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

На правах рукописи

Mapmul

Шевцов Александр Григорьевич

# ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ ДОБЫЧЕ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

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, 2021

### оглавление

ВВЕДЕНИЕ4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ
ИЗВЛЕЧЕНИЯ МЕТАНА ИЗ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ
1.1 Метан угольных пластов как самостоятельное полезное ископаемое 10
1.2 Развитие технологий добычи метана из угольных пластов горизонтальными
скважинами15
1.3 Добычные возможности горизонтальных метаноугольных скважин
1.4 Критерии применимости горизонтальных метаноугольных скважин27
1.5 Выводы, цель и задачи исследования
ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ
ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА НА ЕГО
ПРОНИЦАЕМОСТЬ ВОКРУГ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН РАЗЛИЧНОЙ
КОНСТРУКЦИИ
2.1 Определение начального геомеханического состояния пласта
2.2 Проницаемость угольного пласта и ее изменение
2.3 Исходные данные, расчетные схемы и граничные условия моделей
2.4 Результаты геомеханического моделирования одноствольных
горизонтальных скважин
2.5 Результаты геомеханического моделирования многозабойной
горизонтальной скважины54
2.6 Выводы
ГЛАВА З ПРОМЫСЛОВАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КОНСТРУКЦИИ
ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ МЕТАНОУГОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА
ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ И ПРОНИЦАЕМОСТЬ УГОЛЬНОГО
ПЛАСТА
3.1 Оценка начальной проницаемости целевого угольного пласта
3.2 Лабораторные исследования проницаемости трещин и прочностных свойств
угольного керна

3.3 Сведения о пробуренных горизонтальных скважинах	73
3.4 Определение главных напряжений, действующих в угольном пласте.	75
3.5 Анализ направленности главного кливажа угольных пластов и степен	и его
раскрытия	
3.6 Промысловая оценка изменения начального геомеханического состоя	ния
и проницаемости пласта	
3.7 Выводы	92
ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЫБОРА	
КОНСТРУКЦИИ МНОГОЗАБОЙНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ	
МЕТАНОУГОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ	94
4.1 Используемая геолого-геофизическая информация	94
4.1.1 Региональный уровень	94
4.1.2 Уровень месторождения	94
4.1.3 Уровень скважины	95
4.2 Выбор мест заложения горизонтальных скважин	96
4.2.1 Определение ориентации кливажа	96
4.2.2 Выбор азимута стволов скважины	97
4.3 Определение естественных напряжений в пласте	97
4.3.1 Выбор опорных скважин	97
4.3.2 Расчет геостатического напряжения	98
4.3.3 Расчет пластового давления	99
4.3.4 Расчет горизонтальных напряжений	99
4.4 Оценка эффективности конструкции скважины	100
4.5 Сравнительный анализ добычных возможностей многозабойной	
метаноугольной скважины	101
4.6 Технико-экономическая оценка предлагаемых решений	103
4.7 Выводы	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	105
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	107

### введение

Актуальность. Постепенное истощение запасов традиционных месторождений нефти, газа и газового конденсата уже сейчас вынуждает обратить внимание промышленности на источники углеводородов, которые относятся к категории трудноизвлекаемых. Так, геологическая история формирования месторождений угля по всему миру показывает, что процесс углефикации неразрывно связан с генерацией и аккумуляцией газа. Огромные ресурсы газа в нетронутых угольных пластах и содержание в них метана более 98% позволяют рассматривать его как самостоятельное полезное ископаемое, подходящее для коммерческой добычи.

Промышленная добыча метана угольных пластов (МУП) скважинами с поверхности уже ведется в большинстве стран мира, начиная с 1980-ых годов, покрывая не только потребности регионов в топливе, но и позволяя подготовить угольные месторождения для последующей безопасной отработки угля путем заблаговременной дегазации. Что касается Российской Федерации, в 2010 году на территории Кузнецкого угольного бассейна был запущен первый метаноугольный промысел, а уже в 2011 году МУП включен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод.

В мировой практике добыча МУП осуществляется В основном вертикальными и наклонно-направленными скважинами, которые не отличаются высокими дебитами. Необходимость в увеличении площади дренирования для достижения более высоких показателей добычи привела метаноугольную отрасль к применению горизонтальных скважин с проходкой по угольному пласту, в том числе многозабойных. Тем не менее, получаемые дебиты при реализации различных типов таких скважин значительно разнятся в большинстве источников, что ставит под сомнение экономическую эффективность применяемых технических решений и требует научного обоснования выбора горизонтальных скважин определенной конструкции в имеющихся горно-геологических условиях.

Опубликованные в литературных и нормативных источниках методики выбора конструкций горизонтальных метаноугольных скважин не учитывают действующее в массиве горных пород напряженно-деформированное состояние (НДС), которое оказывает значительное влияние на важнейший параметр угольного пласта, определяющий объемы извлечения десорбированного газа – его проницаемость. Таким образом, для формирования обоснования применения в имеюшихся горно-геологических условиях определенных типов горизонтальных метаноугольных скважин, актуальным является учет действующих в угольном пласте напряжений.

Работа выполнена в соответствии с пунктом 5.1 Перечня приоритетных научно-технических проблем ПАО «Газпром» – Технологии поиска и разведки месторождений углеводородов, включая освоение нетрадиционных ресурсов.

Целью работы является геомеханическое обоснование применения многозабойных горизонтальных скважин при добыче метана угольных пластов, обеспечивающее повышение объемов извлекаемого газа.

**Идея работы** заключается в комплексном учете конструкции горизонтальной метаноугольной скважины, действующего в массиве горных пород напряженно-деформированного состояния и проницаемости вскрытого скважиной угольного пласта для повышения дебита газа.

### Задачи исследования:

 обосновать теоретически влияние геомеханического состояния угольного пласта на его проницаемость вокруг горизонтальных скважин различной конструкции;

 – оценить влияние конструкции горизонтальной метаноугольной скважины на геомеханическое состояние и проницаемость угольного пласта в промысловых условиях;

обосновать и разработать методику выбора конструкции многозабойной горизонтальной метаноугольной скважины.

Методы исследований включают анализ (аналитический обзор литературных, нормативных и патентных источников), дедукцию (определение

параметров, обуславливающих дебит газа), синтез (единение параметров, влияющих на дебит горизонтальных метаноугольных скважин) и эмпирические методы исследования (численное моделирование геомеханического состояния массива горных пород, а также анализ данных промысловых экспериментов с использованием классических методов статистической обработки результатов).

Объект исследования: массив горных пород метаноугольного месторождения.

**Предмет исследования**: НДС массива горных пород в естественных условиях и его изменение во времени в результате строительства и эксплуатации горизонтальных метаноугольных скважин.

### Научные положения, выносимые на защиту:

1. При строительстве многозабойной скважины диаметр боковых стволов имеет ключевое значение и позволяет за счет разгрузки от напряжений повысить проницаемость околоскважинной зоны пласта в направлении максимального главного напряжения на расстояние, равное 10% от принятых диаметров ствола на каждые 100 м глубины залегания пласта на протяжении 2 м после сопряжения стволов и на расстояние 15% от принятых диаметров ствола на каждые 100 м глубины залегания пласта на протяжении 2 м после сопряжения стволов и на расстояние 15% от принятых диаметров ствола на каждые 100 м глубины залегания пласта на протяжении 500 м глубины залегания пласта на протяжении стволов и на расстояние 15% от принятых диаметров ствола на каждые 100 м глубины залегания пласта на протяжении боковых отводов.

2. В условиях преобладания горизонтальных напряжений конструкция многозабойной скважины с восходящим профилем позволяет выйти за счет необсаженных боковых отводов в зоны пласта с большей разницей между геостатическим и горизонтальными напряжениями и сократить распространение вглубь пласта зон сжатия, повысив проницаемость за счет дополнительных зон разгрузки на 14% по сравнению с начальной при снижении абсолютной глубины на 70 м.

3. Методика выбора наиболее эффективных имеющихся В горногеологических условиях конструкций горизонтальных многозабойных метаноугольных основана на использовании коэффициента скважин геомеханической эффективности, определяемого как разница между единицей и отношением длины ствола скважины с приуроченными зонами сжатия к общей

длине ствола скважины, что позволяет повысить дебит многозабойной скважины более чем в 2 раза.

Научная новизна заключается:

 в теоретической оценке влияния разгрузки от напряжений на повышение проницаемости вокруг горизонтальных метаноугольных скважин различной конструкции в зависимости от их диаметра и глубины залегания угольного пласта;

 в промысловой оценке изменения проницаемости угольного пласта за счет формирования зон разуплотнения вокруг боковых стволов многозабойных горизонтальных метаноугольных скважин;

 в экспериментальном обосновании влияния коэффициента геомеханической эффективности конструкции скважины при выборе конструкции многозабойной горизонтальной метаноугольной скважины на увеличение ее дебита.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждается применением для построения геомеханических моделей сертифицированного и лицензированного программного обеспечения, а также использованием реальных промысловых данных, полученных на месторождении метана угольных пластов.

**Личный вклад автора** состоит в проведении аналитического обзора литературных, нормативных и патентных источников по теме исследования, включая разработки ведущих метаноугольных компаний мира, в подготовке численных геомеханических моделей массива горных пород в том числе в специализированном программном обеспечении, обработке и анализе результатов моделирования и подготовке методических рекомендаций по оценке и выбору конструкций многозабойных горизонтальных скважин для добычи метана угольных пластов.

Научное значение заключается в разработке научно обоснованной методики выбора конструкций многозабойных горизонтальных метаноугольных скважин для имеющихся горно-геологических условий, направленной

на повышение дебита газа за счет комплексного учета конструкции горизонтальной метаноугольной скважины, напряженно-деформированного состояния массива и проницаемости вскрытого скважиной угольного пласта.

Отличие от ранее выполненных работ заключается в комплексном рассмотрении влияния на дебит горизонтальной метаноугольной скважины ее конструкции, действующего в массиве горных пород НДС и проницаемости вскрытого скважиной угольного пласта.

**Практическое значение** заключается в разработке методики выбора наиболее эффективных для имеющихся горно-геологических условий мест заложения и конструкций многозабойных горизонтальных метаноугольных скважин.

Реализация работы. Основные научно-практические положения диссертации изложены в методическом документе «Методические рекомендации по выбору мест заложения и конструкций горизонтальных метаноугольных скважин / ООО «Газпром добыча Кузнецк». – Кемерово, 2021. – 13 с»., принятом к применению в ООО «Газпром добыча Кузнецк.

Апробация работы. Материалы исследования и его отдельные результаты были представлены на VI, VII и VIII Всероссийских научно-практических конференциях «Россия молодая» (г. Кемерово, 2014-2016); XVI Международной научно-практической конференции «Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс – 2016» (г. Кемерово, 2016); VII международном научнопрактическом семинаре РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина «Добыча метана из угольных отложений. Проблемы И перспективы» (г. Москва, 2018); конференции VIII открытой научно-практической молодых специалистов и работников ООО «Газпром добыча Астрахань» «Молодежь и наука: знания, опыт, перспективы» (г. Астрахань, 2019); 73 Международной молодежной научной конференции РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина «Нефть и газ -2019» 2019); научно-практических (г. Москва. конференциях молодых специалистов и работников ООО «Газпром добыча Кузнецк» «Проблемы (г. Кемерово, 2015-2020); извлечения метана ИЗ угольных пластов»

IX Молодежной международной научно-практической конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (г. Видное, п. Развилка, 2021).

**Публикации**. Основные результаты исследования изложены в 16 научных работах, в том числе 4 – в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень Высшей аттестационной комиссии при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации, 3 – в изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и системы цитирования, 6 – в прочих изданиях, получены 2 патента на изобретения и 1 свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем работы. Работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы и содержит 123 страницы машинописного текста, включая 56 рисунков, 8 таблиц и 152 библиографические ссылки на работы отечественных и зарубежных авторов.

## ГЛАВА 1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МЕТАНА ИЗ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

### 1.1 Метан угольных пластов как самостоятельное полезное ископаемое

Мировые ресурсы метана угольных пластов по современным оценкам составляют в среднем порядка 200 трлн м<sup>3</sup> [53, 3, 152, 118]. Как видно из таблицы 1.1.1, лидерами по данному показателю в порядке убывания являются РФ, КНР, Канада, США и Австралия. Что касается добычи МУП, стоит отметить, что даже в странах Южной Африки (при минимальной ресурсной базе) в настоящее время функционируют действующие проекты освоения метаноугольных месторождений, не говоря уже о государствах, владеющих основными объемами угольного газа. Так, в настоящее время в пределах Кузнецкого угольного бассейна РФ при ресурсах метана в 13 трлн м<sup>3</sup> [17, 23, 20] ООО «Газпром добыча Кузнецк» реализует совместный инновационный проект Администрации Кемеровской области и ПАО «Газпром» по добыче МУП.

Страна	Ресурсы МУП, трлн м <sup>3</sup>		
Российская Федерация	20-166		
КНР	20-33		
Канада	6-76		
США	11-21		
Австралия	8-14		
Германия	3		
Польша	3		
Великобритания	2		
Украина	2		
Казахстан	1		
Индия	1		
Страны Южной Африки	<1		

Таблица 1.1.1 – Мировые ресурсы МУП

Процесс освоения ресурсов МУП, как и любого полезного ископаемого, включает четыре основных этапа, имеющих некоторые особенности региональный, поисково-оценочный, разведочный И этап промышленной разработки. На первичном, региональном этапе, на основе известных сведений о геологии угольного бассейна и основных характеристиках угольных пластов, выбираются наиболее перспективные для поисковых работ участки. В данном случае отправной точкой являются результаты разведочных работ на уголь.

На поисково-оценочном этапе производится бурение структурных скважин проведение сейсморазведочных работ для уточнения структурно-И тектонического строения месторождения, изучения геологического разреза угленосной толщи и исследования фильтрационно-емкостных свойств угольных пластов. Все это необходимо для определения наиболее продуктивных групп угольных пластов и выбора мест заложения поисково-оценочных и разведочных Также на данном этапе производится строительство поисковоскважин. оценочных скважин, необходимых для получения первых объемов добычи и подсчета запасов метана в угольных пластах. После постановки первых запасов баланс, на государственный разведываемый участок получает статус метаноугольного месторождения.

На разведочном этапе производится бурение разведочных скважин на угольные пласты, признанные наиболее продуктивными. Производится их исследование, освоение и пробная эксплуатация. Могут применяться различные выбора конструкции скважин для наиболее эффективных для этапа разработки. Как обеспечивается промышленной результат, получение информации о добычных возможностях разведочных скважин и уточнение угольных пластах. Также запасов метана возможно строительство В первоочередных эксплуатационных скважин (или перевод разведочных скважин в категорию эксплуатационных).

И, наконец, на этапе промышленной разработки производится масштабное строительство эксплуатационных скважин, их эксплуатация и дальнейшая поставка газа потребителям. Наиболее зарекомендовавшими себя направлениями

использования метана угольных пластов являются: подача газа в магистральные трубопроводы, генерация электроэнергии на газопоршневых электростанциях, производство компримированного и сжиженного природного газа.

Себестоимость МУП как нетрадиционного углеводорода зачастую оказывается достаточно высокой. Мировой опыт показывает, что для обеспечения эффективности экономической проектов освоения метаноугольных месторождений необходимы три основные составляющие – законодательные льготы и преференции, применение менее затратных технологий, а также повышение объемов извлекаемого газа. Реализация двух последних составляющих невозможна без учета ряда особенностей, отличающих процесс извлечения МУП от процессов добычи свободного природного газа.

Метан в угольных пластах находится в трех основных физических состояниях: сорбированном, свободном и водорастворенном [9, 63, 3, 123, 152]. В отличие от традиционных газовых месторождений, преобладающим является сорбированный метан (до 98%), который и предопределяет значительные объемы угольного газа. В свою очередь, различают следующие виды сорбции метана в угле: абсорбция (в виде раствора в твердом веществе), адсорбция (в виде скоплений на поверхности пор), a также редкая конденсация газа в надмолекулярных порах. Объемы же свободного и растворенного в воде газа в угольных пластах незначительны и располагаются в открытом поровом и трещинном пространстве.

Для извлечения МУП (рисунок 1.1.1) требуется создание разницы между естественным пластовым давлением и давлением на забое скважины (депрессии), для начала десорбции, при которой происходит отрыв сорбированных молекул метана от внутренней поверхности микропор угля [36, 72]. При добыче метана депрессия достигается путем откачки из скважины пластовой воды и осушения вовлеченных в разработку пластов. Дальнейшее движение метана происходит через матрицу угля по законам диффузии, затем десорбированный газ попадает в систему естественной трещиноватости, которая обеспечивает наиболее доступный путь к добывающей скважине [117, 150].



Рисунок 1.1.1 – Схема технологии извлечения метана из угольного пласта: 1 – обсадная колонна метаноугольной скважины с интервалом перфорации, 2 – цементное кольцо, 3 – колонна насосно-компрессорных труб, 4 – угольная матрица, 5 – трещины кливажа, 6 – микропоры угля, 7 – пластовая вода, синяя стрелка – направление потока откачиваемой пластовой воды, желтые стрелки – направление потока десорбированного метана

Особенности залегания и характеристики продуктивных угольных пластов обуславливают особенности конструктивные метаноугольных скважин. Вертикальная глубина ствола чаще всего не превышает 1500 м, гораздо реже встречается бурение глубоких скважин для добычи МУП [63]. Также, ввиду необходимости создания депрессии, метаноугольные скважины в обязательном глубинно-насосным оборудованием, без которого порядке оснащаются невозможны осушение пластов и, соответственно, десорбция газа.

В связи с тем, что МУП является трудноизвлекаемым углеводородом, для установления эффективной связи ствола скважины с системой естественных кливажных трещин и достижения коммерчески рентабельных дебитов, требуется применение технологий интенсификации притока газа к скважинам [35]. Среди таких технологий следует различать технологии повышения проницаемости массива и технологии увеличения его газоотдачи [28, 7]. В первом случае имеет место воздействие на пласт как на проводящую среду (гидрорасчленение, гидроразрыв, подработка или надработка) [31, 24, 19], во втором же случае имеет место непосредственное воздействие на угольный пласт с целью ускорения в нем десорбционных процессов (замещение сорбционного объема) [130, 129, 113, 42].

Первовочередные метаноугольные скважины в США строились на один продуктивный пласт без каких-либо видов интенсификации и без обсадки продуктивных интервалов [63]. Затем стала применяться первая технология интенсификации – пневмогидродинамическое воздействие с образованием каверн, обеспечивающее за счет повышения давления развитие обширной сети Позднее, трещин в призабойной зоне пласта. при освоении В Т. Ч. многопластовых залежей, гораздо большее распространение получила технология гидравлического разрыва пласта (ГРП). При реализации данной технологии, в скважину под высоким давлением закачивается технологическая жидкость (жидкость разрыва), обеспечивающая расширение существующих и создание новых трещин, закрепляемых впоследствии расклинивающим агентом пропантом (рисунок 1.1.2). В качестве расклинивающего агента при гидроразрыве угольных пластов применяются искусственные керамические пропанты или, чаще всего, обычный кварцевый песок. В настоящее время ГРП является наиболее распространенной технологией интенсификации притока газа к метаноугольным скважинам.



Рисунок 1.1.2 – Схема технологии ГРП:

1 – обсадная колонна метаноугольной скважины с интервалом перфорации,

2 – цементное кольцо, 3 – пакер, 4 – фрак-порт, 5 – угольная матрица,

6 – трещины кливажа, 7 – трещина гидроразрыва, 8 – пропант, синяя стрелка – направление потока жидкости разрыва

Среди применяемых профилей метаноугольных скважин выделяют вертикальные, наклонно-направленные и горизонтальные с проходкой по

угольным пластам. Также в практике добычи МУП используются комбинации скважин указанных профилей – кусты вертикальных и наклонно-направленных скважин, системы горизонтальных с вертикальными и другие возможные варианты, обусловленные имеющимися горно-геологическими, географическими и технологическими условиями. Вертикальные и наклонно-направленные скважины имеют относительно низкую стоимость, но не отличаются высокими дебитами. Для увеличения площади дренирования и достижения более высоких показателей добычи в мировой метаноугольной отрасли все чаще применяются горизонтальные скважины с проходкой по угольным пластам [146].

# 1.2 Развитие технологий добычи метана из угольных пластов горизонтальными скважинами

История бурения горизонтальных скважин с поверхности для извлечения метана из угольных пластов берет свое начало с 1960-ых годов, когда Бюро шахт США предложило объединить зарекомендовавшие себя технологии бурения вертикальных дегазационных скважин с поверхности и технологии подземного горизонтального бурения ИЗ горных выработок [108]. Так. подземные горизонтальные скважины требуют относительно невысоких затрат на бурение и способны пересекать основной кливаж угольного пласта, тем самым увеличивая добычные показатели [127]. Однако их сооружение требует размещения подземного оборудования, что не всегда возможно в условиях ведения горных работ. Вертикальные скважины с ГРП лишены этих недостатков, но, в свою очередь, требуют более высоких затрат на бурение и имеют проблемы, связанные с их эксплуатацией и обслуживанием, а также требуют большого количества поверхностных площадок.

Первые практические работы в рамках данной концепции начаты в 1973 году на шахте Блэксвилл № 2 Аппалачского угольного бассейна США [108]. Экспериментальная многозабойная скважина (рисунок 1.2.1, а) диаметром 76 мм была заложена под углом 20° к вертикали и по дугообразной наклонной

траектории успешно достигла угольного пласта Питтсбург № 8 на глубине 236,5 м (399,3 м по стволу). Проходка по угольному пласту остановилась на 126,2 м в связи с прихватом бурильной колонны, после чего было принято решение перфорировать трубу в интервале пласта и оценить добычные возможности скважины.



Рисунок 1.2.1 – Схемы первых горизонтальных многозабойных метаноугольных скважин: а – проект на шахте Блэксвилл № 2, б – проект на шахте Мазер,
в – система скважин ЕМ-19–ЕМ-20 на шахте Эмеральд, 1 – наклонный участок,
2 – основной горизонтальный ствол, 3 – боковые стволы, 4 – вертикальная дренирующая скважина

Сразу после понижения уровня воды методом свабирования, был получен мгновенный приток газа, составивший в течение 15-20 мин 707,9-849,5 м<sup>3</sup>, впоследствии прекратившийся в связи с быстрой откачкой воды. Дальнейшие испытания скважины было решено проводить с использованием штангового глубинного насоса, компоновка которого была спущена в наклонный участок до кровли пласта. В этот раз откачка воды производилась плавно, с 2,2 до 1,1 м<sup>3</sup>/сут. в течение нескольких недель, по результатам чего были получены дебиты газа от 34 до 107,6 м<sup>3</sup>/сут.

Успешная попытка перебуривания наклонного ствола до глубины 304,8 м позволила извлечь прихваченную бурильную трубу и выполнить обсадку наклонного ствола трубой большего диаметра для последующего применения более мощного насоса. Затем в угольном пласте были пробурены два боковых горизонтальных ствола, ограниченных длиной 137,2 м из-за низкого тягового усилия буровой установки. В связи со строительством запруды, примыкающей к площадке скважины, сразу после окончания буровых работ исследования были отложены почти на 2 года.

По возвращению к скважине, была проведена ее промывка и спущена компоновка штангового глубинного насоса до глубины 429,8 м. Первоначальный расход воды 0,6 м<sup>3</sup>/сут. за почти два месяца сократился до менее чем 0,2 м<sup>3</sup>/сут., сама извлекаемая жидкость была мутной, с включениями мелкого угольного шлама. Добыча газа составляла от менее чем 28,3 до 87,8 м<sup>3</sup>/сут. Различные попытки исправить низкие расходы жидкости и газа, включая перемещение компоновки насоса выше по стволу, в менее искривленный участок, не увенчались успехом, и скважины была ликвидирована.

Проведенные работы показали, что бурение наклонной траектории горизонтальной скважины может быть успешно начато с поверхности под небольшим углом к вертикали и быть управляемым для попадания в угольный пласт на сравнительно небольшой вертикальной глубине. Для бурения скважины использовалась специальная компоновка с забойным гидротурбинным двигателем без вращения буровых труб (рисунок 1.2.2), что позволило ориентировать направление бурения, контролируя вскрытие угольного пласта. Контроль зенитного угла осуществлялся через изменение нагрузки на долото, азимута – путем поворота бурильной трубы вправо и влево с использованием механизма искривления.

Рисунок 1.2.2 – Компоновка низа бурильной колонны, использованная Бюро шахт США при апробации технологии горизонтального бурения на угольный пласт:

1 – немагнитная бурильная труба, 2 – переходная муфта направляющего инструмента, 3 – переливной клапан, 4 – компоновка забойного двигателя,

5 – центратор, 6 – компоновка механизма искривления (кривого переводника) и карданного вала, 7 – компоновка шейки вала и вала шпинделя,
8 – вращающийся наддолотный переводник, 9 – алмазное бескерновое долото

Опыт, полученный при освоении скважины, показал, что штанговый глубинный насос не функционирует должным образом в наклонном участке, что требует поиска других решений для извлечения пластовой воды ИЗ горизонтальных Проблема большого скважин. появления количества механических примесей была объяснена наличием интервала открытого ствола длиной ~91,4 м от низа обсадной колонны до кровли угольного пласта.

Вторая попытка Бюро шахт США обосновать применение технологии бурения протяженных горизонтальных дегазационных скважин с поверхности была осуществлена на шахте Мазер Аппалачского угольного бассейна в 1975 году [67, 108]. Скважина (рисунок 1.2.1, б) диаметром 76 мм была заложена под углом 5° к вертикали и также по дугообразной траектории достигла угольного пласта Верхний Фрипорт мощностью 2,1 м на глубине 282,8 м. По пласту были пробурены три боковых ствола протяженностью 140,8 м, 195,1 м и 214,3 м. Несмотря на новый рекорд горизонтального бурения по углю, полученная проходка составила значения, гораздо меньшие планируемых, что было связано с невыдержанностью пласта по мощности, которая варьировалась от менее чем 0,4 м до 1,3 м. В итоге скважина была ликвидирована без испытаний на приток.

Несмотря на проблемы, опыт, полученный на шахте Мазер снова подтвердил возможность наклонно-направленного бурения до целевого угольного пласта. Но для более успешных результатов в будущем, была определена необходимость первоначального бурения пилотных керновых скважин в местах предполагаемого вскрытия пласта, что позволит заранее подтвердить его мощность и уточнить координаты пластопересечений.

С учетом всех ранее полученных результатов, третья реализация проекта Бюро шахт США в Аппалачском угольном бассейне по бурению горизонтальных дегазационных скважин с поверхности стала самой успешной [108, 109, 62, 118]. На шахте Эмеральд в 1978 году была построена первая система горизонтальной многозабойной и вертикальной метаноугольных скважин (рисунок 1.2.1, в). Наличие в проекте вертикальной скважины было обусловлено исключением проблемы, ранее возникшей при размещении глубинно-насосного оборудования.

Сперва была пробурена вертикальная керновая скважина ЕМ-78-1 глубиной 231 м в планируемом месте входа горизонтальной скважины в целевой угольный пласт, подтвердившая его достаточную мощность ~1,83 м. Затем на некотором расстоянии от керновой была пробурена и обсажена вертикальная дренирующая скважина ЕМ-20 глубиной 274 м. Спустя две недели была начата бурением и через 504 м по стволу достигла по ранее отработанной дугообразной траектории целевого угольного пласта Питтсбург на глубине ~223 м горизонтальная скважина ЕМ-19 диаметром 76 мм. Перед бурением горизонтальных участков, с поверхности были построены семь вертикальных наблюдательных скважин ЕМ-21–27, угольный керн из которых также использовался для уточнения мощности. После обсадки скважины ЕМ-19 до кровли пласта, была начата ее горизонтальная проходка по углю.

Первая горизонтальная секция, в связи с недостатком информации о структуре формации, около 253 м из 666 м всей проходки, была пройдена по породе. При бурении второй секции было решено при выходе компоновки из целевого пласта вместо ее выравнивания по траектории, возвращать долото обратно, перебуривая траекторию уже в пределах угольного пласта. Таким образом, вторая горизонтальная секция прошла по углю уже 1018,6 м из 1199,3 м, третья 915 м из 988,5 м, четвертая 157,6 м из 252,7 м, и пятый ствол был пробурен в пределах пласта Питтсбург 180,4 м из 210,3 м проходки.

После окончания всех буровых работ, в скважине ЕМ-20 был установлен штанговый глубинной насос, и начаты испытания на приток. Первоначальный расход воды составил 20,3 м<sup>3</sup>/сут., затем быстро сократился. Начальный дебит газа достиг 34 м<sup>3</sup>/сут., но также спал в связи со снижением дебита жидкости. Проблема была вызвана частичным обрушением породы в районе сопряжения горизонтальной и вертикальной дренирующей скважин. После ряда промывок, были проведены тесты по удалению жидкости из горизонтальной скважины путем закачки сжатого воздуха. Попытка показала рост расхода жидкости с 31 до 48 м<sup>3</sup>/сут. Дебиты газа до 2 500 м<sup>3</sup>/сут. были замечены в течение коротких периодов после отключения воздушного компрессора и незадолго до того, как

возрастающее давление столба воды в скважине предотвращало дальнейший поток газа.

Позднее было обнаружено, что забойное давление в скважине EM-19 составляет 1,28 МПа, при этом в вертикальной дренирующей скважине давление равняется атмосферному. Таким образом, учитывая небольшое расстояние между скважинами (6 м), градиент давления между ними был достаточно высоким. Связано это было с тем, что проницаемость угольного пласта в окрестности горизонтальной скважины значительно превышала проницаемость участка между горизонтальной и вертикальной скважинами. Тем не менее, дебит газа в вертикальной скважине постепенно увеличился со стабильных 37 м<sup>3</sup>/сут. до 340 м<sup>3</sup>/сут., а дебит жидкости сократился с 9,3 м<sup>3</sup>/сут. до 4,7 м<sup>3</sup>/сут. Спустя месяц появился поток газа из горизонтальной скважины, который достиг 79 м<sup>3</sup>/сут.

проблем было принято Для устранения решение об установке электроцентробежного насоса в наклонный участок скважины ЕМ-19. Насос был спущен на глубину 485 м по стволу, но после запуска насоса снова последовали проблемы – дебит воды в горизонтальной скважине не превышал 1,6 м<sup>3</sup>/сут., а чаще всего составлял и меньшие значения. Дебит газа был на уровне 69 м<sup>3</sup>/сут. Результаты зондирования и последующей продувки скважины воздухом показали обрушение кровли ниже обсаженного интервала горизонтальной скважины, после чего основной горизонтальный ствол от башмака обсадной колонны был перебурен и обсажен пластиковым перфорированным хвостовиком. Работы позволили исправить проблемы и завершить проект с дебитом газа 157 м<sup>3</sup>/сут.

Результаты реализации проекта позволили закрепить основы технологии бурения горизонтальных метаноугольных скважин с проходкой по угольным пластам. В частности, подтверждена необходимость бурения керновых скважин для контроля мощности целевого угольного пласта. Также проект подтвердил целесообразность использования вертикальной дренирующей скважины нарушения и, в случае гидродинамической в связи системе скважин, использования В наклонной секции горизонтальной скважины электроцентробежного насоса. Во избежание проблем с обрушением угля,

в основном горизонтальном стволе был впервые успешно использован пластиковый перфорированный хвостовик [49, 132].

Следующим этапом развития технологии горизонтального бурения по углю стало повсеместное промышленное применение технологии. Так, в 1997 году Американская сталелитейная компания успешно построила с поверхности для обеспечения связи с подземными горизонтальными скважинами несколько многозабойных скважин на шахте Пиннакл Аппалачского угольного бассейна США. Отличительными особенностями этих скважин были протяженные параллельные друг другу горизонтальные стволы, пробуренные в крест № 3. угольному пласту Покахонтас простирания шахтных скважин по Дренирование пласта обеспечивалось шахтной дегазационной сетью, а непосредственно горизонтальные скважины послужили обширной газосборной системой. Положительные результаты реализации проекта стали толчком для ряда буровых и добычных компаний метаноугольной отрасли.

В случае значений проницаемости, низких для проведения в горизонтальных скважинах гидроразрыва, стали применяться L-образные скважины (рисунок 1.2.3, а), бурение которых производилось по восстанию обеспечения угольного пласта, для его дренирования. Тем не менее, необходимость обсадки и цементирования горизонтального ствола, а также более основательного подхода к ГРП, в отличие от вертикальных скважин, привели метаноугольную отрасль в конце 1990-ых годов к разработке U-образной конструкции скважины (рисунок 1.2.3, б) [145, 124]. Данная конструкция может быть пройдена как по восстанию, так и по падению пласта, и является более ремонтопригодной благодаря наличию технологической вертикальной скважины. Для снижения буровых затрат и увеличения площади дренирования также начато использование V-образных скважин, представляющих собой систему U-образных, для которых одна дренирующая скважина является общей (рисунок 1.2.3, в). Скважины такой конструкции особенно были распространены на метаноугольных проектах Австралии.



Рисунок 1.2.3 – Схемы L-образной (а), U-образной (б) и V-образной (в) горизонтальных метаноугольных скважин: 1 – наклонные участки,

2 – горизонтальные стволы, 3 – вертикальные дренирующие скважины

В 1998 году американская метаноугольная компания CDX Gas значительно улучшила технологию горизонтального бурения по угольному пласту и, получив ряд патентов, стала тиражировать ее не только на метаноугольные месторождения США, но и на месторождения угольного метана по всему миру. Основными достоинствами технологии стали использование каверн вертикальных В дренирующих скважинах для стыковки с горизонтальным стволом, бурение с пониженным давлением (на депрессии, путем закачки в вертикальную скважину воды и воздуха), а также увеличение площади дренирования благодаря конструкции (рисунок Таким «перьеобразной» 1.2.4). образом, развитие горизонтального бурения шло в направлении увеличения горизонтальной проходки и использования боковых отводов в качестве альтернативы ГРП, для пересечения наибольшего количества кливажных трещин. С 2000 года технология горизонтального бурения по угольным пластам при участии компании CDX Gas начала применяться в КНР [48, 133, 140]. Так, в 2004 году в рамках проекта дегазации шахты Данинг угольного бассейна Циншуй компанией Orion Energy была пробурена первая в Китае горизонтальная многозабойная скважина DNP-02. Диаметр скважины составил 150 мм, глубина по стволу 8 018 м, из них общая проходка по угольному пласту 7 687 м. Геометрия скважины аналогична представленной на рисунке 1.2.4 [104]. Среднесуточный дебит газа из скважины составил 18 000 м<sup>3</sup>/сут. Используются такие скважины и по сей день [148, 134, 139, 140].



Рисунок 1.2.4 – План «перьеобразной» горизонтальной метаноугольной скважины: 1 – устье горизонтальной скважины, 2 – основной горизонтальный ствол, 3 – боковые стволы, 4 – устье вертикальной дренирующей скважины

В 2009 году с учетом сложной тектоники Китая, компанией Greka Drilling была разработана и получила широкое распространение технология «проходки в нарушенных хрупких угольных пластах», представляющая собой адаптацию строительства U-образных горизонтальных скважин в условиях тектонических нарушений, позволяя не ограничивать длину горизонтальной секции и вовлекать в разработку весь нарушенный пласт.

В 2013-2014 годах [52] австралийской компанией Tlou Energy для определения перспективности месторождений Мамба и Леседи угольного бассейна Кару в Ботсване, Южная Африка, начато строительство пилотных V-образных горизонтальных скважин с попаданием в вертикальные. Целевой угольный пласт Нижний Морупуле был вскрыт на глубине ~450 м, проходка по угольному пласту составила ~750 м. Особенностью проекта стало сокращение затрат на обустройство площадок в условиях разведочных работ, когда и пластовая вода, и газ – поднимаются на поверхность только по вертикальной скважине. Устьевые обвязки горизонтальных скважин используются только для

контроля давления. Пилотные скважины подтвердили свою продуктивность, и сейчас месторождения подготавливаются к промышленной разработке с целью электрификации ближайших населенных пунктов.

Что касается России, в 2013 году ООО «Газпром добыча Кузнецк» были построены в Кузбассе первые горизонтальные скважины с проходкой по угольным пластам, а в 2020-2021 годах апробировано бурение первых многозабойных метаноугольных скважин [21, 44, 38]. При дегазации в РФ также используются различные варианты горизонтальных скважин [22].

Как показывает проведенный обзор, развитие технологий добычи метана угольных пластов горизонтальными скважинами было начато еще с зарождения метаноугольной отрасли и продолжается до сих пор, и, в первую очередь, связано с повышением объемов извлекаемого газа.

### 1.3 Добычные возможности горизонтальных метаноугольных скважин

Как ранее было сказано, вертикальные и наклонно-направленные скважины для добычи МУП не отличаются высокими объемами извлекаемого газа. В то время как их дебит составляет в среднем порядка 3-4 тыс. м<sup>3</sup>/сут. [14], добычные возможности горизонтальных метаноугольных скважин значительно выше, и, по некоторым источникам, могут достигать 150 тыс. м<sup>3</sup>/сут. [118]. При этом, если график добычи вертикальной метаноугольной скважины представляет собой плавную кривую, то график добычи метана горизонтальной скважиной отличается наличием резко отличающихся периодов – выход на пиковый дебит, спад добычи и плавный период истощения [104].

Что касается влияния различных параметров на дебиты горизонтальных скважин, в работах [46, 47] на примере U-образной горизонтальной скважины, как наиболее распространенной конструкции, представлены результаты гидродинамического моделирования этого влияния. Доказано, что абсолютная глубина сочленения горизонтальной и вертикальной скважин должна быть ниже абсолютной отметки забоя горизонтальной скважины – такая схема позволяет за

счет гравитационного воздействия ускорить процесс осушения угольного пласта. Также оценено влияние на дебит скважины направления главного кливажа целевого угольного пласта – в случае размещения горизонтального участка перпендикулярно основным трещинам быстрее протекает процесс осушения пласта, достигается пиковое значение дебита и, в целом, значительно выше накопленная добыча газа.

Отдельно стоит отметить результаты моделирования влияния на дебит горизонтальной скважины длины горизонтального участка и угла падения целевого угольного пласта. Для оценки оптимальной длины горизонтального ствола выбраны варианты от 600 м до 1200 м с шагом 100 м для условий угольного бассейна Циншуй. Результаты показали прямую зависимость дебита скважины от протяженности горизонтального ствола. При длине 1100 м пиковый дебит составил ~20 тыс. м<sup>3</sup>/сут., при уменьшении длины дебит кратно уменьшался на ~2,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Результаты хорошо коррелируют с практическими данными. Так, в работе [145] пиковая добыча U-образной горизонтальной скважины с длиной ствола 727 м составила 12 тыс. м<sup>3</sup>/сут. в условиях месторождения Паньчжуан бассейна Циншуй. В целом, результаты моделирования показывают, что с увеличением длины горизонтального ствола за счет увеличения площади вскрытого угольного пласта быстрее наступает добыча газа, возрастает суточная и накопленная добыча флюидов. Тем не менее, с увеличением горизонтальной проходки удельная добыча газа снижается, выделяя оптимальную длину горизонтального участка, которая составила 1000 м. Превышение указанной длины в моделируемых горно-геологических условиях приведет к удорожанию бурения, повышению рисков осложнений при бурении.

Моделирование влияния угла падения пласта в работах [46, 47] выполнено при значениях от 0 до 30° с шагом 5°. По мере разработки моделируемого месторождения в течение первых трех лет достигаются максимальные дебиты газа, затем, пласты с большими углами падения (25°, 30°), начинают показывать меньшую газоотдачу, чем другие варианты. В нижней части пласта начинает накапливаться пластовая вода, которая препятствует его осушению в данной части, снижая проницаемость по воде и газу. Таким образом, по результатам моделирования, экономическая целесообразность разработки представляет пласт с углом падения 15-20°, что можно проецировать и на другие месторождения для определения наиболее оптимальных для разработки геологических структур.

Что касается также практики использования горизонтальных скважин, в работе [59] были проанализированы результаты эксплуатации 45 многозабойных метаноугольных скважин на месторождении Фанчжуан (КНР). Из них 20 скважин имели максимальный дебит газа менее 4 тыс. м<sup>3</sup>/сут., остальные – от 4 тыс. до 63 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Максимальный дебит 63 744 м<sup>3</sup>/сут. был зафиксирован на скважине Well 4-5 данного месторождения и по состоянию на 2019 год является самым высоким в Китае. Таким образом, часть скважин не окупили затраты на свое строительство, тем не менее, даже в пределах одного месторождения наблюдается настолько значительный разбег в объемах добычи.

Распределение эксплуатационных скважин различных профилей ПО распространенности хорошо иллюстрируют сведения по некоторым промышленно разрабатываемым метаноугольным месторождениям КНР (рисунок 1.3.1). Так, месторождения разрабатывается преимущественно одни горизонтальными скважинами, другие вертикальными наклонно-И направленными, а на третьих хорошо себя зарекомендовали и те, и другие профили [87, 95, 135]. При этом, учитывая объемы строительства скважин, применимость того или иного профиля не является случайной.





Таким образом, необходимым является определение критериев применимости горизонтальных метаноугольных скважин, в т. ч. рассмотренных в настоящей главе конструкций, для различных горно-геологических условий.

### 1.4 Критерии применимости горизонтальных метаноугольных скважин

Учитывая более высокую стоимость горизонтальных скважин, необходимость использования определенных их типов или применение более простой конструкции должны быть обоснованы. Важнейшим параметром, характеризующим объемы извлекаемого газа, является проницаемость вскрытых скважиной угольных пластов. В свою очередь, проницаемость угольных пластов, нетрадиционного коллектора, значительно зависит от действующего как в углепородном массиве напряженно-деформированного состояния. К примеру, 1.4.1. представлены результаты лабораторных рисунке исследований на образцов газопроницаемости давления обжима. зависимости угля OT моделирующего влияние напряженно-деформированного состояния.



Рисунок 1.4.1 – График зависимости газопроницаемости образцов угля от давления обжима [28]

Как показывает график, увеличение давления обжима на 40 кг/см<sup>2</sup>, вызывает снижение проницаемости в два раза, что может оказать критичное влияние на продуктивность скважин. Таким образом, для определения эффективности разработки метаноугольных месторождений горизонтальными скважинами требуется комплексное рассмотрение влияния на дебит скважин их конструкции, действующего в массиве горных пород НДС и проницаемости вскрытых угольных пластов.

Для определения соответствия рассмотренным критериям, проведен анализ представленных в литературных источниках методик определения применимости в имеющихся горно-геологических условиях горизонтальных метаноугольных скважин. Так. целесообразность бурения метаноугольных скважин с горизонтальным окончанием, согласно работе [63], определяется в первую свойствами угольных пластов, очередь основными определяющими ИХ продуктивность – мощностью и проницаемостью. По мнению авторов, низкопроницаемые угольные пласты мощностью от 1 м и выше являются кандидатами для горизонтального бурения, конструкция и НДС при этом не учитывается.

В работе [120] данные параметры отбора были конкретизированы в виде алгоритма выбора типа метаноугольной скважины в имеющихся горногеологических условиях. Согласно алгоритму, одноствольные с хвостовиком или многозабойные горизонтальные скважины целесообразно применять при вскрытии газоносных угольных пластов средней степени метаморфизма при мощности от 1 м до 6 м, проницаемости от 1 до 10 мД, глубине залегания пласта 150-500 м, углах падения пласта менее 15° и предела прочности угля на сжатие 6,89 МПа. НДС массива горных пород авторами не учитывается.

Позднее, в работе [37] была предложена классификация метаноугольных месторождений, позволяющая выполнить выбор профиля и технологии заканчивания скважин в зависимости от структуры и мощности угольных пластов путем типизации метаноугольных месторождений по перспективности. Так, применение горизонтальных скважин рекомендуется в мощных угольных

пластах (3,5 м и более) в условиях синклинальных и антиклинальных структур, моноклинальных структур с углами падения до 30-35° и на крыльях складок с углами падения более 35°. Авторами работы не учитывается НДС массива горных пород и проницаемость угольных пластов. Позднее одним из авторов при проработке методики выбора профилей горизонтальных скважин, влияющим фактором определено геодинамическое состояние массива, выраженное преобладанием напряжений сжатия или растяжения, тем не менее не отражающее в полной мере действующее НДС [6].

И, наконец, в работе [149] горизонтальные метаноугольные скважины различных типов предлагается использовать как в угольных пластах первичной структуры, так и в тектонически нарушенных с отражательной способностью витринита менее 3,8%. Ключевым же параметром авторы считают отношение критического давления десорбции газа к начальному пластовому давлению. Для ненарушенных угольных пластов горизонтальные скважины применимы при всех значениях данного отношения, для тектонически нарушенных – от 0,3. Проницаемость целевого пласта методикой не учитывается, НДС учитывается косвенно – через региональный тектонический режим.

Результаты анализа соответствия представленных выше методик оценки применимости горизонтальных метаноугольных скважин определенным критериям представлены в таблице 1.4.1.

Таблица 1.4.1 – Результаты анализа соответствия существующих методик оценки применимости горизонтальных метаноугольных скважин выбранным критериям

Критерии	2007 [120]	2010 [37, 6]	2016 [149]
Конструкция	Дa	Да	Дa
скважины			
Действующее	Только прочность	Только геодинамическое	Только региональный
в массиве НДС	угля на сжатие	состояние массива	тектонический режим
Проницаемость	Да	Нет	Нет
угольного пласта			

Как видно из таблицы 1.4.1, ни одна из существующих методик не позволяет в полной мере учесть все три основных критерия, что делает актуальным разработку методики, учитывающей в комплексе, как конструкцию горизонтальной скважины, так и действующее в угольном пласте НДС и его проницаемость.

### 1.5 Выводы, цель и задачи исследования

По результатам представленного в первой главе обзора современного состояния технологий извлечения метана угольных пластов были сделаны следующие основные выводы.

1. Геологическая история формирования угольных месторождений процесс углефикации неразрывно связан генерацией показывает, что С и аккумуляцией газа, благодаря чему по современным оценкам мировые ресурсы метана угольных пластов, приуроченные к основным угольным бассейнам и месторождениям, составляют в среднем порядка 200 трлн м<sup>3</sup>. Содержание метана позволяют рассматривать более 98% в угольном газе его как самостоятельное полезное ископаемое, подходящее для добычи и использования, как при дегазации, так и при самостоятельной коммерческой добыче газа.

2. Промышленная добыча метана угольных пластов (МУП) скважинами с поверхности уже ведется в большинстве стран мира, начиная с 1980-ых годов, покрывая не только потребности регионов в топливе, но и позволяя подготовить угольные месторождения для последующей безопасной отработки угля путем заблаговременной дегазации. Что касается Российской Федерации, в 2010 году на территории Кузнецкого угольного бассейна был запущен первый метаноугольный промысел, а уже в 2011 году МУП включен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод.

3. Значительный вклад в развитие теории и практики извлечения метана из угольных пластов в России и за рубежом внесли: Айруни А.Т., Васильев А.Н., Гергерт В.В., Гурьянов В.В., Дрижд Н.А., Зимаков Б.М., Золотых С.С.,

Иванов В.В., Каркашадзе Г.Г., Козырева Е.Н., Коликов К.С., Малышев Ю.Н., Натура В.Г., Ножкин Н.В., Рубан А.Д., Сердюков С.В., Сизиков Д.А., Сластунов С.В., Сторонский Н.М., Тайлаков О.В., Трубецкой К.Н., Хайдина М.П., Хрюкин В.Т., Швачко Е.В., Шишляев В.В., Diamond W., Dugan T., Durucan S., Harpalani S., Mansoori J., McKee C., Oyler D., Palmer I., Seidle J., Schatzel S., Thakur P., Wang X., Yang L. и др.

4. Добыча метана угольных пластов осуществляется с использованием скважин вертикального, наклонно-направленного и горизонтального профилей. При этом, вертикальные наклонно-направленные скважины имеют И относительно низкую стоимость, но не отличаются высокими дебитами. Для увеличения площади дренирования и достижения более высоких показателей добычи мировой метаноугольной отрасли применяются В все чаще горизонтальные скважины с проходкой по угольным пластам.

5. Среди основных применяемых типов горизонтальных метаноугольных скважин с проходкой по угольным пластам выделяются L-образные скважины с ГРП, U-образные, V-образные, а также разнообразные конфигурации многозабойных скважин. При этом, в различных горно-геологических условиях скважины указанной конструкции не всегда достигают проектных дебитов, что, зачастую, ставит под сомнение экономическую эффективность применяемых решений.

6. Основными критериями применимости горизонтальных метаноугольных скважин являются их конструкция, действующее в угольном пласте НДС и проницаемость вскрытого угольного пласта. Существующие методики оценки применимости горизонтальных скважин для добычи МУП не позволяют в полной мере учесть все три основных критерия, результатом чего является большой разброс получаемых результатов эксплуатации данного типа скважин.

Полученные выводы позволили сформулировать цель данного исследования, заключающуюся в геомеханическом обосновании применения многозабойных горизонтальных скважин при добыче метана из угольных пластов,

обеспечивающем повышение объемов извлекаемого газа. В рамках поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

обосновать теоретически влияние геомеханического состояния угольного
 пласта на его проницаемость вокруг горизонтальных скважин различной
 конструкции;

 – оценить влияние конструкции горизонтальной метаноугольной скважины на геомеханическое состояние и проницаемость угольного пласта в промысловых условиях;

обосновать и разработать методику выбора конструкции многозабойной горизонтальной метаноугольной скважины.

В последующих главах данной работы рассмотрим результаты решения указанных задач.

## ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА НА ЕГО ПРОНИЦАЕМОСТЬ ВОКРУГ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН РАЗЛИЧНОЙ КОНСТРУКЦИИ

### 2.1 Определение начального геомеханического состояния пласта

Для НДС месторождений исследования углеводородов широко используется численное геомеханическое моделирование, что подтверждается опытом ведущих отечественных и зарубежных компаний отрасли [2, 1, 41, 8]. Это обусловлено широким распространением в настоящее время производительных компьютеров, способных обрабатывать большие массивы данных и проводить вычислений. При отличают четыре множество этом основных вида геомеханических моделей: одномерные, двухмерные, трехмерные и четырехмерные (1D, 2D, 3D и 4D). При этом каждый последующий вид моделей требует все больших вычислительных мощностей и финансовых вложений. Если для построения одномерных моделей достаточно наличия пакета офисных программ, при двухмерном, трехмерном и четырехмерном моделировании не обойтись без специализированного программного обеспечения.

В случае применения любого из методов, задача определения геомеханического состояния сводится к определению в каждой исследуемой точке тензора напряжений (рисунок 2.1.1), который является тензором второго порядка и описывается при помощи матрицы (2.1.1) [15, 16, 126]:

$$\begin{bmatrix} T_{\sigma} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix}, \qquad (2.1.1)$$

где  $[T_{\sigma}]$  – тензор напряжений;  $\sigma_{xx}$ ,  $\sigma_{yy}$ ,  $\sigma_{zz}$  – напряжения, действующие на элементарный куб породы в направлениях осей x, y, z соответственно;  $\tau_{xy} = \tau_{yx}$ ,  $\tau_{xz} = \tau_{zx}$ ,  $\tau_{yz} = \tau_{zy}$  – касательные напряжения.



Рисунок 2.1.1 – Элементарный куб массива горных пород с обозначением действующих на него нормальных и касательных напряжений

Как можно заметить, в направлении главных осей выделяются три взаимно перпендикулярных вектора. В случае тензора напряжений принято наибольшую величину обозначать как  $\sigma_1$ , наименьшую как  $\sigma_3$ , а промежуточную как  $\sigma_2$ . Данные величины называются главными нормальными напряжениями и могут быть описаны матрицей (2.1.2):

$$\begin{bmatrix} T_{\sigma}^{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_{1} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{2} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{3} \end{bmatrix}, \qquad (2.1.2)$$

где  $[T_{\sigma}^{0}]$  – тензор напряжений в главных осях;  $\sigma_{1}$ ,  $\sigma_{2}$ ,  $\sigma_{3}$  – главные нормальные напряжения.

Исследование НДС месторождений нефти или газа начинается, как правило, с построения одномерных (1D) геомеханических моделей, представляющих собой распределение главных напряжений в массиве горных пород вдоль осей скважин [71, 90]. Указанные модели являются наиболее точными, т. к. их построение выполняется по фактическим данным исследований. Основными составляющими 1D геомеханических моделей являются геостатическое напряжение, а также минимальное и максимальное горизонтальные напряжения, которые совместно характеризуют тензор главных нормальных напряжений, действующих на элементарный куб горной породы на определенной глубине по стволу скважины.

Геостатическое напряжение в исследуемой точке характеризует вес вышележащих горных пород и вычисляется путем интегрирования плотности горных пород, слагающих исследуемый массив, по формуле (2.1.3) [83]:

$$\sigma_{v} = g \sum_{i=1}^{i=n} \rho_{i} h_{i} , \qquad (2.1.3)$$

где  $\sigma_v$  – геостатическое напряжение, Па; g – ускорение свободного падения, м/c<sup>2</sup>;  $\rho_i$  – плотность *i*-го слоя по результатам плотностного каротажа, кг/м<sup>3</sup>;  $h_i$  – мощность *i*-го слоя (шаг записи плотностного каротажа), м.

На рисунке 2.1.2 представлена кривая геостатического напряжения по данным плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГК-П) по одной из вертикальных разведочных скважин Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения Кузбасса. Плотность вмещающих горных пород колеблется в пределах 2,1-2,6 г/см<sup>3</sup>. В интервалах угольных пластов наблюдается снижение плотности до 1,2-1,4 г/см<sup>3</sup>. Стоит отметить, что в зарубежной литературе часто встречается понятие так называемого типичного градиента геостатического напряжения – 2,3 МПа/100 м (1 psi/ft) [151]. Как можно заметить из рисунка 2.1.2, градиент геостатического напряжения для приведенной скважины составляет в среднем 2,4 МПа/100 м, что выше обычного значения.

Соотношение главных нормальных напряжений описывает т. н. региональный режим напряжений [85, 114, 143]. Тектонические режимы сжатия приводят к образованию большого количества экзогенных трещин [84] и необратимым деформациям средних частей мощных угольных пластов в результате относительного движения слоев [101].

Как известно, Кузнецкая котловина сжата со всех сторон региональными тектонически зонами. Поэтому увеличение градиента в условиях Кузбасса и Нарыкско-Осташкинского месторождения, в частности, объясняется действием тектонических сил, вызывающих уплотнение слагающих массив пород [11].



Рисунок 2.1.2 – Кривая геостатического напряжения по данным одной из разведочных скважин Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения

Указанное уплотнение горных пород является важным фактором при построении двух других составляющих 1D геомеханических моделей – кривых минимального и максимального горизонтальных напряжений, расчет которых выполняется по формулам (2.1.4) и (2.1.5):

$$\sigma_h = \lambda(\sigma_v - \alpha P) + \alpha P + \sigma_t, \qquad (2.1.4)$$

$$\sigma_H = \lambda(\sigma_v - \alpha P) + \alpha P + \sigma_T, \qquad (2.1.5)$$

где  $\sigma_h$  и  $\sigma_H$  – минимальное и максимальное горизонтальные напряжения, Па;  $\lambda$  – коэффициент бокового распора;  $\alpha$  – коэффициент Био; P – пластовое давление, Па;  $\sigma_t$  и  $\sigma_T$  – тектонические напряжения в направлении минимального и максимального горизонтальных напряжений соответственно, Па.

Представленные формулы практически идентичны друг другу и показывают, что на элементарный куб горной породы в горизонтальном направлении действуют три силы – уже рассмотренное геостатическое напряжение, пластовое давление и тектоническое напряжение. При этом геостатическое и пластовое давления передают только часть своей нагрузки, определяемые в первом случае коэффициентом бокового распора, а во втором
случае – коэффициентом пороупругости Био. Дополнив выражения, получим формулы (2.1.6) и (2.1.7) [110]:

$$\sigma_h = \frac{v_{st}}{1 - v_{st}} (\sigma_v - \alpha P) + \alpha P + \frac{E_{st}}{1 - v_{st}^2} \varepsilon_h + \frac{v_{st} E_{st}}{1 - v_{st}^2} \varepsilon_H, \qquad (2.1.6)$$

$$\sigma_H = \frac{v_{st}}{1 - v_{st}} (\sigma_v - \alpha P) + \alpha P + \frac{E_{st}}{1 - v_{st}^2} \varepsilon_H + \frac{v_{st} E_{st}}{1 - v_{st}^2} \varepsilon_h, \qquad (2.1.7)$$

где  $v_{st}$  – статический коэффициент Пуассона;  $E_{st}$  – статический модуль Юнга, Па;  $\varepsilon_h$  и  $\varepsilon_H$  – деформации в направлении минимального и соответственно максимального горизонтальных напряжений, м.

Рассмотрим подробнее новые компоненты представленных выражений.

Пластовое давление – давление, под которым флюиды находятся в поровом пространстве и в трещинах коллекторов [121, 106]. На метаноугольных месторождениях пластовое давление, как правило, измеряется только в интервалах угольных пластов при определении значений их фильтрационноемкостных параметров в рамках гидродинамических исследований скважин (ГДИС) [64]. Результаты ГДИС на скважинах Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения Кузбасса показывают, что пластовое давление практически соответствует гидростатическому давлению толщи пластовых вод, выражение для определения которого представлено формулой (2.1.8):

$$P_{\rm 2cm} = \rho_{\rm 3cc} g H \,, \tag{2.1.8}$$

где *P*<sub>*гст*</sub> – гидростатическое давление, Па;  $\rho_{\mathcal{H}}$  – плотность пластовой жидкости, кг/м<sup>3</sup>; Н – глубина залегания исследуемого угольного пласта, м.

Как видно из представленных на рисунке 2.1.3 данных сравнения гидростатического и пластового давлений по некоторым угольным пластам, вскрытым метаноугольными скважинами Нарыкско-Осташкинского месторождения, пластовое давление практически равно гидростатическому, в связи с чем в расчетах можно принимать их равными друг другу.



Рисунок 2.1.3 – Сравнение значений геостатического и пластового давлений по данным гидродинамических исследований ряда скважин Нарыкско-Осташкинского месторождения

коэффициент пороупругости Отдельно Био, хочется отметить, ЧТО характеризующий степень влияния пластового давления на действующие горизонтальные напряжения, требует проведения трудоемких лабораторных исследований на керновом материале, которые ранее для месторождения не проводились, но, безусловно, требуют дальнейшей проработки [99, 100, 69]. В рамках геомеханических исследований для Нарыкско-Осташкинского месторождения предлагается, большинстве случаев, принимать как и в коэффициент Био равным единице, т. е. полностью учитывать вклад давления жилкости в пласте.

Для учета влияния вертикальной компоненты горного давления и тектонического напряжения на элементарный куб породы в формулах (2.1.6) и (2.1.7) используются статические физико-механические свойства, определяемые в полевых или лабораторных условиях на керновом материале [45, 103]. В связи с тем, что такие исследования являются дорогостоящими и их не всегда возможно

выполнить, статические коэффициент Пуассона и модуль Юнга определяют с использованием различных эмпирических зависимостей по динамическим характеристикам, определяемым по результатам акустического каротажа. Данный геофизический метод имеет достаточную разрешительную способность и позволяет получить непрерывные данные по всему стволу скважины с использованием формул (2.1.9) и (2.1.10) [89, 112, 12]:

$$\nu_{dyn} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)},$$
(2.1.9)

$$E_{dyn} = \rho V_s^2 \frac{(3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2},$$
(2.1.10)

где  $v_{dyn}$  – динамический коэффициент Пуассона;  $E_{dyn}$  – динамический модуль Юнга, Па;  $\rho$  – плотность горной породы, кг/м<sup>3</sup>;  $V_p$  – скорость продольной волны, м/с;  $V_s$  – скорость поперечной волны, м/с.

Переход от динамического модуля Юнга к статическому в работе [32] предложено выполнять с использованием формул (2.1.11) и (2.1.12) для угольных пластов и вмещающих пород соответственно:

$$E_{st} = (4,9718 \cdot (\frac{10^6}{DTP}) - 7151)/1000, \qquad (2.1.11)$$

$$E_{st} = 0,64 \cdot E_{dyn} - 0,32, \qquad (2.1.12)$$

где DTP – интервальное время пробега продольной волны, мкс/м.

Статические коэффициенты Пуассона предлагается использовать без дополнительных коэффициентов, т.е. равными динамическим [80].

И, наконец, последними неизвестными в определении горизонтальных напряжений, действующих в углепородном массиве, являются деформации в направлении минимального и соответственно максимального горизонтальных напряжений, которые можно определить путем решения систем уравнений, используя известные значения максимального горизонтального напряжения по величине давления закрытия трещин при проведении мини-гидроразрыва угольных пластов или других нагнетательных тестов [82, 29, 79].

Далее рассмотрим предлагаемую методику оценки изменения геомеханического состояния и проницаемости угольного пласта.

#### 2.2 Проницаемость угольного пласта и ее изменение

Как показывает мировой и отечественный опыт, проницаемость коллектора является наиболее важным параметром при освоении нетрадиционных ресурсов газа, обуславливающим как подходы к разработке таких месторождений, так и в целом, ее экономическую эффективность. В связи с этим, при проведении поисково-оценочных работ на метан угольных пластов изучение распределения проницаемости угольных пластов по площади является крайне важной геологической задачей [147, 118].

Матрица угольных пластов сложена плотным метаморфизированным органическим веществом, имеющим низкую межзерновую проницаемость, что делает естественные И искусственные трещины коллектора основным проводящим путем для пластовых флюидов [61, 55, 57, 75]. Эндогенный кливаж образуется в угольных пластах в процессе углефикации, когда летучие вещества покидают угольную матрицу, вызывая уменьшение ее объема. Погружение угольных пластов и тектонические движения в течение геологического времени увеличивают данную сеть трещин, позволяя однозначно выделить главный кливаж – распространяющийся в направлении максимального напряжения, действующего в пласте, а также второстепенный – распространяющийся ортогонально [34]. Продолжающееся действие тектонических сил вызывает появление также экзогенных трещин, но способность угольных пластов проводить через себя жидкость или газ обусловлена именно первоочередной сетью эндогенных трещин [4, 141].

В свою очередь, количество эндогенных трещин сильно зависит от степени метаморфизма угля и его петрографического состава. Так, на стадии катагенеза,

после выхода летучих, большее содержание микрокомпонентов группы витринита характеризует большую хрупкость угля, что обуславливает рост трещиноватости угольных пластов вследствие увеличения литостатического давления. Также частота эндогенных трещин растет от углей низкой степени метаморфизма к углям средней степени, при этом угли высоких степеней метаморфизма имеют все меньшую проницаемость. Это объясняется тем, что на стадии метагенеза вследствие текучести витринита раннее образованная трещиноватость залечивается [4].

Даже при всех признаках развитой эндогенной трещиноватости проницаемость угля может быть снижена вследствие заполнения проводящих трещин минеральными веществами, а также под воздействием экзогенных трещин или в результате изменения в угольном пласте эффективных напряжений [68, 105, 78, 77, 60, 119]. При первичной откачке эффективное напряжение увеличивается из-за снижения давления жидкости, что приводит к сжатию кливажа и снижению проницаемости. Однако снижение давления в угольных пластах приводит к десорбции метана, что сопровождается усадкой матрицы, которая, напротив, раскрывает кливаж и приводит к увеличению проницаемости [54]. Таким образом, сжатие кливажа вследствие откачки жидкости и усадка матрицы вследствие десорбции действуют метана на проницаемость противоположных В направлениях [111, 70, 86, 94, 96, 116, 137, 136].

Для оценки изменения проницаемости угольного пласта в рассматриваемой задаче, без имеющихся данных об определении проницаемости в вертикальной скважине, была использована формула (2.2.1) [122, 125, 98, 102, 88, 43]:

$$\frac{k}{k_0} = e^{-\alpha C_f (\sigma - \sigma_0)}, \qquad (2.2.1)$$

где  $k/k_0$  – отношение проницаемости угольного пласта при текущем напряжении к начальной проницаемости угольного пласта;  $\alpha$  – коэффициент чувствительности угольного пласта к напряжениям (~3 [123]); Cf – коэффициент сжимаемости угольного пласта (~0,058 МПа<sup>-1</sup> [141]);  $\sigma$  – текущее эквивалентное напряжение,

действующее на угольный пласт;  $\sigma_0$  – начальное эквивалентное напряжение (рассчитанное по результатам моделирования начального НДС).

Соответственно при значениях  $k/k_0=1$  изменение проницаемости отсутствует, при  $k/k_0<1$  происходит снижение проницаемости, при  $k/k_0>1$  образуется зона повышенной проницаемости.

#### 2.3 Исходные данные, расчетные схемы и граничные условия моделей

Для исследования влияния конструкции горизонтальной метаноугольной скважины на геомеханическое состояние и проницаемость угольного пласта рассмотрим три известные схемы реализации горизонтальных метаноугольных скважин с попаданием в вертикальную:

- U-образная скважина;
- V-образная скважина;
- многозабойная скважина.

Данные схемы приведены на рисунке 2.3.1 с указанием плоскостей сечения для последующего определения в их пределах НДС. Способ зарекомендовал для дегазационных скважин [74, 142, 18, 131, 97, 138]. Основные стволы обсажены стальным перфорированным хвостовиком, боковые стволы не обсажены. Также принято допущение о горизонтальной ориентации стволов, хотя на практике требуется наличие некоторого уклона в сторону вертикальной скважины.



Рисунок 2.3.1 – Рассматриваемые схемы реализации горизонтальных скважин: а – U-образная, б – V-образная, в – многозабойная, 1 – горизонтальная скважина, 2 –вертикальная скважина, 3 – боковые стволы, 4 – рассматриваемые плоскости

В таблице 2.3.1 приведены принятые для рассматриваемых моделей граничные условия, соответствующие залеганию угольных пластов на глубинах 300 м, 700 м и 1000 м. Вертикальное напряжение рассчитано как произведение средней плотности горных пород 2400 кг/м<sup>3</sup> на ускорение свободного падения и соответствующую глубину исследуемого пласта, а горизонтальное напряжение рассчитано умножением вертикального напряжения на действующий в пласте коэффициент бокового распора.

Параметр	Ед. изм.	Значение
Модуль Юнга	ГПа	7,7
Коэффициент Пуасссона	усл. ед.	0,13
Геостатическое напряжение на глубине 300 м	МПа	7,063
Горизонтальное напряжение на глубине 300 м	МПа	1,055
Геостатическое напряжение на глубине 700 м	МПа	16,480
Горизонтальное напряжение на глубине 700 м	МПа	2,463
Геостатическое напряжение на глубине 1000 м	МПа	23,544
Горизонтальное напряжение на глубине 1000 м	МПа	3,518

Таблица 2.3.1 – Граничные условия рассматриваемых моделей

Для оценки изменения НДС в угольном пласте в результате проходки горизонтальной скважины, на основе трех предложенных вариантов были подготовлены три первоочередные расчетные схемы. Ширина моделей 1,5 м, высота 0,5 м. Угол между стволами V-образной скважины принят 18 градусам, между основным стволом и боковыми отводами многозабойной скважины принят 9 градусам. При этом для оценки влияния диаметра ствола скважины на НДС рассмотрены варианты обсадки стволов обсадной трубой 76 мм и 114 мм. Так как при подготовке схем кавернозностью стволов решено пренебречь, а обсадка определяла часть граничных условий, диаметр стволов скважин, в том числе и боковых, принят не диаметру долота, а диаметру обсадной трубы.

Расчетная схема U-образной горизонтальной метаноугольной скважины представлена на рисунке 2.3.2, стенки скважины приняты неподвижными.



Рисунок 2.3.2 – Расчетная схема U-образной горизонтальной скважины: D – диаметр горизонтального ствола

На рисунке 2.3.3 представлена схема для расчета НДС вокруг V-образной горизонтальной метаноугольной скважины. Стенки горизонтальных секций V-образной скважины также приняты неподвижными. Стволы в разрезе представляют собой эллипсы, вертикальный размер которых соответствует диаметру обсадной колонны, а горизонтальный размер увеличен для соответствия углу 18 градусов между стволами.



Рисунок 2.3.3 – Расчетная схема V-образной горизонтальной скважины: А – вертикальный размер эллипса ствола скважины, В – горизонтальный размер

эллипса ствола скважины

И наконец, расчетная схема горизонтальной многозабойной метаноугольной скважины представлена на рисунке 2.3.4. В данном случае неподвижным приняты стенки только основного ствола, обсаженного хвостовиком. Боковые стволы, отходящие от основного под углом 9 градусов, свободно деформируемые, т.е. их крепление отсутствует.



Рисунок 2.3.4 – Расчетная схема горизонтальной многозабойной скважины

Следующим шагом на основе приведенных расчетных схем выполнено двухмерное геомеханическое моделирование методом конечных элементов (МКЭ) в программном комплексе ANSYS R19.2 Academic.

Основная идея метода конечных элементов состоит в том, что любую непрерывную величину (в нашем случае напряжения и деформации) можно аппроксимировать моделью, состоящей из отдельных ячеек – конечных элементов, соединенных в узлах между собой. На каждом из этих элементов исследуемая непрерывная величина аппроксимируется кусочно-непрерывной функцией, которая строится на значениях исследуемой непрерывной величины в конечном числе точек рассматриваемого элемента.

Точность МКЭ зависит от правильного выбора типов и размеров конечных элементов [144]. Так, например, более частая сетка требуется там, где ожидается большой градиент деформаций или напряжений. В то же время более редкая сетка может применяться в зонах с более или менее постоянными деформациями или напряжениями, а также в областях, не представляющих особого интереса. В связи с этим, необходимо заранее учитывать прогнозные зоны концентрации напряжений [40]. Также необходимо отметить, что точность результатов анализа снижается, если размеры соседних элементов вблизи концентратора напряжений существенно различны. Форма конечных элементов также влияет на точность вычислений – так, следует избегать слишком узких и вытянутых элементов, ведь элементы с примерно одинаковыми сторонами дают меньшую ошибку.

Основными этапами МКЭ являются идентификация задачи, создание расчетной модели, создание геометрии модели, задание свойств материалов, разбиение модели сеткой конечных элементов, приложение граничных условий, численное решение системы уравнений и анализ результатов [27, 25].

Идентификация задачи и создание расчетной модели выполнены в начале раздела. Далее расчетные схемы были реализованы в виде геометрии, разбитой на треугольные конечные элементы модели с заданием свойств угля и граничных условий в соответствии с таблицей 2.3.1. На рисунке 2.3.5 представлен внешний вид триангулированной геомеханической модели в модуле Static Structural (решение задач механики деформируемого твердого тела в статической постановке), который позволяет решать системы уравнений теории упругости.



Рисунок 2.3.5. Внешний вид триангулированной геомеханической модели

Как видно из рисунка, двухмерная модель угольного пласта разбита на практически равносторонние треугольные конечные элементы со средним размером стороны ~7 мм. Такой размер элементов выбран опытным путем для

наилучшей визуализации изменения НДС вблизи стволов скважин, в т. ч. в областях их сочленений. Таким образом, минимальное количество конечных элементов в подготовленных моделях составило 9540, максимальное количество – 9799 элементов.

В программном комплексе ANSYS статическая задача в общем виде решается с использованием общей системы уравнений равновесия (2.3.1), в котором компоненты матрицы являются коэффициентами жесткости модели и вычисляются путем суммирования соответствующих коэффициентов жесткости конечных элементов:

$$[K]{U} = {F}, (2.3.1)$$

где [K] — матрица жесткости конечно-элементной модели;  $\{U\}$  — вектор перемещений;  $\{F\}$  — вектор приложенных сил.

С учетом того, что в МКЭ все приложенные к объекту нагрузки приводятся к сосредоточенным силам, действующим в узлах элементов, получим общую систему уравнений равновесия конечно-элементной модели рассматриваемого деформируемого тела (2.3.2):

$$[K]{U} = {P} + {P}^{q} + {P}^{g} + {P}^{g_{0}} + {P}^{\sigma_{0}}, \qquad (2.3.2)$$

где  $\{P\}$  – общий вектор заданных внешних узловых сил;  $\{P\}^{q}$ ,  $\{P\}^{g}$ 

Полученное выражение с математической точки зрения является системой линейных алгебраических уравнений и будет иметь единственное решение только в том случае, если граничные условия модели будут заданы таким образом, чтобы не допустить ее деформирование как абсолютно твердого тела (т. е. не допустить случая, при котором определитель матрицы жесткости равен нулю). Выполнение данного условия позволяет получить общий вектор перемещений в узлах модели.

Под действием заданных внешних узловых сил в исследуемой модели и ее конечных элементах появляются внутренние напряжения, которые также

позволяет оценивать программный комплекс ANSYS. Так, как уже известно, в каждой точке модели действуют шесть независимых напряжений: три нормальных  $\sigma_{xx}$ ,  $\sigma_{yy}$ ,  $\sigma_{zz}$  и три касательных  $\tau_{xy}$ ,  $\tau_{yz}$ ,  $\tau_{zx}$ . В двухмерной постановке, как и рассматриваемой в рамках данной работы, – два нормальных  $\sigma_{xx}$ ,  $\sigma_{yy}$  и два касательных  $\tau_{xy}$ ,  $\tau_{yz}$ .

Для того чтобы количественно сравнить напряженное состояние в разных точках модели, когда в каждой точке рассчитано шесть величин напряжений, необходимо представить напряженное состояние в конкретной расматриваемой точке массива одной скалярной величиной (скалярным эквивалентом тензора напряжений). Эквивалентное напряжение фон Мизеса является такой величиной и вычисляется через главные нормальные напряжения  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$ ,  $\sigma_3$  по формуле (2.3.3):

$$\sigma = \sqrt{\frac{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2}{2}},$$
(2.3.3)

где  $\sigma$  – эквивалентное напряжение фон Мизеса, Па;  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$ ,  $\sigma_3$  – главные нормальные напряжения, действующие в рассматриваемой точке, Па.

Учитывая тот факт, что проницаемости тоже свойственна анизотропия, эквивалентное напряжение является также универсальным способом оценки проницаемости без необходимости разделения ее на векторные составляющие и усложнения проводимого анализа.

Двухмерное геомеханическое моделирование в рамках данной работы выполнено перпендикулярно оси горизонтального ствола (рисунок 2.3.1), который должен проходить в крест простирания основного кливажа угольных пластов. Таким образом, с учетом того, что трещины основного кливажа распространяются В направлении максимального главного напряжения, а раскрываются в направлении минимального главного напряжения, плоскость их распространения в настоящей работе совпадает с плоскостью рассматриваемого сечения горизонтальных скважин. В соответствии с таблицей 2.3.1 и формулой (2.3.3), рассчитаны и представлены в таблице 2.3.2 значения эквивалентов прилагаемых напряжений.

Глубина угольного пласта, м	Эквивалентное напряжение, МПа
300	6,599
700	15,398
1000	21,997

Таблица 2.3.2 – Эквивалентные напряжения рассматриваемых моделей

Далее рассмотрим результаты изменения геомеханического состояния угольного пласта в результате его вскрытия горизонтальными скважинами различных конструкций.

# 2.4 Результаты геомеханического моделирования одноствольных горизонтальных скважин

На рисунке 2.4.1 приведена картина распределения напряжений и оценки проницаемости в угольном пласте на глубине 700 м с одиночной U-образной горизонтальной скважиной диаметром 76 и 114 мм соответственно.



Рисунок 2.4.1 – Распределение эквивалентного напряжения и отношения текущей проницаемости угольного пласта к начальной вокруг U-образной горизонтальной метаноугольной скважины диаметром 76 мм (а, б) и 114 мм (в, г)

Как видно из полученных результатов, в направлении от стенки скважины по оси вертикального напряжения в обоих случаях формируется зона сжатия,

приводящая к снижению проницаемости и увеличивающаяся при увеличении диаметра ствола. По оси горизонтального напряжения вглубь пласта, напротив, формируется достаточно обширная область разгрузки, в которой наблюдается увеличение проницаемости исследуемого пласта. Размер области разгрузки не меняется в случае разных диаметров скважины.

В зависимости от глубины, картины изолиний геомеханического состояния и оценки проницаемости пласта неизменны, меняется только величина эквивалентных напряжений, соответствующих изолиниям. Для детальной оценки изменения проницаемости пласта после строительства горизонтальных скважин, по линиям наименьшего напряжения построены графики отношения *k*/*k*<sub>0</sub> для всех рассматриваемых глубин залегания пласта и диаметров стволов. На рисунке 2.4.2 представлены указанные графики для U-образной скважины.



🗕 Глубина 300 м 🛛 🗕 Глубина 700 м 🖉 🛶 Глубина 1000 м

Рисунок 2.4.2 – Графики изменения отношения текущей проницаемости угольного пласта к начальной *k/k*<sup>0</sup> после строительства U-образной горизонтальной скважины с диаметром ствола 76 мм (а) и 114 мм (б)

Пиковое увеличение проницаемости для обоих диаметров практически одинаковое и соответствует по мере возрастания глубины увеличению в 2, 6 и 13

раз соответственно. Несмотря на то, что область разгрузки распространена вглубь пласта в обоих случаях на одинаковое расстояние – 0,14 м, интенсивное увеличение проницаемости ( $k/k_0 \ge 2$ ) наблюдается на расстоянии, соизмеримом с диаметром ствола в соотношении 0,05*D* (5% от диаметра) на каждые 100 м глубины залегания пласта. Так, для 300 м соотношение составляет 0,15*D*, для 700 м 0,35*D* и для 1000 м интенсивное увеличение проницаемости наблюдается на расстоянии 0,5*D* от ствола одиночной горизонтальной скважины.

Для геомеханического моделирования угольного пласта с V-образной и многозабойной метаноугольными скважинами сначала были выбраны плоскости сечения в местах наибольшего сближения стволов и, соответственно, наиболее значительного изменения НДС. Далее расчет производился с шагом 0,5 м до предельного расстояния, на котором существенно меняется картина распределения НДС. Результаты моделирования и оценки проницаемости варианта с V-образной горизонтальной скважиной в месте максимального сближения стволов на глубине 700 м представлены на рисунке 2.4.3.



Рисунок 2.4.3 – Распределение эквивалентного напряжения и отношения текущей проницаемости к начальной *k/k*<sub>0</sub> вокруг V-образной горизонтальной скважины диаметром 76 мм (а, б) и 114 мм (в, г) в плоскости сближения стволов

В данном случае, аналогично одиночной скважине, по оси вертикального напряжения формируются зона сжатия, вызывающие снижение проницаемости и увеличивающаяся при увеличении диаметра ствола. По оси горизонтального напряжения формируется область разгрузки и увеличения проницаемости угольного пласта. При этом, размер области разгрузки незначительно меньше в случае большего диаметра стволов. Дополнительно можно заметить появление между стволами, в области сопряжения, небольшой зоны разгрузки, которая, учитывая хрупкость угля, скорее всего будет разрушена и не повлияет на газоотдачу в дальнейшем.

Аналогично первому рассмотренному случаю, для более детальной оценки изменения проницаемости пласта на разных глубинах после строительства V-образных скважин двух диаметров, по линиям наименьшего напряжения от сопряжения стволов, построены графики отношения  $k/k_0$ . Указанные графики представлены на рисунке 2.4.4.



--- Глубина 300 м --- Глубина 700 м --- Глубина 1000 м

Рисунок 2.4.4 – Графики изменения отношения текущей проницаемости к начальной *k*/*k*<sub>0</sub> после строительства V-образной горизонтальной скважины с диаметром ствола 76 мм (а) и 114 мм (б) в плоскости сопряжения стволов

Максимальное увеличение проницаемости для обоих диаметров практически одинаковое как между собой, так и в сравнении с U-образной скважиной и соответствует по мере возрастания глубины увеличению в 2, 6 и 13 (в случае 114 мм трубы 14) раз соответственно. Интенсивное увеличение проницаемости наблюдается также на расстоянии, соизмеримом с диаметром ствола в соотношении 0,05D на каждые 100 м глубины залегания пласта.

Рассмотрим изменение геомеханического состояния пласта через 0,5 м после стыковки стволов V-образной скважины, представленное на рисунке 2.4.5.



Рисунок 2.4.5 – Распределение эквивалентного напряжения и отношения текущей проницаемости к начальной *k/k*<sub>0</sub> вокруг V-образной горизонтальной скважины диаметром 76 мм (а, б) и 114 мм (в, г) через 0,5 м от сопряжения стволов

Так, уже на данном расстоянии размеры зон сжатия и разуплотнения у каждого из стволов практически соответствуют варианту U-образной скважины. Отдельный интерес составляет зона между стволами, в которой на всем протяжении наблюдается разгрузка, способствующая увеличению проницаемости. Такая зона распространена только в пределах первого метра после стыковки скважин и представлена на рисунке 2.4.6. Дальнейшее распределение напряжений и соответствующее изменение проницаемости согласуются с вариантом одноствольной горизонтальной скважины.



Рисунок 2.4.6 – Графики изменения отношения текущей проницаемости угольного пласта к начальной *k/k*<sup>0</sup> после строительства V-образной горизонтальной скважины с диаметром 76 мм (а) и 114 мм (б) через 0,5 м после сопряжения стволов

Пики увеличения проницаемости для обоих диаметров значительно отличаются и соответствует по мере возрастания глубины увеличению в 2,5; 6,5 и 14,5 раз для диаметра 76 мм, и в 2,5; 8 и 20 раз для диаметра 114 мм. Интенсивное увеличение проницаемости наблюдается на всем расстоянии между стволами, наиболее выражено при увеличении диаметра.

# 2.5 Результаты геомеханического моделирования многозабойной горизонтальной скважины

Заключительным вариантом модели рассмотрим изменение геомеханического состояния угольного пласта с многозабойной скважиной.

На рисунке 2.5.1 представлены распределение эквивалентного напряжения и оценка проницаемости угольного пласта, включающего многозабойную скважину в плоскости стыковки основного и боковых стволов.





Зоны сжатия в данном случае общирны и распространяются по оси вертикального напряжения выше и ниже основного ствола, а также по оси горизонтального напряжения, в т. ч. по диагонали вниз и вверх от боковых стволов. Зоны разуплотнения приурочены только к боковым стволам и направлены симметрично по оси вертикального напряжения вглубь угольного пласта. Минимальная разгрузка наблюдается в области перемычки между стволами, которая в виду своих размеров, в реальных условиях может быть разрушена и не повлиять на НДС

На рисунке 2.5.2 представлено изменение указанной зоны от глубины и диаметра стволов в направлении минимального сопротивления.



Рисунок 2.5.2 – Графики изменения отношения текущей проницаемости к начальной *k*/*k*<sub>0</sub> после строительства многозабойной скважины с диаметром бокового ствола 76 мм (а) и 114 мм (б) в плоскости сопряжения стволов

Максимальное увеличение проницаемости наблюдается в 3, 10 и 26,5 раз для диаметра 76 мм и в 3, 12 и 36 раз для диаметра 114 мм. Интенсивное увеличение проницаемости наблюдается на расстояниях ~0,1*D* (10% от диаметра ствола) на каждые 100 м залегания пласта.

И, наконец, на рисунке 2.5.3 представлены картина распределения эквивалентных напряжений и оценка проницаемости угольного пласта с многозабойной скважиной через 2 м после сближения стволов.



Рисунок 2.5.3 – Распределение эквивалентного напряжения и отношения текущей проницаемости угольного пласта к начальной *k/k*<sub>0</sub> вокруг многозабойной скважины диаметром 76 мм (а, б) и 114 мм (в, г) через 2 м от сопряжения стволов

В рассматриваемом случае сохраняются обширные зоны уплотнения в районе основного и боковых стволов, а также зоны разгрузки в области боковых стволов. Дополнительно фиксируются зоны разуплотнения и повышения проницаемости в области основного ствола, характер зоны практически соответствует U-образной скважине или стволу V-образной скважины на удалении от плоскости сопряжения.

Особенностью случая с большим диаметром заключается в том, что фактически зоны разгрузки сливаются воедино, обеспечивая эффективную проводимость в данной области. Далее по стволу картина практически не меняется и взаимодействие стволов отсутствует.

Для начала подробнее рассмотрим на рисунке 2.5.4 разгрузку, приуроченную к боковым стволам.



Рисунок 2.5.4 – Графики изменения отношения текущей проницаемости к начальной *k/k*<sub>0</sub> после строительства многозабойной скважины с диаметром бокового ствола 76 мм (а) и 114 мм (б) через 2 м от сопряжения стволов

Пики увеличения проницаемости для обоих диаметров соответствует по мере возрастания глубины увеличению в 2,5; 9 и 24 раза для диаметра 76 мм, и в 2,5; 9 и 28 раз для диаметра 114 мм. Интенсивное увеличение проницаемости наблюдается на расстоянии уже 0,15*D* (15% от диаметра ствола) на каждые 100 м глубины пласта.

Анализ зоны увеличения проницаемости основного ствола проведен в соответствии с рисунком 2.5.5.



— Глубина 300 м — Глубина 700 м — Глубина 1000 м

Рисунок 2.5.5 – Графики изменения отношения текущей проницаемости угольного пласта к начальной *k/k*<sup>0</sup> после строительства многозабойной скважины с диаметром основного ствола 76 мм (а) и 114 мм (б) через 2 м от сопряжения стволов

Наибольшее увеличение проницаемости для обоих диаметров соответствует по мере роста глубины увеличению в 2,5; 5,5 и 12 раз для диаметра 76 мм, и в 2; 4,5 и 9 раз для диаметра 114 мм. Очевидно, что снижение пиковой разгрузки в районе основного ствола связано с влиянием боковых стволов. Интенсивное увеличение проницаемости наблюдается на расстоянии 0,05D на каждые 100 м, что соответствует одиночному стволу U-образной или V-образной скважины.

Обобщая результаты выполненного геомеханического моделирования и проведенной оценки изменения проницаемости угольного пласта, можно сделать вывод о том, что наибольшее повышение проницаемости угольного пласта вызывает строительство многозабойной горизонтальной скважины. При этом увеличение диаметра боковых отводов вызывает дополнительную разгрузку массива от напряжений и соответствующее повышение проницаемости целевого угольного пласта.

#### 2.6 Выводы

По результатам теоретического обоснования влияния геомеханического состояния угольного пласта на его проницаемость вокруг горизонтальных скважин различных конструкций сделаны следующие выводы.

1. Одномерное геомеханическое моделирование по данным исследований в опорной вертикальной метаноугольной скважине позволяет определить главные нормальные напряжения, действующие в любом исследованном интервале. Полученные компоненты тензора напряжений характеризуют естественное напряженно-деформированное состояние массива горных пород до строительства горизонтальной метаноугольной скважины.

2. Подготовка 1D геомеханических моделей по метаноугольным скважинам имеет свои особенности, которые необходимо учитывать при исследовании напряжений, действующих в углепородном массиве. Так, пластовое давление на метаноугольных месторождениях практически соответствует гидростатическому, а переход от динамических упругих характеристик к статическим в интервалах угольных пластов и вмещающих пород необходимо выполнять по эмпирическим зависимостям для каждого конкретного месторождения.

3. Двухмерное геомеханическое моделирование позволяет оценить изменение геомеханического состояния и проницаемости угольного пласта в зависимости от применяемой конструкции горизонтальной метаноугольной скважины. При этом для правильной оценки изменения проницаемости целесообразно использовать скалярный эквивалент тензора напряжений – эквивалентное напряжение фон Мизеса.

4. Интенисвная разгрузка от напряжений и соответствующее увеличение проницаемости (*k*/*k*<sub>0</sub>≥2) угольного пласта в результате строительства U-образной горизонтальной скважины распространяется вглубь угольного пласта в направлении минимального главного напряжения на расстояние, равное 5% от применяемого диаметра ствола скважины на каждые 100 м глубины пласта.

5. Картина распределения напряжений и оценки изменения проницаемости в случае реализации V-образной конструкции горизонтальной метаноугольной скважины не отличается от одиночной горизонтальной скважины за исключением первого метра после сочленения стволов, в области которого наблюдается дополнительная зона повышенной проницаемости.

6. Изменение диаметра стволов U-образных и V-образных скважин незначительно влияет на увеличение проницаемости вблизи угольного пласта. При строительстве многозабойной скважины диаметр боковых стволов имеет ключевое значение и позволяет за счет разгрузки от напряжений повысить проницаемость околоскважинной зоны пласта в направлении максимального главного напряжения на расстояние, равное 10% от принятых диаметров ствола на каждые 100 м глубины залегания пласта на протяжении 2 м после сопряжения стволов и на расстояние 15% от принятых диаметров ствола на каждые 100 м глубины залегания пласта на всем протяжении боковых отводов.

### ГЛАВА З ПРОМЫСЛОВАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КОНСТРУКЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ МЕТАНОУГОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ И ПРОНИЦАЕМОСТЬ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА

#### 3.1 Оценка начальной проницаемости целевого угольного пласта

Промысловая оценка влияния конструкции горизонтальной скважины на НДС и проницаемость угольного пласта в рамках данной работы выполнялась на Нарыкско-Осташкинском Кузбасса метаноугольном месторождении (рисунок 3.1.1), территориально расположенном в Прокопьевском районе Кемеровской области. В качестве объекта работ выбран мощный угольный пласт была пробурена первая Российской 73-72, на котором В Федерации метаноугольная № 11. **U-образную** горизонтальная скважина имеюшая конструкцию. Данная скважина принята в данной работе в качестве базового обоснованный сравнительный варианта, позволяя выполнить анализ многозабойной № 332, с экспериментальной метаноугольной скважиной пробуренной также в пределах указанного угольного пласта.



Рисунок 3.1.1 – Схема Кузнецкого угольного бассейна (а) с обозначением лицензионного участка КЕМ 14700 НР и схема исследуемой площади (б) с обозначением исследуемых горизонтальных скважин (нумерация условная)

Основная Нарыкско-Осташкинского угленосность И метаноносность месторождения связана с продуктивными пермскими отложениями тайлуганской грамотеинской свит, целевой угольный пласт относится к последней. И правило, являются Вмещающими породами. как алевролиты, аргиллиты и песчаники. В тектоническом отношении участок приурочен на северо-востоке к крылу Нарыкской антиклинали, а на всей остальной части месторождения – к крыльям Кыргай-Осташкинской синклинали. На рисунке 3.1.2 представлена корреляция угольного пласта 73-72 по ряду скважин северо-восточного крыла синклинали, а на рисунке 3.1.3 по скважинам юго-западного крыла структуры.



Рисунок 3.1.2 – Корреляция угольного пласта 73-72 по скважинам северовосточного крыла Кыргай-Осташкинской синклинали: ГК – гамма-каротаж, ГГК – гамма-гамма-каротаж, ГГК-П – плотностной каротаж, ДС – кавернометрия



Рисунок 3.1.3 – Корреляция угольного пласта 73-72 по скважинам юго-западного крыла Кыргай-Осташкинской синклинали

Как показывают результаты корреляции, целевой угольный пласт мощный, имеет выдержанную мощность ~5 м, характерную для средней угольной пачки. В различных участках месторождения в кровле и подошве пласта также присутствуют маломощные угольные пласты верхней и нижней угольных пачек, не продуктивные для проходки горизонтальными скважинами.

В структурных скважинах месторождения бурение производилось колонковым снарядом с полным отбором керна. В интервалах продуктивных угольных пластов отбор керна производился съемными керногазонаборниками для исследования их метаноносности, а также отбор проб на технологический, сорбционный и петрографический анализ. Полученный керновый материал

позволяет дать первичную визуальную оценку угольному пласту 73-72. Рассмотрим ее на примере керна, отобранного из скважин № 31 и № 431 (рисунки 3.1.4 и 3.1.5).



Рисунок 3.1.4 – Полноразмерный керн пласта 73-72, отобранный в скважине № 31 Нарыкско-Осташкинского месторождения с выделением линий кливажа



Рисунок 3.1.5 – Срез керна пласта 73-72, отобранного в скважине № 431 Нарыкско-Осташкинского месторождения с выделением линий кливажа

На срезе отчетливо наблюдаются сильный стеклянный блеск, неровный, раковистый излом, а также четко прослеживаются эндогенные трещины (как на срезе, так и параллельно оси керна). Визуальный анализ также показывает, что уголь является витринитовым, из этого также следует вывод о том, что уголь средних стадий метаморфизма, что должно наиболее благоприятно сказываться на его фильтрационных характеристиках [92]. Более детальное представление об угольном веществе показывают фотографии угля под увеличением (рисунок 3.1.3). В зернах витринита можно наблюдать признаки эндогенных трещин, а на последней фотографии – экзогенную трещиноватость, характеризующуюся ломаными и неровными краями трещин.



Рисунок 3.1.3 – Микроскопические фотографии мацералов угля, отобранного из пласта 73-72: а – зерно витринита (серый) с редкими линзами инертинита (белый) и зерном пирита (желтый); б – зерно витринита с вкраплениями глинистых частиц; в – высокозольный витринит с включениями липтинита (темно-серый) и инертинита; г – проявление экзогенной трещиноватости в витрините

Для обоснованной оценки эндогенной трещиноватости и прогнозной проницаемости угольного пласта 73-72 были использованы результаты петрографического анализа (рисунки 3.1.4, 3.1.5).



Рисунок 3.1.4 – Мацералы угольного пласта 73-72 в зависимости от глубины залегания кровли для северо-запада (а) и юго-востока (б) синклинали



Рисунок 3.1.5 – Распределение отражательной способности витринита угольного пласта 73-72 в зависимости от глубины залегания кровли для северо-запада (а) и юго-востока (б) синклинали

Представленные диаграммы показывают, что исследуемые пробы угольного пласта являются практически одинаковыми по петрографическому составу с преобладанием мацералов группы витринита и имеют среднюю степень метаморфизма (I, II, II-III), возрастающую с глубиной. Таким образом, первичная оценка позволяет сделать вывод о том, что на всем месторождении в угольном пласте 73-72 прогнозируется развитая эндогенная трещиноватость

и, соответственно, высокая (по меркам нетрадиционного коллектора) проницаемость. К слову, в таблице 3.1.1 представлены величины значений проницаемости, используемые для качественной характеристики фильтрационных параметров угольных пластов.

Таблица 3.1.1 – Качественная характеристика проницаемости угольных пластов

Диапазон значений проницаемости, мД	Качественная характеристика
< 0,01	Низкая
0,01–1	Средняя
1–5	Хорошая
> 5	Высокая

Для количественного определения фильтрационных параметров угольных пластов и, в частности, проницаемости применяются ГДИС. До глубины 700 м используются испытатели пластов на трубах путем вызова притока пластовых вод после создания умеренных значений депрессии. Данный метод исследования состоит в основном из четырех периодов, два первых из которых проводят для оценки начального пластового давления, остальные – для сбора данных, необходимых для оценки свойств пластового флюида и фильтрационных характеристик коллектора. На глубинах более 700 м применяется метод падения давления – инжект-тест, основанный на закачке технологической воды в угольный пласт в течение определенного периода времени, после чего устье скважины закрывается и ведется наблюдение за режимом восстановления давления на забое скважины.

Оба метода определения проницаемости были также использованы на скважинах Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения Кузбасса. Полученные в результате проведения гидродинамических исследований в скважинах данные представлены на рисунке 3.1.6, где рассмотрены фактические значения проницаемости целевых угольных пластов при увеличении глубины.



Рисунок 3.1.6 – Распределение проницаемости угольного пласта 73-72 по глубине

Как видно из графика, проницаемость исследуемого пласта является во всех скважинах высокой. При этом, до глубины ~600 м проницаемость снижается с глубиной, на глубине 675 м является максимальной, а с дальнейшим увеличением глубины залегания пласта наблюдается увеличение проницаемости. Т. к. минеральный и петрографический составы в пробах исследуемого угольного пласта изменяются незначительно, в условиях возрастания глубины залегания пласта, такое изменение проницаемости в скважинах, очевидно, свидетельствует о влиянии действующих в массиве напряжений. Учитывая закономерный рост вертикального геостатического напряжения, отдельное внимание стоит уделить горизонтальным напряжениям.

### 3.2 Лабораторные исследования проницаемости трещин и прочностных свойств угольного керна

Как отмечалось в разделе 1.1, для интенсификации притока метана из угольных пластов применяется технология ГРП. В процессе реализации данной

технологии естественный кливаж расширяется, а также происходит создание новых трещин. Для того, чтобы новые и имеющиеся трещины не сомкнулись под действием напряжений, после их создания производится закачка закрепляющего материала. Таким образом, процесс закрепления проводящих трещин и изменение их проницаемости являются актуальной задачей, в том числе и на горизонтальных Нарыкско-Осташкинского Так. скважинах. В пределах метаноугольного месторождения на системе первых одноствольных горизонтальных скважин была апробирована дополнительного воздействия вертикальной технология В скважине, где были созданы трещины ГРП.

На примере предложенной в работе [18] методики был проведен анализ влияния трещин ГРП на примере стратиграфического разреза Ерунаковского геолого-экономического района Кузбасса. Было выполнено численное геомеханическое моделирование в программном комплексе ANSYS R19.2 Academic. Для каждой расчетной модели были смоделированы по два варианта горизонтальной трещины ГРП раскрытием 0,1 м и длиной 10 м и 30 м.

Результаты оценки изменения проницаемости для исследуемых угольных пластов приведены на рисунке 3.2.1 в виде рассчитанных по формуле (2.2.1) областей разгрузки и областей повышенных напряжений.



Рисунок 3.2.1 – Результаты оценки изменения проницаемости угольных пластов с трещинами гидроразрыва

В случае с трещиной длиной 10 м ширина области разгрузки составила ~8 м, в случае с трещиной длиной 30 м, составила ~27 м. Увеличение

проницаемости наблюдается по всей мощности целевых угольных пластов вдоль простирания трещины ГРП, за исключением концов трещин, являющихся концентраторами напряжений. Полученные результаты позволили сделать вывод о том, что для эффективного извлечения метана угольных пластов скважинами с поверхности с применением технологии ГРП необходимо создание протяженных трещин, которые будут вызывать разгрузку угольного пласта от напряжений и увеличение его проницаемости. Наличие во вскрытом массиве угольных пластов небольшой мощности благодаря разгрузке массива в целом, будет также вносить свой вклад в дебит скважины даже без проведения ГРП.

Для оценки проницаемости трещин до и после их закрепления, была разработана и запатентована лабораторная установка, моделирующая трещиноватый горный массив (рисунок 3.2.2), а также разработана программа для ЭВМ, позволяющая ускорить проведение расчетов. На данной установке был проведен ряд экспериментов, позволивших определить, что материалом, наиболее эффективным для закрепления трещин ГРП в угольных пластах, является природный кварцевый песок после обогащения и выделения определенных фракций, подбирающихся под условия залегания угольного пласта [5].



Рисунок 3.2.2 – Модель трещиноватого горного массива: 1 – манометр; 2 – насос; 3, 4 – пистоны; 5 – гидравлический пресс; 6 – упаковка материала, заполняющего трещину; 7 – дифференциальный манометр; 8 – ячейка проводимости; 9, 10 – образцы керна

Лабораторное измерение проницаемости закрепленной трещины разрыва в угольном пласте отличается от проницаемости, измеренной по стандартным методикам. Это различие можно объяснить особенностями физико-механических свойств угля и условиями залегания угольных пластов. Поэтому важной особенностью разработанной установки является использование вместо керна стандартных лабораторных образцов песчаника, использование керна из эквивалентного материала – цементно-песчаной смеси, наиболее полно соответствующей по прочности угольным образцам.

Что касается прочностных свойств угля, данные лабораторные исследования выполнялись целью определения статических физикос механических свойств и последующего их использования при построении геомеханических моделей. Определение физико-механических свойств на угольном керне является трудоемкой задачей ввиду его нестабильной структуры и высокой хрупкости [65, 66]. Тем не менее, методы, позволяющие более эффективно работать с нестабильным угольным керном, представленные в работах [73, 76, 91, 107, 128], позволили получить ряд необходимых данных. Такими метолами являются восстановление разрушенных торцов с использованием эквивалентного материала – цементно-песчаной смеси (как в случае кернов в модели трещиноватого горного массива), а также оклеивание боковой поверхности керна офисной бумагой или малярным скотчем для компенсации бокового распора (рисунок 3.2.3).



Рисунок 3.2.3 – Применяемые при исследовании физико-механических свойств угольного керна методы борьбы с нестабильностью – восстановление торцов (а) и компенсация бокового распора (б)
Тем не менее, на данный момент, объема исследований угольного керна Нарыкско-Осташкинского месторождения недостаточно для получения эмпирических зависимостей, которые можно было бы использовать при геомеханическом моделировании.

#### 3.3 Сведения о пробуренных горизонтальных скважинах

Одноствольная U-образная скважина № 11 пробурена в 2013 году на территории Нарыкско-Осташкинского месторождения, имеет нисходящий профиль и на забое сопряжена с вертикальной дренирующей скважиной № 10, пробуренной ранее с проведением в нескольких интервалах ГРП. До глубины 884 м скважина № 11 обсажена обсадной колонной диаметром 168 мм. Диаметр долота, и, соответственно, открытого ствола, составляет 142,9 мм. Пройдено по пласту 483 м, до забоя 1344 м в скважину спущен перфорированный полиэтиленовый хвостовик-фильтр повышенной плотности. На рисунке 3.3.1 представлены фактические траектории скважин № 10 и № 11 в плане и в сечении.



Рисунок 3.3.1 – Система скважин № 10 и № 11 в плане и в сечении

Бурение горизонтального участка выполнялось с применением компоновки низа бурильной колонны 89 мм, включающей последовательно немагнитную

утяжеленную трубу, телеметрию, переводник с обратным клапаном, винтовой забойный двигатель, наддолотный магнит, центратор и алмазное долото.

Скважина № 332 является первой в Российской Федерации горизонтальной многозабойной скважиной, пробуренной с поверхности и пройденной по угольному пласту. Закончена строительством в 2021 году на Нарыкско-Осташкинском восходящий месторождении, имеет профиль, сопряжена с вертикальной дренирующей скважиной № 31. До глубины 807 м скважина обсажена обсадной колонной 178 Диаметр диаметром MM. долота, сформировавшего открытый ствол, составляет 152,4 мм. Пройдено по пласту 3 733 м, до забоя основного ствола 1 500 м в скважину спущен стальной перфорированный хвостовик-фильтр. На рисунке 3.3.2 представлены фактические траектории скважин № 31 и № 332 в плане и в сечении.



Рисунок 3.3.2 – Система скважин № 31 и № 332 в плане и в сечении

Компоновка низа бурильной колонны включала в себя последовательно немагнитную бурильную трубу, забойную телеметрическую систему с гидравлическим каналом связи и модулем гамма-каротажа, переливной клапан, бескорпусный обратный клапан, винтовой забойный двигатель, центратор, механизм искривления, вращающийся наддолотный переводник и алмазное бескерновое долото.

#### 3.4 Определение главных напряжений, действующих в угольном пласте

Для определения главных компонент тензора напряжений в угольном пласте 73-72 в местах его вскрытия горизонтальными скважинами № 11 и № 332, использованы данные исследований в первоочередных вертикальных скважинах № 10 и № 31. Данные скважины являются опорными и позволяют получить наиболее полную информацию о целевом пласте, т. к. бурятся первыми в системе.

По результатам плотностного каротажа в открытом стволе опорных скважин, по формуле (2.1.3) рассчитаны кривые вертикального напряжения (рисунок 3.4.1). Как можно заметить, новые данные подтверждают ранее полученные по месторождению зависимости – геостатическое напряжение превышает значения типичного градиента напряжений, что свидетельствует о значительном влиянии тектонических сил, характерном для угольных месторождений Кузбасса.



Рисунок 3.4.1 – Кривые геостатического напряжения по данным разведочных скважин № 10 и № 31 Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения

Пластовое давление в скважинах принято по рассчитанным гидростатическим давлениям в соответствии с формулой (2.1.8). Коэффициент

пороупругости Био принят, в связи с отсутствием дополнительных лабораторных данных, как в большистве случаев, единице. Динамические модуль Юнга и коэффициент Пуассона получены в случае скважины № 10 по данным широкополосного акустического каротажа, а в случае скважины № 31 – по данным кросс-дипольного акустического каротажа. В связи с отсутствием по месторождению достоверных зависимостей перевода динамических упругих свойств в статические, в работе использовались выражения (2.1.11) и (2.1.12). Затем, по формулам (2.1.6) и (2.1.7) были получены недостающие данные 1D геомеханических моделей – горизонтальные напряжения. На рисунках 3.4.2 и 3.4.3 представлены полученные одномерные модели.



Рисунок 3.4.2 – Планшет корреляции угольного пласта 73-72 в скважине № 10 и построенная по скважине одномерная геомеханическая модель



Рисунок 3.4.3 – Планшет корреляции угольного пласта 73-72 в скважине № 31 и построенная по скважине одномерная геомеханическая модель

Во-первых, можно сделать вывод о том, что региональное напряженнодеформированное состояние, определяемое по соотношению между собой главных нормальных напряжений, фиксируется только во вмещающих породах, а также в кровле и подошве угольного пласта и соответствует  $\sigma_v < \sigma_h < \sigma_H$ . Данное соотношение справедливо для условий преобладания горизонтальных тектонических сил в Кузбассе и согласуется с данными плотностного каротажа и расчетов вертикальной компоненты тензора напряжений. Во-вторых, в середине угольного пласта 73-72, напротив, наблюдается иное соотношение –  $\sigma_h < \sigma_H < \sigma_V$ в скважине № 10 и  $\sigma_h < \sigma_V < \sigma_H$  в скважине № 31. Можно сделать вывод о том, что эффективное напряжение в угольном пласте отличается от регионального НДС (соотношения главных нормальных напряжений) и определяет степень раскрытия кливажа и проницаемости пласта, что необходимо учитывать перед определением конструкции горизонтальной скважины. В таблице 3.4.1 представлены средние значения напряжений, принятые для дальнейшего геомеханического моделирования в промысловых условиях.

Таблица 3.4.1 – Средние значения главных напряжений, действующих в угольном пласте 73-72 в местах вскрытия скважинами № 10 и № 31

№ скважины	Параметр	Ед. изм.	Значение
10	Геостатическое напряжение $\sigma_v$	МПа	19,137
	Минимальное горизонтальное напряжение $\sigma_h$	МПа	15,917
	Максимальное горизонтальное напряжение $\sigma_H$	МПа	16,783
31	Геостатическое напряжение $\sigma_v$	МПа	12,752
	Минимальное горизонтальное напряжение $\sigma_h$	МПа	12,528
	Максимальное горизонтальное напряжение $\sigma_H$	МПа	13,341

Адекватность полученных результатов оценена по проведенному *in situ* в близлежащей скважине № 1 мини-ГРП, давление закрытия трещины при испытании пласта 73-72 в которой составило 15,846 МПа, что соответствует значению минимального горизонтального напряжения в скважине № 10 (расхождение не более 0,4%).

Для определения изменения главных напряжений по основным и боковым стволам скважин, полученные компоненты тензора напряжений были спроецированы на пробуренные горизонтальные стволы, а именно – произведена интерполяция главных нормальных напряжений на траектории (изменение абсолютной глубины в каждой точке). Для этого выполнены синтетические построения на забое основного ствола скважины № 332 и в точке входа в пласт скважины № 11, выполнен расчет приращений и использован при изменении

абсолютной глубины. На рисунке 3.4.4 представлен график напряжений по стволу одиночной U-образной скважины № 11.



Расстояние по стволу скважины от точки вскрытия пласта, м

Рисунок 3.4.4 – Изменение главных напряжений по стволу скважины № 11

Так от точки входа в пласт до пересечения со скважиной № 10 в угольном пласте незначительно возрастают горизонтальные напряжения, увеличиваясь с 15,777 до 15,917 МПа и с 16,643 до 16,783 МПа для минимального и максимального соответственно. Гораздо выше диапазон изменения вертикального напряжения в виду изменения глубины залегания пласта – с 18,355 до 19,137 МПа. Соотношение главных напряжений  $\sigma_h < \sigma_H < \sigma_v$  сохраняется на протяжении всего ствола.

На рисунке 3.4.5 представлено изменение напряжений для скважины № 332.



Рисунок 3.4.5 – Изменение напряжений по основному стволу скважины № 332

От пересечения со скважиной № 31 до забоя горизонтальные напряжения в угольном пласте 73-72 значительно снижаются – с 12,528 до 11,911 МПа и с 13,341 до 12,723 МПа для минимального и максимального. Еще более существенно с изменением глубины залегания пласта меняется вертикальное напряжение – с 12,752 до 9,578 МПа. Особый интерес представляет тот факт, что через 90 м режим напряжений меняется с  $\sigma_h < \sigma_H < \sigma_v$  на региональный  $\sigma_v < \sigma_h < \sigma_H$ . И рассмотрим естественное напряженное состояние в траекториях боковых стволов до их бурения (рисунок 3.4.6).



Рисунок 3.4.6 – Изменение главных напряжений по боковым стволам

скважины № 332

Результаты интерполяции показывают, ЧТО все боковые стволы расположены В зонах с соотношением главных напряжений  $\sigma_v < \sigma_h < \sigma_H$ соответствующим региональному стрессу. При этом на забоях восходящих боковых стволов №№ 2, 4 и 5 наблюдается максимальная разница между вертикальным и горизонтальными напряжениями, достигающая пика на пятом боковом отводе.

В соответствии с полученными на рисунках 3.4.3-3.4.5 графиками и формулой (2.3.3), рассчитаны и представлены в таблице 3.4.2 значения эквивалентов прилагаемых напряжений для участков скважин, представляющих наибольший интерес – начальные и забойные части стволов, а также, в случае основного ствола скважины № 332, – точка пересечения кривых вертикального и минимального горизонтального напряжений.

№ скважины	Исследуемый участок	Эквивалентное напряжение, МПа	
	10 м после входа в пласт	17,585	
11	470 м после входа в пласт	18,061	
	20 м после входа в пласт	13,025	
	80 м после входа в пласт	12,886	
	780 м после входа в пласт	11,521	
	20 м от точки зарезки бокового ствола № 1	12,778	
	660 м от точки зарезки бокового ствола № 1	12,585	
	20 м от точки зарезки бокового ствола № 2	12,778	
332	460 м от точки зарезки бокового ствола № 2	11,653	
	20 м от точки зарезки бокового ствола № 3	12,665	
	620 м от точки зарезки бокового ствола № 3	12,213	
	20 м от точки зарезки бокового ствола № 4	12,509	
	360 м от точки зарезки бокового ствола № 4	11,623	
	20 м от точки зарезки бокового ствола № 5	12,101	
	360 м от точки зарезки бокового ствола № 5	11,337	

Таблица 3.4.2 – Эквивалентные напряжения рассматриваемых участков скважин

Оценку влияния полученных значений напряжений на эндогенные трещины угольного пласта целесообразно проводить также опираясь на значения их азимутов. Рассмотрим направление главного кливажа в пределах месторождения и влияние на него главных нормальных напряжений.

### 3.5 Анализ направленности главного кливажа угольных пластов и степени его раскрытия

Для определения наиболее вероятного направления распространения главных эндогенных трещин сперва необходимо восстановить хронологию формирования угольных пластов Кузбасса в течение геологического времени. Так. угольные пласты грамотеинской свиты ерунаковской подсерии кольчугинской серии, к которым также относится целевой угольный пласт 73-72, сформировались на позднепалеозойском этапе формирования Кузнецкого угольного бассейна, в поздней перми [39]. Данная эпоха началась с интенсивного погружения и последующим успокоением структур, затем на последних этапах под растущим действием тектонических напряжений происходило поднятие и денудационные процессы верхних слоев горных пород, активизировалось тектоническое сжатие.

B раннем продолжились триасе процессы сжатия структур рост горизонтальными напряжениями, складчатости, поднятие структур и глубокие процессы выветривания. В конце юрского периода территория Кузнецкой впадины была перекрыта мощными юрскими отложениями, складчатости которых завершилась формирования изменениями история Кузбасса. Последующие структуры угольных месторождений этапы геологического развития бассейна лишь усложняли структуру юрских отложений и развивали процессы денудации.

Таким образом, процесс углефикации пласта 73-72 начался в поздней перми [30], со стадии сингенеза – преобразовании растительной массы в торф под действием микроорганизмов. После погружения растительной массы началась

стадия диагенеза – разложение остатков растений без доступа кислорода в изолированной системе. Одеревеневшие клетки стенок растений, представляющие собой ткани лигнина и целлюлозы, претерпевали биохимические изменения во влажной бескислородной среде и образовывали гуминовые кислоты.

Накопление осадков и погружение угольного пласта привело к стадии катагенеза – под действием температуры и давления гуминовые кислоты переходили в коллоидное состояние, затем из-за отдачи под действием литостатического давления воды и летучих соединений, торф переходил в бурый уголь, а коллоидные соединения отвердевали, образуя микрокомпоненты группы витринита. Именно на этой стадии сформировалась эндогенная трещиноватость угольного пласта, когда хрупкое витринитовое исследуемого вещество претерпевало первичные процессы сжатия. Последующая стадия метагенеза – непосредственно увеличения в угольном пласте мацералов группы витринита и увеличение его отражательной способности, способствовала росту эндогенной сети трещин, а также увеличению степени метаморфизма с глубиной и процессам образования и аккумуляции метана угольных пластов.

На основе данной хронологии можно заключить, что в поздней перми формирование угольного пласта 73-72 происходило в условиях спокойного осадконакопления без преобладания горизонтальных напряжений. На стадии катагенеза преобладающим главным напряжением было геостатическое, что обуславливало в процессе выхода летучих формирование главного кливажа в вертикальной плоскости. Последующая активизация тектонических сил обеспечила развитие образованной сети эндогенных трещин и формирование дополнительного торцевого кливажа, распространяющегося также ортогонально в вертикальной перераспределения направлений плоскости В виду горизонтальных напряжений в разных участках месторождения. Рассмотрим в качестве подтверждения проведенного анализа направленности эндогенных трещин работу, посвященную исследованию кливажа Прокопьевского района Кузбасса [26].

Авторами рассмотрены мощные угольные пласты от 5 до 14 м, что является оптимальным сравнением с угольным пластом 73-72 в рамках данной работы. Главные эндогенные трещины в пределах района по результатам наблюдений располагаются приблизительно параллельно осям складок, распространяясь в направлении северо-восток-юго-запад. Побочные системы эндогенных трещин расположены пересекают крылья складок по диагонали и в крест их простирания. Под действием тектонических сил в результате складкообразования, хрупкие угольные пласты Прокопьевского района также разбиты сетью экзогенных трещин, практически совпадающих с плоскостью напластования – ввиду того, что кровля и подошва угольных пластов двигались при образовании складок с различной скоростью.

Для конкретизации направлений главного кливажа угольного пласта 73-72 в пределах Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения на основе работы [10] выполнен анализ глубинных разломов – линеаментов, выделяемых методами геоморфологии. Полученные направления позволили оконтурить блок южного Кузбасса, включающий исследуемое месторождение (рисунок 3.5.1, слева). Затем на схему месторождения были нанесены разрывные нарушения, выделенные по результатам геологоразведочных работ в пределах участка 3.5.1. (рисунок справа), показало практическое совпадение что ИХ с региональными линеаментами.

Заключительным этапом на схему месторождения вынесены дополнительные данные измерений в скважинах – в частности, результаты кроссдипольного акустического каротажа, позволяющие определить направление максимальной анизотропии по азимуту распространения быстрой акустической волны. Полученные В скважинах месторождения направления также подтверждают преимущественное распространение главных эндогенных трещин по направлениям разрывных нарушений [93, 58, 115, 81]. При этом, в ряде случаев данные трещины направлены не параллельно оси складки, а перпендикулярно, что говорит о преобладании в одних случаях максимального, в других минимального горизонтального напряжения [56].



Рисунок 3.5.1 – Схема Кузнецкого угольного бассейна (а) с обозначением глубинных разломов (линеаментов) и схема исследуемой площади (б) с обозначением разрывных нарушений и направлений максимального главного напряжения (синяя стрелка)

Таким образом, очевидно, что направление максимального главного напряжения совпадает с направлением разрывных нарушений в масштабе месторождения. Учитывая, что главный кливаж по керну (рисунки 3.1.4 и 3.1.5) перпендикулярен плоскости напластования и распространяется вертикально, именно горизонтальные напряжения определяют степень его раскрытия, и, соответственно, фильтрационные свойства пласта.

Далее рассмотрим влияние горизонтальных скважин № 11 и № 332 на НДС исследуемого угольного пласта и его проницаемость на крыльях Кыргай-Осташкинской синклинали с учетом проведенного анализа трещиноватости.

## **3.6** Промысловая оценка изменения начального геомеханического состояния и проницаемости пласта

По аналогии с вариантами горизонтальных метаноугольных скважин во второй главе, для пробуренных скважин № 11 и № 332 выполнено двухмерное геомеханическое моделирование по полученным промысловым данным.

Первыми были рассмотрены основные стволы горизонтальных скважин. На рисунках 3.6.1 и 3.6.2 представлены результаты проведенного геомеханического моделирования и оценки проницаемости для двух рассмотренных сечений – в точке входа в пласт и, фактически, на забоях скважин.



Рисунок 3.6.1 – Распределение эквивалентного напряжения и отношения текущей проницаемости угольного пласта 73-72 к начальной *k*/*k*<sub>0</sub> вокруг U-образной скважины № 11 через 10 м после входа в пласт (а, б) и через 470 м (в, г)



Рисунок 3.6.2 – Распределение эквивалентного напряжения и отношения текущей проницаемости угольного пласта 73-72 к начальной *k*/*k*<sub>0</sub> вокруг многозабойной скважины № 332 через 20 м после входа в пласт (а, б) и через 780 м (в, г)

В отличие от результатов моделирования, представленных в главе 2, условия Кузбасса накладывают свой отпечаток – во всех представленных сечениях отсутствуют зоны разгрузки и участки пласта в окрестности обсадной колонны испытывают значительное уплотнение. При этом, наибольшее сжатие угля наблюдается при увеличении горизонтальных напряжений. Для сравнения полученных результатов рассмотрим подробнее изменение проницаемости в направлениях наименьшего сопротивления движению флюидов, во всех рассмотренных случаях, совпадающих с вертикалью (рисунок 3.6.3).



Рисунок 3.6.3 – Графики изменения отношения текущей проницаемости угольного пласта 73-72 к начальной *k/k*<sub>0</sub> после строительства основных стволов

U-образной скважины № 11 (а) и многозабойной скважины № 332 (б)

В случае U-образной скважины разница в изменении проницаемости в начале и на забое основного ствола незначительна в виду незначительного изменения напряжений. Восстающий ствол многозабойной скважины, напротив, позволил снизить сжатие на забое за счет перераспределения напряжений и смещения зоны уплотнения вдоль плоскости напластования, сократив ее размер с 6 см до 1,75 см по вертикальной оси. При этом, уплотнение по горизонтальной оси растянулось на расстояние, практически равное двум диаметрам ствола. Перейдем подробнее к многозабойной скважине. На рисунке 3.6.4 представлены результаты моделирования и оценки для боковых стволов № 1 и № 3, пробуренных слева от основного ствола по простиранию пласта, чем обусловлено их пологое залегание.



Рисунок 3.6.4 – Распределение эквивалентного напряжения и отношения текущей проницаемости угольного пласта 73-72 к начальной *k*/*k*<sub>0</sub> вокруг многозабойной скважины № 332 через 20 м бокового ствола № 1 (а, б) и через 660 м (в, г), через 20 м бокового ствола № 3 (д, е) и через 620 м (ж, з)

В случае необсаженных стволов наблюдается изменение преимущественного направления зоны сжатия на вертикальную ось. Приращения в абсолютных глубинах бокового ствола № 1 недостаточно для изменения картины напряженного состояния, в случае же ствола № 3 на забое наблюдается снижение влияния зоны сжатия и появления небольшой зоны разуплотнения на расстоянии одного диаметра ствола. Появление зон разуплотнения на забое также фиксируется и на других восходящих боковых стволах (рисунок 3.6.5), при этом в точках зарезки стволов данные зоны не наблюдаются.



Рисунок 3.6.5 – Распределение эквивалентного напряжения и отношения текущей проницаемости угольного пласта 73-72 к начальной *k*/*k*<sub>0</sub> вокруг многозабойной скважины № 332 через 460 м бокового ствола № 2 (а, б) и через 360 м бокового ствола № 5 (в, г)

Картины распределения эквивалентного напряжения на забоях боковых стволов № 2 и № 4 практически идентичны, в случае пятого ствола наблюдается наибольшая область разуплотнения по наибольшей оси, распространенная вглубь пласта на расстояние порядка 80% от диаметра ствола. При этом можно заметить, что в направлении горизонтальной оси, где фиксируется снижение напряжений, также происходит сокращение зоны уплотнения вокруг ствола скважины. В случае бокового ствола № 5 за счет снижения абсолютной глубины (истинной вертикальной) на 70 м проницаемость увеличилась на 14%, а зона уплотнения уменьшилась практически вдвое.

Более подробно изменение проницаемости в виде графиков по оси наименьшего сопротивления движению флюидов представлено на рисунке 3.6.6.



Рисунок 3.6.6 – Графики изменения отношения текущей проницаемости пласта 73-72 к начальной *k*/*k*<sub>0</sub> после строительства многозабойной скважины № 332 на забоях боковых стволов № 1 и № 3 (а), боковых стволов № 2, 4 и 5 (б)

Полученные результаты подтверждают, что условиях лаже В многозабойная горизонтального сжатия скважина показывает свою эффективность, но уже при соблюдении некоторых условий – восходящего профиля ухода в зоны наибольшего различия главных И напряжений. Одноствольные скважины в условиях преобладания горизонтальных напряжений неэффективны и, в случае их применения, требуют дополнительного воздействия, например, проведения в них операций ГРП.

#### 3.7 Выводы

По результатам промысловой оценки влияния конструкции горизонтальной метаноугольной скважины на геомеханическое состояние и проницаемость угольного пласта сделаны следующие выводы.

1. Первичное описание угольного керна и анализ его петрографического состава позволяют прогнозировать степень развитости эндогенной трещиноватости и дать качественную оценку проницаемости угольных пластов без влияния прочих факторов. При этом стоит учитывать, что результаты проведенного анализа не согласуются с прямым определением проницаемости при проведении гидродинамических исследований в пробуренных скважинах, что свидетельствует о влиянии на фактическую проницаемость действующих в угольном пласте напряжениях.

2. Определение главных напряжений, действующих в угольном пласте, необходимо выполнять методом одномерного геомеханического моделирования по данным первоочередной вертикальной дренирующей скважины до начала бурения горизонтальной скважины с целью уточнения ее конструкции. Полученные данные помогут определить влияние эффективного напряжения на проницаемость угольного пласта и выбрать конструкцию скважины, позволяющую снизить напряжения в окрестности скважины.

3. Региональное напряженно-деформированное состояние, определяемое по соотношению между собой главных нормальных напряжений, фиксируется только во вмещающих породах, а также в кровле и подошве угольного пласта. При этом в средней части мощных угольных пластов может наблюдаться совершенно иная картина, определяющая эффективное напряжение в угольном пласте и, соответственно степень раскрытия кливажа и проницаемости пласта.

4. Главный кливаж угольных пластов преимущественно распространяется в вертикальном направлении в крест плоскости напластования, в связи с чем влияние геостатического напряжения на степень раскрытия главных эндогенных трещин является минимальным и определяется коэффициентом бокового распора. Проницаемость угольных пластов, в свою очередь, зависит не столько от глубины залегания пласта, сколько от разницы между напряжениями, позволяющей кливажу находиться в проводимом состоянии.

5. В условиях преобладания горизонтальных напряжений, главный кливаж угольных пластов, распространяющийся в вертикальной плоскости, испытывает сжатие, приводящее к его смыканию и снижению проницаемости. Наибольшее снижение проницаемости наблюдается в окрестности обсадной колонны или хвостовика-фильтра и достигает значений до семи раз меньше начальной, что делает одноствольные U-образные скважины без гидроразрыва неэффективными в данных условиях.

6. В условиях преобладания горизонтальных напряжений конструкция многозабойной скважины с восходящим профилем позволяет выйти за счет необсаженных боковых отводов в зоны пласта с большей разницей между геостатическим и горизонтальными напряжениями и сократить распространение вглубь пласта зон сжатия, повысив проницаемость за счет дополнительных зон разгрузки на 14% по сравнению с начальной при снижении абсолютной глубины на 70 м.

### ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЫБОРА КОНСТРУКЦИИ МНОГОЗАБОЙНОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ МЕТАНОУГОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

#### 4.1 Используемая геолого-геофизическая информация

#### 4.1.1 Региональный уровень

Проведение работ по оценке применимости той или иной конструкции горизонтальной метаноугольной скважины рационально начинать с регионального уровня. Результаты геоморфологического и геодинамического анализа позволяют выявить на уровне бассейна крупные блоковые структуры и элементы рельефа, свидетельствующие о наличии в исследуемой области линеаментов, а также геомеханическое состояние блоковых структур (сжатие, растяжение, стабилизированное состояние) и действующий тектонический режим (соотношение между главными нормальными напряжениями).

Выполнение дополнительных работ по проведению региональных исследований не является целесообразным, т. к. точность результатов работ является низкой для условий эксплуатационных объектов (пластов) или конкретных скважин.

#### 4.1.2 Уровень месторождения

В масштабе месторождения, как правило, с выделенными на региональном уровне линеаментами связано преобладающее число тектонических нарушений, что в совокупности с информацией о структуре месторождения и разрывных нарушениях в масштабе месторождения позволяет выявить преобладающие направления трещин в угольных пластах, а также максимального главного напряжения.

Результаты проведенных сейсмических исследований позволяют уточнить структуру месторождения, выявить локальные разрывные нарушения, а также

определить динамические (определяемые по скоростям движения волн в среде) физико-механические свойства горных пород.

Наиболее ценными данными являются данные, полученные по результатам бурения, испытания и эксплуатации метаноугольных, углеразведочных или дегазационных скважин.

#### 4.1.3 Уровень скважины

Стандартный комплекс геофизических исследований в метаноугольных скважинах [33, 13] включает в себя исследования, результаты которых являются наиболее важными для целей геомеханического моделирования. К таким исследованиям относятся плотностоной и акустический каротажи, а также, при наличии – кросс-дипольный акустический каротаж, отличающийся азимутальной привязкой данных.

Результаты ГДИС в интервалах угольных пластов позволяют определить пластовое давление прямым методом и выявить зависимость пластового давления, которую можно использовать при отсутствии ГДИС на других скважинах. В случае проведения ГДИС методом инжект-теста, возможно получение значения давления закрытия трещин, которое соответствует минимальному главному напряжению в окружающем скважину массиве (единственному главному напряжению, определение которого возможно прямым методом). Перед проведением ГРП в метаноугольных скважинах проводятся мини-ГРП, которое также на выходе позволяют получить значения давления закрытия трещин.

Данные полевых и лабораторных исследований керна позволяют получить статические физико-механические свойства исследуемого пласта – коэффициент Пуассона, модуль Юнга, а также в лабораторных условиях возможно определение коэффициента пороупругости Био.

В связи с неустойчивой структурой угля, исследования на керновом материале для метаноугольных месторождениях являются наиболее ценными

данными с точки зрения геомеханики и требуют большого объема испытаний для формирования достаточной статистической выборки и подготовки зависимостей статических механических свойств от динамических для месторождения. Подготовка подобных зависимостей позволяет использовать для расчетов только данные акустического каротажа, без необходимости дополнительных керновых исследований.

#### 4.2 Выбор мест заложения горизонтальных скважин

#### 4.2.1 Определение ориентации кливажа

Способность угольных пластов проводить через себя жидкость или газ обусловлена именно первоочередной сетью эндогенных трещин, среди которых можно однозначно выделить главный кливаж – распространяющийся в направлении максимального напряжения, действующего в пласте, а также второстепенный – распространяющийся ортогонально.

Линеаментный анализ в сочетании с данными кросс-дипольной акустики, бокового каротажа, микросейсмический мониторинг, другие технологии и геофизические методы для определения направления анизотропии свойств, позволяют определять направления распространения основного кливажа угольных пластов и максимального главного напряжения, представляющие собой максимальную анизотропию.

На тектоническую карту месторождения или участка месторождения наносятся все имеющиеся данные о направлении максимальной анизотропии в угольных пластах, а также проекции региональных линеаментов. Затем полученные направления соединяются между собой непрерывными линиями, прогнозирующими направление основного кливажа.

#### 4.2.2 Выбор азимута стволов скважины

Планируемые к бурению горизонтальные скважины располагают таким образом, чтобы основной ствол, и, при наличии, боковые стволы пересекали максимальное количество трещин кливажа, т. е. основной ствол пересекал трещины под углом 90 градусов, а боковые стволы как можно ближе к данному значению.

В случае наличия результатов проведенного кросс-дипольного каротажа в первоочередной вертикальной скважине, пересекающейся с горизонтальной, направлении быстрой продольной волны в интервале целевого угольного пласта является приоритетным для планирования траекторий основного и боковых стволов.

Далее рассмотрим алгоритм предлагаемой методики выбора наиболее эффективной конструкции многозабойной метаноугольной скважины для имеющихся горно-геологических условий.

#### 4.3 Определение естественных напряжений в пласте

#### 4.3.1 Выбор опорных скважин

Исходными данными для обоснования применения многозабойных горизонтальных скважин в имеющихся горно-геологических условиях являются в первую очередь данные бурения вертикальных структурных или разведочных скважин, а также, в случае наличия данных плотностного и акустического каротажа – данные углеразведочных скважин. Результаты сейсмических исследований могут помочь в наиболее верной интерполяции главных нормальных напряжений и в определении динамических упругих свойств горных пород исследуемого массива.

В случае же отсутствия данных бурения, стоит вспомнить тот факт, что осушение угольного пласта, вскрытого горизонтальной скважиной, обеспечивается первоочередной вертикальной дренажной скважиной, которая

является наиболее предпочтительным источником данных для оценки эффективности многозабойной скважины. Даже в случае, если условия в месте заложения не способствуют эффективному извлечению метана, проведенный анализ позволит обосновать изменения в конструкции горизонтальной скважины и возможные методы интенсификации газоотдачи или повышения проницаемости угольного пласта.

#### 4.3.2 Расчет геостатического напряжения

Определение естественных главных напряжений в угольном пласте до строительства горизонтальной скважины выполняется путем построения 1D геомеханической модели. Основными составляющими 1D геомеханических моделей являются геостатическое напряжение, а также минимальное и максимальное горизонтальные напряжения, которые совместно характеризуют тензор главных нормальных напряжений, действующих на элементарный куб горной породы на определенной глубине по стволу скважины.

Для построения 1D геомеханических моделей метаноугольных месторождений не требуется применение специализированного программного обеспечения (ПО), достаточно пакета офисных программ (MS Excel, LibreOffice и т. п.). Тем не менее, при необходимости, возможно выполнение работ в специализированном ПО (Techlog и т. п.) или написание скриптов для автоматизации рутинных расчетов (скрипты Python в tNavigator).

Геостатическое напряжение в исследуемой точке характеризует вес вышележащих горных пород и вычисляется путем интегрирования плотности горных пород, слагающих исследуемый массив, по формуле (2.1.3).

По результатам расчета геостатического напряжения можно оценить влияние тектонических напряжений на массив горных пород. Для этого необходимо рассчитать, на сколько меняется напряжение через расстояние 100 м. В случае, если увеличение составляет больше 2,3 МПа/100 м, массив сжат горизонтальными тектоническими напряжениями, вызывающими уплотнение горных пород.

#### 4.3.3 Расчет пластового давления

На метаноугольных месторождениях пластовое давление, как правило, измеряется только в интервалах угольных пластов при определении значений их фильтрационно-емкостных параметров в рамках ГДИС. Как правило, пластовое давление на метаноугольных месторождениях является нормальным или составляет 95-98% от гидростатического давления в скважине, определяемого по формуле (2.1.8).

#### 4.3.4 Расчет горизонтальных напряжений

Расчет кривых минимального и максимального горизонтальных напряжений выполняется по формулам (2.1.6) и (2.1.7). В указанных формулах используются статические свойства, определяемые в полевых или лабораторных условиях на керновом материале. В связи с тем, что такие исследования являются дорогостоящими и не всегда выполнимы, статические коэффициент Пуассона и модуль Юнга определяют с использованием различных эмпирических зависимостей по динамическим характеристикам, определяемым по результатам акустики по формулам (2.1.9) и (2.1.10).

Переход от динамического модуля Юнга к статическому предложено [32] выполнять с использованием формул (2.1.11) и (2.1.12) для угольных пластов и вмещающих пород соответственно. Статические коэффициенты Пуассона используют без дополнительных коэффициентов, т.е. равными динамическим. Минимальная и максимальная тектонические деформации принимаются 0,001 м и 0,0012 м соответственно, либо рассчитываются индивидуально в условиях месторождения.

Коэффициент пороупругости Био, характеризующий степень влияния пластового давления на действующие горизонтальные напряжения, требует проведения трудоемких лабораторных исследований на керновом материале, ранее не проводимых для угольного керна, и принимается равным единице.

#### 4.4 Оценка эффективности конструкции скважины

Для оценки изменения НДС в угольном пласте в результате проходки горизонтальной метаноугольной скважины применяется 2D геомеханическое моделирование. Анализируемый участок исследуется в разрезе, перпендикулярном оси скважины. Для 2D геомеханического моделирования угольных пластов используется специализированное ПО, выполняющее расчеты методом конечных элементов (ANSYS, Simulation Mechanical и др.), что связано с необходимостью максимально учитывать неоднородности угольных пластов, в т. ч., по возможности, кливаж. Для оценки изменения проницаемости угольного пласта используется формула (2.2.1).

Учитывая, что наиболее значимыми достоинствами многозабойных скважин являются их большая площадь дренирования и увеличенный контакт с угольным пластом, целесообразно в качестве параметра эффективности использовать объем «полезной» проходки, не снижающей проницаемость пласта.

С учетом приведенных сравнительных критериев, анализируется каждый ствол через каждые 10-20 м, после чего делается вывод об эффективности конструкции горизонтальной скважины в соответствии с формулой (4.4.1):

$$r = 1 - \frac{L_s}{L_o},$$
 (4.4.1)

где r – коэффициент геомеханической эффективности конструкции горизонтальной метаноугольной скважины;  $L_s$  – проходка скважины в угольном пласте с приуроченными зонами сжатия ( $k/k_0 < 1$ ), м;  $L_o$  – общая проходка скважины в угольном пласте, м.

Коэффициент геомеханической эффективности конструкции горизонтальной метаноугольной скважины является показателем, характеризующим эффективность скважины с позиции геомеханики и даже значений не свидетельствует 0 низкой эффективности в случае низких горизонтальной скважины в целом. Данный коэффициент рекомендуется использовать при комплексном анализе конструкции скважины и выбирать те больший коэффициент конструкции, которые В сравнении имеют геомеханической эффективности.

# 4.5 Сравнительный анализ добычных возможностей многозабойной метаноугольной скважины

На основе разработанной методике проведем сравнительный анализ скважин № 11 и № 332, геомеханическое моделирование и оценка проницаемости которых выполнены в третьей главе работы. На рисунке 4.5.1 представлены системы скважин в плане с результатами оценки проницаемости.



Рисунок 4.5.1 – Результаты анализа эффективности горизонтальной проходки скважин № 11 и № 332 по влиянию зон уплотнения и разгрузки угольного пласта: красным обозначены зоны преобладания сжатия, зеленым – разуплотнения

Так, конструкция скважины № 11 вызывает уплотнение угольного пласта на всем протяжении горизонтального участка. Боковые стволы №№ 2, 3 и 4 частично разгружены от напряжений, а стол № 5 полностью разгружен. Рассчитаем коэффициенты геомеханической эффективности для представленных конструкций скважин:

$$r_{11} = 1 - (483/483) = 0;$$
  
 $r_{332} = 1 - (2\ 733/3\ 733) = 0,27.$ 

Таким образом, в отличие от сжатого ствола скважины № 11, 27% скважины № 332 разгружены от напряжений. Для комплексного же анализа рассмотрим результаты начальных этапов освоения исследуемых скважин и сделаем вывод об их эффективности на основе полученных дебитов газа (рисунок 4.5.2).



Количество часов с момента регистрации дебита

Рисунок 4.5.2 – Фрагмент графика среднесуточного дебита горизонтальных скважин № 11 и № 332 на начальных этапах освоения

Как видно из представленных данных, пиковый среднесуточный дебит скважины № 11 на начальном этапе освоения составил 322 м<sup>3</sup>/сут., а скважины № 322 более чем в два раза выше, 694 м<sup>3</sup>/сут., что подтверждает большую эффективность многозабойной метаноугольной скважины.

#### 4.6 Технико-экономическая оценка предлагаемых решений

Дополнительно проведена оценка предложенного технического решения по многозабойной скважине и базового варианта – одиночной горизонтальной скважины. Результаты оценки представлены в таблице 4.6.1.

Таблица 4.6.1 – Результаты оценки технической эффективности конструкции многозабойной горизонтальной скважины

Паланата	Значение		
Параметр	Базовый вариант	Предлагаемый вариант	
Глубина залегания продуктивного угольного пласта, м	739,5-805,5	405,0-541,3	
Эффективная мощность продуктивного угольного пласта, м	5		
Коэффициент проницаемости продуктивного угольного пласта, м <sup>2</sup>	$4 \cdot 10^{-15}$	$0,01 \cdot 10^{-15}$	
Количество дополнительных интервалов гидроразрыва в вертикальной скважине, шт.	3	0	
Количество необсаженных боковых стволов, шт.	0	5	
Диаметр горизонтальных стволов (диаметр долота), м	142,9.10-3	152,4.10-3	
Суммарная проходка по продуктивному угольному пласту, м	483	3 733	
Минимальное начальное эквивалентное напряжение, Па	$17,585 \cdot 10^{6}$	$11,337 \cdot 10^{6}$	
Минимальное эквивалентное напряжение после строительства скважины, Па	$17,480 \cdot 10^{6}$	$10,560 \cdot 10^{6}$	
Увеличение проницаемости в зонах разгрузки прискважинной зоны пласта, %	0	14	
Коэффициент геомеханической эффективности конструкции скважины	0	0,27	
Среднесуточный дебит газа на начальных этапах освоения, м <sup>3</sup> /сут.	322	694	

Ввиду того, что одномерное геомеханическое моделирование по данным метаноугольных скважин требует лишь стандартного комплекса геофизических исследований, а для построения самих моделей не требуется специализированное программное обеспечение (достаточно любого пакета офисных программ), можно считать предлагаемую методику не требующей дополнительных затрат.

Тем не менее, для повышения достоверности моделей и уточнения рассчитываемых зависимостей для условий конкретных месторождений могут быть использованы такие методы исследований как кросс-дипольный акустический широкополосный каротаж и лабораторные исследования физикомеханических свойств угольного керна. Стоимость возможных исследований в каждом случае рассчитывается индивидуально.

#### 4.7 Выводы

В рамках работы разработана методика выбора наиболее эффективных в имеющихся горно-геологических условиях конструкций горизонтальных многозабойных метаноугольных скважин, основанная на использовании коэффициента геомеханической эффективности, что позволяет повысить дебит многозабойной скважины более чем в 2 раза.

1. Предложенная методика учитывает как региональное, так и локальное напряженно-деформированное состояние метаноугольного месторождения, проницаемость целевых угольных пластов и влияние конструкции многозабойной скважины на изменение геомеханического состояния и проницаемости пластов.

2. Использование в предложенной методике одномерного геомеханического моделирования позволяет получить результаты, наиболее приближенные к промысловым за счет использования данных прямых геофизических, гидродинамических и керновых исследований.

3. Экономическая оценка предлагаемых решений показывает, что основные затраты заключаются в проведении дополнительных лабораторных и геологопромысловых исследований, не являющихся обязательными, но повышающими достоверность и точность выполняемого анализа. Тем не менее, основной объем реализации предложенной методики не требует дополнительных финансовых затрат.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертация является научно-квалификационной работой, в которой содержится решение научной задачи по геомеханическому обоснованию применения многозабойных горизонтальных скважин при добыче метана угольных пластов, включающей в себя теоретическое обоснование влияния геомеханического состояния угольного пласта на его проницаемость вокруг горизонтальных скважин различной конструкции, промысловую оценку влияния конструкции горизонтальной скважины на геомеханическое состояние и проницаемость угольного пласта, а также обоснование и разработку методики выбора конструкции многозабойной горизонтальной метаноугольной скважины, что имеет важное значение для добычи метана угольных пластов.

Основные научные и практические результаты и рекомендации заключаются в следующем.

1. Определены зависимости расстояния распространения зон разгрузки горизонтальных метаноугольных скважин от глубины угольного пласта. Так, при строительстве многозабойной скважины диаметр боковых стволов имеет ключевое значение и позволяет за счет разгрузки от напряжений повысить проницаемость околоскважинной зоны пласта в направлении максимального главного напряжения на расстояние, равное 10% от принятых диаметров ствола на каждые 100 м глубины залегания пласта на протяжении 2 м после сопряжения стволов и на расстояние 15% от принятых диаметров ствола на каждые 100 м глубины залегания пласта на протяжении 2 м после сопряжения стволов и на расстояние 15% от принятых диаметров ствола на каждые 100 м глубины залегания пласта на протяжении отводов.

2. Промысловая оценка изменения проницаемости угольного пласта за счет формирования зон разуплотнения вокруг боковых стволов многозабойных горизонтальных метаноугольных скважин показала, что в условиях преобладания горизонтальных напряжений конструкция многозабойной скважины с восходящим профилем позволяет выйти за счет необсаженных боковых отводов в зоны пласта с большей разницей между геостатическим и горизонтальными напряжениями и сократить распространение вглубь пласта зон сжатия, повысив проницаемость за счет дополнительных зон разгрузки на 14% по сравнению с начальной при снижении абсолютной глубины на 70 м.

3. Подготовлена И обоснована методика, позволяющая определить геомеханическую эффективность конструкций горизонтальных многозабойных метаноугольных скважин для увеличения их дебита. Так, использование при выборе наиболее эффективных в имеющихся горно-геологических условиях конструкций горизонтальных многозабойных метаноугольных скважин коэффициента геомеханической эффективности, определяемого как разница между единицей и отношением длины ствола скважины с приуроченными зонами общей длине сжатия К ствола скважины, позволяет повысить лебит многозабойной скважины более чем в 2 раза по сравнению с одиночной горизонтальной скважиной.

Полученные результаты легли в основу разработанных методических рекомендаций по выбору мест заложения и конструкций горизонтальных метаноугольных скважин, принятых к использованию в ООО «Газпром добыча Кузнецк». Также полученные результаты возможно использовать при проектировании дегазационных работ на угольных шахтах с учетом ряда особенностей, что является преспективным направлением лальнейших исследований.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акбар Али, А.Х. Моделирование механических свойств геологической среды как средство расшифровки напряжений в горных породах / А.Х. Акбар Али, Т. Браун, Р. Дельгадо, Д. Ли, Д. Пламб и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2005. – Осень 2005. – Том 9. – №1. – С. 4–23.

2. Акбар Али, А.Х. Передовой метод гидравлического разрыва пласта с использованием геомеханического моделирования и механики пород – технически интегрированный подход / А.Х. Акбар Али, Ш. Марти, Р. Еса, Р. Рамамурти, Т. Браун, Т. Стуффер // Нефтегазовое обозрение. – 2002. – Осень 2002. – Том 7. – №2. – С. 75–83.

3. Аль-Джубори, А. Метан угольных пластов – чистая энергия для всего мира // Нефтегазовое обозрение. – 2009. – Лето 2009. – Том 21. – №2. – С. 4–17.

4. Аммосов, И.И. Трещиноватость углей / И.И. Аммосов, И.В. Еремин. – М.: Изд. Академии наук СССР, 1960.

5. Баёв, М.А. Критерий оценки применимости материала для закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов Кузбасса/ М.А. Баёв // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 4. – С. 41–46.

6. Васильев, А.Н. Проектирование наклонно-направленных скважин для разведки метана в угольных пластах: автореферат дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Москва, 2013. – 22 с.

7. Васючков, Ю.В. Физико-химические способы дегазации угольных пластов / Ю.В. Васючков, Н.В. Ножкин. – М.: Недра, 1986. – 254 с.

8. Высотин, Н.Г. Определение нелинейных параметров упругих свойств горных пород при исследовании геомеханических процессов / Н.Г. Высотин, Ю.П. Галченко, В.А. Винников, В.А. Еременко // Инженерная физика. – 2020. – № 7. – С. 33–38.

9. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР: Генезис и закономерности распределения природных газов угольных бассейнов

и месторождений СССР / под ред. А.И. Кравцова. – М.: Недра, 1980. – Т. 3. – 218 с.

10. Геодинамическое районирование Южного Кузбасса. Монография / Т.И. Лазаревич, В.П. Мазикин, И.А. Малый и др. – Кемерово: Научноисследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела – межотраслевой научный центр ВНИМИ. Кемеровское Представительство, 2006. – 181 с.

11. Гречухин, В.В. Изучение угленосных формаций геофизическими методами / В.В. Гречухин. – М.: Недра, 1980. – 360 с.

12. Гриб, Н.Н. Изучение физико-механических свойств массива горных пород по данным волнового акустического каротажа / Н.Н. Гриб, А.А. Сясько, А.В. Качаев, П.Ю. Кузнецов, М.В. Терещенко // Уголь. – 2016. – Октябрь. – С. 78–83.

 Десяткин, А.С. Информативность геофизических исследований скважин при изучении метаноугольного разреза / А.С. Десяткин // ГИАБ. – 2009. – № 11. – С. 306–318.

14. 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.

15. Желтов, Ю.П. Деформации горных пород / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1966. – 197 с.

16. Желтов, Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1975. – 216 с.

17. 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.

18. Зиновьев, А.А. Численное моделирование процесса разгрузки углепородного массива / А.А. Зиновьев, А.В. Патутин, С.В. Сердюков // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012. VIII Международная научная конференция
«Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых»: сб. материалов в 2 т. Т.2. Новосибирск: СГГА. – 2012. – С. 174–178.

19. Иванов, В.В. Моделирование дополнительного газовыделения из угольных пластов при сейсмическом воздействии на блоковые структуры земной коры / В.В. Иванов, Н.Ф. Сурунов // Вестник КузГТУ. – 2006. – №3. – С. 7–10.

20. Извлечение метана из угольных пластов / Л.А. Пучков, С.В. Сластунов, К.С. Коликов. – М. : Изд-во Моск. гос. горн. ун-та, 2002. – 382 с.

21. 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.

22. Коряга, М.Г. Разработка технологических схем подземной добычи угля с использованием многофункциональных наклонно-направленных скважин: автореферат дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Новосибирск, 2010. – 24 с.

23. Кузнецкий бассейн – крупнейшая сырьевая база промысловой добычи метана из угольных пластов / А.М. Карасевич, В.Т. Хрюкин, Б.М. Зимаков, Н.Г. Матвиенко, С.С. Золотых, В.Г. Натура, Т.С. Попова. – М.: Издательство Академии горных наук, 2001. – 64 с.

24. Курленя, М.В. Десорбция и миграция метана в термодинамически неравновесном угольном массиве / М.В. Курленя, С.В. Сердюков // ФТПРПИ. – 2010. – № 1. – С. 61–68.

25. Манаков, А.В. Совместное моделирование геомеханических и фильтрационных процессов в прискважинной зоне: дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Новосибирск, 2014. – 146 с.

26. Молчанов, И.А. Кливаж мощных пластов Прокопьевского района и его влияние на очистные работы / И.А. Молчанов, А.А. Белицкий // Известия томского индустриального института. – 1939. – Том 60. – С. 229–303.

27. Морозов, Е.М. ANSYS в руках инженера: Механика разрушения / Е.М. Морозов, А.Ю. Муйземнек, А.С. Шадский. – М.: Ленанд, 2010. – 456 с.

28. Ножкин, Н.В. Заблаговременная дегазация угольных месторождений / Н.В. Ножкин. – М.: Недра, 1979. – 271 с.

29. Павлов, В.А. Развитие метода гидроразрыва применительно к оценке напряженного состояния проницаемых горных пород / В.А. Павлов, А.В. Янкайте, С.В. Сердюков // ГИАБ. – 2009. – № 12. – С. 248–255.

30. Петрология углей: учебное пособие / Н.Ф. Столбова, Е.Р. Исаева; Томский политехничсекий университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 77 с.

31. Полевщиков, Г.Я. Влияние процессов разгрузки и сдвижений вмещающих пород на выделение метана из разрабатываемого пласта / Г.Я. Полевщиков, М.В. Шинкевич, Е.Н. Козырева, О.В. Брюзгина // ГИАБ. – 2008. – № 2. – С. 139–143.

32. Построение одномерных (1D) геомеханических моделей для проектирования и строительства скважин газовых разведочных № PH-31, № 431P, № 366P, № 332P, № 517P, № 364P на Нарыкско-Осташкинском метаноугольном месторождении Кузбасса / С.А. Коротков, А.В. Носиков, К.А. Словиковский, В.Э. Бадертдинов, А.И. Феоктистова – Тюмень, 2018. – 158 с.

33. Р Газпром 2-3.1-463-2010 Рекомендации по проведению геофизических исследований скважин для добычи метана из угольных пластов. – М.: 2010

34. Рац, М.В. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород / М.В. Рац, С.Н. Чернышев. – М.: Недра, 1970. – 164 с.

35. Сагинов, А.С. Геотехнологические методы добычи метана / А.С. Сагинов, К.Н. Адилов, Ш.У. Ахметбеков. – КУБУП, Караганда, 2001. – 190 с.

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

37. Сторонский, Н.М. Типизация метаноугольных месторождений Кузбасса по перспективам добычи метана с применением различных технологий интенсификации газоотдачи угольных пластов / Н.М. Сторонский, В.Т. Хрюкин,

Е.В. Швачко, А.Н. Васильев, А.В. Кирильченко и др. // Записки Горного института – Т. 188. – Санкт-Петербург, 2010.

38. Тяжких, Е.В. Обзор применяемых конструкций скважин для добычи метана угольных пластов / Е.В. Тяжких, А.А. Шипачева, М.А. Баёв // Сб. материалов XI Всерос. Научно-практической конференции с международным участием «Россия молодая». – Кемерово, 2019.

39. Угольная база России. Том II. Угольные бассейны и месторождения Западной Сибири (Кузнецкий, Горловский, Западно-Сибирский, бассейны; месторождения Алтайского края и Республики Алтай). – М.: ООО «Геоинформцентр», 2003. – 604 с.

40. Уткаев, Е.А. Оценка фильтрационных свойств в призабойной зоне скважины при извлечении метана из угольных пластов: автореферат дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Кемерово, 2012. – 18 с.

41. Федоров, А.И. Использование геомеханического моделирования для определения давления смыкания трещин гидроразрыва пласта / А.И. Федоров, А.Р. Давлетова, Д.Ю. Писарев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №11. – С. 50–53.

42. Хаутиев, А.М. Обоснование и разработка метода дегазации угольного пласта на основе циклического газодинамического воздействия: дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Москва, 2015. – 143 с.

43. Черепанский, М.М. Моделирование эффектов изменения проницаемости угольных пластов при активных процессах десорбции метана и фильтрации пластового флюида / М.М. Черепанский, В.В. Шишляев // Горный журнал. – 2019. – № 10. – С. 89–92.

44. Шарипов, Б.И. Анализ применимости различных систем разработки метаноугольных залежей в горно-геологических условиях Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения / Б.И. Шарипов, Д.А. Сизиков, В.В. Шишляев, Р.В. Кузнецов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – №4 (68). – С. 3-9. 45. Шубин, В.П. К вопросу об исследовании физико-механических свойств некоторых пород каменного угля шахт Кузбасса / В.П. Шубин // Известия политехнического института. – 1951. – Том 68. – Выпуск 1. – С. 130–170.

46. Ян, И. Анализ особенностей эксплуатации и эффективности применения U-образной скважины для добычи метана из угольных пластов / И. Ян, М.П. Хайдина, Х. Ван // Газовая промышленность. – 2019. – № 2 (780). – С. 44–50.

47. Ян, И. Выбор оптимального заканчивания скважин для разработки метаноугольных месторождений: дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Москва, 2019. – 220 с.

48. 11th US/North American Mine Ventilation Symposium 2006 [сайт]. Режим доступа:

https://books.google.ru/books?id=EIu9BwAAQBAJ&printsec=frontcover&hl=ru#v=on epage&q&f=false (дата обращения: 15.06.2019).

49. Ai, C. Wellbore Stability Estimation Model of Horizontal Well in Cleatfeatured Coal Seam / C. Ai, C. Hu, Y. Zhang, L. Yu, Y. Li et al. / SPE/EAGE European Unconventional Conference and Exhibition held Vienna, Australia, 2014.

50. Annual Report 2018 // AAG Energy Holdings Limited: [сайт]. Режим доступа: http://www.aagenergy.com/en-US/file/files/2019-04-03/13272561935.pdf (дата обращения: 17.07.2019).

51. Annual Report 2018 // Sino Oil and Gas Holdings Limited: [сайт]. Режим доступа: http://media.sino-oilgas.hk/2019042916550100033479487\_en.pdf (дата обращения: 17.07.2019).

52. Annual Report 2019 // Tlou Energy Limited: [сайт]. Режим доступа: http://gator3001.temp.domains/~flowcmms/tlou.com/wp-content/uploads/2021/06/Tlou-Energy-Limited-Annual-Report-2019.pdf (дата обращения: 15.01.2020).

53. Ayoub, J. Learning to Produce Coalbed Methane / J. Ayoub, L. Colson, J. Hinkel, D. Johnston, J. Levine // Oilfield Review 3. – 1991. – January 1991. – №1. – S. 27–40.

54. Aziz, N. Permeability and Volumetric Changes in Coal Under Different Test Environment / N. Aziz, T. Ren, J. Nemcik, L. Zhang // Acta Geodyn. Geomater. – 2013. – Vol. 10. – № 2 (170). – S. 163–171.

55. Bai, T. Characterization of Coal Fines Generation: A Micro-scale Investigation / T. Bai, Z. Chen, S.M. Aminossadati, Z. Pan, J. Liu et al. // Journal of Natural Gas Science and Engineering. -2015.  $- N_{\odot} 27$ . - S. 862–875.

56. Bai, T. Experimental Investigation on the Impact of Coal Fines Generation and Migration on Coal Permeability / T. Bai, Z. Chen, S.M. Aminossadati, T.E. Rufford, L. Li // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2017. – № 159. – S. 257–266.

57. Bai, T. Impact of Flow Regimes on Coal Fines Generation During Coal Seam Gas Production Process / T. Bai, Z. Chen, S.M. Aminossadati, N.N. Danesh, Z. Pan et al. // 50<sup>th</sup> US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Houston, Texas, USA, 2016.

58. Baltoiu, L.V. State-of-the-Art in Coalbed Methane Drilling Fluids / L.V. Baltoiu, B.K. Warren, T.A. Natras // IADC/SPE Indian Drilling Technology Conference and Exhibition, Mumbai, India, 2008. – S. 250–257.

59. Chen, S. Current Status and Key Factors for Coalbed Methane Development with Multibranched Horizontal Wells in the Southern Qinshui Basin of China / S. Chen, D. Tang, S. Tao, Y. Yang, L. Chen // Energy Sci Eng. – 2019.

60. Chen, Z. Influence of the Effective Stress Coefficient and Sorption-induced Strain on the Evolution of Coal Permeability: Model Development and Analysis / Z. Chen, J. Liu, Z. Pan, L.D. Connell, D. Elsworth // International Journal of Greenhouse Gas Control. -2012.  $-N_{2}$  8. -S. 101–110.

61. Chen, Z. Roles of Coal Heterogeneity on Evolution of Coal Permeability Under Unconstrained Boundary Conditions / Z. Chen, J. Liu, D. Elsworth, Z. Pan, S. Wang // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2013. –  $N_{2}$  15. – S. 38–52. 62. Coal Bed Methane: From Prospect to Pipeline. 1st ed. Edited by Pramod Thakur, Steve Schatzel, Kashy Aminian. San Diego, CA, USA: Elsevier Inc., 2014. – 440 p.

63. Coal Bed Methane: Principles and Practices / R.E. Rogers, K. Ramurthy, G. Rodvelt, M. Mullen. – Halliburton Co., 2007. – 504 p.

64. Colmenares, L.B. Hydraulic Fracturing and Wellbore Completion of Coalbed Methane Wells in the Powder River Basin, Wyoming: Implications for Water and Gas Production / L.B. Colmenares, M.D. Zoback // AAPG Bulletin. – 2007. –  $N_{2}$  1. – S. 51–67.

65. Deisman, N. Unconventional Geomechanical Testing on Coal for Coalbed Reservoir Well Design: The Alberta Foothills and Plains / N. Deisman, T. Gentzis, R.J. Chalaturnyk // International Journal of Coal Geology. – 2008. – № 75. – S. 15–26.

66. Deng, G. Reconstruction of 3D Micro Pore Structure of Coal and Simulation of Its Mechanical Properties / G. Deng, R. Zheng // Advances in Materials Science and Engineering. – 2017.

67. Diamond, W.P. Directionally Controlled Drilling to Horizontally Intercept Selected Strata, Upper Freeport Coalbed, Greene County, Pa. / W.P. Diamond, D.C. Oyler, H.H. Fields // Bureau of Mines, 1977. – 20 p.

68. Durucan, S. An investigation into the Stress-permeability Relationship of Coals and Flow Patterns around Working Longwall Faces: thesis for the degree of Ph.D – Nottingham, 1981. – 301 p.

69. Fan, L. Numerical Prediction of in situ Horizontal Stress Evolution in Coalbed Methane Reservoirs by Considering Both Poroelastic and Sorption Induced Strain Effects / L. Fan, S. Liu // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. -2018.  $- N_{0} 104$ . - S. 156–164.

70. Feng, R. Laboratory Measurement of Stress-Dependent Coal Permeability Using Pulse-Decay Technique and Flow Modeling with Gas Depletion / R. Feng, S. Harpalani, R. Pandey // Fuel –  $N_{2}$  177. – Elsevier, 2016.

71. Fjaer, E. Petroleum Related Rock Mechanics, 2nd edition / E. Fjaer, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen, R. Risnes. – Amsterdam: Elsevier, 2008. – 491 p.

72. Flores, M.R. Coal and Coalbed Gas, Fueling the Future. Waltham: Elsevier Science, 2014. – 378 p.

73. Gan, T. Core Analysis Challenges and Solutions in Characterizing Coal Mechanical Properties for Successful Drilling and Completion of Horizontal Coal Bed Methane Well / T. Gan, R. Puspitasari, M. Loth, Z.J. Pallikathekathil, J. Luft // IPTC – 2014.

74. Gentzis, T. A Method to Predict Geomechanical Properties and Model Well Stability in Horizontal Boreholes / T. Gentzis, N. Deisman, R.J. Chalaturnyk // International Journal of Coal Geology.  $-2009. - N_{2} 78. - S. 149-160.$ 

75. Gerami, A. A Microfluidic Framework for Studying Relative Permeability in Coal / A. Gerami, P. Mostaghimi, R.T. Armstrong, A. Zamani, M.E. Warkiani // International Journal of Coal Geology. -2016.  $- N_{2}$  159. - S. 183–193.

76. Gray, I. Mechanical Properties of Coal Measure Rocks Containing Fluids at Preasure / I. Gray, X. Zhao, L. Liu // Coal Operators Conference – 2018. – S. 195–204.

77. Harpalani, S. Effect of Gas Production on Porosity and Permeability of Coal /
S. Harpalani, G. Chen // Coalbed Methane Symposium, Townsville, 1992. – S. 67–73.

78. Harpalani, S. Shrinkage of Coal Matrix with Release of Gas and Its Impact on Permeability of Coal / S. Harpalani, R.A. Schraufnagel // Fuel. – 1990. – Vol. 69. – S. 551–556.

79. Hayavi, M.T. Estimation of In-situ Horizontal Stresses Using the Linear Poroelastic Model and Minifrac Test Results in Tectonically Active Area / M.T. Hayavi, M. Abdideh // Russian Journal of Earth Sciences. -2016. - N $_{2}16$ . - S. 1–9.

80. Higgins, S.M. Geomechanical Modeling as a Reservoir Characterization Tool at Rulison Field, Piceance Basin, Colorado: thesis for the degree of Sc. M. – Golden, 2006. – 135 p.

81. Huang, S. In Situ Stress Distribution and its Impact on CBM Reservoir Properties in the Zhengzhuang Area, Southern Qinshui Basin, North China / S. Huang, D. Liu, Y. Cai, Q. Gan // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2019. – № 61. – S. 83–96.

82. Johnson, R.L. Improving Results of Coalbed Methane Development Strategies by Integrating Geomechanics and Hydraulic Fracturing Technologies / R.L. Johnson, T. Flottman, D.J. Campagna // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Melbourne, Australia, 2002.

83. Johnson, R.L. Utilizing Current Technologies to Understanding Permeability, Stress Azimuths and Magnitudes and their Impact on Hydraulic Fracturing Success in a Coal Seam Gas Reservoir / R.L. Johnson, B. Glassborow, M.P. Scott, Z.J. Pallikathekathil, A. Datey et al. // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Brisbane, Queensland, Australia, 2010.

84. Ju, Y. Micro-structural Evolution and their Effects on Physical Properties in Different types of Tectonically Deformed Coals / Y. Ju, K. Luxbacher, X. Li, G. Wang, Z. Yan et al. // Int J Coal Sci Technol. – 2012. – № 1(3). – S. 364–375.

85. Ju, Y. Structural Characteristics and Physical Properties of Tectonically Deformed Coals / Y. Ju, Z. Yan, X. Li, Q. Hou, W. Zhang et al. // Journal of Geological Research. – 2014.

86. Kasani, H.A. Influence of High Pressure and Temperature on the Mechanical Behavior and Permeability of a Fractured Coal / Hossein Kasani, Richard Chalaturnyk // Energies. – № 10. – MDPI, 2017.

87. Keim, S.A. Optimization of CBM Completion Strategies, Selection Criteria and Production Prediction: A Case Study in China's Qinshui Basin / S.A. Keim. – dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in Mining Engineering. – Blacksburg, 2011. - 221 p.

88. Keshavarz, A. A Novel Technology For Enhanced Coal Seam Gas Recovery By Graded Proppant Injection: thesis for the degree of Ph.D – Adelaide, 2015. – 123 p.

89. Khandelwal, M. Correlating Static Properties of Coal Measures Rocks with P-wave Velocity / M. Khandelwal, T.N. Singh // International Journal of Coal Geology.  $-2009. - N_{2} 79. - S. 55-60.$ 

90. Knoll, L. The Process of Building a Mechanical Earth Model Using Well Data: thesis for the degree of Sc.M – Leoben, 2016. – 88 p.

91. Kumar, H. Experimental Evaluation of Geo-mechanical Properties of Coal Using Sonic Wave Velosity / H. Kumar, S. Mishra, K. Mishra // International Conference on AABES – 2015. – S. 41–45.

92. Larry, T. Coal Geology, 2nd edition / T. Larry. – Willey-Blackwell, 2008. – 444 p.

93. Laubach, S.E. Characteristics and Origins of Coal Cleat: A Review / S.E. Laubach, R.A. Marett, J.E. Olson, A.R. Scott // International Journal of Coal Geology. – 1997. – № 35. – S. 175–207.

94. Li, C. Analysis of Analytical Models Developed under the Uniaxial Strain Condition for Predicting Coal Permeability during Primary Depletion / C. Li, Z. Wang, L. Shi et al. // Energies. – № 10. – MDPI, 2017.

95. Li, S. Research of Coalbed Methane Development Well-Type Optimization Method Based on Unit Technical Cost / S. Li, B. Zhang // Sustainability. – MDPI, 2016.

96. Li, Z. A Case Study of Gas Drainage to Low Permeability Coal Seam / Z. Li, Z. Hui, G. Hao // International Journal of Mining Science and Technology – Volume 27, Issue 4. – Elsevier, 2017.

97. Liu, C. Application of a Non-linear Viscoelastic-plastic Rheological Model of Soft Coal on Borehole Stability / C. Liu, F. Zhou, J. Kang, T. Xia // Journal of Natural Gas Science and Engineering. -2016 - S. 1-9.

98. Liu, H. A New Coal Permeability Model - Internal Swelling Stress and Fracture - Matrix Interaction / H. Liu, J. Rutqvist // Transp Porous Med.  $- N_{2} 82. - 2010. - S. 167-171.$ 

99. Liu, J. Linking Gas-Sorption Induced Changes in Coal Permeability to Directional Strains Through a Modulus Reduction Ratio / J. Liu, Z. Chen, D. Elsworth, X. Miao, X. Mao // 2010. – № 83. – S. 21–30.

100. Liu, S. Evaluation of in situ Stress Changes with Gas Depletion of Coalbed Methane Reservoirs / S. Liu, S. Harpalani // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2014. – № 119. – S. 6263–6276.

101. Lu, J. Detection of Tectonically Deformed Coal Using Model-Based Joint Inversion of Multi-Component Seismic Data / J. Lu, Y. Wang, J. Chen // Energies. – MDPI, 2018.

102. Lv, Y. Permeability Variation Models for Unsaturated Coalbed Methane Reservoirs / Y. Lv, Z. Li, D. Tang, H. Xu, X. Chen // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies Nouvelles. – 2015.

103. Manoranjan, S. Determination and Correlation of a Few Properties of Coal: thesis for the degree of B.Tech. – Rourkela, 2015. – 48 p.

104. Maricic, N. A Parametric Study on The Benefits of Drilling Horizontal and Multilateral Wells in CBM Reservoirs / N. Maricic, S.D. Mohaghegh, E. Artun. – SPE 96018. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – December 2008. – P. 976-983.

105. McKee, C.R. Stress-Dependent Permeability and Porosity of Coal / C.R. McKee, A.C. Bumb, R.A. Koenig // Geology and Coal-Bed Methane Resources of the Northern San Juan Basin, Colorado and New Mexico, 1988.

106. Meng, Z. In-Situ Stress, Pore Pressure and Stress-Dependent Permeability in The Southern Qinshui Basin / Z. Meng, J. Zhang, R. Wang // International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences. – 2010. – № 48. – S. 122–131.

107. Mishra, B. Uniaxial and Triaxial Single and Multistage Creep Tests on Coalmeasure Shale Rocks / B. Mishra, P. Verma // International Journal of Coal Geology – № 137. – 2015. – S. 55–65.

108. Oyler, D.C. Directional Drilling for Coalbed Degasification / D.C. Oyler, W.P. Diamond, P.W. Jeran // Bureau of Mines, 1979. – 15 p.

109. Oyler, D.C. Drilling a Horizontal Coalbed Methane Drainage System from a Directional Surface Borehole / D.C. Oyler, W.P. Diamond // Bureau of Mines, 1982. – 50 p.

110. Pallikathekathil, Z.J. Calibrated Mechanical Earth Models Answer Questions on Hydraulic Fracture Containment and Wellbore Stability in Some of the CSG Wells in the Bowen Basin / Z.J. Pallikathekathil, R. Puspitasari, I. Altaf, M. Alboub, S. Mazumder et al. / SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition-Asia Pacific held in Brisbane, Australia, 2013.

111. Palmer, I. How Permeability Depends on Stress and Pore Pressure in Coalbeds – A New Model / I. Palmer, J. Mansoori // SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA. – 1996.

112. Pan, W. Evaluation of Engineering Properties of Coal Samples Using Ultrasonic Pulse and Compressive Strength / W. Pan, Y. Zhao // ARMA. – 2012.

113. Pan, Z. CO<sub>2</sub> Injectivity in a Multi-lateral Horizontal Well in a Low Permeability Coal Seam: Results from a Field Trial / Z. Pan, L. Connell, M. Zhangzhi, R. Sander, M. Camilleri et al. // Energy Procedia. – 2013. – № 37. – S. 5834–5841.

114. Pandey, V.J. Applications of Geomechanics to Hydraulic Fracturing – Case Studies from Coal Stimulations / V.J. Pandey, T. Flottmann // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference held in the Woodlands, Texas, USA, 2015.

115. Paul, S. Determination of In-situ Stress Direction from Cleat Orientation Mapping for Coal Bed Methane Exploration in South-Eastern Part of Jharia Coalfield, India / S. Paul, R. Chatterjee // International Journal of Coal Geology.  $-2011. - N \ge 87. - S. 87-96.$ 

116. Peng, S. Effects of Gas Sorption-Induced Swelling-Shrinkage on the Cleat Compressibility of Coal Under Different Bedding Directions / Shoujian Peng, Zhiming Fang, Jian Shen et al. // Scientific Reports –  $N_{2}$  7. – Nature Research, 2017.

117. Pillalamarry, M. Gas Diffusion Behavior of Coal and Its Impact on Production from CBM Reservoirs / M. Pillalamarry, S. Harpalani, S. Liu // International Journal of Coal Geology. -2011.  $-N_{2}$  86. -S. 342–348.

118. Pramod Thakur. Advanced Reservoir and Production Engineering for Coal Bed Methane. 1nd ed. Morgan-town, USA: Elsevier Inc., 2017. 210 p.

119. Qu H. Coal Wellbore Stability Controlling for Horizontal Wells in Qinshui Basin / H. Qu, L. Zheng // 13th International Congress of Rock Mechanics, 2015.

120. Ramaswamy, S. Selection of Best Drilling, Completion and Stimulation Methods for Coalbed Methane Reservoirs: thesis for the degree of Sc. M. – Surathkal, 2007. - 135 p.

121. Ross, H.E. Sub-hydrostatic Pore Pressure in Coalbed and Sand Aquifers of The Powder River Basin / H.E. Ross, M.D. Zoback // Rocky Mountain Geology. – 2008. – Volume 43. –  $N_{2}$  2 – S. 155–169.

122. Seidle, J. Application of Matchstick Geometry to Stress Dependent Permeability in Coals / J. Seidle, M.W. Jeansonne, D.J. Erickson / SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Casper, Wyoming, 1992.

123. Seidle, J. Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering / J. Seidle. – PennWell Corporation, 2011. – 401 p.

124. Shen, R. Research and Application of Horizontal Drilling for CBM / R. Shen, L. Qiao, L. Fu, H. Yang, W. Shi et al. // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition held in Tianjin, China, 2012.

125. Shi, J. Reservoir Depletion Induced Changes in Coalbed Permeability and Implications for Enhanced CBM Recovery Using CO<sub>2</sub> Injection / J. Shi, S. Durucan, E, Syahrial // Geologica Belgica. – 2004. – S. 123–127.

126. Song, L. Measurement of Minimum Horizontal Stress from Logging and Drilling Data in Unconventional Oil and Gas: thesis for the degree of Sc. M. – Calgary, 2012. - 112 p.

127. Todhunter, C. Oilfield Horizontal Drilling Technology Used to Degas an Australian Coal Mine / C. Todhunter, I. Crane, J. Foreman, M. Franklin, J. Hill et al. // World Oil. – 2012. – February. – S. 103–110.

128. Verma, D. Assessment of Geo-mechanical Properties of Some Gondwana Coal Using P-Wave Velocity / D. Verma, A. Kainthola,R. Singh, T.N. Singh // International Research Journal of Geology and Mining – Volume 2 (9). – 2012. – S. 261–274.

129. Wang, S. Permeability Evolution During Progressive Deformation of Intact Coal and Implications for Instability in Underground Coal Seams / S. Wang, D. Elsworth, J. Liu // International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences. –  $2013. - N_{\odot} 58. - S. 34-45.$ 

130. Wu, Y. Evolution of Coal Permeability: Contribution of Heterogeneous Swelling Processes / Y. Wu, J. Liu, D. Elsworth, H. Siriwardane, X. Miao // International Journal of Coal Geology. -2011.  $- N_{2} 88$ . - S. 152–162.

131. Xie, J. Coal Permeability Model on the Effect of Gas Extraction Within Effective Influence Zone / J. Xie, M. Gao, B. Yu, R. Zhang, W. Jin // Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour. – 2015.

132. Yang, R. Integrity Testing of a Polyvinyl Chloride Slotted Liner for Horizontal Coalbed-Methane Wells / R. Yang, Z. Huang, G. Li, K. Sepehrnoori, Q. Lin et al. // SPE Drilling & Completion. – 2017.

133. Yang, Y. A new attempt of a CBM tree-like horizontal well: a pilot case of well ZS 1P-5H in the Qinshui Basin / Y. Yang, S. Cui, Y. Ni, F. Wang, Y. Yang et al. // Natural Gas Industry  $B - N \circ 2$ . – Sichuan Petroleum Administration, 2015.

134. Yang, Y. High Production Indexes and Key Factors Influencing Coalbed Methane (CBM) Horizontal Well Productivity / Y. Yang, S. Tao, Y. Yang, W. Tian, Y. Zhang et al. // ICEEP. – 2016. – S. 78–84.

135. Yang, Y. Key Technology for Treating Slack Coal Blockage in CBM Recovery: A Case Study from Multi-lateral Horizontal Wells in the Qinshui Basin / Y. Yang, S. Cui, Y. Ni, G. Zhang, L. Li et al. // Natural Gas Industry B. -2016.  $-N_{2}$  3. -S. 66–70.

136. Yin, G. Permeability Evolution and Mesoscopic Cracking Behaviors of Liquid / Guangzhi Yin, Delei Shang, Minghui Li et al. // Powder Technology – № 325 – Elsevier, 2018.

137. Yiyu, L. Progress on the Hydraulic Measures for Grid Slotting and Fracking to Enhance Coal Seam Permeability / Lu Yiyu, Ge Zhaolong, Yang Feng et al. // International Journal of Mining Science and Technology – Volume 27, Issue 5. – Elsevier, 2017.

138. Zhang, H. A Novel in-seam Borehole Hydraulic Flushing Gas Extraction Technology in the Heading Face: Enhanced Permeability Mechanism, Gas Flow Characteristics, and Application / H. Zhang, Y. Cheng, Q. Liu, L. Yuan, J. Dong et al. // Journal of Natural Gas Science and Engineering. -2017. - S. 498-514.

139. Zhang, W. Production Performance Analysis for Horizontal Wells in Composite Coal Bed Methane Reservoir / W. Zhang, R. Jiang, J. Xu, Y. Gao, Y, Yang // Energy Exploration & Exploitation. – 2017. – Vol. 35(2). – S. 194–217.

140. Zhang, Y. Problems in the Development of High-rank CBM Horizontal Wells in the Fanzhuang-Zhenghuang Block in the Qinshui Basin and Countermeasures / Y. Zhang, Y. Yang, G. Shao, L. Chen, N. Wei et al. // Natural Gas Industry  $B - N_{2}4$ . – Sichuan Petroleum Administration, 2017.

141. Zhang, Z. The Relationship Among Stress, Effective Porosity and Permrability of Coal Considering the Distribution of Natural Fractures / Zetian Zhang, Ru Zhang, Heping Xie et al. // Environmental Earth Sciences –  $N_{2}$  73. – Springer, 2015.

142. Zhao, H. Discrete Element Model for Coal Wellbore Stability / H. Zhao,
M. Chen, Y. Li, W. Zhang // International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences. – 2012. – № 54. – S. 43–46.

143. Zhao J. In-situ Stress Distribution and its Influence on the Coal Reservoir Permeability in the Hancheng Area, Eastern Margin of the Ordos Basin, China / J. Zhao, D. Tang, W. Lin et al. // Journal of Natural Gas Science and Engineering –  $N_{\rm D}$  61. – Elsevier, 2019.

144. Zhao, N. Integration of Reservoir Simulation and Geomechanics: A Dissertation Submitted to the Faculty of the University of Utah in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Doctor of Philosophy / N. Zhao. – The University of Utah, 2012. – 165 p.

145. Zhao, Y. Application of Connectivity Technology of U-shape Well in CBM Exploration / Y. Zhao, Z. Shi, S. Hao, J. Li, H. Qi et al. // Procedia Earth and Planetary Science.  $-2011. - N_{\odot} 3. - S. 463-469.$ 

146. Zhou, F. Effects of Variogram Characteristics of Coal Permeability on CBM Production a Case Study in Southeast Qinshui Basin, China / F. Zhou, G. Yao, J. Wang // Energy Exploration & Exploitation. – 2014. – Volume 32. –  $N_{2}$  2. – S. 263–279.

147. Zhu, L. Analysis on Production of CBM Considering the Change in Permeability of Coal Rock / L. Zhu, Y. Ji, T. Yang et al. // The Open Petroleum Engineering Journal –  $N_{2}$  9. – Betham Open, 2016.

148. Zhu, Q. How to Solve the Technical Problems in CBM Development: A Case Study of a CBM Gas Reservoir in The Southern Qinshui Basin / Q. Zhu, Y. Zuo, Y. Yang // Natural Gas Industry B. –  $N_{2}$  2 – 2015. – S. 277–281.

149. Zhu, Q. Optimization System of Coalbed Methane (CBM) Horizontal Well Types and Engineering Technology Modes in southern Qinshui Basin, China / Q. Zhu, S. Tao, L. Chen, Y. Yang, S. Lang et al. // ICEEP. – 2016. – S. 70–77.

150. Zhu, W.C. Impact of Gas Adsorption Induced Coal Matrix Damage on the Evolution of Coal Permeability / W.C. Zhu, C.H. Wei, J. Liu, T. Xu, D. Elsworth // Rock Mech Rock Eng. – 2013. – S. 1353–1366.

151. Zoback, M.D. Reservoir Geomechanics / M.D. Zoback. – Cambridge University Press, 2007. – 461 p.

152. Zou, C. Unconventional Petroleum Geology / C. Zou. – Petroleum Industry Press, 2013. – 384 p.