

53. Елкин, И. С. Моделирование процесса массопереноса в угольном массиве при увлажнении // Вестник КузГТУ. – 2010. – № 1 (77). – С. 25–28.

54. Елкин, И. С. Особенности массопереноса в угольном массиве при увлажнении // Вестник НЦ ВостНИИ. – 2010. – № 1. – С. 145–153.

55. Дырдин, В. В. Влияние смачиваемости на максимальную влажность угля / В. В. Дырдин, И. С. Елкин // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2003. – № 10. – С. 42–43.

56. Дырдин В. В., Елкин И. С. Принципы безопасной отработки угольных пластов в зонах горно-геологических разрывных нарушений. / Нетрадиционные и интенсивные технологии разработки месторождений полезных ископаемых : сб. науч. тр. Вып. 1 / Сиб. гос. индустр. ун-т; под общ. ред. В. Н. Фрянова. – Новокузнецк, 2008. – С 64–70.

57. Дырдин, В. В. Повышение эффективности низконапорного увлажнения угольных пластов / В. В. Дырдин, И. С. Елкин, В. Н. Михайлов – Кемерово : Кузбассвуиздат, 2001. – 100 с.

58. Елкин И. С., Кривцов П. Л., Дедюля И. И. , Телиженко А. Ю. Исследование влияния температуры и концентрации на фильтрацию растворов ПАВ // Материалы I-ой Всероссийской 54-й науч.-практ. конф. «Россия молодая» : сб. докладов – Кемерово, 2009. – Ч. III. – С. 206–208.

59. Дырдин, В. В. Изучение процессов сорбции на угле / В. В. Дырдин, И. С. Елкин, Я. В. Логинов // Вестник КузГТУ. – 2003. – № 2. – С. 9–11.

60. Елкин И. С., Лодзе Д. Е. Изучение зависимости коэффициента проницаемости угольных фракций от напряженного состояния // Сборник

лучших докладов студентов и аспирантов Кузбасского государственного технического университета : доклады 51-й науч.-практ. конф., 17–21 апр. 2006 г. – Кемерово, 2006. – С. 65–67.

61. Дырдин В. В., Елкин И. С. Модель каменного угля в задачах на фильтрацию // Вопросы безопасности труда : сб. науч. тр., вып. № 3 / отв. ред. Л. А. Шевченко. – Кемерово : ГУ КузГТУ, 2004. – С. 13–18.

62. Дырдин В. В., Елкин И. С. Разработка методов повышения эффективности управления свойствами горных пород / Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири : тез. докл. II Междунар. науч.-практ. конф. – Кемерово : ГУ КузГТУ, 1997. – С. 108–111.

63. Ельяшевич, М. Г. Краевые углы смачивания как критерий флотационной способности углей / Труды донецкого индустриального института. Сборн. ст.: XX лет Донец. индустр. ин-та (1921-1941). – Сталино-Донбасс, 1941. – С. 225–235.

64. Жинкин, Г. Н. Электроосмотическое закрепление грунтов в строительстве. – Ленинград, Москва : Стройиздат, 1966. – 194 с.

65. Жинкин, Г. Н., Калганов, В. Ф. Электрохимическая обработка грунтов в основаниях сооружений. – Москва : Стройиздат, 1980. – 164 с.

66. Защитные пласты / И. М. Петухов, А. М. Линьков, И. А. Фельдман [и др.] – Москва : Недра, 1972. – 423 с.

67. Зимон, А. Д., Лещенко, Н. Ф. Коллоидная химия. – Москва : Химия, 1995. – 336 с.

68. Зыков В. С., Абрамов И. Л., Торгунаков Д. В. Статистика динамических явлений в шахтах и уточнение их классификации // Горный информационно-аналитический бюллетень. Отдельный выпуск – № 6. – 2013. – С. 297–319.

69. Зыков В. С., Мурашёв В. И., Дырдин В. В. [и др.] Руководство по определению параметров зон влияния тектонических нарушений и производству электрометрических измерений при оценке эффективности

гидрообработки ударо- и выбросоопасных участков угольных пластов. – Кемерово : НЦ ВостНИИ, 2002. – 20 с.

70. Иванов Б. М., Фейт Г. Н., Яновская М. Ф. Механические и физико-химические свойства углей выбросоопасных пластов. – Москва : Наука, 1979. – 194 с.

71. Иванов В. В., Масенас Р. К. Метод управления процессом переноса жидкости в массиве при помощи внешнего электрического поля // Вопросы аэрологии, охраны труда и природы. – Кемерово: КузПИ, 1985. – С. 89–96.

72. Инструкция по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля, породы и газа. – Москва, 1989. – 192 с.

73. Инструкция по безопасному ведению горных работ на шахтах, разрабатывающих пласты, склонные к горным ударам / И. М. Петухов, А. А. Филиппов, Б. Ш. Винокур [и др.] – Ленинград : ВНИМИ, 1988. – 119 с.

74. Источники мощного ультразвука. Физика и техника мощного ультразвука / под ред. Л. Д. Розенберга.. – Москва: Наука, 1967. – 380 с

75. Ищук И. Г., Подображин С. Н. [и др.] Кинетика смачивания угольной пыли водными растворами ПАВ. / Борьба с силикозом. – Москва : Наука, 1982. – Т. 11. – С. 17–23.

76. Кавитационная технология. / В. М. Ивченко, В. А. Кулагин, А. Ф. Немчин. – Красноярск : Изд-во Краснояр. ун-та, 1990. – 200 с.

77. Касаточкин, В. И. Строение и свойства природных углей. – Москва : Недра, 1975. – 159 с.

78. Каталог оптимальных параметров предварительного увлажнения основных шахтопластов Донецкого, Кузнецкого и Карагандинского бассейнов. – Кемерово : ВостНИИ, 1981. – 60 с.

79. Качанов, Л. М. Основы теории пластичности. – Москва : Наука, 1969. – 410 с.

80. Кирин Б. Ф., Журавлев В. П. [и др.] Борьба с пылевыведением в шахтах. – Москва : Недра, 1983. – 213 с.

81. Полевщиков Г. Я., Козырева Е. Н., Киряева Т. А., Физико-химическая основа внезапности динамических газопроявлений в угольных шахтах // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2004. – № 8. – С. 81–87.
82. Киселев, А. В. Межмолекулярные взаимодействия в адсорбции и хроматографии. – Москва : Высшая школа, 1986. – 369 с.
83. Киселев А. В., Пошкус Д. П., Яшин Я. И.. Молекулярные основы адсорбционной хроматографии. – Москва : Химия, 1986. – 272 с.
84. Киселев, А. В. Экспериментальные методы в адсорбции и молекулярной хроматографии. / А. В. Киселев, В. П. Древинг. (2-е изд. перераб. и доп.). – Москва : Изд-во МГУ, 1990, – 316 с.
85. Классен В. И. Флотация углей. – Москва : Госгортехиздат, 1963. – 379 с.
86. Классен В. И., Щербаков С. В. Структура воды и возможности процессов обогащения / Новые исследования в области обогащения мелких классов углей и руд. – Москва : Недра, 1965. – 76 с.
87. Клишин В. И., Кокоулин Д. И., Кубанычбек Б., Дурнин М. К. Разупрочнение угольного пласта в качестве метода интенсификации выделения метана // Уголь. – 2010. – № 4 (1008). – С. 40–42.
88. Ксенофонтова А. И., Бурчаков А. С. Теория и практика борьбы с пылью на угольных шахтах. – Москва : Недра, 1965.– 231 с.
89. Герасимов, Я. И. Курс физической химии, том 1. / Я. И. Герасимов, В. П. Древинг [и др.] – Москва : Химия, 1964. – 626 с.
90. Лазаревич, Т. И. Выделение динамически активных зон в Кузбассе / Геодинамика месторождений: сб. науч. тр. – Кемерово : КузПИ, 1990. – С. 52–56.
91. Латышев, О. Г. Направленное изменение свойств пород в процессах горного производства. – Екатеринбург : Уральская государ. горно-геолог. академия, 1994. – 92 с.
92. Лекгодух И. Г., Васильев А. К. [и др.] Исследования параметров и эффективности нагнетания воды в угольные пласты о. Сахалина / Борьба с

пылью и производственным травматизмом на угольных шахтах. – Кемерово : ВостНИИ, 1974. – Т. 21. – С. 77–83.

93. Ломизе Г. М., Нетушил А. В. Электроосмотическое водопонижение. – Москва, Ленинград : Госэнергоиздат, 1958. – 175 с.

94. Лопаткин А. А. Теоретические основы физической адсорбции. – Москва : Изд-во МГУ, 1983. – 344 с.

95. Лыгин В. И., Киселев А. В. Инфракрасные спектры поверхностных соединений и адсорбированных веществ. – Москва : Наука, 1972. – 459 с.

96. Лыков А. В. Тепломассообмен. Справочник. – Москва : Энергия, 1971. – 560 с.

97. Мазикин, В. П. Состояние и перспективы развития угольной промышленности Кузбасса на пороге XXI века / Экологические проблемы угледобывающей отрасли в регионе при переходе к устойчивому развитию: труды международной науч.-практ. конф. – Кемерово : Кузбассвуиздат, 1999. – Т. 1. – С. 3–22.

98. Макеев, М. П. Разработка цифровой модели оценки трещиноватости и фракционного состава углей на основе их изображения: дис. ... канд. техн. наук : защищена 04.10.06. – Кемерово, 2006. – 125 с.

99. Малинникова О. А. Условия формирования и методология прогнозирования газодинамических явлений при техногенном воздействии на угольные пласты. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Москва, 2011.

100. Методические разработки применения ПАВ для борьбы с внезапными выбросами в угольных шахтах. – Киев : Наукова думка, 1981. – 52 с.

101. Миронов Н. П. Исследование процесса самодвижения жидкости в угле / Вопросы безопасности в угольных шахтах: науч. тр. ВостНИИ. – Кемерово: Недра, 1966. – Т. VII. – С. 172–177.

102. Москаленко Э. М., Смольянинов Н. Г., Перликов Б. Н. Физико-химическая и микробиологическая обработка угольного массива. – Москва : ЦНИЭИУголь, 1977. – 24 с.

103. Набатников, Ю. П. [и др.] К вопросу оценки эффективности профилактического увлажнения ударо- и выбросоопасных угольных пластов./ Научно-технические проблемы подземной разработки месторождений: сб. науч. тр. – Кемерово : КузПИ, 1991. – С. 108–110.

104. Нагнетание воды в угольные пласты для повышения безопасности горных работ. Сб. тр. – Москва : Недра, 1965. – 250 с.

105. Николин, В. И. Разработка выбросоопасных пластов на глубоких шахтах. – Донецк: Донбасс, 1976.–182 с.

106. Панасейко, С. П. Изучение поверхностных свойств, объема пор и удельной поверхности кузнецких углей разной стадии метаморфизма. / Борьба с газом и внезапными выбросами в угольных шахтах: сб. тр. ВостНИИ. – Прокопьевск: 1973. – Т. 20. – С. 36–45.

107. Панасейко С. П., Пузырев В. Н. Изучение смачиваемости водой кузнецких углей различной степени метаморфизма, влажности и зольности / Вопросы горного дела: сб. науч. труд. – Кемерово: КузПИ, 1970. – Ч.2. – С. 197–201.

108. Петросян, А. Э. Закономерности, характеризующие процессы газовыделений (метан) в горные выработки и их инженерное приложение. – Москва : Недра, 1967. – 23 с.

109. Петухов, И. М. Механика горных ударов и выбросов / И. М. Петухов, А. М. Линьков [и др.] – Москва : Недра, 1983. – 279 с.

110. Плаксин И. Н. К вопросу о современном состоянии теории флотации. – Москва : Изв. АН СССР ОТН, 1951. – № 3.

111. Плотников, Е. А. Предотвращение динамических и газодинамических явлений при подземной разработке угольных пластов // Плотников Е. А., Дырдин В. В., Елкин, И. С., Гвоздкова Т. Н. – Кемерово: Кузбассвуиздат, 2010. – 165 с.

112. Поверхностно-активные вещества / Справочник / А. А. Абрамзон [и др.] – Ленинград : Химия, 1984. – 392 с.
113. Правила безопасности в угольных и сланцевых шахтах. – Москва : Недра, 1973. – 540 с.
114. Предварительное увлажнение угольных пластов. / Журавлев В. П. [и др.] – Москва : Недра, 1974. – 208 с.
115. Прейскурант № 01-02 Оптовые цены на сталь и прокат черных металлов. Ч. 2. – Москва : Прейскурантиздат, 1975. – 127 с.
116. Прейскурант № 02-01. Оптовые цены на цветные металлы, сплавы и порошки. – Москва : Прейскурантиздат, 1980. – 47 с.
117. Прейскурант № 05-01. Оптовые цены на химическую продукцию общепромышленного назначения. – Москва : Прейскурантиздат, 1980. – 190 с.
118. Пузырев В. И., Панасейко С. П. Повышение гидрофильности выбросоопасных пластов Сучанского месторождения // Техника безопасности, охрана труда и горноспасательное дело. – 1973. – № 2. – С. 14–15.
119. Пузырев В. Н. Оценка различных способов использования воды для предотвращения внезапных выбросов угля и газа / Вопросы безопасности в угольных шахтах: науч. тр. ВостНИИ. – Москва : Недра, 1966. – Т. 8. – С. 105–123.
120. Пузырев В. Н., Мещеряков Б. Г., Астановицкий М. С. Опыт вскрытия выбросоопасных пластов гидровыванием опережающих полостей // Уголь. – 1979. – № 2. – С. 56–59.
121. Путилова И. Н. Руководство к практическим занятиям по коллоидной химии. – Москва : Высшая школа, 1961. – 342 с.
122. Пучков, Л. А. Извлечение метана из угольных пластов / Л. А. Пучков, С. В. Сластунов, К. С. Коликов. – Москва : Издательство МГГУ, 2002. – 383 с.
123. Разработка метода повышения эффективности увлажнения краевых зон угольных пластов с помощью электроосмотической фильтрации жидкости:

отчет по НИР / Колмаков В. А., Иванов В. В. [и др.] – Кемерово: КузПИ, 1986. – 105 с.

124. Райхцаум А. Г. Химическая лаборатория по исследованию углей. – Москва : Недра, 1971. – 266 с.

125. Расчетные методы в механике горных пород и выбросов: Справочное пособие / И. М. Петухов, А. М. Линьков, В. С. Сидоров [и др.] – Москва : Недра, 1992. – 256 с.

126. Ребиндер П. А. Избранные труды: поверхностные явления в дисперсионных системах. – Москва : Наука, 1979. – 382 с.

127. Ребиндер П. А. Поверхностно-активные вещества. – Москва : Знание, 1961. – 97 с.

128. Ребиндер П. А. Физико-химия флотационных процессов. – Москва : Металлургиздат, 1933. – 230 с.

129. Ржаницын Б. А. Химическое закрепление грунтов в строительстве. – Москва : Стройиздат, 1986. – 264 с.

130. Ржевский В. В., Новик Г. Я. Основы физики горных пород. – Москва : Недра, 1984. – 359 с.

131. Рудаков В. А., Егоров П. В., Кнуренко В. А. Прогноз критической глубины появления внезапных выбросов угля и газа на угольных месторождениях Кузбасса по геологоразведочным данным / Управление газодинамическими явлениями в шахтах. – Новосибирск, 1986. – С. 141–143.

132. Рыбалкин Л. А. Разработка технических и методических средств скважинного вибрационного воздействия для интенсификации дегазации / Рыбалкин Л. А., Сказка В. В., Сердюков С. В. // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2015. – Т. 2. – № 3. – С. 216–221.

133. Рыжков, Ю.А. Механика и технология формирования закладочных массивов / Ю. А. Рыжков, А. Н. Волков, В. А. Гоголин. – Москва : Недра, 1985. – 291 с.

134. Самойлов О. Я. Структура водных растворов электролитов и гидратация ионов. – Москва : АН СССР, 1957. – 182 с.

135. Скочинский, А. А. Метан в угольных пластах / А. А. Скочинский, В. В. Ходот [и др.] – Москва : Углетехиздат, 1958. – 256 с.
136. Смачиваемость пыли и контроль запыленности воздуха в шахтах / В. В. Кудряшов, Л. Д. Воронина, М. К. Шуринова [и др.], отв. ред. Г. Д. Лидин. – Москва : Недра, 1979. – 196 с.
137. Справочник по охране труда и технике безопасности в химической промышленности. Общие положения, устройство и содержание промышленных предприятий./ Под ред. В. И. Пряникова. – Москва : Химия, 1971. – 512 с.
138. Справочник по электрохимии / А. М. Сухотина. – Ленинград : Химия, 1981. – 488 с.
139. Справочное пособие для служб прогноза и предотвращения горных ударов на шахтах и рудниках / П. В. Егоров, В. В. Иванов, В. В. Дырдин [и др.] – Москва : Недра, 1995. – 238 с.
140. Субботина Е. П. Сборник физических констант и параметров. – Ленинград : Изд. Лен. универ., 1967. – 142 с.
141. Сумм Б. Д., Горюнов Ю. В. Физико-химические основы смачивания и растекания. – Москва : Химия, 1976. – 232 с.
142. Тарасов Б. Г., Дырдин В. В., Иванов В. В. Использование геоэлектрических полей в горном деле. – Кемерово : КузПИ, 1974. – 203 с.
143. Тихомолова К. П. Электроосмос. – Ленинград : Химия, 1989. – 248 с.
144. Трепнел Б. М. Хемосорбция / Перевод с англ. канд. хим. наук Ю. А. Эльтекова / Под ред. д-ра хим. наук А. В. Киселева. – Москва : Изд-во иностр. лит., 1958. – 327 с.
145. Указания по региональной гидрообработке ударо- и выбросоопасных пластов (Дополнение к разд.6 «Инструкции по безопасному ведению горных работ на шахтах, разрабатывающих пласты, склонные к горным ударам», 1988 г. ...). – Ленинград : ВНИМИ, 1990. – 24 с.

146. Управление свойствами и состоянием угольных пластов с целью борьбы с основными опасностями в шахтах / В. В. Ржевский [и др.] – Москва : Недра, 1984. – 327 с.

147. Физико-химическое укрепление пород при сооружении выработок / Хямяляйнен В. А., Митраков В. И., Сыркин П. С. – Москва : Недра, 1996. – 352 с.

148. Фрумкин А. Н. Потенциалы нулевого заряда. – Москва : Наука, 1982. – 259 с.

149. Химия и переработка углей / В. Г. Липович, Г. А. Калабин, И. В. Калечиц [и др.] – Москва : Химия, 1988. – 336 с.

150. Ходот В. В. Внезапные выбросы угля и газа. – Москва : Госгортехиздат, 1961. – 362 с.

151. Хямяляйнен, В. А. Формирование цементационных завес вокруг капитальных горных выработок / В. А. Хямяляйнен, Ю. В. Бурков, П. С. Сыркин. – Москва : Недра, 1994. – 400 с.

152. Черкасов, В. С. Квазилинейный закон движения жидкости в угольных шахтах / Вопросы безопасности в угольных шахтах: тр. ВостНИИ / Черкасов В. С. [и др.] – Москва : Недра, 1969. – Т. 11. – С. 7–27.

153. Чернов О. И. Профилактическая обработка угольных пластов жидкостью / Вопросы безопасности в угольных шахтах: тр. ВостНИИ. – Москва : Недра, 1967. – Т. 8. – С. 13–26.

154. Чернов О. И., Альперович В. Я. Принципы комплексного метода борьбы с каменноугольной пылью, газовыделениями, внезапными выбросами угля и газа, горными ударами и эндогенными пожарами в угольных шахтах. – Кемерово : Книжное издат., 1961. – 70 с.

155. Чернов О. И., Миронов Н. П. Методика определения дифференциального прироста влажности и коэффициента диффузии жидкости при самодвижении ее в высокопористом веществе // ФТПРПИ. – 1967. – № 4. – С. 27–34.

156. Чернов О. И., Пузырев В. Н. Основы метода комплексной борьбы с газовыделениями, внезапными выбросами угля и газа, эндогенными пожарами, горными ударами и угольной пылью в шахтах / Вопросы безопасности в угольных шахтах: науч. тр. ВостНИИ. – Кемерово: Недра, 1966. – Т. 7. – С. 91–138.
157. Чернов О. И., Пузырев В. Н. Прогноз внезапных выбросов угля и газа. – Москва : Недра, 1979. – 296 с.
158. Чернов О. И., Розанцев Е. С. Подготовка шахтных полей с газовыбросоопасными пластами. – Москва : Недра, 1975. – 287 с.
159. Чернов О. И., Черкасов В. С., Буховцев Н. В. Изучение самодвижения жидкости в угле / Труды ВостНИИ. – Кемерово : Недра, 1967.– Т 8. – С. 63–76.
160. Чернов О. И., Черкасов В. С., Горбачев А. Т. Движение жидкости в угольных пластах. – Новосибирск: Наука, 1981.– 128 с.
161. Шахты Кузбасса. Справочник / В. Е. Брагин, П. В. Егоров [и др.] – Москва : Недра, 1994. – 352 с.
162. Шиканов А. И., Дырдин В. В., Егоров О. П. [и др.] Оценка ударо- и выбросоопасности увлажненных зон угольных пластов. – Кемерово : Кузбассвуиздат, 2000. – 134 с.
163. Шлиомувичус, Я. Г. Изучение механических свойств углей различной влажности / Вопросы горного давления. – Новосибирск: 1964. – № 3.
164. Эттингер, И. Л. Внезапные выбросы угля и газа и структура угля. – Москва : Недра, 1969. – 160 с.
165. Эттингер И. Л., Шульман Н. В. Распределение метана в порых ископаемых углей. – Москва : Наука, 1975. –112 с.
166. Юдин К. А. Техника безопасности при работе с химическими веществами. – Москва : Профиздат, 1954. – 70 с.
167. Dyrdin V. V. Yolkin I. S. Calculation of the technological parameters of humidifying of the coal layers in zones of mining-geological infringements //

Proceedings of the Fifth China-Russia Symposium on Underground and Building Engineering of City and Mine. – 26–28 Sept. 2008, Qingdao, China. – S. 66–69.

168. Dyrdin V. V., Yolkin I. S., Plotnikov E. A., Tatsienko V. P. The features of conditioning of geomechanical the behaviour of the block of afore stoping face in the area of progressive development // New Progress on Civil Engineering and Architecture: Proceedings of the Third China-Russia Symposium on Underground Engineering of City and Mine, 24 – 26 Sept. 2004, Qingdao, China / Editor: Lu Aizhong. – Beijing: by Science Press and Science Press USA Ins., Monmouth Junction, 2004. – S. 104–107.

169. А.с. № 1244348, кл. Е 21 F 5/02, 1985. Способ увлажнения горного массива / Аулов А. В., Кочетков В. Д. – 4 с.

170. А.с. № 1420187, кл. Е 21 F 5/02, 1986. Способ предварительного увлажнения угольного пласта. / Колмаков В. А., Иванов В. В., Масенас Р. Р. [и др.] – 4 с.

171. А.с. № 854416, кл. В 01 D 13/02, 1979. Способ электроосмотического обезвоживания влажных дисперсных материалов. / Порсеев Е. Г., Ньюшков Н. В. [и др.] – 4 с.

172. Горбунов, Б. П. Одномерная задача гидравлической и электроосмотической инъекции крепителей в водонасыщенные грунты / Б. П. Горбунов, В. К. Чувелев // Материалы к V совещанию по закреплению и уплотнению грунтов. – Новосибирск: НИИЖТ, 1966. – С. 505–511.

173. Дахнов, В. Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин. – Москва : Недра, 1981. – 344 с.

174. Инструкция по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам угля (породы) и газа РД 05-350-00. – Москва : Госгортехнадзор, 2000. – 125 с.

175. Исследование разрушения твердых тел методом регистрации импульсного электромагнитного излучения / П. В. Егоров, Л. А. Колпакова, А. А. Малышин [и др.] – Кемерово : Кузбассвуиздат, 2001. – 201 с.

176. Курденков, Л. И. К вопросу уплотнения водонасыщенных глинистых грунтов постоянным электрическим током // Закрепление грунтов. – 1957. – № 31. – С. 12–33.

177. Простов, С. М. Геоэлектрический контроль зон укрепления глинистых горных пород / С. М. Простов, В. А. Хямяляйнен, М. В. Гуцал, С. П. Бахаева; РАЕН. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2005. – 127 с.

178. Хямяляйнен, В. А. Геоэлектрический контроль разрушения и инъекционного упрочнения горных пород / В. А. Хямяляйнен, С. М. Простов, П. С. Сыркин. – М. : Недра, 1996. – 288 с.

179. Шадрин, А. В. Автоматизированный мониторинг противовыбросных мероприятий при разработке угольных пластов : диссертация на соискание учен. степени д-ра техн. наук: (25.00.20) / ГОУ ВПО "Кузбас. гос. техн. ун-т. – Кемерово : КузГТУ, 2004. – 356 с.

180. Янина, Т. И. Разработка метода и устройства непрерывного контроля напряженного состояния удароопасных пластов на основе оптических и волоконно-оптических элементов : автореф. дис.... канд. техн. наук: (05.15.11) / Кузбас. гос. техн. ун-т. – Кемерово: КузГТУ, 2000. – 16 с.

181. Патент № 2162154 Российская Федерация, МПК С 2 7Е 21F 5/02. Способ выбора поверхностно-активных веществ при увлажнении каменных углей [Текст] / В. В. Дырдин, И. С. Елкин; заявитель и патентообладатель : ФГБОУ ВПО «КузГТУ им. Т. Ф. Горбачева» (КузГТУ) (RU); заявл. 30.10.1998 г.; зарегистрировано в Госреестре изобретений РФ 20.01.2001 г.

182. Патент № 2513465 Российская Федерация. Способ оперативного определения влажности угольного пласта [Текст] / И. С. Елкин; заявитель и патентообладатель : ФГБОУ ВПО «КузГТУ им. Т. Ф. Горбачева» (КузГТУ) (RU). – № 2012145884; заявл. 26.10.2012 г. Зарегистрировано в Госреестре изобретений РФ 18.02.2014 г.; опубл. 20.04.2014 г. Бюл. № 11.

183. Патент № 2533562 Российская Федерация. Способ выбора поверхностно-активных веществ при увлажнении каменных углей по коэффициенту проницаемости [Текст] / И. С. Елкин; заявитель и

патентообладатель : ФГБОУ ВПО «КузГТУ им. Т. Ф. Горбачева» (КузГТУ) (RU). – Заявка № 2012145884; заявл. 16.07.2013 г.; зарегистрировано в Госреестре изобретений РФ 22.09.2014 г.

184. Программа расчета технологических параметров увлажнения угольного пласта. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2014614484. Правообладатель : ФГБОУ ВПО «КузГТУ им. Т. Ф. Горбачева» (КузГТУ) (RU) – Заявка № 2014611759 от 04 марта 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 25 апреля 2014 г.

185. Программа расчета технологических параметров дегазации угольного пласта. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2014619082. Правообладатель : ФГБОУ ВПО «КузГТУ им. Т. Ф. Горбачева» (КузГТУ) (RU) – Заявка № 2014616560 от 08 июля 2014 г. Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 08 сентября 2014 г.

186. Викторов С. Д., Казаков Н. Н. Параметры волны в зоне дробления породы взрывом / Вестник Кременчугского Политехнического Университета. – 2005. – Вып. 5. – С. 141–144.

187. Elkin I. S. Some Issues of Controlling Mass Transfer in a Coal Array with low-pressure watering / Proceedings of the 9th China-Russia Symposium "Coal in the 21st Century: Mining, Intelligent Equipment and Environment Protection" (COAL 2018).

188. Elkin I. S, Tan Yu. On the Issue of the Influence of Interfacial Interactions on the Filtration Processes in Coal / В сборнике: E3S Web of Conferences IVth International Innovative Mining Symposium. 2019. С. 01042.

189. Елкин, И. С. Исследование смачивания пылевидных частиц фракций угля растворами ПАВ / И. С. Елкин, И. Б. Истомин // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. – 2017. – Т. 10. – № 8. – С. 975–984.

190. Елкин, И. С. Расчет эффективного радиуса увлажнения при использовании ПАВ / И. С. Елкин, Е. А. Черепанова // Вестник КузГТУ. – 2013. – № 4 (98). – С. 10–13.

191. Елкин, И. С. Расчет массопереноса в угольном массиве на основе модели капиллярно-пористого тела // Горный информационно-аналитический бюллетен. Отдельный выпуск № 7. Аэрология, метан, безопасность. – Москва : Изд-во «Горная книга». – 2011. – № 7. – С. 208–217.

192. Elkin I. S., Meshkov A.Y. Study of the change in the coal-and-liquid-and-gas interfacial angle / E3S Web of Conferences 41, 01001 (2018), IIIrd International Innovative Mining Symposium.

193. Макарюк, Н. В. Вибрационное разупрочнение угольных пластов // Инновации в жизнь. – 2015. – № 4 (15). – С. 5–21.

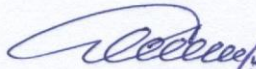
194. Павленко, М. В. Применение технических средств вибрационного воздействия для изменения состояния и свойств угольного массива / М. В. Павленко // Автоматизація виробничих процесів у машинобудуванні та приладобудуванні. – 2007. – № 41. – С. 49–53.

195. Коршунов Г. И., Ютяев Е. П., Серегин А. С., Афанасьев П. И., Курта Н. В. Заблаговременная дегазация угольных пластов с использованием импульсного гидродинамического воздействия в режиме гидрорасчленения // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. – № S2. – С. 225–231.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ**

УТВЕРЖДАЮ:

Директор  
ш. «Березовская»

  
А. Ф. Салихов

27 августа 2012 г.



АКТ

**проведения промышленных испытаний метода повышения  
эффективности низконапорного увлажнения угольного пласта  
путем применения ПАВ на шахте «Березовская»**

Состав комиссии:

Исамбетов Вячеслав Фаритович – главный инженер ш. «Березовская»

Казыцын Николай Николаевич – начальник участка ремонтно-профилактических работ ш. «Березовская»

Потапов Прокопий Васильевич – зав. лабораторией борьбы с газодинамическими проявлениями и эндогенными пожарами ОАО «НЦ ВостНИИ»

Блюменштейн Валерий Юрьевич – проректор по научно-инновационной работе КузГТУ

Дырдин Валерий Васильевич – заведующий кафедрой физики КузГТУ

Янина Татьяна Ивановна – доцент кафедры физики КузГТУ

Комиссия рассмотрела результаты практического испытания метода повышения эффективности низконапорного увлажнения угольного пласта путем применения ПАВ на шахте «Березовская» и установила следующее:

1. Положения, разработки и научно-практические рекомендации диссертационной работы использовались при организации технологии

предварительного увлажнения угольных пластов в целях повышения безопасности горных работ на угольной ш. «Березовская» (Кемеровская обл., г. Березовский) при проведении подготовительных работ на пласте XXVII на участке лавы №1-10 (уголь: марка К, выход летучих 22,4%, зольность 13,6%, влажность 1,9%, опасен по внезапным выбросам угля и газа). Разработанный Елкиным И. С. пакет программ направлен на повышение эффективности увлажнения на основе расчета технологических параметров нагнетания в угольный пласт. Применение данного пакета программ позволяет автоматизировать процесс расчета и корректировки технологических параметров увлажнения угольных пластов, сокращает время выбора технологических параметров.

2. Комиссия отмечает целесообразность использования положений, разработок и практических рекомендаций Елкина И. С. при проведении подготовительных выработок с применением низконапорного увлажнения угольных пластов для повышения безопасности горных работ.

3. Экономический эффект составил – 122 752 руб., достигнут за счет уменьшения общего времени на проведение увлажнения угольного пласта на 75 %, повышения влажности угольного пласта на 83 % в сравнении с традиционной технологией увлажнения угольного пласта без использования ПАВ (смачиватель «Неолас») путем применения разработанных технологических принципов (метод определения оптимальной концентрации ПАВ для повышения эффективности увлажнения, метод расчета технологических параметров увлажнения угольного пласта короткими шпурами из забоя подготовительной выработки), снижение пылеобразования и пылевыведения в подготовительной выработке в зоне ведения очистных работ.

4. Проведение промышленных испытаний метода повышения эффективности низконапорного увлажнения угольного пласта разработанного Елкиным И. С. осуществлялось под научным руководством д.т.н., проф. Дырдина В. В.

5. К документу прилагаются методика проведения исследований на ш. «Березовская» и результаты исследований.

Исследования были проведены с 02.07.2012 по 27. 08.2012 г.

Члены комиссии:

от ш. «Березовская»

От КузГТУ

Исамбетов В. Ф.

Блюменштейн В. Ю.

Казыцын Н. Н.

Дырдин В. В.

от ОАО «НЦ ВостНИИ»

Янина Т. И.

Потапов П. В.

Экономический эффект подтверждаю:  
/ Главный бухгалтер

УТВЕРЖДАЮ:

Директор  
ш. «Владимировская»

Г. Н. Роут  
26 мая 2011 г.



АКТ

**внедрения результатов диссертации Елкина Ивана Сергеевича**

Состав комиссии:

Чигоряев Сергей Евгеньевич – главный технолог ш. «Владимировская»

Воронцов Максим Викторович – начальник участка ВТБ  
ш. «Владимировская»

Потапов Прокоп Васильевич – зав. лабораторией борьбы с  
газодинамическими проявлениями и эндогенными пожарами ОАО «НЦ  
ВостНИИ»

Блюменштейн Валерий Юрьевич – проректор по научно-инновационной  
работе ГОУ КузГТУ

Дырдин Валерий Васильевич – заведующий кафедры физики ГОУ  
КузГТУ

Янина Татьяна Ивановна – доцент кафедры физики ГОУ КузГТУ

Комиссия рассмотрела результаты практического использования  
диссертационного исследования Елкина И. С. по вопросу повышения  
эффективности низконапорного увлажнения угольных пластов и установила  
следующее:

1. Положения, разработки и научно-практические рекомендации  
диссертационной работы использованы при организации технологии  
предварительного увлажнения угольных пластов в целях повышения  
безопасности горных работ на угольной шахте «Владимировская» при  
отработке пласта Владимировский (лава №11, уголь марка КО, выход летучих  
22,6%, зольность 13,6%, влажность 1,2%, опасен по пыли, склонен к  
самовозгоранию). Разработанный Елкиным И. С. пакет программ направлен на  
повышение эффективности увлажнения на основе расчета технологических

параметров нагнетания в угольный пласт. Применение данного пакета программ позволяет автоматизировать процесс расчета и корректировки технологических параметров увлажнения угольных пластов, сокращает время выбора технологических параметров.

2. Комиссия отмечает целесообразность использования положений, разработок и практических рекомендаций диссертации Елкина И. С. при проведении подготовительных выработок с применением низконапорного увлажнения угольных пластов для повышения безопасности горных работ.

3. Экономический эффект составил – 13 562 руб., достигнут за счет уменьшения времени на проведения увлажнения угольного пласта на 23 %, повышения влажности угольного пласта на 17 % в сравнении с традиционной технологией увлажнения угольного пласта без использования ПАВ (смачиватель «Эльфор») путем применения основных разработанных технологических принципов (методика определения концентрации ПАВ для повышения эффективности увлажнения, метода расчета технологических параметров увлажнения угольного пласта короткими шпурами из забоя подготовительной выработки), снижение пылеобразования и пылевыведения в подготовительной выработке и зоне ведения очистных работ.

4. Практическое внедрение научных результатов по теме диссертации осуществлялось Елкиным И. С. под научным руководством д.т.н., проф. Дырдина В. В.

Члены комиссии:

от ш. «Владимировская»

Чигорьев С. Е.



Воронцов М. В.



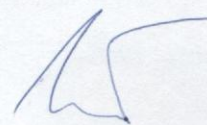
от ОАО «НЦ ВостНИИ»

Потапов П. В.

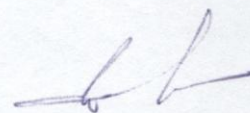


От ГОУ КузГТУ

Блюменштейн В. Ю.



Дырдин В. В.



Янина Т. И.



УТВЕРЖДАЮ:

Директор  
ш. «Владимировская»

25 мая 2014 г. Г. Н. Роут



**АКТ**

**внедрения способа выбора поверхностно-активных веществ при  
увлажнении каменных углей**

Состав комиссии:

Чигоряев Сергей Евгеньевич – главный технолог ш. «Владимировская»

Воронцов Максим Викторович – начальник участка ВТБ  
ш. «Владимировская»

Потапов Прокоп Васильевич – зав. лабораторией борьбы с  
газодинамическими проявлениями и эндогенными пожарами ОАО «НЦ  
ВостНИИ»

Блюменштейн Валерий Юрьевич – проректор по научно-инновационной  
работе ГОУ КузГТУ

Дырдин Валерий Васильевич – заведующий кафедры физики ГОУ  
КузГТУ

Елкин Иван Сергеевич – доцент кафедры физики ГОУ КузГТУ

Комиссия рассмотрела результаты практического использования **способа  
выбора поверхностно-активных веществ при увлажнении каменных углей**  
и пришла к следующему:

1. При увлажнении угольного пласта является актуальной проблема подбора ПАВ и его оптимальной концентрации в связи с тем, что традиционный способ увлажнения, основанный на закачивании воды без ПАВ в угольный пласт через скважины в подготовительных выработках, не достигает цели, поскольку при этом наблюдается неравномерное распределение воды в массиве, а влажность массива после увлажнения не достигает необходимых значений.

2. При увлажнении пласта Владимирский (лава №11, уголь марка КО, выход летучих 22,6%, зольность 13,6%, влажность 1,2%, опасен по пыли, склонен к самовозгоранию) при определении оптимального ПАВ (смачиватель «Эльфор») и его эффективной концентрации был использован **способ выбора поверхностно-активных веществ при увлажнении каменных углей**, разработанный в ГОУ КузГТУ, что позволило уменьшить время увлажнения угольного пласта от одиночной скважины на 17%, увеличить равномерность распределения влаги в массиве на 12%, увеличить влажность на 10% по сравнению с результатами измерений на участке, где была использована традиционная технология увлажнения.

Исследования были проведены с 02.02.2011 по 30.04.2011 г.

3. Результаты исследований позволили добиться равномерности распределения влаги в массиве и достичь необходимой влажности в массиве.

4. Для практического использования и внедрения на ш. «Владимирская» были переданы пакет программ направленный на повышение эффективности увлажнения на основе расчета технологических параметров нагнетания в угольный пласт и технологические рекомендации для повышения эффективности увлажнения. Применение данного пакета программ позволяет автоматизировать процесс расчета и корректировки технологических параметров увлажнения угольных пластов, сокращает время выбора технологических параметров.

5. Экономический эффект от применения способа составил 23 754 руб.

Члены комиссии:

от ш. «Владимирская»

Чигорьев С. Е.

Воронцов М. В.

от ОАО «НЦ ВостНИИ»

Потапов П. В.

от ГОУ КузГТУ

Блюменштейн В. Ю.

Дырдин В. В.

Елкин И.С.

Экономический эффект подтверждаю:  
Начальник отдела планирования  
и бюджетирования

Богданчикова Г.Ф.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

**Федеральное государственное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования**

**«Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева»**

**Согласовано:**

**Директор Кемеровского  
представительства ОАО «ВНИМИ»**

  
\_\_\_\_\_  
**Т. И. Лазаревич**  
« 16 » ноябрь 2015



**Утверждаю:**

**Проректор по научной работе и  
стратегическому развитию КузГТУ**

  
\_\_\_\_\_  
**О. В. Тайлаков**  
« 16 » ноябрь 2015



**МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО  
ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ РАСТВОРОВ ПАВ  
ПРИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОМ УВЛАЖНЕНИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ  
ИЗ ПОДГОТОВИТЕЛЬНОЙ ПЛАСТОВОЙ ВЫРАБОТКИ**

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

Согласовано

Исполнительный директор  
НПОАО «ВостНИИ»

А. М. Тимошенко

«04» сентября 2013 г.



Утверждаю

Технический директор  
ОАО «Северный Кузбасс»

И. И. Шемякин

«25» сентября 2013 г.



Согласовано

Директор института промышленной и  
экологической безопасности КузГТУ

В. И. Храмцов

2013 г.



## МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО УВЛАЖНЕНИЮ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РАСТВОРОВ ПАВ

## Методика проведения исследований на ш. «Березовская»

**Цель исследований:** установление влияния ПАВ на процесс массопереноса в угольном массиве.

Комплект установок и приборов, при помощи которых осуществляется предварительное увлажнение угольного массива: в комплект входят буровые станки и электросверла для бурения скважин и шпуров, высоконапорные насосные установки, герметизаторы шпуров и скважин (гидрозатворы), водоподводящие шланги высокого давления и контрольно-измерительная аппаратура.

Предварительные исследования:

1. Изучение технологической карты, плана подземных работ, определение участка для проведения исследований, определение глубины залегания исследуемого участка массива.

участок для проведения исследований: вентиляционный штрек пласта XXVII, 270 м от разрезной печи;

глубина залегания подготовительной выработки,  $H$  : 650 м.

мощность пласта,  $m$  : 1,9 м.

угол падения пласта,  $\alpha$  : 12°.

газоносность,  $g$  : 13,5 м<sup>3</sup>/т

загазованность подготовительной выработки,  $G$  : 2,2 %

2. На участке подготовительной выработки для проведения лабораторных исследований производился отбор проб угля для определения пористости, смачиваемости, начальной влажности, выбор ПАВ следующим образом:

- коронкой на 43 мм из угольного пласта выбуриваются образцы размером  $40 \text{ мм} \times 200 \text{ мм}$ ;
- в лабораторных условиях образцы делятся на части по 150–200 г, с которыми и производятся дальнейшие исследования: определяется начальная влажность (материнская, естественная) угля (ГОСТ 5180-84), максимальная влагоемкость, открытая пористость (ГОСТ 26450.1-85), коэффициент проницаемости (ГОСТ 26450.2-85), коэффициент крепости (ГОСТ 21153.1-75);
- определение по методике эффективное ПАВ и его оптимальную концентрацию в растворе по методике разработанной в КузГТУ (методика прилагается).

- по разработанной программе в КузГТУ производиться расчет оптимальных технологических параметров процесса увлажнения.

Результаты лабораторных исследований:

|                                                                |                                  |
|----------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| марка угля                                                     | К                                |
| выход летучих                                                  | 22,2%                            |
| зольность                                                      | 13,6%                            |
| начальная влажность (материнская, естественная) угля, $W_0$    | 1,5%                             |
| максимальная влагоемкость, $W_{\max}$                          | 6,5%                             |
| открытая пористость, $P$                                       | 7,8 %                            |
| коэффициент проницаемости, $K_{\text{пр}}$                     | $4,5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ |
| коэффициент фильтрационной анизотропии, $k_a$                  | 1,3                              |
| коэффициент крепости по Протоdjяконову                         | 1,6                              |
| смачиватель                                                    | «Эльфор»                         |
| оптимальная концентрация, $C_{\text{опт}}$                     | 0,12 %                           |
| краевой угол смачивания при оптимальной концентрации, $\Theta$ | 56°.                             |

Технологические параметры увлажнения:

Расположение скважины: вдоль напластования из подготовительной выработки вглубь массива перпендикулярно к боковой поверхности выработки.

Расположение зоны опорного давления: на расстоянии 7 – 8 м от краевой части выработки вглубь массива.

|                                                    |                   |
|----------------------------------------------------|-------------------|
| пластовое давление газа, $P_{\text{пл}}$           | 6 атм.            |
| давление нагнетания, $P_n$                         | 52 атм            |
| расход жидкости, $Q$                               | 35 л/мин          |
| расчетное время увлажнения для одной скважины, $t$ | 45 мин            |
| длина увлажняющей скважины, $L$                    | 35 м              |
| длина гермитизирующей части скважины, $l_g$        | 2,5 м             |
| расстояние между скважинами, $l_x$                 | 13 м              |
| общий объем закаченной жидкости, $V$               | $2,5 \text{ м}^3$ |
| количество скважин, $n$                            | 5 шт.             |

Порядок проведения натурных исследований в подготовительной выработке:

3. Рабочими бурильным станком в боку выработки по центру обнаженного угольного пласта пробуриваются скважины диаметром 43 мм на глубину до 35 м вглубь пласта перпендикулярно к поверхности выработки. В качестве буровых станков и электросверл использовались станки типа БС-1, БС-1м.
4. В соответствие со схемой на рисунке бурятся контрольные скважины диаметром 43 мм и длиной 10 м с интервалом 2 м от увлажняющей скважины по три штуки в обе стороны.
5. Устанавливаются герметизаторы с автоматическим гидрозатвором АГ-5И и подключаются к баку с раствором ПАВ через насосные установки. Для подсоединения гидрозатворов к насосным установкам используются водоподводящие резиновые шланги высокого давления, имеющие двойную металлическую оплетку, внутренний диаметр 16 – 19 мм и рассчитанные на рабочее давление 150—200 кгс/см<sup>2</sup> и более.
6. Для контроля давления закачиваемой жидкости используются манометры ДМ8017ОУ2 (ТУ 4212-003-46316725-99), устанавливаемые перед гермитизатором и расходомеры типа ВК-(Ду)Х. Контрольно-измерительные приборы — манометры и расходомеры — устанавливаются перед герметизатором или на выходе высоконапорной установки. Для одновременной записи расхода и давления воды, нагнетаемой в скважину, используется прибор ПРД-1, разработанный в ИГД им. А. А. Скочинского.
7. Производится нагнетание воды в угольный пласт в течение расчетного времени. Для нагнетания воды в массив используются насосные установки: переносные типа «Пропитка-3» или передвижные типа УНВ-2, НВУ-30м.
8. По контрольным скважинам, используя электрометрические методы, определяется изменение электрического сопротивления угольного массива в контрольных скважинах, рисунок 2. Изменение электрического сопротивления массива определит изменение влажности в массиве. Дополнительно по термометру определяется температура воды используемой для увлажнения.

Давление нагнетания в режиме фильтрация определяется по формуле

$$P_{пл} \leq P_H \leq 0,75\gamma(H \pm L \sin \alpha), \quad (1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление;  $\gamma$  – удельный вес слагающих пород, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  – глубина горных работ, м;  $L$  – длина скважины, м;  $\alpha$  – угол наклона скважины к горизонту.

Объем закаченной жидкости определяется по формуле

$$V = 1,1^2 \pi k_a m^2 (L - l_g)(W_{\max} - W_0) / 4, \quad (2)$$

где  $k_a$  – коэффициент фильтрационной анизотропии;  $\gamma$  – удельный вес слагающих пород, кг/м<sup>3</sup>;  $H$  – глубина горных работ, м;  $L$  – длина скважины, м;  $m$  – мощность пласта.

Время увлажнения определяется по формуле

$$t = V / Q \quad (3)$$

Радиус увлажнения определяется по формуле

$$R = 1,1l_x / 2(1 + \cos \Theta) = 1,1m / 2k_a(1 + \cos \Theta), \quad (4)$$

где  $\Theta$  – краевой угол смачивания.

Выводы. Результаты исследований показывают увеличение эффективности увлажнения по сравнению традиционной технологией увлажнения без использования ПАВ, и проявляется в следующем:

- увеличивается равномерность распределения влажности на 15 %;
- увеличивается радиус увлажнения на 12%;
- сокращается время нагнетания на 15%;
- уменьшается модуль упругости угля на 25%.
- снижение загазованности в подготовительной выработке на 25 %.

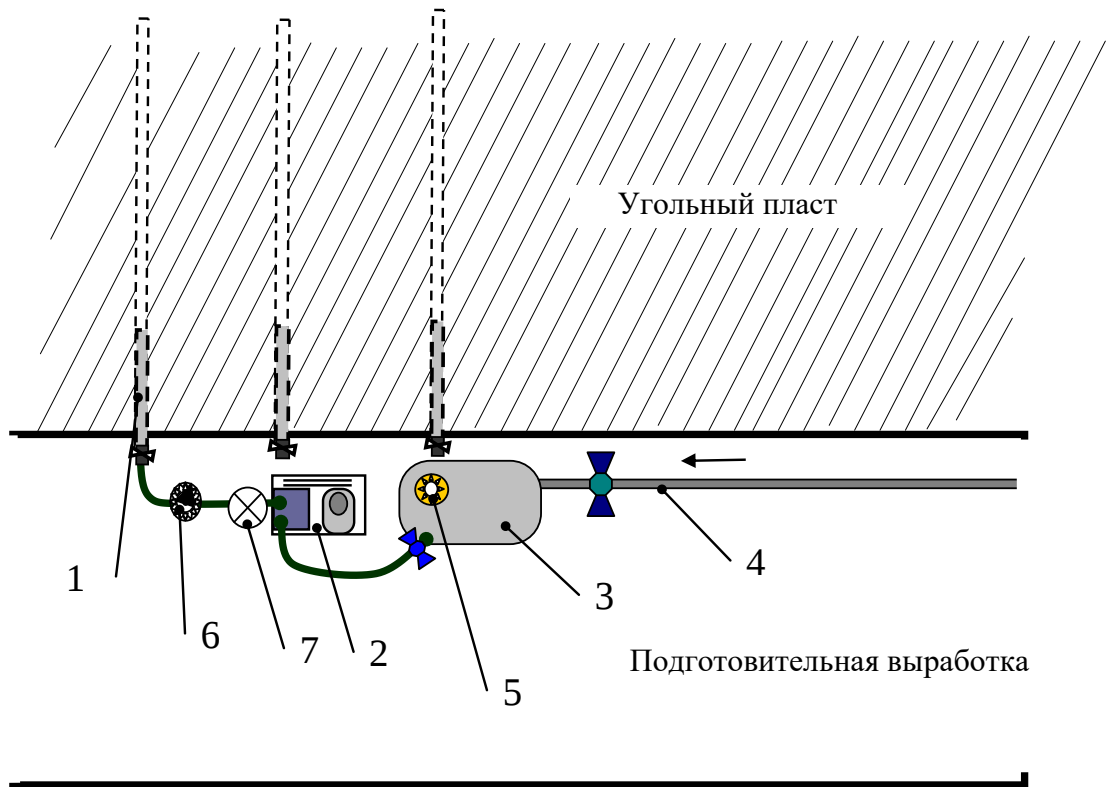


Рис. 1. Схема увлажнения угольного пласта в забое подготовительной выработки: 1 – увлажняющая скважина с гидрозатвором; 2 – нагнетательный насос; 3 – смесительный бак емкостью 0,5–1 м<sup>3</sup>; 4 – шахтный водопровод; 5 – система дозирования ПАВ; 6 – манометр; 7 – расходомер; – вентиля

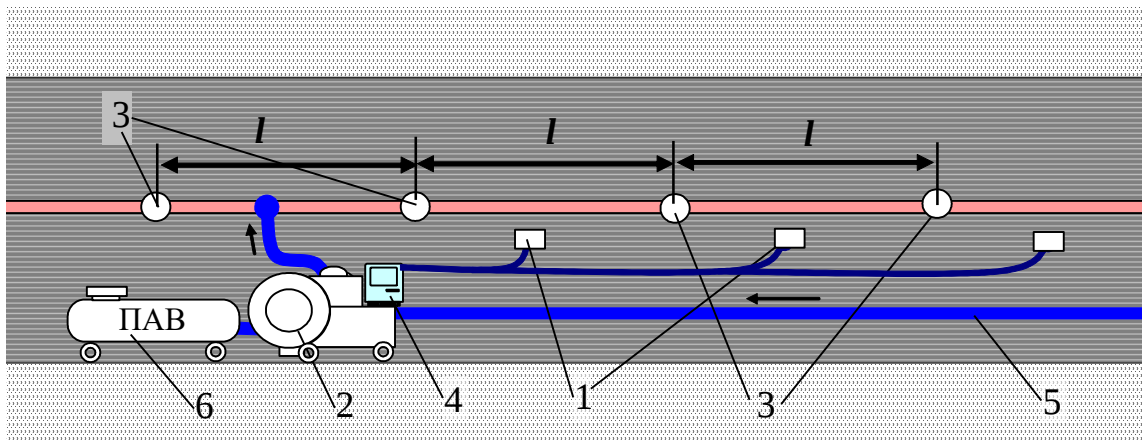


Рис.: 1 – акустические датчики; 2 – насос; 3 – увлажняющие скважины; 4 – блок управления (компьютер); 5 – трубопровод шахтного водоснабжения; 6 – емкость для ПАВ

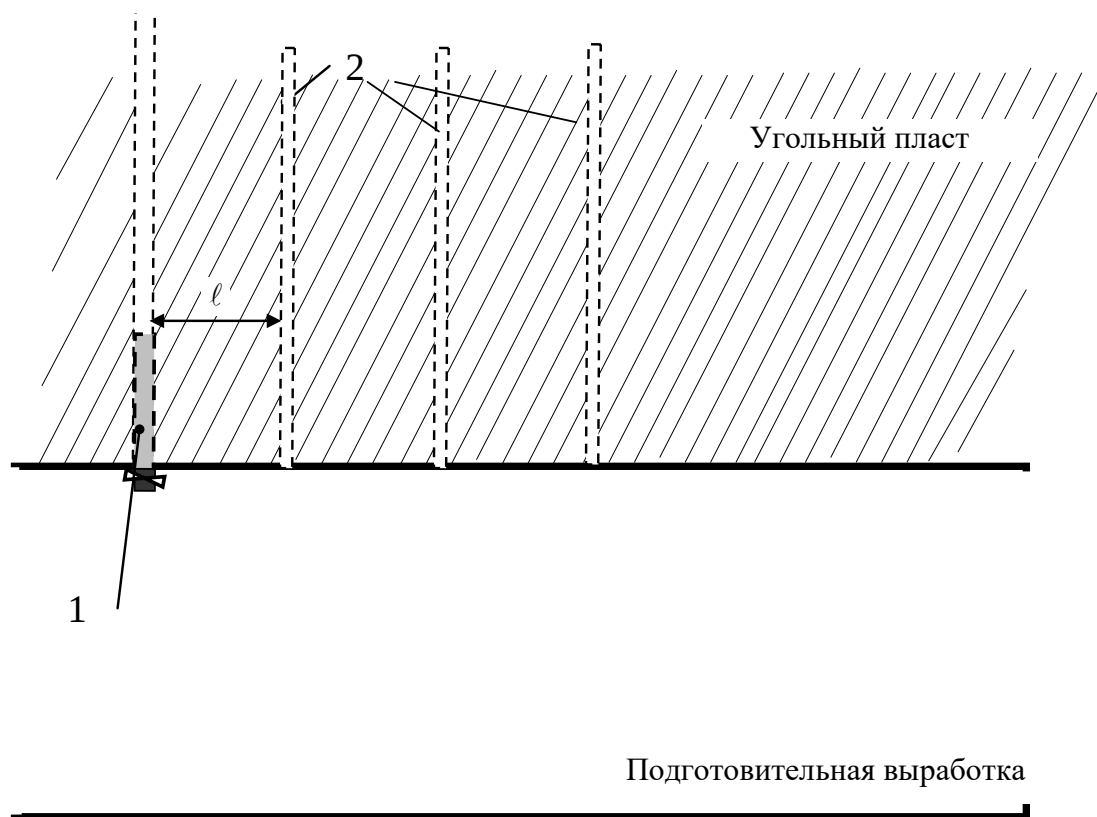


Рис. 2. Схема увлажнения угольного пласта в забое подготовительной выработки: 1 – увлажняющая скважина с гидрозатвором; 2 – контрольная скважина;

 – вентиля

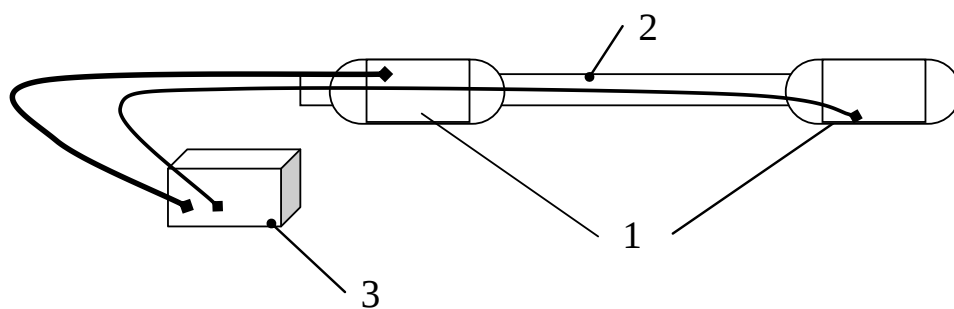


Рис. 3. Электрометрический комплекс: 1 – электрод; 2 – соединительная штанга; 3 – омметр;