SciPress.ru

Научно-издательский центр
ОТКРЫТОЕ ЗНАНИЕ

Экономическая эффективность процессов отработки высоко газоносных угольных пластов

Монография

Нижний Новгород

2020

Научно-издательский центр «Открытое знание»

Кузина Елизавета Сергеевна
Мелехин Евгений Сергеевич

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССОВ ОТРАБОТКИ ВЫСОКО ГАЗОНОСНЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Монография

Нижний Новгород
2020

УДК 338.45

ББК 65.305

Э 40

Рецензенты:

доктор экономических наук, профессор **Медведева О.Е.**
(Государственный университет управления, г. Москва)
доктор экономических наук, профессор **Шевчук А.В.**
(СОПС ВАВТ Минэкономразвития России, г. Москва)

Кузина Е.С, Мелехин Е.С. Экономическая эффективность процессов отработки высоко газоносных угольных пластов монография / Е.С. Кузина, Е.С. Мелехин – Нижний Новгород: НИЦ «Открытое знание», 2020. – 140 с.

ISBN 978-5-6044183-3-8

В монографии рассмотрено применительно к российским институциональным условиям состояние проблемы добычи метана угольных пластов как одного из нетрадиционных источников газа. Выполнена прогнозная оценка метаноносности пластов угля по основным бассейнам страны и выделены наиболее предпочтительные из них для добычи метана угольных пластов, основанные на перспективах развития угольной промышленности. Предложены организационно-экономические и нормативно-правовые механизмы, обеспечивающие процесс заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов. Выполнена оценка рисков заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов и экономической эффективности её проведения.

Монография предназначена для учёных и специалистов угольной и нефтегазовой отраслей промышленности, а также может быть полезна аспирантам, студентам высших учебных заведений.

УДК: 338.45

ББК 65.305

Печатается по решению редакционно-издательского совета
НИЦ «Открытое знание»

© Кузина Е.С, Мелехин Е.С. 2020
© НИЦ «Открытое знание», 2020

Содержание

Введение 4
Глава 1. Предпосылки для освоения нетрадиционного ресурса газа – метана угольных пластов 7
1.1 Анализ зарубежного и отечественного опыта добычи метана угольных пластов 7
1.2. Тенденции развития угольной промышленности России 13
1.3. Государственное регулирование деятельности по дегазации высоко газоносных угольных пластов 23
Глава 2. Перспективы развития подземной добычи угля в условиях ограничений по газовому фактору 29
2.1. Прогнозная оценка метаноносности угольных пластов в России 29
2.2. Методический подход к выбору площадей, перспективных для заблаговременной дегазационной подготовки угольных месторождений . 40
2.3. Технико-технологические решения, определяющие эффективность проведения заблаговременной дегазационной подготовки угольных месторождений 52
Глава 3. Формирование механизмов заблаговременной дегазации для обеспечения фронта работ на шахтных полях 64
3.1 Методический подход к формированию организационно-экономического механизма заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов 64
3.2. Формирование системы заказа-подряда для проведения заблаговременной дегазации 73
3.3.Экономико-правовой механизм взаимодействия органов исполнительной власти и добывающих компаний 79
Глава 4. Экономическая эффективность заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов 84
4.1. Оценка экономической эффективности реализации проектов заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов 84
4.2. Оценка рисков, связанных с дегазационными процессами при подземной добыче угля 120
Заключение 125
Список литературы 127
Принятые сокращения 139

Введение

Газовый фактор оказывает определяющее влияние на безопасность производства горных работ. В настоящее время в основных угольных бассейнах страны: Кузнецком и Печорском – метаноопасные шахты III категории, сверхкатегорные и выбросоопасные (по метану угольных пластов) составляют около 70%.

До последнего времени в России метан из угольных пластов (МУП) извлекался только попутно на полях действующих шахт системами шахтной дегазации, включающими также скважины, пробуренные с поверхности [63]. Аварии, связанные с внезапными выбросами метана, наиболее часто происходили на шахтах Кузнецкого угольного бассейна [63]. Так в период с 2000 по 2015 гг. при взрывах метана погибли 389 человек (в том числе Кузбасс - 362 чел.), серьезные травмы получили 211 человек [59, 62].

Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2030 года предусматривает техническое перевооружение, ориентированное на высокопроизводительную технику, увеличение нагрузок на подземные очистные забои и проектирование выемочных участков мощностью не менее 2-3 млн. т угля в год. Однако без принудительного извлечения метана из источников его выделения путем использования способов дегазации разрабатываемых и сближенных угольных пластов нельзя эффективно использовать высокопроизводительную очистную технику. Обильное метановыделение из отрабатываемых высоко газоносных пластов угля сдерживает возможности угледобывающей техники по газовому фактору, что существенно влияет на рентабельность работы угольных шахт [40]. Чем выше будет эффективность дегазационных работ, тем выше будут нагрузки на очистные забои по газовому фактору, ниже себестоимость угля и больше прибыль от его реализации.

В условиях отработки метаноносных пластов угля полная реализация возможностей современной угледобывающей техники возможна только при условии осуществления заблаговременной дегазации угольных пластов путем промышленной добычи метана и, в последующем, в комплексе с эффективными методами управления газовыделением в горные выработки средствами шахтной дегазации и вентиляции [41,65].

В соответствии с приказом Федерального агенства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) № 570-ст от 22.11.2011 метан угольных пластов включен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод (ОКПИиПВ) как самостоятельный вид полезного ископаемого, что даёт все основания для его промышленной добычи.

Основными веществами, входящими в состав газа, добываемого из угольных пластов, являются метан (CH4), углекислый газ (CO2), азот в виде молекул (N2), этан (C2H6), пропан (C3H8). В процентном соотношении основная доля приходится на метан и составляет от 88 % до 98 % в зависимости от вскрытых продуктивных горизонтов. При этом гомологи метана (этан, пропан, бутан) в процентном соотношении составляют от 0,4 % до 2,5 %. Из неуглеродных составляющих газа основная часть приходится на диоксид углерода, содержание которого изменяется от 0,2 % до 11,6 %, а на долю кислорода, водорода, гелия и сероводорода приходится от 0,1 % до 2,5 %.

В России в промышленных масштабах МУП в настоящее время не добывается. При заблаговременной дегазации угольных пластов извлекается до 80 – 85 % метана, сорбированного в угольных пластах, включая надлежащие и подлежащие. Оставшаяся часть метана должна извлекаться средствами шахтной дегазации. Ежегодно в России из угольных шахт дегазационными установками извлекается и используется около 50 млн. $м^3$ метана, выбрасывается в атмосферу более 1 млрд. $м^3$, что значительно ухудшает экологическую ситуацию в районах добычи угля.

Целевым назначением широкомасштабной добычи метана из угольных пластов является:

1) повышение уровня безопасности проведения горных работ при подземной добыче угля;

2) полное обеспечение потребностей шахтерских регионов России собственным местным газом, который является наиболее доступным, дешевым и экологически чистым из известных газов, альтернативных природному газу.

В настоящее время четкие организационно-правовые условия для целенаправленной заблаговременной дегазации угольных месторождений (промышленной добычи метана) отсутствуют. В современных условиях извлечение метана угольных пластов становится главенствующим фактором обеспечения безопасных условий труда, повышения его производительности, а также социально-экономического развития региона за счет использования МУП.

Реализация проектов заблаговременной дегазационной подготовки угольных месторождений с использованием технологий добычи МУП должна осуществляться с учетом экономических интересов как угольных, так и газодобывающих компаний, что позволит создать необходимые условия для рационального развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) России, повышения эффективности и безопасности функционирования шахт.

Глава 1. Предпосылки для освоения нетрадиционного ресурса газа – метана угольных пластов

1.1 Анализ зарубежного и отечественного опыта добычи метана угольных пластов

Оценка мировых запасов метана угольных пластов (табл. 1.1) показывает, что данные запасы намного больше запасов природного газа, и они составляют более 260 трлн. м^3.

Таблица 1.1. Мировые запасы метана угольных пластов

Страна	Ресурсы метана угольных пластов, трлн. м^3
Россия	68-80
США	59-65
Китай	25-30
Австралия	20-25
Индия	17-20
Германия	15-17
ЮАР	10-13
Украина	5-8
Казахстан	5-7
Польша	1-3
Итого в мире	225-268

Источник: составлено по данным [96]

Наибольшие ресурсы метана угольных пластов сосредоточены в таких странах как: Россия, Австралия, США, Китай, Индия, ЮАР, Польша, Великобритания.

Пионерами в добыче нетрадиционных ресурсов газа стали **США,** где была создана и внедрена технология добычи, основанная на многостадийном проведении гидроразрыва пласта (ГРП), которая позволяет извлечь до 80 – 85 % метана из угольных пластов. В настоящее время крупномасштабная добыча метана угольных пластов производится в США, где уже создана целая промышленность по добыче метана угольных пластов и его добыча за 10 лет возросла до уровня 65 млрд. м^3/в год. В данной

отрасли в США работает около 200 фирм, поэтому опыт США достаточно ценен для российских специалистов.

Удельное содержание газа в угле месторождений США находится в пределах от 13 до 32 м^3 на тонну угля. Самый известный бассейн в США – Сан-Хуан. По данным экспертов содержание газа в угольных пластах по данному месторождению превышает 20 м^3/тонну угля. Для успешной разработки метаноугольных месторождений необходима высокая проницаемость угольных пластов, так приемлемый диапазон варьируется от 30-50 миллидарси. В Сан-Хуане проницаемость достигается в пределах от 33-50 миллидарси. Некоторые исследования показывают, что при проницаемости в размере 5 миллидарси тоже возможна рентабельная добыча. Это подтверждает опыт Китая, где отдельные месторождения разрабатываются при использовании пневновоздействия и гидрогеологического воздействия на пласты, что способствует стимулированию газоотдачи [95].

По данным международных источников при определении стоимости добычи необходимо знать глубину залегания пласта, и она не должна быть более 1200 метров. При превышении данного уровня залегания происходит увеличение давления, что может препятствовать эффективной добыче метана угольных пластов [95].

По данным Международного энергетического агенства (МЭА) в среднем по миру себестоимость добычи метана угольных пластов варьируется в диапазоне от 115 до 310 долл./тыс. м^3. В США доля метана угольных пластов в общей добыче газа составила 8,5%, а ее себестоимость в зависимости от горно-геологических условий варьировалась от 135 до 250 долл./тыс. м^3 [101].

В последние годы начали работы по добыче метана из угольных пластов следующие страны: Австралия, Китай, Канада, Великобритания, Германия и Польша. Согласно оценкам Международного энергетического агентства, мировой объём добычи метана угольных пластов может достичь

к 2035 году 200 млрд. $м^3$.

Австралия, наряду с США, становится передовым поставщиком технологий по добыче метана угольных пластов, там разработки ведутся с 1990 года и некоторые австралийские компании экспортируют технологии по добыче в другие страны. В Австралии разработали технологию бурения горизонтальными скважинами по пласту на расстоянии до 1500 м. МУП после очистки, согласно всем технологическим требованиям, подается в близлежащие населенные пункты по газопроводу с высоким давлением.

Наибольшая доля добычи метана угольных пластов в Австралии приходится на два угольных бассейна в Квинсленде — Боуэн и Сьюрат (Surat). Ведется она и в соседнем штате Новый Южный Уэльс — в бассейне Сидней. Хотя разработка метана угольных пластов началась в Квинсленде еще в 90-х, заметный рост добычи приходится на последние пять лет. Активизации разведки и добычи угольного газа в бассейне Сьюрат способствовала развитая система газопроводов и наличие газового рынка на юге Квинсленда (географически бассейн Боуэн занимает значительную территорию в центре Квинсленда, а бассейн Сьюрат расположен на юге штата). Следует также отметить, что угольные пласты бассейна Сьюрат отличаются меньшими, чем в Боуэне, мощностью, протяженностью и содержанием газа [97]. Объем добычи МУП заметно увеличился в последние семь лет (рис. 1.1): его доля в общем объеме добычи природного газа в Австралии выросла с 2% в 2002 году до 9% в 2009-м, когда объем добываемого метана угольных пластов приблизился к 140 млрд. куб. футов (более 96% было добыто в Квинсленде). На данный момент времени метан угольных пластов обеспечивает около 80% газового рынка всего Квинсленда. По прогнозным оценкам Министерства энергетики, природных ресурсов и туризма Австралии можно сделать вывод, что при сложившемся уровне добычи рентабельных запасов метана угольных пластов хватит более чем 100 лет, а традиционного газа менее чем на 60 лет [97].

В Австралии в основном добытый метан угольных пластов

используется для выработки электроэнергии, после 2015 года МУП активно используется в качестве сжиженного природного газа (СПГ).

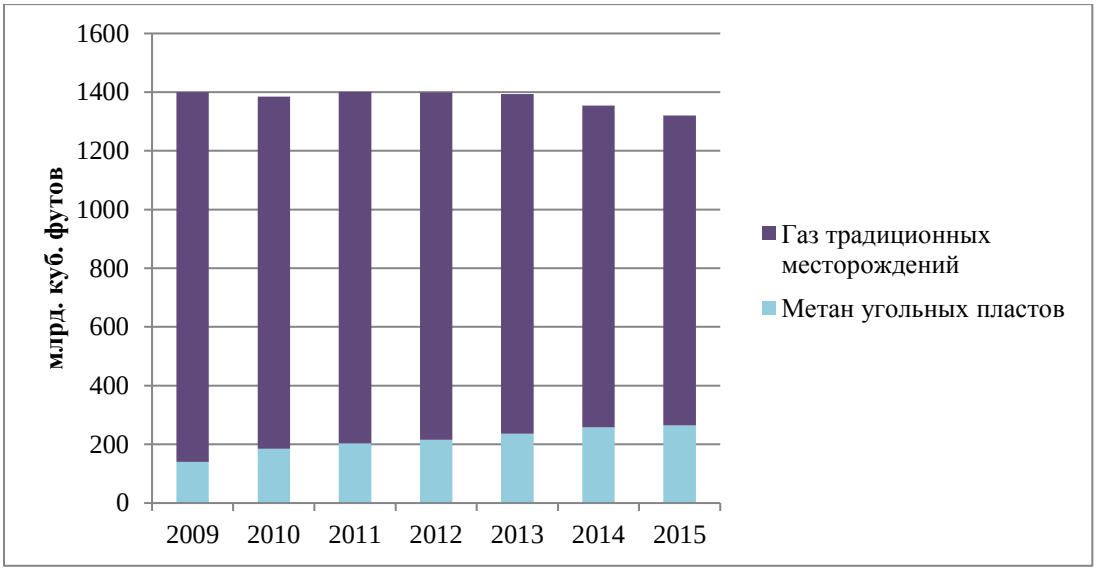

Рисунок 1.1. Динамика добычи природного газа и метана угольных пластов в Австралии

Источник: составлено по данным [97]

По оценкам мировых экспертов ресурсы метана угольных пластов **в Китае** насчитывают до 35 трлн. м^3. Первые разработки в области добычи метана угольных пластов начались проводиться в Китае в начале 90-х годов. За последние 20 лет было пробурено около 200 разведочных скважин китайскими и иностранными компаниями на основных территориях угольных бассейнов восточной части КНР [95].

На сегодняшний день добыча метана угольных пластов в Китае варьируется в районе 5 млрд. м^3, прогнозируется, что добыча может достигнуть уровня 10 млрд. м^3. В 2017 году объем производства МУП в Китае вырос на 3,2%, государство повысило приоритет добычи и использования метана угольных пластов. Так, например, независимая китайская компания Green Dragon Gas Ltd занимается не только добычей МУП, но и его переработкой и оптовой продажей (рис. 1.2). Компания имеет 8 блоков добычи и разведки, фонд скважин составляет 2037 шт., добыча газа ведется скважинным способом, стоимость одной скважины в зависимости

от горно-геологических условий составляет от 0,5 до 1 млн. долл.

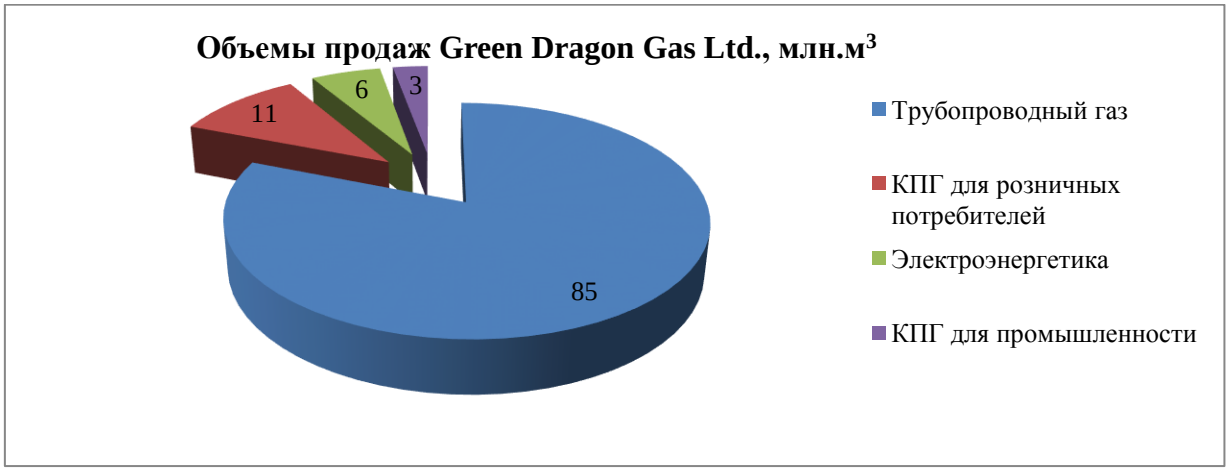

Рисунок 1.2. Объемы продаж Green Dragon Gas Ltd. по видам газа в 2016 году

Источник: составлено по данным [95]

После подготовки, в зависимости от положения блока и доступности инфраструктуры, угольный метан продается либо оптом как трубопроводный газ непосредственно в национальную газотранспортную сеть, либо в розницу как компримированный газ на собственной сети розничных автозаправочных станций компании, расположенных в провинции Хэнань и вблизи Чжэнчжоу. Клиентами являются как промышленные предприятия, так и частные лица. В настоящее время Green Dragon Gas Ltd. владеет восемью розничными АЗС [95].

Что касается канадского опыта добычи метана угольных пластов, то первые работы начались **в Канаде** на участке Паллисер в провинции Альберта. По оценке канадского газового комитета, прогнозные ресурсы метана угольных пластов насчитываются в размере 8 трлн. м^3, в то время как ресурсы традиционного природного газа составляют 5 трлн. м^3. Прогнозируется, что в обозримом будущем основным добываемым газом станет метан угольных пластов.

Английская компания Coalgas Ltd имеет большой опыт по добыче метана угольных пластов, она ведет свои работы на заброшенной шахте «Макхрам», которая расположена рядом с г. Мансфилд. Компанией был

разработан альтернативный метод добычи метана, который заключается в откачке газа из неотработанных угольных залежей через вентиляционные стволы шахт [92].

Опытом ряда стран доказана возможность проведения работ по добыче метана угольных пластов и их экономическая целесообразность.

Многие американские эксперты считают, что добыча метана угольных пластов, это направление, которое будет развиваться быстрыми темпами и к 2020 - 2022 годам мировая добыча может достигнуть полки в 100-150 млрд. $м^3$/год. В долгосрочной перспективе промышленная добыча метана угольных пластов может достигать уровня 470-600 млрд. $м^3$/год и будет составлять 15-20% мировой добычи газа.

Опыт показывает, что для достижения экономической эффективности добычи МУП, необходимо руководствоваться следующими факторами:

- не превышением глубины скважин более 1500 м;

- при проведении ГРП в пластах стоимость данных работ не должна превышать 24 млн. руб.;

- использовать современные технологии по добыче метана угольных пластов путем применения многостадийного ГРП.

Многие угледобывающие районы России находятся на значительном удалении от мест добычи традиционного природного газа. Наиболее газоносными на территории России являются угольные пласты Кузнецкого угольного бассейна и Воркутинского месторождения Печорского угольного бассейна.

Самым перспективным по добычи метана угольных пластов является Кузнецкий угольный бассейн. В октябре 2000 года между ПАО «Газпром» и администрацией Кемеровской области был заключен договор о реализации совместного проекта по добыче метана угольных пластов, направленный на снижение их газообильности и получение дополнительных объёмов газа для развития экономики региона. В Кузбассе действует экспериментальный проект по добыче метана угольных пластов

скважинами, пробуренными с поверхности на Талдинской и Нарыкско-Осташкинской площадях.

Расчёты показывают, что каждый добытый 1 млн. $м^3$ МУП может обеспечить около 22,5 тыс. т добычи угля. Утилизация метана угольных пластов может производиться для выработки электрической и тепловой энергии, что обеспечит в отопительный сезон экономию около 1600 тыс. $м^3$ традиционного природного газа, эквивалентного стоимости 3 тыс. т угля и даст экономию в размере 4 млн. руб. Общий экономический эффект может составить 284 млн. руб.

1.2. Тенденции развития угольной промышленности России

Россия является одним из мировых лидеров по добыче угля. В российских недрах находится одна треть всех мировых ресурсов угля, а также одна пятая часть всех разведанных запасов, которая составляет 193,3 млрд. т [77]. Из всех российский запасов угля 101,2 млрд. т составляет бурый уголь, 85,3 млрд. т - каменный уголь, 39,8 млрд. т - коксующий уголь и антрациты - 6,8 млрд. т [77]. Почти 19 млрд. т запасов разрабатывается действующими российскими угледобывающими компаниями. По прогнозным оценкам российские ресурсы угля составляют около 3816,7 млрд. т, по этим оценкам Россия занимает второе место в мире. При существующих объёмах добычи угля запасов хватит более чем на 500 лет [77].

В России находится 22 угольных бассейна и 129 отдельных месторождений. Добыча угля производится в 7 федеральных округах, 25 субъектах и 85 муниципальных образованиях Российской Федерации, из этих 85 образований 58 являются углепромышленными территориями, которые образованы на базе градообразующих предприятий. Фонд действующих угледобывающих предприятий России по состоянию на 01.01.2019 насчитывается 176 предприятия (шахты – 57, разрезы - 119). Обогатительные фабрики и установки (65 ед.) осуществляют переработку

угля в отрасли, а также многие угольные компании имеют в составе сортировки для переработки. В отрасли работают около 144 тыс. человек, что при пересчете с членами семей составляет около 600 тыс. человек [77].

На рис. 1.3. представлена динамика добычи угля в России и прогноз до 2030 года.

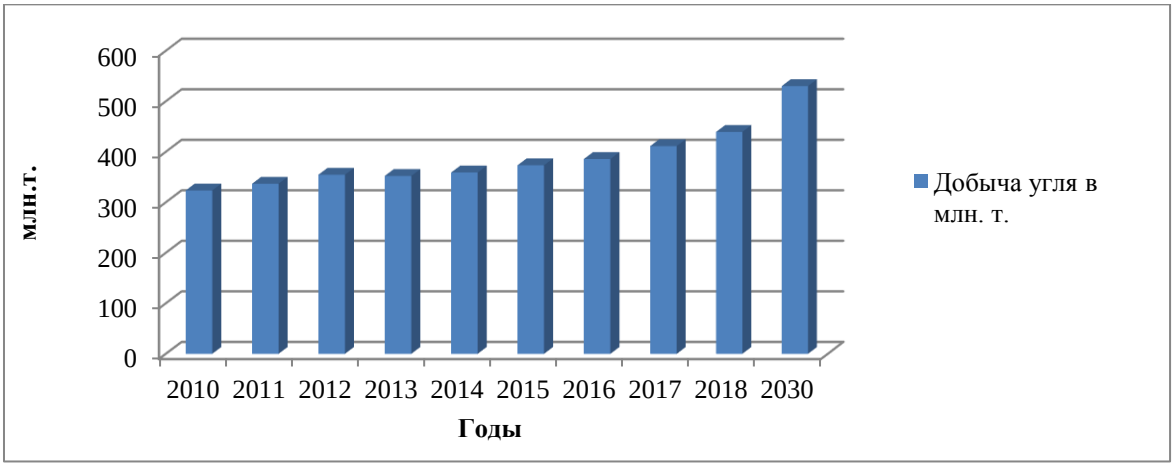

Рисунок 1.3. Добыча угля в России и прогноз до 2030 гг.

Источник: составлено на основе фактических данных и прогноза развития угольной промышленности до 2030 г.

Потребление угля производится во всех субъектах России, на внутреннем рынке уголь в основном потребляют электростанции, а также коксохимические заводы. Самый крупный поставщик угля - это Кузнецкий угольный бассейн, в нем добывается около 58% угля в России и около 73% всех коксующих марок [77]. Динамика добычи угля в России по способам добычи представлена на рис. 1.4.

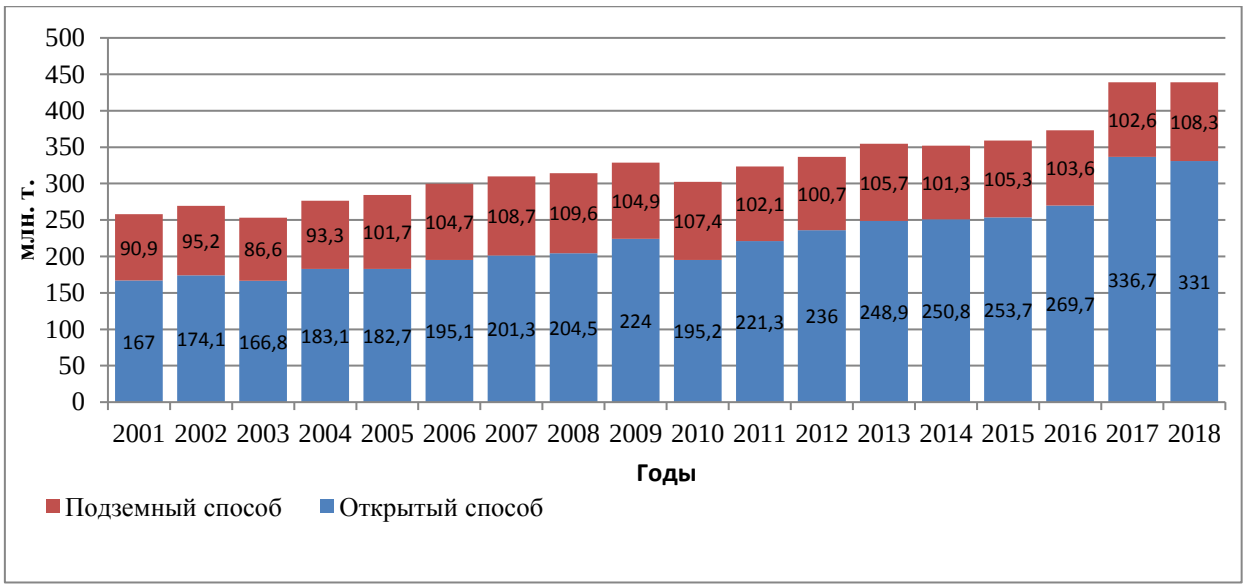

Рисунок 1.4. Динамика добычи угля в России (по способам добычи), млн. т.

Источник: составлено по данным [77]

В последние годы отмечается рост добычи угля открытым способом, что связано в основном с большей по сравнению с подземным способом рентабельностью добычи. Открытым способом в 2018 году добывалось 75,3 % от общего объёма добычи.

За период с 2016 по 2019 год шахтный фонд уменьшился на 14 шахт, но добыча возросла на 4,7 млн. т и составила 108,3 млн. т. За тот же период времени объём пройденных выработок увеличился на 107,8 км, так в 2016 г. пройдено 344 км. горных выработок, в 2018 г. – 441,8 км. [77].

Основной вклад в добычу угля в Российской Федерации вносят Западно-Сибирский (62 %) и Восточно-Сибирский (18 %) федеральные округа.

Удельный вес добыча угля по основным угледобывающим районам представлен на рис. 1.5.

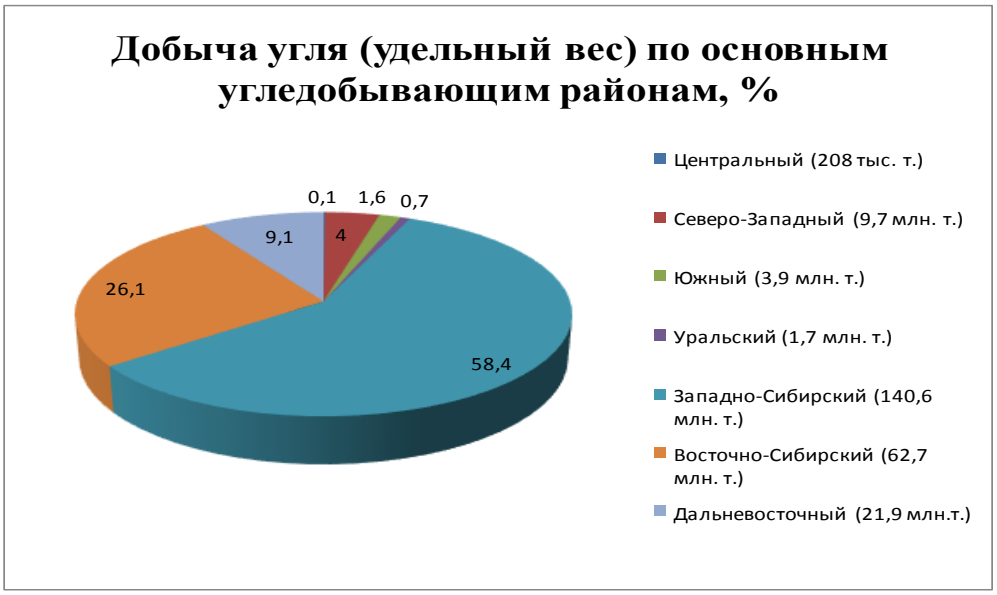

Рисунок 1.5. Удельный вес добыча угля по основным угледобывающим районам, %

Источник: составлено по данным [77]

В табл. 1.2. представлены данные по наиболее крупным компаниям, осуществляющих добычу угля подземным способом. Как видно из представленных данных, основные объёмы добычи угля подземным способом осуществляются компаниями Кузбасса. Согласно Долгосрочной программе [8] основное развитие подземной добычи угля будет осуществляться в Кузнецком угольном бассейне, что потребует проведения заблаговременной дегазации угольных пластов.

Таблица 1.2. Основные компании по добыче угля в 2018 году (без разрезов)

Наименование компании	2018 г. (тыс. т)	+/- к 2017 г. (тыс. т)
1. АО «СУЭК»	100326	2427
- АО «СУЭК-Кузбасс» (Кемеровская обл.)	37842	-382
- АО «СУЭК-Красноярск» (Красноярский край)	21571	2032
- АО «Ургалуголь» (Хабаровский край)	6141	- 434
- АО «Приморскуголь» (Приморский край)	3620	83
- ООО «Читауголь» (Забайкальский край)	944	-215

Наименование компании	2018 г. (тыс. т)	+/- к 2017 г. (тыс. т)
2. АО «УК «Кузбассразрезуголь»	45276	- 1728
- ООО «Шахта Байкаимская»	294	- 563
3. АО ХК «СДС-Уголь»	25795	363
- АО «Черниговец»	6174	358
- ООО «Шахта Листвяжная»	4845	770
- Филиал АО «Черниговец» - Шахта «Южная»	1908	- 553
4. ООО «Мечел-Майнинг»	18813	- 1655
- АО «Южный Кузбасс»	6905	- 1035
- АО ХК «Якутскуголь»	6985	- 1138
- ООО «Эльгауголь»	4923	916
5. ООО «ЕВРАЗХОЛДИНГ»	24105	820
- ООО «Распадская угольная компания»	23100	716
- ООО «УК «Межегейуголь»	1005	106
6. АО «Русский Уголь»	14382	792
- АО «Красноярсккрайуголь»	5253	- 378
- АО «Амуруголь»	3523	105
7. АО «Воркутауголь» (Северсталь Ресурс)	9621	940
8. ООО «Компания «Востсибуголь» (En+Group)	12854	2172
9. ПАО «Кузбасская Топливная Компания»	15663	3038
10. ООО «УК «Евраз Междуреченск»	12420	658
- АО «Междуречье»	6330	60
- АО «Угольная компания «Южная»	3581	- 70
- АО «Шахта «Большевик»	1619	122
- ЗАО «Шахта «Антоновская»	890	209

Источник: составлено по данным [77]

Прогноз поэтапного развития добычи угля на период до 2030 года приведен в таблице 1.3.

Таблица 1.3. Прогноз поэтапного развития добычи угля на период до 2030 года

Показатели по бассейнам	1 этап 2010-2020 гг.	2 этап 2020-2025гг.	3 этап 2025-2030гг.
Добыча угля, в млн. т.	361-364	435-455	530-565
в т.ч. коксующийся	88-101	100-129	102-132
Донецкий	7-11	8-13	8-13

Уральский	3-4	4-8	13-15
Печорский	13-17	13-17	22-24
Кузнецкий	***200-230***	***230-240***	***250-260***
Канско-Ачинский	44-45	65	108-115
Восточно-Сибирские	51-52	68-73	70-75
Дальневосточные	42-43	60-64	70-80

Источник: составлено на основе фактических данных и прогноза развития угольной промышленности до 2030 г.

На всемирном горном конгрессе Минэнерго РФ представило Программу, согласно которой добыча угля при благоприятной конъюнктуре рынка составит 530 млн т и будет осуществляться на 82 разрезах и 64 шахтах. В планах увеличение добычи угля на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири, что позволит создать новые угледобывающие центры в данных регионах. При реализации планов добыча угля в представленных регионах возрастет в общей доле по России с 35,7% до 47% к 2030 году.

Согласно Энергетической стратегии России [9] и Стратеги развития угольной промышленности Кузбасса [10], Кузнецкий угольный бассейн останется базовым для угледобычи. Развитие угольной промышленности Кузбасса до 2025 г. [10] основывается на Распоряжении Коллегии Администрации Кемеровской области [12] и Долгосрочной программе [8].

В соответствии с Энергетической стратегией России добычу угля в Кузбассе в 2030 г. предусмотрено увеличить до уровня 260 млн. т в год. Рост добычи угля достигается внедрением высокопроизводительного оборудования и эффективной технологии горных работ, а также вводом в эксплуатацию новых шахт и разрезов.

Стратегическими целями развития угольной промышленности, предусмотренные Программой [8], остаются:

- надежное и эффективное обеспечение отечественной экономики и международного рынка высококачественным твердым топливом и продуктами его переработки;

- обеспечение конкурентоспособности угольной продукции в

условиях насыщенности внутреннего и международного рынка альтернативных энергоресурсов;

- обеспечение высокого уровня технической и экологической безопасности угольной промышленности для человека и окружающей среды;

- мониторинг изменения горно-геологических условий разработки угольных месторождений и выполнение прикладных научных исследований, синхронизирующих создание и применение новых технологических решений для обеспечения безаварийной работы горных предприятий.

Для достижения стратегических целей развития угольной промышленности Кузбасса необходимо решение следующих основных задач:

- обеспечение устойчивого и рационального воспроизводства минерально-сырьевой базы Кемеровской области;

- рационализация структуры и территориального размещения производственных мощностей по добыче и обогащению углей, обеспечивающих эффективное использование ресурсного потенциала отрасли;

- повышение эффективности добычи, обогащения и переработки угля на основе совершенствования применяемых технологий и оборудования, внедрения передовых организационных решений;

- повышение уровня безопасности функционирования угледобывающих предприятий и снижения вредного воздействия угольной промышленности на окружающую среду;

- производство высококачественной конечной продукции (синтетическое жидкое топливо, этанол и другие продукты углехимии с высокой добавленной стоимостью), добыча шахтного метана, комплексное использование угля и сопутствующих ресурсов (включая метан);

- обеспечение предприятий угольной промышленности

квалифицированными специалистами, ориентированными на длительные трудовые отношения и развитие профессиональной карьеры.

Возрождение потребности в «угольной» энергетике, а также превышение спроса на коксующиеся угли над предложением, создают благоприятную ситуацию для перспективного развития угольной отрасли в Кемеровской области. Угольные компании продолжают планомерно увеличивать объемы добычи, участвовать в аукционах на право пользования недрами и формировать перспективные планы развития.

За последние 10 лет в Кузбассе построено более 60 угледобывающих и углеперерабатывающих предприятий практически мирового уровня. Так, в 2013 г. в Кузбассе введены в эксплуатацию два современных угледобывающих предприятия «Шахта Ерунаковская-VIII» (Новокузнецкий район) и «Шахта Бутовская» (г. Кемерово) с общей проектной мощностью 4,5 млн т/год [54]. В 2014 г. начали функционировать в Киселевске разрез «Тайбинский» и шахта «Карагайлинская». Общая годовая проектная мощность составила 3,3 млн. т/ год [54].

Развитие угольной промышленности России и Кузбасса подтверждается увеличением объемов добычи угля за прошедший период. Основной объем увеличения добычи угля по России произошёл за счет Кузбасса. В Кузбассе добыча за 2018 г. составила – 255,3 млн. т или 58,1 % от российской добычи. Добыча по Кузбассу в сравнении с 2017 г. увеличилась на 14,0 млн. т или на 6,0 %.

В Кузбассе, в Государственном балансе по запасам, числится 82 строящихся предприятия с суммарной производственной мощностью 105,1 млн. т/год, в т. ч. 45 шахт производственной мощностью 59,7 млн. т/год.

Запасы угля распределены по территории страны неравномерно. Большая их часть разведана в восточных регионах страны, в то время как в центральной ее части, где сосредоточены основные потребители, сырьевая база невелика и характеризуется неблагоприятными горно-геологическими условиями добычи. Существенная часть запасов углей находится в районах

с суровым климатом и слабо развитой инфраструктурой, что осложняет их освоение.

Кузнецкий каменноугольный бассейн в Кемеровской области – один из крупнейших в мире, он заключает около четверти российских угольных запасов и почти 60% запасов каменных углей, причем почти половина из них – коксующиеся угли. Здесь имеются практически все известные марки каменных углей. Они отличаются хорошими качественными характеристиками – низким содержанием серы (0,3-0,8%), малой зольностью (10-16%) и высокой теплотворной способностью. Широкое распространение имеют коксующиеся угли особо ценных марок. Здесь же сконцентрирована половина ресурсов углей категории P_1, что позволяет существенно расширить сырьевую базу региона. Наиболее перспективным в пределах бассейна является Ерунаковский угленосный район, где сосредоточено более четверти запасов и добывается почти треть угля региона.

В Красноярском крае расположена основная часть Канско-Ачинского буроугольного бассейна, в котором заключено более 40% балансовых запасов страны. Помимо масштабности, бассейн характеризуется благоприятными горно-геологическими условиями залегания мощных (25-80 м) угольных пластов и хорошим качеством бурых углей, позволяющим использовать их в энергетических целях без обогащения. Наиболее крупные разрабатываемые месторождения – Березовское, Бородинское, Назаровское. В бассейне локализованы значительные прогнозные ресурсы; ресурсы бурых углей категории P_1 сопоставимы по количеству с их запасами.

Остальные угольные бассейны Сибири не столь масштабны. Улугхемский бассейн, расположенный в Республике Тыва, заключает менее 1,5% российских балансовых запасов угля, но более 90% из них – это запасы особо ценных коксующихся углей. Особо выделяется готовящееся к освоению Элегестское месторождение высококачественных коксующихся углей. Перспективы наращивания запасов бассейна невелики.

В настоящее время практически в 4 раза (в текущих ценах) вырос объем инвестиций в основной капитал угольных предприятий. Возобновился после длительного перерыва ввод новых мощностей по добыче угля, главным образом в Кузнецком бассейне. Ведется наращивание мощностей угольных терминалов российских портов.

Существенно (примерно на 45%) увеличились объемы обогащения угля, в том числе коксующегося - на 13 процентов, энергетического - более чем в 2 раза. В настоящее время обогащается 95 процентов коксующегося и 22 процента энергетического угля [77].

Прекращено дотирование угольной промышленности государством, а развитие предприятий отрасли осуществляется в основном за счет собственных средств и заемных финансовых ресурсов (около одной трети общего объема инвестиций).

Рациональный как для бизнеса, так и для государства вариант развития угольной отрасли должен удовлетворять критериям корпоративной и бюджетной эффективности - то есть, обеспечивать, с одной стороны, положительное сальдо денежных средств, с другой - достаточный объем поступлений в федеральный бюджет. Однако увеличение объёмов производства и обогащения угля зависит от железнодорожных тарифов поставки продукции угольных компаний.

При повышении железнодорожных тарифов к 2030 году в 2,5 раза положительное сальдо от производственной и ликвидационной деятельности достигается при уровне добычи на конец периода, равном 325 млн. т. При повышении железнодорожных тарифов к 2030 году в 3,27 раза и тем более в 4,06 раза суммарный корпоративный поток денежных средств, учитывающий выполнение программ производственной и ликвидационной деятельности, становится устойчиво отрицательным. Промежуточным значением, при котором потенциально может быть достигнуто положительное суммарное значение корпоративного сальдо денежных средств по производственной и ликвидационной деятельности, является

повышение железнодорожных тарифов примерно в 2,9 раза к 2030 году.

С увеличением объемов добычи угля повышается бюджетная эффективность отрасли. Однако это повышение имеет пределы роста. Так, в вариантах роста железнодорожных тарифов в 2,5 раза к 2030 году предел роста бюджетной эффективности достигается в диапазоне объемов добычи угля, составляющих 400 - 500 млн. тонн. Условиям безальтернативного обеспечения бюджетной эффективности и достижения при благоприятных условиях корпоративной эффективности отвечает прогнозный диапазон рациональных объемов добычи угля в 2030 году, составляющих 395 - 430 млн. т [94].

Для обеспечения формирования в самой угольной отрасли достаточных ресурсов для ее устойчивого развития и реализации конкурентных преимуществ российских угольных компаний предусматривается привлечение государственных ресурсов на принципах государственно-частного партнерства. При этом государственные ресурсы должны быть направлены не на выборочное дотирование отдельных предприятий, а на участие в решении ряда системных проблем отрасли, которые не могут быть полностью и достаточно эффективно решены самим бизнесом.

1.3. Государственное регулирование деятельности по дегазации высоко газоносных угольных пластов

Принятие государством мер, направленных на повышение уровня безопасности в угольной промышленности (Федеральные законы [5,6] и Постановления Правительства [22]) значительно снизило остроту «газовой» проблемы для действующих шахт, но оставило ее для процесса перспективного развития отрасли.

Так, были внесены изменения в:

- Федеральный закон [5] «О государственном регулировании в

области добычи и использования угля, об особенностях социальной защиты работников организаций угольной промышленности» в части определения понятия «дегазация» и положения об установлении норм, при превышении которых дегазация является обязательной.

- в часть 2 Налогового кодекса [1] (Федеральный закон [6]), которыми установлен налоговый вычет по налогу на добычу полезных ископаемых по расходам, связанным с обеспечением безопасных условий и охраны труда при добыче угля на данном участке недр, порядок налогового учета таких расходов, установлена предельная величина налогового вычета.

Постановлением [22] утверждены допустимые нормы содержания взрывоопасных газов (метана) в шахте, УП и выработанном пространстве, при превышении которых дегазация является обязательной. При этом установлено, что дегазация УП обязательна, когда природная метаноносность пласта превышает 13 м^3/т с. б. м. и работами по вентиляции невозможно обеспечить содержание метана в исходящей струе очистной горной выработки в размере менее 1 %.

Постановлением [24] утвержден перечень видов расходов, связанных с обеспечением безопасных условий и охраны труда при добыче угля, принимаемых к вычету из суммы НДПИ.

Постановлением [25] утверждены Правила, позволяющие определить коэффициент Кт для исчисления предельной величины налогового вычета из суммы НДПИ при добыче угля. *(Коэффициент Кт определяется сложением коэффициента метанообильности Км и коэффициента склонности УП к самовозгоранию Кс. Если сумма коэффициентов Км и Кс (Км + Кс) больше 0,3, коэффициент Кт устанавливается равным 0,3*).

Указанным создана нормативная правовая база для повышения уровня дегазации УП действующих шахт и предпосылки управления факторами, определяющими основные направления создания безопасных условий труда при подземной добыче угля в условиях строящихся и действующих шахт (рис. 1.6).

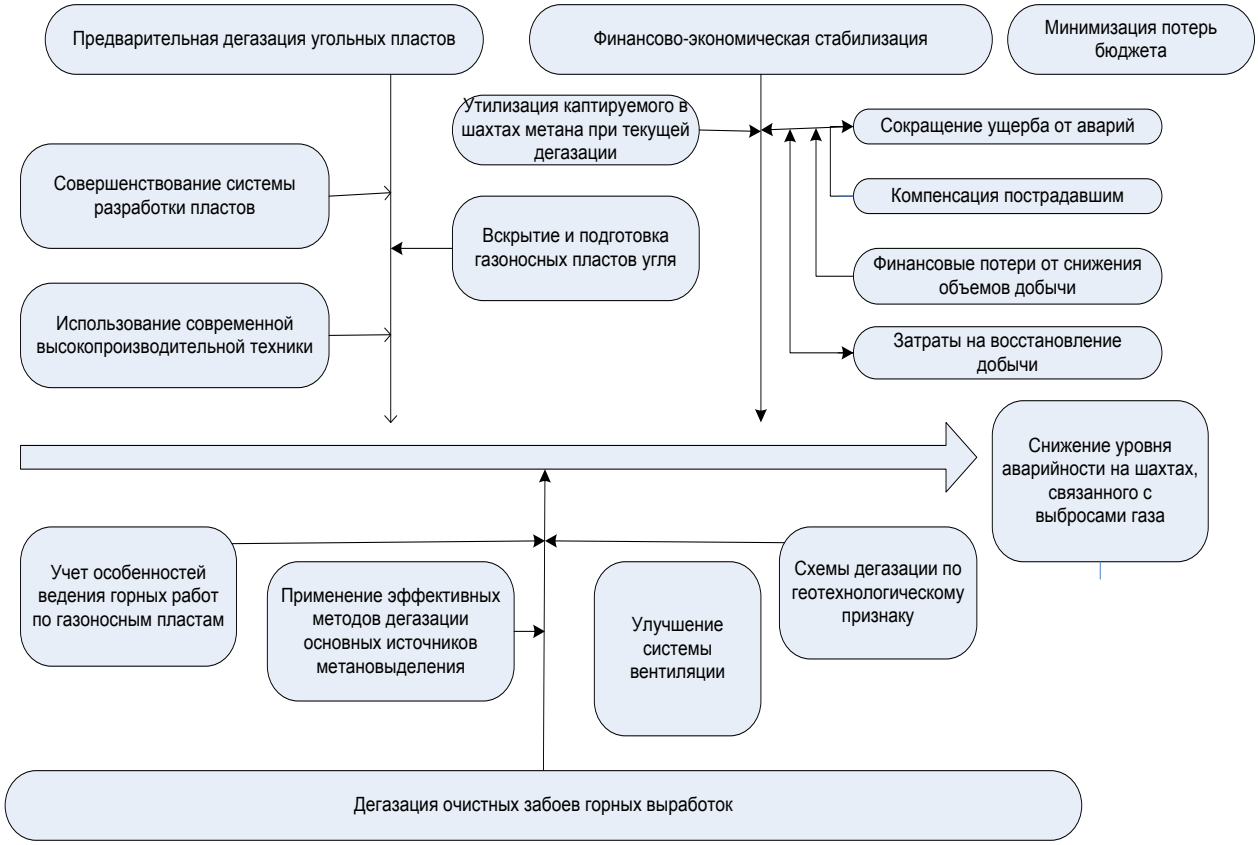

Рисунок 1.6. Факторы, определяющие основные направления создания безопасных условий труда при подземной добыче угля

Источник: составлено авторами

В целях перспективного развития угольной промышленности Программой [8] рассматривается решение следующих основных задач:

- промышленная добыча и использование МУП;

- обновление к 2030 году основных фондов и производственных мощностей в добыче угля;

- уменьшение травматизма от взрывов МУП и удельного показателя по смертельному исходу в 4,5 раза.

Однако, намеченное Программой [8] качественное обновление и техническое перевооружение угольной промышленности, начнет пробуксовывать, если в течение ближайшего периода времени не будет решен ряд проблем, связанных с дегазационной подготовкой высоко газоносных УП.

Основные проблемы заключаются в следующем:

1. Отсутствии плана лицензирования площадей, перспективных для добычи угля подземным способом, увязанных с Долгосрочной программой [8].

2. Не регламентированности организационно-экономического обеспечения взаимодействия газодобывающей компании (ГДО) и угледобывающей компании (КДУ) (в существующих экономических условиях ни ГДО, ни КДУ не имеют прямой заинтересованности в заблаговременной дегазации проектируемых шахтных полей).

3. Отсутствии системы госзаказа на заблаговременную дегазацию высоко газоносных угольных пластов,

В этой связи в государстве должен быть создан организационно-правовой механизм добычи метана для осуществления заблаговременной дегазации угольных месторождений. Целесообразно дополнить нормативную правовую базу актами, позволяющими осуществлять комплексную дегазацию угольных месторождений [55]:

1. Разработать механизм перспективного лицензирования участков недр для подземной добычи угля на высоко газообильных пластах на 10 - 15-летний период;

2. Дополнить Закон Российской Федерации «О недрах» нормой, в соответствии с которой, в случае разработки угольного месторождения, содержащего метан в концентрации, превышающий 13 $м^3$/т сухой беззольной массы, в пределах горного отвода возможно предоставление двух лицензий. Одна из таких лицензий будет предоставляться газодобывающей организации и должна удостоверять право на добычу метана из угольных пластов, другая – угледобывающей организации – на разработку месторождения угля [55]. Необходимо предусмотреть нормы, устанавливающие процедурно-процессуальный порядок проведения работ, связанных с добычей различных по своим физико-химическим характеристикам полезных ископаемых, обеспечивая установленную последовательность действий по вводу месторождения в эксплуатацию;

3. Для создания действенного правового механизма, направленного на создание условий повышения безопасности и эффективности добычи угля, необходимо ввести механизм государственного заказа на заблаговременную дегазацию высоко газоносных угольных пластов [55]. Для этого необходимо разработать и утвердить:

- порядок взаимодействия специализированной газодобывающей организации и компании по добыче угля при осуществлении заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов [55];

- порядок учета и компенсации затрат газодобывающей организации при выполнении государственного заказа по заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов (например, в виде Постановления Правительства Российской Федерации “О порядке учета и компенсации затрат газодобывающей организации при выполнении государственного заказа по заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов”). Нормативно-правовой документ должен определять:

- порядок реализации добытого газа;

- перечень затрат, подлежащих компенсации;

- порядок учета затрат;

- норму рентабельности, при превышении которой затраты газодобывающей организации не компенсируются;

- порядок компенсации угледобывающей организацией затрат государства на осуществление заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов.

Для комплексного решения проблемы заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов также необходимо разработать методику оценки газовыделения из подрабатываемых и надрабатываемых пластов. Комплексная оценка газовыделения из подрабатываемых и надрабатываемых пластов, а также диффузии метана разрабатываемого пласта, позволит определить реальные объемы метана, поступающего из вне и остающегося в горных выработках, для обеспечения развития их

дегазации при производстве горных работ.

Создание системы государственного заказа на заблаговременную дегазацию высоко газоносных угольных пластов значительно снизит риски возникновения внезапных выбросов и взрывов метана в шахтах, в основном, Кузнецкого и Печорского угольных бассейнов и позволит обеспечить в долгосрочной перспективе инновационный путь развития угольной промышленности России.

Краткие выводы по главе:

1. Зарубежный опыт добычи нетрадиционного источника газа – метана угольных пластов – показывает экономическую целесообразность его добычи в определённых институциональных условиях;
2. По прогнозным оценкам подземная добыча угля в России будет находиться на уровне 25% от общего объёма добычи;
3. В России самым перспективным для добычи метана угольных пластов является Кузнецкий угольный бассейн;
4. Рост производительности подземной добычи угля напрямую будет связан с увеличением объёмов заблаговременной дегазации угольных пластов;
5. Перспективное развитие угольной промышленности, в соответствии с Долгосрочной программой, должно также базироваться на совершенствовании нормативной правовой базы, определяющей основные направления развития, в первую очередь, в подземной добыче угля.

Глава 2. Перспективы развития подземной добычи угля в условиях ограничений по газовому фактору

2.1. Прогнозная оценка метаноносности угольных пластов в России

В соответствие с геологической группой геолого-промысловых характеристик угольные бассейны делятся на перспективные и не перспективные для последующей добычи метана из угольных пластов. В свою очередь перспективные бассейны на основании комплекса геологической, технологической и экономической групп геолого-промысловых характеристик делятся на высокоперспективные (первоочередные), перспективные и с неясной перспективой.

Угольные пласты являются нетрадиционными газовыми коллекторами, которые значительно отличаются от свойств традиционных газовых коллекторов. Основная масса метана (93-98 %) в УП находится в сорбированном состоянии в форме адсорбции метана на поверхности угольных частиц и их микропор. Механизм движения метана через пористую среду УП характеризуется тремя связанными процессами:

- десорбция метана с поверхности угольных частиц к кливажу;
- диффузионный поток через микропоры к трещинам кливажа;
- поток Дарси - движение через кливаж к скважинам.

Десорбция метана происходит при снижении в УП давления воды и метана, следуя количественно сорбционной изотерме, исследуемого (разрабатываемого) УП. Объемы десорбции метана зависят от времени. Между началом десорбции метана и его поступлением в макропоры (трещины) существует большой промежуток времени. Это обуславливает длительность роста дебитов и достижения «пиковых» значений через 1-2 года (иногда и более), а также большой срок действия (до 20-25 лет) метаноугольных скважин.

Диффузионный поток метана сквозь микропоры возникает в результате действия градиента концентраций метана в угольном веществе (матрице) и в кливаже (трещинах и макропорах). Объемная диффузия (с

взаимодействием молекул метана) доминирует в порах с диаметром значительно большим, чем средний свободный путь молекул метана. Кнадсон-диффузия (с взаимодействием молекул метана со стенками пор) преобладает, когда поры по отношению к основному свободному пути молекул достаточно малы. Поверхностная диффузия (движение адсорбированного жидкостно-пленочного метана вдоль стенок микропор) контролируется непрерывными столкновениями газовых молекул с поверхностями стенок пор или микротрещин, в которых метан транспортируется в адсорбционной фазе. Поверхностная диффузия способствует общему процессу миграции метана в УП к скважине [72].

Ресурсы метана угольных пластов в недрах России начитывают десятки триллионов кубометров [73,87]. Большинство угольных бассейнов находится в местах, удаленных от основных районов газодобычи, поэтому добыча метана угольных пластов может обеспечить дополнительный объем газа для развития угледобывающих регионов.

Рассмотрим метаноносность угольных пластов основных угольных бассейнов страны. Экспертные оценки перспективности метаноугольных бассейнов и месторождений России сведены в таблице 2.1.

В настоящее время угленосные бассейны и площади можно рассматривать как метаноугольные и изучать не только с позиций распределения углей, но и оценивать с позиций возможности добычи метана. Подготовка сырьевой базы промысловой добычи газа из угольных пластов как нетрадиционных коллекторов, к которым приурочены гигантские залежи сорбированного метана, стала возможной вследствие:

- обобщения совокупности современных знаний о метаноносности угольных пластов;

Таблица 2.1. Перспективность метаноугольных бассейнов и месторождений России для добычи метана из угольных пластов

№ п/п	Бассейн, месторождение	Возраст	Рабочие угольные пласты		Марка угля	Ресурсы угля млрд. т	Метано-носность, $м^3$/т угля	Метанообильность шахт, $м^3$/т суточной добычи	Ресурсы метана, млрд. $м^3$
			количество	мощность, м					
Бассейны и месторождения высокоперспективные (первоочередные) для широкомасштабной промысловой добычи метана из угольных пластов в настоящее время									
1.	Кузнецкий	C, P	135	0,7-24	Г-А	615,0	до 35	до 70	13100
2.	Печорский	C	до 40	0,7-8	Б-А	235,0	до 33	до 60	1942
3.	Апсатское	J	6	1-20	КЖ, К	2,2	до 30	н.д.	55
Итого 15097									
Бассейны и месторождения перспективные для попутной и самостоятельной добычи метана для местного газоснабжения									
4.	Донецкий (Ростовская обл.)	C	до 40	0,6-2	Г-А	20,1	до 28	***до 75***	97
5.	Кизеловский	C_1	4	0,7-2	ГЖ, Ж	0,3	до 32	до 22	3
6.	Улугхемский	J	6	1-15	Г, Ж, К	15,2	более 5 *	н.д.	40
7.	Южно-Якутский	J, K	40	1-60	Г-Т	46,2	до 25*	н.д.	920
8.	Буреинский	K	9	3-5	Д,Г	12,0	до 18	н.д.	105
9.	Партизанский	K	33	0,7-10,5	Г-Т	1,5	до 20	до 65	22
10.	Сахалинский	K-N	80	1-22	Д-Г	3,2	до 22	до 100	40
11.	Зырянский	K	85	1-14	Д-К	29,2	более 15	н.д.	99
12.	Аркагалинский	K	5	1-20	Д-Г	0,95	до 12	до 13	0,5
13.	Омсукчанский	K	18	0,6-6	Т-А	0,7	10 *	до 10	0,2
14.	Анадырский	Pg	5	1-3	Б,Д,Г	42	10 *	н.д.	0,2
15.	Беренговский	K, Pg	10	0,7-5	Д-Ж	4	До 14	До 5	10
16.	Подгородненское месторождение	T-K	10	1-4	Т	0,2	до 11	до 39	2,3
Итого 1339,2									
Бассейны и месторождения неперспективные для добычи метана из угольных пластов в настоящее время									
17.	Южно-Уральский	Pg-N	4	10-140	1Б	1,2	-	-	-
18.	Полтаво-Бредненский р-н	C_1	22	0,5-5	А	0,06	-	-	-
19.	Буланаш-Елкинский р-н	T	32	1-7	Д, Г	0,16	4-6 *	5-10	менее 1
20.	Тырминский р-н	K	4	0,7-3,7	Г	0,25	более 5 *	н.д.	2
21.	Иркутский (Новометелкинское)	J	15	1-21	Г, ГЖ	6,7	-	-	-
22.	Амуро-Зейский	J, K	3-14	1-3	Д-Т	1,0	-	-	-
23.	Средне-Амурский	Pg-N	20	0,7-15	1Б-2Б	10,6	?	-	-

№ п/п	Бассейн, месторождение	Возраст	Рабочие угольные пласты		Марка угля	Ресурсы угля млрд. т	Метано-носность, $м^3$/т угля	Метанообильность шахт, $м^3$/т суточной добычи	Ресурсы метана, млрд. $м^3$
			количество	мощность, м					
24.	Бикино-Уссурийский	Pg-N	10	1-36	1Б-3Б	2,7	-	-	-
25.	Ханкайский	Pg-N	3-8	1-40	1Б-2Б	0,8	-	-	-
26.	Охотский	N	10	1-30	1Б-2Б	0,3	-	-	-
Бассейны и месторождения с неясной перспективой, т.е. перспективы добычи метана в которых могут быть определены после дополнительных исследований									
27.	Западно-Сибирский	C-N	До 80	0,5-32	1Б-ПА	3300	До 20	-	33000
28.	Тунгусский	C, P	50	1-25	К-А	1873	до 30	до 30	20000
29.	Ленский	J, K	40	1-12	2Б-К	836	5	-	3000
		P	20	1-4	Г-А	700	15	-	7000
30.	Канско-Ачинский	J	18	1-5	Г	1,3	более 5 *	н.д.	5
31.	Таймырский	C, P	18	1-6	Д-А	185,0	-	-	4000
32.	Челябинский	T, J	до 40	1-200	3Б,Д	0,44	до 9 *	до 20	боле2
33.	Горловский	P	15	1-30	А	4,5	до 23	до 30	50
34.	Минусинский	P	40	1-17	Д, Г	20,0	до 10 *	н.д.	50
35.	Камская площадь	C_1	5	1-20	Д, Г	12,4	10 *	-	100
36.	Гербикано-Огоджинский р-н	K	12	1-33	Д-А	2,1	до 15	н.д.	30
37.	Угловский	Pg, N	25	1-20	2Б-3Б	1,1	до 12	до 45	1
38.	Раздольненский	K	10	1-17	Г, Ж, Т	0,5	-	-	-
39.	Южно-Приморский р-н	T	9	1-5	Ж-Т	0,7	-	-	-
40.	месторождения Камчатки	K-N	5	0,6-10	3Б-Д	1,0	-	-	-
41.	Егоршинское	C_1	10	1-12	ОС,Т,А	0,12	6 и более*	14,4	1
42.	Махневское	C_1	27	1-14	Т, А	0,13	более 10 *	до 58	1
Итого 67240									
ВСЕГО 83679									

Источник: составлено по данным [61]

- установления региональных и локальных закономерностей изменения параметров газоносности угольных пластов в зависимости от глубины залегания, степени метаморфизма и вещественного состава углей;

- разработки методологии оценки перспектив промысловой добычи метана (самостоятельной, не зависимой от добычи угля);

- проведения оценки перспективных площадей для подготовки к проведению опытно-промышленной разработки метаноугольных месторождений.

При анализе основных критериев для обеспечения добычи метана угольных пластов из высокоперспективных угольных бассейнов (при применении современных технологий) необходимо руководствоваться наличием развитой ресурсной базы. Кроме этого необходим анализ благоприятных геологических условий и предпосылок, анализ наличия потребителей добытого газа в местах близких к добыче. При соблюдении данных критериев добыча МУП обеспечит благоприятный социально-экологический эффект.

К ***основной перспективной группе*** относятся такие угленосные бассейны, как Печорский и Кузнецкий, а также Апсатское месторождение.

К перспективным угленосным бассейнам и месторождениям отнесены те из них, которые в основном имеют благоприятные геологические, технологические и экономические показатели, но здесь существуют либо ограничения по сырьевой базе, либо отсутствуют крупные потребители метана вблизи мест его добычи.

На современном этапе представляется целесообразным оценить именно те угольные бассейны, которые обладают большими ресурсами метана угольных пластов, а также находятся в территориальной близости от угледобывающих районов. Согласно политике развития угольной промышленности до 2030 года планируется перевод крупной угледобывающей техники на газ, что в перспективе позволит снизить потребление угольной промышленностью в данных регионах

нефтепродуктов.

Самыми газоносными угольными пластами на территории России обладает Воркутинское месторождение Печорского бассейна и Кузнецкий бассейн.

Печорский угленосный бассейн

Печорский бассейн находится на северо-востоке Восточно-Европейской платформы. Северная часть бассейна расположена на территории Ненецкого национального округа, остальная часть – на территории Республики Коми. Рельеф бассейна полого холмистый с абсолютными отметками от 100 до 350 м. Основная часть бассейна находится за Полярным кругом. Общие ресурсы углей бассейна оценены в 341 млрд. т.

Общие ресурсы метана в угольных пластах Печорского бассейна оцениваются в 1942 млрд. м^3 на 26 действующих шахтах в том числе, на разведанных, перспективных для разведки участках и поисково-разведочных площадях 1915 млрд. м^3. Бассейн перспективен для организации крупномасштабной добычи метана. Ресурсы метана до глубины 1200 м составляют 1260 млрд. м^3 и на глубине 1200-1800 м - 682 млрд. м^3. Плотность ресурсов метана 492 млн. м^3/км^2, по крыльям Воркутской мульды 180-380, а в центре - 760, на Усинском месторождении 200, на Воргашорском 300 млн. м^3/км^2.

На шахтах бассейна в год выбрасывается в атмосферу до 700 млн. м^3 метана, из них каптируется около 263 млн. м^3 и используется только 48 млн. м^3 в шахтных котельных. При условии развития современных методов добычи и утилизации угольного метана в бассейне можно получать до 1 млрд. м^3 газа в год и более [88].

Кузнецкий угленосный бассейн

Наиболее перспективным для промышленной добычи метана угольных пластов является Кузнецкий угольный бассейн. Кузнецкий угольный бассейн начитывает ресурсы в размере 13 трлн. м^3, глубина

залегания варьируется в пределах 1200-1800 м [88].

Кузнецкий угленосный бассейн расположен в Западной Сибири в пределах одноимённой котловины. Территория бассейна экономически хорошо развита, здесь существует разветвленная сеть автомобильных и железных дорог. Общие ресурсы углей бассейна оценены в 524,4 млрд. т, из них 64 млн. т составляют девонские, около 500 млрд. т приходится на палеозойские (пермь-карбон), остальное на мезозойские угли. По мощности угольных пластов общие ресурсы бассейна распределяются следующим образом: 16 % сосредоточено в тонких пластах (0,7-1,20 м), 43 % – в пластах средней мощности (1,21-3,50 м), 40 % – связано с мощными пластами (3,51-15 м) и 1 % приходится на сверхмощные пласты (более 15 м). Запасы, подсчитанные по категориям $A+B+C_1+C_2$, составляют 74,1 млрд. т. [39].

В Кузнецком бассейне в угольных пластах прогнозные ресурсы метана составляют 12,81 трлн. м^3 до отметки -1500 м. Ресурсы метана в угольных пластах кольчугинской серии оцениваются в 6,18 трлн. м^3, а в балахонской –6,63 трлн. м^3. На верхнем этаже бассейна (до отметки –900 м) ресурсы метана достигают 7,28 трлн. м^3 (56,8% от ресурсов бассейна), а на нижнем этаже (на глубине от – 950 до –1500 м) –5,53 трлн. м^3 (43,2%). В действующих шахтах Кузбасса прогнозные ресурсы метана, заключенного в угольных пластах, равны 211,5 млрд. м^3 (1,6% от ресурсов метана из угольных пластов в представленных границах оценки Кузбасского бассейна). В границах шахтных полей и участков (в запасах угля) прогнозные ресурсы метана насчитываются в размере 698 млрд. м^3 (составляет 5,4% от ресурсов метана из угольных пластов Кузбасского бассейна).

В 2008 году ПАО «Газпром» начата пробная эксплуатация на Талдинском метаноугольном месторождении (при активном участии администрации Кемеровской области) [87]. По оценкам специалистов в 2023 – 2025 годах при налоговых льготах и высоких ценах на добытый метан угольных пластов, Кузнецкий угольный бассейн может обеспечить его

добычу в размере 20 млрд. м^3. МУП можно будет реализовывать в Кемеровской и Новосибирской областях.

К перспективной группе можно отнести следующие угольные бассейны: Сахалинский, Донецкий, Южно-Якутский, Буреинский, Зырянский, Кизеловский, Улугхемский, а также месторождения Забайкалья (кроме Апсатского), бассейны Приморского края и Северо-Востока России.

К группе с неясной перспективностью относятся бассейны и месторождения малоизученные, но где есть предпосылки к выявлению больших ресурсов метана угольных пластов. Чтобы принять решение о подготовке данных месторождений необходимо привести дополнительное геологическое исследование. К данной группе можно отнести бассейны-гиганты: Западно-Сибирский, Тунгусский, Ленский; с другой стороны – такие бассейны как Камский, Минусинский, Горловский, Канско-Ачинский, Таймырский, а также угленосные площади Камчатки и Южного Приморья.

К ***группе неперспективных*** можно отнести бассейны, которые обладают неблагоприятными геологическими предпосылками, а также низким метановыделением в угольных пластах. К данной группе можно причислить следующие угольные бассейны: Охотский, Средне-Амурский, Амуро-Зейский, Южно-Уральский, Бикинский, Иркутский. В долгосрочной перспективе, при применении новых технологий в разведке и добыче метана угольных пластов, данные бассейны и месторождения могут стать пригодными для использования.

В соответствии с концепцией оценки метана как полезного ископаемого и поэтапного освоения метаноугольных месторождений выбор площадей (участков, угле-газопромысловых полигонов) для дальнейшей перспективной добычи метана угольных пластов (независимо от добычи угля, опережая её на 20-30 лет) должен и может производиться на территориях, на которых не ведётся и проектируется угледобыча:

- на разведанных и пока не разрабатываемых площадях, смежных с полями действующих шахт и ниже их границ на 1,5-2,0 км;

- на нижних этажах бассейнов и месторождений, невозможных для угледобычи в настоящее время;

- на особо перспективных угольных месторождениях, обладающих высокой газоносностью, но не подлежащих для добычи угля.

На основе геолого-технологической концепции, в соответствии с принципами и критериями перспективности угольных месторождений и площадей, для широкомасштабной промысловой добычи метана, с учётом особенностей её сырьевой базы, в Кузнецком бассейне составлены перечень и характеристики перспективных площадей, предлагаемых к рекогносцировочному выбору первоочередных объектов для тестирования, геолого-промысловых исследований и опытно-промышленных испытаний и организации повсеместной крупномасштабной добычи метана угольных пластов.

Для создания промысловой добычи метана угольных пластов в Кузбассе наибольший интерес представляют районы-гиганты (Ерунаковский, Терсинский и Томь-Усинский) не только в силу крупномасштабности ресурсов, но и потому, что эти районы позволяют выбрать участки с оптимальными геолого-технологическими показателями, что особенно важно на начальном этапе адаптации технологии и развития промысла. По основным критериям перспективности, с учётом геологической изученности, в Кузбассе выделены 26 участков и площадей, наиболее благоприятных для промысловой добычи метана угольных пластов, и определены первоочередные объекты для подготовки к промышленному освоению (таблица 2.2).

В юго-восточной части Кузбасса выделены геолого-промышленные районы с наиболее благоприятными условиями для добычи метана из угольных пластов. Это Ерунаковский (2,9 трлн. м^3), Терсинский (1,0 трлн. м^3), Томь-Усинский и Мрасский районы (1,9 трлн. м^3). В наиболее перспективной юго-восточной части Кузбасса объекты не однозначны по степени их перспективности для промысловой добычи метана угольных

пластов. Поэтому все оценённые объекты подразделяются по уровню перспективности на две группы: А и Б.

Таблица 2.2. Уровни перспективности и последовательность выбора первоочередных объектов метаноугольных месторождений Кузбасса для предварительной дегазационной подготовки и крупномасштабной добычи метана из угольных пластов

Исходная группа перспективные площади, представляющих интерес для промысловой добычи метана из угольных пластов	
Группа А	**Группа Б**
Площади наиболее перспективные в настоящее время для промысловой добычи метана из угольных пластов: Талдинская, Нарыкско - Осташкинская, Томская, Распадская, Соколовская, Ульяновская, Караканская, Кыргайская, Кукшинская, Кушеяковская, Тутуясско-Ольжерасская и Мысковская Основная приоритетная подгруппа наиболее благоприятная для исследовательских (тестовых) работ и опытно- промышленной добычи метана из угольных пластов с возможной последующей эксплуатацией: Талдинская, Нарыкско - Осташкинская, Распадская, Томская, Соколовская, Ульяновская, Тутуясско-Ольжерасская и Мысковская	Площади представляющие интерес для промысловой добычи метана из угольных пластов как в ближайшем будущем, так и в отдаленной перспективе: Тагарышская, Северо - Талдинская, Ильинская, Ускатская, Казанковская, Жерновская, Макарьевская, Ольжерасская, Увальненская и Ерунаковская (уч.Ерунаковские) Резервная подгруппа участков благоприятных для исследовательских (тестовых) работ и опытно-промышленных работ добычи с вероятной последующей эксплуатацией : Караканская, Кыргайская, Кукшинская и Кушеяковская

Источник: составлено по данным [40]

Первая группа (А) – это участки и площади наиболее перспективные в настоящее время для промысловой добычи метана угольных пластов. Их можно рекомендовать для проведения тестовых работ и опытно-промышленных испытаний.

Во вторую группу (Б) перспективных объектов включены площади, имеющие ограниченные перспективы по высокому метаморфизму углей. В эту же группу включены площади, перспективы освоения которых угле-газовым промыслом (в силу невысокой масштабности и плотности ресурсов) зависят от результатов опытно-промышленных испытаний на

рядом расположенных объектах основной приоритетной группы.

После проведения тестовых (исследовательских) работ и опытно-промышленных испытаний будут конкретизированы первоочередные эксплуатационные объекты широкомасштабного самостоятельного угле-газового промысла. Перспективы такого промысла не ограничиваются перечисленными объектами. По мере совершенствования специальной технологии извлечения метана из угольных пластов количество таких объектов значительно возрастёт. Со временем угле-газовым промыслом будет охвачен почти весь Кузбасс (во всяком случае до глубин 2 км), а в обозримом будущем и его нижние этажи. Новые технологические приёмы, такие как кавитация (кавернообразование), электровоздействие, инъекция азота и углекислого газа в угольные пласты, вселяют на это надежды.

В Воркутинском районе Печорского бассейна к перспективным объектам для самостоятельной промысловой добычи метана угольных пластов можно отнести поле будущей шахты № 5 и глубокие горизонты (до 1,8 км) Воргашорского месторождения (67 млрд. м^3, в т.ч.7,6 млрд. м^3 на поле шахты № 5), Усинское (246 млрд. м^3) и, возможно, Сейдинское (454 млрд. м^3) месторождение ниже отметки -100 м. На Воркутском месторождении целесообразна только попутная добыча метана, поскольку оно полностью будет отрабатываться шахтами. Но, если добыча угля не будет производиться на поле шахты № 33, а также в центральной части мульды и её южного замыкания, на этих площадях следует организовать угле-газовый промысел добычи метана угольных пластов.

Масштабы прогнозных ресурсов метана в угольных пластах, достигающие в основных бассейнах России триллионов м^3 дают основания рассматривать эти бассейны (и в первую очередь Кузбасс) не только как базу для добычи угля, но и как гигантский источник нетрадиционного экологически чистого углеводородного сырья. Крупномасштабность ресурсов метана является необходимым условием создания коммерческих угле-газовых промыслов. Масштабы ресурсов метана в угольных пластах

должны обеспечить продуктивную работу угле-газового промысла в течение 20-25 лет при ежегодной добыче от 2 до 7 млрд. $м^3$ [39].

Своеобразие распределения ресурсов метана в угольных пластах (в отличие от традиционных месторождений природных газов в пористых и трещинных коллекторах) состоит еще и в том, что значительные ресурсы метана в основных угольных бассейнах России сосредоточены на относительно небольших (до 1200 м) глубинах. Сравнительно малые глубины при залегании крупномасштабных ресурсов метана угольных пластов облегчают их промышленное освоение на современном этапе.

2.2. Методический подход к выбору площадей, перспективных для заблаговременной дегазационной подготовки угольных месторождений

В России правовая основа добычи МУП как самостоятельного вида полезных ископаемых создана путем его включения в ОКПИиПВ. Крупномасштабная добыча метана угольных пластов может полностью обеспечить потребность угледобывающих регионов в чистом источнике энергии, приближенном к местам потребления, что может быть существенной альтернативой природному газу. Учитывая высокую газообильность угольных пластов основных угольных бассейнов России, для организации процесса добычи угля подземным способом необходимо осуществлять заблаговременную дегазацию угольных пластов.

Заблаговременная дегазация угольных пластов - дегазация, осуществляемая скважинами с земной поверхности с предварительным гидрорасчленением пластов и извлечением газа из углепородного массива до начала очистных или подготовительных работ [40]. Таким образом, в российских условиях добыча МУП должна преимущественно выполнять роль заблаговременной дегазации угольных пластов на основании стратегий и планов развития основных угледобывающих бассейнов страны.

На основе анализа современного состояния минерально-сырьевой

базы угля и метаноносности угольных пластов разработана авторская концепция организации процесса заблаговременной дегазации угольных пластов, представленная на рисунке 2.1.

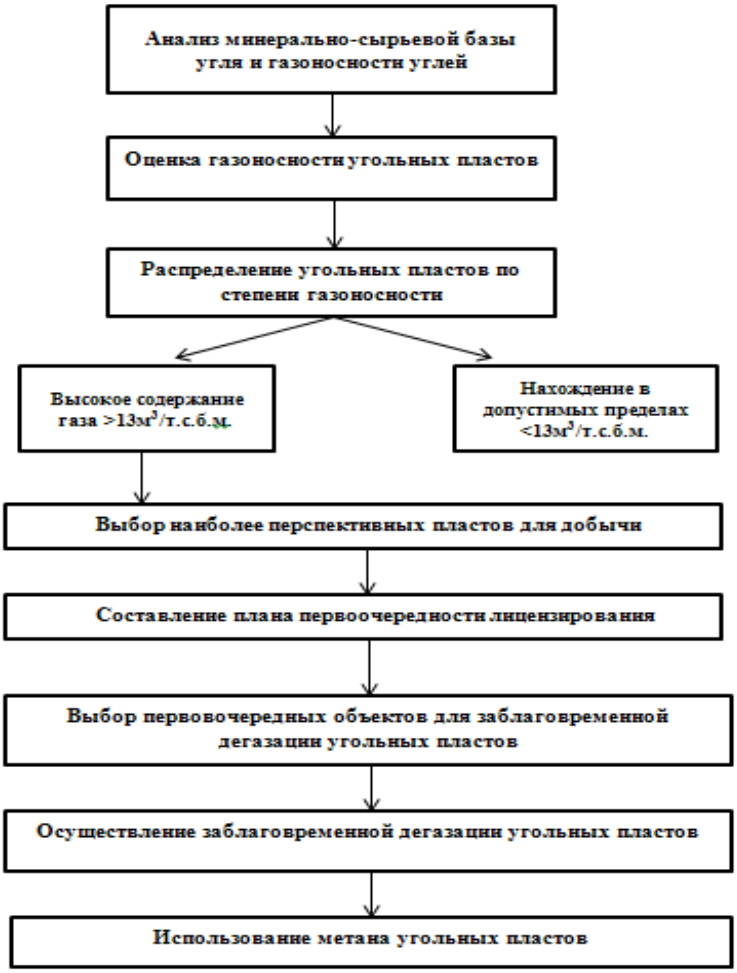

Рисунок 2.1. Схема концепции организации процесса заблаговременной дегазации угольных пластов

При разработке метаноносных угольных пластов реализацию возможностей угледобывающей техники можно произвести при условии проведения заблаговременной дегазации угольных пластов (ЗДУП), осуществляемой путем добычи метана угольных пластов скважинами, пробуренными с поверхности.

В процессе осуществления дегазации высоко газоносных УП выделяются три направления:

- ЗД – заблаговременная дегазация, осуществляемая скважинами с земной поверхности с предварительным ГРП и извлечением газа из

углепородного массива до начала очистных или подготовительных работ;

- ПД – предварительная дегазация разрабатываемых УП, осуществляемая пробуренными из горных выработок скважинами до начала очистных работ с изолированным выводом метана на поверхность;

- ТД – текущая дегазация источников газовыделения в процессе ведения горных работ с изолированным выводом метана на поверхность.

Обоснование выбора площадей, перспективных для заблаговременной дегазации шахтных полей, базировалось на двух основных составляющих: горно-геологических и географо-экономических факторах рассматриваемой площади. Условием при рассмотрении горно-геологических факторов является, то, что на данной площади должны быть сконцентрированы максимальные запасы с наивысшей угленосностью высоко метаморфизованных углей, являющихся основными коллекторами угольного метана. Участок должен быть расположен в промышленном районе с интенсивно развитой транспортной инфраструктурой.

Основная часть запасов коксующихся (высоко метаморфизованных) углей Кузнецкого бассейна сконцентрирована в 3 районах: в Томь-Усинском (19,7 %), в Ерунаковском (16,8 %) и Ленинском (16,3 %). Суммарные запасы угля в этих районах составляют 52 %.

Во второй группе, состоящей из 10 районов, сосредоточено 46 % запасов коксующихся углей: Прокопьевско-Киселевский (8,9 %), Кемеровский (7,4 %), Мрасский (5,4 %), Терсинский (4,8 %), Осиновский (4,6 %), Беловский (4,3 %), Плотниковский (3,1 %), Байдаевский (3,0 %), Бачатский (2,5 %) и Кондомский (2,1 %).

В Анжерском, Араличевском и Бунгуро-Чумышском районах сосредоточено 1,4 % запасов коксующихся углей, 0,6 %, 0,4 % и 0,4 % соответственно.

В остальных районах: Титовский, Салтымаковский, Крапивинский, Араличевский и Барзасский - запасы коксующихся углей в Государственном балансе отсутствуют.

В Прокопьевско-Киселевском и Анжерском районах перспектива организации ЗДУП отсутствует в связи с доработкой экономически целесообразных запасов коксующихся углей и проведения там политики по ликвидации оставшихся действующих предприятий.

Отсутствует перспектива и в Бунгуро-Чумышском районе, в котором высоко метаморфизованные угли марок Т и А из-за сложного тектонического строения отрабатываются открытым способом.

В результате анализа выявлены основные перспективные угленосные районы и участки недр Кузбасса с высокой концентрацией ресурсов метана для организации промысловой добычи метана: Томь-Усинский, Мрасский, Ерунаковский, Ленинский, Кемеровский, Терсинский.

Томь-Усинский район является одними из наиболее благоприятных площадей Кузнецкого бассейна для организации ЗДУП на шахтных полях:

- угленосные отложения района представлены наиболее метаморфизованными в Кузнецком бассейне углями балахонской серии марок ГЖ, ГЖО, Ж, КЖ, К, КО, КС и ОС. УП балахонской серии, как правило, характеризуются более высокой метаноносностью, чем угли кольчугинской серии;

- район с развитой инфраструктурой (ЛЭП, ж/д и автодороги и др.) освоен угледобывающей промышленностью;

- в границах Томь-Усинского геолого-экономического района действующие и строящиеся угольные предприятия принадлежат двум КДУ: АО Угольная Компания «Южный Кузбасс» (балансовые запасы 1011,7 млн т по категории $A+B+C_1$) и АО «Распадская» (входит в состав ООО «Распадская угольная компания») с балансовыми запасами 1852,9 млн. т по категории $A+B+C_1$;

- в данном районе большая перспектива по приросту балансовых запасов и выделению новых лицензионных участков: в нераспределенном фонде Томь-Усинского района находится свыше 3 млрд. т наиболее метаморфизованных коксующихся углей.

На базе предприятий АО «Распадская» возможно создание совместного комплекса по организации дегазационных работ. Наиболее благоприятными вариантами являются ЗАО «Распадская Коксовая» (участки Поле шахты №1 и Поле шахты №2) и объединенное поле шахты Распадская (участки Распадская, Распадская-2, Распадская-3, Распадский-4).

Мрасский район также является одним из наиболее благоприятных площадей Кузнецкого бассейна для организации ЗДУП на шахтных полях:

- в кемеровской свите выявлено от 11 до 15 УП с рабочей угленосностью до 15,6 %;

- угленосные отложения района представлены наиболее метаморфизованными в Кузнецком бассейне углями балахонской серии марок К, КО, КС и ОС;

- район с развитой инфраструктурой освоен угледобывающей промышленностью;

- балансовые запасы коксующихся углей Мрасского района составляют 1,8 млрд. т;

- в данном районе большая перспектива по приросту балансовых запасов и выделению новых лицензионных участков; в нераспределенном фонде Мрасского района находится свыше 2,8 млрд. т наиболее метаморфизованных, коксующихся углей;

- в границах Мрасского геолого-экономического района действующие и строящиеся угольные предприятия (шахты) принадлежат двум КДУ: АО Угольная Компания «Южный Кузбасс» и АО «УК Южная». На базе этих предприятий возможна совместная организация дегазационных работ.

В Терсинском районе для организации проведения ЗД шахтных полей рекомендуется лицензионные участки недр Увальный глубокий и Макарьевский северный.

Ресурсы метана в УП, перспективные на попутное извлечение и использование газа, составляют 3836,8 млн. м^3 метана. Плотность ресурсов

составляет 1066,9 млн. $м^3/км^2$.

В Кемеровском районе для организации проведения ЗДУП шахтных полей рекомендованы два лицензионных участка Шурапский и Поле шахты Глушинская.

Перспективным для организации работ по ЗДУП шахтного поля является участок «Жерновский-3» с ресурсами метана 656 млн. $м^3$ в пределах горного отвода (лицензия КЭМ 14516). По административному делению участок «Жерновский-3» находится на территории Новокузнецкого района Кемеровской области, на северо-востоке центральной части Ерунаковского геолого-экономического района Кузбасса, в пределах восточного крыла Жерновской антиклинали.

В Ленинском районе для организации проведения заблаговременной дегазации шахтных полей рекомендована шахта имени С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс». Общие балансовые запасы угля в лицензионных границах участка шахта «им. С.М. Кирова» составляют 1,326 млрд. т.

На оцениваемой площади в УП, перспективных на попутное извлечение и использование газа, содержится по предварительному подсчету 21488,4 млн. $м^3$ метана, в том числе в границе участка «Поле шахты Кирова» – 20158,4 млн. $м^3$ метана и в границе участка «Кировский Глубокий» – 1330,0 млн. $м^3$метана. Плотность ресурсов в границе участка «Поле шахты Кирова» – составляет 715,3 млн. $м^3/км^2$, в границе участка «Кировский Глубокий» – 203,7 млн. $м^3/км^2$.

Как показывает практика, при заблаговременной дегазационной подготовке угольного месторождения могут быть получены значительные объемы МУП.

Использование МУП зависит от нескольких определяющих факторов:

- удаленности месторождения от источников потребления;
- объемов добычи метана;
- протяженности газопровода-подключения;
- наличия дорожной сети.

Принципиальная схема утилизации МУП, получаемого при реализации опытного этапа ЗДУП, представлена на рисунке (рис. 2.2).

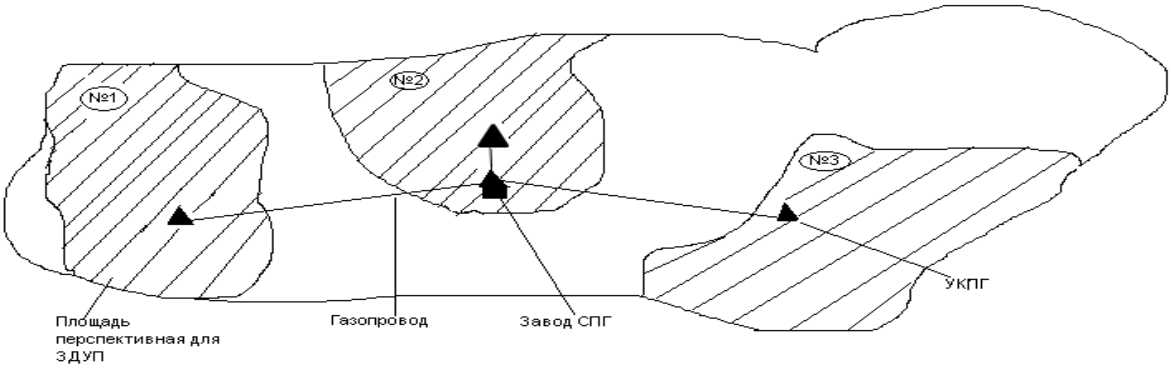

Рисунок 2.2. Принципиальная схема утилизации метана угольных пластов при реализации основного этапа заблаговременной дегазационной подготовки угольного месторождения

Источник: предложено авторами

Основные предпосылки для реализации схемы заключаются в следующем:

- период основного этапа заблаговременной дегазации - до 15 лет;

- строительство завода СПГ (в зависимости от мощности) – 0,5-1,5 года;

- гарантийный срок эксплуатации завода СПГ – 20 лет.

- относительно низкая стоимость газопровода по доставке газа к заводу СПГ по сравнению с газопроводом подключения к МГ;

- наличие потребителей: карьерная техника – более 1000 автосамосвалов;

- возможная неравномерность поставок газа.

В связи с непродолжительным периодом проведения работ на подготовительном этапе ЗДУП и, соответственно, незначительным объемом добываемого газа его утилизация предпочтительна на мини-ТЭС когерационного типа (КГУ). Преимущества от использования систем когенерации для энергоснабжения объектов многогранны: с точки зрения

экономичности (в том числе за счет снижения затрат на передачу энергии, так как энергогенерирующее оборудование установлено в непосредственной близости от потребителя), надежности (от снижения уязвимости инфраструктуры энергетики при непредвиденных сбоях), экологии (от снижения вредных выбросов в атмосферу) и утилизации теплоты (от расширения спектра ступеней по использованию первичных и вторичных энергоресурсов). Представляется выгодным с точки зрения энергосбережения соединение когенерационной и абсорбционной охладительной установок для комбинированного производства электроэнергии, тепла и холода (тригенерация). В дальнейшем (после завершения дегазации шахтного поля скважинами, пробуренными с поверхности) на мини-ТЭС должен поступать газ из системы шахтной дегазации.

Принципиальная схема утилизации МУП на подготовительном этапе ЗД угольного месторождения представлена на рисунке (рис. 2.3).

Предпосылками для реализации схемы являются:

- срок дегазации - до 7 лет;
- незначительные объемы добычи МУП;
- возможность поставки излишних объемов газа на завод СПГ;
- строительство ТЭС (когенерационного типа) частично обеспечивает потребность шахты в электроэнергии и тепле;
- менее жесткие требования к качеству газа;
- возможность утилизации метана, поступающего из системы шахтной дегазации.

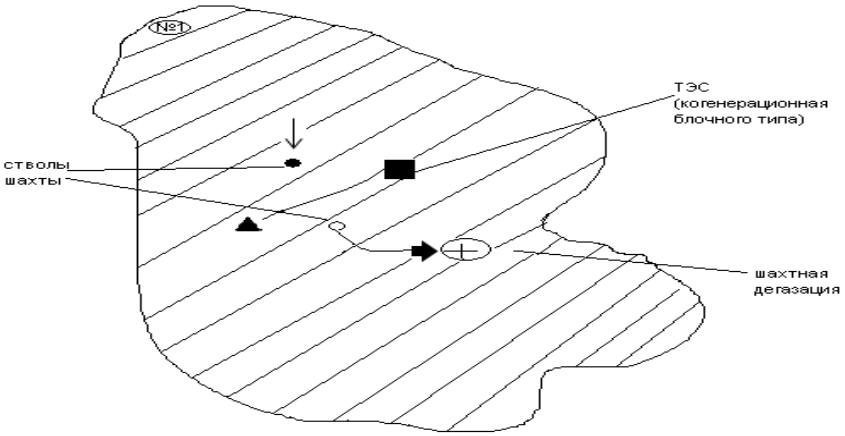

Рисунок 2.3. Принципиальная схема утилизации метана угольных пластов в период реализации подготовительного этапа заблаговременной дегазации угольного месторождения

Источник: предложено авторами

Анализ использования шахтного метана в России показывает, что:

- на Воркутинском угольном месторождении метановоздушные смеси (МВС) из дегазационных систем используют в основном котельные, потребляющие газ с содержанием метана не менее 25 %;

- в Кузбассе МВС использует шахта им. С.М. Кирова (СУЭК) для выработки электрической и тепловой энергии;

- МВС вентиляционных потоков не используются и выбрасываются в атмосферу [34].

Метан большинства шахт России, применяющих дегазацию, пока выбрасывается в атмосферу. На шахтах Воркуты объемы промышленной утилизации метана не превышают 40 % даже в зимнее время, что составляет 37 - 48 млн. м^3/год. При добыче угля в атмосферу ежегодно выбрасывается более 1 млрд. м^3 метана. Постановлением [22] определены штрафы за выброс метана в атмосферу.

По оценкам экспертов применение КГУ позволяет обеспечивать максимальный эффект от использования различных видов ресурсов.

Можно сформулировать общие требования к КГУ (мини-ТЭС):

- универсальность (установка может производить из различных ТЭР

электро- и теплоэнергию)

- экономичность в топливе;
- надежность, стабильность при работе;
- автоматизированность установки;
- способность утилизировать сбросное тепло.

При выборе оборудования для мини-ТЭС руководствуются минимизацией эксплуатационных затрат. Это является базовым принципом в основном при проектировании блочно-модульных установок и построении энергетических комплексов, а также их систем, при использовании энергетического оборудования, которое имеет минимальный расход топлива, смазочных материалов и остальных ресурсов, что в последствии обеспечит нормализацию функционирования, комплексную автоматизацию всех процессов, а также диагностику оборудования и технологическое обслуживание.

При анализе основных технико-экономических характеристик существующих мини-ТЭС для приобретения оборудования возникает необходимость сравнения каждого вида оборудования по следующим критериям:

- газопоршневой двигатель при любом режиме нагрузки и при условии отсутствия теплового потребителя может обеспечивать самый высокий КПД, если нет потребности в тепловой энергии, необходимо отдавать предпочтение использования поршневому агрегату;
- использование эффективных газовых турбин с мощностью 2,5 МВт;
- удельные затраты в поршневых мини-ТЭС не ниже 900 долл./кВт и газовых мини-ТЭС не выше 800 долл./кВт;
- газотурбинные установки могут получить значительное преимущество перед поршневыми установками, если выполняется условие наличия потребителя, которые в последствии может обеспечить полную загрузку оборудования в течение всего режима эксплуатации;
- возможно отказаться от строительства дорогостоящих линий

электропередач, так как используется распределенное размещение децентрализованных источников энергии, которые могут подключиться к сетям.

Удельные стоимости отечественных блочных электростанций приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3. Удельные стоимости отечественных электростанций

№ п/п	Наименование оборудования	Мощность, кВт	Удельная стоимость электростанции,$/кВт	Примечание
Газотурбинные установки				
1	ГТЭС-2,5 МВт, АО НПО «Сатурн»	2500	1525	Комплектная станция
2	ГТЭС-12 МВт, АО НПО «Сатурн»	12000	1489	Комплектная станция
3	ГТЭС «Урал-2500» (Авиадвигатель)	2500	1342	Комплектная станция в контейнере
4	ГТЭС «Урал-4000» (Авиадвигатель)	4000	1517	Комплектная станция в контейнере
5	ГТЭС «Урал-6000» (Авиадвигатель)	6000	1787	Комплектная станция в контейнере
6	ГТЭ-1,25, АО «Климов»	1250	1162	Комплектная станция в контейнере
	ГТЭ-2,5, АО «Климов»	2500	1231	Комплектная станция в контейнере
Газопоршневые установки				
7	«Звезда-ГП-1500ВК-02М3», АО «Звезда-Энергетика»	1500	1794	Комплектная станция в контейнере
8	Энергоблок ГДГ-90, АО «Волжский дизель им. Маминых»	500	511	Агрегат
9	«Звезда-ГП-1750ВК-02М3»,АО «Звезда-Энергетика»	1750	1648/1525	Комплектная станция в контейнере

Источник: составлено по данным [35]

Стоимость мини-ТЭС состоит:

- из стоимости необходимого проектирования и строительства;
- из стоимости генерирующей энергоустановки, необходимого

вспомогательного оборудования и сооружений к нему;

- из стоимости зданий, сооружений мини-ТЭС и общестанционного оборудования.

Применение мини-ТЭС для утилизации добываемого МУП позволяет обеспечить электроэнергией (и теплом) для собственных нужд:

- на первом этапе - ГДО с возможной реализацией излишков электроэнергии в районную энергосеть;

- на втором этапе – частичное обеспечение потребности шахты в электроэнергии и тепле.

КГУ – надежный источник обеспечения электрической энергией и теплом с минимальными затратами на электроэнергию и тепло. Сжигание топлива на месте его добычи способствует улучшению экономических показателей предприятия. В настоящее время на некоторых шахтах получили применение для утилизации метана когенерационные установки на шахтном газе - это генераторные установки фирмы «Caterpillar», «General Electric Jenbacher», «Pro2 Anlagentechnic GmbH», «TEDOM» и др. Данные установки позволяют при сжигании метана получать электроэнергию. Вырабатываемая электроэнергия используется для резервного питания потребителей площадок, на которых они размещены, а оставшуюся часть можно использовать для обеспечения электроэнергией близлежащих поселков. Для работы КГУ объемная доля МВС должна быть не менее 35 %.

Необходимые параметры подводимого газа представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4. Минимальные параметры для использования подводимого газа с концентрацией метана 35 %

Параметр газа	Значение параметра
Теплотворность (15 ºС, 11 325 Па), МДж/м^3	12
CH_4, %	35 – 60
CO_2, %	2 – 6
O_2, %	1
N_2, %	Остаток до 100%

Параметр газа	Значение параметра
Максимальное изменение давления газа при изменении расхода, %	10

Источник: составлено по данным [23]

Таким образом, применение собственных КГУ позволяет:

обеспечить энергетическую независимость системы электроснабжения предприятия.

уменьшить воздействие на окружающую среду;

уменьшить затраты на приобретение оборудования для обеспечения дополнительного источника питания;

уменьшить потери при передаче энергии;

исключить финансовые затраты на строительство распределительных сетей;

получить дополнительную прибыль при реализации выработанной электроэнергии.

2.3. Технико-технологические решения, определяющие эффективность проведения заблаговременной дегазационной подготовки угольных месторождений

Мировой опыт показывает, что извлечение метана скважинами, пробуренными с поверхности, неэффективно без проведения мероприятий по интенсификации газоотдачи УП. Основными способами стимуляции газоносных УП с целью повышения их газоотдачи являются следующие:

- проведение ГРП в обсаженном стволе вертикальных и наклонно-направленных скважин;

- проведение кавитации (пневмо-гидродинамического воздействия на УП) в открытом стволе скважины;

- бурение горизонтальных и многозабойных скважин в интервале залегания газоносного УП (в данном случае бурение и есть процесс

интенсификации);

- расширение открытого ствола скважины в интервале залегания газоносного УП.

Каждый из этих способов имеет свои особенности и границы эффективной применимости.

Основной задачей большинства применяемых технологий является создание такой связи, при которой ствол добывающей скважины соединится с природной системой трещин в УП для создания депрессии, обеспечивающей развитие в пласте зоны пониженного давления, необходимого для десорбции и фильтрации метана к скважине.

Наиболее часто (примерно в 80 % случаев) для интенсификации притока в скважинах для добычи МУП используют ГРП, который проводится в обсаженном стволе скважины через перфорационные отверстия. Этот способ позволяет за счет нагнетания в скважину с высоким давлением специальных жидкостей (жидкостей гидроразрыва) и расклинивающего материала (пропанта) обеспечить образование в газоносном УП системы вертикальных трещин. В УП с высокой трещиноватостью при проведении ГРП возможно формирование и распространение трещин сложной формы.

Практически всегда ГРП осуществляют в обсаженной скважине после проведения перфорации эксплуатационной колонны. Осуществление подобной операции в открытом стволе скважины сопряжено со значительными трудностями и чревато возникновение инцидентов.

Преимуществами проведения ГРП в скважине с обсаженным стволом являются возможности:

– селективной интенсификации газоотдачи отдельных УП;

– поддержания устойчивости ствола скважины;

– контроля за притоками пластовой воды из непродуктивных горизонтов;

– надежной и быстрой установки насосного оборудования для

эффективного удаления пластовой воды из ствола скважины с целью создания депрессии на продуктивный УП;

– создания устойчивого зумпфа глубиной 50-80 м ниже подошвы нижнего продуктивного УП с целью размещения в нем погружного насоса для откачки пластовой воды, а также обеспечения дополнительного пространства для скопления, выносимого из пласта шлама (пропанта, частиц угля и т.д.).

В зависимости от геологических условий применяются различные виды ГРП. Выбор жидкости гидроразрыва – очень важен для обеспечения эффективной интенсификации газоотдачи УП. В международной практике применяются следующие жидкости разрыва:

– пенные системы;

– жидкости на водной основе (водный раствор хлористого калия, раствор содержащий добавки полимеров и/или поверхностно-активных веществ);

– линейный или поперечно-сшитый гель;

– пенные жидкости с включением инертных газов [23].

В результате проведения ГРП в продуктивных УП создается либо система трещин, либо единая трещина, соединяющая трещиноватую систему УП со скважиной. Полудлина трещин (расстояние от скважины до конца трещины) обычно варьируют от 40-50 м до 75-100 м, высота зависит от толщины пласта (от зоны перфорации), максимальная ширина в прискважинной зоне достигает 3-5 см.

В зависимости от глубины залегания, толщин УП и их геолого-промысловых характеристик ГРП на Талдинском метаноугольном месторождении выполнялись при давлениях на устье от 130 до 430 атм. Объем закаченной жидкости ГРП изменялся от 43 до 115 м^3, количество пропанта от 8 до 20 т. Результаты выполнения более 40 операций по ГРП на Талдинском метаноугольном месторождении показали, что пропант 20/40 может быть успешно транспортирован в трещину при использовании как

линейного геля (с загрузкой гелланта 3,6 кг/м3), так и сшитого геля (с загрузкой гелланта 2,4 кг/м^3) с различными скоростями закачки жидкости (2,0-4,8 м^3/мин). Применение сшитого геля при выполнений ГРП позволило уменьшить необходимое количество гелланта на 50 %. Высокая транспортная способность к переносу пропанта в трещине в условиях Талдинского метаноугольного месторождения свидетельствует о возможности использования пропанта большего размера 16/20 меш (0,85 - 1,18 мм) или 12/20 меш (0,85 - 1,7 мм) при проведении ГРП на данной площади. Скорость закачки при проведении ГРП выбирается достаточно высокой, чтобы минимизировать влияние порового давления и фильтрационные потери. Средняя скорость закачки при проведении ГРП в скважинах изменялась в пределах от 2 до 3,5 м^3/мин. Данные диапазоны скоростей следует признать приемлемыми для проведения ГРП на Талдинском метаноугольном месторождении с использованием похожих типов жидкости, объемов и концентраций пропанта. Дебиты скважин после ГРП достигали 5-7 тыс. м^3/сут.

ГРП является наиболее распространенным, применяющимся в различных горно-геологических условиях, методом интенсификации газоотдачи УП. Возможные негативные последствия ГРП для последующей добычи угля, в первую очередь, связаны с оставленными в массиве стальными обсадными трубами дегазационных скважин. Проблема разработки УП на участках расположения дегазационных скважин может решаться по нескольким направлениям. Основное - это расположение дегазационных скважин в целиках подготовительных выработок. Следовательно, при проектировании работ по ЗД должно быть учтено расположение будущих подготовительных и очистных выработок. В некоторых случаях трещины ГРП могут способствовать образованию вывалов кровли УП. Пропант и жидкости гидроразрыва на качество угля влияния не оказывают. Наличие пропанта увеличивает зольность угля на 0,01-0,05 %, причем при обогащении пропант легко отделяется от угля.

Метод пневмо-гидродинамического завершения не обсаженного ствола скважины с кавернообразованием в УП представляет процесс повторяющегося введения воздуха или водо-воздушной смеси в интервал вскрытого УП. Воздух или водо-воздушная смесь вводится в не обсаженный ствол скважины в течение от 1 до 6 часов при расходах от 60 до 90 $м^3$/мин при давлении на устье до 10,0-12,0 МПа. Затем следует резкий сброс давления в течение 20-25 мин. Увеличение давления флюидов в процессе инъекции водо-воздушной смеси создает дополнительное напряжение в прискважинной зоне пласта, а при сбросе давления создаются активные зоны разрушения сдвига. Очевидной пользой от зон разрушения сдвига в увеличении проницаемости пласта является то, что они ориентированы параллельно направлению минимального горизонтального стресса и могут пересекать высокопроницаемый главный кливаж и системы трещин отдельности, которые часто ориентированы параллельно направлению максимального горизонтального стресса.

Увеличение давления в процессе инъекции водо-воздушной смеси, а затем стремительный сброс давления могут вызвать обрушение угля вокруг ствола скважины за счет сил растяжения. Конечный диаметр ствола скважины при пневмо-гидродинамическом «завершении» скважины каверной может составлять 2,5-3,0 м.

Исследования возникших каверн в скважинах, проведенные с использованием гидролокаторов, показывают несимметричные каверны с длинными линейными трещинами, интерпретируемыми как трещины отдельности, которые пересекаются каверной.

В бассейне Сан-Хуан применение пнемо-гидродинамического завершения скважин (кавитации) в ряде случаев привело к увеличению дебитов скважин в 15-20 раз. Максимальные дебиты, достигавшие более 100 тыс. $м^3$/сут, были получены в продуктивном поясе бассейна из скважин, завершенных кавитацией. Попытки применения кавитации в других бассейнах не принесли успеха.

Оптимальными условиями применения кавитации по опыту американских исследователей являются:

наличие мощных (более 10 м) УП в разрезе;

высокая (15-25 мД) проницаемость УП;

аномально высокое давление флюидов;

газоносность УП более 15 $м^3$/т;

умеренный боковой стресс.

Каверны, возникающие при применении пневмо-гидродинамического воздействия на пласты, не будут затруднять последующую добычу угля.

Горно-геологических условий для эффективного использования пневмо-гидродинамическое воздействия на пласты в Кузбассе не выявлено, поэтому такое завершение скважин в Кузбассе не применялось.

В проектах по добыче МУП вертикальные скважины, безусловно, составляют большинство из пробуренных скважин [45]. Годы опыта, низкая стоимость бурения и низкие эксплуатационные расходы характеризуют основные преимущества вертикальных скважин. Однако, для того, чтобы увеличить полноту извлечения газа и максимизировать добычу, вертикальные скважины должны буриться по плотной сетке [45]. Это является недостатком вертикальных скважин относительно наклонно-направленных. Ключевым преимуществом наклонно-направленного и горизонтального бурения является то, что требуется значительно меньше скважин, чем при вертикальном бурении. Горизонтальные скважины способны охватывать большую площадь и, таким образом, охватывать большую часть УП и поставлять большие объемы газа [45]. Горизонтальные скважины также могут применяться там, где существуют проблемы с доступом к земельным угодьям, поскольку они могут проходить под охранными зонами или объектами, расположенными на поверхности [45].

Четыре варианта внутрипластовых скважин представлены на рис. 2.4.

Самая простая конструкция скважины (а) включает вертикальный участок, пробуренный ниже глубины залегания УП, который используется

в качестве отстойника (зумпфа), и боковой ствол, направленный в УП [45].

Вода откачивается из отстойника и газ естественным путем по боковому стволу поступает в вертикальный и далее на поверхность. Для более эффективной откачки воды важно правильно расположить отстойник по отношению к боковому стволу (b), поэтому для его размещения непосредственно под горизонтальным стволом бурится еще один наклонный ствол [45].

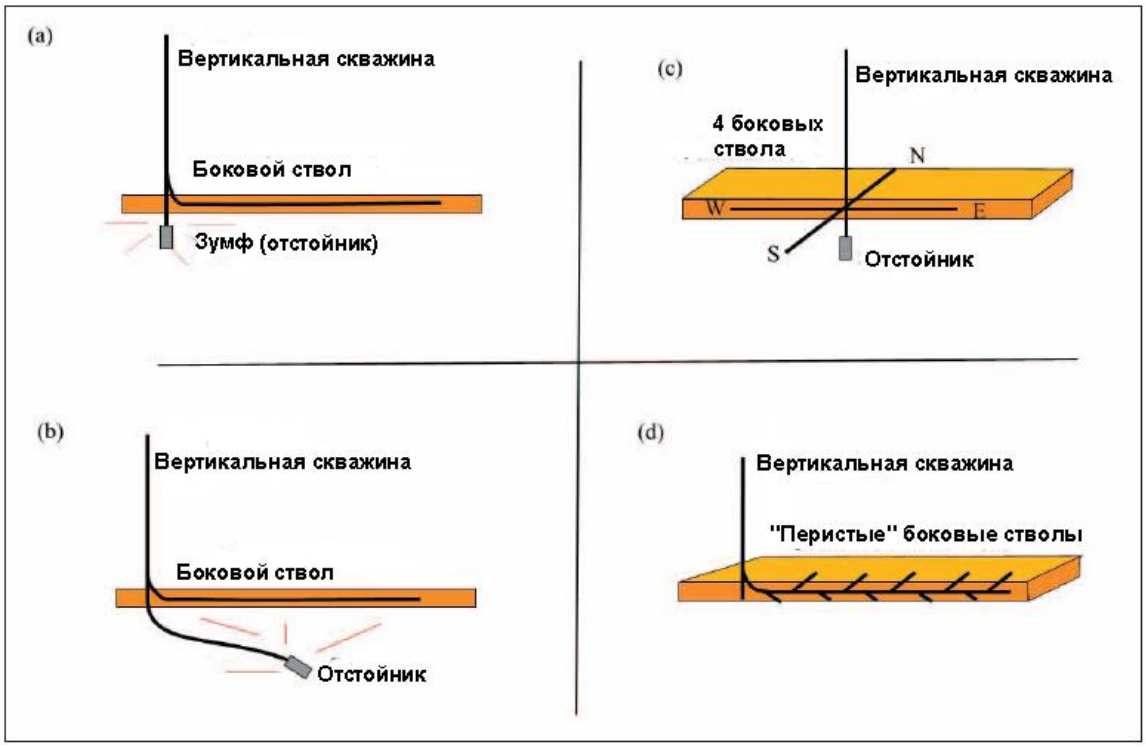

Рисунок 2.4. Варианты наклонно-направленного и горизонтального бурения, применяемого при добыче метана угольных пластов
Источник: [45]

Более сложная конфигурация, используемая компаниями, разрабатывающими метаноугольные месторождения в США и Австралии, когда четыре боковых ствола бурятся по угольному пласту перпендикулярно по отношению друг к другу. Этим достигается значительное увеличение площади дегазации УП, контактирующей со скважиной, и обеспечивается рост объема добычи метана [45].

Более эффективные разработки представлены перекрещивающимися горизонтальными скважинами с ответвлениями (d). Первая пластовая

скважина бурится с использованием забойного двигателя. Ответвления формируются путем временной установки скважинного отклонителя и бурения дополнительных боковых стволов (из «основного» бокового ствола). Таким образом, на всем участке от забоя скважины до места вхождения в угольный пласт создается требуемая структура «рыбий скелет» (перистая структура). Дальнейшие варианты перекрещивающихся конструкций были разработаны компанией CDX Ltd [45].

Компания CDX Gas успешно применила технологию горизонтально-разветвленного бурения. Горизонтальные не обсаженные скважины эффективно используются в мощных УП с низкой проницаемостью и на площадях с хорошей латеральной выдержанностью УП. На рисунке 2.5 представлена система разветвлено - горизонтального бурения, разработанная компанией CDX Gas, при которой применяется бурение многоствольных скважин из одной вертикальной по двум УП. Площадь дренажа составляет более 5 км^2 [45].

Система «перистого» дренажа, полученная бурением боковых стволов в разные стороны из основного бокового ствола, обеспечивает максимальное извлечение МУП при различных пластовых условиях [45]. Примером удачного применения является система завершения с использованием одной вертикальной скважины с бурением «перистых» скважин из четырех основных горизонтальных боковых стволов. Бурение горизонтальных и многозабойных скважин в интервале залегания газоносного УП является наиболее эффективным вариантом дегазации мощных (более 5 м) УП. Извлечение газа горизонтальными и многопластовыми скважинами при ЗД снижает риски аварийных ситуаций и практически не создает никаких сложностей при последующей добыче угля.

Технология интенсификации газоотдачи метана путем расширения ствола скважины в интервале газоносного УП оказалась очень эффективной при добыче метана в бассейне Павдер Ривер (штат Вайоминг, США).

Бассейн Powder River является обширной мульдой с плоским дном [99]. Возраст угленосных отложений бассейна Powder River датируется поздним мелом и ранним третичным периодом (палеоценом).

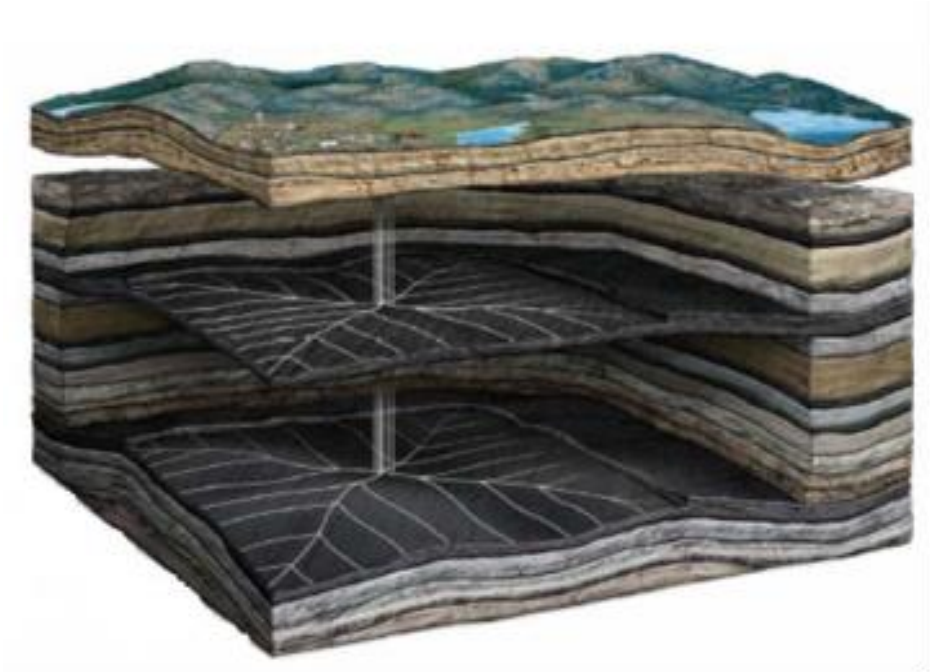

Рисунок 2.5 Система разветвлено-горизонтального бурения, разработанная компанией CDX (Dual Seam Completion Pinnate Development 1 well)

Источник: [45]

Мощность УП мелового возраста в среднем составляет от 3 до 6 футов (0,9-1,8 м). Мощность УП третичного возраста составляет от 50 до 100 футов (15-30 м). Глубина залегания УП от выходов до 2500 футов (750 м). По марочному составу угли изменяются от лигнитов до суббитуминозных типа А. По результатам измерений было определено, что газоносность увеличивается с глубиной и достигает 71 стандартных фут^3/т (2,1 м^3/т) на глубине 1235 футов (370,5 м).

Низкий метаморфизм (угли переходные от бурых к каменным Ro=0,39 %) и низкая газоносность углей (2-4 м^3/т) давали основания для оценки этого бассейна как мало перспективного для добычи МУП. Однако, очень большая мощность УП совместно с высокими показателями дебитов газа по некоторым скважинам явились причиной более пристального изучения

этого бассейна. Исследовательский Институт по Природному Газу (GRI) финансировал исследования, которые проводились для того, чтобы понять, почему операторы имели такой успех при добыче газа из УП в бассейне Powder River в Вайоминге. В начале 1990-х гг. традиционный подход состоял в том, что широкомасштабная добыча метана из таких пластов невозможна. Эти УП определялись как высоко-проницаемые водоносные горизонты (проницаемость до 1Д), которые невозможно «обезвожить» до такой степени, чтобы можно было бы извлечь сорбированный метан, однако традиционный подход оказался неверным, как это часто бывает, когда имеешь дело с УП. Газ может эффективно «высвобождаться» из угольной матрицы в коммерческих количествах даже тогда, когда газоносность низкая, но проницаемость высокая.

Основная технология добычи МУП в бассейне Powder River состоит в бурении скважины до кровли целевого УП, цементировании обсадной колонны до устья, и только затем производится перебуривание УП с образованием зумпфа ниже почвы пласта. После этого с помощью гидромониторной насадки, либо механического расширителя производится расширение ствола скважины до заданных размеров. Затем в скважину спускается перфорированный фильтр-хвостовик и устанавливается насосное оборудование. Дебиты скважин составляют от 1,5 до 2,8 тыс. $м^3$/сут. Средний срок эксплуатации скважин 5-7 лет. Добыча газа является экономически целесообразной, поскольку при средней глубине до 300 м стоимость скважины составляет всего 50 тыс. долларов.

Оптимальными условиями эффективной коммерческой добычи МУП с применением метода расширения открытого ствола скважины в интервале газоносного УП являются:

большая мощность (порядка 20-30 м) УП;

высокая проницаемость УП (выше 100 мД);

умеренная газоносность УП (более 2-3 $м^3$/т).

Такие горно-геологические условия в Кузбассе не выявлены,

следовательно, применение этой технологии для ЗД шахтных полей маловероятно.

Из рассмотренных выше технологий интенсификации газоотдачи УП, которые могут быть использованы для ЗД планируемых к разработке угольных месторождений, на сегодняшний день определены две основные: ***это ГРП и бурение горизонтальных и многопластовых скважин.*** Эти решения могут быть использованы при проектировании ЗД планируемых к разработке угольных месторождений.

При определении плотности сетки дегазационных скважин и системы их размещения необходимо учитывать:

предварительную раскройку шахтного поля с тем, чтобы дегазационные скважины располагались преимущественно в проектируемых целиках;

планируемый срок от начала дегазационных работ до начала отработки дегазируемого участка;

возможность утилизации извлекаемого газа совместно с газом дегазационных установок шахты.

Наиболее эффективно будет применение таких конструкций скважин для дегазации слабопроницаемых мощных УП балахонской серии. Поскольку проводка скважин по УП проводится без использования стальных обсадных труб, эти скважины не будут представлять какого-либо неудобства для последующей добычи угля. При проектировании системы дегазационной подготовки шахтного поля может быть использована комбинация скважин с ГРП и субгоризонтальных скважин. При этом также необходимо учитывать время от начала дегазационных работ до начала очистных, чтобы достичь максимально возможной эффективности дегазации.

Краткие выводы по главе:

1. Метаноносность угольных пластов Кузбасса, Печорского угольного бассейна и Апсатского угольного месторождения позволяет

организовывать самостоятельную добычу метана угольных пластов как дополнительного энергетического источника в местах с развитой промышленной и транспортной инфраструктурой;

2. При организации процесса добычи угля подземным способом, учитывая высокую газообильность угольных пластов основных угольных бассейнов России, необходимо осуществлять заблаговременную дегазацию угольных пластов;

3. В российских условиях добыча МУП должна проводиться как заблаговременная дегазация угольных пластов;

4. Существующие технико-технологические решения добычи метана угольных пластов апробированы в Кузбассе и используются для опытно-промышленной добычи МУП;

5. Развитие процесса добычи метана угольных пластов на Талдинском месторождении и Нарыкско-Осташкинской площади в Кузбассе свидетельствует о перспективности нового для России направления по добыче нетрадиционных источников газа.

Глава 3. Формирование механизмов заблаговременной дегазации для обеспечения фронта работ на шахтных полях

3.1 Методический подход к формированию организационно-экономического механизма заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов

Организационно-экономический механизм в общем виде определяется как совокупность организационных форм и экономических методов целенаправленного воздействия на объект управления. В целях настоящего исследования уточнено понятие организационно-экономического механизма, как представляющего собой ***«разно уровневую иерархическую систему основных взаимосвязанных между собой элементов и их типовых групп (субъектов, объектов, принципов, методов и инструментов и т.п.), а также способов их взаимодействия, включая интеграцию и дезинтеграцию, в ходе и под влиянием которых гармонизируются экономические отношения (интересы) государства, собственников (участников и акционеров), кредиторов и персонала, включая представителей высшего менеджмента корпорации, и общества»*** [59].

Принципиальная блок-схема (модель) организационно-экономического механизма реализации проектов дегазационной подготовки месторождений Кузбасса приведена на рис. 3.1.

Предлагаемый организационно-экономический механизм добычи метана из угольных пластов включает в себя ряд этапов и воздействий, направленных на оптимизацию экономических отношений основных участников процесса ЗДУП.

Реализация предлагаемого организационно-экономического механизма основного этапа осуществляется в следующем порядке.

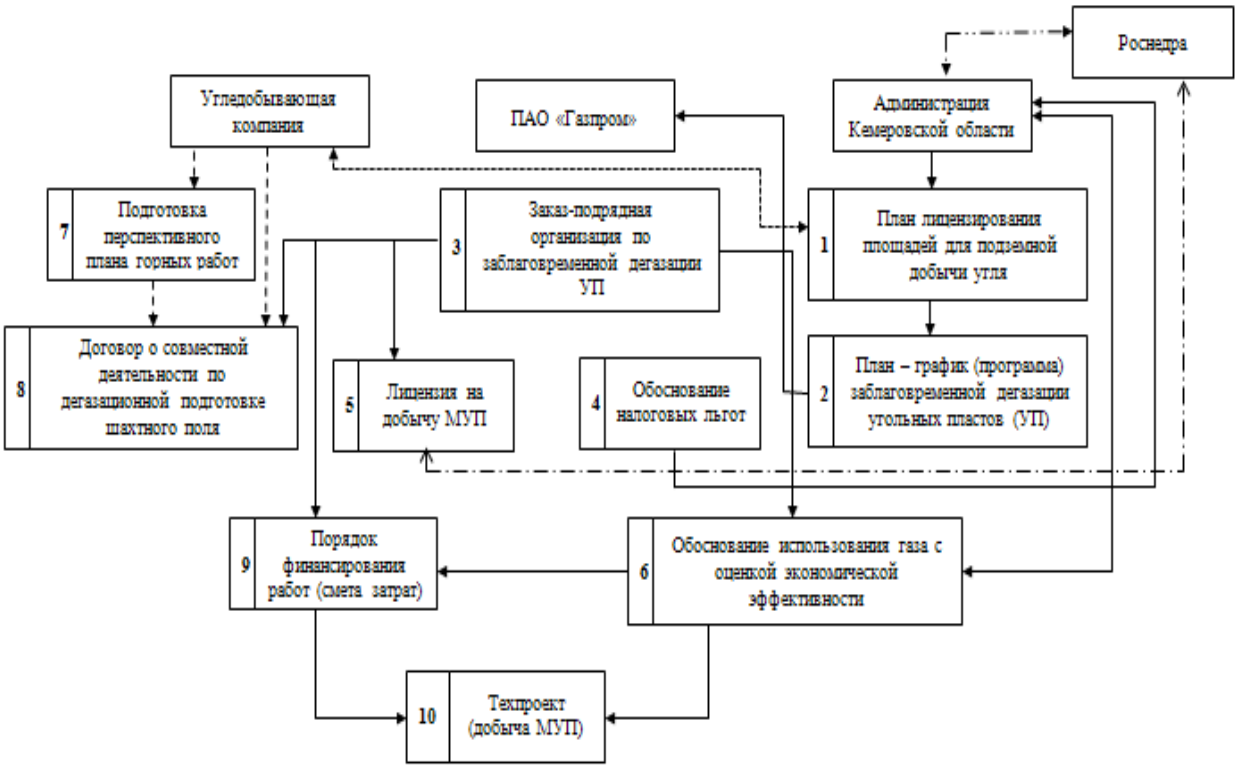

Рисунок 3.1. Принципиальная блок-схема организационно-экономического механизма реализации проектов заблаговременной дегазации месторождений Кузбасса

На начальном этапе заблаговременной дегазационной подготовки шахтных полей Администрация Кемеровской области (далее Администрация) должна обеспечить разработку и утверждение плана лицензирования площадей, перспективных для добычи угля подземным способом. План подготавливается совместно с заинтересованными угольными компаниями, согласуется с Минэнерго России и передается для рассмотрения и утверждения в Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра) (блок 1).

Реализация плана лицензирования должна осуществляться во взаимодействии с Администрацией, определяющей очередность и порядок осуществления заблаговременной дегазации угольных пластов. В этом случае право пользования участком недр для заблаговременной дегазации угольных пластов должно реализовываться Роснедрами на конкурсной основе. Пользователь недр, получивший горный отвод, имеет исключительное право осуществлять в его границах пользование недрами в

соответствии с предоставленной лицензией. Любая деятельность, связанная с пользованием недрами в границах горного отвода, может осуществляться только с согласия пользователя недр, которому он предоставлен. Следовательно, осуществление административных процедур, связанных с предоставлением КДУ права пользования указанным участком недр, должно быть увязано с участником (ГДО), имеющим лицензию. Далее на основании полученного плана лицензирования площадей, перспективных для добычи угля подземным способом, Администрация утверждает (по согласованию с КДУ) план-график (программу) заблаговременной дегазации угольных пластов, который официально передается ПАО «Газпром» (блок 2).

После получения из Администрации плана-графика ЗДУП ПАО «Газпром» принимает решение о создании организации с наделением ее функциями заказчика-застройщика и последующего создания структуры по добыче МУП (заказ-подрядная организация по ЗДУП - далее ГДО) (блок 3). ГДО подготавливает и направляет в Администрацию обоснование для получения региональных налоговых льгот как субъект инвестиционной деятельности, осуществляющий добычу МУП (разработку месторождений) на территории Кемеровской области (блок 4). Также ГДО подготавливает и направляет (с приложением ходатайства Администрации Кемеровской области) в Роснедра заявку на получение эксплуатационной лицензии (добыча МУП) (блок 5).

ГДО подготавливает обоснование использования газа, получаемого при ЗДУП, с учетом прогнозных объемов газа в соответствии с планом лицензирования площадей, перспективных для добычи угля подземным способом, и планом-графиком ЗДУП. Обоснование с перечнем вариантов использования, выбором площадок по строительству объектов по переработке газа рассматривается и утверждается в Администрации (блок 6).

После получения КДУ плана-графика ЗДУП, она подготавливает

перспективный укрупненный план (схему) горных работ, подлежащий официальной передаче ГДО (блок 7).

Далее КДУ и ГДО подготавливают и подписывают договор о совместной деятельности по заблаговременной дегазационной подготовке шахтного поля, в котором определяется порядок со-финансирования работ (блок 8).

После подписания договора ГДО подготавливает, согласовывает и передает на утверждение в ПАО «Газпром» план-график финансирования работ. В плане-графике обосновываются источники (собственные или (и) заемные) и сроки финансирования работ (блок 9). По окончанию всех этапов ГДО осуществляет подготовку Проекта проведения работ по добыче метана (ЗД) УП на основании имеющихся документов (блок 10):

- эксплуатационной лицензии (добычи МУП);

- письма Администрации о включении Заказ-подрядной организации по ЗДУП как субъекта инвестиционной деятельности, осуществляющего деятельность по добыче природного газа (метана) из угольных месторождений на территории Кемеровской области, в список (в проект закона) для получения региональных налоговых льгот;

- утвержденного в Администрации «Обоснования использования газа, получаемого при заблаговременной дегазации угольных пластов»;

- плана финансирования работ.

Проект подлежит рассмотрению и утверждению в ПАО «Газпром».

Для целей настоящего исследования содержание понятия «заблаговременная дегазация» предлагается разделить на два этапа: основной, когда осуществляется непосредственно процесс ЗДУП, и подготовительный, когда на месторождении появляются два недропользователя.

Основной этап ЗДУП – процесс выполнения работ, направленных на извлечение МУП на площадях, планируемых для дальнейшей подготовки шахтных полей, скважинами, пробуренными с поверхности.

Подготовительный этап ЗДУП - процесс дегазации скважинами, пробуренными с поверхности на шахтном поле проектируемой или строящейся шахты в период до начала очистных или подготовительных работ.

Организационно-экономический механизм основного этапа заблаговременной дегазации высоко газоносных УП представлен на рис. 3.2.

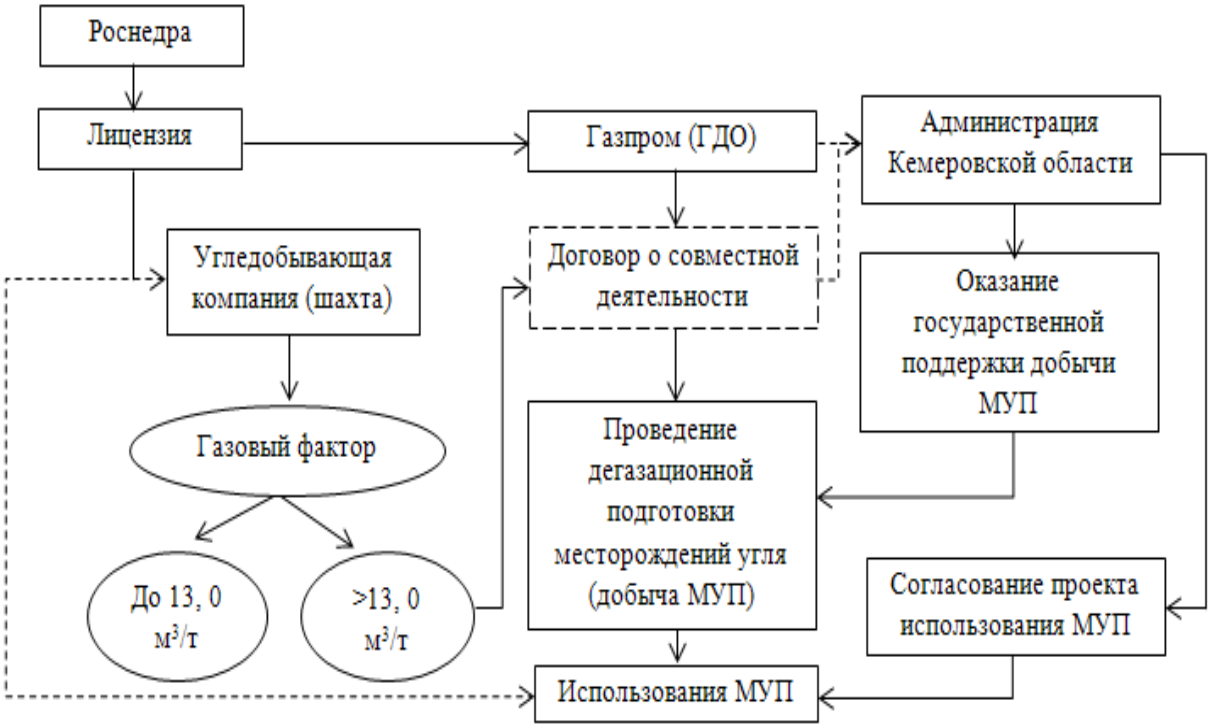

Рисунок 3.2. Организационно-экономический механизм основного этапа заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов

Источник: составлено авторами

Основной этап заблаговременной дегазации дополнительно рассматривается нами для условий, когда будет сформирована соответственная институциональная среда, включая формирование государственного заказа на заблаговременную дегазацию будущих шахтных полей как задел для добычи МУП ПАО «Газпром» из нетрадиционных источников.

Определение периода проведения подготовительного этапа заблаговременной дегазации шахтного поля.

Период проведения подготовительного этапа заблаговременной дегазации шахтного поля для КДУ, осуществляющих добычу подземным способом, определяется сроками проведения комплекса работ от получения лицензии до строительства и ввода в эксплуатацию шахты.

В настоящее время принят следующий механизм получения права пользования участком недр. По итогам аукциона или конкурса организация-победитель (недропользователь) становится обладателем Лицензии на право пользования недрами. По условиям лицензионного соглашения недропользователь обязан выполнять все условия и сроки, предусмотренные выданной Лицензией.

В зависимости от подготовленности участка недр Лицензиями на право пользования недрами может быть предусмотрено:

- выполнение поисково-оценочных работ на участке недр;

- проведение разведочных работ на участке недр.

- государственная экспертиза результатов поисково-оценочных и разведочных работ (необходимость выполнения поисково-оценочных и разведочных работ и их объемы зависят от степени разведанности Лицензионного участка и определяются в соответствии с Приказом [16]);

- постановка запасов углей на баланс предприятия.

- выполнение технического проекта на строительство шахты и отработку запасов;

- строительство и ввод в эксплуатацию шахты.

Как показывает анализ от момента получения лицензии КДУ до ввода шахты в эксплуатацию проходит от 6 до 9 лет. Для эффективной ЗД необходимое время работы дегазационной скважины должно составлять 4-5 и более лет до начала добычных работ, но не менее 3-х лет.

Для проектирования ЗД, для более точного расположения

дегазационных скважин на шахтном поле, необходимо иметь раскройку шахтного поля, с расположением на нем выемочных столбов. Проектирование ЗД необходимо начинать на начальном периоде выполнения технического проекта шахты. В данном случае минимизируются риски изменения раскройки шахтного поля, при изменении геологического строения участка при его разведке.

Как показал анализ, основным направлением совместных работ по заблаговременной подготовке шахтных полей является подготовительный этап заблаговременной дегазации.

После получения КДУ добычной лицензии на участке недр появляются 2 недропользователя (ГДО и КДУ) и начинается подготовительный этап заблаговременной дегазации месторождения. На этом этапе работы по дегазационной подготовке должны быть согласованы с КДУ, что отражается в Договоре об оказании услуг по заблаговременной дегазации (определяемый нами как подготовительный этап) УП скважинами, пробуренными с поверхности, правовое регулирование и взаимодействие недропользователей, осуществляющих добычу МУП и угля на одних или сопредельных площадях.

Организационно-экономический механизм ЗДУП в условиях проектируемой шахты (подготовительный этап) представлен на рис. 3.3.

Период проведения подготовительного этапа заблаговременной дегазации шахтного поля для КДУ, осуществляющих добычу подземным способом, определяется сроками проведения комплекса работ от получения лицензии до строительства и ввода в эксплуатацию шахты.

В соответствии с принципиальной блок-схемой возможны следующие варианты взаимоотношений между ГДО и КДУ:

- отказ КДУ от заключения договора о совместной деятельности из-за отсутствия у КДУ средств для компенсации части затрат ГДО на осуществление заблаговременной дегазационной подготовки шахтного поля (или гарантии Администрации Кемеровской области по

предоставлению преференций для последующей компенсации затрат КДУ);

- ограничение взаимодействия только подготовительным этапом заблаговременной дегазационной подготовки шахтного поля;

Рисунок 3.3. Организационно-экономический механизм заблаговременной дегазации угольного пласта в условиях проектируемой шахты (подготовительный этап)

Источник: составлено авторами

- привлечение ГДО по договору подряда для заблаговременной дегазационной подготовки шахтного поля только на подготовительном этапе.

По оценкам специалистов угольной промышленности результатом заблаговременной дегазации шахтных полей за счет повышения уровня безопасности добычи угля может быть рост проектной мощности шахты до 1,5 – 1,8 раз, снижение на 25 – 35 % себестоимости добычи угля, рост в 2,1 - 3,5 раза чистой прибыли. Однако эти впечатляющие цифры, полученные расчетным путем, лишь свидетельствуют о высокой экономической эффективности для шахты отнесенных во времени (период расчета – 20 лет) результатов заблаговременной дегазации шахтного поля. Естественно, что никто из собственников компаний по добыче угля не будет соотносить

реалии настоящего и прогноз на будущее по оценкам выгод от заблаговременной дегазации. Для правового регулирования вышеприведенных коллизий необходимо провести совершенствование нормативно-правовой базы актами, которые позволили бы осуществить заблаговременную дегазацию высоко газоносных угольных пластов:

- дополнить ФЗ «О недрах» [2] нормой, которая позволит разрабатывать месторождение с содержанием метана превышающего концентрацию в 13 $м^3$/т с. б. м., и предоставление в таком случае двух добычных лицензий. Одна лицензия будет представлена ГДО для добычи МУП, другая – КДУ – на разработку месторождения угля и добычу попутного полезного ископаемого – МУП.

- предусмотреть нормы, устанавливающие процедурно-процессуальный порядок проведения работ, связанных с добычей различных по своим физико-химическим характеристикам полезных ископаемых, обеспечивая установленную последовательность действий по вводу месторождения в эксплуатацию, а также дальнейшего функционирования недропользователей на месторождении угля, один из которых будет продолжать добычу метана, осуществляя дегазацию подготавливаемого к отработке угольного месторождения, включая определение права на добываемый газ.

В дальнейшем, после завершения подготовительного этапа заблаговременной дегазации, ГДО должна освободить участок недр от оборудования, препятствующего его обустройству с целью добычи угля.

Предложенный комплекс мер взаимодействия ГДО и КДУ предусматривает дальнейшее использование МУП, а также положительно сказывается на социально-экономическом развитии региона.

3.2. Формирование системы заказа-подряда для проведения заблаговременной дегазации

В научно-производственной практике сложилось однозначное мнение, что разработке высоко газоносных угольных пластов должна в обязательном порядке предшествовать заблаговременная дегазация угольных пластов [31,32].

Ключевым фактором успешного освоения метана из угольных пластов является создание новых и усовершенствование существующих технологий, направленных на увеличение производительности скважин, на снижение затрат, увеличения безопасности эксплуатационных работ и снижения экологического ущерба, нанесенного недрам при разработке месторождений.

В этих условиях государство должно сформировать и обеспечить правовые условия реализации механизма госзаказа на заблаговременную дегазацию высоко газоносных угольных пластов. Период заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов должен быть увязан с перспективами развития угольной промышленности как на федеральном, так и региональном уровнях.

В этой связи в государстве должен быть создан организационный механизм добычи метана для осуществления заблаговременной дегазации, схема которого представлена на рис. 3.4.

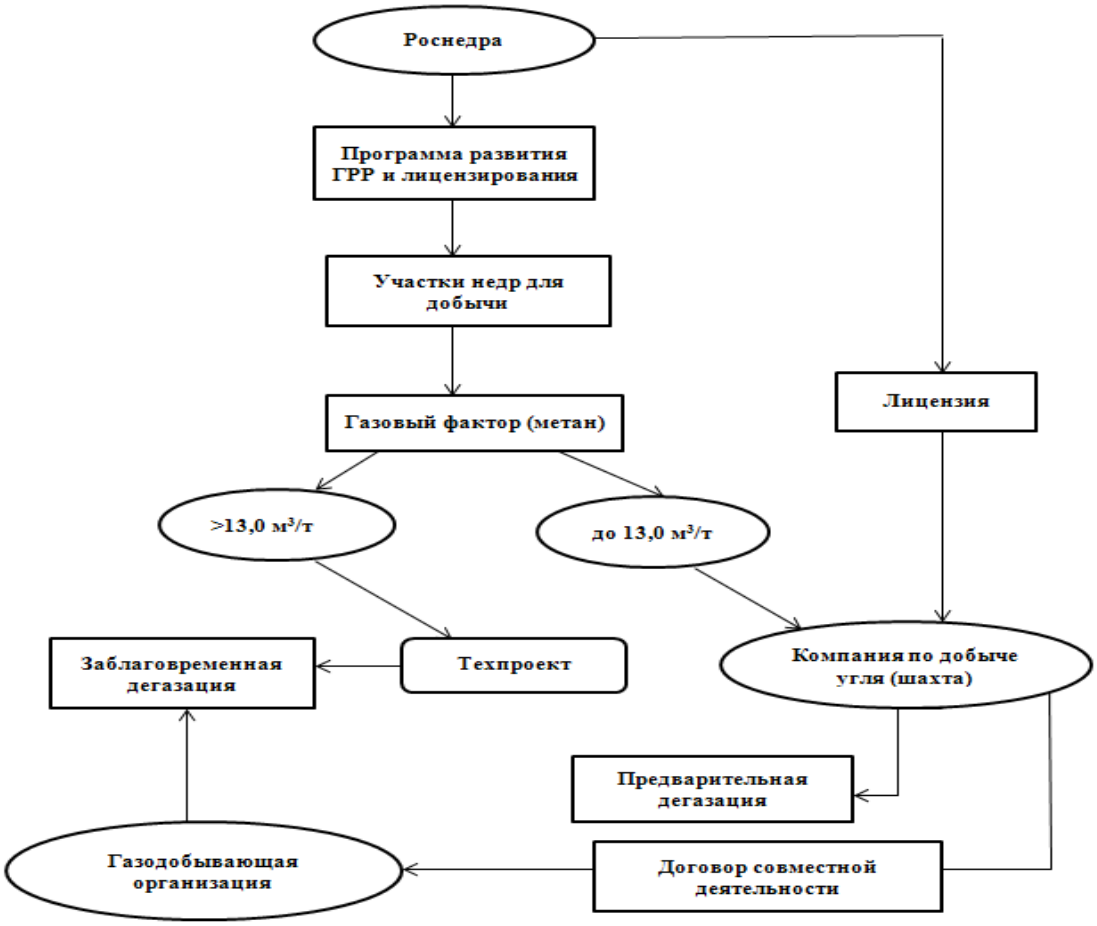

Рисунок 3.4. Организационный механизм осуществления заблаговременной дегазации угольных пластов

Приведенный комплекс организационно-правовых мер позволит снизить остроту проблемы заблаговременной дегазации угольных пластов.

На федеральном уровне организационно-правовой механизм госзаказа на заблаговременную дегазацию высоко газоносных угольных пластов (рис. 3.5) должно формировать Постановление Правительства РФ «О повышении уровня безопасности добычи угля из высоко газоносных угольных пластов путем осуществления их заблаговременной дегазации».

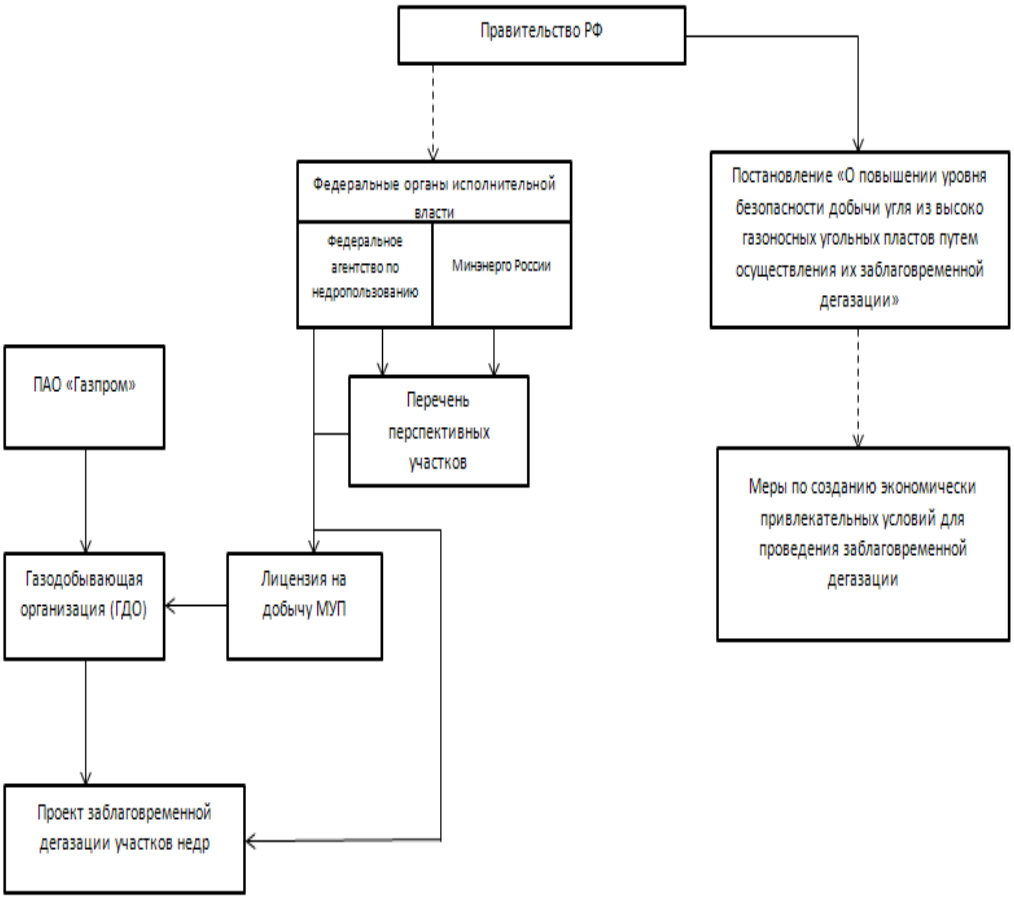

Рисунок 3.5. Формирование организационно-правового механизма госзаказа заблаговременной дегазационной подготовки перспективных для добычи угля участков недр на федеральном уровне

В Постановлении должно быть дано поручение Минэнерго России и Федеральному агентству по недропользованию сформировать перечень участков недр, на которых прогнозируется строительство новых шахт с выделением месторождений, содержащих высоко газоносные угольные пласты, а также определены конкретные меры по созданию экономически привлекательных условий для проведения заблаговременной дегазации. Как показывают технико-экономические обоснования эффективности добычи метана из угольных пластов и имеющийся опыт добычи метана ООО «Газпром добыча Кузнецк» проекты по добыче МУП в связи с низким дебитом скважин и высокими затратами на его извлечение являются высоко рисковыми и низкорентабельными, что предопределяет необходимость мер

по созданию экономически привлекательных условий для проведения заблаговременной дегазации. Эти меры должны содержать:

- рекомендацию органам исполнительной власти конкретных субъектов РФ, где планируется проведение работ по заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов, по установлению законодательно разрешенных налоговых льгот на прибыль и на имущество, а также льгот по арендной плате за землю;

- порядок учета и компенсации затрат газодобывающей организации при выполнении государственного заказа по заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов;

- перечень затрат, подлежащих компенсации;

- норму прибыли (рентабельности), при превышении которой затраты газодобывающей организации не компенсируются;

- механизм установления разового компенсационного платежа угледобывающей компанией государству за проведение заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов при достижении проектной мощности шахты.

В связи с тем, что в настоящее время в России технико-технологические и проектные решения по добыче МУП апробированы в Кузнецком угольном бассейне только ПАО «Газпром», то оно должно быть определено головной организацией, выполняющей работы по госзаказу на заблаговременную дегазацию высоко газоносных угольных пластов. При этом Роснедра должны установить для участков недр, входящих в перечень для выполнения работ по заблаговременной дегазации, безаукционный (бесконкурсный) порядок получения лицензии на добычу метана угольных пластов. Проектные решения по заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов должны быть согласованы с ЦКР Роснедра.

Период заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов может длиться 10 – 15 лет и заканчиваться при получении КДУ лицензии на добычу угля, что, однако, не обуславливает полное окончание

этапа. При появлении на участке недр двух недропользователей с разными лицензионными условиями добычи полезных ископаемых (МУП и угля) между ними на период до начала горных работ должны возникнуть договорные отношения на проведения заблаговременной дегазации.

В тоже время в угольной промышленности нередко возникают ситуации, когда КДУ необходим прирост балансовых запасов за счет прилегающих участков недр или выделения новых лицензионных участков. В этом случае все вопросы по заблаговременной дегазации должны решаться на региональном уровне.

Организационно-правовой механизм госзаказа на заблаговременную дегазацию шахтных полей на региональном уровне представлен на рис. 3.6.

Администрации Кемеровской области (регион, где созданы все условия для отработки механизма заблаговременной дегазации шахтных полей) принимает постановление Коллегии Администрации «Об организации заблаговременной дегазационной подготовки шахтных полей», которое должно содержать:

- перечень первоочередных объектов дегазационной подготовки шахтных полей;

- включение Заказ-подрядной организации по заблаговременной дегазации угольных пластов (газодобывающей организации) как субъекта инвестиционной деятельности, осуществляющего деятельность по добыче природного газа (метана) из угольных месторождений на территории Кемеровской области, в список (в проект закона) для получения региональных налоговых льгот;

- включение компании по добыче угля в список (в проект закона) для получения региональных налоговых льгот.

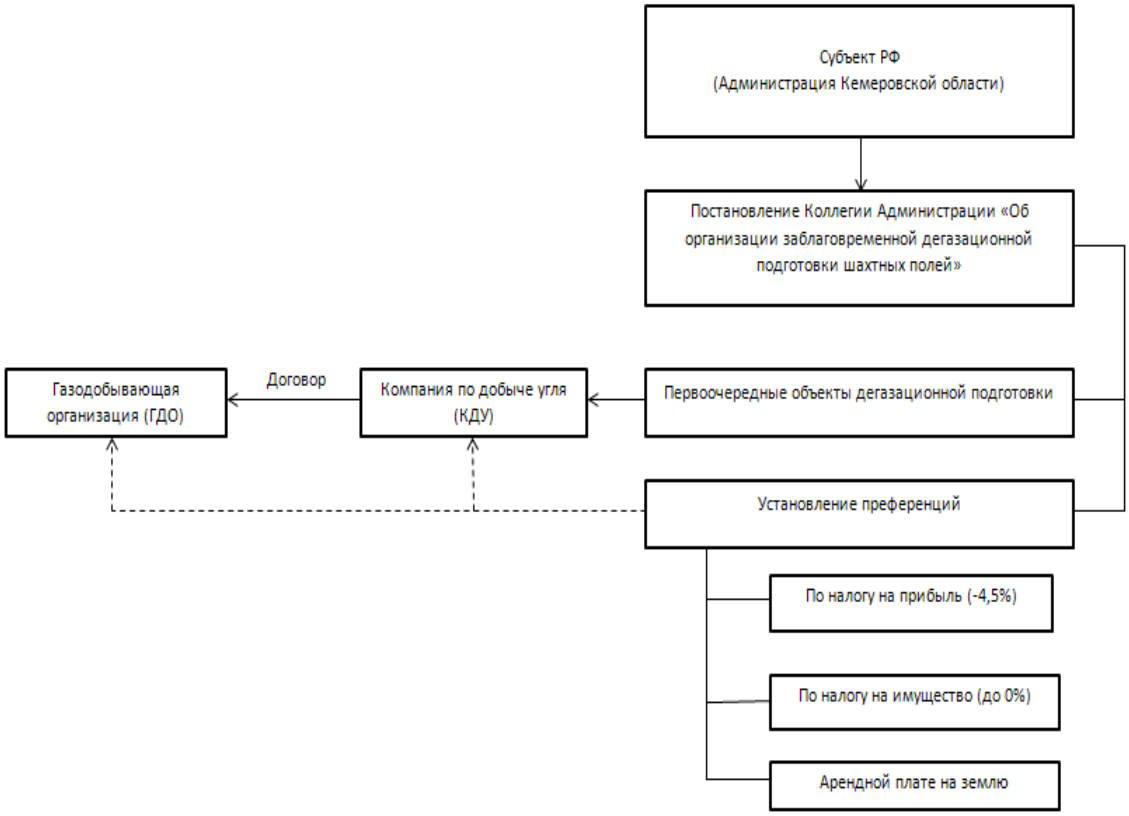

Рисунок 3.6. Формирование организационно-правового механизма государственного заказа на заблаговременную дегазацию шахтных полей на региональном уровне

Источник: предложено авторами

Решение вопросов организации заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов принципиально было бы возможно в рамках федерального закона о государственно-частном партнерстве [7]. Однако действие указанного закона не распространяется на недропользование. Федеральный закон определяет основы правового регулирования отношений, возникающих в связи с подготовкой проекта государственно-частного партнерств (ГЧП), в том числе соответствующие полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления, устанавливает гарантии прав и законных интересов сторон соглашения о государственно-частном партнерстве. Режим инвестиционного проекта ГЧП предполагает наличие целого ряда налоговых льгот, который не все проекты могут получить. В целях обеспечения правовой основы для

применения ГЧП целесообразно разработать и внести изменения в законодательные акты, направленные на распространение стимулирующих инвестиционных режимов в недропользовании.

3.3.Экономико-правовой механизм взаимодействия органов исполнительной власти и добывающих компаний

В настоящее время, когда на федеральном уровне не сформирована система госзаказа на заблаговременную дегазацию высоко газоносных угольных пластов [5], в организационно-экономическом обеспечении взаимодействия газодобывающей компании и угледобывающей компании должна быть заинтересована и задействована Администрация субъекта Российской Федерации, где расположен угольный бассейн (основной регион – Кемеровская область). В данном процессе Администрация, как орган, заинтересованный в социально-экономическом развитии региона, должна обеспечить подготовку программы заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов и формирование перечня участков недр, подлежащих лицензированию.

В существующих экономических условиях ни ГДО, ни КДУ не имеют прямой заинтересованности в заблаговременной дегазации проектируемых шахтных полей:

- ГДО – по причине значительных рисков необеспечения доходности проекта из-за неопределенности дебитов скважин и объемов добычи, цен реализации метана угольных пластов;

- КДУ – по причине отложенного на 5-10 летний период времени начала пользования участком недр и перспективой отвлечения значительных средств в проведение заблаговременной дегазации шахтного поля.

В этих условиях Администрация должна выступить организатором и гарантом процесса заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов, так как от неё зависят:

- формирование плана лицензирования участков недр;

- гарантии на получение лицензии на добычу угля конкретным недропользователем;

- оформление земельного отвода;

- установление налоговых льгот;

- заказ на использование добытого метана.

В настоящее время добыча метана угольных пластов (МУП) получила развитие только в Кузбассе за счет развития инновационной программы ПАО «Газпром». Однако экономико-правовой механизм взаимодействия по реализации проектов по заблаговременной дегазации полей проектируемых шахт в Кузбассе отсутствует. Его формирование и реализация должна осуществляться путем подготовки Соглашения между ПАО “Газпром” и Администрацией Кемеровской области о взаимодействии по реализации проектов по заблаговременной дегазации полей проектируемых шахт в Кузбассе. Экономико-правовой механизм подготовки Соглашения о взаимодействии по реализации проектов по заблаговременной дегазации полей проектируемых шахт в Кузбассе представлен на рис. 3.7. Инициатива подготовки Соглашения должна принадлежать Администрации Кемеровской области, которая для создания организационно-экономических условий реализации проектов должна принять Постановление Коллегии Администрации Кемеровской области ”Об организации заблаговременной дегазационной подготовки полей проектируемых шахт в Кузбассе”.

Постановление Коллегии Администрации должно содержать:

1. Решение о создании координирующего органа по государственному обеспечению безопасных условий труда в угольной промышленности Кемеровской области. (*В соответствии со ст. 7 закона Кемеровской области от 09.03. 2005 № 44-03 “О системе исполнительных органов государственной власти Кемеровской области”, подобные органы могут создаваться.)*

2. Состав членов координирующего органа. В координирующий орган по государственному обеспечению безопасных условий труда в угольной промышленности Кемеровской области должны войти представители:

а) Администрации – Департамента угольной промышленности, департамента экономики развития, Управления по природным ресурсам и экологии, комитета по легализации объектов налогообложения;

б) Федеральных органов исполнительной власти в Кемеровской области – Управления федерального агенства по недропользованию, Управления федеральной службы по надзору в сфере природопользования, Сибирского управления федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор).

3. Положение о координирующем органе по государственному обеспечению безопасных условий труда в угольной промышленности Кемеровской области, в котором должно быть предусмотрены его следующие основные функции:

-определение первоочередных объектов заблаговременной дегазации;

- формирование плана-графика лицензирования участков недр;

- подготовка проекта Постановления Коллегии по признанию работ по дегазационной подготовке шахтных полей приоритетными для региона;

- рассмотрение обоснований газодобывающей организации (ГДО) и компании по добыче угля (КДУ) по установлению преференций;

- рассмотрение обоснований по продлению сроков действия преференций (по необходимости);

- согласование обоснований по использованию МУП.

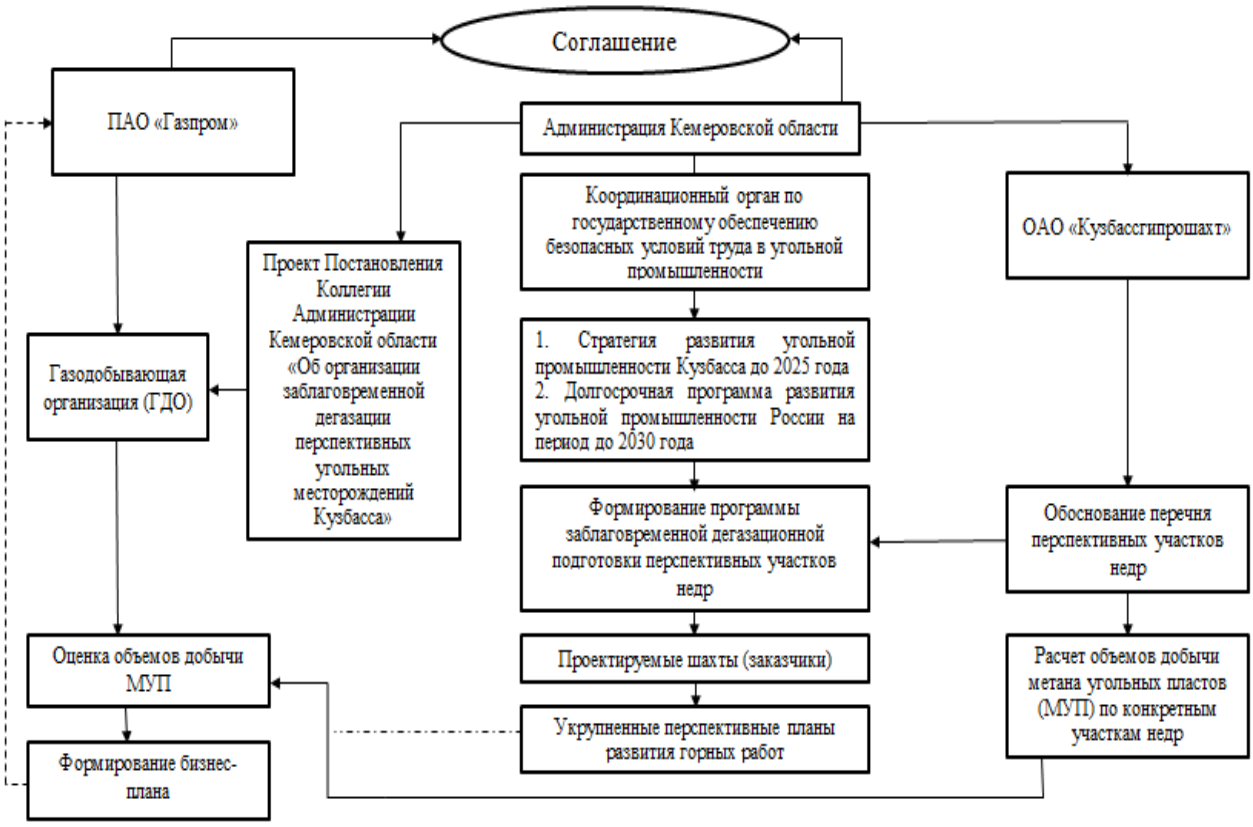

Рисунок 3.7. Экономико-правовой механизм подготовки Соглашения о взаимодействии по реализации проектов по заблаговременной дегазации полей проектируемых шахт в Кузбассе

Источник: предложено авторами

Только совместная работа Минэнерго России, Администрации Кемеровской области и ПАО “Газпром” позволит реализовать программные мероприятия Долгосрочной программы развития угольной промышленности России на период до 2030 года. Однако до настоящего момента времени конкретные шаги, направленные на выполнение мероприятий Долгосрочной программы в Кузбассе, просматриваются слабо. По-видимому, в деле повышения уровня безопасности работы шахт Кузбасса действенные шаги должна предпринять областная Администрация.

Краткие выводы по главе:

1. Разработан организационно-экономический механизм реализации проектов заблаговременной дегазации месторождений, который включает в себя ряд этапов и управляющих воздействий, направленных на

гармонизацию экономических отношений основных участников процесса ЗДУП;

2. Обоснован механизм государственного заказа на федеральном и региональном уровнях на заблаговременную дегазационную подготовку перспективных для добычи угля участков недр, позволяющий обеспечить формирование задела месторождений для дальнейшей безопасной добычи угля из высоко газоносных угольных пластов;

3. Предложен экономико-правовой механизм подготовки Соглашения между Администрацией Кемеровской области и ПАО “Газпром” о взаимодействии по реализации проектов по заблаговременной дегазации полей проектируемых шахт в Кузбассе

Глава 4. Экономическая эффективность заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов

4.1. Оценка экономической эффективности реализации проектов заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов

Для расчета показателей экономической эффективности разработки высоко газоносных угольных пластов в целом, необходимо учитывать совместную экономическую эффективность добычи метана угольных пластов для ГДО и КДУ, и экономическую эффективность от дегазации для ГДО и КДУ по отдельности, а также экономию от повышения уровня безопасности труда. Тогда, экономический эффект от проведения заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов (Эд) представляет собой сумму оценки результатов деятельности двух разноплановых организаций:

$$Эд = Э_{ГДО} + Э_{КДУ} + Э_{бт} \qquad (4.1)$$

где $Э_{ГДО}$ – экономический эффект газодобывающей организации;

$Э_{КДУ}$ - экономический эффект компании по добыче угля;

$Э_{бт}$ – экономия от повышения уровня безопасности труда.

При оценке экономической эффективности разработки метаноугольных месторождений требуется проведения предварительного расчета «внутреннего» чистого денежного потока по проекту, т.е. чистого денежного потока исключительно для ГДО. По этой причине промежуточный расчет всех основных показателей экономической эффективности для добывающей организации не потребует дополнительных расчетов и может быть выполнен, в том числе, для сопоставления полученных результатов экономической оценки.

В связи с тем, что процесс заблаговременной дегазации шахтного поля из-за неопределенности дебитов скважин, объемов и способов реализации газа, ограничений по размещению скважин, связанных с последующим проведением горных работ, ограниченных размеров шахтного поля и др., является весьма рисковым и, как правило, экономически не эффективным,

необходимо предварительно определиться с механизмом финансирования заблаговременной дегазации лицензионного участка недр.

Определение порядка финансирования работ по заблаговременной дегазации угольных пластов со стороны КДУ и ГДО, является базой для расчетов эффективности дегазации высоко газоносных угольных пластов.

Одной из основ для расчетов эффективности дегазации высоко газоносных угольных пластов является определение порядка финансирования работ по заблаговременной дегазации угольных пластов со стороны КДУ и ГДО (рис. 4.1, 4.2).

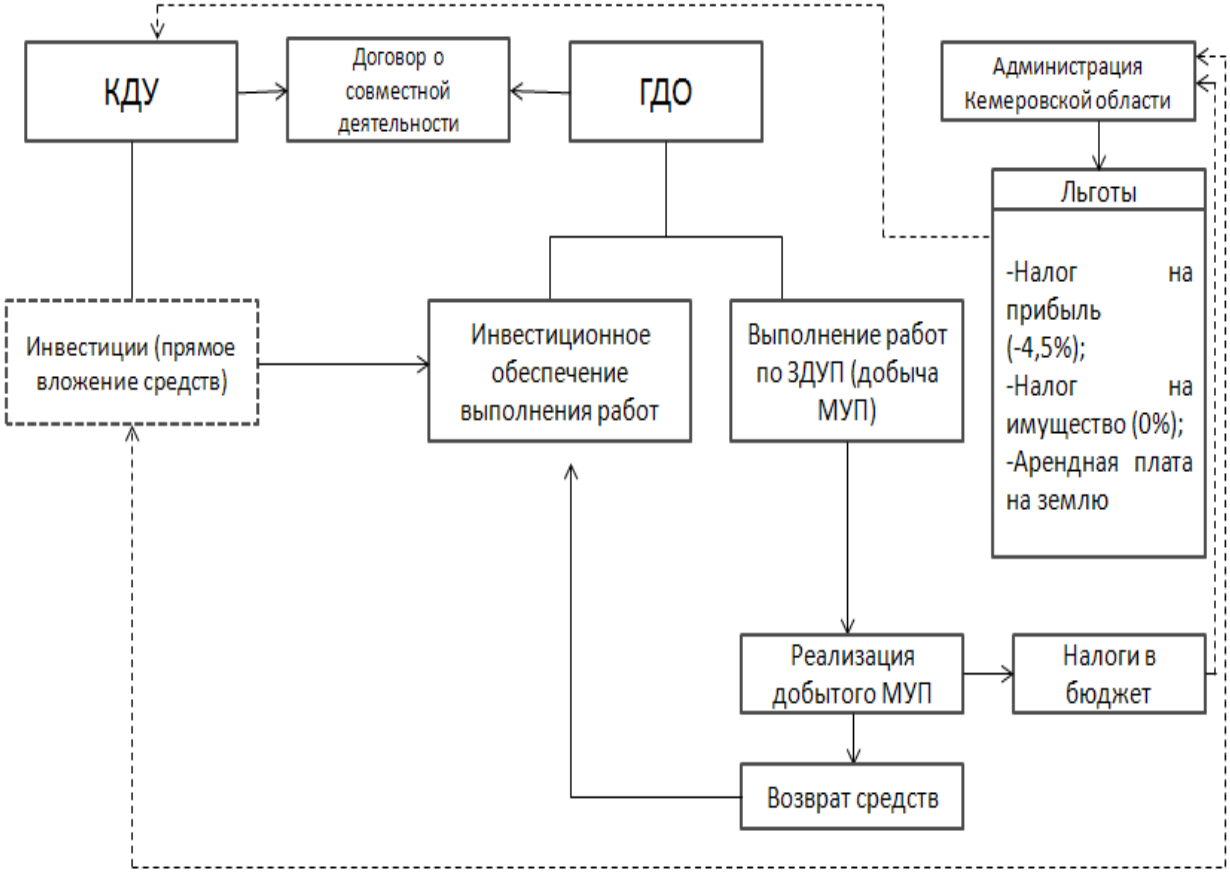

Рисунок 4.1. Порядок финансирования работ по дегазационной подготовке месторождений при совместном осуществлении работ ГДО и КДУ

Источник: предложено авторами

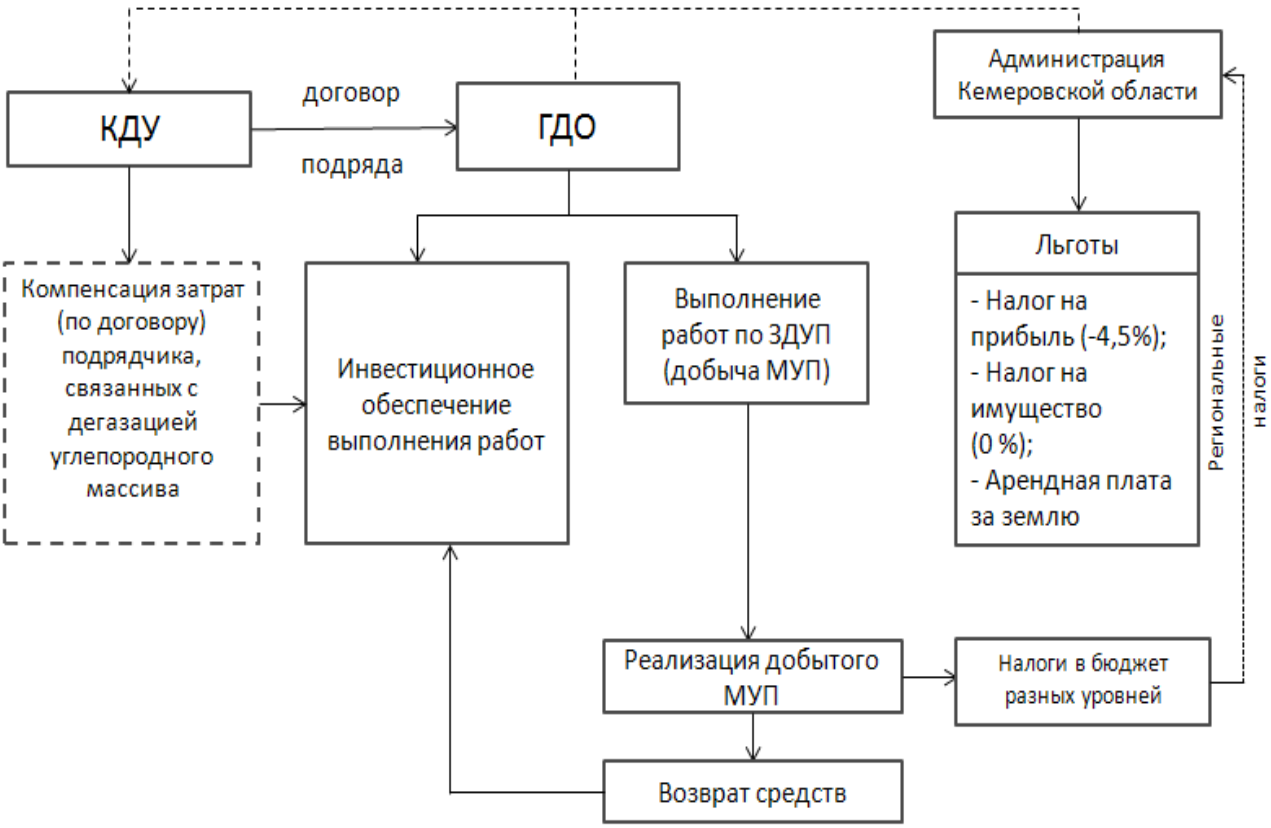

Рисунок 4.2. Порядок финансирования работ по дегазационной подготовке месторождений при раздельном осуществлении работ
Источник: предложено авторами

Согласно предлагаемому порядку финансирования работ, необходимо определить:

- особые условия производства работ, включая границы шахтного поля;
- параметры сетки скважин;
- порядок учета добываемого газа;
- условия реализации (утилизации) газа;
- порядок расчета за выполненные работы;
- смету затрат на осуществление подготовительного этапа заблаговременной дегазации.

После получения КДУ добычной лицензии начинается подготовительная работа по осуществлению ЗДУП и КДУ и ГДО заключают договор о совместной деятельности. Необходимым условием

является расчёт сметы затрат на проведение работ по дегазации, в которой утверждается перечень видов расходов, связанных с обеспечением безопасных условий охраны труда при добыче угля. Согласно Налоговому кодексу РФ [1], данные расходы могут быть учтены при исчислении налоговой базы по налогу на прибыль, включая расходы на:

- бурение дегазационных скважин;

- приобретение (создание) дегазационных станций (установок), бурового оборудования и газопроводов для отвода шахтных газов, запорно-регулирующей арматуры и контрольно-измерительной аппаратуры;

- приобретение (создание) оборудования, приборов контроля и защиты дегазационных систем и систем утилизации (систем газораспределения и газопотребления);

- приобретение и передачу электроэнергии для обеспечения функционирования систем дегазации и утилизации шахтных газов (метана) при условии ведения раздельного индивидуального учета электрической энергии потребителя.

Для проведения расчетов по экономической эффективности добычи МУП предложены четыре механизма совместного финансирования проекта заблаговременной дегазации (таблица 4.1).

Предложенный порядок финансирования проектов заблаговременной дегазации, позволяет достичь максимального экономического эффекта от проведения дегазационных работ.

Чистый денежный поток при реализации совместного финансирования определяется по формуле:

$$ЧДП_{сд} = \sum_{t=1}^{t}\left(В_д - З_д\right) - \sum_{t=1}^{t} K_д \qquad (4.2)$$

где $В_д$ – выручка от реализации метана угольных пластов;

$З_д$ – затраты на проведение работ по дегазации (без учета амортизационных отчислений);

$К_д$ – величина инвестиций.

Таблица 4.1. Предлагаемый порядок совместного финансирования работ

№ п/п	Наименование механизма финансирования	Краткое описание	Периодичность осуществления платежей	Порядок определения суммы
А	Софинансирование инвестиций (до начала реализации проекта)	заключение договора на осуществление совместных инвестиций в проект дегазации	один раз, до начала реализации проекта («нулевой» год)	фиксированная, определяется до начала реализации проекта
Б	Компенсационный платёж по завершению работ по дегазации	заключение договора на оплату проведённых работ по дегазации после их завершения	один раз, по завершению реализации проекта (последний год)	
В	Ежегодные равные платежи за оказание услуг по дегазации	заключение договора на осуществление ежегодных фиксированных платежей за проведение работ по дегазации	ежегодно, в течение всего периода дегазации	
Г	Приобретение основной продукции по договорным ценам	заключение договора на приобретение продукции переработки газа (электроэнергии, СПГ) по договорным (нерыночным) ценам	в соответствии с графиком расчётов за продукцию, в течение всего периода дегазации	в соответствии с объёмами производства продукции

Чистый денежный поток при реализации раздельного финансирования работ определяется по формуле:

$$ЧДП_{рд} = \sum_{t=1}^{t}\left(В_д - З_д\right) - \sum_{t=1}^{t} K_д + \sum_{t=1}^{t} K_{комп} \qquad (4.3)$$

где $K_{комп}$ – компенсация инвестиций ГДО.

Проведение заблаговременной дегазации угольных пластов также приводит к дополнительной экономии от повышения безопасности труда на шахте. Согласно федеральному закону № 426-ФЗ от 28 декабря 2013 года «О специальной оценке условий труда» добыча угля приравнена к самому высокому классу профессионального риска (32 класс), за который начисляется дополнительный взнос от несчастных случаев в размере 8,5% от фонда оплаты труда. Также согласно ст. 428 НК РФ для определенных категорий плательщиков, в отношении выплат и иных вознаграждений в пользу физических лиц, занятых на определенных видах работ, применяется дополнительный тариф страховых взносов на обязательное пенсионное страхование, исчисляемый от фонда оплаты труда на одного работника, данный тариф равен 8% и приравнен к опасному классу условий труда.

Проведение заблаговременной дегазации позволяет снизить класс профессионального риска до 30 класса и ставку до 7,4%, а также перевести класс условий труда для дополнительного пенсионного страхования на вредный и снизить ставку до 7% (табл. 4.2.).

Таблица 4.2. Налоговый эффект от проведения заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов

В настоящее время		**В результате реализации предложений**	
Страховые взносы	%	Страховые взносы	%
Обязательное пенсионное страхование	22,0	Обязательное пенсионное страхование	22,0
Фонд социального страхования	2,9	Фонд социального страхования	2,9
Обязательное медицинское страхование	5,1	Обязательное медицинское страхование	5,1
Итого	30,0	Итого	30,0
Взнос от несчастных случаев (№426-ФЗ 32 класс проф. риска)	8,5	Взнос от несчастных случаев (№426-ФЗ 32 класс проф. риска)	7,4
Дополнительный тариф страховых взносов на обязательное пенсионное страхование (опасный класс)	8,0	Дополнительный тариф страховых взносов на обязательное пенсионное страхование (опасный класс)	7,0
Всего	46,5	Всего	44,4

Источник: сформировано на основании данных [1,4]

Именно за счет этих мер можно получить экономию по снижению взносов по опасному классу условий труда для КДУ. Тогда экономия от повышения уровня безопасности труда составляет:

$$Э_{бт} = \sum_{t=1}^{t} Энс + Эпф \qquad (4.4)$$

где $Э_{нс}$ – экономия по обязательному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваниях;

$Э_{пф}$ – экономия по обязательному дополнительному страховому взносу на пенсионное страхование.

Предлагаемый процесс формирования документального обеспечения заблаговременной дегазационной подготовки угольных пластов

(месторождений угля) в Кузбассе представлен на рисунке 4.3.

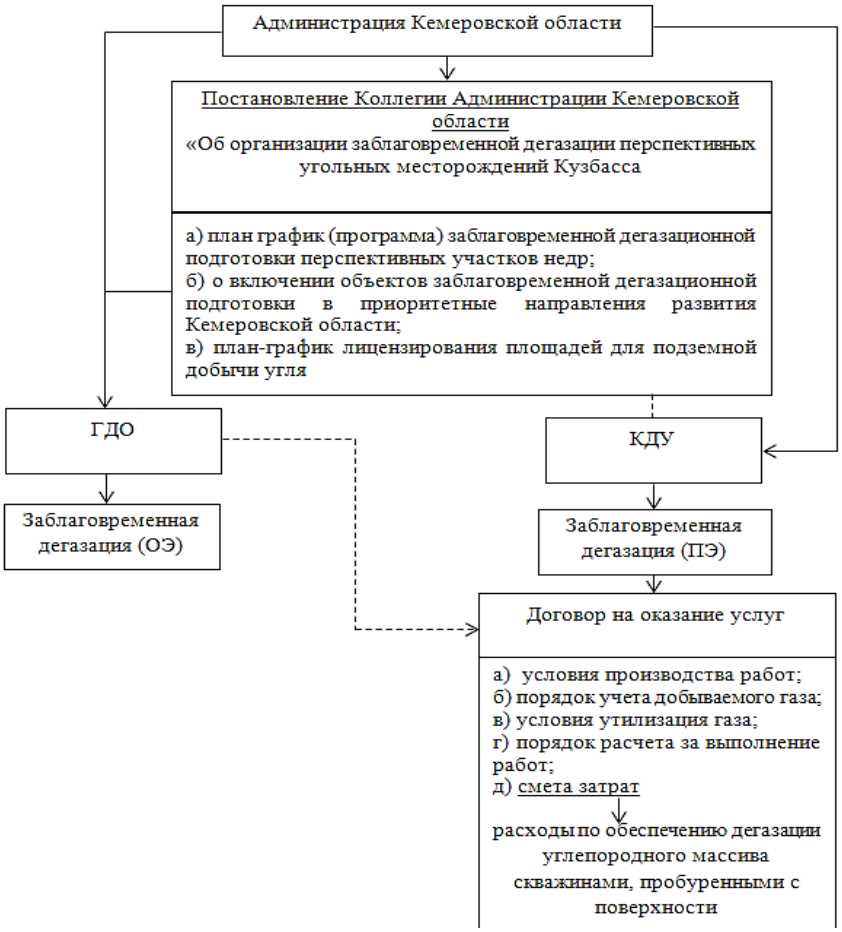

Рисунок 4.3. Формирование документального обеспечения процесса заблаговременной дегазационной подготовки угольных пластов (месторождений угля) в Кузбассе

Расчет за выполненные работы осуществляется на основании Акта на выполненные работы (услуги), в котором отдельно должны быть выделены расходы, связанные с обеспечением безопасных условий труда, согласно сметы затрат.

В соответствии со статьей 343.1 НК РФ [1] 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 (понесенных) налогоплательщиком в налоговом периоде и связанных с обеспечением безопасных условий и охраны труда при добыче угля на данном участке недр (налоговый вычет), либо учесть указанные расходы при исчислении налоговой базы по налогу на прибыль организаций

в соответствии с главой 25 НК РФ. Порядок признания вышеуказанных расходов должен быть отражен в учетной политике для целей налогообложения. Изменение указанного порядка допускается не чаще одного раза в пять лет.

Таким образом осуществление ЗДУП значительно снизит риски внезапного выброса и взрыва метана в шахтах Кузнецкого угольного бассейна и позволит обеспечить дальнейшее инновационное развитие угольной промышленности.

На рис. 4.4 представлена схема дегазационной подготовки шахтного поля и ее основные результаты.

В работе рассматривается 3 варианта возможной реализации проекта.

В вариантах 1 и 3 заблаговременная дегазация шахтного поля (подготовительный этап) на участке шахтного поля №1 и участка №2, предусматривается подача добытого МУП на ГПЭС для производства электроэнергии.

Во 2 варианте заблаговременной дегазации шахтного поля (основной этап) на участке №1 шахтного поля предусматривается использование МУП для производства СПГ (строительство завода мощностью 0,52 т/ч.)

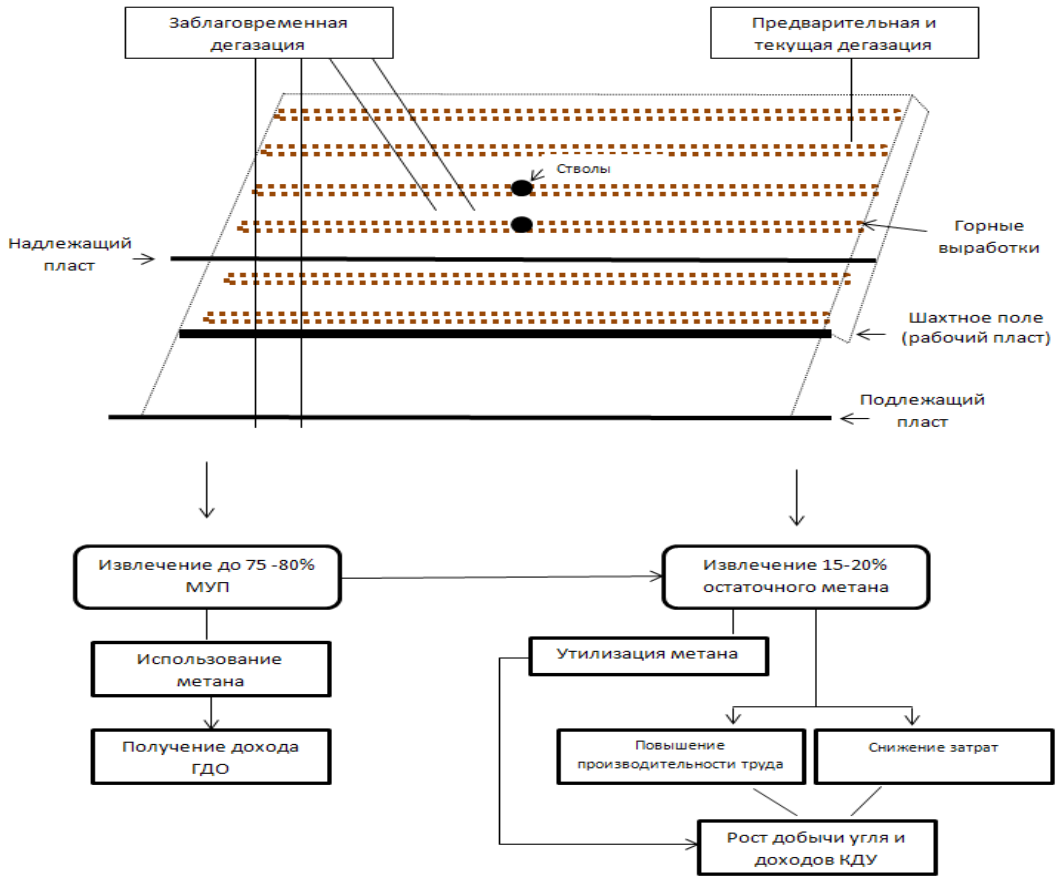

Рисунок 4.4. Результаты дегазационной подготовки

Источник: предложено авторами

Рассматриваемые технико-технологические показатели основных объектов добычи и подготовки по вариантам представлены в табл. 4.3 и 4.4.

Таблица 4.3. Технико-технологические показатели основных объектов добычи и подготовки по варианту 1 и 3

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Площадка добывающих скважин, шт.	4
2	Общий фонд скважин, шт.	12/18
3	ГПЭС, шт.	1
4	Автомобильные дорого, км	5,7
5	Газосборные сети, км	3,7
6	Энергообеспечение, км	5
7	Водосборная сеть	5,7

Таблица 4.4. Технико-технологические показатели основных объектов добычи и подготовки по варианту 2

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Площадка добывающих скважин, шт.	6
2	Опорная база промысла, шт.	1
3	Общий фонд скважин, шт.	20
4	Завод СПГ т/ч	0,52
5	Электрокомплекс (Звезда-МТ-1000ВК-05М3) МВт	1
6	Автомобильные дороги, км	67,38
7	Газосборные сети, км	109,90
8	Энергообеспечение, км	15
9	Водосборная сеть	100,28

Основные исходные показатели по рассматриваемым вариантам сведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5. Основные исходные показатели рассматриваемых вариантов

№ п/п	Основные исходные показатели	Вариант 1	Вариант 3	Вариант 2
1	Участок недр (шахтное поле)	Участок 1	Участок 2	Участок 1
2	Метанообильность $м^3$/т с.б.м.	17-20	20-25	17-20
3	Мощность пласта, м	до 3,5	5,0-15,0	До 3,5
4	Глубина залегания, м	до 500	До 700	до 500
5	Количество скважин, шт	12	18	20
6	Тип скважин	вертикальные и наклонно-направленные	субгоризонтальные (пластовые)	вертикальные и наклонно-направленные
7	Прогнозный дебит скважин $м^3$/сут	1000	4550	1000
8	Использование газа	ГПЭС	ГПЭС	СПГ

Общие сведения о проекте для разработки предложений по механизму реализации газа для ЗД представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6. Общие сведения о проекте

Показатель	Ед. изм.	Значение
Валюта модели	руб., $	руб.
Масштаб чисел	ед.	млн
Горизонт планирования (по вариантам)	лет	7/15
Период инвестиций	лет	1
Начало расчетного периода	-	Первый год начала финансирования
Шаг расчета	год	1 год
Ставка дисконтирования	%	10

Налоговое окружение проекта

Ставка НДПИ принята в размере 0 руб./1000 м^3 в соответствии с Налоговым кодексом [1].

В соответствии с НК РФ применяются следующие тарифы страховых взносов:

- Пенсионный фонд Российской Федерации – 22%;

- Фонд социального страхования Российской Федерации – 2,9%;

- Федеральный фонд ОМС – 5,1%

Ставка взноса в расчетах эксплуатационных затрат принимается 30 %.

В расчетах учтены льготы, которые вправе устанавливать Администрация Кемеровской области для ГДО. В соответствии с региональным законодательством Кемеровской области, ставка налога на имущество для предприятий, осуществляющих капитальные вложения в добычу МУП на территории региона, установлена в размере 0 %, а региональная ставка налога на прибыль организаций снижена на 4,5 % (Постановлением [11]). Таким образом, суммарная ставка налога на прибыль организаций при добыче МУП в Кемеровской области составляет 15,5 % (3 % – в федеральный бюджет и 12,5 % – в бюджет субъекта Российской Федерации). Льгота по арендной плате за земельные участки, предоставленные под размещение предприятий и объектов по добыче МУП

(установлена Постановлением [12]).

Оценка эффективности инвестиций по рассматриваем вариантам выполнена с учетом применения указанных льгот.

Основные показатели капитальных вложений

В таблицах 4.7, 4.8, 4.9 приведено расчётное распределение капитальных вложений по вариантам и периодам финансирования с детализацией по видам работ и затрат.

Таблица 4.7. Распределение капитальных вложений по варианту 1, млн. руб

Показатели	∑	**Значение по годам**						
		1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
Стоимость строительства (без НДС)	1794,30	1794,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1. Бурение скважин	430,79	430,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Стоимость скважин	430,79	430,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2. Обустройство месторождения	880,99	880,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Производственные мощности в т.ч.								
ГПЭС	834,18	834,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объекты производственной инфраструктуры								
Площадки добывающих скважин	17,69	17,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Энергоснабжение	10,98	10,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
КИТСО	10,89	10,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Стоимость газосборной сети	6,59	6,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3. Прочие затраты	482,52	482,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Водозабор	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Внутрипромысловые автомобильные дороги	57,35	57,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Оборудование АСУТП	8,58	8,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	370,29	370,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Источник: рассчитано авторами

Таблица 4.8. Распределение капитальных вложений по варианту 2, млн. руб.

Показатели	∑	**Значение по годам**														
		1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
Стоимость строительства (без НДС)	1923,66	1923,66	0,0	0,0	0,	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,	0,0
1 Бурение скважин	721,72	721,72	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Стоимость скважин	721,72	721,72	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2 Обустройство месторождения	487,77	487,77	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Производственные мощности в т.ч.																
Накопитель пластовой	0,65	0,65	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Показатели	∑	Значение по годам														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
воды																
Объекты производственной инфраструктуры																
Площадки добывающих скважин	17,69	17,69	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Опорная база промысла	10,34	10,34	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Энергоснабжение	16,33	16,33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Технологическая, конвенциональная, спутниковая связь	405,61	405,61	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
КИТСО	27,33	27,33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Стоимость газосборной сети	9,79	9,79	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Стоимость водосборных сетей	0,02	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3 Прочие затраты	450,39	450,39	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Внутрипромысловые автомобильные дороги	55,34	55,34	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Оборудование АСУТП	12,01	12,01	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие	306,44	306,44	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Проектно-изыскательские работы	76,61	76,61	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4 Внешняя инфраструктура	263,77	263,77	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Строительство завода СПГ-0,52 т/ч	263,77	263,77	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Капитальные вложения с НДС	2269,91	2269,91	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НДС к возмещению	346,26	0,00	346,26	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Источник: рассчитано авторами

Таблица 4.9. Распределение капитальных вложений по варианту 3, млн. руб

Показатели	∑	Значение по годам						
		1	2	3	4	5	6	7
Стоимость строительства (без НДС)	2604,17	2604,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1 Бурение скважин	1004,98	1004,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Стоимость скважин	1004,98	1004,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2 Обустройство месторождения	1050,41	1050,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Производственные мощности в т.ч.								
ГПЭС	992,68	992,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объекты производственной инфраструктуры								
Площадки добывающий скважин	15,50	15,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Энергоснабжение	8,90	8,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
КИТСО	27,33	27,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Стоимость газосборной сети	5,34	5,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3 Прочие затраты	548,78	548,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Водозабор	0,02	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатели	∑	Значение по годам						
		1	2	3	4	5	6	7
Внутрипромысловые автомобильные дороги	30,19	30,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Оборудование АСУТП	12,01	12,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прочие	450,28	450,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Проектно-изыскательсткие работы	56,29	56,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Капитальные вложения с НДС	3072,92	3072,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
НДС к возмещению	468,75	0,00	468,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Источник: рассчитано авторами

Структура капитальных вложений для всех вариантов реализации приведена в таблице 4.10.

Таким образом, как видно из расчетов:

- капитальные вложения без НДС в объект инвестиций по варианту 1 составляют 1794, 30 млн. руб и 2117,28 млн. руб капитальные вложения с НДС, из них наибольший удельный вес имеют капитальные вложения в объекты обустройства – 49,1 %, строительство ГПЭС, площадок добывающих скважин, опорной базы промысла;

- капитальные вложения без НДС по варианту 2 составляет 1923,66 млн. руб и 2269,91 млн. руб капитальные вложения с НДС, из них наибольший удельный вес в структуре занимает строительство скважин для добычи метана – 37,5 %.

Таблица 4.10. Распределение капитальных вложений по вариантам реализации, млн. руб

Объект инвестиций (без НДС)	Вариант 1	В % к итогу	Вариант 2	В % к итогу	Вариант 3	В % к итогу
Скважины для добычи метана	430,79	24,0	721,72	37,5	1004,98	38,6
Объекты обустройства месторождения, в т.ч.	880,99	49,1	487,77	25,3	1050,41	40,3
ГПЭС	834,18	46,5	0,0	-	992,68	38,1
Накопитель пластовой воды	0,0	-	0,65	0,03	0,0	-
Площадки добывающих скважин	17,69	0,9	17,69	0,91	15,50	0,6
Опорная база	0,0	0,0	10,34	0,53	0,0	0,0

Объект инвестиций (без НДС)	Вариант 1	В % к итогу	Вариант 2	В % к итогу	Вариант 3	В % к итогу
промысла						
Электроснабжение	10,98	0,6	16,33	0,84	8,90	0,3
Технологическая, конвенциональная, спутниковая связь	0,0	-	405,61	21,0	0,0	-
КИТСО	10,89	0,6	27,33	1,42	27,33	1,04
Газосборные сети	6,59	0,4	9,79	0,50	5,34	0,2
Водозаборные сети	0,0	-	0,02	0,001	0,0	-
Прочие затраты, в т.ч.	482,52	26,9	450,39	23,5	548,78	22,0
Внутрипромысловые автодороги	57,35	32,0	55,34	2,87	30,19	11,6
Водозабор	0,02	0,001	-	-	0,02	0,01
Оборудование АСУТП	8,58	0,5	12,01	0,62	12,01	0,46
Прочие объекты и затраты	370,29	21,0	306,44	15,9	450,28	17,3
Проектно-изыскательские работы	46,29	2,6	76,61	39,8	56,29	2,1
Внешняя инфраструктура	-	-	263,77	13,7	-	-
Завод СПГ	0,00	0,0	263,77	13,7	-	-
Итого	1794,30	100	1923,66	100	2604,17	100
Итого с НДС	2117,28	-	2269,91	-	3072,92	-

Источник: рассчитано авторами

Разница капитальных вложений между вариантом 1 и вариантом 2 объясняется увеличенным количеством скважин в варианте 2 (20 шт.) и строительством завода СПГ производительностью 0,52 т/ч.

Доходная составляющая проекта

Доходы инвестиционных проектов определяются произведением показателей производства и цены реализации единицы объема продукции.

Для вариантов проекта в таблицах 4.11, 4.12, 4.13, 4.14, 4.15, 4.16 представлены авторские расчеты прогнозных цен, объемов реализации газа и возможных прибылей и убытков.

Таблица 4.11. Расчет прогнозных цен и объемов газа по варианту 1

Показатели	Ед. изм.	∑	Значение по годам						
			1	2	3	4	5	6	7
Выработанная электроэнергия	млн кВт	129,95	2,89	23,09	23,09	21,87	20,45	19,64	18,93
Цена реализации электроэнергии *	руб./ кВт*ч	-	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74
Газ на реализацию	млн $м^3$	120,70	2,28	21,65	21,65	20,42	19,01	18,20	17,49

Источник: рассчитано авторами

** Для жителей городских населенных пунктов, чьи дома оборудованы газовыми и иными видами плит, а также для потребителей, приравненных к населению, установлен тариф 2,74 руб./кВт ч.*

Таблица 4.12. Расчет прибылей и убытков по варианту 1, млн. руб

Показатели	∑	Значение по годам						
		1	2	3	4	5	6	7
Выручка (по видам продукции)	356,07	7,93	63,27	63,27	59,91	56,02	53,80	51,86
Эксплуатационные расходы	2454,20	531,97	333,43	332,00	331,99	330,47	328,56	265,77
Валовая прибыль(в целях налогообложения)	-2098,13	-524,04	-270,16	-268,73	-272,08	-274,45	-274,76	-213,91
Налог на прибыль	-325,21	-81,23	-41,88	-41,65	-42,17	-42,54	-42,59	-33,16
Чистая прибыль (убыток)	-2022,38	-524,04	-270,16	-268,73	-272,08	-274,45	-232,17	-180,76

Таблица 4.13. Расчет прогнозных цен и объемов газа по варианту 2

Показатели	Ед. изм.	∑	Значение по годам														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Цена газа при реализации СПГ	руб./ 1000 м^3	-	13257,90	13257,90	13257,90	13257,90	13257,90	13257,90	13257,90	13257,90	13257,90	13257,90	13257,90	13257,90	13257,90	13257,90	13257,90
Цена реализации СПГ с привязкой к ДТ	руб./т	-	18102,00	18102,00	18102,00	18102,00	18102,00	18102,00	18102,00	18102,00	18102,00	18102,00	18102,00	18102,00	18102,00	18102,00	18102,00
Газ на производство СПГ	млн м^3	67,14	0,00	6,15	6,15	6,15	5,62	5,31	5,04	4,79	4,51	4,38	4,17	3,95	3,79	3,64	3,49

Источник: рассчитано авторами

Таблица 4.14. Расчет прибылей и убытков по варианту 2, млн. руб

Показатели	∑	Значение по годам														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Выручка (по видам продукции)	936,52	23,10	93,54	92,64	81,74	74,57	70,46	66,85	63,46	59,75	58,11	55,23	52,35	50,28	48,20	46,24
Эксплуатационные расходы	7023,16	824,89	567,55	564,68	564,68	562,41	555,81	415,36	415,27	415,26	379,77	381,14	341,81	343,18	344,77	346,59
Валовая прибыль(в целях налогообложения)	-6086,64	-801,79	-474,01	-472,04	-482,94	-487,83	-485,35	-348,51	-351,80	-355,51	-321,66	-325,91	-289,45	-292,91	-296,57	-300,36
Налог на прибыль	-943,43	-124,28	-73,47	-73,17	-74,86	-75,61	-75,23	-54,02	-54,53	-55,10	-49,86	-50,52	-44,86	-45,40	-45,97	-46,56
Чистая прибыль (убыток)	-5564,60	-801,79	-474,01	-472,04	-482,94	-487,83	-410,12	-294,49	-297,27	-300,41	-271,80	-275,40	-244,59	-247,51	-250,60	-253,80

Таблица 4.15. Расчет прогнозных цен и объемов газа по варианту 3

Показатели	Ед. изм.	∑	Значение по годам						
			1	2	3	4	5	6	7
Выработанная электроэнергия	млн кВт	274,42	10,40	46,18	46,18	46,18	46,18	46,18	33,11
Цена реализации электроэнергии	руб./кВт*ч	-	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74
Газ на реализацию	млн $м^3$	255,52	8,94	41,83	44,73	41,83	44,73	41,83	31,65

Таблица 4.16. Расчет прибылей и убытков по варианту 3, млн. руб

Показатели	∑	Значение по годам						
		1	2	3	4	5	6	7
Выручка (по видам продукции)	751,91	28,50	126,54	126,54	126,54	126,54	126,54	90,71
Эксплуатационные расходы	3266,74	763,56	444,36	443,09	443,08	441,74	436,91	294,00
Валовая прибыль(в целях налогообложения)	-2514,83	-735,06	-317,82	-316,55	-316,54	-315,20	-310,36	-203,29
Налог на прибыль	-389,80	-113,93	-49,26	-49,07	-49,06	-48,86	-48,11	-31,51
Чистая прибыль (убыток)	-2435,22	-735,06	-317,82	-316,55	-316,54	-315,20	-262,26	-171,78

Эксплуатационные расходы проекта

Основные статьи эксплуатационных затрат складываются из расходов на заработную плату и отчисления во внебюджетные фонды на социальные нужды, энергию и материалы, текущий ремонт оборудования, аренду техники, оборудования и инструментов, используемых в процессе эксплуатации объектов, арендной платы за землю [55], общепроизводственных и общехозяйственных расходов.

Амортизация оборудования начисляется в соответствии с Порядком [28] по срокам службы основного технологического оборудования, указанных в Нормах [29].

Сведения об эксплуатационных затратах по вариантам проекта приведены в таблицах 4.17, 4.18, 4.19.

Таблица 4.17. Расчет эксплуатационных затрат по варианту 1, млн. руб.

Показатели	∑	Значение по годам						
		1	2	3	4	5	6	7
Производственные расходы	572,35	71,96	84,49	83,19	83,18	83,18	83,18	83,18
Подготовка газа	0,31	0,01	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,04
Объем закачки воды	0,12	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Утилизация воды	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на электроэнергию	1,30	0,00	1,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Эксплуатация и ремонт скважин	90,00	0,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Материалы	18,00	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Аренда земли	182,56	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08
Стоимость основных фондов	1794,30	1794,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Капитальный ремонт скважин	0,75	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Капитальный ремонт объектов обустройства	6,82	6,82	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Капитальный ремонт	7,57	6,93	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Средняя численность работников	30,00	-						
Оплата труда	272,58	38,94	38,94	38,94	38,94	38,94	38,94	38,94
Общепроизводственные расходы	28,62	3,60	4,22	4,16	4,16	4,16	4,16	4,16
Общехозяйственные расходы	30,05	3,78	4,44	4,37	4,37	4,37	4,37	4,37
Амортизационные отчисления итого	1291,11	0,00	227,05	227,05	227,05	225,52	223,62	160,83
Амортизационная премия	439,39	439,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Допущения по налогам	92,68	13,24	13,24	13,24	13,24	13,24	13,24	13,24
Социальные взносы	92,68	13,24	13,24	13,24	13,24	13,24	13,24	13,24
Налог на имущество	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого эксплуатационных затрат	2454,20	531,97	333,43	332,00	331,99	330,47	328,56	265,77

Таблица 4.18. Расчет эксплуатационных затрат по варианту 2

Показатели	∑	**Значение по годам**														
		1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
Производственные расходы	1371,94	253,20	253,26	250,66	250,66	250,65	250,65	250,65	250,64	250,64	250,64	251,88	252,97	254,22	255,66	257,31
Подготовка газа	0,67	0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03
Объем закачки воды	0,61	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Утилизация воды	0,14	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Затраты на электроэнергию	5,20	2,60	2,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Эксплуатация и ремонт скважин	450,0	30,00	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Материалы	90,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
Аренда земли	391,2	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08
Стоимость основных фондов	1923,66	1923,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Капитальный ремонт скважин	2,71	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Капитальный ремонт объектов обустройства	109,0	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	7,26	8,35	9,60	11,0	12,7
Капитальный ремонт	111,7	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	6,19	7,44	8,53	9,78	11,2	12,9
Средняя численность работников, чел	323,00	-														
Оплата труда	2734,74	182,32	182,32	182,32	182,32	182,32	182,32	182,32	182,32	182,32	182,32	182,32	182,32	182,32	182,32	182,32
Общепроизводственные расходы	189,18	12,66	12,66	12,53	12,53	12,53	12,53	12,53	12,53	12,53	12,53	12,59	12,65	12,71	12,78	12,87
Общехозяйственные расходы	*198,64*	13,29	13,30	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,16	13,22	13,28	13,35	13,42	13,51

Показатели	∑	**Значение по годам**														
		1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**
Амортизационные отчисления итого	*1438,09*	0,00	226,34	226,34	226,34	224,07	217,48	77,04	76,94	76,94	41,45	41,45	0,92	0,92	0,92	0,92
Амортизационная премия	*483,75*	483,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Социальные взносы	930,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0
Налог на имущество	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого эксплуатационных затрат	*7023,16*	824,89	567,55	564,68	564,68	562,41	555,81	415,36	415,27	415,26	379,77	381,14	341,81	343,18	344,77	346,59

Таблица 4.19. Расчет эксплуатационных затрат по варианту 3, млн. руб.

Показатели	∑	Значение по годам						
		1	2	3	4	5	6	7
Производственные расходы	575,22	73,29	84,69	83,54	83,53	83,43	83,39	83,35
Подготовка газа	1,00	0,02	0,11	0,26	0,26	0,16	0,11	0,08
Объем закачки воды	0,12	0,00	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Утилизация воды	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Затраты на электроэнергию	1,30	0,00	1,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Эксплуатация и ремонт скважин	90,00	0,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Материалы	18,00	0,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Аренда земли	182,56	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08	26,08
Стоимость основных фондов	2604,17	2604,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Капитальный ремонт скважин	1,76	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Капитальный ремонт объектов обустройства	8,00	8,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Капитальный ремонт	9,75	8,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Средняя численность работников, чел	30,00	-						
Оплата труда	272,58	38,94	38,94	38,94	38,94	38,94	38,94	38,94
Общепроизводственные расходы	28,76	3,66	4,23	4,18	4,18	4,17	4,17	4,17
Общехозяйственные расходы	30,20	3,85	4,45	4,39	4,39	4,38	4,38	4,38
Амортизационные отчисления итого	1870,37	0,00	337,75	337,75	337,75	336,52	331,73	188,87
Амортизационная премия	669,52	669,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Допущения по налогам	92,68	13,24	13,24	13,24	13,24	13,24	13,24	13,24
Социальные взносы	92,68	13,24	13,24	13,24	13,24	13,24	13,24	13,24
Налог на имущество	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого эксплуатационных затрат	3266,74	763,56	444,36	443,09	443,08	441,74	436,91	294,00

Денежные потоки проекта

Проведем оценку эффективности по рассматриваемым вариантам для различных схем финансирования.

В расчетах рассмотрены две возможные схемы финансирования:

- за счет собственных средств ГДО;

- за счет собственных средств ГДО с частичным компенсацией КДУ затрат по ЗД, определенных в качестве государственной поддержки создания безопасных условий труда на шахтах [11, 26].

Расчет денежных потоков, а также ключевых показателей

экономической эффективности по вариантам реализации представлен в таблицах 4.20 - 4.25.

Таблица 4.20. Денежные потоки по варианту 1 за счет собственных средств, млн. руб.

Показатели	∑	Значение по годам						
		1	2	3	4	5	6	7
Операционная деятельность	-	-	-	-	-	-	-	-
Поступления	679,04	7,93	386,24	63,27	59,91	56,02	53,80	51,86
Выручка	356,07	7,93	63,27	63,27	59,91	56,02	53,80	51,86
Возмещение НДС по капитальным вложениям	322,97	0,00	322,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Оттоки	2128,99	450,74	291,56	290,35	289,82	287,93	285,97	232,62
Эксплуатационные расходы	2454,20	531,97	333,43	332,00	331,99	330,47	328,56	265,77
Налоговые выплаты	-325,21	-81,23	-41,88	-41,65	-42,17	-42,54	-42,59	-33,16
Итого поток по операционной деятельности	-1449,94	-442,81	94,69	-227,08	-229,91	-231,91	-232,17	-180,76
Инвестиционная деятельность	-	-	-	-	-	-	-	-
Поступления	1730,50	439,39	227,05	227,05	227,05	225,52	223,62	160,83
Прочее	1730,50	439,39	227,05	227,05	227,05	225,52	223,62	160,83
Оттоки	2117,28	2117,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Капитальные вложения (с НДС)	2117,28	2117,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого поток по инвестиционной деятельности	-386,77	-1677,88	227,05	227,05	227,05	225,52	223,62	160,83
Итого поступления денежных средств	2409,55	447,32	613,29	290,32	286,96	281,55	277,42	212,69
Итого оттоки денежных средств	4246,26	2568,02	291,56	290,35	289,82	287,93	285,97	232,62
Чистый денежный поток	-1836,72	-2120,69	321,73	-0,03	-2,86	-6,38	-8,55	-19,92

Таблица 4.21. Денежные потоки по варианту 1 с учетом возмещения, млн. руб.

Показатели	∑	Значение по годам						
		1	2	3	4	5	6	7
Операционная деятельность	-	-	-	-	-	-	-	-
Поступления	679,04	7,93	386,24	63,27	59,91	56,02	53,80	51,86
Выручка	356,07	7,93	63,27	63,27	59,91	56,02	53,80	51,86
Возмещение НДС по капитальным	322,97	0,00	322,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатели	∑	**Значение по годам**						
		1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
вложениям								
Оттоки	2128,99	450,74	291,56	290,35	289,82	287,93	285,97	232,62
Эксплуатационные расходы	2454,20	531,97	333,43	332,00	331,99	330,47	328,56	265,77
Налоговые выплаты	-325,21	-81,23	-41,88	-41,65	-42,17	-42,54	-42,59	-33,16
Итого поток по операционной деятельности	-1449,94	-442,81	94,69	-227,08	-229,91	-231,91	-232,17	-180,76
Инвестиционная деятельность	-	-	-	-	-	-	-	-
Поступления	2167,88	439,39	227,05	227,05	227,05	225,52	223,62	598,21
Прочее	2167,88	439,39	227,05	227,05	227,05	225,52	223,62	598,21
Оттоки	2117,28	2117,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Капитальные вложения (с НДС)	2117,28	2117,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого поток по инвестиционной деятельности	50,61	-1677,88	227,05	227,05	227,05	225,52	223,62	598,21
Итого поступления денежных средств	2846,93	447,32	613,29	290,32	286,96	281,55	277,42	650,07
Итого оттоки денежных средств	4246,26	2568,02	291,56	290,35	289,82	287,93	285,97	232,62
Чистый денежный поток	-1399,34	-2120,69	321,73	-0,03	-2,86	-6,38	-8,55	417,46

Таблица 4.22. Денежные потоки по варианту 2 за счет собственных средств, млн. руб

Показатели	∑	Значение по годам														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Операционная деятельность	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Поступления	1282,78	23,10	439,80	92,64	81,74	74,57	70,46	66,85	63,46	59,75	58,11	55,23	52,35	50,28	48,20	46,24
Выручка	936,52	23,10	93,54	92,64	81,74	74,57	70,46	66,85	63,46	59,75	58,11	55,23	52,35	50,28	48,20	46,24
Возмещение НДС по капитальным вложениям	346,26	0,00	346,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Оттоки	6079,73	700,61	494,07	491,51	489,82	486,79	480,58	361,34	360,74	360,16	329,91	330,63	296,94	297,78	298,80	300,04
Эксплуатационные расходы	7023,16	824,89	567,55	564,68	564,68	562,41	555,81	415,36	415,27	415,26	379,77	381,14	341,81	343,18	344,77	346,59
Налоговые выплаты	-943,43	-124,28	-73,47	-73,17	-74,86	-75,61	-75,23	-54,02	-54,53	-55,10	-49,86	-50,52	-44,86	-45,40	-45,97	-46,56
Итого поток по операционной деятельности	-4796,96	-677,51	-54,28	-398,87	-408,08	-412,22	-410,12	-294,49	-297,27	-300,41	-271,80	-275,40	-244,59	-247,51	-250,60	-253,80
Инвестиционная деятельность	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Поступления	1921,84	483,75	226,34	226,34	226,34	224,07	217,48	77,04	76,94	76,94	41,45	41,45	0,92	0,92	0,92	0,92
Прочее	1921,84	483,75	226,34	226,34	226,34	224,07	217,48	77,04	76,94	76,94	41,45	41,45	0,92	0,92	0,92	0,92
Оттоки	2269,91	2269,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Капитальные вложения (с НДС)	2269,91	2269,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого поток по инвестиционной деятельности	-348,07	-1786,16	226,34	226,34	226,34	224,07	217,48	77,04	76,94	76,94	41,45	41,45	0,92	0,92	0,92	0,92
Итого поступления денежных средств	3204,62	506,85	666,14	318,98	308,08	298,65	287,94	143,89	140,41	136,69	99,56	96,69	53,27	51,20	49,12	47,15
Итого оттоки денежных средств	8349,65	2970,52	494,07	491,51	489,82	486,79	480,58	361,34	360,74	360,16	329,91	330,63	296,94	297,78	298,80	300,04
Чистый денежный поток	-5145,03	-2463,67	172,07	-172,53	-181,74	-188,14	-192,64	-217,45	-220,33	-223,47	-230,35	-233,94	-243,67	-246,59	-249,68	-252,88

Таблица 4.23. Денежные потоки по варианту 2 с учетом возмещения, млн. руб

Показатели	∑	Значение по годам														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Операционная деятельность																
Поступления	1282,78	23,10	439,80	92,64	81,74	74,57	70,46	66,85	63,46	59,75	58,11	55,23	52,35	50,28	48,20	46,24
Выручка	936,52	23,10	93,54	92,64	81,74	74,57	70,46	66,85	63,46	59,75	58,11	55,23	52,35	50,28	48,20	46,24
Возмещение НДС по капитальным вложениям	346,26	0,00	346,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Оттоки	6079,73	700,61	494,07	491,51	489,82	486,79	480,58	361,34	360,74	360,16	329,91	330,63	296,94	297,78	298,80	300,04
Эксплуатационные расходы	7023,16	824,89	567,55	564,68	564,68	562,41	555,81	415,36	415,27	415,26	379,77	381,14	341,81	343,18	344,77	346,59
Налоговые выплаты	-943,43	-124,28	-73,47	-73,17	-74,86	-75,61	-75,23	-54,02	-54,53	-55,10	-49,86	-50,52	-44,86	-45,40	-45,97	-46,56
Итого поток по операционной деятельности	-4796,96	-677,51	-54,28	-398,87	-408,08	-412,22	-410,12	-294,49	-297,27	-300,41	-271,80	-275,40	-244,59	-247,51	-250,60	-253,80
Инвестиционная деятельность																
Поступления	2653,36	483,75	226,34	226,34	226,34	224,07	217,48	77,04	76,94	76,94	41,45	41,45	0,92	0,92	0,92	732,43
Прочее	2653,36	483,75	226,34	226,34	226,34	224,07	217,48	77,04	76,94	76,94	41,45	41,45	0,92	0,92	0,92	732,43
Оттоки	2269,91	2269,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Капитальные вложения (с НДС)	2269,91	2269,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого поток по инвестиционной деятельности	383,44	-1786,16	226,34	226,34	226,34	224,07	217,48	77,04	76,94	76,94	41,45	41,45	0,92	0,92	0,92	732,43
Итого поступления денежных средств	3936,14	506,85	666,14	318,98	308,08	298,65	287,94	143,89	140,41	136,69	99,56	96,69	53,27	51,20	49,12	778,67
Итого оттоки денежных средств	8349,65	2970,52	494,07	491,51	489,82	486,79	480,58	361,34	360,74	360,16	329,91	330,63	296,94	297,78	298,80	300,04
Чистый денежный поток	-4413,51	-2463,67	172,07	-172,53	-181,74	-188,14	-192,64	-217,45	-220,33	-223,47	-230,35	-233,94	-243,67	-246,59	-249,68	478,63

Таблица 4.24. Денежные потоки по варианту 3 за счет собственных средств, млн. руб

Показатели	∑	Значение по годам						
		1	2	3	4	5	6	7
Операционная деятельность	-	-	-	-	-	-	-	-
Поступления	1220,66	28,50	595,29	126,54	126,54	126,54	126,54	90,71
Выручка	751,91	28,50	126,54	126,54	126,54	126,54	126,54	90,71
Возмещение НДС по капитальным вложениям	468,75	0,00	468,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Оттоки	2876,95	649,63	395,10	394,02	394,02	392,89	388,80	262,49
Эксплуатационные расходы	3266,74	763,56	444,36	443,09	443,08	441,74	436,91	294,00
Налоговые выплаты	-389,80	-113,93	-49,26	-49,07	-49,06	-48,86	-48,11	-31,51
Итого поток по операционной деятельности	-1656,28	-621,13	200,19	-267,48	-267,48	-266,34	-262,26	-171,78
Инвестиционная деятельность	-	-	-	-	-	-	-	-
Поступления	2539,89	669,52	337,75	337,75	337,75	336,52	331,73	188,87
Прочее	2539,89	669,52	337,75	337,75	337,75	336,52	331,73	188,87
Оттоки	3072,92	3072,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Капитальные вложения (с НДС)	3072,92	3072,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого поток по инвестиционной деятельности	-533,03	-2403,40	337,75	337,75	337,75	336,52	331,73	188,87
Итого поступления денежных средств	3760,55	698,02	933,04	464,29	464,29	463,06	458,27	279,58
Итого оттоки денежных средств	5949,87	3722,55	395,10	394,02	394,02	392,89	388,80	262,49
Чистый денежный поток	-2189,32	-3024,53	537,94	70,27	70,27	70,17	69,47	17,08

Источник: рассчитано авторами

Таблица 4.25. Денежные потоки по варианту 3 с учетом компенсации, млн. руб

Показатели	∑	Значение по годам						
		1	2	3	4	5	6	7
Операционная деятельность	-	-	-	-	-	-	-	-
Поступления	1220,66	28,50	595,29	126,54	126,54	126,54	126,54	90,71
Выручка	751,91	28,50	126,54	126,54	126,54	126,54	126,54	90,71
Возмещение НДС по капитальным вложениям	468,75	0,00	468,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Оттоки	2876,95	649,63	395,10	394,02	394,02	392,89	388,80	262,49
Эксплуатационные расходы	3266,74	763,56	444,36	443,09	443,08	441,74	436,91	294,00
Налоговые выплаты	-389,80	-113,93	-49,26	-49,07	-49,06	-48,86	-48,11	-31,51
Итого поток по операционной деятельности	-1656,28	-621,13	200,19	-267,48	-267,48	-266,34	-262,26	-171,78
Инвестиционная деятельность	-	-	-	-	-	-	-	-
Поступления	3550,21	669,52	337,75	337,75	337,75	336,52	331,73	1199,19
Прочее	3550,21	669,52	337,75	337,75	337,75	336,52	331,73	1199,19
Оттоки	3072,92	3072,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Капитальные вложения (с НДС)	3072,92	3072,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого поток по инвестиционной деятельности	477,29	-2403,40	337,75	337,75	337,75	336,52	331,73	1199,19
Итого поступления денежных средств	4770,87	698,02	933,04	464,29	464,29	463,06	458,27	1289,90
Итого оттоки денежных средств	5949,87	3722,55	395,10	394,02	394,02	392,89	388,80	262,49
Чистый денежный поток	-1178,99	-3024,53	537,94	70,27	70,27	70,17	69,47	1027,41

Источник: рассчитано авторами

Показатели экономической эффективности

Результаты расчета основных показателей эффективности представлены в таблицах 4.26 – 4.31.

Таблица 4.26. Показатели эффективности по варианту 1 за счет собственных средств

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам						
			1	2	3	4	5	6	7
Денежный поток	млн руб.	-1836,72	-2120,69	321,73	-0,03	-2,86	-6,38	-8,55	-19,92
Накопленный денежный поток	млн руб.	-1836,72	-2120,69	-1798,96	-1799,00	-1801,86	-1808,24	-1816,79	-1836,72
ЧДД	млн руб.	-1683,01	-1927,90	-1662,01	-1662,03	-1663,99	-1667,95	-1672,78	-1683,01
ВНД	%	-							
Срок окупаемости (простой)	годы	-							
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	-							
Индекс доходности капитальных вложений (ИД)	доли ед.	-0,13							
Максимальная отрицательная наличность (МОН)	млн руб.	-2120,69							

Таблица 4.27. Показатели эффективности по варианту 1 с учетом возмещения

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам						
			1	2	3	4	5	6	7
Денежный поток	млн руб.	-1399,34	-2120,69	321,73	-0,03	-2,86	-6,38	-8,55	417,46
Накопленный денежный поток	млн руб.	-1399,34	-2120,69	-1798,96	-1799,00	-1801,86	-1808,24	-1816,79	-1399,34
ЧДД	млн руб.	-1458,56	-1927,90	-1662,01	-1662,03	-1663,99	-1667,95	-1672,78	-1458,56
ВНД	%	-							
Срок окупаемости (простой)	годы	-							
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	-							
Индекс доходности капитальных вложений (ИД)	доли ед.	-0,13							
Максимальная отрицательная наличность (МОН)	млн руб.	-2120,69							

Таблица 4.28. Показатели эффективности по варианту 2 за счет собственных средств

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Денежный поток	млн руб.	-5145,03	-2463,67	172,07	-172,53	-181,74	-188,14	-192,64	-217,45	-220,33	-223,47	-230,35	-233,94	-243,67	-246,59	-249,68	-252,88
Накопленный денежный поток	млн руб.	-5145,03	-2463,67	-2291,61	-2464,14	-2645,88	-2834,02	-3026,67	-3244,12	-3464,45	-3687,92	-3918,27	-4152,21	-4395,88	-4642,46	-4892,14	-5145,03
ЧДД	млн руб.	-3332,13	-2239,70	-2097,50	-2227,12	-2351,26	-2468,08	-2576,82	-2688,41	-2791,19	-2885,97	-2974,78	-3056,77	-3134,41	-3205,84	-3271,59	-3332,13
ВНД	%	-															
Срок окупаемости (простой)	годы	-															
Срок окупаемости (дисконтирован-ный)	годы	-															
Индекс доходности капитальных вложений (ИД)	доли ед.	-1,08															
Максимальная отрицательная наличность (МОН)	млн руб.	-5145,03															

Таблица 4.29. Показатели эффективности по варианту 2 с учетом возмещения

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Денежный поток	млн руб.	-4413,51	-2463,67	172,07	-172,53	-181,74	-188,14	-192,64	-217,45	-220,33	-223,47	-230,35	-233,94	-243,67	-246,59	-249,68	478,63
Накопленный денежный поток	млн руб.	-4413,51	-2463,67	-2291,61	-2464,14	-2645,88	-2834,02	-3026,67	-3244,12	-3464,45	-3687,92	-3918,27	-4152,21	-4395,88	-4642,46	-4892,14	-4413,51
ЧДД	млн руб.	-3157,01	-2239,70	-2097,50	-2227,12	-2351,26	-2468,08	-2576,82	-2688,41	-2791,19	-2885,97	-2974,78	-3056,77	-3134,41	-3205,84	-3271,59	-3157,01
ВНД	%	-															

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Срок окупаемости (простой)	годы	-															
Срок окупаемости (дисконтирован-ный)	годы	-															
Индекс доходности капитальных вложений (ИД)	доли ед.	-1,08															
Максимальная отрицательная наличность (МОН)	млн руб.	-4892,14															

Таблица 4.30. Показатели эффективности по варианту 3 за счет собственных средств

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам						
			1	2	3	4	5	6	7
Денежный поток	млн руб.	-2189,32	-3024,53	537,94	70,27	70,27	70,17	69,47	17,08
Накопленный денежный поток	млн руб.	-2189,32	-3024,53	-2486,59	-2416,32	-2346,05	-2275,88	-2206,40	-2189,32
ЧДД	млн руб.	-2112,65	-2749,57	-2304,99	-2252,20	-2204,20	-2160,63	-2121,42	-2112,65
ВНД	%	-							
Срок окупаемости (простой)	годы	-							
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	-							
Индекс доходности капитальных вложений (ИД)	доли ед.	0,02							
Максимальная отрицательная наличность (МОН)	млн руб.	-3024,53							

Таблица 4.31. Показатели эффективности по варианту 3 с учетом компенсации

Показатели	Ед. изм.	Σ	Значения по годам						
			1	2	3	4	5	6	7
Денежный поток	млн руб.	-1178,99	-3024,53	537,94	70,27	70,27	70,17	69,47	1027,41
Накопленный денежный поток	млн руб.	-1178,99	-3024,53	-2486,59	-2416,32	-2346,05	-2275,88	-2206,40	-1178,99
ЧДД	млн руб.	-1594,19	-2749,57	-2304,99	-2252,20	-2204,20	-2160,63	-2121,42	-1594,19
ВНД	%	-							
Срок окупаемости (простой)	годы	-							
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	-							
Индекс доходности капитальных вложений (ИД)	доли ед.	0,02							
Максимальная отрицательная наличность (МОН)	млн руб.	-3024,53							

В результате проведенных исследований **установлено,** что совместные с КДУ проекты по проведению заблаговременной дегазации шахтных полей могут реализовываться только на основе заключения договоров подряда на выполнение услуг.

В целях оценки влияния ЗД на эффективность работы компании по добыче угля выполнена оценка технико-экономических показаний работы КДУ с учетом проведения дегазационных работ ГДО как подрядной организации.

Оценка экономической эффективности деятельности КДУ при осуществлении ЗД шахтного поля (без учета затрат на ее проведение) выполнена на примере шахты «Распадская-Коксовая». Рассмотрены 3 возможных варианта отработки запасов поля шахты «Распадская-Коксовая» (блок №2):

- 1 вариант – без проведения ЗД (коэффициент дегазации 0 %)

- 2 вариант (Б и Б1) – проведения частичной ЗД (коэффициент дегазации – 40 или 58 %);

- 3 вариант – проведения полной ЗД (коэффициент дегазации – 80 %).

Экономическая эффективность работы угледобывающей компании рассматривается только с позиции снижения метановыделения в шахте.

Основные технико-экономические показатели проведенных расчётов по вариантам отработки запасов представлены в таблице 4.32

Таблица 4.32. Сводные технико-экономические показатели

Показатели	**Ед. изм.**	**Значение по вариантам**			
		Вариант А	**Вариант Б**	**Вариант Б.1**	**Вариант В**
Коэффициент ЗД (уровень дегазации)	%	0	40	58	80
Добыча угля	тыс. т	54400	71000	77600	85500
Период расчета	лет	24	24	24	24
в т.ч. строительство	лет	4,5	4,5	4,5	4,5
эксплуатация	лет	19,5	19,5	19,5	19,5
Объем товарной продукции	тыс. т	33057,6	44709,7	49570,3	56420,4
Цена реализации единицы товарной продукции	руб./т	4669,8	4751,7	4751,7	4858,5

Показатели	Ед. изм.	Значение по вариантам			
		Вариант А	Вариант Б	Вариант Б.1	Вариант В
Стоимость товарной продукции	млн. руб	154372,0	212445,2	223548,3	274117,1
Инвестиционные вложения, всего	млн. руб	51902,9	57893,1	57893,1	56465,1
в том числе.					
Первоначальные капитальные вложения	млн. руб	30219,3	30049,0	30049,0	28336,2
Капитальные вложения в период эксплуатации	млн. руб	20886,7	24925,2	24925,2	24146,6
Удельный вес капитальных затрат на вентиляцию и дегазацию в инвестиционных затратах					
- в первоначальных	%	17,14%	15,52%	13,20%	8,82%
- в общих	%	14,97%	12,10%	9,52%	4,79%
Удельные капитальные затраты, связанные с дегазацией и вентиляцией на 1т добычи за расчетный период					
- в первоначальных	руб./т	95,2	65,7	42,3	29,2
- в общих	руб./т	142,8	98,6	59,6	31,7
Эксплуатационные затраты	млн. руб	107860	117190		119674
в том числе					
- затраты на добычу (без дегазации и вентиляции)	млн. руб	83076	90420	92301	99435
- дегазация	млн. руб.	7570	6042	3210	1049
-бурение	млн. руб	3645	3199	2300	528
-работа дегазационных установок	млн. руб	3925	2843		522
- прочие затраты	млн. руб	13174	16362	17542	19190
Доля эксплуатационных затрат связанных с вентиляцией и дегазацией	%	13,3%	11,1%	9,3%	3,0%
в том числе дегазация	%	7,0%	5,2%	3,4%	0,9%
Себестоимость единицы товарной продукции	руб./т	3262,8	2621,1	2345,8	2121,1
Валовая прибыль	млн. руб	46511,6	95255,5	102580,0	154442,9
Налог на имущество	млн. руб	5280,8	5234,0	5210,0	5247,1
Налогооблагаемая прибыль	млн. руб	41230,8	90021,5	97370,0	149195,8
Налог на прибыль	млн.	8246,2	18004,2	19474,0	29839,0

Показатели	Ед. изм.	Значение по вариантам			
		Вариант А	Вариант Б	Вариант Б.1	Вариант В
	руб				
Чистая прибыль	млн. руб	32984,6	72017,3	77896	119356,8
Ставка дисконтирования	%	10	10	10	10
-Чистый дисконтированный доход	млн. руб	-12753,0	-3158,2	0,00	8052,8
- Индекс доходности	доли ед.	0,51	0,87	1,03	1,27
- Срок окупаемости инвестиций	лет	не окуп.	не окуп.	21,5	19,0
Внутренняя норма доходности	%	3,37	8,58	9,89	13,2

Из представленных данных в таблице 4.32, можно сделать вывод, что проведение ЗД в шахте эффективно. Так по варианту 1 без проведения ЗД эффективность дальнейшей добычи угля отсутствует, так как ВНД имеет низкое значение равное 3,37% при ставке дисконта 10%, также отрицательный ЧДД -12,7 млрд. руб, вложенные инвестиции не окупаются.

При осуществлении ЗД на 38% в варианте 2 экономическая эффективность добычи угля повышается до уровня ВНД 8,58%, ЧДД = -3,16 млрд. руб, при ставке дисконтирования 10%, полученный результат также не окупает вложенных капитальные вложений и эксплуатационных затрат.

Положительный экономический результат складывается только при осуществлении ЗД на 80%, ЧДД достигает положительного значения в 8 млрд. руб, ВНД = 13,2% при ставке дисконта 10%.

Эффективность работы шахты при осуществлении ЗД, оцененная по результатам исследований, представлена на рис. 4.5.

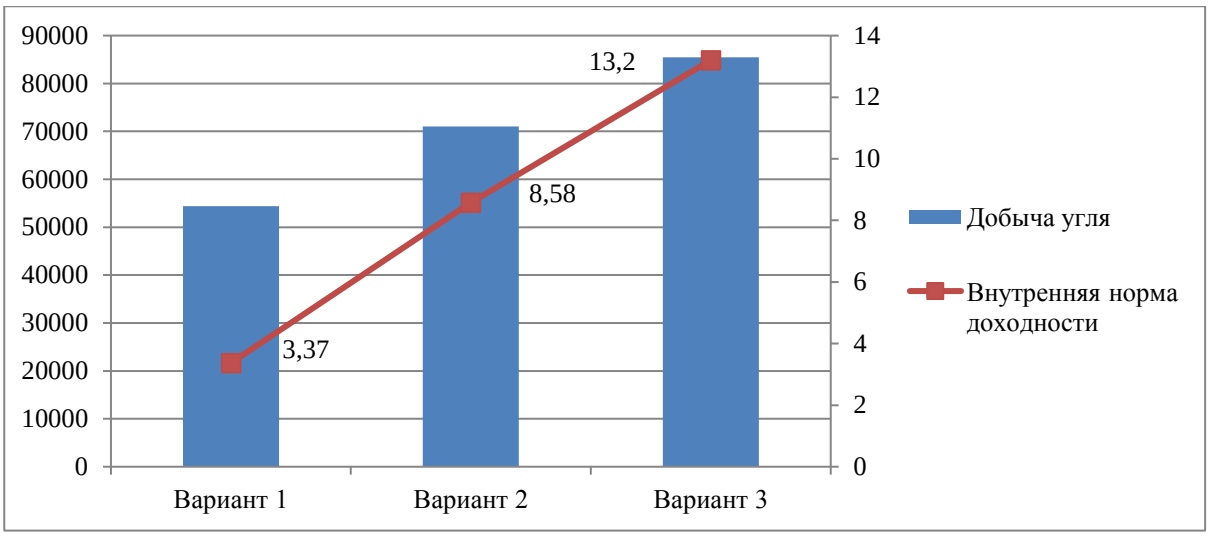

Рисунок 4.5. Эффективность заблаговременной дегазации для шахты

Таким образом доказано, за счет проведения ЗД проект отработки запасов угля становится экономически эффективным и финансово привлекательным. В случае реализации частичной ЗД (около 40%), тогда достигается предельно низкий уровень экономической эффективности (ВНД - 8,6 %), который возможен только при принятии недропользователем решения о стратегической важности отработки данных запасов. Для получения экономически привлекательного проекта отработки запасов необходимо, чтобы коэффициент ЗД достигал 80 %.

В результате осуществления ЗД шахтного поля: снижение метановыделения позволяет увеличить проектную мощность шахты по варианту 2 на 47 %, по варианту 3 на 84 %. Рост выручки шахты за рассматриваемый период по варианту 2 составляет 58,1 млрд. руб (38 %), по варианту 3 – 119,7 млрд. руб (77 %). Снижаются капитальные вложения на вентиляцию и дегазацию в самой шахте, а именно: снижается количество дегазационных установок и протяженность дегазационного трубопровода, уменьшаются сечения флангового наклонного и вертикального вентиляционного стволов, уменьшается количество буровых установок, исключается работа газоотсасывающей установки (вариант 3). Инвестиционные вложения на вентиляцию и дегазацию за рассматриваемый

период по варианту 2 сокращаются на 0,77 млрд. руб, по варианту 3 - на 5,1 млрд. руб. Удельный вес инвестиций на вентиляцию и дегазацию снижается с 15,0 % по варианту 1 до 12,1 % и 4,8 % по вариантам 2 и 3 соответственно. В целом инвестиции за рассматриваемый период по вариантам увеличиваются за счет роста мощности шахты: по варианту 2 прирост составляет 5,99 млрд. руб (11,5 %), по варианту 3 - 4,56 млрд. руб (8,8 %). По варианту 3 заблаговременная дегазация позволяет исключить дорогостоящие газоотсасывающий и дегазационные комплексы и снизить инвестиции на 1,4 млрд. руб по сравнении с вариантом 2.

Общие удельные инвестиции на 1 т добычи (за период рассмотрения) при увеличении коэффициента заблаговременной дегазации снижаются с 954 руб/т до 660 руб/т.

Проведение ЗД приводит к снижению себестоимости добычи: за счет сокращения затрат на вентиляцию и дегазацию себестоимость снижается на 79,4 руб/т (вариант 2), на 220,8 руб/т (вариант 3), прирост мощности шахты обеспечивает сокращение затрат на 253,6 руб/т и 364,2 руб/т по вариантам 2 и 3, соответственно.

В результате увеличения объема добычи за рассматриваемый период общие эксплуатационные затраты по варианту 2 увеличиваются на 9,3 млрд. руб по варианту 3 на 11,8 млрд. руб. Удельный вес затрат на вентиляцию и дегазацию в общей структуре затрат снижается с 13,3 % по варианту 1 до 11,1 % и 3,0 % по вариантам 2 и 3, соответственно.

Кумулятивный эффект от проведения ЗД (рост проектной мощности и снижение затрат шахты на вентиляцию и дегазацию) выражается в увеличении коммерческой эффективности от отработки оцениваемых запасов. Чистый доход по варианту 2 возрастает на 36,5 млрд. руб по варианту 3 на 85,9 млрд. руб с учетом дисконтирования на 9,6 млрд. руб и 20,8 млрд. руб, соответственно.

В сводном виде анализ влияния основных экономических факторов на изменение чистого дохода от отработки рассматриваемых запасов по

вариантам представлен в таблице 4.33.

Таблица 4.33. Анализ основных экономических факторов, млрд. руб.

Показатели	Вариант 2 к варианту 1	Вариант 3 к варианту 1
Прирост выручки от реализации за счет ЗД	+ 58,1	+ 119,8
Прирост инвестиций за счет ЗД	+ 6,0	+ 4,6
в том числе:		
за счет прироста мощности	+ 6,8	+ 9,6
за счет снижения затрат на дегазацию и вентиляци	- 0,8	- 5,1
Изменение эксплуатационных затрат за счет ЗД	+ 9,3	+ 11,8
в том числе:		
за счет прироста мощности	+ 10,6	+ 22,5
за счет снижения затрат на дегазацию и	-1,3	-10,7
Прирост амортизации за счет ЗД	+ 3,4	+ 4,1
Прирост налога на прибыль за счет ЗД	+ 9,8	+ 21,6
Прирост чистого дохода за счет ЗД	+ 36,4	+ 85,9

Источник: рассчитано авторами

Проведенный анализ влияния ЗД на отработку запасов угля в шахтных условиях показывает, что основным фактором повышения эффективности отработки запасов является значительный рост производственной мощности предприятия. Сокращение затрат на вентиляцию и дегазацию шахты оказывает существенно меньшее влияние.

4.2. Оценка рисков, связанных с дегазационными процессами при подземной добыче угля

В результате осуществления инновационного проекта по ЗДУП возможны следующие группы рисков.

Геологические риски, которые определяются:

- недостаточной геологической изученностью – риск не подтверждения запасов;

- недостаточной изученностью геолого-промысловых характеристик – риск несоответствия принятого коэффициента извлечения метана конкретным горно-геологическим условиям и неполучение проектных дебитов.

Технологические риски включают:

- неполучение проектных дебитов (из-за не качественного первичного и вторичного вскрытия УП, неоптимальных методов интенсификации притока газа, неоптимальных режимов работы скважин);

- низкое качество сервиса по строительству, заканчиванию бурением и эксплуатации скважин для добычи МУП;

- потеря целостности массива угля в результате проведения работ по ГРП;

- поломки очистной техники вследствие некачественной ликвидации скважин, пробуренных с поверхности;

- нарушение технологии утилизации метана.

Организационные риски связаны с отсутствием:

- сервиса технических услуг;

- опыта добычи МУП (недостаток квалифицированных кадров).

Налоговые риски:

- отмена налоговых льгот субъектом Российской Федерации;

- изменение налогового законодательства.

Инвестиционный риск определяется:

- потерей инвестиционной привлекательности проекта в связи с возможным снижением его эффективности;

- отсутствием средств на оплату подрядных работ у заказчика.

Экологические риски связаны с нанесением ущерба окружающей среде в результате производственной деятельности. Снижение экологических рисков возможно только при условии экономического благополучия добывающих и перерабатывающих производств, способных финансировать природоохранные мероприятия и новые природоохранные технологии.

Как уже отмечалось, кроме заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов на шахтах в процессе проведения очистных работ также осуществляются: дегазация предварительная (ПД) – дегазация

разрабатываемых пластов угля, осуществляемая пробуренными из горных выработок скважинами до начала очистных работ с изолированным выводом метана на поверхность; дегазация текущая (ТД) - дегазация источников газовыделения в процессе ведения горных работ с изолированным выводом метана на поверхность [23]. Таким образом, дегазация высоко газоносных угольных пластов является непрерывным процессом, осуществляемым до ликвидации шахты.

Как отмечают эксперты Комитета по устойчивой энергетике ЕЭК ООН [35], ЗД может обеспечить снижение газообильности горных выработок на 75-80 %. Дальнейшая ПД и ТД позволяет еще на 15-20 % снизить газообильность горных выработок.

Авторская оценка рисков при добыче метана угольных пластов представлена на рис. 4.6.

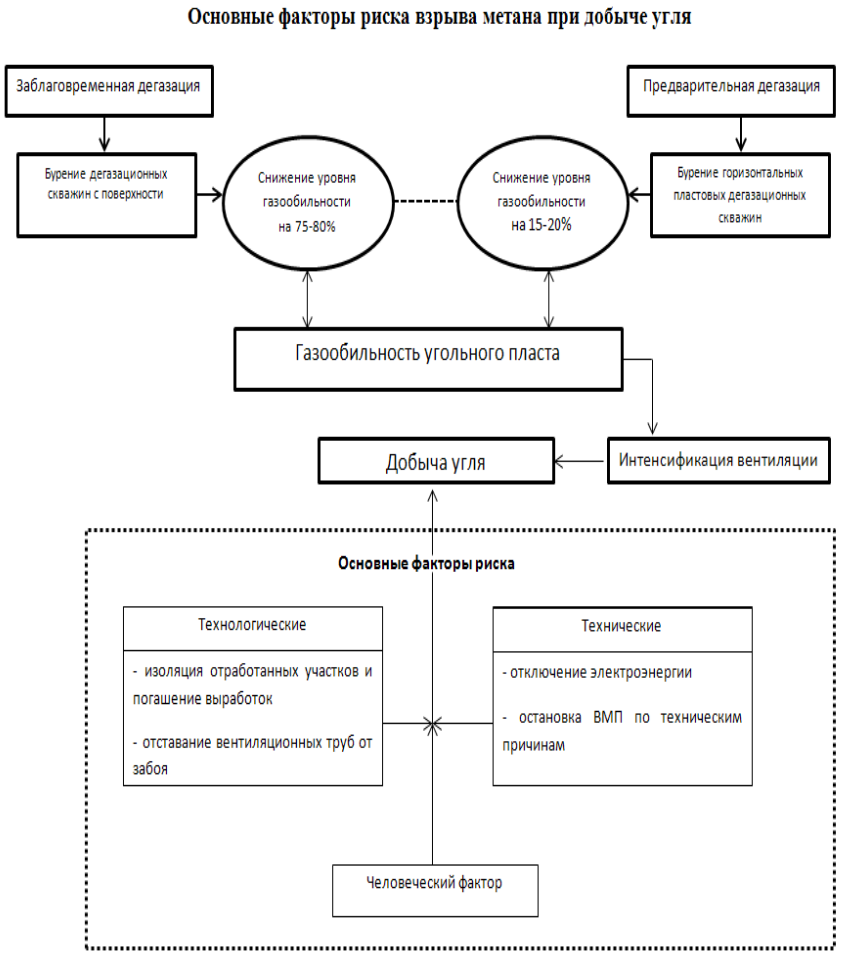

Рисунок 4.6. Основные факторы риска взрыва метана при добыче угля

Прогнозный результат дегазации и соответствующие оценки рисков процессов дегазационной подготовки представлен в табл. 4.34.

Таблица 4.34. Оценка возможных результатов снижения рисков взрыва метана, связанных с заблаговременной дегазации угольных пластов и внутришахтной дегазацией

Процессы дегазационной подготовки	Прогнозный результат дегазации, %	Оценочный риск, %	Примечание
Отсутствие дегазации высоко газоносных УП	-	50,0	Без проведения дегазационных работ
ЗДУП	75,0 – 80,0	12,5 – 13,0	-
ПД шахтного поля	12,0 – 15,0	4,5 – 5,0	-
ТД	5,0 – 7,0	2,5 – 3,0	-
Внутришахтная дегазация	3,0 - 5,0	1,5 – 2,0	Как правило снижается системой внутришахтной вентиляции

Источник: экспертные оценки авторов

Сокращение метановыделения в угольных шахтах может достигаться следующими путями:

- использованием рациональных технологических систем разработки и вентиляции выемочных участков;

- дегазацией УП, выработанного пространства и других источников метановыделения;

- надежной изоляцией отработанных участков и погашением выработок.

Первое из главных направлений снижения рисков взрыва шахтного метана – это интенсификация вентиляции подземных горных выработок с соблюдением режима контроля за содержанием метана в атмосфере (его объемная доля не должна превышать 1,5 %). Основные причины загазирования шахтных выработок – это отключение электроэнергии (35 %), остановки вентиляторов местного проветривания (ВМП) по причинам, не связанным с отключением электроэнергии (13 %), нарушение целостности (отставание) вентиляционных трубопроводов от забоя (9 %).

Второе - дегазация УП за счет бурения горизонтальных скважин

непосредственно из забоя в направлении намеченного маршрута. Это позволяет регулировать отток газа из горных пород. Кроме бурения горизонтальных скважин, необходимо осуществлять бурение вертикальных скважин - с поверхности земли по проектной трассе горной выработки.

После проведения ЗД абсолютное метановыделение в шахте снизится в 5,6 раз, следовательно, риск возникновения по той или иной причине взрывоопасной концентрации метана будет значительно меньше.

Кроме того, следует отметить, что после проведения ЗД параметры проветривания подготовительных забоев принимаются не по газовому фактору, а по минимальной скорости движения воздуха, что также значительно снижает риск взрыва метана.

Краткие выводы по главе:

1. Оценка экономической эффективности разработки высоко газоносных угольных пластов должна проводиться как в комплексе, когда учитывается совместная экономическая эффективность добычи метана из угольных пластов для ГДО и КДУ, так и по отдельности для ГДО и КДУ для определения возможных компенсационных затрат при добыче МУП. Дополнительно для КДУ рассчитывается экономия от повышения безопасности горных работ при выполнении заблаговременной дегазации.

2. Определены основные факторы риска взрыва метана при добыче угля. Кроме технико-технологических факторов немаловажную роль играет человеческий фактор.

3. Выполнена оценка возможных результатов снижения рисков взрыва метана, связанных с заблаговременной дегазации угольных пластов и внутришахтной дегазацией

Заключение

Согласно Энергетической стратегии России Кузнецкий угольный бассейн вплоть до 2035 года останется базовым для угледобычи. Будут осваиваться новые месторождения с благоприятным залеганием угольных пластов в традиционных районах добычи, к которым относится Кузбасс. В этих условиях государство должно сформировать и обеспечить реализацию механизма госзаказа на заблаговременную дегазацию высоко газоносных угольных пластов. Период заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов должен быть увязан с перспективами развития угольной промышленности как на федеральном, так и региональном уровнях.

В результате проведения заблаговременной дегазации угольных пластов уровень их газоносности может быть снижен на 75 - 80%. Реализация проектов заблаговременной дегазационной подготовки угольных месторождений Кузбасса с использованием технологий добычи МУП должна осуществляться на основе предложенного авторами организационно-экономического механизма, учитывающего экономические интересы как угольных, так и газодобывающих компаний, что позволит создать необходимые условия для рационального развития ТЭК России, повышения эффективности и безопасности функционирования шахт, росту экономии от повышения безопасности труда и повышение уровня социально-экономического развития угледобывающих регионов.

При этом оценка экономической эффективности результатов заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов должна носить комплексный характер. Для расчета показателей экономической эффективности разработки метаноугольного месторождения в целом, необходимо учитывать совместную экономическую эффективность добычи метана из угольных пластов для ГДО и КДУ, и экономическую эффективность проведения дегазации для ГДО и КДУ по отдельности.

По оценкам специалистов отрасли результатом заблаговременной дегазации шахтных полей за счет повышения уровня безопасности добычи угля может быть увеличение проектной мощности шахты до 1,8 раз, снижение себестоимости добычи угля на 25 – 35 %, рост в 2,1 - 3,5 раза чистой прибыли. При этом многократно повышается уровень безопасности проведения горных работ в угольных шахтах, что практически может исключить внезапные взрывы метана и гибель шахтёров.

Список литературы

Нормативные документы

1. Налоговый кодекс Российской Федерации часть 2 (НК РФ ч.2) (5 августа 2000 года N 117-ФЗ).

2. Закон Российской Федерации от 21.02.92 № 2395-1 «О недрах».

3. Федеральный закон от 28.12.2010 № 425 – ФЗ «О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации».

4. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 № 426-ФЗ.

5. Федеральный закон от 26.07.2010 № 186-ФЗ «О внесении изменений в статьи 1 и 14 Федерального закона «О государственном регулировании в области добычи и использования угля, об особенностях социальной защиты работников организаций угольной промышленности» и отдельные законодательные акты Российской Федерации».

6. Федеральный закон от 29.12.2012 № 278-ФЗ «О внесении изменений 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».

7. Федеральный закон от 13.07.2015 N 224-ФЗ (ред. от 03.07.2016) «О государственно-частном партнерстве, муниципально-частном партнерстве в Российской Федерации и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

8. Долгосрочная программа развития угольной промышленности России на период до 2030 года (утверждена Распоряжением Правительства РФ от 21 июня 2014 г. N 1099-р).

9. Основные Положения энергетической стратегии России на период до 2030 года (утверждены распоряжением Правительства Российской

Федерации от 13.11. 2009 № 1715-р).

10. Стратегия развития угольной промышленности Кузбасса до 2025 года (в соответствии с поручением Правительства РФ от 24 июня 2010 года № ВП-П9-35).

11. Постановление Администрации Кемеровской области от 25.12.2014 № 525 «О включении проектов в Перечень инвестиционных проектов Кемеровской области, о присвоении статуса резидента технопарка Кемеровской области и включении в реестр резидентов технопарков Кемеровской области, о продлении периода оказания государственной поддержки резидентам технопарка, включенным в реестр резидентов технопарков Кемеровской области, и субъектам инвестиционной деятельности, инвестиционные проекты которых включены в перечень инвестиционных проектов Кемеровской области».

12. Распоряжение Коллегии Администрации Кемеровской области от 06.10.2017 № 447-р «О внесении изменений в распоряжение Коллегии Администрации Кемеровской области от 09.11.2015 № 616-р «Об утверждении прогноза социально-экономического развития Кемеровской области на период до 2028 года».

13. Основные положениями социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года (утверждены распоряжением Правительства Российской Федерации от 17.11.2008г. № 1662-р).

14. Положение о порядке лицензирования пользования недрами (утверждено Постановлением Верховного Совета Российской Федерации от 15.07.92 № 3314-1).

15. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах» (утверждены Приказом Ростехнадзора от 19.11.2013 № 550).

16. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 27.02.2015 №177 «О проведении разовой актуализации лицензий на пользование недрами».

17. Положение об аэрогазовом контроле в угольных шахтах (утверждено Приказом Ростехнадзора от 01.12.2011 № 678).

18. Положение по бухгалтерскому учету «Расходы организации» ПБУ 10/99 (утверждено Приказом Минфина России от 06.05.99 № 33н).

19. Положение по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности в Российской Федерации (утверждено Приказом Минфина России от 29.07.98 № 34н).

20. Положение по ведению бухгалтерского учета и бухгалтерской отчетности (утверждено приказом Минфина России от 24.12.2010 № 186н).

21. Порядок проведения геологоразведочных работ по этапам и стадиям (ТПИ) (утвержден Распоряжением Минприроды России от 5.07.99 № 83-р).

22. Допустимые нормы содержания взрывоопасных газов (метана) в шахте, угольных пластах и выработанном пространстве, при превышении которых дегазация является обязательной (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 25.04.2011 г. № 315).

23. Инструкция по дегазации угольных шахт (утверждена приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 01.12.2011 г. №679).

24. Перечень видов расходов, связанных с обеспечением безопасных условий и охраны труда при добыче угля, принимаемых к вычету из суммы налога на добычу полезных ископаемых (утвержден Постановлением Правительства Российской Федерации от 10 .06.2011. № 455).

25. Правила определения коэффициента Кт для исчисления предельной величины налогового вычета из суммы налога на добычу полезных ископаемых при добыче угля (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 10.06.2011 № 462).

26. Порядок определения размера арендной платы, порядка условий и сроков внесения арендной платы за использование земельных участков, государственная собственность на которые не разграничена, на территории

Кемеровской области (утвержден Постановлением Коллегии Администрации Кемеровской области от 05.02.2010 № 47).

27. Об установлении тарифов на электрическую энергию для населения и приравненным к нему категориям потребителей Кемеровской области (Постановление региональной энергетической комиссии Кемеровской области от 12.12.2014 №835).

28. Порядок начисления амортизационных отчислений по основным фондам в народном хозяйстве (утвержден Госпланом СССР, Минфином СССР, Госбанком СССР, Госкомцен СССР, Госкомстатом СССР, Госстроем СССР 29.12.90 № ВГ-21-Д/144/17-24/4-73 (№ ВГ-9-Д).

29. Единые нормы амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР (утверждены Постановлением Совмина СССР от 22.10.90 № 1072).

30. О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах (утверждены Постановление Правительства РФ от 13.09.2016 № 913).

Книги и учебные пособия

31. Геил Д., Фроинд П. Снижение метановой эмиссии для предотвращения глобального изменения климата. Роль России/– Новосибирск.: Издательство Сибирского отделения Российской академии наук, 2000. – 800 с.

32. Золотых С.С., Карасевич, А.М. Проблемы промысловой добычи метана в Кузнецком угольном бассейне/– М.: ИСПИН, 2002. – 570 с.

33. Зубарева В.Д., Саркисов А.С., Андреев А.Ф. Инвестиционные нефтегазовые проекты: эффективность и риски: Учебное пособие/ – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2010. – 259 с.

34. Карасевич А.М. Кузнецкий бассейн – крупнейшая сырьевая база промысловой добычи метана из угольных пластов/ А.М. Карасевич, В.Т. Хрюкин, Б.М. Зимаков и др. – М.: Издательство Академии горных наук, 2001. – 62 с.

35. Карасевич А.М., Сторонский Н.М., Мелехин Е.С., Журило А.А. Освоение нетрадиционных ресурсов газа: прогнозы и реалии/ - М.: Логос, 2011. - 120 с.

36. Мадера А.Г. Риски и шансы: неопределенность, прогнозирование и оценки/А.Г. Мадера. - М.: КРАСАНД, 2014. – 448 с

37. Пучков Л.А., Сластуанов С.В., Коликов К.С. Извлечение метана из угольных пластов/– М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2002. – 383 с.

38. Пучков Л.А., Красюк Н.Н., Золотых С.С., Максименко Ю.М. Опыт и перспективы использования угольного метана– М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2004. – 48 с.

39. Рогова Т. Б. Подсчет запасов угольных месторождений: учеб. пособие/ Т. Б. Рогова, С. В. Шаклеин, В.О. Ярков. – Кемерово: Кузбас. гос. техн. ун-т., 2010. – 136 с.

40. Рубан А.Д., Щадов М.И. Подготовка и разработка высоко газоносных угольных пластов: Справочное пособие/– М.: Издательство «Горная книга», 2010. - 500 с.

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

42. Степин Ю.П., Трахтенгерц Э.А. Компьютерная поддержка управления нефтегазовыми технологическими процессами и производствами - Книга 1. – М.: «Вектор ТиС», 2007. - 384 с. Книга 2. М.: МАКС Press, 2008. – 528 с.

43. Шумилов В.А. Геофизические исследования скважин при разведке и добыче метана угольных пластов/–Пермь: Перм. Гос. нац. исслед. ун-т, 2014. – 138с.

Диссертационные исследования

44. Гизатуллина Л.С. Эколого-экономическая оценка использования шахтного метана: дис. … канд. экон. наук: 08.00.19/ Гизатуллина Лилия Саляховна. – М., 1992. – 171 с.

45. Васильев А.Н. Проектирование наклонно направленных скважин для разведки метана в угольных пластах: дис. ...канд. тех. наук: 25.00.14/ Васильев Александр Николаевич. – М., 2013. – 112 с.

Периодические издания

46. Афонина И.А., Кузина Е.С. Механизм финансирования заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов //Микроэкономика - №5, 2017. – С. 64-66.

47. Виноградова О.В. Нетрадиционный газ из Китая //Нефтегазовая вертикаль - №18, 2010. – С.78-81.

48. Карасевич А.М., Сторонский Н.М., Мелехин Е.С., Дудиков М.В. Об особом порядке государственного регулирования добычи метана угольных пластов //НефтьГазПраво - № 1, 2012. - С. 45 – 48.

49. Колобов О.Э. Перспективы развития промышленной добычи метана угольных пластов в России //НефтьГазПраво - №5, 2016. - С. 15-18.

50. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление - №5, 2015.- С. 8-17.

51. Крейнин Е.В. Комплексная дегазация углеметанового месторождения как вариант взрывобезопасной и эффективной его разработки //Уголь - №12, 2006. – С. 46-48.

52. Крюков В.А., Павлов Е.О. Интегральная оценка эффективности систем недропользования (опыт сравнительной оценки) //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление - №1, 2014. - С. 34-41.

53. Крупышев Д.А., Стрекалова, П.А. Правовое сопровождение проектов по переработке шахтного метана в «зеленую энергию» //Нефть Газ

Право - №2, 2012. - С. 35-42.

54. Кузина Е.С., Швачко Е.В. Перспективы использования метана из угольных пластов //Наука и техника в газовой промышленности - №2 (62), 2015. -С. 22-25.

55. Кузина Е.С. Оценка экономической эффективности реализации метана из угольных пластов //Нефть, газ и бизнес - №11, 2017. – С. 51-53.

56. Кузина Е.С. Об оценке экономической эффективности заблаговременной дегазации высоко газоносных угольных пластов //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление - № 6, 2017. – С. 46-48.

57. Мелехин Е.С., Кошелец А.В. Добыча метана из угольных пластов как основа повышения безопасности и эффективности добычи угля //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление - № 2, 2012. - С. 51-55.

58. Мелехин Е.С. Механизм формирования государственного заказа на предварительную дегазацию высоко газоносных угольных пластов //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление - № 2, 2013. - С. 36 – 39.

59. Мелехин Е.С. Экономико-правовые аспекты процесса дегазации высоко газоносных угольных пластов //Маркшейдерия и недропользование - № 6, 2012. - С. 23 – 31.

60. Мелехин Е.С. Некоторые проблемы осуществления дегазации высоко газоносных угольных пластов //Маркшейдерия и недропользование - № 1, 2013. - С. 10 – 13.

61. Мелехи Е.С., Малахова Е.Г. Заблаговременная дегазация высоко газоносных пластов как фактор перспективного развития угольной промышленности //Маркшейдерия и недропользование - № 1, 2014. - С. 33-34.

62. Мелехин Е.С., Кузина Е.С. Заблаговременное извлечение метана угольных пластов как основной фактор повышения уровня безопасности на

проектируемых шахтах //Наука и техника в газовой промышленности - №1 (65), 2016. - С. 91-94.

63. Мелехин Е.С., Кузина Е.С. Заблаговременная дегазация высоко газоносных угольных пластов – задача государственная //Маркшейдерия и недропользование - №2 (82), 2016. - С. 19-22.

64. Мелехин Е.С., Кузина Е.С. Обеспечение создания безопасных условий труда при добыче угля из высоко газоносных угольных пластов через механизмы госзаказа на их заблаговременную дегазацию //Маркшейдерия и недропользование - №3 (83), 2016. - С. 3-5.

65. Мелехин Е.С., Кузина Е.С. Добыча метана угольных пластов как осознанная необходимость //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление - № 6, 2016 - С. 62 – 63.

66. Михайлов Б.К., Киммельман С.А. О законодательной поддержке инновационных направлений развития минерально-сырьевого комплекса России //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление - №1, 2010. - С. 53-61.

67. Назаров В.И. Геолого-экономический аудит сырьевой базы углеводородов (методология, практические задачи) //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление - №2, 2014. - С. 44-50.

68. Панфилов Е.И. О проблемах повышения эффективности функционирования минерально-сырьевого комплекса России //Горная промышленность - №4, 2010. – С.2-8.

69. Пучко Л.А., Сластунов С.В., Презент Г.М., Баймухаметов С.К. Угольный метан некоторые проблемы и направления их решения //Уголь - №12, 2003. – С. 28-33.

70. Пучков, Л.А. Сластунов С.В. Эффективное решение проблемы метанобезопасности угольных шахт России — безотлагательная задача сегодняшнего дня //Уголь - № 12, 2006. – С. 37-41.

71. Пучков Л.А., Сластунов С.В. Проблемы угольного метана мировой и отечественный опыт их решения //Горный информационно-

аналитический бюллетень (научно-технический журнал) - №4, 2007. – С.5-24.

72. Сластунов С.В., Коликов К.С., Ермак Г.П. Угольный метан: добыча или дегазация //Газовая промышленность - № 10, 2012. - С. 60 – 62.

73. Сторонский Н.М. Нетрадиционные ресурсы метана угленосных толщ //Н.М. Сторонский, В.Т. Хрюкин, Д.В. Митронов, Е.В. Швачко - Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева) - № 6, 2008. – С. 63-72.

74. Сторонский Н.М., Швачко Е.В., Мелехин Е.С. Добыча метана из высоко газоносных угольных пластов как дополнительный фактор развития экономики России //Наука и техника в газовой промышленности - № 3 (59), 2014. - С. 3 – 12.

75. Тарзанов И.Г. Итоги работы угольной промышленности России за январь-декабрь 2014 года //Уголь - №3, 2015. – С.56-71.

76. Тарзанов И.Г. Итоги работы угольной промышленности России за январь-декабрь 2015 года //Уголь - №3, 2016. – С.58-72

77. Тарзанов И.Г. Итоги работы угольной промышленности России за январь-декабрь 2018 года //Уголь - №3, 2019. – С. 64-79.

78. Шаклеин С.В., Писаренко, М.В. Обоснование необходимости перехода на интенсивный путь развития угольной базы Кузнецкого Бассейна // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал) - №4, 2013. – С. 186-193.

79. Шаклеин С.В., Писаренко М.В. Подходы к обоснованию концепции развития минерально-сырьевой базы Кузнецкого угольного бассейна //Рациональное освоение недр - №2, 2012. - С.38-40.

80. Шаклеин С.В., Писаренко М.В. Нетрадиционные технологии добычи угля-основа интенсивного освоения минерально-сырьевой базы Кузбасса //Горная промышленность- №4, 2010 - С. 22-25.

81. Шкуратский Д.Н., Журавлев В.А., Шаклеин С.В. Задачи геологического обеспечения стратегии развития угольной промышленности Кузбасса до 2025 г. //Минеральные ресурсы России. Экономика и

управление - № 6, 2011. - С. 47 – 51.

82. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В. Газовая промышленность России: современное состояние и долгосрочные тенденции развития //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление - №4, 2014. - С. 36-46.

Иностранные источники

83. Arthur J.D., Langhus B.G. and Vonfeld C. «Current and Evolving Issues Pertaining to Produced Water and the Ongoing Development of Coal Bed Methane», presented at the International Coalbed and Shale Gas Symposium Tuscaloosa, Alabama, 2008.

84. Byrer C.W., Litynsk J.T. and Plasynski, S.I «U.S. DOE Regional Carbon Sequestration Partnerships Effort» presented at the International Coalbed and Shale Gas Symposium, Tuscaloosa, Alabama, 2007.

85. Johnston A.A., Lamber S., Bustos,O.A., Pashin J.C., Wray, A. Coalbed Methane: Clean Energy for the World - Oilfield Review. – 2009. – p. 4-13.

Интернет ресурсы

86. Газпром. Имеющаяся в России ресурсная база позволяет добывать угольный газ в промышленном масштабе [Электронный ресурс] – 2010. – Режим доступа: http://www.gazprom.ru/press/comments/359460/

87. Газпром. «Газпром» направил в Правительство РФ предложения о мерах по стимулированию добычи угольного газа [Электронный ресурс] – 2010. – Режим доступа: http://www.gazprom.ru/press/news/2010/may/article98803/

88. Газпром. Гигантский потенциал, Интервью члена Правления, начальника Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти ОАО «Газпром» Всеволода Черепанова [Электронный ресурс] // Журнал «Газпром». – 2012. - Режим доступа: http://www.gazprom.ru/press/news/reports/2012/huge-potential/

89. ЕЭК ООН. Концептуальные подходы к разработке высоко газоносных угольных месторождений, доклад Комитета по устойчивой

энергетике, специальная группа экспертов по шахтному метану [Электронный ресурс] – 2007. – Режим доступа: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/ie/se/pdfs/cmm/cmm3/ECE.ENERGY.GE.4.2007.2_r.pdf

90. Институт проблем естественных монополий. Рискованный прибыльный проект: Перспективы добычи угольного метана в России [Электронный ресурс] / Белогорьев, А. – 2007 – Режим доступа: http://www.ipem.ru/news/publications/307.html

91. Лента региональных новостей. Модернизация по-кузбасски [Электронный ресурс] – 2011. – Режим доступа: http://lentaregion.ru/911

92. Нефтегаз.ру. Угольный метан: перспективы добычи и использования [Электронный ресурс] – 2013. - Режим доступа: https://neftegaz.ru/science/view/780-Ugolnyj-metan-perspektivy-dobychi-i-ispolzovaniya

93. Экоток. Угольный метан, перспективы добычи и использования [Электронный ресурс] – 2011. - Режим доступа: http://www.ecotoc.ru/traditional/ugol/d732

94. ЭнерджиЛенд. Угольные бассейны как источник метана [Электронный ресурс] – 2010. – Режим доступа: http://www.energyland.info/analitic-show-40583

95. Эрнст энд Янг (СНГ). Угольный газ – новый источник энергии [Электронный ресурс] – 2011. – Режим доступа: http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Coal-seam-gas-RUS/%24FILE/Coal-seam-gas-RUS.PDF

96. Эрнст энд Янг (СНГ). Метан угольных пластов. Перспективы разработки нетрадиционных углеводородов на территории СНГ [Электронный ресурс] – 2011. – Режим доступа:http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Metan_Coal_bed_RUS/%24FILE/Metan_Coal_bed_RUS.pdf

Зарубежные интернет ресурсы

97. Australian Department of Energy, Resources and Tourism. Energy in Australia [Электронный ресурс] – 2012. - Режим доступа: https://industry.gov.au/Office-of-the-Chief-Economist/Publications/Documents/other/gasresourceassessment.pdf

98. BP. Statistical Review of World Energy [Электронный ресурс] – 2017. - Режим доступа: https://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_ch/PDF/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf

99. Deutsche Bank Global Research. Global Nature Gas [Электронный ресурс] – 2016. - Режим доступа: http://www.coeur.com/_resources/presentations/2016/20160608-Deutsche-Bank-Global-Industrials-and-Materials-Summit.pdf

100. Ernst & Young. Shale gas and coal bed methane Potential sources of sustained energy in the future [Электронный ресурс] – 2010. - Режим доступа: http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Shale_gas_and_coal_bed_methane/$File/Shale_gas_and_coal_bed_methane_-__Potential_sources_of_sustained_energy_in_the_future.pdf

101. International Energy Agency. World Energy Outlook 2016 [Электронный ресурс] – 2016. - Режим доступа: https://www.docdroid.net/IOBt86G/world-energy-outlook-2016.pdf

Принятые сокращения

ВНД – внутренняя норма доходности;
ГДО – газодобывающая организация;
ГДК – газодобывающая компания;
ГПЭС – газопоршневая электростанция;
ГРП – гидравлический разрыв пласта;
ГТЭС – газотепловая электростанция;
ГЧП – государственное частное партнерство;
ЕЭК ООН – Европейская экономическая комиссия Организаций объединенных наций;
ЗД – заблаговременная дегазация;
ЗДУП – заблаговременная дегазация угольных пластов;
ИД – индекс доходности;
КГУ – когерационная газовая установка;
КДУ – компания по добыче угля;
КИТСО – комплекс инженерно-технических средств охраны;
КПГ – компримированный природный газ;
КПД – коэффициент полезного действия;
ЛЭП – линии электропередач;
МВС – метано-воздушная смесь;
МГ – магистральный газопровод;
МОН – максимальная отрицательная наличность;
МУМ – метаноугольное месторождение;
МУП – метан угольных пластов;
МЭА – Международное энергетическое агентство;
НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;
ОКПИиПВ - общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод
ОМС – обязательное медицинское страхование;
ПД – предварительная дегазация;
СПГ – сжиженный природный газ;
ТД – текущая дегазация;
ТЭК – топливно-энергетический комплекс;
ТЭС – теплоэлектростанция;
УП – угольные пласты;
ЦКР – центральная комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых;
ЧДД – чистый дисконтированный доход;
ЧДП – чистый дисконтированный поток.

Научное издание

Кузина Елизавета Сергеевна
Мелехин Евгений Сергеевич

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССОВ ОТРАБОТКИ ВЫСОКО ГАЗОНОСНЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Монография

Редактор Плесканюк Т.Н.
Технический редактор Жаворонкова А.Д.

Подписано в печать 10.01.2020.
Формат 60x84/16. Бумага офсетная.
Печать цифровая. Усл. печ. л. 5.
Тираж 300 экз. Заказ № .

Отпечатано в ООО «Печатная Мастерская РАДОНЕЖ»
603005, Нижний Новгород, ул. Минина, 16а.
Тел.: +7 (831) 418-53-23.