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

Jourof

Баёв Михаил Алексеевич

ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ЗАКРЕПЛЕНИЯ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ ИЗВЛЕЧЕНИИ МЕТАНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕСКОВ МЕСТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

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

ДИССЕРТАЦИЯ на соискание ученой степени кандидата технических наук

> Научный руководитель: доктор технических наук, профессор Хямяляйнен В. А.

Кемерово 2020

оглавление

ВВЕДЕНИЕ
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СПОСОБОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МЕТАНА ИЗ НЕТРОНУТЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ 10
1.1 Особенности метаноугольных месторождений и необходимость
интенсификации газоотдачи угольных пластов 10
1.2 Методы интенсификации газоотдачи угольных пластов 17
1.3 Материалы, используемые для закрепления трещин гидроразрыва 23
1.4 Транспортировка и размещение пропанта в трещине гидроразрыва 30
Выводы, цель и задачи исследований 35
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПРОЦЕССА ЗАКРЕПЛЕНИЯ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ
2.1 Общие подходы к обоснованию построения гидродинамической модели 37
2.2 Критическая (минимальная безосадочная) скорость течения гидросмеси 41
2.3 Фильтрация транспортирующей жидкости в угольный пласт 45
2.4 Результаты расчета основных гидродинамических параметров процесса
закрепления трещин гидроразрыва 52
Выводы
ГЛАВА 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КВАРЦЕВЫХ ПЕСКОВ МЕСТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ60
3.1 Определение содержания пылевидных и глинистых частиц 60
3.2 Определение гранулометрического состава 62
3.3 Определение насыпной и истинной плотности, пустотности
3.4 Определение показателя степени раздавливания
Выводы

ГЛАВА 4. ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ЗАКРЕПЛЕНИЮ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ
4.1 Критерий оценки применимости материала для закрепления трещин
гидроразрыва угольных пластов Кузбасса 79
4.2 Обоснование конструкции лабораторной установки для измерения
проницаемости закрепленных трещин гидроразрыва
4.3 Методика определения коэффициента проницаемости закрепленных трещин
гидроразрыва
4.3.1 Сущность метода 94
4.3.2 Средства испытания
4.3.3 Подготовка к испытанию 96
4.3.4 Проведение испытания
4.3.5 Обработка результатов 100
4.4 Результаты лабораторных исследований проницаемости закрепленных
песком трещин гидроразрыва 102
4.5 Рекомендации по закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов 106
4.6 Технико-экономическая эффективность применения рекомендаций по
закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов 108
Выводы115
ЗАКЛЮЧЕНИЕ
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ
Приложение А ООО «Газпром добыча Кузнецк» на карте Кемеровской области 134
Приложение Б Основные производители и поставщики пропантов 135
Приложение В Месторождения и проявления песков и ПГС Кемеровской области 136
Приложение Г Титульный лист «Методических рекомендаций по выбору
кварцевых песков для закрепления трещин гидроразрыва на метаноугольных
мссторождениях кузоасса»

3

введение

Актуальность работы. Растущие объемы добычи метана из угольных пластов в мире, а также его значительные ресурсы в угольных бассейнах России и признание метана угольных пластов самостоятельным полезным ископаемым обуславливают актуальность И практическую направленность научноисследовательских работ в этой области. Наиболее перспективным и подготовленным регионом для добычи метана угольных пластов в России является Кузнецкий угольный бассейн, где с 2009 года ООО «Газпром добыча Кузнецк» реализует проект по разработке Талдинской и Нарыкско-Осташкинской площадей. Задачей проекта является промышленная добыча метана угольных пластов в объеме до 4 млрд. куб. метров в год. Всё большую актуальность приобретают также вопросы увеличения метаноотдачи при дегазации угольных пластов с целью снижения газоопасности добычи угля в шахтах.

Особенности нахождения и перемещения метана в веществе угля предопределяют необходимость применения специальных методов интенсификации газоотдачи для его эффективного извлечения из угольных пластов. Наиболее широко в качестве такого метода используется гидравлический разрыв пласта. Несмотря на долгую и успешную историю применения гидроразрыва при разработке традиционных месторождений нефти и газа, результаты его применения при промысловой добыче метана из угольных пластов и их дегазации при отработке угольных месторождений часто оказываются неудовлетворительными и не соответствуют ожиданиям. Как показала практика разработки Кузбасских метаноугольных промыслов, необходима адаптация методов интенсификации к условиям конкретных месторождений и снижение экономических затрат на их реализацию.

Одним из важнейших вопросов гидроразрыва пласта является закрепление создаваемых трещин разрыва расклинивающим агентом (закрепляющим материалом) – пропантом, обеспечивающим необходимую проницаемость закрепленной трещины гидроразрыва. Рынок пропантов в нашей стране представлен несколькими компаниями, которые находятся на большом расстоянии от метаноугольного промысла. С целью уменьшения стоимости закрепляющего материала, очевидно, целесообразно использовать местные пески. При этом необходимо провести исследование физических свойств кварцевых песков местных месторождений, обосновать параметры и возможность их использования при операциях гидроразрыва угольных пластов с учетом особенностей фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт.

Работа выполнена в соответствии с планами НИР КузГТУ по Госзаданию № 2014/76 (НИР № 598); при поддержке гранта Фонда содействия инновациям по договору № 187ГУ1/2013 от 10.10.2013 г. и № 7983ГУ2/2015 от 23.11.2015 г.; при поддержке гранта АО «СУЭК–Кузбасс».

Цель работы: обоснование параметров процесса закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов при извлечении метана с использованием песков местных месторождений, обеспечивающих повышение проницаемости и метаноотдачи.

Объект исследований: технология интенсификации метаноотдачи угольных пластов методом гидроразрыва.

Предмет исследований: процесс закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов.

Идея работы состоит в использовании в качестве закрепляющего материала кварцевого песка местных месторождений и учете особенностей проявления его физических свойств при фильтрации транспортирующей жидкости разрыва в проницаемый угольный пласт.

Задачи исследований:

 – разработка методики гидродинамического расчета процесса закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов;

- определение физических свойств кварцевых песков местных месторождений;

 обоснование и разработка рекомендаций по закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов.

Методы исследований: аналитический обзор и обобщение научноинформационных источников, патентов, нормативно-технических документов; анализ промысловых материалов; классические методы теории фильтрации, с использованием элементов физического моделирования; лабораторные исследования; статистическая и аналитическая обработка полученных результатов.

Научные положения, защищаемые в диссертации:

– интенсивность фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт линейно зависит от коэффициента проницаемости пласта и кубически от раскрытия трещины гидроразрыва, незначительно зависит от давления на скважине и линейно влияет на фазовую проницаемость трещины разрыва, при этом в горизонтальной трещине значение интенсивности фильтрации в 2–8 раз больше, чем в вертикальной и может достигать 90 %;

– массовая доля гранул песка, разрушенных под действием сжимающей нагрузки, линейно уменьшается с увеличением насыпной плотности песка, при этом насыпная плотность песков местных месторождений возрастает с увеличением фракции и находится в диапазоне от 1,20 до 1,58 г/см³;

– применение песков местных месторождений фракций от (0,8 - 0,4) мм до (0,4 - 0,2) мм и учет гидродинамических особенностей движения гидросмеси в трещине разрыва обеспечивают ее проницаемость в пределах $(42 - 112) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ и увеличение дебита скважины в 1,5–2 раза при проведении гидроразрыва угольных пластов проницаемостью менее $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ на глубине до 1400 м.

Научная новизна работы заключается:

 в оценке интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости из трещины разрыва в зависимости от проницаемости угольного пласта и геометрии области фильтрации, учете их проявления при оценке фазовой проницаемости трещины;

 в определении диапазона показателя степени раздавливания местных песков с учетом изменения насыпной плотности в процессе закрепления трещин разрыва;

– в определении проницаемости закрепленной местными песками трещины разрыва с учетом влияния свойств и условий залегания угольных пластов, определении расхода гидросмеси на скважине с учетом фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт и физических свойств песков местных месторождений. Обоснованность и достоверность научных результатов подтверждается:

 корректностью применения методов гидродинамического моделирования и использования классических методов решения задач математической физики;

– достаточным объемом экспериментальных исследований физических свойств песков местных месторождений (42 пробы, около 800 экспериментов);

– использованием сертифицированного лабораторного оборудования и стандартизированных экспериментальных методов исследования.

Личный вклад автора заключается:

 в анализе современного состояния используемых технических и технологических решений по извлечению метана из нетронутых угольных пластов;

 в построении математической модели течения гидросмеси в трещине гидроразрыва и выполнении численных расчетов основных гидродинамических параметров процесса закрепления трещин гидроразрыва, их обработке и анализе;

 в анализе сырьевой базы месторождений природных песков и песчаногравийного материала Кемеровской области и ближайших регионов, отборе проб, экспериментальных исследованиях по определению физических свойств песка;

 в разработке и изготовлении лабораторной установки для оценки проницаемости закрепленных трещин гидроразрыва угольных пластов;

 в составлении методики и проведении испытаний по определению коэффициента проницаемости закрепленных песком трещин гидроразрыва;

 в формулировании результатов исследований в виде выводов и методических рекомендаций по выбору кварцевых песков для закрепления трещин гидроразрыва на метаноугольных месторождениях.

Научное значение работы состоит в разработке методики расчета интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт и определении условий применения закрепляющего материала в трещинах разрыва.

Отличие от ранее выполненных работ состоит в учете особенностей проявления свойств закрепляющих материалов в гидродинамическом расчете процесса закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов, в определении физических свойств местных песков и проницаемости закрепленных ими трещин.

7

Практическая ценность работы:

 выявлены наиболее перспективные местные месторождения кварцевых песков для закрепления трещин гидроразрыва на метаноугольных месторождениях Кузбасса – «Зеленая зона» (Кемеровская область) и «Виленское» (Томская область);

– разработаны методические рекомендации по определению состава и физических свойств песка, планируемого к использованию для гидроразрыва угольных пластов, определению проницаемости закрепленных песком трещин, расчету основных гидродинамических параметров процесса закрепления трещин гидроразрыва.

Реализация работы. Основные научно-практические положения диссертации изложены в методическом документе «Методические рекомендации по выбору кварцевых песков для закрепления трещин гидроразрыва на метаноугольных месторождениях Кузбасса / ФГБОУ ВО «Кузбас. гос. техн. ун-т им. Т. Ф. Горбачева», ООО «Газпром добыча Кузнецк». – Кемерово, 2019. – 32 с.», принятом к применению ООО «Газпром добыча Кузнецк».

Результаты исследований используются в учебном процессе КузГТУ при изучении следующих дисциплин: «Методы интенсификации газоотдачи и эксплуатация скважин», «Физические процессы в нетрадиционных геотехнологиях».

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на: XIII, XV, XVI Международной научно-практической конференции «Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс» (Кемерово, 2010, 2014, 2016); XIV, XV Международной научно-практической конференции «Энергетическая безопасность России. Новые подходы к развитию угольной промышленности» (Кемерово, 2012, 2013); VI, VII, VIII, XI Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых с международным участием «Россия молодая» (Кемерово, 2014, 2015, 2016, 2019); The 7th China-Russia Symposium «Chinese Coal in the 21st Century: Mining, Green and Safety» (Qingdao, China, 2014); The 8th Russian-Chinese Symposium «Coal in the 21st Century: Mining, Processing, Safety» (Кемерово, 2016); I, IV, V Научно-

практической конференции молодых специалистов и работников «Проблемы извлечения метана из угольных пластов» (Кемерово, 2012, 2015, 2016); II, IV Международном инновационном горном симпозиуме (Кемерово, 2017, 2019).

Публикации. Основные результаты научных исследований по теме диссертации представлены в 20 опубликованных работах, в том числе 4 в изданиях, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России, получен 1 патент на изобретение и 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы из 187 наименований, 4 приложений, изложена на 137 страницах машинописного текста, содержит 22 рисунка и 16 таблиц.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ СПОСОБОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МЕТАНА ИЗ НЕТРОНУТЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

1.1 Особенности метаноугольных месторождений и необходимость интенсификации газоотдачи угольных пластов

Мировые запасы метана угольных пластов (МУП) превышают запасы природного газа и оцениваются в 260 трлн. м³, из которых 90 % приходится на 10 угледобывающих стран [1]. Наиболее значительные ресурсы сосредоточены в России (84 трлн. м³), Китае (30–35,1 трлн. м³), Австралии (29 трлн. м³), США (21,4– 50,4 трлн. м³), Канаде (20 трлн. м³), Германии (8,5–14,2 трлн. м³), Украине (5,7 трлн. м³), Польше (2,8 трлн. м³), Великобритании (1,7 трлн. м³), Казахстане (1,1–3 трлн. м³) и Индии (0,8 трлн. м³) [2, 3].

Можно выделить два основных направления извлечения метана из угольных отложений [4]. Первое – дегазация на действующих угольных шахтах. При этом главной задачей является создание безопасных условий ведения горных работ за счет сокращения количества метана, поступающего из угольных пластов в выработки. Под эффективностью дегазации понимается отношение количества метана, извлеченного за определенное время средствами дегазации, к общему объему метана, выданного за то же время на дневную поверхность средствами вентиляции и дегазации [5]. Получаемый таким образом каптированный газ является попутным полезным ископаемым и отличается непостоянством содержания метана, которое колеблется от 10 % до 98 %, что ограничивает возможности его использования [6]. По продолжительности ведения дегазационных работ различают схемы текущей и предварительной дегазации. Непосредственно в зонах влияния горных работ (прежде всего подрабатываемые и надрабатываемые пласты и пропластки угля) осуществляют текущую дегазацию углепородных массивов. В этом случае используется эффект разгрузки углепородного массива – дебит метана из скважины расположенной в зоне разгрузки пласта может возрасти в несколько раз, что подтверждает увеличение проницаемости угольного массива в этой области [7]. Параметры расположения скважин (длина, углы заложения и др.) выбираются для каждого конкретного случая [6, 8]. *Предварительную дегазацию* осуществляют из нетронутых угольных пластов, то есть не разгруженных от горного давления. При этом дегазация производится через скважины, пробуренные с земной поверхности или из подземных выработок, чаще всего с применением гидровоздействия на угленосную толщу [9]. Продуктивность скважин и эффективность извлечения метана будет зависеть от газопроницаемости угольных пластов. Практика дегазации неразгруженных пластов угля скважинами, пробуренными вкрест их простирания, показала неэффективность такого способа без проведения интенсификации газоотдачи [10]. В таких случаях предпочтительно располагать дегазационные скважины в плоскости пластов, при этом схемы дегазации перекрещивающимися скважинами в среднем в 1,5–2 раза эффективнее схемы с параллельными скважинами [11].

Вторым направлением является промышленная добыча метана из угольных пластов вне полей действующих шахт. Для этого с поверхности бурят скважины, которые вскрывают продуктивные пласты [12], после чего с целью повышения газоотдачи применяют какой-либо метод интенсификации. Газ, получаемый таким способом, содержит 95–98 % метана и превосходит природный газ, так как содержит меньше примесей. Кроме этого промышленную добычу метана можно осуществлять из закрытых шахт. Такой метод нашел применение в угольных бассейнах Франции, Бельгии, Чехии, Великобритании. Содержание метана на уровне 50-80 % позволяет использовать газовую смесь из закрытых шахт в качестве топлива на ТЭС и ТЭЦ [4]. Лидером промышленного освоения ресурсов угольного метана являются США. В данной отрасли там занято около 200 фирм. Добыча сосредоточена в бассейне Сан-Хуан (штаты Нью-Мексико и Колорадо) и бассейне Блэк-Уорриор (штат Алабама). Годовая добыча этого газа в 2006 году достигла 54 млрд. м³, а в 2014 – около 60 млрд. м³, причем более половины добытого объема приходится на бассейн Сан-Хуан. Также работы по промышленному извлечению метана ведутся в Австралии, Канаде, Китае, Польше, Германии и Великобритании. В Австралии (штаты Квинсленд и Новый Южный Уэльс) эти работы начаты в середине 90-х годов. В 2006 году добыча МУП в Австралии составила 2,4 млрд. м³, а 2014 году в Австралии добыто порядка 7 млрд. м³ угольного метана. В Канаде промысловая добыча ведется в провинции Альберта; в 2006 году добыча составила 4,1 млрд. м³, в 2014 году было добыто более 10 млрд. м³. В Китае добыча метана из угольных пластов ведется в восточных районах страны. В 2010 году объем добычи угольного газа в Китае составил 10 млрд. м³, в 2015 году – около 30 млрд. м³ [2, 3].

Таким образом, можно выделить основные цели добычи метана угольных пластов:

 – освоение альтернативного источника энергии (новая отрасль промышленности, рабочие места, снижение зависимости региона);

 повышение безопасности и эффективности разработки угольных месторождений подземным способом;

- снижение вредного воздействия метана из угольных шахт на атмосферу.

В России подземная добыча угля ведется в семи основных геологоэкономических районах: Северный (Печорский бассейн), Центральный (Подмосковный бассейн), Северо-Кавказский (Донецкий бассейн), Уральский, Западно-Сибирский (Кузнецкий бассейн), Восточно-Сибирский и Дальневосточный. Из действующих шахт 78 % отнесены к опасным по метану, из них 20 % работают с дегазацией угольных пластов и выработанных пространств [5]. Перспективными метаноугольными бассейнами являются: Кузнецкий (ресурсы оцениваются в 13,1 трлн. м³ до глубины 1800 м, при этом 5-6 трлн. м³ из них сосредоточены до глубины 1200 м), Печорский (1,9 трлн. м³), Тунгусский (20 трлн. м³), Ленский (10 трлн. м³) и Таймырский (4 трлн. м³) [13, 14]. При этом Кузбасс и Воркутское месторождение относятся к числу высокоперспективных угленосных регионов России для извлечения метана. Наиболее глубокие и метанообильные (70-150 м³/мин) шахты Воркутского месторождения достигают километровой глубины – шахты «Северная» и «Воркутинская», а одна превысила – шахта «Комсомольская». Шахты Кузбасса менее глубокие – 300-660 м, а метанообильность – 40-180 м³/мин. Здесь большому объему выделяемого в шахтах метана способствует значительное количество добываемого угля. В целом наблюдается общая закономерность увеличения содержания метана в угольных пластах с увеличением глубины их залегания [5]. С 1975 года в Воркуте начата утилизация каптированного метана в промышленных масштабах. В настоящее время на 5 шахтах Воркуты в топках котельных утилизируют около 40 млн. м³ метана в год [15]. На шахтах Воркуты (шахта «Северная») и Кузбасса (шахта им. С. М. Кирова, шахта «Чертинская») имеется опыт использования каптируемого метана для выработки электроэнергии.

Кузнецкий бассейн является первоочередным из высокоперспективных для добычи метана угольных пластов по ряду критериев: наличие крупномасштабной ресурсной базы, благоприятные геологические предпосылки (высокая газоносность), наличие крупных потребителей газа вблизи промыслов, значимый социально-экологический эффект. Кузбасс отличается подробной геологической изученностью – за период 1961–2005 гг. пробурено 68 000 углеразведочных скважин средней глубиной 300 м. Согласно данным, представленным в работе [16], общее число угольных пластов в Кузбассе достигает 340. Наиболее перспективными геолого-экономическими районами Кузбасса являются: Ерунаковский, Томь-Усинский, Терсинский и Мрасский. При этом выделяют наиболее благоприятную для освоения подгруппу площадей: Талдинская, Нарыкско-Осташкинская, Томская и Распадская. В 1998 году в Кемеровской области на Талдинской площади была предпринята первая попытка промышленного освоения метаноугольных месторождений России, а в настоящее время реализуется уникальный для страны совместный проект ПАО «Газпром» и Администрации Кемеровской области по добыче метана угольных пластов. С 2009 года ООО «Газпром добыча Кузнецк» в рамках данного проекта ведет разработку Талдинской площади, а в 2010 году началась поэтапная разработка Нарыкско-Осташкинской площади (Приложение А). К настоящему времени пробурено порядка 30 скважин. Планируемый первоочередной уровень добычи – 4–4,5 млрд. м³/год. В перспективе в Кузбассе может добываться до 20 млрд. м³ угольного метана в год, что позволит не только полностью удовлетворить потребности потребителей Кемеровской области, но и поставлять газ в соседние регионы [2, 17, 18]. В 2011 году метан угольных пластов признан самостоятельным полезным ископаемым и внесен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод.

Угольный пласт представляет собой уникальный газовый коллектор – он одновременно является и источником и хранилищем метана в земной коре. На газоносность и метановыделение углей оказывает влияние степень метаморфизма углей и его вещественный состав, в частности относительное содержание основных петрографических разностей – витринита, семивитринита, фюзинита, лейптинита [19]. Более метаморфизованные угли обладают более высокой метаноносностью. Объясняется это тем, что сорбционные свойства углей определяются различной степенью упорядоченности структуры отдельных микрокомпонентов [19, 20]. Рост структурных компонентов приводит к увеличению сорбирующей поверхности угля. Различные микрокомпоненты имеют различную структуру. Так, например, для группы фюзинита характерна отчетливо выраженная клеточная структура. Подобную структуру имеет и телинит – один из микрокомпонентов группы витринита. Такая структура обуславливает их повышенную сорбционную способность. Примерами бесструктурных мацералов являются коллинит (группа витринита) и семиколлинит (группа семивитринита). Месторождения углей, занимающих промежуточное положение между бурыми и антрацитом, являются наиболее перспективными для добычи метана. Наименьшей предельной газоемкостью, не превышающей 5-8 м³/т с.б.м. угля, характеризуются бурые угли, а газоемкость антрацитов может достигать 45-47 м³/т с.б.м. угля, что является наибольшим значением.

Проницаемость угля определяется метаморфизмом, степенью нарушенности и полем тектонических напряжений. Была определена связь между проницаемостью, степенью раскрытия трещин и их количеством (интенсивностью) [21]. Образование трещин начинается во время процесса образования угля из растительного материала на стадии диагенеза. Выделяют два типа первичных трещин (кливажа) – главный (основной) и второстепенный [22]. Главные трещины представляют хорошо выраженную группу, развитую перпендикулярно напластованию.

14

Второстепенные трещины менее выражены, они также перпендикулярны напластованию и ориентированы примерно под углом 90° к основной системе трещин. Под действием тектонических процессов, в угольных пластах образуются так называемые тектонические или вторичные трещины, имеющие различную ориентацию в пространстве, связанную с тектоническими напряжениями. При бурении скважины (при создании полости, при образовании поверхности обнажения) образуются техногенные трещины саморазрушения [23]. На больших глубинах ниже зоны газового выветривания до появления горной выработки (образования поверхности обнажения) все отдельности угля, образованные имеющимися трещинами, плотно прижаты друг к другу под действием горного давления, а открытые трещины изолированы друг от друга. Следствием этого является крайне низкая проницаемость нетронутых угольных пластов [24, 25]. Проницаемость бурых углей находится в интервале $(1-7) \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$ (100–700 мД), а проницаемость антрацитов редко превышает (1-2)·10⁻¹⁵ м² (1-2 мД). Витринитовые угли средних стадий метаморфизма (R⁰ = 0,7-1,1 %) наиболее трещиноваты. Коэффициент проницаемости таких углей может изменяться от $1 \cdot 10^{-15}$ до $3 \cdot 10^{-13}$ м² (1-300 мД) [17]. Вследствие относительно низкой скорости диффузии газа матрицу между трещинами в углях можно считать практически непроницаемой – (0,0075–0,01)·10⁻¹⁵ м² [26-28].

Метан в угольных месторождениях находится в различных состояниях [29]. Исследованиями ИПКОН РАН определено [27] распределение метана в угольных залежах – связанный сорбированный метан составляет до 80–95 % от общего объема. Большая часть сорбированного метана находится в виде раствора в твердом веществе (абсорбция), меньшая – в сгущенном виде на поверхности пор (адсорбция) и конденсированном в надмолекулярных порах. Существует мнение, что в особых термобарических условиях метан в угольных пластах может присутствовать в особом состоянии химической связи с углем и водой – кристаллогидратах [29, 30]. Для разложения газогидратов и выделения метана необходимо изменять и давление и температуру. Это может объяснить недостаточную эффективность применяемых методов извлечения метана из угольных пластов, которые, в основном, базируются на изменении (снижении) давления. Сорбированное состояние метана в угольном массиве обуславливает сложность его добычи. Такое состояние определяется свойствами угля и природой происхождения метана. На сегодняшний день нет единого мнения о природе происхождения газов, содержащихся в угольных месторождениях. Наиболее популярна теория биохимического (или метаморфогенного) происхождения метана, согласно которой он образовался из органического материала под действием температуры, давления и компонентов магмы [31-33]. Согласно абиогенной модели интенсивные потоки мантийных газов (водород, метан и др.) сорбировались порами и трещинами угленосных пластов (метан глубинного происхождения) [34, 35]. Такие процессы происходили миллионы лет назад. Однако идея, что такие процессы привели к образованию столь значительных объемов метана в угольных отложениях, считается спорной [36, 37]. Источниками мигрирующего метана также могут быть находящиеся ниже нефтяные или газовые залежи, а также другие более глубокие угольные пласты [38]. Кроме того, описывается возможность формирования метана и легких углеводородов путем гидрирования CO₂ в присутствии железного катализатора Fe₂O₃ [39]. Другая версия – термодинамическая модель формирования газового потока. Ее сторонники считают [4], что в угольных пластах не существует молекулярного метана, а есть исходные элементы – углерод и водород, которые при определенных условиях могут трансформироваться в молекулы метана с выделением энергии. Эта теория основана на наблюдаемых в угольных пластах процессах и может объяснить происходящие газодинамические явления в шахтах.

Именно форма нахождения метана в веществе угля предопределяет необходимость внешнего воздействия на угольный пласт с целью активации процесса высвобождения метана. Естественная (природная) газопроницаемость позволяет извлекать метан из неразгруженных угольных пластов. Однако, как показывает практика ведения дегазационных работ с применением известных [6] технологий, нарушение природного равновесного состояния в системе уголь-метан и создание в угольном массиве высокопроницаемых трещин увеличивает эффективность дегазации угольных пластов.

1.2 Методы интенсификации газоотдачи угольных пластов

Заблаговременное извлечение метана угольных пластов скважинами с поверхности (до начала ведения горных работ) производится с применением специальных технологий интенсификации газоотдачи. В мировой практике нашли применение различные методы, такие как: гидравлический разрыв пласта (ГРП), кавернообразование, горизонтально-направленное бурение (ГНБ), пневмо- и гидродинамическое воздействие (ПДВ, ПГДВ и ГДВ), реагентная обработка скважин, волновое воздействие на пласт, нагнетание в угольные пласты гелия, азота и углекислого газа, плазменно-импульсное воздействие (ПИВ), пенно-азотный ГРП и другие. При этом наиболее часто применяют четыре основных метода интенсификации газоотдачи [17]: гидравлический разрыв угольных пластов (применяется на более 80 % скважин); пневмогидродинамическое воздействие (< 8 %); наклонно-направленное и горизонтальное бурение (< 7 %); расширение открытого ствола скважины (< 5 %).

Гидродинамические способы воздействия предполагают циклическое нагнетание рабочей жидкости из подземных и поверхностных скважин и сброс давления (жидкости) на устье. Таким образом, достигается знакопеременное изменение нагрузок на угольный пласт с возникновением гидравлических ударов. Это позволяет увеличить дебит скважины и объем извлеченного метана. Нашли применение способы с различными вариантами параметров обработки [40-44]. Так как откачка рабочей жидкости из скважины занимает значительный промежуток времени с отсутствием или незначительным дебитом газа, то с целью освобождения трещин гидрорасчленения и повышения фазовой проницаемости для метана были предложены пневмогидродинамические способы воздействия на угольные пласты через скважины, пробуренные с поверхности. Параметры воздействия определяют индивидуально в каждом конкретном случае. Данные способы были опробованы на шахтах Украины и Казахстана [45-50]. Например, экспериментальные работы, проведенные на поле шахты им. А. Ф. Засядько (Украина), показали достаточно хорошие результаты. Согласно способу скважина заполняется водой на 30 м выше продуктивного горизонта. Компрессором в скважине создается расчетное давление и осуществляется его сброс [48]. В результате происходит активный вынос кольматационного материала, что улучшает связь скважины с угольным пластом. Максимальный среднесуточный дебит обработанных скважин достигал 32 тыс. м³ (в среднем 10–20 тыс. м³; глубина около 1300 м). В работе [47] приведены результаты экспериментальных работ по заблаговременной дегазации на шахте им. Ленина (г. Караганда, Республика Казахстан). Основная особенность - кавернообразование в прискважинной зоне пласта в процессе гидропескоструйной обработки и циклическое пневмогидродинамическое воздействие. При этом для повышения равномерности обработки чередуют закачку рабочей жидкости и воздуха. В результате угольный пласт в прискважинной зоне разрушается. На ряде скважин был применен пневмодинамический способ воздействия (ПДВ) – циклическая закачка в пласт воздуха и резкий сброс давления [49, 51]. В США запатентован способ стимулирования путем нагнетания в угольный пласт пены [52]. После нагнетания пены в скважину под высоким давлением нагнетают воздух или азот, а затем резко стравливают давление. Для эффективного применения пневмогидродинамических способов проницаемость угольных пластов должна быть более 3·10⁻¹⁴ м² (30 мД), пластовое давление выше гидростатического, суммарная мощность угольных пластов более 20 м в интервале залегания менее 100 м [17].

В Австралии распространение получил способ добычи горизонтальными скважинами (в том числе многозабойными), пробуренными по пласту на расстояние до 1500 м [53]. Так, например, на шахте «Тауэр» для предварительной дегазации угольных пластов в течение года бурят до 60 км дегазационных скважин [54]. Данная технология может быть использована и на углеметановых месторождениях России [55]. Чтобы многозабойные горизонтальные скважины были эффективными, угольные пласты должны залегать на глубинах до 500 м, проницаемость их должна быть достаточно высокой ($3 \cdot 10^{-14}$ (30 мД) и выше), мощность – более 2 м [17]. В таких условиях первоначальный максимальный дебит скважин может достигать 60 тыс. м³/сут снижаясь в дальнейшем до 5–10 тыс. м³/сут [1]. Из-за высоких затрат на их строительство при низкой проницаемости пластов ($0,1 \cdot 10^{-15}$ м² (0,1 мД) и менее) такие скважины являются экономически не выгодными. Отме-

чено, что горизонтальное бурение или бурение с большим углом отклонения ствола от вертикали дороже примерно на 60 %, чем бурение вертикальной скважины [56].

В 2012 г. на угольных пластах Кузбасса были проведены испытания уже проверенной на нефтяных скважинах технологии плазменно-импульсного воздействия (ПИВ). В результате обработки дебит скважины увеличился на 200 м³/сут. А использование ПИВ на бездействующей метаноугольной скважине в Китае в 2013 г. позволило получить поступление метана в скважину из пласта проницаемостью 0,014·10⁻¹⁵ м² (0,014 мД) [1].

В мировой практике для стимуляции производительности скважин, как при разработке традиционных месторождений нефти и газа, так и при промысловой добыче метана из угольных пластов, наиболее часто используется гидравлический разрыв пласта [57-60].

Гидравлический разрыв пласта представляет собой механический метод воздействия на продуктивный пласт, состоящий в том, что порода разрывается по плоскостям минимальной прочности под действием избыточного давления, создаваемого закачкой в скважину жидкости разрыва с расходом, который скважина не успевает поглощать [61]. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются *жидкостя-ми разрыва*. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал – называемый пропантом (расклинивающим агентом или закрепляющим материалом). Пропант распределяется в трещинах и удерживает их в раскрытом состоянии (расклинивает) после завершения операции. Затем проникающие в пласт жидкости удаляются (или вычищаются) из породы, позволяя вести добычу углеводородов. В процессе ГРП используется следующая основная техника: специальные насосные агрегаты высокого давления; смеситель (блендер); станция контроля и управления процессом; трал-песковоз; емкости для жидкости; блок манифольда; автомобиль для перевозки химреагентов.

Общая теория гидроразрыва достаточно подробно изложена в фундаментальных трудах Христиановича С. А., Желтова Ю. П., Баренблатта Г. И. [62-65] и

19

других отечественных и зарубежных исследователей [66-73]. Принимается, что трещина развивается в виде двух идентичных крыльев, перпендикулярных наименьшему главному напряжению в пласте. Поскольку наименьшее главное напряжение обычно горизонтально (за исключением очень мелкозалегающих пластов), трещина будет вертикальной.

В 1947 году в США (штат Канзас) на месторождении Хаготон (Houghton) был проведен первый экспериментальный гидроразрыв [74, 75]. Первый коммерческий гидроразрыв был выполнен в США компанией Halliburton в 1949 году. В 1954 году на месторождениях в Донбассе впервые в СССР применили гидроразрыв угольных пластов для извлечения из них метана [27].

Созданная в результате ГРП система глубоко проникающих в пласт трещин позволяет, во-первых, увеличить площадь поверхности пласта соединенной со скважиной (площадь дренирования), в том числе за счет возникновения связи с сетью трещин естественного происхождения, не вскрытых скважиной. Во-вторых, расклиненные высокопроницаемые трещины разрыва представляют собой проводящие пути и облегчают течение газа из глубины пласта к скважине. Почти во всех случаях подавляющая часть добываемой продукции притекает из пласта в трещины, а затем по трещинам в скважину. И, в-третьих, за счет повышения проницаемости возникают условия для эффективной откачки насыщающей уголь пластовой воды, что позволяет создать максимально возможную депрессию на угольный пласт с целью активации процесса десорбции метана.

ГРП сегодня по праву считается эффективным способом повышения дебита скважины, который обычно приводит к его увеличению в два и более раз. За всю историю эксплуатации метаноугольных скважин в бассейне Сан-Хуан (компанией CBM Partners), общее число которых составляет несколько тысяч, только две из них не дали требуемого эффекта от ГРП [56]. Период откачки воды (до момента выхода метана) может быть различным – от 2–3 месяцев до одного года. Из одной пробуренной скважины для извлечения угольного метана в бассейне Сан-Хуан пришлось откачивать воду в течение целого года, при этом скважина совсем не давала метана. Затем метан «появился» и через три года после бурения ее дебит составил 14,5 тыс. м³/сут, и эта скважина стала одной из самых продуктивных.

В работе [76] приведены результаты пробной добычи метана на скважинах УМ-5.2, УМ-5.4–УМ-5.10 Талдинского метаноугольного промысла, эксплуатация которых ведется с конца 2009 года. В качестве метода интенсификации на всех скважинах был применен гидроразрыв пластов (5–6 угольных пластов в скважине). Первоначально в скважинах после ГРП с помощью погружных насосов понижали уровень воды с целью создания депрессии на пласт и начала десорбции метана. Анализ накопленной информации по эксплуатации этих скважин позволил сделать ряд важных выводов. Во-первых, фактические среднесуточные дебиты значительно отличаются от ожидаемых (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Ожидаемые (А) и фактические (Б) среднесуточные дебиты газа на скважинах Талдинского метаноугольного промысла

Во-вторых, дебит скважин отрабатывающих верхнюю группу угольных пластов выше, чем дебит скважин отрабатывающих нижнюю группу. При этом

дебит скважины не зависит от мощности и газоносности пластов. В-третьих, наблюдается прямая зависимость между дебитом газа и дебитом воды. В-четвертых, подтверждается связь дебита газа скважины с тектоническими (структурными) нарушениями – минимальные дебиты приурочены к лежачему крылу небольшого разрывного нарушения, максимальные – к висячему крылу. Приведенные результаты дают понимание, что при прогнозе добычных возможностей метаноугольных скважин необходимо учитывать не только количество угля и объем сорбированного в нем метана, но и фильтрационные параметры пластов. По мнению авторов, проницаемость пластов является главным фактором, определяющим способность угля к газоотдаче.

В целом можно заключить, что геометрия трещин гидроразрыва и их проницаемость при прочих равных условиях являются главными факторами, которые определяют продуктивность скважин. В работах [77, 78] были описаны факторы, влияющие на геометрию образующихся в результате гидроразрыва трещин. Остаточная проницаемость трещин зависит от характеристик используемого пропанта, условий его транспортирования и распределения в трещине разрыва, а также от горно-геологических условий (горное давление, механические свойства пород, температура) [79]. Управление напряженно-деформированным состоянием породного массива или свойствами пород в результате гидроразрыва является довольно сложной задачей. Следовательно, закрепление создаваемых трещин разрыва пропантом является одним из важнейших вопросов гидроразрыва пласта. Крепление трещин во многом определяет успешность конечного результата – создания высокопроводящего фильтрационного канала. В связи с этим выбор закрепляющего материала, обеспечивающего необходимую проницаемость закрепленной трещины гидроразрыва угольного пласта, представляет актуальную научнотехническую задачу.

22

1.3 Материалы, используемые для закрепления трещин гидроразрыва

Для создания гидравлического разрыва жидкость закачивают с высоким темпом и давлением через ствол скважины в пласт, который сообщается со скважиной. Однако без размещения в разрыве пропанта созданная трещина сомкнется, как только прекратится закачка. Основные требования, предъявляемые к закрепляющему материалу, заключаются в необходимой прочности для исключения разрушения и как можно меньшей плотности (удельного веса) для улучшения условий его транспортировки в трещинах. Другие факторы, учитываемые при выборе пропанта, – это гранулометрический состав, размер и форма зерен (округлость и сферичность (окатонность)). Эти факторы определяют такие важные характеристики как сопротивление разрушению гранул пропанта и проницаемость закрепленной пропантом трещины.

Для закрепления трещин гидроразрыва применялись самые различные материалы. Речной песок успешно использовался первое время как расклинивающий агент. Его добыча велась на реках поблизости от мест проведения операций ГРП [58, 80]. В результате исследований были определены требования, предъявляемые к закрепляющим материалам, и через некоторое время были обнаружены крупные месторождения песка, обладающего требуемыми характеристиками. В районе Великих Озер расположены значительные запасы самого высококачественного песка на территории США. В юго-западной части штата Техас и в районе Скалистых гор ведется разработка песчаных карьеров с песком чуть более низкого качества. Высокопрочные пески ГРП принято называть «Ottawa Sand», «White Sand», «Jordan Sand» или «Northern Sand», а пески средней прочности – «Brady Sand», «Brown Sand» или «Hickory Sand». В других районах мира песок, сравнимый с находящимся в районе Великих Озер, был обнаружен в Англии, Бразилии, Саудовской Аравии и России. Песок состоит из обломочных минеральных зерен – кварца, полевого шпата, слюды и др., значительно реже – из обломков различных пород. Кварцевые пески с примесью зерен полевого шпата являются самыми распространенными и используются чаще всего. Подавляющее число анализов песков показывает, что их средняя плотность равна 2,65 г/см³, изменяясь в отдельных случаях от 2,45 до 2,76 г/см³ [81].

В течение многих лет велись и продолжаются работы по созданию искусственного расклинивающего агента для замены песка, что обусловлено разнообразием пластовых условий, в первую очередь глубиной залегания продуктивных горизонтов и, соответственно, величиной давления на пропант в трещине [58, 82]. Первыми искусственными материалами, применявшимися в качестве расклинивающего агента, служили высокопрочные стеклянные шарики, алюминиевые и стальные гранулы [58, 80, 83]. Закачивать стальную дробь в скважину и перемещать ее в трещине было весьма сложно из-за высокой плотности материала (7,7-7,9 г/см³). Абсолютно круглые высокопрочные стеклянные шарики в течение многих лет применялись в отрасли как единственный высокопрочный расклинивающий агент. Стеклянные шарики (как и песок) имели серьезные недостатки: повышенная чувствительность к воздействию соленой воды, а также полное разрушение в условиях высоких давлений закрытия трещины (свыше 41,4 МПа), которые превращают их в порошок. С 1977 года начали широко применяться алюминиевые гранулы. Они обладали достаточными прочностными характеристиками и приемлемой плотностью (2,7 г/см³). Но имелись серьезные недостатки – высокая стоимость материала и низкая коррозионная стойкость алюминиевых гранул в пластовых условиях.

Следствием неудовлетворительного качества отмеченных выше пропантов явилась разработка и внедрение других искусственных закрепляющих материалов. Были созданы керамические расклинивающие агенты со средними уровнями прочности, которые представляли собой смесь алюминиевой руды и кремнезема. Керамический пропант имел промежуточный уровень прочности между Оттавским песком и алюминиевыми гранулами. Со временем удалось разработать закрепляющие материалы разных фракций с различной прочностью. Керамические пропанты – гранулированный сыпучий материал различного фракционного состава. Каждая гранула – это керамическое изделие, полученное путем спекания, измельчения, компактирования и последующего высокотемпературного обжига

специального фракционированного глинозема. По своему химическому составу алюмосиликатные пропанты содержат Al_2O_3 (> 48 %), Fe₂O₃ (< 8 %), а также SiO₂, TiO₂ и др. Бокситы и каолины используются в качестве основного сырья при производстве алюмосиликатных пропантов. Сырьем для выпуска магнийсиликатных пантов могут являться отходы производства хризотил-асбеста, а также и оливин с добавлением в качестве связующего бентонитовой глины. Керамические пропанты делят на легкие, среднепрочные и высокопрочные. Также некоторые компании предлагают ультра легкие и ультра высокопрочные/сверхпрочные пропанты. Прочность керамических пропантов пропорциональна их плотности. Плотность ультра легких керамических пропантов составляет около 2,0 г/см³. Легкие и среднепрочные керамические пропанты имеют плотность 2,7–3,3 г/см³. Прочные и сверхпрочные пропанты обладают самой высокой плотностью, которая составляет 3,4–3,8 г/см³.Эти пропанты очень дорогие и применяются в случаях гидроразрыва глубоко залегающих пластов (давление до 100 МПа и более) [58, 80].

Кроме речного песка, одним из примечательных материалов, применявшихся в ранних технологиях гидроразрыва, являлась раздробленная скорлупа грецких орехов [58, 80]. Исследовательская группа отдела добычи компании ЭксонМобил (ExxonMobil) проводила работы с полисульфоном пластика [58]. Однако пропант, изготовленный из этого материала, расплавлялся под воздействием высоких пластовых температур и не получил широкого распространения.

В 70-х годах были начаты работы с использованием материала со смоляным (полимерным) покрытием (Resin-coated) [58, 80]. Технология производства полимерно-покрытых пропантов включает в себя синтез нескольких видов полимеров и нанесение многослойного покрытия на пропант-основу. Полимерное покрытие использовалось для нанесения на песок, алюминиевые гранулы, керамический пропант. Покрытие связывает неизбежно возникающие при разрушении мелкие частицы, а также препятствует растворению расклинивающего агента при воздействии агрессивных сред. Пропанты с полимерным покрытием подразделяют на Pre-cured – пропанты с отверждённым смоляным покрытием и Curable – пропанты с отверждаемым в пласте смоляным покрытием. Под влиянием пластового давления и температуры отверждаемое покрытие образует прочный каркас всей пропантной упаковки в трещине. Полимерно-покрытые пропанты успешно используются при гидроразрыве пластов с целью предотвращения обратного выноса закрепляющего материала. Плотность песка с полимерным покрытием составляет 2,55 г/см³.

С целью определения современного состояния и перспективных направлений разработок в области закрепляющих материалов был проведен обзор мирового рынка пропантов. В качестве источников информации использовались данные интернет-сайтов предприятий-производителей и поставщиков расклинивающих агентов. Была собрана и проанализирована информация о пропантах по 80 компаниям (Приложение Б), в том числе по 37 компаниям США, 22 – КНР, 11 – Канады, 8 – России и 2 – Бразилии. На рынке представлены две большие группы закрепляющих материалов – натуральные (природные) кварцевые пески (Natural Silica Sand, Frac Sand) и искусственные пропанты (Synthetic, Man-made Proppants) - керамические (алюмосиликатные, магнийсиликатные, бокситовые) и полимерно-покрытые (с полимерным покрытием, осмоленные) пропанты. Кроме этого имеются единичные (уникальные) предложения – компания BJ Services в качестве ультра легких расклинивающих агентов предлагает скорлупу грецких орехов с отверждённым смоляным покрытием плотностью 1,25 г/см³ и пропанты, изготовленные из композитных пластиков плотностью 1,50 г/см³. Следует отметить оригинальную разработку отечественных исследователей – пропант низкой плотности из алюмосиликатных микросфер [84, 85].

Наиболее широко на рынке представлены пропанты следующих фракций (в меш¹): 12/18 (12/20), 16/30 (16/20), 20/40, 30/50 (30/70), 40/70 (40/80) и 70/140 (50/140, также обозначаются просто «100»). Эти фракции используют в операциях гидроразрыва чаще всего, а пропанты фракции 20/40 являются самыми востребованными [60, 82, 83, 86, 87]. Проницаемость упаковки пропанта тем больше, чем

¹ Число меш – количество отверстий на одном линейном дюйме при определенной толщине проволоки сетки. Гранулы (зерна) проходят через сито, номер которого указан в числителе обозначения фракции и задерживаются на сите, номер которого указан в знаменателе.

ASTM E11: No. 16 (номер сита, меш) – 1,180 мм (номинальный размер ячейки в свету); No. 20 – 0,850 мм; No. 30 – 0,600 мм; No. 40 – 0,425 мм; No. 50 – 0,300 мм; No. 70 – 0,212 мм; No. 100 – 0,150 мм; No. 140 – 0,106 мм.

крупнее фракция (Рисунок 1.2). При этом транспортировка крупного пропанта (фракции 12/18–16/20) по трещине разрыва сопряжена с некоторыми сложностями – более крупные гранулы имеют более высокую скорость осаждения в жидкости разрыва. Кроме этого необходимо создать трещину большей ширины. Также крупные фракции (особенно песка) интенсивнее разрушаются под действием нагрузки, что приводит к резкому снижению проницаемости закрепленной трещины. Мелкие фракции (40/70–70/140) могут быть доставлены в трещины (или участки трещин) небольшого раскрытия и закрепить их. При использовании пропанта крупных фракций его упаковка в трещине может засоряться мелкодисперсными частицами породы пласта, что приведет к снижению проницаемости трещины. В таких ситуациях может оказаться целесообразнее применять мелкие фракции пропанта, начальная проницаемость которых меньше, чем крупных.



Рисунок 1.2 – Зависимости проницаемости трещины, закрепленной различными фракциями песка Ottawa, от давления нагружения

Результаты анализа показывают (Рисунок 1.3), что проницаемость искусственных пропантов значительно больше проницаемости природных песков. Однако из-за высокой плотности керамических пропантов существует проблема их закачки в скважину и транспортировки в трещине разрыва. Решение проблемы поддержания таких пропантов во взвешенном состоянии в транспортирующей жидкости и полноценного заполнения трещины пропантом состоит в применении жидкостей с высоким коэффициентом вязкости и/или поддержании большого расхода (темпа закачки) жидкости.



Рисунок 1.3 – Зависимости проницаемости трещины, закрепленной различными пропантами фракции 20/40, от давления нагружения

Несмотря на более чем 70-летнюю историю применения ГРП, отсутствуют единые научно-обоснованные рекомендации по подбору материала для закрепления трещин гидроразрыва. Распространенный принцип выбора основан лишь на глубине залегания пласта. В результате имеют место факты нерационального выбора закрепляющего материала. Например, использование прочного керамического пропанта при проведении операций гидроразрыва низкопроницаемых угольных пластов, залегающих на небольших глубинах (менее 1000 м) на метаноугольных промыслах Кузбасса, а также Карагандинского угольного бассейна (Республика Казахстан). Или проведение кластерного гидроразрыва пласта глубиной залегания более 2500 м с использованием кварцевого песка на Южно-Приобском нефтяном месторождении [88]. Необходимо понимать, что создание и внедрение искусственных пропантов связано с необходимостью эффективной разработки глубоко залегающих пластов, пластов содержащих высоковязкую нефть, а также нефтегазовых пластов высокой проницаемости и сложенных рыхлыми породами.

В нашей стране рынок пропантов представлен всего несколькими компаниями, большинство из которых (АО «Боровичский комбинат огнеупоров», ООО «Форэс», ООО «Карбо Керамикс (Евразия)») предлагают керамические пропанты различных фракций с различной прочностью, что обусловлено глубинами залегания разрабатываемых и перспективных месторождений углеводородов в России – более 2000 м. Этим можно и объяснить слаборазвитый рынок кварцевого песка для проведения ГРП. Однако следует иметь ввиду, что кварцевый песок намного дешевле, чем полимерно-покрытый песок или керамические пропанты [88]. Компании, реализующие в России песок для гидроразрыва пласта, находятся на большом расстоянии от метаноугольного промысла (Московская, Нижегородская, Новгородская, Свердловская и Иркутская области), что приводит к значительным расходам, связанным с его доставкой от поставщика до скважины. Этот факт обуславливает высокую конечную стоимость продукции. Одной из таких компаний является ООО «Сибелко Рус». Производственное предприятие осуществляет разработку месторождения кварцевого песка в поселке Неболчи Новгородской области. Основной объем высококачественного кварцевого песка поставляется на стекольные и литейные заводы Северо-Западного региона России. Также освоен выпуск песка для ГРП фракции 30/50 меш. Другим примером служит АО «Янгелевский ГОК». Горно-обогатительный комбинат находится в Нижнеилимском районе на севере Иркутской области и ведет разработку Игирминского месторождения кварцевого песка. Природные качественные характеристики добываемого сырья соответствуют требованиям таких производств, как литейное, строительное и стекольное. Кварцевый песок класса 40/70 меш соответствует техническим требованиям и методам испытаний расклинивающего материала для ГРП.

В свою очередь Кемеровская область обладает довольно богатой сырьевой базой песков. Имеется девять разведанных месторождений формовочных песков (запасы – 214 млн. т), три стекольных (144 млн. т), шесть строительных (35 млн. м³) и тридцать месторождений песчано-гравийного материала (189 млн. м³). Имеется также целый ряд месторождений, не учтенных государственным балансом [89, 90].

Учитывая вышеизложенные факты, актуальной задачей является поиск месторождений природных песков Кемеровской области и ближайших регионов, которые возможно использовать в качестве расклинивающих агентов при проведении гидроразрыва угольных пластов. Это в свою очередь может позволить снизить затраты при реализации проекта добычи метана в Кузбассе.

1.4 Транспортировка и размещение пропанта в трещине гидроразрыва

Приток газа из пласта в трещину зависит от размеров расклиненных трещин. По-настоящему важными характеристиками трещины являются ширина, высота и интервалы длины, *заполненные пропантом*, поэтому при проектировании ГРП вопросы транспортировки пропанта имеют большое значение.

Первая жидкость, закачиваемая в скважину при ГРП, называется «предварительной подушкой»; эта жидкость предназначена для заполнения колонн обсадных труб и НКТ, опрессовки системы и разрыва пласта. Затем закачивают «подушку» из жидкости разрыва без добавления расклинивающего агента. Задачей подушки является создание высокой и широкой трещины, которая будет заполнена пропантом. Вслед за подушкой закачивают *пульпу* – вязкую суспензию (гидросмесь), содержащую расклинивающий агент – пропант. Пульпа движется вдоль трещины, перенося пропант, частицы которого движутся вместе с пульпой вверх, вниз и вдоль трещины, но могут также и оседать в трещине под действием гравитационных сил. Идеальный флюид для гидроразрыва должен быть совместим с породами и флюидами пласта, создавать достаточный перепад давлений по длине разрыва для формирования широкой трещины, обеспечить транспортировку пропанта в трещину, разрушаться после ГРП, образуя флюид с низкой вязкостью для очистки призабойной зоны после обработки, и быть экономически эффективным [91].

Разнообразие пластовых условий (глубина, давление, температура, проницаемость, пористость и тип коллектора) обусловливает использование при гидроразрыве пласта множества видов жидкостей. Учитываются также: тип пропанта, проводимость трещины и планируемая производительность скважины, стоимость жидкости, затраты на ее приготовление и проведение обработки, трудности освоения скважины после ГРП, технологические возможности (прочность обсадной колонны и НКТ, производительность и мощность насосного оборудования) [57].

Используются следующие рабочие жидкости:

жидкости на водной основе (вода, рассол, водно-спиртовой раствор, водный раствор кислот, загущенные жидкости и сшитые гели на водной основе);

 – жидкости на углеводородной основе (нефть и нефтепродукты, загущенные углеводороды, сшитые гели на углеводородной основе, смеси нефти и воды);

 пенные (вспененные) системы на водной и нефтяной основе, содержащие азот или углекислый газ.

Для ГРП большинства пластов рекомендованы жидкости на водной основе с соответствующими добавками. При операциях по гидроразрыву угольных пластов используются обычно такие жидкости, как вода, линейные гели, структурированные гели (сшитые – основанные на межмолекулярной связи) и пенные системы на водной основе.

Применение геля (особенно сшитого) в качестве рабочей жидкости может вызвать нарушение фильтрационных характеристик угольного пласта и пропанта в трещине разрыва. Уголь имеет важные отличия от традиционных коллекторов, в которых гели приводят к повреждению продуктивности пласта. Эксперименты, проведенные на кернах с очень малой проницаемостью (1·10⁻¹⁵ м² и меньше), показали, что линейные гели способны проникать в такие породы [92, 93]. При чрезвычайно высоких проницаемостях (например, 2·10⁻¹³ м²) даже сшитые полимерные растворы могут проникать в пласт [94-96]. Лабораторные испытания, проведенные с образцами керна, показали, что загущенные жидкости (гели) проникают в угольные пласты на значительную глубину [28]. Этому способствует наличие в пластах развитой системы трещин. Возникает серьезное снижение проницаемости угля за счет сорбции флюидов и набухания угольной матрицы. Также проникший в трещины высоковязкий гель может быть «захвачен» смыканием кливажа и в дальнейшем препятствовать фильтрации газа (и/или откачиваемой пластовой воды) к трещине гидроразрыва. Кроме этого происходит снижение проводимости (проницаемости) закрепленной трещины гидроразрыва [97, 98]. С одной стороны вследствие наличия остатков загущенной жидкости (неразрушенных полимерных цепочек) уменьшается проницаемость пропантной набивки (т.е. самой пачки пропанта в трещине). С другой – остаток фильтрационной корки (тонкой пленки полимера) приводит к уменьшению эффективной ширины трещины, а также проницаемости по нормали к поверхности трещины. Относительно низкое пластовое давление на метаноугольных месторождениях осложняет процесс очистки трещины и пласта добываемым флюидом от продуктов разрушения загущенных жидкостей разрыва и/или остатков неразрушенного геля. Подтверждением такого повреждения пласта можно считать долгое время очистки скважины, подвергнутой гидроразрыву [57]. Еще одной серьезной проблемой при использовании геля является вопрос утилизации откачиваемой из пласта жидкости после завершения операции, т.к. в состав геля входит большое количество химических реагентов. Стоит отметить, что утилизация попутно добываемой воды при добыче метана угольных пластов вообще является актуальной проблемой [99].

Опасность повреждения продуктивного пласта гелем обусловливает использование воды в качестве рабочей жидкости. Для обеспечения временной или постоянной совместимости разбухающих глин с водой применяют добавки для стабилизации глин (контроля набухания глин). Чаще всего применяют водные растворы с содержанием от 1 до 4 процентов соли (обычно KCl). Учитывая низкую вязкость воды, в качестве расклинивающего агента используется песок. Операции по гидроразрыву с применением воды в качестве рабочей жидкости, выполненные в бассейнах Сан Хуан и Блэк Уорриор (США), показали эффективность такого ГРП в сравнении с операциями с применением геля или пены, выполненными на соседних скважинах. К тому же использование воды позволяет значительно сократить затраты на проведение гидроразрыва – стоимость геля в 10 раз выше стоимости 4 %-го раствора соли хлористого калия [28, 100]. Для поддержания песка во взвешенном состоянии и эффективной транспортировки его по трещине разрыва требуются высокие темпы нагнетания пульпы (2–4,5 м³/мин). Известно, что при движении по трубам (каналам) воды наблюдаются относительно высокие значения коэффициента гидравлических сопротивлений (в гелях для его снижения применяют специальные добавки – понизители трения). Это, в сочетании с наличием песка, приводит к существенным потерям давления на трение при течении: через систему труб на поверхности и в скважине, через перфорационные отверстия и каналы, соединяющие ствол скважины и распространяющуюся трещину, и в трещине разрыва. В результате значительная часть мощностей насосных агрегатов тратится на компенсацию данных потерь давления. Другой особенностью ГРП с применением воды является более интенсивная фильтрация (фильтрационная утечка) рабочей жидкости в угольный пласт по сравнению с гелями. Во-первых, это приводит к снижению эффективности жидкости разрыва. Эффективность жидкости – это процент объема жидкости, который остается в трещине в любой момент времени, от общего объема жидкости, закачанного на тот же момент времени. Следствием этого снижения является уменьшение фактического объема (размеров) образующейся трещины разрыва. Фундаментальный подход во всех моделях разрушения заключается в том, что «объем трещины равен общему объему закачанной жидкости за вычетом объема, поглощенного пластом» [91]. Во-вторых, утечка приводит к снижению объемного расхода жидкости в трещине, т.е. к снижению скорости потока. А достаточно высокая скорость потока воды (жидкости-носителя) является ключевым условием транспортировки

песка вдоль трещины и, следовательно, заполнения требуемого интервала трещины расклинивающим агентом. Низкая по сравнению с гелями пескоудерживающая способность воды (т.е. и концентрация песка в жидкости) в сочетании с фильтрацией жидкости в пласт, приводят к необходимости использования (нагнетания) бо́льших объемов рабочих флюидов. В большинстве низкопроницаемых коллекторов поглощение и эффективность жидкости разрыва определяется проницаемостью пласта. В пластах с естественной трещиноватостью или сильнорасщепленных пластах объемы поглощения жидкости могут быть чрезвычайно высокими, с низкой эффективностью (10–20 % или даже менее) [91].

Учитывая выше отмеченное, имеется необходимость корректного учета фильтрации при проектировании и проведении операций гидроразрыва пластов, в том числе и угольных. В прошлом было предложено несколько моделей утечки [101-107]. Большинство из них разработаны для высокопроницаемых пород и, соответственно, случаев использования гелей в качестве рабочей жидкости. Они основаны на физически значимых параметрах, таких как проницаемость и сопротивление фильтрационной корки, и позволяют в явном виде моделировать процесс утечки, зависящий от давления. Однако применение этих моделей ограничено сложностью используемой математики и тем, что они требуют ввода дополнительных параметров.

Выводы, цель и задачи исследований

Проведенный анализ способов извлечения метана из нетронутых угольных пластов позволил сделать следующие выводы.

1. Оцененные в 13,1 трлн. м³ ресурсы метана угольных пластов как самостоятельного полезного ископаемого, подробная геологическая изученность бассейна, наличие развитой инфраструктуры и крупных потребителей газа позволили предпринять в Кузбассе первую попытку промышленного освоения метаноугольных месторождений России. Необходимо строительство более 1000 скважин для добычи метана угольных пластов в объеме до 4 млрд. м³/год, что позволит удовлетворить потребности области.

2. Нахождение основного объема метана в угольных пластах в сорбированном состоянии, а также преобладание процесса медленного диффузионного переноса метана по углю предопределяют необходимость применения специальных методов интенсификации газоотдачи для его промышленного извлечения. Для этого наиболее часто используется гидравлический разрыв пласта, при этом практика разработки Кузбасских метаноугольных промыслов показала необходимость адаптации метода к условиям конкретных месторождений и снижения экономических затрат на его реализацию.

3. В результате проведения гидроразрыва пласта требуется создание высокопроводящего фильтрационного канала, устойчивого во времени к действию горного давления и других физико-химических факторов воздействия продуктивного пласта, поэтому важным вопросом является закрепление создаваемых трещин разрыва пропантом. В связи с этим актуальной задачей является выбор подходящего пропанта, а также определение основных гидродинамических параметров процесса закрепления трещин гидроразрыва.

4. Фильтрация рабочей жидкости в угольный пласт приводит к снижению объемного расхода жидкости в трещине. Для определения критической скорости течения гидросмеси и учета фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт при проектировании и проведении операций гидроразрыва требуется разра-

ботка методики гидродинамического расчета процесса закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов.

5. При гидроразрыве угольных пластов с применением воды в качестве транспортирующей жидкости и кварцевого песка в качестве расклинивающего агента, с целью уменьшения стоимости закрепляющего материала, очевидно, целесообразно использовать пески местных месторождений, а для обоснования их пригодности необходимы исследования по определению их физических свойств.

6. Для обеспечения повышения производительности метаноугольных скважин следует исследовать фильтрационные свойства новых закрепляющих материалов, таких как местные кварцевые пески, и разработать рекомендации по закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов.

Цель работы: обоснование параметров процесса закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов при извлечении метана с использованием песков местных месторождений, обеспечивающих повышение проницаемости и метаноотдачи.

Задачи исследований:

 – разработка методики гидродинамического расчета процесса закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов;

определение физических свойств кварцевых песков местных месторождений;

 обоснование и разработка рекомендаций по закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов.
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПРОЦЕССА ЗАКРЕПЛЕНИЯ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

2.1 Общие подходы к обоснованию построения гидродинамической модели

Закрепление трещин гидроразрыва осуществляется непрерывно вслед за гидроразрывом путем закачки пропанта вместе с жидкостью разрыва. В технической литературе и в производственной практике смесь твердого мелкого материала с водой принято называть *гидросмесью*, а ее движение по искусственным руслам (таким как трубы, лотки, канавы и пр.) – *гидравлическим транспортом* [108-112]. Свойства жидкой и твердой фазы (концентрация гидросмеси; вязкость жидкой составляющей и водопесчаной гидросмеси; крупность, форма и плотность твердых частиц) определяют физические свойства гидросмеси [108]. Особенности гидродинамического взаимодействия твердых частиц с потоком несущей жидкости находятся в зависимости от размера этих частиц. Принимая во внимание указанные ранее используемые фракции пропантов, в дальнейшем будем считать такие гидросмеси как *грубодисперсные* – с частицами размерами от 0,1–0,15 мм до 1,5–2 мм [113].

Основу гидродинамического расчета процесса закрепления трещин гидроразрыва составляет определение критической (минимальной безосадочной) скорости потока гидросмеси в трещине разрыва, как основной характеристики условия транспортирования пропанта в трещине разрыва. Рассматривая движение потока гидросмеси в трещине разрыва от скважины необходимо учитывать падение скорости за счет фильтрации транспортирующей жидкости в проницаемый трещинообразуемый массив угля и осесимметричности (радиальности) течения. При значительном расходе фильтрации транспортирующей жидкости в проницаемый угольный пласт скорость потока может резко уменьшиться, что приведет к кольматации трещины разрыва (преждевременному осаждению пропанта) и невозможности ее дальнейшего закрепления [114-116]. Пользуясь классификацией русловых потоков проф. М. А. Великанова [117, 118], поток гидросмеси в трещине (фильтрацию жидкости через трещиноватую породу) можно считать напорным русловым потоком, так как в трещине разрыва поток ограничен со всех сторон твердыми стенками, а его движение обусловлено разностью давлений. Следовательно, по аналогии с другими случаями руслового потока, фильтрация через трещины подчиняется обычным зависимостям силы сопротивления от скорости и к ней возможно приложить известные закономерности силы сопротивления и использовать весь богатый материал экспериментальных и теоретических исследований для прочих случаев русловых потоков. Аналогия вполне законна ввиду близости движения жидкости в трещинах и трубах (например, прямоугольного или эллиптического сечения).

Механизм взвешенного переноса твердых частиц в потоке давно интересовал исследователей. Как известно [108, 111, 119], длительный перенос водой тяжелых частиц во взвешенном состоянии возможен только в турбулентных потоках гидросмеси. При движении гидросмеси в каждой точке турбулентного потока (призматического и цилиндрического) вектор скорости можно разложить на две составляющие: горизонтальную и вертикальную [117]. Считается, что наличие в потоке вертикальной составляющей скорости обуславливает подъемную силу. Превышение подъемной силы над весом твердых частиц в воде приводит к подъему частиц со дна. Французский ученый Ж. Дюпюи (1848 г.) одним из первых дал теоретическое объяснение механизма подъема частиц за счет разницы скоростей в толще потока. В потоке с вполне развитой турбулентностью существуют возмущения в виде вихрей разных размеров. Размеры самых малых вихрей обусловливаются вязкостью жидкости. Самые большие вихри имеют размеры, соизмеримые с размерами потока. Установлено (теоретически и экспериментально), что основную роль в переносе не слишком мелких по размерам твердых частиц играют крупные вихри, которые возникают вследствие наличия градиента скорости по поперечному сечению потока [81, 108, 111, 119]. В высококонцентрированных потоках твердые частицы изменяют эпюру скоростей по вертикалям в сечении потока. При увеличении консистенции гидросмеси тяжелые твердые частицы

стремятся двигаться у дна потока, обусловливая большее сопротивление движению нижних слоев жидкости.

Высокое значение плотности песка является причиной того, что он переносится напорным или безнапорным потоком воды лишь при определенных скоростях турбулентного режима движения гидросмеси (исключающих оседание зерен песка на дно потока и образование плотных несмываемых отложений). Оптимальной скорости соответствует момент, когда твердые включения, содержащиеся в пульпе, перемещаются во взвешенном состоянии со скоростью, равной критической. В горизонтальных трубах под критической скоростью v_{кр} понимают ту минимальную среднюю скорость движения гидросмеси, при которой возможно в данных условиях транспортирование твердых веществ полностью во взвешенном состоянии без оседания их на дно трубы (т.е. на дне горизонтальной трубы не накапливается слой неподвижных или проскальзывающих частиц). Таким образом, при скоростях потока гидросмеси ниже критической начинается осаждение твердой фазы и происходит рост осадка на дне потока [108, 111-113, 120]. В нашей стране и за рубежом понятием критической (или незаиляющей, минимальной безосадочной) скорости широко пользуются при гидравлических расчетах процессов гидромеханизации, а также при расчетах систем канализации. Кроме этого в технической литературе также встречаются понятия граничной, размывающей и самоочищающей скоростей [121-123]. Отличие или соответствие фактической скорости потока v критическому значению скорости v_{кp} характеризует установившийся режим движения гидросмеси. Необходимо, чтобы скорость гидросмеси была равна или несколько выше критической скорости. Наиболее эффективными считаются [108, 109, 113] скорости не превышающие (1,15÷1,20) v_{кр}. К главным факторам, оказывающим влияние на величину критической скорости, следует отнести размер и концентрацию дискретного компонента, гидравлический радиус русла. Так, значение критической скорости движения грубодисперсных гидросмесей возрастает с увеличением концентрации, плотности и крупности твердых частиц (и, соответственно, плотности гидросмеси ρ_{rc}). Основное влияние на критическую скорость оказывает гидравлическая крупность частиц.

Ввиду большой важности проблемы движения неоднородной жидкости ученые приложили много труда для того, чтобы глубже изучить проблему движения жидкости с включенными в нее твердыми частицами. Основные исследования в этой области были проведены Алексеевым М. И., Великановым М. А., Калицуным В. И., Кнорозой В. С., Куприным А. И., Кургановым А. М., Масленниковым Н. А., Смолдыревым А. Е., Трайнисом В. В., Федоровым Н. Ф., Хямяляйненым В. А., Юфиным А. П., Яковлевым С. В. и некоторыми другими исследователями. Анализ существующих методов расчета гидротранспорта песчаных и гравелистых материалов по горизонтальным трубам показал, что к настоящему времени наиболее разработан и оформлен метод расчета напорного гидротранспорта по *эмпирическим* и *полуэмпирическим* формулам. Применимость составленных уравнений определяется допустимостью сделанных ограничений, правильностью исходной идеи и принятой схемы. При этом чисто эмпирические формулы следует применять только в области исследованных границ значений параметров гидротранспорта.

В результате изучения структур существующих формул для определения параметров движения гидросмеси [108-112, 119-132] был сделан вывод, что они получены, в основном, на основе моделей плоского течения без учета фильтрации жидкой фазы в проницаемые стенки. В действительности при рассмотрении течения от скважины с позиции классической механики двухфазных сред (твердая фаза + транспортирующая жидкость) следует рассматривать фильтрацию в среде с двойной проницаемостью: трещинная проницаемость + поровая проницаемость. При этом следует рассмотреть отдельно движение твердой и жидкой фазы в трещинах с введением понятия фазовой проницаемости для каждой из фаз и дополнительной фильтрации транспортирующей жидкости в проницаемой среде. Для каждого из перечисленных случаев при построении математической модели следует записать закон фильтрации (связь скорости с давлением, реологическими характеристиками и проницаемостью), уравнение неразрывности (характеризует сплошность среды) и путем их совместного рассмотрения получить соответствующее уравнение математической физики для определения поля давления рассматриваемой движущейся фазы. В результате получим постановку соответствующих краевых задач с определенными краевыми условиями для давления соответствующих фаз и градиентов давления (скорости течения) на границах областей течения.

В настоящее время таких сложных моделей механики многофазных сред в средах с двойной проницаемостью не построено. Их построение и численная реализация является предметом особого самостоятельного физико-математического исследования. Поэтому в дальнейшем для решения поставленной задачи нами используется инженерный эмпирический метод, основанный на классических понятиях теории подобия и анализа размерностей [133-136]. В свете изложенного наиболее подходящей моделью, учитывающей двухфазность гидросмеси, радиальность течения, фильтрацию транспортирующей жидкости в проницаемый угольный пласт, является фильтрационная модель течения двухфазной водотвердой суспензии в трещиновато-пористой среде Хямяляйнена В. А., используемая при исследовании движения тампонажных растворов [137, 138].

На основании вышеизложенного ниже приводится гидродинамический расчет основных параметров процесса закрепления трещины разрыва: критической скорости движения гидросмеси и интенсивности (расхода) фильтрации транспортирующей жидкости в проницаемый угольный пласт.

2.2 Критическая (минимальная безосадочная) скорость течения гидросмеси

Гидродинамические сопротивления движению гидросмеси в трещине разрыва от скважины представим в виде суммы сопротивлений движению транспортирующей жидкости и дополнительных сопротивлений, возникающих при транспортировании пропанта

$$I = I_{\mathfrak{K}} + \Delta I, \tag{2.1}$$

где *I* – полные гидродинамические сопротивления трещины разрыва течению гидросмеси, Па/м;

*I*_ж – гидродинамические сопротивления трещины разрыва течению транспортирующей жидкости, Па/м;

Δ*I* – дополнительные гидродинамические сопротивления перемещению пропанта в трещине разрыва, Па/м.

Учитывая физику процесса перемещения гидросмеси в трещине разрыва, в качестве определяющих примем следующие общепринятые гидродинамические критерии подобия:

$$\operatorname{Re} = \frac{\upsilon\delta}{2\nu}$$
 – число Рейнольдса;

Eu =
$$\frac{\Delta I}{\rho_{*}g}$$
 – число Эйлера;

Fr = $\frac{g\delta}{v^2}$ – число Фруда для транспортирующей жидкости;

$$\operatorname{Fr}^* = \frac{gd_{\operatorname{cp}}}{u^2}$$
 – число Фруда для пропанта;

где v – скорость движения в трещине разрыва транспортирующей жидкости, м/с; δ – раскрытие трещины разрыва, м;

v – коэффициент кинематической вязкости транспортирующей жидкости, м²/с;

 $\rho_{\rm m}$ – плотность транспортирующей жидкости, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

*d*_{ср} – средневзвешенный диаметр частицы пропанта, м;

и – гидравлическая крупность пропанта, м/с.

Согласно общепринятым представлениям о движении истинных однородных жидкостей в щелях, например, по Г. М. Ломизе [118], гидродинамические сопротивления течению транспортирующей жидкости можно представить в виде

$$I_{\pi} = \frac{\lambda \upsilon^2 \gamma_{\pi}}{g\delta}, \qquad (2.2)$$

где *λ* = 7,2/Re – коэффициент гидродинамического сопротивления трещины разрыва течению транспортирующей жидкости;

 $\gamma_{\rm m} = g\rho_{\rm m} -$ удельный вес транспортирующей жидкости, H/м³.

Общую структуру формулы для определения дополнительных сопротивлений перемещению пропанта ΔI с учетом вышеприведенных особенностей транспортирования пропанта в трещине с использованием π -теоремы теории анализа размерностей представим в виде следующего критериального уравнения

Eu =
$$f(Fr, Fr^*, a, s_m) = (Fr)^{1/6} \cdot (Fr^*)^{-1} \cdot a \cdot s_m$$

ИЛИ

$$\frac{\Delta I}{\rho_{\star}g} = \frac{(g\delta)^{1/6}u^2}{\upsilon^{1/3}gd_{\rm cp}}as_m, \qquad (2.3)$$

где $a = (\rho_{\rm T} - \rho_{\rm m})/\rho_{\rm m}$ – относительная плотность;

 $\rho_{\rm T}$ – плотность твердого материала (пропанта), кг/м³;

 $s_m = m_{\rm T} / (m_{\rm T} + m_{\rm m})$ – массовая концентрация пропанта в гидросмеси;

*m*_т – масса сухого пропанта в единице объема гидросмеси, кг;

*m*_ж – масса жидкости в этом же объеме гидросмеси, кг.

Тогда окончательно для определения полных гидродинамических сопротивлений трещины разрыва, представленных в виде формулы (2.1), с учетом (2.2) и (2.3) получим следующее выражение

$$I = \frac{\lambda \upsilon^2 \gamma_{\star}}{g\delta} + \frac{(g\delta)^{1/6} u^2 \rho_{\star}}{\upsilon^{1/3} d_{\rm cp}} as_m.$$
(2.4)

Критическую скорость $v_{\rm kp}$ определим как скорость, соответствующую минимуму зависимости гидродинамических сопротивлений от скорости гидросмеси v, определяемой как отношение расхода гидросмеси к площади поперечного сечения потока. Существование предполагаемого минимума можно объяснить тем, что при уменьшении скорости потока до $v_{\rm kp}$ и меньше начинается осаждение (седиментация) твердых частиц. Вследствие образовавшегося на нижней стенке трещины осевшего слоя твердой фазы в трещине в районе осаждения устанавливается течение гидросмеси с постоянной скоростью $v_{\rm kp}$, уменьшается живое сечение потока и, как следствие, увеличивается гидродинамическое сопротивление.

В соответствии с вышеизложенным, исследуя предложенную зависимость *I*(*v*) (2.4) на минимум, получим следующее выражение для определения критической скорости

$$\upsilon_{\rm kp} = k \sqrt{g \delta} \left(\frac{u^2}{6 \lambda g d_{\rm cp}} a s_m \right)^{3/7}, \qquad (2.5)$$

где *k* – безразмерный поправочный эмпирический коэффициент.

По аналогии с результатами исследования движения угля по трубам И. А. Силина и Ю. К. Витошкина, исследования течения водотвердых тампонажных суспензий в трещинах горных пород В. А. Хямяляйнена [137], ориентировочно значение поправочного коэффициента k можно взять равным k = 1,25.

Гидравлическую крупность твердых частиц *и* определяют опытным путем. Отдельные частички бросают в стеклянный (прозрачный) сосуд, наполненный водой, и находят скорость падения частиц в м/с, т.е. гидравлическую крупность. Большое значение для скорости осаждения имеет плотность твердых частиц и их размер. Скорость осаждения частиц неправильной формы меньше скорости осаждения шарообразных частиц. Если в жидкости содержатся взвешенные частицы, то есть имеет место стесненное падение, то скорость осаждения отдельной частицы зависит от концентрации пульпы. В потоке гидросмеси скорость осаждения значительно уменьшается [111]. В зависимости от размера и формы частиц наблюдается различный характер их обтекания водой. Для очень мелких частиц сопротивление жидкости их падению пропорционально скорости падения в первой степени (ламинарное обтекание; для зерен меньше 0,15 мм; $\text{Re} \leq 1$); с увеличени-

ем размера падающих частиц показатель степени увеличивается и при некотором значении равен 2 (турбулентное обтекание; для зерен крупнее 1,5 мм; Re > 240) [81, 108]. Для песков (крупность зерен от 0,085÷0,15 до 1,5÷2,0 мм) имеет место переходная область сопротивления падению частиц в воде.

В свете широкого распространения гидромеханизации горных работ, важным вопросом являлось экспериментальное определение гидравлической крупности зерен грунтов, наносов и продуктов дробления пород. Выполненные многочисленные специальные исследования дают достаточно полную шкалу гидравлических крупностей, обеспечивающую запросы в этой области. Для определения величины гидравлической крупности частиц кварцевого песка имеются таблицы с опытными данными [81, 111, 120, 123]. Данные таблиц могут быть рекомендованы для непосредственного определения значений гидравлической крупности. Кроме этого были получены различные формулы (Стокса, Аллена, Реттингера, Руби и др.), которые выражают зависимость скорости осаждения частиц от различных параметров.

2.3 Фильтрация транспортирующей жидкости в угольный пласт

Как отмечалось выше, на процесс транспортирования пропанта в трещине разрыва кроме осаждения твердой фазы оказывает влияние и фильтрация (утечка) транспортирующей жидкости в угольный пласт. Это приводит к уменьшению скорости потока гидросмеси, повышению интенсивности осаждения твердой фазы и возможной кольматации трещины разрыва. Поэтому для оценки расхода транспортирующей жидкости в угольный пласт построена приближенно-аналитическая модель течения транспортирующей жидкости в трещине разрыва с проницаемыми стенками и ее фазовой проницаемостью. За основу взяты общие методические подходы исследования интенсивности отфильтровывания жидкой фазы водотвердых тампонажных суспензий при тампонаже трещиновато-пористых горных пород [137]. Для упрощения получения аналитического решения рассмотрено течение транспортирующей жидкости в трещине разрыва, удовлетворяющее линейному закону движения Дарси

$$\overline{\upsilon} = -\frac{k_{\star}}{\mu} \operatorname{grad} P, \qquad (2.6)$$

где *v* – скорость течения транспортирующей жидкости, м/с;

 $k_{\rm m}$ – коэффициент фазовой проницаемости трещины, м²;

µ – коэффициент динамической вязкости транспортирующей жидкости, Па·с;

Р – давление потока в трещине разрыва, Па.

Коэффициент фазовой проницаемости трещины можно представить в виде монотонно убывающей функции длины потока *r*

$$k_{\rm m} = \frac{\delta^2}{12} C_{\rm S} \sigma \frac{R_{\rm cm}}{r}, \qquad (2.7)$$

где $C_{\rm S}$ – коэффициент учета плотности упаковки пропанта в трещине;

 σ – объемная концентрация транспортирующей жидкости в потоке гидросмеси; $R_{\rm ck}$ – радиус скважины, м.

Монотонность уменьшения фазовой проницаемости трещины разрыва обусловлена уменьшением скорости потока от скважины и, как следствие, повышением интенсивности осаждения твердой вазы.

Учитывая, что течение транспортирующей жидкости в трещине разрыва осуществляется в небольших объемах, сжимаемость ее не учитываем. Тогда уравнение неразрывности потока, характеризующее сплошность среды, запишется в виде

$$\operatorname{div}\overline{\upsilon} = 0. \tag{2.8}$$

Совместное рассмотрение уравнений (2.6) и (2.8) с учетом (2.7) в двумерной осесимметричной постановке приводит к необходимости решения соответствующей краевой задачи математической физики. Конкретно задача сводится к решению следующего уравнения для функции давления в трещине P(r, z)

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(rk_{\star}\frac{\partial P}{\partial r}\right) + k_{\star}\frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = 0, \qquad (2.9)$$

при следующих граничных условиях:

$$P = P_{c\kappa}, \ r = R_{c\kappa}, \ z \in [0, \delta];$$

$$P = P_{\kappa}, \ r = R_{\kappa}, \ z \in [0, \delta];$$

$$\frac{\partial P}{\partial z} = 0, \ r \in [R_{c\kappa}, R_{\kappa}], \ z = 0;$$

$$\frac{\partial P}{\partial z} + \alpha (P - P_{o}) = 0, \ r \in [R_{c\kappa}, R_{\kappa}], \ z = \delta,$$

$$(2.10)$$

где *r*, *z* – цилиндрические координаты;

*R*_к – радиус (полудлина) трещины разрыва (радиус распространения транспортирующей жидкости), м;

 $P_{c\kappa}$, P_{κ} – давление транспортирующей жидкости соответственно в скважине (на входе в трещину) и контуре R_{κ} , Па;

*P*_о – давление в соседней трещине или полости, Па;

 $\alpha = k_y/(k_x h)$ – коэффициент, учитывающий особенности фильтрации транспортирующей жидкости в проницаемый угольный пласт;

 $k_{\rm y}$ – коэффициент проницаемости угольного пласта до разрыва, м²;

h – толщина фильтрующего слоя угольного пласта, м.

Определив распределение давления P(r, z) в трещине, можно найти расходы транспортирующей жидкости на скважине (на входе в трещину) Q_{ck} и контуре Q_k , соответственно (см. рисунок 2.1)

$$Q_{c\kappa} = 2\pi R_{c\kappa} \int_{0}^{\delta} \upsilon_{r} dz \Big|_{r=R_{c\kappa}} = -\frac{2\pi R_{c\kappa}^{2} k_{\kappa}^{\circ} C_{s} \sigma}{\mu} \int_{0}^{\delta} \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} dz \Big|_{r=R_{c\kappa}};$$

$$Q_{\kappa} = 2\pi R_{\kappa} \int_{0}^{\delta} \upsilon_{r} dz \Big|_{r=R_{\kappa}} = -\frac{2\pi R_{\kappa} R_{c\kappa} k_{\kappa}^{\circ} C_{s} \sigma}{\mu} \int_{0}^{\delta} \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} dz \Big|_{r=R_{\kappa}}.$$
(2.11)

Относительный расход фильтрующейся в угольный пласт транспортирующей жидкости определяем по формуле

$$\eta = \frac{Q_{cx} - Q_{x}}{Q_{cx}}.$$
(2.12)

Рисунок 2.1 – Схема области фильтрации транспортирующей жидкости при течении гидросмеси в горизонтальной трещине (осесимметричное течение)

Решение уравнения (2.9) при граничных условиях (2.10) получено классическим методом разделения переменных Фурье в виде ряда

$$P(r, z) = A + B \int_{R_{c\kappa}}^{r} \frac{dr}{rk_{\kappa}(r)} + \sum_{n} A_{n} ch \lambda_{n} z \cdot sin \lambda_{n} (r - R_{c\kappa}).$$
(2.13)

Постоянные A, B, A_n определены из граничных условий (2.10); $\lambda_n = n\pi/R_{\kappa}$. Для определения относительного расхода фильтрующейся из трещины разрыва транспортирующей жидкости выражение (2.12) в окончательной форме приобрело следующий вид

$$\eta = \frac{\sum_{n} A_{n} \mathrm{sh} \lambda_{n} \delta \left[1 - (-1)^{n}\right]}{\frac{P_{\kappa} - P_{\mathrm{c}\kappa}}{R_{\kappa} - R_{\mathrm{c}\kappa}} \delta + \sum_{n} A_{n} \mathrm{sh} \lambda_{n} \delta}.$$
(2.14)

Поскольку для практических расчетов параметров гидроразрыва использование решения (2.14) в виде рядов достаточно проблематично, рассмотренная задача реализована также в одномерной постановке в виде плоской радиальной осесимметричной задачи. При этом получено выражение (2.12) в конечной форме

$$\eta = \frac{6k_{y}R_{\kappa}^{3}[(P_{\kappa} + P_{c\kappa})/2 - P_{o}]}{\delta^{3}C_{s}\sigma hR_{c\kappa}(P_{c\kappa} - P_{\kappa}) + k_{y}R_{\kappa}^{3}(3P_{c\kappa} + 2P_{\kappa} - 5P_{o})}.$$
(2.15)

Сопоставление результатов численного счета по формулам (2.14) и (2.15) позволяет сделать вывод об их достаточно хорошей сходимости (при численном счете систему уравнений обрывали и ограничивали 30-ю уравнениями; для контроля сходимости решения был произведен расчет для 25, 31 и 35 уравнений). Это позволяет сделать вывод о возможности практического использования формулы (2.15) для оценки интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости в

проницаемый угольный пласт. В качестве коэффициента влияния упаковки пропанта *C*_S может быть принят, например, коэффициент поверхностной концентрации, рассмотренный ранее в работах ИГД СО РАН и Кузниишахтостроя [137]. При этом приведена оценка изменения проницаемости трещины с его изменением.

В аналогичной постановке ставится и решается задача по оценке интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости в вертикальной трещине разрыва (рисунок 2.2). При этом, учитывая значительную величину давления транспортирующей жидкости, гидростатической составляющей ее давления для упрощения математической постановки задачи пренебрегаем. Тогда задача сводится к определению функции давления P(x, y) при плоскопараллельном течении транспортирующей жидкости в результате решения общеизвестного уравнения Лапласа

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = 0, \qquad (2.16)$$

где *x*, *y* – прямоугольные координаты, соответствующие направлению развития трещины разрыва от скважины и направлению, перпендикулярному плоскости трещины.

Для упрощения решения одну из вертикальных стенок считаем непроницаемой, а другую – проницаемой в виде угольного пласта с коэффициентом проницаемости k_y . Полагаем фильтрацию через проницаемый фильтрующий слой толщиной h в некоторую полость с давлением P_0 . Тогда получаем следующую краевую задачу по решению уравнения (2.16) в прямоугольнике при следующих граничных условиях:

$$P = P_{c\kappa}, \ x = 0, \ y \in [0, \delta];$$

$$P = P_{\kappa}, \ x = R_{\kappa}, \ y \in [0, \delta];$$

$$\frac{\partial P}{\partial y} = 0, \ x \in [0, R_{\kappa}], \ y = 0;$$

$$\frac{\partial P}{\partial y} + \alpha (P - P_{o}) = 0, \ x \in [0, R_{\kappa}], \ y = \delta.$$
(2.17)

Решение уравнения (2.16) получено методом разделения переменных Фурье в виде ряда

$$P = A + Bx + \sum_{n} A_{n} \operatorname{ch} \lambda_{n} y \cdot \sin \lambda_{n} x, \qquad (2.18)$$

где A, B, A_n – константы, подлежащие определению.



Рисунок 2.2 – Схема области фильтрации транспортирующей жидкости при течении гидросмеси в вертикальной трещине (плоскопараллельное течение)

По аналогии с осесимметричным течением для горизонтальной трещины, в одномерной постановке получено выражение для оценки интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости в проницаемый угольный пласт из вертикальной трещины разрыва

$$\eta = \frac{12k_{\rm y}R_{\rm \kappa}^2[(P_{\rm \kappa} + P_{\rm c\kappa})/2 - P_{\rm o}]}{\delta^3 C_{\rm s}\sigma h(P_{\rm c\kappa} - P_{\rm \kappa}) + 2k_{\rm y}R_{\rm \kappa}^2(3P_{\rm c\kappa} + 2P_{\rm \kappa} - 5P_{\rm o})}.$$
(2.19)

В целом, разработанная методика определения критической скорости гидросмеси в трещине разрыва и определения интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости в проницаемый угольный пласт позволяет более обоснованно определять режимы подачи гидросмеси (расход и давление) и концентрацию пропанта в ее составе. Кроме того, при изменении свойств пропанта, например, путем применения в качестве его местных песков, оценить их технические преимущества путем анализа влияния их физических характеристик, входящих в методику определения $v_{\rm kp}$ и η .

2.4 Результаты расчета основных гидродинамических параметров процесса закрепления трещин гидроразрыва

Используя вышеприведенные методики, выполнены расчеты основных гидродинамических параметров процесса закрепления трещин гидроразрыва – критической скорости потока гидросмеси в трещине разрыва, а также интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт.

В таблице 2.1 представлены некоторые результаты численных расчетов критической скорости движения гидросмеси в трещине разрыва при следующих общих исходных данных: $\rho_{\rm m} = 1000$ кг/м³; $\rho_{\rm T} = 2650$ кг/м³; Re = 500.

Данные таблицы 2.1 показывают, что концентрация песка в транспортирующей жидкости и его размер (фракция) являются теми свойствами закрепляющего материала, которые существенно влияют на величину критической скорости движения гидросмеси в трещине разрыва. Например, при закреплении трещины гидроразрыва с раскрытием $\delta = 0,01$ м кварцевым песком фракции (0,8 – 0,4) мм значение критической скорости движения гидросмеси составляет $v_{\rm kp} = 0,8$ м/с для

концентрации песка в транспортирующей жидкости 400 кг/м³ и 1,0 м/с для концентрации 1000 кг/м³. Для песка фракции (0,4 – 0,2) мм $v_{\rm kp}$ в 2 раза ниже.

$\delta \cdot 10^3$,	Критическая скорость движения гидросмеси в трещине разрыва $v_{\rm kp}$, м/с, при различной концентрации песка в транспортирующей жидкости, кг/м ³											
М	50	при раз 100	личной кс 150	200	250	300	1ирующеі 400	600	800	1000		
		L		$d_{\rm cp}$ =	= 0,0002 м	; <i>u</i> = 0,019	м/с		l			
1	0,06	0,07	0,09	0,10	0,10	0,11	0,12	0,14	0,15	0,15		
2	0,08	0,11	0,12	0,14	0,15	0,16	0,17	0,19	0,21	0,22		
3	0,10	0,13	0,15	0,17	0,18	0,19	0,21	0,24	0,25	0,27		
4	0,11	0,15	0,17	0,19	0,21	0,22	0,24	0,27	0,29	0,31		
5	0,13	0,17	0,19	0,22	0,23	0,25	0,27	0,30	0,33	0,34		
6	0,14	0,18	0,21	0,24	0,26	0,27	0,30	0,33	0,36	0,38		
7	0,15	0,20	0,23	0,25	0,28	0,29	0,32	0,36	0,39	0,41		
8	0,16	0,21	0,25	0,27	0,29	0,31	0,34	0,39	0,41	0,44		
9	0,17	0,22	0,26	0,29	0,31	0,33	0,36	0,41	0,44	0,46		
10	0,18	0,23	0,27	0,30	0,33	0,35	0,38	0,43	0,46	0,49		
				$d_{ m cp}$ =	= 0,0008 м	; $u = 0,086$	м/с					
1	0,12	0,15	0,18	0,20	0,21	0,23	0,25	0,28	0,30	0,32		
2	0,16	0,22	0,25	0,28	0,30	0,32	0,35	0,40	0,43	0,45		
3	0,20	0,27	0,31	0,34	0,37	0,40	0,43	0,49	0,52	0,55		
4	0,23	0,31	0,36	0,40	0,43	0,46	0,50	0,56	0,60	0,64		
5	0,26	0,34	0,40	0,44	0,48	0,51	0,56	0,63	0,68	0,71		
6	0,28	0,37	0,44	0,49	0,53	0,56	0,61	0,69	0,74	0,78		
7	0,31	0,40	0,47	0,53	0,57	0,60	0,66	0,74	0,80	0,84		
8	0,33	0,43	0,51	0,56	0,61	0,65	0,71	0,79	0,85	0,90		
9	0,35	0,46	0,54	0,60	0,64	0,68	0,75	0,84	0,91	0,95		
10	0,37	0,48	0,56	0,63	0,68	0,72	0,79	0,89	0,96	1,00		

Таблица 2.1 – Результаты вычислений критической скорости движения гидросмеси

На рисунках 2.3–2.6 в виде графиков представлены некоторые результаты расчетов интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт при следующих общих исходных данных: $P_{c\kappa} = 25$ МПа; $P_{\kappa} = P_{o} = 5,5$ МПа; $R_{c\kappa} = 0,076$ м; $\sigma = 0,9$.



Рисунок 2.3 – Зависимости интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости от раскрытия трещины разрыва



Рисунок 2.4 – Зависимости интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости от радиуса (полудлины) трещины



Рисунок 2.5 – Зависимости интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости от проницаемости угольного пласта



Рисунок 2.6 – Зависимости интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости от плотности упаковки пропанта в трещине разрыва

Анализ результатов показывает, что в горизонтальной трещине разрыва на интенсивность фильтрации транспортирующей жидкости основное влияние оказывает раскрытие трещины δ . Существенные значения величины фильтрации транспортирующей жидкости ($\eta = 20$ ÷99 %) соответствуют $\delta \leq (6-8) \cdot 10^{-3}$ м. В этом случае при радиусе трещины разрыва $R_{\kappa} < 60$ м интенсивность фильтрации зависит также от проницаемости угольного пласта k_y и толщины фильтрующего слоя h. При $k_y < 1$ мД значительное влияние на η оказывают R_{κ} и h, причем с увеличением h влияние R_{κ} усиливается. При низких значениях k_y и R_{κ} на η заметно влияет плотность упаковки пропанта в трещине C_S . В случае $\delta > 8 \cdot 10^{-3}$ м величина фильтрационной утечки достигает существенных значений только при высоких значениях k_y (> 1 мД) и R_{κ} (> 90 м) и низком значении h (< 0,5 м).

В вертикальной трещине разрыва в отличие от горизонтальной, интенсивность фильтрации транспортирующей жидкости в значительной степени зависит как от раскрытия трещины δ , так и от остальных параметров – k_y , R_κ , h и C_S . При этом утечка существенна ($\eta > 20$ %) для следующих условий: $\delta \le (2-3) \cdot 10^{-3}$ м, $k_y > 1$ мД, $R_\kappa > 30$ м, h < 0.5 м и $C_S < 0.75$, а также для $\delta = (6-8) \cdot 10^{-3}$ м и менее при $h \le 0.01$ м.

Можно заключить, что величина интенсивности фильтрации η возрастает с увеличением значений k_y , R_k и с уменьшением значений δ , h и C_S ; зависимость от величины перепада давления по длине трещины несущественна. Интенсивность фильтрации при течении гидросмеси в горизонтальной трещине в зависимости от конкретных условий больше по сравнению с течением в вертикальной трещине.

Выводы

Полученные результаты расчета основных гидродинамических параметров процесса закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов позволили сформулировать следующие выводы.

1. Режим движения грубодисперсной гидросмеси определяется рядом параметров, из которых основным является скорость движения гидросмеси. Для поддержания пропанта во взвешенном состоянии и, соответственно, эффективного его транспортирования и размещения в трещине разрыва требуется соответствие фактической скорости турбулентного потока гидросмеси критическому значению.

2. Учитывая физику процесса перемещения гидросмеси в трещине разрыва, методами теории подобия и анализа размерностей величин, определяющих гидравлические сопротивления трещины, было получено выражение для определения критической скорости движения гидросмеси. Критическая скорость зависит от концентрации, плотности, размера и гидравлической крупности твердых частиц, геометрии трещины. При закреплении трещины гидроразрыва с раскрытием до 0,01 м кварцевым песком фракции (0,8 – 0,4) мм значение критической скорости составляет $v_{\rm kp} \leq 1,0$ м/с. Для песка фракции (0,4 – 0,2) мм $v_{\rm kp}$ в 2 раза ниже.

3. На процесс транспортирования пропанта в трещине разрыва негативное влияние оказывает фильтрация транспортирующей жидкости в угольный пласт, в результате которой снижается фактическая скорость потока гидросмеси в трещине и фазовая проницаемость трещины разрыва. Построена приближенноаналитическая модель течения гидросмеси в горизонтальной и вертикальной трещине разрыва и получены выражения для определения интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт.

4. Величина интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт η возрастает с увеличением значений k_y , R_k и с уменьшением значений δ , h и C_S . Интенсивность фильтрации при течении гидросмеси в горизонтальной трещине в зависимости от конкретных условий в 2–8 раз больше по сравнению с течением в вертикальной трещине и может составлять 90 % и более.

ГЛАВА 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КВАРЦЕВЫХ ПЕСКОВ МЕСТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Выбор месторождений песков и песчано-гравийных смесей для проведения испытаний велся с учетом информации об их размерах, промышленной освоенности и использовании. В Кемеровской области пробы были отобраны на 22 месторождениях и проявлениях (Приложение В). Также были получены образцы из Томской области (3 месторождения) и Алтайского края (2 месторождения). Кроме этого, был испытан песок ГРП 40/70 Игирминского месторождения (п. Янгель, Иркутская обл.), а также песок ГРП Unifrac 30/50 производства ООО «Сибелко Рус» (п. Неболчи, Новгородская обл.). Эти пески используются в нефтегазовой промышленности России и поэтому были выбраны для сравнения. С этой же целью был исследован песок ГРП 30/70, который использовался при гидроразрыве угольных пластов месторождения Фукан (Синьцзян-Уйгурский автономный район, КНР). Исследования были проведены в лаборатории комплексного освоения минеральных ресурсов на базе кафедры теоретической и геотехнической механики КузГТУ.

3.1 Определение содержания пылевидных и глинистых частиц

Песчаные и песчано-глинистые породы редко можно исследовать без предварительной обработки вследствие присутствия хемогенного и биогенного вещества и слипания отдельных обломочных частиц в более крупные агрегаты. Такие агрегаты обломочных частиц присутствуют как в четвертичных, так и в современных отложениях [139]. Для очистки обломочных зерен от глинистых пленок и облегчения дальнейших исследований, при некоторой цементации породы глинистым цементом, вполне достаточно длительного размачивания в воде. Свободный от глинистых частиц, отмытый песчаный материал может быть исследован гранулометрическими, минералогическими и иными методами.

Одновременно с промывкой отобранных проб было выполнено определение содержания в них пылевидных и глинистых частиц методом отмучивания в соответствии с ГОСТ 8735 [140]. Суть метода заключается в следующем. Навеску высушенного до постоянной массы песка массой 1000 г, прошедшего через сито с отверстиями диаметром 5 мм, помещают в цилиндрическое ведро и заливают водой так, чтобы высота слоя воды над песком была около 200 мм. Залитый водой песок выдерживают в течение 2 ч, перемешивая его несколько раз, и тщательно отмывают от приставших к зернам глинистых частиц. При испытании природных песков, зерна которых плотно сцементированы глиной, пробу выдерживают в воде не менее 1 сут. После этого содержимое ведра снова энергично перемешивают и оставляют в покое на 2 мин. Через 2 мин сливают сифоном полученную при промывке суспензию, оставляя слой ее над песком высотой не менее 30 мм. Затем песок снова заливают водой до указанного выше уровня. Промывку песка в указанной последовательности повторяют до тех пор, пока вода после промывки будет оставаться прозрачной. После отмучивания промытую навеску высушивают до постоянной массы. По изменению массы песка после отмучивания определяют содержание пылевидных и глинистых частиц Потм в процентах по массе

$$\Pi_{\text{\tiny OTM}} = \frac{m - m_1}{m} \cdot 100, \qquad (3.1)$$

где *m* – масса высушенной навески до отмучивания, г;

*m*₁ – масса высушенной навески после отмучивания, г.

В таблице 3.1 представлены результаты выполненных экспериментальных исследований по определению содержания пылеватых и глинистых частиц.

Промывка проб показала, что в естественном состоянии пески содержат значительное количество пылевидных и глинистых частиц – от 10 % до 30 %. Относительно низкие значения данного показателя ряда проб объясняются предварительной промывкой на моющей установке, а также условиями хранения песка на открытых площадках. Учитывая, что к чистоте закрепляющих материалов

предъявляются высокие требования [141] и, сравнивая местные пески с исследованными песками ГРП, характеризующимися самым низким содержанием посторонних включений (< 1 %), можно заключить о необходимости обогащения, в том числе более качественной промывки, песков всех рассмотренных месторождений.

3.2 Определение гранулометрического состава

Гранулометрическим составом принято называть количественное (массовое) содержание в породе частиц различной величины. Гранулометрический состав песчаных пород определяет другие их характеристики, такие как минералогический состав, пористость, проницаемость, удельную поверхность и другие физические свойства пористой среды. Так, например, от однородности (или сортированности) зерен по размеру зависит значение коэффициента пористости [118, 139, 142, 143]. Мелкие частицы способны располагаться между более крупными песчаными зернами, что приводит к увеличению удельной поверхности и уменьшению эффективной пористости. По этой причине пропанты, используемые для закрепления трещин гидроразрыва, должны быть хорошо отсортированы и выпускаются в виде определенных фракций. Таким образом, для песчаных пород гранулометрический анализ представляет собой одно из главных исследований, задачей которого, помимо определения механического состава, является подготовак к исследованию другими методами других признаков, которые всегда устанавливаются в зернах определенной размерности.

Методика определения гранулометрического состава основана на определении массовой доли частиц песка, оставшихся на каждом сите из набора сит после вибрационного воздействия на пробу для испытаний [140, 144]. Для гранулометрического анализа использовали набор сит, включающий сита с круглыми отверстиями диаметрами 5,0 и 2,5 мм и сита проволочные со стандартными квадратными ячейками № 1,25; 1,2; 08; 063; 04; 0315; 02; 016; 01 по ГОСТ 6613-86. На верхнее сито высыпают высушенную до постоянной массы после предварительной промывки с определением содержания пылевидных и глинистых частиц на-

веску песка (массой 500 – 1000 г). Набор сит с поддоном и крышкой устанавливают на лабораторный вибростенд и встряхивают в течение 10 мин. После просеивания набор сит вынимают из вибростенда, с помощью щетки аккуратно извлекают остатки частиц песка с каждого сита и поддона и взвешивают. Массовую долю (частный остаток) частиц песка *a_i* в процентах, оставшихся на *i*-м сите и поддоне, вычисляют по формуле

$$a_i = \frac{m_i}{m} \cdot 100, \qquad (3.2)$$

где m_i – масса остатка на данном сите, г;

т – масса просеиваемой навески, г.

Допускаемое отклонение общей массы песка на ситах и поддоне от массы навески для испытания не должно превышать 0,5 %.

Результаты выполненных экспериментальных исследований представлены в таблице 3.1.

Основываясь на полученных результатах гранулометрического анализа и учитывая отмеченные ранее (Глава 1) чаще всего используемые фракции пропанта, для дальнейших исследований были отобраны пески следующих фракций: (1,2 – 0,8) мм, (0,8 – 0,4) мм, (0,4 – 0,2) мм и (0,2 – 0,1) мм.

При этом следует отметить дефицит крупных фракций песка ($\geq 0,63$ мм) в изученных пробах. Поэтому, в связи с недостаточным количеством материала, для фракции (1,2 – 0,8) мм не определяли проницаемость закрепленных трещин.

Наименование		Частный остаток на	Содержание пылевидных								
месторождения/закрепляющего материала	2,5	1,2	0,8	0,63	0,4	0,315	0,2	0,16	0,1	поддоне, % по массе	и глинистых частиц, %
Кулаковское (Юргинский р-он)	0,4	0,1	0,1	0,0	0,3	1,3	33,4	18,3	28,5	17,7	17,7
Кайлинское (Яйский р-он)	0,1	0,6	2,7	2,9	24,9	40,5	23,0	2,1	2,0	1,2	17,4
Яйское (Яйский р-он)	27,9	22,9	16,6	8,0	15,9	4,6	3,4	0,3	0,3	0,1	1,4
Зелёная зона (Ижморский р-он)	0,5	4,5	12,6	8,3	24,6	16,3	28,7	2,9	1,5	0,2	10,7
Ижморское (Ижморский р-он)	0,0	0,1	0,2	0,2	1,3	5,7	81,4	5,6	3,1	2,3	19,7
Антибесское (Мариинский р-он)	0,1	0,7	3,3	4,5	15,7	12,7	51,5	5,7	3,6	2,4	14,1
Тяжинское (Тяжинский р-он)	0,0	0,1	0,2	0,3	6,4	17,6	55,7	7,4	8,5	3,7	11,6
Чулымский (Тяжинский р-он)	9,5	11,4	10,8	5,8	24,1	20,3	17,2	0,7	0,3	0,0	1,0
Участок «Песчаный карьер» (Кемеровский р-он)	0,1	0,1	0,2	0,2	3,1	10,1	56,4	14,3	11,3	4,3	11,3
Верхотомское (Кемеровский р-он)	0,0	0,1	0,3	0,4	5,3	18,0	57,9	9,2	6,7	2,2	11,9
Бутовское (г. Кемерово)	5,5	3,6	2,4	1,5	7,8	7,0	29,9	12,0	18,8	11,5	26,0
Жургаваньское (Кемеровский р-он)	15,2	8,5	4,4	2,2	10,9	13,6	29,5	5,4	6,2	4,1	4,9
Берёзовское (Кемеровский р-он)	0,0	0,1	1,6	1,4	7,0	7,7	34,5	14,4	21,1	12,2	11,9
Шевели (Крапивинский р-он)	0,1	0,1	0,0	0,0	0,7	2,2	42,4	19,6	26,1	8,9	9,8
Промышленновское II (Промышленновский р-он)	0,1	0,7	2,1	2,0	11,2	11,3	37,6	12,8	14,9	7,2	7,8

Таблица 3.1 – Результаты определения гранулометрического состава песков различных месторождений

Продолжение таблицы 3.1

Наименование		Частный остаток на	Содержание пылевидных								
месторождения/закрепляющего материала	2,5	1,2	0,8	0,63	0,4	0,315	0,2	0,16	0,1	поддоне, % по массе	и глинистых частиц, %
Сидоровское (Новокузнецкий р-он)	10,3	3,3	1,9	1,3	17,4	24,1	32,4	4,1	3,3	1,7	7,3
Островское (Новокузнецкий р-он)	56,7	21,4	4,0	1,6	5,6	3,9	4,9	0,8	0,8	0,4	1,9
Абагуро-Атамановское (г. Новокузнецк)	20,1	11,5	8,9	4,8	17,5	11,1	14,8	4,3	4,6	2,3	3,5
Сосновское (п. Муратово, Новокузнецкий р-он)	2,0	3,5	5,4	4,0	31,4	27,1	23,3	1,7	1,1	0,5	2,6
Сосновское (п. Смирновка, Новокузнецкий р-он)	20,3	17,5	13,4	6,8	21,4	10,2	8,4	1,1	0,7	0,1	0,9
Ашмаринское (Новокузнецкий р-он)	12,6	7,7	5,8	3,5	18,0	14,7	19,9	3,6	5,1	9,1	27,2
Бородинское (г. Мыски)	22,8	10,5	7,0	4,3	18,8	12,9	17,1	3,3	2,7	0,8	3,4
Виленское (Томская обл.)	2,6	3,8	7,4	5,5	25,5	20,0	29,1	3,8	2,0	0,2	0,8
Кудровское (Томская обл.)	0,9	2,0	4,3	2,9	17,1	15,8	42,5	8,6	5,3	0,7	0,7
Вознесенское (г. Асино, Томская обл.)	0,0	0,0	1,1	4,4	28,5	22,0	35,6	4,8	3,2	0,4	1,2
Чумышский (Алтайский край, Залесовский р-он, п. Захарово)	1,0	0,6	0,3	0,1	0,6	1,4	34,2	23,0	27,6	11,1	6,7
Бийский (г.Бийск, Алтайский край)	0,0	0,1	1,4	1,7	17,3	18,8	39,5	8,4	10,0	2,8	1,1
Игирминское (Иркутская обл.), Песок ГРП 40/70	0,0	0,0	8,7	18,0	53,3	12,5	7,5	0,1	0,0	0,0	0,1
Неболчи (Новгородская обл.), Песок ГРП Unifrac 30/50	0,0	0,0	0,1	0,5	55,0	33,7	10,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Китай, Песок ГРП 30/70	0,0	0,0	0,0	0,0	50,9	33,0	14,4	0,8	0,6	0,2	0,2

3.3 Определение насыпной и истинной плотности, пустотности

Продуктивность скважин зависит от проницаемости закрепленных трещин гидроразрыва. Проницаемость песчаных пород зависит от параметров пустотного пространства между зернами и в общем случае увеличивается с возрастанием *пористости* (или *пустотности*) породы [143]. Чтобы вычислить пустотность, требуется определить *насыпную* и *истинную плотности* зернистого сыпучего материала. Истинная плотность (то есть плотность минеральных частиц) определяется минералого-петрографическим составом. Насыпная плотность и, соответственно, пустотность также зависит от гранулометрического состава и формы зерен. Результаты определения насыпной и истинной плотности, пустотности используют в других исследованиях, а также при расчете параметров гидроразрыва.

Насыпную плотность определяли следующим образом [140]. Песок, высушенный до постоянной массы и просеянный через сито с круглыми отверстиями диаметром 5 мм, в неуплотненном состоянии насыпают совком в предварительно взвешенный мерный цилиндр вместимостью 1 л с высоты 10 см от верхнего края до образования над верхом цилиндра конуса. Конус без уплотнения песка снимают вровень с краями сосуда металлической линейкой, после чего сосуд с песком взвешивают. Насыпную плотность $\rho_{\rm H}$, г/см³, вычисляют по формуле

$$\rho_{\rm H} = \frac{m_1 - m}{V},\tag{3.3}$$

где m_1 – масса мерного сосуда с песком, г;

m – масса мерного сосуда, г;

V – объём мерного сосуда, см³.

Определение насыпной плотности производят два раза, при этом каждый раз берут новую порцию песка. За результат испытания принимают среднее арифметическое значение двух параллельных определений.

Истинную плотность определяли путем измерения массы единицы объема высушенных зерен песка, используя пикнометрический метод [140]. Для испытания берут навеску песка около 30 г, высушенного до постоянной массы и просеянного через сито с круглыми отверстиями диаметром 5 мм. Навеску делят на две части и каждую часть высыпают в чистый высушенный и предварительно взвешенный пикнометр, после чего взвешивают его вместе с песком. Затем наливают в пикнометр дистиллированную воду в таком количестве, чтобы пикнометр был заполнен на 2/3 его объема, перемешивают содержимое и ставят его в слегка наклонном положении на песчаную ванну или водяную баню. Содержимое пикнометра кипятят в течение 15-20 мин для удаления пузырьков воздуха. После удаления воздуха пикнометр обтирают, охлаждают до температуры помещения, доливают до метки дистиллированной водой и взвешивают. После этого пикнометр освобождают от содержимого, промывают, наполняют до метки дистиллированной водой и снова взвешивают. Все взвешивания производят с погрешностью до 0,01 г. Истинную плотность $\rho_{\rm Tx}$ г/см³, вычисляют по формуле

$$\rho_{\rm T} = \frac{(m - m_1) \cdot \rho_{\rm B}}{m - m_1 + m_2 - m_3}, \qquad (3.4)$$

где m – масса пикнометра с песком, г;

 m_1 – масса пустого пикнометра, г;

*m*₂ – масса пикнометра с дистиллированной водой, г;

*m*₃ – масса пикнометра с песком и с дистиллированной водой после удаления пузырьков воздуха, г;

 $\rho_{\rm B}$ – плотность воды, принимаемая равной 1,0 г/см³.

Расхождение между результатами двух определений истинной плотности не должно быть более 0,02 г/см³. В случаях больших расхождений проводят третье определение и вычисляют среднее арифметическое двух ближайших значений.

Пустотность песка (объем межзерновых пустот) в стандартном неуплотненном состоянии $V_{\rm MII}$ в процентах по объему вычисляют по формуле

$$V_{\rm MII} = \left(1 - \frac{\rho_{\rm H}}{\rho_{\rm T}}\right) \cdot 100. \tag{3.5}$$

Результаты выполненных экспериментальных исследований представлены в таблице 3.2.

Испытания показали, что насыпная плотность песков изменяется от 1,20 до 1,64 г/см³, истинная плотность – от 2,55 до 2,70 г/см³, пустотность – от 37,8 % до 54,2 %.

3.4 Определение показателя степени раздавливания

Под действием давления сжатия в трещине гидроразрыва происходит уплотнение и разрушение закрепляющего материала, что негативно влияет на проницаемость закрепленной трещины. При механическом воздействии на песчаный материал в первую очередь происходит разрушение агрегатов обломочных частиц и механически нестойких компонентов – выветрелых зерен, обломков эффузивов, глинистых пород, зерен глауконита и некоторых других минералов [139, 145]. Также интенсивность разрушения закрепляющего материала зависит от размера и формы зерен, присутствующих невидимых дефектов, температуры и других факторов. В результате разрушения гранулометрический состав пропанта в трещине разрыва изменяется – увеличивается количество мелкой фракции. В связи с этим прочность закрепляющего материала является одной из важных характеристик, которую следует учитывать при его выборе для конкретных условий пласта.

Наименование	Насыпная и истинная плотности, пустотность песков различных фракций, мм												
месторождения/закрепляющего	1,2-0,8				0,8 - 0,4			0,4-0,2			0,2-0,1		
материала	$ ho_{\rm H}$, г/см 3	$ ho_{\mathrm{T}}$, г/см ³	$V_{\scriptscriptstyle{ m M\Pi}}$, %	$ ho_{\rm h}$, г/см 3	$ ho_{\mathrm{t}}$, г/см 3	$V_{\scriptscriptstyle \mathrm{MII}}$, %	$ ho_{ m H}$, г/см 3	$ ho_{\mathrm{T}}$, г/см 3	$V_{\scriptscriptstyle{ m M\Pi}}$, %	$ ho_{\rm h}$, г/см 3	$ ho_{\mathrm{T}}$, г/см ³	$V_{\scriptscriptstyle{ m MII}}$, %	
Кулаковское (Юргинский р-он)	_	—	_	—	_	_	1,34	2,64	49,2	1,25	2,64	52,6	
Кайлинское (Яйский р-он)	_	_	_	1,43	2,56	44,1	1,40	2,56	45,6	-			
Яйское (Яйский р-он)	1,50	2,67	43,7	1,49	2,65	43,8	_	-	_	_	_	_	
Зелёная зона (Ижморский р-он)	1,53	2,65	42,2	1,49	2,65	43,6	1,38	2,65	47,8	Ι	Ι	Ι	
Ижморское (Ижморский р-он)	1,52	2,61	41,6	1,49	2,61	43,1	1,37	2,61	47,4	-	-		
Антибесское (Мариинский р-он)	_	-	_	1,46	2,55	42,6	1,37	2,55	46,2	_	_	_	
Тяжинское (Тяжинский р-он)	_	-	_	_	_	_	1,39	2,61	46,8	1,20	2,61	54,2	
Чулымский (Тяжинский р-он)	1,57	2,66	41,1	1,56	2,66	41,4	1,51	2,66	43,4	_	_	_	
Участок «Песчаный карьер» (Кемеровский р-он)	_	—	-	—	_	_	1,42	2,67	46,6	1,36	2,67	48,8	
Верхотомское (Кемеровский р-он)	_	—	Ι	_	_	_	1,44	2,67	46,3	1,36	2,67	49,2	
Бутовское (г. Кемерово)	_	_	Ι	1,44	2,64	45,5	1,38	2,64	47,6	1,30	2,64	50,8	
Жургаваньское (Кемеровский р-он)	1,53	2,67	42,8	1,48	2,65	44,0	1,36	2,65	48,7	1,26	2,65	52,6	
Берёзовское (Кемеровский р-он)	_	-	-	_	-	_	1,42	2,64	46,1	1,30	2,64	50,6	
Шевели (Крапивинский р-он)	_	-	_	_	_	_	1,32	2,66	50,2	1,26	2,66	52,7	
Промышленновское II (Промышленновский р-он)	_	_	_	1,51	2,65	42,8	1,42	2,65	46,4	1,31	2,65	50,4	

Таблица 3.2 – Результаты определения плотностных свойств песков различных месторождений

Продолжение таблицы 3.2

Наименование	Насыпная и истинная плотности, пустотность песков различных фракций, мм											
месторождения/закрепляющего	1,2-0,8				0,8-0,4		0,4-0,2			0,2-0,1		
материала	$ ho_{\rm h}$, г/см 3	$\rho_{\rm T}$, г/см ³	$V_{\scriptscriptstyle{ m MII}}$, %	$ ho_{\rm h}$, г/см 3	$ ho_{\mathrm{T}}$, г/см ³	$V_{\scriptscriptstyle \mathrm{MII}}$, %	$ ho_{\rm H}$, г/см ³	$\rho_{\rm T}$, г/см ³	$V_{\scriptscriptstyle{ m M\Pi}}$, %	$ ho_{\rm H}$, г/см ³	$\rho_{\rm T}$, г/см ³	$V_{\scriptscriptstyle{ m M\Pi}}$, %
Сидоровское (Новокузнецкий р-он)	-	-	_	1,45	2,66	45,6	1,39	2,66	48,0	-	-	_
Островское (Новокузнецкий р-он)	_	-	_	1,51	2,67	43,6	1,41	2,67	47,3	_	_	_
Абагуро-Атамановское (г. Новокузнецк)	1,49	2,70	45,0	1,46	2,70	45,9	1,39	2,70	48,5	_	_	_
Сосновское (п. Муратово, Новокузнецкий р-он)	-	-	_	1,44	2,64	45,4	1,35	2,64	48,6	_	_	-
Сосновское (п. Смирновка, Новокузнецкий р-он)	1,53	2,66	42,3	1,47	2,66	44,9	1,38	2,66	48,2	-	-	-
Ашмаринское (Новокузнецкий р-он)	-	_	_	1,44	2,64	45,7	1,32	2,64	50,1	1,24	2,64	53,3
Бородинское (г. Мыски)	1,52	2,70	43,9	1,46	2,70	45,9	1,37	2,70	49,4	_	_	_
Виленское (Томская обл.)	1,58	2,63	39,7	1,56	2,64	41,0	1,49	2,64	43,5	_	_	_
Кудровское (Томская обл.)	-	—	_	1,55	2,64	41,4	1,43	2,64	45,7	1,37	2,69	48,9
Вознесенское (г. Асино, Томская обл.)	-	_	_	1,48	2,62	43,3	1,42	2,62	45,7	1,37	2,67	48,6
Чумышский (Алтайский край, Залесовский р-он, п. Захарово)	-	_	_	_	_	_	1,50	2,64	43,2	1,45	2,67	45,7
Бийский (г.Бийск, Алтайский край)	-	_	_	1,49	2,69	44,6	1,40	2,69	47,9	1,30	2,71	52,0
Игирминское (Иркутская обл.), Песок ГРП 40/70	1,64	2,67	38,4	1,66	2,67	37,9	1,62	2,67	39,3	_	_	_
Неболчи (Новгородская обл.), Песок ГРП Unifrac 30/50	-	—	_	1,65	2,65	37,8	1,61	2,65	39,5	_	-	_
Китай, Песок ГРП 30/70	-	-	_	1,57	2,62	40,1	1,48	2,62	43,4	_	_	-

Принимая во внимание отмеченное выше, для выбранных фракций песка были выполнены специальные исследования и определены значения показателя степени раздавливания. Метод измерения степени раздавливания («Crush resistance test», краш-тест) основан на определении массовой доли гранул, разрушенных под действием заданной сжимающей нагрузки [144]. Пробу для испытаний массой от 100 до 120 г просеивают на лабораторном вибростенде в течение 10 мин через набор сит, номера которых соответствуют исследуемой фракции. Частицы песка, оставшиеся на верхнем сите и прошедшие через нижнее сито, удаляют, а остальные используют для испытаний. Массу навески для испытаний $m_{\rm p}$, г, вычисляют по формуле

$$m_{_{\rm H}} = 1,22 \cdot \rho_{_{\rm H}} \cdot \frac{\pi \cdot d_{_{\rm BH}}^2}{4},$$
 (3.6)

где 1,22 – постоянная ячейки для раздавливания, учитывающая объем песка, приходящегося на 1 см² площади дна ячейки, см³/см²;

 $\rho_{\rm H}$ – насыпная плотность по формуле (3.3), г/см³;

*d*_{вн} – внутренний диаметр ячейки для раздавливания, см.

Взвешивают рассчитанное количество просеянного песка и засыпают через воронку в ячейку для раздавливания (рисунок 3.1), перемещая точку истечения песка для обеспечения равномерности засыпки его в ячейку. Поверхность песка выравнивают поворотом пуансона на 180° без приложения усилия. Затем без встряхивания ячейку помещают в машину для испытаний на сжатие. Усилие *F*, H, необходимое для обеспечения заданного давления, вычисляют по формуле

$$F = P \cdot \frac{\pi \cdot d_{\rm BH}^2}{4}, \qquad (3.7)$$

где *Р* – давление испытания, МПа;

*d*_{вн} – внутренний диаметр ячейки для раздавливания, мм.





1 — пуансон; 2 — форма

Примечания

- 1. Внутренний диаметр формы *d*_{вн} составляет (50,80±0,01) мм.
- 2. Диаметр пуансона *d* меньше фактического внутреннего диаметра формы *d*_{вн} на (0,1250±0,0125) мм.
- 3. Наружный диаметр формы $d_{\text{нар}}$ находится в пределах 76–83 мм.

Рисунок 3.1 – Ячейка для раздавливания закрепляющего материала

Давление испытания *P* в соответствии с рекомендациями [146] выбирается в зависимости от исследуемой фракции песка (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Рекомендуемое давление испытания для определения показателя степени раздавливания закрепляющих материалов

Фракция песка, мм	1,2-0,8	0,8-0,4	0,4-0,2	0,2-0,1
Давление испытания <i>P</i> , МПа	20,7	27,6	34,5	34,5
Равномерно в течение 1 мин увеличивают давление до достижения рассчитанного усилия и поддерживают его в течение 2 мин. Снижают усилие до нуля, снимают ячейку с машины и переносят ее содержимое на тот же набор сит, который был использован при подготовке пробы. После рассева на лабораторном вибростенде в течение 10 мин взвешивают разрушенные гранулы из поддона. Массовую долю разрушенных частиц (показатель степени раздавливания) f в процентах вычисляют по формуле

$$f = \frac{m_{\text{pas}}}{m_{\text{H}}} \cdot 100, \qquad (3.8)$$

где *m*_{раз} – масса разрушенных гранул, г.

Испытания проводят на двух параллельных навесках (на одном и том же наборе сит). За результат испытаний принимают среднее арифметическое значение результатов двух параллельных определений при заданном давлении. Допустимое расхождение между результатами не должно превышать 2,0 %.

Результаты выполненных экспериментальных исследований представлены в таблице 3.4.

Из результатов определения видно, что для подавляющего большинства проб с уменьшением фракции песка показатель степени раздавливания уменьшается (даже с учетом увеличивающегося давления испытаний). Это объясняется в первую очередь снижением удельной нагрузки, приходящейся на каждое зерно – с уменьшением фракции увеличивается количество песчинок в навеске для испытаний. Так, например, число зерен, приходящихся на площадь основания пуансона ячейки для раздавливания, для фракции (0,2 - 0,1) мм в 40 раз больше, чем для фракции (1,2 - 0,8) мм.

Наименование	Показатель степени раздавливания f, %, песков различных фракций, мм			
материала	1,2-0,8	0,8-0,4	0,4 - 0,2	0,2 - 0,1
Кулаковское (Юргинский р-он)	_	-	29,5	23,6
Кайлинское (Яйский р-он)	_	36,6	15,1	_
Яйское (Яйский р-он)	26,7	21,0	_	-
Зелёная зона (Ижморский р-он)	27,9	24,8	15,5	-
Ижморское (Ижморский р-он)	36,6	30,5	19,0	_
Антибесское (Мариинский р-он)	_	34,5	21,2	_
Тяжинское (Тяжинский р-он)	-	-	21,2	20,6
Чулымский (Тяжинский р-он)	18,8	15,8	8,7	_
Участок «Песчаный карьер» (Кемеровский р-он)	_	_	21,0	15,6
Верхотомское (Кемеровский р-он)	_	_	17,0	14,4
Бутовское (г. Кемерово)	_	27,3	24,3	23,3
Жургаваньское (Кемеровский р-он)	19,0	18,7	20,4	23,5
Берёзовское (Кемеровский р-он)	-	-	19,2	16,6
Шевели (Крапивинский р-он)	_	-	31,1	23,7
Промышленновское II (Промышленновский р-он)	_	25,9	17,7	15,9

Таблица 3.1 Резули тати определения показателя степени		αρατιμιμι ν Μροτοποιναποιιμά
таблица 5.4 – гезультаты определения показателя степени	раздавливания песков	различных месторождении

Продолжение таблицы 3.4

Наименование	Показатель степени раздавливания <i>f</i> , %, песков различных фракций, мм			
месторождения/закрепляющего материала	1,2-0,8	0,8-0,4	0,4 - 0,2	0,2-0,1
Сидоровское (Новокузнецкий р-он)	-	25,6	20,9	_
Островское (Новокузнецкий р-он)	_	18,2	20,9	_
Абагуро-Атамановское (г. Новокузнецк)	29,7	23,7	22,4	-
Сосновское (п. Муратово, Новокузнецкий р-он)	_	30,2	21,9	_
Сосновское (п. Смирновка, Новокузнецкий р-он)	20,2	22,1	18,5	-
Ашмаринское (Новокузнецкий р-он)	_	28,5	24,2	24,7
Бородинское (г. Мыски)	26,0	26,8	25,2	-
Виленское (Томская обл.)	17,9	15,3	8,5	_
Кудровское (Томская обл.)	_	21,8	14,6	6,7
Вознесенское (г. Асино, Томская обл.)	_	22,9	14,7	7,8
Чумышский (Алтайский край, Залесовский р-он, п. Захарово)	_	_	11,9	7,1
Бийский (г.Бийск, Алтайский край)	-	22,5	18,4	14,9
Игирминское (Иркутская обл.), Песок ГРП 40/70	13,1	10,1	3,4	-
Неболчи (Новгородская обл.), Песок ГРП Unifrac 30/50	_	8,3	1,2	_
Китай, Песок ГРП 30/70	_	18,3	15,4	_

После исследования физических свойств необходимо выбрать фракции и месторождения песков, для которых определение проницаемости закрепленной трещины наиболее целесообразно. Для этого будем исходить из следующих соображений. В первую очередь стоит обратить внимание на прочность песка. Также нужно принять в расчет его пустотность. Значение показателя степени раздавливания отражает прочностную способность расклинивающих агентов. Но кроме количества разрушенных частиц песка большое значение имеет размер образующихся осколков. Мелкие осколки будут способны заполнить межзерновое пространство (т.е. поры). При этом изменится не только величина пористости, но и характер межзернового пространства, т.е. каналов фильтрации – значительно уменьшится их просветность, что приведет к снижению проницаемости закрепленной таким песком трещины. Размер осколков во многом зависит от исходной формы зерен. Выполненные исследования подтвердили, что при разрушении хорошо окатанных песков образуются в основном крупные осколки и небольшое количество мелких частиц. Неокатанные угловатые зерна разрушаются с образованием значительного количества преимущественно мелких осколков. Кроме этого высота слоя таких песков по сравнению с окатанными песками снижается на бо́льшую величину после нагружения. Поэтому наряду с величиной пустотности следует учитывать ее изменение под действием нагрузки.

Сопоставляя результаты экспериментов, была выявлена линейная взаимосвязь с отрицательным угловым коэффициентом между показателем степени раздавливания и насыпной плотностью песка (рисунок 3.2).



77

Рисунок 3.2 – Зависимости показателя степени раздавливания песка от насыпной плотности

Низкие значения насыпной плотности при прочих равных условиях обусловлены угловатой неокатанной формой зерен – их упаковка менее плотная. При механическом воздействии происходит интенсивное разрушение таких зерен, что приводит к уплотнению пачки песка. Пески с преобладанием окатанных зерен изначально имеют более высокие значения насыпной плотности и, как показывают данные, более прочные.

Принимая во внимание полученные результаты, для определения проницаемости закрепленной трещины были выбраны 15 проб песка фракции (0,8 – 0,4) мм с наименьшими показателями степени раздавливания (до 26 %), которым соответствуют высокие значения насыпной плотности.

Выводы

Анализ результатов исследований физических свойств песков месторождений Кемеровской области и ближайших регионов позволил сделать следующие выводы.

1. В естественном состоянии исследованные местные пески содержат значительное количество пылевидных и глинистых частиц – от 10 до 30 %. Учитывая, что к чистоте закрепляющих материалов предъявляются высокие требования, можно заключить о необходимости обогащения, в том числе более качественной промывки, песков всех рассмотренных месторождений, чтобы доля посторонних включений не превышала 1 %.

2. Основываясь на полученных результатах гранулометрического анализа и учитывая чаще всего используемые фракции пропанта, для дальнейших исследований были отобраны пески следующих фракций: (1,2 - 0,8) мм, (0,8 - 0,4) мм, (0,4 - 0,2) мм и (0,2 - 0,1) мм. При этом следует отметить дефицит крупных фракций песка ($\geq 0,63$ мм) в изученных пробах.

3. При выборе фракций и месторождений песков, для которых определение проницаемости закрепленной трещины наиболее целесообразно, следует учитывать значение показателя степени раздавливания, размер образующихся осколков, величину пустотности и ее изменение под действием нагрузки. Для подавляющего большинства проб с уменьшением фракции песка показатель степени раздавливания уменьшается (даже с учетом увеличивающегося давления испытаний). Это объясняется в первую очередь снижением удельной нагрузки, приходящейся н каждое зерно.

4. Насыпная плотность местных песков $\rho_{\rm H}$ изменяется от 1,20 до 1,58 г/см³, истинная плотность $\rho_{\rm T}$ – от 2,55 до 2,70 г/см³, пустотность – от 37,8 до 54,2 %. Между показателем степени раздавливания и насыпной плотностью песка определена линейная взаимосвязь с отрицательным угловым коэффициентом. Для определения проницаемости закрепленной трещины выбраны 15 проб песка фракции (0,8 – 0,4) мм с наименьшими показателями степени раздавливания (до 26 %), которым соответствуют высокие значения насыпной плотности (> 1,45 г/см³).

ГЛАВА 4. ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ЗАКРЕПЛЕНИЮ ТРЕЩИН ГИДРОРАЗРЫВА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

4.1 Критерий оценки применимости материала для закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов Кузбасса

Исследуя фильтрационные свойства новых закрепляющих материалов (таких как местные пески), возникает необходимость определить их пригодность для закрепления трещин гидроразрыва. Главным фактором, определяющим эффективность проводимого гидроразрыва пласта, выражающуюся в повышении производительности газодобывающей скважины, является величина остаточной проницаемости закрепленных трещин. Поэтому коэффициент проницаемости, который должна иметь закрепленная трещина гидроразрыва, следует использовать в качестве критерия оценки применимости закрепляющих материалов. В настоящее время стандартная методика измерения длительной проводимости пропантов изложена в стандарте ISO 13503-5 [147]. Однако данный стандарт не устанавливает требования к величине (или диапазону) проницаемости, которую должна иметь расклиненная пропантом трещина разрыва. Для определения необходимой проницаемости трещины гидроразрыва можно воспользоваться параметром безраз*мерной проводимости трещины* C_{fD}. Концепция использования данного параметра для оценки продуктивности скважины, подвергнутой гидроразрыву, была представлена в работах [57, 74, 97, 148-150]. Безразмерная проводимость трещины показывает отношение способности трещины пропускать (проводить) флюиды к возможности продуктивного пласта поставлять флюиды в трещину (другими словами – отношение количества флюидов, которые могут течь внутри закрепленной трещины, к количеству флюидов, которые могут поступать в эту трещину из пласта). Безразмерная проводимость связывает параметры трещины ГРП и продуктивного пласта, и вычисляется по формуле

$$C_{fD} = \frac{k_f \cdot w_f}{k \cdot x_f},\tag{4.1}$$

где k_f – коэффициент проницаемости закрепленной трещины, м²;

w_f – средняя расклиненная ширина (раскрытие) трещины, м;

k – коэффициент проницаемости пласта, м²;

*x*_{*f*} – полудлина трещины, м.

Установлено [57, 74, 86], что максимальный дебит из скважины (для фиксированного объема пропанта, намечаемого к закачке в пласт) будет обеспечен при $C_{fD} = 1,6$. Такое значение безразмерной проводимости является физическим оптимумом для любого коллектора. Если расчет дает значение безразмерной проводимости *меньше* единицы, то это означает, что трещина не способна пропускать поступающее в нее количество флюидов. Это может быть связано с недостаточной шириной трещины или недостаточной проницаемости пропанта, что приводит к значительному сопротивлению потоку в трещине. Допускаются и большие величины C_{fD} , однако после того как ее значение достигает 10, дальнейшее увеличение безразмерной проводимости трещины экономически нецелесообразно, так как имеется зависимость продуктивности системы «пласт-трещина» от количества закаченного пропанта. Увеличение затрат на обработку, связанных с размерами трещины и, следовательно, с количеством материалов не приведет к соизмеримому увеличению планируемого дохода, то есть существует некоторый оптимальный размер ГРП.

Таким образом, из зависимости (4.1) выражаем коэффициент проницаемости закрепленной трещины с учетом оптимального значения безразмерной проводимости

$$k_f = \frac{1.6 \cdot k \cdot x_f}{w_f}.$$
(4.2)

Для расчета k_f необходимо определить характерные для угольных пластов числовые значения оставшихся неизвестных в правой части уравнения (4.2). Считается, что при проницаемости угольных пластов менее (0,1 – 1)·10⁻¹⁵ м² добывать из них метан с применением ГРП экономически не выгодно [59, 151]. В то же время при проницаемости более (10 – 20)·10⁻¹⁵ м² возможно наиболее успешное применение других методов интенсификации газоотдачи угольных пластов (например, пневмо-гидродинамическое воздействие) [28, 59]. В бассейне Сан-Хуан, на долю которого приходится более 70 % добываемого в США метана угольных пластов, наиболее высокодебитные скважины ведут добычу из пластов с коэффициентом проницаемости (0,5 – 100)·10⁻¹⁵ м² [28, 60]. Проницаемость угольных пластов Кузнецкого бассейна по данным различных источников составляет: (0,6 – 65,4)·10⁻¹⁵ м² [152]; (0,1 – 181)·10⁻¹⁵ м² [28]. В работе [28] автор отмечает, что к перспективным для промысловой добычи метана в Кузбассе следует отнести угольные пласты с проницаемостью более 5·10⁻¹⁵ м².

В низкопроницаемых коллекторах при выполнении ГРП стараются создать глубоко проникающие трещины, так как это приведет к увеличению области дренирования и, соответственно, росту накопленной добычи. Учитывая оптимальное значение безразмерной проводимости, это приводит к длинной трещине небольшой ширины. Однако свойства пласта и жидкости разрыва оказывают влияние на максимальное значение полудлины трещины. В тоже время при x_f больше 150 м происходит резкий рост затрат на операцию, так как стоимость робот по проведению ГРП и стоимость жидкости разрыва находятся в экспоненциальной зависимости от полудлины трещины [74]. Так же установлено, что в этом случае не будет наблюдаться существенного увеличения накопленной добычи метана [59, 74]. При проектировании гидроразрыва угольных пластов полудлина расклиненной трещины варьирует от 45 до 100 м и, иногда, до 150 м и более [59, 153]. Практика проведения гидравлического разрыва, в том числе визуальные обследования трещин в горных выработках, показывает, что полудлина трещины при традиционном дизайне обычно составляет 40 – 60 м [61, 83, 153-155].

Согласно основным существующим теоретическим моделям [62-73] в результате гидроразрыва в пластах могут образовываться трещины раскрытием (3 – 12)·10⁻³ м [74, 83]. В то же время при проектировании гидроразрыва необходимо учитывать тот факт, что для обеспечения возможности транспортировки закрепляющего материала в трещине, необходимо определенное минимальное раскрытие, равное утроенному диаметру частиц пропанта [86]. На практике ширина закрепленных трещин полученных в низкопроницаемых коллекторах находится в диапазоне (2 – 13)·10⁻³ м, но в некоторых случаях (например, вблизи скважины или при образовании коротких трещин) может достигать и больших значений, вплоть до 76·10⁻³ м [57, 83, 153-155]. При этом типичная средняя расклиненная ширина трещин гидроразрыва с использованием традиционного дизайна составляет порядка $6,5\cdot10^{-3}$ м.

На основании вышеизложенного, с использованием формулы (4.2), выполнены численные расчеты коэффициента проницаемости k_f , который должна иметь закрепленная трещина гидроразрыва при оптимальном значении C_{fD} . Некоторые результаты численных расчетов представлены в таблице 4.1.

Коэффициент проницаемости	Коэффициент проницаемости $k_f \cdot 10^{12}$, м ² , который должна иметь закрепленная трещина гидроразрыва различной полудлины x_f , м, и раскрытия w_f , м				енная м				
пласта		50			100			150	
$k \cdot 10^{15}$, m ²	0,004	0,0065	0,01	0,004	0,0065	0,01	0,004	0,0065	0,01
0,1	2	1,2	0,8	4	2,5	1,6	6	3,7	2,4
0,5	10	6	4	20	12	8	30	18	12
1	20	12	8	40	25	16	60	37	24
5	100	62	40	200	123	80	300	185	120
10	200	123	80	400	246	160	600	369	240
20	400	246	160	800	492	320	1200	738	480
50	1000	615	400	2000	1231	800	3000	1846	1200
100	2000	1231	800	4000	2462	1600	6000	3692	2400

Таблица 4.1 – Результаты вычислений необходимой проницаемости закрепленной трещины гидроразрыва при оптимальном значении *C*_{fD}

Таким образом, используя коэффициент проницаемости закрепленной трещины гидроразрыва k_f в качестве критерия оценки применимости расклинивающих материалов, можно сравнить полученное в эксперименте значение проницаемости закрепленной трещины с данными, приведенными в таблице 4.1, и определить для каких пластовых условий (k) и какого дизайна ГРП (x_f , w_f) подходит исследованный материал либо сделать вывод о невозможности его использования при операциях гидроразрыва угольных пластов.

Сопоставление данных таблицы 4.1 с данными о проницаемости представленных на рынке пропантах (рисунок 1.1 и 1.2) позволяет сделать несколько важных заключений. При гидроразрыве угольных пластов проницаемостью (10 – 20)·10⁻¹⁵ м² требуется создать трещины с весьма высокой остаточной проницаемостью. Добиться этого возможно лишь используя имеющиеся на рынке самые крупные фракции высококачественного песка или керамические пропанты и только для глубин с напряжением смыкания трещины до 27,58 МПа. А для пластов проницаемостью 50·10⁻¹⁵ м² и более практически невозможно добиться требуемой высокой остаточной проницаемости (при традиционном дизайне). Этот факт, совместно с фактическим состоянием российского рынка расклинивающих агентов, подчеркивает целесообразность применения в таких условиях других методов интенсификации газоотдачи угольных пластов. Следовательно, целевыми для проведения гидравлического разрыва (подходящими с точки зрения оптимального закрепления пропантом) являются угольные пласты проницаемостью менее 10·10⁻¹⁵ м². При этом в качестве пропанта может быть успешно использован песок.

4.2 Обоснование конструкции лабораторной установки для измерения проницаемости закрепленных трещин гидроразрыва

С момента проведения первых экспериментальных гидроразрывов в 1947 году и до сегодняшнего дня ученые и инженеры совершенствовали технологию ГРП, разрабатывая теоритические основы метода, новую технику и материалы. В это же время особое внимание было уделено изучению фильтрационных свойств трещин гидроразрыва. Различными исследователями были разработаны методики экспериментальных измерений проницаемости закрепленных трещин. В настоящее время действует международный стандарт ISO 13503-5 (или API RP 19D) [147], в котором описано требующееся оборудование и процедура испытаний по определению проницаемости пропантов. При этом для моделирования закрепленной трещины гидроразрыва пропант размещают между образцами песчаника в специальной ячейке. К подвижным металлическим поршням (пистонам) ячейки можно приложить нагрузку (давление сжатия). В экспериментах используются стандартные образцы, изготовленные в США (месторождение песчаника в штате Огайо). Таким образом определяют проницаемость искусственных пропантов и кварцевых песков на крупных предприятиях и в специализированных лабораториях. Кроме этого исследователи брали за основу стандартную процедуру для изучения влияния различных факторов на величину проницаемости закрепленных трещин гидроразрыва.

Измерения, выполненные строго по стандарту ISO 13503-5, представляют собой своего рода проверочные эксперименты. Получаемые результаты (по сути это зависимости проницаемости и проводимости от давления закрытия трещин) дают возможность сравнить один пропант с другим по величине проницаемости. Это удобно на стадии планирования работ по интенсификации. Однако, как показывают многочисленные исследования, результаты стандартных тестов в большинстве случаев завышены, так как не учитываются специфические особенности коллекторов отдельно взятых месторождений и другие факторы. Поэтому эти результаты не пригодны для их прямого использования в дизайне (расчете) ГРП. Весьма интересными являются результаты измерений [156, 157], выполненных в скважинах после проведения операций ГРП. Фактические значения проводимости были значительно ниже, чем полученные для того же пропанта в лаборатории и составляли 10-50 % от лабораторных данных. В связи с этим исследователи предпринимали попытки воссоздать пластовые условия и условия процесса гидроразрыва в ходе проведения измерений. Результаты выполненных экспериментов показывают, что проницаемость трещин разрыва зависит от множества факторов.

Подробно изучено влияние на проницаемость упаковки пропанта давления закрытия трещины [58, 158-164]. Данный фактор оказывает вполне предсказуемый отрицательный эффект – с увеличением давления сжатия проводимость за-

84

крепленной трещины снижается. Хотя степень воздействия зависит от прочих условий (температуры, типа пропанта, физико-механических свойств породы и т.д.). Согласно стандарту, проницаемость природных песков измеряется при давлениях до 41,37 МПа (6 kpsi), а керамических и пропантов с полимерным (смоляным) покрытием при давлениях до 68,95 МПа (10 kpsi). Как показали эксперименты, проницаемость упаковки пропанта одинакового размера при увеличении давления сжатия снижается с разной интенсивностью в зависимости от типа закрепителя. Так при давлении закрытия до 13,79 МПа (2 kpsi) проницаемость всех пропантов примерно одинаковая, однако при 82,74 МПа (12 kpsi) проницаемость песков на два порядка ниже, чем проницаемость керамических пропантов. При этом проницаемость керамических пропантов снизилась всего в несколько раз. Циклическая нагрузка способствует разрушению пропанта, образованию мелких частиц, и приводит к уплотнению упаковки и снижению проницаемости. Более высокие значения проницаемости при более низких значениях напряжения не могут быть восстановлены из-за постоянного повреждения частиц пропанта и процесса уплотнения упаковки.

Другим фактором, негативно влияющим на проницаемость пропантной пачки, является температура [159, 163, 164]. Высокая температура способствует разрушению пропанта, что вызывает снижение проницаемости закрепленных трещин. Проницаемость натуральных песков по стандартной методике измеряется при температуре ячейки 66 °C (150 °F), а керамических и пропантов с полимерным (смоляным) покрытием – при температуре ячейки 121 °C (250 °F).

Также хорошо изучено загрязнение закрепленной трещины остатками жидкости гидроразрыва в виде геля [92, 164-168]. Было показано, что остатки геля в трещине значительно уменьшают ее проводимость.

Проведено значительное количество исследований по изучению влияния на проницаемость трещины параметров расклинивающего агента, таких как тип пропанта, размер его гранул, прочность, поверхностная концентрация пропанта в трещине [58, 162-164, 169-175]. Установлено, что более крупные пропанты обеспечивают более высокие значения проницаемости упаковки. Однако самые круп-

ные фракции (8/12 меш, 8/16 меш) обладают меньшей прочностью, в связи с чем, их проницаемость с увеличением давления закрытия резко снижается и становится меньше, чем проницаемость более мелкого пропанта. Кроме того, нужно создавать трещины с большим раскрытием, чтобы транспортировать крупный пропант по трещине. Было установлено, что пропант с полимерным покрытием лучше, чем пропант без покрытия. Также изучена взаимосвязь поверхностной концентрации пропанта с проводимостью трещины. Увеличение концентрации начиная от $1,22 \text{ кг/m}^2$ (0,25 lb/ft²) приводит к возрастанию проводимости, однако зависимость не прямо пропорциональная. Лабораторные испытания показали, что при поверхностной концентрации пропанта в трещине менее 2,44 кг/м² (0,5 lb/ft²) зерна пропанта могут полностью вдавиться в стенки трещин. Именно поэтому в настоящее время при проведении ГРП рекомендуется достижение поверхностной концентрации пропанта как минимум 4,88 кг/м² (1,0 lb/ft²).

Было установлено [173, 174], что отклонение от ламинарного режима фильтрации флюида через закрепленную песком трещину может привести к снижению эффективной проницаемости на 70 %. Дополнительно при многофазном турбулентном потоке проницаемость может снизиться еще на 25 %. Таким образом, значение эффективной проницаемости закрепленной трещины составит 5 % от значения, полученного при стандартных измерениях.

Для пластов, где применяется технология гидроразрыва с использованием воды в качестве жидкости разрыва, микросейсмическими исследованиями была зафиксирована сложная разветвленная геометрия трещин ГРП [172, 176]. Низковязкая жидкость создает узкие трещины, поэтому часто используется пропант меньшего размера – 30/50, 40/70 и даже 100 меш. Вполне вероятно, что даже самые маленькие частицы пропанта не смогут проникнуть в некоторые узкие трещины и защемленные места. Кроме этого, преждевременное осаждение пропанта оставляет верхнюю часть трещины незаполненной. Если трещина не расклинена (не закреплена), то после окончания закачки жидкости разрыва она сомкнется под действием давления вышележащих пород. При отсутствии пропанта проницаемость трещины зависит от размера и распределения поверхностных неровностей. Поэтому было изучено влияние на проницаемость трещин деформации пород с учетом других факторов, таких как: нормальное и касательное напряжения, относительное смещение стенок трещин, шероховатость (неровность) поверхности стенок трещин, величина и распределение нагрузки, прочность породы и др., в том числе исследовано течение флюида через естественные трещины [171, 172, 175, 177, 178]. Сообщается, что сжимающее напряжение, прочность пород, неровность (шероховатость) трещин и смещение стенок трещин являются важными факторами оказывающими существенное влияние на поток флюида через трещины в различных типах пород. Эти исследования подтвердили мнение, что такие незакрепленные трещины вносят значительный вклад в общую производительность скважины, особенно если они существуют в большом количестве в системе трещин.

Как показывает анализ результатов исследований фильтрационных свойств трещин гидроразрыва и упаковки пропанта, факторы, влияющие на их проницаемость, достаточно хорошо изучены. При этом недостаточно освещены результаты экспериментов, в которых учтены свойства угля и условия залегания угольных пластов.

Выделим следующие характерные особенности проведения исследований по определению проницаемости закрепленных трещин гидроразрыва угольных пластов. Используя уравнение Итона [57], можно оценить напряжение смыкания трещины, воздействующее на пропант, т.е. минимальное главное напряжение на глубине залегания пласта. В Кузбассе добыча метана ведется из угольных пластов, залегающих на глубине до 1350 м [3]. Результаты расчетов показывают, что на такой глубине стоит ожидать эффективного давления сжатия не более 27,58 МПа (4 kpsi). Учитывая, что метан может добываться в будущем с глубин до 1800 м (давление около 36,41 МПа), проницаемость закрепленных песком трещин целесообразно определять при давлении до 41,37 МПа (6 kpsi).

Пластовая температура на отмеченной глубине не превышает 40–45 °C. Такая температура не может оказать существенного влияния на проницаемость упаковки пропанта. В связи с этим, допустимо проводить эксперименты при темпе-

87

ратуре (20 ± 3) °C. Так как гидроразрыв угольных пластов, в том числе и в Кузбассе, все чаще выполняют с использованием воды в качестве жидкости разрыва [100], то изучение влияния геля на проницаемость трещин не целесообразно. В мировой практике при гидроразрыве угольных пластов широко применяется натуральный песок и керамический пропант средней прочности. При определенных условиях используют закрепляющие материалы с полимерным покрытием.

Совместно с другими факторами (поверхностная концентрация пропанта и его распределение в трещине, размер гранул и др.), отличие физико-механических свойств угля может оказывать существенное влияние на проницаемость закрепленных трещин.

Наиболее полно физические свойства горных пород и углей Кузнецкого угольного бассейна представлены в справочнике [16]. Продуктивные отложения бассейна представлены песчаниками – около 50 % общей мощности отложений, алевролитами – 40 %, аргиллитами – 3 %, угольными пластами – 6 % и другими породами – 1 %. Песчаники в большинстве случаев средне- и мелкозернистые. Породы и угли Кузбасса характеризуются большим разнообразием физических свойств. На основе данных работ [16, 179-181] в таблице 4.2 приведены значения основных показателей физико-технических свойств углей и вмещающих пород Кузнецкого бассейна. Как видно из таблицы 4.2, по своим характеристикам уголь значительно отличается от песчаника и других пород. Именно поэтому при проведении обозначенных выше исследований необходимо отказаться в экспериментах от использования стандартных лабораторных образцов песчаника. Однако использование непосредственно образцов угля представляет серьезную проблему, т.к. при таком подходе возникает техническая сложность изготовления большого количества достаточно близких по своим параметрам образцов из угля необходимой формы и размеров. Поэтому в рамках решаемой задачи было предложено использовать эквивалентный материал, из которого несложно изготовить нужные для экспериментов образцы.

Показатели	Порода					
Показатель	песчаник	алевролит	аргиллит	уголь		
Коэффициент крепости <i>f</i> , усл. ед.	3,0-20,0	3,0-12,0	1,5-6,0	0,6-2,0		
Предел прочности на сжатие σ_{cx} , МПа	37,0	26,2	19,7	8,0-20,0		
Предел прочности на растяжение $\sigma_{\rm p}$, МПа	5,3	3,4	1,7	0,8-2,3		
Сцепление С, МПа	8,23	8,05	5,5	1,4 - 6,0		
Модуль упругости <i>E</i> ·10 ⁻⁴ , МПа	1,8-4,0	1,7 – 3,0	1,4 – 2,2	0,2 – 1,0		
Модуль сдвига $G \cdot 10^{-4}$, МПа	0,8-1,8	0,7 – 1,4	0,6-1,0	0,1-0,45		
Коэффициент Пуассона v	0,18-0,26	0,2-0,29	0,24 - 0,34	0,13-0,28		
Угол внутреннего трения φ , град	42	43	38	35 - 42		
Плотность ρ , кг/м ³	2680	2680	2670	1290 - 1520		
Общая пористость Р, %	9,6	10,4	12,5	2,2-9,6		

Таблица 4.2 – Основные усредненные показатели физико-технических свойств углей и вмещающих пород Кузнецкого бассейна

Анализируя физические процессы, происходящие при креплении трещин разрыва зернистым материалом, можно сделать вывод, что вдавливание частиц пропанта в стенки трещин оказывает негативное влияние на остаточную проницаемость трещин. Величина вдавливания частиц в стенки трещин будет зависеть от механических свойств породы. Сопротивляемость горной породы разрушению в приповерхностном слое характеризуется показателем *контактной прочности*. В аспекте рассматриваемой задачи контактная прочность является показателем, дающим обобщенную оценку свойств пород применительно к процессу закрепления трещин гидроразрыва, и является главным критерием при выборе эквивалентного материала.

Согласно ГОСТ Р 50544-93 контактная прочность горной породы – параметр, характеризующий сопротивляемость поверхностного слоя горной породы разрушению при внедрении индентора в необработанную поверхность. Исследования критерия контактной прочности и разработка метода его определения были выполнены в Институте горного дела им. А. А. Скочинского под руководством профессора Л. И. Барона. Наиболее подробно результаты этой работы были представлены в монографии [182]. В имеющейся литературе [16, 179, 180, 182] приведены данные о значениях контактной прочности различных горных пород, наиболее распространенных в отечественных рудных и угольных месторождениях. Значения показателя контактной прочности для углевмещающих пород по данным [182] представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Показатели контактной прочности углевмещающих пород

Показатони	Порода			
Показатель	песчаник	алевролит	аргиллит	
Контактная прочность <i>Р</i> к, МПа	157 - 3403	83 - 386	112 - 215	

Однако данные о величине контактной прочности угля отсутствуют. Имеется лишь информация об испытаниях, выполненных А. С. Казанским [182]. Он изучал влияние площади цилиндрического индентора с плоским основанием на величину контактного давления в момент разрушения при испытании образцов антрацита. Согласно результатам его опытов, значения показателя контактной прочности для антрацита находятся в пределах $P_{\kappa} \approx 30 \div 56$ МПа для слабых пластов и $P_{\kappa} \approx 104 \div 129$ МПа для более крепких. Такая разница обусловлена сильной анизотропией свойств разных слоев антрацита. В работе [182] авторы выполнили обработку данных многочисленных экспериментальных исследований для выявления связи контактной прочности с различными физико-механическими характеристиками горных пород. При сопоставлении показателей контактной прочности P_{κ} с пределом прочности при одноосном сжатии $\sigma_{c\kappa}$ образцов правильной формы было обнаружено, что между указанными характеристиками пород имеется корреляционная связь. В первом приближении такого рода связь была описана следующим уравнением

$$\sigma_{\rm cm} = 63 \cdot P_{\rm K}^{0,6}.\tag{4.3}$$

Выразив из этого уравнения P_{κ} и подставив известные значения σ_{c*} для угля из таблицы 4.2 мы получим интервал ориентировочных значений контактной прочности для угля: $P_{\kappa} \approx 15 \div 68$ МПа.

В соответствии с методикой [182] были выполнены опыты на образцах угля по определению показателя контактной прочности. Принимая во внимание полученные ориентировочные значения контактной прочности для угля, в экспериментах применяли два индентора с различной величиной площади основания: $S_1 = 7,07 \cdot 10^{-6}$ м² и $S_2 = 14,52 \cdot 10^{-6}$ м². В таблице 4.4 приведены результаты лабораторных испытаний.

Таблица 4.4 – Результаты измерений и вычислений контактной прочности угля

Площадь основания индентора, м ²	Средняя разрушаю- щая нагрузка, Н	Число опытов	Контактная проч- ность, МПа
7,07.10-6	1047	11	62.7
14,52.10-6	1521	13	03,7

Полученные данные наших экспериментов хорошо согласуются с рассчитанными выше ориентировочными значениями контактной прочности угля.

В связи с тем, что в экспериментах по исследованию проницаемости закрепленных трещин гидроразрыва необходимо использовать образцы с определенными характеристиками (размеры, форма, показатель контактной прочности) и учитывая сложность получения образцов непосредственно из угля, было решено изготавливать образцы путем заливки цементного раствора определенного состава в специальную форму. Такой подход обусловлен несколькими причинами. Вопервых, образцы очень удобно изготавливать. В качестве формы для заливки можно использовать имеющуюся специальную форму, предназначенную для подготовки стандартных образцов из песчаника, внешний вид которой представлен на рисунке 4.1. После схватывания раствора и твердения получившийся образец имеет необходимые размеры и форму. Во-вторых, регулируя соответствующим образом свойства цементного раствора (изменение его водоцементного отношения, ввод различных добавок), можно получить цементный камень с необходимыми определенными параметрами. В-третьих, такой материал является весьма доступным и недорогим.



Рисунок 4.1 – Внешний вид формы для изготовления образцов

Чтобы узнать необходимый состав раствора будем исходить из следующих соображений. Так как контактная прочность связана с пределом прочности на сжатие формулой (4.3), то можно определить какой прочностью должен обладать цементный камень. Нетрудно заметить, что его прочность на сжатие должна быть близка к прочности угля, т.е. порядка 20 МПа. Из литературных источников [183, 184] известна связь прочности цементного камня с водоцементным отношением раствора, из которого он изготовлен, и активностью цемента (т.н. закон/правило водоцементного отношения). Согласно графикам, представленным в этих работах, пределу прочности цементного камня приготовленного из раствора на основе портландцемента М400 равному 20 МПа соответствует водоцементное отношение B/Ц = 0,65. Следовательно, цементный раствор именно с таким водоцементным отношением будет являться базовым в наших дальнейших исследованиях.

С целью подтверждения данных теоретических рассуждений нами были выполнены опыты по определению контактной прочности цементного камня. При этом были приняты во внимание результаты исследований, выполненных С. А. Брыловым [182]. Он изучал влияние диаметра цилиндрического индентора с плоским основанием на величину разрушающей нагрузки при вдавливании в кубические цементные образцы. Вдавливание производилось до объемного разрушения (раскалывания) образца. Согласно результатам этих опытов, значения показателя контактной прочности для цементного камня находятся в пределах $P_{\kappa} \approx$ 41 ÷ 153 МПа. В наших экспериментах цементные растворы с водоцементным отношением В/Ц = 0,65 приготавливали на основе портландцемента ПЦ400 ГОСТ 31108-2003 Топкинского цементного завода. Из растворов заливались образцыкубики размерами 70,7х70,7х70,7 мм. Через одни сутки образцы извлекались из форм и оставшееся время хранились в помещении с температурой (20 ± 3) °С и относительной влажностью (65 ± 10) %. Испытание образцов на контактную прочность осуществляли в возрасте 28 сут. В таблице 4.5 приведены результаты лабораторных испытаний.

Таблица 4.5 – Результаты измерений и вычислений контактной прочности цементного камня

Площадь основания индентора, м ²	Средняя разрушаю- щая нагрузка, Н	Число опытов	Контактная проч- ность, МПа
7,07·10 ⁻⁶	834	22	52.0
14,52.10-6	1226	20	52,9

Как показали результаты наших экспериментов контактная прочность цементного камня изменяется в довольно широких пределах (от 12,7 до 144 МПа). Однако в целом результаты лабораторных испытаний являются удовлетворительными – среднее значение контактной прочности цементного камня (данные таблицы 4.5) находится в требуемом диапазоне (от 15 до 68 МПа). Поэтому можно считать вполне обоснованным использование цементного раствора определенного состава в качестве эквивалентного материала. По предложенному выше способу были изготовлены образцы для проведения измерений проницаемости закрепленных трещин гидроразрыва, внешний вид которых представлен на рисунке 4.2. При этом для придания образцам необходимой прочности их армировали стальной проволокой диаметром 4 мм в соответствии с рисунком 4.1.



Рисунок 4.2 – Образцы из эквивалентного материала

Результаты исследований местных песков должны быть сопоставимы с данными, полученными другими учеными при выполнении аналогичных измерений. Поэтому в предлагаемых лабораторных экспериментах целесообразно за основу взять стандартную методику измерения проводимости пропантов [147]. Принимая во внимание изложенное выше и учитывая технические возможности используемого оборудования, была разработана методика экспериментальных исследований проницаемости закрепленных трещин гидроразрыва угольного пласта. Данная методика представлена ниже.

4.3 Методика определения коэффициента проницаемости закрепленных трещин гидроразрыва

4.3.1 Сущность метода

Испытания проводят на специальной ячейке, представляющей собой модель закрепленной трещины гидроразрыва. Проницаемость определяется на основе

уравнения Дарси по данным измерения в эксперименте расхода жидкости и перепада давления на участке заданной длины.

4.3.2 Средства испытания

Разработанная в КузГТУ оригинальная лабораторная установка [185] для оценки проницаемости трещин гидроразрыва в соответствии с рисунком 4.3 и рисунком 4.4.

Установка состоит из:

– ячейки для определения проницаемости, соответствующей стандарту ISO 13503-5;

– испытательного гидравлического пресса ПСУ-125 с максимальным усилием 500–1250 кН (50–125 тс);

 – электрического центробежного насоса совместно с преобразователем частоты ПЧ С200-2S-0015;

– датчика разности давлений Метран-150 модели 150CD с диапазоном измерений 0–6,3 кПа;

 – устройства для выравнивания слоя пропанта в ячейке в соответствии с рисунком 4.5.

Весы неавтоматического действия с ценой деления не более 0,1 г.

Штангенциркуль.

Термометр с диапазоном измерений от 0 °C до 50 °C и ценой деления шкалы не более 1 °C.

Секундомер или другой прибор для измерения времени с ценой деления не более 1 с (механические, электрические часы и др.).

Мерный цилиндр или мерная колба вместимостью 1000 см³ из полиэтилена или полипропилена высокой плотности.



1 – расходная емкость с рабочей жидкостью; 2 – электрический центробежный насос; 3 – преобразователь частоты; 4 – шаровой кран; 5 – корпус ячейки;
 6 – верхняя плита пресса; 7 – верхний пистон; 8 – верхний образец; 9 – пропант;
 10 – сетчатые фильтры; 11 – нижний образец; 12 – нижний пистон; 13 – нижняя плита пресса; 14 – дифференциальный манометр; 15 – дренажные клапаны;
 16 – мерная емкость; 17 – термометр; 18 – весы

Рисунок 4.3 – Схема лабораторной установки для определения проницаемости закрепленной трещины гидроразрыва

4.3.3 Подготовка к испытанию

4.3.3.1 Перед испытанием образцы изготовленные из эквивалентного материала, пропант и рабочую жидкость выдерживают в лаборатории до выравнивания их температуры с температурой воздуха. В качестве рабочей жидкости применяют водопроводную воду.

4.3.3.2 Штангенциркулем измеряют высоту двух образцов изготовленных из эквивалентного материала в восьми точках с точностью до 0,1 мм. За расчетную высоту принимают среднее арифметическое результатов всех измерений для каждого образца. Результаты вычисления записывают с округлением до второго знака после запятой. На боковой и «нерабочей» (соприкасающейся с пистоном) поверхностях образцов наносят маркировку (номер образца и направление потока).



Рисунок 4.4 – Внешний вид лабораторной установки



Рисунок 4.5 – Внешний вид устройства для выравнивания слоя пропанта

4.3.3.3 Для исключения протекания жидкости через зазор между корпусом ячейки и образцом на боковую и «нерабочую» поверхности образца наносят силиконовый герметик.

4.3.3.4 Проверяют состояние сетчатых фильтров в портах корпуса ячейки.При необходимости фильтры заменяют.

4.3.3.5 Подготовленный образец вместе с нижним пистоном размещают в центре нижней плиты гидравлического пресса. Затем на опорные металлические диски устанавливают корпус ячейки в соответствии с рисунком 4.6. При этом высоту дисков подбирают с таким расчетом, чтобы верхняя поверхность нижнего образца находилась на 1–2 мм ниже портов корпуса ячейки.



1 – корпус ячейки; 2 – нижний пистон; 3 – нижний образец;
 4 – опорные диски; 5 – нижняя плита пресса
 Рисунок 4.6 – Установка корпуса ячейки на опорные диски

4.3.3.6 Из пробы пропанта отбирают навеску массой 63,0 г, высыпают ее ровным слоем в ячейку на нижний образец. Для окончательного выравнивания используют специальное устройство в соответствии с рисунком 4.5.

4.3.3.7 Подготовленный по 4.3.3.2 и 4.3.3.3 второй (верхний) образец и верхний пистон осторожно без перекосов помещают в ячейку до соприкосновения «рабочей» поверхности образца с пропантом.

4.3.3.8 Верхнюю плиту гидравлического пресса опускают до соприкосновения с верхним пистоном. Плиты пресса должны быть параллельными друг другу. В таком положении установку оставляют в покое на 48 ч для полного отверждения герметика.

4.3.3.9 Затем ячейку подключают к системе подачи жидкости и дифференциальному манометру. Дифманометр перед проведением испытания рекомендуется обнулить.

4.3.4 Проведение испытания

4.3.4.1 Нагрузку на ячейку (пистоны) равномерно увеличивают со скоростью 0,45 тс/мин (689 кПа/мин) до достижения усилия 2,27 тс (3,45 МПа). При этой нагрузке начинают прокачивать через ячейку рабочую жидкость. Для этого с помощью преобразователя частоты задают частоту тока 15 Гц. С целью удаления воздуха из гидравлической системы открывают специальные дренажные клапаны, расположенные на фланце дифманометра. После прекращения выхода пузырьков воздуха дренажные клапаны закрывают.

Примечание – В этом пункте и далее площадь «рабочей» поверхности образца, принимают равной 0,006452 м² (10 in²).

4.3.4.2 Постепенно снижают частоту тока, добиваясь при этом расхода жидкости (20 ± 2) мл/мин. Расход во время проведения испытания определяется исходя из замеренной с помощью электронных весов массы профильтровавшейся жидкости и времени ее фильтрации.

4.3.4.3 Нагрузку увеличивают со скоростью 0,45 тс/мин (689 кПа/мин) до достижения абсолютного (с учетом давления в системе подачи жидкости) значения 9,07 тс (13,79 МПа).

4.3.4.4 Регулируя частоту тока, добиваются расхода жидкости 2–4 мл/мин. Если перепад давления по показаниям дифманометра менее 0,01 кПа, то расход жидкости увеличивают, пока перепад давления не станет более 0,01 кПа.

4.3.4.5 После стабилизации перепада давления (± 5 % за 10–15 мин) штангенциркулем измеряют расстояние между плитами пресса в двух точках (у отверстий ввода и вывода прокачиваемой жидкости) с точностью до 0,1 мм. За расчетное значение принимают среднее арифметическое результатов двух измерений. Результаты вычисления записывают с округлением до второго знака после запятой. Регистрируют начальные показания дифференциального манометра, электронных весов и температуру профильтровавшейся жидкости. Далее через каждую 1 мин записывают показания дифференциального манометра и электронных весов в течение 10 мин. За расчетный перепад давления принимают среднее арифметическое результатов всех измерений. Результаты вычисления записывают с округлением до второй значащей цифры.

4.3.4.6 Нагрузку увеличивают со скоростью 0,45 тс/мин (689 кПа/мин) до достижения абсолютного значения 18,14 тс (27,58 МПа).

4.3.4.7 Дальнейшие операции – по 4.3.4.4 и 4.3.4.5.

4.3.4.8 Нагрузку увеличивают со скоростью 0,45 тс/мин (689 кПа/мин) до достижения абсолютного значения 27,21 тс (41,37 МПа).

4.3.4.9 Дальнейшие операции – по 4.3.4.4 и 4.3.4.5.

Примечание – Допускается проводить дополнительные испытания при любой необходимой нагрузке.

4.3.4.10 Останавливают насос системы прокачки жидкости, снижают усилие до нуля. Ячейку для определения проницаемости отключают от системы подачи жидкости и дифференциального манометра, снимают с плиты пресса, разбирают и промывают.

4.3.5 Обработка результатов

4.3.5.1 Коэффициент проницаемости закрепленной пропантом трещины гидроразрыва k_f , м², вычисляют по формуле

$$k_f = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot A},\tag{4.4}$$

где *µ* – коэффициент динамической вязкости рабочей жидкости при данной температуре, Па·с;

L – расстояние между портами подключения дифференциального манометра, равное 0,127 м (5,0 in);

 ΔP – перепад давления по длине потока, определяемый по 4.3.4.5, Па;

Q – расход рабочей жидкости, замеренный на выходе из ячейки, м³/с, вычисляемый по формуле

$$Q = \frac{V}{t}, \tag{4.5}$$

где V – объем профильтровавшейся жидкости, м³;

t – время фильтрации, с;

А – площадь поверхности сечения пачки пропанта, перпендикулярного направлению потока флюида (площадь поверхности фильтрации), м², вычисляемая по формуле

$$A = a \cdot W_f, \tag{4.6}$$

где *а* – ширина фильтрационной камеры, равная 0,0381 м (1,5 in); *W_f* – толщина пачки пропанта, м, вычисляемая по формуле

$$W_f = h - 2 \cdot h_{\rm m} - h_{\rm B} - h_{\rm H},$$
 (4.7)

где h – расстояние между плитами пресса, определяемое по 4.3.4.5, м;

 $h_{\rm m}$ – высота верхнего и нижнего пистонов, равная 0,0197 м;

*h*_в и *h*_н – высота соответственно верхнего и нижнего образцов, определяемая по 4.3.3.2, м.

4.3.5.2 Коэффициент проницаемости закрепленной пропантом трещины гидроразрыва вычисляют при каждом заданном давлении на пачку пропанта (13,79; 27,58 и 41,37 МПа).

С целью сокращения проводимых промежуточных вычислений и автоматизации процесса расчета, а также сведения к минимуму вероятности ошибки автором была разработана программа «Расчет проницаемости трещины» [186].

4.4 Результаты лабораторных исследований проницаемости закрепленных песком трещин гидроразрыва

В соответствии с представленной выше методикой первоначально было исследовано 15 проб песка фракции (0,8 – 0,4) мм, отобранных по результатам выполненных работ по определению состава и физических свойств закрепляющих материалов (Глава 3). Сопоставляя полученные данные с данными, приведенными в таблице 4.1, все исследованные пробы были поделены на три группы.

К первой группе отнесены пески, не удовлетворяющие условиям проведения операций ГРП. Проницаемость закрепленной этими песками трещины весьма низкая даже при давлении нагружения 13,79 МПа – менее $50 \cdot 10^{-12}$ м². Также наблюдается резкое снижение проницаемости до $(3 - 11) \cdot 10^{-12}$ м² при увеличении давления до 27,58 МПа. При давлении 41,37 МПа их проницаемость всего (0,5 – 3,6) $\cdot 10^{-12}$ м². Учитывая это, не рекомендуется использовать данные пески при проведении гидроразрыва угольных пластов. Результаты выполненных экспериментальных исследований представлены в таблице 4.6.

Наименование	Коэффициент проницаемости закрепленной трещины гидроразрыва $k_f \cdot 10^{12}$, м ² , при различном давлении нагружения, МПа			
материала	13,79	27,58	41,37	
Жургаваньское (Кемеровский р-он)	31,75	7,60	1,81	
Бийский (г.Бийск, Алтайский край)	44,61	11,02	3,62	
Абагуро-Атамановское (г. Новокузнецк)	45,05	3,37	0,49	
Сидоровское (Новокузнецкий р-он)	48,37	3,95	0,59	

Таблица 4.6 – Результаты лабораторных исследований проницаемости трещины гидроразрыва, закрепленной песком фракции (0,8 – 0,4) мм I группы

Трещины, закрепленные песками второй группы, характеризуются проницаемостью $(63 - 93) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ при давлении нагружения 13,79 МПа. При увеличении давления до 27,58 МПа проницаемость снижается до $(6 - 33) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. При давлении 41,37 МПа их проницаемость, как и для песков первой группы, незначительная – всего $(0,7 - 1,8) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Эти данные показывают, что пески второй группы могут быть применены для закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов, залегающих на глубине до 700 м, а для некоторых условий, залегающих на глубине от 700 до 1400 м. Результаты выполненных экспериментальных исследований представлены в таблице 4.7.

Наименование	Коэффициент проницаемости закрепленной трещины гидроразрыва $k_f \cdot 10^{12}$, м ² , при различном давлении нагружения, МПа			
материала	13,79	27,58	41,37	
Вознесенское (г. Асино, Томская обл.)	62,80	27,99	1,38	
Кудровское (Томская обл.)	69,73	22,73	1,52	
Сосновское (п. Смирновка, Новокузнецкий р-он)	73,89	11,41	0,70	
Промышленновское II (Промышленновский р-он)	82,40	6,44	1,11	
Чулымский (Тяжинский р-он)	82,88	32,89	1,77	
Яйское (Яйский р-он)	93,43	11,79	1,14	

Таблица 4.7 – Результаты лабораторных исследований проницаемости трещины гидроразрыва, закрепленной песком фракции (0,8 – 0,4) мм II группы

Особенностью песков третьей группы являются высокие значения проницаемости закрепленных трещин: $(84 - 131) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ при давлении 13,79 МПа; $(33 - 85) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ при давлении 27,58 МПа; $(8 - 39) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ при давлении 41,37 МПа. Данные пески (конечно, без учета китайского песка ГРП) могут быть рекомендованы к применению при проведении гидроразрыва угольных пластов, залегающих на глубине до 1400 м, а для некоторых условий, залегающих на глубине от 1400 до 1800 м. Результаты представлены в таблице 4.8.

Наименование	Коэффициент проницаемости закрепленной трещины гидроразрыва $k_f \cdot 10^{12}$, м ² , при различном давлении нагружения, МПа			
материала	13,79	27,58	41,37	
Зеленая зона (Ижморский р-он)	84,19	47,96	12,10	
Виленское (Томская обл.)	112,59	42,00	21,72	
Китай, Песок ГРП 30/70	92,88	33,30	7,61	
Неболчи (Новгородская обл.), Песок ГРП Unifrac 30/50	89,23	54,37	22,86	
Игирминское (Иркутская обл.), Песок ГРП 40/70	131,09	84,70	39,40	

Таблица 4.8 – Результаты лабораторных исследований проницаемости трещины гидроразрыва, закрепленной песком фракции (0,8 – 0,4) мм III группы

Для песков третьей группы дополнительно была определена проницаемость трещин, закрепленных фракцией (0,4 – 0,2) мм. Результаты подтвердили высокое качество этих песков: проницаемость (76 – 153)·10⁻¹² м² при давлении 13,79 МПа; (18 – 64)·10⁻¹² м² при давлении 27,58 МПа; (7 – 34)·10⁻¹² м² при давлении 41,37 МПа (таблица 4.9).

Таблица 4.9 – Результаты лабораторных исследований проницаемости трещины гидроразрыва, закрепленной песком фракции (0,4 – 0,2) мм Ш группы

Наименование	Коэффициент проницаемости закрепленной трещины гидроразрыва $k_f \cdot 10^{12}$, м ² , при различном давлении нагружения, МПа			
материала	13,79	27,58	41,37	
Зеленая зона (Ижморский р-он)	84,14	31,00	7,80	
Виленское (Томская обл.)	76,59	34,02	9,02	
Китай, Песок ГРП 30/70	75,97	17,89	6,50	
Неболчи (Новгородская обл.), Песок ГРП Unifrac 30/50	101,42	63,62	34,33	
Игирминское (Иркутская обл.), Песок ГРП 40/70	153,18	52,18	29,68	

На рисунках 4.7 и 4.8 в виде графиков представлены зависимости проницаемости трещин гидроразрыва, закрепленных песками фракции (0,8 – 0,4) мм и фракции (0,4 – 0,2) мм, от показателя степени раздавливания, полученные на основе экспериментальных данных таблицы 3.4 и таблиц 4.6 – 4.9.



Рисунок 4.7 – Зависимости проницаемости трещины, закрепленной песками фракции (0,8 – 0,4) мм, от показателя степени раздавливания



Рисунок 4.8 – Зависимости проницаемости трещины, закрепленной песками фракции (0,4 – 0,2) мм, от показателя степени раздавливания

105

Как видно из рисунков, проницаемость закрепленной трещины уменьшается с увеличением показателя степени раздавливания, т.е. с увеличением количества разрушенных зерен песка в трещине. Это подтверждает обоснованность выбора местных песков с наименьшими показателями степени раздавливания для определения проницаемости закрепленной трещины гидроразрыва.

Таким образом, можно заключить, что наиболее перспективными местными месторождениями кварцевых песков для закрепления трещин гидроразрыва на метаноугольных месторождениях Кузбасса являются «Зеленая зона» (Кемеровская область) и «Виленское» (Томская область).

4.5 Рекомендации по закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов

На основе результатов выполненных исследований разработаны обобщенные методические рекомендации по закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов, включающие в себя следующее.

1. По данным геофизических и гидродинамических исследований скважин определяют параметры продуктивного угольного пласта – глубину залегания, мощность пласта, пластовое давление, коэффициент проницаемости и др.

2. Параметры геометрии трещины (в первую очередь – длину) определяют в процессе моделирования продуктивности скважины после гидроразрыва. При этом должно быть дано обоснование экономической эффективности – планируемый доход, соотнесенный с затратами на проведение ГРП, должен быть максимальным (приемлемым). В таком случае на размеры трещины накладываются экономические ограничения и, следовательно, количество пропанта, намечаемого к закачке, является фиксированным.

3. Используя параметр безразмерной проводимости, по формуле (4.2) определяют коэффициент проницаемости k_f , который должна иметь закрепленная трещина гидроразрыва при оптимальном значении C_{fD} . Учитывая глубину залегания продуктивного угольного пласта, выбирают закрепляющий материал, проницаемость которого при соответствующем давлении нагружения близка или превышает вычисленное значение k_f .

4. С учетом физических свойств выбранного закрепляющего материала по формуле (2.5) определяют критическую скорость движения гидросмеси в трещине разрыва $v_{\kappa p}$. При этом следует учесть, что на выбор концентрации пропанта в транспортирующей жидкости влияют существенные потери давления на трение, возникающие при течении гидросмеси через поверхностные трубопроводы и систему труб в скважине, через перфорационные отверстия и каналы.

5. По формуле (2.15) или (2.19) определяют интенсивность фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт *η*.

6. Расходом гидросмеси устанавливают такой режим, при котором фактическая скорость гидросмеси в трещине разрыва v должна быть равна или несколько выше критической скорости. Наиболее эффективными считаются скорости не превышающие (1,15 ÷ 1,20) $v_{\text{кр}}$, т.е. принимают $v = 1,2 v_{\text{кр}}$.

7. Необходимый расход гидросмеси на скважине (производительность насосных агрегатов) Q_{ck} , м³/мин, определяют по формуле

$$Q_{\rm ck} = \frac{2 \cdot 60 \cdot \upsilon \cdot A_f}{(1 - \eta)},\tag{4.8}$$

где 2-множитель, учитывающий две стороны трещины;

60 – переводной коэффициент;

 A_f – площадь поперечного сечения потока (трещины), м².

4.6 Технико-экономическая эффективность применения рекомендаций по закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов

Главный технический эффект от использования полученных результатов и рекомендаций по закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов заключается в увеличении успешности проводимых операций, выражающейся в достижении проектных дебитов скважин. Это в свою очередь один из главных факторов обеспечения рентабельности всего проекта добычи метана угольных пластов.

Существует несколько способов, чтобы оценить влияние трещины гидроразрыва с конечной проводимостью на эффективность вертикальной скважины. Один из таких способов – это использовать концепцию эффективного (эквивалентного) радиуса скважины R'_{ck} . Эффективный радиус ствола скважины – теоретический радиус скважины, требуемый, чтобы соответствовать наблюдаемому дебиту скважины (кажущийся радиус, соответствующий дебиту). Эффективный радиус ствола скважины с трещиной гидроразрыва можно определить по известному значению безразмерной проводимости трещины C_{fD} . Для этого необходимо найти так называемый относительный эффективный радиус скважины [57], определяемый как отношение эффективного радиуса скважины R'_{ck} к полудлине трещины разрыва x_f из следующего выражения

$$\frac{R'_{\rm c\kappa}}{x_f} = \exp\left[-\frac{1,65 - 0,328\left(\ln C_{fD}\right) + 0,116\left(\ln C_{fD}\right)^2}{1 + 0,18\left(\ln C_{fD}\right) + 0,064\left(\ln C_{fD}\right)^2 + 0,05\left(\ln C_{fD}\right)^3}\right].$$
(4.9)

Для фиксированного типа пропанта и фиксированной проницаемости коллектора при увеличении значения полудлины трещины x_f уменьшается значение C_{fD} и отношение $R'_{c\kappa}/x_f$. При этом эффективный радиус $R'_{c\kappa}$ возрастает. Однако после определенного значения полудлины дальнейшее ее увеличение не приводит к значительному увеличению эффективного радиуса ствола скважины $R'_{c\kappa}$.
Формула для определения дебита газа вертикальной скважины, вертикальной скважины с гидроразрывом в условиях псевдостационарного режима течения жидкости и газа в угольном пласте следующая [187]

$$q = \frac{\pi k_{y} k_{o_{\text{THF}}} h_{y} (P_{t}^{2} - P_{c\kappa}^{2}) z_{cr} T_{cr}}{\mu_{r} z T P_{cr} \left(\ln \left(\frac{R_{\mu}}{R_{c\kappa}} \right) - \frac{3}{4} + s \right)},$$
(4.10)

где k_y – коэффициент абсолютной проницаемости угольного пласта, м²; $k_{\text{отн r}}$ – коэффициент относительной фазовой проницаемости по газу; h_y – эффективная мощность угольного пласта, м; P_t – текущее пластовое давление на границе зоны дренирования, Па; $P_{\text{ск}}$ – гидродинамическое давление в скважине (забойное), Па; $z_{\text{ст}}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при стандартных условиях, $z_{\text{ст}}$ = 1; $T_{\text{ст}}$ = 293,15 *K*, $P_{\text{ст}}$ = 101325 Па – стандартные температура и давление; μ_r – коэффициент вязкости газа, Па·с; z – коэффициент сверхсжимаемости газа при текущих пластовых условиях; T – пластовая температура, *K*; $R_{\text{лр}}$ – радиус зоны дренирования, м;

 $R_{c\kappa}$ – радиус скважины, м;

s – скин-фактор.

Скин-фактор, входящий в уравнение (4.10), можно определить через эффективный радиус ствола скважины следующим образом [57]

$$s = -\ln\left(\frac{R_{c\kappa}'}{R_{c\kappa}}\right). \tag{4.11}$$

Сравнение вертикальной скважины с гидроразрывом с вертикальной необработанной скважиной основано на ожидаемом увеличении продуктивности, которое может быть получено стимулированием скважины. Используя уравнение (4.10), определим отношение дебита газа скважины с гидроразрывом $q_{\Gamma P\Pi}$ к дебиту необработанной скважины без трещины q_0 . При этом сделаем допущение, что скин-фактор для необработанной скважины $s_0 = 0$ (совершенная скважина). Тогда с учетом (4.11) получим

$$\frac{q_{\Gamma P \Pi}}{q_0} = \frac{\ln\left(\frac{R_{\mu p}}{R_{c\kappa}}\right) - \frac{3}{4}}{\ln\left(\frac{R_{\mu p}}{R_{c\kappa}}\right) - \frac{3}{4} + s} = \frac{\ln\left(\frac{R_{\mu p}}{R_{c\kappa}}\right) - \frac{3}{4}}{\ln\left(\frac{R_{\mu p}}{R_{c\kappa}}\right) - \frac{3}{4}}.$$
(4.12)

В таблице 4.10 представлены некоторые результаты численных расчетов отношения $q_{\Gamma P\Pi}/q_0$ для пластов разной проницаемости при различных значениях полудлины трещины гидроразрыва. В расчетах приняты следующие общие исходные данные: радиус зоны дренирования $R_{дp} = 300$ м; радиус необработанной скважины $R_{ck} = 0,108$ м, радиус скважины с ГРП $R_{ck} = 0,076$ м; ширина (раскрытие) трещины $w_f = 0,01$ м; коэффициент проницаемости закрепленной трещины $k_f = 84,2\cdot10^{-12}$ м² (песок фракции (0,8 – 0,4) мм месторождения «Зеленая зона»).

Коэффициент проницаемости пласта <i>k</i> ·10 ¹⁵ , м ²	Полудлина трещины гидроразрыва <i>x</i> _f , м	Безразмерная проводимость трещины <i>С_{fD}</i>	Эффективный радиус скважины <i>R</i> ′ _{ск} , м	Скин-фактор s	$\frac{q_{\rm \Gamma P\Pi}}{q_0}$
1	50	16,84	23,1	-5,7	4,0
	100	8,42	42,4	-6,3	5,9
	150	5,61	58,8	-6,6	8,2
5	50	3,36	17,0	-5,4	3,4
	100	1,68	25,7	-5,8	4,2
	150	1,12	30,9	-6,0	4,7
10	50	1,68	12,8	-5,1	3,0
	100	0,84	17,2	-5,4	3,4
	150	0,56	19,3	-5,5	3,6

Таблица 4.10 – Результаты определения увеличения продуктивности скважины после гидроразрыва пласта с использованием песков местных месторождений

Данные таблицы 4.10 подтверждают, что проведение гидроразрыва угольного пласта с использованием песков местных месторождений приводит к возрастанию продуктивности скважины в несколько раз по сравнению с этой же скважиной до стимуляции. Кроме этого видно, что для определенного типа пропанта с увеличением длины трещины темп приращения продуктивности скважины снижается. Внутри ограниченно-проводящей (конечно проводимой) трещины существует определенное падение давления, которое может быть сравнимо с потерями давления в коллекторе, приводящее к снижению дополнительного увеличения продуктивности скважины с увеличением длины трещины. При этом стоит отметить, что в менее проницаемых пластах эффективны более длинные трещины.

Использование полученных результатов и рекомендаций, а именно определение критической скорости течения гидросмеси в трещине разрыва и интенсивности фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт, позволяют вычислить необходимый расход гидросмеси на скважине (производительность насосных агрегатов) с учетом физических свойств закрепляющего материала, а также геометрии трещины и проницаемости угольного пласта. Расход гидросмеси является главным управляемым параметром процесса гидроразрыва и обеспечивает перемещение песка вдоль трещины и, следовательно, заполнение требуемого интервала трещины закрепляющим агентом. При недостаточном расходе сократится длина закрепленной части трещины и, следовательно, уменьшится эффективный радиус скважины (см. таблицу 4.10) и ее дебит. В случае если вычисленный расход не может быть обеспечен из-за физических ограничений или технических возможностей используемого оборудования, следует рассмотреть вариант снижения концентрации песка в смеси или использования другой (меньшей) фракции песка и/или другого типа пропанта, либо, например, выбрать другой тип рабочей жидкости и/или оборудования.

Экономическую эффективность применения рекомендаций по закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов, включающих применение песков местных месторождений, можно рассчитать по формуле

111

$$\mathcal{F} = (C_{p\,\delta} - C_{p\,\pi}) + (C_{M\,\delta} - C_{M\,\pi}), \qquad (4.13)$$

где Э-экономический эффект, руб./скв.;

С_{рб}, С_{рп} – стоимость работ соответственно по базовому и предлагаемому вариантам, руб., вычисляемая по формуле

$$C_{p\delta} = T_{p\delta} \cdot n \cdot c_{3\pi}; \quad C_{p\pi} = T_{p\pi} \cdot n \cdot c_{3\pi}, \qquad (4.14)$$

где $T_{p\,6}$, $T_{p\,\pi}$ – продолжительность работ (в нашем случае учитывается время закачки рабочей жидкости и смеси) соответственно по сравниваемым вариантам, ч;

n – число работников отряда гидроразрыва, n = 7-10 человек;

 $c_{3\pi}$ – затраты на оплату трудовой деятельности персонала отряда гидроразрыва, $c_{3\pi} = 500$ руб./ч на одного работника;

С_{мб}, С_{мп} – стоимость материалов (песок, *KCl*) соответственно по сравниваемым вариантам, руб.

Цена керамического пропанта находится в интервале 15–30 тыс. руб. за тонну в зависимости от марки и производителя. Цена кварцевого песка ГРП составляет 3–5 тыс. руб. за тонну, а цена местного песка – 1–2 тыс. руб. за тонну в зависимости от характеристик и поставщика (месторождения). Цена хлористого калия находится в районе 9 тыс. руб. за тонну.

Эффективность использования рекомендаций по закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов, очевидно, зависит от горно-геологических условий, которые изменяются в широких пределах. В таблице 4.11 приведены результаты сравнения двух вертикальных скважин с гидроразрывом для условий Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения Кемеровской области.

Расчеты показывают, что применение рекомендаций при проведении гидроразрыва угольных пластов может позволить увеличить дебит скважины в 1,5–2 раза, при этом экономический эффект может составить более 100 тыс. руб. на одну скважину.

Таблица 4.11 – Результаты расчета технико-экономической эффективности и основные параметры процесса закрепления трещин гидроразрыва

п	Значение		
Параметр	базовый вариант	предлагаемый вариант	
Глубина залегания продуктивных угольных пластов, м	500 - 900		
Суммарная эффективная мощность продуктивных угольных пластов в скважине, м	50		
Коэффициент проницаемости продуктивных угольных пластов, м ²	$(0,1-5)\cdot 10^{-15}$		
Начальная метаноносность пласта, м ³ /т (с.б.м.)	10 – 25		
Температура пласта, °С	30 - 45		
Тип рабочей жидкости	Вода + 4 % <i>КСl</i>		
Коэффициент динамической вязкости рабочей жидкости, Па·с	$(0,6-0,8)\cdot 10^{-3}$		
Общий объем рабочей жидкости, м ³	1 100	1 500	
Общая масса KCl, кг	44 000	60 000	
	Песок фр. (0,8 – 0,4) мм		
Тип закрепляющего материала	Игирминское м-ие (Иркутская обл.)	М-ие «Зеленая зона» (Кемеровская обл.)	
Насыпная плотность закрепляющего материала, г/см ³	1,66	1,49	
Истинная плотность закрепляющего материала, г/см ³	2,67	2,65	
Общая масса закрепляющего материала, кг	110 000	150 000	
Концентрация закрепляющего материала в транспортирующей жидкости, кг/м ³	250		
Давление нагнетания рабочей жидкости/смеси на устье, МПа	35 -	- 45	
Расход рабочей жидкости/смеси на устье, м ³ /мин	4,0	5,8	
Коэффициент проницаемости закрепленной трещины, м ²	131,1.10-12	84,2.10-12	
Средняя ширина (раскрытие) закрепленной трещины, м	0,0065	0,01	
Полудлина закрепленной трещины, м	60	100	
Дебит газа скважины с гидроразрывом пластов, м ³ /сут	3 011	5 256	
Продолжительность работ (время закачки рабочей жидкости/смеси), ч	4,9	4,6	
Фактическая трудоемкость работ по закачке рабочей жидкости/смеси, чел-ч	44,1	41,4	
Стоимость работ по закачке рабочей жидкости/смеси, руб.	22 050	20 700	
Стоимость КСl, руб.	396 000	540 000	
Стоимость закрепляющего материала, руб.	550 000	300 000	

Для обеспечения планируемого уровня добычи метана угольных пластов и полного замещения поступающего с Северных месторождений природного газа, объем поставок которого по данным департамента промышленности Кемеровской области в 2018 году составил около 3,12 млрд. куб. метров, необходимо значительное количество добывающих метаноугольных скважин. Результаты моделирования разработки с применением вертикальных скважин и накопленный опыт эксплуатации скважин на Талдинском и Нарыкско-Осташкинском метаноугольных пластов может составлять порядка 5000 м³/сут. Таким образом, в перспективе потребуется строительство около 1700 таких скважин. Принимая во внимание полученные результаты, можно заключить, что общий экономический эффект для всего фонда скважин от применения рекомендаций по закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов на примере внедрения местного песка месторождения «Зеленая зона» может составить порядка 170 млн. руб.

Учитывая, что в каждой скважине проводят гидроразрыв 5–7 угольных пластов, а при проведении одной операции закачивают до 25 тонн и более закрепляющего материала (около 2,5–5 тонн на 1 м угольного пласта), то для одной скважины необходимо 125–175 тонн пропанта. Следовательно, для всего фонда скважин может потребоваться порядка 250 тыс. тонн закрепляющего материала.

По данным Кемеровского филиала ТФГИ по СФО балансовые запасы песка месторождения «Зеленая зона» по категориям A+B составляют около 32,4 млн. M^3 , по категории C₁ – 90,4 млн. M^3 [90]. Месторождение приурочено к площади распространения переотложенных продуктов меловых и палеогеновых кор выветривания. Пески глинистые кварцевые и кварцево-полевошпатовые верхнемелового возраста. Месторождение обладает всем необходимым оборудованием для обогащения, промывки, сушки и фракционирования песка, для того, чтобы поставлять песок необходимого качества: доля пылевидных, глинистых и иловатых частиц не более 1 %, доля основной фракции более 90 %. Запасы песка разрабатываемого участка месторождения «Виленское» составляют около 1,3 млн. M^3 .

Выводы

Анализ результатов выполненных расчетов и исследований по определению коэффициента проницаемости закрепленных песком трещин гидроразрыва позволил сформулировать следующие выводы.

1. В качестве критерия оценки применимости новых закрепляющих материалов, таких как местные пески, целесообразно использовать коэффициент проницаемости закрепленной трещины гидроразрыва. Для определения необходимой проницаемости трещины гидроразрыва рекомендуется воспользоваться параметром безразмерной проводимости трещины C_{fD} , который связывает параметры трещины и продуктивного пласта.

2. Целевыми для проведения гидроразрыва (подходящими с точки зрения оптимального закрепления пропантом) являются угольные пласты проницаемостью менее 10·10⁻¹⁵ м², при этом в качестве пропанта может быть успешно использован песок. Для угольных пластов проницаемостью более 10·10⁻¹⁵ м² целесообразно применение других методов интенсификации газоотдачи.

3. Совместно с другими факторами отличие физико-механических свойств угля может оказывать существенное влияние на проницаемость закрепленных трещин. Поэтому для проведения исследований по определению коэффициента проницаемости закрепленных песком трещин гидроразрыва была использована разработанная в КузГТУ оригинальная лабораторная установка.

4. Проницаемость трещины, закрепленной песками местных месторождений фракций от (0,8 - 0,4) мм до (0,4 - 0,2) мм, удовлетворяющими условиям проведения операций гидроразрыва угольных пластов на глубине до 1400 м, находится в пределах $(42 - 112) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Наиболее перспективными местными месторождениями песков для закрепления трещин гидроразрыва на метаноугольных месторождениях Кузбасса являются «Зеленая зона» (Кемеровская область) и «Виленское» (Томская область).

5. Применение рекомендаций по закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов может позволить увеличить дебит скважины в 1,5–2 раза, при этом экономический эффект может составить более 100 тыс. руб. на одну скважину.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является научно-квалификационной работой, в которой содержится решение задачи по обоснованию параметров процесса закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов при извлечении метана с использованием песков местных месторождений, включающее в себя учет особенностей фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт и оценку физических свойств песков местных месторождений, обеспечивающих повышение проницаемости и метаноотдачи, что имеет существенное значение для промышленной добычи метана угольных пластов и совершенствования существующих методов дегазации на угольных шахтах.

Основные научные, практические результаты и рекомендации заключаются в следующем.

1. Для стимуляции производительности скважин при добыче метана угольных пластов следует использовать гидравлический разрыв пласта, при этом, с целью снижения экономических затрат на его реализацию и сохранения фильтрационных характеристик угольного пласта и закрепленной трещины разрыва, рекомендуется в качестве рабочей жидкости применять воду, а в качестве закрепляющего материала – кварцевый песок местных месторождений.

2. Условием транспортирования песка вдоль трещины разрыва является соответствие фактической скорости турбулентного потока гидросмеси в трещине разрыва критическому значению, которое зависит от физических свойств закрепляющего материала, его концентрации и геометрии трещины. При закреплении трещины гидроразрыва с раскрытием до 0,01 м кварцевым песком фракции (0,8 – 0,4) мм значение критической скорости составляет $v_{\rm kp} \leq 1,0$ м/с. Для фракции (0,4 – 0,2) мм критическая скорость в 2 раза ниже.

3. В результате фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт снижается фактическая скорость потока гидросмеси в трещине. Интенсивность фильтрации транспортирующей жидкости в угольный пласт линейно зависит от коэффициента проницаемости пласта и кубически от раскрытия трещины гидро-

разрыва, при этом в горизонтальной трещине значение интенсивности фильтрации в 2–8 раз больше, чем в вертикальной и может достигать 90 %.

4. Массовая доля гранул песка, разрушенных под действием сжимающей нагрузки, линейно уменьшается с увеличением насыпной плотности песка. Первоначально месторождения песков для использования при операциях гидроразрыва угольных пластов рекомендуется выбирать, основываясь на значении насыпной плотности – так, например, для фракции (0,8 – 0,4) мм насыпная плотность должна быть более 1,45 г/см³.

5. Решение о применении песка при гидроразрыве угольных пластов следует принимать на основе значения коэффициента проницаемости закрепленных трещин разрыва, который должен составлять $(42 - 112) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. При этом пески местных месторождений фракций от (0,8 - 0,4) мм до (0,4 - 0,2) мм рекомендуются для закрепления трещин гидроразрыва при извлечении метана из угольных пластов проницаемостью менее $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ на глубине до 1400 м.

6. Использование рекомендаций по закреплению трещин гидроразрыва угольных пластов позволяет определять необходимый расход гидросмеси и концентрацию закрепляющего материала в ее составе, что обеспечивает увеличение дебита скважины в 1,5–2 раза, при этом экономический эффект может составить более 100 тыс. руб. на одну скважину.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агеев, П. Г. Бездействующие скважины и метаноугольные пласты – объекты применения инновационной российской технологии в США и Китае / П. Г. Агеев, В. В. Стрельченко, Н. П. Агеев // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 9. – С. 3–7.

2. Широков, Д. А. Перспективы освоения метана в угольных бассейнах России / Д. А. Широков // Экономические стратегии. – 2010. – № 10. – С. 34–39.

3. Из недр кузбасских кладовых – горючий газ метан / Сост.: С. С. Золотых, В. С. Арнаутов, Е. В. Сурин; автор проекта С. С. Золотых. – Кемерово: АИ «Кузбассвузиздат», 2015. – 247 с.

4. Кузниченков, Ю. Н. Перспективы добычи сланцевого газа, шахтного метана и газа из гидратов / Ю. Н. Кузниченков // ГАЗинформ. – 2011. – № 4/35. – С. 3–8.

5. Подготовка и разработка высокогазоносных угольных пластов: Справочное пособие / Под общ. ред. А. Д. Рубана, М. И. Щадова. – М.: Изд-во «Горная книга», 2010 – 500 с.

6. Методические рекомендации о порядке дегазации угольных шахт (РД-15-09-2006) / А. Д. Рубан, В. С. Забурдяев, В. Б. Артемьев, С. Н. Подображин [и др.]. – М.: ОАО «Научно-технический центр по безопасности в промышленности», 2007. – 256 с.

7. Козырева, Е. Н. Возможности повышения эффективности управления газовыделением на выемочном участке / Е. Н. Козырева // Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2017. – № 3. – С. 30–35.

8. Козырева, Е. Н. Газодинамическая активность угольного пласта и необходимость применения его дегазации / Е. Н. Козырева, А. А. Рябцев // Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. – 2018. – № 1. – С. 8–13.

9. Пучков, Л. А. Извлечение метана из угольных пластов / Л. А. Пучков, С. В. Сластунов, К. С. Коликов. – М.: Изд-во МГГУ, 2002. – 383 с.

10. Забурдяев, В. С. Зарубежный опыт промысловой добычи угольного метана и ее перспективы в Кузнецком бассейне / В. С. Забурдяев // Уголь. – 2003. – № 2. – С. 21–24.

11. Метан в шахтах и рудниках России: прогноз, извлечение и использование / А. Д. Рубан, В. С. Забурдяев, Г. С. Забурдяев, Н. Г. Матвиенко. – М.: ИПКОН РАН, 2006. – 312 с.

12. Шипачева, А. А. Обзор применяемых конструкций скважин для добычи метана угольных пластов / А. А. Шипачева, Е. В. Тяжких, М. А. Баёв // Сборник материалов XI Всерос. научно-практической конференции с международным участием «Россия молодая», 16-19 апр. 2019 г., Кемерово / ФГБОУ ВО «Кузбас. гос. техн. ун-т им. Т. Ф. Горбачева»; редкол.: С. Г. Костюк (отв. ред.) [и др.]. – Кемерово, 2019. – URL: <u>http://science.kuzstu.ru/wp-</u> content/Events/Conference/RM/2019/RM19/pages/Articles/10909.pdf (дата обращения: 14.12.2019).

13. Кузнецкий бассейн – крупнейшая сырьевая база промысловой добычи метана из угольных пластов / А. М. Карасевич, В. Т. Хрюкин, Б. М. Зимаков [и др.]. – М.: Изд-во Акад. горн. наук, 2001. – 64 с.

14. Зимаков, Б. М. Геологические перспективы добычи метана в Кузнецком бассейне / Б. М. Зимаков, В. Г. Натура, В. Т. Хрюкин. М.: МГП «Геоинформмарк», 1992. – 90 с.

15. Утилизация метана на шахтах Воркуты / А. П. Веселов [и др.] // Безо-пасность труда в промышленности. – 1996. – № 8. – С. 37–38.

16. Физико-технические свойства горных пород и углей Кузнецкого бассейна: справ. / Г. Г. Штумпф, Ю. А. Рыжков, В. А. Шаламанов, А. И. Петров. – М.: Недра, 1994. – 447 с.

17. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ / Н. М. Стронский, В. Т. Хрюкин, Д. В. Митронов, Е. В. Швачко // Российский химический журнал (журнал Российского химического общества им. Д. И. Менделеева). – 2008. – Т. LII. – № 6. – С. 63–72.

18. Карасевич, А. М. Реализация стратегии освоения метаноугольных месторождений Кузбасса / А. М. Карасевич, Н. М. Сторонский, В. Т. Хрюкин // Газовая промышленность. – 2009. – № 10. – С. 24–28.

19. Рубан, А. Д. Оценка ресурсов и объемов извлечения метана при подземной разработке угольных месторождений России / А. Д. Рубан, В. С. Забурдяев, Г. С. Забурдяев. – М.: ИПКОН РАН, 2005. – 152 с.

20. Забурдяев, Г. С. Структура угля и заболеваемость антрокосиликозом / Г. С. Забурдяев // Безопасность труда в промышленности. – 1993. – № 10. – С. 12–15.

21. Lucia, F. J. Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space / F. J. Lucia // Journal of Petroleum Technology. – 1983. – Vol. 35. – No. 3. – P. 629–637. – DOI <u>10.2118/10073-PA</u>.

22. Close, J. C. Natural fractures in coal / J. C. Close; // Hydrocarbons from Coal / Eds.: B. E. Law, D. D. Rice; American Association of Petroleum Geologists; Studies in Geology. – 1993. – Vol. 38. – P. 119–132.

23. Шестопалов, А. В. Скважинная добыча газообразного метана из газонепроницаемых угольных пластов / А. В. Шестопалов // Горный информационноаналитический бюллетень. – 2003. – № 1. – С. 109–113. 24. Кузнецов, С. В. Природа и механизм формирования газопроницаемых зон в угольных пластах / С. В. Кузнецов, В. А. Трофимов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1999. – № 1. – С. 21–27.

25. Шестопалов, А. В. Новые представления о газовыделении из газонепроницаемых угольных пластов на больших глубинах / А. В. Шестопалов // Проблемы освоения георесурсов российского Дальнего Востока и стран АТР: Материалы 2-й международной научной конференции. – Владивосток: ДВГТУ, 2006. – С. 85–87.

26. Scott, A. R. Improving Coal Gas Recovery with Microbially Enhanced Coalbed Methane / A. R. Scott // Coalbed Methane: Scientific, Environmental and Economic Evaluation / Eds.: M. Mastalerz [et al.]. – Dordrecht: Springer, 1999. – P. 89–110. – DOI <u>10.1007/978-94-017-1062-6_7</u>.

27. Малышев, Ю. Н. Фундаментально прикладные методы решения проблемы метана угольных пластов / Ю. Н. Малышев, К. Н. Трубецкой, А. Т. Айруни. – М.: Изд-во Акад. горн. наук, 2000. – 519 с.

28. Золотых, С. С. Проблемы промысловой добычи метана в Кузнецком угольном бассейне / С. С. Золотых, А. М. Карасевич. – М.: Изд-во «ИСПИН», 2002. – 570 с.

29. Газоугольные бассейны России и мира / М. В. Голицын [и др.]; Под ред. В. Ф. Череповского; МГУ им. М. В. Ломоносова, Рос. акад. естеств. наук. – М.: МГУ, 2002. – 249 с.

30. Эттингер, И. Л. Условия существования гидратов газа в угольных пластах / И. Л. Эттингер, Н. В. Шульман // Безопасность труда в промышленности. – 1974. – № 2. – С. 30–32.

31. Природа шахтного метана / А. Алексеев [и др.] // Energyonline. – 2010. – № 1 (2). – С. 1–17. – URL:

<u>http://www.energyonline.ge/images/upload/April%202010/Rus/stat-Alekseev.pdf</u> (дата обращения: 14.12.2019).

32. Park, R. Stable Carbon Isotope Studies of Crude Oils and Their Porphyrin Aggregates / R. Park, H. N. Dunning // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1961. – Vol. 22. – No. 2. – P. 99–103. – DOI <u>10.1016/0016-7037(61)90110-7</u>.

33. Tannenbaum, E. Low M (sub r) Hydrocarbons Generated During Hydrous and Dry Pyrolysis of Kerogen / E. Tannenbaum, I. R. Kaplan // Nature. – 1985. – Vol. 317. – P. 708–709. – DOI <u>10.1038/317708a0</u>.

34. Прасолов, Э. М. Изотопная геохимия и происхождение природных газов / Э. М. Прасолов. – Л.: Недра, 1990. – 283 с.

35. Abiogenic Hydrocarbon Production at Lost City Hydrothermal Field / G. Proskurowski [et al.] // Science. – 2008. – Vol. 319. – No. 5863. – P. 604–607. – DOI <u>10.1126/science.1151194</u>.

36. Glasby, G. P. Abiogenic Origin of Hydrocarbons: An Historical Overview / G. P. Glasby // Resourse Geologe. – 2006. – Vol. 56. – No. 1. – P. 83–96. – DOI 10.1111/j.1751-3928.2006.tb00271.x.

37. Lollar, B. S. Biosignatures and Abiotic Constraints on Early Life / B. S. Lollar, T. M. McCollom // Nature. – 2006. – Vol. 444. – P. E18–E19. – DOI <u>10.1038/nature05499</u>.

38. Прасолов, Э. М. Об условиях образования и миграции метана (по изотопному составу углерода) / Э. М. Прасолов, В. А. Лобков // Геохимия. – 1977. – № 1. – С. 122–135.

39. Iron-catalyzed CO₂ Hydrogenation as a Mechanism for Coalbed Gas Formation / J. C. Medina [et al.] // Fuel. -2000. - Vol. 79. - No. 1. - P. 89-93. - DOI 10.1016/S0016-2361(99)00131-3.

40. Гидродинамическое воздействие на газонасыщенные угольные пласты / А. Ф. Булат [и др.]. – Днепропетровск: Полиграфист, 2003. – 220 с.

41. Анпилогов, Ю. Г. Закономерности изменения газодинамических характеристик выбросоопасных угольных пластов в зонах гидрорасчленения при заблаговременной подготовке газовыбросоопасного массива / Ю. Г. Анпилогов, В. Н. Королева // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 1999. – № 8. – С. 51–54.

42. Анализ существующих способов добычи метана из газонасыщенных угольных пластов / Е. А. Воробьев [и др.] // Вісті Автомобільно-дорожнього інституту. – 2007. – № 1 (4). – С. 159–165.

43. Патент № 2188322 Российская Федерация, МПК Е21F 7/00 (2000.01). Способ гидравлической обработки угольного пласта: № 2001124713/03: заявл. 07.09.2001: опубл. 27.08.2002, Бюл. № 24 / Пучков Л. А., Сластунов С. В., Каркашадзе Г. Г., Коликов К. С.; заявитель и патентообладатель Московский государственный горный университет – 7 с.

44. Каркашадзе, Л. Г. Режимные параметры гидроударной обработки угольного пласта на стадии истечения воды из скважины / Л. Г. Каркашадзе // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2004. – № 8. – С. 57–59.

45. Ахметбеков, Ш. А. Интенсификация газовыделения из угольных пластов через скважины с поверхности / Ш. А. Ахметбеков // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 1997. – № 6. – С. 149–151.

46. Ножкин, Н. В. Дегазация угольных месторождений через скважины с поверхности и добыча метана с использованием пневмогидровоздействия / Н. В. Ножкин, С. В. Сластунов, А. И. Буханцов // Безопасность труда в промышленности. – 1993. – № 10. – С. 15–19.

47. Коликов, К. С. Экспериментальные работы по заблаговременному извлечению метана из особовыбросоопасного пласта Д₆ на поле шахты им. Ленина / К. С. Коликов, С. М. Горбунов, Ф. А. Муллагалиев // Горный информационноаналитический бюллетень. – 1997. – № 7. – С. 71–74. 48. Применение пневмогидродинамического воздействия на углепородный массив через поверхностные дегазационные скважины для добычи метана угольных месторождений / П. Е. Филимонов [и др.] // Сборник научных трудов «Геотехническая механика». – Днепропетровск: ИГТМ НАН Украины, 2010. – № 87. – С. 34–41.

49. Софийский, К. К. Установление закономерностей процесса пневмодинамического воздействия / К. К. Софийский, П. Е. Филимонов, Р. А. Агаев // Сборник научных трудов «Геотехническая механика». – Днепропетровск: ИГТМ НАН Украины, 2010. – № 89. – С. 3–9.

50. Дрижд, Н. А. Обоснование возможности извлечения метана из неразгруженных угольных пластов / Н. А. Дрижд, Н. Х. Шарипов, К. Д. Ли, И. М. Шмидт // Наука и техника в газовой промышленности. – 2014. – № 1 (57). – С. 57–63.

51. Ножкин, Н. В. Совершенствование заблаговременной дегазации угольного месторождения путем пневмовоздействия на пласт / Н. В. Ножкин, С. В. Сластунов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1988. – № 2. – С. 109–115.

52. Патент № 5474129 США, МПК Е21В 43/26 (20060101). Cavity Induced Stimulation of Coal Degasification Wells Using Foam: № 08/334908: заявл. 07.11.1994: опубл. 12.12.1995 / Х. Weng, С. Т. Montgomery, Т. К. Perkins; заявитель и патентообладатель Atlantic Richfield Company.

53. Карасев, Г. К. Угольный метан – враг и друг / Г. К. Карасев // Российские недра. – 2007, 22 янв. – № 1 (36). – С. 1–2. – URL: http://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/470.pdf (дата обращения: 14.12.2019).

54. Саламатин, А. Г. Подземная разработка мощных пологих угольных пластов / А. Г. Саламатин. – М.: Недра, 1997. – 407 с.

55. Прогноз объемов извлечения метана на полях шахт Томь-Усинского и Мрасского районов Кузбасса / В. Е. Зайденварг, А. Д. Рубан, В. С. Забурдяев, В. Н. Захаров // Уголь. – 2001. – № 10. – С. 15–18.

56. Сикора, П. Особенности заблаговременной дегазации угольных пластов методом бурения скважин с поверхности / П. Сикора, Д. Д. Смыслов, О. В. Плетнер // Глюкауф. – 2008. – № 1. – С. 39–45.

57. Economides, M. J. Unified Fracture Design: Bridging the Gap Between Theory and Practice / M. J. Economides, R. E. Oligney, P. Valkó. – Alvin, TX, USA: Orsa Press, 2002. – 262 p.

58. Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production / Eds.: M. J. Economides, T. Martin. – Houston, TX, USA: Energy Tribune Publishing Inc., 2007. – 509 p.

59. Coal Bed Methane: Principles and Practices / R. E. Rogers, K. Ramurthy, G. Rodvelt, M. Mullen. -2^{nd} ed. – Starkville, MS, USA: Oktibbeha Publishing Co., 2007. – 504 p.

60. Coal Bed Methane: From Prospect to Pipeline / Eds.: P. Thakur, S. Schatzel, K. Aminian. – 1st ed. – San Diego, CA, USA: Elsevier Inc., 2014. – 440 p.

61. Каневская, Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р. Д. Каневская. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с.

62. Желтов, Ю. П. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта / Ю. П. Желтов, С. А. Христианович // Изв. АН СССР. Отд. техн. наук. – 1955. – № 5. – С. 3–41.

63. Христианович, С. А. Образование вертикальных трещин при помощи очень вязкой жидкости / С. А. Христианович, Ю. П. Желтов // IV международный нефтяной конгресс (Рим, 6-15 июня 1955 г.): сб. докл.: в 9 т. – Т. 3: Бурение скважин и добыча нефти и газа. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – С. 272–281.

64. Баренблатт, Г. И. Об образовании горизонтальных трещин при гидроразрыве нефтеносного пласта // Изв. АН СССР. Отд. техн. наук. – 1956. – № 9. – С. 101–105.

65. Теоретические основы гидравлического разрыва нефтяных пластов / С. А. Христианович, Ю. П. Желтов, Г. И. Баренблатт, Г. К. Максимович // V международный нефтяной конгресс (Нью-Йорк, США, май 1959 г.): материалы в 4 т. – Т. 2: Бурение скважин и добыча нефти и газа. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – С. 86–92.

66. Sneddon, I. N. The Distribution of Stress in the Neighborhood of a Crack in an Elastic Solid / I. N. Sneddon // Proceedings of The Royal Society of London. – 1946. – Vol. 187. – No. 1009. – P. 229–260. – DOI <u>10.1098/rspa.1946.0077</u>.

67. Perkins, T. K. Widths of Hydraulic Fractures / T. K. Perkins, L. R. Kern // Journal of Petroleum Technology. – 1961. – Vol. 13. – No. 9. – P. 937–949. – DOI 10.2118/89-PA.

68. Geertsma, J. A. Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulic Induced Fractures / J. Geertsma, F. de Klerk // Journal of Petroleum Technology. – 1969. – Vol. 21. – No. 12. – P. 1571–1581. – DOI <u>10.2118/2458-PA</u>.

69. Nordgren, R. P. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture / R. P. Nordgren // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1972. – Vol. 12. – No. 4. – P. 306–314. – DOI <u>10.2118/3009-PA</u>.

70. Daneshy, A. A. On the Design of Vertical Hydraulic Fractures / A. A. Daneshy // Journal of Petroleum Technology. -1973. - Vol. 25. - No. 1. - P. 83–97. - DOI <u>10.2118/3654-PA</u>.

71. Advani, S. H. Hydraulic Fracture Geometry Modeling, Prediction, and Comparisons / S. H. Advani, H. Khattab, J. K. Lee // Proceedings of SPE/DOE Low Permeability Gas Reservoirs Symposium. – 1985. – P. 135–144. – DOI <u>10.2118/13863-MS</u>.

72. Clifton, R. J. Three-Dimensional Fracture-Propagation Models // Recent Advances in Hydraulic Fracturing / SPE Monograph Series; Eds.: J. L. Gidley, S. A.

Holditch, D. E. Nierode [et al.]. – Richardson, Texas, USA, 1990. – Vol. 12. – Chap. 5. – P. 95–108.

73. Three-Dimensional Fracture Propagation Model and Simulation Study of CBM Wells / Z. Yunxiang, D. Guo, D. Chen, X. Pu // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 186. – DOI <u>10.1088/1755-1315/186/4/012041</u>.

74. Reservoir Stimulation / Eds.: M. J. Economides, K. G. Nolte. – 3rd ed. – New York, NY, USA: John Wiley & Sons Inc., 2000. – 856 p.

75. Montgomery, C. T. Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology / C. T. Montgomery, M. B. Smith // Journal of Petroleum Technology. – 2010. – Vol. 62. – No. 12. – P. 26–32. – DOI <u>10.2118/1210-0026-JPT</u>.

76. Дмитриевская, Т. В. Проблемы добычи метана из угольных пластов и новейшая геодинамика на примере Талдинского месторождения (Южный Кузбасс) / Т. В. Дмитриевская, С. Г. Рябухина, В. А. Зайцев // Геология нефти и газа. – 2012. – № 4. – С. 85–91.

77. Baev, M. A. Geomechanical Assessment of the Effect of Inhomogeneities on the Propagation of Hydrofractures in Coal Seams / M. A. Baev, V. A. Khyamyalyaynen, A. G. Shevtsov // Proceedings of the IVth International Innovative Mining Symposium. October 2019, Kemerovo, Russia. – E3S Web Conf., 2019. – Vol. 105. – Article No. 01046. – DOI <u>10.1051/e3sconf/201910501046</u>.

78. Особенности развития трещины гидроразрыва вблизи свободной поверхности в изотропной пороупругой среде / А. В. Азаров, М. В. Курленя, С. В. Сердюков, А. В. Патутин // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2019. – № 1. – С. 3–11. – DOI <u>10.15372/FTPRPI20190101</u>.

79. Баёв, М. А. О некоторых проблемах технологии добычи метана из угольных пластов и возможных путях их решения / М. А. Баёв, А. П. Коровицын, А. Г. Шевцов, В. А. Хямяляйнен // Сборник трудов XIV Международной научно-практической конференции «Энергетическая безопасность России. Новые подходы к развитию угольной промышленности», 18-21 сент. 2012 г., Кемерово / Под общ. редакцией В. И. Клишина [и др.]. – Кемерово, 2012. – С. 124–126.

80. Применение расклинивающих агентов при гидроразрывах // Российские нефтегазовые технологии (ROGTEC). – № 6. – С. 50-57. – URL: <u>https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/10/102.pdf</u> (дата обращения: 14.12.2019).

81. Гончаров, В. Н. Динамика русловых потоков / В. Н. Гончаров. – Л.: Гидрометеоиздат, 1962. – 368 с.

82. Mader, D. Hydraulic Proppant Fracturing and Gravel Packing / D. Mader. – 1^{st} ed. – Elsevier Science, 1989. – 1238 p.

83. Усачев, П. М. Гидравлический разрыв пласта: учеб. пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве / П. М. Усачев. – М.: Недра, 1986. – 165 с.

84. Интенсификация подземной дегазации угольных пластов методом гидроразрыва / М. В. Курленя, С. В. Сердюков, А. В. Патутин, Т. В. Шилова // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2017. – № 6. – С. 3–9. – DOI <u>10.15372/FTPRPI20170601</u>.

85. Шилова Т. В. Экспериментальная оценка проводимости трещин с проппантом из алюмосиликатных микросфер в условиях малоглубинного гидроразрыва нефтяного пласта / Т. В. Шилова, М. В. Курленя, С. В. Сердюков // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2017. – № 6. – С. 127–132. – DOI <u>10.15372/FTPRPI20170612</u>.

86. Economides, M. J. Petroleum Production Systems / M. J. Economides, A. D. Hill, C. Ehlig-Economides. – Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice Hall PTR, 1994. – 624 p.

87. Hollub, V. A. A Guide to Coalbed Methane Operations / V. A. Hollub, P. S. Schafer. – Gas Research Institute, 1992. – 376 p.

88. Можжерин, А. В. Керамический пропант или песок? / А. В. Можжерин, А. Ю. Коржавин // Сфера. Нефть и газ. – 2018. – № 2 (64). – С. 20–23. – URL: <u>http://s-ng.ru/pdf/main_2180.pdf</u> (дата обращения: 14.12.2019).

89. Минерально-сырьевой потенциал Кемеровской области / Н. Ю. Вашлаева, А. Н. Мамлин, С. В. Шаклеин, Е. М. Вашлаева // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2008. – № 6. – С. 22–29.

90. Кондаков, А. Н. Минеральные ресурсы недр Кемеровской области. Кн. 2. Неметаллические твердые полезные ископаемые / А. Н. Кондаков, А. А. Возная; ФГБОУ ВО «Кузбас. гос. техн. ун-т им. Т. Ф. Горбачева». – Кемерово: Изд-во КузГТУ, 2016. – 496 с.

91. Справочник инженера-нефтяника. Том IV. Техника и технологии добычи / Глав. ред. Л. Лейк; перевод с английского под редакцией А. Б. Золотухина. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. – 1194 с.

92. Roodhart, L. P. Fracturing Fluids: Fluid-Loss Measurements Under Dynamic Conditions / L. P. Roodhart // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1985. – Vol. 25. – No. 5. – P. 629–636. – DOI 10.2118/11900-PA.

93. Mayerhofer, M. J. An Experimental and Fundamental Interpretation of Fracturing Filter-Cake Fluid Loss / M. J. Mayerhofer, M. J. Economides, K. G. Nolte // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 6-9 October 1991, Dallas, TX, USA. – 1991. – P. 557–568. – DOI <u>10.2118/22873-MS</u>.

94. Hydraulic Fracture Simulation of High-Permeability Formations: The Effect of Critical Fracture Parameters on Oilwell Production and Pressure / A. K. Mathur [et al.] // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-25 October 1995, Dallas, TX, USA. – 1995. – P. 237–246. – DOI <u>10.2118/30652-MS</u>.

95. McGowen, J. M. Fracturing Fluid Leakoff under Dynamic Conditions. Part 1: Development of a Realistic Laboratory Testing Procedure / J. M. McGowen, S. Vitthal // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 6-9 October 1996, Denver, CO, USA. – 1996. – P. 805–821. – DOI <u>10.2118/36492-MS</u>.

96. Vitthal, S. Fracturing Fluid Leakoff under Dynamic Conditions. Part 2: Effect of Shear Rate, Permeability, and Pressure / S. Vitthal, J. M. McGowen // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 6-9 October 1996, Denver, CO, USA. – 1996. – P. 821–836. – DOI <u>10.2118/36493-MS</u>.

97. Cinco-Ley, H. Transient Pressure Behavior for a Well with Finite-Conductivity Vertical Fracture / H. Cinco-Ley, F. V. Samaniego, N. A. Dominguez // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1978. – Vol. 18. – No. 4. – P. 253–264. – DOI <u>10.2118/6014-PA</u>.

98. Cinco-Ley, H. Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case versus Damage Fracture Case / H. Cinco-Ley, F. V. Samaniego // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October 1981, San Antonio, TX, USA. – 1981. – DOI <u>10.2118/10179-MS</u>.

99. Дуган, Т. GAS! Страницы истории добычи угольного метана в бассейне Сан-Хуан / Т. Дуган, Э. Арнольд; перевод с английского. – М.: CBM Partners Corporation, 2008. – 208 с.

100. Патент № 2576424 Российская Федерация, МПК Е21В 43/267 (2006.01). Способ гидравлического разрыва угольного пласта: № 2015102784/03: заявл. 31.12.2014: опубл. 10.03.2016, Бюл. № 7 / Золотых С. С., Гергерт В. В., Коровицын А. П.; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром добыча Кузнецк» – 5 с.

101. Howard, G. C. Optimum Fluid Characteristics for Fracture Extension / G. C. Howard, C. R. Fast // Proceedings of the API Conference Drilling and Production Practice, 1 January 1957, New York, NY, USA. – 1957. – P. 261–270. – URL: <u>https://afly.co/jh92</u> (дата обращения: 14.12.2019).

102. Williams, B. B. Fluid Loss from Hydraulically Induced Fractures / B. B. Williams // Journal of Petroleum Technology. – 1970. – Vol. 22. – No. 7. – P. 882–888. – DOI <u>10.2118/2769-PA</u>.

103. Settari, A. A New General Model of Fluid Loss in Hydraulic Fracturing / A. Settari // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1985. – Vol. 25. – No. 4. – P. 491–501. – DOI <u>10.2118/11625-PA</u>.

104. Ehlig-Economides, C. A. Interpretation Model for Fracture Calibration Tests in Naturally Fractured Reservoirs / C. A. Ehlig-Economides, Y. Fan // Proceedings of the International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, 10-13 October 1994, Veracruz, Mexico. – 1994. – P. 217–227. – DOI <u>10.2118/28690-MS</u>.

105. Yi, T. A Comprehensive Model of Fluid Loss in Hydraulic Fracturing / T. Yi, J. M. Peden // SPE Production & Facilities Journal. – 1994. – Vol. 9. – No. 4. – P. 267–272. – DOI <u>10.2118/25493-PA</u>.

106. Mayerhofer, M. J. Pressure-Transient Analysis of Fracture-Calibration Tests / M. J. Mayerhofer, M. J. Economides, C. A. Ehlig-Economides // Journal of Petroleum Technology. – 1995. – Vol. 47. – No. 3. – P. 1–6. – DOI <u>10.2118/26527-PA</u>.

107. Fan, Y. Fracturing Fluid Leakoff and Net Pressure Pressure Behavior in Frac&Pack Stimulation / Y. Fan, M. J. Economides // Proceedings of the International Meeting on Petroleum Engineering, 14-17 November 1995, Beijing, China. – 1995. – P. 357–369. – DOI <u>10.2118/29988-MS</u>.

108. Юфин, А. П. Гидромеханизация. Учебное пособие для вузов / А. П. Юфин – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1974. – 223 с.

109. Лезгинцев, Г. М. Гидромеханизация разработки россыпей и методы расчетов / Г. М. Лезгинцев. – М.: Наука, 1968. – 220 с.

110. Временная отраслевая инструкция по проектированию систем гидравлического транспорта отходов флотации и возврата оборотной воды на обогатительных фабриках Минуглепрома СССР. ВНТП 18-80. – М.: Минуглепром СССР, 1980. – 50 с.

111. Нурок, Г. А. Процессы и технология гидромеханизации открытых горных работ: учебник для вузов / Г. А. Нурок. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1985. – 471 с.

112. Ялтанец, И. М. Справочник по гидромеханизации / И. М. Ялтанец, Н. И. Леванов; под ред. И. М. Ялтанца. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: «Мир горной книги», изд-во МГГУ, изд-во «Горная книга», 2008. – 673 с. – (Теория и практика открытых горных и строительных работ).

113. Смолдырев, А. Е. Гидравлический и пневматический транспорт в металлургии и горном деле / А. Е. Смолдырев. – М.: Изд-во Металлургия, 1967. – 367 с.

114. Kern, L. R. The Mechanics of Sand Movement in Fracturing / L. R. Kern, T. K. Perkins, R. E. Wyant // Journal of Petroleum Technology. -1959. - Vol. 11. - No. 7. - P. 55–57. - DOI <u>10.2118/1108-G</u>.

115. Daneshy, A. A. Numerical Solution of Sand Transport in Hydraulic Fracturing // Journal of Petroleum Technology. – 1978. – Vol. 30. – No. 1. – P. 132–140. – DOI <u>10.2118/5636-PA</u>.

116. Shiozawa, S. Simulation of Proppant Transport with Gravitational Settling and Fracture Closure in a Three-Dimensional Hydraulic Fracturing Simulator / S. Shiozawa, M. McClure // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 138. – P. 298–314. – DOI 10.1016/j.petrol.2016.01.002.

117. Великанов, М. А. Динамика русловых потоков: учебное пособие для гидрометеорол. вузов / М. А. Великанов. – 2-е изд., доп. и перераб. – Л.: Изд-во и 2-я типолитогр. Гидрометеоиздата, 1949. – 474 с.

118. Ломизе, Г. М. Фильтрация в трещиноватых породах / Г. М. Ломизе. – М.; Л.: Госэнергоиздат, 1951. – 127 с.

119. Трайнис, В. В. Параметры и режимы гидравлического транспортирования угля по трубопроводам / В. В. Трайнис. – М.: Наука, 1970. – 191 с. 120. Примеры расчетов по гидравлике: учебное пособие для вузов / А. Д. Альтшуль, В. И. Калицун, Ф. Г. Майрановский, П. П. Пальгунов; под ред. А. Д. Альтшуля. – М.: Стройиздат, 1977. – 255 с.

121. Федоров, Н. Ф. Канализация / Н. Ф. Федоров, С. М. Шифрин. – М.: Высшая школа, 1968. – 592 с.

122. Калицун, В. И. Водоотводящие системы и сооружения: учебник для вузов / В. И. Калицун. – М.: Стройиздат, 1987. – 336 с.

123. Воронов, Ю. В. Водоотведение и очистка сточных вод: учебник для вузов / Ю. В. Воронов, С. В. Яковлев. – М.: Изд-во Ассоциации строительных вузов, 2006. – 704 с.

124. Кнороз, В. С. Движение гидросмесей в напорных трубопроводах и метод расчета / В. С. Кнороз. – М.: Известия ВНИИГ, 1941. – Т. 30. – 256 с.

125. Яковлев, С. В. Вспомогательные устройства очистных канализационных станций / С. В. Яковлев, Я. А. Карелин, Н. А. Масленников. – М.: Госстройиздат, 1955. – 180 с.

126. Смолдырев, А. Е. Гидравлический и пневматический транспорт на угольных предприятиях / А. Е. Смолдырев. – М.: Углетехиздат, 1956. – 291 с.

127. Конюшков, А. М. Водоснабжение и канализация / А. М. Конюшков, С. В. Яковлев. – 2-е изд., испр. – М.: Государственное издательство литературы по строительству, архитектуре и строительным материалам, 1960. – 542 с.

128. Куприн, А. И. Руководство по проектированию безнапорного гидротранспорта угля, породы и их смесей / А. И. Куприн, Г. Т. Тютиков, М. М. Бурштейн; под ред. Э. Б. Голланда. – М.: Госгортехиздат, 1962. – 52 с.

129. Технические указания по расчету напорного гидравлического транспорта грунтов / ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева. – Л.: Энергия, 1967. – 25 с.

130. Инструкция по гидравлическому расчету систем напорного гидротранспорта грунтов. П 59-72 / ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева. – Л.: Энергия, 1972. – 32 с.

131. Федоров, Н. Ф. Канализационные сети. Примеры расчетов. Учебное пособие для вузов / Н. Ф. Федоров, А. М. Курганов, М. И. Алексеев. – 3-е изд. – М.: Стройиздат, 1985. – 223 с.

132. Ялтанец, И. М. Гидромеханизация. Справочный материал / И. М. Ялтанец, В. К. Егоров. – М.: Изд-во МГГУ, 1999. – 338 с.

133. Гухман, А. А. Введение в теорию подобия: учебное пособие для втузов / А. А. Гухман. – 2-е изд., доп. и перераб. – М.: Высшая школа, 1973. – 295 с.

134. Седов, Л. И. Методы подобия и размерности в механике / Л. И. Седов. – 8-е изд., перераб. – М.: Наука, 1977. – 440 с.

135. Седов, Л. И. Механика сплошной среды: учебник для студентов университетов и высших технических учебных заведений. В 2 томах. Т. 1 / Л. И. Седов. – Изд. 4-е, испр. и доп. – М.: Наука, 1983. – 528 с.

136. Седов, Л. И. Механика сплошной среды: учебник для студентов университетов и высших технических учебных заведений. В 2 томах. Т. 2 / Л. И. Седов. – Изд. 4-е, испр. и доп. – М.: Наука, 1984. – 560 с.

137. Хямяляйнен, В. А. Формирование цементационных завес вокруг капитальных горных выработок / В. А. Хямяляйнен, Ю. В. Бурков, П. С. Сыркин. – М.: Недра, 1994. – 400 с.

138. Майоров, А. Е. Консолидирующее крепление горных выработок / А. Е. Майоров, В. А. Хямяляйнен; науч. ред. В. А. Хямяляйнен; Сиб. отд-ние РАН, КемНЦ. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 264 с.

139. Шванов, В. Н. Песчаные породы и методы их изучения / В. Н. Шванов. – Л.: Недра, 1969. – 248 с.

140. ГОСТ 8735-88. Песок для строительных работ. Методы испытаний. – Взамен ГОСТ 8735-75, ГОСТ 25589-83; введ. 1989-07-01. – М.: Изд-во стандартов, 2006. – 26 с.

141. ISO 13503-2:2006. Petroleum and Natural Gas Industries – Completion Fluids and Materials – Part 2: Measurement of Properties of Proppants Used in Hydraulic Fracturing and Gravel-Packing Operations. – ISO, 2006. – 28 p.

142. Жуковский, К. А. Ликвидация пескопроявлений оборудованием газовых скважин противопесочным фильтром с гравийной набивкой: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Константин Анатольевич Жуковский; Управление интенсификации и ремонта скважин ООО «Уренгойгазпром». – Уфа, 2002. – 162 с. – Место защиты: УГНТУ.

143. Тиаб, Дж. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Э. Ч. Доналдсон; перевод с англ. – 2-е изд., доп. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.

144. ГОСТ Р 51761-2013. Пропанты алюмосиликатные. Технические условия. – Взамен ГОСТ Р 51761-2005; введ. 2013-08-28. – М.: Стандартинформ, 2014. – 59 с.

145. Юрченко, А. А. Разработка гравийных материалов для сооружения противопесочных фильтров и проведения гидропескоструйной перфорации при освоении скважин: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Александр Андреевич Юрченко; ОАО НПО «Бурение». – Краснодар, 2004. – 144 с.

146. API RP 56. Recommended Practices for Testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations. -2^{nd} ed. – American Petroleum Institute, 1995. – 22 p.

147. ISO 13503-5:2006. Petroleum and Natural Gas Industries – Completion Fluids and Materials – Part 5: Procedures for Measuring the Long-Term Conductivity of Proppants. – ISO, 2006. – 25 p.

148. Prats, M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior – Incompressible Fluid Case / M. Prats // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1961. – Vol. 1. – No. 2. – P. 105–118. – DOI <u>10.2118/1575-G</u>.

149. Agarwal, R. G. Evaluation and Performance Prediction of Low-Permeability Gas Wells Stimulated by Massive Hydraulic Fracturing / R. G. Agarwal, R. D. Carter, C. B. Pollock // Journal of Petroleum Technology. – 1979. – Vol. 31. – No. 3. – P. 362–372. – DOI <u>10.2118/6838-PA</u>.

150. Cinco-Ley, H. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells / H. Cinco-Ley, F. V. Samaniego // Journal of Petroleum Technology. – 1981. – Vol. 33. – No. 9. – P. 1749–1766. – DOI <u>10.2118/7490-PA</u>.

151. Seidle, J. Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering / J. Seidle. – Tulsa, OK, USA: PennWell Corporation, 2011. – 416 p.

152. Скурский, М. Д. Золото-редкоземельно-редкометалльно-нефтегазоугольные месторождения и их прогноз в Кузбассе / М. Д. Скурский; ГОУ ВПО «Кузбасский государственный технический ун-т». – Кемерово: Кузбассвузиздат, 2005. – 627 с.

153. Elder, C. H. Effects of Hydraulic Stimulation on Coalbeds and Associated Strata: Report of Investigations / C. H. Elder. – Washington, DC, USA: U.S. Dept. of the Interior, Bureau of Mines, 1977. - 20 p. – URL:

<u>https://www.cdc.gov/niosh/mining/UserFiles/works/pdfs/ri8260.pdf</u> (дата обращения: 14.12.2019).

154. Diamond, W. P. Effects of Stimulation Treatments on Coalbeds and Surrounding Strata. Evidence from Underground Observations: Report of Investigations / W. P. Diamond, D. C. Oyler. – Washington, DC, USA: U.S. Dept. of the Interior, Bureau of Mines, 1987. – 48 p. – URL:

<u>https://www.cdc.gov/niosh/mining/UserFiles/works/pdfs/ri9083.pdf</u> (дата обращения: 14.12.2019).

155. Reese, R. Case Study: Observations of a Coal Bed Methane Extraction Pilot Program via Well Bores in Greene County, Pennsylvania / R. Reese, J. Reilly // Proceedings of the SPE Eastern Regional Meeting: Pursuit of Technology, 22-24 October 1997, Lexington, KY, USA. – 1997. – P. 139–151. – DOI <u>10.2118/39227-MS</u>.

156. Seccombe, J. C. Selection of a Fracture Proppant in a Tight Gas Field, Bauxite vs. Sand, Wamsutter Area, Wyoming / J. C. Seccombe, G. E. Anderson // Proceedings of the SPE Unconventional Gas Recovery Symposium, 16-18 May 1982, Pittsburgh, PA, USA. – 1982. – DOI <u>10.2118/10827-MS</u>.

157. Interpretation of Buildup Data Obtained from MHF Wells in Northern Germany / K. M. Reinicke, F. W. Brinkmann, H. Schwarz, G. Hueni // Journal of Petroleum Technology. – 1985. – Vol. 37. – No. 12. – P. 2173–2283. – DOI <u>10.2118/11605-PA</u>. 158. Cooke Jr., C. E. Conductivity of Fracture Proppants in Multiple Layers / C. E. Cooke Jr. // Journal of Petroleum Technology. – 1973. – Vol. 25. – No. 9. – P. 1101–1107. – DOI <u>10.2118/4117-PA</u>.

159. McDaniel, B. W. Conductivity Testing of Proppants at High Temperature and Stress / B. W. McDaniel // Proceedings of the SPE California Regional Meeting, 2-4 April 1986, Oakland, CA, USA. – 1986. – P. 197–207. – DOI <u>10.2118/15067-MS</u>.

160. Much, M. G. Long-Term Performance of Proppants Under Simulated Reservoir Conditions / M. G. Much, G. S. Penny // Proceedings of the SPE/DOE Joint Symposium on Low Permeability Reservoirs, 18-19 May 1987, Denver, CO, USA. – 1987. – P. 257–266. – DOI <u>10.2118/16415-MS</u>.

161. Determining Realistic Fracture Conductivity and Understanding Its Impact on Well Performance – Theory and Field Examples / T. T. Palisch [et al.] // Proceedings of the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 29-31 January 2007, College Station, TX, USA. – 2007. – DOI <u>10.2118/106301-MS</u>.

162. Behavior of Proppant under Cyclic Stress / W.T. Stephens [et al.] // Proceedings of the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 29-31 January 2007, College Station, TX, USA. – 2007. – DOI <u>10.2118/106365-MS</u>.

163. Rivers, M. Proppant Fracture Conductivity With High Proppant Loading and High Closure Stress / M. Rivers, D. Zhu, A. D. Hill // Proceedings of the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 6-8 February 2012, The Woodlands, TX, USA. – 2012. – DOI <u>10.2118/151972-MS</u>.

164. Experimental Investigation of Propped Fracture Conductivity in Tight Gas Reservoirs Using Factorial Design / O. O. Awoleke, J. D. Romero, D. Zhu, A. D. Hill // Proceedings of the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 6-8 February 2012, The Woodlands, TX, USA. – 2012. – DOI <u>10.2118/151963-MS</u>.

165. Cooke Jr., C. E. Effect of Fracturing Fluids on Fracture Conductivity / C. E. Cooke Jr. // Journal of Petroleum Technology. – 1975. – Vol. 27. – No. 10. – P. 1273–1282. – DOI <u>10.2118/5114-PA</u>.

166. Kim, C. M. Fracture Conductivity Damage Due to Crosslinked Gel Residue and Closure Stress on Propped 20/40 Mesh Sand / C. M. Kim, J. A. Losacano // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-26 September 1985, Las Vegas, NV, USA. – 1985. – P. 81–87. – DOI <u>10.2118/14436-MS</u>.

167. Hawkins, G. W. Laboratory Study of Proppant-Pack Permeability Reduction Caused by Fracturing Fluids Concentrated During Closure / G. W. Hawkins // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2-5 October 1988, Houston, TX, USA. – 1988. – P. 787–800. – DOI <u>10.2118/18261-MS</u>.

168. Measurement of Gel Cleanup in a Propped Fracture with Dynamic Fracture Conductivity Experiments / F. Marpaung [et al.] // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008, Denver, CO, USA. – 2008. – DOI <u>10.2118/115653-MS</u>.

169. Rixe, F. H. Selection of Propping Agents for Hydraulic Fracturing / F. H. Rixe, C. R. Fast, G. C. Howard // Proceedings of the API Conference Drilling and Production Practice, 1 January 1963, New York, NY, USA. – 1963. – P. 138–143. URL: <u>https://www.onepetro.org/conference-paper/API-63-138</u> (дата обращения: 14.12.2019).

170. Babcock, R. E. Distribution of propping Agent in vertical Fractures / R. E. Babcock, C. L. Prokop, R. O. Kehle // Proceedings of the API Conference Drilling and Production Practice, 1 January 1967, New York, NY, USA. – 1967. – P. 207–217. URL: <u>https://www.onepetro.org/conference-paper/API-67-207</u> (дата обращения: 14.12.2019).

171. Maximizing Fracture Conductivity with Partial Monolayers: Theoretical Curiosity or Highly Productive Reality? / H. D. Brannon [et al.] // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September 2004, Houston, TX, USA. – 2004. – DOI <u>10.2118/90698-MS</u>.

172. Palisch, T. T. Slickwater Fracturing: Food for Thought / T. T. Palisch, M. C. Vincent, P. J. Handren // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008, Denver, CO, USA. – 2008. – DOI <u>10.2118/115766-MS</u>.

173. Penny, G. S. The Development of Laboratory Correlations Showing the Impact of Multiphase Flow, Fluid, and Proppant Selection Upon Gas Well Productivity / G. S. Penny, L. Jin // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-25 October 1995, Dallas, TX, USA. – 1995. – P. 437–451. – DOI 10.2118/30494-MS.

174. Vincent, M. C. Non-Darcy and Multiphase Flow in Propped Fractures: Case Studies Illustrate the Dramatic Effect on Well Productivity / M. C. Vincent, C. M. Pearson, J. Kullman // Proceedings of the SPE Western Regional Meeting, 26-28 May 1999, Anchorage, AK, USA. – 1999. – DOI <u>10.2118/54630-MS</u>.

175. Experimental Study of Fracture Conductivity for Water-Fracturing and Conventional Fracturing Applications / C. N. Fredd, S. B. McConnell, C. L. Boney, K. W. England // Society of Petroleum Engineers Journal. – 2001. – Vol. 6. – No. 3. – P. 288–298. – DOI <u>10.2118/74138-PA</u>.

176. Integrating Fracture Mapping Technologies to Optimize Stimulations in the Barnett Shale / M. K. Fisher [et al.] // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 29 September-2 October 2002, San Antonio, TX, USA. – 1999. – DOI 10.2118/77441-MS.

177. Proppants? We Don't Need No Proppants / M. J. Mayerhofer [et al.] // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October 1997, San Antonio, TX, USA. – 1997. – P. 457–464. – DOI <u>10.2118/38611-MS</u>.

178. Proppants, We Still Don't Need No Proppants – A Perspective of Several Operators / R. N. Walker Jr. [et al.] // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-30 September 1998, New Orleans, LA, USA. – 1998. – P. 497–504. – DOI 10.2118/49106-MS.

179. Справочник (кадастр) физических свойств горных пород / Под ред. Н. В. Мельникова, В. В. Ржевского, М. М. Протодьяконова. – М.: Недра, 1975. – 279 с.

180. Распределение и корреляция показателей физических свойств горных пород: Справочное пособие / М. М. Протодьяконов, Р. И. Тедер, Е. И. Ильницкая [и др.]. – М.: Недра, 1981. – 192 с.

181. Угольная база России: в 6 томах. Т. II. Угольные бассейны и месторождения Западной Сибири (Кузнецкий, Горловский, Западно-Сибирский, бассейны; месторождения Алтайского края и Республики Алтай). / Редкол.: В. Ф. Череповский (гл. ред.) [и др.]. – М.: ООО «Геоинформцентр», 2003. – 604 с.

182. Барон, Л. И. Контактная прочность горных пород / Л. И. Барон, Г. Л. Глатман. – М.: Недра, 1966. – 227 с.

183. Иванов, Ф. М. Цементный бетон / Ф. М. Иванов. – М.: Автотрансиздат, 1957. – 51 с.

184. Дворкин, Л. Н. Основы бетоноведения / Л. Н. Дворкин, О. Л. Дворкин. – СПб.: ООО «Строй-Бетон», 2006. – 692 с.

185. Патент № 2540717 Российская Федерация, МПК Е21С 39/00 (2006.01). Модель трещиноватого горного массива: № 2013143434/03: заявл. 25.09.2013: опубл. 10.02.2015 / Хямяляйнен В. А., Баёв М. А., Коровицын А. П., Шевцов А. Г.; заявитель и патентообладатель КузГТУ. – 5 с.

186. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016610243 Российская Федерация. Расчет проницаемости трещины: № 2015660734: заявл. 09.11.2015: опубл. 20.02.2016 / Баёв М. А., Шевцов А. Г.; заявитель и правообладатель КузГТУ. – 1 с.

187. Шишляев, В. В. Применение математических моделей для решения задачи выбора эксплуатационных объектов при организации системы разработки метаноугольных месторождений / В. В. Шишляев // Наука и техника в газовой промышленности. – 2014. – № 01 (57). – С. 34–43.

Приложение А



ООО «Газпром добыча Кузнецк» на карте Кемеровской области

Рисунок А.1 – Расположение метаноугольных месторождений

Приложение Б

Основные производители и поставщики пропантов

	Россия		
Батолит	Трёхгорный керамический завод		
Боровичский комбинат огнеупоров	Уралхимпласт		
КАРБО Керамикс «Евразия»	Φουэς		
Сибелко Рус	Янгелевский горно-обогатительный комбинат		
5	1		
США	Канада		
Atlas Resin Proppants	Athabasca Minerals		
Badger Mining Corporation	Canadian Silica Industries		
Baker Hughes	Canfrac Sands		
Cadre Material Products	Claims Post Resources		
CARBO Ceramics	Hanson Lake Sands Corporation		
Cardinal FG Minerals	Heemskirk Consolidated		
Chieftain Sand	NinetyTwo Resources		
CoorsTek	Sil Industrial Minerals		
CRS Proppants	Stikine Energy		
EOG Resources	Target Products		
Fairmount Santrol	Victory Nickel		
FlexFrac Proppant Sand Suppliers			
Hi-Crush Proppants	Бразилия		
Imerys Oilfield Solutions	Mineração Curimbaba		
J5Global	Terra Viva Propantes		
Jordan Sands	I		
Liberty Materials	КНР		
Mississippi Sand	China Ceramic Proprant (Guizhou)		
Momentive Specialty Chemicals	China GengSheng Minerals		
Northen Frac Proppants	CMM		
Oxane Materials	Fuijan Raystone New Material		
Pattison Sand Company	GDG Ceramic		
Preferred Sands	Gongyi Tianyiang Refractory Materials		
Premier Silica	Hebei Ceramic Proppant		
R.W. Sidley	Jiaozuo FangHua Ceramics		
Saint-Gobain Proppants	Luoyang Aoxiang Ceramics		
Sargent Sand	Luoyang Maide Ceramics		
Schlumberger	Luoyang Tianzhen Refractory materials		
Short Mountain Silica	Pingyiang Chemshun Ceramics		
Sierra Frac Sand	Shan Xi Guang Vu Ceramic Proppant		
Smart Sand	Shijiazhuang Deviang Petroleum Proppant		
Sun Drilling Products	TAO Ceramics		
Superior Silica Sands	Vinmi Wanli Industry Development		
Taylor Frac	Vanguan Changging Detroloum Frag. Dropports		
Texas Silica	Tangquan Changquing Feutoreum Frae, Froppants Vichuan Longguan Tiangan Abrasiyas		
U.S. Silica	Viving Orient Detroleum Dronnent		
Unimin Corporation	1 IXING OTIENT PERFORMIN Proppant		
	Thomashou Ton Trading		
	Zhengzhou Top Haufilg		
	Znengznou i uxiang Ceramic Sand		

* Информация по состоянию на начало 2016 г.

Приложение В





Рисунок В.1 – Расположение исследованных месторождений песков и ПГС

Приложение Г

Титульный лист «Методических рекомендаций

по выбору кварцевых песков для закрепления трещин гидроразрыва

на метаноугольных месторождениях Кузбасса»



Рисунок Г.1 – Титульный лист утвержденных методических рекомендаций