

История развития дегазации метана на шахте «Октябрьская» ПО Ленинскуголь в 1984 - 1989 гг

А. В. Ремезов,

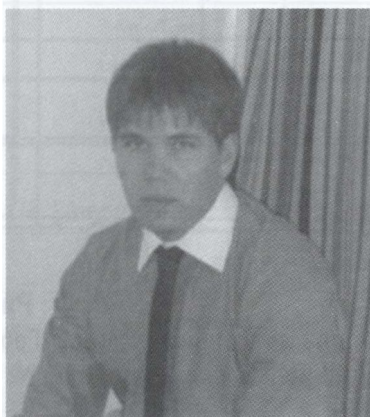
д. т. н., профессор кафедры РМПИ ПС КузГТУ

А. В. Бедарев,

соискатель кафедры РМПИ ПС КузГТУ

М. А. Бяков,

главный геолог шахты «Октябрьская»



Поле шахты «Октябрьская» расположено в юго-восточной части Ленинского угольного района Кузбасса в пределах части Ленинской брахисинклинали. В геологическом строении шахтного поля принимают участие продуктивные отложения Грамотиенской и Тайлуганской свит Ерунаковской подсерии Кузбасса.

Грамотеинская свита в пределах шахтного поля содержит 10 пластов угля: от Красноорловского до Меренковского. Тайлуганская свита содержит один пласт Красногорский, который в пределах горного отвода шахты уже был отработан. Углы пластов вблизи оси складки не превышает 20° по верхним пластам и увеличивается до $30-35^\circ$ на выходах под наносы нижних пластов. Мощность пластов от 1,0 до 3,2 м. Горные работы сейчас ведутся на глубине 300 м. По выделению метана шахта отнесена к сверхкатегорной. Способ проветривания шахты – всасывающий, схема фланговая участковая. В шахту подавалось 13,5 тыс. $\text{м}^3/\text{мин}$. воздуха. Наибольшая газообильность приурочена к пласту Полысаевский-2 и составляет до $22 \text{ м}^3/\text{т}$. с. д. для снижения газообильности горных выработок применялась дегазация вертикальными скважинами с поверхности. Проводились эксперименты по дегазации выработанного пространства отработываемого очистного

забоя при помощи скважин, пробуренных из вентиляционного штрека в купол обрушения, но этот способ дегазации положительных результатов не дал. На участке пл. Полысаевский-2, где его отработка проводилась очистными забоями 875, 876, 884, которыми осуществлялась подработка вышележащих пластов Инский-1, Инский-2, Тонкий-1, Тонкий, Несложный и частично Красноорловский, при их общей мощности свыше 8 м. природная газоносность пластов составляла от 8 до $19 \text{ м}^3/\text{т}$.

Выкопировка с плана горных работ пл. Полысаевский-2 и вертикальный разрез ко всей толще горных пород в районе очистных забоев 886 и 875-876 представлены на рис. 1 и 2.

На рис. 3 представлен геологический разрез по 11 разведочной линии. Общие ресурсы газа метана в границах шахтного поля на глубину до 300 м были оценены в 4,4 млрд м^3 . Запасы газа метана, которые могли бы быть извлечены из угленосной толщи, разгруженной очистным забоем, составляли 31,2 млн. м^3 , а очистными забоями 875-876 – 46,2 млн. м^3 .

При отработке очистного забоя 886 дегазационными скважинами было извлечено и выброшено в атмосферу 7,6 млн. м^3 газа метана.

При помощи вентиляционной струи было удалено 1,9 млн м^3 . При

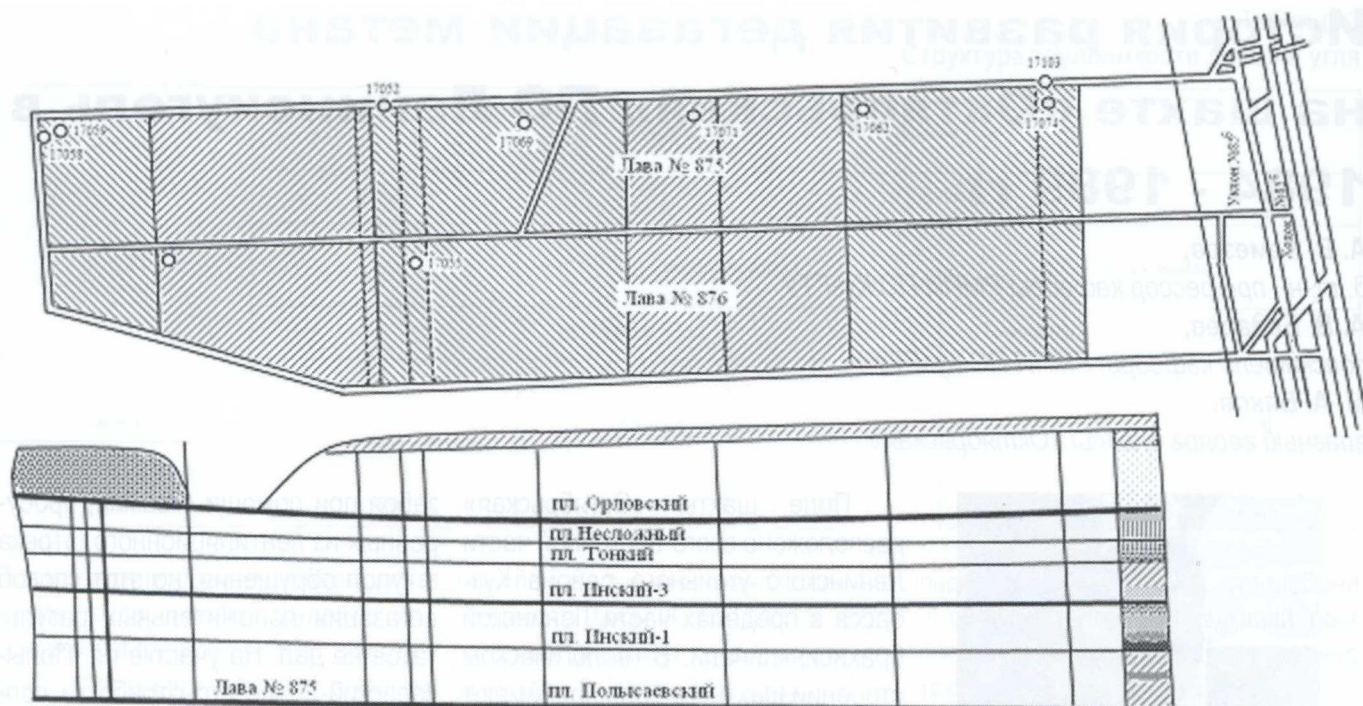


Рис. 1
Выкопировка с плана горных работ пл. Польшаевский-2 и вертикальный разрез ко всей толще горных пород

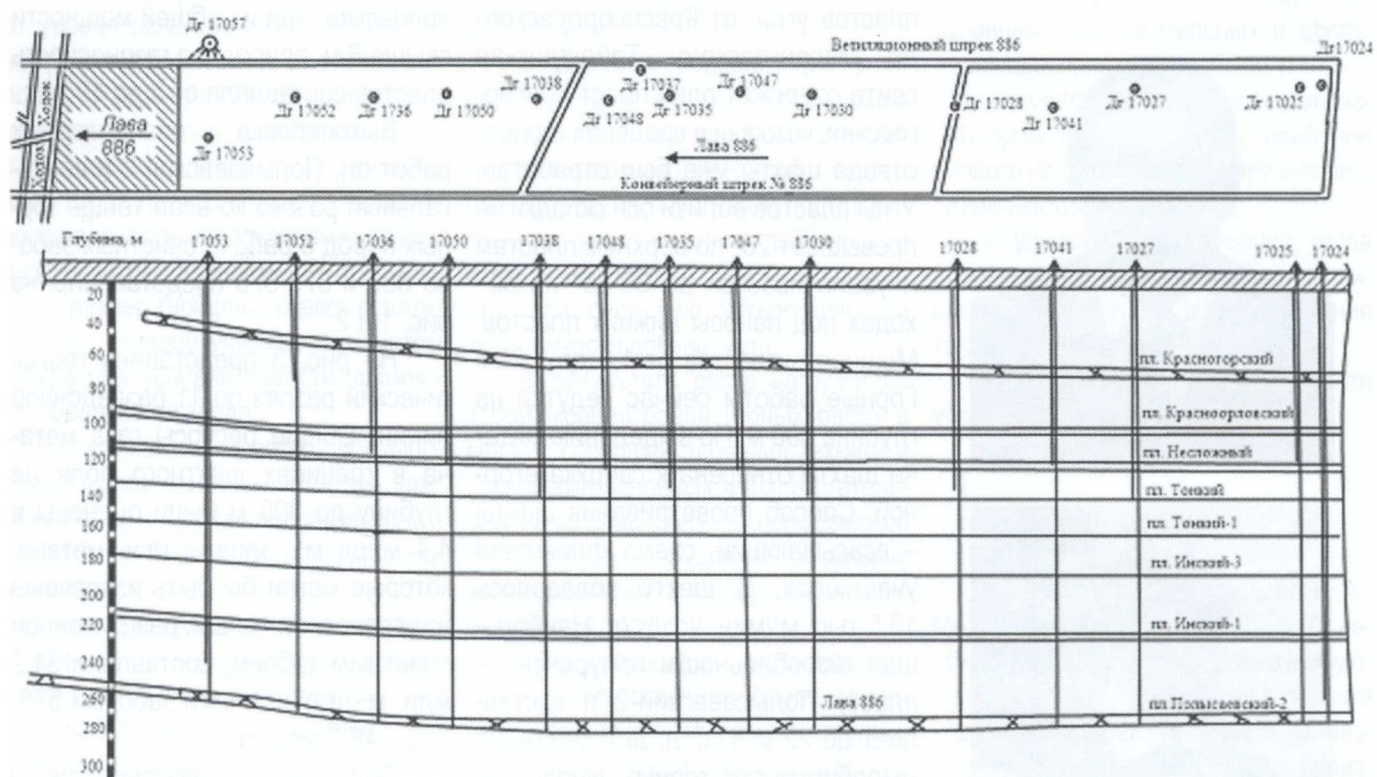


Рис. 2
Выкопировка с плана горных работ по пласту Польшаевский-2. Геологический разрез по дегазационным скважинам лавы № 886

отработке спаренных очистных забоев 875-876 было соответственно извлечено 5,1 млн м³ и 1,7 млн м³ газа метана. В последствие вертикальные дегазационные скважины были пробурены в выемочные столбы 875-876 и 886 после отработки этих выемочных столбов были заглушены, а отработанный массив стал использоваться как подземный аккумулятор газа метана. Накопленный газ метан предполагалось в дальнейшем использовать для питания двух котлов в котельной шахты.

Технологическая схема извлечения шахтного метана и его подачи в котельную

Котельная ш. «Октябрьская» оборудована 5 котлами типа ДКВР-10/13. Настоящие технические условия предусматривали перевод с угля на газ-метан двух котлов.

Газоснабжение котельной должно было осуществляться с участков лав 886, 875-876 и 884. Принципиальная схема газоснабжения представлена на рис. 3.

Подземной прокладкой сооружается газопровод от скважин 17069 и 17061 лав 875-876, 17053, 17043 и 1730 лавы 886 до передвижных вакуум-насосных станций ПВНС1 и ПВНС2 и далее до маги-

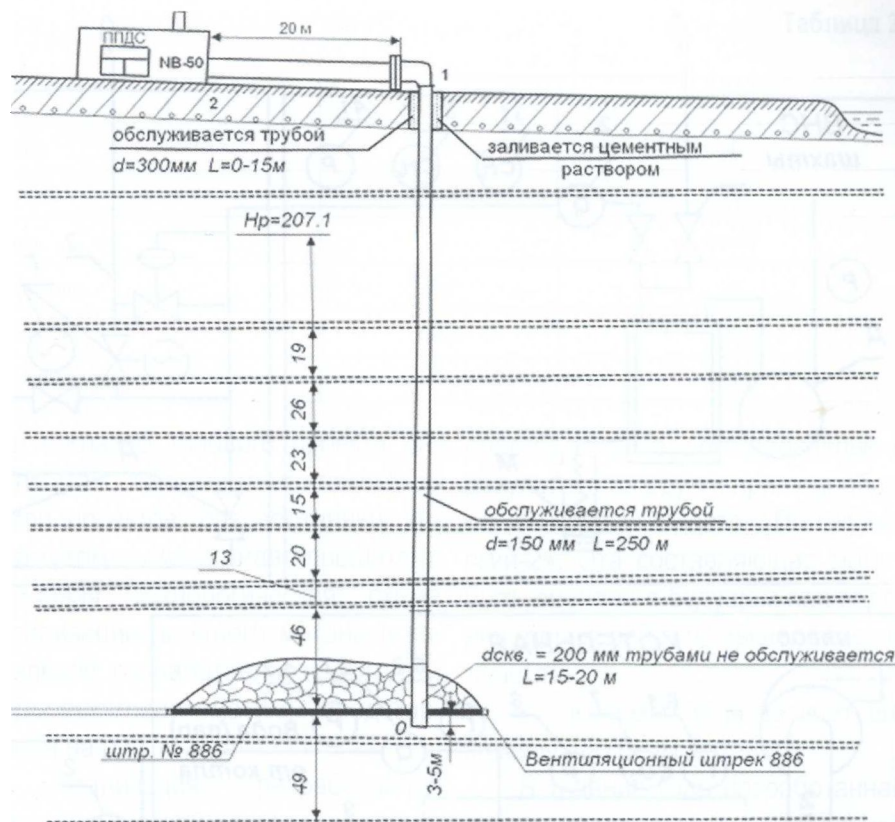


Рис. 3
Принципиальная схема газоснабжения

стрального газопровода, проложенного над охранном целиком уклоновых выработок. Вдоль выемочного столба 884 со стороны вентиляционного штрека прокладывается заглубленный в землю газопровод до магистрального. Скважины лавы 884 подключаются к передвижным вакуум-насосным станциям ПВНС3 и ПВНС4 через наземные

газопроводы и далее к газопроводу, проложенному вдоль выемочного столба. Параметры вертикальных скважин столба 884 представлены в таблице 1. Метан из трех выемочных столбов поступает в магистральный газопровод, далее к стационарной ВНС, расположенной на промплощадке шахты, и от нее в котельную. Общая протяженность

Таблица 1

Параметр	Ед. изм.	Значение
1. Глубина бурения	м	До почвы пласта «Полысаевский-2»
2. Глубина обсадки	м	До кровли пласта «Красноорловский»
3. Рабочий диаметр скважины	мм	150-200
4. Расстояние между скважинами	м	150-180
5. Расстояние до вентиляционного штрека	м	60-70

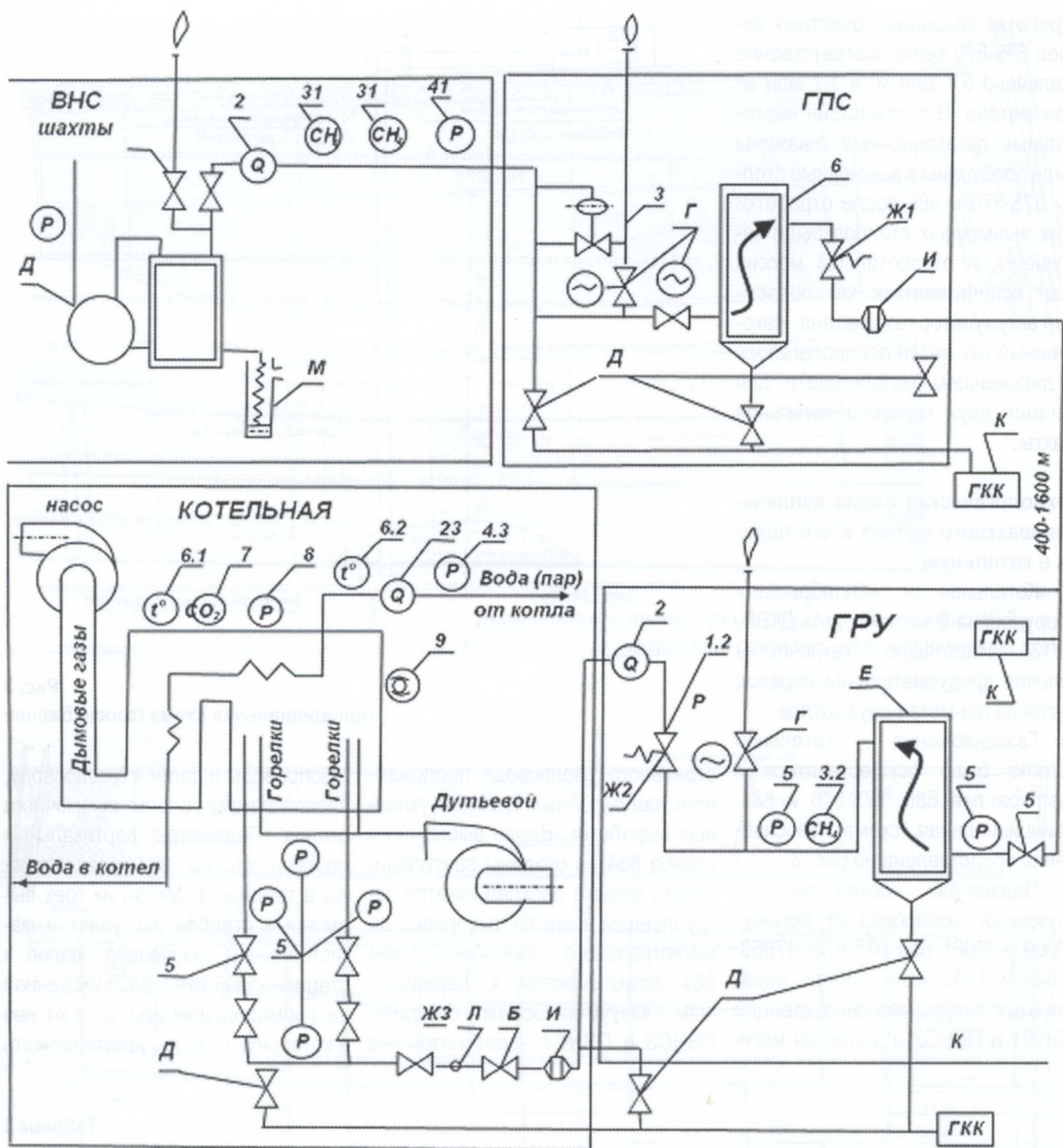


Рис. 4
Типовая технологическая схема утилизации газа метана
в котельных шахт

газопроводов составляет около 5 км. Для исключения замерзания газопроводов осуществляется необходимая их заглубка, или дополнительно предусматривается тепловой спутник. Одновременно в работе должны были находиться

одна скважина лав 875-876, одна скважина лавы 886 и две скважины лавы 884. Без ПВНС оборудуются контрольно-измерительной аппаратурой согласно проекта дегазации. Опытным путем было установлено, что каждая скважина лав 875-876

и 886 дает стабильный дебит метановоздушной смеси в 20 м³/мин. при концентрации метана 45-60 %. Скважины лавы 884 имеют переменную концентрацию метана от 5 до 60 %. Низкие концентрации метана наблюдаются сразу после

Параметры	Ед. изм.	Значение
1. Число скважин в работе	шт.	4
2. Расход газа на выходе ВНС	м ³ /мин.	70
3. Концентрация метана	%	35-50
4. Влажность газа в трубопроводе	г/м ³	4
5. Температура газа на выходе ВНС	град.	35
6. Давление газа на выходе ВНС	МПа	0,15

подработки скважины лавой и при ее отходе до 40-50 м. В связи с этим в этот период скважина отдает газ не в магистральный газопровод, а в атмосферу. Подключение скважины к магистральному газопроводу должно было производиться после того, как концентрация в ней метана стабильно будет выше 30 %. Перемонтаж ПВНС3 и ПВНС4 по мере продвижения лавы должен производиться в обычном порядке. Дополнительные скважины лав 875-876 и 886 должны были являться резервом для обеспечения надежного газоснабжения котельной. Показатели работы технологической схемы на выходе стационарной вакуум-насосной станции представлены в табл. 2.

Показатели работы технологической схемы. Извлечение и утилизация шахтного метана. Разработанная технологическая схема должна была обеспечивать газоснабжение котельной в течение одного года (1989). В дальнейшем после отработки лавы 884 она станет аккумулятором метана, метан будет поступать также из вновь вводимой лавы. Решение о перемонтаже схемы газоснабжения должно приниматься по результатам замеров расходов и концентраций метана на действующих скважинах.

Стационарная вакуум-насосная станция, газопровод между БНС и котельной и котельная оборудуются

согласно типового проекта института «Донецкуглеавтоматика» (или проектов, разработанных институтом «Карагандагипрошахт»). Типовая технологическая схема утилизации шахтного метана в котельной, разработанная институтом «Донецкуглеавтоматика» представлена на рис. 4.

Реализация разработанной технологической схемы извлечения и утилизации шахтного метана включает следующие этапы:

- по техническому заданию ПО «Ленинскуголь» в соответствии с настоящими техническими условиями и типовым проектом института «Донуглеавтоматика» проектная контора объединения должна была осуществлять разработку рабочего проекта;

- монтаж газопроводов КИП, запорной арматуры, переоборудование котельной должна была осуществлять энергомеханическая служба шахты;

- эксплуатацию газового хозяйства должна была осуществлять энергомеханическая служба шахты. Ожидаемый экономический эффект от внедрения разработанной технологической схемы извлечения метана и его утилизации в шахтной котельной формируют следующие факторы:

- снижение затрат на дегазацию при отработке вышележащих

пластов в свите, дегазированных в результате разгрузки при подработке их лавами пласта «Полысаевский-2». Эта составляющая может быть оценена в будущем при ведении горных работ по вышележащим пластам;

- экономия угля за счет его замены шахтным метаном.

В течение года разработанная схема газоснабжения котельной обеспечит подачу 12,25 м³ чистого метана, что эквивалентно по теплотворной способности 15,0 тыс. т угля. При отпускной цене угля 10 руб./т, прямой экономический эффект составит 150,0 тыс. руб. Затраты на переоборудование котельной составят 25,0 тыс. руб./т, монтаж газопровода - 16,0 тыс. руб. Экономическая эффективность внедрения разработанной технологической схемы извлечения и утилизации шахтного метана должна была составить 150,0-25,0-16,0 = 109,0 тыс.руб. в ценах того времени. На разработанные проектные решения по дегазации, утилизации и использованию шахтового газа метана не были осуществлены в связи с последующими событиями в угольной промышленности России. В настоящее время реанимируются старые проектные решения, описанные выше, а также рассматривается вопрос о попутном использовании газа метана при отработке пластов Надбайкаимского и Байкаимского.