

**Предварительное технико-экономическое обоснование
по дегазации угольных пластов и утилизации шахтного
метана на угольных шахтах «Алардинская» и «Усковская»**

Кузнецкий угольный бассейн (Кузбасс), Российская Федерация



При поддержке:

Агентства по охране окружающей среды, Вашингтон, округ Колумбия, США

Составители:

«Истерн Рисерч Груп» (Eastern Research Group)

«Эйч И Эл - Ист Лимитед» (HEL-East Ltd).

«Руби Каньон Инжиниринг Инкорпорэйтед» (Ruby Canyon Engineering Inc.)

АНО «Углеметан»

Январь 2014 г.

Выражение признательности

Мы искренне благодарим за оказанную помощь Олега Тайлакова, «Углеметан»; Майка Коута (Mike Cote) и Рона Колинга (Ron Collings), «Руби Каньон Инжиниринг» (Ruby Canyon Engineering); Нэйла Батлера (Neil Butler) и Мэтта Хила (Matt Hill), «Эйч И Эл - Ист Лимитед» (HEL-East Ltd), а также Брайана Газона (Brian Guzzone), Брука Ли Робела (Brooke Leigh Robel) и Сюзан Макклочи (Susan McClutchey), «Истерн Рисерч Груп» (Eastern Research Group- ERG). Мы также выражаем благодарность спонсору проекта – «Информационно-разъяснительной программе по угольному метану» (Coalbed Methane Outreach Program, CMOP) Агентства по охране окружающей среды США (U.S. EPA).

Ограничение ответственности

Настоящий отчет составлен для Агентства охраны окружающей среды США (EPA). В данном исследовании использовалась информация, находящаяся в открытом доступе, а также сведения, полученные непосредственно от персонала шахт, поставщиков оборудования и проектировщиков. EPA заявляет о следующем:

(a) EPA не предоставляет каких-либо прямых или косвенных гарантий и заверений относительно точности, полноты или практической ценности информации, содержащейся в настоящем отчете, а также того, что использование какой-либо аппаратуры, метода или технологии, раскрытых в настоящем отчете, не повлечет за собой нарушение каких-либо прав частной собственности;

(b) EPA не несет какой-либо ответственности относительно использования или ущерба, возникшего в результате использования какой-либо информации, аппаратуры, метода или технологии, раскрытых в настоящем отчете;

(c) EPA не рекламирует каких-либо поставщиков технологий, продукции или технологических процессов, упоминаемых в настоящем отчете.

Содержание

Акронимы и аббревиатуры	i
Таблицы и рисунки.....	ii
1.0 Пояснительная записка.....	1
1.1 Шахта «Алардинская».....	2
1.2 Шахта «Усковская».....	3
1.3 Выводы и рекомендации	3
1.3.1 Шахта «Алардинская».....	3
1.3.2 Шахта «Усковская».....	4
2.0 Общая информация	1
3.0 Введение	3
4.0 Обзор российского рынка электроэнергии и природного газа	5
4.1 Рынок природного газа.....	5
4.2 Рынок электроэнергии.....	5
5.0 Оценка проекта по дегазации угольных пластов и утилизации шахтного метана шахты «Алардинская»	7
5.1 Краткая характеристика шахты	7
5.2 Ресурсы газа.....	9
5.2.1 Вентиляционная система.....	10
5.2.2 Система предварительной дегазации.....	11
5.3 Технические возможности использования шахтного метана	13
5.3.1 1-й вариант утилизации шахтного метана: выработка электроэнергии с использованием дренированного газа.....	13
5.3.2 2-й вариант утилизации шахтного метана: разложение МВС с целью смягчения воздействия на окружающую среду парниковых газов	21
5.4 Способы увеличения объемов дегазации	24
5.5 Выводы и рекомендации	26
5.5.1 Выводы.....	26
5.5.2 Рекомендации	27
6.0 Оценка проекта по дегазации угольных пластов и утилизации шахтного метана шахты «Усковская»	28

6.1	Краткая характеристика шахты	28
6.2	Ресурсы газа.....	29
6.2.1	Вентиляционная система.....	30
6.2.2	Система предварительной дегазации.....	30
6.2.3	Система дегазации выработанных пространств.....	31
6.3	Технические возможности использования шахтного метана	32
6.3.1	1-й вариант утилизации шахтного метана: подогрев вентиляционного воздуха с использованием дренированного метана.....	32
6.3.2	2-й вариант утилизации шахтного метана: разложение МВС для смягчения воздействия парниковых газов на окружающую среду	34
6.4	Выводы и рекомендации	38
6.4.1	Наблюдения.....	38
6.4.2	Рекомендации	39
7.0	Заключение и выводы	40
7.1	Шахта «Алардинская».....	40
7.2	Шахта «Усковская».....	41
9.0	Ссылки	43
10.0	Дополнение от 2014 г.	44

Акронимы и аббревиатуры

БТЕ	британская тепловая единица
С°	градусы по Цельсию
млрд м ³	миллиард кубических метров
КЗ (CAPEX)	Капитальные затраты
МУП	метан угольных пластов
ССВ (CER)	Сертифицированное сокращение выбросов
CH ₄	метан
ШМ	шахтный метан
СМОР	Информационно-разъяснительная программа по угольному метану
CO ₂	углекислый газ
CO ₂ -экв.	эквивалент углекислого газа
ПГ	парниковый газ
GMI	Глобальная инициатива по метану
ВНД	внутренняя норма доходности
ккал	килокалория
кг	килограмм
км	километр
млн	миллион
млн куб. фут	миллионов кубических футов
МДж/м ³	мегаджоулей на кубический метр
мм	миллиметр
млн тонн	миллион тонн
МВт	мегаватт
МВт(э)	мегаватт электрической энергии
МВт-ч	мегаватт-час
МВт(т)	мегаватт тепловой энергии
ЧПС	чистая приведенная стоимость
т	тонна
тонна CO ₂ -экв.	метрическая тонна в эквиваленте углекислого газа
тонна	метрическая тонна
МВС	метан вентиляционных струй
ССВ	сертифицированное сокращение выбросов

Таблицы и рисунки

Таблица 1. Коэффициенты выбросов и выработка электроэнергии по источникам	5
Таблица 2. Отрабатываемые пласты площади шахты «Алардинская»	7
Таблица 3. Метаноносность угольных пластов Алардинского района	9
Таблица 4. Среднегодовые показатели объемов выбросов по шахте «Алардинская»	10
Таблица 5. Вентиляторные установки шахты «Алардинская»	11
Таблица 6. Объемы дегазации шахты «Алардинская»	12
Таблица 7. Содержание метана на станциях дегазации шахты «Алардинская»	12
Таблица 8. Капитальные и эксплуатационные затраты по выработке электроэнергии	17
Таблица 9. Значения прочих параметров, использованных в прогнозном экономическом анализе	18
Таблица 10. Усредненные экономические параметры с учетом и без учета цены на углеродные квоты	20
Таблица 11. Вентиляторные установки шахты «Алардинская»	21
Таблица 12. Параметры, использованные в прогнозном экономическом анализе	23
Таблица 13. Результаты прогнозного экономического анализа	24
Таблица 14. Характеристика угольных пластов в районе шахты «Усковская»	28
Таблица 15. Среднегодовые показатели объемов выбросов по шахте «Усковская»	30
Таблица 16. Вентиляторы проветривания шахты «Усковская»	30
Таблица 17. Общие объемы дегазации шахты «Усковская»	31
Таблица 18. Концентрация метана на станциях дегазации шахты «Усковская»	31
Таблица 19. Объемы метана на станциях дегазации шахты «Усковская»	31
Таблица 20. Общие объемы дегазации по различным системам	32
Таблица 21. Параметры, использованные для экономического анализа применения шахтных калориферов	34
Таблица 22. Параметры, использованные в прогнозном экономическом анализе	37
Таблица 23. Результаты прогнозного экономического анализа	37
Таблица 24. Дебит метана на насосной станции шахты «Алардинская»	44
Таблица 25. Дебит метана на насосной станции шахты «Усковская»	44
Рис. 1. Кузнецкий угольный бассейн	1
Рис. 2. Добыча угля в Российской Федерации, 2000–2011 гг.	2
Рис. 3. Шахты Кемеровской области	4
Рис. 4. Прогноз тарифов на электроэнергию в РФ	6
Рис. 5. Каменноугольные пласты района шахты «Алардинская»	8
Рис. 6. Мощности угольных пластов в стратиграфической последовательности (сверху вниз)	9
Рис. 7. Диапазон метаноносности пласта За по глубине	10
Рис. 8. Дегазационная установка «PGM-Lennetal»	12
Рис. 9. Дегазационная установка «MDU 195RB (4 RB-DV105)»	13

Рис. 10. Распределение кумулятивной вероятности по общему дебиту газа на дегазационной установке «PGM-Lennetal»	14
Рис. 11. Распределение кумулятивной вероятности по концентрации метана на дегазационной установке «PGM-Lennetal»	14
Рис. 12. Распределение кумулятивной вероятности по дебиту метана от дегазационной установки «PGM-Lennetal»	15
Рис. 13. Распределение кумулятивной вероятности по мощности выработки электроэнергии с помощью дегазационной установки «PGM-Lennetal», МВт(э)	15
Рис. 14. Объемы и фактически уплаченные цены за добровольные углеродные квоты в 2012 г.....	17
Рис. 15. ВНД по энергетическим объектам с учетом и без учета цен на углеродные квоты	19
Рис. 16. ЧПС энергетических объектов (по ставке дисконтирования 10%)	19
Рис. 17. Накопленный поток денежных средств без дисконтирования по энергетическим объектам шахты «Алардинская».....	20
Рис. 18. ЧПС по ставке дисконтирования 10% и ВНД в зависимости от цены на углеродные квоты	21
Рис. 19. Воздухоподающие и газоотводящие вентиляторы в юго-восточной части шахты «Алардинская»	22
Рис. 20. Распределение кумулятивной вероятности по сокращению выбросов через газоотводящий ствол	23
Рис. 21. ЧПС при ставке дисконтирования 10% и ВНД в зависимости от цены на углеродные квоты	24
Рис. 22. Лава 3-1-26; почти половина всей мощности угольного пласта остается в почве	25
Рис. 23. Предварительная дегазация нижезалегающего пласта во время отработки вышезалегающего в целях снижения миграции метана в выработанное пространство вышезалегающего пласта.....	26
Рис. 24. Схематическая структурная колонка пласта 50 в районе шахты «Усковская».....	29
Рис. 25. Мощности угольных пластов в стратиграфической последовательности (сверху вниз)	29
Рис. 26. Воздухоподающие и газоотводящие вентиляторы в северной части шахты «Усковская» .	35
Рис. 27. Распределение кумулятивной вероятности по сокращению выбросов через газоотводящий ствол	36
Рис. 28. ЧПС при ставке дисконтирования 10% и ВНД в зависимости от цены на углеродные квоты	38

1.0 Пояснительная записка

В 2012 г., в рамках поддержки «Глобальной инициативы по метану» (GMI), руководство Информационно-разъяснительной программы по угольному метану (СМОР) Агентства по охране окружающей среды США заказало проведение предварительного технико-экономического обоснования в целях изучения перспективности проектов по извлечению и утилизации шахтного метана (ШМ) на российских угольных шахтах. «Глобальная инициатива по метану» (GMI) представляет собой добровольное, многостороннее партнерство, задачами которого являются сокращение общемирового объема выбросов метана (CH_4) в атмосферу, а также содействия мероприятиям по уменьшению вредного воздействия, сбору и утилизации метана в качестве ценного источника экологически чистой энергии. В этих целях GMI создает международную сеть, в которую входят правительства стран-партнеров, частные компании, банки развития, университеты и неправительственные организации, для наращивания своего потенциала, формирования стратегий и развития рынков, а также для устранения барьеров в реализации проектов по сокращению выбросов метана, включая шахтный метан, в странах-партнерах. Более подробные сведения о программе GMI и деятельности в угольной промышленности можно найти на веб-сайте www.globalmethane.org.

На угледобывающие предприятия Кузнецкого угольного бассейна (Кузбасс) приходится около 70% всех выбросов метана угольной промышленности России, что делает этот регион приоритетной целью для реализации проектов, направленных на снижение загрязнения шахтным метаном. ОАО «Объединенная угольная компания «Южкузбассуголь», входящая в состав металлургической и горнодобывающей компании «ЕВРАЗ», занимает восьмое место по объемам подземной добычи угля в России. В 2012 г. она добыла около 11 млн тонн угля. Две из восьми действующих угольных шахт «Южкузбассуголя» на территории Кузбасса — шахта «Алардинская» и шахта «Усковская» — были выбраны в качестве объектов предварительного ТЭО в связи с благоприятными характеристиками и особенностями эксплуатации, а также по причине того, что основной объем дегазации характеризуется более высоким содержанием метана по сравнению с остальными шахтами «Южкузбассуголя».

Угольные шахты «Алардинская» и «Усковская» расположены в Кемеровской области (Российская Федерация) приблизительно на расстоянии 200 км друг от друга. Обе шахты добывают высокосортный энергетический и коксующийся уголь из угленосных толщ. Добыча в шахте «Алардинская» ведется на глубине около 700 м с использованием двух комбайнов для длинного забоя, а шахта «Усковская» обрабатывается на глубине примерно 300 м одним комбайном для длинного забоя. Обе шахты добывают примерно два миллиона метрических тонн угля в год, и характеризуются объемами удельных выбросов порядка 35 м^3 метана на метрическую тонну добытого угля.

Обе шахты применяют интенсивные методы предварительной дегазации с использованием буровых скважин. Каждая шахта располагает несколькими буровыми бригадами, состоящими из

четырёх работников и оснащёнными двумя буровыми установками. По мере подготовки лав (от 6 до 18 месяцев перед началом добычи), буровые бригады проходят от 250 до 325 скважин параллельного заложения вдоль лавы (диаметром 76 мм), и длиной 200 м. Эти скважины посредством шахтного трубопровода объединены в дегазационную систему, по которой газ выводится на поверхность. Расположенные на поверхности вакуум-насосные станции используются для извлечения метана.

В следующих разделах рассматриваются основные технические и финансовые аспекты деятельности каждой шахты, а также рекомендации по результатам данного исследования.

1.1 Шахта «Алардинская»

На шахте «Алардинская» имеются благоприятные возможности для реализации проекта энергетической утилизации метана благодаря наличию вакуум-насосной станции «PGM-Lennetal», которая обеспечивает постоянное производство газа среднего качества (около 40% метана) в объеме около 45 м³/мин. Данного объема газа хватило бы для обеспечения работы электростанции мощностью 3 мегаватт. Согласно результатам прогнозного экономического анализа, внутренняя норма доходности (ВНД) в 7,6% может быть достигнута без доходов, получаемых за счет кредитов за сокращение выбросов парниковых газов (ПГ) и увеличена до 12% с учетом поступлений от реализации углеродных квот по цене 1 долл. за тонну CO₂-эквивалента (CO₂-экв.) в год. При реализации углеродных квот по цене 5,20 долл. за тонну CO₂-экв./год ВНД составит 25%. Данный проект позволил бы снизить выбросы на 77 000 тонн CO₂-экв./год, а произведенная при этом электроэнергия могла бы компенсировать энергию, получаемую через электрические сети, еще на 10 000 тонн CO₂-экв./год (за 10-летний срок службы проектируемого объекта).

Высокое содержание метана в газоотводящем стволе шахты «Алардинская» является благоприятным фактором для организации процесса термического окисления метана вентиляционных струй (МВС) на участке газоотводящего ствола. Если содержание метана достигает 1 %, выбросы могут быть сокращены более чем на 180 000 тонн CO₂-экв./год, а ВНД¹ при цене на углеродные квоты в 5,21 долл./тонна CO₂-экв. составит 25%.

Более того, можно найти возможности для улучшения технологии извлечения метана и ускорения предварительной дегазации пластов, залегающих ниже пластов, обрабатываемых в настоящее время. Этого можно добиться путем бурения скважин вкрест простирания с вышезалегающего пласта в нижезалегающий пласт(ы). Благодаря этому пласты будут «разряжаться» после выемки угля в вышезалегающем пласте, что увеличит проницаемость нижезалегающего пласта и увеличит продолжительность процесса дегазации этого угольного пласта до начала добычи.

¹ Проектам по извлечению и использованию шахтного метана необходимы наивысшие показатели ВНД, ввиду неопределенностей в рекуперации ресурсов и ценах на сырье. В данном исследовании показатель ВНД составляет 25% для сопоставления с другими подобными проектами. При более низких показателях необходим более подробный финансовый анализ, чтобы доказать экономическую целесообразность проекта.

1.2 Шахта «Усковская»

Объемы метана, каптируемого на шахте «Усковская», сопоставимы с объемами дегазации шахты «Алардинская»; однако содержание метана в среднем составляет 27%, что ниже нормы в 35%, необходимой для работы энергетического оборудования. Без улучшения качества метановоздушной смеси реализация проекта энергетической утилизации не представляется возможной.

Система вентиляции шахты «Усковская» состоит из газоотводящего ствола с высокими концентрациями метана. Имеется возможность использования дренированного метана для замены системы подогрева вентиляционного воздуха, которая в настоящая время использует угольные печи. При наличии в относительной близости насосных станций выработка тепловой энергии с использованием дренированного газа может оказаться экономически эффективным решением.² Согласно данным анализа, при цене на углеродные квоты 1 долл./тонна CO₂-экв. ВНД составит 13,8%, а при цене 1,8 долл./тонна CO₂-экв. ВНД составит 25%.

Как показывает экономический анализ МВС, проекты с использованием МВС имеют эффективность выше среднего с учетом цен на углеродные квоты, что обусловлено высоким содержанием МВС из газоотводящего ствола. Однако, при цене на углеродные квоты 1 долл./тонна CO₂-экв. ВНД составит 0%. Для обеспечения экономической эффективности этого варианта при ВНД 25% цена за сокращение выбросов ПГ должна быть на уровне 5,21 долл./тонна CO₂-экв.

1.3 Выводы и рекомендации

В результате настоящего исследования установлено, что обе шахты имеют хорошие перспективы для организации каптажа и утилизации метана. Однако требуется сбор и анализ дополнительной информации для устранения неопределенности и обеспечения прочной основы для инвестиций.

В целом, на обеих шахтах необходимо организовать систематический мониторинг, учет и хранение цифровых данных по газообильности, концентрациям и содержаниям метана на участке насосных станций и газоотводящих стволов (в настоящее время данные вручную вносятся в записные книжки). Руководство шахт также должно рассмотреть дополнительные способы дегазации, например, с помощью бурения шахтных глубоких скважин и/или бурения скважин вкрест простирания в пласты, залегающие под основными отрабатываемыми пластами, в целях ускоренной дегазации данных нижезалегающих пластов перед началом добычи и сокращения выбросов в выработанные пространства рабочего пласта.

Более детальные выводы и рекомендации по каждой шахте изложены ниже.

1.3.1 Шахта «Алардинская»

- Настоящее исследование проведено на основе данных за 2010 г. по показателям работы дегазационных установок «PGM-Lennetal» по низкой, средней и высокой производительности и содержанию метана. В результате был сделан вывод о

² Расстояние от дегазационных установок до воздухоподающих стволов не было представлено на момент проведения данного исследования.

возможности строительства электростанции на 3 МВт. В 2010 г. был отмечен наименьший объем дегазации ($14,7 \text{ м}^3/\text{мин. CH}_4$); в следующем году объем дегазации увеличился более чем в два раза ($37,3 \text{ м}^3/\text{мин CH}_4$). При условии сохранения объемов дегазации на уровне 2011 г., проектная мощность электростанции может быть существенно выше (при условии надлежащего качества газа).

- Опытные работы по бурению скважин в пласты, залегающие ниже отработываемой панели, перед началом отработки могут обеспечить дегазацию пласта в некоторых объемах, а также привести к увеличению объемов газа в выработанном пространстве и к существенной дегазации пласта практически сразу по завершении отработки панели и вспучивания почвы (т.е. «разгрузке» нижезалегающего пласта). 30-метровый разделительный блок, оставленный между основными рабочими пластами (то есть 30 метров между пластами 3а и б, а также между пластами б и 7), с обеих сторон находится в пределах механического воздействия, оказываемого добычей угля.
- Имеется существенная неопределенность относительно диапазона содержания метана на участке газоотводящего ствола и работы дегазационной установки «PGM-Lennetal». Получение более надежных данных позволило бы провести более точный анализ. Например, ежедневный отбор проб на указанных участках хотя бы в течение одного месяца позволил бы с большей точностью определить изменчивость концентрации метана и дебита газа.

1.3.2 Шахта «Усковская»

- Требуется изучить возможность использования дренированного газа в качестве топлива для шахтных калориферов на участке воздухоподающих стволов вместо угля. Осуществимость проекта будет в первую очередь зависеть от расстояния, на которое потребуются транспортировать газ от участка насосных станций к воздухоподающим стволам.
- Повышение содержания метана в дренированном газе и поддержание его на уровне выше 35% позволит провести оценку проекта энергетической утилизации метана. Этого можно добиться путем повышения эффективности работ, направленных на обеспечение герметичности газовых трубопроводов и исключение утечек (притока шахтного воздуха). Также можно повысить эффективность цементировочных работ для улучшения герметичности скважин. Более эффективное регулирование давления на всасе также позволит увеличить концентрацию метана.
- Провести анализ перспектив улавливания газа из вентиляционных скважин, забуренных с поверхности в выработанное пространство. Дебиты газа каждой скважины, располагающейся вдоль панели, могут отличаться краткосрочным характером, а каптаж и транспортировка газа от каждой скважины могут оказаться затратными и затруднительными в зимний период. Однако на некоторых шахтах США практикуется закрытие и ликвидация всех скважин, кроме одной с наиболее выгодным местоположением, которая используется для контроля газонакопления в изолированном выработанном пространстве. Такие скважины могут быть объединены в сеть посредством заглубленного трубопровода, ведущего к центральному пункту утилизации, и

использоваться в течение нескольких последующих лет. Необходимо изучить данную схему и определить эффективный режим управления шахтой для обеспечения каптажа и утилизации извлекаемого газа из выработанного пространства с помощью поверхностной газосборной системы.

- Поскольку мощность пласта исключает возможность его полной отработки с помощью комбайна длинного забоя, значительные объемы угля остаются в почве выработки. Такой земник может выделять значительные объемы газа в выработанное пространство после завершения отработки панели, что требует дополнительных исследований. Кроме того, пласт 6 расположен в 30 метрах от пласта 3а и также способен выделять газ в выработанные пространства. Проведение контрольных расчетов не входит в программу данного исследования. Эксплуатирующие шахты организации должны самостоятельно произвести контрольные расчеты объема газа с помощью целевого шахтного бурения.

2.0 Общая информация

Кузнецкий угольный бассейн (Кузбасс) расположен в Кемеровской области на юго-западе Сибири (рис. 1). Область является крупнейшим промышленным регионом России и располагает несколькими крупнейшими в мире месторождениями каменного угля. Угленосные пласты занимают площадь 10 309 кв. миль (26 700 км²), достигая глубины 5905 футов (1800 м).

Рис. 1. Кузнецкий угольный бассейн

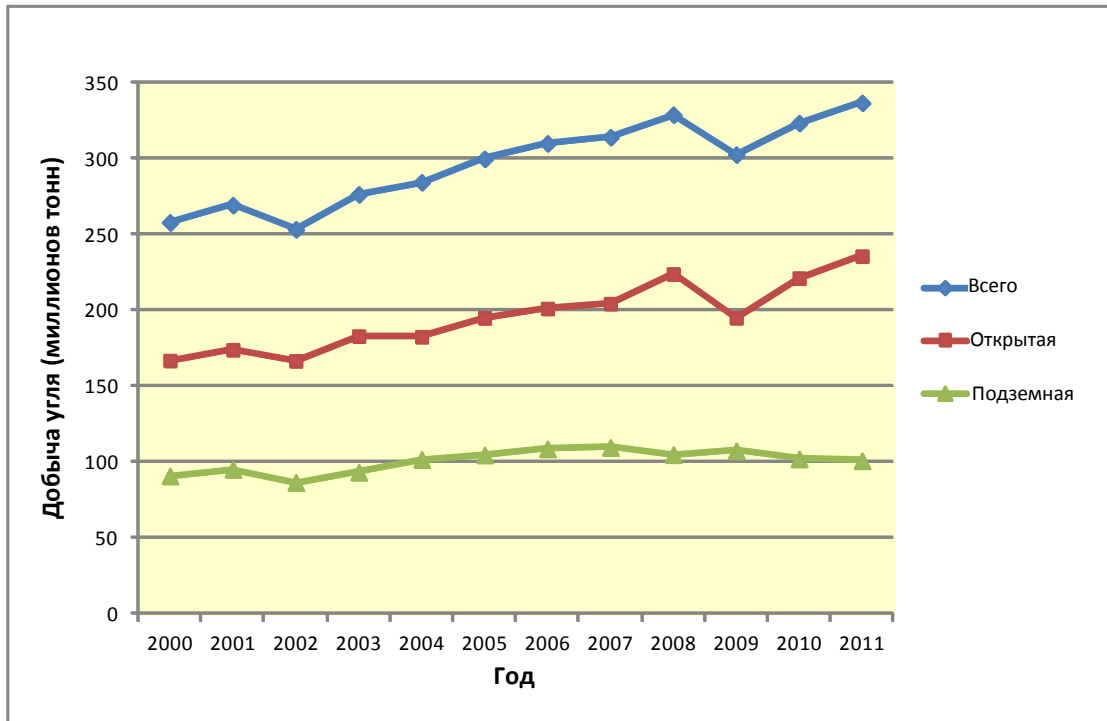


Располагая 173 млрд тонн угля, Россия занимает второе место в мире после США по извлекаемым запасам каменного угля (рис. 2). В 2010 г. Россия добыла около 323 миллионов тонн угля, став шестым в мире производителем угля. При этом выбросы шахтного метана были оценены в объеме 3,2 млрд м³, из которых 2,0 млрд м³ пришлось на подземные шахты.³

В 2009 г. 57 из 98 российских угольных шахт были отнесены по газообильности к 3-й категории с выбросами метана от 10 до 15 м³/т добытого угля или к «сверхкатегорийным» шахтам с выбросами метана свыше 15 м³/т. Из них около 25 шахт располагали системами дегазации в 2009 г. В то время как на подземную добычу приходится 30% всего добываемого в стране угля, прогнозируется дальнейшее увеличение доли добычи угля с более глубоких горизонтов шахт, что в результате приведет к увеличению объемов выброса метана.

³ <http://unfccc.int/di/DetailedByParty/Event.do?event=go>

Рис. 2. Добыча угля в Российской Федерации, 2000–2011 гг.



Источник: Министерство энергетики Российской Федерации, ЦДУ ТЭК, Росинформуголь, сентябрь 2012 г.

3.0 Введение

В 2012 г., в рамках поддержки «Глобальной инициативы по метану» (GMI), руководство Информационно-разъяснительной программы по угольному метану (СМОР) Агентства по охране окружающей среды США заказало проведение предварительного технико-экономического обоснования в целях изучения перспективности проектов по извлечению и утилизации шахтного метана (ШМ) на российских угольных шахтах. «Глобальная инициатива по метану» (GMI) представляет собой добровольное, многостороннее партнерство, задачами которого являются сокращение общемирового объема выбросов метана в атмосферу, а также содействия мероприятиям по уменьшению вредного воздействия, сбору и утилизации метана в качестве ценного источника экологически чистой энергии. В этих целях GMI создает международную сеть, в которую входят правительства стран-партнеров, частные компании, банки развития, университеты, и неправительственные организации, для наращивания своего потенциала, формирования стратегий и развития рынков, а также для устранения барьеров в реализации проектов по сокращению выбросов метана, включая шахтный метан, в странах-партнерах. Более подробные сведения о программе GMI и деятельности в угольной промышленности можно найти на веб-сайте www.globalmethane.org.

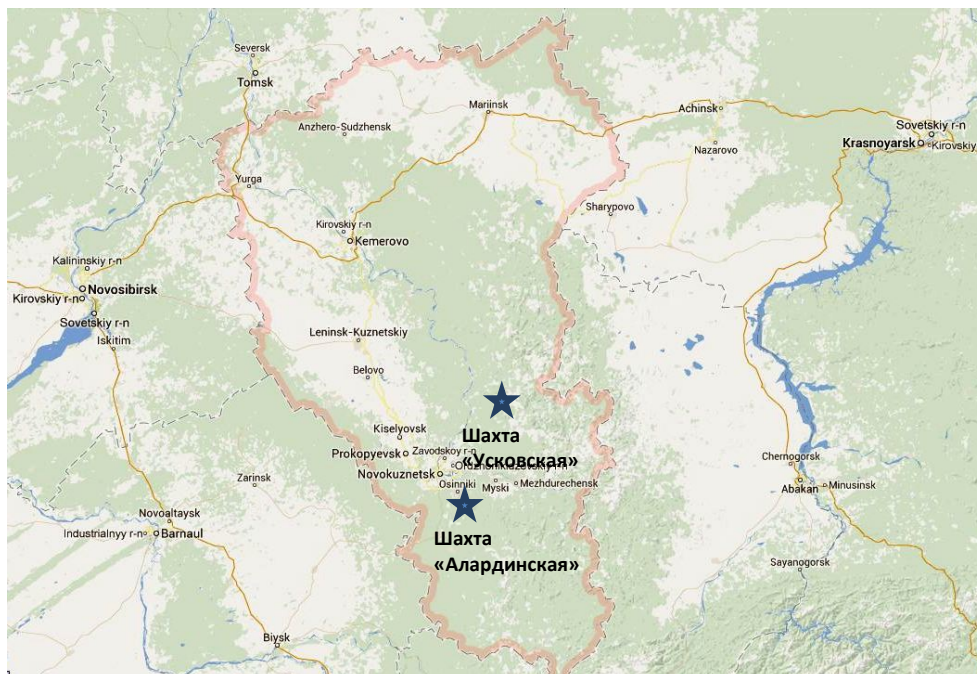
На предприятия Кузнецкого угольного бассейна (Кузбасс) приходится около 70% всех выбросов метана угольной промышленности России, что делает этот регион приоритетной целью для реализации проектов, направленных на снижение загрязнения шахтным метаном. В Кузбассе свою деятельность ведут несколько горнодобывающих компаний, включая «Сибирскую угольную энергетическую компанию» (СУЭК), которая в 2009 г. реализовала несколько проектов по извлечению и утилизации шахтного метана на пяти угольных шахтах и подала заявку на их регистрацию в рамках совместной реализации Рамочной конвенции ООН об изменении климата. Еще одна горнодобывающая компания, ОАО «Объединенная угольная компания «Южкузбассуголь», которая является подразделением металлургической и горнодобывающей компании «ЕВРАЗ», занимает восьмое место по объемам подземной добычи угля в России. В 2012 г. она добыла около 11 млн тонн угля. Две из восьми шахт компании «Южкузбассуголь» – «Алардинская» и «Усковская» – располагаются в Кемеровской области на расстоянии около 200 км друг от друга. Обе шахты добывают высокосортный энергетический и коксующийся уголь из угленосных толщ (рис. 3).

Добыча в шахте «Алардинская» ведется на глубине около 700 м с использованием двух комбайнов длинного забоя, а шахта «Усковская» отрабатывается на глубине около 300 м одним комбайном длинного забоя. Обе шахты добывают примерно два миллиона метрических тонн угля в год, и характеризуются объемами удельных выбросов порядка $35 \text{ м}^3 \text{ CH}_4$ на метрическую тонну добытого угля. Добыча на шахтах «Алардинская» и «Усковская» началась, соответственно, в 1957 г. и 1966 г. На обеих шахтах применяются системы дегазации с использованием центральных вытяжных насосов. По газообильности обе шахты относятся к «сверхкатегорийным», с объемами выбросов шахтного метана более $15 \text{ м}^3/\text{т}$. В мае 2007 г. на шахте «Усковская» произошел крупный

взрыв метана, а в марте 2013 г. по причине возгорания был эвакуирован персонал шахты «Алардинская».

Угольные шахты «Алардинская» и «Усковская» были выбраны в качестве объектов предварительного ТЭО в связи с благоприятными характеристиками и особенностями эксплуатации, а также по причине того, что основной объем дегазации характеризуется более высокими содержаниями метана по сравнению с остальными шахтами «Южжубассугля».

Рис. 3. Шахты Кемеровской области



4.0 Обзор российского рынка электроэнергии и природного газа

4.1 Рынок природного газа

Россия располагает крупнейшими мировыми запасами природного газа в объеме 1680 триллионов куб. футов. В 2010 г. было добыто 23 триллиона куб. футов.⁴ 60% добытого газа реализуется на внутреннем рынке домохозяйствам и промышленным потребителям по цене ниже или на уровне долгосрочной маржинальной стоимости. Существует значительное расхождение между ценой экспортируемого газа и газа, реализуемого внутренним потребителям. В 2006 г. была предпринята попытка реализации стратегии, направленной на достижения ценового паритета с экспортной ценой газа к 2011 г. Однако эта попытка не увенчалась успехом по причине быстрого роста цен на нефть, к которым привязана большая часть контрактов на экспорт газа. Текущая цена на газ составляет 3771 российских рублей (руб.) /м³, что составляет 4 долл./тыс. куб. футов (при обменном курсе 33,28 руб./долл). Обогащение этого газа даже до уровня небольшой теплотворной способности привело бы к превышению его стоимости по сравнению с ценой на высококачественный природный газ в данном регионе. По этой причине вариант коммерческой реализации газа в рамках данного исследования не рассматривался.

4.2 Рынок электроэнергии

Источники получения электроэнергии в России приведены в **таблице 1** на основе данных Международного энергетического агентства.⁵

Таблица 1. Коэффициенты выбросов и выработка электроэнергии по источникам

Источник энергии	тонн CO ₂ /МВт-ч	млрд Квт-ч	%	Средневзвешенная эффективность
Уголь	0,943	164 348	15,6%	0,147
Нефть	0,821	27 362	2,6%	0,021
Газ	0,553	519 202	49,4%	0,273
Биотопливо	0,000	35	0,0%	0,000
АЭС	0,000	172 941	16,4%	0,000
ГЭС	0,000	167 608	15,9%	0,000
Геотермальная энергетика	0,000	522	0,0%	0,000
Солнечная фотоэлектрическая энергетика	0,000	0	0,0%	0,000
Гелиотеплоэнергетика	0,000	0	0,0%	0,000
Ветроэнергетика	0,000	5	0,0%	0,000
Всего		1 052 023	100%	0,442

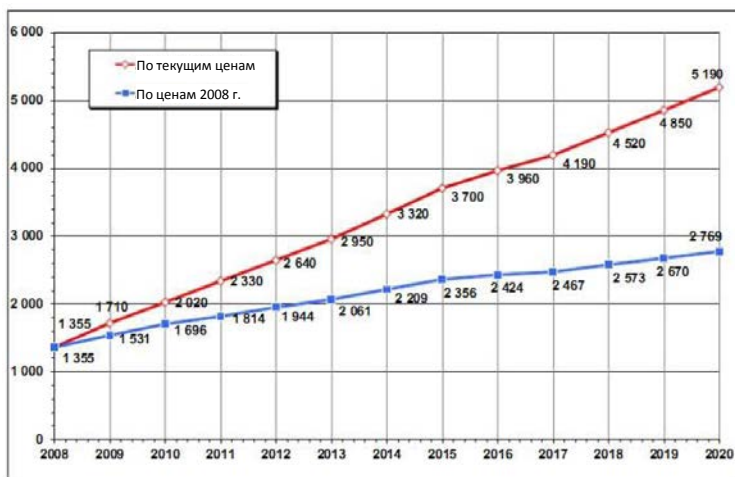
⁴ <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=26&aid=1>

⁵ <http://www.iea.org/statistics/statisticsearch/report/?country=RUSSIA&year=2011&product=ElectricityandHeat>

Поскольку 32% выработанной энергии получено за счет технологий, исключая выбросы CO₂, и почти половина за счет использования природного газа, совокупный коэффициент выбросов несколько ниже, чем показатель по чистому метану.

Внутренние тарифы на электроэнергию за последние 10 лет удвоились и в настоящее время находятся почти на одном уровне с ценами на электроэнергию на мировом рынке. Обе шахты оплачивают электроэнергию по ставке 68 долл./мегаватт-час (МВт-ч). Данная цена состоит из платы за мощность, исходя из заявленной мощности энергопотребляющих систем (расчетной мощности), и платы за электроэнергию по фактическому объему потребления. Собственная энергетическая установка, независимая от электросетей, позволит существенно снизить плату за расчетную мощность, а также потребление электроэнергии, поставляемой через электросети. Экономия составит 68 долл./МВт-ч. На **рис. 4** представлен прогноз стоимости электроэнергии по данным ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (РФ), начиная с 2008 г.,⁶ когда цена составляла 1355 рублей/МВт-ч, или 41 долл./МВт-ч (по курсу 33,28 руб./долл.). Стоимость электроэнергии в 2013 г. ожидалась на уровне 89 долл./МВт-ч с учетом инфляции или 62 долл./МВт-ч без учета инфляции (т.е. происходит повышение тарифов). На момент проведения настоящего исследования информацию по изменениям цены и региональным тарифам получить не удалось.

Рис. 4. Прогноз тарифов на электроэнергию в РФ



⁶ http://www.academia.edu/2204254/Electricity_Markets_in_Russia_english_updated

5.0 Оценка проекта по дегазации угольных пластов и утилизации шахтного метана шахты «Алардинская»

5.1 Краткая характеристика шахты

Мощность каменноугольных свит в районе шахты «Алардинская» составляет около 600 м; мощность угленосной толщи в пределах 38 угольных пластов достигает примерно 60 м. Уголь относится к каменноугольному периоду, отличается низкой зольностью (от 16% до 19%), низким содержанием серы (от 0,04% до 0,4%), и высокой теплотой сгорания (от 8600 ккал/кг) как коксующегося, так и энергетического угля. **Рис. 5** - геологический разрез каменноугольных свит, показывающий интересующие нас угольные пласты.

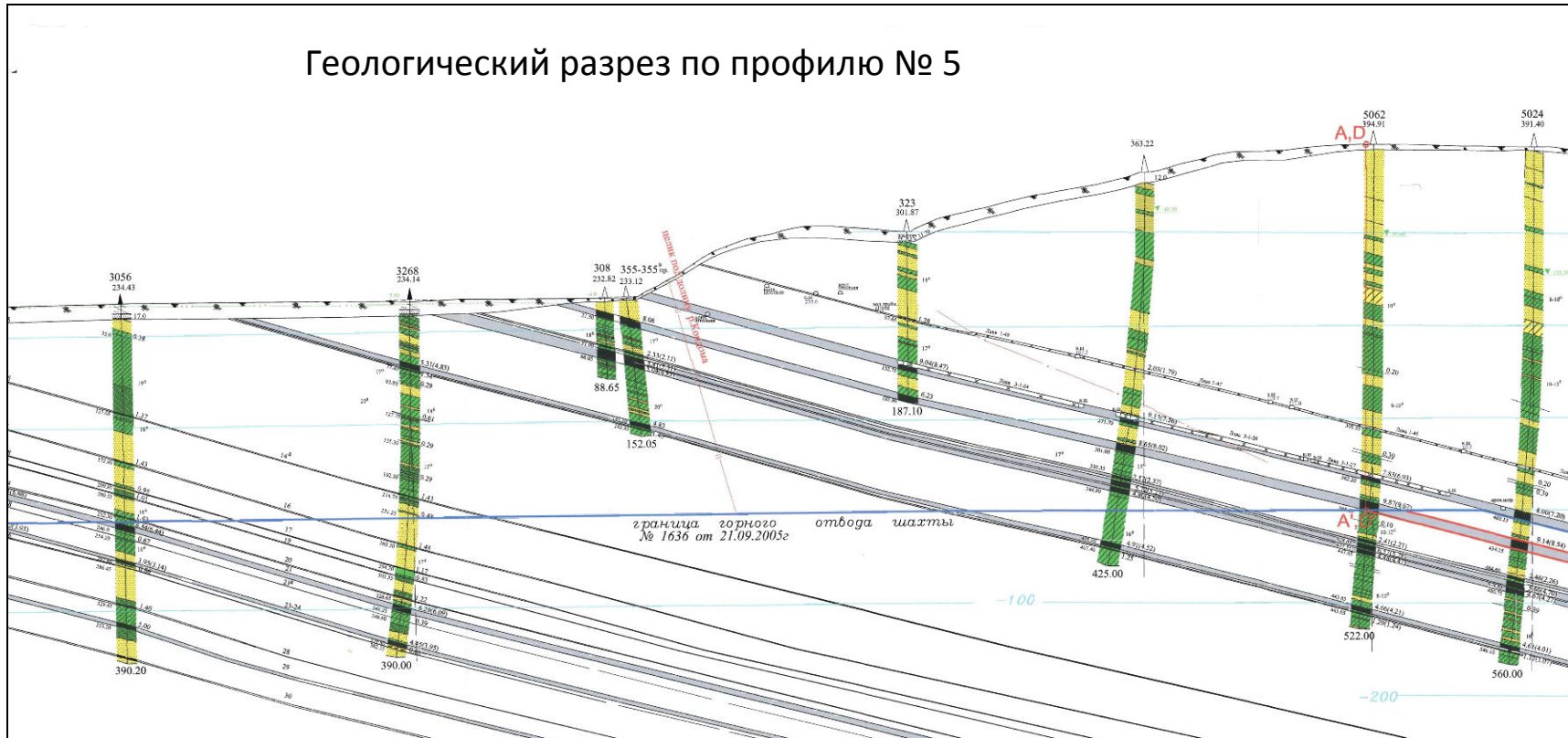
В **таблице 2** приведены некоторые характеристики угольных пластов, обрабатываемых в настоящее время.

Таблица 2. Обрабатываемые пласты площади шахты «Алардинская»

Пласт	Марка	Мощность пласта, м			Плотность угля, т/м ³	Объемная масса, т/м ³	Общие запасы, тыс. тонн	Промышленные запасы, тыс. тонн
		От	До	Сред.				
6	КС.	6,8	10	8,5	1,36	1,4	29 960	22 782
3а	КС.	5,3	8,3	6,8	1,39	1,4	58 365	35 081
21	Т	6.2	8,6	7,4	1,36	1,42	72 572	47 568

Добыча на шахте «Алардинская» началась в 1957 г.

Рис. 5. Каменноугольные пласты района шахты «Алардинская»



Падение толщи под углом от 14 до 20 градусов. Средняя мощность пластов приведена на **рис. 6** с указанием номера пласта. В настоящее время отрабатываются две лавы, одна – по пласту 3а, другая – по пласту 6. Рабочая высота комбайнов длинного забоя ограничена 5 метрами; неизвлекаемый уголь остается в почве выработки. В настоящее время около 65% угля добывается из пласта 3а. По мере развития горных работ планируется вовлечение в отработку более глубокого, газообильного угля, особенно в пласте 6.

Рис. 6. Мощности угольных пластов в стратиграфической последовательности (сверху вниз)



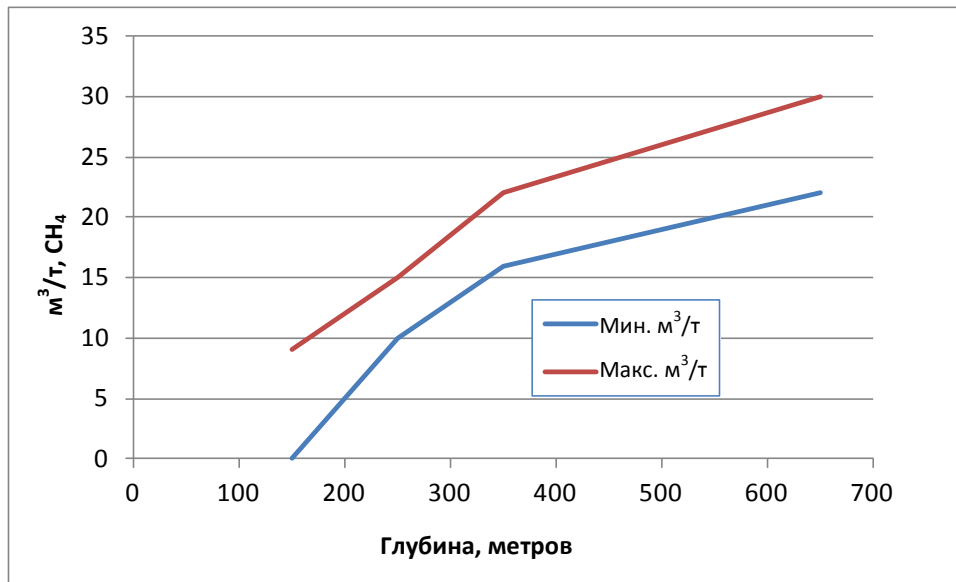
5.2 Ресурсы газа

Таблица 3 и **рис. 7** показывают возрастание газообильности с увеличением глубины. Добыча в пласте 3а производится на глубине от 152 м до 400 м. В связи с этим добываемый уголь и прилегающие пласты характеризуются очень высокой газообильностью.

Таблица 3. Метаноносность угольных пластов Алардинского района

Глубина, м	Мин. м ³ /т	Макс. м ³ /т
150	0	9
250	10	15
350	16	22
650	22	30

Рис. 7. Диапазон метаноносности пласта 3а по глубине



Данные по ежегодным выбросам представлены в **таблице 4**. В колонке «Дегазация, %» указана доля от общего объема выбросов системы дегазации. Показатели в последней колонке («Удельные выбросы») основаны на среднем объеме добычи в период с 2007 по 2011 гг., который составил 2763 млн метрических тонн угля в год.

Таблица 4. Среднегодовые показатели объемов выбросов по шахте «Алардинская»

Год	м³/мин. СН ₄				Дегазация, %	Удельные выбросы, м³/т
	МВС	Дегаз.	Газоотвод. ствол	Всего		
2011	82,91	37,3	32,6	152,8	24,4%	29,1
2010	93,1	14,7	65,1	172,9	8,5%	32,9
2009	86,6	15,0	69,7	171,3	8,8%	32,6
2008	113,4	23,8	80,5	217,6	10,9%	41,4
2007	96,7	26,3	75,8	198,8	13,2%	37,8

5.2.1 Вентиляционная система

Установлены три вентиляторные установки: две нагнетательного типа и одна – всасывающего типа. Показатели объемов воздухообмена приведены в **таблице 5**. Вентиляторная установка «2ВИ-15» расположена на участке газоотводящего ствола, отводящего шахтный воздух из выработанного пространства с содержанием метана от 0,75% до 1,5%.

Таблица 5. Вентиляторные установки шахты «Алардинская»

Производительность, м ³ /мин			
Вентилятор	Мин.	Макс.	Сред.
ТАФ 45	18 000	23 050	22 550
6ВII-15	6500	11200	8600
2ВII-15	3100	3100	3100

5.2.2 Система предварительной дегазации

Шахтные дегазационные скважины объединены в единую систему с помощью трубопровода, отводящего газ к двум насосным станциям предварительной дегазации: «PGM-Lennetal» и «MDU 195RB (4 RB-DV105)». Насосная станция «PGM-Lennetal» находится на расстоянии около 1500 м от площадки вентиляторной установки главного проветривания, а насосная станция «MDU 195RB (4 RB-DV105)» – в 4120 м от этой площадки. В **таблице 6** приведены общие показатели по объемам дегазации для двух указанных насосных станций.

Насос «MDU 195RB (4 RB-DV105)» – водокольцевой насос, создающий очень большое давление всасывания. Предположительно, шахтный воздух попадает в трубопровод на участке шахтных газоотводящих скважин и снижает концентрацию метана до низких значений, приведенных в **таблице 7**. Насос «PGM-Lennetal» – стандартный безмасляный насос, который используется в качестве дегазационной установки. Он оснащен устройством контроля содержания метана на всасе, который использует данные газоанализатора для ускорения или замедления работы насоса в пропорциональном, интегральном и производном гистерезисном цикле с целью поддержания концентрации метана на уровне более 25%. Система также инициирует запуск и остановку насоса и управляет перепускным клапаном для более точного контроля концентрации метана и всасывания. Данная система управляет всасыванием и предотвращает избыточное дренирование.

Обе насосные станции отводят газ из дегазационных скважин, забуренных в подготовленные панели лавы приблизительно за шесть месяцев до начала отработки панели. Шахта располагает тремя буровыми бригадами, каждая из которых состоит из четырех человек и оснащена двумя буровыми станками. Как правило, в пределах одного очистного забоя насчитывается от 250 до 325 скважин (76 мм в диаметре), длина каждой из которых составляет 200 погонных метров.

Действующая в настоящее время система схематично изображена на **рис. 8** и **рис. 9**. На **рис. 8** представлена вакуум-насосная станция дегазации «PGM-Lennetal». Производится дегазация двух панелей, одна – в пласте 3а, другая – в пласте 6. В настоящее время бурение скважин производится только в пласты, планируемые к отработке. Бурение вкрест простирания в целях дегазации выработанного пространства не применяется. На **рис. 9** изображена вакуум-насосная станция дегазации «MDU 195RB (4 RB-DV105)», которая отводит газ от одной панели в пласте 6.

Таблица 6. Объемы дегазации шахты «Алардинская»

Общий объем газа, м ³ /мин			
Насосная станция	Мин.	Макс.	Сред.
PGM-Lennetal	33	70	45
MDU 195RB (4 RB-DV105)	30	60	43
Всего	70	103	84

Таблица 7. Содержание метана на станциях дегазации шахты «Алардинская»

%, CH ₄			
Насосная станция	Мин.	Макс.	Сред.
PGM-Lennetal	32	46	40
MDU 195RB (4 RB-DV105)	2,75	3,14	3

Рис. 8. Дегазационная установка «PGM-Lennetal»

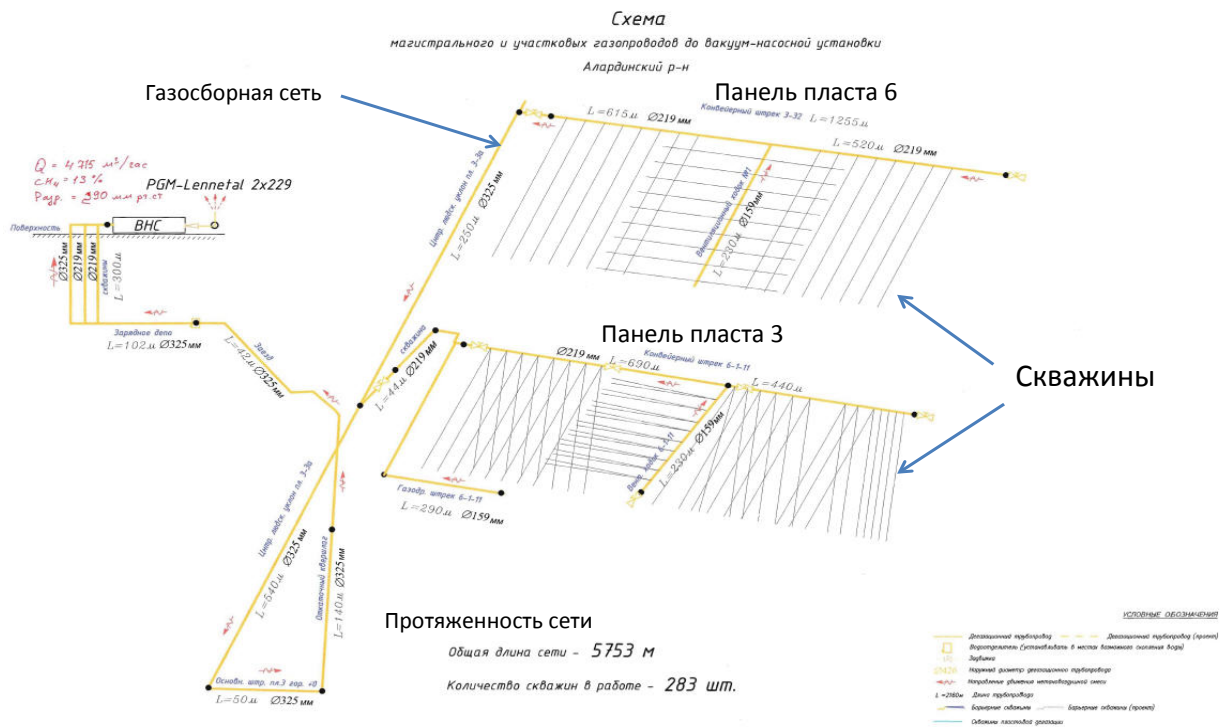
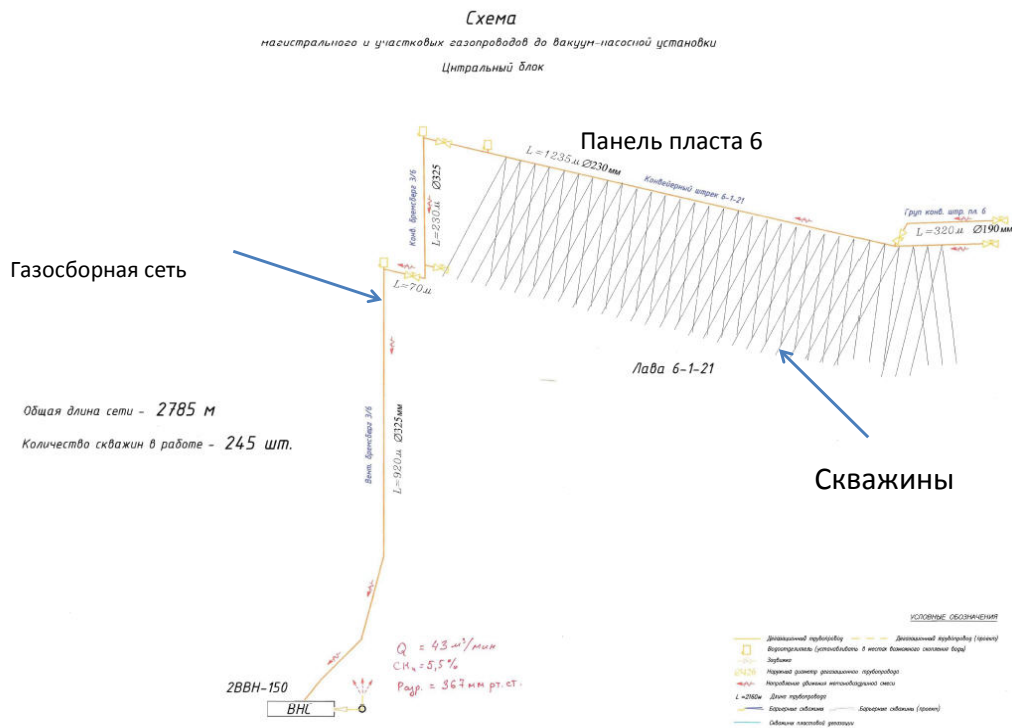


Рис. 9. Дегазационная установка «MDU 195RB (4 RB-DV105)»



5.3 Технические возможности использования шахтного метана

По результатам данного исследования было установлено, что использование каптированного газа на дегазационной установке «PGM-Lennetal» и тепла, получаемого за счет разложения МВС на участке газоотводящего ствола, является технически и экономически обоснованным. Установка «MDU 195RB (4 RB-DV105)» при этом не рассматривалась в силу постоянно низкого содержания метана (т.е. менее 5%). Как отмечалось ранее в разделе, рассматривающем рынок природного газа, дополнительные врезки в газоотводящий трубопровод с целью повышения концентрации метана экономически нецелесообразны в силу очень низкой стоимости природного газа в России. Ниже изложены два наиболее обоснованных варианта, предполагающих использование установки «PGM-Lennetal»: 1) выработка электроэнергии и 2) выработка тепловой энергии с использованием МВС.

5.3.1 1-й вариант утилизации шахтного метана: выработка электроэнергии с использованием дренированного газа

Дегазационная установка «PGM-Lennetal» дает достаточно устойчивый дебит и концентрацию метана и может обеспечить работу электростанции мощностью 3 МВт(э). Однако, как показано в **таблице 6** и в **таблице 7**, существует некоторая неопределенность относительно объемов и концентрации метана, производимого на участке дегазационной установки. Распределения кумулятивной вероятности, показанные на **рис. 10** и **рис. 11**, были построены с использованием низких, средних, и высоких значений в виде конечных точек в треугольном расположении. На **рис. 10** показана 90-процентная вероятность того, что общий дебит газа составит от 29,2 м³/мин до 74,9 м³/мин. На **рис. 11** показана 90-процентная вероятность того, что концентрация метана составит от 30,6% до 47,4%.

Рис. 10. Распределение кумулятивной вероятности по общему дебиту газа на дегазационной установке «PGM-Lennetal»

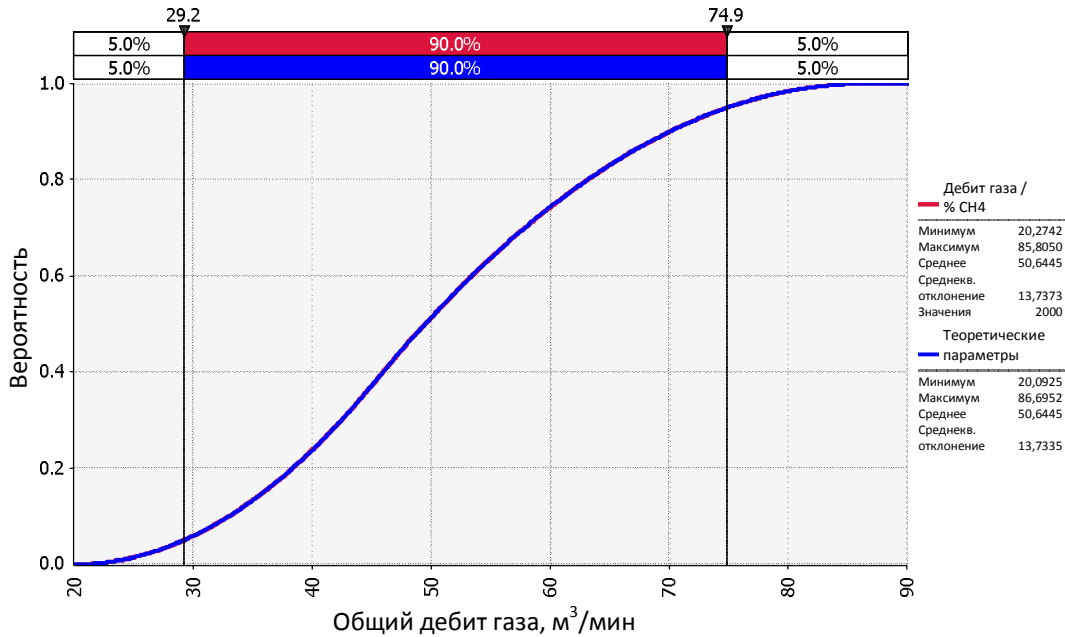
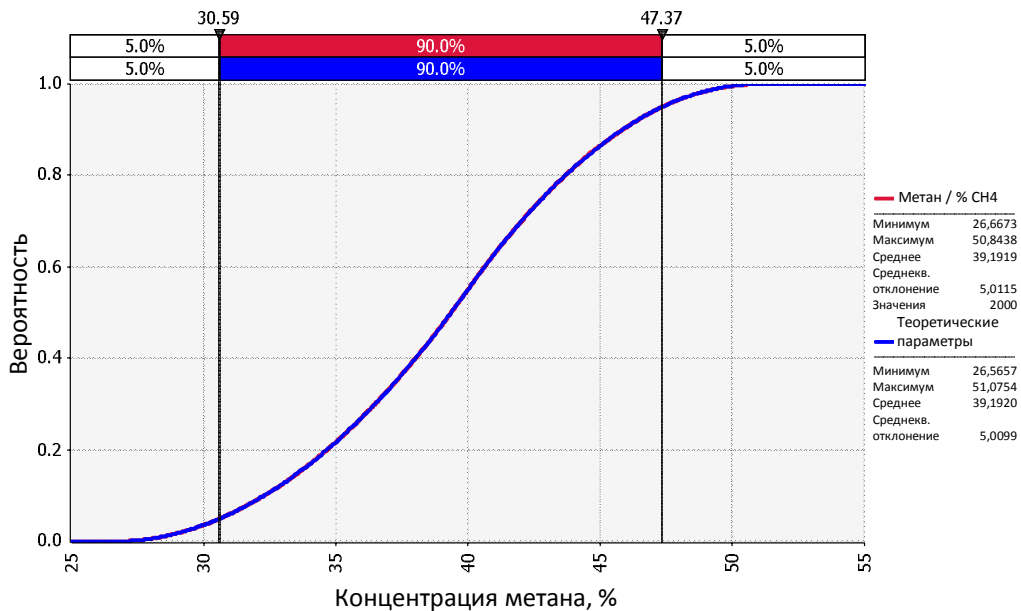
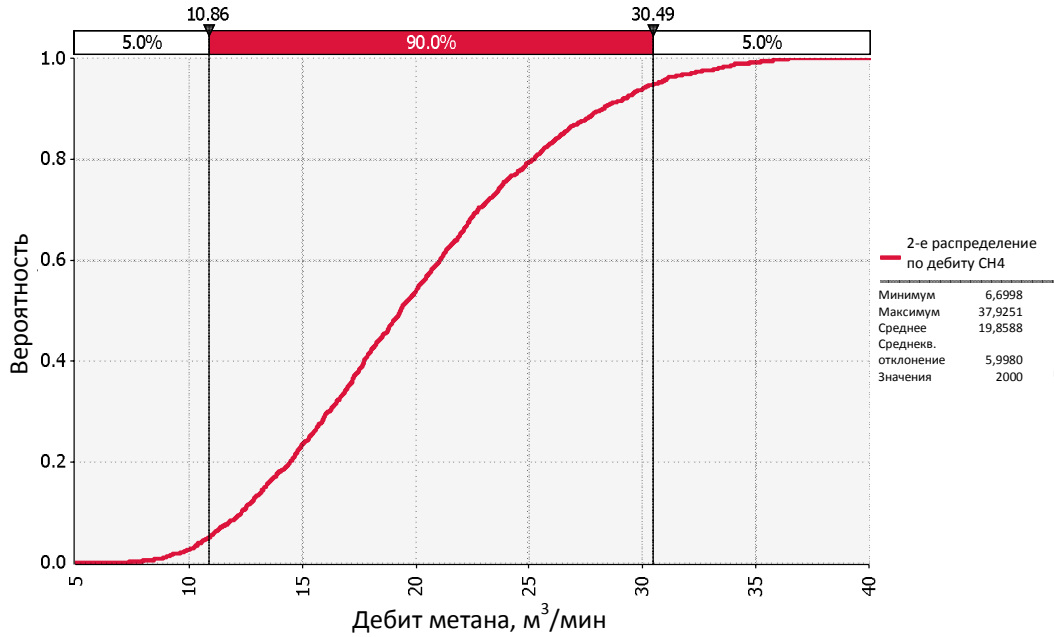


Рис. 11. Распределение кумулятивной вероятности по концентрации метана на дегазационной установке «PGM-Lennetal»



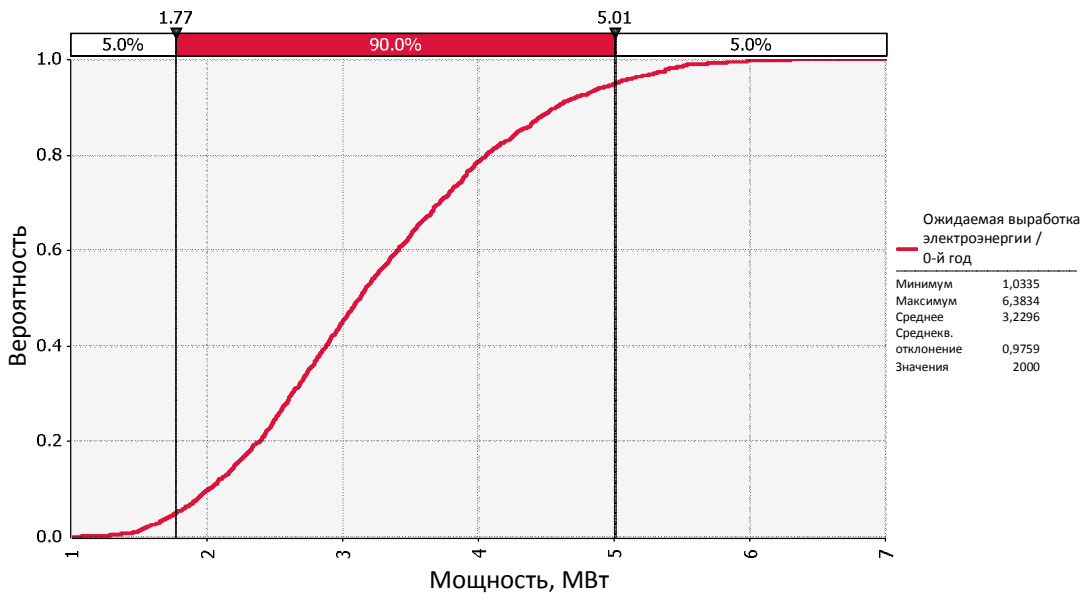
Совмещение двух указанных вероятностных функций посредством моделирования методом Монте-Карло дает распределение кумулятивной вероятности по дебиту метана, показанное на Рис. 12.

Рис. 12. Распределение кумулятивной вероятности по дебиту метана от дегазационной установки «PGM-Lennetal»



Данное распределение, приведенное к годовым значениям, использовалось для определения потенциальной эффективности выработки энергии с помощью дегазационной установки «PGM-Lennetal». Данное распределение вероятности показано на **Рис. 13**.

Рис. 13. Распределение кумулятивной вероятности по мощности выработки электроэнергии с помощью дегазационной установки «PGM-Lennetal», МВт(э)



Указанные данные были получены исходя из того, что газ с концентрацией метана свыше 25% будет подаваться на генераторные установки 64% совокупного времени (в круглосуточном режиме). Эта оценка является заниженной, но данные относительно времени работы дегазационной установки на момент проведения настоящего исследования отсутствовали.

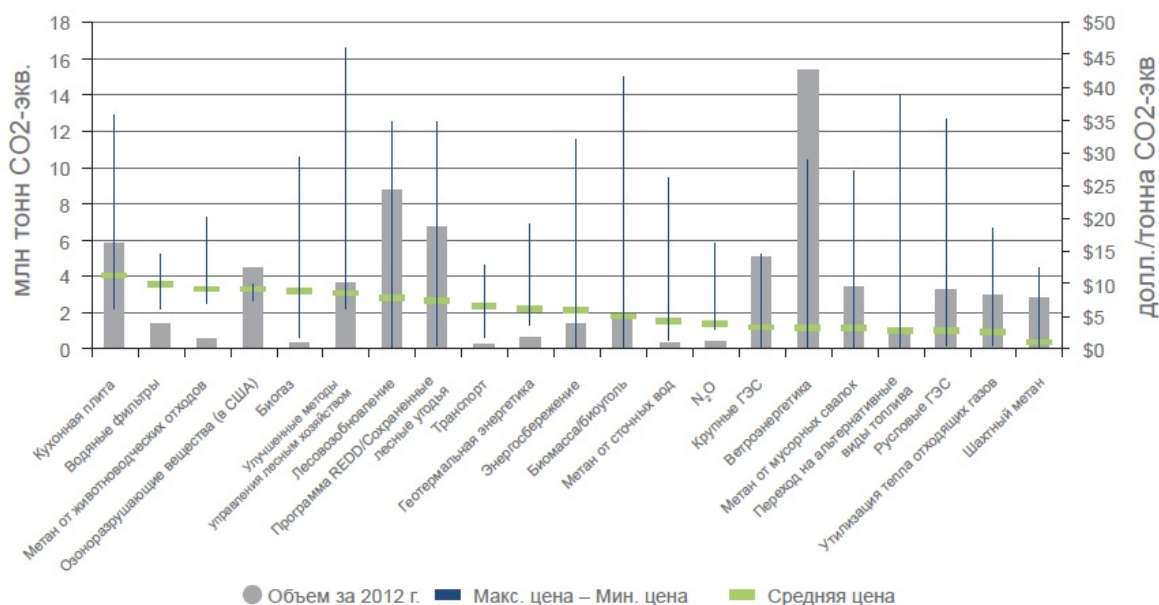
Генераторные установки, рассмотренные в данном исследовании, состояли из генераторов мощностью 1,48 МВт(э) с электрическим КПД 43%. Результаты анализа подтверждают целесообразность установки двух генераторных установок без дополнительных мощностей (т.е. существует приблизительно 60-процентная вероятность того, что электростанция мощностью 2,96 МВт(э) и более будет загружена постоянно).

Две установки, работающие 90% совокупного времени, позволят сократить выбросы на 77 000 тонн CO₂-экв./год, а произведенная электроэнергия позволит компенсировать электроэнергию, поставляемую от электросетей, еще на 10 000 тонн CO₂-экв./год. С учетом объема CO₂, который будет произведен в результате работы проектируемого объекта (т.е. 10 000 тонн CO₂-экв./год), общее сокращение выбросов составит 77 000 тонн CO₂-экв./год за 10-летний срок службы объекта.

5.3.1.1 Экономический анализ энергетического объекта

Данный прогнозный экономический анализ основан на оценке выработки электроэнергии с учетом опубликованных данных о стоимости электроэнергии для горнодобывающих предприятий (68 долл./МВт-ч) без учета инфляции или фактического повышения цен. Цена на углеродные квоты в сумме 1 долл./тонна CO₂-экв. определена на основе **рис. 14**, на котором показаны цены, уплаченные в рамках внебиржевых сделок на добровольном рынке квот на эмиссию углекислого газа в зависимости от типа проекта. Обратите внимание, что данные по шахтному метану приведены в правой крайней части: наблюдаемая средняя цена находится на уровне 1 долл./тонна CO₂-экв. В силу неопределенности будущих цен на углеродные квоты, использованы такие стоимости углеродных квот и цены на электроэнергию, которые позволяют достичь приемлемой нормы доходности в 25%.

Рис. 14. Объемы и фактически уплаченные цены за добровольные углеродные квоты в 2012 г.⁷



Примечание: Данные по 77 млн тонн CO₂-экв. с указанием цены сделки, объема и типа проекта.
 Источник: Forest Trends' Ecosystem Marketplace. State of the Voluntary Carbon Markets 2013.

5.3.1.2 Стоимость проекта

В данном экономическом анализе рассматривался вариант использования двух генераторных установок мощностью 1,48 МВт(э). Стоимость проекта в связи с установкой и эксплуатацией электростанции приведена в **таблице 8**, при этом указанные значения затрат представляют собой среднее значение, а минимальные и максимальные затраты отличаются от среднего значения на +/- 20% в соответствующую сторону.⁸

Таблица 8. Капитальные и эксплуатационные затраты по выработке электроэнергии

Параметр	Мин.	Среднее	Макс.	5%	95%
Капитальные затраты по электростанциям (млн долл./МВт)	0,53	0,82	1,11	0,62	1,02
Эксплуатационные затраты (долл./МВт-ч)	13,19	16,00	18,80	14,01	17,97

Значения остальных параметров, использованных в данном прогнозном экономическом анализе, приведены в **таблице 9**.

⁷ "State of the Voluntary Carbon Market." Bloomberg New Energy Finance. <http://about.bnef.com/white-papers/state-of-the-voluntary-carbon-markets-2013/>.

⁸ На основе собственных материалов по оценке затрат.

**Таблица 9. Значения прочих параметров, использованных
в прогнозном экономическом анализе**

Параметр	Значение
Коэффициент сокращения выбросов (тонн CO ₂ -экв./м ³ CH ₄)	0,01407
Коэффициент сокращения выбросов, за вычетом произведенных выбросов CO ₂ (тонн CO ₂ -экв./м ³ CH ₄)	0,01223
Плотность метана (тонн/м ³)	0,000667
Коэффициент выбросов CO ₂ по метану (тонн CO ₂ /тонн CH ₄)	2,75
Энергетический эквивалент чистого метана (МДж/м ³)	35,55
КПД преобразования энергии двигателя внутреннего сгорания в электрическую	43%
Каптивированный метан, доставленный в качестве топлива к генераторам (>25%)	64%
Время работы генераторов (% от совокупного времени)	90%
Передача электроэнергии к подстанции (млн долл.)	0,437 долл.
Коэффициент выбросов диоксида углерода по единой электрической сети (тонн CO ₂ -экв./МВт-ч)	0,442
Коэффициент выбросов CO ₂ по антрациту (тонн CO ₂ -экв./тонн)	2,57
Потребности в теплоснабжении? (да/нет)	нет
Доля партнеров в реализации энергии	100%
Доля партнеров в реализации единиц Сертифицированного сокращения выбросов	100%
Прирост мощности за счет установки генераторных установок, МВт	1,48
Коэффициент сборности	1,30

5.3.1.3 Анализ движения денежных средств

Результаты данного экономического анализа приводятся как с учетом, так и без учета сертифицированных сокращений выбросов (ССВ) или аналогичного механизма ценообразования на углеродные квоты. На **рис. 15** представлены данные по ВНД, а на **рис. 16** – чистая приведенная стоимость (ЧПС) при ставке дисконтирования в 10%. Среднее значение ВНД без учета ССВ составило 7,6%, но уже при цене 1 долл./тонна CO₂-экв. увеличивается до 12%. Данный анализ основан на текущей консервативной цене ССВ в 1 долл./тонна CO₂-экв; однако вполне возможно найти международных покупателей по ценам от 2 до 5 долл./тонна CO₂-экв. в рамках ограниченных двухсторонних соглашений.

Рис. 15. ВНД по энергетическим объектам с учетом и без учета цен на углеродные квоты

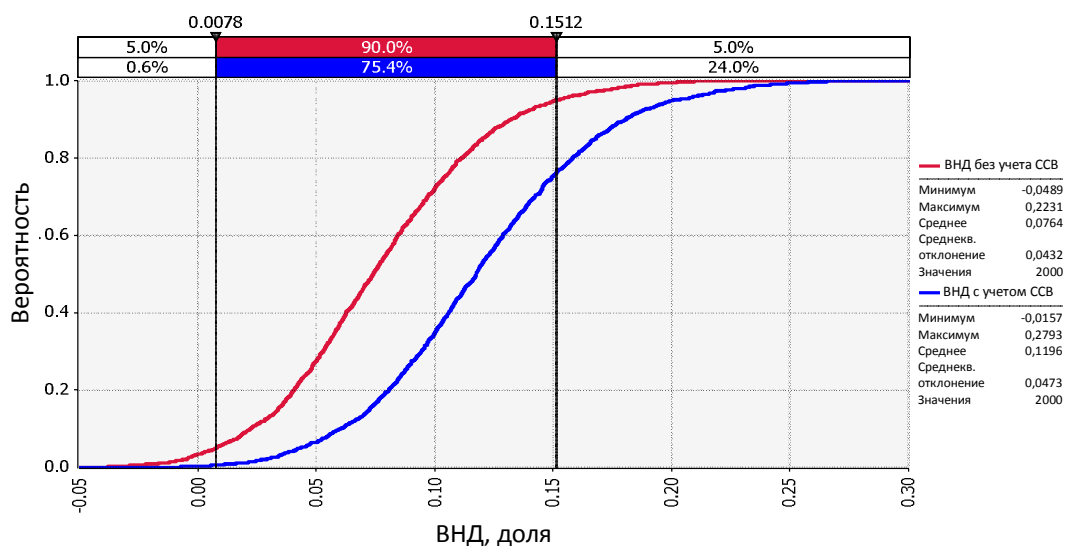
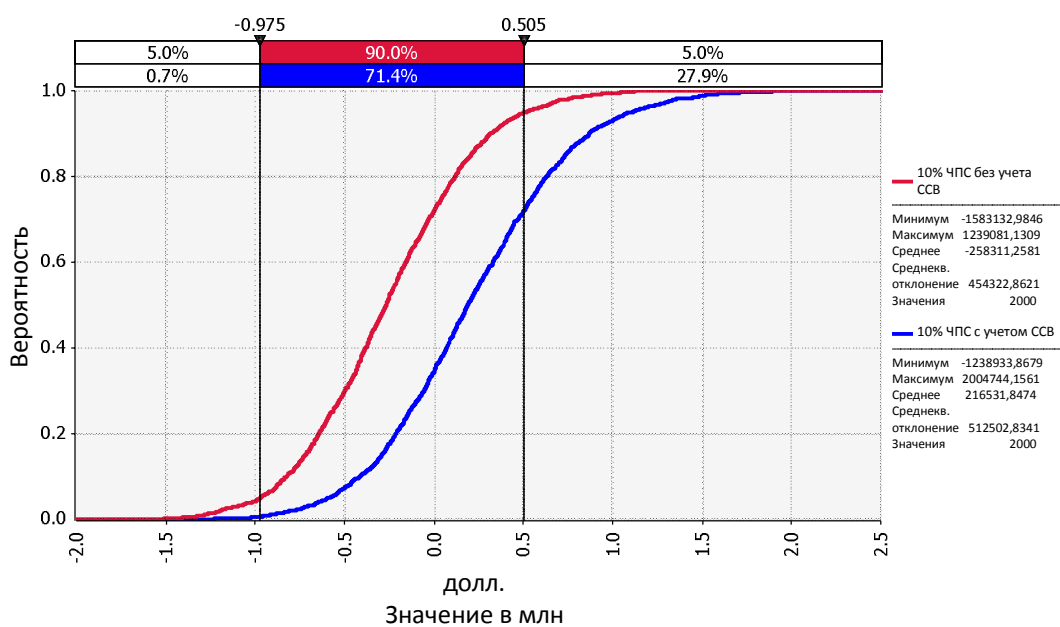


Рис. 16. ЧПС энергетических объектов (по ставке дисконтирования 10%)



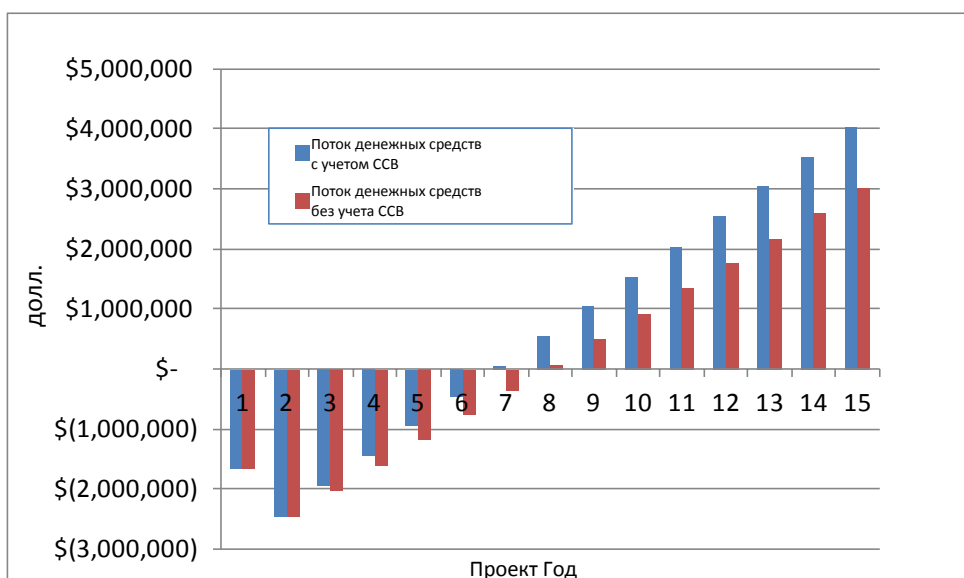
В Таблица 10 приведена ЧПС при разных ставках дисконтирования как с учетом, так и без учета цены ССВ в 1 долл./тонна CO₂-эkv. при объеме в 77 000 тонн CO₂-эkv./год.

Таблица 10. Усредненные экономические параметры с учетом и без учета цены на углеродные квоты

	С учетом ССВ	Без учета ССВ
ЧПС при 10%	212 665 долл.	(157 081 долл.)
ЧПС при 15%	(239 470 долл.)	(519 759 долл.)
ЧПС при 20%	(533 241 долл.)	(750 705 долл.)
ВНД	12,1%	8,4%

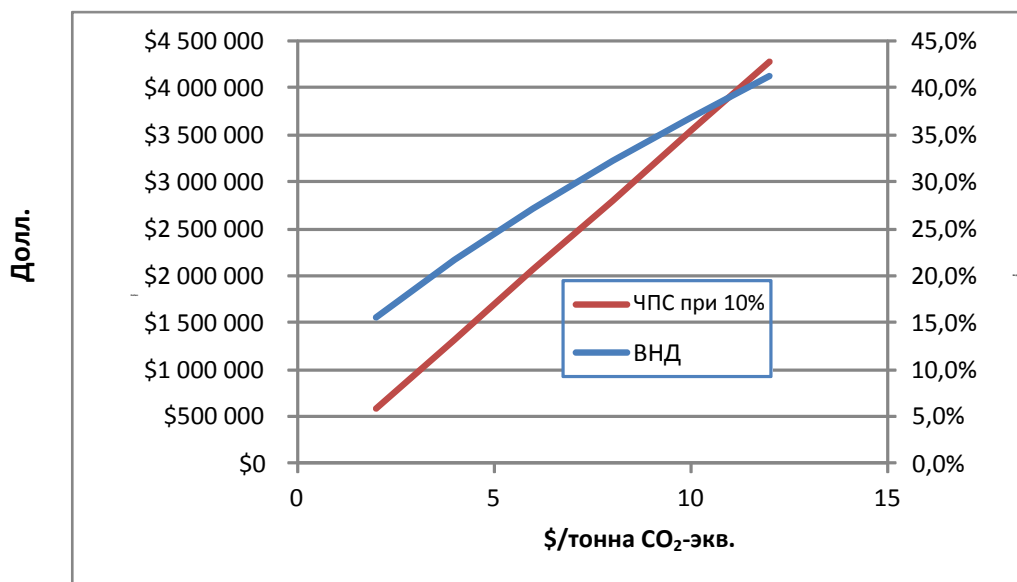
На **рис. 17** показан накопленный поток денежных средств без дисконтирования по двум вариантам. В варианте без учета ССВ срок окупаемости инвестиций составляет около восьми лет, в то же время как в варианте с ценой 1 долл./тонна CO₂-экв. окупаемость проекта достигается в течение семи лет.

Рис. 17. Накопленный поток денежных средств без дисконтирования по энергетическим объектам шахты «Алардинская»



Даже незначительное увеличение цены квоты за сокращение выбросов играет важную роль в экономической привлекательности проекта. На **рис. 18** показана зависимость ЧПС и ВНД от цены на углеродные квоты. Например, при цене на углеродные квоты в **\$5,2/тонна CO₂-экв.** **ВНД составит 25%.**

Рис. 18. ЧПС по ставке дисконтирования 10% и ВНД в зависимости от цены на углеродные квоты



5.3.2 2-й вариант утилизации шахтного метана: разложение МВС с целью смягчения воздействия на окружающую среду парниковых газов

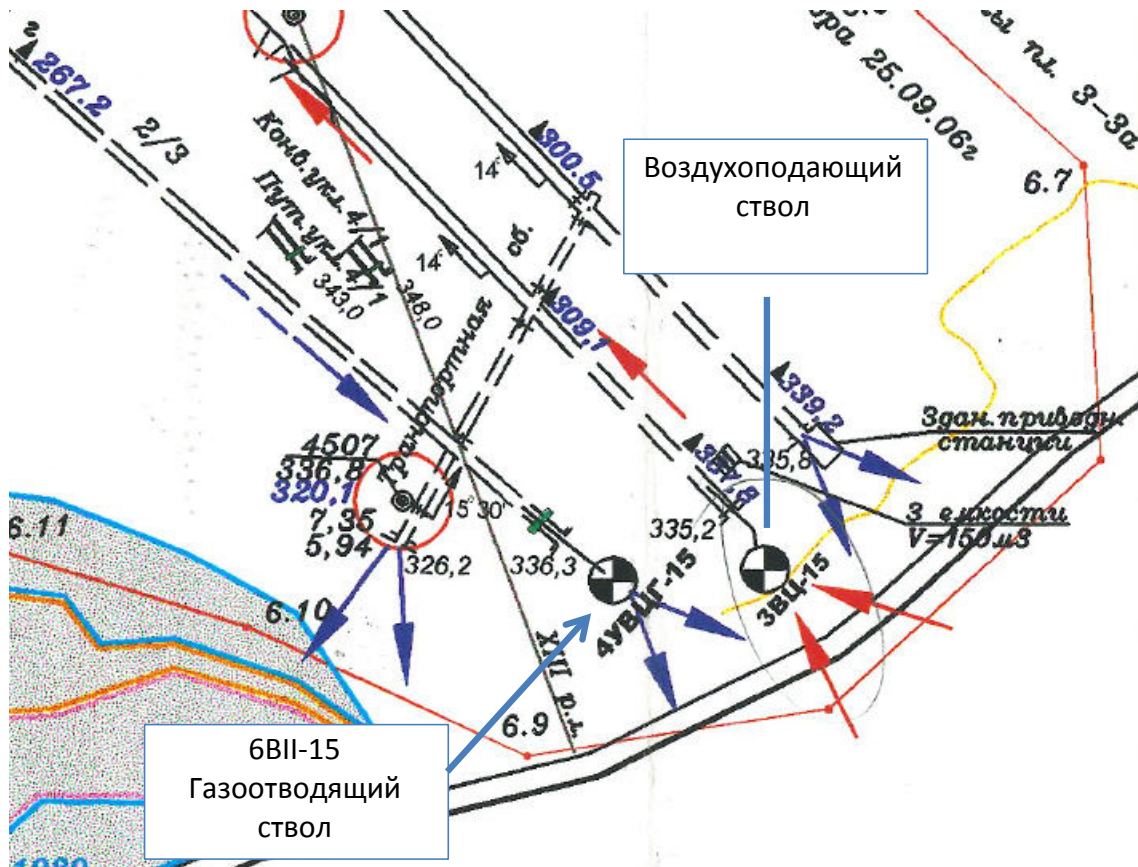
Имеются три вентиляторные установки: две – нагнетательного типа и одна – всасывающего типа. Данные по расходу воздуха приведены в **таблице 11**. Вентиляторная установка «2ВII-15» расположена на участке газоотводящего ствола, отводящего шахтный воздух из выработанного пространства с содержанием метана от 0,75% до 1,5%.

Таблица 11. Вентиляторные установки шахты «Алардинская»

Производительность, м ³ /мин			
Вентилятор	Мин.	Макс.	Сред.
ТАФ 45	18 000	23 050	22 550
6ВII-15	6500	11 200	8600
2ВII-15	3100	3100	3100

На **рис. 19** показаны относительные местоположения нагнетательного вентилятора 6ВII-15 и всасывающего вентилятора 2ВII-15 на участке газоотводящего ствола выработанного пространства.

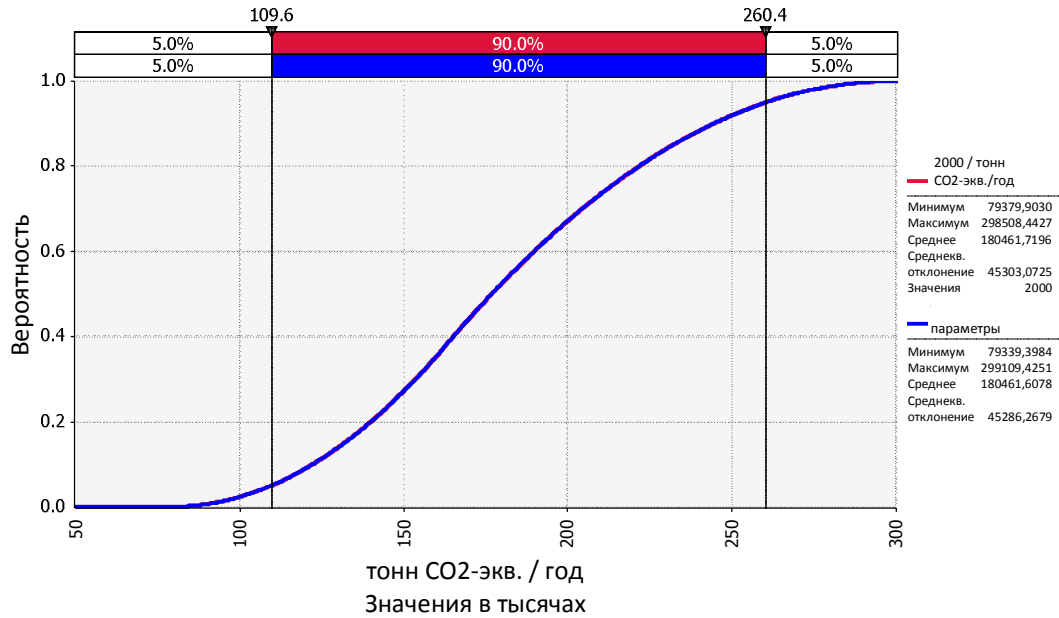
Рис. 19. Воздухоподающие и газоотводящие вентиляторы в юго-восточной части шахты «Алардинская»



Рентабельность установок разложения МВС также зависит от приемлемой цены на единицы сокращения выбросов.⁹ Объем сокращения выбросов может быть очень значительным, как видно из рис. 20 от 109 000 до 260 000 тонн CO₂-экв./год с вероятностью 90% (исходя из имеющейся информации).

⁹ Прогнозный экономический анализ предполагает наличие в будущем дополнительных стимулирующих мер, направленных на сокращение выбросов (т.е. по мере возрастания давления на угольную промышленность в целях сокращения выбросов ПГ, каптаж метана будет становиться всё менее затратным вариантом по сравнению с улавливанием и хранением CO₂).

Рис. 20. Распределение кумулятивной вероятности по сокращению выбросов через газоотводящий ствол



Для изучения цен на углеродные квоты, которые смогли бы обеспечить прибыльность проекта, была использована модель движения денежных потоков для проектов утилизации шахтного метана, предлагаемая Информационно-разъяснительной программой по угольному метану (СМОР). В качестве исходных данных взяты параметры, приведенные в Таблица 12

Таблица 12. Параметры, использованные в прогнозном экономическом анализе

Содержание метана (%) в вентиляционном воздухе	1	%
Извлекаемый поток вентиляционного воздуха	105	млн куб. фут/мин
Планируемый срок эксплуатации объекта	10	годы
Продажная цена углеродной квоты	1,00	долл./тонна CO ₂ -экв
Капитальные затраты на монтаж установки окисления МВС	22	долл./куб фут/мин
Ежегодные расходы по эксплуатации и техническому обслуживанию установки окисления МВС	1,3	долл. /куб фут/мин-год
Потребность в электроэнергии нагнетателей окислительной установки	0,075	кВт-ч/тысяч куб. футов
Стоимость электроэнергии для объекта	68	долл. /МВт-ч
Уровень инфляции	2,5	%
Реальная ставка дисконтирования	10	%
Роялти, НДС, согласования	0	%
Коэффициент непредвиденных затрат	5	%
Продолжительность эксплуатации установки окисления МВС	8000	час/год
Годовой темп роста цены на углеродные квоты	5	%

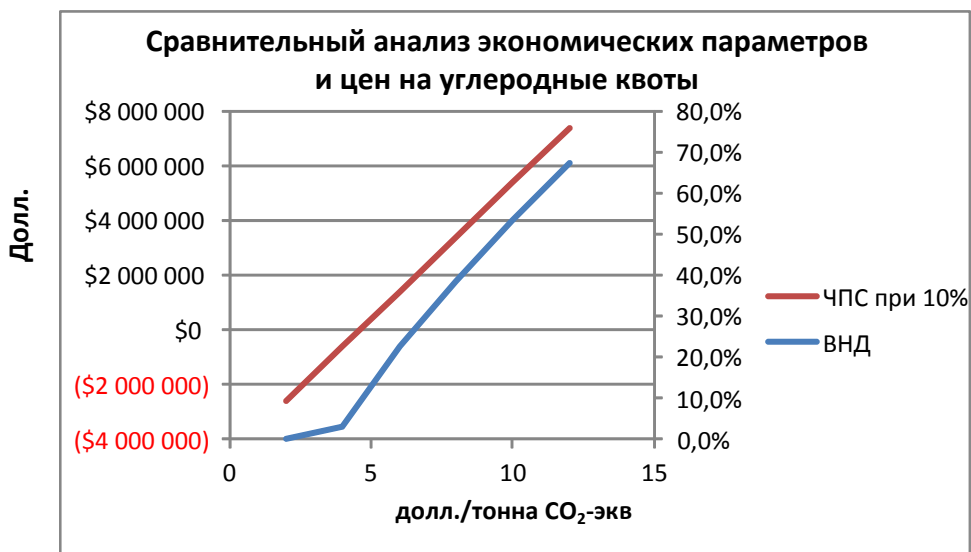
В Таблица 13 приведены результаты прогнозного экономического анализа.

Таблица 13. Результаты прогнозного экономического анализа

Общие капитальные затраты (долл.)	2 426 000
Общие годовые затраты (долл./год)	394 000
Ежегодные квоты на выброс углерода (тонн/год)	166 066
Внутренняя норма доходности (%)	0
Чистая приведенная стоимость (долл.)	-2 991 000

При цене на углеродные квоты 1 долл./тонна CO₂-экв. коэффициент окупаемости равен нулю. Для определения цены на углеродные квоты была использована программная функция «Подбор параметра». Для обеспечения ВНД в 25% цена должна составлять 5,21 долл./тонна CO₂-экв. На **рис. 21** показана зависимость ЧПС и ВНД от цены на углеродные квоты. Согласно результатам данного экономического анализа утилизации МВС, проекты с использованием МВС имеют эффективность выше среднего с учетом цен на углеродные квоты, что обусловлено более высоким содержанием МВС из газоотводящего ствола (на уровне в 1%).

Рис. 21. ЧПС при ставке дисконтирования 10% и ВНД в зависимости от цены на углеродные квоты



5.4 Способы увеличения объемов дегазации

На **рис. 22** показан фрагмент геологического разреза района шахты «Алардинская» в увеличенном масштабе. Здесь представлено схематическое изображение лавы в пласте 3а (лава 3-1-26).

Поскольку пласт характеризуется слишком большой мощностью, исключающей возможность его полной отработки с помощью комбайна длинного забоя, значительные объемы угля остаются в почве выработки. Данный земник может выделять значительные объемы газа в выработанные пространства после завершения отработки панели. Этот вопрос рекомендуется к дальнейшему изучению собственником шахты. Кроме того, пласт б расположен в 30 метрах от пласта 3а и также способен выделить газ в выработанное пространство. Проведение контрольных расчетов не

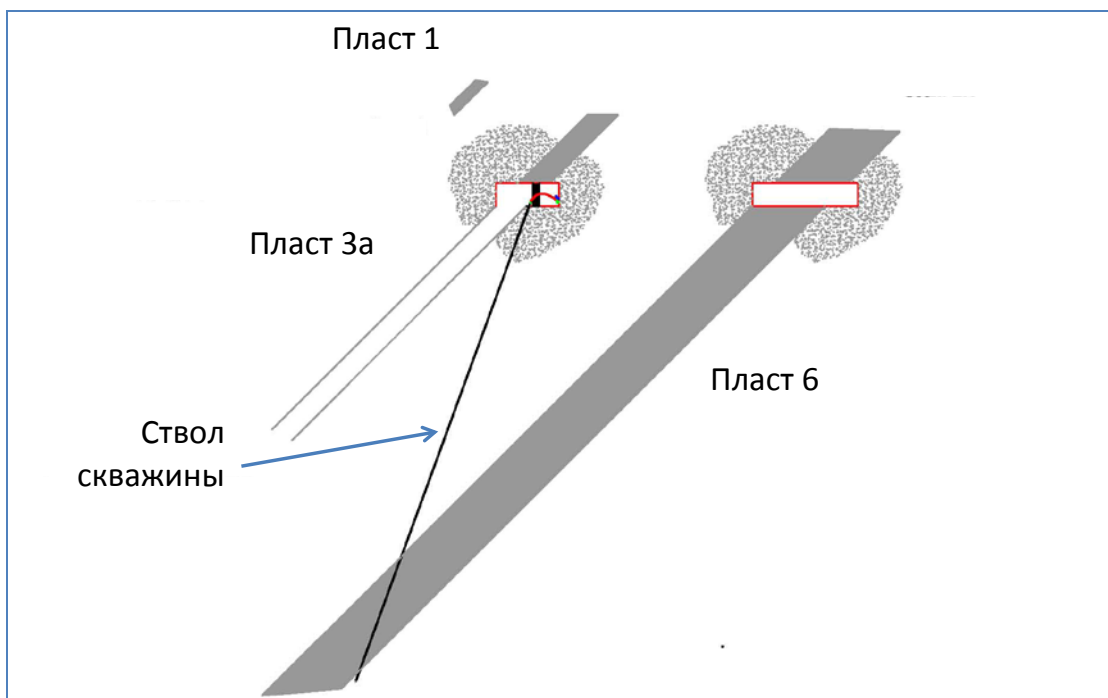
входит в программу данного исследования. Эксплуатирующие шахты организации должны самостоятельно произвести контрольные расчеты объема газа с помощью целевого шахтного бурения.

Ввиду высокой газоносности пласта 6, бурение скважин предварительной дегазации из пласта 3а (до отработки панели) в пласт 6 может оказаться эффективным. При таком подходе после выемки угля из пласта 3а, газ из пласта 6 можно каптировать через скважины прежде, чем он попадет наверх в выработанное пространство пласта 3а, а также уменьшится содержание метана в пласте 6 перед отработкой. Уголь в пласте 6 будет отличаться гораздо большей проницаемостью в связи с развитием пучения и трещиноватости, вызванных выемкой угля в пласте 3а. На **рис. 23** представлена схема такого решения. Тот же подход можно применить для более эффективного контроля выбросов газа из пластов 7 – 9, залегающих приблизительно на 30 м ниже пласта 6 (см. **рис. 22**). Это также позволит провести дегазацию нижележащих пластов и тем самым уменьшить выбросы в рабочие пространства данных пластов, если они в будущем планируются к отработке.

Рис. 22. Лава 3-1-26; почти половина всей мощности угольного пласта остается в почве



Рис. 23. Предварительная дегазация нижезалегающего пласта во время отработки вышезалегающего в целях снижения миграции метана в выработанное пространство вышезалегающего пласта



5.5 Выводы и рекомендации

Ниже изложены некоторые предварительные наблюдения на основе изученных данных, а также рекомендации для дальнейших исследований на шахте «Алардинская».

5.5.1 Выводы

- Имеется существенная неопределенность относительно диапазона содержания метана на участке газоотводящего ствола, а также дегазационной установки «PGM-Lennetal». Такой широкий разброс данных параметров может крайне негативно сказаться на эффективности любого предлагаемого проекта.
- Настоящее исследование проведено на основе данных за 2010 г. по показателям работы дегазационной установки «PGM-Lennetal» по низкой, средней и высокой производительности и содержанию метана. Это позволило сделать вывод о возможности строительства электростанции на 3 МВт. Как показано в **таблице 4**, в 2010 г. был отмечен наименьший объем дегазации ($14,7 \text{ м}^3/\text{мин CH}_4$). В следующем году объем дегазации увеличился более чем в два раза ($37,3 \text{ м}^3/\text{мин CH}_4$). При условии сохранения объемов дегазации на уровне 2011 года, проектная мощность электростанции может быть существенно выше (при условии надлежащего качества газа).
- Поскольку мощность пласта исключает возможность его полной отработки с помощью комбайна длинного забоя, значительные объемы угля остаются в почве выработки. Данный земник может выделять значительные объемы газа в выработанном пространстве

по завершении отработки панели. Кроме того, пласт 6 расположен в 30 метрах от пласта 3а и также способен выделять газ в выработанное пространство.

5.5.2 Рекомендации

- Получение более надежных электронных данных по газоотводящему стволу и дегазационной установки «PGM-Lennetal» позволило бы провести более точный анализ содержания метана (в настоящее время данные вручную вносятся в записные книжки). Ежедневный отбор проб на указанных участках хотя бы в течение месяца позволил бы с большей точностью определить изменчивость концентрации метана и дебита газа.
- Опытные работы по бурению скважин в пласты, залегающие ниже отрабатываемой панели, перед началом отработки, могут обеспечить дегазацию пласта в некоторых объемах, а также привести к увеличению объемов газа в выработанном пространстве и к существенной дегазации пласта практически сразу по завершении отработки панели и вспучивания почвы (т.е. «разгрузке» нижезалегающего пласта). 30-метровый разделительный блок, оставленный между основными рабочими пластами (то есть 30 метров между пластами 3а и 6, а также между пластами 6 и 7) с обеих сторон находится в пределах механического воздействия, оказываемого добычей угля.

6.0 Оценка проекта по дегазации угольных пластов и утилизации шахтного метана шахты «Усковская»

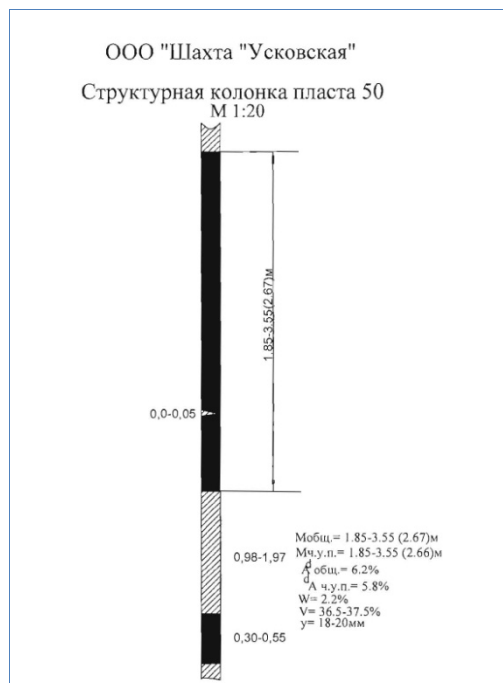
6.1 Краткая характеристика шахты

Мощность каменноугольных свит в районе шахты «Усковская» составляет около 260 м, мощность угленосной толщи в пределах 6 мощных угольных пластов достигает примерно 13 м. Уголь относится к каменноугольному периоду, отличается низкой зольностью, низким содержанием серы, и высокой теплотой сгорания как коксующегося, так и энергетического угля. В **таблице 14** приведены некоторые характеристики угольных пластов изучаемой площади. Добыча началась в 1966 г. и в настоящее время отрабатывается только пласт 50. На момент проведения данного исследования перспективы дальнейшей отработки других пластов оставались неясными. На **рис. 24** представлена структурная колонка пласта 50.

Таблица 14. Характеристика угольных пластов в районе шахты «Усковская»

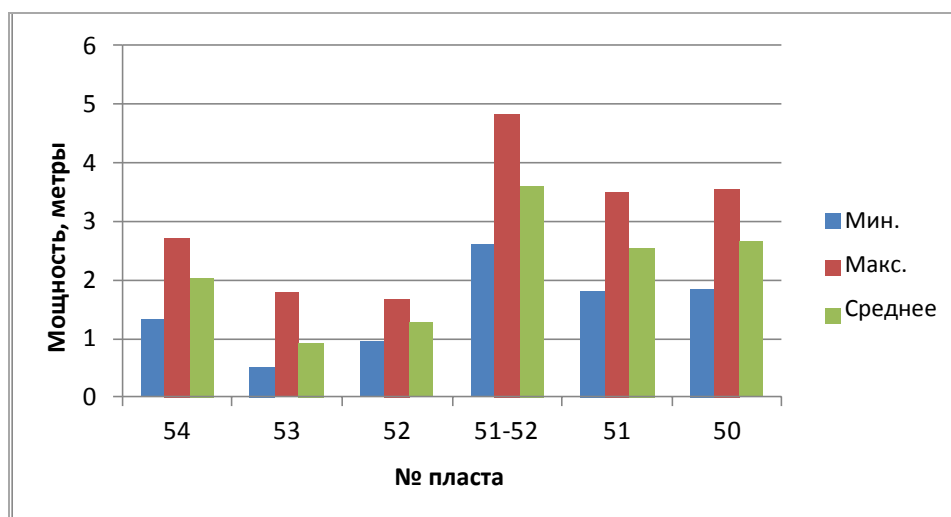
Пласт №	Мощность, м			Плотность, т/м ³	Зольность, %	Влажность, %	Летучих веществ, %	Сера, %	Фосфор, %	Теплотворная способность, ккал/кг
	Мин	Макс	Сред							
54	1,33	2,7	2,03	1,33	6,6	7,1	35,9	0,62	0,032	8177
53	0,5	1,8	0,92	1,30	7,9	4,0	37,4	0,80	0,027	8188
52	0,96	1,67	1,28	1,28	6,6	5,0	37,7	0,51	0,049	8181
51–52	2,61	4,83	3,6	1,40	7,3	5,5	36,4	0,48	0,034	8224
51	1,82	3,49	2,56	1,38	7,3	5,3	37,4	0,42	0,040	8226
50	1,85	3,55	2,67	1,26	5,8	5,8	37,5	0,40	0,042	8340
Всего или сред.	9,07	18,04	13,06	1,33	6,9	5,5	37,1	0,54	0,037	8223

Рис. 24. Схематическая структурная колонка пласта 50 в районе шахты «Усковская»



Изменение мощности пластов показано на рис. 25 с указанием номера пластов. Ведется отработка одной лавы в пласте 50. На шахте добывается порядка 2,5 млн метрических тонн угля в год на глубине примерно 300 метров. Дальнейшее увеличение глубины отработки не планируется.

Рис. 25. Мощности угольных пластов в стратиграфической последовательности (сверху вниз)



6.2 Ресурсы газа

Газообильность добываемого угля колеблется от 5 до 20 м³/тонна. Данные по ежегодным выбросам приведены в таблице 15. В колонке «Дегазация, %» указана доля от общего объема

выбросов системы дегазации. Показатели в последней колонке «Удельные выбросы», основаны на среднегодовом объеме добычи за 5 лет, который составил 2,763 млн метрических тонн угля в год.

Таблица 15. Среднегодовые показатели объемов выбросов по шахте «Усковская»

Год	м ³ /мин. CH ₄				Дегазация, %	Удельные выбросы, м ³ /т
	МВС	Дегаз.	Газоотвод. ствол	Всего		
2011	53,9	23,6	29,1	106,6	22,1%	44,14
2010	47,5	22,2	18,3	88,0	25,2%	36,44
2009	57,8	13,1	0	70,9	18,5%	29,36
2008	60,3	0,5	0	60,8	0,8%	25,17
2007	62,5	1,3	0	63,8	2,0%	26,42

6.2.1 Вентиляционная система

В эксплуатации находятся три вентиляторные установки: две – нагнетательного типа и одна – всасывающего типа. Данные по производительности двух из трех указанных вентиляторов приведены в **таблице 16**. Шахтный воздух, отводимый по газоотводящему стволу из выработанного пространства, содержит от 0,80% до 1,5% метана со средним содержанием 1,2%.

Таблица 16. Вентиляторы проветривания шахты «Усковская»

Производительность, м ³ /мин			
Вентилятор	Мин.	Макс.	Сред.
№ 1	8200	12 000	10 400
№ 2	6100	9200	7800
Газоотвод. ствол	4200	4200	4200

6.2.2 Система предварительной дегазации

Шахтные дегазационные скважины объединены в единую систему с помощью трубопровода, отводящего газ к насосным станциям предварительной дегазации: «Lennetal 2-229», «MIIV-RB» и «MIIV-RB 50-40». Насос «MDU 110RB (4 RB-DV105)» – водокольцевой насос, создающий очень высокое давление всасывания. Предполагается, что шахтный воздух попадает в трубопровод на участке шахтных газоотводящих скважин и снижает концентрацию метана до низких значений, указанных в **таблице 17**. Насосы «Lennetal 2-229» и «MIIV-RB» – стандартные безмасляные насосы, используемые в качестве установок по извлечению метана. Они оснащены устройством контроля содержания метана на всасе, который использует данные газоанализатора для ускорения или замедления работы насоса в пропорциональном, интегральном и производном гистерезисным цикле в целях поддержания концентрации метана более 25%. Система также инициирует запуск и остановку насоса, и управляет перепускным клапаном для более точного контроля концентрации метана и всасывания. Данная система управляет всасыванием и предотвращает избыточное дренирование.

Три насосные станции отводят газ из дегазационных скважин, забуренных в подготовленные участки лавы за 12 - 18 месяцев до начала их отработки. В настоящее время, бурение скважин производится только в пласт, планируемый к отработке. Бурение вкрест простирания в целях дегазации выработанного пространства не проводится.

Данные по общему объему дегазации, концентрации метана и дебиту метана для указанных насосных станций приведены в **таблице 17**, **таблице 18** и **таблице 19**.

Таблица 17. Общие объемы дегазации шахты «Усковская»

Всего газа, м ³ /мин			
Насосная станция	Мин.	Макс.	Сред.
Lennetal 2-229	40	52	46
MIIV-RB	50	64	57
MDU 110RB (4 RB-DV105)	110	120	115
Всего	200	236	218

Таблица 18. Концентрация метана на станциях дегазации шахты «Усковская»

%, CH ₄			
Насосная станция	Мин.	Макс.	Сред.
Lennetal 2-229	25,0	30,0	25,0
MIIV-RB	25,0	29,0	27,0
MDU 110RB (4 RB-DV105)	3,1	3,5	3,3

Таблица 19. Объемы метана на станциях дегазации шахты «Усковская»

м ³ /мин. CH ₄			
Насосная станция	Мин.	Макс.	Сред.
Lennetal 2-229	10	16	12
MIIV-RB	13	19	15
MDU 110RB (4 RB-DV105)	3	4	4
Всего	26	38	32

6.2.3 Система дегазации выработанных пространств

По результатам посещения шахты было установлено, что с поверхности в выработанное пространство шахты бурятся вертикальные скважины. Скважины имеют диаметр 150 мм, а расстояние между ними составляет приблизительно 120 м. По оценкам руководства шахты, на указанные скважины (с учетом скважин предварительной дегазации) приходится 70% общего объема осуществленных выбросов (включая МВС): 20% относятся к системе предварительной дегазации, а 50% –к дегазации выработанного пространства. С учетом этих значений и опубликованных данных по показателям МВС, газоотводящего ствола, и предварительной дегазации за 2011 г., можно сделать вывод, что объемы дренажа существенно выше тех, что были приведены в опросном листе до посещения шахты (см. **таблицу 15** выше), как показано в **таблице 20**.

Таблица 20. Общие объемы дегазации по различным системам

Система дегазации	м ³ /мин
МВС	54
Газоотводящий ствол	29
Дегазация выработанного пространства	138
Предварительная дегазация	55
Всего	277

Поскольку фактические данные по объемам дренажа дегазационными скважинами выработанного пространства и количеству действующих скважин не были представлены, приведенные результаты оценки носят приблизительный характер и должны быть проверены. По одной дегазационной скважине выработанного пространства сообщалось, что дебит по воздушно-газовой смеси составляет 36 м³/мин при содержании метана 57%. Следовательно, дебит метана достигает 21 м³/мин и находится в допустимых пределах дебита скважин дегазации в США.

6.3 Технические возможности использования шахтного метана

В рамках данного исследования были рассмотрены три возможных варианта использования метана, дренированного на дегазационных установках «Lennetal 2-229» и «MIV-RB», в целях предварительной оценки их технической и экономической обоснованности: 1) выработка электроэнергии, 2) подогрев вентиляционного воздуха с использованием дренированного метана, 3) разложение МВС для смягчения последствий воздействия на окружающую среду парниковых газов.

Вариант выработки электроэнергии (1) был признан нецелесообразным, если содержание метана в газе не достигает 35 или более процентов (См. концентрации CH₄ в **таблице 18**). Согласно представленным данным, концентрация метана в газе от указанных дегазационных установок не превышает 35%¹⁰. По этой причине прогнозный экономический анализ не проводился. Вариант 2 возможен при использовании дренированного метана газа как альтернатива существующей системе подогрева вентиляционного воздуха (которая в настоящая работает на угольных печах) при наличии в относительной близости дегазационных установок (расстояния от дегазационных установок до воздухоподающих стволов на момент проведения исследования были неизвестны).

Существует также возможность каптажа и утилизации газа из дегазационных скважин выработанного пространства при условии соответствующей организации такой схемы, поэтому данный вариант необходимо учесть при проведении оценки (см. раздел «Рекомендации»).

6.3.1 1-й вариант утилизации шахтного метана: подогрев вентиляционного воздуха с использованием дренированного метана

По причине невозможности выработки электроэнергии при текущих концентрациях метана (согласно предоставленным данным), было решено провести оценку использования дренированного метана в качестве источника тепла. С этой целью был осуществлен прогнозный экономический анализ проекта подогрева вентиляционного воздуха шахты с использованием газа

¹⁰ Согласно «Инструкции по дегазации угольных шахт № 679» (правила утилизации шахтного метана от 1 декабря 2011 г., РостехНадзор), концентрация метана должна быть выше 25% на факельных установках, 30% – в качестве топлива для котельных установок, 35% – на газомоторных установках и 50% – для бытовых нужд.

с двух дегазационных установок. Была применена модель движения денежных потоков СМОР для закрытых факельных установок на нефтегазовых месторождениях ввиду сопоставимости рассматриваемого объекта с факельными установками.

Для подогрева вентиляционного воздуха на 20°С в вентиляторах № 1 и № 2, потребуется приблизительно 7,43 МВт(т) (исходя из средних показателей расхода каждого вентилятора, указанных в **таблице 16**. Это потребует метана в объеме около 11,9 м³/мин — менее половины общего дебита метана от двух дегазационных установок согласно **таблице 18**). Если подогрев шахтного воздуха требуется только в течение шести месяцев в году, то экономия сжигаемого угля составит приблизительно 3400 тонн/год. При условии эксплуатации шахтных калориферов на протяжении всего года (в течение шести месяцев, когда шахтный воздух не обогревается, они будут использоваться в качестве простых факельных установок), сокращение выбросов составило бы 265 878 тонн СО₂/год (и это без учета примерно 9100 тонн СО₂-экв., которые будут реализованы за счет замены угля на шахтный метан).

В **таблице 21** приведены результаты анализа, согласно которым цена на углеродные квоты в размере 1 долл./тонна СО₂-экв. обеспечит ВНД в 13,8%, а при цене 1,8 долл./тонну СО₂-экв. – ВНД в 25%. Следовательно, данный проект является экономически выгодным.

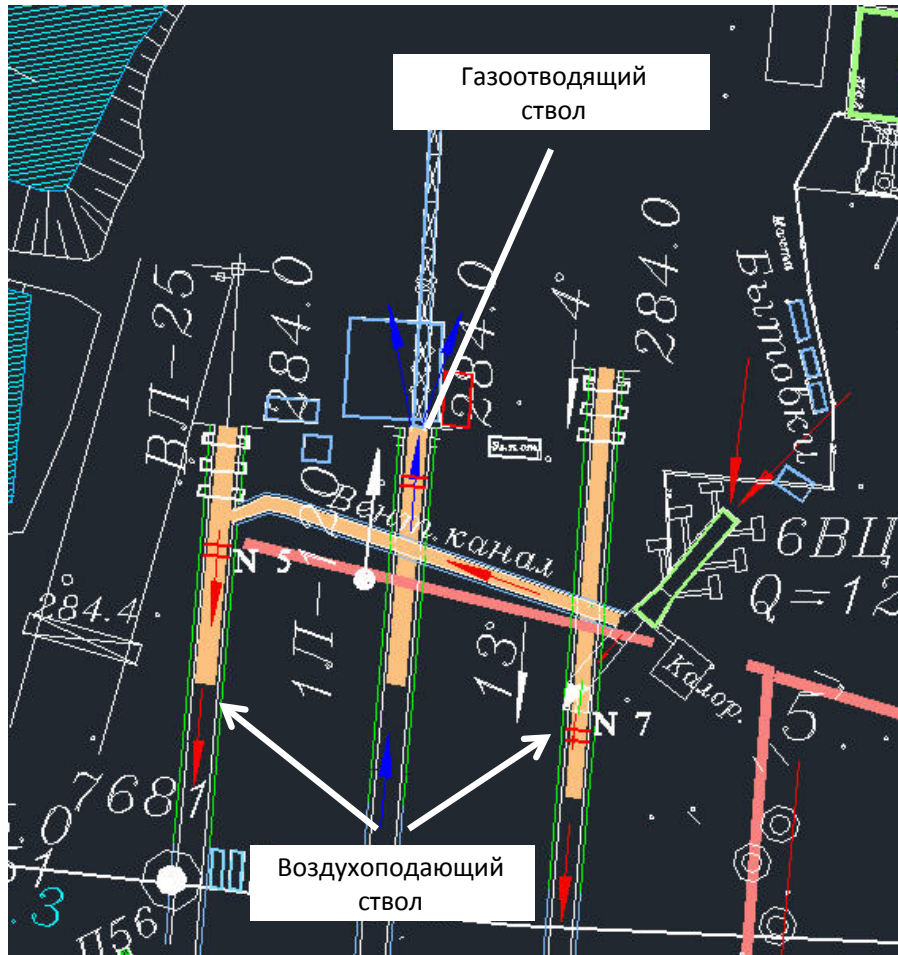
Таблица 21. Параметры, использованные для экономического анализа применения шахтных калориферов

Капитальные затраты, всего (долл.)	1 250 000
Ежегодные затраты, всего (долл./год)	15 000
Экономия угля при цене 57 долл./тонна (долл./год)	195 000
Цена на углеродные квоты (долл. /тонна CO ₂ -экв.)	1.00
Срок эксплуатации объекта (лет)	10
Кол-во ежегодно получаемых углеродных кредитов (тонн/год)	140 000
Внутренняя норма доходности (%)	13,79
ЧПС при ставке 10% (долл.)	200 000

6.3.2 2-й вариант утилизации шахтного метана: разложение МВС для смягчения воздействия парниковых газов на окружающую среду

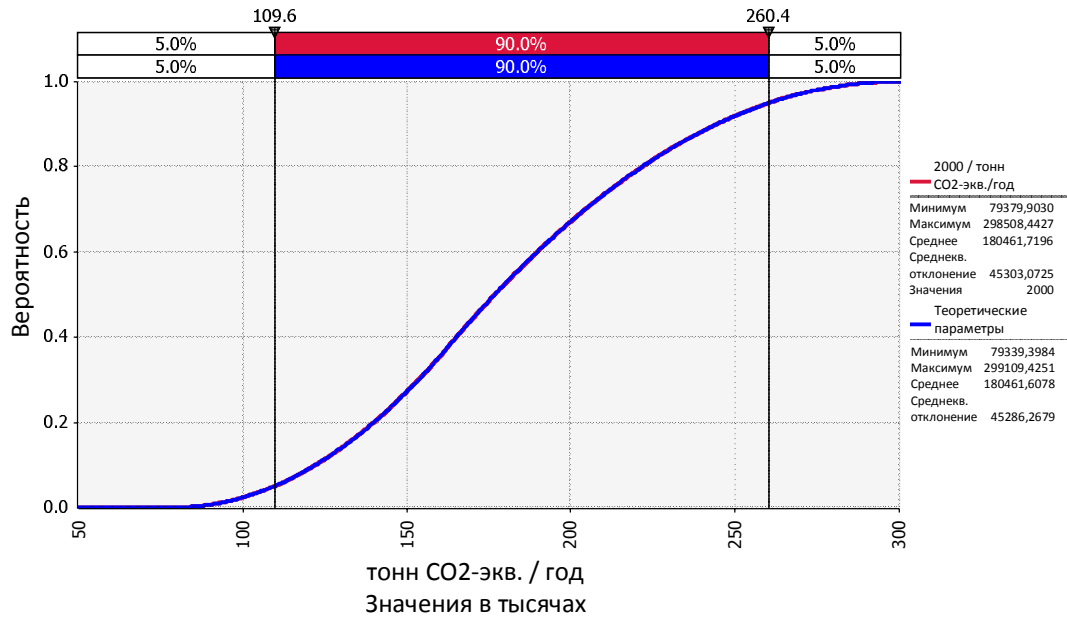
На **рис. 26** показано относительное расположение нагнетательных вентиляторов № 1 и № 2, а также газоотводящего вентилятора на участке газоотводящего ствола, выводящего шахтный воздух из выработанного пространства.

Рис. 26. Воздухоподающие и газоотводящие вентиляторы в северной части шахты «Усковская»



Целесообразность установки оборудования для разложения МВС зависит от приемлемой цены на единицы сокращения выбросов, которая может определить экономическое обоснование стоимости проекта. Объем сокращения выбросов может быть очень значительным, как видно из **рис. 27**: от 109 000 тонн CO_2 -экв./год до 260,000 тонн CO_2 -экв./год с вероятностью 90% (исходя из имеющейся информации).

Рис. 27. Распределение кумулятивной вероятности по сокращению выбросов через газоотводящий ствол



Для изучения цен на углеродные квоты, которые смогли бы обеспечить прибыльность проекта, была использована модель движения денежных потоков для проектов утилизации шахтного метана, предлагаемая Информационно-разъяснительной программой по угольному метану (СМОР). В качестве исходных данных взяты параметры, приведенные в **Таблица 22**.

Таблица 22. Параметры, использованные в прогнозном экономическом анализе

Содержание метана в вентиляционном воздухе	1	%
Извлекаемый поток вентиляционного воздуха	105	млн куб. фут/мин
Планируемый срок эксплуатации объекта	10	годы
Продажная цена углеродной квоты	1,00	долл./тонна CO ₂ -экв.
Капитальные затраты на монтаж установки окисления МВС	22	долл./куб фут/мин
Ежегодные расходы по эксплуатации и техническому обслуживанию установки окисления МВС	1,3	долл. /куб фут/мин-год
Потребность в электроэнергии нагнетателей окислительной установки	0,075	кВт-ч/тысяч куб. футов
Стоимость электроэнергии для объекта	68	долл. /МВт-ч
Уровень инфляции	2,5	%
Реальная ставка дисконтирования	10	%
Роялти, НДС, согласования	0	%
Коэффициент непредвиденных затрат	5	%
Продолжительность эксплуатации установки окисления МВС	8 000	час/год
Годовой темп роста цены на углеродные квоты	5	%

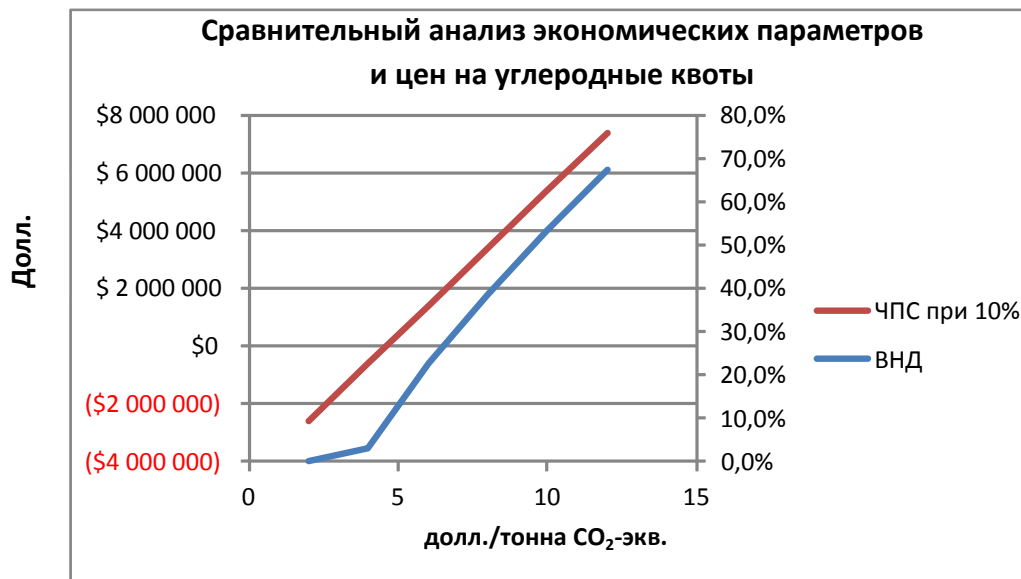
В **таблице 23** приведены результаты прогнозного экономического анализа.

Таблица 23. Результаты прогнозного экономического анализа

Общие капитальные затраты (долл.)	2 426 000
Общие годовые затраты (долл./год)	394 000
Ежегодные квоты на выброс углерода (тонн/год)	199 725
Внутренняя норма доходности (%)	0
Чистая приведенная стоимость (долл.)	2 576 000

Для определения цены на углеродные квоты была использована программная функция «Подбор параметра». Для обеспечения ВНД в 25% цена должна составлять 5,21 долл./тонна CO₂-экв. На **рис. 28** показана зависимость ЧПС и ВНД от цены на углеродные квоты.

Рис. 28. ЧПС при ставке дисконтирования 10% и ВНД в зависимости от цены на углеродные квоты



Как показывает данный экономический анализ МВС, проекты с использованием МВС имеют эффективность выше среднего с учетом цен на углеродные квоты, что обусловлено высоким содержанием МВС из газоотводящего ствола (на уровне 1%).

6.4 Выводы и рекомендации

Ниже изложены некоторые предварительные наблюдения на основе изученных данных, а также рекомендации по дальнейшим исследованиям на шахте «Усковская».

6.4.1 Наблюдения

В связи с попеременным использованием двух подземных систем дегазации имеется существенная неопределенность относительно диапазона содержания метана на участке газоотводящего ствола, а также дегазационных установок «Lennetal 2-229» и «MIIV-RB». Получение более надежных электронных данных для определения периодов работы каждой системы позволило бы провести более точный анализ (в настоящее время данные вручную вносятся в записные книжки). Однако продолжение эксплуатации двух систем на одном и том же газе окажет отрицательное влияние на экономические показатели любого проекта утилизации.

6.4.2 Рекомендации

- Повышение содержания метана в дренированном газе и поддержание его на уровне выше 35% позволит провести оценку проекта энергетической утилизации метана. Этого можно добиться путем повышения эффективности работ, направленных на обеспечение герметичности газовых трубопроводов и исключение утечек (притока шахтного воздуха). Также можно повысить эффективность цементировочных работ для улучшения герметичности скважин. Более эффективное регулирование давления на всасе также позволит увеличить концентрацию метана.
- В шахтах необходимо обеспечить регулярный контроль и регистрацию дебита газа и концентрации метана на каждой насосной станции и в газоотводящем стволе, а также планирование периодов работы каждой системы дегазации. Широкий разброс данных параметров может крайне негативно сказаться на эффективности любого предлагаемого проекта.
- Провести анализ перспектив улавливания газа из вентиляционных скважин, забуренных с поверхности в выработанное пространство. Дебиты газа каждой скважины, располагающейся вдоль панели, могут отличаться краткосрочным характером, а каптаж и транспортировка газа от каждой скважины могут оказаться затратными и затруднительными в зимний период. Однако на некоторых шахтах США практикуется закрытие и ликвидация всех скважин, кроме одной с наиболее выгодным местоположением, которая используется для контроля газонакопления в изолированном выработанном пространстве. Такие скважины могут быть объединены в сеть посредством заглубленного трубопровода, ведущего к центральному пункту утилизации, и использоваться в течение нескольких последующих лет. Необходимо изучить данную схему и определить эффективный режим управления шахтой для обеспечения каптажа и утилизации извлекаемого газа из выработанного пространства с помощью поверхностной газосборной системы.

7.0 Заключение и выводы

Целью настоящего предварительного технико-экономического обоснования, проведенного по заказу Агентства по охране окружающей среды США, является предварительная оценка двух из восьми шахт ОАО ОУК «Южкузбассуголь», действующих в Кузнецком угольном бассейне, на предмет реализации потенциального проекта по извлечению и утилизации метана. На шахты Кузбасса приходится около 70% всех выбросов метана угольной промышленности России. Шахты «Алардинская» и «Усковская» являются газовыми подземными шахтами, на которых добывается высококачественный энергетический и коксующихся уголь. На обеих шахтах применяются системы дегазации с использованием центральных вытяжных насосов. По газообильности обе шахты относятся к «сверхкатегорийным», с объемами выбросов шахтного метана более 15 м³/т. Эти шахты были выбраны в качестве объектов предварительного ТЭО в связи с благоприятными характеристиками и особенностями эксплуатации, а также по причине того, что основной объем дегазации характеризуется более высоким содержанием метана по сравнению с остальными шахтами «Южкузбассугля».

7.1 Шахта «Алардинская»

По результатам предварительного технико-экономического обоснования было установлено, что использование каптированного газа на дегазационной установке «PGM-Lennetal» и тепла, получаемого за счет разложения МВС на участке газоотводящего ствола, является технически и экономически обоснованным. Установка «MDU 195RB (4 RB-DV105)» при этом не рассматривалась в силу постоянно низкого содержания метана (т.е. менее 5%). Обогащение газа до промышленного качества, соответствующего требованиям транспортировки по трубопроводу, является нерентабельным, поскольку обогащение даже до уровня небольшой теплотворной способности привело бы к превышению стоимости по сравнению с ценой на высококачественный природный газ в данном регионе. По этой причине вариант коммерческой реализации газа в рамках данного исследования не рассматривался.

Анализ показывает, что дегазационная установка «PGM-Lennetal» дает достаточно устойчивый дебит и концентрацию метана и может обеспечить работу электростанции мощностью 3 МВт. Генераторные установки, рассмотренные в данном исследовании, состояли из генераторов мощностью 1,48 МВт(э) с электрическим КПД 43%. Результаты анализа подтверждают целесообразность установки двух генераторных установок без дополнительных мощностей (т.е. существует приблизительно 60-процентная вероятность того, что электростанция мощностью 2,96 МВт(э) и более будет загружена постоянно). Если предположить, что две установки будут работать 90% совокупного времени, данный проект позволил бы снизить выбросы на 77 000 тонн CO₂-экв./год, а произведенная при этом электроэнергия могла бы компенсировать энергию, получаемую через электросети, еще на 10 000 тонн CO₂-экв./год.

Прогнозный экономический анализ основан на оценке выработки электроэнергии с учетом опубликованных данных о стоимости электроэнергии для горнодобывающих предприятий (68 долл./МВт-ч) без учета инфляции или фактического повышения цен. Сначала был проведен

анализ на основе цены на углеродные квоты в 1,00 долл./тонна CO₂-экв., являющейся средней рыночной ценой на добровольном рынке углеродных квот для проектов утилизации шахтного метана в США в 2012 г. Норма доходности при такой цене составила 12,1%. В силу неопределенности будущих цен на углеродные квоты, стоимость углеродных квот была определена исходя из условия, что таковая позволит, с учетом продажи электроэнергии, достичь приемлемой нормы доходности в 25%, т.е. на уровне типового проекта разработки нефтяного или газового месторождения. Такая же оценка была проведена для варианта с разложением МВС при условии, что цена на углеродные квоты будет единственным источником дохода, помимо экономии угля, сжигаемого для подогрева шахтного воздуха. Даже незначительное увеличение цены кредита за сокращение выбросов играет важную роль в экономической привлекательности проекта. При цене на углеродные квоты в 5,20 долл./тонн CO₂-экв. внутренняя норма доходности проекта энергетической утилизации метана составит 25%. Рентабельность проекта по выработке тепла за счет разложения МВС также зависит от приемлемой цены на кредит за сокращения выбросов. В данном случае для достижения внутренней нормы доходности 25% цена на углеродные квоты должна составлять 5,21 долл./тонн CO₂-экв.

7.2 Шахта «Усковская»

По результатам настоящего исследования была выявлена возможность технически и экономически обоснованного использования дренированного газа на дегазационных установках «Lennetal 2-229» и «MIIV-RB» при условии повышения содержания метана в газе. Согласно представленным данным, концентрация метана в газе от указанных дегазационных установок не превышает 35%. По этой причине прогнозный экономический анализ энергетического проекта утилизации метана не проводился.

Имеется возможность использования дренированного метана или МВС для замены системы подогрева вентиляционного воздуха, которая в настоящая время использует угольные печи. Местоположение газоотводящего вентилятора вблизи воздухоподающих стволов предполагает возможность организации эффективной системы регенерации тепла с использованием МВС. Однако при наличии в относительной близости насосных станций выработка тепловой энергии с использованием дренированного газа может оказаться более эффективным решением (расстояния от дегазационных установок до воздухоподающих стволов на неизвестны). Если подогрев шахтного воздуха требуется только в течение шести месяцев в году, то экономия сжигаемого угля составит приблизительно 3400 тонн/год. При условии эксплуатации шахтных калориферов на протяжении всего года, сокращение выбросов составило бы 265 878 тонн CO₂/год (без учета около 9100 тонн CO₂-экв., которые будут реализованы за счет замены угля на шахтный метан). Цена на углеродные квоты в размере 1,80 долл./тонна CO₂-экв. повысит ВНД с 13,8% до 25%, что сделает проект экономически выгодным.

Как показывает экономический анализ, проекты с использованием МВС имеют эффективность выше среднего с учетом цен на углеродные квоты, что обусловлено высоким содержанием МВС из газоотводящего ствола (1%). Объем сокращения выбросов может составить от 109 000 до 260 000 тонн CO₂-экв./год. Хотя анализ показал возможность использования тепла, получаемого за счет разложения МВС на участке газоотводящего ствола, для подогрева шахтного воздуха, при цене на углеродные квоты в долл./тонна CO₂-экв. ВНД составит 0%. Для обеспечения экономической эффективности этого варианта при ВНД 25% цена на углеродные квоты должна быть на уровне 5,21 долл./тонна CO₂-экв.

8.0 Рекомендации и последующие действия

В целом, на обеих шахтах необходимо организовать ежедневный сбор и хранение цифровых данных по дебиту газа и содержанию метана на каждой насосной станции и газоотводящем стволе (в настоящее время данные вручную вносятся в записные книжки). Такие данные позволили бы провести более точную и надежную оценку осуществимости проекта для обоснования инвестиций.

Руководству шахты «Алардинская» также рекомендуется провести испытательное бурение шахтных глубоких скважин и бурения скважин вкрест простирания в пласты, залегающие под основными отработываемыми пластами, и проверить, приведет ли это к ускоренной дегазации и сокращению выбросов в выработанные пространства рабочих пластов. Руководству шахты также следует провести анализ объемов шахтного газа, чтобы выяснить, сохраняются ли они на стабильно высоком уровне с 2011 г., и, при положительном ответе, рассмотреть возможность расширения рассматриваемых проектов.

На шахте «Усковская» рекомендуется свести к минимуму время, в течение которого дегазационные установки работают одновременно, для повышения содержания метана в газе при предварительной дегазации. Кроме того, руководству шахты рекомендуется привлечь консультантов для оценки программы улавливания газа из вентиляционных скважин, забуренных с поверхности в выработанное пространство, поскольку можно найти эффективные способы каптажа и утилизации газа с выработанных пространств. Для определения возможности транспортировки газа к воздухоподающим стволам для подогрева шахтного воздуха требуется дополнительная информация о точном местоположении станций дегазации. Этот вариант подогрева шахтного воздуха имеет более высокую рентабельность, чем вариант с использованием МВС (при условии, что расстояние между насосными станциями и шахтными стволами находится в пределах 1,5 км).

9.0 ССЫЛКИ

Belobrav, Vladimir (2012): Electricity Markets in Russia, December 2012.

http://www.academia.edu/2204254/Electricity_Markets_in_Russia_english_updated

BNEF (2013): Forest Trends' Ecosystem Marketplace and Bloomberg New Energy Finance "Maneuvering the Mosaic: State of the Voluntary Carbon Markets 2013," June 20, 2013. <http://about.bnef.com/white-papers/state-of-the-voluntary-carbon-markets-2013/>

CDU TEK (2012): Ministry of Energy of Russian Federation, September 2012.

EIA (2012): U.S. Energy Information Administration International Energy Statistics, 2008 – 2012.

<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=3&pid=26&aid=1>

IEA (2011): Russian Federation: Electricity and Heat 2011 Statistics.

www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?&country=RUSSIA&year=2011&product=ElectricityandHeat

RozTechNadzor (2011): "Instruction on the Degasifying of Coal Mines No. # 679," December 1, 2011.

UNFCCC: <http://unfccc.int/di/DetailedByParty/Event.do?event=go>

10.0 Дополнение от 2014 г.

В начале 2014 г. проект данного отчета был передан на рассмотрение в Объединенную угольную компанию «Южжзбассуголь». Дополнительная информация и пояснения были рассмотрены и разрешены следующим образом:

- В полученных специалистами ERG комментариях отмечается, что газоотводящие стволы с высокими концентрациями МВС, в которых должно проходить окисление МВС, не расположены в непосредственной близости от системы обогрева воздухоподающих стволов (расстояние составляет прибл. 4 км). В результате этого обогрев ствола за счет тепла от окисления МВС не представляется технически осуществимым. Специалисты ERG решили внести экономические данные по окислению МВС в оригинальный отчет с целью определения цены на углеродные квоты (долл./тонна CO₂-экв.), при которой монтаж такой системы будет рентабельным.
- Процентное содержание метана в дренированном газе значительно меньше, чем сообщалось в данных за 2012 г. Были обновлены данные по содержанию метана в дренажных насосных системах у двух шахт (пересмотрены оригинальные **таблица 24** и **таблица 25**):

Таблица 24. Дебит метана на насосной станции шахты «Алардинская»

СОДЕРЖАНИЕ МЕТАНА НА БЛОКЕ ДЕГАЗАЦИИ ШАХТЫ «АЛАРДИНСКАЯ» В 2013 Г.			
% CH ₄			
Насосная станция	Мин.	Макс..	Средн.
PGM-Lennetal	2,89	3,1	2,99
MDU 195RB (4 RB-DV105)	9,85	11,3	10,58

Таблица 25. Дебит метана на насосной станции шахты «Усковская»

СОДЕРЖАНИЕ МЕТАНА НА БЛОКЕ ДЕГАЗАЦИИ ШАХТЫ «УСКОВСКАЯ» В 2013 Г.			
% CH ₄			
Насосная станция	Мин.	Макс.	Средн.
PGM-Lennetal	10.9	12.5	11.7
MDU 110RB (4 RB-DV105)	10.8	12	11.40
MDU 110RB (4 RB-DV105)	18.4	21	19.7

В настоящее время на угольных шахтах «Алардинская» и «Усковская» наблюдается избыточное дренирование каналов, что приводит к попаданию воздуха в штрек канала (т.е. невозможно эффективно контролировать всасывание на дренированных каналах). Для каждого канала необходимо предусмотреть точку измерения (для мониторинга концентрации газа) и клапан для регулировки всасывания в случае низкой концентрации метана (менее 40% CH₄). При сокращенном всасывании концентрация метана увеличится, поскольку концентрация метана в угольном пласте составляет примерно 100%.

Необходимо регулярно измерять концентрацию метана у каждого канала и закрывать клапан для уменьшения всасывания по мере необходимости. Когда канал не выдает газ и не задресселирован, он отбирает всасываемость и потокоемкость у продуктивных каналов. В результате непродуктивные каналы уменьшают эффективность продуктивных каналов (т. е. неправильно утверждать, что чем больше всасывания применяется, тем выше газовый поток).

Чем больше всасывание на отдельном канале, тем больше приток воздуха. Применение слишком большого всасывания приводит к переносу воздуха через систему. При применении к каналам уменьшенного всасывания в систему будет попадать меньше воздуха и, следовательно, система откачивающих насосов будет потреблять меньше электроэнергии. Увеличение всасывания на 20% даст значительную экономию по покупаемой электроэнергии в год, что возместит дополнительные инженерные трудозатраты на контроль дренирования и управление шахтами.

Когда метан извлекается и перевозится по шахте во взрывоопасном диапазоне, шахта подвергается риску того, что разряд молнии воспламенит газ и перерастет в подземный взрыв, ставя под опасность персонал. Хотя предусмотрены пламегасители, они не всегда функционируют согласно ожиданиям из-за неудачного размещения или плохой сопротивляемости горению. Установленная вокруг установок по извлечению метана молниезащита не предназначена для предотвращения воспламенения газа на газоотводе установки по извлечению газа. Это означает, что установки по извлечению не защищены от воспламенения отводимого газа от молнии. Структурная конструкция установки защищена, но разряд молнии может достигать более 100 м и содержать достаточно энергии для воспламенения метана.

Для обеспечения безопасности шахт «Алардинская» и «Усковская» концентрацией метана в транспортной системе можно было бы лучше управлять за счет ее повышения. Параллельно с выигрышем по безопасности, это также позволит выполнить утилизацию газа. Специалисты ERG рекомендуют провести испытательный период газового управления (согласно описанию ниже), включая измерение газового потока до и после управления.

Помимо этого, значения, указанные в **таблице 24** и **таблице 25**, которые находятся в пределах взрывоопасного диапазона или очень близко с ним, сводят на нет возможность утилизации метана с данных насосных станций. Для разрешения данной ситуации специалисты ERG рекомендуют проведение следующих этапов газового управления:

- Определить причины уменьшения концентрации метана в 2013 г. (например, геология, технологии бурения, примешивание слишком большого количества воздуха, протечки в системе, причины нормативного характера).
- Определить пути решения проблем(ы) и немедленно внедрить низкзатратные корректирующие мероприятия, включая:
 - Измерение концентрации метана у каждого канала для определения непродуктивных каналов.
 - Уменьшение всасывания на данных каналах либо их полное перекрытие.
 - Управление концентрацией газа за счет измерения и последующего уменьшения всасывания по мере необходимости.
 - Отслеживание результатов корректирующих мероприятий.
 - Разработка долгосрочного плана по дренированию метана.
- Поскольку содержание метана находится в пределах взрывоопасного диапазона или очень близко к нему (также, как и минимизация эффективности откачки), увеличение данных концентраций должно стать важным приоритетом.