

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Национальный исследовательский Томский
политехнический университет»

На правах рукописи

Шубина Елена Андреевна

**ИССЛЕДОВАНИЕ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ
РАЗВЕДКИ И ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КУЗБАССА
МЕТОДОМ БУРЕНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Специальность: 25.00.14 – Технология и техника геологоразведочных работ

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
д-р техн. наук В. Г. Лукьянов

Томск–2017

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КУЗБАССА И НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ К ЕЕ РЕШЕНИЮ	14
1.1. Сущность загазованности угольных пластов метаном и его роль при добыче угля	14
1.2 Факторы, определяющие объем газовыделения в выемочный участок с учетом геомеханических и газодинамических процессов	22
1.3 Современное состояние и перспективы добычи метана из угольных пластов	28
1.4 Направление переработки и использования метана	36
1.5 Анализ нормативной документации и меры государственной поддержки при добыче метана из угольных пластов	39
1.6 Количественная оценка выбросов метана в атмосферу при добыче угля в кузнецком угольном бассейне	42
ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ГОРНОТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ОТРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КУЗБАССА С ЦЕЛЬЮ ОБОСНОВАНИЯ ПЕРЕОБОРУДОВАНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЗАБЛАГОВРЕМЕННОЙ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ.....	49
2.1 Общие сведения о методах воздействия на угольные пласты с целью их дегазации	49
2.2 Порядок осуществления работ по технологии плазменно-импульсного воздействия	56
2.3 Природная газоносность и обоснование необходимости переоборудования геологоразведочных скважин для производства заблаговременной дегазации.....	58
2.4 Технологические особенности оборудования скважин для проведения плазменно-импульсного воздействия	63

2.5 Технология проведения плазменно-импульсного воздействия на угольные пласты.....	69
2.6 Исследование изменения физико-механических свойств горных пород после применения пив на угольный пласт	73
2.7 Микросейсмическое районирование радиуса воздействия после проведения плазменно-импульсного воздействия на угольные пласт.....	75
2.8 Объемы добычи метана при эксплуатации скважин заблаговременной дегазации после проведения плазменно-импульсного воздействия на угольные пласты.....	76
2.9 Разработка конструкции скважины с учетом горно-геологических условий угольных месторождений.....	79
2.9.1 Общие требования к сооружению многофункциональных скважин с целью проведения заблаговременной дегазации	79
2.9.2 Геофизические методы изучения гидрогеологических условий угольных месторождений.....	81
2.9.3 Геофизические методы для контроля качества цементации затрубного пространства скважины	82
2.9.4 Технология и техника сооружения многофункциональных скважин (разведочно-дегазационных) на угольных месторождениях с высокой природной газоносностью	86

ГЛАВА 3 ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ МЕТОДИКУ РАЗВЕДКИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ РАЗВЕДОЧНО-ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН

100

3.1 Изучение природной газоносности с целью получения информации, необходимой для разработки технологии добычи метана из угольных пластов в промышленных масштабах	100
3.2 Определение контуров угленосных отложений для производства заблаговременной дегазации.....	105

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАЗВЕДКИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ БУРЕНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН

128

4.1 Общие требования к исходной информации об угольных пластах, подлежащих дегазации	128
4.2 Определение количества многофункциональных скважин для максимального перекрытия площади участка при производстве заблаговременной дегазации.....	132
4.3 Расчет количества извлекаемого метана по периодам проведения заблаговременной дегазации.....	141
4.4 Экономическая эффективность использования многофункциональных скважин для дегазации метанугольных месторождений	149
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	155
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ТЕРМИНЫ И ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	171
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	173
СПИСОК РИСУНКОВ.....	174
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ	175
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	176
Сведения об ежегодных объемах выбросов метана в атмосферу угледобывающими предприятиями Кемеровской области за 2004-2014 гг.....	176
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	177
Сведения о ежегодных объемах выбросов метана в атмосферу угледобывающими предприятиями Кемеровской области за 2015 г.....	177
ПРИЛОЖЕНИЕ 3.....	178
Акт внедрения предложения ООО «ГеоСтартПроект».....	178
ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	179
Акт внедрения предложения ООО «Георезонанс»	179
ПРИЛОЖЕНИЕ 5.....	180
Смета по бурению типовой геологоразведочной скважины по участку I.....	180
ПРИЛОЖЕНИЕ 6.....	200
Смета по переоборудованию типовой геологоразведочной скважины по участку I	200

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Взрывы метана в угольных шахтах и массовая гибель горняков определяют необходимость изменения подхода к геологической разведке и отработке угольных месторождений с высокой природной газоносностью. Обеспечение безопасной добычи угля на угольных шахтах основывается на горно-геологических и горнотехнических условиях отработки месторождения.

Сложность прогнозирования газодинамических процессов при отработке месторождений с высокой природной газоносностью и их влияние на газовыделения в выемочный участок препятствуют использованию горно-шахтного оборудования в соответствии с заявленной производительностью, так как приводит к простоям оборудования по газовому фактору. Проведенные зарубежные и российские исследования подтверждают необходимость проведения эффективной дегазации угольных пластов и организации добычи метана в промышленных масштабах.

Несмотря на значительные финансовые и временные затраты на производство дегазации угольных пластов с высокой природной газоносностью, эффективность данных мероприятий не всегда имеет ожидаемый результат. Увеличение глубины ведения горных работ, а следовательно, и увеличение природной газоносности разрабатываемых угольных пластов существенно влияет на безопасность ведения работ, объемы добычи угля и увеличение количества выбросов метана в атмосферу.

В настоящее время нормативно-техническая документация обязывает пользователей недр проводить дегазацию угольных пластов при превышении природной газоносности $13 \text{ м}^3/\text{т}$ с.б.м. [1]. По статистическим данным, большая часть угольных шахт Кузбасса отнесена к сверхкатегорным и опасным по внезапным выбросам угля и газа. Добыча угля на данных шахтах сопровождается применением различных способов дегазации (барьерной, предварительной, купола обрушения и т.д.) путем бурения огромного количества дегазационных скважин, что влечет за собой большие временные и

финансовые затраты. Однако при проведении геологоразведочных работ в соответствии с установленными методическими рекомендациями [2] в целях изучения геологического строения месторождений бурится большое количество разведочных скважин. Плотность разведочной сети может составлять от 8 до 24 скважин на 1 км². При соответствующем переоборудовании большая часть этих скважин может быть использована для производства заблаговременной дегазации угольных пластов с высокой природной газоносностью еще задолго до начала добычи угля.

Актуальность данной работы заключается в решении научной задачи по совершенствованию геологического изучения, а также созданию эффективной технологии дегазации угольных месторождений за счет разработки методики переоборудования геологоразведочных скважин с целью обеспечения безопасной добычи угля подземным способом и рационального освоения недр.

Степень разработанности. Проблемы горнодобывающих предприятий, связанные с газоносностью угольных месторождений, изучаются многими научными институтами России. Однако сложность горно-геологических условий и процесса добычи угля, сопровождающегося обильным газовыделением, требует постоянного совершенствования методов их изучения для оптимизации освоения данных месторождений.

Успешной работе автора в формировании своих предложений способствовали научно-исследовательские работы Н.П. Агеева, П.Г. Агеева, А.И. Грессова, А.С. Десяткина, С.С. Золотых, Б.М. Зимакова, К.С. Коликова, О.Е. Казанцева, Н.В. Ножкина, В.Г. Натурова, М.В. Павленко, Л.А. Пучкова, С.В. Сластунова, В.В. Стрельченко, О.В. Тайлакова, В.Т. Хрюкина, М.П. Хайдиной, В.О. Яркова и других научно-производственных работников. Анализ результатов ранее выполненных исследований горно-геологических и горнотехнических условий добычи угля подземным способом, а также экологической обстановки в Кузбассе позволяет обосновать необходимость разработки новых технологий, направленных на совершенствование

геологоразведочных работ, дегазации метаноугольных месторождений и развитие комплексного освоения недр.

Объектом исследований является сеть геологоразведочных скважин, предназначенных для изучения геологического строения угольных месторождений с высокой природной газоносностью.

Предметом исследований является технология многофункционального использования скважин путем переоборудования геологоразведочных скважин для производства заблаговременной дегазации угольных пластов.

Идея работы заключается в проведении геологической разведки и дегазации угольных месторождений за счет создания (разработки) технологии бурения многофункциональных разведочно-дегазационных скважин

Цель работы – оптимизация процесса геологического изучения и дегазации угольных пластов, проектирования и разработки угольных шахт путем совершенствования конструкции геологоразведочных скважин.

Задачи. Для достижения поставленной цели в процессе работы необходимо:

- изучить состояние нормативной базы применяемой при изучении природной газоносности угольных пластов и составлении проектов геологоразведочных работ (далее ГРР);
- исследовать направления развития угледобывающей отрасли и государственной поддержки предприятий по добыче метана из угольных пластов;
- выполнить анализ объемов добычи угля, относительной газообильности шахт и выбросов метана в атмосферу по Кузнецкому бассейну;
- изучить горно-геологические и горнотехнические условия добычи угля подземным способом и другие факторы, оказывающие влияние на определение объема газовыделения в выработанное пространство при отработке месторождения;
- разработать технические и технологические решения по переоборудованию геологоразведочных скважин в скважины разведочно-дегазационного назначения

с целью проведения заблаговременной дегазации шахтных полей с высокой природной газоносностью.

– на основе современных методов воздействия на угольный пласт через разведочно-дегазационные скважины создать методику прогнозирования снижения природной газоносности угольных пластов;

– проанализировать экономическую целесообразность переоборудования геологоразведочных скважин.

Методология и методы исследований

Решение поставленных задач выполнялось на основе теоретических исследований и статистической обработки данных.

Произведено сравнение действующих нормативных требований с реальными потребностями геологического изучения, проектирования и отработки угольных месторождений подземным способом.

По методу аналогий выполнено сравнение проектов разведочных работ ранее разведанных угольных месторождений, изучены опытно-промышленные работы по заблаговременной дегазации и добыче метана, по результатам чего разработана новая методика геологического изучения и дегазации угольных месторождений с учетом переоборудования геологоразведочных скважин в дегазационные.

Основные научные положения, выносимые на защиту:

1) анализ современного состояния проблемы дегазации угольных месторождений показал, что увеличение выбросов метана в атмосферу с 10 до 17 м³/т при сокращении добычи угля подземным способом объясняется изменением горно-геологических и горнотехнических условий освоения угольных месторождений Кузбасса. В связи с чем, возникает необходимость совершенствования методики разведки и технологии отработки с широким внедрением заблаговременной дегазации угольных пластов;

2) переоборудование геологоразведочных скважин в соответствии с разработанной конструкцией и технологией бурения позволяет обеспечить multifunctionality их использования: проведение геологического изучения

и заблаговременной дегазации угольных пластов. При этом производство дегазации с целью обеспечения безопасной добычи угля подземным способом осуществляется с более рациональным использованием периода времени на проектирование и строительство угледобывающего предприятия;

3) совершенствование методики проведения геологоразведочных и дегазационных работ путем сооружения многофункциональных (разведочно-дегазационных) скважин позволяет производить эффективную дегазацию угольных пластов и заблаговременно (в течение 5–9 лет) подготавливать метаноугольные месторождения к безопасной добыче угля подземным способом.

Научная новизна работы:

1) выполненный анализ выбросов метана в атмосферу и добычи угля в Кузбассе открытым и подземным способом позволил установить, что, несмотря на сокращение объемов добычи угля подземным способом, количество выбросов метана в атмосферу за последнее десятилетие увеличилось с 10 до 17 м³/т угля, добытого подземным способом;

2) анализ информации о природной газоносности угольных районов Кузбасса позволил установить, что высокая природная газоносность угольных пластов приурочена к горизонтам, залегающим ниже отметки ± 0 м (абс.), что предписывает своевременное принятие решений о производстве заблаговременной дегазации;

3) доказана необходимость и разработаны технико-технологические решения производства работ по дегазации угольных пластов на стадии составления проекта ГРР и строительства угольных шахт;

4) разработана конструкция скважин, которая обеспечивает их многофункциональное использование для геологической разведки и производства заблаговременной дегазации угольных пластов;

5) впервые предложена методика проектирования ГРР с учетом производства заблаговременной дегазации с применением современных технологий увеличения газовыделения угольных пластов;

- 6) экономически обоснована оптимизация геологоразведочных, проектных и производственных задач за счет сооружения многофункциональных скважин;
- 7) разработан метод оценки эффективности проведения заблаговременной дегазации с использованием переоборудованных геологоразведочных скважин.

Отличие от ранее выполненных работ заключается в обосновании оптимизации разведочных сетей, организационных, проектных и технологических задач, позволяющих обеспечить рациональное расположение элементов горнотехнических систем с целью проведения заблаговременной дегазации высокогазоносных угольных пластов.

Степень достоверности работы. В основу диссертации положены результаты теоретических и производственных исследований автора, научных исследований в области геологической разведки и дегазации угольных месторождений Кузбасса и других угледобывающих регионов.

Основные выводы сделаны на основе анализа статистических данных территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Кемеровской области, территориального фонда геологической информации по Сибирскому федеральному округу, публикаций научно-исследовательских и диссертационных работ по проблематике исследования, а также производственных и экономических показателей действующих геологоразведочных и угледобывающих предприятий.

Личный вклад соискателя состоит:

- 1) в изучении и обобщении требований нормативных документов, материалов геологических отчетов, промышленных работ по производству дегазации угольных пластов. В результате разработана и научно обоснована методика проведения заблаговременной дегазации на стадии составления проекта ГРП и строительства угольных шахт;
- 2) в разработке конструкции геологоразведочных скважин и технологии их переоборудования в скважины разведочно-дегазационного назначения для производства заблаговременной дегазации угольных пластов с учетом их горно-геологических и горнотехнических условий;

3) в определении первоначального контура угленосных отложений для расположения многофункциональных скважин и производства заблаговременной дегазации;

4) в прогнозировании снижения природной газоносности угольных пластов за счет использования многофункциональных скважин и современных методов воздействия на угольный пласт с целью увеличения дебита метана;

5) в проведении сравнительного анализа технико-экономических показателей при внедрении разработанной методики геологического изучения и проведения заблаговременной дегазации угольных месторождений с высокой природной газоносностью.

Теоретическая и практическая значимость работы. В процессе работы была получена следующая научно-производственная информация:

1) добыча угля в Кузнецком угольном бассейне в целом ежегодно увеличивается за счет развития более экономичного открытого способа разработки угольных месторождений в зоне метановыветривания. В связи с тем, что открытым способом разработки можно добыть лишь около 20 % балансовых запасов бассейна, необходимо в настоящее время подготавливать глубокие горизонты к безопасной добыче угля подземным способом;

2) увеличение глубины угольных шахт приводит к повышению метановыделения в выработанное пространство и росту объема выбросов метана в атмосферу. За последнее десятилетие количество выбросов метана в Кузбассе возросло на 70 %.

3) высокая природная газоносность приводит к большим затратам на производство дегазации угольных пластов, снижает экономическую эффективность, что подтверждает необходимость совершенствования методики геологического изучения и освоения угольных месторождений;

4) переоборудование геологоразведочных скважин для производства заблаговременной дегазации позволит подготавливать шахтные поля к безопасной отработке и переходу к комплексному освоению метанугольных месторождений.

Реализация выводов и рекомендаций. Основные результаты работы представляют интерес для пользователей недр, геологоразведочных и проектных организаций, деятельность которых направлена на изучение геологического строения, проектирование и отработку угольных месторождений с высокой природной газоносностью.

По работе имеются акты внедрения разработанной методики от ООО «ГеоСтартПроект» г. Новокузнецк и ООО «Георезонанс» г. Москва.

Апробация работы. Основные выносимые на защиту положения обсуждались на различных конференциях, семинарах и симпозиумах регионального, российского и международного уровней:

- Научно-практическая конференция молодых специалистов ОАО «ОУК «Южкузбассуголь», г. Новокузнецк, 2012 г., I место;

- X Международная научно-техническая конференция молодых специалистов холдинга ЕВРАЗ (ОАО «ЕВРАЗ ЗСМК», ОАО «Евразруда», ОАО «ОУК «Южкузбассуголь»), горнорудная секция, г. Новокузнецк, 2012 г., диплом II степени;

- XVII, XVIII, XIX, XX и XXI Международные научные симпозиумы имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», НИ ТПУ, г. Томск, 2013-2016 гг., диплом I степени – 2013 г., диплом II степени – 2016 г.;

- семинар «Проблемы дегазации угольных пластов», ЗАО «ОУК «Южкузбассуголь», г. Новокузнецк, 2013 г.;

- Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин», НИ ТПУ, г. Томск, 2014 г.;

- Семинар № 6 «Проблемы угольного метана», Горный институт НИТУ МИСиС, «Неделя горняка», г. Москва, 2015–2016 гг.;

- Всероссийский конкурс научно-исследовательских работ студентов и аспирантов вузов и научных академических институтов России по естественным, техническим и гуманитарным работам «Шаг в науку» по направлению

«Разработка месторождений полезных ископаемых», НИ ТПУ, г. Томск, 2015 г., диплом II степени.

– Научно-практический семинар № 6 «Добыча метана из угольных отложений. Проблемы и перспективы», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, 2016 г.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа объемом 175 страниц машинописного текста состоит из введения, четырех глав, заключения, списков терминов и списка литературы включающего 127 наименований. В работе представлено 19 таблиц, 32 рисунка и 6 приложений общим объемом 42 листа.

Благодарности. Автор благодарен своему научному руководителю д.т.н. В.Г. Лукьянову, д.т.н. С.Я. Рябчикову, д.т.н. С.В. Шаклеину, к.т.н. В.И. Брылину за содержательную помощь, требовательность и консультирование при выполнении работы. В процессе исследований автор пользовался всесторонней помощью и советами своих коллег по работе к.т.н. О.А. Ягуновой, к.т.н. А.А. Витько, к.г.-м.н. А.И. Кемерова.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 15 работ, в том числе - 6 в изданиях, включенных в «Перечень российских рецензируемых научных журналов» ВАК Минобрнауки РФ, 2 публикации в базе данных Scopus.

ГЛАВА 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КУЗБАССА И НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ К ЕЕ РЕШЕНИЮ

1.1. Сущность загазованности угольных пластов метаном и его роль при добыче угля

Угольные пласты как объект накопления метана в земной коре имеют большие перспективы увеличения запасов и ресурсов углеводородных газов. Несмотря на большое количество угольных месторождений с высокой природной газоносностью на территории России, сложилось достаточно скептическое отношение к метану как к нетрадиционному источнику углеводородов. Только в последние десятилетия наблюдается проявление определенного интереса к развитию этой отрасли и формированию государственного баланса запасов метана.

На сегодняшний день подтверждена необходимость системного решения проблем угольного метана (энергетической, экологической и промышленной безопасности) для обеспечения возможности включения шахтного метана в топливно-энергетический баланс. Прогноз природной газоносности угольных пластов и процесс проектирования добычи метана из шахтных полей должны проводиться с учетом его извлечения на разных стадиях освоения метаноугольных месторождений.

Энергетической стратегией России до 2030 г. предусматривается сокращение доли природного газа как топлива в большой электроэнергетике и замещение его углем, указывается на необходимость создания экологически чистых, высокоэффективных газопаротурбинных установок комбинированного цикла с внутрицикловой углегазификацией. Газификация угля-технологическая основа концепции - является одним из возможных технологических решений [3].

При подземной газификации угля сырой газ обладает теплотворной способностью 10–11 МДж/м³. На базе такого газа возможно получение заменителя природного газа [4]. Однако анализ текущего состояния и перспектив

российского топливно-энергетического комплекса указывает на угрожающе надвигающееся истощение газовых месторождений и необходимость в ближайшие десятилетия перехода от газовой стратегии к газово-угольной, а в дальнейшем и к углегазовой [5]. В данной ситуации большая роль будет отведена добыче метана из угольных пластов путем их дегазации.

Метан угольных пластов как полезное ископаемое в настоящее время оценивается с двух принципиально различных позиций, отражающих его двойственную геолого-экономическую сущность (рисунок 1).

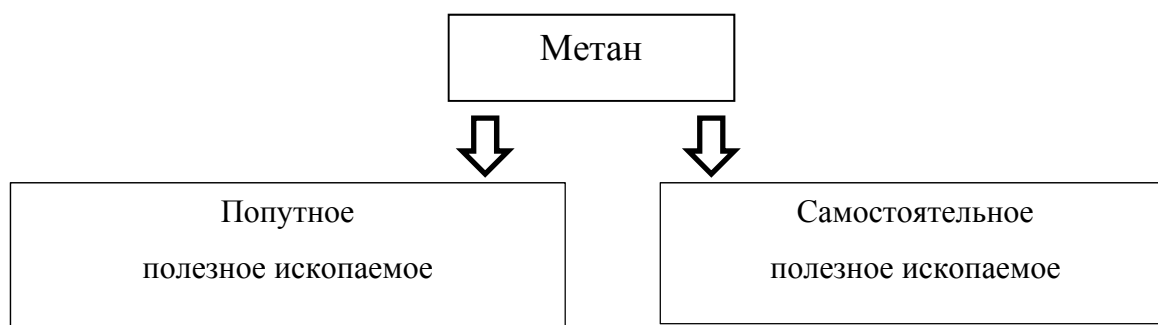


Рисунок 1 Геолого-экономическая сущность метана

Метан как попутное полезное ископаемое представляет собой углеводородный газ, извлеченный из угольных пластов посредством шахтной дегазации при добыче угля с целью обеспечения безопасности ведения горных работ подземным способом. Шахтная дегазация применяется в Кузбассе более 60-ти лет и на сегодняшний день является основным направлением извлечения метана из угольных пластов.

Добыча метана как самостоятельного полезного ископаемого может осуществляться самостоятельным газовым промыслом по принципу экономической целесообразности и потребности в газе. Добыча метана как самостоятельного полезного ископаемого начата в Кузбассе с 2010 г. ООО «Газпром добыча Кузнецк» на Талдинском месторождении в рамках опытно-промышленной разработки метаноугольного месторождения.

С учётом геополитической обстановки в мире оценка метана как полезного ископаемого становится все более актуальной. При этом подсчет запасов и оценка

ресурсов в угольных бассейнах должны быть экономически обоснованными с точки зрения современной технологии извлечения и перспективы совершенствования технологий извлечения метана. Развитие технологии добычи метана уже в настоящее время подчеркивает необходимость переоценки его ресурсов и роли как самостоятельного полезного ископаемого.

Перспективы оценки запасов и ресурсов должны формироваться с учетом:

- сложности геологического строения угольных месторождений;
- размеров месторождений;
- газопроницаемости угольных пластов;
- зольности углей;
- мощности угольных пластов;
- угленосности;
- природной газоносности угольных пластов;
- глубины залегания угольных пластов;
- необходимости обеспечения безопасной отработки метаноугольных месторождений подземным способом;
- технологии извлечения;
- доступности освоения;
- экологической обстановки района.

Как самостоятельное полезное ископаемое для углегазового промысла метан может оцениваться только в значительных залежах сорбированного и свободного газа с ресурсами более 1 млрд м³ (мелкие газовые месторождения).

Перспективными участками для производства заблаговременной дегазации на основе гидрорасчленения пласта являются участки с природной газоносностью более 8 м³/т с.б.м. и при их залегании в водонепроницаемых породах не ниже средней устойчивости [6–10].

Обеспечение рентабельной добычи метана как самостоятельного полезного ископаемого из залежей свободного и сорбированного газа в поровых, порово-трещинных и трещинно-поровых коллекторах угольных месторождений можно достичь с помощью технологических средств нефтегазового промысла.

Рентабельность самостоятельной разработки газовых залежей нефтеносных районов достигается при получаемом дебите газа по скважине около 10–15 тыс. м³/сут, а в районах угледобывающей промышленности 3–5 тыс. м³/сут (2,5–3,5 м³/мин).

Изменение традиционного подхода к разработке угольных месторождений с высокой природной газоносностью позволит обеспечить безопасную отработку угольных месторождений подземным способом. Экономическая оценка рентабельности приобретает новый смысл и обеспечивается увеличением объемов добычи угля, согласно заявленной производственной мощности предприятия и технологическим возможностям оборудования, без простоя забоев по газовому фактору.

Для выяснения возможностей комплексной эксплуатации метаноугольных бассейнов и месторождений наиболее целесообразным является проведение геолого-промышленной оценки запасов и ресурсов сорбированного метана.

Прогнозные ресурсы метана в угольных бассейнах России оцениваются в 83,7 трлн м³, что соответствует примерно трети прогнозных ресурсов природного газа страны. Особое место среди угольных бассейнов России принадлежит Кузбассу, который по праву можно считать крупнейшим из наиболее изученных метаноугольных бассейнов мира.

Впервые изучение угленосной толщи и прогнозирование метанообильности шахт Кузнецкого бассейна было проведено в 1944 г. под руководством А.И. Кравцова [10]. Далее, начиная с 90-х годов по настоящее время, изучением природной газоносности месторождений Кузнецкого угольного бассейна занимались В.Т. Хрюкин, Б.М. Зимаков, В.Г. Натура, З.К. Натура, Г.А. Сиротский, А.М. Труфанов, Е.В. Швачко, Ю.М. Жуков, Н.Ф. Якубченко, Н.А. Шамова, Е.В. Кудинов, Д.А. Сизиков, П.В. Шепелев, В.О. Ярков, Ю.Т. Москалик, Л.Н. Ющенко, О.А. Серегина и др. [12–19].

По результатам большого объема исследований, выполненных В.Т. Хрюкиным, Б.М. Зимаковым, В.Г. Натурой, составлен прогноз газоносности угленосных отложений Кузнецкого бассейна с целью совершенствования

методики ее изучения при ГРР и повышения достоверности прогнозных оценок на глубоких горизонтах шахт. Представлен анализ состояния и карта изученности газоносности Кузбасса (было отобрано более 54 000 углегазовых проб). Удовлетворительной степенью изученности можно охарактеризовать газоносность угольных пластов на глубинах до 600–700 м, изучена слабо – на глубинах 700–1000 м и практически не изучалась на больших глубинах. В данных работах представлена классификация составных частей баланса общей природной газоносности угленосных толщ. На основе выявленных закономерностей изменения газоносности пластов угля различных стадий метаморфизма, в зависимости от глубины их залегания, составлен погоризонтный прогноз газоносности угольных пластов по районам Кузбасса. На структурной основе построены прогнозные карты природной газоносности угольных пластов основных стратиграфических подразделений Кузбасса. Авторами установлено, что природная газоносность углей зависит от их метаморфизма и возрастает с глубиной до 20–25 м³/т с.б.м. (марки углей Г, ГЖ), до 25–32 м³/т с.б.м. (марки углей Ж, КЖ, К), до 35–40 м³/т с.б.м. для марок Т, А. В Кузбассе в угольных пластах прогнозные ресурсы метана оцениваются в 13 трлн м³ (до отметки – 1500 м). Средняя плотность ресурсов метана в угольных пластах в расчете на площадь их оценки равна 716 млн м³/км². В работе [19] проанализированы и оценены возможности рентабельной добычи метана как попутного и самостоятельного полезного ископаемого.

На сегодняшний день, согласно постановлению Правительства РФ № 315 от 25.04.2011 г. [1], проведение дегазации угольных пластов при превышении природной газоносности 13 м³/т с.б.м. является обязательным, а в странах с более развитой угольной промышленностью в целях обеспечения безопасных условий труда данный порог уже снижен до 9 м³/т с.б.м. Несвоевременное проведение дегазационных работ в дальнейшем может привести к ограничению нагрузок на очистной забой и снижению объемов добычи угля подземным способом.

Прогноз природной газоносности угольных пластов по районам Кузнецкого угольного бассейна представлен в таблице 1 [20]. Согласно представленным в таблице данным, основная часть угленосных районов Кузнецкого бассейна на горизонте ± 0 м (абс.) характеризуется природной газоносностью более $10 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$, что в среднем соответствует глубине ведения горных работ 300–500 м от поверхности земли. На основании этих же данных построена диаграмма изменения градиента природной газоносности угольных районов Кузбасса по горизонтам и представлена на рисунке 2. Анализ построенной диаграммы позволяет говорить о снижении величины градиента с глубиной залегания угольных пластов. Также следует отметить, что снижение проницаемости имеет аналогичный характер. Следовательно, интервал залегания угольных пластов от горизонта ± 0 м (абс.) до -300 м (абс.) будет представлять наибольший интерес для развития заблаговременной дегазации, чем верхние и нижние горизонты.

Плотность ресурсов, условия залегания, проницаемость угольных пластов заслуживают особого внимания при формировании комплексного и поэтапного освоения метанугольных месторождений с развитием опережающей добычи метана.

Прогноз природной газоносности угольных пластов Кузнецкого угольного бассейна по горизонтам

№ п/п	Район Кузбасса (возраст отложений)	Мощность зоны газового выветривания, м	Положение поверхности метановой зоны, м	Природная газоносность угольных пластов по горизонтам (абс.) м ³ /т с.б.м.							
				+ 100	± 0	– 100	– 300	– 500	– 700	– 1000	– 1500
1	Анжерский (C ₂₋₃ bl)	150–250	± 0		4–6	6–12	15–20	20–25	24–29	(28–33)	–
2	Кемеровский (P ₁ bl)	100–200	+ 100	4–10	6–14	8–13	19–24	13–28	25–30	(27–32)	(28–32)
3	Ленинский (P _{2il} , P _{2er})	80–270	+ 100	3–5	5–14	10–16	14–20	17–22	18–23	(19–24)	(20–25)
4	Беловский (P _{2il} , P _{2er})	80–110	+ 150	7–14	11–20	17–22	21–26	(24–29)	(25–30)	–	–
5	Прокопьевско–Киселевский (C ₂₋₃ bl, P ₁ bl)	80–200	+ 200	4–8	10–15	14–19	19–24	23–28	24–29	(25–30)	(27–32)
6	Араличевский ((P ₁ bl))	50–80	+ 250	10–15	15–20	20–25	26–31	(29–34)	(31–36)	(32–37)	–
7	Осиновский (P _{2il})	50–100	+ 200	12–17	17–22	19–24	22–27	(25–30)	(26–31)	–	–
8	Ерунаковский (P _{2il} , P _{2er})	80–200	+ 150	3–8	8–13	11–16	14–19	(16–21)	(17–22)	(18–23)	(19–24)
9	Терсинский (P _{2il} , P _{2er})	100–200	+ 150	5–12	10–17	13–20	15–23	(20–25)	(21–26)	(22–27)	(23–28)
10	Томь–Усинский (C ₂₋₃ bl, P ₁ bl P _{2il} , P _{2er})	20–400	+ 150 + 300	5–14	12–17	17–22	20–25	(22–27)	(23–28)	–	–

Примечание: в скобках-прогнозные значения газоносности угольных пластов;

без скобок-значения газоносности угольных пластов по данным опробования кернагазонаборниками.

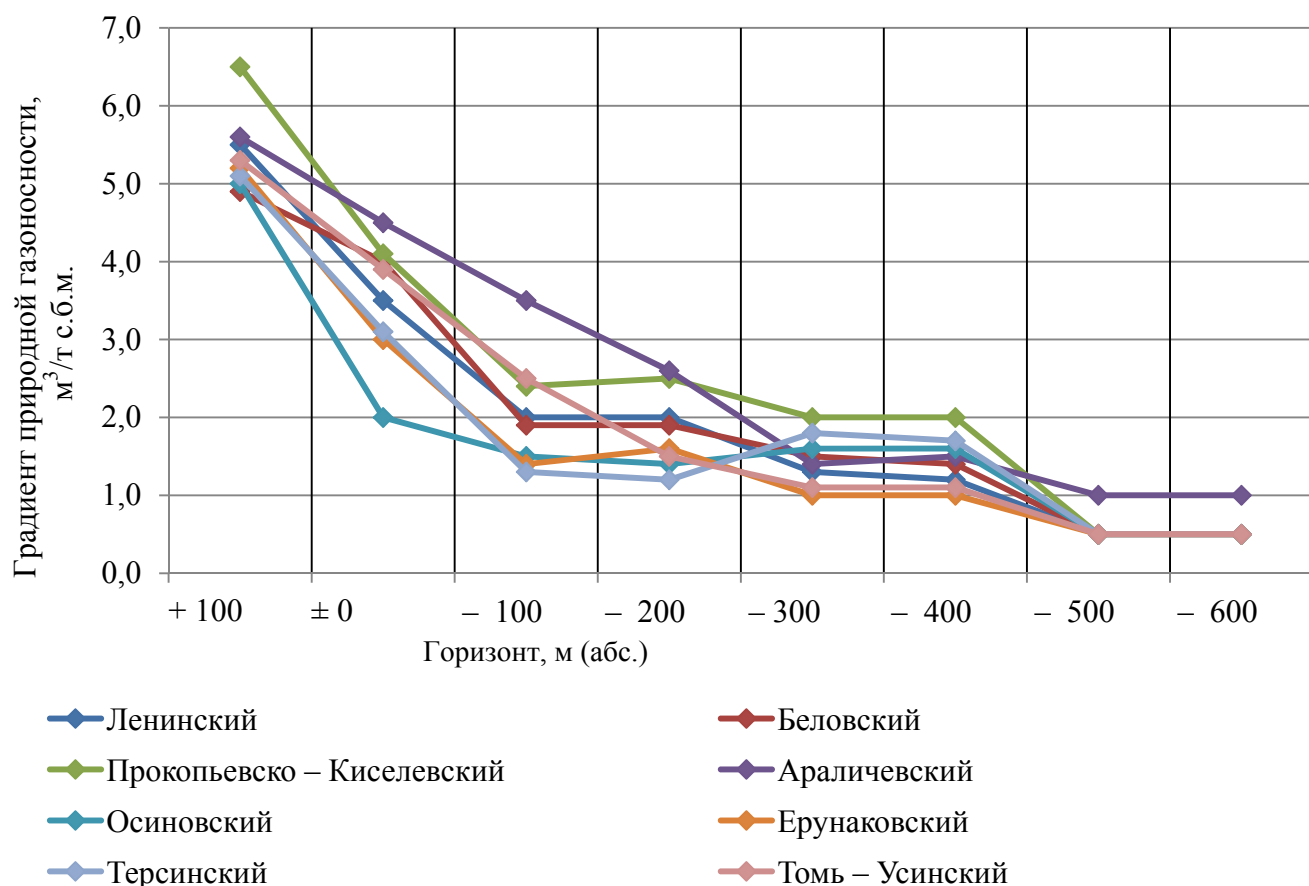


Рисунок 2 График изменения градиента природной газоносности угольных районов Кузбасса по горизонтам

Согласно прогнозу природной газоносности угольных пластов и благодаря совершенствованию технологии добычи и переработки, метан угольных пластов может стать ценным полезным ископаемым, подлежащим самостоятельной промышленной добыче и заблаговременному извлечению в границах шахтных полей при комплексной поэтапной эксплуатации метаноугольных месторождений. Впервые запасы метана угольных пластов были утверждены в 2008 г. Наиболее перспективными районами Кузбасса являются Ерунаковский, Терсинский, Томь-Усинский.

Вопросы изучения природной газоносности, дегазации угольных пластов и развития добычи метана в промышленных масштабах отражены в научно-исследовательских работах Б.В. Бокий, А.И. Грессова, Н.В. Ножкина, С.В. Сластунова, К.С. Коликова, Л.А. Пучкова, С.С. Золотых, В.В. Стрельченко,

Н.П. Агеева, П.Г. Агеева, А.С. Десяткина, О.В.Тайлакова, М.В. Павленко, М.П. Хайдиной [8, 22-27].

Выполненные работы представляют собой огромный вклад в развитие науки и технологии угледобывающей отрасли. Сформирована значительная база результатов исследований, на основе которых совершенствуется нормативно-техническая документация. Анализ результатов ранее выполненных исследований горно-геологических и горнотехнических условий добычи угля подземным способом в Кузбассе, выявление экологических проблем, связанных с выбросами метана, позволяют обосновать необходимость разработки новых и совершенствования имеющихся методов освоения метаноугольных месторождений с высокой природной газоносностью.

Следует отметить, что к отработке наиболее экономичным открытым способом добычи угля в Кузнецком бассейне возможно отнести лишь 20 % из числящихся на государственном балансе запасов каменного угля, из этого следует, что подземный способ добычи будет являться основным.

В связи с многолетней отработкой вышележащих горизонтов с исключением возможности подработки угольных пластов, глубина разработки действующих шахт будет только возрастать. Это приведет к серьезным производственным затратам на снижение газоносности, т.е. на производство барьерной, предварительной и текущей дегазации угольных пластов с целью обеспечения безопасной отработки.

1.2 Факторы, определяющие объем газовыделения в выемочный участок с учетом геомеханических и газодинамических процессов

В связи с развитием угледобывающей промышленности неизбежно происходит увеличение глубины ведения горных работ, следовательно, и увеличение природной газоносности разрабатываемых угольных пластов, что существенно влияет на безопасность ведения работ, объемы добычи угля, попутно добытого газа и загрязнение окружающей среды.

Высокая природная газоносность создает настолько повышенное метановыделение (далее МВ) в выработанное пространство и горные выработки, что безопасная добыча угля возможна только с применением комплексной дегазации угольных пластов, т.е. совмещения различных способов или схем дегазации одного или нескольких источников газовыделения.

К методам дегазации, позволяющим снижать природную газоносность до начала ведения очистных работ, относятся барьерная и предварительная дегазация, а также недостаточно применяемая в России заблаговременная дегазация [27] и [28].

Проблемы горнодобывающих предприятий, связанные с газоносностью угольных месторождений, изучаются многими научными институтами России, но сложность горно-геологических условий и процесса добычи угля, сопровождающегося обильным газовыделением, на сегодняшний день требуют повышенного внимания не только к дегазации угольных пластов, но и развитию добычи метана в промышленных масштабах [29].

Важнейшими объектами дегазации в период ведения горных работ и после их окончания являются выработанные пространства, аккумулирующие значительные объемы метана в свободном состоянии. Основной особенностью этого источника выделения газа в вентиляционно-дегазационные системы шахт является наличие аэродинамической связи с горными выработками, оконтуривающими зоны обрушения, что позволяет управлять метановоздушными потоками путем перераспределения аэродинамических параметров в вентиляционной сети [30].

На основе исследований распределения параметров фильтрационных потоков в выработанных пространствах предложены аэродинамические критерии эффективности извлечения метана, определяющие условия извлечения кондиционных метановоздушных смесей из выработанных пространств действующих газообильных угольных шахт [32-36].

Основными источниками газовыделения при ведении горных работ являются угольный пласт, породы кровли и почвы, отбитый уголь, пласты-

спутники, отщепившиеся угольные пачки и т.д. Согласно «Руководству по проектированию вентиляции угольных шахт», производится расчет газообильности в горные выработки и выемочные участки с учётом природной газоносности участка недр [36]. В нетронутом массиве горные породы находятся в состоянии напряженного равновесия. При ведении очистных работ равновесие в массиве нарушается и происходит сложное многообразие не в полной мере изученных процессов. На сегодняшний день имеется несколько гипотез о проявлениях горного давления в зонах очистных работ [37].

Горное давление – это удельные нагрузки (напряжения), возникающие в массиве горных пород, окружающих горную выработку (кгс/см^2). Оно проявляется в виде прогиба кровли, вспучивания почвы, растрескивания, сдвижения, деформации и разрушения пород вокруг выработки, раздавливания и отжима целиков угля, увеличения нагрузки на крепь, внезапных выбросов угля и газа, горных ударов и пр.

Горное давление зависит от глубины расположения выработки, физико-механических свойств горных пород (трещиноватости, крепости, управляемости, обрушаемости и т.д.), мощности, угла залегания пластов, размера поперечного сечения выработки, способов выемки угля, механической характеристики крепи и многих других факторов.

Проявление процесса сдвижения и деформирования горных пород над очистными выработками происходит более интенсивно в лавах большой длины со значительной вынимаемой мощностью (m) разрабатываемого пласта при управлении кровлей с полным обрушением. Так, прогнозируемая мощность зоны беспорядочного обрушения составляет от 2 до 8 вынимаемых мощностей, а мощность зоны прогиба от 35 до 40 вынимаемых мощностей. Условная схема процесса сдвижения углепородной толщи пологого падения при очистных работах представлена на рисунке 3.

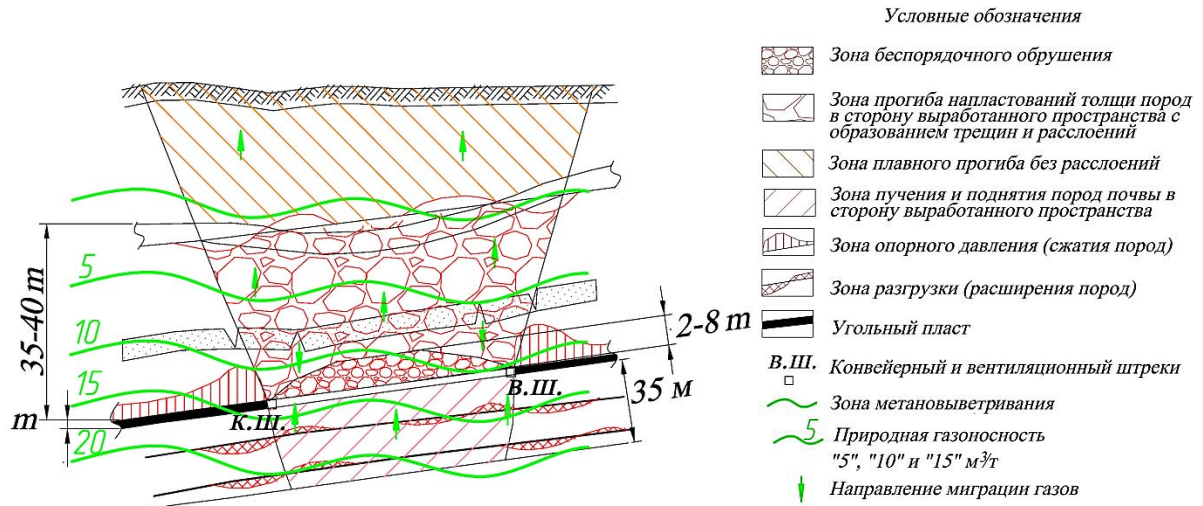


Рисунок 3 Условная схема процесса сдвижения углепородной толщи пологого падения при очистных работах

В результате изучения горного давления и механики сдвижения горных пород над очистной выработкой установлено, что перемещение напластований горных пород кровли пласта начинается с прогиба, расслоений и появления зон повышенных деформаций-растяжений, сжатий. Когда деформации достигают предельных значений, слои кровли обрушаются, заполняя выработанное пространство. Вместе с тем метан, находящийся в сорбированном состоянии в углепородном массиве, высвобождается и заполняет возникшие пустоты и трещины.

Самое опасное динамическое воздействие оказывает зона активного горного давления от действующих очистных забоев в радиусе не менее 250 м от забоя во всех направлениях. Свободный газ, находящийся под высоким давлением в замкнутом пространстве, является основным источником энергии, вызывающим возникновение внезапных выбросов угля и газа в шахтах.

Внезапные выбросы при приближении забоя к опасным зонам происходят в результате совокупного разрушающего действия на призабойную часть пласта газового и переменного во времени повышенного горного давления, максимум которого приходится на момент обрушения основной кровли. Чем больше давление газа и мощность пласта, тем больше должно быть расстояние от забоя до границы опасной зоны.

Процессы обрушения основной кровли, сдвигание горных пород и сопутствующие им объемы газовыделения имеют периодический характер с общим, единым периодом, который определяется шагом обрушения основной кровли [38].

В некоторых случаях, когда в кровле разрабатываемого пласта залегают пласты-спутники или отщепившиеся угольные пачки, газовыделение становится настолько обильным, что при посадке основной кровли концентрация метана мгновенно повышается до взрывоопасных значений. Это приводит к остановке ведения очистных работ в связи с загазированием горных выработок.

При дальнейшем развитии процесса разгрузки обрушившиеся породы становятся опорой для вышележащих прогибающихся пород. По мере удаления от выработанного пространства вверх по нормали сдвигание пород приобретает более плавный характер деформаций растяжений и сжатий, в результате чего трещиноватость исчезает, сменяясь прогибом пород без разрыва сплошности и расслоений.

Для расчета шага обрушения основной кровли на сегодняшний день разработаны различные методики. Но в связи с тем, что в расчетах используется сочетание ряда геолого-технологических составляющих, таких как крепость пород, объемный вес, мощность пород кровли, вынимаемая мощность пласта, скорость подвигания очистного забоя и т.д., при получении фактических данных о посадке кровли возникают значительные расхождения с расчетными показателями.

Причиной этого могут служить в первую очередь производственные нюансы, влияющие на скорость подвигания очистного забоя, а также изменение физико-механических свойств горных пород и мощности пород кровли в теле лавы, особенно в очистных забоях, имеющих большую длину. Так как формирование опасных зон, представленных на рисунке 3, напрямую зависит от технологии и скорости подвигания очистного забоя, то и их расчет может стать достоверным только при стабильном плановом подвигании очистного забоя, которое учитывалось при расчете газовыделения.

Из геологических факторов на увеличение газовыделения в выработанное пространство в первую очередь влияет газовыделение от отщепившихся угольных пластов и пластов-спутников, залегающих в кровле разрабатываемого пласта на расстоянии 35–40 вынимаемых мощностей, а также угольных пластов, залегающих ниже почвы разрабатываемого пласта до глубины 35 м. Особенно сложно рассчитать газовыделение из таких пластов и пропластков, если в границах тела лавы значительно изменяется расстояние от разрабатываемого пласта до источника газовыделения.

Изменение геологических условий (особенно при большой длине выемочного столба), технических возможностей в части стабильности подвигания очистного забоя, и периодическая посадка основной кровли являются причинами, создающими погрешность в расчете общего газовыделения в выемочный участок. Возникающие в результате ведения горных работ геомеханические и газодинамические процессы являются взаимосвязанными и представляют собой сложно прогнозируемую систему.

Увеличение природной газоносности угольных пластов и пропластков, низкий коэффициент эффективности предварительной дегазации и обильное газовыделение в выемочный участок обязывают научные и проектные институты уделять особое внимание обеспечению безопасности угледобычи.

Снижение природной газоносности к моменту начала ведения горных работ по пласту путем внедрения заблаговременной дегазации участка с применением геологоразведочных скважин, намеченных к бурению при производстве разведочных работ по проектируемому участку, позволило бы снизить газовыделение в выработанное пространство от основных источников, т.е. рабочего пласта, пластов-спутников и отщепившихся угольных пачек.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы: изменение геологических условий, обеспечение технических возможностей в части достижения стабильности подвигания очистного забоя и периодическая посадка основной кровли являются причинами, создающими погрешность в расчете общего газовыделения в выемочный участок, т.е. геомеханические и

газодинамические процессы, возникающие в результате ведения горных работ, являются взаимосвязанными и представляют собой сложно прогнозируемую систему. В этой связи для обеспечения безопасных условий добычи угля необходимо применение заблаговременной дегазации, что позволит снизить газовыделение от основных источников в выработанное пространство при добыче угля.

1.3 Современное состояние и перспективы добычи метана из угольных пластов

Необходимость развития метанугольных промыслов в Кузбассе в последние годы активно обсуждается на различных уровнях власти. В 2014 г. Правительством РФ утверждена Программа развития угольной промышленности России на период до 2030 г. [39]. Реализация программы представляет собой три этапа.

Первый этап включает в себя реализацию комплекса программных мер по стабилизации ситуации в отрасли за счет технического перевооружения и интенсификации угольного производства, увеличения объемов обогащения угля, снижения аварийности и травматизма на угледобывающих предприятиях, дальнейшее развитие экспортного потенциала угольных компаний.

Второй этап включает:

- завершение мероприятий по реструктуризации отрасли; формирование современных центров угледобычи на новых угольных месторождениях с благоприятными горно-геологическими условиями;
- оснащение организаций угольной промышленности современной высокопроизводительной техникой и технологиями, отвечающими мировым экологическим нормам;
- снятие системных ограничений при транспортировке угольных грузов на внутренний и внешний рынки;
- развитие системы аутсорсинга;

- максимальное использование продуктов переработки каменного энергетического угля на внутреннем рынке;
- реализацию пилотных проектов на базе технологий глубокой переработки угля.

Третий этап включает в себя кардинальное повышение производительности труда при обеспечении мировых стандартов в области промышленной безопасности и охраны труда, экологической безопасности при добыче и обогащении угля, промышленное получение продуктов глубокой переработки угля (синтетическое жидкое топливо, этанол и др.) и сопутствующих ресурсов (метан, подземные воды и строительные материалы).

Целью программы является достижение высокоэффективной рентабельной работы угольных компаний за счет:

- полной модернизации производства;
- внедрения прогрессивных технологий добычи угля;
- создания взаимосвязанных технологических комплексов по добыче и преобразованию угля в продукцию с высокой долей добавленной стоимости;
- реализации ранее принятых решений федеральных органов исполнительной власти по осуществлению технических, социальных и экологических мероприятий, связанных с ликвидацией неперспективных шахт и разрезов, обеспечением безопасного проживания населения в районах ликвидированных угольных предприятий.

Мероприятия по совершенствованию нормативно-правовой базы предусматривают:

- совершенствование действующей системы учета запасов угля в части обеспечения ее полного соответствия требованиям международных систем учета запасов;
- субсидирование региональных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, предусматривающих мероприятия по использованию угля в качестве источника энергии на объектах теплоэнергетики в случае их экономической эффективности;

- стимулирование промышленного извлечения метана из угольных месторождений и его использование в экономике страны;
- стимулирование развития глубокой переработки угля (полукоксование, газификация, синтетическое жидкое топливо), в том числе путем предоставления налоговых льгот на проектный срок окупаемости инвестиций.

Основным ожидаемым результатом реализации Программы является введение новых шахт и разрезов общей мощностью более 50 млн т угля в год на территории Кузнецкого угольного бассейна до 2020 г. Предусматривается создание ряда энерготехнологических кластеров, позволяющих перейти к комплексному освоению ресурсов угольных месторождений, извлечению и использованию метана. Уже выполнены предпроектные разработки и технико-экономические обоснования по формированию Караканского, Менчерепского и Серафимовского энерготехнологических кластеров.

Что касается строительства новых шахт, предусмотренных государственной программой развития угледобывающей отрасли, следует отметить, что безопасная отработка запасов угля с природной газоносностью 20–30 м³/т с.б.м., залегающих на глубине более 500 м, практически невозможна без применения различных видов дегазации. В данной ситуации своевременное производство заблаговременной дегазации и утилизация метана до начала отработки угля подземным способом обеспечит дальнейшую безопасную отработку месторождения и сократит выбросы метана в атмосферу.

Согласно статистическим данным, представленным в приложении 1, выбросы метана угледобывающими предприятиями ежегодно увеличиваются. Данный факт подтверждает актуальность проблемы увеличения газообильности действующих угольных шахт и необходимость изменения подхода к отработке метанугольных месторождений с высокой природной газоносностью.

Норматив платы за выброс 1 тонны загрязняющих веществ метана в пределах установленных допустимых нормативов выбросов составляет 50 руб., в пределах установленных лимитов выбросов – 250 руб. (Постановление Правительства РФ от 12.06.2003 г. № 344 «О нормативах платы за выбросы в

атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками») [40].

Следует отметить, что плата за выбросы метана в атмосферу остается неизменной на протяжении более 10 лет. Ее снижение в связи с ростом количества выбросов метана и, как следствие, увеличение себестоимости добычи не предусматриваются. Произведенная плата за выбросы метана не обеспечивает безопасную добычу угля и не исключает простои очистных и проходческих забоев по газовому фактору. Дегазация угольных месторождений с целью обеспечения безопасных условий добычи угля поддерживается государственной политикой, а выбросы метана являются объектом загрязнения окружающей среды, в связи с чем взимается данная установленная плата.

Экологическая целесообразность добычи метана обусловливается необходимостью снижения техногенных выбросов метана в атмосферу. В некоторых странах затраты на дегазацию, добычу и утилизацию метана и других парниковых газов финансируются федеральными и региональными программами реструктуризации угольной промышленности, а также Рамочной конвенцией Киотского протокола [42, 43]. Особое внимание выбросам метана уделяется в США [44–47].

В настоящее время в рамках комплексного освоения месторождений Кузбасса утилизация метана из угольных пластов производится на девяти угольных шахтах: «Талдинская-Западная 1–2», «Котинская», «7 ноября», «Кирова», «Комсомолец», «Полысаевская», «Имени Ленина», «Чертинская-Коксовая», «Шахта № 7». Большинство из перечисленных предприятий принадлежат компании «СУЭК-Кузбасс» [47]. Добыча и утилизация метана на данных предприятиях ведется во время работ очистных или подготовительных забоев, т.е. в процессе добычи угля, и к заблаговременной дегазации не имеет никакого отношения.

Географически сложилось так, что многие районы, в которых находятся угольные бассейны, расположены на значительном расстоянии от месторождений природного газа. Целевым назначением широкомасштабной

добычи метана из угольных пластов является полное обеспечение потребностей шахтерских регионов России собственным местным газом, который является наиболее доступным, дешевым и экологически чистым резервом из известных газов, альтернативных природному газу.

Энергетическая ценность метана позволяет использовать его для отопления жилых помещений, производства электроэнергии, заправки автотранспорта и т.д., использование метана также сокращает выбросы парникового газа в атмосферу. При обеспечении угольного предприятия теплом и электричеством за счет каптирования метана, себестоимость добычи угля может сократиться до 30 %.

Что касается подхода к добыче метана из угольных пластов, то следует отметить, что в разных странах он достаточно своеобразен. Так, на шахте «Ментон» (Великобритания) генераторная установка, работающая на метане, полностью обеспечивает потребности шахты в электроэнергии. Существенные изменения в проектировании, разработке и финансировании проектов, выборе оптимальной технологии качества и количества добываемого газа имеются в Германии. На начало 2006 г. только в Рурском угольном бассейне работало более 130 контейнерных ТЭС на шахтном газе с установленной мощностью более 200 МВт электроэнергии [48]. Ранее газ из нетронутых пластов в Германии не использовался из-за неблагоприятных условий его извлечения; добыча метана из действующих шахт диктовалась необходимостью обеспечить безопасность труда шахтеров. На сегодняшний день разработаны технологии добычи и использования метановой смеси из заброшенных шахт [49]. В Америке с 70-х годов активно развивается добыча сланцевого газа и метана из угольных пластов с применением технологии гидрорасщеления [51–53].

Государственный комитет по энергоресурсам КНР государственного научно-технического планирования активно занимается вопросом необходимости вовлечения предприятий различных отраслей промышленности в разведку и добычу метана. Разработанная программа предусматривает меры по оптимизации и локализации развития угольной промышленности и ее структурному регулированию в целях оказания помощи по преодолению трудностей, связанных

с разработкой угольных месторождений с высокой природной газоносностью. Особое внимание обращается на необходимость стимулирования и развития перевода на промышленную основу добычи метана. Основной целью программы является совершенствование технологии по заблаговременной дегазации угольных месторождений, чтобы превратить метан в потенциальный заменитель природного газа.

Данная программа основана на добыче угля после дегазации в соответствии с установленными нормами. При этом программа предусматривает:

- увеличение масштабов утилизации метана;
- развитие использования низко концентрированного метана для производства электроэнергии;
- препятствие прямым выбросам в атмосферу высококонцентрированного метана;
- совершенствование порядка оценки объемов профилактики выбросов метана;
- усиление контроля и надзора за исполнением мер по результатам оценки выбросов метана.

В ближайшее время планируется ускорить развитие метано-промышленных промыслов в бассейне Циньшуй, в провинции Шаньси (основной район добычи угля в Китае) и в Ордосском бассейне (нефтегазоносный и угленосный бассейн на севере Китая), а также продолжить разведку и опытную добычу в Синьцзян-Уйгурском автономном районе и в провинции Гуйчжоу. Рассматривается возможность строительства сети газопроводов для транспортировки метана, развития использования метана на месте добычи, локализации добычи, развитие системы сжижения метана. Комитет по энергоресурсам КНР предлагает осуществление таких политических шагов, как финансовое субсидирование, налоговая поддержка, фиксация рыночных цен, с тем чтобы стимулировать предприятия различных форм собственности.

К 2020 г. в Китае планируется увеличить разведанные геологические запасы метана до 1 трлн м³ и довести добычу метана до 40 млрд м³ в год. В настоящее

время уровень добычи составляет около 17 млрд м³ (т.е. планируется увеличить практически в два раза).

В России, следует отметить работу по проведению заблаговременной дегазации угольных пластов на шахте имени Ленина в Карагандинском угольном бассейне, что позволило снизить природную газоносность на 6–9 м³/т. В процессе работ было пробурено 150 скважин и извлечено более 80 млн м³ метана. Эффективность дегазации составила 50 %. Научное руководство работами осуществлялось специалистами Московского государственного горного университета [6–8, 10 и 54].

Предложенный в Московском горном институте проф. Н.В. Ножкиным способ заблаговременной дегазации угольных пластов путем их гидрорасчленения через скважины с поверхности в значительной степени способствует решению проблемы. Данный способ позволяет снизить уровень «газового барьера» при ведении подготовительных и очистных работ. В настоящее время с целью обеспечения безопасной отработки угольных пластов с высокой природной газоносностью применяют 4–5 различных способов дегазации [55].

С целью организации промышленной добычи метана в Кузбассе в 2001 г. была разработана и утверждена правительством Российской Федерации «Программа добычи углеводородного сырья в Кемеровской области». В рамках опытно-промышленных разработок (далее ОПР) запуск первого в России Талдинского метаноугольного промысла ООО «Газпром добыча Кузнецк» выполнен в феврале 2010 г. [56]. В то время на площади в 1,66 км² действовало 7 разведочных скважин, с дебитом 5600 м³ метана в сутки.

Сегодня на территории Нарыкско-Осташкинского и Талдинского месторождений площадью 158 км² в ОПР находятся 32 скважины, в том числе 2 первые в России скважины с горизонтальными участками по угольным пластам, поставлено на государственный баланс 240 млрд м³ геологических запасов угольного метана.

ООО «Газпром добыча Кузнецк» уже добыто из Кузнецкого угольного бассейна более 60 млн м³ угольного метана. В таблице 2 представлены сведения ОПР метана на Талдинском месторождении и Нарыкско-Осташкинской площади.

Таблица 2

Сведения о добыче метана на Талдинском месторождении и
Нарыкско-Осташкинской площади

Месторождение	Количество эксплуатационных скважин/объем добычи метана по годам, млн м ³							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2010 – 2016
Талдинское месторождение	8/4,9	8/5,2	8/2,7	8/2,8	8/2,1	6/2,2	5/2,0	21,9
Нарыкско-Осташкинская площадь	6/0	12/1,0	20/3,9	32/4,5	32/10,5	18/11,4	17/10,2	41,5

Запасы метана угольных пластов как самостоятельного полезного ископаемого в России впервые были утверждены в мае 2011 г. по Юго-Восточному участку Талдинского метаноугольного месторождения с целью производства на данном месторождении ОПР метана из угольных пластов.

По результатам ОПР Талдинского и Нарыкско-Осташкинского участка будет сформирована нормативно-методическая база в части регламентирования объемов геологического изучения природной газоносности при разведочных работах, методики обоснования кондиций для подсчета геологических и извлекаемых запасов и ресурсов метана, инструкций по проектированию заблаговременной дегазации и комплексного освоения метаноугольных месторождений.

Факторами, определяющими необходимость развития метаноугольных промыслов в Кузбассе, являются:

- наличие значительного количества запасов и ресурсов для добычи;
- наличие зарубежных и российских передовых эффективных технологий промышленной добычи метана из угольных пластов;

- потребность в реструктуризации угледобывающей отрасли с внедрением заблаговременной дегазации угольных пластов и комплексной поэтапной отработки метаноугольных месторождений;
- необходимость снижения выбросов метана в атмосферу;
- обеспечение охраны и рационального использования недр.

1.4 Направление переработки и использования метана.

Изменения климата и ратификация Киотского Протокола повлекли за собой усиление интереса к проблеме утилизации шахтного газа. Основным компонентом шахтного газа является метан (CH_4), который по своей способности создавать парниковый эффект на планете в 21–25 раз эффективнее углекислого газа (CO_2).

В общей сложности в объеме глобальных антропогенных выбросов на метан приходится 14 %, в том числе 6 % составляют выбросы угольных шахт. В связи с чем на сегодняшний день имеется ряд коммерчески испытанных технологий по производству различных видов энергии на основе шахтного метана. В мировой практике наиболее используемым методом утилизации шахтного газа и снижения вредных выбросов остается использование его в двигателях внутреннего сгорания.

С учётом мирового опыта утилизации метана и геополитической обстановки в мире актуализируется необходимость совершенствования подхода к отработке метаноугольных месторождений по пути не только обеспечения безопасной добычи угля, но и промышленного использования извлеченного метана.

Как правило, при производстве заблаговременной дегазации состав выбросов на 80–95 % представлен метаном. Дебиты метана по скважинам имеют более разнообразные значения в зависимости от технологии и степени освоения скважины. Следует отметить, что существующие на сегодняшний день технологии утилизации и использования шахтного метана позволяют использовать метановоздушную смесь для производства пара при средней концентрации от 0,9 % [57]. Также имеются и успешно применяются технологии

использования низкоконцентрированных метановых смесей сельскохозяйственного происхождения, что подтверждает необходимость развития утилизации шахтного метана. Помимо экологических аспектов, экономическая составляющая эффективности использования извлеченного метана объясняется удаленностью промысла от местоположения альтернативного источника, так как основной статьей затрат в данном случае является строительство газопровода и стоимость доставки данного вида топлива. Поэтому при переоборудовании геологоразведочных скважин на участках шахтных полей с высокой природной газоносностью с целью организации производства заблаговременной дегазации формируется более хозяйственный и комплексный подход к освоению метаноугольного месторождения путем создания единого газопровода для сети переоборудованных дегазационных скважин. Экономическая эффективность данного подхода будет складываться из четырех основных составляющих:

1) строительство multifunctional скважин, позволяющих выполнять геологическое изучение и заблаговременную дегазацию без дополнительного бурения зоны метановыветривания и безугольной толщи;

2) обеспечение дальнейшей безопасной добычи угля за счет проведения заблаговременной дегазации высокогазоносных участков шахтного поля и достижения высокопроизводительной работы очистного забоя без остановок по газовому фактору;

3) использование метана на технологические нужды строящегося угледобывающего предприятия (производство энергии и пара, заправка автомобилей);

4) снижение платы за выбросы метана в атмосферу за счет использования и сжигания излишков в специализированных установках либо их реализации близлежащим потребителям.

По результатам ранее проведенных в Кузбассе региональной и поисково-оценочной стадий геологоразведочных работ был рассмотрен 21 геолого-

экономический район (178 месторождений и площадей). По сравнению с другими бассейнами России, в Кузбассе существуют более благоприятные экономические условия для организации газового промысла на метаноугольных месторождениях. Газ, содержащийся в угольных пластах, по своим качественным характеристикам незначительно отличается или даже превосходит традиционный природный газ и характеризуется высоким содержанием метана (до 97–99 %) и незначительным содержанием (доли процента) тяжелых углеводородов, водорода и углекислого газа. Количество инертных газов составляет 1–2 %. Существенным преимуществом является отсутствие вредных газов, например сероводорода [58]. Основные направления переработки и использования угольного метана представлены на рисунке 4.

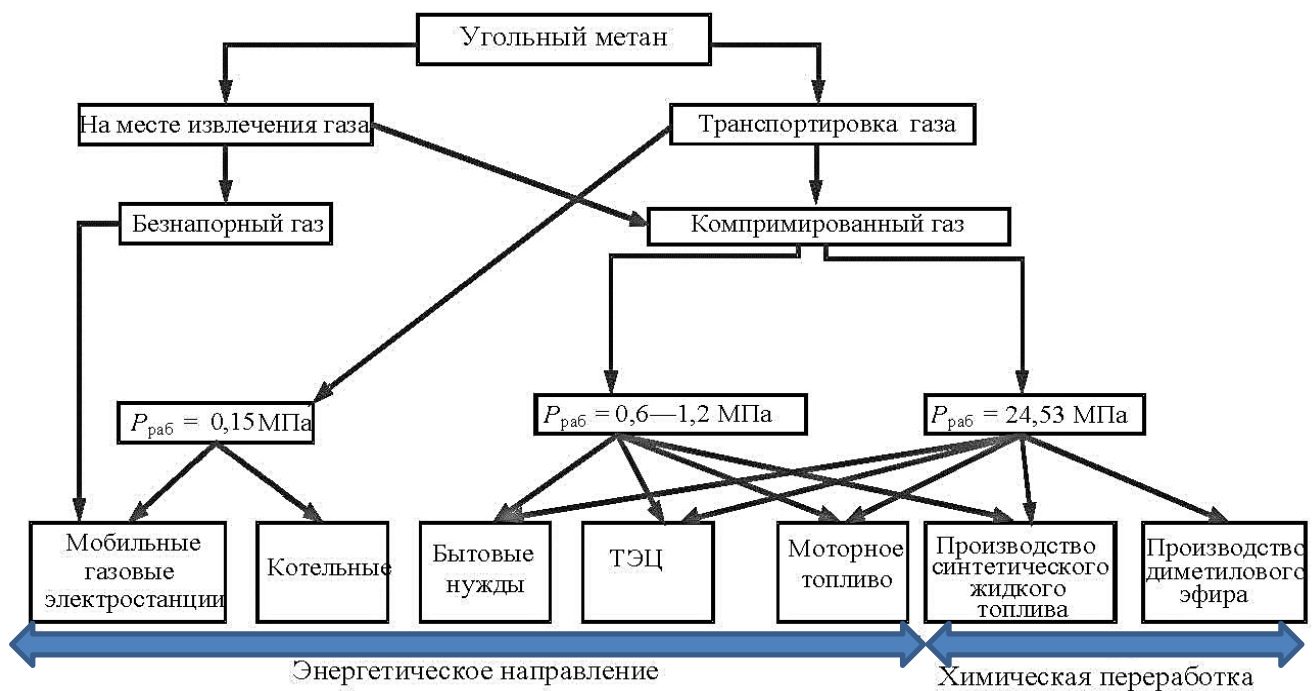


Рисунок 4 Направления использования угольного метана

1.5 Анализ нормативной документации и меры государственной поддержки при добыче метана из угольных пластов

Опыт зарубежных стран показывает, что масштабная добыча угольного метана в США, Австралии, Китае началась после того, как государства стали стимулировать данные проекты, предоставив значительные налоговые льготы компаниям, начавшим извлечение метана из угольных пластов [59].

С целью стимулирования развития добычи метана из угольных пластов в России также приняты различные стимулирующие меры поддержки угледобывающих предприятий.

В Кемеровской области в 2010 г. принят Закон № 5 – ОЗ «О налоговых льготах резидентам технопарков и субъектам инвестиционной деятельности, осуществляющим деятельность по добыче природного газа (метана) из угольных месторождений на территории Кемеровской области» [60].

Настоящий Закон на основании Налогового кодекса Российской Федерации устанавливает налоговые льготы и условия их предоставления резидентам технопарков и субъектам инвестиционной деятельности на территории Кемеровской области.

На основании статьи 3 вышеуказанного закона резидентам технопарков и субъектам инвестиционной деятельности предоставляются следующие налоговые льготы:

- налоговая ставка по налогу на прибыль организаций, зачисляемого в областной бюджет, снижается с 18 до 13,5 %;
- налоговая ставка по налогу на имущество организаций снижается с 2,2 до 0 %.

В связи со сложившейся ситуацией в части обеспечения безопасных условий труда в угольной отрасли, согласно постановлению от 9 июня 2010 г. № 218 СФ, принимая во внимание исключительную актуальность обеспечения безопасности производственных процессов в угольной отрасли, Совет Федерации Федерального Собрания Российской Федерации рекомендовал Правительству Российской Федерации в целях создания комплексной системы

обеспечения безопасности в угольной отрасли ряд предложений, в том числе и рассмотреть возможность предоставления организациям, добывающим газ метан из угольных пластов, налоговых льгот (налоговых каникул), отмены налога на добычу полезных ископаемых и применения нулевой ставки ввозных таможенных пошлин на не имеющее аналогов в Российской Федерации оборудование по дегазации и добыче газа метана [61].

Федеральным законом от 28.12.2010 г. № 425 – ФЗ введены изменения в Налоговый кодекс [62]. В соответствии со статьей 325.1 налогоплательщикам предоставлено право на налоговый вычет в виде уменьшения суммы НДС на величину расходов, понесенных в целях обеспечения безопасных условий и охраны труда при добыче угля на участках недр с высоким уровнем метанообильности и склонности угольных пластов к самовозгоранию. Налогоплательщики могут по своему выбору использовать указанный налоговый вычет либо учесть соответствующие расходы при исчислении налоговой базы по налогу на прибыль организаций. Данные изменения действуют с 01.04.2011 г.

Статья 343.1 предусматривает изменение порядка уменьшения суммы налога, исчисленного при добыче угля, на расходы, связанные с обеспечением безопасных условий и охраны труда. Налогоплательщики по своему выбору могут уменьшить сумму налога, исчисленную за налоговый период при добыче угля на участке недр, на сумму экономически обоснованных и документально подтвержденных расходов, осуществленных налогоплательщиком и связанных с обеспечением безопасных условий и охраны труда при добыче угля на данном участке недр (налоговый вычет), в порядке, установленном настоящей статьей, либо учесть указанные расходы при исчислении налоговой базы по налогу на прибыль организаций в соответствии с главой 25 Налогового кодекса.

В 2012 г. Федеральным законом от 29.12.2012 г. № 278–ФЗ были внесены изменения в статьи 336 и 337 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 6 Федерального закона «О внесении изменений в бюджетный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской

Федерации» в части признания метана угольных пластов отдельным видом полезного ископаемого.

Согласно п. 2 ст. 336 метан угольных пластов не признан объектом налогообложения. Внесенные изменения являются существенной поддержкой развития добычи метана из угольных пластов в промышленных масштабах, а также стимулируют обеспечение безопасной добычи угля за счет производства различных видов дегазации угольных пластов [63].

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1) значительные запасы и ресурсы метана угольных пластов позволяют рассматривать метан как нетрадиционный энергоноситель. На сегодняшний день в России извлечение метана в основном производится при производстве дегазации угольных пластов с целью обеспечения безопасности добычи угля, т.е. как попутного полезного ископаемого;

2) расчеты газовыделения в очистной забой, выполняемые при проектировании, имеют прогнозный характер, так как в процессе отработки выемочной единицы имеют место изменения горно-геологических условий и скорости подвигания забоя, в связи с чем производство заблаговременной дегазации позволит значительно снижать газовыделение до начала отработки выемочной единицы;

3) со стороны правительства РФ создаются благоприятные условия для развития добычи метана в промышленных масштабах с целью обеспечения безопасной добычи угля;

4) действующее законодательство не освобождает угледобывающие предприятия от выплат за выбросы метана в атмосферу, что так же стимулирует угледобывающие предприятия менять скептическое отношение к метану;

5) проектные организации и пользователи недр в данный момент находятся на стадии формирования комплексного освоения метаноугольных месторождений.

1.6 Количественная оценка выбросов метана в атмосферу при добыче угля в Кузнецком угольном бассейне

Стремительные темпы развития угледобывающей промышленности приводят к увеличению глубины ведения горных работ, что существенно влияет на безопасность ведения работ, рентабельность добычи угля и загрязнение окружающей среды выбросами метана [47].

Основной причиной неэффективного использования возможностей производственно-технического потенциала шахтного фонда Кузбасса является необходимость совершенствования технических и технологических решений по управлению состоянием горного массива в зонах интенсивных горных работ в условиях высокой природной газоносности. Это подтверждается возникающими выбросами угля и газа, загазированием горных выработок и взрывами метана. Угольные предприятия Кузбасса в условиях перехода к рыночной экономике оказались не готовы к оперативному и эффективному применению новых технологий по предупреждению проявлений опасностей при подземной добыче угля, так как существующие методы и технологии не адаптированы к особенностям горно-технологических условий Кузнецкого бассейна [64].

По сообщению администрации Кемеровской области, в Кузбассе до 2025 г. будет ликвидировано 25 угольных шахт и разрезов [65]. Из них 13 предприятий закроются по причине полной отработки запасов, а остальные из-за нерентабельности. В этом списке в основном шахты городов Киселевск и Прокопьевск, построенные в тридцатых годах прошлого века и имеющие сложные горно-геологические условия. Часть предприятий закрылась после 1990 г, но и в настоящее время много старых угольных шахт ожидают своей очереди и уже фактически не работают. В Кузбассе количество шахт в период с 1996 по 2013 гг. сократилось с 86 до 62, при условии введения в действие новых шахт. Основной горно-геологической причиной, повлиявшей на закрытие шахт, является увеличение природной газоносности угольных пластов, которое приводит к увеличению себестоимости угледобычи в связи с возрастанием затрат на производство дегазации угольных пластов.

На сегодняшний день угледобывающими предприятиями Кемеровской области добывается 57 % от общей добычи угля в России. В соответствии с требованиями нормативных документов в области промышленной безопасности («Правила безопасности в угольных шахтах»: приказ Ростехнадзора от 19.11.2013 г. № 550 [66]), ежегодно устанавливается категория шахт по показателю относительной газообильности. Относительная газообильность шахты – это объем газа, выделившегося в горные выработки за определенный период времени, отнесенный к количеству угля, добытого за этот же период времени, измеряется в м³/т (Об утверждении «Инструкции по дегазации угольных шахт»: приказ Ростехнадзора от 01.12.2011 г. № 679, [67]). В соответствии с требованиями данной инструкции все шахты в границах Кузнецкого угольного бассейна разделены на пять групп следующим образом:

- 9 шахт отнесены к I категории, относительная газообильность до 5 м³/т среднесуточной добычи;
- 7 шахт отнесены ко II категории, 5–10 м³/т;
- 11 шахт отнесены к III категории, 10–15 м³/т;
- 21 шахта – сверхкатегорная, т.е. свыше 15 м³/т или с суфляжными явлениями;
- 14 шахт являются опасными по внезапным выбросам.

Следует отметить, что относительная газообильность сверхкатегорных шахт в ряде случаев в несколько раз превышает критерий отнесения шахты к сверхкатегорной и составляет 100 м³/т и более. На основании вышеизложенного можно утверждать, что более 30 угольных шахт Кузбасса ведут горные работы в сложных горно-геологических условиях по газовому фактору.

С целью обеспечения безопасной добычи угля приходится проводить дорогостоящие мероприятия по дегазации угольных пластов. Данные затраты существенно увеличивают себестоимость продукции угледобывающих предприятий. Несоблюдение требований пылегазового режима приводит к взрывам на угольных шахтах, восстановление которых является очень затратным и длительным процессом, а также требует решения задач, связанных с

производством дегазации при дальнейшей отработке месторождения после восстановления. Угольные предприятия, на которых недолжным образом проводятся данные мероприятия или не представляется возможным произвести дегазацию имеющимися на сегодняшний день технологиями, вынуждены приостанавливать ведение горных работ, консервировать горные выработки или ликвидировать предприятие, так как себестоимость продукции не позволяет предприятию безубыточное существование на рынке, а также не обеспечивает безопасность угледобычи.

Увеличение себестоимости добычи угля подземным способом в связи с высокой газоносностью неизбежно приводит к сокращению объема его добычи [68]. В качестве подтверждения данного факта в таблице 3 представлены сведения о добыче угля в Кузбассе по данным государственного баланса за период с 2005–2014 гг.

Таблица 3

Сведения о добыче угля по Кузнецкому угольному бассейну
за период 2005–2014 гг.

Год	Добыча угля по Кузнецкому бассейну, млн т	Добыча угля по Кузнецкому бассейну, %	
		подземным способом	открытым способом
2005	149	44	56
2006	156	44	56
2007	162	44	56
2008	162	41	59
2009	158	45	55
2010	161	40	60
2011	166	37	63
2012	175	37	63
2013	178	35	65
2014	183	36	64

Исходя из данных, представленных в таблице 3, за период 2005–2014 гг. по Кузнецкому угольному бассейну наблюдается увеличение объемов добычи угля. Несмотря на многочисленное закрытие нерентабельных шахт, общее количество предприятий, ведущих добычу подземным способом, в представленном периоде существенно не сократилось за счет открытия новых шахт. Следует отметить увеличение доли добычи угля открытым способом – до 64 % от общей добычи по Кузнецкому бассейну. Более наглядно это представлено в виде диаграммы на рисунке 5.

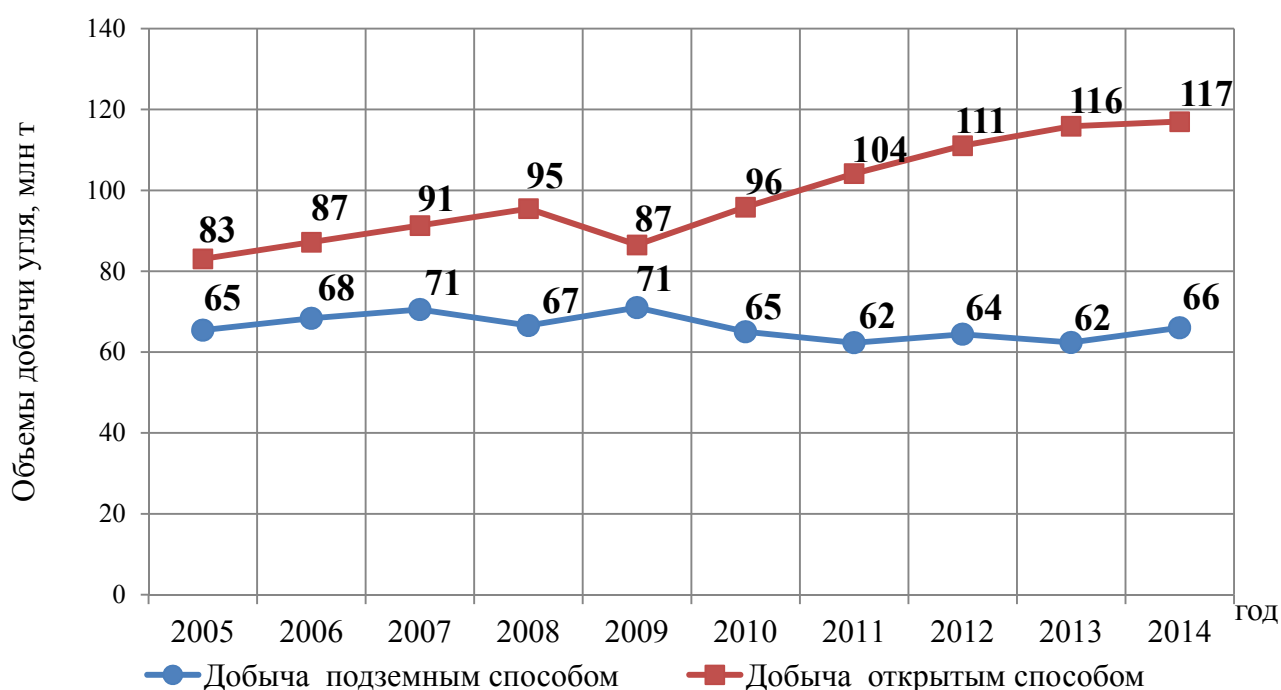


Рисунок 5 Объемы добычи угля открытым и подземным способом за 2005–2014 гг. по Кузнецкому угольному бассейну

Согласно данным, представленным на рисунке 5, в 2005–2014 гг. наблюдается незначительное превышение объема добычи угля открытым способом по отношению к объему добычи подземным способом, но на протяжении последних лет очевидно достаточно стабильное увеличение объемов добычи угля открытым способом. В первую очередь это объясняется более низкой себестоимостью открытой разработки угольных месторождений в связи с отсутствием необходимости проводить работы по дегазации угольных пластов.

Отработка месторождений подземным способом помимо дегазационных работ связана с рядом других производственных особенностей [69]:

- непонимание значимости проблемы дегазации угольных пластов для обеспечения безопасности ведения горных работ, необоснованное повышение нагрузки на очистной забой;
- отсутствие мобильного самоходного бурового оборудования для бурения дегазационных скважин при подземной дегазации угольных пластов и отработанного пространства;
- недостаточное сечение горных выработок для обеспечения технологических процессов и процесса дегазации в том числе.

С целью проведения дальнейшего анализа, в территориальном органе Федеральной службы государственной статистики по Кемеровской области получена информация о количестве выбросов метана в атмосферу за 2004–2014 гг. (приложение 1). На основании этих данных построена диаграмма, которая представлена на рисунке 6 .

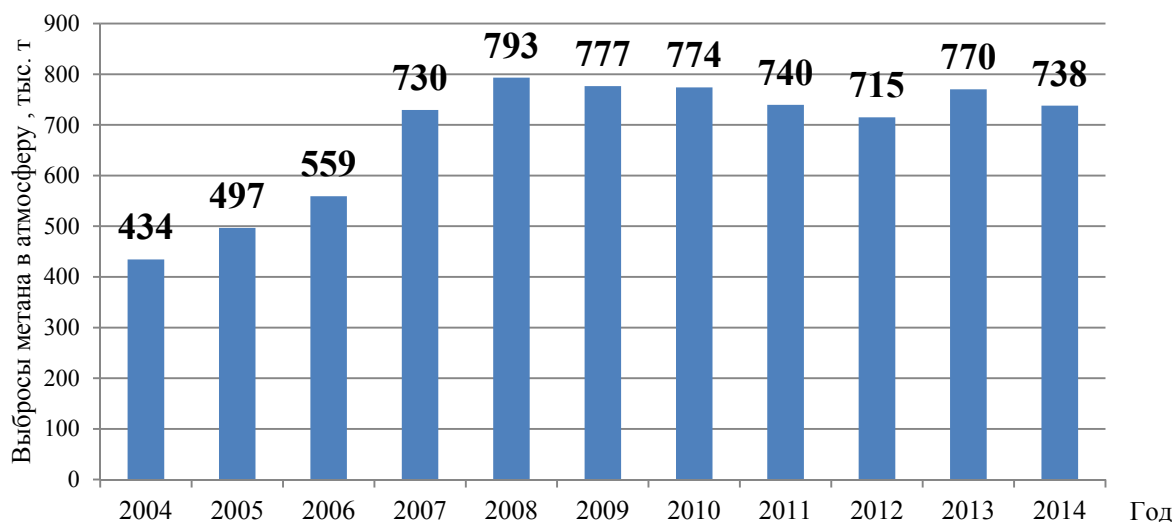


Рисунок 6 Сведения о количестве выбросов метана в атмосферу за 2004–2014 гг.
по Кузнецкому бассейну

Учитывая особенности строения метаноугольных месторождений, добыча угля открытым способом в основном ведется в зоне газового выветривания (далее

ЗГВ). На рисунке 7 представлен сравнительный анализ объемов добычи угля подземным способом и объемов выбросов метана в атмосферу.

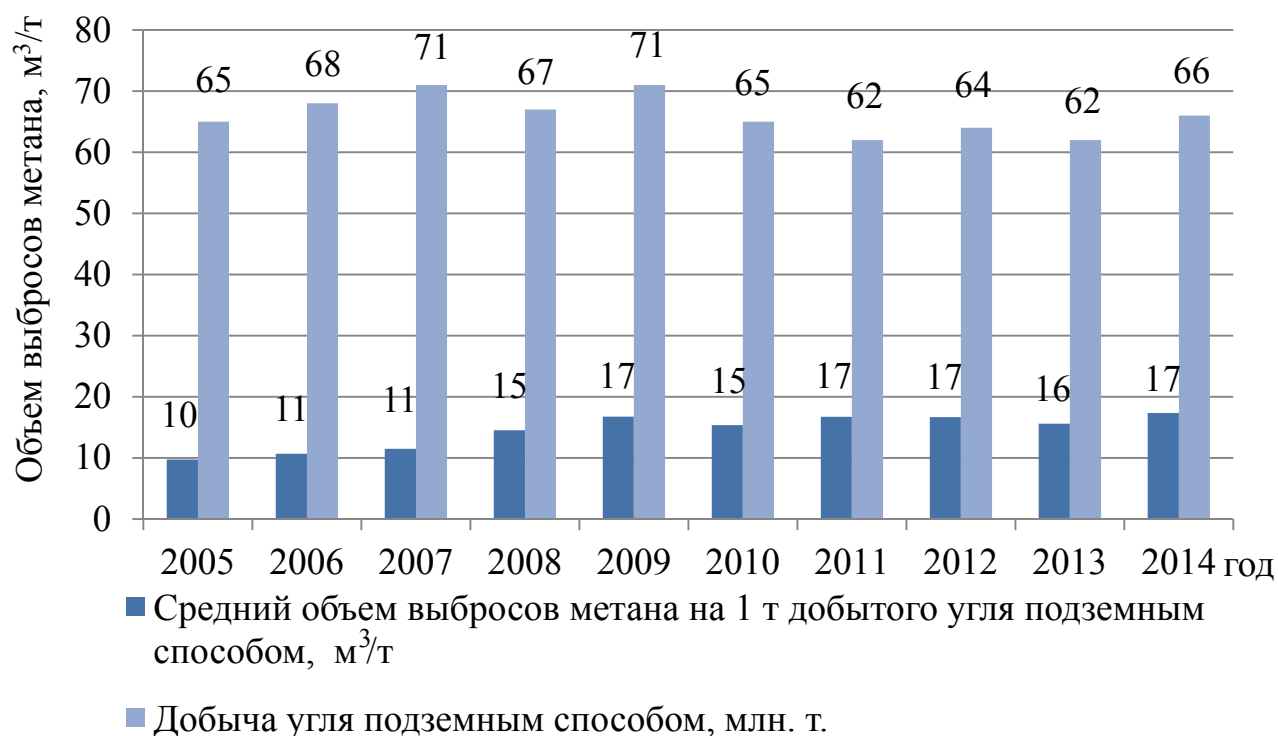


Рисунок 7 Сравнительный анализ выбросов метана в атмосферу и добычи угля подземным способом в период с 2005–2014 гг.

Как видно на рисунке 7, в последние годы наблюдается увеличение количества выбросов метана в атмосферу, несмотря на сокращение объемов добычи угля подземным способом. Среднее количество выбросов метана с 1 т добытого угля за последнее десятилетие увеличилось с 10 до 17 м³/т [70].

Согласно вновь полученным данным, представленным в приложении 2, увеличение количества выбросов метана в атмосферу угледобывающими предприятиями Кемеровской области отмечено и в 2015 г. Это в очередной раз подтверждает актуальность совершенствования процесса дегазации угольных месторождений с высокой природной газоносностью, подлежащих отработке подземным способом. Производство заблаговременной дегазации угольных пластов может послужить развитием комплексного освоения недр, так как увеличение объемов добычи угля влечет возрастание объемов выделения газа, что делает попутную добычу метана экономически целесообразной при

промышленном его использовании для нужд угледобывающего предприятия и народного хозяйства.

На основании вышеизложенного сформулировано первое научное положение: анализ современного состояния проблемы дегазации угольных месторождений показал, что увеличение выбросов метана в атмосферу с 10 до 17 м³/т при сокращении добычи угля подземным способом объясняется изменением горно-геологических и горнотехнических условий освоения угольных месторождений Кузбасса. В связи с чем, возникает необходимость совершенствования методики разведки и технологии отработки с широким внедрением заблаговременной дегазации угольных пластов.

Американские, австралийские, канадские, китайские и российские научно-исследовательские институты на протяжении многих десятилетий разрабатывают наиболее эффективные способы воздействия на пласт с целью увеличения дебита дегазационных скважин. В результате выполненных исследований были разработаны различные способы воздействия на угольный пласт:

- гидроразрыв угольных пластов (ГРП);
- гидровоздействие без освоения скважины (ГВ);
- ГРП с использованием соляной кислоты (ГРП + HCl);
- пневморасчленение (ПРП);
- пневмовоздействие на водонасыщенный угольный пласт (ПВ);
- циклическое ГРП с использованием газообразного азота (аэроГРП);
- ГРП с использованием сжиженного азота (криоген ГРП);
- тепловое воздействие (ТВ);
- гидроимпульсное воздействие с использованием пороховых генераторов давления (ПГД);
- воздействие на пласт химически активными газами (ГРП + CO₂);
- пневмогидродинамическое воздействия на угольный пласт в режиме кавитации;
- плазменно-импульсное воздействие (далее ПИВ) и т.д.

Все вышеперечисленные способы воздействия применимы в зависимости от особенностей геологического строения и конечной цели увеличения дебита скважин. Но как показывает практика, все они имеют ряд достоинств и недостатков.

На сегодняшний день наиболее промышленно освоенным способом воздействия на пласт с целью повышения его газоотдачи является ГРП с поверхности, несмотря на то что способ характеризуется как трудоемкий, дорогостоящий и требующий значительных затрат времени на его реализацию. Дальнейшее его совершенствование заключалось в применении гидравлических способов стимулирования газоотдачи угольных пластов. В сложных горно-геологических и горно-технических условиях ГРП рекомендуется применять в комплексе с другими способами активного воздействия на угольную толщу: пневмогидро- и гидроимпульсным воздействием, расчленением с использованием сжиженных газов, флюидов и рядом других стимуляторов. При этом для обеспечения эффективности дегазации порядка 50 % длительность извлечения метана из пласта должна составлять 5–7 лет, для достижения эффективности в 60 % более 8–10 лет [71].

С точки зрения частоты использования вышеперечисленных способов наиболее применимым является способ ГРП (более 80 %) и способ кавитации (пневмогидродинамическое воздействие) – менее 8 % [58].

Помимо вышеописанных методов воздействия на угольный пласт, в России также разработаны технологии ВАГИДЭС и ЛАВОПОР, которые являются уникальными и позволяют заблаговременно провести дегазацию массива или его разгрузку от повышенных напряжений, т.е. привести в безопасное состояние массив горных пород на значительных площадях – до 200 тыс. м² (R ~ 500 м) через скважины с поверхности; а через скважины, пробуренные из подземных горных выработок, – до 30 тыс. м² (R ~ 200 м). Принцип данных технологий заключается в следующем: возбуждая в пласте на заданном удалении от скважины упругие волны напряжений, амплитуда которых превышает предельные напряжения сжатия или предельные напряжения упругости, или ведя

акустическое возбуждение литологического разреза в пределах упругих напряжений, образуются пространственные зоны различных его состояний, иными словами регулируются механические свойства угля и горной породы по необходимости [72].

По оценке иностранных специалистов при проницаемости пластов менее 1 мД бурение дегазационных скважин совершенно бесперспективно, в связи с чем возникла острая необходимость в разработке новых технологий для дегазации угольных пластов. Для этого очень важно понять «запускающий механизм» неожиданных выбросов метана и научиться предотвращать или, по крайней мере, снижать вероятность возникновения неожиданных выбросов.

Угольный пласт обладает хорошей акустической проводимостью, поэтому создание и увеличение амплитуды колебаний ведет к расширению трещин в пласте на участке с повышенной проницаемостью, где начинает концентрироваться свободный газ, который запускает процесс образования микротрещин.

Согласно эффекту Ребиндера, если имеется твердая и жидкая среда, в которой создаются сжимающие и растягивающие напряжения, можно разрушить любую твердую среду [73].

По данным академика РАН Накорякова В.Е., в горных породах существует среда с пузырьками газа, которая, подвергаясь внешнему воздействию, инициирует газожидкостную среду, сохраняющую плотность жидкости, а колебания в ней становятся низкочастотными (сдвиговыми) [74], т.е. при увеличении уровня сигнала до критического значения сигнал начинает модулировать собственную фазу (самомодуляция), что приводит к расширению переданного импульса.

С учетом этого возникла идея заблаговременно искусственно стимулировать круговую (угловую) частоту свободных колебаний, синхронизировать динамическую систему и за счет этого создавать в угольном пласте развитую сеть микротрещин, максимально переводя газ в свободное состояние, а затем отбирать его через вертикальные скважины.

С этой целью была разработана технология плазменно-импульсного широкополосного периодического направленного управляемого воздействия на угольный пласт, которая коренным образом отличается от традиционных технологий, основанных на линейных зависимостях.

Названный способ позволяет искусственно инициировать управляемые периодические широкополосные плазменные импульсы высокого давления через вертикальные скважины для воздействия на неразгруженные и даже разрабатываемые угольные пласты и вмещающие породы, которые создают растягивающие и сжимающие напряжения, сопровождаемые выделением пузырей газа, кавитацией, что приводит к созданию сети аномальной микротрещиноватости, увеличению проницаемости и, следовательно, максимальной десорбции и диффузии метана.

Разработка технологии ПИВ велась с середины 90-х годов при участии Горного университета (Санкт-Петербург) и ФГУП «НИИЭФА им. Д.В. Ефремова» [75]. В последние годы данная технология активно развивается, совершенствуется и продвигается компанией ООО «Новас».

Впервые технология ПИВ была применена в мае 2007 г. на одном из сложных угольных месторождений в Казахстане, характерными особенностями данного месторождения являются высокая расчлененность, повышенный газовый фактор, слабопроницаемые песчано-глинистые нефтенасыщенные породы, алевролиты с плотными глинистыми пропластками, нефтенасыщенность с ухудшенными коллекторными свойствами [76]. Применение данной технологии показало ее высокую эффективность даже на слабопроницаемых терригенных коллекторах, а также позволило внести определенные коррективы в создание адресной модели воздействия.

На сегодняшний день в России уже появились компании, активно и успешно занимающиеся энергетическими проблемами. В 2009 г. группой российских компаний ООО «Новас» и ООО «Георезонанс» был разработан и применен на практике прибор «Приток – М1» как нелинейный плазменно-импульсный источник направленных широкополосных управляемых

периодических упругих колебаний. Данный прибор способен создать нелинейную зависимость между источником колебаний и объектом разработки и заблаговременно инициировать процесс самомодуляции в угольном пласте с тем, чтобы перевести газ в свободное состояние с последующим отбором его через вертикальные скважины.

Преимущества метода ПИВ:

- экологическая чистота (приборы ПИВ работают в естественных геологических условиях скважин без добавок реагентов);
- используется при любой обводненности угольных пластов, для воздействия прибора на пласт необходим флюид в скважине;
- улучшает проницаемость прискважинной зоны добывающих и нагнетательных скважин и продуктивных пластов в целом;
- кратно увеличивает приемистость нагнетательных скважин вне зависимости от их предыдущего назначения;
- воздействует на соседние скважины, которые откликаются положительным дебитом;
- технология дает положительные результаты на месторождениях в коллекторах любой геологической сложности;
- безопасен в эксплуатации;
- сокращает период освоения новой скважины и срок вывода ее на режим эксплуатации.

Комплектность оборудования для производства ПИВ представлена на рисунке 8.

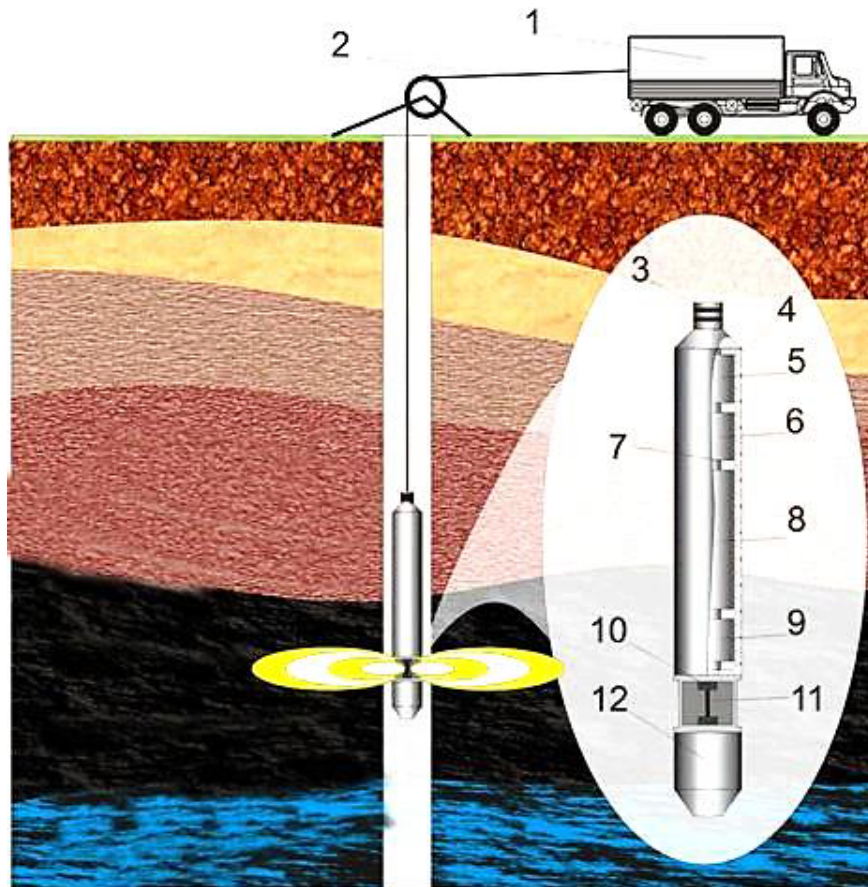


Рисунок 8 Комплектность оборудования для производства плазменно-импульсного воздействия на угольный пласт: 1 – каротажный подъемник; 2 – геофизический кабель; 3 – соединение с геофизическим кабелем; 4 – корпус скважинного прибора; 5 – высоковольтный трансформатор; 6 – высоковольтный блок; 7 – соединительные линии; 8 – блок накопительных конденсаторов; 9 – устройство управления прибором; 10 – электроды излучателя; 11 – плазменный канал; 12 – корпус с устройством для формирования плазменного канала.

Технические характеристики прибора «Приток – М1» представлены в таблице 4.

Технические характеристики прибора «Приток – М1»

Наименование проверяемых параметров и характеристик	Значения параметров, технические характеристики
Внешний диаметр корпуса скважинного прибора, мм	102, 64
Глубина скважины, м	до 4000
Длина корпуса скважинного прибора, мм	2600–2700
Масса скважинного прибора, кг	50
Масса наземного пульта управления, кг	8
Рабочая температура, до, °С	+ 100
Рабочее давление, до, МПа	40
Источники питания, В	110/220
Напряжение питания прибора, не более, В	220 ± 10%
Выходная мощность, МВт	102
Образование импульса, мкс	55
Давление создаваемой упругой ударной волны, кгс/см ²	10 000
Широкополосная акустическая частота, кГц	до 20
Время обработки угольного пласта мощностью 1 м / количество производимых импульсов	до 8 ч
Максимальный ресурс количества импульсов без технологического обслуживания прибора	до 1000 имп.

По мнению разработчиков, применение технологии ПИВ позволит в более короткие сроки провести дегазацию или довести содержание метана до безопасного уровня в конкретном участке разрабатываемого пласта и в перспективе не только обеспечить безопасную работу шахтеров, но и создать условия для более высокой скорости прохождения угольного комбайна по лаве, а извлеченный метан использовать для технологических нужд шахты.

Работы ООО «Новас» отмечены высокими наградами в США 20 ноября 2013 г. на конференции Total Energy USA. Это говорит о том, что инновационные

российские разработки по целому ряду показателей – результативности, экономичности, экологической безупречности, превосходят известные зарубежные аналоги [24, 77-79].

2.2 Порядок осуществления работ по технологии плазменно-импульсного воздействия

Перед проведением работ по технологии плазменно-импульсного воздействия проводится привязка интервалов залегания угольных пластов по ГК и локатор муфт с целью определения интервалов перфорации. Далее прибор плазменно-импульсного воздействия на геофизическом кабеле типа КГ – 3 с кабельным наконечником НК – 60 спускают в интервал перфорации обсадных труб. В зависимости от эффективной мощности интервала перфорации, проницаемости и пористости пласта, режима работы скважины, а также от ожидаемого эффекта, определяется модель обработки интервала перфорации (количество точек, количество импульсов воздействия, шаг).

Этапы обработки пласта:

- 1) спуск прибора на первую точку обработки;
- 2) по каротажному кабелю КГ–3 в прибор подается напряжение 220 В;
- 3) в приборе происходит заряд накопительных конденсаторов;
- 4) по команде с поверхности включается стадия разряда. Между двумя электродами, расположенными в нижней части прибора, подается проводник (калиброванная проволока). Проволока подается автоматически при помощи механизма подачи проволоки;
- 5) после замыкания двух электродов на проводник подается напряжение накопительных конденсаторов. Происходит разряд.

Длительность разряда составляет 55 мкс. Температура испарения проволоки составляет 28000–30000 °С. В результате испарения проволоки образуется холодная плазма и возникает газовый пузырь, который расширяется до уравнивания внешним давлением.

В момент разряда происходит образование ударной волны, которая направляется горизонтально в пласт. При этом никакого отрицательного воздействия на эксплуатационную колонну и цементное кольцо ударная волна за счет очень короткого времени разряда не оказывает.

Процесс обработки пласта представляет собой спуск в скважину прибора «Приток – М1» на геофизическом кабеле в нижний интервал обработки угольного пласта (почва пласта). Затем производится подъем прибора в рабочем состоянии на заранее определенные точки воздействия до верхнего интервала обработки (кровля пласта). Время обработки пласта мощностью 2 м составляет от 8 часов, за данный период производится не менее 500 разрядов. После проведения ПИВ прибор из скважины извлекается, скважина в течение 1 месяца выводится на рабочий режим путем регулировки работы насосов и затрубного давления.

Ударная волна воздействия на призабойную зону пласта позволяет осуществить декольматацию фильтрационных каналов, создать дополнительные фильтрационные каналы и тем самым повысить проницаемость.

При использовании технологии ПИВ увеличивается проницаемость призабойной зоны скважины за счет очистки старых и создания новых фильтрационных каналов, происходит очищение порового пространства и формирование новых трещин, за счет которых в дальнейшем происходит увеличение газоотдачи. Промышленная эксплуатация скважин начинается с момента обработки пласта прибором «Приток – М1» и заканчивается с началом ведения горных работ в области скважин.

В процессе промышленной эксплуатации скважины необходимо контролировать динамический уровень воды, а также затрубное давление и держать забойное давление относительно стабильным.

Для вызова стабильного притока газа необходимо продолжать снижение уровня воды с интенсивностью не более 3–4 м³/сут, что будет вызывать увеличение депрессии на пласт, рост дебита газа и его давления. Изменяя положение дросселя, давление газа в скважине необходимо поддерживать в пределах от 0,5 до 2 атм.

По достижении уровня воды в скважине ниже последнего уровня перфорации необходимо уменьшить производительность насоса до уровня притока воды в скважину. В дальнейшем необходимо поддерживать этот уровень.

Вызов стабильного притока газа достигается достижением стабильного равновесия между динамическим уровнем воды в скважине, производительностью насоса, давлением и расходом газа.

При стравливании давления газа необходимо давление дросселирования установить таким образом, чтобы добиться на первом этапе минимального постоянного дебита газа при постоянном его давлении. После окончания стравливания, при достижении минимального постоянного дебита, необходимо добиться снижения уровня воды (создания депрессии) в соответствии с планом освоения скважины. При этом дебит газа будет постепенно возрастать за счет увеличения площади десорбции метана, пока не достигнет своих пиковых (максимальных) значений.

2.3 Природная газоносность и обоснование необходимости переоборудования геологоразведочных скважин для производства заблаговременной дегазации

С 2014 г. на одном из метаноугольных месторождений Кузбасса в рамках НИОКР ООО «Георезонанс», входящего в группу компаний «Новас», проводятся ОПР по производству заблаговременной дегазации с применением ПИВ. Выбор местоположения участка для проведения ОПР производился с учетом наличия характерных особенностей горно-геологических условий отработки метаноугольных месторождений. Выбранный участок можно охарактеризовать как типовой вариант месторождения с наиболее выраженными показателями природной газоносности в среднем по Кузбассу.

В результате выполненных разведочных работ в 2010–2014 гг. были получены данные о газоносности угольных пластов и закономерности ее изменения с глубиной, которые послужили геологической основой для оценки

ресурсов метана в угольных пластах шахтного поля как попутного полезного ископаемого.

Верхняя граница оценки ресурсов метана в угольных пластах в границах типового участка изменяется от – 30 до +103 м (абс.), ниже которого угольные пласты характеризуются газоносностью более 10 м³/т с.б.м. Нижней границей типового участка является горизонт – 500 м (абс.), до которого произведен подсчет запасов угля и ресурсов метана. Сведения о природной газоносности участка по гипсометрическим горизонтам представлены в таблице 5.

Таблица 5

Прогноз изменения природной газоносности угольных пластов
по гипсометрическим горизонтам

Разведочная линия	Прогнозные значения природной газоносности (м ³ /т с.б.м.) по горизонтам (м (абс.))							
	+ 150 м (абс.),	+ 100	± 0	– 100	– 200	– 300	– 400	– 500
1	3,9-4,3	10,1–10,4	16,6–17,0	20,1–20,4	–	–	–	–
9	3,6	9,5–9,9	16,3–16,7	19,9–20,2	22,1–22,4	23,6–23,8	24,8–25,0	25,4–25,6
15	3,6	8,9–9,3	16,2–16,6	19,8–20,1	22,0–22,3	23,5–23,7	24,7–24,9	25,3–25,5

Всего в группе угольных пластов, слагающих угленосную толщу типового участка и представляющих промышленный интерес, содержится более 2 млрд м³ метана. Наиболее перспективными являются ресурсы метана, содержащиеся в нижней части месторождения в угольных пластах: VIII (458,8 млн м³), X (458,9 млн м³) и VIII+V (427,7 млн м³). В них же отмечены и максимальные плотности ресурсов метана: VIII+V (в.п.+с.п.) (55,5 млн м³/км²), VIII (48,8 млн м³/км²), и X (33,2 млн м³/км²) [80].

Ресурсы метана подрабатываемого пласта V и надрабатываемого пласта X в контуре отработки лав VIII–5, VIII–6 и VIII–7 по рабочему пласту VIII представлены в таблице 6.

Ресурсы метана в контуре лав VIII–5, VIII–6 и VIII–7

Контур лавы	Угольный пласт, млн м ³		
	X	VIII	V
	Надрабатываемый	Рабочий	Подрабатываемый
VIII–5	22	41	27
VIII–6	25	45	25
VIII–7	33	50	22

Как видно из таблицы 6, общее количество ресурсов метана в контуре отработки лав VIII–5, VIII–6 и VIII–7 с учетом ресурсов, залегающих в надрабатываемом и подрабатываемом пластах, составляет 290 млн м³. Современные технологии позволяют извлечь из угольного пласта до 70 % метана [81], т.е. можно было бы добыть около 200 млн м³.

Геологическое изучение типового участка производилось с 2005 по 2014 г. В данный период были выполнены поисково-оценочная и разведочная стадии ГРП с изучением природной газоносности [82], [80].

Вновь полученные сведения о природной газоносности сведены в таблицу 7 и проанализированы с общим прогнозом природной газоносности по Ерунаковскому району [20].

Прогноз гипсометрического положения изогаз «5», «10», «13», «15», «20», «25» м³/т с.б.м. по разведочным линиям

Стадийность разведочных работ Наименование геологического участка		Гипсометрическая глубина залегания изогаз, м (абс.), от-до/ср					
		«5»	«10»	«13»	«15»	«20»	«25»
Разведочные работы 2005–2008 гг.	Ерунаковский VIII		+ 150–+ 110 + 130	+ 120–+ 75 + 95	+ 100–+ 50 + 75	– 100– – 150 – 25	
Поисково-оценочные работы 2009–2010 гг.	Ерунаковский Восточный	+ 170–+ 128 + 149	+ 118–+ 89 + 104	+ 75–+ 45 + 60	+ 43–+ 14 + 28	– 93– – 115 – 104	– 434 – – 447
Разведочные работы 2010–2014 гг.	Ерунаковский Восточный	+ 145–+ 8 + 76	+103– – 30 + 36	+71– – 65 +3	+35– – 95 – 30	– 90– – 203 – 146	– 440
Ерунаковский район		+ 100	± 0	– 100	– 200	– 300	– 400

Как видно из таблицы 7, по Ерунаковскому району (P_{2il} , P_{2er}) прогнозируемая природная газоносность на горизонте ± 0 м (абс.) составляет $10 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ [20]. В результате выполненных ГРП природная газоносность участка увеличилась до $15 \text{ м}^3/\text{т с. б. м.}$, в связи с чем можно с уверенностью утверждать, что добыча угля подземным способом ниже горизонта ± 0 м (абс.) по Ерунаковскому району требует особого подхода в части выполнения дегазации угольных пластов с целью обеспечения безопасной отработки месторождения. Следует отметить, что по данным, представленным в таблице 1, аналогичная ситуация прослеживается на метаноугольных месторождениях в других районах Кузбасса: Ленинском (P_{2il} , P_{2er}), Беловском (P_{2il} , P_{2er}), Прокопьевско-Киселевском ($C_{2-3} \text{ бл}$, $P_1 \text{ бл}$), а в районах Араличевский ($P_1 \text{ бл}$), Осиновский (P_{2il}), Терсинский (P_{2il} , P_{2er}), Томь-Усинский ($C_{2-3} \text{ бл}$, $P_1 \text{ бл}$ P_{2il} , P_{2er}) достигает $17\text{--}22 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$

С целью обеспечения безопасной отработки метаноугольных месторождений Правительство РФ постановлением № 315 от 25.04.2011 г. [1] установило обязательное проведение дегазации угольных пластов при превышении природной газоносности $13 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$

Если представить перспективу отработки метаноугольных месторождений Кузнецкого угольного бассейна, то прогноз выглядит следующим образом: значительная часть балансовых запасов угля, залегающих ниже горизонта ± 0 м (абс.), потребует проведения работ по дегазации угольных пластов и почти все балансовые запасы, залегающие ниже горизонта -100 м (абс.), возможно безопасно отработать только с применением различных способов дегазации, так как эти запасы залегают на участках с природной газоносностью более $13 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$

Следовательно, участники аукциона на приобретение права пользования недрами с целью разведки и добычи каменного угля на участках горных отводов, нижняя граница которых залегает ниже горизонта -100 м (абс.), уже имеют информацию о том, что природная газоносность участка составит $13\text{--}30 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ Поэтому производство дегазации угольных пластов будет

являться обязательным, а производство заблаговременной дегазации позволит в плановом режиме подготовить участок предоставленного горного отвода с высокой природной газоносностью к безопасной добыче угля. Следовательно, при составлении проекта ГРП на стадии разведки месторождения следует рассматривать возможность переоборудования геологоразведочных скважин, глубина которых ниже указанного горизонта, в дегазационные для производства заблаговременной дегазации.

В рассматриваемом случае выделение экспериментального участка ОНР для производства заблаговременной дегазации с применением ПИВ обусловлено необходимостью обеспечения безопасности ведения горных работ в связи с увеличением газовыделения в подготовительные и выемочные участки.

Целевым назначением работ на экспериментальном участке являлось применение технологии ПИВ с целью заблаговременной дегазации угольных пластов VIII и V в контуре лав VIII–6 и VIII–7 в границах типового участка метанугольного месторождения.

Для эффективного извлечения метана при производстве заблаговременной дегазации угольных пластов скважинами, пробуренными с поверхности, требуется применение специальных технологий стимулирования их газовыделения (ПИВ), так как результаты исследований пластоиспытателем КИИ – 65 показали, что проницаемость угольных пластов невысокая и изменяется от 3,5 до 8,6 мД.

2.4 Технологические особенности оборудования скважин для проведения плазменно-импульсного воздействия

Выбор методов и параметров технологий интенсификации газовыделения пластов предопределяется конкретными горно-геологическими условиями залегания промысловых объектов и условиями размещения и проходки скважин.

Основной задачей большинства применяемых технологий является установление эффективной связи ствола добывающей скважины с природной системой трещин в угольном пласте, обеспечивающей развитие в пласте области

пониженного давления, необходимого для интенсивной десорбции и фильтрации метана к скважине. Задача второстепенных технологий интенсификации газовыделения пласта может решаться путем создания и сброса упругих напряжений в прискважинной области, не приводящих к разрушению пласта, но формирующих дополнительную систему трещин с целью увеличения метановыделения.

Технология ПИВ – это экологически чистая технология, позволяющая воздействовать на угольный пласт на уровне кристаллической решетки. Согласно проектным решениям в контуре лав VIII–6 и VIII–7 на участках с максимальной прогнозируемой газоносностью были пробурены 4 скважины, в которых в октябре-ноябре 2015 г. с помощью аппаратуры «Приток – 1М» было проведено ПИВ на сближенные угольные пласты VIII и V. Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору на основании технической документации, заключения экспертизы промышленной безопасности ООО «Промышленная безопасность» № 02–ЭПБ–02/10–09 от 02.10.2009 г. и сертификата соответствия НАНИО «ЦСВЭ» № РОСС RU. ГБ05.С00068 от 19.08.2009 г. выдано разрешение РРС 00–36998 на применение аппаратуры импульсно-упругого воздействия «Приток – 1М». Изготовителем прибора является ООО НПЦ «ГеоМИР».

Местоположение скважин указано на рисунке 9.

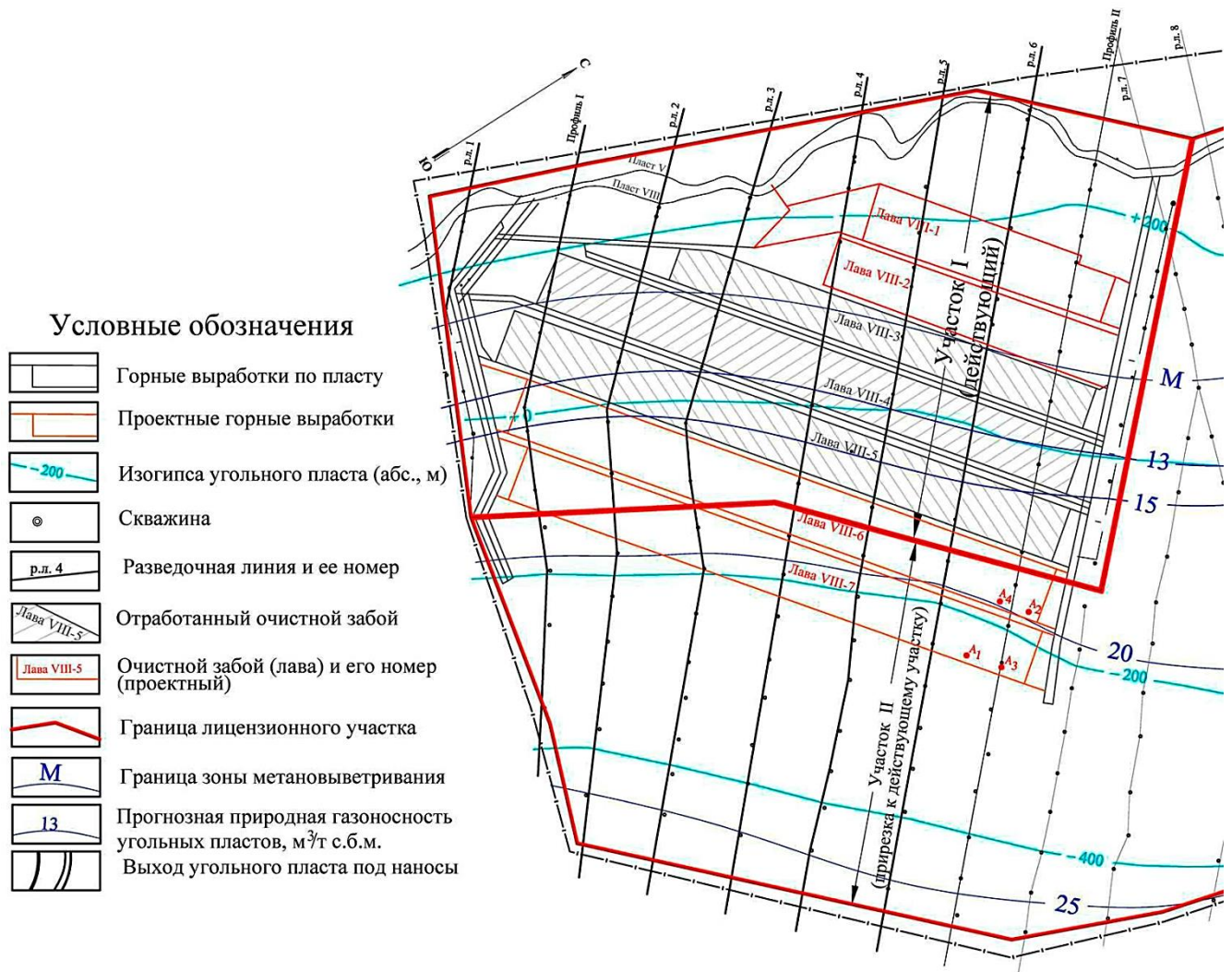


Рисунок 9 План горных работ по пласту VIII

На рисунке 10 представлена конструкция и схема оборудования дегазационной скважины. Сооружение скважины производилось с использованием буровой установки Atlas Copco Drilling Solutions RD20. Проходка скважины осуществлялась пневмоударным способом с продувкой воздухом, для чего буровая установка оборудована палубным компрессором Ingersoll Rand ($30,3 \text{ м}^3/\text{мин}$, 24 бар). Согласно техническому заданию, конструкция скважины сооружалась с целью дегазации угольных пластов VIII и V, залегающих на глубине 500–504 м от поверхности земли.

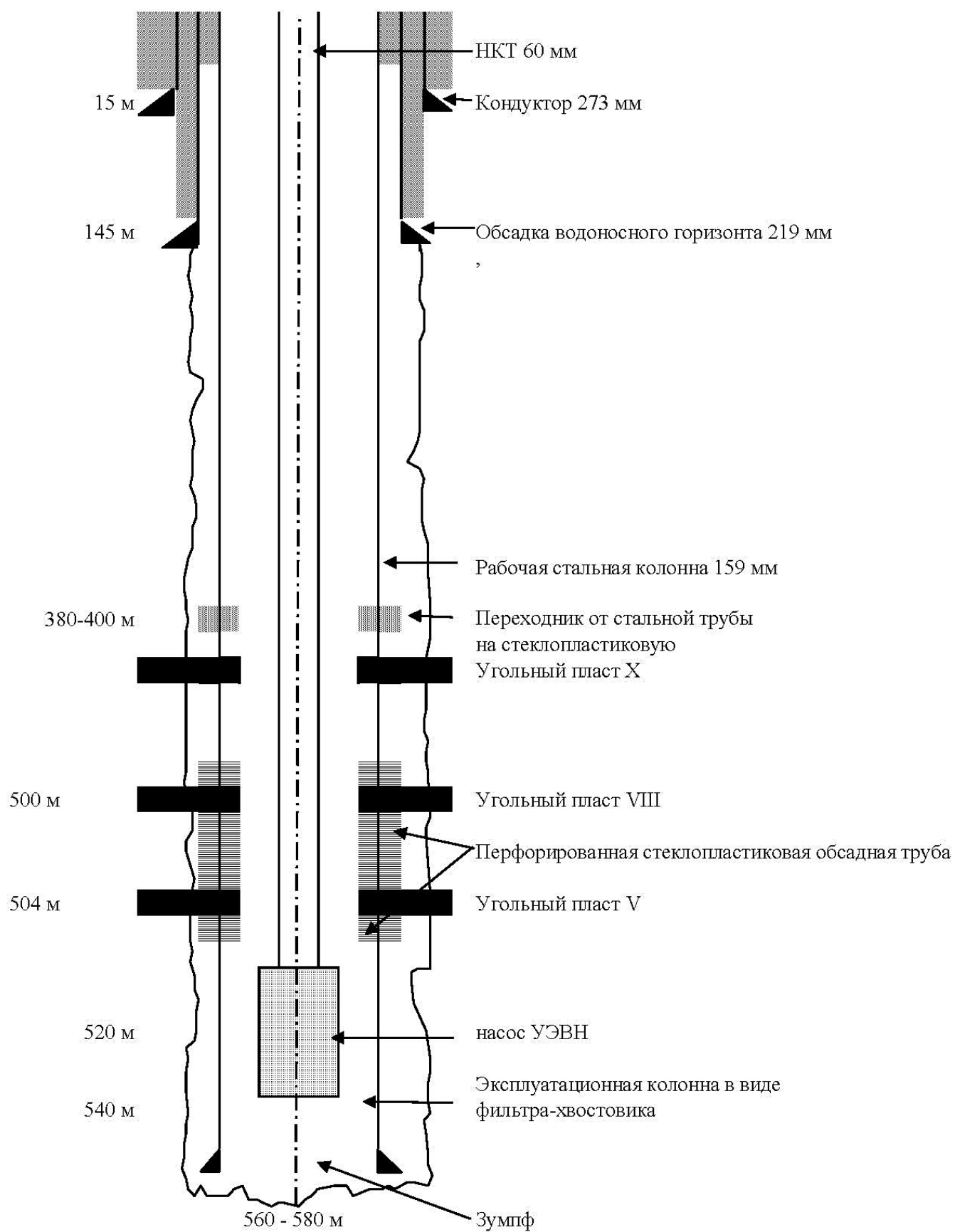


Рисунок 10 Конструкция и схема оборудования дегазационной скважины

Для облегчения транспортировки установка смонтирована на автомобиле Урал – 6563. Привод производственных блоков от палубного двигателя CAT C15 мощностью 575 л.с. Вал двигателя соединен карданом с компрессором и гидродвигателем.

Данные по конструкции скважины: кондуктор от устья до глубины 15 м цементируется по всему интервалу, диаметр обсадной трубы 273 мм. Промежуточная колонна от устья до кровли купола обрушения также цементируется по всему интервалу от устья до глубины 145 м, диаметр обсадных труб 219 мм. Далее обсадными трубами, диаметр которых составляет 159 мм, оборудуется эксплуатационная колонна. Нижняя часть должна иметь резьбу для состыковки с фильтром-хвостовиком. Эксплуатационная колонна от низа промежуточной колонны до забоя не цементируется.

Конечный диаметр 159 мм принят из учета двух основных критериев:

- диаметр прибора «Приток – 1М» составляет 102 мм;
- диаметр глубинно-насосного оборудования 113 мм;
- использование скважины для дегазации купола обрушения после подработки лавой.

Конструкция скважины предусматривает надежность изоляции водоносных горизонтов, качественное цементирование обсадной колонны, минимальную металлоемкость.

Скважины пробурены на 60–80 м ниже почвы пласта V. В интервале фильтра-хвостовика устанавливается насос, на 15–20 м ниже почвы угольного пласта V производится подвеска насоса.

Нижняя часть хвостовика представляет собой зумпф, который используется для сбора шлама, угольной пыли, угольных мелких частиц, проникающих в скважину во время применения технологии ПИВ и при фильтрации жидкости к скважине.

В интервале угольных пластов VIII и V установлена обсадная колонна в виде стеклопластиковой трубы с готовым устройством универсальной линейной перфорации по вертикали щелевыми отверстиями шириной 20 мм, которые

располагаются в шахматном порядке по спирали через 90° . На рисунке 11 показана развертка обсадной трубы. Длина отверстий составляет 200–250 мм. Данная труба не является препятствием для угольного комбайна при проходке этого участка. Ее сопротивление с рабочим органом угольного комбайна меньше угольного пласта, что позволяет не извлекать данные трубы для беспрепятственного процесса добычи и эксплуатировать скважину до подхода очистного забоя непосредственного к скважине.

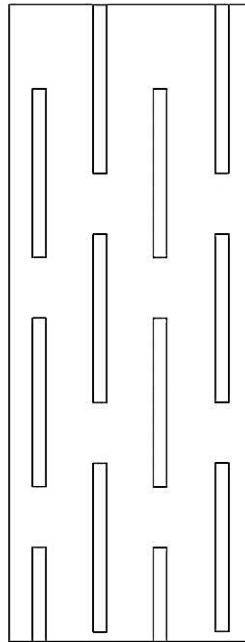


Рисунок 11 Схема расположения щелей на обсадной колонне (на рисунке показана развертка обсадной трубы)

Для мониторинга дегазационных скважин после проведения ПИВ и управления работой погружных насосов, скважины были оборудованы датчиками и другими средствами электронного контроля с выводом информации в онлайн-режиме на мониторы диспетчеров.

По результатам проведения ОПР три скважины были выведены в рабочий режим. Одна из пробуренных скважин была ликвидирована по причине некачественного цементирования водоносного горизонта и поступления в скважину значительного водопритока, в связи с чем вывести скважину на рабочий режим не удалось.

2.5 Технология проведения плазменно-импульсного воздействия на угольные пласты

Для безопасного и эффективного применения производства ПИВ прибором «Приток – 1М» необходимо силами геофизической партии выполнить следующие виды работ:

- геофизические исследования скважины (масштаб 1:200 (р.к. ск, ГК, ГГК, кавернометрия, инклинометрия, резистивиметрия, расходометрия, термометрия), в масштабе 1:50 дополнительно выполняется ГГКС);
- определение положения кровли и почвы угольных пластов с целью определения рабочего интервала и установки перфорированных обсадных труб;
- с помощью геофизического кабеля произвести спуск прибора «Приток – 1М»;
- проведение ПИВ в рабочем интервале перфорации;
- извлечение прибора «Приток – 1М» из скважины.

Период времени обработки скважины в первую очередь зависит от количества обрабатываемых пластов и их мощности. Как показывает практика, наиболее приемлемым с точки зрения контроля дебита метана является обработка 1–3 угольных пластов. Во время обработки рабочего интервала необходимо, чтобы уровень технологической воды в скважине был выше рабочего интервала.

После обработки рабочего интервала и извлечения прибора скважина оборудуется средствами электронного контроля. Данные электронного контроля по кабельному каналу передаются в операторную. Регистрация данных (затрубное и забойное давление, дебит метана и жидкости, температура газа, давление в газовой линии, технические показатели работы насоса) ведется круглосуточно с возможностью визуального контроля и распечатки, при необходимости, на бумажный носитель.

Площадка с дегазационной скважиной должна быть огорожена, оборудована молниеотводом, освещением и трубами для отбора газа из скважин с

врезкой в основной газопровод для последующей утилизации. Высота ограждения площадки скважин составляет 1,5 м, расстояние от скважин – 2,5 м.

Процесс вывода проектируемых скважин на режим эксплуатации подразделяется на 4 этапа:

- этап отбора воды и снижения пластового давления;
- этап начального поступления газа;
- этап максимального дебита;
- этап относительно стабильной эксплуатации.

Этап отбора воды. После завершения плазменно-импульсного воздействия в угольных пластах и спуска насосно-компрессорной трубы (НКТ) с погружным насосом начинается снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне с помощью насоса. Откачку воды из скважин необходимо начинать с минимальных дебитов, чтобы избежать интенсивного выноса угольной пыли. Оператор должен контролировать чистоту воды выходящей на поверхность и при первых признаках помутнения воды или наличия в ней частиц угля снизить производительность насоса.

По мере устойчивого понижения динамического уровня давление на забое скважины снижается, а депрессия в призабойной зоне постепенно возрастает, что ведет к формированию депрессионной воронки, вызванной началом фильтрации жидкости.

Начальный темп снижения динамического уровня воды в скважине должен быть сбалансированным и не должен превышать $7\text{--}8 \text{ м}^3/\text{сут}$, при этом задвижка, регулирующая затрубное давление, должна быть закрыта до появления первых признаков газовыделения. Этот этап может быть относительно длительным, поскольку преследует цель сохранить сформированную сеть микротрещиноватости после ПИВ, при этом давление можно регулировать в случае необходимости дросселем.

Этап начального поступления газа. На этапе начального поступления газа вслед за отбором воды в скважину, в первую очередь, поступает свободный газ и растворенный газ, который выделился в результате разбуривания скважины и

щелевой разгрузки. При этом давление постепенно снижается до давления десорбции, о чем свидетельствует выделение метана в скважину.

Начало газовыделения в скважину фиксируется по росту давления в затрубном пространстве свыше 0,5 атм. Затем темп снижения уровня флюида должен быть уменьшен до 3–4 м³/сут. Работы по снижению уровня в начальный период необходимо вести с закрытым затрубным пространством для предотвращения газлифта (резкого подъема воды за счет выделения газа), т.е. не следует допускать резкого снижения уровня воды и резкого роста газового давления. Это связано с тем, что область максимальной депрессии, где наиболее интенсивно будет происходить десорбция метана, находится вблизи ствола скважины, и поэтому интенсивное газовыделение может привести к разрушению прискважинной зоны, выбросу угля и существенному ухудшению проницаемости прискважинной зоны пласта, что, в свою очередь, приведет к уменьшению дебита скважины. Интенсивность роста давления и положения уровня воды при необходимости регулируется изменением производительности насоса.

Уровень воды в скважине следует определять прибором эхолотом и телеметрией насоса. Динамический уровень жидкости не должен быть ниже входного патрубка насоса.

Этап максимального дебита. После начала десорбции и поступления газа в скважину необходимо строго контролировать динамический уровень и забойное давление.

При расширении области десорбции темпы отбора газа будут возрастать, а темпы отбора воды снижаться. Начнет наблюдаться быстрый рост затрубного давления. В этих условиях необходимо сохранить устойчивое забойное давление.

Одновременно можно открыть больше заслонку затруба и понизить затрубное давление. Минимальное затрубное давление позволит скважине максимально принимать остаточную воду, а верхнее (атмосферное) давление позволит сохранить нормальную работу скважины. При устойчивом отборе газа затрубное давление стабилизируется, что вызовет устойчивый режим эксплуатации.

Этап относительно стабильной эксплуатации. На этом этапе необходимо контролировать динамический уровень, а также затрубное давление и держать забойное давление относительно стабильным.

Для вызова стабильного притока газа необходимо продолжать снижение уровня воды с интенсивностью не более $3\text{--}4\text{ м}^3/\text{сут}$, что будет вызывать увеличение депрессии на пласт, рост дебита газа и его давление. Изменяя положение дросселя, давление газа в скважине необходимо поддерживать в пределах от 0,5 до 2 атм.

По достижении уровня воды в скважине ниже последнего уровня перфорации необходимо уменьшить производительность насоса до уровня притока воды в скважину. В дальнейшем необходимо поддерживать этот уровень.

Вызов стабильного притока газа обеспечивается достижением стабильного равновесия между динамическим уровнем воды в скважине, производительностью насоса, давлением и расходом газа.

При стравливании давления газа необходимо стремиться давление дросселирования установить таким образом, чтобы получить на первом этапе минимальный постоянный дебит газа при постоянном его давлении. После окончания стравливания, при достижении минимального постоянного дебита, необходимо снизить уровень воды (создание депрессии) в соответствии с планом освоения скважины. При этом дебит газа будет постепенно возрастать за счет увеличения площади десорбции метана, пока не достигнет своих пиковых (максимальных) значений.

2.6 Исследование изменения физико-механических свойств горных пород после применения ПИВ на угольный пласт

По заданию ООО «Георезонанс» Московский государственный университет им. Ломоносова выполнил исследование трещиноватости углей, вызванной плазменно-импульсным воздействием (ПИВ). Результаты исследований отражены в информационном отчете [83].

С целью подтверждения эффективности применения технологии ПИВ на метанугольных месторождениях были проведены испытания образца угля марки ГЖ, подвергшегося периодическому плазменно-импульсному воздействию (ПИВ). На рисунках 12 и 13 продемонстрирована сеть микротрещин, которые соединившихся с природными трещинами в единую систему трещиноватости. Исследования, проведенные на стенде в лаборатории и при ОПР в России и Китае, в основном подтвердили ожидания разработчиков.



Рисунок 12 Рентгенополосный срез образца угля марки ГЖ:

а) рентгенополосный срез измененного образца; б) 3D–модель тяжелых минералов

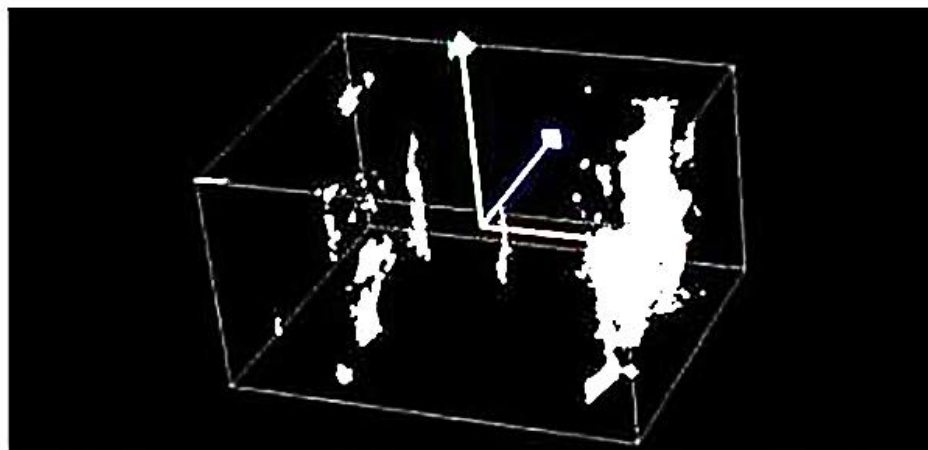


Рисунок 13 Томографическое просвечивание образца после проведения плазменно-импульсного воздействия

Авторами отчета были сделаны следующие общие выводы:

- ПИВ определенно оказывает воздействие на внутреннее строение углей;
- основным признаком изменения внутреннего строения угольного образца является трещинообразование, выражаемое как в сколах отдельных фрагментов, так и в образовании новых трещин и большей раскрытости ранее существовавших;
- степень развития трещиноватости (количество, относительная раскрытость) напрямую зависит от исходного размера образца (большая для образцов 100 мм и практически не устанавливаемая для образцов – 3 мм);
- для каждого из изученных вне зависимости от размера образцов трещины формируются по одной принципиальной схеме, повторяя блочное строение породы;
- для отдельных образцов отмечается развитие разуплотненных зон. Подтверждение их наличия и точное установление их природы требует более расширенного лабораторного комплекса исследований.

2.7 Микросейсмическое районирование радиуса воздействия после проведения плазменно-импульсного воздействия на угольные пласты

Использование результатов геофизических исследований (ГИС) и прогнозирования газопромысловых характеристик совместно с результатами сейсморазведки позволяет выявить площади, перспективные для промышленной добычи метана, и оптимизировать точки заложения скважин.

Рационализация комплекса ГИС метаноугольных скважин позволяет снизить затраты на их проведение при подготовке участков к промышленному освоению. Полевые работы по микросейсмическому мониторингу ПИВ в скважинах А1 и А3 типового участка проводились весной 2015 г. ООО «Георезонанс» [84].

На основе специализированной обработки данных микросейсмического мониторинга локализованы источники микросейсмических событий, определены их координаты, время возбуждения, значения средних скоростей распространения сейсмических волн от выделенных источников до дневной поверхности. На основе решения обратной динамической задачи получен тензор сейсмического момента. Это позволило определить энергетические параметры микросейсмических событий, которые, в свою очередь, характеризуют процессы микросейсмической активности из-за влияния естественных факторов, происходящих в среде, а также, возможно, являются реакцией среды на ПИВ.

Для скважины А1 наибольшая плотность энергии микросейсмических событий наблюдается под сейсмической антенной, в районе забоя скважины А1. Область микросейсмической активности имеет эллипсовидную форму с преимущественным направлением развития на юго-запад по азимуту 225°. Примерные линейные размеры области микросейсмической активности составляют порядка 1500 м в направлении с севера на юг и 1250 м в направлении с запада на восток.

Для скважины А3 также наибольшая плотность энергии микросейсмических событий наблюдается под сейсмической антенной, в районе забоя скважины А3. Область микросейсмической активности вытянута с севера на юг. Примерные

линейные размеры области микросейсмической активности составляют порядка 1350 м в направлении с севера на юг и 1000 м в направлении с запада на восток.

Следует отметить, что для скважин А1, А3 существует определенная зависимость значений динамических параметров, характеризующих процессы увеличения-уменьшения объема и раскрытия-закрытия трещин.

В целом результаты микросейсмического мониторинга на данном этапе дают возможность наблюдать за кинематическими и динамическими характеристиками области микросейсмической активности в районе установки системы наблюдений, что может свидетельствовать об увеличении проницаемости. Дальнейшее подтверждение эффективности воздействия и раскрытия трещин изучалось специалистами ООО «Георезонанс» по данным расходомера газа при выводе скважины в режим эксплуатации.

2.8 Объемы добычи метана при эксплуатации скважин заблаговременной дегазации после проведения плазменно-импульсного воздействия на угольные пласты

Дегазация угольных пластов VIII и V была начата в октябре-ноябре 2015 г. после обработки рабочего интервала ПИВ. В процессе электронного контроля (затрубного и забойного давления, дебитов метана и жидкости, температуры газа, давления в газовой линии, технических показателей работы насоса) в автоматическом режиме производилась фиксация соответствующих показателей с построением графика увеличения дебита метана по скважинам. Результаты научных исследований представлены в отчёте «Трёхмерное геодинамическое и гидродинамическое моделирование плазменно-импульсного воздействия на угольные пласты (район шахты «Ерунаковская-VIII»))» [85].

Следует отметить, что до момента подработки дегазационных скважин очистным забоем во всех скважинах наблюдалось плавное увеличение дебита метана. На рисунке 14 представлена модель развития депрессионной воронки, созданной тремя дегазационными скважинами по результатам их освоения.

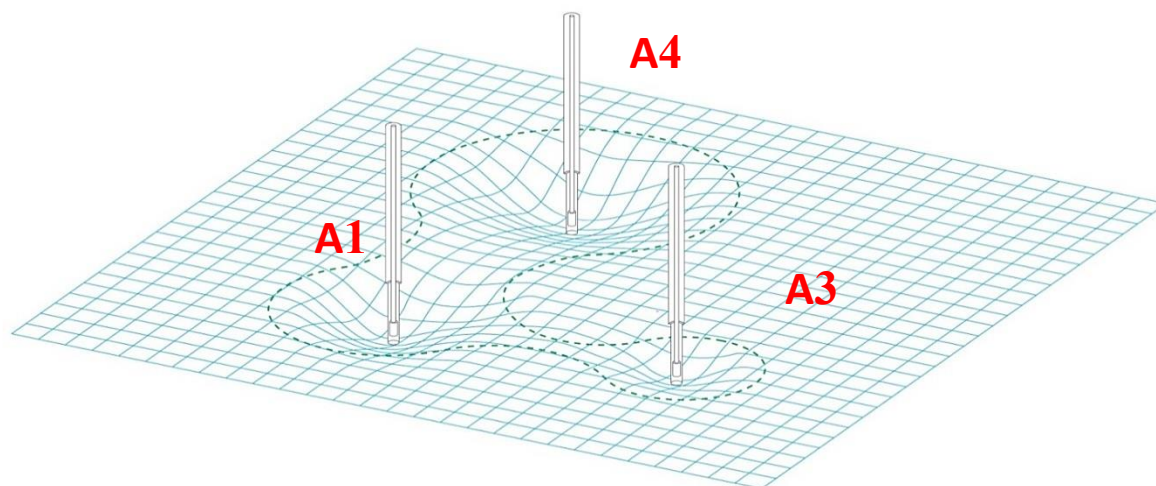


Рисунок 14 Модель развития депрессионной воронки в угольном пласте

Как видно на рисунке 14, в связи с ростом дебита по дегазационным скважинам дальнейшая их эксплуатация приведет к формированию единой депрессионной воронки, что обеспечит плавное снижение природной газоносности пластов в зоне влияния дегазационных скважин. Осложнений горно-геологических условий, таких как повышенный отжим угля, суфляры куполообразование пород кровли и т.д., при движении очистного забоя VIII–6 в зоне депрессионной воронки не выявлено. Сведения об объемах добычи метана из скважин A1, A3 и A4 представлены в таблице 8.

Сведения о добыче метана из скважин А1, А3 и А4

Номер скважины	Дата проведения ПИВ	Количество дней работы скважин	Естественный дебит скважины, м³/сут	Показатели дегазации после проведения ПИВ, м³/сут/м³/час			Итого добыто, м³, по состоянию на 24.01.17 г.
				Минимальный дебит	Максимальный дебит	Средний дебит	
A1	23.10.15 г.	320	0	98,33 4,10	974,14 40,6	589,84 24,6	183 875
A3	04.11.15 г.	450	0	182,44 7,6	395,96 16,5	279,13 11,6	119 762
A4	02.11.15 г.	450	0	246,41 10,3	1286,68 53,6	718,27 29,9	308 527
							Итого 612 164

2.9 Разработка конструкции скважины с учетом горно-геологических условий угольных месторождений

2.9.1 Общие требования к сооружению многофункциональных скважин с целью проведения заблаговременной дегазации

Как было описано в разделе 2.4, одну из скважин вывести на рабочий режим и увеличить дебит метана не удалось в связи с поступлением постоянного притока воды в скважину с приповерхностного водоносного горизонта. Учитывая данный факт при проектировании ГРП, необходимо уделять особое внимание исследованию гидрогеологических условий месторождения.

Основная роль в распространении подземных вод и обводнении горных пород принадлежит трещинам. Анализ особенностей развития трещиноватости проводился Е.М. Смеховым, В.К. Громовым, Р.К. Петровой, М.В. Рац, С.Н. Чернышовым, В.Д. Бабушкиным и др. Результаты исследований освещены в работах [86-94].

Авторами работ установлены основные природные факторы, под влиянием которых происходит формирование трещин в породах. По мнению Е.М. Смехова, тектонические условия являются определяющими в развитии трещиноватости, последующие процессы выветривания или увеличивают раскрытость трещин, или приводят к кольматации глинистым материалом [87и 88].

Рядом исследователей установлена зависимость трещиноватости от литологического состава, мощности и прочности отложений. Трещиноватость и коллекторские свойства пород Кузнецкого бассейна рассматривались в работах Н.В. Мельникова, В.И. Будникова, О.Г. Херо, А.В. Вен и Н.А. Лизалек [95-102].

Результаты выполненных ими исследований согласуются с данными отмеченных выше работ и показывают, что при совместном воздействии процессов диагенеза, выветривания и тектонических движений в породах Кузбасса возникли разнообразные по густоте, ориентировке и раскрытости системы трещин. Различия в характере трещиноватости регионального масштаба

обусловлены в первую очередь особенностями тектонической жизни бассейна и окружающих горно-складчатых структур. В Кузбассе зона физико-химического выветривания и интенсивного водообмена в среднем составляет 80–100 м, реже до 300 м. Данная закономерность в затухании трещиноватости и ухудшении коллекторских свойств с увеличением глубины их залегания подтверждается многочисленными данными откачек воды из скважин [103].

Изучение гидрогеологических условий является очень важным аспектом не только для обеспечения возможности вывода скважин заблаговременной дегазации на рабочий режим, но и для дальнейшей безопасной отработки месторождения, а также для получения необходимых данных для проектирования водоотлива шахты, поэтому при ведении ГРП необходимо уделять должное внимание изучению гидрогеологических условий месторождения.

Учитывая результаты вышеизложенных исследований, можно полагать, что скважину для производства заблаговременной дегазации необходимо обсаживать и цементировать затрубное пространство на глубину 80–100 м, реже до 300 м. По результатам геофизических исследований, выполняемых при производстве ГРП, необходимо уточнять глубину данного интервала каждой скважины, подлежащей переоборудованию.

С учетом имеющегося опыта научно-исследовательских и ОПР по заблаговременной дегазации угольных пластов VIII и V, скважины были обсажены с цементацией затрубного пространства до глубины 145 м от устья скважины. Причем в трех из четырех скважин этого оказалось достаточно, следовательно, причинами поступления значительного притока воды в скважину А2 могут быть гидрогеологические и технологические причины, выразившиеся в некачественно выполненных работах по цементации затрубного пространства.

В связи с этим вывод скважин на рабочий режим необходимо выполнять следующим образом.

Во-первых, при производстве ГРП потребуются проведение гидрокаротажа: расходометрия и резистивиметрия. Данные исследования позволят уточнить и скорректировать интервал для производства цементации затрубного пространства

в процессе строительства скважины, а так же определить качество цементации за обсадной колонной.

Во-вторых, с целью решения вопроса контроля за качеством цементации затрубного пространства необходимо соблюдать технологию производства работ и выполнять своевременный контроль выполненных работ. Технологические особенности производства данных работ представлены в следующих разделах.

2.9.2 Геофизические методы изучения гидрогеологических условий угольных месторождений

Изучение гидрогеологических условий в разведочном бурении связано с предупреждением и устранением поглощений бурового раствора, отражением современного состояния техники и технологии изоляционных работ, при этом методы решения данных вопросов комплексного исследования поглощающих зон, предупреждения и устранения поглощений описаны в книге Л.М. Ивачева [104]. В данном источнике представлены сведения по тампонажным растворам, используемым при ликвидации поглощений, описаны технические средства, большое внимание уделено технологии изоляции поглощающих зон.

При выполнении ГРП с целью дальнейшей цементации данных участков и исключения возможности поступления притока в скважину при ее эксплуатации, необходимо определить участки поступления притоков, поглощений и затрубной циркуляции жидкостей в скважинах. При производстве ГРП места притоков воды в скважину могут быть установлены методами сопротивления измерения электрического сопротивления, термическим и фотоэлектрическим методами.

Метод сопротивления основан на изучении удельного электрического сопротивления поступающих в скважину пластовых вод и промывочной жидкости. Удельное сопротивление промывочной жидкости отличается от удельного сопротивления пластовых вод. Для определения сопротивления жидкости в скважине используется резистивиметр. Место притока или поглощения жидкости отмечается резким изменением кривой сопротивления резистивиметра.

Термический метод определения места притока жидкости в скважину базируется на изменении температуры промывочной жидкости в пределах предполагаемого участка притока. Скважина заполняется жидкостью, температура которой отличается от температуры пластовой воды. Температура жидкости измеряется обычными электрическими термометрами. Место притока воды отмечается изменением температуры жидкости – ее повышением или понижением.

Фотоэлектрический метод установления притока жидкости в скважину основан на сравнении прозрачности воды, поступающей в скважину, и глинистого раствора. Прозрачность жидкости в скважине определяется с помощью прибора, измеряющего разность потенциалов в цепи фотоэлемента, освещаемого электрической лампочкой через слой исследуемой жидкости.

Местоположение притока жидкости в скважину определяется путем понижения давления столба жидкости в скважине (способ отгартывания) и повышения (способ продавливания). В обоих случаях при изменении давления в скважине измеряется серия кривых сопротивления жидкости, ее температуры или разности потенциалов.

2.9.3 Геофизические методы для контроля качества цементации затрубного пространства скважины

После окончания бурения в скважину, как правило, спускают обсадные колонны, а затрубное пространство между стенкой скважины и внешней поверхностью колонны заливают цементным раствором. Цементирование затрубного пространства осуществляется для разобщения отдельных пластов с целью устранения перетоков различных флюидов из одного пласта в другой. Высококачественное цементирование обсадных колонн позволяет однозначно судить о типе флюида, насыщающего породу [105].

О высоком качестве цементирования обсадных колонн свидетельствуют следующие показатели:

- соответствие подъема цементного раствора в затрубном пространстве его проектной высоте;
- наличие цементного раствора в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии;
- равномерное распределение цементного раствора в затрубном пространстве;
- отсутствие каналов, трещин и каверн в цементном камне;
- хорошее сцепление цементного раствора с обсадной колонной и горными породами.

Контроль за качеством цементировки обсадных колонн осуществляется методами термометрии и радиоактивных изотопов, гамма-гамма-методом и акустическим методом.

Методом термометрии производится определение местоположения цемента в затрубном пространстве путем фиксирования тепла, выделяющегося при твердении цементного раствора в процессе экзотермической реакции, что позволяет установить верхнюю границу цементного кольца и выявить наличие цементного раствора в затрубном пространстве. Зацементированный интервал отмечается на термограмме повышенными значениями температуры на фоне общего постепенного возрастания ее с глубиной и расчлененностью кривой по сравнению с кривой не зацементированных участков скважины.

Метод радиоактивных изотопов, применяющийся для контроля за качеством цементировки обсадных колонн, основан на регистрации интенсивности гамма-излучения радиоактивных изотопов, добавленных в цементный раствор при его приготовлении. Этот метод позволяет выявить наличие цемента, определить высоту его подъема, выяснить характер распределения в затрубном пространстве. Наличие цемента и его уровень отмечаются повышенными значениями гамма-активности. Для более уверенной интерпретации необходимо иметь кривую гамма-метода не обсаженной скважины.

По кривой гамма-излучения можно не только определить интервал цементированья, но и изучить характер распределения цемента в затрубном пространстве вдоль колонны. Для этой цели после цементированья обсадной колонны с добавлением в цементный раствор изотопов в скважину опускается цементомер с разрядным счетчиком гамма-излучения, окруженным цилиндрическим свинцовым экраном с продольной щелью. Наибольшее гамма-излучение связано с активированным цементом, находящимся против щели. При вращении экрана записывается кривая интенсивности гамма-излучения в функции угла поворота экрана.

Метод радиоактивных изотопов применяется в том случае, когда закачивается небольшое количество активированного цемента, например при ремонтных работах. Осуществляя повторную заливку активированным цементом, можно обнаружить в цементном камне каналы. Расхождение кривых, снятых после цементированья без изотопов и с добавками изотопов, свидетельствует о перемещении активированного цементного раствора по каналам в цементном камне.

Гамма-гамма-метод позволяет:

- установить высоту подъема цементного раствора;
- определить наличие цементного раствора и характер его распределения в интервале цементации;
- фиксировать наличие переходной зоны от цементного камня к раствору (гель-цемент);
- выявить в цементном камне небольшие раковины и каналы;
- определить эксцентриситет колонны.

Гамма-гамма-метод при контроле за качеством цементированья обсадных колонн позволяет осуществлять исследования в любой момент времени после окончания цементированья скважины, выделять незацементированные интервалы, интервалы с кавернами и каналами в цементном камне, оценивать эксцентриситет колонны в скважине и плотность вещества в затрубном пространстве.

Акустический метод контроля цементированного затрубного пространства основан на измерении амплитуды преломленной продольной волны, распространяющейся по обсадной колонне, и регистрации времени распространения упругих колебаний.

Метод позволяет:

- установить высоту подъема цементного раствора;
- выявить наличие или отсутствие цементного раствора за колонной;
- определить наличие каналов, трещин и каверн в цементном камне, в том числе малых размеров;
- изучить степень сцепления цементного камня с колонной и породами;
- исследовать процесс формирования цементного камня во времени.

Степень схватывания цементного раствора с колонной и породой зависит от ряда факторов: качества цемента, типа внешнего покрытия колонны, времени формирования цементного камня, наличия флюида в затрубном пространстве, величин давления и температуры в скважине.

Совместная интерпретация данных акустической цементометрии, акустического метода в не обсаженной скважине и волновых картин дает наиболее достоверную оценку качества цементированной обсадной колонны.

Для комплексной оценки качества цементированной обсадной колонны наряду с материалами акустических методов следует привлекать данные термометрии, метода радиоактивных изотопов, гамма-гамма-метода, кавернометрии и электрометрии.

Для регистрации волновых картин разработан кинорегистратор, который может быть использован с аппаратурой, применяемой в акустических методах. Он предназначен для автоматического фотографирования с заданным шагом по глубине волновых картин и их одновременного наблюдения и состоит из кинокамеры и осциллографа. Осциллограф имеет две электронно-лучевые трубки: одна для фотографирования, другая для наблюдения волновых картин.

2.9.4 Технология и техника сооружения многофункциональных скважин (разведочно-дегазационных) на угольных месторождениях с высокой природной газоносностью

Скважина является сложным сооружением, строительство которого требует значительных материальных, транспортных и трудовых затрат. Конструкция скважины в первую очередь определяется ее назначением и горно-геологическими условиями.

Основная цель геологоразведочных скважин – получение необходимых геологических данных о строении и качестве полезных ископаемых месторождения.

Основная цель скважин заблаговременной дегазации – обеспечение подготовки шахтного поля к безопасной разработке угольных пластов с высокой природной газоносностью.

В настоящее время производятся огромные объемы разведочного бурения в процессе разведки участка. Затем при отработке запасов угля с целью снижения природной газоносности и обеспечения безопасной добычи угля производится бурение скважин барьерной и предварительной дегазации, а также дегазации купола обрушения. В таблице 9 представлена сводная информация затрат и объемов бурения дегазационных скважин по четырем сверхкатегорным шахтам Кузбасса за 2014–2015 гг. и проектные затраты на 2016 г.

Сводная таблица затрат и объемов бурения дегазационных скважин

Наименование объектов	Год	Глубина разработки, м	Природная газоносность разрабатываемого участка шахтного поля, м ³ /т с.б.м.	Объем бурения дегазационных скважин (барьерная + предварительная + купол обрушения), тыс. м	Относительная газообильность, м ³ /т	Затраты на производство дегазации тыс. руб.	Объем добычи угля, тыс. т/год	Затраты на дегазацию на 1 тыс. т добытого угля в год (тыс. руб.)
Шахта 1	2014	65–220	0–15	57	29,7	37 996	2272	16,7
	2015	65–260	0–16	68	17,7	112 856	2275	49,6
	2016 проект	260–280	16–20	81	–	–	2560	–
Шахта 2	2014	670–735	16–17	12	70,8	40 430	755	53,5
	2015	595–625	12–14	25	54,3	78 610	1125	69,9
	2016 проект	550–670	8–15	46	–	–	1700	–
Шахта 3	2014	400–500	21–23	56	157,7	82 541	650	127,0
	2015	500–600	12–30	5	25,1	81 653	2836	28,8
	2016 проект	180–600	10–30	40	–	–	2900	–
Шахта 4	2014	180–385	0–10	45	16,6	197 749	2 203	89,8
	2015	130–445	0–20	100	12,3	205 203	2400	85,5
	2016 проект	170–520	0–25	110	–	–	3 000	–

Как видно из таблицы 9, объемы бурения достигают 110 тыс. м пог. в год. Конечно, следует отметить, что представленные цифры являются очень обобщенными с точки зрения технологического цикла подготовки выемочного участка во времени и обобщения затрат дегазационных скважин разных видов дегазации, но в целом представленный анализ позволяет говорить о значительных объемах бурения и затратах.

С учётом актуальности выбранной темы и изученного опыта имеющихся технологий различных видов дегазации, в данном разделе представлены варианты переоборудования геологоразведочных скважин для производства заблаговременной дегазации по трем месторождениям.

Запроектированная конструкция скважины должна обеспечить ее долговечность, минимальную металлоемкость и не создавать препятствий для рабочего органа комбайна при отработке пласта. Так как откачку метана из скважины планируется производить до ее подработки, извлечение обсадных труб не планируется. С целью обеспечения безопасности при работе комбайна и предотвращения фрикционного искрения в процессе разрушения обсадной колонны при отработке запасов угля, обсадка скважины в интервалах залегания угольных пластов предусматривается поливинилхлоридовыми или стеклопластиковыми перфорированными трубами.

Проведя анализ конструкции скважин применяемых при производстве ГРП на угольных месторождениях, технологии производства заблаговременной дегазации с применением ПИВ на типовых участках (более подробное описание участков представлено в разделе 3.2 «Определение контуров угленосных отложений для производства заблаговременной дегазации»), можно отметить, что для проведения заблаговременной дегазации метанугольных месторождений с помощью переоборудования геологоразведочных скважин при составлении проекта разведочных работ следует решить следующие задачи:

- провести необходимые геофизические исследования в скважинах с целью определения зоны интенсивно трещиноватых пород и водоносных горизонтов;
- предусмотреть обсадку скважин на глубину зоны интенсивно трещиноватых пород и водоносных горизонтов;
- выполнить цементацию затрубного пространства в интервале вышеуказанных зон, геофизические исследования АКЦ (акустическое качество цементации) и обеспечить надлежащий контроль за качеством выполненных работ;
- рассчитать необходимое количество поливинилхлоридовых (стеклопластиковых) обсадных труб;
- рассчитать необходимое количество стеклопластиковых перфорированных труб;
- для производства откачки воды из скважины при выводе ее на рабочий режим откачки метана предусмотреть строительство зумпфа глубиной 60–80 м от почвы нижнего газоносного пласта.

С учетом современных технических возможностей в настоящей работе представлены варианты видоизменения конструкции геологоразведочных скважин в скважины разведочно-дегазационного назначения. С целью детального изучения и отработки технологии переоборудования геологоразведочных скважин, предложенные варианты представлены на примере трех участков, по которым ранее были проведены разведочные работы.

Фактическая конструкция геологоразведочных скважин принята согласно разработанным геолого-техническим нарядам (ГТН) и показана в графах 6, 7 и 8 на рисунках 15, 16 и 17.

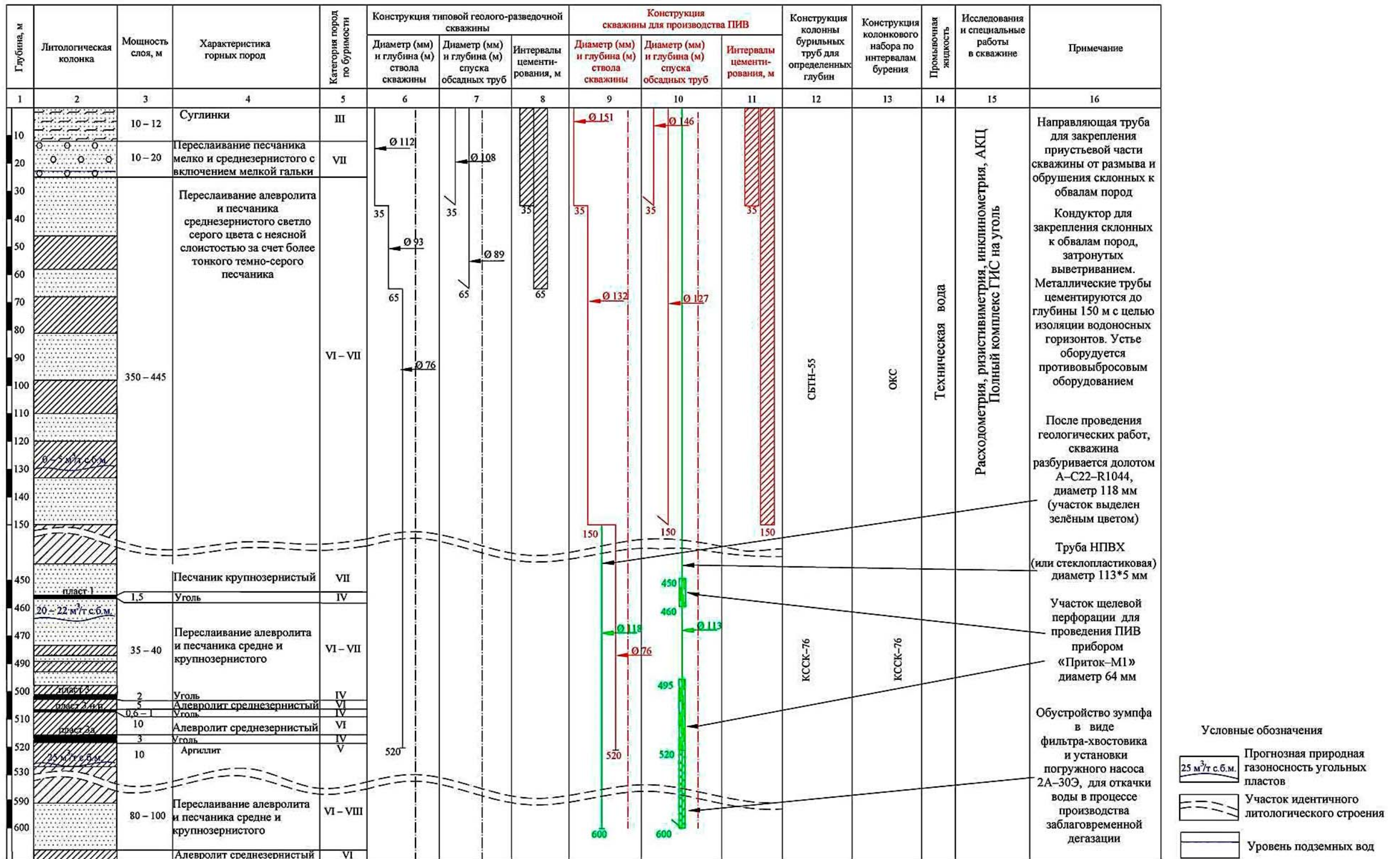


Рисунок 15 Типовая конструкция разведочно-дегазационной скважины для производства ПИВ (участок I)

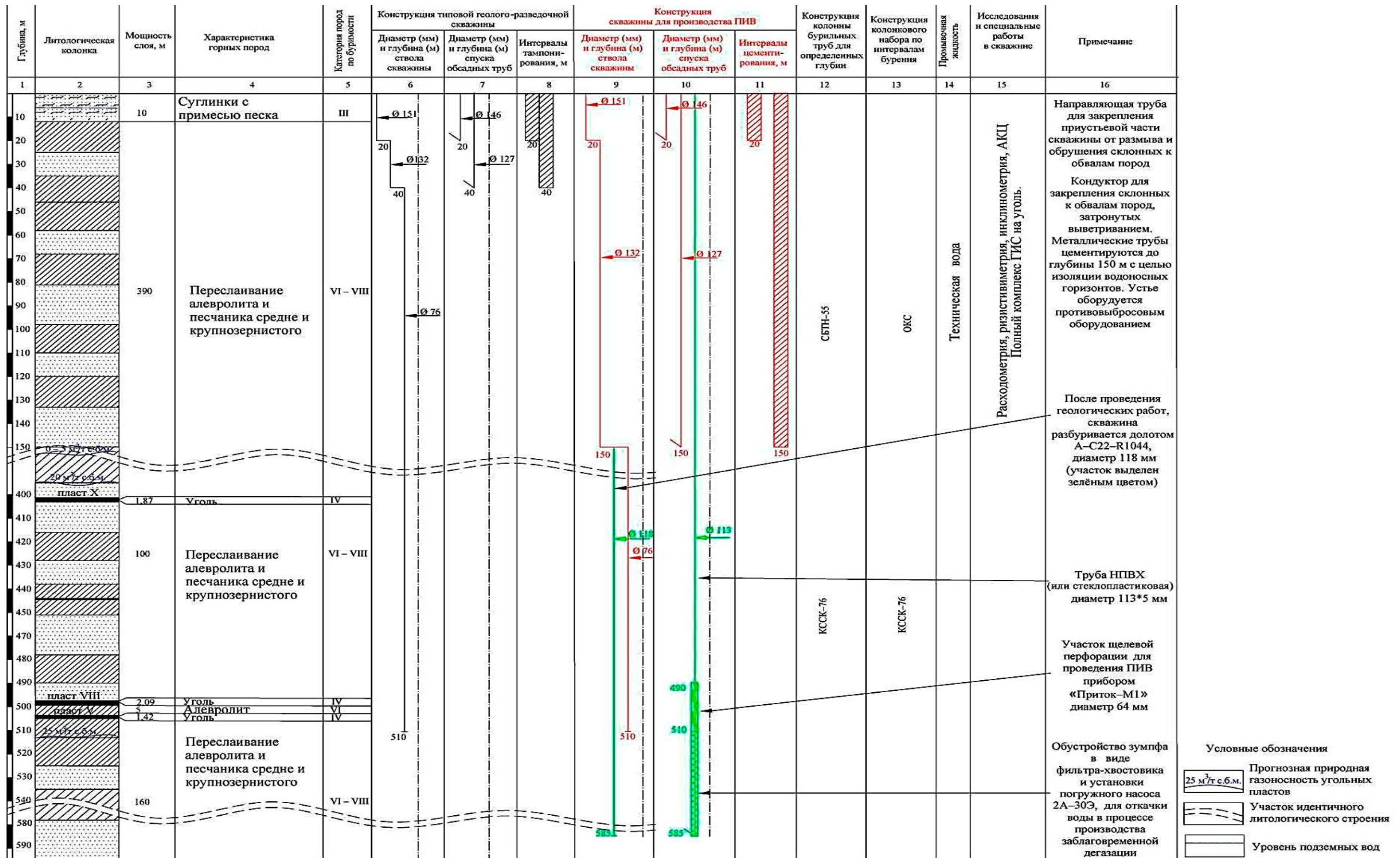


Рисунок 16 Типовая конструкция разведочно-дегазационной скважины для производства ПИВ (участок II)

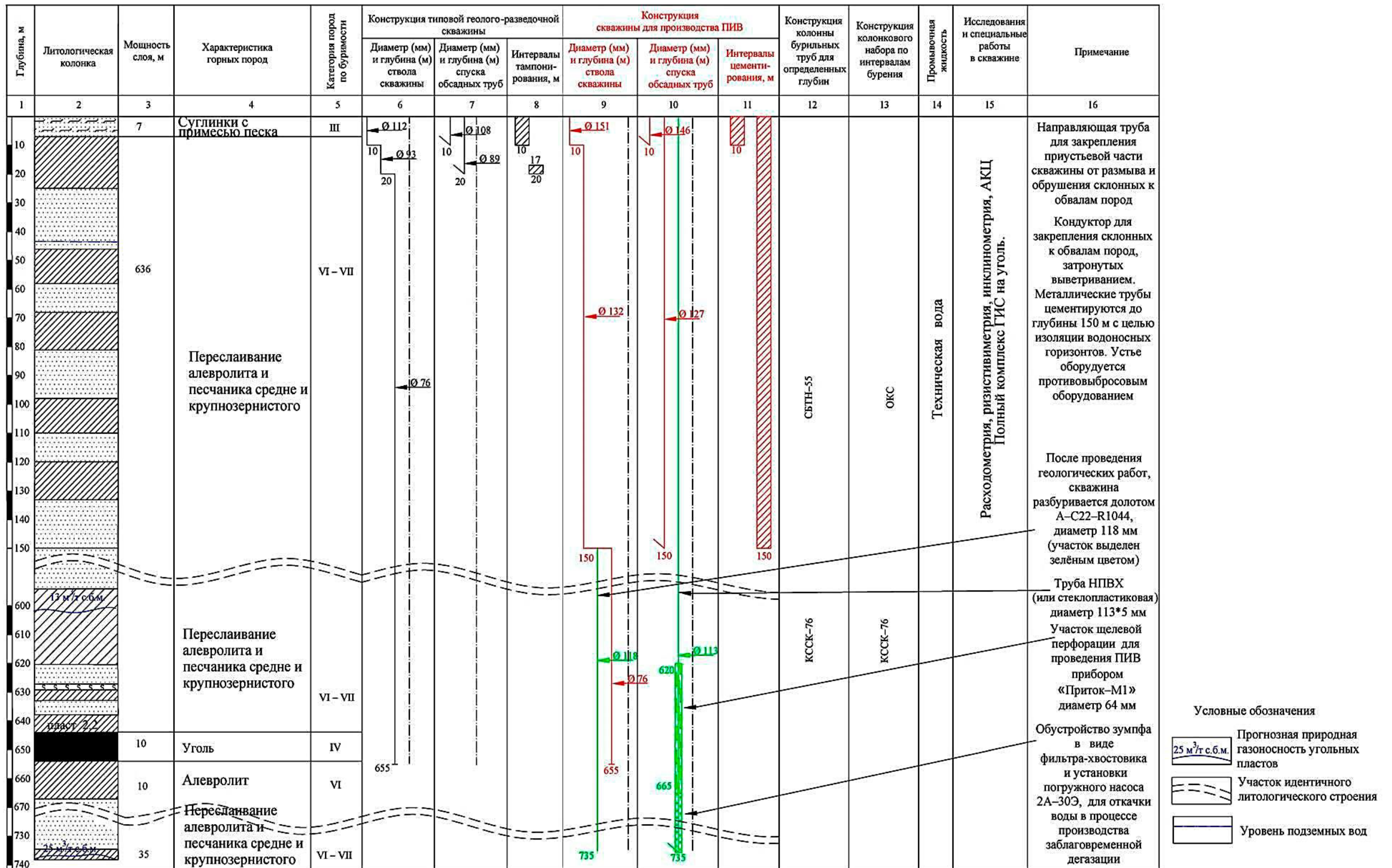


Рисунок 17 Типовая конструкция разведочно-дегазационной скважины для производства ПИВ (Участок III)

Учитывая целевое назначение скважины, разработанный вариант их бурения и переоборудования предусматривает строительство скважины в два этапа:

- первый этап заключается в строительстве скважины с целью проведения геологического изучения участка;
- второй этап предусматривает ее переоборудование с целью производства заблаговременной дегазации угольных пластов в участках шахтного поля с высокой природной газоносностью.

После окончания строительства и переоборудования скважина будет представлять собой трехколонную конструкцию. Ниже приводится подробное описание конструкции разведочно-дегазационной скважины, представленной на рисунке 15. На рисунках 16 и 17 представлена аналогия бурения и переоборудования разведочно-дегазационных скважин по второму и третьему участкам.

Первый этап. Для закрепления приустьевой части скважины от размыва и обрушения неустойчивых пород в интервале четвертичных суглинков 0–35 м бурение скважины производится долотом 151 мм под направляющую колонну с последующей обсадкой трубами диаметром 146 мм. Далее производится цементация направляющей колонны.

В интервале 35–150 м выполняется бескерновое бурение долотом с диаметром 132 мм по породам VI–VII категорий под кондуктор с последующей обсадкой трубами диаметром 127 мм. С учетом результатов многочисленных гидрогеологических исследований, представленных в разделе 2.9.1., с целью изоляции водоносных горизонтов и зоны интенсивно трещиноватых пород производится цементация затрубного пространства до глубины 150 м (в среднем, в некоторых случаях возможно увеличение интервала цементации до 250 м). Для уточнения гидрогеологических условий и определения необходимой глубины цементации в скважине предусматривается проведение комплекса геофизических исследований, описанных ранее в разделе 2.9.2. Контроль качества цементации производится с помощью метода АКЦ, описанного в разделе 2.9.3.

С учетом особенностей геологического строения участка в представленном проектном разрезе мощность зоны газового выветривания (ЗГВ) составляет 150–200 м, а мощность безугольной толщи – 400 м. Поэтому далее производится бескерновое бурение долотом 76 мм до верхней границы продуктивных отложений, т.е. до глубины 400 м.

С целью выполнения геологических задач бурение скважин по продуктивным отложениям предусматривается с применением комплекса КССК – 76, который позволяет более качественно производить отбор газовых проб кернагаборником и обеспечивает соответствующие требования к выходу керна при разведке угольных месторождений. Таким образом, интервал от 150 до 520 м бурится алмазными коронками диаметром 76 мм по породам IV–VII категорий по буримости с отбором керна. На данном этапе сооружение скважины с целью выполнения геологического изучения заканчивается, далее производится стандартный комплекс геофизических исследований. Учитывая возможности бурового и геофизического оборудования применяемого при геологическом изучении, принятая конструкция геологоразведочной скважины имеет недостаточный конечный диаметр для производства работ ПИВ на угольный пласт с целью увеличения дебита метана, поэтому возникает необходимость ее реконструкции и переоборудования скважин.

Второй этап. Учитывая технические характеристики и размеры применяемого для производства дегазационных работ оборудования, требуется определить необходимый диаметр скважины. В данном случае необходимый диаметр скважины составляет 118 мм, что позволяет производить дальнейшее проведение ПИВ прибором «Приток – 1М» диаметром 64 мм и установить погружной насос типа УЭЦН 2А диаметром 82 мм для откачки пластовой воды, стекающей в зумпф в процессе производства заблаговременной дегазации. Конструкция насосов и его технические характеристики представлены на рисунке 18. С целью обеспечения проведения ПИВ для технологического процесса дегазации, скважину в интервале от 150 до 600 м необходимо разбурить долотом диаметром 118 мм (А–С22–R1044). Данный этап строительства

(переоборудования) скважины обозначен в графах 9, 10 и 11 на рисунках 15, 16 и 17 зеленым цветом.

После разбуривания скважины приступают к обустройству зумпфа и обсадке ствола скважины обсадными трубами из непластифицированного поливинилхлорида НПВХ с резьбой (или стеклопластиковыми). Диаметр труб 113 мм, толщина стенки трубы составляет 5 мм. В интервалах залегания угольных пластов 450–460 м и 495–520 м для производства плазменно-импульсного воздействия устанавливается обсадная колонна из перфорированных труб из того же материала. Конструкция перфорированных труб представлена ранее на рис.11. (стр. 68).

Обустройство зумпфа длиной 60–80 м выполняется с целью обеспечения установки погружного насоса для откачки воды, которая начинает поступать в скважину после производства ПИВ на угольный пласт. Для этого в интервале 520–600 м устанавливается эксплуатационная колонна в виде фильтра хвостовика.



Рисунок 18 Конструкция и технические характеристики насосов УЭЦН 2А

установок на базе станков ЗИФ – 650М, ЗИФ – 1200, оборудованных электродвигателями. В дальнейшем электроэнергия используется для запитывания оборудования при производстве заблаговременной дегазации (глубинные погружные насосы, приборы контроля и учета эксплуатации скважин). Также для бурения многофункциональных скважин можно успешно использовать современные дизельные гидрофицированные буровые установки Christensen CS10 и Christensen CS1500. Технические характеристики рекомендуемых буровых установок представлены в таблице 10.

При переоборудовании геологоразведочных скважин для производства заблаговременной дегазации с применением ПИВ на угольные пласты, на стадии составления проекта ГРП необходимо предусмотреть: увеличение диаметра скважины с учетом применяемого для дегазации оборудования, проведение соответствующих геофизических исследований, изоляцию зоны интенсивно трещиноватых пород, строительство зумпфа глубиной 60–80 м от почвы нижнего газоносного пласта.

Учитывая особенности строения угленосных районов Кузбасса представленные в данной и предыдущих главах, а также требование постановления Правительства РФ № 315, можно утверждать, что безопасная и эффективная добыча основной части запасов угольных пластов залегающих ниже горизонта ± 0 м (абс.), может быть усовершенствована при переоборудовании геологоразведочных скважин в скважины разведочно-дегазационного назначения.

Таким образом, предложенная технология сооружения многофункциональных скважин позволяет решать две производственные задачи:

- 1) проведение геологической разведки с учетом требований нормативных документов к ведению геологоразведочных работ при изучении геологического строения;
- 2) проведение заблаговременной дегазации угольных пластов с целью обеспечения безопасных условий угледобычи.

Технические характеристики рекомендуемых буровых установок

Параметры	Буровые установки			
	ПБУ – 800 ПГП на базе станка ЗИФ – 650 М	ПБУ – 1200 ПГП на базе станка ЗИФ – 1200 МР	Christensen CS10	Christensen CS1500
Транспортная база	T515 (подкатные тележки Маз)	T515 (подкатные тележки Маз)	Одноосный прицеп	Двухосный автомобиль
Глубина бурения при конечном диаметре, мм, м	93 мм – до 650 м; 59 мм – до 800 м	93 мм – до 1200 м; 59 мм – до 2000 м	60 мм – до 1030 м; 76 мм – до 800 м; 96 мм – до 535 м;	60 мм – до 1370 м; 76 мм – до 1070 м; 96 мм – до 730 м;
Максимальная нагрузка на крюке, Тс	8	13	10,7	10,8
Частота вращения шпинделя, об/мин	87–800	75–600	116–1300	130–1300
Привод силовой установки	Электродвигатель	Электродвигатель	Дизельный турбированный	Дизельный турбированный
Мощность двигателя станка	30 кВт	55 кВт	CUMMINS QSB 4.5 л, 110 кВт, 1800 об/мин	Christensen 6BTA, 131 кВт, 2500 об/мин
Масса установки, т	2,8	5,2	5	6,3

На основании вышеизложенного сформулировано второе научное положение: переоборудование геологоразведочных скважин в соответствии с разработанной конструкцией и технологией бурения позволяет обеспечить многофункциональность их использования: проведение геологического изучения и заблаговременной дегазации угольных пластов. При этом производство дегазации с целью обеспечения безопасной добычи угля подземным способом осуществляется с более рациональным использованием периода времени на проектирование и строительство угледобывающего предприятия.

ГЛАВА 3 ОБОСНОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ МЕТОДИКУ РАЗВЕДКИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ РАЗВЕДОЧНО-ДЕГАЗАЦИОННЫХ СКВАЖИН

3.1 Изучение природной газоносности с целью получения информации, необходимой для разработки технологии добычи метана из угольных пластов в промышленных масштабах

В связи с тем, что высокие темпы развития угледобывающей отрасли приводят к увеличению нагрузки на очистной забой, угледобывающие предприятия стали сталкиваться с проблемой вентиляции горных выработок и дегазации угольных пластов. Данное обстоятельство повлекло за собой разработку нормативно-технической документации, методик по расчету проветривания горных выработок, а также способов дегазации угольных пластов. Активная работа по данному направлению велась в 70–90-е годы прошлого столетия. Однако проблема надежности дегазации угольных пластов в полном объеме не решена и до настоящего времени.

Впервые метан из угольных пластов стали добывать в США в конце 1980 г., установив экономическую целесообразность такого промысла. И только после 90-х годов XX века в России стали разрабатываться методики применения заблаговременной дегазации угольных шахт с целью обеспечения безопасности угледобычи и промышленной добычи метана.

До недавнего времени в России метан из угольных пластов извлекался только попутно на полях действующих шахт системами шахтной дегазации и скважинами, пробуренными с поверхности. Этими системами в последние годы в Печорском и Кузнецком бассейнах извлекалось около 0,5 млрд м³ метана в год. Попутно добытый метан посредством текущей и предварительной дегазации, а также дегазации выработанного пространства выбрасывался в атмосферу, так как целью его извлечения являлось обеспечение безопасности угледобычи.

В 2003 г. в Кузбассе была начата реализация проекта по оценке возможности промышленной добычи метана из угольных пластов. Лицензия была выдана на поиск, разведку и добычу метана угольных пластов в пределах Южно-Кузбасской группы угольных месторождений. ООО «Газпром добыча Кузнецк» является первой и единственной компанией в России, занимающейся добычей метана из угольных пластов до начала отработки запасов угля. В настоящее время компания разрабатывает два метаноугольных промысла. Площадь лицензионного участка составляет 6 тыс.км² до глубины 2 км с оценкой ресурсов метана угольных пластов 5,7 трлн м³ [106].

Можно сказать, что в связи с наличием на территории России большого количества месторождений горючего газа отношение к нетрадиционным источникам углеводородных газов из угольных пластов было достаточно скептическим. Только в последнее десятилетие наблюдается возрастание определенного интереса к развитию этой отрасли и формированию государственного баланса с учетом запасов метана.

При изучении природной газоносности угольных месторождений и подсчете запасов метана на сегодняшний день геолого-разведочные организации руководствуются следующими нормативными документами:

- методическим руководством по оценке ресурсов углеводородных газов угольных месторождений как попутного полезного ископаемого [107];
- методикой определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах [108];
- инструкцией по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах [109];
- методическими рекомендациями по применению классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых (угли и горючие сланцы) [2].

Перечисленные инструкции были утверждены в 1977–1988 гг. В настоящее время проектные институты и пользователи недр сталкиваются с недостаточно

изученными характеристиками природной газоносности и отсутствием утвержденных запасов метана.

С повышением мирового интереса к добыче сланцевого газа и метана из угольных пластов как к самостоятельного вида полезного ископаемого, а также в связи с началом ОПР на Талдинском месторождении, ОАО «Газпром промгаз» разработана «Методика подсчета запасов и оценки ресурсов метана в угольных пластах как самостоятельного полезного ископаемого» [110].

Действующие предприятия, ведущие добычу угля в Кузнецком угольном бассейне подземным способом, уже работают на горизонтах от ± 0 м (абс.) до -300 м (абс.) и более. Природная газоносность угольных пластов в данном интервале глубин составляет $10-30 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ [19].

В дальнейшем глубина разработки угольных месторождений будет также увеличиваться в связи с многолетней отработкой вышележащих горизонтов. Это приведет к серьезным производственным затратам на снижение природной газоносности, т.е. производство текущей и предварительной дегазации угольных пластов влечет за собой увеличение себестоимости добычи угля подземным способом на глубоких горизонтах.

Согласно методическим рекомендациям по применению классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых на угольных месторождениях [2] в части изучения природной газоносности по площади и глубине должны быть изучены геотермический градиент, газовая зональность и газоносность перекрывающей и продуктивной толщи. Объем и методики этих исследований определяются конкретными геологическими и горно-геологическими особенностями месторождения в соответствии с методическими рекомендациями. Как правило, проведение специальных исследований при проведении ГРП регламентируется геологическим заданием, но в связи со сложившимся приоритетом при оценке запасов угля изучение природной газоносности сводится к определению состава газов и градиента нарастания природной газоносности с глубиной, в связи с чем возникает ряд

задач, связанных с изучением природной газоносности угольных пластов и других их параметров.

Первая задача заключается в следующем. При проектировании разведанного месторождения и рассмотрении необходимости производства заблаговременной дегазации метанугольных месторождений проектировщики сталкиваются с отсутствием необходимых для расчетов показателей. Так как природная газоносность нарастает с глубиной, для того чтобы получить необходимые данные, потребуется пробурить несколько самых глубоких на месторождении скважин с целью изучения следующих параметров: проницаемости, забойного давления, пластового давления, объема и давления Ленгмюра, сорбционных свойств, пористости кливажа, полудлины трещины. Также необходимо проведение изотермического теста для оценки газонасыщенности, диаграммы каротажа на кабеле для определения проницаемости и геомеханического теста для проведения гидрорасчленения пласта, проведение дифракционного рентгеновского анализа для определения состава глин и анализа механизмов повреждения угольного коллектора. Но определение данных параметров необходимо регламентировать геологическим заданием на производство ГРП, так как нормативные документы не предусматривают обязательного их изучения. В связи с тем, что в России сложилось скептическое отношение к учету и добыче метана как самостоятельного полезного ископаемого, проведение данных исследований в геологическое задание не закладывается. В дальнейшем это приводит к организации разведочных работ с целью доизучения природной газоносности месторождения и получения необходимых для проектирования данных.

Вторая задача – обеспечение возможности проведения полного комплекса необходимых исследований. В связи с отсутствием заказов на проведение данных исследований, в настоящее время в Кузбассе осталась только одна сертифицированная лаборатория.

Из второй задачи формируется следующая, третья задача: отсутствие организации проведения внешнего контроля проб. Так как ЗАО «Метан Кузбасса»

является монополистом в части изучения природной газоносности в пределах Кузнецкого бассейна и, несмотря на это, на данный момент не производит полного комплекса работ по изучению природной газоносности, то искать лаборатории придется в таких странах, как Америка, Китай и Австралия, или создавать собственные лаборатории, оснащенные современным оборудованием и приборами.

Четвертая задача. При определении природной газоносности с точностью до $5 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$, установленная погрешность определения 30 % является достаточно завышенной, так как может привести к очень сложной ситуации при ведении горных работ. К примеру, при допустимой погрешности $5 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ фактическая природная газоносность может оказаться не $13 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ (установленный правилами безопасности критерий для обязательного проведения дегазации угольных пластов), а $18 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ Отработка таких участков без заложенных при проектировании необходимых методов дегазации окажется крайне не безопасной, так как забой лавы и оконтуривающие выработки будут постоянно загазироваться метаном. Это, как правило, приводит к остановке забоев с целью проведения текущей, барьерной и предварительной дегазации. На производство предварительной дегазации очистного забоя требуется не менее полугода [67].

Решение вышеперечисленных задач требует более детального обсуждения. В настоящей работе предлагается строительство геологоразведочных скважин в качестве скважин разведочно-дегазационного назначения для производства заблаговременной дегазации, но необходимость применения данной методики целесообразно рассматривать при составлении проекта разведочных работ, а именно при разработке конструкции, схемы размещения, переоборудования и консервации скважин [111].

Для совершенствования технологии геологического изучения, отработки и производства дегазации угольных пластов необходимо при составлении геологического задания на производство ГРП регламентировать объемы и качество лабораторных исследований с учетом получения необходимых для проектирования данных.

3.2 Определение контуров угленосных отложений для производства заблаговременной дегазации

При оконтуривании угленосных отложений для производства заблаговременной дегазации в первую очередь необходимо учитывать гарантии дальнейшей безопасной отработки подземным способом участков с высокой природной газоносностью.

Вопросы выделения контуров для производства добычи метана в границах Кузнецкого бассейна уже были изучены в работах С.С. Золотых и В.О. Яркова [64, 112 и 113].

С.С. Золотых разработана классификация угольных пластов по метанодобываемости, в основу которой положен комплекс признаков, отражающих горно-геологические условия, фильтрационные и коллекторские характеристики углей, ресурсы метана, газообильность горных работ. В соответствии с классификацией определены три уровня метанодобываемости угольных пластов: высокий, средний, низкий.

В работе В.О. Яркова в пределах Нарыкско-Осташкинской площади выделены участки перспективных групп угольных пластов, находящихся в интервале глубин 500–1000 м.

Согласно обязательных требований, установленных Постановлением № 315 от 25.04.2011 г. «О допустимых нормах содержания взрывоопасных газов (метана) в шахте, угольных пластах и выработанном пространстве, при превышении которых дегазация является обязательной» [1], а именно:

1) дегазация обязательна, когда работами по вентиляции невозможно обеспечить содержание взрывоопасных газов (метана) в рудничной атмосфере действующих горных выработок шахты в размере до 1 %;

2) дегазация угольного пласта обязательна, когда природная газоносность пласта превышает $13 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ и работами по вентиляции невозможно обеспечить содержание метана в исходящей струе очистной горной выработки в размере менее 1 %;

3) дегазация выработанного пространства обязательна, когда концентрация метана в газоотводящих трубопроводах и газодренажных выработках превышает 3,5 %.

Вышеуказанные пункты 1 и 3 являются критериями, контроль которых осуществляется в процессе отработки месторождений, следовательно при определении участка шахтного поля для производства заблаговременной дегазации необходимо руководствоваться пунктом 2 и оконтуривать участки с природной газоносностью $13 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$

Из практики следует отметить, что при природной газоносности угольных пластов $20 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ и более выполнение требований данного постановления при сближенном залегании угольных пластов существенно усложняется за счет газовыделения из надрабатываемых и подрабатываемых пластов, в связи с чем обеспечение данных требований становится возможным только с проведением заблаговременной дегазации [29].

Согласно вышеизложенному можно полагать, что снижение природной газоносности за счет проведения заблаговременной дегазации до начала отработки месторождения позволит с большей гарантией выполнять требования данного постановления.

Действующие предприятия, ведущие добычу угля в Кузнецком угольном бассейне подземным способом, уже работают на горизонтах от $\pm 0 \text{ м (абс.)}$ до $- 300 \text{ м (абс.)}$. Природная газоносность угольных пластов в данном интервале глубин составляет $10\text{--}30 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ [19], [20].

С точки зрения технологических возможностей, рациональности освоения недр и безопасности отработки угольных пластов могут рассматриваться и участки месторождений с природной газоносностью угольных пластов $6\text{--}8 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ при обязательном ее росте с глубиной залегания угольных пластов [114].

При подсчете запасов и оценке ресурсов метана с целью определения границ участка для производства заблаговременной дегазации следует учитывать зоны пород содержащие нерабочие угольные пласты, пропластки и углистые породы, расположенные в непосредственной близости от основного рабочего

пласта. Оценка ресурсов метана должна начинаться с выделения угленосных отложений, подлежащих дегазации, согласно «Руководству по проектированию вентиляции угольных шахт» [115] и «Руководству по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах» [116]. На основании этих нормативных документов вычисляются мощности отложений, нарушенных системой трещин в кровле и почве рабочего пласта, т.е. выделяется массив (зона) активной газоотдачи угля и пород в выработанное пространство при добыче угля.

Наиболее перспективными являются пласты с природной газоносностью 10–20 м³/т с.б.м. В результате многолетних исследований различных научных институтов было установлено, что оптимальная зона, представляющая интерес с точки зрения добычи метана, сосредоточена на глубинах 300–1500 м [117].

А.И. Гресовым были проведены исследования перспективности извлечения метана на бурогольных месторождениях региона, природная газоносность угольных пластов которых достигает 13–17 м³/т с. б. м [22], [118]. Наиболее предпочтительными для дегазации являются угли следующих марок: Д, ДГ, Г, ГЖО, ГЖ, Ж, КЖ, К, КО, КСН, КС, ОС, ТС, СС, Т. Перспективность добычи метана на бурогольных месторождениях подтверждена опытом газопромысловых работ в Канаде, природная газоносность которых составляла 2–4 м³/т.

Одним из условий рентабельности добычи метана является масштабность ресурсов. Промышленный интерес представляют залежи свободного метана с ресурсами более 1 млн м³. Что касается плотности ресурсов метана, то она должна составлять не менее 100 млн м³/км² [119].

Удельный дебит скважин в условиях рентабельной добычи в среднем должен быть не менее 10 тыс. м³/сут по совокупности всех промысловых скважин (активных, затухающих и неудачных). Коэффициент извлечения (дегазации) метана из недр К_д должен составлять 0,6–0,7 [120].

С учетом того, что заблаговременное извлечение метана в первую очередь нацелено на обеспечение дальнейшей безопасной и высокопроизводительной

добычи угля на участках месторождений с высокой природной газоносностью, критерий масштабности, плотности и удельного дебита не являются основными критериями для выделения участка шахтного поля для производства заблаговременной дегазации. Однако по экологическим и экономическим причинам увеличение дебита скважин предусматривается за счет применения ПИВ на угольный пласт.

На перспективных площадях для добычи метана принято осваивать угольные пласты мощностью не менее 1 м. Зольность углей не должна превышать 30 % [118]. Установлено, что скважины являются малодебитными в большей степени на высокозольных угольных пластах [121]. Но, если рассматривать комплексную заблаговременную дегазацию источников газовыделения с целью обеспечения безопасной угледобычи, вышеизложенными показателями в части мощности и зольности можно в некоторой степени пренебречь, так как данные параметры не являются утвержденными кондициями, а также основной целью извлечения метана является снижение природной газоносности источников газовыделения в выемочный участок, с использованием скважины соответствующей конструкции.

Газопроницаемость угольных пластов – это важнейший фактор технологической и экономической возможности интенсифицированного извлечения метана. На основе обобщенного зарубежного опыта дегазационных работ можно сделать вывод, что газопроницаемость угольного пласта должна превышать 5 мД, а на объектах первой очереди освоения – более 15–20 мД

Разделение количества метана на запасы и ресурсы производится согласно требованиям классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов по степени геологической изученности следующим образом [122]:

- геологические запасы – количество газа, находящегося в изученных бурением залежах, наличие которого доказано пробной или промышленной эксплуатацией или испытанием скважин, или обосновывается геолого-геофизическими исследованиями;

— извлекаемые запасы – часть геологических запасов, которая может быть добыта из залежи (месторождения) за весь срок разработки в рамках оптимальных проектных решений с использованием доступных технологий с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Ресурсы не вскрытых бурением объектов с предполагаемой газоносностью подразделяются на:

— геологические – количество газа, содержащегося в не вскрытых бурением горизонтах или комплексах, наличие которого в недрах предполагается на основе геологических представлений, теоретических предпосылок, результатов геологических, геофизических и геохимических исследований;

— извлекаемые – часть геологических ресурсов, которые прогнозируется извлечь из недр с использованием доступных технологий с учетом соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Запасы подразделяются на категории по степени промышленного освоения и по степени геологической изученности: А (разрабатываемые, разбуренные), В₁ (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные), В₂ (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные), С₁ (разведанные) и С₂ (оцененные).

Следовательно, с учетом вышеизложенных требований в связи с отсутствием пробной или промышленной эксплуатации скважин, проведение которой не предусматривается разведочными работами по угольным месторождениям, запасы метана в угольных пластах при составлении геологического отчета могут классифицироваться как извлекаемые запасы по категориям С₁ (разведанные) и С₂ (оцененные).

Также при определении участков для производства заблаговременной дегазации и объектов подсчета запасов и оценки ресурсов метана в угольных пластах необходимо руководствоваться требованиями нормативных документов [2, 110, 123].

Так как все необходимые данные для расчета запасов и ресурсов метана появятся после завершения соответствующих разведочных и камеральных работ, в данном случае предлагается учитывать переоборудование геологоразведочных

скважин на стадии составления проекта разведочных работ на основании общего анализа регионального изучения природной газоносности, представленного в первой части. Рекомендуется выделять участки месторождения по горизонту ± 0 м (абс.), полагая, что запасы угля Кузнецкого угольного бассейна, залегающие ниже данного горизонта, имеют природную газоносность более $10 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ (см. таблицы 1, 4 и 6). В некоторых случаях, на участках прирезки к шахтному полю, можно руководствоваться данными геологических отчетов по прилегающим разведанным участкам или действующим шахтам.

На основании вышеизложенного в таблицу 11 сведены основные геолого-технологические критерии с учётом отечественного и зарубежного опыта извлечения метана, которые необходимо учитывать при выделении участков для проведения заблаговременной дегазации угольных пластов.

Геолого-технологические критерии для выделения участков для производства
заблаговременной дегазации шахтных полей

№ п/п	Критерии оценки перспективности	Характеристика критерия перспективности
1	Природная газоносность угольных пластов	Рекомендуемое значение 6–8 м ³ /т с.б.м., при обязательном росте с глубиной. Обязательное от 13 м ³ /т с. б. м
2	Глубина оценки ресурсов	300–1200 м
3	Мощность угольных пластов	Более 1 м
4	Зольность углей	Менее 30 %
5	Петрографический состав углей	Витринитовый, с показателями отражательной способности от 0,6 до 1,4 %
6	Марочный состав	Д, ДГ, Г, ГЖО, ГЖ, Ж, КЖ, К, КО, КСН, КС, ОС, ТС, СС, Т
7	Газопроницаемость угольного массива	более 5 мД

Таким образом, пространственными критериями для выделения участков месторождений или участков шахтных полей для производства заблаговременной дегазации путем переоборудования геологоразведочных скважин в первом приближении будут являться:

- 1) пространственные границы лицензионного участка;
- 2) верхняя граница:
 - гипсометрический горизонт ± 0 м (абс);
 - площадь поверхности, соответствующая значению природной газоносности 13 м³/т с.б.м. (рекомендуемое значение 6–8 м³/т с.б.м.);
- 3) нижняя граница: положение нижней границы лицензионного участка недр.

В качестве разностороннего примера необходимого изменения методики процесса проектирования и формирования комплексного подхода к изучению и отработке метаноугольных месторождений выбрано три принципиально разных варианта ранее разведанных геологических участка (далее участок I, участок II и участок III). С учетом вышеуказанных критериев определялась необходимость и возможность проведения заблаговременной дегазации участков с помощью переоборудованных скважин. Следует отметить, что представленные в качестве примера участки I и II расположены в границах Кузнецкого угольного бассейна. С целью более расширенного примера рассмотрен участок III, расположенный в границах Улугхемского угольного бассейна на территории республики Тыва. В таблице 12 представлено ранжирование данных участков метаноугольных месторождений согласно требованиям нормативных документов к классификации категорий месторождений по количеству запасов полезных ископаемых [122 и 124].

Таблица 12

Классификация типовых метаноугольных месторождений по величине запасов и ресурсов угля и газа

Полезное ископаемое	Единица измерения	Классификация месторождений по количеству запасов согласно требованиям нормативно-технологической документации			Номер участка Количество запасов (ресурсов) полезного ископаемого		
		крупные	средние	мелкие	I	II	III
Газ	млрд м ³	Месторождения углеводородного сырья (Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, 2013 г.)			Ресурсы метана		
		30	30–5	5	0,5	1,9	3,8
Уголь (коксующийся)	млн т	Месторождения нерудных полезных ископаемых, углей, горючих сланцев (Постановление Правительства РФ № 69 от 11 февраля 2005 г.)			Запасы угля		
		300	300–50	50	35	249	855

Как видно из таблицы 12, с точки зрения категории месторождений по величине запасов коксующихся углей из представленных трех вариантов участок I относится к категории мелких месторождений, участок II соответствует средней группе, а участок III является крупным месторождением. Но если данные месторождения классифицировать по величине запасов метана, то ни одно из них не может быть отнесено даже к категории мелких. На основании вышеизложенного следует вывод, что метаноугольные месторождения, согласно классификации по категориям месторождений по величине (объемам) запасов, в большей степени можно классифицировать как мелкие и очень мелкие, что определяет основную цель извлечения метана из угольных пластов – обеспечение безопасной отработки метаноугольных месторождений с соответствующими нагрузками на очистной забой при добыче угля.

Также следует отметить, что не всегда крупное угольное месторождение может характеризоваться высокой природной газоносностью и представлять интерес для добычи метана, и наоборот. Например, представленный участок I, который характеризуется как мелкое месторождение, имеет плотность ресурсов метана значительно выше, чем у представленных участков II и III.

Далее приводится краткое обоснование принципа выбора именно этих участков месторождений для проведения дальнейшего горно-геологического, горнотехнического и экономического анализа.

Участок I. В границах участка продуктивные отложения включают четыре угольных пласта: пласт 1 (средняя мощность 1,62 м), пласт 3 (1,8 м), пласт 3 н. п. (0,60 м), пласт 3а (3,02 м). Пласты выдержанные и относительно выдержанные, преимущественно сложного строения.

Все угольные пласты участка относятся к опасным по взрываемости угольной пыли. В соответствии с ГОСТ 25543–13 угли участка относятся к технологическим маркам: К, ОС, КС. Степень метаморфизма угля – IV, IV–V; показатель отражения витринита (R_0) 1–1,58 %. Зольность углей в пластах по средним значениям изменяется в пределах 11,2–14,4 %. По сложности

геологического и тектонического строения участок недр относится к первой группе по классификации ГКЗ.

Угольные пласты залегают на значительной глубине от 150 до 530 м от поверхности, и практически полностью находятся в зоне метановых газов. Мощность ЗГВ 120–130 м. Максимальная природная газоносность участка составляет 20–25 м³/т с.б.м. Градиент нарастания газоносности уменьшается с глубиной от 12,0 до 3,0 м³/т с.б.м. и в среднем составляет 5,7 м³/т с.б.м. на 100 м. Залегание пластов пологое, углы падения составляют 6–10°.

На рисунках 20 и 21 представлены план горных работ и геологический разрез по VII р.л. по первоочередному намеченному к отработке пласту 3. Согласно данным, представленным на вышеуказанных рисунках, основными осложняющими горно-геологическими факторами данного участка являются природная газоносность угольных пластов и гидрогеологические условия участка.

В процессе отработки угольных пластов подземным способом формируется система трещин техногенного характера, по которым метан из подрабатываемых и надрабатываемых угольных пластов мигрирует и увеличивает метановыделение в выемочный участок отработываемого пласта, в связи с чем создается ограничение объемов добычи по газовому фактору. Согласно принятому порядку отработки угольных пластов в границах представленного участка вынимаемая мощность пласта 3 составляет 1,8 м, мощность зоны влияния при подработке вышележащих угольных пластов – 175 м, а при надработке пласта для Кузнецкого бассейна принимается равной 35 м.

В данном случае, в соответствии с нормативными требованиями [115], основными источниками газовыделения в выработанное пространство при отработке первоочередного разрабатываемого пласта 3 будут являться пласты 1, 3 н. п. и 3а, так как они залегают в зоне беспорядочного обрушения разгрузки и прогиба. Структура источников метановыделения по пласту 3 представлена на рисунке 22.

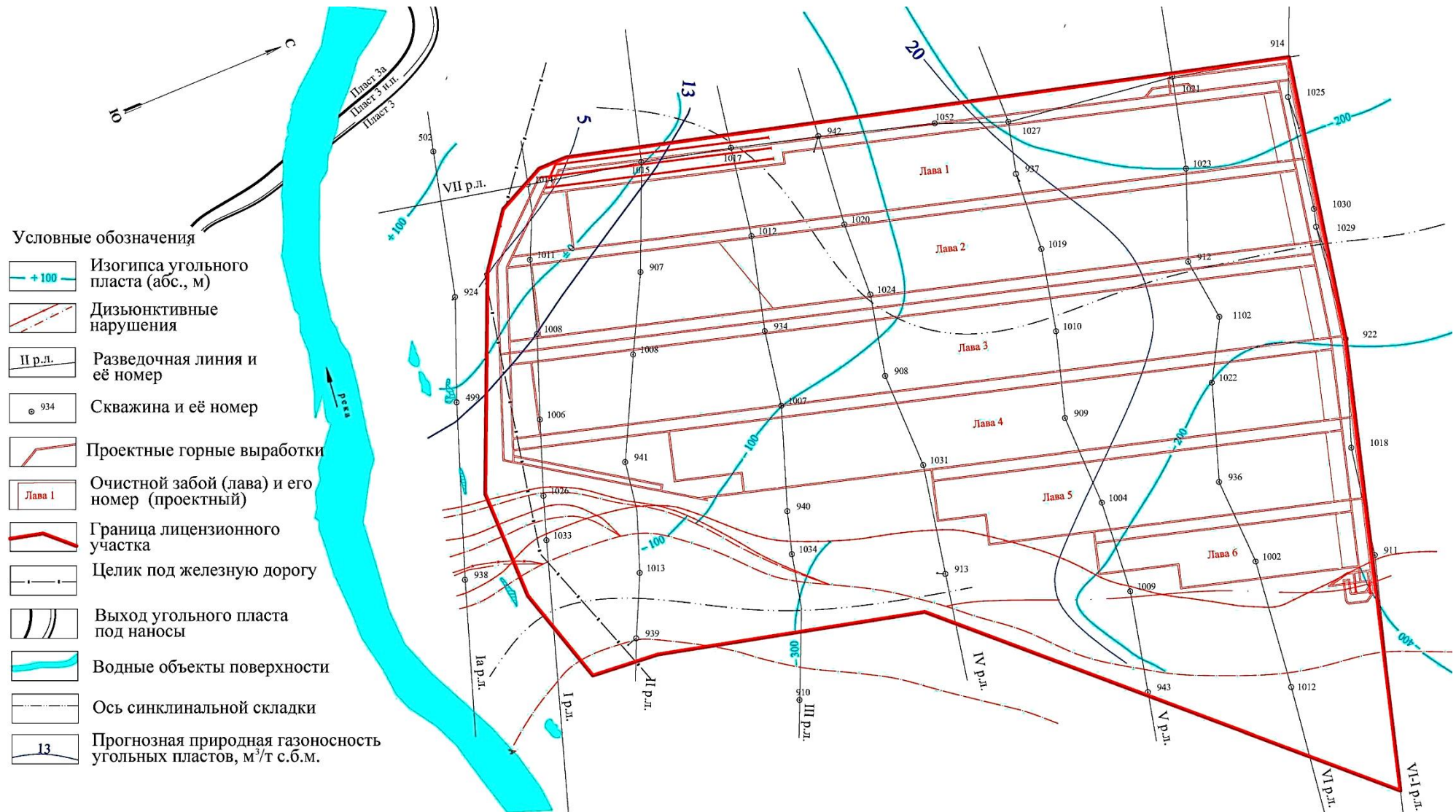


Рисунок 20 План горных работ по пласту 3 (участок I)

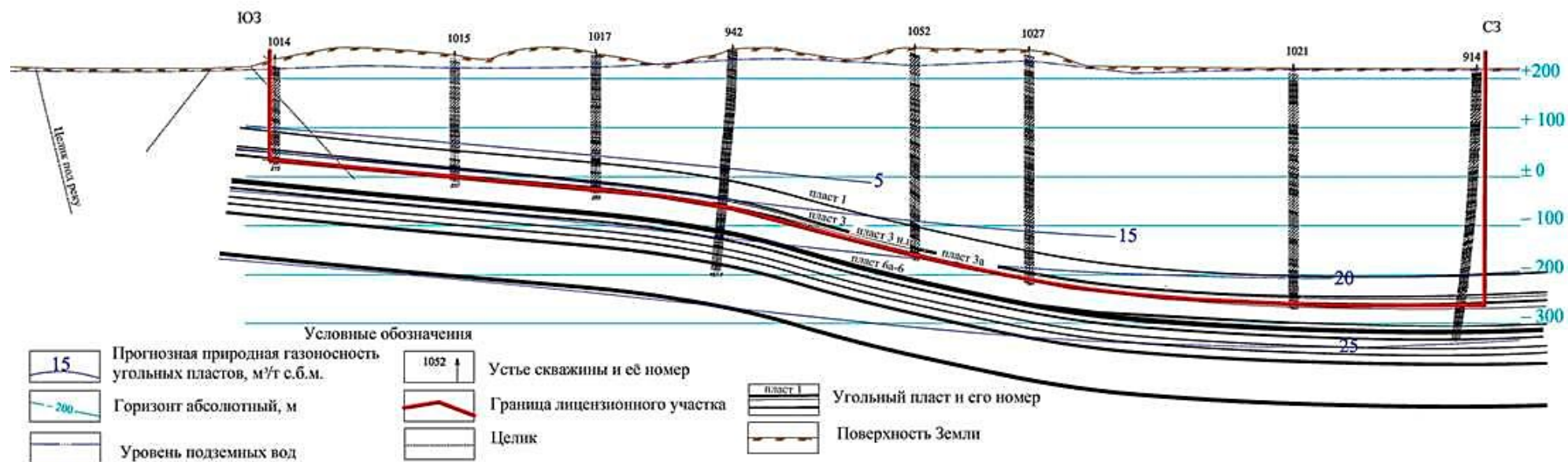


Рисунок 21 Геологический разрез по VII р.л. (участок I)

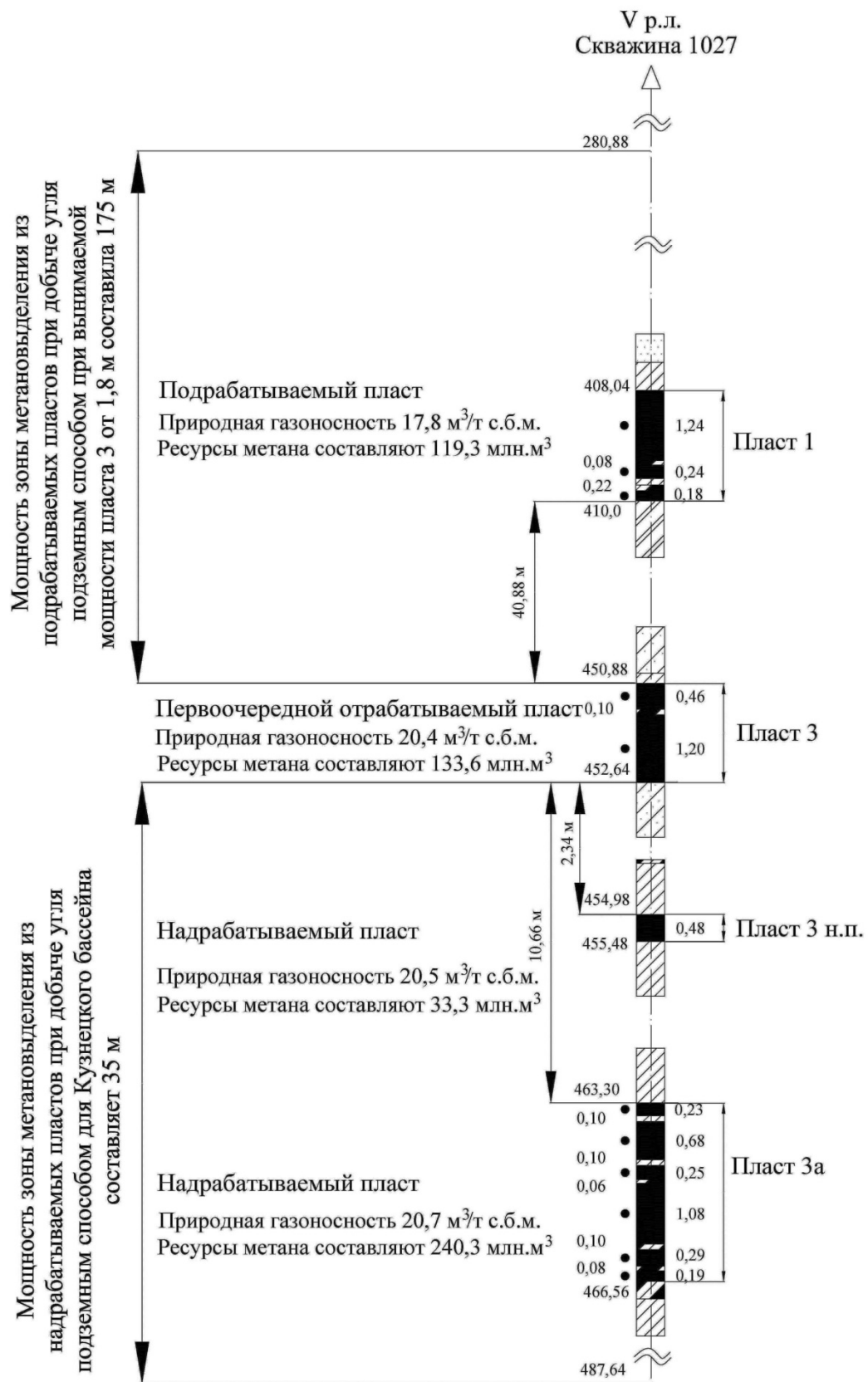


Рисунок 22 Структура источников метановыделения по пласту 3 (участок I)

Таким образом, при отработке шахтного поля длинными столбами по простиранию с движением забоев по восстанию в условиях высокой природной газоносности пласта 3 ($20,4 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$) за счет метановыделения из подрабатываемого пласта 1 и надрабатываемых пластов 3 н. п. и 3а, природная газоносность которых составляет более $20 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$, общее метановыделение в выработанное пространство значительно возрастает, что приводит к увеличению нагрузки на предварительную и текущую дегазацию. Из этого следует, что в зоне разгрузки сближенных угольных пластов, отщепившихся и пластов спутников с высокой природной газоносностью безопасная отработка первоначального пласта становится практически невозможной без применения заблаговременной дегазации.

Ресурсы метана в границах участка I по пластам 1, 3, 3 н. п. и 3а составляют 526 млн м^3 . С учётом современных технологий проведения заблаговременной дегазации угольных пластов, позволяющих добыть до 70 % метана [81], данный участок безусловно представляет интерес, который в первую очередь подкрепляется необходимостью обеспечить дальнейшую безопасную отработку угольных пластов с высокой природной газоносностью.

Далее в процессе проектирования был рассмотрен вариант отработки выемочных столбов по падению пласта, но по гидрогеологическим причинам данный вариант оказался без права на реализацию. Залегание в кровле угольных пластов мощных слоев песчаников, имеющих выход под русло реки, обуславливает вероятность получения больших водоприток в шахту за счет формирования депрессионной воронки и питания песчаников в русле реки, что потребует выполнения дорогостоящих мероприятий по водопонижению и организации водоотлива шахты.

Таким образом, при отработке лав с движением забоя вниз по падению, при приближении забоя к участку с высокой природной газоносностью добыча угля будет существенно осложнена большими притоками воды в забой лавы и обильными газовыделениями в выработанное пространство. В результате этого

проектный объем добычи угля существенно снизится и процесс добычи станет не только экономически нецелесообразным, но и небезопасным.

В настоящее время развитие горных работ на данном участке приостановлено, так как помимо израсходованных средств на разведку и утверждение запасов, необходимо проведение дополнительных разведочных работ с целью получения данных для выполнения расчетов и проекта заблаговременной дегазации и обеспечения безопасной добычи угля. Данные затраты совершенно не предусматривались инвестиционным проектом. С учётом сложности вскрытия шахтного поля и незначительного количества балансовых запасов проведение данных мероприятий может существенно повлиять на себестоимость товарной продукции, что подтверждает актуальность оптимизации и совмещения ГРР и заблаговременной дегазации. На основании вышеизложенного выполнение условий лицензионного соглашения в части начала освоения месторождения выполнить в намеченные сроки не представляется возможным, а утвержденные в 2008 г. балансовые запасы в данный момент числятся в государственном балансе и в ближайшее время добыче не подлежат.

Участок II представляет собой два участка (участок первоначального освоения и участок прирезки), имеющих общую границу. По участку первоначального освоения горные работы ведутся с 2008 г. В настоящее время отработаны лавы VIII–3 VIII–4 VIII–5 по пласту VIII. Природная газоносность пласта в границах отработки на горизонтах от + 200 до – 100 м (абс.) по данным геологического отчета составляла 0–18 м³/т с.б.м.

С 2014 г. на данном участке в рамках НИОКР проводятся ОНР по производству заблаговременной дегазации с применением ПИВ. Результаты работ изложены в главе 2.

Разрез угленосной толщи участка II состоит из 26 пластов, из них 16 пластов имеют среднюю мощность от 0,78 до 2,80 м. Углы падения пластов от 10° до 15°. Угли пластов относятся к маркам ГЖО, ГЖ и Ж. Зольность угольных пластов составляет 7,3–36,3 %. Степень метаморфизма угля II, II–III, показатель

отражения витринита (R_0) составляет 0,73–0,98 %. Все пласты относятся к опасным по взрываемости угольной пыли. По сложности геологического строения участок относится к первой группе.

Горно-геологические условия отработки пластов ожидаются сложными. Природная газоносность углей на горизонте – 500 м (абс.) составляет 25,4–25,7 м³/т с.б.м. Мощность ЗГВ изменяется от 120 до 305 м. В среднем поверхность метановой зоны отслеживается на уровне от +50 до +100 м (абс.).

По результатам ГРР по действующему участку было установлено, что природная газоносность на горизонте от +120 до +75 м (абс.) составляет 13 м³/т с.б.м., что позволяет с большой вероятностью прогнозировать высокую природную газоносность участка прирезки. В дальнейшем это подтвердилось в результате проведения поисково-оценочной стадии разведочных работ по участку II.

Развитие горных работ по участку II предусматривает отработку пласта VIII длинными столбами по простиранию до горизонта – 500 м (абс.), в связи с чем добыча угля будет производиться в части шахтного поля с природной газоносностью около 25 м³/т с.б.м. на глубине от поверхности земли до 900 м. План горных работ по пласту VIII и геологический разрез по профилю II представлены на рисунках 23 и 24. Балансовые запасы угля в границах участка составляют 249 млн. т. Ресурсы метана в границах участка II составляют 1,9 млрд м³.

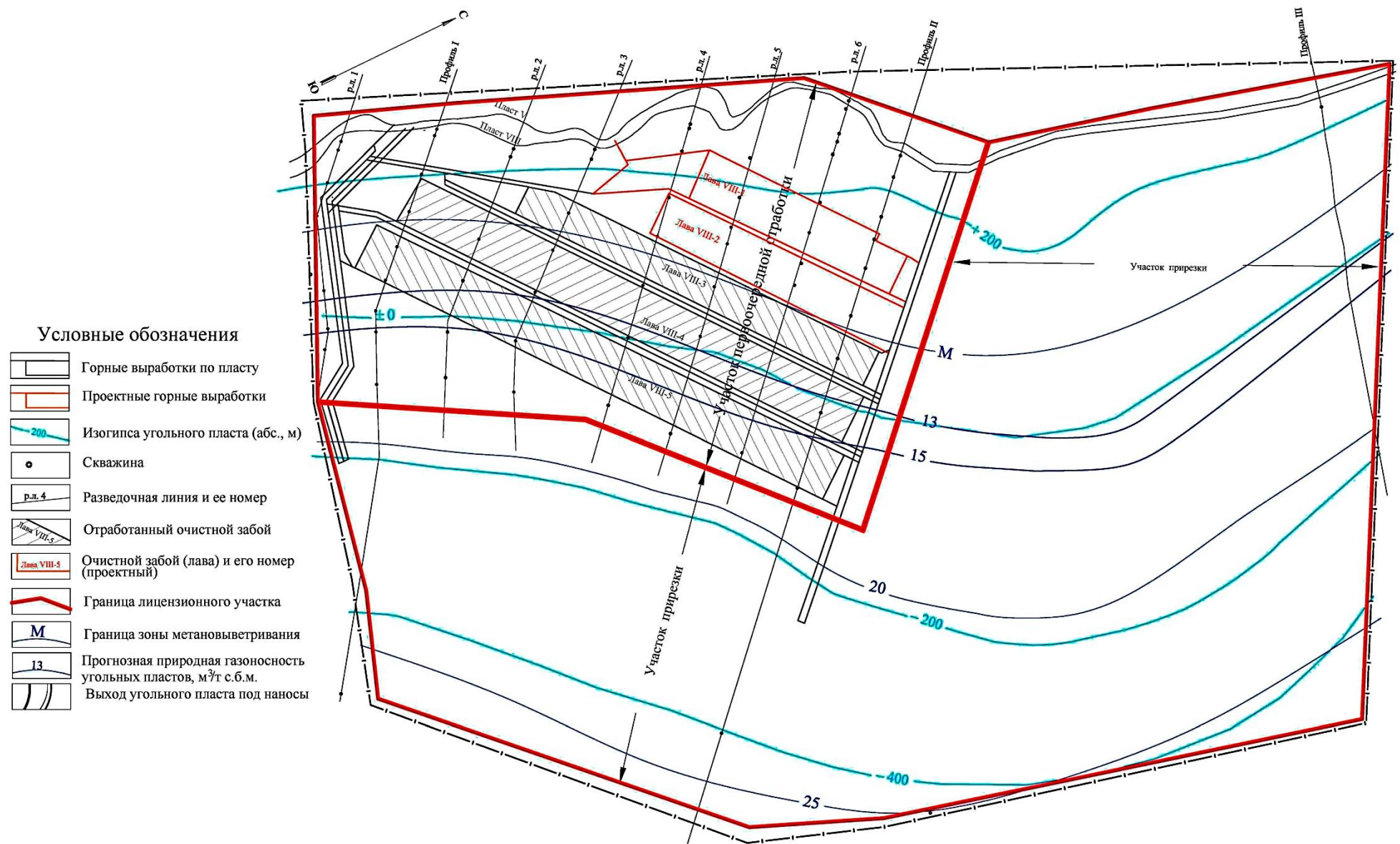


Рисунок 23 План горных работ по пласту VIII (участок II)

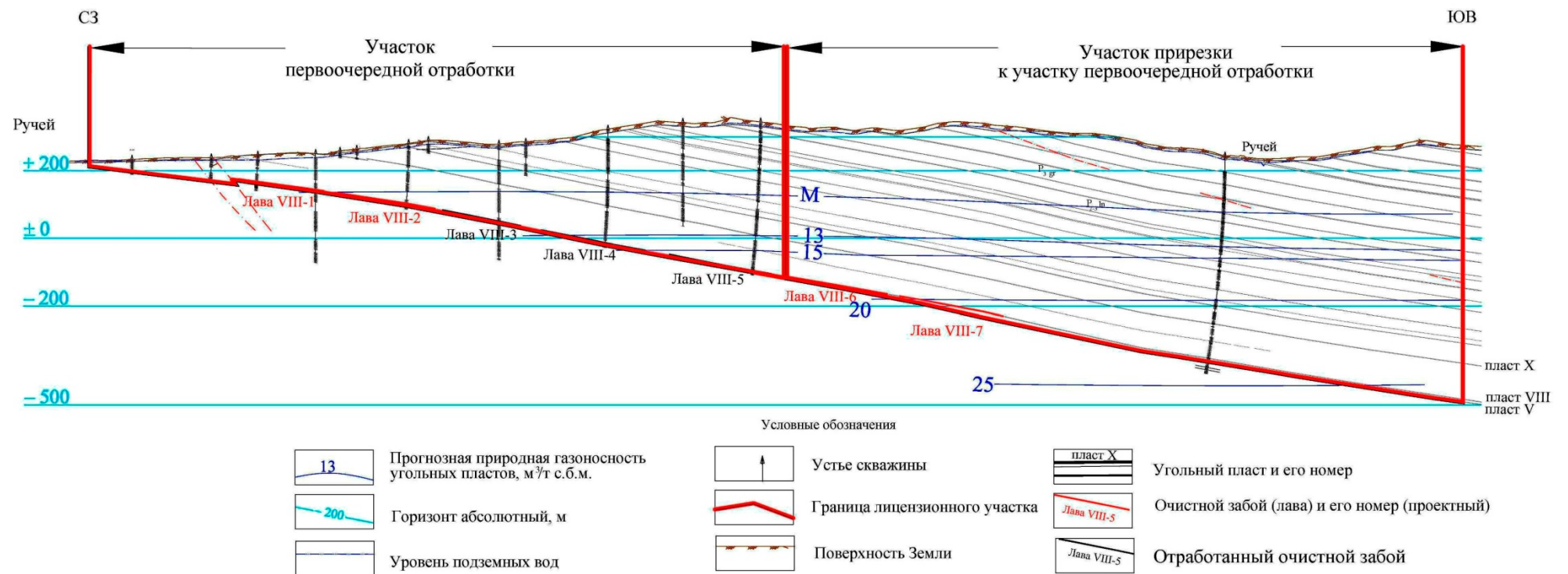


Рисунок 24 Геологический разрез по профилю II (участок II)

На основании вышеизложенного участок II выбран в качестве примера, так как имеет высокую природную газоносность, о которой было известно по результатам проведенных ГРП по участку первоочередного освоения. Следовательно, после подтверждения данной природной газоносности результатами поисково-оценочной стадии ГРП по участку прирезки были все основания для проектирования сети разведочных скважин для геологического изучения на стадии разведки, с учетом их переоборудования для производства заблаговременной дегазации.

В границах участка III продуктивные отложения включают шесть угольных пластов. Угольный пласт 2.2 распространен на всей площади участка и характеризуется как мощный и выдержанный пласт, в связи с чем содержит более 70 % от общих запасов участка. Пласты 2.2А, 6.11, 3.17, 4.9 и 6.7 характеризуются как относительно выдержанные, не выдержанные и имеют ограниченное распространение. Угли малозольные до 15 %, витринитовые, по ГОСТ 25543-88 относятся к марке Ж. Степень метаморфизма угля II–III и III. Показатель отражения витринита (R_0) составляет от 0,86 до 1,14 %.

Угленосная толща залегает моноклинально, угол падения пластов 7° – 20° . Все пласты относятся к опасным по взрываемости угольной пыли. По сложности геологического строения участок относится к группе I.

Верхняя граница зоны метановых газов в среднем залегает на глубине 300 м от поверхности. Газоносность угольных пластов, по данным детальной стадии разведочных работ, составила $17 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ При проведении дополнительных разведочных работ в 2014 г. максимальная природная газоносность увеличилась до $19,3 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ на горизонте – 100 м (абс.). Ресурсы метана в границах участка III составили 3,8 млрд м^3 .

Учитывая площадь участка 84 км^2 , геологические условия и глубину залегания пласта 2.2 (до 900 м от поверхности земли), без особых проектных расчетов можно полагать, что отработка данного пласта на глубоких горизонтах в ближайшие 10 лет не представляется возможной, по причине длительности строительства шахт, в связи с чем проведение заблаговременной дегазации

данного участка переоборудованными скважинами позволит оптимально использовать разведочную сеть не только с точки зрения выполнения геологического изучения, но и с точки зрения рационального использования времени вскрытия глубоких высокогазоносных горизонтов шахтного поля на проведение их дегазации. А также, в связи с отсутствием близлежащих альтернативных источников, извлекаемый метан можно использовать на нужды строящегося предприятия.

План горных работ по пласту 2.2 и геологический разрез по 20 р.л. по участку III представлены на рисунках 25 и 26.

Рисунок 25 План горных работ по пласту 2.2 (участок III)

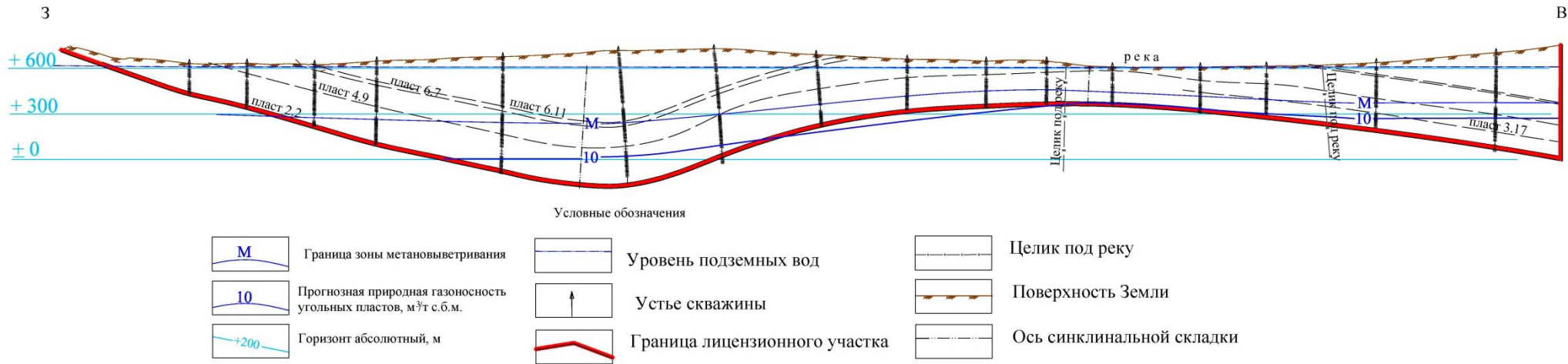


Рисунок 26 Геологический разрез по 20 р.л. (участок III)

На основании информации, представленной в данной главе, можно сделать следующий вывод: несмотря на отсутствие достаточной изученности природной газоносности угольных пластов, имеется ряд факторов, позволяющих рассматривать необходимость производства заблаговременной дегазации отдельных участков шахтных полей на более ранних стадиях изучения геологического строения месторождения. Такими факторами являются:

- значительная глубина залегания угольных пластов шахтного поля (500–1000 м);
- данные о природной газоносности прилегающих участков;
- сроки строительства угледобывающего предприятия и вскрытия высокогазоносных горизонтов.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАЗВЕДКИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ БУРЕНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН

4.1 Общие требования к исходной информации об угольных пластах, подлежащих дегазации

В задачи геологического изучения недр входят геологическое картирование территории, поиски и оценка месторождений полезных ископаемых в соответствии с государственными программами, мониторинг состояния недр и прогнозирование происходящих в них процессов, сбор и хранение информации о недрах, состоянии минерально-сырьевой базы и т.д.

Работы по геологическому изучению недр проводятся в соответствии с утвержденной проектной документацией, экспертиза которой организуется федеральным органом управления государственным фондом недр или его территориальными органами.

Требования к составу и содержанию проектной документации на проведение геологического изучения недр и разведки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых, а также порядок проведения экспертизы установлены федеральным органом управления государственным фондом недр.

Согласно статье 23.2 ФЗ «О недрах», разработка месторождений полезных ископаемых осуществляется в соответствии с утвержденными техническими проектами и иной проектной документацией на выполнение работ, связанных с использованием недрами, а также правилами разработки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых. Статья 22 регламентирует основные права и обязанности пользователя недр. Согласно пункту 9 указанной статьи, пользователь недр обязан обеспечить сохранность разведочных горных выработок и буровых скважин, которые могут быть использованы при разработке месторождений и в иных хозяйственных целях [125]. Следовательно, обеспечение сохранности геологоразведочных скважин и их переоборудование для

производства заблаговременной дегазации необходимо обосновывать при составлении проектной документации.

Порядок подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, устанавливается Правительством РФ по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами.

На основании вышеизложенных требований производство работ по заблаговременной дегазации также должно осуществляться по техническому проекту. В связи с тем, что расположение и глубина геологоразведочных скважин закладываются в проекте ГРР, их переоборудование с целью производства заблаговременной дегазации необходимо предусматривать на стадии проектирования, что позволит формировать основной фонд скважин для производства работ по дегазации угольных пластов. После завершения разведочных и камеральных работ производится подсчет запасов полезных ископаемых и проведение государственной экспертизы с целью утверждения и постановки на государственный баланс.

Представленный в таблице 12 анализ метаноугольных месторождений по величине запасов и ресурсов (см. стр. 112), в соответствии с действующей классификацией, подтверждает, что основной целью извлечения метана из угольных пластов будет являться обеспечение безопасной добычи угля и лишь в некоторых случаях возможно его использование на технологические нужды предприятия.

После утверждения запасов следует стадия проектирования. При выполнении проекта заблаговременной дегазации в случае необходимости следует предусмотреть размещение дополнительных скважин для обеспечения равномерности сети скважин на площади шахтного поля с высокой природной газоносностью, а также определить возможность использования добытого газа на нужды предприятия.

Рассматривая теоретические возможности расположения и переоборудования геологоразведочных скважин для производства заблаговременной дегазации участков шахтных полей с высокой природной газоносностью угольных пластов, в первую очередь необходимо руководствоваться нормативными документами.

Изучение геологического строения метаноугольных месторождений производится в соответствии с требованиями методических рекомендаций «Классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых» [2], регламентирующих требования к созданию разведочной сети для геологического изучения и подсчета запасов угля по категориям А, В, С₁, а также попутных полезных ископаемых, в данном случае – метана.

Составление методики ГРП и разработки технологии сооружения многофункциональных скважин необходимо выполнять учитывая данные о природной газоносности месторождения, полученные в результате:

- проведения поисково-оценочной стадии или предыдущих стадий разведочных работ;
- анализа данных о природной газоносности смежных участков.

Количество скважин, их глубина и расположение зависят от многих факторов, которые рассматриваются индивидуально по каждому участку, также как и назначение буровых работ. Цель бурения скважин на метаноугольных месторождениях не должна сводиться только к геологическому изучению. Предусмотрев на этапе составления проекта ГРП необходимое количество геологоразведочных скважин и возможность их переоборудования в дегазационные, обеспечивается оптимизация разведочных сетей. При этом появляется возможность более рационально использовать период времени проектирования и строительства предприятия для снижения природной газоносности до начала добычи угля [126].

Сравнительная оценка влияния плотности разведочной сети на величину площади перекрытия участка при производстве заблаговременной дегазации представлена в таблице 13.

Таблица 13

Сравнительная оценка влияния плотности разведочной сети на величину площади перекрытия участка при производстве заблаговременной дегазации

Выдержанность пластов	Радиус воздействия разведочно-дегазационных скважин на пласт, м	Категории запасов	Расстояние между разведочными линиями по категориям запасов, м	Расстояние между скважинами на линиях по категориям запасов, м	Влияние плотности разведочной сети на площадь перекрытия участка дегазации, %
Выдержанные	200	A	600–800	200–400	45–78
		B	800–1200	400–600	20–45
		C ₁	До 2000	До 1000	15–28
	300	A	600–800	200–400	72–100
		B	800–1200	400–600	35–75
		C ₁	До 2000	До 1000	15–28
Относительно выдержанные	200	A	300–400	150–250	100
		B	400–600	200–300	75–100
		C ₁	до 1000	до 500	25–55

Из таблицы 13 видно, что переоборудование геологоразведочных скважин в дегазационные для проведения заблаговременной дегазации позволяет дегазировать от 15 до 100 % площади участка при радиусе воздействия на пласт 200–300 м.

4.2 Определение количества многофункциональных скважин для максимального перекрытия площади участка при производстве заблаговременной дегазации

Для обеспечения полного перекрытия участка сетью скважин для проведения заблаговременной дегазации может возникнуть необходимость в бурении дополнительных дегазационных скважин. Оценивать необходимость их бурения можно также на стадии составления проекта ГРП, так как это в свою очередь предоставляет возможность произвести подсчет запасов угля по более достоверным с точки зрения геологической изученности категориям (А и В).

Следует подчеркнуть, что переоборудование скважин рекомендуется производить не по всему участку, а только на площади шахтного поля с природной газоносностью более 10–13 м³/т с.б.м. Увеличение срока эксплуатации скважин позволяет увеличить радиус воздействия за счет периодической профилактической обработки скважин с целью увеличения дебита метана.

Таким образом, помимо решения задач, поставленных геологическим заданием в соответствии со стадией ГРП, можно предусмотреть обеспечение многофункциональности скважин и производства заблаговременной дегазации проектируемого участка с использованием геологоразведочных скважин. На период составления геологического отчета, утверждения запасов и утверждения проекта заблаговременной дегазации необходимо предусматривать временную консервацию переоборудованных скважин.

С целью иллюстрации вышеизложенного предложения, далее представлена аналитическая информация по применению переоборудованных геологоразведочных скважин на примере ранее разведанных участков I, II и III, описанных в предыдущей главе 3.

Участок I. Проведение разведочных работ осуществлялось путем сгущения разведочной сети и бурения скважин с номерами от 1000 и далее. О высокой природной газоносности участка было известно по данным поисково-оценочных работ. Следовательно, предусмотрев переоборудование скважин при составлении

проекта ГРП на проведение стадии разведки месторождения, можно обеспечить равномерную сеть для производства заблаговременной дегазации. План горных работ по пласту 3 с обозначением радиуса 200 м представлен на рисунке 27. Переоборудованные скважины обведены зеленым цветом с учетом минимального радиуса воздействия 200 м.

Сравнительная оценка влияния плотности разведочной сети на величину площади перекрытия участка при производстве заблаговременной дегазации по участкам I, II и III представлена в таблице 14.

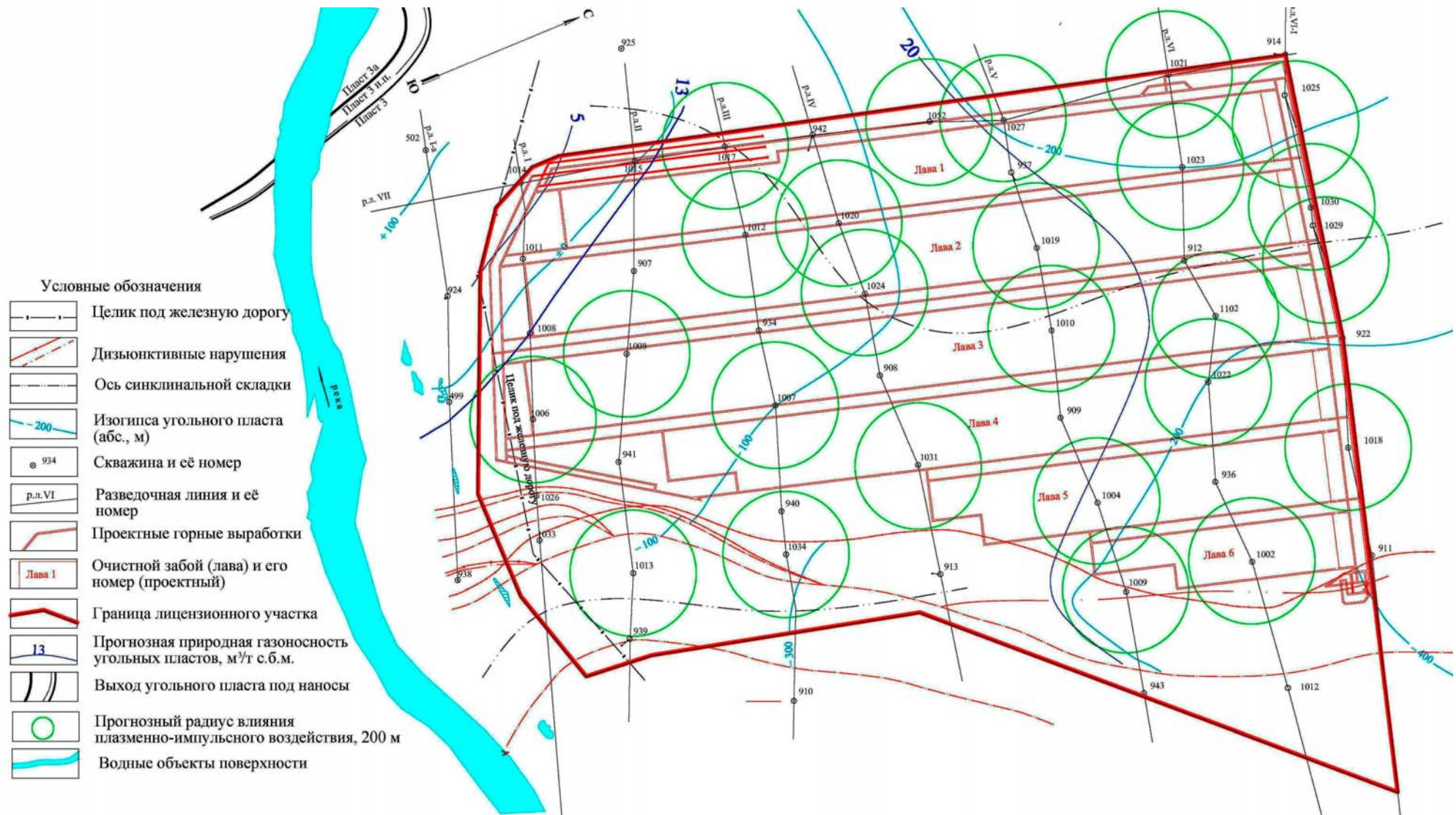


Рисунок 27 План горных работ по пласту 3 с переоборудованными скважинами для производства заблаговременной дегазации (участок I)

Сравнительная оценка влияния плотности разведочной сети на величину площади перекрытия участка при производстве
заблаговременной дегазации по участкам I, II и III

Номер участка	Группа сложности по геологическому строению	Площадь участка, км ²	Плотность разведочной сети по всем проведенным стадиям геологоразведочных работ, скв на 1 км ²	Сведения о разведочной сети по разведочной стадии геологоразведочных работ						Площадь участка с высокой природной газоносностью (более 13 м ³ /ч с.б.м.), км ²	Количество пробуренных скважин для переоборудования с целью проведения заблаговременной дегазации, скв.	Суммарная площадь депрессионных воронок переоборудованных для дегазации скважин (с учетом перекрытия депрессионной воронки), км ²	Перекрытие площади участка дегазации переоборудованными скважинами, %
				Расстояние между разведочными линиями, м	Расстояние между скважинами по разведочным линиям, м	Количество пробуренных скважин, скв.	Максимальная глубина скважин, м	Средняя плотность разведочной сети, скв. на 1 км ²	Суммарный объем бурения, тыс.пог.м				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I	первая	4,77	12	400–600	200–300	37	550	7,8	15,8	4	25	2,4	60
II	первая	16,01	18	350–400	200–300	204	900	12,7	66,7	13,7	128	11,7	84
III	первая	83,1	3,3	400–1800	200–900	50	870	2,2	60	19,6	35	4,3	22

Как видно на рисунке 27, в процессе проведения детальной разведки участка было пробурено 37 скважин. На стадии составления проекта ГРП, учитывая природную газоносность Кузнецкого угольного бассейна, можно было предусмотреть переоборудование 25-ти скважин для дальнейшего проведения заблаговременной дегазации угольных пластов. При радиусе влияния 200 м обеспечивается перекрытие площади скважинами заблаговременной дегазации до 60 %. При увеличении срока эксплуатации скважин (3–5 лет) достигается увеличение радиуса воздействия и обеспечивается полное покрытие участка. Количество ресурсов метана по месторождению составляет 0,5 млрд м³.

С учётом горно-геологических условий для данного участка подземный способ добычи угля на участке I будет являться основным. Снижение природной газоносности до ввода в работу выемочных участков позволит обеспечить высокопроизводительную и безопасную добычу угля.

Участок II. Природная газоносность действующего участка была изучена в 2005–2008 гг. при производстве разведочных работ. При составлении проекта ГРП на поисково-оценочной стадии и стадии разведки участка прирезки, который является продолжением действующего участка по простиранию и на глубину, было запланировано дальнейшее изучение геологического строения участка и природной газоносности.

При проведении разведочных работ на участке было пробурено 204 скважины. Переоборудование 128 скважин, расположенных на участке шахтного поля с природной газоносностью более 13 м³/т с.б.м., обеспечивает перекрытие скважинами заблаговременной дегазации до 85 % площади участка. В связи с ростом радиуса воздействия во времени и формирование единой депрессионной воронки нескольких скважин, количество скважин, подлежащих переоборудованию, может быть сокращено, что позволит снизить стоимость работ. Количество ресурсов метана по месторождению составляет 1,9 млрд м³. На рисунке 28 представлен план горных работ по первоочередному рабочему пласту VIII с обозначением радиуса воздействия 200 м по скважинам, пробуренным на поисково-оценочной стадии и стадии разведки участка.

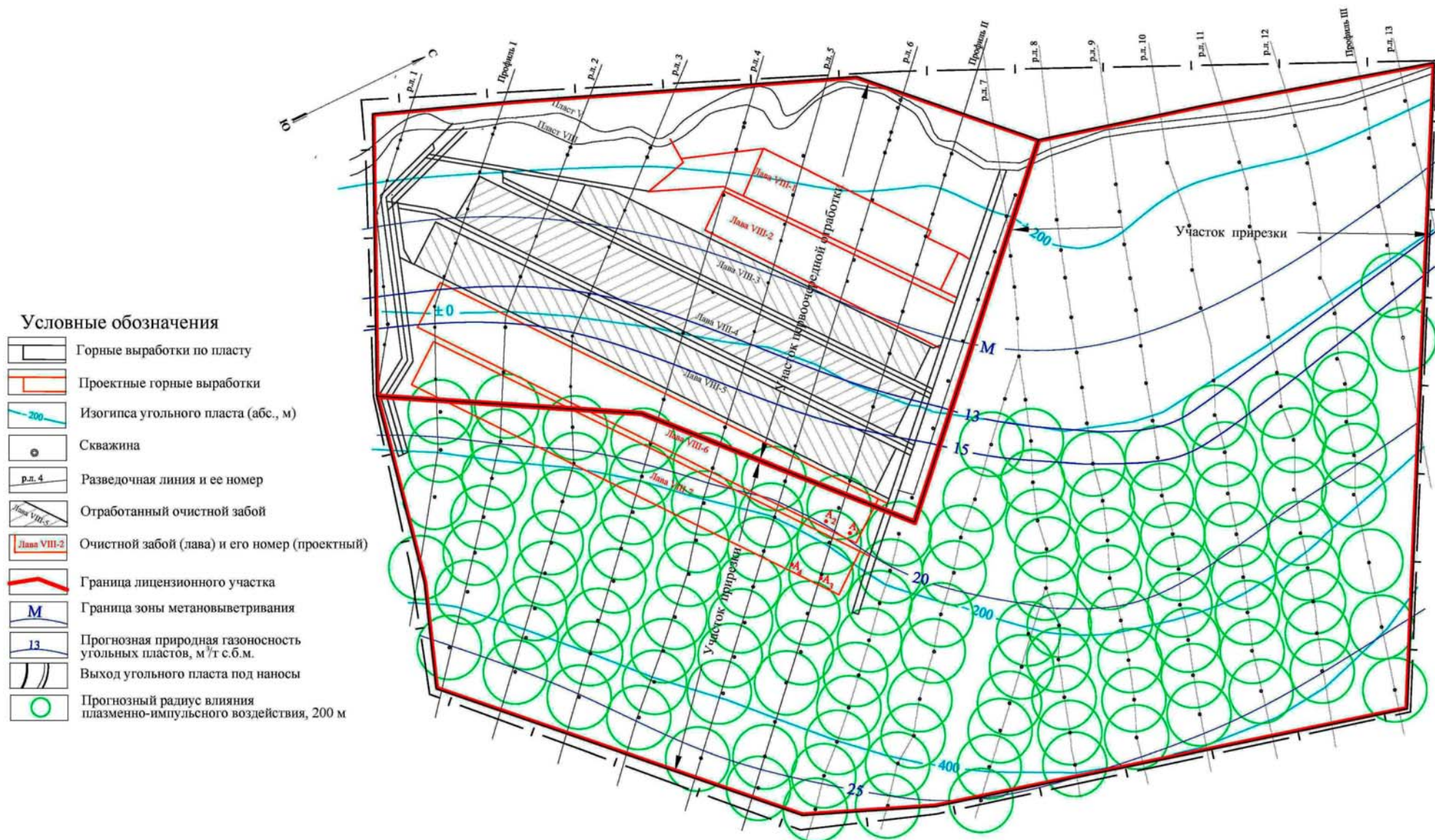


Рисунок 28 План горных работ по пласту VIII с переоборудованными скважинами для производства заблаговременной дегазации (участок II)

На основании данных, представленных на рисунке 28, не смотря на то что обеспечивается перекрытие площади скважинами заблаговременной дегазации до 85 % площади участка в связи с достаточно частым перекрытием области влияния можно разредить сеть скважин, подлежащих переоборудованию, но в таком случае потребуется больше времени для снижения природной газоносности до безопасного значения.

Участок III. Проанализировав принятую в проекте схему отработки месторождения и разведочную сеть по результатам детальной разведки участка и выделив участок с природной газоносностью более $13 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$, можно сделать вывод, что переоборудованию подлежат 35 геологоразведочных скважин из 50-ти пробуренных (рисунок 29). Обозначенный радиус воздействия на угольный пласт 200 м обеспечивает покрытие до 22 % от площади участка с высокой природной газоносностью. Связано это с тем, что разведочная сеть данного участка дегазации с точки зрения геологической изученности выдержанного пласта соответствует требованиям для подсчета запасов по категории C_1 .

Обеспечить равномерное перекрытие площади дегазации данного участка можно путем увеличения срока эксплуатации скважин или бурения дополнительных скважин, что в свою очередь позволит произвести подсчет запасов по более высоким категориям А и В. Следует отметить, что бурение горизонтальных направленных скважин в процессе подготовки выемочных участков, позволит произвести дополнительно воздействие на угольный пласт в теле лавы и повысить дебит разведочно-дегазационных скважин, в результате чего дегазация выемочного участка будет проведена наиболее эффективно и рационально. Учитывая длительность процесса строительства промышленных площадок, вскрытия глубоких горизонтов, календарный план отработки месторождения, можно воспользоваться и тем и другим предложением.

Период отработки первых 5-ти блоков будет производиться в течение первой пятилетки освоения месторождения. Учитывая данные микросейсмического районирования, результаты которого показали радиус воздействия проведения ПИВ до 1500 м, можно полагать, что увеличение срока

эксплуатации скважин позволит обеспечить дегазацию всей части шахтного поля с высокой природной газоносностью.

В процессе проектирования данного участка с целью получения дополнительных данных о природной газоносности по техническому заданию на глубокие горизонты были пробурены три скважины (№№ 1, 2 и 3) в разных частях участка. Дополнительно полученные данные подтвердили высокую природную газоносность. Рассмотрев использование скважин на более длительный срок эксплуатации с радиусом до 1500 м возможно произвести дегазирование основной части шахтного поля. Количество ресурсов метана по месторождению составляет 3,8 млрд м³.

Особого внимания требует вопрос рассмотрения возможности добычи метана в границах предохранительных целиков под реки и объекты поверхности. В связи с тем, что запасы и ресурсы метана в угольных пластах, представляющих промышленный интерес, находятся на большой глубине (400 и более метров) в сорбированном состоянии и под большим давлением, следует предположить, что при добыче метана в зоне целиков существенных провалов, которые образуются в результате добычи угля с полным обрушением кровли, формироваться не будет по причине отсутствия добычи угля в границах целиков. Поэтому имеет смысл рассмотреть возможность извлечения метана с определенной глубины от поверхности с применением экологически чистой технологии в границах предохранительных целиков. Как видно из рисунка 29, две геологоразведочные скважины находятся в границе целика под реку и могли бы быть использованы для извлечения метана на технологические нужды предприятия (радиус воздействия обозначен розовым цветом). Количество ресурсов метана в целике под реку составляет 52 млн м³.

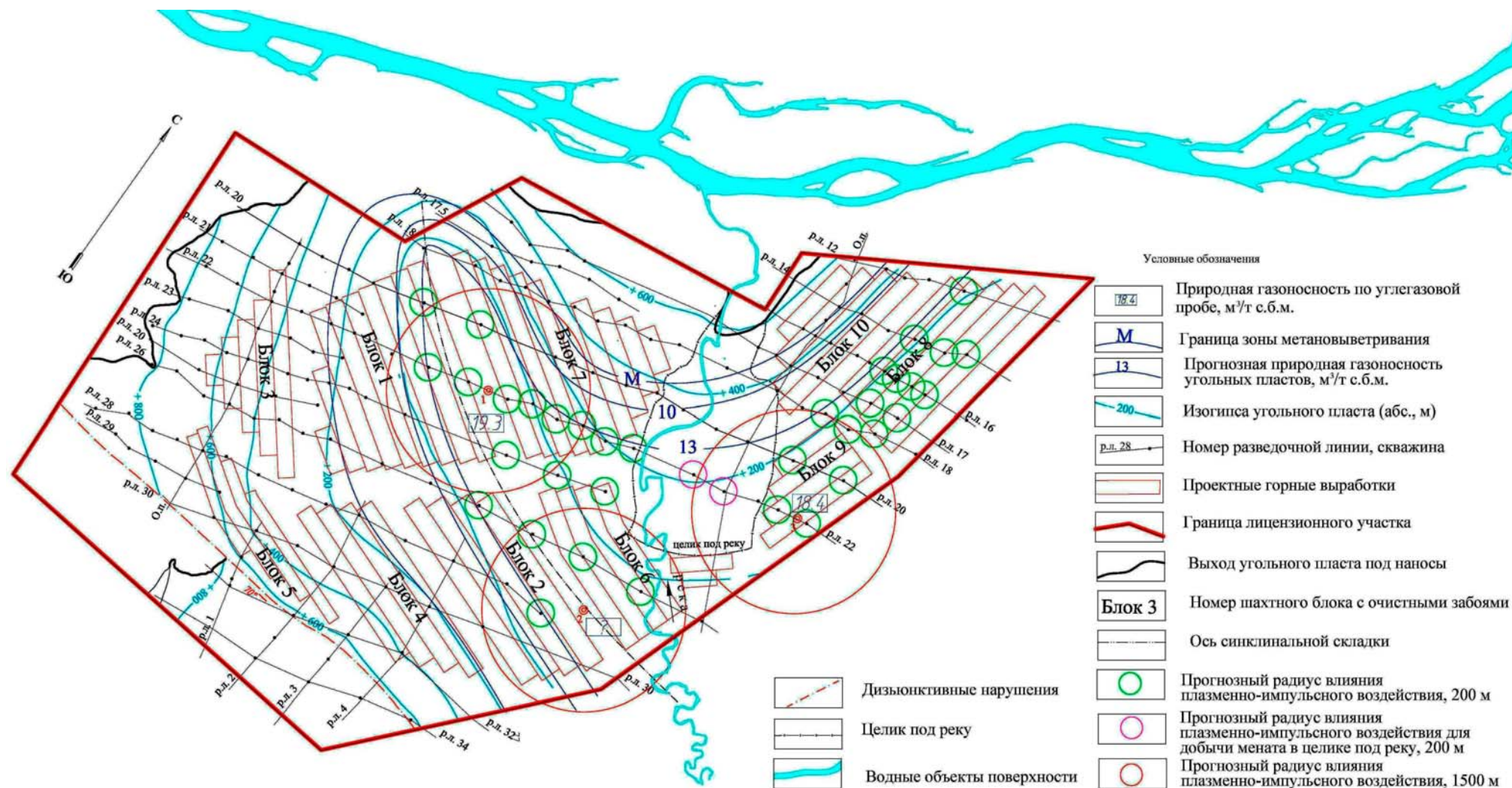


Рисунок 29 План горных работ по пласту 2.2 с переоборудованными скважинами для производства заблаговременной дегазации (участок III)

4.3 Расчет количества извлекаемого метана по периодам проведения заблаговременной дегазации

Подсчет запасов и оценка ресурсов метана основаны на выделении в пределах метаноугольной залежи подсчетных (геологических) блоков, характеризующихся общностью основных горно-геологических параметров. В границах выделенных блоков определяется масса или объем угля и рассчитывается средняя природная газоносность пласта.

Природная газоносность углей определяется путем отбора специальными снарядами (керногазонаборниками) проб керна угля в структурных и параметрических скважинах с последующим извлечением и анализом газа в лабораторных условиях в соответствии с требованиями Методических рекомендаций по определению и прогнозу газоносности угольных пластов метаноугольных месторождений [110]. Проницаемость угольных пластов в естественном залегании определяется при проведении специальных исследований в скважинах (инжект-тест, мини-ГРП). Запасы (ресурсы) метана в угольных пластах Q подсчитываются по формулам 1 и 2.

$$Q = m \times M, \quad (1)$$

$$Q = V \times M1, \quad (2)$$

где Q – начальные запасы (ресурсы) метана в подсчетном блоке, м^3 ; m – сухая беззольная масса угля в подсчетном блоке, т; M – метаноносность угольного пласта, рассчитанная на единицу органической массы угля, $\text{м}^3/\text{т}$ угля; ; $M1$ – метаноносность единицы объема в блоке, $\text{м}^3/\text{м}^3$; V – объем угля в подсчетном блоке, м^3 .

Коэффициент извлечения метана, определяющий извлекаемую часть запасов, обуславливается горно-геологическими и геолого-экономическими факторами, включающими:

- остаточную газоносность угля;
- фильтрационные характеристики угольных пластов;
- технологии интенсификации газовыделения;

- сетку эксплуатационных скважин, принятую для рациональной разработки метанугольного месторождения;
- себестоимость добываемого газа и его цену.

В настоящее время на вновь вводимых в эксплуатацию месторождениях принимается временный коэффициент извлечения метана, равный 0,4. В процессе разработки месторождения (но не позже чем через три года после начала его эксплуатации), на основании результатов опытно-промышленной и эксплуатационной добычи газа (с применением методов гидродинамического моделирования), коэффициент извлечения метана из угольных пластов для данного месторождения (участка месторождения) корректируется.

В данной работе на основании данных геологических отчетов рассматриваемых участков и результатов ПИВ на угольные пласты, выполненных в рамках НИОКР ООО «Георезонанс» [127], представлен прогнозный расчет количества извлекаемого метана ($Q_{\text{извл. м}}$) и остаточной природной газоносности ($M_{\text{ост}}$) типовых участков с учетом производства заблаговременной дегазации переоборудованными геолого-разведочными скважинами за период освоения до 10 лет.

$$Q_{\text{извл. м}} = Q_{\text{скв}} \times n \times t, \quad (3)$$

где $Q_{\text{скв}}$ – максимально полученные дебиты метана, по данным НИОКР (рассчитаны пропорционально с учетом мощности пластов), $\text{м}^3/\text{сут}$; n – количество переоборудованных геологоразведочных скважин; t – время проведения заблаговременной дегазации, сут.

$$M_{\text{ост}} = Q_{\text{ост. м}} \div Q_{\text{уг}}, \quad (4)$$

где $M_{\text{ост}}$ – остаточная природная газоносность угольного пласта в подсчетном блоке, $\text{м}^3/\text{т}$; $Q_{\text{ост. м}}$ – остаточные запасы метана в подсчетном блоке, м^3 ; $Q_{\text{уг}}$ – запасы угля в подсчетном блоке, т.

Результаты подсчета количества извлекаемого метана и снижения природной газоносности по участкам представлены в таблицах 15, 16 и 17.

Прогнозный расчет снижения природной газоносности по участку I

1. Исходные параметры расчета

Среднесуточный дебит метана одной скважины	м³/сут	1700			
Площадь подсчета запасов	м²	4 000 000			
Количество переоборудованных скважин	скв.	25			
Период дегазации	лет/сут	10/3 652			
Радиус влияния скважины	м	200			
Расстояние между скважинами	м	400			
Суммарная площадь депрессионной воронки переоборудованных для дегазации скважин (с учетом перекрытия депрессионной воронки)	м²	2 400 000			
Процент перекрытия площади участка дегазации переоборудованными скважинами	%	60			
Наименование угольного пласта		1	3	3 н.п.	3 а
Площадь подсчета запасов	м²	2 400 000	2 400 000	2 400 000	2 400 000
Средняя мощность угольного пласта	м	1,50	2	0,8	3
Кажущаяся плотность угля	т/м³	1,28	1,28	1,28	1,28
Угол падения блока	град	10	10	10	10
Секанс угла падения		1,02	1,02	1,02	1,02

2. Расчет запасов угля по участку дегазации

Угольный пласт		1	3	3 н.п.	3а	Всего по пластам 1, 3, 3 н.п. и 3а
Истинная площадь дегазлируемого блока	м²	2 448 000	2 448 000	2 448 000	2 448 000	2 448 000
Объем угля в подсчетном блоке	м³	3 672 000	4 896 000	1 958 400	7 344 000	17 870 400
Запасы угля в подсчетном блоке	т	4 700 160	6 266 880	2 506 752	9 400 320	22 874 112

3. Расчет запасов метана по участку дегазации

Средняя природная газоносность угольных пластов	м³/т	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00
Ресурсы метана в подсчетном блоке	млн. м³	89,30	119,07	47,63	178,61	434,61

4. Плановое извлечение метана с применением технологии ПИВ на угольные пласты

Объем добытого метана	млн.м³	155,2
Остаточные запасы (ресурсы) метана в подсчетном блоке	млн.м³	279,4
Остаточная природная газоносность угольного пласта в подсчетном блоке	м³/т	12,2
Снижение природной газоносности	м³/т	6,8
Снижение природной газоносности с учетом эффективности ПИВ	%	35,7

Прогнозный расчет снижения природной газоносности по участку II

1. Исходные параметры расчета

Среднесуточный дебит метана одной скважины	м³/сут	1300		
Площадь подсчета запасов	м²	13 700 000		
Количество переоборудованных скважин	скв.	128		
Период дегазации	лет/сут	10/3 652		
Радиус влияния скважины	м	200		
Расстояние между скважинами	м	400		
Суммарная площадь депрессионной воронки переоборудованных для дегазации скважин (с учетом перекрытия депрессионной воронки)	м²	11 700 000		
Процент перекрытия площади участка дегазации переоборудованными скважинами	%	85		
Наименование угольного пласта		V	VIII	V+VIII
Площадь подсчета запасов	м²	11 700 000	11 700 000	11 700 000
Средняя мощность угольного пласта	м	2,09	1,42	3,51
Кажущаяся плотность угля	т/м³	1,28	1,28	1,28
Угол падения блока	град	10	10	10
Секанс угла падения		1,02	1,02	1,02

2. Расчет запасов угля по участку дегазации

Наименование угольного пласта		V	VIII	V+VIII
Истинная площадь дегазуемого блока	м²	11 934 000	11 934 000	11 934 000
Объем угля в подсчетном блоке	м³	24 942 060	16 946 280	41 888 340
Запасы угля в подсчетном блоке	т	31 925 837	21 691 238	53 617 075

3. Расчет запасов метана по участку дегазации

Средняя природная газоносность угольных пластов	м³/т	19	19	19
Ресурсы метана в подсчетном блоке	млн. м³	606,59	412,13	1 018,72

4. Плановое извлечение метана с применением технологии ПИВ на угольные пласты

Объем добытого метана	млн.м³	607,7
Остаточные запасы метана в подсчетном блоке	млн.м³	411,0
Остаточная природная газоносность угольного пласта в подсчетном блоке	м³/т	7,7
Снижение природной газоносности	м³/т	11,3
Снижение природной газоносности с учетом эффективности ПИВ	%	59,7

Прогнозный расчет снижения природной газоносности по участку III

1. Исходные параметры расчета

Среднесуточный дебит метана одной скважины	м ³ /сут	2000
Площадь подсчета запасов	м ²	19 600 000
Количество переоборудованных скважин	скв.	35
Период дегазации	лет/сут	10/3 652
Радиус влияния скважины	м	200
Расстояние между скважинами	м	400
Суммарная площадь депрессионной воронки переоборудованных для дегазации скважин (с учетом перекрытия депрессионной воронки)	м ²	4 300 000
Процент перекрытия площади участка дегазации переоборудованными скважинами	%	22
Наименование угольного пласта		2.2
Площадь подсчета запасов	м ²	4 300 000
Средняя мощность угольного пласта	м	10
Кажущаяся плотность угля	т/м ³	1,28
Угол падения блока	град	10
Секанс угла падения		1

2. Расчет запасов угля по участку дегазации

Наименование угольного пласта		2.2
Истинная площадь дегазуемого блока	м ²	4 386 000
Объем угля в подсчетном блоке	м ³	43 860 000
Запасы угля в подсчетном блоке	т	56 140 800

3. Расчет запасов метана по участку дегазации

Средняя природная газоносность угольных пластов	м ³ /т	17
Ресурсы метана в подсчетном блоке	млн. м ³	954

4. Плановое извлечение метана с применением технологии ПИВ на угольные пласты

Объем добытого метана	млн.м ³	255,6
Остаточные запасы метана в подсчетном блоке	млн.м ³	698,8
Остаточная природная газоносность угольного пласта в подсчетном блоке	м ³ /т	12,4
Снижение природной газоносности	м ³ /т	4,6
Снижение природной газоносности с учетом эффективности ПИВ	%	26,8

С целью наиболее наглядного представления о характере ежегодного снижения природной газоносности, по данным, представленным в таблицах 15, 16 и 17, построены графики снижения природной газоносности для участков с различным количеством переоборудованных и дополнительно пробуренных скважин (рисунки 30, 31 и 32).

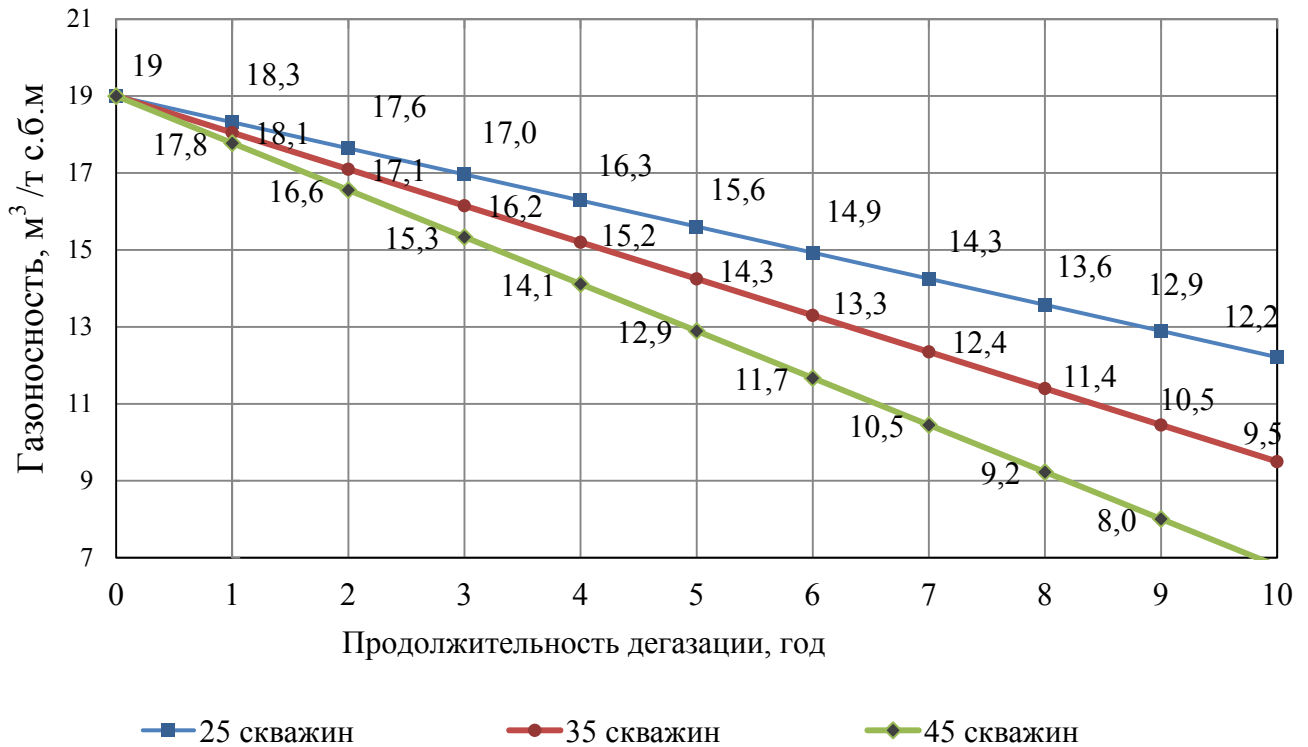


Рисунок 30 График снижения газоносности по участку I

Согласно представленному на рисунке 30 графику снижения природной газоносности по участку I, с учетом среднего дебита метана по скважине в $1700 \text{ м}^3/\text{сут}$, для снижения природной газоносности до $13 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ [1] с помощью 25 переоборудованных геологоразведочных скважин, пробуренных на площади $2,9 \text{ км}^2$ (плотность разведочной сети – 8 скважин на 1 км^2), потребуется 9 лет. В связи с этим необходимость бурения дополнительных скважин будет обусловлена сроком проведения заблаговременной дегазации и достижением полного перекрытия участка депрессионными воронками скважин. При большем количестве скважин эффективность проведения будет увеличиваться, но повлечет за собой необоснованные и излишние затраты.

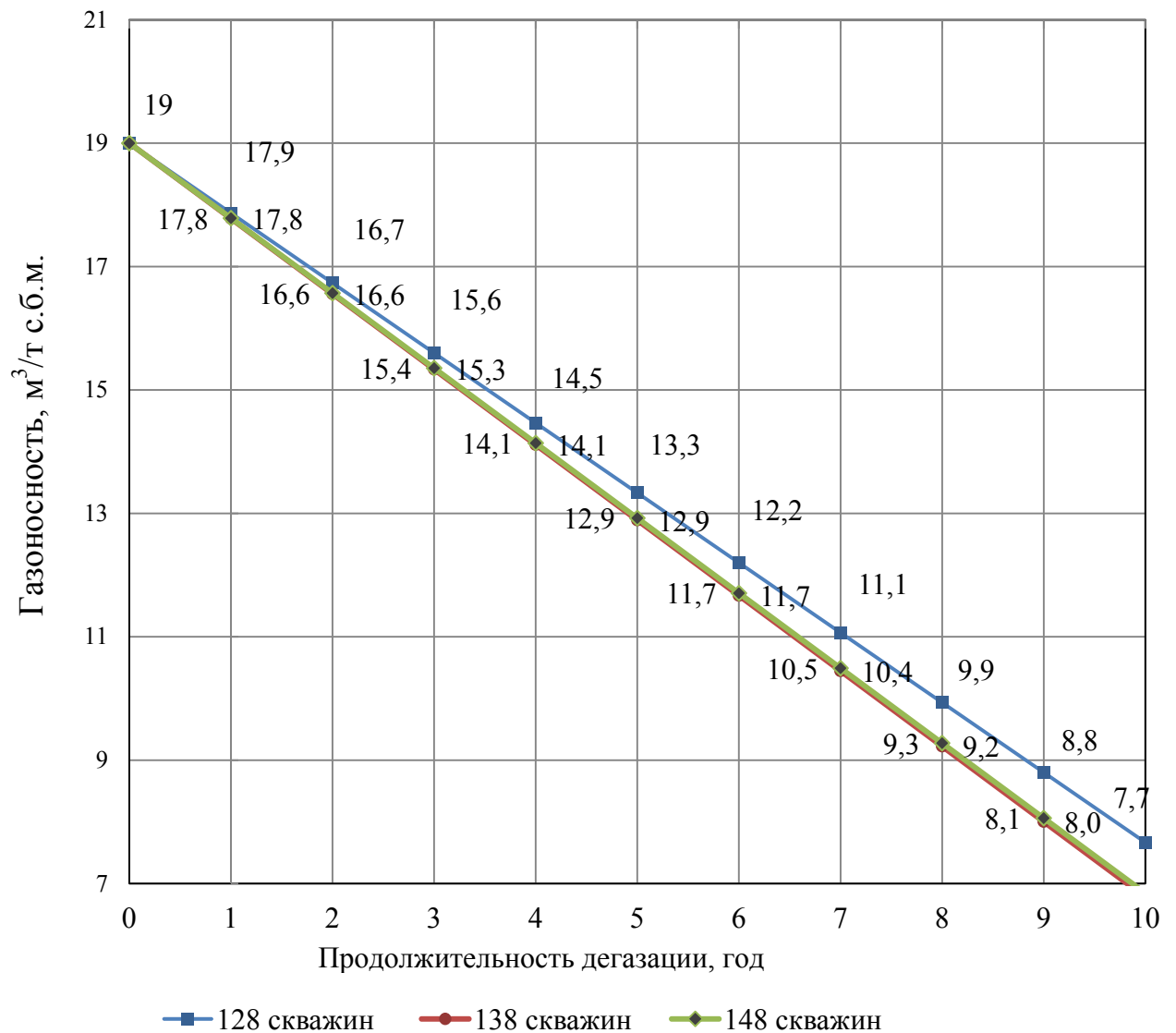


Рисунок 31 График снижения газоносности по участку II

Согласно графику, представленному на рисунке 31, снижение природной газоносности по участку II, при среднем дебите метана по скважине в количестве $1300 \text{ м}^3/\text{сут}$, для снижения природной газоносности до $13 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ [1] с помощью 128 переоборудованных геологоразведочных скважин, пробуренных на площади $10,2 \text{ км}^2$ (плотность разведочной сети – 13 скважин на 1 км^2), потребуется около 5 лет. С учётом плотности разведочной сети и природной газоносности участка этого вполне достаточно, в связи с чем особой необходимости в бурении дополнительных скважин нет.

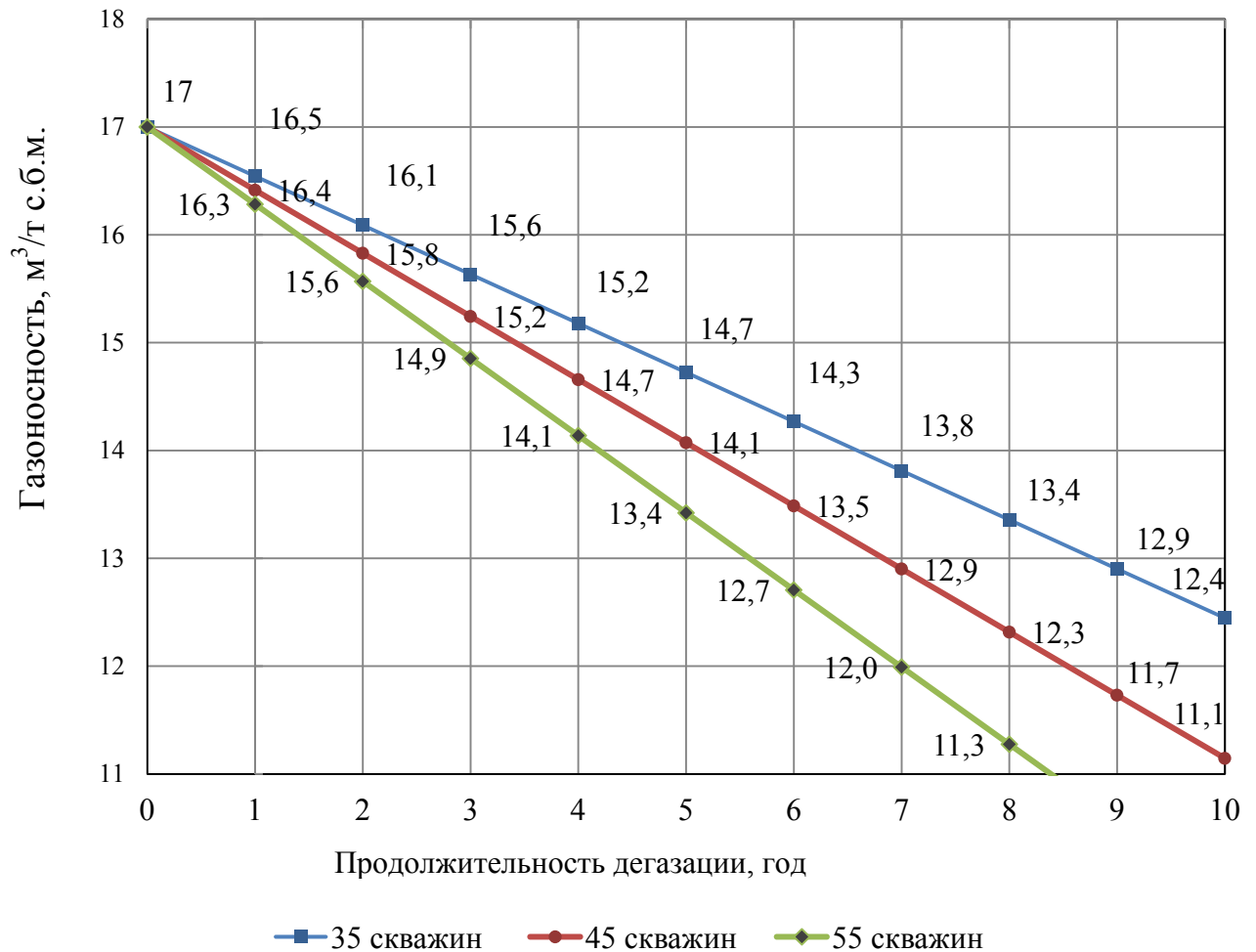


Рисунок 32 График снижения газоносности по участку III

Согласно графику, представленному на рисунке 32, снижение природной газоносности по участку III, с учетом среднего дебита метана по скважине в количестве $2000 \text{ м}^3/\text{сут}$, для снижения природной газоносности до $13 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ [1] с помощью 34 переоборудованных геологоразведочных скважин, пробуренных на площади $20,6 \text{ км}^2$ (плотность разведочной сети – 6 скважин на 1 км^2), потребуется около 9 лет. Данный срок является вполне приемлемым в связи с большим количеством ресурсов метана ($3,8 \text{ млрд м}^3$). С помощью 10 дополнительно пробуренных скважин указанный период сократится до 7 лет, а при бурении дополнительных 20 скважин до 5–6 лет.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что в зависимости от величины природной газоносности, при применении ПИВ на угольные пласты с целью увеличения дебита метана от 1300 до $2000 \text{ м}^3/\text{сут}$ (зависит от

проницаемости и мощности угольных пластов), при плотности разведочной сети от 2 до 13 км² (зависит от выдержанности угольных пластов и группы сложности геологического строения) за период от 5 до 9 лет можно снизить природную газоносность до 13 м³/т с.б.м., что является установленным нормативным критерием обеспечения безопасной добычи угля.

4.4 Экономическая эффективность использования multifunctional скважин для дегазации метанугольных месторождений

Расходы по дегазации источников метановыделения входят в общий объем инвестиций, вложенных в эффективное извлечение газа с целью соблюдения требований правил безопасности в угольных шахтах. Экономический эффект можно проиллюстрировать следующим образом: один высокопроизводительный очистной забой с современным оборудованием отрабатывает пласт мощностью 3 м в хороших геологических условиях и может обеспечить добычу от 2 до 4 млн т угля в год. Если цена за уголь составляет 40 долл. США за 1 т, то ограничение работы забоя по газовому фактору на 10 % от общего рабочего времени приведет к потере доходов угольной компании в размере от 8 до 16 млн долл. США в год.

Использование добытого газа на нужды недропользователей [57] является наиболее приемлемым направлением его промышленного применения. Кроме того, интерес к использованию метана будет возникать у близлежащих и строящихся угледобывающих предприятий, а также предприятий соседних регионов, однако увеличение плеча транспортировки газа удаленным потребителям приведет к росту затрат на строительство дорогостоящего газопровода.

Усложнение технологии отработки угольных месторождений за счет необходимости переоборудования геологоразведочных скважин или бурения дополнительных дегазационных скважин является сдерживающим фактором внедрения заблаговременной дегазации. Однако постоянные простои забоев по газовому фактору, аварии и взрывы метановоздушной смеси на угольных шахтах

будут заставлять вновь и вновь возвращаться к теме заблаговременной дегазации и совершенствованию подхода к освоению метаноугольных месторождений.

С целью всестороннего анализа влияния экономической составляющей переоборудования геологоразведочных скважин в приложении 5 представлена смета по бурению типовой геологоразведочной скважины по участку I (рисунок 15, стр. 90), а в приложении 6 представлен сметный расчет затрат на переоборудование данной скважины. Аналогично выполнен сметный расчет по строительству и переоборудованию типовых скважин по участкам II и III, представленных на рисунках 16 и 17 (стр. 91 и 92). Результаты расчета затрат на переоборудование типовой геологоразведочной скважины по участкам отражены в сводной таблице 18.

Таблица 18

Сводная смета затрат на бурение и переоборудование геологоразведочных скважин

Номер участка	Стоимость бурения геологоразведочной скважины, руб.	Стоимость геологоразведочной скважины с учетом переоборудования, руб.	Увеличение стоимости с учетом переоборудования, руб.
1	2	3	4
I	4 038 524	5 085 192	1 046 668
II	3 831 824	4 916 923	1 085 099
III	4 698 644	6 001 889	1 303 245

Как видно из таблицы 18, затраты на переоборудование типовых скважин рассматриваемых участков составляют от 1 до 1,3 млн руб. Дальнейший анализ экономических показателей рассматриваемых участков и экономической составляющей, представленный в таблице 19, основан на сопоставлении затрат на переоборудование с общими затратами на разведку 1 т запасов угля и себестоимостью 1 т товарной продукции по технико-экономическому обоснованию кондиций для подсчета запасов угля (далее ТЭО), с учетом данных, представленных в таблице 18.

**Анализ экономических показателей рассматриваемых участков и экономической составляющей при производстве
переоборудования скважин**

Номер участка	Количество запасов угля по участку, млн т. (таблица 18, столбец 3)	Количество ресурсов метана по участку, млрд м ³ . (таблица 18, столбец 4)	Себестоимость единицы товарной продукции по ТЭО, руб./т	Сметная стоимость геологоразведочных работ на стадии разведки, млн руб.	Затраты на разведку 1 т запасов угля, руб./т	Сметная стоимость геологоразведочной скважины, млн руб. (таблица 18, столбец 2)	Сметная стоимость переоборудованной скважины, млн руб. (таблица 18, столбец 3)	Затраты на переоборудование скважины, млн руб. (таблица 18, столбец 4)	Количество переоборудованных скважин, ед. (таблица 14, столбец 12)	Общая сметная стоимость переоборудования скважин по участку дегазации, млн руб. (столбец 9 * столбец 10)	Затраты переоборудования геологоразведочных скважин на разведку 1 т запасов угля, руб./т (столбец 11/ столбец 2)	Увеличение затрат на разведку 1 т запасов угля в связи с переоборудованием, % (столбец 11*100/ столбец 2)	Увеличение себестоимости 1 т товарной продукции по ТЭО за счет переоборудования геологоразведочных скважин, % (столбец 12*100/ столбец 4)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
I	35,3	0,526	1792	84, 4	2,4	4,0	5,1	1,05	25	26,2	0,74	31	0,04
II	248,8	1,9	2040,1 1849,8	561, 0	2,3	3,8	4,9	1,09	128	138,9	0,56	24	0,03
III	855,2	3,8	852	321,2	0,38	4,7	6,0	1,3	34	44,3	0,05	14	0,01
Среднее	379,8	2,1	1530	322	1,7	4,2	5,3	1,1	62	69,8	0,5	23	0,03

Согласно данным, представленным в таблице 19, затраты на разведку 1 т запасов угля увеличиваются от 0,38 до 2,4 руб. Такое варьирование данного показателя объясняется в первую очередь площадью участка, количеством угольных пластов, их мощностью, выдержанностью, глубиной залегания и другими геологическими факторами.

Прогнозное увеличение затрат на разведку 1 т запасов угля в связи с переоборудованием геологоразведочных скважин составило:

- 0,74 руб./т по участку I;
- 0,56 руб./т по участку II;
- 0,05 руб./т по участку III.

Следует отметить, что согласно сведениям, представленным в таблице 9 (стр. 87), в 2014–2015 гг. затраты действующих предприятий на дегазацию на 1 т добытого угля в год составили от 16,7 до 127 руб. при среднем значении 21,92 руб.

В результате выполненного анализа прогнозное увеличение затрат на разведку 1 т запасов угля составило:

- 31 % по участку I;
- 24 % по участку II;
- 14 % по участку III.

Затраты на переоборудование скважин увеличат себестоимость 1 т товарной продукции, рассчитанной в ТЭО:

- 0,04 % по участку I;
- 0,03 % по участку II;
- 0,01 % по участку III.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1) объем работ по изучению природной газоносности метаноугольных месторождений необходимо устанавливать в геологическом задании на проведение разведочных работ. Установленная нормативно-технической документацией точность определения природной газоносности угольных пластов не более 30 % является завышенным критерием и приводит к существенному

искажению расчета метановыделения в выемочный участок, что влияет на обеспечение безопасной добычи угля;

2) первоначальными пространственными критериями для выделения участков месторождений или шахтных полей для производства заблаговременной дегазации могут являться: пространственные границы лицензионного участка, гипсометрический горизонт ± 0 м (абс), изогипса, соответствующая значению природной газоносности $13 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$ (рекомендуемое $6\text{--}8 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$) по данным предыдущей стадии разведочных работ;

3) среднее прогнозное увеличение затрат на разведку 1 т запасов угля в связи с переоборудованием геологоразведочных скважин составило 0,5 руб./т, в связи с чем средняя стоимость разведки 1 т запасов угля на возрастет на 23 %. Однако это составляет 0,03 % от себестоимости 1 т товарной продукции, рассчитанной в технико-экономическом обосновании целесообразности добычи угля;

4) переоборудование геологоразведочных скважин на стадии составления проекта ГРП позволит производить работы по заблаговременной дегазации и снижать природную газоносность угольных пластов до начала отработки выемочных участков до $13 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$

Комиссия специалистов ООО «ГеоСтартПроект» и ООО «Георезонанс», изучив материалы настоящей диссертационной работы, пришла к выводу, разработанная технология переоборудования геологоразведочных скважин обеспечит их многофункциональность и позволит заблаговременно подготавливать угольные месторождения к безопасной добыче угля, а также разработанная методика может послужить переходом к комплексному освоению угольных месторождений и развитию добычи метана из угольных пластов. Акты внедрения разработанного предложения представлены в приложениях 3 и 4 данной диссертационной работы.

По результатам исследований, представленных в главах 3 и 4, сформулировано третье научное положение: совершенствование методики проведения геологоразведочных и дегазационных работ путем сооружения многофункциональных (разведочно-дегазационных) скважин позволяет производить эффективную дегазацию угольных пластов и заблаговременно (в течение 5–9 лет) подготавливать метаноугольные месторождения к безопасной добыче угля подземным способом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящая диссертация является научно-квалификационной работой, в которой решается научная задача по совершенствованию геологического изучения угольных месторождений и их отработки с учетом бурения многофункциональных скважин с целью обеспечения безопасных условий добычи угля и рационального освоения недр. В работе приведены результаты широкого анализа технических и технологических решений по оптимизации разведочных сетей и переоборудованию геологоразведочных скважин с целью выбора определяющих направлений для производства заблаговременной дегазации угольных пластов. Изложены научно обоснованные выводы об увеличении количества выбросов метана в атмосферу при отработке более глубоких горизонтов и изменении горно-геологических и горнотехнических условий добычи угля подземным способом действующими угледобывающими предприятиями.

В работе показаны существенные преимущества технологии дегазации угольных месторождений за счет широкого использования многофункциональных скважин, предназначенных для заблаговременной дегазации угольных месторождений. Основные научные и практические результаты, полученные автором, заключаются в следующем:

- в процессе работы выполнен анализ выбросов метана в атмосферу при добыче угля в Кузбассе открытым и подземным способами. Выполненный анализ позволил оценить горно-геологические и горнотехнические условия при разных способах отработки угольных месторождений с точки зрения безопасности отработки метаноугольных месторождений. На основании анализа установлено изменение горно-геологических и горнотехнических условий добычи угля подземным способом;
- доказано, что горно-геологические, экологические и экономические условия добычи угля требуют совершенствования методики геологического изучения, проектирования и отработки метаноугольных месторождений;

- на основе сведений о природной газоносности угольных районов Кузбасса, теоретических исследований, включающих в себя анализ и обобщение данных государственной статистики, баланса полезных ископаемых, нормативных и литературных источников, а также публикаций научно-исследовательских работ по проблематике исследований впервые научно обоснована возможность производства заблаговременной дегазации с применением переоборудованных геологоразведочных скважин;

- разработана конструкция геологоразведочной скважины и технология ее переоборудования для производства заблаговременной дегазации угольных пластов;

- предложен вариант оптимизации геологоразведочных, проектных и производственных работ, направленных на создание возможности на стадии составления проекта ГРП обосновывать расположение разведочных скважин с учетом их переоборудования для производства заблаговременной дегазации;

- методом аналогии выполнен сравнительный анализ эффективности применения многофункциональных скважин для безопасного освоения угольных месторождений с высокой природной газоносностью;

- установлена экономическая целесообразность переоборудования и многофункционального использования разведочно-дегазационных скважин;

- доказано, что переоборудование геологоразведочных скважин в разведочно-дегазационные позволяет более рационально использовать период времени строительства угледобывающего предприятия на проведение заблаговременной дегазации угольных пластов, так как ее эффективность во многом зависит от времени эксплуатации скважин.

Полученные результаты работы представляют интерес для пользователей недр, геологоразведочных и проектных организаций, деятельность которых направлена на изучение геологического строения, проектирование и отработку угольных месторождений с высокой природной газоносностью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2011 г. № 315 «О допустимых нормах содержания взрывоопасных газов (метана) в шахте, угольных пластах и, и выработанном пространстве, при превышении которых дегазация является обязательной» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, № 18, ст. 2642).
2. Методические рекомендации по применению классификации запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых. Угли и горючие сланцы. Утв. МПР России от 5.06.2007 г. № 37-р. / под ред.– М.: Изд-во ФГУ ГКЗ, 2007. – 34 с.
3. Воробьев Б.М., Васючков Ю.Ф., Быкова М.Ю. Инновационная синэнергетическая высокоадаптивная и глубоко конверсионная концепция развития углегазовой энергетики России // Уголь. – 2012. – № 2. – С. 62–66.
4. Зоря А.Ю., Крейнин Е.В., Лазаренко С.Н. Новые возможности // Уголь Кузбасса. – 2009. – № 4. – С. 74–77.
5. Vasyuchkov Yu., Vorobjev B., Vasyuchkov K. Unconventional mining technologies for clean and efficient power generation // Mining Engineering. – 1998. – April. – P. 65–69.
6. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Федунец Б.И. Перспективы добычи метана в Печорском угольном бассейне. – М.: Издательство МГГУ, 2004. – 557 с.
7. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Презент Г.М. Перспективы промышленного извлечения угольного метана // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2002. – № 6. – С. 6–10.
8. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Коликов К.С. Проблемы реализации концепции метанобезопасности на угольных шахтах России // Уголь. – 2009. – № 1. – С. 28–30.
9. Ю.Н. Малышев, Ю.Л. Худин, М.П. Васильчук и др. Проблемы разработки метаноносных пластов в Кузнецком угольном бассейне. – М.: Изд-во Академии горных наук, – 1997. – 463 с.
10. Сластунов С.В. Заблаговременная дегазация и добыча метана из угольных месторождений. – М.: Изд-во МГГУ, – 1996. – 441 с.
11. Кравцов А.И. Газоносность угленосной толщи и прогноз метанообильности шахт Кузнецкого бассейна: Геолого-экономические очерки

угленосных районов Западной Сибири.– Новосибирск: ЗСГУ, – 1944.– 44 с.

12. Отчет по опытно-методическим работам по совершенствованию методики изучения газоносности угольных месторождений Кузбасса и оценке ресурсов метана, как попутного полезного ископаемого: отчет опытно-методической партии по изучению газоносности за 1989-1992 / Натура В.Г., Сиротский Г.А., Труфанов А.М., и др. – г. Новокузнецк: ГПП «Запсибгеология», Комплексная тематическая экспедиция. – 1992. – 561 с.

13. Обобщение материалов газоносности шахтных полей Кузбасса и оценка геологических перспектив комплексного их освоения с попутным извлечением и использованием метана (1 этап. Ленинский, Терсинский и Томь-Усинский районы): геологический отчёт / Хрюкин В.Т., Зимаков Б.М., Натура В.Г. и др. – Москва-Кемерово-Междуреченск: Московский геолого-разведочный институт, ГП «Южно-Кузбасская ГРЭ», 1993. – 202 с.

14. Геолого-промышленная оценка перспективности угольных месторождений Кузбасса для извлечения и использования метана: отчет о НИР/ Натура З.К. Якубченко Н.Ф. Сиротский Г.А. – Ленинск-Кузнецкий : ГП «Южно-Кузбасская геологоразведочная экспедиция», 2001.– 196 с.

15. Подсчет запасов метана Талдинского метаноугольного месторождения Кузбасса: геологический отчёт / Хрюкин В.Т. – М.: ОАО «Газпром Промгаз». 2009. – 290 с.

16. Поисково-оценочные работы на Нарыкско-Осташкинской площади в Кузбассе. (Геологическое строение, качество и геолого-промысловые характеристики угольных пластов с оценкой ресурсов метана) : геологический отчёт / Шамова Н.А., Кудинов Е.В., Сизиков Д.А., и др. – Кемерово: ООО «Газпром добыча Кузнецк», ООО «ЮжКузбассГРУ», 2011. – 321 с.

17. Участок «Куреинский» Курейнского каменноугольного месторождения Кузбасса. (Геологическое строение, качество углей и подсчет запасов по состоянию на 01.01.2012 г.): геологический отчёт / Москалик Ю.Т., Ющенко Л.Н., Серёгина О.А., и др. – Новокузнецк: ООО «ЮжКузбассГРУ», ЗАО «Метан Кузбасса», 2012. – 743 с.

18. Подсчет запасов метана в угольных пластах юго-восточного участка Талдинского метаноугольного месторождения: геологический отчёт / Хрюкин В.Т., Швачко Е.В., и др.– М: ОАО «Газпром промгаз». 2010. – 367 с.

19. Подсчет запасов метана в угольных пластах Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения: геологический отчёт / Швачко Е.В., Хрюкин В.Т., Шепелев П.В. – М: ОАО «Газпром промгаз». – 2014. – 440 с.

20. Прогноз газоносности угленосных отложений Кузнецкого бассейна с целью совершенствования методики ее изучения при геологоразведочных работах и повышение достоверности прогнозных оценок на глубоких горизонтах шахт: геологический отчёт / Хрюкин В.Т., Зимаков Б.М., Натура В.Г., и др. – М.; Кемерово: ГП Трест «Кузбассуглеразведка», МГРИ, 1991. – 696 с.

21. 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.

22. Бокий Б.В. Основы промышленной технологии извлечения и использования метана / Б.В. Бокий // ГИАБ. –2007. – Отд. вып.13. «Метан». – С. 360–366.

23. Гресов А.И. Геолого – промышленная оценка метаноресурсного потенциала и перспектив углеметанового промысла в угленосных бассейнах северо-востока России: дис. ...докт. геол-минер. наук: 25.00.16 / Гресов Александр Иванович. – Томск – Владивосток. 2014. –156 с.

24. Агеев П.Г., Стрельченко В.В., Агеев Н.П. Инновационная российская нанотехнология дает вторую жизнь бездействующим нефтяным и метаноугольным скважинам в США, Китае и России // Недропользование. – 2014. – № 1. – С. 26–31.

25. Тайлаков О.В. Определение газоносности угольных пластов на основе исследования процессов фильтрации и диффузии метана / О.В. Тайлаков, Д.Н. Застрелов, А.Н. Кормин, Е.А. Уткаев // Уголь. – 2015. – № 1. – С. 74–77.

26. Павленко М.В. Вибровоздействие при механическом разрушении угля комбайном как фактор интенсификации метановыделения / М.В. Павленко, М.П. Хайдина // Горная промышленность.– 2015.– № 2.– С.110–115.

27. Десяткин А.С. Выявление угольных пластов и оценка их промысловых характеристик по данным геолого-геофизических исследований скважин для добычи метана : дис. ...канд. геол-минер. наук: 25.00.10 / Десяткин Андрей

Сергеевич. – М., 2011. –156 с.

28. Шубина Е.А., Брылин В.И., Лукьянов В.Г. Проведение заблаговременной дегазации угольных пластов с использованием геологоразведочных скважин // Известия Томского политехнического университета. – 2014. – Т. 324. – № 1, – С. 167–173.

29. Shubina E.A., Exploration drilling for pre-mining gas drainage in coal mines. Shubina E.A., Brylin V.I., Lukyanov V.G., Korotchenko T.V. В сборнике: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science Сер., «Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress». – 2015. С. 012007. DOI: 10.1088/1755-1315/24/1/012007, pp. «Exploration drilling for pre-mining gas drainage in coal mines».

30. Шубина Е.А., Лукьянов В.Г. Проблемные вопросы расчёта газовыделения в выемочный участок с учётом геомеханических и газодинамических процессов, и методы их решения // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – №3. – С. 13–18.

31. Lunarzewski, L .W. (1998). Gas Emission Prediction and Recovery in Underground Coal Mines. Int. Journ. of Coal Geology 35, pp. 117 – 145, Amsterdam: Elsevier.

32. Каледина Н.О., Аношина И.М. Аэродинамические критерии эффективности извлечения метана из выработанных пространств действующих шахт // Научные школы Московского государственного горного университета. – 2008. – Т. 1. – С. 150–154.

33. Creedy, D.P., Saghafi, A., Lama, R. (1997, April). Gas Control in Underground Coal Mines: IEA Coal Research. International Energy Agency (IEA) CR/91, pp. 120. London: The Clean Coal Centre.

34. Kissell, F. N. (2006). Handbook for Methane Control in Mining. Pittsburgh, PA (U.S.): Pittsburgh Research Laboratory, National Institute for Occupational Safety and Health.

35. Brandt J. Kunz E. (2008). Gas Drainage in High Efficiency Workings in German Coal Mines. Presentation at the 21st World Mining Congress, session «Methane Treatment», pp. 41 – 50. Krakau.

36. Schlote, W. Brandt, J. (2003). 50 Years of Coal Research – Gas Emissions, Ventilation and Climate. Glückauf 139, pp. 402 – 408. Essen, Germany.

37. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. Утв. Мин. угольной промышленности СССР 15.08.1989 г. / под ред. – Макеевка-Домбасс: Научно-исследовательский институт по безопасности работ в горной промышленности, 1989. – 315 с.

38. Noack, K. (1998). Control of gas emissions in underground coal mines. *Int. Journ. Of Coal Geology* 35, pp. 57 – 82. Amsterdam: Elsevier.

39. Пак Г.А., Дрижд Н.А., Долгонос В.Н. Взаимосвязь обрушений основной кровли с газодинамическими явлениями на угольных шахтах // Уголь.– 2014. – № 1.– С. 56–58.

40. Об утверждении программы развития угольной промышленности России на период до 2030 года: распоряжение Правительства РФ от 21.06.2014 № 1099 р. URL: <http://lawru.info/dok/2014/06/21/n911.htm> (дата обращения: 16.09.2015 г.).

41. Постановление Правительства РФ от 12.06.2003 г. № 344 «О нормативах платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными и передвижными источниками», – Док. опубл. «Собрание законодательства РФ» 23.06.2003 № 25 ст. 2528. .

42. Black D. Aziz N. (2009). Reducing Coal Mine GHG Emissions Through Effective Gas Drainage and Utilisation. 2009 Coal Operators Conference, Australian Institute of Mining and Metallurgy, Illawarra Branch, pp. 217–224.

43. Janas, H. F. Opahle, M. (1986). Improvement of Gas Content Determination. *Glückauf-Forschh* 47, pp. 83–89. Essen, Germany.

44. US EPA. (2006). Global Anthropogenic Emissions of Non-CO2 Greenhouse Gases: 1990–2020. EPA–430R-06-003. Washington, D.C. (U.S.): U.S. Environmental Protection Agency.

45. US EPA. (2003, July). Assessment of the Worldwide Market Potential for Oxidizing Coal Mine Ventilation Air Methane. EPA–430-R-03-002. Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency. www.epa.gov/cmop/resources/index.html.

46. US EPA. (2009, July). Coal Mine Methane Finance Guide. EPA–400-D-09-001. Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency.

47. US EPA. (2009, July). Coal Mine Methane Recovery: A Primer. EPA–430-R-09-013. Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency.

48. Климова О. Доля метана в объеме выбросов на Кузбассе выросла почти в 4 раза // РИА «Новости».— 2013 [Электронный ресурс].— Режим доступа: <http://m.ria.ru/kem/20131212/983666091.html>, (дата обращения: 16.09.2015 г.).

49. Грядущий Б. К вопросу о расширении сферы потребления шахтного метана в структуре топливно-энергетического баланса [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/coal/cmm/6cmm_oct2010/15_Griadushchyi.pdf, (дата обращения: 16.10.2016 г.).

50. Willenbrink B. CBM Review: degassing development // World Coal. – 2003. – Т. 12. – № 3. – С. 51–54.

51. Workshop Agenda. Coalbed Methane open-hole Cavity Completion Workshop// Radisson Hotel Denver. – Colorado, – 1993. – April. – 25 с.

52. Logan T.L., Mavor M.J. Optimizing and Evaluation of Open-Hole Cavity Completion Techniques for Coal Gas Wells. Birmingham-Jefferson Civic Center // TerraTek. – 1993. The University of Alabama/ Tuscaloosa. – May. – С.17–21.

53. Mavor M.J., Robinson J.R. Analysis of Coal Gas Reservoir interference and Cavity Well Tests // Paper SPE 25860 to be presented at the 1993 Joint Rocky Mountain Regional and Low Permeability Reservoirs Symposium to be in Denver. – Colorado, – 1993. – April.

54. Сластунов С.В. Проблемы угольного метана и их технические решения. – М.: изд. МГТУ, – 1999. – С. 50–61.

55. Красюк, С.С. Золотых, С.Е. Решетов, Е.А. Косьминов. Перспективные технологии дегазации и добычи метана на шахтах центрального Кузбасса. Горный информационный бюллетень. – 2001. – № 7. – С. 6–10.

56. Губернатор Кемеровской области Аман Тулеев вручил генеральному директору Общества Станиславу Золотых орден Почета Кузбасса // ООО «Газпром добыча Кузнецк»: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: офиц. сайт., URL: <http://kuznetsk-dobycha.gazprom.ru/press/news/2015/03/51> (дата обращения: 07.09.2015 г.).

57. Европейская экономическая комиссия партнерство «Метан – на рынки» Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана на угольных шахтах. Серия публикаций ЕЭК по энергетике, № 31., Организация Объединенных Наций Нью – Йорк и Женева, 2010 г. 87 с.

58. Сторонский Н.М., Хрюкин В.Т., Митронов Д.В., Швачко Е.В. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ // Журнал Российского химического общества имени Д.И. Менделеева. – 2008. – № 6. – С. 63–72.

59. Как можно добывать природный газ из угольных пластов // ПАО «Газпром»: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: офиц. сайт. URL: <http://www.gazprominfo.ru/articles/methane-from-coal> (дата обращения: 07.09.2015 г.).

60. О налоговых льготах резидентам технопарков и субъектам инвестиционной деятельности, осуществляющим деятельность по добыче природного газа (метана) из угольных месторождений на территории Кемеровской области: закон Кемеровской области от 28.01.2010 № 5 – ОЗ., принят Советом народных депутатов Кемеровской области 27.01.2010. – Док. опубл. «Законодательный вестник Совета народных депутатов Кемеровской области» № 94 01.02.2010 URL: <http://www.gosbook.ru/node/67978> (дата обращения: 07.09.2015 г.).

61. О законодательном обеспечении безопасных условий труда в угольной отрасли: постановление СФ ФС РФ от 09.06.2010 г. № 218 – СФ. – Док. опубл. «Собрание законодательства РФ» 14.06.2010 № 24 ст. 2958. URL: <http://Lawmix.ru/ex-pertlaw/12757>, (дата обращения: 07.09.2015 г.).

62. Российская Федерация. Законы. О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации: федер. закон от 28.12.2010 г. № 425–ФЗ. – Док. опубл. «Собрание законодательства РФ» 03.01.2011 № 1 ст. 37. URL: <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?red=doc;base=LAW;n=108786> (дата обращения: 07.09.2015 г.).

63. Федеральный закон от 29.12.2012 г. № 278 – ФЗ О внесении изменений в статьи 336 и 337 части второй Налогового кодекса РФ, URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_140073 (дата обращения: 07.09.2015 г.).

64. Золотых С.С. Разработка технологической системы эффективной и безопасной отработки свит пологих газоносных угольных пластов: дис....д-ра техн. наук : 25.00.22 / Золотых, Станислав Станиславович. – Кемерово, 2001. – 455 с.

65. Макин М. В Кузбассе будут строиться новые высокопроизводительные предприятия // Стандарт качества.– 2014. – № 37/38.– С. 8–10.

66. Об утверждении Федеральных норм в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах»: приказ Ростехнадзора от 19.11.2013 №550 (ред. От 02.04.2015) URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_157929/, (дата обращения: 16.09.2015 г.).

67. Об утверждении «Инструкции по дегазации угольных шахт» : приказ Ростехнадзора от 01.12.2011 г. № 679 (ред. От 20.05.2015 г.). URL: http://www.Consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125844/ (дата обращения: 16.09.2015 г.).

68. Шубина Е.А., Лукьянов В.Г. Направление развития угольной промышленности в области недропользования и налогообложения, с целью стимулирования развития добычи метана в промышленных масштабах // Известия Томского политехнического университета Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов . – 2015 – Т. 326 . – №. 12. – С. 131-139.

69. С.И. Хлудов, А.В. Ремезов, В.Г. Климов Состояние дегазации на угольных шахтах Кузбасса. Вестник Кузбасского государственного технического университета . Выпуск 3 .– 2007. – С. 25–26.

70. Shubina E.A., Lykuanov V.G. Stimulation of commercial coal seam methane production aimed at improving mining technology // Nature geoscience. – Nature Publishing Group. – 2016. DOI:1038/ngeo2695. С. 012098.

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

72. Верниго В.М., Кульчицкий В.Б. Предупреждение горных ударов и внезапных выбросов в горнодобывающей промышленности // Горная Промышленность. – 2006. – № 4. – С. 6–7.

73. Ребиндер П.А., Щукин Е.Д. Поверхностные явления в твердых телах в процессе их деформации и разрушения // – М.: – 1966. – С. 128 с.

74. Накоряков В.Е., Покусаев Б.Г, Шрейбер И.Р. Волновая динамика газо и парожидкостных сред // – М.: Энергомаимздат. – 1990. – С. 248.

75. Плазменно-импульсное воздействие // Википедия свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki>, (дата обращения: 10.09.2015 г.).

76. Плазменно-импульсное воздействие на продуктивные пласты // ООО «Новас» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.novas->

energy.ru/ru/about/articles.php?ELEMENT_ID=2011, свободный, (дата обращения: 10.09.2015 г.).

77. Агеев П.Г., Стрельченко В.В., Казанцев О.Е. Интенсификация потока метана из угольных пластов методом плазменно-импульсного воздействия // Газовая промышленность. – 2013. – Сентябрь. – № 696. – С. 95–98.

78. ООО «Новас» [Электронный ресурс] – Режим доступа: URL: <http://novas-energy.ru/content/articles/index.php?article=3315>, свободный. – Бездействующие скважины и метаноугольные пласты – объекты применения инновационной российской технологии в США и Китае., (дата обращения 20.11.2015 г.).

79. П.Г. Агеев, Н.П. Агеев, А.С. Десяткин, Г.А. Елсуков, группа компаний «Новас» – «Георезонанс». Технология плазменно-импульсного воздействия – нетрадиционный подход к дегазации угольных пластов // Горная промышленность. – 2015. – №1.(119). – С. 28–33.

80. Геологический отчет по участку «Ерунаковский Восточный» Ерунаковского месторождения в Ерунаковском геолого-экономическом районе Кузбасса (Геологическое строение и подсчет запасов каменного угля по состоянию на 01.01.2015 г.), / Двуреченский С.Г. и др. – Новокузнецк: ООО«Омега», ООО «ЮжКузбассГРУ». – 2015. – С. 239.

81. Особенности заблаговременной дегазации угольных пластов методом бурения скважин с поверхности / П. Сикора, Д. Смыслов и др. // Глюкауф.– 2008.– № 1.– С. 38–45.

82. Участок «Ерунаковский VIII» в Ерунаковском геолого-экономическом районе Кузбасса (Геологическое строение, качество и подсчет запасов каменного угля по состоянию на 01.05.2008 г.) : геологический отчет / Ермилов В.И., Земскова Н.А., Мамушкина В.В., и др. – Новокузнецк, ОАО «ОУК «Южкузбассуголь» . 2008 . – 633 с.

83. Исследование трещиноватости углей, вызванной плазменно-импульсным воздействием (ПИВ) методом рентгеновской томографии: информационный отчет / В.С. Белюхин. – М.: МГУ им. Ломоносова. – 2014. – 36 с.

84. Агеев Н.П., Агеев П.Г., Десяткин А.С., Елсуков Г.А. Сейсмические и геофизические исследования результатов плазменно-импульсного воздействия на угольные пласты с целью извлечения метана // Горная промышленность. – 2015, – №5. – С. 70–75.

85. Трехмерное геодинамическое и гидродинамическое моделирование плазменно-импульсного воздействия на угольные пласты (район шахты «Ерунаковская-VIII»): отчет о НИР / Зайцев В.А. – М.: МГУ им. И.М. Ломоносова, 2017 г. – 86 с.

86. Бабушкин В.Д., Лебединская З.П., Жебрак В.А. Изучение гидрогеологических условий и прогнозы водопритоков в дренажные узлы и горные выработки в трещинно-карстовых породах методом моделированию. – М.: ВСЕГИНГЕО. – 1971. – 80 с.

87. Бабушкин В.Д., Лебединская З.П., Леви Л.З. и др. Прогноз водопритоков в горные выработки и водозаборы подземных вод в трещиноватых и закарстованных породах. – М.: Недра. – 1972. – 196 с.

88. Исследования и прогноз водопритоков при разведке угольных месторождений Кузнецкого бассейна / Э.П. Аземке, Я.И. Зарубинский, А.В. Мохов и др. – Ростов на Дону: ДомбасскийНИЛ. – 1979. – 274 с.

89. Громов В.К., Петрова Р.К. Трещиноватость палеозойских отложений Восточной Башкирии. – В кн. Исследования трещиноватых горных пород и их коллекторские свойства. Труды ВНИГРИ, вып. 165.: – М.: Гостоптехиздат. 1961. – 88 с.

90. Микушленко К.И. Типы трещин в породах мезозойского возраста южных и центральных районов Западно-Сибирской плиты. в кн. Методика изучения коллекторов и коллекторских свойств нефтегазоносных районов Сибири. Труды СНИИГГИМС, серия Нефтяная геология, вып. 33, – Новосибирск:– 1966. – С. 146–149.

91. Очертенко И.А. Генетическая классификация трещин в породах и углях. – В кн. Геология и разведка угольных месторождений. Труды ДомбассНИЛ, вып. 2. – М.: Недра. 1971. с. 78–86.

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

93. Рогов Г.М. Гидрогеология Кузнецкого угольного бассейна. Автореферат дисс. насоиск. уч. степ. докт. геол. мин. наук. – М.: МГРИ, – 1967. – 58 с.

94. Чернышев С.Н. Движение воды по сетям трещин. – М.: Недра, – 1969. – С. 19–20.

95. Мельников Н.В. Генетические типы трещин в средне и

верхнепалеозойских отложениях Кузбасса. – В кн.: Методика изучения коллекторов и коллекторских свойств нефтегазоносных районов Сибири. Труды СНИИГГМС.– 1966. – С. 48-56.

96. Мельников Н.В. Трещиноватость средне и верхнепалеозойских пород Кузнецкой впадины в связи с их коллекторскими свойствами. Автореферат на соиск. уч. степ. канд. геол. мин. наук. – Томск: Политехнический ин-т. – 1963. – 20 с.

97. Мельников Н.В. Трещиноватость средне и верхнепалеозойских пород Кузбасса в связи с их коллекторскими свойствами.– В кн.: Методика изучения коллекторов и коллекторских свойств пород нефтегазоносных районов Сибири. Труды СНИИГГМС, 1966. С. 57–83.

98. Мельников Н.В. Трещиноватость и её влияние на коллекторские свойства средне и верхнепалеозойских пород Кузнецкой впадины.– В кн.: Второе всесоюзное совещание по проблеме трещинных коллекторов (тезисы докладов). – Грозный: Чечено-Ингушское книжное изд-во, 1962, с. 65-68.

99. Будников В.И. Факторы определяющие качество поровых коллекторов (на примере Кузбасса). – В кн.: Методика изучения коллекторов и коллекторских свойств пород нефтегазоносных районов Сибири. Труды СНИИГГМСа, серия Нефтегазовая геология, вып. 33. – Новосибирск, 1966, с. 29–40.

100. Будников В.И., Ильянков Б.Н. Коллекторские свойства песчаников верхнего палеозоя северо-восточной части Кузбасса. – В кн.: Методика изучения коллекторов и коллекторских свойств пород нефтегазоносных районов Сибири, Труды СНИИГГМСа, серия Нефтегазовая геология, вып. 33. – Новосибирск, 1966. – С 84–89.

101. Вен А.В., Лизалек Н.А. Изучение постгеогенетического изменения пород Кузнецкого бассейна с целью прогнозирования их коллекторских свойств. – В кн.: Методика изучения коллекторов и коллекторских свойств пород нефтегазоносных районов Сибири, Труды СНИИГГМСа, серия Нефтяная геология, вып. 33. – Новосибирск. – 1996. – С. 39–47.

102. Жеро О.Г. Коллекторские свойства песчаников верхнепалеозойских отложений Кузбасса. – В кн.: Материалы по геологии, гидрогеологии, геофизике и полезным ископаемым Западной Сибири. Труды СНИИГГМСа, серия Нефтяная геология. вып. 17. – Л.: Гостоптехиздат, – 1961. – С.113–122.

103. Кемеров А.И. Закономерности обводнения угольных месторождений Кузбасса и прогноз притока воды в шахту : дис. канд. геол. мин. наук : 04.00.06 / Кемеров Александр Иванович. – Т., 1980. – 219 с.
104. Ивачев Л. М. Борьба с поглощениями промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин – М.: Недра, 1982. – 293 с.
105. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1977. – 432 с.
106. О перспективах добычи в России угольного газа // ПАО «Газпром»: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: офиц. сайт. URL:<http://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan/> (дата обращения: 10.09.2015 г.).
107. Методическое руководство по оценке ресурсов углеводородных газов угольных месторождений как попутного полезного ископаемого. – М.: Изд-во Мингео СССР. 1988. – 68 с.
108. Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах. – М.: Изд-во Недра, 1988. – 60 с.
109. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. – М. : Изд-во Недра, 1977. – 96 с.
110. Методика подсчета запасов и оценки ресурсов метана в угольных пластах как самостоятельного полезного ископаемого ОАО «Газпром промгаз», ООО «Газпром экспо». М: – 2012. – 48 с.
111. Шубина Е.А. Изучение природной газоносности с целью развития добычи метана из угольных пластов в промышленных масштабах / Е.А. Шубина, В.Г. Лукьянов // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2016 г. – № 1 (113). – С. 3–12.
112. Красюк С.С., Золотых С.Е. , Решетов Е.А., Косьминов Е.А. Перспективные технологии дегазации и добычи метана на шахтах центрального Кузбасса // Горный информационный бюллетень. – 2001. – № 7. – С. 6–10.
113. Ярков В.О. Закономерности пространственно-временного распространения угленосных уровней верхней перми Ерунаковского района Кузбасса в связи с проблемой извлечения метана из угольных пластов: дис....

канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Ярков Владимир Олегович. – Новосибирск. – 2005. – 126 с.

114. К вопросу о промышленном освоении ресурсов угольного метана в России / Малышев Ю.Н., Трубецкой К.Н., Гурьянов В.В., Матвиенко Н.Г. // ГИАБ. – 2000. – Вып.1. – С.138–141.

115. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. Утв. Мин. угольной промышленности СССР 15.08.1989 г. / Макеевка-Домбасс: Научно-исследовательский институт по безопасности работ в горной промышленности, 1989. – 315 с.

116. Дополнение к «Руководству по проектированию вентиляции угольных шахт» / Мин-во угольной пром-сти СССР. Гос. Макеевский науч.-исслед. ин-т по безопасности работ в горной пром-сти. – М.: Недра, – 1981. – 79 с.

117. Крейнин Е.В. Нетрадиционные термические технологии добычи трудноизвлекаемых топлив: уголь, углеводородное сырьё. Извлечение метана из угольных пластов. – М.: ООО ИРЦ «Газпром». – 2004. – С. 203–251.

118. Гресов А.И. Геолого-промышленная оценка возможности добычи метана в пределах горных отводов полей шахт Угловского бассейна и Подгородненского месторождения. Владивосток: Дальгеоинформ. – 2002. – 198 с.

119. Малышев Ю.Н, Трубецкой К.Н, Айруни А.Т. Фундаментально прикладные методы решения проблемы метана угольных пластов.– М.: Изд-во Академии горных наук. – 2000.– С. 229–273.

120. Трубецкой К.Н., Гурьянов В.В. Интенсификация газоотдачи угольных пластов на основе регулирования их напряжённо-деформированного состояния // Уголь. – 2006. – № 7. – С. 60–64.

121. Касьянов В.В., Перспективы развития метановой отрасли в Украине // Геотехническая механика. – 2000. – № 17. – С. 6–11.

122. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Зарегистрировано в Минюсте России 31 декабря 2013 г. № 30943 Доступно на <http://base.garant.ru/70565054/> (обращение от 13.05.2016 г.).

123. Методические рекомендации по комплексному изучению месторождений и подсчету запасов попутных полезных ископаемых и

компонентов.– М., Изд-во Недра, 2007. – 120 с.

124. Постановление Правительства РФ от 11.02.2005 № 69 (ред. от 18.02.2016) «О государственной экспертизе запасов полезных ископаемых, геологической, экономической и экологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение» – Док. опубл. на интернет-портале правовой информации <http://www.pravo.gov.ru> – 20.02.2016. – Доступ из информ.-правовой системы «Консультант плюс».

125. Российская Федерация. Законы. О недрах: закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 13.07.2015; с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016 г.). – Док. опубл. на интернет-портале правовой информации <http://www.pravo.gov.ru> - 04.07.2016 г., – Доступ из информ.-правовой системы «Консультант плюс».

126. Шубина Е.А., Лукьянов В.Г. Проектирование геологоразведочных работ с целью использования скважин для производства заблаговременной дегазации угольных пластов / Е.А. Шубина, В.Г. Лукьянов // Горный информационно-аналитический бюллетень., – 2016. – № 10. – С.377–389.

127. П. Агеев, А. Десяткин, А. Галичанин, А. Черепов, С. Ширяев, И. Лебедев, Российская технология «плазменно-импульсного воздействия» для заблаговременной дегазации угольных пластов – инновационное направление в мировой практике обеспечения безопасности добычи полезных ископаемых // Уголь Кузбасса. – 2017. – июль-август. – с. 26–31.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ТЕРМИНЫ И ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

ЗГВ – зона газового выветривания;

ОПР – опытно-промышленные разработки;

ПИВ – плазменно-импульсное воздействие;

ГРР – геологоразведочные работы;

ТЭО – технико-экономическое обоснование;

с.б.м. – сухая беззольная масса;

р.л. – разведочная линия;

Горнотехническая система – совокупность горных конструкций, оборудования, технологических процессов горного производства взаимосвязи с вмещающим их участком недр.

Газовыделение (метановыделение) – процесс поступления газа в горные выработки (скважины) и выработанные пространства из источников газовыделения.

Газообильность выработок – количество (объем) газа, выделившегося в горные выработки. Различают газообильность:

абсолютную – объем выделившегося газа в горные выработки в единицу времени, $\text{м}^3/\text{сут}$; $\text{м}^3/\text{мин}$.

относительную – объем газа, выделившегося в горные выработки за определенный период времени и отнесенный к количеству угля, добытого за этот же период времени, $\text{м}^3/\text{т}$.

Дегазационная скважина – горная выработка (полость) круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или из подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметр которой много меньше ее глубины.

Дегазация сближенных пластов – комплекс работ по извлечению газов из подрабатываемых или надрабатываемых угольных пластов, разгружаемых от горного давления.

Дегазация выработанного пространства – комплекс работ по извлечению газа из выработанного пространства и примыкающего к нему трещиноватого углепородного массива.

Дегазация заблаговременная – дегазация, осуществляемая скважинами с земной поверхности до начала очистных или подготовительных работ.

Дегазация предварительная – дегазация разрабатываемых пластов угля, осуществляемая пробуренными из горных выработок скважинами до начала очистных работ с изолированным выводом метана на поверхность.

Дегазация текущая – дегазация различных источников газовыделения в пределах выемочного участка, блока, панели в процессе ведения горных работ.

Дегазация комплексная – сочетание различных способов или схем дегазации одного или нескольких источников газовыделения.

Зона газового выветривания – приповерхностная (от 10–20 м до 400–500 м) зона угленосных отложений, которая с позиции гидродинамической зональности соответствует зоне активного водообмена, где концентрация метана в природных газах угольных пластов не превышает 70 %, а их природная газоносность составляет не более 3–5 м³/т угля.

Изогаза – линия равной природной газоносности угольных пластов.

Источники газовыделения – углепородный массив, выделяющий газы в подземные выработки (скважины).

Попутная добыча метана – принудительное извлечение метана из угольных пластов или пород в процессе разработки угольного месторождения.

Природная газоносность – объем газа (метана), содержащегося в единице массы угля в естественных условиях, отобранного кернагазонаборниками (КГН-прямой метод) с соблюдением полной герметичности угольного керна, м³/т, м³/т с.б.м. (тонна сухой беззольной массы).

Самостоятельная добыча метана – извлечение метана из неразрушенного массива горных пород без проведения работ по добыче угля.

СПИСОК ТАБЛИЦ

Номер п/п	Наименование	Страница
1	Прогноз природной газоносности угольных пластов Кузнецкого угольного бассейна по горизонтам	20
2	Сведения о добыче метана на Талдинском месторождении и Нарыкско-Осташкинской площади	35
3	Сведения о добыче угля по Кузнецкому угольному бассейну за период 2005–2014 гг.	44
4	Технические характеристики прибора «Приток М1»	55
5	Прогноз изменения природной газоносности угольных пластов по гипсометрическим горизонтам	59
6	Ресурсы метана в контуре лав VIII-5, VIII-6 и VIII-7	60
7	Прогноз гипсометрического положения изогаз «5», «10», «13», «15», «20», «25» м ³ /т с.б.м. по разведочным линиям	61
8	Сведения о добыче метана из скважин А1, А3 и А4	78
9	Сводная таблица затрат и объемов бурения дегазационных скважин	87
10	Конструкция и схема оборудования дегазационной скважины	98
11	Геолого-технологические критерии для выделения участков для производства заблаговременной дегазации шахтных полей	111
12	Классификация типовых метанугольных месторождений по величине запасов и ресурсов угля и газа	112
13	Сравнительная оценка влияния плотности разведочной сети на величину площади перекрытия участка при производстве заблаговременной дегазации	131
14	Сравнительная оценка влияния плотности разведочной сети на величину площади перекрытия участка при производстве заблаговременной дегазации по участкам I, II и III	135
15	Прогнозный расчет снижения природной газоносности по участку I	143
16	Прогнозный расчет снижения природной газоносности по участку II	144
17	Прогнозный расчет снижения природной газоносности по участку III	145
18	Сводная смета затрат на бурение и переоборудование геологоразведочных скважин	150
19	Анализ экономических показателей рассматриваемых участков и экономической составляющей при производстве переоборудования скважин	151

СПИСОК РИСУНКОВ

Номер п/п	Наименование	Страница
1	2	3
1	Геолого-экономическая сущность метана	15
2	График изменения градиента природной газоносности угольных районов Кузбасса по горизонтам	21
3	Условная схема процесса сдвижения углепородной толщи пологого падения при очистных работах	25
4	Направления использования угольного метана	38
5	Объемы добычи угля открытым и подземным способом за 2005–2014 гг. по Кузнецкому угольному бассейну	45
6	Сведения о количестве выбросов метана в атмосферу за 2004-2014 гг. по Кузнецкому бассейну	46
7	Сравнительный анализ выбросов метана в атмосферу и добычи угля подземным способом в период с 2005-2014 гг.	47
8	Комплектность оборудования для производства плазменно-импульсного воздействия на угольный пласт	54
9	План горных работ по пласту VIII	65
10	Схема оборудования опытных дегазационных скважин	66
11	Схема расположения щелей на обсадной колонне	68
12	Рентгенополосный срез образца угля марки ГЖ	73
13	Томографическое просвечивание образца после проведения плазменно-импульсного воздействия	74
14	Модель развития депрессионной воронки в угольном пласте	77
15	Типовая конструкция разведочно-дегазационной скважины для производства ПИВ (Участок I)	90
16	Типовая конструкция разведочно-дегазационной скважины для производства ПИВ (участок II)	91
17	Типовая конструкция разведочно-дегазационной скважины для производства ПИВ (участок III)	92
18	Конструкция и технические характеристики насосов УЭЦН 2А	95
19	Технологическая схема оборудования разведочно-дегазационной скважины	96
20	План горных работ по пласту 3 (участок I)	115

1	2	3
21	Геологический разрез по VII р.л. (участок I)	116
22	Структура источников метановыделения по пласту 3 (участок I)	117
23	План горных работ по пласту VIII (участок II)	121
24	Геологический разрез по профилю II (участок II)	122
25	План горных работ по пласту 2.2(участок III)	125
26	Геологический разрез по 20 р.л. (участок III)	126
27	План горных работ по пласту 3 с переоборудованными скважинами для производства заблаговременной дегазации(участок I)	134
28	План горных работ по пласту VIII с переоборудованными скважинами для производства заблаговременной дегазации (участок II)	137
29	План горных работ по пласту 2.2 с переоборудованными скважинами для производства заблаговременной дегазации (участок III)	140
30	График снижения газоносности по участку I	146
31	График снижения газоносности по участку II	147
32	График снижения газоносности по участку III	148

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Номер приложения	Наименование	Страница
1	Сведения о ежегодных объемах выбросов метана в атмосферу угледобывающими предприятиями Кемеровской области за 2004-2014 гг.	176
2	Сведения о ежегодных объемах выбросов метана в атмосферу угледобывающими предприятиями Кемеровской области за 2015 г.	177
3	Акт внедрения предложения ООО «ГеоСтартПроект»	178
4	Акт внедрения предложения ООО «Георезонанс»	179
5	Смета по бурению типовой геологоразведочной скважины по участку I	180
6	Смета по переоборудованию типовой геологоразведочной скважины по участку I	200

**Сведения об ежегодных объемах выбросов метана в атмосферу угледобывающими
предприятиями Кемеровской области за 2004-2014 гг.**

РОССТАТ

**ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЙ ОРГАН
ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ
ГОСУДАРСТВЕННОЙ СТАТИСТИКИ
ПО КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ
(КЕМЕРОВОСТАТ)**

Е.А. Шубиной

Кузнецкий пр-кт, д. 25, г. Кемерово, 650000
Тел./факс: (3842) 36-50-20
<http://www.kemerovostat.gks.ru>;
E-mail: post@kemerovostat.ru
ОКПО 02347699, ОГРН 1054205004600,
ИНН 4205078005/КПП 420501001

21.04.2015 № 04-70/102

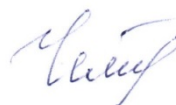
на № _____ от 15.04.2015

Ответ на запрос о
предоставлении информации

На Ваш запрос предоставляем общий ежегодный объем выбросов метана в атмосферу угледобывающими предприятиями Кемеровской области за период с 2004 по 2014 год:

Год	Выброс метана, тонн
2004	434415,932
2005	496709,997
2006	559231,145
2007	729602,011
2008	793395,401
2009	776556,769
2010	774037,470
2011	739604,642
2012	714785,696
2013	770155,702
2014	737948,720

Заместитель руководителя



О.М.Чеманова

А.В.Арсенова
(3842) 75 38 53, 77 83 01
Отдел статистики сельского хозяйства
и окружающей природной среды

**Сведения о ежегодных объемах выбросов метана в атмосферу угледобывающими
предприятиями Кемеровской области за 2015 г.**



РОССТАТ

**ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЙ ОРГАН
ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ
ГОСУДАРСТВЕННОЙ СТАТИСТИКИ
ПО КЕМЕРОВСКОЙ ОБЛАСТИ
(КЕМЕРОВОСТАТ)**

Кузнецкий просп., д. 25, г. Кемерово, 650000
Тел./факс: (3842) 36-50-20
<http://www.kemerovostat.gks.ru>;
E-mail: post@kemerovostat.ru
ОКПО 02347699, ОГРН 1054205004600,
ИНН 4205078005/КПП 420501001

Шубиной Е.А.

Пр-т овощеводов, д. 6, кв. 6,
п. Металлплощадка,
Кемеровский район,
650517

20.01.2017 № 13/01
на № 5/к от 13.01.2017

Ответ на запрос

Выбросы метана в атмосферу Кемеровской области

ТОНН

	2015
Всего	768741,016
Добыча полезных ископаемых	737962,577

Данный показатель за 2016г. может быть предоставлен не ранее мая 2017г. в соответствии со сроками разработки, определенными Федеральным планом статистических работ.

Заместитель руководителя

О.М. Чеманова

Акт внедрения предложения ООО «ГеоСтартПроект»



Общество с ограниченной ответственностью

"ГеоСтартПроект"

654038, Кемеровская область, г.Новокузнецк, ул. Автотранспортная д.12
 тел. 8-961-720-54-53, email: gsp42@bk.ru
 ИНН 4253015100, КПП 425301001

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор
 ООО «ГеоСтартПроект»

А.Н. Коровин

20__ г.

АКТ

внедрения результатов диссертационных исследований Шубиной Е.А.
 по совершенствованию технологии разведки и дегазации угольных месторождений Кузбасса
 методом бурения многофункциональных скважин

Комиссия в составе: генерального директора А. Н. Коровина,
 главного инженера И.Л. Каукина,
 главного инженера проектов М.А. Пичугина,

составили настоящий акт о нижеследующем:

в рамках представленной выпускной научно-квалификационной работы на тему «Исследование и совершенствование технологии разведки и дегазации угольных месторождений Кузбасса методом бурения многофункциональных скважин», разработана методика проведения геологической разведки и дегазации угольных месторождений предусматривающая переоборудование геологоразведочных скважин для производства заблаговременной дегазации угольных пластов и снижения природной газоносности до начала добычи угля.

Изучив материал диссертационной работы, комиссия пришла к выводу о целесообразности применения разработанной комплексной методики выполнения геологоразведочных и дегазационных работ на метанугольных месторождениях. Данная методика является актуальной, научно и экономически обоснованной.

Внедрение разработанной методики, позволит оптимизировать трудовые, производственные и финансовые затраты при подготовке шахтных полей к безопасной добыче угля за счет проведения заблаговременной дегазации угольных пластов.

Предложения автора по совершенствованию технологии разведки и дегазации угольных месторождений, а так же выполненный анализ сложившейся ситуации в угледобывающей отрасли Кузбасса, представляют интерес для недропользователей, геологоразведочных и проектных организаций, так как позволяют своевременно принимать решения о методике геологического изучения и освоения высокогазоносных угольных месторождений.

Главный инженер

Главный инженер проектов

И.Л. Каукин

М.А. Пичугин

Акт внедрения предложения ООО «Георезонанс»



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ГЕОРЕЗОНАНС»

ОГРН 1107746240975 ИНН/КПП 7707722821/770701001

127473, г.Москва, ул.Селезневская, д.15, стр.1
тел.+7(499) 968-42-68, e-mail: info@novas-ct.ru



**АКТ
ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ
ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ И ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КУЗБАССА
МЕТОДОМ БУРЕНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

Комиссия в составе:

Директор по науке, ч-к МАНЭБ – Агеев П.Г.;
Главный инженер проектов, к.г.м.н – Десяткин А.С.
Главный технолог – Елсуков Г.А
составили настоящий акт о нижеследующем.

Шубиной Еленой Андреевной, аспиранткой Института природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, выполнена выпускная научно-квалификационная работа на тему «Исследование и совершенствование технологии разведки и дегазации угольных месторождений Кузбасса методом бурения многофункциональных скважин».

В выполненной работе обосновано предложение по переоборудованию геологоразведочных скважин для производства заблаговременной дегазации угольных пластов с применением плазменно-импульсного воздействия. На примере достигнутых дебитов, полученных в рамках проведения опытно-промышленных работ при производстве заблаговременной дегазации угольных пластов, выполненных ООО «Георезонанс», Шубиной Е.А. представлен прогнозный расчёт снижения природной газоносности при вовлечении переоборудованных геологоразведочных скважин в схему заблаговременной дегазации высокогазоносных угольных месторождений. Учитывая опыт работ ООО «Георезонанс» по строительству и оборудованию дегазационных скважин для производства плазменно-импульсного воздействия на угольные пласты, считаем, что разработанная технология переоборудования геологоразведочных скважин обеспечит их многофункциональность и позволит заблаговременно подготавливать угольные месторождения к безопасной добыче угля. А так же, разработанная методика может послужить переходом к комплексному освоению угольных месторождений и развитию добычи метана из угольных пластов.

Изучив материал диссертационной работы, комиссия пришла к выводу о целесообразности строительства многофункциональных скважин. Разработанная методика изучения геологического строения и дегазации угольных пластов представляет научный и производственный интерес для недропользователей, получивших лицензию на право разведки и добычи угля на метанугольных месторождениях, а так же для геологоразведочных и проектных организаций.

П.Г.Агеев
А.С.Десяткин
Г.А.Елсуков

Смета по бурению типовой геологоразведочной скважины по участку I

№	Виды работ и затрат	Ед. изм.	Объем работ	Единичная сметная расценка, руб.	Полная сметная стоимость, руб.
1	2	3	4	5	6
1.	Основные расходы	руб.			2 393 485
A.	Собственно геологоразведочные работы	руб.			2 393 485
2.	Полевые работы	руб.			2 351 164
2.1.	Геологическая документация	руб.	105		53 093
2.1.1.	Геологическая документация керна	м	105	505,65	53 093
2.2.	Разведочное бурение	руб.	520		1 990 704
	2.2.4. Группа скважин 0–800, категория пород I-VIII d 112 мм, 1 разведочная скв. (уч.1)	м	35,0	2 204,79	77 168
	2.2.5. Группа скважин 0–800, категория пород I-VIII d 93 мм, 1 скв. (уч.1)	м	30,0	3 691,23	110 737
	2.2.6. Группа скважин 0–800, категория пород I-VIII КССК-76, 1 скв.(уч.1)	м	455,0	3 962,20	1 802 799
2.3.	Вспомогательные работы	руб.			227 570
	2.3.1. Проработка скважин Группа скважин 0–800	1 прораб.	2	9 096,44	18 193
	2.3.2. Опрессовка скважин Группа скважин 0–800	1 опрессовка	2	3 955,08	7 910
	2.3.3. Крепление скв.обсадными трубами Группа 0–800	м	100	245,00	24 500
	2.3.4. Извлечение обсадных труб из скважин Группа скв. 0–800	м	50	422,82	21 141
	2.3.5. Промывка скважин перед обсадкой Группа скважин 0–800	1 промывка	2	1665,50	3 331
	2.3.6. Цементир. затрубн. пространства Группа скв.0–800	1 цементация	2	4282,73	8 565
	2.3.7. Выстойка скважин для затвердевания цементного раствора Гр. скв.0–800	1 выстойка	2	42441,45	84 883
	2.3.8. Установка пробок Группа скв. 0–800	1 пробка	3	4366,65	13 100
	2.3.9. Установка цементных мостов Группа скв. 0–800	1 мост	3	10403,14	31 209
	2.3.10. Ликвидационный тампонаж Группа скв. 0–800	1 скважина	1	14737,45	14 737
	Дополнительные материалы:	руб			242 920
	–расход полиакриламид	кг	210	800,00	168 000
	–расход Na-КМЦ	кг	90	50,00	4 500
	–расход сульфанола	кг	100	41,94	4 194
	–расход диз.топливо	л	800	24,04	19 232

1	2	3	4	5	6
	–обсадные трубы d 89	м	65	424,76	27 609
	–обсадные трубы d 108	м	35	522,31	18 281
	–цемент	тн	0,24	4600,00	1 104
2.4.	Перемещение буровых установок	руб.			79 798
	2.4.1.Перевозка с базы на участок (передвижная установка УКБ-1200), 50 км	штука	1	69481,12	69 481
	2.4.2.Перевозка на участке Группа 0–800, перемещение на 50 км	штука	0	91 789	0
	2.4.3.Перевозка жилых домов и саней	маш.см.	1	10 317	10 317
3.	Организация и ликвидация работ				42 321
3.1.	Организация	%	1		23 512
3.2.	Ликвидация	%	0,8		18 809
II	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	20		478 697
III	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	12		344 662
IV	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ	руб.			74 000
	Полевое довольствие	руб.			54 000
	Командировочные расходы				20 000
VI	РЕЗЕРВ	%	4		131 634
	ВСЕГО	руб.			3 422 478
	Кроме того НДС	%	18		616 046
	Итого с учетом НДС	руб.			4 038 524
стоимость 1 п.м. без НДС					6582

2.3. Геологическая документация:

2.3.1. Геологическая документация керна

по СНОР-93, выпуск 1, часть 1, табл.5, стр.5

Объем 0,53 чел.мес.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30

К материальным затратам: ТЗР 1,00

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	21067	27387,10	14515,16
Соцнужды	8216	10680,80	5660,82
Материалы	5459	5459,00	2893,27
Амортизация	0	0,00	0,00
Стоимость основных расходов	34742	43526,90	23069,26

Объем работ в физическом выражении 105 м

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93 219,71 руб.

Индекс 2,301

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах 505,65 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная ед.	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	1		Зарплата	21067	27387,10	62,92	2,757	1,735
часть	1	Чел. мес.	Соцнужды	8216	10680,80	24,54	2,192	0,538
табл.	5		Материалы	5459	5459,00	12,54	0,229	0,029
стр.	5		Амортизация	0	0,00	0,00		0,000
ИТОГО				34742	43526,90	100,0		2,301

2.4. Разведочное бурение:

2.2.4. Группа скважин 0–800, категория пород I-VIII d 112 мм, 1 разведочная скв. (уч. I)
по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 2,69 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30

К материальным затратам: ТЗР 1,00

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	7840,27
Соцнужды	941	1223,30	3290,68
Материалы	8594	8594,00	23117,86
Амортизация	1377	1377,00	3704,13
Стоимость основных расходов	13154	14108,90	37952,94

Объем работ в физическом выражении 35,0 м

Индекс 2,033

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах 2204,79 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	20,66	2,757	0,570
табл.	9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	8,67	2,192	0,190
стр.	12		Материалы	8594	8594,00	60,91	1,898	1,156
			Амортизация	1377	1377,00	9,76	1,203	0,117
ИТОГО				13154	14108,90	100,0		2,033

2.2.5. Группа скважин 0–800, категория пород I-VIII d 93 мм, 1 скв. (уч. I)

по СНОР-93, выпуск 5, табл.1, стр.30

Объем 3,00 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30

К материальным затратам: ТЗР 1,00

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	1906	2477,80	7433,40
Соцнужды	790	1027,00	3081,00
Материалы	5529	5529,00	16587,00
Амортизация	926	926,00	2778,00
Стоимость основных расходов	9151	9959,80	29879,40

Объем работ в физическом выражении

30,0 м

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93

995,98 руб.

Индекс

3,706

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

3691,23 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная ед.	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Уд. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	1906	2477,80	24,88	2,757	0,686
табл.	1	ст.см.	Соцнужды	790	1027,00	10,31	2,192	0,226
стр.	30		Материалы	5529	5529,00	55,51	4,832	2,682
			Амортизация	926	926,00	9,30	1,203	0,112
ИТОГО				9151	9959,80	100,0		3,706

2.2.6. Группа скважин 0–800, категория пород I-VIII КССК-76, 1 скв.(уч.І)

по СНОР-93, выпуск 5, табл.1, стр.30

Объем 48,84 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30

К материальным затратам: ТЗР 1,00

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	1906	2477,80	121015,75
Соцнужды	790	1027,00	50158,68
Материалы	5529	5529,00	270036,36
Амортизация	926	926,00	45225,84
Стоимость основных расходов	9151	9959,80	486436,63

Объем работ в физическом
выражении

455,0 м

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах
СНОР-93

1069,09 руб.

Индекс

3,706

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

3962,20 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	1906	2477,80	24,88	2,757	0,686
табл.	1	ст.см.	Соцнужды	790	1027,00	10,31	2,192	0,226
стр.	30		Материалы	5529	5529,00	55,51	4,832	2,682
			Амортизация	926	926,00	9,30	1,203	0,112
ИТОГО				9151	9959,80	100,0		3,706

2.3.1. Проработка скважин Группа скважин 0–800

по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 0,76 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: Район. 1,30

К материальным затратам: ТЗР 1,00

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	2215,10
Соцнужды	941	1223,30	929,71
Материалы	8594	8594,00	6531,44
Амортизация	1377	1377,00	1046,52
Стоимость основных расходов	13154	14108,90	10722,76

Объем работ в физическом
выражении

1
2,0 проработка

Стоимость ед. объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93

5361,38 руб

Индекс

1,697

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах 9096,44 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР- 93	Норма, СНОР- 93	С учет. коэфф.	Уд.. вес, %	Инде кс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	20,66	2,757	0,570
табл.	9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	8,67	2,192	0,190
стр.	12		Материалы	8594	8594,00	60,91	1,346	0,820
			Амортизация	1377	1377,00	9,76	1,203	0,117
ИТОГО				13154	14108,90	100,0		1,697

2.3.2. Опрессовка скважин Группа скважин 0–800

по СНОР-93, выпуск 5, табл.1, стр.31

Объем 0,44 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда:	районн ый	1,30
К материальным затратам:	ТЗР	0,70
К амортизации:	ТЗР	1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР- 93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2133	2772,90	1220,08
Соцнужды	899	1168,70	514,23
Материалы	6490	4543,00	1998,92
Амортизация	1378	1378,00	606,32
Стоимость основных расходов	10900	9862,60	4339,54

Объем работ в физическом
выражении

2,0 1 опрессовка

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах
СНОР-93

2169,77 руб.

Индекс

1,823

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах 3955,08 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР- 93	Норма, СНОР- 93	С учет. коэфф.	Уд.. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2133	2772,90	28,12	2,757	0,775
табл.	1	ст.см.	Соцнужды	899	1168,70	11,85	2,192	0,260
стр.	31		Материалы	6490	4543,00	46,06	1,346	0,620
			Амортизация	1378	1378,00	13,97	1,203	0,168
ИТОГО				10900	9862,60	100,0		1,823

2.3.3. Крепление скв. обсадными трубами Группа скв. 0–800
по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 1,03 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда:	районн ый	1,30
К материальным затратам:	ТЗР	0,70
К амортизации:	ТЗР	1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	3002,04
Соцнужды	941	1223,30	1260,00
Материалы	8594	6015,80	6196,27
Амортизация	1377	1377,00	1418,31
Стоимость основных расходов	13154	11530,70	11876,62

Объем работ в физическом выражении 100,0 м

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93

118,77 руб.

Индекс

2,063

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

245,07 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	25,28	2,757	0,697
табл.	9	ст.см.	Соц,нужды	941	1223,30	10,61	2,192	0,233
стр.	12		Материалы	8594	6015,80	52,17	1,898	0,990
			Амортизация	1377	1377,00	11,94	1,203	0,144
ИТОГО				13154	11530,70	100,00		2,063

2.3.4. Извлечение обсадных труб из скважин Группа скв. 0–800
по СНОР-93, выпуск 5, табл.1, стр.30

Объем 1,39 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда:	Район.	1,30
К материальным затратам:	ТЗР	0,70
К амортизации:	ТЗР	1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	1906	2477,80	3444,14
Соцнужды	790	1027,00	1427,53
Материалы	5529	3870,30	5379,72
Амортизация	926	926,00	1287,14
Стоимость основных расходов	9151	8301,10	11538,53

Объем работ в физическом выражении 95,0 м

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93

121,46 руб.

Индекс

3,481

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

422,82 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	1906	2477,80	29,85	2,757	0,823
табл.	1	ст.см.	Соцнужды	790	1027,00	12,37	2,192	0,271
стр.	30		Материалы	5529	3870,30	46,62	4,832	2,253
			Амортизация	926	926,00	11,16	1,203	0,134
ИТОГО				9151	8301,10	100,00		3,481

2.3.5. Промывка скважин перед обсадкой Группа скважин 0–800

по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 0,42 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: Район. 1,30

К материальным затратам: ТЗР 0,70

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	1224,13
Соцнужды	941	1223,30	513,79
Материалы	8594	6015,80	2526,64
Амортизация	1377	1377,00	578,34
Стоимость основных расходов	13154	11530,70	4842,89

Объем работ в физическом выражении

1
6,0 промывка

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93 807,15 руб.

Индекс

2,063

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах 1665,50 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	25,28	2,757	0,697
табл.	9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	10,61	2,192	0,233
стр.	12		Материалы	8594	6015,80	52,17	1,898	0,990
			Амортизация	1377	1377,00	11,94	1,203	0,144
ИТОГО				13154	11530,70	100,0		2,063

2.3.6. Цементирование затрубного пространства Группа скв.0–800

по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 1,08 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30

К материальным затратам: ТЗР 0,70

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	3147,77
Соцнужды	941	1223,30	1321,16
Материалы	8594	6015,80	6497,06
Амортизация	1377	1377,00	1487,16
Стоимость основных расходов	13154	11530,70	12453,16

Объем работ в физическом выражении 6,0 1 цементация

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах 2075,53 руб.

Индекс 2,063

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах 4282,73 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	25,28	2,757	0,697
табл.	9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	10,61	2,192	0,233
стр.	12		Материалы	8594	6015,80	52,17	1,898	0,990
			Амортизация	1377	1377,00	11,94	1,203	0,144
ИТОГО				13154	11530,70	100,0		2,063

2.3.7. Выстойка скважин для затвердевания цементного раствора Гр. скв.0–800
по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 20,58 ст.см.

К затратам на оплату труда: районный 1,30

К материальным затратам: ТЗР 0,00

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	59982,47
Соцнужды	941	1223,30	25175,51
Материалы	8594	0,00	0,00
Амортизация	1377	1377,00	28338,66
Стоимость основных расходов	13154	5514,90	113496,64

Объем работ в физическом выражении 6,0 1 выстойка

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93

18916,11 руб.

Индекс

2,244

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

42441,4 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Уд. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	52,85	2,757	1,457
табл.	9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	22,18	2,192	0,486
стр.	12		Материалы	8594	0,00	0,00	1,898	0,000
			Амортизация	1377	1377,00	24,97	1,203	0,300
ИТОГО				13154	5514,90	100,0		2,244

2.3.8. Установка пробок Группа скв. 0–800
по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 1,28 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: район. 1,30

К материальным затратам: ТЗР 0,70

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	3730,69
Соцнужды	941	1223,30	1565,82
Материалы	8594	6015,80	7700,22
Амортизация	1377	1377,00	1762,56
Стоимость основных расходов	13154	11530,70	14759,30

Объем работ в физ. выражении 6,0 1 пробка

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах 2459,88 руб.
 Индекс 1,775
 Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах 4366,65 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР- 93	Норма, СНОР- 93	С учет. коэфф.	Уд. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	25,28	2,757	0,697
табл.	9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	10,61	2,192	0,233
стр.	12		Материалы	8594	6015,80	52,17	1,346	0,702
			Амортизация	1377	1377,00	11,94	1,203	0,144
ИТОГО				13154	11530,70	100,00		1,775

2.3.9. Установка цементных мостов Группа скв. 0–800
 по СНОР-93, выпуск 5, табл.1, стр.30

Объем 2,16 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районн ый 1,30
 К материальным затратам: ТЗР 0,70
 К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР- 93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	1906	2477,80	5352,05
Соцнужды	790	1027,00	2218,32
Материалы	5529	3870,30	8359,85
Амортизация	926	926,00	2000,16
Стоимость основных расходов	9151	8301,10	17930,38

Объем работ в физическом
 выражении 6,0 1 мост

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах
 СНОР-93 2988,40 руб.

Индекс 3,481

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах 10403,14 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по НОР-93	Норма, СНОР- 93	С учет. коэфф.	Уд. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	1906	2477,80	29,85	2,757	0,823
табл.	1	ст.см.	Соцнужды	790	1027,00	12,37	2,192	0,271
стр.	30		Материалы	5529	3870,30	46,62	4,832	2,253
			Амортизация	926	926,00	11,16	1,203	0,134
ИТОГО				9151	8301,10	100,00		3,481

2.3.10. Ликвидационный тампонаж Группа скв. 0–800
по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 2,16 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: Район. 1,30

К материальным затратам: ТЗР 0,70

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	6295,54
Соцнужды	941	1223,30	2642,33
Материалы	8594	6015,80	12994,13
Амортизация	1377	1377,00	2974,32
Стоимость основных расходов	13154	11530,70	24906,31

Объем работ в физическом выражении 3,0 1 скважина

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93

8302,10 руб.

Индекс

1,775

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

14737,45 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Уд. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	25,28	2,757	0,697
табл.	9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	10,61	2,192	0,233
стр.	12		Материалы	8594	6015,80	52,17	1,346	0,702
			Амортизация	1377	1377,00	11,94	1,203	0,144
ИТОГО				13154	11530,70	100,00		1,775

2.4. Перемещение буровых установок:

2.4.1.Перевозка с базы на участок (передвижная установка УКБ-1200), 50 км
по СНОР-93, выпуск 5, табл.23, стр.1+9

Объем 1,85 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда:	районный	1,30	1,00	1,3000
К материальным затратам:	ТЗР	1,00	1,00	1,0000
К амортизации:	ТЗР	1,00	1,00	1,0000

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	5612	7295,60	13496,86
Соцнужды	2135	2775,50	5134,68
Материалы	7340	7340,00	13579,00
Амортизация	2034	2034,00	3762,90
Стоимость основных расходов	17121	19445,10	35973,44

Объем работ в физическом выражении

1

1 перевозка

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах

5973,44 руб.

Индекс

1,931

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

69481,12 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Уд. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	5612	7295,60	37,52	2,757	1,035
табл.	23	штука	Соцнужды	2135	2775,50	14,27	2,192	0,313
стр.	1+9		Материалы	7340	7340,00	37,75	1,214	0,458
			Амортизация	2034	2034,00	10,46	1,203	0,126
ИТОГО				17121	19445,10	100,0		1,931

2.4.2.Перевозка на участке Группа 0–800, перемещение на 50 км
по СНОР-93, выпуск 5, табл.23, стр.7

Объем 3,70 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

общий

К затратам на оплату труда:	районный	1,30	1,00	1,30000
К материальным затратам:	ТЗР	1,00	1,00	1,00000
К амортизации:	ТЗР	1,00	1,00	1,00000

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц	Норма СНОР-93
Зарплата	7005	9106,50	33694,05
Соцнужды	2697	3506,10	12972,57
Материалы	7167	7167,00	26517,90
Амортизация	6752	6752,00	24982,40
Стоимость основных расходов	23621	26531,60	98166,92

Объем работ в физическом
выражении

2

1

перевозка

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах
СНОР-93

49083,46 руб.

Индекс

1,870

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

91788,80 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР- 93	Норма, СНОР- 93	С учет. коэфф.	Уд. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	7005	9106,50	34,32	2,757	0,946
табл.	23	штука	Соцнужды	2697	3506,10	13,21	2,192	0,290
стр.	7		Материалы	7167	7167,00	27,01	1,214	0,328
			Амортизация	6752	6752,00	25,45	1,203	0,306
ИТОГО				23621	26531,60	100,00		1,870

Расчет индекса по элементу «Заработная плата»

Статьи затрат	Норматив в условиях СНОР-93 %; руб.	Норматив в условиях 2016 г. %; руб.	Индекс
Основная зарплата	100	100	
Дополнительная зарплата	7,9	7,9	
Итого	107,9	107,9	
Минимальная зарплата	2250	6204	2,757
ИТОГО			2,757

Расчет индекса по элементу «Отчисления на соцстрах»

Статьи затрат	Норматив в условиях СНОР-93 %; руб.	Норматив в условиях 2016 г. %; руб.	Индекс
Отчисления на соцстрах	39	31	0,795
Минимальная зарплата	2250	6204	2,757
			2,192
Ср.индекс к смете			2,475

Расчет индекса стоимости основных расходов по статье «Материалы»

Адрес СНОР-93		Наименование	Ед. изм.	Уд. вес, %	Цена, руб.		Индекс по эlemen- там затрат	С учетом уд. веса
					СНОР- 93	I кв. 2016		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
вып.	1	2.1. Геологическая документация						
часть	1	2.3.1. Геологическая документация керна						
табл.	5	Мешок для проб	шт.	72,7	330	48	0,145	0,106
стр.	5	Мешочек для образцов	шт.	17,6	20	10	0,5	0,088
		Свечи стеориновые	кг.	9,7	220	80	0,364	0,035
		ИТОГО		100				0,229
		2.4. Разведочное бурение						
		2.4.1., 2.4.7–2.4.10						
вып.	5	Твердосплавная коронка СМ6-93	шт.	20	395	7467	18,904	3,781
табл.	1	Дизельное топливо	кг	63	24	29,14	1,214	0,765
стр.	29,3	Замки к бурильным трубам д 50	шт.	8	1570	2130	1,357	0,109
		Трубы колонковые	м	6	605	1400	2,314	0,139
		Вертлюг	шт.	3	17000	22034	1,296	0,039
		2.4.3., 2.4.5		100				4,832
Вып.	5	Долото 270Т	шт.	46	16000	43220,3	2,701	1,243
табл.	9	Дизельное топливо	кг.	54	24	29,14	1,214	0,656
стр.	12	ИТОГО 2.4.2		100				1,898
вып.	5	Долото 394С	шт.	55	25000	98000	3,92	2,156
табл.	10	Дизельное топливо	кг	45	24	29,14	1,214	0,546
стр.	3	ИТОГО 2.4.4., 2.4.6		100				2,702
		2.4.6. Группа скважин 0-300, категория пород I-VII d 139,7 мм,						
вып.	5	Долото 270Т	шт.	46	16000	24000	1,5	0,69
табл.	9	Дизельное топливо	кг.	54	24	29,14	1,214	0,656
стр.	12	ИТОГО		100				1,346
		2.4.11.–2.4.12						
вып.	5	Твердосплавная коронка СМ6-93	шт.	15	395	7467	18,904	2,836
табл.	1	Дизельное топливо	кг	67	24	29,14	1,214	0,813
стр.	31	Замки к бурильным трубам д 50	шт.	8	1570	2130	1,357	0,109
		Трубы колонковые	м	4	605	1400	2,314	0,093

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		2.4.6. Группа скважин 0-300, категория пород I-VII d 139,7 мм,						
вып.	5	Долото 270Т	шт.	46	16000	24000	1,5	0,69
табл.	9	Дизельное топливо	кг.	54	24	29,14	1,214	0,656
стр.	12	ИТОГО		100				1,346
		2.4.11.–2.4.12						
вып.	5	Твердосплавная коронка СМ6-93	шт.	15	395	7467	18,904	2,836
табл.	1	Дизельное топливо	кг	67	24	29,14	1,214	0,813
стр.	31	Замки к бурильным трубам д 50	шт.	8	1570	2130	1,357	0,109
		Трубы колонковые	м	4	605	1400	2,314	0,093
		Вертлюг	шт.	6	17000	2034	1,296	0,078
		Вспомогательные работы		100				3,928
		2.3.8. Установка пробки						
вып.	1	Журналы регистрационные	кг	33	338	50	0,148	0,049
часть	5	Мешки х/б	шт	20	33	25	0,758	0,152
табл.	1	Электроэнергия	кВт-час	11	6	0,29	0,048	0,005
стр.	44	Весы шкальные РН-50-ШВП-1	шт	7	5200	6080	1,169	0,082
		Кувалды	шт	10	1200	454	0,378	0,038
		Щетки-сметки	шт	19	140	85	0,607	0,115
		ИТОГО		100				0,441
		2.7. Перемещение буровых установок						
вып.	5	Дизельное топливо	кг	100	24	29,14	1,214	1,214
табл.	23							
стр.	1,3, 5	ИТОГО		100				1,214

Расчет индекса стоимости основных расходов по статье «Амортизация»

СНОР-93		Наименование	Ед. измерения	Удельн. вес, %	Цена, тыс. руб.		Индекс по элементам затрат	С учетом уд. веса
					СНОР-93	I кв. 2016		
вып.	5	2.4. Разведочное бурение						
табл.	11	Буровой станок УКБ-5СА	ед.	100	3036,00	3651,00	1,203	1,203
стр.	2	ИТОГО		100				1,203
вып.	10	4.2. Транспортировка вахт						
табл.	3	Автомобиль Урал-4320	ед.	100	1720,00	678,00	0,394	0,394
стр.	12,22	ИТОГО		100				0,394
вып.	10	5. Транспортировка грузов						
табл.	4	5.2. Доставка технической воды на участок						
стр.	14	Автомобиль Урал-4320	ед.	100	1720,00	678,00	0,394	0,394
		ИТОГО		100				0,394

Цт–стоимость основного топлива	24,04 руб.
Цпт–стоимость пускового топлива	24,04 руб.
См–стоимость моторного масла	100 руб.
Стр–стоимость трансмиссионных масел	105 руб.
Си–стоимость индустриальных масел	55 руб.
Спл–стоимость пластичных смазок	45 руб.
Ф–стоимость бульдозера	1 064 000 руб.

Зарплата ремонтных рабочих на ТО согласно ССН-92, в. 10, т.38, гр. 3 составляет:
 $(1.56 \cdot T_{нр} / 7.285 \cdot T_{в}) \cdot 100 = 21,41$

где $T_{нр}$ –ставка ремонтных рабочих; $T_{в}$ –ставка водителя.

Наименование	Ед. измерения	Норма	Объем	Сумма
1	2	3	4	5
Основная з/п				1209,89
–водитель	руб.	464,4	1	603,72
–ремонтные рабочие	%		21,41	356,47
–персонал гаражей (ССН-10, табл. 38, стр. 3)	%		15	249,70
Дополнительная з/п	%		15	181,48

1	2	3	4	5
Зарплата всего				1391,37
Отчисления на соц.стр.			31	431,32
Материальные затраты:				7000,11
–дизтопливо		28,9	231,2	5558,05
-бензин		0,0289	0,2312	5,56
-моторное масло		1,445	11,56	1156,00
–трансмиссионные масла		0,0867	0,6936	72,83
–спежжидкость		0,0867	0,6936	38,15
–пластичные смазки		0,0867	0,6936	31,21
–запчасти (ССН-10, т. 54, п. 6, гр. 3)				138,32
-расход материалов на сод. гаражей (ССН-10, прим. к т. 54)			5	350,01
Материалы–всего				7350,12
То же простой			5	367,51
Капремонт (ССН-10, п. 32)			0,45	262,30
Амортизация (ССН-10, т.55, п.1, гр. 7)			14,3	514,16
Основные затраты				10316,78
То же простой			5	515,84

Перечень материальных затрат, участвующих в индексации

№ п/п	Наименование материалов	Ед. изм.	Цена за ед., руб.
1	2	3	4
1	На-КМЦ	кг	50
2	Автобензин А-92	кг	26,99
3	Рация	шт	3350
4	Бланки разные	экз.	5
5	Бумага миллиметровая	рулон	186
6	Канистра	шт	1
7	Вертлюг	шт	22034
8	Весы шкальные РН-50-ШВП-1	шт	6080
9	Гвозди	кг	69
10	Готовальня большая	шт.	469
11	Грунтоносы	комплект	243020
12	Дизельное топливо	кг	29,14
13	Дизельное топливо	л	24,04
14	Долото 91	шт	24000
15	Долото 112	шт	43220,34
16	Долото 151	шт	98000
17	Дрова	м.куб	500
18	Журналы разные	экз.	30
19	Журналы регистрационные	кг	50
20	Замки к буровым трубам d50мм	шт	2130

1	2	3	4
21	Источники радиоактивные	шт	101280
22	Кабель каротажный	1000 м	93460
23	Калька бумажная	м	50
24	Канат (трос стальной 5 мм)	м	30
25	Кувалда	шт	454
26	Лента копировальная	шт	18
27	Лес круглый	м.куб	2500
28	Лесопиломатериалы	м.куб	7500
29	Линейка КЛ	комплект	50
30	Лупа	шт.	100
31	Масло моторное	кг	100
32	Масло моторное	л	85
33	Материалы для отбора образцов	комплект	9352
34	Мешки брезентовые	шт	60
35	Мешки для проб	шт	48
36	Мешки крафт	шт	15
37	Мешки х/б	шт	25
38	Мешок спальный	шт	2000
39	Мешочки для образцов	шт	10
40	Палатка двухместная	шт	5000
41	Палатка четырехместная	шт	8000
42	Папка для карт	шт	108
43	Парафин технический	кг	43
44	Печка походная	шт	3000
45	полиакриламид	кг	152
46	Рейшина	шт	760
47	Свечи стеариновые	шт	80
48	Секундомер	шт	620
49	Стол одностумбовый	шт	2000
50	Стул конторский	шт	800
51	Сульфенол	кг	41,94
52	Твердосплавная коронка N серии	шт	7467
53	Теодолит Т-15	компл.	15000
54	Трубы колонковые	м	1400
55	Трубы обсадные старые	м	300
56	Уголь	тн	3400
57	Циркуль пропорциональный	шт	273
58	Щебень	м.куб	500
59	Щетки-сметки	шт	85
60	Электроуровнемер	шт	6200
61	Электроэнергия	кВт-час	0,29
62	Ящики	шт	750

Перечень оборудования, участвующего в индексации

№ п/п	Наименование оборудования	Ед. измерения	Цена за единицу, тыс. руб
1	Автокран КС-55-722-3	шт	5 090
2	Бульдозер Т-170	шт	1 064
3	Автоцистерна УРАЛ 4320	шт	678
4	Буровая установка УКБ-1200 на базе бурового станка ЗИФ-1200	шт	3 651
5	Каротажная установка–совмещенная СК	шт	1 978
6	КУРА-2М	комп.	396,9
7	ПАРУС-4 с АНКМ	комп.	952
8	Компьютер	шт	2

Смета по переоборудованию типовой геологоразведочной скважины по участку I

№	Виды работ и затрат	Ед. изм.	Объем работ	Единичная сметная расценка, руб.	Полная сметная стоимость, руб.
1	2	3	4	5	6
1.	Основные расходы	руб.			3 019 892
A.	Собственно геологоразведочные работы	руб.			3 019 892
2.	Полевые работы	руб.			2 966 496
2.1.	Геологическая документация	руб.	115		18 226
2.1.1	Геологическая документация керна	м	115	158,49	18 226
2.2.	Разведочное бурение	руб.	600		1 987 263
	2.2.1. Группа скважин 0–800, категория пород I–VIII d 151 мм	м	35,0	2 621,02	91 736
	2.2.2. Группа скважин 0–800, категория пород I–VIII d 132 мм	м	115,0	3 087,09	355 015
	2.2.3. Группа скважин 0–800, категория пород I–VIII КССК-76	м	450,0	3 423,36	1 540 513
2.3.	Вспомогательные работы	руб.			881 208
	2.3.1. Проработка скважин Группа скважин 0–800	1 прораб.	2	9 814,58	19 629
	2.3.2. Опрессовка скважин Группа скважин 0–800	1 опресс.	2	3 955,08	7 910
	2.3.3. Крепление скв.обсадными трубами Группа 0–800	м	300	245,00	73 500
	2.3.4. Расширение скважин Группа 0–800, категория пород I–VIII d 118 мм	м	450	700,00	315 001
	2.3.5. Промывка скважин перед обсадкой Группа скважин 0–800	1 промывка	2	2855,15	5 710
	2.3.6. Цементир. затрубн. пространства Группа скв.0–800	1 цемент.	2	5234,44	10 469
	2.3.7. Выстойка скважин для затвердевания цементного раствора Гр. скв.0–800	1 выст.	2	42441,45	84 883
	Дополнительные материалы:	руб			364 106
	–расход полиакриламид	кг	220	800,00	176 000
	–расход Na-КМЦ	кг	100	50,00	5 000
	–расход сульфанол	кг	100	41,94	4 194
	–расход диз.топливо	л	900	24,04	21 636
	–обсадные трубы (пластиковые) d 113	м	115	200,00	23 000
	–обсадные трубы d 127	м	150	628,90	94 335
	–обсадные трубы d 146	м	35	1079,40	37 779
	–цемент	тн	0,47	4600,00	2 162

1	2	3	4	5	6
2.4.	Перемещение буровых установок	руб.			79 798
	2.4.1.Перевозка с базы на участок (передвижная установка УКБ-1200), 50 км	штука	1	69481,12	69 481
	2.4.2.Перевозка на участке Группа 0–800, перемещение на 50 км	штука	0	91 789	0
	2.4.3.Перевозка жилых домов и саней	маш.см.	1	10 317	10 317
3.	Организация и ликвидация работ				53 397
3.1.	Организация	%	1		29 665
3.2.	Ликвидация	%	0,8		23 732
II	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	20		603 978
III	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	12		434 865
IV	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ	руб.			85 000
	Полевое довольствие	руб.			65 000
	Командировочные расходы				20 000
VI	РЕЗЕРВ	%	4		165 749
	ВСЕГО	руб.			4 309 485
	Кроме того НДС	%	18		775 707
	Итого с учетом НДС	руб.			5 085 192

стоимость 1 п.м. без НДС

7182

2.3. Геологическая документация:

2.3.1. Геологическая документация керна

по СНОР-93, выпуск 1, часть 1, табл.5, стр.5

Объем 0,53 чел.мес.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30

К материальным затратам: ТЗР 1,00

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	21067	27387,10	14515,16
Соцнужды	8216	10680,80	5660,82
Материалы	5459	5459,00	2893,27
Амортизация	0	0,00	0,00
Стоимость основных расходов	34742	43526,90	23069,26

Объем работ в физическом выражении 335 м

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93

68,86 руб.

Индекс

2,301

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

158,49 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР- 93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	1		Зарплата	21067	27387,10	62,92	2,757	1,735
часть	1	чел.мес.	Соцнужды	8216	10680,80	24,54	2,192	0,538
табл.	5		Материалы	5459	5459,00	12,54	0,229	0,029
стр.	5		Амортизация	0	0,00	0,00		0,000
ИТОГО				34742	43526,90	100,00		2,301

2.4. Разведочное бурение:

2.2.1. Группа скважин 0–800, категория пород I-VIII d 151 мм

по СНОР-93, выпуск 5, табл.10, стр.3

Объем 4,59 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30

К материальным затратам: ТЗР 1,00

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2330	3029,00	13903,11
Соцнужды	980	1274,00	5847,66
Материалы	8948	8948,00	41071,32
Амортизация	1490	1490,00	6839,10
Стоимость основных расходов	13748	14741,00	67661,19

Объем работ в физическом выражении 65,0 м

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах
СНОР-93

1040,94 руб.

Индекс

2,518

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

2621,02 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР- 93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2330	3029,00	20,55	2,757	0,567
табл.	10	ст.см.	Соцнужды	980	1274,00	8,64	2,192	0,189
стр.	3		Материалы	8948	8948,00	60,70	2,702	1,640
			Амортизация	1490	1490,00	10,11	1,203	0,122
ИТОГО				13748	14741,00	100,00		2,518

2.2.2. Группа скважин 0–800, категория пород I-VIII d 132 мм

по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 42,83 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30

К материальным затратам: ТЗР 1,00

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	124832,32
Соцнужды	941	1223,30	52393,94
Материалы	8594	8594,00	368081,02
Амортизация	1377	1377,00	58976,91
Стоимость основных расходов	13154	14108,90	604284,19

Объем работ в физическом выражении 398,0 м

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93

1518,30 руб.

Индекс

2,033

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

3087,09 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	20,66	2,757	0,570
табл.	9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	8,67	2,192	0,190
стр.	12		Материалы	8594	8594,00	60,91	1,898	1,156
			Амортизация	1377	1377,00	9,76	1,203	0,117
ИТОГО				13154	14108,90	100,00		2,033

2.2.3. Группа скважин 0–800, категория пород I-VIII КССК-76 по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 150,16 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30

К материальным затратам: ТЗР 1,00

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	437656,34
Соцнужды	941	1223,30	183690,73
Материалы	8594	8594,00	1290475,04
Амортизация	1377	1377,00	206770,32
Стоимость основных расходов	13154	14108,90	2118592,42

Объем работ в физическом выражении 1050,0 м

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93

2017,71 руб.

Индекс

1,697

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

3423,36 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	20,66	2,757	0,570
табл.	9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	8,67	2,192	0,190
стр.	12		Материалы	8594	8594,00	60,91	1,346	0,820
			Амортизация	1377	1377,00	9,76	1,203	0,117
ИТОГО				13154	14108,90	100,00		1,697

2.3. Вспомогательные работы:

2.3.1. Проработка скважин Группа скважин 0–800

по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 2,46 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30

К материальным затратам: ТЗР 1,00

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	7169,92
Соцнужды	941	1223,30	3009,32
Материалы	8594	8594,00	21141,24
Амортизация	1377	1377,00	3387,42
Стоимость основных расходов	13154	14108,90	34707,89

Объем работ в физическом
выражении

6,0

1 проработка

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах
СНОР-93

5784,65 руб.

Индекс

1,697

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

9814,58 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	20,66	2,757	0,570
табл.	9	ст.см.	Соц.нужды	941	1223,30	8,67	2,192	0,190
стр.	12		Материалы	8594	8594,00	60,91	1,346	0,820
			Амортизация	1377	1377,00	9,76	1,203	0,117
ИТОГО				13154	14108,90	100,00		1,697

2.3.2. Опрессовка скважин Группа скважин 0–800
по СНОР-93, выпуск 5, табл.1, стр.31

Объем 1,32 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30
К материальным затратам: ТЗР 0,70
К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2133	2772,90	3660,23
Соцнужды	899	1168,70	1542,68
Материалы	6490	4543,00	5996,76
Амортизация	1378	1378,00	1818,96
Стоимость основных расходов	10900	9862,60	13018,63

Объем работ в физическом выражении 6,0 1 опрессовка

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93 2169,77 руб.

Индекс 1,823

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах 3955,08 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2133	2772,90	28,12	2,757	0,775
табл.	1	ст.см.	Соцнужды	899	1168,70	11,85	2,192	0,260
стр.	31		Материалы	6490	4543,00	46,06	1,346	0,620
			Амортизация	1378	1378,00	13,97	1,203	0,168
ИТОГО				10900	9862,60	100,00		1,823

2.3.3. Крепление скв. обсадными трубами Группа скв. 0–800

по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 10,69 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30
К материальным затратам: ТЗР 0,70
К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	31157,07
Соцнужды	941	1223,30	13077,08
Материалы	8594	6015,80	64308,90
Амортизация	1377	1377,00	14720,13
Стоимость основных расходов	13154	11530,70	123263,18

Объем работ в физическом выражении 325,0 м

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах
СНОР-93

379,27 руб.

Индекс

2,063

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

782,60 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учето м уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	25,28	2,757	0,697
табл.	9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	10,61	2,192	0,233
стр.	12		Материалы	8594	6015,80	52,17	1,898	0,990
			Амортизация	1377	1377,00	11,94	1,203	0,144
ИТОГО				13154	11530,70	100,00		2,063

2.3.4. Расширение скважин Группа 0–800, категория пород I-VIII d 118 мм
по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 96,01 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30

К материальным затратам: ТЗР 1,00

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	279830,75
Соцнужды	941	1223,30	117449,03
Материалы	8594	8594,00	825109,94
Амортизация	1377	1377,00	132205,77
Стоимость основных расходов	13154	14108,90	1354595,49

Объем работ в физическом выражении 1470,0 м

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93 921,49 руб.

Индекс

0,760

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах 700,00 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	20,66	2,757	0,570
табл.	9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	8,67	2,192	0,190
стр.	12		Материалы	8594	8594,00	60,91	0,000	0,000
			Амортизация	1377	1377,00	9,76	0,000	0,000
ИТОГО				13154	14108,90	100,00		0,760

2.3.5. Промывка скважин перед обсадкой Группа скважин 0–800
по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 0,72 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: районный 1,30

К материальным затратам: ТЗР 0,70

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэфф.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	2098,51
Соцнужды	941	1223,30	880,78
Материалы	8594	6015,80	4331,38
Амортизация	1377	1377,00	991,44
Стоимость основных расходов	13154	11530,70	8302,10

Объем работ в физическом выражении 6,0 1 промывка

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93 1383,68 руб.

Индекс 2,063

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах 2855,15 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып. п.	5		Зарплата	2242	2914,60	25,28	2,757	0,697
табл. л.	9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	10,61	2,192	0,233
стр.	12		Материалы	8594	6015,80	52,17	1,898	0,990
			Амортизация	1377	1377,00	11,94	1,203	0,144
ИТОГО				13154	11530,70	100,00		2,063

2.3.6. Цементир. затрубн. пространства Группа скв.0–800
по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 1,32 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: Район. 1,30

К материальным затратам: ТЗР 0,70

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	3847,27
Соцнужды	941	1223,30	1614,76
Материалы	8594	6015,80	7940,86
Амортизация	1377	1377,00	1817,64
Стоимость основных расходов	13154	11530,70	15220,52

Объем работ в физическом
выражении

6,0 цементация

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах
СНОР-93

2536,75 руб.

Индекс

2,063

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

5234,44 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	2242	2914,60	25,28	2,757	0,697
табл.	9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	10,61	2,192	0,233
стр.	12		Материалы	8594	6015,80	52,17	1,898	0,990
			Амортизация	1377	1377,00	11,94	1,203	0,144
ИТОГО				13154	11530,70	100,00		2,063

2.3.7. Выстойка скважин для затвердевания цементного раствора Гр. скв.0–800
по СНОР-93, выпуск 5, табл.9, стр.12

Объем 20,58 ст.см.

Поправочные коэффициенты:

К затратам на оплату труда: Район. 1,30

К материальным затратам: ТЗР 0,00

К амортизации: ТЗР 1,00

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	2242	2914,60	59982,47
Соцнужды	941	1223,30	25175,51
Материалы	8594	0,00	0,00
Амортизация	1377	1377,00	28338,66
Стоимость основных расходов	13154	5514,90	113496,64

Объем работ в физическом выражении 6,0 1 выстойка

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93

18916,11 руб.

Индекс

2,244

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

42441,45 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93	Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учетом коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып. 5		Зарплата	2242	2914,60	52,85	2,757	1,457
табл. 9	ст.см.	Соцнужды	941	1223,30	22,18	2,192	0,486
стр. 1 2		Материалы	8594	0,00	0,00	1,898	0,000
		Амортизация	1377	1377,00	24,97	1,203	0,300
ИТОГО			13154	5514,90	100,00		2,244

2.4. Перемещение буровых установок:

2.4.1.Перевозка с базы на участок (передвижная установка УКБ-1200), 50 км по СНОР-93, выпуск 5, табл.23, стр.1+9

Объем 1,85 ст.см.

Поправочные коэффициенты: общий

К затратам на оплату труда: Район. 1,30 1,00 1,3000

К материальным затратам: ТЗР 1,00 1,00 1,0000

К амортизации: ТЗР 1,00 1,00 1,0000

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэфф.	Норма СНОР-93
Зарплата	5612	7295,60	13496,86
Соцнужды	2135	2775,50	5134,68
Материалы	7340	7340,00	13579,00
Амортизация	2034	2034,00	3762,90
Стоимость основных расходов	17121	19445,10	35973,44

Объем работ в физическом выражении

1 перевозка

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93

35973,44 руб.

Индекс

1,931

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

69481,12 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	5612	7295,60	37,52	2,757	1,035
табл.	23	штука	Соцнужды	2135	2775,50	14,27	2,192	0,313
стр.	1+9		Материалы	7340	7340,00	37,75	1,214	0,458
			Амортизация	2034	2034,00	10,46	1,203	0,126
ИТОГО				17121	19445,10	100,00		1,931

2.4.2.Перевозка на участке Группа 0–800, перемещение на 50 км по СНОР-93, выпуск 5, табл.23, стр.7

Объем 3,70 ст.см.

Поправочные коэффициенты: общий

К затратам на оплату труда: районный 1,30 1,00 1,30000

К материальным затратам: ТЗР 1,00 1,00 1,00000

К амортизации:

ТЗР

1,00

1,00

1,00000

Показатели норм	Стоимость единицы		Стоимость всего объема
	Норма СНОР-93	С учетом коэффиц.	Норма СНОР-93
Зарплата	7005	9106,50	33694,05
Соцнужды	2697	3506,10	12972,57
Материалы	7167	7167,00	26517,90
Амортизация	6752	6752,00	24982,40
Стоимость основных расходов	23621	26531,60	98166,92

Объем работ в физическом выражении 2 1 перевозка

Стоимость единицы объема работ в физическом выражении в ценах СНОР-93

49083,46 руб.

Индекс

1,870

Стоимость единицы объема работ в физ. выражении в текущих ценах

91788,8 руб.

Расчет индекса

Адрес СНОР-93		Расчетная единица	Показатели по СНОР-93	Норма, СНОР-93	С учет. коэфф.	Удельн. вес, %	Индекс	С учетом уд. веса
вып.	5		Зарплата	7005	9106,50	34,32	2,757	0,946
табл	23	штука	Соцнужды	2697	3506,10	13,21	2,192	0,290
стр.	7		Материалы	7167	7167,00	27,01	1,214	0,328
			Амортизация	6752	6752,00	25,45	1,203	0,306
ИТОГО				23621	26531,60	100,00		1,870

Расчет индекса по элементу «Заработная плата»

Статьи затрат	Норматив в условиях СНОР-93 %; руб.	Норматив в условиях 2016 г. %; руб.	Индекс
Основная зарплата	100	100	
Дополнительная зарплата	7,9	7,9	
Итого	107,9	107,9	
Минимальная зарплата	2250	6204	2,757
			2,757

Расчет индекса по элементу «Отчисления на соцстрах»

Статьи затрат	Норматив в условиях СНОР-93 %; руб.	Норматив в условиях 2016 г. %; руб.	Индекс
Отчисления на соцстрах	39	31	0,795
Минимальная зарплата	2250	6204	2,757
			2,192
Ср.индекс к смете			2,475

Расчет индекса стоимости основных расходов по статье «Материалы»

Адрес СНОР-93		Наименование	Ед. изме- рения	Уд.ве с, %	Цена, руб.		Индекс по эlemen- там затрат	С учетом уд. веса
					СНОР- 93	I кв. 2016		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
вып.	1	2.1. Геологическая документация	шт.	72,7	330,00	48,00	0,145	0,106
часть	1	2.3.1. Геологическая документация керна	шт.	17,6	20,00	10,00	0,500	0,088
табл.	5	Мешок для проб	кг.	9,7	220,00	80,00	0,364	0,035
стр.	5	Мешочек для образцов		100				0,229
		Свечи стеориновые						
		ИТОГО						
		2.4. Разведочное бурение						
		2.4.1., 2.4.7–2.4.10						
вып.	5	Твердосплавная коронка СМ6-93	шт.	20	395	7467	18,904	3,781
табл	1	Дизельное топливо	кг	63	24	29,14	1,214	0,765
стр.	29,3	Замки к бурильным трубам длиной 50	шт.	8	1570	2130	1,357	0,109
		Трубы колонковые	м	6	605	1400	2,314	0,139
		Вертлюг	шт.	3	17000	22034	1,296	0,039
				100				4,832
		2.4.3., 2.4.5						
вып.	5	Долото 270Т	шт.	46	16000,0	43220,34	2,701	1,243
табл.	9	Дизельное топливо	кг.	54	24,00	29,14	1,214	0,656
стр.	12	ИТОГО		100				1,898
		2.4.2.						
вып.	5	Долото 394С	шт.	55	25000,0	98000,00	3,920	2,156
табл.	10	Дизельное топливо	кг	45	24,00	29,14	1,214	0,546
стр.	3	ИТОГО		100				2,702
		2.4.6. Группа скважин 0-300, категория пород I-VII d 139,7 мм, 2 наблюдательные скв.						
вып.	5	Долото 270Т	шт.	46	16000,0	24000,00	1,500	0,690
табл.	9	Дизельное топливо	кг.	54	24,00	29,14	1,214	0,656
стр		ИТОГО		100				1,346

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		2.4.11.–2.4.12						
вып.	5	Твердосплавная коронка СМ6-93	шт.	15	395	7467	18,904	2,836
Табл.	1	Дизельное топливо	кг	67	24	29,14	1,214	0,813
стр.	31,0	Замки к бурильным трубам д 50	шт.	8	1570	2130	1,357	0,109
		Трубы колонковые	м	4	605	1400	2,314	0,093
		Вертлюг	шт.	6	17000	22034	1,296	0,078
				100				3,928
		Вспомогательные работы						
		2.3.8. Установка пробки						
вып.	1	Журналы регистрационные	кг	33	338,00	50	0,148	0,049
часть	5	Мешки х/б	шт	20	33,00	25	0,758	0,152
табл.	1	Электроэнергия	кВт-час	11	6,00	0,29	0,048	0,005
стр.	44	Весы шкальные РН-50-ШВП-1	шт	7	5200	6080	1,169	0,082
		Кувалды	шт	10	1200,00	454	0,378	0,038
		Щетки-сметки	шт	19	140,00	85	0,607	0,115
		ИТОГО		100				0,441
вып.	5	2.7. Перемещение буровых установок						
табл.	23	Дизельное топливо	кг	100	24,00	29,14	1,214	1,214
стр.	1,3, 5	ИТОГО		100				1,214

Расчет индекса стоимости основных расходов по статье «Амортизация»

Адрес СНОР-93		Наименование	Ед. измере- ния	Удельн. вес, %	Цена, тыс. руб.		Индекс по элемен- там затрат	С учетом уд. веса
					СНОР -93	I кв. 2016		
вып.	5	2.4. Разведочное бурение						
табл.	11	Буровой станок						
		УКБ-5СА	ед.	100	3036,0	3651,00	1,203	1,203
стр.	2	ИТОГО		100				1,203
		4.2. Транспортировка вахт						
вып.	10							
		Автомобиль						
табл.	3	Урал-4320	ед.	100	1720,0	678,00	0,394	0,394
	12,2							
стр.	2	ИТОГО		100				0,394
		5. Транспортировка грузов						
		5.2. Доставка технической воды на участок						
вып.	10							
		Автомобиль						
табл.	4	Урал-4320	ед.	100	1720,0	678,00	0,394	0,394
стр.	14	ИТОГО		100				0,394

Расчет стоимости машино-смены бульдозера Б-170 М-1.01 ЕН

Цт—стоимость основного топлива	24,04
Цпт—стоимость пускового топлива	24,04
См—стоимость моторного масла	100
Стр—стоимость трансмиссионных масел	105
Си—стоимость индустриальных масел	55
Спл—стоимость пластичных смазок	45
Ф—стоимость бульдозера	1 064 000

Зарплата ремонтных рабочих на ТО согласно ССН-92, в. 10, т.38, гр. 3 составляет:

$$(1.56 \cdot T_{\text{нр}} / 7.285 \cdot T_{\text{в}}) \cdot 100 = 21,41$$

где $T_{\text{нр}}$ —ставка ремонтных рабочих, $T_{\text{в}}$ —ставка водителя

Наименование	Ед. измер.	Норма	Объем	Сумма
1	2	3	4	5
з/п				1209,89
–водитель	руб.	464,4	1	603,72
–ремонтные рабочие	%		21,41	356,47
–персонал гаражей (ССН-10, табл. 38, стр. 3)	%		15	249,70
Дополнительная з/п	%		15	181,48
Зарплата всего				1391,37
Отчисления на соц.стр.			31	431,32
Материальные затраты:				7000,11
–дизтопливо		28,9	231,2	5558,05
-бензин		0,0289	0,2312	5,56
-моторное масло		1,445	11,56	1156,00
–спецжидкость		0,0867	0,6936	38,15
–пластичные смазки		0,0867	0,6936	31,21
–запчасти (ССН-10, т. 54, п. 6, гр. 3)				138,32
-расход материалов на сод. гаражей (ССН-10, прим. к т. 54)			5	350,01
Материалы–всего				7350,12
То же простой			5	367,51
Капремонт (ССН-10, п. 32)			0,45	262,30
Амортизация (ССН-10, т.55, п.1, гр. 7)			14,3	514,16
Основные затраты				10316,78
То же простой			5	515,84

Перечень материальных затрат, участвующих в индексации

№ п/п	Наименование материалов	Ед. измерения	Цена за единицу, руб.
1	2	3	4
1	На-КМЦ	кг	50
2	Автобензин А-92	кг	26,99
3	Бинокль	шт	3350
4	Бланки разные	экз.	5
5	Бумага миллиметровая	рулон	186
6	Канистра	шт	1
7	Вертлюг	шт	22034
8	Весы шкальные РН-50-ШВП-1	шт	6080
9	Гвозди	кг	69
10	Готовальня большая	шт.	469
11	Грунтоносы	комплект	243020

1	2	3	4
12	Дизельное топливо	кг	29,14
13	Дизельное топливо	л	24,04
14	Долото 91	шт	24000
15	Долото 112	шт	43220,34
16	Долото 151	шт	98000
17	Дрова	м.куб	500
18	Журналы разные	экз.	30
19	Журналы регистрационные	кг	50
20	Замки к буровым трубам d50мм	шт	2130
21	Источники радиоактивные	шт	101280
22	Кабель каротажный	1000 м	93460
23	Калька бумажная	м	50
24	Канат (трос стальной 5 мм)	м	30
25	Кувалда	шт	454
26	Лента копировальная	шт	18
27	Лес круглый	м.куб	2500
28	Лесопиломатериалы	м.куб	7500
29	Линейка КЛ	комплект	50
30	Лупа	шт.	100
31	Масло моторное	кг	100
32	Масло моторное	л	85
33	Материалы для отбора образцов	комплект	9352
34	Мешки брезентовые	шт	60
35	Мешки для проб	шт	48
36	Мешки крафт	шт	15
37	Мешки х/б	шт	25
38	Мешок спальный	шт	2000
39	Мешочки для образцов	шт	10
40	Палатка двухместная	шт	5000
41	Палатка четырехместная	шт	8000
42	Папка для карт	шт	108
43	Парафин технический	кг	43
44	Печка походная	шт	3000
45	полиакриламид	кг	152
46	Рейсшина	шт	760
47	Свечи стеариновые	шт	80
48	Секундомер	шт	620
49	Стол одностумбовый	шт	2000
50	Стул конторский	шт	800
51	Сульфенол	кг	41,94
52	Твердосплавная коронка N серии	шт	7467

1	2	3	4
53	Теодолит Т-15	комп.	15000
54	Трубы колонковые	м	1400
55	Трубы обсадные старые	м	300
56	Уголь	тн	3400
57	Циркуль пропорциональный	шт	273
58	Щебень	м.куб	500
59	Щетки-сметки	шт	85
60	Электроуровнемер	шт	6200
61	Электроэнергия	кВт-час	0,29
62	Ящики	шт	750

Перечень оборудования, участвующего в индексации

№ п/п	Наименование оборудования	Ед.измер.	Цена за единицу, тыс. руб
1	Автокран КС-55-722-3	шт	5 090
2	Бульдозер Т-170	шт	1 064
3	Автоцистерна УРАЛ 4320	шт	678
4	Буровая установка УКБ-5СА	шт	3 651
5	Каротажная установка– совмещенная СК	шт	1 978
6	КУРА-2М	комп.	396,9
7	ПАРУС-4 с АНКМ	комп.	952
8	Компьютер	шт	2
9	Электростанция передвижная ДЭС	шт	900